

**DETERMINACIÓN DE LITOLOGÍAS Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE  
UN YACIMIENTO SILICICLÁSTICO, MEDIANTE INVERSIÓN ACÚSTICA Y  
ATRIBUTOS SÍSMICOS EN UN CAMPO DE LA CUENCA DE LLANOS,  
COLOMBIA**

**MARÍA ALEJANDRA JOYA RINCÓN**

**DAVID ALFONSO SERRANO FERREIRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA, 2012**

**DETERMINACIÓN DE LITOLOGÍAS Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE  
UN YACIMIENTO SILICICLÁSTICO, MEDIANTE INVERSIÓN ACÚSTICA Y  
ATRIBUTOS SÍSMICOS EN UN CAMPO DE LA CUENCA DE LLANOS,  
COLOMBIA**

**MARÍA ALEJANDRA JOYA RINCÓN  
DAVID ALFONSO SERRANO FERREIRA**

**Trabajo de Grado para optar por el título de Geólogo**

**DIRECTOR:**

**RICARDO ANDRÉS GÓMEZ MONCADA  
Geólogo ICP-ECOPETROL S.A**

**Co-Director:**

**OSCAR JAVIER VERA ZAMBRANO  
Geólogo ICP-ECOPETROL S.A**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA, 2012**

## DEDICATORIA

*"El que ama lo que hace está benditamente condenado al éxito".*

**Facundo Cabrales.**

***María Alejandra Joya dedica este trabajo:***

A Dios por cada una de las bendiciones que ha puesto en mi camino y darme la oportunidad de aprender un poco más cada día.

A mis padres Orlando Joya y María Eugenia Rincón, quienes me han apoyado cada día, presenciando cada uno de mis logros y enseñándome cómo afrontar cada situación, alentándome para seguir adelante sin desfallecer.

A mi hermana Liliana que ha hecho parte de tantos momentos felices en mi vida y con la cual tengo la mejor y más sincera amistad.

A David Serrano por ser parte de este logro y acompañarme en cada alegría y tristeza, por celebrar conmigo cada triunfo y ayudarme a levantar de cada tropiezo.

## DEDICATORIA

*"Una persona usualmente se convierte en aquello que él cree que es. Si yo sigo diciéndome a mí mismo que no puedo hacer algo, es posible que yo termine siendo incapaz de hacerlo. Por el contrario si yo tengo la creencia que sí puedo hacerlo, con seguridad yo adquiriré la capacidad de realizarlo aunque no la haya tenido al principio."*

**Gandhi.**

### **David Alfonso Serrano dedica este trabajo:**

A Dios por permitirme llevar a cabo este proyecto por darme fuerzas, sabiduría y paciencia en los momentos más difíciles y sobre todo por darme el privilegio del aprendizaje en este camino.

A mis padres Gilberto Serrano e Ismelda Ferreira por apoyarme en la realización del proyecto y en muchas de las metas que me he propuesto y a mi tía Elizabeth y su esposo Luis Andrade que ha estado conmigo en los momentos más difíciles al igual que mi prima Leidy.

A María Alejandra Joya Rincón quien ha estado conmigo en los momentos más difíciles de mi vida, sin duda ha sido testigo de los sacrificios que hemos tenido que hacer, te agradezco con todo el corazón, eres mi amiga, compañera y la mujer a quien adoro con todo mi corazón jamás olvides que te amo y este triunfo va dedicado a ti. A tu familia en especial a María Eugenia Rincón que ha sido como una madre para mí y a la cuñi por sus apuntes, a Blanca y Nacho por la felicidad que lleva al hogar.

A los gestores de todo lo que he logrado en mi vida a mis abuelos Gustavo Ferreira y Margoth Rangel de Ferreira (Q.E.P.D). Sin su ayuda su apoyo y su comprensión jamás habría aspirado a tantas cosas maravillosas en mi vida, sin duda los dos seres que me han apoyado incondicionalmente y que siempre creyeron en mí, los amo con todo mi corazón. Abuelita quiero que te sientas orgullosa pues este logro y muchos más, que espero conseguir han sido gracias a ti, se que desde el cielo me cuidas y me proteges, te amo, te extraño y muchas gracias por haber estado conmigo y siempre creer en mí.

## AGRADECIMIENTOS

**Los autores María Alejandra Joya y David Serrano agradecen:**

A nuestras familias, padres, abuelos, tíos, hermanos, por sus consejos y apoyo incondicional.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y al grupo de Caracterización de Yacimientos, por brindarnos el apoyo y los medios para la realización de este proyecto.

Al Director del Proyecto el MSc. Ricardo Andrés Gómez Moncada por todo su tiempo, paciencia y esfuerzo para colaborarnos y enseñarnos en este proyecto.

Al Codirector el Geo. Oscar Javier Vera por todo el tiempo invertido acompañándonos y dándonos palabras de aliento.

Al Ing. Ingeniero Aristóbulo Bejarano Wallens por su tiempo, consejos y enseñanzas.

A los Geólogos. Camilo Andrés Díaz, Yuly Araque, por su tiempo, aportes y consejos dentro de la realización del proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por contribuir a nuestra formación profesional y personal, junto a cada uno de nuestros docentes, los cuales marcaron la pasión por nuestra profesión; Jorge Luis Rubiano, Luis Eduardo Moreno, Jairo Clavijo, Luis Carlos Mantilla, Edgar Ramiro Pineda y Mario García.

Finalmente a nuestros amigos y demás personas que estuvieron involucradas en este proyecto ayudándonos, acompañándonos y apoyándonos.

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>26</b>
1. OBJETIVOS.....	28
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	28
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	28
2. MARCO TEÓRICO .....	29
2.1. ONDAS SÍSMICAS.....	29
2.1.1. ONDAS DE CUERPO .....	29
2.1.1.1. Ondas P .....	30
2.1.1.2. Ondas S .....	30
2.1.2. ONDAS DE SUPERFICIES .....	31
2.1.2.1. Ondas Rayleigh.....	31
2.1.2.2. Ondas Love.....	32
2.2. SÍSMICA DE REFLEXIÓN .....	32
2.3. COEFICIENTE DE REFLEXIÓN .....	33
2.4. IMPEDANCIA ACÚSTICA (Z) .....	34
2.5. RESOLUCIÓN VERTICAL DE LA SÍSMICA .....	35
2.6. TEORÍA DE LA CONVOLUCIÓN.....	36
2.6.1. TEORÍA DEL MODELO CONVOLUCIONAL DE LA TRAZA SÍSMICA .....	36
2.6.2. TEORÍA Y EXTRACCIÓN DE LA ONDÍCULA .....	37
2.6.3. EXTRACCIÓN DE LA ONDÍCULA .....	38
2.7. MODELO INICIAL DE BAJAS FRECUENCIAS.....	39
2.7.1. MÉTODOS DE INTERPOLACIÓN PARA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE BAJAS FRECUENCIAS.....	40
2.7.1.1. Interpolación Triangular.....	40
2.7.1.2. Métodos de Interpolación Kriging .....	41
2.7.1.3. Inverso de la Distancia .....	42
2.7.2. VARIOGRAMA .....	43
2.8. TEORÍA DE LA DECONVOLUCIÓN .....	44

2.9. TEORÍA DE LA INVERSIÓN SÍSMICA POST-STACK .....	45
2.9.1. MÉTODOS DE INVERSIÓN SÍSMICA .....	47
2.9.1.1. Inversión Sísmica Basada en el Modelo .....	48
2.9.1.2. Inversión Sísmica Limitada por Bandas.....	50
2.9.1.3. Inversión Sísmica Coloreada .....	52
2.9.1.4. Tipos de Inversión Sparse Spike .....	53
2.9.1.4.1. Inversión Sísmica Sparse Spike Linear Programming.....	55
2.9.1.4.2. Inversión Sísmica Sparse Spike Likelihood .....	56
2.10. ATRIBUTOS SÍSMICOS .....	57
2.10.1. ATRIBUTOS SÍSMICOS CORRIDOS .....	57
2.10.1.1. Atributo Sísmico Chaos .....	57
2.10.1.2. Atributo Sísmico de Curvatura .....	58
2.10.1.3. Atributo Sísmico de Envelope .....	59
2.10.1.4. Atributo sísmico de Estructural Smoothing .....	60
2.10.1.5. Atributo Sísmico de Segunda derivada .....	61
2.10.1.6. Atributo Sísmico Varianza .....	62
2.10.2. TRANSFORMADA LINEAL DE ATRIBUTO SIMPLE.....	62
2.10.3. TRANSFORMADA LINEAL MULTIATRIBUTO .....	63
2.10.4. OPERADOR CONVOLUCIONAL .....	65
2.10.5. REGRESIÓN POR PASOS .....	68
2.11. REDES NEURONALES .....	70
2.11.1. RED NEURONAL PROBABILÍSTICA .....	73
3. ANTECEDENTES .....	76
4. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA .....	86
5. GEOLOGÍA REGIONAL.....	87
5.1. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL REGIONAL .....	87
5.2. ESTRATIGRAFÍA .....	89
5.2.1. PALEOPROTEROZOICO .....	91
5.2.2. PALEOZOICO.....	91
5.2.3. CENOZOICO .....	91

5.3. AMBIENTE GENERAL DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS.....	95
6. METODOLOGÍA .....	104
7. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	127
7.1. Resolución Vertical de la Sísmica .....	127
7.2. Análisis Inversión Acústica .....	128
7.3. Análisis de Atributos Sísmicos.....	136
7.4. Predicción de Propiedades Petrofísicas a Partir de Atributos Sísmicos.....	141
7.5. Unificación de resultados .....	159
8. CONCLUSIONES .....	162
9. RECOMENDACIONES.....	164
BIBLIOGRAFÍA.....	165
ANEXOS .....	171

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ondas de Cuerpo. A. Efecto de compresión y dilatación de la Onda P. B. efecto de cizalla de una Onda S. Tomado de Glosario de FUNVISIS. ....	30
Figura 2. Ondas de Superficie. A. Onda Rayleigh, con su movimiento elíptico característico. B. Ondas Love, causantes de cortes horizontales en la tierra. Tomado de Glosario de FUNVISIS. ....	31
Figura 3. Sísmica de Reflexión (izquierda), una onda artificial es generada para penetrar en el subsuelo y llevar una respuesta de los diferentes contrastes a los geófonos en superficie. Modelo convolucional (derecha). Modificado de Chelotti, L., et al, 2009. ....	33
Figura 4. Modelo Básico Convolucional de la traza Sísmica, propuesto por Walden y White (1998). Modificado de Hampson, D. and Galbraith, M., 1999. ....	37
Figura 5. Filtrado de impedancia en un modelo de capas a tres diferentes rangos de frecuencia (a) 10 a 80 Hz, (b) 10 a 500 Hz, (c) Hz 0-10, registro de impedancia acústica con ancho de banda ilimitado(negro), registro de impedancia acústica invertido (naranja). Modificado de Buxton and Davison, 2000. ....	40
Figura 6. Método de Interpolación por Kriging. Tomado de Suarez R. Modelos Digitales de Elevación, Escuela Militar de Ingeniería Cochabamba, 2008. ....	42
Figura 7. Ejemplo de variograma teórico que muestra el efecto pepita, el rango y la meseta que se estabiliza durante toda la distancia (h). Tomado de Davis, J. C., 2002. ....	44
Figura 8. Modelo Deconvolucional, a la traza sísmica se le extrae una ondícula para obtener el modelo de impedancias acústicas del subsuelo. Tomada de Barclay et al, 2008. ....	46
Figura 9. La curvatura describe como una superficie se deforma en un punto en particular, el cual es definido como la rata de cambio de dirección de una curva. Tomado de Roberts, 2001. ....	58
Figura 10. Atributo de traza compleja, el atributo de Envelope es independiente de la fase y muestra la energía de la traza sísmica. Tomado de Schlumberger, 2007. ....	60
Figura 11. Aplicación del atributo de segunda derivada a una traza sísmica. (a) Amplitud anómala, (b) La primera derivada especial, (c) La segunda derivada espacial. Modificado de Chopra. S, and Markfurt K, 2007. ....	61

Figura 12. Asumiendo un caso de 3 atributos sísmicos, cada muestra del registro objetivo es modelada como una combinación lineal de las muestras de atributos al mismo tiempo. Modificado de Hampson et al., 2001. .... 63

Figura 13. Comparación entre la frecuencia de un registro objetivo (Izquierda) y un atributo sísmico (Derecha). Un operador convolucional servirá para resolver la diferencia. (Modificado de Hampson et al., 2001). .... 66

Figura 14. Uso de 5 puntos de operadores convolucionales, para relacionar los atributos sísmicos con el registro objetivo. Modificado de Hampson et al., 2001. .... 68

Figura 15. Modelo de una neurona. Tomado de Todorov, T., et al 1998. .... 71

Figura 16. Curva de predicción de la red neuronal PNN para el registro objetivo. Tomado de Hampson et al, 2001. .... 75

Figura 17. Grafica de Velocidad vs. Saturación de agua, los valores de la velocidad para Ondas P cambian cuando el gas entra al yacimiento mientras que con las velocidades de las Ondas S no se muestra una respuesta significativa. Tomada de Russell. B, 2007. .... 77

Figura 18. La inversión de las amplitudes sísmicas da como resultado la IA relativa (verde). No obstante, la IA absoluta verdadera (azul) contiene un modelo de baja frecuencia (LFM) (rojo) que se obtiene de los datos de pozos. Tomado de Barclay et al, 2008. .... 78

Figura 19. Mapa de impedancias acústicas del canal principal del Nivel TU en el Campo Guico Guara Estado de Anzoategui Venezuela. Tomado de Ruiz. C., 2007. .... 79

Figura 20. Impedancia acústica absoluta derivada de la inversión después del apilamiento, los colores rosa y rojo, representan bajas IA y los colores azul y verde, representan altas IA. Tomado de Barclay et al, 2008. .... 80

Figura 21. Mapa de porosidades Campo Areque, obtenido mediante Inversión Sísmica, se revelaron intervalos con altas porosidades (púrpura y rojo), la línea negra es un posible pozo a perforar dentro del campo. Tomado de Barclay et al., 2008. .... 81

Figura 22. Correlación de impedancias acústicas con Saturación de agua. Las arenas limpias que contienen gas (rojo), las arenas con contenidos de agua (azul) y finalmente las arenas laminadas (amarillo). Tomado de Barclay et al., 2008. .... 82

Figura 23. Bajas impedancias de las Ondas P representada en colores rojo y púrpura y las altas en color azul y verde, se observa el pozo planificado cuya ubicación se dedujo de la inversión acústica. Tomado de Barclay et al, 2008. 82

Figura 24. Inyectitas Arenosas, se producen por la re movilización de arena no consolidada (Color Piel), dentro de las capas de lutitas suprayacentes (color gris). Tomado de Barclay et al, 2008. Pag 54. ....	84
Figura 25. Inversión simultánea para la obtención de la impedancia de ondas P. Las secciones de impedancia, obtenidas con el proceso de inversión, muestran una excelente correlación con los valores de cuatro pozos. Adaptado de Barclay et al, 2008. ....	85
Figura 26. Localización de la Cuenca de Los Llanos Orientales, compuesta por los municipios de Meta, Arauca, Casanare, Vichada, Guainía y Guaviare. Tomado de CDP, ANH, 2008. ....	86
Figura 27. Geología estructural de la cuenca de llanos orientales, se evidencia un monoclinal cuyas unidades fueron depositadas sobre el basamento cristalino, sin complejidad estructural, se muestran fallas normales y de cabalgamiento al NW de la cuenca. Tomado CDP, ANH. 2011. ....	87
Figura 28. Corte esquemático Regional de la Cuenca de los Llanos Orientales Tomado de Ecopetrol, 1995. ....	89
Figura 29. Columna Estratigráfica Generalizada De La Cuenca Llanos Orientales, que enmarca en rojo el área de interés. Tomado de Barrero et al, 2007. ....	90
Figura 30. Track de los registros de pozos Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón, mostrando el grupo 1 y 2 de la Formación Carbonera y un acercamiento a la unidad productora de la Formación Carbonera, grupo C7, Unidad A. Tomado Ecopetrol, ICP. 2011. ....	92
Figura 31. Track de los registros de pozos Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón, mostrando las Formaciones Guayabo y León Shale, se evidencia que son miembros menos arenosos que la unidad infrayacente Carbonera. Tomado de Ecopetrol, ICP. 2011. ....	94
Figura 32. Mapa De Pozos, Correlaciones Estratigráficas en dirección NW - SE y Leyenda de la Correlación Estratigráfica para la cuenca Llanos Orientales. Tomado, Modelo Estratigráfico En El Piedemonte Llanero Y La Cuenca De Los Llanos Orientales, ICP, 2000. ....	95
Figura 33. Segmento de la Columna estratigráfica, basada en núcleos y Registros de pozos. Tomado Modelamiento Estático Y Dinámico. Zona de Estudio. Ecopetrol, ICP. 2011. ....	96
Figura 34. Clasificación simple de canal basado en la carga de sedimentos. Tomado de The Geology of Fluvial Deposits. 1996. ....	98
Figura 35. Clasificación general de ríos dependiendo el tipo de sedimento que arrastra. Modificado de Golloway and Miall 1996. ....	99

Figura 36. Litofacies fluvial típica y perfil vertical para tres estilos fluviales Anastomosado, Trenzado con Baja Sinuosidad con Barras Alternadas y Trenzado Superficial. Las flechas verticales indican la sucesión cíclica de varios tipos de litología, que muestran la dirección de depositación y adelgazamiento. Los números en los círculos indican rango de delimitación de la superficie. Códigos de litofacies se dan a la izquierda de la columna. Miall. A, 1996. .... 100

Figura 37. Secuencias de canales fluviales amalgamados; facies más finas bioturbadas de pantano o marisma, asociados probablemente a estuarios, al tope de la Formación A de un pozo. Tomada de Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio. Ecopetrol, ICP, 2011..... 102

Figura 38. Superficies de correlación estratigráfica MSI05 hasta MSI09 definidas entre el Oligoceno Temprano - Mioceno Medio, ubicación cronoestratigráfica de los miembros de la Formación Carbonera. Tomada de Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio. Ecopetrol, ICP, 2011..... 103

Figura 39. Flujo de trabajo para la realización del proyecto..... 105

Figura 40. Distribución de los pozos dentro del área de estudio. .... 108

Figura 41. Gráfico cruzado de Impedancias Acústicas vs Gamma Ray, color de discriminación corresponde a valores de densidades, donde el color verde son las densidades más bajas y el morado son altas..... 109

Figura 42. Ejemplo de la extracción de la ondícula para el pozo Well-6, aparecen de Izquierda a derecha los registros Densidad y Velocidad de la Onda P (rojo). La Traza sintética obtenida de pozo (azul) y traza de real de la sísmica (rojo y negro). Las líneas amarillas enmarcan la zona de interés para la extracción de la ondícula. El valor de correlación es de 0.771 y el valor de correlación máxima es de 0.771, con un Shift de cero, Wavelet Length de 140 ms, y Taper Length de 35 ms, muestreo a 2 ms y con fase de rotación de cero y constante ..... 111

Figura 43. Relación entre la Amplitud y la Frecuencia, A. Corresponde al espectro de Amplitud y Frecuencia de la sísmica; B. Corresponde al espectro de Amplitud y Frecuencia de las ondículas extraídas de cada pozo y C. Muestra la fase de las ondículas de pozo..... 112

Figura 44. Análisis Multi-pozo de las Ondículas Extraídas, El análisis del error es determinado por la correlación de las ondículas extraídas y la diferencia entre la Traza extraída y la ondícula sísmica..... 113

Figura 45. Identificación de las bajas Frecuencias dentro del espectro de la sísmica, en cuadro rojo se muestran los rangos que van a ser usados en la

construcción del Modelo Inicial, para este caso se tomó un rango entre 6-17 Hz. .... 113

Figura 46. Modelo solido del yacimiento, parámetro importante en la construcción del modelo inicial. .... 114

Figura 47. Variograma introducido para interpolación de pozos mediante la técnica Kriging; A. Tipo de variograma exponencial, Nugget de 0, Meseta de 1.0, Rango 2500, factor de anisotropía 0.5 y dirección principal -45°; B. Mapa de Covariograma pozo a pozo. .... 114

Figura 48. Modelo inicial de bajas frecuencias entre los horizontes Unidad A y Unidad B, usando todos los pozos excepción del Well-1y Well-8. .... 115

Figura 49. Comparación entre la correlación total y el error relativo de cada pozo, para cada uno de los modelos iniciales, Modelo del blainstest (Superior); Modelo Final (Inferior). .... 117

Figura 50. Función de pre-blanqueo, los valores que desestabilizan el algoritmo, si añadimos el pico  $\lambda$ , finalmente obtenemos la línea roja que representa los nuevos valores productos del pre-blanqueo. Tomado de Hampson Russel Asisstant 2009. .... 117

Figura 51. Respuesta de la Inversión Basada en el Modelo a partir de todos los pozos excluyendo el Well-1 y Well-8. .... 118

Figura 52. Error entre los registros originales y el resultado de la inversión acústica, antes mencionada. .... 118

Figura 53. Correlación total entre los 7 pozos incluidos dentro de la inversión (Izquierda); Error total relativo para la inversión (Derecha). .... 119

Figura 54. Calculo del operador para la inversión coloreada, de esta manera se pueden determinar las tendencias generales de las impedancias acústicas con el fin de validar el modelo estructural para las Unidades A y B. .... 120

Figura 55. Correlación total entre los 7 pozos incluidos dentro de la inversión (Izquierda); Error total relativo para la inversión (Derecha). .... 120

Figura 56. Correlación total entre los 7 pozos incluidos dentro de la inversión (Izquierda); Error total relativo para la inversión (Derecha). .... 121

Figura 57. Correlación total entre los 7 pozos incluidos dentro de la inversión (Izquierda); Error total relativo para la inversión (Derecha). .... 122

Figura 58. Parámetros de entrada del Well-6, para la estimación de Porosidad por medio de atributos sísmicos externos. .... 124

Figura 59. Espectro de frecuencia de la sísmica dentro del área de interés, la línea roja representa la frecuencia máxima de la sísmica correspondiente a 50 Hz. .... 127

Figura 60. Correlación total de todas las ondículas extraídas (0.684), en base a la ondícula W\_Well-6. .... 129

Figura 61. Grafico cruzado de Impedancias ((ft/s)\*(g/cc)) contra Gamma Ray (gapi) y colores de Densidad (g/cc), se muestra una discriminación de litologías entre carbones (0-18000), arenas (18000-22000), arenas arcillosas y arcillas (22000-35000), usando la petrofísica de los 14 pozos del campo. .... 130

Figura 62. Grafico cruzados de frecuencia. A. Impedancia Vs Densidad. B. Impedancia Vs Velocidad. Los colores representan la cantidad de datos, donde el color rojo contiene la mayor densidad de datos en los gráficos. .... 130

Figura 63. Grafica de Frecuencia Vs Amplitud, en ella se aprecia los tres rangos de frecuencia asignados respectivamente a los registros de pozos (altas frecuencias), la sísmica (Frecuencias medias) y el filtrado de registros (bajas frecuencias). Modificado de Hampson and Russell Assintant. .... 132

Figura 64. Identificación de las bajas Frecuencias dentro del espectro de la sísmica, en el recuadro rojo se muestran los rangos que van a ser usados en la construcción del Modelo Inicial (entre 6-17 Hz). .... 133

Figura 65. Parámetros de filtrado, el Low Cut y High Cut, definen las bajas y altas frecuencias por la cual pasa la amplitud de la señal. El Low Pass y High Pass define las frecuencias mínimas y máximas a las cuales se va filtrar la amplitud de la señal. .... 126

Figura 66. Respuesta, de cada inversión corrida, junto con la data sísmica del cubo PSTM (izquierda superior), Inversión Basada en el Modelo (izquierda Superior), Inversión coloreada (derecha centro), Inversión Limitada por Bandas (Izquierda centro) Inversión Limitada por Bandas (Izquierda centro) e Inversión *Sparce Spike LPSS (Derecha inferior) y MLSS (izquierda inferior); con el registros Sónico filtrado del Well-12 entre 3-17 Hz.* .... 127

Figura 67. Respuesta de la Inversión Acústica basada en el Modelo comparada con la Impedancia Acústica del Well-14 en el Inline: 1108, se identifican paquetes litológicos superiores a 49.21 Ft. .... 128

Figura 68. Horizonts slices que representan la respuesta de impedancia acústicas en el campo, los colores azules y morados representan arcillas y los rojos, amarillo, verdes y azules claros arenas. De acuerdo con esto se presenta una tendencia de aumento en el contenido *de arenas de base a tope y de Oeste a Este.* .... 129

Figura 69. Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para los pozos Well-14 y Well12, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor incluso al ser *comparado con un registro diferente al de IA. A la derecha mapa de ubicación de pozos.* .... 130

Figura 70. Respuesta de la inversión a los pozos ciegos Well-13, Well-8, Well-4, Well-3 y Well-14, no incluidos dentro de la segunda inversión corrida y usados como blind test, ventana de análisis entre las líneas negra.....	131
Figura 71. Correlación y error RMS entre los pozos utilizados en la inversión, a. correlación entre todos los pozos dentro de la inversión; B. Error entre el registro de impedancia original y el resultado de la inversión. ....	132
Figura 72. Respuesta de correlación del registro de impedancia original (Azul) y la curva resultado de la inversión (Rojo) con la tendencia del modelo inicial (Negro) para cada uno de los 12 pozos usados en la inversión. ....	133
Figura 73. Identificación de un canal hacia el tope de la Unidad A, se muestra su contorno en colores Amarillos-Naranjas (valores de impedancias bajos), correspondiente arenas, junto a una zona de floodplain, (valores de impedancias más altas relacionadas a arcillas). El corte transversal del canal muestra una geometría de lente. ....	134
Figura 74. Identificación de un canal hacia la parte intermedia de las Unidad A y B, se muestra su contorno en colores Naranjas y Rojos (valores de impedancias bajos-medios), correspondiente arenas, junto al corte transversal del mismo donde se aprecian más lente de arenas los cuales no se encuentran totalmente aislados. Adicionalmente se aprecia una disminución de impedancias hacia el Este, en comparación con el Oeste, con valores de impedancias más altos..	135
Figura 75. Identificación de geocuerpos en un horizonte entre las unidades A y B, su identificación se realizó mediante la detección de la dirección preferencial de las figuras caóticas. ....	137
Figura 76. Detección de geocuerpos usando el atributo de curvatura en un horizonte entre la Unidad A y la Unidad B, las amplitudes positivas se relacionan con canales activos y las amplitudes negativas a canales abandonados. ....	138
Figura 77. Identificación de canales mediante el cambio de amplitudes por medio del atributo sísmico de Envelope. Las altas energías corresponden a los colores rojizos y las bajas energías a colores amarillos. ....	139
Figura 78. Identificación de geocuerpos relacionados con canales mediante un suavizado estructural, los cuales muestran la dirección preferencial de las paleocorrientes NW (Flecha amarilla), en la dirección de los contornos estructurales (izquierda). ....	140
Figura 79. Detección de geocuerpos usando el atributo de segunda derivada en un horizonte entre la Unidad A y la Unidad B, los máximos corresponden al azul oscuro y los mínimos azul claro. ....	140
Figura 80. Identificaron de geocuerpos en un horizonte entre la Unidad A y B, por el aumento de la varianza facilitando la identificación de sus bordes. ....	141

Figura 81. Grafico cruzado de frecuencia entre Impedancia Vs Porosidad Efectiva, donde el rojo significa la mayor cantidad de datos, los valores que se acercan a 0 corresponden a litologías arcillosas. .... 143

Figura 82. Data de entrenamiento, registro de porosidad (rojo) para el Well-6, Data sísmica (negro) y Atributos externos (azul), basado en los demás atributos cargados se espera que los atributos más adecuados para predecir la porosidad sean el Resultado la *inversión*, *Envelope* y *Structural Smoothing*. .... 143

Figura 83. Respuesta de Regresión de atributo simple para la predicción del registro de porosidad, se aprecia como los registros predichos (rojo) siguen la tendencia de los registros originales (negro). .... 144

Figura 84. Entrenamiento multiatributo para la predicción de la propiedad de porosidad en el campo, se muestra que los registros predichos (rojo) siguen la tendencia de los registros originales (negro). La correlación es de 0.630 con un error promedio de 0.085 (ft<sup>3</sup>/ft<sup>3</sup>). .... 145

Figura 85. Resultado de la aplicación multi-atributo, se muestra que de los 7 atributos usados en la estimación solo 3 son adecuados para realizar la predicción de porosidad. .... 146

Figura 86. Respuesta de la red neuronal probabilística usando 3 atributos. Los registros modelados siguen de forma semejante los registros originales obteniendo una correlación de 0.798 y un error promedio de 0.067. .... 147

Figura 87. Validación cruzada de la red Neuronal Probabilística usando 3 atributos, correlación de 0.4 y error promedio de 0.098 [dec]. .... 148

Figura 88. Error plot de validación en cada pozo entrenado para la Red Neuronal Probabilística (PNN) aplicado al volumen de Porosidad. .... 148

Figura 89. Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-6, bajas porosidades inferiores al 0.2 (Ft<sup>3</sup>/Ft<sup>3</sup>), con colores azules y morados; porosidades medias y altas superiores al 0.2 (Ft<sup>3</sup>/Ft<sup>3</sup>), con colores rojos, amarillos y verdes. .... 150

Figura 90. Horizont Slices de la respuesta Predicha para Porosidad, de base a tope se muestra un aumento de porosidad. Los colores verdes, amarillos y rojos representan arenas y los morados y azules arcillas. .... 150

Figura 91. Grafico cruzado de frecuencia entre Impedancia Vs Vclay, donde el rojo significa la mayor cantidad de datos, los valores que se cercanos a 1 corresponden a arcillas. .... 151

Figura 92. Carga de información, registro de Vclay (rojo), Data sísmicas (negro) y atributos externos (azul). Se aprecia que los atributos de Resultado de la *Inversión*, *Envelope*, *Curvatura* y *Chaos*, responden mejor al registro de Vclay. .... 152

Figura 93. Respuesta del registro predicho en base a la transformada de atributo simple. El registro predicho (rojo) alcanza a seguir la tendencia del registro original (negro).....	153
Figura 94. Resultado de la aplicación multi-atributo, se muestra que de los 5 atributos usados en la estimación solo 3 son adecuados para realizar la predicción de Vclay.....	154
Figura 95. Entrenamiento multi-atributo para la predicción de la propiedad de Vclay en el campo, se muestra que los registros predichos (rojo) los cuales siguen la tendencia de los registros originales (negro). La correlación que se alcanza es de 0.570 con un error promedio de 0.282 (dec).....	155
Figura 96. Aplicación de la Red Neuronal Probabilística usando 3 atributos. Correlación 0.599 y error promedio de 0.27 [dec].....	156
Figura 97. Validación cruzada de la red Neuronal Probabilística usando 3 atributos, correlación 0.433 y error promedio 0.312.....	156
Figura 98. Error plot de validación para la Red Neuronal Probabilística (PNN) aplicada al volumen de Vclay.....	157
Figura 99. Respuesta del Volumen de Vclay junto al registro de porosidad del Well-2, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos. ....	158
Figura 100. Horizont Slices de la respuesta predicha para el porcentaje de arcillas en el campo (Vclay), de base a tope se muestra una disminución en el contenido de arcillas (Colores Morados y Azules) y Arenas (Colores Amarillo y Verde). ....	159
Figura 101. Mapeo de zonas prospectivas en Horizont Slices de base (inferior) a tope (superior), para cada uno de los volúmenes resultado Impedancia Acústica (Izquierda), Porosidad (centro) y Vclay (Derecha). Los colores Rojos, Amarillos y Verdes corresponden a arenas y los Azules y Morados a arcillas. ....	160

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Registros de pozos, usados en el proyecto. Gamma Ray (GR), Sónico (DT), Densidad (RHOZNC), Porosidad (PHIE), Volumen de arcillas (VCL)....	107
Tabla 2. Equivalencia en porcentaje del error RMS del valor de impedancias entre el resultado de la inversión y el modelo inicial. ....	122
Tabla 3. Selección de atributos de mediante la transformada de atributo simple. Se muestran 10 ejemplos entre 150. ....	125
Tabla 4. Valores de correlación y error relativo de todas las ondículas extraídas individualmente. ....	128
Tabla 5. . Promedio calculado para los registros de Gamma Ray y Densidad en arenas y arcillas. ....	131
Tabla 6. Rango de valores de impedancia para cada litología, determinados a partir de la interpretación del grafico cruzado y el promedio de los valores de Densidad y Gamma Ray extraídos de los registros de pozos. ....	132
Tabla 7. Combinación de 7 atributos incluidos en la generación de la transformada multi-atributo usada para predecir la porosidad a partir de atributos sísmicos. ....	145
Tabla 8. Combinación de 5 atributos incluidos en la generación de la transformada multi-atributo que se usara para predecir el Volumen de Vclay a partir de atributos sísmicos. ....	153

## LISTA DE ANEXOS

A. RESPUESTA DE LA INVERSIÓN .....	171
B. RESPUESTA VOLUMEN PREDICCIÓN DE POROSIDAD .....	177
C. RESPUESTA VOLUMEN PREDICCIÓN DE POROSIDAD .....	183

## RESUMEN

**TITULO:** Determinación de Litologías y Propiedades Petrofísicas de un Yacimiento Siliciclástico, Mediante Inversión Acústica y Atributos Sísmicos, en un Campo de la Cuenca de Llanos, Colombia.\*

**AUTORES:** *María Alejandra Joya Rincón\*\**  
*David Alfonso Serrano Ferreira*

**PALABRAS CLAVE:** Inversión Sísmica, Impedancias Acústicas, Propiedades Petrofísicas, Atributos Sísmicos

La reflexión de las ondas sísmicas van cambiando la amplitud, fase y frecuencia de la onda de retorno, la propiedad que controla este cambio es la impedancia acústica, la cual responde al cambio de velocidad y densidad de las ondas en cada material. La inversión acústica es un método geofísico que consiste en tomar un traza de datos sísmicos y removerle el efecto de la ondícula estimada, creando valores de impedancia acústica, usando un modelo inicial que incluye las bajas frecuencias, ausentes en la sísmica, provenientes de los registros de pozo para completar el espectro de frecuencias y extender la información a un área, mediante la generación de un volumen de impedancias acústicas con las cuales se puede discriminar litologías y encontrar su distribución espacial.

En este estudio se realiza una inversión de impedancias acústicas a un yacimiento localizado en la cuenca de antepaís de los Llanos Orientales, donde los sedimentos Paleógenos y Neógenos descansan discordantemente sobre rocas Precámbricas y Paleozoicas del Escudo de la Guyana. El fin de la aplicación de este método es discriminar litologías y minimizar la incertidumbre de la distribución espacial de los geocuerpos dentro del yacimiento, mediante los cambios de impedancias acústicas y usar este resultado junto con otros atributos sísmicos para predecir las propiedades petrofísicas a lo largo de toda la extensión del campo, permitiendo identificar las zonas de mayor potencial.

---

\* Proyecto de Grado, Modalidad Investigación

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director. RICARDO ANDRES GOMEZ MONCADA, Geólogo ICP-Ecopetrol S.A. Codirector: OSCAR VERA ZAMBRANO, Universidad Industrial de Santander

## ABSTRACT

**TITLE:** \* **Determination of Lithologies and Petrophysical Relationships in a Siliciclastic Reservoir Using Acoustic Inversion and Seismic Attributes, in a Field of Llanos Basin, Colombia.\***

**AUTHORS:** *María Alejandra Joya Rincón \*\**  
*David Alfonso Serrano Ferreira*

**KEY WORDS:** seismic Inversion, Acoustic Impedance, Petrophysical properties, Seismic Attribute.

The reflection of seismic wave are changing the amplitude, phase and frequency of the returning wave, the controlling property in this change is the contrast of impedance, which is the product of density and velocity changes in each material. The seismic acoustic impedances inversion is a geophysical method that takes a seismic data trace and removes the effect of an estimated wavelet, creating values of acoustic impedance, using an initial model with the low frequencies, absent in the seismic, from the well logs to complete the frequency spectrum and extending this information to an area by generating a volume of acoustic impedance to discriminate lithologies and find their spatial distribution.

This study makes a seismic acoustic inversion in a reservoir of Llanos Basin located in a portion of the foreland basin, where Paleocene and Neocene sediments rest unconformably on Precambrian and Paleozoic rocks of the Guyana Shield. The purpose of this method is to discriminate lithologies and minimize the uncertainty of the spatial distribution of geobodies, using the acoustic impedance changes and use this result with other seismic attributes to predict the petrophysical properties along the entire length of the field, possible to identify the areas of greatest potential.

---

\* Degree Project, Modality Investigation

\*\*Faculty of Physical-chemistry. School of Geology. Director. RICARDO ANDRES GOMEZ MONCADA, ICP-Ecopetrol S.A. Codirector: OSCAR VERA ZAMBRANO, Industrial University of Santander.

## INTRODUCCIÓN

La incertidumbre asociada a la distribución espacial de los cuerpos de arena en un yacimiento siliciclástico ha sido una dificultad constante, debido a que no hay una geometría predecible en el subsuelo. En la actualidad se cuenta con una gran cantidad de herramientas y métodos probabilísticos, cuyas precisiones no llegan a ser suficientes si no se realiza la metodología correcta.

En la cuenca de Los Llanos Orientales, se realizó la caracterización de un yacimiento siliciclástico en las cercanías del departamento del Meta el cual está conformado por arenas de alta heterogeneidad debido al sistema depositacional de tipo fluvial. Por tal motivo, aunque a nivel de pozo se tiene una caracterización detallada de la litología y los fluidos contenidos en su espacio poroso, existe un alto grado de incertidumbre asociado a la distribución espacial, continuidad lateral y conectividad de las arenas que aportan a la producción del Campo. Es por esto, que resulta indispensable encontrar técnicas que permitan minimizar esta incertidumbre, para obtener un mejor entendimiento y control de la distribución espacial de los geocuerpos presentes en el yacimiento.

Basado en lo anterior se genera la pregunta. ¿Es posible determinar la distribución espacial, conectividad y propiedades petrofísicas de los cuerpos de arena usando la técnica de la inversión acústica y análisis de atributos sísmicos como método de caracterización de un yacimiento siliciclástico?

Mediante la aplicación de la técnica de inversión acústica que permite integrar los datos sísmicos, con los registros eléctricos, donde la sísmica de amplitudes se correlaciona con un registro de pozo para obtener una ondícula que será extraída a la traza sintética y así obtener los valores de impedancia acústica, identificando los cambios en la interfaz, permitiendo encontrar la geometría y

distribución espacial de las facies. Una vez obtenida estas impedancias se procede a construir un modelo de Bajas Frecuencias, en el cual se relacionan las frecuencias de la sísmica con las bajas frecuencias de los registros de pozo para completar el espectro y extender la información en un volumen, junto a este resultado se aplican una serie de atributos sísmicos para identificar geocuerpos en la zona de interés y usar estos atributos más la inversión acústica como dato de entrada para realizar la predicción de propiedades petrofísicas en todo el campo aplicando redes neuronales, con el fin de optimizar la caracterización de un yacimiento y mejorar los modelos preexistentes.

Como resultado se obtiene la distribución litológica y las propiedades petrofísicas a nivel espacial. Las cuales una vez identificadas facilitan la tarea de clasificar y encontrar nuevas localizaciones prospectivas, para mejorar las operaciones de perforación y desarrollo, reduciendo la incertidumbre asociada a las heterogeneidades del yacimiento.

## 1. OBJETIVOS

### 1.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar la distribución espacial de las litologías y sus propiedades petrofísicas asociadas a partir de las técnicas de inversión sísmica y análisis de atributos sísmicos para un yacimiento siliciclástico.

### 1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar la zona de interés ubicada entre las Unidades A y B, integrando datos petrofísicos y sísmicos, junto con los rasgos geológicos de la zona.
- Generar un modelo de Impedancia Acústica empleando diferentes métodos, con el fin de identificar cuál de todos representa mejor las características geológicas del yacimiento.
- Encontrar y delimitar geocuerpos mediante la aplicación de atributos sísmicos dentro de las Unidades A y B.
- Realizar la discriminación entre arenas y arcillas y la predicción de propiedades petrofísicas asociadas en un volumen 3D en la zona que conforma el yacimiento.
- Definir zonas con mayor potencial dentro del yacimiento a partir la integración del volumen de impedancia acústica y la predicción de propiedades petrofísicas.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. ONDAS SÍSMICAS

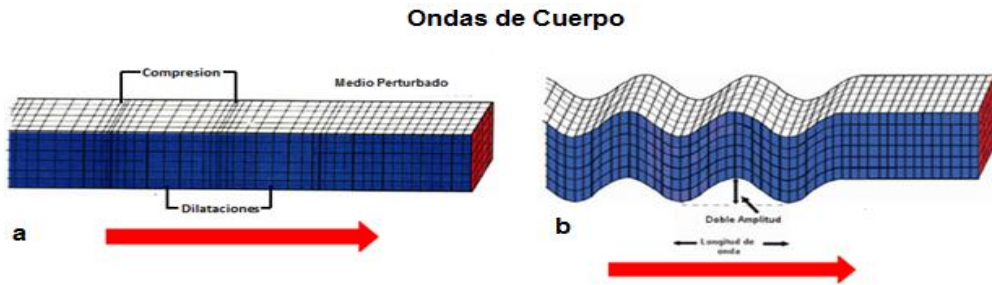
Una Onda Sísmica se define como el transporte de energía ocasionado por la vibración de las partículas; en otras palabras es la propagación de perturbaciones temporales que generan pequeños movimientos en un medio. Estas Ondas pueden ser generadas de muchas formas, unas de forma natural debido a la dinámica interna de la tierra o efectos telúricos; y otras artificialmente, mediante dinamita, pistones hidráulicos, aire comprimido entre otros.

La velocidad de las ondas depende de las propiedades del material por donde viaja, por lo que es de esperar que las ondas viajen más rápido en materiales rígidos o cuando aumentan su profundidad, por el aumento de presión.

#### 2.1.1. ONDAS DE CUERPO

Estas ondas se propagan por el interior de la tierra y siguen trayectos determinados por la densidad y la composición de la litología que estén atravesando, efecto similar al de la refracción de ondas de luz. Este tipo de Ondas se dividen en dos grupos: Ondas primarias (P) y Ondas Secundarias (S).

**Figura 1. Ondas de Cuerpo. A. Efecto de compresión y dilatación de la Onda P. B. efecto de cizalla de una Onda S. Tomado de Glosario de FUNVISIS.**



### 2.1.1.1. Ondas P

Son ondas longitudinales o compresionales, que viaja a través de cualquier material causando compresión y dilatación de forma alternada, en la dirección de propagación (Figura 1a). Se estima que la velocidad de estas ondas es aproximadamente 1.73 veces la velocidad en las ondas S y está dada por la siguiente ecuación:

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (1).$$

Dónde:

K = Módulo de volumen

$\mu$  = Módulo de cizalla o módulo de rigidez

$\rho$  = Densidad de masa del medio.

### 2.1.1.2. Ondas S

Son ondas transversales o de corte, también conocidas como ondas de cizallamiento, tienen mayor amplitud que las Ondas P, por lo cual transmiten mayor energía y desplazan en el suelo de forma perpendicular a la dirección de

propagación (Figura 1b). Las ondas S solo viajan a través de medios sólidos, ya que los líquidos no soportan esfuerzos de corte. Su velocidad es aproximadamente el 57% de la velocidad de una onda P en cualquier material sólido y está dada por la siguiente ecuación:

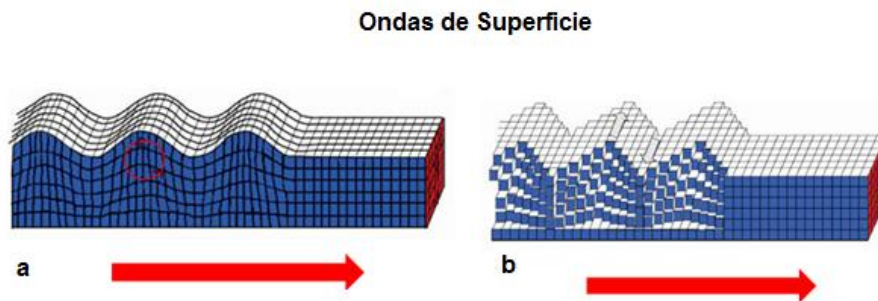
$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2).$$

Para un líquido no viscoso  $\mu = 0$ , por ello las ondas S no se transmiten en líquidos.

### 2.1.2. ONDAS DE SUPERFICIES

A diferencia de las ondas de cuerpo, este tipo de ondas se propagan a nivel de superficie y se conocen como Ondas Rayleigh y Love.

**Figura 2. Ondas de Superficie. A. Onda Rayleigh, con su movimiento elíptico característico. B. Ondas Love, causantes de cortes horizontales en la tierra. Tomado de Glosario de FUNVISIS.**



#### 2.1.2.1. Ondas Rayleigh

También denominadas Ground Roll, producen un movimiento elíptico retrógrado del suelo (Figura 2a). Su velocidad de propagación es un 70% de la velocidad de la onda S.

### 2.1.2.2. Ondas Love

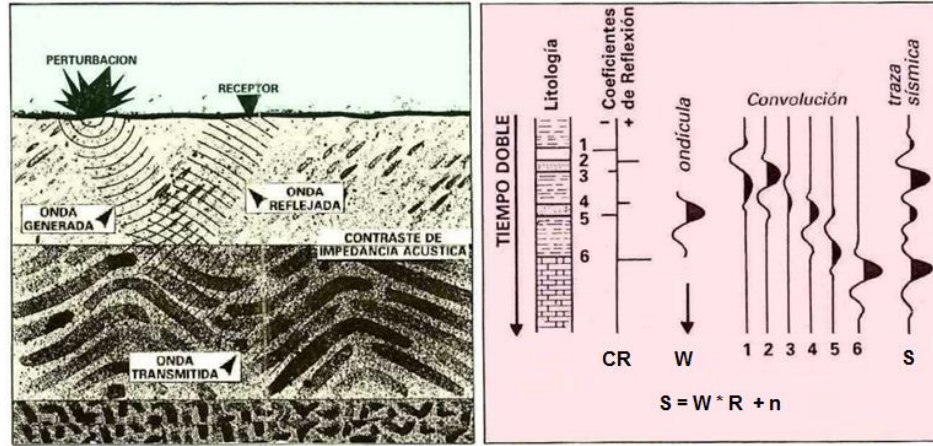
Son ondas que provocan cortes horizontales en la tierra y tiene una velocidad de propagación más lenta que las ondas Rayleigh (Figura 2b).

## 2.2. SÍSMICA DE REFLEXIÓN

Se basa en la recepción de ondas sísmicas artificiales generadas en superficie (Ver Figura 3.), las cuales son reflejadas por las discontinuidades de la corteza, mostrando los contrastes en las propiedades elásticas de los materiales. Este método cubre mayor profundidad a diferencia de la sísmica refracción la cual cubre áreas más extensas pero con profundidades de penetración más someras.

Las reflexiones son detectadas por los geófonos ubicados en superficie, los cuales se alinean con la fuente emisora, como resultado se obtiene un grupo de trazas sísmicas que son procesadas y luego reordenadas en conjuntos de puntos de reflectores comunes (CMP), donde finalmente se suman para obtener una traza. Esta sumatoria de trazas constituye la sección sísmica de reflexión. (Chelotti, L., et al, 2009)

**Figura 3. Sísmica de Reflexión (izquierda), una onda artificial es generada para penetrar en el subsuelo y llevar una respuesta de los diferentes contrastes a los geófonos en superficie. Modelo convolucional (derecha). Modificado de Chelotti, L., et al, 2009.**



### 2.3. COEFICIENTE DE REFLEXIÓN

Cuando la energía de una fuente sísmica se libera, ya sea por procesos naturales o artificiales, esta energía es transmitida a través de la tierra como una onda elástica.

El Coeficiente de Reflexión matemáticamente se denomina como la relación entre las amplitudes de la onda reflejada y la onda incidente. Representando a su vez una medida de la energía reflejada en la interfaz de dos medios.

$$R = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad (3).$$

Dónde:

R = Coeficiente de reflexión (-1 a 1)

$\rho_1$  y  $\rho_2$  = Densidad de cada medio

$v_1$  y  $v_2$  = Velocidad e la onda en cada medio

Si el valor de R es -1 o 1 significa que el 100% de la energía es reflejada y si es 0, no hay reflexión, es decir la energía es transmitida.

Las reflexiones de las ondas sísmicas provenientes de las capas del subsuelo, iluminan las potenciales acumulaciones de hidrocarburos. Cuando las ondas se reflejan, sus amplitudes cambian mostrando información importante sobre los materiales subyacentes.

No obstante, los datos sísmicos de reflexión contienen información que trasciende la localización del reflector, ya que cada reflexión varía la amplitud de la onda de retorno. La propiedad que controla este cambio producido en la interface es el contraste de impedancia, que es el producto de la densidad por la velocidad.

#### 2.4. IMPEDANCIA ACÚSTICA (Z)

La Impedancia Acústica se define matemáticamente como el producto de la Densidad ( $\rho$ ), por la velocidad de la Onda P.

$$Z = \rho \cdot V_p \quad (4).$$

**Z** = Impedancia Acústica

**P** = Densidad del medio por donde pasa la onda

**V<sub>p</sub>** = Velocidad de las Ondas P

De acuerdo con esto, el valor de impedancia Acústica en un medio, se expresa a través de la relación entre la velocidad y la densidad del medio, características que a su vez están determinadas por las propiedades físicas de las rocas como el tipo de litología, la porosidad, la saturación de fluidos, la presión de soterramiento y la temperatura.

Por tal motivo la Impedancia Acústica es una propiedad única de cada capa de roca, la cual permite realizar un buen análisis de las secuencias litoestratigráficas que se encuentran dentro de una zona de interés, así como la identificación de cuerpos objetivo. Un buen modelo de Impedancias Acústicas es el resultado de la combinación de las frecuencias de la sísmica junto a las bajas frecuencias de los pozos, obteniendo mayor espectro de frecuencias que se puede expandir espacialmente.

## **2.5. RESOLUCIÓN VERTICAL DE LA SÍSMICA**

Es la menor distancia vertical entre dos interfaces litológicas las cuales van a producir dos tipos de reflexiones discretas, para el caso geológico corresponden a la base y el tope de la formación de interés, cuyas características son visualmente fáciles de distinguir (Regueiro, 2007).

Según Sheriff (1997), el valor del espesor o límite de resolución corresponde de manera teórica al criterio de Rayleigh y de forma aproximada a  $\frac{1}{4}$  de la Longitud de Onda dominante ( $\lambda/4$ ). La longitud de onda tiene en cuenta las frecuencias predominantes de la sísmica (F) y la velocidad promedio de la Onda P ( $V_p$ ) como se muestra en la ecuación.

$$\lambda = V_p/F \quad (5).$$

La resolución sísmica vertical depende principalmente de los espesores de las capas, la velocidad entre los intervalos, el ancho de banda promedio y el máximo contenido de frecuencias de la sísmica. Por ende para capas de poco espesor, las velocidades en los intervalos deberán ser grandes, por lo cual es necesaria una ondícula de tiempo corto, para obtener la resolución vertical apropiada (Regueiro, 2007).

## 2.6. TEORÍA DE LA CONVOLUCIÓN

El teorema de convolución establece una relación fundamental entre la transformada de Fourier de la convolución entre dos señales y el producto de las transformadas de Fourier de las señales individuales (Caicedo, 1996). La cual se expresa matemáticamente como:

$$F(f)F(g) = \frac{1}{2\pi} \int_{k^2} g(v)f(u - v)e^{-iw(u)} dudv = \frac{1}{\sqrt{2}}F(f \times g) \quad (6).$$

### 2.6.1. TEORÍA DEL MODELO CONVOLUCIONAL DE LA TRAZA SÍSMICA

El objetivo de la inversión es calcular la velocidad de las ondas en subsuelo a partir de las trazas sísmicas, esto implica la extracción de una reflectividad estimada a partir de un modelo convolucional y su proceso relacionado de deconvolución.

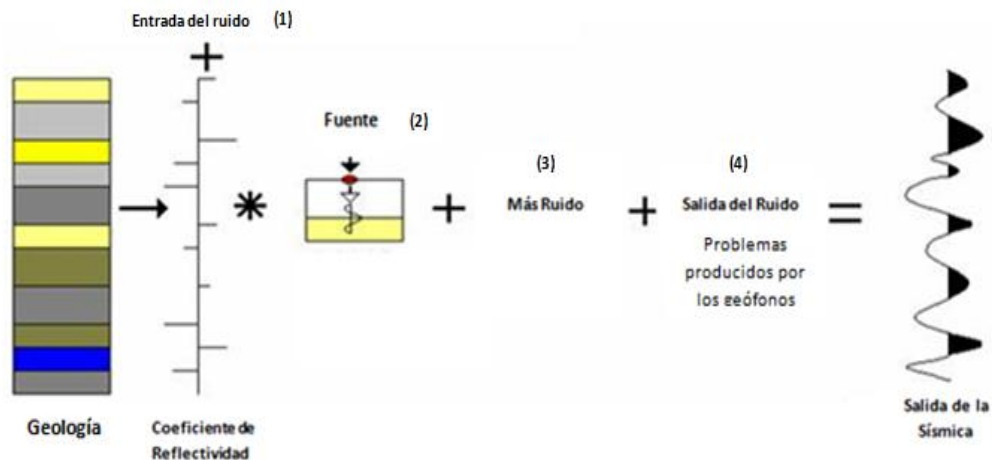
De acuerdo con lo anterior la traza sísmica es la convolución de la Ondícula. En la **Figura 4.**, Se observa que a partir del modelo geológico se registra un cambio en el Coeficientes de Reflectividad cuando hay un cambio en la litología, este coeficiente es multiplicado con la Ondícula sísmica para obtener la traza sísmica. El Coeficiente de Reflectividad, se ve afectado por el ruido generado por las condiciones de carga y calibración de los datos sísmicos con la serie de reflectividad de la tierra, más el ruido. Representado por la siguiente ecuación:

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

Donde,  $W(t)$ = Ondícula Sísmica,  $r(t)$ = Serie de reflectividad,  $n(t)$ = Ruido aleatorio

Para poder obtener un buen dato sísmico es importante la eliminación o atenuación del ruido de la señal sísmica registrada, permitiendo compensar la pérdida por transmisión, además de la distorsión asociada con problemas del campo en el momento de la toma del dato.

**Figura 4. Modelo Básico Convolutivo de la traza Sísmica, propuesto por Walden y White (1998). Modificado de Hampson, D. and Galbraith, M., 1999.**



## 2.6.2. TEORÍA Y EXTRACCIÓN DE LA ONDÍCULA

Una ondícula se define por su amplitud y su espectro de fase. Los tipos de espectros de fase que se encuentran son: fase cero, fase constante, fase mínima o fase no mínima.

Las ondícula de fase cero o fase constante, son equivalentes a la sumatoria de un numero de ondas sinusoidales de diferentes amplitudes y frecuencias, todas de fase cero o fase constante (90°). La fase mínima se entiende desde un enfoque intuitivo, que establece que una ondícula de fase mínima no puede existir antes del tiempo cero, lo que matemáticamente significa que es casual y la mayor parte de su energía se concentra en la parte delantera. De hecho el término de fase mínima se refiere a que su espectro de fase es el que se

encuentra más cercano a la fase cero, entre otras ondícula casuales con la misma amplitud y diferentes espectros de fases. (Hampson, D. and Galbraith, M., 1999).

### 2.6.3. EXTRACCIÓN DE LA ONDÍCULA

De acuerdo con Hampson, D. and Galbraith, M. (1999), Se han ideado numerosos métodos de extracción de la ondícula, con los cuales se ha determinado qué:

1. En cuanto al dominio de la frecuencia, se puede considerar que el problema de la extracción de la ondícula consiste en dos partes:
  - a. Determinar el espectro de amplitud
  - b. Determinar el espectro de fase

De estos dos, la determinación del espectro de fase (b) es la más difícil y representa la mayor fuente de error en una inversión.

2. Los Métodos de extracción de ondícula se dividen en tres categorías principales:
  - a. **Determinístico:** La medición de la ondícula se toma directamente a través de los receptores en superficie y otros medios.
  - b. **Estadístico:** La determinación de la ondícula proviene solo de los datos sísmicos. Estos procedimientos tienden a tener dificultades en la determinación de un espectro de fase fiable.
  - c. **Utilizando un registro de pozo:** Juntando la información sísmica con los registros de pozos. Lo que en teoría, podría proporcionar información de la fase exacta en la ubicación del pozo. Esta

extracción es totalmente dependiente del amarre de la sísmica con los pozos.

3. Las ondículas pueden cambiar de traza a traza como función del tiempo de viaje, lo que significa, que el proceso de extracción determina grandes sets de ondículas por cada sección sísmica. En la práctica, se trata de extraer un "promedio" único de ondícula para toda la sección, con el fin de no introducir más variables que las que la data pueda resolver.

## **2.7. MODELO INICIAL DE BAJAS FRECUENCIAS**

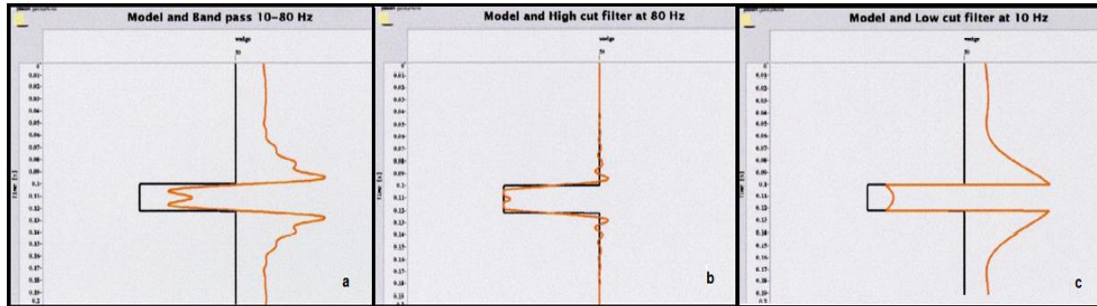
La sísmica depende de la ondícula, del ruido, la reflectividad, la amplitud y la frecuencia de la señal. Es importante reconocer que la naturaleza de banda limitada de la sísmica presenta la pérdida de los rangos más altos y bajos de las frecuencias (Buxton et al, 2000).

Uno de los principales factores que afecta el modelo de Inversión Sísmica, es el modelo inicial o de bajas Frecuencias el cual me ayuda a ampliar el contenido de las Frecuencias empleando la información de los registros de pozo, por lo cual los modelos de impedancias se pueden amarrar a los contenidos de Frecuencias de la Sísmica.

Los datos sísmicos invertidos con ondículas de frecuencias entre los 10-80 Hz (Figura. 5a), pueden estimar espesores aproximados de las capas, pero los valores de impedancias absolutas y la forma de la interface no serán correctas, cuando la frecuencia de la ondícula aumenta a un extremo de 500 Hz (Figura. 5b), los resultados pueden distinguir capas más delgadas, pero aun no representan con precisión el modelo. Sin embargo cuando la información de bajas frecuencias es incluida a partir de fuentes adicionales los datos invertidos muestran un mejor modelo, que nos permite obtener los valores absolutos para

la interpretación cuantitativa de las propiedades de la roca. (Figura. 5c). (Buxton and Davison, 2000).

**Figura 5. Filtrado de impedancia en un modelo de capas a tres diferentes rangos de frecuencia (a) 10 a 80 Hz, (b) 10 a 500 Hz, (c) Hz 0-10, registro de impedancia acústica con ancho de banda ilimitado(negro), registro de impedancia acústica invertido (naranja). Modificado de Buxton and Davison, 2000.**



## 2.7.1. MÉTODOS DE INTERPOLACIÓN PARA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE BAJAS FRECUENCIAS

### 2.7.1.1. Interpolación Triangular

Este método de interpolación se basa en ajustar un plano que pase por las tres muestras más cercanas y adyacentes a la localización que se desea estimar (Barnes, 1989).

La ecuación del plano es:  $Z = ax + by + c$  (8).

Cada muestra tiene coordenadas (x, y, z) y representa el valor muestreado. Con el objetivo de obtener la ecuación del plano que pase por las tres muestras se construye el siguiente sistema de ecuaciones lineales.

$$\begin{aligned} ax_1 + by_1 + c &= z_1 \\ ax_2 + by_2 + c &= z_2 \quad (9). \\ ax_3 + by_3 + c &= z_3 \end{aligned}$$

Mediante la matriz se logran obtener los coeficientes  $a$ ,  $b$  y  $c$ , entonces el valor de  $z$  en cualquier localización dentro del triángulo puede obtenerse sustituyendo sus coordenadas en la ecuación del plano. Existen varios métodos para obtener los triángulos, el más utilizado es el de Delauney (Barnes, 1989).

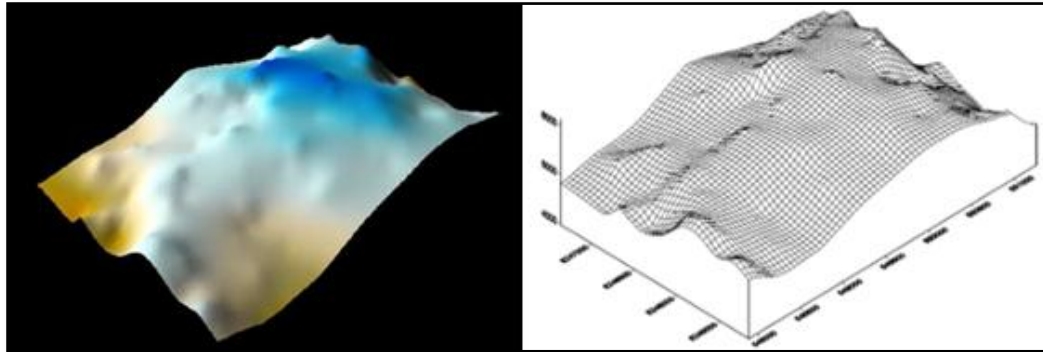
### 2.7.1.2. Métodos de Interpolación Kriging

El “kriging” es una técnica de interpolación (Ver Figura 6) que proporciona el mejor estimador lineal imparcial “Best Linear Unbiased Estimator” (Schaug et al. 1993), suministrando además un error de estimación conocido como varianza de “kriging”, que depende del modelo de variograma obtenido y de las localizaciones de los datos originales (Journel y Huijbregts 1978).

Según Weerts y Bierkens (1993), esto brinda la posibilidad de analizar la calidad de las estimaciones. Diferenciándolo de otras técnicas de interpolación porque se conoce el comportamiento de la variable en el espacio.

Para aplicar “kriging” hay que suministrar los parámetros del semivariograma isotrópico o anisotrópicos y decidir la estrategia adecuada para la selección de puntos para la interpolación. Si el número de valores en el espacio es suficiente; disminuir el radio de búsqueda puede ser la mejor estrategia, ya que evita la falta de estacionalidad en los datos, aunque el radio de búsqueda no debe ser inferior al rango, para evitar dejar de utilizar toda la información que proporciona el semivariograma.

Figura 6. Método de Interpolación por Kriging. Tomado de Suarez R. Modelos Digitales de Elevación, Escuela Militar de Ingeniería Cochabamba, 2008.



### 2.7.1.3. Inverso de la Distancia

Método de Interpolación propuesto por Barnes, (1989). Está basado en la siguiente fórmula:

$$Z_j = \sum_{i=1}^n k_{ij} Z_i \quad (10).$$

Donde,

**A<sub>j</sub>**: Valor estimado para el punto,

**i**: Número de puntos que se emplean en la interpolación se da en la expresión n.

**S<sub>i</sub>**: Corresponde al valor del punto i-esimo y  $K_{ij}$  es el peso que se asocia al dato i en el cálculo del nodo

**j**: Los pesos varían entre 0 y 1 para cada dato.

Existen diferentes métodos para poder establecer los pesos de las muestras, las cuales utilizan los valores muestreados en la estimación y se refieren a los pesos de acuerdo a la distancia Euclidiana entre los datos por medio de la siguiente ecuación:

$$\lambda_i = \frac{1/d_{oi}}{\sum 1/d_{oj}} \quad (11).$$

Donde,

$\lambda$ = Son los pesos proporcionales a la distancia Euclidiana entre las localizaciones que se desea estimar.

$d_o$ : Distancia Euclidiana entre la localización a estimar y la localización de la muestra

### 2.7.2. VARIOGRAMA

Es una herramienta geoestadística la cual permite cuantificar parámetros geológicos expresando la correlación espacial entre los valores que hayan sido muestreados. Matemáticamente se define como la medida de los cuadrados de las diferencias entre los pares de muestras separados por una distancia  $h$ .

$$Y = \left[ \left( \frac{1}{2} \right) * N * \Sigma (Z(x) - Z(x + h)) \right]^2 \quad (12).$$

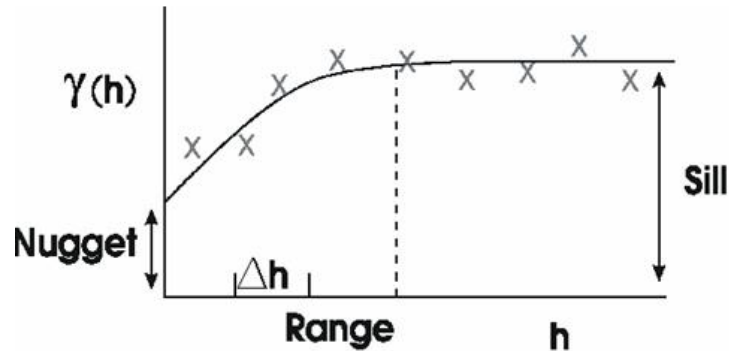
Como se muestra en la Figura 7., un variograma tiene ciertos elementos característicos:

Rango (Range): se refiere a la distancia y la zona en las que los valores del Variograma dejaran de cambiar y llegaran a una meseta.

Meseta (Sill): Valor en el cual el variograma deja de cambiar, en este punto no hay ninguna relación geográfica con el punto de referencia y la distancia ( $h$ ) puede ser tan grande que la correlación se vuelve cero.

Pepita (Nugget): la discontinuidad en el origen, teóricamente debería ser cero, pero el error de muestreo y la variabilidad entre los puntos vecinos lo pueden hacer distinto de cero.

**Figura 7. Ejemplo de variograma teórico que muestra el efecto pepita, el rango y la meseta que se estabiliza durante toda la distancia (h). Tomado de Davis, J. C., 2002.**



## 2.8. TEORÍA DE LA DECONVOLUCIÓN

La deconvolución se puede considerar como un proceso inverso a la convolución de dos pasos. En el primero encontramos la ondícula. En el segundo buscamos como eliminarla mediante aplicación de su inversa.

El objetivo de la deconvolución es encontrar un filtro que va a transformar una ondícula de entrada en alguna forma "deseada" de salida. Aunque esta salida deseada es a menudo un solo punto, se puede configurar para cualquier dato que queramos. Una solución clásica a este problema es asumir un ajuste por mínimos cuadrados entre el resultado de salida esperado y resultado de salida real. Esto se conoce como el filtro de conformación de Wiener-Levinson que se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$Rf = g \quad (13).$$

Donde,

$R$  = La autocorrelación de la matriz input

$F$  = Filtro deseado

$g$  = Correlación cruzada con el resultado de entrada y el de salida.

La solución a la anterior ecuación esta da por:

$$f = R^{-1}g \quad (14).$$

Donde,

$R^{-1}$  = Matriz inversa de  $R$

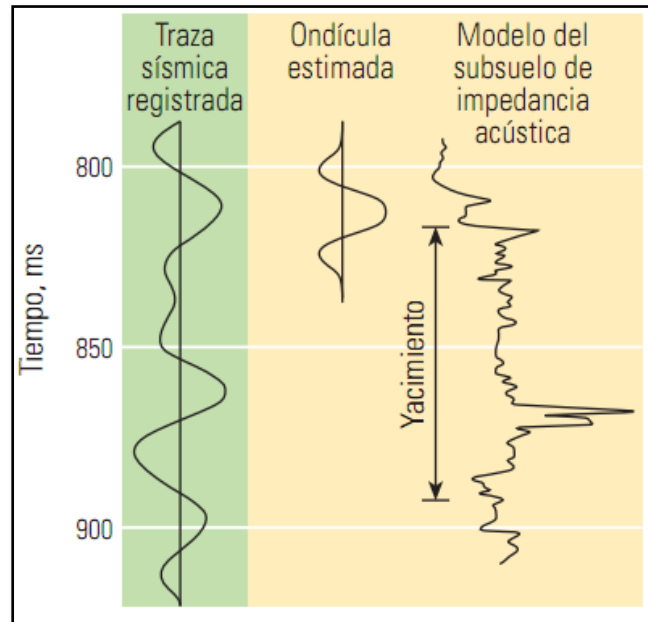
## 2.9. TEORÍA DE LA INVERSIÓN SÍSMICA POST-STACK

El modelo simple se combina con un pulso sísmico para crear una traza sísmica modelada denominada traza sintética. El proceso de inversión toma una traza sísmica real, remueve el pulso sísmico, y crea un modelo del subsuelo para esa localización de traza (Ver Figura 8). Para llegar al modelo de mejor ajuste, la mayoría de las rutinas de inversión efectúan iteraciones entre el modelado directo y la inversión, procurando minimizar la diferencia entre la traza sintética y los datos (Hampson, D. and Galbraith, M., 1999).

El modelo de densidad velocidad se convierte entonces en un modelo de reflectividad, la reflectividad es la relación entre la diferencia en las impedancias y su suma. La combinación del modelo con la ondícula crea una traza sintética, matemáticamente este proceso se conoce como convolución. La ondícula sísmica representa el paquete de energía que arriba desde una fuente sísmica selecciona una ondícula modelo para que se ajuste a las características de amplitud, fase y frecuencia de los datos sísmicos. La convolución de la ondícula

con el modelo de reflectividad provee una traza sísmica sintética que representa la respuesta del subsuelo a la ondícula sísmica de entrada (Hampson, D. and Galbraith, M., 1999).

**Figura 8. Modelo Deconvolucional, a la traza sísmica se le extrae una ondícula para obtener el modelo de impedancias acústicas del subsuelo. Tomada de Barclay et al, 2008.**



Según la definición de Brian Russell (1991) la inversión sísmica es una técnica que envuelve el mapeo de las estructuras físicas y las propiedades del subsuelo de la Tierra usando medidas hechas en la superficie de la Tierra”. La finalidad del proceso de inversión es determinar las impedancias relativas de los materiales presentes a ambos lados de la interface, e incluso extender esta información a través todo un volumen sísmico.

La Inversión Sísmica también es considerada como el proceso de determinación de la reflectividad empleando la traza sísmica. Los datos sísmicos tienen un ancho de banda limitado, sin frecuencias muy bajas o muy altas. El rango típico de frecuencias comprendido en la sísmica está entre 10-80

Hz. Esto significa que en los datos sísmicos hay pérdida de información. La pérdida de datos de alta frecuencia reduce el detalle del resultado, mientras que la pérdida de datos de baja frecuencia puede eliminar las tendencias de los registros de impedancia calculados. Sin embargo con los registros de pozos, se pueden recuperar datos sobre estas frecuencias.

### 2.9.1. MÉTODOS DE INVERSIÓN SÍSMICA

Los métodos de Inversión Acústica presentan varias ventajas por las cuales es bastante viable su uso:

- Incorporan información de pozo dentro de los parámetros estimados, como la información de bajas frecuencias no disponibles en la sísmica.
- Reducen el efecto de ruido, por la ondícula.
- Las variaciones espaciales reflejadas en los volúmenes de Impedancia Acústica pueden revelar cambios de litología, porosidad, espesores entre otros, los cuales no son visibles con la sísmica de amplitudes.

Para llevar a cabo cualquier tipo de Inversión Acústica es necesario cumplir con ciertos parámetros, uno de los más importantes es la determinación de un modelo de capas de coeficientes de reflectividad con una ondícula fuente y datos sísmicos. Matemáticamente podemos verlo como:

$$S = L_m + n \quad (15).$$

$L$ : Operador lineal que me correlaciona el modelo con la sísmica real;  $n$ : Ruido y  $S$ : Traza sísmica real registrada.

Existen diferentes procesos de Inversión dentro de los cuales cada uno presenta diferentes parámetros para poder calcular los valores de las Impedancias Acústicas como: la Inversión Sísmica Basada en el modelo,

Inversión Sísmica de Banda Limitada, Inversión Sísmica Coloreada, Inversión Sísmica Sparse Spike Linear Programming y la Inversión Sísmica Sparse Spike Likelihood.

### **2.9.1.1. Inversión Sísmica Basada en el Modelo**

También conocida como inversión lineal generalizada. Emplea un algoritmo que intenta modificar el modelo inicial, derivado del sintético que coincide con la traza sísmica. Este tipo de inversión se basa en un modelo donde se involucra información de la ondícula sísmica en la posición del pozo, permitiendo estimar un modelo inicial que incluya las bajas frecuencias. Para cada traza sísmica se calcula un sismograma sintético usando el valor inicial de la impedancia acústica y la ondícula actual.

Para que funcione es totalmente necesario contar con una ondícula, la cual actúa como un operador encargado de relacionar la traza compuesta con los coeficientes de reflexión. A este proceso se le denomina *convolución* y permite la generación de una traza sintética la cual representa la respuesta del subsuelo a la ondícula sísmica de entrada.

Finalmente ese valor inicial de la impedancia se va modificando hasta que la traza sintética resultante coincide con la traza sísmica real teniendo en cuenta ciertos niveles de tolerancia que van dentro de los parámetros de inversión, en pocas palabras se puede manipular el algoritmo para que los datos sintéticos se aproxime bastante a los reales.

En este método de Inversión la traza y la ondícula son correlacionables con la señal, pero el ruido no se tiene en cuenta en este proceso. Uno de los enfoques dentro de este tipo de inversión es minimizar esta función:

$$J = Weight_1 \times (S - w^*r) + Weight_2 \times (M - H^*r) \quad (16).$$

Dónde,  $S$  =Traza Sísmica,  $W$  = Ondícula Sísmica,  $r$  = Reflectividad Final,  $M$  = Estimación inicial del modelo de Impedancias,  $H$  = Operador de integración el cual se encarga de convolucionar las reflectividades finales para dar origen a las impedancias finales y  $*$  = Convolución

Una vez sea minimizada la primera parte ( $S-W^*r$ ), se obtiene la primera solución para los modelos de traza sísmica. Luego minimizando la segunda parte ( $M-H^*r$ ), se calcula una solución al modelo inicial de las impedancias teniendo en cuenta el tamaño de bloque. Generalmente estas condiciones son incompatibles, por lo que los valores del peso ayudan a equilibrar esta relación, teniendo en cuenta que  $W_1 + W_2 = 1,0$ .

Dentro del modelo de inversión se aplica una restricción, dejando el  $W_2 = 0$ , y estableciendo los valores finales de las impedancias dentro de valores superiores e inferiores, donde los superiores representan las impedancias máximas y las inferiores representan el valor promedio de impedancia para el registro calculado.

El algoritmo que se emplea en la Inversión basada en el modelo trabaja de forma iterativa donde la impedancia acústica cambia gradualmente de tal forma que se pueda mejorar la correlación entre la traza sintética calculada a partir de los registros y la traza sísmica real. En este proceso se incluyen determinados parámetros que ayudan a disminuir el ruido introducido y el modelado de errores dentro del modelo final (Hampson and Russell, 1991).

Para que la inversión tenga un mayor éxito es indispensable conocer los parámetros que me van a orientar al algoritmo como: el bloqueo, parámetros de tiempo dentro de la ecuación, la ecuación de la traza sísmica, la función objetivo, el vector notación para la función objetivo, el pre-blanqueado y las

limitaciones del modelo. Este tipo de inversión arroja predicciones bastante buenas de un modelo geológico.

### **2.9.1.2. Inversión Sísmica Limitada por Bandas**

Este método de Inversión fue uno de los primeros en utilizarse, por ser uno de los más sencillos. Trabaja con una aproximación de la traza sísmica a un modelo de reflectividad de la tierra. Con este tipo de Inversión se busca invertir las reflectividades para obtener las Impedancias Acústicas. Este método se puede resumir en 3 pasos:

- Aplicar la Ondícula Inversa a la traza Sísmica.
- Por medio de un método Deconvolucional se convierte la traza sísmica en una traza de reflectividad.
- Posteriormente la traza de reflectividad se convierte en una traza de Impedancias Acústicas.

A este método también se le denomina Inversión Recursiva, ya que trabaja con frecuencias del mismo rango que las frecuencias de entrada, eliminando las altas frecuencias de los registros, los cuales van a disminuir la resolución del volumen de Impedancias (Lindseth, 1979).

Ya que las trazas sísmicas se encuentran limitadas por bandas, tanto las bajas frecuencias (0-10 Hz), como en las altas frecuencias (80-250 Hz) no se van a tener en cuenta dentro del modelo de Reflectividad, originando un error de fase y una mayor contaminación del ruido dentro del proceso de Inversión (Oldenburg et al, 1983).

La información de este tipo de Inversión está fundamentada en los reflectores de los datos sísmicos, así como información detallada de las velocidades de onda en cada reflector. Estas funciones de velocidad actúan como si fuesen puntos de control, los cuales se interpolan para producir un valor de velocidad para cada muestra de cada traza sísmica que va a ser invertida. La interpolación para este tipo de datos se realiza de forma lineal para cada ventana de tiempo.

- Se invierte la traza sísmica empleando un método de inversión recursivo, empleando la ecuación Inversa del Coeficiente de Reflectividad, el cual trabaja con frecuencias Intermedias (10-60 HZ) de Impedancias Acústicas o de velocidad.
- Se hace un cálculo del producto de la Inversión de banda limitada, utilizando información de bajas y medias Frecuencias.

El parámetro principal para desarrollar este modelo de inversión es definir un buen modelo de velocidades el cual será la representación del ancho de banda de velocidad completa, ya que en este tipo de inversión se desea añadir los rangos de bajas frecuencias (provenientes del modelo de velocidades), para el modelo de mediana frecuencia (proveniente de la sísmica) (Lindseth, 1979).

Dentro de los parámetros de adquisición de la Inversión Limitada por Bandas se debe utilizar un mínimo de 10 Hz en la frecuencia, ya que por debajo de este nivel no hay un dato fiable. Para obtener los rangos de frecuencia media se invierte la traza sísmica empleando la ecuación:

$$Z_j = Z_j - i \left[ \frac{1+r_j}{1-r_j} \right] \quad (17).$$

Dónde:  $A_j$ = Impedancia Acústica y  $r_j$ = Coeficientes de Reflectividad

Antes de la aplicación de esta ecuación es necesario ampliar las amplitudes de la sísmica a las del tamaño real del Coeficiente de Reflectividad que alcanza el valor de +/- 0.1. Esto se logra calculando el tamaño máximo de la muestra en la sísmica.

Un problema bastante común con este tipo de inversión es que cuando se invierten los valores de la traza sísmica, se hace en relación a la Impedancia Acústica en vez de las velocidades, por ende es necesario escalar las Impedancias respecto a las velocidades. Esto se logra mediante la siguiente ecuación:

$$V = A\rho^B \quad (18).$$

Donde los valores de A y B son constantes y  $\rho$  es el registro de densidad. En caso que no se cuente con este registro puede ser calculado a partir de la ecuación de Gardner.

Otro de los problemas radican en que la ondícula producto de la correlación sísmica pozo no se tiene en cuenta en los datos de entrada por ende la fase de la sísmica debe ser de cero. Si se llegase a meter una ondícula dentro de los parámetros de adquisición debe llevar la misma fase. También los lóbulos laterales de la ondícula real en ocasiones se interpretan como variaciones litológicas. Además que el resultado final de la Inversión estará limitado por bandas de frecuencia.

La traza sísmica debe ser escalada correctamente con respecto a las Impedancias Acústicas de modo que pueda discriminar correctamente los cambios en el modelo geológico.

### **2.9.1.3. Inversión Sísmica Coloreada**

Es un método de inversión acústica relativa propuesto por Lancaster y Whitcombe (2000), como una variante a la impedancia relativa. Este método

tiene como entrada un volumen sísmico en fase cero, y como resultado será un volumen de impedancia relativa convertido, con un "Shift" de  $-90$  grados, dando la forma del espectro de amplitudes del volumen sísmico original, similar al espectro de amplitudes para los datos de impedancia de pozo. La inversión coloreada remueve implícitamente el espectro de amplitud de la ondícula por la configuración del espectro de amplitudes sísmicas, directamente al espectro de impedancias de los registros de pozo.

El proceso de inversión coloreada involucra la impedancia de pozo en el cálculo del operador basado en la suposición de que el espectro del registro de impedancia de los pozos en algún punto dado es constante, partiendo del ajuste, extracción, y generación del modelo inicial previo, donde se comparan los espectros de frecuencia de los registros y de la sísmica para calcular el operador de la inversión coloreada, este método es el más atractivo por su simplicidad y la rapidez de su aplicación.

#### **2.9.1.4. Tipos de Inversión Sparse Spike**

Este tipo de inversiones se centran en el modelado de la reflectividad como una línea que muestra una serie de grandes picos los cuales van incrustados en un fondo de pequeños Spikes (serie de Gauss). El éxito de estas inversiones se consigue cuando esta serie de picos coinciden con la traza sísmica. Hay que tener en cuenta que los Spikes son añadidos con ayuda de un algoritmo el cual hace que los picos coincidan exactamente con la traza sísmica, esto siempre que se respeten correctamente los parámetros requeridos por la inversión (Oldenburg, et al 1983).

Las amplitudes de los bloques de impedancias acústicas son definidas por los picos, los cuales crean un ancho de banda y un modelo de altas frecuencias, pero sin incluir las capas delgadas, que si son encontradas con frecuencia en la inversión con modelos. Se debe tener en cuenta que en estos 2 tipos de

inversión solo crean eventos que vayan a coincidir con las trazas sísmicas, dando como resultado modelos geológicos bastante simples a como son en la realidad.

Una de las ventajas que presenta este método de inversión es la menor dependencia de los modelos de estimación inicial, por ende es un método muy viable de usar cuando se tengan áreas geológicas con poca data disponible, o con volúmenes sísmicos que contengan una cantidad baja de reflectores principales.

Hay dos parámetros fundamentales para correr la inversión. Uno de ellos es el Sparseness, el cual obliga al algoritmo a crear un modelo con el menor número de capas posibles dando como resultado un modelo de impedancias en bloques. El valor por defecto es de 100%, si se escogen valores menores el algoritmo va a relajar la restricción permitiendo que más spikes se vayan a añadir en las trazas sísmicas dando como resultado un modelo con más número de capas.

Uno de los requisitos más importantes en todo modelo de inversión son las bajas frecuencias, debido a que están ausentes dentro de los datos sísmicos. Otro parámetro necesario para los métodos de inversión Sparse Spike es el de restricción de frecuencia máxima, el cual actúa como un filtro proporciona la componente de las bajas frecuencias. Todas las frecuencias que se encuentren por encima de este valor serán retiradas de la estimación inicial y los valores que se encuentren por debajo de este rango serán retirados de la traza invertida. Finalmente los resultados obtenidos de la estimación inicial y la traza invertida se sumaran para poder obtener el volumen invertido.

Las trazas del modelo se van a dividir de acuerdo a la longitud de la ventana de procesamiento. Aquí se va a obtener un 50% de superposición con los segmentos adyacentes

#### 2.9.1.4.1. Inversión Sísmica Sparse Spike Linear Programming

En este tipo de Inversión se basa en un algoritmo de Programación Lineal fundamental que da el posicionamiento de los Spikes dentro de la secuencia de reflectividad. El algoritmo busca picos de amplitud por debajo del valor umbral para dejar de añadir Spikes a la secuencia de reflectividades, mediante la comparación de las amplitudes medias de los Spikes que el algoritmo detecta hasta ese momento y hasta que encuentra un Spike con un valor de amplitud por debajo del valor umbral.

El algoritmo primero hace una estimación de la reflectividad, empleando una técnica de programación lineal la cual emplea restricciones de dominio de frecuencias cuyo fin es recuperar las altas y bajas frecuencias del espectro sísmico, para poder integrar las reflectividades al modelo inicial. Esto va a originar una reflectividad dispersa la cual trata de correlacionar mejor con el derivado sintético y la traza sísmica, siempre y cuando este sujeto a la restricción de un número mínimo de Spikes dentro de la inversión.

La finalidad de este método es busca minimizar el ajuste de la desviación absoluta menos apta de la reflectividad  $\sum |rn|$ . ( $rn$  es el coeficiente de reflexión del modelo).

Es necesario tener en cuenta la restricción que le impone al modelo de entrada mediante la ecuación:

$$Sm = \sum_{n=0}^{N-1} |rn| \quad (19)$$

Y donde la función objetivo se ve representado mediante la ecuación:

$$Jm = \sum_{n=0}^{N-1} |rn| + |Lm - S| \quad (20).$$

Dónde,  $L=$  Es el operador lineal y  $S=$  Valor de la dato actual.

Por medio de este método de inversión se trata de recuperar un modelo de impedancias el cual presenta una reflectividad dispersa ocasionada por minimizar el error entre la traza de modelado y la traza sísmica.

Oldenburg. et al., 1983, desarrollaron un método de programación lineal el cual crea un modelo de impedancias con baja reflectividad, es decir que emplea el menor número de coeficientes reflectividad no nulos, o el menor número de capas de reflectividad cero (no registradas en la sísmica).

Utilizando la ecuación de la convolución (ver ecuación 6) y empleando la integral de la ecuación 20 se van a obtener las impedancias acústicas dentro del modelo de inversión.

$$Z_t = Z_0 \exp[2 \int_0^t r_x dt] \quad (21)$$

Dentro de este tipo de inversión se tiene en cuenta los cambios máximos de impedancias, los cuales van a definir la desviación máxima permisible. El método de inversión Sparse Spike Likelihood utiliza menor cantidad de parámetros para desarrollar la inversión.

#### **2.9.1.4.2. Inversión Sísmica Sparse Spike Likelihood**

La inversión Sparse Spike Likelihood se basa en un algoritmo de probabilidad máxima de deconvolución. Este emplea parámetros dentro de su adquisición similares a los utilizados en la Inversión Basada en el Modelo (Chi et al 1984).

$$I(i) = I_0(i) \pm 25\% * I \quad (22)$$

Dónde: ***I*<sub>0</sub>(***i***)**= Valor Inicial de la Impedancia y ***I***= Impedancia Media dentro de la restricción de entrada.

## **2.10. ATRIBUTOS SÍSMICOS**

Los atributos sísmicos son medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estáticas provenientes de los datos sísmicos. (Chen y Sydney, 1997).

Un buen atributo sísmico es sensible a las características geológicas deseadas, las propiedades de interés, que nos permita definir el entorno estructural o deposicional, (Chopra, S., and K. J. Marfurt, 2007).

Los atributos derivados del tiempo ayudan a discernir talles estructurales, los atributos de amplitud están entre los más útiles, pero los atributos de frecuencia podrían revelar detalles en la estratificación. (Brown, 2001).

### **2.10.1. ATRIBUTOS SÍSMICOS CORRIDOS**

Los atributos sísmicos fueron utilizados para la interpretación y búsqueda de geocuerpos dentro de los datos sísmicos, tienen como principal características detectar bordes y cambios de facies. Los atributos corridos fueron: Chaos, Curvatura, Envelope, Segunda Derivada, Structural Smoothing, y Varianza.

#### **2.10.1.1. Atributo Sísmico Chaos**

El patrón de señal caótica contenida en los datos sísmicos es una medida de la "falta de organización" en el dato y así como el método de estimación del azimut. Chaos en la señal, puede verse afectada por las rutas de migración de

gas, intrusiones salinas del cuerpo, y para la clasificación sísmica de textura caótica expresión (Chopra, S., and K. J. Marfurt, 2007).

Este atributo se define para un punto intermedio t como:

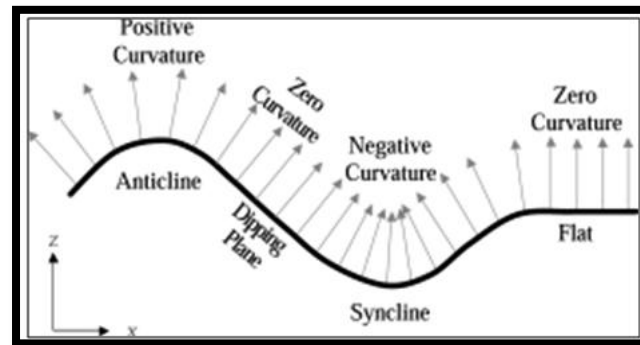
$$\text{Chaos}(t) = \sigma * \text{Semblanza}[t_l, t_i] / \text{Semblanza}[t] \quad (25).$$

Donde  $\sigma$  es la desviación estándar en el intervalo.

### 2.10.1.2. Atributo Sísmico de Curvatura

La curvatura se define como la propiedad tridimensional de una superficie cuadrática que cuantifica el grado en el cual una superficie se desvía de su originalidad, plano horizontal (Ver Figura 9).

**Figura 9. La curvatura describe como una superficie se deforma en un punto en particular, el cual es definido como la tasa de cambio de dirección de una curva. Tomado de Roberts, 2001.**



Los atributos de curvatura realzan las zonas asociadas a trenes de fracturas. Bergbauer, S., et al. (2003) demostró que las curvaturas sobre las superficies estructurales en diferentes longitudes de onda dan diferentes perspectivas de los mismos rasgos geológicos. Curvaturas a pequeñas ventanas de muestreo delinean rasgos locales mientras que curvaturas a ventanas de muestreo delinean rasgos más regionales.

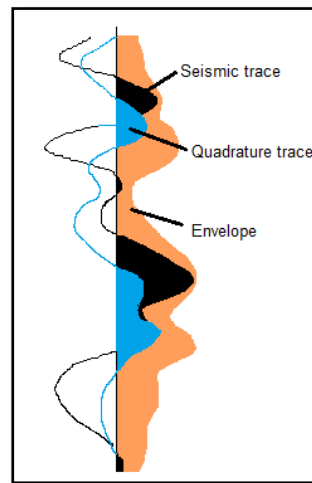
### 2.10.1.3. Atributo Sísmico de Envelope

Este atributo calcula la energía total instantánea de las ondas sísmicas propagadas a través de distintos medios geológicos, donde la amplitud de las ondas aumenta o disminuye mostrando interfaces de diferencias marcadas en impedancia acústica, el cambio en la amplitud de las ondas muestra una dependencia con el ancho de banda de las ondas sísmicas y el atributo del "Envelope" es calculado muestra por muestra a lo largo de la traza sísmica, el atributo varía numéricamente desde cero al máximo valor de la amplitud de la traza sísmica (Ver Figura 10). Cuando las ondas cruzan medios de alta velocidad a baja velocidad la amplitud de la onda incrementa y muestra anomalías de alta amplitud, esto ocurre para instancias en interfaces con saturación de fluidos y cambios litológicos fuertes, en medios fracturados muestran zonas de baja energía, con reflectores brillantes ausentes (Tanner and Sheriff, 1977).

$$env = \sqrt{f^2 + g^2} \quad (23).$$

Donde,  $f$  y  $g$  son el componente "real" e "imaginario" de la traza sísmica. Así, si  $f$  es la parte real, que son las muestras originales de la traza sísmica,  $g$  será las muestras de la transformada de Gilbert (también llamada cuadratura de la amplitud) de la traza sísmica.

**Figura 10. Atributo de traza compleja, el atributo de Envelope es independiente de la fase y muestra la energía de la traza sísmica. Tomado de Schlumberger, 2007.**



En la Figura 9. Se explica como el atributo de Envelope es un atributo de energía independiente de la fase, el cual proporciona información acerca de contrastes de impedancia acústica causados por reflexiones fuertes en interface litológicos. Las reflexiones fuertes están asociadas no solo a cambios Litológicos importantes, esta también responde a discontinuidades a través de cambios de laterales agudos en la energía de amplitud y ayuda a detectar los puntos brillantes “flat spots”, provocados por la acumulación de gas (Schlumberger, 2007).

#### **2.10.1.4. Atributo sísmico de Estructural Smoothing**

El un suavizado estructural que es aplicado a la señal de entrada, para incrementar la continuidad de los reflectores sísmicos, también puede ser usado para iluminar puntos brillantes “flat spots” dentro del volumen sísmico. Se pueden enfatizar lo contactos de fluidos, no correr el atributo con guía de inclinación. El operador Gaussiano de suavizado está dado por la siguiente expresión (Chopra, S., and K. J. Marfurt, 2007).

$$hg(k) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \text{EXP} \left( -\frac{1k^2}{2\sigma^2} \right) \quad (24).$$

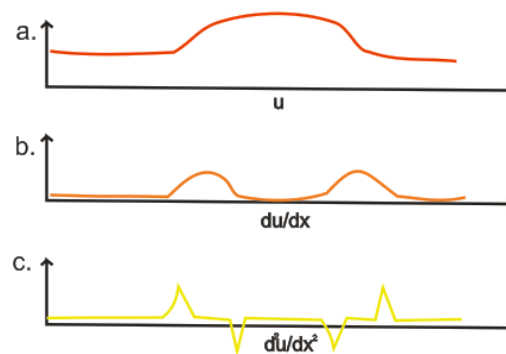
Donde  $\sigma$  tiene un rango entre 0.0 y 5.0, esta escala puede ser convertida por el número de trazas Inline / Crossline.

### 2.10.1.5. Atributo Sísmico de Segunda derivada

Es un atributo derivado de la traza sísmica que mide la variación de las tangentes de las amplitudes sísmicas seleccionadas, directamente por encima y por debajo del horizonte interpretado. Corresponde a la combinación de la amplitud original de la primera y segunda derivada que permiten expresar la interpretación sísmica en relación a máximos y mínimos, que corresponden a altos y bajos (Ver Figura 11).

Este atributo se utilizar para ayudar a guiar la selección proporcionando continuidad en las zonas de donde las reflexiones están mal resueltas. Pero disminuye las variaciones laterales, lo que hace más difícil seguir eventos regionales.

**Figura 11. Aplicación del atributo de segunda derivada a una traza sísmica. (a) Amplitud anómala, (b) La primera derivada espacial, (c) La segunda derivada espacial. Modificado de Chopra. S, and Markfurt K, 2007.**



### 2.10.1.6. Atributo Sísmico Varianza

El atributo de varianza se aplica en base al cálculo de parámetros de muestro que consiste en un filtrado horizontal que controla el número de trazas para estimar la varianza horizontal y un Smoothing vertical que se comporta como un filtro cónico donde valores altos reducen el ruido de forma más eficaz y enmascaran la nitidez de los bordes detectados (Chopra, S., and K. J. Marfurt, 2007).

Este atributo utiliza la variación local como una medida de inconformidad de la señal, la variación local se calcula para cada voxel desde slices horizontales, si ese slice se encuentra dentro de un reflector continuo, la variación de la amplitud será pequeña, mientras que cambios de amplitud debido a una zona de falla dará lugar a aun a variación más grande (Chopra, S., and K. J. Marfurt, 2007). Este atributo también permite aislar bordes asociados a fallas y variaciones laterales de facies, esto significa que a medida que aumenta la varianza aumenta la discontinuidad estructural (fallas y fracturas) o estratigráficas (cambios laterales como canales fluviales, discordancias, entre otros).

### 2.10.2. TRANSFORMADA LINEAL DE ATRIBUTO SIMPLE

Según Hampson et al. (2001), el procedimiento más simple para derivar la relación deseada entre los datos objetivos y los atributos sísmicos, es un gráfico cruzado (Crossplot). Asumiendo que la relación lineal entre el registro objetivo y el atributo es una línea recta de regresión dada por la ecuación:

$$Y = a + bx \quad (26).$$

Donde, los coeficientes de a y b son derivados minimizando el error de cuadrático medio de predicción, definido como:

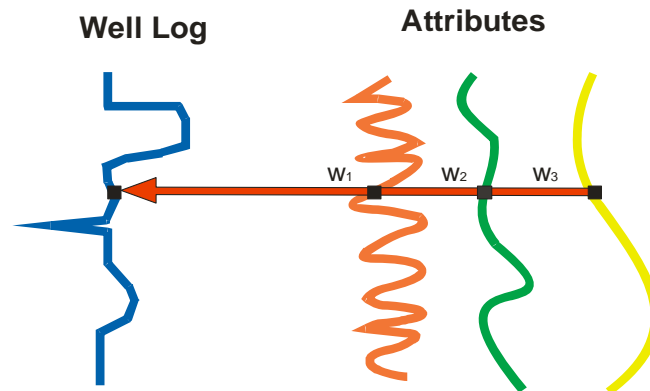
$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - b x_i)^2. \quad (27).$$

Donde, la sumatoria utiliza todos los datos del Crossplot.

El cálculo de predicción del error (E) es una medida de ajuste para la regresión lineal definida en la ecuación (26). Hay que destacar que se aplican transformadas no lineales tanto al registro objetivo como al atributo, cuyo fin es aumentar la correlación entre ambos (Hampson et al, 2001).

### 2.10.3. TRANSFORMADA LINEAL MULTIATRIBUTO

**Figura 12. Asumiendo un caso de 3 atributos sísmicos, cada muestra del registro objetivo es modelada como una combinación lineal de las muestras de atributos al mismo tiempo. Modificado de Hampson et al., 2001.**



La extensión del análisis convencional multiatributo o regresión lineal multiatributo asumiendo que tenemos tres atributos, como se muestra en la Figura 12. Modela en cada muestra de tiempo el registro de destino mediante la ecuación lineal:

$$L(t) = w_0 + w_1A_1(t) + w_2A_2(t) + w_3A_3(t). \quad (28).$$

Donde, el peso de esta ecuación es derivado minimizando el error cuadrático medio de predicción, definido en la ecuación:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1A_{1i} - w_2A_{2i} - w_3A_{3i})^2 \quad (29).$$

La regresión lineal Multiatributo es una extensión de la regresión lineal simple para  $M$  variables. Lo que significa que vamos a utilizar  $M$  atributos,  $A_1, A_2, \dots, A_M$ , para predecir los registros ( $L$ ). Esto se realiza mediante la determinación de los pesos ( $M + 1$ ),  $w_0, w_1, w_2, \dots, w_M$ , que al multiplicarse por un set particular de atributos, darán el resultado más cercano al registro, en el sentido menos cuadrado (Hampson et al 2001).

Por simplicidad, supongamos que  $M = 3$ . Si tenemos  $N$  muestras en nuestro registro, podemos escribir el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$L_1 = w_0 + w_1A_{11} + w_2A_{31}$$

$$L_1 = w_0 + w_1A_{12} + w_2A_{32}$$

...

$$L_1 = w_0 + w_{1N} + w_2A_{3N}$$

(30).

Donde  $A_{ij}$  es la  $j$ -ésima muestra del  $i$ -ésimo atributo. Este grupo de ecuaciones pueden reescribirse de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ L_3 \\ L_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & A_{11} & A_{21} & A_{31} \\ 1 & A_{12} & A_{22} & A_{32} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & A_{1N} & A_{2N} & A_{3N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \quad (31).$$

Más simplemente expresada como:

$$L = AW \quad (32).$$

Donde,  $L$ = Es una matriz  $N \times 1$  que contiene los valores de registro conocido,  $A$ = Una es una matriz  $N \times 4$  que contiene los valores de atributos,  $W$ = Una matriz  $4 \times 1$  con los pesos desconocidos.

Esta ecuación puede resolverse por el método de mínimos cuadrados, obteniendo como resultado:

$$W = [A^T A]^{-1} A^T L \quad (33).$$

Lo que en forma matricial corresponde a:

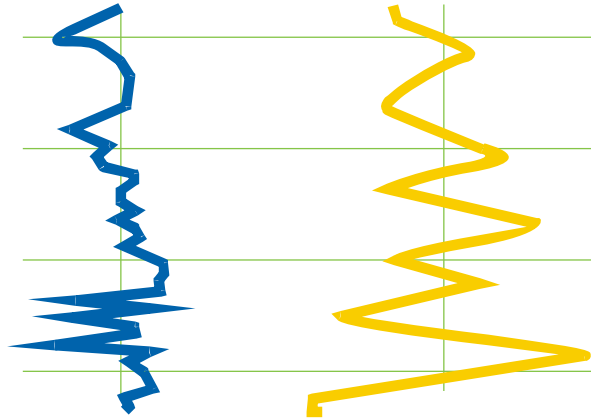
$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_3 \\ w_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{1i} A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (34).$$

El error cuadrado promedio que se calcula utilizando los pesos derivados, constituyendo una medida confiable al ajuste de la transformada, al igual que la regresión de atributo simple.

#### 2.10.4. OPERADOR CONVOLUCIONAL

La derivación de la regresión multi-atributo asume solo un peso para cada atributo, como se ilustra en la Figura 12, sabiendo que la frecuencia del registro objetivo es más alta que la de cualquier atributo sísmico (Ver Figura 13), la correlación muestra a muestra del registro con los atributos no puede considerarse óptima. La alternativa para corregirlo es asumir que cada muestra del registro objetivo está relacionada con un grupo de muestras vecinas del atributo sísmico (Hampson et al., 2001).

**Figura 13. Comparación entre la frecuencia de un registro objetivo (Izquierda) y un atributo sísmico (Derecha). Un operador convolucional servirá para resolver la diferencia. (Modificado de Hampson et al., 2001).**



El uso del operado de convolución también es sugerido por el modelo clásico de convolución geofísica, por ejemplo, si el registro pasa a ser la impedancia acústica, los cuatro puntos del operador como los mostrados en la figura 14., estarían estrechamente relacionadas con la ondícula sísmica. La ecuación usada para incluir el operador convolucional es:

$$L(t) = w_0 + w_1 * A_1(t) + w_2 * A_2(t) + w_3 * A_3(t). \quad (35).$$

Donde, \* representa convolución,  $w_0$  es una constante y  $W_i$  es un filtro convolucional de longitud específica ( $L$ ). Es destacable que el número de coeficientes incrementa + 1, con el número de atributos operados por vez. Para la demostración de los cálculos se consideran únicamente dos atributos, cuatro valores de muestras y un operador de longitud de 3, el cual puedo escrito de la siguiente forma:

$$w_i = [w_i(-1), w_i(0), w_i(+1)]. \quad (36).$$

Bajo estas condiciones la ecuación 35 puede reescribirse en forma matricial como:

$$\begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ L_3 \\ L_4 \end{bmatrix} = w_0 + \begin{bmatrix} w_1(0) & w_1(-1) & 0 & 0 \\ w_1(+1) & w_1(0) & w_1(-1) & 0 \\ 0 & w_1(+1) & w_1(0) & w_1(-1) \\ 0 & 0 & w_1(+1) & w_1(0) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{11} \\ A_{12} \\ A_{13} \\ A_{14} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} w_2(0) & w_2(-1) & 0 & 0 \\ w_2(+1) & w_2(0) & w_2(-1) & 0 \\ 0 & w_2(+1) & w_2(0) & w_2(-1) \\ 0 & 0 & w_2(+1) & w_2(0) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{21} \\ A_{22} \\ A_{23} \\ A_{24} \end{bmatrix} \quad (37).$$

O reordenarse como:

$$\begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ L_3 \\ L_4 \end{bmatrix} = w_0 + w_1(-1) \begin{bmatrix} A_{12} \\ A_{13} \\ A_{14} \\ A_0 \end{bmatrix} + w_1(0) \begin{bmatrix} A_{11} \\ A_{12} \\ A_{13} \\ A_{14} \end{bmatrix} + w_2(-1) \begin{bmatrix} 0 \\ A_{11} \\ A_{12} \\ A_{13} \end{bmatrix} + w_2(-1) \begin{bmatrix} A_{22} \\ A_{23} \\ A_{24} \\ 0 \end{bmatrix} + w_2(+1) \begin{bmatrix} 0 \\ A_{21} \\ A_{22} \\ A_{23} \end{bmatrix} \quad (38).$$

La ecuación anterior muestra que el efecto de añadir un operador de longitud 3, es el mismo que incrementar el número de atributos multiplicados por un factor de 3, donde los atributos adicionales serán calculados mediante el desplazamiento (shifting) de los atributos originales por una muestra hacia arriba (-1) y una muestra hacia abajo (+1). De esta forma podemos usar la fórmula de mínimos cuadrados obtenida anteriormente (Ec.33), resultando:

$$\begin{bmatrix} w_1(-1) \\ w_2(0) \\ w_3(+1) \end{bmatrix} = \left\{ \begin{bmatrix} A_{12} & A_{13} & A_{14} & 0 \\ A_{11} & A_{12} & A_{13} & A_{14} \\ 0 & A_{11} & A_{12} & A_{13} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{12} & A_{11} & 0 \\ A_{13} & A_{12} & A_{11} \\ A_{14} & A_{13} & A_{12} \\ 0 & A_{14} & A_{13} \end{bmatrix} \right\}^{-1} \times \begin{bmatrix} A_{12} & A_{13} & A_{14} & 0 \\ A_{11} & A_{12} & A_{13} & A_{14} \\ 0 & A_{11} & A_{12} & A_{13} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ L_3 \\ L_4 \end{bmatrix} \quad (39).$$

Ó también:

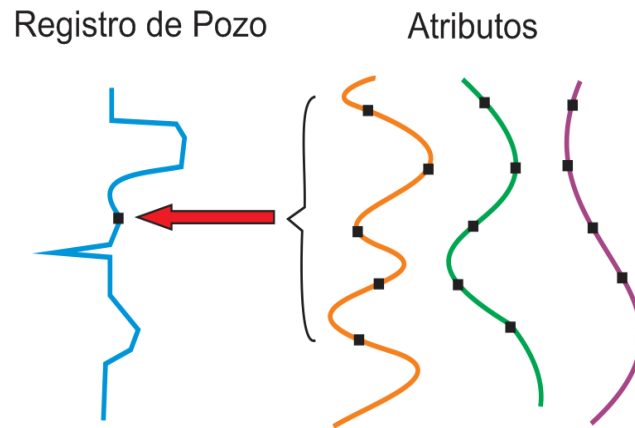
$$\begin{bmatrix} w_1(-1) \\ w_2(0) \\ w_3(+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=2}^4 A_{1i}^2 & \sum_{i=2}^4 A_{1i} A_{1i-1} & \sum_{i=2}^3 A_{1i} A_{1i-2} \\ \sum_{i=2}^3 A_{1i} A_{1i+1} & \sum_{i=2}^4 A_{1i}^2 & \sum_{i=2}^4 A_{1i} A_{1i-1} \\ \sum_{i=2}^2 A_{1i} A_{1i+1} & \sum_{i=2}^3 A_{1i} A_{1i+1} & \sum_{i=2}^3 A_{1i}^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \sum_{i=2}^4 A_{1i} A_{1i-1} \\ \sum_{i=2}^4 A_{1i} L_i \\ \sum_{i=2}^4 A_{1i} L_{i+1} \end{bmatrix} \quad (40).$$

El coeficiente del operador para cada caso puede ser derivado minimizando el error de predicción cuadrado promedio:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} - w_2 A_{2i} - w_3 A_{3i})^2 \quad (41).$$

Que es equivalente a introducir una serie de nuevos atributos, con versiones time-shifted de la original.

**Figura 14. Uso de 5 puntos de operadores convolucionales, para relacionar los atributos sísmicos con el registro objetivo. Modificado de Hampson et al., 2001.**



### 2.10.5. REGRESIÓN POR PASOS

La selección de los atributos puede realizarse mediante una búsqueda exhaustiva, si queremos obtener  $M$  atributos de una línea de  $N$  atributos con un operador de longitud ( $L$ ). El primer intento sería probar todas las combinaciones de atributos  $M$ ; para cada combinación los pesos óptimos se pueden obtener mediante la ecuación (31). Así será seleccionada la combinación con el menor error (Hampson et al., 2001).

La búsqueda de esta combinación exhaustiva, tiene como desventaja que el tiempo de computo puede ser muy extenso, por ejemplo, para un total de atributos ( $N=25$ ) y queriendo derivar la mejor combinación de solo 5 atributos ( $M=5$ ), con un operado de longitud 9. Obteniendo,  $25^* 24^* \dots^* 21= 6375600$ , combinaciones posibles que pueden ser obtenidas con 5 atributos, cada una de estas combinaciones requiere una solución de un sistema lineal de  $5 \times 9 + 1 = 46$  incógnitas (Hampson et al., 2001).

**El procedimiento de regresión paso a pasos** (Draper y Smith, 1966) es un método más rápido aunque menos óptimo, en el, se asume que si la mejor combinación de  $M$  atributos es conocida, entonces la mejor combinación de  $M+1$ , incluye los primeros  $M$  atributos como miembros. Los coeficientes previamente calculados deben ser re-derivados. Este proceso es realizado en una serie de pasos:

1. Encontrar por búsqueda exhaustiva el mejor atributo simple. Para cada atributo se resuelven los coeficientes y se calcula el error de predicción. El mejor atributo será el que arroje el menor error de predicción, al que se le denomina *Atributo 1*.
2. Encontrar el mejor par de atributos suponiendo que el atributo antes encontrado (*Atributo 1*), es el primer miembro y usando éste para formar todos los pares posibles con cada atributo de la lista, se resuelven los coeficientes representativos para cada par y se calcula el error de predicción. Nuevamente el mejor par corresponde al que tenga el menor error de predicción. Denominando este resultado como el *Atributo 2*.
3. Encontrar la mejor tripleta de atributos, sabiendo que los *Atributo 1* y *Atributo 2* van ser los primeros dos atributos de cada tripleta posible es decir (*atributo1, atributo2, ...*), se resuelven los coeficientes representativos para cada tripleta y se calcula el error de predicción, la mejor tripleta será la que tenga el menor error de predicción y se le conocerá como *Atributo 3*.
4. Repetir el procedimiento las veces que se considere necesario.

Una de las ventajas de este método es que el tiempo de cómputo de este proceso es menor que con el método de búsqueda exhaustiva. Para el ejemplo antes enunciado, el número de combinaciones a probar con este método es de

$25+24... +21=115$ , en vez de 67375600, reduciendo el número de incógnitas a  $9+1=10$ , para las primeras 25 combinaciones.

La regresión paso a paso presenta desventajas como la imposibilidad de asegurar que la solución derivada sea la solución óptima, lo que significa que la combinación de 5 atributos podría no ser la mejor, sin embargo cada atributo adicional encontrado posee un error de predicción menor o igual al de la combinación anterior.

A pesar de esto la aplicación de este método evita el proceso de examinar la independencia lineal de cada uno de los atributos de la lista. Esto se debe a que la regresión por pasos selecciona automáticamente el siguiente atributo cuya contribución en una dirección ortogonal a los atributos anteriores sea mayor. Por ejemplo si un atributo  $A_i$  es una versión escalada de un atributo  $A_j$  y viceversa ( $A_j = a-b * A_i$ ), durante el proceso de la regresión paso a paso uno de los atributos será escogido primero, supongamos que  $A_i$  es el primero y de allí en adelante el otro atributo  $A_j$ , jamás será escogido, ya que al ser incluido su contribución es igual a 0 (cero).

En este punto podemos definir la transformada multi-atributo como un grupo de atributos sísmicos con ciertas reglas que permiten transformar estos atributos en el parámetro deseado. Las transformaciones estudiadas constituyen transformadas lineales basadas en los pesos aplicados tanto a los atributos originales como a transformadas no lineales de estos atributos.

## **2.11. REDES NEURONALES**

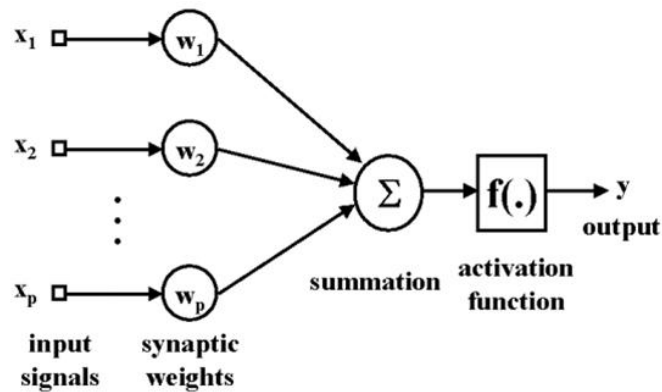
Las redes neuronales son un conjunto de componentes electrónicos diseñados para modelar datos de forma similar a como lo hace el cerebro.

Estas redes se crean con el fin de encontrar una relación entre los atributos sísmicos y el registro objetivo con el fin de predecir el comportamiento del registro donde solo se tiene dato sísmico. Entonces los datos de los atributos sísmicos se pueden considerar como un vector el cual se encarga de entrenar el registro objetivo.

Las neuronas son las unidades de procesamiento encargadas de procesar la información. En la figura 15 se muestra el modelo básico de una neurona, dentro de ella es posible clasificar 3 procesos básicos para su funcionamiento:

- Cada una de las señales de entrada  $X_i$  se multiplican por el correspondiente peso sináptico.
- Sumatoria de las señales de entrada (Input) ponderadas.
- Aplicación de una función no lineal (función de activación), a la sumatoria.

Figura 15. Modelo de una neurona. Tomado de Todorov, T., et al 1998.



La señal de salida se puede escribir de forma matemática como:

$$\text{Dato de salida de la neurona} = f\left(\sum_{j=1}^n X_j W_j\right) \quad (42)$$

Dónde,  $W_j$ : Peso Sináptico,  $X_j$ : Neuronas de entrada y  $f(\cdot)$ : Función de Activación.

Una de las funciones de activación más comunes dentro de la construcción de redes neuronales artificiales es la *Sigmoidea* (función Sigmoidea), la cual muestra propiedades asintóticas y estrictamente crecientes, un ejemplo claro es la *función logistic*, la cual se define de forma matemática como:

$$f(x) = \frac{1}{1+e^{-x}} \quad (43)$$

La red neuronal se define por el número de capas, las neuronas que hay dentro de cada capa y los pesos de conexión. El proceso mediante el cual se encuentran los pesos óptimos entre los nodos se denomina aprendizaje o entrenamiento.

Para llevar a cabo este proceso dentro de una red neuronal se establecen ejemplos de entrenamiento para la red, donde cada ejemplo está compuesto por datos de una muestra única ( $A_1, A_2, A_3 \dots A_n, L$ ), donde  $A_i$  son atributos sísmicos y  $L$  es el valor del registro objetivo. Hay tantos ejemplos de entrenamiento como muestras de la sísmica dentro de la ventana de análisis de los pozos.

En la estimación de los pesos se puede considerar un problema de optimización no lineal, donde el objetivo es reducir al mínimo el error cuadrático medio entre los valores reales del registro objetivo y los valores predichos del mismo (registro objetivo). Una solución a esta problemática es la retro propagación, el cual busca una forma de descender el gradiente entre los dos valores del registro objetivo. Un método moderno empleando es el gradiente conjugado el cual optimiza la convergencia de los datos evitando los mínimos locales generados (Masters, 1994).

Dentro de este trabajo se estarán evaluando únicamente las redes neuronales Probabilísticas (PNN).

### 2.11.1. RED NEURONAL PROBABILÍSTICA

Este tipo de red trabaja con un esquema de interpolación matemática el cual pasa a emplear una red neuronal en su arquitectura. Representa una ventaja potencial, ya que mediante el estudio de la formulación matemática comprende mucho mejor, que las redes neuronales multicapas de retro propagación (MLFN) las cuales tiene un comportamiento similar al de una caja negra pues no se conoce con exactitud el funcionamiento.

Los datos de entrenamiento utilizados por las PNN son muy similares a los utilizados por las MLFN, las cuales se componen por una serie de ejemplos de entrenamiento, uno para cada muestra sísmica en las ventanas de análisis de los pozos (Todorov, T., et al 1998).

$$(A_{11}, A_{12}, A_{13}, L_1)$$

$$(A_{21}, A_{22}, A_{23}, L_2)$$

$$(A_{31}, A_{32}, A_{33}, L_3)$$

...

$$(A_{1n}, A_{2n}, A_{3n}, L_n) \quad (44)$$

Donde hay  $n$  ejemplos de entrenamiento y 3 atributos. Los valores de  $L_i$  son los valores medidos de los registros objetivos para cada uno de los ejemplos.

Teniendo en cuenta los datos de entrenamiento, en las redes neuronales probabilísticas se asume que cada valor del nuevo registro se puede escribir como una combinación lineal de los valores de los datos del registro de entrenamiento. Para una nueva serie de datos con valores del atributo tenemos:

$$X = \{A_{1j}, A_{2j}, A_{3j}\}$$

Donde el valor del nuevo registro se estima:

$$L'(X) = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \exp(-D(X, X_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(X, X_i))} \quad (45)$$

Dónde:

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^3 \left( \frac{x_i - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2 \quad (46)$$

$D(x, x_i)$  = Es la distancia entre el punto de entrada y cada uno de los puntos de entrenamiento  $x_i$ . Esta distancia se mide dentro del espacio abarcado por los atributos y es escalado por el valor de  $\sigma_j$ , el cual puede tener valores diferentes para cada tipo de atributo.

Tenemos que las ecuaciones 45 y 46, son las que básicamente van a describir la aplicación de la red neuronal PNN. En cuanto al entrenamiento de la red, consiste en determinar el conjunto óptimo de parámetros de suavizado  $\sigma_j$ . El principal criterio que emplea para determinar los parámetros de la red resultante es el menor error de validación dentro de los datos de entrada. La ecuación que emplea para validar los resultados de la muestra objetivo es:

$$L'_m(X_m) = \frac{\sum_{i \neq m}^n L_i \exp(-D(x_m, x_i))}{\sum_{i \neq m}^n \exp(-D(x_m, x_i))} \quad (47)$$

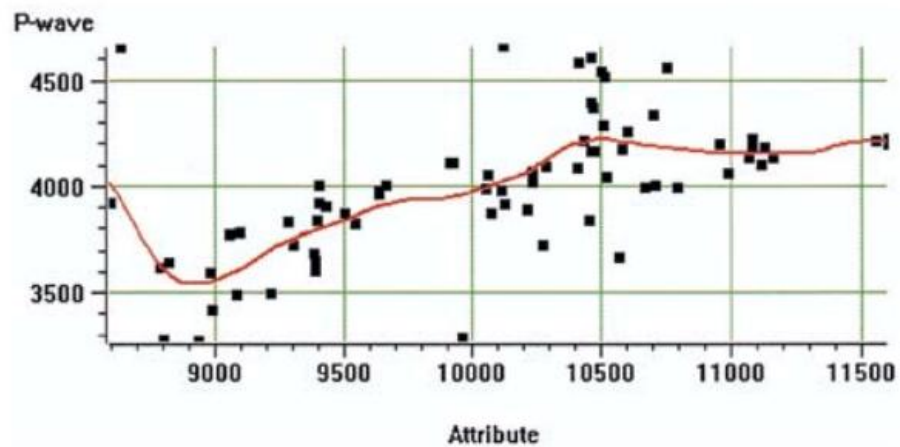
Dado que se conocen los valores de las muestras, es posible calcular los errores de predicción, incluso se puede repetir este procedimiento por cada una de las muestras de entrenamiento, para finalmente definir el error de predicción total para los datos de entrenamiento como:

$$Ev(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = \sum_{i=1}^N (L_i - L'_i)^2 \quad (48)$$

Es muy importante tener en cuenta que el error de predicción también depende de la elección de los parámetros  $\sigma_j$ , cuya cantidad se va a minimizar empleando el algoritmo de gradiente conjugado no lineal (descrito por Masters, 1995).

El rendimiento de las redes neuronales PNN muestran un comportamiento sencillo, (Ver Figura 16).

**Figura 16. Curva de predicción de la red neuronal PNN para el registro objetivo. Tomado de Hamsop el al, 2001.**



Uno de los mayores problemas que se obtiene con las redes neuronales PNN, es que debido a que compara cada muestra de salida con cada muestra de entrenamiento, el tiempo de aplicación es lento.

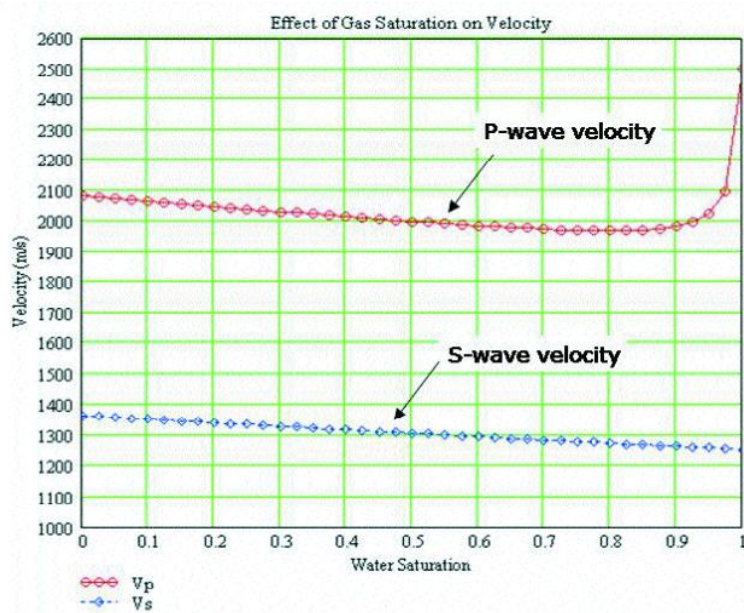
### 3. ANTECEDENTES

Entre los métodos que se han usado para el estudio de prospección y recobro de hidrocarburos se han implementado nuevas tecnologías, que buscan mejorar la producción. La inversión sísmica ha sido una de las herramientas más útiles en la exploración petrolera por más de 30 años, esta técnica se comenzó a implementar en la industria desde los años 70's, como un proceso por el cual se intenta determinar las características de las rocas y los fluidos, las cuales generan cambios en el comportamiento en la ondícula sísmica (Hunter 3D Inc, 2008).

La era moderna de esta técnica comenzó a principios de los años 80, cuando aparecieron los primeros algoritmos que describían las amplitudes de las ondículas y los espectros de fase (Van Der Laan and Pendrel, 2001), los cuales junto con nuevas tecnologías permitían optimizar el tiempo en la obtención de los resultados.

Las primeras técnicas utilizadas en la inversión sísmica, fueron inversiones de Ondas P, las cuales involucran el producto de las velocidades de las Ondas P por la densidad. Este tipo de inversión permitió hacer predicciones de litología y porosidad de las rocas. Su desventaja fue la sensibilidad de la inversión, ya que era muy difícil separar las características como porosidad y presencia de fluidos. Por tal motivo se elaboró la inversión elástica que buscaba mejorar los resultados implementando los valores de impedancias de las Ondas S (Ver figura 17).

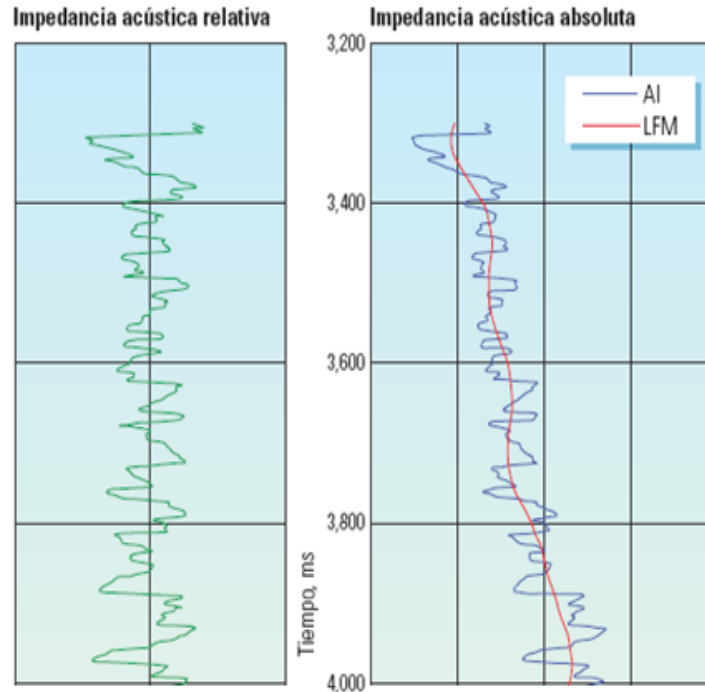
**Figura 17. Grafica de Velocidad vs. Saturación de agua, los valores de la velocidad para Ondas P cambian cuando el gas entra al yacimiento mientras que con las velocidades de las Ondas S no se muestra una respuesta significativa. Tomada de Russell. B, 2007.**



En el caso más simple la inversión produce un modelo de reflectividad relativa en cada muestra de tiempo, el cual puede invertirse para estimar la impedancia acústica relativa. Para obtener propiedades como la densidad y la velocidad de las formaciones se requiere una conversión a impedancias acústicas absolutas, la cual requiere frecuencias de casi 0 Hz, más bajas que las contenidas en los datos sísmicos convencionales (Barclay et al, 2008).

Un modelo de impedancias acústicas absolutas se puede construir mediante la combinación del modelo de impedancias relativas, derivado del rango de frecuencias sísmicas con un modelo de bajas frecuencias obtenido de los datos de pozos (Figura 18).

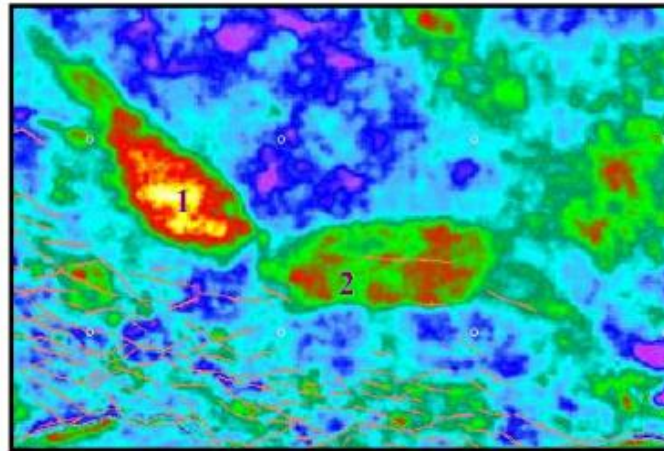
**Figura 18. La inversión de las amplitudes sísmicas da como resultado la IA relativa (verde). No obstante, la IA absoluta verdadera (azul) contiene un modelo de baja frecuencia (LFM) (rojo) que se obtiene de los datos de pozos. Tomado de Barclay et al, 2008.**



En **Venezuela** en el campo Guico Guara, ubicado en el estado de Anzoátegui, se realizó una inversión sísmica apoyada en trabajos previamente realizados, estudios de campo y otra toma sísmicas realizadas en 2002, las cuales fijaron la metodologías para futuros estudios. Se tomó información de pozos y paquetes especializados.

Mediante la inversión Sísmica se identificaron dos zonas como lo indica la Figura 19, las cuales logran diferenciarse gracias a mapas de bajas impedancias acústicas que delimitaron los cuerpos de arenas.

**Figura 19. Mapa de impedancias acústicas del canal principal del Nivel TU en el Campo Guico Guara Estado de Anzoategui Venezuela. Tomado de Ruiz. C., 2007.**

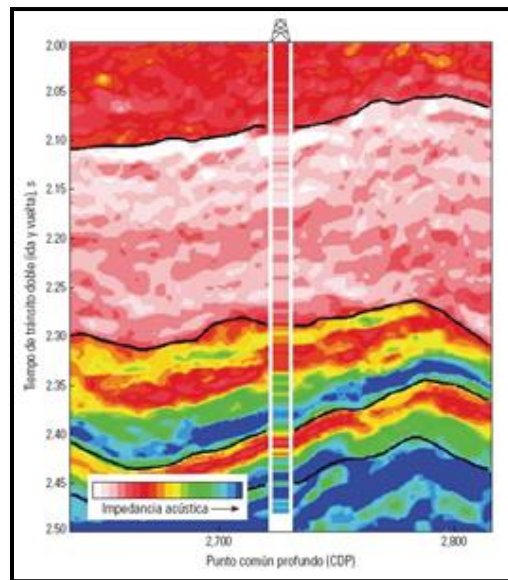


En **México**, Luego del descubrimiento de Campo Lobina en una zona offshore durante el 2003, PEMEX por intermedio de WesternGeco ejecuto un levantamiento sísmico de tipo Q-marine donde se logró una frecuencia máxima de 60 Hz con mejor resolución que el de 1996. Los nuevos datos sísmicos contenían una mayor cantidad de frecuencias, favoreciendo la interpretación y el mapeo de los puntos clave dentro del yacimiento. Para este caso el objetivo principal era el de ubicar zonas de altas porosidades en dos capas; La Formación San Andrés (Jsa), y los carbonatos de la Formación Tamaulipas Inferior (Kti).

Se realizó un levantamiento a partir de la inversión de datos sísmicos apilados, traza por traza donde se obtuvieron las impedancias acústicas (IA), las cuales sirvieron para la generación de mapas, mediante la representación de la porosidad con las impedancias acústicas dentro de una gráfica de interrelación según los registros y los datos de núcleos del área de levantamiento. También se crearon funciones que vinculan los volúmenes de impedancias acústicas para cada una de las Formaciones, obtenidos mediante métodos sísmicos (aplicando correlaciones). La porosidad tomada de los registros sísmicos, las

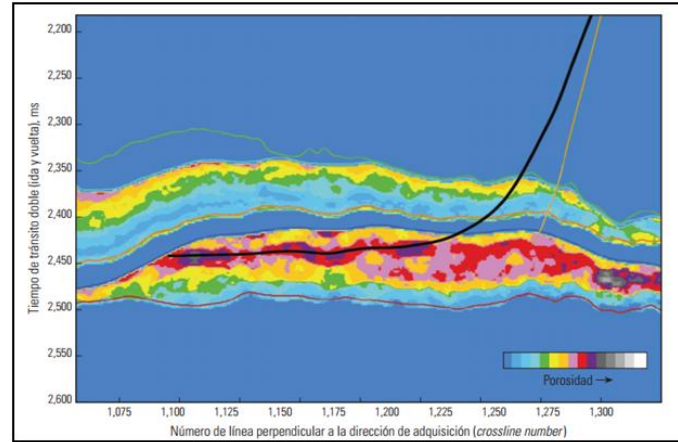
cuales se acomodaron a las porosidades expresadas por pozos ciegos (que no se tuvieron en cuenta en el momento de hacer la Inversión Sísmica). En la figura 20., se muestra la Impedancia acústica absoluta derivada de la inversión después del apilamiento. La inversión de las amplitudes sísmicas generó el panel codificado en color. La impedancia acústica, calculada a partir de los registros de densidad y sónicos, mostrada en la posición del pozo en el centro del panel, en general muestra una buena correlación con los valores obtenidos sísmicamente. Los colores rosado y rojo, representan bajas IA y los colores azul y verde, representas altas IA.

**Figura 20. Impedancia acústica absoluta derivada de la inversión después del apilamiento, los colores rosa y rojo, representan bajas IA y los colores azul y verde, representas altas IA. Tomado de Barclay et al, 2008.**



Los resultados fueron muy exitosos sobre todo en los mapas de porosidades como se refleja en la Figura 21 del Campo Areque donde se encontraron cuatro áreas prospectivas, con las porosidades más altas dentro del volumen sísmico.

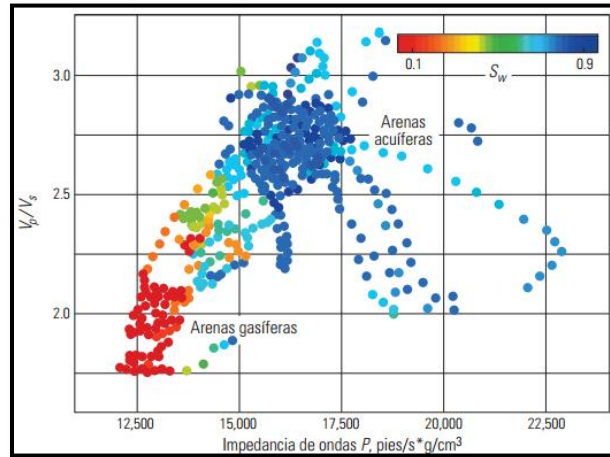
**Figura 21. Mapa de porosidades Campo Areque, obtenido mediante Inversión Sísmica, se revelaron intervalos con altas porosidades (púrpura y rojo), la línea negra es un posible pozo a perforar dentro del campo. Tomado de Barclay et al., 2008.**



En **Egipto** durante el año 2005 se realizaron varios tipos de inversiones en el Delta del Río Nilo que incluían inversiones con datos AVO. Se realizaron mediciones de las impedancias acústicas de ondas P, saturación de agua y relaciones  $V_p/V_s$  obtenidas por los registros, los cuales se representaron en una gráfica de interrelación (Ver Figura 22), para mostrar las relaciones que pueden aplicar a los resultados de la Inversión Sísmica.

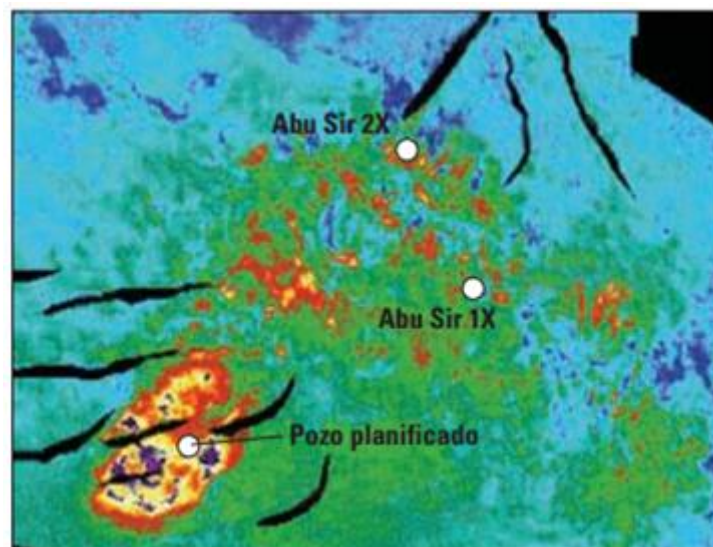
En esta cuenca se realizó inversión sísmica AVO, la cual permito definir tres parámetros como Impedancias de las Ondas P, Impedancias de las ondas S y densidad. Posteriormente se correlacionaron estos datos con los registros de pozos con los cuales se estimaron propiedades de las rocas y fluidos dentro del campo Apache el cual comprende un área de estudio de aproximadamente 1500 Km<sup>2</sup>.

**Figura 22. Correlación de impedancias acústicas con Saturación de agua. Las arenas limpias que contienen gas (rojo), las arenas con contenidos de agua (azul) y finalmente las arenas laminadas (amarillo). Tomado de Barclay et al., 2008.**



Las correlaciones de las propiedades de las rocas, efectuadas con datos de registro de cinco pozos, permitieron discriminar los fluidos presentes en las rocas sobre la base de la relación  $V_p/V_s$ , los cuales se utilizaron para construir los modelos de bajas frecuencias y posteriormente se integren con datos obtenidos de la Inversión AVO (Ver figura 23).

**Figura 23. Bajas impedancias de las Ondas P representada en colores rojo y púrpura y las altas en color azul y verde, se observa el pozo planificado cuya ubicación se dedujo de la inversión acústica. Tomado de Barclay et al, 2008.**



En **Australia** para el año 2006 empleando herramientas como la inversión sísmica y sus diferentes métodos, se logró recuperar un Campo operado en el área marina Occidental.

Buscando el tope y la base del área a explotar se realiza un análisis de física de rocas mediante registros de pozo se rebeló que el contraste de las impedancias de las ondas P, entre el yacimiento y unas lutitas suprayacentes se convertiría en el punto de partida. Con esto se logró explicar la dificultad que implica la identificación de ciertas características del yacimiento dentro de los datos de incidencia vertical.

Los procesos de inversión sísmica para ondas P, arrojo muy buenos resultados de alta calidad, los cuales se correlacionan fuertemente con los valores medidos en cuatro pozos. Los valores de impedancias acústicas se vieron más marcados hacia el tope del yacimiento.

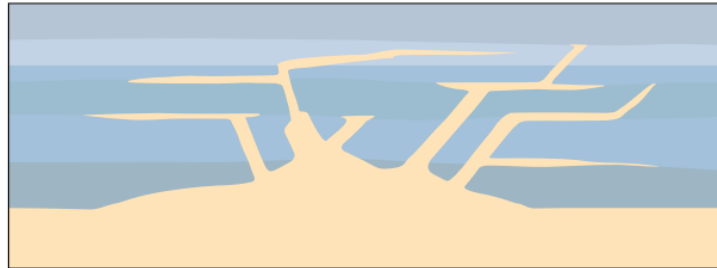
Para muchos casos la inversión sísmica también permite obtener una mejor visibilidad del yacimiento, ya que los contrastes de las impedancias acústicas entre dos litologías en ocasiones pueden ser tan pequeños que la interface generada entre ambas no genere algún tipo de reflexión con incidencia normal. Un ejemplo claro de este fenómeno es del Campo Alba situado en el **Mar del Norte**.

En este yacimiento se realizó un levantamiento sísmico en el año de 1996 y un nuevo levantamiento sísmico 3D para el año 2006, el cual permitió caracterizar mucho mejor el yacimiento.

Hay muchos campos en el mundo de este tipo los cuales se componen por inyectitas formados por la re-movilización de las arenas no consolidadas dentro de las capas de lutitas suprayacentes durante los periodos de esfuerzos diferenciales (Ver Figura 24). Este tipo de yacimientos son característicos por la

geomorfología irregular que presentan, además de tener arenas con altas porosidades distribuidas de manera aleatoria, a ello se debe la complejidad para representarlas dentro de la sísmica.

**Figura 24. Inyectitas Arenosas, se producen por la re movilización de arena no consolidada (Color Piel), dentro de las capas de lutitas suprayacentes (color gris). Tomado de Barclay et al, 2008. Pag 54.**

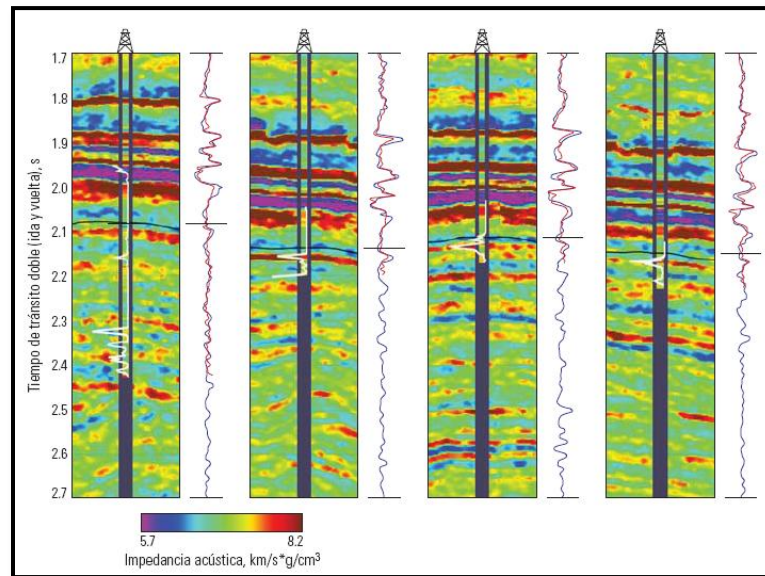


El intervalo Balder es la zona de interés para este campo compuesto por inyectitas arenosas que requería de otros métodos para poder caracterizarlo. Se observó con los estudios de modelado, que realizar una Inversión Sísmica previa al apilamiento de los datos, se mostraban las geometrías de las inyectitas arenosas. Se necesitó de un nuevo levantamiento sísmico para lograr definir los espesores y la extensión de la zona de interés dentro del yacimiento.

La empresa Schlumberger también ha empleado inversiones sísmicas múlticomponente en campos de Gas y Condensados como en El **Mar del Norte**. Donde se buscó la generación de propiedades elásticas del yacimiento, impedancias de ondas P, relaciones  $V_p/V_s$  y la densidad a partir de conjuntos de datos sísmicos, lo cual me permitirá calcular las propiedades geomecánicas con el fin de construir un modelo mecánico del subsuelo (Ver Figura 25). En cada panel, las impedancias medidas en el pozo se codifican en color, con la misma escala que los resultados de la inversión y se insertan en el centro del panel. El tope del yacimiento se marca con una línea negra casi horizontal. Las curvas blancas corresponden a registros de saturación de agua no escalados,

en los que la saturación de agua se reduce hacia la izquierda. A la derecha de cada panel, se observa una representación de la impedancia acústica obtenida del registro (rojo) y la impedancia acústica estimada sísmicamente en la posición del pozo (azul).

**Figura 25. Inversión simultánea para la obtención de la impedancia de ondas P. Las secciones de impedancia, obtenidas con el proceso de inversión, muestran una excelente correlación con los valores de cuatro pozos. Adaptado de Barclay et al, 2008.**



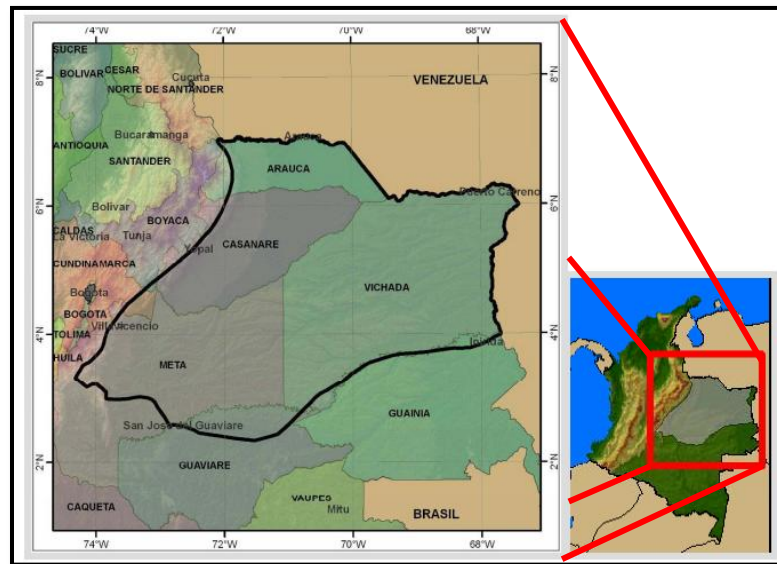
En **Colombia** la empresa CGG Veritas, una de las pioneras en el tema de la inversión sísmica, ha realizado procedimientos similares para empresas como Ecopetrol y Pacific Rubiales Energy, realizando inversiones de onda P, Inversiones Simultaneas, inversiones con datos pre-apilados variando el ángulo y hasta inversiones con Gaders, buscando cada vez resultados más precisos.

La inversión acústica es una herramienta bastante robusta para la obtención de información de las propiedades de las rocas de un yacimiento a partir de datos sísmicos, por lo cual las compañías a nivel mundial emplean primero este tipo de métodos antes de comenzar el proceso de perforación.

#### 4. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

La cuenca de Llanos se encuentra en la región oriental del país al Este de la Cordillera Oriental, conformada por los departamentos del Meta, Arauca, Casanare, Vichada, Guainía y Guaviare (Figura 26). Tiene aproximadamente 220.000Km<sup>2</sup> de los cuales 153.000Km<sup>2</sup> corresponden al área de prospectividad para los hidrocarburos, de estos últimos se ha adquirido información desde 1944; entre la que se encuentran 96.000Km<sup>2</sup> de sísmica, 1.000 Km de aerogravimetría y aeromagnetometría, 1.360 Pozos perforados, 136 campos productores, con una producción diaria en promedio de cerca 435 kbpd, de los cuales 187.000 son crudos pesados, 121.000 son crudos livianos, donde los grados API están entre 12° - 42° API (CDP. AHN, 2008). La zona de estudio está ubicada en la cueca de los Llanos Orientales, al oriente del Departamento del Meta.

**Figura 26. Localización de la Cuenca de Los Llanos Orientales, compuesta por los municipios de Meta, Arauca, Casanare, Vichada, Guainía y Guaviare. Tomado de CDP, ANH, 2008.**



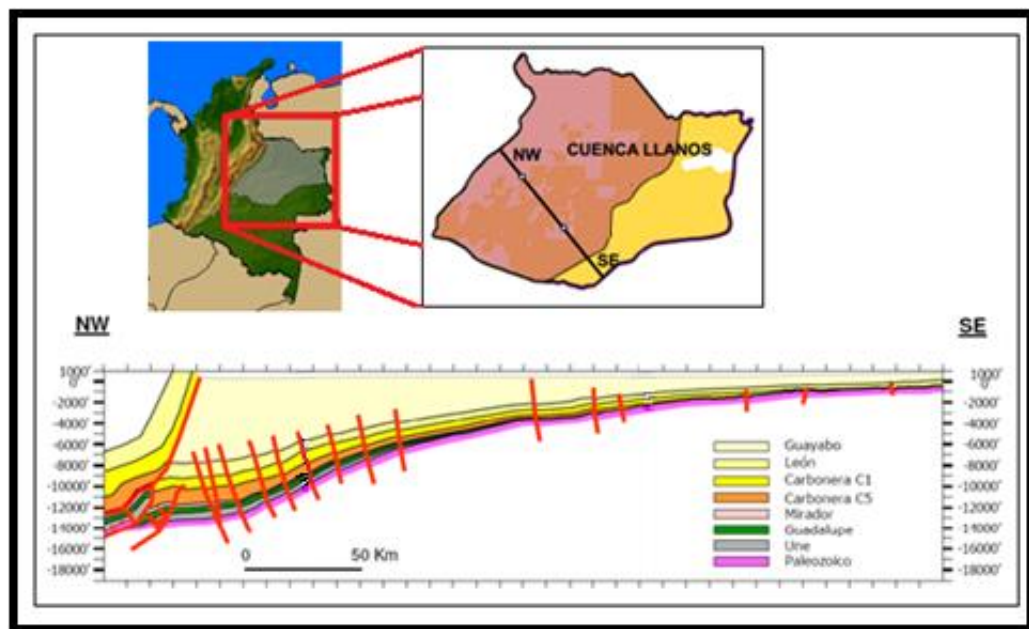
## 5. GEOLOGÍA REGIONAL

### 5.1. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL REGIONAL

La Cuenca de Los Llanos Orientales es una depresión estructural asimétrica del bloque hundido entre la Cordillera Oriental y el Escudo de Guayana, con un prisma sedimentario de 13 Km de espesor, dentro del cual se encuentran rocas marinas y continentales del Paleozoico, Cretáceo, Terciario y Cuaternario, que se adelgazan hacia el oriente hasta desaparecer sobre el Escudo (Figura 27).

Estructuralmente tiene pliegues y fallas de cabalgamiento en el piedemonte, y fallas normales hacia el oriente (Lobo. A., 2009).

**Figura 27. Geología estructural de la cuenca de llanos orientales, se evidencia un monoclinal cuyas unidades fueron depositadas sobre el basamento cristalino, sin complejidad estructural, se muestran fallas normales y de cabalgamiento al NW de la cuenca. Tomado CDP, ANH. 2011.**



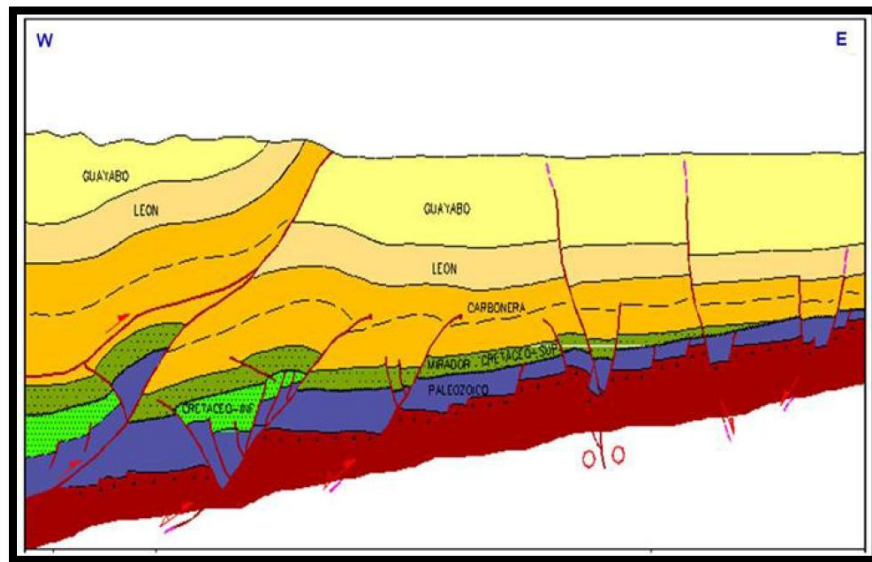
El piedemonte llanero es la transición entre un cinturón deformado y una cuenca antepaís. El cinturón deformado avanza hacia el oriente por el fracturamiento y desplazamiento de las unidades litológicas, mediante fallas de bajo ángulo. El origen de estas deformaciones se asocia a la convergencia que tiene las diferentes placas tectónicas en la parte Norte de Suramérica, desde el cretácico superior hasta la actualidad, lo cual ha permitido esfuerzos tangenciales en el escudo y generando importantes movimientos de rumbo (López. R., 2004).

La acreción de la Cordillera Occidental durante el Cretácico Tardío al Eoceno Medio, permitió el desarrollo del espacio de acomodación donde una secuencia de sedimentos de la Cuenca Antepaís logro ser depositada. Este proceso de sedimentación finalizó con un importante evento tectónico de deformación ocurrido hacia el Eoceno Medio en este sector de la cuenca, el cual posibilitó el restablecimiento de una etapa de sedimentación en la cuenca de antepaís, específicamente en las áreas de la Cordillera Oriental y de los Llanos, generando depósitos fluviales, de llanuras costeras y perimareales de las Formaciones Mirador y Carbonera durante el Eoceno Medio y el Oligoceno. La configuración actual de la Cuenca de los Llanos, puede dividirse en dos dominios estructurales principales: Dominio del Piedemonte y dominio de los Llanos, este último se divide en dos subdominios bien definidos: Llanos de Casanare-Arauca y Llanos del Meta (Gómez. Y. et al., 2009).

El campo de estudio se describe como un monoclinal de rumbo NNE-SSW, localizado en la cuenca de antepaís, donde los sedimentos Paleógenos y Neógenos descansan discordantemente sobre rocas Precámbricas y Paleozoicas del Escudo de la Guyana. Localizado bajo el subdominio estructural de Llanos del Meta, cuyo estilo presenta fallas normales con vergencia hacia el Oeste y sus correspondientes fallas antitéticas con

vergencias hacia el Este (Ver Figura 28), causadas por flexión en respuesta a la carga tectónica impuesta por la Cordillera Oriental (Gómez. Y. et al., 2009).

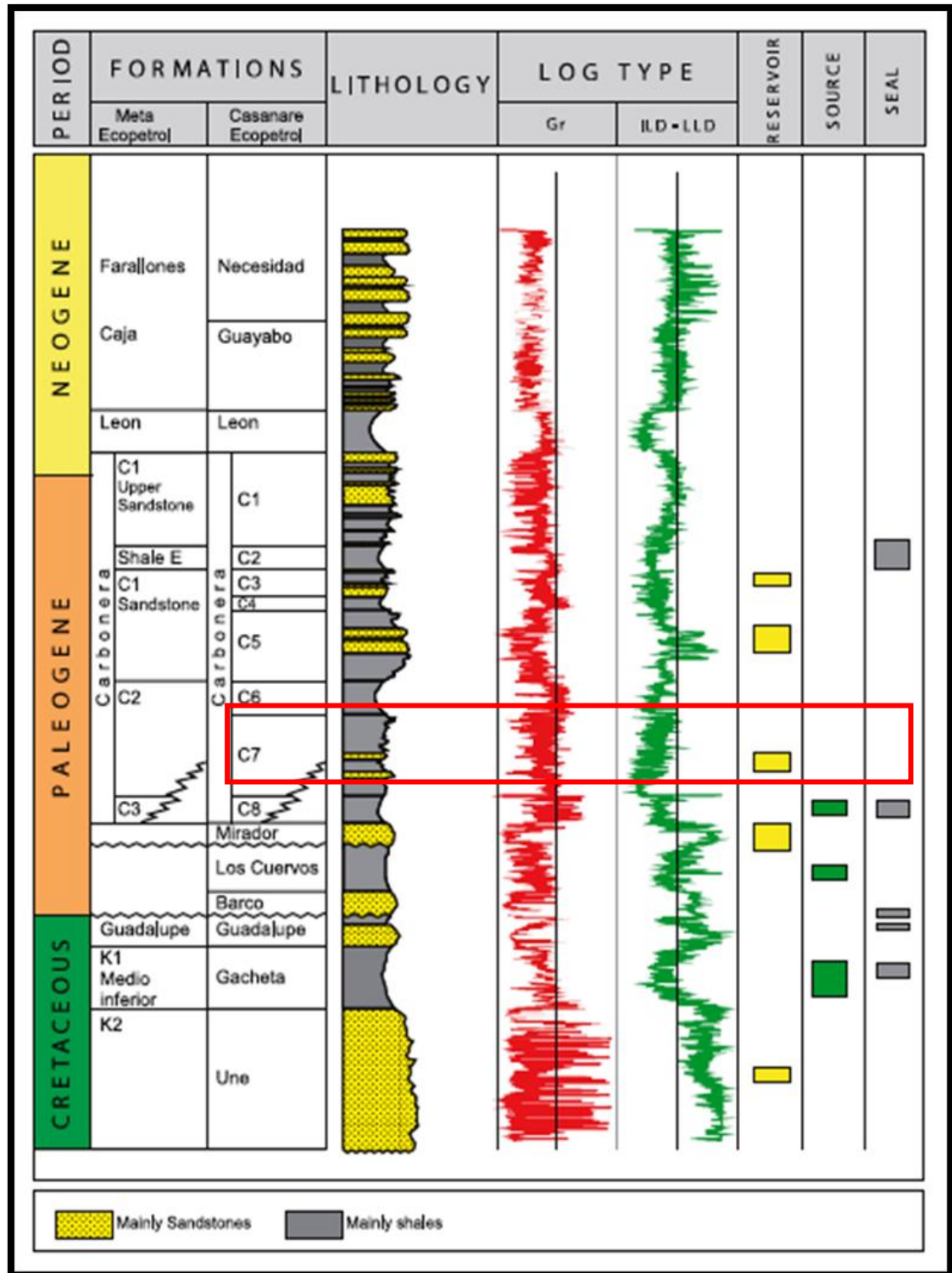
**Figura 28. Corte esquemático Regional de la Cuenca de los Llanos Orientales Tomado de Ecopetrol, 1995.**



## 5.2. ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía de la cuenca comprende el basamento Paleoproterozoico, Paleozoico y las secuencias sedimentarias de las Formaciones Carbonera, (se encuentra dividida en 7 Unidades), León, y Guayabo, las cuales comenzaron su depositación a finales del cámbrico y comienzos del Ordovícico (Ver Figura 29). La identificación de cada una de ellas se realizó con Tracks de registros de pozos del campo (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón).

Figura 29. Columna Estratigráfica Generalizada De La Cuenca Llanos Orientales, que enmarca en rojo el área de interés. Tomado de Barrero et al, 2007.



### **5.2.1. PALEOPROTEROZOICO**

Conformado por el escudo Guayanés, del cual hacen parte rocas Ígneas y Metamórficas de alto grado como neises, migmatitas, granitos, meta-sedimentos conglomeraticos, arenáceos y volcánicos que afloran al occidente de la cuenca del Río Orinoco y en la Serranía de la Macarena, representadas por el Complejo Migmatítico de Mitú y el Granito de Parguaza, datadas entre 1025 y 1600 Ma. (Jimenez. J., 2010).

### **5.2.2. PALEOZOICO**

La secuencia Paleozoica se encuentra en contacto discordante sobre el basamento cristalino, su depositación comenzó a finales del cámbrico y comienzos del Ordovícico con una transgresión marina (Pérez et al, 1982). En los Tracks se observa una respuesta de un grupo arenoso bien definido con respuesta semejante a la de un aceite, debido a la alta salinidad del agua y la densidad (peso relativo) de la roca consolidada. (Ver figura 30)

### **5.2.3. CENOZOICO**

#### **5.2.3.1. Formación Carbonera**

En el estudio Evaluación Regional Meta (1998), realizado por el ICP, se determinó que la formación Carbonera está limitada de base a tope por las superficies de máxima inundación de mayor relación A(área)/S(Superficie) y con contactos transicionales entre la formación infrayacente Mirador y la suprayacente León. Se presenta un pinchamiento del Cretáceo, Paleoceno y Eoceno hacia la parte occidental – central del sector de estudio que controla la

posición estratigráfica de las arenas C7, C5, C3 y C1 de la Formación Carbonera entre el Oligoceno – Mioceno medio.

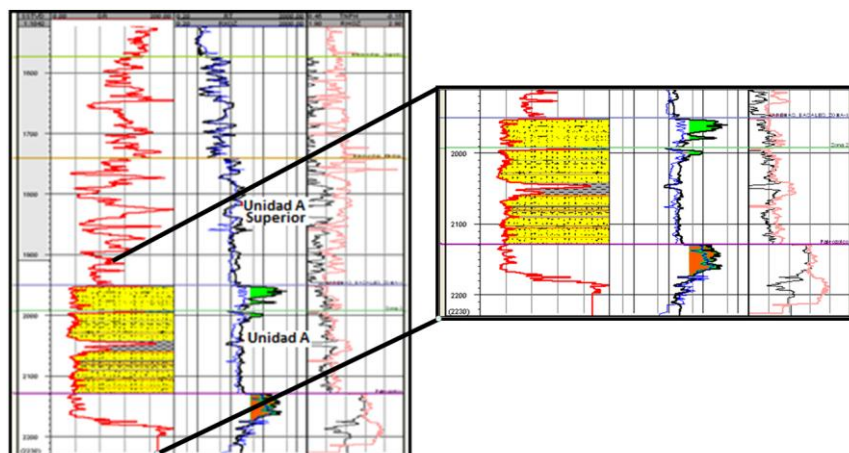
Esta formación se divide en 3 grandes grupos que son Unidad A (C7), Unidad A superior (C6 - C3) y C2 – C1:

### Unidad A (C7)

Definida por Ecopetrol, ICP 2011 como unidad C7, está compuesto por una secuencia masiva de arenas, las cuales hacen parte del reservorio principal de la cuenca de los Llanos, son depósitos fluviales que presentan una intercalación de lodolitas y arcillolitas de las llanuras de inundación, areniscas de depósitos de barra y crevasse splay. (Ecopetrol, ICP. Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio).

De acuerdo a los registros de pozo, las arenas de interés tienen porosidades entre 20-30%, permeabilidades entre 1000-28000 MiliDarcy y un bajo contenido de arcilla en la matriz (Vclay).

**Figura 30. Track de los registros de pozos Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón, mostrando el grupo 1 y 2 de la Formación Carbonera y un acercamiento a la unidad productora de la Formación Carbonera, grupo C7, Unidad A. Tomado Ecopetrol, ICP. 2011.**



### **5.2.3.2. Formación León (Mioceno Medio)**

Esta formación consiste de una secuencia arcillosa de depósitos lacustres, con pequeñas interestratificaciones arenosas y carbonosas, color gris verdoso y café ocasionalmente micáceo (Ver Figura 31). Se depositó en un ambiente marino transicional. (Robertson Research, 1985).

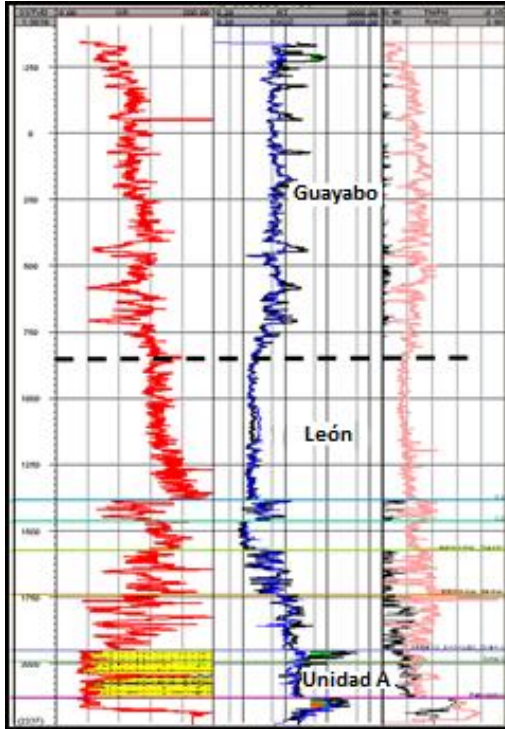
### **5.2.3.3. Formación Guayabo (Mioceno Superior – Plioceno)**

Se define como una secuencia de areniscas, lodolitas y arcillolitas interestratificadas (Figura 31). Las lodolitas son de colores gris, café, crema y rojo. Las areniscas son macizas y friables (Robertson Research, 1985), el ambiente de depositación de esta formación es fluvial continental. Posee un espesor aproximado de 5.000 pies, y se encuentra en contacto neto con la formación León.

### **5.2.3.4. Cuaternario**

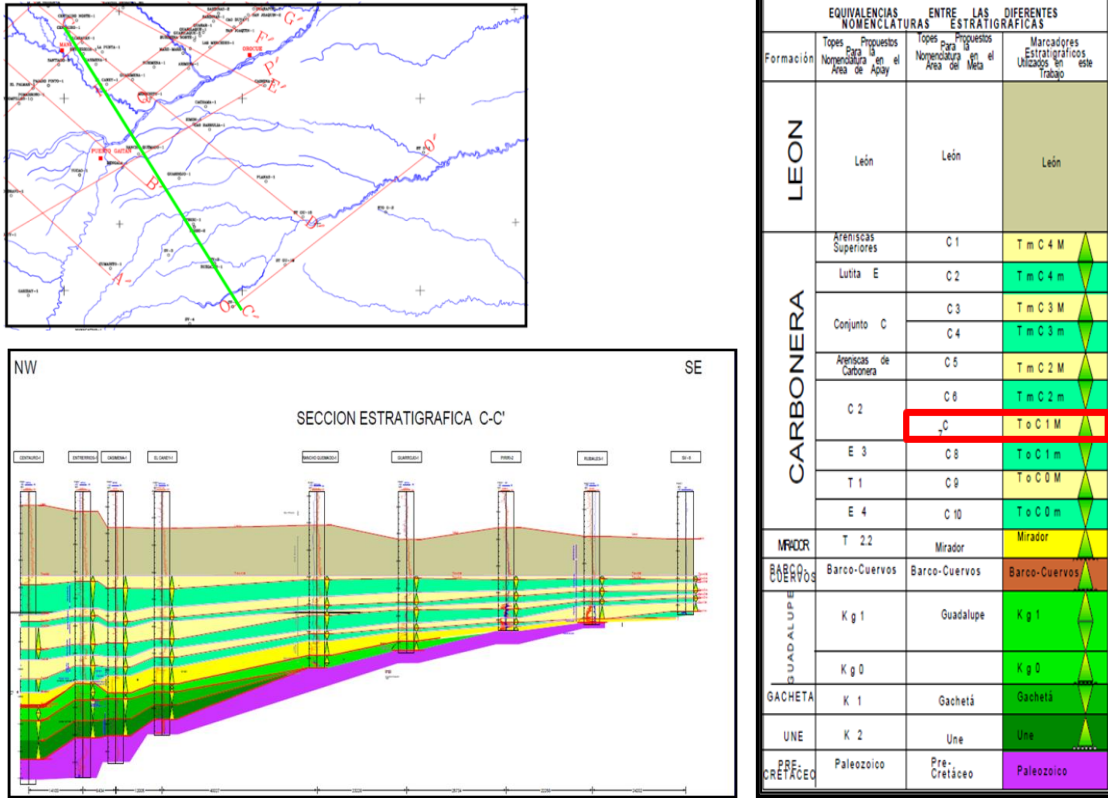
Esta es representada por sedimentos aluviales y terrazas bien desarrolladas, con predominancia de gravas no consolidadas con espesores variables (Robertson Research, 1985).

**Figura 31. Track de los registros de pozos Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón, mostrando las Formaciones Guayabo y León Shale, se evidencia que son miembros menos arenosos que la unidad infrayacente Carbonera. Tomado de Ecopetrol, ICP. 2011.**



Cabe destacar la continuidad, el adelgazamiento y el pinchamiento regional de las unidades hacia el Este de la cuenca, como se muestra en la Figura 32 donde las formaciones Cretácicas Une, Gacheta, Guadalupe y Barco – Cuervo, se pinchan contra el basamento hacia la parte occidental – central del área de estudio, esto controla (hacia el Este) la continuidad y posición estratigráfica, en el tiempo, de las arenas C7, C5, C3 y C1 de la Formación Carbonera entre Oligoceno - Mioceno Medio. También se presenta continuidad de la Formación León Shale y el adelgazamiento de las Formaciones Mirador y Carbonera. Evidenciando un mayor registro en la secuencia del Mioceno-tardío, la cual sufrió el levantamiento más fuerte de la Cordillera Oriental del Colombia (Gabela, 1985).

**Figura 32. Mapa De Pozos, Correlaciones Estratigráficas en dirección NW - SE y Leyenda de la Correlación Estratigráfica para la cuenca Llanos Orientales. Tomado, Modelo Estratigráfico En El Piedemonte Llanero Y La Cuenca De Los Llanos Orientales, ICP, 2000.**



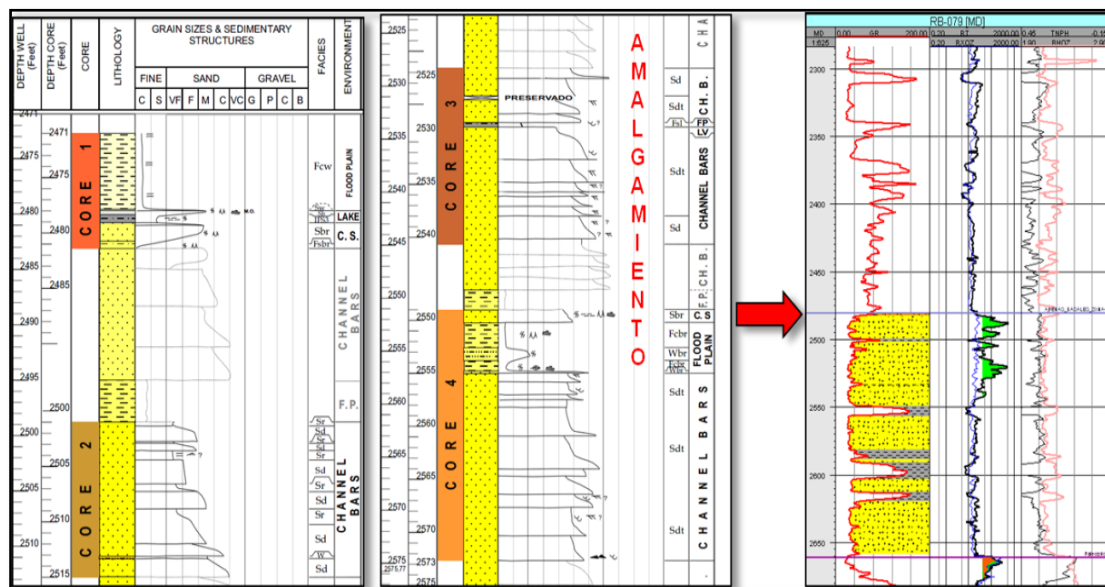
### 5.3. AMBIENTE GENERAL DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS

La Formación Carbonera datada entre el Oligoceno y el Mioceno Medio, se depositó bajo un ambiente fluvio-lacustre y de planicie costera superior, los depósitos que se presentan son canales de tipo “crevasse splay” o rellenos de lagos y lodolitas lacustres, y de llanura de inundación (Fajardo et al., 1997). Identificando canales ramificados, canales meandriformes y cuerpos progredientes de ambientes continentales. Hacia la parte basal de la Formación Carbonera se interpreta canales semi-trenzados con evidencia de canibalismo y facies de carácter más transicional (bahías o estuarios). Los intervalos lodosos

se interpretan como profundización o somerización de los lagos, bahías o estuarios (Op Cit. 2010).

A partir de la descripción de núcleos (Ver figura 33) se interpretó el tamaño de grano, cuyo dominio se representa principalmente por arenas de alta energía, evidenciado por las secuencias granodecrecientes que se amalgaman hacia el tope.

**Figura 33. Segmento de la Columna estratigráfica, basada en núcleos y Registros de pozos. Tomado Modelamiento Estático Y Dinámico. Zona de Estudio. Ecopetrol, ICP. 2011**

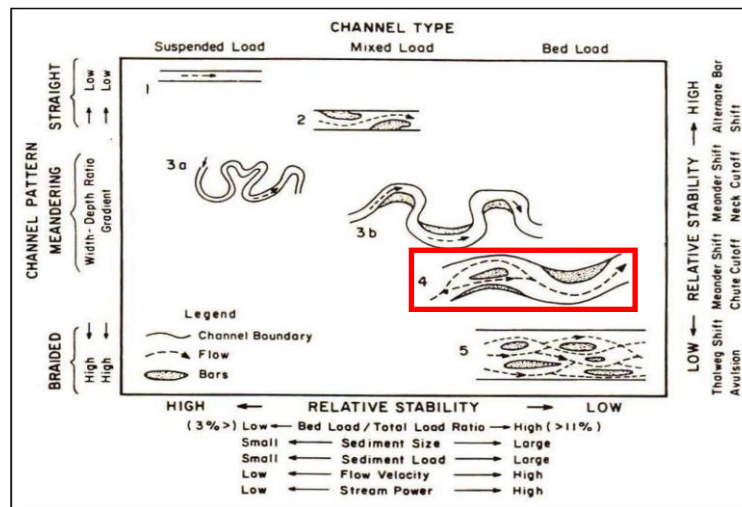


La unidad de interés está caracterizada hacia la parte Este como una secuencia de unidades granodecrecientes, conformadas por cuarzoarenitas de grano grueso a muy grueso, granulosa de color amarillo grisáceo, con guijos distribuidos aleatoriamente y estratificación cruzada en artesa marcada por sets de grano grueso. Estas secuencias se interpretan ambientalmente como depósitos de canales fluviales amalgamados, seguidos de facies más finas conformadas por arcillolitas limosas masivas, bioturbadas con raíces, las cuales fueron descritas como depósitos de llanura de inundación (Flood Plain).

El término arquitectura fluvial fue usado por J.R.L Allen., comprende la geometría y el orden interno de los canales y de los depósitos en una secuencia fluvial. La correlación es comúnmente un problema en los depósitos fluviales por los rápidos cambios de facies laterales y la carencia de marcadores del cauce junto a las numerosas superficies de erosión interna.

Con el fin de determinar el tipo de río y la geometría de sus canales se utilizó la clasificación de Schumm (1963) basada en la relación de la carga de sedimentos con la estabilidad del cauce, su geometría y su sinuosidad. Estableciendo tres tipos de cauces: estables, erosionable y depositante, proponiendo subclases relacionadas con la forma de transporte del sedimento, ya sea en canales de plataforma de carga, canales de carga mixta y canales de carga suspendida, donde se relaciona la geometría y carga del canal, las estructuras internas y sus relaciones laterales, dentro los sistemas fluviales. Otro sistema de clasificación es el propuesto por Rust (1978), usando el parámetro del trenzado, que relaciona el número de trenzas, por la longitud de onda del meandro. Las trenzas son definidas por la línea media de los canales que rodean cada barra trenzada. Aquí se distinguen dos sistemas de canal; simple y múltiple, el primero se considera moderadamente trenzado y el segundo altamente trenzado, diferenciados por el tipo de sinuosidad. La Figura 34 muestra la clasificación de los ríos según el tipo de canal, basado en la carga de sedimento, el canal de interés para este proyecto es el estilo “errante” (modelo 4) el cual es intermedio entre trenzado y meandriforme.

**Figura 34. Clasificación simple de canal basado en la carga de sedimentos. Tomado de The Geology of Fluvial Deposits. 1996.**









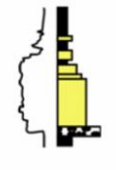




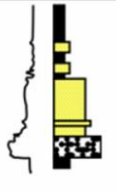



Estos ríos tienen una estabilidad relativa, donde el canal dominante es de intermedia a alta sinuosidad, pero también contienen corto alcance trezado con barras e islas. Las causas del estilo errante no están claras, aunque Brierley y Hickin (1991) describen un cambio aguas abajo dentro de un solo río de trezado a sinuoso, como la pendiente y la disminución del tamaño de grano, representando una condición transitoria.

En Figura 35, se muestran tres patrones de canal dependiendo del tipo de carga de sedimento diferente al conjunto clásico de estilos fluviales (de la Figura 34), los cuales son: Canales de Plataforma de Carga, Canales de Carga Mixta y Canales de Carga Suspendida; el patrón 1 de la Figura 35 ilustra canales de plataforma de carga, mostrando un canal recto con una vaguada (línea de puntos más bajos en lecho fluvial) sinuosa, con barras alternadas en desarrollo en el interior de los meandros. Este patrón se da en distributarios delta de baja pendiente. Crowley (1983) también sugirió que se desarrolla como una forma intermedia entre la baja sinuosidad trezada y los sistemas sinuosos en algunos ríos de lecho de arena.

El patrón 3 de la Figura 35 ilustra canales de carga suspendida, que corresponde a un río anastomosado, caracterizados por una red de relativa estabilidad y los canales interconectados de baja a alta sinuosidad. Suelen mostrar laderas bajas y altas tasas de agradación. El trabajo de D.G. Smith sugiere que el patrón anastomosado se ve favorecido por las altas tasas de agradación causada por una rápida subsidencia, pero con represamiento aguas abajo, efecto causado por el control de lecho de roca local.

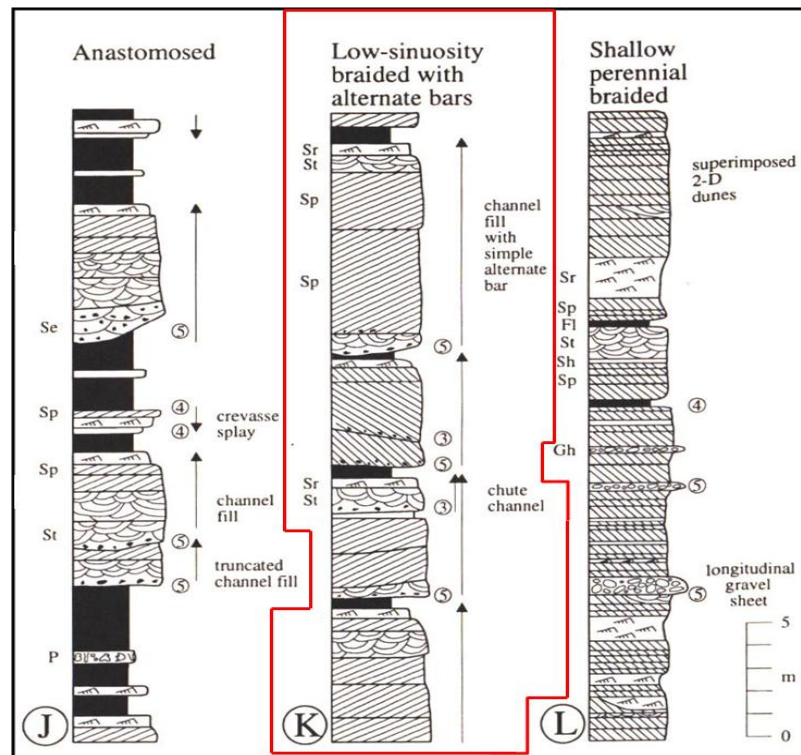
**Figura 35. Clasificación general de ríos dependiendo el tipo de sedimento que arrastra. Modificado de Golloway and Miall 1996.**

CHANNEL TYPE	COMPOSITION OF CHANNEL FILL	CHANNEL GEOMETRY		INTERNAL STRUCTURE		LATERAL RELATIONS
		CROSS SECTION	MAP VIEW	SEDIMENTARY FABRIC	VERTICAL SEQUENCE	
BED LOAD CHANNEL	DOMINANTLY SAND	 HIGH WIDTH / DEPTH RATIO LOW TO MODERATE RELIEF ON BASAL SCOUR SURFACE		 BED ACCRETION DOMINATES SEDIMENT INFILL		 MULTILATERAL CHANNEL FILL COMMONLY VOLUMETRICALLY EXCEEDS OVERBANK DEPOSITS
MIXED LOAD CHANNEL	MIXED SAND, SILT AND MUD	 MODERATE WIDTH / DEPTH RATIO HIGH RELIEF ON BASAL SCOUR SURFACE		 BANK AND BED ACCRETION BOTH PRESERVED IN SEDIMENT INFILL		 MULTISTORY CHANNEL FILLS GENERALLY SUBORDINATE TO SURROUNDING OVERBANK DEPOSITS
SUSPENDED LOAD CHANNEL	DOMINANTLY SILT AND MUD	 LOW TO VERY LOW WIDTH / DEPTH RATIO HIGH RELIEF SCOUR WITH STEEP BANKS, SOME SEGMENTS WITH MULTIPLE THALWEGS		 BANK ACCRETION DOMINATES SEDIMENT INFILL		 MULTISTORY CHANNEL FILLS ENCASED IN ABUNDANT OVERBANK MUD AND CLAY

Finalmente usando la clasificación de litofacies fluviales, basadas en la realizada por Miall (1996) en donde muestra 17 ejemplos de estilos fluviales de la A – P. Los cuales reúnen aspectos de un ambiente en particular, como sus facies y la arquitectura fluvial para reconstruir las variaciones locales y los pequeños cambios en los controles de depósito, la tectónica, el nivel base, el clima, la fuente de sedimento, la vegetación, entre otras.

En la Figura 36 se muestran 3 columnas típicas de los estilos fluviales J caracterizado por bajos gradientes y baja energía de flujo, la migración lateral del canal y llanuras de inundación mínimas, careciendo de barras de desplazamiento y meandros; el estilo K intermedio entre meandriforme y trenzado, donde la dirección de acreción es oblicua descendente en lugar de perpendicular al margen del canal, como en los ríos de alta sinuosidad y la acumulación comúnmente toma la forma de gran escala, de alto ángulo transversal en la sedimentación, en lugar de un conjunto pequeño.

**Figura 36. Litofacies fluvial típica y perfil vertical para tres estilos fluviales Anastomosado, Trenzado con Baja Sinuosidad con Barras Alternadas y Trenzado Superficial. Las flechas verticales indican la sucesión cíclica de varios tipos de litología, que muestran la dirección de depositación y adelgazamiento. Los números en los círculos indican rango de delimitación de la superficie. Códigos de litofacies se dan a la izquierda de la columna. Miall, A, 1996.**



De acuerdo a lo expuesto anteriormente dentro del área de interés se tiene un ambiente transicional con el patrón canales de plataforma de carga (patrón 1 de la Figura 35), los cuales son de poca profundidad permitiendo una mejor continuidad lateral y conectividad, lo que lo convierte en un ambiente propicio para la acumulación de hidrocarburo.

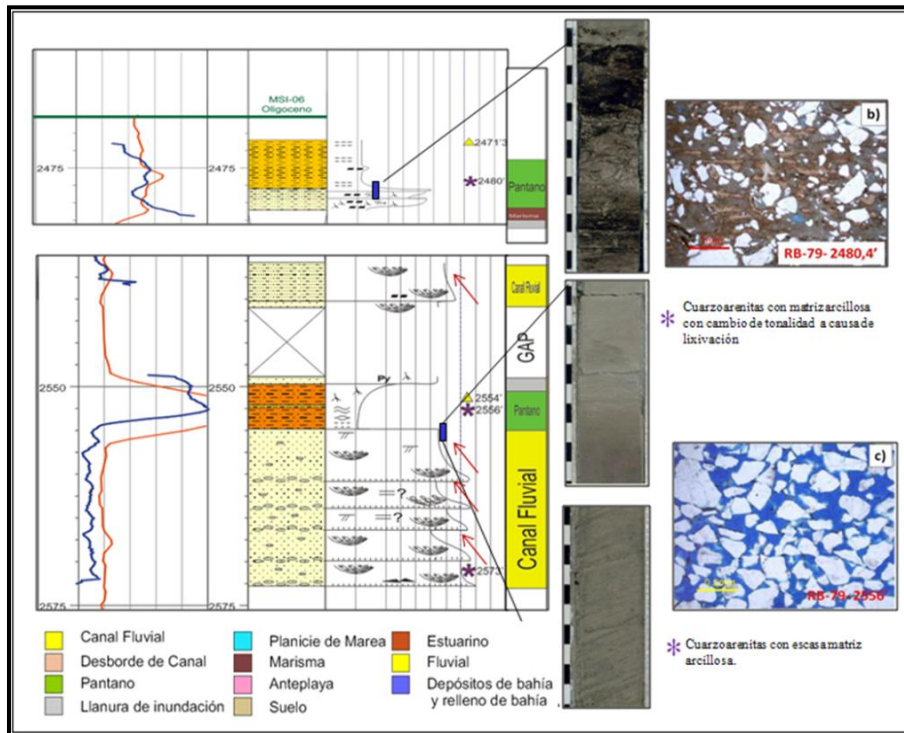
Para el área de interés (Unidad C7) son depósitos con cierta influencia mareal restringida en algunos intervalos, en el que predominan barras de canal, crevasse splay y depósitos de floodplain. El sistema corresponde a un sistema de ríos principalmente trenzados con baja sinuosidad meandriforme, tiene barras alternadas tipo K, con alta tendencia progradacional y poca agradacional (ICP-Ecopetrol. 2010).

En muestras de núcleo realizadas a diferentes pozos dentro del campo se observa hacia el tope areniscas con matriz arcillosa, bioturbadas con intraclastos, fragmentos de raíces marcados por materia orgánica carbonosa, continuando lodolitas con laminación plana discontinua, las cuales se interpretaron ambientalmente como un depósito de pantano (Swamp) con algo de influencia marina. (Ver Figura 37). El reporte palinológico, registra la presencia del esporomorfo *Cicatricosisporites dorogénsis*, asociado a frecuencias altas de *Cyclusphaera scabrata*, *Polypodiisporites* sp. y *Spirosyncolpites sipralis*. Estas asociaciones palinológicas permiten inferir una edad de Oligoceno Tardío para la unidad C7.

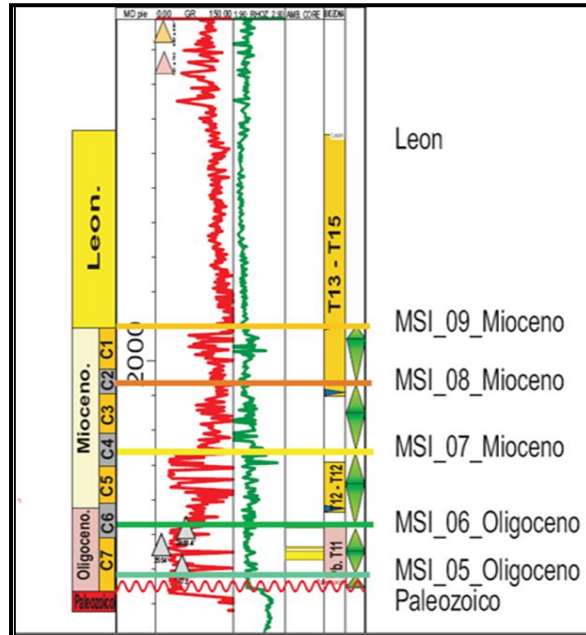
La interpretación estratigráfica secuencial, a partir de registros, se llevó a cabo con la definición de ciclos estratigráficos de alta, mediana y baja frecuencia. Un ciclo estratigráfico se define entre dos superficies o eventos de máxima relación espacio de acomodación (A) contra suministro de sedimento (S) en una relación A/S. Se correlacionaron exclusivamente ciclos estratigráficos de baja frecuencia (Ver figura 38), estos ciclos fueron correlacionados y soportados con datos

bioestratigráficos y se identificaron nueve superficies estratigráficas que corresponden a máximas superficies de Inundación (MSI-#) (Informe Interno. Ecopetrol, ICP. 2011).

**Figura 37. Secuencias de canales fluviales amalgamados; facies más finas bioturbadas de pantano o marisma, asociados probablemente a estuarios, al tope de la Formación A de un pozo. Tomada de Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio. Ecopetrol, ICP, 2011.**



**Figura 38. Superficies de correlación estratigráfica MSI05 hasta MSI09 definidas entre el Oligoceno Temprano - Mioceno Medio, ubicación cronoestratigráfica de los miembros de la Formación Carbonera. Tomada de Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio. Ecopetrol, ICP, 2011.**



Con todas las características expuestas anteriormente se establecieron 4 agrupaciones de litofacies las cuales están definidas por los contenidos y la calidad de las arenas. Las litofacies 1 y 2 corresponden a arenas de barras de canal, donde las primeras tienen mejores características como roca reservorio, las litofacies 3 y 4 son facies de desborde de canal y tiene un mayor contenido de material fino. (ICP-Ecopetrol. 2010).

**Litofacies 1:** Arenas pertenecientes a barras de canal y natural leave. Facies reservorio (25% - 35% de porosidad efectiva)

**Litofacies 2:** Arenas de menor calidad, asociadas a barras de canal y depósitos de natural leavee con mayor contenido de arcilla. Facies reservorio. (20 – 30% de porosidad efectiva)

**Litofacies 3:** Arenas arcillosa con porosidad entre 20-18% (porosidad efectiva). Facies de desborde.

**Litofacies 4:** Depósitos del Overbank con 0% de porosidad efectiva.

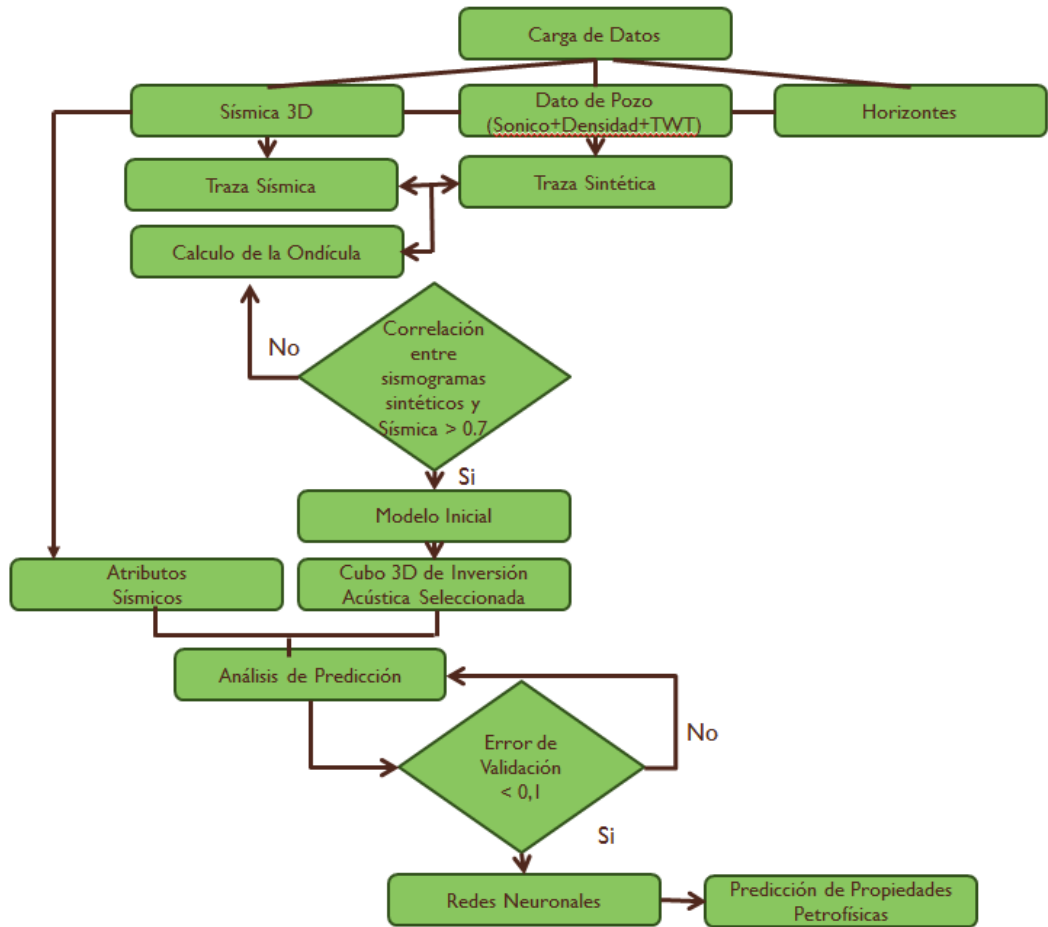
## 6. METODOLOGÍA

La descripción de la metodología utilizada durante el desarrollo de este proyecto, se tiene en cuenta desde el momento del inventario de la data disponible hasta el momento de plantear las conclusiones. Este trabajo de investigación se desarrolló en 5 etapas:

1. Fase de recopilación y análisis bibliográfico
2. Fase de Inventario y carga de datos
3. Fase de Factibilidad e Inversión Sísmica
4. Fase de análisis de atributos sísmicos y predicción de propiedades petrofísicas, generación de cubos de Porosidad y Volumen de arcillas (Vclay).
5. Fase de análisis de resultados y conclusiones

En la figura 39 se muestra el flujo de trabajo aplicado a la realización del proyecto.

Figura 39. Flujo de trabajo para la realización del proyecto.



## **6.1. FASE DE RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO**

Esta fase es una de las más amplias ya que se realiza durante todo el transcurso del proyecto. Consiste en la recopilación de información sobre temas relacionados con estudios previos realizados en el campo y en la cuenca de estudio, la aplicación de atributos sísmicos e inversión acústica en la determinación de conceptos, propiedades petrofísicas, relaciones y cálculos matemáticos implícitos.

Adicionalmente se cuenta con información proporcionada por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) en trabajos conjunto con el grupo de Caracterización de Yacimientos. El marco geológico está comprendido por diferentes elementos como el estructural, estratigráfico y sedimentológico del área de estudio, descripción de registros de pozos y núcleos, además de información recolectada en publicaciones científicas, artículos y proyectos de grado enfocados en el desarrollo de este método.

## **6.2. FASE DE INVENTARIO Y CARGA DE DATA**

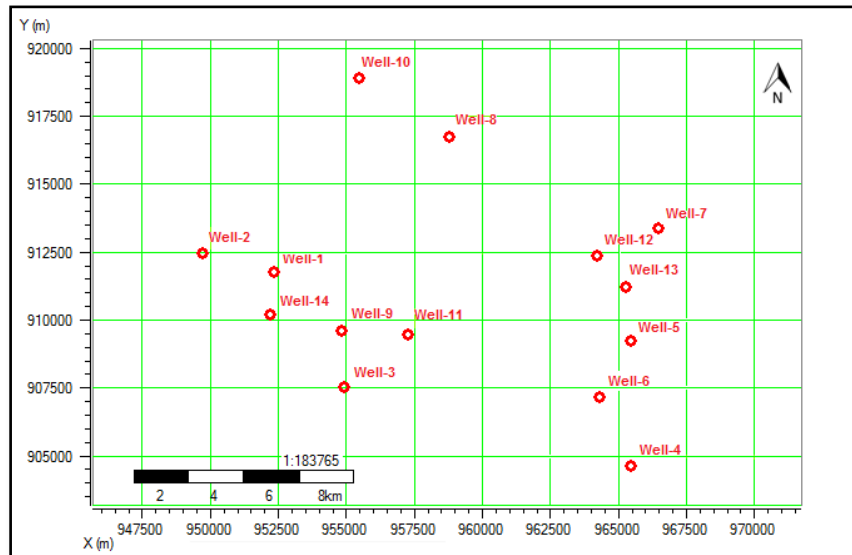
La data disponible para la realización del proyecto comprende un Cubo Sísmico 3D tomado en el 2008, en formato SEG-Y, con una resolución de 2 (ms) y un área de 263,26 Km<sup>2</sup>. Adicionalmente se cuenta con 14 pozos dentro de la sísmica, los cuales tienen un set de registros completos e indispensables para la realización del proyecto (Tabla. 1). Se descarta el Well-1 y el Well-7, ya que no tienen una corrida de registros confiable. El yacimiento se encuentra entre los 650 y los 950 milisegundos [ms] (Imagen sísmica aceptable hasta los 1200 ms), enmarcado en la secuencia C7, entre la discordancia angular del Paleozoico y una unidad de edad Oligoceno Tardío.

**Tabla 1. Registros de pozos, usados en el proyecto. Gamma Ray (GR), Sónico (DT), Densidad (RHOZNC), Porosidad (PHIE), Volumen de arcillas (VCL).**

<b>Pozos</b>	<b>GR (gapi)</b>	<b>DT (s/Ft)</b>	<b>RHOZNC (g/cc)</b>	<b>PHIE (dec)</b>	<b>VCL (%)</b>
<b>Well-01</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-02</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-03</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-04</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-05</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-06</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-07</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-08</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-09</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-10</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-11</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-12</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-13</b>	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Well-14</b>	Si	Si	Si	Si	Si

El cubo sísmico 3D fue cargado en las plataformas Hampsson-Russell y Petrel. Una vez cargados y ajustados en tiempo mediante los check shots, se cargaron 4 horizontes previamente identificados por el grupo de Caracterización de Yacimientos del ICP en el 2011, los cuales enmarcan las zonas de interés, delimitando el intervalo de tiempo para la inversión. Se verifica el ajuste en tiempo de todos los datos del proyecto. La distribución de los pozos dentro del área de estudio se parecía en la Figura 40.

**Figura 40. Distribución de los pozos dentro del área de estudio.**



### 6.3. FASE DE INVERSIÓN SÍSMICA

Es una de las fases más complejas e importantes dentro del proyecto, una vez cargados los datos y corregidos los registros, se realiza el análisis de factibilidad previo a la corrida de la inversión con el fin de saber si el procedimiento va a representar resultados confiables y que tan alto es el grado de discriminación para las litologías en el yacimiento.

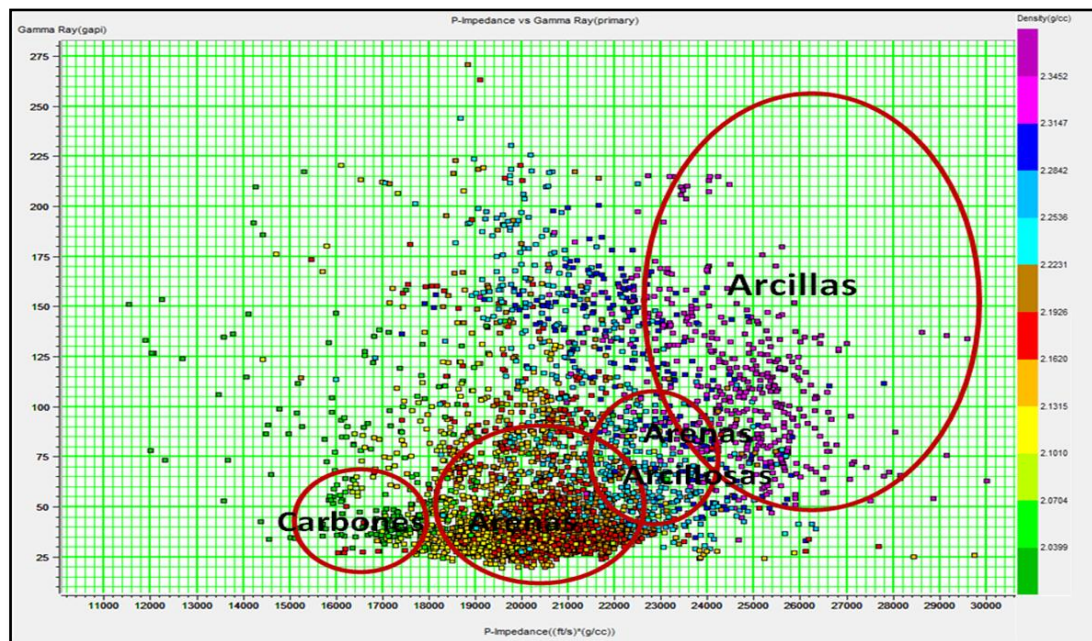
#### 6.3.1. Análisis de Factibilidad

La petrofísica del campo resolvía claramente las características litológicas del terreno, identificando el volumen de arcillas (Vclay), porosidad, permeabilidad y litofacies. Con base en estos datos y una serie de pruebas se realizó el análisis de factibilidad para la inversión, cuyo fin es determinar si la información

existente, permitiría obtener una buena discriminación entre arenas y arcillas en el resultado de la inversión de impedancias acústicas que se realizara como parte de la caracterización del yacimiento.

Con base en este análisis se realizó un gráfico cruzado (Figura 41), del valor de Impedancias acústicas contra el registro de Gamma Ray (GR), con colores de Densidad, el cual mostro una separación entre las diferentes litologías identificadas en el campo como carbones, arenas, arenas arcillosas y arcillas.

**Figura 41. Gráfico cruzado de Impedancias Acústicas vs Gamma Ray, color de discriminación corresponde a valores de densidades, donde el color verde son las densidades más bajas y el morado son altas.**



Basados en este grafico podemos determinar que la inversión lograra mostrar una discriminación entre arenas y arcillas, aunque se produzca un traslape de puntos en la zona arenosa que podría incluir otro tipo de litologías, ya que la cantidad de puntos favorece la discriminación por impedancias, densidades y

valores de Gamma Ray para las arenas de mejor calidad del yacimiento. Adicionalmente se realizaron otros gráficos cruzados de Impedancias contra Densidad, Velocidad (Sónico), Porosidad y contenido de arcillas, para analizar la relación entre cada una de estas propiedades, los cuales son mostrados en los resultados.

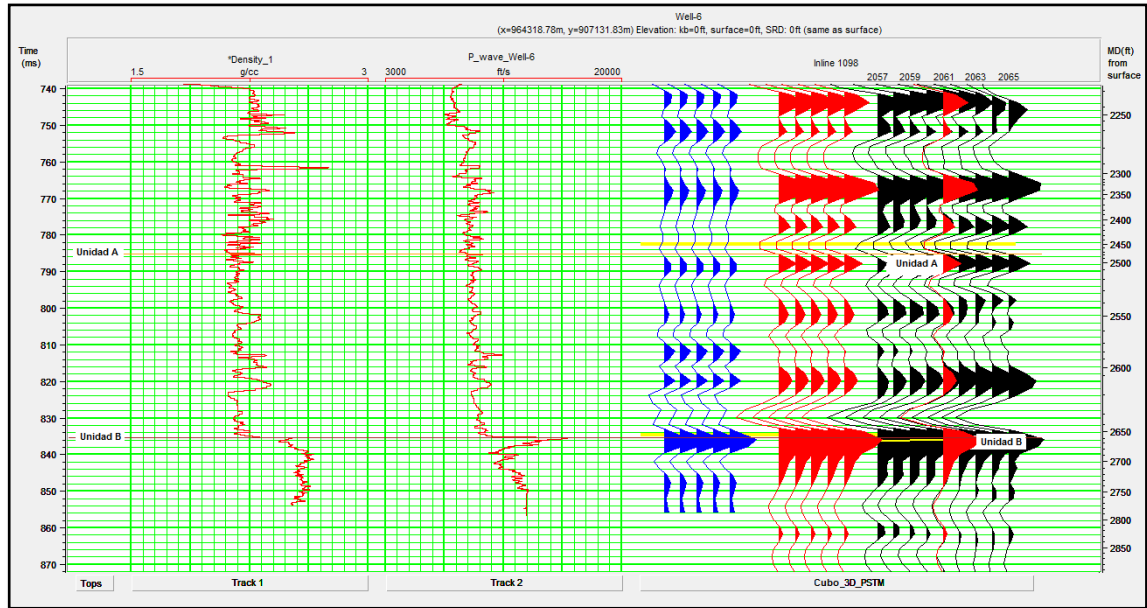
### 6.3.2. Extracción de Ondículas.

El primer paso para realizar esta operación es identificar las zona de interés entre las Unidades A y B, una vez delimitada con los horizontes en la sísmica y los topes de los pozos se procede a realizar la extracción de la ondícula o traza sintética para cada uno de ellos (Figura 42), en este caso la ondícula fue extraída para los 12 pozos, a partir de 3 vecinos. La traza sintética es generada mediante el cálculo de la impedancia usando los registros, sónico y densidad en el intervalo de interés. Con este resultado se procede a calcular su reflectividad de acuerdo con la ecuación (6), extrayendo el contenido de la frecuencia en el pozo y en la vecindad del mismo.

$$T = W \times R \text{ (48)}$$

Dónde:  $T$ , es la traza;  $W$ , es la ondícula que resuelve la ecuación mediante una regresión de mínimos cuadrados y  $R$ , coeficiente de reflectividad.

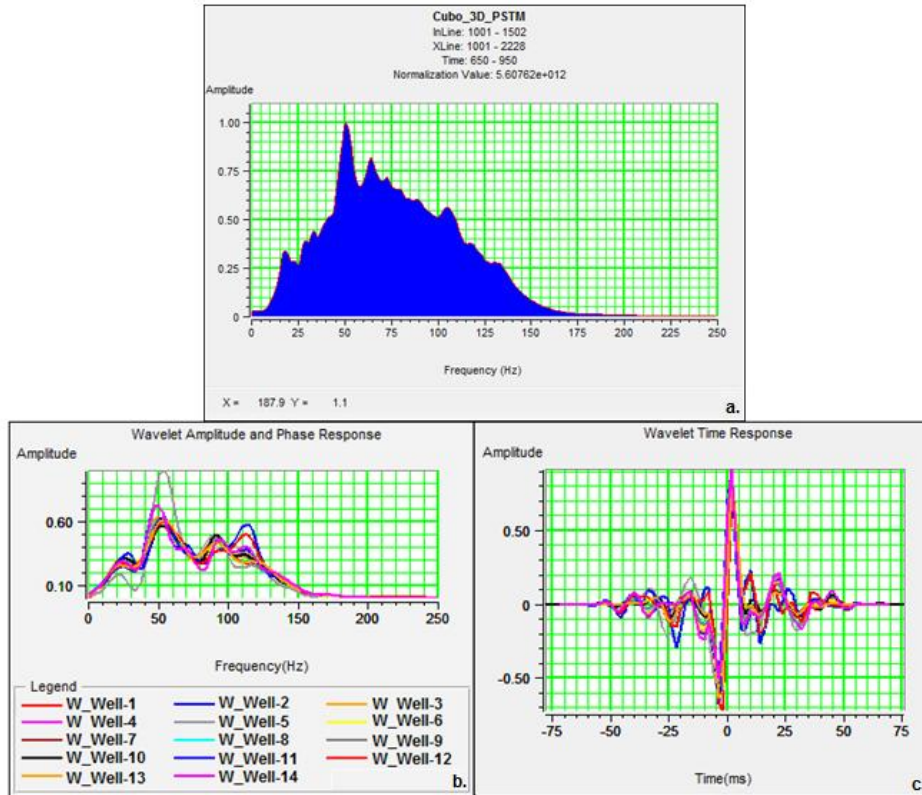
**Figura 42. Ejemplo de la extracción de la ondícula para el pozo Well-6, aparecen de izquierda a derecha los registros Densidad y Velocidad de la Onda P (rojo). La Traza sintética obtenida de pozo (azul) y traza de real de la sísmica (rojo y negro). Las líneas amarillas enmarcan la zona de interés para la extracción de la ondícula. El valor de correlación es de 0.771 y el valor de correlación máxima es de 0.771, con un Shift de cero, Wavelet Length de 140 ms, y Taper Length de 35 ms, muestreo a 2 ms y con fase de rotación de cero y constante**



Una vez generado el sismograma sintético se procede a realizar un amarre de sísmica-pozo. Las impedancias acústicas computadas son posteriormente usadas en la generación del modelo de bajas frecuencias, utilizado como base en la Inversión Sísmica.

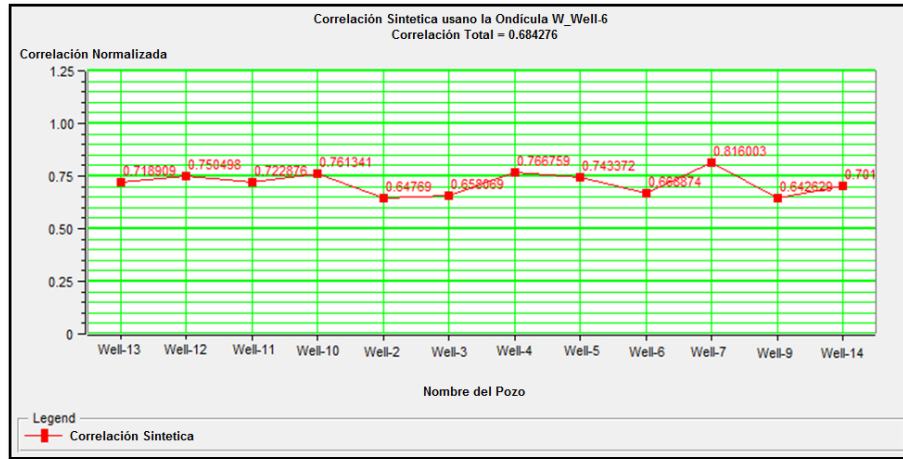
Las ondículas se extrajeron con base al espectro de la sísmica (Figura 43 A.), obteniéndose 12 ondículas de fase mínima, con amplitud y frecuencia similar a la de la sísmica como se muestra en la Figura 43 B. y C. Debido a que el análisis para cada ondícula es independiente, se busca una correlación mínima de 0.7 para que el modelo inicial sea aceptable, cada traza de pozo generada se ajusta manualmente a la sísmica para obtener la ondícula.

**Figura 43. Relación entre la Amplitud y la Frecuencia, A. Corresponde al espectro de Amplitud y Frecuencia de la sísmica; B. Corresponde al espectro de Amplitud y Frecuencia de las ondículas extraídas de cada pozo y C. Muestra la fase de las ondículas de pozo.**



El error de cada ondícula está dado por la correlación entre las mismas, tomando como muestra una de las ondícula calculadas (Ver figura 44), en este caso los 12 pozos trabajados son incluidos dentro del análisis y la ondícula objetivo es la W\_Well-6.

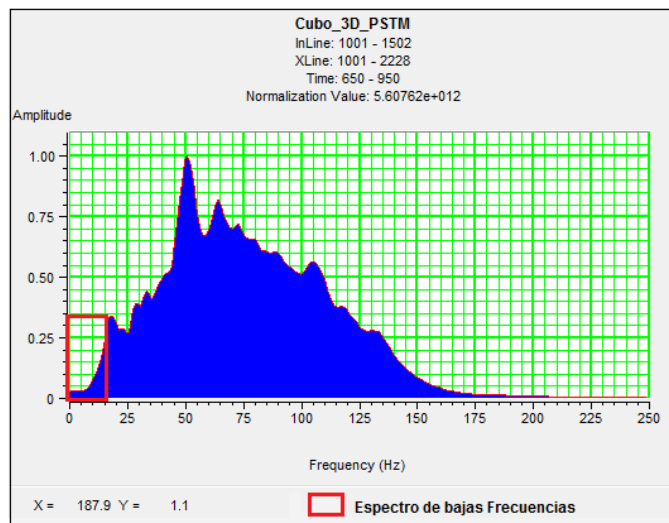
**Figura 44. Análisis Multi-pozo de las Ondículas Extraídas, El análisis del error es determinado por la correlación de las ondículas extraídas y la diferencia entre la Traza extraída y la ondícula sísmica.**



### 6.3.3. Generación del Modelo de Bajas Frecuencias

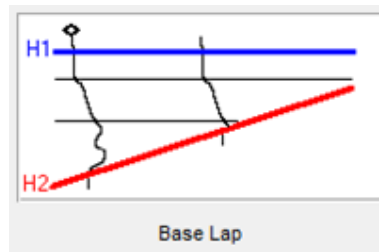
Para la generación de este modelo se toman las bajas frecuencias que no tiene el espectro de la sísmica como se muestra en la Figura 45.

**Figura 45. Identificación de las bajas Frecuencias dentro del espectro de la sísmica, en cuadro rojo se muestran los rangos que van a ser usados en la construcción del Modelo Inicial, para este caso se tomó un rango entre 6-17 Hz.**



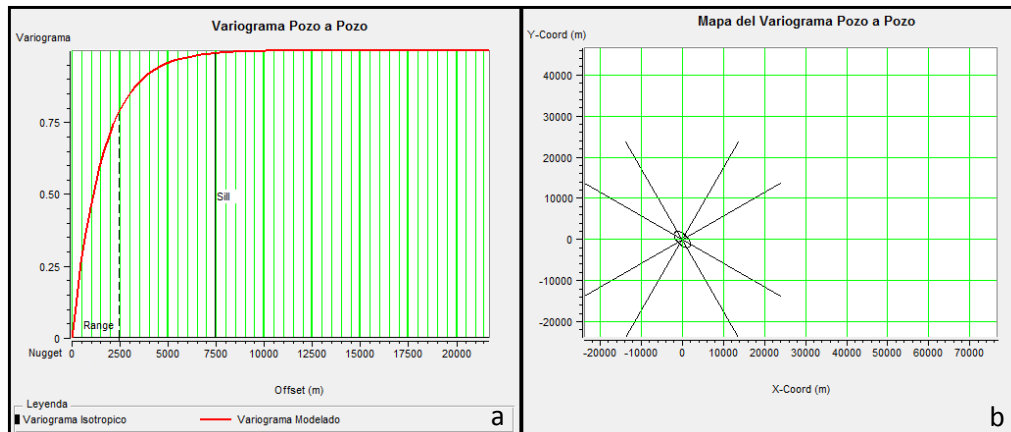
El modelo de Bajas Frecuencias se le adicionan parámetros como la modelo solido del yacimiento dentro de los horizontes interpretados. Por ello es vital conocer previamente la geología del área de estudio. La cuenca de Llanos Orientales tiene una baja influencia estructural, pero presenta una discontinuidad estratigráfica de edad Paleozoica que hace que los estratos reposen sobre la base, como se muestra en la Figura 46.

**Figura 46. Modelo solido del yacimiento, parámetro importante en la construcción del modelo inicial.**



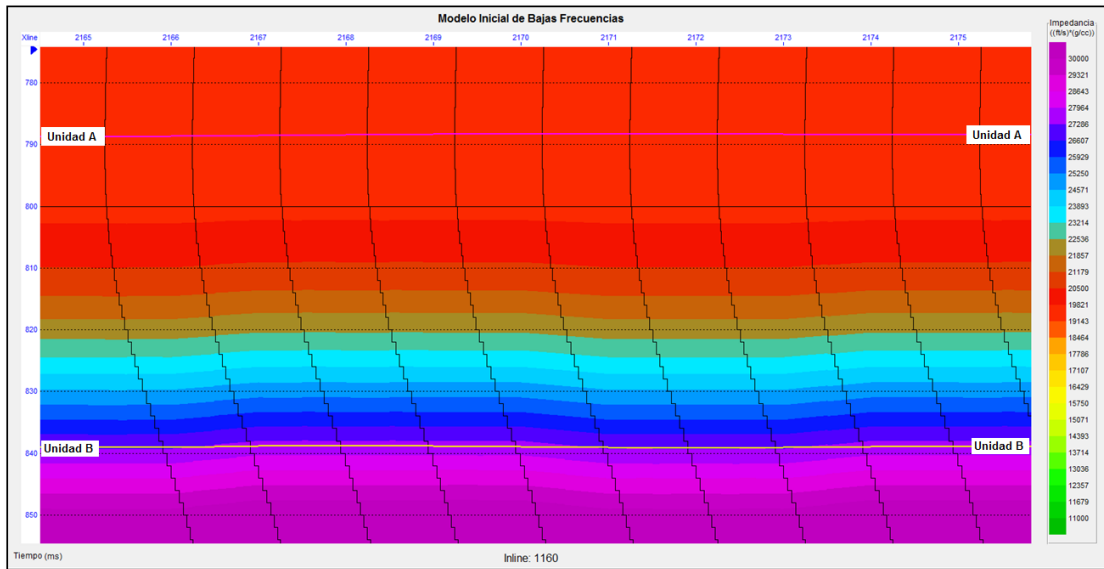
Dentro de los parámetros establecidos para la generación del modelo inicial se estableció la interpolación entre los pozos mediante Kriging, tomando un Variograma (Ver Figura 47) realizado en un estudio previo del campo por el ICP en el 2011.

**Figura 47. Variograma introducido para interpolación de pozos mediante la técnica Kriging; A. Tipo de variograma exponencial, Nugget de 0, Meseta de 1.0, Rango 2500, factor de anisotropía 0.5 y dirección principal -45°; B. Mapa de Covariograma pozo a pozo.**



El modelo obtenido con estos parámetros es el que se presenta en la Figura 48., entre los horizontes Unidad A y Unidad B, seguido a esto se procede a correr los 5 tipos de inversiones acústicas.

**Figura 48. Modelo inicial de bajas frecuencias entre los horizontes Unidad A y Unidad B, usando todos los pozos excepción del Well-1y Well-8.**



### 6.3.4. Inversión sísmica basada en el modelo

Pasos seguidos para realizar la inversión acústica basada en el modelo

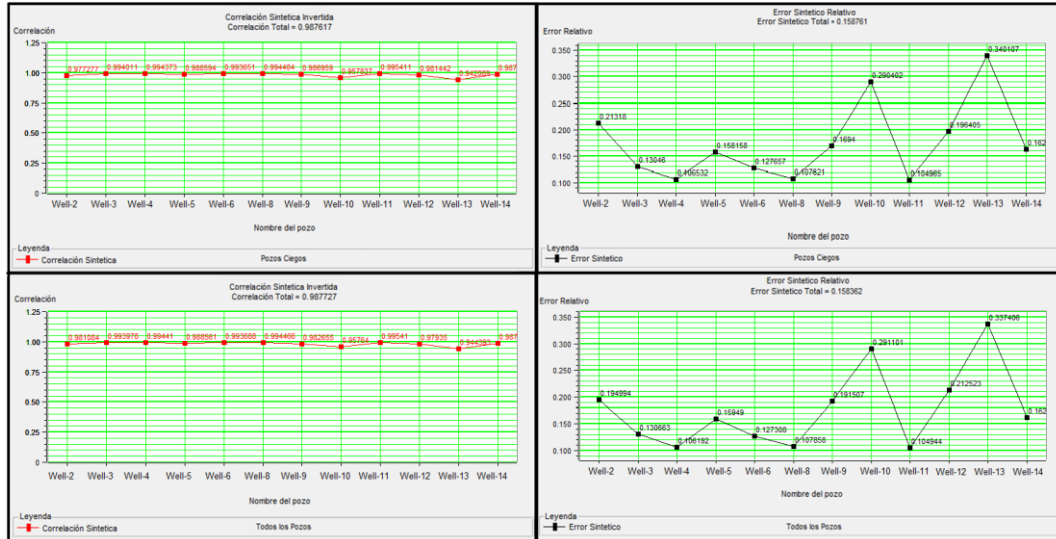
1. Carga de registros de velocidades y densidad, para la generación del registro de impedancia acústica de pozo y posterior cálculo del coeficiente de reflexión.
2. Carga del volumen 3D, horizontes estructurales y topes estratigráficos.
3. Estimar la ondícula como operador óptimo para ajuste entre dato de pozo y sísmica.

4. Construcción del modelo inicial para interpolación del dato de pozo a través del dominio del modelo siguiendo los horizontes especificados y el filtro de frecuencias especificado.
5. Análisis de inversión en la ubicación de cada pozo con el objetivo de optimizar los parámetros para el mejor resultado en la inversión.
6. Correr el proceso de inversión para el volumen, después determinar los parámetros satisfactorios en cada pozo.
7. Hacer control de calidad a los resultados y la diferencia residual entre la traza sísmica y el sintético que se crea con el cálculo de la inversión basada en el modelo.

Se realizaron dos inversiones acústicas basadas en modelo, la primera con el fin de utilizarla como blind test, la cual se usó como validación para el resultado de la inversión. La primera inversión se realizó usando los pozos Well-3, Well-4, Well-6, Well-9, Well-11, Well-12 y Well-14. La segunda inversión incluye todos los pozos (12) y es la usada como inversión final ya que contiene mayor cantidad de información que mejora su resultado.

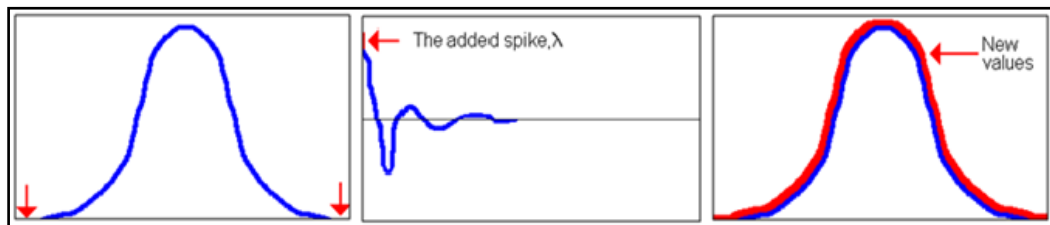
Los valores de correlación sintética de cada uno de los pozos están por encima de 0.70 con un error RMS inferior a 0.3 (Figura 49),

**Figura 49. Comparación entre la correlación total y el error relativo de cada pozo, para cada uno de los modelos iniciales, Modelo del blaintest (Superior); Modelo Final (Inferior).**



Para la Inversión basada en el modelo empleamos un pre-blanqueo de 1%, de esta manera solo se estabiliza el algoritmo para valores que conlleven indeterminaciones matemáticas, además se evita discriminar valores dentro del algoritmo que puedan significar datos válidos (Figura 50).

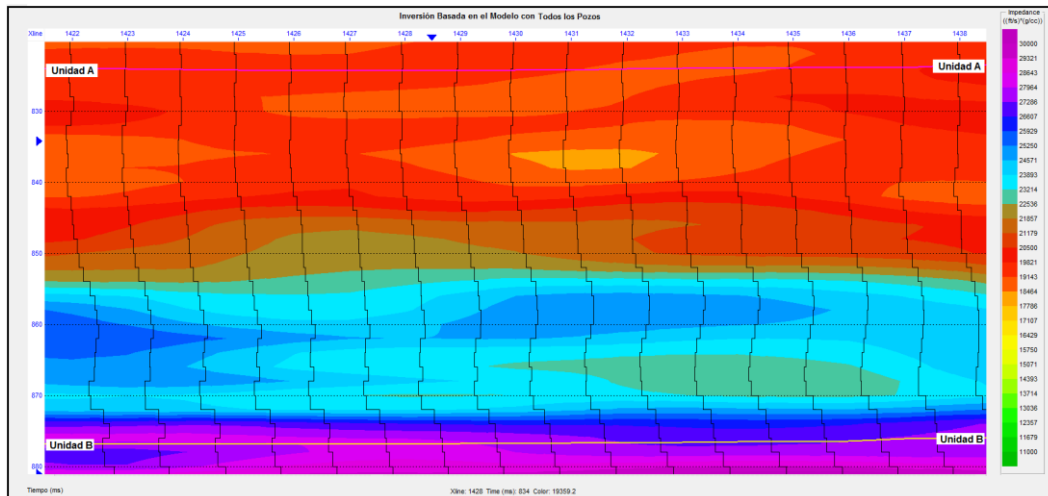
**Figura 50. Función de pre-blanqueo, los valores que desestabilizan el algoritmo, si añadimos el pico  $\lambda$ , finalmente obtenemos la línea roja que representa los nuevos valores productos del pre-blanqueo. Tomado de Hampson Russel Asisstant 2009.**



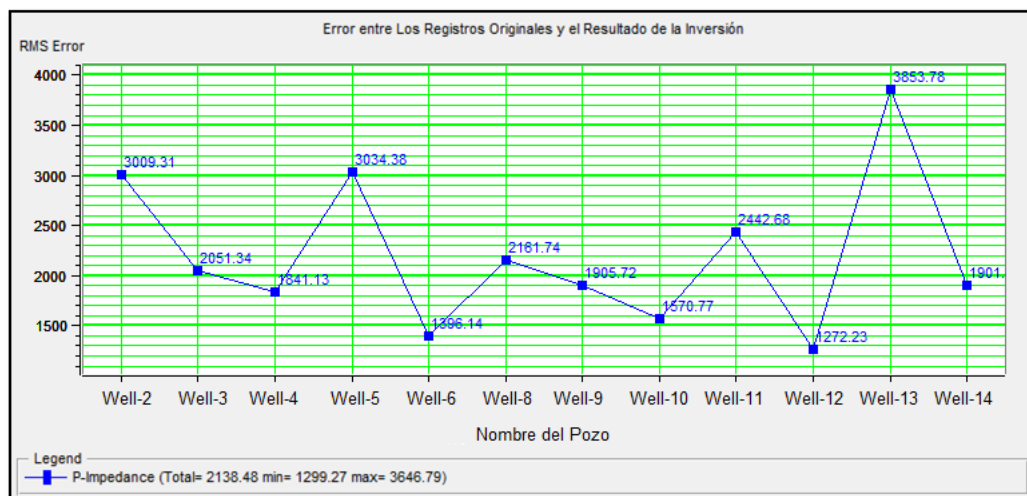
Con todo esto se obtuvo la inversión acústica basada en el modelo con todos los pozos que se muestra en la (Figura 51), calculada entre los 650 y 950ms, con error RMS entre los registros verdaderos y el resultado de la inversión no mayor a 0.45 (Figura 52). La ondícula a incluir en el cálculo fue la del W\_Well-6,

se aplicaron una serie de pruebas variando el número de iteraciones, y el porcentaje de variación del modelo inicial definiendo como mejores parámetros el uso de 10 iteraciones y un porcentaje de variación de 100%.

**Figura 51. Respuesta de la Inversión Basada en el Modelo a partir de todos los pozos excluyendo el Well-1 y Well-8.**



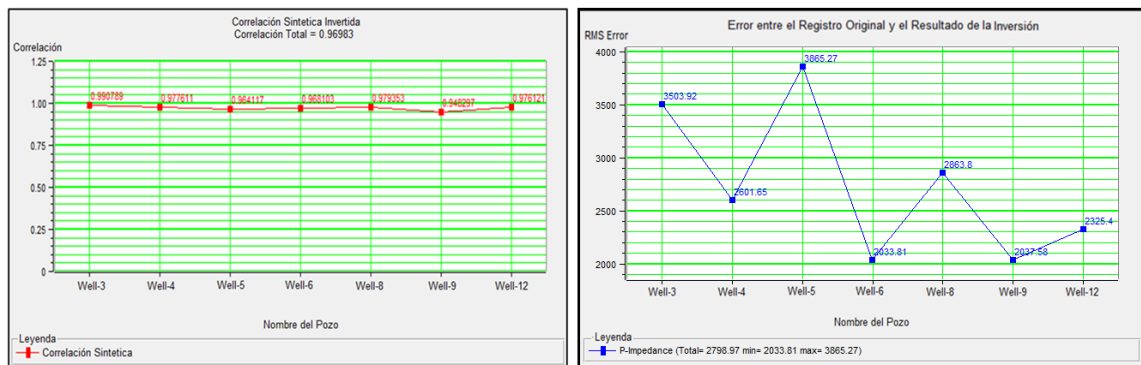
**Figura 52. Error entre los registros originales y el resultado de la inversión acústica, antes mencionada.**



### 6.3.5. Inversión de Banda Limitada

Para esta inversión se incluyeron los pozos Well-3, Well-4, Well-5, Well-6, Well-8, Well-9, Well-12. La inversión se corrió en la zona de interés entre las unidades A y B. Antes de correr la inversión es necesario validar los valores de correlación y de error teniendo en cuenta los pozos seleccionados (Figura 53) y los parámetros necesarios para la inversión.

**Figura 53. Correlación total entre los 7 pozos incluidos dentro de la inversión (Izquierda); Error total relativo para la inversión (Derecha).**



Para el desarrollo de este tipo de inversión se tiene en cuenta dos parámetros: El High-Cut Frequency con valor de 12 Hz y la frecuencia de muestreo de 2 ms. El resultado se valida con las respuestas de los pozos filtrados y la inversión.

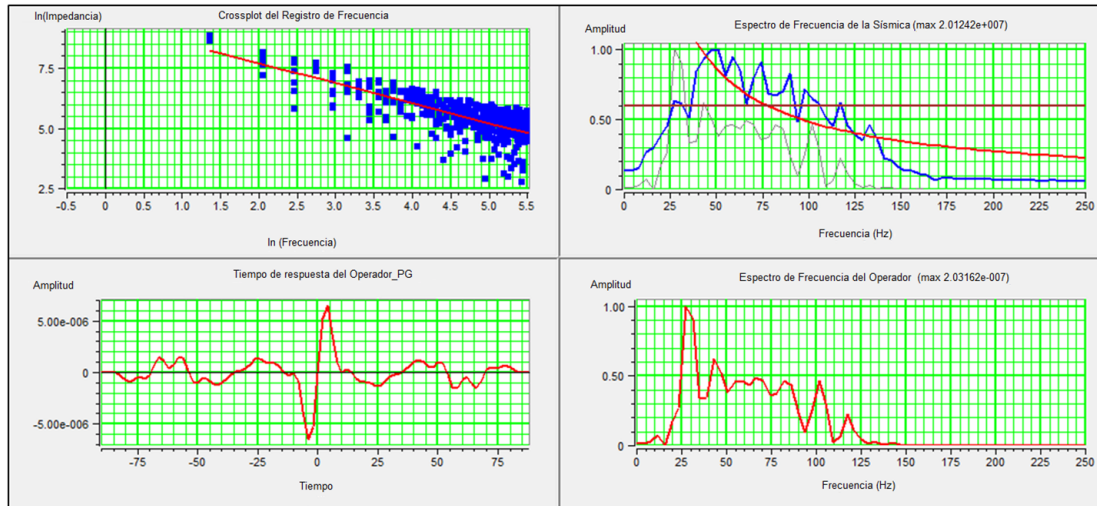
Se obtuvo un error impedancia RMS máximo de 3865.27 y una correlación sintética total de 0.96983, además se utilizó ondícula Single la W\_Well-6.

### 6.3.6. Inversión Coloreada

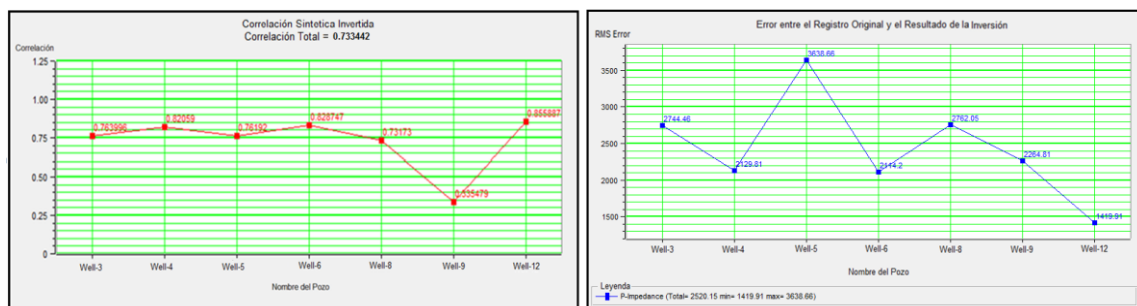
Los pozos seleccionados para realizar la inversión fueron Well-3, Well-4, Well-5, Well-6, Well-8, Well-9, Well-12. Para la construcción del Operador se tienen en cuenta parámetros como el espectro umbral, longitud del operador, cuyo valor

es de 90, Taper Length de 12, Suavizado de Frecuencias con valor de 0 (cero) y un máximo de frecuencia de 15 Hz (Ver Figura 54).

**Figura 54. Calculo del operador para la inversión coloreada, de esta manera se pueden determinar las tendencias generales de las impedancias acústicas con el fin de validar el modelo estructural para las Unidades A y B.**



**Figura 55. Correlación total entre los 7 pozos incluidos dentro de la inversión (Izquierda); Error total relativo para la inversión (Derecha).**

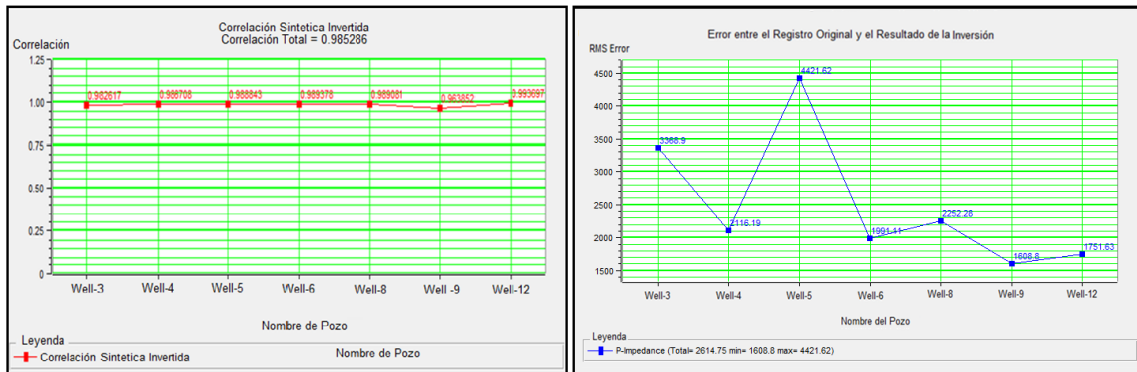


Se calculó el error impedancia RMS máximo de 3638.66 y una correlación sintética total de 0.733442 (Figura 55), también se utilizó ondícula Single del W\_Well-6.

### 6.3.7. Inversión Sparse Spike Linear Programming

Se utilizaron los pozos Well-3, Well-4, Well-5, Well-6, Well-8, Well-9, Well-12, en el intervalo entre la unidad A y B. Para este tipo de inversión se tiene en cuenta parámetros como Sparsness cuyo valor es de 100%, window Length de 32 muestras, una restricción de frecuencia de 12 Hz y un muestreo de 2 milisegundos (ms).

**Figura 56. Correlación total entre los 7 pozos incluidos dentro de la inversión (Izquierda); Error total relativo para la inversión (Derecha).**

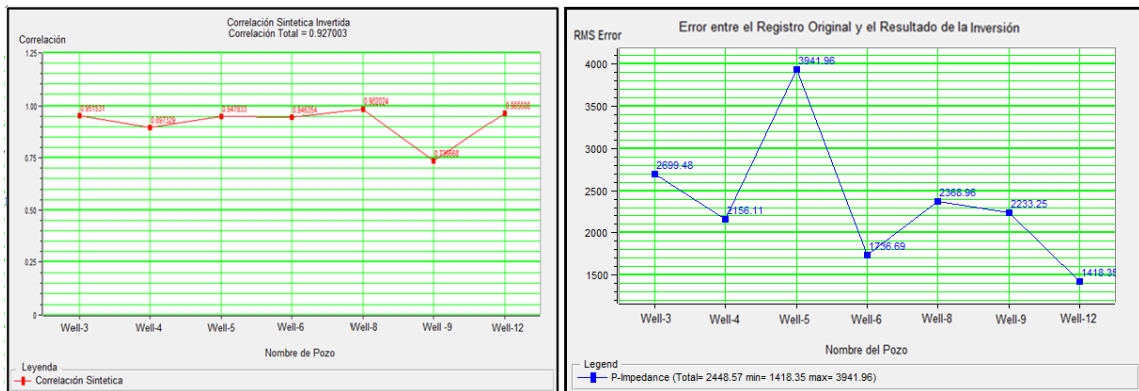


El valor total de Correlación sintética fue de 0.985286 y el error RMS máximo de Impedancias fue de 4461.62. Estos valores reflejan la confiabilidad que se puede tener con este método de inversión (Figura 56).

### 6.3.8. Inversión Sparse Spike Maximum Likelihood

Se utilizaron los pozos Well-3, Well-4, Well-5, Well-6, Well-8, Well-9, Well-12, dentro de las unidades A y B. Para correr esta inversión se tuvo en cuenta parámetros como el número máximo de Spikes, se tomó valor de 101, número de iteraciones de 10, Spike Detection Threshold 15 %, con valores de Constraint del 25% superior e inferior.

**Figura 57. Correlación total entre los 7 pozos incluidos dentro de la inversión (Izquierda); Error total relativo para la inversión (Derecha).**



Se calculó un error total de Impedancias RMS de 3941.96 y un valor de correlación sintética total de 0.927003 (Figura 57), lo cual indica valores confiables en cuanto a la correlación de las trazas sísmicas y sintéticas.

### 6.3.9. Calculo equivalente del error RMS

El error RMS entre la inversión y el modelo inicial, expresado en valor de impedancias tiene un equivalente en porcentaje (%). Haciendo la máxima impedancia equivalente al 100%, como se muestra en la Tabla 2.

**Tabla 2. Equivalencia en porcentaje del error RMS del valor de impedancias entre el resultado de la inversión y el modelo inicial.**

Impedancias	Error	100%
1	1000	0,04089502
2	2000	0,08179003
3	3000	0,12268505
4	4000	0,16358007
5	5000	0,20447508
6	6000	0,2453701

## **6.4. FASE DE ANÁLISIS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS Y PREDICCIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS.**

### **6.4.1. Análisis de Atributos Sísmicos**

Esta fase se corrieron 6 atributos externos al volumen sísmico 3D, Varianza, Envelop, Structural Smoothing, Curvatura, Chaos, Segunda Derivada y los 24 atributos internos del programa de HRS, con el fin de determinar cambios laterales, detección de bordes, cambios estructurales dentro del área de estudios y ver la correlación para predecir las propiedades petrofísicas de porosidad y el contenido de arcillas en el campo (Vclay). De acuerdo con los estudios realizados al campo se determinó que es un ambiente fluvial, correspondiente a un río trezada con alto grado de canibalismo. El uso de los atributos busca visualizar características de este tipo de ambiente, definiendo e identificando zonas con geometrías de canales.

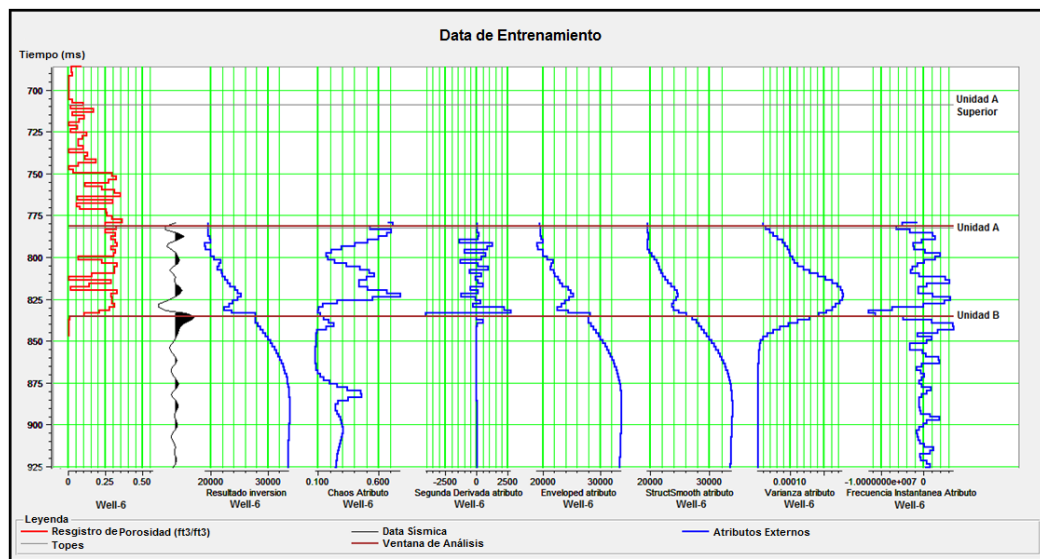
### **6.4.2. Predicción de Propiedades Petrofísicas a partir de atributos sísmicos.**

Como parámetros de entrada se usaron 14 pozos con los registros de porosidad y Vclay junto al volumen sísmico 3D, con el fin de realizar predicciones de estas propiedades basadas en el resultado de la inversión acústica y en los atributos sísmicos aplicados.

Se aplicaron transformadas no lineales a los atributos sísmicos, buscando aumentar el nivel de predicción de las propiedades petrofísicas, las funciones aplicadas fueron: Inverso, exponencial, cuadrado logaritmo natural y raíz.

Las transformadas que estimen mejor las propiedades petrofísicas objetivo serán aplicadas a todo el volumen sísmico, para obtener pseudo volumen de predicción, los cuales servirán para caracteriza el yacimiento.

Las propiedades a estimar fueron Porosidad y Porcentaje de arenas y arcillas (Vclay), todas se realizaron en tiempo dentro de un intervalo de 2ms, correspondiente al de la sísmica, en la Figura 58 se muestra cada uno de los registros predichos por cada uno de los atributos externos incluidos en el análisis, cabe resaltar que la curva de los atributos (azul), es mucho más suavizada que la de los registros de pozo (rojo), e incluso en algunos casos más suave que la traza sísmica (negro). Esta curva de atributos se extrae como un registro de la sísmica.



**Figura 58. Parámetros de entrada del Well-6, para la estimación de Porosidad por medio de atributos sísmicos externos.**

La primera transformada aplicada, la de atributo simple, uso los pozos Well-2, Well-3, Well-4, Well-6, Well-8, Well-10 Well-12 y Well-14 junto con los atributos del Resultado de la inversión, Chaos, Curvatura, Envelope, Structural Smoothing, Varianza, y Amplitud Envolvente, con los cuales se busca encontrar el atributo que mejor estime la propiedad objetivo, en la Tabla 3 se muestra un ejemplo de la selección de atributos para la estimación de la porosidad (se muestra los 10 primeros ejemplos entre 155).

**Tabla 3. Selección de atributos de mediante la transformada de atributo simple. Se muestran 10 ejemplos entre 150.**

<b>Correlación de Atributo Simple (10/155 ejemplos)</b>			
<b>Registro</b>	<b>Atributo (Transformada)</b>	<b>Error</b>	<b>Correlación</b>
Porosity	(Resultado Inversion)**2	0,093497	0,523195
Porosity	Resultado Inversion	0,093814	0,518458
Porosity	Sqrt(Resultado Inversion)	0,094069	0,514606
Porosity	Log(Resultado Inversion)	0,094376	0,509906
Porosity	1/(Resultado Inversion)	0,095115	0,49837
(Porosity)**2	Sqrt(Resultado Inversion)	0,09834	0,449164
(Porosity)**2	Resultado Inversion	0,098371	0,452323
(Porosity)**2	Log(Resultado Inversion)	0,098471	0,445185
(Porosity)**2	(Resultado Inversion)**2	0,098623	0,455813
Porosity	(Strustsmooth)**2	0,098836	0,434072

El segundo paso fue la aplicación de la transformada multi-atributos, empleando un grupo de atributos tomados simultáneamente, creando una lista de transformadas seleccionando el atributo con mejor definición y peso para la propiedad que se va a estimar. Una vez encontrado este atributo se realiza una segunda búsqueda con el segundo atributo más apropiado y así sucesivamente con n atributos aplicados. Esta transformada basada en la regresión de paso aprendido servirá como parámetro de entrada en la aplicación de las redes neuronales.

En el tercer paso se procederá a derivar la transformada mediante el uso de una Red Neuronal Probabilística (PNN), usando el número de sigmas predeterminado por el programa (25 Sigmas) y realizando pruebas, para encontrar los parámetros ideales que reduzcan el error de validación y aumenten la correlación cruzada.

Finalizada la búsqueda de la transformada ideal, con los atributos mediante una relación estadística derivada de un análisis a un conjunto de datos de entrenamiento y soportado con los datos de pozo. Se procede a crear un volumen de porosidad y Vclay para el campo, el cual me permitirá observar estas propiedades en toda el área y no solamente en el lugar de los pozos.

## 6.5. FASE DE ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

En esta fase se buscan soluciones a los objetivos propuestos, por medio de los resultados obtenidos durante el desarrollo de este proyecto y realizando los análisis pertinentes se busca identificar aspectos como el tipo de inversión acústica que reproduce mejor las características del yacimiento, la eficacia de los diferentes atributos sísmicos aplicados al cubo sísmico input para encontrar geocuerpos y que tan acertadas son las predicciones de los volúmenes de Vclay y Porosidad con respecto al volumen de impedancias acústicas para identificar zonas prospectivas.

Finalmente construir sugerencias para futuros proyectos que deseen emplear este método predictivo para caracterizar e identificar rasgos geológicos en yacimientos siliciclástico.

## 7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

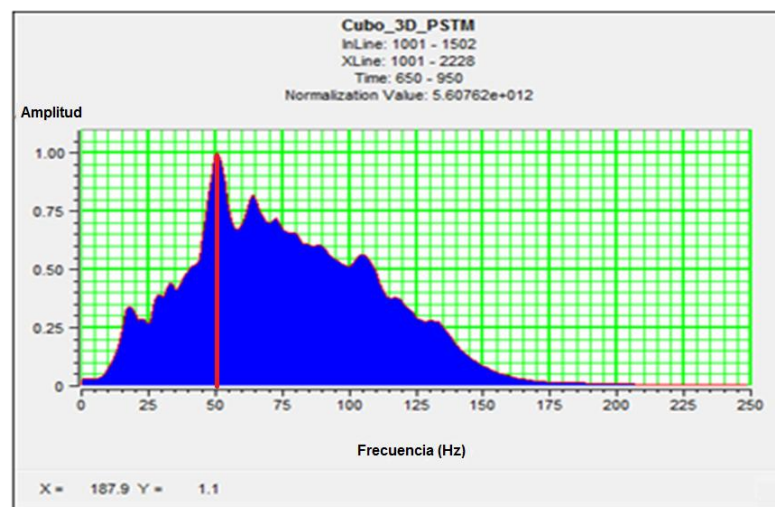
### 7.1. Resolución Vertical de la Sísmica

Para el intervalo de interés entre las unidades A y B, se determinó que la resolución vertical de la sísmica corresponde a un cuarto de la longitud de onda dominante, la cual relaciona la frecuencia dominante de la sísmica (F) representada en la máxima amplitud del espectro 50 Hz (Ver figura 59) y la velocidad promedio de la Onda P (3000 m/s) dentro del intervalo de interés. Remplazando en la ecuación 5 tenemos que:

$$\lambda = \frac{3000m/s}{50Hz} = 60 m$$

Es decir que la resolución vertical de la sísmica es de 15 m o 49,21 Ft,  $\frac{1}{4}$  del valor anterior. Esto significa que dentro del área de interés no serán identificados correctamente espesores inferiores a 49,21 Ft.

**Figura 59. Espectro de frecuencia de la sísmica dentro del área de interés, la línea roja representa la frecuencia máxima de la sísmica correspondiente a 50 Hz.**



## 7.2. Análisis Inversión Acústica

Como se mencionó en la metodología se obtuvieron 12 ondículas sísmicas, extraídas en la vecindad de los pozos, como se muestra en la Figura 42, la traza sintética (color azul) es producto del registro Sónico y Densidad proveniente de los pozos, la traza sísmica (color rojo) es una traza extraída de la sísmica dentro del área de interés (color negro). El objetivo es hacer que estas dos trazas sean tan similares como sea posible para obtener la ondícula, los valores de correlación serán promediados para extraer una ondícula general, la cual será usada en todos los pozos.

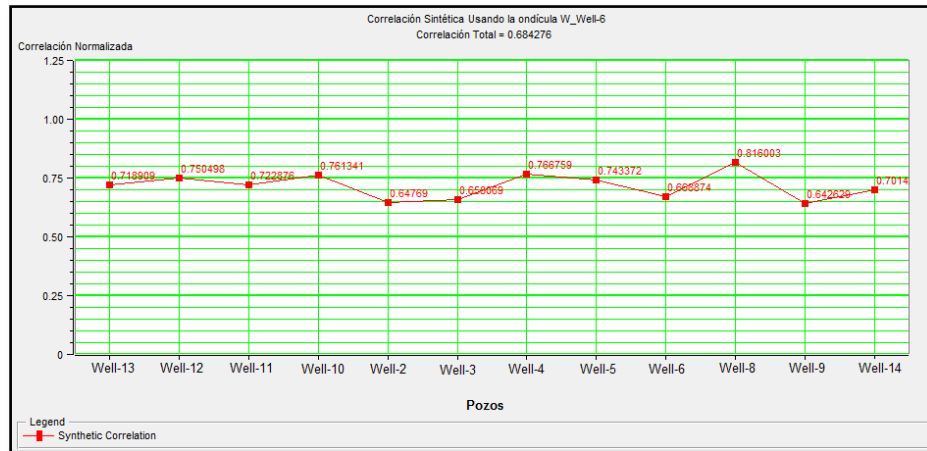
En la Tabla 4. Se presenta un resumen de los valores de correlación y error para cada ondícula individual, mientras que en la Figura 60., se muestra la correlación total de 0.684, entre cada una de las ondículas usando la ondícula W\_Well-6 como base, de acuerdo con estas dos correlaciones se obtuvieron 12 ondículas aceptables con rangos de correlación entre los 0.7 y errores relativos inferiores al 0.3.

**Tabla 4. Valores de correlación y error relativo de todas las ondículas extraídas individualmente.**

<b>POZOS</b>	<b>Correlación</b>	<b>Shift</b>	<b>Error Relativo</b>
<b>Well-1</b>	-	-	-
<b>Well-2</b>	0.751	0	0.149244
<b>Well-3</b>	0.756	0	0.162164
<b>Well-4</b>	0.735	0	0.0746548
<b>Well-5</b>	0.807	0	0.136535
<b>Well-6</b>	0.721	0	0.128462
<b>Well-7</b>	-	-	-
<b>Well-8</b>	0.893	0	0.151849
<b>Well-9</b>	0.718	0	0.204103
<b>Well-10</b>	0.788	0	0.28097
<b>Well-11</b>	0.728	0	0.0769058
<b>Well-12</b>	0.740	0	0.122873
<b>Well-13</b>	0.840	0	0.237216
<b>Well-14</b>	0.715	0	0.116365

Usando las ondículas extraídas se crea el modelo inicial de bajas frecuencias, el cual es la base para realizar las inversiones acústicas.

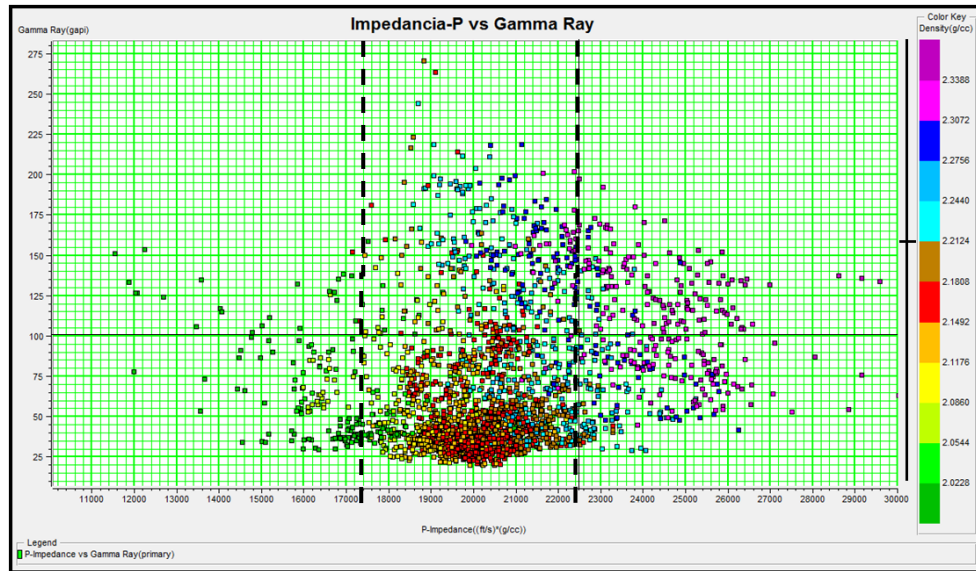
**Figura 60. Correlación total de todas las ondículas extraídas (0.684), en base a la ondícula W\_Well-6.**



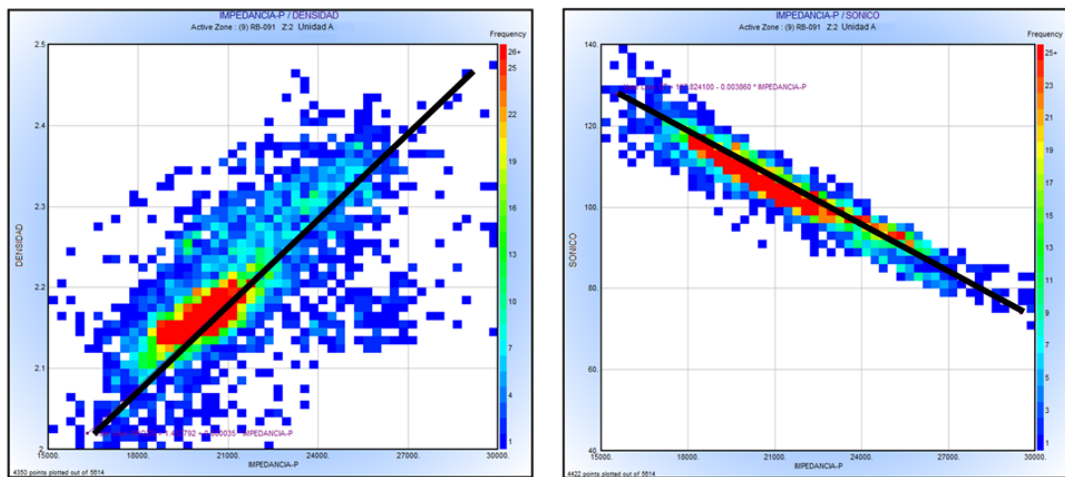
El objetivo de este paso era usar el volumen de impedancias acústicas para discriminar arenas y arcillas, mediante los cambios de impedancia, únicos para cada litología. Como se había mencionado anteriormente para determinar la factibilidad de este método, se elaboró un gráfico cruzado (Ver Figura 61.), del valor de Impedancias acústicas contra el registro de Gamma Ray (GR) y un discriminante de color (Densidad), en el cual se evidenciando una discriminación de las diferentes litologías presentes en el yacimiento como carbones, arenas, arenas arcillosas y arcillas, las cuales habían sido identificadas en estudios anteriores mediante la petrofísica del campo. Apoyados en este grafico cruzado podemos asegurar que el resultado de la inversión puede discriminar litologías y validar las inversiones acústicas. Adicionalmente se realizaron gráficos cruzados de frecuencia para Impedancia Vs Densidad e Impedancia Vs Velocidad (Sónico), para ver la tendencia esperada y corroborar la valides de los datos de entrada (Ver Figura 62. A y B) obteniendo que a mayor densidad la impedancia acústica va a ser más alta

(relación directamente proporcional) y a mayor Velocidad (Sónico) la impedancia será más baja (relación inversamente proporcional).

**Figura 61. Grafico cruzado de Impedancias ((ft/s)\*(g/cc)) contra Gamma Ray (gapi) y colores de Densidad (g/cc), se muestra una discriminación de litologías entre carbones (0-18000), arenas (18000-22000), arenas arcillosas y arcillas (22000-35000), usando la petrofísica de los 14 pozos del campo.**



**Figura 62. Grafico cruzados de frecuencia. A. Impedancia Vs Densidad. B. Impedancia Vs Velocidad. Los colores representan la cantidad de datos, donde el color rojo contiene la mayor densidad de datos en los gráficos.**



Los valores presentes en la figura anterior incluyen los 14 pozos dentro del área, el valor de Densidad y Gamma Ray, está determinado para arenas y arcillas mediante un promedio realizado en cada uno de los pozos como se muestra en la Tabla 5.

**Tabla 5. . Promedio calculado para los registros de Gamma Ray y Densidad en arenas y arcillas.**

POZOS	Registros Gamma Ray (gapi)		Registro Densidad (g/cc)	
	Arenas	Arcillas	Arenas	Arcillas
Well-1	37	120	2.15	2.29
Well-2	25	133	1.95	2.29
Well-3	41	133	1.95	2.37
Well-4	23	116.5	2.11	2.32
Well-5	29	135	2.00	2.31
Well-6	29	123	2.370	2.368
Well-7	34	118	2.086	2.376
Well-8	33	110	2.10	2.30
Well-9	33	109	2.10	2.30
Well-10	24	103	2.15	2.385
Well-11	32	93	2.02	2.38
Well-12	33	84	2.10	2.30
Well-13	25	81	2.15	2.42
Well-14	28	67	2.10	2.34
<b>PROMEDIO</b>	<b>30.428</b>	<b>108.964</b>	<b>2.095</b>	<b>2.339</b>

Usando esta información se determinó el rango de impedancias aproximadas para cada litología, los cuales se muestran en la Tabla 6. Para las arenas se determinaron valores promedio de Gamma Ray inferiores a los 105 (gapi) y para las arcillas valores promedio de Gamma Ray superiores a 108.946. Cabe aclarar que los rangos de Impedancias obtenidos mediante los registros de pozo son valores aproximados, que no están acotando estrictamente cada litología identificada.

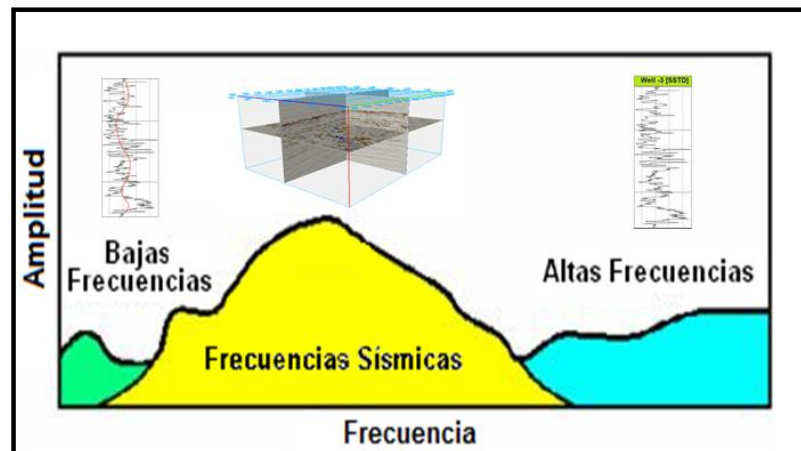
**Tabla 6. Rango de valores de impedancia para cada litología, determinados a partir de la interpretación del grafico cruzado y el promedio de los valores de Densidad y Gamma Ray extraídos de los registros de pozos.**

Litología	Rango de Impedancias ((ft/s)*(g/cc))
Carbones	0-18000
Arenas	18000-22000
Arcillas	22000-35000

Una vez validados lo datos de entrada para generar la inversión y teniendo una aproximación del rango de impedancia para cada litología, se procede a realizar el modelo inicial. Los parámetros para su elaboración se mencionaron en la metodología determinando el rango de bajas frecuencias ausentes en la sísmica entre 6-17 Hz.

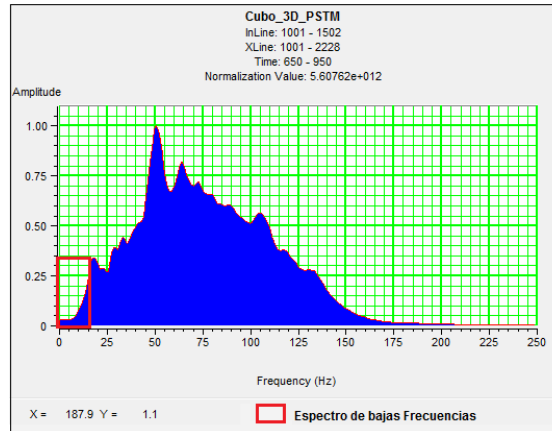
Un espectro de frecuencias completo como el que se muestra en la Figura 63. Mostrando las bajas, media y altas frecuencias, solo se encuentra en los registros de pozos por su alta resolución, diferente de los datos sísmicos los cuales solo presentan un espectro entre 20-80 Hz, dependiendo de las fuentes utilizadas y la calidad de la adquisición sísmica.

**Figura 63. Grafica de Frecuencia Vs Amplitud, en ella se aprecia los tres rangos de frecuencia asignados respectivamente a los registros de pozos (altas frecuencias), la sísmica (Frecuencias medias) y el filtrado de registros (bajas frecuencias). Modificado de Hampson and Russell Assintant.**



La inclusión de las bajas frecuencias de los pozos a la sísmica, se realiza para completar el espectro (Figura 64), usando estos valores para mejorar la calidad del dato y extender esta información de forma areal en todo el campo.

**Figura 64. Identificación de las bajas Frecuencias dentro del espectro de la sísmica, en el recuadro rojo se muestran los rangos que van a ser usados en la construcción del Modelo Inicial (entre 6-17 Hz).**



Uno de los objetivos del proyecto es determinar el mejor tipo de inversión acústica a utilizar, teniendo en cuenta la respuesta de cada una de ellas. Las inversiones acústicas analizadas fueron: La inversión Basada en el Modelo, la Inversión Limitada por Bandas, la Inversión Coloreada, y Las Inversiones Sparse Spike Linear Programming y Likelihood.

Una vez corrida cada inversión es fácil distinguir la dependencia de los valores de impedancia acústicas con los parámetros determinados y el cálculo implícito en cada una de ellas. Por ejemplo *La inversión coloreada* representa una buena medida de las impedancias de pozo a la escala de las amplitudes sísmicas, esto indica que el contenido de frecuencias está representado por el espectro dominante de la sísmica, la cual es menor a la resolución de la inversión basada en el modelo, aunque la resolución lateral muestra cierto grado de similitud, ya que los resultados respetan ciertas tendencias del modelo inicial y además lo utiliza como guía para interpolar las impedancia de pozo.

La *inversión limitada por bandas* produce un resultado con un ancho de banda limitado a la misma frecuencia de entrada que los datos sísmicos y es dependiente del modelo de velocidades, el cual representa el ancho de banda de la velocidad completa, trabaja con frecuencias entre 10-60 Hz, ya que las frecuencias inferiores a los 10 Hz no representan un dato fiable para este tipo de inversión.

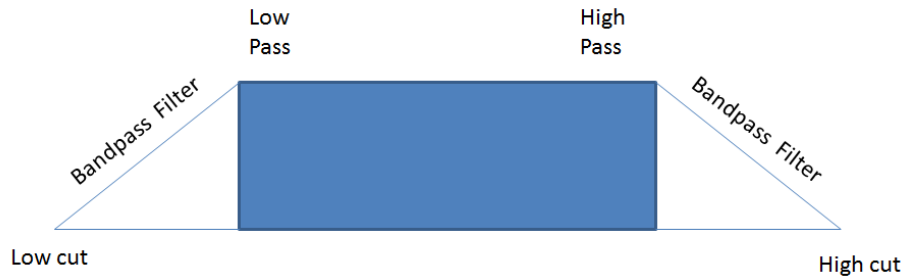
Las *inversiones Sparce Spike* están enfocadas a la identificación de grandes espesores, ya que no usan como base un modelo inicial, se usan en campos donde la data sísmica tiene mucho ruido y no se logran identificar reflectores principales.

La *inversión Basada en el modelo*, involucra información de la ondícula sísmica en la posición del pozo, permitiendo estimar un modelo inicial que incluya las bajas frecuencias que no tiene la sísmica, junto con parámetros como el método de interpolación y el uso de un variograma que logran acercarlo más a la realidad.

La comparación y validación entre cada tipo de inversión se realizó empleando un filtrado en el registro Sónico, después de realizar la inversión sin los registros filtrados, el intervalo de evaluación se realizó entre los 750 – 950 (ms), con los siguientes parámetros de filtrado (Figura 65).

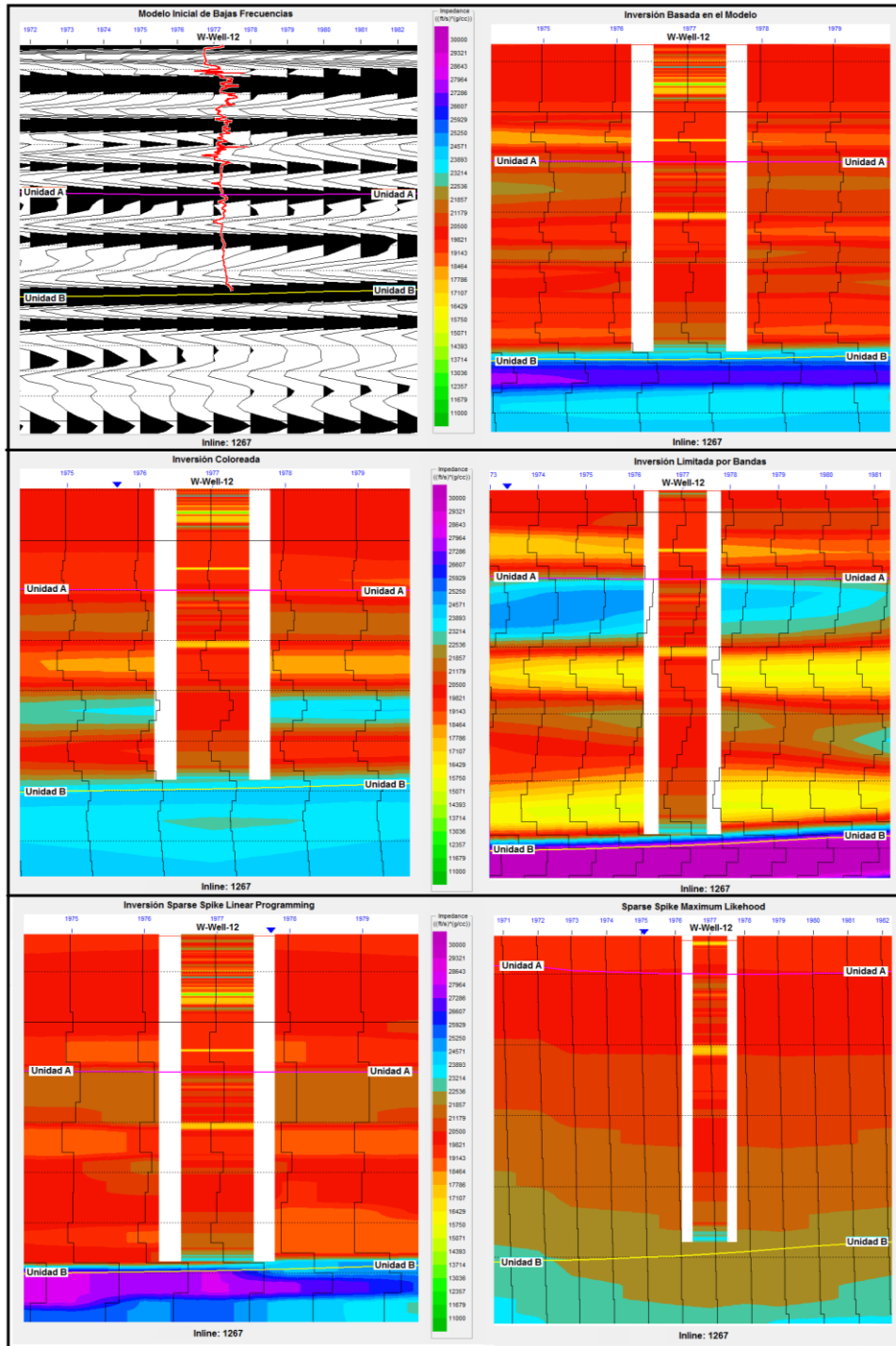
- Low cut frequency: 0
- Low pass frequency (Hz): 6
- High pass frequency (Hz): 17
- High cut frequency (Hz): 19
- Taper Length (Sample): 0
- Processing sample rate (ms): 1

**Figura 65. Parámetros de filtrado, el Low Cut y High Cut, definen las bajas y altas frecuencias por la cual pasa la amplitud de la señal. El Low Pass y High Pass define las frecuencias mínimas y máximas a las cuales se va filtrar la amplitud de la señal.**



Teniendo en cuenta los criterios anteriores se compara y analiza la respuesta de cada inversión junto al registro filtrado el Well-12 (Figura 66), determinado que la respuesta de cada una es dependiente de la información disponible sobre campo y los parámetros de entrada. Apoyándose en esto se comprobó que la inversión basada en el modelo es el mejor tipo de inversión, aplicable al área de estudio, ya que sigue un modelo inicial, al cual se le adicionaron datos reales de la geología del yacimiento, presentando el error de validación promedio más bajo en comparación con las otras inversiones.

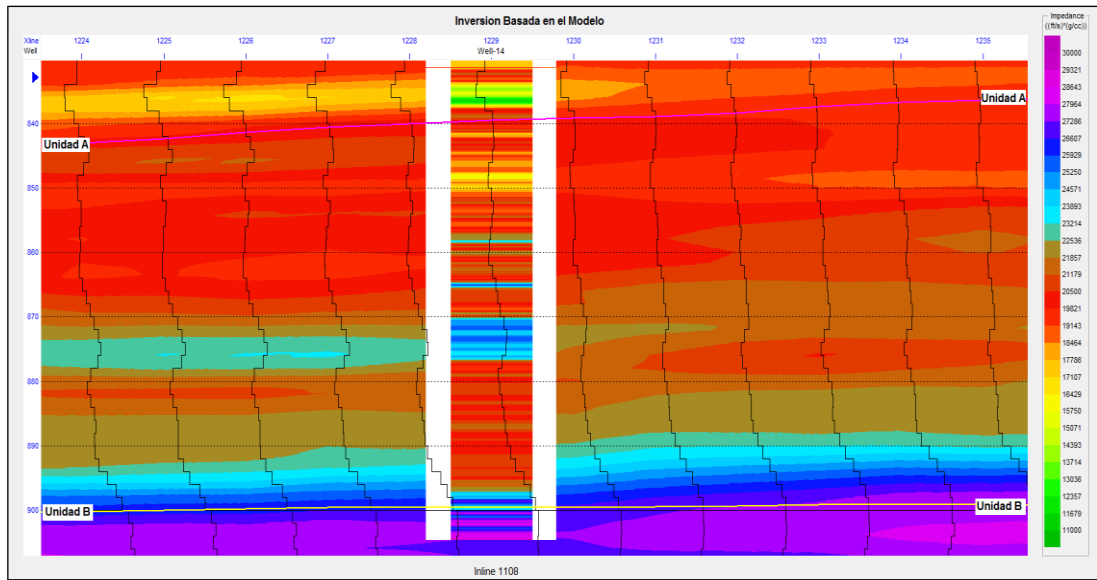
**Figura 66. Respuesta, de cada inversión corrida, junto con la data sísmica del cubo PSTM (izquierda superior), Inversión Basada en el Modelo (izquierda Superior), Inversión coloreada (derecha centro), Inversión Limitada por Bandas (Izquierda centro) Inversión Limitada por Bandas (Izquierda centro) e Inversión Sparse Spike LPSS (Derecha inferior) y MLSS (izquierda inferior); con el registros Sónico filtrado del Well-12 entre 3-17 Hz.**



Finalmente se trabajó con un volumen de impedancia acústica, calculado a partir de la inversión basada en el modelo. Los parámetros del modelo inicial están mencionados en la metodología incluyen un filtrado de frecuencias entre 6-17 Hz, un método de interpolación por kriging y un Variograma en el que se marca la tendencia de los datos dentro del campo.

El resultado de la inversión final se muestra en la Figura 67. Junto al registro impedancias acústicas (IA) del pozo Well-14. Determinando que aunque la sísmica tiene menor contenido de frecuencias que los pozos, se alcanzan a reconocer paquetes de arenas y arcillas bien definidos, los cuales representan un espesor superior a 49,21 Ft, identificable por la sísmica.

**Figura 67. Respuesta de la Inversión Acústica basada en el Modelo comparada con la Impedancia Acústica del Well-14 en el Inline: 1108, se identifican paquetes litológicos superiores a 49.21 Ft.**

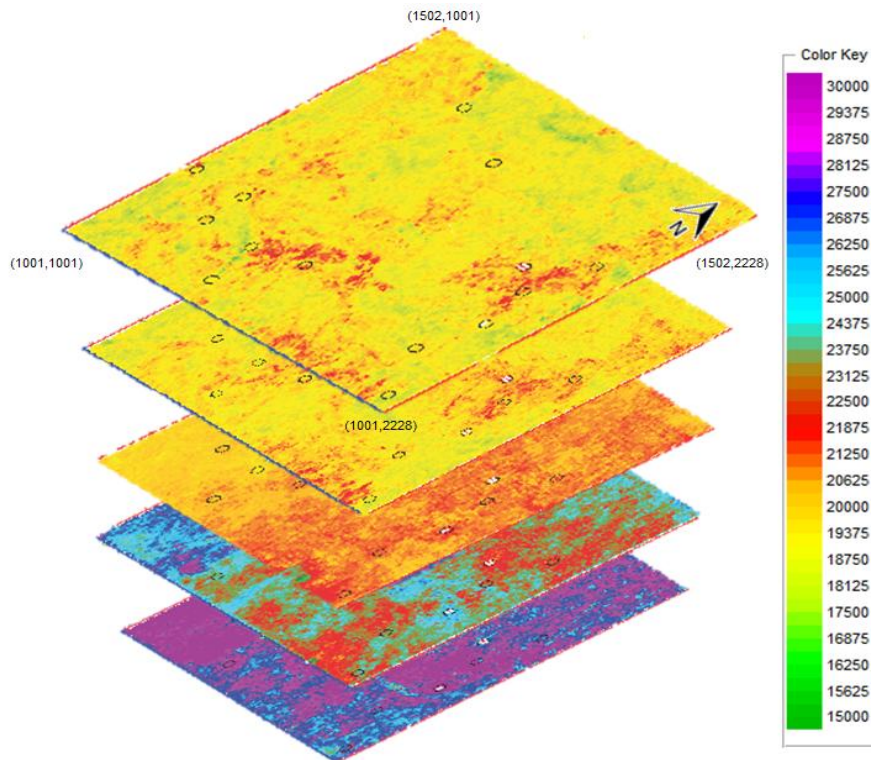


Los paquetes de arenas que corresponden a valores de impedancia entre 17000 - 22000 (Colores Amarillo, Rojo y Azul claro), encontrados principalmente en la parte superior del yacimiento cerca a la Unidad A y paquetes más arcillosos con valores de impedancia superiores a 22000 (Colores Azul - Morado) en la parte inferior hacia el contacto con el

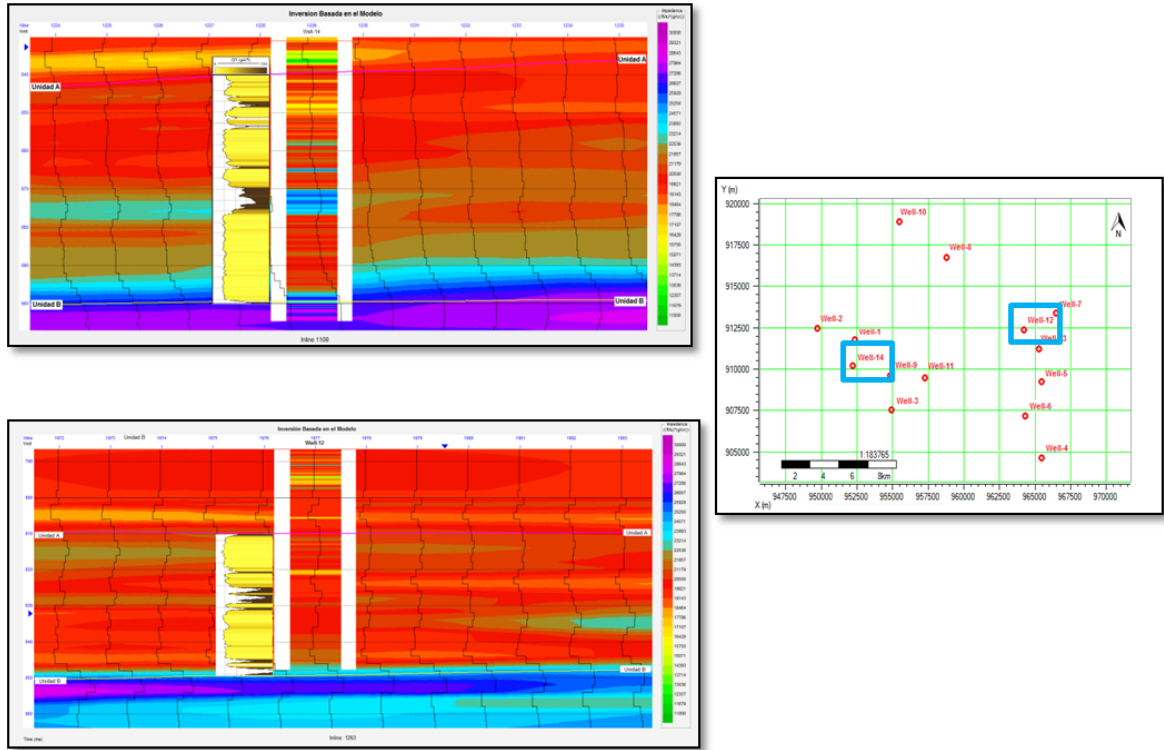
basamento. Adicionalmente como se muestra en la Figura 68., se determinó que la parte Oeste del campo presenta un mayor contenido de arcillas intercaladas con las arenas, mientras que la parte Este es mucho más arenosa y la calidad de las arenas aumenta hacia el tope de la Unidad A, dejándola como la zona de reservorio por excelencia.

Estos paquetes litológicos identificados son corroborados como se muestra en la Figura 69., empleando un registro Gamma Ray (GR), que discrimina litologías mediante contenido de elementos radioactivos (Torio, Potasio y Uranio), apoyados en esto se muestra la calidad en la respuesta que arroja la inversión, logrando responder muy bien a los cambios litológicos.

**Figura 68. Horizonts slices que representan la respuesta de impedancia acústicas en el campo, los colores azules y morados representan arcillas y los rojos, amarillo, verdes y azules claros arenas. De acuerdo con esto se presenta una tendencia de aumento en el contenido de arenas de base a tope y de Oeste a Este.**



**Figura 69. Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para los pozos Well-14 y Well12, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor incluso al ser comparado con un registro diferente al de IA. A la derecha mapa de ubicación de pozos.**



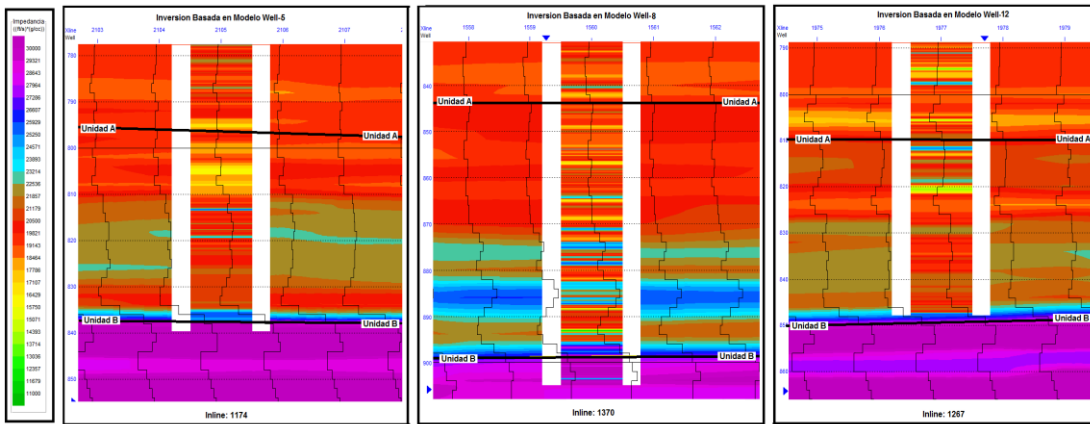
### Validación de la Inversión Acústica

La validación de la inversión acústica, se realiza para verificar la confiabilidad de los datos obtenidos, para este fin se realizaron dos inversiones (Basada en Modelo), la primera se realiza como blind test, escondiendo 3 pozos, para comprobar el éxito del método de interpolación utilizado en la distribución de la información en todo el campo. La segunda se realiza con todos los pozos para adicionar información al modelo.

Basado en esto se tomó la primera inversión (con blaintest), empleando 3 pozos ciegos (Well-5, Well-8, Well-12), determinando la veracidad de los

datos obtenidos, como se muestra en la Figura 70., en la cual se interpola de forma satisfactoria los datos, incluso en lugares donde no se cuenta con información de pozo, identificando paquetes litológicos y hasta lentes de arenas.

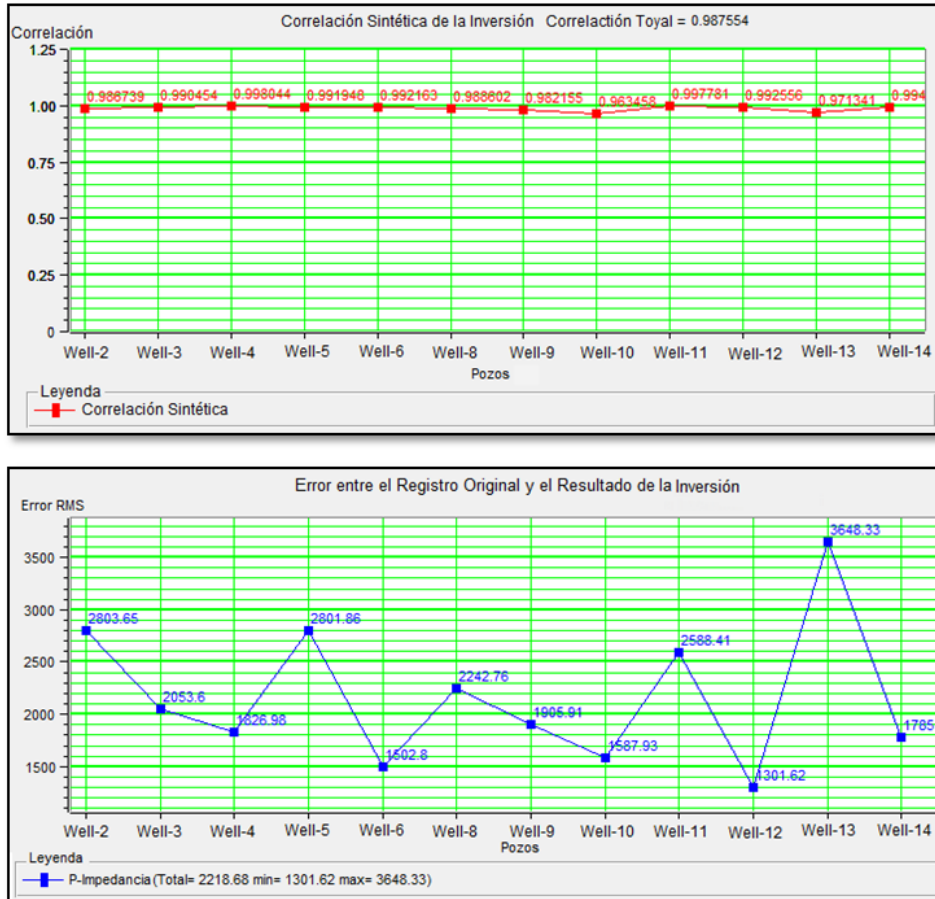
**Figura 70. Respuesta de la inversión a los pozos ciegos Well-13, Well-8, Well-4, Well-3 y Well-14, no incluidos dentro de la segunda inversión corrida y usados como blind test, ventana de análisis entre las líneas negra.**



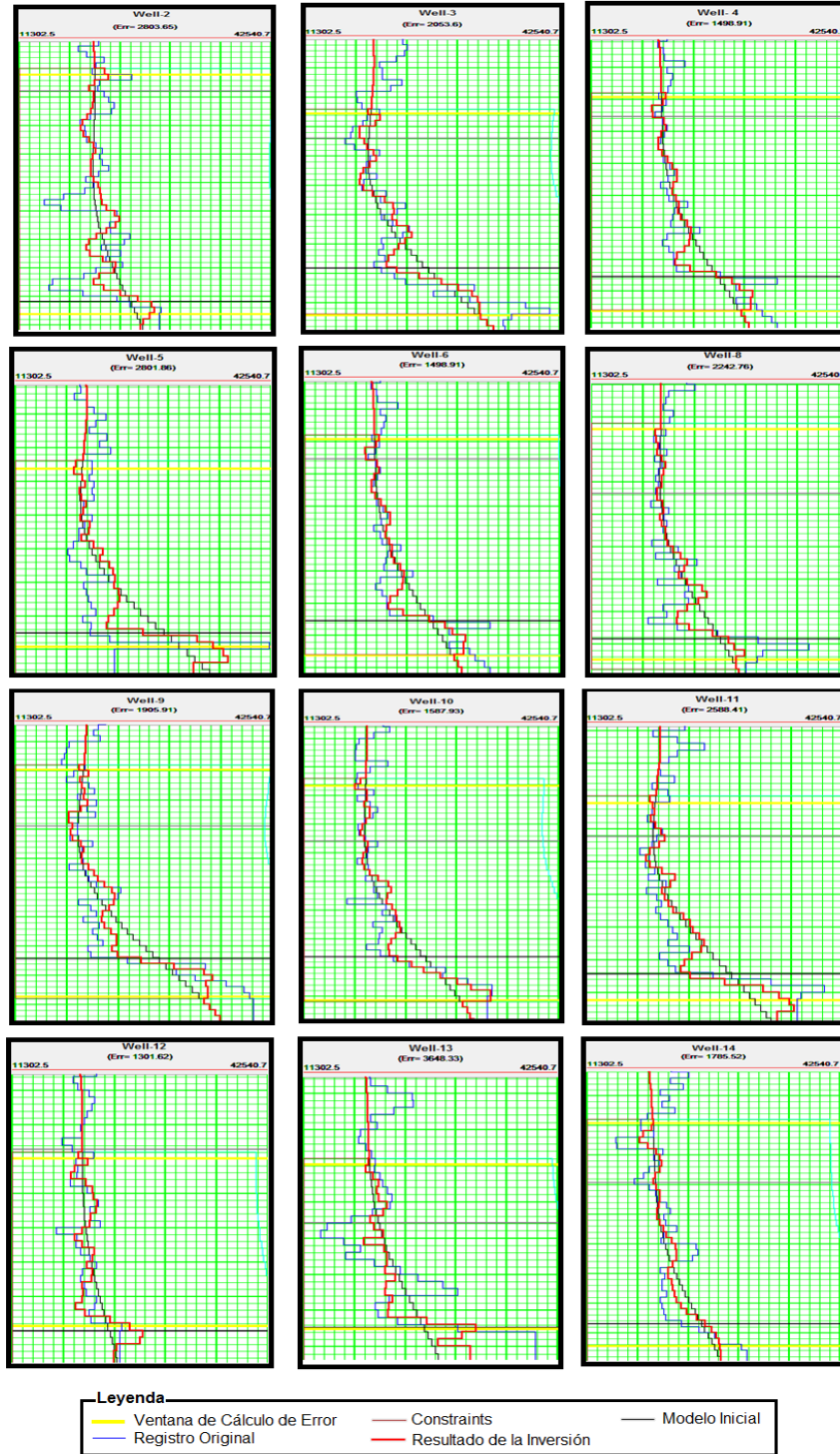
Posteriormente se validó el resultado de la segunda inversión con todos los pozos mediante el análisis de la correlación y el error entre los registros iniciales y la inversión final (Figura 71). También se comparó la respuesta de correlación del registro de impedancia original y la curva resultado de la inversión con la tendencia del modelo inicial (Figura 72). En la cual el registro modelado sigue de la tendencia del modelo inicial y los cambios del registro original.

Se demuestra que el resultado de la inversión puede ser usado para predecir la respuesta de impedancias acústicas y por consiguiente los cambios litológicos que puede tener un futuro pozo dentro del cubo sísmico, en las cercanías a lugares donde no se tenga datos de pozo.

**Figura 71. Correlación y error RMS entre los pozos utilizados en la inversión, a. correlación entre todos los pozos dentro de la inversión; B. Error entre el registro de impedancia original y el resultado de la inversión.**



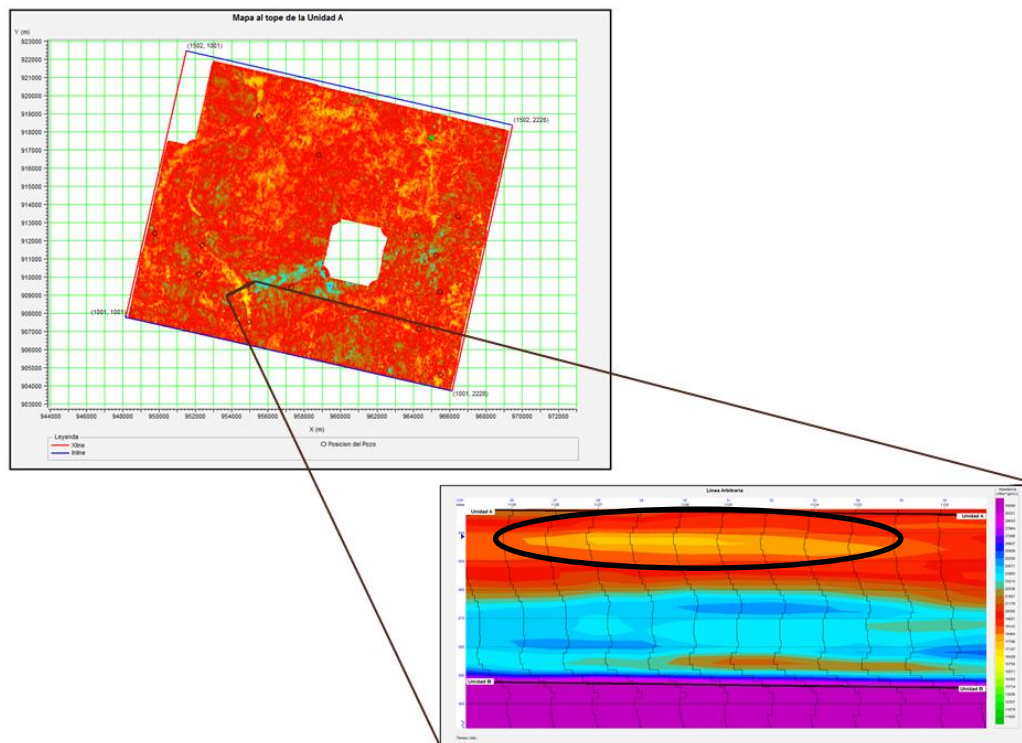
**Figura 72. Respuesta de correlación del registro de impedancia original (Azul) y la curva resultado de la inversión (Rojo) con la tendencia del modelo inicial (Negro) para cada uno de los 12 pozos usados en la inversión.**



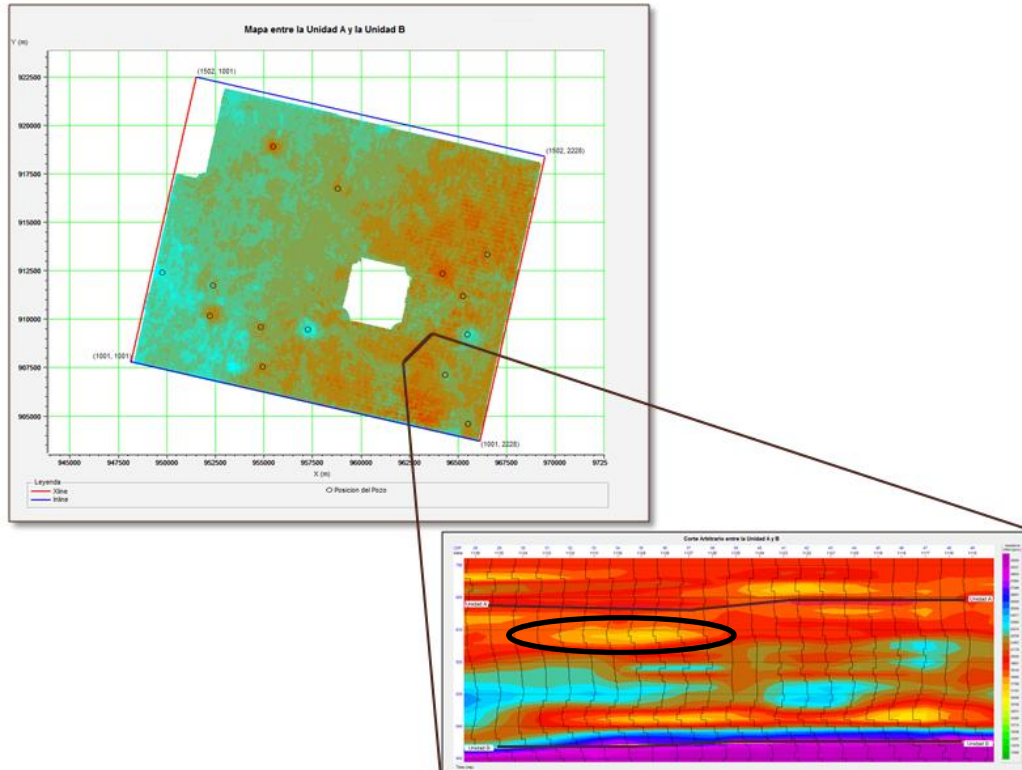
## Identificación de geocuerpos mediante el resultado de la Inversión Acústica

Los cambios de impedancia pueden estar relacionados a geoformas, como se observa en las Figura 73 un canal arenoso (Amarillo) que muestran bajas impedancias, junto a zonas arcillosas de floodplain (Azul Oscuro) de altas impedancias, en general toda la zona presenta bajas a medias impedancias relacionadas con arenas. En la figura 74. se muestra un canal entre la zona intermedia de las unidades A y B con colores rojizos, donde se aprecia en la sección transversal más cuerpos de geometría similar conectados y una distribución de valores de impedancia de Oeste a Este, donde el Oeste tiene altos valores de impedancia (zonas más arcillosas) y el Este menores valores de impedancias (Zonas más arenosas).

**Figura 73. Identificación de un canal hacia el tope de la Unidad A, se muestra su contorno en colores Amarillos-Naranjas (valores de impedancias bajos), correspondiente arenas, junto a una zona de floodplain, (valores de impedancias más altas relacionadas a arcillas). El corte transversal del canal muestra una geometría de lente.**



**Figura 74. Identificación de un canal hacia la parte intermedia de las Unidad A y B, se muestra su contorno en colores Naranjas y Rojos (valores de impedancias bajos-medios), correspondiente arenas, junto al corte transversal del mismo donde se aprecian más lente de arenas los cuales no se encuentran totalmente aislados. Adicionalmente se aprecia una disminución de impedancias hacia el Este, en comparación con el Oeste, con valores de impedancias más altos.**



Es importante resaltar que la Inversión Acústica es una herramienta subjetiva, que junto a una adecuada interpretación y una estricta validación del modelo geológico empleando registros de pozo, interpretación sísmica y atributos sísmicos, puede llegar a realizar una muy buena predicción de las características del yacimiento mostrando la distribución litológica e incluso la presencia de geocuerpos como se muestra en las gráficas anteriores.

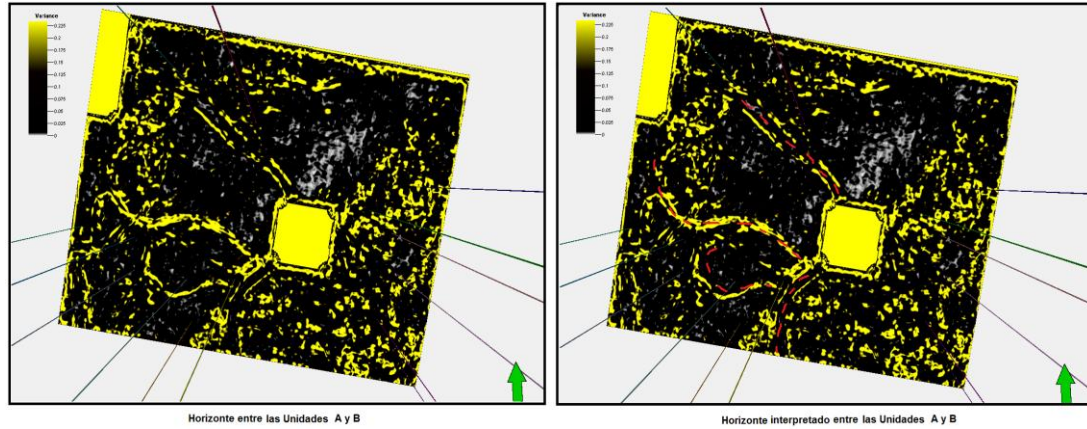
### 7.3. Análisis de Atributos Sísmicos

Los atributos aplicados al cubo sísmico 3D, buscan detectar bordes o contornos que puedan distinguir rasgos geológicos, ya que dentro de las características del yacimiento se muestra una baja deformación, se descartando el uso de estos para encontrar fallas. De acuerdo con estudios realizados en el ICP-Ecopetrol, 2011 se determinó que la trampa del yacimiento no es de tipo estratigráfico como se pensaría por estar sobre una discontinuidad que acuña los estratos hacia el NE. Su mecanismo de entrapamiento corresponde a un hidrodinamismo, producto de un acuífero cercano el cual desplaza al hidrocarburo hacia el W, alejándolo de la cuña contra el basamento. Las imágenes de estos corresponden a geocuerpos encontrados hacia la base del yacimiento, los atributos corridos al cubo PSTM fueron:

#### **Chaos**

La señal puede verse afectada por las rutas de migración de gas, intrusiones salinas entre otros. Con este atributo se buscaba clasificar la sísmica de textura caótica y proporcionarle un orden. Con este atributo y mediante los rasgos generales de las texturas caóticas es posible identificar canales en los horizontes entre la Unidad A y B (Ver Figura 75). Los cuales muestran una dirección preferencial de ordenamiento hacia el NW.

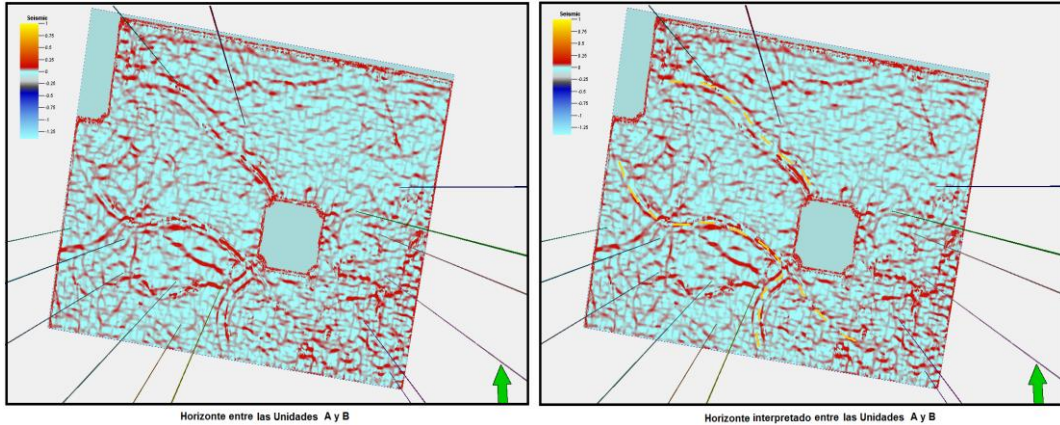
**Figura 75. Identificación de geocuerpos en un horizonte entre las unidades A y B, su identificación se realizó mediante la detección de la dirección preferencial de las figuras caóticas.**



## Curvatura

Los atributos de curvatura realzan las zonas asociadas a trenes de fracturas. Bergbauer, S., et al. (2003) demostró que las curvaturas sobre las superficies estructurales en diferentes longitudes de onda dan diferentes perspectivas de los mismos rasgos geológicos. Curvaturas a pequeñas ventanas de muestreo delinean detalles de rasgos locales mientras que curvaturas a ventanas de muestreo más grandes delinean rasgos más regionales. En la figura 76 se muestra la aplicación de una curvatura máxima, la cual ayuda a detectar altos, asociados a los bordes de los canales.

**Figura 76. Detección de geocuerpos usando el atributo de curvatura en un horizonte entre la Unidad A y la Unidad B, las amplitudes positivas se relacionan con canales activos y las amplitudes negativas a canales abandonados.**

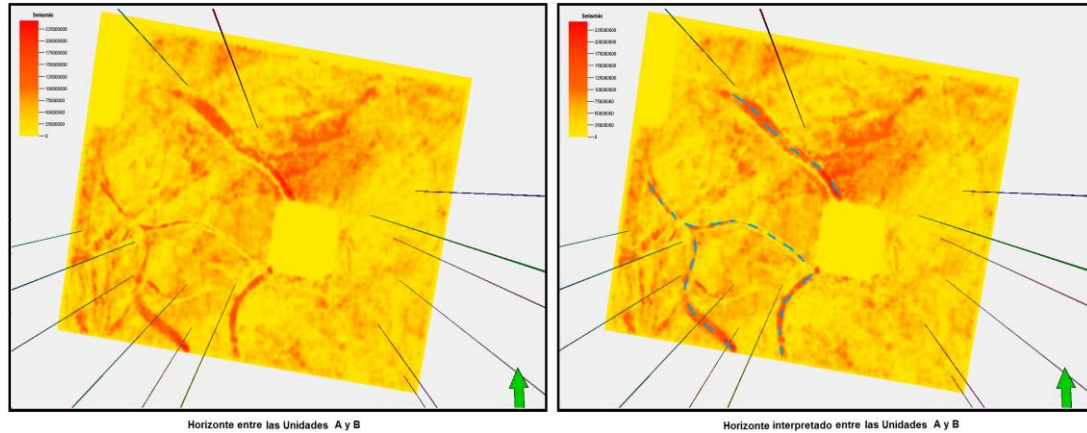


## Envelop

Este atributo calcula la energía total instantánea de las ondas sísmicas propagadas a través de distintos medios geológicos, donde la amplitud de las ondas aumenta o disminuye mostrando interfaces de diferencias marcadas en impedancia acústica, cuando las ondas cruzan medios de alta velocidad a baja velocidad la amplitud de la onda incrementa y muestra anomalías de alta amplitud, esto ocurre para instancias en interfaces con saturación de fluidos y cambios litológicos fuertes en medios fracturados. Mostrando zonas de baja energía, con reflectores brillantes ausentes (Taner and Sheriff, 1977).

En la Figura 77, se muestran geocuerpos relacionados a canales identificados mediante el cambio de amplitudes. Las altas energías corresponden a los colores rojizos, representando las arenas y las bajas energías a colores amarillos, representando las arcillas.

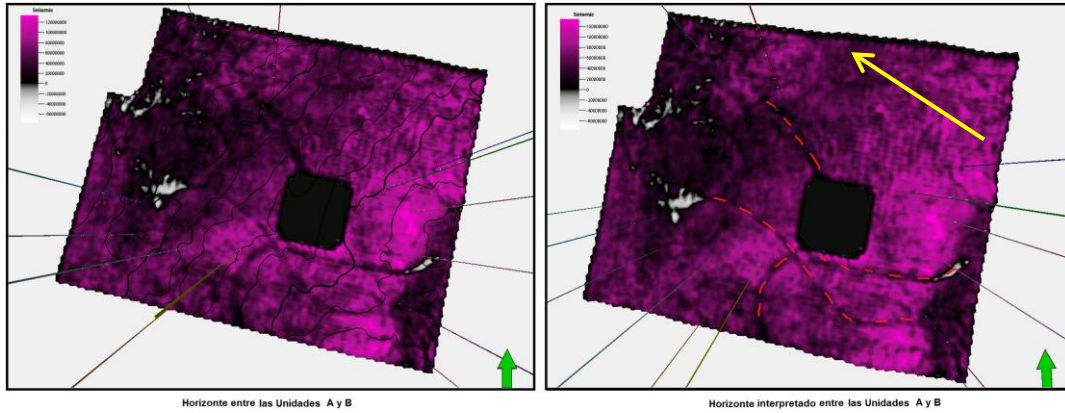
**Figura 77. Identificación de canales mediante el cambio de amplitudes por medio del atributo sísmico de Envelope. Las altas energías corresponden a los colores rojizos y las bajas energías a colores amarillos.**



## Structural Smooting

Suavizado estructural aplicado a la señal de entrada, para incrementar la continuidad de los reflectores sísmicos facilitando la identificación de geocuerpos. En la Figura 78 se identifican canales, los cuales muestran una dirección preferencial hacia el NW, con esta respuesta y apoyado en los contornos estructurales se puede determinar la dirección de paleocorrientes estimando la dirección de flujo que formo estos cuerpos.

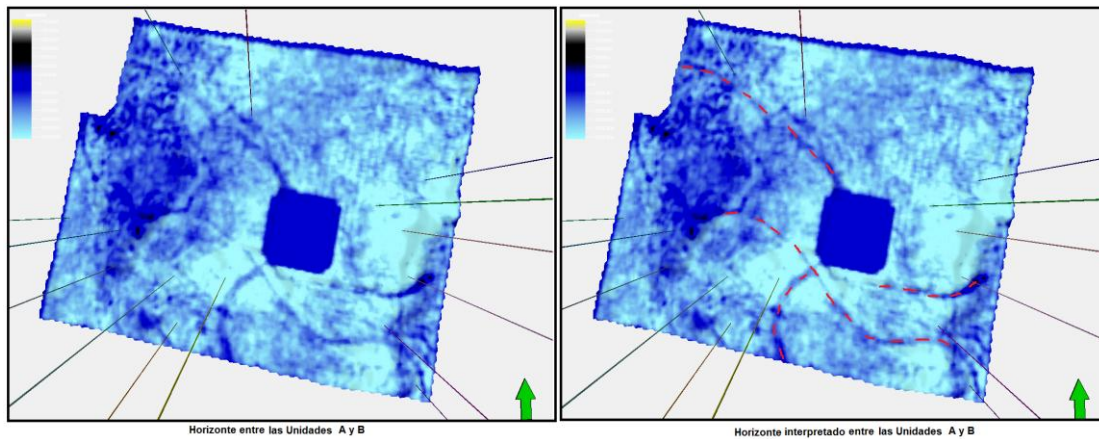
**Figura 78. Identificación de geocuerpos relacionados con canales mediante un suavizado estructural, los cuales muestran la dirección preferencial de las paleocorrientes NW (Flecha amarilla), en la dirección de los contornos estructurales (izquierda).**



## Segunda Derivada

Este atributo se puede utilizar para ayudar a guiar la selección proporcionando continuidad en las zonas de donde las reflexiones están mal resueltas. Pero disminuye las variaciones laterales, lo que hace más difícil seguir eventos regionales. En la Figura 79 se identifican máximos y mínimos asociados a colores azules oscuros y claros respectivamente.

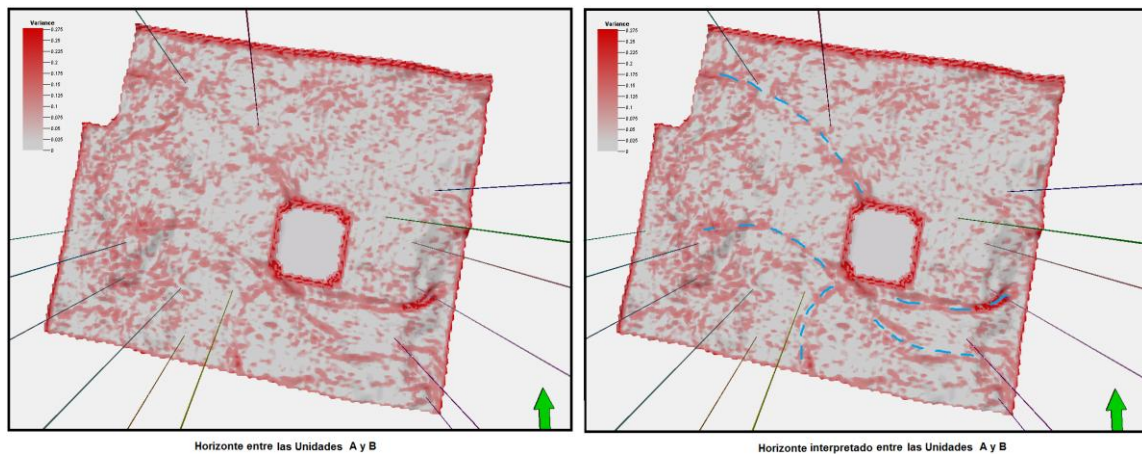
**Figura 79. Detección de geocuerpos usando el atributo de segunda derivada en un horizonte entre la Unidad A y la Unidad B, los máximos corresponden al azul oscuro y los mínimos azul claro.**



## Varianza

Es la medida de la variación local de la amplitud entre las trazas adjuntas, lo que permite aislar bordes asociados a fallas y variaciones laterales de facies, esto significa que a medida que aumenta la varianza aumenta la discontinuidad estructural (fallas y fracturas) o estratigráficas (cambios laterales como canales fluviales, discordancias). Por ello en la figura 80 es más fácil identificar los bordes de los cuerpos correspondientes a canales.

**Figura 80. Identificaron de geocuerpos en un horizonte entre la Unidad A y B, por el aumento de la varianza facilitando la identificación de sus bordes.**



### 7.4. Predicción de Propiedades Petrofísicas a Partir de Atributos Sísmicos

Otro de los objetivos de este proyecto es la predicción de propiedades petrofísicas mediante el uso de atributos sísmicos. Como datos iniciales se tienen 12 pozos antes mencionados, con los respectivos registros de porosidad y VClay, junto a 7 atributos externos Envelope, structmooth, varianza, chaos, curvatura, segunda derivada y el resultado de la inversión acústica como uno de los atributos externos más importantes en este procedimiento.

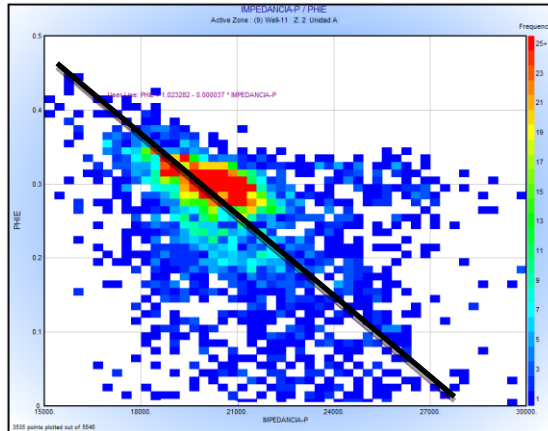
Los atributos se emplearon con el fin de predecir la distribución espacial de las propiedades de Porosidad y  $V_{clay}$ , basado en los registros de pozo, ya que de esta forma se puede incluir información de apilamiento, como las transformadas no lineales de los datos poststack, y en vez de asumir un modelo relacionado con los registros de pozo y la sísmica, se deriva una relación estadística mediante el análisis de un conjunto de datos de entrenamiento en relación a la ubicación de cada pozo (Hampson. D., Schuelke S. and Quirein J., 2001).

El objetivo de esta predicción es encontrar un operador no lineal, a partir de los registros de pozos y los datos sísmicos. La razón por la cual se emplean los atributos es porque muchos de estos son no lineales, lo que aumenta el poder predictivo de la técnica y porque es posible realizar un pre-procesamiento que permita separar los datos de entrada en características individuales (Hampson. D., Schuelke S. and Quirein J., 2001).

#### **7.4.1. Predicción de porosidad**

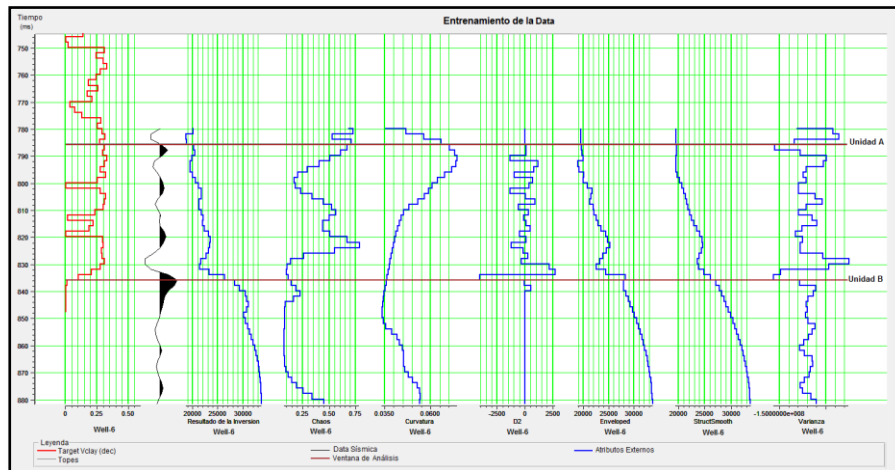
Dentro de los registros presentes en el campo se cuenta con un registro de Porosidad Efectiva ( $Phie$ ), calculado a partir del registro de Densidad Neutrón. Teniendo en cuenta este aspecto se realizó un gráfico cruzado entre la Impedancia  $P$  y la Porosidad Efectiva de los 14 pozos incluidos en el proyecto (Ver Figura 81), con este gráfico se comprobó la tendencia directa entre cada una de estas propiedades, donde las bajas impedancias están relacionadas a valores de alta porosidad y las altas impedancias a valores de baja porosidad, a partir de esta relación se espera que las zonas arenosas muestren porosidades más altas que las zonas arcillosas.

**Figura 81. Grafico cruzado de frecuencia entre Impedancia Vs Porosidad Efectiva, donde el rojo significa la mayor cantidad de datos, los valores que se acercan a 0 corresponden a litologías arcillosas.**



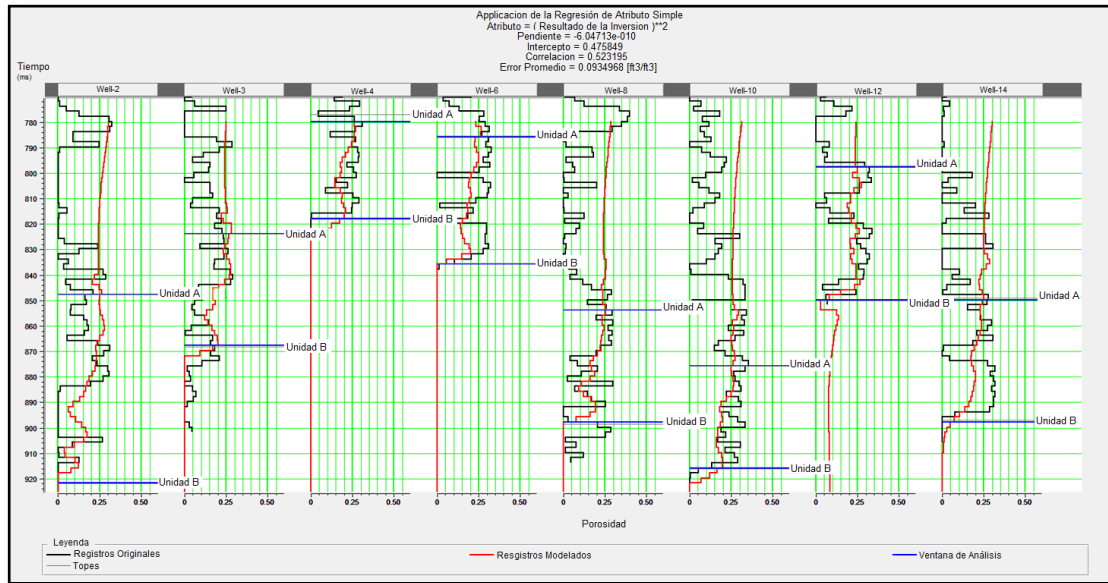
Inicialmente se carga el registro de porosidad ( $\text{ft}^3/\text{ft}^3$ ) y los atributos externos, como se muestra en la Figura 82, en la cual se aprecia que es posible predecir que atributos van a tener mejor correlación a la hora de modelar la porosidad en todo el campo. En nuestro caso fueron los resultados de la Inversión Acústica, Envelope y Structural Smoothing.

**Figura 82. Data de entrenamiento, registro de porosidad (rojo) para el Well-6, Data sísmica (negro) y Atributos externos (azul), basado en los demás atributos cargados se espera que los atributos más adecuados para predecir la porosidad sean el Resultado la inversión, Envelope y Structural Smoothing.**



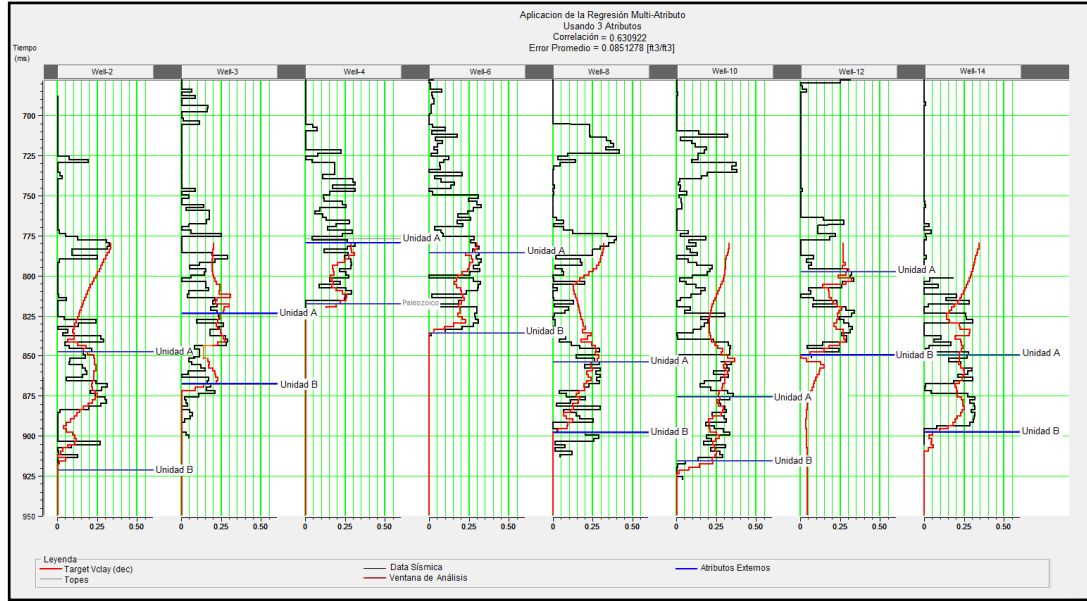
Se realiza un análisis de atributos individuales para determinar cuál presenta la mayor correlación y el menor error de predicción, en este paso se obtuvo una correlación máxima de 0.523 y un error mínimo de 0.093 (ft<sup>3</sup>/ft<sup>3</sup>), con el atributo (Resultado Inversión)\*\*<sup>2</sup>, como se muestra en la Figura 83, en la cual el registro modelado (rojo), siguen la tendencia del registro original (negro). Es posible realizar una corrección del Shift para ajustar la tabla tiempo profundidad de los pozos y así mejorar el valor de correlación, sin embargo en este caso no se aplicó ningún Shift para evitar estirar o correr los registros.

**Figura 83. Respuesta de Regresión de atributo simple para la predicción del registro de porosidad, se aprecia como los registros predichos (rojo) siguen la tendencia de los registros originales (negro).**



Una vez terminado este análisis de atributos individuales, se procede a realizar un análisis multi-atributo (Ver Figura 84), el cual busca aumentar la predicción, usando 7 atributos y los pozos Well-2, Well-3, Well-4, Well-6, Well-9, Well-11, Well-13, Well-14. Como resultado se obtiene una correlación 0.630 y una disminución del error de entrenamiento que pasa de 0.093 (ft<sup>3</sup>/ft<sup>3</sup>) a 0.085 (ft<sup>3</sup>/ft<sup>3</sup>). En la Tabla 7., se aprecia el error de entrenamiento y el error de validación empleando los 7 atributos y su respectiva transformada.

**Figura 84. Entrenamiento multiatributo para la predicción de la propiedad de porosidad en el campo, se muestra que los registros predichos (rojo) siguen la tendencia de los registros originales (negro). La correlación es de 0.630 con un error promedio de 0.085 (ft<sup>3</sup>/ft<sup>3</sup>).**



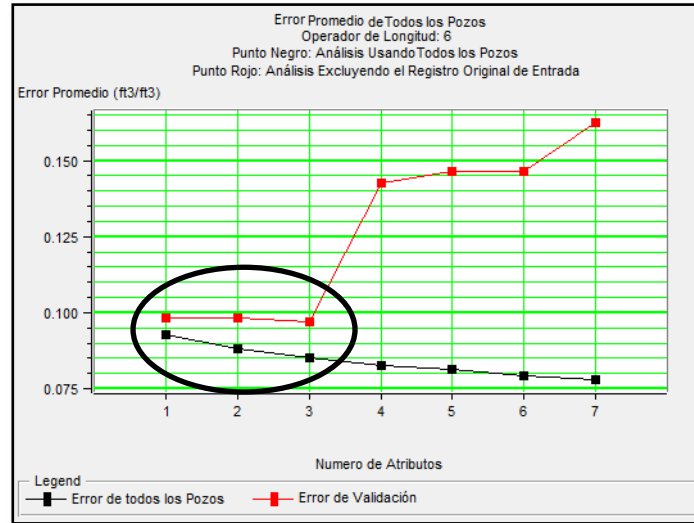
**Tabla 7. Combinación de 7 atributos incluidos en la generación de la transformada multi-atributo usada para predecir la porosidad a partir de atributos sísmicos.**

No.	Target	Atributo Final	Entrenamiento		Validación	
			Correlación	Error	Correlación	Error
1	Porosidad	(Resultado de la Inversion)**2	0.536527	0.092583	0.45032	0.098422
2	Porosidad	Log (Chaos)	0.594417	0.088227	0.458523	0.098466
3	Porosidad	(Envelope)**2	0.630922	0.085128	0.489988	0.096923
4	Porosidad	1 / (Curvatura)	0.656412	0.082778	0.244092	0.142638
5	Porosidad	1 / (Varianza)	0.672446	0.081213	0.238951	0.146351
6	Porosidad	Amplitude Envelope	0.692499	0.079155	0.243392	0.146530
7	Porosidad	Sqrt(StructSmooth	0.703365	0.077990	0.232184	0.162526

De la aplicación multi-atributo se concluyó que solo los tres primeros atributos servían para realizar la predicción de la propiedad de porosidad (Ver Figura 85). Aunque teóricamente se cree que a mayor número de atributos se disminuye el error calculado, realmente solo un número definido

de atributos aseguran una buena predicción, sin la intervención de ruido o datos que puedan alterar una buena predicción, proveniente de los atributos menos relacionados.

**Figura 85. Resultado de la aplicación multi-atributo, se muestra que de los 7 atributos usados en la estimación solo 3 son adecuados para realizar la predicción de porosidad.**



La validación de este entrenamiento se realizó mediante el cálculo del error de entrenamiento, con una correlación de 0.450 y error promedio 0.098 (ft<sup>3</sup>/ft<sup>3</sup>).

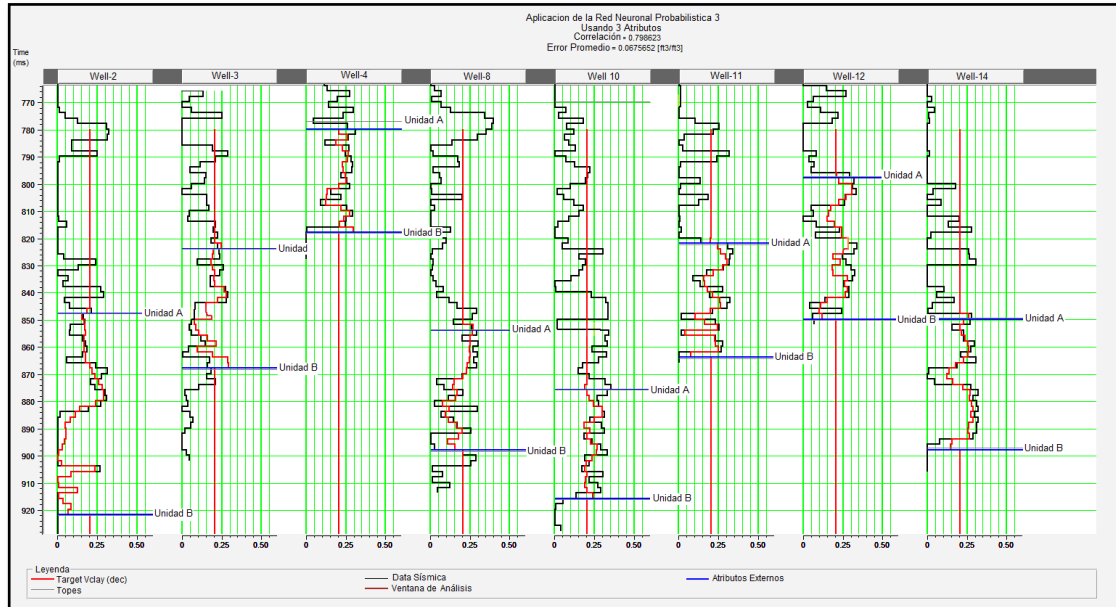
#### 7.4.1.1. Aplicación de redes neuronales

A diferencia del volumen de Impedancias Acústicas donde la resolución depende del modelo inicial de bajas frecuencias, en las predicciones de propiedades petrofísicas de multi-atributos la resolución depende de las redes neuronales. Usando como parámetro de entrada la transformada generada por la regresión multi-atributo, se entrenó la Red neuronal probabilística (PNN) para realizar la predicción del volumen de porosidad.

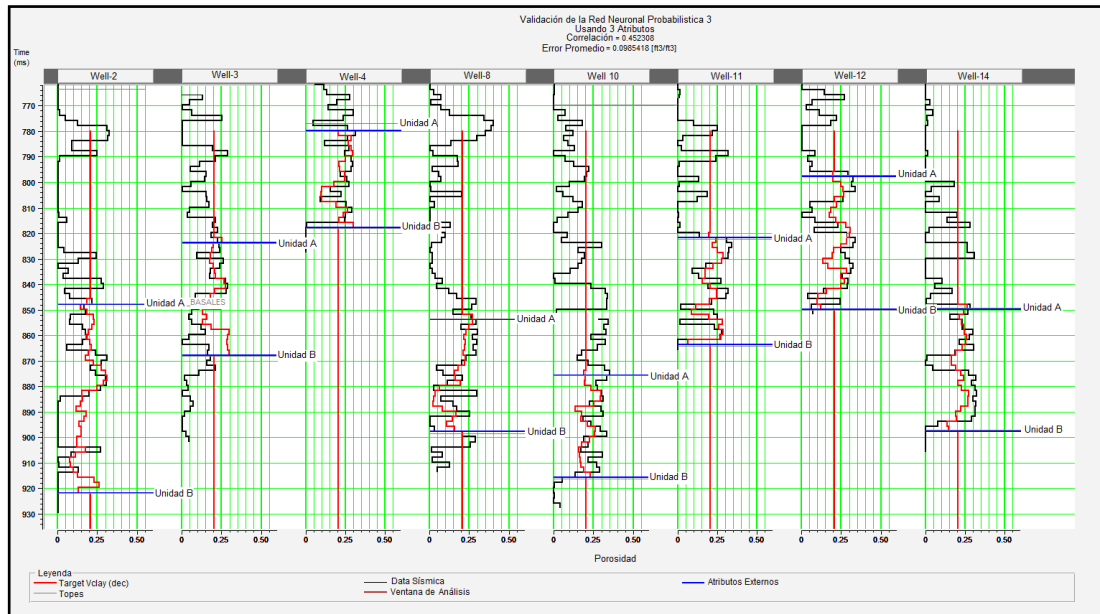
La red neuronal probabilística se entrenó con 25 sigmas y 20 iteraciones obteniendo como resultado un aumento en la correlación a 0.795 con un error promedio de  $0.067(\text{ft}^3/\text{ft}^3)$ . Demostrando que con su aplicación disminuye el error promedio y aumenta la correlación en comparación con la aplicación de la regresión multi-atributo con una correlación de 0.630 y un error promedio de  $0.085(\text{ft}^3/\text{ft}^3)$ .

Como se muestra en la Figura 86 la aplicación de la red neuronal probabilística usando 3 atributos, muestra un mejor ajuste entre los registros predichos (Rojo) y los registros originales (Negro) lo cual es evidenciado en el aumento de la correlación. Para validar la red neuronal se aplicó una validación cruzada usando todos los pozos entrenados (Ver Figura 87), obteniendo como resultado una correlación 0.452 y error de validación promedio de  $0.098(\text{ft}^3/\text{ft}^3)$ , el error de cada pozo se muestra en la Figura 88.

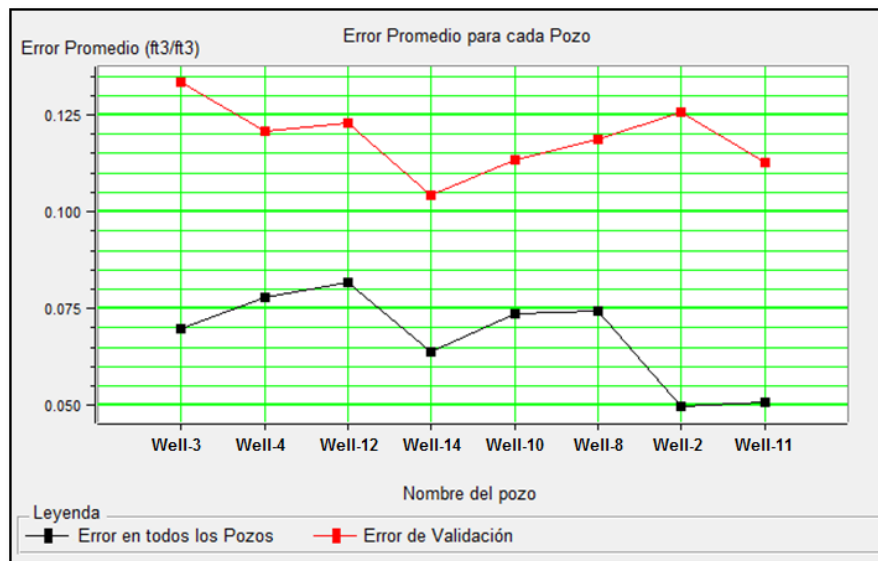
**Figura 86. Respuesta de la red neuronal probabilística usando 3 atributos. Los registros modelados siguen de forma semejante los registros originales obteniendo una correlación de 0.798 y un error promedio de 0.067.**



**Figura 87. Validación cruzada de la red Neuronal Probabilística usando 3 atributos, correlación de 0.4 y error promedio de 0.098 [dec].**



**Figura 88. Error plot de validación en cada pozo entrenado para la Red Neuronal Probabilística (PNN) aplicado al volumen de Porosidad.**

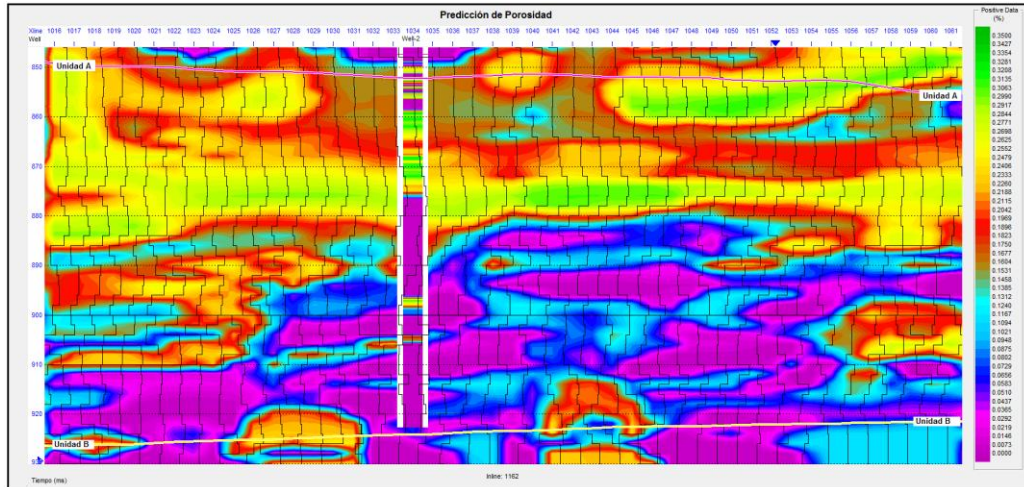


#### **7.4.1.2. Generación del volumen de porosidad**

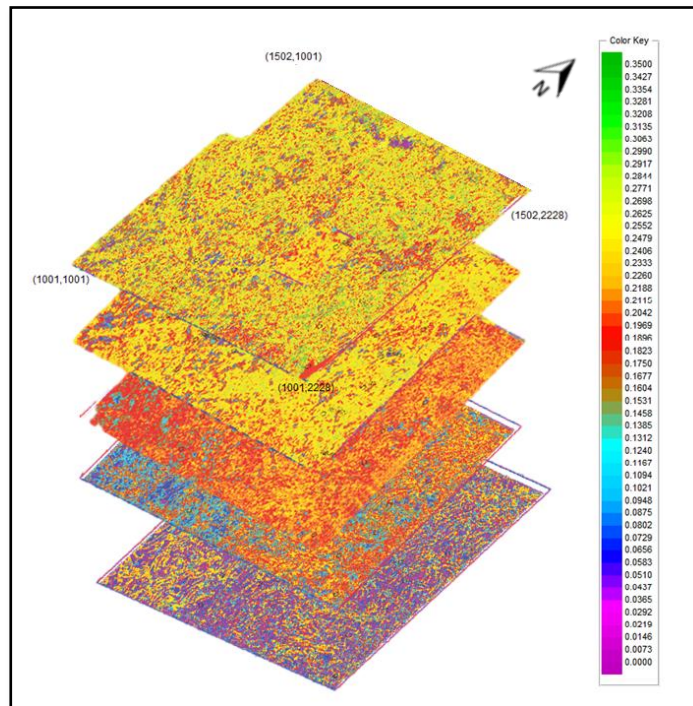
La generación del volumen de porosidad es de gran utilidad, ya que permite discriminar zonas de buena calidad en el yacimiento y junto con la inversión acústica, permite hacer una buena identificación de las áreas arenosas, arcillosas o incluso de cuerpos acanalados.

En la Figura 89 se aprecia la respuesta de la porosidad predicha e campo a los alrededores del Well-6, a partir de la transformada de la red neuronal probabilística (PNN). Entre los resultados obtenidos se puede ver que hacia el tope la Unidad A se encuentra la mejor porosidad efectiva, esto de acuerdo con la impedancia acústica y la petrofísica corresponde a zonas más arenosas y hacia la parte inferior cerca la discordancia disminuye la porosidad efectiva, indicando un aumento de arcillas. Adicionalmente es posible detectar lentes de arenosos rodeados pero no aislados de zonas más arcillosas. En características generales se determinó que el yacimiento presenta una buena porosidad con valores superiores al 20%. En la Figura 90., se muestra claramente este comportamiento en todo el campo mostrando un aumento de base a tope, siendo los colores los morados y azules las zonas menor porosidad y los colores verdes y amarillos las zonas de mayor porosidad.

**Figura 89. Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-6, bajas porosidades inferiores a 0.2 (Ft3/Ft3), con colores azules y morados; porosidades medias y altas superiores a 0.2 (Ft3/Ft3), con colores rojos, amarillos y verdes.**



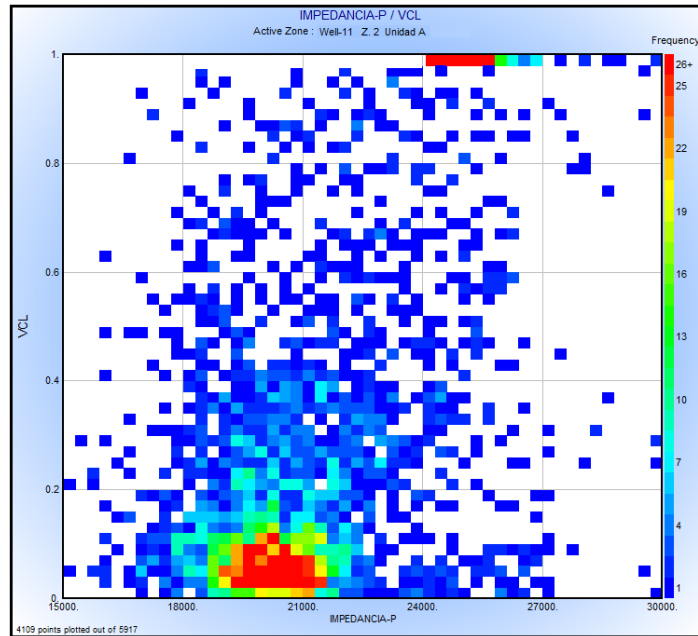
**Figura 90. Horizont Slices de la respuesta Predicha para Porosidad, de base a tope se muestra un aumento de porosidad. Los colores verdes, amarillos y rojos representan arenas y los morados y azules arcillas.**



### 7.4.2. Predicción de Vclay

Al igual que con el registro de Porosidad Efectiva, se realizó un gráfico cruzado de frecuencia entre la Impedancia P y el registros de Vclay con los 14 pozos incluidos en el proyecto (Ver Figura 91), comprobando que las arenas son predominantes en el campo como se muestra en la figura., donde la mayor cantidad de valores (rojo) se encuentran en el rango de impedancias de las arenas entre 18000-22000.

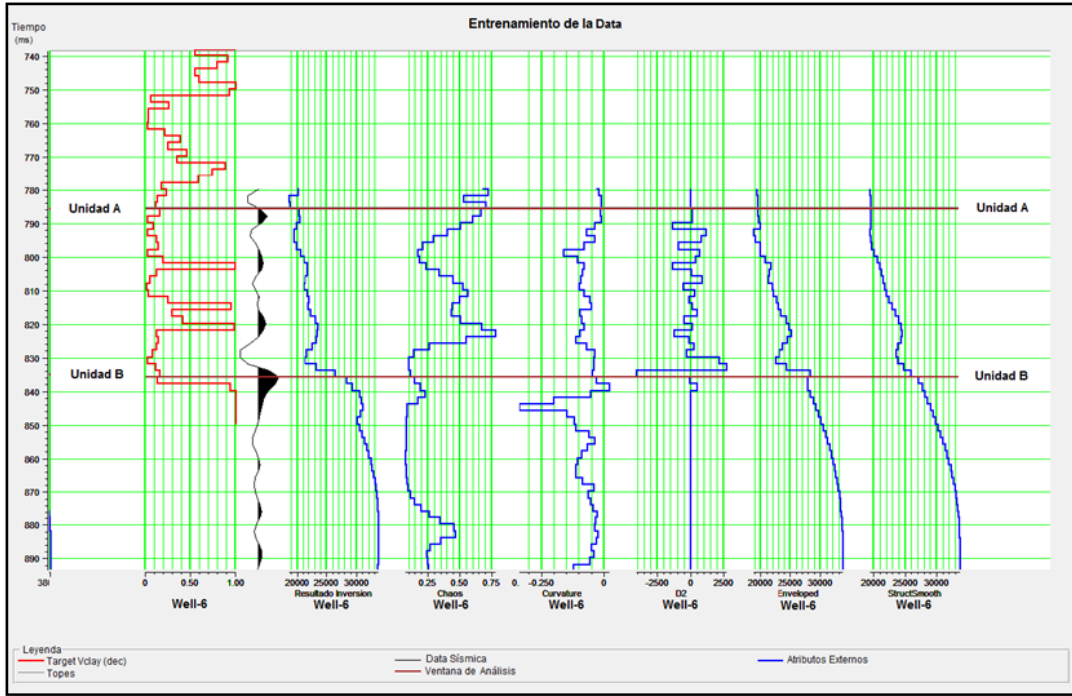
**Figura 91. Grafico cruzado de frecuencia entre Impedancia Vs Vclay, donde el rojo significa la mayor cantidad de datos, los valores que se cercanos a 1 corresponden a arcillas.**



El procedimiento para la predicción del volumen de Vclay es muy similar al anterior se carga el registro de Vclay (dec) a reproducir y los atributos externos, En la Figura 92., se muestra en rojo el registro de Vclay para el Well-6, en negro la data sísmica y en azul los atributos externos. Basado en la respuesta del registro extraído de cada atributo se espera que los atributos

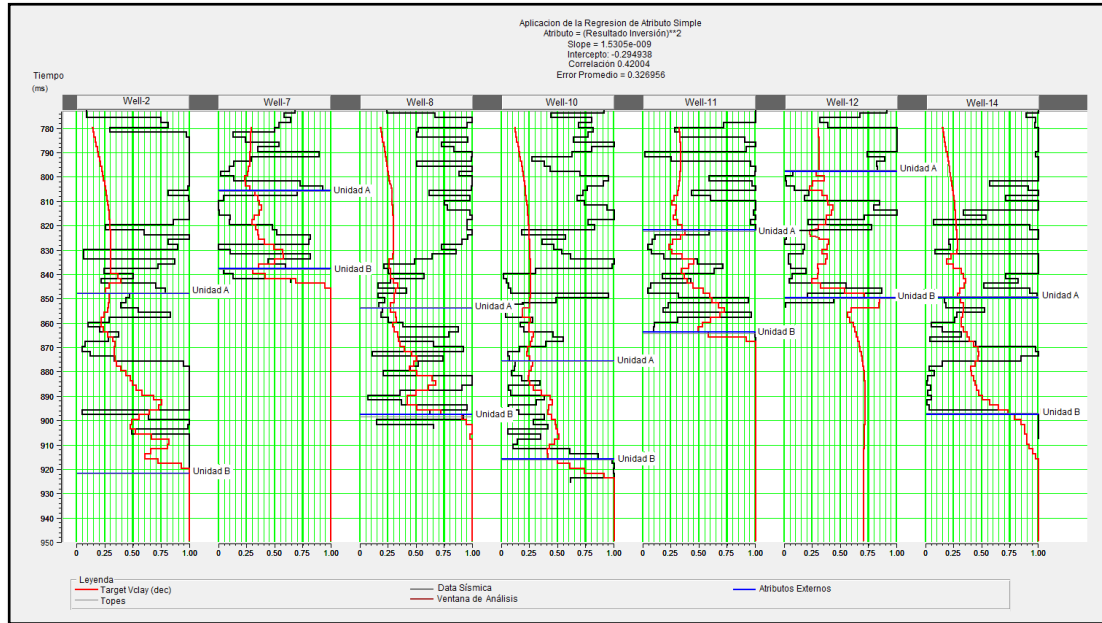
más adecuados para predecir esta característica serán el Resultado de la Inversión, Envelope, Curvatura y Chaos.

**Figura 92. Carga de información, registro de Vclay (rojo), Data sísmicas (negro) y atributos externos (azul). Se aprecia que los atributos de Resultado de la Inversión, Envelope, Curvatura y Chaos, responden mejor al registro de Vclay.**



Para el análisis de atributos individuales se obtuvo una correlación máxima de 0.423 y un error mínimo de 0.311(dec), con el atributo (Resultado de la Inversión)<sup>\*\*2</sup>, como se muestra en la Figura 93., en la cual el registro de predicción (rojo), siguen la tendencia del registro original (negro). En este caso al igual que en la predicción del volumen de porosidad no se aplicó Shift para mejorar el valor de correlación.

**Figura 93. Respuesta del registro predicho en base a la transformada de atributo simple. El registro predicho (rojo) alcanza a seguir la tendencia del registro original (negro).**



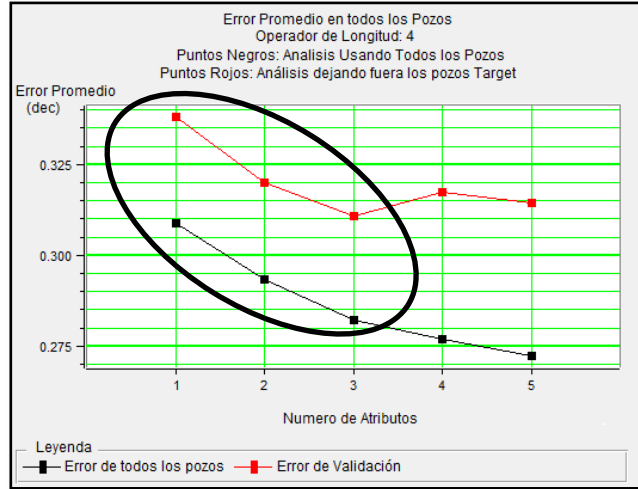
Sabiendo que el resultado de la inversión es el dato de mejor correlación y el más confiable para la predicción de este volumen se realizó un análisis multi-atributo el cual busca aumentar la predicción, usando 5 atributos junto con los pozos Well-2, Well-3, Well-4, Well-6, Well-9, Well-11, Well-13, Well-14. Obteniéndose una disminución del error de entrenamiento que pasa de 0.311(dec) a 0.282 (dec). En la Tabla 8., se muestra el error de entrenamiento y el error de validación empleando los 5 atributos.

**Tabla 8. Combinación de 5 atributos incluidos en la generación de la transformada multi-atributo que se usara para predecir el Volumen de Vclay a partir de atributos sísmicos.**

No.	Target	Atributo Final	Entrenamiento		Validación	
			Correlación	Error	Correlación	Error
1	Vclay	1 / (Chaos)	0.438611	0.308727	0.218163	0.338097
2	Vclay	Log (Resultado Inversion)	0.520995	0.293227	0.320062	0.320062
3	Vclay	Log (StructSmooth)	0.5707729	0.282115	0.4332466	0.310961
4	Vclay	Curvature 2	0.591303	0.277069	0.407299	0.317280
5	Vclay	Log (Envelope)	0.609716	0.272315	0.425007	0.314545

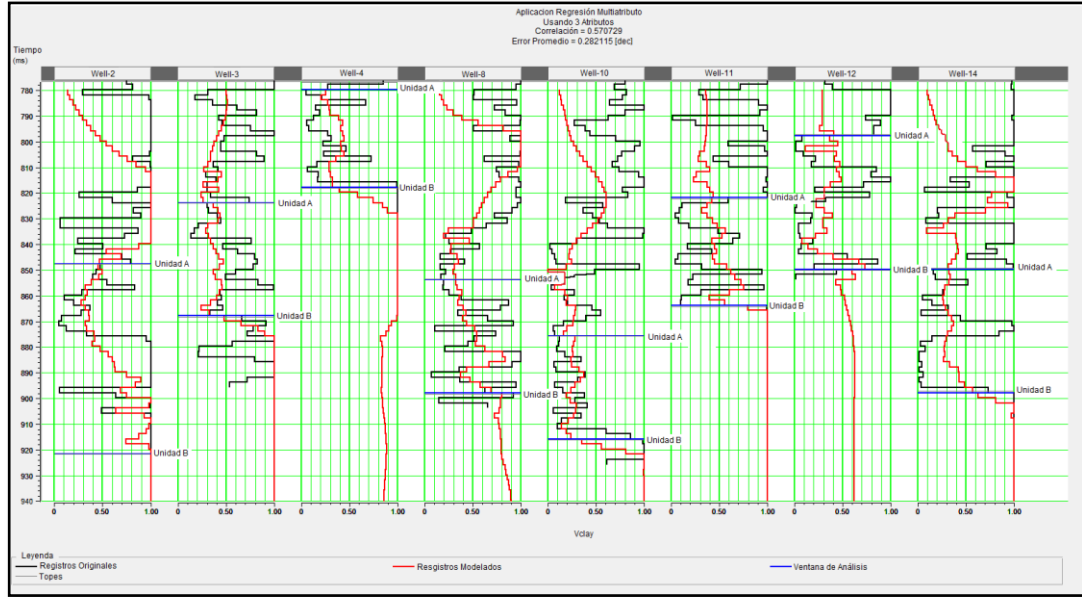
De la aplicación multi-atributo se concluyó que solo los tres primeros atributos servían para realizar la predicción de la propiedad de Vclay (Ver Figura 94). Sin incluir ruido de los atributos menos relacionados.

**Figura 94. Resultado de la aplicación multi-atributo, se muestra que de los 5 atributos usados en la estimación solo 3 son adecuados para realizar la predicción de Vclay.**



La validación se realizó mediante el cálculo del error de entrenamiento, inicialmente como se muestra en la Figura 95., se obtuvo una correlación de 0.570 y un error promedio de 0.282 (dec), la validación de la regresión multi-atributo arrojó una correlación de 0.432 y error promedio 0.310 (dec), un poco mayor que el error de entrenamiento, pero esto es debido a que el cálculo del error es dependiente del ajuste de profundidad entre el registro modelado y el registro original, pero lo más importante es que la curva modelada reproduzca la tendencia del registro original.

**Figura 95. Entrenamiento multi-atributo para la predicción de la propiedad de Vclay en el campo, se muestra que los registros predichos (rojo) los cuales siguen la tendencia de los registros originales (negro). La correlación que se alcanza es de 0.570 con un error promedio de 0.282 (dec).**



#### 7.4.2.1. Aplicación de redes neuronales

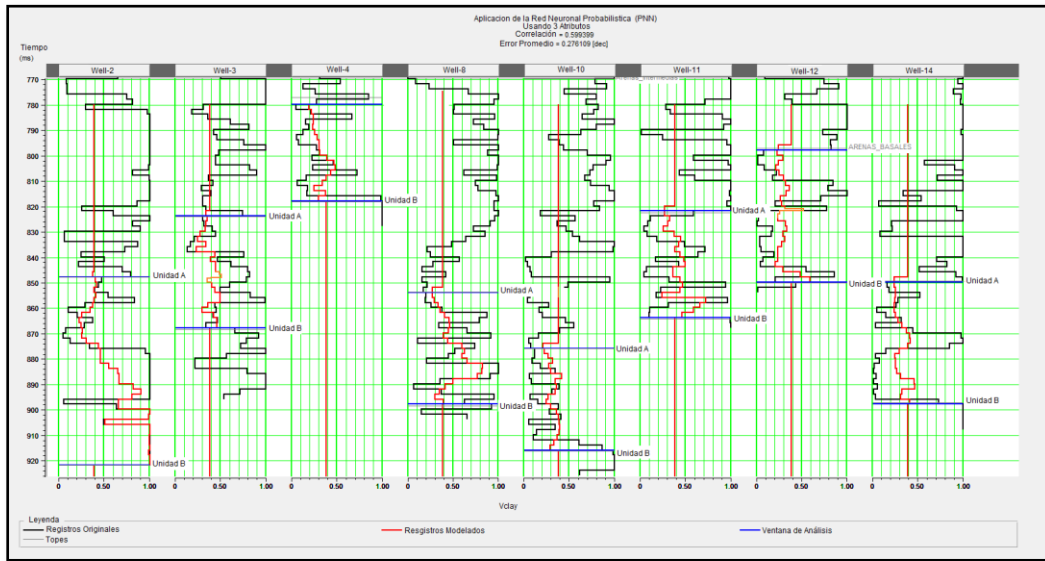
Usando como parámetro de entrada la transformada generada por la regresión multi-atributo, se entrenó la Red neuronal probabilística (PNN) para realizar la predicción del volumen de Vclay.

La red neuronal probabilística se entrenó con 25 sigmas y 20 iteraciones obteniendo como resultado un aumento en la correlación a 0.599 con un error promedio de 0.276(dec). Demostrando que con su aplicación disminuye el error promedio y aumenta la correlación en comparación con la aplicación de la regresión multi-atributo, como se muestra en la Figura 96., donde usando 3 atributos, muestra un mejor ajuste entre los registros predichos (rojo) y los registros originales (negro).

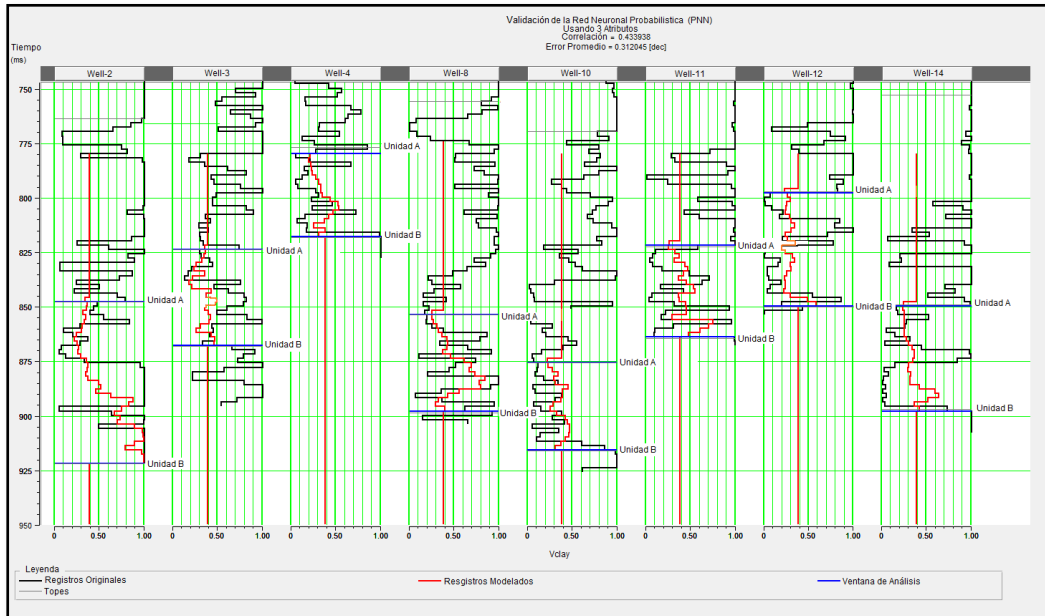
Para la validación de la red neuronal se aplicó una validación cruzada usando todos los pozos entrenados (Ver Figura 97), obteniéndose una

correlación de 0.433 y error de validación promedio fue de 0.312 (dec). El error de cada pozo se muestra en la Figura 98.

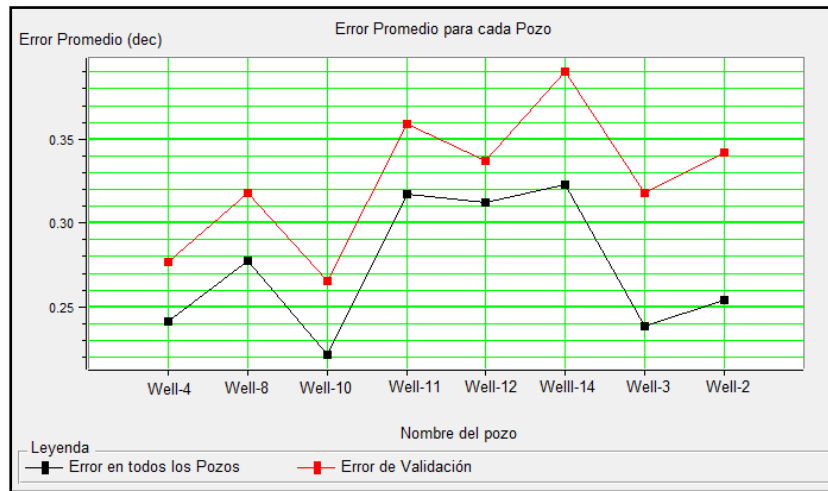
**Figura 96. Aplicación de la Red Neuronal Probabilística usando 3 atributos. Correlación 0.599 y error promedio de 0.27 [dec].**



**Figura 97. Validación cruzada de la red Neuronal Probabilística usando 3 atributos, correlación 0.433 y error promedio 0.312.**



**Figura 98. Error plot de validación para la Red Neuronal Probabilística (PNN) aplicada al volumen de Vclay.**

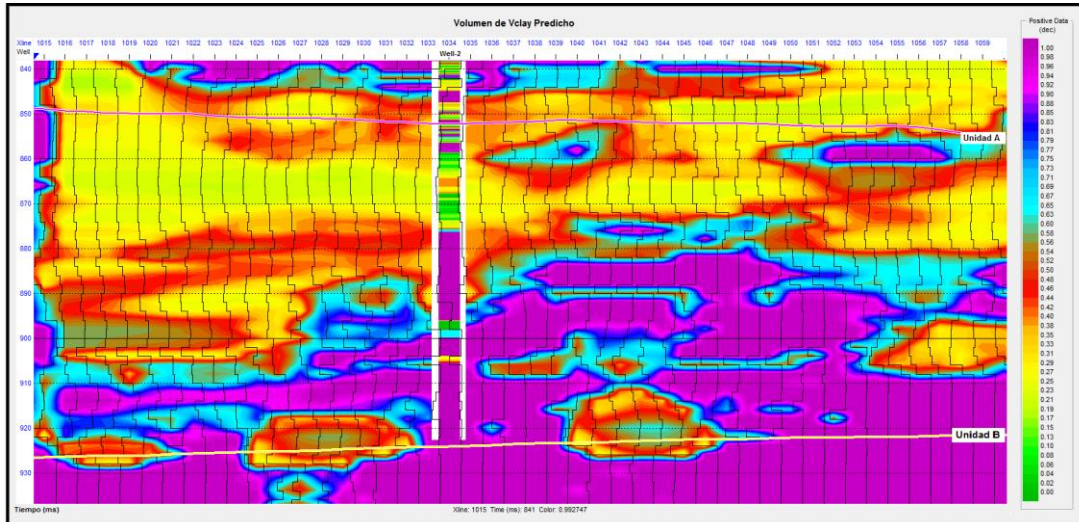


#### 7.4.2.2. Generación del volumen de Vclay

La generación del volumen de Vclay permite discriminar zonas de buena calidad en el yacimiento, junto con el volumen de porosidad y la inversión acústica, permite hacer una buena identificación de las áreas más arenosas incluso de cuerpos acanalados, con bajos contenidos arcillosos.

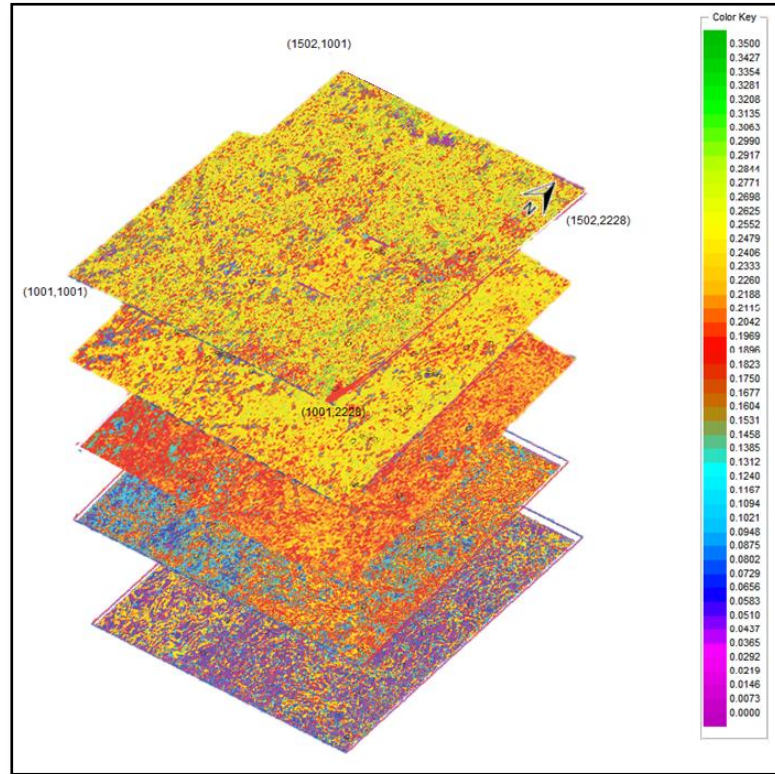
En la Figura 99., se aprecia la respuesta del volumen de Vclay predicho a partir de la transformada de la red (PNN), junto al registro de Vclay del Well-6, en rasgos generales se puede determinar que hacia el tope la unidad A se encuentran las zonas más arenosas y con menor contenido de arcillas (Amarillos, Verdes y Rojos), mientras que en la zona inferior hacia la base (Unidad B), hay un aumento en el contenido de arcillas (Azules y Morados), es importante mencionar que de acuerdo con la petrofísica los contenidos arcillosos son de aproximadamente 15%.

**Figura 99. Respuesta del Volumen de Vclay junto al registro de porosidad del Well-2, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.**



En la Figura 100., se representa un distribución del contenido de arcillas de base a tope, siendo los colores morados y azules las zonas más arcillosas los colores verdes y amarillos las zonas de más arenosas. De acuerdo con esta imagen se determina que el contenido de arenas en el campo es alto y se ubica predominantemente hacia el tope de la unidad A, además se determinó que las arenas con menores contenidos arcillosos se encuentran en la zona Este cerca al pinchamiento con el basamento.

**Figura 100. Horizont Slices de la respuesta predicha para el porcentaje de arcillas en el campo (Vclay), de base a tope se muestra una disminución en el contenido de arcillas (Colores Morados y Azules) y Arenas (Colores Amarillo y Verde).**



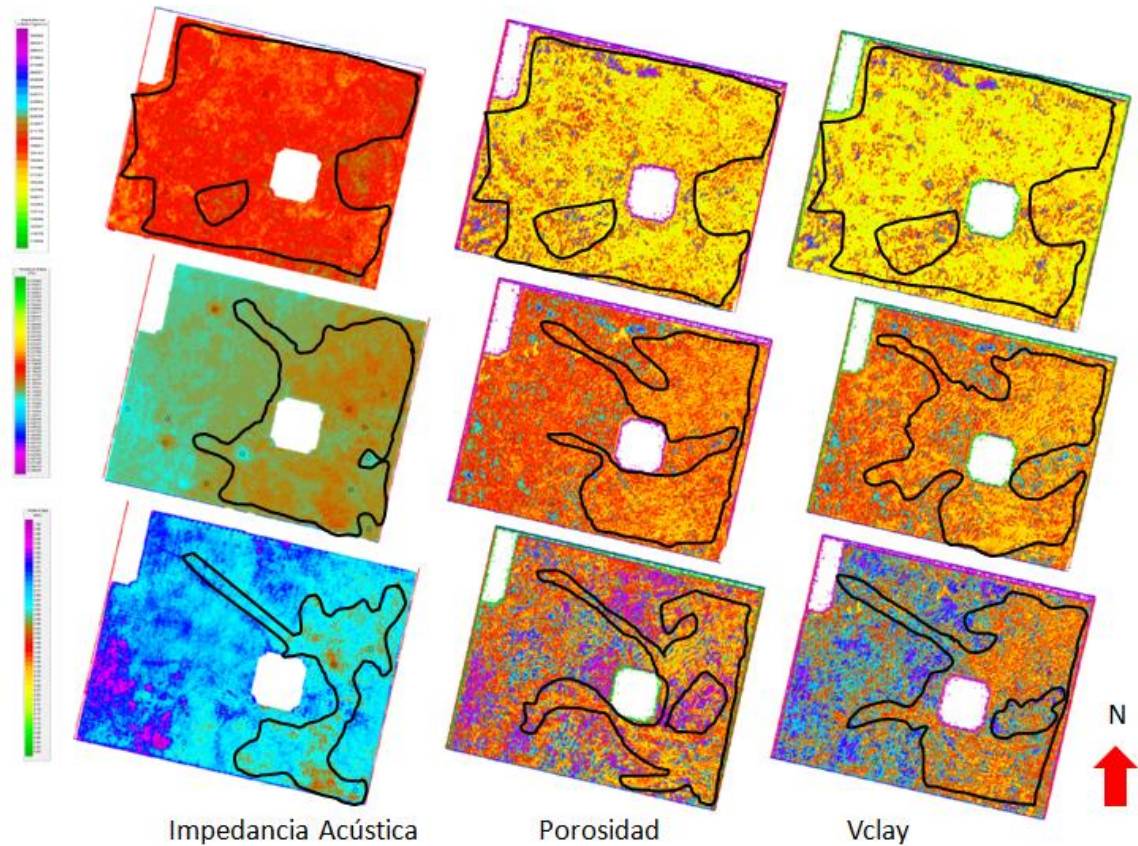
## 7.5. Unificación de resultados

De acuerdo con el resultado de la inversión acústica, el volumen de porosidad y el volumen de Vclay, se identificaron zonas prospectivas con muy buena calidad de rocas reservorio dentro del yacimiento. Se logró identificar geocuerpos correspondientes a canales ayudando con los atributos sísmicos y reconocer la relación de las propiedades petrofísicas predichas entre ellos como se muestra en la Figura 101., en la cual se aprecia algunos canales, identificado inicialmente en el volumen de impedancias acústicas (Figura 101 Izquierda), los cuales presentan buenas

porosidades (Figura 100, Centro) y bajos contenidos de arcillas (Figura 100, Derecha).

Indicando un resultado satisfactorio en la predicción de las propiedades petrofísicas, ya que las zonas con impedancia acústica entre los 18000 - 22000 ((ft/s)\*(g/cc)) (Rojos, Amarillos y Verdes), corresponden a cuerpos arenosos de porosidades efectivas superiores a 0.2 (ft<sup>3</sup>/ft<sup>3</sup>) y los cuales presentan un bajo contenido de arcillas inferiores al 0.2 (dec). Adicionalmente también se aprecia como el contenido de arenas aumenta de base a tope y de Oeste al Este del campo. Los colores azules y morados corresponden a arcillas con menores porosidades efectivas inferiores al 0.2 (ft<sup>3</sup>/ft<sup>3</sup>).

**Figura 101. Mapeo de zonas prospectivas (marcadas en negro) en Horizont Slices de base (inferior) a tope (superior), para cada uno de los volúmenes resultado Impedancia Acústica (Izquierda), Porosidad (centro) y Vclay (Derecha). Los colores Rojos, Amarillos y Verdes corresponden a arenas y los Azules y Morados a arcillas.**



A partir del análisis de la distribución de propiedades petrofísicas y de la respuesta de las impedancias acústica en todo el campo, como se mostró en la Figura 101., se comparó estos resultados con el ambiente de depositación (basado en los núcleos), determinando que:

Hacia la parte superior del yacimiento en cercanías a la Unidad A, la identificación de geocuerpos fue más compleja y poco exitosa, lo cual corrobora el amalgamiento de los canales, mostrando un aumento en la energía de depositación que evito la conservación de estos cuerpos. Esta amalgamación de canales le otorga a esta parte del yacimiento buena continuidad lateral y conectividad de los cuerpos arenosos, los cuales a su vez presentan bajos contenidos arcillas y buenas porosidades efectivas superiores al 0.2 ( $Ft3/Ft3$ ) principalmente hacia la parte Este del yacimiento.

En las zonas cercanas a la discordancia (Unidad B) hay preservación de los geocuerpos correspondientes a canales, los cuales fueron identificados en base a los atributos sísmicos y los registros de pozos, para corroborar su litología; y aunque esta zona tiene altos valores de impedancias acústicas, las propiedades petrofísicas halladas determinaron que estos cuerpos acanalados encontrados hacia la base presentaban buenas porosidades efectivas y bajos contenidos de arcillas, principalmente hacia la parte Este del yacimiento, otorgándoles cierta prospectividad como roca reservorio.

Finalmente enfatizamos que esta distribución de litologías y propiedades petrofísicas de base a tope, también se evidencia de Oeste a Este, donde esta última presenta mayor continuidad de los cuerpos arenosos con buenas propiedades petrofísicas, convirtiendo esta parte del yacimiento como la zona reservorio por excelencia.

## 8. CONCLUSIONES

- La inversión sísmica solo logra discriminar espesores superiores a los 49.21 Ft de espesor, debido a la resolución vertical de la sísmica, lo cual es una variable a tener en cuenta en la aplicación de este método.
- Mediante el uso de registros eléctricos y elaboración de gráficos cruzados se evaluó la factibilidad de la inversión acústica discriminando de manera cuantitativa las arenas y las arcillas.
- De los 5 métodos de inversión acústica que se corrieron se determinó que la inversión basada en el modelo es la más adecuada para los datos utilizados en este proyecto debido a que presentaron los menores errores de validación en la predicción de la Impedancias acústicas.
- Con el resultado de la inversión se logró discriminar litológicamente las arenas y las arcillas. los valores de impedancia inferiores a los 22000 ((ft/s)\*(g/cc)) se encuentran asociados a las arenas y las arcillas presentan valores de impedancia superiores a este.
- Las impedancias de la parte inferior cercanas a la Discordancia, muestran valores de impedancias altos, debido al predominio de las arcillas en esta zona, sin embargo con ayuda de la predicción de propiedades se determinó que algunas de estas zonas tienen buena calidad de reservorio.

- Mediante la integración de los atributos sísmicos y la inversión acústica se identificaron rasgos geológicos propios del ambiente de depositación, como canales con los cuales es posible determinar la dirección de las paleocorrientes hacia el NW.
- Se generaron 2 volúmenes (porosidad y  $V_{clay}$ ) a partir de redes neuronales para la predicción de propiedades petrofísicas mediante modelos estadísticos, integrando el comportamiento no lineal de los atributos sísmicos junto con el resultado de la inversión acústica, para conocer la distribución espacial de las arenas y las arcillas permitiendo identificar las zonas de mayor potencial en el campo.
- Se unificó la información obtenida de los volúmenes de porosidad,  $V_{clay}$  e Impedancias Acústicas, para identificar zonas prospectivas con buena calidad de roca reservorio dentro del yacimiento. En las zonas de menor porosidad efectiva hay mayor contenido de arcillas y altos valores de impedancia acústica, las cuales se ubican principalmente hacia la zona Oeste del campo y hacia la parte basal de Unidad, mientras que zonas con valores de alta porosidad efectiva corresponden a bajos contenidos de arcillas y bajas de impedancias acústicas las cuales se ubican hacia la zona Este del Campo.

## 9. RECOMENDACIONES

- Para tener un mejor resultado de la inversión sísmica y poder realizar una discriminación de litologías más precisa recomendamos trabajar una inversión simultanea donde se trabajó en el dominio de los ángulos y se utilice información de onda S para evaluar la posibilidad de discriminar fluidos.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

1. Barclay, F. et al, (2008). Inversión Sísmica Lectura entre Líneas. Oilfield Review. Pg 44 – 66.
2. Barnes, S.J. and Vidgen, R.T. (1989). Measuring Web site quality improvements: a case study of the Forum on Strategic Management Knowledge Exchange. Industrial Management and Data Systems, 103 (5), 297-309
3. Bergbauer, S., T. Mukerji, and P. Hennings. (2003). Improving curvature analyses of deformed horizons using scale-dependent filtering techniques: AAPG Bulletin, 87, 1255–1272.
4. Barrero, D. Pardo, A. Vargas, C. Martinez, J. (2007). Colombian Sedimentary Basins
5. Chelotti, L., Acosta, N., Foster, M., (2009). Procesamiento Sísmico de Reflexión, Ctedra de Geofisica Aplicada, U.N.P.S.J.B, Chubut, Argentina, 2009.
6. Chi, C., Mendel, J. M. and Hampson, D.P., (1984). "A computationally fast approach to maximum-likelihood deconvolution", Geophysics, May 1984, Vol. 49, No. 5, p. 550-565.
7. Cordsen, A., Galbraith, M. Y Peirse, J., (2000). "PLANNING LAND 3D SEISMIC SURVEYS". Geophysical Developments Series No. 9. Society of Exploration Geophysicists).

8. Davis, J. C., (2002). "Statistics and Data Analysis in Geology", 3rd Edition, Kansas Geological Survey, John Wiley & Sons, Inc.
9. Draper, N.R., and Smith, H., (1966). "Applied regression analysis", John Wiley & Sons, Inc.
10. ECOPETROL. ICP. (1984). Evaluación Geoquímica y Bioestratigráfica área Rubiales, Cuenca Llanos Colombia, vol. 2.
11. ECOPETROL. ICP (1998). División de Exploración Y Producción. Área Estratigrafía. Evaluación Regional Meta Tomo 1. Informe Final.
12. Informe Interno ECOPETROL, ICP. (2011) Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio.
13. Fast-track 'coloured' inversion, Steve Lancaster BP Amoco, Sunbury UK., David Whitcombe BP Amoco, Expanded Abstract Aberdeen UK, SEG 2000.
14. Gomez, Yohanney, Yoris Franklin; Rodriguez Javier; Portillo, Fredy; Araujo, Ysidro. (2009). "Aspectos Hidrodinamicos estructurales del Campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia, Pacific Rubiales Energy, Bogota, Colombia.
15. Hampson, D. and Galbraith, M. (1981). Wavelet Extraction By Sonic Log Correlation. Verites Seismic Processors Ltd, Pg 24 – 25.
16. Hampson, D.P., Schuelke, J.S., Quirein, J.A. (2001). "Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data", Geophysics, January-February, Vol. 66, No.

17. Hampson, D.P., Russell, B.H., and Bankhead, B., (2005). "Simultaneous inversion of pre-stack seismic data: Ann. Mtg. Abstracts", SEG, p. 1633-1637.
18. Haykin, S.S. (1998). "Neural Networks: A Comprehensive Foundation", 2nd Edition, Macmillan Publishing Company.
19. JIMENEZ JACOME, M. (2010). Temporalidad de la Deformación en la zona Sur de la cuenca foreland de los Llanos Orientales, Colombia.
20. Journel and Huijbregts. (1978). Journel, A. and Huijbregts, C. (1978). *Mining Geostatistics*. Academic Press, San Diego, CA.
21. Lindseth, R.O., (1979). "Synthetic Sonic Logs - a process for stratigraphic interpretation", *Geophysics*, Vol. 44, p. 3-26.
22. López, E., INGEOMINAS (2004). Aspectos más Relevantes de la Geomorfología y Geología del PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA.
23. Lobo, A. (2007). Geología y vocación minera del oriente del país, LOGEMIN S.A.
24. Masters, T. (1995). 'Advanced Algorithms for Neural Networks', John Wiley and Sons Press, W., Flannery, B., Teukolsky, S., Vetterling, W., 'Numerical Recipes in C', Cambridge University Press.

25. Masters, T., (1994). Signal and image processing with neural networks: John Wiley & Sons, Inc.
26. MIAL, A.D. (1996). The Geology of Fluvial Deposits.
27. Oldenburg, D.W., Scheuer, T., and Levy, S. (1983). "Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms", Geophysics, Vol. 48, No. 10, p. 1318-1337.
28. Buxton R. L. and Davison R. (2000). An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data, Jason Geosystems, Houston, Texas, U.S.
29. Regueiro, L. (2007), Sísmica para Ingenieros y Geólogos de Yacimientos. El método Sísmico de Reflexión.
30. ROCHA MELLO, M. (1992). Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales. Áreas Casanare y Meta, Colombia.
31. Roberts, A., 2001, Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons: First Break, 19, 85–99.
32. Russell, B.H., and Hampson, D.P. (1991). "A comparison of post-stack seismic inversion methods": Ann. Mtg. Abstracts, SEG.
33. Russell, B.H., and Hampson, DP. (2007). "The Old and The New in Seismic Inversion" CGG Veritas.
34. Ruiz, C., (2007). Inversión Sísmica y Estudio De Atributos Sísmicos Post Apilamiento de los Niveles I3 y Tu de la Formación Oficina en El

Campo Guico Guara, Estado Anzoategui, Proyecto de grado para optar por el título de Ingeniero Geofísico. Universidad Simón Bolívar.

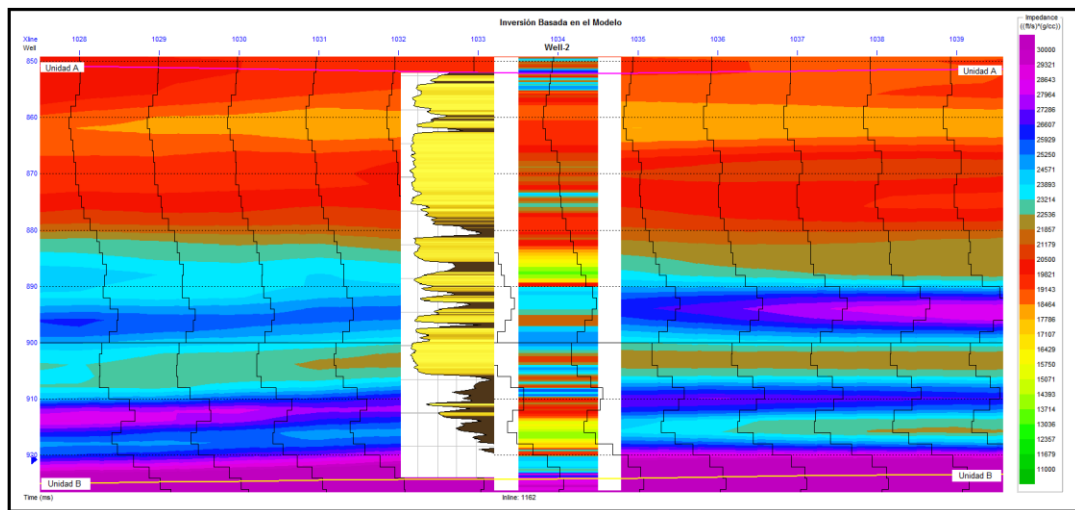
35. Chopra. S. and Marfurt K, (2007). Seismic Attributes for a Prospect Identification and Reservoir Characterization. SEG Geophysical Developments No 11.
36. Sheriff R. "Seismic Resolution a Key Element". Explorer, Geophysical Corner. T. Mukerji, A. Jorstad, P. Avseth, G Mavko, and J.R Granli Mapping Lithofacies and pore-fluid probabilities in a North Sea Reservoir (1997): Seismic Inversions and Statistical rock physics GEOPHYSICS, VOL. 66, No. 4
37. Suarez R. (2008). Modelos Digitales de Elevación, Escuela Militar de Ingeniería Cochabamba.
38. Tanner, T y Sheriff, R (1989). "Application of Amplitude, Frequency and other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination". Geophysics II. Editorial. The American of Petroleum Geology. Tulsa OK., U.S.A. Pp. 191-127.
39. Todorov, T., Steward, R., Hampson, D.P., Russell, B.H., (1998). "Well Log Prediction Using Attributes from 3C-3D Seismic Data", Expanded Abstracts, 1998 SEG Annual Meeting.
40. Van der Laan, J. and Pendrel, J., (2001). Geostatistical simulation of porosity and risk in a Swan Hills reef, 71st Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophysics., 1588-1591.
41. Schlumberger, (2007). Interpreter's Guide to Seismic Attributes.

42. <http://www.proteccioncivil.org/catalogo/carpeta02/carpeta24/vademecum/vdm0259.htm>, consultado 25 de Febrero de 2012.
43. Referencias personales Ing. Aristóbulo Bejarano Wallens (2012).
44. [www.funvisis.gob.ve](http://www.funvisis.gob.ve), consultado el 20 de Febrero del 2012.

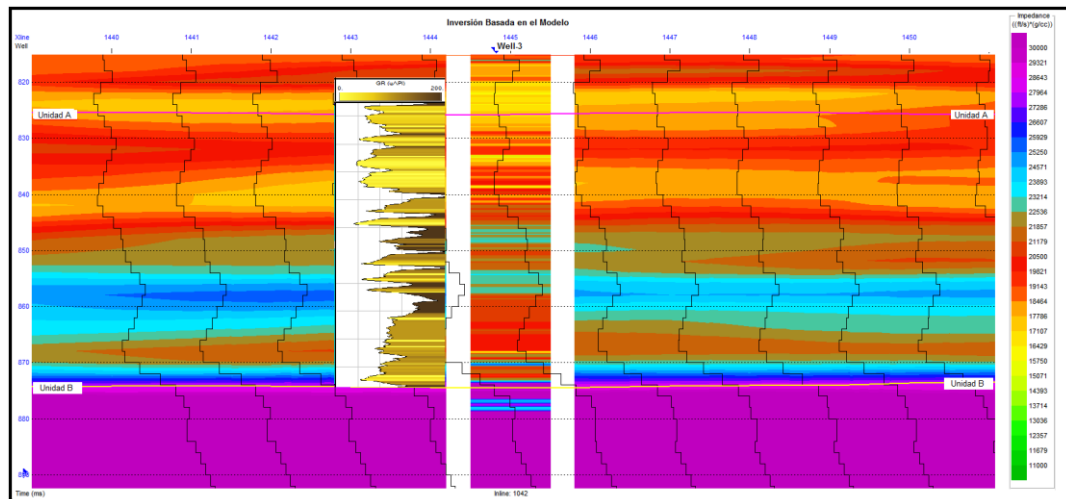
## 11. ANEXOS

### A. RESPUESTA DE LA INVERSIÓN

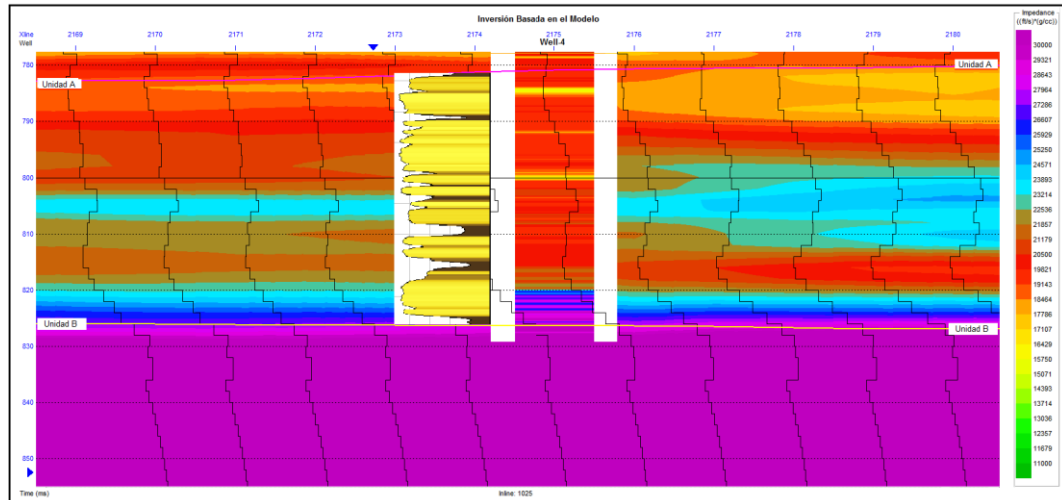
**Figura A1.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-2, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor *incluso al ser comparado con un registro diferente al de IA.*



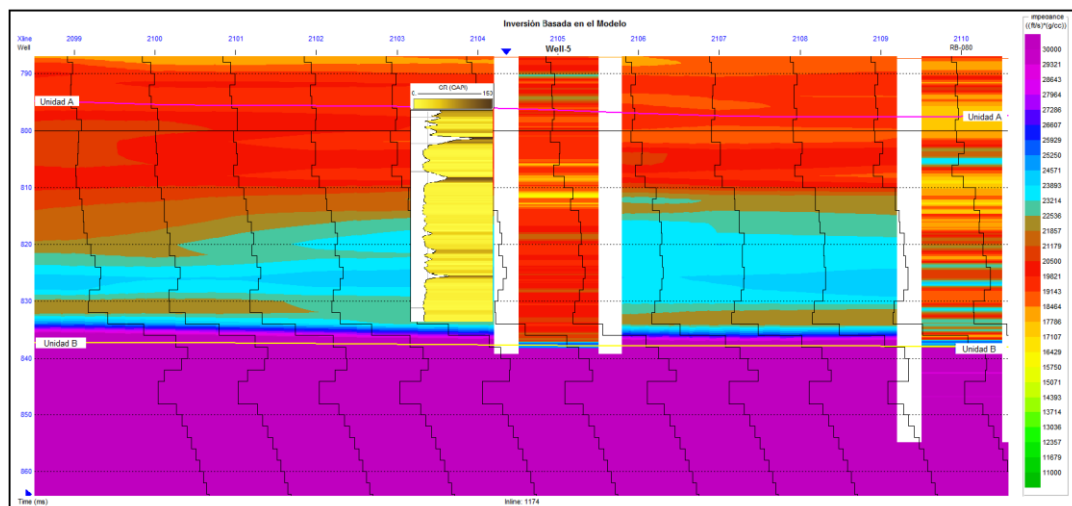
**Figura A2.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-3, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor *incluso al ser comparado con un registro diferente al de IA.*



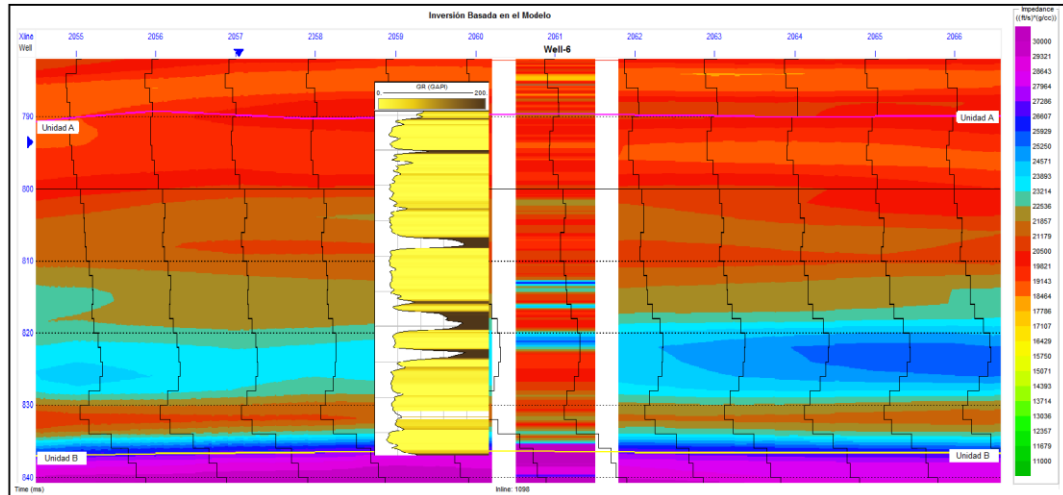
**Figura A3.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-4, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor, donde intenta recrear los de menor espesor.



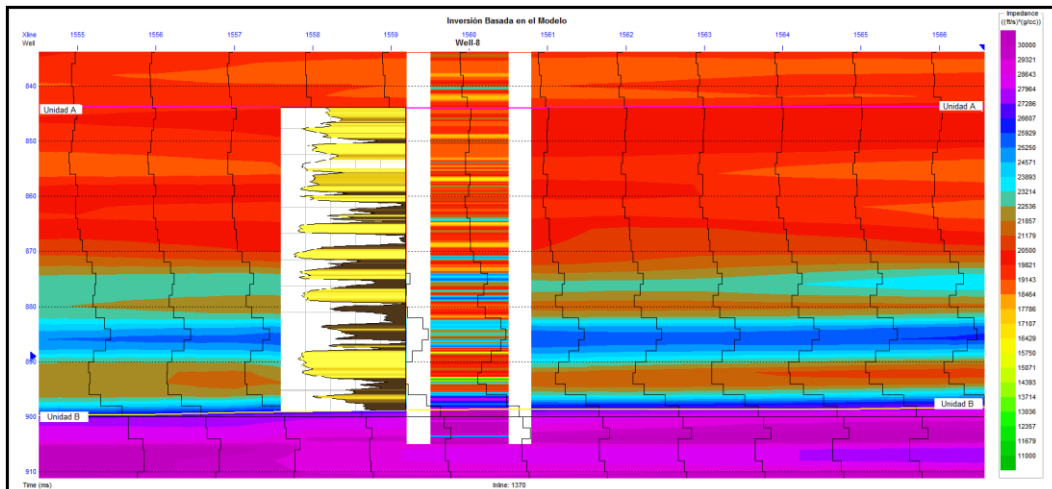
**Figura A4.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-5, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor *incluso al ser comparado con un registro diferente al de IA.*



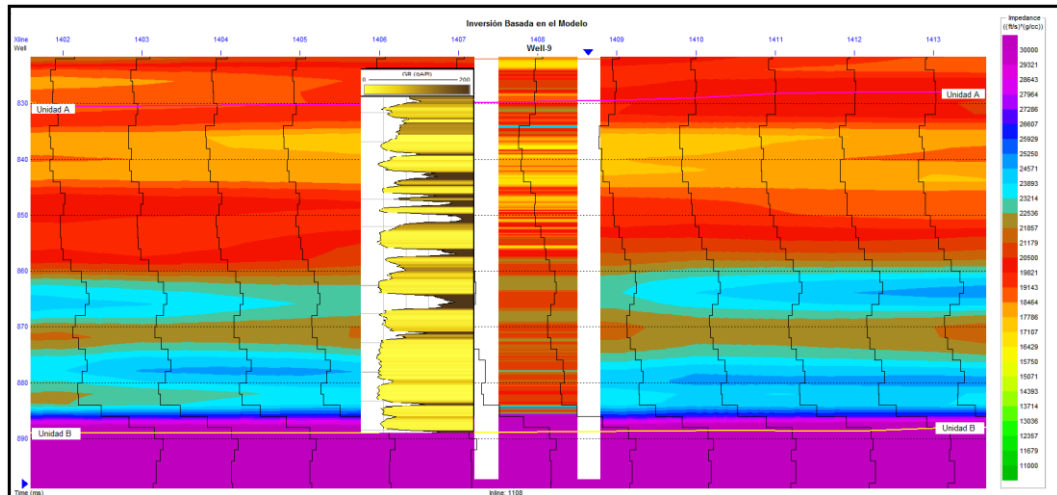
**Figura A5.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-6, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor *incluso al ser comparado con un registro diferente al de IA.*



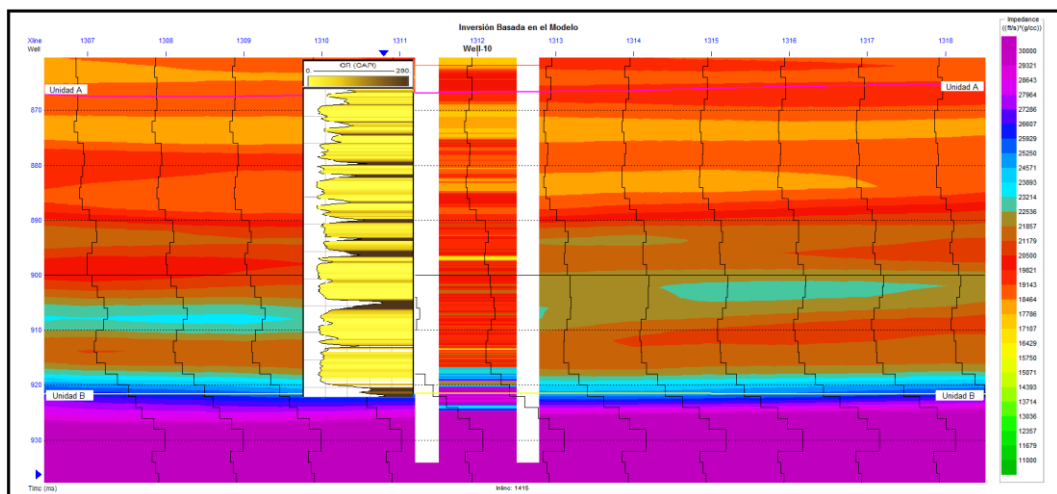
**Figura A6.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-8, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor *incluso al ser comparado con un registro diferente al de IA.*



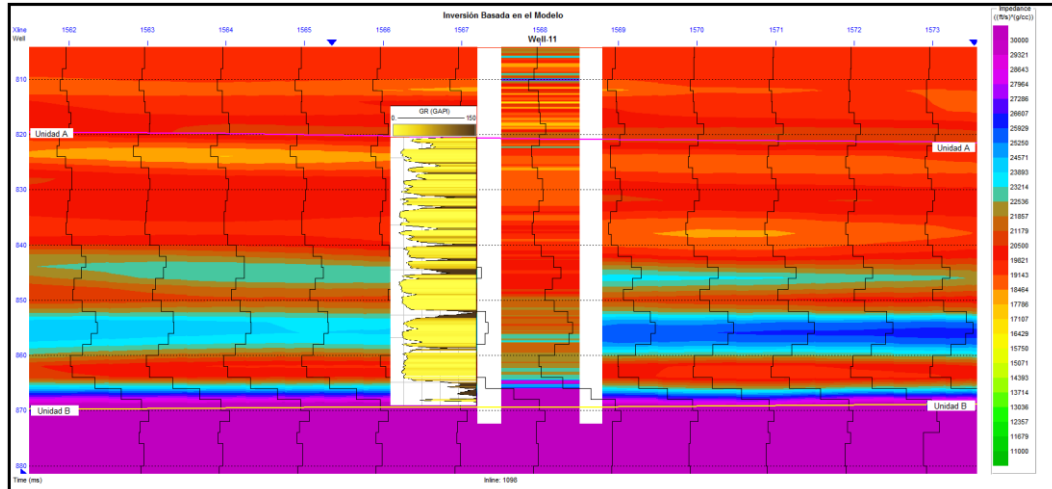
**Figura A7.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-9, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor y *la identificación de algunos espesos más pequeños*



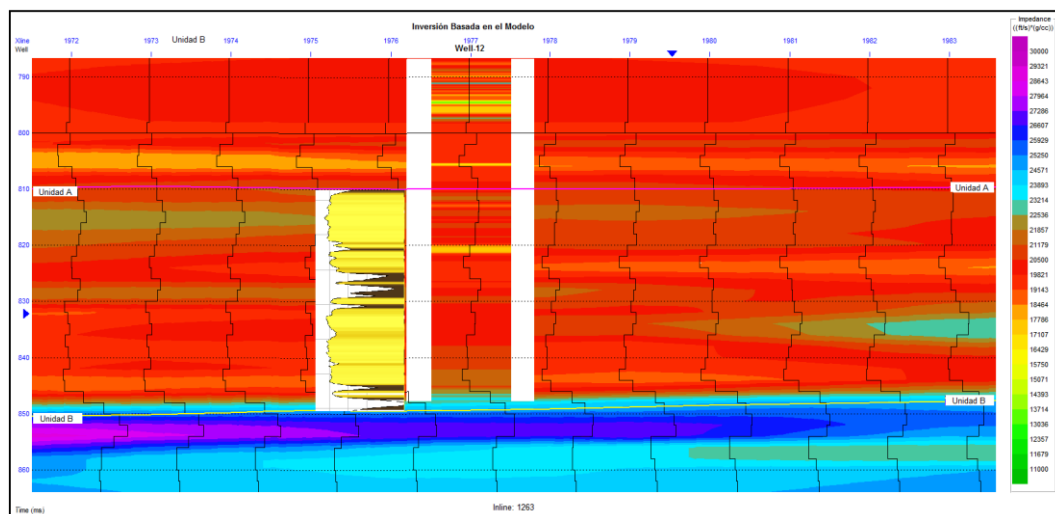
**Figura A8.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-10, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor *incluso al ser comparado con un registro diferente al de IA.*



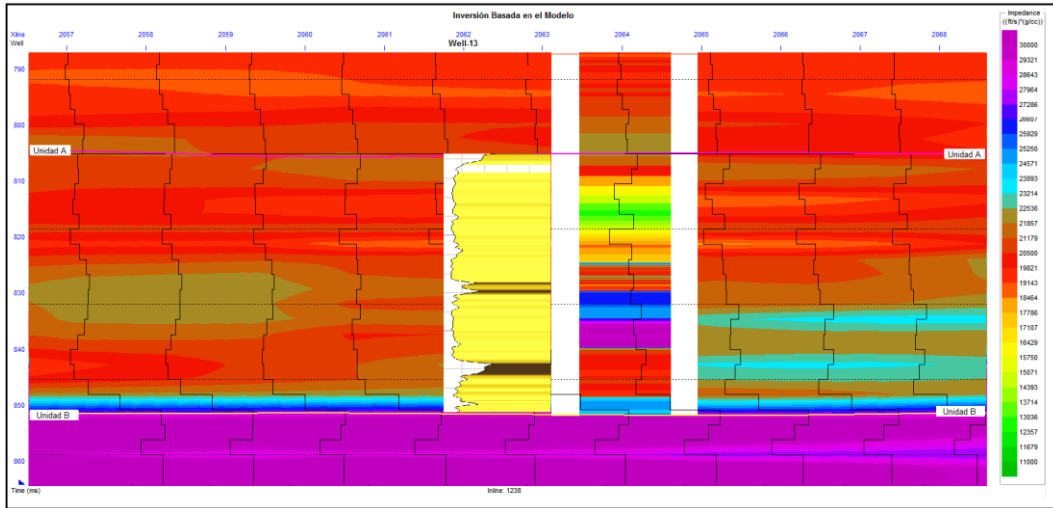
**Figura A9.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-11, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor *incluso al ser comparado con un registro diferente al de IA.*



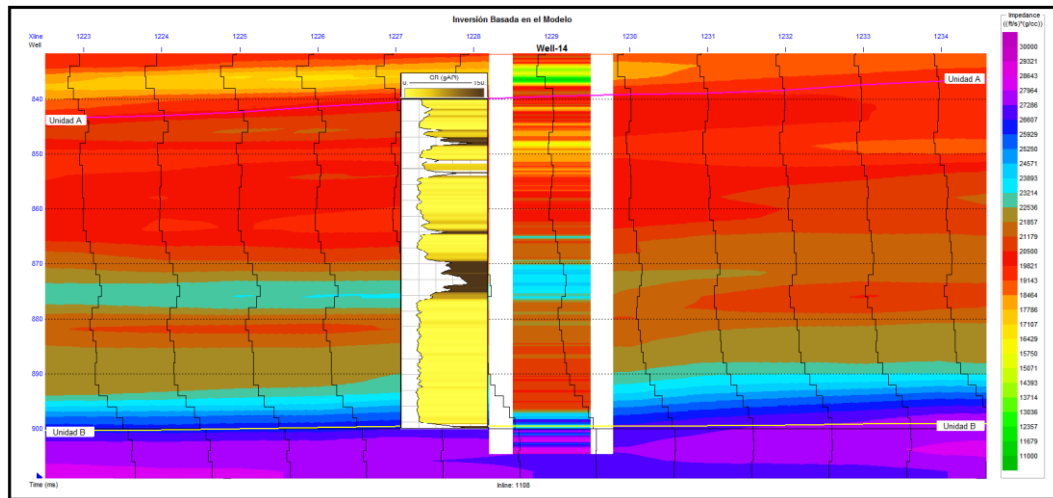
**Figura A10.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-12, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor *incluso al ser comparado con un registro diferente al de IA.*



**Figura A11.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-14, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor, los errores en la detección de bordes se evidencian desde el cálculo del error para este pozo.

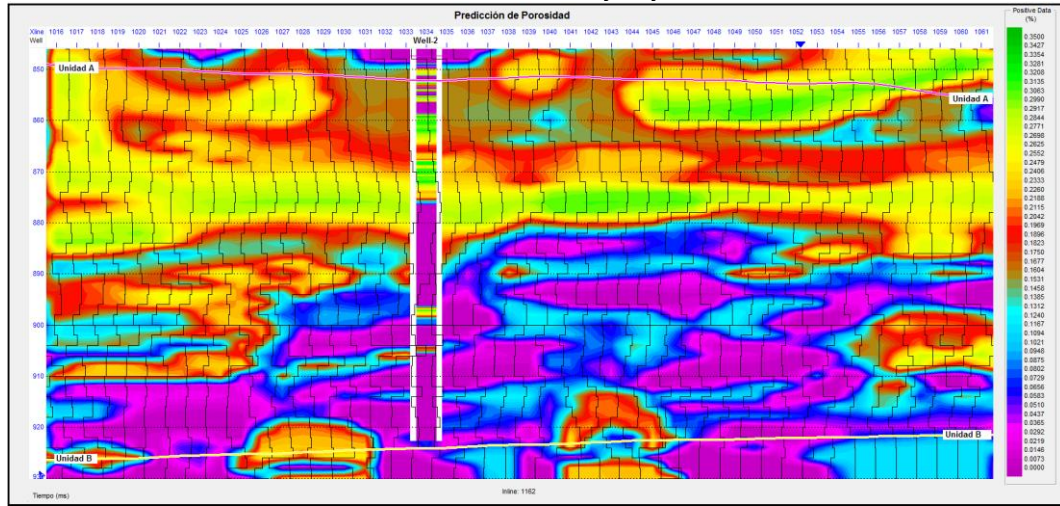


**Figura A12.** Resultado de inversión comparada con el registro de GR, para el pozo Well-14, utilizado para reconocer los cambios litológicos. Se muestra la calidad de respuesta de la inversión a los cambios litológicos de gran espesor *incluso al ser comparado con un registro diferente al de IA.*

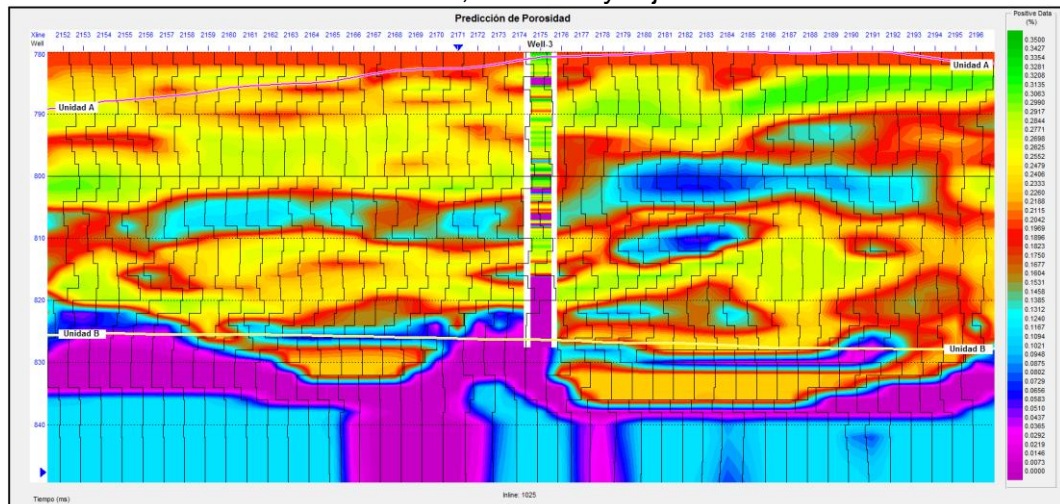


## B. RESPUESTA VOLUMEN PREDICIÓN DE POROSIDAD

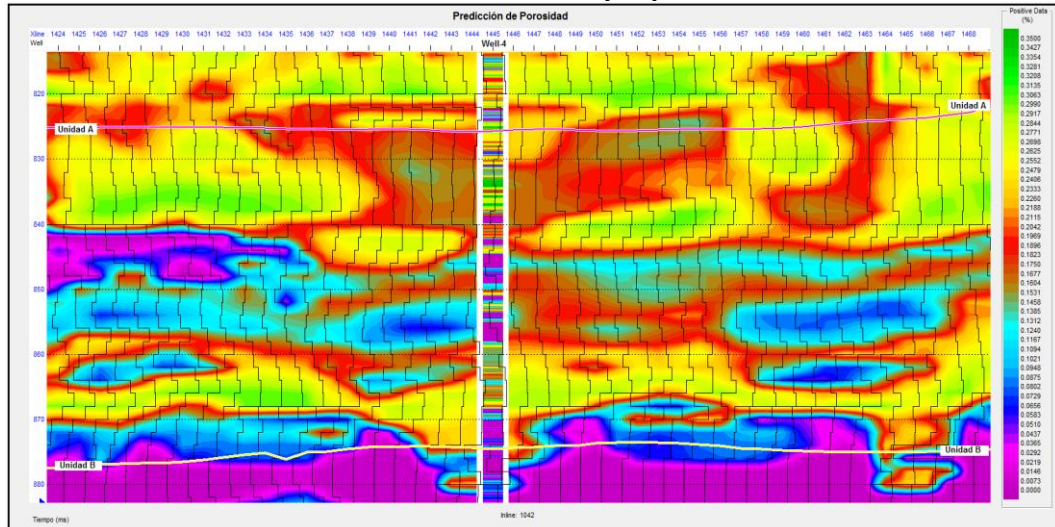
**Figura B1.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-2, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.



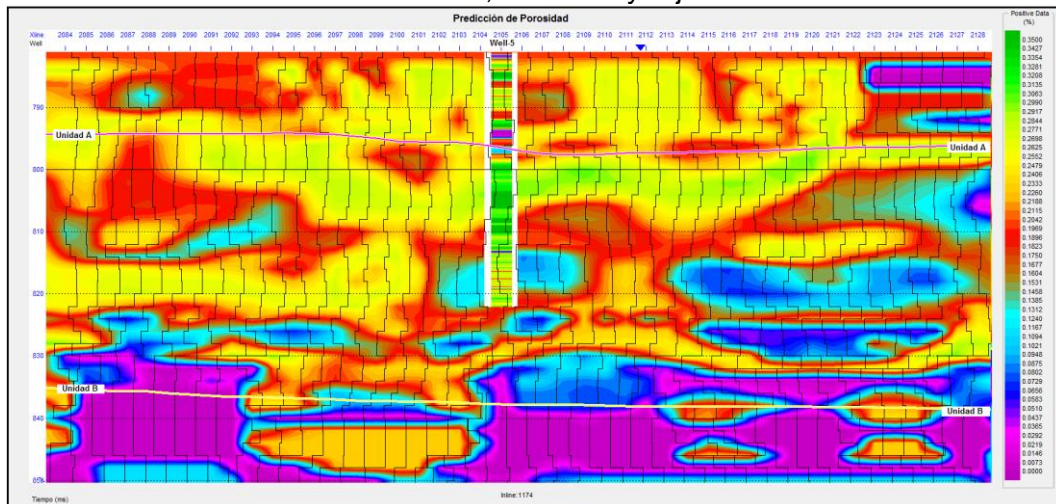
**Figura B2.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-3, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.



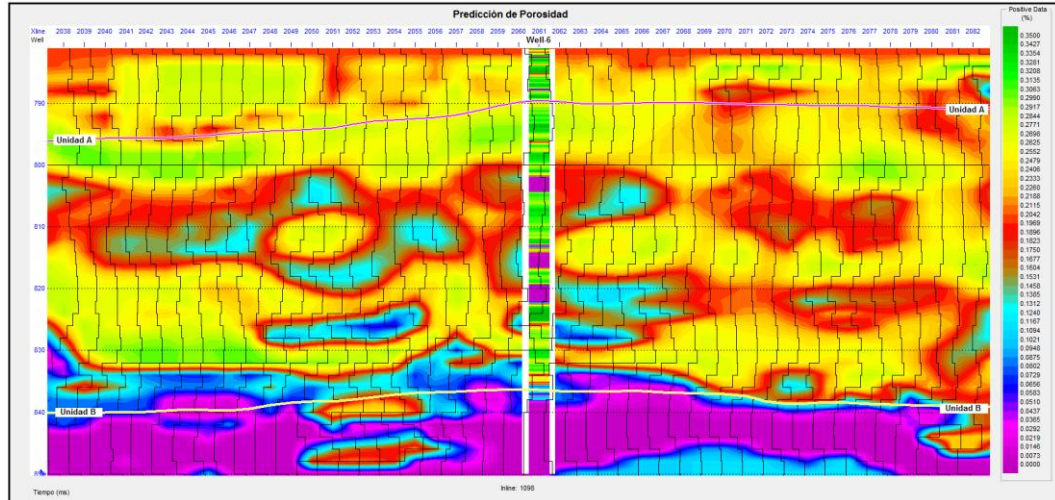
**Figura B3.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-4, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos



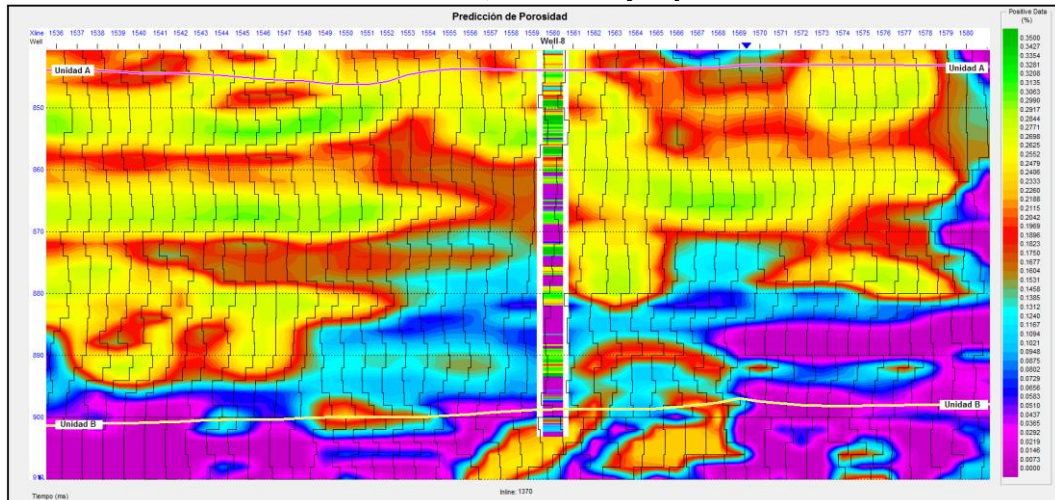
**Figura B4.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-5, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.



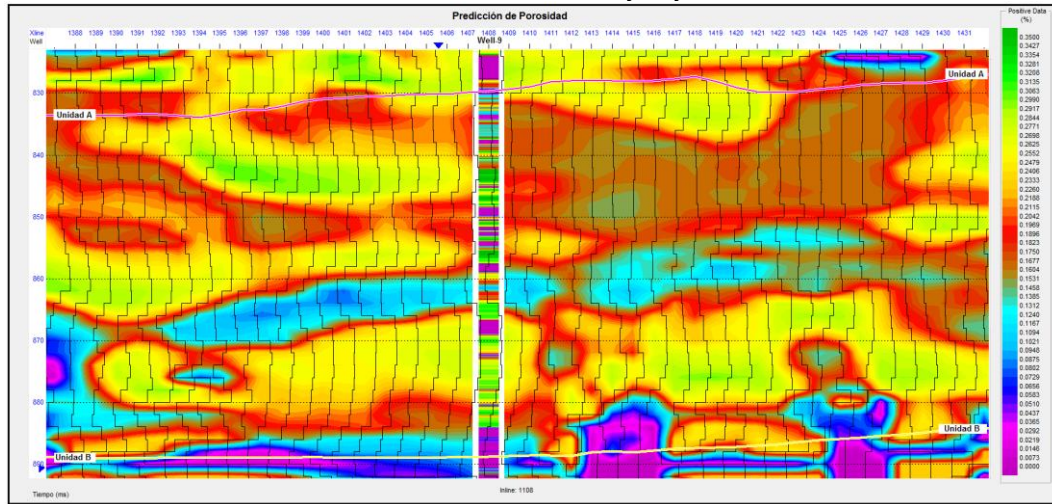
**Figura B5.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-6, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.



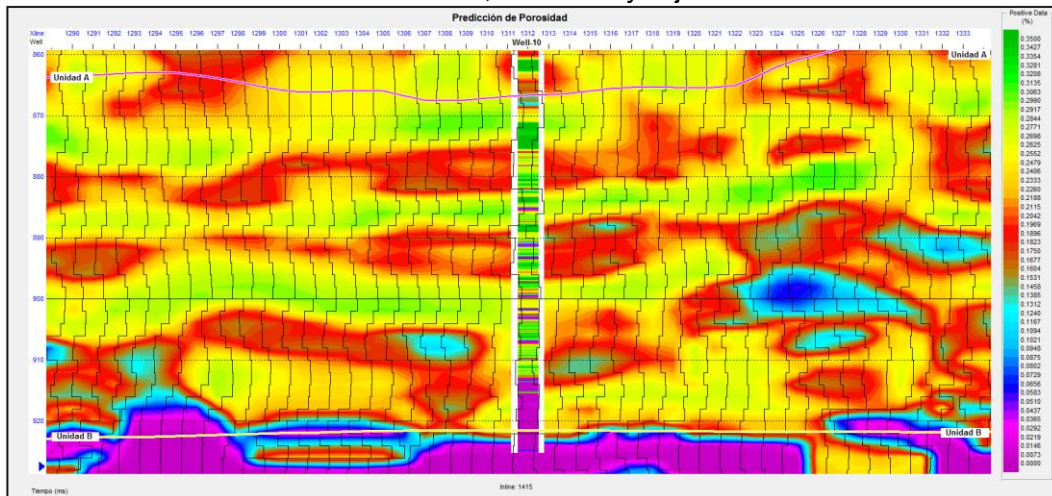
**Figura B6.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-8, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.



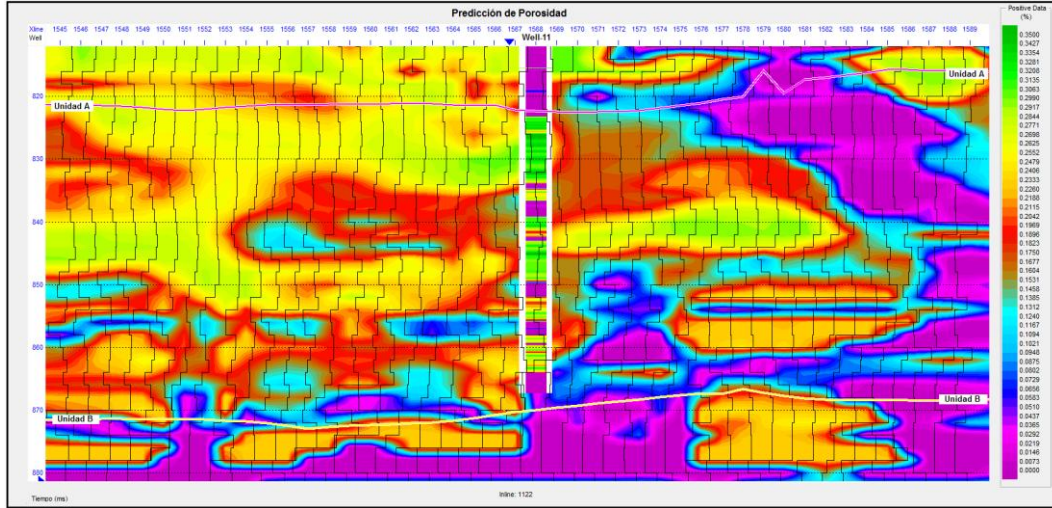
**Figura B7.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-9, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.



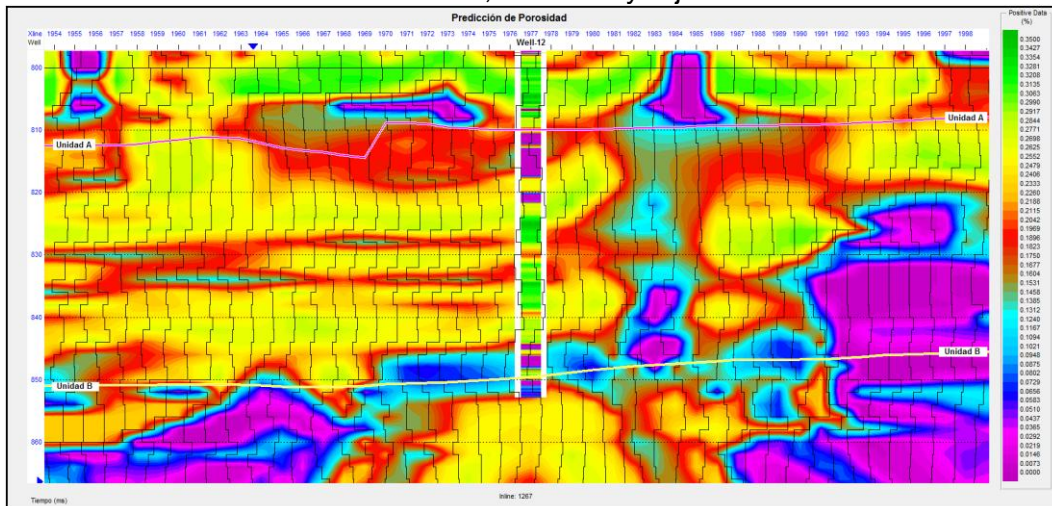
**Figura B8.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-10, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.



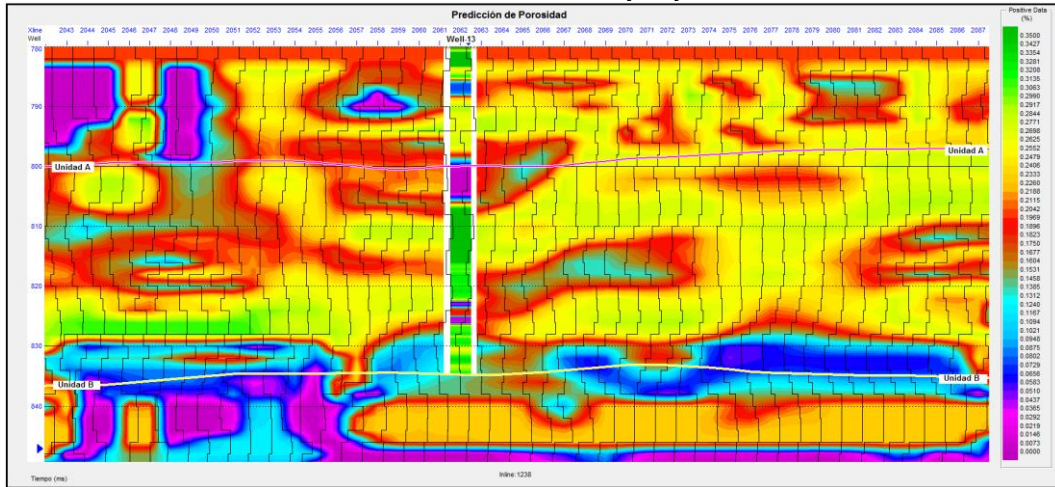
**Figura B9.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-11, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.



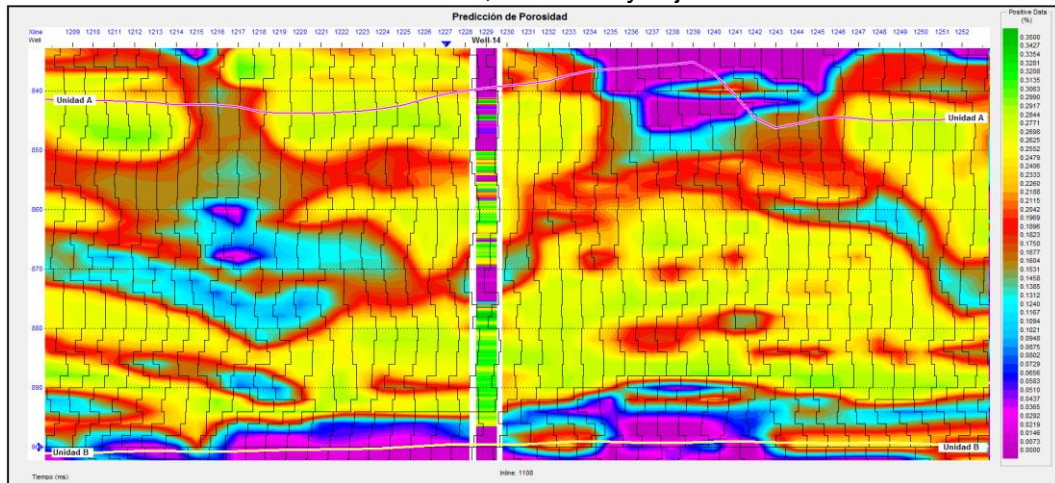
**Figura B10.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-12, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.



**Figura B11.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-13, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.

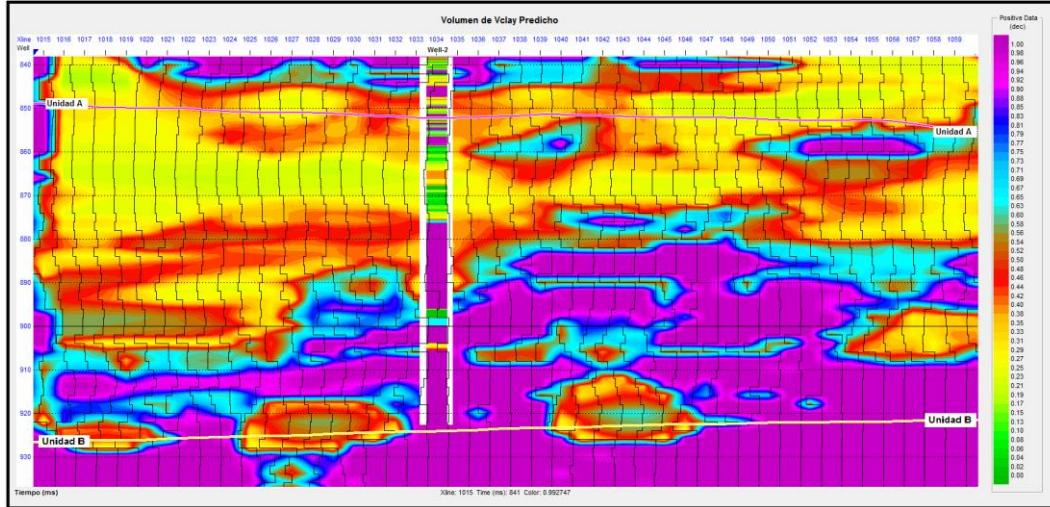


**Figura B12.** Respuesta del volumen de porosidad predicho junto al registro de porosidad del Well-14, los valores correspondientes a arcillas se representan en colores morados y azules y los contenidos arenosos se muestran con colores verdes, amarillos y rojos.

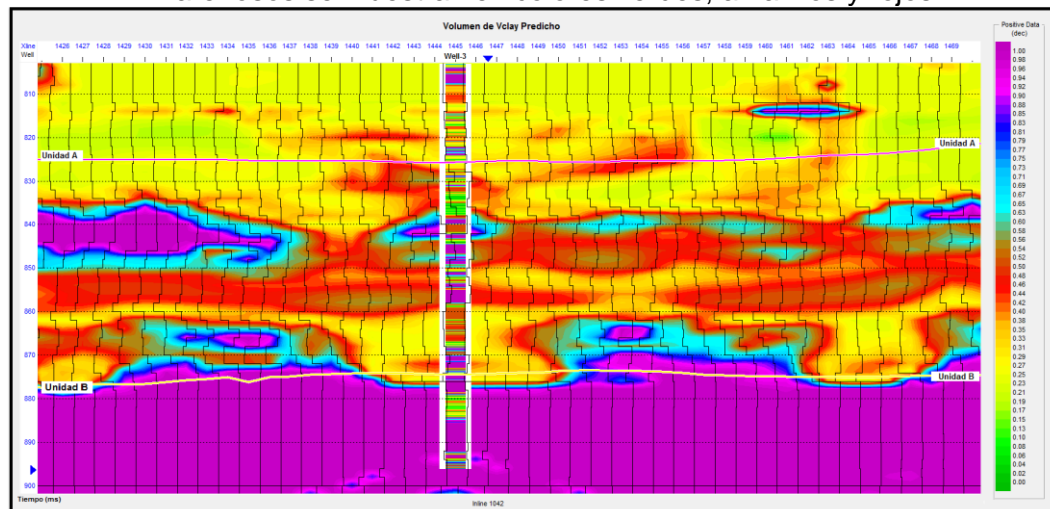


### C. RESPUESTA VOLUMEN PREDICCIÓN DE POROSIDAD

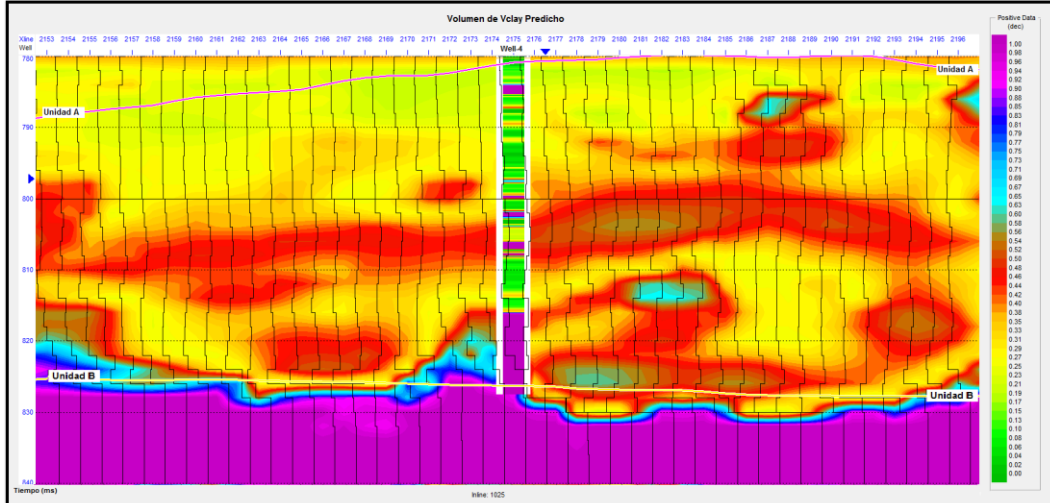
**Figura C1.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-2, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.



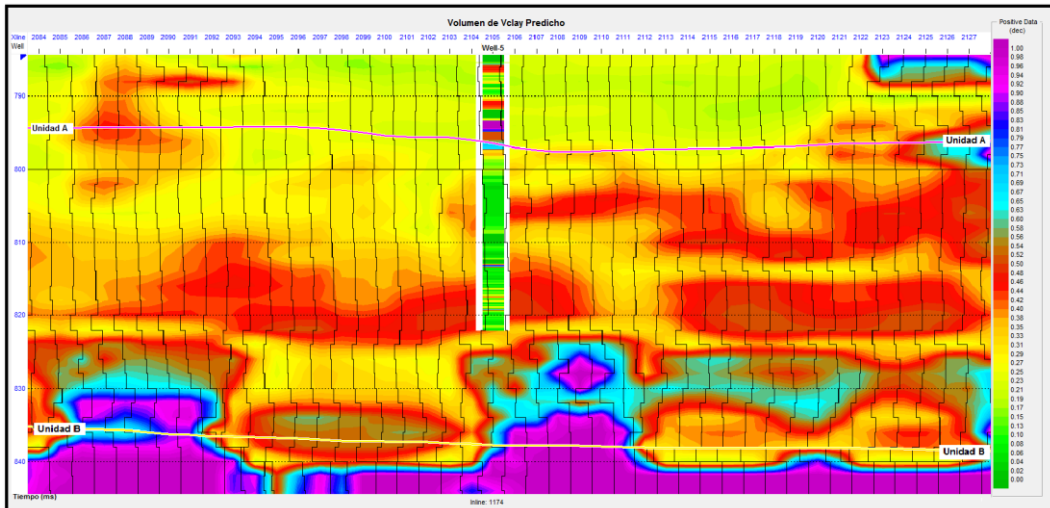
**Figura C2.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-3, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.



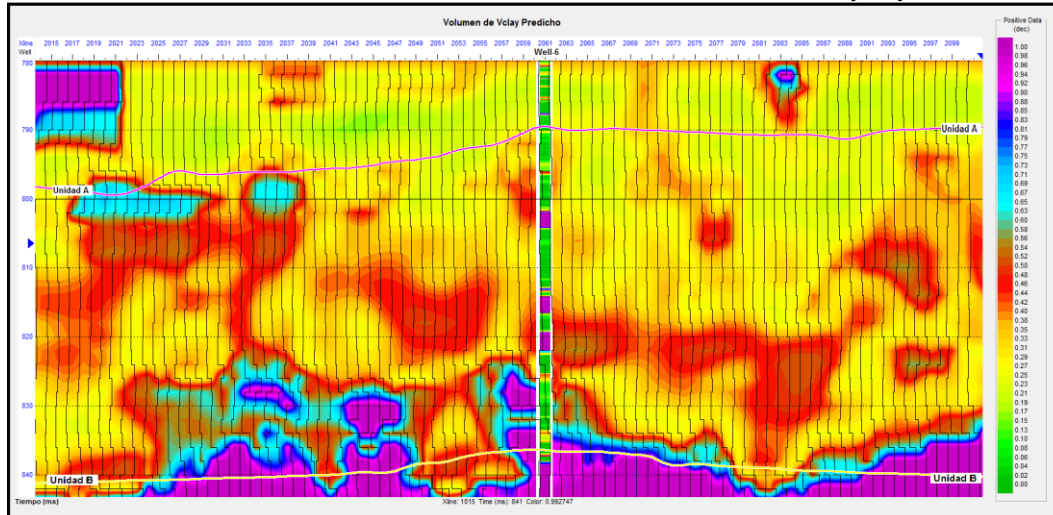
**Figura C3.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-4, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.



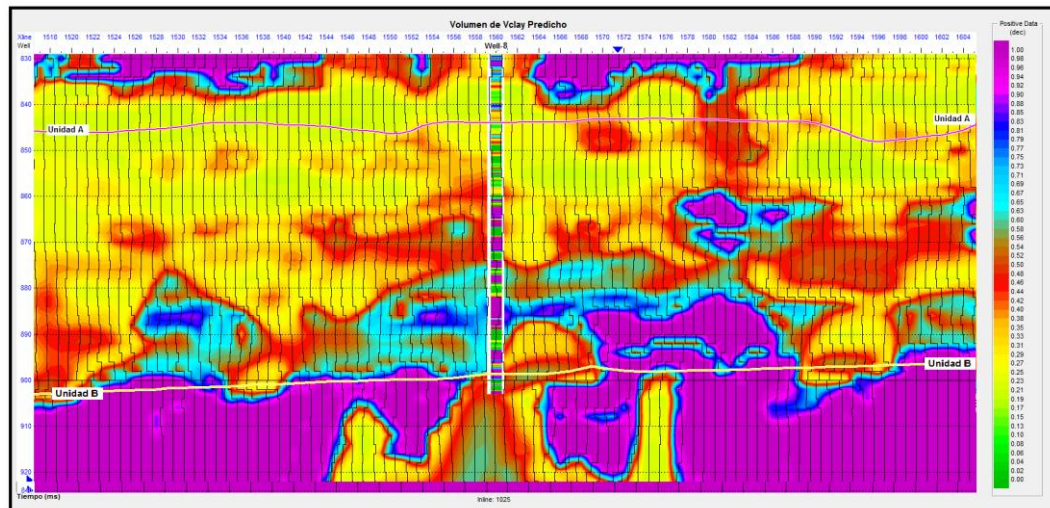
**Figura C4.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-5, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.



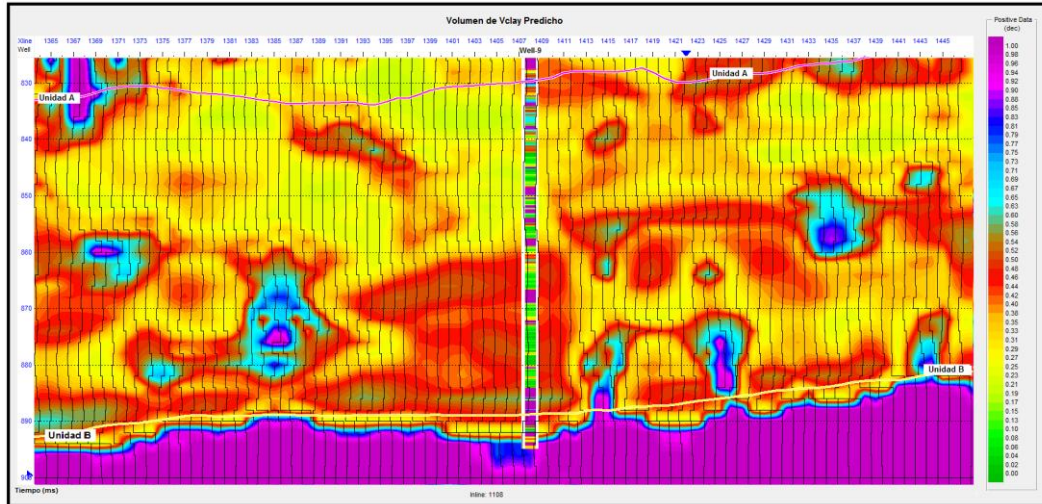
**Figura C5.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-6, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.



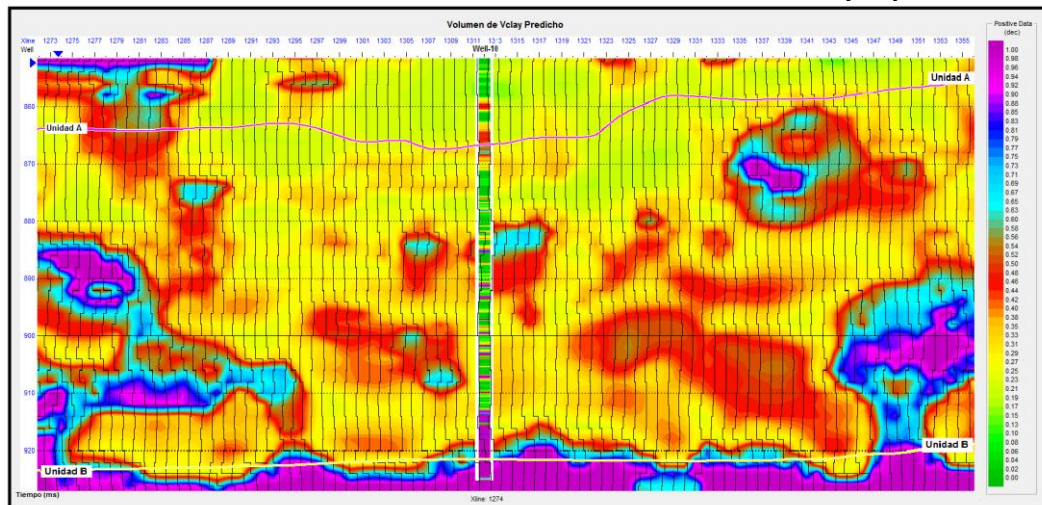
**Figura C6.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-8, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.



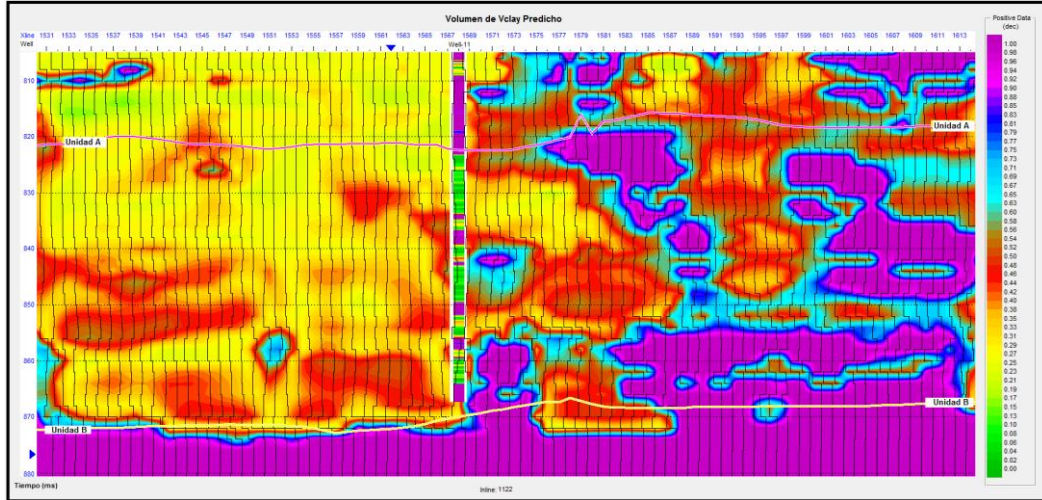
**Figura C7.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-9, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.



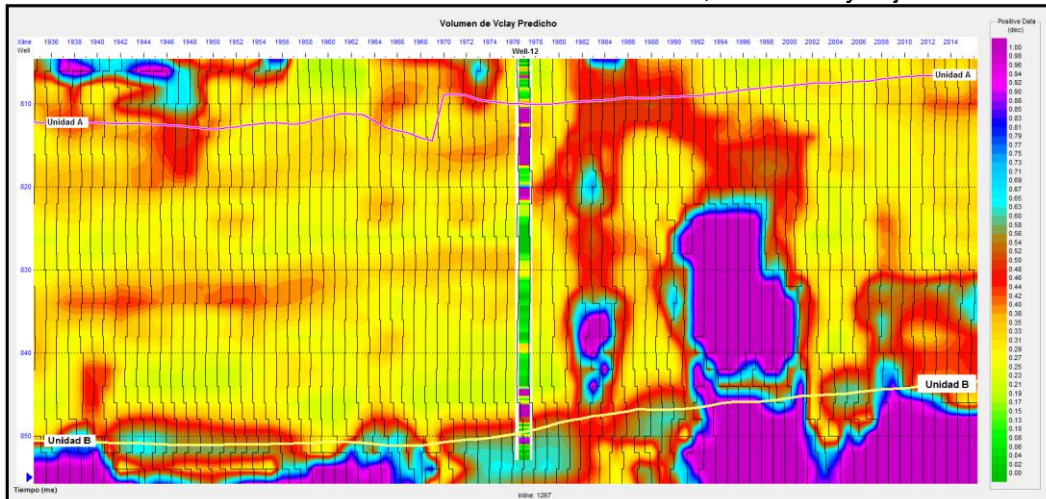
**Figura C8.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-10, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.



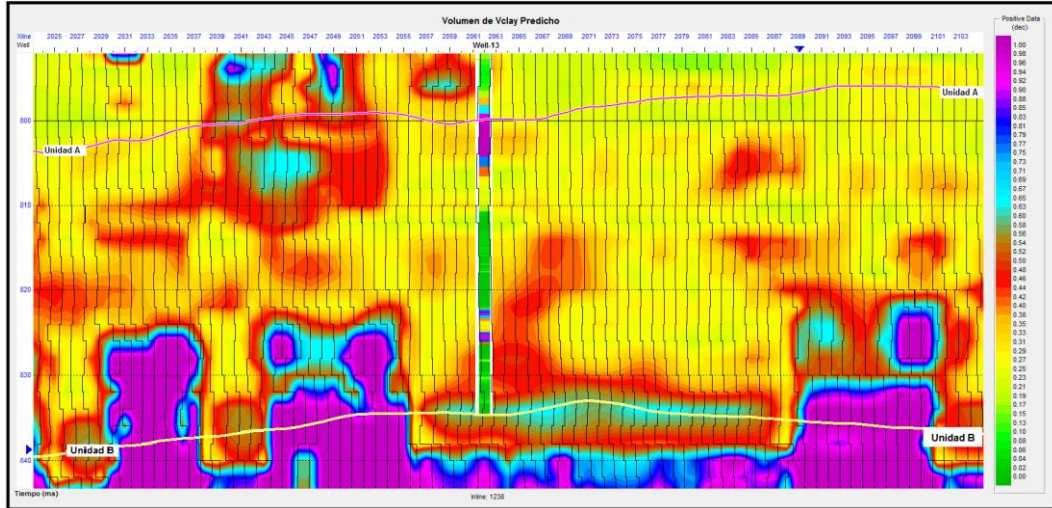
**Figura C9.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-11, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.



**Figura C10.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-12, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.



**Figura C11.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-13, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.



**Figura C12.** Respuesta del Volumen de Vclay (contenido de arcillas) junto al registro de Vclay del Well-4, los valores correspondientes zonas más arcillosas se representan en colores morados y azules y las zonas con contenidos más arenosos se muestran en colores verdes, amarillos y rojos.

