

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UN OPERADOR INTEGRADOR DE LOS PROCESOS SEISMIC SPECTRAL BLUEING (SSB) Y SEISMIC COLOURED INVERSION (SCI): UN CASO DE ESTUDIO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar por el título de Ingeniero Geofísico por:
Br. Hernández A. Barbara M.
Tsu. Alonso L. Wens J.

Caracas, 2016

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UN OPERADOR INTEGRADOR DE LOS PROCESOS SEISMIC SPECTRAL BLUEING (SSB) Y SEISMIC COLOURED INVERSION (SCI): UN CASO DE ESTUDIO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ronny Meza

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar por el título de Ingeniero Geofísico por:
Br. Hernández A. Barbara M.
Tsu. Alonso L. Wens J.

Caracas, 2016

AGRADECIMIENTOS

Barbara:

Principalmente a Dios, sin sus misteriosas maneras este trabajo nunca hubiese llegado a término. A mi madre, quien resistió todos los estados de ánimo que produjo este trabajo. Al profesor Ronny Meza, sin su paciencia y eterna disposición a explicar hasta lo más pequeño este conjunto de páginas y letras sería muy distinto. A todas las personas que creyeron que podía terminar este proyecto y me ayudaron a lograrlo, en especial a Roberto De La Rosa y a Mizael Bravo, ustedes hacen que la geofísica sea una experiencia genial. A Astrid Medina y Cecilio Freitas quienes a pesar de no entender una palabra de mis problemas me escucharon preocuparme y hablar de esto durante todo el año 2016. A los que si entendieron algunas palabras mis compañeros Juan Teixeira y María Alejandra Labrador, les debo gran parte de mi paz y tranquilidad cuando las cosas estaban difíciles.

Wens:

A Dios, que al parecer este trabajo fue más obra de él que de nadie más.

A todos los profesores de la facultad de ingeniería de la Universidad Central de Venezuela y especialmente a los de la escuela de geofísica por mantener la universidad a flote y seguir dando lo mejor de sí formando profesionales de excelencia a pesar de las circunstancias.

A Ronny Meza por ser un excelente tutor y que siempre tuvo la mejor disposición para ayudar. A Yaraixa Pérez por ser un ejemplo como profesional y como persona.

A los geofísicos súper geniales que hicieron esta carrera mucho más llevadera al ser personas con las que pude identificar ciertos aspectos de mi personalidad.

Alonso L. Wens J.

Hernández A. Barbara M.

**DESARROLLO DE UN OPERADOR INTEGRADOR DE LOS PROCESOS
SEISMIC SPECTRAL BLUEING (SSB) Y SEISMIC COLOURED INVERSION
(SCI): UN CASO DE ESTUDIO**

Tutor Académico: Prof. Meza, Ronny. Tesis.

**Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. 2016,
141p.**

Palabras clave: Inversión Sísmica, *Seismic Coloured Inversion*, *Seismic Spectral Blueing*, Impedancia Acústica, Mar Del Norte.

Resumen: En este trabajo se estudiaron en conjunto los procesos *Seismic Spectral Blueing* (SSB) y *Seismic Coloured Inversion* (SCI), el caso de estudio fue el Bloque F3 ubicado en la zona holandesa de Mar del Norte. La metodología empleada consistió en aplicar en primer lugar el proceso SSB para aumentar la resolución del cubo sísmico y seguidamente el SCI para obtener el resultado de una inversión relativa con mayor resolución a este cubo se le llamo SCI_std, posteriormente se tomó el sismograma sintético generado durante la calibración y se le aplicó ambos procesos con el objetivo de poder resolver el problema inverso donde se extrajo el operador por medio deconvolución, lo que resulta en una ondícula que integrara ambos procesos la cual se convolucionó con la sísmica original y se generó el volumen SCI_syn. Tomando como nivel de interés el horizonte FS8 se llevó a cabo un análisis de atributos y de *fissility* tanto en los datos originales como en los obtenidos con *Seismic Spectral Blueing* y *Seismic Coloured Inversion* para observar las distintas herramientas desde el punto de vista de la interpretación que pueden brindar dichos procesos, para finalizar con un cálculo de espesor neto en los volúmenes SCI_std y SCI_syn. Siguiendo esta metodología se logró desarrollar un operador integrador de los procesos SSB y SCI el cual se validó encontrándose una correlación de 68% entre la traza producto del operador generado y la traza producto del proceso en dos pasos. El análisis de *fissility* mostró planos de debilidad con sentido norte-sur y noroeste-sureste que afectan la litología carbonática del

cretácico y las lutitas del nivel terciario, también zonas afectadas por movimientos de sal. Los atributos que lograron caracterizar los yacimientos de edad terciaria fueron semblanza, similitud, descomposición espectral y frecuencia instantánea de Hilbert con los cuales se caracterizó un canal entrelazado, crestas de arena, acuñaamiento en el tope del nivel de interés y una zona gasífera hacia el sur. El atributo 2D de *Net Pay* permitió acotar las zonas que poseen buen espesor que al compararlas con la información encontrada en los atributos y hacer las asociaciones litológicas se pudo determinar que la zona gasífera en el sur posee buenas cualidades para un pozo de avanzada, el error promedio para el *Net Pay* en ambos volúmenes fue de 1.91145 m en el mapa SCI_std y 0.7552 m para el mapa SCI_syn. La mejoría en las frecuencias con el proceso SSB y SCI fue de aproximadamente 22 Hz mejorando la resolución vertical en 2.11 metros aproximadamente, una vez desarrollado el operador el tiempo computacional necesario para realizar SSB y SCI en un solo paso es considerablemente menor en comparación al proceso en dos pasos, siendo necesarias 600 horas para generar un volumen SCI_std y solo minutos para generar el volumen SCI_syn. La metodología seguida en este trabajo puede aplicarse a cuencas venezolanas como por ejemplo los estudios en la Faja Petrolífera del Orinoco para lo cual se recomienda disponer de un mayor número de pozos y usar el software matemático Matlab dada su alta compatibilidad con Octave.

Caracas, Noviembre, 2016

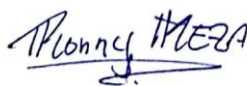
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Barbara Hernández y el Técnico Superior Universitario Wens Alonso, titulado:

**“DESARROLLO DE UN OPERADOR INTEGRADOR DE LOS PROCESOS
SEISMIC SPECTRAL BLUEING (SSB) Y SEISMIC COLOURED INVERSION
(SCI): UN CASO DE ESTUDIO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.


Prof. Jesús González
Jurado


Prof. Vincenzo de Lisa
Jurado


Prof. Ronny Meza
Tutor Académico

INDICE DE CONTENIDO

CAPITULO I	18
INTRODUCCIÓN.....	18
OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	19
Objetivos Generales.....	19
Objetivos Específicos	19
JUSTIFICACIÓN	19
UBICACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	20
ANTECEDENTES	20
CAPITULO II.....	23
MARCO GEOLÓGICO	23
MARCO ESTRUCTURAL	24
Orogénesis Caledoniana	24
Orogénesis Varisca (Herciniana).....	25
Fase Kimmeridgiense	25
Fase Compresional Alpina.....	26
MARCO ESTRATIGRÁFICO.....	27
Carbonífero	28
Pérmico	29
Triásico	29
Jurásico	30
Jurásico Temprano y Medio	30
Jurásico Superior	31
Cretácico	31
Cretácico Temprano	31

Cretácico Tardío	32
Terciario y Cuaternario.....	32
CAPITULO III	35
MARCO TEÓRICO	35
SÍSMICA DE REFLEXIÓN	35
Impedancia acústica.....	35
Serie de reflectividad	36
Representación en series de Fourier de señales periódicas continuas y discretas....	36
Transformadas de Fourier y Espectros Continuos.....	37
La Transformada de Fourier Discreta.....	37
La Relación Inversa Entre Tiempo y Frecuencia	38
Espectro continuo	39
Resolución Sísmica	40
Ancho de banda	41
Modelo convolucional	42
INVERSIÓN SÍSMICA	43
Inversión Relativa.....	44
Inversión Determinística.....	45
Inversión simultánea.....	46
Inversión elástica	47
Inversión estocástica.....	47
<i>Seismic Spectral Blueing (SSB)</i>	48
<i>Seismic Coloured Inversion (SCI)</i>	48
ATRIBUTOS SÍSMICOS	50
Clasificación de atributos sísmicos	50

Atributos de amplitud	50
Atributos de frecuencia.....	50
Atributos de Traza Compleja.....	51
Atributos estadísticos.....	53
Atributos geométricos	53
Descomposición espectral	54
ESPESOR NETO	55
CAPITULO IV	55
MARCO METODOLÓGICO	55
DATOS DISPONIBLES	56
Carga del volumen sísmico	59
Carga de los registros de pozo	60
CALIBRACIÓN	62
Corrección del registro sísmico usando <i>Checkshots</i>	62
Zona de interés.....	71
Resolución vertical.....	75
<i>SEISMIC SPECTRAL BLUEING Y SEISMIC COLORED INVERSION.....</i>	<i>77</i>
<i>Seismic Spectral Blueing</i>	<i>77</i>
<i>Seismic Colored Inversion.....</i>	<i>82</i>
OPERADOR INTEGRADOR.....	87
ATRIBUTOS.....	89
Semblanza	89
Similitud	90
Descomposición espectral	90
Frecuencia Instantánea	93

ESTIMACIÓN DE ARENA NETA	93
Calculo de RMS	93
RMS en Horizonte	93
Relación Espesor-RMS	95
CAPITULO V	97
<i>SEISMIC SPECTRAL BLUEING (SSB)</i>.....	97
ANÁLISIS DE ATRIBUTOS	99
Semblanza.....	99
Descomposición Espectral.....	102
Frecuencia instantánea.....	110
Similitud	113
<i>SEISMIC COLORED INVERSION (SCI)</i>.....	115
OPERADOR INTEGRADOR.....	122
ANALISIS DE <i>FISSILITY</i>.....	124
ESTIMACIÓN DE ESPESOR NETO	130
CAPÍTULO VI	133
CONCLUSIONES	133
RECOMENDACIONES	134
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	135
ANEXOS	140

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Bloque F3, Graben Central, Mar del Norte (Modificado de Madriz, 2015).	20
Figura 2. Mapa de las provincias geológicas presentes en el Mar del Norte (Modificado de Gautier, 2005).	23
Figura 3. Orogénesis Caledoniana (Modificado de magdale.co.uk).	24
Figura 4. Orogénesis Varisca (Modificado de magdale.co.uk).	25
Figura 5. Fase Kimmeridgiense (Madriz, 2015).	26
Figura 6. Fase, después del rift. Ambiente compresional (Modificado de: The Millenium Atlas, 2003).	27
Figura 7. Columna estratigráfica de la zona holandesa de Mar del Norte.	28
Figura 8. Esquema de la secuencia terciaria en el Mar del Norte según Tigrek en 1998 (Modificado de Tetyukhina, y otros, 2010).	34
Figura 9. Pulso sinc y transformada de Fourier (Haykin-Moher, 2007).	39
Figura 10. Esquema general del modelo convolucional (Modificado de ARK CLS, 2008).	43
Figura 11. Sísmica convencional (izquierda) y <i>Coloured Inversion</i> (derecha) donde el verde representa el máximo valor negativo y el purpura el máximo valor positivo.	44
Figura 12. Impedancia acústica relativa (izquierda) y absoluta (derecha), (Barclay y otros, 2008).	45
Figura 13. Inversión determinística (modificado de Francis, 2014).	46
Figura 14. Cross plot de 4 registros de impedancia de un campo en Mar del Norte, graficados en un eje de frecuencias para mostrar la tendencia lineal. El gradiente de esta tendencia lineal determina alpha. (Lancaster y Whitcombe, 2000).	49
Figura 15. Traza compleja.	52
Figura 16. Visualización en 3 dimensiones de los datos sísmicos.	56
Figura 18. Determinación de fase cero a partir de la observación de rasgos geológicos.	58
Figura 19. Cubo de impedancia acústica.	58
Figura 20. Importación del volumen sísmico en OpendTect.	60
Figura 21. Pantalla " <i>Manage wells</i> ", para crear y editar información de pozos.	60
Figura 22. Conversión metros a pies del registro sónico.	63
Figura 23. Multiplicación entre delta de tiempo y delta de profundidad.	63

Figura 24. Tiempo Simple.	63
Figura 25. Tiempo doble.	63
Figura 26. Ecuación de ajuste para el pseudo- <i>checkshot</i>	64
Figura 27. Deriva para cada punto en el <i>checkshot</i>	64
Figura 28. Deriva del registro sónico.	65
Figura 29. Ecuación de la recta para la corrección.	65
Figura 30. Deriva del pseudo- <i>checkshot</i>	65
Figura 31. Sónico corregido.	66
Figura 32. Registro sónico y <i>checkshot</i> sin corregir (izquierda), registro sónico corregido y <i>checkshot</i> (derecha).	67
Figura 33. Comparación de datos de impedancia acústica de pozo con y sin filtrado.	68
Figura 34. Ejemplo de ondícula de Ricker de 30hz.	69
• Figura 35. Ejemplo de traza sintética generada.	70
Figura 36. Sismograma sintético en la ubicación de pozo F03-04 (Inline 442).	71
Figura 37. Ambientes sedimentarios presentes en el Bloque F3 (Modificado de Brouwer y otros, 2008).	71
Figura 38. Indicador de hidrocarburo en Inline 235.	72
Figura 39. Despliegue de registros para el pozo F02-01.	72
Figura 40. Despliegue de registros para el pozo F06-01.	73
Figura 41. Despliegue de los pozos F06-1 (izquierda) y F02-01 (derecha).	74
Figura 42. Zona de interés resaltada en <i>inline</i> 362.	74
Figura 43. Horizonte FS8 en <i>inline</i> 252 (verde).	75
Figura 44. Impedancia acústica y espectro de amplitud para la ventana de interés en el pozo F03-4.	76
Figura 45. Ventana emergente de atributos 3D con <i>Spectral Blueing</i> seleccionado.	77
Figura 46. Interfaz de la aplicación <i>Seismic Spectral Blueing</i>	78
Figura 47. Ventana <i>Select Input Data</i> en la pestaña <i>Input Seismic</i> señalando los parámetros de la muestra sísmica.	78
Figura 48. Ventana <i>Select Input Data</i> en la pestaña <i>Input Well Logs</i> con los parámetros usados para evaluar los registros de impedancia acústica.	79

Figura 49. Área de graficas de <i>Seismic Spectral Blueing</i> : (1) Espectro de las 100 trazas seleccionadas del cubo sísmico, (2) Espectro promedio de las trazas sísmicas (rojo) y el espectro promedio a utilizar (negro), (3) Registro de impedancia para cada pozo empleado, (4) Coeficientes de reflexión calculados a partir del registro de impedancia de cada pozo, (5) Espectro de los coeficientes de reflexión, (6) Espectro promedio de los coeficientes de reflexión, (7) Ajuste de curva realizado al espectro de los coeficientes de reflexión (verde) con el promedio del espectro de la sísmica en rojo y el operador <i>Spectral Blueing</i> en azul, (8) Operador <i>Spectral Blueing</i> en tiempo, (8) Espectro de coeficiente de reflexión a partir de los pozos en verde en coincidencia con el espectro promedio de la sísmica en color rojo y el operador residual con amplitud cero, (10) En negro el coeficiente de reflexión obtenido con los pozos y el rojo el espectro promedio de las trazas sísmicas .	81
Figura 50. Ventana de atributos 3D.	82
Figura 51. Interfaz de <i>Seismic Colored inversion</i> .	82
Figura 52. Ventana de <i>Select Input Data</i> .	83
Figura 53. Ventana Input Well Logs.	84
Figura 54. Área de graficas de <i>Seismic Colored Inversion</i> (1) Espectro de las 100 trazas seleccionadas del cubo sísmico, (2) Espectro promedio de las trazas sísmicas (rojo) y el espectro promedio a utilizar (negro), (3) Registro de impedancia para cada pozo empleado, (4) Impedancia de cada pozo con la tendencia removida, (5) Espectro de la impedancia acústica para los 4 pozos, (6) Espectro promedio para los pozos en rojo y el ajuste a una curva en color negro, (7) Espectro suavizado de la impedancia acústica (verde) con el promedio del espectro de la sísmica en rojo y el operador <i>Coloured Inversion</i> en azul, (8) Operador <i>Coloured Inversion</i> en tiempo, (8) Espectro suavizado de la impedancia acústica a partir de los pozos en verde en coincidencia con el espectro promedio de la sísmica en color rojo y el operador residual con amplitud cero, (10) En rojo el espectro promedio de los datos invertidos y en negro el espectro suavizado.	86
Figura 55. Operador <i>SCI_std</i> (izquierda) y Operador <i>SCI_syn</i> (derecha).	88
Figura 56. Ventana atributo de Semblanza.	89
Figura 57. Ventana atributo de Similitud.	90
Figura 58. Espectro de amplitud para Inline 442.	91
Figura 59. Ventana de atributo Descomposición Espectral.	91

Figura 60. Espectro de tiempo-frecuencia para los pozos F02-1 y F03-2.....	92
Figura 61. Descomposición espectral.	92
Figura 62. Aspecto de la descomposición espectral aplicado en modalidad RGB.	92
Figura 63. Ventana atributo de Frecuencia Instantánea de Hilbert.	93
Figura 64. Opción Stratal Amplitude.	93
Figura 65. Inline 442 correspondiente a la intercepción con el pozo F03-4 desplegado en el módulo 2D viewer usando el modo wiggle para observar el ciclo de la señal.	94
Figura 66. Ventana Stratal Amplitude.	94
Figura 67. Relación espesor-RMS para el cubo SCI_std.	95
Figura 68. Creación de atributo RMS.	96
Figura 69. Inline 425 antes (izquierda) y después (derecha) de SSB, las flechas azules señalan la mejoría en la resolución. El espectro de amplitud efectivamente posee la forma observada en la gráfica 10 en el paso a paso de SSB donde se aprecia desplazado hacia la derecha teniendo valores más altos de frecuencia.	97
Figura 70. Zoom a Inline 425 antes (Arriba) y después (Abajo) de SSB, las flechas señalan zonas donde se puede observar mejora en el detalle y las líneas delinear la mejoría en la terminación estratigráfica.	98
Figura 71. Zoom a Crossline 775 antes (Izquierda) y después (Derecha) de SSB.	98
Figura 72. Anomalías de amplitud positiva en sísmica original para el horizon slice en FS8 (izquierda) y SSB (derecha).	99
Figura 73. Mapa de semblanza aplicado al volumen original (arriba) y al volumen de SSB (abajo) en el nivel FS8.	100
Figura 74. Anomalía por canal fluvial en el Inline 559 a los 627 ms.	101
Figura 75. Intrusión Salina en el Inline 722.	102
Figura 76. Comparación de espectro de Tiempo-Frecuencia y registro Gamma Ray para ambos cubos sísmicos en los pozos F03-02 (arriba) y F06-01 (abajo).	103
Figura 77. RGB blending sombrío en la sísmica original en el nivel FS8.	104
Figura 79. Mapa de iso-frecuencias bajas para SO (arriba) y para el volumen SSB (abajo) en el nivel FS8 con paleta de colores opaca en las bajas frecuencias.	105
Figura 80. Mapa de iso-frecuencias medias para el volumen sísmico original (arriba) y para SSB (abajo) en el nivel FS8 con paleta de colores opaca en las bajas frecuencias.	106

Figura 81. Inline 204 con presencia de canal fluvial a los 794 ms.....	107
Figura 82. Mapa de iso-frecuencias altas para el volumen sísmico original (arriba) y para el volumen SSB (abajo) en el nivel FS8 con paleta de colores opaca en las bajas frecuencias.	108
Figura 83. RGB Blending de atributos, mapa para la sísmica original (arriba) y mapa para sísmica mejorada con canal fluvial señalado en negro (abajo) en la superficie FS8. Con flechas rojas se delinean rasgos mejor delineados y en líneas azules se señalan canales de menor tamaño a lo largo del horizonte.	109
Figura 84. Frecuencia instantánea aplicado al volumen original (arriba) y al volumen de SSB (abajo).....	110
Figura 85. Zoom a canal fluvial en zona 1.	111
Figura 86. Tipos de canales formados con distintas pendientes, en perfil sísmico comparado corresponde al inline 559 (Modificado de: Agencia de protección ambiental de los EEUU).	111
Figura 87. Acuñaamiento de la capa en la parte superior al horizonte FS8 a los 891 ms....	112
Figura 88. Inline 720 (izquierda) y Crossline 1230 (derecha), nótese las zonas de baja cobertura marcadas por el color blanco.	113
Figura 89. Mapa de similitud aplicado al volumen original (abajo) y al volumen de Seismic Spectral Blueing (arriba) en un horizon-slice en el nivel FS8.....	114
Figura 90. Crestas de arena en Mar del Norte actual con contornos de profundidad.....	115
Figura 91. Inline 425 antes (izquierda) y después (derecha) de SCI, las flechas azules indican los eventos donde se mantiene el alto contraste en la impedancia.	115
Figura 92. <i>Crossplot</i> Impedancia vs. SCI vs. Porosidad.....	116
Figura 93. Perfiles de SCI en la ubicación de los pozos F02-1 (izquierda) y F03-2 (derecha).	117
Figura 94. Cubo de impedancia acústica incluido en los datos (arriba) y cubo generado por SCI (abajo) para el <i>inline</i> 425.....	118
Figura 95. Cubo de Impedancia Acústica incluido en los datos (arriba) y cubo generado por SCI (abajo) para el <i>crossline</i> 775.	118
Figura 96. Zoom a Inline 245 y el crossline 775 ilustrando el clinoformo en la zona deltaica.....	119

Figura 97. Horizon-slices al nivel FS8 interceptado con cubo de impedancia absoluta (arriba) y FS8 interceptado con cubo SCI_std (abajo).	120
Figura 98. Sectores de interés litológico en el mapa de Seismic Coloured Inversion donde el color amarillo representa arenas limpias y la tonalidad verde arenas con alto contenido de arcilla.	121
Figura 99. Ruta de migración de gas por fallas relacionadas a la intrusión salina en el inline 704 (izquierda) y por fallamiento profundo relacionado a halokinesis para el inline 304 (Derecha).	121
Figura 100. SSB y SCI aplicado al sismograma sintético junto al corte Inline 441 ilustrando los atributos SSB (izquierda) y SCI (derecha).	122
Figura 101. <i>Inline</i> 425 en el cubo SCI_syn (arriba) y <i>Inline</i> 425 en el cubo SCI_std (abajo).	123
Figura 102. Intersección de horizonte FS8 con SCI_std (arriba) y SCI_syn (abajo).	124
Figura 103. Evaluación de formaciones para el pozo F06-01 (Composite Log disponible en www.nlog.nl).	125
Figura 105. <i>Crossplot</i> entre impedancia y <i>Gamma Ray</i> incluyendo todos los pozos, ilustrando los conglomerados para diferentes contenidos de arcillosidad.	127
Figura 106. Vista en 3D de un horizon-slice en el nivel FS8 mostrando el atributo de impedancia.	128
Figura 107. Vista 3D de las fallas visibles en el Bloque F3, interceptando un horizon slice del atributo de semblanza realizado en la sísmica con SSB.	129
Figura 108. Time slice de atributo de semblanza en cubo sísmico mejorado a los 884 ms, donde la paleta de colores resalta los valores con mayor discontinuidad.	129
Figura 109. Histograma para el mapa de espesores en el cubo SCI_std (derecha) y para el cubo SCI_syn (izquierda).	131
Figura 110. Mapas de espesor neto para SCI_std (arriba) y para el volumen SCI_syn (abajo), la escala se muestra en milisegundos.	132

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características del volumen sísmico 3D.....	56
Tabla 2. Inventario de pozos.....	59
Tabla 3. Zona de interés.	75
Tabla 4. Resolución vertical de la sísmica en la ubicación de cada pozo.	76
Tabla 5. Resolución vertical para la sísmica original, el volumen SCI_std y SCI_syn.	89
Tabla 6. Datos de RMS y espesores para cada pozo en SCI_std.	95
Tabla 7. Datos de RMS y espesores para cada pozo en SCI_syn.....	95
Tabla 8. Diferencia entre espesores observados y obtenidos para SCI_std.....	130
Tabla 9. Diferencia entre espesores observados y obtenidos para SCI_syn.....	130

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La sísmica 3D convencional ha brindado la claridad suficiente para caracterizar y cubrir las necesidades en el campo de la exploración petrolera desde su creación en los años 60; la aplicación de este método como herramienta para disminuir la incertidumbre en un área ha sido demostrada en campos y proyectos alrededor del mundo. Actualmente, la industria petrolera en la creciente necesidad de descubrir yacimientos de diversa índole como por ejemplo, en trampas estratigráficas y capas delgadas, ha desarrollado investigaciones para descubrir nuevas técnicas y métodos para un mayor aprovechamiento de los datos y así obtener una visión más clara del subsuelo, de manera que la interpretación geológica sea cada vez más específica y fiel a la realidad, como ejemplo de estos avances se puede mencionar los estudios de entonación que permiten disminuir la incertidumbre con respecto al espesor real de un yacimiento. La interpretación de aspectos estratigráficos a partir de un volumen sísmico requiere un alto nivel de resolución, lo que implica un procesamiento de punta que conserve el mayor rango de frecuencias; aun realizando este proceso se puede tener incertidumbre considerable a la hora de presentar resultados. Entre las nuevas técnicas que están en desarrollo para amplificar el ancho de banda del volumen sísmico y aumentar la resolución a partir de datos de pozo, resaltan el *Seismic Coloured Inversion* (SCI) desarrollado por Lancaster y Whitcombe (2000) y *Seismic Spectral Blueing* (SSB) propuesto por Kumar y otros (2014). El SSB recupera las altas resoluciones a partir de los datos de pozo y SCI es un proceso cuyo objetivo es realizar la inversión sísmica de los datos en pro de obtener los valores de impedancia acústica para el volumen sísmico, se puede tener problemas de compatibilidad dado que ambos procesos funcionan con parámetros distintos. En la presente investigación se propone un operador que realiza estos procesos de manera simultánea usando solo un set de parámetros, el cual genera un atributo que aumenta la resolución vertical y lateral del volumen al cual posteriormente se le aplica un atributo intervalico 2D RMS para generar un mapa de espesores o “*Net Pay*” con sentido geológico usando los datos invertidos con el proceso SCI y el volumen sísmico de banda ancha obtenido con el operador con el objetivo de evaluar la mejor respuesta. Se espera aportar información

al área de la metodología en el estudio de sísmica de banda ancha y generar conocimiento que pueda optimizar el flujo de trabajo en la exploración petrolera.

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Para la realización de esta investigación se proponen dos objetivos generales y a su vez se plantean una serie de objetivos específicos los cuales permitirán realizar este estudio de manera óptima:

Objetivos Generales

- Desarrollar un operador integrador de los procesos *Seismic Spectral Blueing* (SSB) y el *Seismic Coloured Inversion* (SCI) que permita la recuperación del mayor contenido de frecuencias en un volumen de datos sísmicos.
- Validar al operador usándolo en el modelo estructural de un caso de estudio.

Objetivos Específicos

- Realizar un estudio de *fissility* (planos de debilidad) al reservorio.
- Determinar los atributos que mejor correlacionan con las propiedades físicas del reservorio.
- Derivar los atributos, usando datos de sísmica convencional y sísmica banda ancha.
- Analizar la mejor respuesta con base a la elaboración de un mapa sísmico “*Net Pay*” con sentido geológico para el paquete de datos.

JUSTIFICACIÓN

La inversión sísmica permite estimar propiedades cuantitativas de las rocas dentro de un volumen sísmico a partir de su reflectividad lo que resulta en mejores interpretaciones en el ámbito de la porosidad o la arena neta, realizar estos estudios en datos con resolución mejorada aumenta la eficiencia en el estudio disminuyendo la incertidumbre y reduciendo el riesgo con el objetivo de realizar estimaciones lo más cercanas a la realidad siendo esta la meta de toda caracterización de un reservorio. Un beneficio de mejorar estos procesos se traduce en obtener resultados fiables usando una metodología abreviada.

UBICACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

Los datos utilizados para la presente investigación corresponden al bloque F3 ubicado en el Graben Central del Mar del Norte, el cual pertenece al sector Holandés. Estos datos de sísmica 3D fueron adquiridos durante los años 70 para la exploración de yacimientos de petróleo y gas, su ubicación se observa en la figura 1.

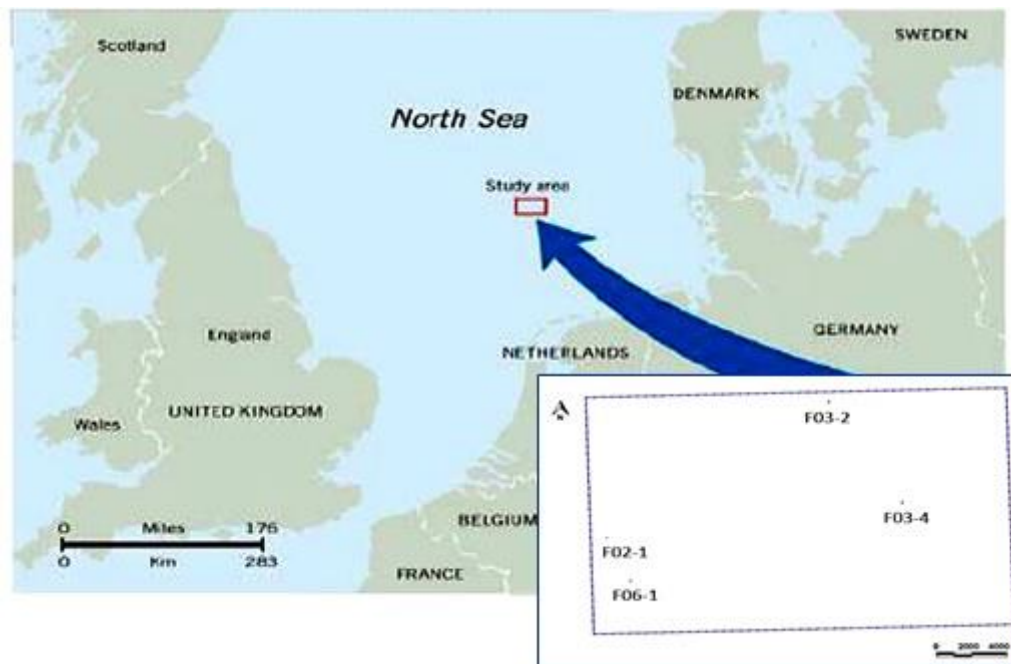


Figura 1. Bloque F3, Graben Central, Mar del Norte (Modificado de Madriz, 2015).

ANTECEDENTES

Las siguientes investigaciones fueron de suma importancia para el presente trabajo:

- Ferguson R. y Margrave G (1996) “A simple algorithm for band-limited impedance inversion”

Basándose en la metodología descrita por Waters en 1978 los investigadores implementaron un algoritmo de inversión sísmica en el que recuperaban las bajas frecuencias, que normalmente se pierden en la sísmica en el momento de procesar y eliminar las estáticas residuales, a partir de los datos de pozo.

El método de Waters puede ser resumido en los siguientes pasos:

1. Obtener la impedancia acústica de los registros de densidad y sónico corregidos, llevados a tiempo y calibrados con la sísmica.
2. Calcularle la tendencia lineal de compactación a los datos de impedancia y extraerla.
3. Pasar los datos de impedancia al dominio de la frecuencia aplicándole la transformada de Fourier.
4. Crear un filtro paso bajo y filtrar el espectro de amplitud.
5. Obtener los datos de impedancia acústica de la sísmica en la ventana de interés y pasarlos al dominio de la frecuencia utilizando la transformada de Fourier.
6. Aplicarle un factor escalar de escalamiento al espectro de amplitud de la sísmica para llevarla al mismo orden de magnitud del espectro de amplitud del pozo.
7. Sumar los espectros.
8. Regresar al dominio del tiempo aplicando la transformada inversa de Fourier.
9. Añadir la tendencia de compactación extraída en el paso 2.

Los algoritmos usados por Ferguson para implementar la transformada y la transformada inversa de Fourier son de código abierto y están disponibles en línea y fueron usados en la presente investigación para pasar los datos de amplitud del dominio del tiempo al de la frecuencia y viceversa.

- Lancaster & Whitcombe (2000) “Fast-track ‘coloured’ inversion”

Los autores generan un algoritmo que involucra derivar un operador que logre transformar el espectro de amplitud de un volumen sísmico al espectro de amplitud de la impedancia acústica a partir de registros de pozo con un cambio de fase de 90° , esta nueva técnica fue llamada Colored Inversion y mostró buenos resultados al ser comparada con inversión sparse-spike.

- Blache-Fraser & Neep (2004) “Increasing seismic resolution using spectral blueing and colored inversion: Cannonball field, Trinidad”

En esta investigación se aplica la metodología de realizar un aumento de resolución al volumen sísmico utilizando Seismic Spectral Blueing y posteriormente se lleva a cabo el proceso de Colored Inversion a la arena de interés TP65 presente en el campo Cannoball ubicado en Trinidad y Tobago, dicho flujo de trabajo permite caracterizar de manera óptima el reservorio en donde se estudió la presencia de canales y otras características. Esta metodología represento la guía principal para este trabajo en el que se persigue un objetivo

similar, con la salvedad de que está previsto construir un operador que permita transformar el volumen de amplitud Post Stack Time Migration a un atributo SSB-SCI en un solo paso.

CAPITULO II

MARCO GEOLÓGICO

La zona de estudio se encuentra ubicada dentro de los límites de la cuenca Graben Mar del Norte (figura 2), la cual es enteramente offshore y agrupa aguas territoriales de Dinamarca, Alemania, Holanda, Noruega y el Reino Unido. La tectónica extensional y rifting abortado son fundamentales para la distribución del petróleo y el gas a lo largo de esta cuenca. El Graben Mar del Norte se estima que contiene entre 4.3 y 25.6 billones de barriles de petróleo convencional sin descubrir, de los cuales el Graben Central (Zona sur) posee 1.7 a 8.8 billones de barriles. En el ámbito del gas natural, el Graben Mar del Norte contiene aproximadamente entre 11.8 y 75 trillones de pies cúbicos de gas natural sin descubrir, de este total, el Graben Central aporta entre 4.5 y 27.1 trillones de pies cúbicos (Gautier, 2005). En cuanto a características del crudo en la zona se ha encontrado petróleo de 45-47° API con gas asociado y petróleo ligero de 31° API (Van Hulten, 2009).

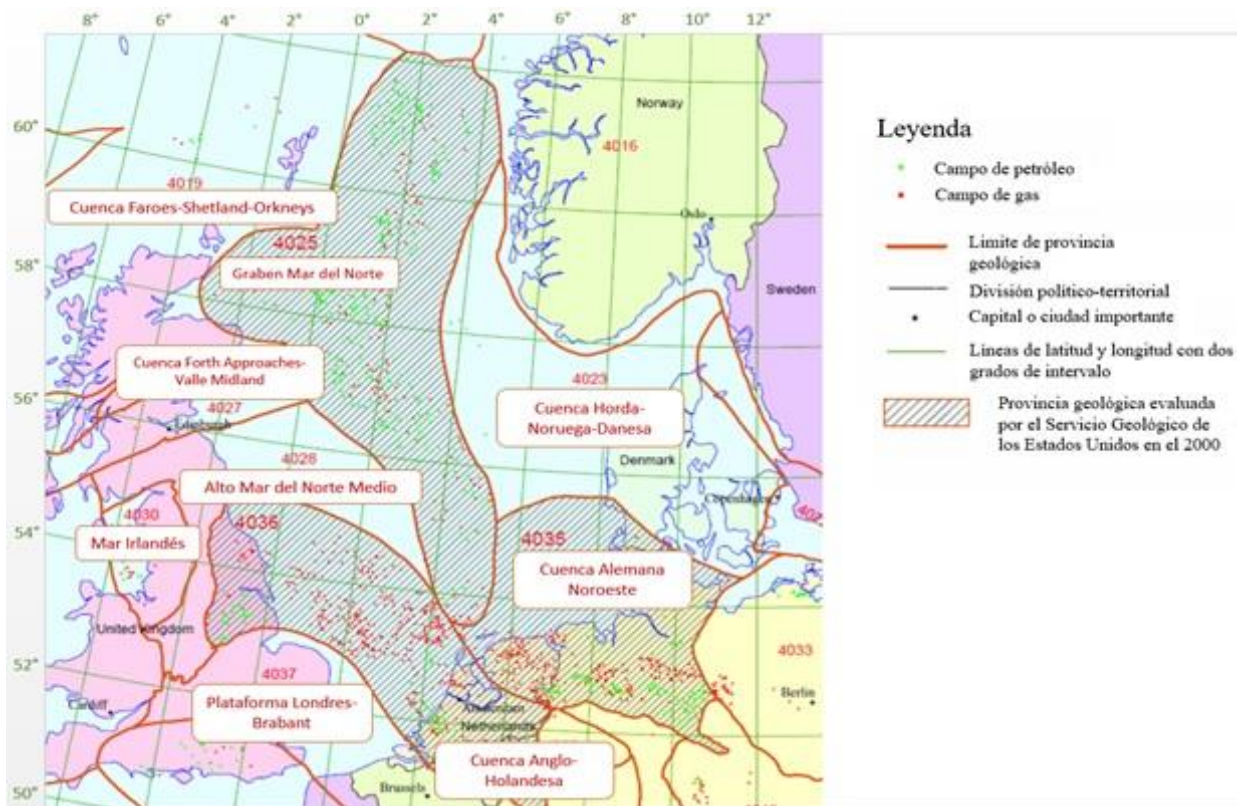


Figura 2. Mapa de las provincias geológicas presentes en el Mar del Norte (Modificado de Gautier, 2005).

MARCO ESTRUCTURAL

El desarrollo estructural de la cuenca del Mar del Norte se aprecia mejor relacionando los grandes eventos tectónicos que la influenciaron.

Orogénesis Caledoniana

La orogénesis caledoniana (figura 3) ocurrió entre el cámbrico tardío y en devónico temprano y refleja la colisión de los continentes proterozoicos tardíos de Laurentia, Báltica y Avalonia. La información sobre las deformaciones y procesos en esta etapa están reducidos al estudio de núcleos, por lo tanto hay incertidumbre con respecto a la correlación de los cinturones de plegamiento generados en esta época, las Caledónidas (Cinturón orogénico Irlandés-Escoses-Escandinavo) forman un cinturón con tendencia NW-SE hacia el noroeste de Europa. Está compuesta por su mayoría por rocas ígneas y metamórficas altamente deformadas las cuales conforman el basamento de la cuenca del Mar del Norte. La mayoría de las cuencas formadas en este periodo de tiempo luego fueron sobrecargadas por el período Varisco (Plant, y otros. 2003).

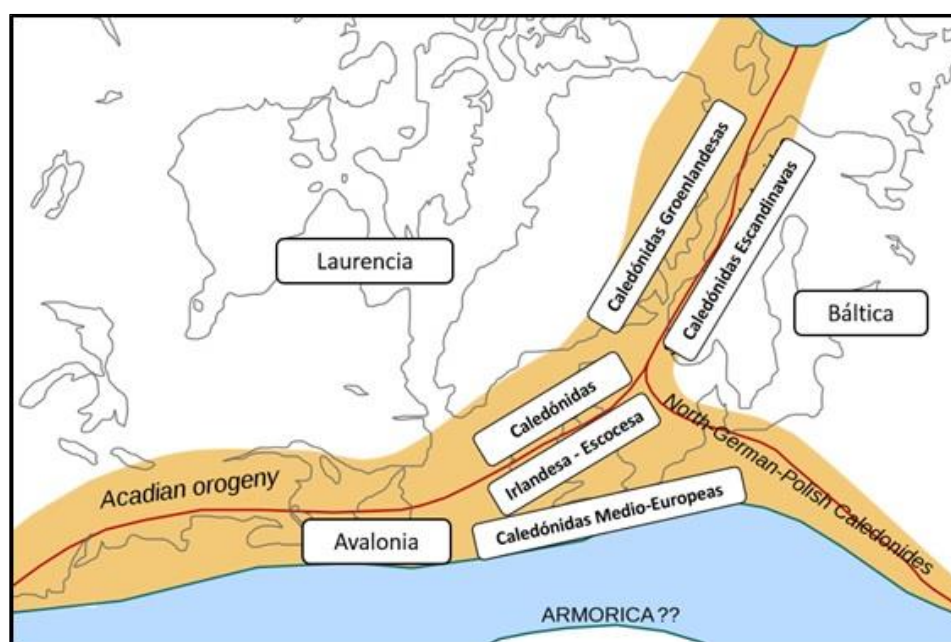


Figura 3. Orogénesis Caledoniana (Modificado de magdale.co.uk).

Orogénesis Varisca (Herciniana)

Esta fase ocurrió durante el paleozoico tardío, desde el devónico tardío hasta el pérmico temprano (figura 4). Este ciclo involucro el ensamblaje del ultimo supercontinente en la tierra – Pangea. En este momento casi todos los continentes estaban distribuidos en una masa cortical N-S aproximadamente. La cuenca Rhenish en el subsuelo de Holanda, Alemania del norte y el sur del Mar del Norte se extiende hacia el norte en los rifts del Devónico y el Carbonífero (Plant y otros. 2003). Muchas de las fallas visibles en el nivel correspondiente a Rotliegend son remanentes del patrón de fallas del carbonífero tardío que fue originado por movimientos durante ciclo de orogénesis. En sus últimas etapas esta orogénesis resultó en un rifting transtensional el cual generó un número de cuencas pull-apart hacia el noreste de Alemania y en el este de Polonia (Ziegler, 1990).

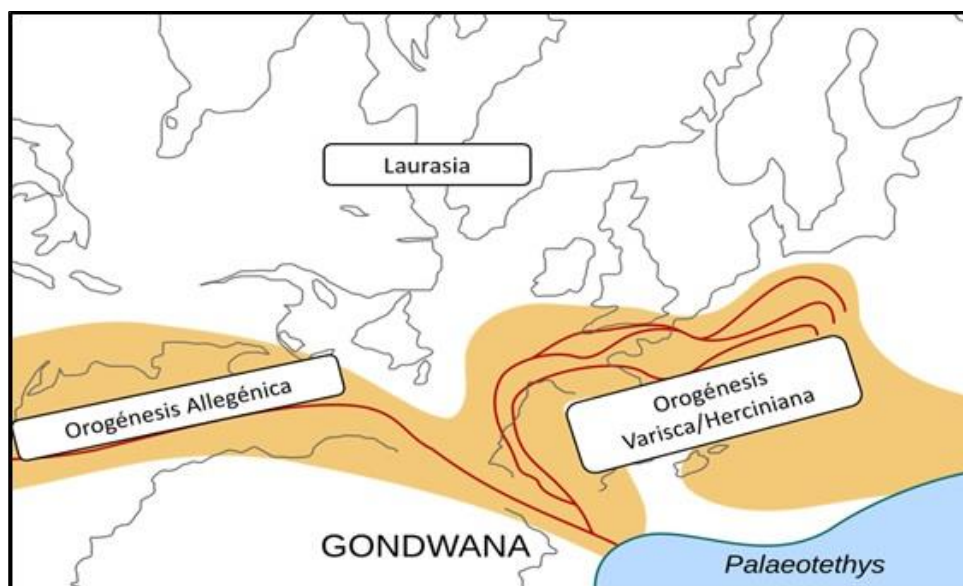


Figura 4. Orogénesis Varisca (Modificado de magdale.co.uk).

Fase Kimmeridgiense

Siguiendo a la consolidación de Pangea, el supercontinente rápidamente comenzó a mostrar signos de inestabilidad. La fase kimmeridgiense marcó el principio de la ruptura de Pangea, dada la reactivación de fallas preexistentes que luego de la compresión Varisca y la formación de nuevos rifts en el Pérmico y el Triásico, permitieron el desarrollo de numerosas cuencas sedimentarias (Plant *et al* 2003), ideales para la generación de hidrocarburos debido a sus condiciones anóxicas y los depósitos de materia orgánica. Esta etapa está caracterizada

por un rift abortado (figura 5). Durante el triásico esta área fue cubierta por mar cálido y de poca profundidad, dada la baja actividad tectónica y el continuo aporte de sedimentos, este nivel es buen reservorio y buena roca madre por igual.

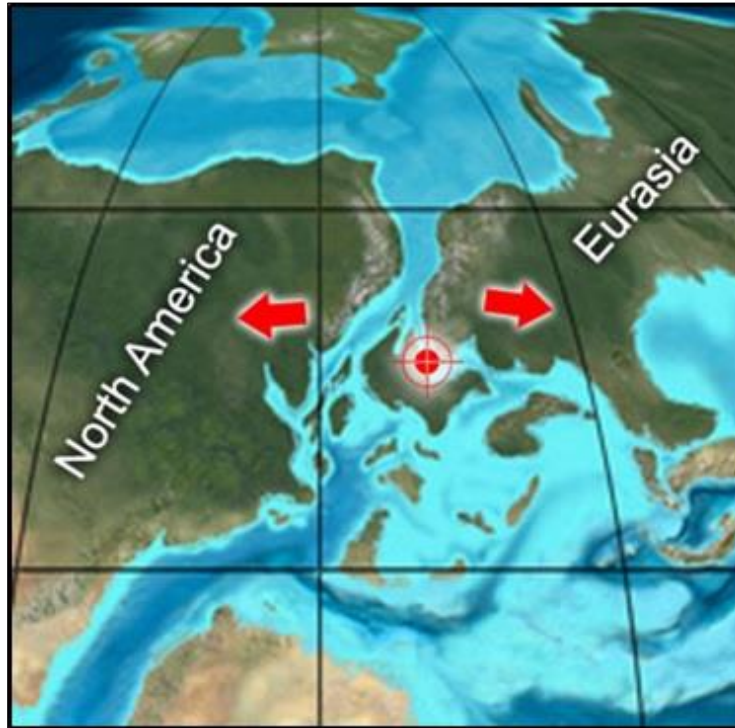


Figura 5. Fase Kimmeridgiense (Madriz, 2015).

Hacia el final de este ciclo un pequeño rift dio origen al graben vikingo en la parte norte del Mar del Norte, cerca de la costa este de escocia una ramificación con tendencia al este se convirtió en lo que hoy en día se conoce como la cuenca Moray Firth. Durante esta época la tectónica de sal fue activada por el rifting lo que originó buenas trampas de tipo estructural relacionadas a diapiros y domos de sal. A gran escala, la actividad tectónica incrementó durante este ciclo.

Fase Compresional Alpina

Esta fase comenzó en el cretácico tardío hace 100 Ma aproximadamente. Durante esta etapa la tectónica aún está activa y le dio forma a la Europa que conocemos hoy en día. Al principio de este período la expansión casi se detuvo en el área por lo que la subsidencia continuó en los graben Vikingo y Central alcanzando profundidades de hasta 1200 m.

Esta etapa consiste en su mayoría en la reactivación de fallas y estructuras pre-existentes. Muchas de las estructuras originadas por el rift fueron invertidas durante el terciario, por lo que la mayoría de los rifts mesozoicos se desarrollaron en sentido Norte-Sur (figura 6), el estrés provocado por el diastrofismo alpino también tuvo una tendencia similar. Muchos rifts y estructuras experimentaron transtensión y transpresión. A lo largo del tiempo que duró esta inversión la depositación continuó y una vez la mayoría de las cuencas en el área se encontraron invertidas la actividad tectónica lentamente se detuvo y se produjo una tendencia regional de subsidencia.

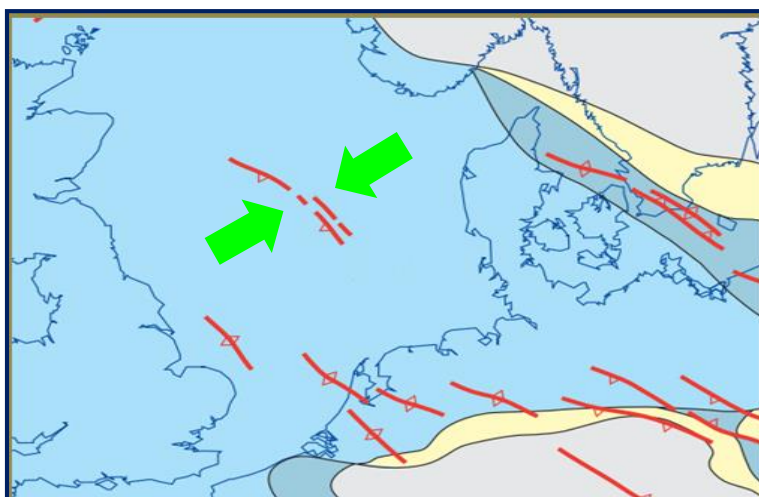


Figura 6. Fase, después del rift. Ambiente compresional (Modificado de: The Millenium Atlas, 2003).

El diapirismo siguió desarrollándose en la zona gracias a la carga litostática durante el terciario formando nuevas estructuras. En algunos puntos los sedimentos del terciario han sido deformados por los procesos de halokinesis, estas estructuras salinas son, en la mayoría de los casos, continuaciones de acumulaciones de sal o diapiros formados durante el rifting del Kimmeridgiense.

En un nivel local, en los datos a investigar los rasgos estructurales dominantes están influenciados en su mayoría por reactivación continua de fallas en el basamento combinado con diapirismo de la sal Zechstein perteneciente al periodo pérmico (Zulfadli, 2014).

MARCO ESTRATIGRÁFICO

En la figura 7 se puede apreciar la columna estratigráfica para la cuenca Mar del Norte.

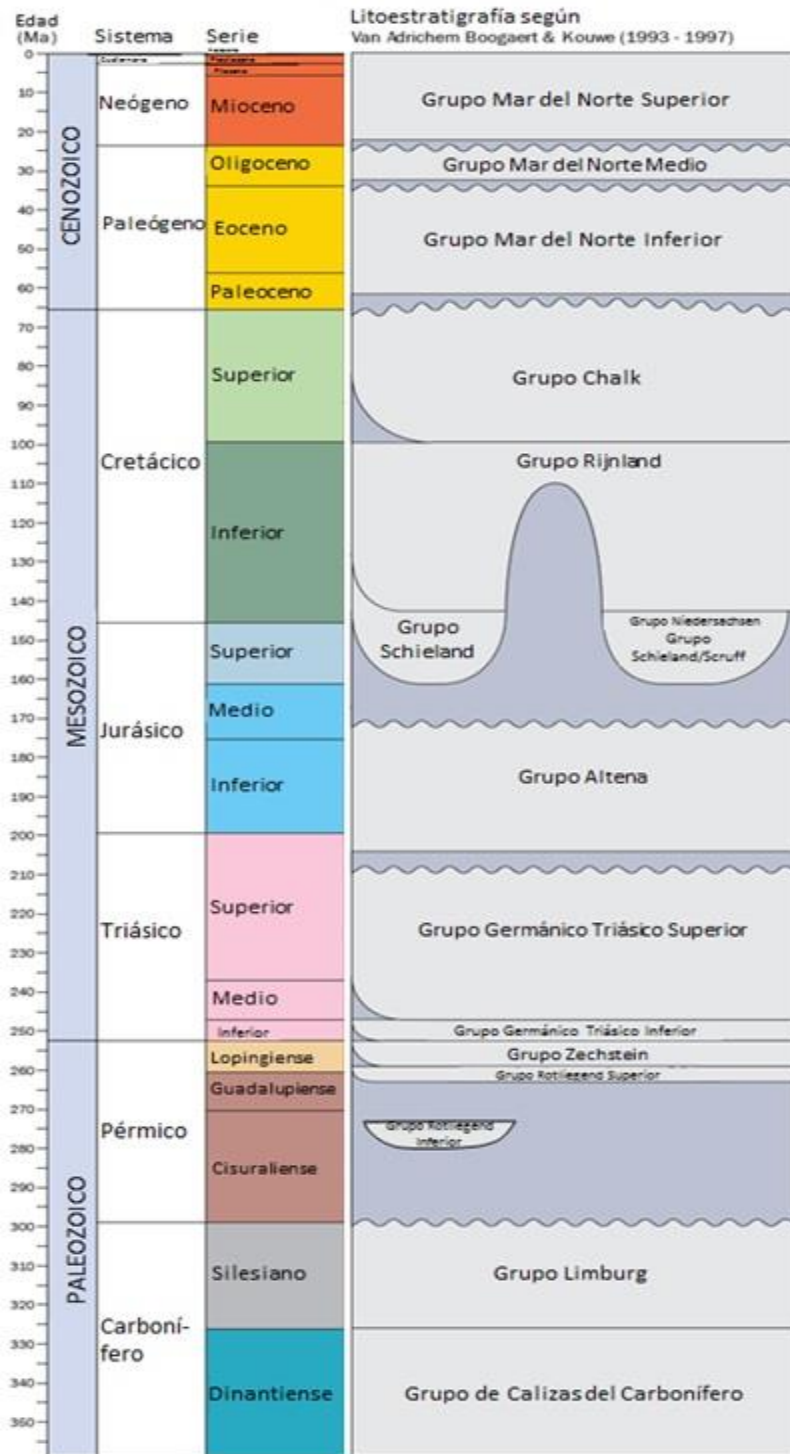


Figura 7. Columna estratigráfica de la zona holandesa de Mar del Norte.

Carbonífero

La configuración originada en el carbonífero se puede resumir en un sistema dominado en su mayor parte por carbonatos en la parte inferior y grandes depósitos siliciclásticos hacia la

parte superior, para Holanda el nombre formal para estas dos épocas es Dinantiense y Silesiano, dado que los nombres Carbonífero superior y Carbonífero inferior puede generar confusión con la subdivisión mundial y europea. El Dinantiense fue una época donde el nivel del mar fue relativamente alto el cual generó una vasta plataforma de carbonatos, en este punto se encuentra el Grupo de Calizas Carboníferas formado por carbonatos de color gris claro, marrón y negro con intercalaciones de arcillas (Bless, 1976). Hacia el norte, en la zona de transición entre el mar y la tierra, sedimentos fluviales y deltaicos fueron depositados formando el Grupo Farne conformado por arcillas y areniscas con intercalaciones variadas de carbonatos. Hacia el final de esta etapa se inició una tendencia regresiva marcando el inicio del Silesiano donde se depositó el Grupo Limburg, el cual consiste en una sucesión clástica monótona de sedimentos de grano fino mayormente de color gris a negro.

Pérmico

En Holanda, el Pérmico se divide en dos partes, el Grupo Rotliegend (Pérmico Temprano) y el Grupo Zechstein (Pérmico Tardío) (Stäuble y Milius, 1970).

El Grupo Rotliegend yace inconformemente sobre los depósitos carboníferos del grupo Limburg, comprime depósitos clásticos y evaporíticos. Estos sedimentos, entre los cuales se encuentran lutitas, areniscas y conglomerados, poseen tonos rojos y marrones depositados en condiciones continentales. Durante el pérmico tardío se produjo una transgresión que generó la depositación del Grupo Zechstein, estos sedimentos los cuales fueron depositados en periodos de climas áridos y calientes están compuestos por evaporitas, carbonatos, dunas de arena y demás sedimentos siliciclásticos (Glennie, 1972), las halitas se concentran en el centro de la cuenca mientras que las dolomitas y las anhidritas se encuentran en el margen. Estas evaporitas pueden llegar a alcanzar localmente hasta 1000 m de espesor, sin embargo, esta medida es variable a lo largo de la cuenca debido a los numerosos movimientos por halokinesis que se desarrollaron de manera intermitente desde el triásico medio, lo que permitió el crecimiento de diapiros y almohadillas de sal (Glennie, 1972).

Triásico

Para la zona holandesa la nomenclatura alemana del triásico fue adoptada en esencia. Entre las rocas triásicas del Grupo Triásico Germánico se pueden distinguir dos grandes grupos: el

Germánico Inferior el cual es una sucesión mayormente clástica y el Germánico Superior compuesto por sedimentos clásticos, carbonáticos y evaporíticos, la división entre estos dos grupos está dada en la inconformidad de Base Solling (Trusheim, 1963; Dockter *et al*, 1964).

Hacia el final del triásico las condiciones de depositación cambiaron de manera significativa, durante gran parte de esta etapa la sedimentación tomó lugar en un ambiente árido continental o predominantemente marino restringido donde se produjo la sedimentación extensa de evaporitas y arenas rojas con intercalaciones de arcillas mayormente conocidas como *red beds* (Wolburg, 1969; Ziegler, 1990). El triásico se observa en el pozo F03-04 el cual llega hasta la formación Keuper ubicada en el Grupo Germánico Superior. Esta formación consta de una secuencia de lutitas anhidriticas con anhidrita intercalada y areniscas subordinadas. Específicamente la formación Keuper contiene sedimentos depositados en un ambiente continental dispuestos en una alternancia de configuraciones fluviales, lacustrinas y evaporíticas (Wolburg, 1969).

Jurásico

Jurásico Temprano y Medio

En Holanda los depósitos del jurásico temprano y medio fueron depositados en condiciones marino abiertas provocadas por una transgresión en toda la cuenca (Ziegler, 1982), estos depósitos consisten en una gruesa sucesión de lutitas marinas, limolitas, margas y algunas areniscas. Dichas litologías se encuentran clasificadas dentro del Grupo Altona la cual empezó a depositarse desde finales del triásico superior, este grupo fue penetrado por los pozos F03-03 el cual muestra las formaciones Aalburg, Posidonia y Werkendam, esta última formación también fue alcanzada por el pozo F03-06.

La formación Aalburg es una secuencia de lutitas calcáreas de color grises oscuras localmente arenosas o limosas, en la base contiene un intervalo delgado de caliza arcillosa. El ambiente de depositación de esta formación es marino somero a profundo, marino abierto con presencia de ambiente nerítico (NAM y RGD, 1980).

La formación Posidonia es una unidad de lutitas bituminosas grises oscuras a marrones, el cual puede ser reconocida en los registros gamma ray por sus altos valores. Los fósiles y el bitumen indican depositación pelágica bajo condiciones anóxicas y dada la amplia

distribución de esta formación (desde Reino Unido hasta Alemania) se sugiere que la depositación se produjo durante una etapa de alto nivel del mar (NAM y RGD, 1980).

En la formación Werkendam se reconoce una secuencia de lutitas grises ligeramente margas. Hacia el medio de la sucesión el intervalo es calcáreo de limo a arena, ocasionalmente se desarrollan almohadillas de arenisca o limo. Las condiciones de depositación para esta formación fueron de tipo marino somero y marino abierto (NAM y RGD, 1980).

Jurásico Superior

Durante el jurásico superior se produjo un levantamiento que termino con la depositación uniforme de los sedimentos en el jurásico medio, este levantamiento relacionado a un domo termal en la parte central del Mar del Norte causo erosiones y ausencia de depositación en la cuenca, por lo que se observa un hiato entre el jurásico medio y el jurásico superior (Underhill y Partington, 1993)

En el jurásico superior se encuentran 2 grandes grupos Schielland y Scruff.

El grupo Schielland contiene la mayoría de los depósitos continentales del jurásico superior y el cretácico, está compuesto por lutitas grises, areniscas arcillosas e intercalaciones locales calcáreas depositadas en un ambiente predominantemente continental a parálico (Van Adrichem y Kouwe, 1993).

El grupo Scruff comprime las formaciones marinas del jurásico superior y una parte del cretácico inferior. El grupo consiste en una sucesión de lutitas bituminosas con intercalaciones de carbonatos delgados y glauconíticos, en algunas partes contiene arenisca de grano fino a grueso. El ambiente de depositación es de restringido (lagunar) a marino abierto (plataforma externa) (Herngreen y Wong, 1989).

Cretácico

Cretácico Temprano

Comenzando con el grupo Niedersachsen el cretácico temprano también cuenta con el grupo Rijnland.

El grupo Niedersachsen contiene formaciones con litología predominantemente lutítica, también incluye calizas y evaporitas en la parte baja, también se pueden observar llanuras de inundación y depósitos lagunares. Las áreas compuestas por arenas y conglomerados se encuentran restringidas hacia la franja de la cuenca. La depositación se produjo en una zona con presencia de lagunas, bajo condiciones marinas intermitentes y periodos de hipersalinidad. Este grupo data desde el jurásico tardío hasta el cretácico temprano (NAM y RGD, 1980).

El grupo Rijnland está compuesto por formaciones arcillosas las cuales pueden contener areniscas en la base y localmente intercalaciones de clastos gruesos que son continuas a medida que se acercan al margen de la cuenca, en términos generales este grupo fue depositado en un ambiente marino abierto (NAM y RGD, 1980).

Cretácico Tardío

Hacia el noroeste de Europa el cretácico superior está desarrollado como una capa uniforme de calizas friables color blanco o tonalidades crema. Los datos 3D en esta investigación cubren desde el grupo Chalk dada su ubicación dentro del área holandesa, esta sucesión gruesa consiste en su mayoría en rocas carbonáticas depositadas enteramente en condiciones marinas. Las calizas contenidas en este grupo son de alta dureza y grano fino, también se aprecian calizas margas. Originalmente, estas calizas tenían una naturaleza menos densa, pero como resultado de la subsidencia se produjo alta compactación y aumentó la densidad. Localmente se puede observar margas y lutitas calcáreas, concreciones de chert aisladas o paralelas a la depositación son más comunes en el área. Generalmente el chert se deposita a una profundidad entre 50 y 300 metros, por lo que se trata de un ambiente marino somero (Jensen *et al*, 1986).

Terciario y Cuaternario

El terciario en la parte noreste de Europa consiste predominantemente en rocas siliciclásticas. Un número de discontinuidades regionales en la sedimentación permiten dividir la sucesión en 3 grupos: Grupo Mar del Norte Inferior, Medio y Superior.

El Grupo Mar del Norte Inferior es esencialmente una alternación de arenas grises, areniscas y arcillas. Son el resultado de muchos ciclos de sedimentación a pequeña y grande escala a

lo largo del margen de la cuenca. El ambiente es predominantemente marino a excepción de miembro Swalmen el cual fue depositado en condiciones no-marinas (Marechal y Laga, 1988).

El Grupo Mar del Norte Medio consiste en arenas, limo y arcillas de un ambiente predominantemente marino. El ambiente de depositación para las formaciones de este grupo es lagunar con sedimentos de plano costero (Haq, 1988). Entre el Grupo Mar del Norte Inferior y el Grupo Mar del Norte Medio se aprecia un espesor aproximado de 600 metros dentro del volumen sísmico.

Durante el neógeno la tasa de sedimentación superó a la de subsidencia lo que ocasionó un someramiento de la cuenca. Un gran sistema deltaico se formó a partir del aporte de sedimentos proveniente del alto de Fennoscandia y el escudo Báltico. El Grupo Mar del Norte Superior es una secuencia de lutitas y arenas de grano fino a grueso, a nivel local contiene gravas o turbas y vetas de carbón marrones. Este grupo consiste en sedimentos marino somero, depósitos terrestres de origen fluvial, parálico y lacustrino (Laban, 1995).

Otra manera de describir la secuencia Cenozoica es evaluando el cambio con respecto a la discontinuidad del Mioceno Medio (figura 8) la cual divide el Grupo Mar del Norte en dos paquetes, el paquete inferior con sedimentos mayoritariamente de grano fino el cual posee un espesor aproximado de 160 metros y el paquete superior con granos más gruesos y con una configuración deltaica progradacional la cual posee una dirección principal sureste, estos rasgos se pueden observar en líneas sigmoidales presentes en los datos, un esquema de esta configuración se observa en la figura 8, para este tramo se estima un espesor de 430 metros ocupando el área señalada como Plioceno Inferior y Superior. El paquete deltaico de interés en el área consiste en arenas y lutitas con una porosidad aproximada entre 20% y 33%.

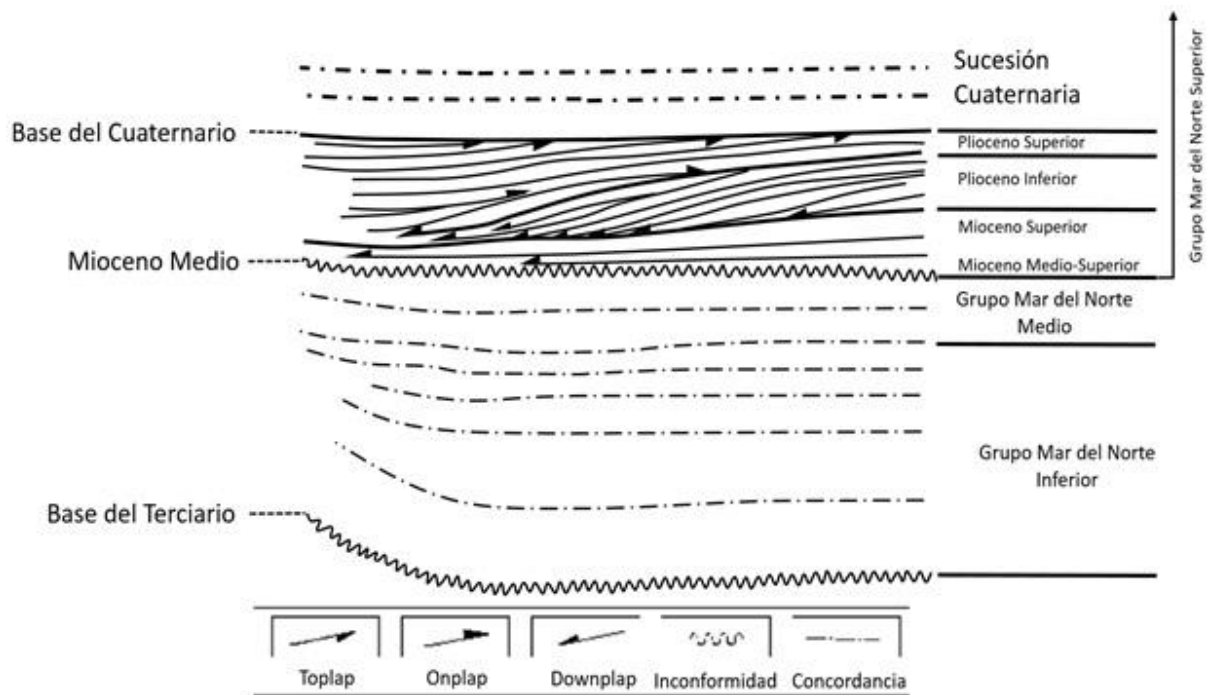


Figura 8. Esquema de la secuencia terciaria en el Mar del Norte según Tigrek en 1998 (Modificado de Tetyukhina, y otros, 2010).

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

SÍSMICA DE REFLEXIÓN

Cuando una onda sísmica incide en una discontinuidad que separa dos medios, una fracción de la energía incidente se propaga al segundo medio y el resto se refleja de vuelta al primer medio. La cantidad de energía que se transmite y se refleja depende del contraste de impedancia acústica entre ambos medios y del ángulo de incidencia. Si el ángulo de incidencia es mínimo (incidencia perpendicular a la discontinuidad horizontal) la mayor parte de la energía incidente retorna al primer medio. Este comportamiento es el fundamento de los métodos de sísmica de reflexión (Knödel y otros, 2007).

La velocidad de las ondas sísmicas es el parámetro fundamental en los métodos sísmicos ésta depende de las propiedades elásticas, así como densidades aparentes de los medios y varía con el contenido mineral, litología, la porosidad, la saturación de fluidos en los poros y el grado de compactación. Las ondas P tienen principalmente una velocidad más alta que las ondas S, éstas no se propagan en los fluidos porque no soportan el esfuerzo de cizalla. Durante su propagación en el subsuelo las ondas sísmicas se reflejan, refractan o difractan cuando se producen contrastes elásticos en los límites entre las capas y masas de roca de diferentes propiedades de las rocas o en obstáculos artificiales (Knödel, 2007).

Impedancia acústica

La impedancia acústica de una capa se define por su velocidad sísmica multiplicada por la densidad aparente (ecuación 1). Basado en el contraste de impedancias acústicas en un límite sísmico, coeficientes de reflexión y transmisión pueden ser calculadas. Estos valores definen la parte de energía que es reflejada o transmitida. Un coeficiente de reflexión de valor 1 significa, en teoría, que toda la energía sísmica incidente es reflejada.

$$Z = \rho * V_p \quad (1)$$

Donde:

Z: es la impedancia acústica

P: es la densidad del medio

V_p : es la velocidad de onda P.

Las amplitudes de las reflexiones, especialmente los cambios laterales de amplitud, proveen información para la interpretación estratigráfica. Las amplitudes fuertes resultan a partir de grandes cambios en la impedancia acústica, tales como pueden ocurrir en el basamento o una discordancia, o a causa del cambio de una formación clástica a una carbonática. Las amplitudes fuertes también pueden ser el resultado de interferencias u otras causas. Las acumulaciones de gas pueden reducir considerablemente la densidad y la velocidad en los sedimentos porosos lo que afecta a la impedancia (Sheriff, 2007).

Serie de reflectividad

Debido a que la serie de reflectividad está compuesta por funciones deltas, se puede interpretar como la superposición de las ondículas ubicadas en cada uno de los reflectores, escaladas por los valores de los coeficientes de reflexión correspondientes (Regueiro, 2007), expresada por la siguiente ecuación 2:

$$r_j = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{\rho_{i+1} * V_{p_{i+1}} - \rho_i * V_{p_i}}{\rho_{i+1} * V_{p_{i+1}} + \rho_i * V_{p_i}} \quad (2)$$

Donde:

Z: impedancia acústica

ρ_i : Valor de la densidad del estrato suprayacente.

V_{p_i} : Valor de la velocidad de onda P del estrato suprayacente.

ρ_{i+1} : Valor de la densidad del estrato infrayacente.

$V_{p_{i+1}}$: Valor de la velocidad de onda P del estrato infrayacente.

Representación en series de Fourier de señales periódicas continuas y discretas.

La representación de una señal periódica de la forma de la ecuación (3) se conoce como la representación en Serie de Fourier. Específicamente, sea X(t) una señal de potencia con

período fundamental $\tau_0 = 2\pi\omega_0 = 1/f_0$. Su expansión en una serie de Fourier exponencial es

$$x(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} C_k e^{jk\omega_0 t} = \sum_{k=-\infty}^{\infty} C_k e^{j2\pi k f_0 t} \quad (3)$$

Los coeficientes C_k se denominan los coeficientes de Fourier.

En particular, la representación en series de Fourier de una señal periódica continua es una serie finita, opuesta a la representación de la serie infinita requerida para las señales periódicas. Consecuentemente no se incluyen temas matemáticos sobre la convergencia en este caso.

La representación de secuencias periódicas más general en términos de combinaciones lineales para una señal periódica discreta tiene la siguiente forma (Oppenheim, 1998):

$$x[n] = \sum_k a_k \phi_k[n] = \sum_k a_k e^{jk\omega_0 n} = \sum_k a_k e^{jk\left(\frac{2\pi}{N}\right)n} \quad (4)$$

Transformadas de Fourier y Espectros Continuos

Ahora se pasará de señales periódicas a señales no periódicas concentradas en intervalos de tiempo muy cortos. Si una señal no periódica tiene energía total finita, su representación en el dominio de la frecuencia será un espectro continuo obtenido a partir de la transformada de Fourier. La transformada de Fourier se considera como un límite de la serie de Fourier cuando el período de la función periódica se torna muy largo. De esta manera el espectro de líneas tiende a convertirse en un espectro continuo. La transformada de Fourier es un método de representar modelos matemáticos de señales y sistemas en el dominio de la frecuencia y simplificar su análisis matemático. Se utiliza ampliamente en la ingeniería eléctrica, especialmente en el estudio de señales y sistemas de comunicación (Oppenheim, 2014).

La Transformada de Fourier Discreta

Una de las razones para el incremento en el uso de los métodos de tiempo discreto con el objetivo del análisis y síntesis de señales y sistemas ha sido el desarrollo de herramientas muy eficientes para realizar el análisis de Fourier de secuencias de tiempo discreto. En el corazón de estos métodos está una técnica muy cercana a las ideas que hemos presentado en las secciones anteriores y que está idealmente adaptada para el uso en una computadora

digital o para su implementación en hardware digital. Esta técnica es la transformada de Fourier discreta (TFD) para señales de duración finita y aun cuando puede considerarse como una extensión lógica de la transformada de Fourier ya estudiada, no debe ser confundida con la transformada de Fourier de tiempo discreto. Específicamente, en muchas aplicaciones solamente se pueden verificar los valores de una función en un número finito de puntos igualmente espaciados. Por ejemplo, un conjunto de esos valores podría ser una sucesión obtenida mediante el muestreo instantáneo de una señal continua en un conjunto de puntos con igual separación entre ellos. Entonces se debe hallar una serie de Fourier finita cuya suma en cada punto del dominio de la función sea igual al valor correspondiente de la función en ese punto. Para generar los puntos de muestra, por razones prácticas ellos se limitan a un conjunto finito de muestras en tiempo discreto. Con este propósito, se N el símbolo que representa el número de muestras elegidas para representar la señal de tiempo discreto. El valor de N se escoge lo suficientemente grande de modo que el conjunto de muestras represente adecuadamente toda la señal $x[n]$. Se procede entonces a definir la transformada de Fourier discreta en la siguiente forma (Oppenheim, 2014).

La Relación Inversa Entre Tiempo y Frecuencia

Las propiedades de la transformada de Fourier muestran que las descripciones en el dominio del tiempo y en el dominio de la frecuencia de una señal están relacionadas inversamente entre sí. En particular, podemos hacer dos afirmaciones importantes:

1. Si se cambia la descripción en el dominio del tiempo de una señal, la descripción de la señal en el dominio de la frecuencia cambia en una forma inversa, y viceversa. Esta relación inversa previene especificaciones arbitrarias de una señal en ambos dominios. En otras palabras, podemos especificar una función de tiempo arbitraria o un espectro arbitrario, pero no podemos especificar ambos al mismo tiempo.
2. Si una señal está estrictamente limitada en frecuencia, la descripción en el dominio del tiempo de la señal perdurará por tiempo indefinido, aunque su amplitud puede tomar un valor progresivamente menor. Se dice que una señal está estrictamente limitada en frecuencia o estrictamente limitada en banda si su transformada de Fourier es exactamente cero fuera de una banda finita de frecuencias. El pulso sinc es un ejemplo de una señal estrictamente limitada en banda, como se ilustra en la Fig. 9. Esta figura también muestra que el pulso sinc

está sólo asintóticamente limitado en el tiempo. En una forma inversa, si una señal está estrictamente limitada en tiempo (es decir, la señal es exactamente cero fuera de un intervalo de tiempo finito), entonces el espectro de la señal tiene una extensión infinita, aunque el espectro de amplitud puede tomar un valor progresivamente más pequeño. En consecuencia, se puede afirmar que una señal no puede estar estrictamente limitada tanto en tiempo como en frecuencia.

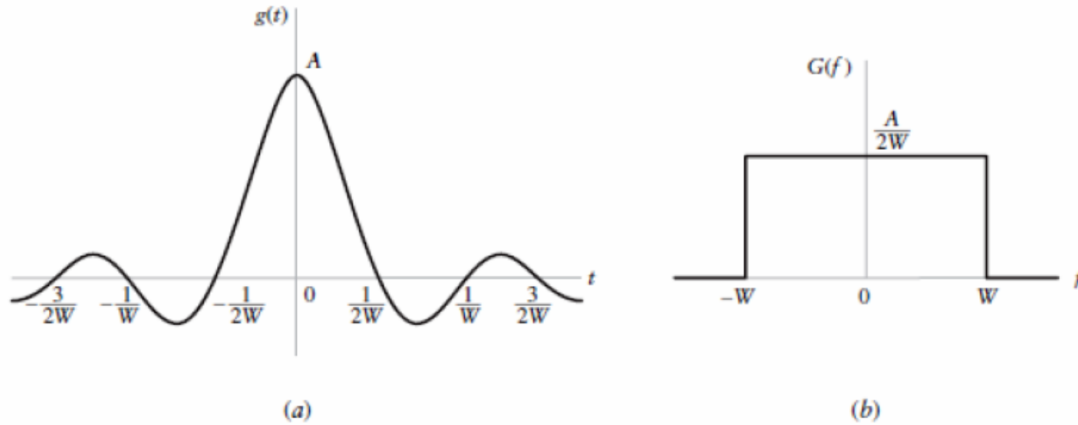


Figura 9. Pulso sinc y transformada de Fourier (Haykin-Moher, 2007).

Espectro continuo

Mediante el uso de la operación de la transformada de Fourier, una señal de tipo pulso $g(t)$ de energía finita se expresa como una suma continua de funciones exponenciales con frecuencias en el intervalo de $-\infty$ a ∞ . La amplitud de una componente de frecuencia f es proporcional a $G(f)$, donde $G(f)$ es la transformada de Fourier de $g(t)$. Específicamente, en cualquier frecuencia f , la función exponencial $e^{j2\pi ft}$ es ponderada por el factor $G(f)df$, que es la contribución de $G(f)$ en un intervalo infinitesimal df centrado en la frecuencia f . Por tanto, la función $g(t)$ se puede expresar en términos de la suma continua de esas componentes infinitesimales, como muestra la integral:

$$g(t) = \int_{-\infty}^{\infty} G(f)e^{j2\pi ft} df \quad (5)$$

Reafirmando mencionado previamente, la transformación de Fourier proporciona una herramienta para resolver una señal dada $g(t)$ en sus componentes exponenciales complejas que ocupan todo el intervalo de frecuencias desde $-\infty$ hasta ∞ . En particular, la transformada de Fourier $G(f)$ de la señal define la representación en el dominio de la frecuencia de la

señal en que ella especifica amplitudes complejas de las diferentes componentes de frecuencia de la señal. Equivalentemente se puede definir la señal en términos de su representación en el dominio del tiempo mediante la especificación de la función $g(t)$ en cada instante del tiempo t . La señal está definida en forma única por cualquiera de las representaciones (Haykin-Moher, 2007)

Espectro discreto

La representación de una señal periódica por una serie de Fourier es equivalente a la resolución de la señal en sus diferentes componentes armónicas. Por tanto, al usar la serie de Fourier exponencial compleja, se encuentra que una señal periódica $g(\tau_0)(t)$ con periodo τ_0 tiene componentes en las frecuencias $0, \pm f_0, \pm 2f_0, 3f_0, \dots$, y así sucesivamente, donde $f_0=1/\tau_0$ es la frecuencia fundamental. Esto es, en tanto que la señal $g(\tau_0)(t)$ existe en el dominio del tiempo, se puede decir que su descripción en el dominio de la frecuencia consiste de componentes en las frecuencias $0, \pm f_0, \pm 2f_0, 3f_0, \dots$, denominadas el espectro. Si se especifica la señal periódica $g(\tau_0)(t)$, se puede determinar su espectro; recíprocamente, si se especifica el espectro, se puede determinar la señal correspondiente. Esto significa que una señal periódica $g(\tau_0)(t)$ puede especificarse en dos formas equivalentes: 1. Una representación en el dominio del tiempo, donde $g(\tau_0)(t)$ se define como una función del tiempo. 2. Una representación en el dominio de la frecuencia, donde la señal se define en términos de su espectro (Haykin-Moher, 2007)

Resolución Sísmica

La resolución vertical de un registro sísmico puede definirse como la menor distancia vertical (espesor) entre dos interfaces litológicas que produce dos reflexiones discretas, las cuales pueden separarse visualmente (Regueiro, 2007). Este espesor, puede expresarse teóricamente de acuerdo a la expresión (6), relacionada con dos parámetros fundamentales del modelo convolucional: la velocidad de propagación en el material (componente geológico) y con el contenido de frecuencia o ancho de banda de la ondícula (componente sísmico) (Regueiro, 2007).

$$\lambda = \frac{V}{f} \quad (6)$$

Los espesores, tienen un “límite de resolución” que corresponde teóricamente, y de forma aproximada, a un cuarto de la longitud de onda $\lambda/4$, espesor que también se conoce como el “punto de entonación sísmica”.

Ancho de banda

El ancho de banda de una señal proporciona una medida de la extensión del contenido espectral significativo de la señal para frecuencias positivas. Cuando la señal está estrictamente limitada en banda, el ancho de banda está bien definido. Por ejemplo, el pulso sinc descrito en la Fig. 9 tiene un ancho de banda igual a W . Sin embargo, cuando la señal no está estrictamente limitada en banda, que es generalmente el caso, tenemos dificultades en definir el ancho de banda de la señal. La dificultad surge porque el significado de la palabra “significativo” con que se califica el contenido espectral de la señal es matemáticamente impreciso. En consecuencia, no existe una definición universalmente aceptada de ancho de banda.

No obstante, hay algunas definiciones de ancho de banda comúnmente usadas.

Se consideran tres definiciones; la formulación de cada definición depende de si la señal es de paso bajo o de pasa banda. Se dice que una señal es de paso bajo si su contenido espectral significativo está centrado alrededor del origen $f = 0$. Se dice que una señal es de pasa banda si su contenido espectral significativo está centrado alrededor de $\pm f_c$ donde f_c es una frecuencia constante.

Cuando el espectro de una señal es simétrico con un lóbulo principal delimitado por nulos bien definidos (es decir, frecuencias en las cuales el espectro es cero), podemos usar el lóbulo principal como la base para definir el ancho de banda de la señal. La razón para hacer esto es que el lóbulo espectral principal contiene la porción significativa de la energía de la señal. Si la señal es de paso bajo, el ancho de banda se define como la mitad del ancho total del lóbulo espectral principal, ya que sólo una mitad de este lóbulo está dentro de la región de frecuencias positivas (Haykin-Moher, 2007)

Modelo convolucional

El modelo matemático más sencillo para describir el proceso de reflexión de ondas sísmicas, es el basado en el proceso de convolución, (Regueiro, 2007) el cual aplica el concepto de que una traza sísmica $f(t)$ puede ser representada por la convolución de una ondícula $w(t)$ con una función de reflectividad $r(t)$ más un ruido aleatorio $n(t)$ ecuación (7):

$$f(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (7)$$

El modelo es consecuencia, de las ondas reflejadas, que causan su propio efecto en los geófonos, (o hidrófonos) independiente, de que otras ondas afectan los mismos geófonos. De esta forma, la respuesta del geófono es simplemente la suma (superposición lineal) de los efectos de todas las ondas. La función $f(t)$ puede transformarse a la forma discreta y definirse como:

$$f_i(t) = \sum_{j=1}^N r_j W_{i-j+1} + n_i \quad (8)$$

Donde f_i representa la amplitud de la señal de la muestra i para una ondícula W_{i-j+1} y una reflectividad r_j a cero offset en el tope de la capa j , dado un ruido aleatorio n_i , siendo N el número de capas involucradas (Lacedre, 2014). En términos simples, apoyándonos en la figura 10, se puede decir que el proceso de obtener una traza sísmica la cual refleje las propiedades del subsuelo tal como lo es la impedancia acústica es la base del método sísmico (izquierda a derecha), mientras que el proceso de inversión se trata de obtener las propiedades del subsuelo a partir de las trazas (derecha a izquierda).

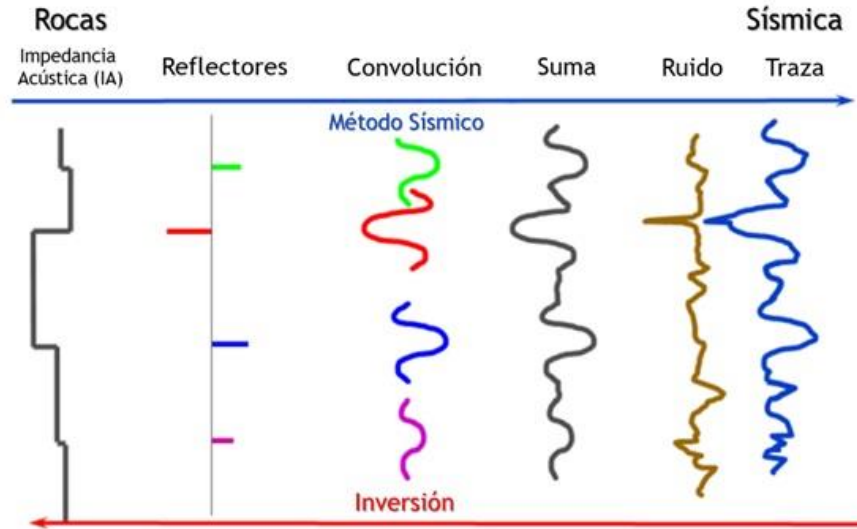


Figura 10. Esquema general del modelo convolucional (Modificado de ARK CLS, 2008).

Siendo la forma más avanzada de inversión aquella que transforma datos de reflectividad en impedancia acústica de los estratos, las más avanzadas buscan discriminar específicamente entre litologías, porosidad y efectos de los fluidos en las rocas.

Deconvolución

La deconvolución es una operación matemática que se usa en restauración de señales para recuperar datos que han sido degradados por un proceso físico que puede describirse mediante la operación inversa, una convolución.

Un paso del procesamiento de las señales sísmicas para recuperar las altas frecuencias, atenuar las múltiples, ecualizar las amplitudes, producir una ondícula de fase cero, o para otros fines que por lo general afectan la forma de onda. La deconvolución, o filtrado inverso, puede mejorar los datos sísmicos afectados adversamente por el filtrado, o la convolución que se produce naturalmente a medida que la energía sísmica es filtrada por la Tierra. La deconvolución también puede efectuarse en otros tipos de datos, tales como datos gravimétricos, magnetométricos o de registros de pozos (Lacedre, 2014).

INVERSIÓN SÍSMICA

La inversión sísmica puede clasificarse de distintas maneras tales como: pre-apilado y post-apilado, determinística y geoestadística o relativa y absoluta.

El principal objetivo de la inversión sísmica es transformar los valores de las reflexiones en propiedades cuantitativas de las rocas que permitan describir el yacimiento. En el caso más simple, se calculan pseudo-registros de impedancia acústica para cada CMP utilizando sísmica apilada, sin embargo mayor y mejor información se obtiene por medio del análisis de las amplitudes sísmicas antes de apilar, los resultados de este tipo de inversión permiten una mayor resolución e interpretaciones más precisas. Este a su vez permite una mejor estimación de las propiedades de un reservorio como porosidad o contenido de arcilla. Un beneficio adicional es que la eficiencia de la interpretación mejora considerablemente, lo cual a su vez permite realizar una mejor estimación de la incertidumbre y el riesgo (Prendel, 2001).

La inversión sísmica puede realizarse sobre sísmica apilada o pre-apilada, en el primer caso el resultado es un modelo de impedancia acústica, en el segundo el proceso se denomina inversión elástica y como resultado se pueden obtener las impedancias P y S, velocidades P y S, densidad, la constante de Lamé y el módulo de cizalla.

Existen diversas maneras de clasificar la inversión sísmica, una de ellas explicada por Francis en el año 2014 para la revista GEOExPro, subdivide el método dependiendo del procedimiento para realizar el proceso:

Inversión Relativa

Es la forma más sencilla de inversión la cual es directamente estimada a partir de la sísmica sin modelos iniciales, lo cual la convierte en una propiedad sísmica bastante robusta y confiable, en la figura 11 se puede observar el método desarrollado por BP conocido como *colored inversion* el cuál proporciona el mejor tipo de impedancia relativa disponible.

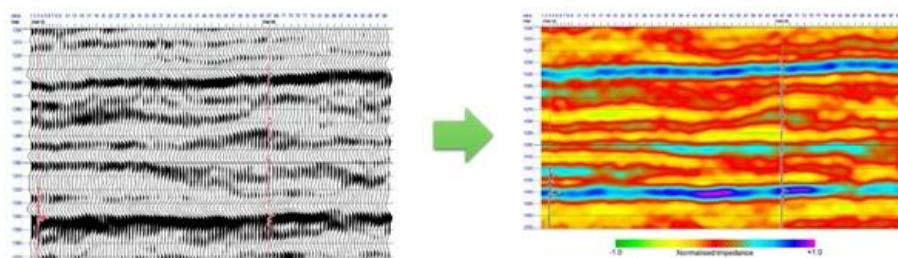


Figura 11. Sísmica convencional (izquierda) y *Coloured Inversion* (derecha) donde el verde representa el máximo valor negativo y el púrpura el máximo valor positivo.

Una característica de la inversión relativa tal como lo es *coloured inversion* es que el resultado son datos sin tendencia, por ejemplo la porosidad decrece con la profundidad se esperaría que la impedancia aumente con la profundidad dado que las formaciones geológicas se vuelven más comprimidas y veloces con la compactación. Pero en el caso de la inversión relativa, el cubo sísmico de impedancia relativa no posee tendencias asociadas con la profundidad tanto en dirección vertical como lateralmente, porque las tendencias son por definición datos aportados por muy bajas frecuencias que no están incluidas en los datos sísmicos, esto por lo tanto es muy importante tenerlo en cuenta a la hora de interpretar (Francis, 2014), otro elemento característico de la inversión relativa es que está sustentada en la aplicación de un filtro de inversión, fundamentado en la frecuencia dominante, pero el usuario desconoce la estructura del filtro utilizado. Por lo cual este atributo no ha tenido mucho auge, dado que posee poco control geológico y su vínculo con el registro de impedancia acústica es nulo. La diferencia entre impedancia absoluta e impedancia relativa puede apreciarse en la figura 12, donde se observa la presencia del modelo de baja frecuencia señalado con una línea roja en el registro de impedancia absoluta.

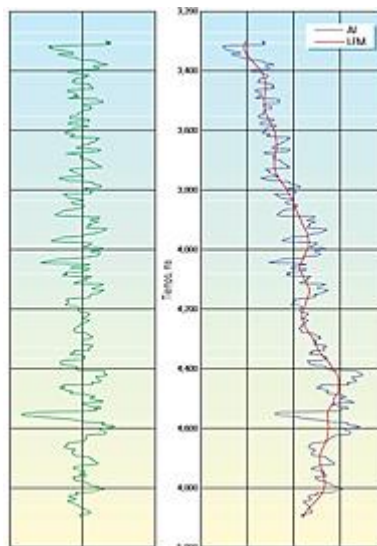


Figura 12. Impedancia acústica relativa (izquierda) y absoluta (derecha), (Barclay y otros, 2008).

Inversión Determinística

En una inversión determinística el factor ausente de la baja frecuencia es introducido a la inversión utilizando los pozos a escala sísmica, dando así la apariencia de tendencia, a este modelo se le llama modelo a priori. La tendencia aportada por las bajas frecuencias es

simplemente modelada y agregada al resultado de la impedancia relativa, por lo que la inversión determinística no es más que la suma de una tendencia modelada y la impedancia relativa (Ver figura 13). En los resultados pueden verse fuertes tendencias verticales y laterales pero la interpretación de estos datos debe realizarse con mucho cuidado dado que estas tendencias no son reflejo de los datos sísmicos sino que tiene su origen en el modelo a priori previamente elaborado (Francis, 2014).

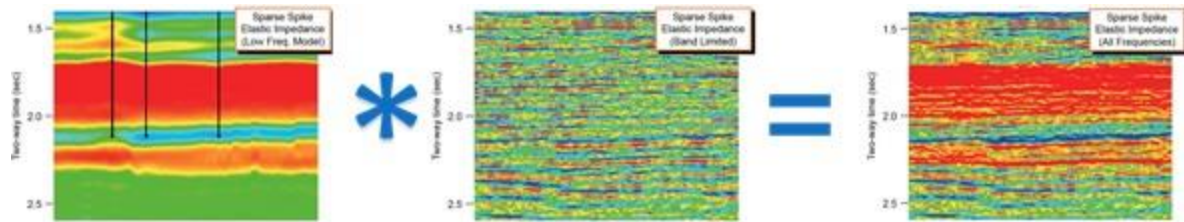


Figura 13. Inversión determinística (modificado de Francis, 2014).

Inversión simultánea

Los datos sísmicos pre-apilados contienen información adicional acerca de las propiedades de la tierra y esas pueden ser invertidas usando diferentes métodos. Uno muy común es la inversión simultánea pre-apilada, una forma de inversión sísmica la cual invierte varios parámetros de propiedades de rocas simultáneamente usando el *gather* pre-apilado, también puede usarse datos parcialmente apilados. Usualmente la inversión simultanea pre apilada es una inversión determinística, así que como se mencionó antes se debe cuidar con gran detalle su realización para asegurar que se interpreta el dato sísmico y no el modelo. Después de esta inversión es usual filtrar el modelo usando un filtro paso alto para mayor seguridad.

Si se cuentan con *gathers* sísmicos suficientes en varios rangos de ángulos entonces es posible invertir los datos para tres propiedades, algunas veces es llamado inversión en tres términos. Esto requiere sísmica de alta calidad incluyendo ángulos procesados mayores a 40° y no es siempre posible. La sísmica más común es invertida para lograr un acercamiento en dos términos la cual es confiable y posible de realizar con la mayoría de los set de datos sísmicos donde los datos pre-apilados están disponibles. Este método de inversión proporciona por lo general la impedancia de la onda P y la impedancia de la onda S. Estas pueden ser combinadas para crear dos propiedades conocidas como lambda-rho ($\lambda\rho$) y mu-rho ($\mu\rho$). En general la impedancia de la onda P, y las propiedades lambda-rho ($\lambda\rho$) aportan información acerca de efectos en los espacios porales como los hidrocarburos (presencia o

saturación). La impedancia de la onda S y $\mu\rho$ proporcionan información acerca de la litología presente en el área, con los efectos de la porosidad y los fluidos removidos. Mediante la comparación de una anomalía en la propiedad de una roca entre ambos tipos de resultados es posible lograr un mejor entendimiento sobre si dicha anomalía es provocada por la porosidad/saturación de fluidos o por cambios en la litología.

Si la inversión en tres términos es posible entonces el resultado será parámetros sísmicos, de cizalla y de densidad. Estos usualmente en la forma de impedancia de la onda P, impedancia de la onda S y densidad de Bulk. El termino adicional de la densidad de Bulk es difícil de invertir dado que su contribución a la amplitud sísmica es pequeña y solo se ve representada en grandes escalas (mayores a 40°) (Francis, 2014).

Inversión elástica

Es posible hacer un tipo de calibración antes de la inversión. Aquí es donde el dato pre-apilado es combinado para crear nuevas propiedades sísmicas que están más cercanamente relacionadas con propiedades tales como cantidades petrofísicas, por ejemplo: porosidad o volumen de arcilla. Una manera robusta y natural de alcanzar este objetivo es usando un método llamado inversión elástica extendida desarrollado por BP. Una inversión elástica extendida usa información del *gather* (la misma información requerida por la inversión simultánea pre-apilada) y proyecta el dato a través de nuevos ángulos usando intercepciones AVO estándar y análisis de gradientes. Los nuevos ángulos requeridos como salida son elegidos para corresponder a la roca o a las propiedades petrofísicas de interés, tales como porosidad o volumen de arcilla, usualmente obtenidos a través de análisis de pozos. La inversión elástica extendida usa un término especial para ángulos llamado Chi (χ) la cual puede tener rangos continuos proyectados entre 90° a -90° (Francis, 2014).

Inversión estocástica

La inversión estocástica o inversión geoestadística es la técnica de simular modelos de posibles propiedades de la roca usando la sísmica. Tiene muchas ventajas técnicas para usar en el modelado de un yacimiento y en el análisis de incertidumbre puesto que remueve el efecto de entonación, modela la incertidumbre y puede ser calculada a escala fina pero estas

ventajas deben ser comparadas con el alto costo y la gran cantidad de datos que requiere para su realización (Francis, 2014).

Seismic Spectral Blueing (SSB)

El comportamiento observado en los datos obtenidos de pozos de reflectividad muestra que, en un sentido global, mientras más altas es la frecuencia más alta será la amplitud. A esto se le dice que el espectro se encuentra *Blued*. Según Walden, A.T. y Hosken (1985), durante el procesamiento de datos de sismica las amplitudes son a menudo blanqueadas o disminuidas. La construcción espectral de los datos sísmicos usando SSB puede mejorar la resolución sin aumentar el ruido a un nivel inaceptable.

Las secciones SSB son generalmente más fáciles de interpretar y revelan más información sobre el subsuelo. Fallamiento a pequeña escala, que no se ve en la sección original. Esta información adicional puede ser útil durante la planificación de pozos. SSB es rápido, fácil de usar, económico, robusto y no requiere usuarios expertos. SSB se conecta a la perfección con terceros repositorios de datos sísmicos y así (incluyendo SeisWorks, OpenWorks, GeoFrame y OpendTect).

Seismic Coloured Inversion (SCI)

La inversión de datos sísmicos a Impedancia Acústica (IA) es generalmente visto como un actividad de especialista. A pesar de los beneficios, los datos sólo se invierten en una minoría de casos. Para ayudar a superar este obstáculo se desarrolló este algoritmo que es rápido y fácil de usar. SCI realiza significativamente mejor métodos como inversión recursiva, y pozos de referencia así como la inversión *Sparse-Spike*. Con la inclusión de de-fragmentación, funcionalidad y normalización dentro de SCI, se le puede dar un significado geofísico a los cambios de amplitud observados en la impedancia derivada de volúmenes. Esto puede ser muy poderoso, especialmente en proyectos de 4D. Una vez el operador SCI se ha realizado, se puede aplicar simplemente usando la herramienta 3D de procesamiento incluido en el software de SCI. De esta manera, la inversión puede ser alcanzada dentro de horas ya que los datos de volumen no tienen que ser exportados a otro paquete. SCI tiene en cuenta la traza sísmica y es consistente con los datos de registro de pozo. Con esta técnica, ahora es posible invertir sistemáticamente cualquier conjunto de datos en cuestión de horas

y establecer un caso base contra otras técnicas más sofisticadas. SCI permite la rápida inversión de datos 2D y 3D (Lancaster y Whitcombe, 2000)

Colored Inversión está diseñado para que el espectro medio de los datos sísmicos invertidos coincida aproximadamente con el espectro promedio observado en los registros de impedancia acústica. Walden y Hosken's en 1984 a partir de sus observaciones empíricas determinaron que todos los coeficientes de reflectividad de la tierra poseen un espectro que exhibe una tendencia general que puede ser descrita como f^β . El termino β es una constante positiva y f es la frecuencia. β puede variar de un campo a otro pero tienen a mantenerse constante dentro de un solo campo. Este comportamiento se observa de igual manera en los espectros de amplitud pero con el exponente negativo y para distinguirlo de la serie de reflectividad se le llama α (Lancaster y Whitcombe, 2000).

Por lo tanto el espectro de amplitud correspondiente a la impedancia acústica de la tierra se ve representado en la siguiente ecuación:

$$A_I(f) \approx cf^\alpha \quad (9)$$

Donde c es el factor de escala y α es un exponente entre -1 y 0. Valores medidos de α están entre el rango de -0.9 y -0.6 (Halliburton, 2014) los cuales son medidos a partir del gradiente de los registros de impedancia graficados en un eje de frecuencias como se puede observar en la figura 14.

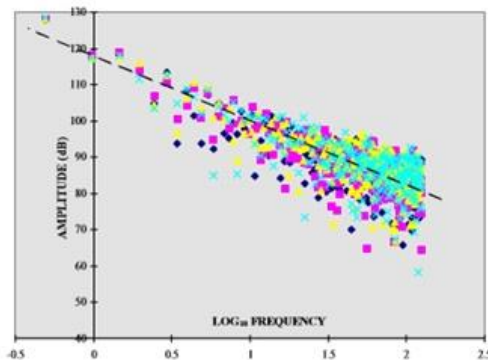


Figura 14. Cross plot de 4 registros de impedancia de un campo en Mar del Norte, graficados en un eje de frecuencias para mostrar la tendencia lineal. El gradiente de esta tendencia lineal determina alpha. (Lancaster y Whitcombe, 2000).

Un exponente de -1 indica que la reflectividad tiene un espectro de amplitud blanco. Exponentes altos implican que la reflectividad tiene mayor contenido de altas frecuencias

que de bajas frecuencias lo que se describe como “*blue*”. Para lograr que el espectro de datos sísmicos coincida con el espectro de un pozo, dicho espectro debe ser primero aplanado, lo cual remueve el efecto de la ondícula fuente en la sísmica. El espectro aplanado es entonces escalado usando f^α (Halliburton, 2014).

ATRIBUTOS SÍSMICOS

Los atributos sísmicos son medidas específicas, geométricas, cinemáticas, dinámicas o rasgos estadísticos derivados de los datos sísmicos. Algunos son más sensitivos que otros a tópicos específicos de yacimientos; otros, sin embargo son mejores revelando anomalías del subsuelo y algunos han sido usados como indicadores de hidrocarburos.

Denota cualquier información, que se extraiga de datos sísmicos, que pueden ayudar directa o indirectamente a la exploración de hidrocarburos.

Clasificación de atributos sísmicos

Atributos de amplitud

En toda sísmica convencional puede hacerse el mapeo de las variaciones de la intensidad normal sobre un mismo nivel guía previamente interpretado con la mayor precisión posible a lo largo de los máximos o mínimos de las trazas. Este método en sísmica 2D es muy limitado ya que sólo sigue las variaciones de amplitud sobre secciones individuales y su interpolación en un mapa se vuelve incierta. Esto es ideal solo para sísmica 3D, generando los denominados mapas de amplitud que reflejan detalladamente la variación de los contrastes de impedancia acústica a lo ancho del área prospectada (Chelotti *et al*, 2009).

Atributos de frecuencia

A partir de las trazas sísmicas procesadas existen algoritmos que permiten calcular magnitudes relativas a la variación de frecuencia, tanto lateral como verticalmente sobre las secciones o volúmenes sísmicos, entre los cuales se encuentran:

- Porcentaje de energía de determinada banda de frecuencia, respecto a la energía total.
- Frecuencias medias o bien modales.
- Ancho espectral, es decir la diferencia entre la máxima y la mínima frecuencia medida.

La información así obtenida puede desplegarse en secciones verticales y horizontales (estas últimas si se dispone de sísmica 3D). Esto es útil para evaluar la calidad de la adquisición y del procesamiento de los datos; donde las condiciones superficiales (topografía y capa meteorizada) son críticos. Incluso con el mejor tratamiento posible de las estáticas, un espesor grande o un muy alto grado de incompetencia de la capa meteorizada dará como resultado una fuerte caída en el contenido de altas frecuencias a lo largo de toda la sísmica bajo tales sectores del área prospectada. Pero, una vez descartado que los cambios en el espectro de frecuencia se deban a los aspectos antes mencionaos, pueden hacerse aproximaciones vinculadas con aspectos geológicos del subsuelo, ya que los cambios del espectro pueden indicar variaciones litológicas (en rocas más densas en general se registra mayor frecuencia), pero también pueden mostrar cambios en la condición de los reservorios, tanto más porosos o más fisurados o eventualmente con más gas (hidrocarburos o CO₂) cuanto menor sea la frecuencia registrada (Chelotti *et al*, 2009).

Atributos de Traza Compleja

Según Chelotti *et al* (2009) Son atributos cuyo cálculo está disponible en todos los programas de interpretación sísmica. Se los obtiene a partir de pensar la traza como un fasor, acorde a lo propuesto en los Estados Unidos por Turhan Taner junto a Koehler y Sheriff en 1979, a partir del siguiente concepto. Un número complejo se define como:

$$z = x + iy = Ae^{\theta} \quad (10)$$

Donde:

$$i = (-1)^{1/2}$$

$$\theta = \arctg (y/x)$$

$$A = (x^2 + y^2)^{1/2}$$

Por lo tanto, la función traza sísmica en el espacio complejo es:

$$F(t) = f(t) + if_c(t) = A(t)e^{i\gamma(t)} \quad (11)$$

Allí el fasor avanza en el tiempo t , cambiando continuamente su frecuencia, su amplitud A y su fase γ , describiendo una suerte de tirabuzón donde la traza efectivamente registrada $f(t)$ pertenece al plano real y su correlato en el plano imaginario da la serie en cuadratura $f_c(t)$.

El proceso de generación de los datos imaginarios a partir de los reales se realiza mediante la Transformada de Hilbert (figura 14) (desarrollada para funciones holomorfas por el prusiano oriental David Hilbert en 1905), que es un operador lineal que toma una función real $s(t)$, la convolucionada con una respuesta impulsiva $h(t) = 1/\pi t$ y genera una función $H(s)(t)$ en el mismo dominio (t):

$$H(s)(t) = (h * s)(t) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{s(\tau)}{t-\tau} d\tau \quad (12)$$

Considerando la integral como el valor principal (lo que evita la singularidad $t = (\tau)$) se obtiene entonces la traza imaginaria $H(s)(t)$, lo que permite describir la función compleja de la señal (figura 15).

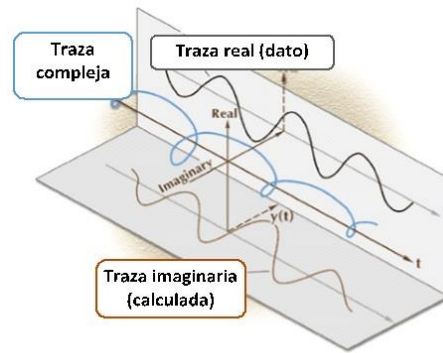


Figura 15. Traza compleja.

Así, el fasor desplegado en el espacio complejo posibilita obtener relaciones que de otro modo no serían evidentes (Chelotti *et al*, 2009), como:

- Envolvente de las amplitudes, A , en el espacio complejo.
- Fase instantánea, $\gamma(t)$, es decir la posición angular del fasor en los instantes muestreados.
- Polaridad aparente, resultante de dar al fasor un valor positivo o negativo.
- Fase promedio, esto es, el promedio angular (de $-\pi_a + \pi$) para una ventana temporal definida.
- Frecuencia instantánea, $d\gamma(t)/dt$, esto es, la velocidad de cambio de la fase en función del tiempo.
- Frecuencia promedio, para una dada ventana de tiempo.
- Otros, como Coseno de Fase, Derivada de Frecuencia, Cociente de Amplitudes, etc.

Atributos estadísticos

Los métodos geoestadísticos, cuando son aplicados al método sísmico, vinculan alguna variable sísmica (amplitud de pico o valle, espesor entre cero crossings, frecuencia instantánea o cualquiera otra) con alguna variable geológica, petrolera, minera, etc. (espesor de reservorio, porosidad, producción del intervalo, relaciones litológicas u otra que sea de interés) (Chelotti *et al*, 2009). El operador elegido se aplica en función de diversos criterios:

Punto Inflexión Trazas: Se realiza el cálculo en ventanas definidas por el punto de inflexión de cada traza del volumen sísmico. Esto implica que para cada referencia en tiempo dada por el punto de inflexión de la traza, habrá un valor proveniente del cálculo estadístico seleccionado por el usuario, lo cual dará origen a un nuevo cubo.

Estadístico por ventana: El cálculo estadístico a realizar será llevado a cabo en una ventana definida en unidades de tiempo o profundidad, luego la ventana se desplazará una muestra ($n \times 2$ ms o $n \times 4$ ms, según sea el caso), este proceso se repite para cada una de las trazas del volumen, lo cual resultara en un cubo nuevo con un muestreo diferente al original.

Toda la Trazas: La traza es seleccionada en su totalidad cuando se activa esta opción. Dado que este proceso calcula un único valor de la operación estadística seleccionada por cada traza, genera el equivalente a un atributo 2D del estadístico de interés.

Atributos geométricos

Son una colección de motores de cálculo que facilitan la construcción de nuevos volúmenes sísmicos, con el objetivo de resaltar eventos geométricos que podrían ser de interés para el intérprete. Además, la experiencia ha demostrado que los atributos geométricos definen las características de los eventos y su relación espacial, cuantificando formas que inciden directamente en el reconocimiento de los patrones de depositación y la litología relacionada.

Cubos de Varianza Llamados también cubos de coherencia o semblanza fueron ideados en los Estados Unidos por Bahorich y Farmer en 1996, el atributo resulta de la aplicación de un algoritmo de estimación de similitud entre trazas sucesivas, aplicados a una ventana temporal establecida, en orden de obtener un volumen sísmico donde es posible visualizar las variaciones laterales producidas por rasgos estructurales o a veces también estratigráficos. Las imágenes obtenidas con el atributo de varianza permiten identificar deltas enterrados,

canales de ríos, arrecifes y rasgos estratigráficos de aguas profundas. El detalle notable con el cual los rasgos estratigráficos se muestran sobre la vista en planta de coherencia es de gran ayuda para la interpretación de estos rasgos (Peña, 2012). Las magnitudes estadísticas más comúnmente calculadas para su construcción son la varianza y la semblanza. La varianza es la medida del ancho de la probabilidad de distribución de una variable muestreada al azar-mientras que la covarianza involucra más de una variable, y resulta de hacer el cuadrado de la Desviación Normal o Standard (σ). De manera que:

$$\sigma^2(t, d_{max}) = \frac{1}{2} \sum_{k=t-N/2}^{t+N/2} (G_k - \bar{G}_{k+d})^2 \quad (13)$$

Donde $\bar{G}$ es la media de la distribución para N muestras considerando en este caso 2 trazas, una de las cuales es la G_k , centradas a un tiempo t con una ventana de búsqueda de +/- d. El resultado varía entre 0 (total similitud) y 1 (máxima varianza). La Semblanza (S) es una medida de coherencia:

$$S(t, d_{max}) = \frac{\sum_{k=t-N/2}^{t+N/2} (G_k + H_{k+d})^2}{2 \sum_{k=t-N/2}^{t+N/2} [G_k^2 + H_{k+d}^2]} \quad (14)$$

Donde el coeficiente está calculado para N muestras a lo largo de las trazas G_k y H_k centradas a un tiempo t con una ventana de búsqueda de +/- d. El resultado varía entre 0 (máxima diferencia) y 1 (perfecta semblanza) (Chelotti *et al*, 2009).

Descomposición espectral

La descomposición espectral consiste en utilizar la información sísmica tridimensional adquirida en el área de estudio para transformar la información del dominio del tiempo al de frecuencia, generando mapas de distribución de amplitud enfocados a frecuencias específicas que permitan identificar eventos estratigráficos a detalle, que pueden pasar desapercibidos en un mapa de amplitud de espectro completo. Con la combinación de estos mapas a varias frecuencias se podrán definir con mayor resolución las geometrías de los depósitos (Ortega y Macías, 2013). Por otro lado Partyka *et al* en 1999 indica que la descomposición espectral ofrece la posibilidad de mapear espesores y obtener imágenes sísmicas de las discontinuidades geológicas, dado que, mediante la transformación de los datos sísmicos en el dominio de la frecuencia, a través de la Transformada Discreta de Fourier el espectro de amplitudes permite delimitar la variabilidad de los espesores de las capas.

El concepto de descomposición espectral que está siendo ampliamente estudiado en las últimas décadas, ha permitido enfocar el concepto de resolución vertical en términos de frecuencias. Dado que al incrementar la frecuencia de análisis se pueden resolver capas más delgadas y que la descomposición espectral permite seleccionar la frecuencia de análisis, puede pensarse entonces en una frecuencia de entonación para una capa dada, más que en un espesor de entonación para una sección sísmica completa (Castagna *et al*, 2003).

ESPESOR NETO

Net Pay o Espesor Neto es aquel espesor que contiene un volumen significativo de hidrocarburo dentro de la roca reservorio. Dentro de una formación reservorio existen intervalos donde las principales propiedades tales como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos pueden cambiar, el criterio para determinar el espesor de un *Net Pay* puede variar de una compañía a otra. Para realizar esta estimación se seleccionan valores mínimos de porosidad, permeabilidad y saturación de agua los cuales permitan discriminar entre capas arcillosas, altas saturaciones de agua y capas de baja permeabilidad (Carrillo Barandiaran, 2006).

Caldwell y Heather en 2001 mencionaron que aunque el espesor neto es un dato fundamental en no solamente los cálculos volumétricos de reservas, sino también en el análisis de pozos y cálculos predictivos, sorpresivamente hay muy poco avances o guía en métodos computaciones, también poco conocimiento acerca de sus fortalezas y debilidades. Conclusión que apoya Worthington en el 2009, donde explica que no existe una definición estándar para el espesor neto y tampoco un protocolo aceptado para su incorporación al modelado de reservorios en materia de estimación de reservas.

CAPITULO IV

MARCO METODOLÓGICO

DATOS DISPONIBLES

El Bloque F3 está disponible en un repositorio de datos que ofrece la compañía dGB Earth Science para realizar pruebas con sus motores de cálculo, el mismo se puede encontrar en la página web de OpendTect. Cuenta con 387 kilómetros cuadrados de datos sísmicos 3D (figura 16) los cuales fueron adquiridos con un intervalo de muestreo de 4 ms para un total de 463 muestras. A través del espectro de frecuencia del cubo sísmico (figura 17) se pudo apreciar la frecuencia dominante de 42 Hz, otras características se resumen en la tabla 1.

Tabla 1. Características del volumen sísmico 3D.

Frecuencia Dominante	42 Hz
Rango Inlines	300 - 1250
Rango Crosslines	100 - 750
Tiempo de inicio - fin (ms)	4 - 1848
Muestreo (ms)	4
Bin (m)	25 x 25
Fase	Cero

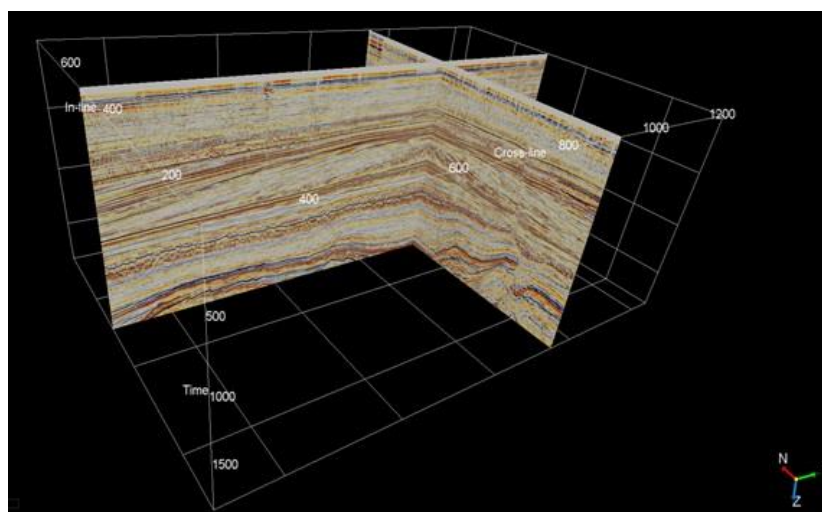


Figura 16. Visualización en 3 dimensiones de los datos sísmicos.

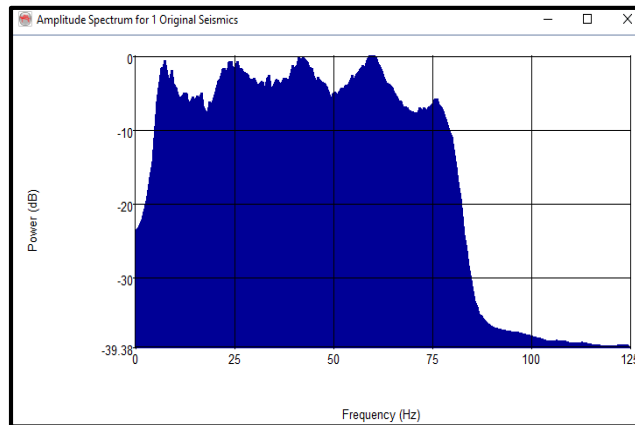


Figura 17. Espectro de frecuencia de la sísmica 3D.

El software utilizado fue el programa de interpretación sísmica de uso libre OpendTect con licencias para usar los módulos *Seismic Spectral Blueing* y *Seismic Coloured Inversion* proporcionados directamente por la empresa ARK CLS, para el desarrollo de códigos y operaciones matemáticas fuera de OpendTect se emplearon los programas Octave, Matlab y Microsoft Excel 2013.

Para determinar la fase cero se tomó en cuenta el estudio de Zufadli en el año 2008 en el cual realizó estudios en el Bloque F3 y determinó la fase cero observando rasgos geológicos como los que se pueden observar en la figura 18, donde el suelo marino posee una respuesta de tipo valle en tonalidad roja como corresponde a la fase cero con polaridad europea. También las arenas someras gasíferas presentan una respuesta de pico y valle representadas con el color azul y luego rojo, para finalmente apreciar la capa de carbonatos del grupo Chalk en donde la respuesta es de valle y pico para colores rojo y azul correspondientes a la fase cero con polaridad europea.

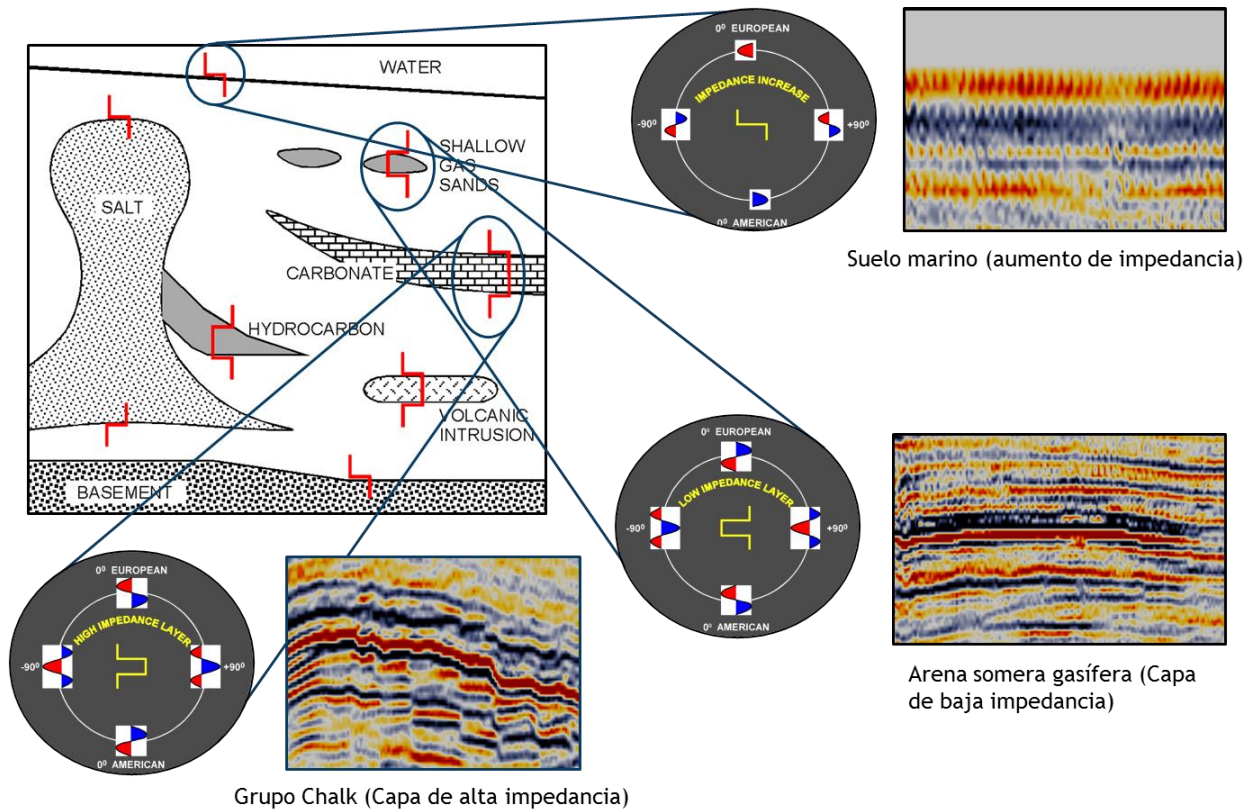


Figura 18. Determinación de fase cero a partir de la observación de rasgos geológicos. Como datos adicionales se cuenta con un estudio de impedancia acústica previo realizado para el intervalo terciario (figura 19).

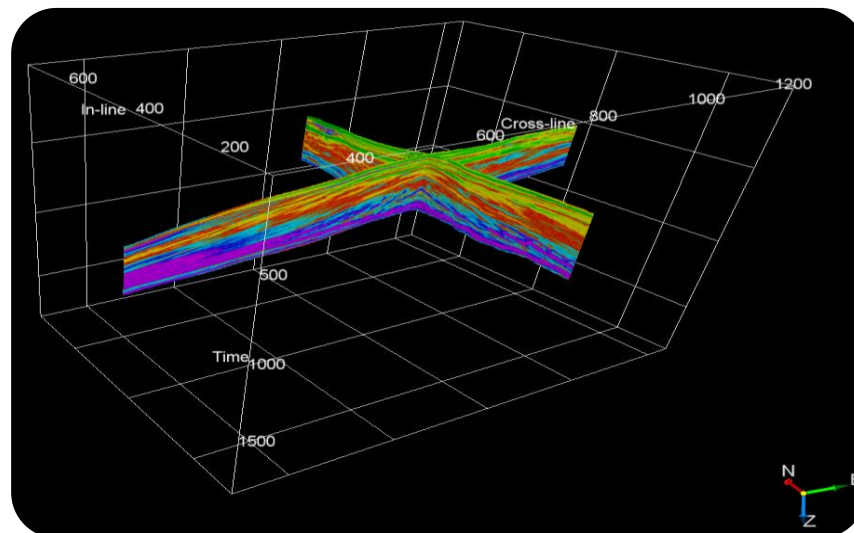


Figura 19. Cubo de impedancia acústica.

Además de los datos sísmicos se cuentan con 6 pozos dentro del área, en la tabla 2 se presenta un inventario de los mismos con sus respectivos registros.

Tabla 2. Inventario de pozos.

POZO	Coordenada X	Coordenada Y	Topes	Checkshot	Densidad	Neutrón	Sónico	Rayos Gamma	Impedancia-P	Porosidad	Resistividad	Caliper	SP	SW
F02-01	606554	6080126	X	X	X		X	X	X	X				
F03-02	619101	6089491	X	X	X		X	X	X	X				
F03-04	623256	6082586	X	X	X		X	X	X	X				X
F06-01	607898	6077428	X	X	X		X	X	X	X				

Carga del volumen sísmico

Previo a la carga del volumen sísmico se debe conocer cuáles son los bytes que contienen las coordenadas de los puntos de tiro, los receptores, los números de inline y crossline, entre otra información relevante.

Utilizando el programa SeiSee en su versión 2.17.1 se determinaron los bytes de la información requerida siguiendo los pasos a continuación:

Abrir el archivo .segv que contiene la sísmica con File -> Open.

A continuación, el programa muestra todas las trazas del volumen de sísmica 3D, se selecciona una de ellas y se hace clic en la pestaña “Trace header”.

Se extrae la información requerida de la tabla del encabezado de las trazas.

Aplicando los pasos previos se determinó que el espaciamiento entre las líneas inline y crossline es de 25 metros, el número de muestras para las trazas es de 463 y el intervalo de muestreo es de 4 milisegundos comprendido en un rango de tiempo entre 4 y 1848 milisegundos. El área total cubierta por la sísmica es de aproximadamente 386,93 km². Hay 651 secciones inline numeradas desde el 100 al 750, 951 secciones crossline numeradas desde 300 hasta 1250.

Usando el programa OpendTect se realizó la carga del archivo que contiene la sísmica de área de estudio.

- Se crea y se nombra un nuevo *survey*, en él se debe indicar el tipo de datos sísmicos con los que se cuenta (2D o 3D) y los datos de la geometría así como sus coordenadas que son cargadas desde el archivo .segv (ver figura 20).
- Si el *survey* se cargó correctamente se observará la geometría del bloque cargada.
- Una vez cargada la geometría se procede a importar la información sísmica tal y como se muestra en la imagen a continuación, indicando el archivo segv del volumen sísmico.

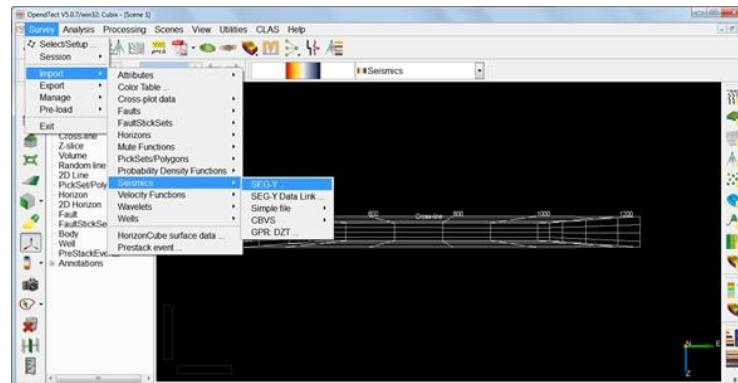


Figura 20. Importación del volumen sísmico en OpendTect.

Carga de los registros de pozo

- Se realizó la carga de los pozos y sus respectivos registros, creando los archivos de encabezados correspondientes al formato que exige OpendTect.
- Se procede a realizar la carga de la información de los pozos con la que se cuenta, como registros, checkshots, y topes formacionales. Cada una de estas opciones posee un botón en la pantalla "*Manage Wells*", como se observa en la figura 21.

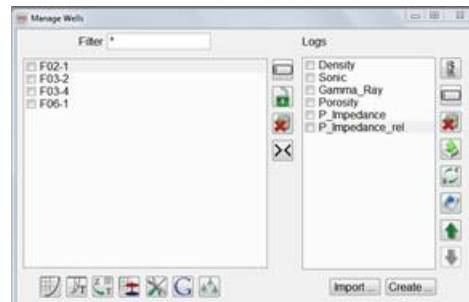


Figura 21. Pantalla "*Manage wells*", para crear y editar información de pozos.

Para cumplir con los objetivos de la investigación se siguieron una serie de pasos presentados a continuación:

Caracterización sísmica

- 1.- Utilizando la el volumen sísmico original, los checkshots y los registros de pozo se procedió a calibrar la sísmica, obteniendo como resultados la sísmica calibrada y el sismograma sintético de calibración que se utilizará posteriormente.
- 2.- Interpretación del horizonte de interés FS8.
- 3.- A la sísmica calibrada, llamada de ahora en adelante Sísmica Original (SO) se le calcularon los siguientes atributos sobre el horizonte FS8: Semblanza, Similitud, Descomposición Espectral y Frecuencia instantánea.
- 4.- Análisis de *fissility*.
- 5.- Sobre la S.O. se aplicó el proceso Seismic Spectral Blueing, obteniendo como salida un volumen sísmico de reflectividad con el proceso Spectral Blueing (SSB).
- 6.- Sobre la SSB se calcularon los siguientes atributos en el horizonte FS8: Semblanza, Similitud, Descomposición Espectral y Frecuencia instantánea.
- 7.- A la SSB se aplicó el proceso Seismic Color Inversion, obteniendo como resultado el volumen sísmico S.C.I. estándar (SCI_std).
- 8.- Se realizaron crosplots con el atributo SCI_std para hallar relaciones entre este y la impedancia acústica para encontrar rangos de litologías de interés.

Desarrollo de operador para *Seismic Color Inversion*

- 1.- Sobre el sismograma sintético utilizado para la calibración de la S.O. se aplicó el proceso Seismic Spectral Blueing obteniendo el sismograma sintético SSB_syn.
- 2.- Sobre el sismograma sintético SSB_syn se aplicó el Seismic Color Inversion y se obtuvo un segundo sismograma llamado SCI_syn.
- 3.- Al sismograma SCI_syn se le extrajo un operador ondícula por medio del proceso de convolución llamada W_sci_syn.

4.- Se procedió a aplicar un filtro de convolución sobre la S.O. utilizando el operador W_{sci_syn} .

Atributos cuantitativos “Net Pay”

- 1.- Sobre los datos SCI_{std} y SCI_{syn} se calculó el RMS desde el horizonte FS8.
- 2.- En la intersección entre los pozos y el horizonte FS8 se realizaron crosslots entre el espesor del evento interpretado (milisegundos) y el valor del RMS de los SCI_{std} y SCI_{syn} , obteniendo la ecuación que relaciona estas variables.
- 3.- Utilizando la ecuación antes obtenida se procedió a calcular el espesor neto de arena para los datos SCI_{std} y SCI_{syn} por medio de un atributo matemático.

CALIBRACIÓN

Para realizar la inversión sísmica es imperativo realizar un amarre sísmica-pozo o calibración óptima, ya que las operaciones se realizan en la ventana de interés y esta debe estar bien definida y correlacionada entre la sísmica y el pozo. El método usado en esta investigación se explica a continuación:

Corrección del registro sísmico usando *Checkshots*

Los Checkshots son usados para generar curvas de corrección del registro sísmico. Esta corrección se basa en conversiones de profundidad a tiempo para ajustar la tendencia del registro sísmico a valores reales de velocidad. Estas curvas son llamadas curvas T-Z. Corregir el registro sísmico es importante ya que los valores extraídos de este registro son usados posteriormente en la elaboración del sismograma sintético.

Para realizar esta calibración se siguió la metodología impartida por el Prof. Meza durante el año 2015:

- Transformar las unidades del registro sísmico de metros a pies usando el factor de conversión 0.3048.

Depth(ft)	Sonic(us/m)	Sonic(us/ft)
1000.98	518.0754	157.909382
1001.48	528.0613	160.953084
1001.97	533.324	162.557155
1002.46	543.0056	165.508107

Figura 22. Conversión metros a pies del registro sísmico.

- Se multiplica por la unidad de distancia para eliminar el ft que divide a la expresión y se transforma de microsegundo a milisegundo, se toma un delta de distancia a partir de la columna Depth (ft).

$f_x = G2*(E3-E2)/1000$				
	E	F	G	H
1	Depth(ft)	Sonic(us/m)	Sonic(us/ft)	
2	1000.98	518.0754	157.909382	(DT*delta(d))
3	1001.48	528.0613	160.953084	0.07771131
4	1001.97	533.324	162.557155	0.079209195
5	1002.46	543.0056	165.508107	0.0799986

Figura 23. Multiplicación entre delta de tiempo y delta de profundidad.

- Se realiza la suma acumulada de todos los tiempos parciales para la integración del sísmico.

$f_x = H4+I3$			
	G	H	I
1	Sonic(us/ft)		
2	157.909382	(DT*delta(d))	OWT
3	160.953084	0.07771131	0.07771131
4	162.557155	0.079209195	0.15692051
5	165.508107	0.0799986	0.23691911
6	164.260347	0.08145084	0.31836995

Figura 24. Tiempo Simple.

- Transformar el tiempo simple el tiempo doble, dado que la sísmica esta expresada en ese formato.

$f_x = I3*2$		
	I	J
1		
2		
3	OWT	TWT
4	0.07771131	0.15542262
5	0.15692051	0.31384101

Figura 25. Tiempo doble.

- Se grafican los primeros dos puntos del *checkshot* original o de un pozo cercano donde MD es el eje X y TWT es el eje Y, todo esto con el objetivo de generar el pseudo-checkshot.



Figura 26. Ecuación de ajuste para el pseudo-checkshot.

- Se utiliza la ecuación de la pendiente para analizar la zapata del pozo reemplazando la X con la columna *Depth* del registro sísmico.
- Realizar la suma de la columna TWT con el valor obtenido del cálculo de la zapata.
- Tomar cada valor del checkshot original y restarlo con la nueva columna TWT obtenida a través del paso anterior, los valores a comparar deben corresponder a la misma profundidad. Como resultado se obtienen los valores de deriva para cada profundidad muestreada con el *checkshot*.

Deriva	MD(ft)
-8.7375702	1816.27
-7.6193297	2010.83
-15.430074	2241.83
-11.578926	2351.21
-6.3056955	2455.68
-3.3555658	2608.86
14.7044238	3042.26
29.0047939	3364.24
29.5616662	3441.08
29.9364722	3470.77
30.2841926	3506.36
27.5185391	3589.63

Figura 27. Deriva para cada punto en el checkshot.

- Graficar los datos anteriores.

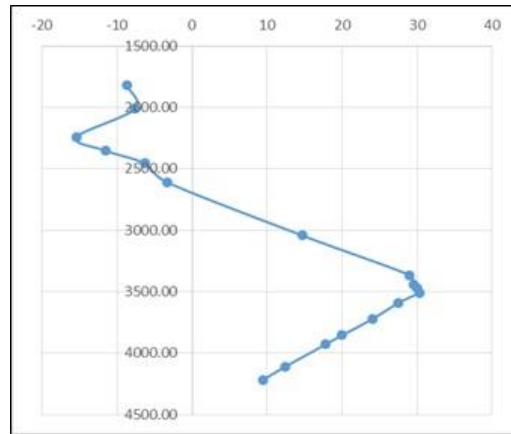


Figura 28. Deriva del registro sónico.

- Calcular la ecuación de la recta entre cada punto para ajustar la curva del pseudo-checkshot, se usa la ecuación de la pendiente para M y se aplica despeje para obtener B.

M	B
173.982075	3336.45356
-29.575151	1785.48395
28.4027563	2680.08734
19.8098554	2580.59077
51.923959	2783.09253
23.9977408	2689.38427
22.5156151	2711.17807
137.980047	-637.84398
79.2185891	1099.24263
102.372806	406.087066

Figura 29. Ecuación de la recta para la corrección.

- Calcular la deriva del pseudo-checkshot para los intervalos del registro usando M y B correspondientes a cada profundidad.

$f_x = \frac{(AD2-AC2)}{AB2}$				
	AB	AC	AD	AE
1	M	B	Depth(ft)	Deriva Pseudo
2	173.982075	3336.45356	1000.98	-13.42362026
3	-29.575151	1785.48395	1001.48	-13.42079166
4	28.4027563	2680.08734	1001.97	-13.41796306

Figura 30. Deriva del pseudo-checkshot.

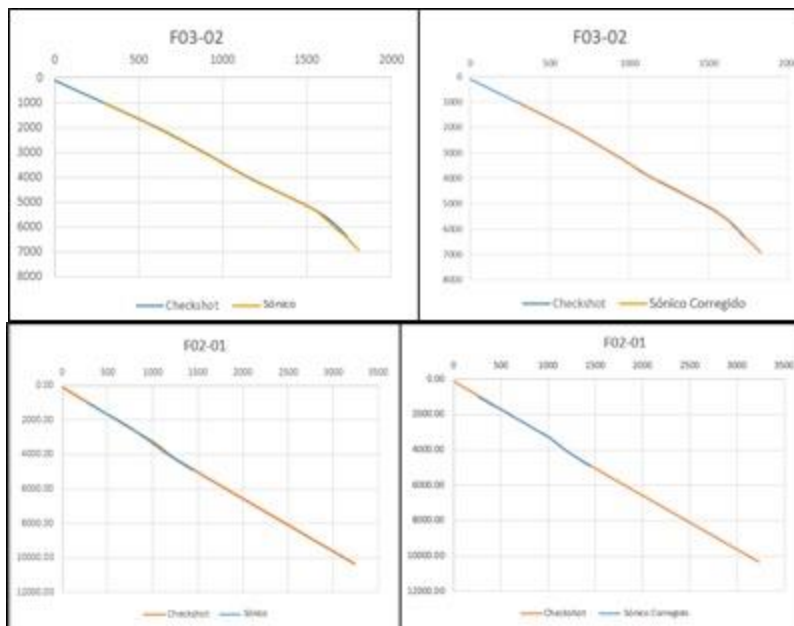
- Sumar la deriva del pseudo-checkshot a los valores obtenidos anteriormente de TWT, de esta manera se corrige el error existente.
- Restar el valor de la zapata a la columna de pseudo-checkshot corregida.
- Dividir el valor resultante entre 2 para reflejar la corrección en tiempo simple.
- Realizar la resta acumulativa de dichos los valores para obtener el delta en tiempo.

- Transformar el valor de microsegundo a milisegundo y agregar la componente de profundidad.

f ₃ =(G3*1000)/(A4-A3)			
	A	G	H
1	Depth(ft)	Delta	Sónico corregido (us/ft)
2	1000.98	-6.71181013	157.9093819
3	1001.48	0.07912561	160.7832412
4	1001.97	0.0806235	163.8269435
5	1002.46	0.0814129	165.4310145

Figura 31. Sónico corregido.

Realizada de manera minuciosa la corrección al registro sónico dada su importancia en este proceso se procedió a graficar el registro *checkshot* y su correspondiente registro sónico antes y después de corregir, donde el eje horizontal corresponde al tiempo de viaje y el eje vertical representa la profundidad en metros. El objetivo de esta actividad es verificar que el ajuste llevado a cabo en cada pozo haya sido el deseado. Los resultados de esta validación se pueden observar en la figura 32.



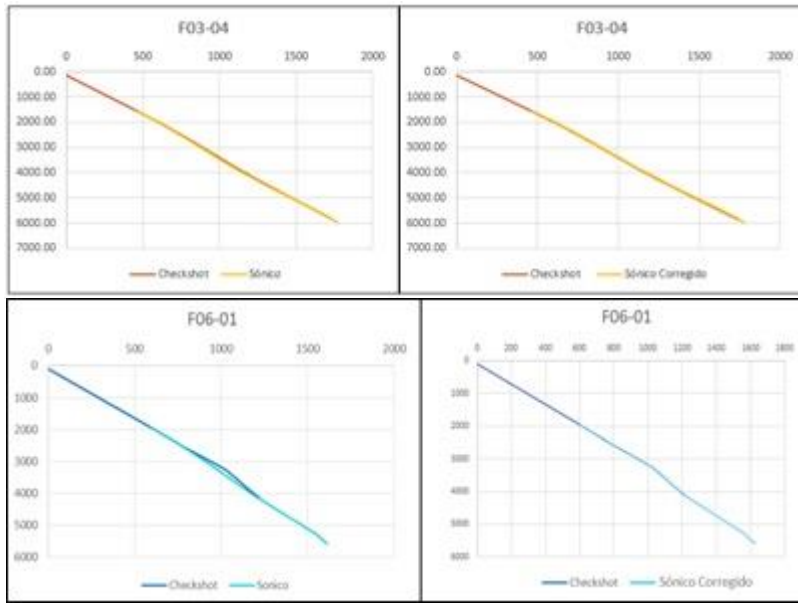


Figura 32. Registro sísmico y *checkshot* sin corregir (izquierda), registro sísmico corregido y *checkshot* (derecha).

Tal y como se observa en las gráficas anteriores existen diferencias entre el registro sísmico inicial y los datos correspondientes al *checkshot*, aplicando el proceso de corrección y evaluando las gráficas se logró un ajuste para cada registro sísmico disponible en el área, lo que permite disminuir el error por deriva y la incertidumbre asociada. Por lo que estos registros serán usados con confianza en el resto de la investigación.

Construcción de la traza sintética

Según el material de clases de la asignatura Tópicos petroleros I, se siguieron los siguientes pasos para la elaboración del sismograma sintético:

- Carga de los datos de impedancia acústica provenientes de los registros de pozo (sónico corregido y densidad). Los datos se asignan a una variable tipo matriz usando el comando “xlsread”. Dicho comando se encuentra en el paquete “io octave”, que puede ser obtenido de la Web y cargado en el espacio de trabajo de Octave.
- El eje de profundidad de los datos de pozo debe haber sido convertido a tiempo.
- Filtrar los datos de pozo. El muestreo de los datos de pozo es muy superior al de la sísmica, lo que se traduce en un número de muestras mucho mayor. Utilizando la función filtroPromedio de Octave (anexo 1) se filtran los datos para tener un número de muestras similar al de la sísmica. La función implementada toma como parámetros

un vector tiempo, un vector con la propiedad que va a ser filtrada (en este caso impedancia acústica) y un valor escalar que indica el tamaño de la ventana de muestreo. El filtro implementado es un filtro ponderado o de Backus (figura 33).

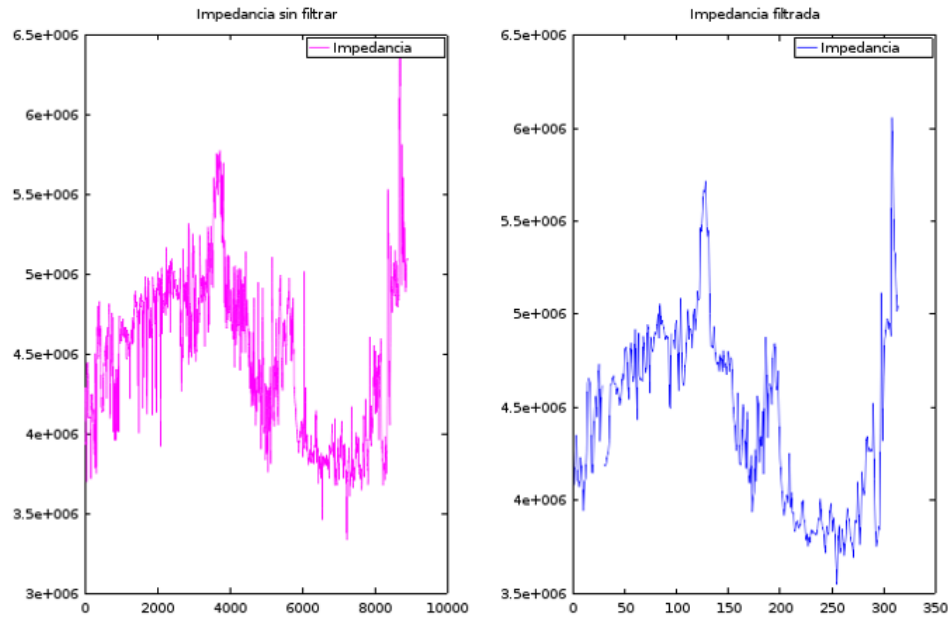


Figura 33. Comparación de datos de impedancia acústica de pozo con y sin filtrado.

- Se crea un archivo Excel, usando el comando “xlswrite” del paquete “io” de Octave, con los datos de impedancia filtrados.
- A partir del archivo Excel que contiene la impedancia filtrada se crea la serie de reflectividad (ecuación 2), tomando en cuenta las formaciones, los cambios de impedancia y el registro de rayos gamma. Se deben tomar muy en cuenta los miembros en las formaciones, ya que representan un cambio de importancia acústica que separa a dos facies sísmicas (Martínez, 1996).
- La serie de reflectividad se guarda como archivo de texto separando los decimales con punto.
- Se carga la serie de reflectividad como vector usando el comando “load”.
- Usando la función “Ricker” implementada por Margrave (1991) se crea una ondícula de Ricker de 30Hz. Esta función toma como parámetros el intervalo de muestreo y la frecuencia dominante y devuelve un vector que representa la ondícula. La función Ricker forma parte de un conjunto de códigos desarrollado en Matlab por el

Consortio Crewes de la universidad de Calgary los cuales son compatibles con Octave (figura 34).

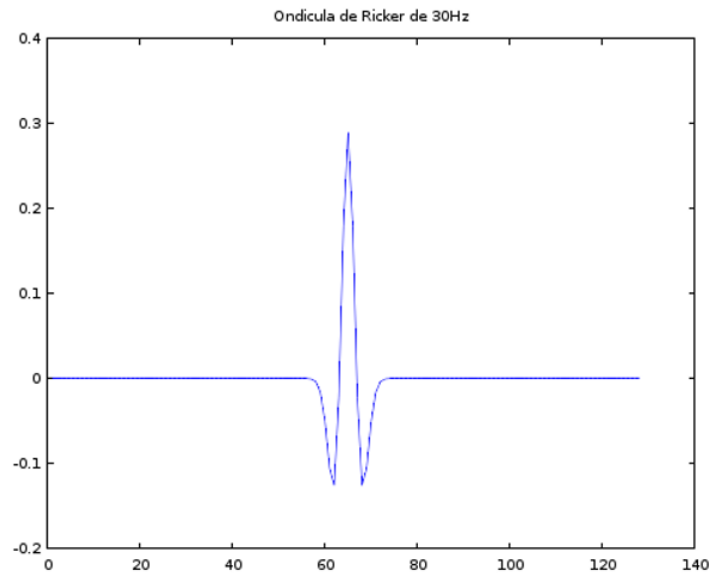
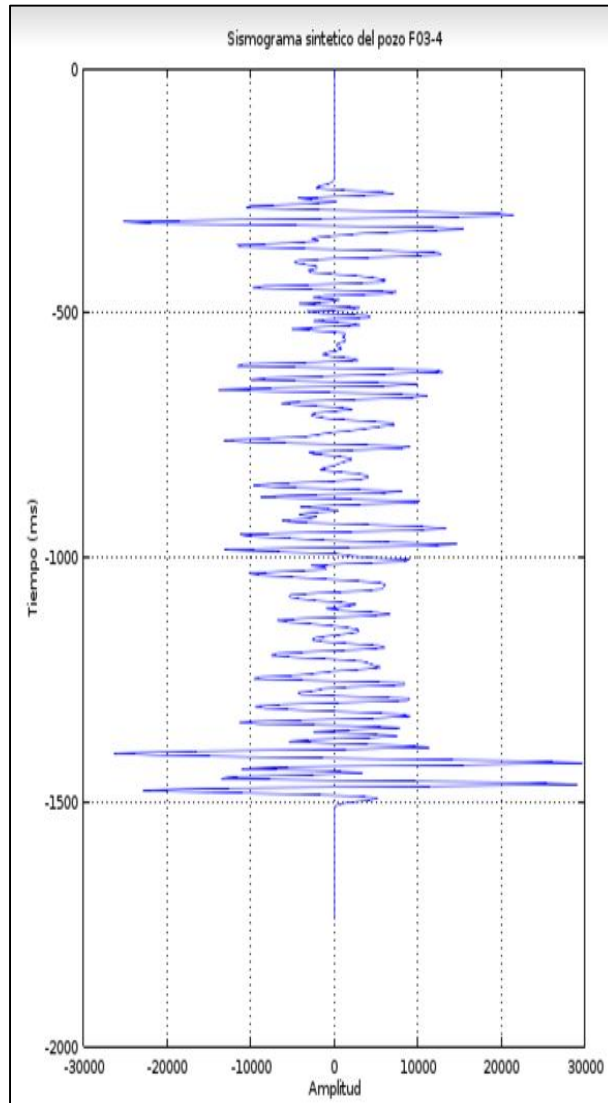


Figura 34. Ejemplo de ondícula de Ricker de 30hz.

- Se realiza la convolución entre los vectores de la serie de reflectividad y la ondícula de Ricker usando el comando de Octave “conv”, lo que da como resultado la traza sintética.
- La traza sintética generada debe ser ajustada para que concuerde con la traza sísmica. El número de muestras se ajusta agregándole un vector en las primeras posiciones cuyos valores son todos cero. La longitud del vector de ceros es el número de muestras de la sísmica menos el número de muestras de la traza sintética.
- Los valores de la traza sísmica se expresan como valores enteros, por los que los de la traza sintética se multiplican por un factor escalar y se toma la parte entera. Esto no altera la traza ya que lo importante es que se mantenga la relación de los valores de amplitud relativa.
- La traza sintética debe cargarse en la posición correspondiente al pozo de donde se extrajeron los datos de impedancia acústica (sónico y densidad).
- Se genera un archivo que contenga los datos de la traza sintética y sus coordenadas. El procedimiento de crear el archivo consiste en tomar los datos de amplitud y repetirlos 10 veces, generando así una sección sintética. Las coordenadas son extraídas de la sísmica en la posición que esté más cercana con el pozo.

- La sección sintética se carga en OpendTect y se observa en la figura 34 junto con la sísmica.



• Figura 35. Ejemplo de traza sintética generada.

Realizando el proceso de calibración descrito anteriormente se obtuvo como resultado un sismograma sintético el cual se importó a OpendTect y se desplegó en forma de perfil 2D, posteriormente comparándolo con el perfil correspondiente en el volumen sísmico. Para este análisis se muestra en la figura 36 el sismograma sintético para la ubicación del pozo F03-04 lo que sería en la sísmica el Inline 442 y se puede apreciar que si bien no todos los estratos están fielmente copiados en el sismograma se observan ciertas coincidencias en los eventos.

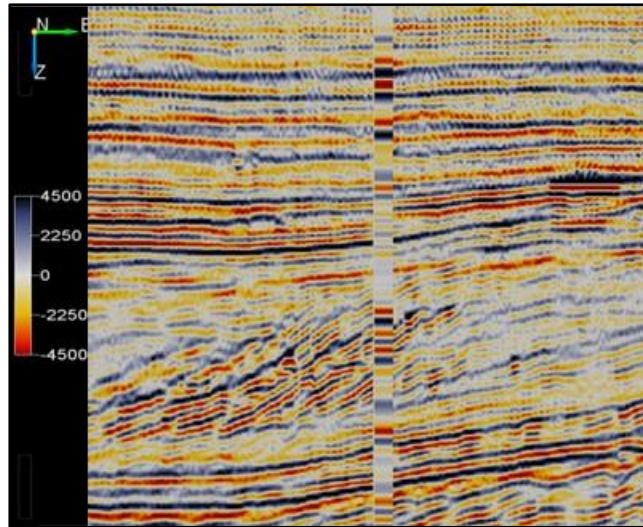


Figura 36. Sismograma sintético en la ubicación de pozo F03-04 (Inline 442).

Zona de interés

Para esta investigación se eligió como área de interés el sistema deltaico observado en la parte superior de la inconformidad del Mioceno Medio, correspondientes al Grupo Mar del Norte Superior. En este intervalo se pueden apreciar diversas características deseables para la acumulación de hidrocarburos, tanto desde el punto de vista estructural como lo son las fallas presentes en el área como desde el punto de vista estratigráfico como los clinoformas. En la figura 37 se observa un resumen de los ambientes sedimentarios en el Bloque F3.

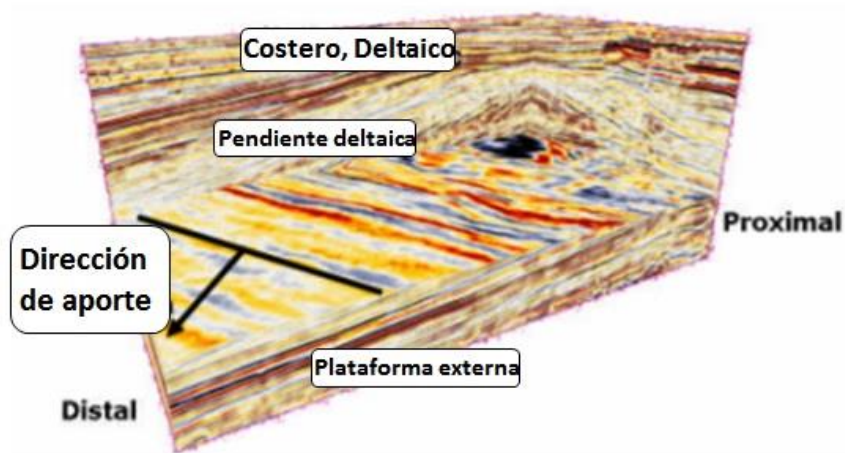


Figura 37. Ambientes sedimentarios presentes en el Bloque F3 (Modificado de Brouwer y otros, 2008).

Además de la configuración geológica, esta zona también presenta indicadores de acumulación de fluidos tales como *bright spots* y chimeneas de gas como puede verse en la figura 38.

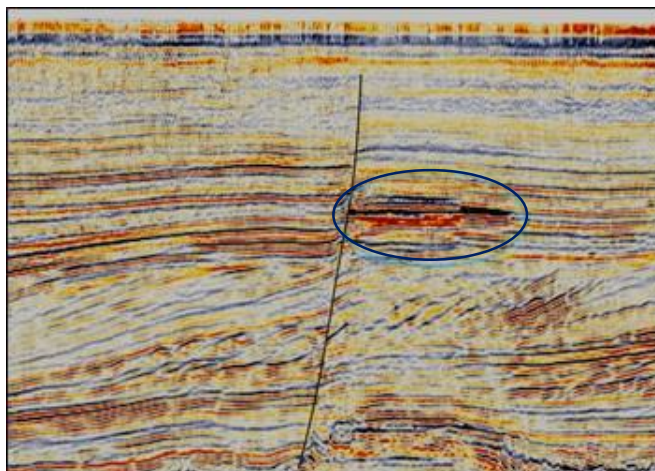


Figura 38. Indicador de hidrocarburo en Inline 235.

Evaluando los registros de pozo, se eligió el nivel FS8 para el análisis a fondo y un rango superior e inferior para cubrir el Grupo Mar del Norte Medio en los procesos de SCI y SSB siendo el límite superior el tope MSF11 y el tope inferior la superficie FS4. En las figuras 36 y 37 se muestra el despliegue de los registros disponibles realizado con el programa Excel para los pozos F02-01 y F06-01 respectivamente, en la figura 39 se observan bajos valores de gamma ray, disminución en la densidad y en la impedancia acústica lo que indica que el tope FS8 se trata de un intervalo compuesto por arenisca.

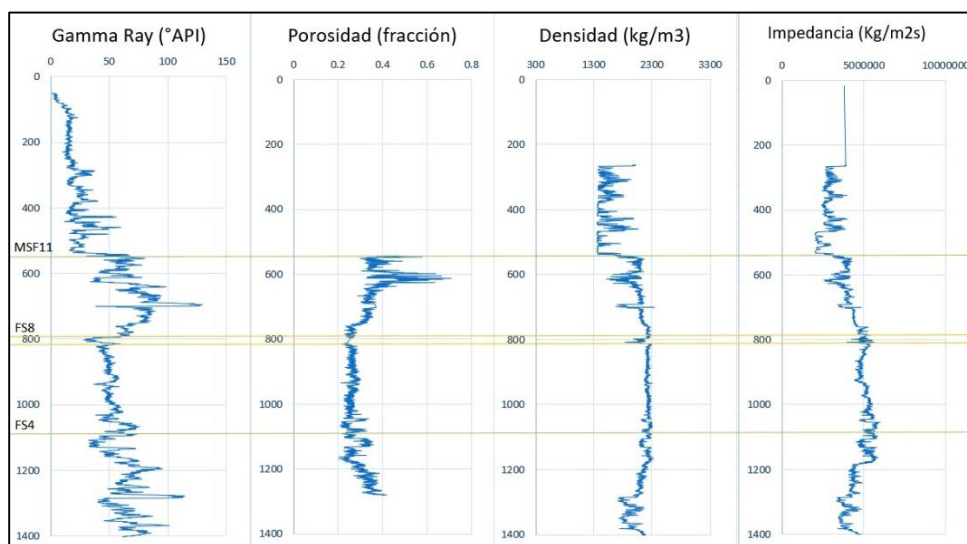


Figura 39. Despliegue de registros para el pozo F02-01.

Para el pozo F06-01 el marcador MSF11 no llega hasta esta zona, por lo que se tomó el tope FS11 en reemplazo para representar el tope del terciario (figura 40). Para el nivel elegido se observan bajos niveles de grados API, disminución en la densidad, aumento en la porosidad y bajos valores para la impedancia acústica lo que confirma la existencia de dicha arenisca.

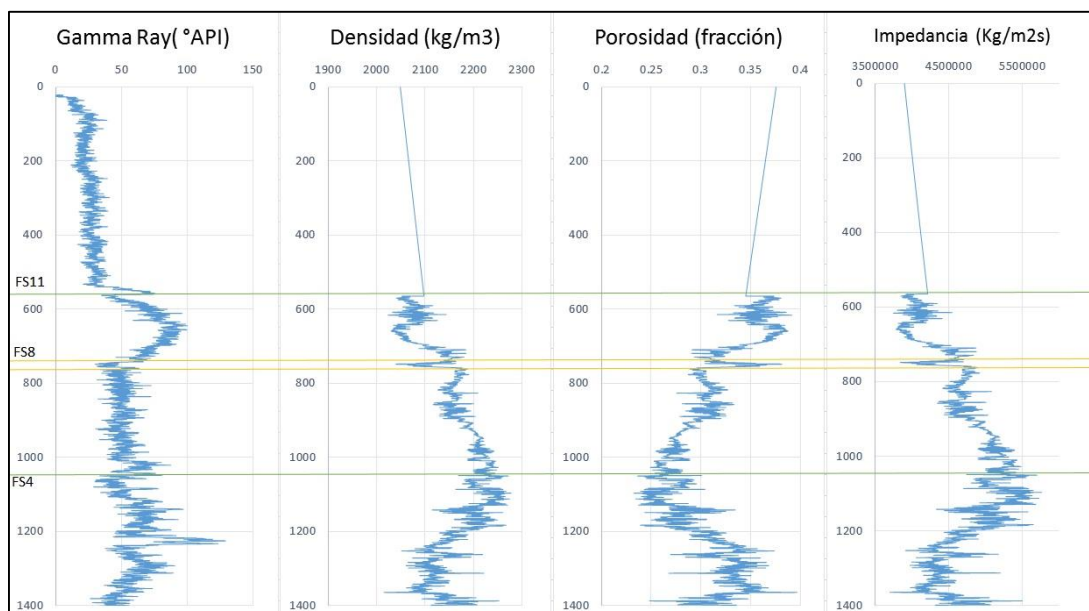


Figura 40. Despliegue de registros para el pozo F06-01.

Desplegando el pozo en la sísmica fue posible observar el tiempo de interés basado en el análisis anterior como se aprecia en la figura 41.

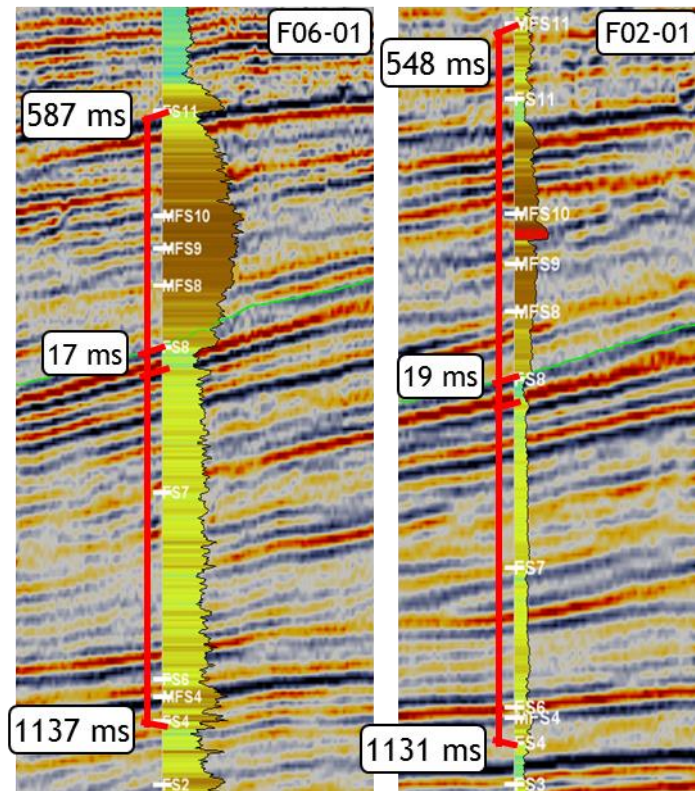


Figura 41. Despliegue de los pozos F06-1 (izquierda) y F02-01 (derecha).

El tope MSF11 representa una superficie de máxima inundación (Maximun Flooding Surface), la ventana a trabajar la inversión se encuentra entre los 450-1000 ms aproximadamente (tiempo doble) la cual se señala en la figura 42.

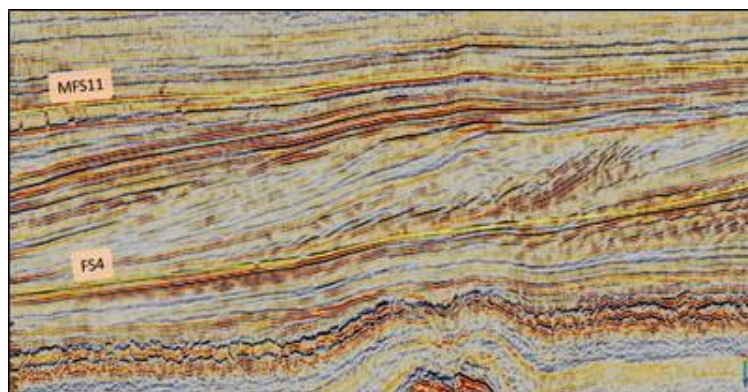


Figura 42. Zona de interés resaltada en *inline* 362.

La siguiente tabla contiene el intervalo de tiempo en el que se encuentra la ventana de interés tanto para la sísmica como para los datos de pozo.

Tabla 3. Zona de interés.

Zona de interés en la sísmica			Zona de interés en los pozos		
Ubicación (IL, XL)	Comienzo (ms)	Final (ms)	Pozo	Comienzo (ms)	Final (ms)
(442, 1007)	439	920	F03-04	443	927
(362,336)	558	1037	F02-01	548	1131
(244, 387)	596	1066	F06-01	587	1137
(722, 848)	496	876	F03-02	486	886

Recapitulando, el nivel seleccionado para el análisis a nivel de superficie fue el horizonte FS8 basado en información de registros los cuales confirman que se trata de una capa de litología arenosa dadas las bajas lecturas en el registro *gamma ray* de aproximadamente 70° API, también es una zona que atraviesa anomalías de reflectividad como se muestra en la figura 43. Dicho nivel es la superficie de inundación numero 8 (*Flooding Surface 8*) dentro del Grupo Mar del Norte Superior el cual empieza a partir de la discontinuidad del Mioceno Medio, un aspecto muy llamativo de este nivel es el control estructural ejercido por la falla normal que se puede observar en el Inline 252 el cual hubo que cuidar a la hora de interpretar, para el proceso de picking del horizonte se realizó un mallado de 5 Inlines y posteriormente de 5 Crosslines el cual se ejecutó sin mayores problemas en la mayoría del cubo gracias a la continuidad lateral del horizonte.

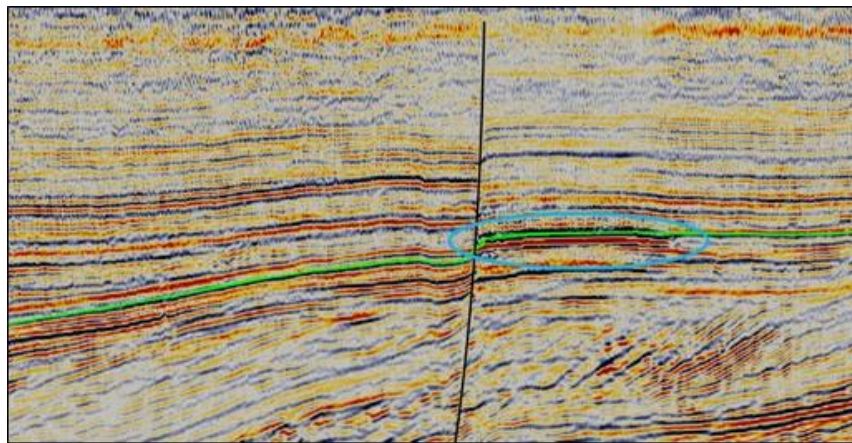


Figura 43. Horizonte FS8 en *inline* 252 (verde).

Resolución vertical

Para el cálculo de la resolución vertical se usó la ecuación 6. Los datos de velocidad se obtuvieron del registro sónico para el intervalo de la ventana de interés. A la ventana se aplicó

la transformada de Fourier para obtener el espectro de amplitud al que posteriormente se le aplica la norma cuadrática para eliminarle la fase.

Pasos a seguir:

- Acotar la traza sísmica a la ventana de interés.
- Obtener el espectro de amplitud (figura 44). Usando la función “fftrl” que se encuentra en script de código abierto de Matlab desarrollado por el consorcio Crewes de la universidad de Calgary los cuales son compatibles con Octave.
- Identificar la frecuencia dominante.
- Obtener la velocidad promedio de la ventana de interés del registro sísmico corregido.
- Calcular la resolución aplicando la ecuación 6 dividida entre 4.

En la siguiente ilustración se aprecia el espectro de amplitud obtenido al aplicar el proceso descrito previamente a la traza sísmica en su ventana de interés para la ubicación que coincide con el pozo F03-4. En el espectro se puede apreciar que la frecuencia dominante, equivalente al concepto de moda, es de 61.5 Hz.

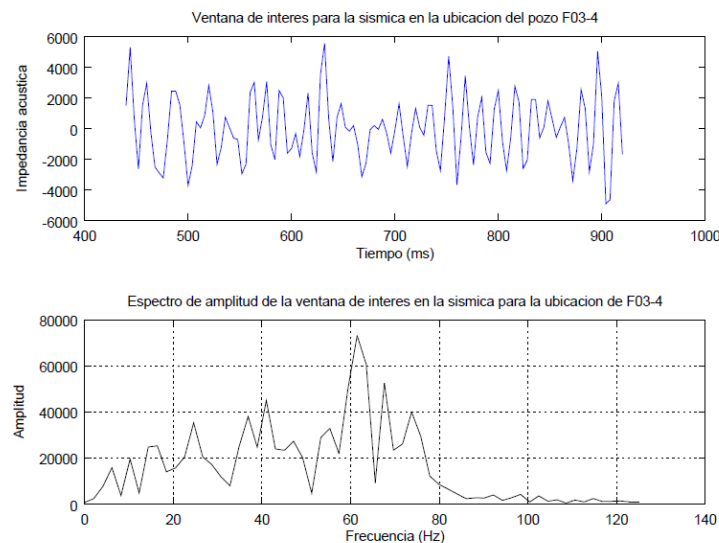


Figura 44. Impedancia acústica y espectro de amplitud para la ventana de interés en el pozo F03-4.

El mismo procedimiento fue aplicado al resto de los pozos, obteniendo los resultados plasmados en la siguiente tabla:

Tabla 4. Resolución vertical de la sísmica en la ubicación de cada pozo.

Ubicación en la sísmica	Frecuencia dominante (Hz)	Lentitud promedio (us/ft)	Velocidad (ft/s)	V/f (ft)	$\lambda/4$ (ft)
F02-1	56	488.73	2046.12	36.54	9.13
F03-2	43	474.07	2109.39	49.06	12.26
F03-4	61.5	474.55	2107.26	34.26	8.57
F06-1	42	489.33	2043.61	48.66	12.16

SEISMIC SPECTRAL BLUEING Y SEISMIC COLORED INVERSION

Para obtener un mejor resultado se implementó la metodología aplicada por Gregory Blache-Fraser y Jeremy Neep para el campo Cannoball localizado en Trinidad y Tobago en el año 2004, dicho procedimiento consistió en aplicar *Seismic Spectral Blueing* en primer lugar para aumentar el contenido de altas frecuencias y luego *Seismic Colored Inversion* para realizar la inversión sobre un cubo sísmico con mayor resolución.

Seismic Spectral Blueing

En el menú *analysis* de OpendTect, se puede acceder a una serie de atributos aplicables tanto en formato 3D como 2D, para el caso de *Seismic Spectral Blueing* el mismo se encuentra en la opción de atributos 3D. En la ventana emergente se filtra la búsqueda señalando que se muestren solamente los atributos ofrecidos por ARK-CLS, entre los cuales se escoge el *Spectral Blueing* para un solo operador. Como input Data se selecciona el cubo sísmico original, realizado esto se procede a analizar y crear el atributo.



Figura 45. Ventana emergente de atributos 3D con *Spectral Blueing* seleccionado.

Haciendo esto, se inicia la interfaz de la aplicación donde se tiene (de arriba hacia abajo) el área de menús, el área de iconos y el área de gráficas tal y como se puede observar en la figura 46.

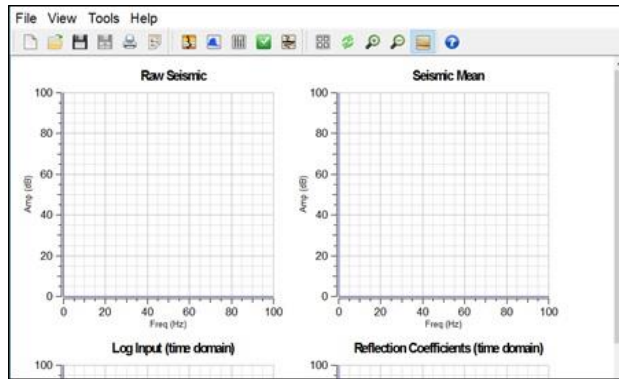


Figura 46. Interfaz de la aplicación *Seismic Spectral Blueing*.

Seguidamente, para comenzar a diseñar el operador, primero se deben cargar los datos sísmicos y de pozo para realizar el análisis espectral de los mismos. Esto se logra haciendo clic en *Select Input Data*, en la pestaña *Input Seismic* se selecciona la sísmica original indicando que se evalúe la superficie en su totalidad (Inlines y Crosslines), para realizar el análisis se tomó una muestra compuesta por 100 trazas.

En el ámbito del tiempo se le pide al programa que tome en cuenta el horizonte de interés y realice el proceso para los 250 ms en la parte superior e inferior del mismo. El horizonte FS8 facilita es óptimo para este procedimiento también por su continuidad todo el volumen sísmico.



Figura 47. Ventana *Select Input Data* en la pestaña *Input Seismic* señalando los parámetros de la muestra sísmica.

Para introducir los datos de pozo se selecciona en la misma ventana la pestaña *Input Well Logs*. Haciendo clic en el botón *Load Wells*, se pueden visualizar todos los pozos contenidos

en el proyecto y sus respectivos registros tanto de impedancia como de impedancia relativa. Para este caso se seleccionaron los registros de impedancia-P de todos los pozos y de nuevo indicándole al programa que evalúe 250 ms en torno al horizonte FS8.

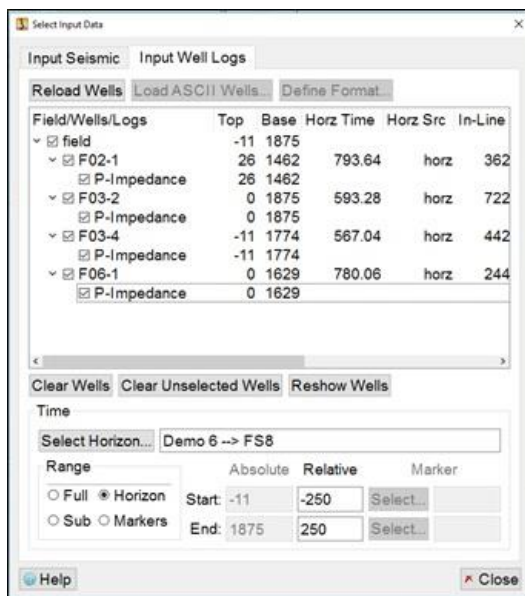


Figura 48. Ventana *Select Input Data* en la pestaña *Input Well Logs* con los parámetros usados para evaluar los registros de impedancia acústica.

El resultado del análisis espectral de estos datos se puede observar en el área de las gráficas (figura 49), el significado de cada una es el siguiente:

- *Raw Seismic*: Esta gráfica muestra el espectro para cada una de las trazas sísmicas aleatorias extraídas del volumen sísmico usadas para el análisis y diseño del operador *Seismic Spectral Blueing*.
- *Seismic Mean*: En este espacio se muestra el espectro promedio evaluado a partir de los datos sísmicos (Rojo). También se muestra el espectro suavizado (negro), el cual es el usado para la creación del operador.
- *Log input (time domain)*: En esta grafica se observa el registro de impedancia de los pozos en el dominio del tiempo.
- *Reflection Coefficients (time domain)*: Esta grafica muestra los coeficientes de reflexión generados a partir de los registros de impedancia.
- *Individual Wells*: Este espacio muestra el espectro del coeficiente de reflexión. En esta grafica el eje x está en escala logarítmica.

- *Global*: En esta grafica se observa el espectro promedio de todos los coeficientes de reflexión. El eje x se encuentra en escala logarítmica. En color negro se puede apreciar el espectro ajustado a una curva, la versión de banda limitada de esta curva es la que se emplea para derivar el operador *Seismic Spectral Blueing*.
- *Design Operator*: En esta grafica se muestra el ajuste a la curva de coeficientes de reflexión (versión de banda limitada) en color verde, el espectro promedio de la sísmica en color rojo y el espectro del operador *Seismic Spectral Blueing* en azul.
- *Operator (time domain)*: En este espacio se observa el operador *Seismic Spectral Blueing* en el dominio del tiempo apropiadamente truncado, este truncamiento asegura que al menos un 99% de la energía esta capturada.
- *Residual Operator (QC)*: Esta grafica muestra la versión de banda limitada del coeficiente de reflexión en color verde. También se puede observar el espectro promedio suavizado de las trazas aleatorias en color rojo y en azul se muestra el operador residual el cual debería tener amplitud cero.
- *Convolved Output Mean*: Esta grafica muestra el espectro promedio (rojo) de las trazas sísmicas y la curva para el coeficiente de reflexión (negro).

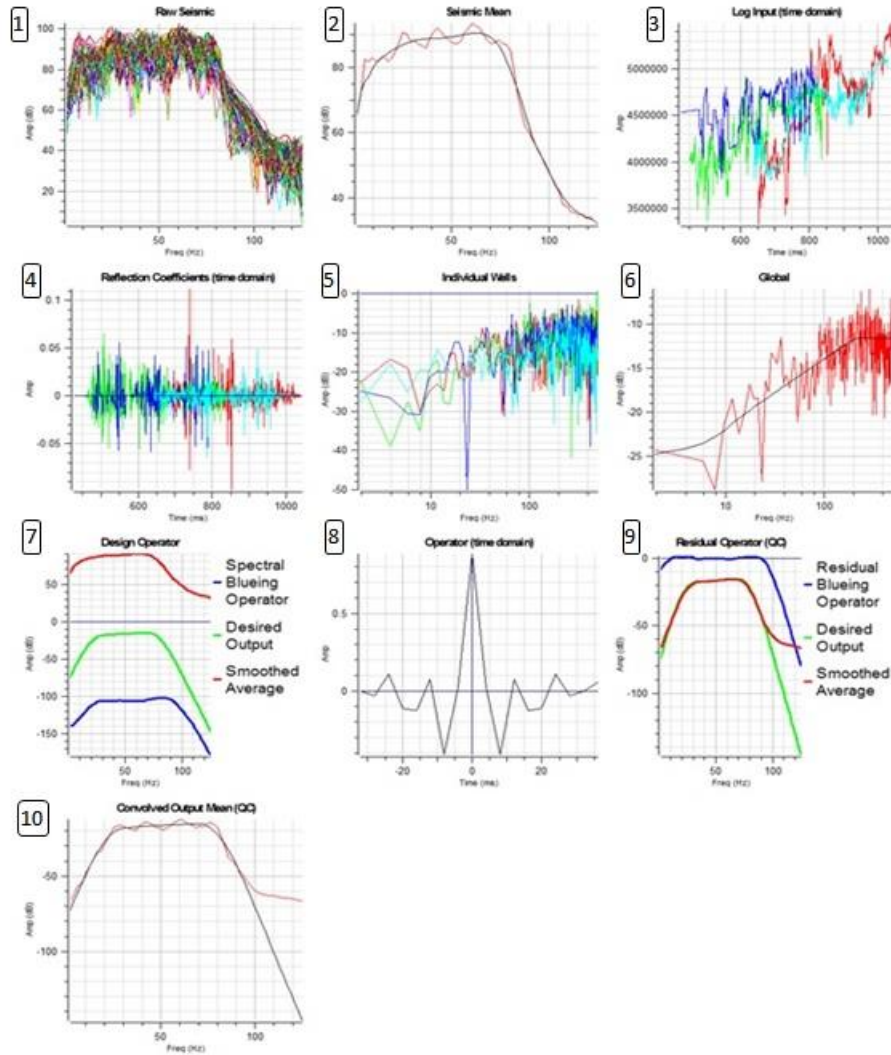


Figura 49. Área de graficas de *Seismic Spectral Blueing*: (1) Espectro de las 100 trazas seleccionadas del cubo sísmico, (2) Espectro promedio de las trazas sísmicas (rojo) y el espectro promedio a utilizar (negro), (3) Registro de impedancia para cada pozo empleado, (4) Coeficientes de reflexión calculados a partir del registro de impedancia de cada pozo, (5) Espectro de los coeficientes de reflexión, (6) Espectro promedio de los coeficientes de reflexión, (7) Ajuste de curva realizado al espectro de los coeficientes de reflexión (verde) con el promedio del espectro de la sísmica en rojo y el operador *Spectral Blueing* en azul, (8) Operador *Spectral Blueing* en tiempo, (8) Espectro de coeficiente de reflexión a partir de los pozos en verde en coincidencia con el espectro promedio de la sísmica en color rojo y el operador residual con amplitud cero, (10) En negro el coeficiente de reflexión obtenido con los pozos y el rojo el espectro promedio de las trazas sísmicas .

El volumen sísmico que se generó a partir de este proceso se llamará en adelante SSB.

Seismic Colored Inversion

Continuando con *Seismic Colored Inversion*, la metodología es parecida al de *Seismic Spectral Blueing* comenzándose desde los atributos 3D dentro del menú *analysis* de OpendTect. Entre los atributos ofrecidos por ARK-CLS se elige el *Coloured Inversion* para un solo operador. Como *Input Data* se selecciona el atributo *Seismic Spectral Blueing* para de esta forma trabajar con las frecuencias recuperadas, realizado esto se procede a analizar y crear el atributo, esto se puede apreciar en la figura 50.

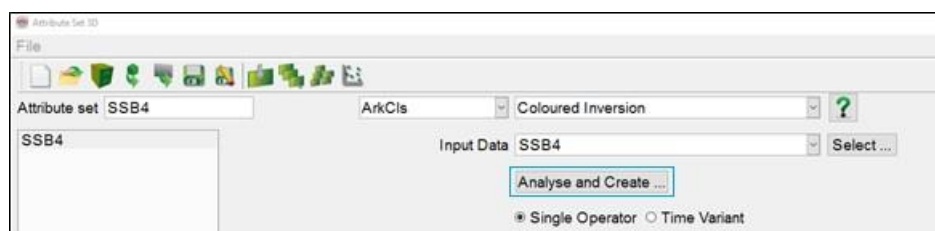


Figura 50. Ventana de atributos 3D.

Seguidamente, se inicia la interfaz de la aplicación donde se puede observar (de arriba hacia abajo) el área de menús, el área de iconos y el área de gráficas tal y como se muestra en la figura 51.

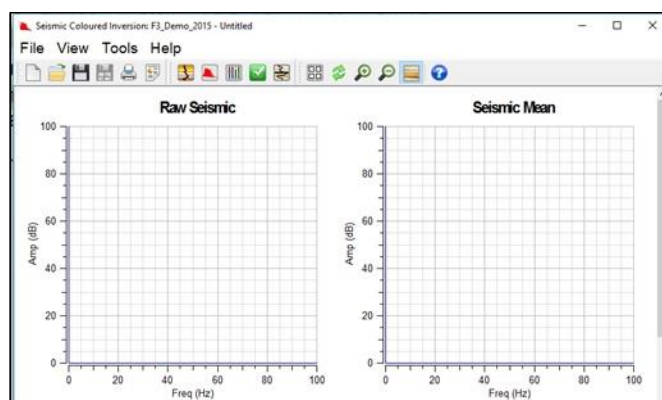


Figura 51. Interfaz de *Seismic Colored inversion*.

Continuando con el diseño del operador, de manera semejante a SSB primero se deben cargar los datos sísmicos y de pozo para realizar el análisis espectral de los mismos. En la interfaz de la aplicación se hace clic en *Select Input Data*, en la pestaña *Input Seismic* se elige la sísmica original indicando que se evalúe la superficie en su totalidad (Inlines y Crosslines), seguidamente para el análisis se tomó una muestra compuesta por 100 trazas.

Para el rango de tiempo a analizar se le indica al programa que tome en cuenta la ventana de 250 ms tanto para la parte superior como inferior del horizonte FS8, como se mencionó anteriormente, el mismo se encuentra contenido en la ventana de interés y abarca todo el volumen sísmico. Estos parámetros se pueden apreciar en la figura 52.

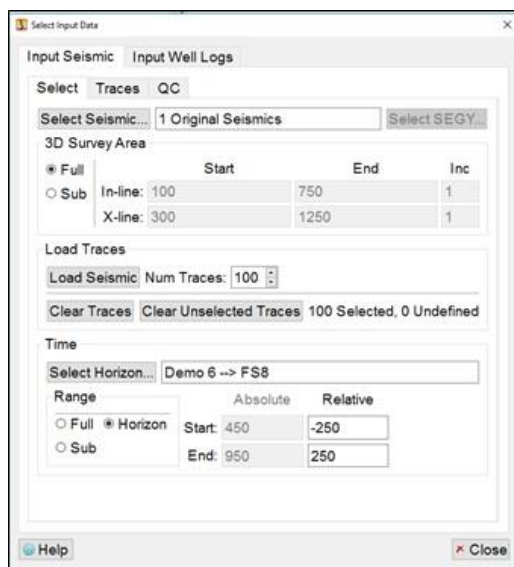


Figura 52. Ventana de *Select Input Data*.

Para incluir los datos de pozo se selecciona dentro de la misma ventana la pestaña *Input Well Logs*. Haciendo clic en el botón *Load Wells*, la aplicación despliega todos los pozos contenidos en el proyecto y sus respectivos registros tanto de impedancia como de impedancia relativa. Para este análisis se seleccionaron los registros de impedancia-P de todos los pozos disponibles y nuevamente indicándole al programa que evalúe 250 ms alrededor del horizonte FS8, en la figura 53 se puede observar los parámetros utilizados.

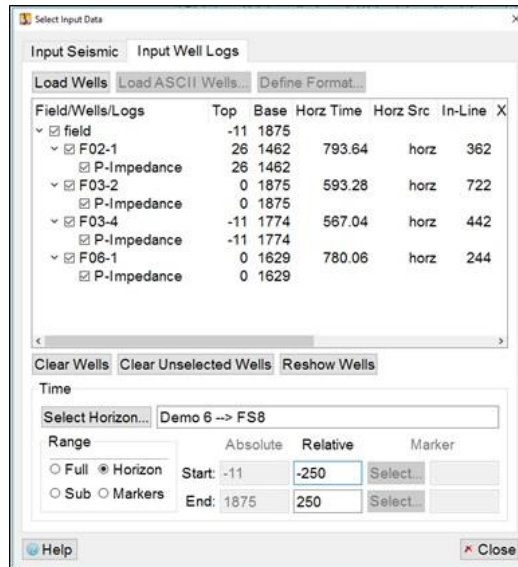


Figura 53. Ventana Input Well Logs.

El resultado del análisis espectral de estos datos se puede observar en el área de las gráficas (figura 54), el significado de cada una es el siguiente:

- *Raw Seismic*: Esta gráfica muestra el espectro para cada una de las trazas sísmicas aleatorias extraídas del volumen sísmico usadas para el análisis y diseño del operador *Seismic Spectral Blueing*.
- *Seismic Mean*: En este espacio se muestra el espectro promedio evaluado a partir de los datos sísmicos (Rojo). También se muestra el espectro suavizado (negro), el cual es el usado para la creación del operador.
- *Log input (time domain)*: En esta grafica se observa el registro de impedancia de los pozos en el dominio del tiempo.
- *Log Input Detrend (time domain)*: En este espacio se muestran los registros de impedancia con la tendencia removida.
- *Individual Wells*: Este espacio muestra el espectro de los registros de impedancia acústica para cada pozo. En esta grafica el eje x está en escala logarítmica.
- *Global*: En esta grafica se observa el espectro promedio de todos los registros de impedancia acústica. El eje x se encuentra en escala logarítmica. En color negro se puede apreciar el espectro ajustado a una curva.
- *Design Operator*: En esta grafica se muestran tres curvas: El espectro suavizado de la impedancia acústica (versión de banda limitada) derivado del espectro promedio

en color verde, el espectro promedio de la sísmica en color rojo y finalmente el operador *Seismic Colored Inversion* en azul.

- *Operator (time domain)*: En este espacio se observa el operador *Seismic Colored Inversion* en el dominio del tiempo.
- *Residual Operator (QC)*: Esta grafica muestra la versión de banda limitada del ajuste a la curva de la impedancia acústica global en color verde. También se puede observar el operador suavizado en color rojo y en azul se muestra el operador residual el cual debe tener una tendencia plana alrededor de la amplitud cero.
- *Convolved Output Mean*: Esta grafica muestra el espectro promedio (rojo) de los datos invertidos y los datos invertidos suavizados (negro).

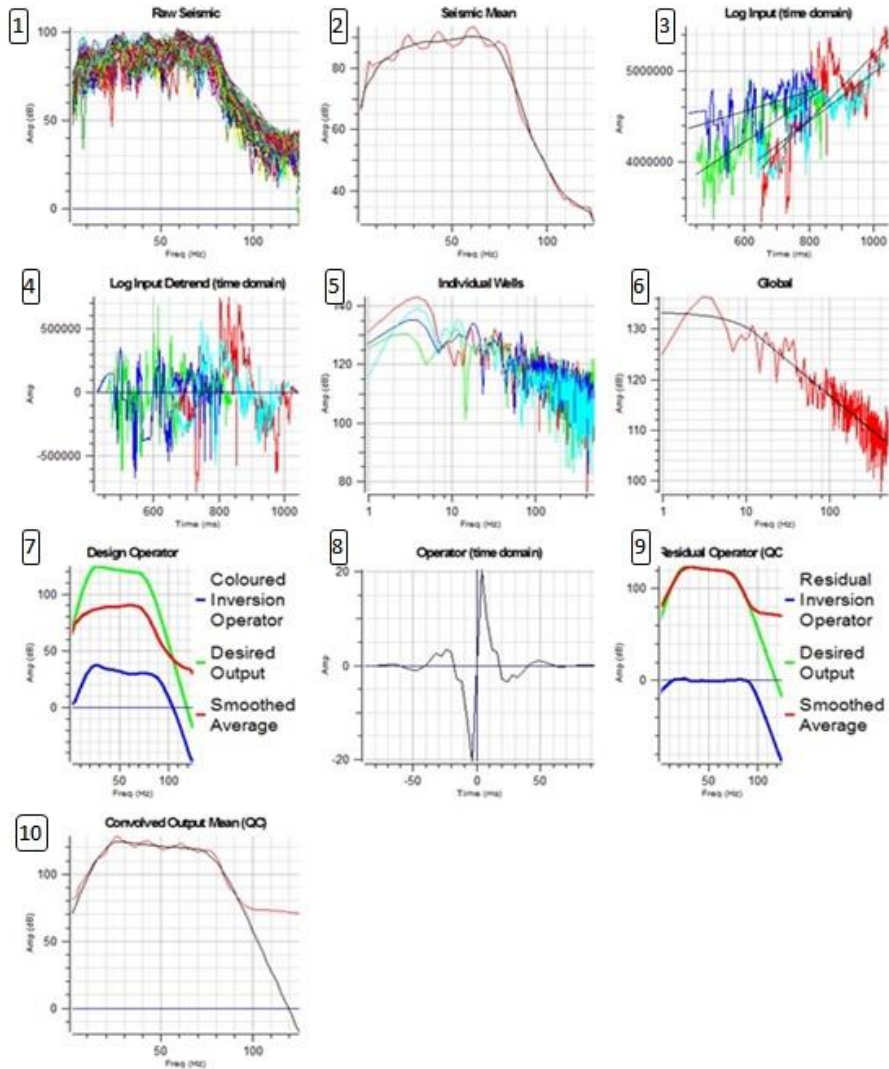


Figura 54. Área de graficas de *Seismic Colored Inversion* (1) Espectro de las 100 trazas seleccionadas del cubo sísmico, (2) Espectro promedio de las trazas sísmicas (rojo) y el espectro promedio a utilizar (negro),

(3) Registro de impedancia para cada pozo empleado, (4) Impedancia de cada pozo con la tendencia removida, (5) Espectro de la impedancia acústica para los 4 pozos, (6) Espectro promedio para los pozos en rojo y el ajuste a una curva en color negro, (7) Espectro suavizado de la impedancia acústica (verde) con el promedio del espectro de la sísmica en rojo y el operador Coloured Inversion en azul, (8) Operador Coloured Inversion en tiempo, (8) Espectro suavizado de la impedancia acústica a partir de los pozos en verde en coincidencia con el espectro promedio de la sísmica en color rojo y el operador residual con amplitud cero, (10) En rojo el espectro promedio de los datos invertidos y en negro el espectro suavizado.

El volumen generado a partir de este procedimiento se le llamará SCI_std.

OPERADOR INTEGRADOR

Los pasos descritos previamente son necesarios para llevar a cabo el desarrollo de una metodología que permita determinar un operador que integre los dos procesos de ganancia de frecuencia SSB y SCI. Estos pasos pueden ser recapitulados y resumidos de la siguiente forma:

- El operador se determina a partir de los registros de pozo, por lo que estos datos deben ser pre-procesados y cargados.
- Corrección del registro sónico. Este es un paso de vital importancia dado que los datos de velocidad de onda P serán necesarios en todo el resto del desarrollo del operador, específicamente en la elaboración del sismograma sintético.
- Transformar el eje de profundidad a tiempo. De esta forma los datos de pozo se pueden correlacionar con mayor facilidad con la sísmica. Este paso también permite que el filtrado en tiempo se lleve a cabo teniendo en cuenta una ventana de muestreo que se aproxime a la de la sísmica.
- Elaboración de la serie de reflectividad a partir de los datos de pozo. Tomando en cuenta el registro de rayos gamma para diferenciar litologías, la geología local y los cambios en los valores de impedancia se elabora una serie de reflectividad que sea la mejor expresión sísmica a partir de los registros.
- Convolución de la serie de reflectividad con una ondícula de Ricker, lo que dará como resultado una traza sintética. La traza sintética debe ser calibrada lo mejor posible dentro de la frecuencia dominante del intervalo de interés, que es equivalente a la frecuencia dominante de las trazas más cercanas al pozo de referencia.

Aplicando la ecuación 15 este paso se puede resumir en:

$$Ts = W * RC \quad (15)$$

Donde:

Ts: Traza sintética.

W: Ondícula.

RC: Serie de reflectividad.

*: Operador de convolución.

- Se genera un archivo con la traza sintética generada. Este archivo contiene diez veces los valores de la traza sintética en coordenadas consecutivas que pasan por el pozo de referencia, lo que genera una sección sintética.
- Aplicación de los procesos Seismic Spectral Blueing y Colored Inversion a la sección sintética generada.
- Obtención del operador aplicándole la deconvolución a la traza coloreada:

$$K = Ts(SSB\&SCI)*Ts^{-1}$$

Donde:

K: Es el operador integrador de los procesos SSB y SCI.

Ts(SSB&SCI): Es la traza sintética a la que se aplicaron los procesos.

Ts⁻¹: traza sintética, elevada a la potencia negativa para indicar que se trata de deconvolución.

*: Operador de la deconvolución.

- El paso anterior se puede comprobar realizando la convolución de la traza sintética con el operador obtenido. Lo que dará como resultado la traza coloreada:

$$Ts(SSB\&SCI) = K*Ts.$$

En la figura 55 se muestran el operador usado para SCI_std y el generado a partir del sismograma sintético SCI-syn.

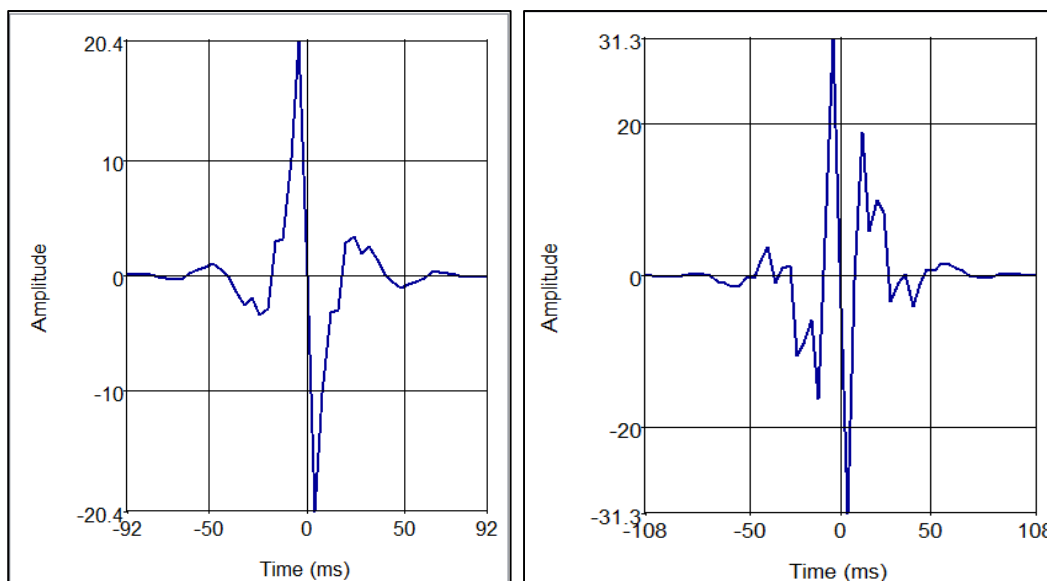


Figura 55. Operador SCI_std (izquierda) y Operador SCI_syn (derecha).

Realizando el cálculo de resolución vertical para cada operador se obtuvo la siguiente tabla con los datos correspondientes a cada pozo.

Tabla 5. Resolución vertical para la sísmica original, el volumen SCI_std y SCI_syn.

Ubicación en la sísmica	Frecuencia dominante (Sísmica original)	Frecuencia dominante (Operador)	Frecuencia dominante (SSB & SCI)	Resolución vertical - Sísmica original	Resolución vertical - Operador	Resolución vertical - SSB & SCI
F02-1	56	51	48	9.13	10.03	10.66
F03-2	31.5	47	28	16.74	11.22	18.83
F03-4	61.5	68.5	31.5	8.57	7.69	16.72
F06-1	42	64	40	12.16	7.98	12.77

ATRIBUTOS

El análisis mediante atributos proporciona información útil para interpretar rasgos contenidos en la superficie a evaluar, en este caso se aplicó una serie de atributos al nivel de interés FS8 con el objetivo de estudiar mejor sus características. Se aplicaron atributos de detección de bordes (Semblanza y similitud) para observar la mejor definición de bordes una vez aplicado el SSB sobre el volumen sísmico en comparación a su estado original y de esta manera destacar zonas falladas o verificar la continuidad lateral de canales presentes, para luego realizar una descomposición espectral y un estudio de frecuencia instantánea con el objetivo de evaluar anomalías relacionadas a las frecuencias que puedan aportar información sobre el grosor de las capas que componen este nivel, acumulación de fluidos o delimitación de bordes.

Semblanza

Dentro de la lista de atributos 3D incluidos en OpendTect, en la sub categoría de *Basic* se puede encontrar semblanza, para este caso fue aplicado en el volumen sísmico original cuidando la especificación de acotar la operación en el intervalo de interés. Se evaluó solamente la zona que se encuentra debajo del horizonte dado que se trata del tope del evento (figura 56).

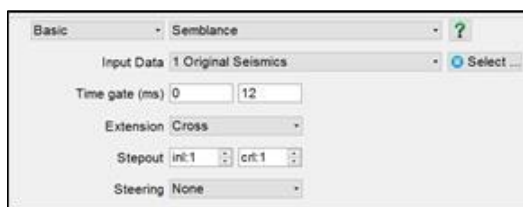


Figura 56. Ventana atributo de Semblanza.

Similitud

Continuando con el atributo de similitud, se selecciona el mismo dentro de la sub categoría Basic dentro de los atributos 3D, de nuevo este atributo se aplica sobre la sísmica original y se escoge el nivel de interés siendo los 12 ms siguientes al tope FS8 (figura 57).

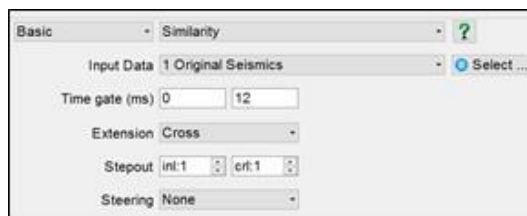


Figura 57. Ventana atributo de Similitud.

Descomposición espectral

Para el atributo de descomposición espectral se comienza haciendo clic izquierdo en el apartado *3D Horizon* en el árbol de escena ubicado en la parte izquierda y seleccionando la opción *Add color blended*, seguidamente se selecciona el horizonte FS8 y se obtiene un nuevo apartado que contiene 4 espacios donde se ubicarán los 3 canales RGB y el canal alpha.

Hecho esto se procede a obtener las frecuencias que serán estudiadas desplegando el espectro de amplitud para un perfil que se encuentre en la ubicación de un pozo, para esta investigación se seleccionó el Inline 442 que intercepta al pozo F03-4. Para obtener el espectro de amplitud en un perfil se hace clic izquierdo en el perfil y se elige el menú *Display* para luego seleccionar la opción *Amplitude Spectrum*.

En la figura 58 se puede observar el espectro resultante, evaluando las caídas en el espectro de energía, se eligieron las siguientes frecuencias:

- 14 hz para la baja frecuencia, asignándosele el color rojo (Red)
- 34 para la frecuencia media, obteniendo el color verde (Green)
- 52 como alta frecuencia siendo el color azul (Blue)

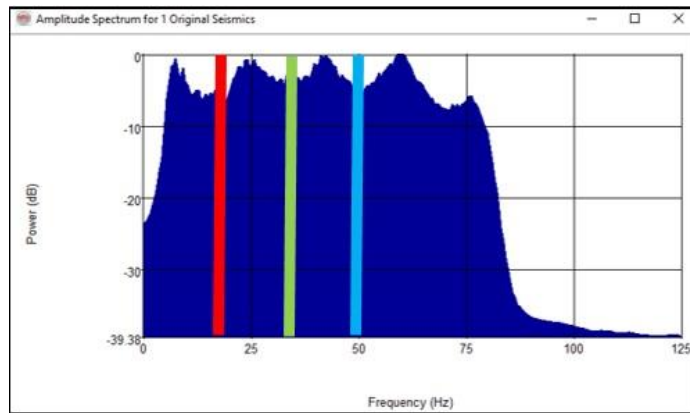


Figura 58. Espectro de amplitud para Inline 442.

Conociendo estos datos, se accede a los atributos 3D y se elige *Spectral Decomposition* de la sub categoría *Frequency*. De igual manera se aplica sobre el volumen sísmico original utilizando la transformada rápida de Fourier, como ventana de tiempo se trabaja en los 12 ms por debajo del horizonte FS8. Para comprobar que el evento que queremos observar representa una verdadera anomalía de energía se muestra el espectro de tiempo – frecuencia de un Inline y un Crossline que representen la posición de un pozo. En la figura 59 se puede apreciar el botón a seleccionar para usar esta herramienta.

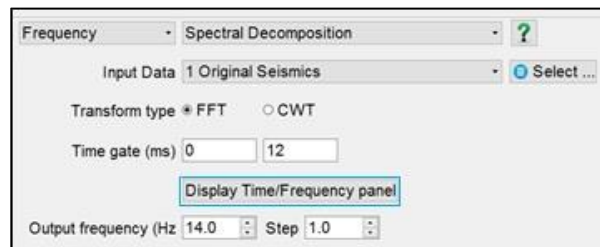


Figura 59. Ventana de atributo Descomposición Espectral.

Esta operación se realizó para 2 pozos los cuales fueron el F02-1 y F03-2, en ambos se puede observar que el horizonte FS8 si representa una anomalía de energía como se muestra en la figura 60.

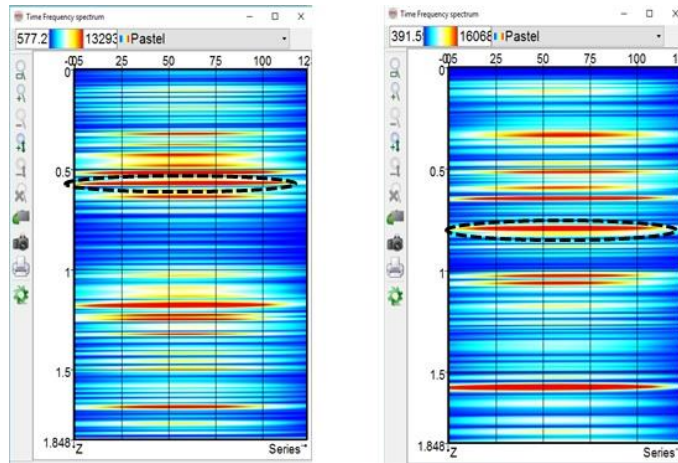


Figura 60. Espectro de tiempo-frecuencia para los pozos F02-1 y F03-2.

Seguidamente se procede a crear cada atributo con su respectiva especificación de frecuencia y nomenclatura (Figura 61).

Frequency	Spectral Decomposition	Frequency	Spectral Decomposition	Frequency	Spectral Decomposition
Input Data: 1 Original Seismics					
Transform type: ☒ FFT ☐ CWT					
Time gate (ms): 0 12					
Display Time/Frequency panel					
Output frequency (Hz): 14.0 Step: 1.0		Output frequency (Hz): 34.0 Step: 1.0		Output frequency (Hz): 52.0 Step: 1.0	
Attribute Name: SD(14Hz)-[0,12]		Attribute Name: SD(34Hz)-[0,12]		Attribute Name: SD(52Hz)-[0,12]	

Figura 61. Descomposición espectral.

Para aplicar el atributo se selecciona el espacio disponible para cada color y se agrega el atributo almacenado correspondiente. Se puede visualizar los colores separados o todos a la vez en una sola superficie (figura 62).

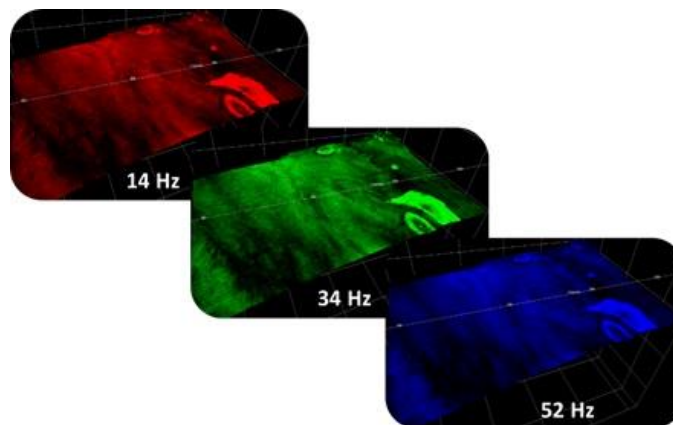


Figura 62. Aspecto de la descomposición espectral aplicado en modalidad RGB.

Frecuencia Instantánea

El atributo de frecuencia instantánea se realizó sobre el cubo sísmico original, se seleccionó la frecuencia de Hilbert como output dado que es el procedimiento más común en el estudio de este atributo. Como se puede ver en la figura 63, se encuentra disponible dentro de los atributos básicos de OpendTect.

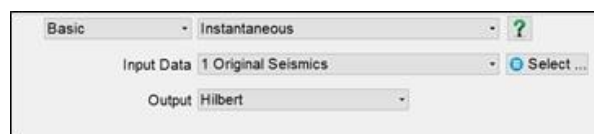


Figura 63. Ventana atributo de Frecuencia Instantánea de Hilbert.

ESTIMACIÓN DE ARENA NETA

Para la estimación del espesor neto del estrato FS8 se usó la metodología aplicada por Simm en el año 2009, la cual utiliza los valores de impedancia relativa obtenidos por Seismic Colored Inversion para el cálculo de arena neta.

Calculo de RMS

RMS en Horizonte

En primer lugar se debe calcular el *root mean square* de los valores de impedancia a lo largo del espesor que ocupa el evento de interés, esto se puede realizar el OpendTect haciendo clic en *Processing*, seguidamente en *Create Horizon Output* para finalmente elegir la opción *Stratal Amplitude* que permite calcular el RMS de cualquier atributo o dato almacenado a lo largo del horizonte deseado.

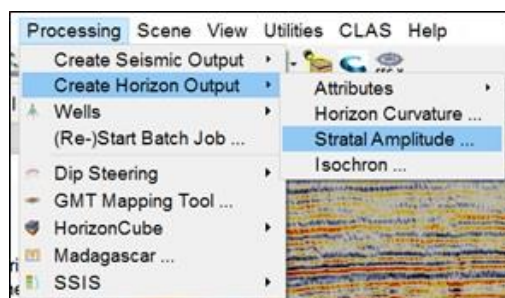


Figura 64. Opción Stratal Amplitude.

En la ventana Stratal Amplitude se introduce el cubo a calcular, que en este caso se escoge el volumen de impedancia relativa (SCI_std). En el horizonte sobre el cual se realizara la

operación matemática se elige FS8, en el espacio *offset* se indica que la ventana de cálculo será de 17 ms por debajo del horizonte guía obedeciendo al ciclo completo de la señal (figura 65).

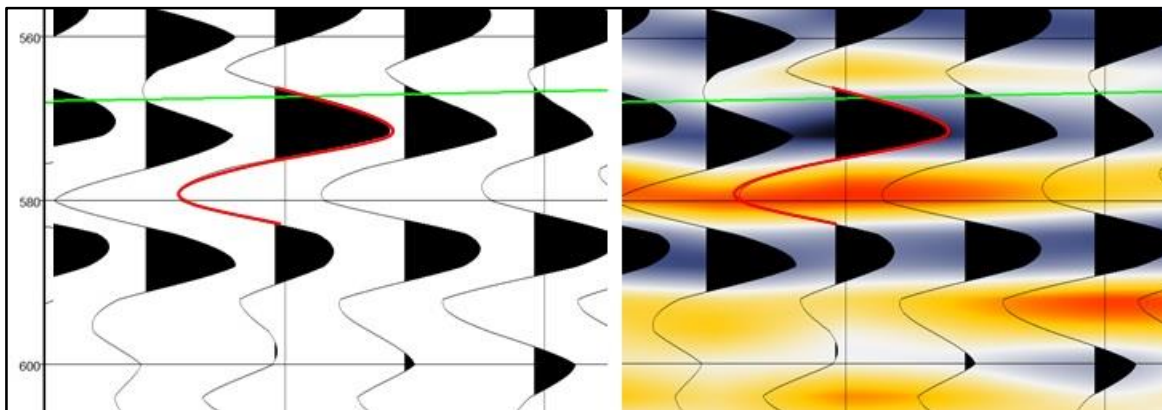


Figura 65. Inline 442 correspondiente a la intercepción con el pozo F03-4 desplegado en el módulo 2D viewer usando el modo wiggle para observar el ciclo de la señal.

En *Amplitude Option* se escoge RMS, se asigna un nombre para el output y se selecciona OK como se observa en la figura 66.

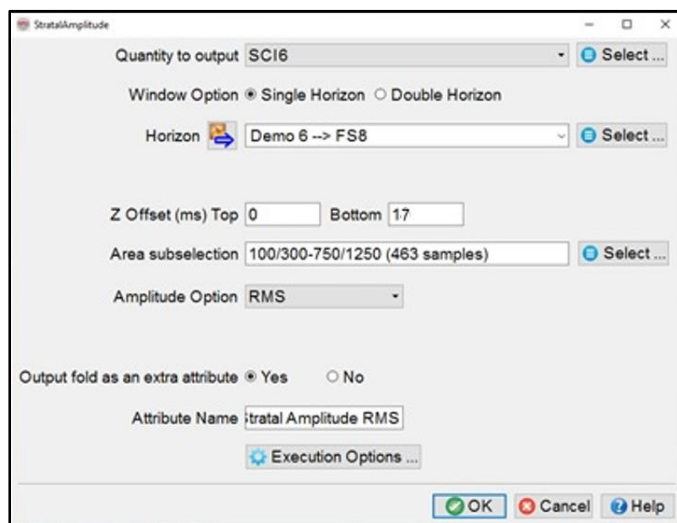


Figura 66. Ventana Stratal Amplitude.

Al terminal el proceso se procede a tomar los valores de RMS en las posiciones de cada pozo con el objetivo de realizar un crossplot entre dichos valores y los espesores observados en la sísmica y obtener una ecuación que permita relacionar ambos datos. En la tabla 5 y 6 se pueden apreciar los valores utilizados para la gráfica en cada volumen generado.

Tabla 6. Datos de RMS y espesores para cada pozo en SCI_std.

Pozo	RMS	Espesor Observado (ms)
F03-02	90508.10938	18
F03-04	89745.95313	20
F02-01	175637.9063	19
F06-01	182482.9219	17

Tabla 7. Datos de RMS y espesores para cada pozo en SCI_syn.

Pozo	RMS	Espesor Observado
F03-02	190565.9531	18
F03-04	216364.68	20
F02-01	309757.718	19
F06-01	412518.4687	17

Relación Espesor-RMS

Como resultado de graficar los datos en las tablas 5 y 6 se obtienen una nube de puntos de la que se puede extraer una línea de tendencia, la ecuación de dicha línea será usada para la relación entre espesor y RMS. En la figura 67 se puede apreciar la gráfica y la ecuación resultante.

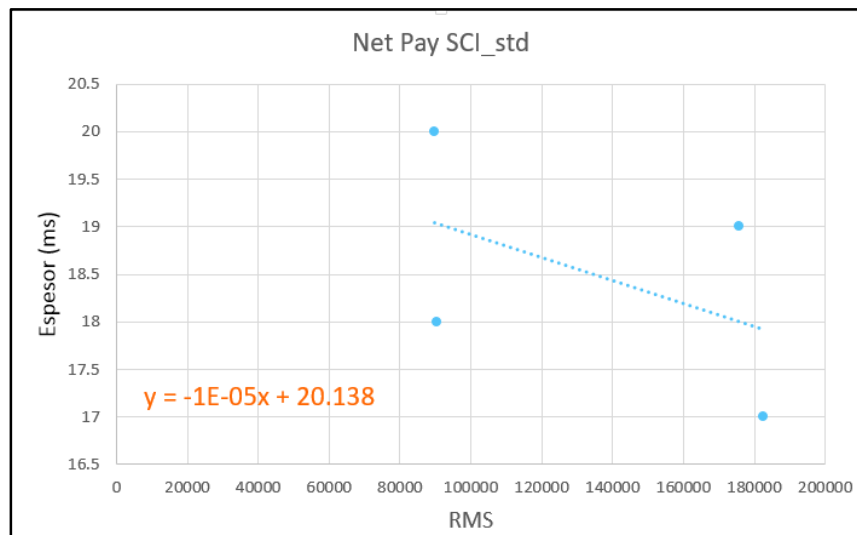


Figura 67. Relación espesor-RMS para el cubo SCI_std.

Obtenida la expresión matemática se procedió a aplicarla usando la herramienta de atributos matemáticos en OpendTect. Seleccionando la opción de atributos 3D, se elige la categoría *Basic* y posteriormente la sub-categoría *Mathematics* (figura 68), en el espacio dispuesto para elaborar la formula se escribe la expresión escrita en la formula anterior donde el valor que se entiende como X en OpendTect se inserta en formato de variable, a dicha variable se le

asignan los valores de RMS de la impedancia acústica que proporciona Seismic Colored Inversion, este procedimiento fue aplicado de igual manera para el cubo SCI_syn.

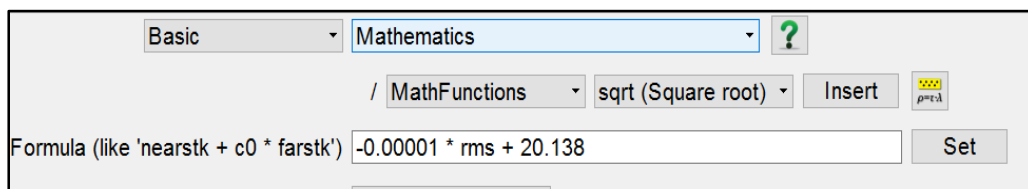


Figura 68. Creación de atributo RMS.

CAPITULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados de haber aplicado la metodología previamente explicada y los procesos de Seismic Spectral Blueing y Seismic Colored Inversion al paquete de datos del Mar del Norte.

SEISMIC SPECTRAL BLUEING (SSB)

El procedimiento inicial consistió en aumentar la resolución de los datos sísmicos, este resultado se logró de manera óptima con la aplicación de *Seismic Spectral Blueing*. En la figura 69 se puede observar claramente la mejora en el Inline 425 desde el punto de vista de la resolución, se aprecian mejor los contrastes permitiendo distinguir estratos que antes no podían verse y visualizar mejor aquellos que ya eran visibles.

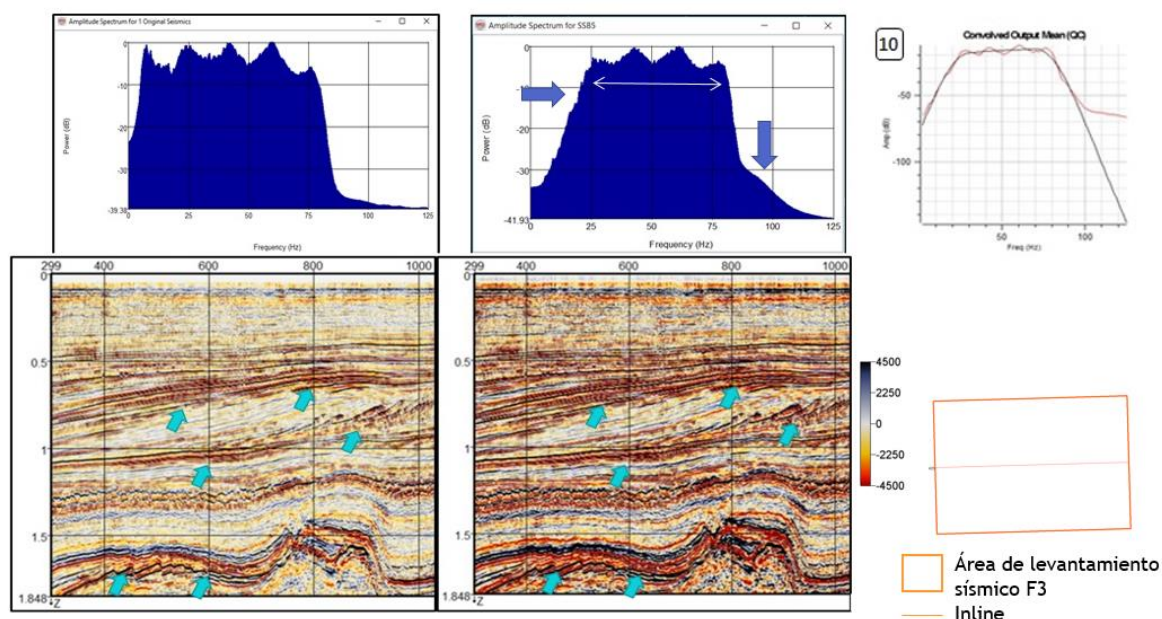


Figura 69. Inline 425 antes (izquierda) y después (derecha) de SSB, las flechas azules señalan la mejora en la resolución. El espectro de amplitud efectivamente posee la forma observada en la gráfica 10 en el paso a paso de SSB donde se aprecia desplazado hacia la derecha teniendo valores más altos de frecuencia.

Mejorando el contraste se puede apreciar mejor el clinoformo presente en el Inline 425 (figura 70), estas líneas sigmoidales son una de las estructuras más interesantes dentro del cubo sísmico.

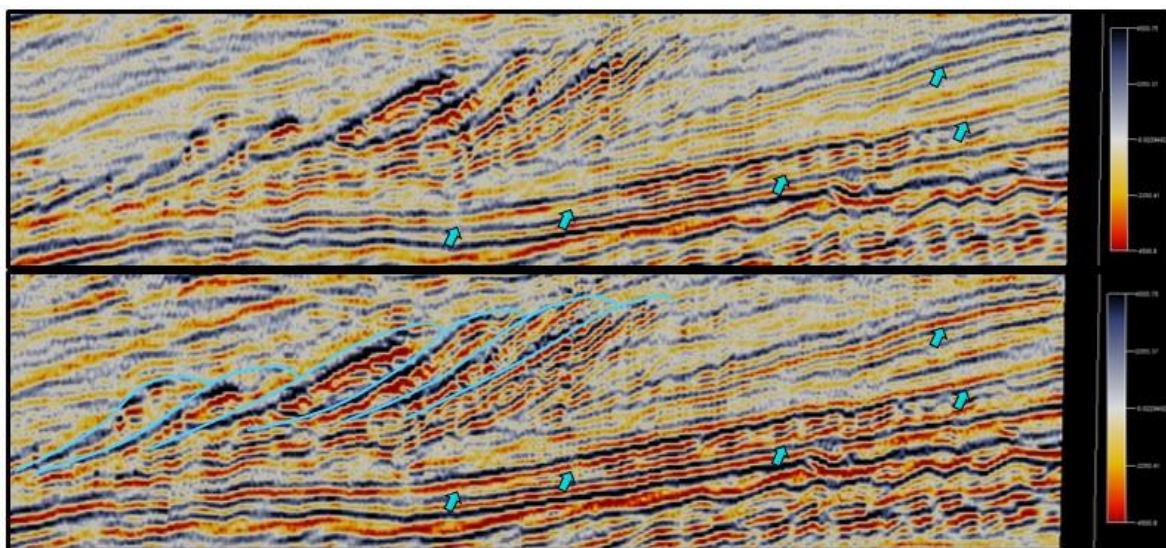


Figura 70. Zoom a Inline 425 antes (Arriba) y después (Abajo) de SSB, las flechas señalan zonas donde se puede observar mejora en el detalle y las líneas delinear la mejoría en la terminación estratigráfica.

Desde la perspectiva del Crossline 775 también se observa este aumento de resolución en torno a estas líneas sigmoidales (figura 71).

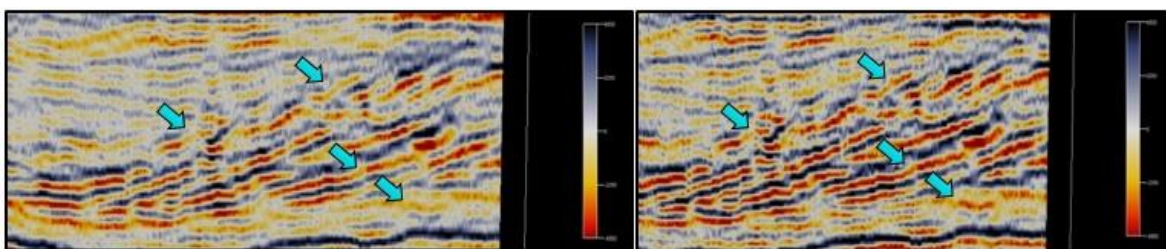


Figura 71. Zoom a Crossline 775 antes (Izquierda) y después (Derecha) de SSB.

Con el objetivo de analizar mejor los datos disponibles, se procedió a saturar la paleta de colores con la que se visualizan los datos sísmicos en OpendTect de modo que se resaltaran los valores positivos, dado que el análisis con atributos se encuentra el de descomposición espectral, el cual evalúa las respuestas de máxima energía asociadas a anomalías de amplitud alta. En aras de evaluar esas diferencias entre el volumen original y el mejorado con SSB podemos observar en la figura 72 ambos mapas en donde se muestran las amplitudes positivas en color azul. Se sectorizó el mapa de forma cualitativa en 5 zonas tomando como guía las anomalías observadas en el cubo sísmico original, estas zonas llevan por nombre: 1, 2, 3, 4 y 5. Dichas zonas son visibles en ambos resultados, pero en el mapa obtenido con *Spectral Blueing* se puede apreciar que las zonas no son de un color azul uniforme como se presentan en el cubo original, sino más bien se muestra más alternancia entre anomalías

negativas y positivas, pudiéndose discriminar de una mejor manera las áreas que realmente cuentan con esta característica. También queda en evidencia el aumento en la capacidad para detectar los bordes, el sector 5 siendo solamente una anomalía en el volumen original posee mayor nivel de detalle al igual que la zona 3 en donde se puede apreciar más claramente sus estructuras.

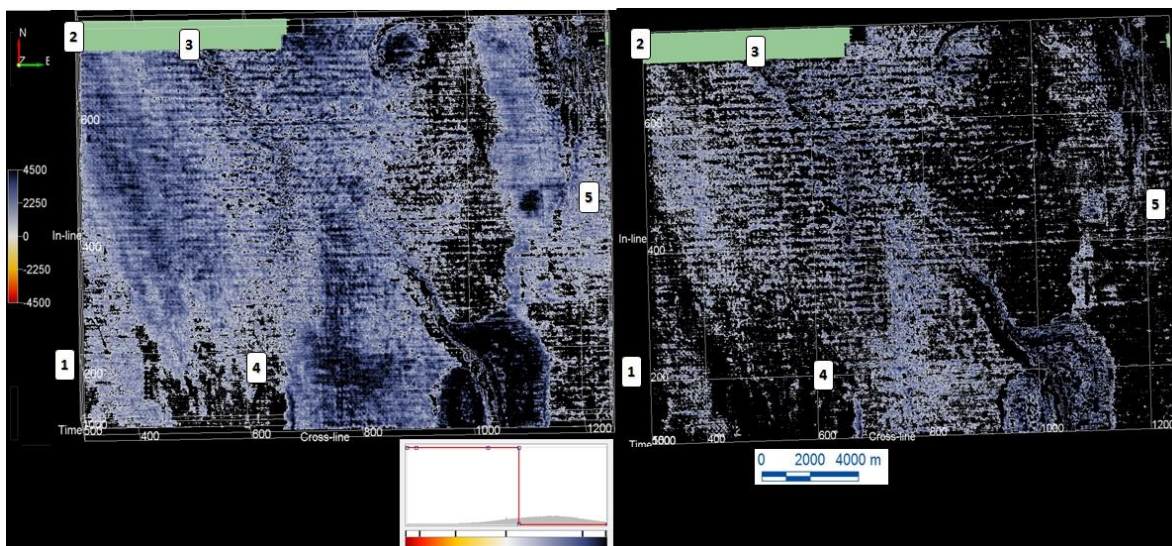


Figura 72. Anomalías de amplitud positiva en sísmica original para el horizon slice en FS8 (izquierda) y SSB (derecha).

ANÁLISIS DE ATRIBUTOS

En aras de realizar una interpretación apropiada de las características encontradas en el volumen sísmico se procedió a aplicar una serie de atributos que mejoran el sentido estratigráfico y estructural de los datos. Estos atributos se aplicaron tanto al volumen sísmico original como al volumen mejorado con el proceso *Seismic Spectral Blueing* a continuación se analizan sus respuestas.

Semblanza

El primer atributo aplicado fué el de semblanza, con el objetivo de identificar esas discontinuidades prominentes presentes en el nivel de interés. En la figura 67 se puede observar el mapa de semblanza generado sobre el cubo SO y el obtenido con SSB, la paleta de colores como se explicó anteriormente resalta en negro las zonas con baja semblanza y deja en blanco las áreas uniformes.

Observando ambas imágenes en la figura 68 se pueden apreciar diferencias en el ámbito del detalle más no a escala global siendo posible identificar fácilmente en ambos horizontes las principales características en la superficie evaluada, la imagen generada con los datos mejorados es ligeramente más definida dado que las altas frecuencias contenidas en ese volumen permiten definir mejor los bordes y rasgos como canales o fallas quedan mejor delineados.

Enfocándonos en las características más resaltantes (figura 73) se encuentra un canal fluvial hacia el este con un rumbo aproximado N-O, utilizando la herramienta “regla” en OpendTect se procedió a medir su longitud cercana a los 9.5 km y 465 m de ancho aproximadamente. Hacia la parte sur de la superficie se identificaron varias fallas normales, la más prominente con rumbo sureste-noroeste con una longitud aproximada de 8 km, este sistema de fallas rodea la anomalía en color blanco que en la figura se muestra en sombreado verde, anomalía que también se observa hacia el norte con estructura redondeada. Hacia el suroeste se pueden apreciar comportamientos lineales con orientaciones sureste-noroeste.

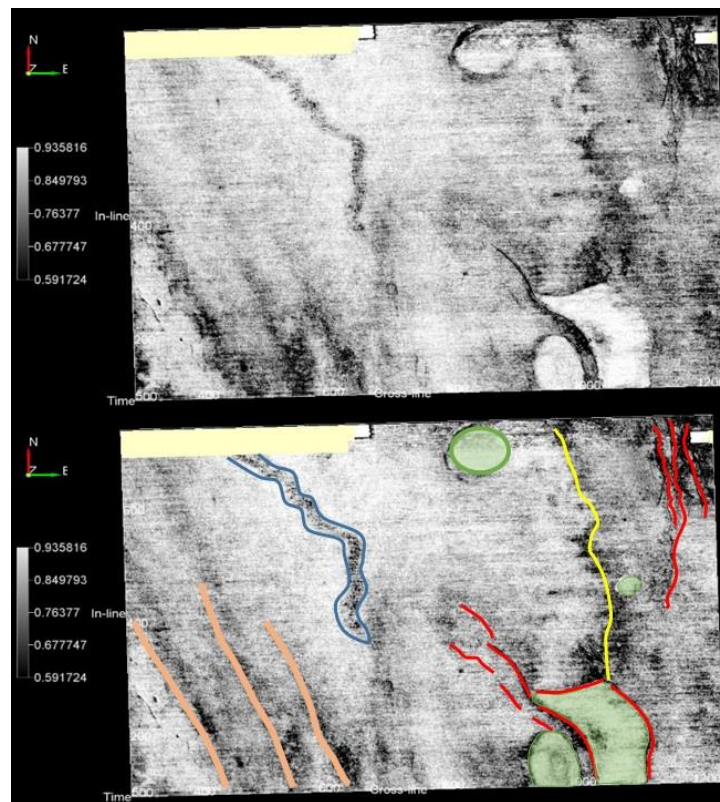


Figura 73. Mapa de semblanza aplicado al volumen original (arriba) y al volumen de SSB (abajo) en el nivel FS8.

La presencia del canal se observa en la erosión al tope del horizonte FS8 como se ve en la figura 74 en el atributo de amplitud de la sísmica original. Las líneas en color rosa suave pueden estar asociadas a crestas de arena que son comunes en esta parte de Mar del Norte.

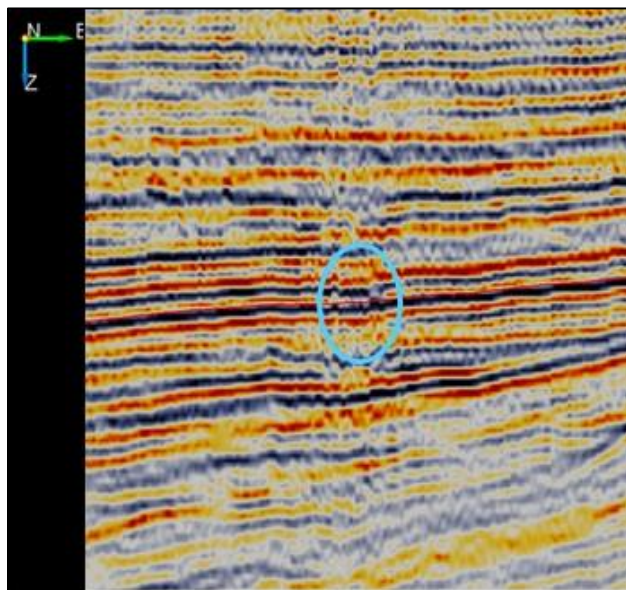


Figura 74. Anomalía por canal fluvial en el Inline 559 a los 627 ms.

Hacia el noreste del área se puede apreciar un sistema de fallas de rumbo N-S donde se pueden encontrar fallas a cada 350 km o menos, este comportamiento tiene su origen en la deformación provocada por la intrusión salina, otra deformación ocasionada por movimientos de sal se encuentra hacia la zona norte en donde se muestra una estructura redondeada. En la figura 75 se aprecian Inlines y Crosslines que atraviesan las zonas deformadas, se puede asegurar que se trata de halokinesis por el tope formacional del Grupo Zechstein presente en el pozo F03-2.

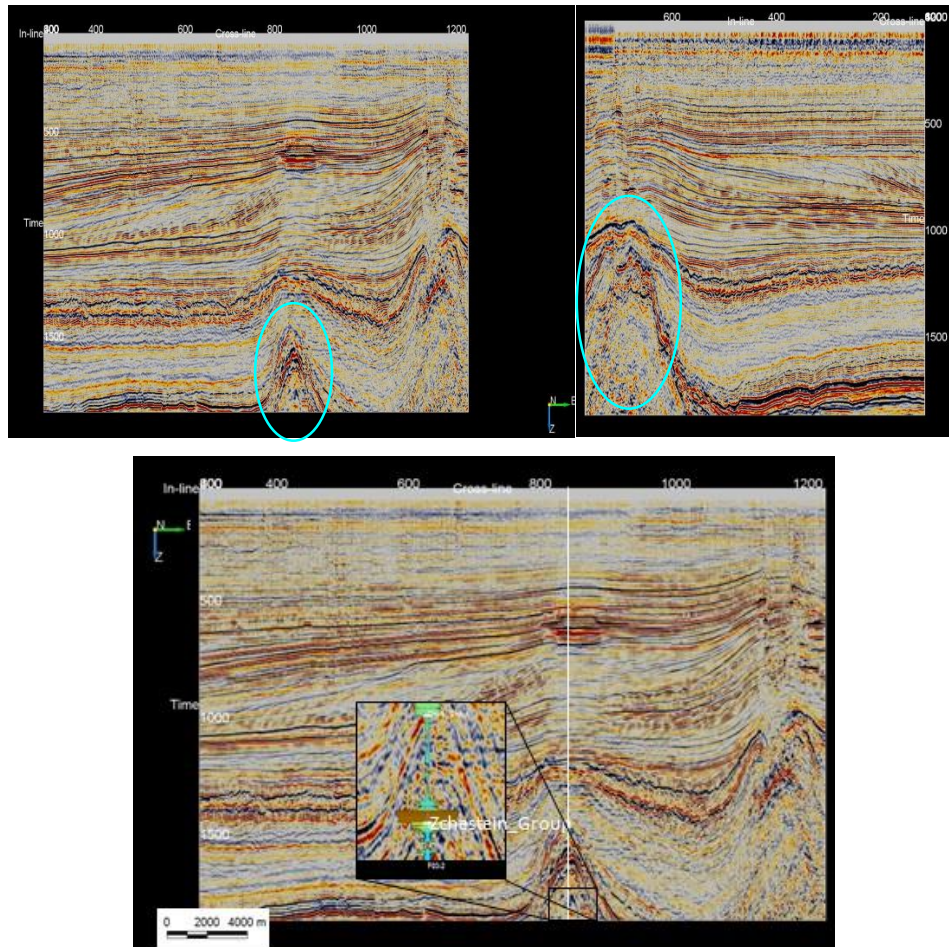


Figura 75. Intrusión Salina en el Inline 722.

Descomposición Espectral

Para la interpretación de este atributo se toma en cuenta el principio de que si el contenido de frecuencia es mayor, las capas delgadas serán las más visibles, en cambio si el contenido de frecuencia es bajo los cuerpos estratigráficos más gruesos serán los que resaltarán (Laughlin *et al*, 2003). Las anomalías de amplitud encontradas en los mapas de iso-frecuencias bajas serán de espesor más grueso que el visible en el mapa de iso-frecuencias media y finalmente el obtenido con la mayor banda de frecuencia será el cuerpo más delgado. Posteriormente a la generación de estos mapas se procedió a unirlos en un RGB blending de los mismos.

En la figura 76 se puede apreciar el aumento de energía que se muestra en el espectro de tiempo-frecuencia para el cubo obtenido con el proceso SSB, también se incluye el registro *gamma ray* para la ubicación del intervalo de interés en su respuesta de energía.

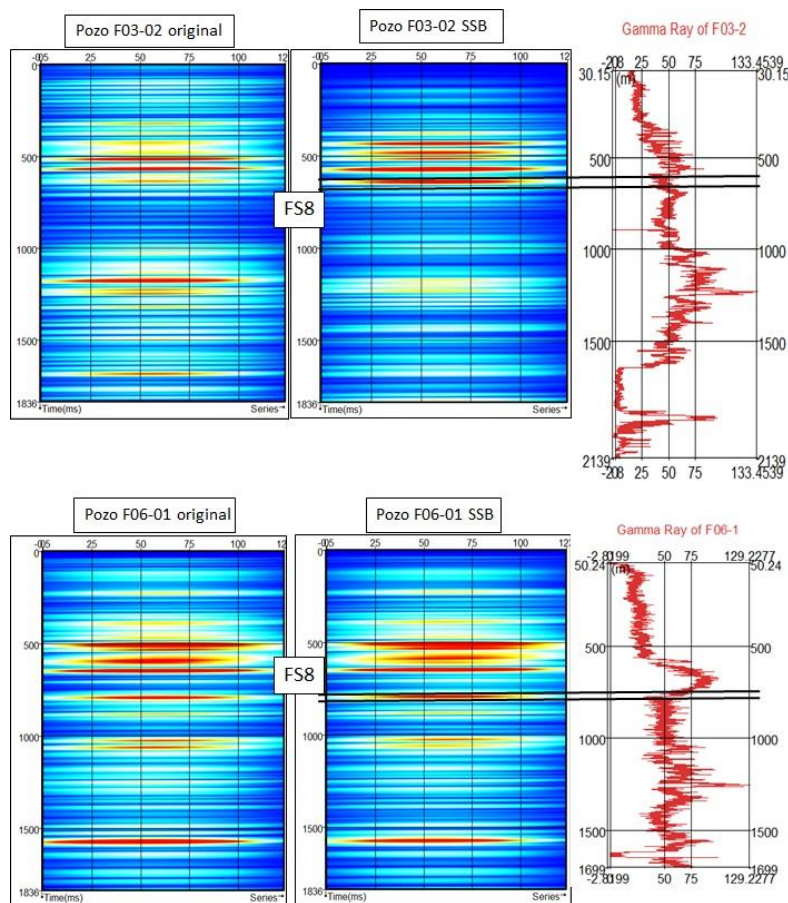


Figura 76. Comparación de espectro de Tiempo-Frecuencia y registro Gamma Ray para ambos cubos sísmicos en los pozos F03-02 (arriba) y F06-01 (abajo).

Una eventualidad que se presentó al momento de analizar la respuesta de este atributo, fue que durante el *blending* en el que los tres atributos de descomposición espectral obtenidos a partir de las frecuencias elegidas anteriormente, no aportaron un resultado satisfactorio dado lo sombrío del mapa en donde no se aprecian los contrastes de colores primarios o secundarios, en la figura 77 se muestra solo el resultado con el volumen sísmico original pero este fenómeno ocurrió para ambos cubos. Cuando esto ocurre los atributos están aportando la misma información para las frecuencias exploradas, por lo que se debe variar la selección de las frecuencias para obtener un resultado más provechoso (figura 78).

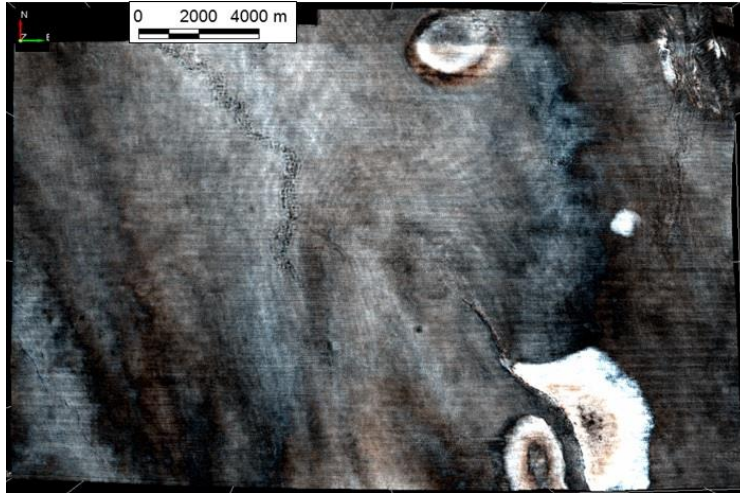


Figura 77. RGB blending sombrío en la sísmica original en el nivel FS8.

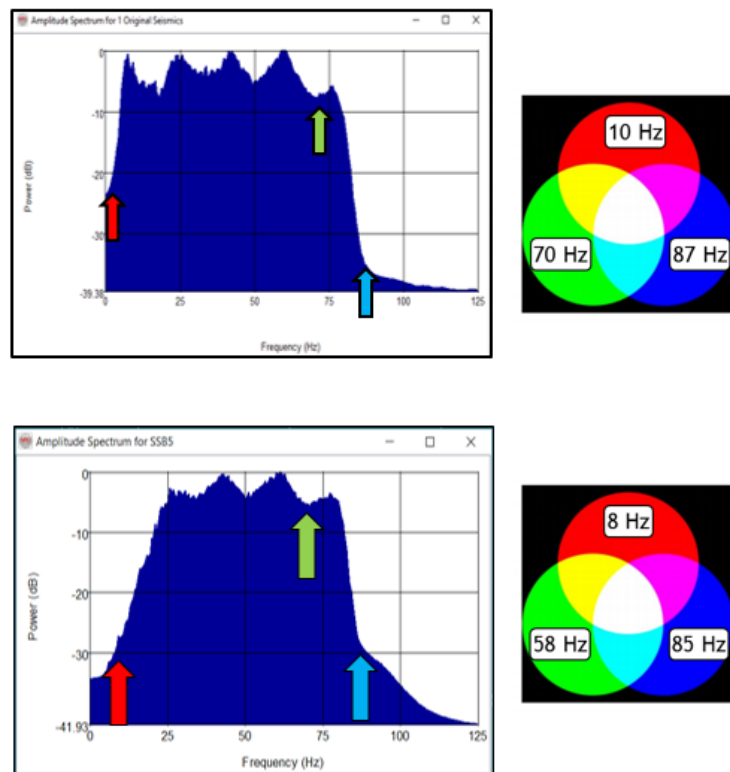


Figura 78. Espectro de amplitud del volumen sísmico original (izquierda) y del volumen sísmico SS8 (derecha). En rojo se señala la frecuencia tomada con baja, en verde la elegida como frecuencia media y finalmente en azul el rango de frecuencia alto.

Realizado este cambio se continúa a evaluar cada rango de frecuencia comenzando por los mapas de iso-frecuencias para los rangos bajos, para la visualización de estos mapas no existe una paleta de colores establecida, por lo que se manejó la saturación de los colores y la opacidad para resaltar las amplitudes más altas. En la figura 79 se muestran ambos mapas de

iso-frecuencias, las frecuencias estudiadas para esta etapa fueron de 8 Hz para la sísmica original y 10 Hz para la sísmica SSB, el mapa SSB muestra un incremento en las anomalías en general, este cambio puede observarse en las zonas 1 y 2. En la zona 2 se agrupa la mayor concentración de amplitudes, dado que se trata de frecuencias bajas se puede decir que se trata de las capas más gruesas contenidas en el horizonte. La zona 4 también responde de manera significativa por lo que se puede inferir de igual manera que hay presencia de materiales gruesos.

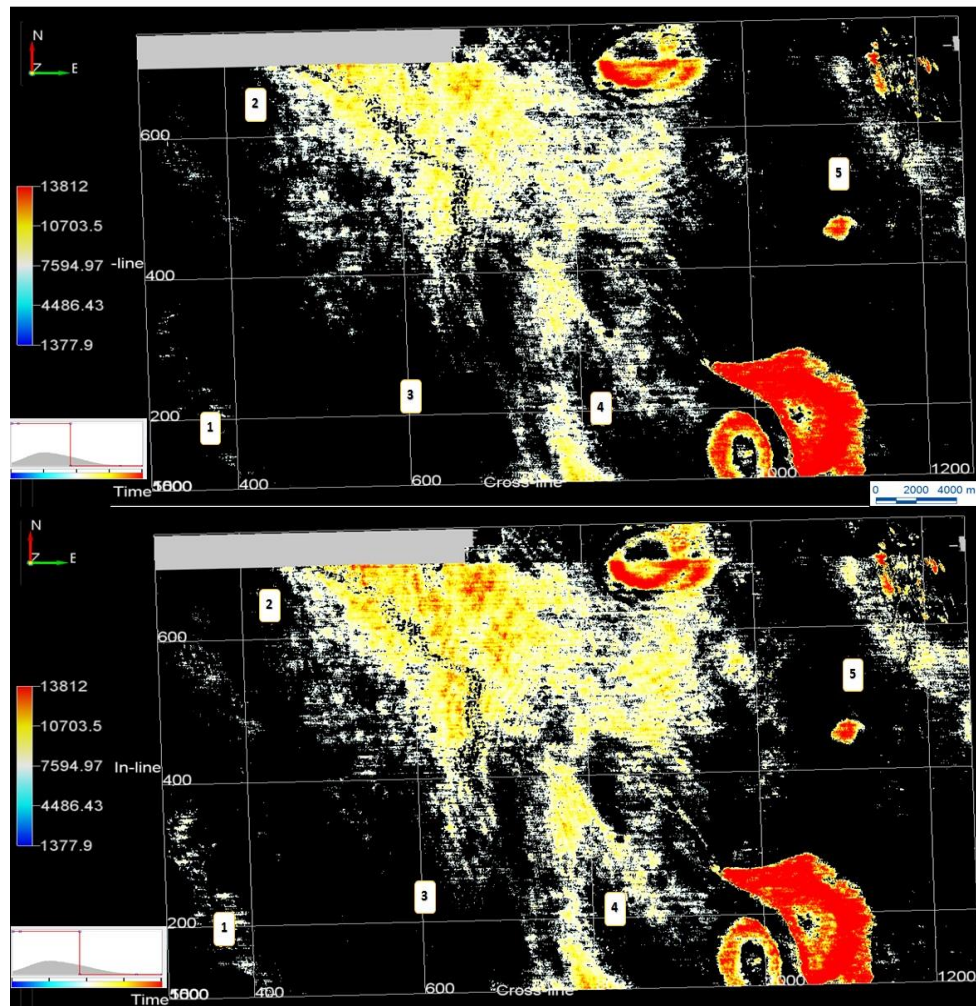


Figura 79. Mapa de iso-frecuencias bajas para SO (arriba) y para el volumen SSB (abajo) en el nivel FS8 con paleta de colores opaca en las bajas frecuencias.

Para el mapa de iso-frecuencias medias, se estudió la frecuencia de 58 Hz para el volumen original y 70 Hz para el mejorado (figura 80). Se puede observar en el ámbito de comparar el volumen original y el SSB que también se observa mayor información en este último, donde se muestran mejor las amplitudes en el sector 1 que pudiera tratarse de un canal

pequeño. Para la zona 2 se aprecia que aumenta el contenido de materiales finos en torno al canal fluvial y finalmente en la sección 4 también hay un incremento en la respuesta.

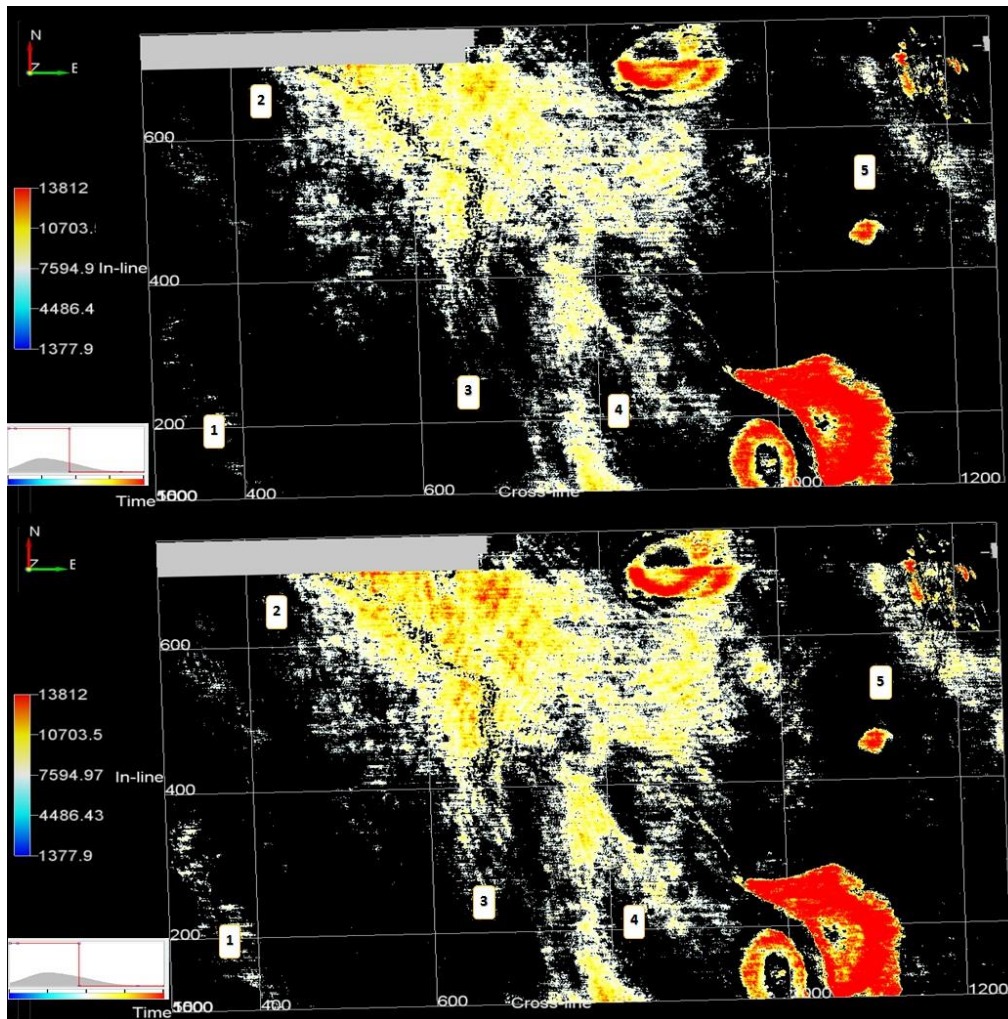


Figura 80. Mapa de iso-frecuencias medias para el volumen sísmico original (arriba) y para SSB (abajo) en el nivel FS8 con paleta de colores opaca en las bajas frecuencias.

Para confirmar la presencia de un canal en la zona 1 se observó el Inline 204 (figura 81) donde se aprecia el rasgo estratigráfico para canales fluviales.

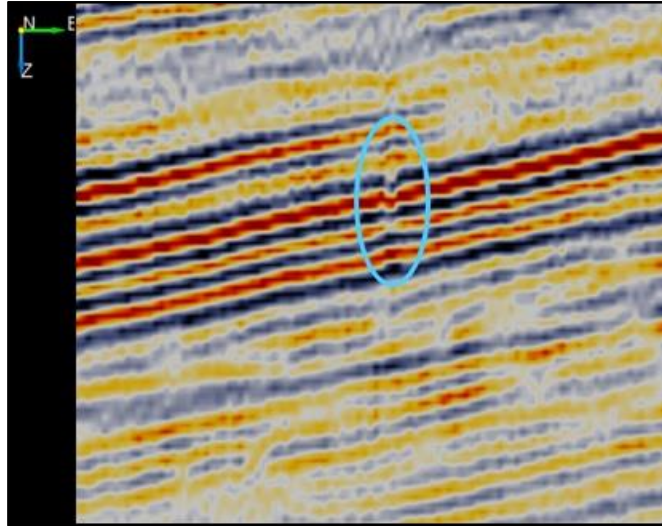


Figura 81. Inline 204 con presencia de canal fluvial a los 794 ms.

Finalmente para las frecuencias altas de la figura 82 se estudiaron los 85 Hz para los datos originales y 87 Hz para los datos con resolución aumentada, se tienen las respuestas mostradas en la figura 72, donde el sector 1 aumenta su contenido de materiales delgados al igual que la zona 2. En la zona 4 ocurre un fenómeno interesante y es que no se observa la anomalía que antes se observaba en frecuencias bajas y medias, cuando una anomalía es visible con bajas frecuencias pero no en altas puede deberse a presencia de gas donde dichas anomalías se encuentran por encima o por debajo de un yacimiento, vale destacar que las anomalías de baja frecuencia se asocian a hidrocarburos (Sinha *et al*, 2005).

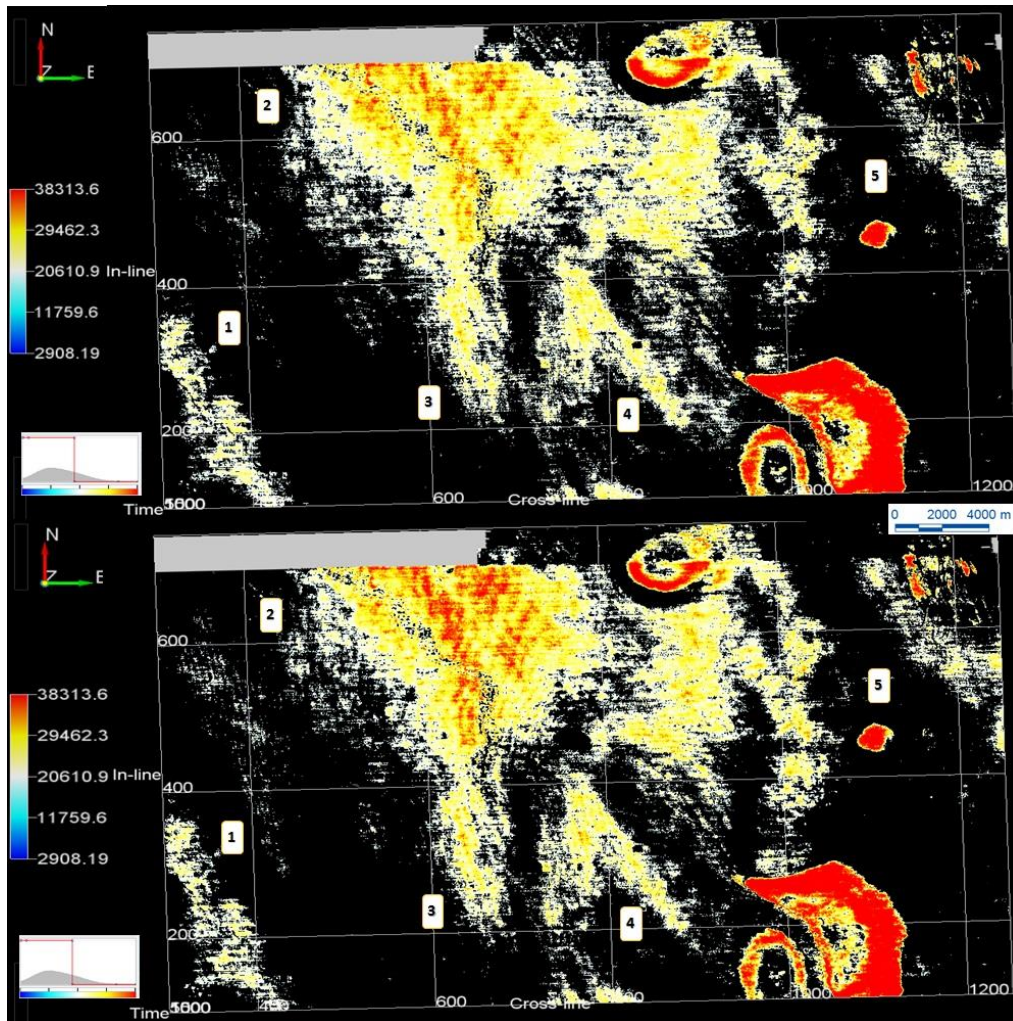


Figura 82. Mapa de iso-frecuencias altas para el volumen sísmico original (arriba) y para el volumen SSB (abajo) en el nivel FS8 con paleta de colores opaca en las bajas frecuencias.

Explorando frecuencias diferentes se puede apreciar que si existe aporte en esta oportunidad (figura 83), lo que permitió observar contrastes a lo largo de la superficie con ayuda del RGB blending, esto deja en evidencia rasgos estratigráficos como en este caso es el canal fluvial en la zona 2 el cual es más pequeño que el identificado anteriormente con una extensión de 5 km aproximadamente. Otro aspecto que se puede apreciar en el mapa obtenido con el proceso SSB es que la zona adyacente al canal fluvial principal se aprecia más claramente lo que puede significar mejor aporte de información para esa área en comparación del volumen sísmico original. El atributo RGB logra definir de una manera más clara los bordes, resaltando que el atributo calculado sobre el SSB tiene una mayor definición que el original debido al aumento del contenido de frecuencias que en este caso son los colores azules.

Además este atributo logra distinguir mejor un canal fluvial en la esquina suroeste del área que los atributos de coherencia. Esto está relacionado con las altas frecuencias representadas por los tonos azules, que permiten la definición de estructuras pequeñas.

Las zonas con colores blancos están relacionadas a acumulaciones de gas que migró por las fallas producto de la halokinesis como se ha mencionado anteriormente.

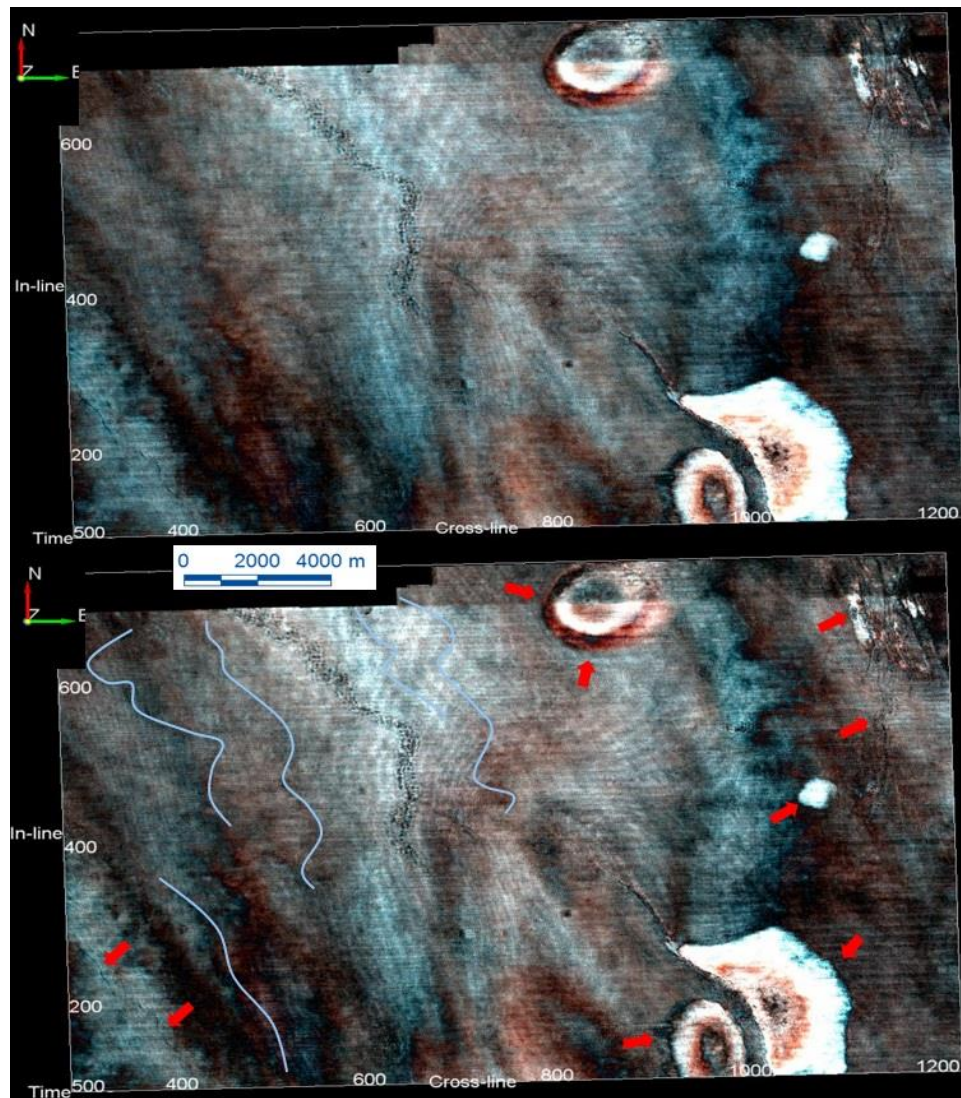


Figura 83. RGB Blending de atributos, mapa para la sísmica original (arriba) y mapa para sísmica mejorada con canal fluvial señalado en negro (abajo) en la superficie FS8. Con flechas rojas se delinean rasgos mejor delineados y en líneas azules se señalan canales de menor tamaño a lo largo del horizonte.

Frecuencia instantánea

Siguiendo con el atributo de frecuencia instantánea se adaptó la paleta de colores para conseguir apreciar mejor las variaciones en los bajos valores de frecuencia dado que, las mismas son indicadores de acumulaciones de arena o impregnación de hidrocarburos. En la figura 84 se muestran los mapas resultantes de aplicar este atributo a ambos volúmenes sísmicos. Como se puede observar en el mapa obtenido con el proceso SSB es posible delinear mejor las verdaderas anomalías gracias al aumento en el enfoque en el área.

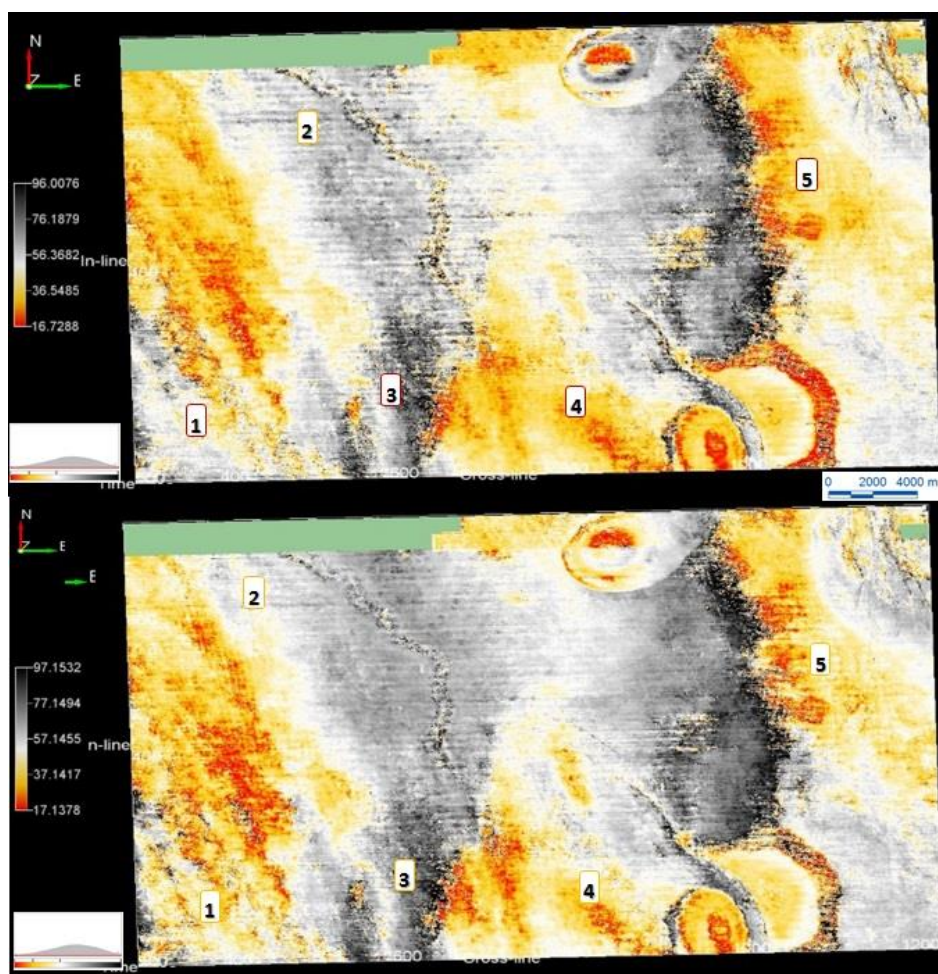


Figura 84. Frecuencia instantánea aplicado al volumen original (arriba) y al volumen de SSB (abajo).

Como se puede apreciar en la figura 82, el aumento en el detalle gracias a SSB permite discernir que la presencia de anomalía por frecuencias bajas dentro del canal fluvial de la zona 1 para los datos originales el en volumen de SSB disminuye como se muestra en la figura 85. El canal con un ancho aproximado de 455 m contiene cuerpos que miden en promedio unos 75 m siendo posible de medirlos gracias a la definición del atributo.

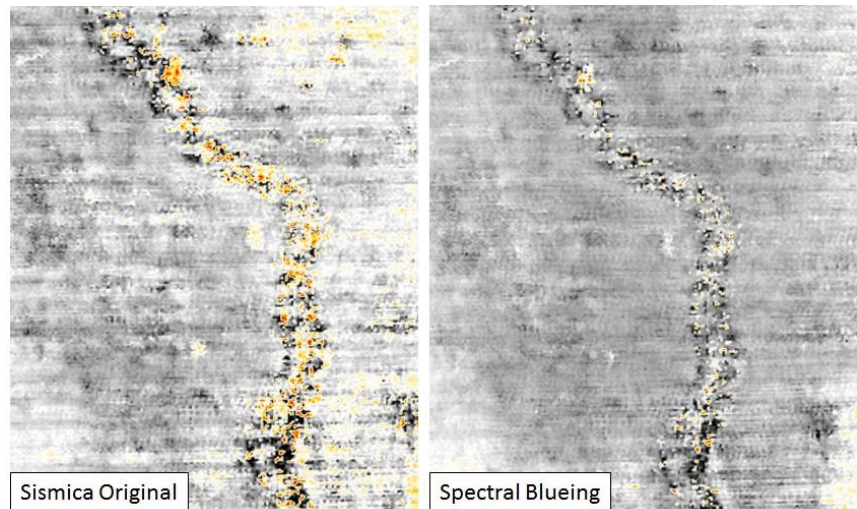


Figura 85. Zoom a canal fluvial en zona 1.

Con ayuda de la bibliografía se pudo definir que la estructura corresponde a un canal entrelazado el cual es típico para el buzamiento de 4.44% del horizonte FS8. En la figura 86 se aprecia como un zoom al Inline 995 cumple con el comportamiento estudiado por la agencia de protección ambiental de los Estados Unidos, donde el tipo de estructura marcado como “D” consiste en un sistema de canales múltiples que no inciden profundamente en el terreno y se presentan en ambientes deltaicos.

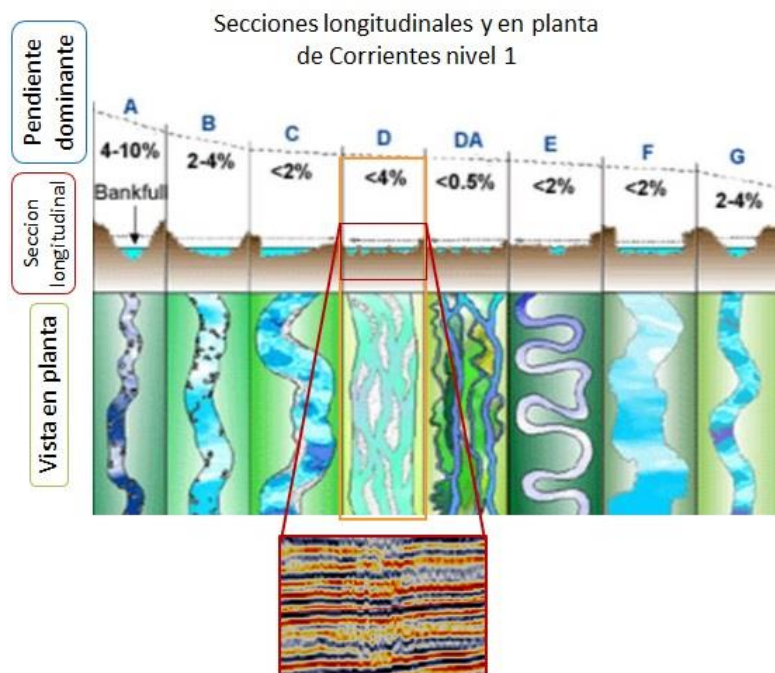


Figura 86. Tipos de canales formados con distintas pendientes, en perfil sísmico comparado corresponde al inline 559 (Modificado de: Agencia de protección ambiental de los EEUU).

En este atributo se muestra como las áreas de interés los sectores 1, 4, y la zona este del sector 5 dada la iluminación en color rojo. En el mapa con datos mejorados se superpuso los polígonos de las áreas que presentan anomalías de interés en este atributo en tonalidad naranja, lo que deja la zona 2 y la 3 con capas gruesas visibles a bajas frecuencias pero sin anomalías bajas en la frecuencia instantánea, la zona 1 posee el canal fluvial identificado con ayuda de RGB blending el cual coincide con una zona de respuesta anómala para la frecuencia instantánea, por otro lado la zona 4 posee un área la cual manifestó efecto sombra para en la descomposición espectral que está contenida en un área resaltante de la frecuencia instantánea. Para la zona 5 se observa una marcada diferencia entre la anomalía en color negro y la que se encuentra iluminada por la tonalidad rojiza, en un perfil que pasa por esta zona en dirección Inline se puede apreciar que este comportamiento se debe a un acuñamiento de la capa superior al horizonte analizado lo que ocasiona este marcado cambio de propiedades (figura 87).

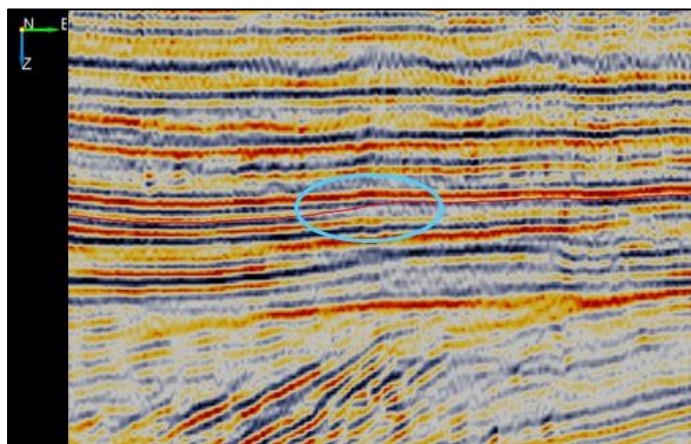


Figura 87. Acuñamiento de la capa en la parte superior al horizonte FS8 a los 891 ms.

En la parte superior del mapa correspondiente al área norte del área de estudio, se puede observar un cambio notable en la respuesta. Se puede apreciar observando la anomalía en la zona redondeada donde el color cambia de negro a rojo súbitamente. Este fenómeno está asociado a que en la sísmica hubo problemas para la recuperación de la señal afectando la cobertura (triángulos blancos invertidos) aunado al hecho de que se encuentra en el borde del estudio siendo complicado eliminar el ruido incoherente en estas zonas y la interpretación se completó con el uso del interpolador. Para observar estos detalles se muestra la figura 88.

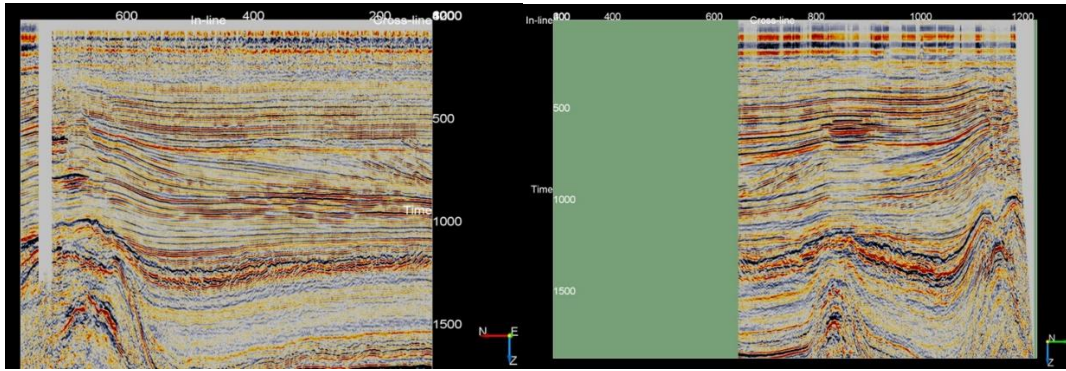


Figura 88. Inline 720 (izquierda) y Crossline 1230 (derecha), nótese las zonas de baja cobertura marcadas por el color blanco.

Similitud

Siguiendo con el atributo de similitud se puede observar el mismo fenómeno que se percibió en el atributo de semblanza en cuanto a la comparación entre el volumen original y el SSB, en donde la resolución mejora un poco pero aún es posible interpretar de manera sencilla en la SO los grandes rasgos. Por lo que para este atributo se utilizó el filtro de *steering*, el cual es un volumen que almacena información sobre el buzamiento de cada traza en la sísmica. Uno de sus usos es mejorar el resultado de los atributos de coherencia, ya que al reducir la diferencia entre las trazas debida al buzamiento de los horizontes, el resultado del atributo será fiel a cambios abruptos en el reflector y no a factores relacionados con la inclinación de los mismos. Se saturó la escala de colores agregando más indicadores de manera que fuera posible observar las diferencias sutiles entre un mapa y otro (figura 89). Se puede apreciar que en la zona 1 las desigualdades disminuyen para el volumen con SSB.

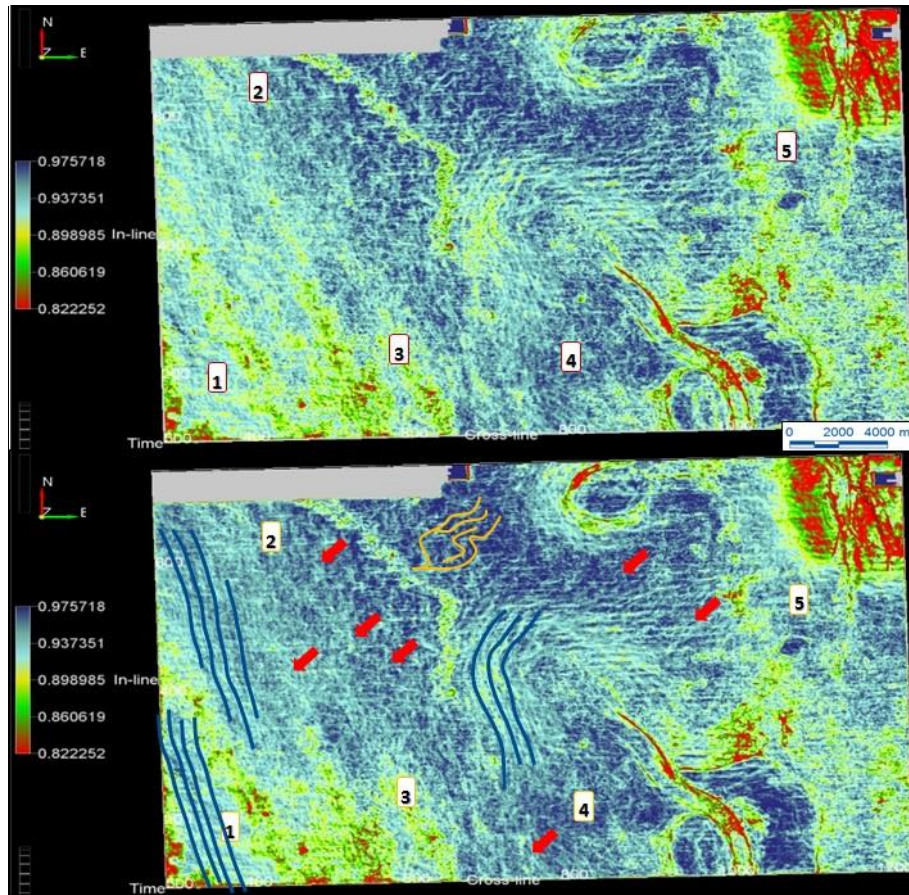


Figura 89. Mapa de similitud aplicado al volumen original (abajo) y al volumen de Seismic Spectral Blueing (arriba) en un horizon-slice en el nivel FS8.

Con la variación del filtro *steering* fue posible apreciar repetidos rasgos sinuosos que parecen paralelos (señalados con flechas rojas) pero una vez se siguen estos se encuentran por todo el volumen en distintas direcciones. Guiándonos por su forma y distribución a lo largo de la superficie se puede presumir que se trata de la estructura sedimentaria asociada a ambientes con oleaje llamada ondulaciones o rizaduras, coincidiendo con la información contenida en el marco geológico dado que este nivel corresponde no exclusivamente a un ambiente deltaico sino también a un sistema marino somero, estas ondulaciones reflejan el aporte de sedimentos del este hacia el oeste donde se encuentran las facies marinas más profundas (Schroot, 2003). En la figura 90 se muestra un mapa con las crestas de arena modernas en el Mar del Norte, con los contornos de profundidad se observa que estas estructuras están asociadas a los 30 m de profundidad lo que puede cumplirse para el horizonte FS8.

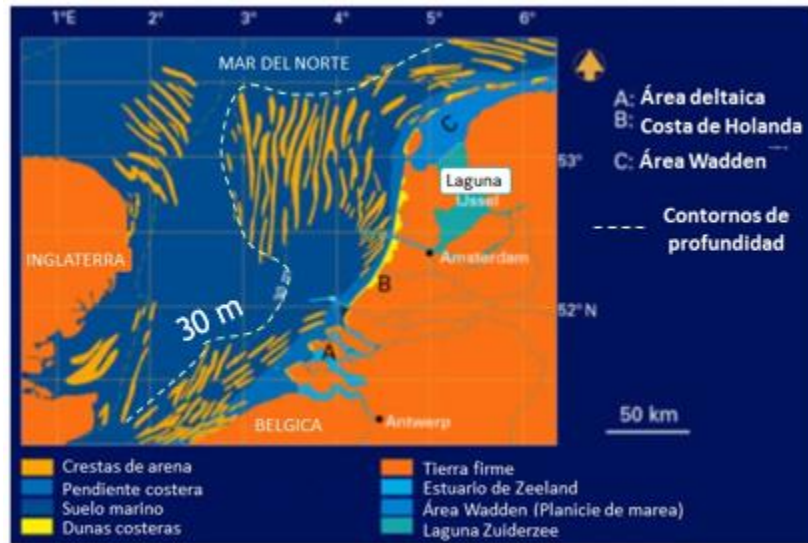


Figura 90. Crestas de arena en Mar del Norte actual con contornos de profundidad.

SEISMIC COLORED INVERSION (SCI)

Para la realización de *Seismic Coloured Inversion* se utilizó como *input* el cubo con resolución mejorada, siendo el resultado un cubo de impedancia relativa con alta resolución. En la figura 91 se presenta el *inline* 425 antes y después del proceso, la paleta de colores utilizada resalta los valores extremos para apreciar esos fuertes contrastes presentes en la impedancia.

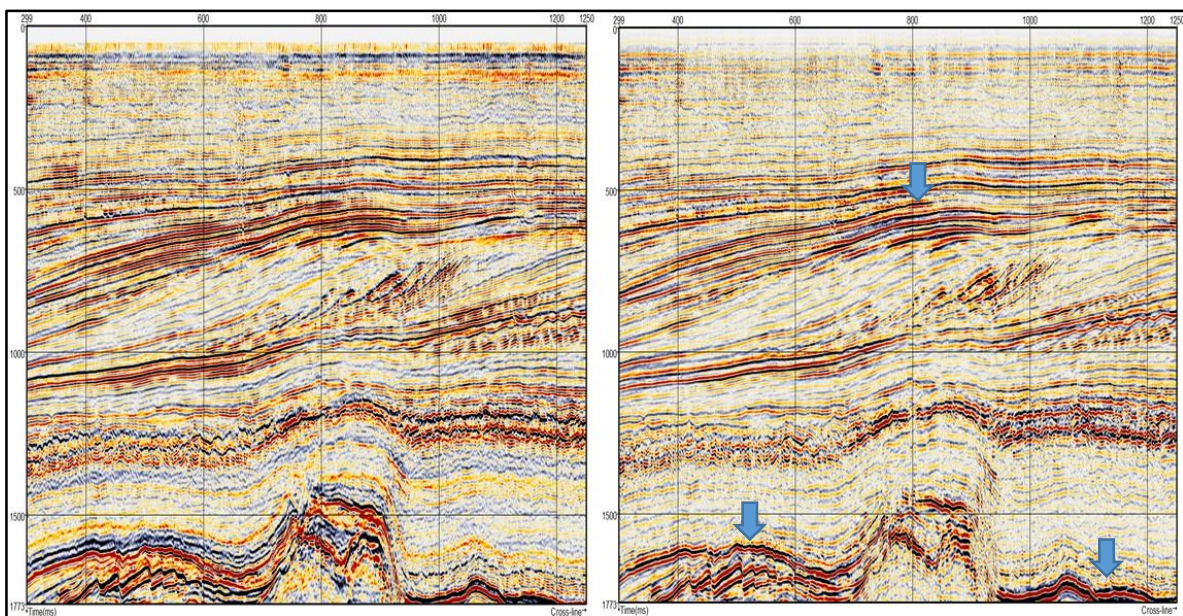


Figura 91. Inline 425 antes (izquierda) y después (derecha) de SCI, las flechas azules indican los eventos donde se mantiene el alto contraste en la impedancia.

Manteniéndonos en el *inline* 425 (Figura 89) se observan diferencias notables entre ambos cubos, el perfil muestra altos contrastes de impedancia hacia el fondo de los datos siendo esta parte la correspondiente a las calizas y un aumento en los contrastes de impedancia hacia la parte deltaica donde se encuentra la zona de interés. El cubo generado por SCI proporciona mucho detalle a nivel de estratos, en lugar de apreciarse una tendencia general para la zona de interés como se obtiene con la impedancia absoluta.

Realizando un crossplot incluyendo al atributo SCI en el eje X y la impedancia acústica en el eje Y con el objetivo de encontrar relaciones entre ambos, el resultado se puede observar en la figura 92, dada la naturaleza relativa del *coloured inversion* se buscaron comportamientos llamativos hacia los extremos. Para eje Z se utilizó el cálculo de volumen de arcilla donde se puede apreciar que los valores bajos identificados con el color azul (figura 92) se ubican en extremo positivo. Para el extremo positivo se puede inferir puede estar relacionado a arenas limpias de aproximadamente 10% de volumen de arcilla. En el extremo negativo por su parte, posee mayor acumulación de contenido de arcilla siendo aproximadamente de 45%. Recapitulando, la litología con bajo contenido de arcilla se puede encontrar en los valores superiores a 250.000 y aquellas con mayor contenido de arcilla en valores inferiores a -250.000 aproximadamente.

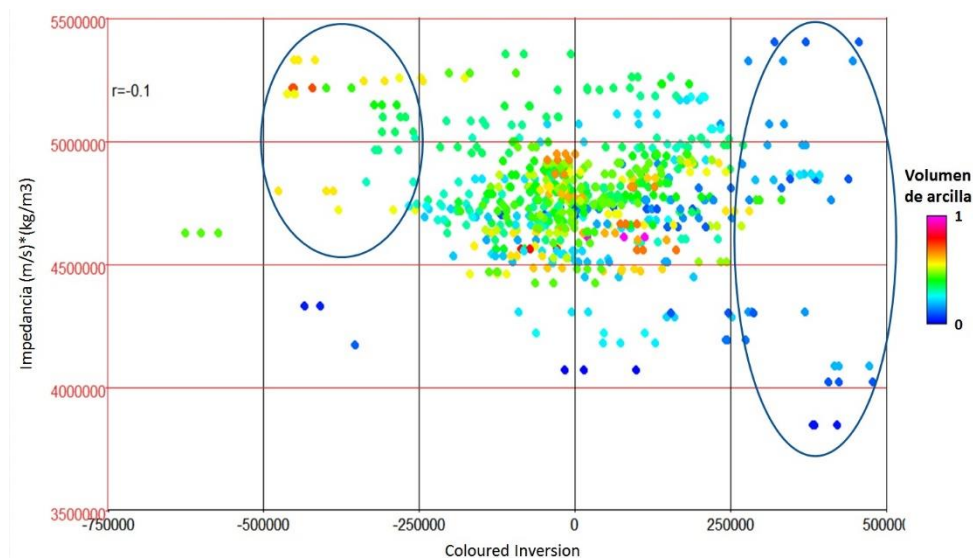


Figura 92. Crossplot Impedancia vs. SCI vs. Porosidad.

Con ayuda de esta información se puede discernir e interpretar a grandes rasgos los comportamientos observados anteriormente. En la figura 93 se muestran dos perfiles

correspondientes a los *inlines* que coinciden a los pozos F02-1 y F03-2 donde el registro *gamma ray* para el pozo F02-01 muestran que el color amarillo corresponden a comportamientos de litología arenosa, los colores verdes muestran el leve incremento en arcillas confirmando el análisis del crossplot anterior, también se aprecia que el horizonte FS8 posee una anomalía de contraste de impedancia positivo lo que indica buena acumulación de litología arenosa.

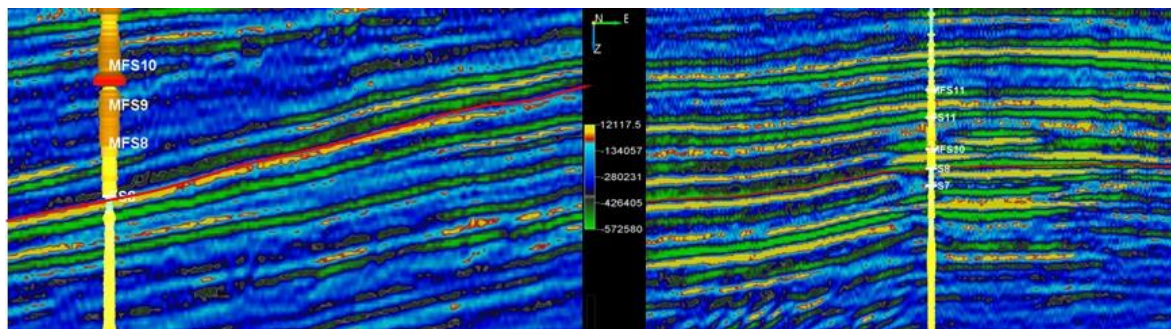


Figura 93. Perfiles de SCI en la ubicación de los pozos F02-1 (izquierda) y F03-2 (derecha).

Con el objetivo de observar la diferencia entre cubos de impedancia absoluta y relativa se compara un estudio previo de impedancia absoluta contenido en el paquete de datos el cual fue realizado en el área de estudio y el obtenido con SCI, para la impedancia absoluta se utilizó la paleta de colores para impedancia acústica predeterminada de OpendTect. En la figura 91 se compara el *inline* 425 para ambos cubos y se puede apreciar la tendencia de compactación que aumenta con la profundidad en términos generales y para la impedancia relativa se observan esos contrastes para zonas específicas del volumen. En la figura 94 el perfil de impedancia relativa resaltan la zona superior la cual pudiera tratarse de zonas arenosas y la presencia de areniscas interesantes en los clinoformas, mientras que en la impedancia absoluta aporta información sobre la baja competencia del material en la parte superior mostrada en tonalidad verde en comparación con la alta competencia del material en la zona más profunda que se presenta con colores amarillos, destacando que se usó la misma paleta de colores para ambos volúmenes.

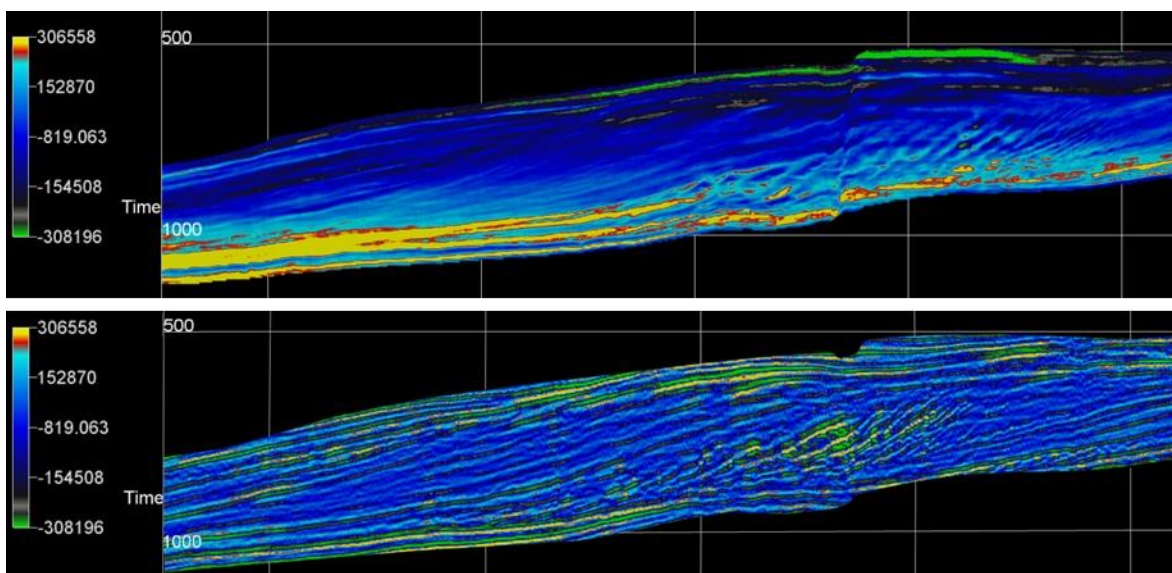


Figura 94. Cubo de impedancia acústica incluido en los datos (arriba) y cubo generado por SCI (abajo) para el *inline* 425.

Para el *crossline* 775 (figura 95) también se observa el comportamiento anterior, el SCI permite visualizar mejor la anomalía relacionada a arenas para cada capa en comparación al estudio de impedancia absoluta.

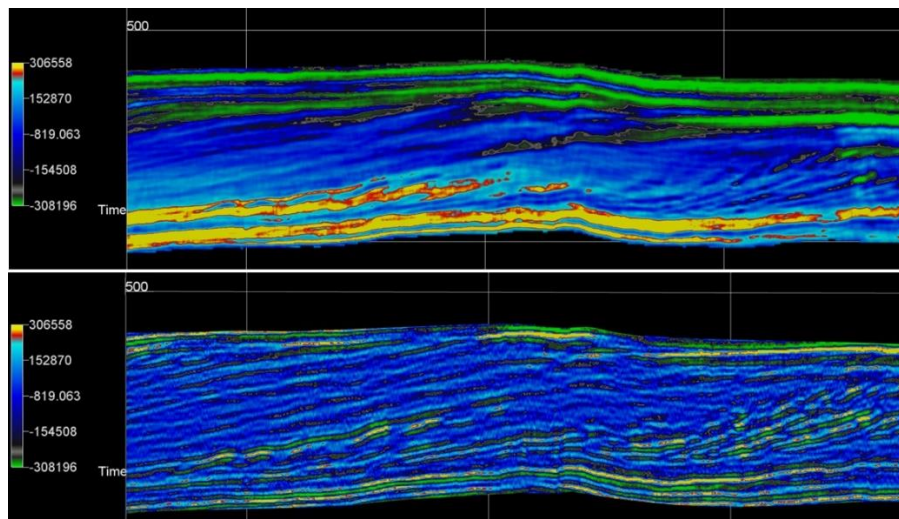


Figura 95. Cubo de Impedancia Acústica incluido en los datos (arriba) y cubo generado por SCI (abajo) para el *crossline* 775.

Analizando de manera un poco más cercana el clinoformo en la figura 96, el nivel de detalle nos permite realizar una interpretación aproximada la ubicación de la litología arenosa que puede estar presente en esa estructura, se pueden observar los valores en verde y amarillo que refleja dichas anomalías.

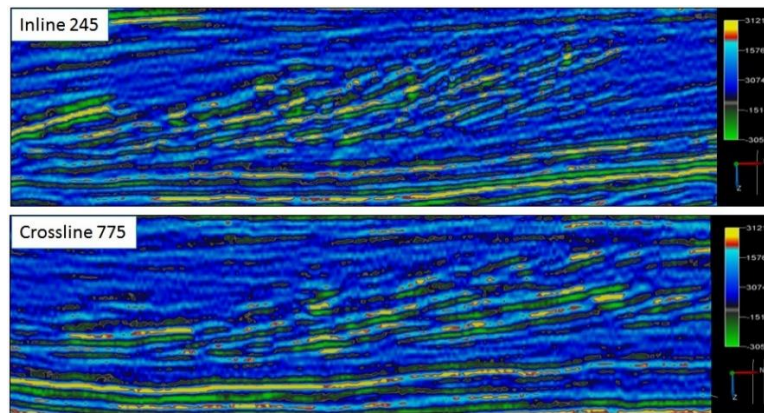


Figura 96. Zoom a Inline 245 y el crossline 775 ilustrando el clinoformo en la zona deltaica.

Realizando una intersección entre el horizonte “FS8” y ambos cubos de impedancia podemos obtener una visualización interesante de cada volumen, en la parte inferior de la imagen (Figura 97) se puede apreciar que la tendencia general de la superficie cumple la que se ha descrito anteriormente a partir de los *inlines* y los *crosslines* en el cubo de impedancia incluido en los datos, los valores se mantienen en los valores medios y bajos (verde y amarillo) lo que implica la baja competencia del material que conforma este nivel, coincidiendo con el comportamiento encontrado en los *crossplots* donde el verde es la zona de litología arenosa de alta porosidad, el amarillo y el rojo muestran la litología arenosa con porosidad ligeramente más baja y el color azul se relaciona con el área de mayor concentración de arcillas. Por otro lado la parte superior de la imagen muestra que con ayuda del cubo de impedancia obtenido se aprecia las distintas variaciones que esta superficie puede tener a lo largo del volumen sísmico con un nivel de detalle superior a la hora de identificar las áreas con concentración clara de arenas.

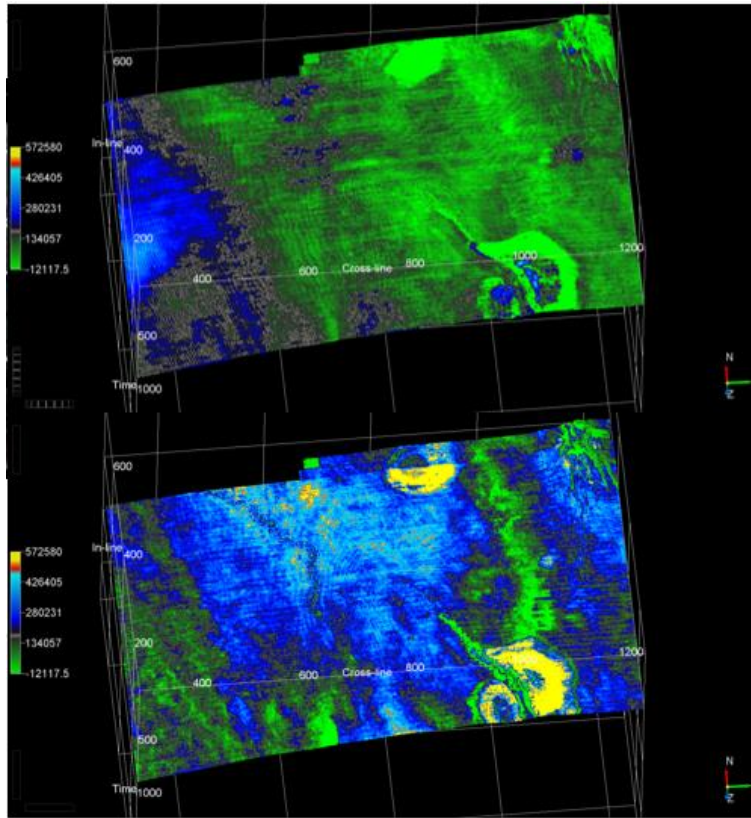


Figura 97. Horizon-slices al nivel FS8 interceptado con cubo de impedancia absoluta (arriba) y FS8 interceptado con cubo SCI_std (abajo).

Tomando en cuenta el análisis por sectores mencionado anteriormente, se tomó el horizonte FS8 interceptado con el atributo SCI y se mejoró la interpretación de estructuras de interés. Se muestran comportamientos interesantes señalados en la figura 98, se tomaron y se enumeraron esas anomalías asociadas a valores extremos concordando con el análisis anterior.

La zona 1 se caracteriza por valores positivos, con análisis posteriores se definirá la naturaleza de su estructura al igual que el área 3 pero se puede inferir que se trata de litología arenosa, la zona 2 representa claramente las inmediaciones de un canal fluvial el cual muestra contenido de arcilla, el sector 4 muestra la presencia de ambas anomalías (verde y amarillo) y finalmente la 5 es una estructura con un rumbo norte-sur definido conformado por litología arenosa.

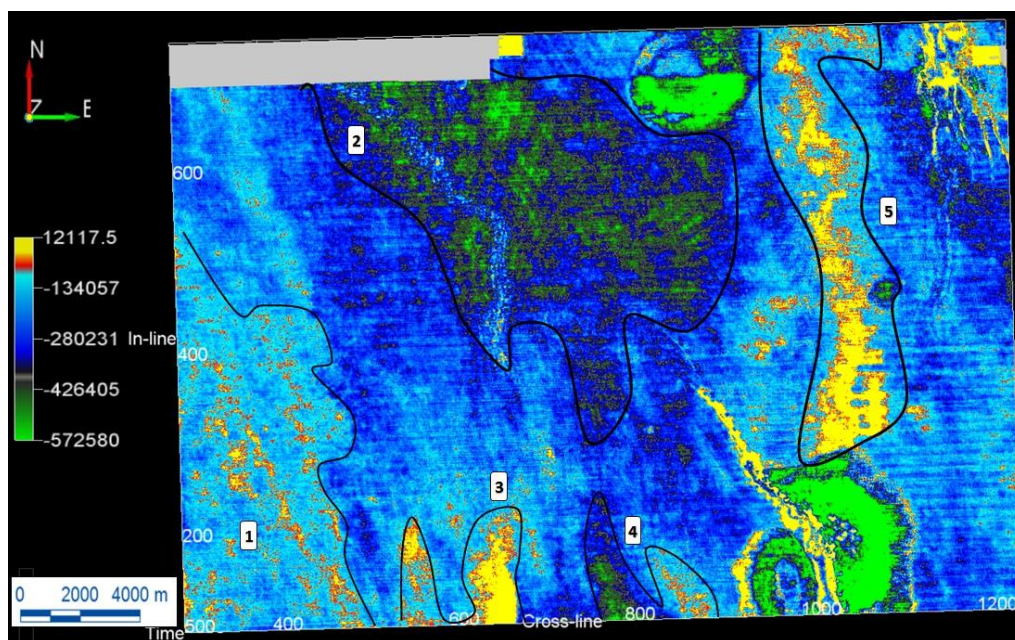


Figura 98. Sectores de interés litológico en el mapa de Seismic Coloured Inversion donde el color amarillo representa arenas limpias y la tonalidad verde arenas con alto contenido de arcilla.

Las anomalías en tonalidad verde intenso hacia el norte y hacia el sur están relacionadas a impregnación de gas biogénico los cuales son comunes en esta parte del Mar del Norte, el cual migra desde el intervalo Jurásico ubicado por debajo de los datos disponibles a través de intrusiones salinas (Schroot, 2003), al igual que la zona en tonalidad amarilla en el extremo noreste (figura 99).

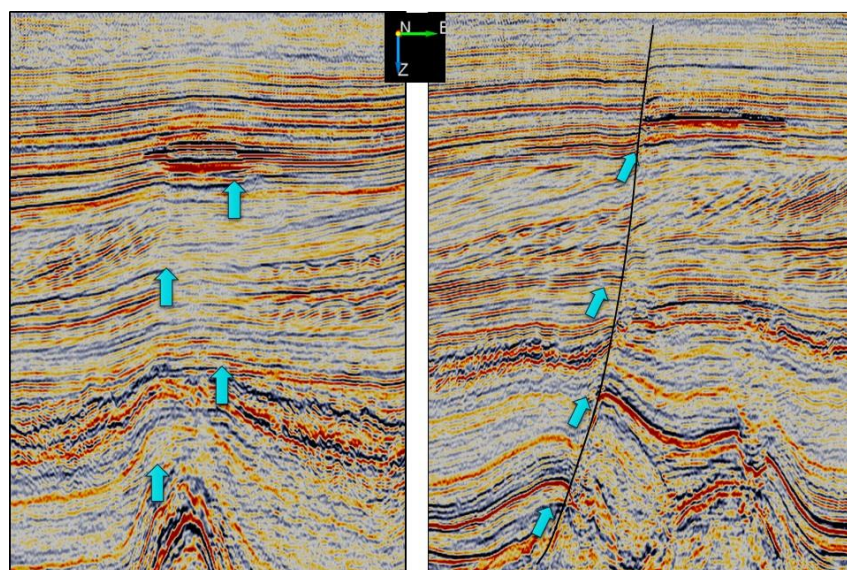


Figura 99. Ruta de migración de gas por fallas relacionadas a la intrusión salina en el inline 704 (izquierda) y por fallamiento profundo relacionado a halokinesis para el inline 304 (Derecha).

OPERADOR INTEGRADOR

En la figura 100 se observa como el proceso aplicado sobre el sismograma sintético produce resultados cercanos a los obtenidos en el cubo sísmico.

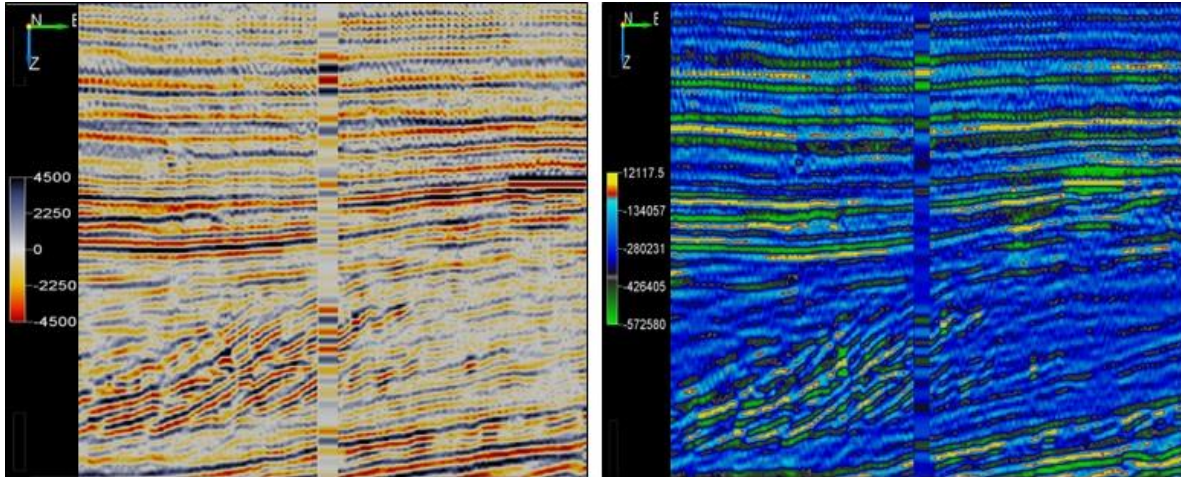


Figura 100. SSB y SCI aplicado al sismograma sintético junto al corte Inline 441 ilustrando los atributos SSB (izquierda) y SCI (derecha).

En la siguiente tabla se resume la resolución vertical para cada pozo en los 3 volúmenes sísmicos disponibles: Sísmica original, Operador (SCI_syn) y SSB & SCI (SCI_std), se puede observar que la mejoría en general con respecto a la sísmica original es de 2.42 metros.

Tabla 8. Resolución vertical en la posición de cada pozo.

Ubicación en la sísmica	Frecuencia dominante (Sísmica original)	Frecuencia dominante (Operador)	Frecuencia dominante (SSB & SCI)	Resolución vertical - Sísmica original	Resolución vertical - Operador	Resolución vertical - SSB & SCI
F02-1	56	51	48	9.13	10.03	10.66
F03-2	31.5	47	28	16.74	11.22	18.83
F03-4	61.5	68.5	31.5	8.57	7.69	16.72
F06-1	42	64	40	12.16	7.98	12.77

Para el *Inline* 425 se observa menor contraste de anomalías en el cubo SCI_syn dado el aumento en valores en azul mientras que el SCI_std aporta más información en anomalías amarillas y en verdes (figura 98).

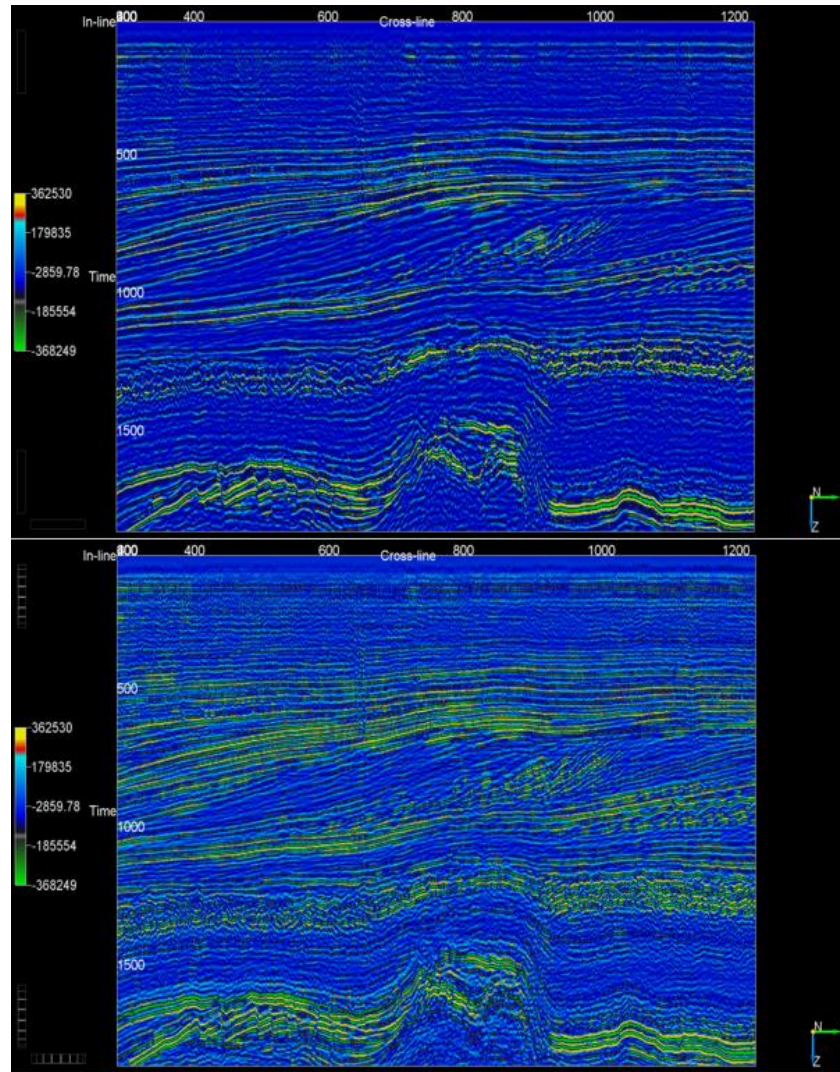


Figura 101. *Inline* 425 en el cubo SCI_syn (arriba) y *Inline* 425 en el cubo SCI_std (abajo).

En la figura 102 se observa el mismo fenómeno, la intersección del horizonte FS8 con ambos volúmenes muestra una coincidencia general en las anomalías, sin embargo las positivas en el cubo SCI_syn muestran una disminución en comparación con en el volumen SCI_std al igual que las anomalías negativas.

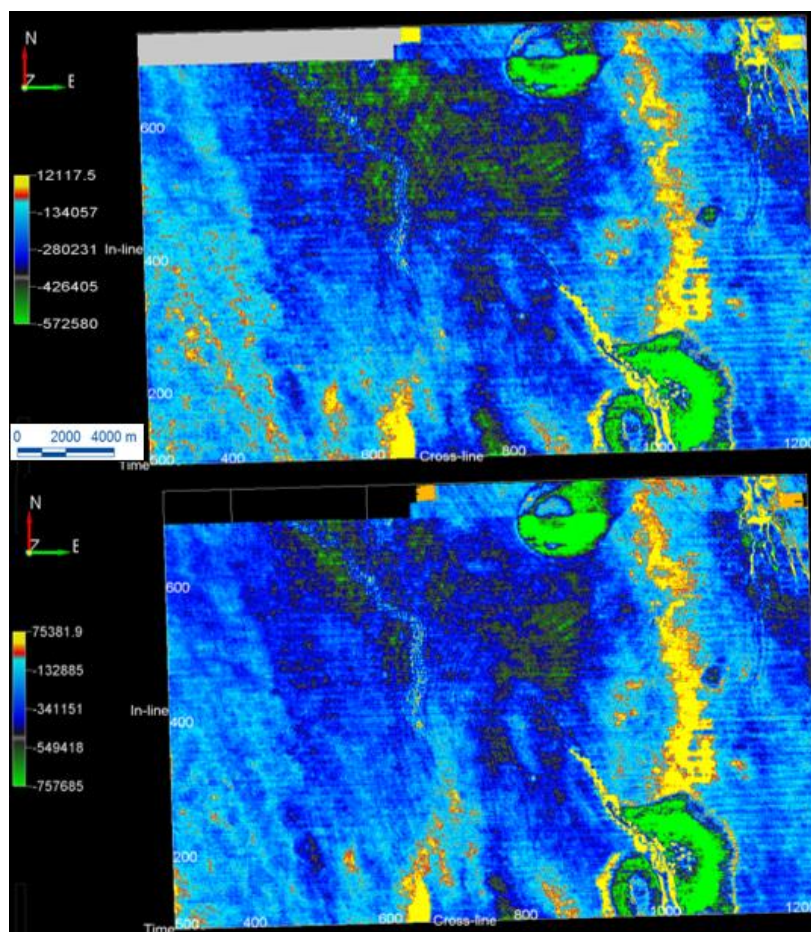


Figura 102. Intersección de horizonte FS8 con SCI_std (arriba) y SCI_syn (abajo).

ANÁLISIS DE *FISSILITY*

Para la evaluación de *fissility* o los planos de debilidad del área, se recurrió a la información disponible en la bibliografía en primera instancia para encontrar los intervalos de lutitas presentes en la zona. Tomando como objeto todo el Grupo Mar del Norte Superior el cual data del Mioceno en adelante compuesto de arcillas y arenas de grano fino a grueso con presencia local de gravas o turbas y vetas de carbón, se investigaron los niveles que poseen alta concentración de arcillas comenzando desde la Formación Breda, esta formación se compone de una secuencia de arenas glauconíticas, arenas arcillosas y arcillas siendo depositadas en un ambiente marino somero donde la configuración es de capas frontales y basales en un frente deltaico. Continuando con la Formación Scheemda la cual es una unidad litológica que consiste predominantemente de arenas finas que pueden tener localmente zonas con acumulaciones de arcillas, esta formación se depositó en un ambiente mayormente

fluvial con la presencia de ríos provenientes de la zona Báltica y el norte de Alemania (Van Adrichem y Kouwe, 1997).

Tomando en cuenta la anterior información se consultó el informe de evaluación de formaciones para el pozo F06-01 extraído de la página web del servicio geológico holandés se pudo obtener mayor información sobre la litología presente en el nivel de interés y niveles cercanos. Para el caso del pozo F06-01 el horizonte FS8 se encuentra a 773 m de profundidad, en la figura 103 se puede apreciar que este marcador corresponde al intervalo compuesto por limolita y arenisca, descripción que encaja con la composición de la Formación Scheemda. Mientras que en la parte inferior a este intervalo se localiza una etapa de arcillas en su mayoría con ocasionales arenas y presencia de glauconita, esta información nos confirma que se puede tratar de la Formación Breda.

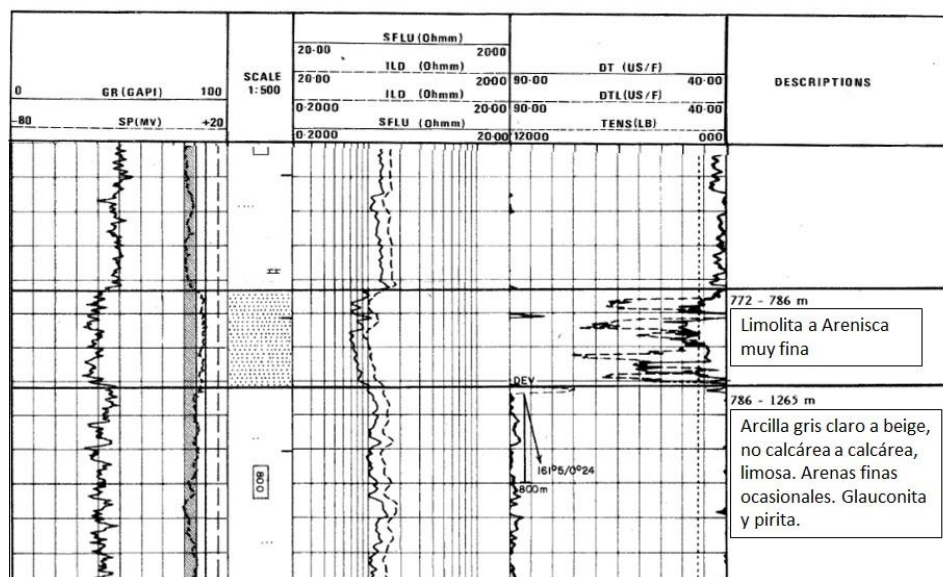


Figura 103. Evaluación de formaciones para el pozo F06-01 (Composite Log disponible en www.nlog.nl).

Se observa en la figura 104 que el contenido de arcilla aumenta para los niveles inferiores al nivel FS8, siendo un comportamiento consistente en todos los pozos.

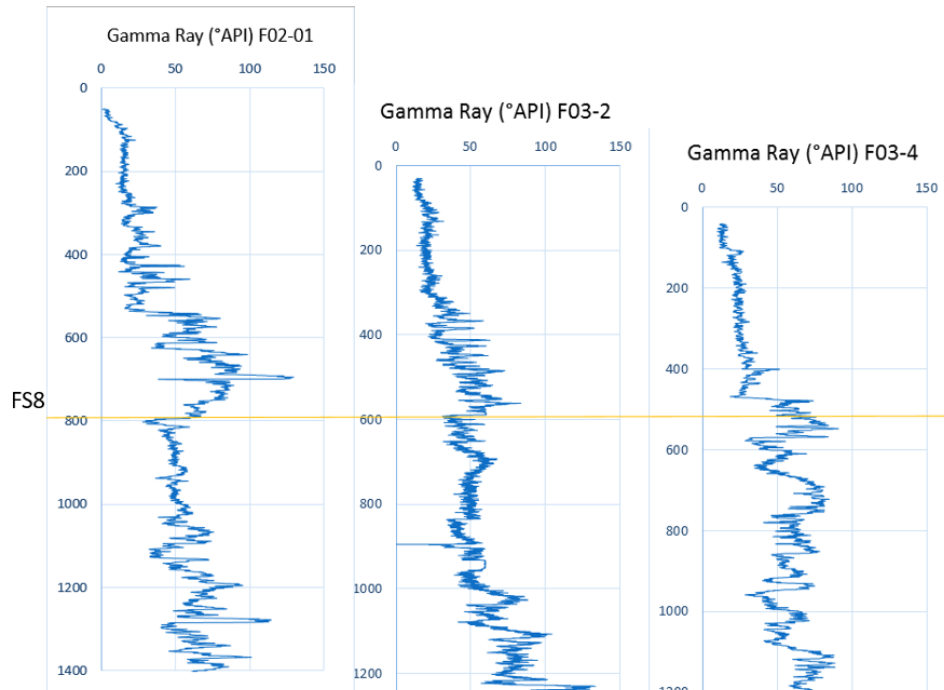


Figura 104. Registros *Gamma Ray* para los pozos F02-01, F03-2 y F03-4.

En el *crossplot* de la figura 105 se puede inferir que la zona con mayor contenido de arcilla puede tratarse de la parte baja de la Formación Scheemda o el tope de la Formación Breda. Otro aporte que proporciona la figura 103, es la de confirmar que el horizonte FS8 efectivamente pertenece a la Formación Scheemda dado que la bibliografía explica que cuenta con estructuras sedimentarias de un ambiente marino somero (Van Adrichem y Kouwe, 1997) como las encontradas en los mapas de similitud. El proceso evolutivo en general que cubre esta zona es de un ambiente deltaico sobre el cual ocurrió una inundación (horizonte FS8) que generó relleno de canales y estructuras hasta alcanzar los 30 m de profundidad para alcanzar el ambiente marino somero que dio paso a la formación de crestas de arena y estructuras sedimentarias asociadas en la Formación Breda.

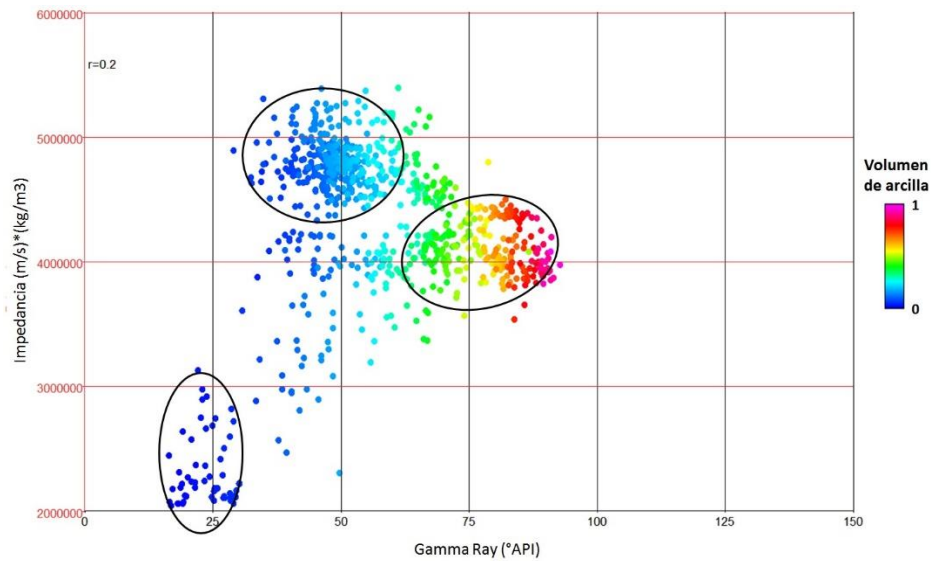


Figura 105. *Crossplot* entre impedancia y *Gamma Ray* incluyendo todos los pozos, ilustrando los conglomerados para diferentes contenidos de arcillosidad.

En el *crossplot* se puede apreciar que los valores con alto contenido de arcilla serán visibles en el atributo de impedancia acústica en los valores cercanos a 4.000.000-4.500.000 (m/s)*kg/m³, con esta información se hace una intercepción del horizonte FS8 con el estudio previo de impedancia acústica para localizar estas áreas y observar el contenido de arcilla el cual se ilumina en color verde hacia el pozo F03-4 el cual concuerda con el registro *Gamma Ray* observado, en este punto se realizó un ajuste una paleta de colores para destacar los rangos de impedancia que responden a los diferentes contenidos de arcilla en conformidad con el análisis realizado en el *crossplot* (figura 106).

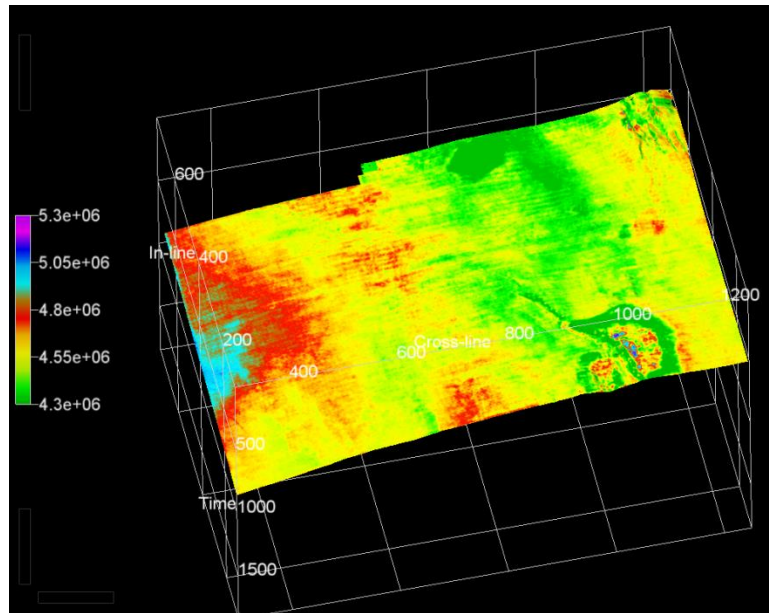


FIGURA 106. Vista EN 3D DE UN HORIZON-SLICE EN EL NIVEL FS8 MOSTRANDO EL ATRIBUTO DE IMPEDANCIA.

Comprendiendo mejor la naturaleza geológica de los datos, se procede a interpretar las fallas visibles en el cubo sísmico para de esta manera poder observar el comportamiento y orientación general de las mismas, las fallas resultantes se pueden observar en la figura 107. En esta vista 3D se puede apreciar un grupo de fallas con rumbo N-S que están asociadas a fallamiento en el nivel cretácico correspondiente al Grupo Chalk, el grupo de fallas que se encuentra hacia el sur con una orientación aproximada sureste-noreste es el grupo de fallas asociadas a tectónica salina anteriormente identificada con los atributos de coherencia, finalmente el grupo de fallas hacia el noreste también asociado a halokinesis, de igual manera mencionadas con anterioridad. Dado que las fallas en su mayoría tienen orientaciones N-S se puede decir que el comportamiento estructural que da origen a estas fallas con orientaciones parecidas, se puede decir que existe la presencia de esfuerzos con sentido suroeste-noreste que provocan deformaciones en ese sentido.

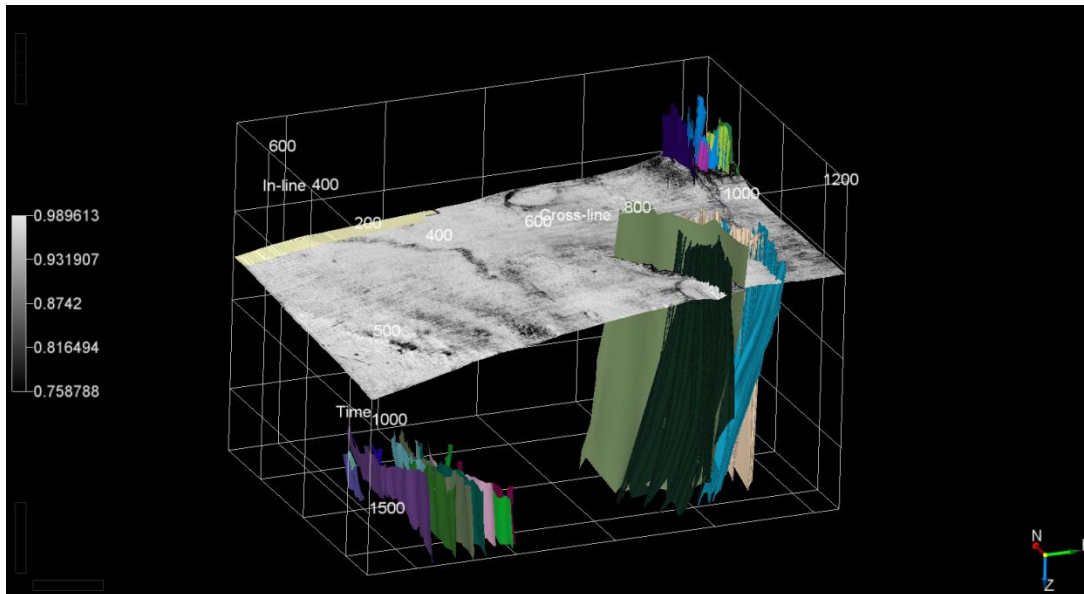


Figura 107. Vista 3D de las fallas visibles en el Bloque F3, interceptando un horizon slice del atributo de semblanza realizado en la sísmica con SSB.

Para apreciar mejor el comportamiento del área arcillosa se tomó un time slice (figura 108) al atributo de semblanza del volumen SSB a los 884 ms, nivel que corresponde a la zona arcillosa asociada a la Formación Breda donde se adaptó la paleta de colores para resaltar los valores con menos semblanza en color azul cian con el objetivo de resaltar esas tendencias de mayor deformación. El resultado se puede encontrar en la figura 60 donde el color azul tiene la tendencia sureste - noroeste que observamos en las fallas anteriores.

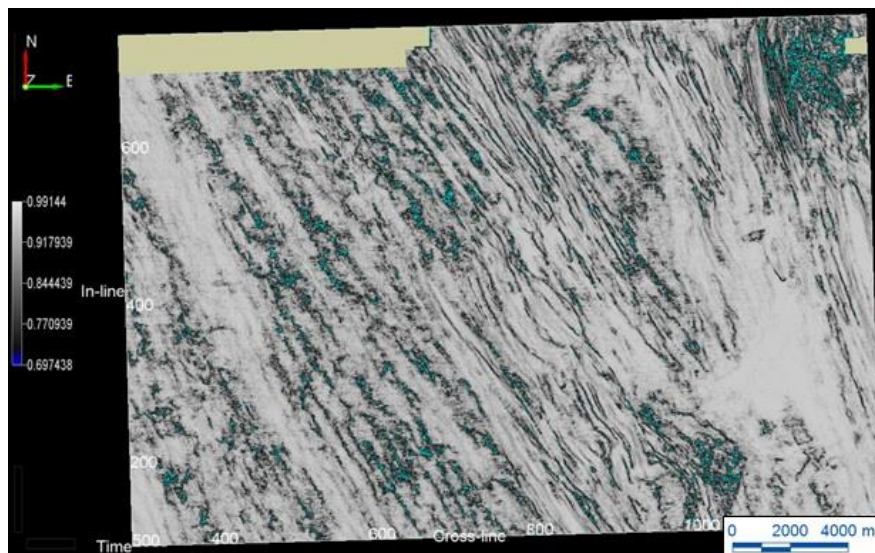


Figura 108. Time slice de atributo de semblanza en cubo sísmico mejorado a los 884 ms, donde la paleta de colores resalta los valores con mayor discontinuidad.

ESTIMACIÓN DE ESPESOR NETO

En la figura 110 se puede apreciar los mapas resultantes del estudio de espesor neto realizado al cubo SCI_std y a SCI_syn. Como se observa ambos cubos permiten delinear los distintos espesores con los que cuenta la superficie estudiada, para la gama de los colores tierra como el rojizo y el marrón se hallan los espesores más altos mientras que para los azules y amarillos se consiguen los espesores de menor grosor. Antes de realizar un análisis cualitativo a estos mapas, procedimos a calcular el error presente en cada mapa con el objetivo de compararlos cualitativamente, calculando la diferencia entre el espesor observado y el obtenido en las a través del mapa resultante. En la tabla 7 se tiene la tabla de error para el mapa de espesores obtenido sobre el volumen SCI_std, se observa que el mayor valor de error se encuentra hacia el área del pozo F03-02 donde la diferencia es de 3.0716 metros aproximadamente mientras que el valor mínimo de error se ubica en la locación del pozo F03-4 siendo el error cercano a -0.281 metros. Promediando los valores obtenidos el error promedio seria de 1.91145 m para una ecuación de ajuste de: $RMS = -0.00001 + 20.138$.

Tabla 9. Diferencia entre espesores observados y obtenidos para SCI_std.

Pozo	Espesor Observado (m)	Espesor obtenido (m)	Diferencia
F03-02	16.6914	19.763	3.0716
F03-04	18.546	18.265	-0.281
F02-01	17.6187	19.407	1.7883
F06-01	15.7641	18.831	3.0669

Para el error encontrado en el mapa SCI_syn se generó la tabla 8, donde se puede observar que el error máximo es cercano a los 2.8579 metros para el pozo F06-01 y el error mínimo se encuentra en el pozo F03-04 con -0.389 metros aproximadamente. Notemos que el error se reduce ligeramente en el mapa obtenido con el operador desarrollado. Promediando los valores obtenidos el error promedio seria de 0.7552 m para una ecuación de ajuste de: $RMS = -0.0000001 + 18.454$.

Tabla 10. Diferencia entre espesores observados y obtenidos para SCI_syn.

Pozo	Espesor Observado (m)	Espesor obtenido (m)	Diferencia
F03-02	16.6914	17.895	1.2036
F03-04	18.546	18.157	-0.389
F02-01	17.6187	16.967	-0.6517
F06-01	15.7641	18.622	2.8579

Continuando con el análisis cuantitativo se observa en la figura 109 los histogramas para cada mapa donde ambos presentan distribuciones normales para un total de 600.515 muestras en el caso del SCI_std y 597.637 muestras para el volumen SCI_syn. El histograma para el mapa SCI_std presenta una media de 21.6 ms aproximadamente y una desviación estándar de 1.28 ms, mientras que el histograma para el mapa SCI_syn la media se ubica en 18.45 ms con una desviación estándar de 1.66 ms. Se puede apreciar que los valores medios difieren en 1.575 ms, también para el SCI_syn la desviación es un poco mayor en comparación a SCI_std.

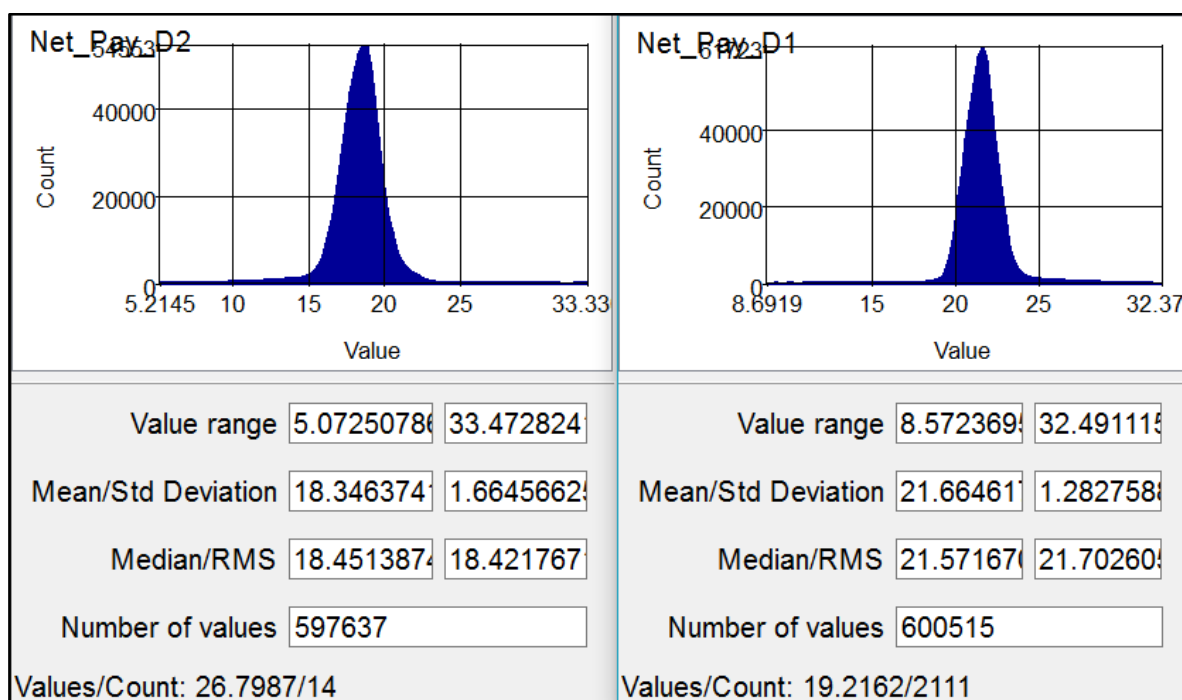


Figura 109. Histograma para el mapa de espesores en el cubo SCI_std (derecha) y para el cubo SCI_syn (izquierda).

Para clasificar los resultados en estos mapas nos referiremos al color azul claro correspondiente a la zona mala dado que reflejan los valores más bajos de espesor, las zonas iluminadas por los colores azul oscuro y amarillo serán las zonas no tan buenas y la tonalidad marrón a terracota serán las zonas buenas. Tomando en cuenta lo anterior, se encuentra en los mapas que de nuevo son resaltantes las anomalías por gas ubicadas en las zonas falladas del sur y el norte las cuales se muestran como zonas buenas tanto en el volumen SCI_std y en el SCI_syn (figura 110). Continuando con el resto del cubo se puede apreciar que en mapa

SCI_std las zonas buenas cubren mayor superficie mientras que para los datos SCI_syn se discriminan las zonas buenas hacia el centro del cubo y hacia el este.

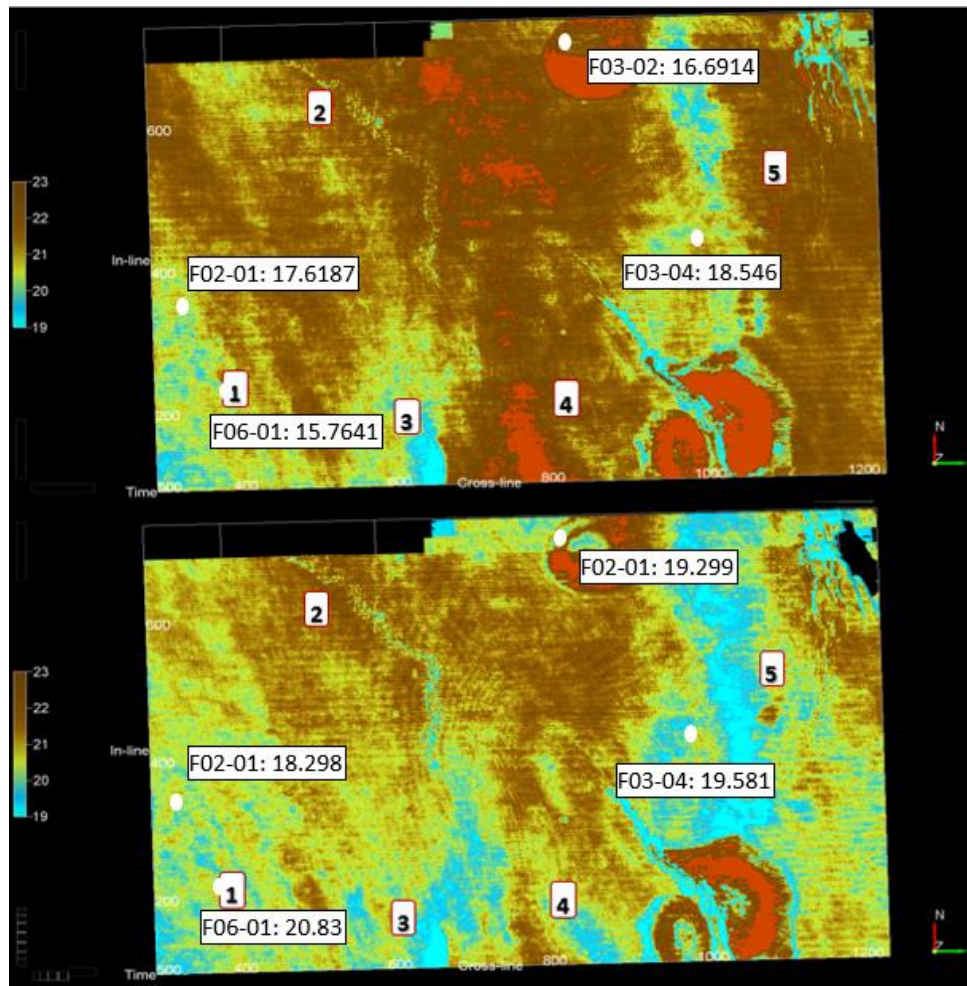


Figura 110. Mapas de espesor neto para SCI_std (arriba) y para el volumen SCI_syn (abajo), la escala se muestra en milisegundos.

Enfocándonos en los sectores estudiados anteriormente, tomando en cuenta la figura 110, finalmente se puede estimar que las crestas de arena de la zona 1 corresponden a una zona buena de espesores, el canal entrelazado de la zona 2 posee buenos espesores en su interior según el cubo SCI_std que coincide el cubo SCI_syn, sin embargo en este ultimo los espesores son un poco menor para esa zona. La zona 3 muestra buenos espesores en ambos casos, para la zona gasífera 4 se muestran mejores espesores en el cubo SCI_std en comparación a SCI_syn pero manteniéndose en valores buenos al igual que el acuífero en la zona 5 el cual muestra buenos espesores en ambos casos siendo mejores para el volumen SCI_std.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Se logró desarrollar un operador integrador de los procesos *Seismic Spectral Blueing* (SSB) y *Seismic Coloured Inversion* (SCI).
- Se validó el operador integrado SSB-SCI de un solo paso y se encontró un coeficiente de correlación de 68% entre la traza sísmica derivada de la aplicación del operador SCI_syn y el atributo SSB-SCI de dos pasos.
- El análisis de fisibilidad realizado dio como resultado un esfuerzo dominante regional en sentido suroeste-noreste el cual domina el sistema de fallas de sentido suroeste-noreste asociadas a litología carbonática y arcillosa, dichos esfuerzos están asociados también a halokinesis en la zona que generan fallamiento norte-sur en torno a los domos salinos. Las zonas más se encuentran hacia las zonas afectadas por movimientos de sal y el intervalo carbonático del cretácico en la zona profunda del área de estudio.
- Los atributos que logran caracterizar los yacimientos de edad terciaria, con composición siliciclástica de arenas y arcillas, cercano al tope FS8 son: Los atributos de coherencia, descomposición espectral y frecuencia instantánea los cuales permitieron definir el canal entrelazado en el sector 2, crestas de arena en el sector 1 y 3, una zona posiblemente gasífera en el área 4 y el acuñaamiento en el sector 5.
- El atributo 2D de Net Pay permitió acotar las zonas que poseen mejor espesor de arenas yacimiento, asimismo, al cotejar la información con los atributos que destacan posibles asociaciones litológicas, se pudo acotar que la región 4 del área de estudio, posee buenas cualidades para colocar pozos de avanzada.
- Basado en el trabajo realizado la respuesta de net pay mas optima fue la realizada con el cubo SCI_syn, dado que el error en comparación con los pozos fue el menor con un promedio de 0.7552 m en comparación al obtenido con SCI_std el cual fue de 1.91145 m.

- Se logró de manera exitosa generar un volumen obtenido a través de *Seismic Spectral Blueing* el cual mejoró la resolución de la sísmica original en 22 Hz mejorando la resolución vertical en 2.11 metros aproximadamente, sirviendo como apoyo a lo largo del análisis, este método una vez dominado resultó fácil y rápido de aplicar. También se obtuvo un cubo de impedancia relativa obtenido con el proceso *Seismic Coloured Inversion* (SCI_std) que resultó ser una herramienta para discriminar tendencias litológicas dentro de una superficie, en conjunto con el análisis integrado usando el volumen de impedancia absoluta incluido en el pack de datos.
- El método SCI tradicional en dos pasos requería de más de 600 horas para producir el volumen sísmico por lo que se trabajó con sub-volúmenes para realizar los cálculos y exportar las trazas necesarias a lo largo de la investigación, en cambio una vez desarrollado el operador integrador se pudo realizar el cálculo del proceso SCI en un solo paso para el volumen completo en pocos minutos usando el atributo de convolución, agilizando las operaciones y procesos derivados.
- A lo largo de la investigación se encontraron estructuras de gran interés en el Bloque F3, la metodología para identificarlos y el análisis realizado puede servir de guía para otros casos en campos venezolanos como por ejemplo los ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco.

RECOMENDACIONES

- Es deseable para generar resultados más confiables que este tipo de estudio se realice en zonas donde se encuentren disponibles un mayor número de pozos de manera que las estimaciones, cálculos e interpretaciones cuenten con mayor información.
- Para un manejo más amigable del operador desarrollado en el presente trabajo se recomienda la implementación de una interfaz con componentes gráficos como botones, cuadros de texto y afines. Debido a su alta compatibilidad con Octave se recomienda usar la herramienta de software matemático Matlab, esta cuenta con un entorno de desarrollo integrado que facilita la implementación de interfaces gráficas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arenas, S. (2010). Análisis de descomposición espectral e integración de atributos sísmicos para la identificación de posibles cuerpos gasíferos. Área de Roblote, fase II. Edo. Anzoátegui. Trabajo de pasantías no publicado. Universidad Simón Bolívar. [Consulta: 2016, octubre 10].
- Barclay, F. *et al* (2008). Inversión Sísmica: Lectura entre líneas. Oilfield Review, 48.
- Blache – Fraser, G. y Neep, J. (2004). *Increasing seismic resolution using spectral blueing and colored inversion: Cannonball field, Trinidad*. SEG Denver 2014 Annual Meeting.
- Bless, M. *et al* (1976). *Dinantian rocks in the subsurface north of the Brabant and Ardenno-Rhenish massifs in Belgium, the Netherlands and the Federal Republic of Germany*. Mededelingen - Rijks Geologische. XXVII (27), 27 p.
- Brouwer, F. *et al* (2008). *Interpretation of seismic data in the Wheeler domain: integration with well logs, regional geology and analogs*. SEG Las Vegas 2009 Annual Meeting.
- Brown, S. (1990). *Introduction to the Petroleum Geology of the North Sea*. Glennie, K.W. 219-255 p.
- Cameron, T.D.J. (1993). *Triassic, Permian and Pre-Permian of the Central and Northern North Sea*.
- Carrillo Barandiaran, L. (2006). Descripción de un Reservorio. 3-11p.
- Castagna, J., Sun S., y Siegfried R. W. (2003). *Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons*. The Leading Edge, XXII (22), 120–127 p.
- Chelotti, L., Acosta, N. y Foster, M. (2009). Cátedra de Geofísica Aplicada, Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Chubut, Argentina.
- Dockter, J. *et al* (1980). *Triasgliederung und Symbolgebung in der DDR*. Zeitschr. Geol. Wiss. 421-449 p.
- Ferguson, R. *et al* (1996). *A simple algorithm for band-limited impedance inversion*.
- Francis, A. (2014). *A Simple Guide to Seismic Inversion*. GEOExPro, X (2).

- Gautier, Donald L., 2005, *Kimmeridgian Shales Total Petroleum System of the North Sea Graben Province*. U.S. Geological Survey Bulletin 2204-C, 24 p.
- Glennie, K.W. (1972). *Permian Rotliegendes of Northwest Europe interpreted in the light of modern desert sedimentation studies*. 56 p.
- Draper, G. y Yanni, G. (1987). Diccionario de Términos Geológicos Ingles/ Español - Español/Ingles; *English/Spanish Spanish/English Dictionary of Geological Terms*. LACC Occasional papers series. Florida International University Digital Commons.
- Haq, B.U., Hardenbol, J. y Vail, P.R. (1988). Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publ. 42.
- Halliburton (s.f.). *Structural-development-the-north-sea-basin*. Obtenido el 20 de febrero de 2016, de <http://www.epgeology.com/structural-geology-f21/structural-development-the-north-sea-basin-t417.html>.
- Hassan H., El-Maghawry K. y Hassan W. M. (2015). *Model-based inversion in north sea f3-block dutch sector*. Trabajo de maestría. Ain Shams University, Cairo. [Consulta: 2016, septiembre 1].
- Haykin, S. y Moher, M. (2007). *An Introduction to Analog and Digital Communications*, 2da ed.
- Herngreen, G.F.W., Kouwe, W.F.P. y Wong, T.E. (2003). *The Jurassic of the Netherlands*. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 1: 217-229.
- Jensen, T.F., Holm. L., Frandsen, N. y Michelsen, O. (1986). *Jurassic-Lower Cretaceous lithostratigraphic nomenclature for the Danish Central Trough*. Danmarks Geological Undersøgelse, Serie A, 65 p.
- Knödel, K. y otros (2007). *Environmental Geology, Handbook of Field Methods and Case Studies*. Berlín. Editorial Springer.
- Knox, R.W. y Cordey, W.G. (eds.): *Lithostratigraphic nomenclature of the UK North Sea*. British Geological Survey, Nottingham.

- Kumar, D. et al (2014). *Using relative seismic impedance to predict porosity in the Eagle Ford shale*. SEG Denver 2014 Annual Meeting.
- Laban, C. (1995). The Pleistocene glaciations in the Dutch sector of the North Sea. A synthesis of sedimentary and seismic data. Trabajo de maestria. Universidad de Amsterdam. [Consulta: 2016, marzo 5].
- Lacedre, G. J. (2014). Inversión de datos multicomponente, campo Blackfoot. Canadá
- Lancaster, S., y Whitcombe, D. (2000). *Fast-track 'coloured' inversion*. SEG 2000 Expanded Abstracts, 4 p.
- Madriz, Y. (2015). Impacto del fenómeno de entonación en el análisis cuantitativo de datos sísmicos: un caso de estudio. Trabajo de grado no publicado. Universidad Simon Bolivar. [Consulta: 2016, febrero 20].
- Marechal, R. y Laga, P. (1988). *Voorstel lithostratigrafische indeling van het Paleogeen. Nationale Commissies voor Stratigrafie*. 208 p.
- Martínez Cabañas, M (1996). Interpretación geológica de los sismogramas sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Río Segura G-1. *Geogaceta*, 20 (1) (1996) 153-156.
- Meza, R. (Abril de 2015). Sismograma sintético. Clase impartida durante la materia Tópicos petroleros I. Caracas. Universidad Central de Venezuela.
- NAM y RGD (Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. and Rijks Geologische Dienst), 1980. Stratigraphic Nomenclature of The Netherlands. Koninklijk Nederlands Geologisch en Mijnbouwkundig Genootschap, Verhandelingen. 32-77 p.
- Natale, M. A. (2014). Estimación de factor de atenuación sísmica (Q), a partir de registros VSP, para el área de petroindependencia y campos vecinos. Trabajo de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. [Consulta: 2016, marzo 14].
- Oppenheim, A. (1998). Señales y sistemas. Prentice Hall.
- Ortega, A. y Macías, E. (2013). Definición de modelo sedimentario con atributos sísmicos especiales. *Ingeniería Petrolera* Vol. 53 No. 4.

- Partyka, G., Gridley, J. y López, J. (1999). Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. *The Leading Edge*. XVIII (18), 353–360 p.
- Plant, J. *et al* (2003). *The geological and tectonic framework of Europe*. Geochemical Atlas of Europe. Part, 1.
- Regueiro, J. (2007). Sísmica para Ingenieros y Geólogos: El Método Sísmico de Reflexión.
- Sheriff, E., Geldart, L. y Telford, W. (1990). *Applied Geophysics*. New York. 772 p.
- Simm, R. (2009). *Simple net pay estimation from seismic: A modelling study*. First Break volume XXVII (27). 45 – 53 p.
- Stäuble, A.J. y Milius, G. (1970). *Geology of the Groningen gas field, Netherlands*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 14. 359-369 p.
- Trusheim, F. (1961). *Ääber Diskordanzen im Mittleren Buntsandstein Norddeutschlands zwischen Ems und Weser*. Erdöl Zeitschr. 361-367 p.
- Underhill, J.R. y Partington, M.A. (1993). Jurassic thermal doming and deflation in the North Sea: implications for sequence stratigraphic evidence. Parker, J.R. 697-706 p.
- Van Adrichem Boogaert, H.A. y Kouwe, W.F.P. (1997). *Stratigraphic unit Scheemda Formation NUSA*. Stratigraphic Nomenclature of the Netherlands.
- Van Hulten, F.F.N. (2009). *Brief history of petroleum exploration in the Netherlands*. Energie Beheer Nederland.
- Waters, K. H. (1978). *Reflection seismology: John Wiley and Sons*.
- Wolburg, J. (1969). *Zum Wesen der altkimmerischen Hebung mit einem überblick über die Muschelkalk- und Keuper-Entwicklung in NW-Deutschland*. 516-523 p.
- Worthington, P. (2009). *Net Pay: What is it? What does it do? How do we quantify it? How do we use it?*. SPE paper 123561.
- Ziegler, P.A. (1990). *Geological atlas of western and central Europe*. 2da ed. Shell Internat Petrol., 239 p.

Zulfadli, *et al* (2014). Early Seismic Reservoir Characterization, a Proposed Interpretation Workflow on Exploration Phase. 39th PIT HAGI 2014 Solo, Indonesia.

ANEXOS

Función en Octave para la aplicación de un filtro de promedio ponderado a una propiedad física tomando en cuenta una ventana de muestreo.

```
1 function [promT,promAI]=filtroPromedio(t,ai,vent)
2
3 % Código para filtrar un registro de impedancia acústica en tiempo
4 % El vector t contiene el tiempo
5 % El vector ai contiene la propiedad a filtrar, en este caso la impedancia acústica
6
7 [f,c] = size(t);
8 f1 = 1;
9 cont = 1;
10
11 % Ventana de muestreo de 4ms
12 % Recorrido de todas las filas del registro
13 while (f1 < f)
14     sn = 0;
15     sd = 0;
16     sn2 = 0;
17     sd2 = 0;
18     f2 = f1;
19     % Recorrido de bloques dependiendo de la ventana de muestreo
20     while ((t(f1) < (t(f2)+vent)) && (f1 < f))
21         sn = sn + ai(f1);
22         sd = sd + 1/ai(f1);
23         sn2 = sn2 + t(f1);
24         sd2 = sd2 + 1/t(f1);
25         f1 = f1 + 1;
26     end
27     promT(cont) = sqrt(sn2/sd2);
28     promAI(cont) = sqrt(sn/sd);
29     cont = cont + 1;
30 end
```

Anexo 1. Aplicación de un filtro de promedio ponderado.

Instrucciones en Octave para la generación de un sismograma sintético

```
1 %% Script para la generación de un Sismograma sintético
2
3 %% Carga de los paquetes necesarios para la lectura de archivos Excel
4 pkg load all
5 %% Lectura del archivo Excel que contiene los datos de pozo en tiempo
6 M = xlsread('F03-04.xls');
7 %% Extracción de los vectores tiempo e impedancia
8 v_t = M(2:8892,1);
9 v_ai = M(2:8892,5);
10 plot(v_ai);
11 %% Llamada a la función que filtra la impedancia
12 [t_prom,ai_prom] = filtroPromedio(v_t,v_ai,4);
13 plot(t_prom,ai_prom);
14 %% Generación de una ondícula de Ricker con un muestreo de 4ms y de frecuencia dominante de 30Hz
15 [wavelet,tw] = ricker(0.004,30);
16 plot(tw,wavelet);
17 %% Se genera un archivo con la impedancia filtrada
18 xlswrite("Ai_filtradaF034",ai_prom);
19 %% Se carga la serie de reflectividad generada a partir de la impedancia filtrada
20 load serieF034;
21 stem(serieF034);
22 %% El resultado de la convolución de la ondícula con la serie de reflectividad
23 %% es una traza o sismograma sintético(a)
24 traza_sint = conv(serieF034,wavelet);
25 vector_tiempo = 108:4:1848;
26 plot(vector_tiempo,traza_sint);
```

Anexo 2. Generación de un sismograma sintético.