

## TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

### ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS INVERSIONES SÍSMICAS (SPARSE LAYER Y SPARSE SPIKE) EN EL CAMPO STRATTON, AL SURESTE DE TEXAS

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Lic. Dagert A., Juan M.  
Para optar al Título  
de Magister en Geofísica

Caracas, 2015

# TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

## ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS INVERSIONES SÍSMICAS (SPARSE LAYER Y SPARSE SPIKE) EN EL CAMPO STRATTON, AL SURESTE DE TEXAS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Juan José Infante

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Umberto Barbato

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Lic. Dagert A., Juan M.  
Para optar al Título  
de Magister en Geofísica

Caracas, 2015



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
 FACULTAD DE INGENIERÍA  
 COMISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



Comisión de  
 Estudios de  
 Postgrado

VEREDICTO

Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el **Trabajo Especial de Grado** presentado por el Lic. **Juan Manuel Dagert**, portador de la Cédula de Identidad No 17.129.599, bajo el título **“ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS INVERSIONES SISMICAS (SPARSE LAYER Y SPARSE SPIKE) EN EL CAMPO STRATTON, AL SURESTE DE TEXAS”**, a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magister en Geofísica; dejan constancia de lo siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 6 de noviembre de 2015, a las 8:00 a.m., para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que este hizo en el salón Zuloaga de la Escuela de Geología, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió aprobarlo, por considerar, sin hacerse solidario con la ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, el Jurado, los profesores M.Sc. Juan José Infante, M.Sc. Jesús Gonzales, y M.Sc. Yaraixa Pérez estimaron que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación presenta un enfoque novedoso dentro del área de Geofísica.

En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los SEIS (6) días del mes de noviembre del año 2015, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinador del Jurado el M.Sc. Juan Infante.

*Handwritten signature*



*Handwritten signature*

*Handwritten signature*

M.Sc. Yaraixa Pérez  
C.I. 12.959.269  
( ENI)

M.Sc. Jesús Gonzales  
C.I. 14.774.218  
(Facultad de ingeniería UCV)

M.Sc. Juan Infante  
C.I. 6.458.844  
(Facultad de Ingeniería UCV)  
Tutor

M.Sc. Juan Infante



## **AGRADECIMIENTOS**

Ante todo, agradezco a mis padres por su gran apoyo en cualquier proyecto que me he propuesto y que me pueda proponer.

A la Universidad Central de Venezuela. En particular, a todos los profesores de los cuales he aprendido mucho a lo largo de la Maestría.

A todo el equipo de Lumina Geophysical, LLC. Particularmente a mi tutor industrial Umberto Barbato por su asesoramiento y dedicación. A Carlos Moreno, Miguel Silva y Jhon Castagna por darme la oportunidad de realizar mi trabajo de Tesis con Lumina Geophysical, LLC.

Al profesor Juan Infante por ser mi tutor en este trabajo de investigación y a la profesora Nuris Orihuela por su asesoramiento y consejos.

A Luigi Saputelli y Marisela Sánchez por sus valiosos consejos y su gran apoyo.

**Dagert A., Juan M.**

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS INVERSIONES SÍSMICAS  
(*SPARSE LAYER* Y *SPARSE SPIKE*) EN EL CAMPO STRATTON,  
AL SURESTE DE TEXAS**

**Tutor Académico: Prof. Juan Infante. Tutor Industrial: Msc. Umberto Barbato.  
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y  
Geofísica. Año 2015.**

**Palabras Claves:** Inversión *Sparse Layer*, Inversión *Sparse Spike*, datos sísmicos,  
descomposición espectral, coeficiente de reflexión, resolución sísmica.

**RESUMEN**

Con la finalidad de comparar la eficiencia para aumentar la resolución sísmica y mapear un sistema de fallas del campo Stratton en el sur de Texas, se aplicaron los métodos de Inversión *Sparse Layer* e Inversión *Sparse Spike* (puntas esparcidas). El primero, basado en la aplicación de métodos directos y en la descomposición espectral, detecta patrones de interferencia originados por la respuesta de un cierto número de capas superpuestas e invierte estos espectros de frecuencias locales para obtener el espesor de las capas y los coeficientes de reflexión. Mientras que el método *Sparse Spike* se fundamenta en un modelo de impedancia que posee un rango de reflectividades esparcidas, con pocos valores no nulos de los coeficientes de reflexión. La impedancia invertida posee una banda ancha del espectro, con forma de bloques en el dominio del tiempo.

Al lograr aumentar la resolución sísmica en las capas delgadas del área a través de los métodos de inversión, se lograron identificar fallas en las zonas cercanas a tres pozos del campo, que no eran muy evidentes y en ocasiones no observadas, en la sísmica

original. Estas fallas, frecuentemente generan trampas de hidrocarburos que son muchas veces obviadas en la interpretación sísmica de datos de baja resolución.

Para corroborar los métodos de inversión, se aplicó un control de calidad a lo largo del procesamiento de los datos. Se crearon secciones cruzadas entre los diez pozos y mediante el análisis de los registros de estos, se verificó la existencia de las fallas detectadas en los datos a los que se les aplicó los métodos. También, se comparó el método de Inversión *Sparse Layer* con la Inversión *Sparse Spike* (picos esparcidos) mediante el análisis de interpretaciones en ambos volúmenes (estructural y estratigráfica). La Inversión *Sparse Layer* permite detallar con gran precisión las capas delgadas al basarse en la descomposición espectral, además de proponer una componente par y otra impar para cada coeficiente de reflexión. De esta manera, logra una resolución mayor a la del método de la Inversión *Sparse Spike*.

El método de Inversión *Sparse Layer*, permite realizar interpretaciones detalladas de las capas delgadas de cualquier área de interés. Así, se logra caracterizar con gran precisión el yacimiento en estudio, al resaltar su estratigrafía interna y su continuidad lateral. De esta manera, se facilita cuantificar el volumen del hidrocarburo, los cálculos de la producción y el establecimiento de planes de perforación con menor riesgo.

## INDICE DE CONTENIDO

	Pág.
AGRADECIMIENTOS .....	iii
RESUMEN .....	iv
INDICE DE CONTENIDO .....	vi
INDICE DE FIGURAS .....	viii
INTRODUCCIÓN .....	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
GENERALIDADES .....	3
1.a.- <i>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</i> .....	3
1.b.- <i>OBJETIVOS:</i> .....	4
- <i>Objetivo General:</i> .....	4
- <i>Objetivos Específicos:</i> .....	4
1.c.- <i>ALCANCES:</i> .....	5
1.d.- <i>ANTECEDENTES:</i> .....	6
<b>CAPÍTULO II</b>	
MARCO REFERENCIAL .....	9
<i>DEFINICIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO:</i> .....	9
2.a.- <i>GEOLOGÍA ESTRUCTURAL</i> .....	10
2.b.- <i>UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS</i> .....	12
2.c.- <i>ADQUISICIÓN DE LOS DATOS SÍSMICOS 3D</i> .....	17
<b>CAPÍTULO III</b>	
MARCO TEÓRICO .....	18
3.a.- <i>IMPEDANCIA ACÚSTICA</i> .....	18
3.b.- <i>COEFICIENTE DE REFLEXIÓN</i> .....	18
3.c.- <i>RESOLUCIÓN SÍSMICA</i> .....	19

	Pág.
<i>3.d.-INTERFERENCIA CONSTRUCTIVA Y DESTRUCTIVA</i> .....	19
<i>3.e.-MODELO DIRECTO Y MODELO DE WIDESS</i> .....	20
<i>3.f.- INVERSIÓN SPARSE LAYER</i> .....	23
<i>3.g.- DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL</i> .....	24
<i>3.h.- INVERSIÓN ESPECTRAL</i> .....	28
<i>3.i.- INVERSIÓN SPARSE SPIKE DE PROGRAMACIÓN LINEAL</i> .....	32
<i>3.j.- INVERSIÓN SPARSE SPIKE DE PROBABILIDAD MÁXIMA</i> .....	37
<b>CAPÍTULO IV</b>	
METODOLOGÍA.....	39
<i>4.a.- BASE DATOS</i> .....	39
<i>4.b.- ACONDICIONAMIENTO DEL DATO SÍSMICO</i> .....	41
<i>4.c.- CALIBRACIÓN DE LOS DATOS SÍSMICOS Y DE LOS DATOS DE POZO</i> .....	43
<i>4.d.- DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL</i> .....	47
<i>4.e.- INVERSIÓN SPARSE LAYER</i> .....	48
<i>4.f.- INVERSIÓN SPARSE SPIKE</i> .....	50
<i>4.g.- CONTROL DE CALIDAD DE LOS DATOS</i> .....	51
<i>4.h.- INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS</i> .....	53
<b>CAPÍTULO V</b>	
ANÁLISIS Y RESULTADOS .....	54
INTERPRETACIÓN .....	62
INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL .....	62
INTERPRETACIÓN ESTRATIGRÁFICA.....	71
CONCLUSIONES.....	76
RECOMENDACIONES .....	78
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y ELECTRÓNICAS .....	79
APENDICE .....	84

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
<i>FIGURA 1. Ubicación relativa del área de estudio</i> .....	9
<i>FIGURA 2. Columna estratigráfica del área de estudio</i> .....	16
<i>FIGURA 3. Interferencia constructiva y destructiva de una señal</i> .....	20
<i>FIGURA 4. Amplitud contra espesor</i> .....	21
<i>FIGURA 5. Pares de coeficientes de reflexión y sus componentes</i> .....	22
<i>FIGURA 6. Modelo de cuña de componente par</i> .....	24
<i>FIGURA 7. Comparación de los métodos de descomposición espectral</i> .....	27
<i>FIGURA 8. Sísmica original, columna litológica y sísmica con inversión espectral</i> .....	31
<i>FIGURA 9. Inversión Sparse Spike de programación lineal</i> .....	37
<i>FIGURA 10. Flujograma de la metodología empleada</i> .....	39
<i>FIGURA 11. Sísmica PSTM original y su espectro de amplitud</i> .....	41
<i>FIGURA 12. Sísmica PSTM condicionada y su espectro de amplitud</i> .....	42
<i>FIGURA 13. Diferencia entre la sísmica PSTM original y la sísmica PSTM condicionada con su espectro de amplitud</i> .....	42
<i>FIGURA 14. Amarre del pozo 9 con la sísmica PSTM original</i> .....	44
<i>FIGURA 15. Amarre del pozo 9 con la sísmica PSTM condicionada</i> .....	44
<i>FIGURA 16. Amarre del pozo 7 con la sísmica PSTM original</i> .....	45
<i>FIGURA 17. Amarre del pozo 7 con la sísmica PSTM condicionada</i> .....	45
<i>FIGURA 18. Amarre del pozo 6 con la sísmica PSTM original</i> .....	46

	Pág.
<i>FIGURA 19. Amarre del pozo 6 con la sísmica PSTM condicionada .....</i>	46
<i>FIGURA 20. Modulo de descomposición espectral de LGeoTools.....</i>	47
<i>FIGURA 21. Modulo de Inversión Sparse Layer de LGeoTools.....</i>	48
<i>FIGURA 22. Modulo impref de LGeoTools para generar el Modelo de Reflectividad .....</i>	51
<i>FIGURA 23. Inversión Sparse Layer con los parámetros de regularización <math>\alpha_1=0,001</math> y <math>\alpha_2=1</math>; frecuencia de 200 Hz.....</i>	54
<i>FIGURA 24. Prueba 1 de Inversión Sparse Layer con los parámetros de regularización <math>\alpha_1=0,0001</math> y <math>\alpha_2=0,001</math>; frecuencia de 300 Hz .....</i>	55
<i>FIGURA 25. Prueba 2 de Inversión Sparse Layer con los parámetros de regularización <math>\alpha_1=10</math> y <math>\alpha_2=1</math>; frecuencia de 200 Hz .....</i>	55
<i>FIGURA 26. Amarre del pozo 9 con el volumen de la Inversión Sparse Layer seleccionado.....</i>	56
<i>FIGURA 27. Amarre del pozo 7 con el volumen de la Inversión Sparse Layer seleccionado .....</i>	57
<i>FIGURA 28. Volumen de la Inversión Sparse Layer y sísmica condicionada.....</i>	58
<i>FIGURA 29. Volumen de la convolución de la Inversión Sparse Layer y sísmica condicionada .....</i>	58
<i>FIGURA 30. Volumen de la Inversión Sparse Layer con filtro paso banda y Volumen la Inversión Sparse Layer.....</i>	59
<i>FIGURA 31. Volumen de la Inversión Sparse Spike y Volumen la Inversión Sparse Layer .....</i>	59
<i>FIGURA 32. Volumen de la convolución de la Inversión Sparse Spike y sísmica condicionada .....</i>	60
<i>FIGURA 33. Volumen de la Inversión Sparse Spike con filtro paso banda y Volumen la Inversión Sparse Layer.....</i>	61
<i>FIGURA 34. Amarre del pozo 9 con la Inversión Sparse Spike .....</i>	61

<i>FIGURA 35. Interpretación regional en la sísmica condicionada y el plano de falla .....</i>	<i>62</i>
<i>FIGURA 36. Interpretación regional en el volumen La Inversión Sparse Layer y el plano de falla.....</i>	<i>63</i>
<i>FIGURA 37. Interpretación regional en el volumen de Inversión Sparse Spike y el plano de falla.....</i>	<i>63</i>
<i>FIGURA 38. Línea arbitraria entre pozos 6, 7 y 9 vista en planta .....</i>	<i>66</i>
<i>FIGURA 39. Sección cruzada en profundidad de los registros de los pozos 6, 7 y 9.....</i>	<i>66</i>
<i>FIGURA 40. Sección cruzada en tiempo de los registros de los pozos 6, 7 y 9.....</i>	<i>67</i>
<i>FIGURA 41. Acercamiento de la sección cruzada en tiempo de los registros de pozo 6, 7 y 9 ...</i>	<i>68</i>
<i>FIGURA 42. Sección cruzada en tiempo de los registros de los pozos 6, 7 y 9 con la sísmica condicionada .....</i>	<i>69</i>
<i>FIGURA 43. Acercamiento de la sección cruzada en tiempo con la sísmica condicionada de los registros de pozo 6, 7 y 9 .....</i>	<i>70</i>
<i>FIGURA 44. Sección cruzada en tiempo de los registros de los pozos 6, 7 y 9 con el volumen de Inversión Sparse Layer .....</i>	<i>71</i>
<i>FIGURA 45. Sección vertical en tiempo del pozo 9 con el volumen de la sísmica condicionada</i>	<i>72</i>
<i>FIGURA 46. Corte en tiempo del volumen de la sísmica condicionada a 1580 milisegundos.....</i>	<i>72</i>
<i>FIGURA 47. Sección vertical en tiempo del pozo 9 con el volumen de la Inversión Sparse Layer.....</i>	<i>73</i>
<i>FIGURA 48. Corte en tiempo del volumen de la Inversión Sparse Layer a 1580 milisegundos ..</i>	<i>74</i>
<i>FIGURA 49. Sección vertical en tiempo del pozo 9 con el volumen de la Inversión Sparse Spike .....</i>	<i>74</i>

<i>FIGURA 50. Corte en tiempo del volumen de la Inversión Sparse Spike a 1580 milisegundos...</i>	75
<i>FIGURA 51. Sección 1 de la sísmica condicionada con su espectro de amplitud.....</i>	84
<i>FIGURA 52. Sección 1 del volumen de la Inversión Sparse Layer con su espectro de amplitud</i>	84
<i>FIGURA 53. Sección 1 del volumen de la Inversión Sparse Spike con su espectro de amplitud .</i>	85
<i>FIGURA 54. Sección 2 de la sísmica condicionada con su espectro de amplitud.....</i>	85
<i>FIGURA 55. Sección 2 del volumen de la Inversión Sparse Layer con su espectro de amplitud.</i>	86
<i>FIGURA 56. Sección 2 del volumen de la Inversión Sparse Spike con su espectro de amplitud .</i>	86
<i>FIGURA 57. Corte en tiempo 1 (1,484 segundos) de la sección sísmica condicionada.....</i>	87
<i>FIGURA 58. Corte en tiempo 1(1,484 segundos) del volumen de la Inversión Sparse Layer.....</i>	87
<i>FIGURA 59. Corte en tiempo 1(1,484 segundos) del volumen de la Inversión Sparse Spike .....</i>	88
<i>FIGURA 60. Corte en tiempo 2 (2,050 segundos) de la sección sísmica condicionada.....</i>	88
<i>FIGURA 61. Corte en tiempo 2 (2,050 segundos) del volumen de la Inversión Sparse Layer.....</i>	89
<i>FIGURA 62. Corte en tiempo 2 (2,050 segundos) de la Inversión Sparse Spike.....</i>	89

## INTRODUCCIÓN

La delimitación de reservorios de hidrocarburos es sumamente importante en la exploración petrolera y gasífera ya que permite precisar la localización del reservorio, el volumen del hidrocarburo, cálculos de la producción y establecer planes de perforación con menor riesgo. Para delinear un prospecto con alta precisión, es importante estimar los espesores de las capas del área donde éste se ubica. Frecuentemente estas capas poseen espesores tan delgados que no pueden ser resueltos por la sísmica, cuando el espaciamiento es menor a un octavo de la longitud de una onda sísmica que pueda incidir entre dos capas.

Un aspecto importante a considerar en la delimitación de eventos estratigráficos es la resolución sísmica vertical. Ésta se vincula a la capacidad de distinguir que poseen dos eventos sísmicos cercanos que representan distintos niveles de profundidad. El principio considera el espesor mínimo que posee una capa para que se puedan diferenciar las reflexiones en su tope y en su base.

Cuando el espesor entre dos capas es igual a un cuarto de la longitud de la onda incidente se produce un fenómeno denominado "tunning". El análisis de los espesores menores al mismo, es la base de muchos métodos de mapeo que se han aplicado durante años en diversas cuencas de hidrocarburos. El área de estudio de esta investigación es el campo Stratton en Texas, Estados Unidos, el cual posee una alta producción de gas. Este campo de capas delgadas, está constituido por cuencas sedimentarias, que poseen depositaciones de arenas, conglomerados y limolitas. Debido a las características del campo surge el interés de mapear sus estratos delgados.

Con el propósito de delimitar los estratos delgados del campo Stratton, en esta investigación se aplicaron el método de inversión *Sparse Layer* establecido por

Puryear y Castagna (2008) y Zhang y Castagna (2011) y el método de inversión *Sparse Spike* de programación lineal establecido por Qing Li (2001). El primero se basa en el uso de información obtenida mediante métodos directos y descomposición espectral, para determinar patrones de interferencia espectral dependientes del tiempo, creados por la respuesta de un cierto número de capas superpuestas e invertir estos espectros de frecuencias locales para obtener el espesor de las capas delgadas y los coeficientes de reflexión. Mientras que el de *Sparse Spike* (puntas esparcidas) se fundamenta en un modelo de impedancia acústica que posee un rango de reflectividades esparcidas, con la menor cantidad de valores no nulos de los coeficientes de reflexión.

Mediante un algoritmo genético, la Inversión *Sparse Layer* ofrece una solución global al reducir la incertidumbre para identificar cualquier objetivo prospectivo, en tanto que la Inversión *Sparse Spike* aplica un algoritmo de programación lineal para minimizar la función objetivo de las ecuaciones de la transformada de Fourier de la reflectividad, los coeficientes de ésta y la ondícula.

Al aplicar ambas técnicas, se podrán comparar los datos de baja y alta resolución y se lograrán evidenciar eventos en la sísmica de alta resolución que no se logran identificar o son muy poco evidentes en la sísmica original.

En muchos estudios como los de Chopra, Castagna y Portniaguine (2006) se lograron delimitar capas delgadas con alta precisión cuando se empleó el método de Inversión *Sparse Layer*. Por esto, aplicar esta técnica en los datos sísmicos del campo Stratton se convierte en una opción viable para resaltar estratos delgados que no pueden ser mapeados en detalle por la sísmica original.

# CAPÍTULO I

## GENERALIDADES

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo Stratton está localizado en las regiones de Kleberg y Nueces en el Sur de Texas. Este campo, perteneciente a la Formación Frío del Oligoceno, es un gran productor de gas. El campo está constituido por cuencas sedimentarias de depósitos fluvio-deltaico de arenas y lutitas intercaladas. Gran parte de los reservorios del campo son delgadas, con poca separación vertical. Las capas de estos reservorios son a su vez delgadas y poseen trampas de hidrocarburo.

La sísmica por sí sola no permite delimitar con gran detalle las trampas en los yacimientos del campo Stratton debido a su baja resolución y al estrecho espesor de las capas. Por esta razón, surge la necesidad de aplicar métodos innovadores que incrementen la resolución sísmica para así delimitar los objetivos de interés y generar prospectos nuevos no resueltos anteriormente.

Los métodos aplicados en esta investigación se basan en la Inversión *Sparse Layer* implementado por Puryear y Castagna (2008) y Zhang y Castagna (2011) y en la Inversión *Sparse Spike* de programación lineal establecida por Qing Li (2001). Las dos técnicas son comparadas para determinar su eficiencia en mapear los estratos delgados de los reservorios del campo Stratton, así como para delinear cuerpos de arena ubicadas en ellos. El método más adecuado facilitará la interpretación del reservorio de interés, sin obviar eventos que no se detectan en la sísmica convencional.

## OBJETIVOS

### General

Comparar las inversiones *Sparse Layer* y *Sparse Spike* para determinar su eficiencia en mejorar la resolución de los datos sísmicos del campo Stratton, al sureste de Texas.

### Específicos

- Comparar la Inversión *Sparse Layer* patentada por Lumina Geophysical, LLC con la Inversión *Sparse Spike* de Hampson and Russel, ambas aplicadas a los datos sísmicos del campo de Stratton.
- Comparar los datos de alta y baja resolución.
- Crear secciones geológicas con los pozos obtenidos y determinar fallas observadas en estos.
- Identificar estas fallas en la sísmica de alta resolución y en la sísmica original (si estas fallas son resueltas por la sísmica original).
- Determinar las ventajas comparativas para aumentar la resolución en capas delgadas de los dos métodos de inversión estudiados.

## ALCANCES

- Al aplicar la inversión *Sparse Layer* a los datos sísmicos del campo de Stratton, se mejorará el contenido de la frecuencia, aumentará la resolución y se podrán comparar los datos de baja y alta resolución.
- Al aplicar la inversión *Sparse Spike* a los datos sísmicos del campo de Stratton, aumentará la resolución y se podrá comparar esta técnica con la inversión *Sparse Layer*.
- Mediante la comparación de los datos se lograrán evidenciar eventos en la sísmica de alta resolución que no se logran identificar o son muy poco evidentes en la sísmica original.
- Se crearán secciones geológicas con los pozos y se identificarán fallas en éstas, con la finalidad de poder estimar y comparar la información geológica con la sísmica. Las fallas también se interpretarán en las secciones sísmicas a las que se les aplicó la inversión *Sparse Layer* (a través de la herramienta Ultra de LGeoTools), la inversión *Sparse Spike* (mediante el módulo Strata de Hampson and Russell) y en los registros de la sísmica original (en caso de que las fallas puedan ser resueltas por la sísmica original).
- Con la identificación de las fallas, tanto en las secciones geológicas de pozo como en los registros sísmicos, y la comparación de estos datos, se hará evidente el aumento de la resolución de los datos sísmicos a los que se les aplicó las inversiones *Sparse Layer* y *Sparse Spike*.

- En los datos de alta resolución se observarán eventos que no se evidencian en la sísmica original. Esto permitirá realizar interpretaciones de la estratigrafía, de la continuidad lateral y de cuerpos sedimentarios del campo en estudio, con mayor facilidad y precisión.
- La sísmica de alta resolución presenta una ondícula comprimida, lo cual implica planos de falla más realistas al evitar el efecto “ringing” en la ondícula.

## ANTECEDENTES

Wides (1973) estableció un modelo para la reflectividad en capas delgadas en el cual llegó a la conclusión de que el límite fundamental de la resolución sísmica es un octavo de la longitud de la onda incidente. La interferencia constructiva de la ondícula y su amplitud medida, tienen su pico cerca de un cuarto de la longitud de onda en el dominio del tiempo. Para espesores menores a un cuarto de la longitud de la onda, la amplitud tiende a ser lineal. Para espesores iguales a un octavo de la longitud de onda, la forma de la onda tiende al derivativo de la ondícula. Cuando el espesor es menor a un octavo de la longitud de onda, la forma de la ondícula no cambia, pero la amplitud disminuye considerablemente.

En 1982, Kallweit y Wood mediante un modelo de dos espesores de igual signo y magnitud, analizaron el problema de la resolución sísmica. Llegaron a la conclusión de que cuando el espesor del estrato es menor a un cuarto de la longitud de onda, estos estratos no pueden ser resueltos por la sísmica.

Partyka, *et al.* (1999), llegaron a la idea de que las variaciones de amplitud a través de estratos que cambian de espesor, se puede aprovechar como una técnica para la extracción de detalles estratigráficos. También concluyeron que la Transformada

Discreta de Fourier es una técnica útil en el mapeo de espesores y discontinuidades geológicas.

Aún y cuando el método basado en el análisis de espesores con efecto tuning es el más utilizado para estimar los mismos, se han aplicado otras técnicas como las de Partyka (2005) y Marfurt y Kirlin (2001) donde se aprovechó la descomposición espectral, mediante la Transformada Discreta de Fourier para estimar espesores. Hall (2006) propone el uso de la descomposición espectral para predecir espesores temporales y obtener una mayor resolución y precisión. Otra estrategia consiste en utilizar una descomposición espectral cruzada (Nowaket *et al.*, 2008) valiéndose de la información adicional provista por datos AVA (amplitud *versus* ángulo). En 1998, Peyton, Bottjer y Partyka aplicaron la descomposición espectral y la coherencia para mejorar imágenes de rasgos estratigráficos.

Sin embargo estos métodos poseen dificultades cuando son aplicados para analizar capas con espesores delgados, ya que el ancho de banda de la sísmica es insuficiente para identificar la periodicidad de picos y valles espectrales sin ambigüedades. Por lo tanto, surge la necesidad de desarrollar métodos que no requieran de la identificación de picos y valles en el ancho de la sísmica.

En los trabajos de Partyka (2005), Portniaguine y Castagna (2004, 2005), Puryear (2006), Chopra *et al.* (2006a, 2006b), y Puryear y Castagna (2006) se demostró que la inversión de las descomposiciones espectrales para las propiedades de los estratos puede mejorarse, si se determinan los coeficientes de reflectividad simultáneamente. De esta manera, se logra obtener una inversión de reflectividad dispersa, que permite estimar significativamente espesores de capas, produciendo resultados que difieren de los métodos de inversión tradicionales.

Por otro lado, se han realizado interpretaciones del campo Stratton sin aplicar métodos para incrementar la resolución sísmica. Hardage (1997) realizó un estudio

del área donde integró técnicas geofísicas y geológicas con la finalidad de caracterizar yacimientos con estratos delgados en la Formación Frío. Se presentaron dificultades en la interpretación sísmica debido a que los reservorios estudiados poseen espesores menores de 5 metros (15 pies) y se encontraban empaquetados en zonas con separaciones verticales de 3 a 5 metros (10 a 15 pies). Debido a las condiciones presentadas, se requirió de calibraciones precisas del tiempo de viaje de la relación sísmica contra profundidad para así lograr extraer una superficie depositacional del volumen sísmico.

## CAPÍTULO II MARCO REFERENCIAL

### Definición del Área de Estudio

El área de estudio (Campo Stratton) está ubicada en el sureste de Texas, Estados Unidos (figura 1). Se encuentra delineada por la línea punteada de la figura. La adquisición sísmica 3D fue llevada a cabo en un área aproximada de 19,6 km<sup>2</sup> por el *Bureau of Economic Geology* (BEG) de la Universidad de Texas en Austin y los datos fueron procesados por *Mercury International Technology Company* en Tulsa, Oklahoma (El-Mowafy y Marfurt, 2008). Los puntos negros indican los pozos en producción, mientras que los puntos encerrados por círculos corresponden a pozos de puntos de control. El triángulo indica los dos pozos usados para el VSP.

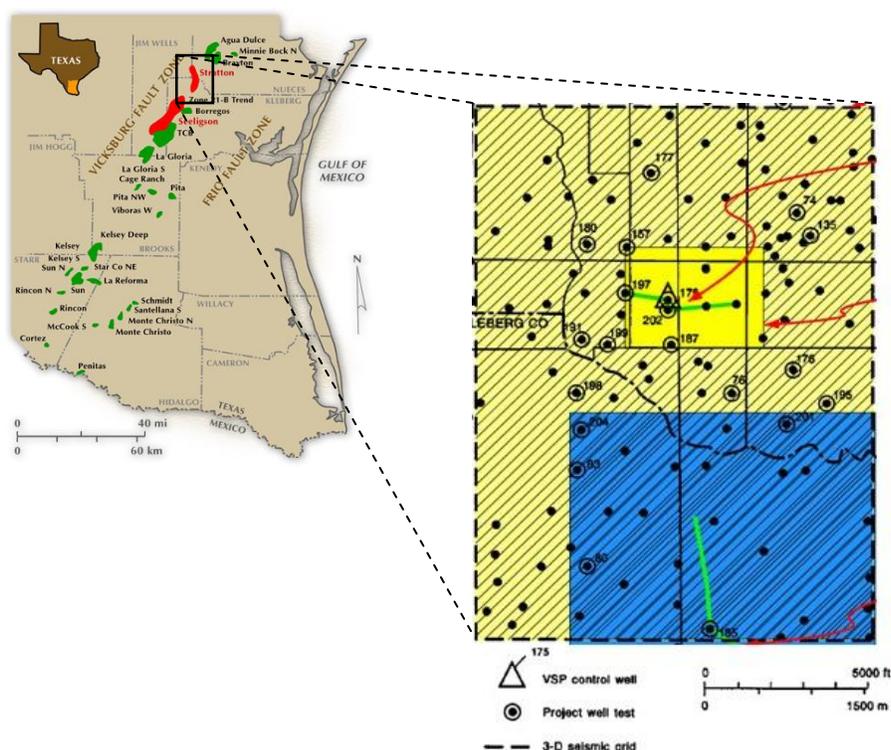


Figura 1. Área relativa de estudio. Se indica el área de la sísmica 3D y los pozos en producción y de control. Tomado de Koster et al. (1989) y Harday (2001).

## **Geología Estructural**

Según Bebout *et al.* (1978) a lo largo del Terciario grandes cantidades de sedimentos se depositaron en los márgenes del Golfo de México, generando grandes cuñas, con engrosamiento hacia el mismo. (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). Grandes sistemas de fallas de crecimiento se formaron cerca del borde de cada cuña sedimentaria en el área de máxima depositación. (Galloway *et al.*, 1982, citado por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).

Los estudios de Winker (1982) relacionaron el fallamiento de crecimiento y la subsidencia rápida de los márgenes de plataforma del Cenozoico hacia el noroeste del Golfo con el deslizamiento de la pendiente del continente en dirección al fondo marino, gracias a la acción de la gravedad (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). Luego, Brown *et al.*, (2004) describieron la depositación durante el sistema encadenado de bajo nivel relativo como el principal origen del fallamiento de crecimiento en la Formación Frío. En esta interpretación, los depocentros del sistema de bajo nivel fueron capaces de activar el colapso de las secciones principales de la plataforma continental externa gracias a esfuerzos gravitatorios, llevando a la pendiente superior a desplazarse hacia la cuenca (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). Como consecuencia de este proceso, se formaron sub cuencas, cada una capaz de servir como yacimiento petrolífero.

Ogiesoba y Hammes (2012) realizaron estudios someros de la Formación Frío entre los deltas Houston y Norias del Golfo del Sur de Texas. Sugirieron que la formación colapsó durante una caída del nivel del mar en toda la cuenca, que ocurrió aproximadamente hace 27,5 Ma a 25,3 Ma. (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).

Se han establecido tres regiones estructurales principales en Texas, para la Formación Frío:

1. El embaiamiento de Houston, caracterizado por la presencia de diapiros salinos con fallamiento asociado (Galloway *et al.*, 1982, citado por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).
2. El arco de San Marcos y el área ubicada hacia el Sur con dirección al embaiamiento de Río Grande, donde por lo general, la sal que debe estar por debajo es larga y está ausente. Predominan las cadenas lineales de fallas crecientes, asociados a crestas y diapiros de lutitas. (Galloway *et al.*, 1982, Bruce *et al.*, 1982, citados por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).
3. El embaiamiento de Río Grande, constituido por largos y discontinuos cinturones de fallas de crecimiento, crestas de lutitas asentadas en el fondo marino y rocas masivas (Galloway *et al.*, 1982, citado por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).

Una progradación deltaica de gran impacto en el Sur de Texas y en el Norte de México, a principios del Oligoceno, dio origen a la zona de fallas de Vicksburg (Standley, 1970 y Ewing, 1991, citados por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). Esta zona de fallas de aproximadamente 20 millas de ancho (32,19 km) se caracteriza por el desplazamiento extremo vertical de la sección que está por debajo (Galloway *et al.*, 1982, citado por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013), por poseer dirección noreste-sur, gran continuidad y una extensión de 240 km aproximadamente. La zona de fallas fue originada en márgenes extensivos, donde hubo sincronización de la depositación con la extensión (Galloway, Hobday y Margara, 1982). El levantamiento de Vicksburg medio en las montañas Sierra Madre hacia el Sur, generó erosión y cambios en el sentido de la falla. Crestas con dirección oeste-este se formaron en conjunto con fallas escalonadas de dirección norte-sur y de contacto regional (Coleman *et al.*, 1990, citado por Ramakrishna, Balliet y Rigor, 2009).

La zona de fallas de Vicksburg genera el límite con buzamiento hacia arriba de deformación estructural de la Formación Frío (Loucks, 1978, Galloway *et al.*, 1982, citados por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). Combes (1993) basándose en un estudio de registros de pozos, indicó que la zona de fallas de Vicksburg se extiende desde el embaiamiento de Río Grande al Sur de Texas hasta el occidente de Luisiana. La zona de fallas de Frío, la cual se dirige pendiente abajo hacia la zona de fallas de Vicksburg, está constituida por un sistema lístrico amplio de cinco a diez fallas normales, separadas de 5 a 10 km aproximadamente (3 a 6 millas), con anticlinales de *rollover* (Ewing, 1991, citado por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).

Estudios realizados por Galloway *et al.* (1994) en el Sur de Texas, basados en secciones cruzadas de alta resolución, con poco espaciamiento entre los registros de pozos y datos sísmicos a nivel regional, demostraron que el engrosamiento y el desplazamiento de los sedimentos de Frío son significativamente más grandes en la zona de fallas de Frío que en la zona de fallas de Vicksburg (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).

El campo Stratton está ubicado entre las dos zonas de fallas de crecimiento mencionadas anteriormente (El-Mowafy y Marfurt, 2008), la zona de falla de Vicksburg y la zona de falla de Frío (figura 1).

### **Unidades Estratigráficas**

Principalmente, las unidades estratigráficas que comprenden el área de estudio son la Formación Anahuac, la Formación Frío y la Formación Vicksburg.

**La Formación Anahuac** corresponde al Oligoceno superior y regionalmente suprayace a la Formación Frío (Figura 2). Anahuac posee carácter transgresivo, está

constituida por lutitas marinas con areniscas y carbonatos. Se ubica en el subsuelo de Texas, Luisiana y Mississippi sur occidental, según los estudios de Galloway, Hobday y Margara en 1982 y Galloway *et al.* en 1991 (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). En la bahía de Río Grande, las zonas de buzamiento hacia arriba de la incursión marina de Anahuac fue limitada por flujos sedimentarios gruesos (Galloway, et al., 1982, 1991 citado por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). Las progradaciones de las areniscas de Oakville del Mioceno (Sur de Texas) y la parte equivalente inferior de la Formación Fleming (Este de Texas) concluyeron la transgresión de Anahuac (Galloway, *et al.*, 1982, citado por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).

Hacia el sur-oeste de Luisiana y Texas, los estratos de la Formación Anahuac son casi idénticos y están constituidos por lutitas calcáreas que varían de gris verdoso claro a oscuro, que se encuentran intercaladas con capas delgadas de calizas y areniscas calcáreas. Los sedimentos de Anahuac se hacen más calcáreos de Oeste a Este (Jhon, *et al.*, 1992, citado por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). Los carbonatos están presentes en el oriente del Golfo de México, donde los flujos clásticos fueron mínimos (Galloway, *et al.*, 2000, citado por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). Predominaron los clastos de calizas y las areniscas en el Este de Luisiana, mientras que el Oeste y el centro de Luisiana consisten básicamente de areniscas y lutitas. (Krutak y Beron, 1990, citado por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).

Jhon, *et al.* (1992) identificaron tres sistemas depositacionales de la Formación Anahuac en la zona Sur-central y Sur occidental de Luisiana, basándose en cantidades relativas de areniscas y lutitas dentro de la sección y en el carácter próximo deltaico, distal deltaico y de pendiente de estas areniscas. (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). Goddard, *et al.* (2005) reportaron que la Formación Anahuac poseía un espesor aproximado de 225 metros (750 pies) en el Sur de Luisiana y que los estratos superiores estaban constituidos por areniscas calcáreas y capas de calizas. (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). Esta composición sedimentaria indica que la

depositación ocurrió en un ambiente de plataforma interior y marino somera (Goddard, *et al.*, 2005, citado por Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). Según Desselle (1997), areniscas de carácter de progradación de frente deltaico distal, margen de costa y de plataforma de la Formación Anahuac están presentes en las zonas de las islas Mustang y Matagorda en Texas (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).

**La Formación Frío** pertenece al Oligoceno y está constituida por depósitos fluvio-deltaico (figura 2). Posee decenas de metros de agradación de planicies costeras antiguas junto con progradación de plataforma continental de 4,5 km de espesor y 80 km de ancho, formada por arenas y lutitas. (Galloway, Hobday y Margara, 1982). Ésta formación se depositó junto al margen norteño de la cuenca costera terciaria del Golfo de Estados Unidos, una cuenca extracratónica de subsidencia rápida en áreas de depósitos de sedimentos. El relleno del Terciario se acumuló hasta tener grandes espesores, mientras que la plataforma continental comenzó a crecer hacia el Golfo de Estados Unidos, más allá del margen de plataforma del Mesozoico y de la corteza transicional a la oceánica (McGookey, 1975).

Según estudios realizados por Dodge y Posey en 1981; Bebout y Gutierrez en 1982 y 1983 (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013) los espesores de la Formación Frío están por debajo de los 300 metros (1000 pies) hacia el sur de Luisiana y cerca de los 2700 metros (9000 pies) hacia las zonas costeras de Texas. La Formación Frío está depositada sobre la Formación Vicksburg (Galloway, Hobday y Margara, 1982).

Aun y cuando se ha subdividido la Formación Frío según información paleontológica en superior, medio e inferior, no se han establecido los miembros de la formaciones formalmente (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).

Estudios realizados por Bornhauser en 1960; Paine en 1968, 1971; Benson en 1971; Berg y Powers en 1980; Ewing y Reed en 1984; Galloway *et al.* en 1991, 2000;

Cossey y Jacobs en 1992, indican que hacia el sur-este de Texas y sur-oeste de Luisiana, se encuentra una secuencia de carácter transgresivo, de lutitas de aguas profundas y areniscas denominada Hackberry, la cual fue depositada en la parte media de la Formación Frío (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).

Se puede considerar a la Formación Frío como una de las principales cuñas progradacionales de la planicie costera del Golfo de Texas del Terciario. (Galloway, Hobday y Margara, 1982). Durante el Oligoceno, se originaron flujos masivos de sedimentos provenientes de México y del sur-oeste de Estados Unidos debido al levantamiento y la erosión que comenzó en México y se expandió hacia el margen occidental de la cuenca costera del Golfo. (Galloway *et al.* 1982, 2000). Según Galloway (1977), vulcanismos explosivos y el origen de calderas en México, en combinación con un levantamiento regional, iniciaron un flujo de rocas sedimentarias recicladas, volcano-clásticos y cenizas re trabajadas en dirección a las zonas occidentales y centrales del Golfo de México. De esa manera, se activaron cuatro ejes de dispersión de sedimentos en el margen del Golfo, los deltas: Normas, Norias, Houston y Mississippi central. (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013).

**La Formación Vicksburg** también pertenece al Oligoceno (figura 2) y se originó por depósitos gruesos deltaicos clásticos en el borde de las montañas levantadas Sierra Madre de México. Los sedimentos más antiguos de la Formación Vicksburg fueron depositados inicialmente en un lóbulo deltaico simple, el cual se desprendió por efectos de la gravedad sobre la formaciones infrayacentes del Eoceno y fue arrastrado hacia el mar como un bloque, lo que creó un centro depositacional (Ramakrishna, Balliet y Rigor, 2009).

En el embaiamiento de Río Grande en el Sur de Texas, la Formación Vicksburg ha sido considerada uno de las principales productoras de petróleo gracias a sus yacimientos de arenas de plataforma deltaica (Coleman y Galloway, 1990). En el

embaiamiento de Houston del plano costero del oriente de Texas, las arenas productoras de la Formación Vicksburg fueron depositadas en un sistema deltaico posicionado en la plataforma de Jackson. Análisis de sistemas depositacionales regionales de la formación en el arco de San Marcos, han demostrado que esta unidad está controlada por una cadena de arenas complejas interrumpidas. El ambiente depositacional de estas arenas está conformado por flancos deltaicos y su zona costera, planos de orillas y sistemas de barreras. Estas arenas son el equivalente lateral del sistema deltaico de Vicksburg en el embaiamiento de Houston y de los deltas de fallas de carácter extensivos en el embaiamiento de Río Grande (Coleman y Galloway, 1990).

Según Galloway, Hobday y Margara (1982) la Formación Vicksburg se ubica por debajo de la Formación Frío y posee los espesores más gruesos y desarrollados de la bahía de Río Grande (Swanson, Karlsen, y Valentine, 2013). La Formación está constituida básicamente por arenas y lutitas. (Ramakrishna, Balliet y Rigor, 2009).

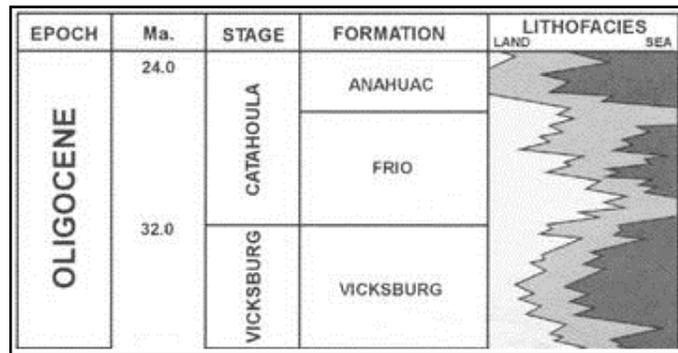


Figura 2. Columna Estratigráfica del área de estudio. Se muestra la época, la edad, el período, la formación y las litofacies. Tomado de Bain (2003).

### **Adquisición de los Datos Sísmicos 3D:**

Los datos sísmicos fueron adquiridos a lo largo del área de estudio en cuatro *swaths* superpuestos. Cada uno de ellos consistió en seis líneas receptoras con sentido E-W, con espaciamiento de 402 m (1320 pies). Las líneas fuente fueron orientadas en sentido N-S, con espaciamiento de 268 m (880 pies) y fueron extendidas desde la línea receptora 2 hasta la línea receptora 5 de cada *swath*. La grabación inicio en el extremo sur del área en estudio (*swath* 1) y se extendió hacia el extremo norte (Hardage, Levey, Pendleton, Simmons y Edson, 1994).

Los grupos receptores fueron colocados cada 34 m (110 pies). Cada arreglo consistió en 12 geófonos inline separados una distancia de 34 m (110 pies) centrados en la estaca receptora. Las estacas de fuente se colocaron en intervalos de 67 m (220 pies). En cada punto de vibración, se generaron ocho líneas de barrido de 10 a 20 Hz que fueron activadas mediante un arreglo de cuatro vibradores posicionados simétricamente a la estaca fuente. De esa manera, se generó una grilla de grupos de bins de 34 m por 17 m (110 pies por 55 pies). Antes de la migración, se realizó una interpolación de trazas en dirección de la línea fuente para reducir el tamaño del *bin* a 17 m por 17 m (55 pies por 55 pies). Los datos procesados finales poseían un ancho de banda de 10 a 80 Hz, en gran parte del intervalo de la Formación Frío (Hardage, Levey, Pendleton, Simmons y Edson, 1994).

## CAPÍTULO III MARCO TEÓRICO

### Impedancia acústica

La impedancia acústica se define como el producto del valor local de la velocidad de la onda P y la densidad de la roca (Telford *et al.*, 1978). Debido a que la impedancia está en función de la densidad y la velocidad, estos parámetros dependen de la porosidad, de la saturación, de la litología y del tipo de fluido dentro de la roca. Por ello, la impedancia es de gran utilidad para analizar estos factores dentro del yacimiento. La siguiente ecuación expresa la impedancia acústica:

$$Z = \rho V_p$$

Donde **Z** es la impedancia acústica,  **$\rho$**  es la densidad y  **$V_p$**  es la velocidad de la onda P.

### Coefficiente de reflexión

Se define como coeficiente de reflexión a la relación entre la amplitud de la onda reflejada y la amplitud de la onda incidente, esto es, la medida de la energía que se refleja. Dicho coeficiente de una interfaz va a depender del contraste de impedancias acústicas de los dos medios (Sheriff y Gelbart, 1995). Sea **r** el coeficiente de reflexión en la ecuación siguiente:

$$r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

Donde  **$Z_1$**  y  **$Z_2$**  son las impedancias acústicas de los medios 1 y 2 respectivamente. Siendo el medio 2 de mayor impedancia acústica que el medio 1.

## **Resolución sísmica**

La resolución sísmica es un factor importante para la extracción de detalles estratigráficos, la cual involucra dos conceptos básicos: la *resolución sísmica vertical*, que se refiere a la capacidad de distinguir dos eventos sísmicos cercanos que representan niveles de profundidad diferentes, y la *resolución sísmica horizontal* que se refiere a la habilidad de reconocer dos rasgos desplazados lateralmente como dos eventos contiguos bien definidos (Chopra, 2006a).

## **Interferencia constructiva y destructiva**

El efecto tuning es un fenómeno originado cuando una onda incide sobre un estrato cuyo espesor es igual a un cuarto de su longitud, se interfiere constructivamente con la onda reflejada proveniente del mismo estrato. El espesor del estrato para el cual se produce este fenómeno, está relacionado a la interferencia constructiva o destructiva entre las reflexiones (Rodríguez, 2009).

Se habla de interferencia constructiva cuando las reflexiones en el tope y en la base de un estrato poseen el mismo signo para una misma profundidad. Si por el contrario, las reflexiones en el tope y la base poseen signos opuestos para una profundidad dada, ocurre interferencia destructiva. En la figura 3 se ilustra la definición de interferencia constructiva (izquierda) y destructiva (derecha).

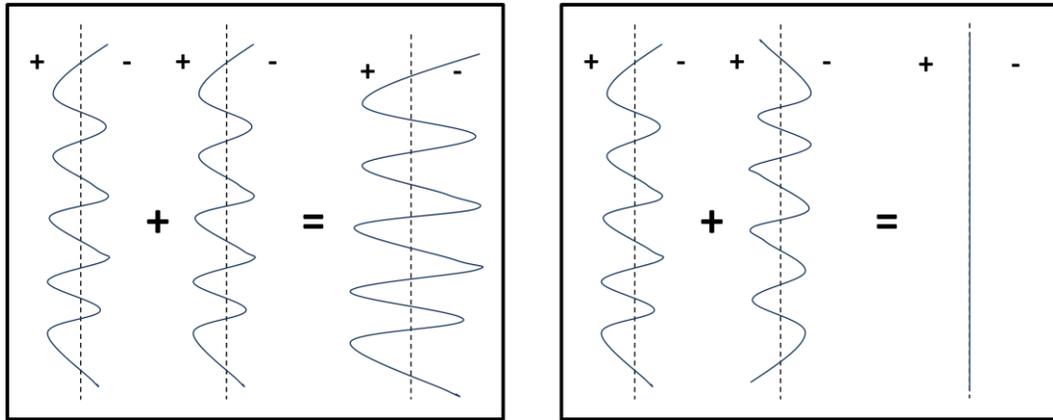


Figura 3. Interferencia constructiva (izquierda) y destructiva (derecha) de una señal. Modificado de Rodríguez, (2009).

### Modelo Directo y Modelo de Widess

Una traza sísmica  $s(t)$  esta constituida, según un modelo directo, por la convolución de una ondícula estacionaria  $w(t)$  con el coeficiente de reflectividad  $r(t)$  más el ruido  $n(t)$  (Zhang y Castagna, 2011):

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t)$$

Este modelo directo asume que la estructura interna de la Tierra se representa como una sucesión de capas planas y horizontales con impedancia acústica constante y reflexiones generadas entre los contactos de capas adyacentes.

El modelo de Widess para la reflectividad en capas delgadas establece que el límite fundamental de la resolución sísmica es un octavo de la longitud de la onda incidente (Puryear y Castagna, 2008). La interferencia constructiva de la ondícula y su amplitud medida tienen su pico cerca de un cuarto de la longitud de onda en el dominio del tiempo. Tanto la forma de la onda como la frecuencia en su pico continúan variando a medida que su amplitud se acerca a un cuarto de su longitud, punto en el cual la forma de la longitud se acerca al derivativo de la ondícula sísmica.

A medida que el espesor de la capa se reduce a menos de un octavo de la longitud de onda, la forma de la onda no varía significativamente, pero su amplitud decrece (Figura 4) (Puryear y Castagna, 2008).

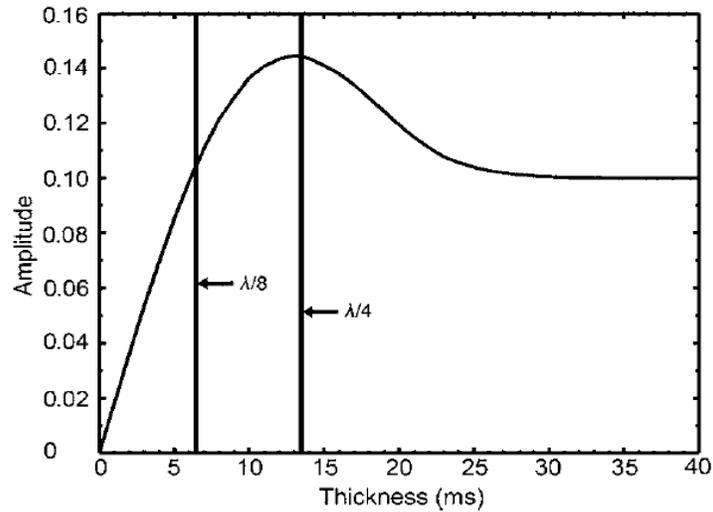


Figura 4. Amplitud contra espesor (ms). Nótese el aumento de la amplitud cerca del espesor tuning ( $\lambda/4$ ). La amplitud tiende a ser lineal para valores menores al espesor tuning. La forma de la onda tiende al derivativo de la ondícula en  $\lambda/8$ . Tomado de Puryear y Castagna, (2008).

Bajo la idea anterior, no se pueden diferenciar cambios en la amplitud, causados por variaciones en los coeficientes de reflexión, de los cambios de espesores por debajo de un octavo de la longitud de onda. Por esto, se dificulta hacer un análisis de banda ancha en el dominio del tiempo de estas capas delgadas (Puryear y Castagna, 2008). En presencia de ruido y agrandamiento de la ondícula, la situación se complica aún más. La transición de un cuarto de longitud de onda a un octavo se oscurece y hay ocasiones en que la longitud de un cuarto se hace un límite en la resolución. Para el modelo de Wides, se debe considerar que los semiespacios que están por arriba y debajo de la capa de interés, poseen la misma impedancia acústica y que también ésta permanece constante en la capa delgada (Puryear y Castagna, 2008).

Aún y cuyo la teoría de Widess (1973) es válida cuyo se cumplen ciertas suposiciones, la naturaleza tiende a no adaptarse a este tipo de parámetros teóricos.

La teoría de la inversión *Sparse Layer* está basada en que se cumple la suposición del modelo Widess para capas delgadas, donde se establece una configuración de reflectividad que a su vez es una singularidad en la continuidad de las posibles variaciones de los coeficientes de reflectividad. Cualquier par de coeficientes de reflexión posee componentes pares e impares, siendo las componentes pares de igual magnitud y signo, y las componentes impares de igual magnitud pero de signo opuesto (Figura 5). (Castagna, 2004 y Chopra *et al*, 2006 citados por Puryear y Castagna, 2008).

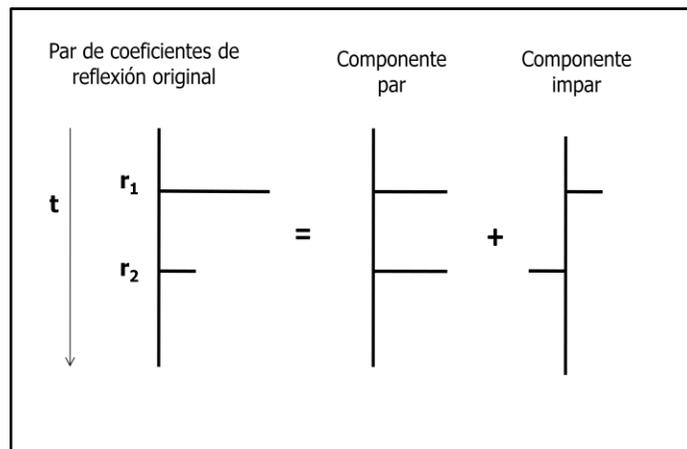


Figura 5. Pares de coeficientes de reflexión y sus componentes. Componente par, de igual magnitud y signo. Componente impar, de igual magnitud y signo opuesto. Modificado de Puryear y Castagna, (2008).

El modelo de Widess establece que los de coeficientes de reflexión originales son perfectamente impares, lo que es una aproximación buena para ciertos tipos de objetivos como estratos salinos incrustados en una matriz de lutitas. Sin embargo, si se asume un par de coeficientes de reflectividad impar, se llegaría a la peor resolución para capas delgadas. Una componente par de los coeficientes de reflexión, por más pequeña que sea, puede aumentar significativamente la capacidad de resolver una capa delgada. El mejoramiento de la resolución se debe a la interferencia constructiva de la componente par, a medida que el espesor de la capa tiende a cero. Por el

contrario, la componente impar interfiere destructivamente. Sin embargo, la componente par es menos precisa en presencia de ruido a medida que el espesor de la capa tiende a cero (Tirado, 2004, citado por Puryear y Castagna, 2008).

### ***Inversión Sparse Layer***

La inversión *Sparse Layer* es un método sísmico cuyo propósito es determinar la serie de reflectividad a partir de una traza sísmica y una ondícula conocida, basándose en que el subsuelo está constituido por capas horizontales homogéneas e isotrópicas. Cada traza del volumen sísmico surge de la convolución de una ondícula con la serie de reflectividad (modelo directo) (Zhang y Castagna, 2011).

Debido a que las ondículas sísmicas están limitadas por la banda y los datos sísmicos son finitos e imprecisos, existe una infinidad de series de reflectividad que satisfacen a los datos. Por lo tanto, no existe una sola manera de hacer la inversión de  $\mathbf{s}(\mathbf{t})$  para obtener  $\mathbf{r}(\mathbf{t})$ . Para conseguir la mejor solución que satisfaga los datos, se requiere que ésta posea los ajustes de mínimos cuadrados. Además, debe tener restricciones según el tipo de solución que se desee obtener. La determinación de las series de reflectividad a partir de una traza sísmica, de la cual se conoce la ondícula, consiste en localizar los coeficientes de reflectividad y estimar la amplitud de estos (Zhang y Castagna, 2011).

El tope y la base de una capa pueden ser representados como funciones de impulso que dependen del engrozamiento temporal de la capa delgada, el intervalo de muestreo y los coeficientes de reflexión. En la figura 6 se puede ver un modelo de cuña de componente par junto a la curva de efecto tuning. Los reflectores  $\mathbf{r}_1$  y  $\mathbf{r}_2$  corresponden al tope y a la base de la cuña respectivamente. Se observa también el límite de tuning teórico para el cual el espesor de la cuña es un cuarto de la longitud de onda incidente.

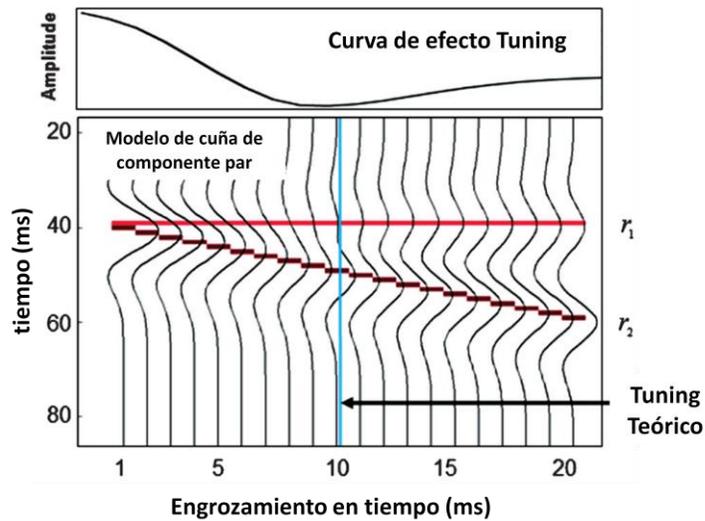


Figura 6. Modelo de cuña de componente par. Se observan los reflectores tope y base de la cuña y el límite de tuning teórico. Tomado Zhang y Castagna, (2011).

## Descomposición Espectral

La descomposición espectral es el proceso mediante el cual se analiza una señal en la serie de frecuencias útiles (con información sísmica) que la constituyen, con el propósito de obtener un grupo de frecuencias para una misma traza, el cual muestra la distribución de amplitud en tiempo y frecuencia (Correa y Ramírez, 2004).

Existen muchas técnicas creadas y aplicadas de la descomposición espectral, que poseen ventajas y desventajas debido a que el mismo problema puede ser resuelto de distintas maneras, por lo que se debe aplicar el método que lleve a la solución correcta eficientemente y que sea útil para la interpretación.

Según Castagna *et al.* (2003), deben considerarse ciertos criterios para establecer si un algoritmo de descomposición espectral es adecuado o no. Estos criterios son: 1) La resolución sísmica vertical debe ser muy similar al sismograma; 2) El apilado de los *gathers* de frecuencias, es decir, la suma de las amplitudes sobre las frecuencias, debe

ser equivalente a la amplitud instantánea de las trazas sísmicas; 3) La sumatoria de todos los espectros de frecuencias sobre el tiempo debe aproximarse al espectro de la traza sísmica; 4) Los lóbulos laterales no deben aparecer como eventos en el dominio de la frecuencia; 5) El espectro de amplitud de un evento aislado no debe ser distorsionado o manchado y 6) Los *notches* espectrales no deben relacionarse a separaciones temporales de eventos que se pueden resolver.

Por lo general, los métodos de descomposición espectral más usados son aquellos que se basan en la Transformada de Fourier, como la Transformada Rápida de Fourier o la Transformada Discreta de Fourier (Partyka *et al.*, 1999). Estos dos métodos de Transformadas de Fourier requieren del uso de una ventana temporal, que generan una distorsión del espectro real y afectan la resolución temporal del dato de salida. Los métodos de Transformada de Fourier muestran que la ventana es un factor importante, ya sea para la resolución sísmica vertical o para la resolución del espectro. Por lo tanto, una ventana grande es útil para determinar el contenido de frecuencia del dato, pero va a mezclar diferentes eventos verticales. Mientras que una ventana pequeña muestra mejor resolución vertical, pero la resolución del espectro se va a manchar. De esta manera, los métodos de la Transformada de Fourier no cumplen con las condiciones 4, 5 y 6 mencionadas anteriormente.

Otro de los métodos de Descomposición Espectral está basado en la Transformada Continua de la Ondícula, el cual posee ventajas sobre la Transformada Discreta de Fourier al tratar con señales de banda ancha. El método es equivalente al filtrado temporal de banda cercana en la sísmica, pero requiere de un conjunto de ondículas ortogonales (Castagna y Sum, 2006). Se ha logrado demostrar que el método de la Transformada Continua de la Ondícula, posee buena resolución temporal para altas frecuencias y buena resolución para bajas frecuencias, pero tiene limitaciones para las frecuencias medias (Rodríguez, 2009).

Existe también el método de Descomposición por Emparejamiento, el cual fue desarrollado por Mallat y Zhang (1993) y que cumple con las todas las condiciones. El método relaciona la correlación cruzada de las trazas sísmicas con un conjunto de ondículas. La proyección de la ondícula mejor correlacionada a la traza sísmica es sustraída de esa traza. Luego, el conjunto de ondículas se correlaciona con la traza residuo, y se sustrae nuevamente la mejor proyección. Esto se repite hasta que la traza residuo sea menor que el umbral aceptable. Las ondículas no necesariamente deben ser ortogonales y no va a depender del tamaño de la ventana ni se va a manchar el espectro. (Castagna y Sum, 2006). Sin embargo, el método presentó deficiencias al acumular errores a medida que se realizaban las iteraciones (Pati, Rezaiifar, Krishnaprasad, 1993).

El método de Descomposición Espectral aplicado en este trabajo fue el del Análisis de los Mínimos Cuadrados Restringidos, el cual está basado en el operador de la Transformada de Hilbert. Este operador incorpora información que está fuera de la ventana para bajas frecuencias, en lugar que para altas frecuencias. Así, se puede considerar que el Análisis de los Mínimos Cuadrados Restringidos posee una ventana que depende de la frecuencia. También, la traza permite el uso de ventanas pequeñas infinitesimales. Por ejemplo, aplicando el límite, se puede simplemente usar una ventana de muestra. De esta manera, el método del Análisis de los Mínimos Cuadrados Restringidos va a generar fases y frecuencias instantáneas de una función sinusoidal equivalente (Puryear, *et al.*, 2012).

Al aplicar el método del Análisis de los Mínimos Cuadrados Restringidos, se mejora la resolución del espectro y no se requiere de un muestreo parejo de los datos en tiempo ni en espacio, por lo que puede ser útil en el procesamiento sísmico y en la inversión (Puryear, *et al.*, 2012) demostraron que el método de los Mínimos Cuadrados muestra mejor resolución temporal de baja frecuencia y mejor resolución de frecuencias que el método de la Transformada Continua de la Ondícula. El

espectro de la ondícula del método de los Mínimos Cuadrados es más compacto porque no sufre efectos causados por el tamaño de la ventana.

Para el caso de las capas delgadas, el método de Mínimos Cuadrados Restringidos se aproxima bastante al espectro deseado, ubica los *notches* casi de manera perfecta y genera un error muy bajo en el pico de la frecuencia. (Puryear, *et al.* 2012).

La figura 8 ilustra la comparación de los métodos de Descomposición Espectral de la Transformada Directa de Fourier, de la Transformada Continua de la Ondícula y de Mínimos Cuadrados.

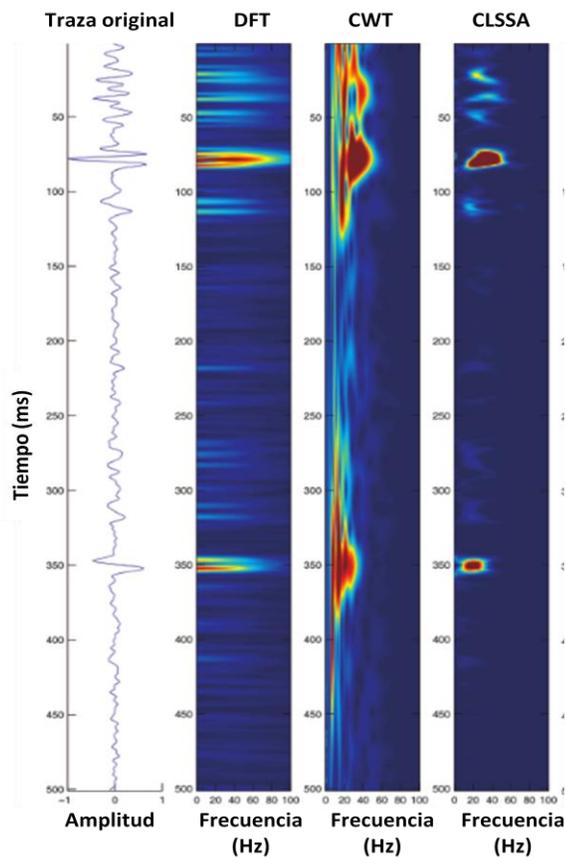


Figura 8. Comparación de los métodos de descomposición espectral: Transformada Directa de Fourier, de la Transformada Continua de la Ondícula y de Mínimos Cuadrados. (Tomado de Puryear, C. *et al.* (2012).

## Inversión Espectral

La inversión espectral es una técnica sísmica donde se usa información previa (obtenida mediante métodos directos) y descomposición espectral, para determinar patrones de interferencia espectral dependientes del tiempo, creados por la respuesta de un cierto número de capas superpuestas e invertir estos espectros de frecuencias locales para obtener el espesor de las capas y los coeficientes de reflexión. Mediante esta técnica se logran mejorar las imágenes de estratos delgados cuyo espesor es menor que el espesor al cual ocurre el efecto tuning (Puryear y Castagna, 2008). La inversión *Sparse Layer* es un caso particular de la inversión espectral.

Puryear y Castagna (2008) generaron los datos para la inversión espectral, aplicando la transformada de Fourier a varios modelos de reflectividad y formularon el algoritmo de inversión, mediante un análisis espectral. El algoritmo mencionado comprende la inversión de la reflectividad, a través del uso de la constante de periodicidad del espectro de amplitud de una capa con espesor determinado, aprovechando el hecho de que el espaciamiento entre picos espectrales y valores nulos es precisamente el inverso del espesor de la capa en el dominio del tiempo.

Puryear y Castagna (2008) establecieron un punto en la mitad de la capa (en el dominio del tiempo) y rescribieron la ecuación del impulso de Marfurt y Kirilin (2001), de la siguiente forma:

$$g(t) = r_1 \delta\left(t - \frac{T}{2}\right) + r_2 \delta\left(t + \frac{T}{2}\right)$$

Donde  $r_1$  y  $r_2$  son los coeficientes de reflexión en el tope y en la base respectivamente.  $T$  es el espesor de la capa. Las ecuaciones obtenidas a partir de la Transformada de Fourier poseen las partes imaginaria y reales siguientes:

$$\text{Re}[g(f)] = 2r_e \cos(\pi f T) \quad ; \quad \text{Im}[g(f)] = 2r_o \sin(\pi f T)$$

Siendo  $\mathbf{f}$  la frecuencia,  $\mathbf{r}_e$  es el componente par de los pares de coeficiente y  $\mathbf{r}_o$  es el componente impar de los pares de coeficiente.

La función de costo  $\mathbf{O}(\mathbf{t}, \mathbf{k})$  se define, según se obtuvo en Puryear y Castagna (2008), de la siguiente forma:

$$\mathbf{O}(\mathbf{t}, \mathbf{k}) = G(\mathbf{f}) \frac{dG(\mathbf{f})}{d\mathbf{f}} + 2\pi T \mathbf{k} \sin(\pi \mathbf{f} T)$$

Donde  $\mathbf{G}(\mathbf{f})$  es la amplitud que depende de la frecuencia y  $\mathbf{k} = \mathbf{r}_e^2 - \mathbf{r}_o^2$ .

La ecuación de  $\mathbf{O}(\mathbf{t}, \mathbf{k})$  se obtiene al evaluarla en cada frecuencia y encontrando el mínimo global en un espacio de modelo  $\mathbf{k}$ - $\mathbf{T}$ . Se puede determinar  $\mathbf{r}_o$  mediante la siguiente relación:

$$r_o = \sqrt{\frac{G(\mathbf{f})^2}{4} - k \cos^2(\pi \mathbf{f} T)}$$

Se puede determinar  $\mathbf{r}_e$  mediante la relación  $\mathbf{k} = \mathbf{r}_e^2 - \mathbf{r}_o^2$ . El tiempo de  $\mathbf{t}_1$  del reflector  $\mathbf{r}_1$  en el tope se puede obtener así:

$$t_1 = (2i\pi f)^{-1} \ln \left[ \frac{g(\mathbf{f})}{\{r_1 + r_2 \exp(2i\pi f)\}} \right]$$

Siendo  $\mathbf{g}(\mathbf{f})$  el espectro complejo del par de coeficientes de reflexión. La ecuación anterior se puede obtener aplicando la Transformada de Fourier de la ecuación del impulso y despejando  $\mathbf{t}_1$ . Los coeficientes de reflexión  $\mathbf{r}_1$  y  $\mathbf{r}_2$  pueden obtenerse de nuevo al restablecer las componentes par e impar obtenidas a través de las ecuaciones de  $\mathbf{r}_o$  y  $\mathbf{r}_e$ . Sin embargo, las componentes restantes del modelo de capa y reflectividad

se pueden obtener a partir de los parámetros iniciales  $\mathbf{k}$  y  $\mathbf{T}$ . (Puryear y Castagna, 2008).

La eficiencia del método fue puesta a prueba por Puryear y Castagna (2008) al hacer los porcentajes de ruido diferentes de 1% y 5%. Llegaron a la conclusión de que el ruido desestabiliza la inversión para el caso de espesores muy delgados, debido a que el espectro de reflectividad es prácticamente plano a medida que los espesores tienden a cero. Sin embargo, Puryear (2006) y Castagna (2008) lograron reducir el problema al establecer una restricción en los valores de  $\mathbf{k}$  entre -0,03 y 0,03. De esa manera, el par de reflectividad no se convierte en un solo coeficiente de reflexión y la magnitud de éste se mantiene cerca de lo que generalmente se observa en los datos sísmicos. También, demostraron que los análisis de banda y de filtros de suavizado óptimos dependen de los niveles de ruido, al variar estos dos parámetros.

Si se aplica la analogía para el caso de muchas capas y se asume que los sismogramas corresponden a la convolución del coeficiente de reflexión  $\mathbf{r}(\mathbf{t})$  con una ondícula conocida  $\mathbf{w}(\mathbf{t})$ , entonces la descomposición espectral de una traza sísmica  $\mathbf{s}(\mathbf{t})$ , con longitud de tiempo de ventana  $\mathbf{tw}$ , puede ser escrita de la siguiente manera:

$$s(t, f) = w(t, f) \int_{-tw}^{tw} \{ r_e(t) \cos[2\pi f T(t)] + i r_o(t) \sin[2\pi f T(t)] \} dt$$

Si la ventana es muy corta, la resolución de la frecuencia se ve afectada y si la ventana es muy larga, se deteriora la resolución del tiempo. Si se conoce la ondícula del espectro, entonces  $\mathbf{r}(\mathbf{t})$  y  $\mathbf{T}(\mathbf{t})$  se pueden determinar al optimizar la función de la siguiente forma:

$$O(t, r_e, r_o, k) = \int_{f_L}^{f_H} \left[ \alpha_e \left\{ \text{Re} \left[ \frac{s(t, f)}{w(t, f)} \right] - \int_{-t_w}^{t_w} r_e(t) \cos[\pi f T(t) dt] \right\} + \alpha_o \left\{ \text{Im} \left[ \frac{s(t, f)}{w(t, f)} \right] - \int_{-t_w}^{t_w} r_o(t) \sin[\pi f T(t) dt] \right\} \right] df$$

Donde  $f_H$  y  $f_L$  son respectivamente las frecuencias de alto y bajo corte,  $\alpha_e$  y  $\alpha_o$  son las funciones de peso. La relación  $\frac{\alpha_e}{\alpha_o}$  se ajusta según un intercambio aceptable entre el ruido y la resolución. Se establece  $\alpha_o \gg \alpha_e$  para el caso del modelo de Widess. (Castagna *et al.*, 2003).

En la figura 8 se observa la comparación de la sísmica original, una columna litológica y los datos sísmicos luego de la inversión espectral, obtenidos por Puryear y Castagna (2008). Es de notar la falta de capacidad que posee la sísmica original (izquierda) para delinear capas delgadas, a diferencia de los datos a los que se les aplicó la inversión espectral (derecha). Sin embargo, hay que observar que los datos invertidos no resuelven cambios en la gradación, dentro de una capa específica (Puryear y Castagna 2008).

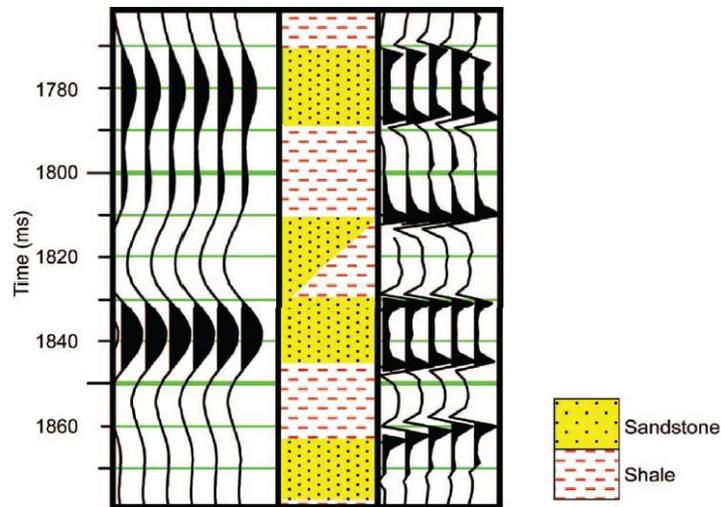


Figura 8. Sísmica original (izquierda), columna litológica (centro) y sísmica con inversión espectral (derecha). Tomado de Puryear y Castagna (2008).

El método de inversión Espectral empleado por Puryear y Castagana (2008) basado en descomposición espectral, mejoró enormemente la resolución vertical en comparación a los datos sísmicos originales, favoreciendo la estimación de espesores delgados, la correlación de pozos y la interpretación estratigráfica.

### **Inversión *Sparse Spike* de Programación Lineal**

La inversión *Sparse Spike* es una inversión acústica donde el modelo de impedancia resultante posee un rango de reflectividades esparcidas, con pocos valores no nulos de los coeficientes de reflexión. La impedancia invertida posee una banda ancha del espectro, con forma de bloques en el dominio del tiempo (Qin Li, 2001).

El propósito de toda inversión acústica es hallar un modelo compuesto de coeficientes de reflexión  $\mathbf{r}(\mathbf{t})$  que requiera del dato sísmico  $\mathbf{s}(\mathbf{t})$  y una ondícula fuente  $\mathbf{w}(\mathbf{t})$  como parámetros de entrada para calcular la impedancia  $\mathbf{z}(\mathbf{t})$  (Qin Li, 2001).

La relación entre los datos  $\mathbf{d} = (s_1, s_2, s_3, \dots)$ , el modelo  $\mathbf{m} = (r_1, r_2, r_3, \dots)$ , y el ruido  $\mathbf{n}$  está dada por:

$$\mathbf{Lm} + \mathbf{n} = \mathbf{d}$$

Donde  $\mathbf{L}$  es el operador que relaciona el modelo con los datos. Una vez que se tengan los datos  $\mathbf{d}$ , el modelo puede ser definido con la probabilidad  $p(\mathbf{m}|\mathbf{d})$  que condiciona el modelo a los datos. Mediante la fórmula de Bayes la probabilidad se define como:

$$p(\mathbf{m}|\mathbf{d}) = \frac{p(\mathbf{d}|\mathbf{m})p(\mathbf{m})}{p(\mathbf{d})}$$

Siendo  $p(\mathbf{m})$  y  $p(\mathbf{d})$  la definición establecida en un principio del modelo y de los datos, respectivamente. Ahora, se establece una función de minimización  $\mathbf{J}$  para la probabilidad  $p(\mathbf{m}|\mathbf{d})$ :

$$\mathbf{J} = -\log p(\mathbf{m}|\mathbf{d}) = -\log p(\mathbf{d}|\mathbf{m}) - \log p(\mathbf{m})$$

El término  $\log p(\mathbf{d})$  se puede ignorar de la ecuación de  $\mathbf{J}$  ya que es constante. Según la definición inicial del modelo, éste se establece como una restricción global  $S(\mathbf{m})$ , mientras que su distribución de probabilidad con máxima entropía y que cumple con la restricción, toma la forma siguiente:

$$p(\mathbf{m}) = Ae^{-S(\mathbf{m})}$$

Siendo  $\mathbf{A}$  una constante de normalización. Si se asume un modelado gaussiano generalizado y un error en la realización de los datos, la probabilidad  $p(\mathbf{d}|\mathbf{m})$ , en función de discrepancia entre el modelo y la realización de los datos, está dada por:

$$p(\mathbf{d}|\mathbf{m}) = \frac{p^{1-1/p}}{2\sigma_p\Gamma(1/p)} \exp\left(-\frac{1}{p} \frac{|\mathbf{d} - \mathbf{Lm}|^p}{\sigma_p^p}\right)$$

Si se maximiza la función  $\mathbf{J}$ , se obtiene una solución con el menor error entre el modelo y la realización de los datos, conservando la definición original del modelo.

Debido a que el objetivo de la inversión mediante impedancia es generar un modelo de impedancia que cumpla con las condiciones de los datos sísmicos, considerando su banda de frecuencia, mientras que se le incorporan parámetros del modelo terrestre, se considera que éste último está compuesto por un cierto número de capas y que su función de reflectividad está definida mediante la siguiente ecuación (Oldenburg, *et al.*, 1983):

$$r(t) = \sum_{j=1}^{NL} r_j \delta(t - \tau_j)$$

Donde  $NL$  es el número total de capas en el modelo,  $r_j$  es el coeficiente de reflexión correspondiente a cada capa. Debido a que  $NL$  es un número mucho más pequeño que el número de muestras  $N$  grabados en la sísmica, se reduce considerablemente el grado de libertad del modelo y, por lo tanto, se reduce la no exclusividad.

De todos los modelos compatibles con las realizaciones de los datos sísmicos, se selecciona aquel que cumpla con las condiciones de los registros de pozo para la banda de frecuencia baja y que sea también consistente con las condiciones de estratificación para la banda de frecuencia alta. La primera condición es el requisito para las bajas frecuencias, y la segunda condición se necesita para la reflectividad esparcida, donde se asume que, en el modelo, la Tierra está constituida por estratos homogéneos. Finalmente, se escoge aquel que esté relacionado con el menor número de capas.

Para obtener una solución normalizada, se considera la condición siguiente:

$$S(\mathbf{m}) = \sum_{n=0}^{N-1} |r_n|$$

Y la función objetivo a minimizar resulta de la siguiente forma:

$$J(\mathbf{m}) = \sum_{n=0}^{N-1} |r_n| + |\mathbf{Lm} - \mathbf{d}|$$

El método de programación lineal establecido por Oldenburg *et al.*, (Oldenburg et al, 1983; Levy y Fullagar, 1981) ofrece una solución eficiente de la ecuación anterior. Se obtiene un modelo de impedancia con reflectividad esparcida, con la menor cantidad de valores no nulos de los coeficientes de reflexión. Por lo tanto, se obtiene un modelo de la Tierra con el menor número de estratos, separando los eventos más importantes en la estructura de la impedancia acústica.

Estableciendo el modelo directo de convolución entre el coeficiente de reflexión  $\mathbf{r(t)}$  y una ondícula  $\mathbf{w(t)}$  para definir una señal sísmica  $\mathbf{s(t)}$ , y estableciendo una impedancia acústica  $\mathbf{z(t)}$  pequeña, los coeficientes de reflexión se relacionan con la impedancia de la siguiente forma:

$$r(t) = \frac{1}{2} \frac{d[\ln(z(t))]}{dt}$$

Por lo tanto la impedancia se puede obtener a través de la integral:

$$z(t) = z(0) \exp \left[ 2 \int_0^t r(\tau) d\tau \right]$$

Se pueden establecer las siguientes condiciones para la banda de frecuencia de la sísmica:

$$X_j = W_j \sum_{k=0}^{N-1} r_k e^{\frac{-i2\pi jk}{N}}$$

Siendo  $\mathbf{X_j}$  y  $\mathbf{W_j}$  las componentes de Fourier de los datos sísmicos y de la ondícula. Están dadas por:

$$X_j = \sum_{k=0}^{N-1} x_k e^{\frac{-i2\pi jk}{N}} W_j = \sum_{k=0}^{N-1} w_k e^{\frac{-i2\pi jk}{N}}$$

Para las frecuencias que están por debajo de la banda de frecuencia de la sísmica se extrae la componente de baja frecuencia de la función de reflectividad del modelo de entrada que fue construido a partir de registros de pozo.

$$R_j = \sum_{k=0}^{N-1} r_k e^{\frac{-i2\pi jk}{N}}$$

Para las frecuencias que están por encima de la banda de frecuencia de la sísmica, se establece una desigualdad como condición para limitar la potencia:

$$\left| \sum_{k=0}^{N-1} r_k e^{\frac{-i2\pi jk}{N}} \right| \leq \sigma$$

Siendo  $\sigma$  el parámetro que describe el contenido de alta frecuencia en la impedancia invertida. Por lo tanto, describe el esparcimiento de la función de reflectividad.

Las ecuaciones anteriores establecen una relación lineal entre la transformada de Fourier de la función de reflectividad, la ondícula y los coeficientes de reflectividad. Se puede minimizar la función objetivo de las ecuaciones anteriores mediante un algoritmo de programación lineal.

En la figura 9 se observa la inversión *Sparse Spike* de programación lineal con una frecuencia máxima de 10 Hz. La curva roja de abajo es el resultado de la inversión, la curva negra de abajo corresponde al modelo inicial, la curva roja del medio es la traza sintética creada a partir del modelo inicial, la línea negra del medio corresponde a la traza de sísmica de entrada y la línea azul de arriba es el error residual entre el sintético y la sísmica de entrada. Se puede notar que el error residual es muy bajo, ya que la traza sintética se acerca a la traza de la sísmica de entrada. También el resultado de la inversión posee una tendencia semejante a la del modelo inicial.

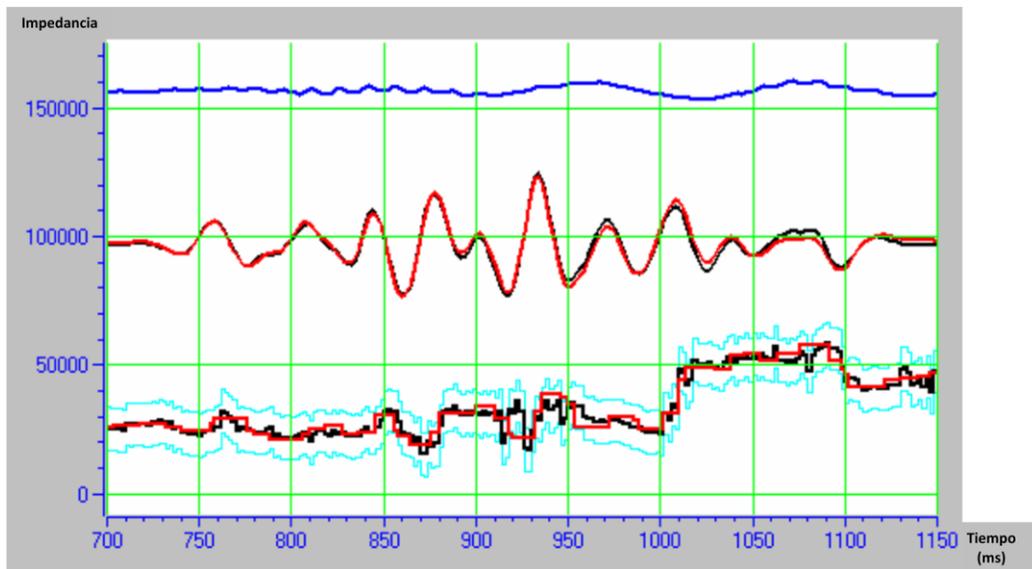


Figura 9. Inversión *Sparse Spike* de programación lineal para una frecuencia máxima de 10 Hz. Tomado de Qin Li (2001). La curva roja de abajo es el resultado de la inversión, la curva negra de abajo es modelo inicial, la curva roja del medio es la traza sintética creada a partir del modelo inicial, la línea negra del medio es la traza de sísmica de entrada y la línea azul de arriba es el error residual entre el sintético y la sísmica de entrada.

### **Inversión *Sparse Spike* de Probabilidad Máxima**

La deconvolución de probabilidad máxima es una técnica modelada que parte de la idea de que la reflectividad contiene una serie de puntas (spikes) largas y aisladas y de que la ondícula de la sísmica puede ser estimada a partir de estos eventos. (Chi, *et al.*, 1984).

El posicionamiento de las puntas (spikes) en la secuencia de reflexión está determinado mediante el uso de un algoritmo para añadirle la punta (spike) más apropiada al modelo. El algoritmo itera hasta que encuentra una punta (spike) con amplitud menor a este valor umbral multiplicado por la amplitud promedio de todas las puntas (spikes) anteriores. Esto es, al añadirle una punta (spike), su amplitud es comparada con la amplitud promedio de todas las puntas detectadas hasta entonces. Cuando la amplitud para una nueva punta (spike) es menor a la fracción del

promedio, el algoritmo deja de añadir puntas (spike). Dicha fracción corresponde al umbral de detección de puntas (spikes). (Hampson y Russell, 2007).

El cambio de impedancia máxima puede ser ajustado según el porcentaje de impedancia promedio del registro de pozo con que se trabaje. Por ejemplo, si se usa el 25%, entonces la impedancia  $z$  debe satisfacer la siguiente ecuación:

$$I(z) = I_0(z) \pm 25\% I_{AV}$$

Donde  $I_0(z)$  es la impedancia inicial en la muestra  $z$ ,  $I_{AV}$  es la impedancia promedio de la impedancia inicial  $I_0$ . A medida que este número disminuye, la restricción se afina. (Hampson y Russell, 2007).

## CAPÍTULO IV METODOLOGÍA

Para llevar a cabo este proyecto, se dividió la metodología en 9 secciones. El siguiente flujograma muestra estas secciones:

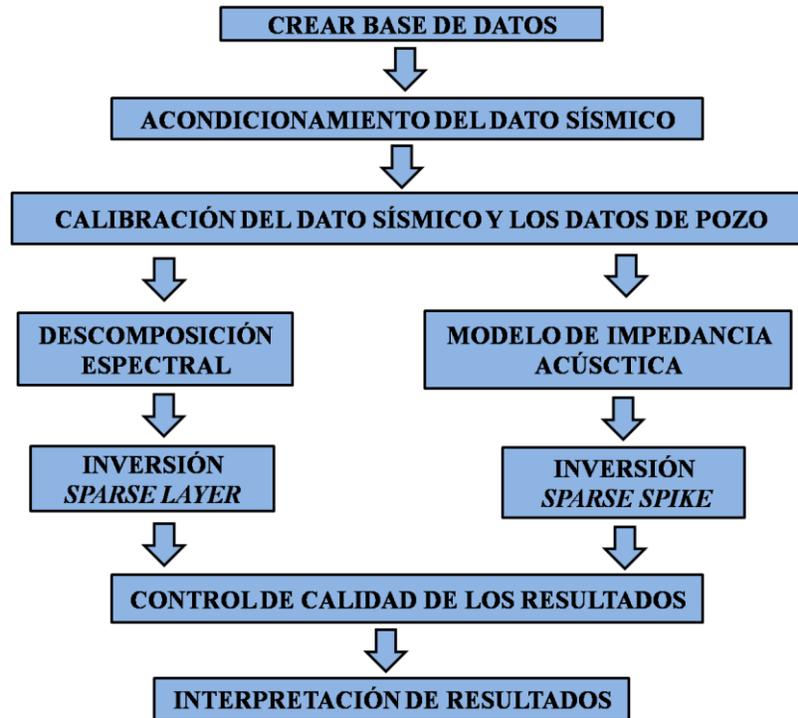


Figura 10. Flujograma de la metodología empleada.

### Base de datos

En esta etapa se recopiló y validó la información relacionada al campo Stratton, esta información incluye: registros de pozos (densidad, gamma ray, resistividad, potencial espontáneo, tiempo-profundidad), volumen sísmico PSTM (*post stack migrated time*) del campo Stratton, horizontes interpretados del volumen sísmico mencionado, topes de las formaciones y datos de la geología y estratigrafía del área de estudio.

Se contó con diez pozos, los cuales tenían los siguientes registros:

Pozo 1: LN y SN

Pozo 2:ASN, LN, SN y SP

Pozo 3:Lateral, LN, SN y SP

Pozo 4: Lateral, LN, SN y SP

Pozo 5: SN

Pozo 6: GR, Densidad, Resistividad, SP e Inducción, Sónico Modelado

Pozo 7: GR, NP, Densidad, Resistividad, Sónico Modelado y SP

Pozo 8:GR, NP, Densidad, Resistividad, SP e Inducción

Pozo 9: *Check Shot*, GR, NP, Densidad, Resistividad, SP, Sónico e Inducción

Pozo 10:GR, NP, Densidad, Resistividad, SP e Inducción

De los diez pozos se descartaron aquellos con información incompleta o con defectos, por lo que se utilizaron los pozos 6, 7 y 9 (*Check Shot*).

Se contó con siete topes de pozo (B46, C38, D11, D18, E41, E49 y F11) y la relación tiempo-profundidad TZ.

El área del volumen sísmico PSTM fue de 19,68 km<sup>2</sup> (figura 1) y la zona de interés se ubica entre 1 segundo (1000 m) a 2 segundos (2000 m).

Se cargaron los datos (registros de pozos (incluyendo registros de tiempo profundidad), volumen sísmico PSTM del campo Stratton, horizontes interpretados del volumen sísmico mencionado y topes de las formaciones) en los programas Hampson-Russell y SMT Kingdom.

Se efectuó un control de calidad de los datos sísmicos (análisis de frecuencia, aplicación de filtro y balance de amplitudes) y de los registros de pozo.

## Acondicionamiento del dato sísmico

Consistió en exportar el volumen sísmico PSTM al programa LGeoTools para aplicarle un filtro estructural, el cual posee una función de suavizado paralela a las reflexiones sísmicas que no opera sobre las terminaciones que definen las estructuras. El filtro permite resaltar eventos y mejora la relación señal/ruido, garantizando conservar la relatividad de las amplitudes. En las figura 11 y 12 se puede ver la sísmica PSTM original y la misma luego del acondicionamiento, con sus respectivos espectros de amplitud. En la figura 13 se observa la diferencia entre la sísmica PSTM original y la sísmica PSTM condicionada. Es de notar que el filtro estructural eliminó el ruido aleatorio, ya que en la figura de la diferencia no se observa sentido geológico, garantizando así que la señal no se perdió durante el proceso.

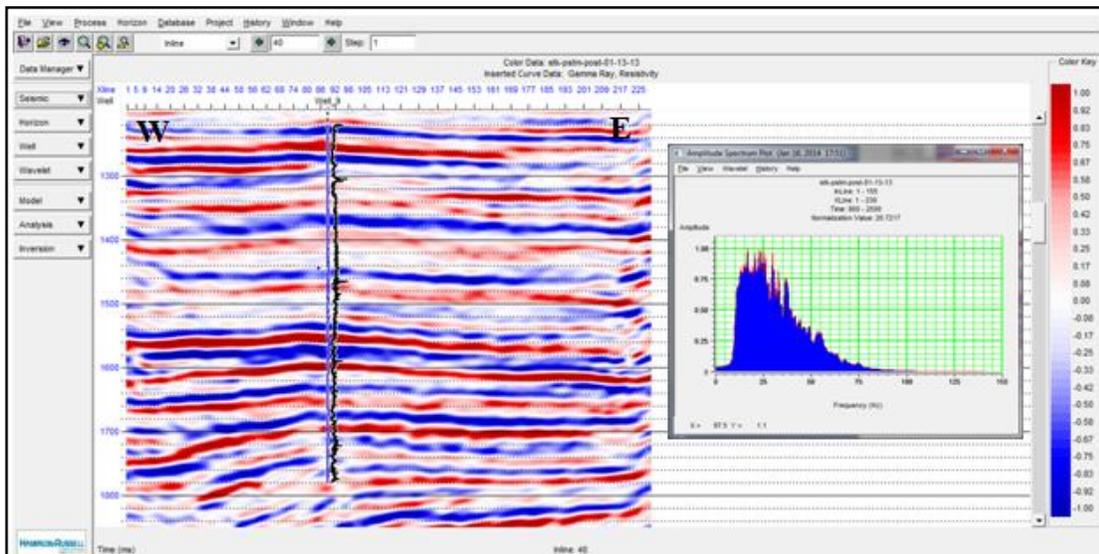


Figura 11. Sísmica PSTM original y su espectro de amplitud

Luego de aplicarle el filtro estructural al volumen sísmico PSTM, éste se cargó nuevamente en Hampson Russell y en SMT Kingdom para desplegarlo y verificar la efectividad del filtro estructural.

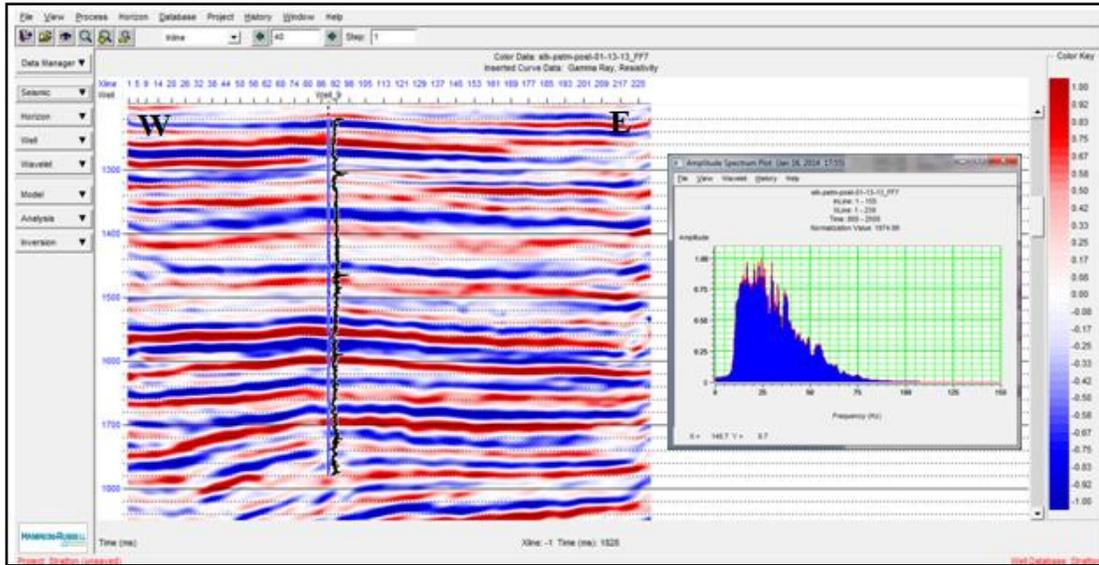


Figura 12. Sísmica PSTM condicionada y su espectro de amplitud.

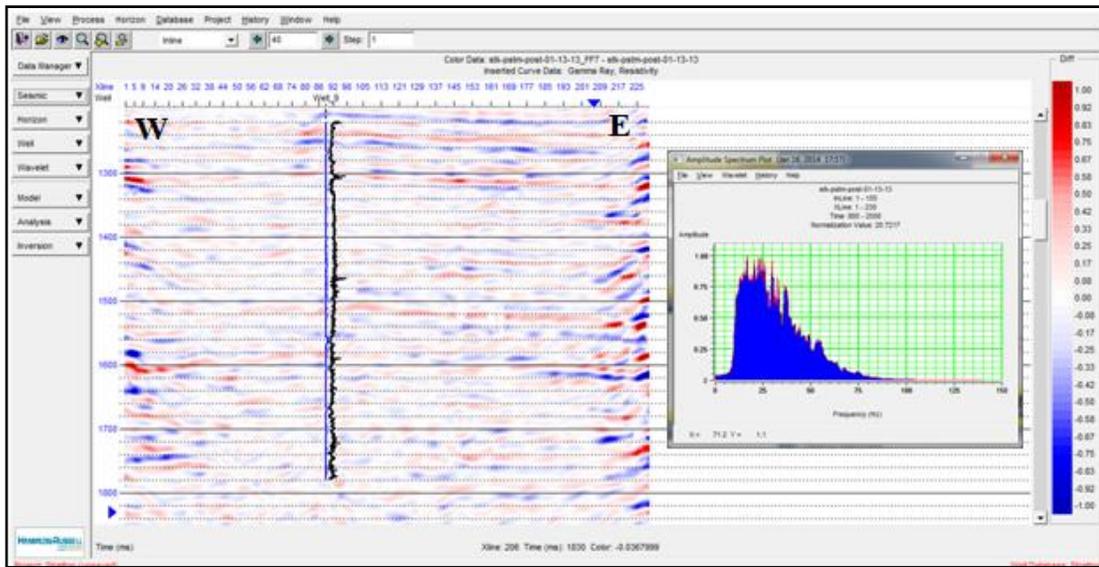


Figura 13. Diferencia entre la sísmica PSTM original y la sísmica PSTM condicionada con su espectro de amplitud.

## Calibración de los datos sísmicos y de los datos de pozo

Una vez cargado el volumen PSTM acondicionado en Hampson Russell, se calibró con los datos de pozo ya previamente cargados. Se realizaron pruebas de estimación de ondícula en la ventana del objetivo con la finalidad de establecer el método de asignación y extracción de la ondícula óptima a fase cero con la menor cantidad de lóbulos.

Con la ondícula extraída, se generó un sismograma sintético que calibró la sísmica condicionada y los registros de pozos. Se creó un registro sísmico y un registro de tiempo-profundidad para cada pozo calibrado. El registro sísmico se generó mediante la ecuación de Faust, que necesita como parámetro de entrada un registro de resistividad (Faust,1953). Se efectuó un estudio de fase de los datos sísmicos para así garantizar una buena correlación con la información observada en los pozos. En la figura 14 se observa el amarre del pozo 9 (*check shot*) con la sísmica original, la ondícula extraída y la correlación cruzada. En la figura 15 se puede ver el amarre del pozo 9 (*check shot*) con la sísmica condicionada, la ondícula extraída y la correlación cruzada. Es de notar que el amarre es prácticamente el mismo para la sísmica original y la condicionada, es decir, que la señal del dato sísmico no fue alterado durante el acondicionamiento (Figuras 14 a 19).

Tanto para el amarre de la sísmica original como para el amarre de la sísmica condicionada se observa que la correlación cruzada de los datos sísmicos con respecto al pozo se mantiene cerca de cero. Esto es importante ya que durante la inversión, el algoritmo requiere de una ondícula ideal (a fase cero con la menor cantidad de lóbulos) para evitar efectos de *ringing* causados por lóbulos laterales, observados en ondículas que no poseen fase cero. La extracción de esta ondícula muestra que no es necesaria ninguna rotación de fase en los datos sísmicos del campo Stratton para la Inversión *Sparse Layer* ni para la Inversión *Sparse Spike*.

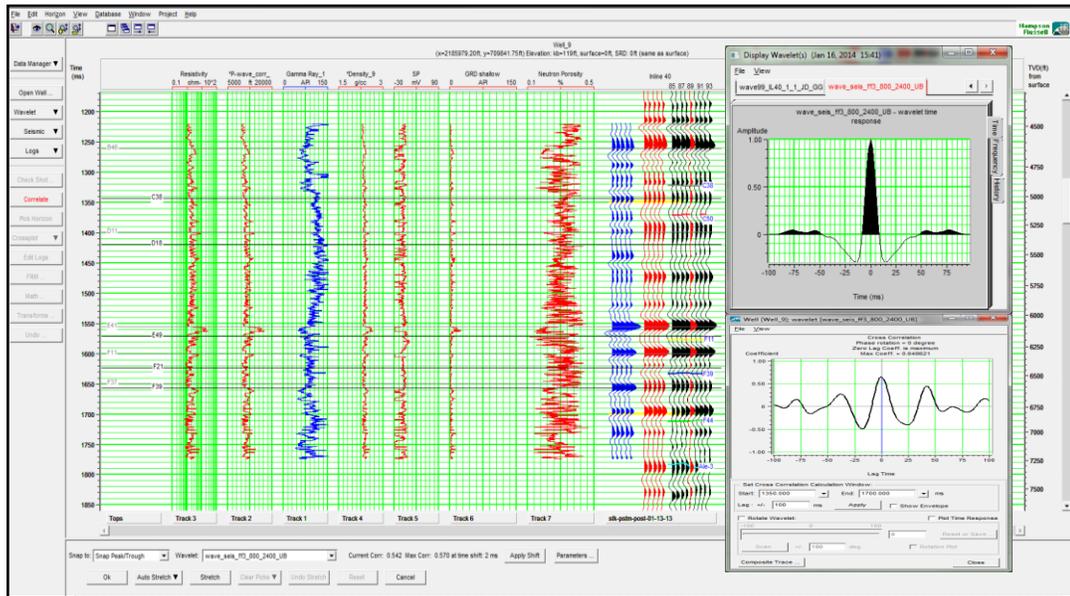


Figura 14. Amarre del pozo 9 con la sísmica PSTM original, la ondícula extraída en dicha sísmica y la correlación cruzada.

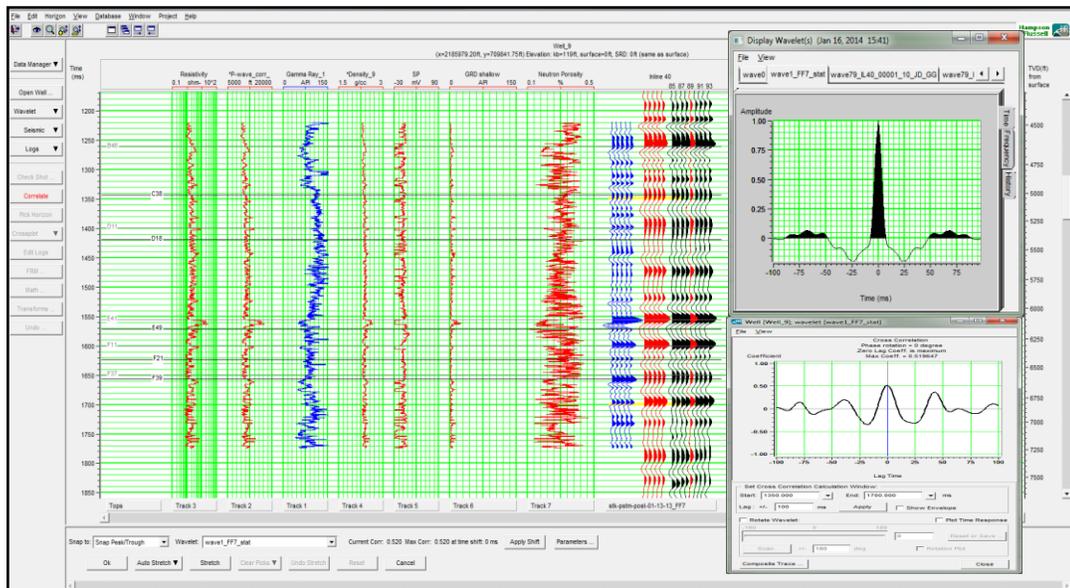


Figura 15. Amarre del pozo 9 con la sísmica PSTM condicionada, la ondícula extraída en dicha sísmica y la correlación cruzada.

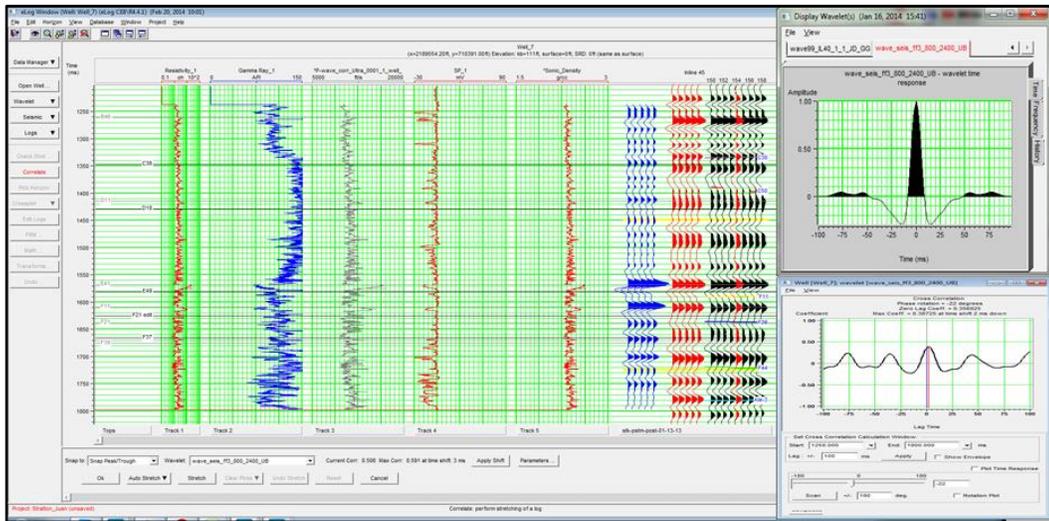


Figura 16. Amarre del pozo 7 con la sísmica PSTM original, la ondícula extraída en dicha sísmica y la correlación cruzada.

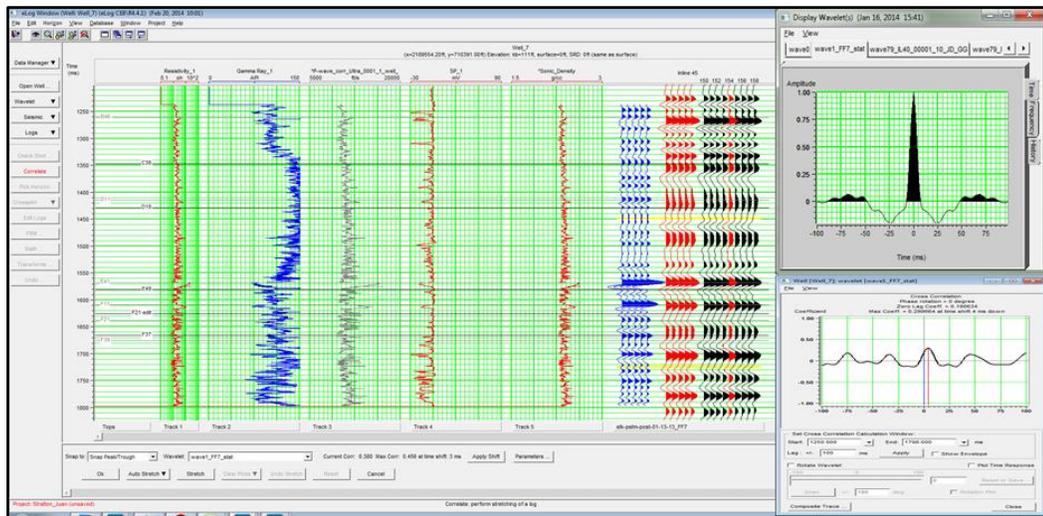


Figura 17. Amarre del pozo 7 con la sísmica PSTM condicionada, la ondícula extraída en dicha sísmica y la correlación cruzada.

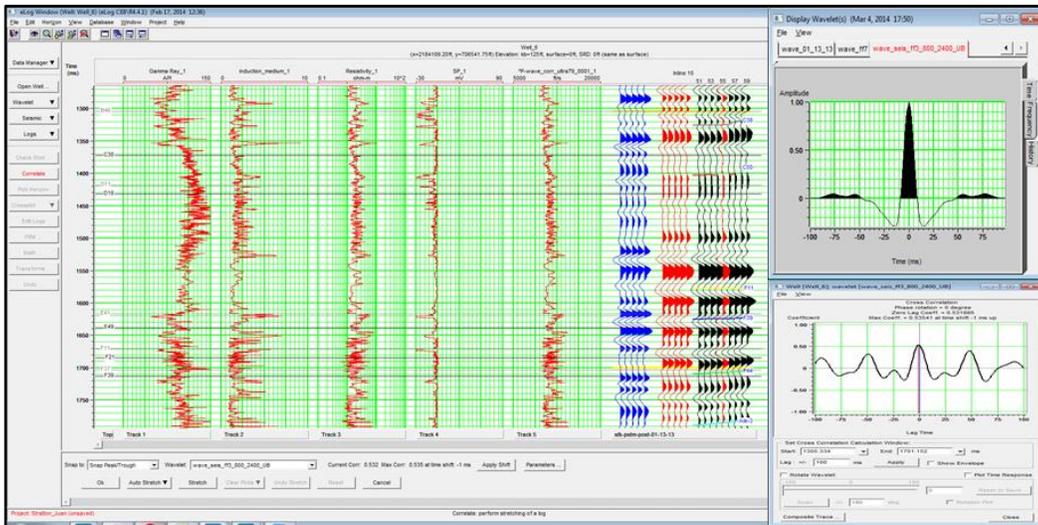


Figura 18. Amarre del pozo 6 con la sísmica PSTM original, la ondícula extraída en dicha sísmica y la correlación cruzada.

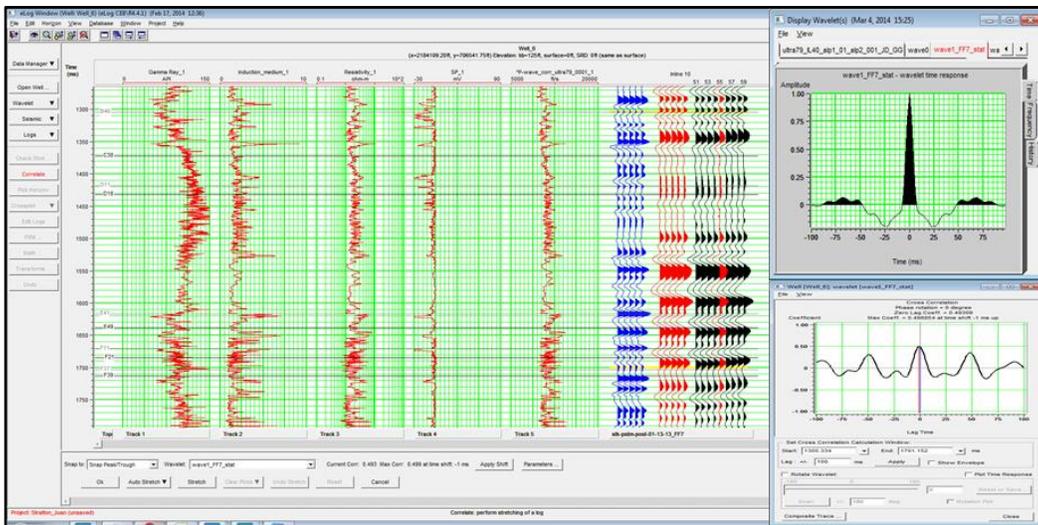


Figura 19. Amarre del pozo 6 con la sísmica PSTM condicionada, la ondícula extraída en dicha sísmica y la correlación cruzada.

## Descomposición Espectral

Se exportaron los datos de pozos y del volumen sísmico PSTM condicionado del programa Hampson Russell y se cargaron en el programa LGeoTools. El método de descomposición espectral aplicado se basa en el CLSSA (*Constrained Least Squares Spectral Analysis*), es decir, en el Análisis de los Mínimos Cuadrados Restringidos. El programa requiere, como datos de entrada, las frecuencias a analizar, la ventana temporal y los parámetros de regularización (Figura 20).

Al aplicar el método se generan varios volúmenes de atributos, varias fases y varias amplitudes donde las componentes de amplitudes y fase son dependientes de las distintas frecuencias analizadas.

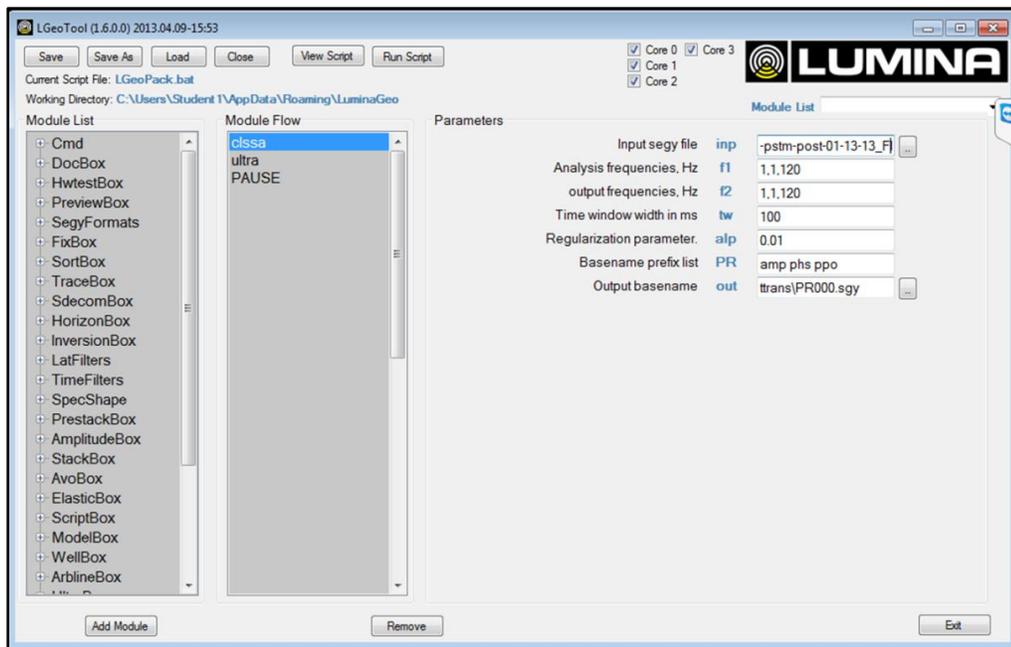


Figura 20. Módulo de Descomposición Espectral de LGeoTools.

## Inversión *Sparse Layer*

Se aplicó la inversión *Sparse Layer* al volumen sísmico PSTM condicionado, mediante Ultra™, una herramienta de LGeoTools (Figura 21). Se requieren como datos de entrada los registros de sónico y de densidad, al igual que la relación tiempo-profundidad obtenidos de la calibración entre la sísmica condicionada y los registros de los pozos. Estos parámetros son incluidos en una base de datos. También se requieren de los parámetros de regularización que definen la resolución temporal y la estabilidad lateral, el volumen sísmico PSTM condicionado y los volúmenes de atributos generados en la Descomposición Espectral, el cual posee componentes de las frecuencias útiles separadas en sus rangos.

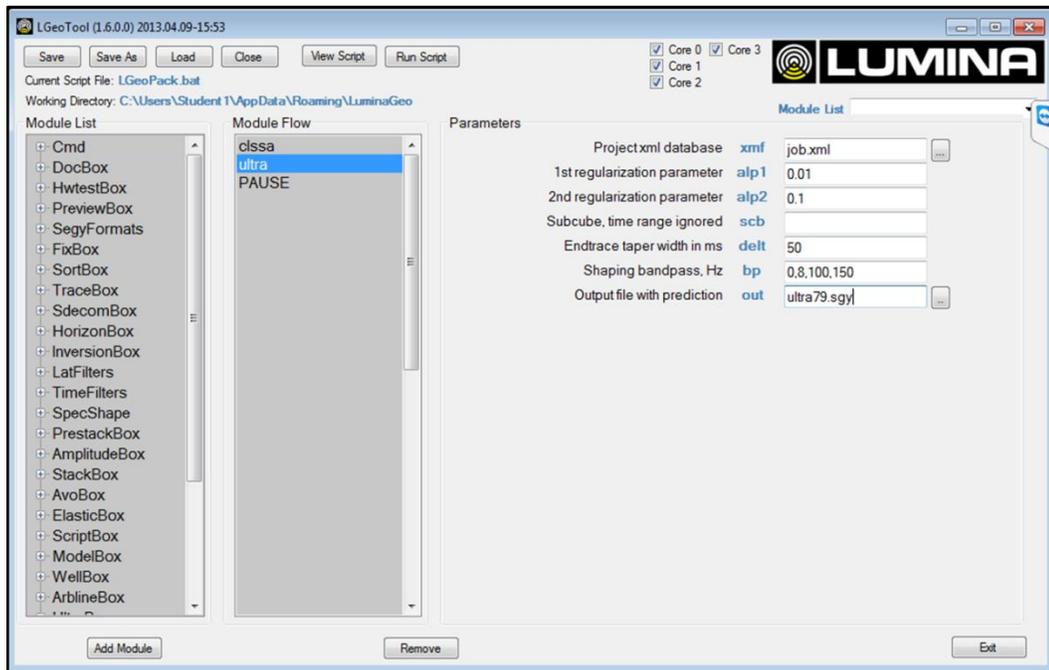


Figura 21. Módulo de Inversión *Sparse Layer* de LGeoTools.

Durante el proceso de Inversión *Sparse Layer* se llevó a cabo la secuencia siguiente:

- Se extrajo la ondícula de los pozos.
- Se probaron distintos parámetros para la inversión *Sparse Layer* en un subcubo de prueba.
- Se aplicó la inversión *Sparse Layer* (de capas esparcidas).
- Se definió el ancho de banda final del espectro.
- Se generó el volumen final de la Inversión *Sparse Layer*.

Se realizaron pruebas variando los parámetros de regularización de estabilidad lateral y resolución temporal, en diferentes órdenes de magnitud y generando subcubos de la inversión *Sparse Layer* en líneas. Luego, se compararon y se seleccionó el subcubo de la inversión *Sparse Layer* más estable y de mayor sentido geológico.

Una vez seleccionado el subcubo de la inversión *Sparse Layer* con sus respectivos parámetros de regularización, se aplicó el proceso al volumen completo.

Finalmente, se importó el volumen de la inversión *Sparse Layer* en Hampson Russell y en SMT Kingdom y se desplegaron en ambos programas.

## **Inversión *Sparse Spike***

Para aplicar la inversión *Sparse Spike* se debe verificar el amarre de los pozos con la sísmica condicionada (todos con la misma ondícula). Ver figuras 14 y 15.

Se generó un modelo de impedancia acústica en el módulo *Strata* de Hampson and Russell mediante la herramienta *Build Model* (Figura 22). Para generar este modelo se requiere como parámetros de entrada los registros de pozo de sónico y de densidad. Se debe aplicar un suavizado al modelo para preservar las reflexiones originales lo más posible y evitar que se generen artefactos, es decir, reflexiones falsas.

Luego, también en el módulo *Strata* de Hampson and Russell, se generó la Inversión *Linear Programming Sparse Spike* en la herramienta de Inversión. Se verificó que los datos poseen el mismo intervalo de muestreo, en este caso 0,5 ms.

Se realizaron pruebas variando los parámetros de la inversión (número máximo de puntas, umbral de detección, número de iteraciones, con trazas individuales) y se generaron subcubos en líneas, para luego seleccionar el subcubo más estable y de mayor sentido geológico.

Una vez seleccionado el subcubo con los parámetros apropiados, se aplicó el proceso al volumen completo, con escalares separados para cada traza. Así, se generó un volumen de impedancia.

Mediante la herramienta *imp2rf* de LGeoTools se generó un modelo de reflectividad a través del volumen de impedancia obtenido (figura 22). A este modelo se le aplicó una deconvolución con una ondícula extraída (tipo estadística) para balancear las amplitudes y un filtro paso banda para que su rango de frecuencias se similar al del volumen de la inversión *Sparse Layer*. Finalmente, el volumen de la inversión *Sparse Spike* se importó al programa SMT Kingdom, donde fue desplegado.

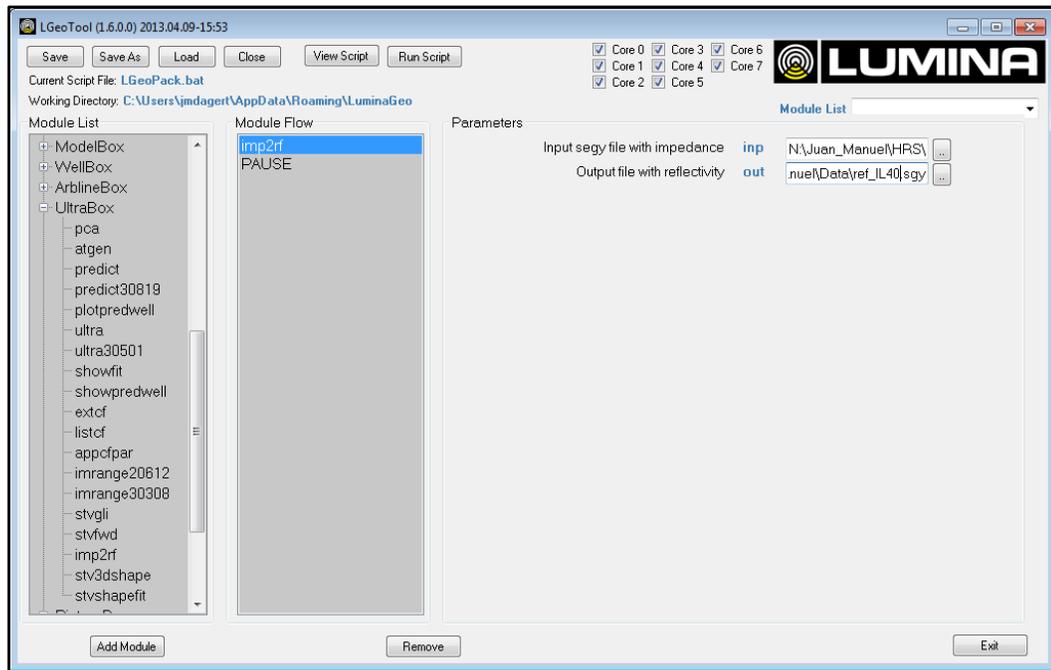


Figura 22. Módulo imp2rf de LGeoTools para generar el modelo de reflectividad.

## Control de Calidad de los resultados

### Volumen de la Inversión *Sparse Layer*

Una vez importado y desplegado el volumen de la inversión *Sparse Layer* en Hampson Russell y en SMT Kingdom, se efectuó un control de calidad de los resultados mediante el análisis del método aplicado.

Con el volumen de la inversión *Sparse Layer* cargado en Hampson-Russell, se observaron varias secciones verticales con la finalidad de detectar alguna variación lateral fuera de lo común. También, se verificó el amarre de los pozos y se comparó el volumen de la inversión *Sparse Layer* con la sísmica condicionada.

Luego, se extrajo la ondícula del volumen de la inversión *Sparse Layer* y se generó un sismograma sintético, aprovechando los datos de pozo cargados con anterioridad, para verificar una buena calibración entre los datos.

Se efectuó la convolución del volumen de la inversión *Sparse Layer* con una ondícula extraída de la sísmica condicionada. El volumen de esta convolución luego fue comparado con la sísmica condicionada (ver figura 29). También, se aplicó un filtro paso banda al volumen de la inversión *Sparse Layer* con la frecuencia de la sísmica condicionada, para así comparar ambos volúmenes (figura 30).

Se verificó la correlación entre la fase de los datos sísmicos, la información observada en los pozos y el volumen de la Inversión *Sparse Layer* (capítulo V).

### **Volumen de la Inversión *Sparse Spike***

Para verificar los resultados de la inversión *Sparse Spike*, se observaron varias secciones verticales en su volumen, con la finalidad de detectar alguna variación lateral fuera de lo común. También, se verificó el amarre de los pozos y se comparó el volumen invertido con la sísmica condicionada. Se realizó la convolución del volumen de la Inversión *Sparse Spike* con una ondícula extraída de la sísmica condicionada. El volumen de esta convolución luego fue comparado con la sísmica condicionada (figura 32).

Se aplicó un filtro paso banda al volumen de la Inversión *Sparse Spike* con la frecuencia de la sísmica condicionada, para así comparar ambos volúmenes (figura 33).

Se comparó el volumen de la inversión *Sparse Spike* generado con el volumen de la Inversión *Sparse Layer*, para detectar diferencias entre ambos.

Luego, se extrajo la ondícula del volumen invertido y se generó un sismograma sintético, aprovechando los datos de pozo cargados con anterioridad, para verificar una buena calibración entre los datos.

Finalmente, se verificó la correlación entre la fase de los datos sísmicos, la información observada en los pozos y el volumen de la inversión *Sparse Spike*.

### **Interpretación de Resultados**

Con los volumen de la inversión *Sparse Layer* y de la inversión *Sparse Spike* cargados en SMT Kingdom, y aprovechando los datos de pozo, el volumen sísmico original y el volumen condicionado, ya cargados anteriormente, se analizaron las fallas a nivel sísmico. Así, se detectaron las ventajas del método de inversión *Sparse Layer*.

Con los registros de pozo cargados en SMT Kingdom y aprovechando el amarre de estos con los volúmenes, se analizaron las fallas a nivel de pozos, mediante una sección cruzada entre estos. Se detectó una sección faltante en el registro de GR del pozo 9 (*check shot*) y se localizó una falla que corta dicho pozo.

Se verificó que una de las fallas observadas en el volumen de la inversión *Sparse Layer* se relaciona con la falla detectada en el pozo 9.

Se interpretó el tope de una de las arenas principales observadas en el pozo y en una sección de los tres volúmenes de interés (sísmica condicionada de resolución convencional, sísmica invertida con *Sparse Spike*, y sísmica invertida con *Sparse Layer*). Se hicieron cortes de tiempo en estos horizontes y estas fueron comparadas para observar la variabilidad estratigráfica que se observa entre las 3 soluciones.

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS Y RESULTADOS

El volumen de la inversión *Sparse Layer* con menor ruido, mayor continuidad en los eventos y de mayor sentido geológico se obtuvo para los parámetros de regularización  $\alpha_1 = 0,001$  y  $\alpha_2 = 1$ , con una frecuencia máxima de 200 Hz. (Figura 23).

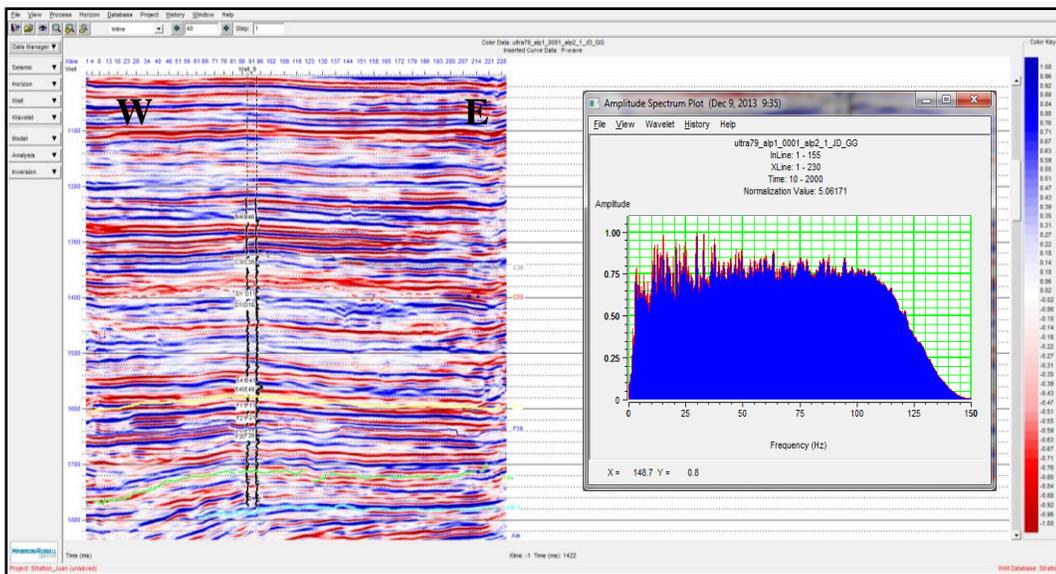


Figura 23. Inversión *Sparse Layer* con los parámetros de regularización  $\alpha_1=0,001$  y  $\alpha_2=1$ , con una frecuencia de 200 Hz. Espectro de amplitud del volumen.

Más secciones de los volúmenes de la Inversión *Sparse Layer* y de la Inversión *Sparse Spike* con sus respectivas secciones de la sísmica condicionada se pueden ver en el apéndice (figuras 51 a 56). También, se pueden ver cortes de tiempo de los volúmenes (figuras 57 a 62).

En las figuras 24 y 25 se observan algunas de las pruebas de la Inversión *Sparse Layer* con sus respectivos parámetros de regularización. Se puede notar la inestabilidad en las pruebas, tienen mucho ruido y poca continuidad en los eventos.

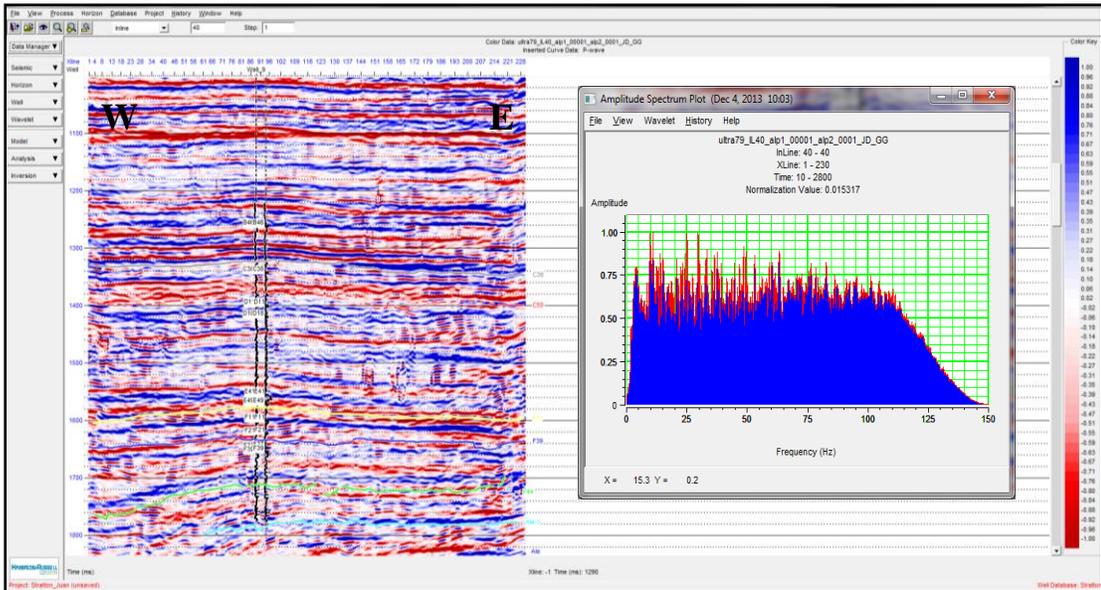


Figura 24. Prueba 1 de la inversión *Sparse Layer* con los parámetros de regularización  $\alpha_1=0,0001$  y  $\alpha_2=0,001$ , con una frecuencia de 300 Hz. Espectro de amplitud.

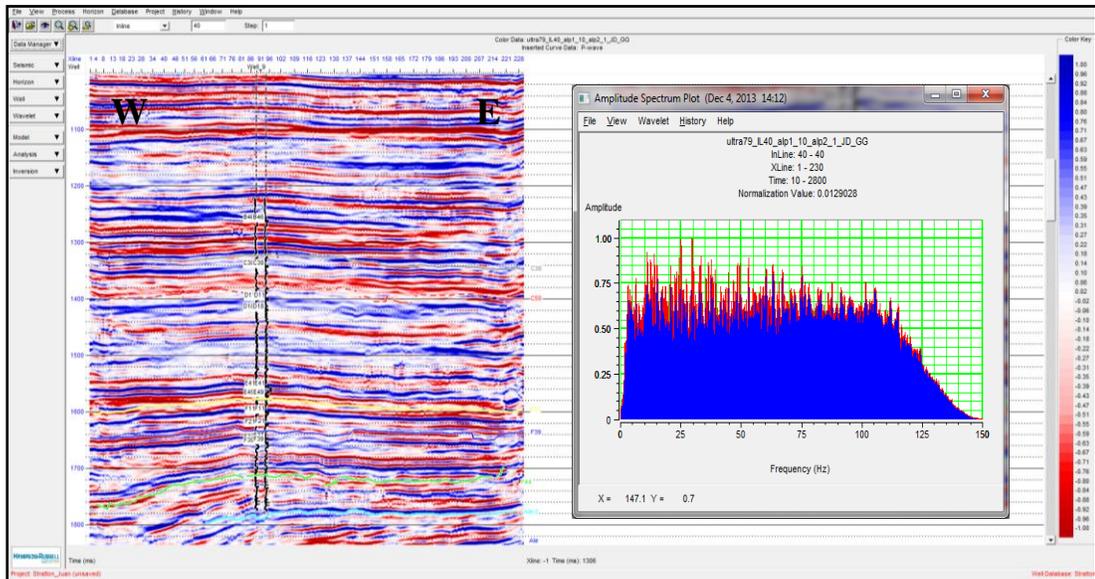


Figura 25. Prueba 2 de la inversión *Sparse Layer* con los parámetros de regularización  $\alpha_1=10$  y  $\alpha_2=1$ , con una frecuencia de 200 Hz. Espectro de amplitud.

En la figura 26 se puede ver el amarre del pozo 9 (*check shot*) con el volumen de inversión *Sparse Layer* seleccionado. Nuevamente se observa un buen amarre de los datos, indicando que los datos sísmicos no fueron alterados durante el proceso de inversión *Sparse Layer*. Se puede resaltar que no se aplicó ninguna edición a la relación Tiempo/Profundidad. También se observa que la ondícula extraída de la inversión *Sparse Layer* presenta mayor contenido de frecuencia y se mantiene a fase cero.

El amarre del pozo 7 con el volumen de la inversión *Sparse Layer* se puede ver en la figura 27. Este pozo fue útil para evidenciar de nuevo que los datos sísmicos no fueron alterados durante la inversión *Sparse Layer*, para generar una sección cruzada entre los pozos y efectuar el análisis de fallas.

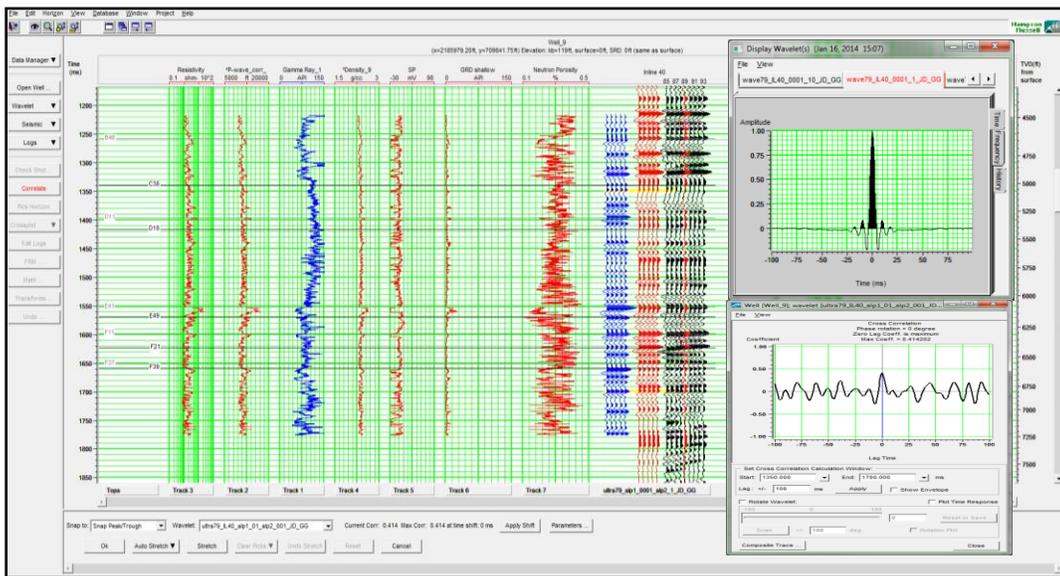


Figura 26. Amarre del pozo 9 con el volumen de la inversión *Sparse Layer* seleccionado, la ondícula extraída en dicho volumen y la correlación cruzada.

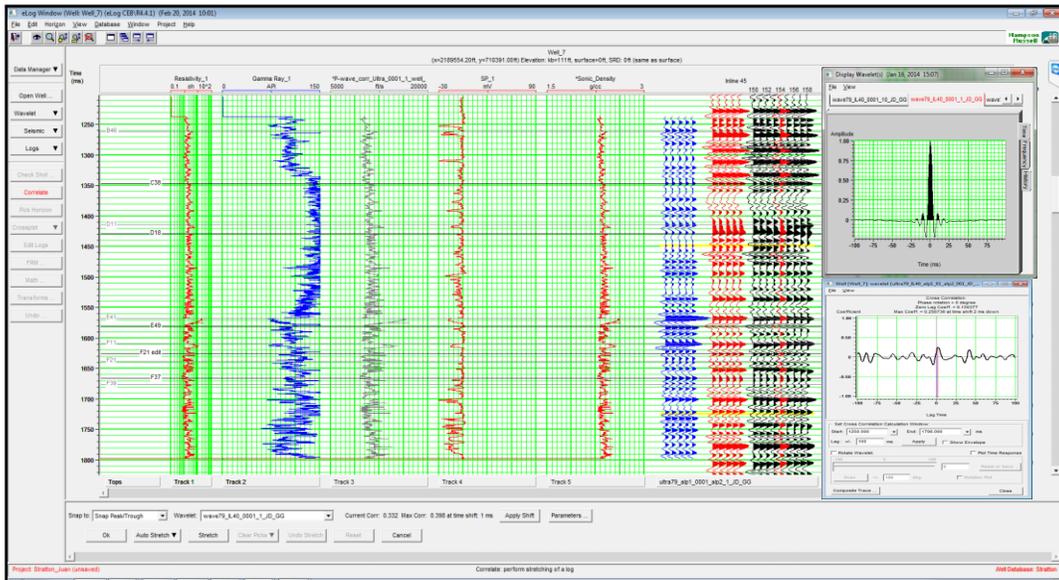


Figura 27. Amarre del pozo 7 con el volumen de la inversión *Sparse Layer* seleccionado, la ondícula extraída en dicho volumen y la correlación cruzada.

Comparando la sísmica condicionada con el volumen de la inversión *Sparse Layer* seleccionado, se hace evidente el aumento de la resolución en este último (Figura 28). Se observan eventos detallados que no se pueden apreciar con precisión en la sísmica condicionada, debido a que en el volumen de la inversión *Sparse Layer* se aprovechan las altas frecuencias separadas previamente en la descomposición espectral. Esto permite mapear con gran detalle espesores delgados, más pequeños o igual a un cuarto de su longitud de la onda incidente. Así, se pueden interpretar estas capas delgadas con mayor precisión.

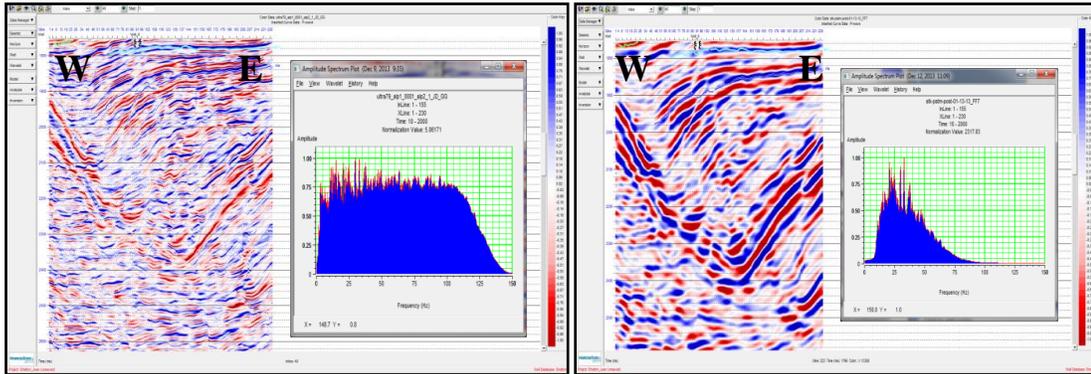


Figura 28. Volumen de la inversión *Sparse Layer* (izquierda), sísmica condicionada (derecha) y sus respectivos espectros de amplitud.

Sin embargo, a nivel regional, la sísmica condicionada permite mapear estructuras de gran escala con mayor facilidad. Esto permite realizar interpretaciones acertadas a nivel macroscópico. Se puede ver en la figura 29 la convolución del volumen de la inversión *Sparse Layer* con la ondícula de la sísmica condicionada, junto al volumen de la sísmica condicionada. Gracias a la estabilidad del volumen espectral, la convolución conserva los eventos de la sísmica condicionada, sin generar artefactos.

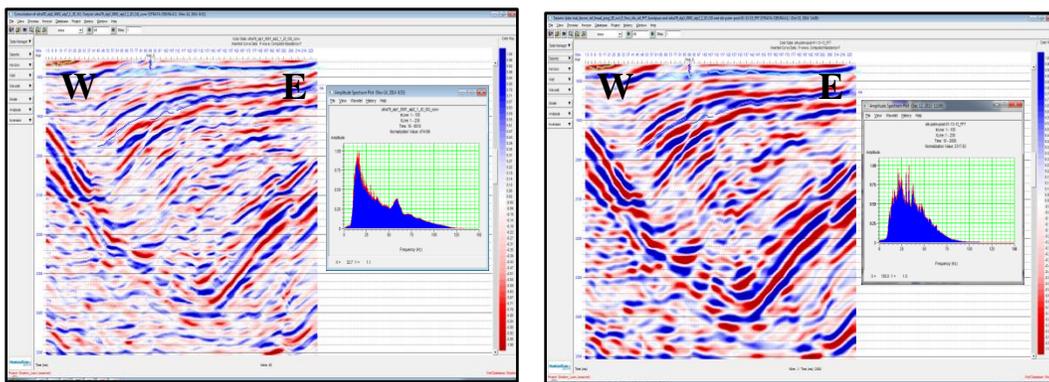


Figura 29. Volumen de convolución de la inversión *Sparse Layer* (izquierda), sísmica condicionada (derecha) y sus respectivos espectros de amplitud.

La figura 30 muestra el volumen de la inversión *Sparse Layer* con un filtro paso banda de la frecuencia de la sísmica condicionada junto con el volumen de la sísmica condicionada.

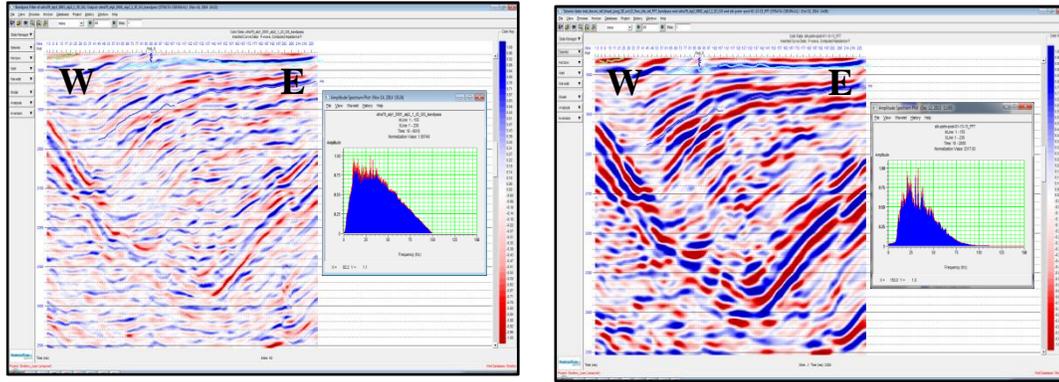


Figura 30. Volumen de la Inversión *Sparse Layer* con filtro paso banda de la frecuencia de la sísmica condicionada (izquierda), sísmica condicionada (derecha) y sus respectivos espectros de amplitud.

En la figura 31 se puede observar el volumen de la inversión *Sparse Spike* junto al volumen de la inversión *Sparse Layer*. Es evidente que el volumen de la inversión *Sparse Spike*, no posee gran estabilidad ni continuidad lateral al ser comparado con el volumen de la inversión *Sparse Layer*.

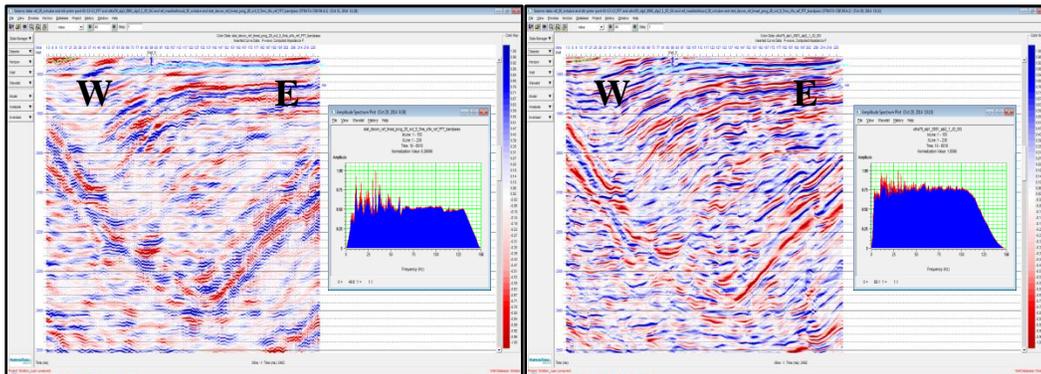


Figura 31. Volumen de la inversión *Sparse Spike* (izquierda), volumen de la inversión *Sparse Layer* (derecha) y sus respectivos espectros de amplitud.

Si se observa la convolución de la inversión *Sparse Spike* con la ondícula de la sísmica condicionada y se compara con el volumen de la sísmica condicionada (figura 32), se evidencian artefactos en el volumen convolucionado. Esto se debe a que el método de inversión *Sparse Spike* se basa en un modelo de reflectividad constituido por una serie de puntas (spikes) que corresponden a valores discretos con poca continuidad lateral. Así, la ondícula convolucionada con esta inversión pierde su efecto a lo largo del volumen.

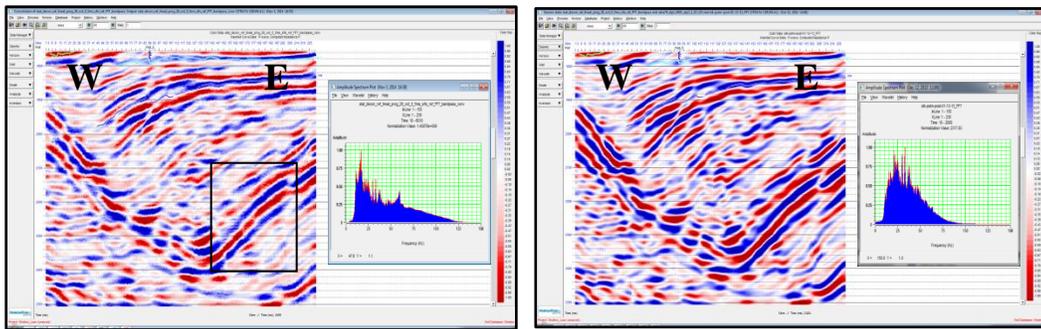


Figura 32. Volumen de convolución de la inversión *Sparse Spike* (izquierda), sísmica condicionada (derecha) y sus respectivos espectros de amplitud. El recuadro encierra los artefactos observados.

La figura 33 muestra el volumen de la inversión *Sparse Spike* con un filtro paso banda de la frecuencia de la sísmica condicionada junto con el volumen de la sísmica condicionada.

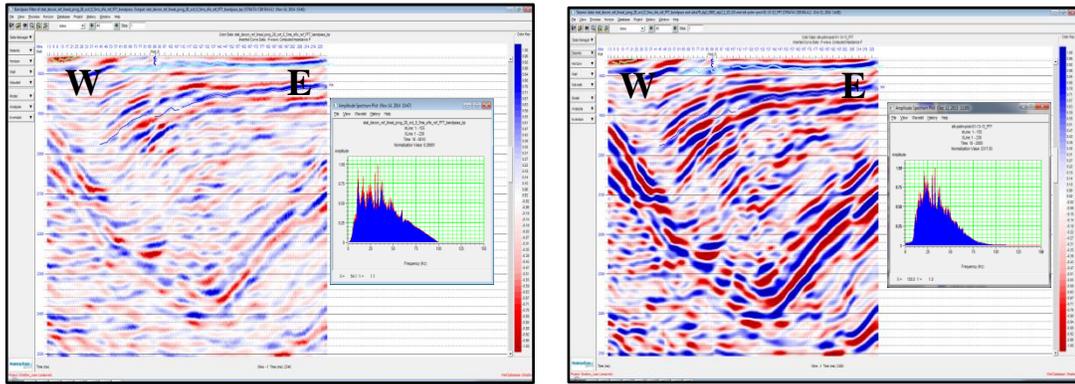


Figura 33. Volumen de la Inversión *Sparse Layer* con filtro paso banda de la frecuencia de la sísmica condicionada (izquierda), sísmica condicionada (derecha) y sus respectivos espectros de amplitud.

En la figura 34 se puede ver el amarre del pozo 9 (*check shot*) con el volumen de la inversión *Sparse Spike*. Se observa un buen amarre de los datos, indicando que los datos sísmicos no fueron alterados durante el proceso. Se puede resaltar que no se aplicó ninguna edición a la relación Tiempo/Profundidad. También se observa que la ondícula extraída del modelo presenta mayor contenido de frecuencia y se mantiene a fase cero.

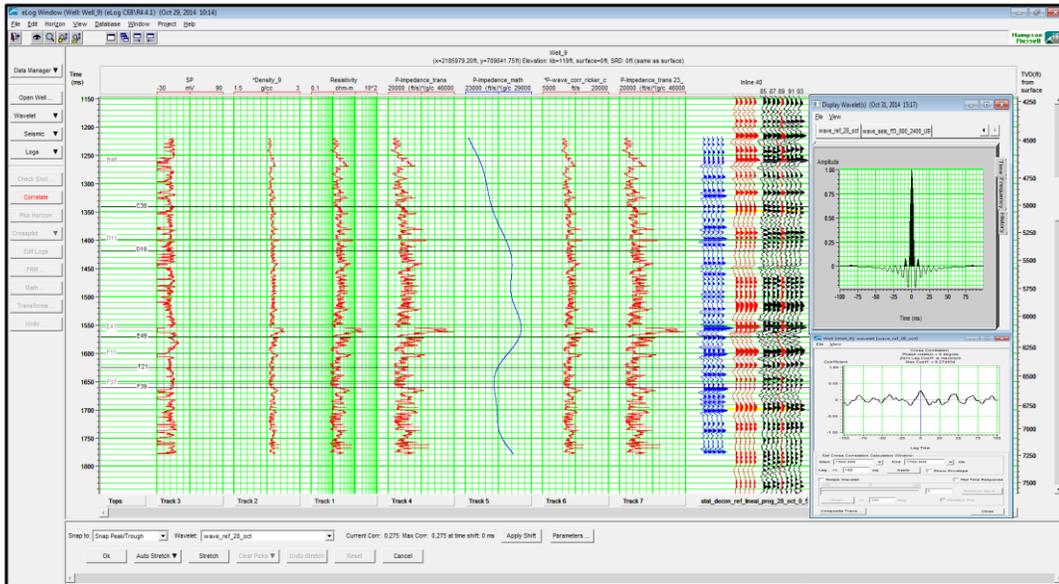


Figura 34. Amarre del pozo 9 con el volumen de la inversión *Sparse Spike*, la ondícula extraída en dicho volumen y la correlación cruzada.

## INTERPRETACIÓN

Se realizaron distintas interpretaciones para comparar los efectos de cada inversión. Se interpretó una falla lítrica presente en el área para observar los efectos de sísmica de alta resolución en la ubicación lateral de esta falla al compararse con la misma interpretada en la sísmica de resolución convencional. Igualmente, se interpretó una arena de importancia para observar los efectos que tiene la sísmica de alta resolución en la caracterización del reservorio. Estas interpretaciones, estructural y estratigráfica, son comparadas para ambos métodos de inversión. (Figuras 35, 36, 37, 45, 47 y 49).

### Interpretación Estructural

La interpretación realizada sobre la sísmica condicionada se delineó en color naranja para diferenciarla de la interpretación hecha sobre el volumen de la Inversión *Sparse Layer*, en color rojo, y la hecha sobre el volumen de la inversión *Sparse Spike*, en color azul.

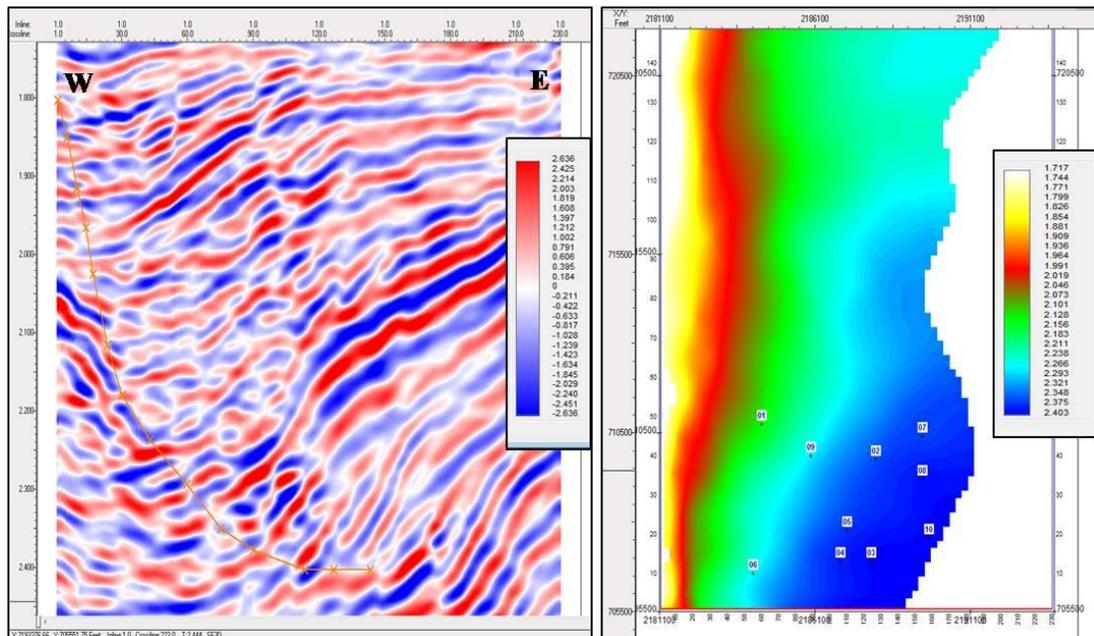


Figura 35. Interpretación regional hecha en la sísmica condicionada (color naranja) junto con el plano de falla generado.

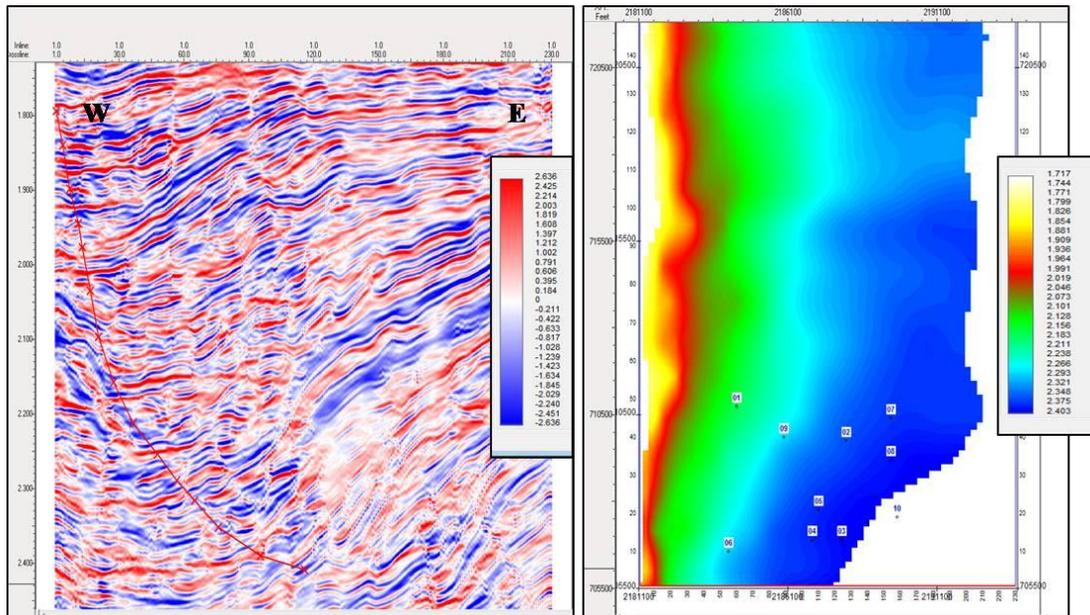


Figura 36. Interpretación regional hecha en el volumen de la Inversión *Sparse Layer* (color rojo) junto con el plano de falla generado.

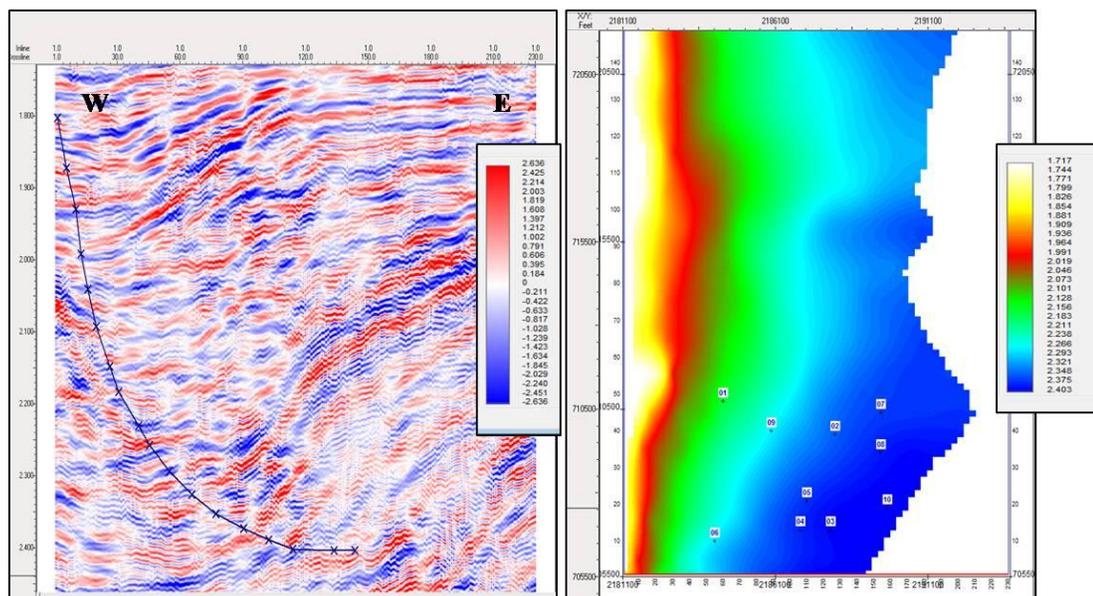


Figura 37. Interpretación regional hecha en el volumen de la inversión *Sparse Spike* (color azul) junto con el plano de falla generado.

Las terminaciones sobre la falla lítrica fueron más evidentes de seguir sobre la sísmica condicionada, ya que, a nivel regional, los reflectores no requieren de una alta resolución para que se puedan observar con claridad aparente. Sin embargo, la alta resolución que proporciona el volumen de la Inversión *Sparse Layer* evidencia las terminaciones correctas de los eventos relacionados a la falla, a pesar de que no se siguen con facilidad.

También, se puede observar que los planos de falla cambian poco entre la alta y baja resolución. Esto es de esperarse, ya que la alta resolución mantiene niveles de buzamientos regionales debido a que la geología no varía. En eventos localizados es donde se observa la diferencia. Son más evidentes eventos anticlinales (entre 2200 y 2300 ms) que cierran contra la falla, y que podrían ser potenciales áreas de interés para exploración. Indicios de este tipo evento son observados en la sísmica de frecuencia convencional, lo cual indica que la estructura no es un artefacto de la inversión, sino un evento no claramente resuelto con anterioridad.

La resolución que ofrece la inversión *Sparse Spike* también resalta eventos que disminuyen la definición macroscópica de la falla. Sin embargo, este modelo no posee la estabilidad y continuidad lateral del volumen de la Inversión *Sparse Layer*. Por lo tanto, una interpretación sobre el volumen de la Inversión *Sparse Layer* es más confiable que una hecha sobre el volumen de la Inversión *Sparse Spike*.

La alta resolución comprime la ondícula, lo que implica que la cantidad de muestras dentro de una misma ventana de tiempo aumenta. Esto facilita la ubicación de discontinuidades lateralmente (al tener un mayor rango permisible para ubicar tal discontinuidad), permitiendo definir con mayor claridad las terminaciones de eventos laterales, ubicando la falla en su posición más precisa. A nivel macroscópico, pareciera ser más simple la interpretación de la falla, pero la sísmica de baja resolución no permite el muestreo que se presenta en la alta, teniendo como

consecuencia un mayor posible rango de error al interpretar. Esto marca una gran diferencia al momento de caracterizar reservorios y durante cálculos de volumetría.

Para verificar la eficiencia del volumen de la Inversión *Sparse Layer* para detectar fallas en la zona estratigráfica (1 a 1,5 segundos) se creó una sección cruzada con los pozos que poseen registros de Gamma ray (negro), útiles para correlacionar litologías y para detectar límites de capas y espesores; y registros de Resistividad (azul) que permiten detectar la saturación de líquidos. En la figura 38 se observa la línea arbitraria vista en planta. Se buscó una falla que cruzara uno de los pozos (pozo 9) independientemente de la sísmica. Luego, se buscó la misma falla en los volúmenes sísmicos para, finalmente, comparar la respuesta del registro con la respuesta de la sísmica condicionada, el volumen de la Inversión *Sparse Layer* y la Inversión *Sparse Spike*.

En la figura 39 se muestra una sección cruzada en profundidad. Aquí se puede detectar la falla normal que cruza el pozo 9 (indicada con una flecha) considerando la respuesta de los registros. Se observa una sección en los registros de los pozos 6 y 7 (círculos azules) que no se observa en los registros del pozo 9.

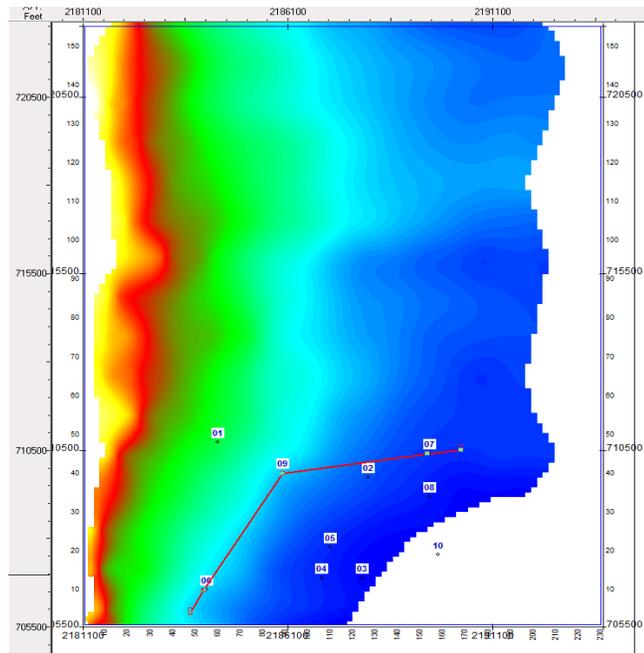


Figura 38. Línea arbitraria de los pozos 6, 7 y 9 vista en planta.

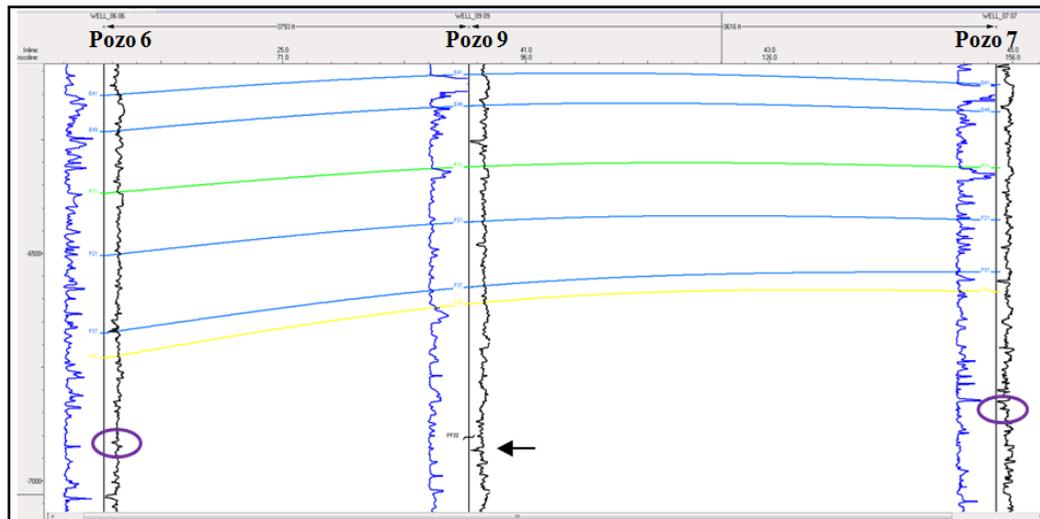


Figura 39. Sección cruzada en profundidad de los registros de los pozos 6, 7 y 9

En la figura 40 se muestra la misma sección cruzada de la figura 39 pero en tiempo, sin la sísmica condicionada, ni el volumen de la inversión *Sparse Spike*, ni el volumen de la Inversión *Sparse Layer*. Se puede detectar de nuevo la sección en los registros de los pozos 6 y 7 (indicada con círculos azules) que no se observa en los registros del pozo 9 (señalada con la flecha).

La figura 41 corresponde a un acercamiento de la sección cruzada de la figura 40 donde se puede comparar la respuesta de los registros de pozos y poner en evidencia la sección faltante en el pozo 9, debido a la falla normal que lo cruza. Los círculos azules en los pozos 6 y 7 encierran las secciones evidentes en ellos y que no aparecen en el pozo 9. Los cuadros negros indican las secciones que se evidencian en los tres pozos. Se pueden observar dos secciones resaltadas con un cuadrado en los pozos 7 y 9 que no se aprecia en el pozo 6 (indicada con un signo interrogante). La sección se pierde en el pozo 6 debido al engrosamiento de espesores en la zona de este pozo.

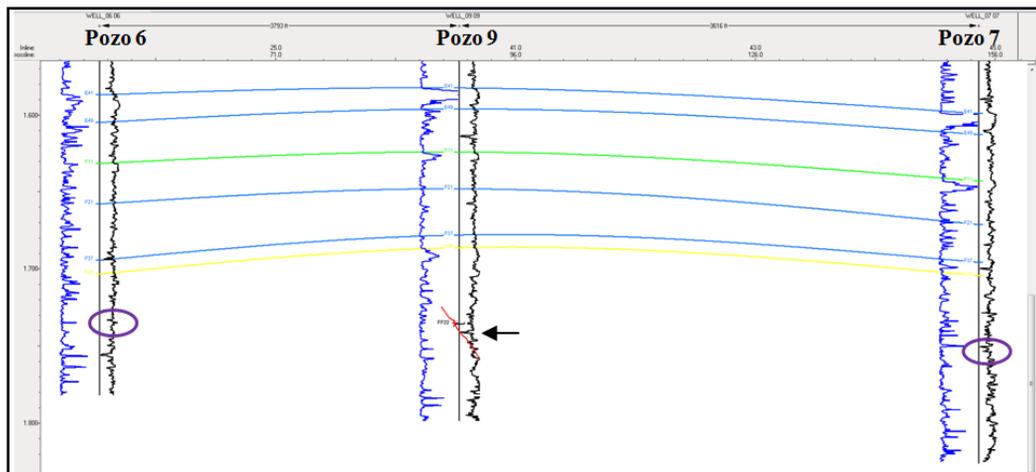


Figura 40. Sección cruzada en tiempo de los registros de los pozos 6, 7 y 9

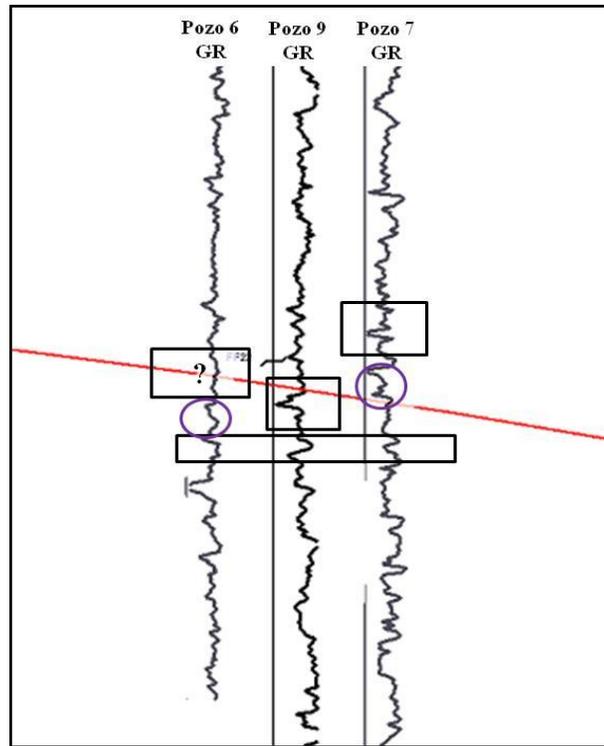


Figura 41. Acercamiento de la sección cruzada en tiempo de los registros de los pozos 6, 7 y 9. Se hace evidente la sección faltante en el pozo 9.

En las figura 42 se muestra la sección cruzada de la figuras anterior (en tiempo) con la sísmica condicionada. Es de notar que la sección en los registros de los pozos 6 y 7 (indicada con círculos azules) y que no se observa en los registros del pozo 9 (señalada con la flecha), concuerda con la respuesta de la sísmica condicionada en que una falla normal está presente. Sin embargo, como la sísmica no posee alta resolución en los estratos delgados, no mapea la falla normal con gran claridad. Se puede ver en la figura, resaltado por un rectángulo azul, un evento con buzamiento. Este evento, a pesar de ser detectado en la sísmica condicionada, no es delineado con gran precisión debido a la baja resolución.

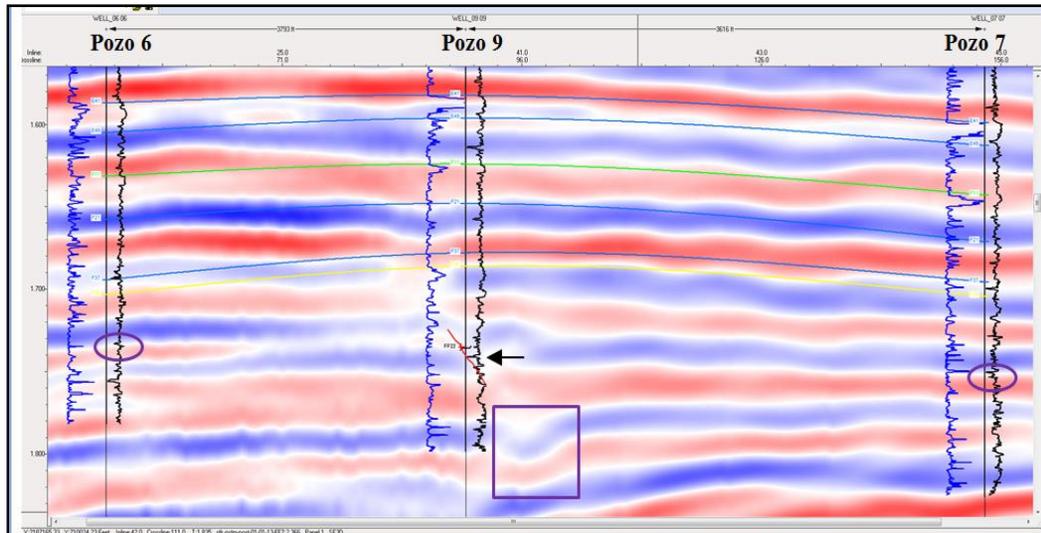


Figura 42. Sección cruzada en tiempo de los registros de los pozos 6, 7 y 9 con la sísmica condicionada FF7.

La figura 43 muestra la sección cruzada en tiempo con el volumen de la inversión *Sparse Layer*. Como se indicó con anterioridad, la sección en los registros de los pozos 6 y 7 (indicada con círculos azules), no se observa en los registros del pozo 9 (señalada con la flecha). Lo que permite establecer que una falla normal está presente. La respuesta del volumen de la Inversión *Sparse Layer* muestra también la presencia de una falla normal cortando el pozo 9. Gracias a la alta resolución de la inversión *Sparse Layer* en estratos delgados, la falla es mapeada con precisión. También, en la figura 43, se resalta con un rectángulo azul el evento con buzamiento que se evidencia en la figura 42. Este evento es delineado con mayor precisión en el volumen de la inversión *Sparse Layer*, gracias a la alta resolución que ofrece éste. Se observa que los buzamientos se mantienen y que la terminación en contra de la falla es más clara.

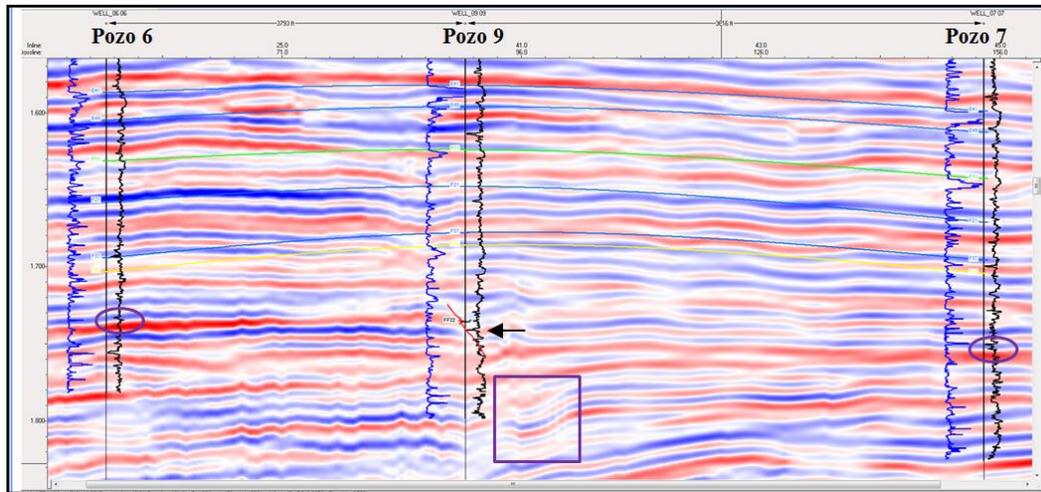


Figura 43. Sección cruzada en tiempo de los registros de los pozos 6, 7 y 9 con el volumen de la inversión *Sparse Layer*.

La figura 44 muestra la sección cruzada en tiempo con el volumen de la inversión *Sparse Spike*. Como se indicó con anterioridad, la sección en los registros de los pozos 6 y 7 (indicada con círculos azules), no se observa en los registros del pozo 9 (señalada con la flecha). Lo que permite establecer que una falla normal está presente. La respuesta del volumen muestra también la presencia de una falla normal cortando el pozo 9. La resolución y la continuidad que el volumen de la inversión *Sparse Spike* ofrece son menores que las del volumen de inversión *Sparse Layer*. Por lo tanto, la falla es mapeada con menor precisión. En esta figura, también se resalta, con un rectángulo azul, el evento con buzamiento detectado en la sísmica condicionada y en el volumen de la inversión *Sparse Layer*. En el volumen de la inversión *Sparse Spike* el evento pierde claramente el buzamiento observado en la sísmica condicionada. Esto se debe a que la inversión *Sparse Spike* no incluye atributos (como la Descomposición Espectral en la inversión *Sparse Layer*) para guiar la continuidad lateral de los eventos.

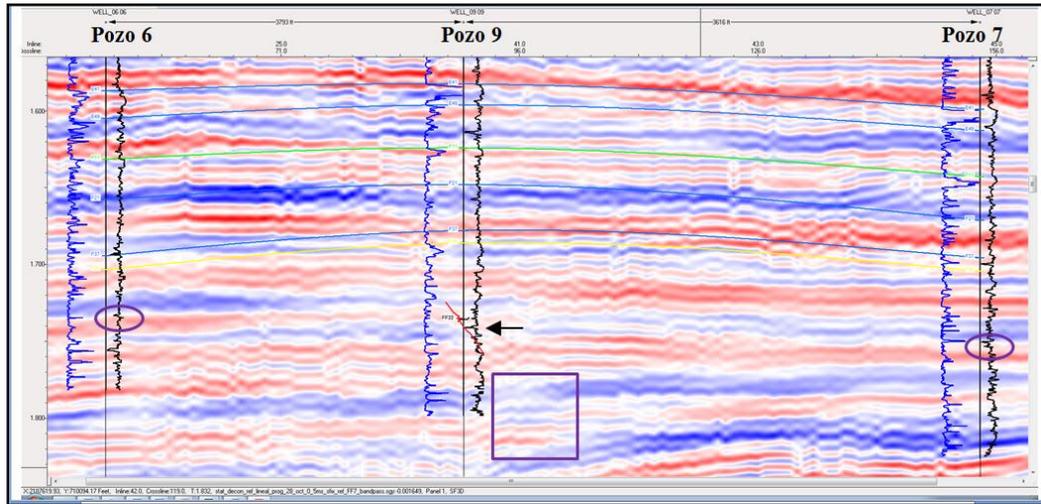


Figura 44. Sección cruzada en tiempo de los registros de los pozos 6, 7 y 9 con el volumen de la inversión *Sparse Spike*.

### Interpretación Estratigráfica

Considerando el registro de Gamma Ray del pozo 9, el cual indica una arena de interés a los 1580 milisegundos, se interpretó un horizonte correspondiente a este evento en una sección de los volúmenes de las inversiones y en la sísmica condicionada. En la figura 45 se observa una sección vertical de la sísmica condicionada donde se indica con flechas negras el horizonte interpretado a los 1580 milisegundos.

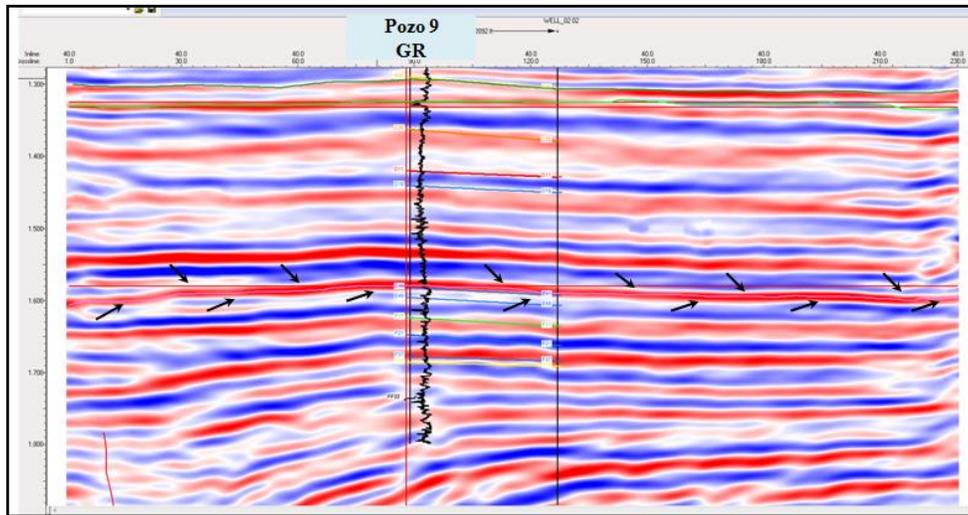


Figura 45. Sección vertical en tiempo del pozo 9 con el volumen de la sísmica condicionada. Las flechas negras indican el horizonte interpretado a los 1580 milisegundos.

La figura 46 corresponde a un corte de tiempo de la sísmica condicionada a los 1580 milisegundos. Debido a que la sísmica no posee alta resolución en los estratos delgados, la arena de interés no es delineada con gran claridad.

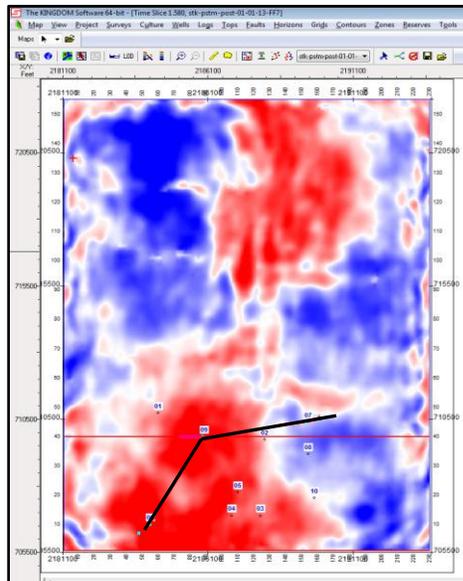


Figura 46. Corte en tiempo del volumen de la sísmica condicionada a los 1580 milisegundos. Debido a que este volumen no posee alta resolución, la arena no es delimitada con gran claridad.

En la figura 47 se observa una sección vertical de la inversión *Sparse Layer* donde se indica con flechas negras el horizonte interpretado a los 1580 milisegundos. Debido a la alta resolución, el horizonte es más evidente y puede ser interpretado con mayor precisión.

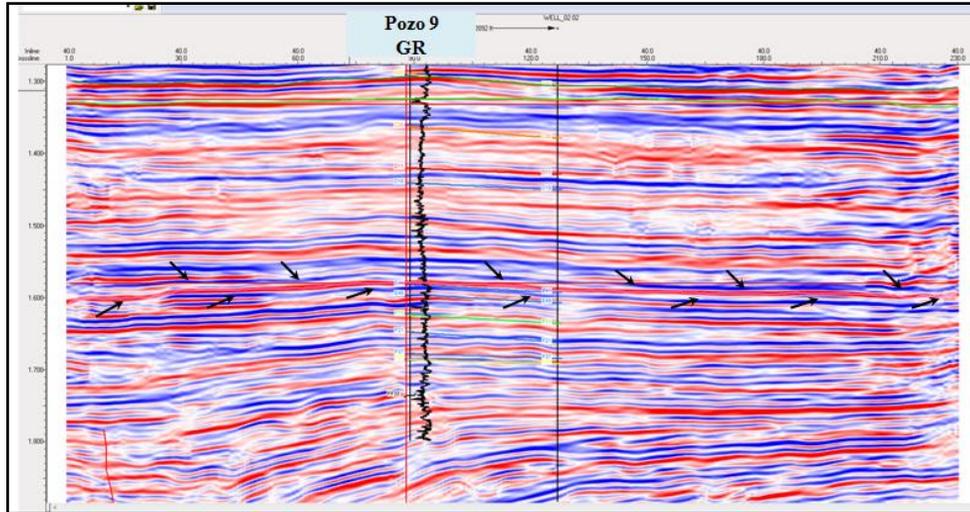


Figura 47. Sección vertical en tiempo del pozo 9 con el volumen de la inversión *Sparse Layer*. Las flechas negras indican el horizonte interpretado a los 1580 milisegundos.

La figura 48 corresponde a un corte de tiempo del volumen de la inversión *Sparse Layer* a los 1580 milisegundos. Debido a la alta resolución, se minimiza el efecto tuning y se logra evidenciar la extensión lateral de la arena de interés con gran claridad.

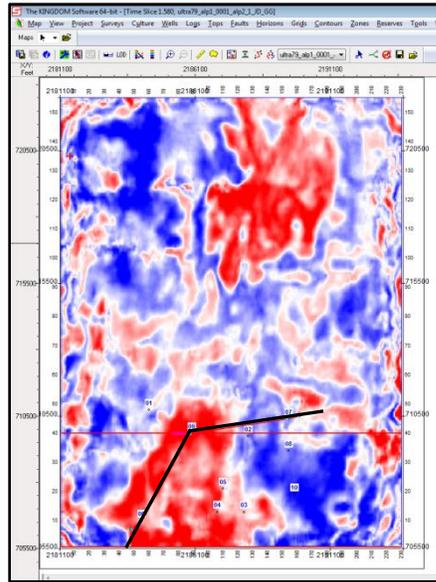


Figura 48. Corte en tiempo del volumen de la inversión *Sparse Layer* a los 1580 milisegundos. Gracias a su alta resolución, la arena es delimitada con gran claridad.

La figura 49 corresponde a una sección vertical de la inversión *Sparse Spike* donde se indica con flechas negras el horizonte interpretado a los 1580 milisegundos. El horizonte es interpretado con más facilidad, en comparación a la sísmica de baja resolución.

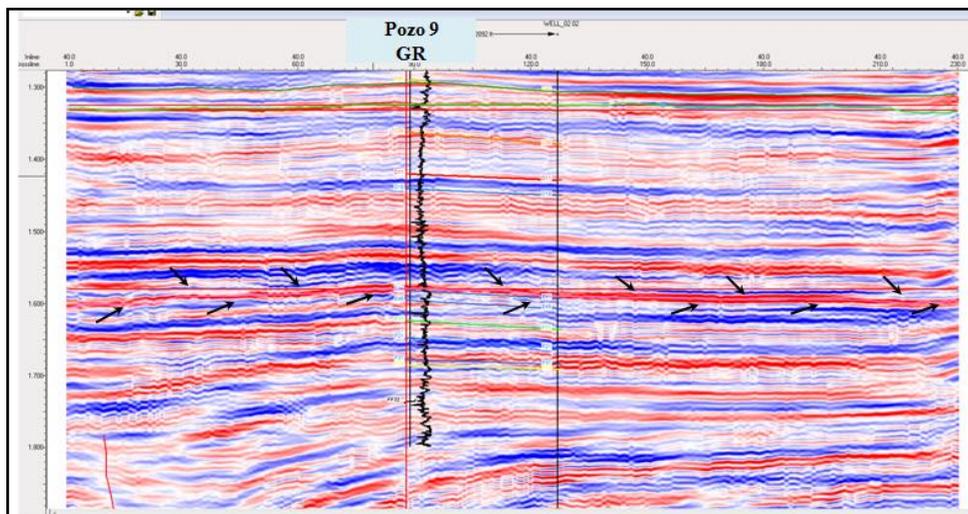


Figura 49. Sección vertical en tiempo del pozo 9 con el volumen de la inversión *Sparse Spike*. Las flechas negras indican el horizonte interpretado a los 1580 milisegundos.

La figura 50 corresponde a un corte de tiempo del volumen de la inversión *Sparse Spike* a los 1580 milisegundos. A pesar de que el horizonte es detectable en sección vertical, la extracción de amplitud del horizonte muestra las inestabilidades laterales presente en la inversión *Sparse Spike*.

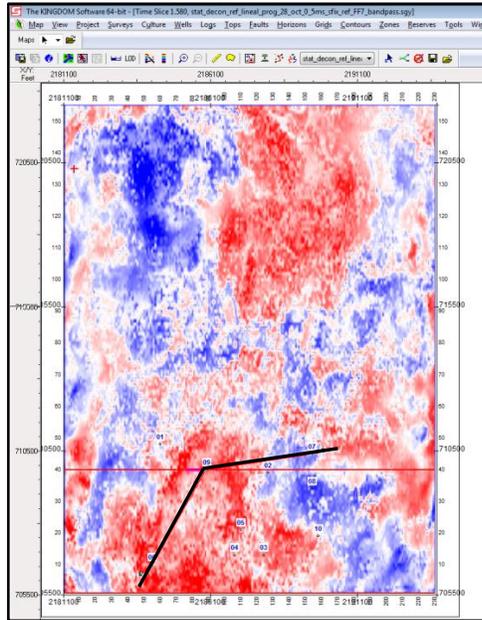


Figura 50. Corte en tiempo del volumen de la inversión *Sparse Spike* a los 1580 milisegundos. Debido a la poca continuidad y la inestabilidad del volumen en estratos delgados, la arena no es delimitada con gran claridad.

## CONCLUSIONES

Debido a que se consideró una ondícula de referencia en los datos de entrada antes de aplicar la inversión *Sparse Layer*, además de que éste método se fundamenta en la descomposición espectral, los datos sísmicos resultantes se vieron favorecidos. Estos ofrecen información detallada entre los espesores delgados (de aproximadamente 15 pies) que no eran evidentes al aplicar otros métodos espectrales, ajustándose al caso particular del campo en estudio.

Los dos métodos de inversión sísmica aplicados lograron mejorar el contenido de la frecuencia de los datos sísmicos y aumentaron la resolución temporal y lateral. Al comparar el volumen sísmico condicionado, el volumen de la inversión *Sparse Spike* y el volumen de la inversión *Sparse Layer*, se observan eventos detallados en ambos que no se pueden apreciar con precisión en la sísmica condicionada. Sin embargo, la inversión *Sparse Spike* presenta inestabilidades laterales y temporales que no se observan en la inversión *Sparse Layer*.

Mediante secciones geológicas con registros de pozo, se comparó la respuesta de estos registros con la respuesta de la sísmica condicionada y el volumen de la inversión *Sparse Layer*, al detectar fallas normales por ambas vías. En los registros del pozo 9 se observó una sección faltante, apreciable en los pozos 6 y 7, indicando la presencia de una falla normal. Esta falla fue detectada con poca resolución en la sísmica original, con cierta precisión con el volumen de la inversión *Sparse Spike* y en gran detalle en el volumen de la inversión *Sparse Layer*.

La buena correlación con los pozos muestra lo efectivo de estas inversiones. También, la correlación entre las inversiones y la falla mapeada en los pozos, detectada de forma independiente a los datos sísmicos, proporciona un mayor grado de credibilidad sobre la respuesta de estas tanto a nivel de procesamiento como a concordancia con el plano geológico del área.

Al comparar cortes temporales en la sísmica condicionada y en las inversiones, correspondientes a una arena de interés, se evidenció la capacidad de la inversión *Sparse Layer* de delinear con mayor precisión la extensión lateral del evento en comparación a la inversión *Sparse Spike*. Por lo tanto, se fortalece la confiabilidad en la inversión *Sparse Layer* como método para incrementar la resolución sísmica en estratos delgados.

Con el aumento de la resolución sísmica generada por el método de inversión *Sparse Layer*, se facilita considerablemente la interpretación de los datos a los que se les aplicó la técnica. Se logran resaltar eventos no evidentes en la sísmica original o con poca continuidad (si se aplican métodos como la inversión *Sparse Spike*) que pudieron ser obviados en interpretaciones de estos datos. La inversión *Sparse Spike*, a pesar de que aumenta la resolución lateral y temporal, es afectada por inestabilidades que no conforman con la estructura.

La técnica de inversión *Sparse Layer* permite la delimitación detallada de potenciales trampas de hidrocarburos presentes en yacimientos de estratos delgados del orden de 15 pies como los del campo Stratton, ya que posee gran alcance en resolver la posición vertical y horizontal de los reflectores asociados al tope y a la base de las capas delgadas.

## RECOMENDACIONES

- Aplicar el método de inversión *Sparse Spike* a partir de un modelo de impedancia que considere parámetros adicionales para mejorar la consistencia lateral.
- Aplicar las inversiones *Sparse Layer* y *Sparse Spike* a datos sísmicos correspondientes a zonas con capas de espesores mayores a los 20 pies. Comparar el resultados de estas inversiones.
- Reinterpretar los horizontes utilizados como parámetros de entrada para el modelo de impedancia con la finalidad de generar una inversión *Sparse Spike* con mayor ajuste.
- Aplicar la inversión *Maximum Likelihood Sparse Spike* y compararla con las inversiones *Lineal Programing Sparse Spike* y *Sparse Layer*.
- Modelar los registros de pozo utilizados como parámetros de baja frecuencia para generar el modelo de impedancia, con la finalidad de generar una inversión *Sparse Spike* con mayor ajuste.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BAIN, R. (2003) *Exploitation of Thin Basin-Floor Fan Sandstones, Navarron Formation (Upper Cretaceous), South Texas*. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions. Vol. 53. Disponible: <http://archives.datapages.com/data/gcags/data/053/053001/0030.htm#purchaseoptions> [Consulta: 2013, noviembre 23]
- CASTAGNA, J. P. (2004) *Spectral decomposition and high resolution reflectivity inversion: Presented at the Oklahoma Section Meeting, SEG, wildhorse*. Disponible: [insinc.com/cseg/castagna/](http://insinc.com/cseg/castagna/). [Consulta: 2014, enero 12]
- CASTAGNA, J. P. SUN, S. SIEGFRIED, R.W. (2003) *Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons: The Leading Edge*. 22, 120–127. Disponible: <http://www.lbl.gov/tt/publications/1663pub5.pdf> [Consulta: 2014, febrero 23]
- CASTAGNA, J. P. SUN, S. (2006) *Comparison of spectral decomposition methods: First Break*, EAGE. 24, 75-79. Disponible: <http://fb.eage.org/publication/content?id=26885> [Consulta: 2014, febrero 23]
- CASTAÑO, K. OJEDA, G. MONTES, L. (2011) *Thin-layer detection using spectral inversion and a genetic algorithm*. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias, Sede Bogota, Colombia. EarthSci. Res. SJ. Vol. 15, No. 2. Disponible: <http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/esrj/article/view/27716/28649> [Consulta: 2013, octubre 13]
- CHI, C. MENDEL, J. HAMPSON, B. (1984) *A computationally fast approach to maximum-likelihood deconvolution*. Geophysics, Vol. 49, No. 5. Disponible: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1441690> [Consulta: 2013, octubre 13]
- CHOPRA, S. CASTAGNA, J. P. PORTNIAGUINE, O. (2006a) *Seismic resolution and thin-bed reflectivity inversion*. Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, 19–25. Disponible: [http://www.fusiongeo.com/publications/23\\_S.R.thin-bed.hr.pdf](http://www.fusiongeo.com/publications/23_S.R.thin-bed.hr.pdf) [Consulta: 2014, marzo 2]
- CHUNDURU, R. SEN, M. STOFFA, P. (1997) *Hybrid optimization methods for geophysical inversion*. Geophysics, 62 (4). Disponible: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1444220> [Consulta: 2013, octubre 13]

- COLEMAN, J. GALLOWAY, W. (1990), *Petroleum geology of the Vicksburg Formation, Texas*. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions. Vol. 40. Disponible: <http://archives.datapages.com/data/gcags/data/040/040001/0119.htm> [Consulta: 2014, marzo 23]
- COOKE, D. SCHNEIDER, W. (1983) *Generalized linear inversion of reflection seismic data*. Geophysics, Vol. 48, No. 6. Disponible: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1441497> [Consulta: 2014, enero 15]
- EARTHWORKS. (2006). *Understanding Stochastic Seismic Inversion*. Earthworks Environment and Resources Ltd. Disponible: [http://www.earthworks-reservoir.com/pdf/technicalnote\\_understandingstochasticinversion.pdf](http://www.earthworks-reservoir.com/pdf/technicalnote_understandingstochasticinversion.pdf). Junio 2013.[Consulta: 2014, marzo 15]
- EL-MOWAFY, H. MARFURT, K. (2008) *Structural interpretation of the middle Frio Formation using 3D seismic and well logs: An example from the Texas Gulf Coast of the United States*. The Leading Edge, Vol. 27, No. 7. Disponible: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.2954023> [Consulta: 2014, marzo 11]
- FAUST (1953). *A velocity function including lithologic variation*. Geophysics, vol. XVIII. Disponible: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1437869> [Consulta: 2014, abril 23]
- GALLOWAY, W. HOBDDAY, D. MAGARA, K. (1982) *Frio Formation of Texas Gulf Coastal Plain: Depositional Systems, Structural Framework, and Hydrocarbon Distribution*. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 66, No. 6. Disponible: <http://archives.datapages.com/data/bulletns/1982-83/data/pg/0066/0006/0600/0649.htm> [Consulta: 2014, enero 13]
- GUERRERO, R. VELIS, D. RUBINO, G. (2012) *Inversión Espectral Prestack Simultánea de ondas PP y PS para la Caracterización Cuantitativa de Capas Delgadas*. Asociación Argentina de Geofísicos y Geodestas. GEOACTA 37 (1): 37- 52. Disponible: [http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci\\_pdf&pid=S1852-77442012000100004&lng=es&nrm=iso&tIng=es](http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci_pdf&pid=S1852-77442012000100004&lng=es&nrm=iso&tIng=es) [Consulta: 2013, septiembre 15]
- HAMPSON, D. RUSSEL, B. (2007) *Hampson-Russell Asistant, STRATA Inversion Concept* [Consulta: 2014, octubre 21]

- HARDAGE, B. LEVEY, R. PENDLETON, V. SIMMONS, J. EDSON, R. (1994) *A 3D Seismic Case History Evaluating Fluvially Deposited Thin-bed Reservoirs In A Gas-producing Property*. Geophysics, Vol. 58, No. 11. Disponible: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1443554> [Consulta: 2014, febrero 17]
- KALLA, S. (2008) *Reservoir Characterization using Seismic Inversion Data*. Craft & Hawkins Department of Petroleum Engineering. Graduate Faculty of the Louisiana State University. Agricultural and Mechanical College, USA. Disponible: <http://etd.lsu.edu/docs/available/etd-11122008-144747/unrestricted/kalladiss.pdf> [Consulta: 2014, enero 8]
- LEVY, S. FULLAGAR, P. K.(1981)*Reconstruction of a sparse spike train from a portion of its spectrum and application to high-resolution deconvolution*. Geophysics, Vol.46, No. 09. Disponible:<http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1441261> [Consulta: 2014, enero 7]
- MCGOOKEY, D. (1975) *Gulf Coast Cenozoic sediments and structure: An excellent example of extra-continental sedimentation*. Gulf Coast Asoc. Geol. Socs. Trans.Vol. 25. Disponible: <http://archives.datapages.com/data/gcags/data/025/025001/0104.htm?doi=10.1306%2FA1ADD8D8-0DFE-11D7-8641000102C1865D> [Consulta: 2014, febrero 15]
- OLDENBURG, D. W. T. SCHEUER, S. LEVY (1983) *Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms*.Geophysics, Vol. 48, No. 10. Disponible: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1441413> [Consulta: 2014, mayo 17]
- PARTYKA, G. GRIDLEY, J. LOPEZ, J. (1999) *Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization*. The Leading Edge, 18, 353-360. Disponible: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1438295> [Consulta: 2013, septiembre 16]
- PATI, Y. C. REZAIIFAR, R. KRISHNAPRASAD, P. S. (1993) *Orthogonal Matching Pursuit: Recursive Function Approximation with Applications to Wavelet Decomposition*. 27th Annual Asilomar Conference on Signals Systems and Computers. Nov 1-3. Pacific Grove, California. Disponible: [http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs\\_all.jsp?arnumber=342465&abstractAccess=no&userType=inst](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=342465&abstractAccess=no&userType=inst) [Consulta: 2013, diciembre 4]

- PENDREL, J., RIEL, P. (1997) *Methodology for Seismic Inversion and Modeling: A Western Canadian Reef Example*. CSEG Recorder, S/F. Disponible: <http://jason.cgg.com/regpages/ff/techpaperrequest.php?sn=IT-Reef> [Consulta: 2013, noviembre 11]
- PENDREL, J. (2006) *Seismic Inversion – A Critical Tool in Reservoir Characterization*. Seismic Reservoir Data. Scandinavian Oil-Gas Magazine, No. 5/6. Disponible: [http://jason.cgg.com/readingroom/techpapers/reprint\\_Critical\\_Tool\\_2006\\_ScandOil.pdf](http://jason.cgg.com/readingroom/techpapers/reprint_Critical_Tool_2006_ScandOil.pdf) [Consulta: 2013, octubre 25]
- PURYEAR, C. PORTNIAGUINE, O. COBOS, C. CASTAGNA, J. (2012) *Constrained Least Squares Spectral Analysis: Application to Seismic Data*. Geophysics, Vol. 77, No.5. Disponible: [http://www.dataseismic.com/descargas/soporte\\_14.pdf](http://www.dataseismic.com/descargas/soporte_14.pdf) [Consulta: 2013, octubre 18]
- PURYEAR, C. CASTAGNA, J. (2008) *Layer-thickness determination and stratigraphic interpretation using spectral inversion: Theory and application*. Society of Exploration Geophysicists. Geophysics, Vol. 73, No.2. Disponible: [http://luminageo.com/Papers\\_Lumina/Spectral\\_Inversion/2008\\_Layer\\_thickness\\_determination\\_stratigraphic\\_interpretation.pdf](http://luminageo.com/Papers_Lumina/Spectral_Inversion/2008_Layer_thickness_determination_stratigraphic_interpretation.pdf) [Consulta: 2013, septiembre 19]
- QING, L. (2001) *LP Sparse Spike Impedance Inversion*. Hampson-Russell Software Services Ltd. CSEG. Disponible: <http://eps.mcgill.ca/~courses/c551/SEISMIC-DATA-PROCESSING-II/Chapter3-3D/Impedance/LP%20Sparse%20Spike%20Impedance%20Inversion.pdf> [Consulta: 2014, mayo 14]
- RODRIGUEZ, J. (2009) *Spectral Decomposition and Inversion: Case Study of a Production Area In The Cook Inlet Basin, Alaska, USA*. The Faculty of the Department of Earth and Atmospheric Sciences. University of Houston, USA. Disponible: <http://www.agl.uh.edu/pdf/theses/2009-rodriquez-spectral.pdf> [Consulta: 2013, noviembre 18]
- RUBINO, J. VELIS D. (2009) *Thin-bed prestack spectral inversion*. Geophysics, Vol. 74, No. 4, R49-R57. Disponible: <http://www.fcaglp.unlp.edu.ar/~velis/papers/ThinBedGeop09.pdf> [Consulta: 2013, septiembre 26]

- RUSSELL, B.H. (1988) *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Society of Exploration Geophysicists. Disponible: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.9781560802303> [Consulta: 2013, septiembre 21]
- SCALES, J.SMITH, M. TREITEL, S. (2001) *Introductory Geophysical Inverse Theory*. Center of Wave Phenomena. Samizdat Pres.Disponible: <http://mesoscopic.mines.edu/~jscales/gp605/snapshot.pdf>[Consulta: 2013, septiembre 19]
- SHERIFF, R. E. GELDART, L. P. (1995) *Exploration Seismology* (Second Edition ed.). Cambridge University Press.
- SWANSON, S. KARLSEN, A. VALENTINE, B. (2013) *Geologic assessment of undiscovered oil and gas resources—Oligocene Frio and Anahuac Formations, United States Gulf of Mexico coastal plain and State waters*: U.S. Geological Survey Open-File Report 2013–1257.Disponible:<http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:http://pubs.usgs.gov/of/2013/1257/pdf/of2013-1257.pdf> [Consulta: 2013, octubre 18]
- SZULYOVSKY I. (1991) *Resolution comparison of conventional and recursively inverted signals*. Geophysics, Vol. 56, No. 2.Disponible: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1443036> [Consulta: 2013, octubre 10]
- TARANTOLA, A. (1987) *Inverse Problem Theory. Methods for data fitting and model parameter estimation*. Elsevier.
- TELFORD, W. M. GELDART, L. P. SHERIFF, R. E. KEYS, D. A. (1978)*Applied Geophysics*. New York, U.S.A.: Cambridge University Press.
- VEIRE, H. LANDRØ, M. (2006) *Simultaneous inversion of PP and PS seismic data*. Geophysics, Vol. 71, No. 3, R1-R10.Disponible:<http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.2194533> [Consulta: 2014, febrero 5]
- ZHANG, R. CASTAGNA, J. (2011) *Seismic sparse-layer reflectivity inversion using basis pursuit decomposition*. Society of Exploration Geophysicists. Geophysics, Vol. 76, No.6. Disponible: [http://www.luminageo.us/papers/Zhang,%20Castagna%20\(2011\)%20Geophysics.pdf](http://www.luminageo.us/papers/Zhang,%20Castagna%20(2011)%20Geophysics.pdf) [Consulta: 2013, septiembre 8]

# APENDICE

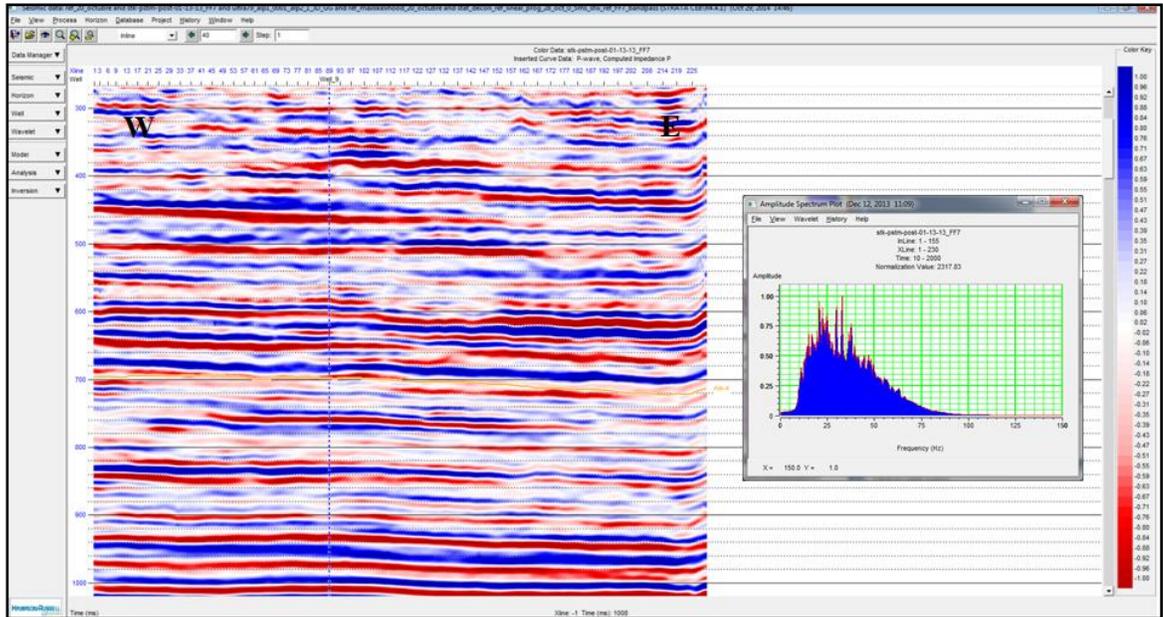


Figura 51. Sección 1 de la sísmica condicionada con su espectro de amplitud.

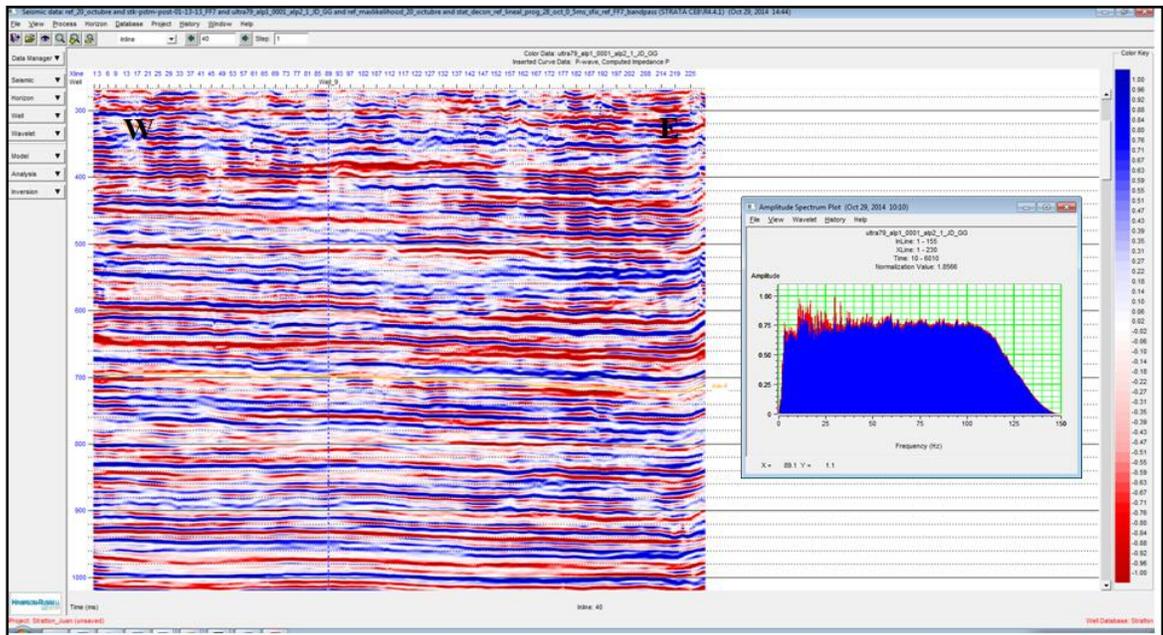


Figura 52. Sección 1 de la inversión *Sparse Layer* de la sección 1 de la sísmica condicionada junto su espectro de amplitud.

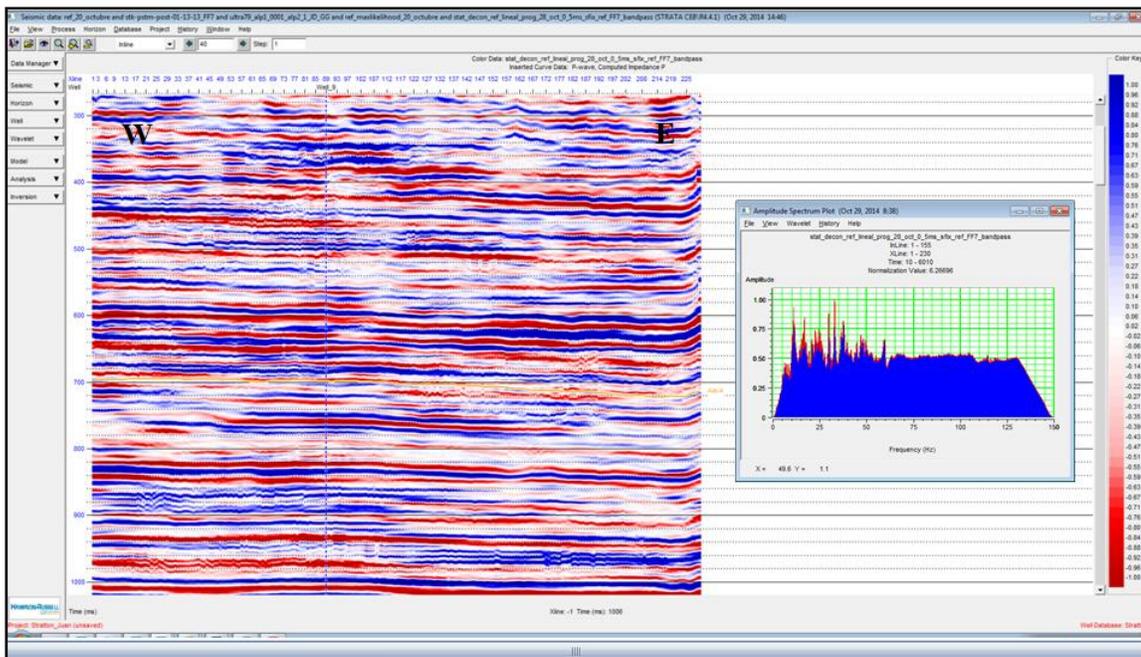


Figura 53. Sección 1 de la inversión *Sparse Spike* de la sección 1 de la sísmica condicionada junto su espectro de amplitud.

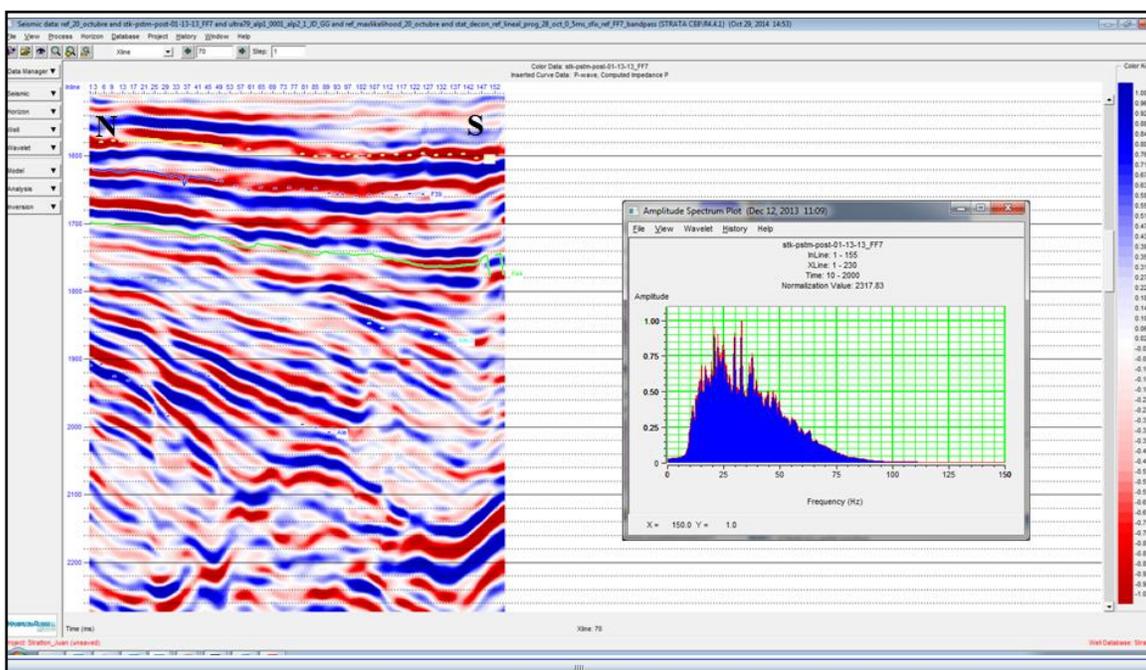


Figura 54. Sección 2 de la sísmica condicionada con su espectro de amplitud.

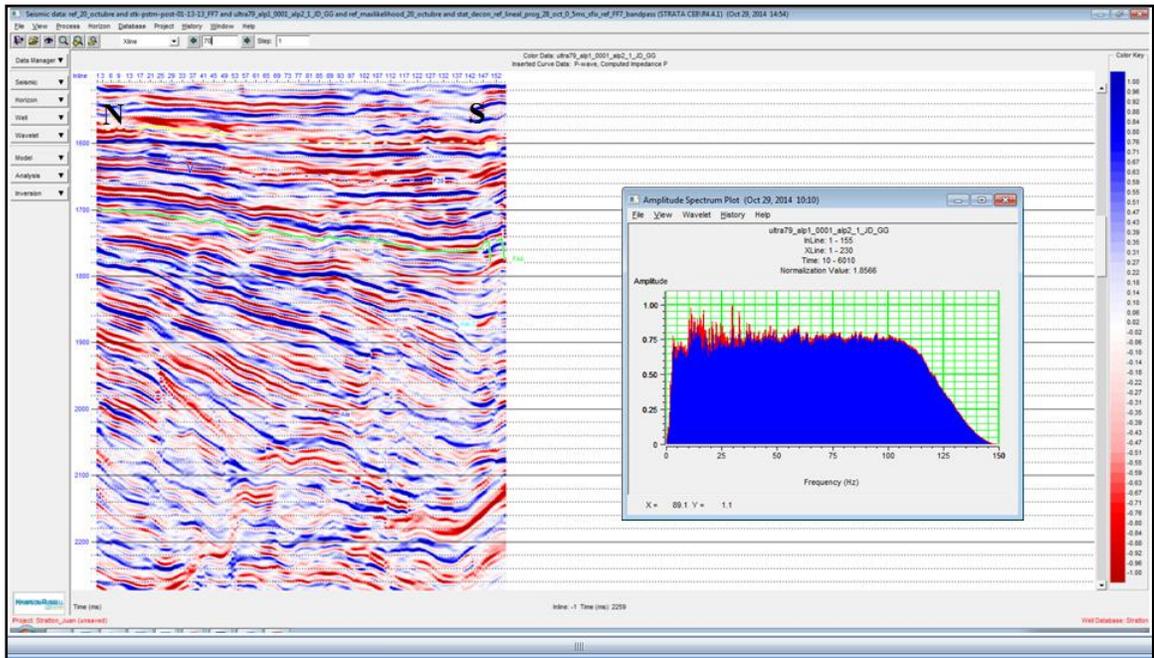


Figura 55. Sección 2 de la inversión *Sparse Layer* de la sección 2 de la sísmica condicionada junto su espectro de amplitud.

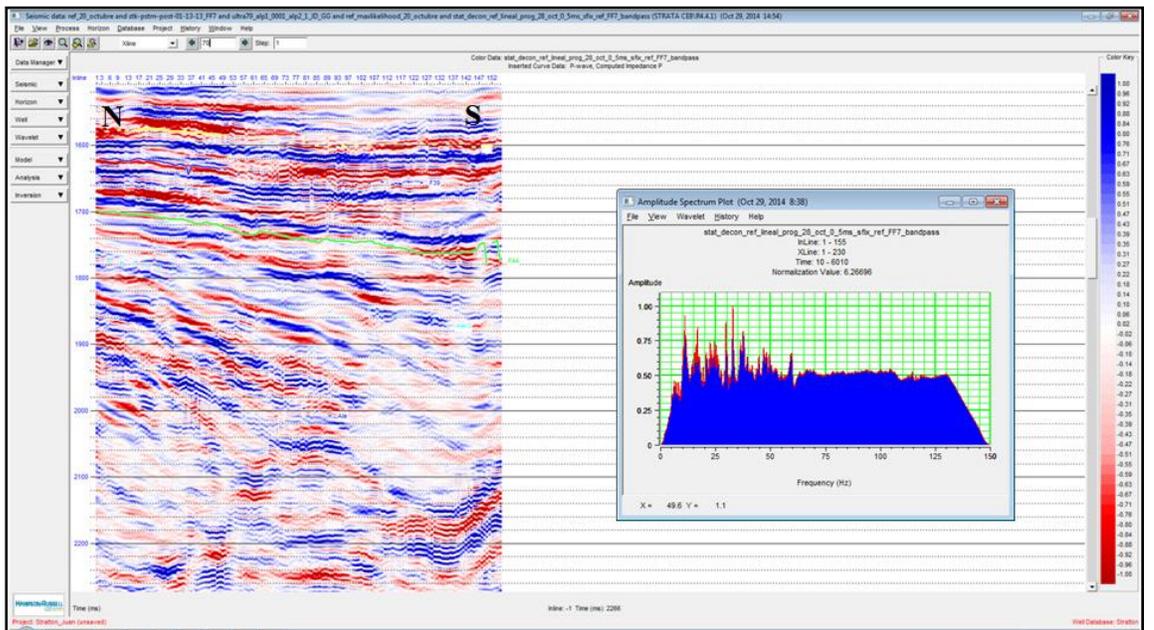


Figura 56. Sección 2 de la inversión *Sparse Spike* de la sección 2 de la sísmica condicionada junto su espectro de amplitud.

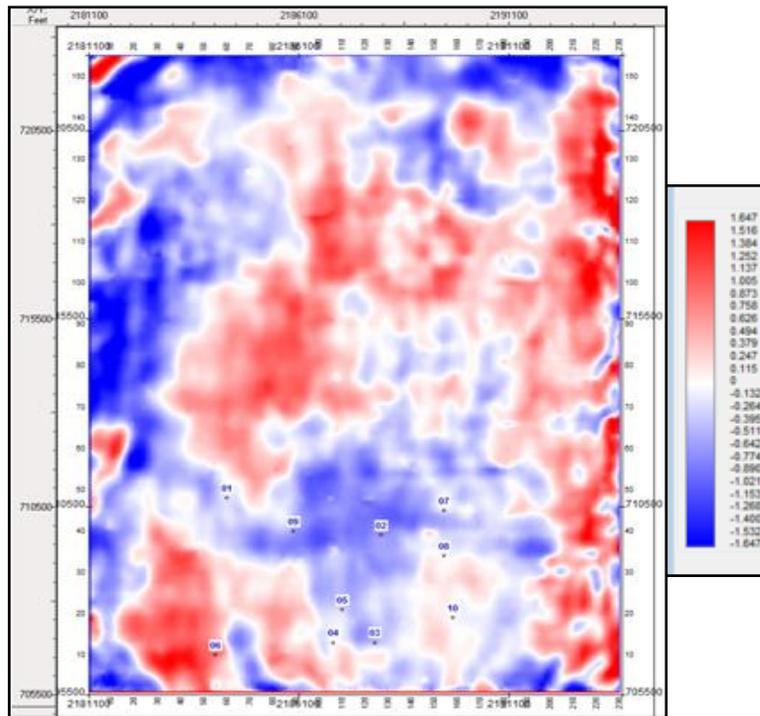


Figura 57. Corte de tiempo 1 (1,484 segundos) de la sísmica condicionada.

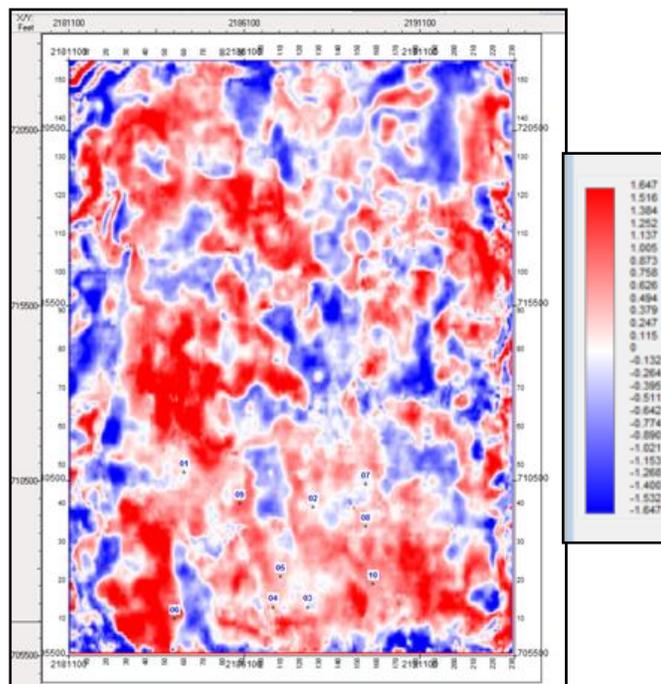


Figura 58. Corte de tiempo 1 (1,484 segundos) de la inversión *Sparse Layer*.

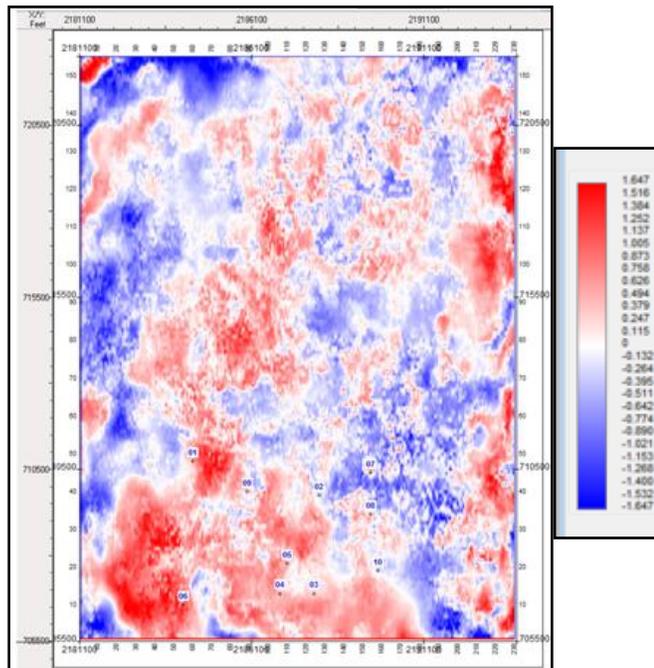


Figura 59. Corte de tiempo 1 (1,484 segundos) de la inversión *Sparse Spike*.

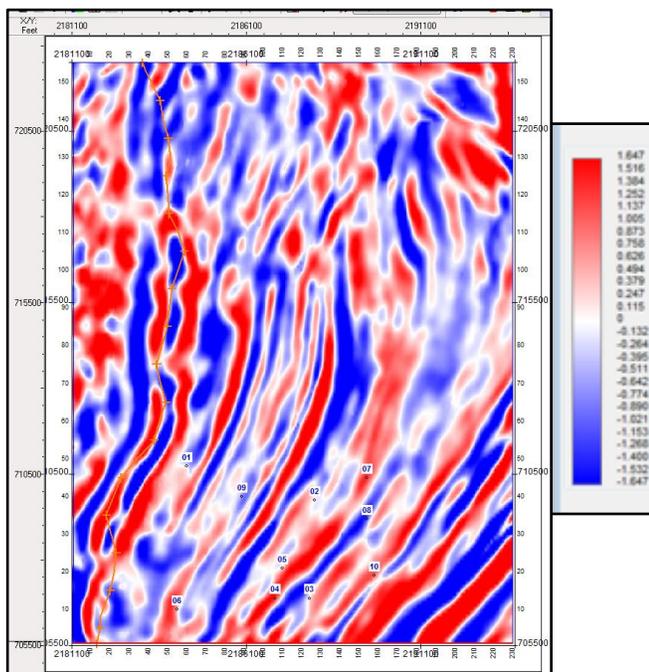


Figura 60. Corte de tiempo 2 (2,050 segundos) de la sismica condicionada.

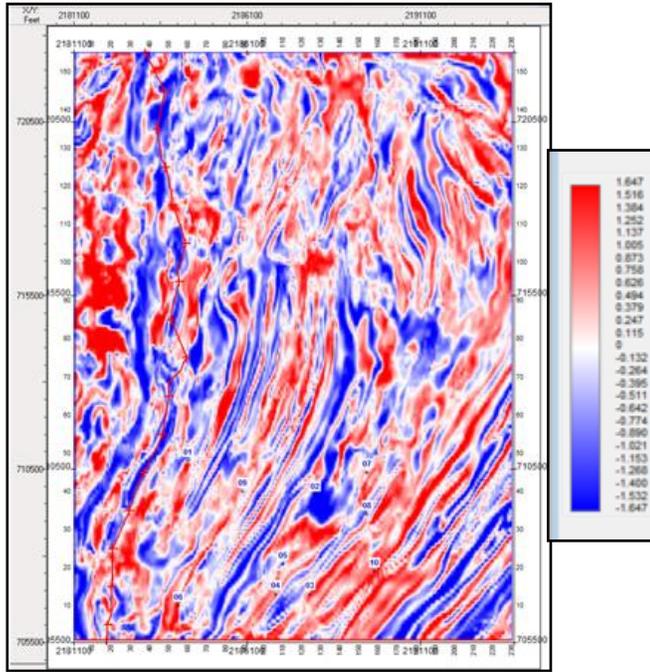


Figura 61. Corte de tiempo 2 (2,050 segundos) de la inversión *Sparse Layer*

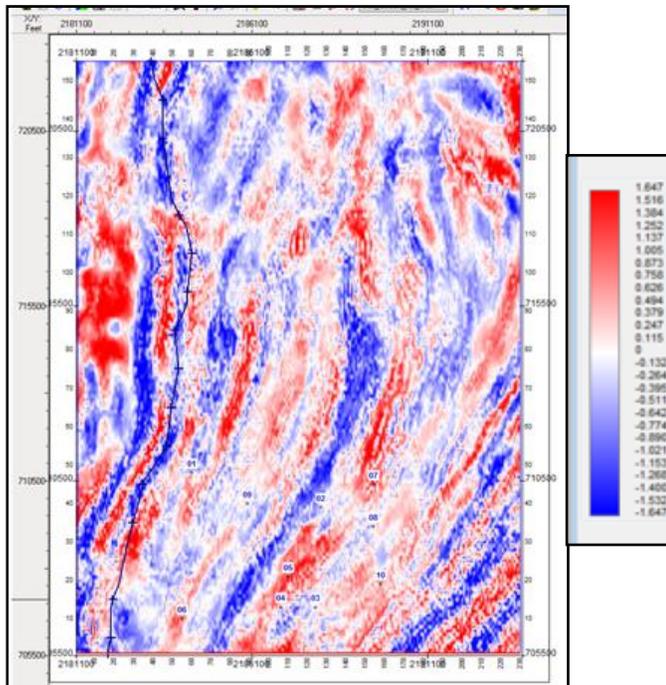


Figura 62. Corte de tiempo 2 (2,050 segundos) de la inversión *Sparse Spike*.