

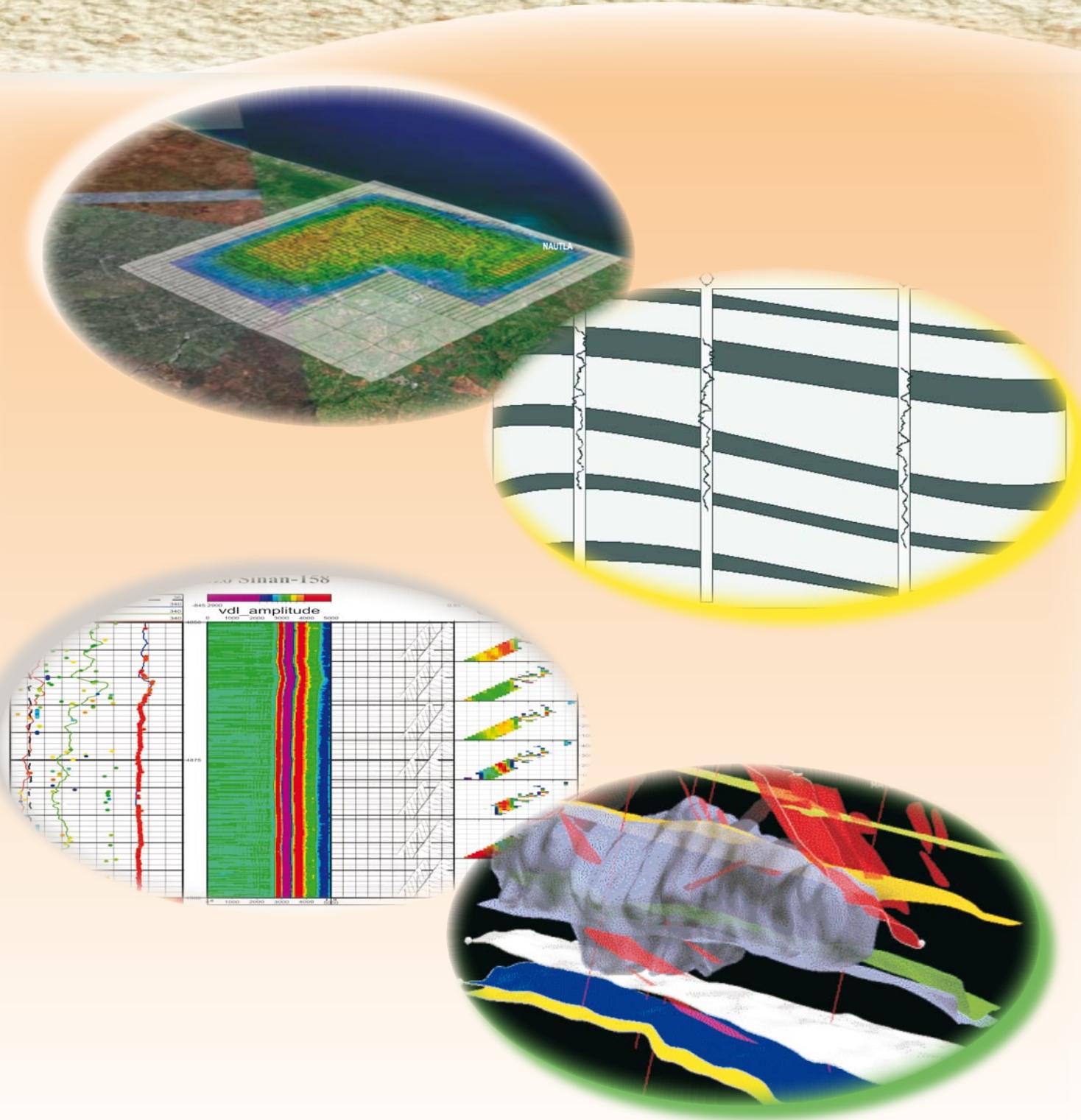


Boletín Técnico de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C.

VOLUMEN 47

NÚMERO 4

OCTUBRE-DICIEMBRE, 2007





ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C. (MIEMBRO DE LA FACCTIEM, SEG, UMAI y ULG)

CONSEJO DIRECTIVO 2007-2009

M. en I. EFRAÍN MÉNDEZ HERNÁNDEZ
Presidente

Ing. JULIO PÉREZ ALDANA
Vicepresidente

M. en I. RICARDO VÁZQUEZ ROMERO
Secretario

Ing. JOSÉ ALBERTO SANTANA FERNÁNDEZ
Prosecretario

Ing. EVERARDO CASTRO MEDELLÍN
Tesorero

Ing. ADOLFO HUIDOBRO GONZÁLEZ
Protesorero

Dr. RAÚL DEL VALLE GARCÍA

Dr. RAÚL CABRERA GARCÍA

Dr. RAFAEL AVILA-CARRERA

M. en C. JORGE ESTRADA GALICIA

M. en I. ROBERTO FIGUEROA ABARCA
Comité Editorial

Ing. HUMBERTO SALAZAR SOTO

Coordinación de Eventos Técnicos

Biol. JULIETA MARTÍNEZ GARCÍA

Coordinación de Eventos Sociales

Ing. EDUARDO RAMÍREZ RESÉNDIZ

Ing. JOSÉ RODOLFO ROCHA RUIZ

Coordinación de Membresía

Ing. JAVIER NÚÑEZ ARIZA

Coordinador del Exterior

Ing. JAIME GUERRA ORTIZ

Coordinador de Jubilados

M. en I. RICARDO VÁZQUEZ ROMERO

Coordinador de la Gaceta

Ing. FRANCISCO MURGUÍA SANDRIA

Coordinador de Apoyo Informático y Difusión

CONSEJO DE HONOR Y JUSTICIA

Ing. CÉSAR NAVARRO TAFOLLA

Ing. JORGE R. VERA SÁNCHEZ

Ing. ARTURO PÉREZ ALDANA

PRESIDENTES DELEGACIONALES

Ing. MARCO A. GHENO JUÁREZ
Cd. del Carmen, Camp.

Ing. FRANCISCO J. MURGUÍA SANDRIA

Poza Rica, Ver.

Dr. RAÚL DEL VALLE GARCÍA
Cd. de México

Ing. CLAUDIO NIETO GARCÍA

Reynosa, Tamps.

Ing. JOSÉ GPE. GONZÁLEZ ZÚÑIGA
Coatzacoalcos, Ver.

Ing. EDUARDO MACÍAS ZAMORA

Tampico, Tamps.

Dr. RUBÉN DARÍO MARTÍNEZ
Houston, Tx.

Ing. NOÉ LOYO HERNÁNDEZ

Veracruz, Ver.

Ing. JESÚS ARREDONDO FRAGOSO
Morelia, Mich.

Ing. GERARDO CLEMENTE MARTÍNEZ

Villahermosa, Tab.

VOCALÍAS

Dr. OSCAR CAMPOS HENRÍQUEZ
Instituto de Geofísica

Ing. EDUARDO AMADOR TERRAZAS
UNAM

M. en I. HERMES AGUIRRE VARGAS
U. Latinoamericana de Geofísica

Ing. JUAN PASILLAS RAMÍREZ
Instituto Tecnológico de Madero

Ing. FRANCISCO RUBÉN RODEA ROCHA
IPN

Dr. JUAN GARCÍA ABSDELEM
CICESE

Dr. COSME POLA ZIMUTA
UANL (Campus Linares)



ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C. (MIEMBRO DE LA FACCTIEM, SEG, UMAI Y ULG)



Estimados Colegas:

Ion este número finalizamos el año, iniciando este boletín con el trabajo de Ricardo Flores que describe claramente el reproceso de la representación de la imagen sísmica (coloquialmente: migración) antes de apilar en tiempo (PSTM) a partir de la adquisición con técnica del "bin" fraccionado. Esto con el propósito de definir trampas estratigráficas terciarias. Explica gráfica y textualmente el flujo de procesado propuesto para la migración pre-apilamiento. Es notable la importancia de determinar la apertura óptima de migración y del campo de velocidades a partir del análisis interactivo de líneas sísmicas, tanto en línea como cruzadas simultáneamente, para determinar las variaciones laterales de velocidad. El resultado muestra que de diferentes geometrías se obtienen diferentes respuestas, concluyendo en general que un "bin" pequeño otorga imágenes más nítidas en resolución a profundidad.

La dupla Ávila-Spurlin nos presenta en esta ocasión el procesado y análisis de registros sónicos dipolares cruzados del Campo Sinan, con el objeto de evaluar la anisotropía vertical de ondas S, asociada a la dirección del fracturamiento, que a su vez determina las posibles unidades de flujo del yacimiento. Asimismo, se modela la respuesta sísmica sintética para validar e interpretar los observables de campo. El trabajo señala gráficamente resultados alentadores.

Los diversos procesos de depósito, diagenéticos y tectónicos que constituyen a las rocas sedimentarias determinan sus propiedades petrofísicas, y por ende es prácticamente imposible determinar exactamente, de registros de pozo, dichos parámetros como la porosidad, la saturación y la permeabilidad. Por lo tanto, es necesario contar con diversas herramientas teóricas y prácticas para estudiar los observables de acuerdo a las condiciones y tipo de rocas que se desean evaluar. M. Guevara, M. y Dorantes, D. realizan una extensa comparación de varias técnicas para generar registros sónicos teóricos y su repercusión en la evaluación petrofísica. Se desea mostrar la confianza de aplicar varios métodos en la obtención de registros de porosidad sintéticos, mostrando las limitaciones y circunstancias que cada metodología tiene para la estimación de la saturación de agua.

La evaluación de la Presión de Poro del subsuelo es reconocida como un proceso esencial en la cadena de valor petrolera, sobretodo en el ámbito de la reducción del riesgo. J. Carcuz et al. realizan una espléndida reseña de su trabajo en los campos May y Bolontiku de la Sonda de Campeche. Se presentan todos los aspectos técnicos relevantes y establecen mejores prácticas para determinar la Presión de Poro por medio de la integración y análisis de la información sísmica, registros de pozo y el modelado geológico.

Dr. Raúl del Valle García

Editor

rvalleg@imp.mx

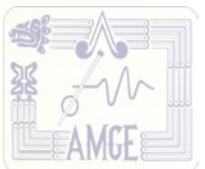
Reciban un cordial saludo.



Boletín Técnico

de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C.

Contenido



PROCESADO PSTM USANDO "BIN" FRACCIONADO ENFOCADO A TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS

RICARDO FLORES CAPETILLO

1

DESCRIPCIÓN DE LA ANISOTROPIA DE ONDA-S EN EL CAMPO SINAN-DOS-BOCAS, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LA PROPAGACIÓN DE ONDAS ELÁSTICAS EN LA VECINDAD DE POZOS

RAFAEL ÁVILA-CARRERA y JAMES H. SPURLIN

27

COMPARACIÓN DE REGISTROS SÓNICOS SINTÉTICOS OBtenidos, MEDIANTE DIFERENTES TÉCNICAS Y SU APLICACIÓN EN LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA

MARYTERE GUEVARA GUTIÉRREZ y DANIEL DORANTES HUERTA

33

ESTIMACIÓN DE PRESIÓN DE POROS EN FUNCIÓN DE VELOCIDADES SÍSMICAS, MODELO GEOLÓGICO E INFORMACIÓN DE POZOS EN LOS CAMPOS MAY Y BOLONTIKU DE LA SONDA DE CAMPECHE

JUAN R. CARCUZ, OLIVIER COLNARD, PABLO CIFUENTES,
OSCAR MARTÍNEZ, GABINO CASTILLO, ANDRÉS PEÑA,
RENÉ MARTÍNEZ, IGNACIO MARTÍNEZ y JAVIER CÓRDOVA,
SERGIO VÁSQUEZ, IGNACIO MENDOZA, RAÚL RAMOS,
CÉSAR CABRERA, ROMEO SOLÍS y ANTONIO RODRÍGUEZ

45

PROCESADO PSTM USANDO “BIN” FRACCIONADO ENFOCADO A TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS

Ing. Ricardo Flores Capetillo

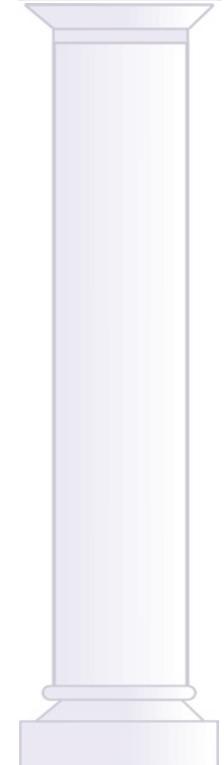


ANTECEDENTES

El éxito en los programas de adquisición sismológica depende ampliamente de la determinación de parámetros óptimos durante el diseño, éstos dependen a su vez del correcto muestreo espacial y estadístico del campo de ondas. Consideraciones como la geología del área y la implementación del diseño sísmico de forma práctica son tan importantes como el apilamiento, los *offsets*, el espaciamiento entre líneas de fuentes y receptores, el tamaño de la celda, el número de canales y su relación con la teoría de arreglos, el modelo geológico esperado, entre otros.

Algunos de los términos más empleados en diseño y adquisición sísmica tridimensional son de acuerdo a las figuras 1 y 2:

- ✓ *Fold*: Apilamiento, número de trazas por “bin” o celda viva.
- ✓ *RLI*: *Receiver Line Interval*, intervalo entre líneas receptoras; es la distancia medida ortogonalmente a las líneas receptoras.
- ✓ *SLI*: *Source Line Interval*, Intervalo entre líneas-fuente; es la distancia entre líneas-fuente usualmente medida perpendicular a las líneas-fuente.
- ✓ *CMP Bin*: *Common Mid Point* o punto de reflejo común; usualmente un grupo de trazas que comparten el mismo punto de reflejo común en donde teóricamente éstas caen en el centro de la distancia entre las fuentes y los receptores.
- ✓ *Migration Apron*: La distancia adicional que debe ser adicionada a cada lado de un Estudio 3D para asegurar que el proceso de migración sea óptimo.
- ✓ *Fold taper*: El área alrededor de un estudio 3D en donde el “fold” o apilamiento se incrementa de cero al “full fold” o apilamiento máximo.
- ✓ *Receiver Line*: Línea de Receptores.
- ✓ *Source Line*: Línea de Fuentes.
- ✓ *Inline*: La dirección paralela a las líneas receptoras en un Estudio Tridimensional.
- ✓ *Crossline*: La dirección orthogonal a la de las líneas receptoras en un Estudio Tridimensional. Usualmente es paralela a la de las líneas-fuentes.





- ✓ *Templete o Parche “patch”*: Es la colección de líneas receptoras activas más el punto fuente asociado a esta colección o parche.
- ✓ *“Bin” Fraccionado*: Conocido también como *flexi “bin”*, es un método de diseño para adquisición de datos sísmicos en donde los puntos fuentes y receptores pueden ser colocados de varias maneras entre sí. Fundamentalmente, el diseño debe asegurar que el espaciamiento entre líneas-fuentes y líneas receptoras sea no entero. Este tipo de diseño tiene conveniencias operacionales durante la ejecución por la flexibilidad, además de ventajas en proceso al permitir mantener o incluso incrementar la relación señal-ruido de los datos sísmicos al fraccionar el tamaño de “bin” original a celdas que concentran cantidades de trazas diferentes.

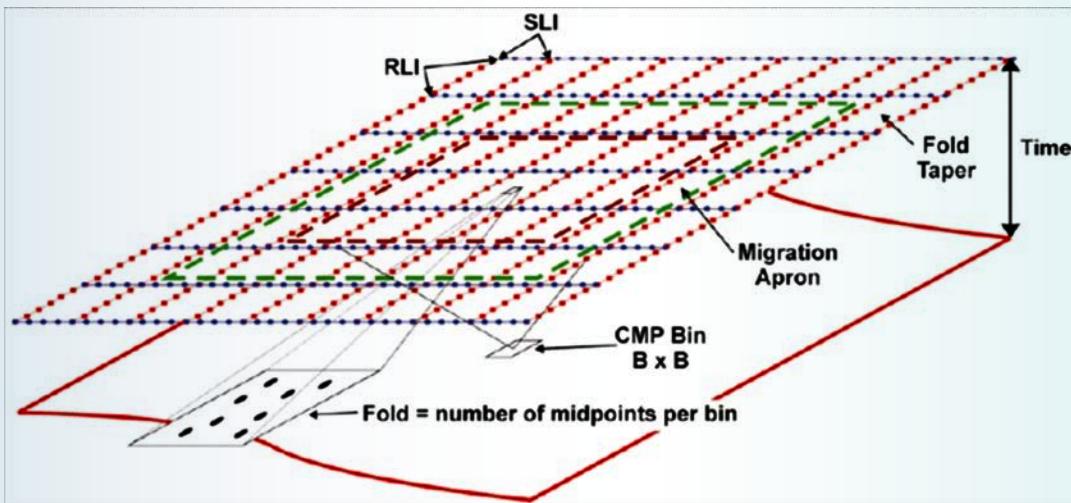


Figura 1.- Términos usados en diseño y adquisición de estudios sísmicos tridimensionales. Cortesía de “Planning Land 3D Seismic Surveys” Cordsen-Galbraith-Pierce GD9-SEG.

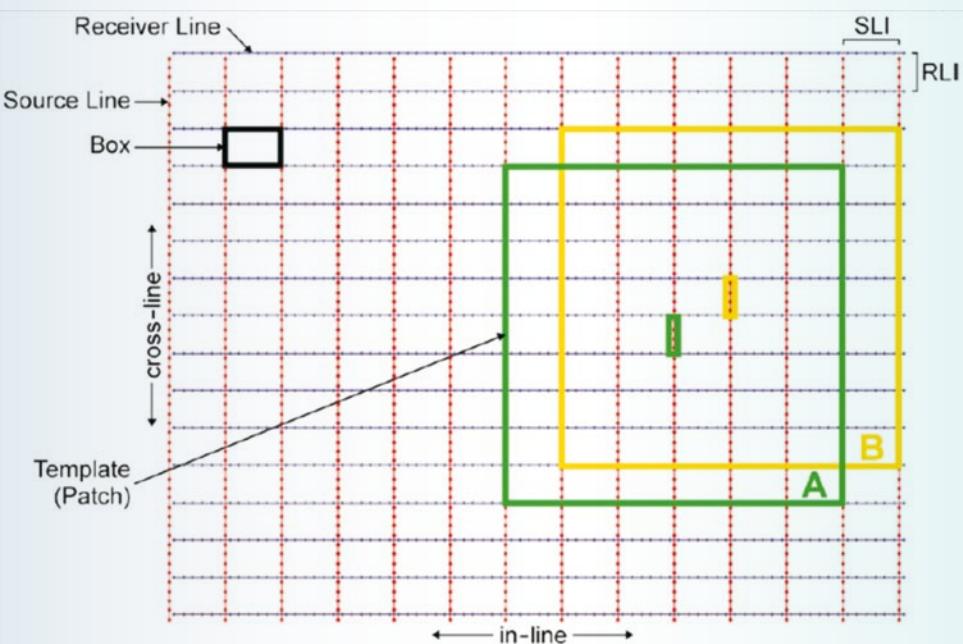


Figura 2.- Términos usados en diseño y adquisición de estudios sísmicos tridimensionales. Cortesía de “Planning Land 3D Seismic Surveys” Cordsen-Galbraith-Pierce GD9-SEG.



Además de las consideraciones marcadas previamente, debemos señalar que la búsqueda por optimizar las inversiones en materia de exploración de hidrocarburos ha propiciado la aplicación de diversas técnicas de diseño y adquisición de datos sísmicos, mismas que más tarde, después del procesamiento y la interpretación permiten reorientar los objetivos de proceso en función de los objetivos geológico-estratigráficos del intérprete para iluminar otras zonas de interés. El uso de diseños con la técnica de “bin” fraccionado permite la realización de reprocesos de la información sismológica que mejoran la resolución sísmica lateral, aumentando o disminuyendo el tamaño del “bin”.



PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El presente trabajo muestra los resultados del reproceso en migración pre-apilamiento en tiempo (PSTM) de un pequeño cubo sísmico adquirido con la técnica de “bin” fraccionado buscando enfatizar un objetivo estratigráfico, ubicado en una ventana de tiempo más profunda. La metodología consistió en probar 2 diferentes geometrías PSTM, una con tamaño de “bin” de 25x25 m y otra con tamaño de “bin” de 25x12.5 m, ambas con los mismos parámetros de proceso.



OBJETIVOS

Obtener líneas de control migradas pre-apilamiento en tiempo usando diferentes tamaños de “bin” a partir de datos adquiridos con la técnica de “bin” fraccionado.

BINES: 25x25 y 25x12.5 m

Objetivo Geológico: Principalmente Terciario. Trampas Estratigráficas hasta aproximadamente 3,500 ms del Oligoceno y Eoceno sin descuidar la parte profunda, ya que en un posible futuro se utilizará para otras localidades mesozoicas.



DESARROLLO

Las figuras 3-10 muestran los controles de calidad necesarios para la elección de parámetros del proceso de migración PSTM. En ellos puede observarse la cobertura de trazas por plano de offset con una malla u otra al igual que de azimuts o trazas en las direcciones radiales. Una cantidad insuficiente de trazas en cualquiera de estos parámetros puede entregarnos una deficiente migración que puede llevarnos a una interpretación geológica equivocada o insuficiente.

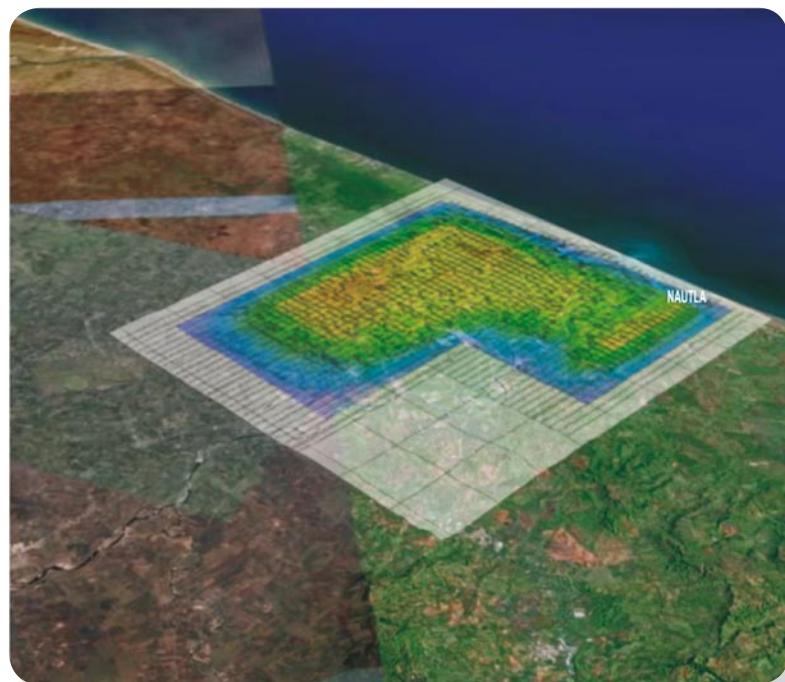


Figura 3.- Imagen Satelital del Estudio

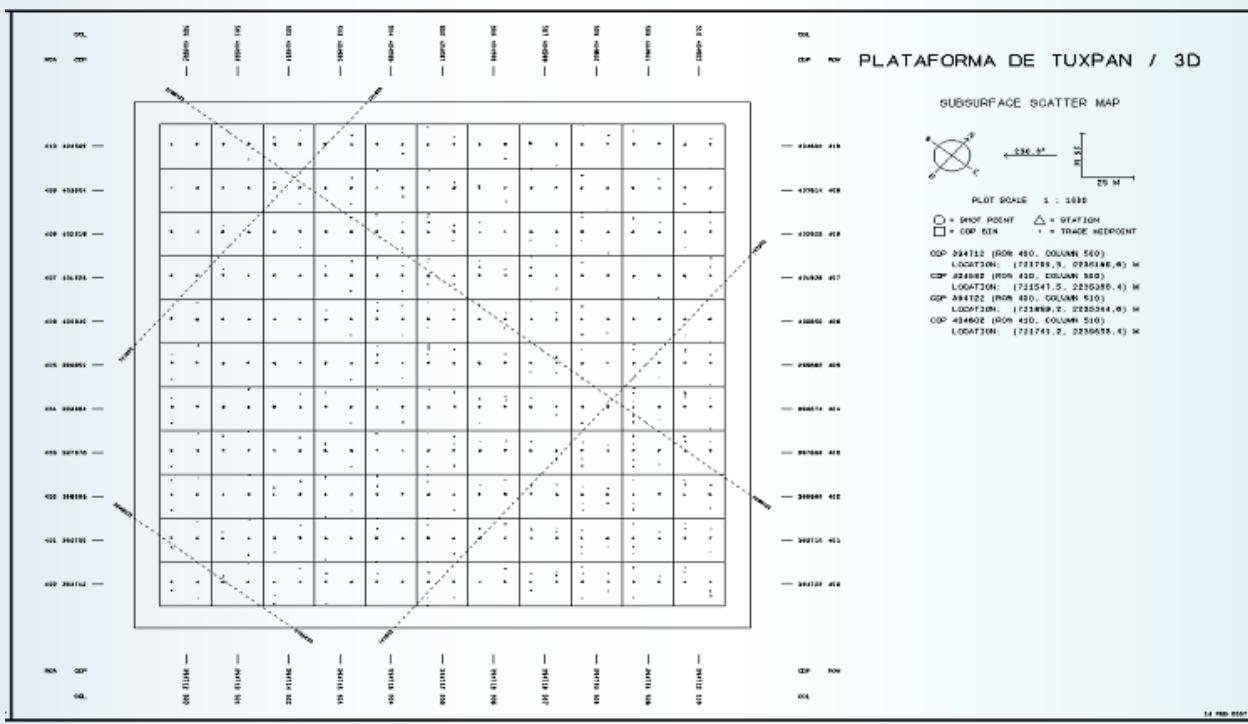


Figura 4.- Distribución de “BIN” Scatter

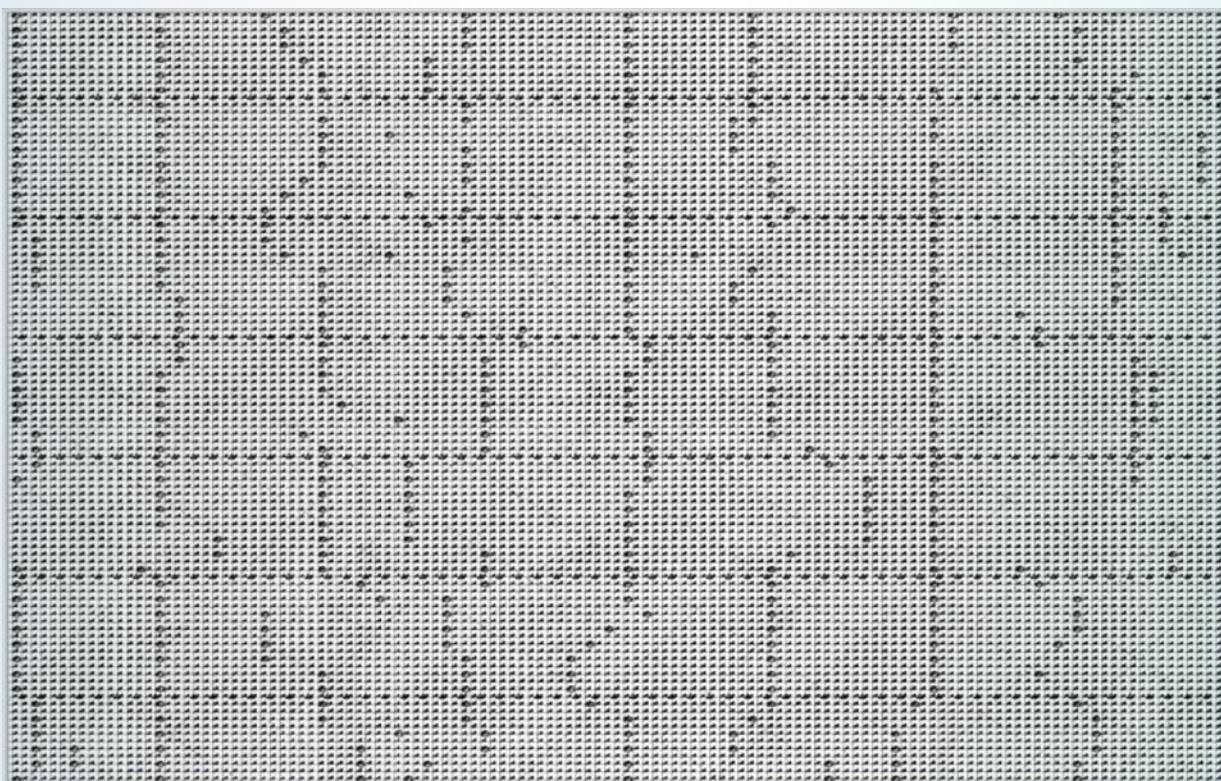


Figura 5.- Distribución de offsets

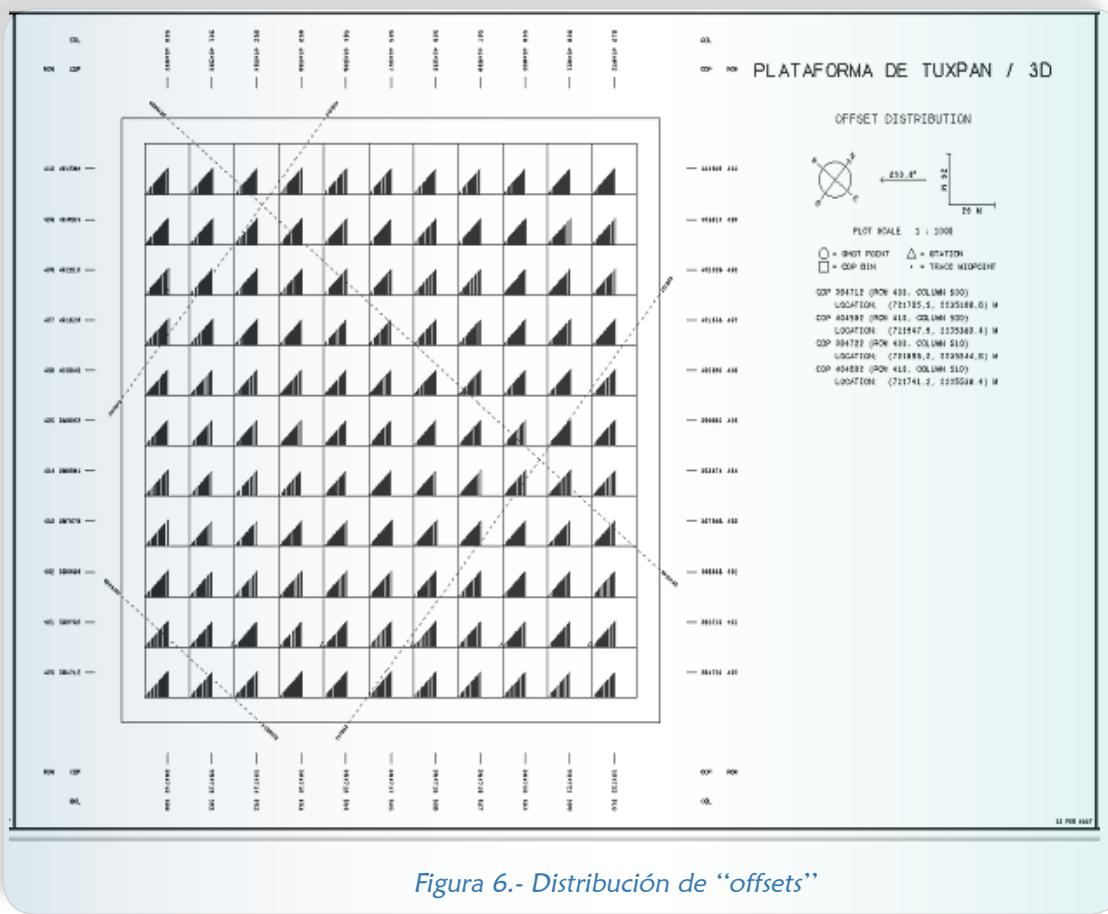


Figura 6.- Distribución de “offsets”

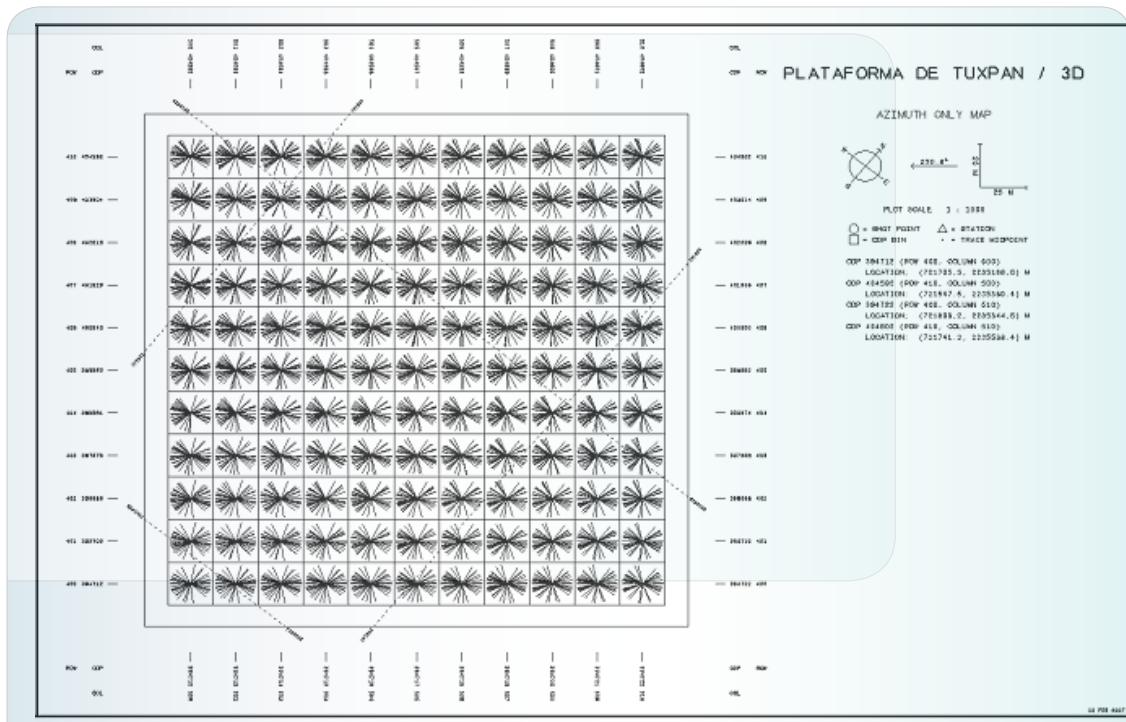


Figura 7.- Distribución de azimuts

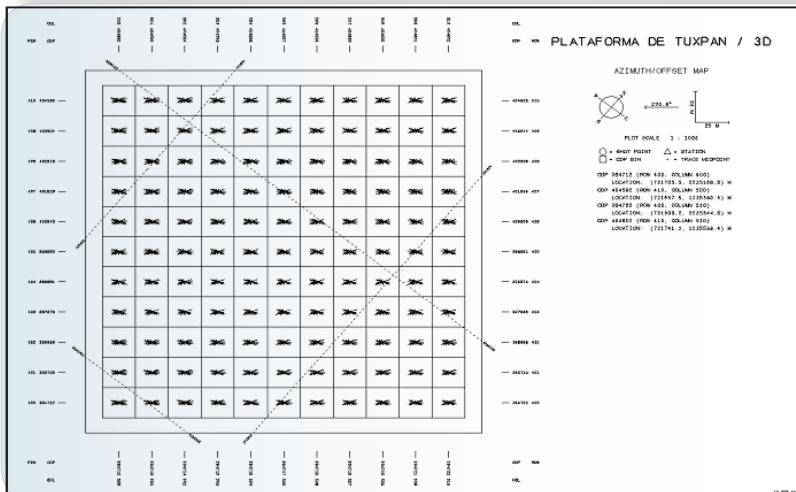


Figura 8.- Distribución de azimuts-offsets

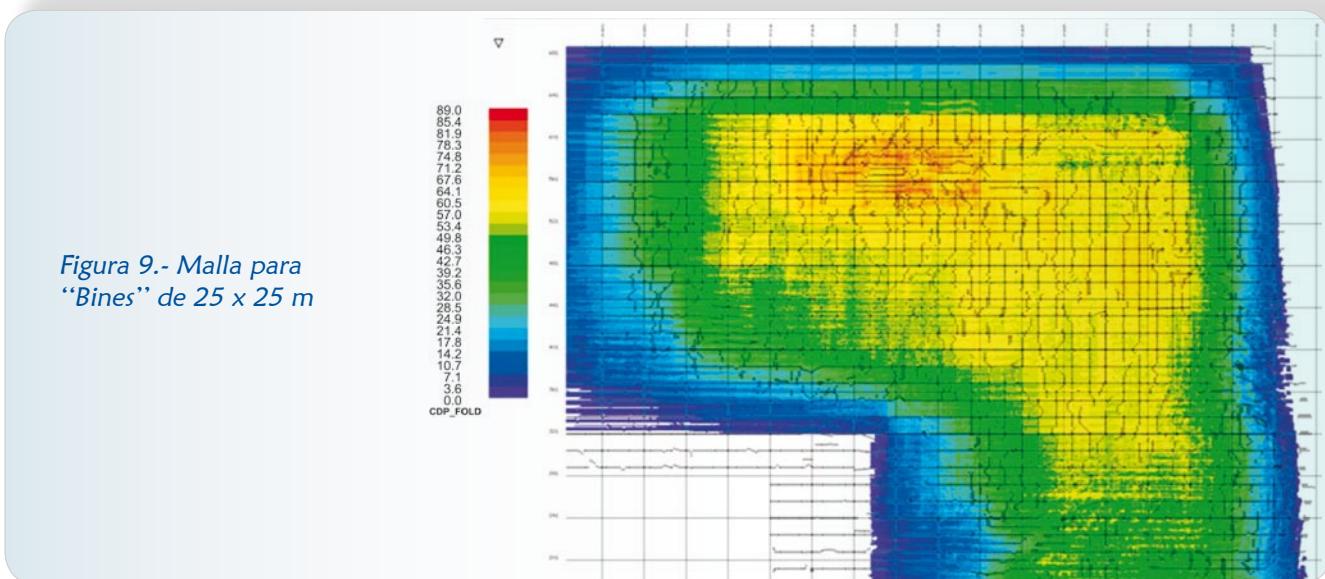


Figura 9.- Malla para “Bines” de 25 x 25 m

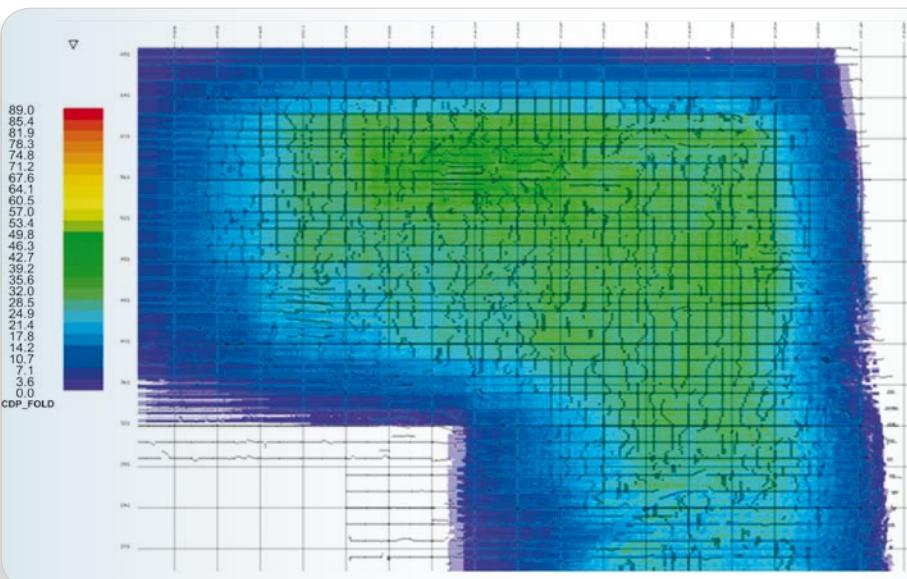


Figura 10.- Malla para “Bines” de 25 x 12.5 m



En la figura 11 el diagrama de flujo de migración pre-apilamiento en tiempo nos describe a grandes rasgos los siguientes aspectos:

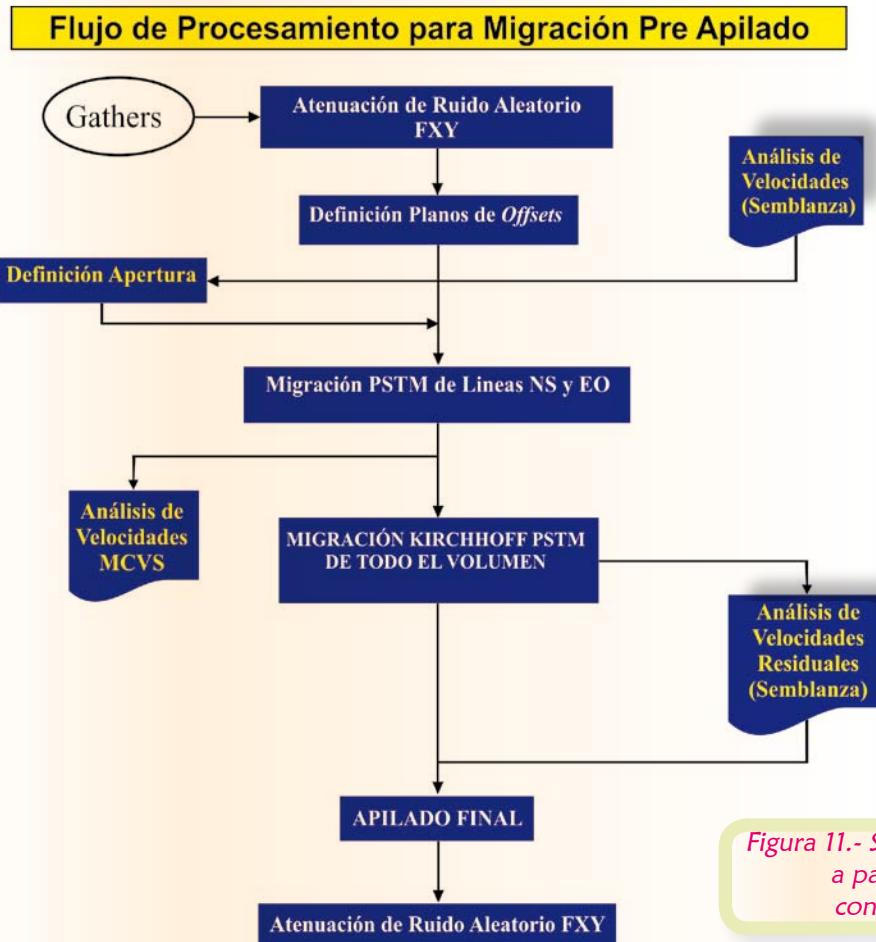


Figura 11.- Secuencia de Proceso PSTM
a partir de CDP gathers
con estáticas residuales

A) Sustracción de Ruidos Pre-Stack FXY-OFFSET: Se aplicó una corrección dinámica utilizando las últimas velocidades de apilamiento, posteriormente se aplicó una Deconvolución Predictiva FXY-OFFSET para atenuar el ruido aleatorio presente en los *gathers*. El rango de frecuencias filtrado fue de 3 a 80 Hz, una vez obtenido el ruido en el dominio tiempo-distancia se apiló y se verificó que no hubiera removido ninguna energía identificable como señal. Finalmente, fue sustraído de los “*gathers*” originales.

B) Análisis Interactivo de Velocidades de Migración: Se realizó un picado preliminar de Velocidades de Migración mediante semblanzas de *gathers* migrados cada kilómetro, con el fin de determinar la apertura óptima de migración (ver figuras 19-21). Para la interpretación del campo final de velocidades de Migración pre-apilado se generaron líneas migradas (con toda la apertura) a velocidad constante desde 1,650 hasta 4,500 m/s con pasos de 50 m/s (58 migraciones por línea). Estas funciones de velocidad fueron seleccionadas sobre las *inlines* y sobre las *xlines* de control. Estas líneas migradas con velocidad constante fueron interpretados con un programa interactivo, el cual tiene la capacidad de analizar, tanto las *inlines* como las *xlines* al mismo tiempo, lo que permite tener un total control de las variaciones laterales del campo de velocidad. Durante esta etapa se tuvo presente un modelo de interpretación geológico-estructural provisto previamente.

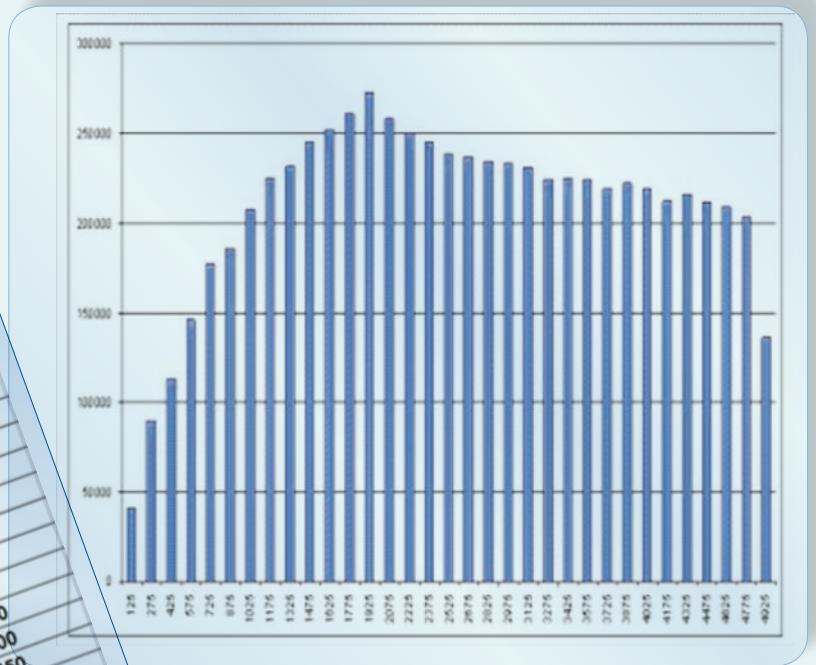


DECIMACIÓN DE PLAN DE OFFSET PARA PSTM

Se realizaron las siguientes decimaciones:

- 1) 50 a 5,000 cada 150 m (mejor distribución)
- 2) 100 a 5,000 cada 100 m
- 3) 100 a 5,000 cada 200 m
- 4) 100 a 5,000 cada 300 m

PLANOS	OFFSET MINIMO	OFFSET CENTRAL	OFFSET MAXIMO
1	50	125	200
2	200	275	350
3	350	425	500
4	500	575	650
5	650	725	800
6	800	875	950
7	950	1025	1100
8	1100	1175	1250
9	1250	1325	1400
10	1400	1475	1550
11	1550	1625	1700
12	1700	1775	1850
13	1850	1925	2000
14	2000	2075	2150
15	2150	2225	2300
16	2300	2375	2450
17	2450	2525	2600
18	2600	2675	2750
19	2750	2825	2900
20	2900	2975	3050
21	3050	3125	3200
22	3200	3275	3350
23	3350	3425	3500
24	3500	3575	3650
25	3650	3725	3800
26	3800	3875	3950
27	3950	4025	4100
28	4100	4175	4250
29	4250	4325	4400
30	4400	4475	4550
31	4550	4625	4700
32	4700	4775	4850
33	4850	4925	5000



Se seleccionaron “gathers” compuestos por trazas con “offset” de 50 a 5,000 m cada 150 m.

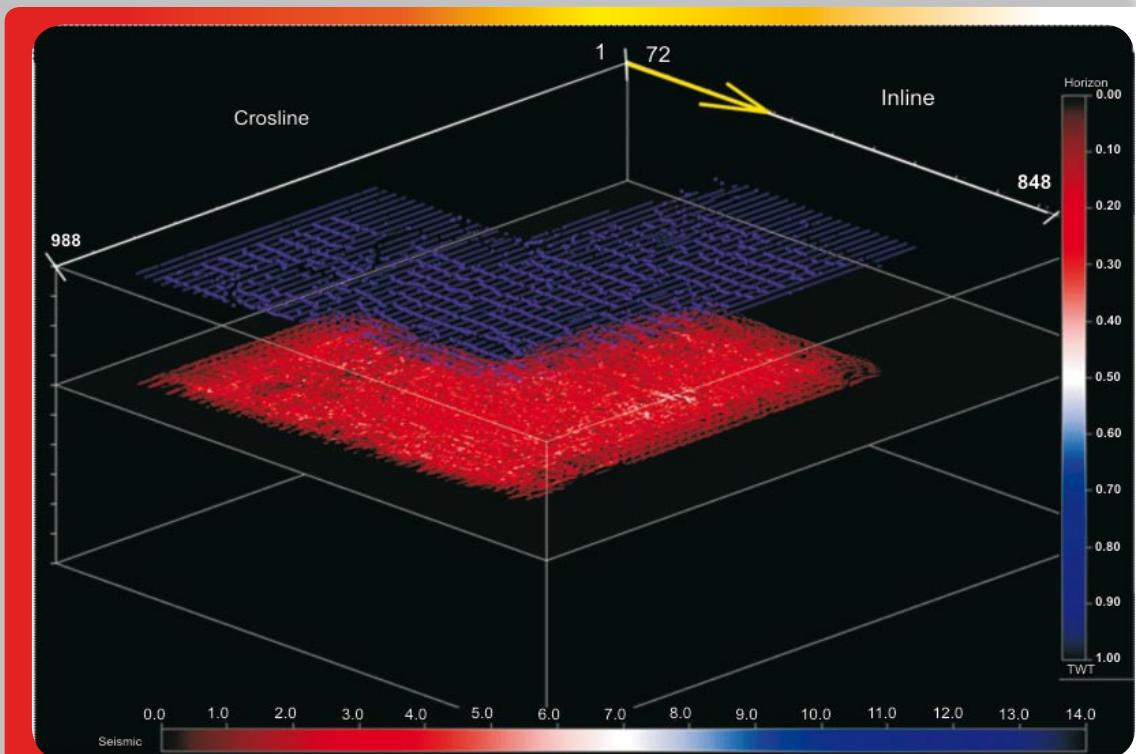


Figura 12.- Planos de “offsets” 50 a 5,100 cada 150 m

C) Migración en Tiempo antes de Apilar: Se eligió un minicubo de prueba PSTM contenido en las *inline* 432-631 con las características de apertura y apilamiento suficientes para obtener un buen resultado. El primer paso para obtener los “*gathers*” migrados, es crear una geometría de migración, en este proceso las celdas tienen un tamaño de 25 por 25 m, tal como la geometría original, compuesta por trazas distribuidas en planos de “*offsets*” a intervalos regulares con la menor cantidad posible de posiciones vacías. Se optó por utilizar “*gathers*” compuestos por trazas con “*offset*” desde los 50 hasta los 5,000 m con 150 m de intervalo (Figs. 12 a 17 y Figs. 22 a 24). Se generó una geometría adicional para el “*bin*” de 25 x 12.5 m con las mismas características que la anterior.

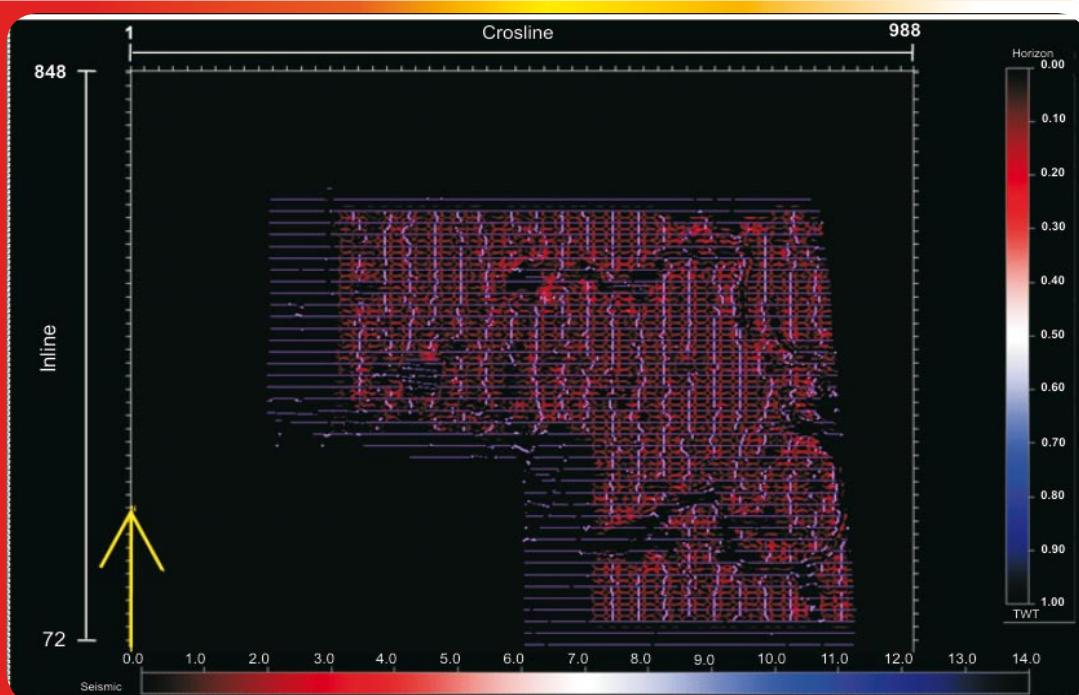


Figura 13.- Distribución de Trazas en distancia cercanas (500-650 m)

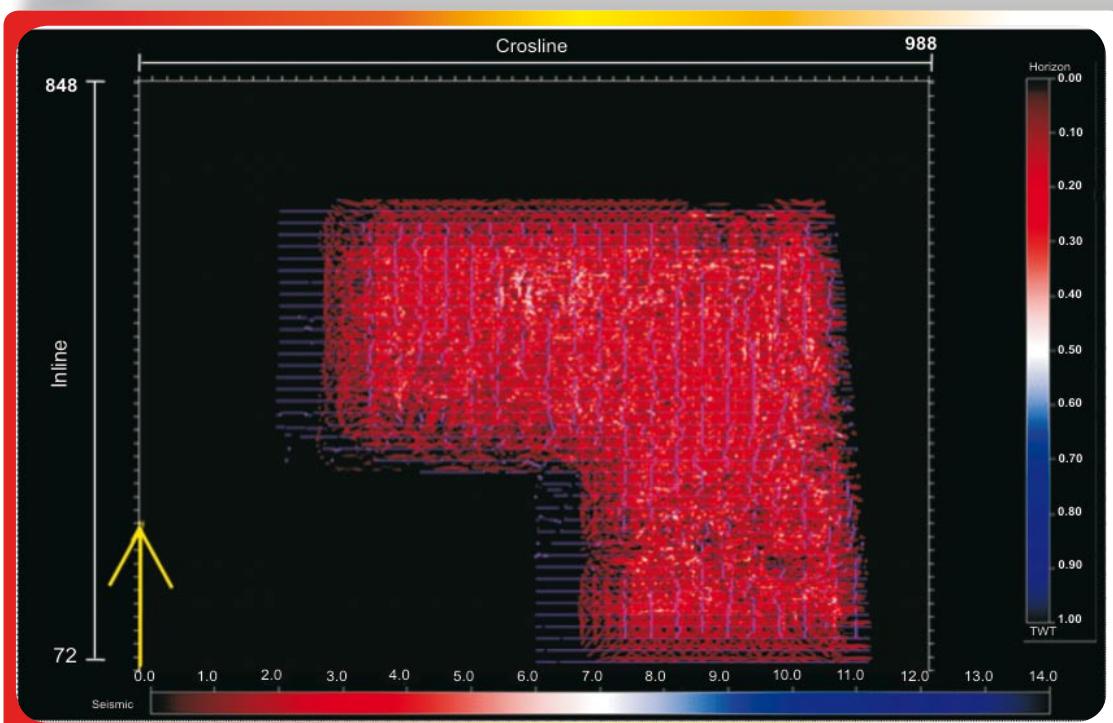


Figura 14.- Distribución de trazas en distancia medias (2,000-2,150 m)

- ✓ DIP máximo: 90 grados
- ✓ Apertura máxima: 3,000 m
- ✓ Primer grupo “offset”: 50 m
- ✓ Tamaño grupo “offset”: 150 m
- ✓ Último grupo de “offset”: 5,200 m
- ✓ Número de “offsets”: 33
- ✓ Anti-alias: 25 x 25 m para ambas grillas
- ✓ Malla de análisis de velocidades PSTM: 1x1 km
- ✓ Datum final: 0.0 msnm
- ✓ Tipo de rayo: recto y curva
- ✓ Filtro anti-alias: 30, 40, 50, 60 y 70%

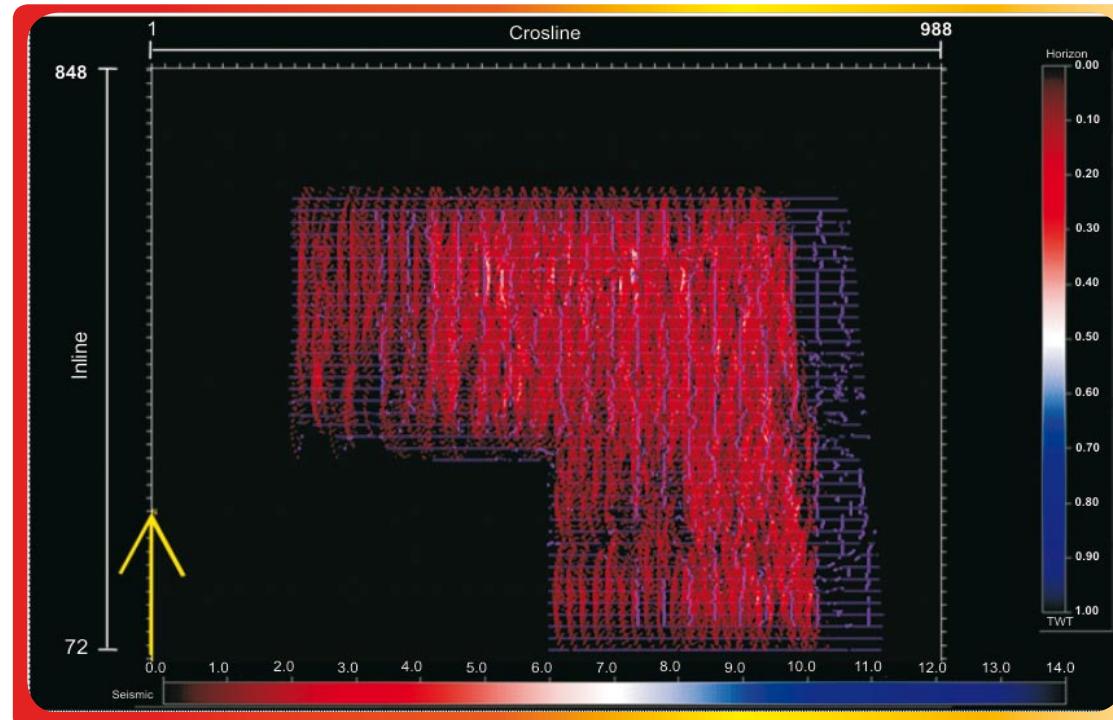


Figura 15.- Distribución de trazas en distancia lejanas (4,400-4,450 m)

Los “*gathers*” con esta distribución de “*offset*” se utilizaron, tanto para picar velocidades de migración como para el procesamiento. Se realizó el *test* de parámetros de PSTM sobre las “*inlines*” y las “*xlines*” de control. En estas líneas se realizaron diferentes pruebas, en donde se concluyó que los mejores parámetros son:

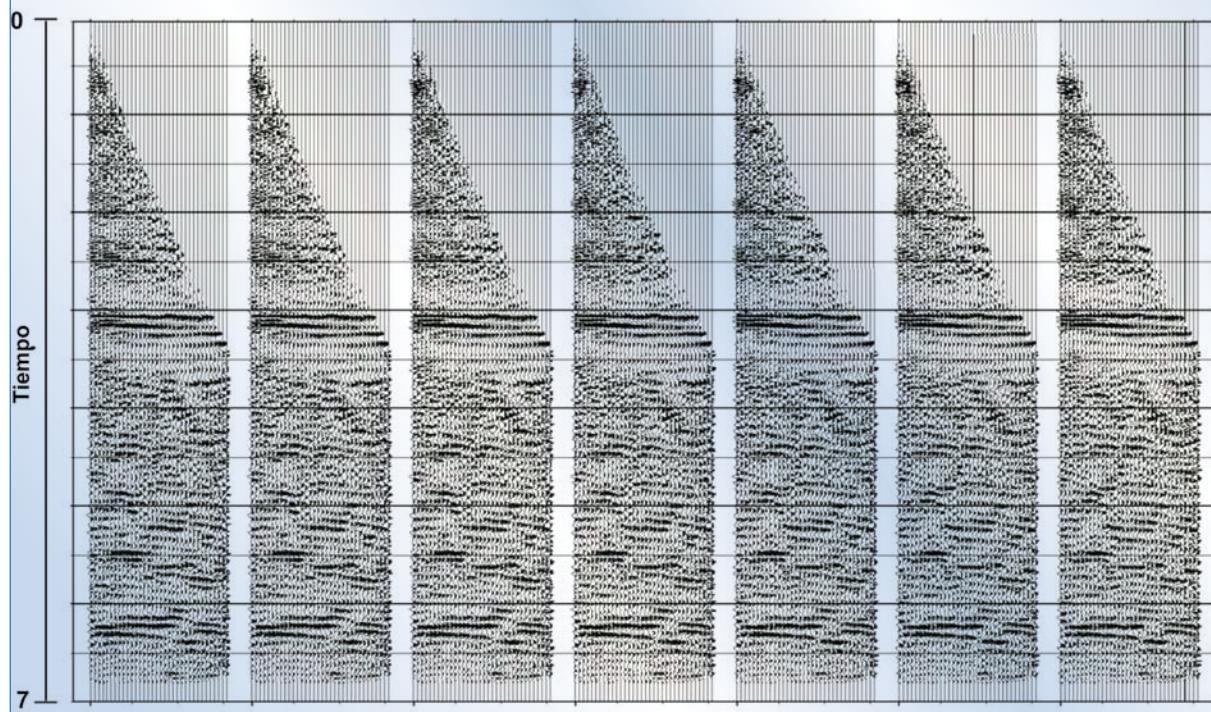
**PSTM**

Figura 16.- “Gathers” migrados $25 \times 25\text{ m}$

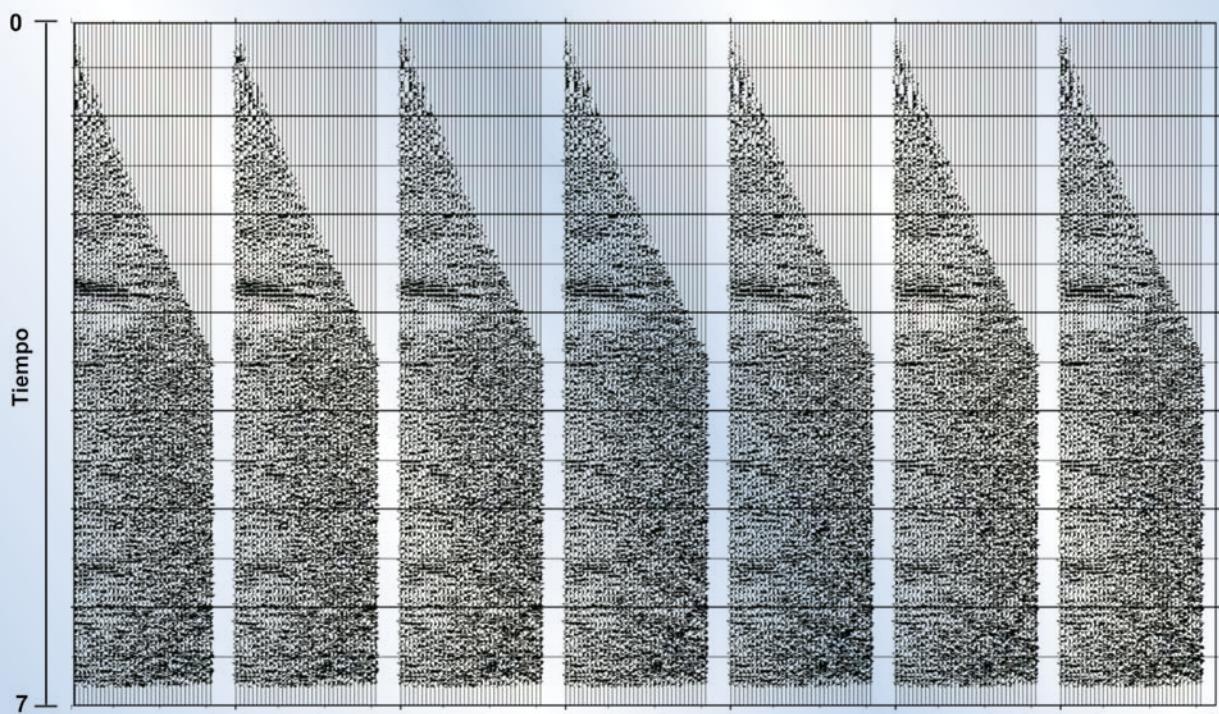


Figura 17.- “Gathers” migrados $25 \times 12.5\text{ m}$

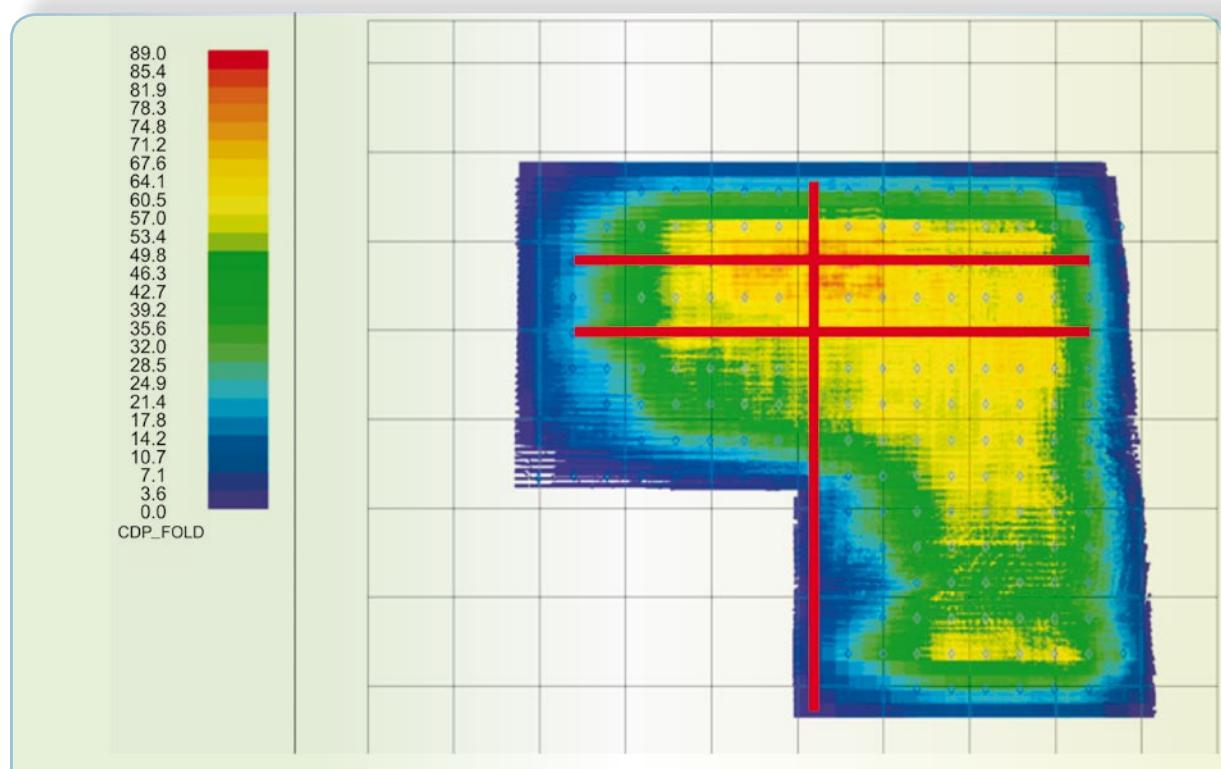


Figura 18.- Localización de las funciones de velocidades PSTM

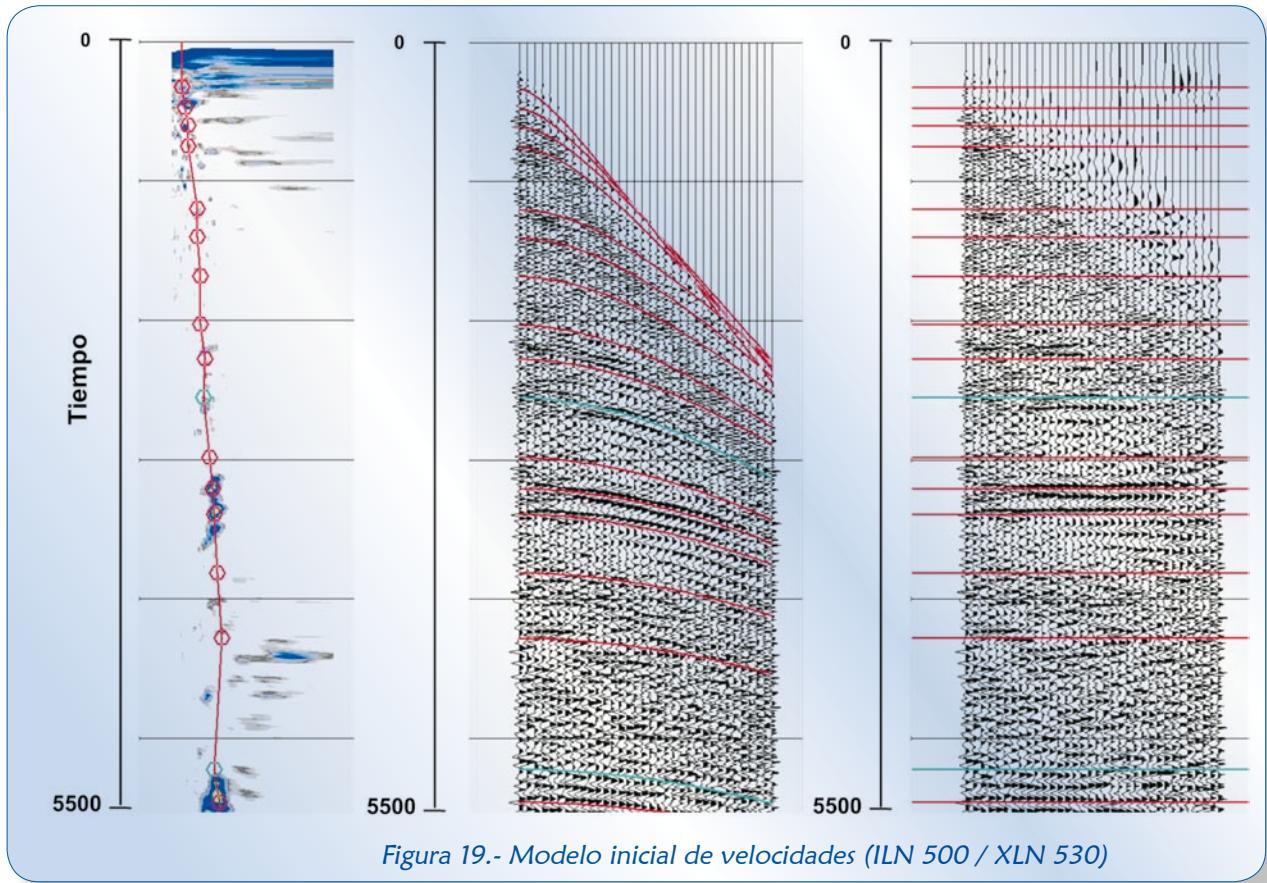


Figura 19.- Modelo inicial de velocidades (ILN 500 / XLN 530)

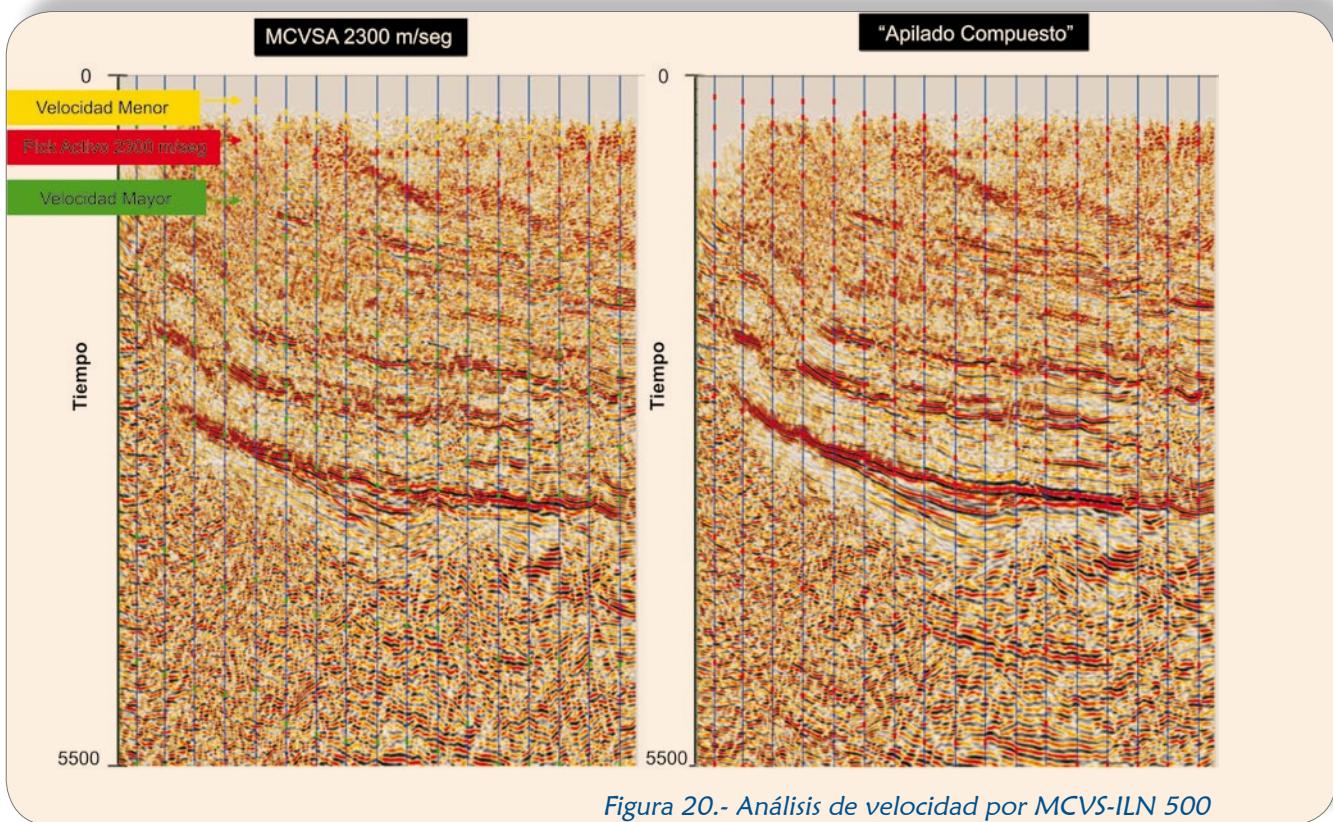
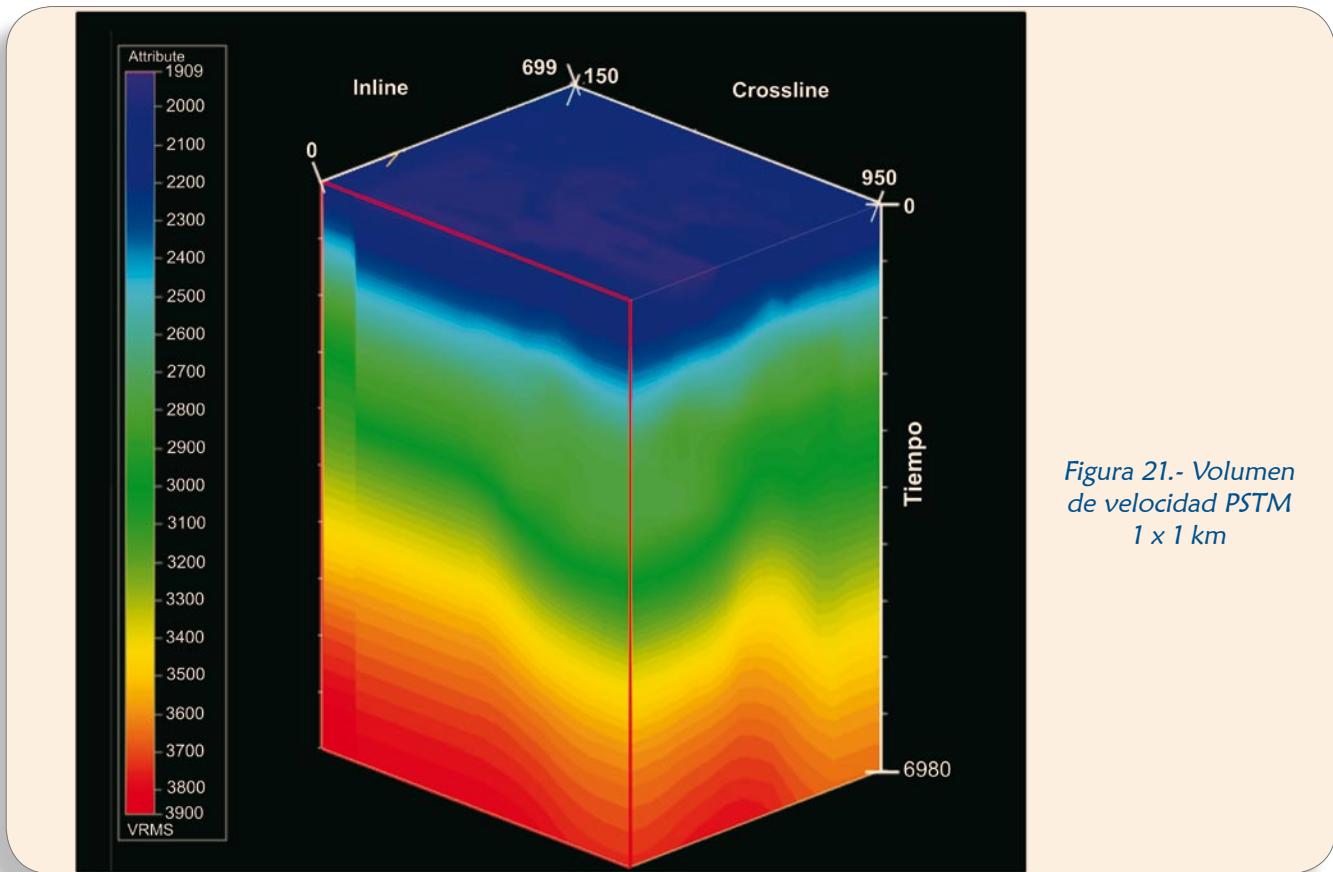


Figura 20.- Análisis de velocidad por MCVS-ILN 500

Figura 21.- Volumen de velocidad PSTM
1 x 1 km

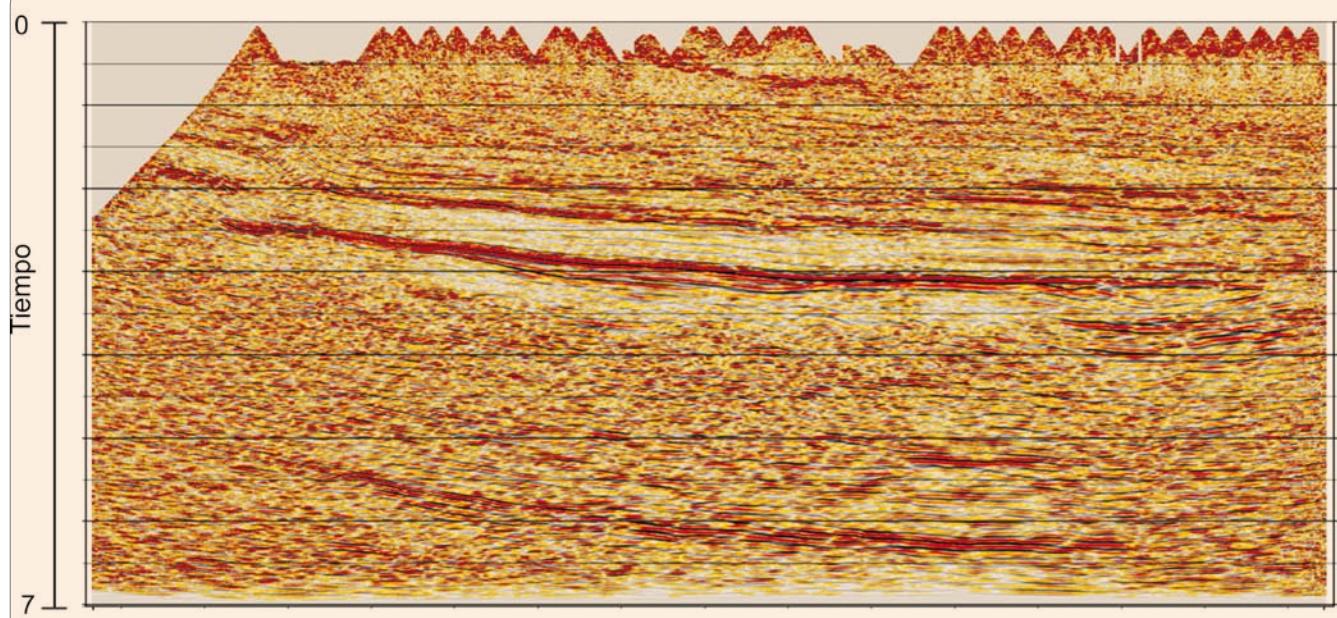


Figura 22.- Comparación de proceso original PSTM 25 x 25 m

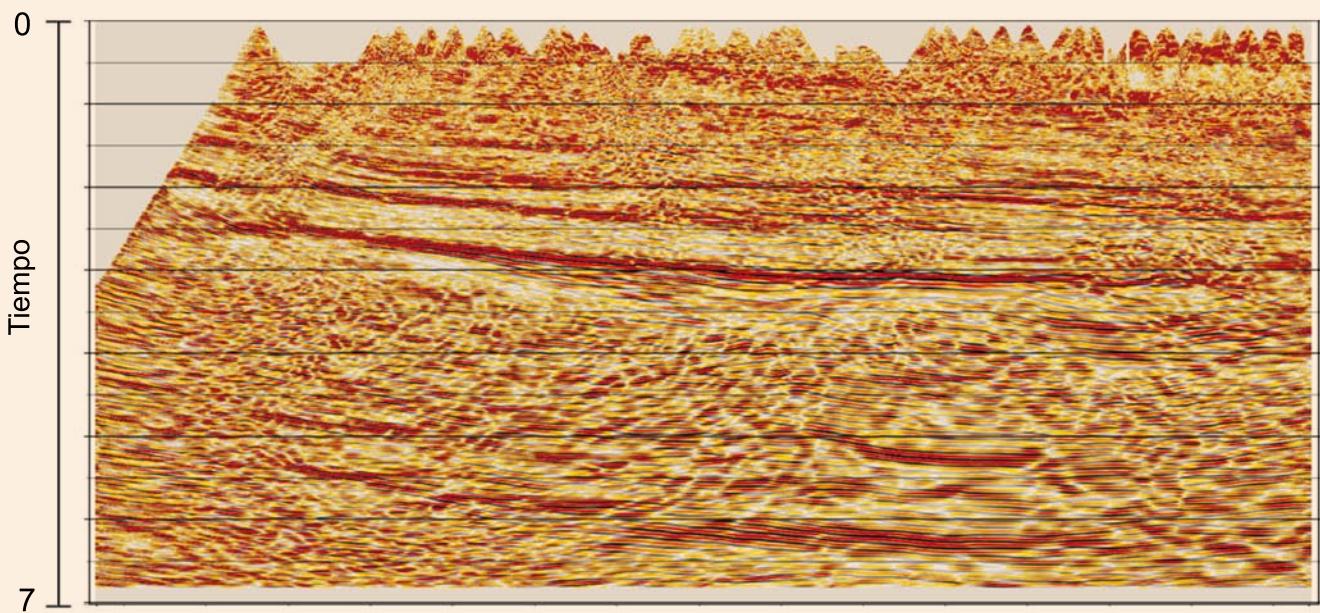


Figura 23.- Proceso nuevo PSTM 25 x 25 m

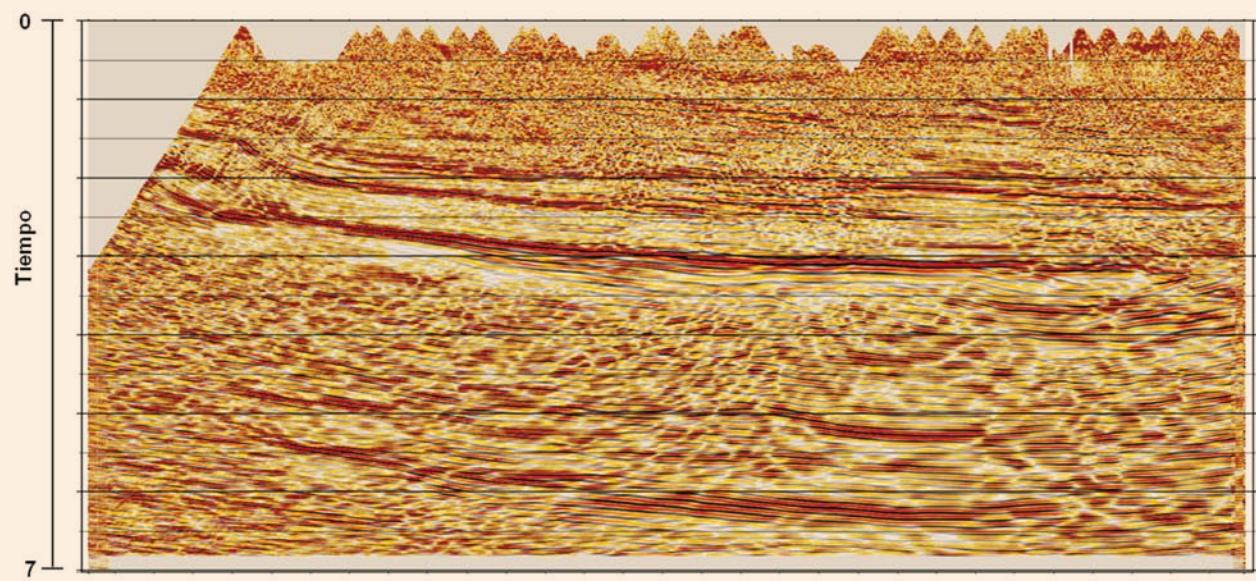


Figura 24.- Proceso nuevo PSTM “Bin” Fraccionado 25 x 12.5 m

MIGRACIÓN KIRCHHOFF PSTM

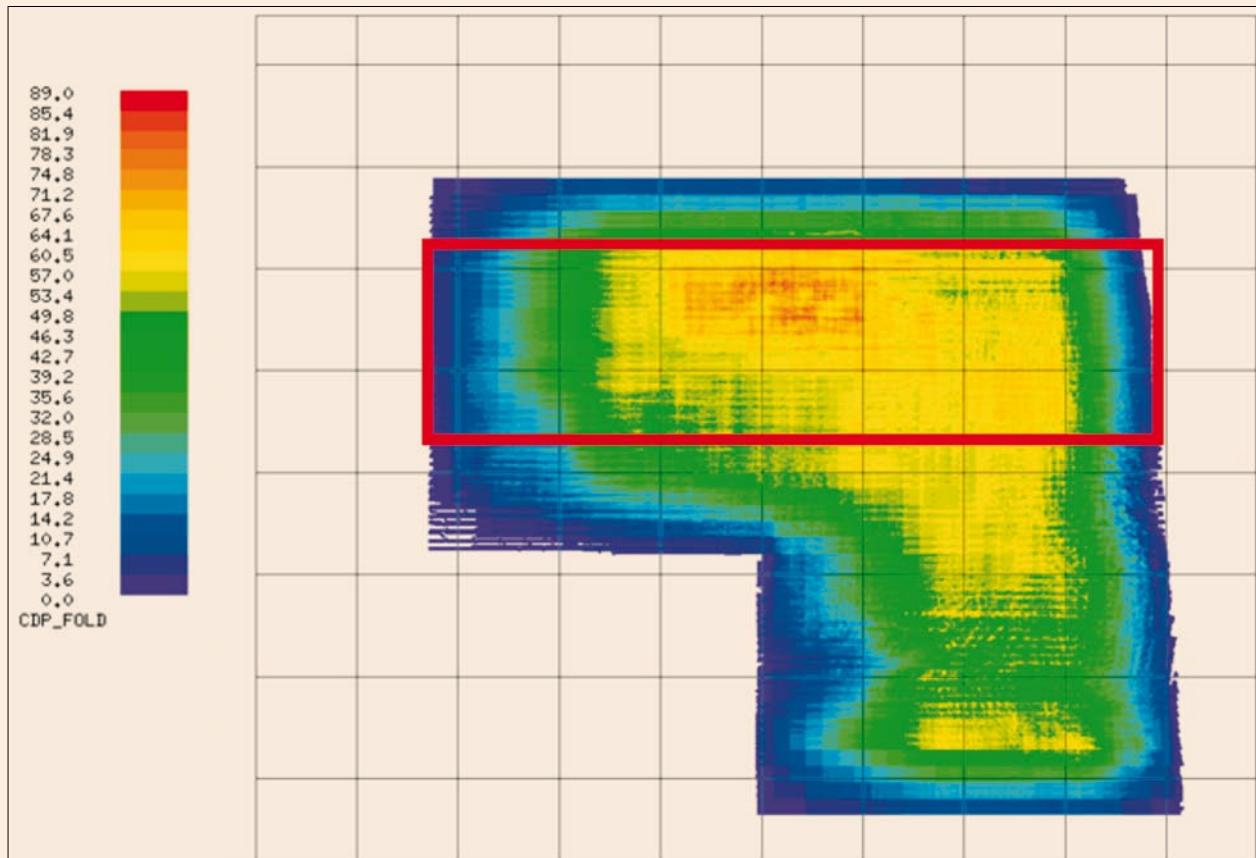


Figura 25.- Minicubo de prueba (“inline” 432-631)



Las figuras 26 a la 28 muestran una línea de prueba con una comparación espectral (contenido de frecuencias-amplitud) para las 2 geometrías en comparación; 25 x 25 y 25 x 12.5 m.

D) Corrección Dinámica Residual y Apilamiento: Se seleccionó un punto de control cada 500 m en ambas direcciones, en estos puntos se generaron super “gathers” migrados, de 5 columnas por 5 filas mediante un *common offset stack*. A estos super “gathers” se les removió el normal “moveout” con las velocidades de migración y se les calculó sus espectros de velocidad. Éstos fueron interpretados con un programa interactivo. La función de enmudecimiento frontal (MUTE) se determinó simultáneamente con las velocidades.

Finalmente, los CDP-Gathers con esta nueva corrección dinámica aplicada fueron apilados para así obtener el cubo final migrado. En las figuras 37 a la 46 pueden verse las migraciones “prestack” en tiempo para ambos tipos de celdas 25 x 25 y 25 x 12.5 m en las direcciones “inline” y “xline”. En las figuras 29 a 36 se muestran “Time Slices” del cubo de cobertura de migración PSTM a tiempos 1,500, 2,000, 2,500, 3,000 y 3,500 msec. Con el fin de observar la comparación entre las migraciones pre-apilamiento con ambos tamaños de celdas, 25x25 y 25x12.5 m.

E) Filtrado y Escalado Final: Se aplicó un filtro de frecuencias variable en el tiempo según el siguiente detalle:

FILTRO DE FRECUENCIAS VARIABLE EN EL TIEMPO	
FRECUENCIA (HZ)	TIEMPO (MS)
5/10-70/80	0-1000
4/10-60/70	1000-2000
4/8-48/58	2000-3000
4/8-36/46	3000-4000
3/6-30/40	4000-6000

Con una rampa de 400 msec entre ventanas sucesivas.

Finalmente se aplicó una ecualización de amplitudes (ganancia) del tipo “*mean scaling*”, utilizándose ventanas de 700 msec y traslapes de 350 msec entre ventanas para el cálculo de los valores medios de amplitud.

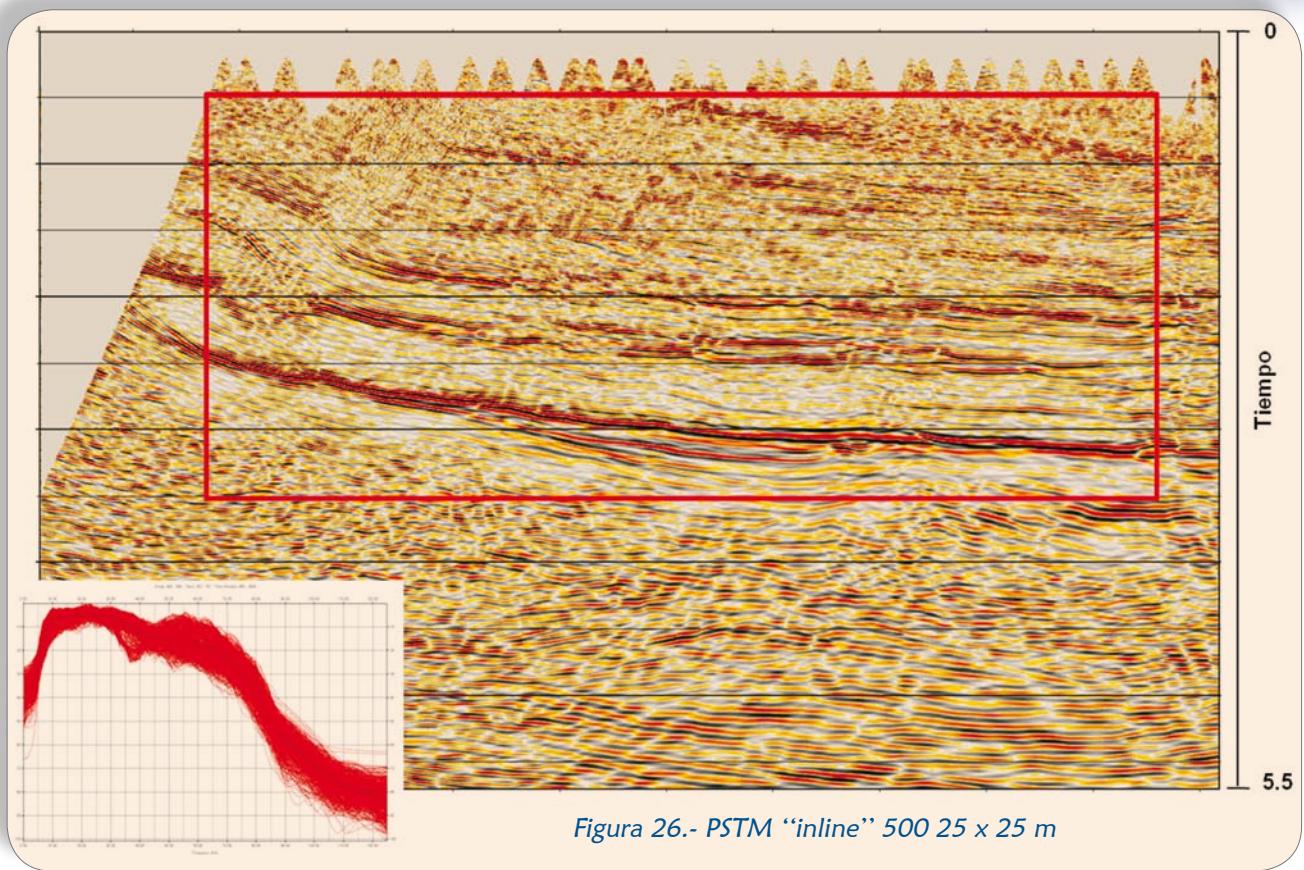


Figura 26.- PSTM “inline” 500 25 x 25 m

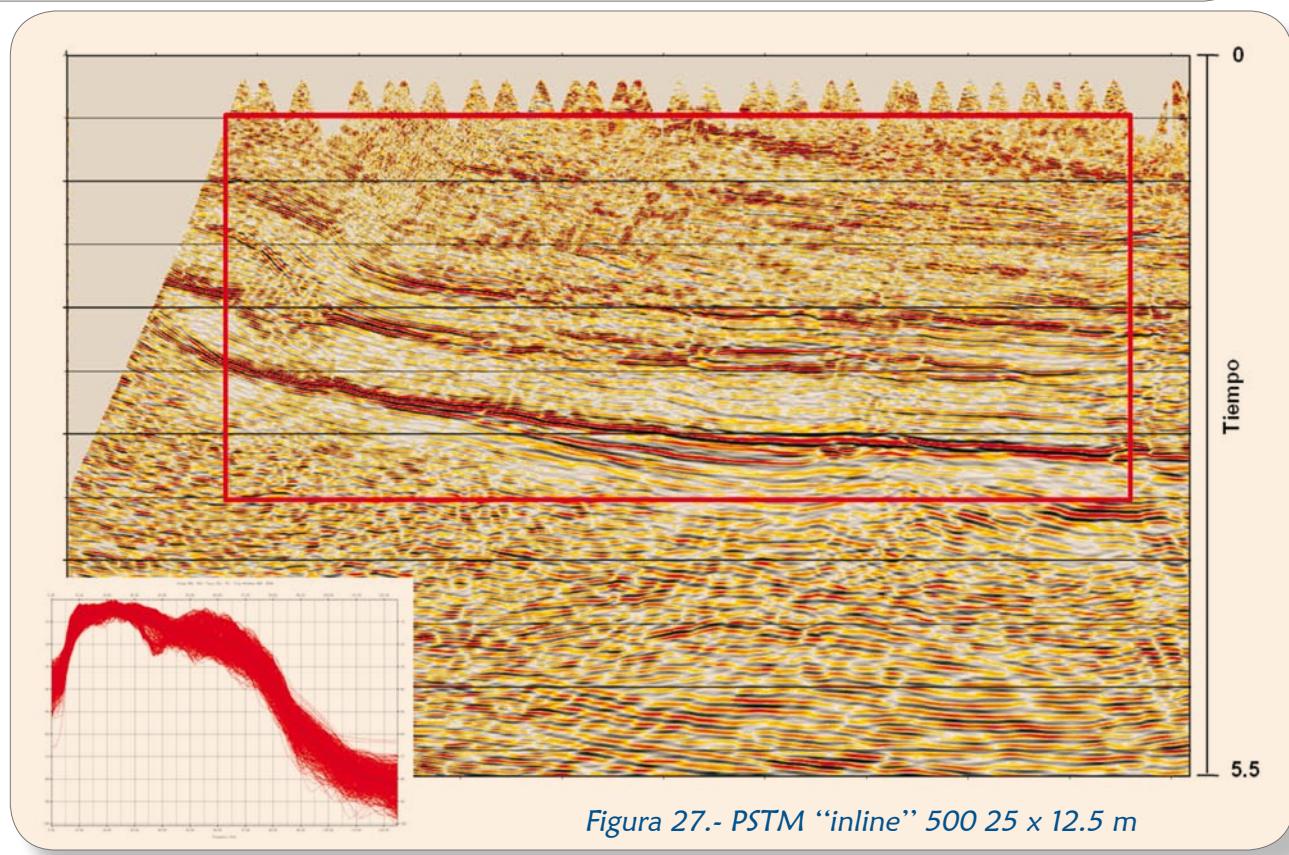


Figura 27.- PSTM “inline” 500 25 x 12.5 m

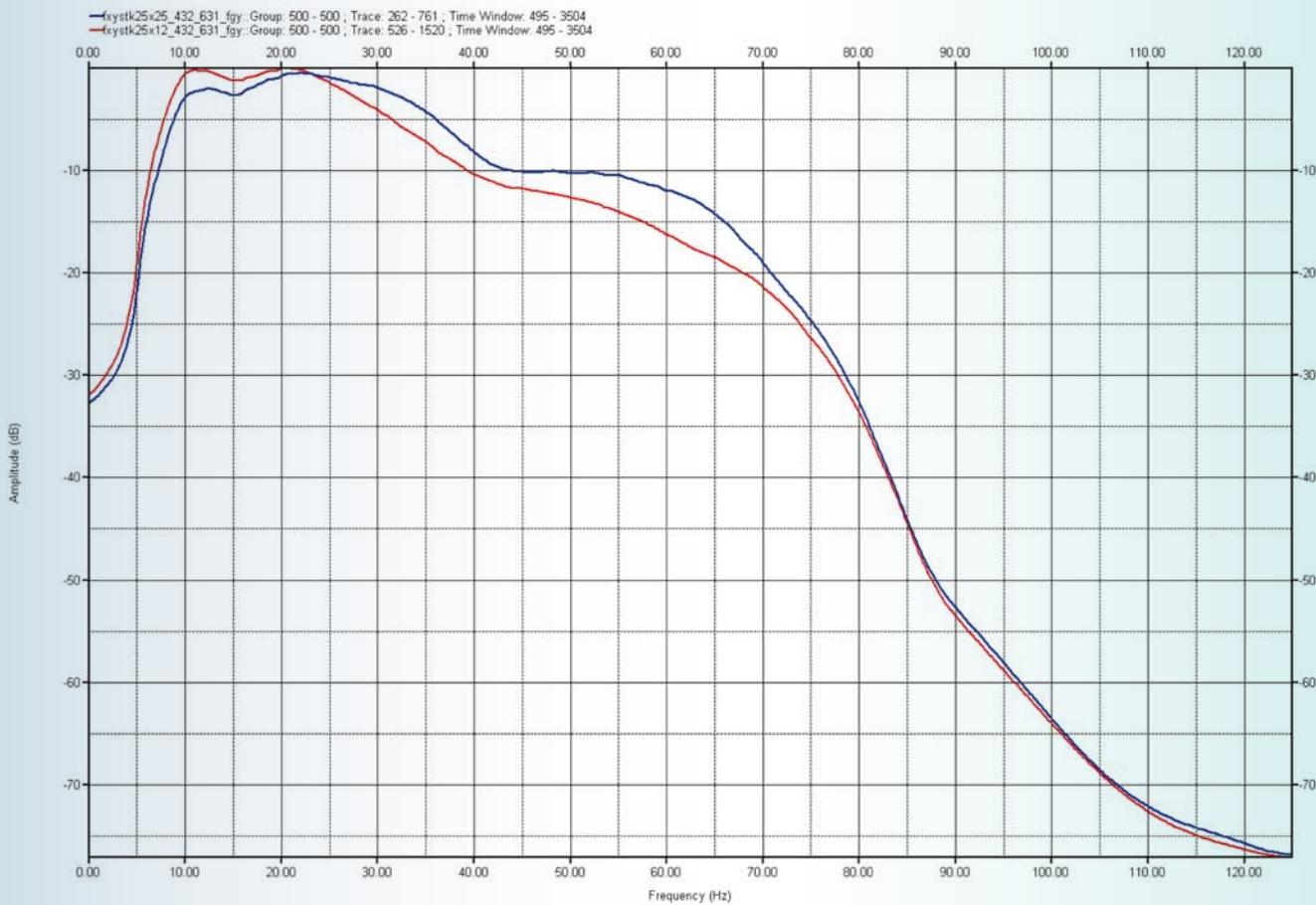


Figura 28.- Espectros 25 x 25 m vs 25 x 12.5 m

RESULTADO



Rel resultado muestra que diferentes geometrías PSTM tienen diferentes respuestas. Particularmente en este estudio la disminución en el tamaño del “bin” otorga una mejor imagen y se obtiene mayor continuidad de los reflectores profundos, además de una mejor definición en eventos con echado mientras que con el aumento del “bin” se obtiene mejor imagen de la información somera.

La mayor diferencia se aprecia en los cortes en tiempo o “times-slice”, en donde con una flecha se señalan las zonas que presentan mayor diferencia entre sí (figuras 29 a la 36).

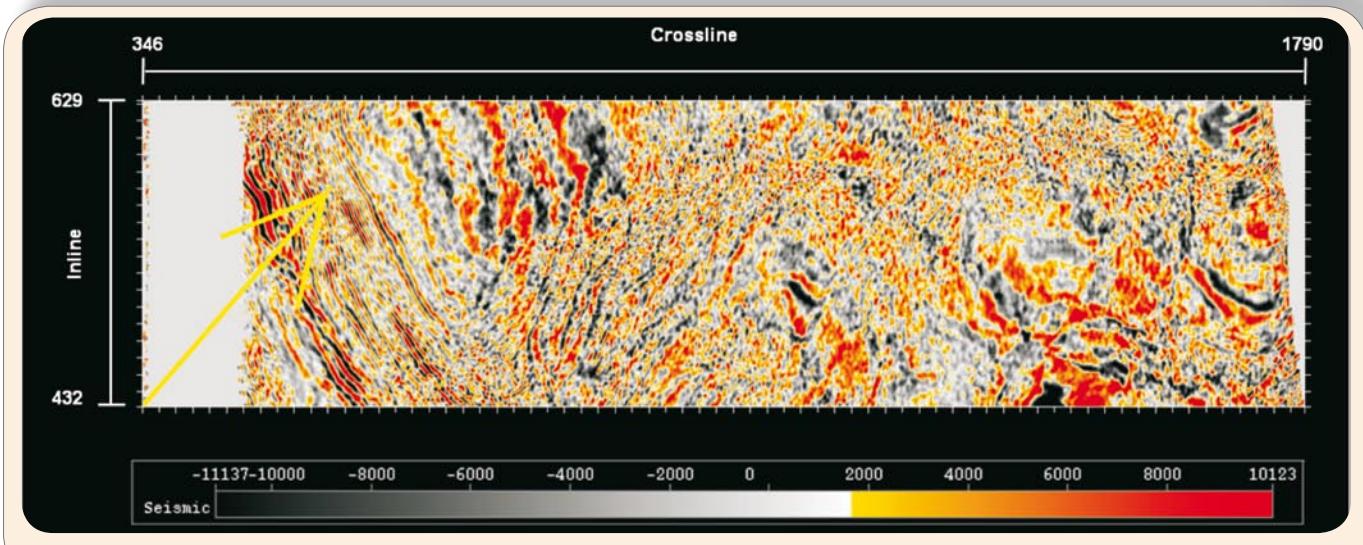


Figura 29.- Time Slice 1,500 msec Proceso PSTM “Bin” Fraccionado 25x12 m

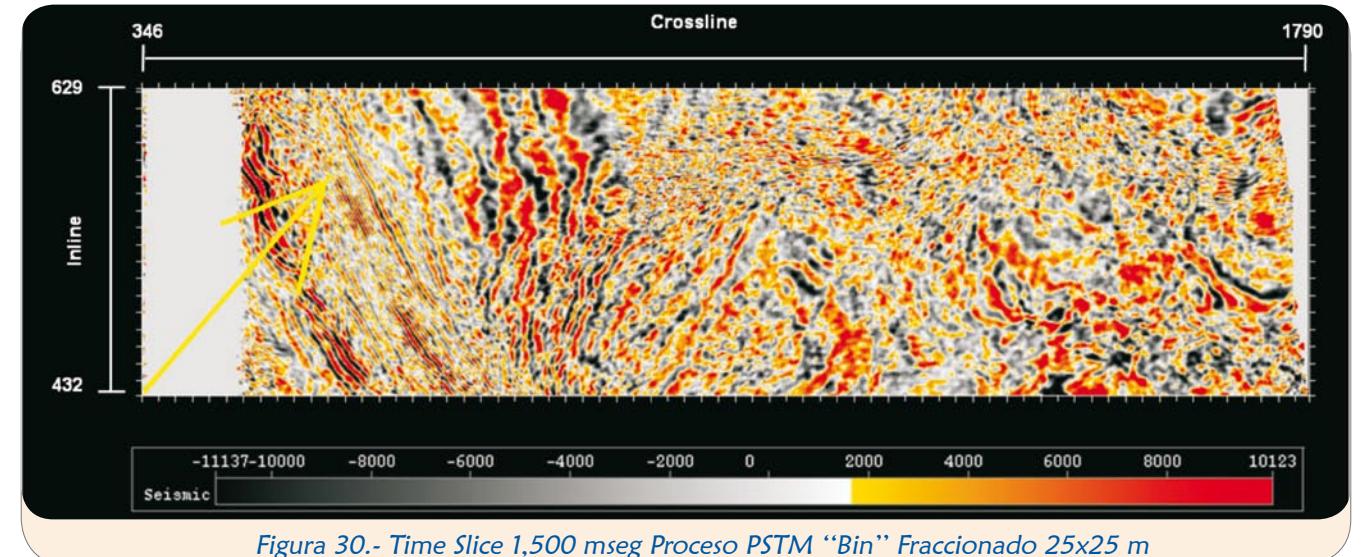


Figura 30.- Time Slice 1,500 msec Proceso PSTM “Bin” Fraccionado 25x25 m

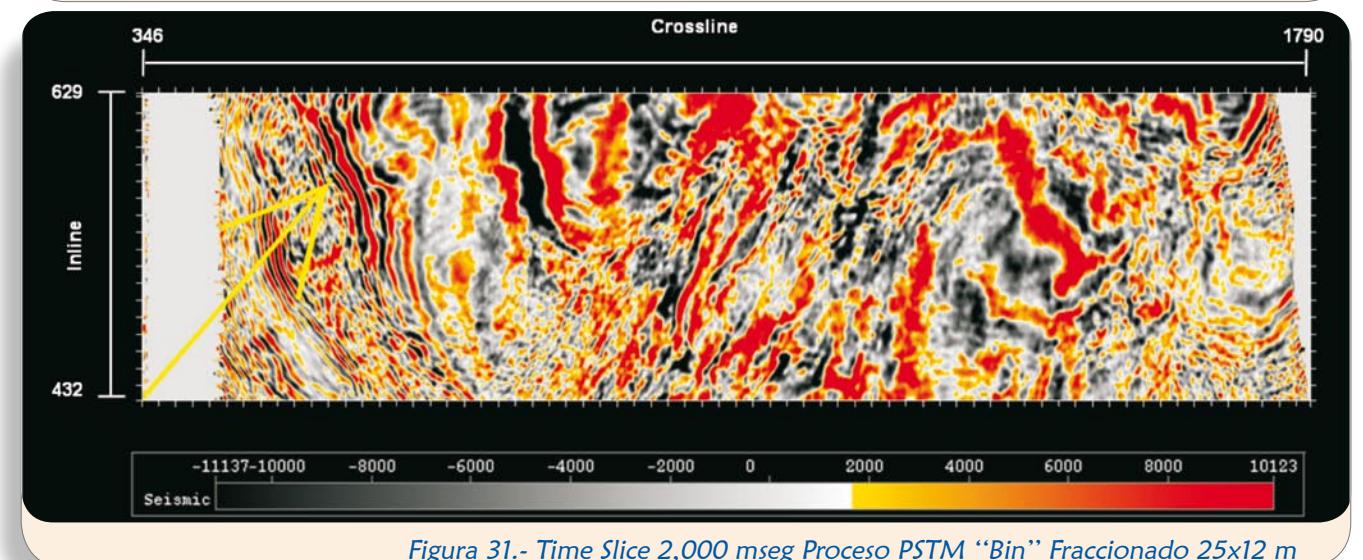


Figura 31.- Time Slice 2,000 msec Proceso PSTM “Bin” Fraccionado 25x12 m

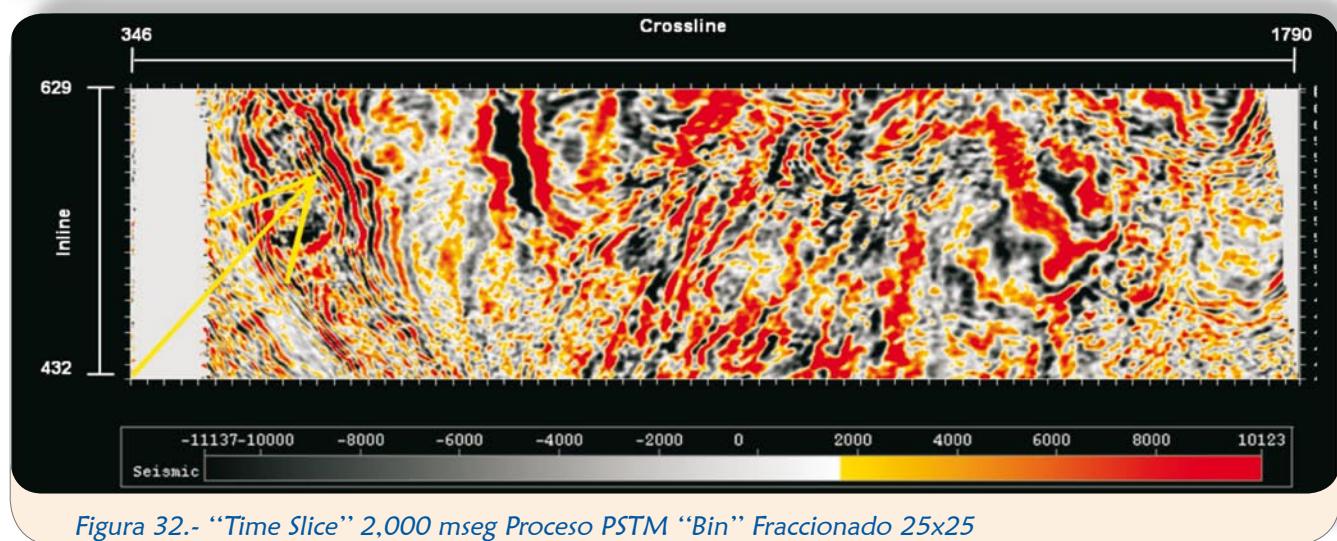


Figura 32.- “Time Slice” 2,000 msec Proceso PSTM “Bin” Fraccionado 25x25

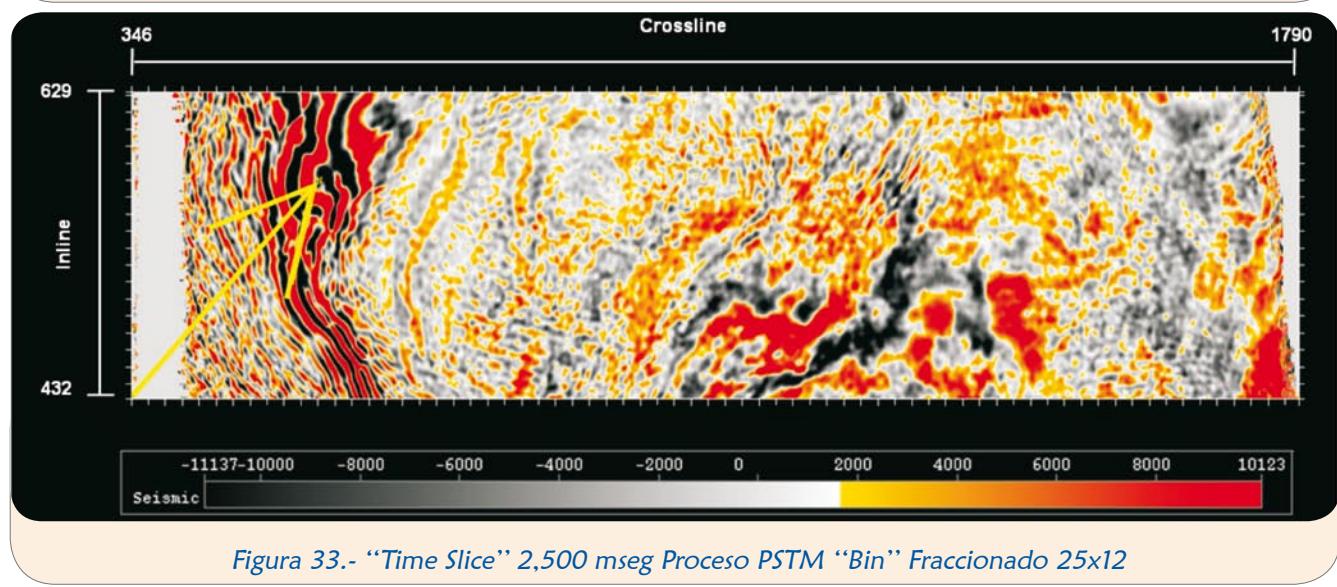


Figura 33.- “Time Slice” 2,500 msec Proceso PSTM “Bin” Fraccionado 25x12

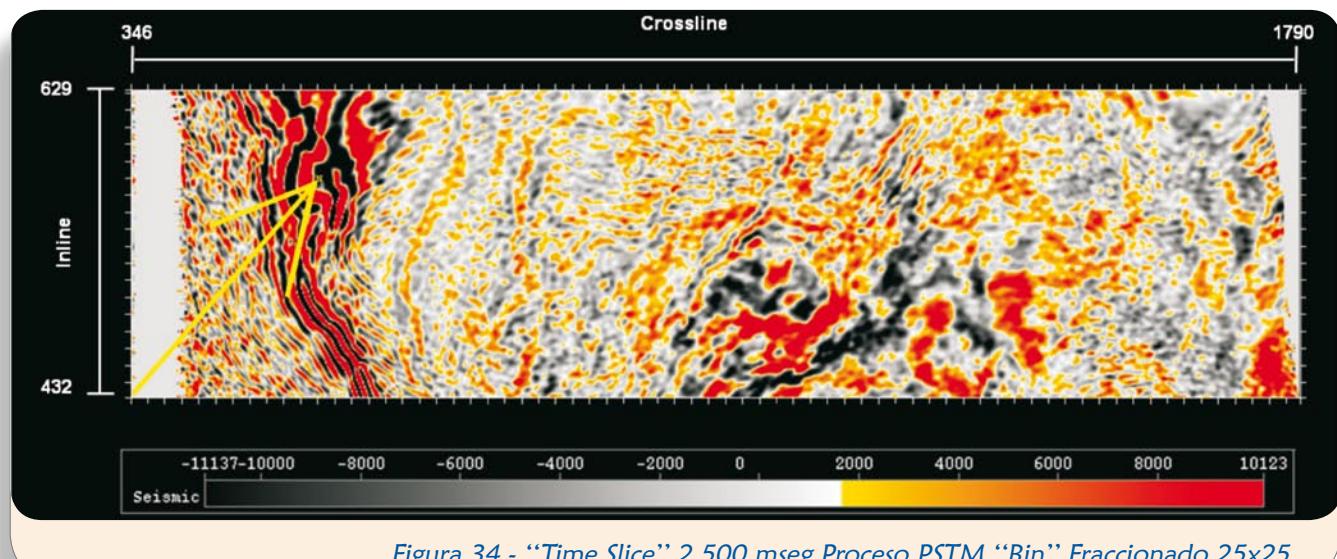


Figura 34.- “Time Slice” 2,500 msec Proceso PSTM “Bin” Fraccionado 25x25

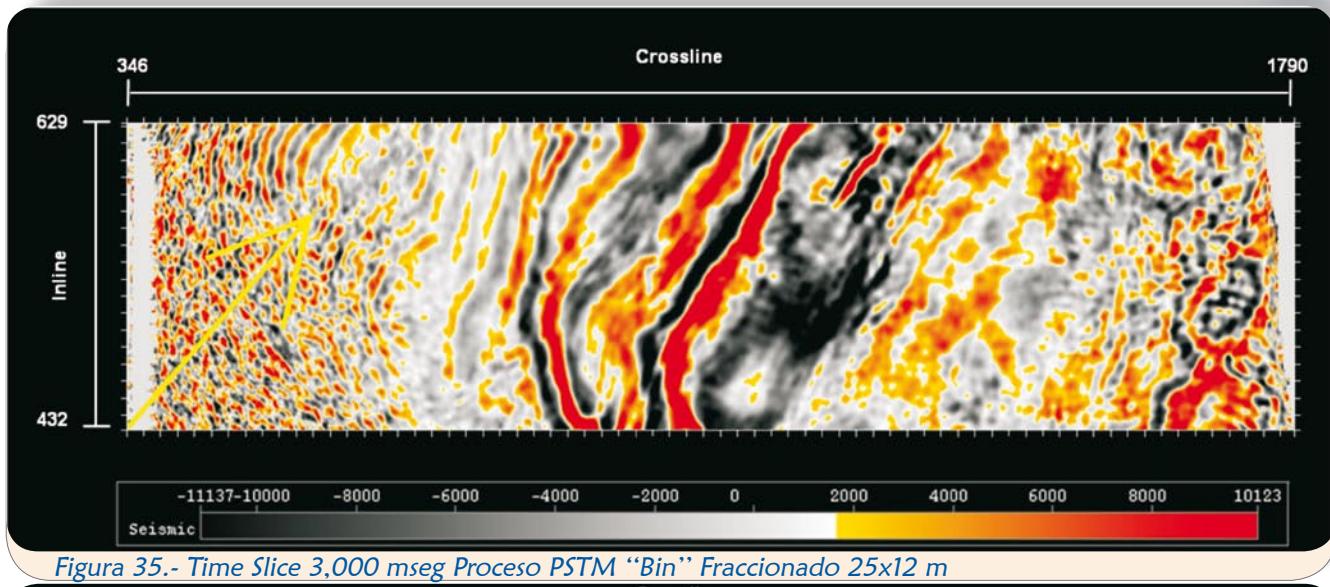


Figura 35.- Time Slice 3,000 msec Proceso PSTM “Bin” Fraccionado 25x12 m

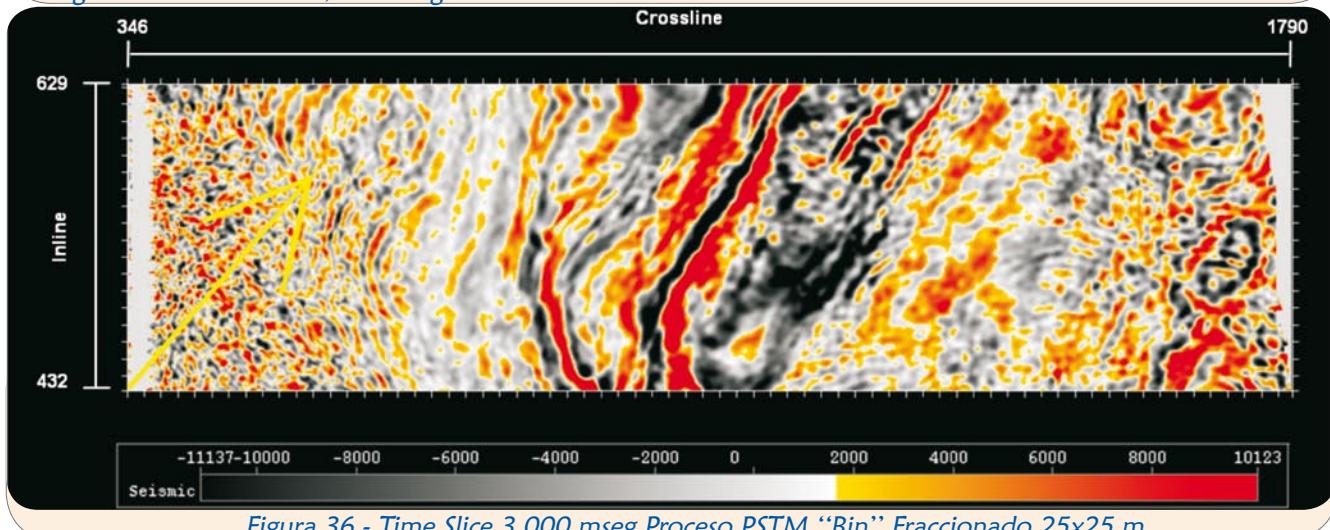


Figura 36.- Time Slice 3,000 msec Proceso PSTM “Bin” Fraccionado 25x25 m

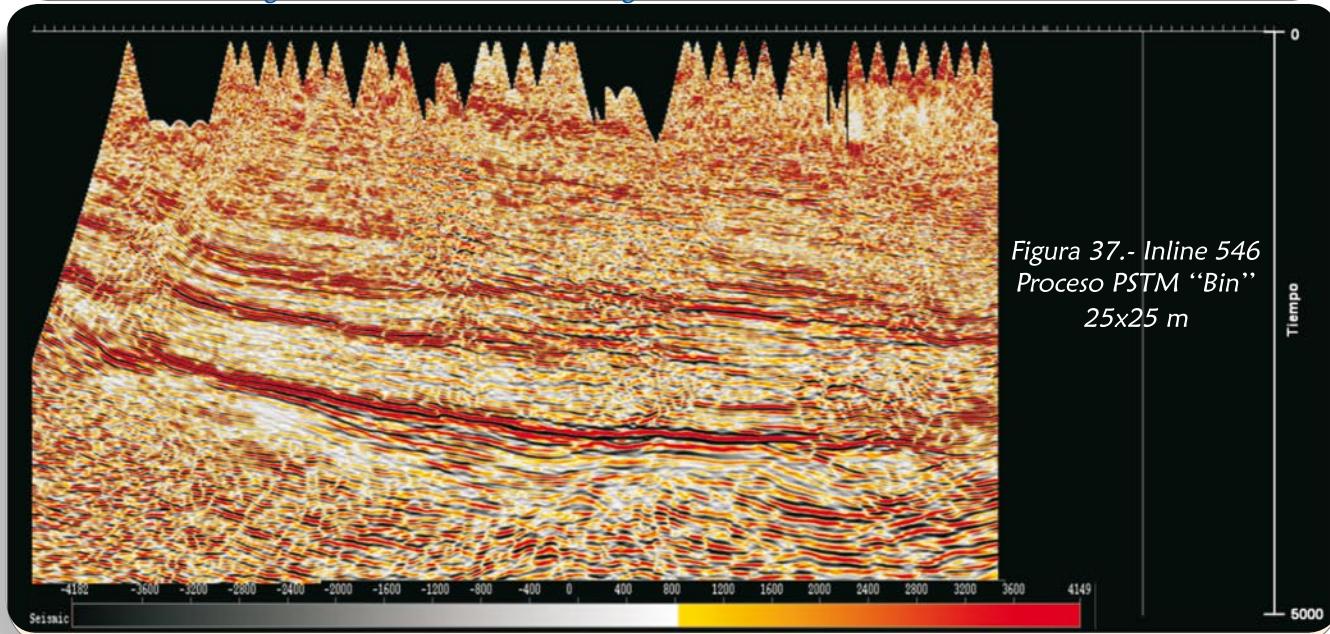


Figura 37.- Inline 546
Proceso PSTM “Bin”
25x25 m

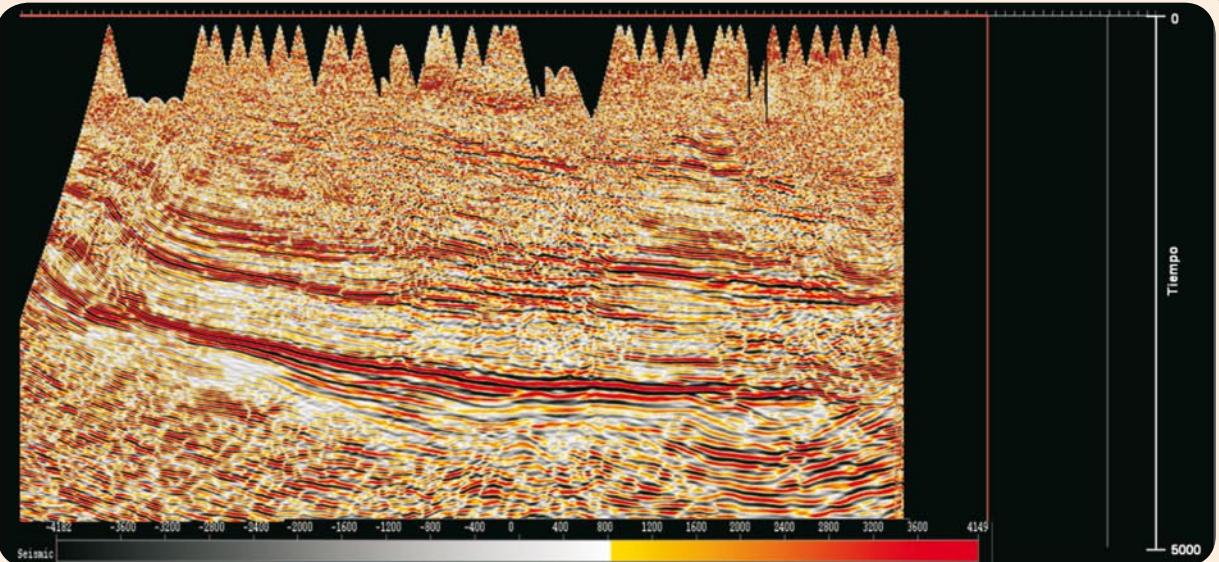


Figura 38.- “Inline” 546 Proceso PSTM “Bin” 25 x 12 m

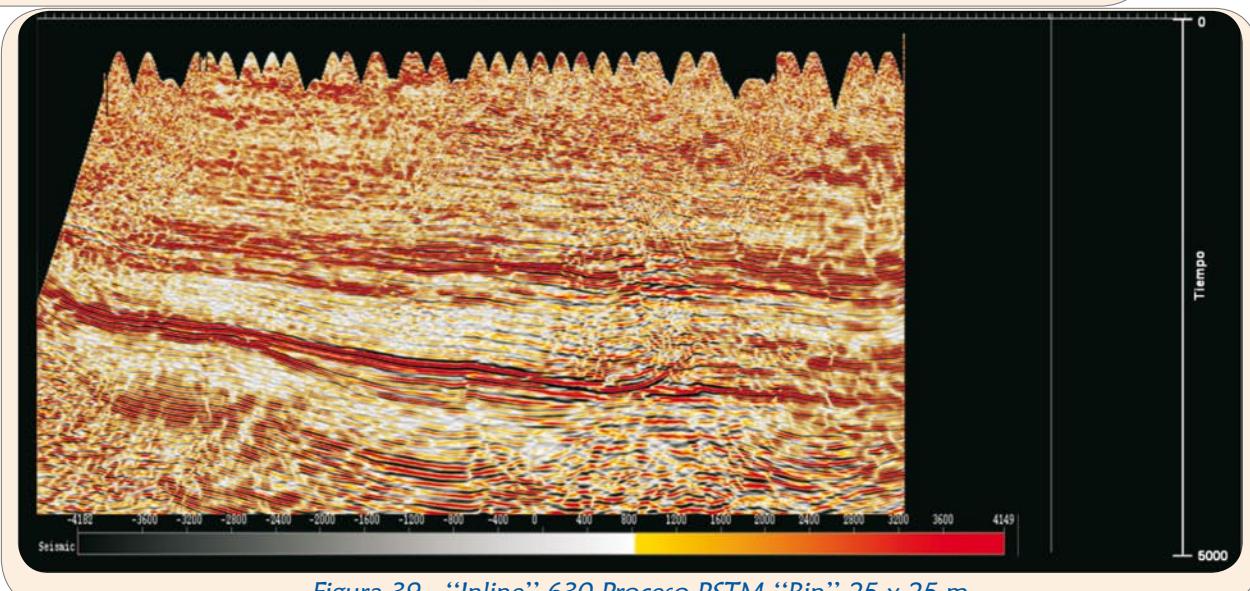


Figura 39.- “Inline” 630 Proceso PSTM “Bin” 25 x 25 m

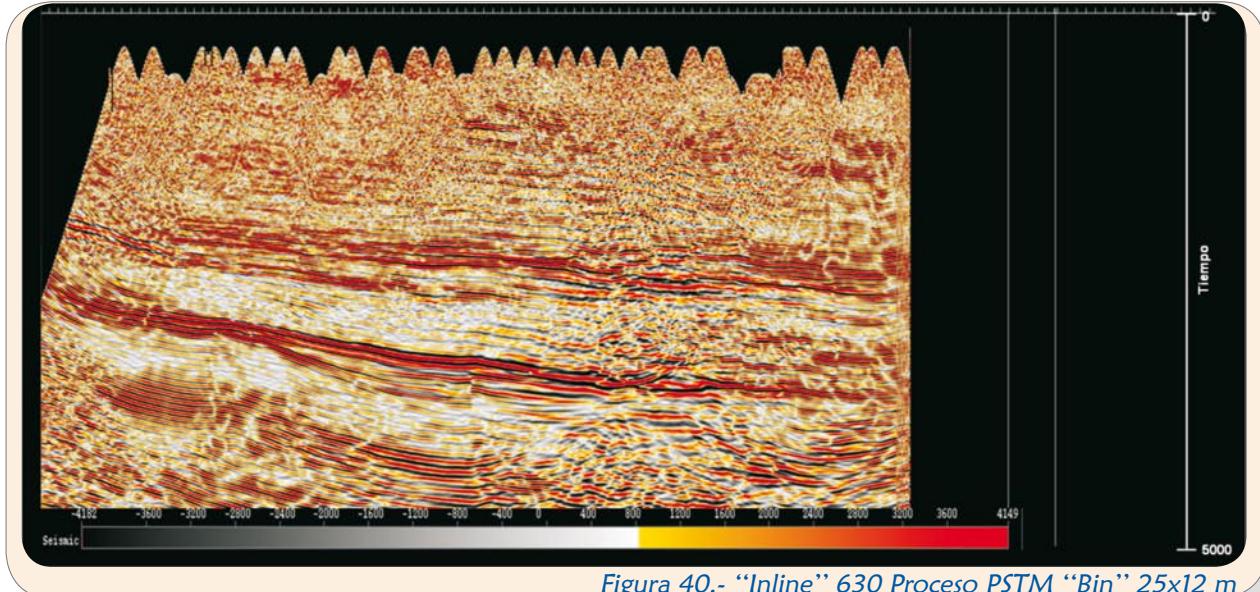


Figura 40.- “Inline” 630 Proceso PSTM “Bin” 25x12 m

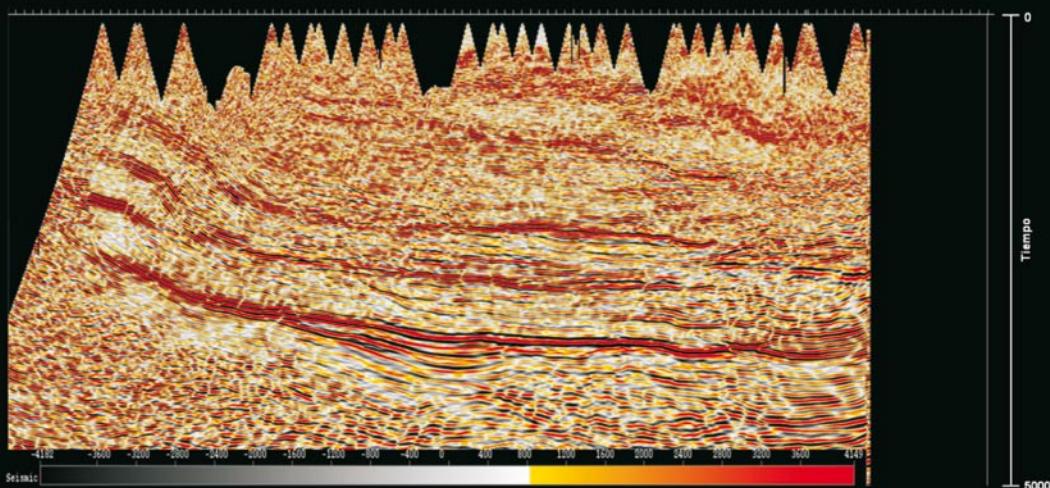


Figura 41.- “Inline” 450 Proceso PSTM “Bin” 25x25 m.

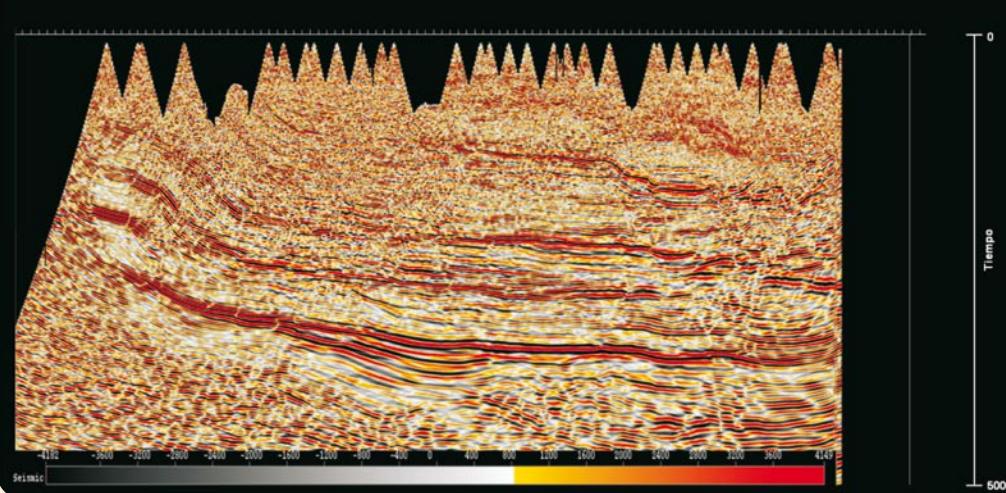


Figura 42.- “Inline” 450 Proceso PSTM “Bin” 25x12 m.

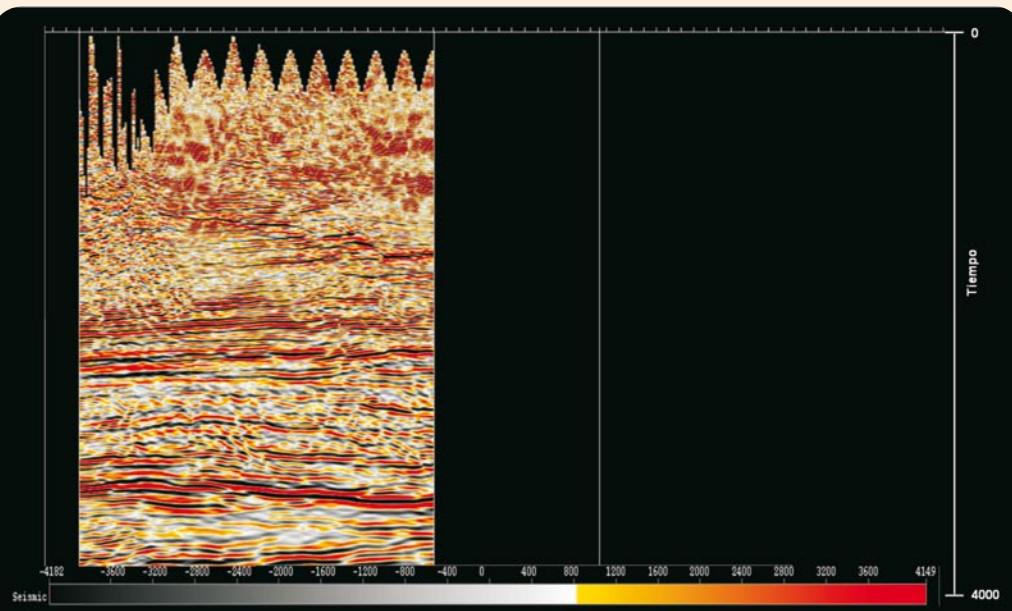


Figura 43.- “Xline” 750 Proceso PSTM “Bin” 25x25 m.

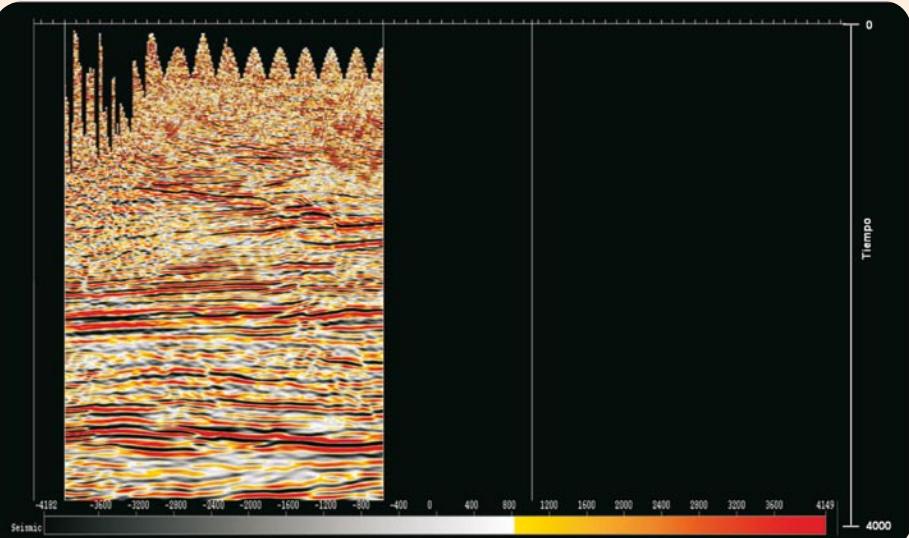


Figura 44.- "Xline" 750 Proceso
PSTM "Bin" 25x12 m.

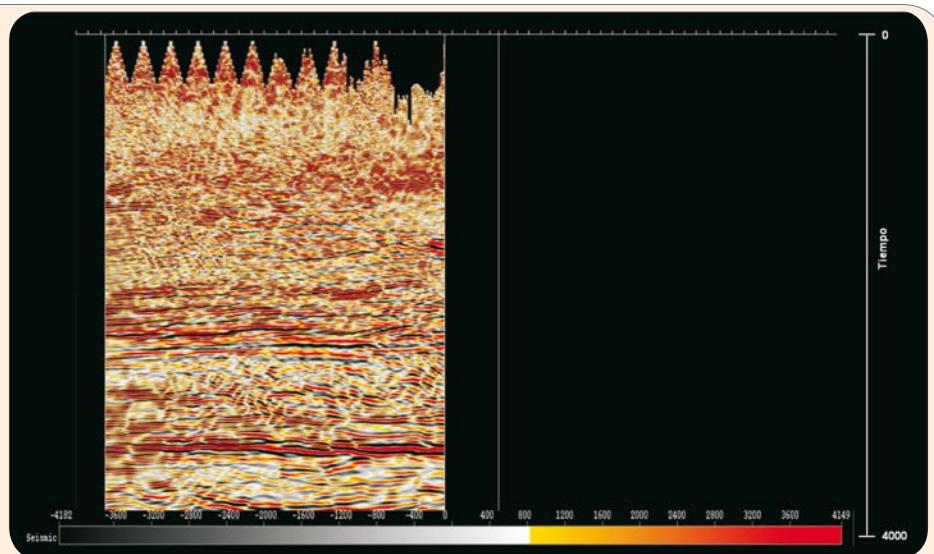


Figura 45.- "Xline" 800 Proceso
PSTM "Bin" 25x25 m.

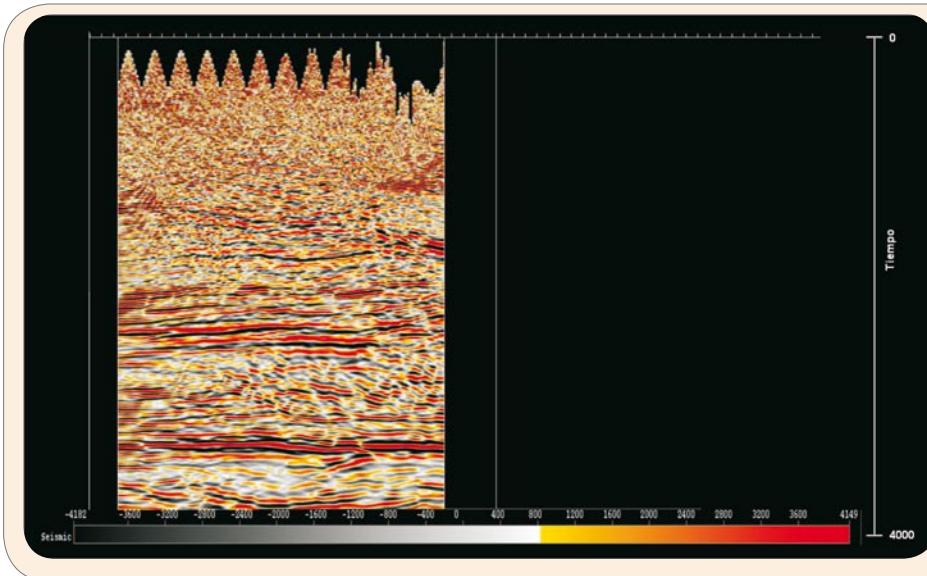


Figura 46.- "Xline" 800 Proceso
PSTM "Bin" 25x12 m.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



De acuerdo a los resultados presentados a partir de la comparación entre los 2 cubos de prueba migrados pre-apilamiento en tiempo con “bines” de 25 x 25 y 25 x 12.5 m. Las figuras 29-46 nos muestran imágenes en “inline”, “xline” y “time-slice”. Podemos concluir que:

- ✓ En la información somera (0-1,000 msec) el “bin” de 25 x 25 m presenta una mejor imagen sísmica.
- ✓ En los eventos profundos (mayor a 1,000 msec) el “bin” de 25 x 12.5 m nos otorga una mejor imagen y continuidad de los reflectores, además de una mejor definición en eventos con echado.
- ✓ Es importante señalar que los CDP “gathers” empleados en esta prueba tenían aplicado un enmudecimiento severo y un apilamiento bajo, lo que nos permite pensar que los resultados de reprocesar con “bin” fraccionado pueden ser mejores y más contundentes en un proceso desde tiros crudos.
- ✓ Se recomienda considerar la aplicación de la técnica de “bin” fraccionado en reprocesos con nuevos objetivos geológicos, principalmente en estudios que hayan sido adquiridos con esta técnica, ya que los resultados son consistentes con la teoría observándose mejoras en la imagen sísmica.
- ✓ Desde el punto de vista interpretativo y considerando los objetivos geológicos del Estudio: “Principalmente Terciario. Trampas Estratigráficas hasta aproximadamente 3,500 ms del Oligoceno y Eoceno sin descuidar la parte profunda, ya que en un posible futuro se utilizará para otras localidades mesozoicas” y luego de analizar ambos cubos concluimos que el cubo de 25x12 m es mejor, aun cuando a menor profundidad no se tengan tan marcados los eventos, éstos son visibles y nos permiten hacer una correlación, sin embargo, en la ventana de interés resalta más la información sísmica, observándose una mayor continuidad de los reflectores, sin perder imagen a mayor profundidad, la cual puede ser útil en un futuro.

REFERENCIAS



Bancroft, C.J., 1997. A Practical Understanding of Pre- and Poststack Migrations, vol. I, Editorial SEG.
Cordson, A., Galbraith y Peirce John, 2000. Planning Land 3D Seismic Surveys Geophysical Development Series num. 9, Editorial Society of Exploration Geophysicists.

Yilmaz, O., 2001. Seismic Data Analysis Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data vols. I y II, 2da. Edición, Editorial Society of Exploration Geophysicists.



Ricardo Flores Capetillo, labora actualmente en la Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V., se encuentra a cargo de la Coordinación del Centro de Procesos Sísmicos de dicha Entidad.

Escolaridad: Ing. Geofísico de la Universidad Nacional Autónoma de México, actualmente, se encuentra cursando un diplomado en Desarrollo de Competencias Gerenciales para el Sector Público en el ITESM. Las áreas en las que más ha intervenido el autor en materia de exploración sísmica son:

- a) Exploración Sismológica Onshore (terrestre)
- b) Exploración Sismológica Offshore (marino)
- c) Procesamiento de datos sísmicos Onshore y Offshore (terrestres y marinos)

Descripción de la Anisotropía de Onda-S en el Campo Sinan-Dos-Bocas, Mediante el Análisis de la Propagación de Ondas Elásticas en la Vecindad de Pozos

RAFAEL ÁVILA-CARRERA⁽¹⁾ y JAMES H. SPURLIN⁽²⁾

RESUMEN

Hno de los parámetros más importantes que controla la producción de hidrocarburos en yacimientos fracturados, es la dirección de fracturamiento. La anisotropía inducida por la presencia de fracturas es primordial para realizar un buen diseño de explotación en formaciones heterogéneas. En este trabajo se realiza una revisión detallada y un nuevo procesado de algunos registros sónicos dipolares en pozos del Campo Sinan, particularmente del Pozo Sinan-158, el cual cuenta con registros sónicos dipolares cruzados que permiten evaluar la Anisotropía Vertical de Ondas-S. También se modela sintéticamente la propagación de ondas elásticas en la vecindad del pozo, con el objeto de interpretar y validar los registros observados a través de su comparación con sismogramas sintéticos y curvas de dispersión.

Generalmente, las ondas dispersivas exhiben picos múltiples a lo largo del espectro en frecuencia y éstos pueden interpretarse como modos de propagación en la vecindad del pozo. Analizando los registros de puntos, sismogramas sintéticos y curvas de dispersión de los datos dipolares cruzados se pudieron identificar algunos intervalos como zonas de Alto Fracturamiento y Anisotropía de Onda-S para el Pozo Sinan-158. No obstante, el origen de la anisotropía en estas zonas requiere de explicaciones más detalladas para incrementar la probabilidad de éxito en la producción de hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

Durante el mes de septiembre de 2005 fuimos convocados a una reunión técnica por el Ing. Oscar D. Xochipa López, Superintendente del Grupo de Caracterización de Yacimientos del Activo Integral Litoral de Tabasco en la Región de Dos Bocas. El objetivo de dicha reunión fue presentar parte de la teoría sobre métodos de procesado de registros sónicos convencionales y registros DS1, así fue como se nos solicitó asistencia tecnológica en el procesado de registros del Campo Sinan, en particular para el Pozo Sinan-158.

¹⁾ Instituto Mexicano del Petróleo.

²⁾ Chuckcherry Consultant.



con esta visita pudimos contar con información para los pozos Sinan-158 y Sinan-53 y en detalle con los registros de onda completa y dipolar cruzado para el Pozo Sinan-158. Se realizó una revisión detallada de los reportes entregados por la Compañía Schlumberger sobre ambos pozos y se establecieron criterios y recomendaciones sobre el control de calidad y trabajos futuros. Dentro del procesado de los registros sónicos de onda completa para el Pozo Sinan-158, en este trabajo se presentan resultados para los registros Monopolar P y S, Dipolar Cruzado y Stoneley.

Parte importante de esta investigación trata sobre el establecimiento de criterios y recomendaciones sobre el control de calidad y manejo de datos para la correcta interpretación de estos registros. Dentro del procesado de Registros Sónicos de Onda Completa se presentan resultados para los registros Monopolar P y S, Dipolar, Dipolar Cruzado y Stoneley. El análisis de la variación espacial de la velocidad de Onda-S se despliega en gráficas compuestas (*tracks*) en función de la profundidad utilizando las técnicas de: cálculo de lentitudes (Ondas-P, Pseudo-Rayleigh y Stoneley), coherencia de tiempo-lentitud, densidad variable y micro-sismogramas de 8 receptores.

Pocos registros geofísicos tienen sensibilidad a la textura de la roca, en particular los registros sónicos adquieren relevancia, debido a que la propagación de ondas responde a la estructura interna de las formaciones como: grietas, vúrgulos y otras heterogeneidades. El procesado de los registros sónicos de onda completa se convierte en una herramienta primordial para el correcto tratamiento e interpretación de la respuesta sónica, en particular el procesado STC. Existen otros parámetros poco flexibles del procesado que pueden conducir a resultados de calidad pobre o interpretaciones imprecisas, debido a que los datos caen fuera de la ventana de procesamiento. Expandingiendo los límites del procesado STC, los arribos tardíos de ondas flexurales pueden medirse en formaciones “lentas” o alteradas a través de filtros que se crean por las bajas frecuencias de esta ventana. La coherencia de cada arribo funciona como un indicador de calidad del registro, valores altos implican mediciones repetidas o mejoradas. La proyección de los contornos máximos de coherencia contra el eje de las lentitudes del plano STC también provee de un excelente control de calidad del registro.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESADO STC DE FORMAS DE ONDA

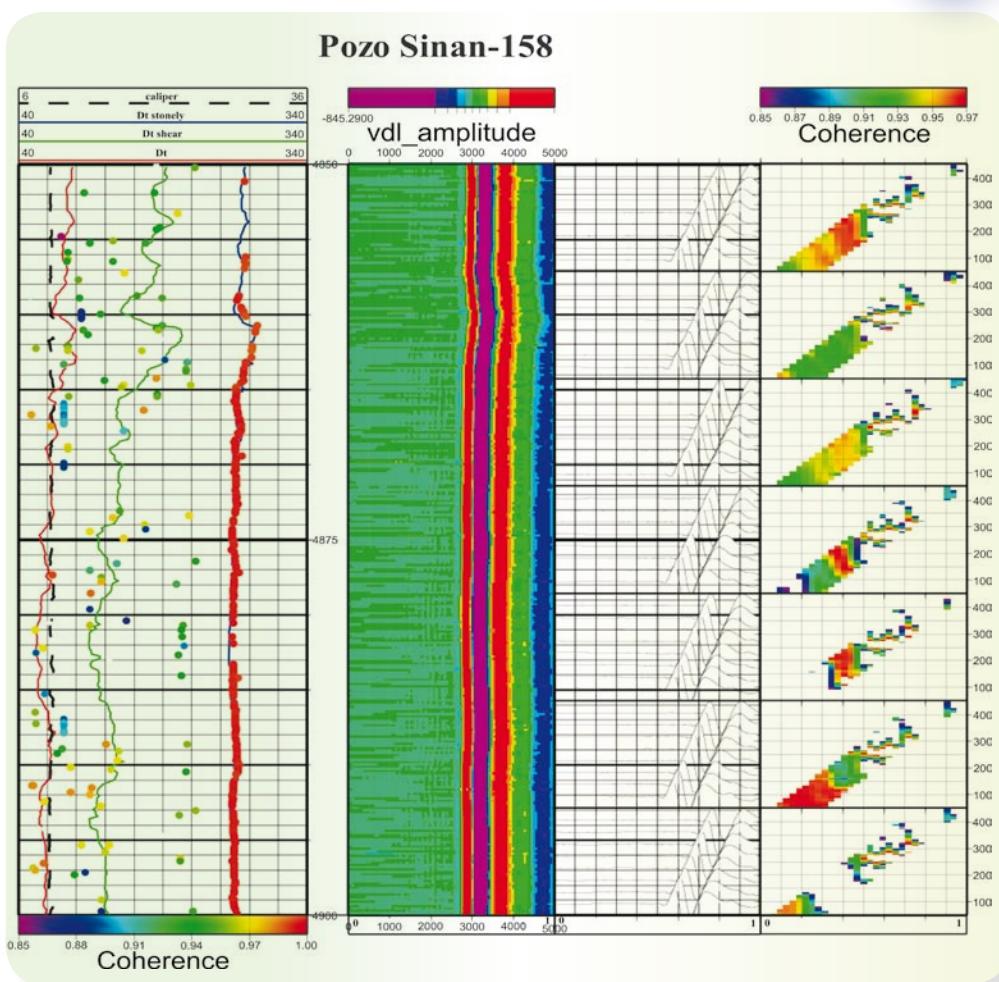
Las formas de onda adquiridas y los datos de umbrales-cruzados se procesan para extraer lentitudes. Las formas de onda digitales para los modos Dipolar, Stoneley y P y S se procesan mediante una técnica denominada Coherencia de Lentitudes y Tiempo (*Slowness-Time-Coherence*, STC por sus siglas en inglés).

El procesado STC es una técnica de análisis de formas de onda completa, con el objeto de encontrar todos los modos de propagación de una traza registrada. El procesado STC adopta un algoritmo de semblanza similar al utilizado en las aplicaciones sísmicas para detectar arribos que son coherentes a través del arreglo de receptores y estimar su lentitud. El algoritmo de STC es directo como se ilustra en la figura 1 (datos del Campo Sinan), una ventana de tiempo predeterminada se mueve a través de las formas de onda sobreponiendo valores potenciales de tiempos de arribo. Para cada posición temporal se desplaza una ventana a lo largo del arreglo de trazas. Comienza con un desplazamiento de la onda más rápida esperada y continua, paso a paso, a la onda más lenta esperada. Para cada uno de estos desplazamientos se calcula una función de coherencia para medir la similitud de ondas dentro de la ventana. Cuando la ventana temporal y el despla-



zamiento corresponden al tiempo de arribo y la lentitud de una componente en particular, las formas de onda dentro de la ventana son casi idénticas, permitiendo un alto valor de coherencia. De esta manera, el grupo de formas de onda del arreglo se examinan sobre un rango posible de tiempos de arribo y lentitudes para componentes de onda. La ecuación 1 muestra una expresión con la cual se puede calcular la semblanza para un arreglo de formas de onda dado:

Figura 1.- Registro de Puntos, VDL, Micro-Sismogramas y mapas de Coherencia Tiempo-Lentitud para el Registro Monopolar Stoneley del Pozo Sinan-158.



$$\rho^2(s, \tau) = \frac{\frac{1}{M} \int_{t=0}^{T_w} \left[\sum_{m=1}^M r_m [t + s(z_m - z_1) + \tau] \right]^2 dt}{\sum_{m=1}^M \int_{t=0}^{T_w} \{r_m [t + s(z_m - z_1) + \tau]\}^2 dt} \quad (1)$$

donde: $\rho^2(s, \tau)$ es la semblanza, T_w =ancho de la ventana igual a la duración esperada de los arribos, $r_m(t)$ = grupo de formas de onda, s =lentitud y τ = tiempo de inicio del primer arribo de la ventana. Mayor detalle sobre el tratamiento de esta expresión se puede encontrar en Kimball & Marzetta (1984).

El proceso STC produce mapas de contornos como los que muestran en el cuarto carril de la figura 1 (datos del Pozo Sinan-158). Las regiones de gran coherencia corresponden a arribos particulares de las formas de onda. La lentitud y el tiempo de arribo para cada pico de coherencia se calculan con las características de propagación esperadas de los arribos buscados. Los valores que mejor acuerden con las características esperadas se retienen. De esta manera, la clasificación de arribos produce un registro continuo de lentitudes de componentes de onda vs la profundidad. El registro de lentitudes tiene una resolución vertical de .1524 cm.



Comúnmente las ondas dispersivas exhiben picos múltiples a lo largo del espectro en frecuencia, expandiendo los límites del procesado STC, los arribos tardíos de ondas flexurales pueden medirse en formaciones “lentas” o alteradas a través de filtros que se crean por las bajas frecuencias de la ventana. La coherencia de cada arribo funciona como un indicador de calidad del registro, valores altos implican mediciones repetidas o mejoradas. La proyección de los contornos máximos de coherencia contra el eje de las lentitudes del plano STC también provee de un excelente control de calidad del registro.

Cuando se procesan formas de onda dipolares uno de los picos de coherencia corresponderá al modo flexural dispersivo. La lentitud de este pico siempre es mayor (más lento) que la lentitud verdadera de corte. En formaciones “rápidas” un filtro de baja frecuencia pasa-bandas, generalmente produce un pico de coherencia muy cercano a la lentitud verdadera de corte. En formaciones “lentas”, el cortante de la formación debe ser estimado de datos flexurales.

Las lentitudes resultantes tienden a corresponder a la componente de mayor amplitud. Aún pensando que la naturaleza de baja frecuencia de la fuente tiende a minimizar la dispersión, todavía se necesita de alguna corrección para obtener el valor verdadero del cortante de la formación. Una corrección precalculada derivada de datos generados por modelado numérico se incluye en el procesado para corregir los efectos causados por la dispersión de ondas flexurales. El monto de esta corrección depende de la señal de respuesta de la fuente, de las características del filtro STC, del tamaño del agujero y de la lentitud de corte. Esta corrección es pequeña para formaciones “rápidas” y promedia un 5% en formaciones “lentas”.

RESULTADOS

Los resultados del procesamiento se grafican de izquierda a derecha como se muestra en la figura 2. En el carril 1 se presenta el registro de puntos, el cual es obtenido por medio de la extracción de valores de coherencia contra la profundidad para cada modo de propagación en el pozo, éste representa un excelente indicador de consistencia en la propagación de fases en el pozo. El registro de puntos muestra claramente valores aliñeados para lentitudes-velocidades regulares y constantes en función de la profundidad. Cuando el registro de puntos se ve afectado al dividirse gráficamente en ramas, como sucede para el caso de las ondas-S de la figura 2, éstas corresponden a diferentes valores de velocidad para una misma fase. Existen varias causas en términos de la propagación de ondas que podrían provocar este comportamiento. Entre las más aceptadas se encuentra asociado a este efecto, la presencia de anisotropía vertical de Onda-S, esto debido a la naturaleza heterogénea de la formación y la presencia de fracturas. En el carril 2 se presenta el Registro de Densidad Variable que representa la imagen del primer receptor contra la profundidad, esto nos provee de una buena visión de la continuidad vertical de la propagación de ondas. En el carril 3 se despliegan algunos grupos de micro-sismogramas con 8 receptores a diferentes intervalos de profundidad, con el objeto de observar los modos de propagación y la calidad del registro. Finalmente, en el carril 4 se despliegan mapas de Coherencia (Tiempo-Lentitud) para diferentes niveles de profundidad, aquí se establecen valores de coherencia en un mapa de contornos que separan modos de propagación en velocidades (escala vertical) y tiempos de arribo (escala horizontal) calculados con la ecuación 1.

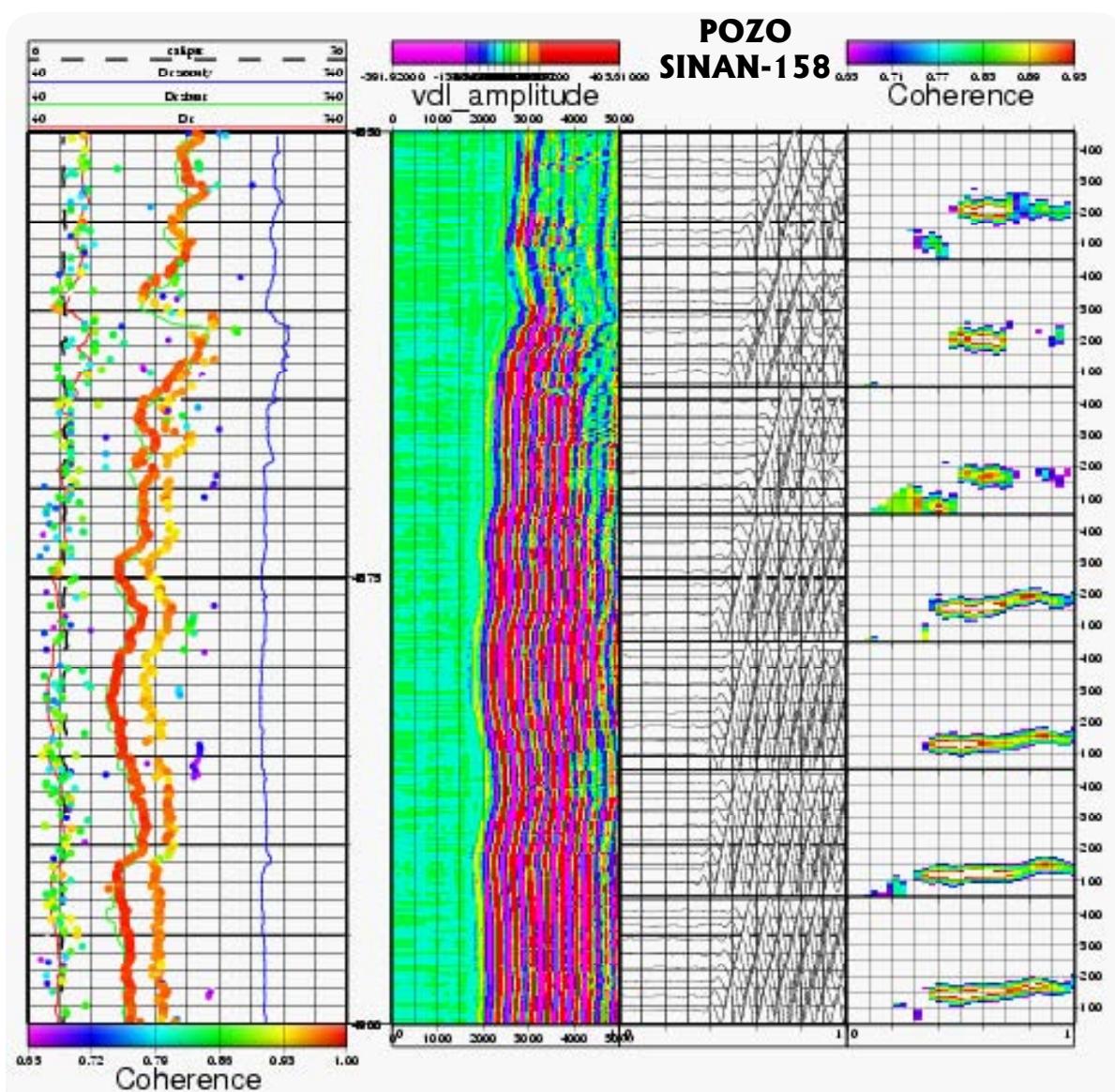


Figura 2.- Lentitudes, Registro de Puntos, VDL, Micro-Sismogramas y mapas de Coherencia Tiempo-Lentitud para el Registro Dipolar del Pozo Sinan-158.

De la misma manera fueron obtenidos los resultados para todas las fuentes registradas Dipolar-Cruzado y Stoneley. Los resultados fueron entregados e interpretados con técnicas alternativas para su validación. Por razones de espacio, en el presente escrito, dichos resultados no se despliegan, no obstante el acuerdo entre las técnicas utilizadas fue magnífico.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de las discusiones y de la interpretación conjunta de resultados mediante el uso de técnicas alternativas, se pudieron confirmar algunos intervalos de interés que el procesamiento de los registros DSI pudieron identificar como zonas de alto fractura-



miento y anisotropía de Onda-S. Estos intervalos se identificaron como sigue: 1) 4,930-4,945 m, 2) 4,950-4,955 m, 3) 5,035-5,070 m y 4) 5,080-5,090 m. No obstante la buena resolución vertical que ofrece el procesamiento STC, es conveniente tomar en cuenta que sería útil establecer un análisis detallado de dispersión para todas las fases de propagación de ondas, con el fin de buscar y comprobar la fuente de la anisotropía reportada. Debe realizarse un análisis de amplitudes de todos los registros sónicos y en particular un análisis de atenuación de la Onda de Stoneley. Se sabe que los valores del factor de calidad Q se incrementan con la presencia de fracturamiento y fluidos. Por otro lado, se debe realizar una interpretación conjunta con todos los registros y entender el significado integral antes de tomar una decisión (Interpretación Integral de Registros). Además de establecer una integración de la interpretación de registros se deben incluir la geología y la sísmica disponibles y detallar con mejor precisión la interpretación de los sistemas de fracturamiento. La compañía de servicio no reportó buenos resultados del DSI, esto debe manejarse con un estricto control de calidad y mejores interpretaciones de resultados, el buen aprovechamiento de los datos DSI y la justificación de los costos dependen de esto. Es indispensable contar con registros DSI y en particular del Dipolar Cruzado en otros pozos cercanos donde se tenga producción de hidrocarburos. Para mejorar el desarrollo es conveniente contar con las mismas herramientas corridas en varios pozos.

AGRADECIMIENTOS

 queremos extender nuestro agradecimiento al Programa de Investigación de Exploración Petrolera y a la Gerencia de Prospección Geofísica del Instituto Mexicano del Petróleo por el apoyo para la realización de este trabajo.

REFERENCIAS

Ávila, C.R. (2005). Modelado Analítico y Numérico de la Propagación de Ondas Elásticas en la Vecindad de Pozos Petroleros en Medios Heterogéneos Fracturados, Tesis Doctoral, Instituto de Geofísica, UNAM.

Kimball, V.Ch. & Thomas, L.M. (1984). "Semblance Processing of Borehole Acoustic Array Data". *Geophysics*, vol. 49, num. 3, pp. 274-281.

Comparación de Registros Sónicos Sintéticos Obtenidos Mediante Diferentes Técnicas y su Aplicación en la Evaluación Petrofísica

MARYTERE GUEVARA GUTIÉRREZ y DANIEL DORANTES HUERTA



RESUMEN

La carencia de información de registros de porosidad, parcial, total, o bien, la mala calidad de ésta provoca dificultades para lograr una caracterización óptima del yacimiento, por lo cual es necesario aplicar metodologías que permitan la reconstrucción de información en base a los datos disponibles.

A través del tiempo se han desarrollado diversas metodologías aplicables a diferentes problemas que permiten obtener información sintética confiable en aquellos casos que así lo requieren. Lamentablemente, en algunas ocasiones una sola metodología nos ayuda a dar solución a todos los problemas, de tal manera que es necesario contar con varios métodos que permitan obtener mejores resultados y que se puedan aplicar a diferentes casos, según las necesidades requeridas.

En este trabajo se reportan los resultados de la aplicación de 3 métodos para la generación de registros sónicos sintéticos, con el fin de efectuar una comparación de la evaluación petrofísica del parámetro saturación de agua (Sw) y de porosidad efectiva (PH_{le}) derivados, tanto de estos métodos como de los datos crudos de campo.

Los métodos a comparar son los siguientes:

- ✓ Método de Faust (1953).- Esta metodología está basada en relaciones empíricas de correspondencia lineal presente en algunas formaciones arenosas entre la resistividad y la velocidad de la formación.
- ✓ Método de correlación de formaciones.- Este método es aplicado a aquellas zonas en las que existen pozos con la curva de porosidad DT y que además las condiciones litológicas son muy regulares, es decir, las propiedades de una formación en un pozo no presentan variaciones drásticas de un pozo a otro, lo que permite el uso de una curva DT de un pozo cercano en otro pozo que carece de ella.





✓ *Método de redes neuronales artificiales. Entendidas como un algoritmo matemático que pretende simular el funcionamiento del cerebro humano, en lo referente al reconocimiento, asociación y procesamiento de patrones, lo que permite reproducir registros sintéticos, siendo éstos la respuesta a las condiciones litológicas “aprendidas” en un proceso conocido como entrenamiento de la red neuronal.*

Finalmente y debido al objetivo principal del trabajo, se seleccionó un pozo de prueba que contaba con el registro sónico (DT) tomado en el pozo, esta información nos sirvió como evaluador de los resultados obtenidos por las diferentes metodologías aplicadas en el trabajo. Realizamos el cálculo de la porosidad efectiva (Phie) con el registro de campo DT y con los 3 sintéticos generados, con el fin de comparar las evaluaciones de saturación de agua, Sw .

INTRODUCCIÓN

Na vez que un yacimiento ha sido localizado y se ha concluido la perforación de un pozo, se procede a la evaluación de las propiedades petrofísicas de la formación, se hace necesario contar con información confiable y suficiente que permita la correcta caracterización del yacimiento, lamentablemente, en varios de los casos y por diferentes causas es común que los pozos carezcan de información en intervalos o a lo largo de toda la columna, por lo que se hace necesario usar tecnologías que permitan reconstruir la información carente o deficiente, tales como: redes neuronales, Metodología de Faust y correlación de formaciones.

Uno de los registros que aportan una gran cantidad de información para el cálculo de propiedades petrofísicas es la porosidad, pero debido a la ausencia de ésta en una gran cantidad de pozos, se ha hecho necesario el desarrollo de metodologías que permitan obtener registros sintéticos que aporten información sobre la capacidad de almacenamiento de fluidos en la formación. Es de suma importancia aplicar la metodología correcta que permita obtener los resultados más confiables.

Tres de las metodologías más comunes para la obtención de registros sintéticos son las empleadas en el desarrollo de este trabajo, con la finalidad de realizar un análisis que permita conocer sus limitantes, así como el impacto en la estimación de la Sw y de Phie . Utilizamos el DT derivado de cada metodología para estimar Phie .

ANTECEDENTES

Como una respuesta a las diferentes limitantes que obstruyen la caracterización de un yacimiento, como es la carencia de información de registros sónicos, se ha hecho prescindible el aplicar diferentes metodologías que han sido desarrolladas, con el fin de obtener registros de porosidad sintéticos en aquellos pozos que carecen de dicha información. Pero, debido a que estas metodologías son aplicables a diferentes condiciones del medio, así como de la información existente, es necesario que se tenga conciencia de la confiabilidad de cada una dependiendo de las condiciones en las que se está aplicando, es decir, la elaboración de un análisis que permita seleccionar la metodología adecuada que nos dará los resultados más confiables dependiendo de las condiciones litológicas del campo en estudio.



Objetivo principal es, exponer y mostrar la confiabilidad en la aplicación de metodologías para la obtención de registros de porosidad sintéticos, así como las limitantes y condicionantes de cada metodología y su impacto en la estimación de saturación de agua.



Debido a la necesidad de contar con curvas de porosidad que permitan mejorar la evaluación de saturación de agua S_w , se han desarrollado diferentes métodos que permiten obtener una aproximación del registro DT, éstos van desde la aplicación de ecuaciones que involucran la curva de resistividad, así como la correspondencia lineal entre la velocidad y la resistividad de la formación (Método de Faust), la extrapolación de información de un pozo a otro a partir de análisis de continuidad de formaciones y de su correspondiente desplazamiento en profundidad, o bien, el uso de metodologías que permitan la reproducción o estimación de registros faltantes de pozo, como es el caso de las redes neuronales.

Pero no es suficiente contar con diferentes metodologías, también es necesario tener un control sobre la información y las condiciones del campo, lo que permitirá una selección correcta del método a usar.

A continuación se describen las principales características de cada método:

a) **Método de Faust**

Se basa en un análisis estadístico, aplicable para aquellos casos en que existe correlación lineal positiva entre la resistividad del medio y la velocidad del mismo como se muestra en la figura 1.

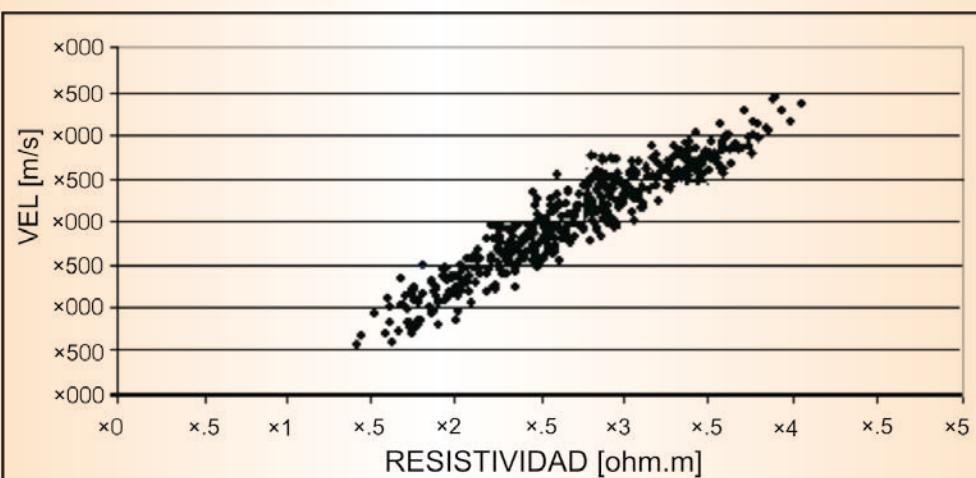


Figura 1.- Correlación lineal entre la velocidad (eje X) y la resistividad (eje Y)



En el año de 1953, Faust desarrolló una ecuación que involucra la resistividad, la profundidad, así como una constante. Además, cabe mencionar que este análisis fue desarrollado para el caso de formaciones arenosas, lo cual es el primer limitante de este método. Faust desarrolló en el año de 1953 la relación empírica siguiente:

$$V = K(\rho Z)^{1.6} \quad (1)$$

Donde:

V = Es la velocidad (ft/s)

ρ = Resistividad ($\Omega\text{-ft}$)

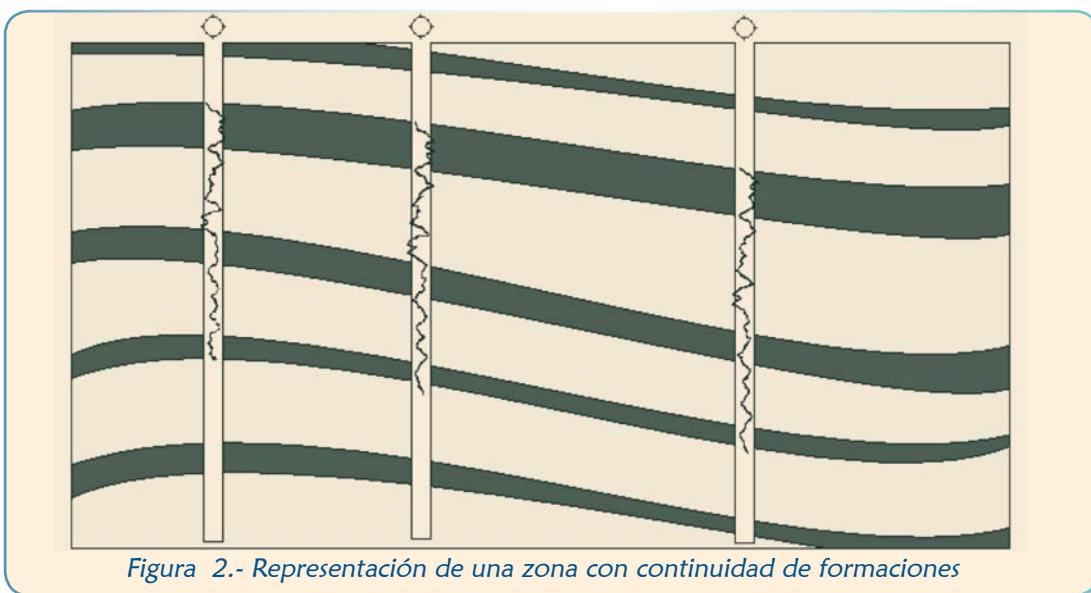
Z = Profundidad (ft)

K = Es una constante, generalmente igual a 2000

Posterior a la aplicación de esta ecuación se hace un corrimiento a DT-Faust hasta que ésta ajusta a los valores de DT-campo en una zona totalmente arenosa.

b) Extrapolación de información a partir de análisis de continuidad de formaciones

El concepto de formación geológica implica un análisis de las condiciones de deposito, así como de las propiedades de dicha unidad, y hace posible que el registro de porosidad (DT) de un pozo sea usado en otro cercano, es decir, debido a que en el momento de definir una formación engloba una continuidad en las propiedades petrofisicas, se considera que previo a un análisis de continuidad de formaciones, sea posible el uso de una curva de porosidad de un pozo que contiene dicha información en un pozo que carece de ésta, aunque cabe mencionar que esto es un procedimiento que requiere de un análisis muy detallado, ya que se podría estar subestimando o sobreestimando la medición que se encontraría realmente en campo. La figura 2 muestra gráficamente este concepto.





c) Aplicación de redes neuronales

Durante la última década una técnica cada día más usada en la reconstrucción de información es el uso de redes neuronales, las cuales permiten reconstruir o estimar propiedades con un buen grado de confiabilidad.

Las redes neuronales pueden ser definidas como algoritmos matemáticos que pretenden imitar a pequeña escala el funcionamiento del cerebro humano, en lo referente al reconocimiento, procesamiento y asociación de patrones, de tal manera que lo que se pretende es que la red reconozca una serie de patrones que serán asimilados y procesados para posteriormente reconocer estos mismos en zonas con información deficiente o en malas condiciones pero con condiciones semejantes, logrando así obtener registros sintéticos confiables. La metodología para la aplicación de una red neuronal es compleja, ya que es necesario tener un control definido de los procesos que anteceden al entrenamiento, esto con la finalidad de proveer información confiable. La figura 3 muestra un diagrama de bloques con la metodología de las redes neuronales.

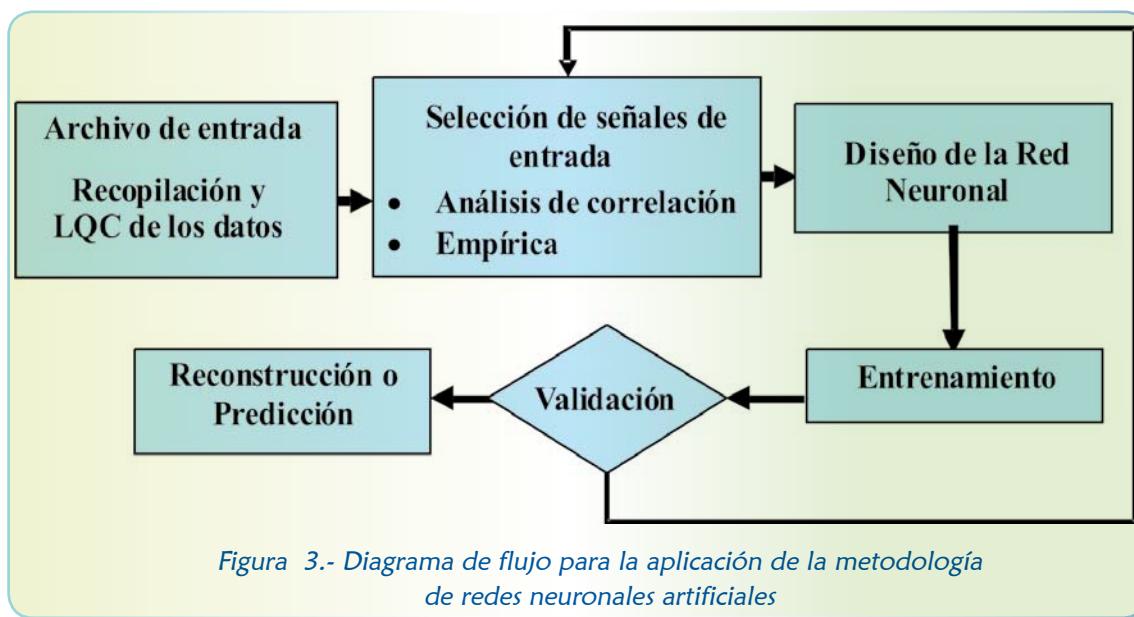


Figura 3.- Diagrama de flujo para la aplicación de la metodología de redes neuronales artificiales



EJEMPLO DE APLICACIÓN

Con la finalidad de realizar una comparación entre los métodos antes descritos, se realizó una prueba en un pozo del Campo Rodador, el Pozo 83 en el que se tenía el registro DT tomado en el pozo; se aplicaron los 3 métodos antes mencionados, con el fin de estimar la saturación de agua S_w a partir de los diferentes registros DT sintéticos generados.



Caso 1.- Método de Faust

Aplicando la condición necesaria para aplicar la Ecuación de Faust a una formación arenosa, se realizó la gráfica de correlación entre la velocidad de la formación y la resistividad (ILD). Como se puede observar en la figura 4, en la cual muestra la correlación

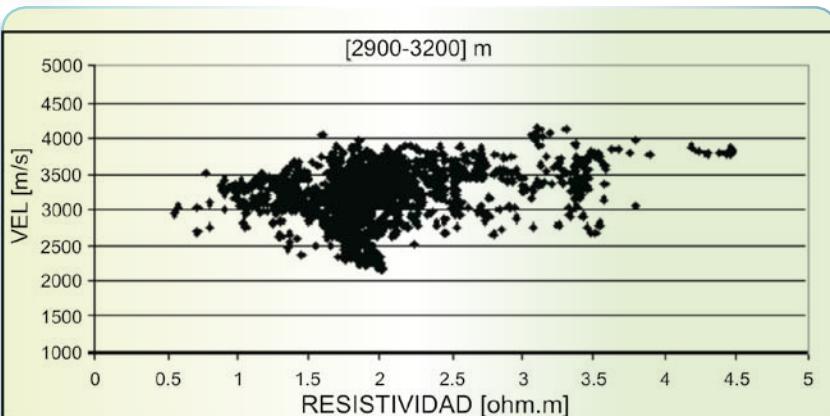


Figura 4.- Correlación lineal entre la velocidad y la resistividad en el pozo de prueba.

entre la velocidad en el eje “x” y la resistividad en el eje “y” no existe una correlación totalmente lineal, sin embargo, se aplicó la Ecuación de Faust, así como la corrección o corrimiento, ajustando éste con el registro DT tomado en pozo y en una arena limpia. Los valores de DT que se obtienen en algunas zonas se ajustan con los medidos en campo, pero en las zonas de alta o baja resistividad los valores salen del rango de confiabilidad, así como de la tendencia real del DT de campo en el pozo.

En la figura 5 se pueden observar los resultados del Método de Faust (DT-Faust).

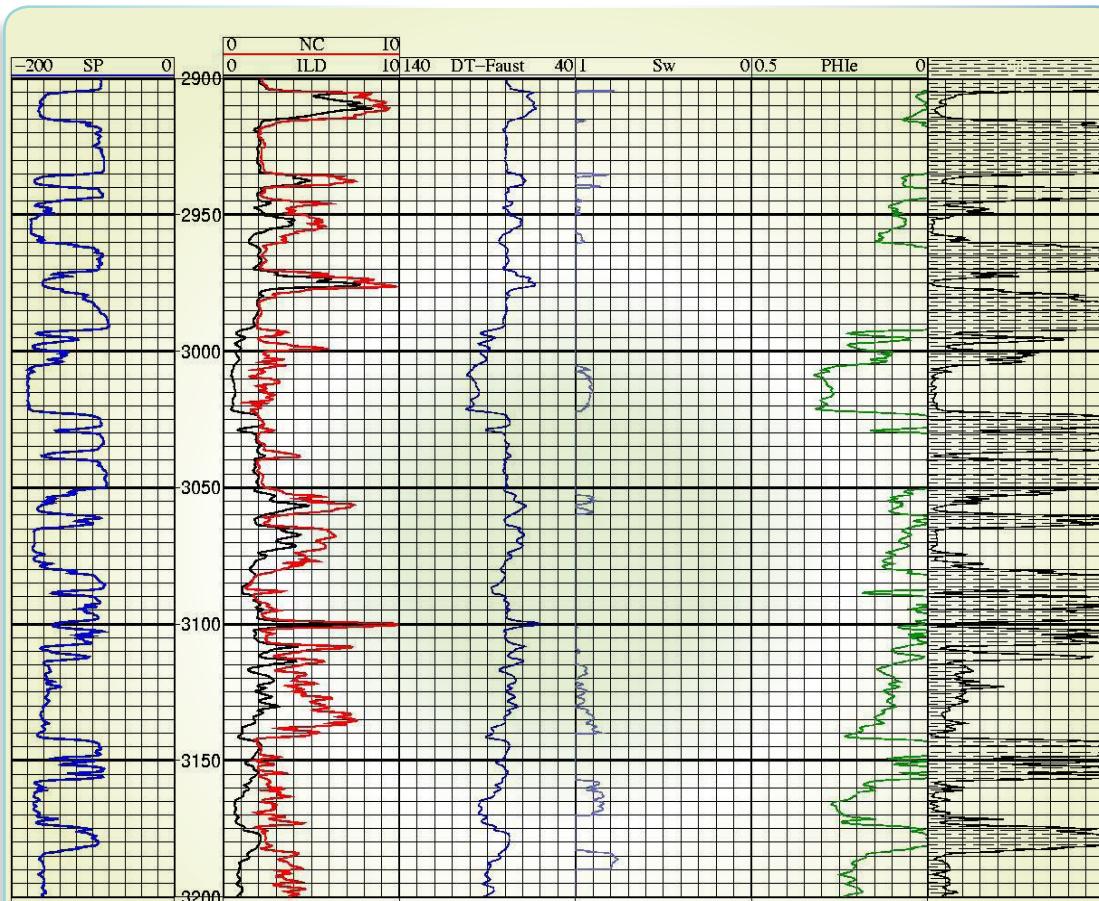


Figura 5.- Estimación de DT con el Método de Faust, así como evaluación petrofísica usando dicha información



Como se puede ver en la figura 5, los valores de DT están siendo subestimados en las zonas de alta resistividad, mientras en zonas de baja resistividad la porosidad está siendo sobreestimada, lo cual provoca que en zonas de interés la saturación de agua sea muy alta, mientras en zonas saturadas de agua la saturación de agua tenga valores bajos, errando en lo que se esperaría en la realidad.



Caso 2.- Análisis de continuidad

A partir de la información del campo se pudo observar que la continuidad de las formaciones en el campo es muy regular, lo cual permite que la información de porosidad (DT) tomada en un pozo cercano pueda ser aplicada a otro pozo que carece de ésta, es decir, debido a que las condiciones litológicas no cambian drásticamente se puede considerar a la curva de porosidad de un pozo como un indicador de porosidad en un pozo cercano posterior a desplazar la curva de DT en profundidad, esto con la finalidad de tener una correcta medición en las formaciones y arenas presentes en ambos pozos, de tal forma que la medición de DT en la arena X de un Pozo A sea desplazada a su correspondiente profundidad en el Pozo B. Los resultados se ilustran en la figura 6.

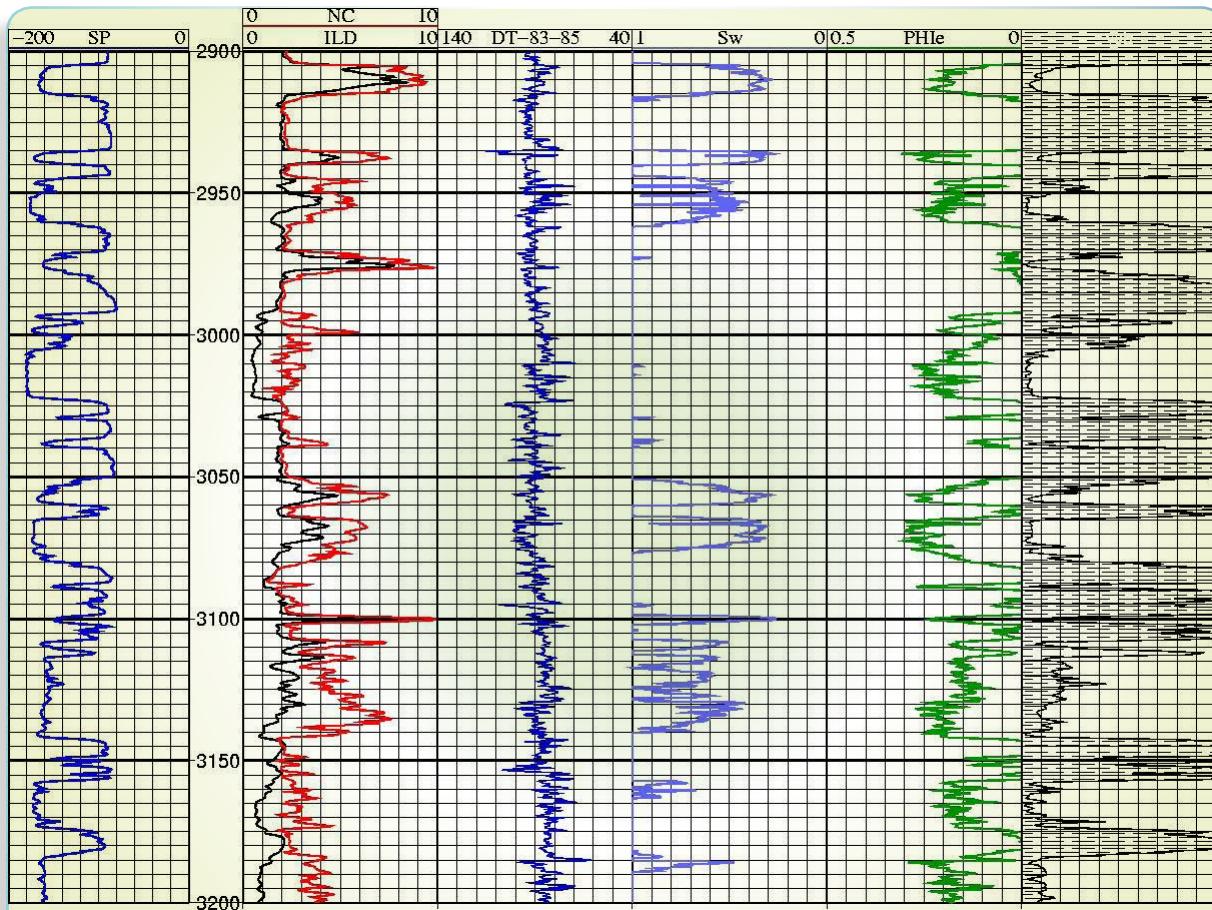


Figura 6.- Estimación de DT con análisis de continuidad y evaluación petrofísica usando la misma DT en el cálculo de Sw .



En este caso los resultados parecen coherentes, sin embargo, se localizan pequeñas zonas, en las cuales se ven saturaciones bajas de agua que probablemente están siendo sobreestimadas o subestimadas.

Caso 3.- Redes neuronales



Tomando en cuenta las condiciones litológicas del campo, la aplicación de redes neuronales se hace factible, lo cual aumenta a una opción más el panorama para seleccionar el mejor método a usar, en estas condiciones, con un buen nivel de confiabilidad. Una de las grandes ventajas de las redes neuronales es que permiten estimar una propiedad al reconocer, procesar e interpretar una señal, tomando en cuenta la magnitud de la señal, de tal manera que la propiedad se encuentra dentro de la escala correspondiente a las mediciones de los registros propios del pozo.

En este apartado se aplicó el entrenamiento de la red al mismo pozo del que se extrajo la DT del inciso anterior, con la idea de tener un mejor manejo de la información, además de tener un mejor control de los resultados, de tal manera que todas las metodologías involucren la misma información. El resultado de DT-NN, así como de la evaluación petrofísica se encuentra en la figura 7.

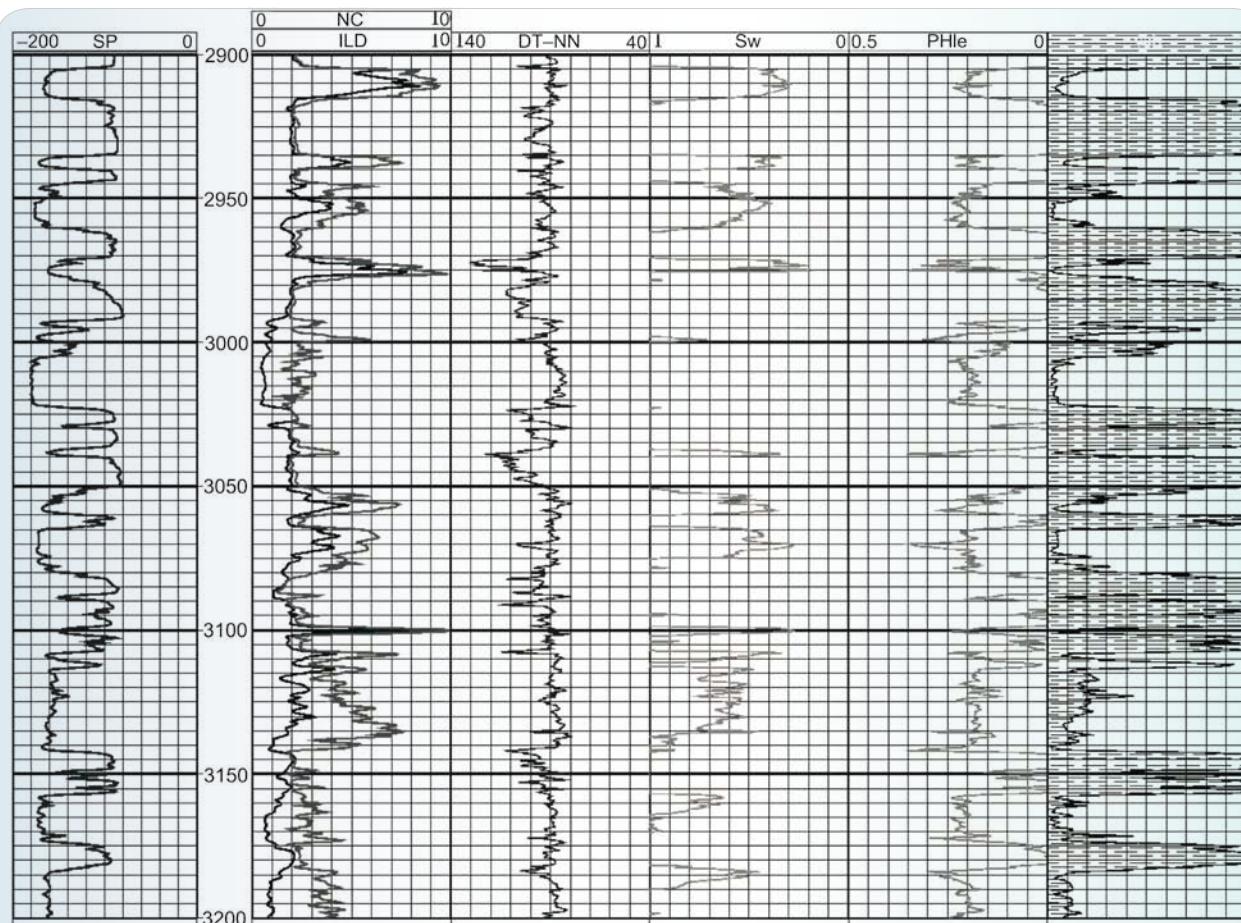


Figura 7.- Estimación de DT con redes neuronales y evaluación petrofísica usando la misma DT en el cálculo de Sw



Como se puede observar en la figura 7, los resultados son coherentes con la información de registros, cabe mencionar que la existencia de picos en la DT son consecuencia de los datos de entrada, debido a los principios de las redes neuronales.



Para este caso y debido a la finalidad del trabajo es necesario seleccionar un pozo que cuente con la curva DT de campo que nos permitirá hacer una evaluación petrofísica para comparar los registros sintéticos obtenidos a partir de los diferentes métodos analizados aquí y el registro tomado en pozo; así como las curvas derivadas: saturación de agua, y porosidad. En la figura 8 se muestran los resultados para la evaluación con dicha información.

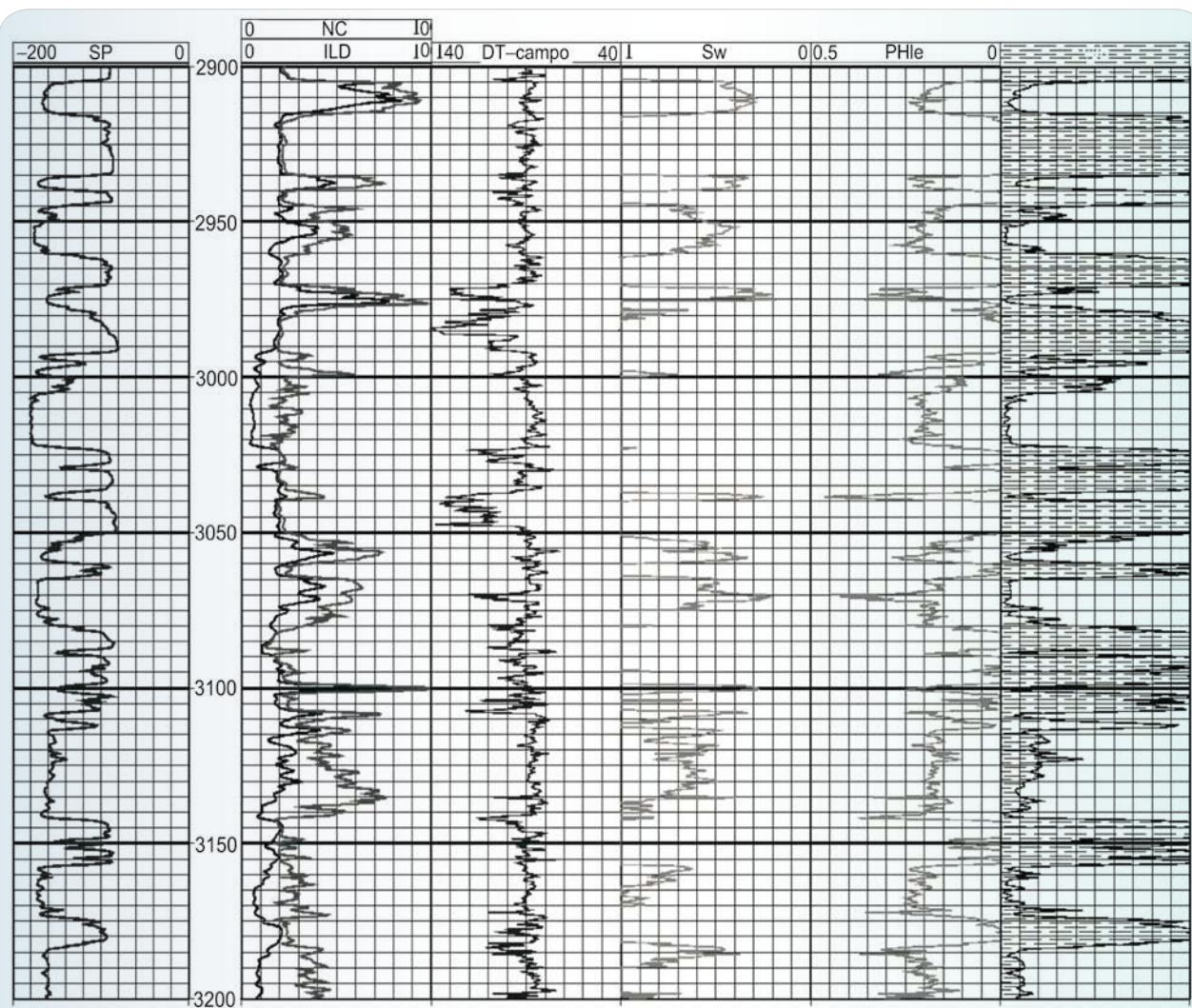


Figura 8.- Registro de DT tomado en pozo y evaluación petrofísica usando la misma DT en el cálculo de Sw



Los resultados del procesado, así como de las 3 metodologías descritas son coherentes en cuanto a las tendencias generales de las evaluaciones, aunque en el caso de Faust existen zonas que son omitidas y otras sobreestimadas, lo cual hace ver zonas que en la realidad no existen. La figura 8 muestra los resultados de forma más comparativa, lo que permite localizar de manera puntual las diferencias en los cálculos de DT, Sw y Phie derivadas de cada metodología antes citada, así como los resultados obtenidos con la información de campo.

En la figura 9 se puede ver claramente las diferencias principales entre los 3 métodos y el procesado con datos de campo en una zona productora. Mostrando que el Método de Faust, en este caso, no está respondiendo correctamente, provocando discrepancias muy fuertes en algunas zonas, debido a que la correlación entre las curvas de resistividad y velocidad no presentan una correspondencia totalmente lineal, los otros 2 métodos presentan una mayor congruencia entre sí.

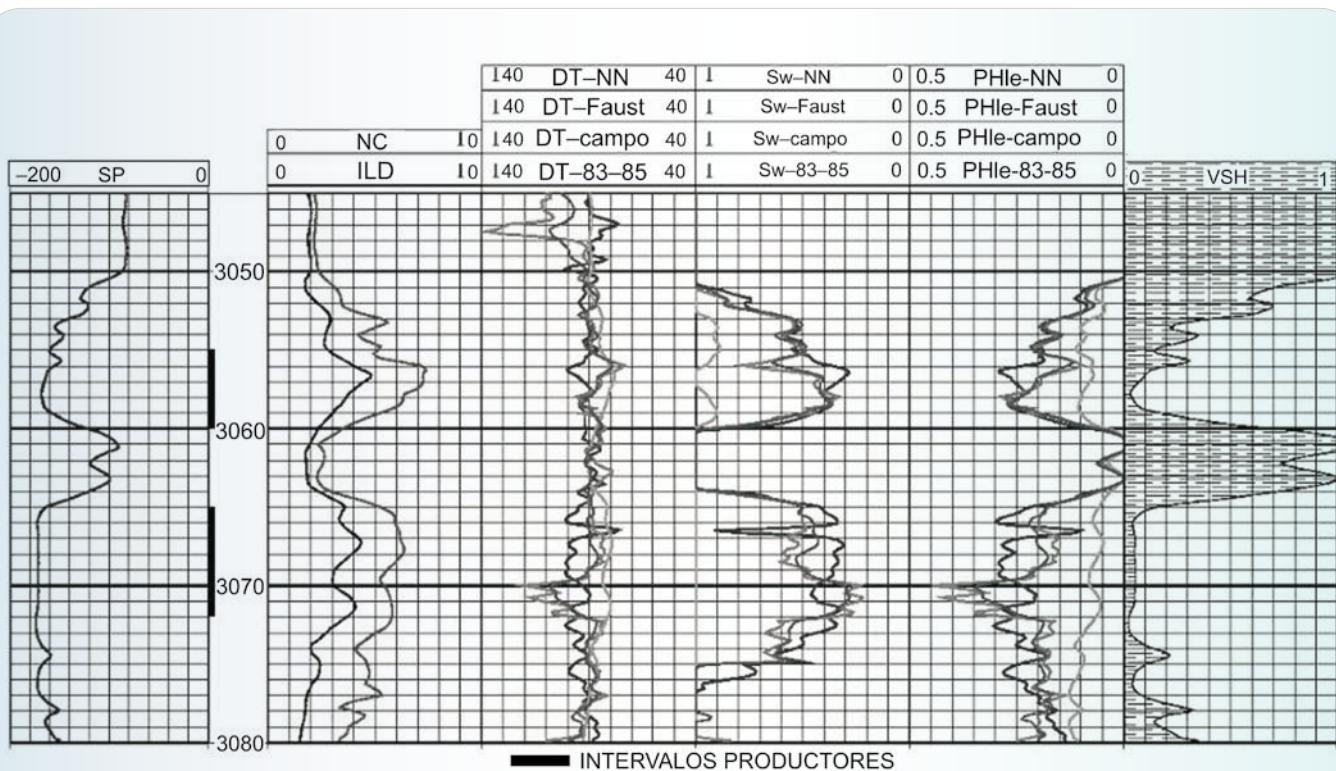


Figura 9.- Comparación entre la curva de campo y las 3 metodologías para generar registros DT sintéticos, así como su impacto en el cálculo de Sw

Finalmente, en la tabla 1 se muestran los valores numéricos estimados para Sw, Phit, y Phie, aplicando las metodologías mencionadas anteriormente se puede apreciar que los valores obtenidos mediante el empleo del método de correlación de formaciones es bastante cercano al obtenido con el método de redes neuronales y además cercano al cálculo directo usado en la evaluación con los registros originales de campo.

Podemos hacer notar que el método de redes neuronales estima los valores de los registros sintéticos faltantes a partir de los registros de entrada existentes en el pozo y de los pozos asociados a ellos, a diferencia del método de correlaciones que emplea una “copia” de los valores de los registros tomados en otros pozos.



TABLA 1

COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA
ENTRE LOS DIFERENTES MÉTODOS ANALIZADOS

PROF	EVALUACIÓN DE CAMPO			MÉTODO DE FAUST			CORRELAC. DE FORMAC.			REDES NEURONALES		
	Sw	PHt	PHe	Sw	PHt	PHe	Sw	PHt	PHe	Sw	PHt	PHe
3055-3060	0.538	0.219	0.175	0.952	0.125	0.082	0.499	0.250	0.206	0.563	0.216	0.172
3065-3072	0.448	0.246	0.236	1.000	0.075	0.064	0.381	0.265	0.254	0.432	0.242	0.232

CONCLUSIONES

- ✓ Debido a que las condiciones litológicas de los campos no siempre responderán correctamente a la implantación de una metodología definida, es de suma importancia tener conocimiento de otras que permitan mejorar las soluciones de un problema.
- ✓ La existencia de diferentes métodos que permitan la obtención de registros sintéticos también conlleva una serie de limitantes para cada método, por lo que es importante contar con las herramientas más adecuadas.
- ✓ Conocer los alcances, así como las limitaciones de cada método permite generar mejores resultados basados en análisis previos que ayuden a la selección de la opción más confiable y aplicable a un caso de estudio.
- ✓ Así como Faust tiene limitantes, las redes neuronales también las tiene y asimismo, la correlación de formaciones, por lo cual es necesario contar con diferentes metodologías que puedan resolver problemas por diferentes caminos.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos al Activo Cinco Presidentes por apoyar con la información necesaria para el desarrollo de este trabajo.

REFERENCIAS

- Faust, L.Y., 1953. "A Velocity Function, Including Lithologic Variation", *Geophysics*, vol. 18, pp. 271-288.
- Faust, L.Y., 1953. "A Velocity Function Including Lithologic Variation": *Geophysics*, vol. 18, pp. 271-297.
- Arroyo, C.F.A., 1966. Bases Teóricas e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos, UNAM.
- Torres, M.J.M., Redes de Neuronas y Clasificación de Paradigmas Conexionistas Clásicos a Redes que Aprenden mientras Crecen, Newsletter, Lania, Año 6, pp. 23-24.
- F. Tomás C., 1997. Redes Neuronales Artificiales, *Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial*, Edit. Casacuberta, vol. 1, núm. 1, pp. 5-7.

Estimación de Presión de Poros en Función de Velocidades Sísmicas, Modelo Geológico e Información de Pozo en los Campos May y Bolontiku de la Sonda de Campeche

**JUAN R. GARCÚZ⁽¹⁾, OLIVIER COLNARD⁽¹⁾, PABLO CIFUENTES⁽¹⁾, OSCAR MARTÍNEZ⁽¹⁾,
GABINO CASTILLO⁽¹⁾, ANDRÉS PEÑA⁽¹⁾, RENÉ MARTÍNEZ⁽¹⁾, IGNACIO MARTÍNEZ⁽²⁾,
JAVIER CÓRDOVA, SERGIO VÁSQUEZ⁽²⁾, IGNACIO MENDOZA⁽²⁾, RAÚL RAMOS⁽²⁾,
CÉSAR CABRERA⁽²⁾, ROMEO SOLÍS⁽²⁾ y ANTONIO RODRÍGUEZ⁽²⁾**

RESUMEN

Al observar los efectos de acumulaciones de arcilla en compartimentos sobrepresionados de las formaciones clásticas post-cretácicas al Sur del Golfo de México, se realizó un estudio integral de Predicción de Presión de Poros en los campos May y Bolontiku, a fin de definir los parámetros óptimos de perforación en pozos futuros que conduzcan a la estabilidad del pozo, evitando así riesgos, tales como: perdidas de circulación, rompimiento de las formaciones, y daños a reservorios. Para reducir el margen de error e incrementar la confiabilidad en los resultados de este estudio, se estableció una metodología que combinó información sísmica, un modelo geológico, e información de pozo.

Se realizó un pre-acondicionamiento de los datos, así como un análisis automático de alta densidad de velocidades para mejorar la calidad de los datos y por lo tanto, obtener una mayor resolución geológica. Paralelamente, se hizo un análisis geomecánico a nivel de pozo utilizando la metodología de Modelado de Cuencas, y así poder estimar los parámetros de calibración y cálculo de presión de poros a utilizarse en la etapa final. Finalmente se desarrolló un modelo geológico estructural tridimensional de micro-capas partiendo de las superficies geológicas sobre el cual se integrarían el análisis sísmico de velocidades y el análisis geomecánico de pozos, propagando los resultados obtenidos a través de un proceso de “kriging” tridimensional. Combinando de esta manera información sísmica y datos de pozo dentro del modelo geológico podemos asegurar confiabilidad en los resultados y así poder hacer predicciones precisas de presión de poros en cualquier localidad futura dentro del área de estudio para el diseño apropiado de los parámetros de perforación.



⁽¹⁾ Compañía Mexicana de Geofísica.
⁽²⁾ PEMEX Exploración y Producción.



INTRODUCCIÓN

ANTECEDENTES

En los campos May y Bolontiku de la Sonda Campeche (Fig. 1) se han observado anomalías de Presión de Poro, las cuales han provocado problemas de inestabilidad durante la perforación de pozos como pérdidas de lodo y rompimientos a la formación. En *May*, el problema fue asociado a grandes acumulaciones de arcilla, ya que dadas sus propiedades plásticas han originado la formación de domos arcillosos (Fig. 2). En *Bolontiku* también se notó una fuerte presencia de arcillas en las zonas sobrerepresionadas; sin embargo, éstas en lugar de formar domos parecían entramparse debajo de fallas normales regionales, las cuales se prolongaban en dirección oeste alcanzando otros campos de la misma región como lo es el Campo Sinan, en donde se observó el mismo comportamiento.



Figura 1.- Área de estudio de Predicción de Presión de Poro

El alcance del problema no sólo se limita a la inestabilidad de perforación a causa de anomalías de presión; sino que éstas están asociadas (Fig. 3) a velocidades anormales, el problema también se extiende al tema de conversión en profundidad, y por ende a interpretaciones estructurales erróneas y predicciones inexactas de las profundidades de topes de formación, de yacimientos, etc.

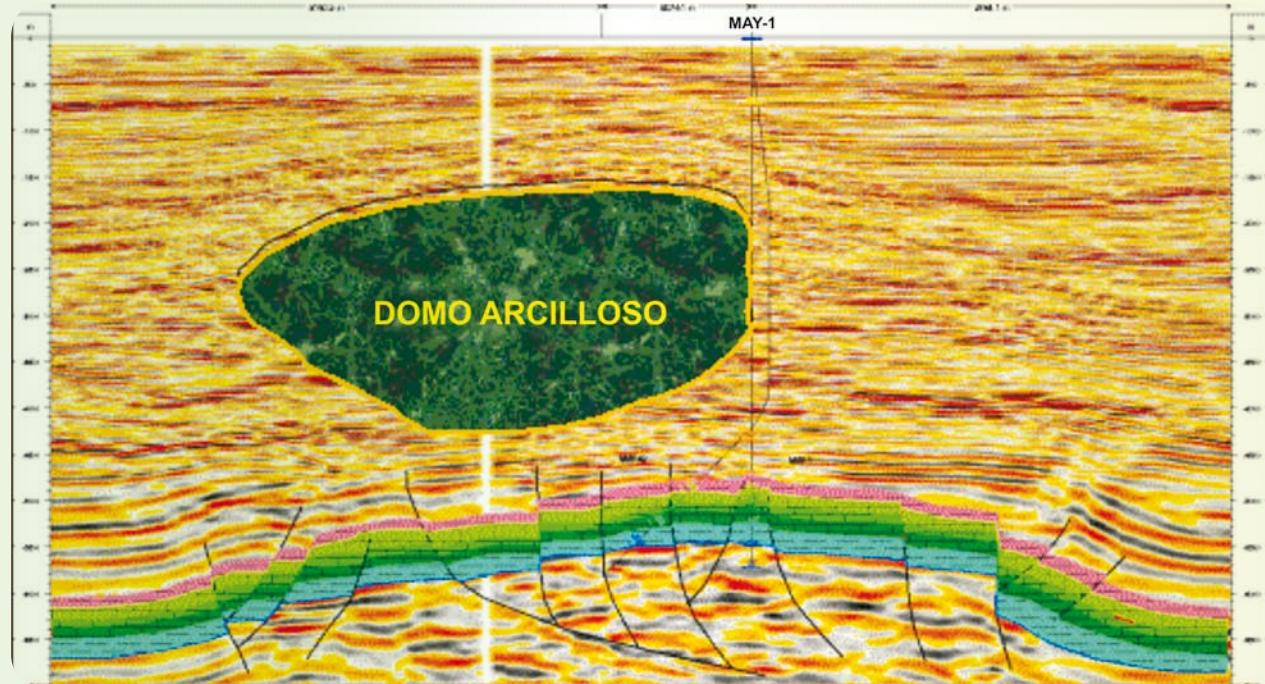


Figura 2.- Zonas sobrepresionadas en May asociadas a un domo de arcilla

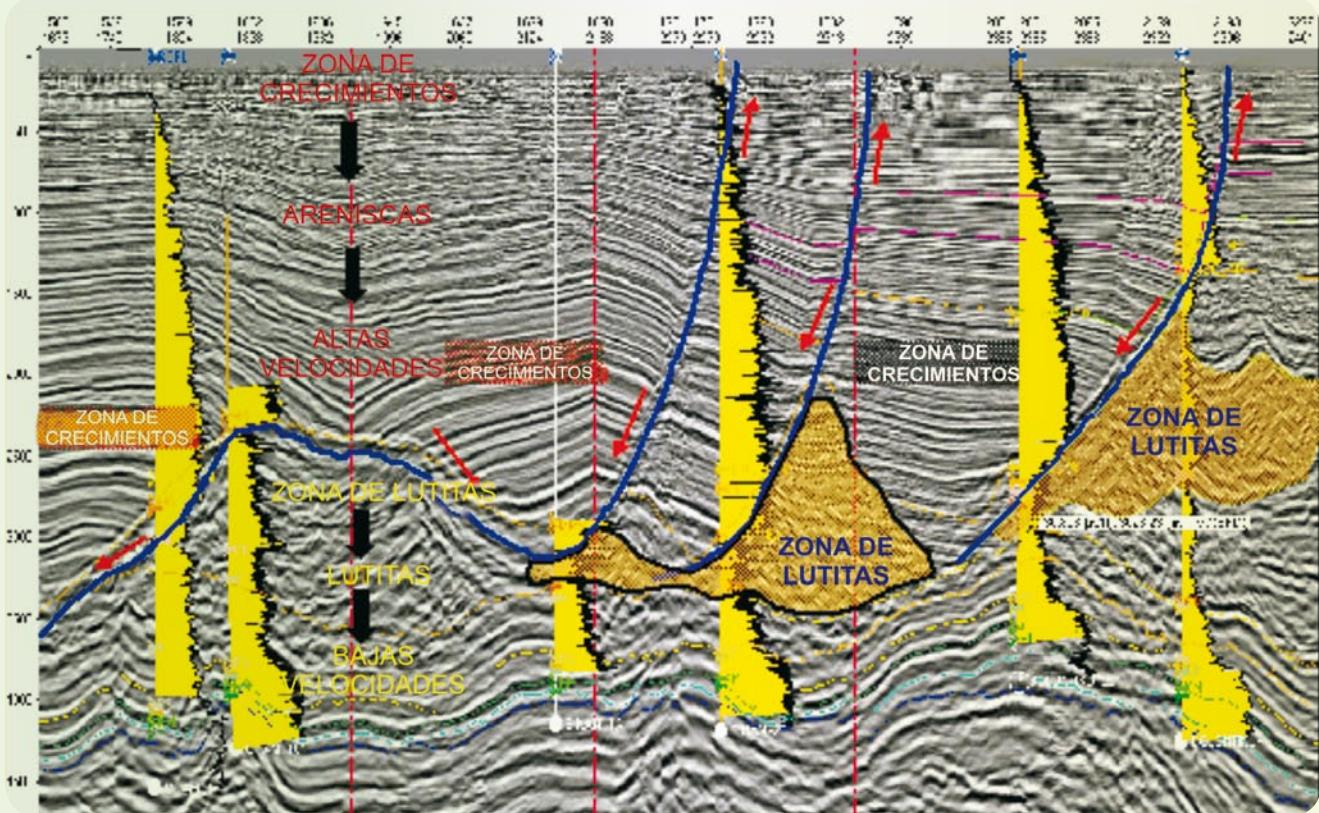


Figura 3.- Zonas sobrepresionadas en Bolontiku asociadas a fallas regionales y acumulaciones de arcilla



El objetivo de este estudio es, generar un campo de velocidades sísmicas de alta resolución congruente con la realidad geológica, y utilizar este modelo para generar volúmenes de los atributos de presión (i.e., Gradiente de Sobrecarga, Gradiente de Presión de Poro, y Gradiente de Fractura) que nos permitan hacer extracciones de estos atributos en localizaciones de pozos futuras y poder definir parámetros de perforación que contribuyan a mantener la estabilidad del pozo.

Metodología



Para resolver el problema se propuso un estudio dividido en 3 etapas principales, las cuales están esquematizadas en la figura 4:

- 1.- Análisis sísmico de velocidades de intervalo de alta densidad y resolución geológica (azul).
- 2.- Estudio geomecánico 1D a nivel de pozo (crema).
- 3.- Creación y cálculo del modelo de presión de poros en 3D (naranja).

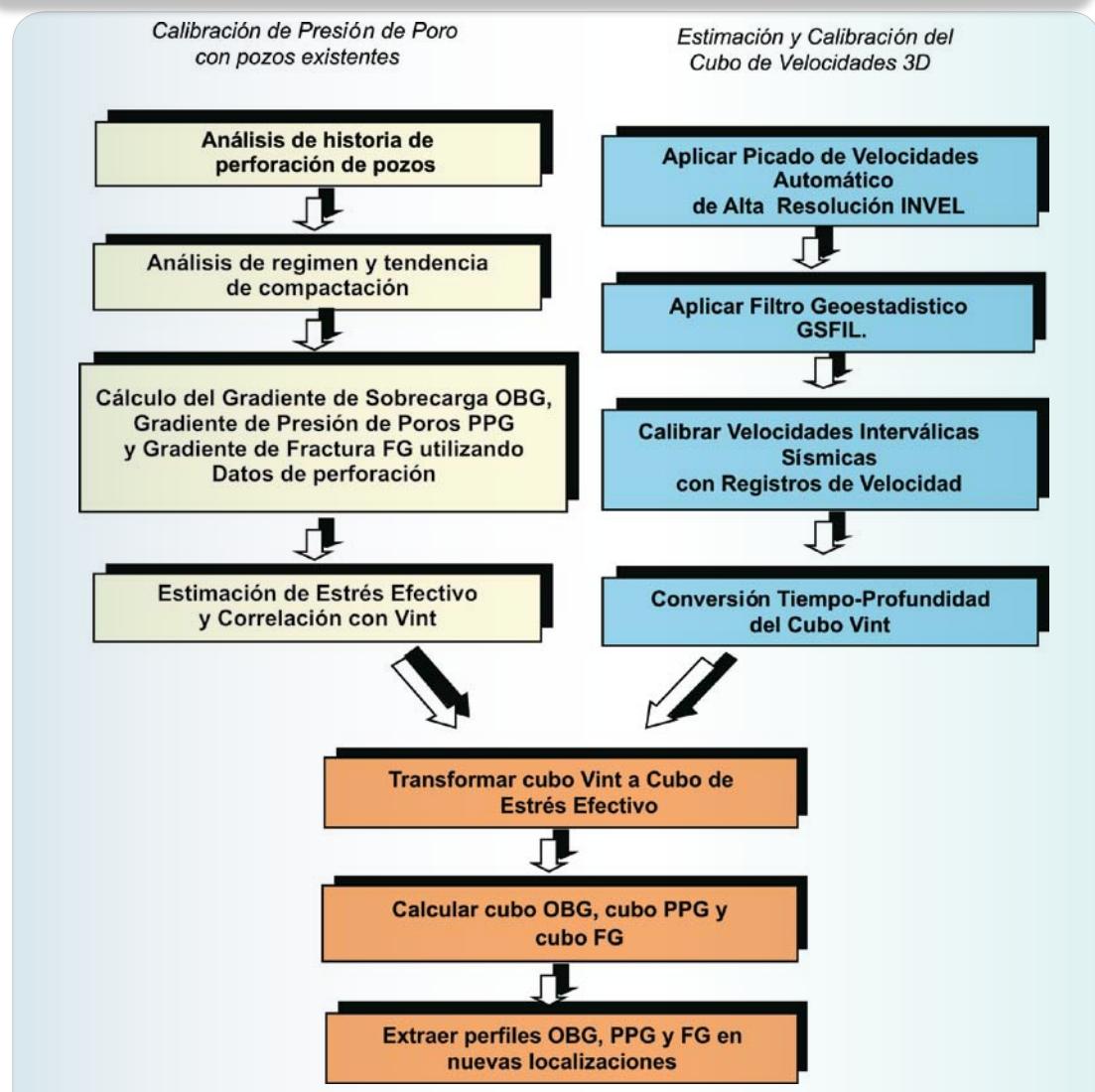


Figura 4.- Secuencia general propuesta de análisis de Predicción de Presión de Poro

1).- Análisis Sísmico de Velocidades de Intervalo de Alta Densidad y Alta Resolución

Geológica.- Para ello fue necesario mejorar la calidad de los datos sísmicos a través de procesos de pre-acondicionamiento, como: atenuación de ruido, múltiples, y balanceo de amplitudes, además del pre-acondicionamiento rutinario (i.e., corrección NMO y Mute). Sobre los datos mejorados se hizo el picado automático de velocidades RMS de alta densidad, se aplicó un filtro geoestadístico, y se aumentó la resolución con el uso del “esqueleto sísmico”. Finalmente se transformó este volumen de velocidades RMS a velocidades de intervalo, y a su vez de dominio-tiempo a dominio-profundidad.

2).- Estudio Geomecánico 1D a Nivel de Pozo.-

Esta etapa se desarrolló paralelamente al análisis de velocidades, y consistió en el estudio de los indicadores de presión en cada pozo, historiales de perforación, registros eléctricos, etc., utilizando la Metodología de Modelado de Cuencas, y así poder estimar los parámetros de calibración y cálculo de Presión de Poro a utilizarse en la etapa final. Aquí se aplicaron los conceptos fundamentales de Presión de Poro basados en la Ecuación de Terzaghi.

3).- Creación y Cálculo del Modelo de Presión de Poros en 3D.-

Este fue hecho sobre una malla estratigráfica tridimensional de alta resolución, la cual fue construida partiendo de las superficies geológicas y generando un grillado denso de microcapas paralelas a estas superficies. Integrando los resultados obtenidos en las etapas anteriores, se generó un cubo de gradiente de sobrecarga, uno de Presión de Poro, y uno de Gradiente de Fractura, partiendo de las velocidades de intervalo calibradas y aplicando a ellas los parámetros geomecánicos estimados en la etapa anterior, los cuales fueron propagados a través de la malla estratigráfica por medio de un proceso geoestadístico de “kriging”. El modelo incluyó la interpretación estructural de formaciones, tales como: fallas para ambos campos, y un domo de arcilla para el caso de May.



Este Análisis de Predicción de Presión de Poro (PPP) está basado en la Ecuación de Terzaghi (Ec. 1). Ésta a su vez, no es más que la aplicación de la Segunda Ley de Newton en un punto específico a lo largo de la columna geológica. La figura 5 ilustra la Ecuación de Terzaghi donde el Esfuerzo Total o Sobrecarga es igual a la contribución de la columna litológica o matriz, Esfuerzo Efectivo, más la contribución de la columna hidrostática o fluidos, Presión de Poro.

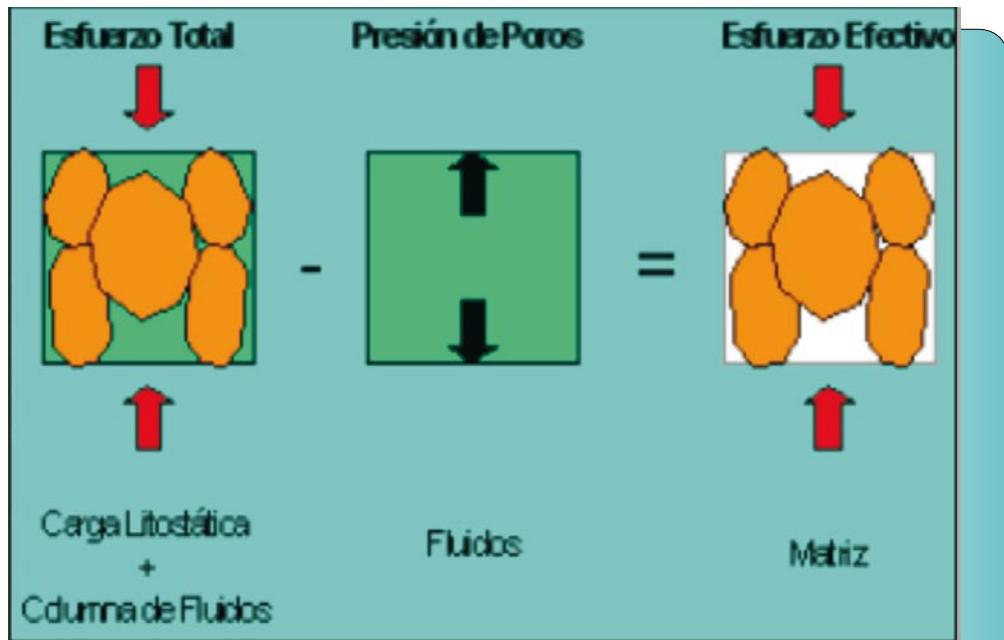


Figura 5.- Ecuación de Terzaghi



$$PP = S_V - \sigma_V$$

(1)

donde:

- PP = Presión de poro
- S_V = Esfuerzo total vertical o sobrecarga
- σ_V = Esfuerzo efectivo vertical de Terzaghi

Por lo tanto, y poniéndolo en términos de gradiente en profundidad para calcular el Gradiente de Presión de Poro (PPG), necesitamos 2 términos de la ecuación: el Gradiente de Sobrecarga (OBG) y el Gradiente de Esfuerzo Efectivo (EEG).

El Gradiente de Sobrecarga está definido como la sumatoria de las densidades en función de la profundidad, densidades que a su vez se pueden estimar de la velocidad por medio de la relación de Gardner (Ec. 2).

$$RHOB = cV^e$$

(2)

donde:

- $RHOB$ = Densidad aparente del sedimento.
- V = Velocidad de intervalo.
- c = Coeficiente empírico (usualmente 0.23 cuando V es expresada en pies/seg).
- e = Exponente empírico (usualmente 0.25).

El Gradiente de Esfuerzo Efectivo se puede estimar por medio de una correlación directa con las velocidades, las cuales funcionan a su vez como indicadores de porosidad. Existen varios métodos para el Cálculo de Esfuerzo Efectivo basados en esta correlación. En este trabajo se utilizó el Método de Miller (Ec. 3), ya que no sólo fue el que rindió un mejor ajuste de las curvas de presión, sino que actualmente es el método más utilizado dentro de la industria y recomendado por expertos en el área de Presión de Poro.

$$\sigma_V = \left(\frac{1}{\lambda} \right) \ln \left[\frac{V_{matrix} - V_{mudline}}{V_{matrix} - V} \right]$$

(3)

donde:

- σ_V = Esfuerzo efectivo vertical.
- V = Velocidad de intervalo.
- $V_{mudline}$ = Velocidad de intervalo en el fondo marino ($\approx 1,520$ m/seg).
- V_{matrix} = Velocidad de la matriz ($\approx 17,000$ m/seg para la mayoría de lutitas).
- λ = Parámetro empírico que proporciona el mejor ajuste para una tendencia de compactación normal.

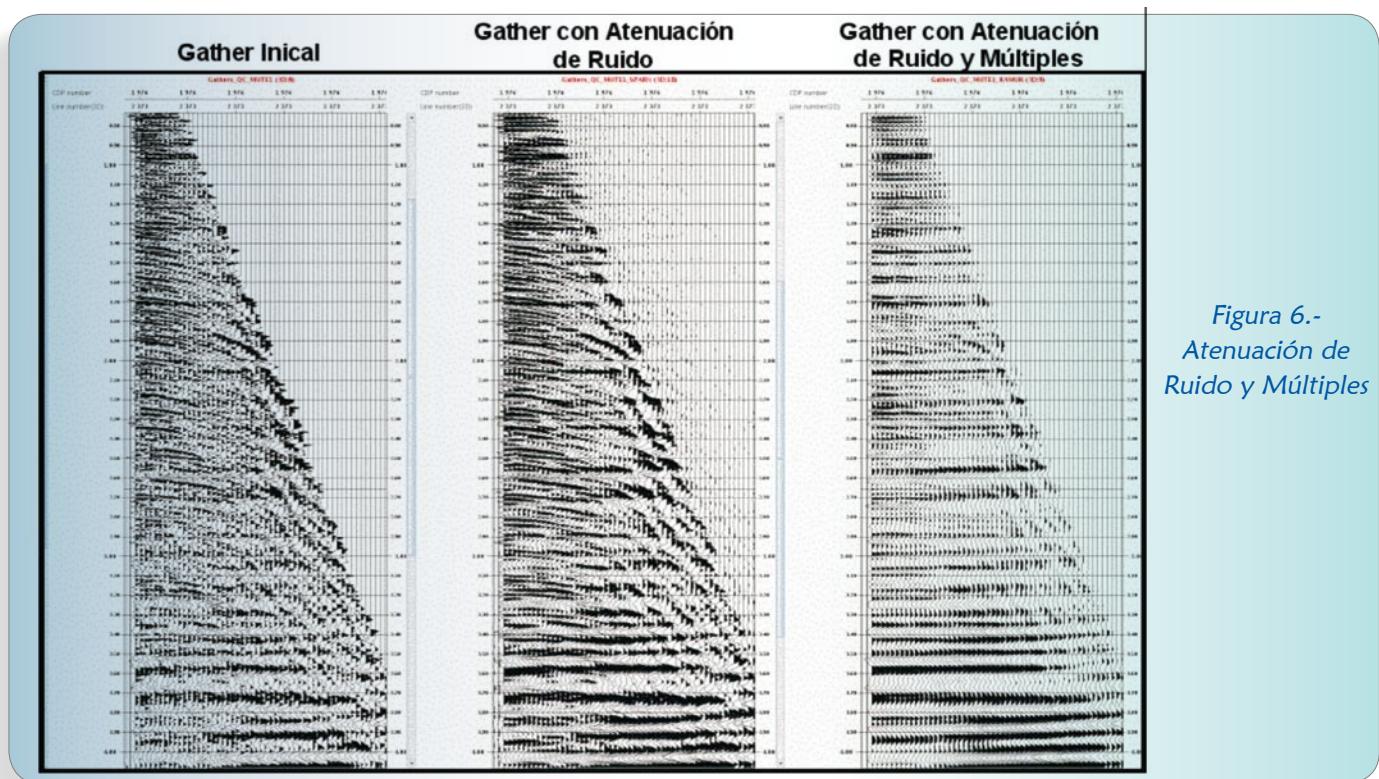


Preacondicionamiento Sísmico

Se utilizaron los “gathers” CDP después de Migración Pre-apilado en Tiempo sin filtros y sin ganancia. A éstos se les aplicaron los procesos rutinarios de pre-acondicionamiento sísmico: corrección NMO y Mute para posteriormente continuar con los procesos de mejora de la calidad sísmica.

Con el propósito de incrementar la definición de los eventos sísmicos o reflectores, se hizo una compensación de amplitud vs offset, la cual consistió en traer las amplitudes medias de un “gather” a un valor determinado dentro de una ventana de tiempo específica. Las ventanas de tiempo no fueron demasiado grandes, con el objeto de respetar las variaciones de amplitud entre las distintas unidades geológicas. El propósito de este balanceo es precisamente tener una definición más nítida de los reflectores sísmicos, esta mejora en la definición de los reflectores sísmicos nos permitirá garantizar un picado de velocidades mucho más exacto y fiel a la geología del área.

A fin de atenuar el ruido aleatorio existente en la sísmica, se utilizó un filtro proyectivo en el dominio f-x separando los datos predecibles (i.e., señal) de los impredecibles (i.e., ruido) en el rango completo de frecuencias en el espectro. Para la atenuación de múltiples se aplicó un filtro en el dominio Radon, el cual remueve múltiples caracterizados como eventos tenues de bajas velocidades o eventos lineares de un “gather” de traza. La figura 6 compara un “gather” CDP antes y después de la aplicación de los filtros mencionados. Aquí puede apreciarse que los filtros aplicados solamente eliminaron ruido aleatorio o múltiples, preservando de esta forma la señal sísmica.





Picado Automático de Velocidades de Alta Densidad

Ya que los datos sísmicos han sido preacondicionados con definición de eventos incrementada, se puede hacer el análisis de velocidades de alta densidad, el cual requiere que los datos posean amplitudes fuertes y estables, y estén libres de ruido. A diferencia del campo de velocidades utilizado originalmente para la migración de los “gathers” que había sido picado cada 10 CDPs, las velocidades de este análisis son de alta densidad, ya que fueron picadas cada CDP, lo cual nos proporciona una mayor resolución y definición geológica del campo.

La secuencia del análisis automático de velocidades de alta densidad se encuentra resumida en el esquema de la figura 7.

Picado Automático.- Para el picado de velocidades se utilizó un módulo de picado de velocidades automático y de alta densidad, el cual genera un volumen de velocidades RMS partiendo de los “gathers” CDP sobre un campo de velocidades de referencia (Fig. 8) por medio de un proceso automatizado de análisis y picado de velocidades. Las velocidades son picadas solamente sobre los eventos sísmicos de mayor amplitud y son generadas para cada “gather” CDP de entrada, lo cual nos permite una mejor resolución del modelo geológico y una mejor aproximación de los resultados de Predicción de Presión de Poro.

Interpolación.- Esta metodología realiza el picado de velocidades sobre reflectores con alta amplitud (es para incrementar el nivel de amplitud de eventos fuertes que el previo Balanceo de Amplitudes fue necesario). El cubo de velocidades RMS en este punto, tiene un muestreo irregular. Es por esta razón que es necesario aplicar una interpolación lineal vertical y llenar el cubo con un intervalo de muestra regular. En este caso, el intervalo de muestra aplicado fue de 8 ms.

Filtrado Geoestadístico.- Para eliminar cualquier tipo de ruido o datos incoherentes de las velocidades RMS interpoladas, se utilizó un módulo de filtrado geoestadístico en 3D, el cual aplica un filtro solamente sobre la componente de alta frecuencia de los datos de entrada a modo de conservar la tendencia (baja frecuencia) de los mismos y la alta frecuencia filtrada, y así obtener un cubo de velocidades coherente y suavizado, manteniendo su alta resolución.

Velocidad de Intervalo (Skeleton).- Para mejorar la eficiencia de la conversión a velocidades de intervalo, las velocidades RMS fueron pasadas por un filtro elaborado so-

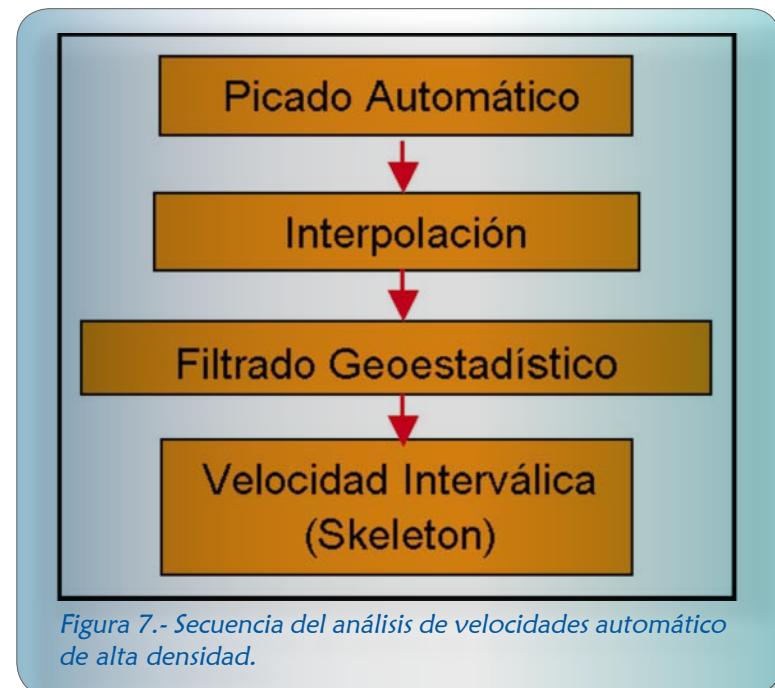


Figura 7.- Secuencia del análisis de velocidades automáticas de alta densidad.

bre el “skeleton” de los datos sísmicos. El “skeleton” sísmico está dado por series de 1s y 0s, siendo 1s los puntos con mayor coherencia sísmica o reflectores fuertes.

Este procedimiento le da más sentido a las velocidades de intervalo al generar intervalos de velocidad coherentes con los eventos sísmicos. Se utilizó la fórmula Dix conocida para el cálculo de velocidades de intervalo.

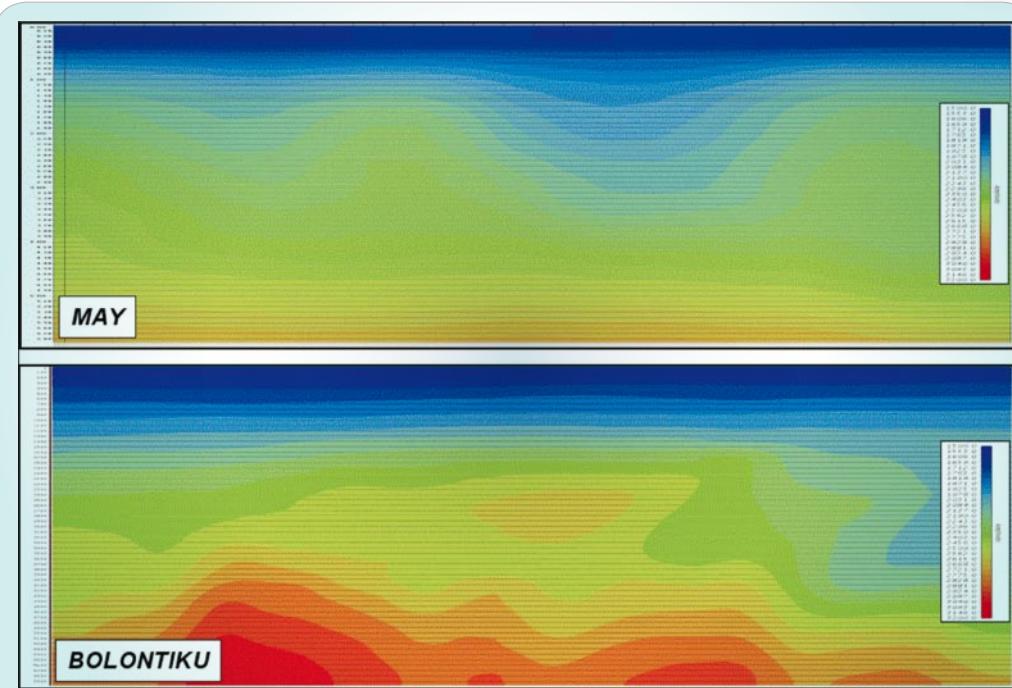


Figura 8.- Campo de velocidades RMS de referencia para May y Bolontiku

La figura 9 muestra las velocidades de intervalo superpuestas a las amplitudes sísmicas para *May* y *Bolontiku*. Obsérvese cómo las nuevas velocidades capturan información valiosa en las regiones de baja velocidad, especialmente en *Bolontiku*, donde se observan justo debajo de las fallas.

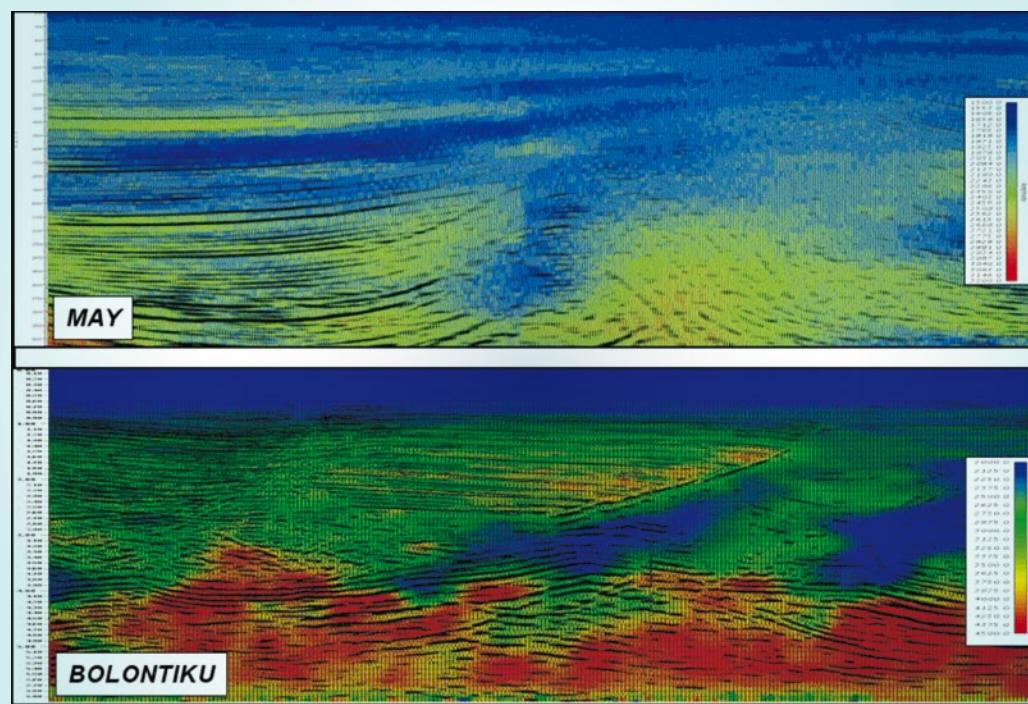


Figura 9.- Velocidades de intervalo y amplitudes sísmicas para May y Bolontiku



El control de calidad de las nuevas velocidades fue hecho corrigiendo los “gatherers” CDP nuevamente, asegurándose que los eventos sísmicos mostraran una mejor alineación. La figura 10 compara el apilado original de *Bolontiku* y el apilado hecho con las nuevas velocidades, y notamos cómo la resolución sísmica aumenta, los horizontes tienen mejor continuidad, y algunos de ellos incluso han sido movidos de su posición original, lo cual en su momento beneficiará la interpretación estructural.

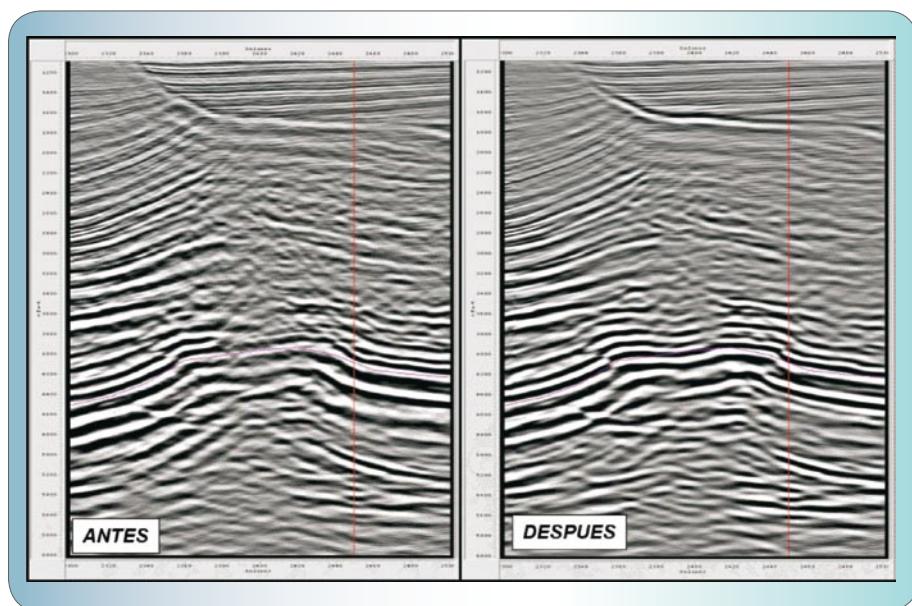


Figura 10.- Velocidades inter-válicas y amplitudes sísmicas para May y Bolontiku.

Construcción del Modelo Geológico 3D

Paralelamente al cálculo de las velocidades se construyó un modelo geológico tridimensional sobre el cual se realizarían, tanto operaciones de calibración como las necesarias para el cálculo de los atributos de Presión de Poro. Para la construcción de este modelo se utilizaría la máxima información que fuera posible, incluyendo datos de pozo e información estructural: interpretación de horizontes, fallas, y cuerpos tridimensionales como el domo de arcilla en *May*.

Se tomaron en cuenta 3 pozos de cada campo, como pozos-control para la calibración de datos. Ambos campos se encuentran actualmente en perforación; de hecho, existieron pozos que no fueron utilizados para calibrar el modelo, ya que en ese momento no se contaba con los datos; sin embargo, al terminar la perforación de estos pozos se utilizaron sus datos de presión para validar los resultados de este estudio, y los resultados fueron bastante optimistas.

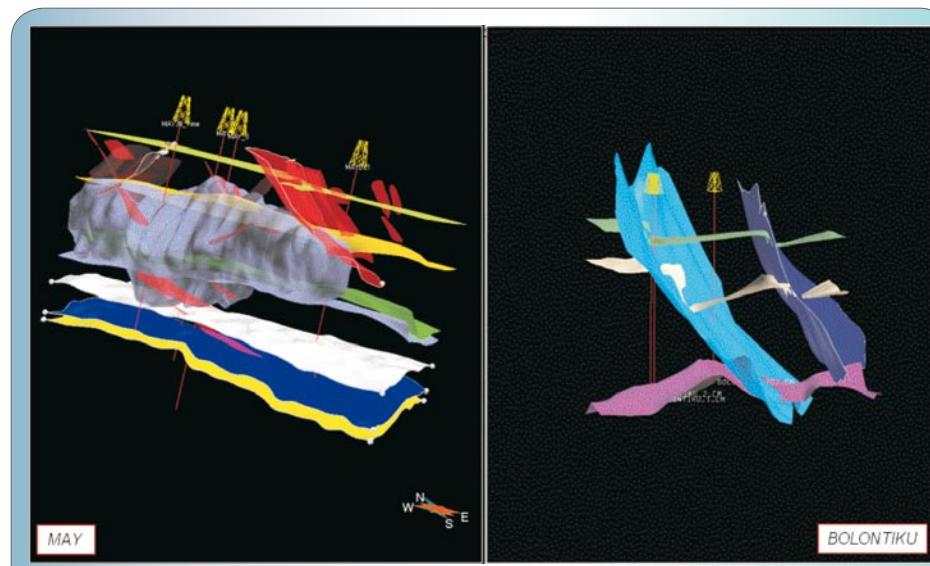


Figura 11.- Elementos utilizados para la construcción del modelo 3D en May y en Bolontiku

Se utilizaron diferentes horizontes de edades Plioceno, Oligoceno, Cretácico, y el Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) como la base del modelo.



Además de esta información, en May se incluyó un volumen tridimensional, el cual fue interpretado como un domo de arcilla. Se esperaba que este domo pudiera estar relacionado a las anomalías de presión encontradas en el Campo May.

También se interpretaron las fallas tectónicas encontradas en ambos campos. La importancia de incluir las fallas dentro del modelo yace en la hipótesis de que éstas puedan estar directamente relacionadas a la formación de compartimentos de presión. Además, la inclusión de las fallas nos permitirá modelar mejor el desplazamiento de los bloques y el efecto que este desplazamiento tendrá en la continuidad de cualquier propiedad sísmica al ser propagada sobre la grilla. La figura 11 nos muestra todos los elementos tomados en cuenta para la construcción del modelo geológico de cada campo. El modelo fue hecho sobre una malla tridimensional densa con microcapas paralelas a los horizontes con un espesor medio de 15 ms (Fig. 12).

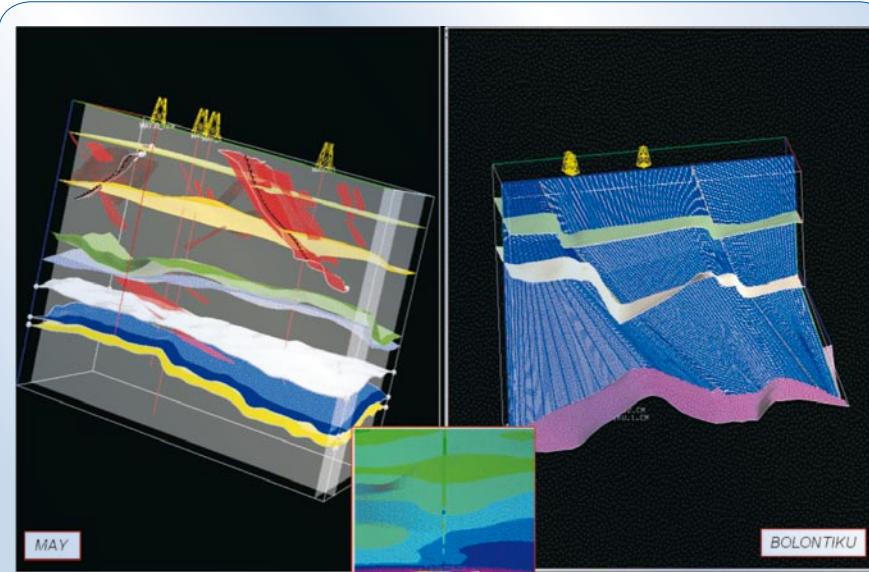


Figura 12.- Malla tridimensional densa de May y Bolontiku

Calibración de las Velocidades

El siguiente paso, después de habernos asegurado de tener un campo de velocidades de intervalo que mejorara la alineación de eventos sísmicos en los “gathers”, era calibrar estas velocidades con los datos de pozo. Este paso se basa en la suposición de que las velocidades extraídas de los pozos contienen una margen de error menor a las velocidades sísmicas.

Para hacer la calibración se calculó la diferencia entre las velocidades de los pozos y las velocidades sísmicas en los pozos-control. Ésta fue propagada a través del modelo geológico por medio de un proceso geoestadístico de “kriging” tridimensional, y aplicada para la corrección de las velocidades sísmicas.

Una vez teniendo un campo de velocidades calibrado en tiempo, pudimos utilizarlo para la conversión a profundidad. Para esta conversión se aplicó la siguiente relación utilizando la velocidad media:

$$\text{Profundidad} = \text{Velocidad} * \text{Tiempo} / 2 \quad (4)$$

Las velocidades convertidas a profundidad también rindieron un buen ajuste con las curvas de velocidad de los pozos. La figura 13 ilustra la calibración en tiempo y luego el amarre en profundidad de las velocidades sísmicas obtenidas por el “kriging” con las velocidades sónicas de los pozos.



Al principio del estudio no se contaba con ningún pozo del Campo May que atravesara el domo de arcilla, por lo que originalmente no se calibró esta región. Sin embargo, ya avanzado el proyecto se recibieron los datos de un pozo que si se encontraba dentro de la zona del domo, ya que siendo este el único pozo que atravesara el domo de arcilla, era esencial para la calibración de las velocidades en esta zona.

Al incluir este pozo al proceso de calibración se notó que no hubo mayor cambio de las velocidades dentro del domo, lo cual mostraba que el proceso de picado y calibración de las velocidades sísmicas estaba dando muy buenos resultados (Fig. 14).

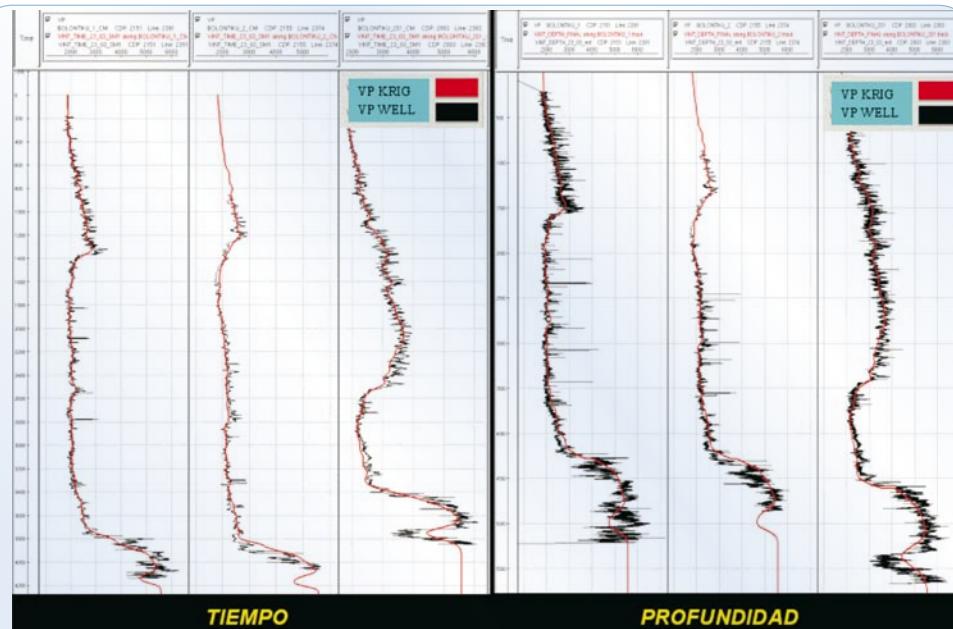


Figura 13.- Calibración de las velocidades en Tiempo y Profundidad

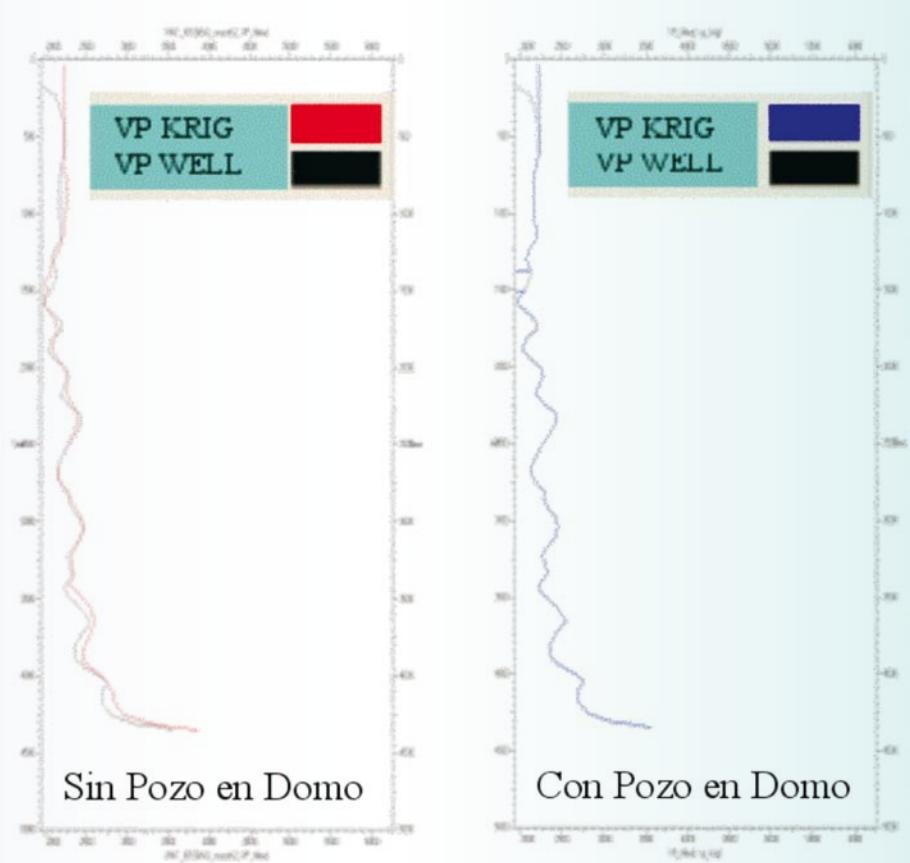


Figura 14.- Utilización de un pozo dentro del domo arcilloso para la calibración de May.

Probablemente, una de las contribuciones más importantes de este estudio es la conversión a profundidad. Las figuras 15 y 16 nos muestran las velocidades de *Bolontiku* en tiempo y profundidad. Observemos cómo un campo de velocidades erróneo puede cambiar completamente la interpretación estructural de un campo.

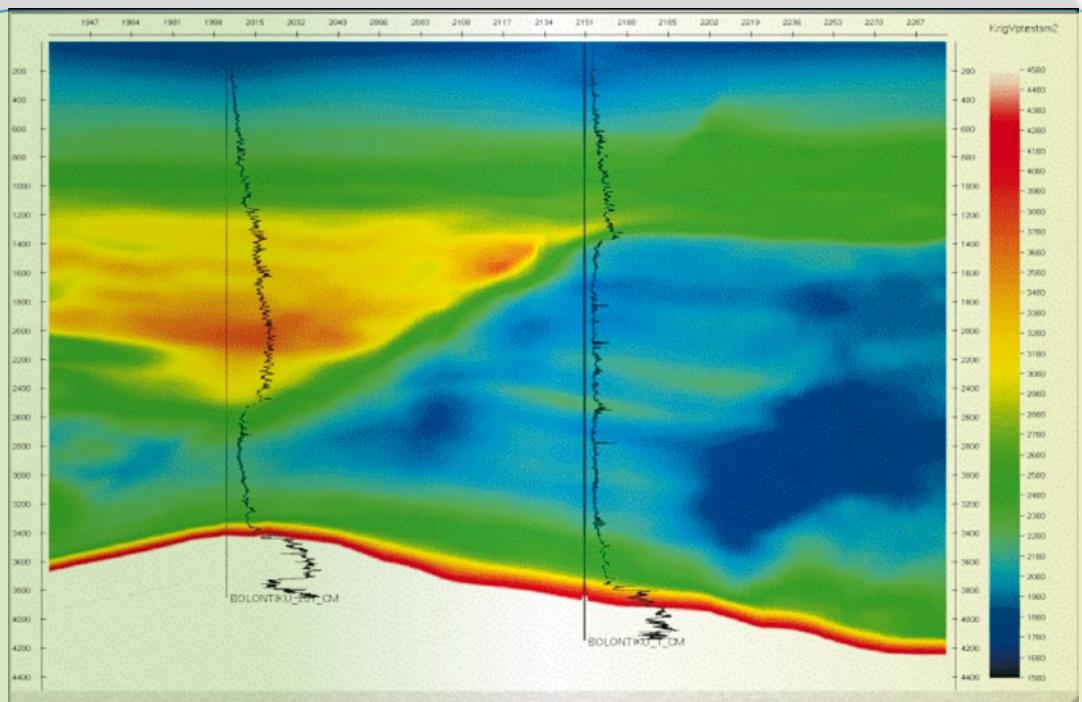


Figura 15.- Velocidades de intervalo calibradas de Bolontiku en tiempo

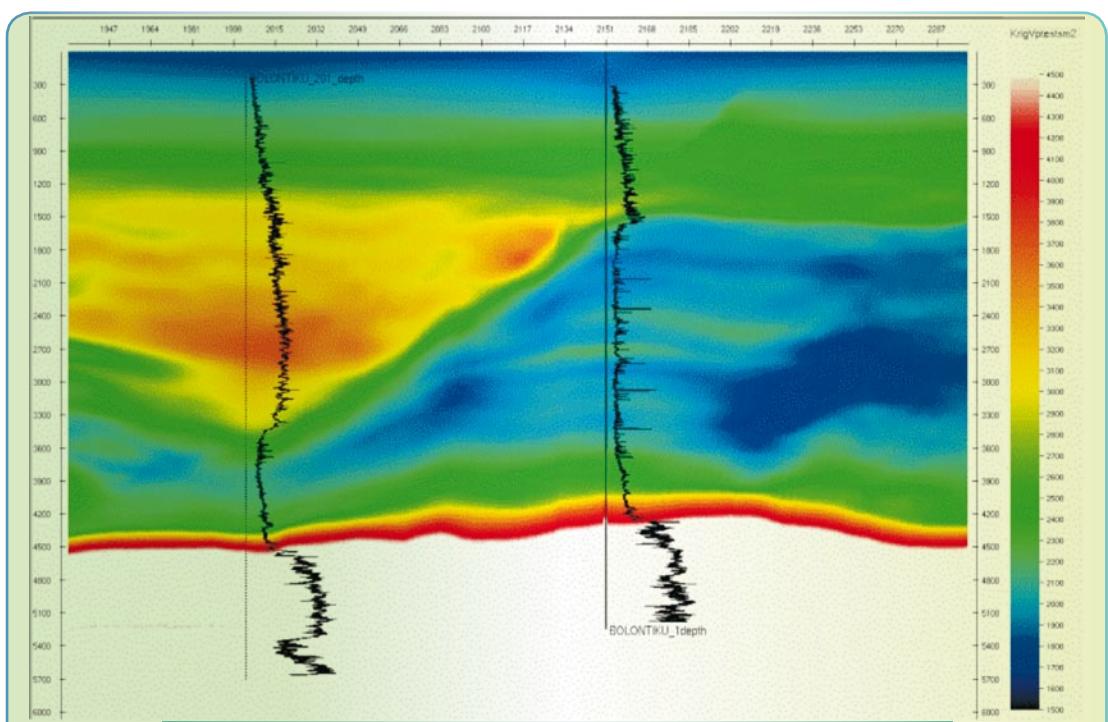


Figura 16.- Velocidades de intervalo calibradas de Bolontiku en profundidad



Cálculo de los Cubos OBG, PPG, y FG

Como mencionamos anteriormente, el estudio está basado en la teoría de geopresiones de Terzaghi. Específicamente para el cálculo del Gradiente de Presión de Poro (PPG) se requirió un cubo de Gradiente de Sobrecarga (OBG) y un cubo de Gradiente de Esfuerzo Efectivo (EEG).

La sobrecarga la derivamos directamente haciendo una integral vertical numérica de la densidad, la cual a su vez se obtiene aplicando la relación de Gardner (Ec. 2). Nótese que distintos coeficientes de Gardner ajustan mejor en diferentes intervalos; por lo tanto, se aplicaron distintos coeficientes en cada pozo, los cuales fueron propagados por medio de un “kriging” geoestadístico a través del modelo geológico tridimensional (Fig. 17).

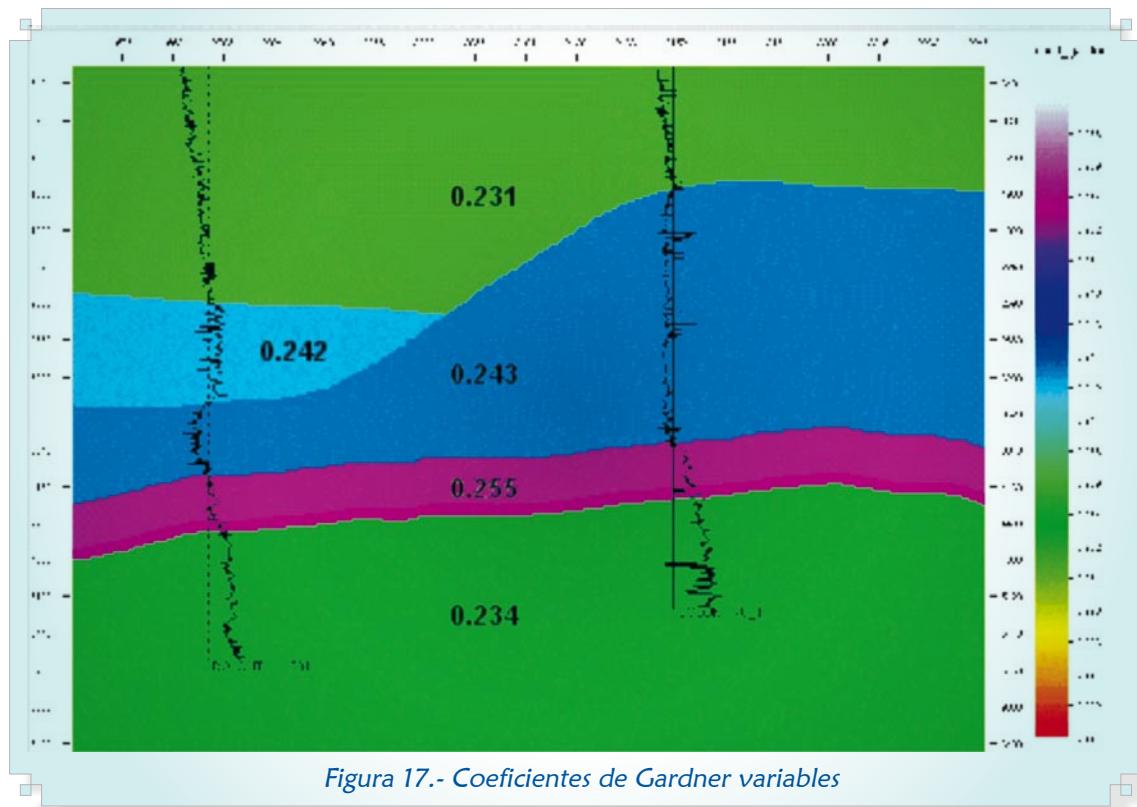
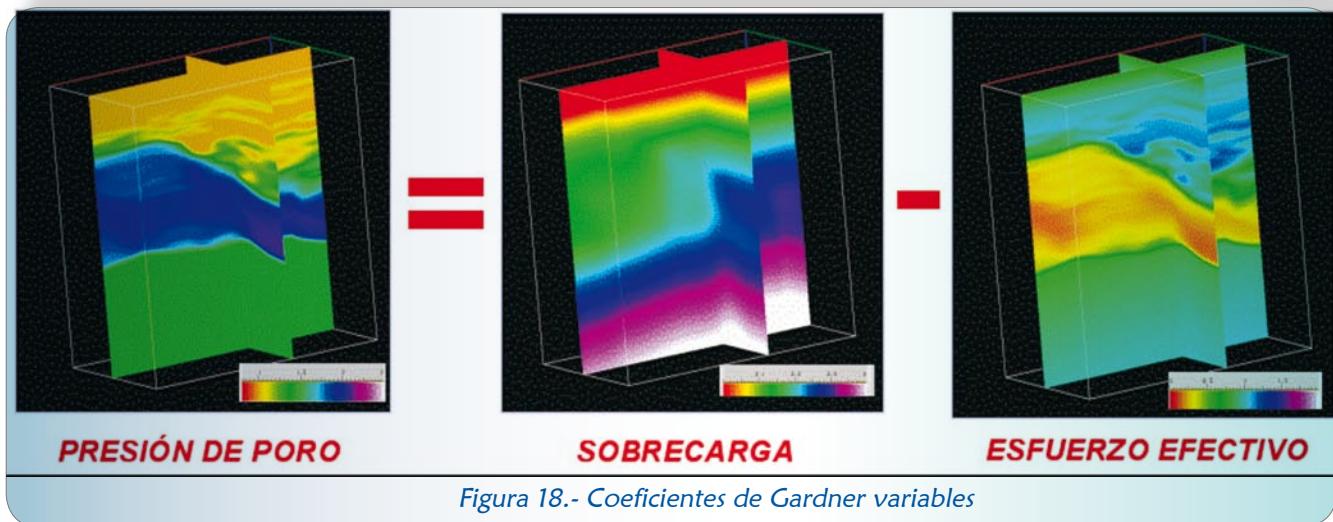
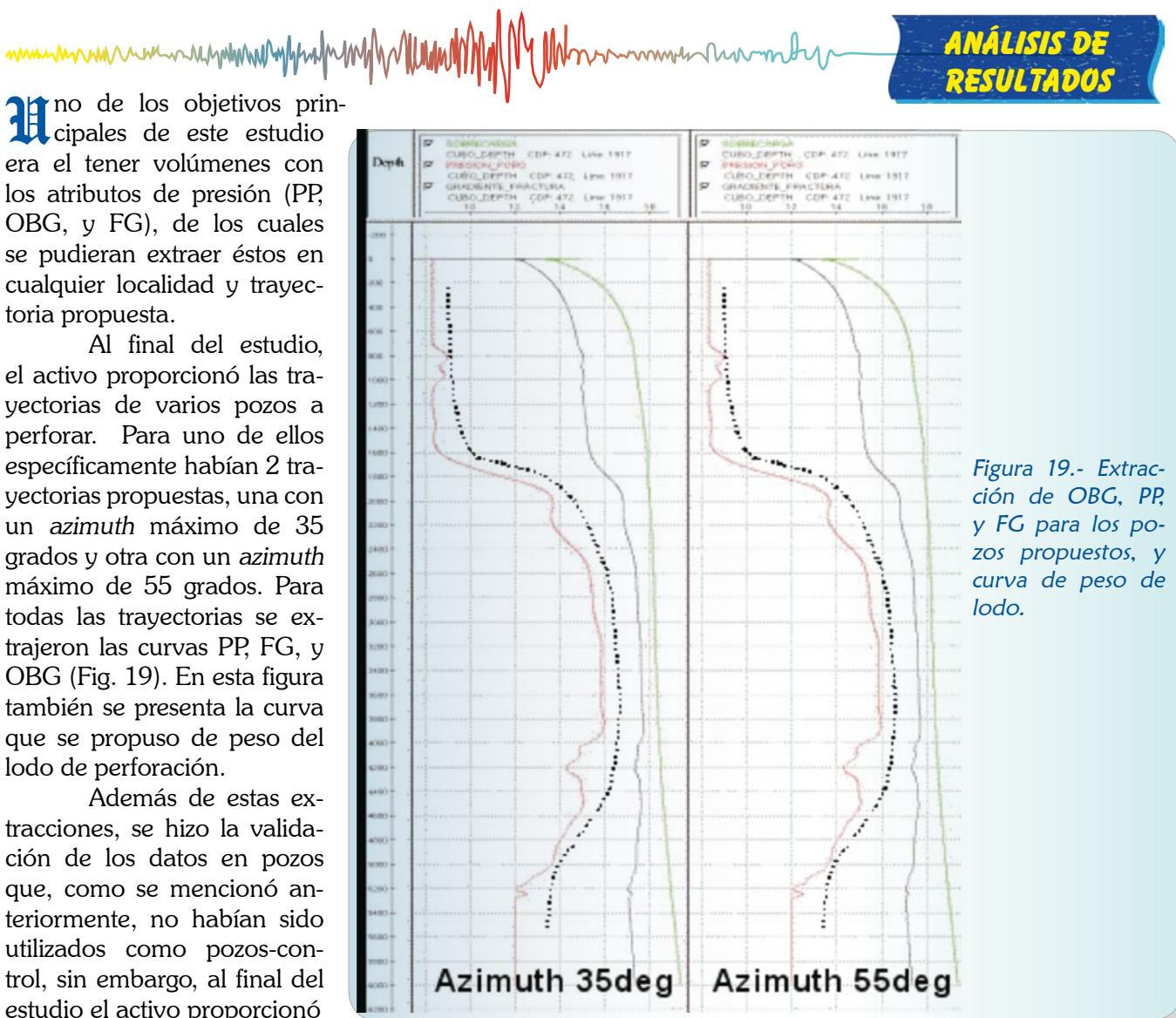


Figura 17.- Coeficientes de Gardner variables

Para el cálculo del Gradiente de Esfuerzo Efectivo, se utilizó el Método de Miller por ser el que rindió un mejor ajuste a las curvas de presión. Ya que el Método de Miller se basa en una tendencia normal de compactación a lo largo de la columna geológica, no fue necesario utilizar coeficientes variables para este cálculo. Los coeficientes para cada campo fueron determinados a través de análisis geomecánicos unidimensionales en los pozos-control.

De esta manera, se tiene toda la materia prima que se requiera para el cálculo de Presión de Poro. Se ha partido de un volumen de velocidades de intervalo calibrado y suavizado, ya que la Presión de Poro y los atributos derivados son atributos de baja frecuencia. Con este volumen de velocidades pudimos calcular el Gradiente de Sobrecarga y el Gradiente de Esfuerzo Efectivo, cuya diferencia nos dará el Volumen de Gradiente de Presión de Poro (Fig. 18), y del cual podemos derivar directamente el Volumen de Gradiente de Fractura.


Figura 18.- Coeficientes de Gardner variables




información de presión y peso de lodo para compararla con los resultados. La figura 20 ilustra las extracciones de OBG, PP y FG en 2 de estos pozos sobrepuertos al peso del lodo utilizado en la perforación. Entre otras observaciones, nótese una vez más cómo funciona la conversión a profundidad al coincidir eventos como la entrada de las unidades cretácicas.

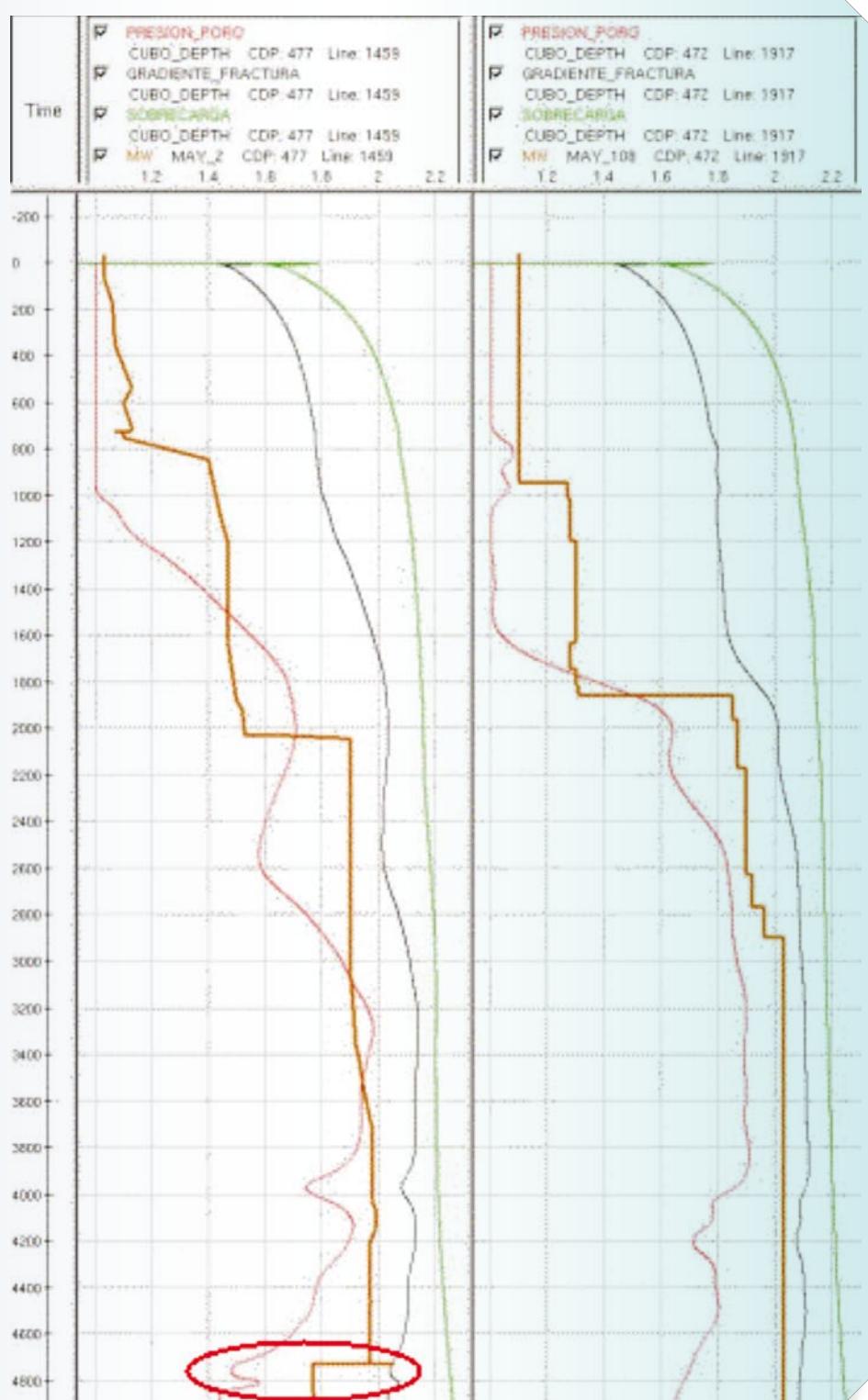


Figura 20.- Validación de resultados en pozos no utilizados para la calibración.



CONCLUSIONES

- ✓ La calidad de los “gathers” fue mejorada con los procesos de pre-acondicionamiento sísmico (balanceo de amplitudes y eliminación de ruido y múltiples) y así garantizar un mejor picado de velocidades.
- ✓ Para generar un modelo de densidad más preciso se calibraron los parámetros de Gardner por intervalos.
- ✓ La construcción de un modelo 3D sobre una malla estructural permitió la integración de la geología con el modelo de velocidades sísmico. En *May*, se interpretó un domo arcilloso, cuya calibración no mostró mayor diferencia con respecto a los resultados obtenidos sin calibrar. Para los dos campos se interpretaron las fallas, algunas de ellas mostraron un impacto fuerte dado el desplazamiento y la formación de compartimentos de presión.
- ✓ Se calcularon el Gradiente de Sobrecarga (OBG), Gradiente de Presión de Poro (PP) y Gradiente de Fractura (FG) utilizando un proceso de “kriging” tridimensional aplicando la Correlación de Miller para PP.
- ✓ El proceso de picado de velocidades automático y de alta resolución permite una mayor resolución sísmica y mejor descripción geológica del modelo. El impacto de estas velocidades en la conversión a profundidad fue muy importante, especialmente en el caso de *Bolontiku*.



REFERENCIAS

Alixant, J.L and Desbrandes, R. (1991). “Explicit Pore-Pressure Evaluation: Concepts and Application”, SPE Drilling Engineering.
Gardner, G.H.F.; Gardner, L.W. and Gregory, A.R. (1974). Formation Velocity and Density - the Diag-

nostic Basis for Stratigraphic Traps, *Geophysics*, vol 39, num. 6, pp. 2085-2095.
Terzaghi, K. (1943). *Theoretical Soil Mechanics*, John Wiley & Sons, Inc., New York.