

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA DE INTEGRACIÓN
ENTRE INTERPRETACIÓN ESTRATIGRÁFICA Y MULTI-
ATRIBUTOS SÍSMICOS 3D PARA CARACTERIZACIÓN SÍSMICA
DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.**

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al Título de Ingeniero Geofísico
Por la Br. Gascón Padrón Rosana

Caracas, octubre de 2010

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA DE INTEGRACIÓN ENTRE
INTERPRETACIÓN ESTRATIGRÁFICA Y MULTI-ATRIBUTOS
SÍSMICOS 3D PARA CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE YACIMIENTOS
DE HIDROCARBUROS.**

Tutor Académico: Prof. Antonio Ughi

Tutor Industrial: Ing. Ronny Meza

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al Título de Ingeniero Geofísico
Por la Br. Gascón Padrón Rosana

Caracas, octubre de 2010

DEDICATORIA

A Dios y a la Virgen por darme fuerzas para seguir adelante.

A mis padres y mis hermanos por su apoyo por enseñarme a que nunca me rinda.

A mis tíos Robert y Elena por siempre estar allí como ángeles guardianes.

AGRADECIMIENTOS

ACADÉMICOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela por brindarme una formación profesional y de vida, por permitirme crecer como persona.

A mi Tutor Académico Antonio Ughi, por tenerme paciencia y ayudarme durante mi carrera cada vez que tuve duda en alguna cátedra de geofísica, y por ayudarme a estructurar mi Trabajo Especial de Grado.

A la profesora Yaraixa Pérez por acercar a los estudiantes al campo laboral y en mi caso especial hacerme corroborar que este es el camino profesional correcto.

Al profesores Paúl Romero porque aprendí a ser organizada gracias al volumen exagerado de tareas, por ser justo y hacerme reír aún si no fuese su intención, y al profesor Rafael Falcón por hacerme tomar el cariño a la geología que el profesor Paúl casi mató.

A mi súper preparador de la cátedra Introducción Geología de Campo Albert “Mister Simpatía” por ayudarme a aprobar la materia gracias a sus horas extras de clases.

Al profesor Michael Schmitz por apoyarme ante las múltiples veces que mi proyecto de Trabajo Especial de Grado fue diferido y por la oportunidad de hacer mi pasantía corta en FUNVISIS.

PROFESIONALES

Un agradecimiento especial a mi tutor industrial Ronny Meza por su gran apoyo y su infinita paciencia durante la elaboración de este T.E.G. Muchas gracias por estar siempre aclarando mis dudas y por auxiliarme siempre con el programa Geomerú.

A Geostratos por proporcionándome su programa Geomerú y los datos para realizar mi T.E.G.

A los programadores de Geostratos por resolver rápidamente mis inconvenientes con el programa, les debo muchísimo.

A FUNVISIS y a su personal, especialmente Kenny García y a el Departamento de Sismología, por el apoyo brindado al realizar mi pasantía corta.

PERSONALES

A mis padres María Padrón y Miguel Gascón por enseñarme principios y valores con hechos y con palabras.

A mis hermanos Miguel, María y Rosángela por enseñarme que uno es tan grande como los retos que se le presenta, gracias por su apoyo incondicional.

A mis tíos Robert Gascón y Elena Reyes por sus consejos y por siempre estar allí cada vez que lo necesité, gracias por ser mis padres sustitos. A mis primos Roberto y Mauricio por animarme con sus bromas.

A mis primos Creliá Padrón y Eduardo Carrillo por apoyarme y brindarme su ayuda en momentos difíciles.

A mis compañeros de clases y mis amigos en especial a Alexis Marcano, Raneé Quintero, Joshua Spailat, Robert Ayán, Vicente López, José Rivas, Rodrigo Urdaneta, Mailyñ Avilez, Bettiana Pérez, Wilmer Baez, que siempre estuvieron allí para ayudarme con mis dudas tanto académicas como personales, gracias por hacer que mi paso por la universidad sea hasta ahora una de las mejores experiencias de mi vida.

Gracias a todas aquellas personas que de manera directa e indirecta hicieron posible este Trabajo Especial de Grado.

Gascón P., Rosana.

Desarrollo de una metodología de integración entre interpretación estratigráfica y multi- atributos sísmicos 3D para caracterización sísmica de yacimientos de hidrocarburos

Tutor Académico: Prof. Antonio Ughi. **Tutor Industrial:** Ing. Ronny Meza. Tesis. Caracas.

Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología Minas y Geofísica. Año 2010, 94 p.

Palabras Claves: Redes Neuronales, Descomposición Espectral, Atributos Sísmicos, Sísmica 3D, Distancia de Mahalanobis. Caracterización de Yacimientos.

RESUMEN.

En este proyecto se realizó un modelo estratigráfico para el campo Stratton ubicado en los condados de Nueces y Kleberg en el estado de Texas, Estados Unidos, con el fin de probar una metodología a través de la cual se pudiera realizar de manera económica y eficiente la caracterización de un yacimiento de hidrocarburo, empleando interpretación estratigráfica y multi-atributos sísmicos 3D

El procedimiento llevado a cabo para lograr el objetivo, fue la realización de facies ambientales y atributos geométricos, de descomposición espectral, transformada de Hilbert que fueron procesados en el módulo de redes neuronales para crear un nuevo atributo sísmico 3D que integrara toda la información. La misma fue corroborada a través del atributo de distancia de Mahalanobis que permitió observar la distribución de las arenas, arenas arcillosas y arcillas por medio de la generación de un atributo por cada facie permitiendo estimar la probabilidad de ocurrencia de cada una de las facies de interés.

El estudio se enfocó en la Formación Vicksburg en donde los pozos con los que se contaba no llegaban a esa profundidad por lo tanto con la información de pozos en la Formación Frío, se realizó una extrapolación hasta esta zona carente, esto es posible bajo la premisa de que materiales similares generan respuestas similares.

Por esta razón en esta investigación se estimó un modelo estratigráfico el cual concuerda con trabajos anteriores del área. Esta resultó ser un sistema de deposición fluvial, en donde se observa en la zona de (revisar redacción) Bajo Vicksburg un sistema encadenado de bajo nivel (LST) con un espesor aproximado de 1520 m, En la parte media de Vicksburg se observa un sistema de encadenamiento transgresivo (TST) con un espesor de 447 m en los intervalos de espesores de 3116 a 3505 m se observa un sistema encadenado de alto nivel (HST). La litología predominante fue de arcillas y arenas arcillosas, con probabilidades de ocurrencia de 0,55 y 0,44

respectivamente. La metodología utilizada permite extraer la mayor cantidad de información cuando se poseen pocos datos.

TABLA DE CONTENIDOS

	Pág.
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	vi
TABLA DE CONTENIDOS.....	viii
LISTA DE FIGURAS.....	xii
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	2
CAPÍTULO II.....	5
2.1 Ubicación y descripción geológica del campo.....	6
2.2 Atributos sísmicos.....	10
2.3 Descomposición espectral.....	10
2.4 Transformada de Hilbert.....	11
2.5 Atributos geométricos.....	12
2.6 Redes neuronales.....	13
2.6.1 Características de las Redes Neuronales.....	13
2.7 Distancia de Mahalanobis.....	14
2.8 Registro de pozos.....	15
2.9 Potencial Espontáneo (SP).....	17
2.10 Resistividad (Resistivity).....	18
2.10.1 Tipos de perfiles de resistividad.....	18
2.11 Rayos Gamma (GR).....	19
2.12 Registro de Espectrometría (NGS).....	20
2.13 Registro Neutrónico (CNL).....	20
2.14 Registros de Densidad (FDC).....	20
2.15 Registros Sónicos (BHC).....	21
2.16 Efectos del Gas en los Perfiles Neutrónico y Densidad.....	21
2.17 Efectos del Gas en el Perfil Sónico.....	22

	Pág.
CAPÍTULO III.....	36
3.1. Metodología.....	25
3.1. Interpretación de horizontes.....	26
3.2. Generación de pseudo T/Z.....	27
3.3. Calibración Pozo-Sísmica.....	28
3.4. Generación de multi-atributos.....	30
3.5. Construcción de facies Litológicas.....	31
3.6. Módulo de redes neuronales.....	36
3.7. Distancia de Mahalanobis.....	37
CAPÍTULO IV.....	39
4.1 Análisis Metodológico.....	40
4.2 Facies Litológicas.....	42
4.3 Atributos.....	43
4.3.1 Atributos basados en la Transformada de Hilbert.....	44
4.3.2 Atributos Geométrico Laplaciano.....	58
4.3.3 Atributo basado en Descomposición Espectral.....	61
4.4 Redes Neuronales.....	62
4.5 Distancia de Mahalanobis.....	68
4.6 Modelo propuesto.....	75
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	77
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS.....	80

LISTA DE DE FIGURAS

Pág.

Figura.

1. Mapa de localización mostrando la zona de gas FR-4 y la ubicación del campo Stratton-Agua Dulce en los condados de Kleberg y Nueces, Texas, EAU.....	6
2. Mapa geológico de Texas (modificado de Bureau of Economic Geology, 1992).....	7
3. Nomenclatura de los yacimientos en las formaciones de Vicksburg y Frío en el campo de Stratton - Agua Dulce. Condados de Kleberg y Nueces, Texas, USA. (Modificada de Kling, 1972).....	9
4. Los elementos de registro así: una sonda de medición en un pozo, el cable, y un laboratorio móvil	15
5. Ejemplo de un registro GR (modificado de Pemex, 2007).....	16
6. Ejemplo de un registro de neutrónico y densidad en presencia de gas (Modificado de Pemex, 2007).....	22
7. Ejemplo de un registro de sónico (Modificado de Pemex, 2007).....	23
8. Interpretación de los horizontes B46 y F11.....	26
9. a) Igualación a la cuadrática sin ajuste de las velocidades. b) Igualación a la cuadrática con las velocidades ajustadas.....	27
10. Generación del sismograma sintético.....	28
11. Correlación Pozo- Sísmica. Ajuste de la traza sintética con el volumen sísmico.....	29
12. Análisis de frecuencia.....	30
13. Ubicación de los Pozos en la Zona.....	31
14. Generación de las Facies.....	32
15. Gráfico cruzado DT vs NPHI.....	33
16. Gráfico cruzado RHOB vs NPHI.....	34
17. Gráfico cruzado RHOB vs DT.....	35
18. Generación del nuevo atributo a través del módulo de redes neuronales.....	37

Figura.

19. Diagrama de flujo de actividades para la interpretación sísmica. Hay que tomar en cuenta que la revisión bibliográfica suele hacerse durante todo el proceso. Las actividades no suelen llevarse siempre en este mismo orden. (Modificado de Pabón, 2009).....	40
20. Diagrama de flujo de actividades para la interpretación sísmica en este proyecto.....	41
21. Columna Estratigráfica generada a través de gráficos cruzados.....	43
22. Volumen Sísmico Stratton. La elipse roja indica la zona de interés.....	44
23. Atributo Fase de Hilbert. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. c) Corte “crossline” 51.....	45
24. Atributo Fase de Hilbert. Intercepción de Corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).....	46
25. Atributo Fase de Hilbert. Corte “inline” 26. Terminaciones.....	47
26. Atributo Frecuencia Instantánea de Hilbert. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. c) Corte “crossline” 51.....	48
27. Atributo Frecuencia Instantánea de Hilbert. Intercepción de Corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).....	49
28. Atributo frecuencia instantánea de Hilbert “inline” 26. Terminaciones.....	50
29. Atributo Cuadratura de Hilbert. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. c) Corte “crossline” 51...	52
30. Atributo cuadratura de Hilbert. Intercepción de corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).....	53
31. Atributo Cuadratura de Hilbert “inline” 26. Terminaciones.....	54
32. Atributo Amplitud instantánea de Hilbert. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. d) Corte “crossline” 51.....	55
33. Atributo Amplitud Instantánea de Hilbert. Intercepción de corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).....	56
34. Atributo Amplitud Instantánea de Hilbert. “inline” 26. Terminaciones.....	57

Figura.

35. Atributo Laplaciano. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. c) Corte “crossline” 51.....	58
36. Atributo Laplaciano. Intercepción de Corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).....	59
37. Atributo Laplaciano, “inline” 26. Terminaciones.....	60
38. Atributo Máxima Amplitud por Ventana “inline” 58.....	61
39. Perfil litológico neural.....	62
40. Análisis de componentes principales.....	63
41. Atributo generado con redes neuronales, combinando los atributos de Máxima Amplitud por Ventana, Laplaciano, Fase de Hilbert y Amplitud Instantánea de Hilbert con la litofacie. Corte “inline” 26.....	64
42. Atributo generado con Redes Neuronales. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. c) Corte “crossline” 51.....	65
43. Atributo generado con Redes Neuronales. Intercepción de corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).....	66
44. Atributo de redes neuronales. “inline” 26. Terminaciones.....	67
45. Distancia de Mahalanobis de arenas limpias. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26.....	69
46. Distancia de Mahalanobis de la facie arcillas. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26.....	71
47. Distancia de Mahalanobis de la facie arenas arcillosas. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26.....	73
48. Distancia de Mahalanobis. Presentación de las facies en la misma escala. a) Facie arcilla. b) Facie Arenas limpias. c) Facie Arenas arcillosas.....	74
49. Modelo estratigráfico aproximado propuesto del campo Stratton, Texas. Atributo de Redes Neuronales. Corte “inline” 26.....	75

CAPÍTULO I

1.1.- Introducción

En la actualidad los datos sísmicos 3D y los atributos asociados a estos que pueden ser extraídos, han permitido una mejor descripción de yacimientos; sin embargo, ha sido una tarea monumental el tratar de relacionar linealmente los atributos sísmicos y las propiedades de los yacimientos. Hoy en día existen distintas técnicas que han sido utilizadas para la realización de esta tarea, sin la necesidad de pozos incluyendo las redes neuronales (Singh 2007)

Desde los años 20 se han realizado estudios en el campo Stratton, el cual se encuentra ubicado en los condados de Kleberg y Nueces en Texas, EUA. Este campo fue originalmente descubierto en 1922 y cuenta con una producción de gas acumulada igual a 2.4 trillones de pies cúbicos (TCF) hasta 1990. Stratton forma parte de una región del sur de Texas donde está localizada la zona de gas FR-4, la cual es considerada como la tercera zona de gas más grande de todas las 73 zonas de gas en Texas y también como la más grande de las zonas de gas no asociadas en la Costa de Golfo de México (Levey, 1994). Esta zona fue cubierta por un estudio sísmico 3D que comprendió el territorio costa adentro de la cuenca del Golfo de México a lo largo de la falla de Vicksburg. (Sippel, 1991). En este caso en particular el campo fue elegido como zona de estudio ya que posee una larga historia de desarrollo y producción y especialmente porque tiene disponible un estudio sísmico 3-D, registros de pozos, así como una amplia descripción geológica; desafortunadamente, los pozos con los que se cuentan no son lo suficientemente profundos para permitir determinar la composición del sistema encadenado que se ha registrado en las sísmicas realizadas hasta hoy, lo que no ha permitido explotar el potencial de estas estructuras.

Por tales razones se lleva a cabo la realización de esta investigación, la finalidad de este estudio es desarrollar una metodología que permita generar un modelo estratigráfico aproximado, mediante la información previa del campo, la ayuda de redes neuronales supervisadas, descomposición espectral y multi-atributos, con el fin de estimar la composición de los sistemas encadenados presentes en la Formación Vicksburg.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Desarrollar una metodología que permita la integración de atributos sísmico para la delineación de eventos estratigráficos.

1.3.2 Objetivos Específicos

- 1) Analizar los gráficos cruzados para obtener estimados de unidades formacionales y para la construcción de litofacies.
- 2) Sintetizar la generación de atributos y evaluación de los mismos.
- 3) Realizar un atributo por medio de Redes Neuronales que permita la integración de la de la información de pozos y de la sísmica.
- 4) Interpretación y reconstrucción de la deposición de los mismos, para la generación de un modelo de deposicional aproximada del área de estudio.

1.4.- Justificación

El objetivo principal de esta investigación es la integración de atributos sísmicos para la delimitación aproximada de eventos estratigráficos en campos petroleros, este tipo de estudio contribuirá a explotar el potencial económico de estas zonas de una manera más confiable, ya que habrá más conocimiento del área y la localización de las zonas más prospectivas. La metodología propuesta es una herramienta que ayudará al intérprete a la identificación de eventos que puedan verse difusos o en donde se cuente con poca información, ya que la aplicación de la misma permite resaltarlos y propagar los datos de pozo con los que se cuenta, además permitirá construir la geometría del evento estratigráfico lo que podría ser de utilidad para planificar la perforación de nuevos prospectos. Cabe destacar que la aplicación de esta metodología resulta económica ya que no fue necesario hacer una perforación que alcanzara el evento de interés para obtener una estimación estratigráfica del área; la misma puede ser aplicada en campos petroleros en Venezuela y el mundo que cuenten con características similares a las del campo Stratton.

CAPÍTULO II

2. 1 Ubicación y descripción geológica del Campo

El campo Stratton está localizado en los condados de Kleberg y Nueces en Texas, E.U.A. (Figura 1). El campo Stratton fue originalmente descubierto en 1922 y cuenta con una producción de gas acumulada igual a 2.4 TCF, hasta 1990. Stratton hace parte de una región del sur de Texas donde está localizada la zona de gas FR-4, la cual es considerada como la tercera zona de gas más grande de todas las 73 que existen en Texas y como la más grande de las zonas de gas no asociado a la Costa de Golfo de México (Levey, 1994). Esta zona fue cubierta por un estudio sísmico 3D que comprendió el territorio costa adentro de la cuenca del Golfo de México a lo largo de la falla de Vicksburg. (Sippel et al., 1991)

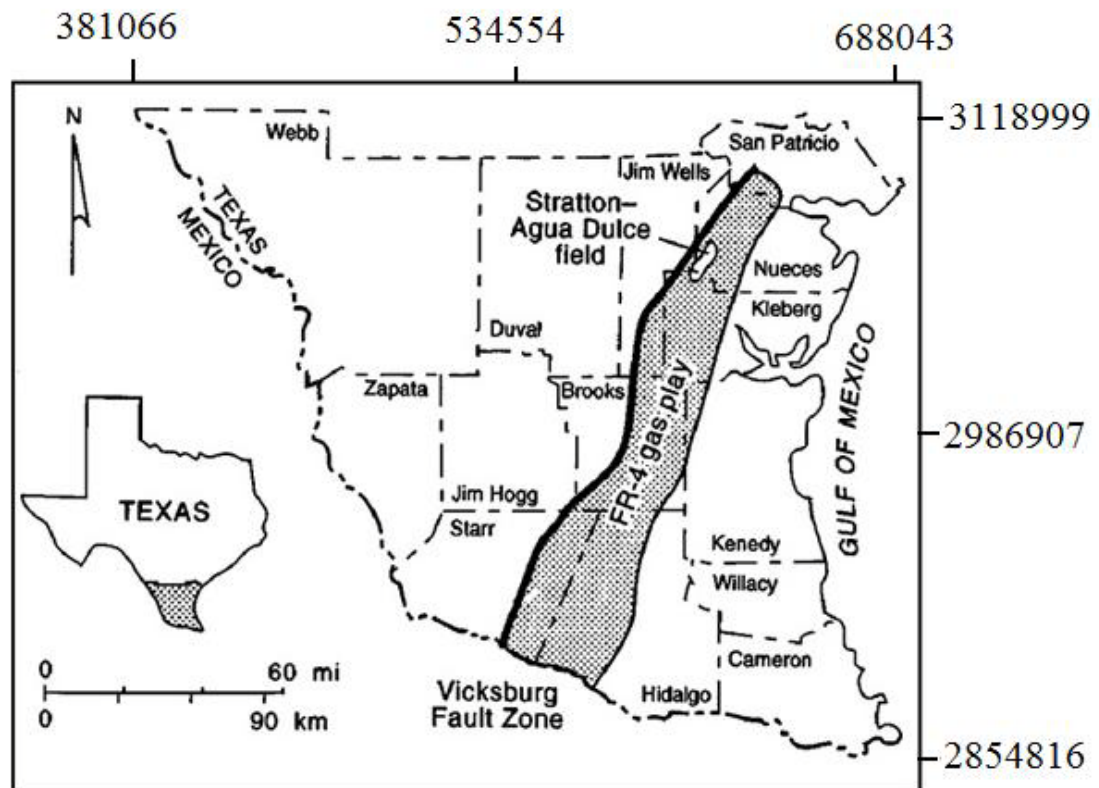


Figura 1. Mapa de localización mostrando la zona de gas FR-4 y la ubicación del campo Stratton-Agua Dulce en los condados de Kleberg y Nueces, Texas, EAU (Sippel et al., 1991)

El entrapamiento de los hidrocarburos en los yacimientos de la zona de gas FR-4 está controlado por una combinación de factores estratigráficos y estructurales que incluyen cierres de anticlinales fallados, cambios de facies y acuñamientos. Los yacimientos en esta zona provienen de las Formaciones Frío y Vicksburg. (Sippel et al., 1991).

La Formación Frío en el sur de Texas comprende el sistema fluvial de Gueydan formado por canales de arena de grano grueso y conglomerados, depósitos de arena de playa, lodos y limolitas de la llanura de inundación (Galloway, 1982). Los paquetes de arenas están compuestos por múltiples canales amalgamados tanto vertical como lateralmente. Las secuencias de canales individuales son de 3 a 9 m de espesor aproximadamente y vienen normalmente amalgamados a otras unidades formando cuerpos que pueden tener un espesor de incluso 15,2 a 30,48 m y muchos kilómetros en extensión.

La Formación Frío es una formación oligocena que representa una de las mayores unidades progradacionales en la parte noreste de la cuenca pasiva del Golfo de México. Esta formación tuvo su origen aproximadamente hace 8 Ma. y fue subdividida en tres unidades operacionales: La Formación Frío Inferior caracterizada como una unidad progradacional, la Formación Frío Medio como una unidad agradacional y Frío Superior como una unidad retrogradacional. Vicksburg, también es una formación oligocena, estructuralmente bastante compleja debido a su gran fallamiento. Esta zona, al igual que Frío Inferior, está afectada por una serie de fallas crecientes que surgen en la lutitas Jackson.

Las Formaciones Frío y Vicksburg fueron caracterizadas mediante el análisis de registros eléctricos convencionales con potencial espontáneo y resistividad (Galloway, 1982). Dado que estos registros son indicadores litológicos claros, los yacimientos en estas zonas pudieron ser clasificados en diferentes secuencias de acuerdo con la respuesta observada. Se determinó que el miembro medio de la Formación Frío Medio contiene múltiples areniscas amalgamadas verticalmente. Sus nombres fueron referidos como las secuencias B, C, D, E y F (descendiendo por orden estratigráfico).

Los registros de pozo fueron calibrados a partir de núcleos y su respuesta permitió interpretar las arenas del miembro medio de la Formación Frío Medio como arenas amalgamadas

provenientes de rellenos de canal y depósitos de playa de origen fluvial. El espesor de las arenas de relleno de canal varía de 3 a 9 m aproximadamente. Su comportamiento en el registro de potencial espontáneo muestra una tendencia de grano decreciente o de bloque. El espesor de los depósitos laterales de playa varía comúnmente desde menos de 1,5 hasta 6,096m El registro SP muestra un perfil clásico de grano creciente.

El miembro inferior de la Formación Frío Inferior fue referido como la secuencia G la cual muestra un carácter de grano creciente en los registros. Las areniscas en la parte superior de la Formación Vicksburg son de grano grueso y contrastan con los cuerpos de arenisca presentes en el miembro inferior de la Formación de Frío Inferior (Figura 3).

Los miembros medio y superior de las Formaciones de Frío Medio y Superior son relativamente no deformados, planos y, por tanto, estructuralmente mucho más simples que las unidades subyacentes; Formación Vicksburg y miembro inferior de la Formación Frío Inferior. Los miembros medio y superior de las formaciones Frío Medio y Superior están caracterizados por un cierre alargado en dirección norte-sur y relativamente suave.

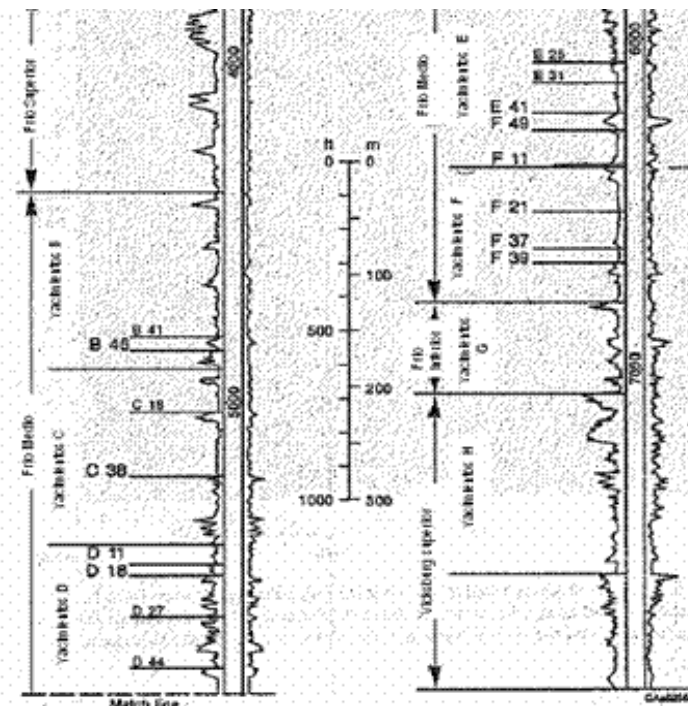


Figura 3. Nomenclatura de los yacimientos en las formaciones de Vicksburg y Frío en el campo de Stratton - Agua Dulce. Condados de Kleberg y Nueces, Texas, USA. (Modificada de Kling, 1972).

La Formación Oligocena de Vicksburg es interpretada como una serie de progradaciones deltaicas que están separadas por transgresiones marinas (Combes, 1993; Coleman 1990; Taylor y Al-Shaieb, 1998). Esta se encuentra ubicada por encima de las lutitas Eocenos de Jackson, que proporcionan un margen de plataforma inestable para la deposición de Vicksburg. La carga de sedimentos en la arcilla sud compactada de Jackson causó el colapso de la pendiente a gran escala a lo largo del plano lístrico de deslizamiento. La deformación del Jackson en crestas y diapiros junto con la extensión regional, ha generado el espacio de acomodación para la acumulación de sedimentos Vicksburg. Los anticlinales rodados se generaron por fallas sintéticas y antitéticas. La forma deposicional de fue influenciado tanto por las estructuras como por los de grosores de las secuencias de arenas acumuladas en el bloque hundido de la falla (Zuhair Al-Shaieb et al, 1998).

2.2 Atributos Sísmicos

Los atributos sísmicos son transformaciones de las trazas sísmicas, que permiten observar la información de las amplitudes desde distintos ángulos. Los datos sísmicos son ricos en información, incluyendo amplitud, frecuencia, y la configuración o la morfología de los eventos de la reflexión. Las cualidades sísmicas, incluyendo estimaciones volumétricas de la coherencia, buzamiento/azimut, curvatura, textura de la amplitud, y la descomposición espectral, pueden acelerar significativamente la interpretación de los datos 3D adquiridos recientemente, también, proporcionan una nueva forma de extraer información de los datos viejos. El uso acertado de atributos sísmicos requiere una comprensión de la calidad de los datos sísmicos y de procesos sedimentarios y tectónicos (Marfurt, 2006).

2.3 Descomposición Espectral

La descomposición espectral en el área de la interpretación sísmica, es una poderosa herramienta al momento de trabajar en campos que poseen capas muy delgadas y difícilmente pueden ser detectadas con métodos de interpretación sísmica convencional. Este método permite detectar las características estratigráficas y estructurales sutiles sobre una gama de frecuencias, además permite identificar estructuras que sirven de trampa para hidrocarburo y las capas delgadas debajo del espesor de sincronización sísmica.

La ventaja de estos métodos es que al usar ventanas de tiempo fijas (número de muestras fijo y determinable) es posible usar filtros para un determinado rango de frecuencia en lugar de filtros para rango de tiempo y de esta manera fijar el rango de frecuencias que se desea utilizar para posteriores análisis.

Los métodos basados en la “Ondícula” (Chakraborty et al., 2001), es un tipo especial de transformada de Fourier que representa una señal en términos de versiones trasladadas y dilatadas de una onda finita (denominada óndula madre). La efectividad de este método depende fuertemente de la ondícula seleccionada como base. Entre estos métodos se podrían mencionar la transformada continua de ondículas, la cual escala la ondícula base y luego la convoluciona con una señal a través de una ventana de diferentes dimensiones; la transformada discreta de ondículas que se caracteriza por usar dos ventanas, una de altas y otra de bajas frecuencias que permiten alcanzar niveles deseados de descomposición a través de un proceso cíclico entre las dos ventanas; y la descomposición por búsqueda por ajuste, mejora la limitada resolución temporal y mantiene la alta precisión de los métodos de su tipo por medio de la búsqueda del mejor ajuste entre la composición lineal de ondículas básicas de un diccionario y la señal (Mallat, 1993).

2.4 Transformada de Hilbert

La transformada de Hilbert es útil en el cálculo de los atributos instantáneos en una serie de tiempo, sobre todo la amplitud y frecuencia. La amplitud instantánea es la amplitud de la transformada de Hilbert compleja, la frecuencia instantánea es la velocidad de variación del ángulo de fase instantánea. Para una senoide pura, la amplitud y la frecuencia instantánea son constantes. La fase instantánea; sin embargo, es un diente de sierra, lo que refleja la forma en que el ángulo de fase local varía linealmente en un solo ciclo (Claerbout, 1976).

La interpretación geológica de datos sísmicos se hace comúnmente mediante el análisis de los patrones de la amplitud sísmica, fase y frecuencia en el mapa y de la vista de las secciones en el área a prospectar. Aunque muchos atributos sísmicos se han utilizado para enfatizar los objetivos geológicos y definir la roca crítica y las propiedades del fluido, estos tres simples atributos - amplitud, fase y frecuencia - siguen siendo el pilar de la interpretación geológica de

datos sísmicos. Cualquier procedimiento que extrae y muestra alguno de estos parámetros sísmicos de una manera conveniente y comprensible es una herramienta de interpretación muy valiosa.

Hace poco más de 30 años, M.T. Taner y Robert E. Sheriff introdujeron el concepto de usar la transformada de Hilbert para calcular la amplitud sísmica, fase y frecuencia instantánea lo que significa un valor para cada parámetro se calcula en cada muestra de tiempo de una traza sísmica. Esa transformada de Hilbert es ahora la forma base sobre la cual casi todos los atributos de amplitud, fase y frecuencia se calculan por los software de interpretación sísmica de hoy (Hardage, 2006).

2.5 Atributos Geométricos

El análisis de los atributos geométricos es utilizado para aumentar la relevancia estructural y estratigráfica de un yacimiento correlacionando similitudes entre diferentes muestras de trazas sísmicas, también identificando orientaciones de mapas, densidad de fractura, continuidad lateral de reflectores, además es un excelente detector de bordes de estructuras.(Strecker, 2004).

2.6 Redes Neuronales

La predicción de datos de pozos a través de redes neuronales, es una importante herramienta a la hora de hacer caracterizaciones de yacimientos, ya que permite la extrapolación de las propiedades presentes en los registros por medio de volúmenes sísmicos. Esta técnica permite la construcción y clasificación de facies sísmicas, lo cual es de gran ayuda para realizar estudios donde existe poca información o mala distribución de los pozos.

Las redes neuronales son herramientas de inteligencia virtual que imita el cerebro humano para hacer análisis y producen resultados. Su uso en el área petrolera es muy reciente y gradualmente se está desarrollando y tiene el potencial para dominar o para asumir el control de otras herramientas analíticas usadas en la industria de la exploración y de la producción. Hay dos tipos de redes neuronales, las no supervisadas y supervisadas. La red no supervisada realiza la clasificación solamente, sin datos interpretados previamente y se despliega para reconocer los tipos de la roca, la red supervisada por una parte se entrena con datos interpretados y se despliega para realizar el reconocimiento y la interpretación. Una combinación apropiada de estos dos tipos de redes neurales produce los resultados comparables a la interpretación hecha por un profesional humano (Iloghalu, 2003).

2.6.1 Características de las redes neuronales

Las redes neuronales presentan las siguientes características:

- Inclinación natural a adquirir el conocimiento a través de la experiencia, el cual es almacenado, al igual que en el cerebro, en el peso relativo de las conexiones interneuronales.
- Aprendizaje inductivo, es decir, modifican su comportamiento en función de la experiencia.
- Adaptabilidad, ya que son capaces de cambiar dinámicamente junto con el medio.

- Poseen un alto nivel de tolerancia a fallas, es decir, pueden sufrir un daño considerable y continuar teniendo un buen comportamiento, al igual como ocurre en los sistemas biológicos, ya que la información se halla distribuida por toda la red (memoria distribuida).
- Tener un comportamiento altamente no-lineal, lo que les permite procesar información procedente de otros fenómenos no-lineales.
- Generalización; una vez entrenada, se le pueden presentar a la red datos distintos a los usados durante el aprendizaje. La respuesta obtenida dependerá del parecido de los datos con los ejemplos de entrenamiento.
- Abstracción o tolerancia al ruido; son capaces de extraer o abstraer las características esenciales de las entradas aprendidas, de esta manera pueden procesar correctamente datos incompletos o distorsionados.
- Procesamiento paralelo, pueden realizar distintas actividades a la vez.

2.7 Distancia de Mahalanobis

La distancia de Mahalanobis es una medida que considera la covarianza entre las variables presentes en el cálculo de las distancias. Se diferencia de la distancia euclídea en que tiene en cuenta la correlación entre las variables aleatorias ya que se extiende para corregir las respectivas escalas de las diferentes variables, convirtiéndose en una medida ponderada de la distancia euclídea; la ponderación otorga menos peso a las variables con varianza alta y altamente correlacionado con las variables presentes, a fin de que todos los elementos sean tratados con el mismo peso (Meza, et al., 2007)

La distancia de Mahalanobis se puede aplicar directamente a los problemas de modelado como un reemplazo de la distancia euclidiana, como en la función redes neuronales de base radial. Otro uso importante de la distancia de Mahalanobis es la detección de valores atípicos.

2.8 Registros de Pozos

El perfilaje de pozos es una actividad muy importante dentro de la exploración y producción de hidrocarburos, la cual consiste en la toma y monitoreo de los perfiles o registros del pozo (figura 4).

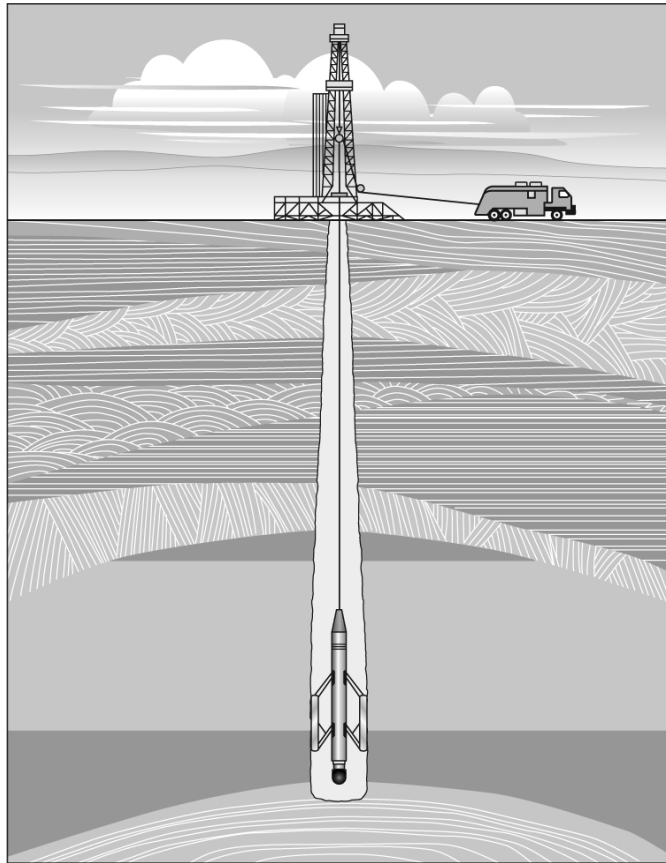


Figura 4. Los elementos de registro: una sonda de medición en un pozo, el cable, y un laboratorio móvil (modificado de Ellis et al, 2008).

Un registro o perfil de pozo (figura 5), es una grabación contra la profundidad de algunas características de las formaciones rocosas atravesadas, realizadas por equipos de medición en el hoyo del pozo (PEMEX, 2007).

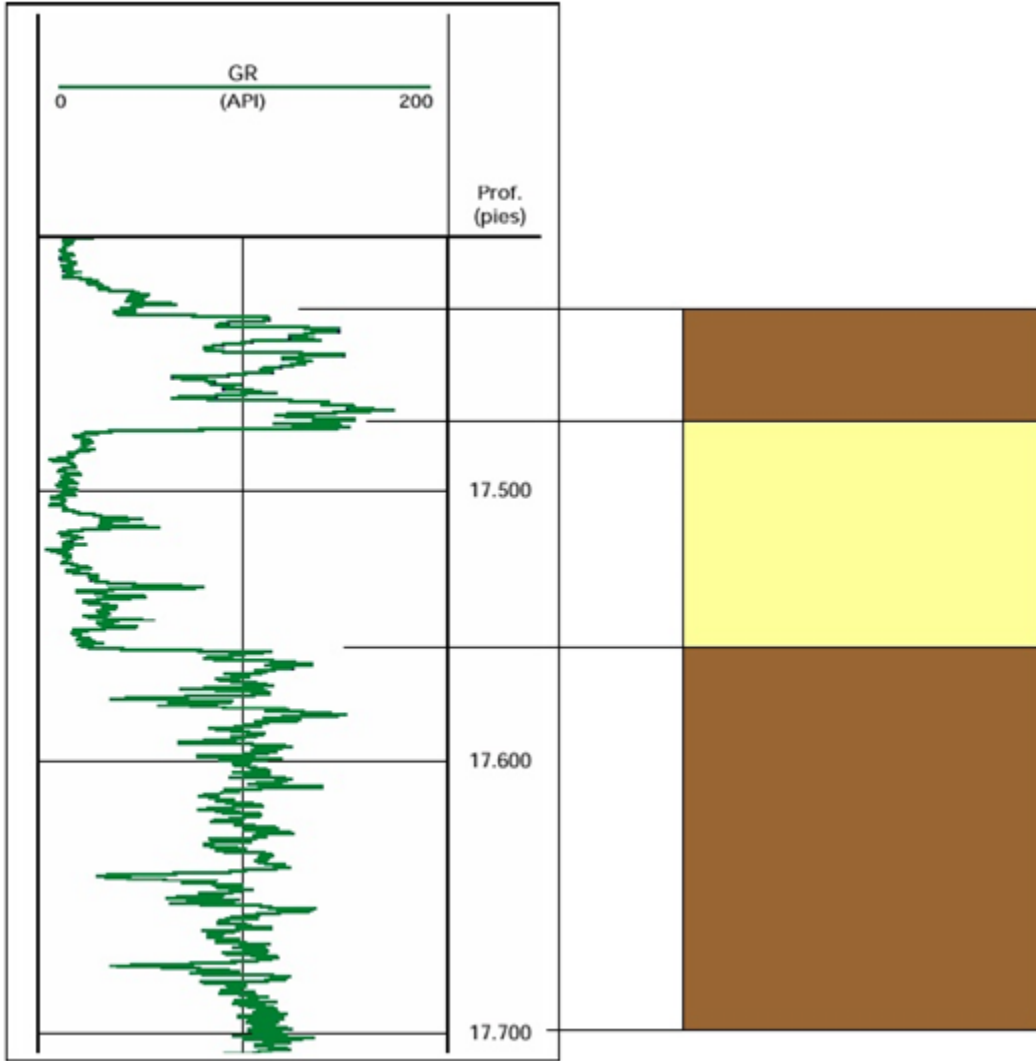


Figura 5. Ejemplo de un registro GR (modificado de PEMEX, 2007)

2.9 Potencial Espontáneo (SP)

El SP de los materiales del subsuelo se origina en las células electroquímicas formadas por el contacto entre las arcillas, las arenas y el lodo de perforación, y como consecuencia del efecto electrocinético de los fluidos que se mueven a través de la zona permeable. El SP se mide introduciendo un electrodo en el pozo sin entubar, mientras que el otro electrodo se sumerge en un pozuelo excavado en la superficie y lleno de lodo de perforación. No funciona en lodo base aceite y debido a su baja resolución actualmente han sido desplazados por el registro de GR.

El valor del SP se considera cero frente a las capas gruesas de arcilla. La unión de todos los puntos con SP nulo permite trazar una línea llamada comúnmente Línea Base de las Arcillas. Por convenio, los registros se realizan de tal manera que las desviaciones hacia la izquierda de la línea base se consideran negativas y las desviaciones hacia la derecha de la línea base se consideran positivas. Cuando la salinidad del lodo de perforación es mayor que la salinidad del agua de formación, entonces se produce un intercambio iónico del pozo hacia la formación y el SP es positivo. Cuando la salinidad del lodo de perforación es menor que la salinidad del agua de formación se produce un intercambio iónico de la formación al pozo y el SP es negativo. Las arenas poco consolidadas que contienen agua dulce poseen registros SP positivos y las arenas que contienen agua salada dan registros SP negativos. Cuando la salinidad del lodo de perforación es similar a la salinidad del agua de formación, entonces no se produce ningún intercambio iónico y el SP es neutro. En estos casos, el SP no sirve de mucho. Frente a las capas de lutitas no se produce intercambio iónico evidente y por lo tanto el SP es neutro. El SP se utiliza para identificar capas porosas, para calcular la salinidad del agua de formación y la resistividad del agua de formación (R_w) (PEMEX, 2007).

2.10 Resistividad (Resistivity).

Es un registro inducido. La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad (Casas, 2008). La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas (PEMEX, 2007).

2.10.1 Tipos de Perfiles de Resistividad

Existen dos tipos principales de perfiles resistivos: el Perfil Lateral (Laterolog) y el Perfil de Inducción (Induction Log). El perfil lateral se utiliza en lodos conductivos (lodo salado) y el perfil de inducción se utiliza en lodos resistivos (lodo fresco o base aceite).

Dentro de los Perfiles de Inducción se tiene:

- a) SF L = Spherical Induction Log. Para profundidades someras (0.5 – 1.5'). Mide la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).
- b) MIL = LIM = Medium Induction Log. Para distancias medias (1.5 – 3.0')
- c) DIL = ILD = Deep Induction Log. Para profundidades de más de 3.0'. Miden la resistividad de la formación (R_t).

Dentro de los Perfiles Laterales se tiene:

- a) MSFL = Microspheric Laterolog. Para las proximidades (1.0 y 6.0’’). Lee la resistividad de la zona lavada (Rxo).
- b) ML L = LL M = Micro Laterolog. Para las proximidades (1.0 y 6.0’’)
- c) SL L =LL S = Someric Laterolog. Para profundidades someras (0.5 y 1.5’)
- d) DLL =LL D = Deep Laterolog. Para profundidades de más de 3.0’. Miden resistividad de la formación (Rt).

Se lee de izquierda a derecha, en escala logarítmica. La unidad de medida es el ohm-m, con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000 omh-m.

Los registros de resistividad, también se utiliza para estimar contactos agua– petróleo, para calcular la resistividad del agua de formación (Rw) y la resistividad verdadera de la formación (Rt). Se lee de izquierda a derecha.

2.11 Rayos Gamma (GR)

Se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Durante la meteorización de las rocas, los elementos radiactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de las mismas. Los minerales radiactivos principales en las arcillas son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U).

El GR sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (Vsh), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados. (Ellis et al, 2008).

2.12 Registro de Espectrometría (NGS)

El registro de espectrometría o GR espectral sirve para determinar el tipo de arcillas que contiene una formación. Se basa en la relación de proporciones de los tres minerales radiactivos principales: potasio (K), torio (Th) y uranio (U). Las concentraciones K/Th ayudan a identificar el tipo de arcilla presente en la formación, mientras que la concentración de U indica la presencia de materia orgánica dentro de las arcillas.

Si se parte del principio que cada formación posee un tipo de arcilla característica, al registrarse un cambio en el tipo de arcilla por la relación (K/Th) se puede inducir que se produjo un cambio formacional. Por lo tanto el NGS puede utilizarse para estimar contactos formacionales (PEMEX, 2007).

2.13 Registro Neutrónico (CNL)

Se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo de la roca. Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones. El registro sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Si el registro neutrónico es alto indica alto índice de neutrones, y si es bajo indica bajo índice de neutrones (Pemex, 2007).

2.14 Registros de Densidad (FDC)

Se basa en la medición de la densidad de la formación por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma. Los cuales colisionan con los átomos presentes en la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones. El registro sirve para estimar la densidad del sistema roca – fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica

baja porosidad. Se lee de izquierda a derecha. La unidad de medida es gr/cm^3 , con un rango de valores que va desde 1.96 a 2.96 gr/cm^3 (Ellis et al, 2008).

2.15 Registros Sónicos (BHC)

Utiliza el mismo principio del método sísmico: mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo. El objetivo principal del perfil sónico es la determinación de la porosidad de las rocas a partir de la medición del tiempo de tránsito de las ondas $\Delta(t)$ en el pozo. Si el tiempo de tránsito es alto, menor es la velocidad, y por lo tanto lo que indica que la porosidad de la roca es mayor (Ellis et al, 2008).

2.16 Efectos del gas en los perfiles neutrónico y densidad

Si la formación se encuentra saturada de gas (figura 6), las mediciones de densidad (RHOB) serán bajas. Debido a que una formación saturada de gas presenta densidades electrónicas menores que cuando se encuentra saturada de agua, por lo tanto la curva se desviará hacia la izquierda. Igualmente las mediciones de la herramienta neutrónica (NPHI) serán bajas. Debido a que una formación saturada de agua presenta porosidades neutrónicas menores que cuando se encuentra saturada de agua, por lo tanto la curva se desviará fuertemente hacia la derecha (Pemex, 2007).

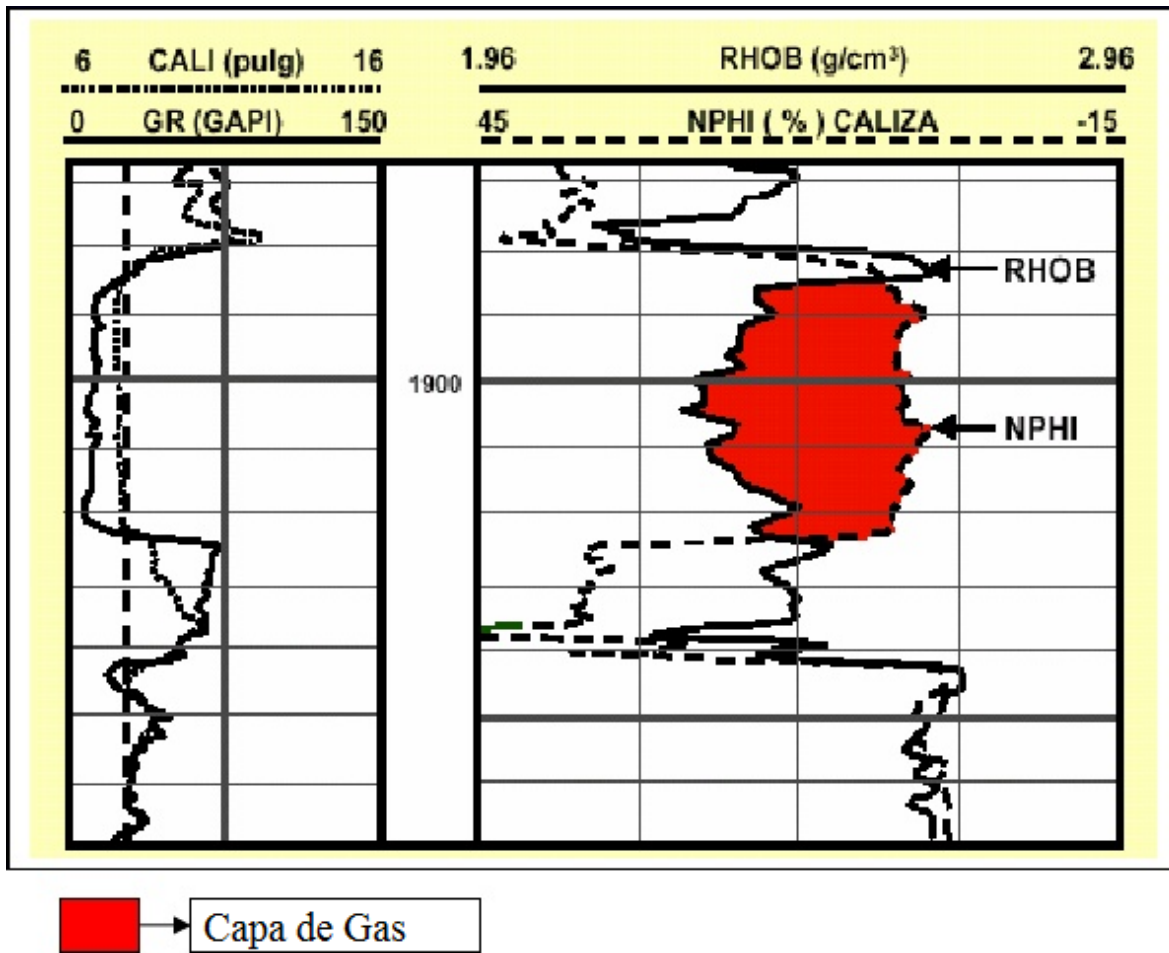


Figura 6. Ejemplo de un registro de neutrónico y densidad en presencia de gas (Modificado de PEMEX, 2007).

2.16 Efectos del gas en el perfil sónico

Si la formación se encuentra saturada de gas (figura 7), el tiempo de tránsito (Δt) de las ondas dentro de la formación será mayor, debido a que la densidad del gas es menor que la de otros fluidos, debido a que una formación saturada de gas presenta velocidades menores que cuando se encuentra saturada de agua, hará que la curva de BHC se desvíe hacia la izquierda.

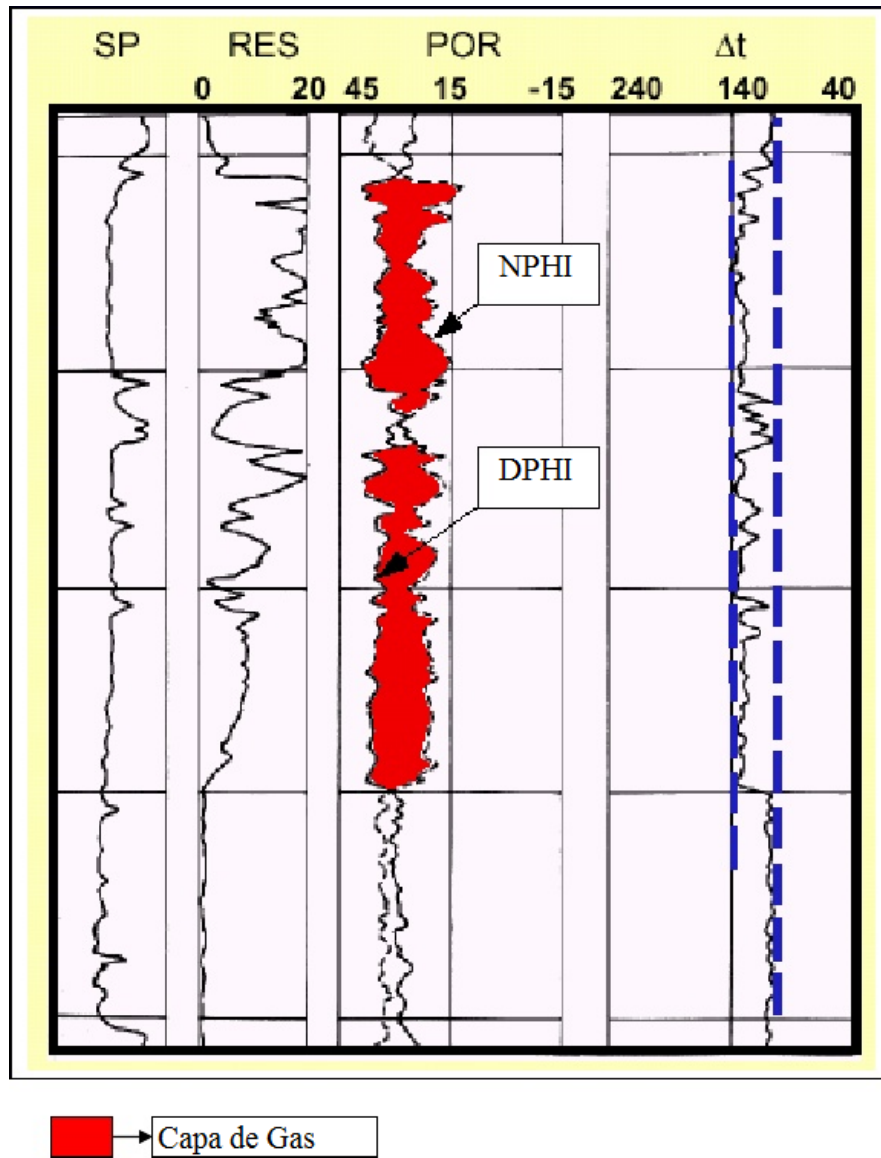


Figura 7. Ejemplo de un registro de sónico (Modificado de Pemex, 2007).

CAPÍTULO III

3.1 Metodología

Este trabajo contó con una parte inicial de revisión bibliográfica, en donde se obtuvo y se analizó la información relacionada con el tema de estudio, como trabajos anteriores y aspectos técnicos.

Posteriormente se hizo una revisión de los datos para una clasificación de los mismos y elegir los mejores para la realización de este proyecto, además se observó el alcance de los mismos así como el requerimiento y la posible adquisición de datos adicionales.

Una vez culminada la etapa de revisión de datos se procedió a iniciar el estudio en donde la primera actividad fue el amarre de los datos geológicos con los geofísicos, por medio de la elaboración de un sismograma sintético y los pozos con los que se contaba. En los pasos para la realización de la calibración pozo-sísmica se utilizaron los pozos que poseían registro sísmico (DT) y densidad (RHOB). Además se generaron 3 pozos sintéticos, que alcanzaran la profundidad de la Formación de Vicksburg, según la bibliografía esta se encuentra a 3600m de profundidad.

La interpretación sísmica se integró con la aplicación de atributos sísmicos en las regiones e intervalos de interés. Se seleccionaron los atributos que permitían definir con más detalle la forma estructural y la estratigrafía de la zona.

Los atributos sísmicos junto con la información petrofísica y la comprobación de la información de pozos, permitieron la realización de las facies que posteriormente fueron sometidas al módulo de redes neuronales junto con los atributos, mediante el método no supervisado, generando otro atributo nuevo con la información integrada.

Por último se utilizó la distancia de Mahalanobis para la comprobación de los resultados obtenidos en el paso anterior.

Esta metodología se realizó mediante el uso de la plataforma Geomerú. Las imágenes y mapas generados se realizaron con Photoshop y ArcGIS respectivamente.

3.2. Interpretación de horizontes

Se tomaron 2 horizontes en donde se encuentran los topes precargados que están más alejados el uno del otro (F11 y B46), los mismos fueron interpretados para la posterior generación de pseudo T/Z, debido a que sólo un pozo poseía tiro de verificación (pozo 01).

Para interpretación de los mismos se colocaron semillas a lo largo de todo el horizonte (figura 8).

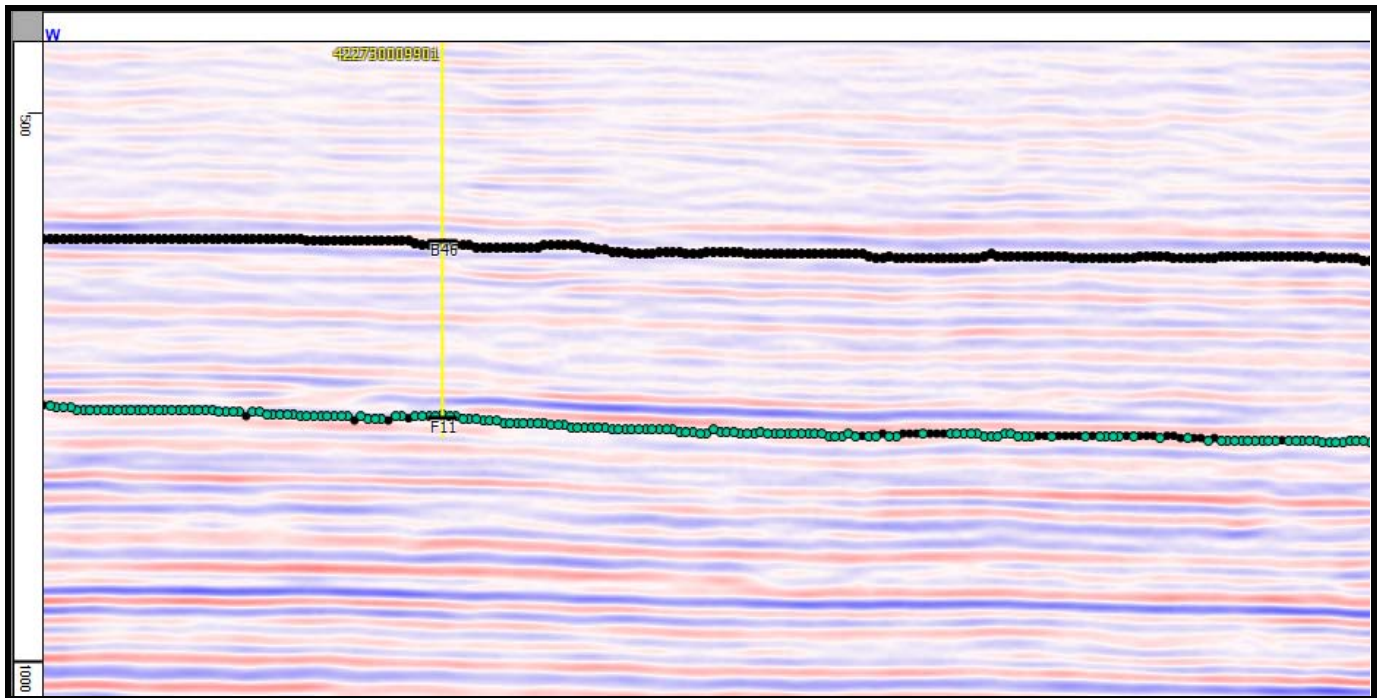


Figura 8. Interpretación de los horizontes B46 y F11

3.3. Generación de Pseudo T/Z

Para generar los pseudo T/Z, se utilizaron los horizontes interpretados en el paso anterior, utilizando el tiro de verificación del pozo 01 como referencia, se igualaron los datos del pozo a la velocidad cuadrática, se ajustó la velocidad de superficie y de fondo además de la profundidad usando como referencia los horizontes ya interpretados y los topes. Estos sirvieron de insumo para la creación de los sismogramas sintéticos. Debido a que los pozos con los que se contaba no llegaban al objetivo, se generaron 3 pozos sintéticos que llegaran a la Formación Vicskburg, esta última parte se logró mediante la construcción de una relación empírica, obtenida a partir del datos aportados por el tiros de verificación “Check Shot” del pozo 01, en ésta relación se introdujo el tiempo al cual se encontraba el evento de interés para obtener su respectiva profundidad (figura 9).

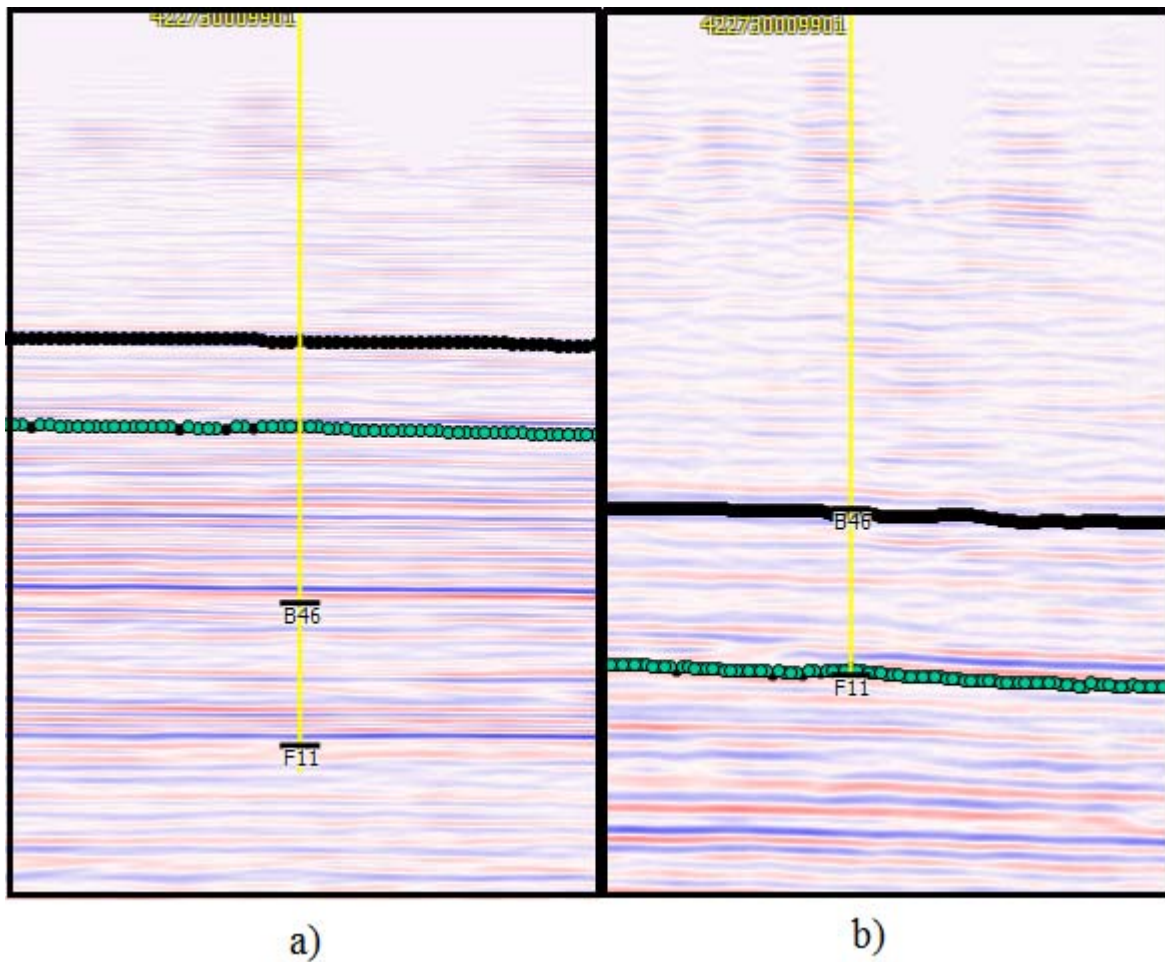


Figura 9. a) Igualación a la cuadrática sin ajuste de las velocidades. b) Igualación a la cuadrática con las velocidades ajustadas.

3.4. Calibración Pozo-Sísmica

En esta actividad se incluye la construcción del sismograma sintético en el módulo del programa con el mismo nombre. Se utilizaron los T/Z construidos en el paso anterior además de las curvas DT y RHOB y la ondícula de ricker, cuyo objetivo es encontrar la mejor expresión sísmica a partir de datos de pozo, con el objetivo de calibrar los eventos. En este caso particular, fue necesario para tener una colección de curvas de conversión tiempo-profundidad para encontrar una relación para el campo que fuera confiable a la hora de estimar la profundidad de un evento (figura 10 y 11).

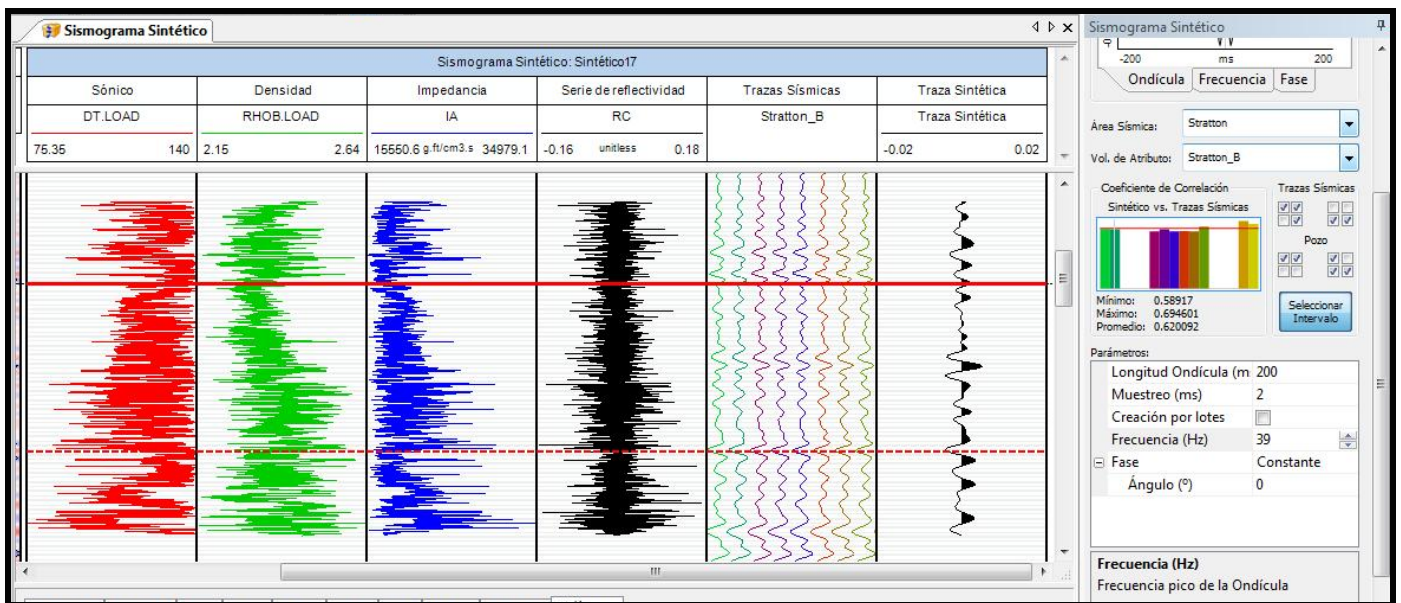


Figura 10. Generación del Sismograma Sintético

Se tomó la Traza Sintética se procedió a realizar la correlación pozo-sísmica, la cual se obtuvo, estirando o contrayendo la ondícula hasta obtener el mejor amarre (figura 11).

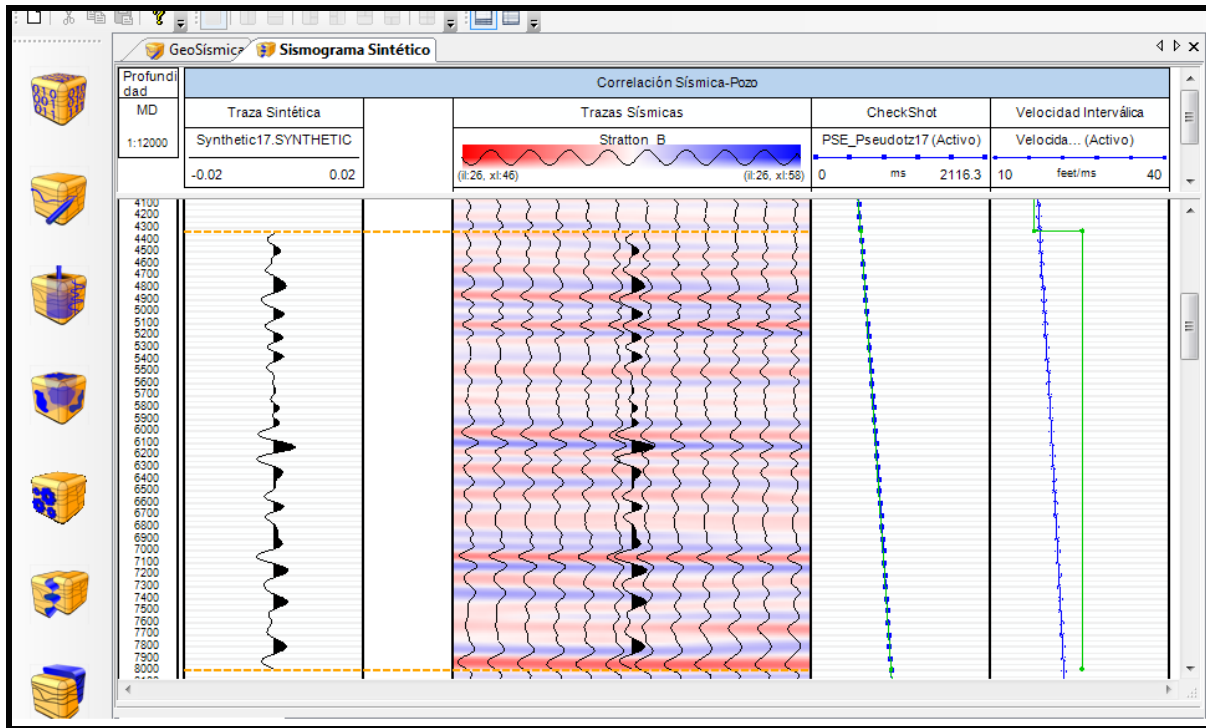


Figura 11. Correlación Pozo- Sísmica. Ajuste de la traza sintética con el volumen sísmico.

Con el resultado obtenido, se realizó un análisis de frecuencia por ventana (incluido el pozo sintético) para la posterior construcción de los atributos sísmicos. Para el primer caso, se tomaron en cuenta los picos más resaltantes para establecer las frecuencias dominantes.

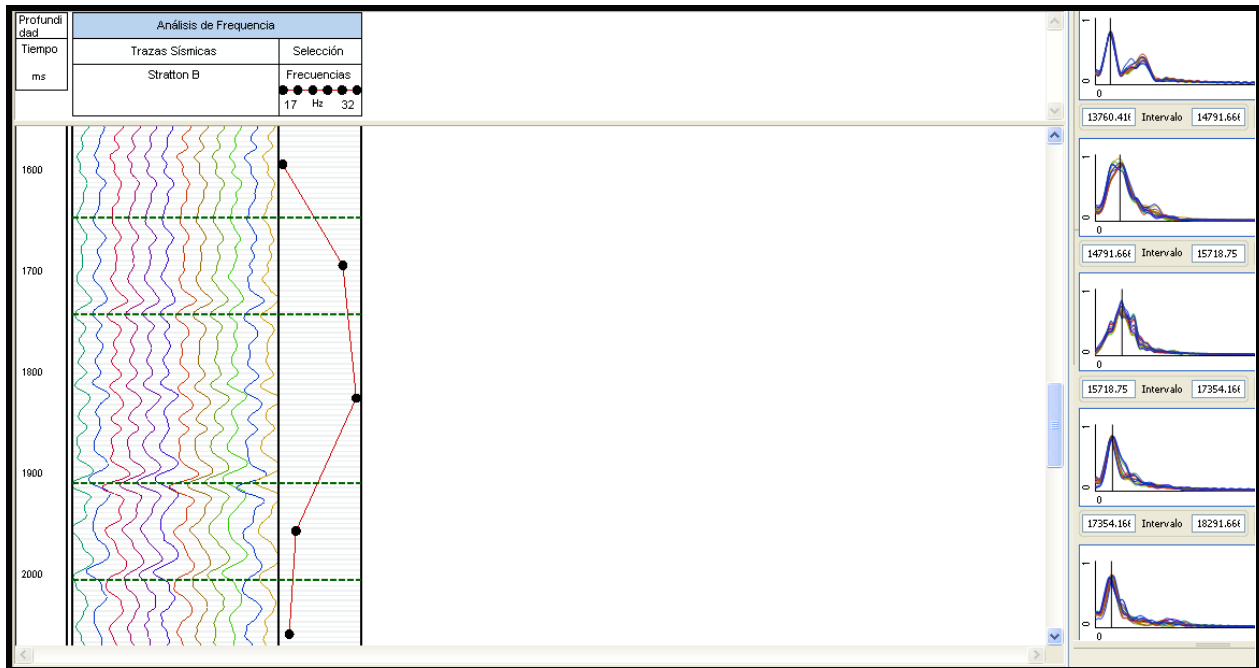


Figura 12. Análisis de Frecuencia.

Las barras verdes en la figura 12 se ajustaron de manera que se generara un pico dominante, el cual representa la frecuencia dominante. Para un mejor ajuste se usaron 5 intervalos de profundidad en el volumen sísmico. Este análisis de la frecuencia por ventana se realizó en la estructura de interés para encontrar los rangos de frecuencia dominante de dicha estructura.

3.5. Generación de Multi-Atributos

Debido a la pérdida de la continuidad lateral de las capas en el evento, lo cual pudiera estar vinculado con problemas de entonación, quizás la frecuencia que se empleó en la fase de procesamiento fue para resaltar los eventos superiores, lo que hizo que la información en el área de interés perdiera continuidad lateral en sus eventos, se aplicó Transformada de Ondícula para encontrar la frecuencia que logra reconstruir los eventos para facilitar su interpretación., el cual se hizo en base a los análisis de frecuencia realizados en los pozos sintéticos. El atributo geométrico que se aplicó fue el Laplaciano, para destacar eventos estratigráficos que no son visibles en el volumen sísmico de amplitud.

Para la construcción de los atributos, todos los subcubos se configuraron con el mismo tamaño. El “inline” mínimo fue de 8 ms el máximo de 70ms, el “crossline” mínimo fue de 15 ms y el máximo de 144 ms, la sección de tiempo mínimo en profundidad fue de 500 ms y el máximo de 2300ms. Para el atributo de Transformada de Ondícula se utilizó una ventana de 25 ms ya que con ésta se obtuvo una mejor continuidad de los eventos.

3.6. Construcción de Facies Litológicas.

Para la construcción de facies se tomaron los pozos 08, 09, 11, 12 y 17, debido a que el área es relativamente pequeña y los pozos no distan mucho entre sí, además estos contenían las mejores curvas necesarias para hacer la construcción de los siguientes gráficos cruzados: RHOB vs NPHI (porosidad de neutrón), RHOB vs DT, NPHI vs DT y RHOB vs ILLD.

Estos se realizaron a través del módulo de Análisis Multidimensional. La escala de los gráficos se hizo igual a las tablas de gráficos cruzados creadas por la empresa Schlumberger para la estimación de litología. Para el eje z se utilizó la curva de Rayos Gamma (GR). Con la información geológica del área y tomando en cuenta la teoría en cuanto a los registros, se clasificaron las litologías posibles en el área.

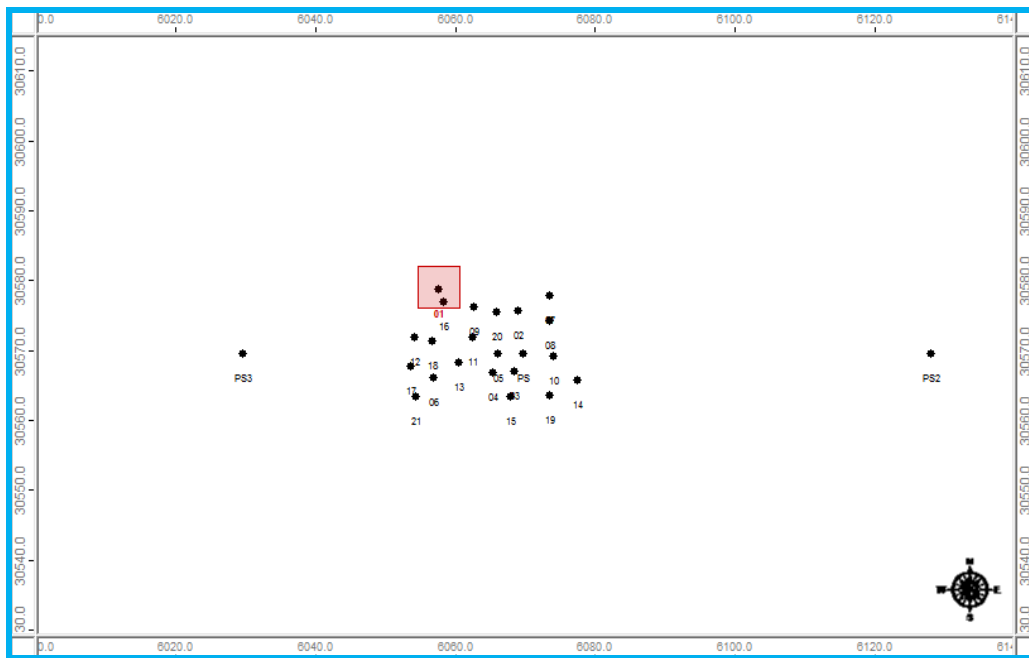


Figura 13. Ubicación de los pozos en el área de estudio.

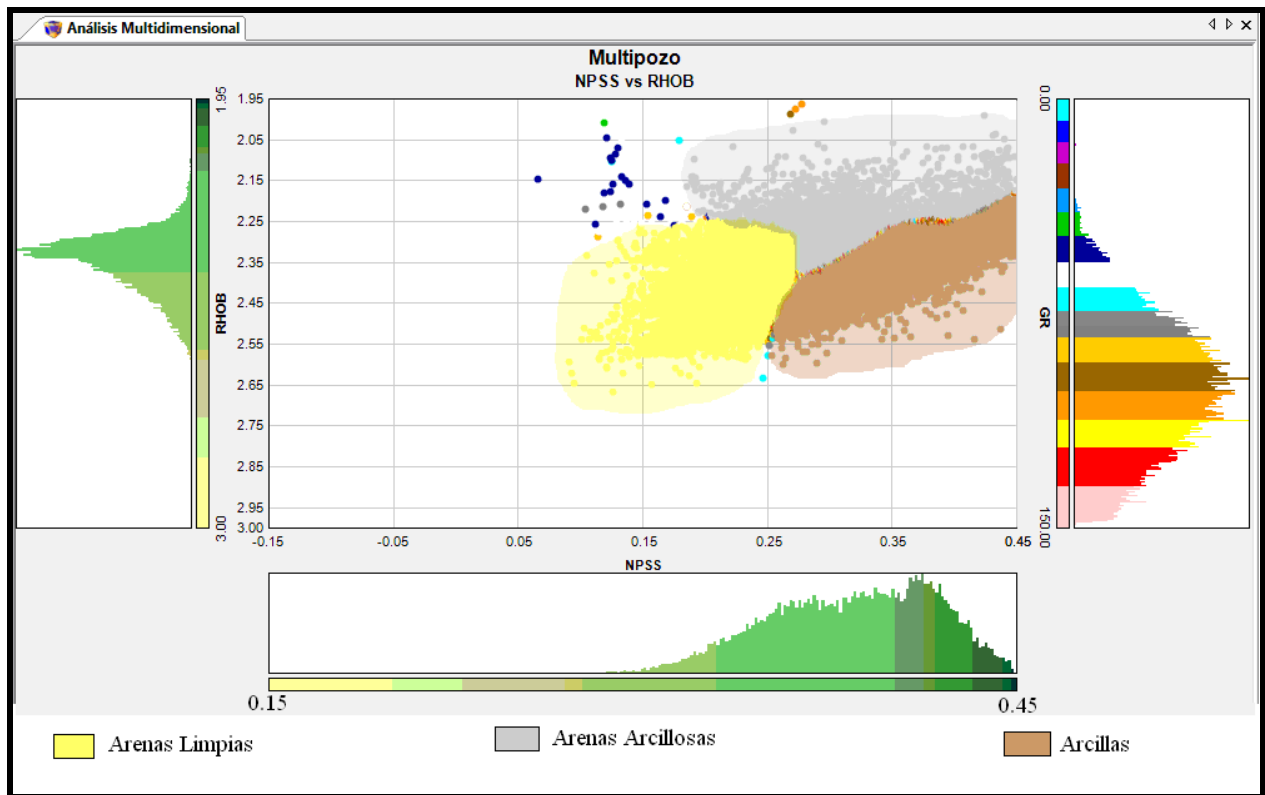


Figura 14. Generación de las Facies. Arenas, arenas limpias y arcillas

Se realizó el gráfico cruzado de las curvas RHOB vs NPHI de los pozos 08, 09, 11, 12 y 17 (figura 14). Posteriormente se hizo la construcción de las facies ambientales utilizando como base esta combinación. Las facies se corroboraron a través de los demás gráficos cruzados antes mencionados y con las tablas creadas por la compañía Schlumberger.

Porosity and Lithology Determination from Sonic Log
and CNL* Compensated Neutron Log

CP-2c
(English)

For CNL logs after 1986 labeled TNPH

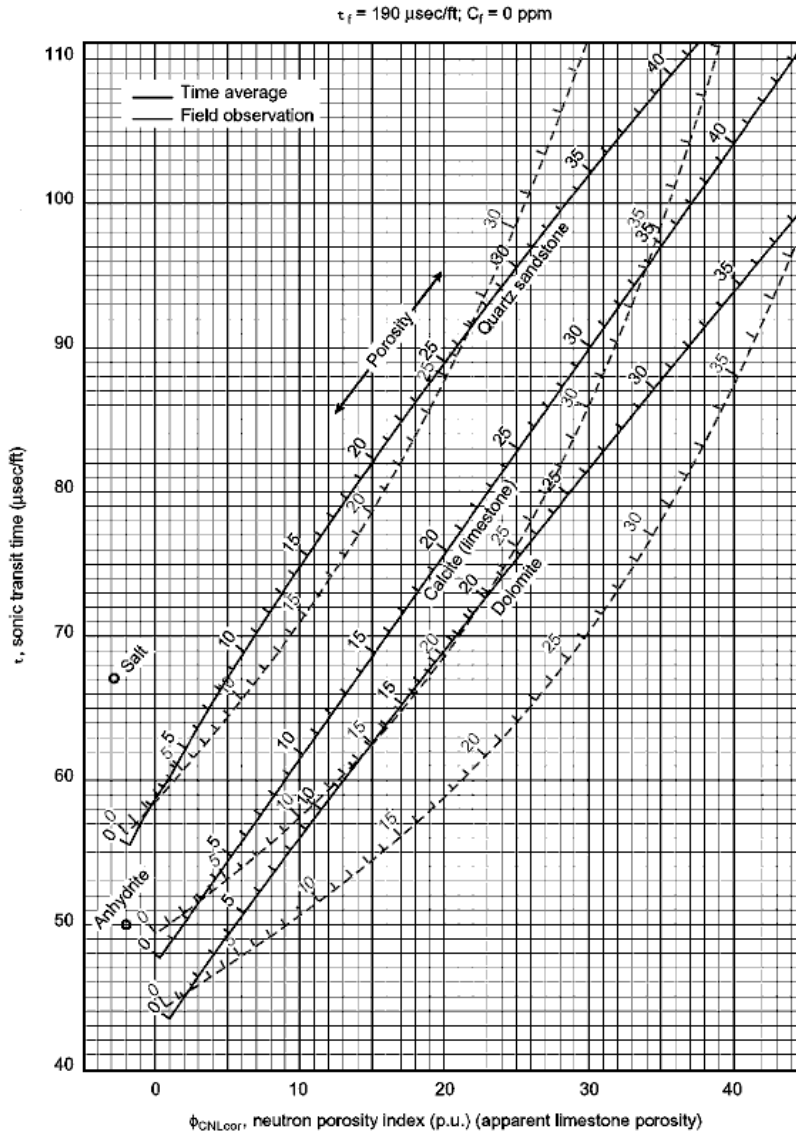


Figura 15. Gráfico Cruzado DT vs NPHI (Ellis et al., 2008).

Porosity and Lithology Determination from
Litho-Density* Log and CNL* Compensated Neutron Log

CP-1e

For CNL curves after 1986 labeled TNPH

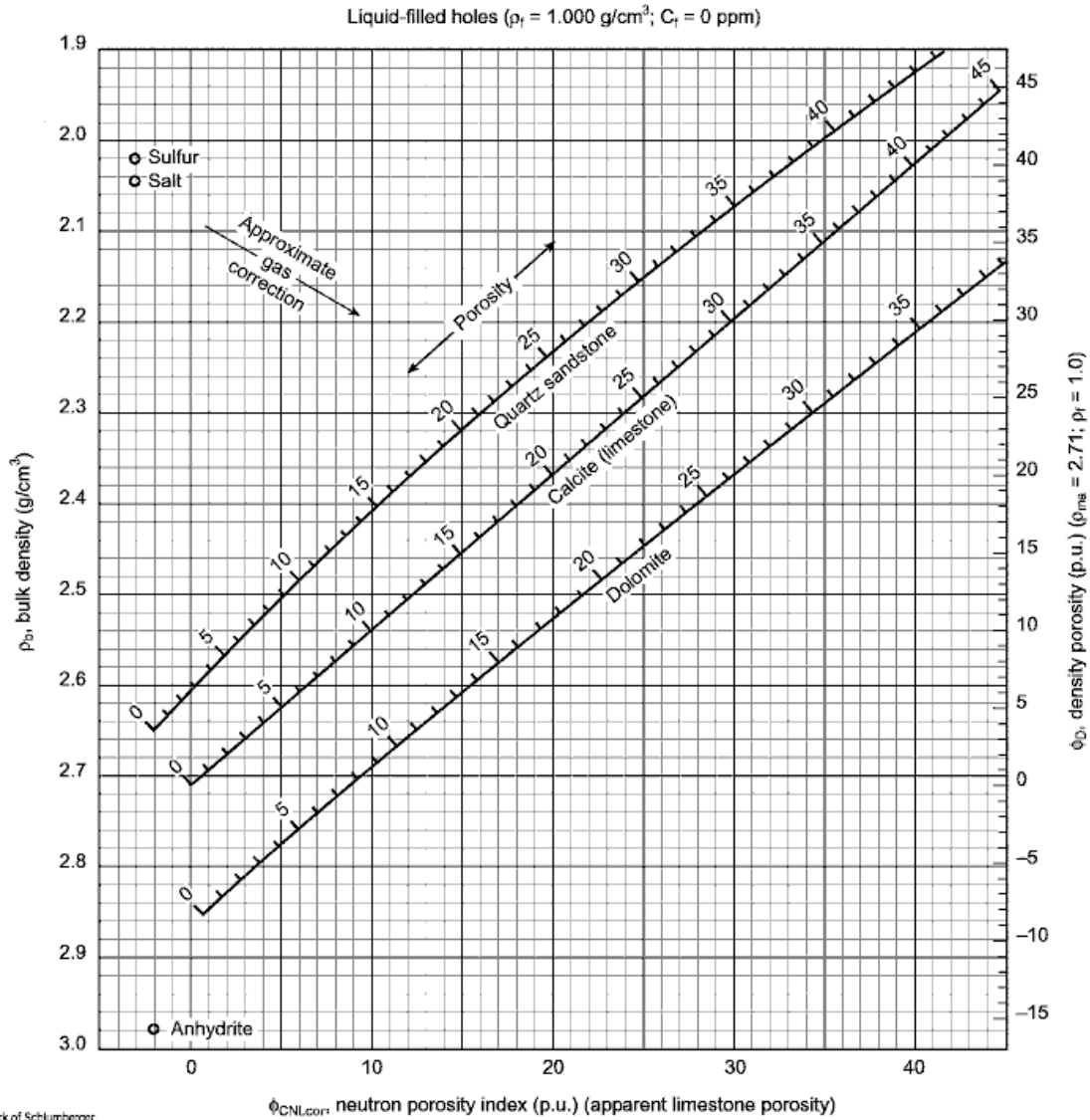


Figura 16. Gráfico Cruzado RHOB vs NPHI (Ellis et al., 2008).

Lithology Identification from Formation Density Log and Sonic Log

CP-7
(English)

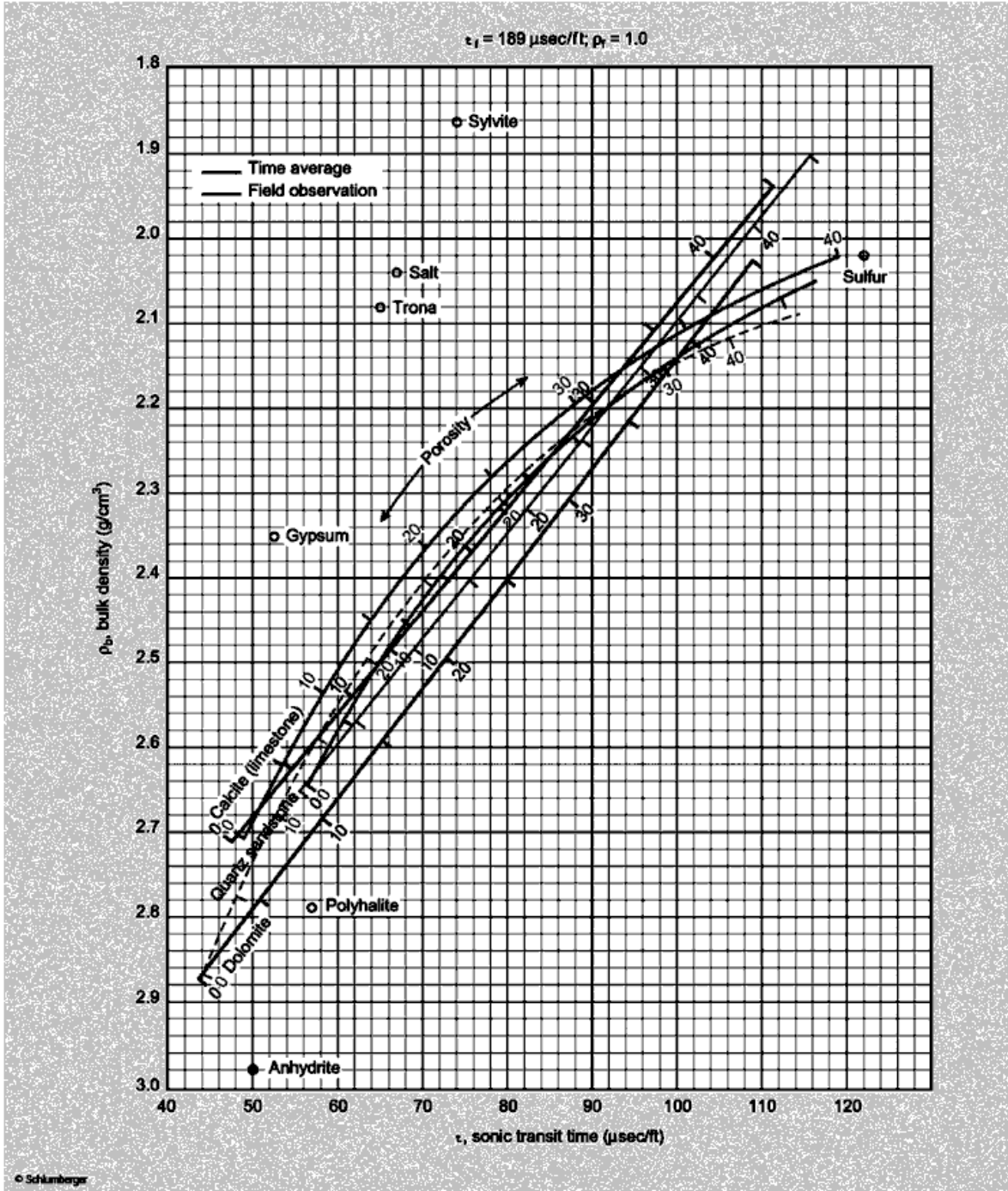


Figura 17. Gráfico Cruzado RHOB vs DT (Ellis et al., 2008).

Una vez localizadas las facies, se realizó la creación de una curva conjunta de facie, posterior a esto se procedió a utilizar el módulo de petrofísica del programa, para realizar las litofacies. En donde se otorgó una leyenda para representar la litología a cada facie y esta se ajustó a la curva conjunta anteriormente creada.

3.6. Módulo de Redes Neuronales.

En el módulo de redes neuronales se realizaron actividades de pozo y de sísmica, en la primera, se entrenó la red con el objetivo de determinar los parámetros de entrenamiento que reproducen la facie definida previamente mediante análisis de gráficos cruzados, para generar la litofacie final, que posteriormente se hará correlacionar con el atributo sísmico final. Para la elaboración de la misma se tomaron 3 curvas, la conjunta de pozos, ROHB y NPHI. Se realizaron una serie de iteraciones del programa para observar cual litofacie es la que presenta mejor concordancia con la generada en el paso de análisis de facies ambientales.

Para la elaboración del nuevo atributo, se realizó previamente un análisis de componentes principales (ACP), con el objetivo de seleccionar aquellos atributos que no son linealmente dependiente entre ellos, donde resultaron con mayor concentración de la covarianza los Amplitud Instantánea de Hilbert, Laplaciano y Fase Instantánea de Hilbert. El nuevo subcubo creado posee las mismas dimensiones que los atributos que lo conformaron. Al igual que el paso anterior, se realizó una serie de iteraciones hasta obtener el cubo óptimo. En ambas partes del modulo de las redes neuronales no se utilizó un aprendizaje supervisado, el tipo de red utilizado fue Kohonen 2-D.

Se eligió esta red porque pertenece a la categoría de redes no supervisadas, la diferencia con otras redes, es que las neuronas que representan patrones parecidos aparecen juntas en el espacio salida, este espacio puede ser unidimensional, una línea, bidimensional, un plano o N-dimensional. Es el propio diseñador de la red el que establece el espacio de salida que tendrá la red.

Las redes de Kohonen son redes bicapas, esto es, la capa de entrada de sensores y la capa de salida que realiza el cálculo.

Cada neurona de la capa de salida debe reflejar las coordenadas que tiene en el espacio que el diseñador de la red decida. Para que las neuronas puedan ser comparadas con la posición de otras neuronas de la red, se le asocia una regla de vecindad.

El modo de unir las capas es todas con todas,, cada neurona de la capa entrada esta unida con todas las neuronas de la capa de salida.

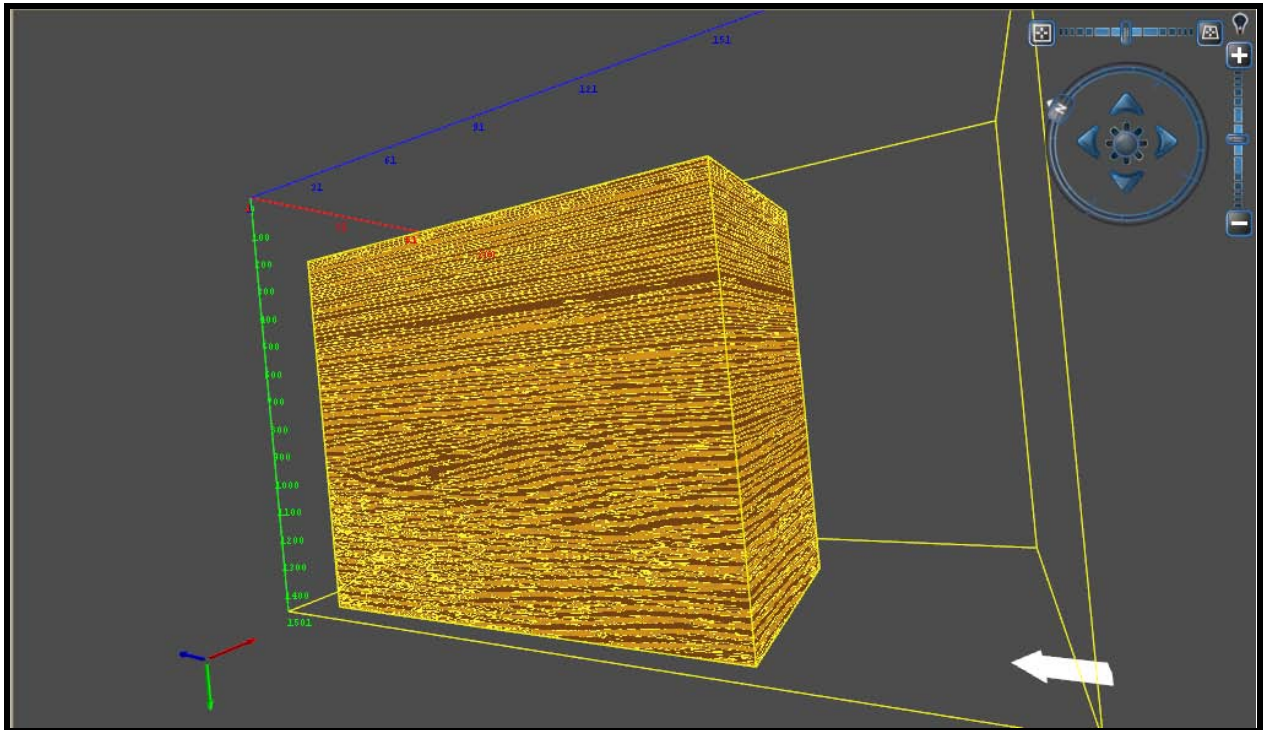


Figura 18. Generación del nuevo atributo a través del módulo de Redes Neuronales.

3.7. Distancia de Mahalanobis

El atributo de distancia de Mahalanobis se utilizó en esta investigación como un método de verificación de la propagación de la información extraída del atributo de redes neuronales y probabilidad de ocurrencia de las facies en éste. Es notorio que el objetivo de los atributos anteriores es el mismo a pesar de su distinta naturaleza. En el caso del atributo de redes neuronales, éste es considerado como un atributo no lineal, ya que se basa en analizar la

distribución de un gráfico cruzado multidimensional de los datos de pozo (curvas para generar facies) contra un gráfico cruzado multidimensional de la información sísmica. El objetivo es encontrar una función de transferencia que permita convertir la distribución del gráfico cruzado multidimensional de la información sísmica en el gráfico cruzado multidimensional de los datos de pozo. En este proceso no interviene la curva de transformación de tiempo a profundidad. La construcción del atributo se fundamenta en el análisis de la distribución estadística y probabilística. En cambio el atributo de distancia de Mahalanobis se puede considerar como un atributo lineal con una distribución de pesos otorgada por una matriz de covarianza; excepto que éste evalúa la probabilidad de ocurrencia de cada facie durante el proceso de cálculo de la distancia. A pesar de sus diferencias conceptuales, se esperaría que los atributos se honoraran entre sí.

En concreto, se colocaron los mismos atributos utilizados en redes neuronales, los resultados obtenidos de ajustaron a la sísmica para la generación de un modelo estratigráfico aproximado.

CAPÍTULO IV

4.1 Análisis Metodológico

Para la interpretación de datos sísmicos convencional para la generación de modelos estratigráficos suele utilizarse un flujo de trabajo el cual se ajusta al objetivo de la investigación, ya sea agregando información o alterando el orden del procedimiento, por lo general suele estar representado de la siguiente manera:

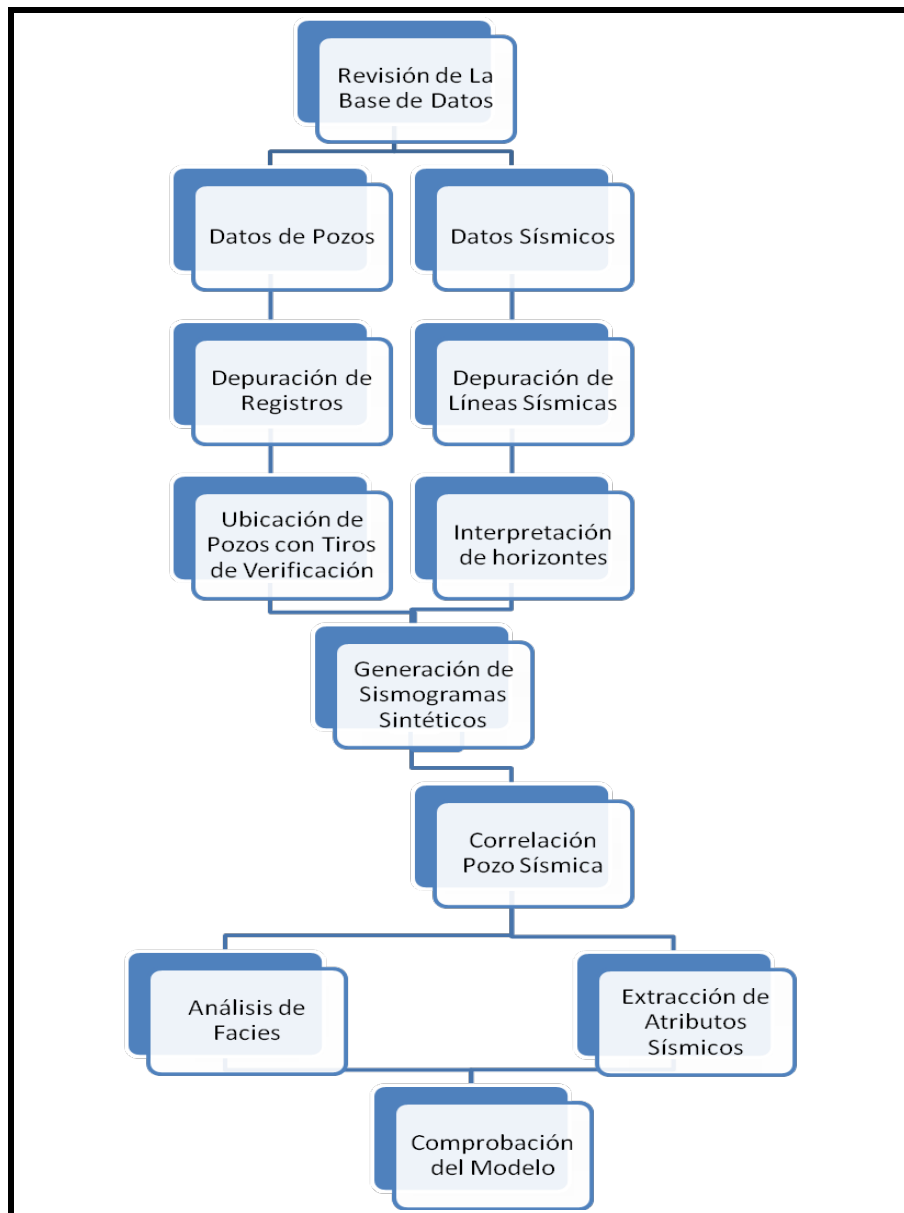


Figura 19. Diagrama de flujo de actividades para la interpretación sísmica. Hay que tomar en cuenta que la revisión bibliográfica suele hacerse durante todo el proceso. Las actividades no suelen llevarse siempre en este mismo orden. (Modificado de Pabón, 2009)

En este proyecto el esquema de trabajo fue el siguiente:

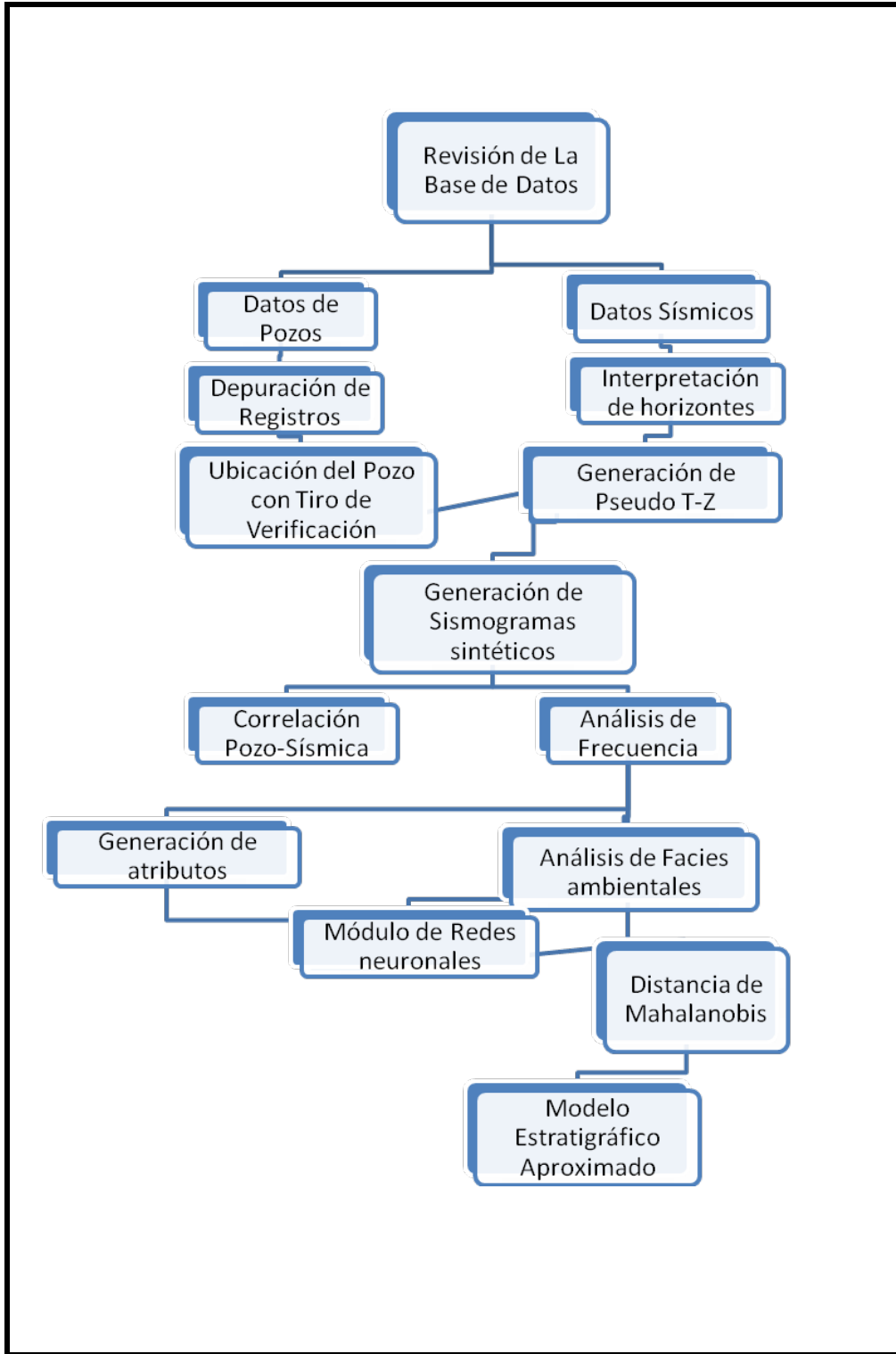


Figura 20. Diagrama de flujo de actividades para la interpretación sísmica en este proyecto

Comparando las figuras 19 y 20 es evidente que el segundo diagrama posee más pasos a realizar para la generación de un modelo aproximado, esto se debe a la carencia de tiros de verificación y a que los pozos no llegan a la Formación Vicksburg, en donde se encuentran los eventos de interés en esta investigación. Esta metodología ha permitido alcanzar el objetivo a pesar de la carencia de datos, lo que ha facilitado un mejor aprovechamiento de la información con la que se contaba. Entre las limitaciones en esta metodología se encuentra el factor computacional, ya que si los equipos no son lo suficientemente avanzados los cálculos pueden demorarse de manera que esta técnica aplicada no sea factible; además de esto depende la mayor o menor cantidad de pasos previos para la elaboración de un modelo estratigráfico aproximado.

4.2 Facies Litológicas

Para las facies ambientales, se tomó en cuenta la litología expresada en el material bibliográfico (Zuhair Al-Shaieb et al, 1998) en donde indican el material del cual está compuesto los horizontes que atraviesan dichos pozos, y el estudio de los distintos registros de pozos y el posterior análisis de los gráficos cruzados de las distintas propiedades. El resultado final fue un perfil de facie estratigráfica clásico de los sistemas encadenados con intercalaciones de arenas y arcillas (figura 21).

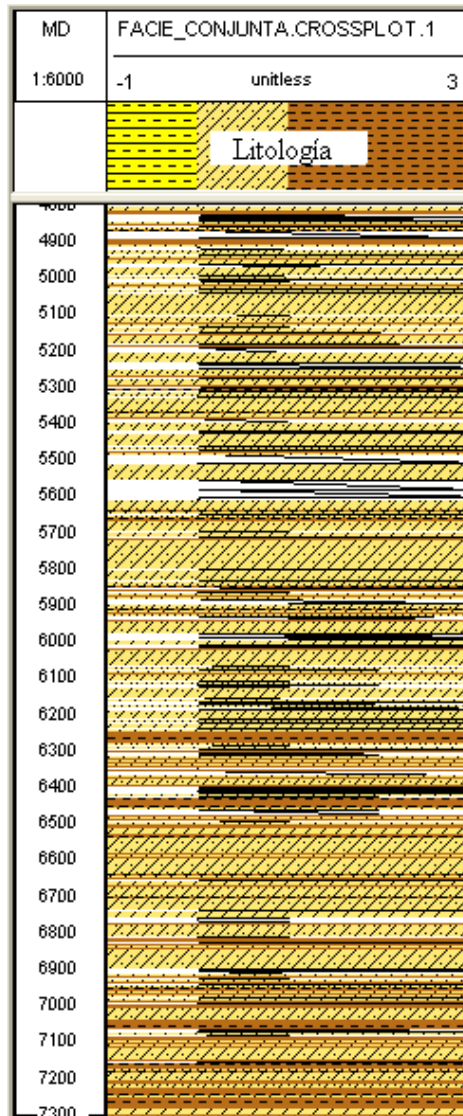


Figura 21. Perfil de facie estratigráfica generada a través de gráficos cruzados.

4.3 Atributos

Con el fin de definir con mayor detalle la continuidad del evento de interés en el campo Stratton, así como las posibles litologías se procedió a realizar una serie de atributos sísmicos. Los que se utilizados fueron los basados en la Transformada de Hilbert como fase instantánea, frecuencia instantánea, cuadratura y amplitud instantánea, también se manejaron los basados en la Transformada de Ondícula como máxima amplitud por ventana y finalmente un atributo geométrico que fue el Laplaciano.

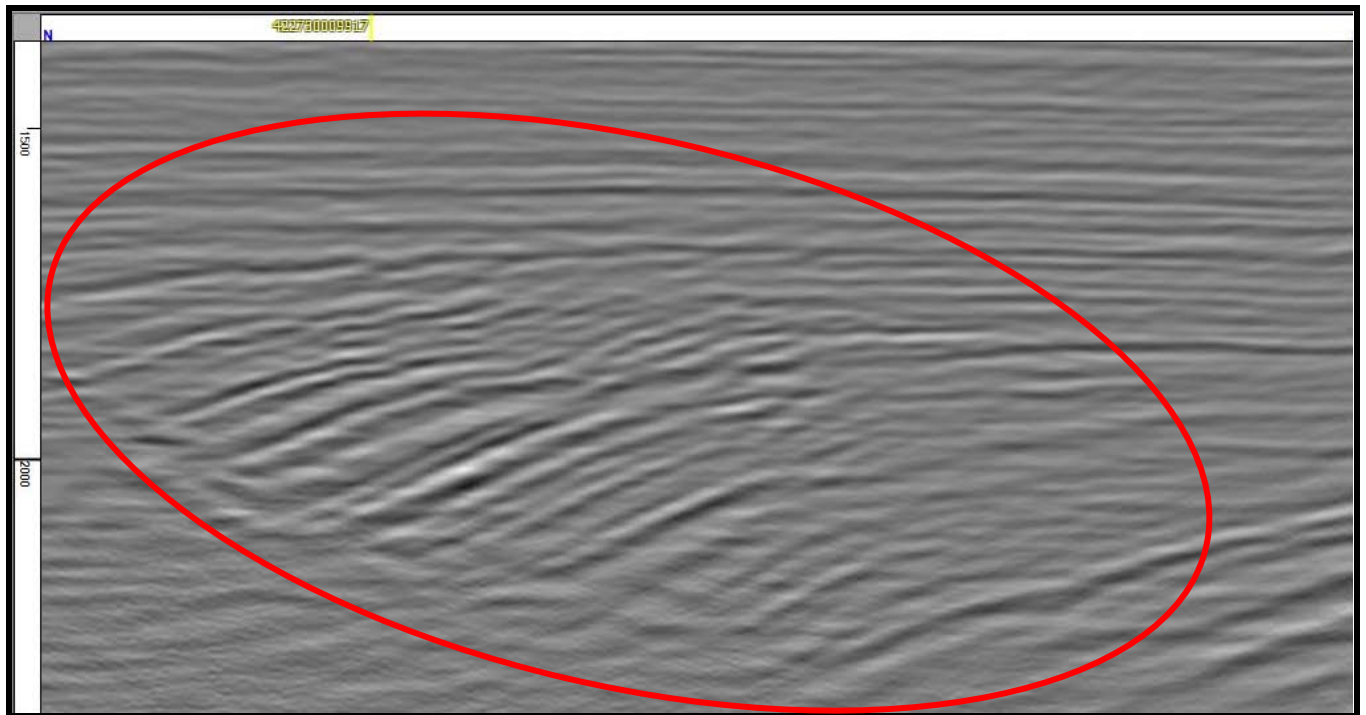


Figura 22. Volumen Sísmico Stratton. La elipse roja indica la zona de interés.

En la figura 22 se observa el volumen de amplitud del campo Stratton antes de que se le aplicara algún atributo. Se puede notar la baja resolución de la imagen, además no logra diferenciarse la continuidad lateral.

4.3.1 Atributos Basados en la Transformada de Hilbert

Estos atributos mejoran la continuidad lateral, también permiten observar eventos en capas delgadas y permiten ver las secuencias deposicionales como límites de secuencia, onlap, downlap, discordancias angulares, zonas de engrosamiento y adelgazamiento, así como acuñaientos entre otros. Algunos permiten observar la presencia de hidrocarburo y arenas no consolidadas.

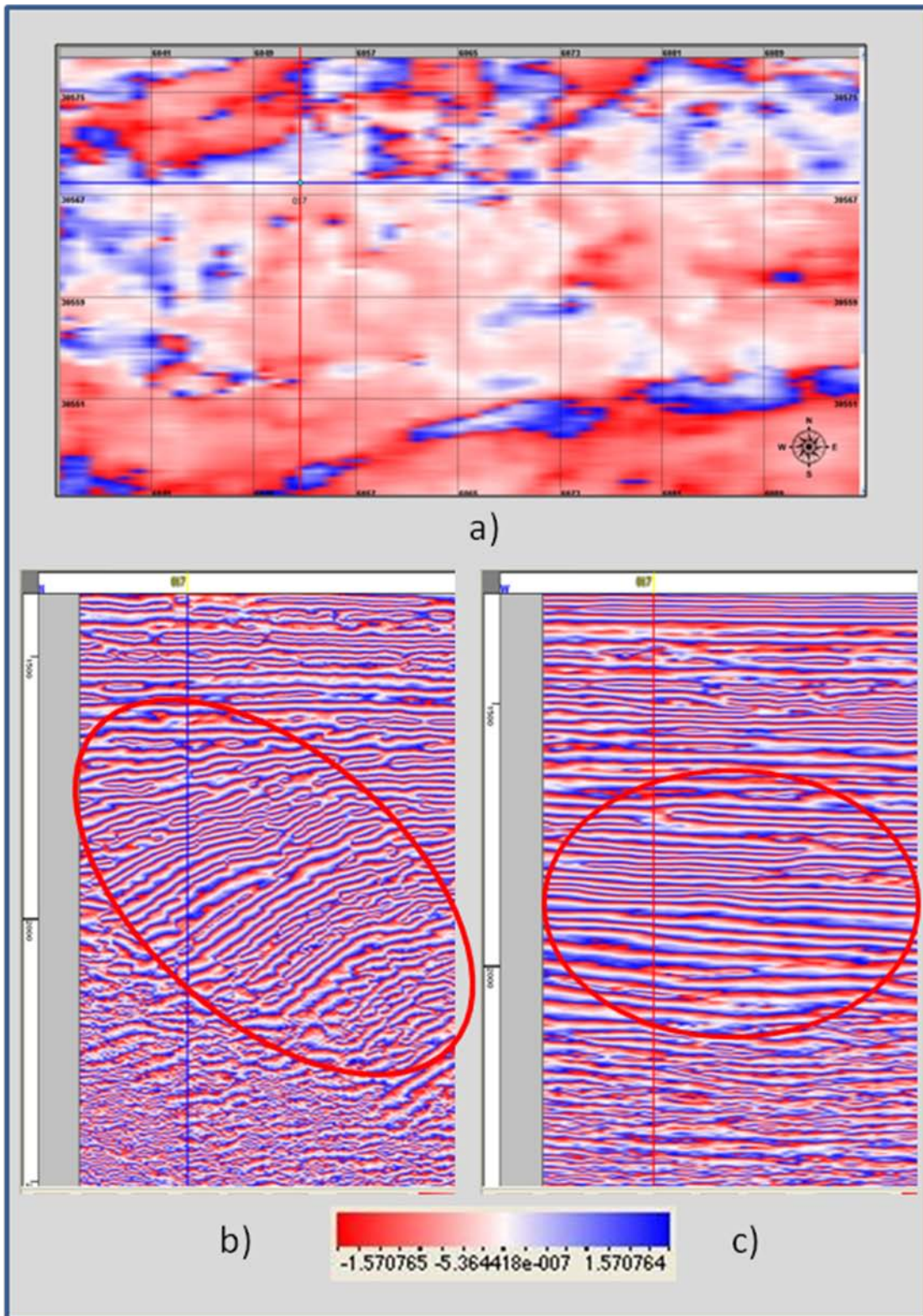


Fig. 23. Atributo Fase de Hilbert. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. c) Corte “crossline” 51. Dirección E-O

En la figura 23 se muestra el atributo de Fase de Hilbert en cortes crossline e inline, los óvalos rojos indican la zona de interés en los distintos cortes. Se puede observar una mejora en la continuidad lateral. Los cambios bruscos en las amplitudes puede deberse a la intercalación entre arenas y arcillas.

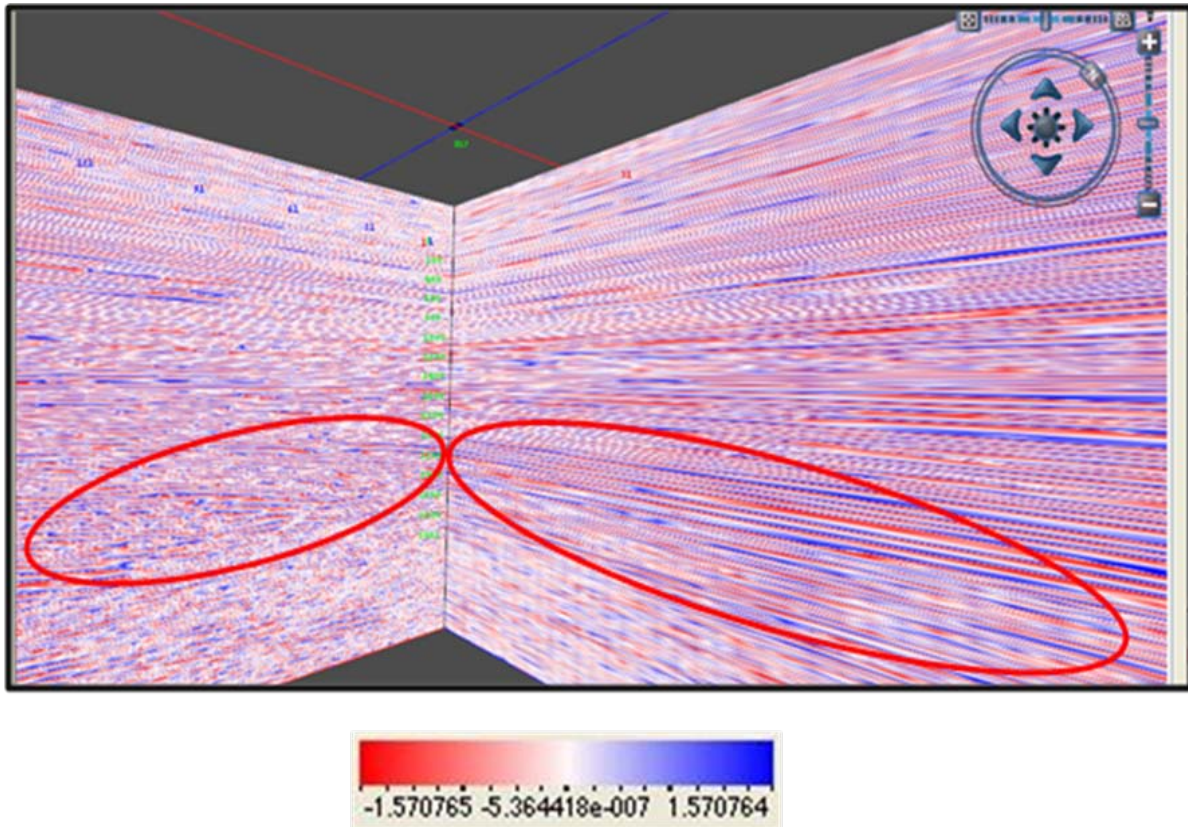


Figura 24. Atributo Fase de Hilbert. Intercepción de Corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).

En la imagen 24 se presenta la intercepción de los cortes para mostrar la variación lateral del evento de interés, el cual se encuentra enmarcado en los óvalos rojos.

En la figura 25 se puede observar la presencia de una falla lístrica (línea negra) que ha servido de base para la deposición de sedimentos. Las flechas amarillas indican las terminaciones “onlap” y las verdes representan terminaciones “downlap”. En este atributo se muestra una mejora en la continuidad lateral, así como los patrones deposicionales que reflejan claramente el sistema fluvial del área. Los cambios bruscos en las amplitudes puede deberse a la intercalación entre arenas y arcillas.

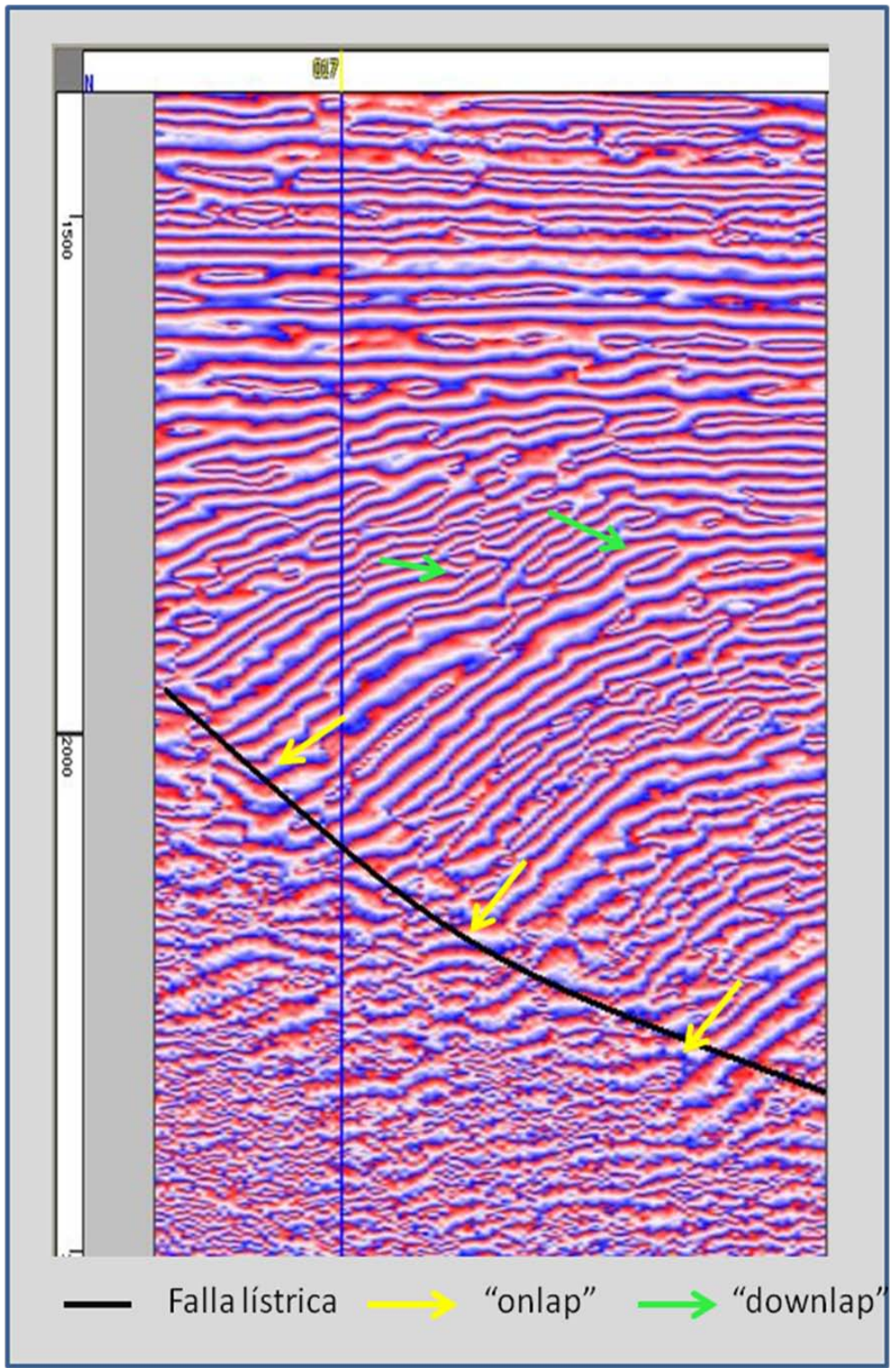


Figura 25. Atributo Fase de Hilbert. Corte "inline" 26. Terminaciones

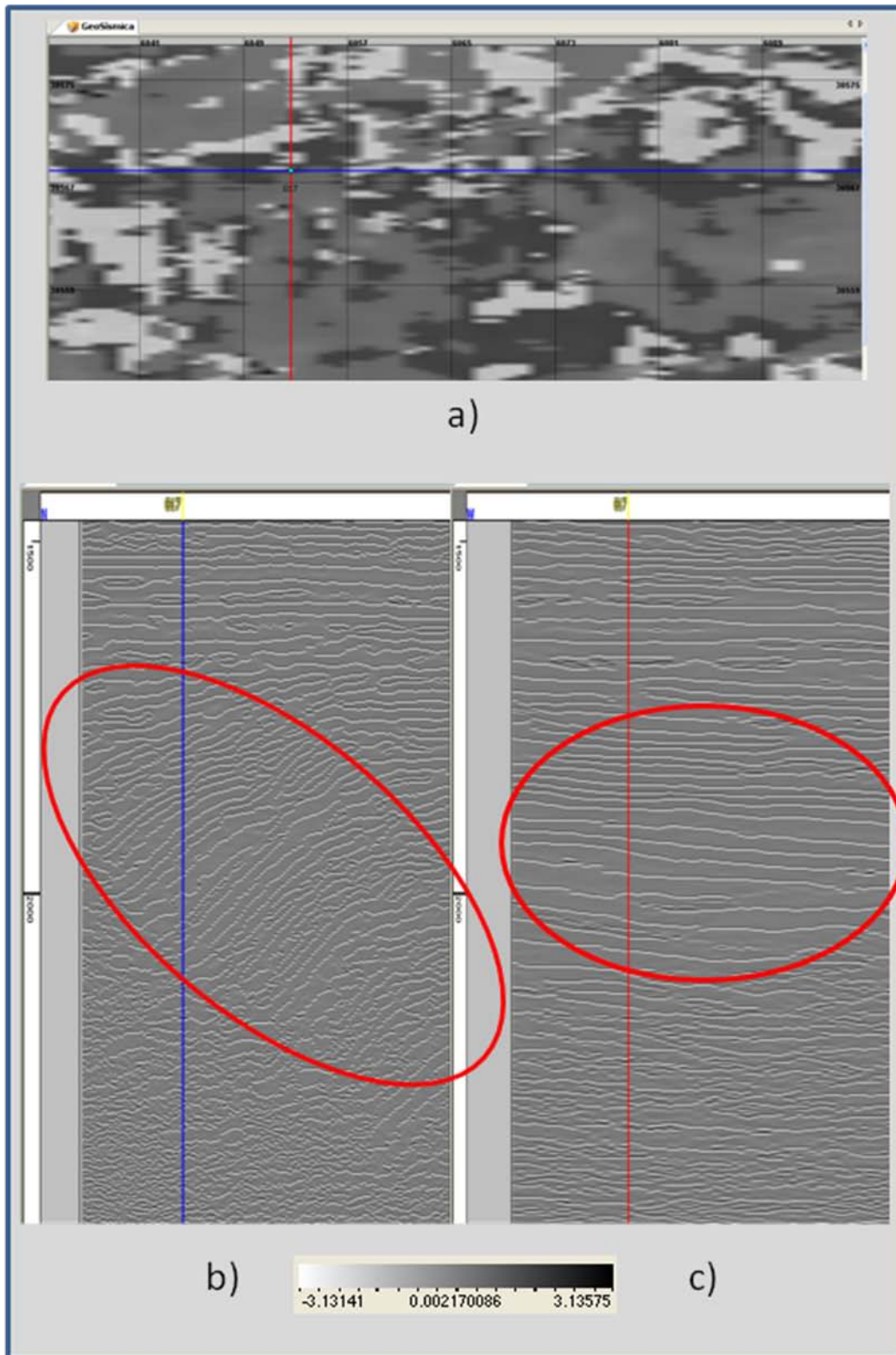


Figura 26. Atributo Frecuencia Instantánea de Hilbert. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. c) Corte “crossline” 51.

En la figura 26 se muestra el atributo de Frecuencia Instantánea de Hilbert en cortes “crossline” (Figura 26 c) e “inline” (Figura 26 b), los óvalos rojos indican la zona de interés en los distintos cortes. Este atributo refleja una mejora en la continuidad lateral.

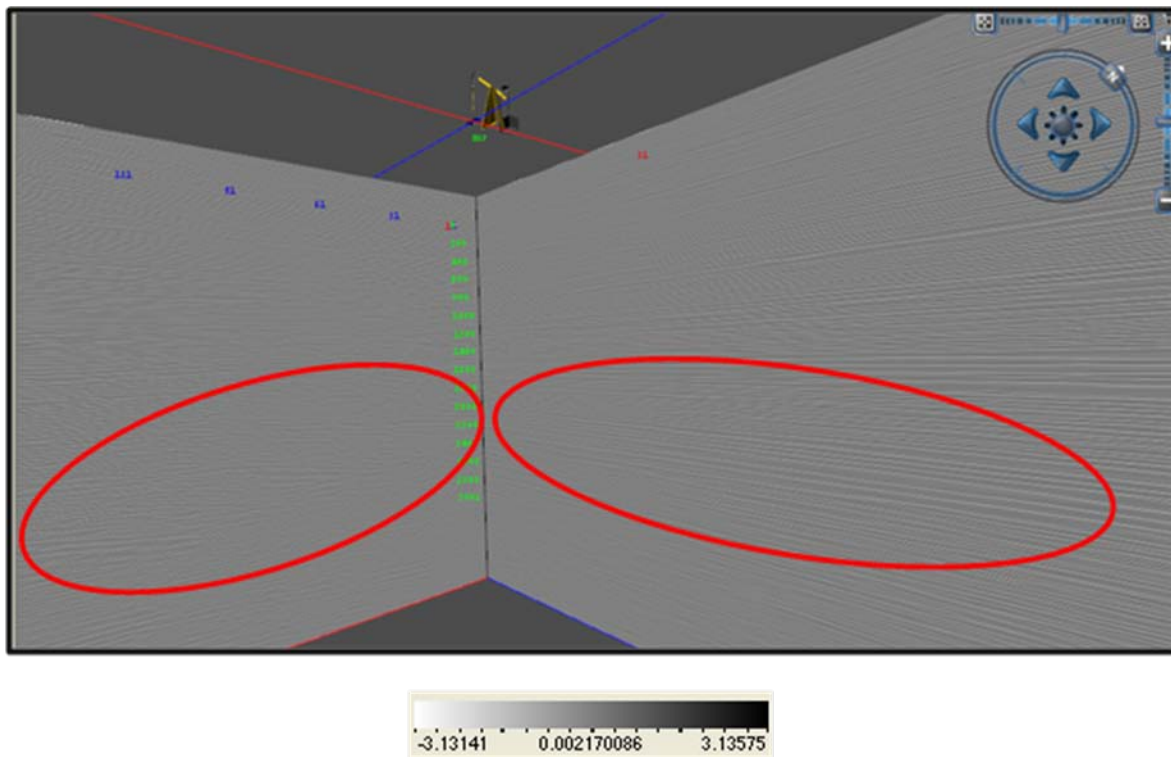


Figura 27. Atributo Frecuencia Instantánea de Hilbert. Intercepción de Corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).

En la imagen 27 se presenta la intercepción de los cortes para mostrar la variación lateral del evento de interés, el cual se encuentra enmarcado en los óvalos rojos.

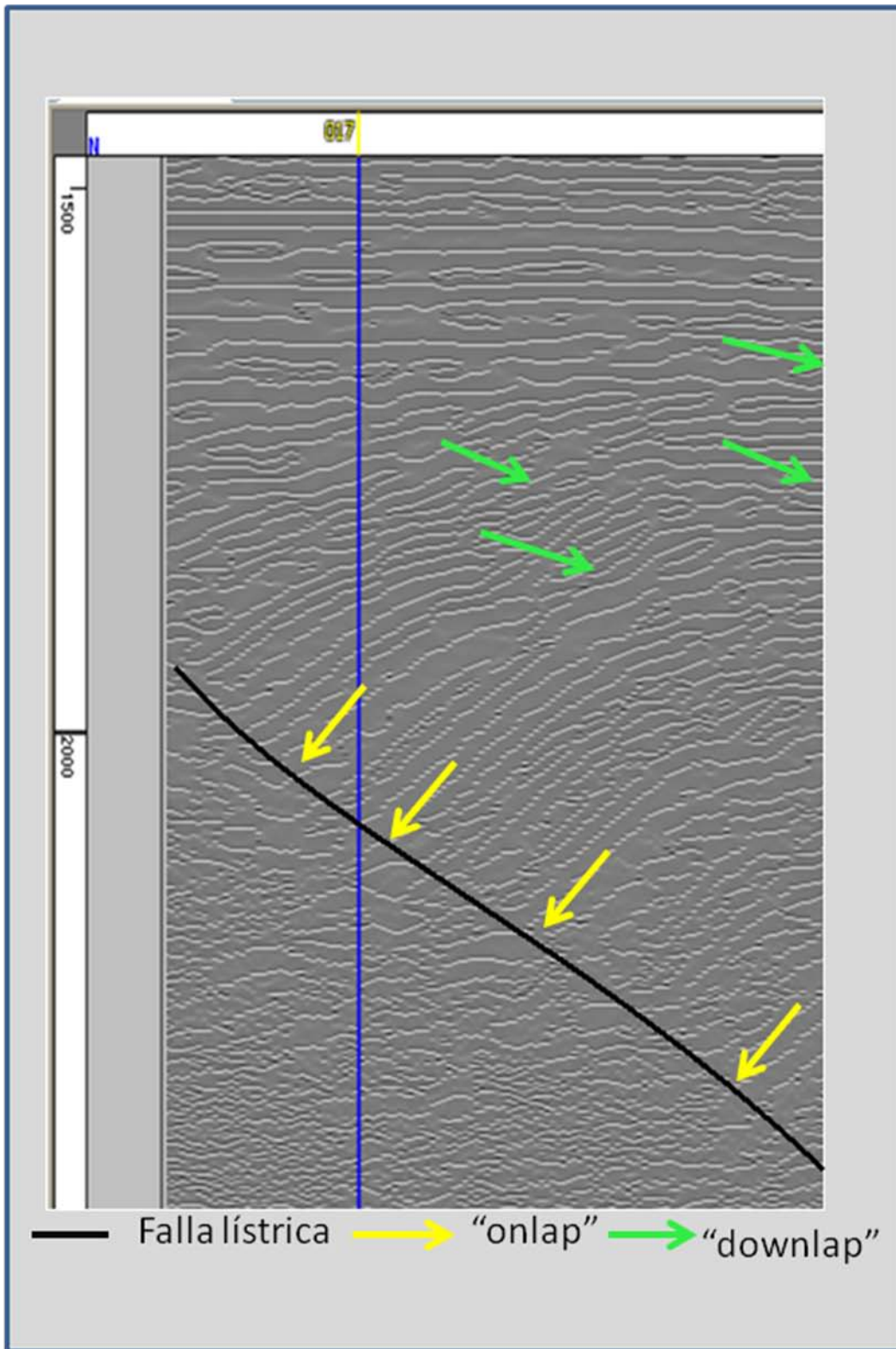


Figura. 28. Atributo Frecuencia Instantánea de Hilbert "inline" 26. Terminaciones

En la figura 28 se puede observar la presencia de una falla lítrica (línea negra) que ha servido de base para la deposición de sedimentos. Las flechas amarillas indican las terminaciones “onlap” y las verdes representan terminaciones “downlap”. La continuidad lateral que brinda este atributo permite ver terminaciones diferentes a las del atributo de Fase Instantánea de Hilbert (Figura 25). También se puede notar una mejora en el espesor de las capas. Las zonas de baja frecuencia que se observan en el mapa base (figura 26a) podría indicar la presencia de hidrocarburo; además, los cambios de frecuencia alta a baja pueden deberse a los fuertes cambios de impedancia acústica al pasar de zonas de arenas a zonas de arcilla.

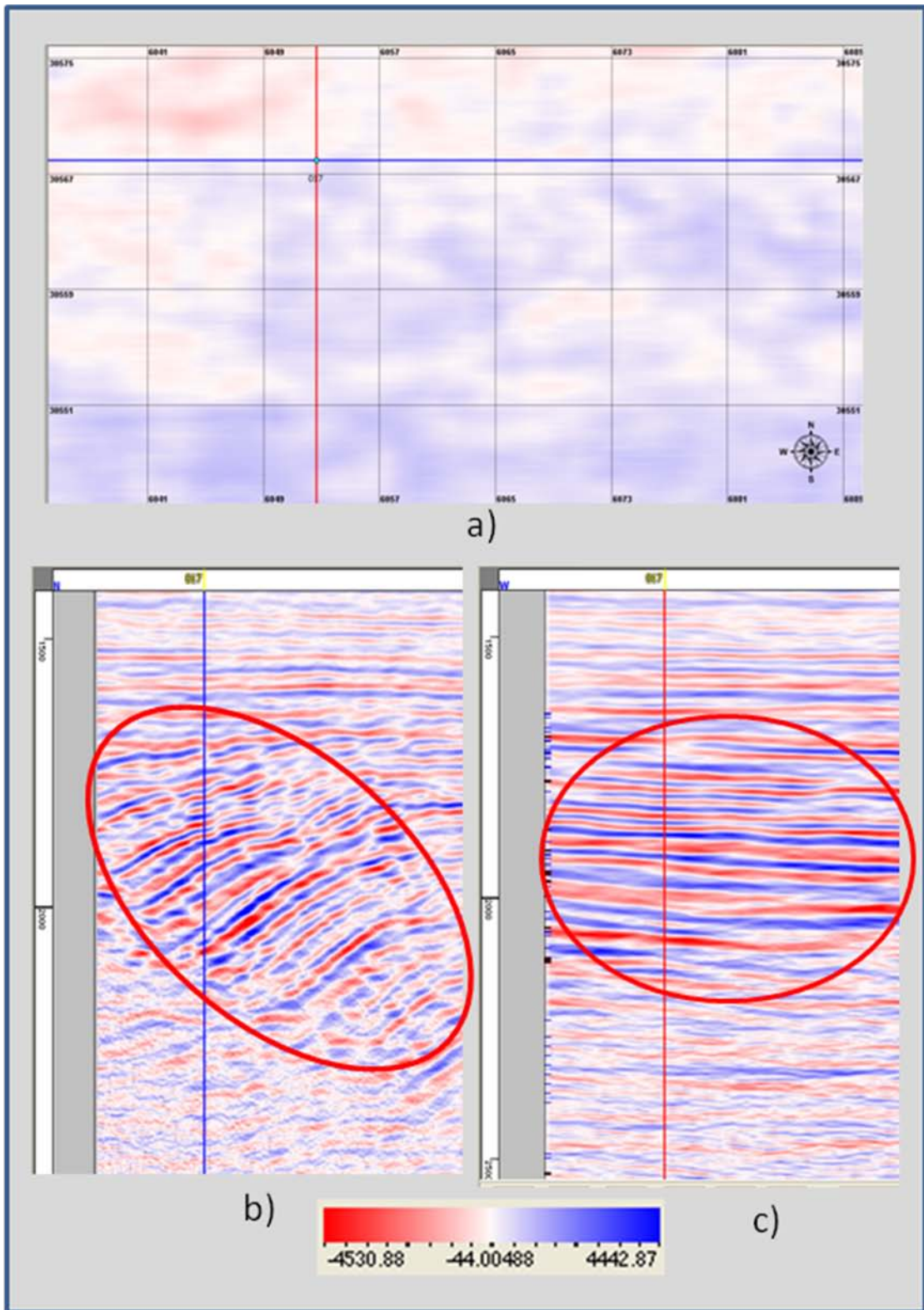


Figura 29. Atributo Cuadratura de Hilbert. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. c) Corte “crossline” 51.

En la figura 29 se muestra el atributo de Cuadratura de Hilbert en cortes “crossline” (Figura 29 c) e “inline” (Figura 29 b), los óvalos rojos indican la zona de interés en los distintos cortes.

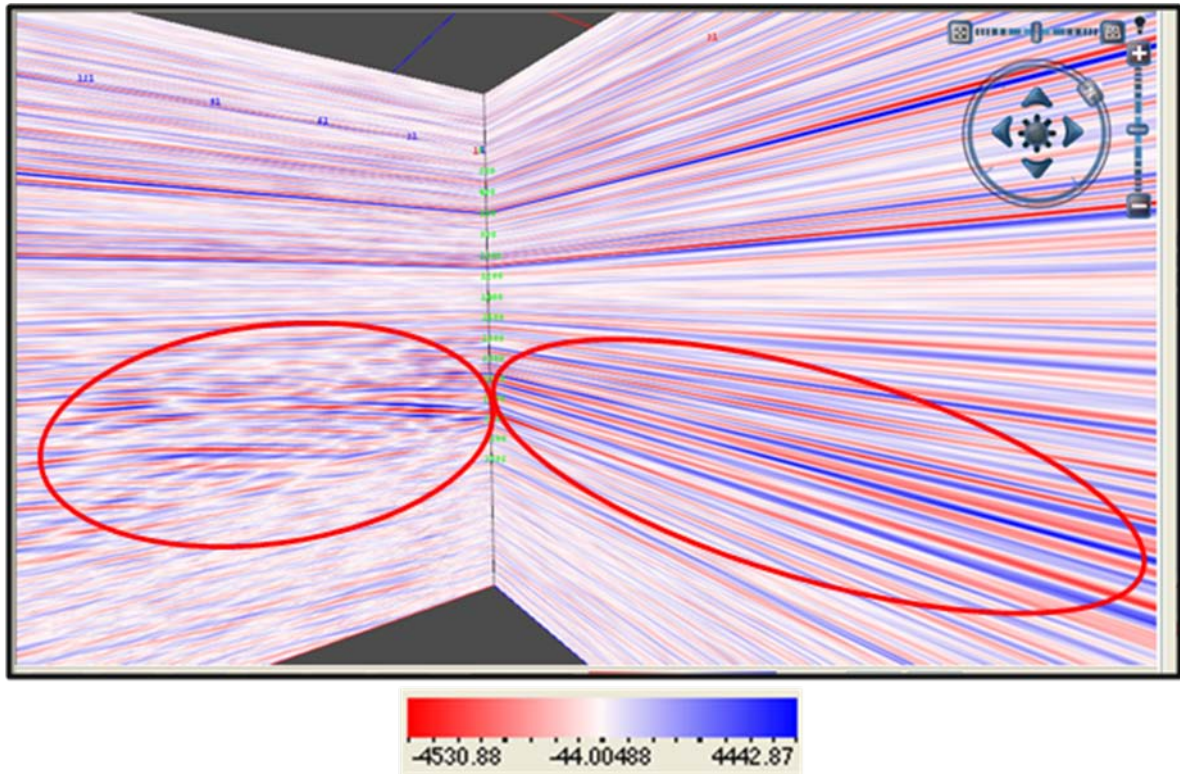


Figura 30. Atributo Cuadratura de Hilbert. Intercepción de Corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).

En la figura 30 se presenta la intercepción de los cortes para mostrar la variación lateral del evento de interés, el cual se encuentra enmarcado en los óvalos rojos.

En la figura 31 se puede observar la presencia de una falla lístrica (línea negra) que ha servido de base para la deposición de sedimentos. Las flechas amarillas indican las terminaciones “onlap” y las verdes representan terminaciones “downlap”. En este atributo se observa con mayor claridad la presencia de fallas, además una mayor resolución en la sísmica. Al igual que en el atributo de Frecuencia instantánea (Figura 28) se pueden observar los fuertes contraste de impedancia acústica, indicativo de la transición de zonas de arenas a zonas de arcilla.

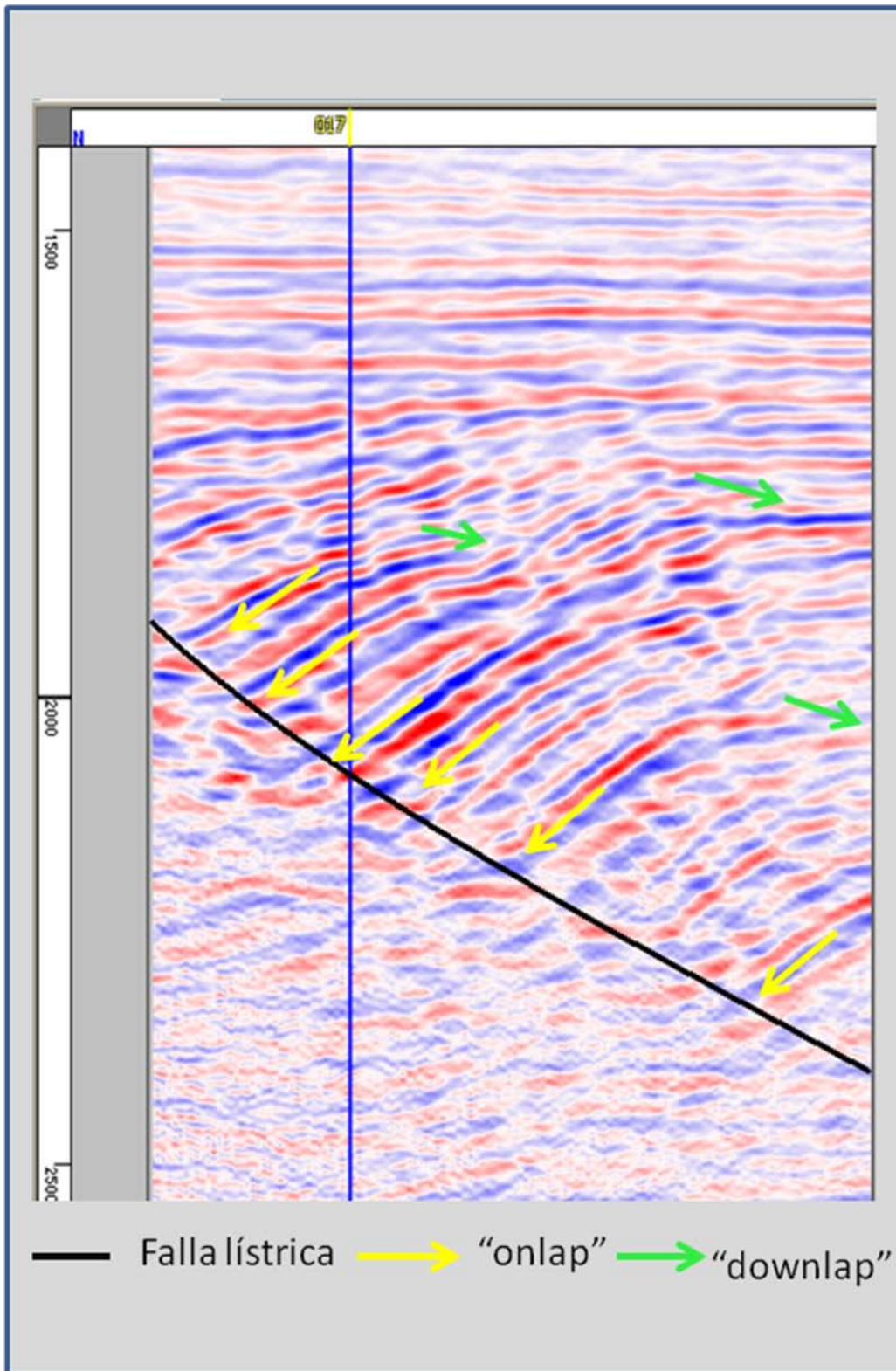


Figura 31. Atributo Cuadratura de Hilbert "inline" 26. Terminaciones

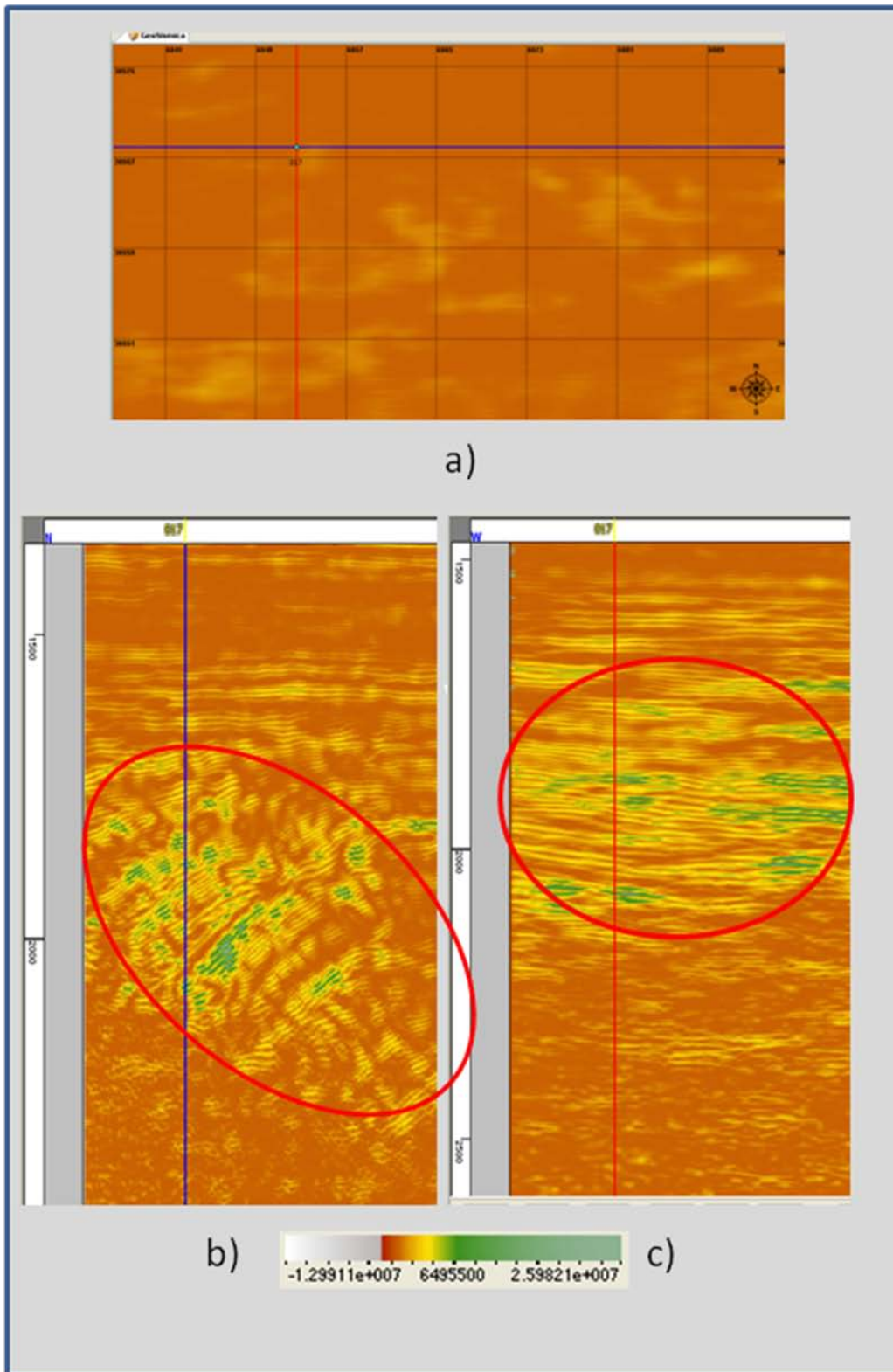


Figura 32. Atributo Amplitud instantánea de Hilbert. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. d) Corte “crossline” 51.

En la figura 32 se muestra el atributo de Amplitud Instantánea de Hilbert en cortes “crossline” (Figura 32 c) e “inline” (Figura 32 b), los óvalos rojos indican la zona de interés en los distintos cortes.

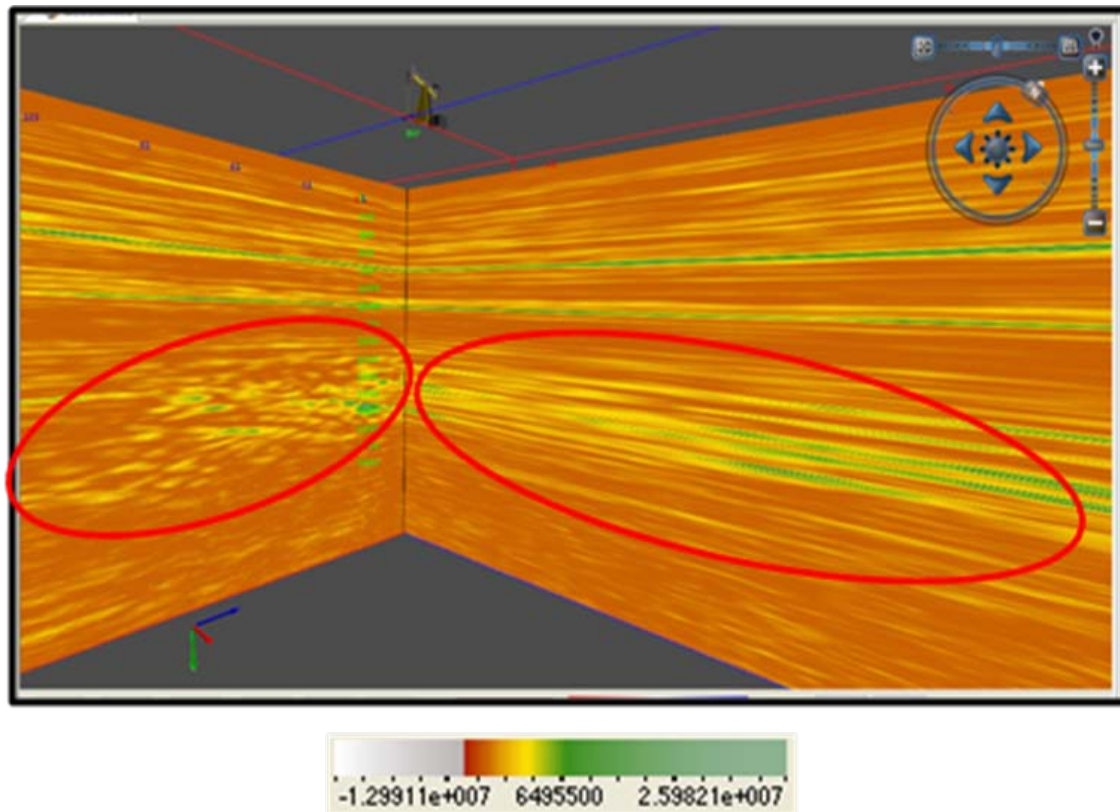


Figura 33. Atributo Amplitud instantánea de Hilbert. Intercepción de Corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).

En la Figura 33 se presenta la intercepción de los cortes para mostrar la variación lateral del evento de interés, el cual se encuentra enmarcado en los óvalos rojos.

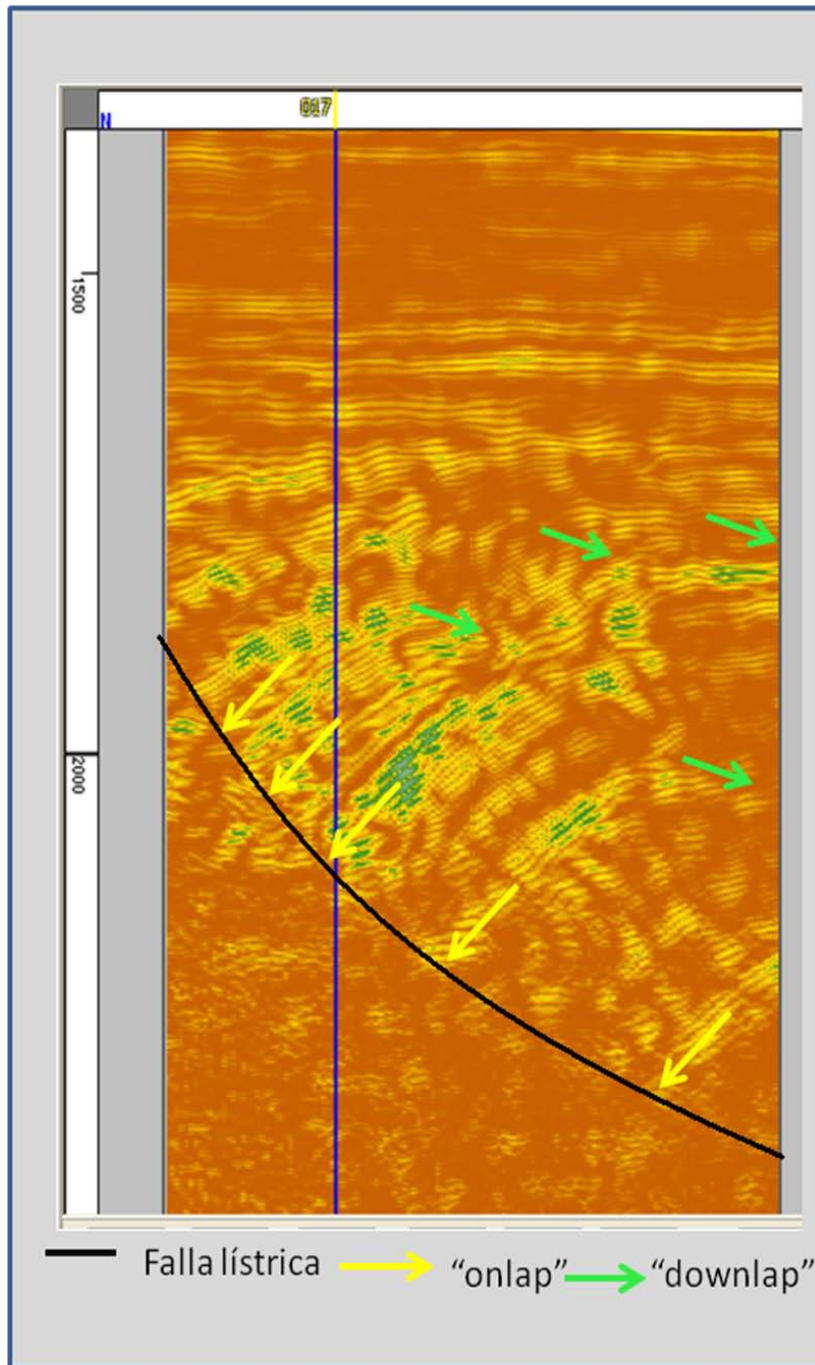


Figura 34. Atributo Amplitud instantánea de Hilbert. “inline” 26. Terminaciones

Las flechas amarillas indican las terminaciones “onlap” y las verdes representan terminaciones “downlap” mientras que la línea negra representa una falla lística. Los valores altos de amplitud, pueden estar asociados con la presencia de lutitas. Tomando en cuenta la bibliografía las zona de baja amplitud puede estar asociado a la presencia de hidrocarburo.

4.3.2 Atributos Geométrico Laplaciano

Los atributos geométricos como su nombre lo indica, permiten observar con mayor claridad la geometría de la zona de interés. El atributo Laplaciano también es conocido por mejorar la señal de las imágenes.

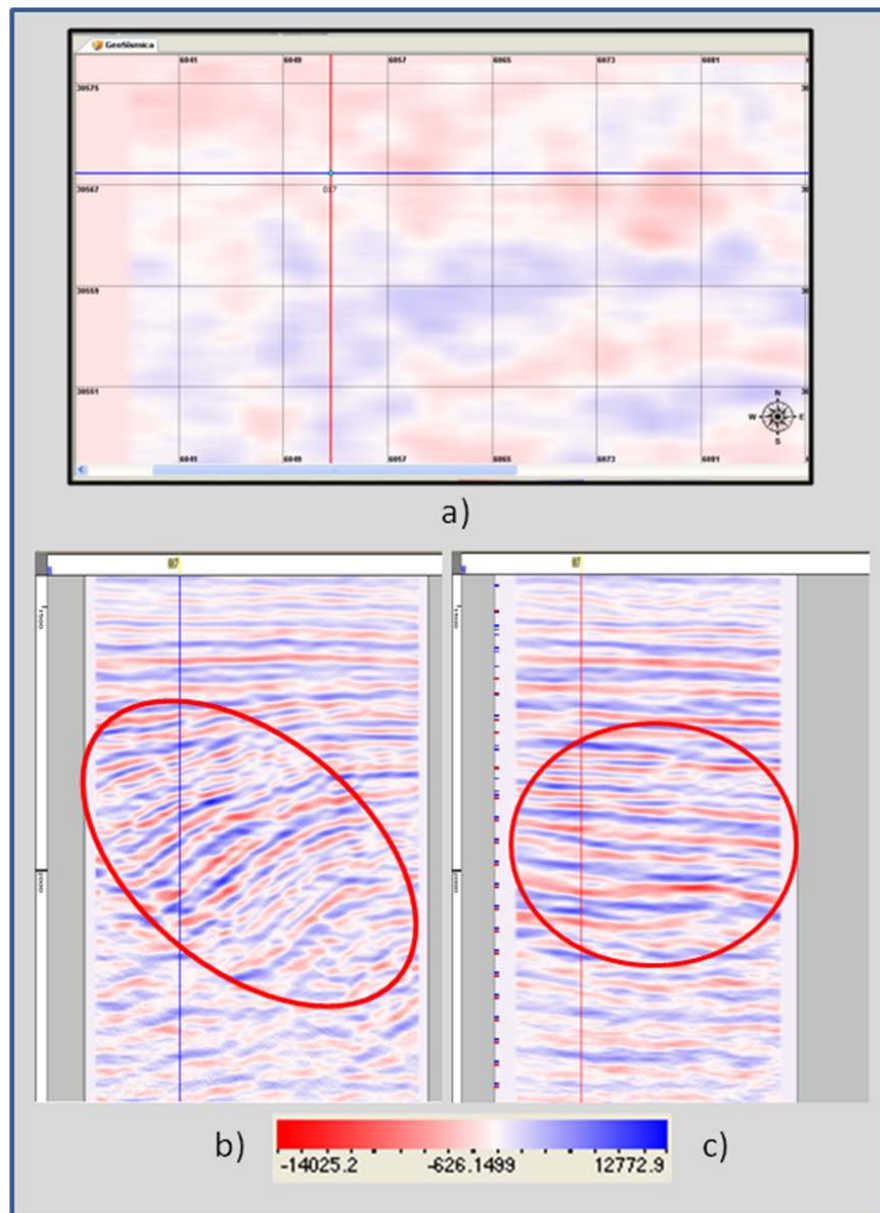


Figura 35. Atributo Laplaciano. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. c) Corte “crossline” 51.

En la figura 35 se muestra el atributo de Laplaciano en cortes “crossline” (Figura 29 c) e “inline” (Figura 29 b), los óvalos rojos indican la zona de interés en los distintos cortes.

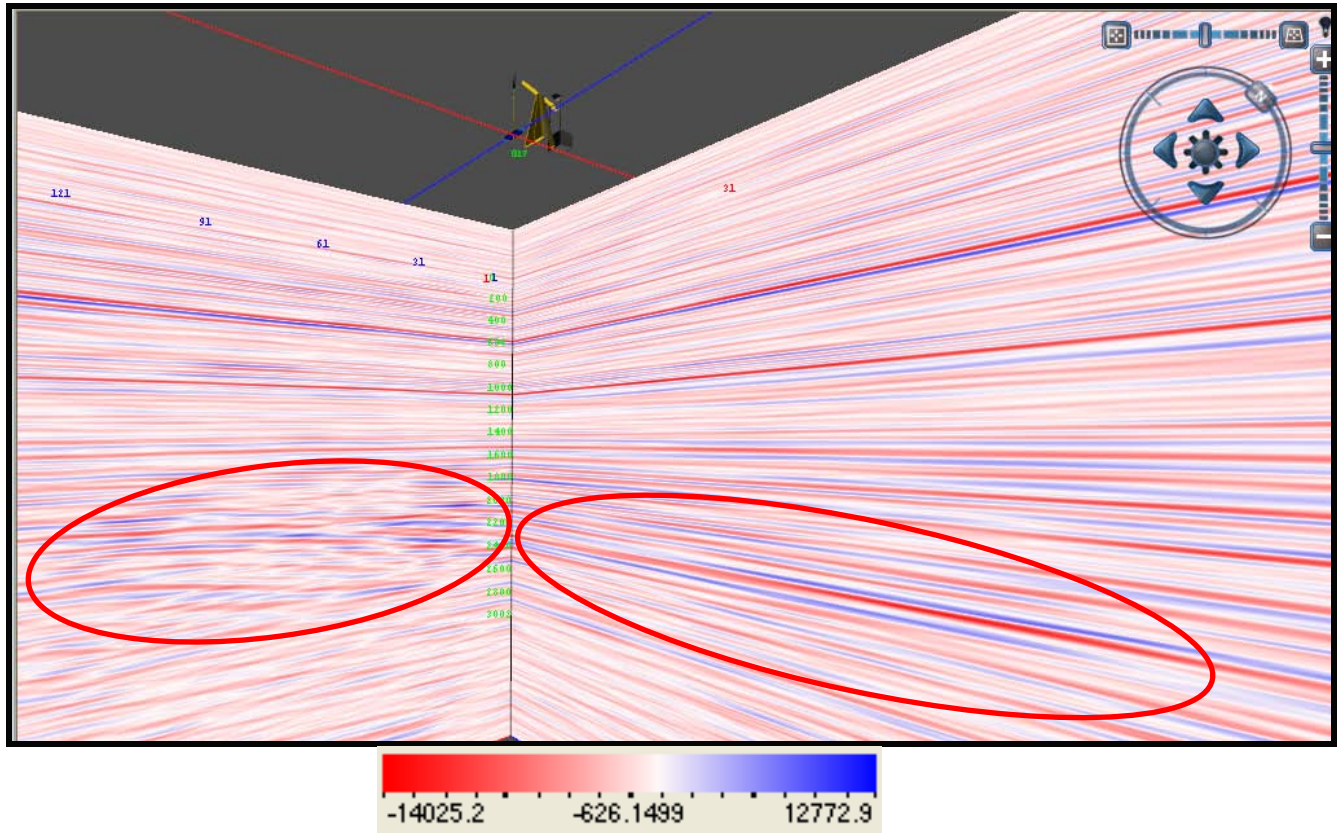


Figura 36. Atributo Laplaciano. Intercepción de Corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).

En la Figura 36 se presenta la intercepción de los cortes para mostrar la variación lateral del evento de interés, el cual se encuentra enmarcado en los óvalos rojos.

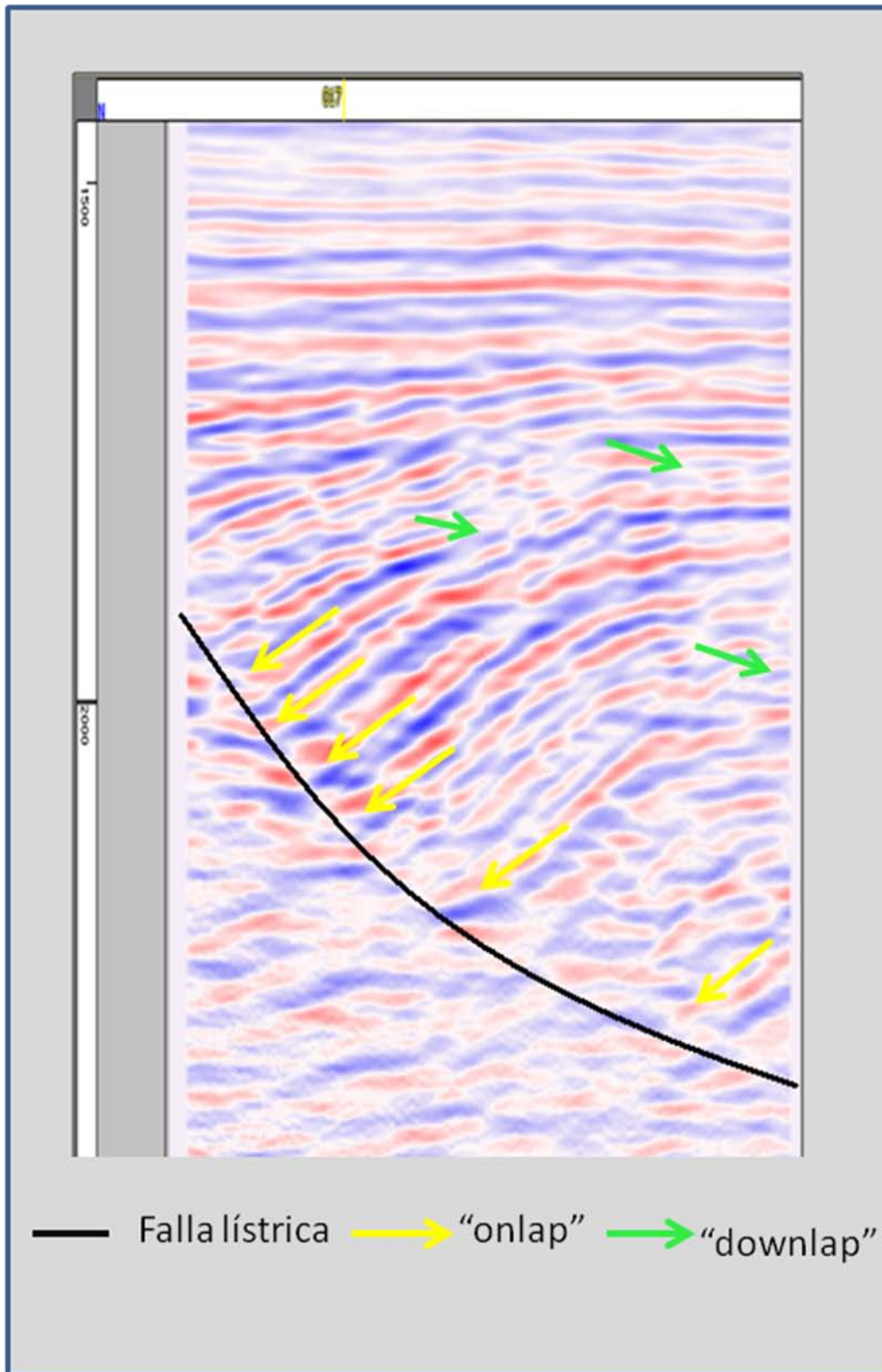


Figura 37. Atributo Laplaciano. “inline” 26. Terminaciones.

El Atributo Laplaciano (Figura 37) presenta de una manera más clara la continuidad de los reflectores al igual que el atributo de cuadratura de Hilbert. A pesar de que este último atributo resalta con mayor resolución el evento, se utilizó el atributo de Laplaciano en la construcción en el módulo de redes neuronales, ya que poseía mayor contenido de covarianza.

4.3.3 Atributo Basado en Descomposición Espectral.

Este atributo es utilizado comúnmente para las zonas de capas delgadas, representa con mayor precisión las discontinuidades geológicas. Este atributo corresponde a la transformada de ondícula denominado Máxima amplitud por ventana la misma. Éste atributo fue utilizado debido a que el cubo sísmico original estaba difuso y con poca continuidad lateral de los eventos. A partir de este atributo se diseñaron los atributos antes discutidos.

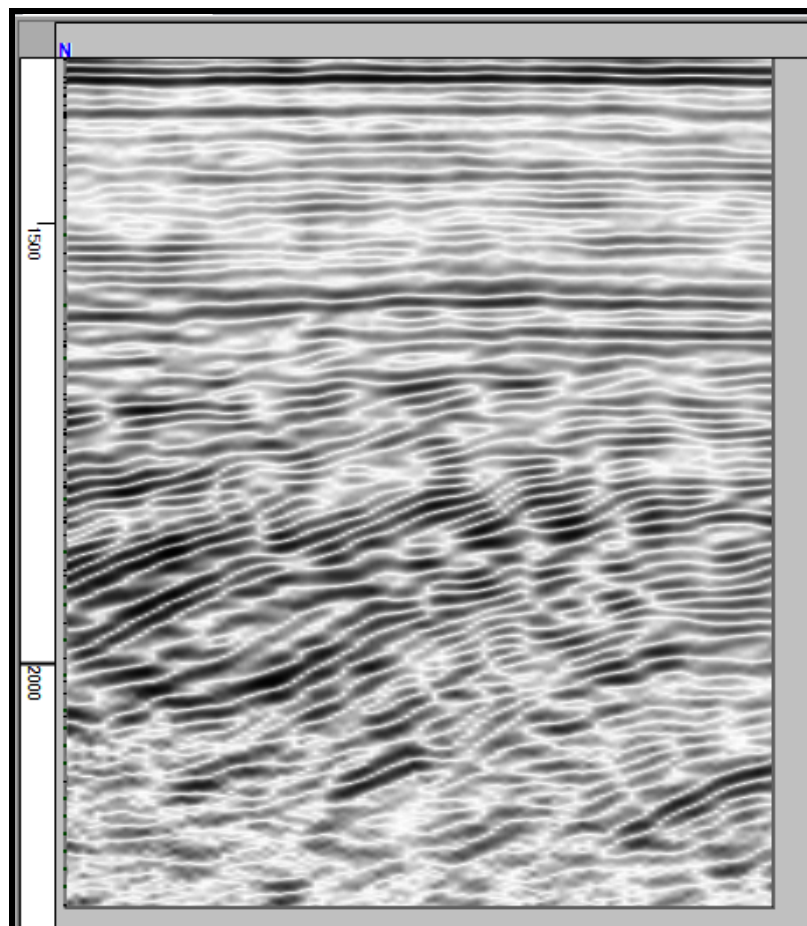


Figura 38. Atributo Máxima Amplitud por Ventana “inline” 58

Con este atributo de máxima amplitud por ventana (figura 38) se observan con mayor claridad la presencia de las fallas, mejor continuidad lateral y la separación entre capas en el área, sigue la tendencia que muestran los atributos anteriores de los posibles paquetes lutíticos en el área.

4.4 Redes Neuronales

En este módulo se puede descomponer en 2 partes, la primera es la generación de facies litológicas y la segunda la creación de atributos. La cantidad de atributos tuvo que ser la misma que la cantidad de facies. Finalmente con ambos resultados se generó el atributo final.

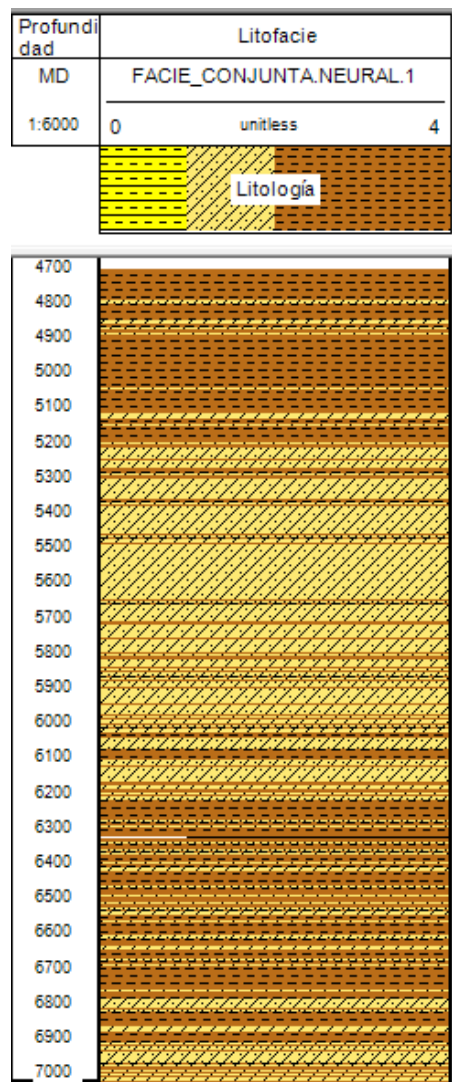


Figura 39. Perfil de facies litológicas Neurales

El perfil de facie Neural (Figura 39) presenta ciertas diferencias con respecto a la realizada con gráficos cruzados, esto es debido a que con redes neuronales se realiza un análisis de conglomerados o tipo Clúster Análisis, en el proceso es posible que aquellas poblaciones que son próximas por poseer un centroide bastante cercano, tiendan a ser solapadas bajo una misma clase o facie, aunque se incremente el número de iteraciones para hacer mas exhaustivo el proceso de búsqueda.

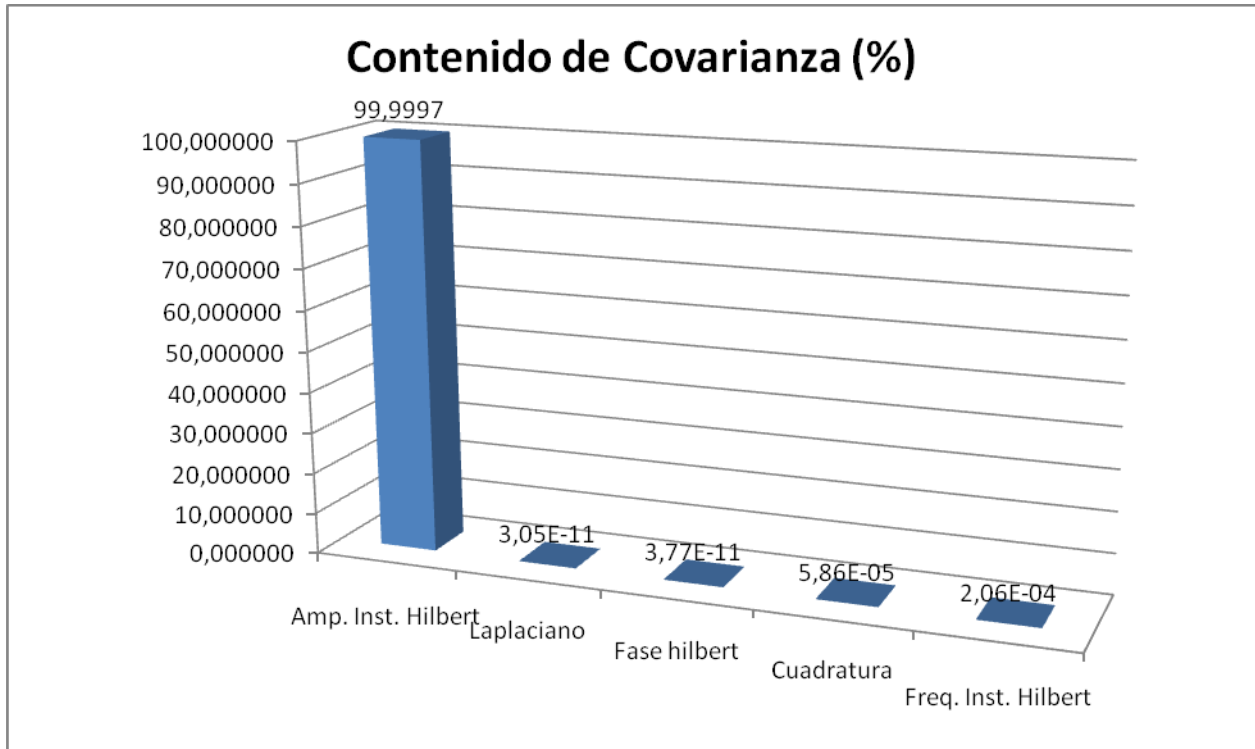


Figura 40. Análisis de componentes Principales.

En la figura 40 se observa el gráfico resultado del análisis de componentes principales, donde el atributo de Amplitud Instantánea de Hilbert posee el mayor contenido de covarianza. Cabe destacar que la varianza de los demás atributos no es nula, lo que ocurre es que la variación entre dichos atributos es relativamente pequeña en comparación con el atributo de Amplitud Instantánea de Hilbert.

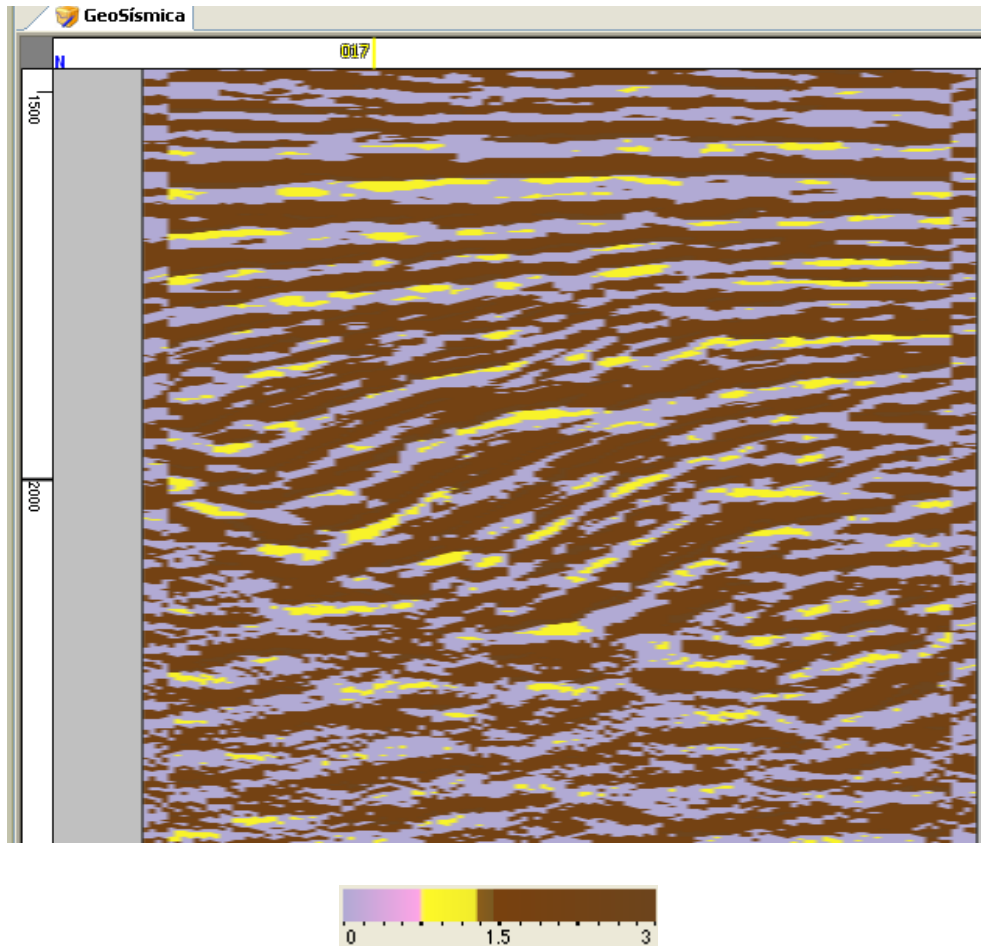


Figura 41. Atributo generado con Redes Neuronales, combinando los atributos de Máxima Amplitud por Ventana, Laplaciano, Fase de Hilbert y Amplitud Instantánea de Hilbert con la litofacie. Corte “inline” 26.

En la figura 41 se observa el atributo de redes neuronales. En donde se muestra la distribución litológica. Los colores morados representan las arenas arcillosas, los colores amarillos representan las arenas limpias y los colores marrones representan las arcillas.

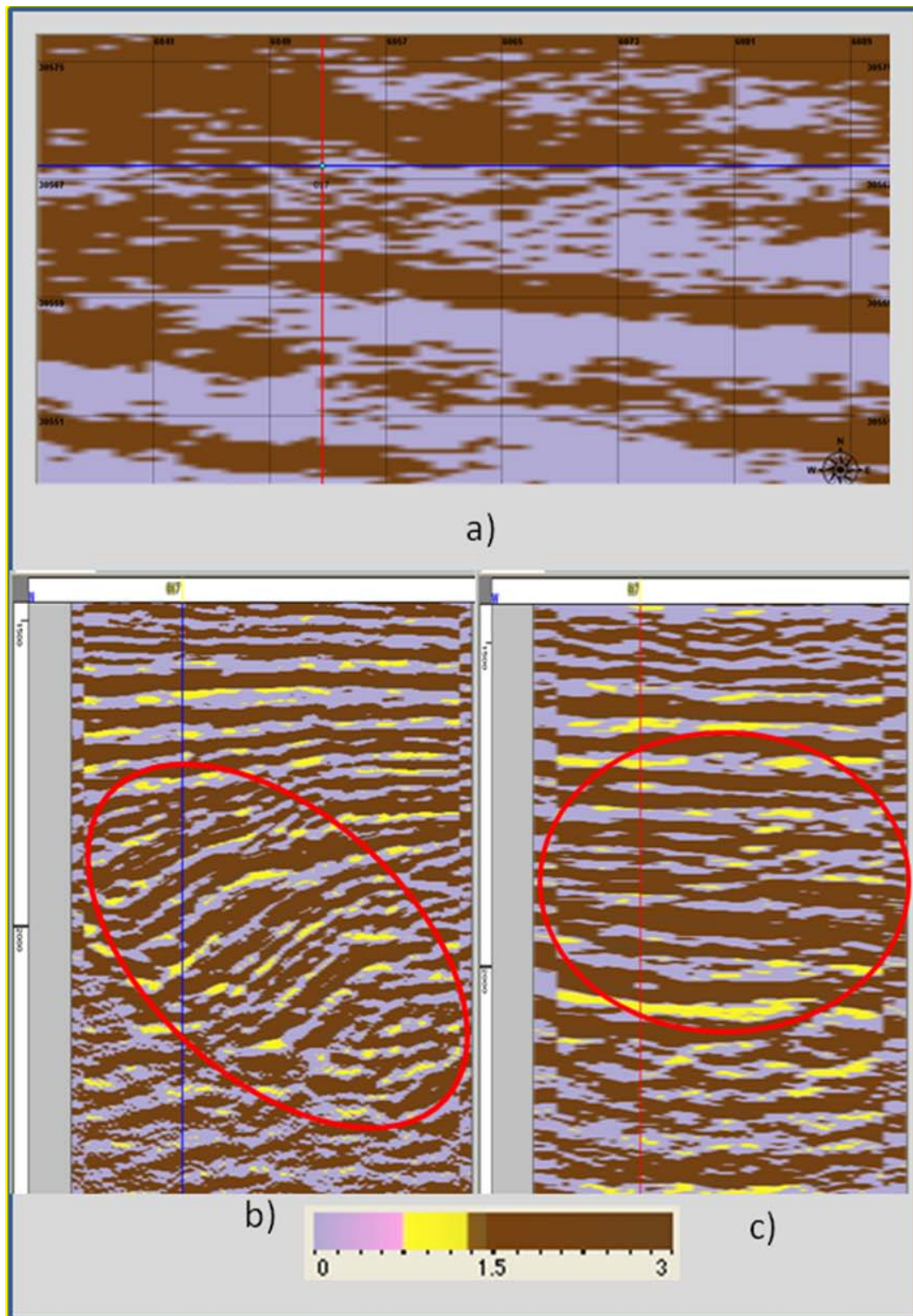


Figura 42. Atributo generado con Redes Neuronales. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. c) Corte “crossline” 51.

En la figura 42 se muestra el atributo de generado con el módulo Redes Neuronales en los cortes “crossline” (Figura 42 c) e “inline” (Figura 42 b), los óvalos rojos indican la zona de interés en los distintos cortes.

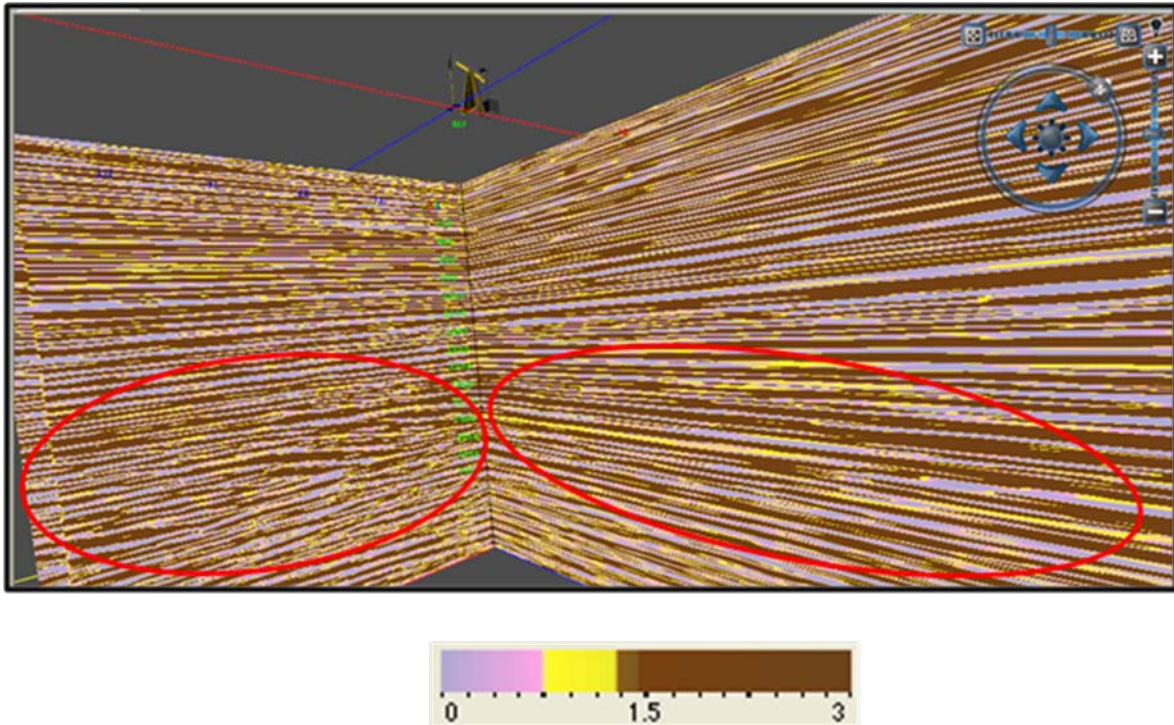


Figura 43. Atributo generado con Redes Neuronales. Intercepción de Corte “inline” 26 (izquierda) y corte “crossline” 51(derecha).

En la figura 43 se presenta la intercepción de los cortes para mostrar la variación lateral del evento de interés, el cual se encuentra enmarcado en los óvalos rojos.

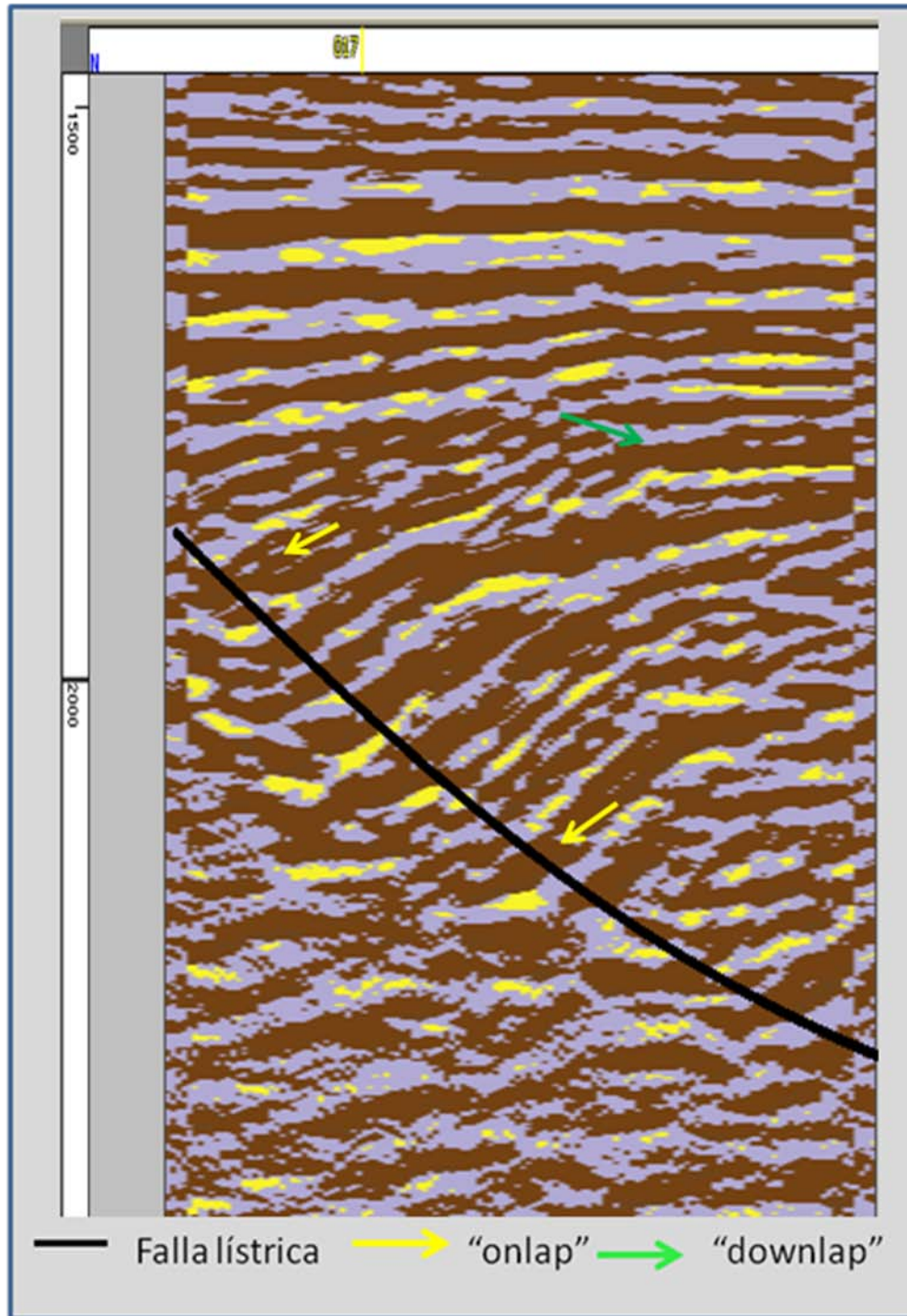


Figura 44. Atributo de redes neuronales. "inline" 26. Terminaciones

Con este nuevo atributo se aprecia una mejora en la imagen en comparación al resto de los atributos, la continuidad de los eventos se hace más evidente, pueden observarse las fallas

con mayor facilidad así como las secuencias deposicionales. El color morado puede representar la zona de arenas arcillosas, el color amarillo puede representar las arenas limpias y el marrón las arcillas. Nótese que en los atributos anteriores como el de Frecuencia Instantánea de Hilbert (figura 28), lo que parecía terminaciones downlap aquí no lo son.

4.5 Distancia de Mahalanobis

Este es un atributo que permite estimar el nivel de incertidumbre que puedes tener al tratar de propagar una facie, en este caso permitirá observar la probabilidad de ocurrencia de las facies litológicas, La distancia de Mahalanobis se emplea como elemento de control, los resultados obtenidos con ambos atributos, no se correlacionaran perfectamente porque ésta es un atributo de tipo lineal, pero la tendencia general de los resultados será la misma. Con ésta se obtiene un atributo por cada facie y la paleta de colores representa la probabilidad de ocurrencia de la facie en cuestión.

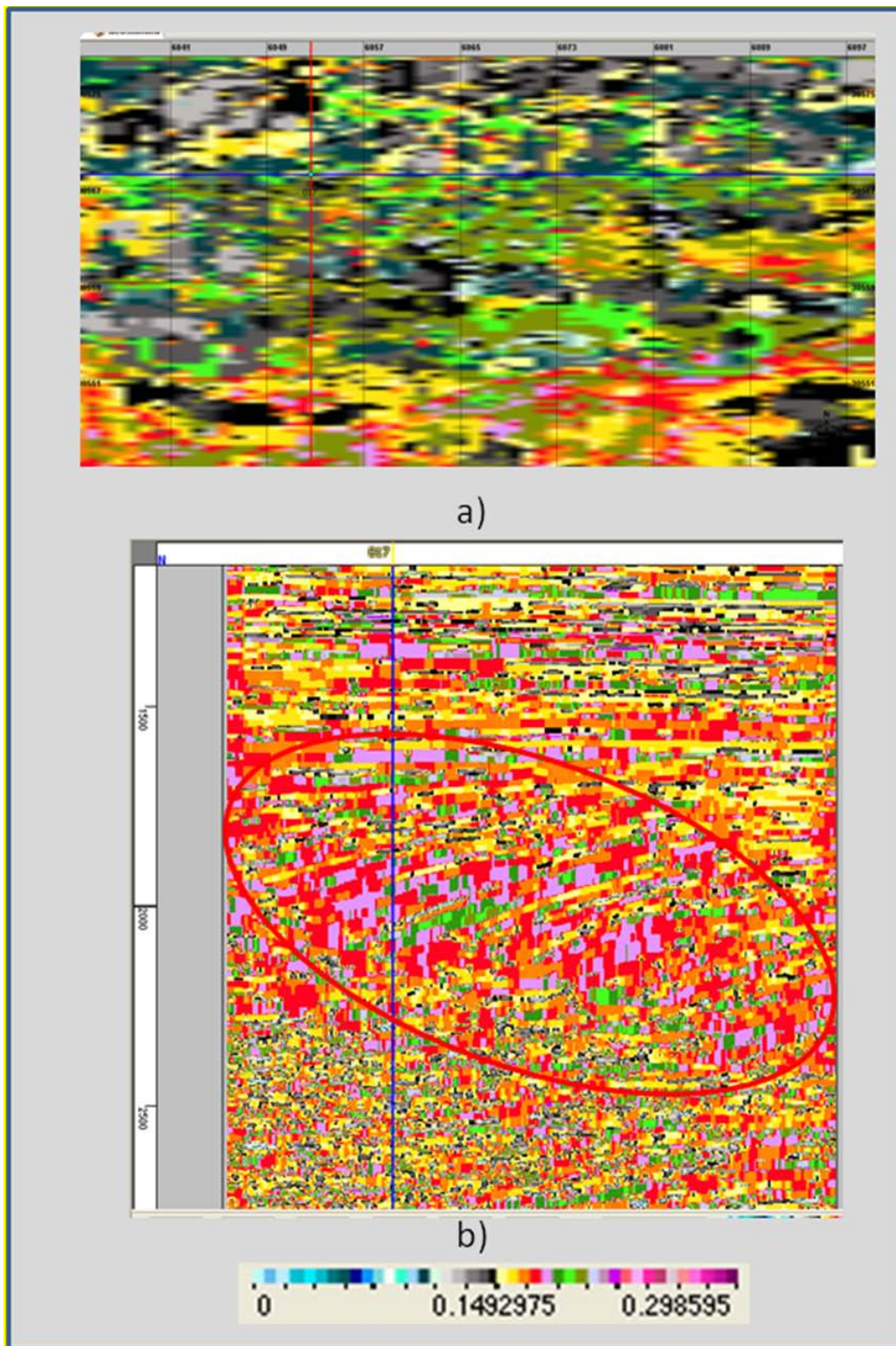


Figura 45. Distancia de Mahalanobis de Arenas Limpias. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. El óvalo rojo indica la zona de interés

En la figura 45 se puede observar la distribución de las arenas limpias, los colores morados indican la mayor probabilidad de presencia de las mismas. La cantidad de arenas limpias es relativamente baja en comparación de las demás facies encontradas, esto concuerda los modelos propuestos en trabajos anteriores. En la figura 45 b se puede observar que la mayor probabilidad de ocurrencia de la facie de arena en el evento de interés es de aproximadamente 0,18 con respecto a las demás facies.

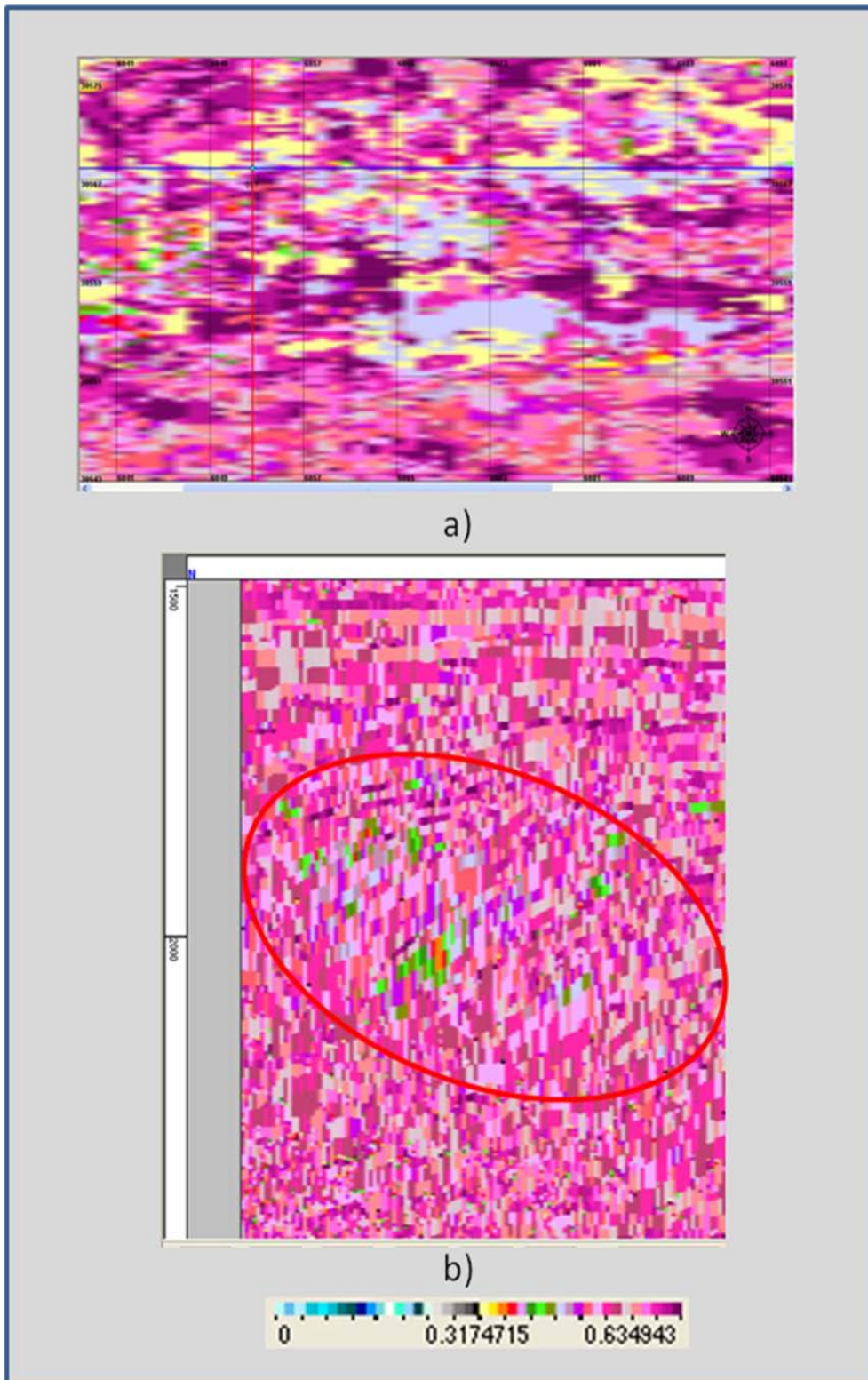


Figura 46. Distancia de Mahalanobis de la facie arcillas. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. El óvalo rojo indica la zona de interés

En la figura 46 se puede observar la distribución de las arcillas, los colores morados indican la mayor probabilidad de la presencia de las mismas. La cantidad de arcilla es más alta que la de las facies presentes, esto concuerda los modelos propuestos en trabajos anteriores. En la zona de interés se puede observar que la mayor probabilidad de ocurrencia de esta facie es de 0,55 respecto a las facies presentes.

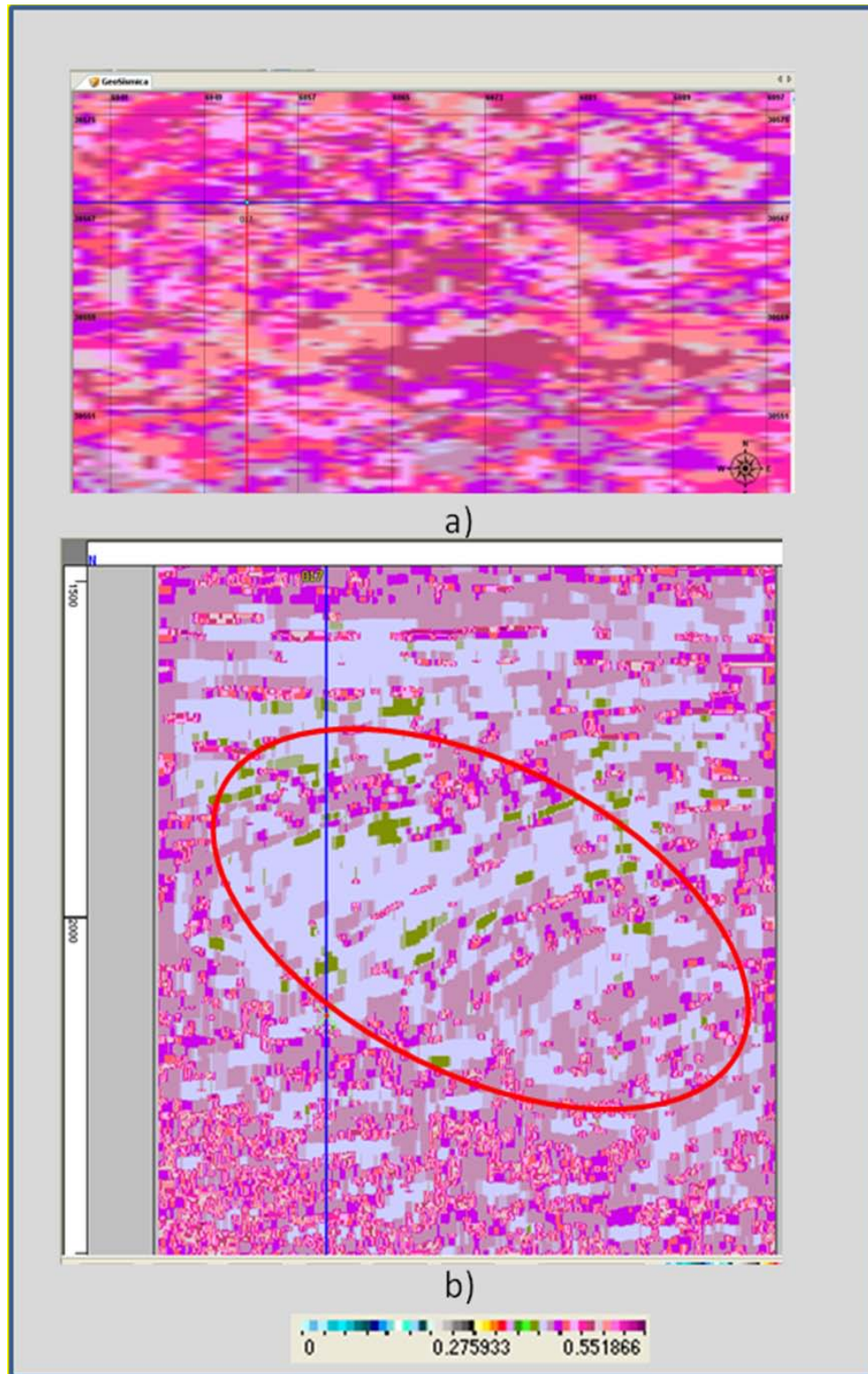


Figura 47. Distancia de Mahalanobis de la facie arenas arcillosas. a) Vista en planta de los cortes “inline” 26 (rojo) y “crossline” 51 (azul). Corte en tiempo 500 ms. b) Corte “inline” 26. El óvalo rojo indica la zona de interés.

En la figura 46 se puede observar la distribución de las arenas arcillosas, los colores morados indican la mayor probabilidad de la presencia de las mismas. La cantidad de arenas arcillosas es más alta que la de la facies de arenas, esto concuerda los modelos propuestos en trabajos anteriores. En la zona de interés se puede observar que la mayor probabilidad de ocurrencia de esta facie es de 0,44 respecto a las facies presentes en el área.

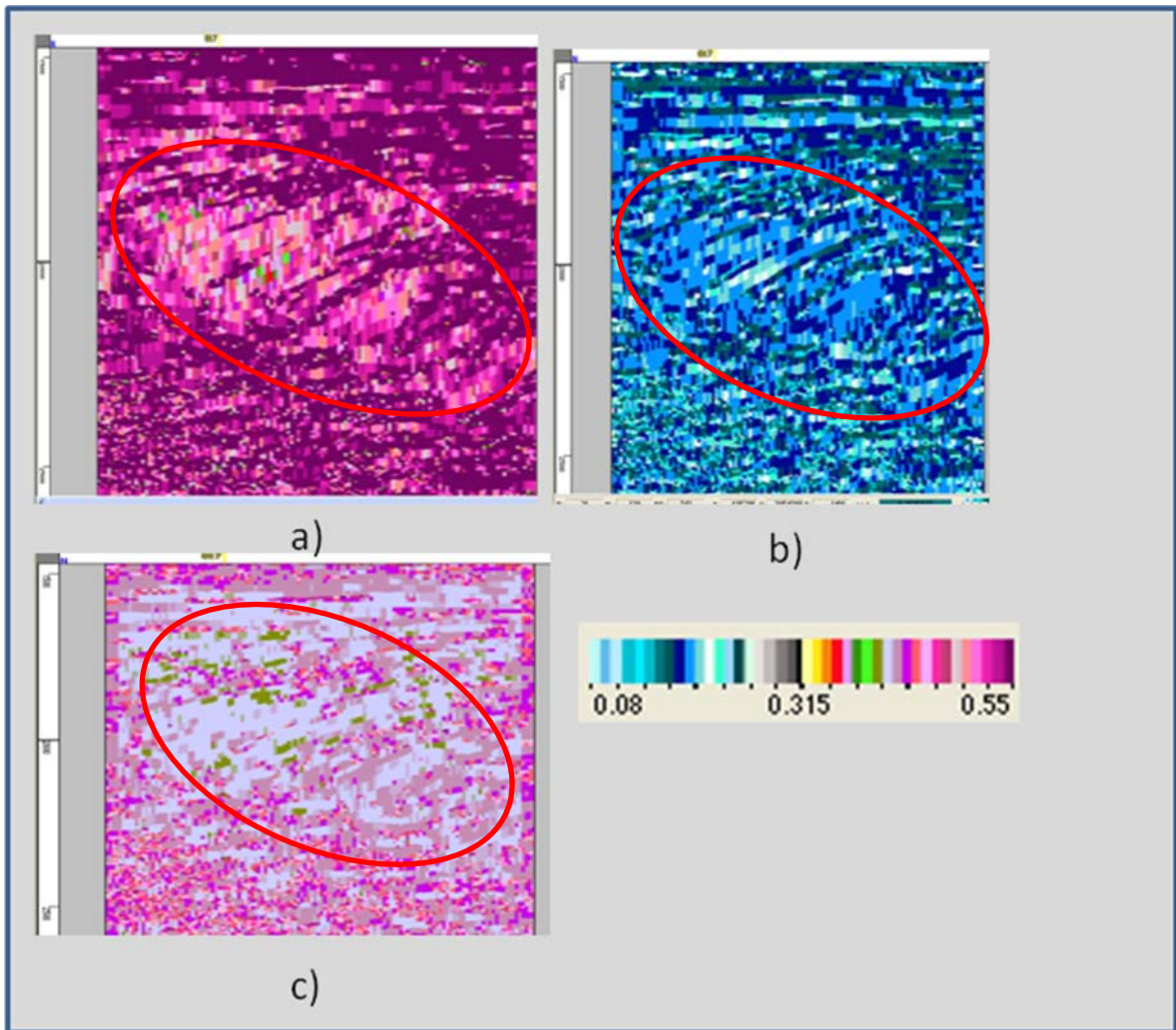


Figura 48. Distancia de Mahalanobis. Presentación de las facies en la misma escala. a) Facie arcilla. b) Facie Arenas limpias. c) Facie Arenas arcillosas. El óvalo rojo indica la zona de interés

En la figura 48 se presentan las 3 facies bajo la misma escala, Se puede observar que la facie con menor probabilidad de ocurrencia es la de arenas limpias con 1,8 como valor máximo,

seguido de las arenas arcillosas con una probabilidad de 0,44 como valor máximo y finalmente las arcillas que poseen mayor probabilidad de ocurrencia con un valor máximo de 0,55.

La técnica de Redes Neuronales, ayudó a propagar la información que se encontraba en la Formación Frío hasta la Formación Vicksburg, lo que permite observar la composición litológica de la misma si la necesidad de hacer perforaciones hasta esa área. El atributo de distancia de Mahalanobis.

4.6 Modelo Propuesto

A continuación se presenta el modelo propuesto de la Formación Vicksburg obtenido a partir de la metodología planteada en este proyecto.

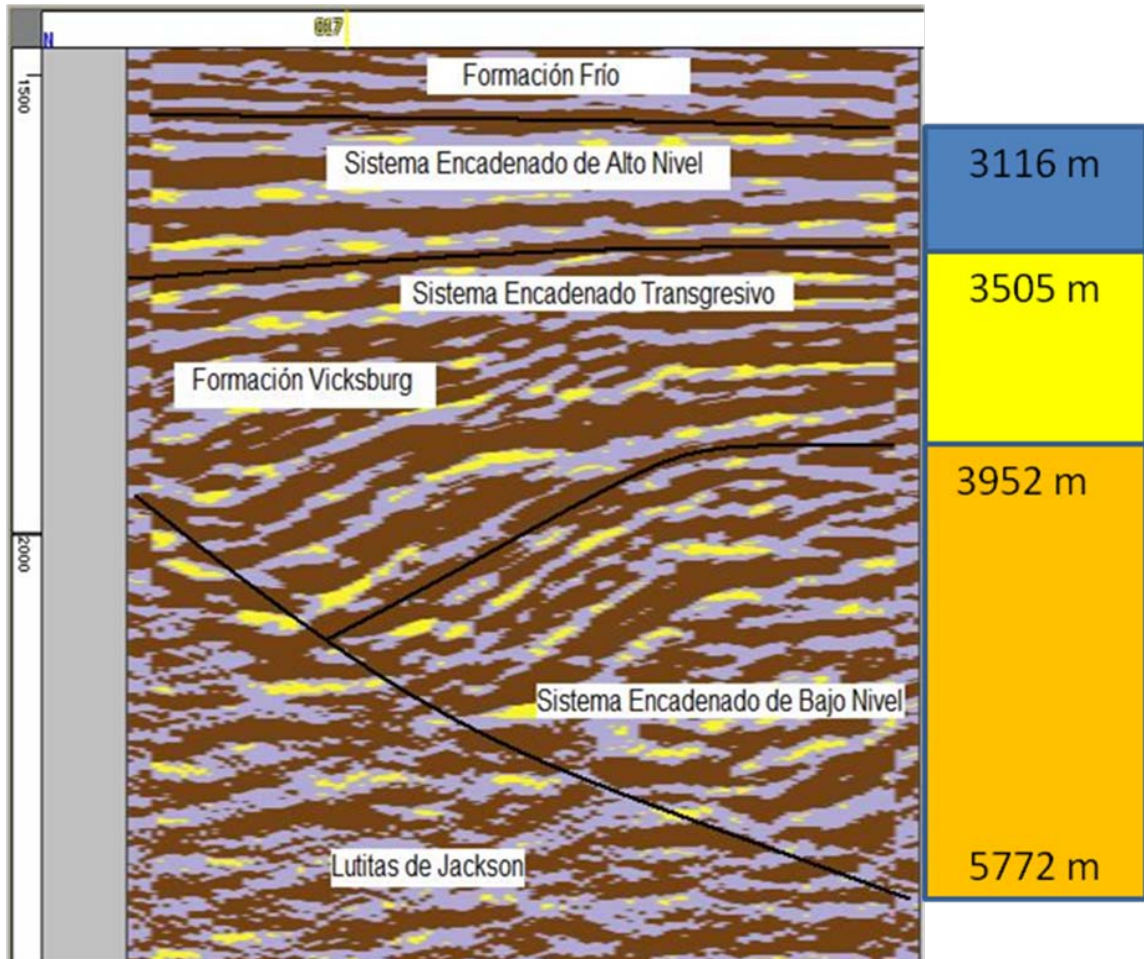


Figura 49. Modelo estratigráfico aproximado propuesto del campo Stratton, Texas. Atributo de Redes Neuronales. Corte "inline" 26.

Vicksburg inferior se encuentra regido por un sistema encadenado de bajo nivel con un espesor de 1800 m aproximadamente dominado por la presencia de intercalaciones de lutitas y areniscas, en el intervalo de espesor de 3952 a 3505 m se encuentra un sistema encadenado transgresivo dominado por la presencia de areniscas arcillosas, en Vicksburg superior se encuentra un sistema encadenado de alto nivel con un espesor de 389 m aproximadamente con posibles intercalaciones de areniscas y lutitas. La Formación Frio se encuentra conformada por intercalaciones de lutitas y areniscas, en el Grupo Jackson se confirma su constitución de lutitas, con presencia de arenas arcillosas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La interpretación geológica de datos sísmicos se hace comúnmente mediante el análisis de los patrones de la amplitud sísmica fase y frecuencia en las vistas de mapa y la sección a través de un área prospectiva. Aunque muchos de los atributos sísmicos se han utilizado para resaltar los objetivos geológicos y definir la roca crítica y las propiedades del fluido, estos tres atributos simples, fase, amplitud y la frecuencia, siguen siendo el pilar de la interpretación geológica de datos sísmicos.

La el atributo de descomposición espectral junto con el de redes neuronales permitió mejorar la calidad de la imagen de los atributos sísmicos creados en este proyecto ya que ayudó a una mejor comprensión de la estratigrafía del campo Stratton, debido a la continuidad de los eventos que pudieron resaltarse, así como la constitución de los mismos, esta información fue corroborada con los estudios anteriores del área.

En el futuro, la combinación de la técnica de Redes Neuronales junto con los atributos sísmicos y métodos estadísticos, permitirán hacer estudios de una manera más económica, ya que con poca información es posible determinar la estratigrafía del área para su futura explotación. Con este método se pudo propagar información litológica de una Formación a otra sin la necesidad de la perforación de nuevos pozos en el área.

La probabilidad de ocurrencia obtenidas con la distancia de Mahalanobis muestra que las arcillas y las arenas arcillosas fueron las mayores, con probabilidades de 0,55 y 1,8 respectivamente, las arenas por otro lado tuvieron una probabilidad de 1,8, concordando con el sistema deposicional expresado por otros autores en trabajos anteriores, lo que indica que el atributo de distancia de Mahalanobis es una herramienta útil en la identificación y seguimiento de facies sísmicas que poseen equivalencia con facies geológicas además de la estimación de la incertidumbre asociada a cada facie.

Los resultados obtenidos con Redes Neuronales fueron validados al utilizar el atributo de distancia de Mahalanobis, en la cual se observan claramente la separación de las poblaciones de las facies de arenas limpias, arenas arcillosas y las arcillas, comprobándose así la efectividad del atributo al momento de realizar una clasificación de facies dentro de un volumen sísmico.

En la Formación Vicksburg las sísmicas estratigráficas generalizadas indican que la sección de inferior (3110m a 3600m. de zonas de areniscas) representan una cuña progradante depositada en un sistema encadenado de bajo nivel (LST) concordando con lo interpretado por Coleman, 1990; Combes 1993; Al-Shaieb et al., 2000. La historia estructural básica del movimiento a lo largo de la falla de crecimiento pueden ser determinados a partir de datos sísmicos. Un engrosamiento visible de intercalaciones de areniscas y lutitas es evidente en el Vicksburg en los intervalos de los 3505 a 3952 m, lo que sugiere que el movimiento a lo largo de la falla fue mayor durante este tiempo. Este intervalo se interpreta como un sistema encadenado transgresivo (TST) de acuerdo con Al-Saieb et al. 1998. El Vicksburg superior y el Grupo Wilson, a los 3116 m se interpretan arenas depositadas de forma progradante en un sistema encadenado de alto nivel (HST). Están representados por unas capas de amplitudes continuas en la sección sísmica.

Los intervalos de espesores de lutitas que separan las areniscas se interpretan como eventos de inundación. La intensidad de la progradación, hundimientos y el retrabajado marino influyen la acumulación de sedimentos marinos y en última instancia, la geometría y distribución del yacimiento. Las areniscas de los 3952 m pueden ser interpretadas como depósitos transgresivos de costa inferior. En el trabajo de investigación de Zuhair Al-Shaieb en el 1998, estas estratificaciones e intercalaciones de areniscas y lutitas contienen una variedad de fósiles trazas incluyendo incluyendo *Paleophycus*, *Planolites*, *Skolithos*, *Teichichnus* y *Zoophycos* que son indicativos de un ambiente de poca profundidad marina.

Las respuestas de amplitud y los resultados de una descomposición espectral varían de acuerdo con el tipo de deposición. Un conocimiento adecuado de la geología del área es fundamental para entender de manera global dónde podrían encontrarse respuestas positivas con respecto a la presencia de hidrocarburos.

Los atributos sísmicos son útiles para la caracterización de yacimientos, sin embargo, es importante contar con pozos exploratorio.

En la aplicación de este tipo de metodología es importante contar con equipos computacionales de gran capacidad, ya que estos permiten realizar más actividades de manera más rápida cuando se cuenta con poca cantidad de información.

Los atributos de transformada de Hilbert y el Laplaciano, permitieron observar la geometría del evento así como su continuidad lateral.

BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS CITADAS

- ✓ Al-Shaieb, Z., J. Puckette, P. Blubaugh, P. Deyhim, and H. Li (1998). *Characterization of the low-contrast 9900-ft sandstone, Vicksburg Formation, TCB field, Kleberg County, Texas*: Topical Report to Gas Research Institute, Document No. GRI- 98/0240.
- ✓ Barreto, Jhanes (2004). *Reconocimiento de Litofacies Aplicando Atributos Sísmicos y Métodos de Clasificación Guiada En Las Parcelas 362-7/362-8/362 9/362-10 del Campo Jobo, Área Mayor de Temblador, Estado Monagas, Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.*
- ✓ Castagna, J.P. (2003). *Application of Spectral Decomposition to gas basins in Mexico: The Leading Edge*, 22(11): 1130-1134
- ✓ Castagna, J.P., Shengjie. S. Siegfried R. W (2003). *Instantaneous Spectral Analysis: Detection of low frequency shadows associated with hydrocarbons. The Leading Edge*, 22(2):120-127
- ✓ Claerbout, J.F. (1976). *Fundamentals of Geophysical Data Processing*. New York: McGraw-Hill, Pgs. 59-62.
- ✓ Ellis, Darwin, J. Singer (2008). *Well logging for Earth Scientist*, Springer pag. 213- 651
- ✓ Galloway, W.E. (1982). *Frío Formation of the Texas Gulf Coast Basin. Depositional Systems, Structural Framework and Hydrocarbon origin, migration, distribution and exploration Potential. Bureau of Economic Geology. University of Texas at Austin. Report of Investigations, p. 1022*

- ✓ Hardage, B. A., Levey, R. A. (2006), *Pendleton, V., Simmons, J., and Edson, R., A 3D seismic case history evaluating fluvially deposited thin-bed reservoirs in a gas-producing property*: Geophysics 59 1650–1665

- ✓ Iloghalu, Emeka M (2003). *Application of Neural Networks Technique in Lithofacies Classifications used for 3-D Reservoir Geological Modelling and Exploration Studies. - A Novel Computer-Based Methodology for Depositional Environment Interpretation. (X-Field Example, Niger Delta, Nigeria)*. AAPG Annual Convention Salt Lake .City , Utah, Mayo, p. 1

- ✓ Levey, Raymond (1994). *3-D Seismic and Well Log Data Set. Fluvial Reservoir System, Stratton Field, South Texas*. Bureau of Economic Geology. University of Texas at Austin.

- ✓ Marfurt, Kurt (2006). *Seismic Attribute Mapping of Structure and Stratigraphy*. SEG Annual Meeting, New Orleans, Louisiana.

- ✓ Pemex, (2006), *Guía de Petrofísica*, p. 93-127.

- ✓ Pabón, Rafael (2009). *Interpretación Sismo Estructural de la Secuencia Sedimentaria del Parque Nacional Aguaro Guariquito, Sector Occidental de la Faja Petrolífera Del Orinoco*. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.

- ✓ Meza, Ronny, O. Salazar, R. Senseviero, A. Espeso (2007). *Generación de Facies Estratigráficas a través del Atributo Sísmico Distancia de Mahalanobis*. Congreso de Geofísica. Caracas, p.1

- ✓ Singh, V (2007). *Neural networks and their applications in lithostratigraphic interpretation of seismic data for reservoir characterization*. The Leading Edge. 20 (10) 1244-1260

- ✓ Sippel, M.A.; Levey, R.A (1991). *Gas Reserve Growth Analysis in Fluvial-Deltaic Reservoir in the Frío and Vicksburg Formations Located in Stratton Field, Onshore Texas Gulf Coast*. SPE 22919. 10 p.337-344.

- ✓ Strecker Uwe (2004). *Seismic Attribute Analysis in hydrothermal dolomite, Devonian Slave Point Formation, Northeast British Columbia, Canada*. SEG Annual Meeting, Denver.