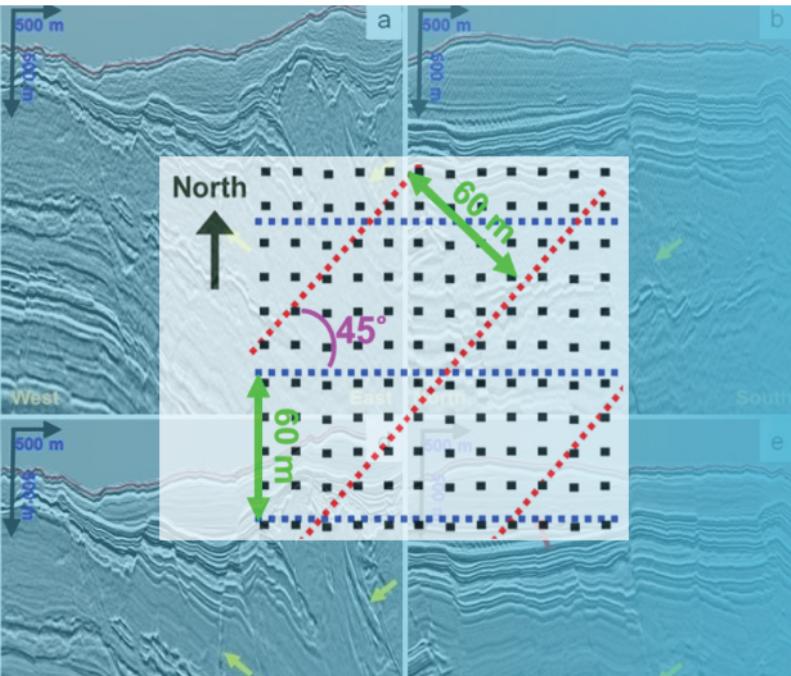


Imagen y Resolución SÍSMICAS

- Revisitando Técnicas de Incremento de Frecuencia en Datos Sísmicos Mediante Cuadernos de Trabajo y Reproducibilidad Computacional.
- Secuencia de Proceso Robusta para la Generación de Imagen Sísmica en Aguas Someras del Golfo de México.
- Flujo Avanzado para la Construcción del Modelo Terrestre con Dato Sísmico PP y PS: Ejemplo en el Golfo de México.



- High Resolution Imaging of Multiple WAZ Surveys Using Preconditioned Iterative Least Squares Migration.
- High Resolution Imaging with Shallow Water OBC Data in Offshore Mexico.
- Mejorando la calidad de sísmica somera mediante interpolación radial por Matching Pursuit Fourier Interpolation 5D.





Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C.

COMITÉ EJECUTIVO AMGE 2018-2020

Jorge Barrios Rivera

Presidente

Gerardo Clemente Martínez
Vicepresidente

Otila Mayes Mellado
Pro-Secretaria

Eduardo T. Ramírez Reséndiz
Pro-Tesorero

Efraín Méndez Hernández
Editorial

Humberto Samuel Arévalo López
Editorial

Sergio Chávez Pérez
Relaciones Internacionales

Nora Alejandra Rodríguez González
Comunicación y Redes Sociales

Dámaso Contreras Tebar
Secretario

Rosa Irene Ríos Cedeño
Tesorera

Humberto Salazar Soto
Coordinación Eventos Técnicos

Raúl Del Valle García
Editorial

Claudia Beristain Suárez
Coordinación de Membresía

Francisco Rubén Rocha De La Vega
Capítulos Estudiantiles

Patricia Oceguera Serrano
Coordinación de Jubilados

Presidentes Delegacionales:

Rubén Darío Martínez Macías, Houston; Juan Carlos Salguero Arguelles, Reynosa; Juan Maldonado Lezama, Tampico; Arturo Bautista López, Poza Rica; Gabriel González Covarrubias, Veracruz; Juan Manuel Nájera García, Villahermosa; José Alberto Santana Fernández, Carmen; Francisco Rubén Rocha De La Vega, CDMX.

Para someter manuscritos en el Boletín Técnico AMGE – Segunda Generación, así como conocer las normas editoriales y guía de publicación, favor de comunicarse con alguno de los siguientes editores:



Raúl del Valle García
Email: rvalleg@imp.mx



Efraín Méndez Hernández
Email: emendez2310@gmail.com

DERECHOS DE AUTOR

Boletín Técnico de la AMGE, Segunda Generación, es publicado cuatro veces al año por la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C., Campo Tamulte 117, Col. Carrizal, Villahermosa Centro, Tabasco, C.P. 86038. El título del Boletín, así como el contenido se encuentran debidamente autorizados y protegidos. Publicada trimestralmente por la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C., Volumen 2, Número 2, Abril-Junio 2019.

SOBRE ARTÍCULOS

Los artículos del nuevo Boletín Técnico AMGE, en su Segunda Generación, son presentados a nuestros socios bajo el respaldo de textos técnicos que han sido dados a conocer en el Congreso Mexicano del Petróleo, de manera anual, y que poseen tanto un formato establecido como autorizaciones requeridas, y han sido ya arbitreados por expertos en la materia.

Esta edición reproduce fielmente las imágenes de origen y el contenido de los autores.

COLABORADORES

- **Director:** Carlos Pozos
 - **Editores:** Francisco Abad, Rebeca Sánchez
 - **Diseño:** Pepe Tepezano
pozos_sotocarlos@yahoo.com.mx
- 

Editorial

Estimados lectores, el presente Boletín Técnico de AMGE, 2^a Generación, Vol.2, No. 2, ha sido dedicado a la temática de Resolución e Imagen Sísmicas. En él, se presentan diversos artículos desarrollados por connotados especialistas, instituciones y compañías contratistas de alto prestigio en el ramo, describiendo alternativas de solución tecnológica a dos problemáticas actuales en la industria de la Exploración y Desarrollo de Campos, en ambientes geológicos que requieren el incremento del ancho de banda frecuencial y/o el mejoramiento de la imagen sísmica. Esto último, principalmente en aguas someras, donde tanto la falta de regularización, como la presencia de múltiples y fantasmas o "ghosts", continúan siendo los principales obstáculos a vencer.

En el primer artículo técnico presentado: "Revisitando Técnicas de Incremento de Frecuencia en Datos Sísmicos Mediante Cuadernos de Trabajo y Reproducibilidad Computacional", Gómez Reyes et al., ofrecen una serie de metodologías de código abierto para el incremento del ancho de banda frecuencial de datos sísmicos, lo cual, conlleva generalmente a un aumento de la resolución vertical, mostrando los beneficios y limitantes de aplicar tecnologías relativamente sencillas desarrolladas in-house en equipos de cómputo convencionales.

Un segundo artículo muestra los beneficios de flujos robustos de procesamiento sísmico con aplicabilidad en adquisiciones OBC y OBS de aguas someras del Golfo de México, donde la presencia de múltiples de periodo corto del fondo marino y fantasmas o "ghosts" limitan el mejoramiento de la imagen sísmica. En "Secuencia de Proceso Robusta para la Generación de Imagen Sísmica", Islas Castelán et al., presentan flujos de trabajo que muestran un incremento en la resolución posterior al proceso de análisis de velocidades y migración sísmicas, mediante la atenuación de estos eventos en 3 dimensiones, para el incremento de la relación señal/ruido de la señal sísmica final a ser interpretada.

En la siguiente colaboración: "Flujo Avanzado para la Construcción del Modelo Terrestre con Dato Sísmico PP y PS: Ejemplo en el Golfo de México", Mathewson et al., muestran una secuencia de procesamiento aplicada a datos PP-PS de una adquisición sísmica multicomponente OBC de alta densidad y cubierta azimutal amplia,

con objetivo en campos maduros de la Sonda de Campeche, México. El flujo de procesamiento, incluye una tomografía conjunta PP-PS, con actualizaciones de velocidades P y S, así como correcciones de anisotropía, que ha permitido ofrecer imágenes sísmicas PP y PS con mejoramiento en profundidad con respecto a levantamientos anteriores, ofreciendo, a su vez, la posibilidad del análisis de fracturas y atributos sísmicos. El flujo de trabajo permitió, asimismo, ofrecer datos sísmicos de onda convertida para la interpretación conjunta en datos migrados en profundidad PP-PS, sustentado en análisis consistentes de velocidad previos a la migración para el amarre adecuado de ambos tipos de datos.

Por otra parte, en "High Resolution Imaging of Multiple WAZ Surveys Using Preconditioned Iterative Least Squares Migration", Zhu et al., describen los beneficios de la adquisición sísmica de levantamientos Wide Azimuth (WAZ), sobre los de Narrow Azimuth (NAZ), debido, entre otros, a la posibilidad de poder combinar múltiples WAZ con diferentes azimuts, que favorezcan una mayor densidad de datos mediante la interpolación previa al proceso de migración. Los autores señalan los beneficios de las migraciones por mínimos cuadrados (Least Squares -LS) basados en operadores de migración y demigración, para disminuir problemáticas de la geometría de adquisición y artefactos de migración en estructuras geológicas complejas. Particularmente, los autores enfocan su propuesta en implementar la migración LS para la unión de 2 levantamientos WAZ en el Cañón de Alaminos, con diferente contenido frecuencial, diferentes niveles de objetivo, y adquiridos en diferentes épocas para la iluminación preferencial del modelo geológico somero. Los autores refieren que la migración Kirchoff LS con pre-acondicionamiento propuesta, preserva los detalles de la adquisición atenuando los efectos de bajo cubrimiento y artefactos de migración de forma adecuada. Procesos deghosting y match filters, fueron incluidos como parte del flujo de trabajo para la unión de ambos levantamientos.

Yu et al., en su contribución "High Resolution Imaging with Shallow Water OBC Data In Offshore Mexico", enfatizan los problemas de la adquisición e imagen sísmica para datos OBC, de dos componentes y full azimuth, en aguas someras (promediando 15m) del GOM, donde técnicas demúltiple se vuelven fundamental



en cualquier flujo de procesamiento, así como la aplicación de técnicas de tomografía afectadas por datos esparcidos y carentes de ángulos cercanos. En su artículo técnico, los autores proponen un flujo de trabajo que incluye atenuación de efectos mud-roll, técnicas demúltiple 3D, y Full Waveform Inversion (FWI), para la obtención de un modelo de velocidad de alta resolución en la porción somera, ofreciendo la posibilidad de obtener actualizaciones del mismo para la porción profunda, lo cual, genera como producto, imágenes PSDM de alta resolución para la Exploración y Desarrollo de Campos.

Finalizamos la temática de este ejemplar con el artículo "Mejorando la Calidad de Sísmica Somera Mediante Interpolación Radial por Matching Pursuit Fourier Interpolation 5D", donde Vera Badillo et al., muestran las ventajas del empleo de la metodología Matching Pursuit Fourier Interpolation 5D (MPFI-5D), para mejorar el cubrimiento sísmico en áreas de vacíos operacionales de la adquisición sísmica, la cual, resulta también útil para adecuar geometrías de adquisición, preservar efectos AVO y AVA en procesos de inversión sísmica, mejorando en forma adicional la calidad de la imagen sísmica, principalmente en la porción profunda del modelo geológico. En la porción somera, el muestreo irregular, ligado a

la geometría de adquisición, limita la efectividad de los métodos de interpolación/regularización, ocasionando efectos aliasing en ciertos ambientes geológicos. En su propuesta, los autores emplean la Transformada Discreta de Fourier (DFT), adaptada mediante una aproximación 5D de estimación/inversión tipo matching pursuit, para mejorar efectos frecuenciales tipo aliasing en interpolación radial. La aplicabilidad de esta metodología se demuestra de forma comparativa entre una geometría ortogonal de entrada y la geometría radial propuesta, mostrándose los beneficios en objetivos someros cuando se definen direcciones preferenciales del azimuth.

Apreciados lectores, el Comité Editorial AMGE los invita a disfrutar de esta lectura, esperando sea de utilidad en la actualización de su conocimiento técnico en la temática tratada.

COMITÉ EDITORIAL 2018-2020
Raúl del Valle García
Efraín Méndez Hernández





Contenido

Tema: Imagen y Resolución Sísmicas

Revisitando Técnicas de Incremento de Frecuencia en Datos Sísmicos Mediante Cuadernos de Trabajo y Reproducibilidad Computacional

Douglas A. Gómez Reyes¹, Juan D. Lara Corona¹, Liliana Vargas Meleza¹ y Sergio Chávez Pérez²
¹Dirección de Servicios en Exploración y Producción, ²Dirección de Tecnología de Producto, Instituto Mexicano del Petróleo

8

Secuencia de Proceso Robusta para la Generación de Imagen Sísmica en Aguas Someras del Golfo de México

I. Islas Castelán¹, J. Mathewson¹, F. Fenoglio¹, J. G. Hernández Jaime¹, I. Pérez Negron Zarco², J. A. Santana Fernández², ¹WesternGeco, ²PEMEX Exploración y Producción

14

Flujo Avanzado para la Construcción del Modelo Terrestre con Dato Sísmico PP y PS: Ejemplo en el Golfo de México

J. Mathewson¹, M. Acosta Pérez¹, E. Serrano Casillas², J. Díaz de León Chagolla², S. Domínguez García²

¹WesternGeco, Dowell Schulmberger de México, ²PEMEX Exploración y Producción

20

High Resolution Imaging of Multiple WAZ Surveys Using Preconditioned Iterative Least Squares Migration

Huifeng Zhu, Mustafa Al-Waily, Victor Lopez, Zheng Chang, Zhocheng Yang (CGG)

28

High Resolution Imaging with Shallow Water OBC Data In Offshore Mexico

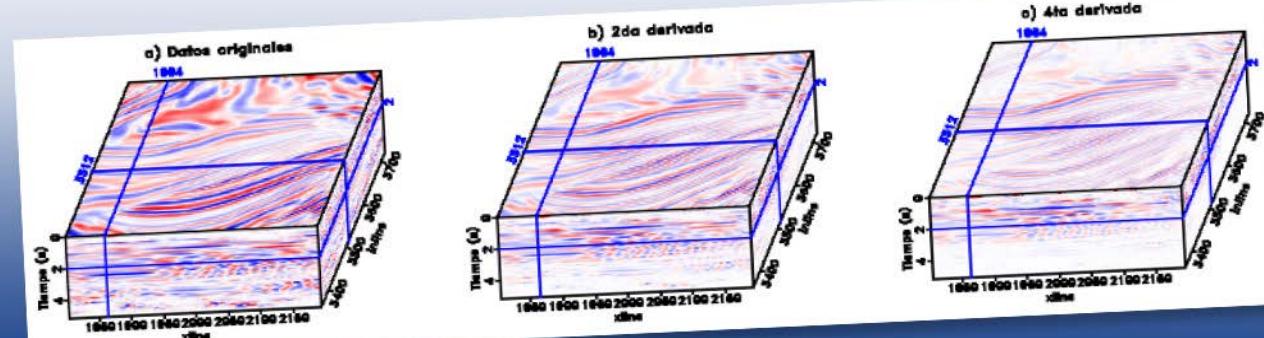
Yao Yu, Timmy Dy, Óscar Pérez, Jianhua Wu, Jing Yang (CGG); Alfredo Vázquez Cantú (PEMEX)

36

Mejorando la Calidad de Sísmica Somera Mediante Interpolación Radial por Matching Pursuit Fourier Interpolation 5D

J. L. Vera Badillo², F. L. Diaz Perez¹, Alexis Carrillat¹, F. Valencia Flores², F. Lizarraga Ruiz², ¹PetroSPM, ²WesternGeco

40



Revisitando Técnicas de Incremento de Frecuencia en Datos Sísmicos Mediante Cuadernos de Trabajo y Reproducibilidad Computacional

Douglas A. Gómez Reyes¹, Juan D. Lara Corona¹, Liliana Vargas Meleza¹ y Sergio Chávez Pérez², ¹Dirección de Servicios en Exploración y Producción,
²Dirección de Tecnología de Producto, Instituto Mexicano del Petróleo

CMP2018_GC68
Artículo presentado
en el CMP / 2018

● Resumen

La resolución sísmica vertical es función del contenido de frecuencia, por lo que frecuentemente surgen nuevas técnicas para incrementar el ancho de banda de datos sísmicos. Esto es factible mediante la manipulación espectral de los datos, que involucra conceptos fundamentales de procesamiento de señales, indispensables para realizar actividades cotidianas en las áreas de exploración y producción petroleras. El contenido de energía de los datos sísmicos está representado en el espectro de amplitud y es de banda limitada en frecuencia, por lo que es deseable incrementar el ancho de banda para fines de incremento de resolución sísmica y de estabilización de operaciones de filtrado y de procesamiento de datos. En este trabajo ilustramos la relevancia y sencillez de la manipulación espectral, usando herramientas de código abierto, revisitando técnicas de incremento de frecuencia en datos sísmicos mediante cuadernos de trabajo y reproducibilidad computacional, para el incremento de frecuencia.

Introducción

Este escrito fue motivado por nuestro trabajo previo (e.g., González Verdejo y Chávez Pérez, 2012) y, en particular, por lo presentado en el Congreso Mexicano del Petróleo 2017 (Lechuga Medina y Chávez Pérez, 2017; Vargas Meleza et al., 2017). Dicho trabajo previo ha perseguido el objetivo de entender, explicar y desmitificar las formas de mejorar la resolución sísmica vertical y de extender el ancho de banda sísmico (e.g., Chávez-Pérez, 2015, 2016; Liang, et al., 2017). Por su relevancia e implicaciones prácticas, nos mantenemos en vigilancia y reseña constante sobre el tema. En particular, en temas de postprocesamiento y de migración de datos sísmicos.

Cotidianamente, en el ambiente académico e industrial, los procesadores e intérpretes utilizan diferentes métodos de manipulación espectral de datos sísmicos (e.g., Silvia, 1987; Claerbout, 1992), entre los que destacan el blanqueamiento, azulamiento (incremento de frecuencias altas), balanceo, factor de amortiguamiento en inversión lineal y deconvolución (o remoción de efectos de filtrado). En el balanceo espectral de datos sísmicos (e.g., Chopra y Marfurt, 2016), interviene un factor de amortiguamiento que equivale a reforzar la diagonal principal de la matriz utilizada en el proceso de inversión lineal y en el blanqueamiento del espectro. Al encontrar dicho factor (mediante las ecuaciones normales), podemos establecer su equivalencia con el balanceo espectral.

Estamos revisitando estos temas y sus implicaciones para la práctica profesional. Así, uno de nuestros intereses actuales yace en la mejoría de flujos de trabajo y prácticas de interpretación sísmica, con herramientas computacionales reproducibles y no comerciales, y hemos enfocado nuestra atención en el surgimiento y uso de cuadernos de trabajo (e.g., Osipov, 2016; Kluyver et al., 2016), que representan un formato de publicación para ilustrar flujos de trabajo reproducibles, realizados con paquetería gratuita y de código abierto, y con recursos computacionales que están al alcance de cualquier estudiante, académico o profesional.

Kluyver et al. (2016) destacan que los cuadernos de trabajo (nuestra traducción de notebooks), documentos que integran prosa, código y resultados, ofrecen una manera de publicar un método computacional que puede ser fácilmente leído y replicado. Utilizamos esa forma de trabajo para presentar y replicar nuestros resultados (Figura 1).

In [1]:

```
1 from nse import view
```

In [3]:

```
1 #filet datos.scons
2 entraido = '#substitution.args=sq-time hg1055.sqy'
3 mult12 = '#mult12_sq_sqy'; mult3 = '#mult3_sq_sqy'; mult_nla03 = '#mult_nla03sq = "#mult_nla03sq_sqy"
4 Flow('mult2d02', entraido, '#segread tfile=tfile1.rsf bfile=bfile1 hfile=hfile1 verbcy endmcy')
5 Flow('cube0', 'mult2d02', '#binbin invrn headfile=rst xkline ykline | put_label=limpo')
6 Flow('mult2d02', mult3, '#binbin invrn headfile=rst xkline ykline | window=mult3')
7 Flow('mult2d02', mult12, '#binbin invrn tfile=tfile1.rsf bfile=bfile1 hfile=hfile1 verbcy endmcy')
8 Flow('cube0mult12', '#mult2d02sqy')
9 tablabel3:inline label2=xline | window minl=0 maxl=5.1'''
```

Overwriting datos.scons

In [4]:

```
1 #filet deriv.scons
2 Flow('der2', 'cube0', 'deriv | deriv | scale decscale=-1 ')
3 Flow('der4', 'cube0', 'deriv | deriv | deriv | deriv ')
```

Overwriting deriv.scons

In [5]:

```
1 #filet display_deriv.scons
2 Plot('cubo-der1', 'cube0', '''byte gainpanel-all | grey3 frame1=500 frame2=60 frame3=150
3 title="el Beto originales" flaten point1=0.35 point2=0.78 point3=0.7 color= ''')
4 Plot('cubo-deriv2', 'der2', '''byte gainpanel-all | grey3 frame1=500 frame2=60 frame3=150
5 title="2do derivadas" flaten point1=0.35 point2=0.78 point3=0.7 color= ''')
6 Plot('cubo-deriv4', 'der4', '''byte gainpanel-all | grey3 frame1=500 frame2=60 frame3=150
7 title="4ta derivada" flaten point1=0.35 point2=0.78 point3=0.7 color= ''')
8 Result('fig1', 'cubo-ori cubo-deriv2 cubo-deriv4', 'SideBySideAnisotropic')
```

Overwriting display_deriv.scons

In [8]:

```
1 #filet display_incremento.scons
2 Result('fig3', 'cubo-ori cubo-deriv2 cubo-deriv4 cubo-mult2 cubo-mult3 cubo-sum_min3', 'TwoRows')
```

Overwriting display_Incremento.scons

In [18]:

```
1 view('fig3')
```

Out[18]:

Figura 1. Parte de una sección de cuaderno de trabajo de [Jupyter](#) con un flujo de trabajo SConstruct en [Madagascar](#) para incremento de frecuencia.

Técnicas de incremento de frecuencia

Las técnicas de incremento de frecuencia han sido parte de la industria casi desde el origen del procesamiento de señales sísmicas (e.g., Liang et al., 2017). Una tendencia actual en la exploración de hidrocarburos consiste en adquirir datos sísmicos de banda ancha, con más contenido tanto en las altas como en las bajas frecuencias. Los avances tecnológicos en adquisición están enfocados, principalmente, en la eliminación de fantasmas, causantes de la degradación de la resolución vertical. Además de los esfuerzos en adquisición, el procesamiento de los datos es fundamental para mejorar la resolución de las imágenes sísmicas. Técnicas como la deconvolución impulsiva o el balanceo espectral se utilizan convencionalmente durante esta etapa, intentando mitigar el problema de atenuación de frecuencias y disminución de resolución vertical. A pesar de estos esfuerzos, muchas veces resulta conveniente atacar el problema en la etapa de postprocesamiento,

debido al tiempo y costo que implica reprocesar los datos con distintos parámetros o volver a adquirirlos con tecnología de banda ancha. Tratando de satisfacer esta necesidad, la industria ha motivado el desarrollo de técnicas comerciales que postprocesan los datos con algoritmos que incrementan su contenido de frecuencia. Alternativamente, existen técnicas accesibles a través de consorcios académicos de investigación y otras que son relativamente fáciles y rápidas de implementar de manera libre.

Nuestro interés radica en la generación de flujos de trabajo y herramientas computacionales de incremento de frecuencia en datos sísmicos, sin depender de licencias comerciales de paquetería especializada. Para cumplir esto, las herramientas computacionales se basan en las técnicas de segunda derivada, multiplicador de fase y balanceo espectral. La primera y la segunda técnicas son fácilmente implementadas en la paquetería libre, de código abierto, y creciente popularidad, Madagascar (http://www.ahay.org/wiki/Main_Page),



y la tercera en la paquetería académica AASPI (<http://mcee.ou.edu/aaspi/>). Madagascar es una paquetería que integra elementos de sus precursores SEPLib (<http://sepwww.stanford.edu/>) y Seismic Unix (<http://www.cwp.mines.edu/cwpcodes>), empleando esquemas de cómputo moderno (e.g., Oren y Nowack, 2018). Consta de tres niveles: 1) Programas de procesamiento: más de 750 programas desarrollados principalmente en lenguaje C (también en C++, Fortran, Python, etc.), que actúan como filtros sobre los datos y pueden encadenarse al transferir la salida de un comando a la entrada de otro, utilizando comandos “pipe” de Unix, o bien cuadernos de trabajo de Jupyter (<http://jupyter.org/>); 2) Flujos de procesamiento SConstruct: escritos en lenguaje de programación Python y ejecutados mediante el programa SCons; 3) Documentos reproducibles: conjunto de libros y artículos técnicos. AASPI es la paquetería de código abierto desarrollada por el consorcio académico de investigación Attribute-Assisted Seismic Processing and Interpretation de la Universidad de Oklahoma, EEUU. Es paquetería no libre, de código abierto.

Multiplicador de fase

La técnica del multiplicador de fase (Stark, 2009) está basada en la separación de la información de amplitud y de fase en una traza sísmica, dada por la ecuación,

$$x(t) = A(t) \cos(\theta(t)),$$

donde $x(t)$ es una traza sísmica, $A(t)$ es la amplitud instantánea y $\theta(t)$ es la fase instantánea. La técnica consiste únicamente en agregar un multiplicador n en la ecuación anterior

$$x(t) = A(t) \cos(n\theta(t)).$$

El valor del multiplicador toma valores enteros (1 a 5, usualmente) y su efecto consiste en acelerar la fase, incrementando así la frecuencia. Otros resultados útiles se obtienen al sumar los multiplicadores de fase noes ($N=1+N=3$ y $N=1+N=3+N=5$).

Los picos y valles de la nueva traza sísmica serán proporcionales al valor del multiplicador de fase, N , que se agregue. Y la entrada son datos sísmicos, antes o después de apilar, en tiempo o en profundidad.

Balanceo espectral

El balanceo espectral lleva las amplitudes del espectro de frecuencia a un mismo nivel. Aplicando un filtrado orientado a estructuras previo al balanceo espectral, se logra mejorar la relación señal a ruido resaltando la continuidad de los reflectores y preservando sus bordes. La técnica utilizada está descrita en la paquetería de AASPI. El lector interesado puede consultar la documentación en línea, de acceso libre (ver, por ejemplo, la pág. 7 del documento en línea http://mcee.ou.edu/aaspi/documentation/Spectral_Attributes-spec_cmp.pdf).

Las Figs. 2, 3 y 4 ilustran ejemplos sencillos y didácticos sobre lo descrito arriba.

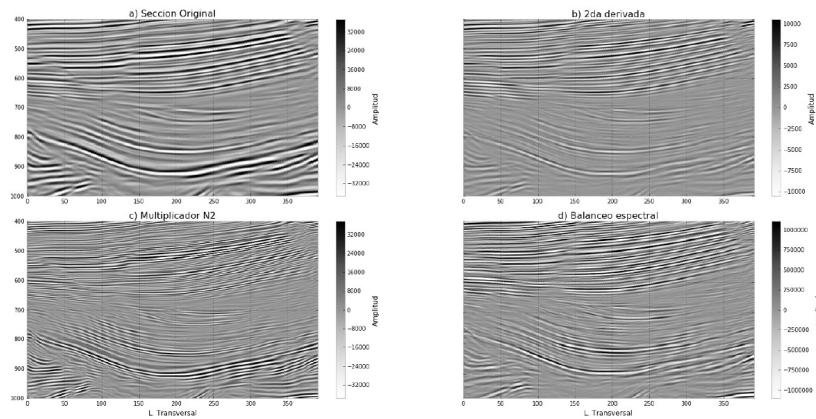


Figura 2. Técnicas básicas de incremento de frecuencia.
a) Sección sísmica original, b) con segunda derivada, c) con multiplicador de fase ($N=2$), y b) con balanceo espectral.

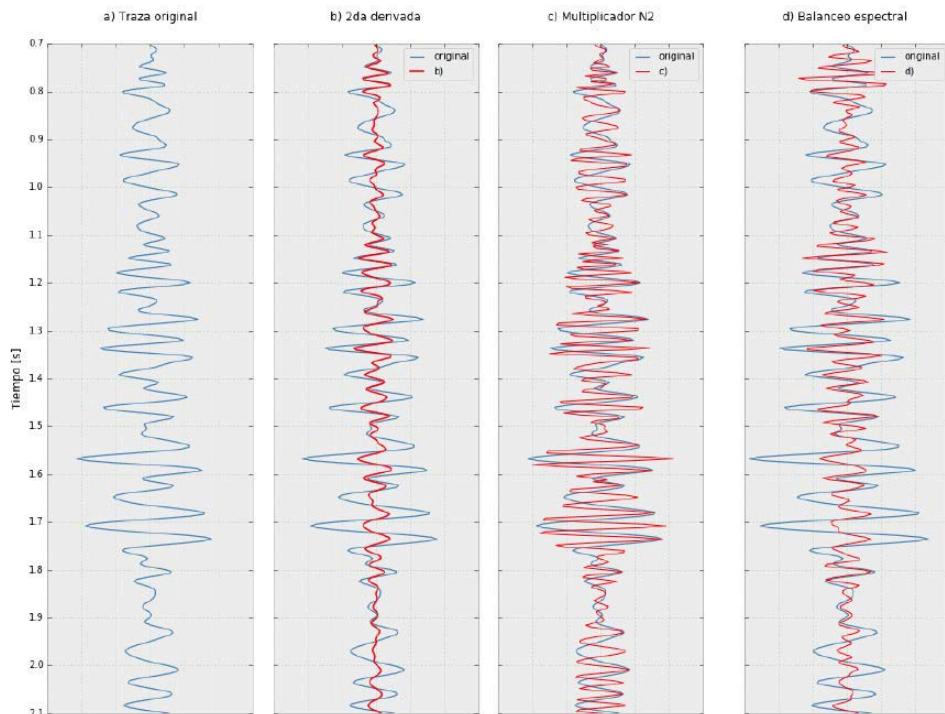


Figura 3. Comparación sobre una traza sísmica de las técnicas de incremento de frecuencia. a) Traza original, b) con segunda derivada, mostrando modificación en amplitud; c) con multiplicador de fase N2, mostrando modificación en fase; y d) con balanceo espectral, mostrando modificación en amplitud y fase.

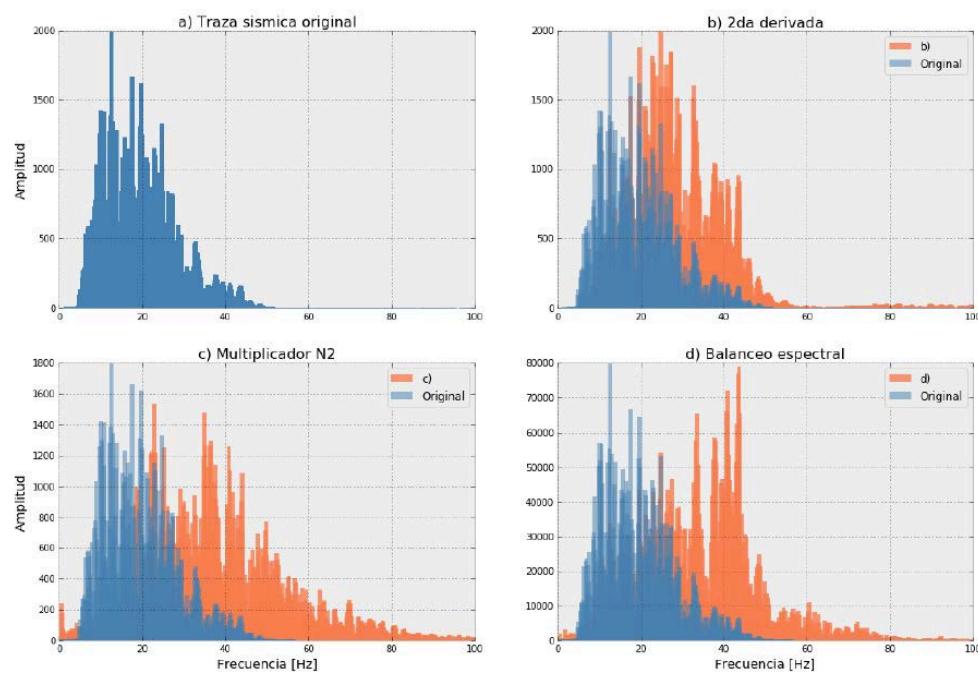


Figura 4. Comparación del efecto del incremento de frecuencia en espectros de amplitud de las trazas sísmicas de la Fig. 3.

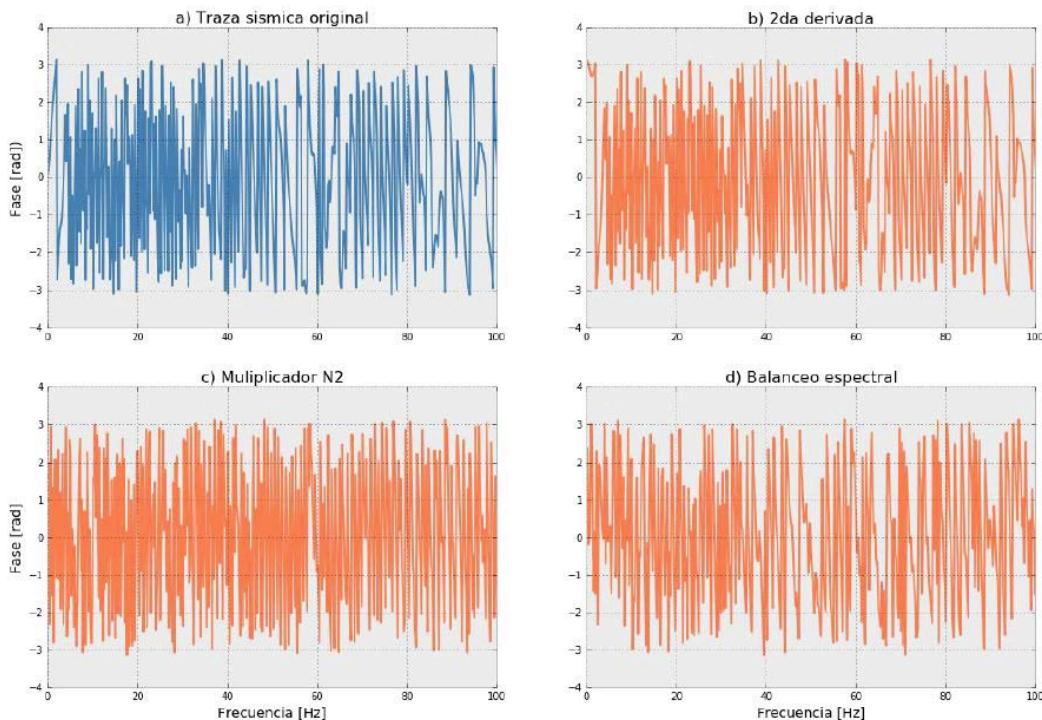


Figura 5. Efecto del cambio de ángulo de fase en espectros de fase de las trazas sísmicas de la Fig. 3.

Conclusiones

Ilustramos la relevancia y sencillez de la manipulaciónpectral, usando herramientas de código abierto, revisitando técnicas de incremento de frecuencia en datos sísmicos mediante cuadernos de trabajo para pruebas de incremento de frecuencia con datos sísmicos. Incrementar frecuencia es factible con técnicas relativamente sencillas y equipos de cómputo convencionales. Nuestra experiencia nos ha enseñado que la utilidad de los resultados depende en gran medida del sesgo del intérprete, usuario final de los datos. También, hemos aprendido que incrementar frecuencia no implica ni garantiza necesariamente incremento de resolución sísmica vertical. Sin embargo, no negamos que el mejoramiento cosmético resultado del incremento de frecuencia persigue facilitar la labor de los intérpretes sísmicos.

Referencias

Chávez-Pérez, S., 2015, Seismic bandwidth extension and

resolution improvement: What works: SEG.

Chávez-Pérez, S., 2016, Communicating exploration-seismology fundamentals in Latin America: The Leading Edge, Vol. 35, No. 4, 378-379.

Chopra S., y K.J. Marfurt, 2016, Spectral decomposition and spectral balancing of seismic data: The Leading Edge, Vol. 35, No. 2, 176-179.

Claerbout, J.F., 1992, Earth Soundings Analysis, Processing versus Inversion, Blackwell Scientific Publ., Cambridge, Mass, EEUU.

González Verdejo, O. y S. Chávez Pérez, 2012, Reproducibilidad en representación sísmica: Ingeniería, investigación y tecnología, Vol. 13, No.2, 185-197.

(Disponible en <http://www.revistas.unam.mx/index.php/ingenieria/article/view/30838/0>)

Kluyver, T., B. Ragan-Kelley, F. Pérez, B. Granger, M. Bussonnier, J. Frederic, K. Kelley, J. Hamrick, J. Grout, S. Corlay, P. Ivanov, D. Avila, S. Abdalla, C. Willing, y Jupyter Development Team, 2016, Jupyter Notebooks—a publishing format for reproducible computational workflows, en: Loizides, F. y B. Schmidt (Eds.), Positioning and Power in Academic Publishing: Players, Agents

and Agendas, 87-90.

(Disponible en: http://elpub.scix.net/data/works/att/121_elpub2016.content.pdf)

Lechuga Medina y Chávez Pérez, 2017, Azulamiento espectral de datos sísmicos para definir mejor el área de producción, Congreso Mexicano del Petróleo, Puebla, Pue., México.

Liang, C., J. Castagna, y R. Zavala-Torres, 2017, Tutorial: Spectral bandwidth extension — Invention versus harmonic extrapolation: Geophysics, Vol. 82, No. 1, W1–W16.

Oren, C., y R.L. Nowack, 2018, An overview of reproducible 3D seismic data processing and imaging using Madagascar, Geophysics, Vol. 83, No. 2, F9-F20.

Osipov, D., 2016, The Rise of Data Science Notebooks, Datanami.com, Mayo 4. (Disponible en: <http://www.datanami.com/2016/05/04/rise-data-science-notebooks/?eid=328382723&bid=1398456>)

Silvia, M.T., 1987, Deconvolution, en: D.F. Elliott (Ed), Handbook of Digital Signal Processing Engineering Applications, 741-788, Academic Press, San Diego, CA, EEUU.

Stark, T. J., 2009, Frequency enhancement via an integer multiplier or just Another geo-wizardry attribute? SEG Technical Program Expanded Abstracts, 28, 1092–1096.

Vargas Meleza, L., S. Chávez Pérez, D.A. Gómez Reyes, E. Espinoza Carrasco, L.V. Vargas Rodríguez y J. Nieto Baltazar, 2017, Reproducibilidad computacional y herramientas de código abierto en sismología de exploración y producción: Congreso Mexicano del Petróleo, Puebla, Pue.

Reseña de los autores

Autor

Douglas Alberto Gómez Reyes obtuvo el título de Ingeniero Geofísico en 2013 por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. Actualmente es especialista geofísico en la Dirección de Servicios en Exploración y Producción del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Sus áreas de interés profesional son la reproducibilidad computacional, procesamiento, interpretación geológica y caracterización geomecánica de datos

sísmicos. Correo electrónico: agomezr@imp.mx

Coautores

Juan Delfino Lara Corona obtuvo título de Ingeniero Geofísico en 2001 por la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional (IPN). Actualmente es especialista geofísico en la Dirección de Servicios en Exploración y Producción del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) Cuenta con la experiencia en procesamiento y migración en tiempo y en profundidad antes de apilar de datos sísmicos 2D y 3D, terrestres y marinos, procesamiento de onda convertida 3D y construcción de modelos de velocidad para predicción de presión de poro. Correo electrónico: jdlara@imp.mx

Liliana Vargas Meleza obtuvo el título de Ingeniera Geofísica en 2003 por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). En 2009 obtuvo el grado de Maestra en Geofísica Aplicada, tanto por la Universidad de Tecnología de Delft (TUDelft), Países Bajos, el Instituto Federal Suizo de Tecnología en Zurich (ETHZ), como por la Universidad de Aachen (RWTH), Alemania. En 2015 obtuvo el grado de Doctor en Geología por la Universidad de Aberdeen, en el Reino Unido. Actualmente es investigadora en la Dirección de Servicios en Exploración y Producción del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Sus áreas de interés incluyen modelado e inversión sísmica así como interpretación cuantitativa. Correo electrónico: lvargasm@imp.mx

Sergio Chávez Pérez obtuvo los títulos de Ingeniero Geofísico en 1984 por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Maestro en Ciencias (Geofísica) en 1987 por la Universidad de Carolina del Sur, EUA y Doctor en Filosofía (Geofísica) en 1997 por la Universidad de Nevada, Reno, EUA. Actualmente es investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y profesor de asignatura de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Sus áreas de interés profesional son: representación sísmica (migración, modelado, tomografía e inversión), procesamiento de datos sísmicos y transformación de campos de ondas, interpretación de datos sísmicos y propagación de ondas sísmicas.



Secuencia de Proceso Robusta para la Generación de Imagen Sísmica en Aguas Someras del Golfo de México

I. Islas Castelán¹, J. Mathewson¹, F. Fenoglio¹, J. G. Hernández Jaime¹,

I. Pérez Negron Zarco², J. A. Santana Fernández²

¹WesternGeco, ²PEMEX Exploración y Producción

CMP2018-GC38

Artículo presentado
en el CMP / 2018

● Resumen

La actual situación en la industria petrolera, en donde la minimización de riesgo e incertidumbre en la toma de decisiones se ha vuelto cada vez más importante, las complicaciones geológicas y los retos geofísicos han demandado el buscar soluciones innovadoras para disminuir la incertidumbre de la imagen del subsuelo, y es aquí donde el procesamiento de datos e imagen sísmica son una parte fundamental en el desarrollo de interpretación e identificación de posibles áreas de interés para la localización de reservas.

Introducción

Las oportunidades de encontrar zonas productoras en aguas someras en el Golfo de México han sido cada vez más limitadas, sin embargo, la cantidad de estudios sísmicos de tipo OBC y OBS disponibles, han dado una ventana de solución para explorar y explotar áreas con mayor oportunidad. No obstante, las complicaciones geológicas y los retos geofísicos debido a los tirantes de agua tan cortos y al tipo de adquisición, han llevado a la implementación de tecnologías avanzadas y a secuencias de proceso robustas, buscando resolver los problemas como falta de iluminación, alta presencia de múltiples de fondo marino, así como efectos de presencia de fantasma o "ghost" de la fuente y receptor generados durante la adquisición.

En los estudios de adquisición de tipo OBC y OBS, el proceso de suma de componentes compresional (P) y vertical (Z) es fundamental dentro del proceso de imagen. La suma de las componentes mediante el proceso de Cross-ghost utilizado en este estudio, permite realizar el proceso mediante un análisis robusto, el cual garantiza que el ghost del receptor (generado durante la adquisición) está siendo atenuado de forma correcta, mejorando así la resolución del dato sísmico tomando ventaja de los beneficios de cada componente.

Procesos actuales tales como Deghosting y atenuación de múltiple de superficie en tres dimensiones, se han tornado indispensables dentro de las secuencias de proceso de datos actuales, convirtiéndose así en las bases y diferenciadores de los resultados. Tales tecnologías dan una ventaja significativa en comparación con las secuencias de proceso convencionales, las cuales permiten maximizar la relación señal-ruido en los datos sísmicos, beneficiando a procesos posteriores como el modelado de velocidades en el dominio de la profundidad.

Secuencia de proceso

La suma de componentes P y Z por la metodología de Cross-ghost, incluye 3 pasos principales: la etapa de calibración de componentes, la de estimación de escalares y coeficientes de reflexión y finalmente, la etapa de suma PZ.

La calibración consiste en la generación de un filtro para compensar las diferencias en fase y amplitud de cada componente mediante un análisis por separado del dato de P y de Z, en donde son estimados los "notch" de adquisición con base en las profundidades de la fuente. Se realiza entonces, una croscorrelación para compensar la presencia del mismo notch en cada componente (Figura 1). El filtro es estimado para cada receptor de la adquisición, haciendo un ejercicio más robusto (Backus, 1959).

Antes de realizar el paso de suma, los coeficientes de reflexión y escalares de amplitud son estimados para homogeneizar el dato. Al igual que el paso anterior, dichos valores son también estimados para cada receptor de la adquisición (Figura 2).

La suma final de componentes utiliza toda la información obtenida en los pasos anteriores garantizando una mayor precisión y equilibrio para las características propias del dato. Se obtiene así una mayor resolución de salida y una reducción del ghost de receptor,

minimizando además el múltiple de superficie del lado del receptor. Este último beneficio toma mayor importancia si se considera que los procesos convencionales usualmente no pueden atenuarlo del todo.

En la figura 3 se muestran imágenes de apilado con el resultado de la aplicación del proceso robusto, que incluye esta tecnología contra el proceso convencional, identificando la notable mejora en la continuidad de los eventos y el claro incremento de ancho de banda, haciéndolo un producto de mayor utilidad para los procesos subsecuentes.

Por otro lado, el proceso "Deghosting" como parte de la secuencia robusta de proceso, es aplicado buscando hacer una remoción del fantasma de la fuente aún presente en el dato (después de suma PZ) generado durante la adquisición. Se busca minimizar el efecto de los nodos en el espectro obteniendo una extensión del ancho de banda utilizable desde las bajas hasta las altas frecuencias, identificándose además una disminución del efecto de "ringing" u oscilaciónpectral, muy visible en los lóbulos laterales amplios de la ondícula, debido a un limitado ancho de banda.

El proceso de "Deghosting" es aplicado mediante la tecnología *Single Streamer Adaptive Deghosting* (SSAD). El SSAD es usado para atenuar los efectos del fantasma relacionados con la fuente y/o receptor en los datos de entrada, ampliando el ancho de banda de los datos. El algoritmo está diseñado para trabajar gathers pre-apilado y pre-migración, como registros de disparo a partir de una atenuación de ruido correcta, resolviendo además tanto el tiempo de onda ascendente, como el tiempo de retardo del efecto del fantasma, esto último mediante un enfoque de adaptación de datos iterativos en el dominio del tiempo. (Amundsen, L., and H. Zhou, 2013).

La atenuación de múltiple es crítica en cualquier proyecto marino, sin embargo, en estudios de aguas someras del Golfo de México se recalca su importancia. Debido a su complejidad, es necesario realizarlo mediante tecnologías en 3 dimensiones, simulando un modelo que considere todas las variables necesarias. Posterior al modelado se realiza una sustracción geofísicamente correcta.

El nombre de Eliminación de Múltiples Relacionados a Superficie (SRME) se les da a todos los métodos de atenuación de múltiples en los cuales se predicen todos los múltiples de superficie. Esto se hace a partir de los datos de entrada mediante una auto-convolución multidimensional aun sin tener información precedente de la

superficie, como la reflectividad o la velocidad. La implementación de esta técnica llamada Predicción General de Múltiple de Superficie (GSMP por sus siglas en inglés), forma sus bases considerando que cuando la predicción de múltiples en 2 dimensiones no es suficiente debido a la presencia de geología compleja, la desviación de los cables o la adquisición irregular, la técnica de predicción de múltiples 3D provee una solución más avanzada y completa para la atenuación de los mismos. (Bracewell, R., 1999).

La última versión de esta técnica (3D GSMP) predice el múltiple en su acimut verdadero para un conjunto de datos pre-apilados, ofreciendo una óptima solución geofísica para distintos escenarios, tomando en cuenta todas las profundidades marinas, cualquier complejidad geológica, considerando direcciones en sentido Inline y Crossline, así como todos los órdenes de múltiples de superficie.

La figura 5 muestra la problemática del estudio de aguas someras, en donde el múltiple de superficie posee un periodo lo suficientemente corto como para afectar la imagen a cualquier tiempo del registro, por lo que de no removerlo de forma correcta se generan problemas mayores en el modelado de velocidades en profundidad. Dicho múltiple está siendo resuelto mediante la tecnología aplicada en las 3 dimensiones.

Hablando del modelado del campo de velocidades en profundidad como parte de la secuencia de procesamiento robusta, se realizaron actualizaciones tomográficas multiacimutales. Estas tomografías utilizan la información de la corrección dinámica residual necesaria para aplinar los eventos sísmicos y lo traducen en ecuaciones diferenciales lineales que pueden ser resueltas en un esquema de inversión lineal. Toda la información de distancia fuente-receptor y de acimut de adquisición es preservada para así poder resolver variabilidades dependientes de la dirección. La sísmica pre-apilada utilizada pueden ser gathers de punto de imagen común migrados en el dominio de la profundidad con los algoritmos de Kirchhoff Pre-Apilado en Profundidad y/o Reverse Time Migration.

La información de pozo juega un papel importante como referencia en cada actualización, sin embargo, su uso no se limita sólo a un control de calidad. Para una rápida y más precisa convergencia de la velocidad actualizada a la información de pozo, son utilizadas las velocidades de los registros sónicos en la generación de las ecuaciones de entrada a la tomografía, buscando obtener una solución conjunta sísmica-pozo. Para este ejercicio es importante que los registros



sónicos sean suavizados y remuestreados, para que las longitudes de onda que se utilizan tanto en la información proveniente de la sísmica como la de pozo sean similares.

La figura 6 ilustra el resultado del uso de las velocidades de los registros sónicos, observando un buen amarre con velocidad con el pozo, además de mantener coherencia con la respuesta geológica, debido a la dirección multiacimutal en la que es estimada la Tomografía.

En las figuras 7 y 8 se muestran migraciones finales, ambas con el mismo dato de entrada, utilizando la secuencia de procesamiento convencional y la secuencia de procesamiento robusta. Las migraciones Kirchhoff en tiempo y profundidad muestran el impacto de la secuencia robusta propuesta, obteniendo una resolución superior, así como menor presencia de múltiples y mayor continuidad de eventos particularmente en zonas de geología compleja.

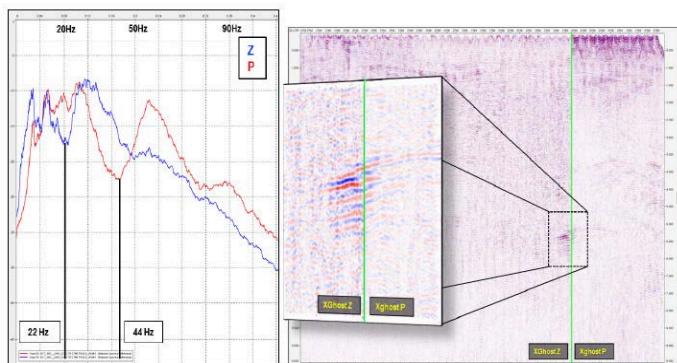


Figura 1. Espectro de amplitud (izquierda) identificando los notch para cada componente. Apilado de línea receptora de dato de Z y dato de P en la misma fase.

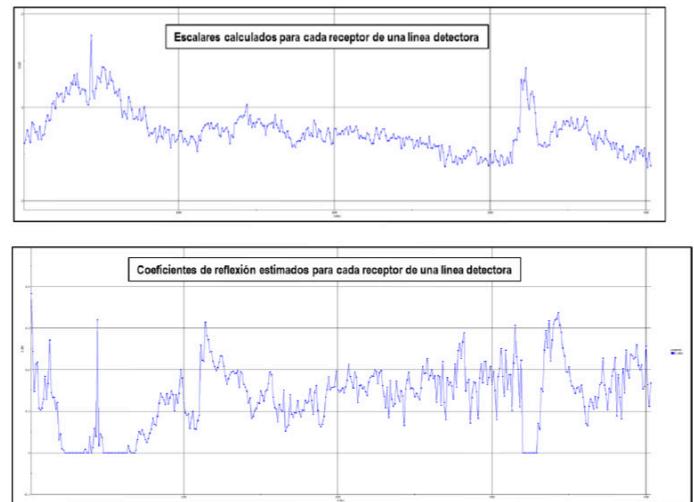


Figura 2. Coeficientes de reflexión y escalares de amplitud.

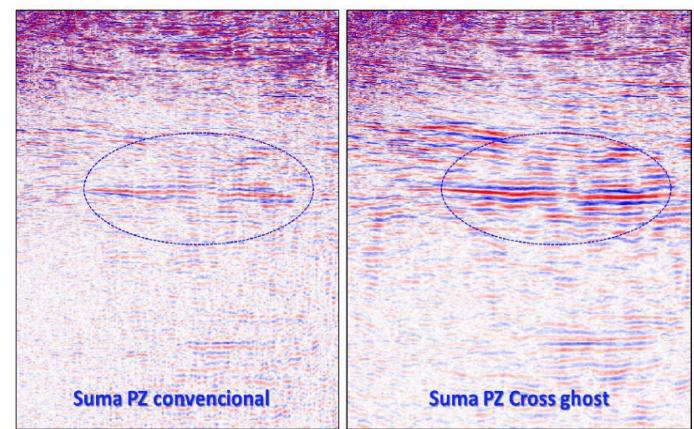


Figura 3. Apilado con suma PZ convencional y suma PZ por Cross ghost.

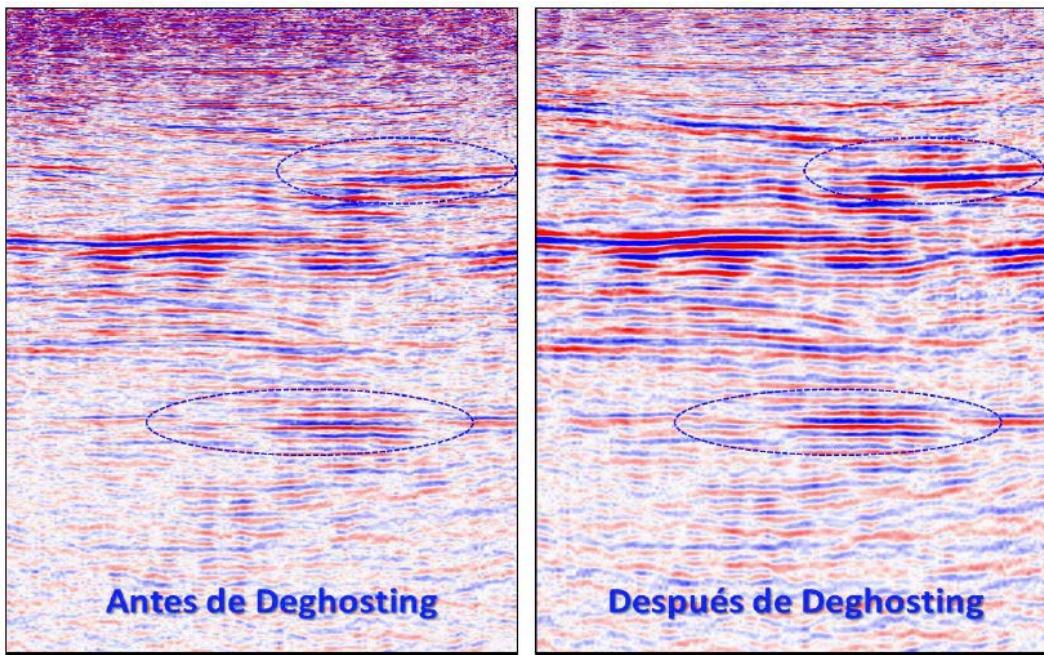


Figura 4. Apilado antes y después de Deghosting.

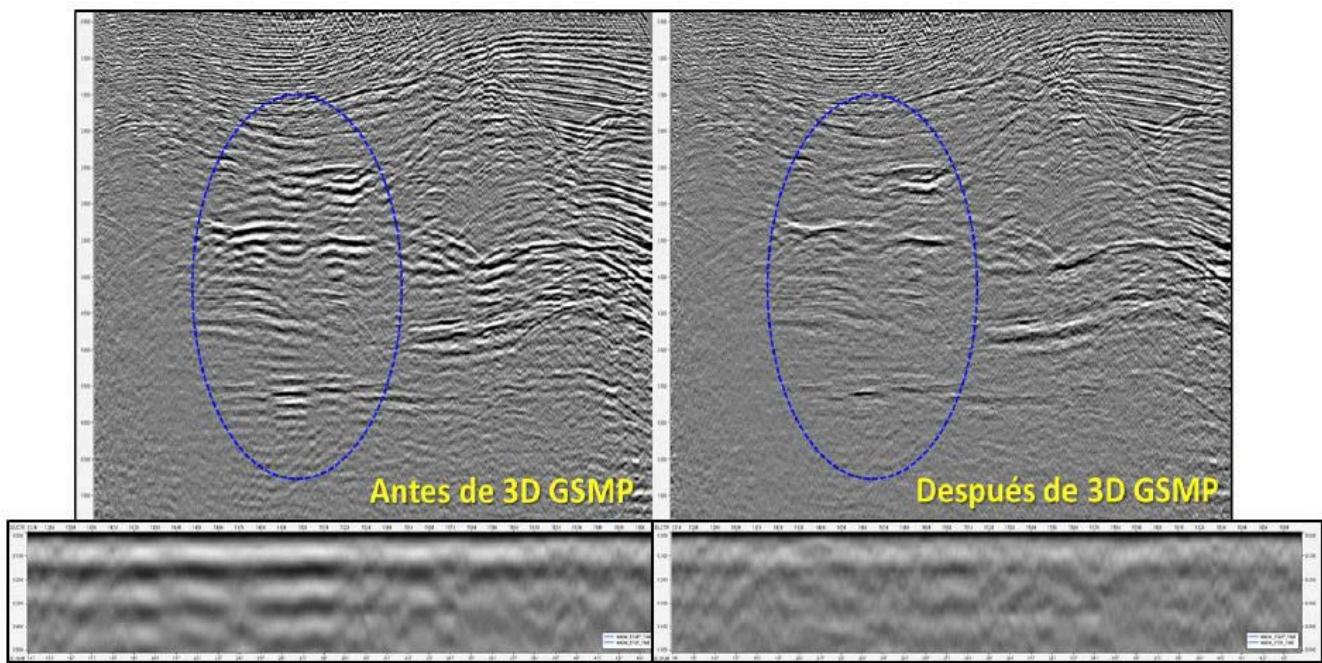


Figura 5. Apilado antes y después de 3D GSMP y autocorrelación.

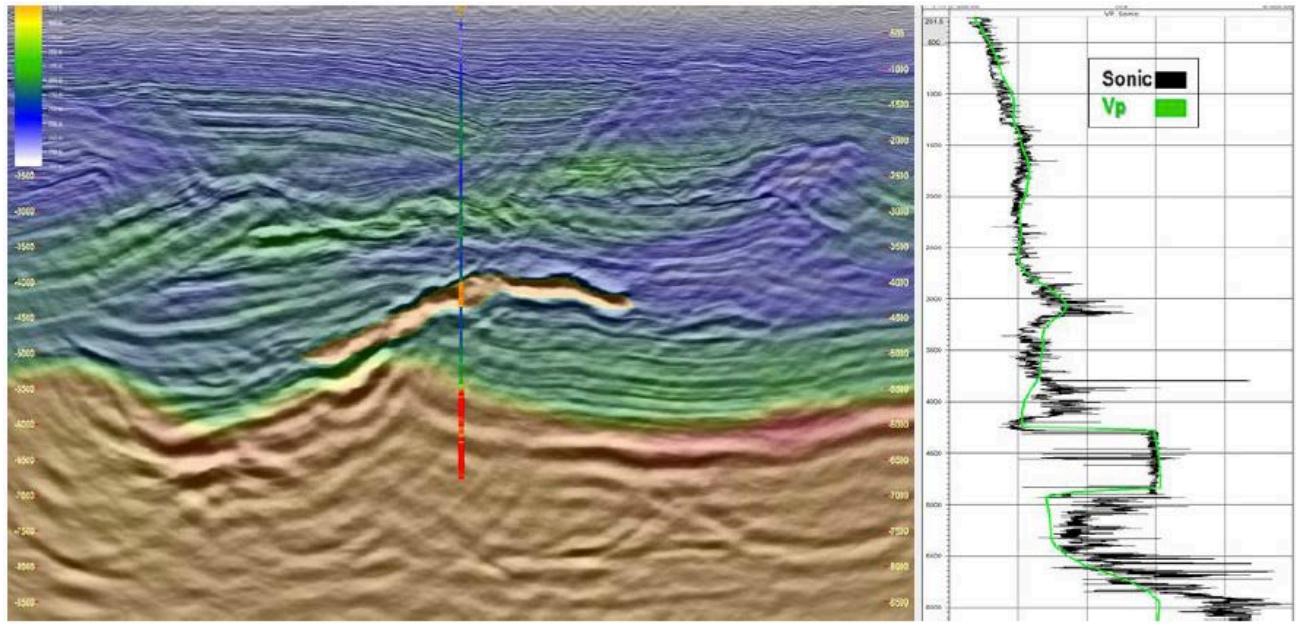


Figura 6. Migración Kirchhoff sobre puesto con modelo de velocidad. Track de velocidad estimada V_p sobre velocidad de registro sónico.

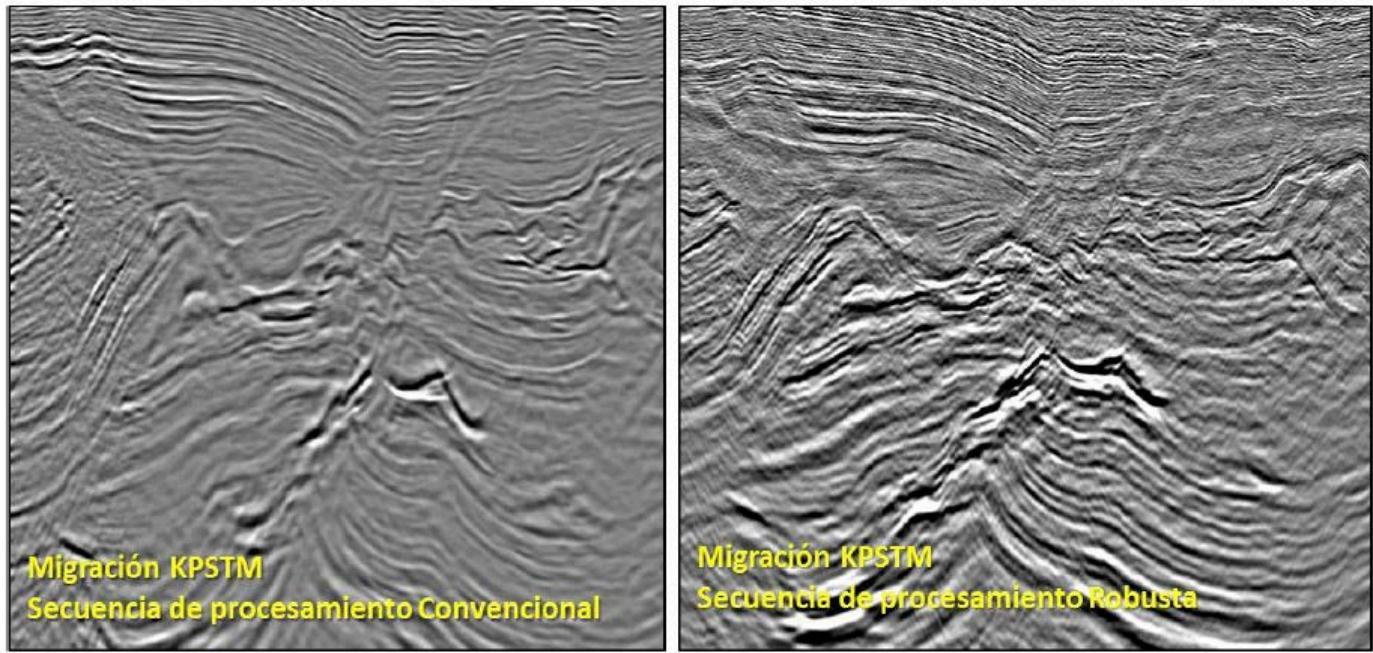


Figura 7. Migración KTM final con secuencia convencional y robusta aplicada.

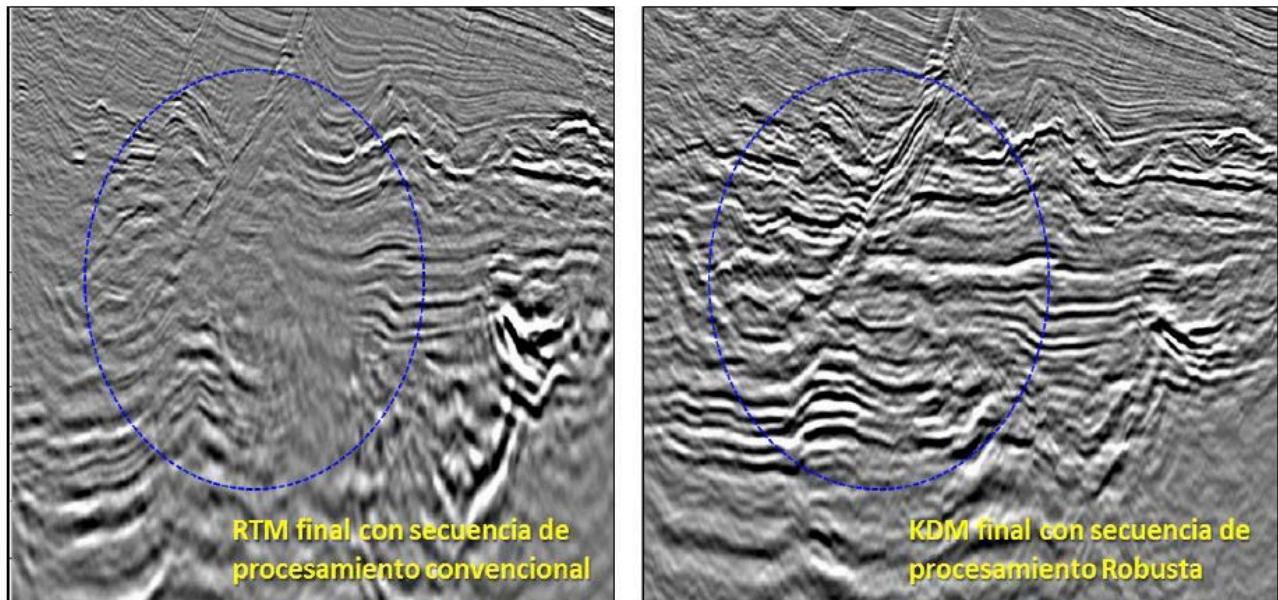


Figura 8. Migración RTM final y KDM final con secuencia convencional y robusta aplicada.

Conclusiones

La generación de una mejor imagen sísmica como insumo para la interpretación y posible identificación de reservas de hidrocarburos es de suma importancia. Esta razón es suficiente para la implementación de las más recientes tecnologías en el procesamiento de datos sísmicos, como parte de un esfuerzo para resolver problemas complejos como los que se observan en las aguas someras del Golfo de México. Como resultado, obtenemos imágenes de calidad superior que pueden aportar a la reducción de riesgo en la toma de decisiones exploratorias.

En el actual entorno de la industria petrolera, las soluciones

geofísicas de exploración superficial permiten resolver retos complejos y aportan herramientas útiles para la toma de decisiones en un ambiente donde la limitante en los recursos económicos exploratorios es una necesidad.

Referencias

- Backus, M., 1959, Water Reverberations - their nature and elimination: *Geophysics*, 24, 233-261.
- Amundsen, L., and H. Zhou, 2013, Low-frequency seismic deghosting: *Geophysics*, 78, no. 2, WA15–WA20,
- Bracewell, R., 1999, *The Fourier transform and its applications* (3rd ed.): McGraw- Hill Science.

Flujo Avanzado para la Construcción del Modelo Terrestre con Dato Sísmico PP y PS: Ejemplo en el Golfo de México

J. Mathewson¹, M. Acosta Pérez¹, E. Serrano Casillas², J. Díaz de León Chagolla², S. Domínguez García², ¹WesternGeco, Dowell Schulmberger de México, ²PEMEX Exploración y Producción

CMP2018-GC21
Artículo presentado
en el CMP / 2018

● Resumen

La construcción del modelo terrestre y la construcción de imágenes en profundidad utilizando la onda convertida PS es una tarea complicada y más demandante que cuando se utiliza únicamente la onda P. Se deben determinar las velocidades adecuadas de la onda compresional y de corte, de tal forma que las imágenes migradas PP y PS amarren en profundidad. Adicionalmente, se necesita definir adecuadamente los parámetros de anisotropía para minimizar el moveout residual en ambos datos simultáneamente. Debido a los desarrollos tecnológicos recientes, y particularmente a la introducción en la industria de la tomografía conjunta PP-PS, fuimos capaces de producir migraciones en profundidad de dato PS de excelente calidad y en un marco de tiempo aceptable. Tomamos este ejemplo para describir la aplicación de la construcción del modelo terrestre utilizando dato PP-PS en una adquisición OBC. El área está caracterizada por una alta complejidad estructural combinada con contrastes fuertes de velocidad. Se diseñó una metodología robusta que incluyó la tomografía conjunta PP-PS, la utilización al máximo de información de pozo, y una mínima interpretación sísmica. Las imágenes sísmicas PP y PS obtenidas son de alta calidad y de utilidad para procesos futuros dentro de la cadena de exploración de hidrocarburos.

Introducción

Los yacimientos de la porción sureste del Golfo de México han sido productores de una considerable fracción del hidrocarburo total generado en el país. No obstante, la producción de estos campos maduros ha ido decreciendo con el paso del tiempo. Diversos esfuerzos se han realizado para extender el tiempo de vida de estos yacimientos maduros, y uno de ellos consiste en una adquisición reciente de dato sísmico OBC usando un tendido ortogonal de alta densidad, con un apilamiento nominal grande, cobertura acimutal de prácticamente 360° y distancia fuente-receptor de hasta 11,000 m. El dato sísmico

de onda PP obtenido de esta nueva adquisición es muy superior, comparado con estudios anteriores en términos de ancho de banda, relación señal-ruido e iluminación.

Los objetivos geológicos primarios de este estudio fueron mejorados significativamente en imagen con los volúmenes de onda PP, reduciendo la incertidumbre estructural, y haciéndolos útiles para caracterización de fracturas y análisis de atributos sísmicos. Las componentes horizontales fueron también activadas durante la adquisición y también están siendo procesadas para obtener imágenes de onda convertida PS. Existen buenas razones para procesar este tipo de onda como, por ejemplo, beneficios durante la caracterización de yacimientos, análisis geomecánicos y de física de rocas más robustos, así como una imagen mejorada en zonas afectadas por gas somero.

Un flujo de trabajo avanzado para el modelo terrestre utilizando dato PP y PS fue aplicado, en el cual la herramienta más importante para la generación y actualización del mismo es la tomografía conjunta PP-PS con restricciones geológicas, bajo un esquema de actualización simultánea de V_p , V_s y parámetros de anisotropía. Algunas características de este flujo de trabajo incluyen el uso consistente de dato de pozo de buena calidad, un número mínimo de interpretaciones geológicas requeridas, y el uso de la inversión del campo de onda superficial para definir la velocidad de onda de corte en la superficie cercana.

Modelo inicial para migración de dato PP-PS en profundidad

Para la construcción de imagen del dato PS, se requieren los campos de velocidad de onda P y onda S, así como los parámetros de anisotropía. En nuestro caso ya existía un modelo terrestre TTI de alta calidad producido durante etapas anteriores del procesamiento, por lo que los parámetros V_p , anisotropía, acimut y echado fueron extraídos de ese mismo.



La generación de la velocidad inicial V_s fue sustentada en buena forma por la disponibilidad de diversos pozos con registro sónico dipolar a lo largo de toda la sección terciaria, e incluso, en algunos pozos con registro hasta la zona de carbonatos Cretácicos y Jurásicos. Se generó una gráfica tipo crossplot de las velocidades V_p y V_s estimadas a partir de los registros dipolares, y a partir de allí se estimó un cociente V_p/V_s variable que fue aplicado a la velocidad inicial V_p para producir el campo de velocidad inicial V_s . Se generaron pruebas de migración KPSDM con este modelo inicial y se encontró que en las zonas de gas somero las variaciones de la velocidad V_p degradaban la imagen PS, por lo que se tuvo que realizar una edición localizada de V_s en dichas zonas.

Después de estas ediciones, se realizó una inversión del campo de onda superficial (Boiero et al. 2013), para resolver las variaciones más someras de la velocidad V_s justo debajo del fondo marino, donde no se tiene dato de pozo disponible. Tratar de estimar las velocidades de corte usando sísmica de reflexión en la parte más somera es muy problemática a causa de la iluminación dispersa que se tiene en estas zonas debido a la adquisición OBC, por lo que el uso de las ondas superficiales fue muy útil y atinado. La figura 1 muestra un par de secciones sísmicas migradas en profundidad antes y después de la inclusión de V_s superficial a partir de la inversión de ondas superficiales, y la figura 2 muestra una sección sísmica de dato PS migrada en profundidad con el modelo V_s inicial.

Registro de eventos PP-PS y actualización de velocidad V_s

Un concepto básico a considerar durante la construcción del modelo utilizando onda convertida es que las imágenes PP y PS deben de amarrar en profundidad después de ser migradas, aunque muchas veces ese amarre no es obvio. Por ejemplo, si existe una diferencia en las fases de ambas ondículas, el amarre puede existir, pero no ser completamente visible. Otro punto a considerar es que la reflectividad de ambas ondas puede ser muy diferente. Para entender el amarre de las sísmicas PP y PS en este estudio, se calcularon sismogramas sintéticos usando la información de los registros sónicos dipolares calibrados con información de check-shots.

El análisis de los sintéticos PP y PS mostró que las imágenes debían amarrar si se invertía la polaridad de alguna. La figura 3 muestra los amarres de los sintéticos PP y PS en un pozo de control. La zona donde esta característica es más obvia es la de las altas

velocidades en el centro del intervalo mostrado. Para el dato PP se produce una reflexión con coeficiente positivo al inicio y negativo al final, mientras que el dato PS muestra una reflexión negativa al inicio y positiva al final del intervalo.

Otra de las diferencias más importantes entre las imágenes PP y PS es que la PS tiene un ancho de banda más restringido que la PP. Al final, al aplicar un filtro pasa-bajas a las imágenes e invertir la polaridad de la imagen PS produjo un excelente amarre, pero con diferencias significativas entre las profundidades de algunos eventos. Estas diferencias fueron atendidas mediante la actualización de V_s , basado en las diferencias en profundidad medidas en las imágenes PP y PS.

El registro de evento PP-PS en las etapas tempranas del procesamiento usualmente requiere interpretación manual de eventos equivalentes en ambas imágenes, debido a que la mayoría de los métodos de registro automático de eventos adolecen de sufrir el fenómeno de *cycle skipping*, y las características de los eventos reflectivos en ambas imágenes puede ser muy diferente. En nuestro caso el carácter sísmico de ambas imágenes fue muy similar después de cierto acondicionamiento, por lo que se exploró la posibilidad de utilizar algún algoritmo de registro automático y evitar así la interpretación manual.

Decidimos utilizar la técnica llamada *Dynamic Image Warping* (Hale, 2013), para determinar automáticamente los desplazamientos variables espacialmente necesarios para llevar la sísmica PS a la posición en profundidad de los eventos visibles en PP. Este robusto algoritmo es particularmente resistente a sufrir *cycle skipping* en presencia de desplazamientos muy largos. En general, las profundidades en PP y PS amarraban bien, salvo algunas zonas en particular con desplazamientos de hasta 400 m que fueron resueltos mediante este método, sin necesidad de generar interpretación sísmica en ninguna imagen. El campo de desplazamientos obtenido fue utilizado como entrada para la tomografía de punto de imagen común (CIP Tomography) (Woodward et al., 2008) para actualizar la velocidad V_s , y el modelo actualizado resultante fue usado en los pasos subsecuentes del modelado. La figura 4 muestra imágenes migradas en profundidad antes y después de la actualización de la velocidad V_s .

Tomografía conjunta PP-PS con restricción de información de pozo

La tomografía conjunta PP-PS (Mathewson et al., 2013) es



un algoritmo robusto en el cual el moveout residual del picado de eventos en datos pre-apilamiento PP y PS es combinado con restricciones adicionales en la tomografía CIP, y es capaz de resolver simultáneamente actualizaciones para los parámetros V_p , V_s , y los parámetros de anisotropía δ y ϵ (Thomsen, 1986). Este algoritmo proporciona mejores estimaciones de la anelegtividad si se compara con utilizar únicamente dato PP o separar las actualizaciones para PP y PS, así como un cociente V_p/V_s más preciso que genera un amarre mejorado entre las imágenes sísmicas PP y PS. La actualización del parámetro δ requiere que se incluya información adicional de pozo, por lo que también fue incluida durante la actualización del modelo.

Se aplicó la tomografía conjunta PP-PS después de la actualización de la velocidad V_s , para actualizar V_p , V_s , δ y ϵ . Una combinación de información de check-shots, registros sónicos y amarres entre los marcadores de pozo y la interpretación sísmica fue usada también para restringir la solución por tomografía. La solución fue restringida para actualizar únicamente la sección terciaria por encima de los carbonatos del Mesozoico. Las restricciones al algoritmo que relacionan las profundidades de los eventos entre la imagen PP y PS se tomaron del campo de desplazamientos derivado, utilizando *Dynamic Image Warping* sin ninguna interpretación manual. La tomografía produjo eventos más planos, mejor amarre en profundidad entre las imágenes PP y PS, reducción en las diferencias entre interpretación sísmica y marcadores de pozo, y un mejor amarre con las velocidades de registros sónicos y checkshots desde el inicio de la sección y hasta la cima de los carbonatos.

Modelado de velocidad de carbonatos

Las velocidades de los carbonatos del Mesozoico son considerablemente mayores a las de la sección terciaria, por lo que fue requerido un modelado de velocidades de carbonatos para poder plasmar esos contrastes abruptos en el modelo.

La interpolación guiada por imagen (Hale, 2010), es una manera eficiente de interpolar dato con cierta pobreza en su muestreo espacial usando la información estructural de una imagen sísmica. Para este proyecto, la información de check-shot y registro sónico de más de 100 pozos fue interpolada con este método para producir un modelo detallado de velocidad por debajo de la cima de carbonatos.

Adicionalmente, se introdujeron pozos artificiales donde no existía información real de pozo, así como en un área estructural

compleja donde se sabía de la presencia de velocidades bajas por debajo del carbonato alóctono, y que no fueron modeladas mediante la interpolación. La figura 5 muestra la imagen y el modelo de velocidad antes y después del modelado de velocidades de carbonatos usando la interpolación guiada por imagen de los datos de pozo.

Resultados

Después del modelado de la velocidad de carbonatos, fueron aplicadas más iteraciones de la tomografía conjunta PP-PS incluyendo el campo de desplazamiento de *Dynamic Image Warping* y la información de pozo para finalizar el modelo de velocidad. La calidad de las imágenes PP y PS, la consistencia con la información de pozo, y el amarre en profundidad de las imágenes PP y PS continuaron mejorando después de cada iteración.

La figura 6 muestra las imágenes migradas en profundidad de una Inline de datos PP y PS utilizando el modelo final. Las dos imágenes se muestran similares, como era de esperarse. Muestran la misma geología, y la imagen PS puede, incluso, ser utilizable para tareas de interpretación, incluso, en zonas estructuralmente complejas debajo del carbonato, aunque presenta un nivel mayor de ruido y adolece de frecuencias altas que sí están presentes en la imagen PP.

Los gathers migrados en profundidad de la zona derecha de la misma Inline son mostrados en la figura 7, en forma de gathers de mariposa. Las trazas del lado izquierdo de cada gather corresponden a dato PS, mientras que las de la derecha a dato PP. Existe un amarre casi perfecto en profundidad entre el dato PP y PS hasta la base del carbonato de alta velocidad. No obstante, la calidad del dato PS no es tan buena en la sección profunda. El moveout residual en los eventos es mínimo tanto para los eventos PP como para PS, incluso, en distancias fuente-receptor largas.

La figura 8 muestra las funciones V_p y V_s calculadas a partir de los registros sónicos dipolares en dos pozos distintos, así como el cociente V_p/V_s calculado mediante la división de ambas funciones. En el pozo de la izquierda el dato de sónico bipolar fue obtenido únicamente en la sección terciaria, mientras que en el pozo de la derecha sólo se adquirió para la sección de carbonatos. Las velocidades de intervalo de check-shot también son mostradas en esta imagen. V_p , V_s y V_p/V_s del modelo final también son mostradas



y amarran de muy buena forma con la información de los registros sónicos dipolares, así como con el dato de check-shot.

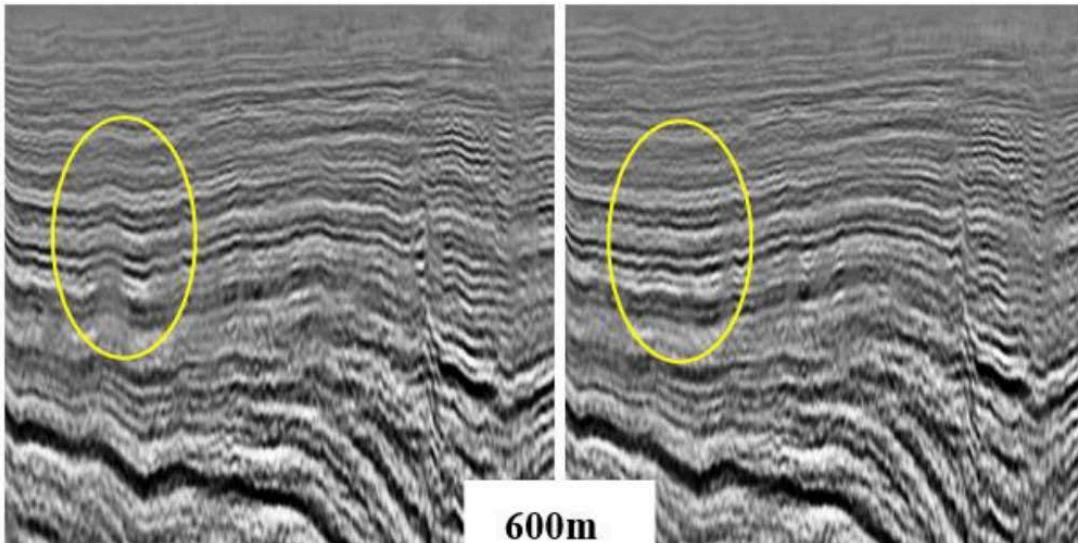


Figura 1. Imágenes migradas en profundidad sin (izquierda) y con (derecha) velocidad de corte somera utilizando inversión de ondas superficiales.

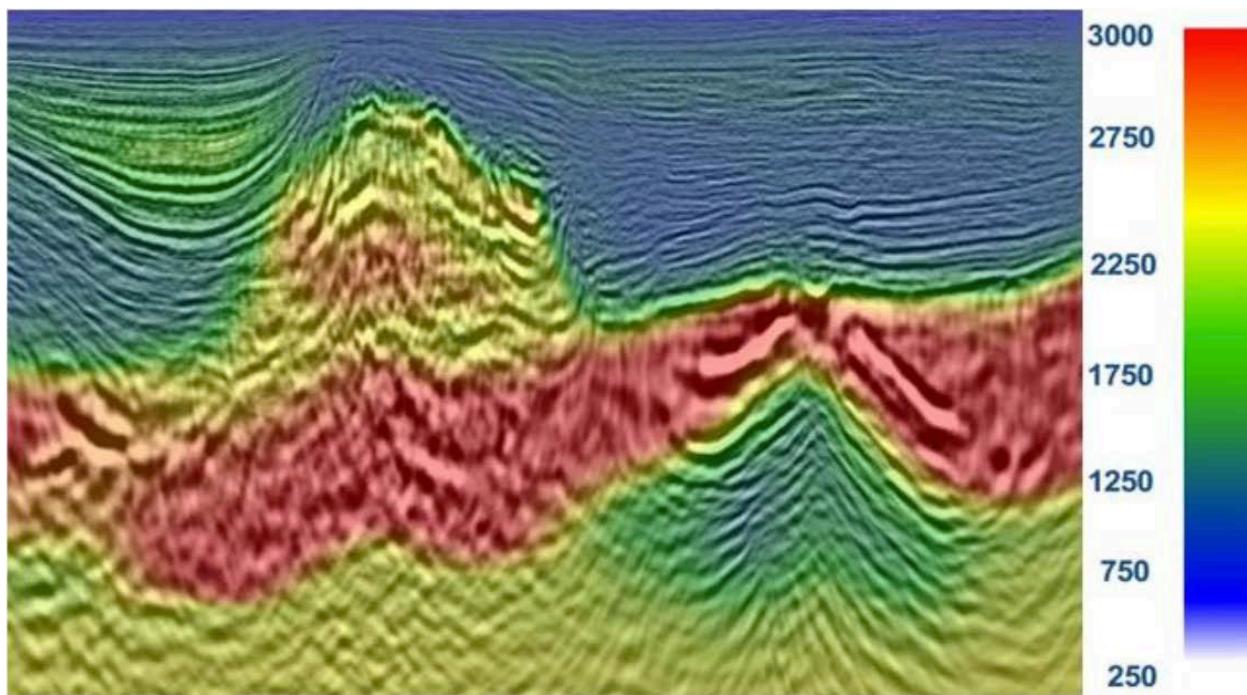


Figura 2. Imagen en profundidad PS inicial con velocidad Vs inicial sobreposta.

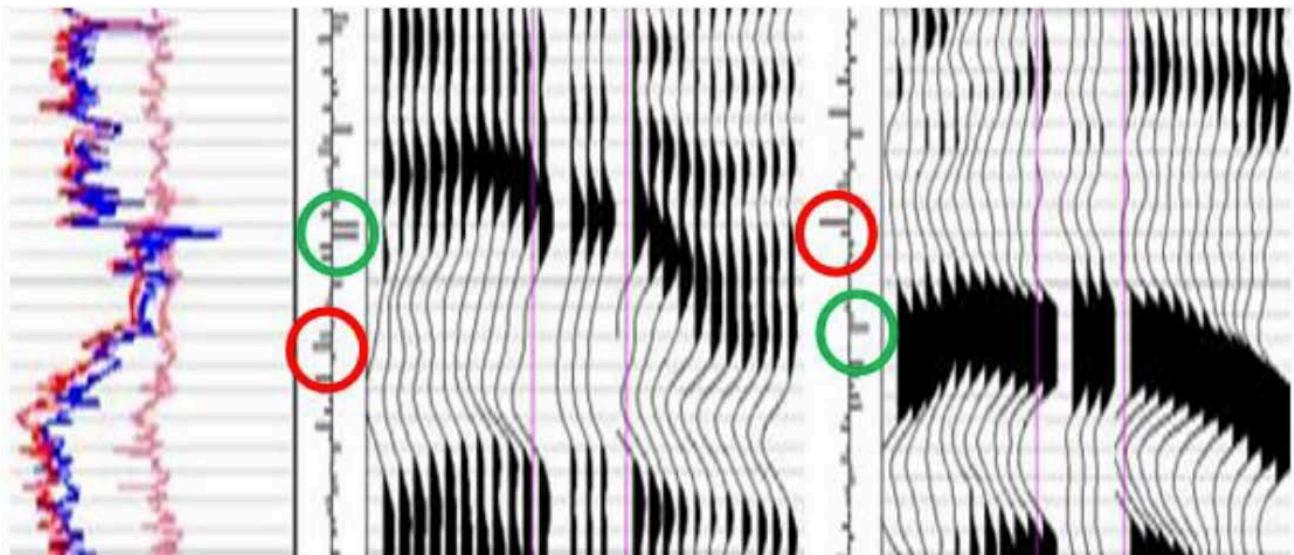


Figura 3. V_p , densidad e impedancia acústica (izquierda), reflectividad PP (medio), y PS (derecha), y amarre de sintético.

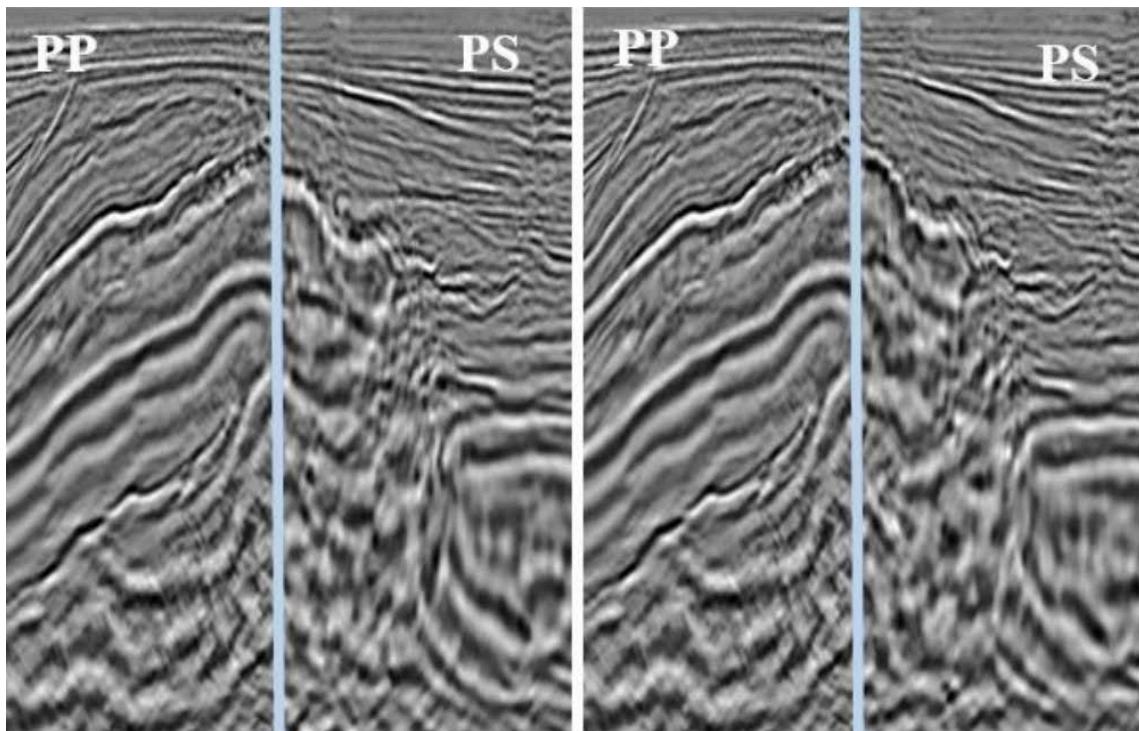


Figura 4. Imágenes en profundidad PP y PS (esta última con polaridad invertida) antes (izquierda) y después (derecha) de la actualización de V_s .

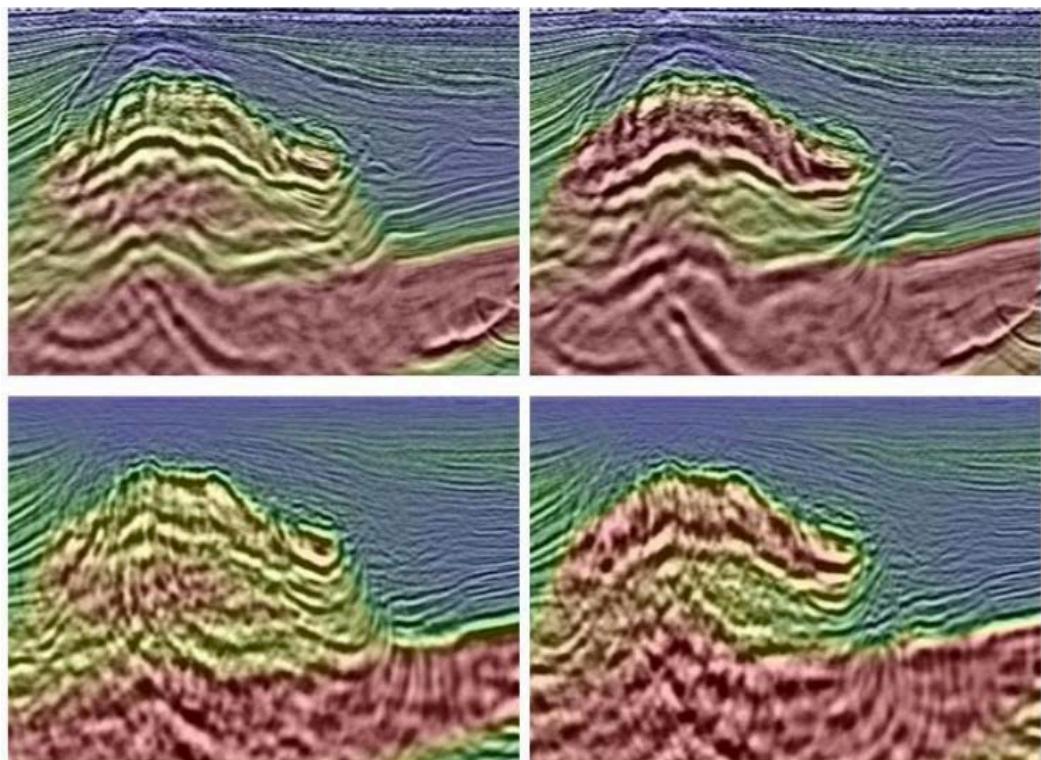


Figura 5. Imágenes PP (arriba) y PS (abajo) con su modelo sobre puesto antes (izquierda) y después (derecha) del modelado de velocidades de carbonatos.

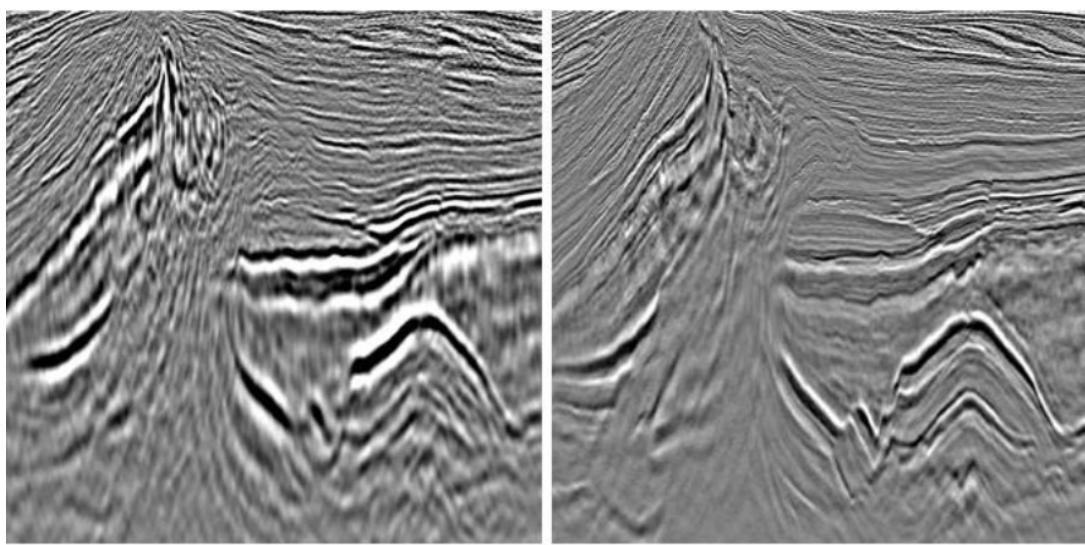


Figura 6. Ejemplo de la imagen final en profundidad de dato PS (izquierda) y PP (derecha).

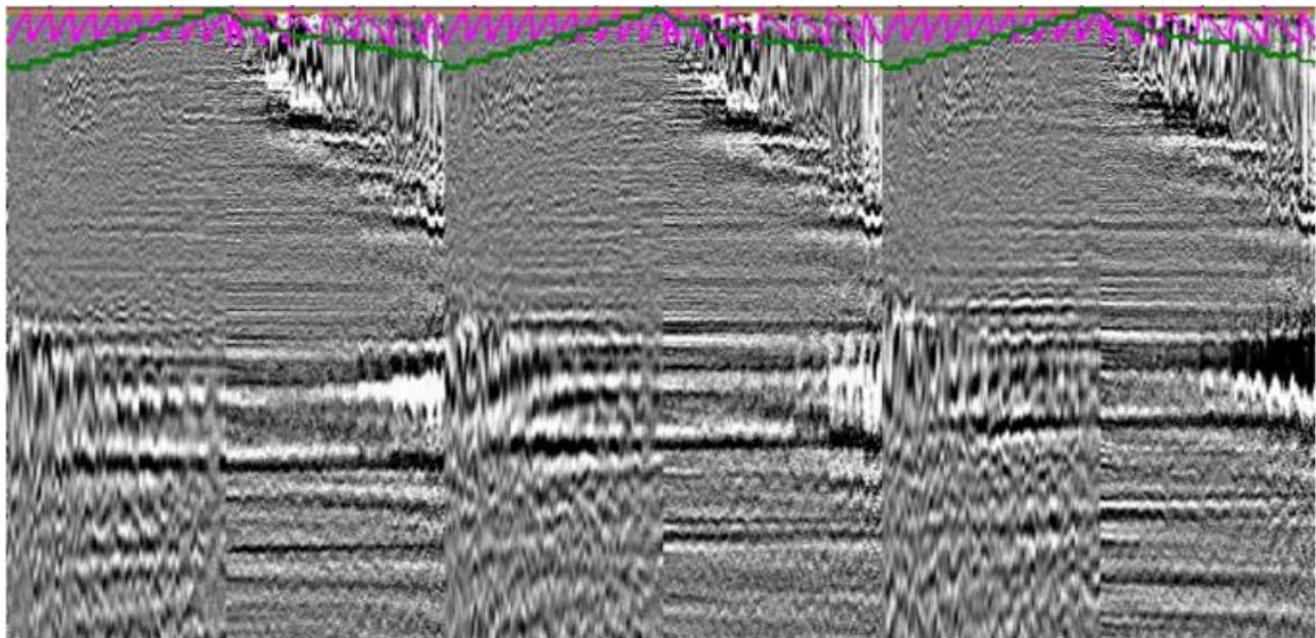


Figura 7. Ejemplo de los gathers finales de mariposa de la migración en profundidad. PS del lado izquierdo y PP del lado derecho de cada gather.

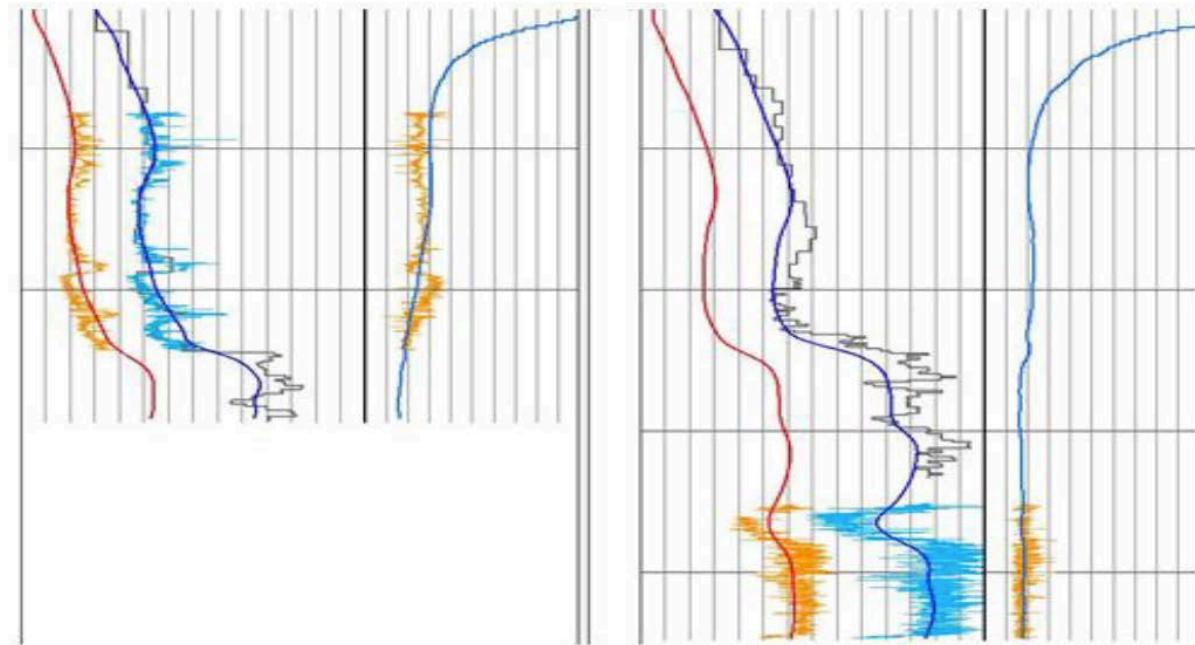


Figura 8. Comparación en dos pozos de Vs (naranja), Vp (azul) y Vp/Vs del modelo de velocidad final con dato de registro sónico dipolar.

Conclusiones

Estimamos un modelo utilizando información de dato PP y PS migrado en profundidad, proveniente de una adquisición OBC de acimut completo de la porción sureste del Golfo de México. Utilizamos una secuencia de trabajo innovadora para la construcción del modelo, utilizando las últimas tecnologías disponibles para extraer la mayor cantidad de información de los datos sísmicos PP y PS, así como de un extenso número de pozos presentes en el área.

El modelo resultante amarra de muy buena forma con el dato de pozo y produce imágenes PP y PS migradas en profundidad de excelente calidad que amarran entre sí. El tiempo invertido en la construcción del modelo es razonable considerando la complejidad de esta tarea.

Agradecimientos

Queremos agradecer a PEMEX y WesternGeco por autorizar la presentación de este trabajo. Muchas gracias también a nuestros colegas que trabajaron en este proyecto, especialmente a Greg Johnson, Mary Palen-Murphy y Nathaniel Cockrell, quienes fueron responsables del modelo inicial TTI, a Claudia Verónica Romero Rodríguez de WesternGeco, quien estuvo a cargo de la

interpretación de horizontes geológicos durante el modelado de velocidades de carbonates, y a Rubén Ledezma de PEMEX por su soporte técnico. Gracias a Lei Zhang por su trabajo en la obtención de sintéticos PP y PS.

Referencias

- Boiero, D., Wiarda, E., and Vermeer, P. [2013] Surface- and guided-wave inversion for near-surface modeling in land and shallow marine seismic data. *The Leading Edge*, 32(6), 638-646.
- Hale, D. [2013] Dynamic warping of seismic images. *Geophysics*, 78(2), S105-S115.
- Hale, D. [2010] Image-guided 3D interpolation of borehole data. 70th Annual International Meeting, SEG Expanded Abstracts, 1266-1270.
- Mathewson, J., Woodward, M., Nichols D., Xu, C., and Leone, C. [2013] Joint PP/PS tomography with floating event constraints. 83rd Annual International Meeting, SEG Expanded Abstracts, 1649-1653.
- Thomsen, L. [1986] Weak elastic anisotropy. *Geophysics*, 51(10), 1954–1966.
- Woodward, M., Nichols, D., Zdraveva, O., Whitfield, P., and Johns, T. [2008] A decade of tomography. *Geophysics*, 73(5), VE5–VE11.



High Resolution Imaging of Multiple WAZ Surveys Using Preconditioned Iterative Least Squares Migration

Huifeng Zhu, Mustafa Al-Waily, Victor Lopez, Zheng Chang,
Zhocheng Yang (CGG)

CMP2018_GC82
Artículo presentado
en el CMP / 2018

● Summary

Wide azimuth (WAZ) surveys are preferred over narrow azimuth (NAZ) in the deepwater Gulf of Mexico (GOM), because they have large crossline offsets, offering good subsurface illumination. 3D deghosting and other preprocessing technologies can bring back the high temporal frequency content from WAZ. However, the sparse spatial sampling of WAZ (e.g. 60 m inline bin size) limits how far we can go for high resolution in imaging shallow targets near the water bottom. There are usually two or more WAZ surveys in deepwater GOM available in different azimuths. This can possibly improve trace density. However, Kirchhoff migration of each WAZ survey suffers from poor swing cancellation due to the data sparseness in the direction orthogonal to acquisition direction. To reduce these artifacts we conventionally combine multiple WAZ data sets and perform interpolation before Kirchhoff migration. Pre-migration interpolation results in a uniform spatial sampling to mitigate migration swings but it is often challenging for complex structures and smears details. We propose an alternative method using preconditioned least-squares (LS) Kirchhoff migration in order to have a higher resolution image that can simultaneously overcome coarse subsurface sampling limitation and fully utilize the recorded dual- WAZ data sets.

Introduction

Compared to narrow azimuth (NAZ) surveys, wide azimuth (WAZ) surveys have multiple sources and more than one streamer vessel which give a large offset-azimuth footprint to help subsalt imaging (typically at lower frequencies). However, due to the sparse spatial sampling, e.g. 60 m inline spacing, utilizing the high frequency content recorded in WAZ data sets for shallow complex imaging is very difficult. Trace coverage can be improved when multiple WAZ data sets are available (especially surveys acquired in orthogonal directions), as it is the case for most areas in deepwater Gulf of Mexico (GOM). We usually use a small bin size to bin multiple WAZ surveys together, and then use pre-migration interpolation to fill in the empty bins. However, the effectiveness of pre-migration interpolation

is limited by the significant azimuthal differences in the WAZ data sets. Therefore, we were faced with the dilemma of how to fully utilize the multiple WAZ data sets for the purpose of high fidelity shallow imaging.

Least-squares (LS) migrations (Shuster, 1993) based on migration and demigration operators have been developed to address uneven acquisition geometry, migration artifacts, and complex geologic structures. Wang et al. (2016) suggested using an inverse Hessian approximation for the first iteration of LS migration. Afterwards, Wang et al. (2017) proposed an extension to utilize multiple iterations of LS migration with preconditioned gradients.

In this paper, we implemented the preconditioned LS migration approach proposed by Wang et al. (2017) to merge dual-WAZ surveys, resulting in a high-resolution shallow Kirchhoff image with improved signal-to-noise ratio. For this approach, the dual-WAZ data migration is performed from the original trace locations without the need for pre-migration interpolation, which is necessary to preserve the recorded high frequency content.

Dual-WAZ data

The study area is located in Alaminos Canyon, deepwater GOM, with two surveys: Survey 1 is a WAZ survey with a modified acquisition design to have up to 14 km of large offsets, and Survey 2 is a conventional WAZ acquisition survey with a maximum offset of 8.3 km. Survey 1 has a 10 m source depth and slant-towed receivers ranging from 10 m to 30 m, near to far channels respectively, and was acquired in the east-west direction (Figure 1). Survey 2 has a similar source depth of 10 m but a constant receiver depth of 15 m, and was acquired in a northeast-southwest direction (Figure 1). For both surveys, receiver and cable spacing are 12.5m and 120m, respectively. For this study, we limited our analysis to near offsets up to 2100 m because we focused on the shallow complex overburden.

The two surveys are quite different in their frequency content because they targeted different objectives and were acquired at different times. Some important pre-processing steps were needed to enhance the data similarity between the two WAZ surveys, including: noise attenuation, receiver motion correction, water column statics and tide corrections, 3D source-receiver deghosting (Wang et al., 2014), designation, and survey matching. The water velocity and tidal status differences between the two surveys were handled by water column statics and tide corrections. Different towing depth means different receiver ghost notches and inconsistent frequency spectrum. 3D deghosting reduced that inconsistency by removing the ghost notches and re-datuming the data to the same sea level datum. Afterwards, designation removed the gun signature from the data, then a matching filter was applied to further match Survey 2 to Survey 1. The processed data after survey matching was then used as input to Kirchhoff migrations.

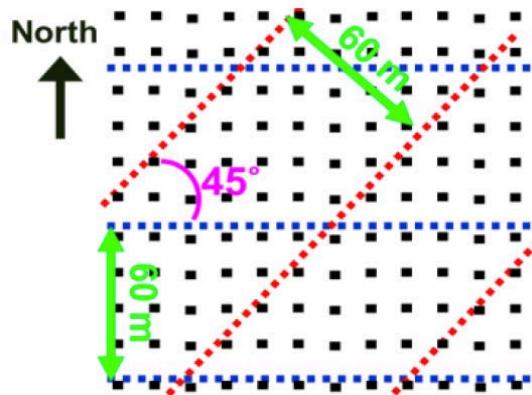


Figure 1: Blue dots represent traces from Survey 1 and red dots represent traces from Survey 2. On a 12.5 m x 12.5 m subsurface grid, as represented by black dots, traces from Survey 1 and Survey 2 are very sparse.

Poor migration swing cancellation

The WAZ data sets of the two surveys, per their receiver and cable spacing configurations, were recorded on a 6.25 m x 60 m subsurface grid. In preparation for joint Kirchhoff migration of the two WAZ surveys, both data sets were binned together. The migration had a mild anti-aliasing filter and a dense output grid of 12.5 m x 12.5 m to generate an output suitable for shallow imaging purposes. The trace density of the migration input was too sparse (Figure 1) even with traces from both WAZ surveys. Migration swings were visible and not cancelled out in the Kirchhoff image, especially in the orthogonal directions to each survey's acquisition direction (Figure 2).

Limitation of pre-migration interpolation

To improve migration swing cancellation, we conventionally interpolate more traces to fill in the empty bins. After co-binning the two dual-WAZ data, we ran the pre-migration 3D interpolation. Then, we migrated the interpolated data (Figure 3b) and the results showed reduced swings and provided better signal-to-noise ratio. However, Kirchhoff image resolution was degraded. Shallow faults and very steep events were smeared with pre-migration interpolation (Figure 3b) compared to dual-WAZ Kirchhoff migration without interpolation (Figure 3a). The large azimuth-offset differences between neighboring traces in the dual-WAZ data set posed a challenge to the interpolation. This resulted in a sub-optimal input for Kirchhoff migration.

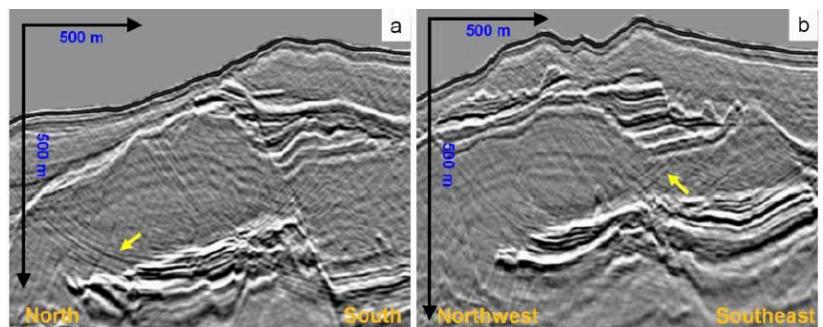


Figure 2: Images from dual-WAZ Kirchhoff migration without interpolation are displayed. In the (a) north-south and (b) northwest-southeast directions, orthogonal to Survey 1 and Survey 2's acquisitions respectively, severe migration swings (yellow arrows) are observed.

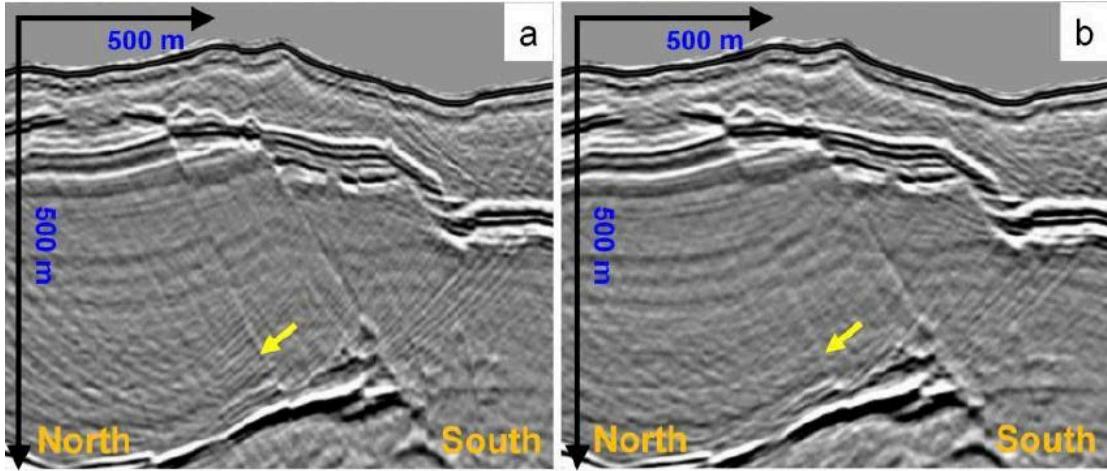


Figure 3: The dual-WAZ Kirchhoff image (a) without interpolation and (b) with pre-migration interpolation. The image with pre-migration interpolation has fewer swings; however, the faults are smeared by the interpolation, as indicated by the yellow arrows.

Preconditioned LS Kirchhoff migration for dual-WAZ

We performed preconditioned LS Kirchhoff migration to migrate the two data sets from their original traces without pre-migration interpolation to keep all the benefits of the dual-WAZ data sets. The preconditioned LS Kirchhoff provided an elegant way to merge the dual-WAZ data sets by overcoming migration artifacts and handing incomplete data.

LS migration aims at inverting a reflectivity model \mathbf{m} to fit the field data \mathbf{d}_0 (Tarantola, 1987, Schuster, 1993; Nemeth et al., 1999). Its cost function $f(\mathbf{m})$ can be written as

$$f(\mathbf{m}) = \frac{1}{2} \|\mathbf{d}_0 - \mathbf{L}\mathbf{m}\|^2, \quad (1)$$

where \mathbf{L} is the demigration operator. The least-squares solution to this problem is

$$\mathbf{m} = (\mathbf{L}^T \mathbf{L})^{-1} \mathbf{L}^T \mathbf{d}_0, \quad (2)$$

where \mathbf{L}^T is the migration operator and $\mathbf{L}^T \mathbf{L}$ is the Hessian matrix.

Finding the inverse of the Hessian matrix $(\mathbf{L}^T \mathbf{L})^{-1}$ is essential for LS migrations. However, it is impractical to directly compute the inverse of the Hessian matrix for 3D problems. Therefore, Wang et al. (2016) suggested an approximate to the inverse of the Hessian matrix. In the curvelet domain, he designs a matching filter between the raw image and the demigrated/remigrated image. Synthetic modeling is first performed using the raw image \mathbf{m}_0 as a reflectivity model. Then, the synthetic data is remigrated to get the new image \mathbf{m}_r ,

$$\mathbf{m}_r = \mathbf{L}^T \mathbf{L} \mathbf{m}_0, \quad (3)$$

Afterwards, the approximate of the inverse of the Hessian matrix \mathbf{H}^{-1} can be found by finding a matching filter \mathbf{m}_0 between \mathbf{m}_r and \mathbf{s} by minimizing the cost function

$$f(s) = \|C(m_o) - sC(m_r)\|^2 + \epsilon\|s\|^2, \quad (4)$$

where C is the curvelet domain operator, and ϵ is Tikhonov regularization weighting factor. Therefore, the output of the curvelet-domain Hessian filter (CHF) single-iteration LS migration can be formulated as

$$m_1 = C^{-1}(|s|C(m_0)), \quad (5)$$

where C^{-1} is the inverse of the curvelet transform operator and $|s|$ is the zero-phased matching filter.

Wang et al. (2016) showed the single-iteration LS PSDM approach based on an approximation of the inverse Hessian matrix with CHF works well for 3D synthetic and real data. It can effectively mitigate illumination holes by recovering amplitude loss, thus improving amplitude fidelity.

Wang et al. (2017) proposed an extension to the CHF approach to iterative LS migration. The approximate inverse Hessian is applied to every iteration of the gradient prior to obtaining the reflectivity for the next iteration. This approach provides the solutions to LS migration after the first iteration

$$m_{i+1} = m_i + C^{-1}[|s|C(L^T(d_0 - Lm_i))]. \quad (6)$$

The CHF operator speeds up the LS migration convergence rate in addition to compensating for illumination effects and mitigating migration artifacts.

In our implementation of LS Kirchhoff migration flow we started with a dual-WAZ Kirchhoff migration to obtain the initial image m_0 without pre-migration interpolation. Then, we demigrated m_0 followed by running a re-migration. The CHF operator was then obtained by comparing m_0 against the re-migration. To obtain the first LS Kirchhoff image m_1 , the CHF operators were applied to the initial image m_0 . Later, further iterations were achieved by demigrating the previous iteration image m_i , then computing the residuals by taking a difference with the recorded data. These residuals were migrated, preconditioned with CHF operators, and obtained a new gradient g_i . The new output was $m_{i+1} = m_i + g_i$. The iterative flow can be re-run with further iterations until the desired output is achieved with no apparent signal energy in the residuals. A two-iteration flow chart of dual-WAZ LS Kirchhoff migration is shown in Figure 4. We found out that the residuals were significantly reduced after applying two iterations of dual-WAZ LS Kirchhoff migration.

Our proposed dual-WAZ LS Kirchhoff migration preserved all the recorded details as well as attenuated migration artifacts effectively. The signal-to-noise ratio of the dual-WAZ LS Kirchhoff migration result (Figures 5d-f) is greatly improved over the raw dual-WAZ Kirchhoff migration (Figures 5a-c). The yellow arrows point towards complex features and faults that are better imaged by the dual-WAZ LS Kirchhoff migration. The trace sampling in some locations is still not optimal in the north-south orientation where we observed some residual swings as shown by the red arrow in Figure 5e. similar observations can be drawn from examining Figures 6[a-f] & 7[a-f]. Furthermore, the dual-WAZ LS Kirchhoff migration broadens the amplitude spectrum compared to the raw dual-WAZ Kirchhoff (Figure 8).

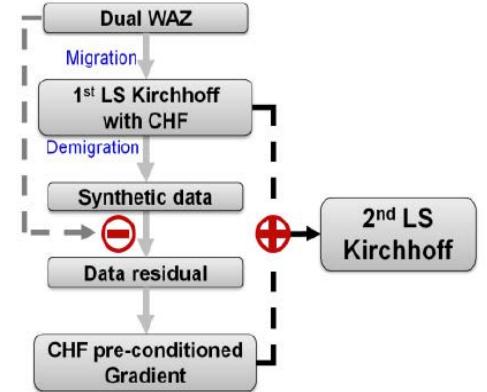


Figure 4: A flow chart for two iterations of CHF pre-conditioned dual-WAZ LS Kirchhoff migration.



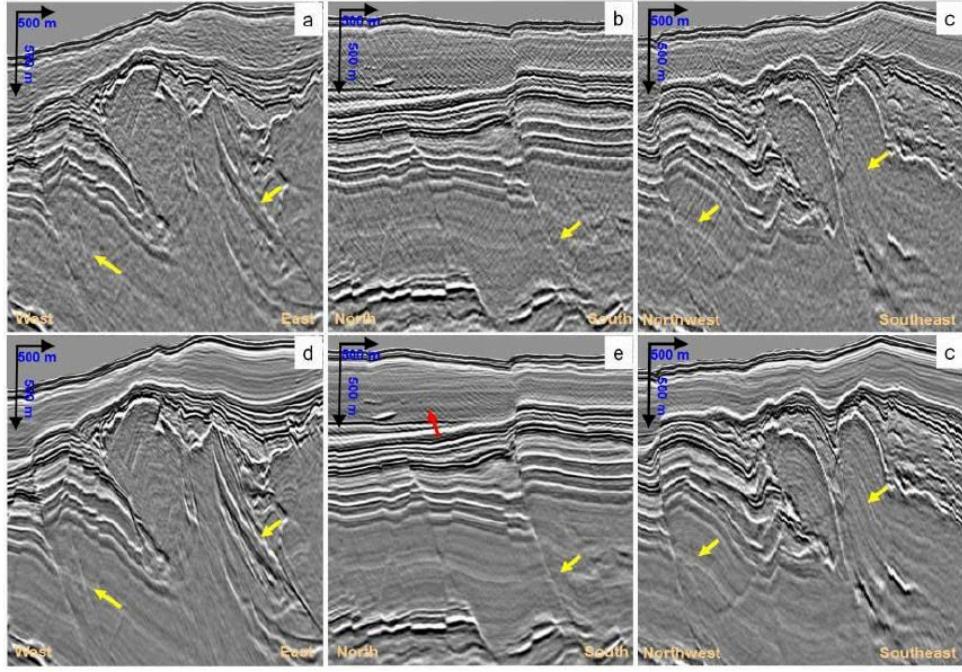


Figure 5: Dual-WAZ LS Kirchhoff images (d, e, and f) are significantly cleaner than dual-WAZ raw Kirchhoff (a, b, and c). The faults and other dipping overburden structures are better imaged by LS Kirchhoff as marked by yellow arrows. In the north-south direction, which is orthogonal to Survey 1, there are residual swings observed after LS Kirchhoff (red arrow).

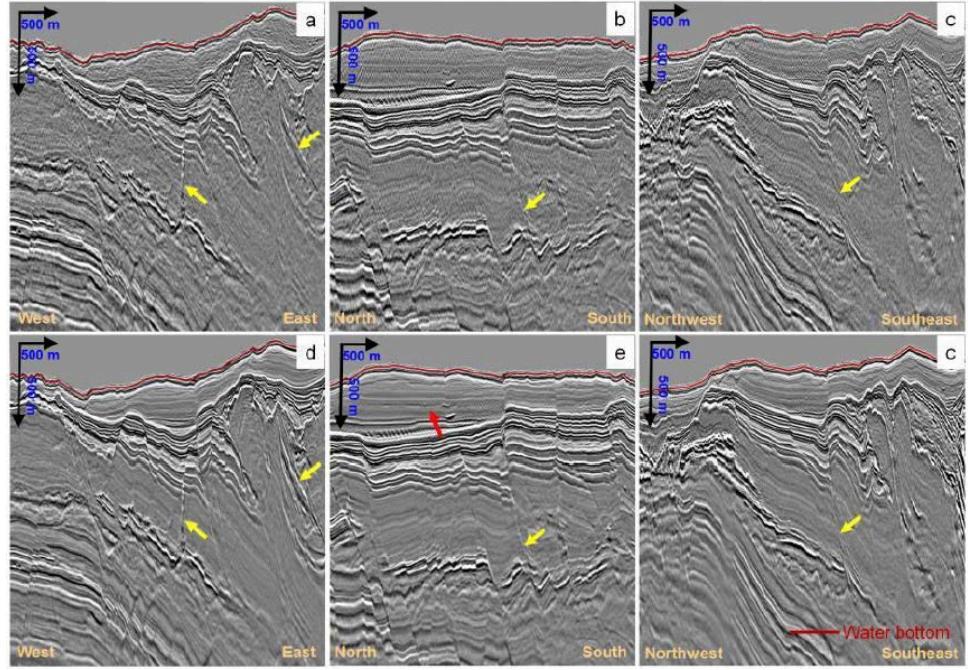


Figure 6: Dual-WAZ LS Kirchhoff images (d, e, and f) are significantly cleaner than dual-WAZ raw Kirchhoff (a, b, and c). The faults and other dipping overburden structures are better imaged by LS Kirchhoff as marked by yellow arrows. In the north-south direction, which is orthogonal to Survey 1, there are residual swings observed after LS Kirchhoff (red arrow).

After two iterations of dual-WAZ LS Kirchhoff, the demigrated data match well with the real data as shown in the data domain QC on Figure 9d vs Figure 9a. We evaluate our dual-WAZ LS Kirchhoff convergence by examining the data domain residuals. Smaller residuals mean that the recorded dual-WAZ time data was well explained by the depth domain image. The residuals in the data domain after dual-WAZ LS Kirchhoff (Figure 9e) are significantly smaller than those after the raw dual-WAZ Kirchhoff migration (Figure 9c).

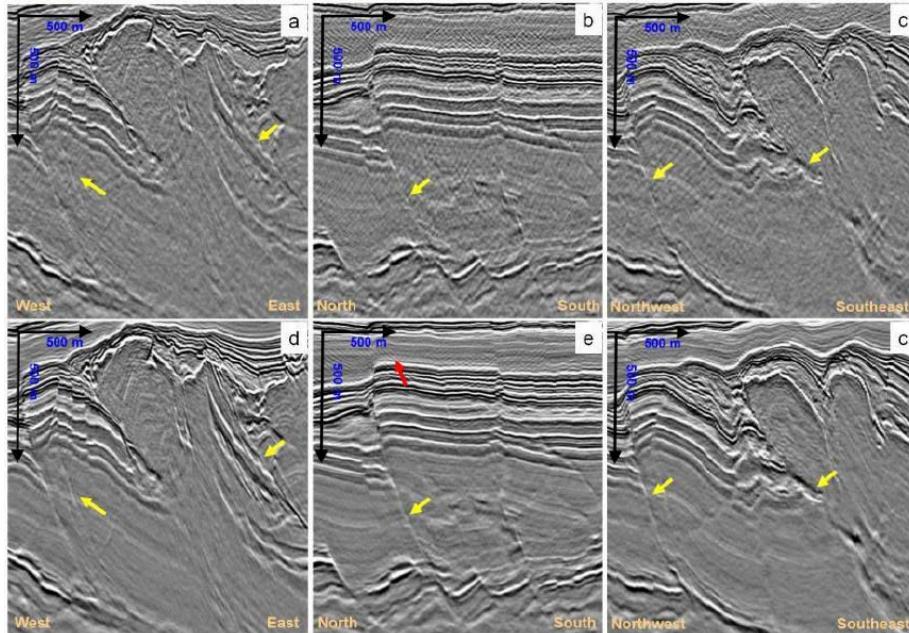


Figure 7: Dual-WAZ LS Kirchhoff images (d, e, and f) are significantly cleaner than dual-WAZ raw Kirchhoff (a, b, and c). The faults and other dipping overburden structures are better imaged by LS Kirchhoff as marked by yellow arrows. In the north-south direction, which is orthogonal to Survey 1, there are residual swings observed after LS Kirchhoff (red arrow).

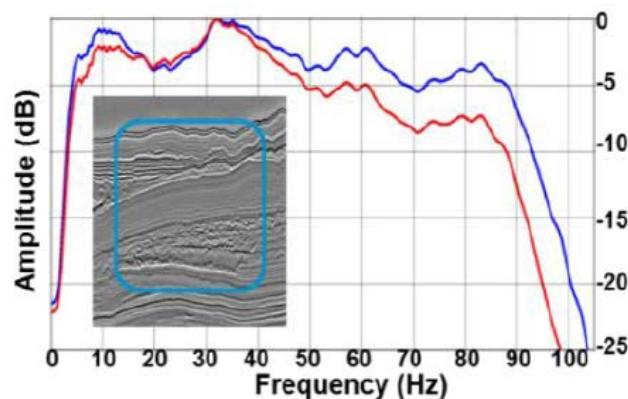


Figure 8: Dual-WAZ LS Kirchhoff migration (blue curve) has a wider spectrum than dual-WAZ Kirchhoff migration (red curve). The spectra were measured inside the light blue box.

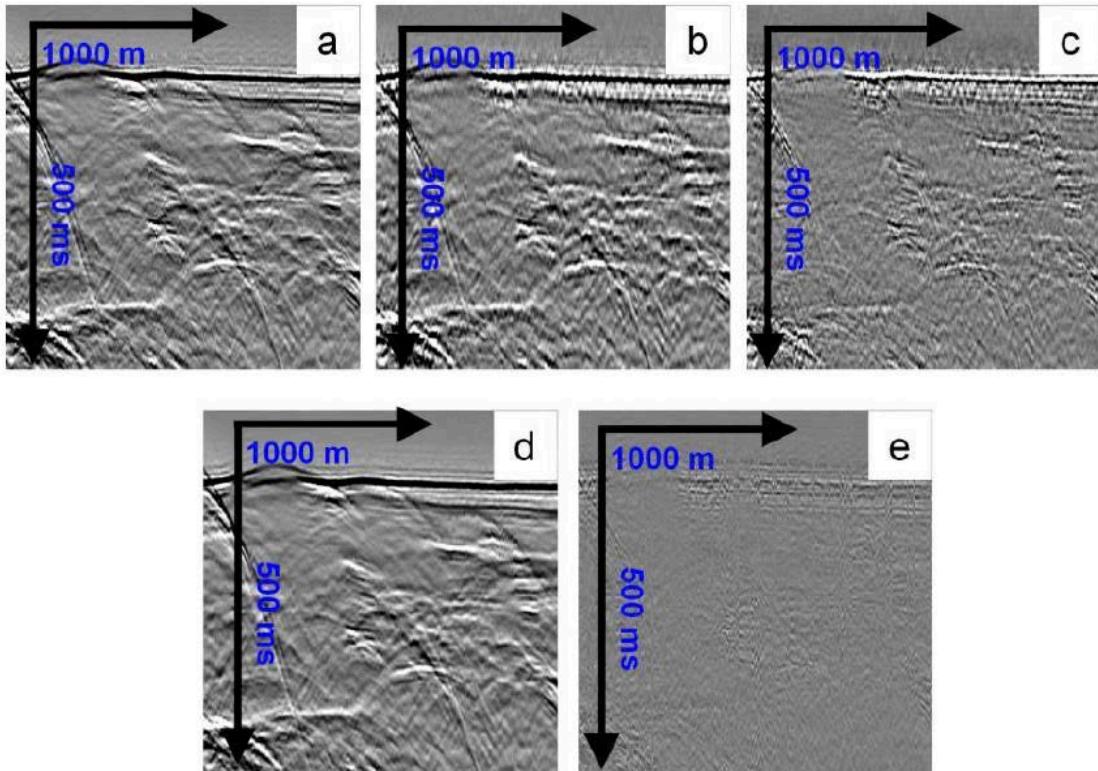


Figure 9: In the data domain, at offset 900 m, (d) demigrated data after two iterations of dual-WAZ LS Kirchhoff migration are closer to (a) input data than (b) demigrated data after raw dual-WAZ Kirchhoff migration. (e) The data domain residual (input – demigration output) after two iterations of LS Kirchhoff migration is significantly smaller than (c) the residual after raw Kirchhoff migration.

Conclusions

Azimuthal differences and trace sparsity cause problems when merging WAZ surveys for the purposes of shallow imaging. The conventional pre-migration 3D interpolation is often not the best solution when merging multiple surveys with different azimuths.

We showed an effective way to merge dual-WAZ data sets together using preconditioned LS Kirchhoff migration. It mitigates migration artifacts, caused by trace sparsity, as well as taking full advantage of the recorded information in the dual-WAZ datasets. The iterative LS Kirchhoff flow overcomes poor trace density drawback which is typical of WAZ surveys. We provided a high-resolution shallow image by successfully

migrating dual-WAZ data sets with two iterations of LS Kirchhoff on a dense grid of 12.5 m x 12.5 m.

LS migration takes care of survey merging at the migration stage. Carefully designed survey matching between the WAZ surveys and good pre-processing are important before migration. The LS Kirchhoff proposed flow is flexible and can handle the merge of any number of difference surveys.

For the least residuals and best LS Kirchhoff image, a good set of velocity parameters using all data sets involved in the migration are essential. This fact is well-known but often overlooked when implementing LS migration. Sub-optimal velocity parameters may result in destructive interference of events from the different surveys involved in the flow and

often does not guarantee convergence.

A single WAZ survey LS Kirchhoff flow can somewhat produce better shallow images with improved S/N compared to conventional Kirchhoff migrations. However, the proposed LS Kirchhoff migration flow is not a substitute of dense acquisitions. Our results showed some residual swings in the dual-WAZ LS Kirchhoff image due to trace sparsity, so more swings are expected in the case of a single WAZ.

References

Nemeth, T., C. Wu, and G. T. Schuster, 1999, Least-squares migration of incomplete reflection data: *Geophysics*, 64(1), 208–221.

Schuster, G. T., 1993, Least-squares cross-well migration: 63rd Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 110–113.

Tarantola, A., 1987, *Inverse problem theory: Methods for data fitting and model parameter estimation*: Elsevier Science Publishing Company.

Wang, M., S. Huang, and P. Wang, 2017, Improved iterative least-squares migration using curvelet-domain Hessian filters: 87th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 4555–4560.

Wang, P., A. Gomes, Z. Zhang, and M. Wang, 2016, Least-squares RTM: Reality and possibilities for subsalt imaging: 86th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 4204–4209.

Wang, P., S. Ray, and K. Nimsaila, 2014, 3D joint deghosting and crossline interpolation for marine single-component streamer data: 84th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 3594–3598.



High Resolution Imaging with Shallow Water OBC Data in Offshore Mexico

Yao Yu, Timmy Dy, Óscar Pérez, Jianhua Wu, Jing Yang (CGG);
Alfredo Vázquez Cantú (PEMEX)

CMP2018_GC74
Artículo presentado
en el CMP / 2018

● Summary

Significant challenges exist in the processing and imaging of OBC data, especially in very shallow water environments, e.g., ~15m water depth. The very close distance between the source and water bottom invokes very strong mud-roll noise that covers the near offset signal. The small time delay between the up-going and down-going wave-fields made it difficult for PZ calibration to separate the wave-fields. In addition to this, very shallow water environments also make demultiple very challenging, since strong water bottom related multiple energy lies around or on top of primary signal. On the model building side, the lack of near-angle data and sparse shot/receiver distribution pose great challenges for conventional tomography to give reliable updates. We present a workflow combining state-of-art technologies in denoise, shallow water demultiple, and Full Waveform Inversion (FWI) to provide high-resolution images with OBC data in very shallow water depths in offshore Mexico.

Introduction

We present a study of OBC processing and model building for a shallow water area in offshore Mexico. The water bottom depth in this area ranges from 10m to 20m. The extremely close distance between the source and water bottom results in strong mud-roll noise covering the near offset signal. We used a conical model extraction scheme in the sparse Tau-P domain to generate the noise model for adaptive subtraction. A 3D shallow water demultiple technique was used to provide a kinematic and amplitude friendly multiple model for multiple attenuation. Due to the lack of near offset data and sparse cross-spread, we mainly relied on Full Waveform Inversion (FWI) (Zhang, 2018;

Sirgue, 2009) to get a high-resolution sediment velocity model. Reflection-based FWI (RFWI) provided model updates in deeper sections. In the following sections, we summarize the key aspects of shallow water imaging.

Shallow water OBC survey

In this work, the area of interest is located at offshore Mexico, covering about 520km² of very shallow water with an average water bottom depth of 15m. Input data for this work is two-component ocean bottom cable (OBC) data containing a hydrophone sensor alongside 1 geophone sensor for Z component. The receiver cables are deployed with a 600m spacing accompanied with perpendicular surface shooting with 450m shot line spacing. The OBC data has full azimuth coverage within 8km while maximum offset can reach about 10km.

Mud-roll Noise Attenuation

In a shallow water environment, mud-roll is often dominant and appears as coherent noise in OBC data. It is usually aliased due to slower velocity and large spatial sampling. Mud- roll noise must be attenuated to unveil the useful reflection information. The key feature of mud-roll noise is strong in amplitude and circular in shape. The noise model can be extracted in cross-spread domain using sparse Tau-P transform and then subtracted from the data. The advantage of using a sparse Tau-P transform is that it can catch the very strong noise signal without touching the weaker primary signal. Mud-roll noise has dominating strong amplitude, a conical shape in 3D view, and is aliased in inline and crossline view (Figure 1a). The noise model was extracted using sparse Tau-P transform and then subtracted from the data, unveiling the signals hidden underneath. (Figure 1b,c)



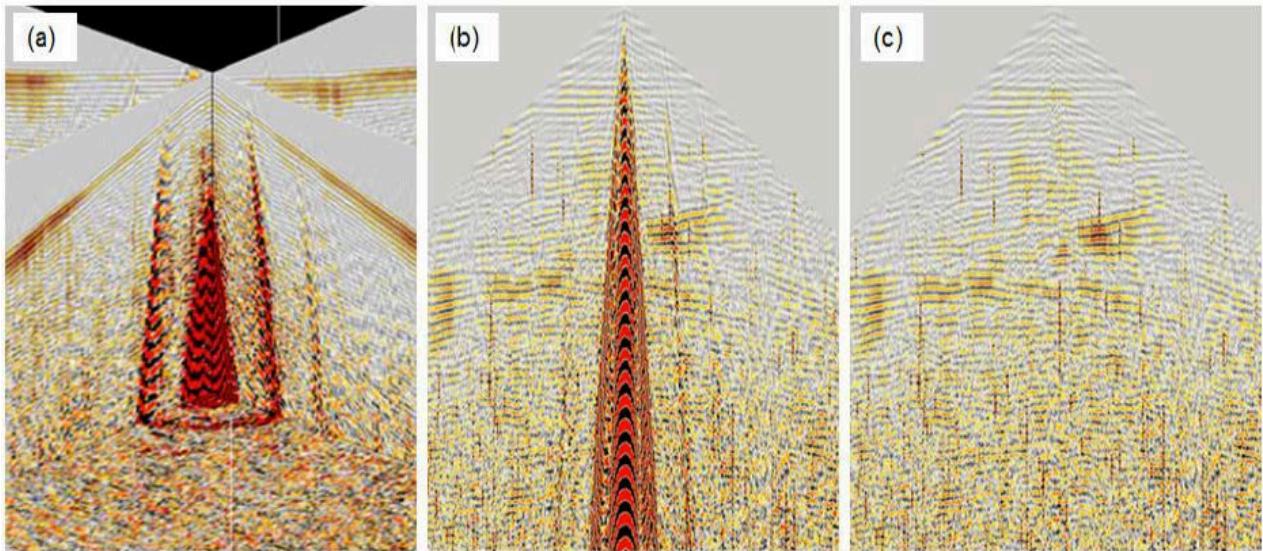


Figure 1. Mud-roll noise attenuation: (a) 3D view of mud-roll noise; (b) brute stack before mud-roll attenuation; (c) brute stack after mud-roll attenuation.

Shallow Water Demultiple

Multiple attenuation for shallow water data remains a significant challenge in seismic processing. In the extreme shallow water situation, the multiple energy lies all around and on top of primary reflection. A shallow water demultiple technique was used to generate a kinematic and amplitude friendly multiple model followed by a curvelet-domain adaptive subtraction. Figure 2 shows a comparison of migration images before and after multiple attenuation. In Figure 2(a), the multiples cross over and cover the true fault event. In Figure 2(b), we are able to reveal the true fault structure after successfully removing the multiple energy.

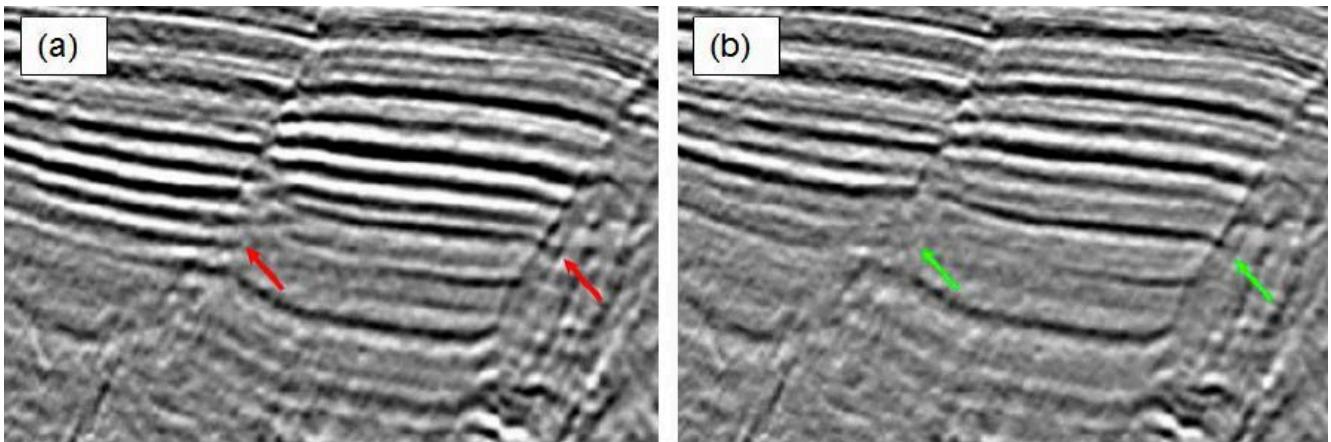


Figure 2. PSDM Kirchhoff images before and after de-multiple by 3D shallow water demultiple: (a) inline view before de-multiple; (b) inline view after de-multiple;

Full Waveform Inversion (FWI)

In the shallow water environment, the lack of near angle data and wavelet stretch at far angles make it very difficult for conventional tomography velocity updates. On the other hand, thanks to the long offset and full azimuthal coverage of OBC data, FWI provides a high-resolution, geologically conformal model. Figure 3 shows the initial and FWI updated velocity models overlaid on the respective Kirchhoff images. The FWI updated model has higher resolution and better conforms to geologic structures. As a result, Kirchhoff image shows better event coherency and more clear fault structure with the FWI updated model. In Figure 4, we show another example, where the FWI update provides a more accurate, geologically conformal model. With better model, a better image of the fault structure and improved deeper events are achieved.

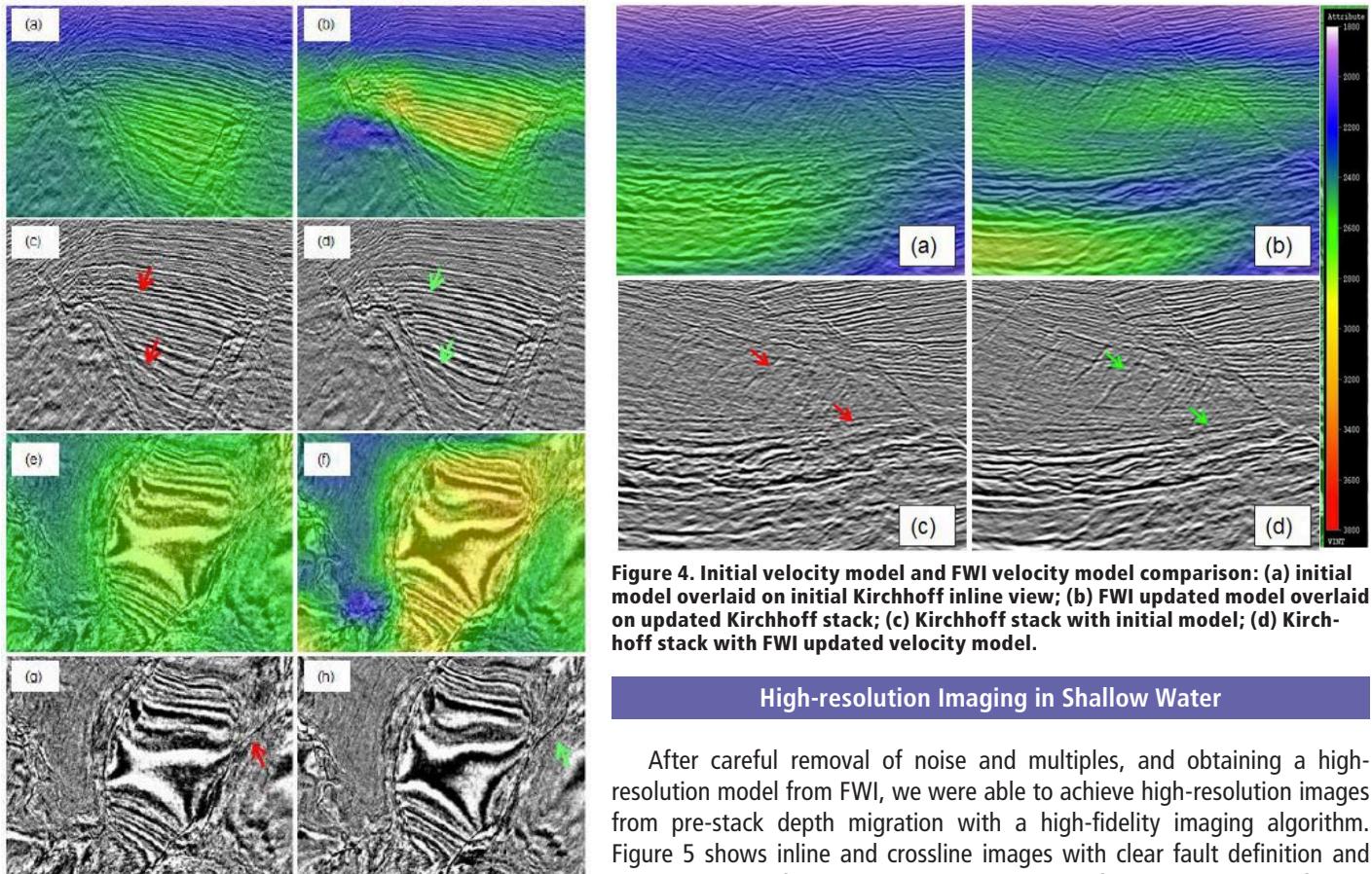


Figure 3. Initial velocity model and FWI velocity model comparison: (a) initial model inline view; (b) model after FWI update inline view; (c) Kirchhoff stack with initial model inline view; (d) Kirchhoff stack with FWI model inline view; (e) initial model top view at Z=1900m; (f) model after FWI update top view at Z=1900m; (g) Kirchhoff stack with initial model top view at Z=1900m; (h) Kirchhoff stack with FWI model top view at Z=1900m.

Figure 4. Initial velocity model and FWI velocity model comparison: (a) initial model overlaid on initial Kirchhoff inline view; (b) FWI updated model overlaid on updated Kirchhoff stack; (c) Kirchhoff stack with initial model; (d) Kirchhoff stack with FWI updated velocity model.

High-resolution Imaging in Shallow Water

After careful removal of noise and multiples, and obtaining a high-resolution model from FWI, we were able to achieve high-resolution images from pre-stack depth migration with a high-fidelity imaging algorithm. Figure 5 shows inline and crossline images with clear fault definition and high-resolution of strata. Depth slides at depths of 1900m and 2500m further confirm fault blocks we observed in inline and crossline sections (Figure 6).

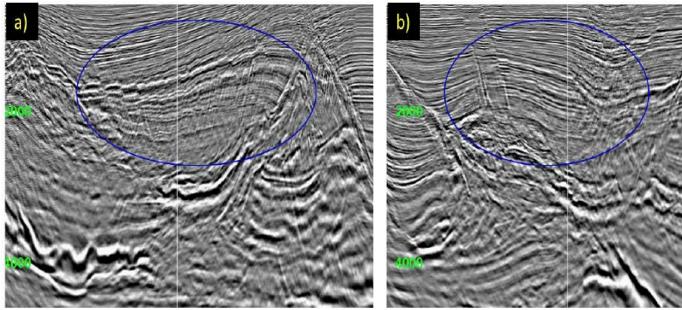


Figure 5. Inline (a) and crossline (b) of the high-resolution shallow water imaging with OBC. Images have both high and low frequencies, with fault blocks clearly imaged.

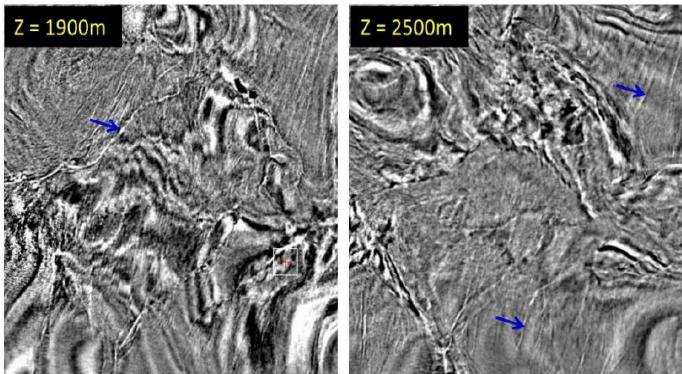


Figure 6. Depth slides at 1900m and 2500m of the high-resolution shallow water imaging with OBC. The images will be helpful to extract faults (blue arrows), which will be very helpful to delineate reservoir properties.

Conclusions

Shallow water OBC imaging has many challenges, especially for the very shallow water environment with water depth of ~15m. We utilized various state-of-the-art techniques and solutions to address those major challenges in mud-roll noise attenuation, demultiple and velocity model building, which resulted in high-resolution images for exploration and development.

Acknowledgments

We thank Pemex for permission to publish this work. We thank Shouting Huang, Weiping Gou and Yan Huang for helpful discussions. We thank Can Peng for his work in mud-roll noise attenuation using sparse Tau-P transform.

References

Peng, C., technical reference, conical mud roll noise extraction in sparse Tau-P domain

Zhang, Z., Mei, J., Lin, F., Huang, R., and Wang, P., 2018, Correcting for salt misinterpretation with Full-waveform inversion, SEG, submitted

Sirgue, L., Barkved, O. I., Van Gestel, J. P., Askim, O. J., and Kommedal, J. H., 2009, 3D waveform inversion on Valhall wide-azimuth OBC: 71st Conference & Exhibition, EAGE, Extended Abstracts, U038, doi:10.3997/2214-4609.201400395.

Professional Background of Author and Coauthors:

Yao Yu has a PhD in Mathematics. He is an imaging project leader at CGG with 4 years of experience in offshore seismic processing and imaging.

Timmy Dy has a BS in Physics. He is an imaging team Leader at CGG with 8 years of experience in onshore, offshore, and borehole seismic processing.

Jianhua Wu has a PhD in physics. He is a staff seismic imager at CGG with 5 years of experience on onshore and offshore seismic processing.

Oscar Pérez has an MSc in Geophysics from the Universidad de Guadalajara. He is a seismic processor at CGG with 4 years of experience on offshore seismic data imaging. Jing Yang has a PhD in Mechanical Engineering. She is an imaging team leader at CGG with 10 years of experience on seismic image processing.

Mejorando la Calidad de Sísmica Somera Mediante Interpolación Radial por Matching Pursuit Fourier Interpolation 5D

J. L. Vera Badillo², F. L. Diaz Perez¹, Alexis Carrillat¹, F. Valencia Flores²,
F. Lizarraga Ruiz², ¹PetroSPM, ²WesternGeco

CMP2018-GC83

Artículo presentado
en el CMP / 2018

● Resumen

El método conocido como *Matching Pursuit Fourier Interpolation 5D* (MPFI-5D) puede ser utilizado para mejorar el cubrimiento en zonas donde existan vacíos operacionales dentro de un área adquisición. Este método también se usa para transformar la información sísmica de una adquisición planeada originalmente como ortogonal a una geometría radial, donde los datos se encuentren regularizados en acimut y offset a intervalos fijos, beneficiando el trabajo de procesamiento sísmico y mejorando la imagen final, particularmente en la parte somera. Adicionalmente, también permite preservar mejor la variación de la amplitud con respecto al offset (AVO), así como la variación del AVO con respecto al acimut (AVOAz), que son utilizadas en los procesos de inversión sísmica con objetivos de caracterización de yacimientos. La interpolación 5D es particularmente efectiva para mejorar el proceso de imagen en la parte somera de la información, que comúnmente es afectada por las limitaciones de cubrimiento inherentes al levantamiento con geometrías ortogonales.

En el presente trabajo se comparan los resultados de la imagen sísmica tras la aplicación de una interpolación MPFI-5D radial con una aplicación ortogonal, así como con los resultados de no efectuar ningún proceso de interpolación.

Introducción

La implementación de procesos de interpolación/regularización disponibles en el mercado para levantamientos terrestres 3D ha estado comúnmente ligada a la geometría del levantamiento en el que se aplican. Aunque esta aproximación puede traer beneficios al proceso de imagen, incluyendo un mejor cubrimiento en general, estos beneficios no se ven en la parte somera de la información, en donde la naturaleza ortogonal de las geometrías de adquisición trae consigo una limitante en el cubrimiento, muy difícil de compensar adecuadamente mediante dichos métodos tradicionales. Adicionalmente, algunas de

las implementaciones disponibles carecen de un manejo adecuado del “aliasing”, obteniendo resultados indeseables en zonas de geología con pendientes pronunciadas o en la presencia de difracciones.

El muestreo espacial irregular ocasiona que la energía de ciertas frecuencias espaciales se filtre a frecuencias cercanas si se realiza una transformada discreta de Fourier (DFT), aún si la DFT puede utilizar las posiciones exactas del dato de entrada y pesos para compensar variaciones en la densidad de muestreo.

Para mejorar los resultados que podrían obtenerse utilizando una DFT durante el proceso de interpolación, es posible tratar la transformación de datos con muestreo espacial irregular como un problema de estimación/inversión. Específicamente, es posible utilizar una aproximación de tipo “matching pursuit” (Schonewille et al 2009).

Esta aproximación, bastante robusta en su implementación, permite también manejar adecuadamente el problema de aliasing mediante el uso de “priors” o funciones de ponderación que identifican los componentes espectrales principales en frecuencias bajas y los extrapolán a frecuencias afectadas. En su modalidad de aplicación en 5D, permite transformar el dato de salida de regreso al dominio espacial original en la configuración geométrica deseada, ya sea ortogonal o radial.

Para este trabajo se realizó una comparación entre una configuración geométrica ortogonal similar a la del dato de entrada y una configuración geométrica radial, con una distribución determinada de acimuts y offsets a intervalos específicos.

Descripción de interpolación radial por método de MPFI-5D

En general se conocen los beneficios que provee un levantamiento de acimut completo gracias al incremento en iluminación del subsuelo, tales como el aumento de detalle en estructuras complejas



y discontinuidades, el incremento en la capacidad de discriminación de ruido superficial, una mayor estadística para la determinación de soluciones estáticas, etcétera. Además, este tipo de adquisición también puede proveer información sobre variaciones acimutales en esfuerzos debidos, por ejemplo, a la presencia de fracturas o esfuerzos diferenciales.

El procesamiento de datos de acimut completo trae consigo nuevos desafíos en cuanto a cómo dividir los datos sísmicos antes de la migración pre-apilado, lo que comúnmente lleva a dividir el dato en diferentes sectores acimutales, mosaicos de offset-vector ("offset vector tiles" u OVT's), o conjuntos de offset-vector común ("common offset vector gathers" u COV's), (Vermeer, 2012).

Cada uno de estos métodos trata de preservar la información de la amplitud con respecto al offset y acimut adquirido, pero todos ellos sufren de una mezcla o promedio de valores sobre ciertos rangos de offsets y acimuts, lo que afecta la calidad de la imagen final y potencialmente la capacidad de extraer atributos sísmicos útiles. Los posibles errores generados por este proceso debido al promedio en valores, se vuelven significativos para geometrías irregulares como las realizadas típicamente en la adquisición sísmica terrestre 3D.

Estrategias como aumentar el tamaño de celda, o regularizar/interpolar a un espaciamiento más corto entre líneas (Hunt et al., 2010) ayudan a reducir el problema, sin embargo, siguen presentando cierto promedio en offsets y acimuts, lo cual no se desea, particularmente si se quiere utilizar la información para procesos de caracterización de yacimientos utilizando herramientas de inversión sísmica AVO/AVOAz.

Otra limitante de las geometrías ortogonales es el bajo número de trazas de offset cercano, que conlleva a una disminución en la calidad de los apilados de ángulo cercano y tiene un impacto negativo en la extracción de atributos sísmicos.

MPFI-5D puede utilizarse para reconstruir información sísmica desde la geometría de adquisición original (comúnmente ortogonal para el caso terrestre), a una geometría radial, en donde los datos son regularizados en acimut y distancia fuente- receptor (offset) a intervalos específicos.

Los conjuntos de información (Gathers) que se obtienen, pueden

ser utilizados para procesos de imagen e inversión sísmica, análisis acimutal de velocidad y atenuación de ruido para mejorar la calidad de la imagen final respecto a lo que se obtendría en el caso de interpolación ortogonal. Además, permite capturar efectos no sólo de variación isotrópica de amplitud contra offset (AVO), sino también efectos de AVO variantes en acimut, conocidos comúnmente como AVOAz. (B. Mitchel, 2015).

Descripción de pruebas y resultados obtenidos

Se realizaron dos pruebas de interpolación utilizando el método de MPFI-5D en un conjunto de datos sísmicos terrestres adquiridos con una geometría ortogonal en el norte de México. Algunos parámetros de adquisición que fueron relevantes para la prueba pueden observarse en la siguiente tabla.

Parámetro de geometría	Valor
Distancia entre líneas fuente	280 m
Distancia entre líneas receptor	160 m
Distancia entre estaciones fuente	40 m
Distancia entre estaciones receptor	40 m
Acimut de líneas fuente	17.5°
Acimut de líneas receptor	107.5°

Tabla 1 – Parámetros de geometría en dato de entrada.

Para la primera prueba se definió la geometría de salida igual a la definida nominalmente para el dato de entrada, pero incrementando al doble la densidad de trazas en cada locación de salida (es decir, en cada conjunto de trazas con punto medio común, "Common Mid-point Gathers" o CMP Gathers). Esto se logró disminuyendo a la mitad el intervalo observado entre líneas fuente, de manera que la geometría de salida quedó como se observa en la Tabla 2.

Parámetro de geometría	Valor
Distancia entre líneas fuente	140 m
Distancia entre líneas receptor	160 m
Distancia entre estaciones fuente	40 m
Distancia entre estaciones receptor	40 m
Acimut de líneas fuente	17.5°
Acimut de líneas receptor	107.5°

Tabla 2 – Parámetros de geometría en interpolación ortogonal.



El incremento de densidad de trazas permite un mejor cubrimiento del dato en la parte somera, como puede observarse en la figura 1. En la gráfica de distribución polar de offset contra acimut 1a y 1b puede observarse una comparación en planta entre las dos geometrías (considerando valores recíprocos de acimut), donde se observa cómo la interpolación rellena los datos faltantes debidos a falta de cobertura en la adquisición.

La segunda prueba consistió en definir una geometría de salida radial, completamente distinta e independiente del tendido ortogonal presente en la entrada. Una de las ventajas de métodos como MPFI-5D, es que permiten reconstruir el dato interpolado en cualquier geometría elegida. En este caso, se definió de manera explícita la distribución de offsets y acimuts deseada en cada CMP, con lo que es posible muestrear de manera mucho más densa acimuts de particular interés.

Para visualizar las diferencias entre geometrías se observa la distribución de acimuts y offsets de dos diferentes formas:

- Graficando la dispersión de ambas propiedades para una posición determinada, gráficas 2a, 2b y 2c (en geometrías ortogonales, esto es conocido como gráfica de collar o herradura, "necklace/horseshoe plot", aunque es posible notar que para geometrías radiales la distribución no obedece a esa forma geométrica).
- Graficando los atributos en un gráfica polar, con el offset como parámetro radial y el acimut como parámetro angular. Esta distribución es muy útil para visualizar de manera explícita la localización de cada traza a partir de un CMP, en vista de planta como puede observarse en las gráficas de distribución polar de offset contra acimut 1a, 1b y 1c.

Los resultados de la interpolación fueron evaluados en el dominio de los Gathers CMP/offset y el dominio del apilado. Adicionalmente, ya que con este tipo de interpolación se beneficia el cubrimiento particular de los acimuts preferenciales, resulta también provechoso evaluar los resultados en el dominio de conjuntos de datos en CMP/offset/acimut, llamados también Gathers espiral o Gathers

"Common offset Common azimuth" o COCA Gathers, así como en el dominio del conjunto de datos CMP/acimut/offset o CACO Gathers.

Los COCA Gathers permiten visualizar (ya sea directamente en dominio de Gathers o apilando la información), la variación en amplitud y tiempos de arriba dependiente de la dirección de iluminación, lo que es particularmente útil en zonas con geología compleja o con variaciones asociadas a propiedades acimutalmente variables, como en el caso de un ambiente con isotropía transversa horizontal ("Horizontal Transverse Isotropy" o HTI).

En la figura 2 se observan los beneficios de la interpolación radial en el dominio del Gather CMP.

Cabe resaltar que una característica importante de la interpolación radial, es que permite preservar toda esa información acimutal durante el proceso de imagen (ya sea en tiempo o en profundidad), mediante una migración independiente de los conjuntos de traza con cada combinación de offset y acimut (conocido como Gathers de offset y vector común, "Common Offset Vector Gathers" o COV's).

Los COV's se caracterizan por tener una densidad de trazas en offset considerablemente mayor para cada sector acimutal que la que es normalmente posible con esquemas ortogonales de migración para preservación de información acimutal, como lo son los OVT's. Particularmente, la información somera es la que se ve mayormente beneficiada, ya que por las características naturales de una adquisición ortogonal (aún después de un proceso de interpolación/regularización) se tiene un cubrimiento bastante pobre de los offsets muy cercanos y por tanto una incertidumbre en los eventos de reflexión en la parte somera. En la figura 3 se observa el beneficio particular que el proceso radial brindó a la imagen migrada.

Finalmente, en la figura 4, se observa una zona en donde se evidencia la ventaja de tener información migrada, acimutalmente variable y con una buena cobertura, ya que puede verse que la información en una misma zona compleja (en este caso por la presencia de fracturamiento), puede ser muy distinta dependiendo del acimut de iluminación.

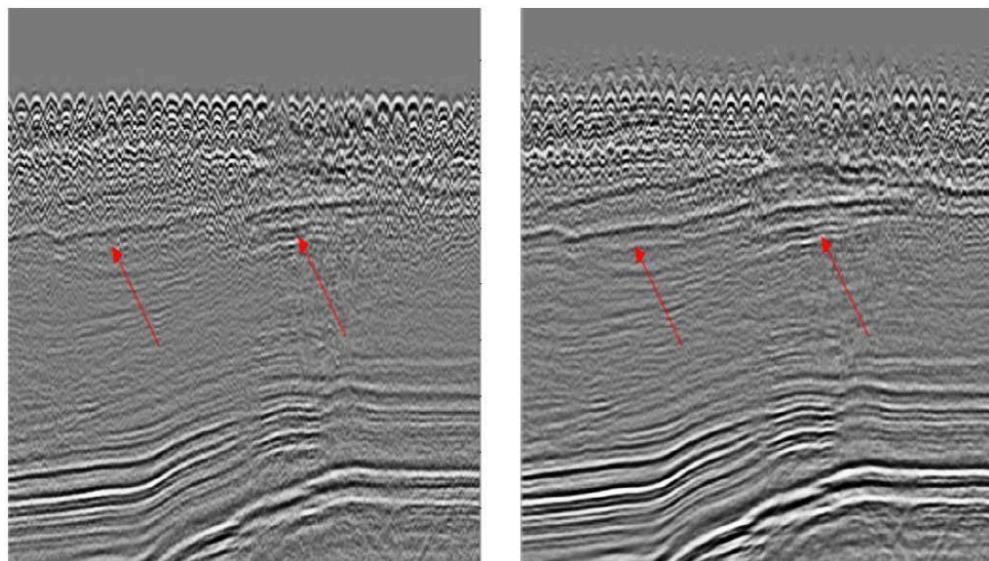


Figura 1 – Apilado de dato de entrada (izquierda), apilado de dato con interpolación ortogonal (derecha). El evento somero se define mejor en toda la sección.

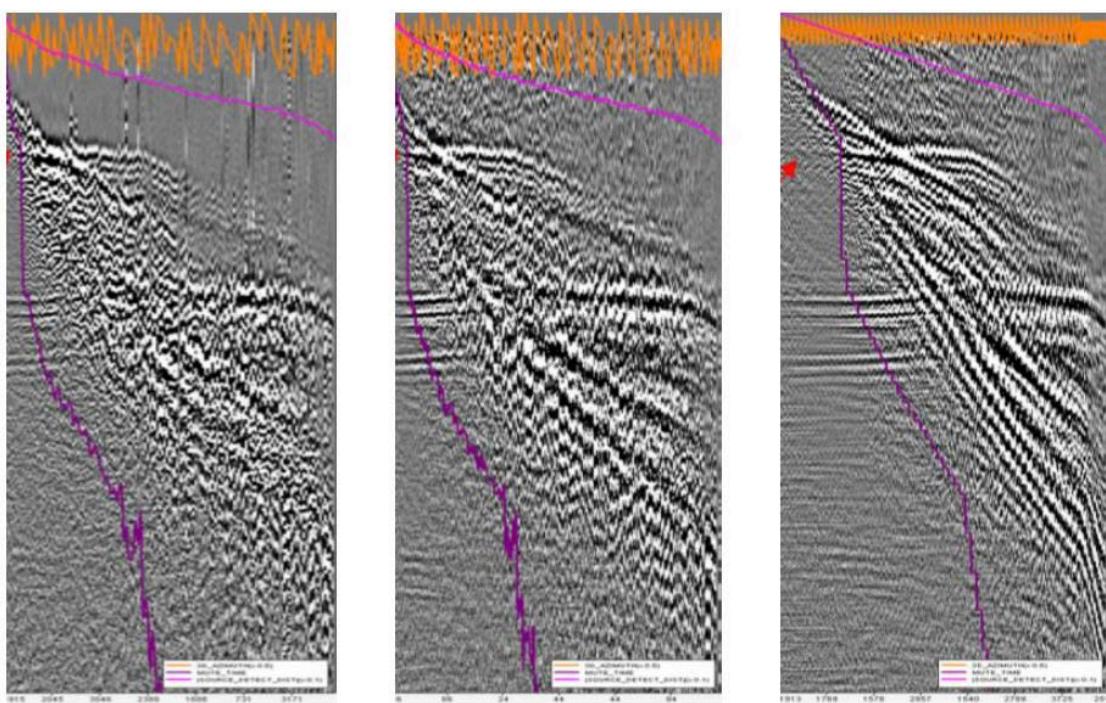


Figura 2 – CMP gather de dato de entrada (izquierda), con interpolación ortogonal (centro) y con interpolación radial (derecha). Puede observarse el incremento de cobertura particularmente para eventos someros.

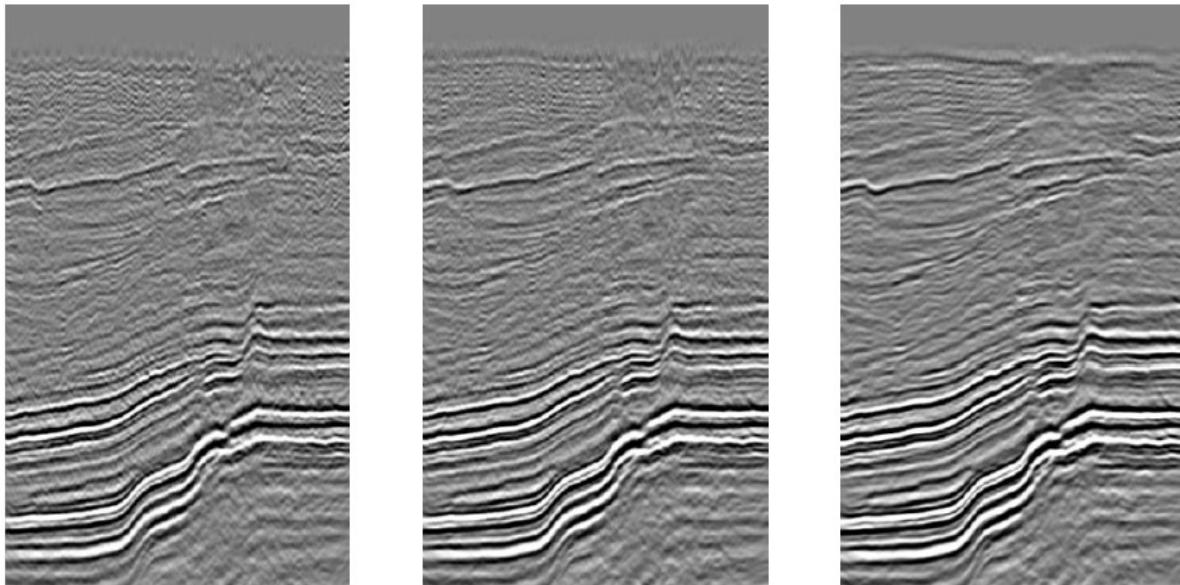


Figura 3 – Migración en tiempo de dato de entrada (izquierda), dato con interpolación ortogonal (centro) y dato con interpolación radial (derecha). La interpolación radial redujo considerablemente la presencia de ruido coherente, particularmente en la zona somera.

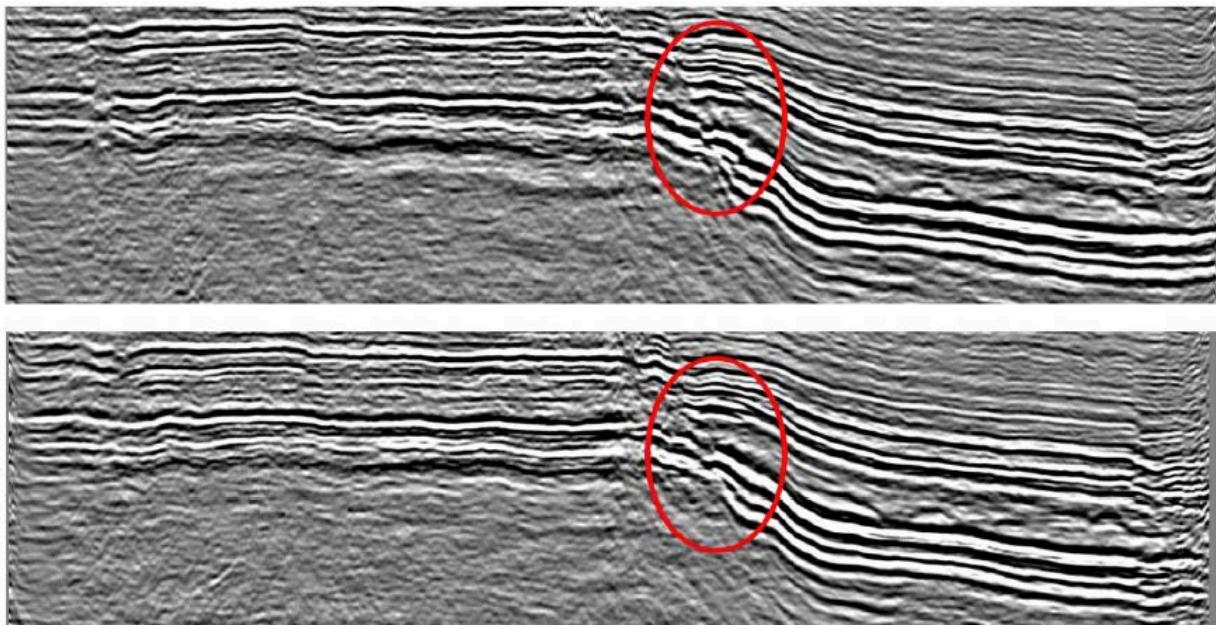
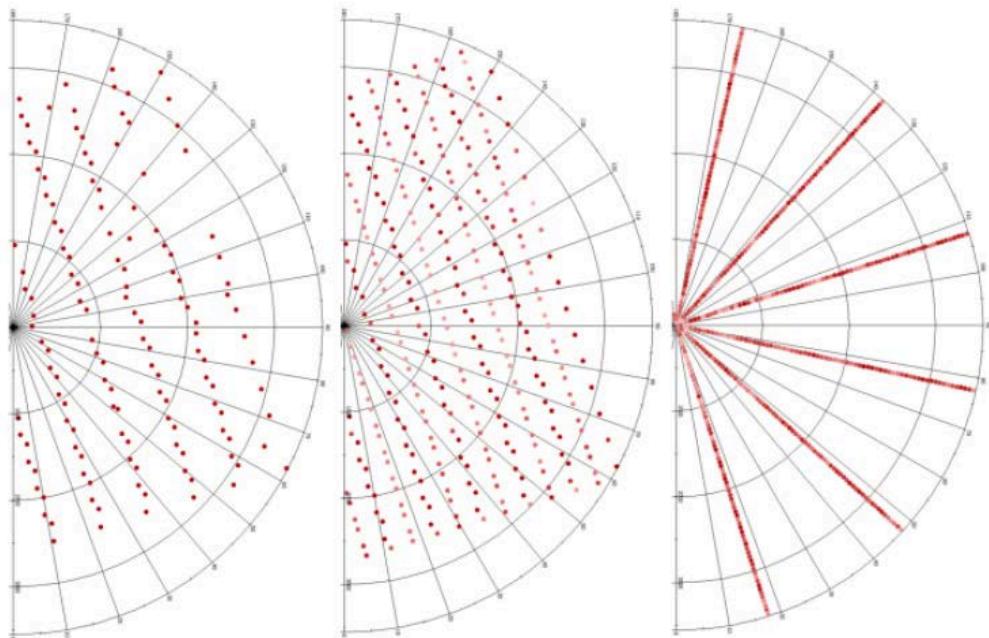
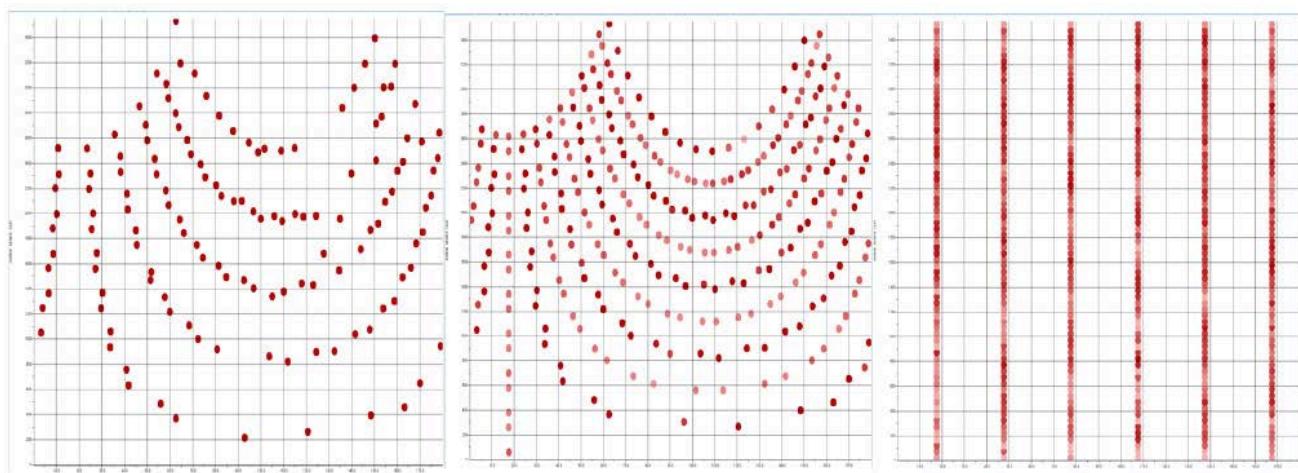


Figura 4 – Apilado parcial de migración en tiempo en COVs para acimut de 60° (arriba) y 150° (abajo). La mayor iluminación de la falla en la dirección perpendicular a la misma es evidente. La información manifestaría una mayor mezcla en una migración en OVT's u Offsets.



**Gráfica 1 – Distribución polar de offset contra acimut en las diferentes geometrías: (a) Dato de entrada
(b) Dato con interpolación ortogonal (c) Dato con interpolación radial.**



Gráfica 2 – Dispersion de offset contra acimut en diferentes geometrías (a) Dato de entrada (b) Dato con interpolación ortogonal (c) Dato con interpolación radial.

Conclusiones

La interpolación radial brinda beneficios considerables, particularmente en adquisiciones cuyos objetivos son someros, así como proyectos en los que se busque explorar las variaciones acimutales de propiedades mediante métodos de inversión acimutal. Provee información pre-apilado con una cobertura de trazas de offset cercano mayor a la encontrada típicamente en un esquema ortogonal, también entrega información de imagen que puede ser directamente utilizada para realizar procesos de caracterización de yacimientos que busquen propiedades acimutalmente variables por medio de inversión de los datos sísmicos. Para su aplicación, se deben conocer las direcciones acimutales preferenciales que se deseen explorar, ya que una vez definidas y el dato interpolado en esas direcciones, quedan fijas para el resto del proceso de imagen y todos los procesos subsecuentes.

Agradecimientos

Agradecemos por su apoyo a la Subdirección de Producción Bloque Norte, al Grupo Multidisciplinario de Alianzas y Asociaciones, a Nohe Flores Garrido, Carlos Alejandro Reyes López y a Carlos Correa Guerrero.

Referencias

Schonewille, M., Klaedtke, A., Vigner, A., Brittan, J., Martin, T., 2009, Seismic data regularization with the anti-alias anti-leakage Fourier transform: First Break Issue 9, vol. 27.

Hunt, L., Downton J., Reynolds S., Hadley S., Trad D., and Hadley M., 2010, The effect of interpolation on imaging and AVO: A Viking case study, Geophysics, Vol. 75, No. 6, November-December 2010; P. WB265–WB274.

Mitchell, B., G. Busanello, Radial MPFI: optimally prepare the surface seismic dataset for azimuthal studies and inversion, Extended Abstracts, EAGE Madrid, 2015.

Vermeer, G.J.O., 3-D Seismic survey design, 2nd Edition, Society of Exploration Geophysicists, 2002.

Trayectorias profesionales

José Luis Vera Badillo. Egresado de la carrera de Ingeniería Física Industrial del Instituto Tecnológico y de Estudios

Superiores de Monterrey en el 2006, inició su trayectoria profesional como Analista Sísmico en el Centro de Procesado de Datos Sísmicos de WesternGeco en Poza Rica, Veracruz. Ha trabajado en una serie de proyectos 2D y 3D de procesamiento e imagen sísmica en tiempo y profundidad en cuencas alrededor América Latina.

Francisco Luis Díaz Pérez.

Egresado de la carrera de Ingeniería Geofísica de la Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela en 1998. Con una especialización en Ingeniería de Yacimientos, 1998 y modelado estático en el año 2002, ambas adquiridas en el Centro Internacional de Educación y Desarrollo de Petróleos de Venezuela. Con una Maestría en Ingeniería de Petróleo de Heriot Watt University, United Kingdom, 2014

Francisco se desenvuelve como consultor en Interpretación sísmica para caracterización de yacimientos/planes de desarrollo de campo y a su vez como consultor en modelado estático de yacimientos. Su trabajo se basa en la Integración de interpretación sísmica, registros de pozos y atributos sísmicos para desarrollo de campos. Creación de modelos de velocidades, integrando y calibrando diferentes tipos de velocidades. Modelado de facies usando sísmica. Creación de Modelos estructurales y Modelado de propiedades para yacimientos naturalmente fracturados, fluviales y deltaicos. Cálculos Volumétricos del Petróleo Original En Sitio. Francisco ha realizado trabajos de consultoría y cursos cubriendo disciplinas de Geología Estructural, Estratigrafía, Sedimentología, Interpretación sísmica y Geoestadística en Colombia, México, Kuwait, Saudí Arabia, Myanmar y Venezuela.

Alexis Carrillat.

Egresado de la carrera de Ciencias de la Tierra de la Universidad de Ginebra, Suiza, en 1994. Con una Maestría en Geología en 1997 y Doctorado en Ciencias de la Tierra en el 2001 de la Universidad de Ginebra. Alexis se desenvuelve como gerente de proyecto y líder técnico para caracterización de yacimientos y planes de explotación. Evaluación de bloques para perforación de oportunidades que incluyen la interpretación de datos sísmicos para campos nuevos y maduros. Evaluación de proyectos exploratorios para generación de localizaciones en

aguas someras y profundas. Alexis ha trabajado en Sur África, Indonesia, India, Emiratos Arabes Unidos, Malasia, Noruega, Francia y Suiza.

Fernando Valencia Flores.

Egresado de la carrera de Ingeniería Geofísica del IPN (2004-2008). Ingresó a WesternGeco en octubre de 2009, colaborando desde entonces en diferentes proyectos marinos y terrestres; contando también con experiencia en operaciones de campo.

Francisco Lizárraga Ruiz.

Ingeniero Geofísico (UNAM, 1999). Experiencia en la industria de procesado sísmico desde 1999, ha trabajado en datos 2D y 3D terrestres y Marinos, con secuencias de Tiempo y Profundidad. Ha trabajado con diferentes clientes como son PEMEX, EnCana, British Gas, HydroQuebec, Petrobras, etcétera. Además de tener experiencia internacional, ha trabajado en operaciones de Campo Marina. (Adquisición de datos OBC, Canin Suuk, Litoral Tabasco, México).



Boletín Técnico AMGE

Segunda Generación



Asociación Mexicana de Geofísicos
de Exploración, A.C.

Para someter manuscritos en el Boletín Técnico AMGE
–Segunda Generación, así como conocer las normas editoriales
y guía de publicación, favor de comunicarse con alguno
de los siguientes editores:



Raúl del Valle García
Email: rvalleg@imp.mx



Efraín Méndez Hernández
Email: emendez2310@gmail.com





Congreso Mexicano del Petróleo

León, June 19th-22th, 2019



Mexican Petroleum Conference 2019

The Mexican Association of Exploration Geophysicists (AMGE) is pleased to invite you all to The Mexican Petroleum Conference and Exhibition León 2019, organized and operated as a joint venture of the five professional associations which conglomerates most of the technical specialties of the O&G Mexican Industry namely: Association of Petroleum Engineers of México (AIPM), Society of Petroleum Engineers, (SPE México Section), Petroleum Engineers Mexican College (CIPM), Mexican Association of Petroleum Geologists (AMGP) and also AMGE as this year organization leader.

Mexican Petroleum Conference (CMP) year by year brings together more than 8,000 attendees including: Industry leaders, renowned National and International Technical Specialists, Experienced and Young professionals as well as college and master degree students coming from up to 30 different countries. Presently, considered the biggest and most important event O&G Conference in Latin America, it is the ideal forum to display the most remarkable achievements and technical advances, specially in E&P but covering and strengthening transforming and transporting as years has passed.

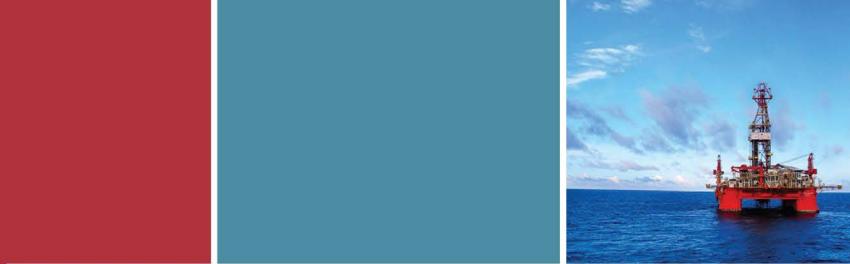
This year, the technical program for this 14th edition includes pre-conference short courses and workshops, 150 oral presentations and 90 e-poster sessions, besides some Luncheon Conferences, Technical Forums, remarkable master and distinguished lectures.



Exhibition

18,000sqm of industrial exhibition will gather together a well selected sample of the most important O&G National and International products and services Companies and operators. With an expected presence of about 190 different brands and firms the CMP Exhibition will be the perfect sized complement of the technical program, occupying some number around 1,000 booths.

All this ingredients will make León CMP 2019 the perfect spot to look for technical and business opportunities which might be there at your fingertips!



Who are expected to be there?

- O&G Operators
- O&G Industry leaders
- O&G Decision makers
- Engineers
- Head Hunters
- Products and Equipment Suppliers
- Service Companies
- Business developers
- Specialized media



General Program

- ➔ Magistral Conferences
- ➔ Panel Discussions
- ➔ 150 Technical Sessions
- ➔ 90 e-poster sessions
- ➔ Luncheon Conferences

León, Guanajuato

México is ranked as the second largest economy in Latin America and the fourteenth largest in the world. This, combined with its abundance of natural attractions, cultural offerings, specialized infrastructure and its range of first class leisure activities, has resulted in the rapid growth of the Meetings Industry (Meetings, Incentives, Congresses and Exhibitions).

León, the capital of the state of Guanajuato, is the ideal destination to enjoy springs, hot springs and buy the most high quality shoes in México.

Poliforum León offers all kind of facilities and confort of a first level Convention Center to ensure every event success. It accounts with 45,000sqm of building, including 23,000sqm of exhibition floor clear of columns in just one single level, which results ideal to display all kind of exhibitions.



