

CARACTERIZACIÓN INTERDISCIPLINARIA DE RESERVORIOS VOLCÁNICOS FRACTURADOS PRECUYANOS EN EL BLOQUE LA YESERA, CUENCA NEUQUINA

José Luis Capuano¹, Juan Tavella², Javier Carrero³, Ignacio Conci⁴, Abraham Balaguera⁵

1: Capex. jose_luis.capuano@grupocapsa.com.ar

2: Geoprocesados. jtavella@geoprocesados.com

3: Geoprocesados. jcarrero@geoprocesados.com

4: Capex. ignacio.conci@grupocapsa.com.ar

5: Capex (hoy Gonwanaland-services). abalaguera@gondwanaland-services.com

Palabras clave: Reservorios Fracturados, Volcánicos, Precuyo, La Yesera

ABSTRACT

The fractured igneous reservoirs characterization was carried out in the Yesera field included in the block CNQ -27 (RNN IV) in the province of Rio Negro, Argentina. It was based on the execution of four stages: seismic processing, migration with azimuthal preservation, formation evaluations and reservoir characterization and classification. The study covered 85 Km² of seismic information using the calibration and control of four wells.

The aim of the work corresponds to the Precuyo units composed in the study area by volcanic rocks which were subjected to hydrothermal fracturing causing gaps intervals with reservoir conditions.

The subsequent original fracture cementation reduced the porosity to intergranular remnants, which would finally obtain the interconnection exhibited today due to the later tectonic fracturing.

According to this information, to understand and map out the reservoirs, the identification of the textural changes (gaps), cementation minerals and fracture development were key. For that reason, a multiminerale petrophysical model of triple porosity (not connected of fracture and matrix) was developed. Fracturing was analyzed based on the image interpretation and an electrofacies classification was carried out from the texture of image logs and petrophysical features.

The study was completed with a stage of criteria analysis and the relations among the reservoirs discriminators and the elastic properties to which the seismic information is sensitive.

The predictive system was based on seismic products of two types:

- a) Elastic properties of the rocks originated by the (Prestack Inversion) that, through the aforementioned criteria application, permitted the identification of favorable zones in terms of the reservoir quality and that at the same time contributed to the geostatistical classification of facies.
- b) Intensity and orientation attributes of anisotropic seismic signal (HTI (AVAZ) generated from the multidirectional *gathers* with azimuthal preservation, giving place to the mapping of zones with intense fracturing probability, associated to increase of flow capacity.

The integrated analysis of all the information led to the geobodies delineation (units of flow) with high probabilities of presence of hydrocarbons, as an essential tool for the wells location.

INTRODUCCIÓN

Los reservorios relacionados a rocas volcánicas naturalmente fracturadas se caracterizan por ser altamente heterogéneos en relación con la distribución espacial de la porosidad y permeabilidad, siendo difícil de realizar modelos predictivos que logren ubicar los mejores reservorios de petróleo y gas. Estas heterogeneidades son controladas por procesos depositacionales, tectónicos y diagenéticos, donde cada uno de estos influye en los cambios de manera total o parcial de las propiedades elásticas del medio.

Una de las herramientas más empleadas para predecir la ubicación de los mejores reservorios fuera de las inmediaciones de los pozos en este tipo de escenarios geológicos complejos, es la sísmica de reflexión, por lo cual es recomendado un procesamiento sísmico enfocado en el objetivo a caracterizar, de tal modo que el dato esté preparado para la aplicación de técnicas cuantitativas y cualitativas (geomorfología, atributos sísmicos, inversión de traza, AVO, AVAZ, etc.) para una mejor caracterización geofísica de reservorios. Vale acotar que para la correcta aplicación de estas técnicas se debe entender el reservorio desde el punto de vista de física de rocas, ya que, sin un buen amarre entre estos datos y los volúmenes sísmicos generados, no se podrá construir un modelo geológico robusto y coherente.

Los reservorios de hidrocarburos ígneos naturalmente fracturados, asociados al Precuyano dentro de la cuenca Neuquina han sido explotados desde mediados del siglo XX, teniendo producciones de hidrocarburo relevantes en algunos yacimientos. Sin embargo, producto de las altas heterogeneidades en la porosidad y permeabilidad, hacen difícil tener certeza en el posicionamiento de nuevos pozos productores de hidrocarburo.

De esta realidad no se escapa el campo La Yesera (Fig. 1), el cual tiene como unidad productora principal los reservorios volcánicos naturalmente fracturados del Precuyano, sólo perforados hasta el momento en la cúspide de dos altos, basado en criterios únicamente estructurales, sin tener algún modelo geológico que permita identificar nuevas zonas con altas propiedades de reservorio. Por ello se ha propuesto en este trabajo una caracterización de reservorios interdisciplinaria a partir de los datos sísmicos y de pozo, que tenga en cuenta el entendimiento del sistema poroso de los principales reservorios. Para ello se plantearon los siguientes retos:

- Reprocesar el dato sísmico, focalizado en el Precuyo, con el propósito de preservar las amplitudes y anisotropía de velocidad HTI del medio.
- Caracterización de reservorio en pozos: evaluación de formaciones integrando análisis de fracturas, petrofísica, electrofacies y análisis de física de rocas para predicción de propiedades con sísmica.
- Generación de atributos basados en el marco geológico y la evaluación de los pozos como herramienta de toma de decisiones en el desarrollo del campo.

UBICACIÓN

El bloque La Yesera está ubicado en la parte oriental de la Cuenca Neuquina, en la provincia de Río Negro. La ciudad más cercana es Cinco Saltos, a 10 km (Fig. 1).

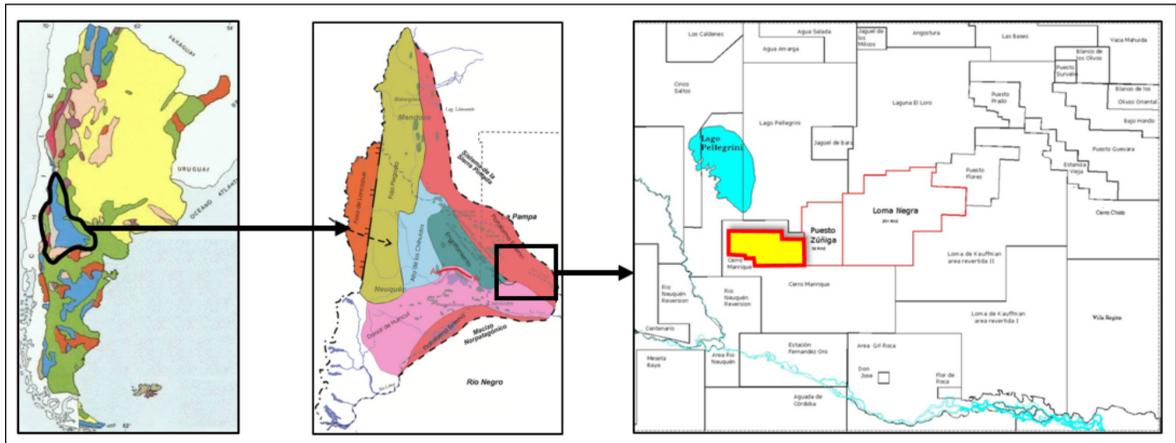


Figura 1. Mapa de ubicación del área La Yesera.

MARCO GEOLÓGICO

La columna estratigráfica del área de estudio está conformada en base a lo documentado por los pozos perforados por las siguientes unidades. Un relleno inicial asignado al ciclo Precuyano, compuesto por rocas volcánicas andesíticas que corresponden principalmente a lavas masivas y brechas. Por encima de las rocas de edad precuyana y en relación de discordancia se encuentran las unidades del Gr. Cuyo, compuestas por las formaciones Los Molles, Lajas y Punta Rosada.

La Formación Los Molles está constituida por arcillas de color gris verdoso y lutitas negras de ambiente de *offshore*. La Formación Lajas está conformada por areniscas principalmente de granulometrías finas y limolitas correspondientes a un ambiente marino marginal, en tanto que la Formación Punta Rosada está formada por una alternancia de conglomerados, areniscas gruesas y fangolitas, correspondientes a ambientes fluviales y aluviales.

La Fm. Tordillo, con la que se inicia el grupo Mendoza, se caracteriza por presentar areniscas eólicas y fluviales. Por encima de ésta se encuentran los depósitos de la Fm. Vaca Muerta, la cual presenta muy poco espesor en el área cercano a los 60 m, continúa luego la Fm. Loma Montosa la cual está conformada por sedimentos clásticos, carbonáticos y evaporíticos en un ambiente marino poco profundo. El resto de las unidades, Fm. Centenario, Gr. Rayoso y Gr. Neuquén, están compuestas por conglomerados, areniscas y pelitas de ambientes continentales hasta que luego en el terciario una nueva ingresión del mar, de origen atlántico, correspondiente

al Gr. Malargüe genera depósitos marinos, que son luego cubiertos nuevamente por depósitos continentales (Fig. 2).

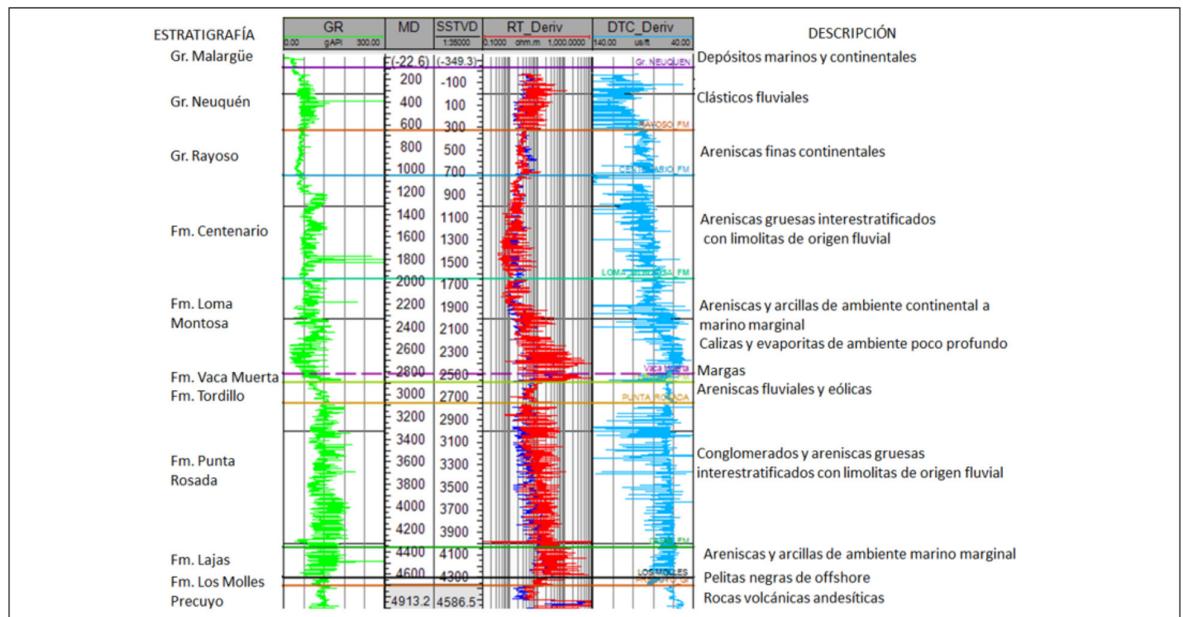


Figura 2. Columna estratigráfica y perfil tipo del campo de La Yesera.

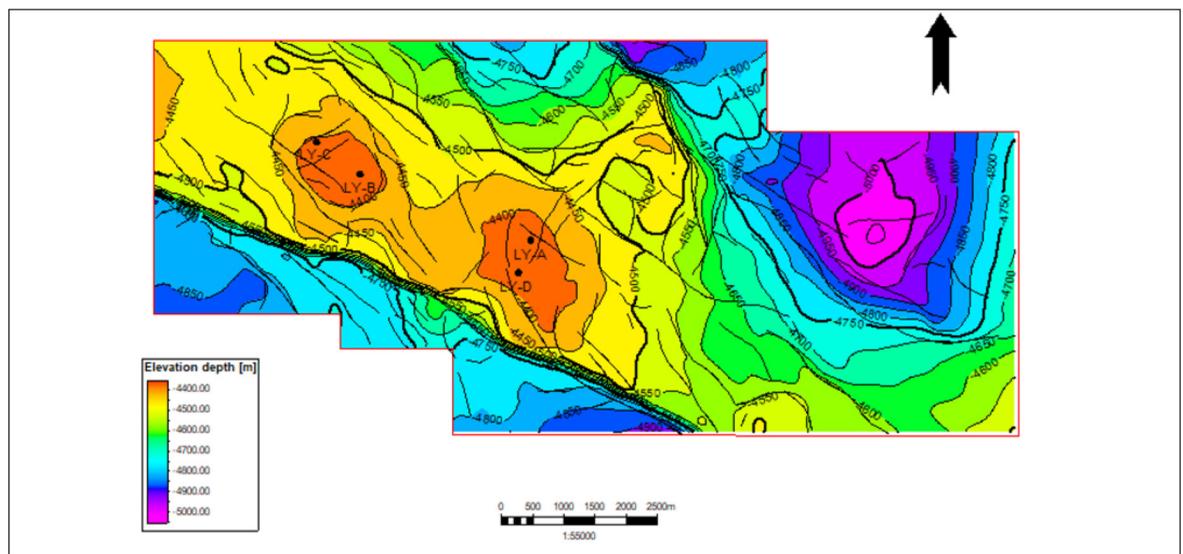


Figura 3. Mapa estructural al tope del Precuyo. Estructura anticlinal con las fallas principales.

La configuración estructural para los niveles del precuyano se puede describir como un anticlinal de orientación NW-SE, que involucra los niveles más bajos de Gr. Cuyo y presenta dos culminaciones separadas por una silla estructural. La estructura está limitada por dos conjuntos de fallas ubicadas en los flancos noreste y suroeste de orientación general NW-SE (Fig. 3).

Fallas y fracturas de segundo orden se reconocen a través de la interpretación en secciones sísmicas y con ayuda de atributos (curvatura, similitud, coherencia AVAZ), así como en la interpretación de registros de imagen de pozo. Estos lineamientos estructurales se distribuyen en tres orientaciones principales: NW-SE, WNW-ESE y NE-SW.

El yacimiento La Yesera produce petróleo y gas de un reservorio volcánico asignado al ciclo Precuyano. Litológicamente esta descrito como lavas andesíticas de probable ambiente subaéreo que al ponerse en contacto con cuerpos de agua o sedimentos ricos en agua habrían generado un primer evento de fracturamiento. Posteriormente un evento de origen hidrotermal genera una nueva fase de fracturamiento, generando brechamiento en la roca sin una orientación definida. Dicho proceso sería el principal mecanismo generador de condiciones como roca reservorio. Por último, se sobre imponen fracturas de posible origen tectónico, las cuales muestran orientaciones preferenciales difusas.

PREPARACIÓN DEL DATO

Procesamiento Sísmico

La información sísmica 3D del área integrada a cuatro pozos fueron el conjunto base de información de entrada. Si bien la registración sísmica es del año 2001, se dispuso de una distribución de acimut suficientemente buena para realizar el estudio de AVAZ. El procesamiento sísmico y la migración tuvieron como objetivos principales:

A) Mejorar la imagen sísmica general con especial atención en el Precuyo, en donde se buscó enfatizar el carácter discontinuo de la respuesta sísmica esperable para rocas volcánicas con presencia de fallamiento intenso.

B) Incorporar los *offsets* lejanos (6300 m) que habían sido descartados en procesamientos anteriores, con el fin de asegurarse la preservación de la señal anisotrópica HTI.

C) Migrar con el algoritmo EarthStudy ES360, variante con preservación azimutal de CRAM (*Common Reflecting Angle Migration*), para posibilitar la extracción de la señal anisotrópica HTI de los *gathers*, con el fin de obtener atributos para definición de fracturas (AVAZ).

D) Tratar adecuadamente el dato para que las amplitudes reflejen las reflectividades profundas, con el fin de asegurar resultados fidedignos por parte de la inversión.

La clave de los excelentes resultados, que superaron claramente lo hecho en el último procesamiento del año 2007, estuvo en la deconvolución en dos ventanas, focalizado en lograr mayor detalle en el Precuyo. Esto fue complementado por la solidez de CRAM (*Common Reflecting Angle Migration*), migración azimutal como método de imaging en profundidad. Todo se conjugó para la obtención de *gathers* con preservación azimutal de los que se pudo extractar con éxito la señal anisotrópica. Estos resultados exhibieron excelente calibración con

las observaciones de fracturas provenientes de la interpretación de los registros de imagen de tres pozos.

La secuencia de procesamiento fue una secuencia básica, donde se destacó, como venimos diciendo, la deconvolución con dos ventanas y la migración azimutal.

El criterio de deconvolución con dos ventanas se aplicó pensando en las diferencias geológicas que existen entre el Precuyo y las formaciones por arriba de este, donde las series reflectivas son sustancialmente diferentes por lo anteriormente mencionado.

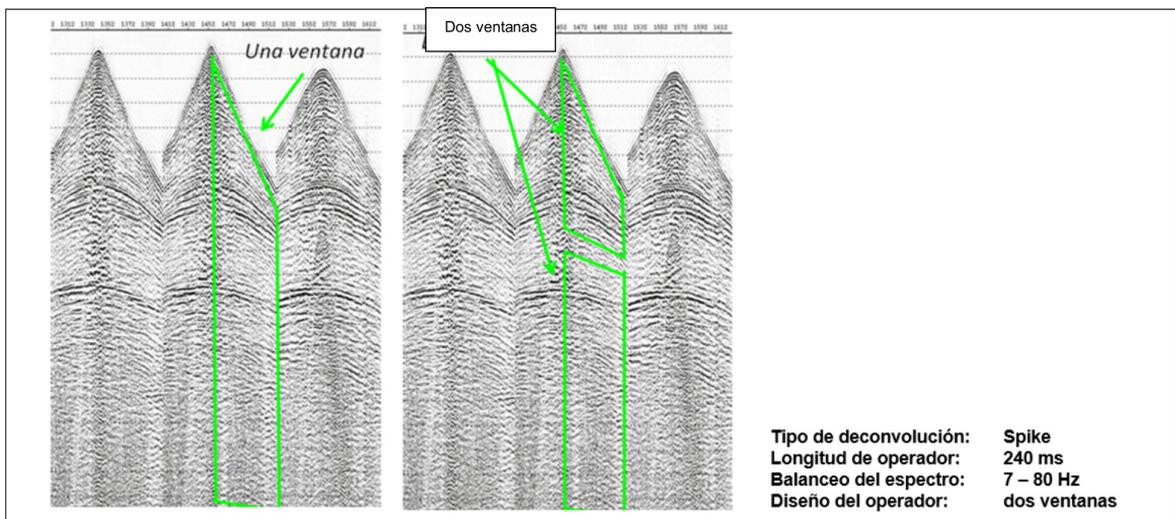


Figura 4. Dos ventanas de diseño de deconvolución y parámetros adoptados.

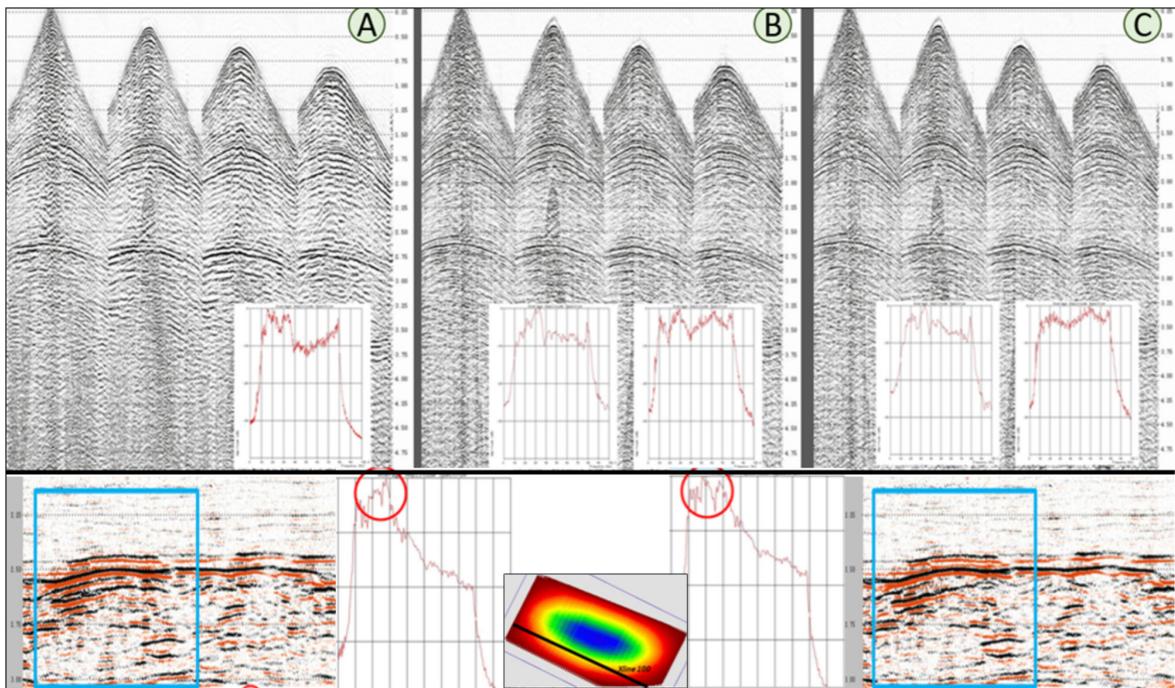


Figura 5. (A) Sin Deconvolución, (B) Con Deconvolución 1 Ventana y (C) Con Deconvolución 2 ventanas. Abajo. Apilado con deconvolución: una ventana (izquierda) y dos ventanas (derecha). Xline 200.

Se realizaron pruebas de distintos tipos de deconvoluciones consistentes en superficie, evaluando los resultados no solo en disparos sino también en el dato apilado.

Las ventanas de deconvolución se muestran en la Figura 4.

La Fig. 5 compara un registro sin deconvolución, con la deconvolución con una y dos ventanas. A nivel registro se aprecia una mejor ecualización para el caso de dos ventanas. Si observamos el dato a nivel stack, la deconvolución en dos ventanas muestra resultados más consistentes con la geología esperada para el Precuyo, es decir niveles volcánicos fracturados con escasa continuidad lateral (abajo). Los espectros de amplitudes muestran una mejor ecualización para el caso de dos ventanas, atenuándose una anomalía en las amplitudes cercanas a los 37Hz.

La Fig.6 muestra los resultados del nuevo procesamiento contra el viejo del 2007, en donde vemos que las discontinuidades generadas por el volcánico fueron iluminadas.

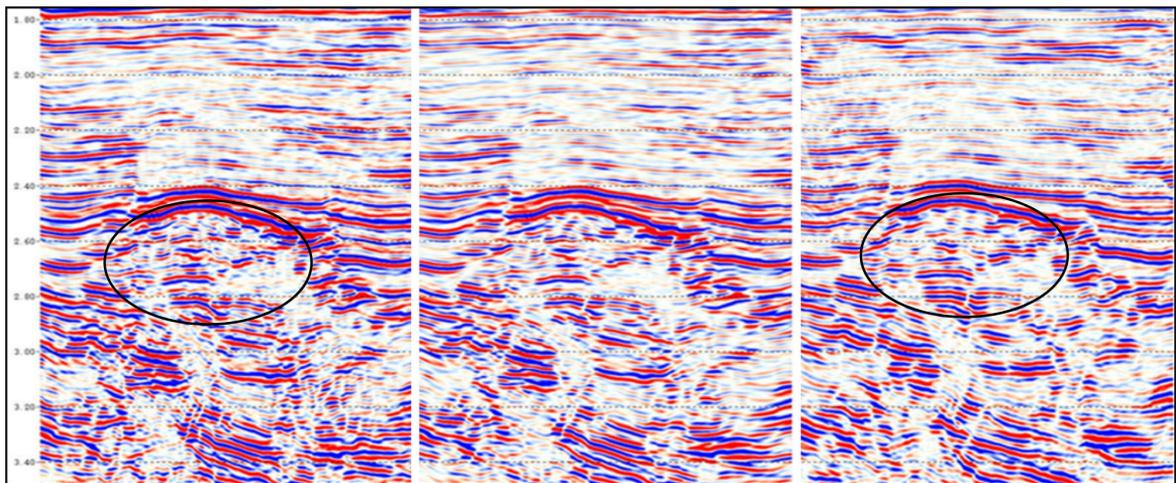


Figura 6. Apilados inline 173. CRAM escalado a tiempo (izquierda), PSDM Kirchhoff Geoprocesados (centro) y PSTM de referencia (derecha).

Análisis de la Anisotropía

Orientación de anisotropía

Este atributo se obtiene a partir de los *gathers* de ángulos con acimut preservado. En la Fig. 7 se muestra un *gather* ordenado por ángulo de incidencia y acimut. Para la extracción de este atributo es necesario que los eventos estén planos, y no este influenciado por la anisotropía existente por arriba de la zona de estudio como se muestra en la figura. Por esta razón es necesario hacer una corrección de residuos de NMO, en forma automática utilizando herramientas de AVAZ. Corregidos los *gathers* de reflexión se pasó a calcular los parámetros de anisotropía en la zona de interés, a partir de la inversión AVAZ (Rüger y Tsvankin, 1997) obteniendo la intensidad y

orientación de fractura. Se desprende de la fórmula que hay ambigüedad de +90 grados en la solución para la orientación; el algoritmo de regresión utilizado ofrece la opción de privilegiar aquella solución que más se ajuste a lo observado en las estimaciones de la orientación de las fracturas de la interpretación de los registros de imagen. Por otra parte, la aseveración de que la anisotropía del gradiente está asociada a la intensidad de fractura queda supeditada al cumplimiento de dos hipótesis a) que las fracturas sean subverticales y b) que haya un sistema de fracturas dominantes. Ambas pudieron verificarse mediante los resultados que surgieron de los registros de imagen. Acá, nuevamente, podemos apreciar la gran importancia de contar con registros de imagen.

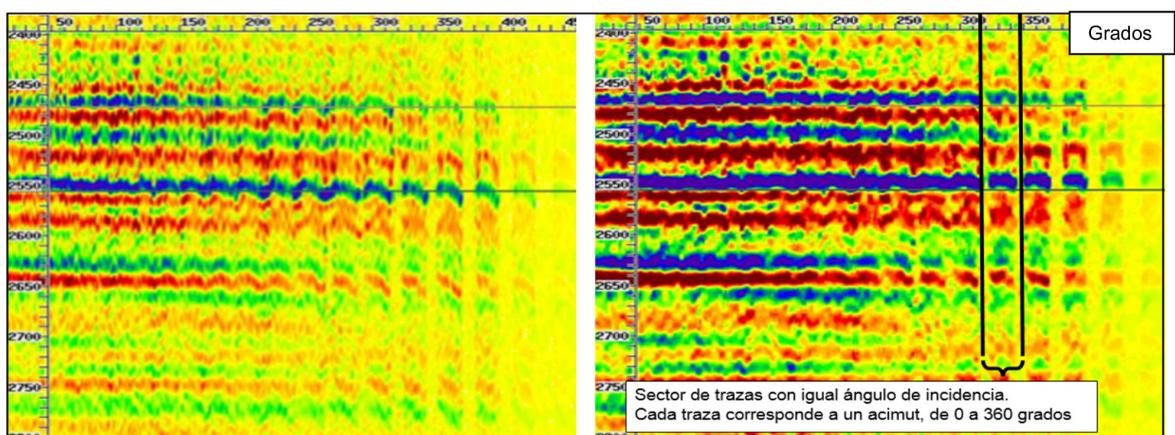


Figura 7. *Gathers* de reflexión en ángulo de incidencia anisotropía HTI (izquierda), luego de la corrección de residuos de NMO (derecha).

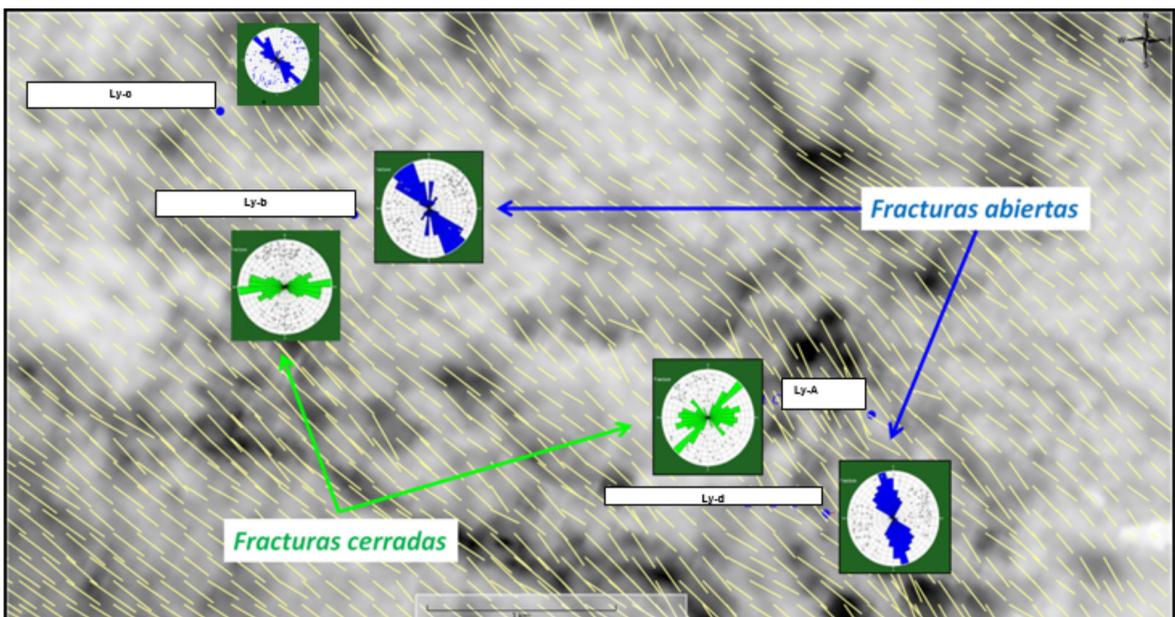


Figura 8. Intensidad y orientación de fracturas – Precuyo (-10 – 80 ms), información de fracturas de registros de imágenes.

Los parámetros de AVAZ, se pueden representar sobre un horizonte en forma polar a través de un segmento cuya longitud es directamente proporcional a la intensidad y los cambios de dirección con la orientación. En la Figura 8 se muestra la orientación e intensidad de fractura en el Precuyo, por debajo una similaridad, y en cada pozo, las orientaciones y tipo de fractura obtenidas de los registros de imágenes. Con dicha información, se pudieron determinar dos orientaciones de fallas abiertas y cerradas. Se puede ver en la Figura 8 Intensidad y orientación de fracturas – Precuyo (-10 – 80 ms), información de fracturas de registros de imágenes, que la orientación de las fallas abiertas según el atributo, correlaciona con las fracturas abiertas interpretadas por las imágenes de pozos.

Procesamiento e interpretación de registro de Imagen

En el análisis de los reservorios ígneos fracturados, los registros de imagen se han convertido en una herramienta fundamental debido a su resolución para el análisis estratigráfico, estructural y geomecánico, que permite reconocer la textura de la roca, caracterizar los sistemas de fracturas y reconocer la dirección de los esfuerzos a los que se encuentra sometida la formación en estudio a partir de la descripción de los *breakout*.

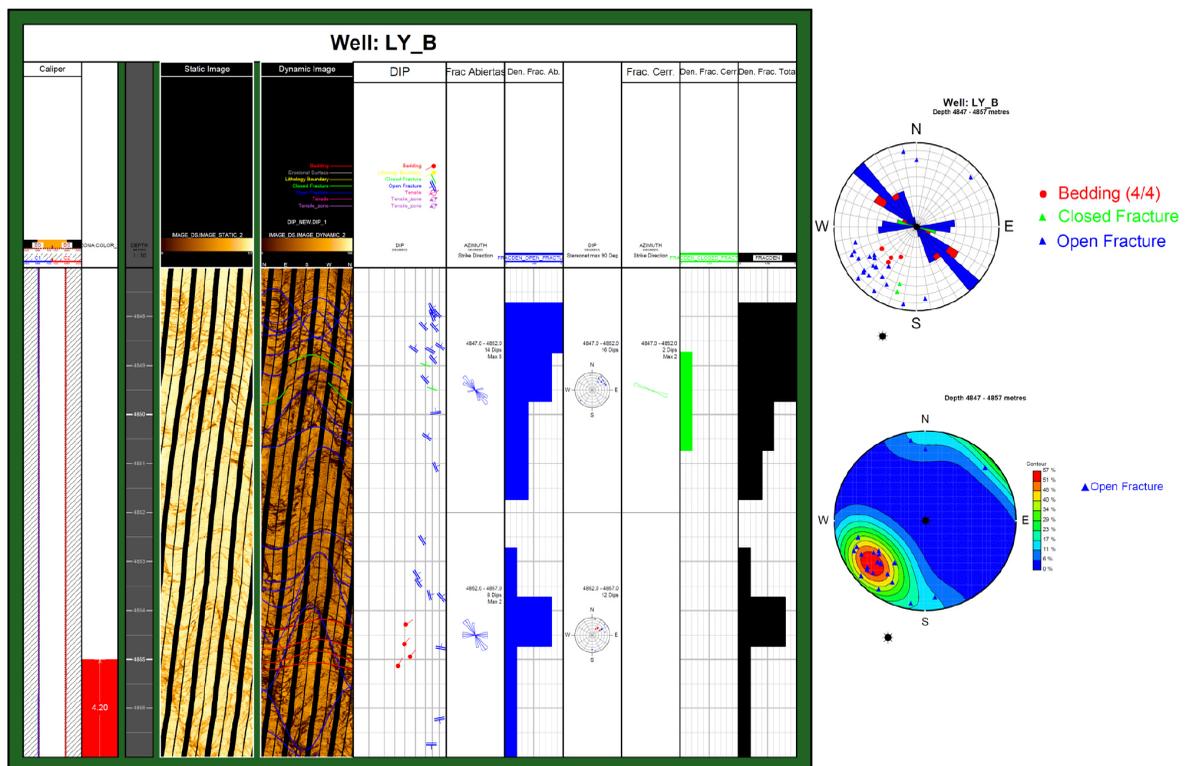


Figura 9. Procesamiento e interpretación del registro de imagen del pozo LY.a-B en el intervalo 4847-4857 m.

En el estudio se contaba con tres registros de imagen que se habían corrido en los pozos B, C y D respectivamente, para los cuales se realizó un reprocesamiento que permitiera una mejor imagen para su interpretación y que fuese correlacionable con el resto de los registros del pozo en su correcta ubicación y dirección.

Para la interpretación, se tuvo como objetivo la descripción de fracturas, breakout para análisis de esfuerzos y la textura de la imagen para la clasificación de electrofacies e integración en la evaluación de formaciones.

La interpretación de los registros de imagen no es más que la aplicación de principios geológicos y mecánicos en el análisis de los contrastes presentes en la imagen, los cuales deben ir correlacionados con el historial de perforación del pozo y el modelo geológico regional (Fig. 9).

La idea principal es generar un modelo estratigráfico y estructural 1D basado en la interpretación de registros de imagen con énfasis en el análisis de fracturas.

Una vez realizada la clasificación se procedió al cálculo de densidad de fractura, obteniendo un registro de densidad para las fracturas abiertas, otra para las cerradas y uno final de la densidad de fracturas totales.

ADECUACIÓN DEL DATO PARA LA INVERSIÓN SÍSMICA

Los image *gather*s salidos de la migración ES360 con preservación azimutal fueron convertidos a tiempo y colapsados por integración de la información azimutal. En estas condiciones fueron recibidos y solo fue necesario aplicarles una atenuación de ruido aleatorio más fuerte.

La atenuación se efectuó mediante la aplicación de la transformada de Radón y filtrado en el espacio Tau-Pi. En este dominio transitorio, el dato se agrupa de tal manera que se hace más clara y evidente la separación entre el ruido aleatorio y la señal. Beneficiándose de esta situación, se diseñó el filtro para desechar las componentes no coherentes y quedarse con la señal (Fig. 10).

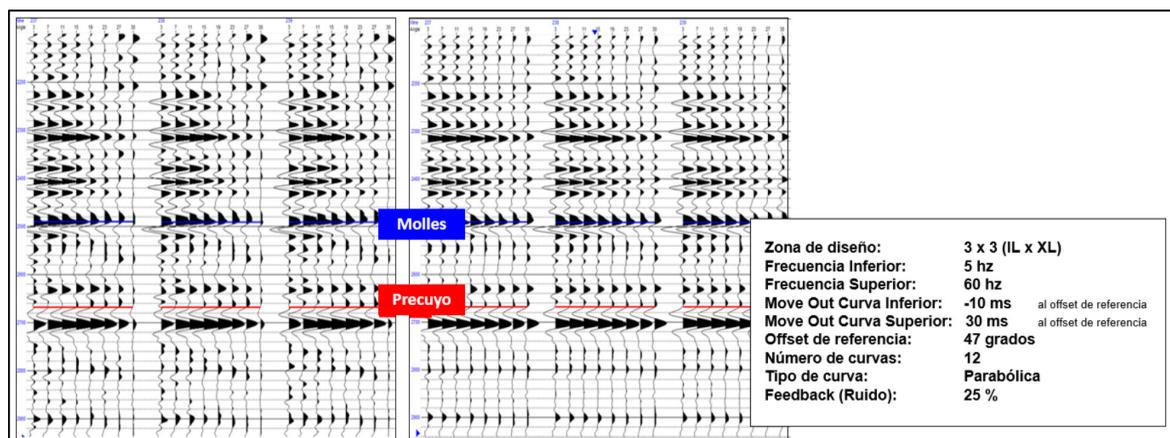


Figura 10. *Gathers* antes y después de atenuación de ruido aleatorio - Inline 332. Parámetros adoptados.

FLUJO DE TRABAJO INTERDISCIPLINARIO

Evaluación de Formaciones

La evaluación de formaciones consistió en la integración de: 1) análisis e interpretación de registros de imagen 2) análisis petrofísico multimineral y de reservorio fracturado (m variable), 3) clasificación y caracterización de electrofacies y 4) Análisis de parámetros elásticos y su relación con la petrofísica.

El reservorio presenta un sistema de triple porosidad, fractura, porosidad no conectada (vesículas) y porosidad de matriz intergranular. Por lo tanto, se hace necesario la discretización de la porosidad para la predicción del registro m variable (exponente de cementación) como dato de entrada a la evaluación petrofísica multimineral.

Porosidad de fractura

La porosidad de fractura se obtuvo a partir del análisis de los registros de imagen:

$$\text{PHI}_F = \text{Porosidad de Fractura} (= 0.01 * \text{FRACDEN} * \text{FRACWIDTH})$$

Donde FRACDEN es la densidad de fractura y FRACWIDTH es la apertura de fractura, para la cual fue necesario escalar el registro de imagen (imagen estática) con el registro de resistividad somera (Rxo). Posteriormente se utilizó la metodología descrita por Luthi y Souhaite, 1990:

Apertura de fractura (Luthi y Souhaite, 1990): el exceso de corriente alrededor de una fractura abierta llena de lodo conductivo es una función del ancho de la fractura:

$$\text{FRACWIDTH} = c * A * (\text{Rmf}^b) * \text{Rxo}^{(1-b)}$$

Donde:

A = Exceso de corriente integral
 Rmf = Resistividad del filtrado de lodo
 Rxo = Resistividad de la zona invadida
 b, c = Constantes

El registro de imagen se escaló a el registro de resistividad poco profundo y las constantes b y c se calibraron con las aperturas conseguidas en los núcleos.

Figura 11. Metodología descrita por Luthi y Souhaite para el cálculo de porosidad de fractura.

Porosidad No conectada

En segundo paso se determinó la porosidad no conectada (PHI_NC), la cual se obtiene haciendo uso de los registros convencionales de litodensidad-Neutrón y tiempo de tránsito. Se calculó a partir de la diferencia entre la porosidad obtenida por densidad/neutrón (PHI_DEN), menos la porosidad obtenida por el registro sísmico (PHI_SON):

$$\text{PHI_NC} = \text{Porosidad No conectada} = (\text{PHI_DEN} - \text{PHI_SON})$$

Porosidad de Matriz

En tercer plano se obtiene lo que se conoce como porosidad de matriz (PHI_M). La cual es la resultante de la resta de la porosidad conectada menos la porosidad de fractura (Phi_frac):

$$\text{PHI_M} = \text{Porosidad de Matriz intergranular} = \text{PHI_SON} - \text{Phi_frac}$$

Para la predicción del registro m variable se utilizó la ecuación propuesta por Al Ghamdi *et al.* 2009:

$$m = \frac{-\log \left[\phi_{nc} + \frac{(1 - \phi_{nc})^2}{\phi_{frac} + (1 - \phi_{frac} - \phi_{nc}) / \phi_m^{-m_b}} \right]}{\log \phi}$$

Al Ghamdi et al., SPE 132879-PA 2009

ϕ_{nc} = Porosidad no conectada

ϕ_{frac} = Porosidad de fractura

ϕ_m = Porosidad de matriz

m_b = Exponente de porosidad de matriz (2 ~ 2.2)

Figura 12. Predicción de m Variable por el método de Al Ghamdi *et al.*, 2009.

Una vez definidos los parámetros de entrada para la evaluación junto con la discretización de la porosidad, *m* variable y modelos petrofísicos de núcleo que definían los componentes a predecir, se realizaron los modelos petrofísicos multiminerar cuidando las relaciones físicas para su correcto manejo en la física de rocas, y además tener una caracterización petrofísica que describa el reservorio y pueda servir de entrada para la clasificación de electrofacies. Una vez que se obtuvieron los resultados, se realizó un control de calidad a partir de los resultados de las pruebas de producción de los pozos A y B.

Electrofacies

Para la clasificación de electrofacies se integró al equipo de técnicos de laboratorio que estaba clasificando litofacies sobre muestras de cutting. Se hicieron tres clasificaciones previas con la información de registros que sirvieran de guía en dicha clasificación:

A) **Electrofacies de alta resolución:** Obtenidas a partir de la textura del registro de imagen. Se clasificaron 9 facies a partir de la metodología MRGC (*Multi-resolution Graphic Clustering*) lo cual generó un mapa lineal de texturas.

B) **Electrofacies de baja resolución:** Determinadas a partir de la textura del registro de imagen: Se clasificó un mapa de texturas de 10 x 10 donde se seleccionaron 3 zonas a partir de texturas similares para generar un registro de 3 facies.

C) **Electrofacies a partir de registros convencionales:** Se realizó una clasificación a partir de la metodología MRGC con registros convencionales. Los cuales fueron guiados por el registro de alta resolución de clasificación de texturas del registro de imagen, y se obtuvo una clasificación de 7 tipos de facies.

Una vez recibida la descripción de cuttings, se la utilizó como guía y base para una nueva clasificación de electrofacies, donde el total de facies caracterizadas estuvo en relación con las propiedades petrofísicas observadas. A partir de esto, se generaron varios modelos nuevos de electrofacies utilizando los registros convencionales, los resultados de la evaluación petrofísica y los parámetros elásticos calculados en física de rocas. Se guió la clasificación tanto por la textura extraída en los registros de imagen, como por la clasificación de litofacies realizada por el laboratorio a partir de la descripción de cutting, tomando en cuenta la diferencia de resolución entre ambos datos.

El modelo final comprendió 5 electrofacies y fue generado a partir de la metodología de *Multi-Resolution Graph-Based Clustering*, tomando como datos de entrada: discretización de las porosidades, relación Lambda Rho/Mu Rho, *Gamma Ray*, volumen de cuarzo (para separar los tipos de brecha), densidad, Photo-electric cross-section, neutrón y el volumen de agua por unidad de porosidad.

Análisis de Física de Rocas

Para el análisis de física de rocas, se comenzó por el efecto de la forma del poro en la velocidad de onda P y su correlación con la densidad de fractura obtenida en los registros de imagen, analizando la porosidad vs la velocidad compresional según el gráfico cruzado de Payne, Xu. En este gráfico, se realizó una diferenciación entre los poros rígidos (*Stiff Pores*) relacionados a porosidad aislada donde la compactación no modifica su estructura, poros intergranulares y fracturas-

microfracturas (*Cracks*), cuyos poros son pequeños y alargados, más propensos a deformarse y presentar una velocidad sísmica más baja. Estos tres componentes del espacio poroso, presentan diferentes relaciones de aspecto de poro (*pore aspect ratio*).

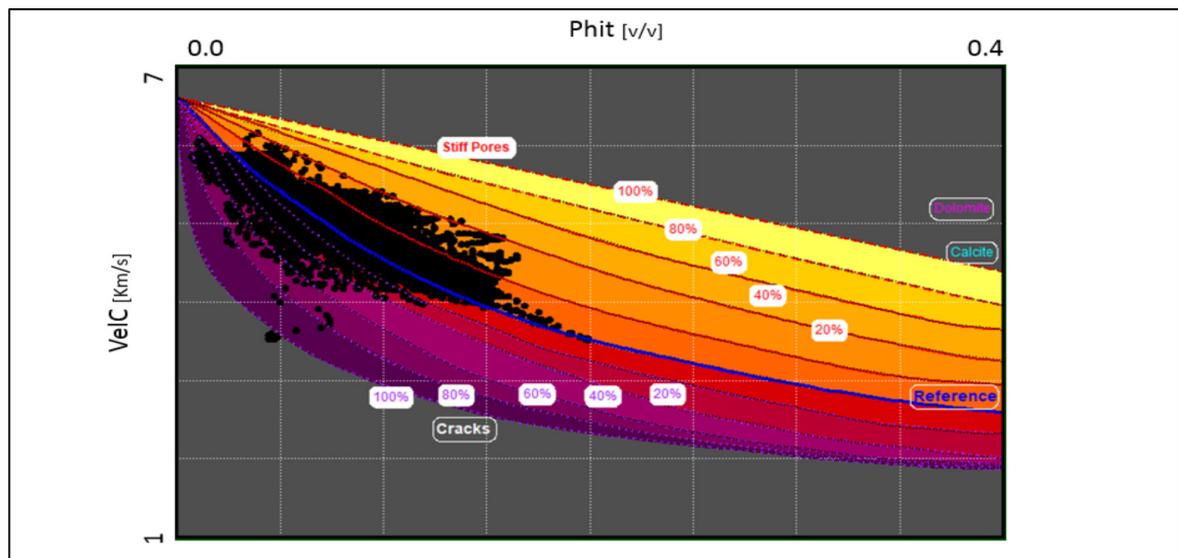


Figura 13. Gráfico cruzado Payne-Xu-Baechele (Velocidad P vs Porosidad), para diferenciación de los componentes del espacio poroso y su comportamiento ante la compactación. En este gráfico están incluidos los 4 pozos del estudio.

Este análisis, permite tener un registro de clasificación de porosidad por parámetros elásticos que se utilizó dentro de la clasificación de electrofacies para una mayor correlación en el momento de la propagación del modelo de facies tridimensional.

Adicionalmente, se realizó un análisis multiplot con los parámetros elásticos y su relación con las electrofacies y saturaciones de fluidos. El objetivo fue determinar qué parámetros podían arrojar una mejor clasificación de facies para el momento de la clasificación de sismofacies, y además poder determinar qué anomalías elásticas están relacionadas con altas porosidades y saturaciones de hidrocarburo.

Entre los gráficos cruzados generados, destaca el gráfico porosidad total (PHIT) vs Impedancia P (ZP), para cada una de las electrofacies identificadas de interés (electrofacies 1, 2, 3, 4 y 5) en la formación Precuyo.

A partir de ese gráfico, se generaron regresiones cuadráticas entre la porosidad y la impedancia P para cada una de las electrofacies, ajustando dicha regresión con la tendencia de la mayor frecuencia de los puntos, siempre con la finalidad de disminuir el rango de la desviación estándar para cada ecuación. A continuación, se muestran los gráficos descritos con las ecuaciones obtenidas (Fig. 14):

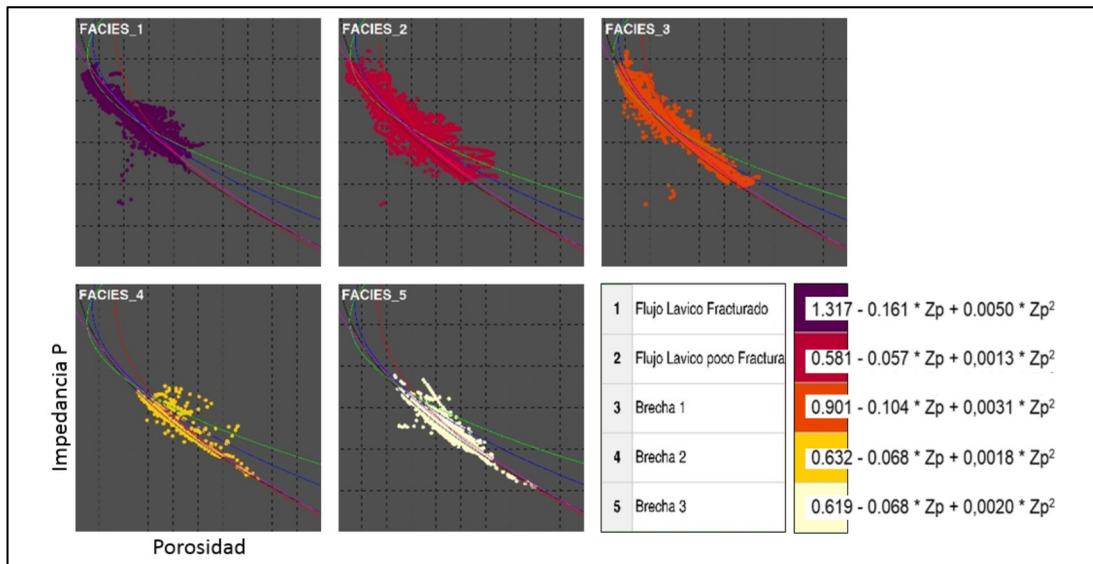


Figura 14. Gráfico cruzado Porosidad total vs Impedancia P, por electrofacies para la formación Precuyo y ecuaciones ajustadas.

Definición de los intervalos con anomalías elásticas y mecánicas

Habiendo identificado las electrofacies de interés, se buscó mediante el empleo de gráficos cruzados y pares de atributos elásticos y/o mecánicos, la identificación de los intervalos más prospectivos. Esto permitió conocer cuál sería el espesor de las anomalías, de tal forma de poder diferenciar si eran o no posibles de identificar en la sísmica de acuerdo con la resolución. El par de variables que de forma más eficiente logró definir una separación entre los reservorios productores y las zonas no permeables, fueron los atributos Impedancia P vs Impedancia S. A continuación (Fig. 15), se muestran 5 gráficos de Impedancia P vs Impedancia S en donde con apoyo del filtro de color se utilizaron las propiedades: PHI_FRAC (Porosidad de fractura), K/PHI (Calidad del reservorio), PHI (porosidad), SW * PHI (volumen de agua respecto al total de la roca) y SW (Saturación de agua respecto al espacio poral). Mediante estos filtros de color, se puede observar de forma consistente la presencia de dos grupos de colores dentro del mismo gráfico, esto está asociado a dos zonas de interés. Por un lado, asociado a altas permeabilidades por fractura en zonas de baja capacidad de almacenamiento, mientras que, en el otro, se asocian a las zonas de alta capacidad de almacenamiento.

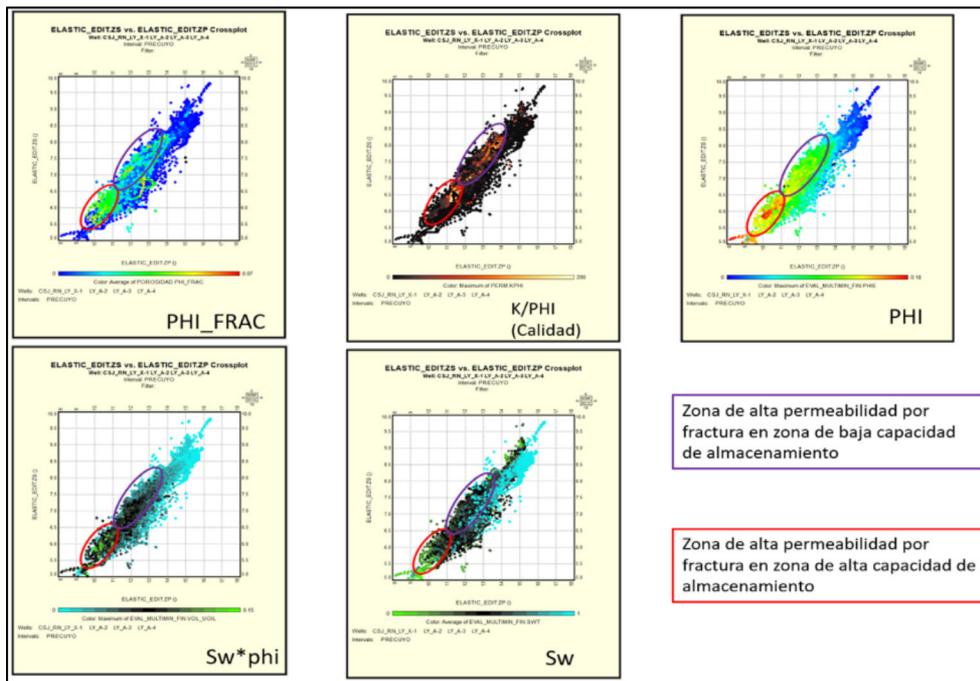


Figura 15. Gráfico cruzado Impedancia P vs Impedancia S con filtro de color de propiedades determinadas mediante la evaluación petrofísica.

Caracterización Sísmica

Luego de la adecuación del dato y el análisis de AVAZ, el flujo se completó con:

- Amarre de la información de los pozos a la sísmica.
- Inversión simultánea preapilado para predicción de la distribución de las propiedades elásticas de las rocas.
- Generación de propiedades del reservorio y geocuerpos de características favorables por medio de la aplicación de las relaciones de física de rocas.

Antes de proceder a la inversión, se controlaron las amplitudes en los pozos que permitieran generar sísmica preapilado sintética confiable por poseer información elástica completa. La operación mostró, por comparación con la sísmica real en las locaciones de los pozos mencionados, que los datos no necesitaban ninguna compensación de amplitudes, mérito de la migración CRAM y su reconstrucción eficiente de amplitudes merced a las técnicas multiarribos en que se basa.

La inversión elegida fue del tipo basado en modelo, preapilado modalidad simultánea. La misma permite invertir todo el rango de ángulos en una operación basada en una única función de costo de minimización de errores. Permite la incorporación de ondículas múltiples como

forma de contemplar las variaciones de la señal sísmica con el ángulo -espectro de amplitud y fase- que no hubieran sido enteramente compensadas en procesamiento. En este trabajo se utilizaron dos ondículas, una para ángulos cercanos y otra para medios/lejanos hasta 31 grados. Los ángulos mayores se juzgaron poco confiables, a pesar de los esfuerzos hechos al incorporar en procesamiento *offsets* hasta 6.300 m.

Los resultados se juzgaron como moderados a buenos en cuanto a la eficiencia en la predicción de las impedancias; no así la densidad dado el contenido limitado del ángulo máximo.

Cálculo de propiedades elásticas derivadas

A partir de la inversión se obtuvieron volúmenes de impedancias P y S, a partir de los cuales, por aplicación de las fórmulas de la elasticidad, se obtuvieron otros recomendados como óptimos para la detección por el estudio de factibilidad de física de roca. Tal fue el caso de Lambda.Rho y Mu.Rho, pareja que prometía los mejores resultados de acuerdo con el estudio mencionado.

Sin embargo, a pesar de contar con buenas predicciones tanto para Z_p como para Z_s , la correspondiente a lambda-rho ($\lambda\rho$) resultó muy pobre, hecho paradójico a primera vista dado que depende solo de las dos primeras. La Figura 16 ilustra este hecho para el pozo LY_C. Esta circunstancia se explica por medio de la propagación de errores que produce la fórmula:

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2 \times Z_s^2 \quad \text{propagando} \quad \frac{\Delta\lambda\rho}{\lambda\rho} = \frac{2 \times \gamma^2}{\gamma^2 - 2} \times \frac{\Delta Z_p}{Z_p} + \frac{4}{\gamma^2 - 2} \times \frac{\Delta Z_s}{Z_s} \quad \text{con } \gamma = \frac{Z_p}{Z_s}$$

El error relativo para $\lambda\rho$ es función de los errores relativos de Z_p y Z_s ; los coeficientes que los afectan son funciones de la relación Z_p/Z_s teniendo $\gamma^2 - 2$ en el denominador. Esto conduce a una fuerte propagación de los errores en las proximidades de $Z_p/Z_s = \sqrt{2}$, situación que se da en la entrada del Precuyo.

Esta circunstancia llevó a revisar en el estudio de física de rocas en busca de alternativas para evitar el uso de lambda-rho. Finalmente se escogió la pareja Z_p y Z_s que, aunque algo menos sensible a las variaciones de interés en el reservorio, contaban con predicciones menos castigadas por errores.

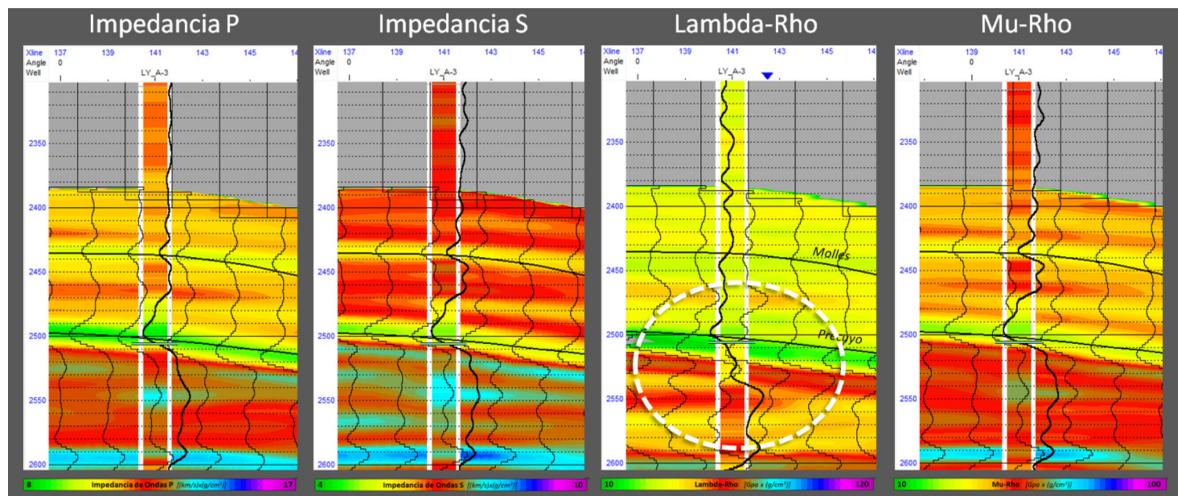


Figura 16. Predicciones de Z_p , Z_s , Lambda-Rho y Mu-Rho para el pozo LY-C.

Generación de Geocuerpos

A los atributos ya descriptos generados en el análisis azimutal, la inversión contribuyó con:

- A) Calificación por zonas haciendo uso de las relaciones entre parámetros elásticos y calidad de reservorio provistos por el estudio de física de rocas.
- B) Aporte de sus atributos para la clasificación de sismofacies, las que a su vez actuarán como dato “blando” en la propagación geoestadística de electrofacies.

Dentro del punto A) podemos, a su vez, distinguir aportes en dos sentidos:

- Volúmenes de porosidad
- Geocuerpos

Estos últimos son volúmenes de formato sísmico, pero que toman valores discretos asociados a distintas condiciones del reservorio. De esta manera se generaron dos geocuerpos

Geocuerpo de 2 zonas

Diseñado para distinguir entre zonas de alta permeabilidad por fractura en zona de baja capacidad de almacenamiento y zonas de alta permeabilidad por fractura en zona de alta capacidad de almacenamiento.

Geocuerpo de detalle de 5 zonas

Diseñado para distinguir 5 categorías dentro de las zonas más prospectivas vinculadas a la segunda categoría del geocuerpo de 2 zonas.

En la Fig. 15, se definen los criterios para clasificar el reservorio en función de Z_p y Z_s , los cuales fueron trasladados al dominio sísmico, como se ve en la Fig. 17 por las razones expuestas. Las

elipses rojas nos guiarán hacia zonas fracturadas con alta capacidad de almacenamiento, mientras que las violetas harán lo propio para zonas fracturadas con baja capacidad de almacenamiento.

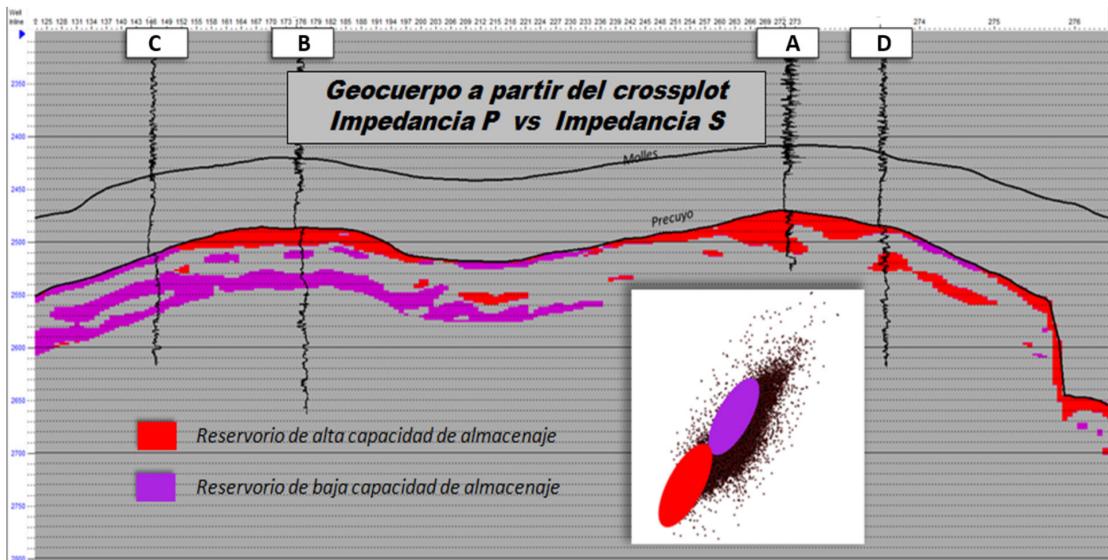


Figura 17. Sección del geocuerpo de 2 zonas

Para mejor detalle en la definición de reservorio se generó un segundo geocuerpo, ahora categorizando en cinco zonas de certidumbre creciente, lo cual derivó en un geocuerpo de mayor expresividad y que se acerca al concepto de probabilidad. De esta manera estamos calificando la mejor parte del reservorio en cinco categorías, tanto mejor calidad cuanto más alto el valor. Se agrega, en el extremo inferior izquierdo un mapa de suma pesada de muestras para el intervalo del Precuyo (Fig. 18).

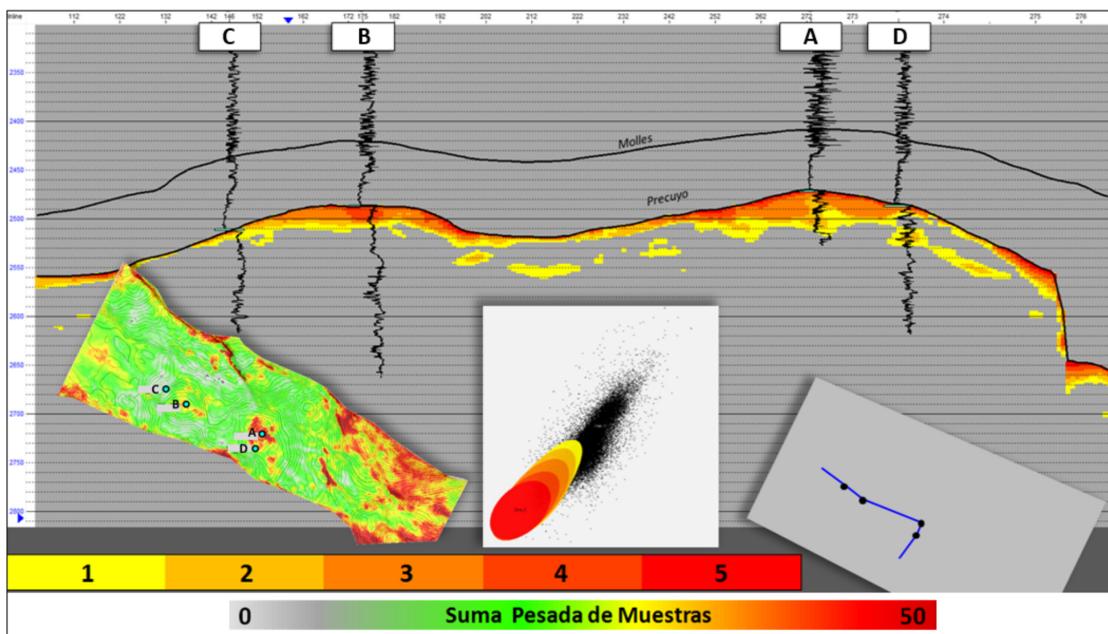


Figura 18. Sección por los pozos y mapa de suma pesada del geocuerpo de 5 zonas. (en los pozos el registro sísmico)

Estimación de porosidad

La predicción del volumen de porosidad se hizo en dos versiones,

- A) por una única relación promedio con la impedancia
- B) aplicando una relación distinta para cada electrofacies propagada

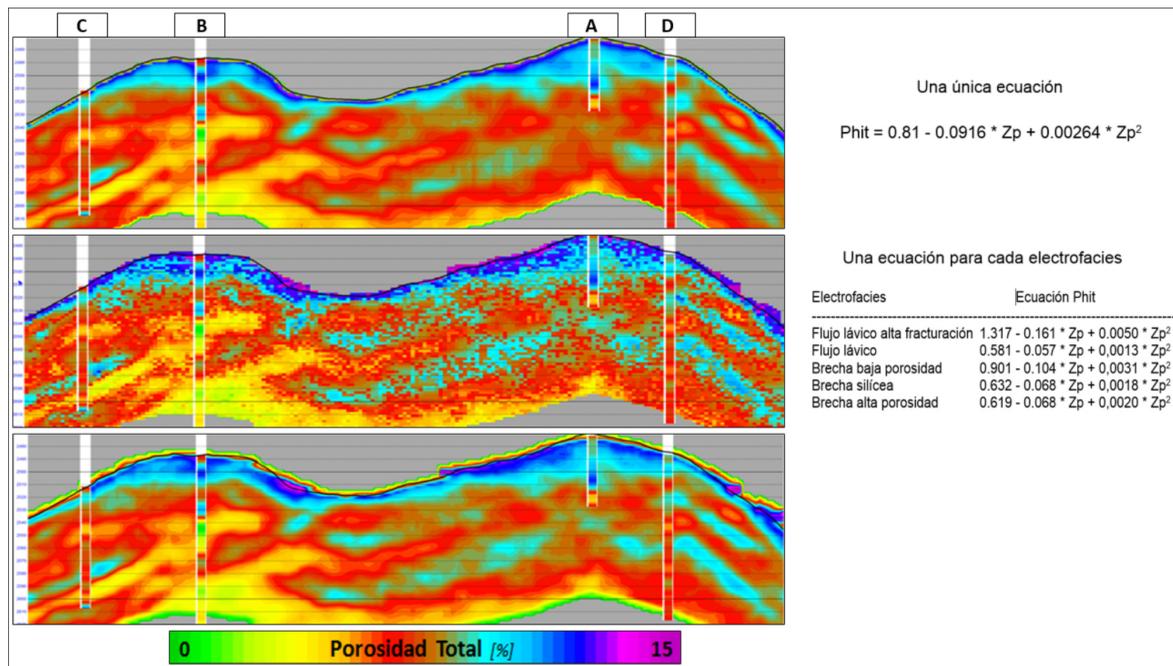


Figura 19. Secciones de porosidad. Por fórmula única (arriba), por electrofacies (medio), filtro témporo-espacial aplicado al cubo de porosidad por electrofacies (abajo).

La Fig. 19 muestra las secciones por los pozos de los tres volúmenes de porosidad mencionados. En todos los casos, en los pozos se ha insertado la porosidad total de la evaluación petrofísica filtrada al ancho de banda sísmico. Nótese como el aspecto pixelado ha desaparecido y que las tendencias son muy similares al de fórmula única. De la comparación entre arriba y abajo se ve que, aunque el aspecto y las tendencias son similares, la porosidad por electrofacies filtrada muestra un mayor grado de detalle.

INTEGRACIÓN

Análisis General de Esfuerzos y Fracturas

Como se pudo evidenciar en los pozos B y D, la anisotropía de los esfuerzos horizontales es muy pobre, por lo que el esfuerzo principal actuante sería el vertical. Cómo bien lo expresaban en sus conclusiones Cristallini *et al.* 2010, hubo una generación de fracturas tensionales y fallas normales durante el Jurásico y Cretácico vinculado al estiramiento de las capas por subsidencia

diferencial. Estas fracturas se disponen subparalelas al esfuerzo horizontal máximo de ese tiempo (dirección NO). Cuando se nuclean sobre fallas precuyanas NO lo hacen de manera paralela, mientras que cuando se nuclean sobre fallas normales ONO lo hacen en forma escalonada (en echelón).

Según lo observado en los registros de imagen, la orientación de las fracturas abiertas no tiene la dirección del esfuerzo horizontal máximo actual, sino al esfuerzo horizontal máximo que existía para el momento de la formación de las fracturas, lo cual muestra poca alteración debido a los esfuerzos horizontales actuales ya que presentan baja anisotropía.

Ya la diferencia de dirección de entre las fracturas abiertas y el esfuerzo horizontal máximo actual ha sido documentado en varias ocasiones, tal es el caso de Marrett *et al.* 2007 que, con estudios en el Este de Texas y Wyoming, quiso demostrar que la anisotropía dada por la velocidad sísmica que está relacionada con la anisotropía de los esfuerzos horizontales actuales no necesariamente tiene relación con la dirección de las fracturas abiertas. Por lo que el análisis sísmico de fracturas debe ser apoyado con un estudio de AVO azimutal que si presenta relación directa con las fracturas abiertas debido a las diferencias de impedancia entre el fluido que rellena las fracturas y la roca caja que las contiene.

Otro es el caso muy estudiado de las rocas cristalinas de la zona de Sellafield en Cumbria UK, donde el análisis de los estados de esfuerzos es bastante complejo y se ha podido comprobar que no existe flujo entre las fracturas que están paralelas en dirección del esfuerzo horizontal máximo actual (Reeves, 2002).

Al ser el esfuerzo vertical el principal, la dirección de las fracturas cerradas y abiertas dependerán más que todo de los procesos químicos que generen la cementación de las cerradas, su flujo relacionado con los esfuerzos en el momento que se cementaron y los esfuerzos que originaron las fracturas en régimen diferente al actual.

En el pozo D se puede observar las fracturas abiertas con dirección NNO en ambas imágenes (Fig. 20, izquierda), y las fracturas inducidas reflejan una dirección ENE para el esfuerzo máximo (Fig. 20, derecha):

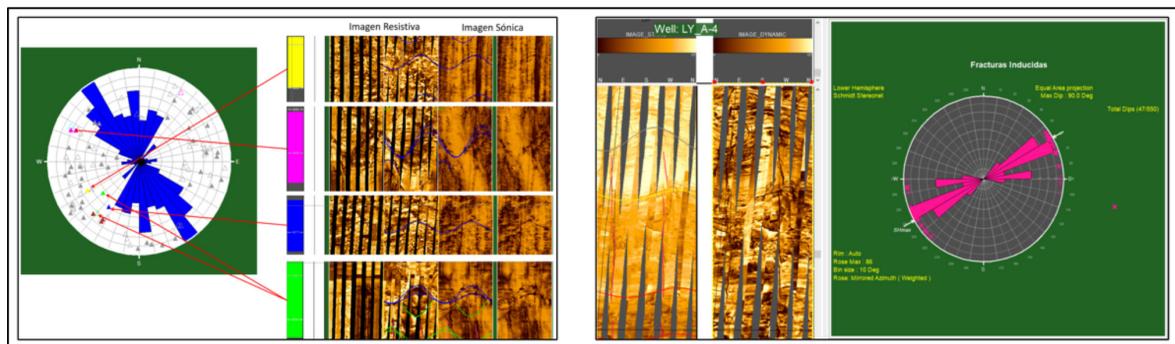


Figura 20. Ejemplos de fracturas abiertas en el pozo D con dirección NNO (izquierda) e inducidas (derecha) sugiriendo un esfuerzo máximo horizontal ENE.

Integración de la interpretación de Registros de Imagen con la PSTM:

Se realizó una interpretación del tope de la formación PreCuyo sobre la PSTM proveniente del reproceso sísmico realizado, con el fin de analizar los elementos estructurales y su relación con los resultados interpretados de los registros de imagen de los pozos.

Sobre este mismo cubo se realizó el cálculo de un cubo de Coherencia para distinguir de mejor manera el sistema de fallamiento presente y que se reconoce en la sísmica sobre el campo.

Se realizó la integración entre los resultados de lo interpretado en el registro de imagen con el direccionamiento estructural representado en la interpretación de las fallas con el atributo de coherencia coincidiendo con los sistemas estructurales identificados y ya conocidos en la geología regional.

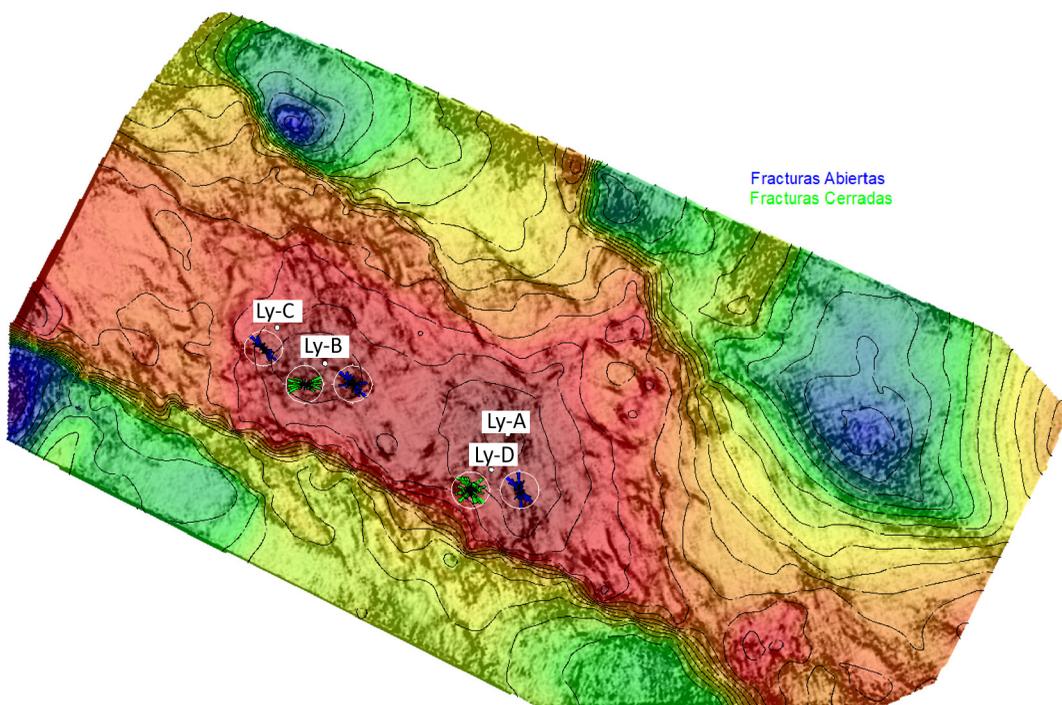


Figura 21. Tope de la formación Precuyo extraída de la PSTM sobre el atributo de coherencia integrando con resultados a partir de registros de imágenes.

PROPAGACIÓN GEOESTADÍSTICA DE ELECTROFACIES

Para la generación de un modelo de facies 3d, se implementó una metodología que integra las facies sedimentarias y electrofacies generadas por el grupo de petrofísica con las sismofacies que se han generado con los atributos resultantes de la inversión sísmica.

Las facies no pueden ser correlacionadas directamente con las sismofacies, ya que se tienen diferentes características tanto de resolución vertical, como de variación lateral, así mismo la

forma de clasificar las diferentes clases es diferente, ya que mientras que las facies de los pozos se calculan con parámetros medidos en las rocas, las sismofacies son calculadas a partir de parámetros indirectos.

Electrofacies			Sismofacies		
1	Flujo lavico Hi frac		code	name	color
2	Flujo lavico		1	sfacies_1	
3	Brecha Low Phi		2	sfacies_2	
4	Brecha silicea		3	sfacies_3	
5	Brecha Hi Phi		4	sfacies_4	
			5	sfacies_5	
			6	sfacies_6	
			7	sfacies_7	
			8	sfacies_8	

Figura 22. Facies sedimentarias, electrofacies y sismofacies usan clasificaciones diferentes.

Dado que son condiciones diferentes en cuanto a la generación de sismofacies y electrofacies en los pozos se sabe que las facies definidas en los pozos tienen buena resolución vertical, sin embargo, el muestreo horizontal depende de la posición de los pozos, por esta razón se integran con las sismofacies para complementar con la correlación espacial obtenida a partir de las mismas.

El flujo de trabajo con las principales actividades se muestra en la Figura 23, en el cual el objetivo es llegar a conocer un volumen de facies según la ocurrencia más frecuente.

Las facies se correlacionaron con los intervalos productores o intervalos con mayor información para definir cuáles son las más importantes. Con estas consideraciones se ordenó la jerarquía de las facies sedimentarias, dejando con una numeración menor a las de menor interés y con un número mayor las facies con mayor interés.

Modelado de facies

Para propagar las electrofacies usando como guía las sismofacies se usó el método de Simulación Gaussiana, a partir de proporciones, probabilidad de ocurrencia y análisis variográfico.

Proporciones

Las proporciones de facies en el intervalo indican un predominio de la facies 1 que corresponde al Flujo lávico fracturado, sin embargo, también se tiene una importante proporción de las otras facies, es decir las facies asociadas a intervalos de interés, por lo tanto, los resultados de la integración con las sismofacies pueden ayudar a conocer la variación lateral y las zonas donde predominan estas facies.

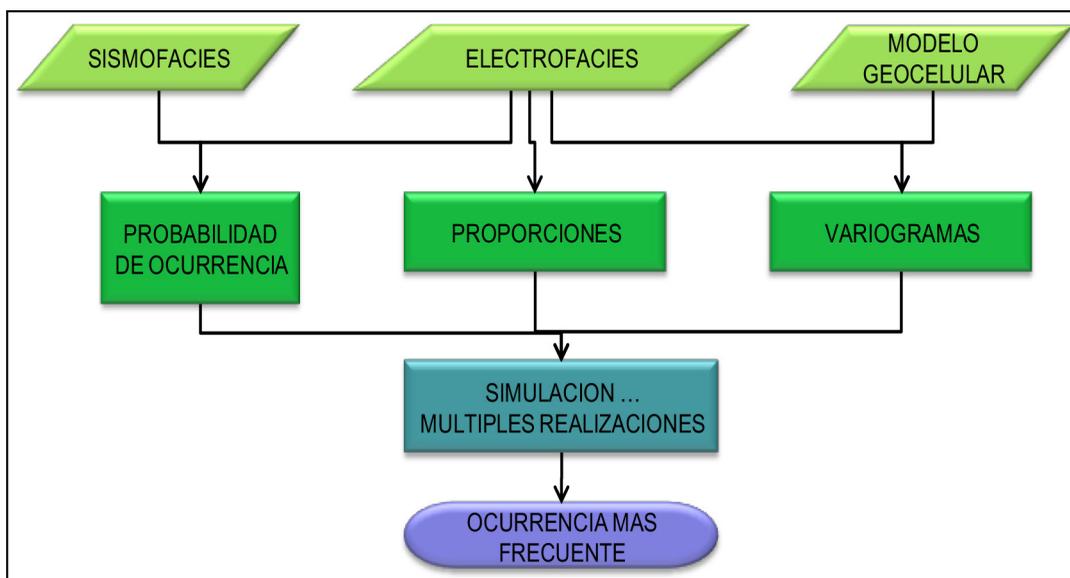


Figura 23. Flujo de trabajo de la etapa de modelado para la generación de cubo de facies.

Con estas herramientas de análisis podemos identificar cual electrofacies es más común y en que zonas, por ejemplo, la facies más común es el flujo lávico, y verticalmente tiene un predominio del 100% en la parte media del intervalo, mientras que, la brecha de alta porosidad es menos frecuente y se encuentra principalmente hacia la cima del intervalo y hacia la base en menor proporción. Estas características observadas en los datos de entrada respecto a las proporciones son las mismas características que debe tener el modelo final de facies 3D, es decir en el modelo final debemos comprobar que la facies más común sea el flujo lávico y que la ocurrencia de las brechas de alta porosidad respeten las proporciones.

Probabilidad de ocurrencia

Al transferir las propiedades de electrofacies y sismofacies al modelo geocelular, de tal forma que cada celda del modelo puede contener el valor de sismofacies para esa posición en el espacio, además las celdas que se encuentran en la trayectoria del pozo tendrán almacenada la electrofacies de esa posición, con esta relación se puede calcular la proporción de electrofacies por sismofacies y viceversa.

Análisis Variográfico

Con la información de electrofacies en los pozos se puede generar un modelo variográfico para usarse en la interpolación de propiedades, este modelado genera un variograma para cada intervalo analizado que podrá usarse en la interpolación de propiedades, en este caso en la estimación volumétrica de las facies de interés.

Este análisis y generación de variogramas es importante para usarse en el método geoestadístico

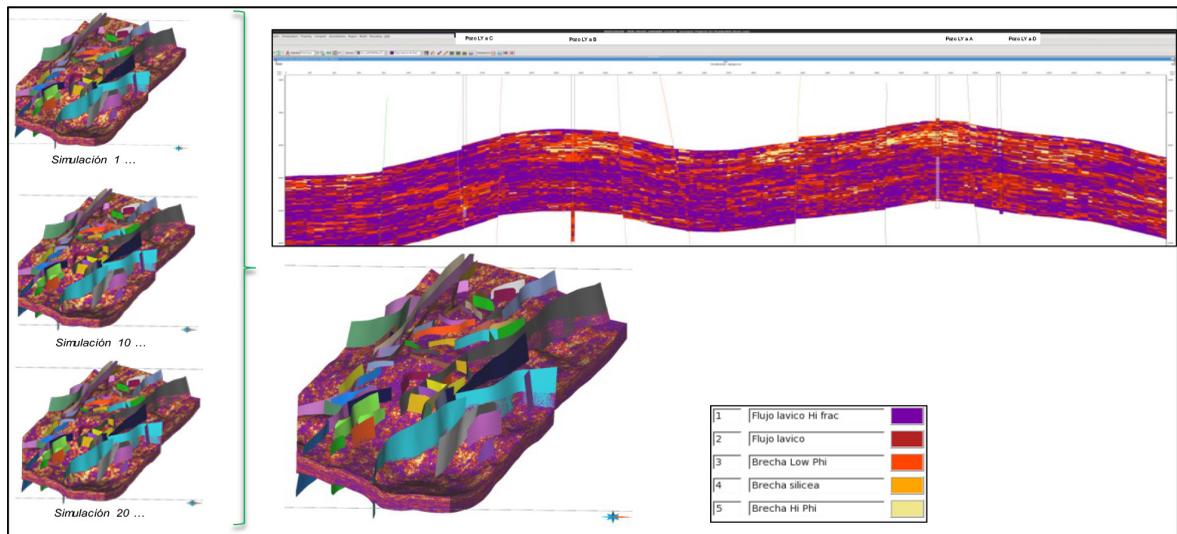


Figura 24. Obtención de la ocurrencia más frecuente a partir de las realizaciones de la Simulación Gaussiana (Cubo de Facies)

de propagación de facies, la integración del análisis variográfico con la probabilidad de ocurrencia y proporciones optimiza el proceso de interpolación, adicionalmente, todo esto se modela en el espacio definido por el modelo geocelular.

Una vez definidos los condicionantes se realizaron las múltiples iteraciones de la simulación Gaussiana y así obtener un cubo de facies de acuerdo con la ocurrencia más frecuente:

CONCLUSIONES

El procesamiento mejoró la imagen sísmica general con especial atención en el Precuyo, en donde se logró enfatizar el carácter discontinuo de la respuesta sísmica de los volcánicos con presencia de fallamiento intenso. Esta ventaja se le atribuye a la deconvolución en 2 ventanas.

La migración con algoritmo EarthStudy ES360, variante con preservación azimutal de CRAM, además de contribuir a la mejora en la calidad de imagen, permitió la extracción de la señal anisotrópica HTI de los *gather*s.

La incorporar los *offsets* lejanos que habían sido descartados en procesamientos anteriores, se aseguró la preservación de la señal anisotrópica HTI.

El tratamiento de las amplitudes fue satisfactorio como lo demuestran los controles de amplitudes por comparación con los sintéticos. En este sentido también vale mencionar que la misma inversión preapilado, a través de sus buenos resultados, actuó como control de calidad.

La clasificación en 5 electrofacies descriptivas de los reservorios resultó de gran ayuda para entender la distribución de zonas prospectivas.

La interpretación de registro de imágenes produjo resultados sólidos que calibraron en un grado altísimo con las predicciones de los atributos de del análisis Azimutal (AVAZ). En la

intensidad de fracturación y, especialmente, en la dirección de las fracturas dominantes. A partir de esto quedó demostrado que son las fracturas abiertas las que controlan el efecto anisotrópico HTI en el dato sísmico.

También se pudo constatar una muy buena calibración entre zonas de alta anisotropía (fracturación) según el análisis AVAZ y zonas de intenso fallamiento observadas en el cubo de coherencia.

Los resultados de la inversión se juzgaron como buenos, de acuerdo al grado de predicción obtenido en el nivel objetivo del Precuyo.

Las predicciones de porosidad, hechas a partir de los productos de inversión y guiadas por relaciones del estudio de física de rocas, resultaron muy buenas. Esto es especialmente válido para aquella porosidad calculada usando una relación para cada electrofacies. Adecuadamente filtrado este volumen produjo resultados expresivos a la vez que presentan mejor continuidad.

Los geocuerpos de 2 y 5 zonas, construidos sobre la base del crossplot Impedancia P vs Impedancia S y definidos siguiendo la recomendación del estudio de física de rocas, se constituyó en una eficiente herramienta para mapear zonas prospectivas dentro del intervalo de desarrollo del reservorio volcánico, siendo herramienta complementaria con el análisis azimutal realizado.

La propagación geoestadística de electrofacies produjo mapas isopáquicos para cada facies. Los resultados son muy robustos y muestran gran nivel de consistencia con los que provienen de los geocuerpos y la porosidad.

Como última conclusión y con dato duro, se perforo un pozo, el cual mostró en la parte superior, en los primeros 50 mts, una excelente correlación de porosidad con el modelo obtenido (Fig 25), siendo de muy buena producción. El PLT en el pozo A mostró que la mayor producción proviene de la parte superficial del Precuyo.

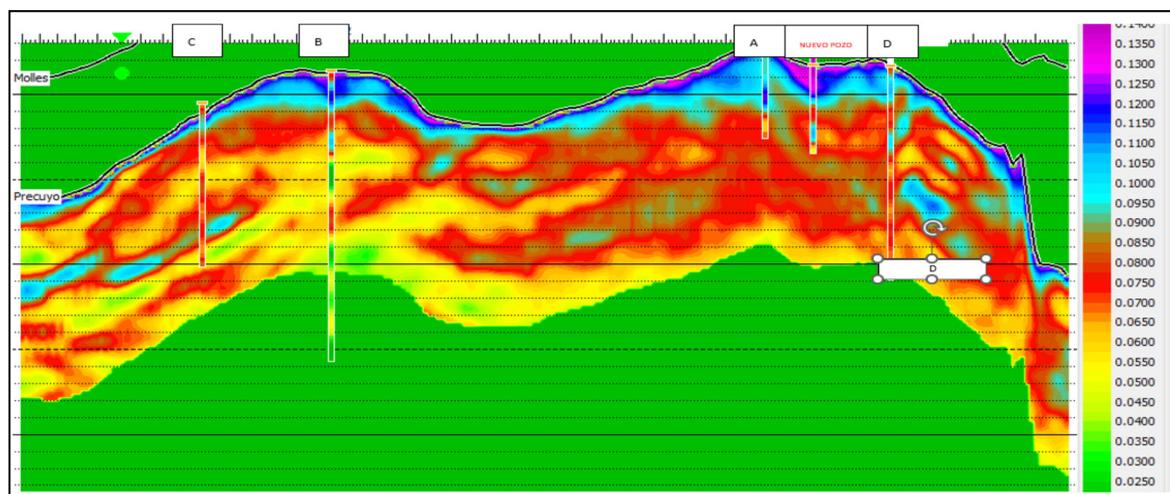


Fig. 25 Cubo de Porosidad, correlación con nuevo pozo perforado.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilera R. F. 2004. A triple porosity model for petrophysical analysis of naturally fractured reservoirs. *Petrophysics*, vol. 45, no. 2, pp. 157–166.
- Al-Ghamdi A. 2009. An Improved Triple-Porosity Model for Evaluation of Naturally Fractured Reservoirs, *SPE Res Eval & Eng* 14 (04): 377–384. Paper Number: SPE-132879-PA.
- Cannon, D.E. y Coates, G.R. 1990. Applying Mineral Knowledge to Standard Log Interpretation. *SPWLA-1990-V*, 31st SPWLA Annual Logging Symposium, Lafayette, June 24-27
- Cristallini, E., Fantín, M., Venara, L., Likerman, J., 2010. Estudio Estructural de la región de Loma Negra, La Yesera y alrededores (Provincia de Rio Negro). Informe Interno.
- Hampson, D., Russell B. y Bankhead B. 2005. Simultaneous inversion of pre-stack seismic data, *SEG Technical Program Expanded Abstracts* : 1633-1637. December 07.
- Luthi S.M. y Souhaite P. 1990. Fracture apertures from electrical borehole scans. *Geophysics*, Vol. 55 No. 7
- Marrett R., Laubach S., y Olson J. 2007. Anisotropy and beyond: Geologic perspectives on geophysical prospecting for natural fractures. *The University of Texas at Austin, USA. The Leading Edge* September.
- Mayer, C. y Sibbit, A. 1980. “Global, a New Approach to Computer-Processed Log Interpretation”, paper SPE 9341 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, September 21-24
- Ravve I., Koren Z., Bartana A. y Kosloff D. 2007. Local Angle Domain in Seismic Imaging. *Conference Proceedings, 69th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2007*, Jun, cp-27-00514.
- Reeves, H. 2002. The effect of stress & fractures on fluid flow in crystalline rocks, Cumbria, UK, Durham theses, Durham University. Available at Durham E-Theses Online: <http://etheses.dur.ac.uk/1076/>
- Rüger A., Tsvankin I., 1997. Using AVO for fracture detection: Analytic basis and practical solutions. *The Leading Edge*, October.
- Xu S, Payne MA. 2009. Modeling elastic properties in carbonate rocks. *Lead Edge*; 28(1):66–74. January.

