

**FLUJOS INTEGRADOS DE PROCESAMIENTO Y CARACTERIZACIÓN
SÍSMICA DE RESERVORIOS
SU OPTIMIZACIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN DE MODELOS ESTÁTICOS
UNA APLICACIÓN PARA EL CAMPO SHUSHUFINDI
(CUENCA ORIENTE, ECUADOR)**

**Daniel Pecuch¹, Jorge Vega¹, Guillermo Afione², Sergio Sosa², Fernando Álvarez²,
Jorge Dutan³, Ángel Villavicencio³**

1: Schlumberger del Ecuador - Consorcio Shushufindi, Quito, Ecuador. dpecuch@slb.com, jtorres37@slb.com

2: Schlumberger Geosolutions, Buenos Aires, Argentina. gafione@slb.com, ssosa@slb.com, alvarez9@slb.com

3: Petroamazonas, Quito, Ecuador. jorge_dutan@petroamazonas.ec, villavicencio@petroamazonas.ec

Palabras clave: Regularización/interpolación, PSTM/VTI/PSDM, AVO/AVA, inversión simultánea, cubos lito-petrofísicos

ABSTRACT

Integrated workflows for both seismic reprocessing and reservoir characterization. Its optimization for static model build-up. An application for Shushufindi field (Oriente basin, Ecuador)

Shushufindi, is an over 40 yrs. old mature field with recently revamped production at rates of 75.000 bopd, located at the Oriente basin in Ecuador. It is being modeled both static and dynamically, to select different development scenarios as well as to support current development and near field exploration drilling.

The existing 3D seismic data, acquired in two campaigns within 2001-3 has been reprocessed from raw field data through pre-stack time and depth migration routines for imaging, then, pre-stack seismic trace inversion to further obtain seismic cubes of both rock-types and petrophysical properties, as a basis for structure and stratigraphic guidance input in the static model.

Since it is a data driven processing flow, the feasibility of the next step, depends upon the previous sequence results. The integrated seismic data processing and characterization workflow, allows not only for a reduction in the entire cycle turnaround, but also, the ability to improve key steps which would yield better end-results to input in the next one.

This is particularly important for sparse and relatively low-fold and short long-offsets 3D seismic data, where S/N ratio is a conditioning factor to allow a quality implementation of each and every concatenated processing steps.

Shushufindi's nominal 24 fold dataset illustrates specific optimizations, or technological differentiators, which assured results for a quality interpretation that reflected in a robust static model.

INTRODUCCIÓN

El campo Shushufindi está ubicado en la cuenca Oriente del Ecuador, descubierto en 1969 y en producción desde el año 1972. Luego de un desarrollo inicial con una treintena de pozos,

en la actualidad lleva perforados unos 230, para reinstalar recientemente, una producción del orden de 75.000 bopd merced a un intensivo programa de inversión en perforación de nuevos pozos e intervenciones de reparación (Figura 1).

A los fines de guiar la perforación actual de pozos y establecer escenarios de desarrollo del campo, se construyó un modelo geológico estático del subsuelo, el que a su vez, es la base para una simulación dinámica de la evolución del mismo bajo distintas hipótesis de explotación.

La casi totalidad del campo está cubierto por Sísmica 3D, que junto con la información de pozos existente, es la base para la construcción del modelo estático.

Es esta información la que se emplea, en base a un flujo integral de procesamiento sísmico que incluye la caracterización sísmica de reservorios, para dar un marco estructural y estratigráfico confiable, que permita guiar el complejo poblamiento de propiedades petrofísicas del modelo estático y sustentar las propuestas de perforación.

Dos características importantes han sido tenidas en cuenta al implementar el flujo integral que se desarrollará más adelante:

1. La premura por contar con un modelo confiable que permita analizar escenarios de desarrollo y gerenciar la perforación en marcha. Este factor condiciona la secuencia de procesamiento y caracterización, dado que las pausas requeridas de análisis, interpretación y evaluación de factibilidad de los pasos subsiguientes, en especial al pasar a la fase de inversión de trazas en adelante, son mucho más breves que las que se observan en otros esquemas de manejo de información de subsuelo, pero tienen que ser igualmente efectivas.
2. El condicionante de un buen resultado del paso de procesamiento actual, que será el dato de entrada al flujo subsiguiente, esto es, evitar el "GIGO" (*Garbage In-Garbage Out*). Esto cobra especial importancia en ciertos pasos de las secuencias pre-apilado, que deben estar diseñados pensando no sólo en la imagen suma de los distintos cubos, sino en generar gathers de calidad para la inversión y subsecuente caracterización. Esto implica flexibilidad para mejorar y rehacer pasos previos, hasta lograr resultados aceptables.

Se describirá en este trabajo, las generalidades del flujo de procesamiento y caracterización implementado, con énfasis en los diferenciadores tecnológicos que hicieron al conjunto particular de datos sísmicos 3D de Shushufindi, factible de alcanzar los resultados esperados.



Figura 1. Ubicación del campo Shushufindi.

METODOLOGÍA Y RESULTADOS - IMAGING DEL DATO SÍSMICO

Características del Dato Sísmico

El dato sísmico a procesar, fue adquirido en dos campañas, en 2001 y 2003, con las características de fuentes, instrumentos, receptores y diseño que se muestra en la Figura 2.

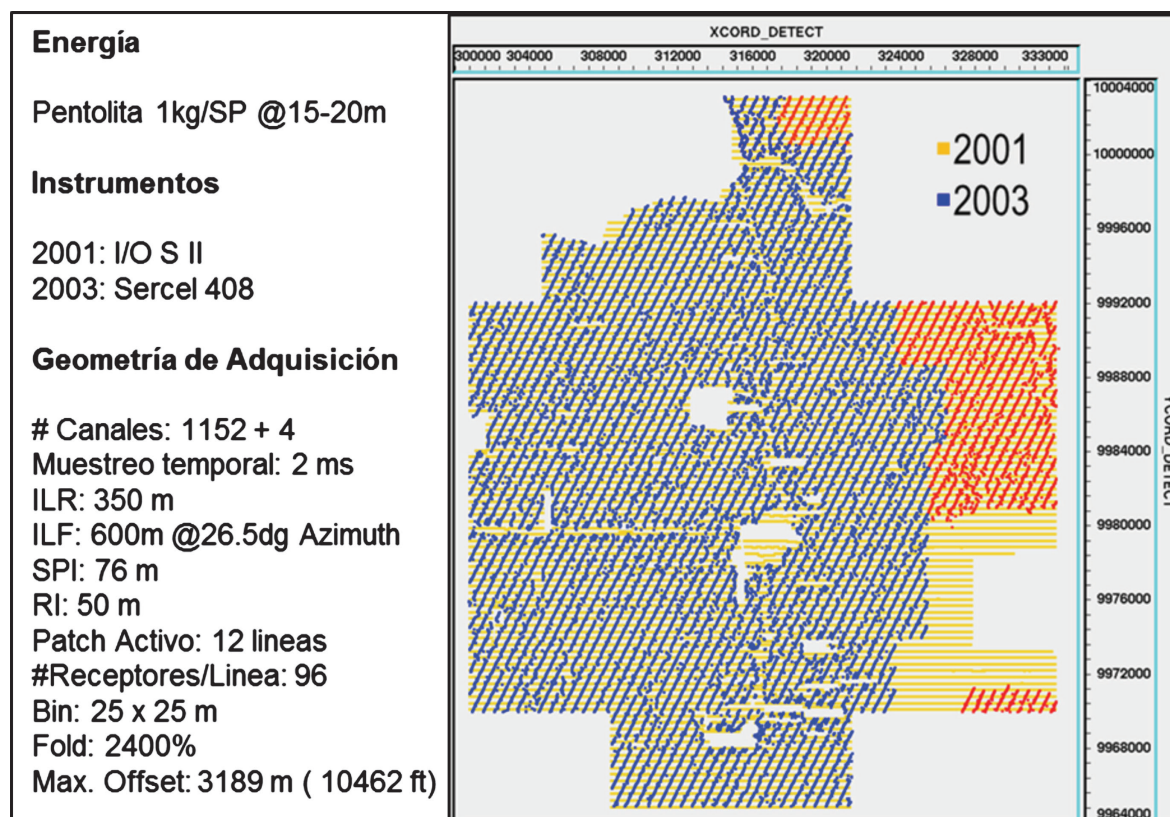


Figura 2. Características técnicas de los programas de adquisición Sísmica en Shushufindi.

Hay que destacar las siguientes particularidades del dato sísmico 3D: El *fold* nominal de 2400%, el máximo *offset* (~3200 m), la distancia entre líneas fuente (ILF) y el hecho de usar instrumentos y geófonos distintos en las dos campañas. Cada uno de estos factores ha obligado a un tratamiento especial en el proceso, donde los diferenciadores tecnológicos aplicados que se comentarán, permitieron avanzar en el ciclo del proceso del dato.

El dato sísmico fue adquirido en una zona de topografía peniplanar, de cotas medias del orden de 250 m en una zona fitogeográfica del tipo selva amazónica, pero con gran impacto por la influencia de décadas de actividad y asentamiento humano.

En este sentido, cabe mencionar la ubicación del poblado Shushufindi, instalaciones petroleras, caminos, pantanos y cursos de agua de variada importancia, como el navegable Río Aguarico

al Norte, establecimientos agrícola/ganaderos y parcelas donde no se otorgó permisos para desarrollar la actividad.

Estas características particulares de la zona cubierta por el dato sísmico 3D han sido condicionantes en lo que hace a la obtención de un cubrimiento múltiple del subsuelo que dista de ser lateralmente homogéneo, además de mostrar importante disminución del mismo (relativamente bajo ya por diseño) en los accidentes descriptos y con abundancia de registros de campo típicos con un considerable número de trazas muertas o excesivamente ruidosas (Figura 3).

Particular atención se tuvo en el pre-proceso de la señal en términos de relación Señal/Ruido (RS/R), amplitudes relativas preservadas en el *merge* de ambas campañas de adquisición, eliminación y atenuación de ruidos espurios, etc., teniendo en cuenta la heterogeneidad del dato crudo y el posterior uso para estudios de AVO/AVA, inversión pre-apilado y caracterización de propiedades petrofísicas.

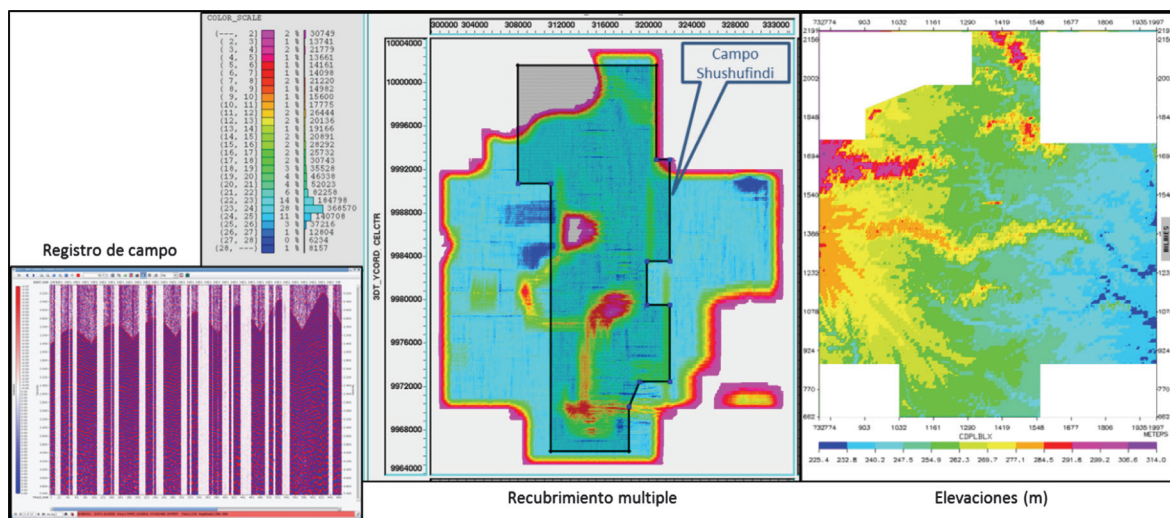


Figura 3. Registro sísmico típico de campo (izq.), recubrimiento múltiple (centro) y topografía (der.).

Secuencia de Migración Pre-Apilado en Tiempo (PSTM)

En la Tabla 1 se resume la secuencia aplicada para migrar en tiempo antes de suma, dadas las características del dato ya comentadas y el objetivo global de todo el proceso.

Se detallará lo aplicado a los dos primeros puntos, resaltados en verde, respecto de regularización, interpolación que han sido claves para poder proseguir con confianza en las subsiguientes etapas.

1. Geometría de interpolación
2. Regularización e interpolación de trazas COMFI 5D
3. Reagrupamiento en grupos de Offset – Geometría de Migración
4. Pruebas de parámetros de migración PSTM
5. Análisis de velocidades
6. Migración Kirchhoff Pre-Stack en tiempo
7. Análisis denso de velocidades - SCVA
8. Compensación residual de amplitudes por offset (ORAAC)
9. Suma
10. Blanqueo espectral variable en tiempo (TVSW)
11. Atenuación del Footprint
12. Conversión a formato SEG Y

Tabla 1. Secuencia de Migración PSTM.

Regularización, interpolación y deconvolución de trazas

La distribución de fuentes y detectores en el terreno y por ende la distribución de *offsets* y azimutes en los gathers antes de la migración, no es óptima para producir *gathers* migrados de calidad que sirvan de base para la inversión y subsecuente caracterización. Para obtener una mejora en los mismos, se realizó una regularización e interpolación de trazas antes del proceso de migración pre-apilado.

Para realizar la interpolación es necesario elegir una geometría deseada de salida. Se eligió entonces una geometría regular lo más cercana posible a la geometría teórica pre-planificada y sobre la cual se agregaron líneas de fuentes y detectoras intercaladas a las existentes. En la Figura 4, se pueden ver la distribución original de fuentes y detectores (A), la geometría regular (B), la afinidad entre ambas (C) y la geometría deseada (D).

Con esta geometría de interpolación se obtuvieron *gathers* de 96 trazas partiendo de un *fold* nominal de 24, siempre limitados a los datos de entrada. Es importante tener en cuenta que para obtener de la interpolación resultados de calidad, es necesario tener datos de entrada que también lo sean (evitar GIGO). Por esta razón, se utilizaron datos a los que, durante la etapa de procesamiento previa se les aplicó una secuencia solida de atenuación de ruidos y un nuevo conjunto de algoritmos de Deconvolución consistentes en superficie, que permitió obtener una fase más estable a lo largo del Proyecto y cuyos resultados se observan en la estabilidad de las ondículas extraídas en más de 40 pozos a lo largo de toda el área (Figura 5); una secuencia de estáticas (de refracción y de reflexión) y de velocidades confiable y por último un tratamiento de amplitudes con foco en la preservación de las amplitudes relativas.

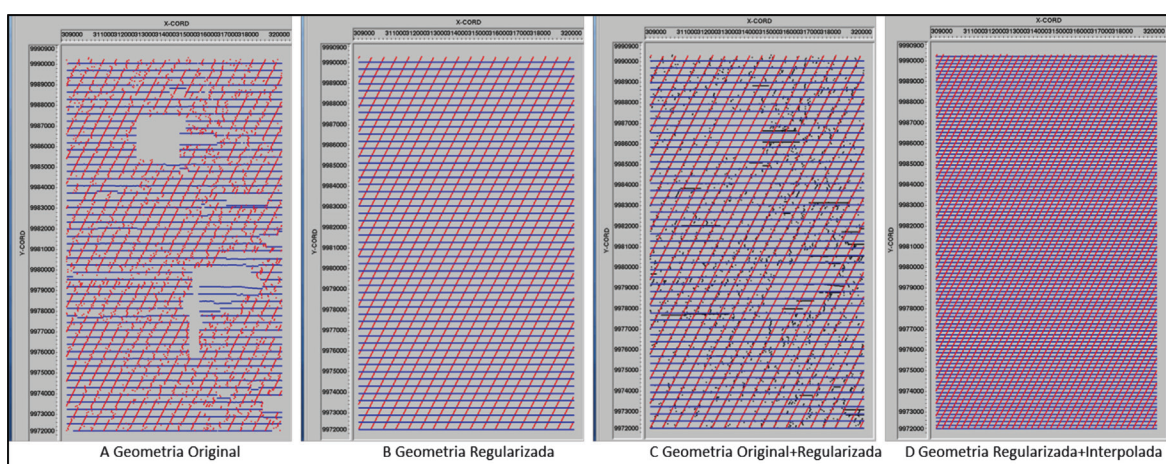


Figura 4. Geometrías de adquisición, regularización e interpolación.

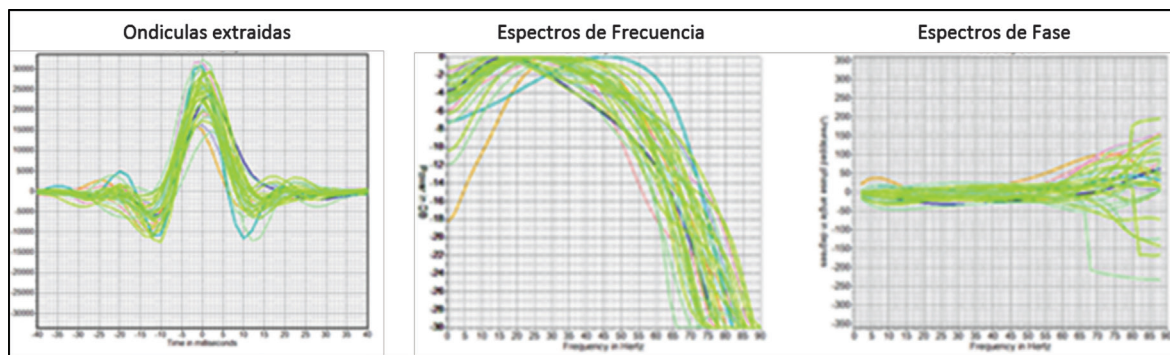


Figura 5. Estabilidad de la ondícula luego de Deconvolución.

La interpolación se realizó con el algoritmo propio de Schlumberger denominado *Compact Fourier Interpolation* (COMFI-5D) que consiste en una regularización que deriva pesos para las trazas de entrada a través de la técnica de sinc inversa de mínimos cuadrados en multi-dimensiones, basados sólo en la localización de las trazas de entrada, como coordenadas X/Y o números de *inlines/crosslines*. En este caso, se corrió una interpolación en 5 dimensiones: *offset* en la dirección X, *offset* en la dirección Y, *inline*, *crossline* y tiempo.

En la Figura 6, se muestran *gathers* antes y después de la interpolación donde se puede ver el incremento de trazas por *Common Mid Point*, el cual es de aproximadamente 4 veces el número de trazas original. En las Figuras 7 a la 9 inclusive, se muestran sucesivamente, los resultados al migrar (PSTM) los datos originales, con regularización y con interpolación, donde se puede observar la mejora de la calidad de los *gathers* en cada etapa, principalmente el conjunto con interpolación y como es de esperar, no se observan diferencias significativas en las secciones sumadas.

Las trazas resultantes interpoladas se utilizarán como entrada para la secuencia de migración en profundidad subsiguiente, condicionando la misma como se explicará en la sección pertinente.

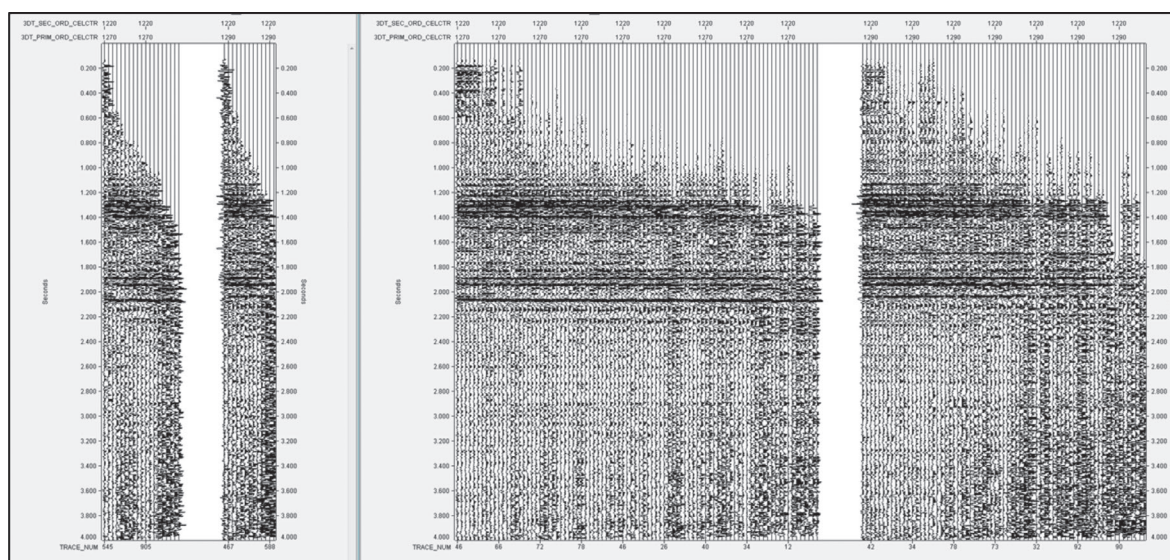


Figura 6. *Gathers* originales (izq.) vs. *Gathers* con COMFI-5D (der.).

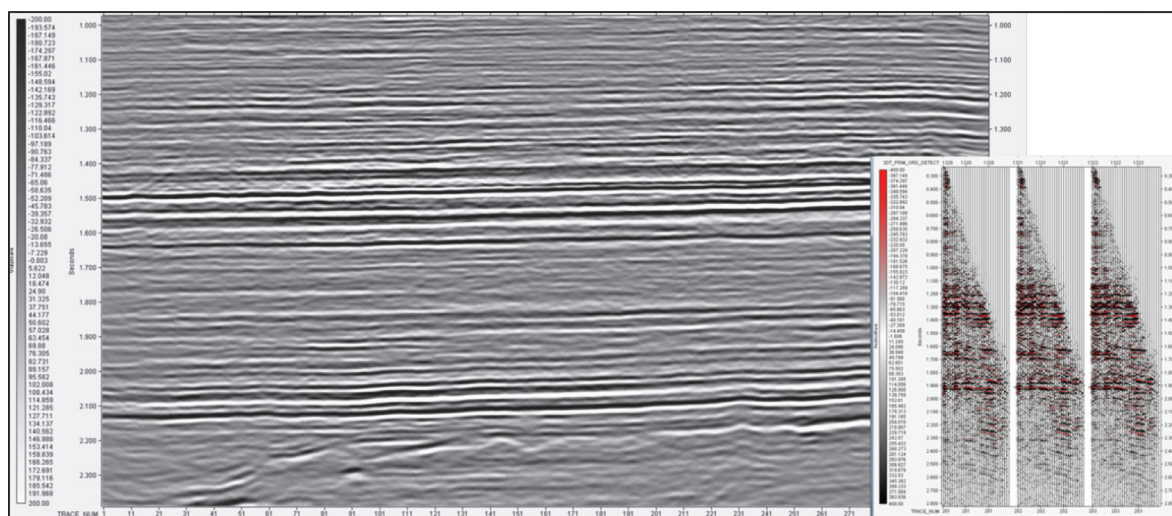


Figura 7. Línea suma con *gathers* originales.

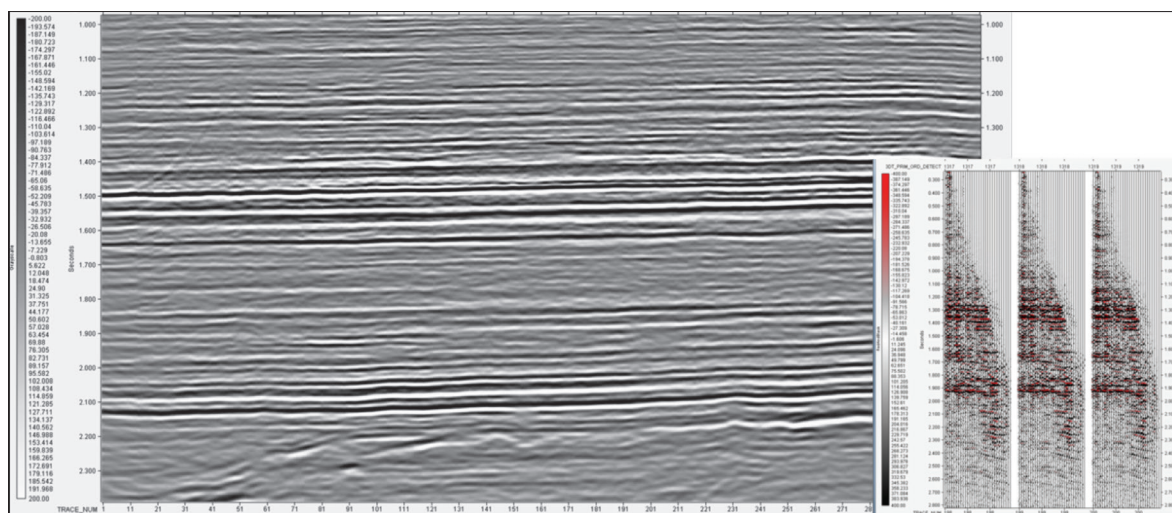


Figura 8. Línea suma con *gathers* regularizados.

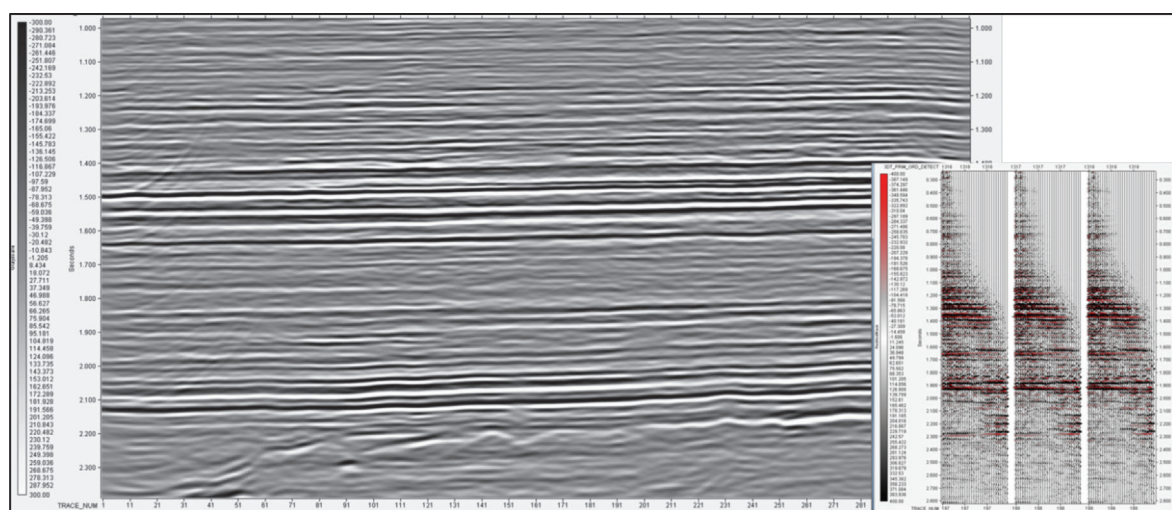


Figura 9. Línea suma con *gathers* regularizados e interpolados.

Secuencia de Migración Pre-Apilado en Profundidad Anisotrópica (PSDM)

La etapa de migración en profundidad pre-apilado, resumida en la Tabla 2, estuvo basada en una serie de diferenciadores tecnológicos, los cuales conforman el concepto de tomografía de alta resolución para el refinamiento del modelo inicial de velocidades interválicas.

El primero de tales diferenciadores refiere a la geometría o dominio de migración. Este dominio cobra fundamental importancia porque condiciona la exactitud con la que puede realizarse el proceso de trazado de rayos para escribir las ecuaciones a resolver por la tomografía de reflexión. Debe recordarse que la tomografía de reflexión se basa en el análisis del *moveout* residual sobre *gathers* migrados y que el proceso de migración remueve toda información de adquisición disponible previamente. Para el caso particular de una adquisición 3D sobre ambiente terrestre, el dominio que optimiza el uso de la información de la adquisición, está definido por los planos de *Offset Vector Tiles* (OVTs) recíprocos, Vermeer (2007).

La Figura 10 ilustra la definición de los OVTs recíprocos dentro de un *cross-spread gather* en particular.

Cada uno de estos planos contiene trazas sísmicas que dentro de un rango acotado de variación preservan el mismo *offset* y el mismo azimuth.

De esta manera, para cada evento identificado en el proceso de análisis de *moveout* residual y con el aporte adicional de una estimación de los buzamientos en sub-suelo, puede reconstruirse la geometría de adquisición para determinar mediante trazado de rayos, las celdas del modelo que deben alterarse para minimizar el *moveout* residual del respectivo evento.

1. Geometría de Migración (OVT's)
2. Pruebas de parámetros de migración PSDM
3. Construcción del modelo inicial de velocidades P interválicas
4. Calibración de pozos
5. Validación del modelo inicial
6. Definición de rangos de azimuth
7. Actualización del modelo de velocidades por tomografía de reflexión
8. Primera actualización isotrópica por tomografía de reflexión
9. Estimación de parámetros de anisotropía
10. Actualizaciones anisotrópicas por tomografía de reflexión
11. Migración anisotrópica Kirchhoff en Profundidad
12. Conversión al dominio del tiempo
13. Atenuación del Footprint
14. Filtro radial predictivo
15. Ganancia AGC
16. Conversión al dominio de la profundidad
17. Calibración de pozos
18. Conversión a formato SEG Y

Tabla 2. Secuencia de Migración PSDM.

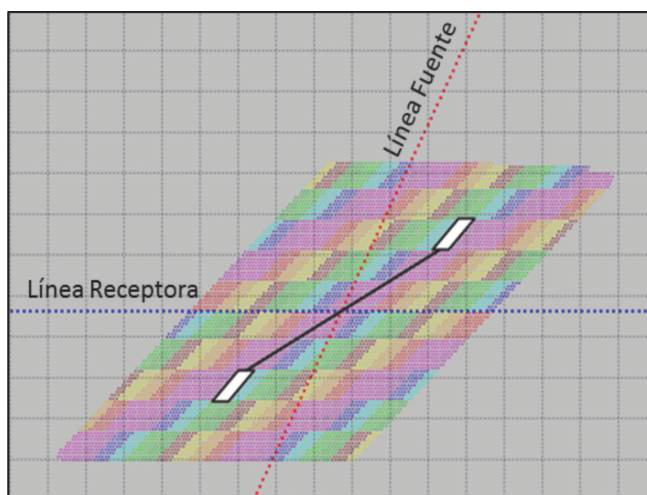


Figura 10. Distribución de OVTs en un *cross-spread*.

Este dominio tiene la ventaja adicional que minimiza los huecos de migración, reduciendo la recurrencia de artefactos, especialmente cuando se observan los resultados en *gathers* migrados. La Figura 11 es un plano de cobertura de un OVT recíproco en particular, donde se observa que la misma tiende a ser igual a la unidad (color naranja) para toda la grilla.

El segundo factor diferenciador refiere a las estrategias adoptadas para el ajuste del *moveout* residual durante la tomografía de reflexión, Woodward (1998). Esto incluye un análisis de la estadística global para evaluar la exactitud del modelo inicial. Luego, un análisis automáticamente controlado y de alta densidad, con posiciones de análisis ubicadas cada 100 metros y separadas por grupos de azimutes, para cada paso de tomografía. En tercer lugar, una ponderación controlada desde las zonas más someras del modelo hacia mayores profundidades. Y finalmente, un manejo adecuado de las longitudes de onda de los operadores internos de suavizado del algoritmo de tomografía. Estas estrategias son de fundamental importancia para controlar la convergencia de la solución.

El último factor al que debe hacerse mención refiere al intento de incluir en el modelo aquellos parámetros que tienen influencia comprobable en la propagación del campo de ondas, aparte de la velocidad. En este caso, fue necesario considerar un modelo de anisotropía VTI (*Vertical Transverse Isotropic*), según la Figura 12, donde es necesario estimar los parámetros de Thomsen, “delta” y “épsilon”, Thomsen (1986).

La sísmica disponible, por su distribución de *offsets* máximos, no fue suficiente para estimar un campo de aniso-



Figura 11. Cobertura de un OVT recíproco.

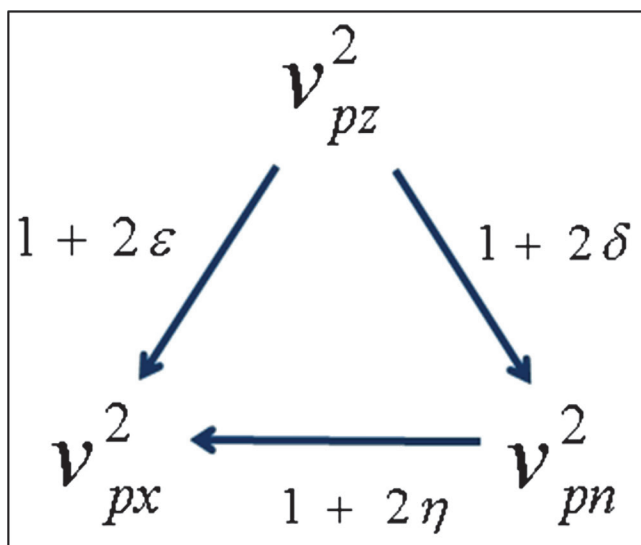


Figura 12. Esquema de anisotropía VTI.

tropía efectiva “ η ”, que se fijó en cero. Sin embargo, la información de pozo y su comparación con la sísmica en profundidad indicaron la presencia de un valor de “ δ ” regional. Con respecto a “ ϵ ”, tomada la asunción de un “ η ” nulo o presencia de elipticidad, se tomó igual a “ δ ”. Estos valores fueron considerados a cada paso de migración y de tomografía de reflexión.

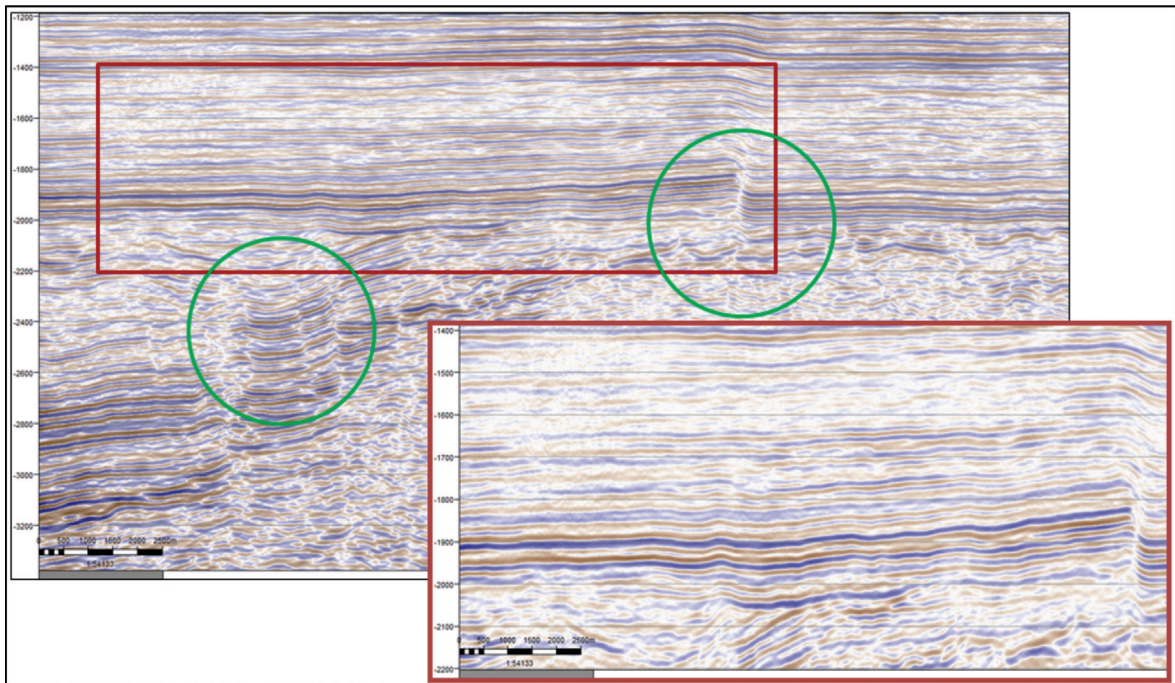


Figura 13. Sección sísmica PSTM y detalle ampliado de zona de interés para inversión de traza.

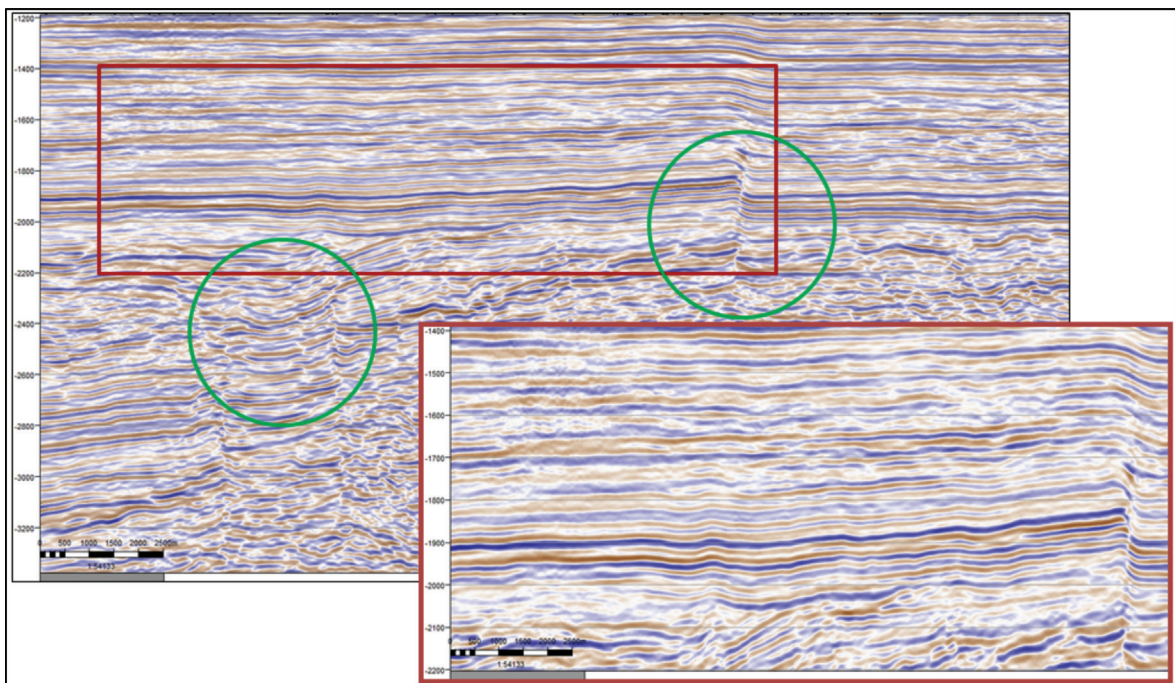


Figura 14. Sección sísmica PSDM en tiempo y detalle ampliado de zona de interés para inversión de traza. Nótese el detalle estructural y distribución de amplitudes en el ampliado de zona de interés para inversión.

La disposición prácticamente horizontal de los eventos geológicos desde la superficie hasta la zona de interés conlleva normalmente a cuestionar la necesidad de esta tecnología avanzada de imagen en contra de un flujo más simple de migración en tiempo. Sin embargo, cualquier trabajo de caracterización, inversión y/o modelado estático de alto detalle necesita una técnica de imagen de alta resolución como entrada. Los resultados son conclusivos en este sentido. Para respaldar esta afirmación observemos las Figuras 13 y 14. La primera es una sección de la salida de la migración PSTM mientras la segunda es la misma sección pero extraída de la migración PSDM y pasada a tiempo, a modo de conseguir una comparación directa. La zona de interés entre los 1500 y 2000 ms, muestra una redistribución de amplitudes significativa, además de una coherencia más alta para el segundo caso.

Esto induce a pensar en las diferencias notorias que podrían observarse en un proceso de inversión de trazas usando un resultado o el otro. En cuanto a detalles estructurales (círculos verdes), es interesante observar el mejoramiento que implica la PSDM en cuanto al enfoque de fallas y pliegues debajo de la discordancia próxima a los 2000 ms. El nivel de detalles alcanzado en toda la sección, es importante para validar el flujo realizado y realzar la confiabilidad de la imagen en toda la columna suprayacente, particularmente en la zona de interés petrolero actualmente en desarrollo.

Continuando con el análisis de los resultados, la Figura 15 es una superposición del campo final de velocidades intervállicas sobre la sección final de PSDM, todo en el dominio de la profundidad. Allí se evidencian cambio laterales de velocidad dentro de la zona de interés, que justamente son los que justifican las diferencias con las secciones PSTM, puesto que como cualquier técnica de migración en tiempo, las variaciones laterales son obviadas. La confiabilidad sobre estas anomalías y por lo tanto, el proceso final de imagen en profundidad, solamente es factible en base a una metodología de trabajo como la descrita anteriormente con su totalidad de diferenciadores tecnológicos. Obsérvese también la correspondencia de las curvas de velocidades con el rechazo de la falla principal.

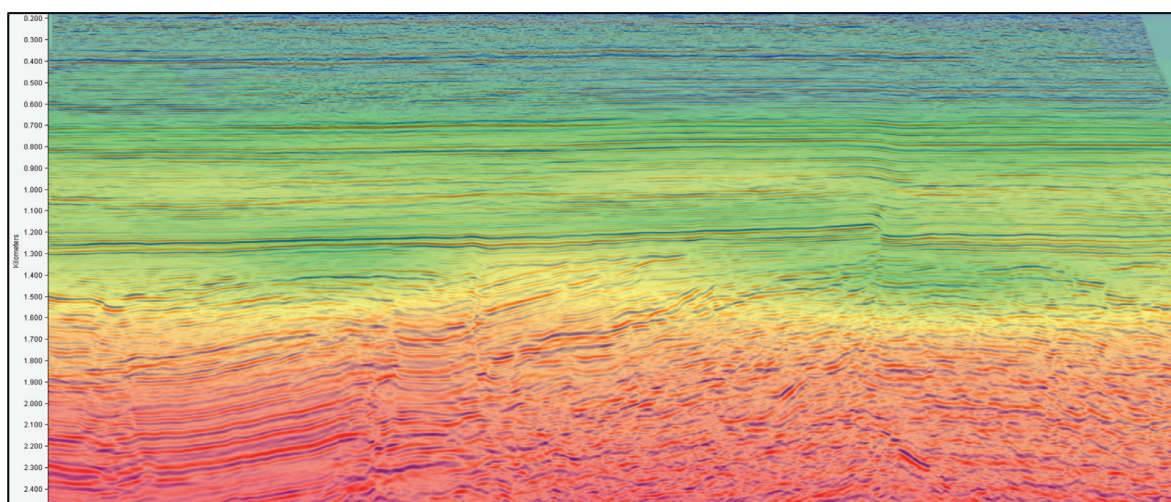


Figura 15. Sección PSDM en profundidad superpuesta con el campo final de velocidades intervállicas.

A nivel *gathers*, la Figura 16 ilustra el progreso del flujo de tomografía desde el modelo inicial hasta el final, observándose claramente la reducción del *moveout* residual con el *offset*.

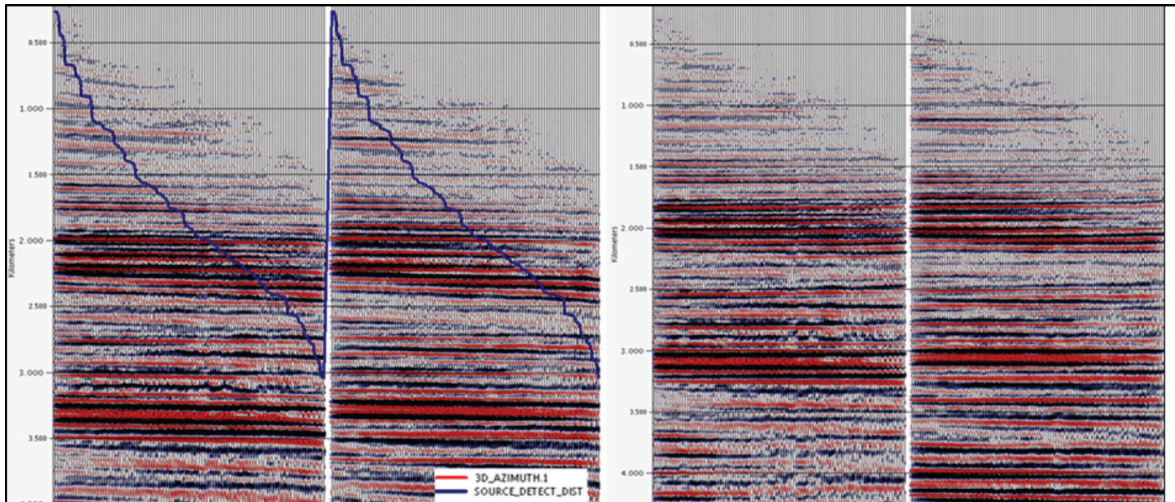


Figura 16. Common Image Point (CIP) *gathers* luego de KPSDM con modelo inicial (izq.) y final (der.). Las trazas están ordenadas por *offset* crecientes. Observar la reducción significativa de *moveout*.

Otra particularidad muy interesante, resulta de observar en más detalle los resultados para los *offsets* lejanos. La Figura 17 muestra en mayor escala *gathers* donde las trazas se agrupan por *offset*, pero se ordenan por azimuth. Esta manera de analizar la misma información, demuestra la reducción del *moveout* residual, pero esta vez con el azimuth, demostrando que a pesar de la aparente simplicidad de la geología, de capas planas y fallas cuasi-verticales, las variaciones

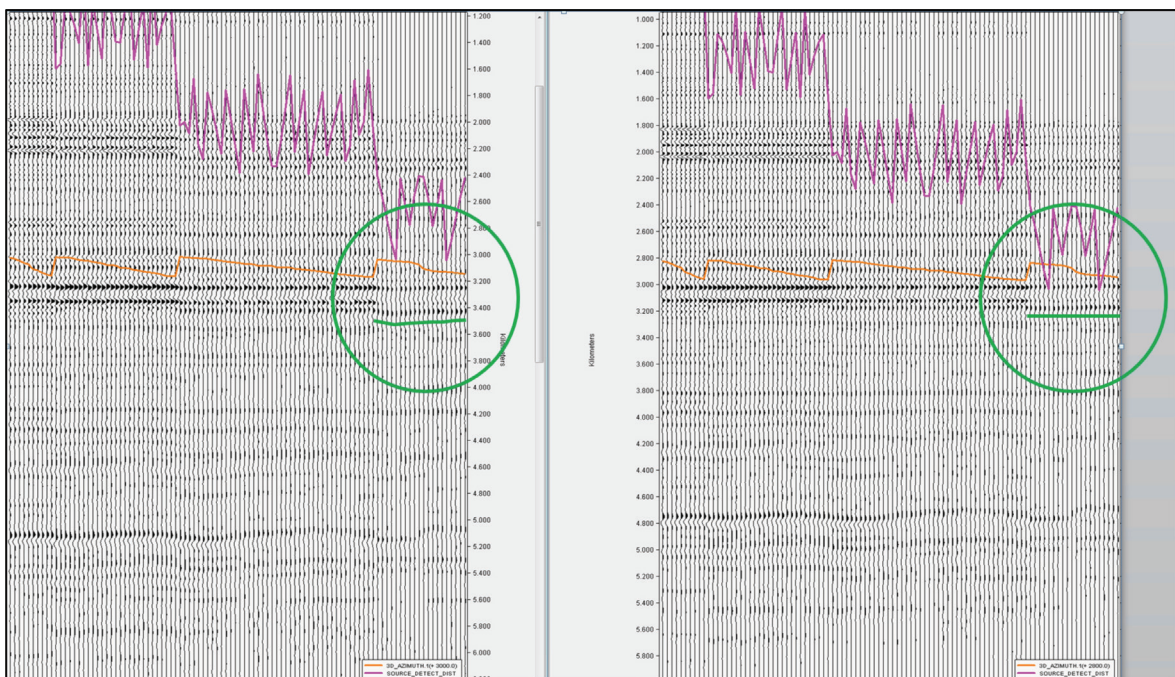


Figura 17. CIP *gather* luego de KPSDM con modelo inicial y final (trazas agrupadas por *offset* y ordenadas por azimuth).

laterales de velocidad son dependientes de la dirección del frente de onda y que este efecto es, además, detectable y corregible por medio de este flujo de alta resolución.

También merece un comentario adicional, por su influencia en la calidad de los gathers finales, el beneficio que implicó la interpolación COMFI-5D del dato de entrada en cuanto a la reducción de marcas de adquisición (*footprints*).

Todos estos detalles en conjunto son los que incrementan la confiabilidad y solidez del resultado de la migración en profundidad desde el punto de vista estructural y también en cuanto a la redistribución de las amplitudes, otorgándole mayor posibilidad de éxito a cualquier análisis posterior que emplee como entrada esta información.

METODOLOGÍA Y RESULTADOS - CARACTERIZACIÓN SÍSMICA Y OBTENCIÓN DE CUBOS LITO-PETROFÍSICOS

Luego del mejoramiento de la imagen, le sigue la etapa de caracterización sísmica de las zonas de interés de desarrollo petrolero.

En forma general, podemos definirlo como los procesos que permiten obtener a partir de un cubo de amplitud, en donde ese valor en cada muestra de cada traza, depende del valor de las interfaces (magnitud y signo del coeficiente de reflexión, de carácter no-unívoco), una serie de nuevos cubos con tipo y propiedades de roca (parámetros elásticos, porosidades, arcillosidad, S_w , etc), utilizando técnicas de inversión y pozos de control, que tengan sentido geológico, esto es, con rango de valores típicos en el entorno de la información geológica conocida y disponible de la zona.

La secuencia macro de caracterización se compone de:

1. Inversión de trazas sísmicas pre-apilado (ITPS) (cubos de propiedades elásticas).
2. Obtención de Cubos Litológicos (*rock-types* sísmicas y probabilidad de ocurrencia asociada).
3. Inversión Petrofísica (cubos de porosidad y saturación de fluido).

Inversión de trazas sísmicas pre-apilado (ITPS)

A diferencia de las migraciones post-apilado, el dato de entrada al proceso de inversión de AVA (Amplitud Vs. Ángulo), es un número de cubos de sumas parciales con rango de ángulos de incidencia limitados. El número mínimo de cubos de ángulos parciales es 3, a los fines de obtener 3 parámetros elásticos (Impedancia Acústica, relación de velocidades V_P/V_S y Densidad en este caso), minimizando apropiadamente, las funciones objetivo del algoritmo de inversión.

Una vez más, el diferenciador tecnológico que habilitó la posibilidad de realizar ésta y las sucesivas etapas de caracterización, que a su vez, utilizaron los resultados de inversión como

entrada, ha sido la combinación de gathers PSDM convertidos a tiempo para generar los cubos de ángulo limitado y el proceso de regularización e interpolación de las secciones precedentes.

El primer paso de ITPS fue comprobar la factibilidad de la misma respecto de los datos de entrada: Se realizó una satisfactoria comparación de la respuesta de AVA, entre los *gathers* PSDM en tiempo y el *gather* sintético de respuesta de varios pozos en la zona de interés, modelados con las mismas características de geometría que los *gathers* PSDM (Figura 18) y a partir de ello, se seleccionaron el número y rango de ángulos, que conformarán los cubos suma de ángulos limitados, de manera de muestrear apropiadamente en *gathers* PSDM, la variación de AVA en los pozos con una RS/R apropiada.

Para el dato de Shushufindi, fue posible obtener 5 cubos suma de ángulos limitados (Figura 19): *Near* (6 a 16°), *Near-Mid* (14 a 22°), *Mid* (21 a 26°), *Mid-Far* (25 a 30°) y *Far* (26 a 36°), lo cual presenta en principio, una ventaja respecto de soluciones a partir de sólo 3 cubos de ángulos limitados.

En la Figura 20, se muestra una serie de posiciones de la grilla de procesamiento, con 5 trazas cada uno, cada traza representando la traza suma del rango de ángulos parciales que le corresponde. La relación S/R obtenida es buena y auspiciante para buen resultado de la ITPS.

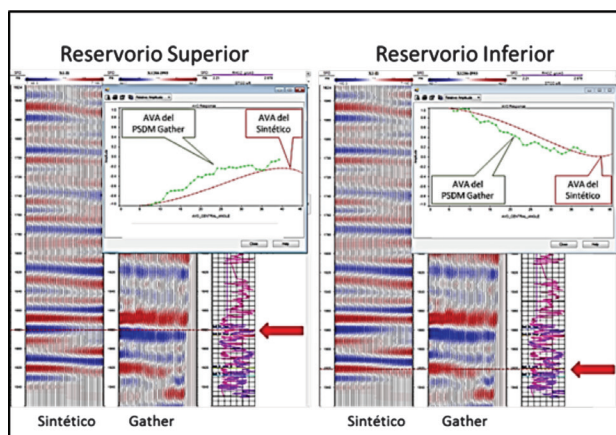


Figura 18. Respuestas de AVA entre sintéticos de pozo y el PSDM *gather* en esa posición.

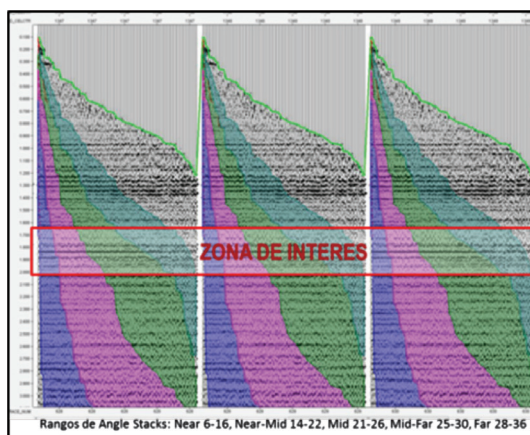


Figura 19. *Gathers* PSDM con la delimitación de zonas correspondientes al número y rango de ángulos limitados para los cubos parciales.

Posterior a un proceso de acondicionamiento de los buzamientos residuales y alineación de eventos entre los cubos parciales y un filtro de atenuación de *footprints* remanentes en cada uno, definido en el dominio F-K, se procede al flujo de inversión de traza sísmica pre-apilado, que es del tipo mostrado en la Figura 21.

El *software* de inversión utilizado es el propietario "ISIS", basado en una inversión AVA según la aproximación de Aki & Richards, en donde se invirtieron en forma simultánea los 5 cubos de sumas parciales, obteniendo cubos de Impedancia Acústica, relación VP/Vs y Densidad. A partir de éstos, también se derivaron cubos elásticos Λ -Rho, μ -Rho y Λ/μ , para utilizar también en caracterización.

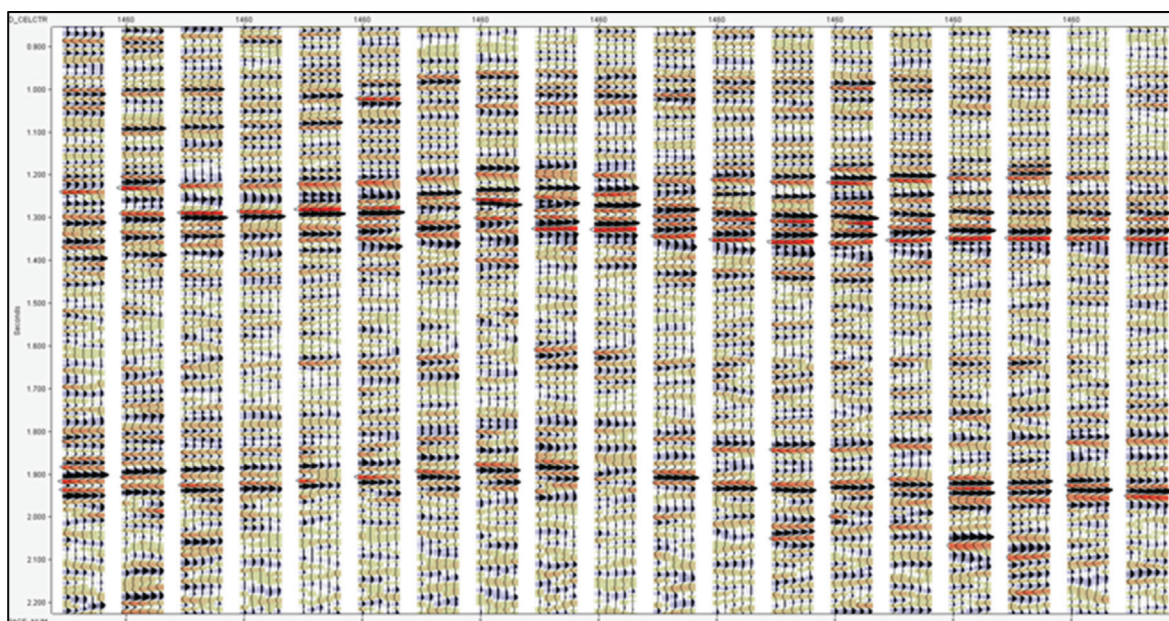


Figura 20. Conjuntos de 5 trazas por posición de grilla, de los cubos suma de ángulos limitados (traza 1 a la izq. = Near, traza 5 a la derecha de c/conjunto = Far).

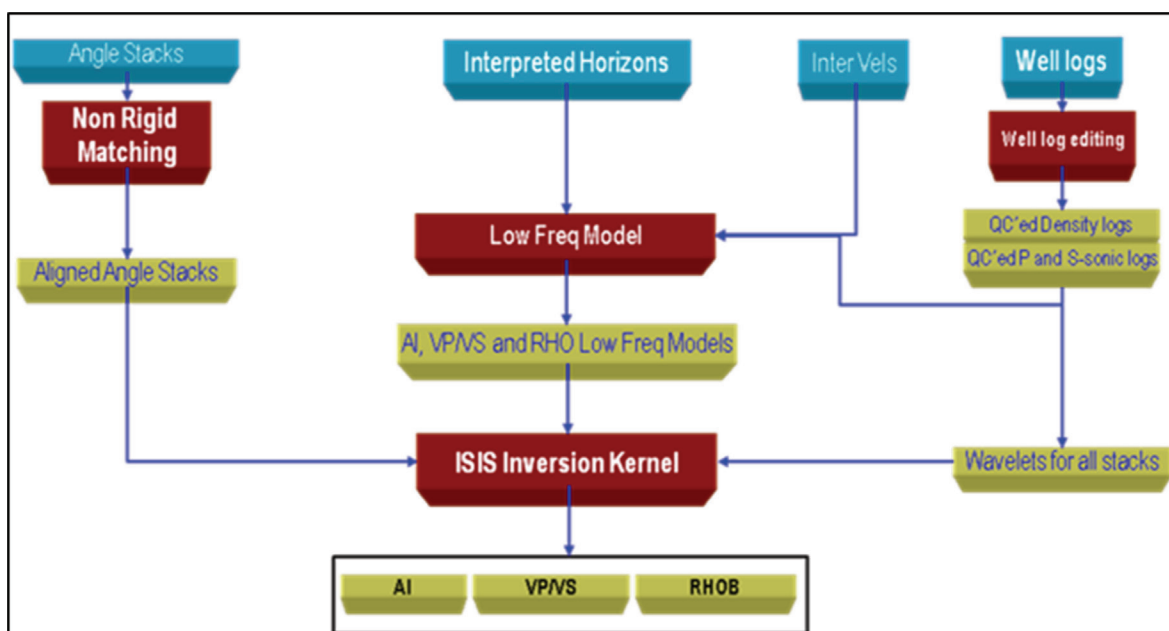


Figura 21. Flujo esquemático de la secuencia de inversión de traza sísmica pre-apilado.

Caracterización de Rock-Types Sísmicas

El objetivo principal de la caracterización de *rock-types*, es obtener una predicción de la litología basada en la clasificación tridimensional de atributos sísmicos, según el flujo de la Figura 22. Logrado este objetivo, se pretende utilizarlo luego, como “*soft data*” para el guiado del poblamiento de los *rock-types* y propiedades petrofísicas, a la escala y definición del modelo estático.

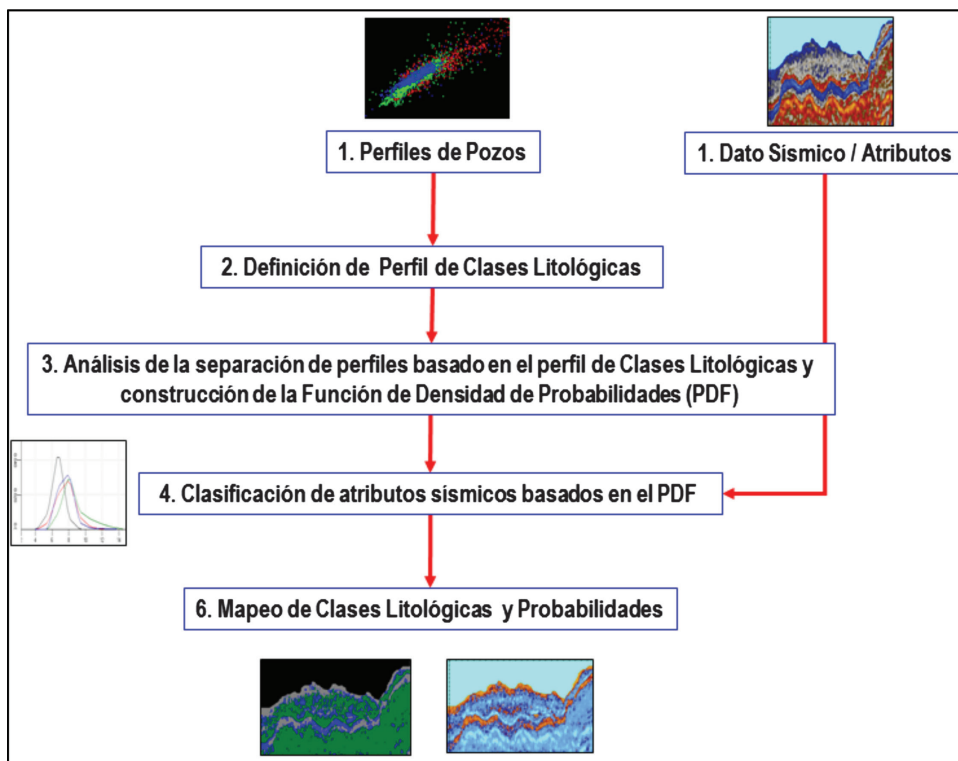


Figura 22. Flujo esquemático para la caracterización sísmica de litologías.

El esquema básico de caracterización litológica se puede describir en forma general como:

- La clasificación litológica en base a datos de pozos de litologías y contenido de fluidos.
- Establecer relaciones entre mediciones elásticas y las propiedades físicas de la roca a través de Modelado de Física de Rocas. Los perfiles petrofísicos son utilizados para definir porosidad, litología y clases de fluidos, asociados con los atributos de V_p , V_s y Densidad.
- Se deriva una función de densidad de probabilidad (PDF), a partir de un análisis estadístico de los datos de pozos como una representación de la variabilidad en las propiedades de la formación.
- Las propiedades de pozo se escalan a las propiedades sísmicas y el PDF se alinea con la sísmica 3D según la definición de atributos sísmicos como impedancia P, impedancia de S y la Densidad.
- La etapa final es aplicar el PDF a los cubos de atributos elásticos de la inversión sísmica para producir volúmenes de predicción de litología.

Nuevamente, el éxito de esta etapa está basado y condicionado, por los datos de entrada.

El soporte de los datos de pozo, depende de la cantidad de perfiles, tramos disponibles y calidad. Cabe mencionar el trabajo de homogeneización realizado previamente por el equipo de petrofísicos del Consorcio Shuhufindi, al establecer una base común y comparable de procesamiento y análisis de perfiles que abarcan herramientas aplicadas desde el descubrimiento

del campo a la actualidad. En particular, la relativa escasez de sónicos de onda de corte y su distribución geográfica, tienen impacto en esta etapa (al igual que en la calibración de la ITPS) y asimismo, la calidad de los perfiles de densidad y los perfiles derivados de propiedades elásticas y su correlación con litologías, porosidades y Sw.

Respecto de los cubos sísmicos, la determinación del cubo de densidad de la etapa previa y la eventual influencia del contenido de fluidos en él, se manifiesta en los *offset* lejanos o en forma equivalente, en los cubos suma de ángulos lejanos, que están condicionados por una adquisición pobremente diseñada a este fin.

Es por ello que en la exploración previa de datos para evaluar factibilidad, se analizaron los aportes de cubos con mayor influencia de ángulos medios, como la relación VP/VS, Relación de Poisson o el conjunto de parámetros elásticos Lamda-Rho, Mu-Rho y Lambda/Mu.

Otro condicionante para lograr resultados de calidad (esto es, número y “separabilidad” de *rock-types*), fue la caracterización individual de los reservorios superiores e inferiores, dado sus diferentes comportamientos en los *cross-plots* respecto de los datos elásticos (Figura 23).

Esto es, una única determinación simultánea de *rock-types*, hubiera ahorrado tiempo de proceso, pero en detrimento de la calidad deseada.

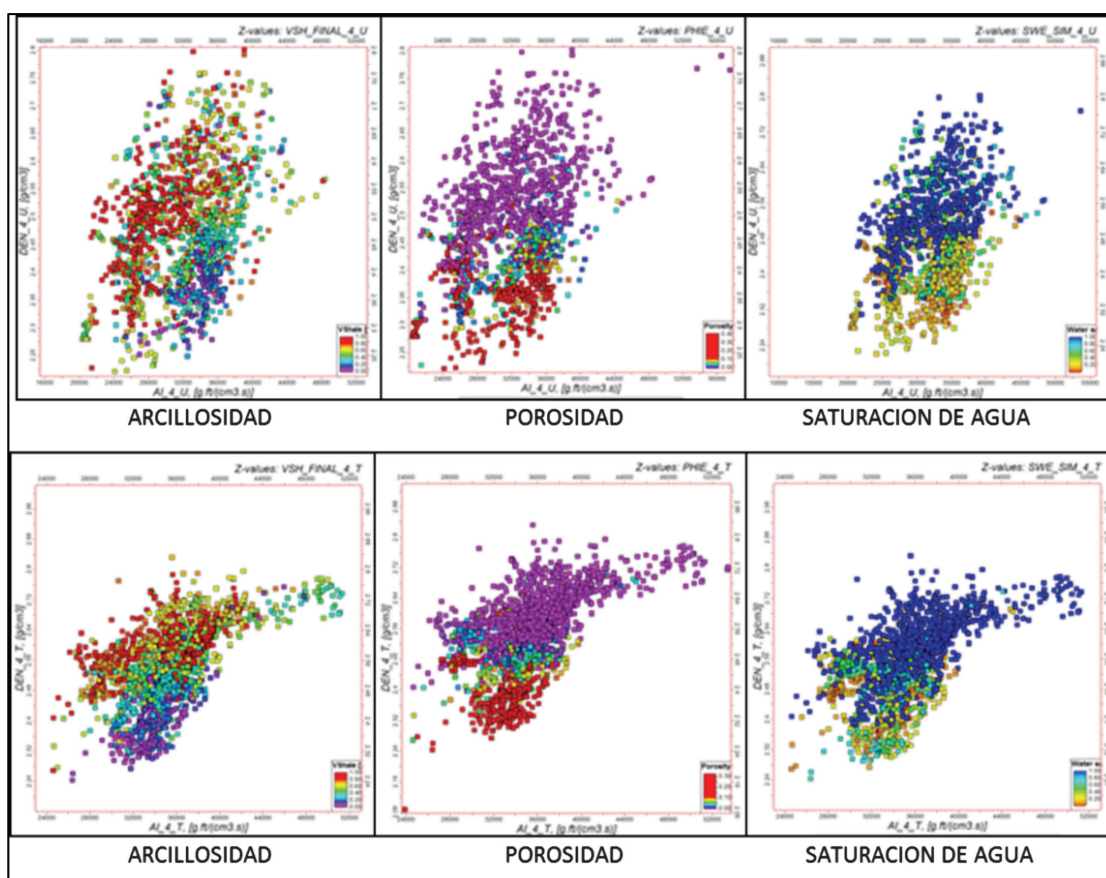


Figura 23. Relación de parámetros petrofísicos, fluidos y elásticos, de los reservorios superior (arriba) e inferior (abajo). Claramente deben tratarse individualmente a los fines de caracterización.

El otro resultado a conseguir con la caracterización sísmica de *rock-types*, es el mayor alineamiento posible en la determinación, tanto en número de *rock-types* como con los *cut-off* que las definen, con los homólogos utilizados a la escala y detalle del modelo estático, en virtud del uso esperado para guiar el poblamiento de parámetros fuera del ámbito de los pozos.

Para el caso de Shushufindi, se logró determinar tres *rock-types* sísmicas para caracterizar las areniscas de ambos reservorios, con parámetros de *cut-off* para cada una de acuerdo a las del modelo estático y “separabilidad” en la función PDF, o en forma equivalente, en los cubos sísmicos, tal que se logró un factor de confiabilidad en la predicción del orden del 66% (Figura 24).

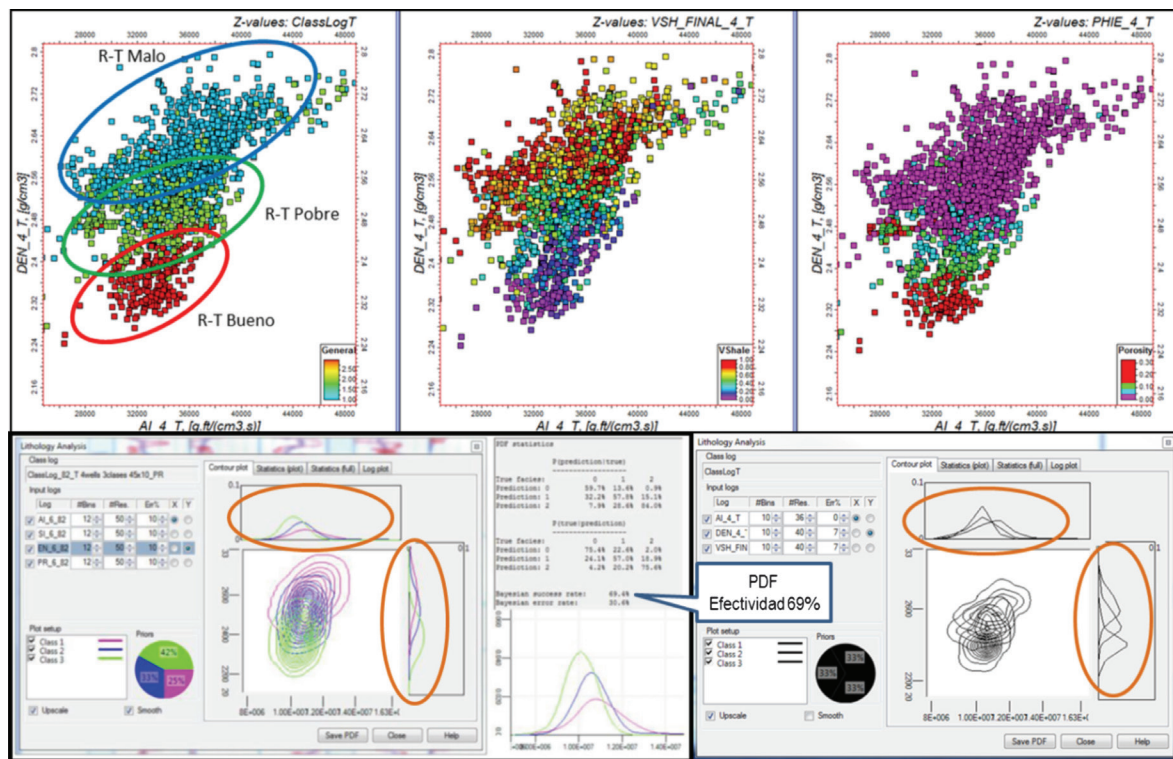


Figura 24. Determinación de los *rock-types* de areniscas (arriba izq.) en base a separabilidad de la sísmica (ovales naranjas, abajo) y *cut-off* similares a los definidos en pozo (porosidad y arcillosidad).

Debido a la pobre discriminación de los parámetros elásticos respecto de la arcillosidad, saturación de agua (no hay efectos de gas) y en menor manera, la porosidad; cuya variabilidad la sísmica de Shushufindi no captura de forma óptima por su propio diseño, como se comentó con antelación, mereció un tratamiento tecnológico diferente. De hecho, como muestra la Figura 23, se descartó el estimar Sw.

Para estimaciones de arcillosidad y porosidad, se utilizó una técnica clásica de redes neuronales, en donde para el entrenamiento y aplicación de la red, sí se utilizaron la combinación de cubos de Impedancia Acústica y Densidad, además de los cubos de *rock-type* y probabilidades asociadas, obtenidos previamente.

En la Figura 25 se pueden ver muestras a tiempo constante de la Impedancia Acústica y de la Densidad, como también de la porosidad efectiva y de la arcillosidad estimadas por el método descripto.

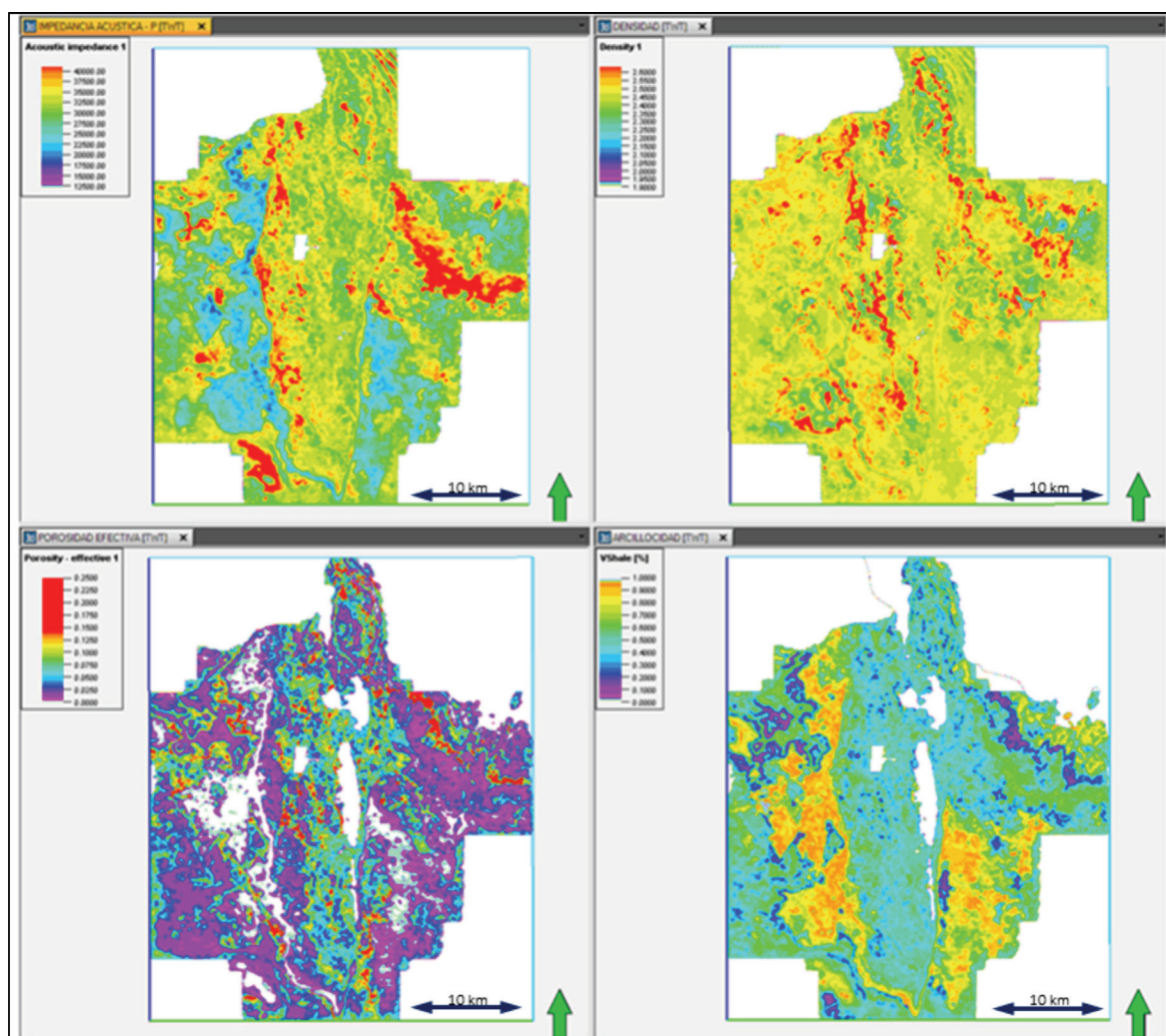


Figura 25. Impedancia Acústica (arriba izq.) y Densidad (arriba der.) derivadas de la Inversión Sísmica y utilizadas para estimar porosidad (abajo izq.) y arcillosidad (abajo der.).

CONCLUSIONES

El trabajo presentado demuestra que la información sísmica disponible no debe considerarse como una fuente de información estática. Los métodos y las tecnologías que están detrás de un producto sísmico procesado son los factores que le dan naturaleza dinámica y más aún cuando la secuencia de procesamiento está pensada para objetivos específicos predefinidos.

Adicionalmente, cuando se logra integrar el flujo de procesamiento y el de caracterización de

reservorios, entonces las probabilidades de éxito incrementan de manera significativa, puesto que las ventajas resultantes cubren varios aspectos y se resumen en:

Efectividad: Resulta apto para el mejoramiento integral de la imagen sísmica a los efectos de su posterior interpretación estructural, estratigráfica y de propiedades de roca. Esto tiene un impacto directo en la construcción del modelo estático para simulación dinámica del campo y apoyo a la operación de explotación del mismo.

Precisión: Permite integrar la información de subsuelo disponible de pozos para el proceso de calibración de la información sísmica y una aceptable obtención de parámetros de roca para guiar el poblamiento de propiedades. Lo que deriva en confiabilidad del modelo estático.

Aseguramiento: Es posible adaptar pasos claves en cada secuencia en particular, en función del dato disponible, para lograr la optimización del resultado parcial deseado en cada etapa, sin perder el foco del objetivo integral. Para ello, son claves el buen diagnóstico de los problemas, contar con las herramientas adecuadas de resolución y la experiencia del personal involucrado.

Ciclo de tiempo: Los flujos concatenados permiten acortar el ciclo de entrega de resultados en las diversas etapas, por la optimización *a priori* de pasos previos en función de las necesidades de los subsiguientes. Además, la utilización de un único proveedor integral del servicio, elimina los tiempos muertos inherentes a las licitaciones de los trabajos, movimiento de datos y arranques de proyectos parciales (por ej. procesamiento, inversión y caracterización con diferentes proveedores).

Eficiencia: Siendo un proyecto integral desarrollado por un único proveedor, es previsible y optimizable cada etapa, tanto por disponibilidad de herramientas como por recursos profesionales, más aún contando con el respaldo de una organización que provee los niveles de experticia requeridos.

Compromiso: Durante toda la duración del proyecto, el cabal entendimiento del rol clave que debe tener cada integrante del equipo de trabajo y su impacto en el resultado mismo, hacen a un ambiente colaborativo y motivado. Esto excede al mero plantel del centro de proceso e incluye a todos los involucrados por el lado del “operador” del campo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen especialmente a:

Petroamazonas, Operador del campo Shushufindi, por permitir la publicación del presente.

A las gerencias del Consorcio Shushufindi y Schlumberger Geosolutions Buenos Aires, por el compromiso y apoyo.

A los profesionales del equipo de subsuelo de Shushufindi y Schlumberger Geosolutions, por proveer colaboración en tiempo y forma en sus áreas de incumbencia para el éxito del proyecto.

Al grupo de caracterización de Schlumberger Geosolutions de Villahermosa, México, por su colaboración en la etapa de inversión petrofísica.

REFERENCIAS CITADAS

- Thomsen, L., 1986, "Weak Elastic Anisotropy". *Geophysics* 51 (10): 1954–1966.
- Vermeer, G., 2007, Reciprocal *offset*-vector tiles in various acquisition geometries. 77th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts 26, 61–65.
- Woodward, M., P. Farmer, D. Nichols, and S. Charles, 1998, Automated 3D tomographic velocity analysis of residual *moveout* in prestack depth migrated common image point gathers: 68th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1218–1221.