

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN MEDIANTE ATRIBUTOS SÍSMICOS Y REGISTROS DE POZO DE LAS ARENAS DE LOS MIEMBROS JOBO Y MORICHAL DE LA ZONA ESTE DEL CAMPO TEMBLADOR

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Luisely P, Linares M.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN MEDIANTE ATRIBUTOS SÍSMICOS Y REGISTROS DE POZO DE LAS ARENAS DE LOS MIEMBROS JOBÓ Y MORICHAL DE LA ZONA ESTE DEL CAMPO TEMBLADOR

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Yaraixa Pérez.
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Richard Pérez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Luisely P, Linares M.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

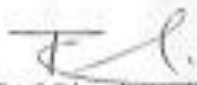
Caracas, 2012

Caracas, marzo de 2012

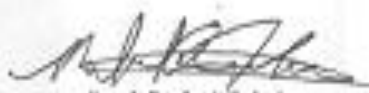
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller LUISELY PAOLA LINARES, titulado:

**“CARACTERIZACIÓN MEDIANTE ATRIBUTOS SÍSMICOS Y
REGISTROS DE POZO DE LAS ARENAS DE LOS MIEMBROS JOBO Y
MORICHAL DE LA ZONA ESTE DEL CAMPO TEMBLADOR”**

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


Prof. Ricardo Ambrosio
Miembro del Jurado


Prof. Yaraika Pérez
Tutor académico


Prof. Rafael Falcón
Miembro del Jurado

DEDICATORIA

A Dios

A mis padres

A mi hermana

A mis ángeles Ramón Muñoz y Julieta Godoy

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, porque más que mi casa de estudio fuiste escenario de innumerables momentos inolvidables, que me hicieron crecer tanto académicamente como personalmente.

A mi tutora académica, Prof. Yaraixa Pérez, por toda su dedicación y asesoría suministrada en el desarrollo de este trabajo, siempre dispuesta a ayudar. Muchas gracias.

A mi tutor industrial, Ing. Richard Pérez, por siempre tener esa disposición de ayudarme y de guiarme, por calmarme en esos momentos de crisis que me atacaban y sobre todo por mostrar esa gran calidad humana.

A mis padres, Emma y Luis, por creer en mí y dejarme emprender este gran viaje, sus palabras de aliento en los momentos difíciles me hicieron seguir adelante, superando cualquier obstáculo.

A mi hermana Luisana y mi hermano postizo Javier, por ser mis ejemplos a seguir, enseñándome que con esfuerzo las metas se logran.

A la empresa mixta PDVSA Petrodelta, por darme la oportunidad de realizar este trabajo y todos los integrantes del Departamento de Yacimientos, por todo su apoyo durante el desarrollo del mismo, en especial a Argenis, Fernando, Julián, Jean Pablo y el Sr. Freddy.

A todos los profesores del Departamento de Geofísica, por ser excelentes docentes y transmitirnos sus conocimientos.

A Rossi Quijada, Arianna Rojas y Krisly Bentancourt, por brindarme su ayuda y amistad durante toda mi estadía en Maturín y compartir esas horas de té.

A Simón Ramos, por ser mi compañero y amigo durante toda mi etapa universitaria, por ser mi apoyo en todo momento y aceptarme con todas mis virtudes y mis defectos, creo que Dios no me pudo colocar a una mejor persona a mi lado, te adoro.

A todos los integrantes del team. Zuly por escucharme y darme mis regaños en los momentos oportunos, Anggie, por siempre tener esa alegría con la que me contagiabas, Said, por su humor negro y sarcástico que siempre me hacía reír,

Roberto, por escucharme e intentar (aunque fallidamente) resolver mis problemas “existenciales” y finalmente a Arturito, mi pequeño cachirulo, por reconocer cuando necesitaba contarte algo y aconsejarme siempre. Los quiero mucho.

A todos mis amigos de la universidad, Luis Antonio, Angelvis, Shira, Karlita, Airam, Vero, Cesar, Yun, Jesús, Jorge Luis, Luis Alberto, Mikiti, Atilio y muchos otros, con quienes compartí muchos gratos momentos.

Linares M., Luisely P.

**CARACTERIZACIÓN MEDIANTE ATRIBUTOS SÍSMICOS Y
REGISTROS DE POZO DE LAS ARENAS DE LOS MIEMBROS
JOBÓ Y MORICAL DE LA ZONA ESTE DEL CAMPO
TEMBLADOR**

Tutora Académica: Prof. Yaraixa Pérez. Tutor Industrial: Ing. Richard Pérez.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y

Geofísica. Departamento de Geofísica. Año 2012, 149 p.

Palabras Claves: sísmica-atributos, petrofísica, propiedades petrofísicas.

Resumen. El campo Temblador, cubre aproximadamente 170 km². Fue descubierto por el pozo TT-1, perforado en 1936 (Petrodelta, 2008). La zona oeste y central de Temblador ha sido a largo del tiempo muy explotada, debido a una mayor cantidad de reservas, mejor ubicación de pozos y mejor disponibilidad de infraestructura (Beicip, Franlap, 1998). En vías de aumentar la producción en el lado este del campo, se propuso realizar una caracterización detallada de las arenas del Miembro Jobo y Morichal, a través del uso de atributos sísmicos y registros de pozos, que permita identificar nuevas áreas prospectivas y obtener un mejor conocimiento de las ya existentes. Con este objetivo se implementó una metodología que consistió de tres fases. Primero, una interpretación sísmica que incluyó las fallas y los horizontes de interés en el área. Segundo, la conversión tiempo-profundidad a través de la generación de una serie de mapas de velocidad. Tercero, el análisis de las propiedades petrofísicas (volumen de arcilla y porosidad) con los atributos sísmicos (instantáneos, geométricos y especiales) a través de los métodos de regresión lineal, *cokriging* y redes neuronales. Resultando el último método como el más robusto para predecir dichas propiedades. Se generaron los mapas de pseudo propiedades para los miembros de interés, permitiendo identificar las áreas prospectivas. Las cuales se encuentran en su mayoría al oeste de la zona de estudio y disminuyen hacia el este. Conocer estas áreas prospectiva, se traducirá en una disminución del riesgo asociado a la ubicación de futuras localizaciones en el campo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xvii
1. CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 OBJETIVOS	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 JUSTIFICACIÓN	3
1.5 UBICACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO	4
2. CAPÍTULO II: MARCO GEOLÓGICO	5
2.1 GENERALIDADES	5
2.2 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	6
2.2.1 Historia tectono-estratigráfica de la cuenca Oriental	7
2.2.2 Subcuenca de Maturín	11
2.2.2.1 Provincia serranía del Interior Oriental	12
2.2.2.2 Provincia transicional de Maturín (<i>Maturin foreland</i>)	13
2.2.2.3 Provincia tipo cuenca antepaís de Maturín (<i>foredeep province</i>)	14
2.3 GEOLOGÍA LOCAL	14
2.3.1 Área Mayor de Temblador	14
2.3.1.1 Estratigrafía	15
2.3.1.2 Estructura	17
3. CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO	21
3.1 ATRIBUTOS SÍSMICOS	21
3.1.1 Atributos Instantáneos	21
3.1.2 Atributos geométricos	22
3.1.3 Descomposición espectral	23
3.2 REGISTROS PSEUDOS-SÓNICOS	23
3.2.1 Ecuación de Faust	23
3.3 PETROFÍSICA	24
3.3.1 Porosidad (ϕ)	24
3.3.2 Volumen de arcilla	25
3.4 ANÁLISIS PROPIEDAD- ATRIBUTO	26
3.4.1 Regresión lineal Multi-atributos	26
3.4.1.1 Uso del operador convolucional	28

	Pág.
3.4.1.2 Determinación de atributos por Regresión de Paso Aprendido	29
3.4.1.3 Validación	30
3.4.2 Métodos geoestadísticos	31
3.4.2.1 Collocated Cokriging	32
3.4.2.2 Variogramas	33
3.4.2.3 Suposición lineal Markov-Bayes	34
3.4.3 Redes Neuronales	35
3.4.3.1 Red Neuronal Multi Capa por retropropagación (MLFN)	35
3.4.3.2 Red neuronal probabilística (PNN)	37
3.5 AMBIENTES SEDIMENTARIOS	38
3.5.1 Ambiente Fluvial	38
3.5.1.2 Abanicos de Rotura	39
3.5.2 Ambiente deltaico	40
4. CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO	41
4.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN, CARGA DE DATOS Y CONTROL DE CALIDAD	41
4.1.1 Recopilación de información y carga de datos	42
4.1.2 Control de calidad de tiros de verificación (checkshot) y registros de pozo	45
4.2 AJUSTE SÍSMICA-POZOS	48
4.2.1 Generación de pseudo- sónicos	48
4.2.2 Elaboración de sismogramas sintéticos	54
4.3 INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES Y FALLAS	58
4.4 CÁLCULO DE RESOLUCIÓN SÍSMICA	65
4.5 CONVERSIÓN TIEMPO-PROFUNDIDAD	66
4.6. ANÁLISIS PROPIEDAD PETROFÍSICA- ATRIBUTOS SÍSMICO	68
4.6.1 Datos de entrada	68
4.6.2 Análisis multi-atributos	69
4.6.2.1 Transformada lineal multi-atributos	72
4.6.2.2 Combinación de geoestadística y transformada multi-atributos	73
4.6.2.3 Redes Neuronales	74
4.6.3 Validación de los resultados	75
4.7 MAPAS DE PSEUDOPROPIEDADES E IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS PROSPECTIVAS	76
5. CAPITULO V: RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	77
5.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA	77
5.1.1 Grupo Temblador	80
5.1.2 Morichal Inferior	81

	Pág.
5.1.3 Morichal Superior	82
5.1.4 Miembro Yabo	84
5.1.5 Miembro Jobo	86
5.1.6 Marcador “O”	88
5.2 COMPROBACIÓN DEL MODELO DE PROFUNDIDAD	90
5.3 ANALISIS PROPIEDAD PETROFÍSICA – ATRIBUTO SÍSMICO	92
5.3.1 Transformada lineal multi-atributos	92
5.3.1.1 Estimación de volumen de arcilla	92
5.3.1.2 Estimación de porosidad total	99
5.3.2 Combinación de geoestadística y transformada multi- atributos	106
5.3.2.1 Volumen de arcilla	106
5.3.3 Redes Neuronales	110
5.4 MAPAS DE PSEUDO PROPIEDADES	114
5.4.1 Mapas de pseudo propiedades para el Miembro Jobo	115
5.4.2 Mapas de pseudo propiedades para el Miembro Morichal Superior	117
5.4.2 Mapas de pseudo propiedades para el Miembro Morichal Inferior	121
5.5 IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS PROSPECTIVAS	124
6. CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	130
6.1 CONCLUSIONES	130
6.2 RECOMENDACIONES	131
BIBLIOGRAFÍA	132
APÉNDICE: APÉNDICE A	137

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	Pág.
Figura 1.1 Ubicación de la zona de estudio	4
CAPÍTULO II: MARCO GEOLÓGICO	
Figura 2.1 Ambiente geodinámico general simplificado del sur del Caribe	5
Figura 2.2 Ubicación de las cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus provincias sedimentarias	5
Figura 2.3 Cronoestratigrafía del este de Venezuela	9
Figura 2.4 Carta de correlación estratigráfica en sentido norte-sur a lo largo de Venezuela Oriental desde el río Orinoco hasta la serranía del Interior Oriental	10
Figura 2.5 Norte de Venezuela, provincias fisiográficas y cuencas sedimentarias	11
Figura 2.6 Principales estructuras y rasgos tectónicos de la Cuenca Oriental de Venezuela sedimentarias	12
Figura 2.7 Mapa de ubicación del Área Mayor de Temblador	14
Figura 2.8 Perfil tipo campo Jobo	15
Figura 2.9 Sección sísmica a través del campo temblador	18
CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO	
Figura 3.1 Filtro paso banda	21
Figura 3.2 Esquema mostrando la línea de arena y la línea de lutita definidas para calcular el volumen de arcilla	25
Figura 3.3 Gráfico cruzado convencional entre porosidad y el atributo sísmico	27
Figura 3.4 Asumiendo el caso de tres atributos sísmicos, cada muestra del registro a estimar es modelado como una combinación lineal de las muestras de cada atributo en el mismo tiempo	28
Figura 3.5 Uso de un operador convolucional de tres puntos para relacionar los atributos sísmicos al registro de pozo	29
Figura 3.6 Regresión paso a paso	30
Figura 3.7 Gráfica de error de predicción vs número de atributos usados en la transformación (negra) y la curva de error de validación total (roja)	31
Figura 3.8 Comportamiento típico de un semivariograma con una representación de los parámetros básicos	33
Figura 3.9 Estructura de una red neuronal MFLN	36
Figura 3.10 Patrones principales que adoptan los canales fluviales	39
Figura 3.11 Diagrama de un río meandriforme	39

Figura 3.12 lustración esquemática de la distribución de las facies y subambientes del ambiente deltaico	Pág. 40
CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO	
Figura 4.1 Diagrama de flujo de la metodología realizada	41
Figura 4.2 Área que abarca el cubo sísmico 3D en el campo Temblador	42
Figura 4.3 Mapa base del campo Temblador (azul) y polígono de estudio (rojo) con los pozos seleccionados	43
Figura 4.4 Pozos y datos sísmicos incluidos del campo Uracoa y línea sísmica 2D (W-UR95019)	45
Figura 4.5 Gráfica tiempo-profundidad para los pozos TT-59, TT-60 y UM-108 obtenida a partir de WST	46
Figura 4.6 a) Histograma de frecuencia de los registros sónico de los pozos TT-59, TT-60, UM-108, UM-43 y UM-60, b) histograma de frecuencia de los registros de densidad de los pozos TT-59, TT-60, UM-108, UM-43 y UM-60, c) Histograma de frecuencia de los registros de resistividad de los pozos TH-15, TT-11, TT-48, TR-1 y TR-3.	47
Figura 4.7 Registros de interés en el pozo TT-59	48
Figura 4.8 Pozos seleccionados para la generación de pseudo sónicos (TT-11, TH-15, TT-48, TR-1 y TR-3) y pozos con sónicos originales (TT-59, TT-60, UM-108, UM-60 y UM-43)	49
Figura 4.9 Gráfico cruzado $\ln(V)$ vs $\ln(Z \cdot R)$ para TT-59	50
Figura 4.10 Comparación gráfica entre el sónico real y los pseudo sónicos obtenidos con las constantes de Faust (amarillo) y las constantes obtenidas en este trabajo (negro) para el pozo TT-59	52
Figura 4.11 Pseudo sónicos en el pozo TT-59, se observa como en las zonas de altas resistividades se obtienen las mayores diferencias entre el sónico real y los sintéticos	53
Figura 4.12 Pseudo sónico obtenido para TR-1	54
Figura 4.13 Sismograma sintético obtenido para el pozo TT-59 con la ondícula extraída de la sísmica	56
Figura 4.14 Sismograma sintético para el pozo TR-3 pseudo TZ	57
Figura 4.15 Despliegue del sismograma sintético y del registro GR del pozo TT-59 sobre la sísmica	58
Figura 4.16. Espectro de frecuencia de a) cubo 3D Temblador, b) cubo 3D Uracoa y c) línea sísmica 2D (W-UR95019).	59
Figura 4.17 Sección sísmica combinada entre los datos sísmicos 3D de Temblador, línea 2D W-UR95019 y cubo 3D de Uracoa	60
Figura 4.18 Interpretación de los diferentes topes formacionales en el Inline 12625	61
Figura 4.19. Interpretación de fallas en el Inline 12625	62
Figura 4.20 Edición de los pilares de fallas	63

	Pág.
Figura 4.21 Interpretación del miembro Jobo cada 10 Inline (arriba) y la superficie obtenida (abajo)	64
Figura 4.22 Histograma de frecuencia instantánea para el horizonte Morichal Superior, mostrando la frecuencia dominante (50 Hz)	65
Figura 4.23 Valor de tiempo (verde) y profundidad (azul) utilizado para obtener el mapa de velocidad promedio	67
Figura 4.24 Mapa de Velocidad para Jobo	67
Figura 4.25 Mapa en profundidad para el Miembro Jobo	68
Figura 4.26 Mapa base bloque a) centro y b) bloque este	69
Figura 4.27 Registro de volumen de arcilla para el pozo TH-16 con su traza del cubo sísmico original y algunos atributos	72
Figura 4.28 Gráfica de error de predicción y error de validación vs. número de atributos obtenida para volumen de arcilla en el bloque este	73
CAPITULO V: RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	
Figura 5.1 Mapa en tiempo para Morichal Superior con las fallas principales y secundarias interpretadas	73
Figura 5.2 Interpretación de fallas en el Inline 13115	78
Figura 5.3 Graben interpretado al oeste de la zona de estudio	78
Figura 5.4 Mapa de similitud al nivel del tope de Morichal Inferior	79
Figura 5.5 Interpretación de falla en el Inline 13995 y los pliegues de arrastres asociados a ella	80
Figura 5.6 Mapa estructural en tiempo y en profundidad para el Tope de Temblador	81
Figura 5.7 Mapa en tiempo y profundidad para el tope de Morichal Inferior	82
Figura 5.8 Acuñaamiento del Miembro Morichal Superior, cercano al pozo TH-19	83
Figura 5.9 Mapa en tiempo y profundidad para el tope de Morichal Superior	84
Figura 5.10 Mapa en tiempo y en profundidad para el tope de Yabo	85
Figura 5.11 Mapa en tiempo y en profundidad para el tope de Jobo	86
Figura 5.12 Mapa isócrono para Jobo (arriba), observe como el espesor sísmico aumenta al oeste de la zona de estudio, lo cual puede ser corroborado con los datos de pozo (abajo)	87
Figura 5.13 Sección sísmica oeste-este. Nótese como el Miembro Jobo se adelgaza hacia el este	88
Figura 5.14 Mapa en tiempo y en profundidad para el tope de Marcado "O"	89
Figura 5.15 Pozos utilizados para validar el modelo de velocidades obtenido	90
Figura 5.16 Gráfica de error de entrenamiento (curva negra) y error de validación (curva roja) para estimar volumen de arcilla en el bloque centro	92

	Pág.
Figura 5.17 Gráfica de error de entrenamiento (curva negra) y error de validación (curva roja) para estimar volumen de arcilla en el bloque este	93
Figura 5.18 Regresión multi-atributos para la estimación de volumen de arcilla a partir de atributos sísmicos para el bloque centro. Volumen de arcilla estimado vs volumen de arcilla original	95
Figura 5.19 Comparación entre los registros de volumen de arcilla (negro) y estimados (rojo) a partir de la transformada multi-atributos en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 para el bloque centro	96
Figura 5.20 Validación de los resultados de la regresión lineal multi – atributos en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 para el bloque centro.	96
Figura 5.21 Regresión multi-atributos para la estimación de volumen de arcilla a partir de atributos sísmicos para el bloque este. Volumen de arcilla estimado vs volumen de arcilla original	97
Figura 5.22 Comparación entre los registros de volumen de arcilla (negro) y estimados (rojo) a partir de la transformada multi-atributos en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 para el bloque este	98
Figura 5.23 Validación de los resultados de la regresión lineal multi – atributos para estimar volumen de arcilla en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este	98
Figura 5.24 Gráfica de error de entrenamiento (curva negra) y error de validación (curva roja) para estimar porosidad en el bloque centro	99
Figura 5.25 Gráfica de error de entrenamiento (curva negra) y error de validación (curva roja) para estimar porosidad en el bloque este	100
Figura 5.26 Regresión multi-atributos para la estimación de porosidad a partir de atributos sísmicos para el bloque centro. Porosidad estimada vs porosidad original	102
Figura 5.27 Comparación entre los registros de porosidad (negro) y estimados (rojo) a partir de la transformada multi-atributos en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 para el bloque centro	102
Figura 5.28 Validación de los resultados de la regresión lineal multi – atributos para estimar porosidad en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 en el bloque centro	103
Figura 5.29 Regresión multi-atributos para la estimación de porosidad a partir de atributos sísmicos para el bloque este. Porosidad estimada vs porosidad original	104

	Pág.
Figura 5.30 Comparación entre los registros de porosidad (negro) y estimados (rojo) a partir de la transformada multi-atributos en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 para el bloque este	104
Figura 5.31 Validación de los resultados de la regresión lineal multi – atributos para predecir porosidad en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este	105
Figura 5.32 Mapa de pseudo volumen de arcilla para el Miembro Jobo en el bloque centro, en negro se muestra los pozos utilizados para el cokriging.	106
Figura 5.33 Variogramas Sísmica-a-Sísmica para el Miembro Jobo bloque centro	107
Figura 5.34 Mapa de pseudo volumen de arcilla para el Miembro Jobo del bloque centro obtenido con collocated cokriging	109
Figura 5.35 Mapa de pseudo volumen de arcilla para el Miembro Morichal Inferior del bloque este obtenido con collocated cokriging	109
Figura 5.36 Comparación de los registros de volumen de arcilla estimados (rojo) y originales (negro) para los pozos no incorporados en el análisis TT-25, TD-4 y TY-22 en el bloque centro	112
Figura 5.37 Comparación de los registros de porosidad estimados (rojo) y originales (negro) para los pozos no incorporados en el análisis TT-25, TD-4 y TY-22 en el bloque centro	113
Figura 5.38 Comparación de los registros de volumen de arcilla y porosidad estimados (rojo) y originales (negro) para el pozo no incorporado en el análisis TR-2 en el bloque este	114
Figura 5.39 Gráfico cruzado de porosidad vs volumen de arcilla para los pozos TT-59 y TT-60. Se utilizó un cuttof de 0,40 para arenas. En el óvalo rojo se resaltan las altas porosidades asociadas a arena.	115
Figura 5.40 Mapa de pseudo volumen de arcilla al tope de Jobo FS	116
Figura 5.41 Mapa de pseudo porosidad al tope de Jobo FS	116
Figura 5.42 Sección estratigráfica asociada a la superficie de inundación al tope de Morichal Superior	117
Figura 5.43 Mapa de pseudo volumen de arcilla para Morichal Superior. Las líneas punteadas blancas delimitan las zonas de interés	118
Figura 5.44 Mapa de pseudo porosidad para Morichal Superior. Las líneas punteadas blancas delimitan las zonas de interés	118
Figura 5.45 Modelo de facies planteado para Morichal Superior	119
Figura 5.46 Sección estratigráfica asociada a la superficie de inundación al tope de Morichal Superior	119
Figura 5.47 Marco geológico de sedimentación en las cuencas de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure y Oriental durante el Mioceno-Plioceno	121
Figura 5.48 Mapa de pseudo volumen de arcilla para Morichal Inferior	123

	Pág.
Figura 5.49 Mapa de pseudo porosidad para Morichal Inferior	123
Figura 5.50 Sección estratigráfica asociada a la superficie de inundación al tope de Morichal Inferior. La arena de interés se muestra en el recuadro amarillo	124
Figura 5.51 Áreas prospectivas para Jobo	125
Figura 5.52a Áreas prospectivas para Morichal Superior	126
Figura 5.52b Áreas prospectivas para Morichal Superior	127
Figura 5.52c Áreas prospectivas para Morichal Superior	128
Figura 5.53 Áreas prospectivas para Morichal Inferior	129

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO	
Tabla 4.1 Inventario de pozos que cuentan con registros distintos a SP y SN	44
Tabla 4.2 Valores de a y m obtenidos para cada pozo y su coeficiente de correlación (C.C)	51
Tabla 4.3 Valores RMS para los pseudo sónicos obtenidos en cada pozo	51
Tabla 4.4. Tipo de Ondícula utilizada para cada pozo	55
Tabla 4.5. Amplitud asociada a cada tope geológico	57
Tabla 4.6 Valores de resolución sísmica vertical para los intervalos de interés	66
Tabla N° 4.7 Atributos sísmico disponibles en el módulo Emerge de Hampson and Russell	71
Tabla N° 4.8 Atributos externos incluidos en el proyecto de <i>Emerge</i> extraídos de software como Petrel, Kingdom y Fusion	71
CAPITULO V: RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	
Tabla 5.1 Cálculo del error en los mapas estructurales en profundidad para los pozos TT-68, TT-9, TH-18 y TR-7	91
Tabla 5.2 Atributos sísmicos utilizados para la transformación multi-atributos para estimar volumen de arcilla en el bloque centro	94
Tabla 5.3 Atributos sísmicos utilizados para la transformación multi-atributos para el bloque este	94
Tabla 5.4 Atributos sísmicos utilizados para la transformación multi-atributos para estimar porosidad en el bloque centro	101
Tabla 5.5 Atributos sísmicos utilizados para la transformación multi-atributos para estimar porosidad en el bloque este	101
Tabla 5.6 Resumen de los resultados obtenidos para el bloque centro y este del campo Temblador utilizando regresión lineal multi-atributos	105
Tabla 5.7 Parámetros para cada uno de los variogramas Sísmica-a-Sísmica utilizado para el collocated cokriging	107
Tabla 5.8 Errores y coeficientes de correlación obtenidos al aplicar la cross-validación	108
Tabla 5.9 Resumen de los resultados obtenidos para la estimación de los registros de volumen de arcilla y porosidad para el bloque centro	110
Tabla 5.10 Resumen de los resultados obtenidos para la estimación de los registros de volumen de arcilla y porosidad para el bloque este	111

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Según EIA (*Energy Information Administration*), el consumo global de petróleo en el 2010 alcanzó la cifra record de unos 86,7 millones de barriles por día y se espera que en el 2011 aumente en 1,7 millones de barriles por día (bbl/d) y un adicional de 1,6 millones de bbl/d en el 2012. Este incremento impacta no sólo en los precios del barril del crudo, sino también en la política de los países productores y exportadores del mismo, tales como Arabia Saudí, Kuwait, Venezuela, entre otros.

En vista de la creciente demanda de petróleo, Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) y las empresas mixtas bajo su tutela, se encuentran actualmente orientadas en la búsqueda de nuevos yacimientos y en el aumento de la producción de los mismos. Un ejemplo de ello lo constituye la empresa mixta PDVSA Petrodelta, la cual está formada por PDVSA CVP con un 60% de las acciones y Harvest Vinccler con un 40%. PDVSA Petrodelta opera seis campos petroleros: Uracoa, Bombal, Temblador, Isleño, El Salto y Tucupita, ubicados al sur del estado Monagas y oeste de Delta Amacuro.

Actualmente el campo Temblador tiene un total de 19 yacimientos, de los cuales 5 se encuentran activos, produciendo un promedio de 10,1 mbd, cuando la producción planificada es de 12,39 mbd.

La zona oeste de Temblador ha sido a lo largo del tiempo muy explotada debido a una mayor cantidad de reservas, mejor ubicación de pozos y mejor disponibilidad de infraestructura. En la zona este del campo se encuentran 14 yacimientos (Oficina 13, 16, 53, 59, 62, 65, 68, 71, 74, 77, 80, 83, 92, 108), de los cuales sólo uno se encuentra activo (Oficina 16), es por esto que, en vías de aumentar la producción en el lado este del campo Temblador, dado que la zona oeste ha sido muy explotada, se propone realizar una caracterización detallada de las arenas del Miembro Jobo y

Morichal a través del uso de atributos sísmicos y registros de pozos que permita identificar nuevas áreas prospectivas y obtener un mejor conocimiento de las ya existentes.

1.2 ANTECEDENTES

La historia de la exploración en el campo Temblador empezó durante el año 1937 con los primeros trabajos de las empresas petroleras (Standard oil of Venezuela, Lago Petroleum Company, Sov, Mereg y Creole). Después de varias asociaciones, la empresa Creole llegó a ser la operadora principal desde 1943 hasta 1984 (Beicip-Franlab, 1998).

La primera exploración sísmica se realizó en el año 1935, el año siguiente, el pozo descubridor, Wildcat TT-1, fue perforado sobre el lado levantado de la falla y descubrió petróleo en la Formación Oficina. El descubrimiento de petróleo pesado y gas hacia el oeste y la disminución de los yacimientos hacia el este condujeron a una exploración y explotación intensiva en la parte central del campo (Beicip, Franlap, 1998).

En 1997, se realizó un levantamiento sísmico 3D en todo el campo, con la finalidad de tener un mejor conocimiento estructural, estos datos fueron interpretados en las oficinas de Beicip-Franlap con un equipo de trabajo mixto conformado por PDVSA y dicha empresa en 1998. Con este trabajo se logró delinear una nueva zona de exploración en la parte central-oeste, la detección de acumulaciones de gas importantes en la Formación Freitas y la determinación de un volumen de hidrocarburos remanente de 789 millones de barriles (Beicip-Franlap, 1998).

En el año 2009 los datos sísmicos fueron reprocesados e interpretados por Fusion Petroleum Technologies, Inc, con el propósito de proporcionar un volumen apilado con preservación relativa de amplitudes, de tal forma, que a partir de éste pudieran generarse volúmenes adicionales de atributos especiales como descomposición espectral e inversión por reflectividades (Fusión, 2009). Pero en dicho trabajo sólo se realizó una interpretación cualitativa y de forma muy regional del campo.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general

Caracterizar mediante atributos sísmicos (instantáneos, geométricos y especiales) y registros de pozos las arenas del Miembro Jobo y Morichal de la zona este del campo Temblador.

1.3.2 Objetivos específicos

- Elaborar sismogramas sintéticos para calibrar la sísmica con pozos.
- Interpretar fallas y horizontes a partir de datos de sísmica 3D.
- Elaborar modelos de velocidad.
- Extraer atributos sísmicos de los horizontes de interés.
- Realizar gráficos cruzados de atributos sísmicos con los datos de pozos.
- Generar mapas de pseudo-propiedades mediante cokriging y regresión lineal multi-atributos.
- Identificar áreas prospectivas de la zona de estudio.

1.4 JUSTIFICACIÓN

La investigación a realizar resulta de gran importancia porque proporcionará una mejor descripción del yacimiento en el área este del campo Temblador, permitiendo así una mejor comprensión de su estructura, estratigrafía y propiedades petrofísicas, con lo cual se podrá predecir posibles localizaciones en áreas prospectivas. Así mismo, el proyecto a realizar constituye un aporte a los estudios integrados de yacimientos del campo, en la conformación de una base de información que será de utilidad para futuros proyectos, como cálculos de reservas y generación de modelos dinámicos de yacimientos. Por otra parte, el presente trabajo es una herramienta clave en el proyecto de desarrollo del campo Temblador, ya que con la determinación de posibles zonas de interés para la explotación petrolífera aumentará la producción de dicho campo impactando positivamente en la economía de la zona y en el fortalecimiento del crecimiento operativo de la empresa mixta Petrodelta.

1.5 UBICACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

En el área Mayor de Temblador ubicada en la cuenca Oriental de Venezuela, se encuentran los campos Morichal, Jobo y Pilon, que son operados por el Distrito Morichal pertenecientes a la División Faja del Orinoco de PDVSA y los campos El Salto, Temblador, Uracoa, Isleño, Bombal y Tucupita operados por la empresa mixta Petrodelta (Figura N° 1.1).

El campo Temblador está ubicado aproximadamente a 100 km al sur de Maturín; Estado Monagas, en el borde norte de la faja petrolífera del Orinoco. Tiene aproximadamente 180 km². Estructuralmente, el campo Temblador está ubicado sobre un monoclinal de buzamiento norte. Su principal estructura es la falla de Temblador de buzamiento sur (Petrodelta, 2008).

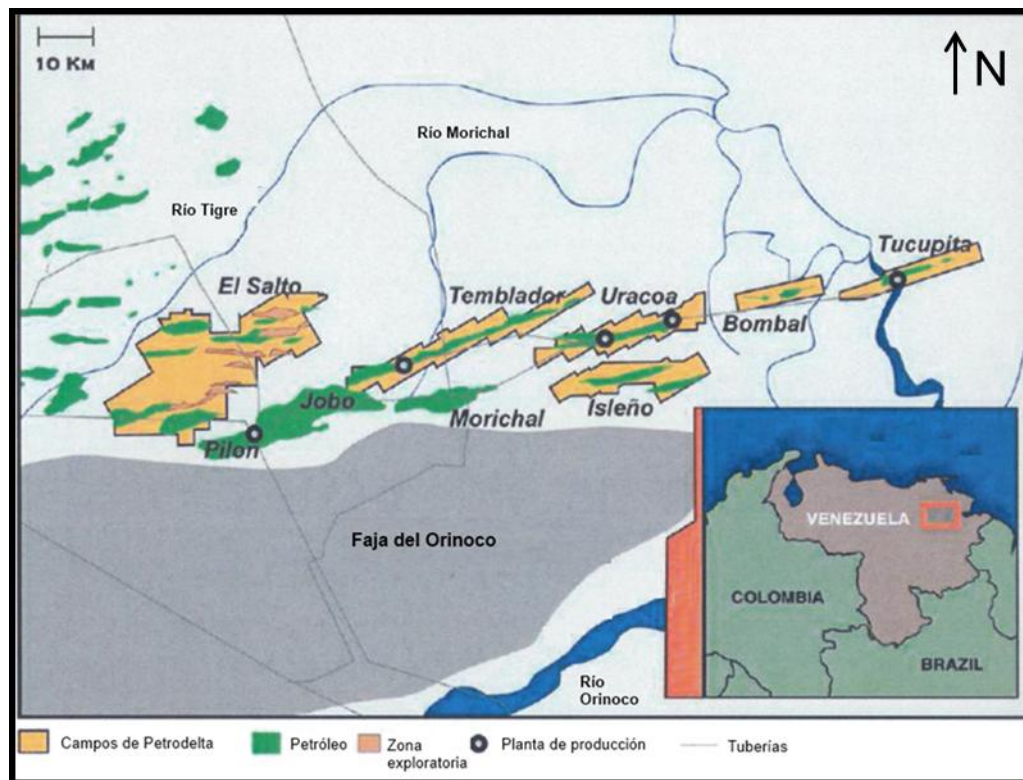


Figura 1.1 Ubicación de la zona de estudio (Petrodelta, 2008)

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 GENERALIDADES

El norte de Venezuela se basa esencialmente en la zona de interacción entre las placas Suramericana y del Caribe, mientras que el oeste de Venezuela y el norte de Colombia muestran un escenario geodinámico más complejo que implica una serie de bloques tectónicos o microplacas (Audemard, Romero, Rendón y Cano, 2005) (Figura N° 2.1).

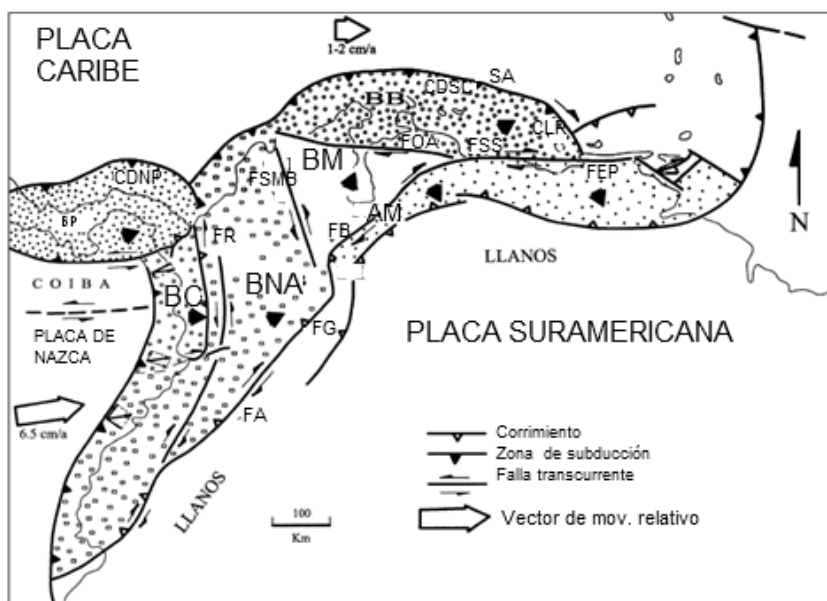


Figura 2.2 Ambiente geodinámico general simplificado del sur del Caribe (modificado de Audemard et al., 2005). Significado de las siglas que se utilizan: Bloque Bonaire (BB), Bloque Chocó (BC), Bloque Maracaibo (BM), Bloque Norandino (BNA), Bloque de Panamá (BP), Andes de Mérida (AM). Algunas fallas importantes como: Algeciras (FA), Boconó (FB), El Pilar (FEP), Guaicaramo (FG), Romeral (FR), Santa Marta-Bucaramanga (FSMB), San Sebastián (FSS) y Oca-Ancón (FOA); y otras características como: subducción de las Antillas de Sotavento (SA), cañón Los Roques (CLR), cinturón de deformación del norte de Panamá (CDNP), cinturón de deformación del sur del Caribe (CDSC)

La frontera tectónica entre la placa suramericana y del Caribe consiste en regímenes tectónicos compresivos y transcurrentes y su ubicación está todavía en debate. La

interacción entre la placa del Caribe y Suramérica ha generado depocentros de antepaís y corrimientos plegados en el frente de deformación observado a lo largo de la línea de costa venezolana, con el más antiguo localizado en el oeste y el más reciente al este. Durante este tiempo, se han formado dos cuencas antepaís importantes: la cuenca Barinas-Apure y la cuenca Oriental (Izarra, Jácome, Schmitz y Mora, 2005).

2.2 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La cuenca Oriental de Venezuela (Figura N° 2.2) es una depresión estructural limitada al sur por el extremo norte del Cratón de Guayana, al norte por el cinturón de fallamiento y plegamiento de la serranía del Interior Central y Oriental, y al oeste por el alto estructural de El Baúl. Las características estructurales actuales de la cuenca son el resultado de la evolución tectónica en el Terciario Superior (González de Juana, Arozena y Picard, 1980).



Figura 2.3 Ubicación de las cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus provincias sedimentarias (modificado de Yoris y Ostos, 1997)

De oeste a este, la cuenca Oriental está dividida en dos subcuencas, Guárico y Maturín. El límite que separa la subcuenca de Guárico del cinturón plegado de la serranía del Interior Oriental y de la subcuenca Maturín es el sistema de fallas Urica. Más al sur, las subcuencas Guárico y Maturín están separadas por el sistema de fallas Anaco (Di Croce, 1995).

2.2.1 Historia tectono-estratigráfica de la cuenca Oriental

La historia tectónica de la cuenca Oriental de Venezuela ha sido dividida en cinco etapas:

- Etapa de pre-rift en el Paleozoico Tardío: durante este periodo ocurre la principal colisión entre las placas suramericana y la norteamericana, produciendo la orogénesis Apalache, que deforma rocas Paleozoicas y más antiguas en el sur de Norteamérica y norte de Suramérica (Bartok, 1993; Salazar, 2006). Los litotipos son rocas sedimentarias y metaígneas de edades Precámbrico y Paleozoico en la subcuenca de Guárico, esta información no es conocida para la subcuenca de Maturín (Feo Codecido, Smith, Abound y Di Giacomo, 1984).
- Etapa de rift durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano cuando Norteamérica y Suramérica se separaron para formar el proto-Caribe; se produce en la cuenca el desarrollo progresivo del graben de Espino. Por otro lado, al considerar la existencia de la tectonosecuencia de apertura al oeste y sureste (Guyana Francesa y Brasil), y la orientación de los grábenes conocidos, diversos autores proponen la continuidad de estos depósitos por debajo de la subcuenca de Maturín y de la serranía del Interior Oriental (Di Croce et al. 1999; Yoris y Ostos, 1997). Di Croce et al., 1999 identifica paquetes de reflectores divergentes, por debajo de la secuencia Cretácica, en la sísmica del área, que podrían pertenecer a esta tectonosecuencia.
- En la etapa de margen pasivo durante el Cretácico y el Paleógeno que incluye las tres principales transgresiones durante el Turoniense, Paleoceno, Eoceno y Oligoceno (Di Croce, Bally y Vail, 1999), el margen norte de Suramérica subsidió lo suficiente como para permitir la acumulación de tres a cuatro kilómetros de rocas predominantemente marino-clásticas (Feo Codecido et al., 1984). Sedimentos siliciclásticos y carbonatos fueron depositados en respuesta de la subsidencia tectónica y cambios eustáticos globales del nivel del mar (Rosales, 1967; Lilliu, 1990). El límite inferior de esta secuencia sólo

ha sido reconocido al sur del frente de deformación, donde los depósitos cretácicos solapan (relación de *onlap*) un basamento compuesto por rocas precámbricas típicas del escudo de Guayana (Di Croce et al., 1999). La tectonosecuencia de margen pasivo posee la geometría de una cuña que se engrosa hacia el norte y en menor grado hacia el noroeste. Ramírez (2005) propuso la subdivisión para el margen pasivo en la subcuenca de Maturín, y define dos secuencias SK1 y SK2, asociadas al Cretácico Temprano y Tardío respectivamente. La secuencia SK1 representa la etapa inicial del margen pasivo y la secuencia SK2 constituye un ciclo transgresivo-regresivo generalizado.

- Etapa de transición, el período Paleoceno-Oligoceno está asociado a rápidos cambios en la dinámica sedimentaria de la subcuenca de Maturín. Tradicionalmente se ha considerado que el margen pasivo se extiende hasta el Paleoceno-Eoceno y que es durante el Oligoceno-Mioceno Temprano cuando la cuenca sufre efectos de la carga tectónica asociada a la dinámica transpresiva entre Caribe y Suramérica, para evolucionar a una cuenca antepaís (Di Croce et al., 1999). Sin embargo, estudios recientes proponen modelos diferentes y bastantes más complejos para el Paleógeno (Pindell et al., 1998; Guzmán et al., 2001; Sageman y Speed, 2003 citados en Parra, 2006), motivo por el cual este período se considera de forma separada (Ramírez, 2005).
- Etapa de margen activo; la colisión oblicua en el Mioceno-Plioceno migró progresivamente hacia el este desde el Oligoceno hasta el Mioceno Tardío, dividiendo la cuenca antepaís en tres zonas: una plataforma al sur, una zona de sobrearco en la parte central y un sobrecorrimento al norte. Esta última zona estuvo caracterizada por la formación de la serranía del Interior Central y Oriental (Parnaud et al., 1995). El espesor total promedio de esta etapa está en el orden de los 6 kilómetros (Parnaud et al., 1995), y aumenta en sentido oeste este (Jácome, Kuszniir, Audemard y Flint, 2003b). La secuencia SM1 corresponde con la etapa principal del desarrollo del cinturón de corrimientos

y representa un ciclo completo transgresivo-regresivo de segundo orden. Está representada por la parte superior de la Formación Merecure, y por la Formación Oficina. En el frente de corrimientos está representada por la parte superior de la Formación Naricual, y por la Formación Carapita.

La Figura N° 2.3 presenta una tabla resumen de la historia tectónica, junto con la estratigrafía regional asociada a cada etapa tectónica registrada al noreste de Venezuela.

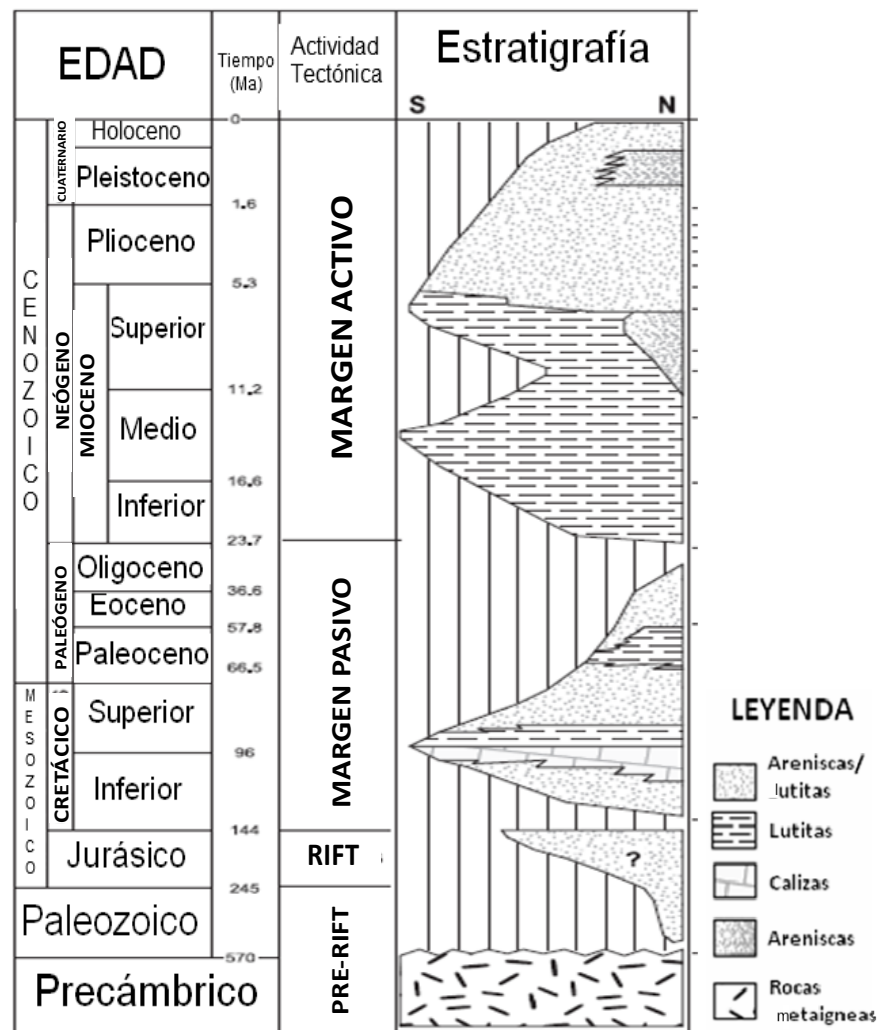


Figura 2.4 Cronoestratigrafía del este de Venezuela. (Modificado de Jácome, Kusznir, Audemard y Flint, 2003a)

Cada una de estas etapas tectónicas está asociada a una secuencia estratigráfica o tectonosecuencia cuya características generales fueron controladas por los procesos

tectónicos que tuvieron lugar durante ese periodo (Figura N° 2.4). En resumen, en la subcuenca de Maturín se han definido cuatro tectonosecuencias principales, de las cuales las más conocidas corresponden al margen pasivo Cretácico y a la cuenca antepaís desarrollada a partir del Paleógeno, ambas unidades están separadas por una discordancia basal del depocentro del antepaís (*basal foredeep unconformity*) asociada a la migración del alto periférico (*forebulge*) de la cuenca (Bally, 1989; Erikson y Pindell, 1993 citado en Parra, 2006).

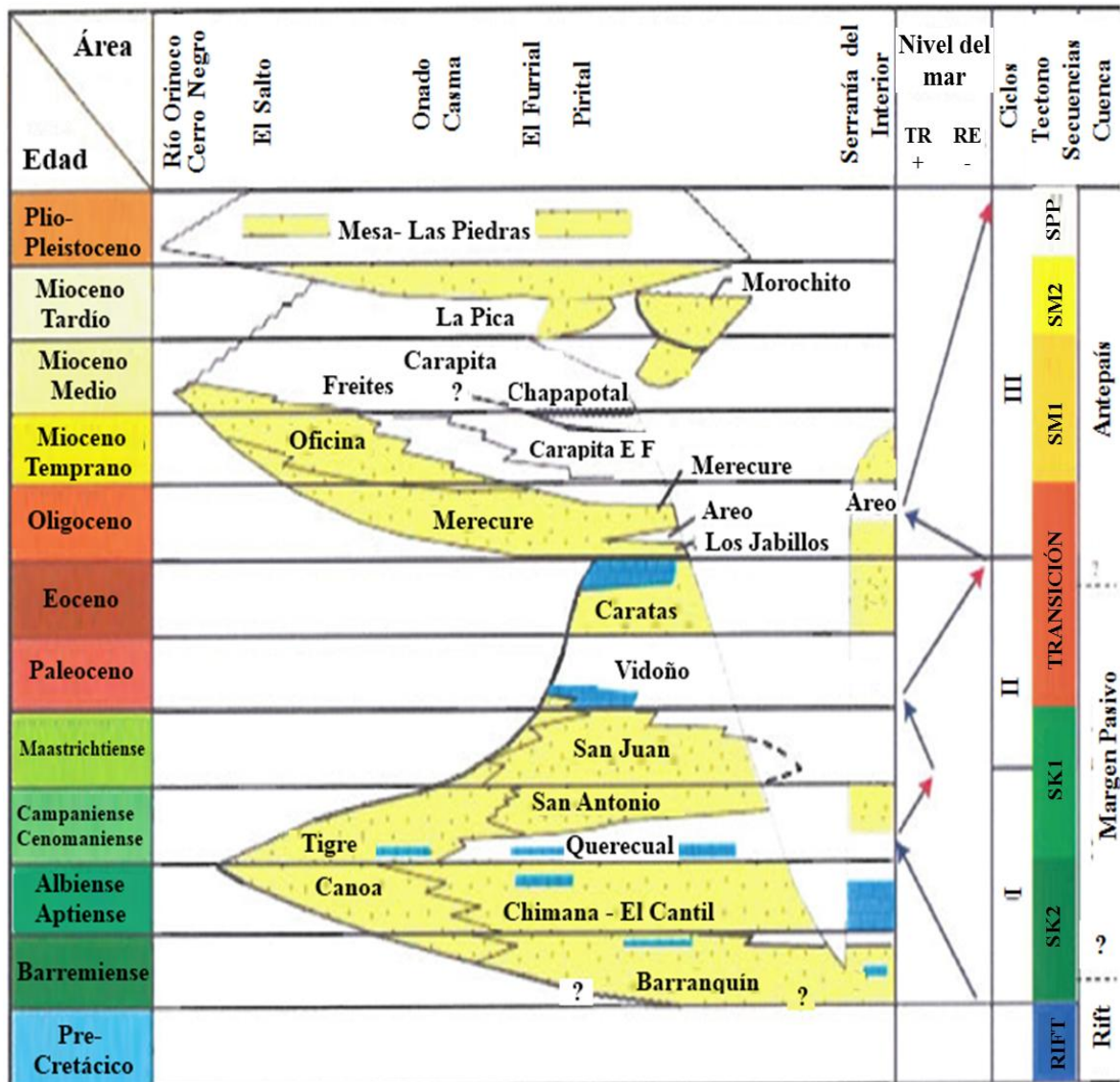


Figura 2.5 Carta de correlación estratigráfica en sentido norte-sur a lo largo de Venezuela Oriental desde el río Orinoco hasta la serranía del Interior Oriental (Modificado de Parra, 2006).

El límite temporal entre el margen pasivo y el activo es difícil de establecer, debido a la erosión asociada a la migración del alto periférico (*forebulge*) y al carácter diacrónico de este proceso, por lo cual Ramírez (2005) ha definido por tanto una quinta tectonosecuencia denominada de transición, que incluye el período de tiempo en el cual el margen evolucionó para convertirse en un dominio activo.

2.2.2 Subcuenca de Maturín

Se extiende desde el frente de deformación hacia el norte y hasta el río Orinoco al sur (Figura N° 2.5). La cuenca está limitada al oeste por la subcuenca Guárico y al este por el Océano Atlántico (Jacome et al., 2003a). Recientes modelados numéricos de la cuenca Oriental confirman que la subsidencia de la subcuenca de Maturín fue generada por la carga generada en el sobrecorrimiento de la serranía del Interior Oriental y por la subducción de la placa Suramericana ante la placa del Caribe (Jácome et al., 2003b).

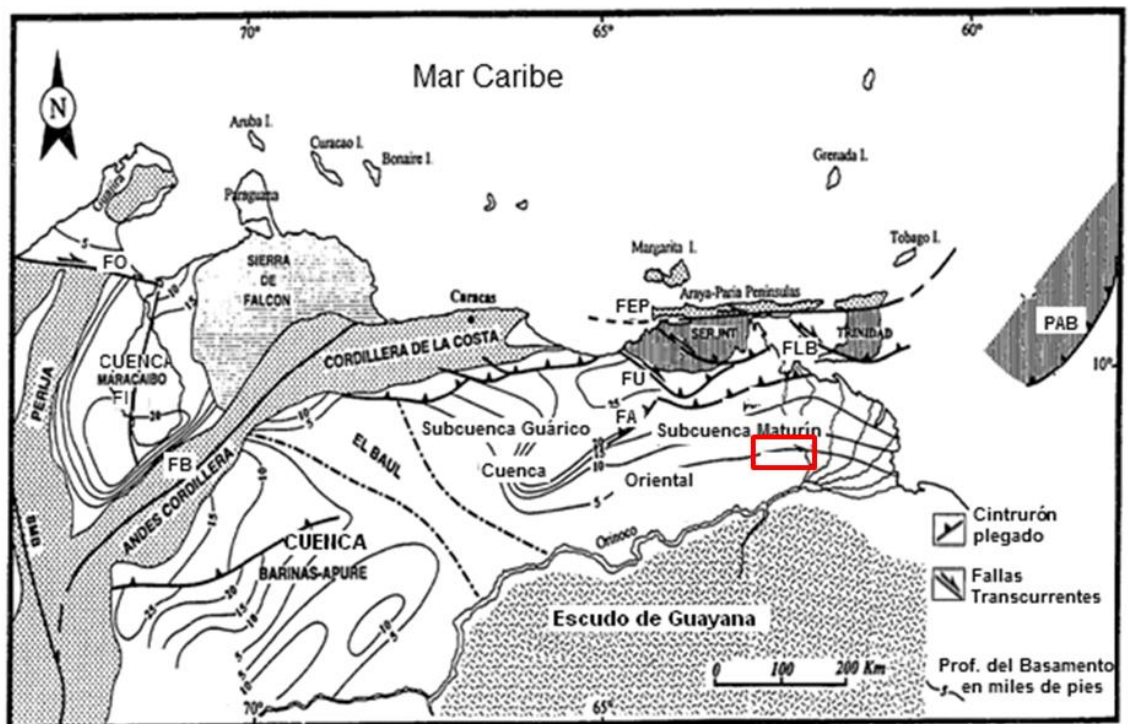


Figura 2.5 Norte de Venezuela, provincias fisiográficas y cuencas sedimentarias (en rojo se muestra el área de estudio). Abreviaciones: FO= falla de Oca; FI= falla Icotea; FB= falla de Boconó; FA= falla Anaco; FU= falla de Urica; FEP= falla El Pilar; FLB= falla Los Bajos; SER= serranía del Interior; PAB= prisma de acreción de Barbados (modificado de Di Croce, 1995).

El flanco norte de la subcuenca de Maturín está caracterizado por plegamiento y fallamiento del tipo compresivo. Se tiene un sistema de fallas de corrimiento buzando al norte, con una dirección general N60E, como son los corrimientos de Anaco y Pirital y las fallas de Onado, Guanaco y San Juan; fallas transcurrentes dextrales de rumbo general N80O, que desplazan a las primeras y están representadas por las fallas de Úrica, San Francisco, Bohordal y Los Bajos (Figura N° 2.5) (Díaz, 1994).

El flanco sur de la subcuenca de Maturín está apoyado sobre el basamento ígneo-metamórfico del escudo de Guayana, y se caracteriza por fallamiento normal (Barrios et al., s/f), presenta una estratigrafía más sencilla que el flanco norte, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales (Yoris y Ostos, 1997).

2.2.2.1 Provincia Serranía del Interior Oriental

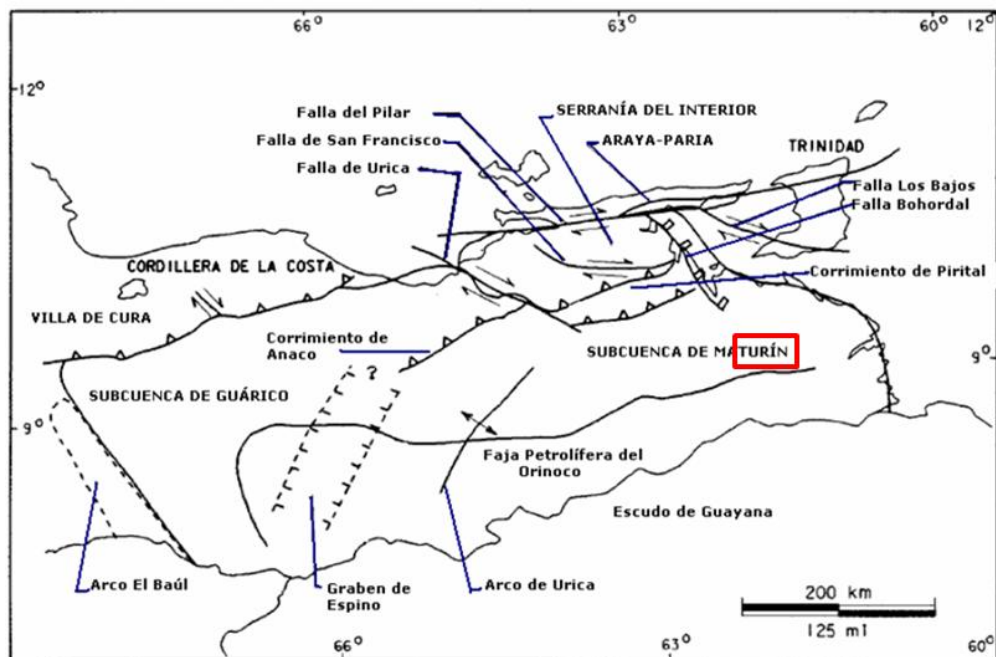


Figura 2.6 Principales estructuras y rasgos tectónicos de la Cuenca Oriental de Venezuela sedimentarias (en rojo se muestra el área de estudio). (Modificado de Goncalvez, 2006)

La Serranía del Interior Oriental fue intensamente plegada y fallada por movimientos compresivos norte-sur durante la colisión de la placa Suramericana y del Caribe durante el Oligoceno. El resultado de esta tectónica compresiva en el flanco norte de la cuenca son grandes corrimientos como el de Pirital. En contraste con los movimientos compresionales del norte, el flanco sur refleja efectos tensionales, evidenciados por fallas normales con desplazamientos hacia el cratón y otros hacia la cuenca; a diferencias del corrimiento de Anaco, que cruza de uno a otro flanco de la cuenca y parece estar genéticamente relacionado con otros corrimientos del flanco norte (Gonzalez de Juana et al., 1980, Lilliu, 1990).

La historia tectónica de la Serranía del Interior Oriental, según explican Carnevalli, Hunter y Subieta (1988), se encuentra íntimamente relacionada con la actividad de un conjunto de sistemas de fallas rumbo – deslizantes. Entre éstas destacan, por considerarlas las más importantes, las fallas de El Pilar, Úrica, San Francisco y Los Bajos (Figuras N° 2.5 y 2.6).

2.2.2.2 Provincia transicional de Maturín (*Maturin foreland*)

Esta provincia es la transición entre el levantado y fuertemente acortado cinturón de corrimientos de la Serranía del Interior Oriental y una provincia tipo cuenca antepaís en la parte sur de la subcuenca de Maturín. Los límites son: al norte el piedemonte de la serranía y al sur el frente de deformación (Jácome et al., 2003a). El frente de deformación está localizado aproximadamente 50 km al sur de Maturín, y también corre en orientación N70E (Lilliu, 1990).

La provincia transicional está compuesta por rocas pre-cretácicas a terciarias, que han sido deformadas y plegadas. Estas litologías forman una extensión de los modelos o patrones depositacionales encontrados en la serranía del Interior (Lilliu, 1990).

El rasgo estructural característico de esta provincia es el corrimiento de Pirital (Figura N° 2.6), el cual corre paralelo a la serranía del Interior, divide la subcuenca de Maturín en dos dominios importantes; hacia el norte de la serranía del Interior Oriental con una gran complejidad tectónica y hacia el sur una zona menos compleja tectónicamente, dominada por fallas normales (Méndez, 1985). De acuerdo con Yoris

y Ostos, (1997) es un cabalgamiento de sedimentos desde el Cretácico hasta el Oligoceno. Se observa en esta provincia de transición, un alineamiento de volcanes y diapiros de barro, paralelos a los anticlinales que también se observan (Subieta, Carnevalle y Hunter, 1988; Díaz, 1994).

2.2.2.3 Provincia tipo cuenca antepaís de Maturín (*foredeep province*)

Esta provincia se extiende desde el alineamiento del frente de deformación en el norte hasta el Escudo de Guayana al sur, aproximadamente a lo largo del margen del río Orinoco (Díaz, 1994; Lilliu, 1990).

La porción sur de la provincia ha sido caracterizada por un sistema de fallamiento normal generalmente inclinado hacia el norte; y algunos han sido reactivados como inversos. El estilo estructural puede ser definido como bloques fallados extensionales; estas fallas afectan el basamento cristalino (Díaz, 1994).

2.3 GEOLOGÍA LOCAL

2.3.1 Área Mayor de Temblador (Almarza, 1998)

En el área Mayor de Temblador, los campos petrolíferos se encuentran en el flanco sur de la cuenca Oriental de Venezuela, a lo largo de franjas paralelas de rumbo noreste. En la alineación norte se ubican los campos de El Salto y Jobo-Morichal; en la banda sur, la línea de acumulaciones de Temblador, Isleño, Pílon, Uracoa, Bombal y Tucupita (Figura N° 2.7).

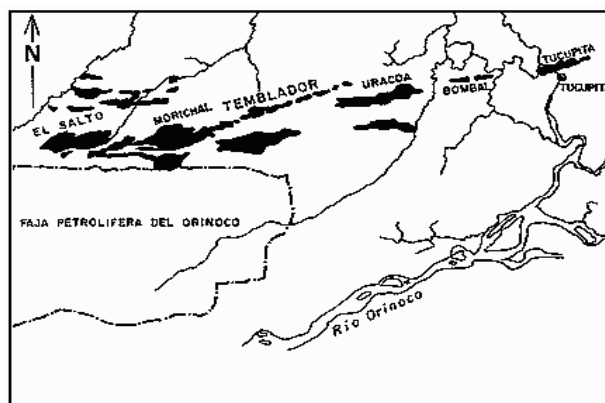


Figura 2.7 Mapa de ubicación del Área Mayor de Temblador (Almarza, 1998)

2.3.1.1 Estratigrafía

La estratigrafía de los campos del área Mayor de Temblador es característica de la zona sur de la cuenca Oriental de Venezuela (Figura N° 2.8) y todos los campos del área son muy similares estratigráficamente. Cuatro grandes unidades sedimentarias, las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites y Oficina, cubren discordantemente una unidad sedimentaria cretácica, el Grupo Temblador. Toda esta secuencia yace sobre un basamento ígneo-metamórfico precámbrico que representa el borde septentrional del escudo de Guayana.

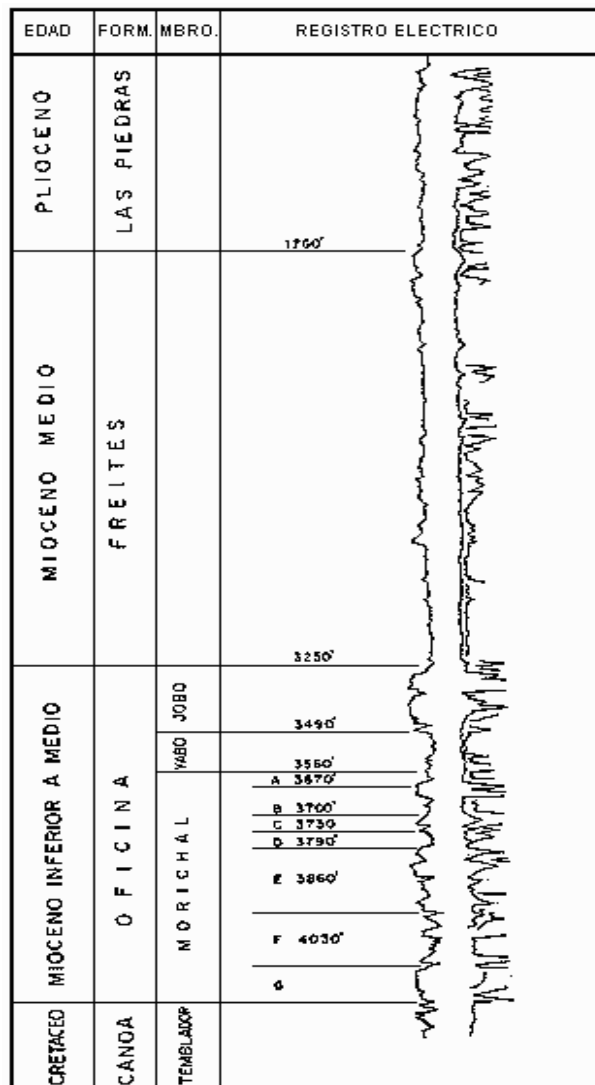


Figura 2.8 Perfil tipo campo Jobo (Almarza, 1998)

La Formación Oficina (Mioceno inferior a medio) descansa discordantemente sobre la Formación Canoa y hacia arriba pasa, concordante, a la Formación Freites. En el área Mayor de Temblador la formación es mucho más arenosa que en Oficina y Anaco, por encontrarse más cerca del borde de la cuenca. En los campos Temblador y Jobo el espesor llega a los 900'; en Pilón es de unos 550', adelgazándose hacia el sur. En Tucupita la Formación Oficina se halla directamente encima de la discordancia del basamento y tiende a desaparecer hacia el sector sur del delta. En los campos El Salto, Jobo-Morichal y Temblador la Formación Oficina fue dividida en cuatro miembros que, desde la base, se denominan Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. Se compone, principalmente de una alternativa de areniscas y lutitas fluvio-deltáicas y de ambiente marino muy somero, perfectamente diferenciadas en dos ciclos sedimentarios arenáceos Miembro Morichal el inferior y Miembro Jobo el superior - separados por un intervalo marino de lutitas con más de 40' de espesor - Miembro Yabo - muy uniforme y constante. En el campo Pilón el Miembro Yabo se hace arenoso al este del pozo PC-14, dificultando la diferenciación.

El Miembro Morichal es el de mayor espesor, con 650', y suele contener potentes intervalos arenosos en lentes de hasta 80-100' con grano fino a medio, poco consolidados, intercalados con lutitas carbonosas y limolitas con capas de lignito. Presenta la mayor acumulación de arena de la Formación Oficina (hasta siete paquetes de arena en campo Jobo) con facies de corrientes entrelazadas y combinación de barras de meandro y de desembocadura. Corresponde a la Unidad I de la Faja Petrolífera del Orinoco, a la Formación Merecure del área Mayor de Oficina, y a Oficina inferior de Zuata.

El Miembro Yabo es lutítico, 45' a más de 90' de espesor, con ocasionales lentes arenosos de grano fino. Se ha llamado Unidad II en la Faja Petrolífera del Orinoco. Su ambiente indica una transgresión marina de corta duración entre los intervalos Morichal y Jobo.

El Miembro Jobo es un intervalo predominantemente arenoso, de bajo delta y bajas litorales intercaladas, con espesor de 130-240', que muestra capas delgadas de lignito. Consiste en arenas sueltas de grano fino a medio, a veces con lutitas macizas o

laminadas intercaladas. Hacia el tope los sedimentos se hacen calcáreos, culminando en facies típicas de ambiente próximo costero. En el campo Jobo muestra seis lentes arenosos principales y un espesor promedio de 210'.

El Miembro Pilón es esencialmente lutítico y representa el paso transicional de la Formación Oficina a la Formación Freites. Hacia la Faja Petrolífera del Orinoco contiene arenas de ambiente litoral, con buenas características de yacimiento. Pilón y Jobo se agrupan en el campo Jobo y en Cerro Negro como una sola unidad en la sección superior de la Formación Oficina.

La formación Oficina se depositó durante principios de la secuencia SM1 que está caracterizada por un periodo de regresión.

2.3.1.2 Estructura

El área Mayor de Temblador comprende un conjunto de campos petrolíferos en una alineación de fallas subparalelas de rumbo noreste. Al extremo noroeste se encuentra El Salto, con tres acumulaciones - El Salto Sur, El Salto Oeste y El Salto Este -. Al centro, los campos Jobo-Morichal y Temblador. Hacia el sur, Pilón, Uracoa y Bombal, Isleño y Tucupita.

Los campos tienen gran semejanza estructural, y se encuentran todos sobre un homoclinal de rumbo N 70° E, donde el basamento desciende suavemente (4 a 5°) hacia el norte, cortado por fallas normales escalonadas de dirección general este-noreste. La mitad de las fallas buza al sur, limitando los yacimientos. En los bloques levantados se produjo el arqueamiento que constituye factor importante para la acumulación de los hidrocarburos. Entre las principales fallas de buzamiento sur se destaca la falla Temblador, con más de 80 kilómetros de extensión, así como las fallas de Jobo y Pilón. En el área de Tucupita las fallas constituyen una excelente trampa estructural.

El entrampamiento estratigráfico adquiere cierta importancia en los bordes este y oeste de los yacimientos, debido al acuñaamiento lateral de las arenas. El movimiento estructural se ha ubicado en el Mioceno superior y Plioceno inferior, puesto que las

fallas afectan la Formación Las Piedras inferior y medio y se profundizan dentro de basamento.

El campo Temblador, desde el punto de vista estructural, se presenta en el homoclinal del flanco sur de la cuenca Oriental de Venezuela (Figura N° 2.9). La acumulación está localizada a lo largo del bloque norte de la gran falla de Temblador, de rumbo noreste y buzamiento sur, que alcanza un desplazamiento de 250 metros en la parte central del campo. Además de esa falla y en su lado norte se encuentran fallas secundarias transversales que forman larga serie alineada de culminaciones que se prolongan en un declive hacia el este.

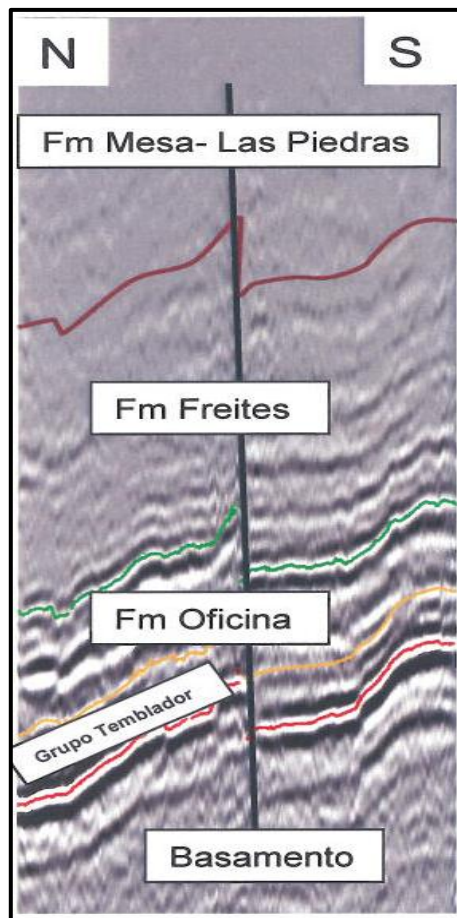


Figura 2.9 Sección sísmica a través del campo temblador (Harvest Vinccler, 2004)

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 ATRIBUTOS SÍSMICOS

Los atributos sísmicos son propiedades medibles de los datos sísmicos (amplitud, frecuencia, fase, polaridad), que pueden ser tomadas en un instante de tiempo o en una ventana específica de tiempo, para una traza, una serie de trazas o una superficie interpretada de la sísmica (Schlumberger, 2011). Actualmente, existen más de 50 atributos sísmicos calculados a partir de los datos sísmicos y aplicados a la interpretación de estructuras geológicas, estratigrafía, y propiedades del fluido en la roca. A continuación se presentan sólo aquellos cuyos resultados fueron favorables al estudio.

3.1.1 Atributos Instantáneos

La base de la mayoría de los atributos instantáneos es el modelo de la señal sísmica como una traza compleja compuesta por una parte real, la cual es la señal grabada por el geófono y la parte imaginaria, la cual se obtiene de la transformada de Hilbert de la parte real. Los atributos instantáneos son realizados independientemente para cada muestra de la traza (Kingdom Software, 2008).

Cuadratura de la traza: es la parte imaginaria de la traza sísmica compleja, y puede ser calculada a partir de la traza real con la transformada de Hilbert. Es sensible a la energía, frecuencia y fase (Partyka, 2000).

Coseno de fase instantánea: Como su nombre lo indica, este atributo es calculado sacando el coseno de la fase instantánea:

$$\cos(\phi_t) = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{h_t}{s_t}\right)\right). \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Puede ayudar a mejorar la definición de límites estructurales. Es comúnmente usado para guiar el proceso interpretativo en áreas de poca resolución (Petrel, 2008).

Frecuencia promedio: es el promedio del espectro de amplitud en una ventana de tiempo pequeña alrededor de una muestra de tiempo (Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1).

Frecuencia dominante: máximo del espectro de amplitud en una ventana de tiempo pequeña alrededor de la muestra de tiempo (Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1). Este atributo sirve de suplemento al atributo de frecuencia instantánea, ya que revela las propiedades espectrales variantes en tiempo de los datos sísmicos (Petrel, 2008).

Derivada: El atributo derivada o primera derivada es la derivada de la traza de entrada, calculada como la diferencia entre muestras adyacentes (Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1).

$$d1_i = \frac{S_i - S_{i-1}}{\Delta t} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

donde i es el número de muestra, S_i es la traza sísmica para la muestra i y Δt es la tasa de muestreo. La primera derivada es útil para el análisis estratigráfico, estimación de facies, y ubicación de pozos horizontales (Petrel, 2008)

Derivada de amplitud instantánea: es la tasa de cambio de la envolvente de amplitud (Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1).

$$d2_i = \frac{d1_i - d1_{i-1}}{\Delta t} = \frac{S_i - 2S_{i-1} - S_{i-2}}{\Delta t^2} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Muestra la variación de la energía de los eventos reflejados. Es utilizado en la detección de interfaces y discontinuidades abruptas (OpendTect User Documentation versión 4.2; s/f).

Segunda derivada y segunda derivada de la amplitud instantánea: derivada aplicada a la derivada de la traza de entrada y a la envolvente de la amplitud de la traza de entrada respectivamente (Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1). Se puede utilizar para identificar todas las interfaces de reflexión dentro del ancho de banda de la sísmica (OpendTect User Documentation versión 4.2; s/f).

Integral: consiste en la integración de la traza de entrada calculada mediante la suma continua y luego restando una versión suavizada de la traza. El valor integrado en la

muestra i es $L_i = S_i + L_{i-1}$. Esto es una suma continua, donde i es el número de muestra y S_i es la traza sísmica para la muestra i . Al final de la suma continua, la integral de la traza sísmica es filtrada realizando un suavizado de 50 puntos por defecto a lo largo de ella y removiendo la tendencia de baja frecuencia resultante (Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1).

Integral de la amplitud absoluta: es la integral de la envolvente de la amplitud de la traza de entrada, calculada mediante la suma continua y luego restando una versión suavizada de la traza. (Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1).

Filtro paso banda: Remueven energía de los datos de entrada, por lo que la salida será siempre igual o menor que los datos de entrada. La región de paso es definida como la banda de frecuencia donde la eliminación de energía de los datos de entrada es menor que el $\frac{1}{2}$ de la energía o -3 decibeles (Figura N° 3.3). Por lo tanto, el punto de eliminación de $\frac{1}{2}$ de la energía define el límite entre la zona de paso y la zona de rechazo (Taner, 2000). El filtro pasa banda puede ser usado para guiar la interpretación en situaciones ambiguas tales como ubicaciones de onlap, truncamientos y discontinuidades (Petrel, 2008).

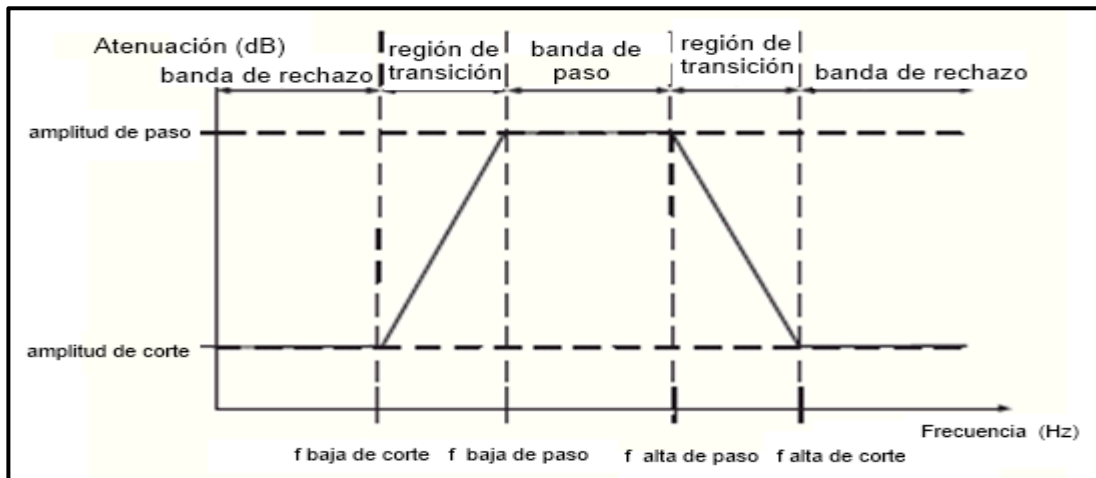


Figura 3.1 Filtro paso banda (modificado de <http://www.hispavila.com/3ds/tutores/filtros.html>)

Impedancia acústica relativa: es calculada por la integración continua de la traza sísmica original con la aplicación subsecuente de un filtro paso bajo. En este proceso

se asume que los datos sísmicos han sido procesados para tener un mínimo de ruido y de reflexiones múltiples y que tiene una ondícula de banda ancha y fase cero. Basado en estas suposiciones, la traza sísmica representa la serie de reflectividad de banda limitada. Por lo tanto, integrar la traza de fase cero estima el registro de impedancia acústica natural de banda limitada. Como es de banda limitada, la impedancia no tendrá magnitudes absolutas y la sección apilada es usualmente la reflectividad con offset cero, por lo que es llamada impedancia acústica relativa. Este atributo refleja contrastes de propiedades físicas, altos contrastes indican posibles límites de secuencias y superficies de inconformidad (Kingdom software, 2008).

3.1.2 Atributos geométricos

Los atributos geométricos describen la relación temporal y espacial de atributos instantáneos y de ondícula. Los atributos geométricos fueron inicialmente utilizados como ayuda en la interpretación estratigráfica. Sin embargo se ha demostrado que los atributos geométricos que definen las características del evento y su relación espacial cuantifican rasgos que ayudan directamente en el reconocimiento de patrones depositacionales y sus litologías (Rock Solid Attributes, Kingdom software).

Reflexión caótica: es utilizado para detectar zonas de estratos caóticos entre eventos más ordenados. Las zonas caóticas son definidas como áreas con alta continuidad lateral y variaciones arbitrarias de buzamiento (Rock Solid Attributes, Kingdom software).

Similitud: cuantifica que tan parecidos son dos segmentos de trazas sísmicas adyacentes. La similitud tiene un rango de valores entre 0 y 1, donde 0 corresponde a zonas de baja similitud y 1 a muy alta similitud entre las trazas, lo que es indicativo de continuidad en el reflector. Este atributo puede emplearse en la generación de mapas de discontinuidades (Tingdahl, Bril y Groot, 2001).

Varianza de similitud: representa la diferencia entre similitud suavizada y sus valores locales, lo cual es equivalente a aplicar un filtro paso alto a la similitud. Este atributo indica anomalías locales con respecto al promedio suavizado de fondo (Rock Solid Attributes, Kingdom software).

Similitud suavizada: es un filtro paso bajo de valores de similitud para determinar los promedios en ventanas largas. El suavizado es realizado por un filtro paso bajo ponderado, que minimiza el efecto de picos locales (Rock Solid Attributes, Kingdom software).

3.1.3 Descomposición espectral

La descomposición espectral es el análisis continuo tiempo-frecuencia de una traza sísmica, el cual proporciona un espectro de frecuencia por cada muestra en tiempo. La clave es crear un conjunto de cubos de datos o mapas, cada uno correspondiente a una frecuencia espectral diferente, para observar la respuesta de yacimiento a diferentes frecuencias. Estos luego son animados, permitiendo al intérprete captar los sutiles cambios en el yacimiento a través del movimiento (Lauglin, Garossino y Partyka, 2003). La transformación de los datos sísmicos en el dominio de la frecuencia con la transformada de Fourier discreta permite que el intérprete identifique capas delgadas y detectar discontinuidades sutiles. (Partyka, Gridley y Lopez, 1999).

3.2 REGISTROS PSEUDOS-SÓNICOS

Los registros sínicos usados para el cálculo de sismogramas sintéticos a menudo no están disponibles, por lo que el intérprete debe basarse en pseudos-sónicos derivados de otras curvas para generar el sismograma sintético. Existen diversos métodos para generar este tipo de registros, pero sólo se hará mención de la ecuación de Faust, la cual será la utilizada en este trabajo.

3.2.1 Ecuación de Faust

Faust en 1951 desarrolló una fórmula empírica para relacionar las velocidades V con la profundidad Z y la edad T .

$$V = 125,3 (Z * T)^{\frac{1}{6}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

donde V está en pies/seg, Z en pies y T en años.

Faust observó que la edad y la profundidad no eran suficientes para predecir detalladamente variaciones litológicas y de velocidad, por lo cual necesitaba una aproximación diferente y en 1953 desarrolló una aproximación empírica entre la velocidad, resistividad y profundidad, y se puede escribir de la siguiente manera

$$V = a * (Z * R_a)^{\frac{1}{m}} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

donde V está en ft/s, $a = 1948$, la cual es una constante empírica aplicada a casi todas la secciones geológicas, R_a es la resistividad aparente y $m = 6$

Esta ecuación puede ser escrita en términos de tiempo de tránsito o velocidad de la siguiente manera:

$$\frac{1}{V} = DT = \frac{1}{a} * (Z * R_a)^{-\frac{1}{6}} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

donde DT es un pseudo tiempo de tránsito generado de un valor de resistividad observada.

3.3 PETROFÍSICA

La petrofísica es el estudio de las relaciones existentes entre las diferentes propiedades físicas de las rocas y es realizado a partir del estudio de registros de pozo, mediante estos registros se pueden calcular gran variedad de propiedades físicas como es el caso de la porosidad, permeabilidad, entre otros (Rider, 1996). A continuación se hará mención de las dos propiedades estimadas en este trabajo.

3.3.1 Porosidad (ϕ)

Es el porcentaje de volumen de poro o espacio vacío, o aquel volumen dentro de la roca que puede contener fluido. Se define como la fracción de volumen que no es ocupada por la materia sólida. Se mide en volumen/volumen, porcentaje o fracción porosa, y se define así:

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

donde V_b es el volumen total de roca, V_{gr} es el volumen ocupado por los granos y V_p es el volumen poroso o volumen de poros.

3.3.2 Volumen de arcilla

Es una medida de la proporción de arcilla en una formación clástica, respecto al total de roca. Un valor de 1 es representativo de una lutita pura, mientras que un valor de 0 corresponde a una arena limpia. La Figura N° 3.2 muestra el criterio para definir la línea de arena limpia y la línea de lutita en un registro de Gamma Ray. Este criterio también es válido para registros de potencial espontáneo (SP). El volumen de arcilla se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{cl}}{GR_{sh} - GR_{cl}} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

donde GR es el valor de gamma ray para la muestra, GR_{cl} es el valor de gamma ray definido para arena limpia, y GR_{sh} es el valor de gamma ray definido para lutita.

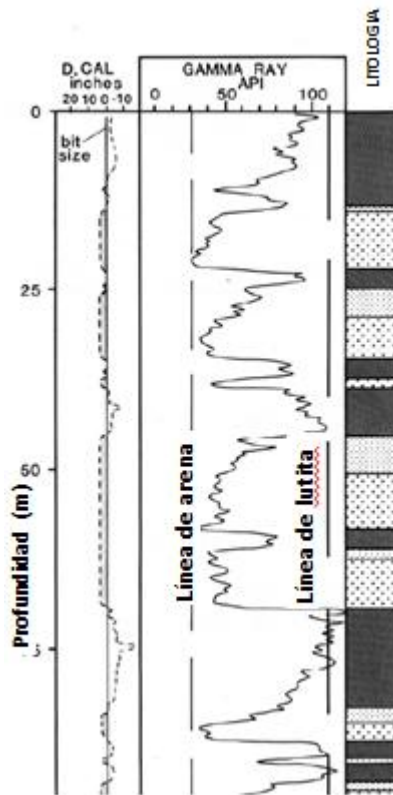


Figura 3.2 Esquema mostrando la línea de arena y la línea de lutita definidas para calcular el volumen de arcilla (modificado de Rider, 1996)

3.4 ANÁLISIS PROPIEDAD- ATRIBUTO

Históricamente se ha buscado utilizar los atributos sísmicos como herramientas de predicción directa de propiedades de la roca utilizando modelos de regresión lineal o no lineal, métodos geoestadísticos y redes neuronales.

3.4.1 Regresión lineal Multi-atributos (Hampson, Schuelke y Quirein, 2001)

El objetivo de esta metodología es encontrar un operador lineal que pueda predecir o estimar propiedades de las rocas a partir de datos sísmicos. En realidad, se analiza no solo los datos sísmicos sino también los atributos de dichos datos.

Dado un atributo sísmico, el procedimiento más simple para derivar una relación entre el registro de pozo y el atributo sísmico es un gráfico cruzado entre ellos (Figura N° 3.3). Se asume que el registro de pozo ha sido transformado de profundidad a tiempo de viaje y que se encuentra a la misma tasa de muestreo que el atributo sísmico. Asumiendo una relación lineal entre el registro objetivo y el atributo, una línea recta puede ser fijada por regresión:

$$y = a + bx \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Los coeficientes a y b en esta ecuación pueden ser derivados minimizando el error de predicción cuadrático medio:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - b x_i)^2 \quad (\text{Ec. 3. 10})$$

El error de predicción E es una medida de la bondad de ajuste para la línea de regresión definida por la ecuación (Ecuación 3.9). Una medida alternativa es el coeficiente de correlación normalizado, definido por

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

donde

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y), \quad (\text{Ec. 3.12})$$

$$\sigma_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2, \quad (\text{Ec. 3.13})$$

$$\sigma_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2, \quad (\text{Ec. 3.14})$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i, \quad (\text{Ec. 3.15})$$

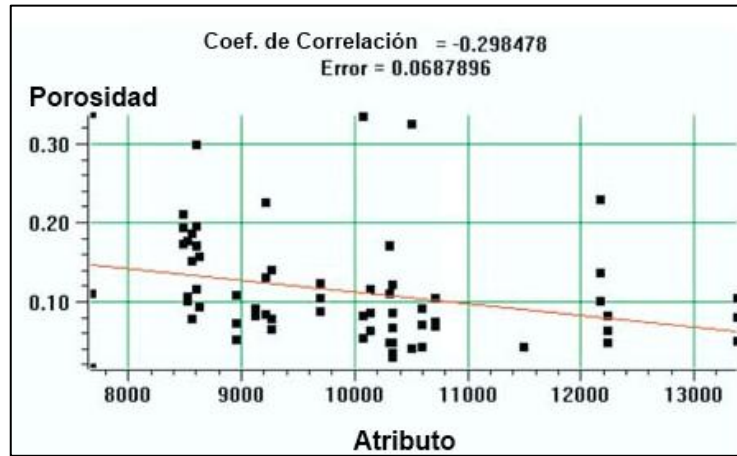


Figura 3.3 Gráfico cruzado convencional entre porosidad y el atributo sísmico (modificado de Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1).

La extensión del análisis lineal convencional a multi- atributos (regresión lineal multivariado) es sencillo. Asumiendo, por simplicidad, que se tienen tres atributos como muestra la Figura N° 3.4 se puede escribir las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} L_1 &= w_0 + w_1 A_{11} + w_2 A_{21} + w_3 A_{31} \\ L_2 &= w_0 + w_1 A_{12} + w_2 A_{22} + w_3 A_{32} \\ &\vdots \\ L_N &= w_0 + w_1 A_{1N} + w_2 A_{2N} + w_3 A_{3N} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

donde L = registro a estimar, w_i = pesos, N = es el número de muestras en el registro y A_{ji} = es la j -ésima muestra del i -ésimo atributo.

Los pesos pueden ser derivados minimizando el error de predicción cuadrático medio, extendiendo la Ecuación 3.10:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} + w_2 A_{2i} + w_3 A_{3i})^2 \quad (\text{Ec. 3.17})$$

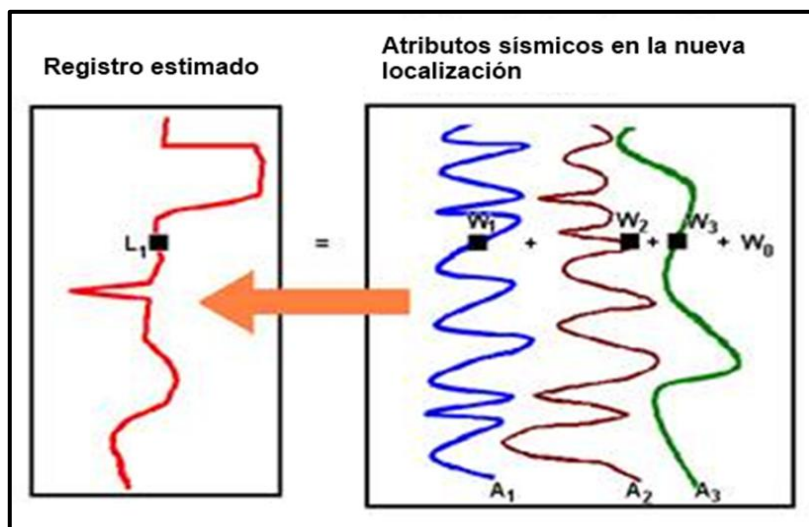


Figura 3.4 Asumiendo el caso de tres atributos sísmicos, cada muestra del registro a estimar es modelado como una combinación lineal de las muestras de cada atributo en el mismo tiempo (modificado de Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1)

3.4.1.1 Uso del operador convolucional

La regresión multiatributos asume un solo peso para cada atributo, no resolviendo las diferencias entre la baja frecuencia sísmica y la alta frecuencia de los registros. Si las diferencias de frecuencia son significativas (como usualmente es el caso), entonces el enfoque muestra a muestra puede no ser bueno. La alternativa es asumir que cada muestra del registro está relacionada a un grupo de muestras cercanas del atributo sísmico (Figura N° 3.5).

Los atributos sísmicos a una frecuencia menor que los registros de pozo están relacionados a éstos por un operador convolucional (la ondícula). El operador obtenido en el proceso puede ser considerado como el inverso de esta ondícula. La extensión de la ecuación (Ecuación 3.16) incluye el operador convolucional

$$L = w_0 + w_1 * A_1 + w_2 * A_2 + w_3 * A_3 \quad (\text{Ec. 3.18})$$

donde * representa la convolución y w_i son los operadores de una longitud específica, normalmente este debe ser menor que 10. Por ejemplo si se establece un operador de longitud de 3, entonces cada muestra del registro será estimada usando 3 muestras del atributo (Figura N° 3.5). Nuevamente los coeficientes del operador pueden ser obtenidos minimizando el error de predicción cuadrático medio:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 * A_{1i} + w_2 * A_{2i} + w_3 * A_{3i})^2 \quad (\text{Ec. 3.19})$$

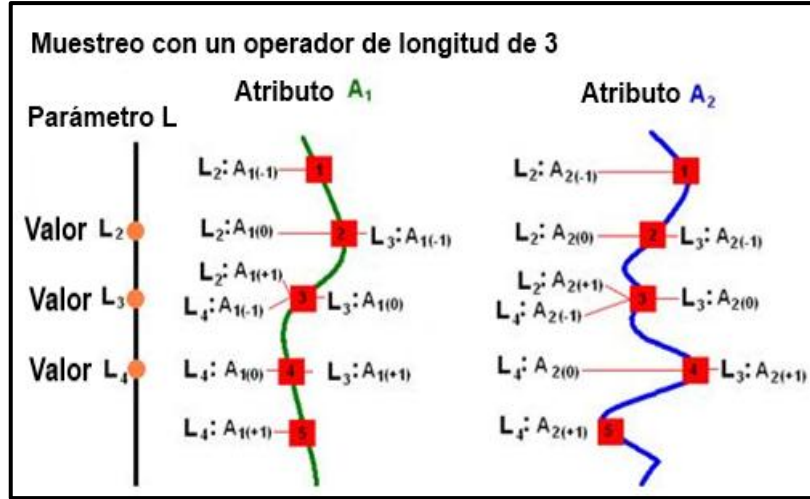


Figura 3.5 Uso de un operador convolucional de tres puntos para relacionar los atributos sísmicos al registro de pozo. El subíndice de A indica el atributo, el (+1) se refiere a que la muestra está siendo tomada a 1 muestra pasada la localización del valor. En el (0) la muestra fue tomada en la misma localización del valor y (-1) la muestra fue tomada una muestra por arriba del valor. (Modificado de Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1)

3.4.1.2 Determinación de atributos por Regresión de Paso Aprendizido

Hay diversos métodos para seleccionar los atributos a utilizar, uno de ellos es la búsqueda exhaustiva. Asumimos que queremos encontrar los mejores M atributos de una lista de N atributos dado un operador de longitud de L . Un procedimiento obvio es tratar todas las combinaciones de M atributos. La combinación con el error de predicción más bajo es seleccionada. El problema con la búsqueda exhaustiva es que el tiempo de computación puede ser excesivo. Un procedimiento mucho más rápido, aunque menos óptimo, es la Regresión de Paso Aprendizido (Draper y Smith, 1966 c.p Hampson et al. 2001), en la cual se asume que si la mejor combinación de M atributos es conocida, entonces la combinación de $M + 1$ atributos incluye los M atributos previos como miembros. Por supuesto los coeficientes calculados previamente deben ser recalculados. El proceso es ilustrado en los siguientes pasos. En primer lugar, se busca el mejor atributo por búsqueda exhaustiva. Para cada atributo en la lista se determina los coeficientes óptimos y se calcula el error de

predicción. El mejor atributo será aquel con el error de predicción más bajo. En segundo lugar encontramos el mejor par de atributos asumiendo que el primer miembro es el atributo₁. Por cada atributo en la lista formamos todos los pares. Para cada par, obtenemos los coeficientes y calculamos el error de predicción. El mejor par es el que tiene menor error, este nuevo atributo será el atributo₂, y así sucesivamente (Figura N° 3.6).

El problema con la Regresión de Paso Aprendido, es que no se puede estar seguro que la combinación de atributos obtenida sea la mejor que la encontrada por búsqueda exhaustiva. Sin embargo cada atributo adicional encontrado tiene un error de predicción menor o igual que la combinación previa. Una ventaja de la Regresión de Paso Aprendido es que no hay que preocuparse de comprobar si los atributos aplicados son linealmente dependientes. Asumiendo, por ejemplo, que dos atributos son linealmente dependientes, uno de ellos será escogido primero, entonces el otro atributo nunca será escogido. Esto es porque una vez que el atributo es incluido la mejora mediante la adición del otro atributo será exactamente cero.



Figura 3.6 Regresión paso a paso (modificado de Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1)

3.4.1.3 Validación

La transformación multi-atributos con $N + 1$ atributos tiene un error de predicción menor o igual que la transformación con N atributos. Cuantos más atributos son agregados, el error de predicción declina asintóticamente (Figura N° 3.7). Sin embargo, aunque la adición de nuevos atributos mejora los dato de entrenamiento,

esto puede no servir de mucho e inclusive desmejorar la estimación de datos no incluidos en el entrenamiento. Esto es llamado sobre-estimación. Numerosas técnicas estadísticas se han desarrollado para evitar este problema, como es la cross-validación. La cross-validación consiste de dividir los datos de entrenamiento en dos conjuntos: los datos de entrenamiento y los datos de validación. Los datos de entrenamiento son usados para obtener la transformación, mientras que los datos de validación son usados como medida del error final de predicción. En este caso, la subdivisión de los datos es por pozo. En el proceso de cross-validación, el análisis es repetido tantas veces como pozos haya, dejando cada vez un pozo diferente afuera. El error de validación total será el promedio RMS de los errores individuales.

$$E_V^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \quad (\text{Ec. 3.20})$$

donde E_V es el error de validación total, e_{vi} es el error de validación por pozo i y N es el número de pozos en el análisis.

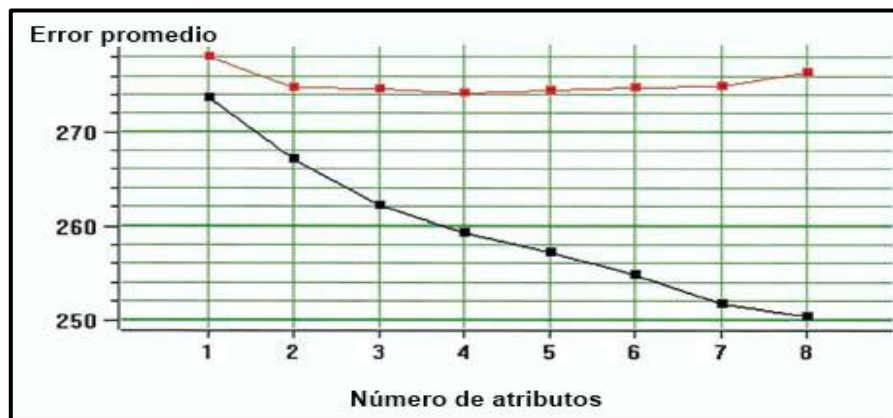


Figura 3.7 Gráfica de error de predicción vs número de atributos usados en la transformación (negra) y la curva de error de validación total (roja). (Modificado de Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1)

3.4.2 Métodos geoestadísticos

Un enfoque alternativo para la integración de registros de pozo y datos sísmicos es usar métodos geoestadísticos tales como cokriging (Doyen, 1988; Tedorov et al, 1997 c.p Russell, Hampson, Lines y Todorov, 2001). En este enfoque, los datos de pozo son considerados como el conjunto de datos primario, y los datos sísmicos

proporcionan una tendencia de fondo. La ventaja de este método es que los datos de pozo se mantienen en el resultado de la interpolación. La desventaja de honrar los datos de pozo implica un modelo físico menos perfecto (Russell et al., 2001).

3.4.2.1 Collocated Cokriging

Cuando la variable secundaria está densamente muestreada en un mallado, solo se usa la variable secundaria que está localizada en el punto de salida. La ecuación del cokriging es escrita como:

$$a_0 = \sum_{i=1}^n w_i a_i + w_{n+1} b_0 \quad (\text{Ec. 3.21})$$

donde w_i representa la ponderación de los datos primarios, w_{n+1} representa la ponderación de los datos secundarios y b_0 representa la variable secundaria en el punto de salida (Hampson-Russell Assistant - IMap Theory Geoview CE8/R4.4.1)

3.4.2.2 Variogramas (Hampson-Russell Assistant - IMap Theory Geoview CE8/R4.4.1)

Un variograma es una medida de la variación geográfica (es decir, la continuidad espacial o los cambios en el espacio) para un parámetro.

El variograma γ para una distancia h es calculado por:

$$\gamma_h = \left(\frac{1}{2}\right) * \frac{\sum (d_{x+h} - d_x)^2}{N} \quad (\text{Ec. 3.22})$$

donde la suma ($\sum$) es sobre todos los pares de números en el conjunto de datos de entrada que están separados por una distancia h (es decir, todas las combinaciones de puntos de datos que tienen una separación h). Hay que tener en cuenta que h es un vector, lo que indica que el variograma depende de la dirección del vector que separa los pares de puntos, y d es un valor en una localización en particular.

El Variograma está estrechamente relacionado con la Covarianza, Cov , la cual es algunas veces representada por C o σ :

$$Cov_h = \left(\frac{1}{N}\right) * \sum d_{x+h} * d_x - \left(\frac{1}{N^2}\right) * \sum d_{x+h} * \sum d_x \quad (\text{Ec. 3.23})$$

La dirección del variograma es importante si el parámetro que se mide es afectado por las tendencias geológicas, por lo que será necesario definir dos o más variogramas direccionales.

Correspondientes a los dos tipos de datos, dispersos (pozos) y densos (sísmica), hay tres variogramas que pueden ser calculados:

Pozo-a-Pozo: $\gamma_{PP(h)} = \left(\frac{1}{2}\right) \sum \frac{(P_{x+h} - P_x)^2}{N}$ (Ec. 3.24)

Sísmica-a-Sísmica: $\gamma_{SS(h)} = \left(\frac{1}{2}\right) \sum \frac{(S_{x+h} - S_x)^2}{N}$ (Ec. 3.25)

Pozo-a-Sísmica: $\gamma_{PS(h)} = \left(\frac{1}{2}\right) \sum \frac{(P_{x+h} - S_x)^2}{N}$ (Ec. 3.26)

Para realizar el cokriging se requieren los tres variogramas.

Un variograma teórico muestra las siguientes características: efecto pepita, meseta y rango (Figura N° 3.8)

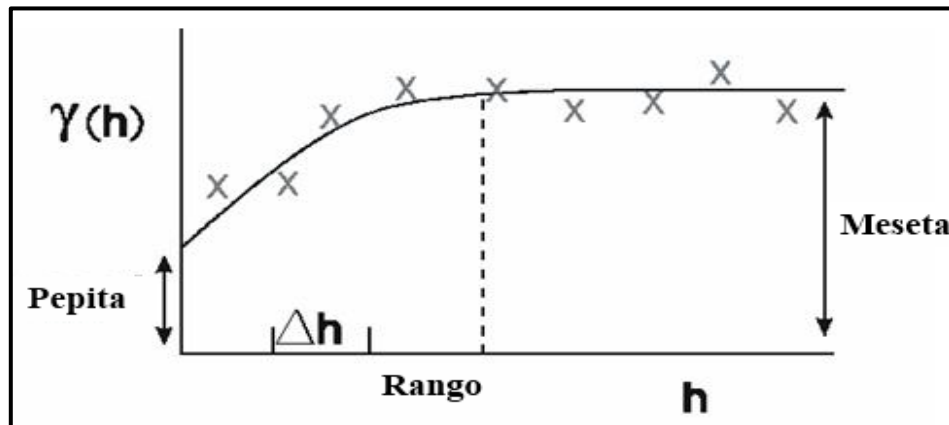


Figura 3.8 Comportamiento típico de un semivariograma con una representación de los parámetros básicos (modificado de Hampson-Russell Assistant - ISMap Theory Geoview CE8/R4.4.1)

Rango: a cierta distancia de desplazamiento, los valores del variograma dejarán de cambiar y llegar a una meseta. La distancia a la que esto ocurre es llamada rango. Dentro de este rango, existe una relación geográfica entre los puntos de datos. Por lo tanto todos los puntos de datos dentro del rango serán ponderados y utilizados para su cálculo. Los datos fuera de este rango se ignoran.

Meseta: es el valor en el que el variograma deja de cambiar. Los datos que se encuentran en la meseta no se utilizan para calcular el valor desconocido.

Efecto pepita: es la discontinuidad en el origen. Aunque en teoría debería ser cero, el error de muestreo y la variabilidad a escala corta (la variabilidad inevitable entre puntos vecinos) puede causar que sea distinto de cero.

3.4.2.3 Suposición lineal Markov-Bayes

Un problema importante con el modelado de variogramas es que dos de los tres variogramas dependen de una muestra muy pequeña de datos: los pozos, y estos modelos pueden ser poco confiables debido a la escasez de los datos. Sin embargo, a menudo podemos establecer una relación lineal entre los datos escasos (pozos) y los datos densos (sísmica). Esto se conoce como la suposición lineal de Markov-Bayes.

Se asume que los datos sísmicos están relacionados a los datos de pozo de la siguiente manera:

$$S(x, y) = A * W(x, y) + B + \text{ruido} \quad (\text{Ec. 3.27})$$

donde A y B son las constantes a determinar, y el ruido es de media cero y no correlacionados con las otras variables.

Bajo estas condiciones, se puede mostrar como las covarianzas requeridas están relacionadas por:

$$\begin{aligned} Cov_{SS}(h) &= \left(\frac{1}{N}\right) * \sum S(x+h) * S(x) - \left(\frac{1}{N^2}\right) * \sum S(x+h) * \sum S(x) \quad (\text{Ec.3.28}) \\ &= A^2 * Cov_{PP}(h) + Cov_{nm}(h) \end{aligned}$$

$$Cov_{PS}(h) = A * Cov_{PP}(h) \quad (\text{Ec. 3.29})$$

En otras palabras, si se conoce la pendiente, A , y el ruido de la covarianza, $Cov_{nm}(h)$, es posible calcular las tres varianzas conociendo cualquiera de ellas. Tanto la pendiente como el ruido de la covarianza pueden ser estimados de un gráfico cruzado entre los datos densos vs. los datos escasos en aquellos puntos donde ambos existen.

3.4.3 Redes Neuronales

Una red neuronal es un procesador distribuido paralelamente, compuesto por unidades simples de procesamiento que son naturalmente propensas a almacenar información experimental y tenerla disponible para su uso. Es particularmente similar al cerebro en dos aspectos:

- La información es adquirida por la red neuronal desde el ambiente a través de un proceso de aprendizaje.
- Las conexiones interneuronales, conocidas como *pesos sinápticos*, son usadas para almacenar la información adquirida.

El procedimiento empleado en el proceso de aprendizaje es llamado “algoritmo de aprendizaje”, el consiste en una función cuyo fin es modificar los pesos sinápticos de la red para obtener un resultado deseado (Haykin, 1999).

3.4.3.1 Red Neuronal Multi Capa por retropropagación (MLFN)

La red neuronal Multi Capa por Retropropagación o MFLN por sus siglas en inglés (Multilayer feedforward Neuronal Network) está compuesta por una capa de entrada, una o más capas ocultas y una capa de salida (Figura N° 3.9). Cada una de estas capas está constituida por nodos, los cuales están conectados entre sí por pesos. Estos pesos determinan el resultado de la capa de salida (Hampson et al., 2001).

Mientras mayor sea el número de nodos mejor será el ajuste entre la curva y los datos, sin embargo, al aumentar el número de nodos aumenta también la posibilidad de sobreentrenar el proceso (Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1). Las señales que entran en un nodo son multiplicadas por el peso sináptico. Luego, las señales son sumadas y se les aplica la función de activación. El resultado será la señal de salida. Matemáticamente se tiene:

$$\text{señal de salida} = f \left(\sum_{j=1}^p x_j w_j \right) \quad (\text{Ec. 3.30})$$

donde w_j son los pesos sinápticos, x_j es la señal de entrada, $f(.)$ es la función de activación y p es el número de neuronas que componen la capa de salida.

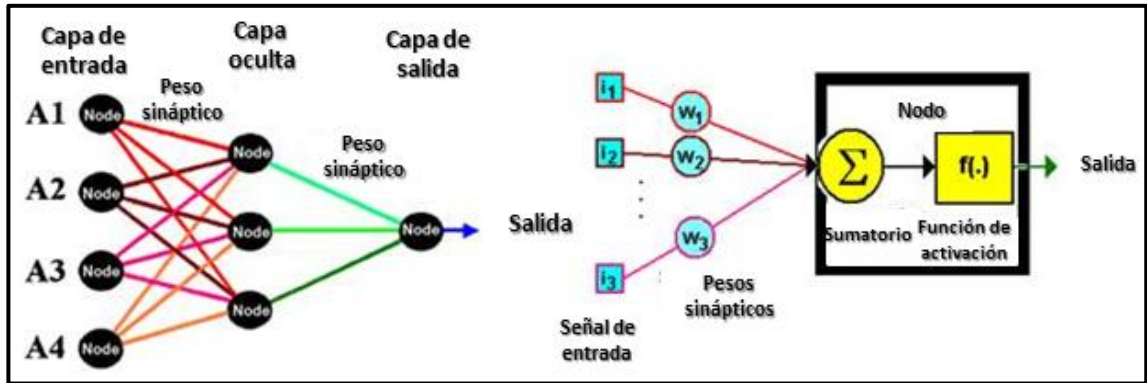


Figura 3.9 Estructura de una red neuronal MFLN. (Modificado de Hampson-Russell Assistant - Emerge Theory Geoview CE8/R4.4.1)

La función de activación más utilizada es la función sigmoide, que es una función estrictamente creciente con propiedades suavizantes y asintóticas. Un ejemplo de la función sigmoide es la función logística, definida como:

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (\text{Ec. 3.31})$$

La función logística supone un rango continuo de valores entre 0 y 1.

La manera en la cual estas redes neuronales son entrenadas consiste en encontrar el peso óptimo entre nodos. Este entrenamiento se realiza al presentarle ejemplos a la red, los cuales consisten en los valores de cada atributo y del registro de pozo para cada muestra de tiempo. Para cada ejemplo se compara la salida generada por la red con la salida deseada.

Si $y = [y_1, y_2, \dots, y_p]$ es un vector que contiene los valores de salida y $d = [d_1, d_2, \dots, d_p]$ es un vector que contiene la respuesta deseada, se puede calcular el error para el ejemplo k de la siguiente manera:

$$e_k = \frac{1}{p} \sum_{j=1}^p (y_j - d_j)^2. \quad (\text{Ec. 3.32})$$

Al contar con n número de ejemplos, el error total viene dado por

$$e = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n e_k \quad (\text{Ec. 3.33})$$

3.4.3.2 Red neuronal probabilística (PNN)

La red neuronal probabilística o PNN por sus siglas en inglés (Probabilistic Neural Network) es un esquema de interpolación matemática que utiliza una estructura de red neuronal para implementarse (Hampson et al., 2001). Las PNN usan los mismos datos de entrada que las MFLN, que consisten en muestras de entrenamiento correspondientes a cada muestra de data sísmica dentro de la ventana de análisis de todos los pozos (Hampson et al, 2001).

La PNN asume que cada valor del registro de pozo de salida puede ser descrito como una combinación lineal de los valores de los registros de los datos de entrenamiento. Para una muestra nueva, donde los valores de los atributos serán:

$$x = \{A_{1j}, A_{2j}, A_{3j}\}, \quad (\text{Ec. 3.34})$$

el valor estimado del registro de salida será:

$$\hat{L}(x) = \frac{\sum_{i=1}^n L_i e^{(-D(x, x_i))}}{\sum_{i=1}^n e^{(-D(x, x_i))}} \quad (\text{Ec. 3.35})$$

Donde n es el número de muestras y $D(x, x_i)$ se define por:

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^3 \left(\frac{x_i - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2 \quad (\text{Ec. 3.36})$$

$D(x, x_i)$ es la distancia entre los puntos de entrada y cada punto de entrenamiento x_i

El entrenamiento de estas redes consiste en determinar el set más óptimo de parámetros de suavizado σ_j . El criterio para determinar estos parámetros es que la red resultante debe tener el menor error de validación. El resultado de la validación para la m -ésima muestra viene dado por:

$$\hat{L}_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m}^n L_i e^{(-D(x_m, x_i))}}{\sum_{i \neq m}^n e^{(-D(x_m, x_i))}} \quad (\text{Ec. 3.37})$$

El error de validación es minimizado con respecto a los parámetros de suavizado. El valor estimado de la m -ésima muestra es $\hat{L}_m$ y el error de predicción se calcula mediante la Ecuación 3.38:

$$e_m = (L_m - \hat{L}_m)^2 \quad (\text{Ec. 3.38})$$

y el error total para n muestras se define por:

$$e_m = \sum_{i=1}^n (L_m - \hat{L}_m)^2 \quad (\text{Ec. 3.39})$$

Las redes neuronales probabilísticas siguen el patrón de datos con tanta exactitud como las redes MFLN, pero estas no tienen el problema de inestabilidad en los límites del rango de atributos. El mayor problema con las PNN es que compara cada muestra de salida con cada muestra de entrenamiento, por lo que el tiempo de cómputo de esta aplicación puede ser largo.

3.5 AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Los ambientes sedimentarios son áreas de la superficie terrestre que presentan determinadas características físicas, químicas y biológicas, en las cuales se acumulan sedimentos (Quilen, 2006). Entre los ambientes sedimentarios existentes, serán tratados fundamentalmente los ambientes fluvial y deltaico, motivado a que representan los ambientes más característicos de la región oriental de Venezuela.

3.5.1 Ambiente Fluvial

Comprende el canal del río, la llanura aluvial y los conos aluviales, aunque generalmente los conos o abanicos aluviales suelen tratarse como un ambiente separado. La energía de este ambiente está representada por el flujo de la corriente, y el material sedimentario puede variar desde bloques hasta arcilla (Alfonsi, 1983). Según la distribución de los ríos en superficie, estos han sido clasificados como: rectilíneos, meandriiformes, entrelazados y anastomosados (Figura N° 3.10).

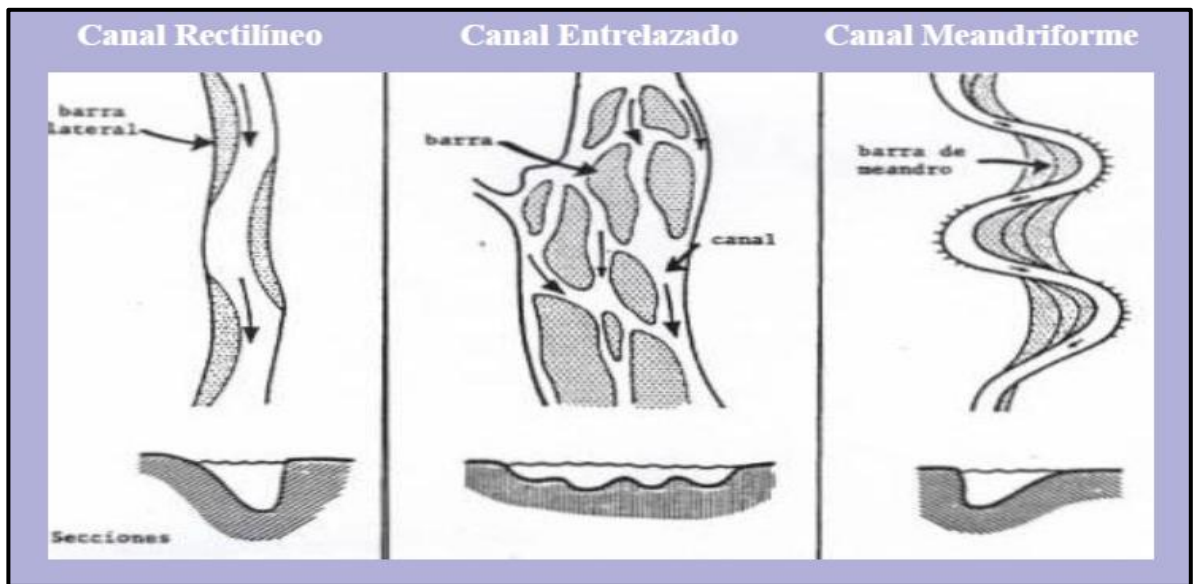


Figura 3.10 Patrones principales que adoptan los canales fluviales (Malandrino, s/f)

3.5.1.2 Abanicos de Rotura

Al producirse grandes inundaciones en los canales se puede producir la rotura de un dique natural, el agua es esparcida en el área de la llanura, acarreando sedimentos que se depositan para formar un abanico de rotura (Figura N° 3.11), el cual constituye un cuerpo arenoso cuyo espesor, de pocos metros, disminuye gradualmente hasta desaparecer a medida que se aleja del canal fluvial. La arena proviene de la carga de fondo del canal distributivo, la cual es sedimentada cuando el agua de las inundaciones fluye a la bahía o depresión en la llanura fluvial y/o deltaica. (Malandrino, s/f).

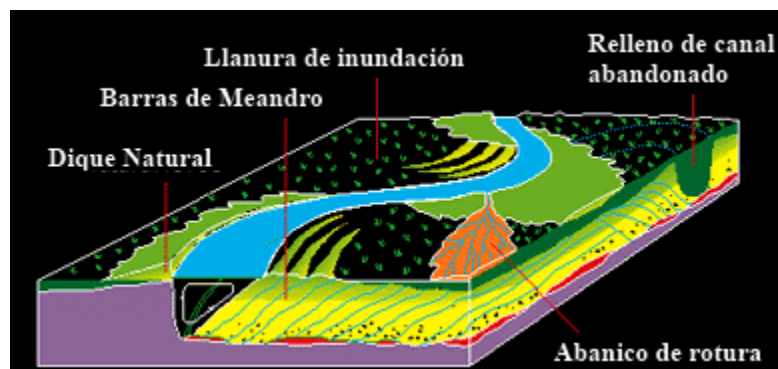


Figura 3.11 Diagrama de un río meandriforme (modificado de Wagner, 2002)

3.5.2 Ambiente deltaico

Los deltas se forman en la desembocadura de las cuencas vertientes fluviales. Dichas cuencas abastecen el delta en agua, sedimentos y elementos químicos, que llegan a la zona costera de un mar o de un lago. Cuando los ríos desembocan en el mar, las corrientes fluviales desaceleran bruscamente, debido a su dispersión. Eso provoca el depósito de la mayor parte de los sedimentos cargados por el río, edificando el delta. A medida que se acumulan sedimentos, el delta prograda hacia el mar, adquiriendo así una organización morfológica característica con tres medios principales, que son de arriba hacia abajo la llanura deltaica, el frente deltaico y el prodelta (Figura N° 3.12).

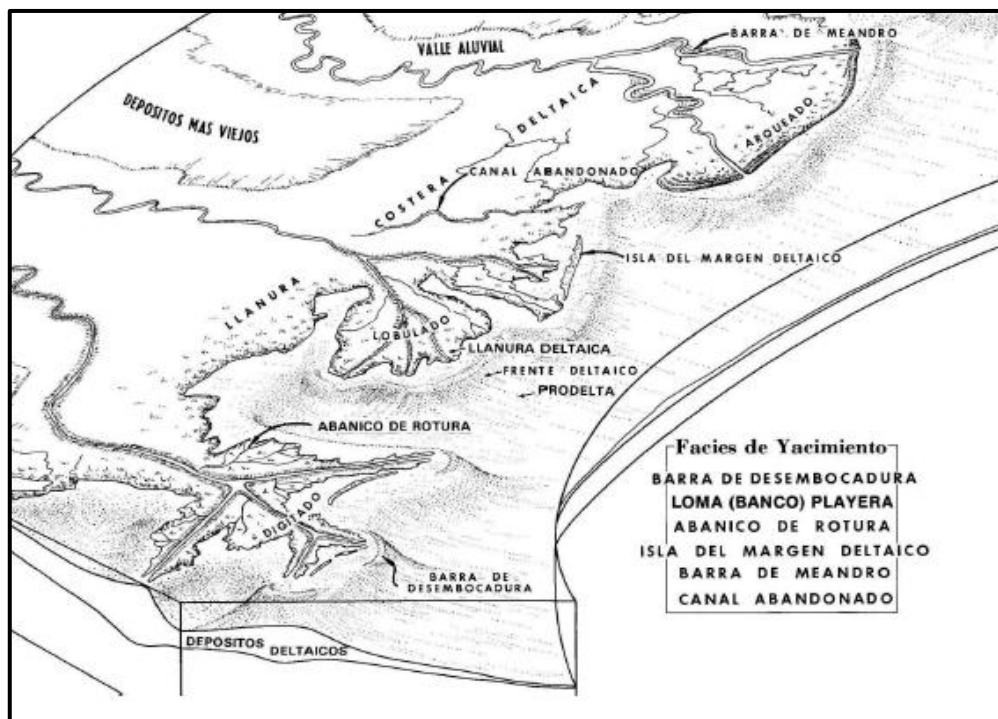


Figura 3.12 lustración esquemática de la distribución de las facies y subambientes del ambiente deltaico (Falcón, 2011).

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

El trabajo se desarrolló en base a las siguientes etapas: en primer lugar se realizó la elaboración de sismogramas sintéticos para calibrar sísmica-pozo, y realizar una interpretación sísmica que incluya las fallas y los horizontes de interés en el área. Posteriormente, se generaron una serie de mapas de velocidad para hacer la conversión de tiempo a profundidad. Finalmente, se realizó el análisis de las propiedades petrofísicas (volumen de arcilla y porosidad) con los atributos sísmicos (instantáneos, geométricos y especiales) a través de los métodos de regresión lineal, *cokriging* y redes neuronales. Escogiendo el método más sólido para predecir dichas propiedades. Luego se generaron los mapas de pseudo-propiedades para los miembros de interés y se identificaron las áreas prospectivas.

En la siguiente Figura N° 4.1 se muestra el diagrama de la metodología realizado en el estudio.

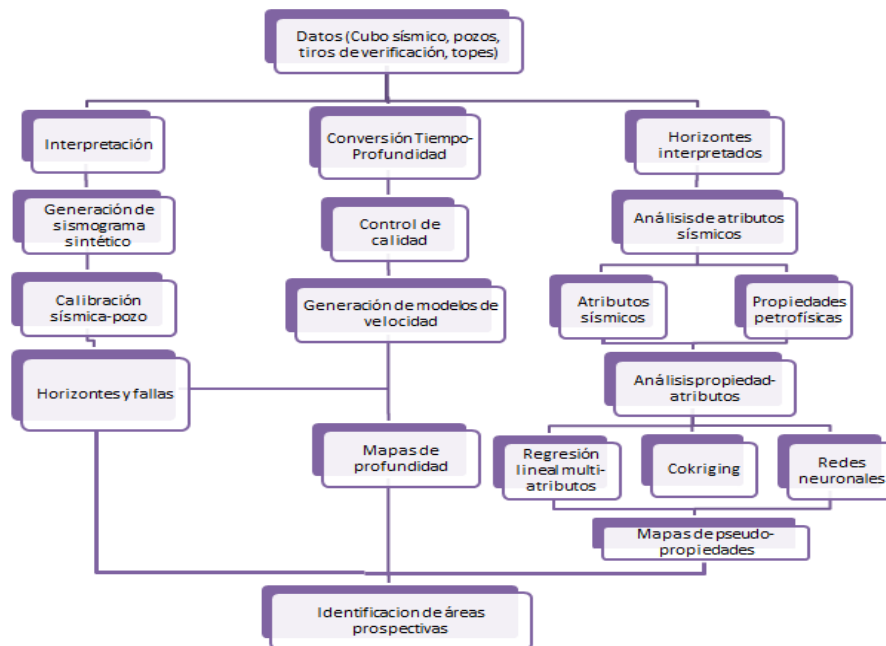


Figura 4.1 Diagrama de flujo de la metodología realizada

4.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN, CARGA DE DATOS Y CONTROL DE CALIDAD

4.1.1 Recopilación de información y carga de datos

En primer lugar se recopiló toda la información bibliográfica relacionada al área de estudio, esto es, información del tipo geológico y estructural, así como informes de integración geocientífica y caracterización de yacimientos realizados en su mayoría por PDVSA Petrodelta. Esto permitió tener una visión general del campo siendo de gran ayuda a la hora de la interpretación sísmica.

La información sísmica disponible corresponde al volumen sísmico Temblador 98 3D adquirido entre 1997 y 1998 sobre aproximadamente 170 km² (Figura N° 4.2) y reprocesado en el 2009 por Fusion Petroleum Technologies, Inc. Fue suministrado un cubo PSTM (Migración en tiempo pre-apilado) con tamaño de celda de 20 m x 20 m, longitud de grabación de 3 segundos y un intervalo de muestreo de 2 ms.

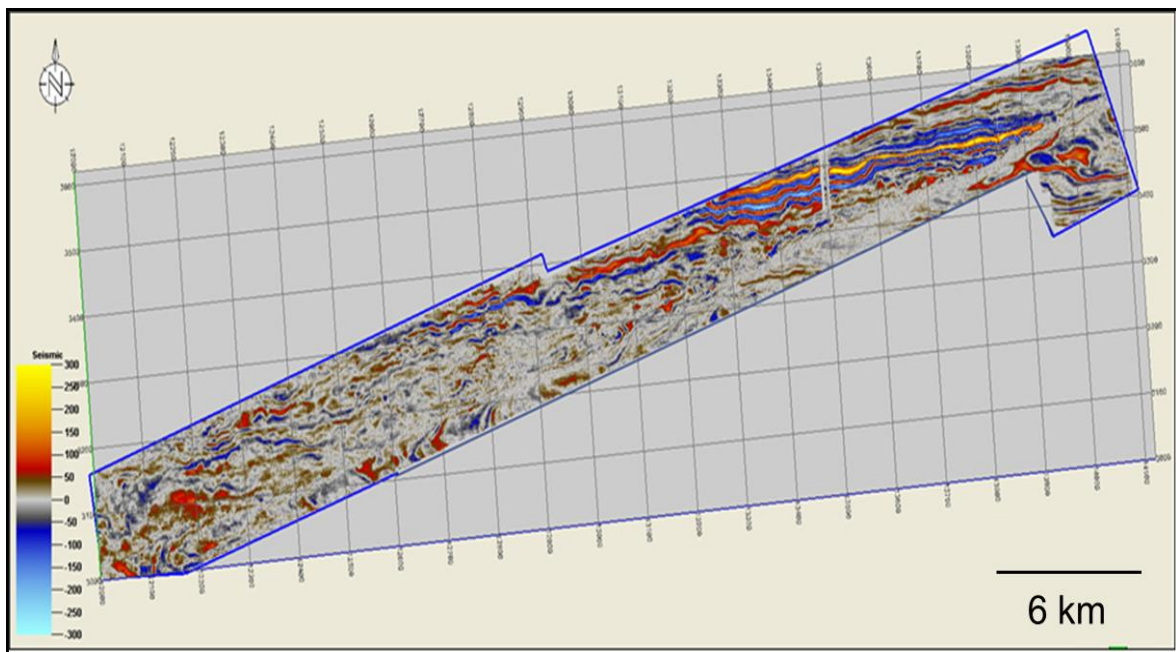


Figura 4.2 Área que abarca el cubo sísmico 3D en el campo Temblador

La información del cubo sísmico PSTM fue cargada en el Software Petrel desarrollado por Schlumberger. Una vez cargada la información se procedió a la determinación del polígono en el cual se realizaría la nueva interpretación (Figura N° 4.3). El polígono de estudio abarca un total de 117 km² aproximadamente.

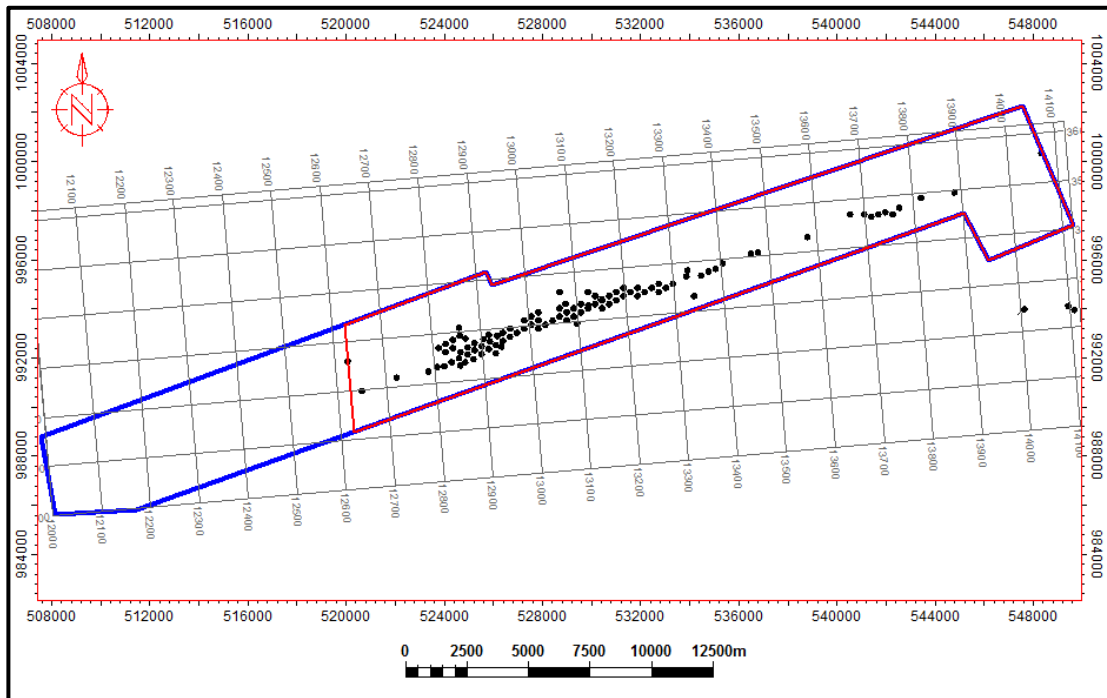


Figura 4.3 Mapa base del campo Temblador (azul) y polígono de estudio (rojo) con los pozos seleccionados

El campo Temblador cuenta con un total de 204 pozos de los cuales fueron seleccionados solo aquellos que se encontraran en la zona de estudio y que contaran con información petrofísica de interés, resultando un total de 102 pozos (Figura N° 4.3). Los topes litoestratigráficos (Oficina, Marcador “O”, Jobo, Yabo, Morichal Superior, Morichal Inferior, Temblador y Basamento) interpretados en cada pozo también fueron cargados al proyecto. El marcador “O” corresponde a un pico resistivo de carácter regional, interpretada como una superficie de inundación (FS). Forma parte del inicio de la transgresión marina pre-Freites.

Establecido los pozos que se encontraban en el área de estudio, se procedió a realizar un inventario de los registros.

La mayoría de los pozos tienen curvas de potencial espontáneo (SP) y resistividad somera (SN), exceptuando los pozos TD-4, TD-5, TT-59, TT-60, TY-42 y TY-43. Los pozos con registros distintos a los ya nombrados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.1. Inventario de pozos que cuentan con registros distintos a SP y SN

	Registros																		
Pozos	Neutron	GR	RD	RS	DEN	CALIP	RML	DT	LLD	LLS	CLLD	DTS	MSLF	IEL	CCL	CBL	DIP	DDL	DIL
TD-4		X												X	X				
TD-5		X													X				
TH-7	X	X														X			
TH-8	X																		
TH-16	X																		
TH-23						X	X										X		
TT-18		X																	
TT-26		X																	
TT-30		X																	
TT-34	X																		
TT-35		X																	
TT-41	X																		
TT-43	X																		
TT-45	X																		
TT-59	X	X	X	X	X	X	X	X											
TT-60	X	X			X	X		X	X	X	X	X	X						
TY-6	X																		
TY-9																	X		
TY-12		X															X		
TY-14		X													X				
TY-17	X																		
TY-29	X																		
TY-42	X				X								X					X	
TY-43					X	X													X
Leyenda	Neutron – porosidad neutrón, GR – Gamma Ray, RD – resistividad profunda, RS – resistividad somera, DEN – densidad, CALIP – caliper, RML - resistividad microlaterolog, DT – sónico onda P, LLD – laterolog profundo, LLS – laterolog somero, LLD – laterolog profundo, CLLD – conductividad profunda, DTS – sónico onda S, MSLF - resistividad microesférica, IEL – inducción eléctrica, CCL - localizador de collares de casing, CBL - adherencia de cemento, DIP – buzamiento, DDL – laterolog dual, DIL – inducción dual																		

Los pozos seleccionados cuentan con curvas de porosidad y volumen de arcilla (Vsh) obtenidas en estudios previos en el campo. Se escogieron dichas propiedades debido a que son discriminadores litológicos en el área. Rosillo (2010) calculó el volumen de arcilla (Vsh) a partir de las curva SP y GR, además, encontró una relación para Vsh-densidad y Vsh-neutron mediante una función polinómica que representa el comportamiento general de los registros densidad y neutrón.

Debido a los pocos pozos que cuentan con registro sísmico se decidió incorporar al proyecto tres pozos pertenecientes al campo Uracoa (UM-60, UM-108 y UM-43), los cuales se encuentran al sur de la zona este del campo Temblador (Figura N° 4.4). Con la incorporación de estos pozos, fue necesario cargar datos sísmicos de dicho campo, específicamente en el área donde se encontraban los pozos de interés (Figura N° 4.4), además de una línea sísmica 2D (W-UR95019), la cual permitió

correlacionar el cubo sísmico de Temblador con el de Uracoa. Con la realización de sismogramas sintéticos en estos pozos se pudo tener un mejor ajuste de la sísmica con los pozos y control de la interpretación en la zona este del área de estudio.

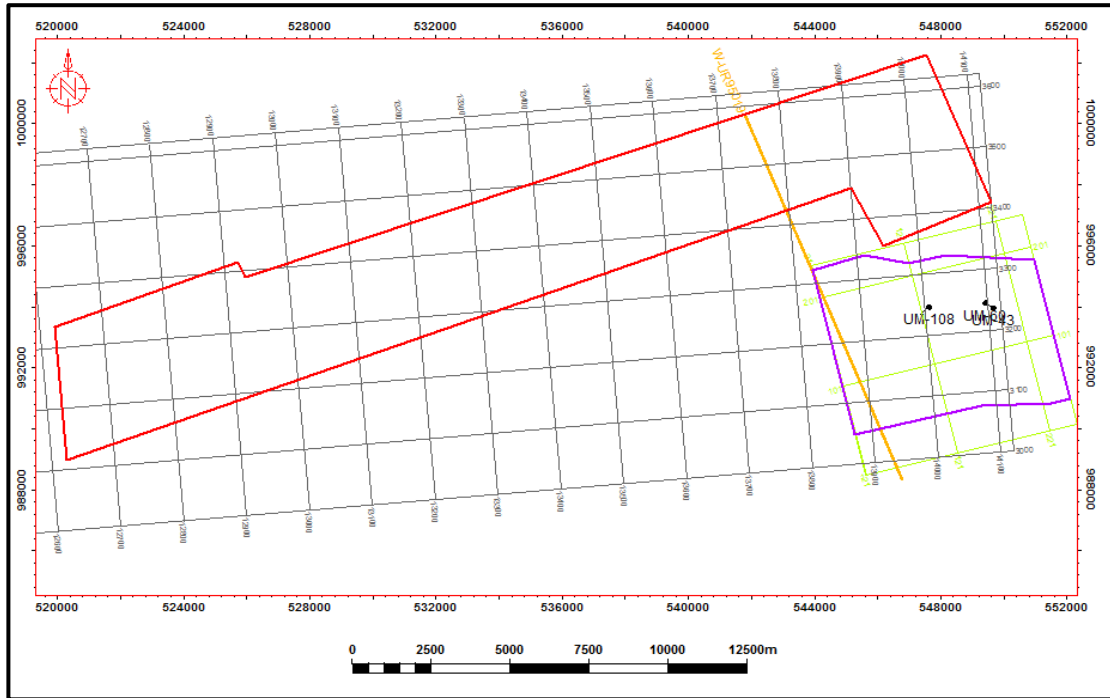


Figura 4.4 Pozos y datos sísmicos incluidos del campo Uracoa y línea sísmica 2D (W-UR95019)

4.1.2 Control de calidad de tiros de verificación (*checkshot*) y registros de pozo

En relación a los registros sísmicos solo se cuenta con tres Tiros de Verificación (WST) pertenecientes a los pozos TT-59, TT-60 y UM-108.

La primera curva TZ es construida a partir de los WST y son de suma importancia a la hora de ajustar la sísmica con los datos de pozo, es por esto que se procedió a realizar una revisión de las mismas. Los gráficos muestran una tendencia coherente, donde el tiempo doble de viaje aumenta con la profundidad (Figura N° 4.5).

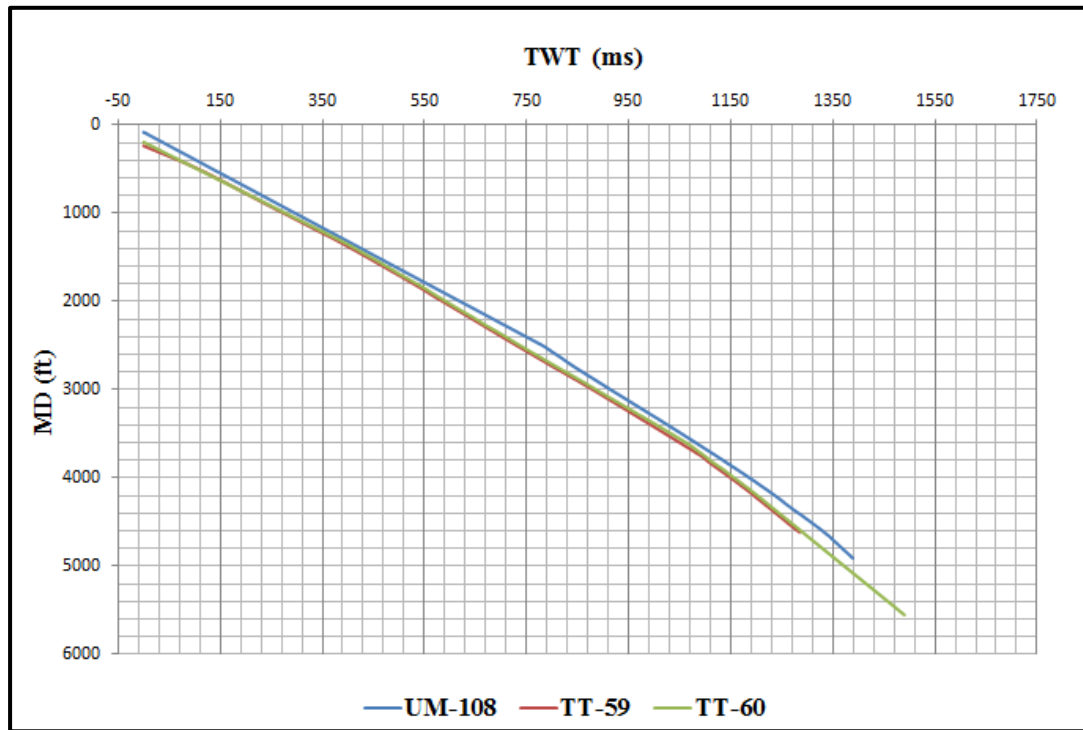


Figura 4.5 Gráfica tiempo-profundidad para los pozos TT-59, TT-60 y UM-108 obtenida a partir de WST

Con la finalidad de detectar valores y/o comportamientos anómalos en las curvas, se realizó un análisis estadístico sobre los registros de porosidad total y volumen de arcilla en todos los pozos, de las curvas de densidad y sínico de los pozos TT-59, TT-60, UM-108, UM-60, UM-43 y de los registros de resistividad de los pozos TT-11, TH-15, TT-48, TR-1 y TR-3.

En la Figura N° 4.6 se muestra los histogramas de frecuencia de los registros sínicos, densidad y resistividad de los pozos seleccionados. Se puede ver como los mismos presentan una tendencia parecida, lo cual es coherente ya que atraviesan las mismas formaciones, por lo que no fue necesario realizar algún tipo de normalización.

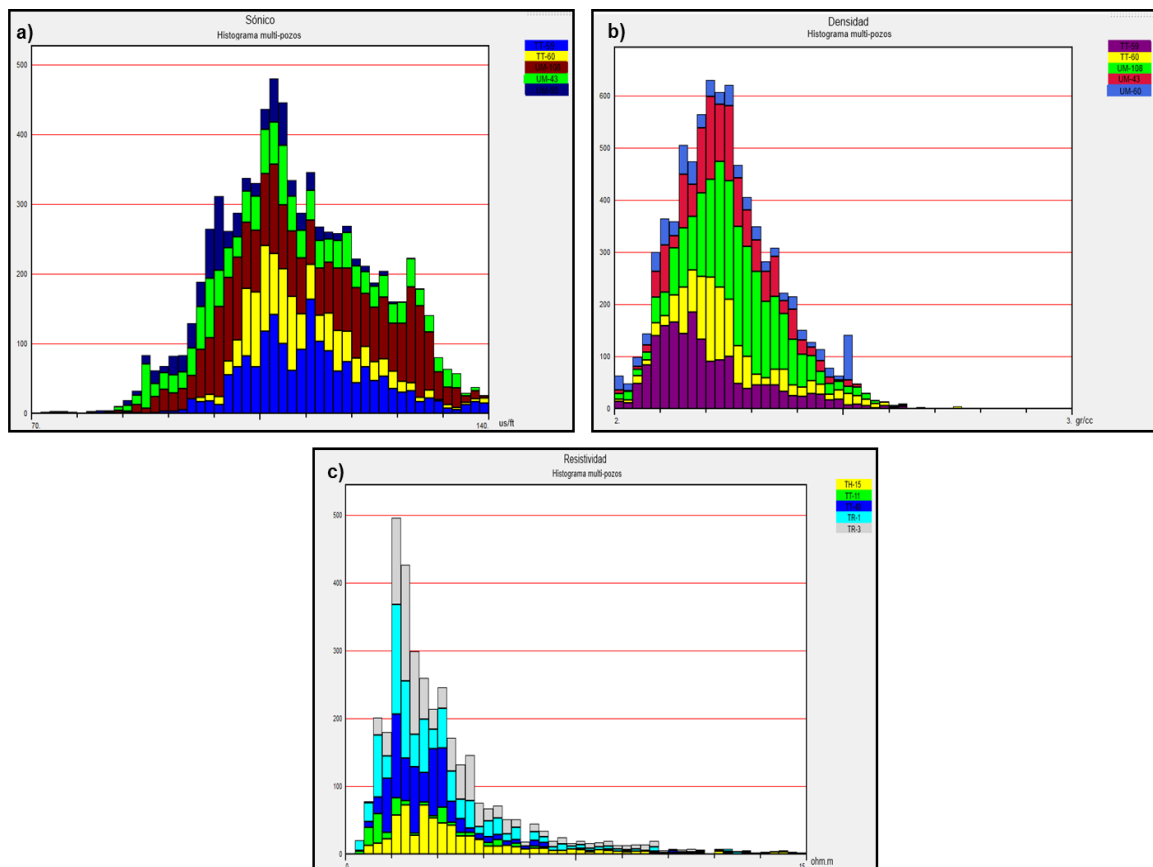


Figura 4.6 a) Histograma de frecuencia de los registros sónico de los pozos TT-59, TT-60, UM-108, UM-43 y UM-60, b) histograma de frecuencia de los registros de densidad de los pozos TT-59, TT-60, UM-108, UM-43 y UM-60, c) Histograma de frecuencia de los registros de resistividad de los pozos TH-15, TT-11, TT-48, TR-1 y TR-3.

Por otra parte, en el despliegue de los registros de interés para cada pozo, no se identificaron valores anómalos. En la Figura N° 4.7 se puede ver en distintas pistas la combinación de los registros Caliper-Bite Size (BS), sónico (DT), densidad (DEN), Rayos Gamma (GR), porosidad (PHIT) y volumen de arcilla (VSH) para el pozo TT-59.

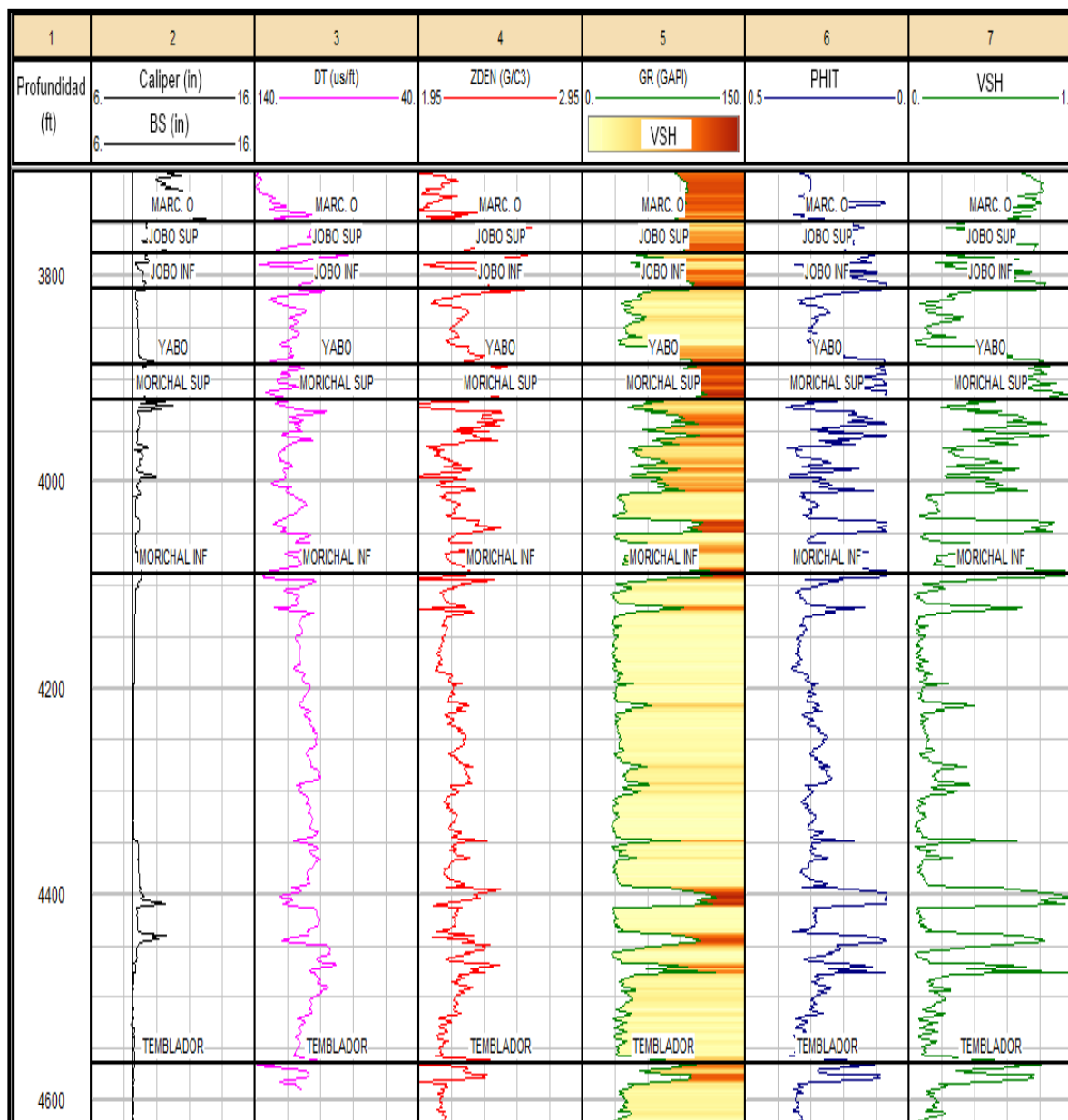


Figura 4.7 Registros de interés en el pozo TT-59

4.2 AJUSTE SÍSMICA-POZOS

4.2.1 Generación de pseudo- sónicos

Como se mencionó en el apartado anterior, solo se cuenta con cinco sónicos, dos pertenecientes al campo Temblador (TT-59 y TT-60) y tres del campo Uracoa (UM-108, UM-43 y UM-60). Siendo necesario generar pseudo registros sónicos aplicando

la Ecuación de Faust en aquellos pozos que atravesaban la mayor cantidad de formaciones y tuvieran la menor presencia de gas. Se escogieron un total de 5 pozos (TT-11, TH-15, TT-48, TR-1 y TR-3, Figura N° 4.8).

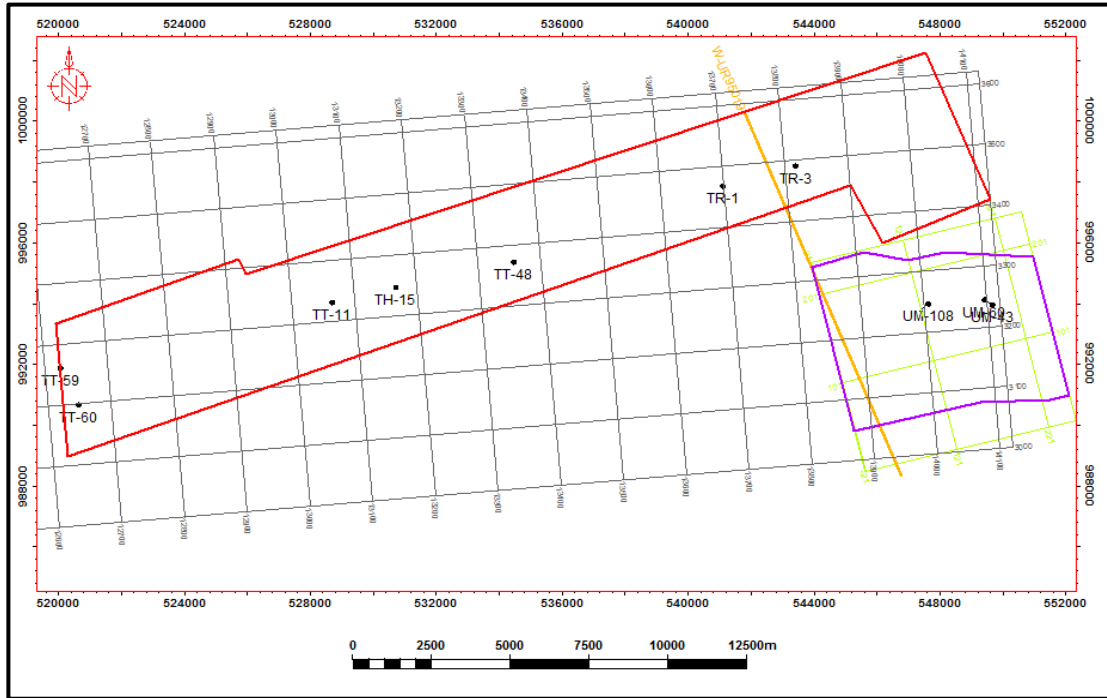


Figura 4.8 Pozos seleccionados para la generación de pseudo sónicos (TT-11, TH-15, TT-48, TR-1 y TR-3) y pozos con sónicos originales (TT-59, TT-60, UM-108, UM-60 y UM-43). Leyenda: rojo – zona de estudio, anaranjado – línea sísmica 2D, morado – cubo 3D campo Uracoa

Se decidió calcular los parámetros a y m de la ecuación de Faust, ya que éstos dependen de las características estructurales y litológicas presentes en cada pozo.

Para obtener dichos parámetros, se tomaron aquellos pozos con registros sónicos (TT-59, TT-60, UM-108, UM-60 y UM-43) y se analizaron los datos de lentitud y resistividad a partir del tope de la Formación Oficina. El registro de resistividad utilizado fue el de resistividad profundidad.

La Ecuación 3.5 fue linealizada aplicando la transformación $y = \ln(x)$, obteniéndose la siguiente relación (Urbina, 2001):

$$\ln(V) = \ln(a) + \left(\frac{1}{m}\right) * \ln(Z * R) \quad (\text{Ec. 4.1})$$

La cual puede ser expresada como:

$$V' = A' + M' * (Z * R) \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Esta transformación se aplicó a los datos de pozo y se construyeron gráficos cruzados entre V' y $(Z*R)'$; luego se aplicó una regresión lineal a fin de obtener los valores de A' y M' donde:

$$A' = \ln(a) \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$M' = \frac{1}{m} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Devolviendo los cambios se tiene que:

$$a = e^{A'} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$m = \frac{1}{m'} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

En la mayoría de los casos se observó que algunos puntos se encontraban fuera de la región de mayor densidad de puntos, y que las tendencias para lutitas y areniscas no seguían el mismo patrón (Figura N° 4.9), por tal razón los valores de a y m se calcularon tanto para las areniscas como para las lutitas. Se utilizó un cutoff de volumen de arcilla de 0,40 para las arenas.

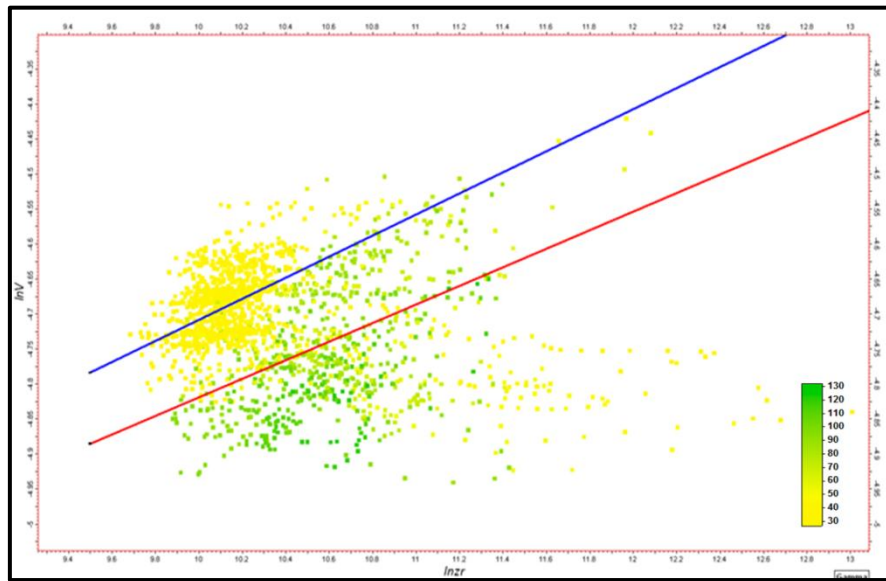


Figura 4.9 Gráfico cruzado $\ln(V)$ vs $\ln(Z*R)$ para TT-59. Leyenda: azul –regresión lineal para las arenas, rojo – regresión lineal para las lutitas

En la siguiente tabla se muestra los resultados obtenidos para todos los pozos.

Tabla 4.2 Valores de a y m obtenidos para cada pozo y su coeficiente de correlación (C.C)

Pozo	Litología	a para V en (ft/ μ s)	a para V en (ft/s)	m	C.C
UM-60	arena	0,001127221	1127,220963	4,378283713	0,7095
	lutita	0,000377013	377,0133349	3,166290406	0,8109
UM-108	arena	0,001547708	1547,708235	5,14880033	0,711668
	lutita	0,000739253	739,2532521	4,096715254	0,731529
UM-43	arena	0,001996599	1996,599092	5,994269478	0,746212
	lutita	0,00214047	2140,469674	3,181784918	0,844331
TT-59	arena	0,00337787	3377,869816	6,633367164	0,463666
	lutita	0,00149452	1494,52029	7,532843196	0,525264
TT-60	arena	0,002029877	2029,87716	9,306654258	0,603791
	lutita	0,000379104	379,103994	5,840166328	0,7415

Con los valores a y m calculados para cada litología, y con los establecidos por Faust se generaron los pseudos-sonicos. Para determinar cuál de estos pseudos-sonicos reproducía mejor la forma del sónico real, se hizo una comparación gráfica (Figura N° 4.10), además de calcular el error cuadrático medio RMS (Ecuación 4.7 y Tabla 4.3) para cuantificar cual presentaba mayor similitud con el sónico real.

$$RMS = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (DT_{real} - DT_{pseudo})^2}{n}} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

donde DT_{real} es el valor medido por el registro sónico real, DT_{pseudo} es el medido por el pseudo sónico y n la cantidad de valores.

Tabla 4.3 Valores RMS para los pseudo sónicos obtenidos en cada pozo

Pozo	RMS Pseudo-dt	RMS Pseudo-dt-Faust
UM-60	12,30495128	16,29583206
UM-108	15,97189628	22,09742423
UM-43	12,1635283	17,28460338
TT-59	11,40286305	24,61395999
TT-60	18,17486698	27,97381366

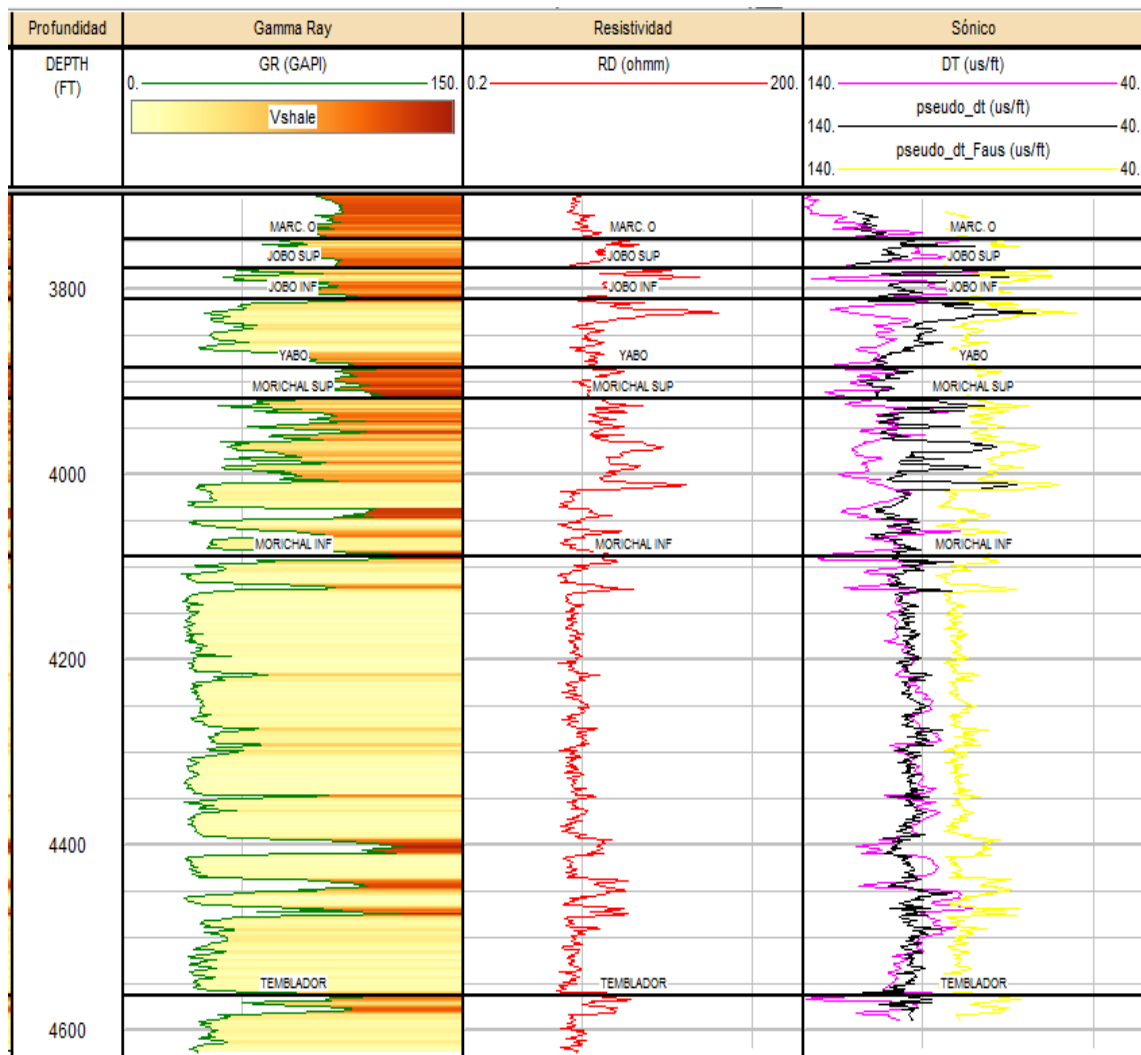


Figura 4.10 Comparación gráfica entre el sónico real y los pseudo sónicos obtenidos con las constantes de Faust (amarillo) y las constantes obtenidas en este trabajo (negro) para el pozo TT-59

Como puede verse tanto en la Figura N° 4.10 como en la Tabla 4.3 el registro pseudo sónico que mejor se ajusta es el obtenido con los parámetros a y m calculados, debido a que el error RMS es menor en todos los casos. Se puede observar que las mayores diferencias se obtienen cuando tenemos altas resistividades, debido a la presencia de gas y petróleo (Figura N° 4.11).

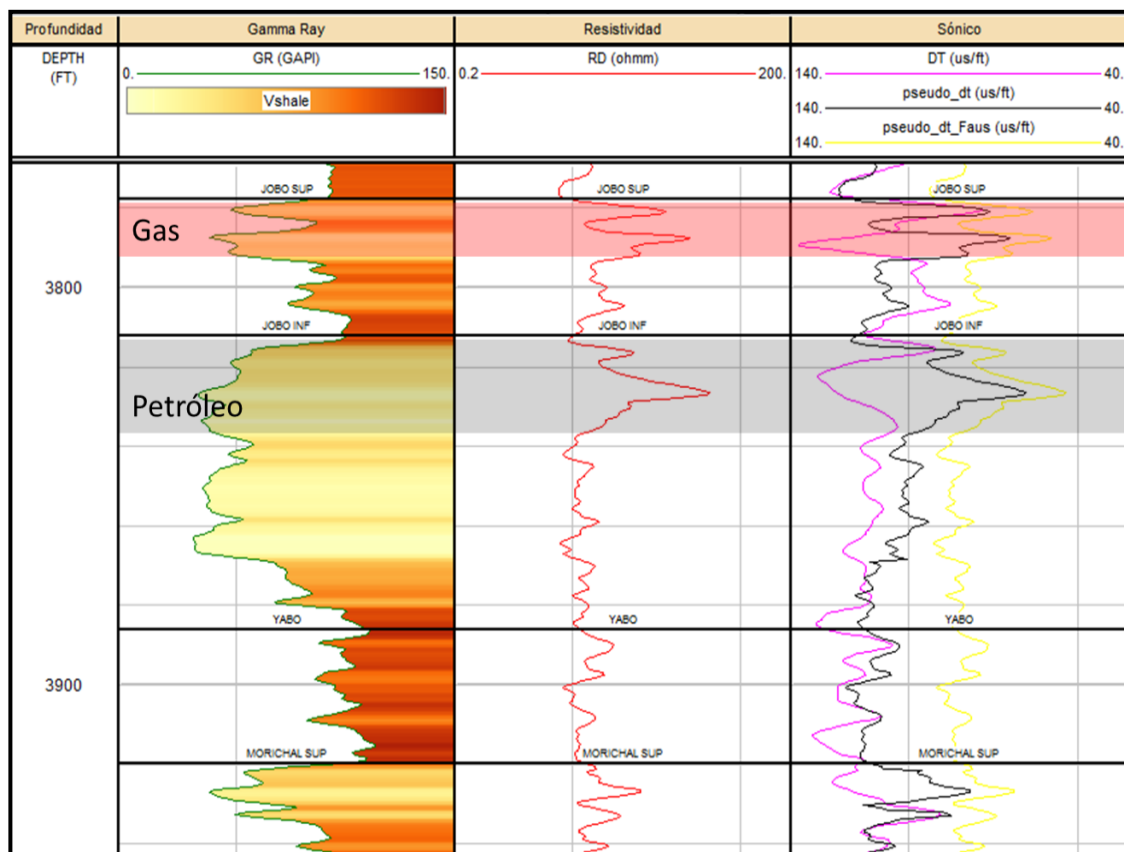


Figura 4.11 Pseudo sónicos en el pozo TT-59, se observa como en las zonas de altas resistividades se obtienen las mayores diferencias entre el sónico real y los sintéticos

Una vez verificado que los registros pseudos sónicos calculados con los parámetros a y m obtenidos reproducen mejor la forma de los sónicos originales que los utilizados por Faust, se procedió a calcular los pseudo sónicos a los pozos escogidos previamente. Para determinar el valor de los parámetros para cada pozo, se realizó un promedio para los valores m y a para cada litología, tanto para los pozos de Uracoa como para los de Temblador, esto con el propósito de utilizar los parámetros obtenidos de los pozos de Uracoa para los pozos más al este (TR-1, TR-3 Y TT-48) y los de Temblador para los del oeste (TH-15 y TT-11) de la zona de estudio.

Con los pseudo sónicos se pudo obtener una mayor cantidad de sismogramas sintéticos y mejorar el amarre de la sísmica con los pozos.

En la Figura N° 4.12 se muestra el pseudo sónico obtenido para el pozo TR-1.

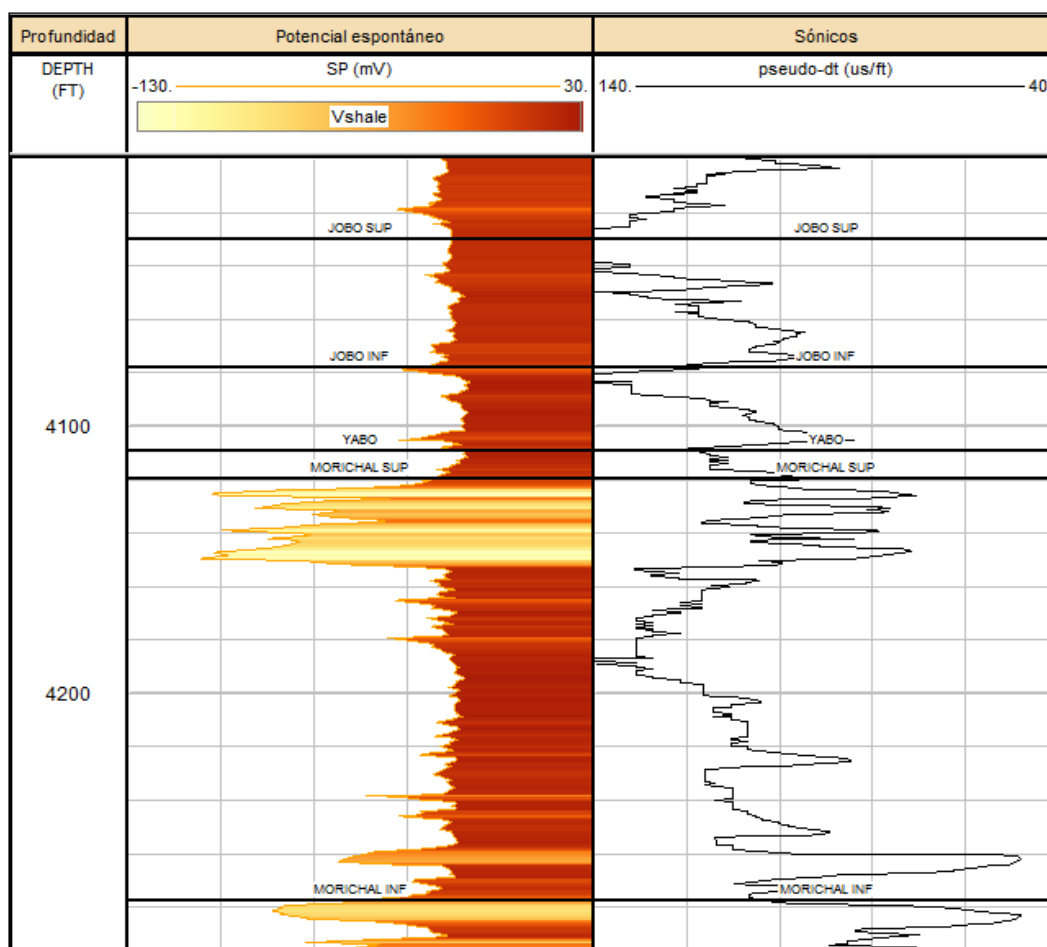


Figura 4.12 Pseudo sónico obtenido para TR-1

4.2.2 Elaboración de sismogramas sintéticos

Con la finalidad de ajustar los datos de pozos a los de la sísmica, se crearon los sismogramas sintéticos en los pozos, TT-59, TT-60, UM-108, UM-60 y UM-43 con registros sínicos y de densidad originales; y en los pozos TR-1, TR-3, TT-48, TH-15 y TT-11 con registros pseudos-sonicos y pseudo-densidad con un valor constante de $1,75 \text{ gr/cm}^3$. Se utilizó la aplicación de Kingdom Software SynPAK para generar los sintéticos.

La aplicación pide introducir el *T-D Chart*, el cual es la TZ obtenida a partir de los tiros de verificación. Para los pozos que no contaban con ésta, se les fue asignando la de los otros pozos, haciendo diversas pruebas hasta encontrar la que mostrara mejor ajuste. También se fue variando los tipos de ondículas con la cual se convolucionaba

la serie de reflectividad (Ormsby, Ricker y la extraída de los datos sísmicos) para determinar con cual se obtenía el mayor coeficiente de correlación.

El primer sintético para el pozo TT-59 fue generado con una ondícula teórica tipo Ricker de frecuencia dominante 35Hz, de fase cero. El segundo sintético fue generado con la ondícula teórica Ormsby con una banda de frecuencia de 5Hz-10Hz-40Hz-60Hz y fase cero. El tercer y último sintético se generó con una ondícula extraída de la sísmica en la ventana en tiempo de 1005 ms-1400 ms. Una vez generado los tres sintéticos con las diferentes ondículas se desplegaron los paneles de cada sintético sobre las trazas sísmicas más cercanas al pozo, para así realizar los respectivos desplazamientos y amarrar la información del sismograma sintético al marcador “O”, el cual se manifiesta en toda el área como un fuerte máximo.

Se obtuvo un mayor coeficiente de correlación del sismograma sintético con la traza sísmica utilizando la ondícula extraída de los datos sísmicos (Figura N° 4.13). En la siguiente tabla se muestra el tipo de ondícula utilizada para cada pozo.

Tabla 4.4. Tipo de Ondícula utilizada para cada pozo

Pozo	Tipo de Ondícula	Frecuencia dominante (Hz)
TT-59	Extraída de la sísmica	45
TT-60	Extraída de la sísmica	35
TT-11	Extraída de la sísmica	50
TH-15	Extraída de la sísmica	50
TT-48	Extraída de la sísmica	40
TR-1	Extraída de la sísmica	20
TR-3	Ormsby	5-10-40-60
UM-108	Extraída de la sísmica	49
UM-60	Extraída de la sísmica	36
UM-43	Extraída de la sísmica	45

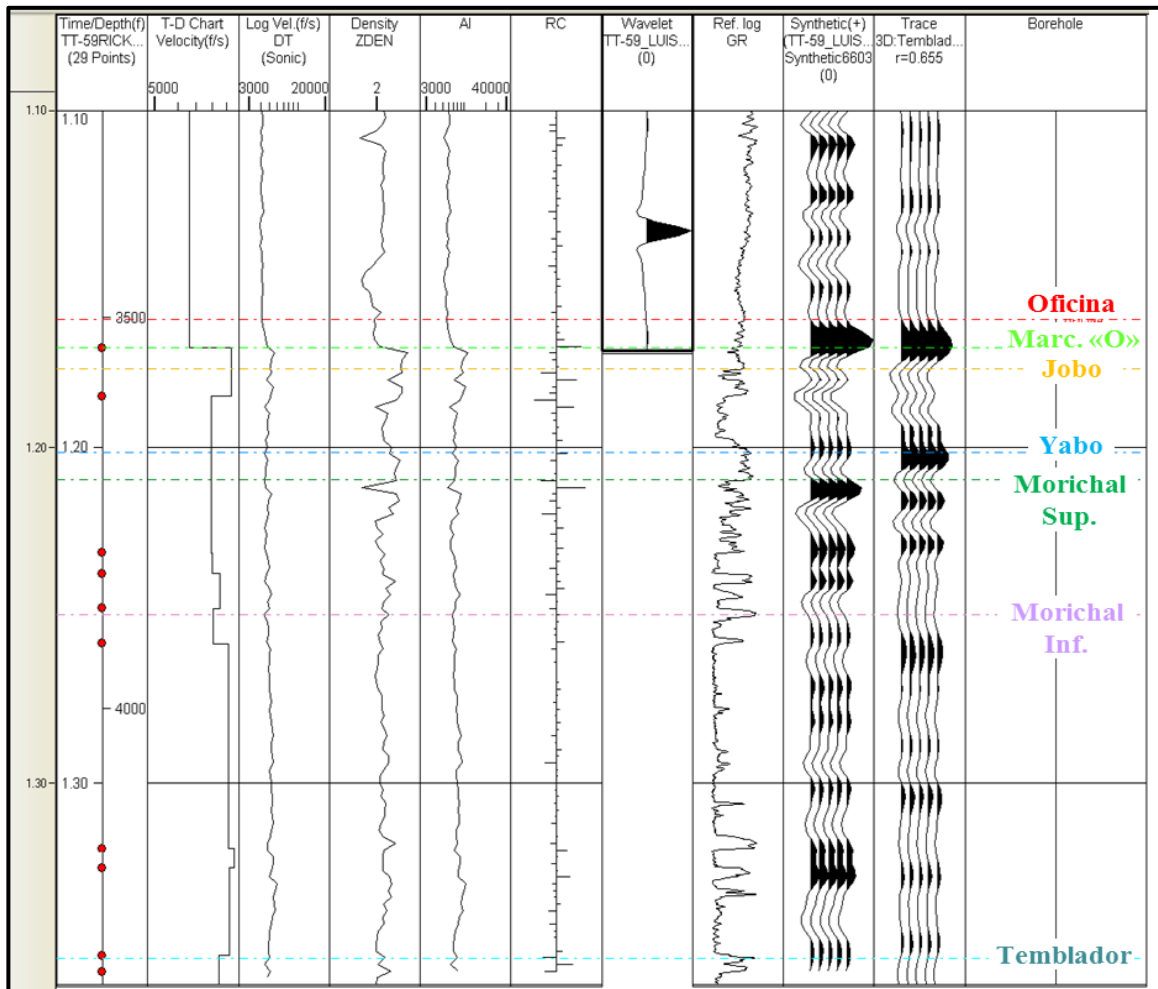


Figura 4.13 Sismograma sintético obtenido para el pozo TT-59 con la ondícula extraída de la sísmica

Una vez obtenido todos los sintéticos, se quiso generar pseudo T-Z a los pozos con pseudo sónicos, los cuales no cuentan con T-Z originales, para comparar si con éstas se obtenía una mejor calibración. Se utilizó la función *sonic2tz* desarrollada en MATLAB por el Consorcio de Investigación de Ondas Elásticas en Exploración Sismológica (CREWES, por sus siglas en inglés), la cual calcula la curva de tiempo doble de viaje y profundidad a partir del registro sísmico.

Las pseudo T-Z se aplicaron a los pozos TR-1, TR-3, TT-48, TH-15 y TT-11, obteniendo mejoras solo en los pozos TR-3 y TH-15 (Figura N° 4.14).

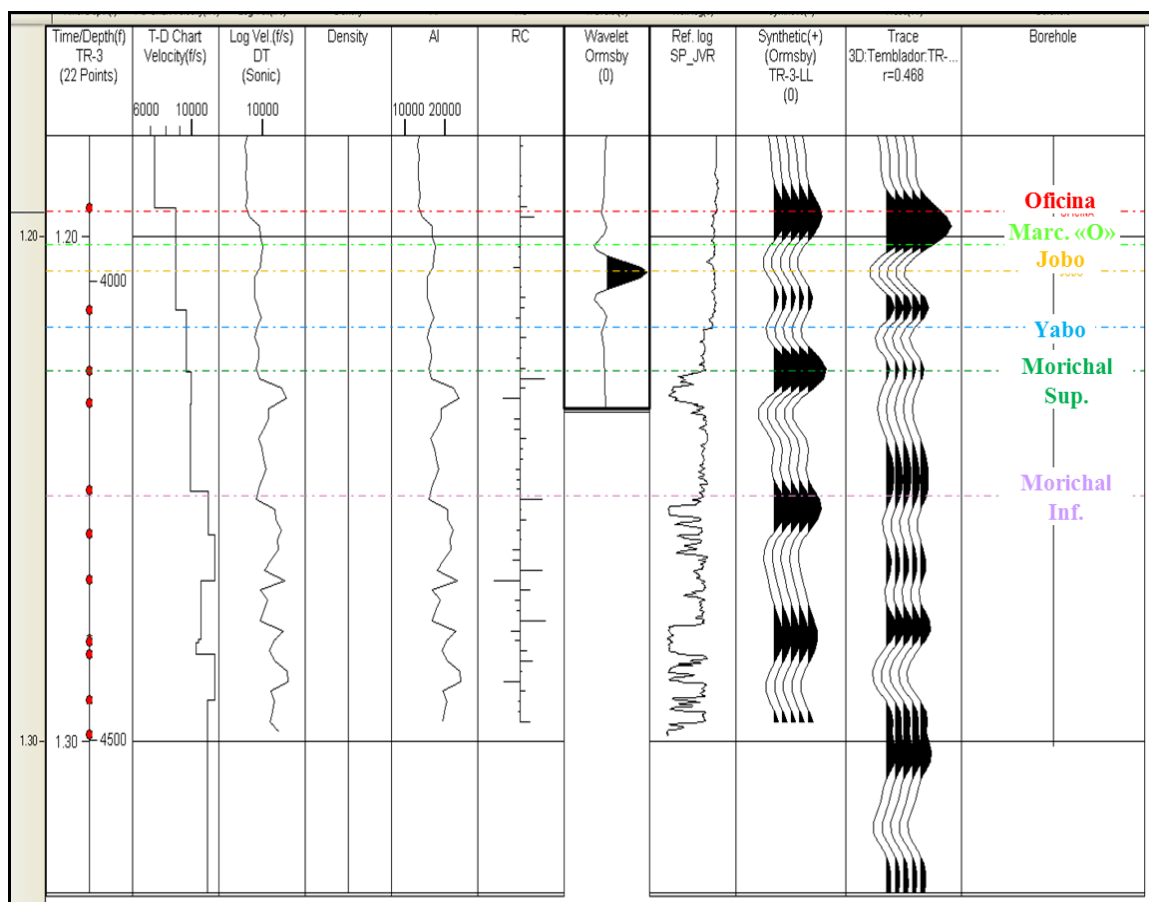


Figura 4.14 Sismograma sintético para el pozo TR-3 pseudo TZ

Los sismogramas sintéticos fueron desplegados sobre la sísmica (Figura N° 4.15) con la finalidad de identificar los topes geológicos con su correspondiente evento sísmico. La Tabla 4.5 muestra la amplitud del reflector asociado a cada tope geológico.

Tabla 4.5. Amplitud asociada a cada tope geológico

Topes geológicos	Amplitud
Oficina	máximo
Jobo	mínimo
Yabo	máximo
Morichal Superior	mínimo
Morichal Inferior	mínimo
Temblador	mínimo

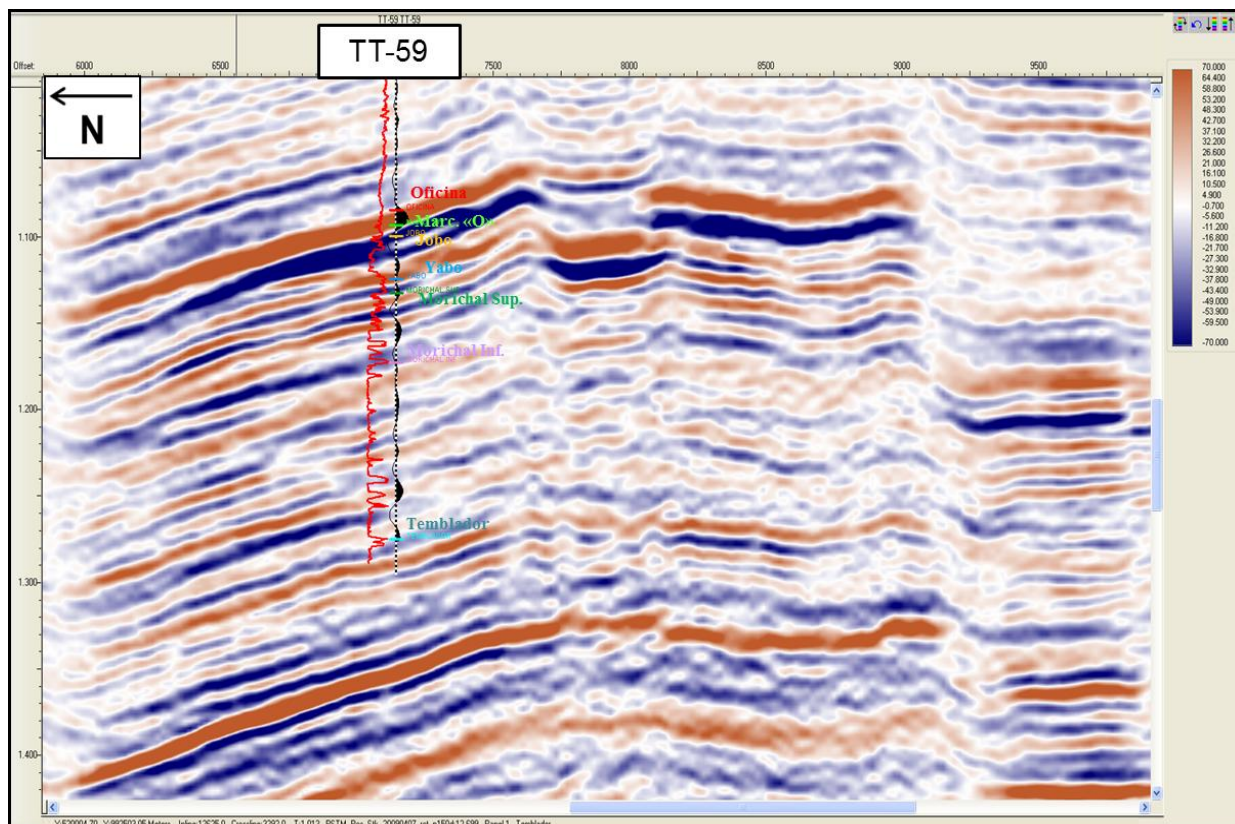


Figura 4.15 Despliegue del sismograma sintético y del registro GR del pozo TT-59 sobre la sísmica

Las curvas tiempo-profundidad (TZ) obtenidas a partir de la realización de los sismogramas sintéticos fueron copiadas y ajustadas al resto de los pozos, haciendo un *shift* en tiempo. Amarrando el tope del marcador “O” con el fuerte máximo, el cual, está presente en toda el área, con la finalidad de construir el modelo de velocidades.

4.3 INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES Y FALLAS

Antes de realizar la interpretación de los horizontes y de las fallas se hizo necesario corregir los *misties* sísmicos. Los *misties* son diferencias en tiempo, que se pueden presentar si se tienen datos sísmicos de campañas de adquisición distintas o incluso dentro de una misma campaña de adquisición, debido a diferencias en el datum de referencia, al procesamiento y migración de los datos.

Se realizó un análisis de secciones compuestas, donde se apreciaban las intersecciones entre el cubo de Temblador, la línea sísmica y el cubo de Uracoa, con

la finalidad de verificar si existen desfases en tiempo y realizar ajustes manuales. Dado que la línea sísmica tiene un ancho de banda menor al de los datos 3D (Figura N° 4.16) se aplicó un filtro paso banda 5Hz-10Hz-45Hz-50Hz antes de corregir los *misties* a los cubos sísmicos.

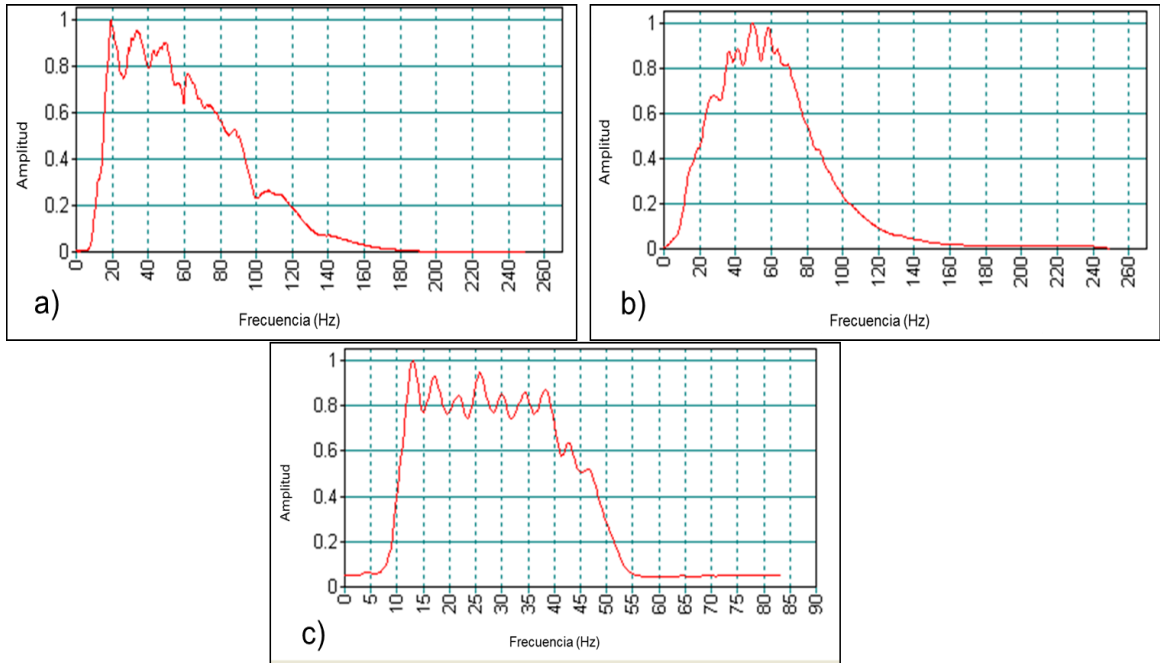


Figura 4.16. Espectro de frecuencia de a) cubo 3D Temblador, b) cubo 3D Uracoa y c) línea sísmica 2D (W-UR95019). Obsérvese que el ancho de banda de frecuencia de la línea sísmica es menor que los datos sísmicos 3D.

En la Figura N° 4.17 se observa la sección combinada corregida en desfase, donde es importante resaltar que el filtro fue utilizado para hacer las correlaciones hacia la zona este del campo Temblador, posteriormente los datos fueron llevados a su rango de frecuencia original.

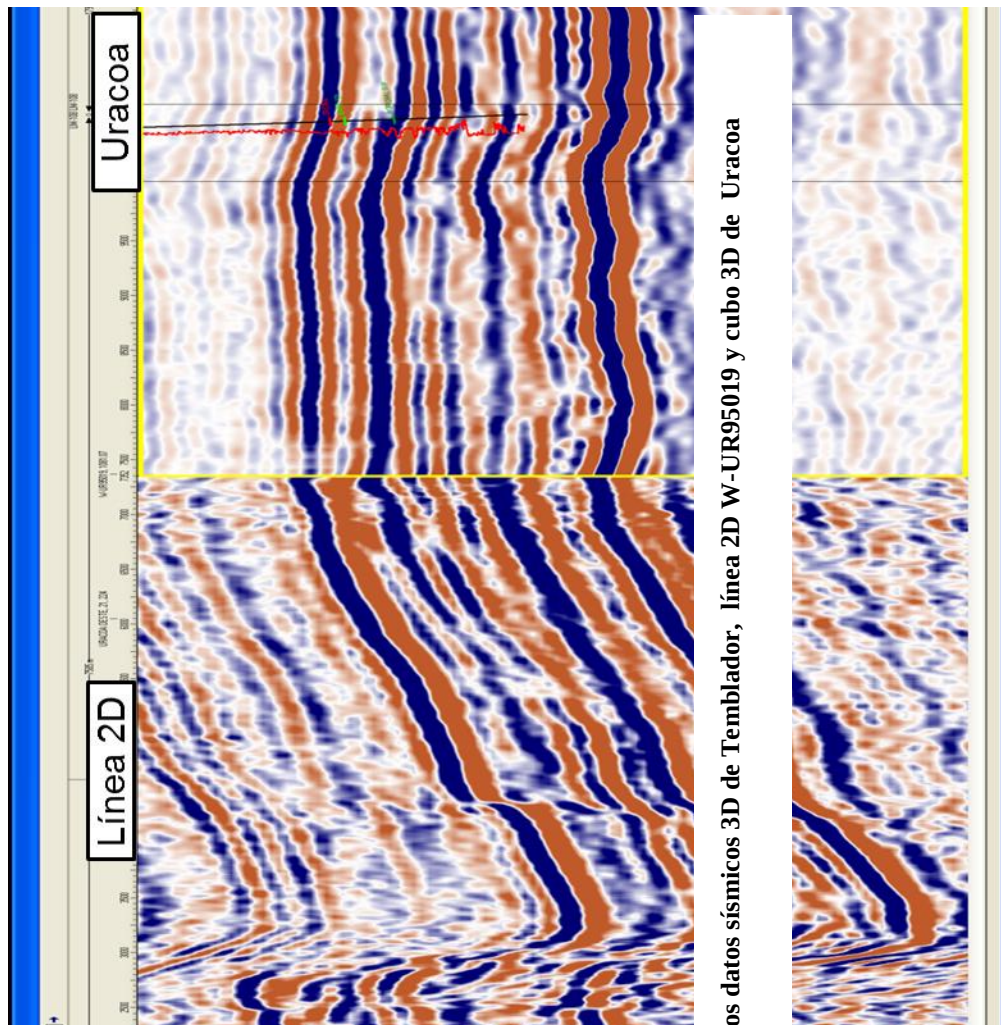


Figura 4.17 Sección sísmica combinada entre los datos sísmicos 3D de Temblador, línea 2D W-UR95019 y cubo 3D de Uracoa

La interpretación de los horizontes y fallas se realizaron con el módulo *Interpretation* de Petrel. Se trazaron los horizontes de mayor importancia en (marcador “O”, Jobo, Yabo, Morichal Superior, Morichal Inferior y Temblador) siguiendo los marcadores de los pozos y el evento sísmico asociado a cada marcador identificado previamente, en la realización de los sismogramas sintéticos la interpretación se realizó de este a oeste, cada 10 inline. En aquellas zonas donde la relación señal / ruido era muy baja y no era posible seguir el reflector, los horizontes fueron trazados a criterio del intérprete respetando las características geológicas regionales del área (Figura N° 4.18).

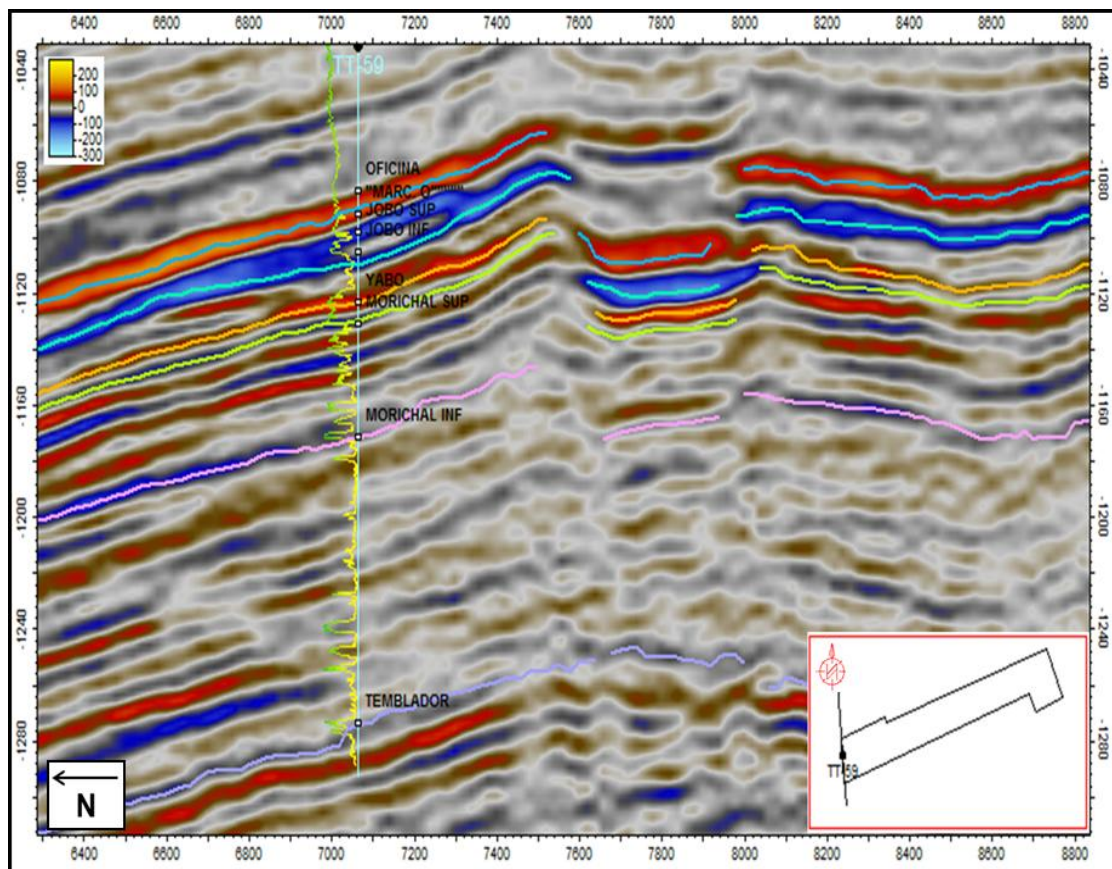


Figura 4.18 Interpretación de los diferentes topos formacionales en el Inline 12625

Posteriormente se interpretaron las fallas observadas, teniendo presente los estilos estructurales del área. La interpretación, al igual que los horizontes se realizaron cada 10 inline (Figura N° 4.19).

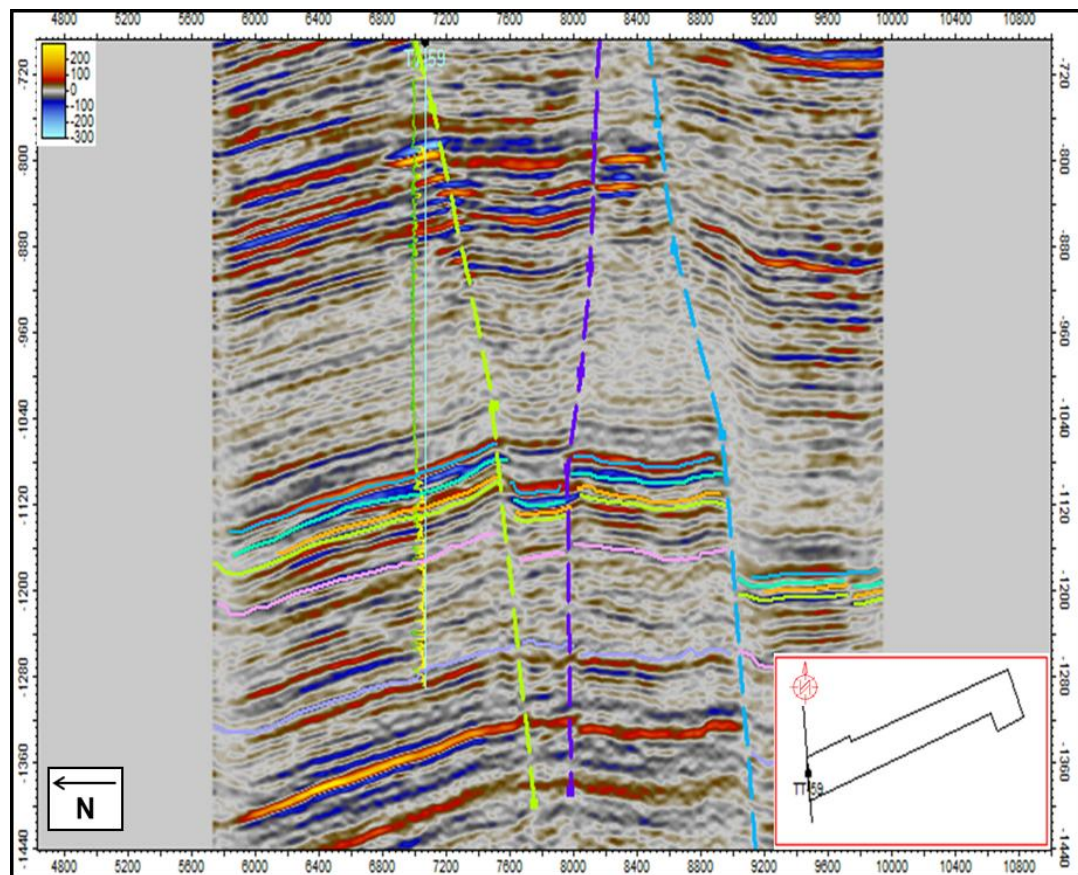


Figura 4.19. Interpretación de fallas en el Inline 12625

Una vez hecha la interpretación de las fallas, se realizó el modelado de éstas con el módulo *Fault modeling* de Petrel. El propósito es definir la forma de cada una de ellas, a partir de algún dato de entrada que defina el plano de falla, que en nuestro caso es una serie de segmentos provenientes de la interpretación sísmica.

Como las fallas que se interpretaron de la sísmica tienen un comportamiento lineal (Figura N° 4.19), se decidió modelarlas en base a esta geometría. Es importante destacar que en esta etapa se está generando un modelo, el cual tratará de representar de la mejor manera posible el buzamiento de la falla interpretada, pero tendrá la limitante de que, al estar compuesto de pilares rectos, no seguirá estrictamente la interpretación. Por estas razones, se realizó el control de calidad del modelo de fallas, esto implicó la edición de los pilares de manera que el plano modelado se aproximara lo mejor posible al buzamiento interpretado (Figura N° 4.20), para finalmente obtener

las superficies de fallas finales. Durante esta etapa también se realizaron los polígonos de fallas para cada horizonte interpretado.

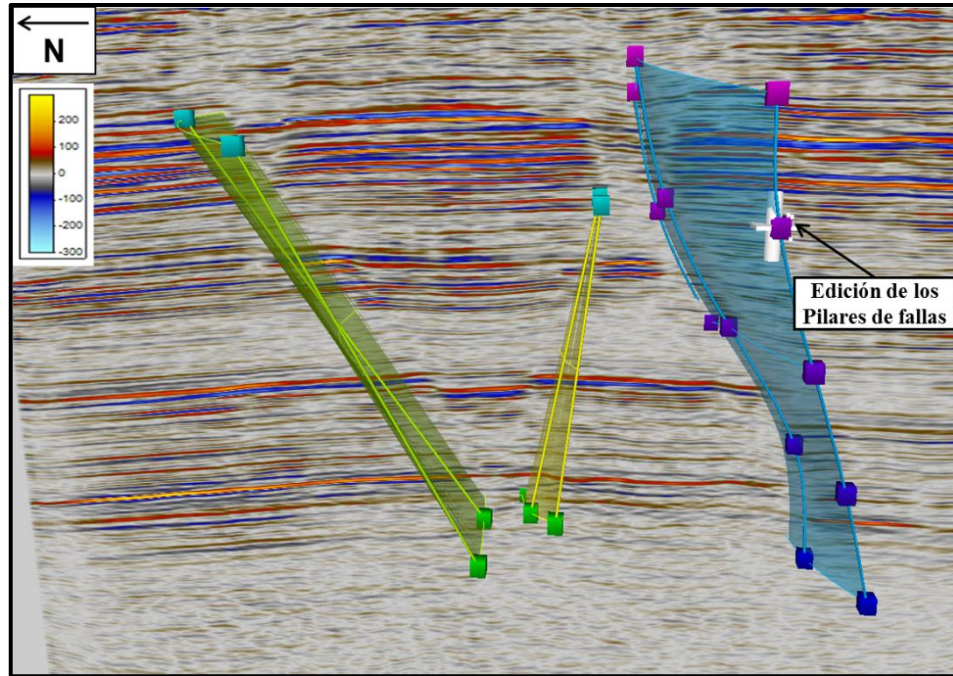


Figura 4.20 Edición de los pilares de fallas

Para obtener la superficie para cada horizonte interpretado se usó el *módulo make/edit surface*, el cual usa como parámetros de entrada el horizonte interpretado, los polígonos de falla y el límite de la zona de estudio. El algoritmo utilizado es el de interpolación convergente. La resolución del mallado escogido fue de 20 m x 20 m, acorde con el tamaño de la celda de la sísmica. Una vez obtenido todas las superficies se realizaron control de calidad a las mismas, esto significa observar las tendencias de las isolineas y corregir aquellas zonas donde se observen tendencias bruscas e incoherentes.

En la Figura N° 4.21 se muestra la interpretación realizada para el miembro Jobo y la superficie obtenida.

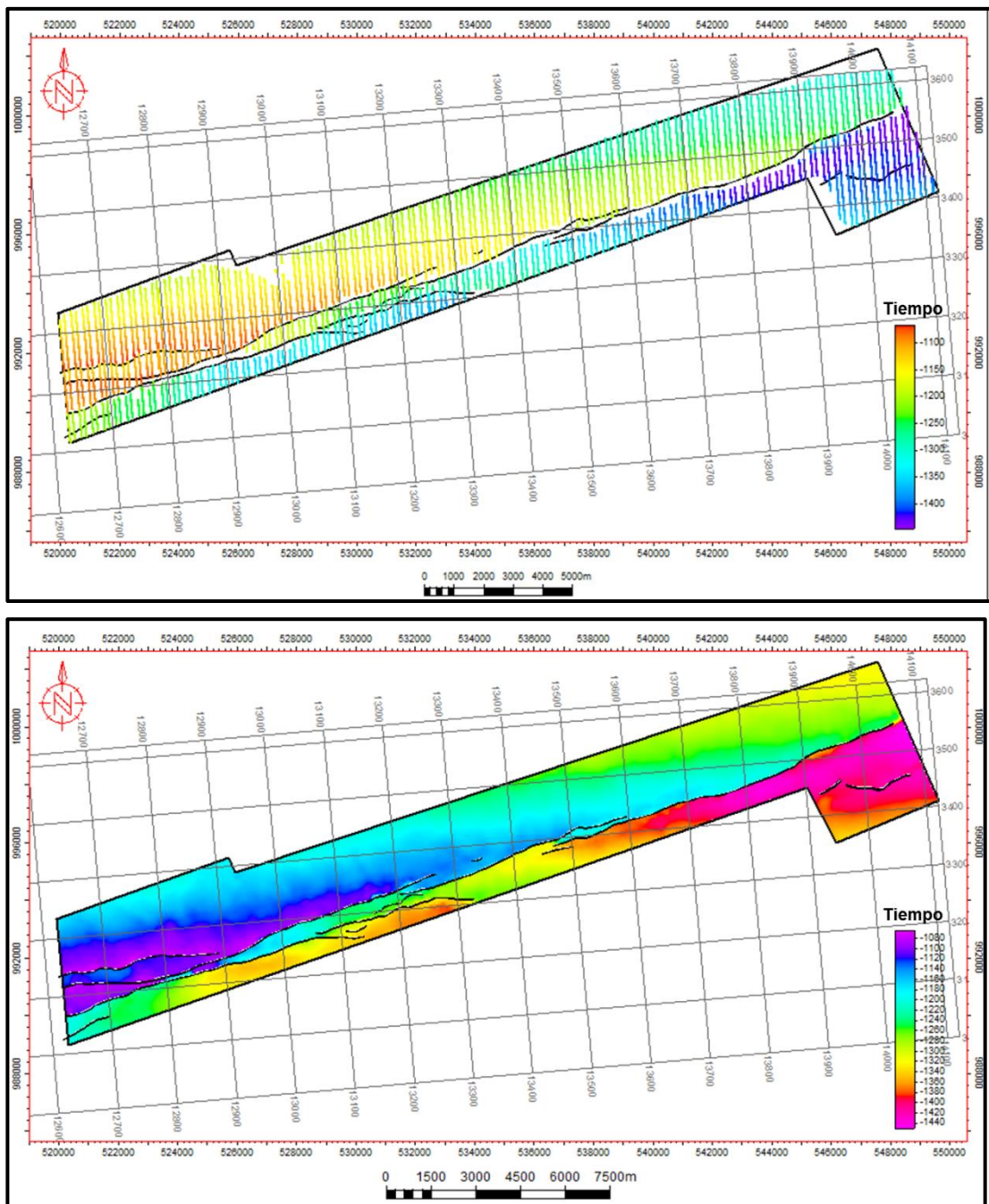


Figura 4.21 Interpretación del miembro Jobo cada 10 Inline (arriba) y la superficie obtenida (abajo)

4.4 CÁLCULO DE RESOLUCIÓN SÍSMICA

Se calculó la resolución sísmica vertical, o espesor mínimo que puede ser resuelto por la sísmica para los horizontes marcador “O”, Jobo, Yabo, Morichal Superior y Morichal Inferior, que representa los topes de los intervalos de interés. Las frecuencias dominantes se obtuvieron calculando el atributo de frecuencia instantánea y generando los mapas de amplitud RMS para cada uno de los niveles, es decir, entre el tope y la base de cada miembro. A partir de los histogramas de frecuencia obtenidos para cada uno de los mapas (Figura N° 4.22), se determinaron las frecuencias dominantes a ser utilizadas para el cálculo de la resolución sísmica.

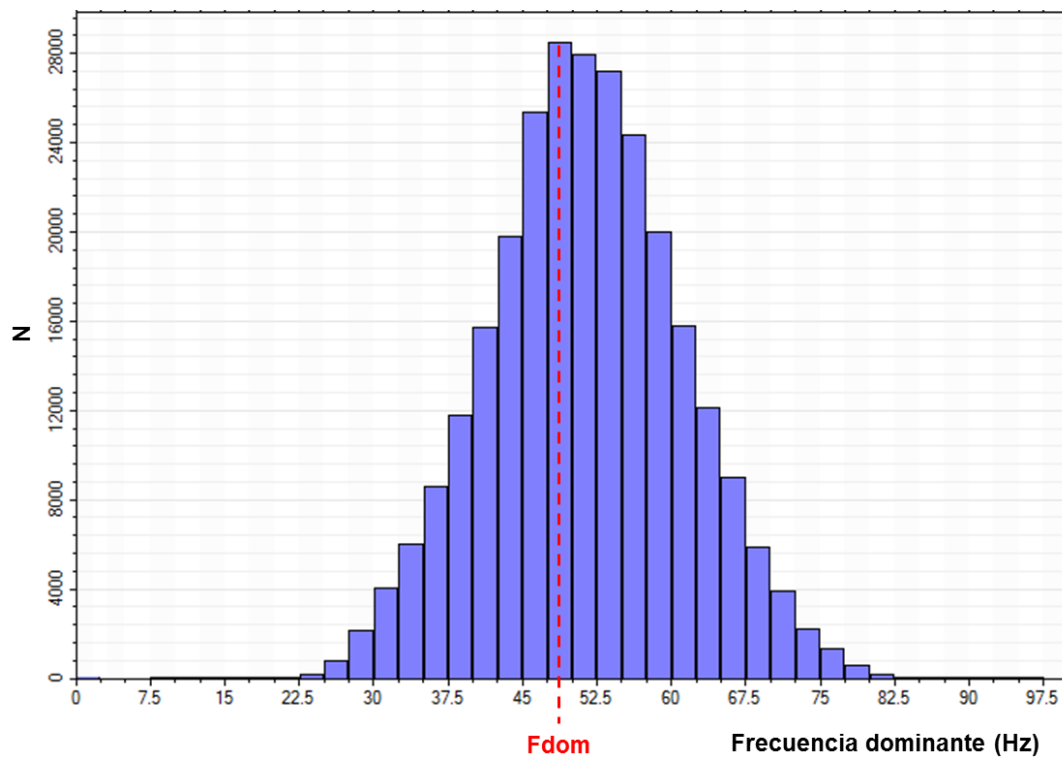


Figura 4.22 Histograma de frecuencia instantánea para el horizonte Morichal Superior, mostrando la frecuencia dominante (50 Hz)

Las velocidades para los intervalos de interés fueron calculadas a partir del registro sísmico del pozo TT-59. Para cada intervalo, se calculó la lentitud promedio y se calculó la velocidad promedio para dichos intervalos.

La Tabla 4.6 muestra la frecuencia dominante, la velocidad promedio y el valor de resolución calculado para los intervalos de interés.

Tabla 4.6 Valores de resolución sísmica vertical para los intervalos de interés

Miembro	Velocidad promedio (ft/s)	Frecuencia dominante (Hz)	Resolución sísmica (ft)
Marcado “O”	8705,977457	47,5	45,820934
Jobo	8796,718834	65	33,83353398
Yabo	8183,495801	55	37,19770818
Morichal Superior	8541,238733	50	42,70619366
Morichal Inferior	9256,572373	55	42,07532897

4.5 CONVERSIÓN TIEMPO-PROFUNDIDAD

Como se mencionó previamente, las curvas TZ obtenidas a partir de los sismogramas sintéticos de los pozos TT-59, TT-60, UM-108, UM-60, UM-43 TR-1, TR-3, TT-48, TH-15 y TT-11 fueron copiadas al resto de los pozos con la finalidad de convertir los horizontes en tiempo a profundidad. Para esto se utilizó la herramienta *Depth Conversion* de Kingdom.

Se construyeron mapas de velocidad promedio a partir de los pares tiempo-profundidad para cada pozo, es decir, el valor en profundidad es obtenido del tope formacional junto con el valor del tiempo donde la superficie intersecta el pozo (Figura N° 4.23). El procedimiento es repetido para todos los pozos seleccionados, proporcionando así un conjunto de puntos de control de velocidad. Cuando el tiempo de la superficie y el tope de la formación no coinciden, el punto de control de velocidad será localizado en el punto medio entre dichas mediciones. La velocidad promedio se obtiene dividiendo la profundidad por el tiempo de viaje de la onda a esa profundidad.



Figura 4.23 Valor de tiempo (verde) y profundidad (azul) utilizado para obtener el mapa de velocidad promedio

En la Figura N° 4.24 se muestra el mapa de velocidad obtenido para Jobo en ft/s.

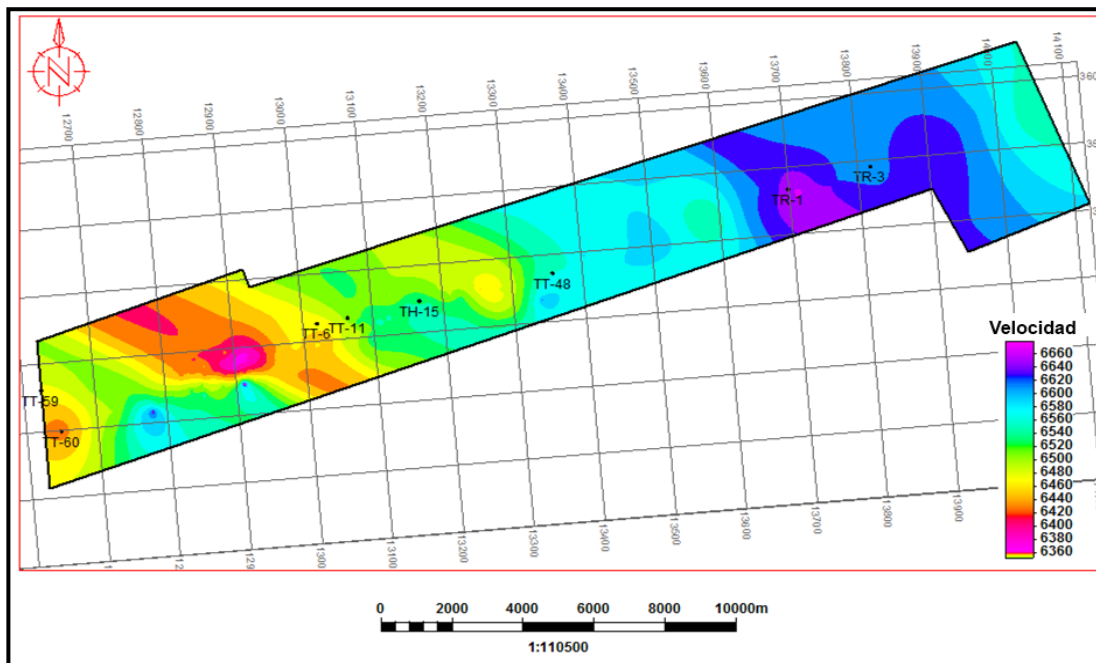


Figura 4.24 Mapa de Velocidad para Jobo

Una vez obtenido los mapas de velocidad promedio, éstos fueron multiplicados por sus correspondientes horizontes en tiempo para obtener los horizontes en profundidad (Figura N° 4.25).

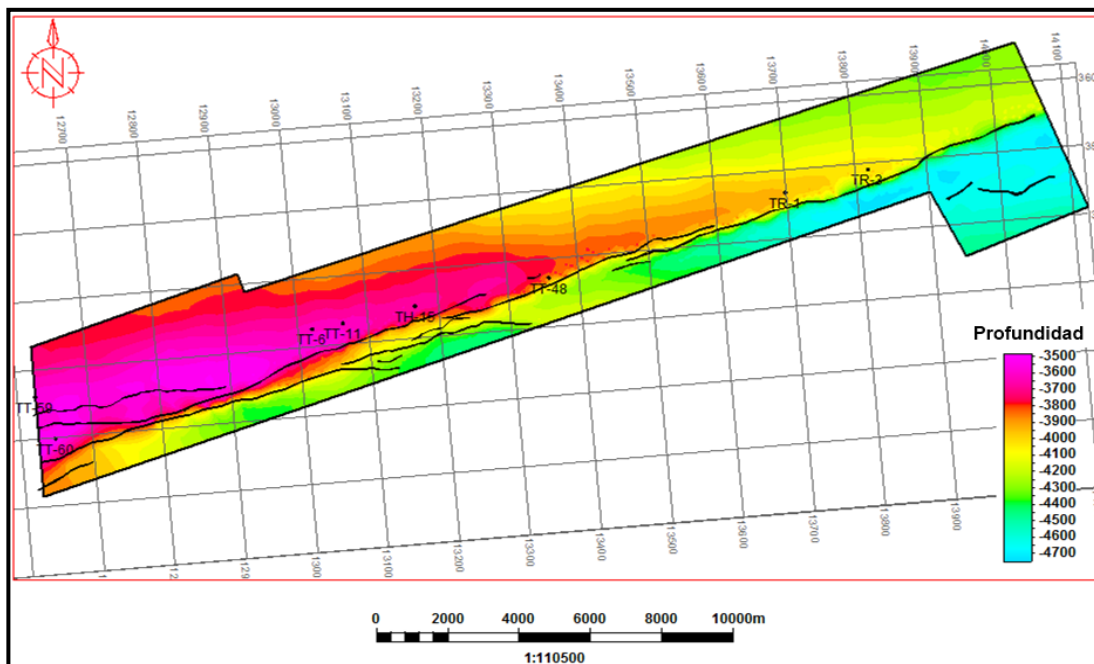


Figura 4.25 Mapa en profundidad para el Miembro Jobo

4.6. ANÁLISIS PROPIEDAD PETROFÍSICA- ATRIBUTOS SÍSMICO

4.6.1 Datos de entrada

Para realizar el análisis propiedad petrofísica y atributos sísmico se creó una base de datos en *Geoview*, módulo del software *Hampson and Russell*. Se decidió dividir el campo en dos bloques (centro y este), debido a que en el este del campo no hay desarrollo de arena para Jobo, por lo que las ventanas de análisis no podían ser las mismas por ser unidades genéticas distintas.

Se crearon un total de dos bases de datos, una para el centro y otra para el este del campo. En ellas se cargaron la información correspondiente a los registros de volumen de arcilla y de porosidad total, así como también la curva tiempo-profundidad para poder relacionar la información de pozo con la sísmica. Para el bloque centro se cargaron un total de 91 pozos y para el este un total de 11 pozos (Figura N° 4.26).

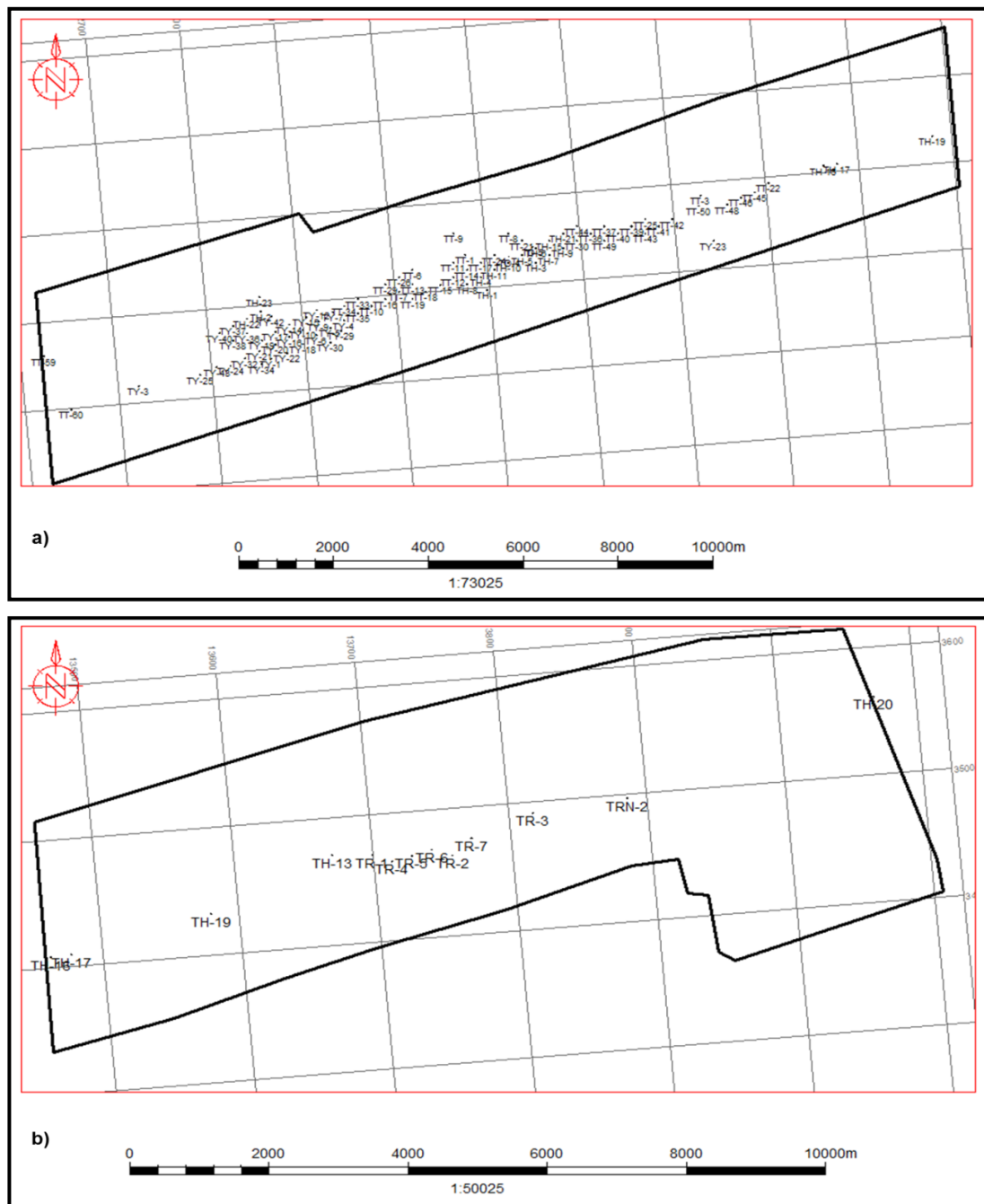


Figura 4.26 Mapa base bloque a) centro y b) bloque este

4.6.2 Análisis multi-atributos

El análisis multi-atributo fue realizado en el módulo *Emerge* de Hampson and Russell. El objetivo es encontrar una transformación multi-atributos lineal o no lineal entre los atributos y los registros de porosidad y volumen de arcilla para así predecir

dichas propiedades. Se crearon cuatro proyectos, dos para cada bloque, y uno para cada propiedad petrofísica (volumen de arcilla y porosidad).

Primeramente, se seleccionaron los registros de pozo de la propiedad a estimar y se determinó el intervalo de análisis, el cual viene dado por el tope y la base del intervalo de interés, que para el bloque centro fue desde Jobo hasta Temblador y para el bloque este desde Morichal Superior hasta Temblador.

Es importante destacar que los pozos TT-25, TD-4 y TY-22 fueron excluidos de todos los análisis para el bloque centro y el pozo TR-2 del bloque este, ya que serán empleados como pozos de validación.

El módulo *Emerge* cuenta con una gran lista de atributos los cuales son los que se muestran en la Tabla 4.7, por otra parte se incluyeron un total de 15 atributos externos, los cuales fueron extraídos de otros software como Petrel, Kingdom y Fusion (Tabla 4.8), resultando un total de 38 atributos. Todos los atributos constituyeron parámetros de entrada para la estimación de cada una de las propiedades objetivas.

Aunque los registros se encuentran en profundidad, el análisis fue realizado en tiempo con una tasa de muestreo de 2 ms para que coincidiera con los datos sísmicos.

Los registros a estimar fueron filtrados, para disminuir su contenido de frecuencia, buscando llevarlos a la frecuencia de la sísmica (10-80 Hz). El filtro aplicado fue del tipo trapezoidal 0-0-70-80 Hz. Por otra parte, se usó un operador convolucional de 5 puntos, es decir, cada muestra del registro corresponde a un promedio de 5 muestras del registro original. Un operador muy grande crea ruido mientras que un operador muy bajo da como resultado una baja correlación en la validación. Este procedimiento fue necesario para poder relacionar los registros de las propiedades petrofísicas con los atributos sísmicos, ya que sería ilógico realizar comparaciones entre los registros estimados y los registros originales si no presentan el mismo contenido de frecuencia.

Tabla N° 4.7 Atributos sísmico disponibles en el módulo *Emerge* de Hampson and Russell

	Atributos de <u>Hampson</u> and Russell
1	Envolvente de la amplitud
2	Amplitud ponderada en función del coseno de la fase
3	Amplitud ponderada en función de frecuencia
4	Amplitud ponderada en función de la fase
5	Frecuencia promedio
6	Polaridad Aparente
7	Coseno de fase instantánea
8	Derivada
9	Derivada de la amplitud instantánea
10	Frecuencia dominante
11	Filtro 5/10-15/20
12	Filtro 15/20-25/30
13	Filtro 25/30-35/40
14	Filtro 35/40-45/50
15	Filtro 45/50-55/60
16	Filtro 55/60- 65/70
17	Frecuencia Instantánea
18	Fase instantánea
19	Integral
20	Integral de la amplitud absoluta
21	Cuadratura de la traza
22	Segunda derivada
23	Segunda derivada de la amplitud instantánea

Tabla N° 4.8 Atributos externos incluidos en el proyecto de *Emerge* extraídos de software como Petrel, Kingdom y Fusion

	Atributos externos
1	Reflexión Caótica
2	Continuidad de evento
3	Descomposición espectral a diferentes frecuencias (F15, F25, F35, F45, F55, F65, F75)
4	<u>Fault Pro</u>
5	Amplitud pico
6	Indicador de capas paralelas
7	Frecuencia pico
8	Impedancia acústica relativa
9	Indicador de arcilla
10	Similitud
11	Similitud suavizada
12	Varianza de similitud
13	Impedancia acústica relativa a partir de inversión de <u>reflectividades</u>
14	Caos
15	Varianza

Para comenzar a obtener las transformadas, se extrajo para cada pozo incluido en el análisis, las trazas pertenecientes al cubo sísmico original y a los cubos de atributos sísmicos (Figura N° 4.27).

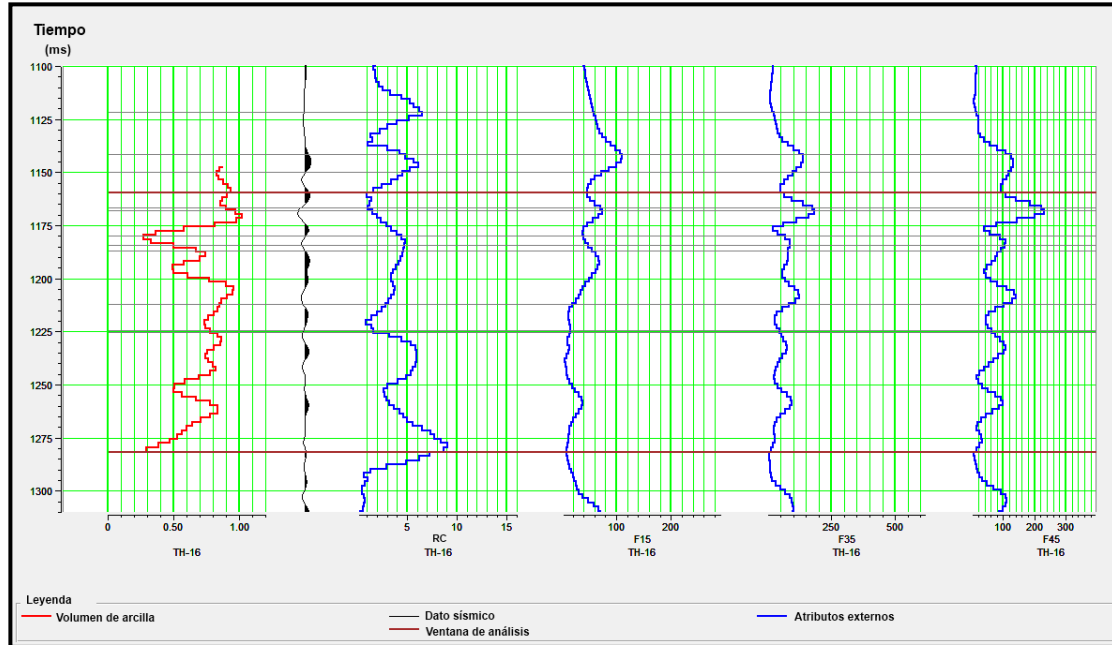


Figura 4.27 Registro de volumen de arcilla para el pozo TH-16 con su traza del cubo sísmico original y algunos atributos (RC: reflexión caótica, F15- F35-F45: descomposición espectral a 15 Hz, 35 Hz y 45 Hz respectivamente)

Se aplicaron transformaciones no lineales (raíz cuadrada, logaritmo, cuadrado, inverso y exponencial) a los atributos sísmicos, con el objetivo de mejorar la relación entre la propiedad petrofísica y éstos.

Para predecir las propiedades petrofísicas se emplearon tres métodos, para escoger entre ellos el que proporcionara los mejores resultados.

4.6.2.1 Transformada lineal multi-atributos

La transformada multi-atributos basada en la Regresión de Paso Aprendido, permite determinar la combinación de atributos con los cuales se logre la mejor estimación de la propiedad. El número de atributos a utilizar fue determinada con la curva de error de validación vs número de atributos (Figura N° 4.28), cuando ésta aumenta se interpreta que empieza a ocurrir una sobre-estimación de los datos al agregar

cualquier otro atributo, por lo que el número de atributos en el primer mínimo será óptimo.

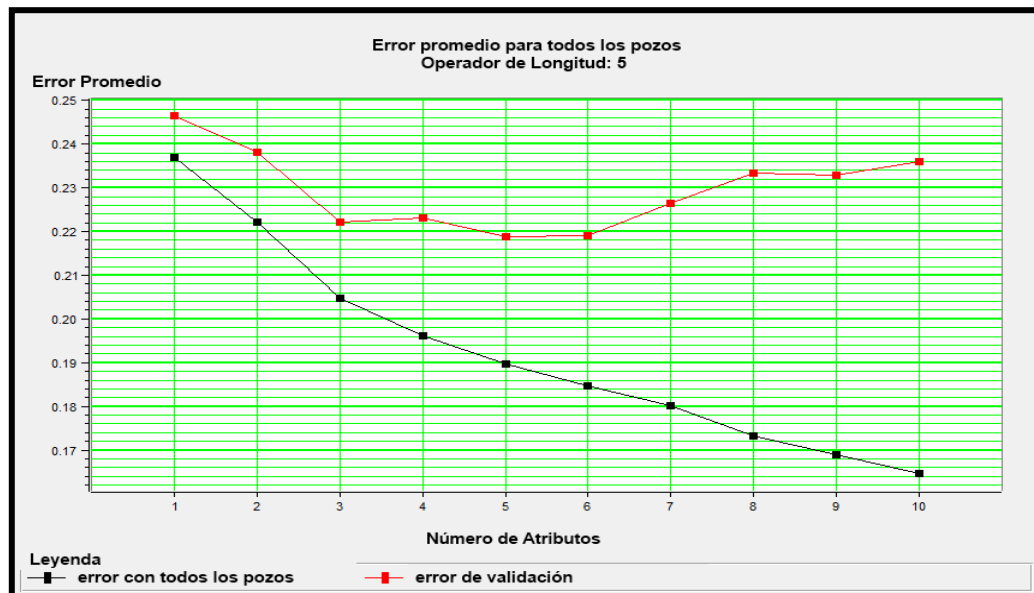


Figura 4.28 Gráfica de error de predicción y error de validación vs. número de atributos obtenida para volumen de arcilla en el bloque este, nótese que en el cuarto atributo el error de validación aumenta por lo que se escogieron los primeros tres atributos.

Una vez establecido el número de atributos a usar, la transformación es aplicada a los datos sísmicos para luego realizar la validación de los resultados. Se calcula tanto el error de entrenamiento como el error de validación para la transformación obtenida. Así mismo, puede ser desplegado un gráfico cruzado de la propiedad estimada vs los valores reales de la misma, en la cual se muestra el factor de correlación entre estos valores, lo que nos da una medida de que tan correcta fue la predicción.

4.6.2.2 Combinación de geoestadística y transformada multi-atributos

Una vez obtenido las transformada multi-atributos en los dos bloques para sus respectivas propiedades petrofísicas, los mapas de pseudo propiedades de los miembros Jobo, Morichal Superior y Morichal Inferior fueron cargados en el módulo *ISMap* de Hampson and Russell, para ser utilizados como la segunda variable al aplicar el método geoestadístico. Se aplicó la técnica *collocated cokriging* para obtener el nuevo mapa de pseudo propiedades. Recuerde que los datos de pozo son

usados como la variable primaria. Los valores son extraídos de los registros de pozo, donde las superficies interpretadas interceptan a éstos.

El próximo paso es obtener los variogramas de los datos de pozo y de los datos sísmicos y también de la comparación pozo a sísmica. Los tres variogramas fueron calculados a partir del variograma Sísmica-a-Sísmica usando la suposición Markov-Bayes.

4.6.2.3 Redes Neuronales

Las características no lineales de las redes neuronales permiten aumentar el poder predictivo de las transformadas. Uno de los parámetros de entrada fundamentales para el entrenamiento de estas redes consiste en la transformada multi-atributo anteriormente obtenida, debido a que la Regresión de Paso Aprendido ya ha seleccionado la combinación de atributos que mejor estima la propiedad objetivo.

La transformada derivada a partir del entrenamiento de la Red Neuronal Multi Capa por Retropropagación (MLFN) tiene como parámetros de entrada la transformada multi-atributo, el número de nodos de la capa escondida y el número de iteraciones. Se realizó un número de iteraciones estándar en cada caso, de 10 iteraciones, el aumentar las iteraciones se le da a la red más oportunidad de buscar el mínimo error. El número de nodos de la capa oculta fue calculado mediante la siguiente operación:

$$\text{Nodos de la capa oculta} = \frac{2}{3} \times \text{nodos de entrada} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

donde el número de nodos de entrada está dado por el producto de la multiplicación del operador convolucional por el número de atributos de entrada.

Luego se realizó el entrenamiento de la Red Neuronal Probabilística (PNN). Los parámetros de entrada son: la transformada multi-atributo, el número de sigmas y el número de iteraciones. De acuerdo a la bibliografía, la variación del número de sigmas no afecta significativamente el resultado de la predicción. En este sentido, se decidió optar por 25 sigmas para el entrenamiento de la red, el número que posee el programa por defecto. Se seleccionó un total de 20 iteraciones.

Al igual que en la transformada lineal multi-atributos, se obtiene tanto el error de entrenamiento como el error de validación, así como también, el gráfico cruzado de la propiedad estimada vs los valores reales de la misma. En la cual se muestra el factor de correlación entre estos valores, dándonos una medida de que tan correcta fue la predicción.

Las transformadas fueron aplicadas a todo el volumen sísmico con el propósito de obtener los mapas de pseudo propiedades petrofísicas (volumen de arcilla y porosidad) para cada miembro.

4.6.3 Validación de los resultados

La validación de los resultados se realizó con el método de cross-validación, es decir, la transformación es repetida tantas veces como pozos se encuentren, excluyendo un pozo diferente del análisis cada vez y aplicándola sobre éste. La idea es observar la traza estimada y la traza real en el caso de las transformaciones lineales multi-atributos y las redes neuronales. Si los datos están sobre-estimados, los pozos de validación mostrarán un ajuste pobre entre la traza estimada y la real.

En el caso del método usando *cokriging* la cross-validación tiene el mismo principio. Sistemáticamente se va excluyendo un dato de la variable principal (pozo), estimando su valor con los datos restantes, reportando la diferencia entre el valor estimado y el valor real. Es posible ver el gráfico cruzado entre estas dos variables.

Por otra parte, como otro tipo de validación, para los pozos no incorporados en el análisis TT-25, TD-4 y TY-22 (bloque centro) y TR-2 (bloque este), se extrajeron sus respectivas trazas de los cubos de pseudo propiedades petrofísicas obtenidas con las transformaciones lineales y los dos tipos de redes neuronales (PNN y MLFN). Esto con el fin de realizar comparaciones entre los registros de propiedades petrofísicas de dichos pozos y las estimadas por los diferentes métodos, para así determinar cuál de ellas ofrece mejores resultados y obtener los mapas finales de pseudo propiedades para cada miembro en los dos bloques.

4.7 MAPAS DE PSEUDOPROPIEDADES E IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS PROSPECTIVAS

Fueron obtenidos 10 mapas de pseudo propiedades, correspondientes a los mapas de volumen de arcilla y porosidad total para los tres miembros de la Formación Oficina, a los cuales una vez llevados a profundidad y con la información de los contactos de agua y petróleo para cada yacimiento encontrado en la zona de estudio, se identificaron las áreas prospectivas. Cabe destacar, que la Formación Oficina como consiste de lutitas y arenas individuales, los mapas fueron extraídos de tal forma que pasara por el cuerpo de arena más representativo de cada miembro (mayor espesor).

CAPITULO V

RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

5.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

El campo Temblador por encontrarse en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela no sufrió deformaciones tectónicas importantes. El marco estructural que se maneja dentro del área está caracterizado por una tectónica del tipo extensional. Se interpretaron un total de 19 fallas (Figura N° 5.1). Las fallas principales con un rumbo preferencial en dirección SO-NE y las secundarias aproximadamente este-oeste. La mayoría de las fallas buzcan en dirección sur (hacia el cratón) y son del tipo normal. Las fallas normales son casi verticales en profundidad, pero se hacen menos verticales cerca de la superficie (Figura N° 5.2).

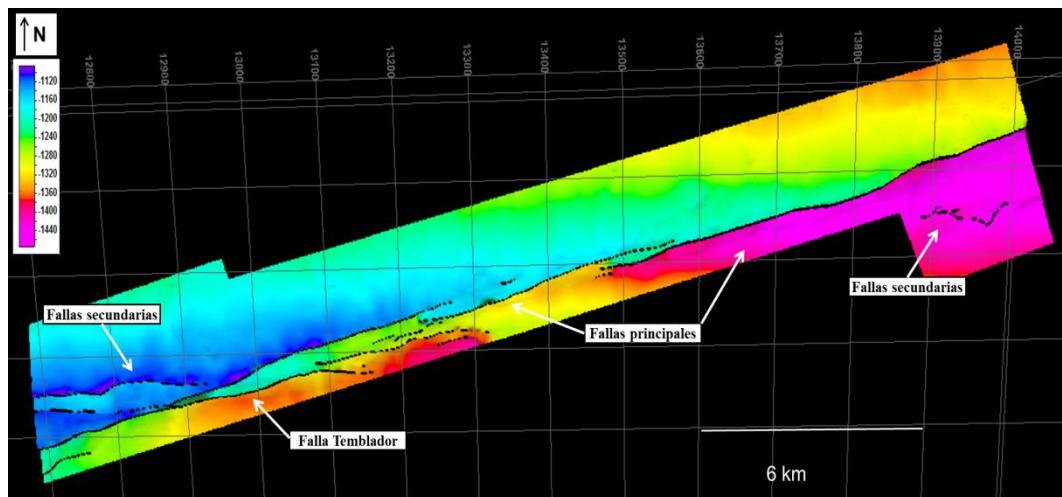


Figura 5.1 Mapa en tiempo para Morichal Superior con las fallas principales y secundarias interpretadas

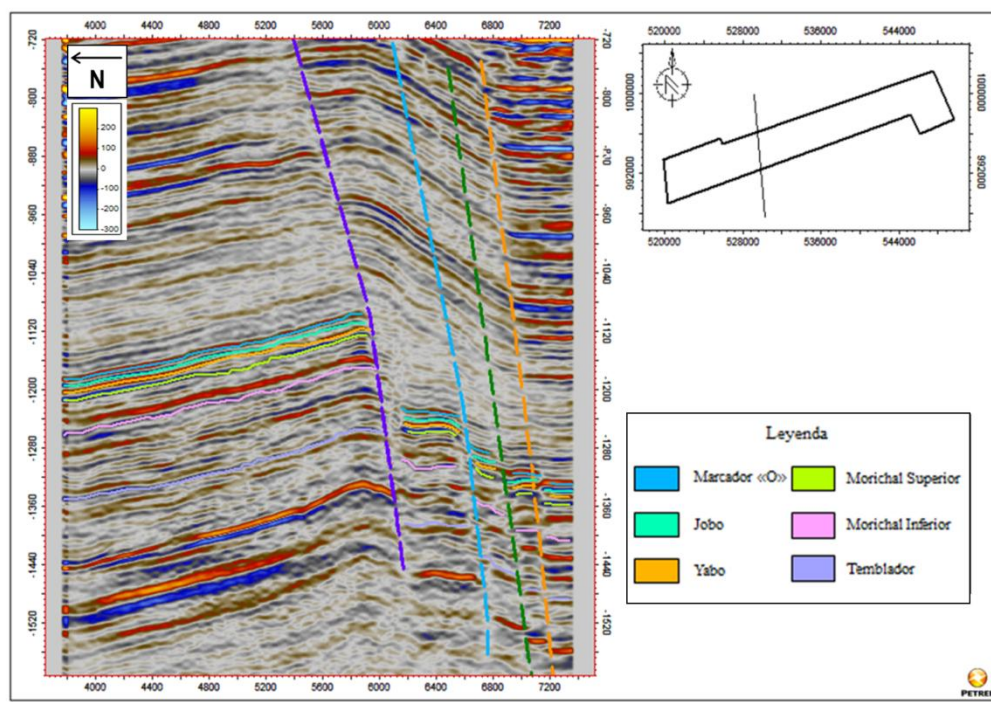


Figura 5.2 Interpretación de fallas en el Inline 13115

Se identificó una estructura del tipo graben (Figura N° 5.3) al oeste de la zona de estudio, con una dirección aproximada oeste-este. El completo patrón de fallamiento puede ser observado en los mapas de atributos como varianza, caos, similitud entre otros (Figura N° 5.4).

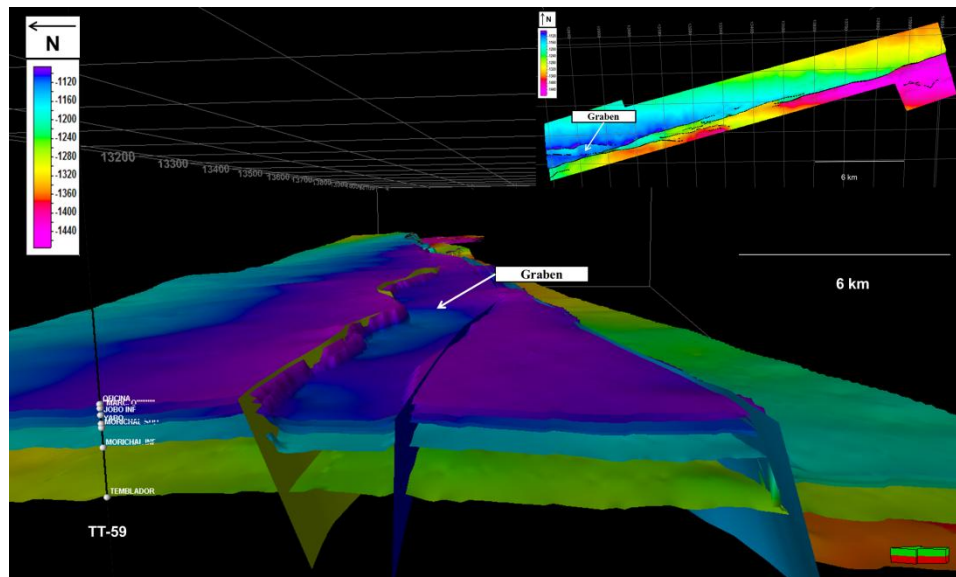


Figura 5.3 Graben interpretado al oeste de la zona de estudio

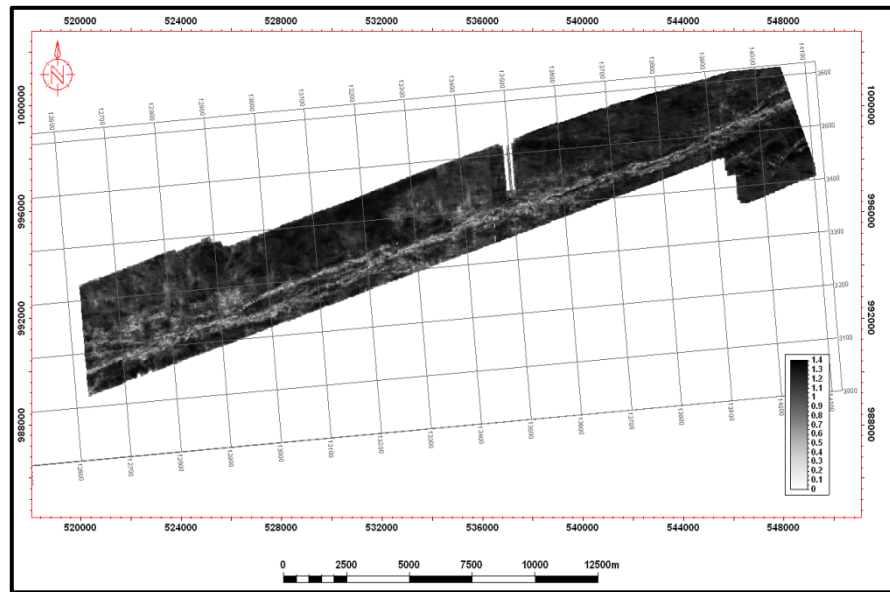


Figura 5.4 Mapa de similitud al nivel del tope de Morichal Inferior

Entre las principales fallas de buzamiento sur se destaca la falla Temblador, la cual se encuentra presente en casi todo el campo. Es posible ver pliegues de arrastres asociados a esta falla en secciones sísmicas de buzamiento (Figura N° 5.5). La acumulación de petróleo se encuentra en el lado norte de la falla Temblador, debido a que el desplazamiento normal de esta falla dejó las arenas de Oficina del bloque levantado, frente las lutitas impermeables de Freites del bloque deprimido.

Aparentemente las fallas interpretadas han sido atribuidas a la subsidencia del eje que bordea la cadena orogénica (*foredeep*), debido al aumento de la carga litoestática, conllevando a regímenes extensivos en esta zona.

Haciendo uso del ajuste sísmica-pozo fue posible interpretar seis horizontes (marcador “O”, Jobo, Yabo, Morichal Superior, Morichal Inferior y Temblador). En términos generales, estos horizontes son representativos del estilo estructural del sur de la sub-cuenca de Maturín. A continuación se realizará una breve descripción de cada uno de los mapas estructurales para los distintos horizontes interpretados.

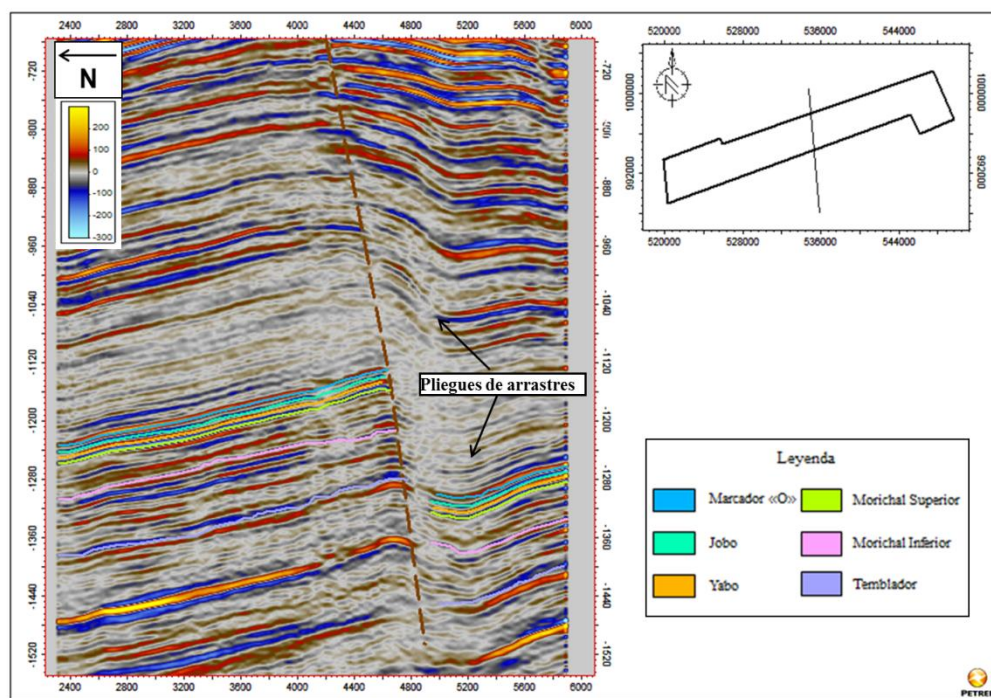


Figura 5.5 Interpretación de falla en el Inline 13995 y los pliegues de arrastres asociados a ella

5.1.1 Grupo Temblador

El tope del Grupo Temblador fue interpretado en una reflexión negativa de moderada a débil. Está asociado al contraste de litología de una capa de lutita perteneciente a Morichal Superior, seguida de una capa de arena de grano fino de este grupo. El mapa presenta valores de tiempo entre 1240 ms – 1560 ms (Figura N° 5.6) incrementando hacia el norte y al NE. Al sur se observan los valores más altos de tiempo, esto por corresponder al bloque caído de la falla Temblador.

El mapa estructural en profundidad (Figura N° 5.6) es similar al mapa en tiempo, es decir, describe la misma tendencia, aumento de la profundidad hacia el norte y NE, así como al sur. Según datos geológicos del área, el campo se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el norte-noreste, lo cual puede observarse en los mapas estructurales tanto en tiempo como en profundidad.

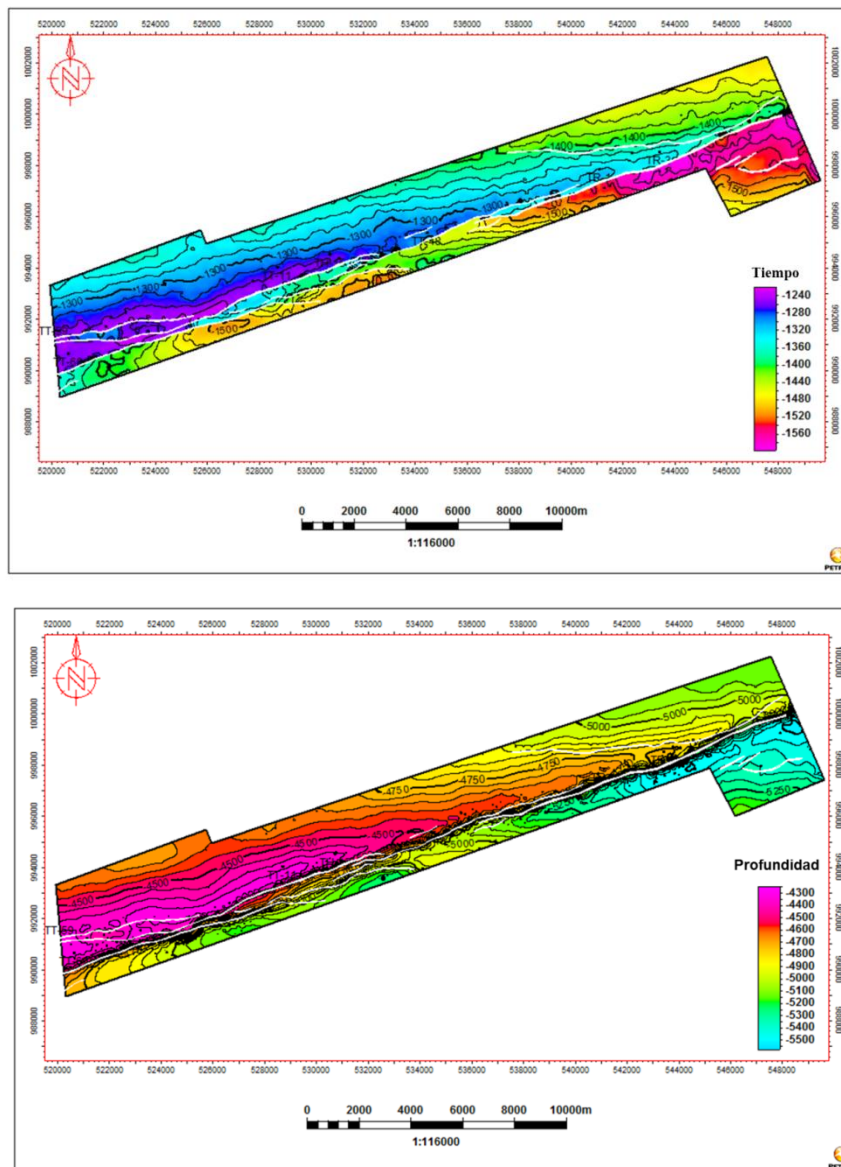


Figura 5.6 Mapa estructural en tiempo y en profundidad para el Tope de Temblador

5.1.2 Morichal Inferior

El tope del Miembro Morichal Inferior corresponde a una fase negativa. Fue difícil interpretarlo en algunas áreas debido a caídas laterales rápidas de amplitud y frecuencia. Los valores de tiempo se encuentran entre 1160 ms - 1480 ms y los de profundidad entre 3800 ft - 5000 ft (Figura N° 5.7) Se observa como desaparece la

falla que se encuentra al NE de la zona de estudio y aparecen tres pequeñas fallas en el centro.

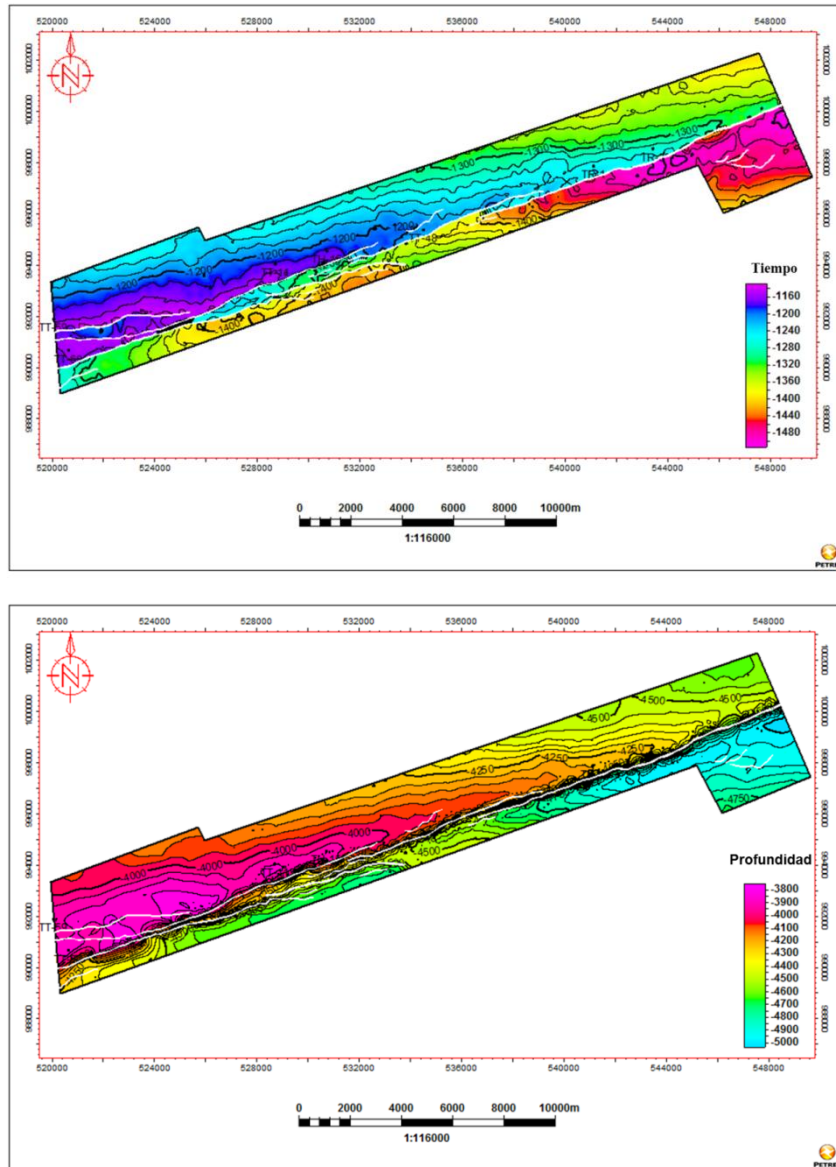


Figura 5.7 Mapa en tiempo y profundidad para el tope de Morichal Inferior

5.1.3 Morichal Superior

El tope del Miembro Morichal Superior fue interpretado como una reflexión negativa. Este evento está sísmicamente caracterizado por un contenido de frecuencia más bajo que en el caso de Morichal Inferior. Se pudo observar como a partir del pozo TH-19

aproximadamente, existe un acuñaamiento del tope del Miembro de este a oeste (Figura N° 5.8), por lo que a la hora de interpretarlo hubo cierta confusión sobre que reflector seguir. Este fue correlacionado con la línea sísmica 2D y el volumen sísmico de Uracoa para asegurar que el reflector seguido era el correcto.

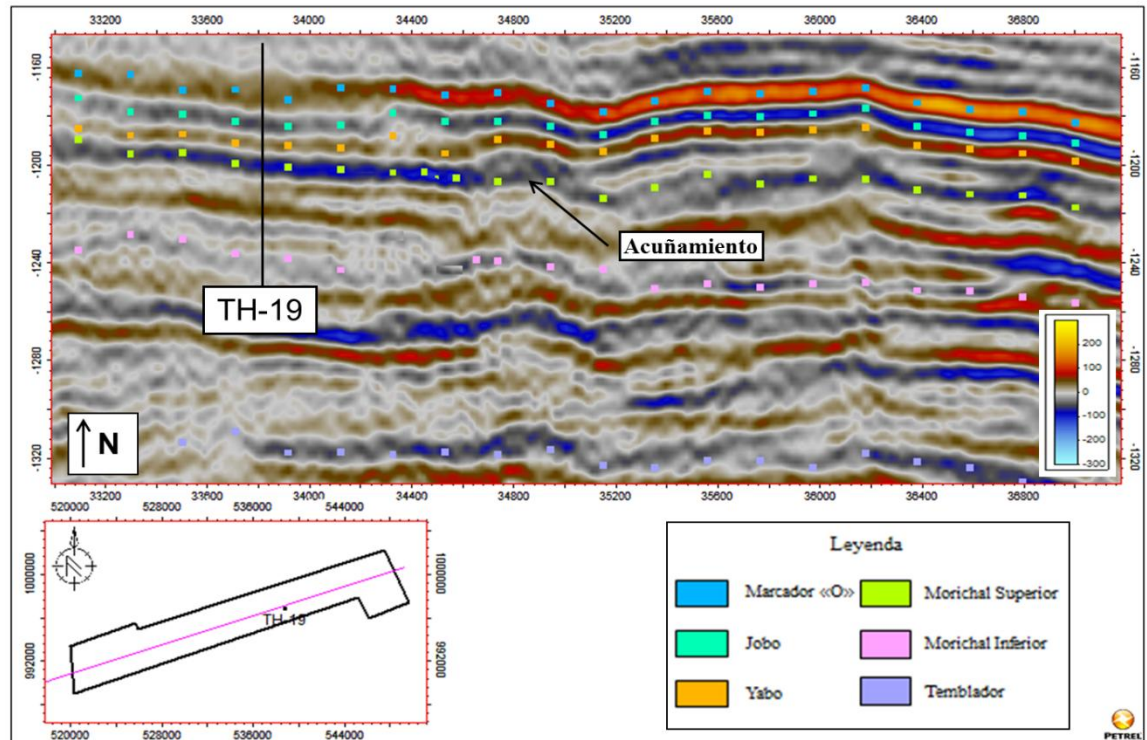


Figura 5.8 Acuñaamiento del Miembro Morichal Superior, cercano al pozo TH-19

En el mapa en tiempo tenemos valores que van desde 1120 ms a 1440 ms. Aumentando hacia el NE y sur de la zona de estudio, al igual que en los horizontes anteriores. Lo mismo ocurre con el mapa en profundidad (Figura N° 5.9).

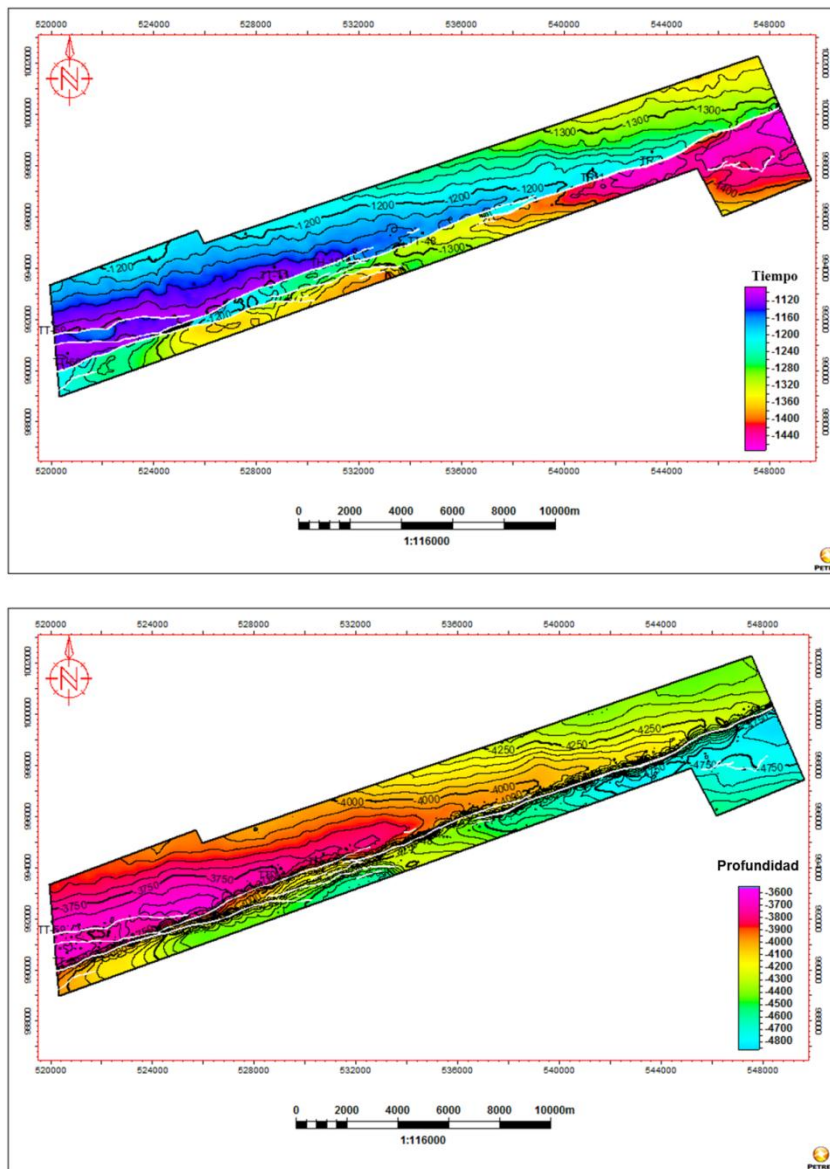


Figura 5.9 Mapa en tiempo y profundidad para el tope de Morichal Superior

5.1.4 Miembro Yabo

El tope del Miembro Yabo fue interpretado como una reflexión positiva fuerte, es un excelente marcador continuo a través del área del volumen sísmico. Esta reflexión representa una superficie de inundación y muestra el contraste de impedancia entre la base de las arenas del miembro Jobo y el tope de la lutita de Yabo.

El mapa en tiempo oscila entre 1120 ms y 1440 ms, y el de profundidad entre 3600 ft y 4800 ft (Figura N° 5.10). La estructura tipo graben es poco resaltada al igual que en los mapas anteriores, ya que no se observa saltos importantes en tiempo. En profundidad es casi invisible debido a su poco desplazamiento.

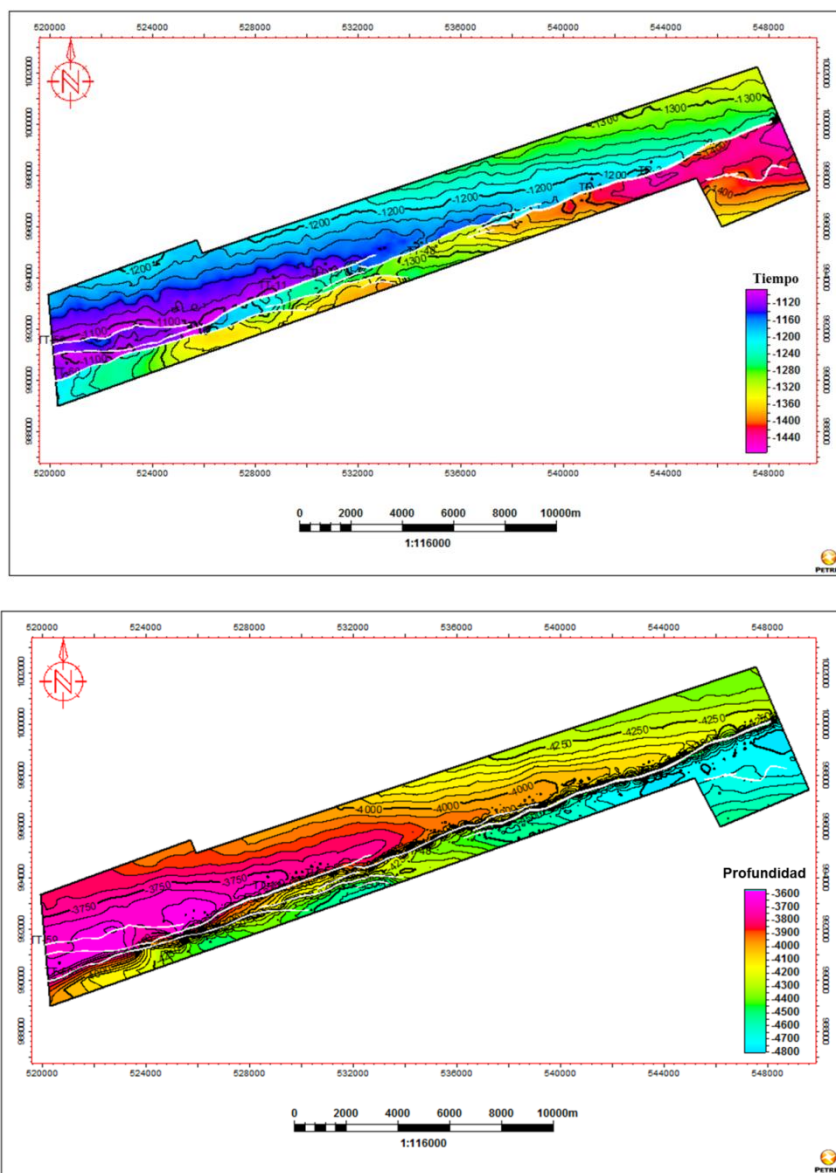


Figura 5.10 Mapa en tiempo y en profundidad para el tope de Yabo

5.1.5 Miembro Jobo

El tope del Miembro Jobo está caracterizado por una fase sísmica negativa de moderada a fuerte. El mapa en tiempo presenta valores entre 1000 ms - 1440 ms. La zona más profunda sigue manteniéndose hacia el NE, lo cual puede observarse también en el mapa de profundidad (Figura N° 5.11). Los gradientes de las curvas de nivel son más altos cercanos a las zonas de fallas, como consecuencia de sus saltos. Esta característica se observa también en los mapas de profundidad anteriores.

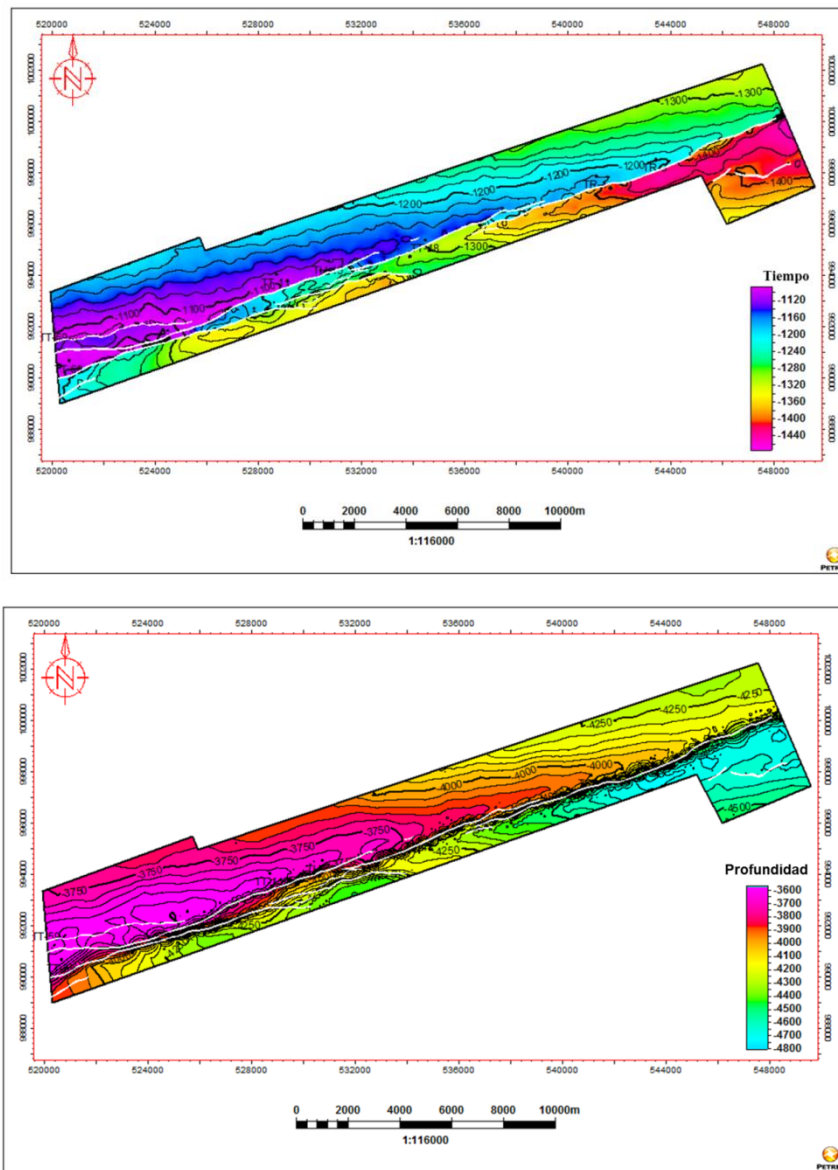


Figura 5.11 Mapa en tiempo y en profundidad para el tope de Jobo

Realizando una resta entre la superficie interpretada para el tope de Yabo y el tope de Jobo (Figura N° 5.12) se observa como las mayores diferencias en tiempo se tiene al oeste de la zona de estudio, por lo que se puede decir que este Miembro aumenta su espesor en esta dirección, pudiéndose corroborar con los datos de pozo.

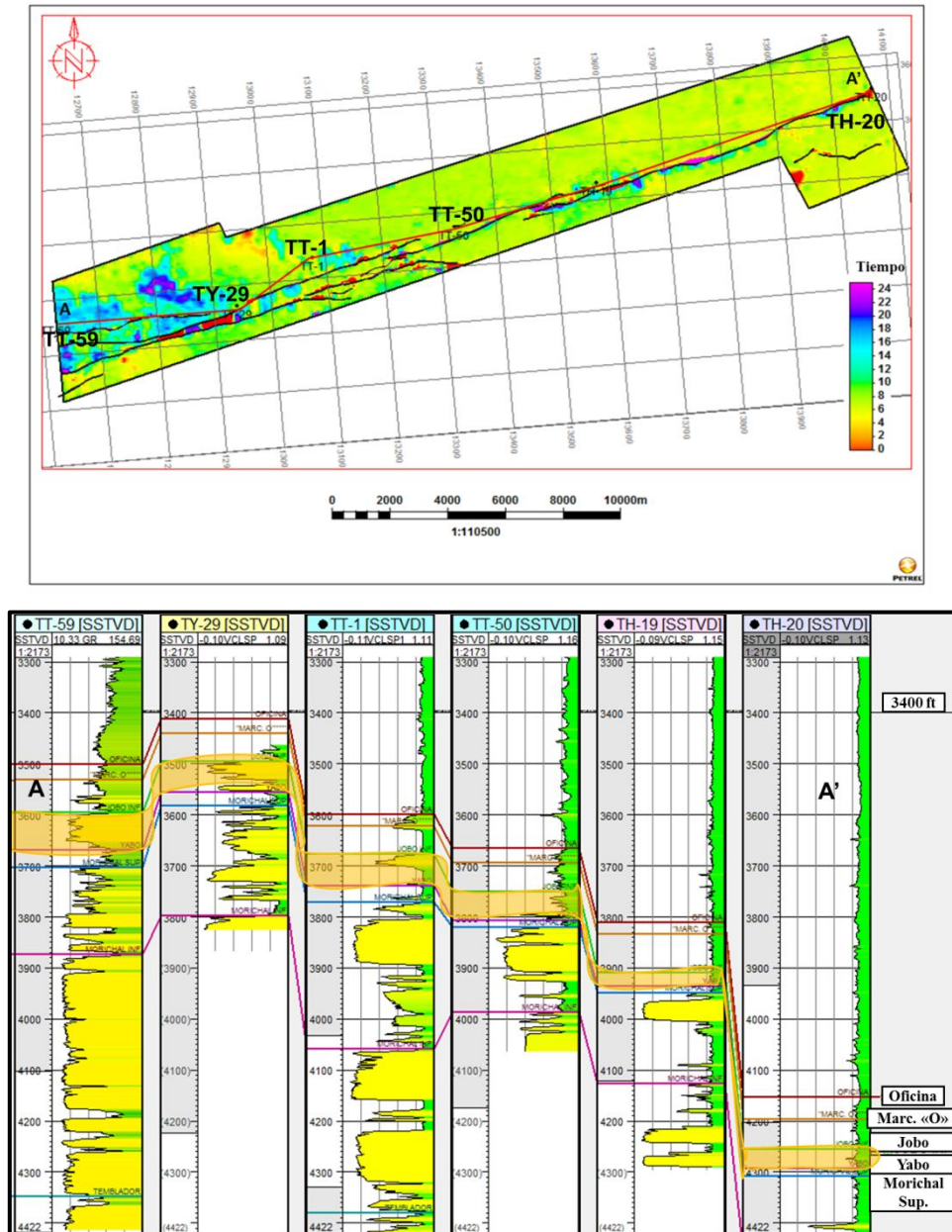


Figura 5.12 Mapa isócrono para Jobo (arriba), observe como el espesor sísmico aumenta al oeste de la zona de estudio, lo cual puede ser corroborado con los datos de pozo (abajo)

En la sección sísmica oeste-este (Figura N° 5.13) puede observarse como el Miembro Jobo se adelgaza hacia el este.

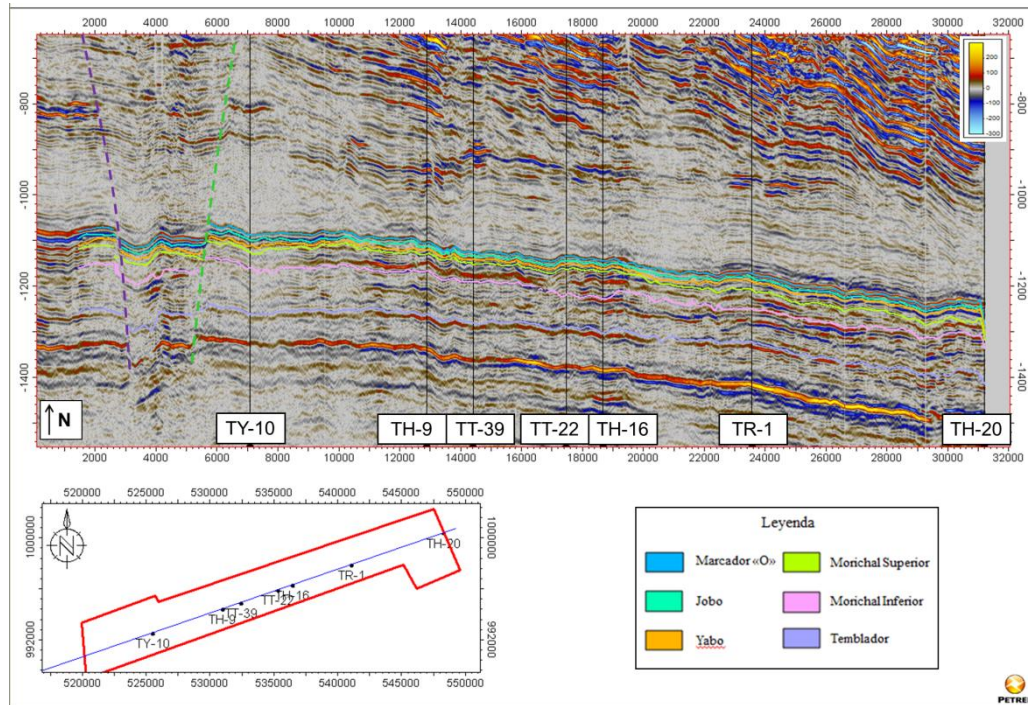


Figura 5.13 Sección sísmica oeste-este. Nótese como el Miembro Jobo se adelgaza hacia el este

5.1.6 Marcador “O”

El tope del Marcado “O” forma parte del inicio de la transgresión marina pre-Freites. Fue interpretado como una fase sísmica positiva de gran amplitud. Este evento separa sísmicamente las unidades más competentes del Terciario Temprano, de aquellas menos competentes del Terciario Tardío (Formación Freites). El mapa estructural en tiempo presenta valores entre 1080 ms y 1450 ms y el mapa en profundidad de 3500 ft a 4600 ft (Figura N° 5.14), los cuales muestran las mismas tendencias observadas anteriormente, es decir, una mayor profundidad al norte y NO del área de estudio.

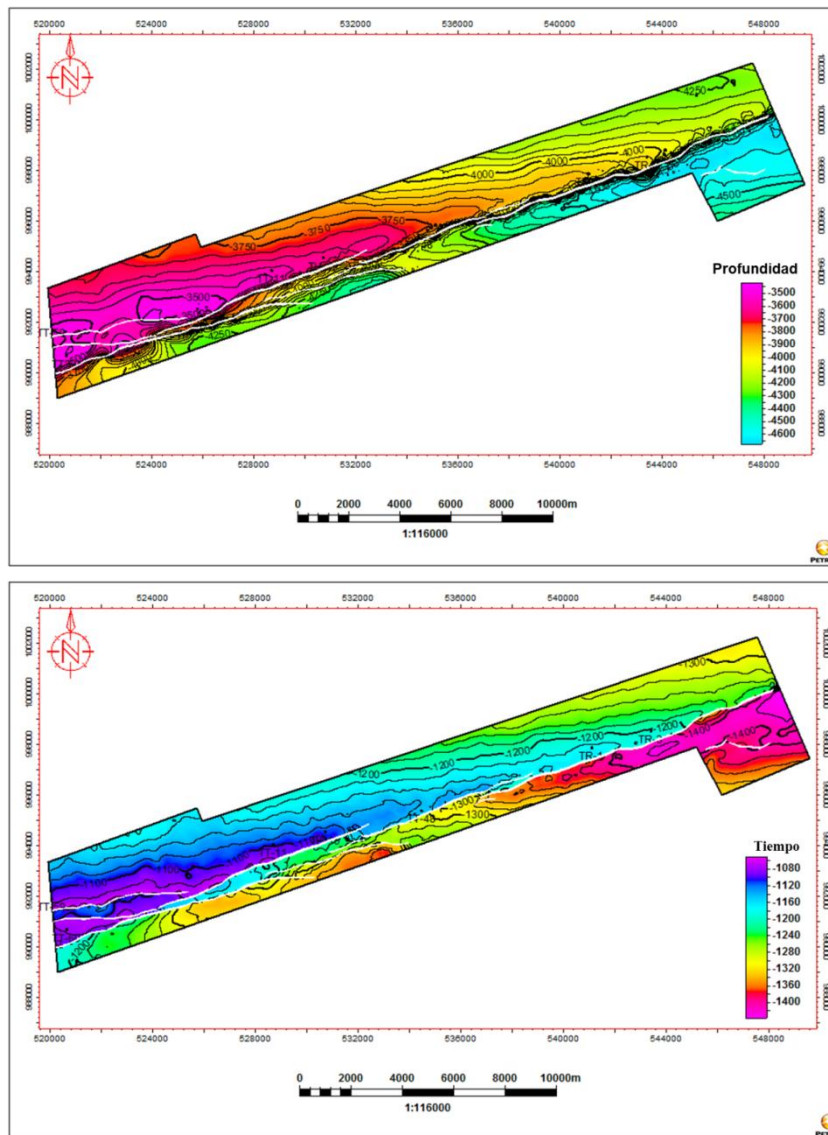


Figura 5.14 Mapa en tiempo y en profundidad para el tope de Marcado “O”

En general, se observó una configuración paralela o sub-paralela de los reflectores, lo cual sugiere periodos de estabilidad durante la depositación. La mayoría de las fallas fueron posteriores a la depositación de las secuencias, ya que éstas llegan a cortar los reflectores asociados a cada uno de los horizontes interpretados, aunque también se observó tectónica sin -sedimentaria. En los mapas de profundidad existe una buena consistencia y correlación con los mapas en tiempo, los cuales permitieron verificar las interpretaciones realizadas. Por otra parte, el sistema de fallas normales principal de dirección SO-NE presenta un salto vertical de 315 ft a 472 ft, y el sistema

secundario de fallas normales de reajuste, cuyos rumbos son casi oeste-este, un salto de falla de 25 ft a 54 ft.

5.2 COMPROBACIÓN DEL MODELO DE PROFUNDIDAD

Con la finalidad de validar el modelo de velocidades, se procedió a calcular el error en cuatro pozos (TT-68, TT-9, TH-18 y TR-7) que no fueron utilizados para la construcción del modelo de velocidades. Su ubicación se muestra en la Figura N° 5.15.

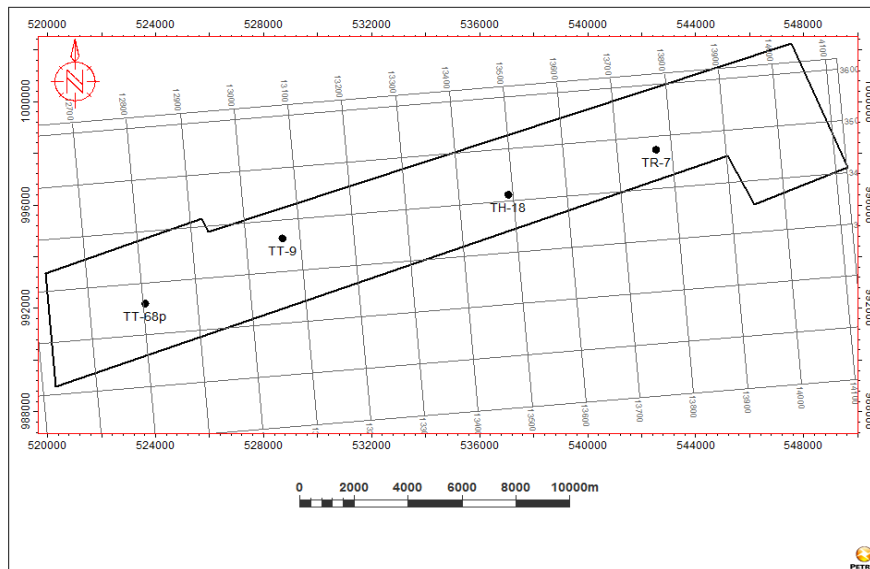


Figura 5.15 Pozos utilizados para validar el modelo de velocidades obtenido

Se proyectaron los pozos en los mapas de profundidad obtenidos para marcador “O”, Jobo, Yabo, Morichal Superior y Morichal Inferior, para conocer su intersección con éstos y compararlos con la profundidad de los topes de los Miembros interpretados provenientes de la correlaciones litoestratigráficas. Para el tope del Grupo Temblador no fue posible calcular el error, debido a que sólo se contaban con 5 pozos que perforaban dicha unidad, y todos fueron incluidos para obtener los mapas de velocidad. En la Tabla 5.1 se tiene el resumen de estos cálculos.

Tabla 5.1 Cálculo del error en los mapas estructurales en profundidad para los pozos TT-68, TT-9, TH-18 y TR-7

Pozo	Superficie	Profundidad en el pozo(ft)	Profundidad proyectada en el mapa de profundidad (ft)	Error (ft)	Resolución vertical (ft)
TT-68	Marcador "O"	3469	3436	33	45,820934
	Jobo	3520	3515	5	33,833534
	Yabo	3580	3550	30	37,197708
	Morichal Superior	3615	3630	15	42,706193
	Morichal Inferior	3800	3840	40	42,075329
TT-9	Marcador "O"	3734	3697	37	45,820934
	Jobo	3784	3752	32	33,833534
	Yabo	3845	3836	9	37,197708
	Morichal Superior	3877	3870	7	42,706193
TH-18	Marcador "O"	3800	3844	44	45,820934
	Jobo	3856	3860	4	33,833534
	Yabo	3889	3854	35	37,197708
	Morichal Superior	3900	3941	41	42,70619
	Morichal Inferior	4079	4118	39	42,075329
TR-7	Marcador "O"	3929	3946	17	45,820934
	Jobo	4004	4033	29	33,833534
	Yabo	4040	4115	35	37,197708
	Morichal Superior	4048	4075	35	42,706193
	Morichal Inferior	4180	4218	38	42,075329

Como se puede observar en la tabla anterior, el error es menor que la resolución vertical para las cinco superficies en los cuatro pozos estudiados. Este hecho demuestra que los mapas estructurales en profundidad generados en este estudio funcionan para las cinco secuencias interpretadas. Asimismo, cabe destacar que

mientras más lejos nos encontremos de los pozos utilizados para la transformación de tiempo a profundidad, el grado de incertidumbre aumentará y probablemente el porcentaje de error será mayor.

5.3 ANALISIS PROPIEDAD PETROFÍSICA – ATRIBUTO SÍSMICO

A continuación presentaremos los resultados obtenidos para cada una de las técnicas mencionadas en la sección 4.6.1.

5.3.1 Transformada lineal multi-atributos

5.3.1.1 Estimación de volumen de arcilla

En las Figuras N° 5.16 y 5.17 se observa la representación gráfica de los valores de error de entrenamiento y error de validación para el bloque centro y el bloque este respectivamente.

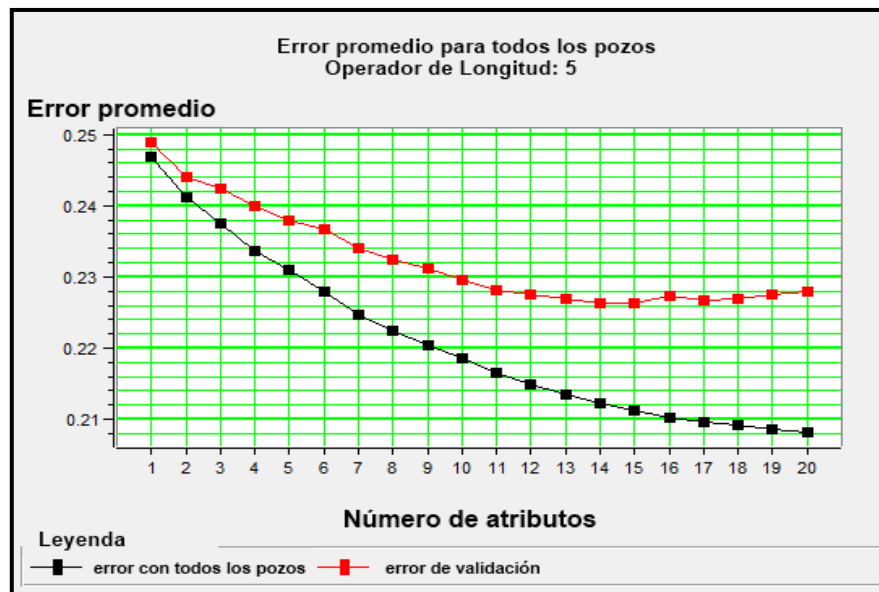


Figura 5.16 Gráfica de error de entrenamiento (curva negra) y error de validación (curva roja) para estimar volumen de arcilla en el bloque centro

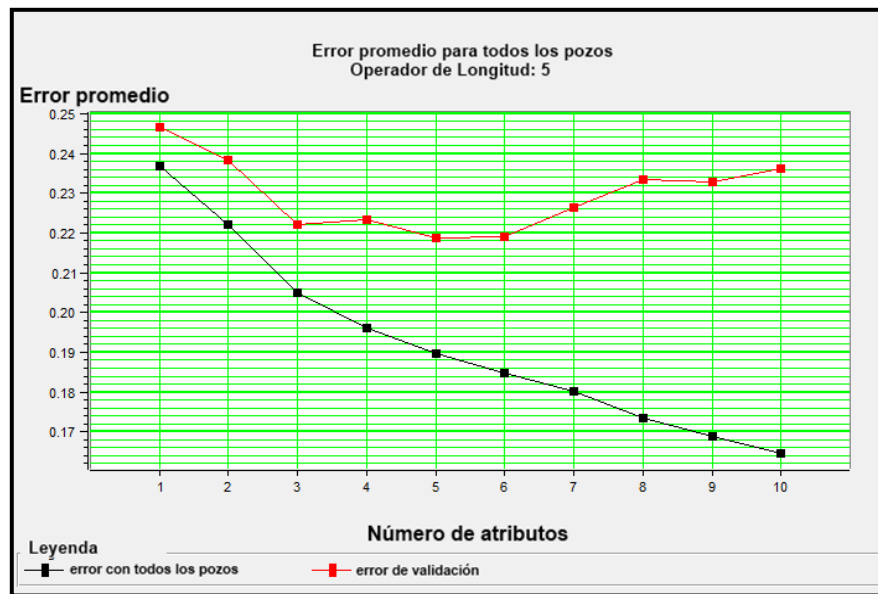


Figura 5.17 Gráfica de error de entrenamiento (curva negra) y error de validación (curva roja) para estimar volumen de arcilla en el bloque este

El número de atributos usados en este estudio fue determinado por cross-validación, como fue explicado en la metodología. En ambos casos, el error de validación es mayor que el error de predicción para cualquier número de atributos. Esto es, porque excluyendo un pozo de los datos de entrenamiento, resultará una disminución en el poder de predicción.

Para el bloque centro (Figura N° 5.16) la curva de error de validación incrementa a partir del atributo número 16. Sin embargo, se decidió utilizar un total de 10 atributos (Tabla 5.2), ya que incluir muchos atributos en el análisis, incrementa el orden del polinomio de la ecuación de estimación, por lo que puede estar estimando detalles muy finos o ruido de los registros de entrada.

En el bloque este, se utilizó los tres primeros atributos (Tabla 5.3) ya que la curva de validación incrementa en el cuarto atributo (Figura N° 5.17).

Tabla 5.2 Atributos sísmicos utilizados para la transformación multi-atributos para estimar volumen de arcilla en el bloque centro

	Registro objetivo	Atributos	Error de entrenamiento	Error de validación
1	Vsh	Raíz cuadrada(Impedancia acústica relativa)	0,246874	0,248933
2	Vsh	Reflexión caótica	0,241117	0,244097
3	Vsh	Frecuencia promedio	0,237444	0,242469
4	Vsh	Filtro 25/30-35/40	0,233749	0,2440041
5	Vsh	Coseno de fase instantánea	0,230935	0,237848
6	Vsh	log(F65)	0,22799	0,236656
7	Vsh	1/(Similaridad)	0,22479	0,234006
8	Vsh	Filtro 15/20-25/30	0,222451	0,232493
9	Vsh	Raíz cuadrada(Varianza de similitud)	0,220367	0,231269
10	Vsh	Cuadratura de la traza	0,218523	0,229664

Tabla 5.3 Atributos sísmicos utilizados para la transformación multi-atributos para el bloque este

	Registro objetivo	Atributos	Error de entrenamiento	Error de validación
1	Vsh	Filtro 5/10 - 15/20	0,236938	0,246468
2	Vsh	Frecuencia promedio	0,22206	0,238185
3	Vsh	(F25)*2	0,204842	0,222112

En la Figura N° 5.18 se muestra el grafico cruzado del volumen de arcilla original y el volumen de arcilla estimado para el bloque centro, obteniéndose un coeficiente de correlación de 0,5755.

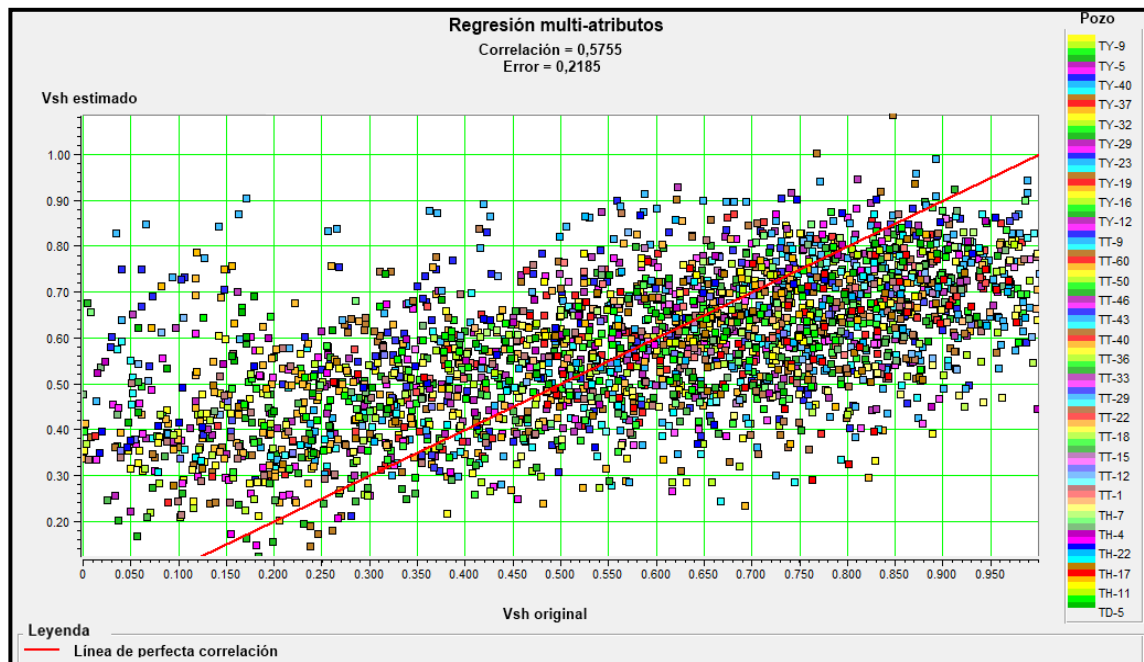


Figura 5.18 Regresión multi-atributos para la estimación de volumen de arcilla a partir de atributos sísmicos para el bloque centro. Volumen de arcilla estimado vs volumen de arcilla original

En la Figura N° 5.18 se puede observar la tendencia de sobreestimar valores bajos de volumen de arcilla y subestimar los valores altos por lo que el modelo final podría ser una versión suavizada del registro original.

Los registros de volumen de arcilla originales (negro) y estimados (rojo) al aplicar la transformada multi-atributos en 8 de 88 pozos se muestra en la Figura N° 5.19. La aplicación de la regresión lineal multi-atributo modela la curva de volumen de arcilla pero falla para los valores extremos.

La prueba de validación mostró un coeficiente de correlación de 0,5158 con un error de 0,2296 (Figura N° 5.20). Estos resultados muestran que la regresión lineal multi-atributos no está sobre-estimando los datos, ya que está mostrando un buen ajuste con datos no incluidos en el análisis.

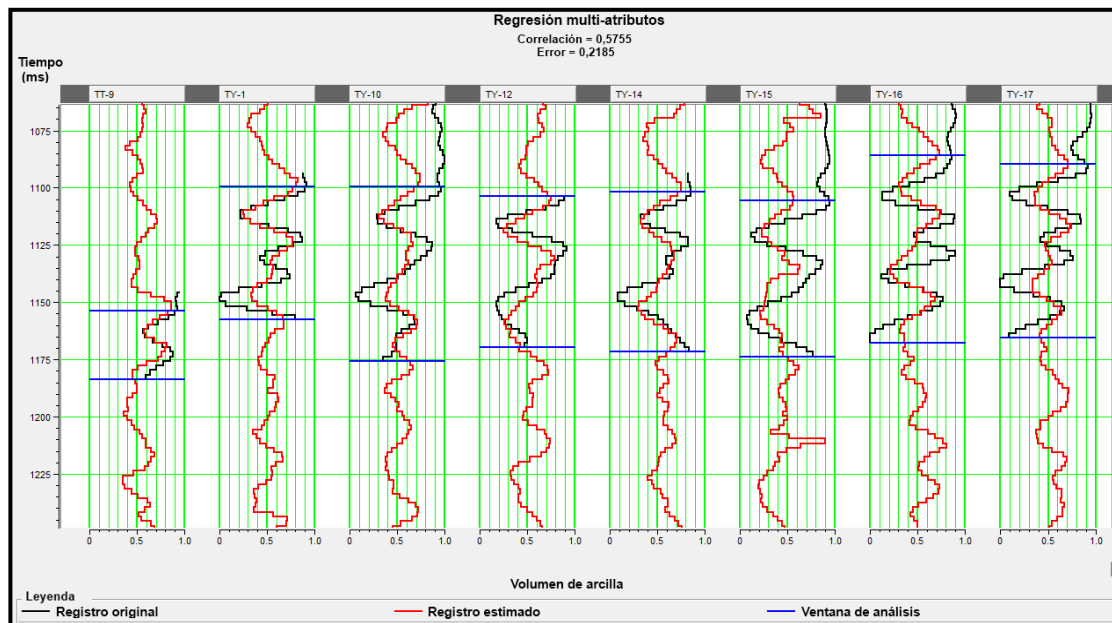


Figura 5.19 Comparación entre los registros de volumen de arcilla (negro) y estimados (rojo) a partir de la transformada multi-atributos en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 para el bloque centro

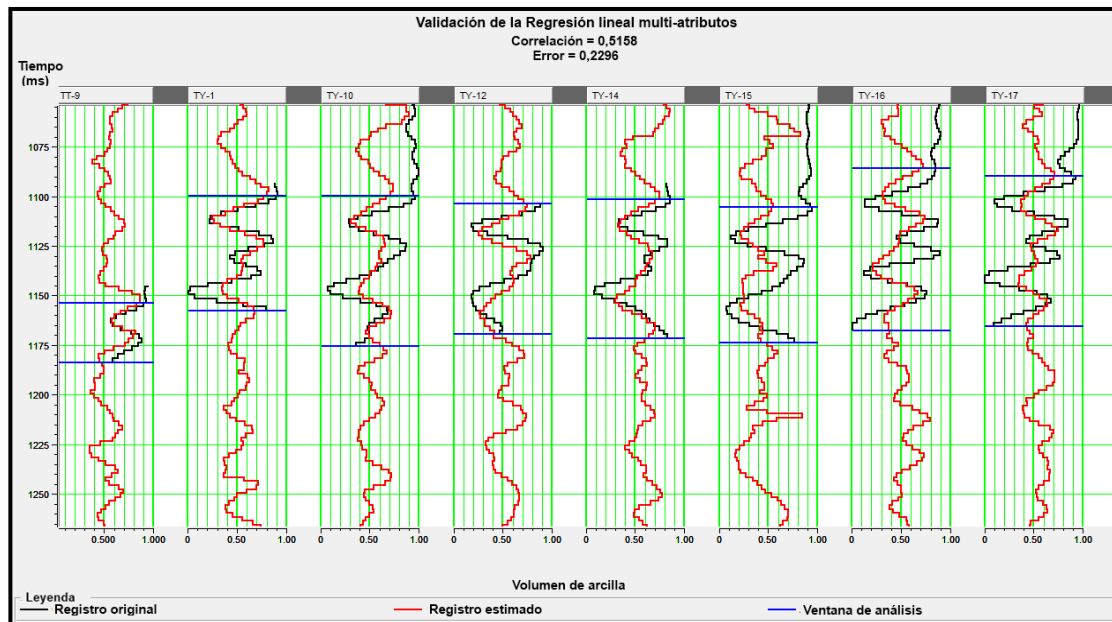


Figura 5.20 Validación de los resultados de la regresión lineal multi – atributos en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 para el bloque centro.

El gráfico cruzado de volumen de arcilla estimada vs volumen de arcilla original para el bloque este se muestra en la Figura 5.21. Se observa al igual que con el bloque

centro, una sobreestimación de los valores más bajos de volumen de arcilla, aunque con los valores altos muestra un mejor ajuste que con el bloque centro.

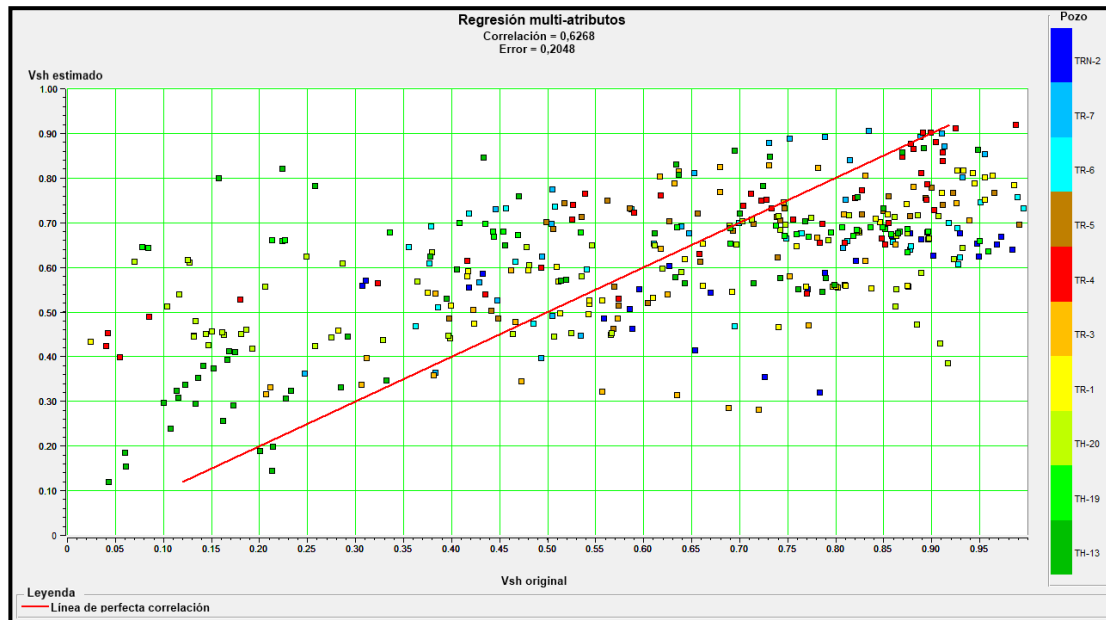


Figura 5.21 Regresión multi-atributos para la estimación de volumen de arcilla a partir de atributos sísmicos para el bloque este. Volumen de arcilla estimado vs volumen de arcilla original

Los registros de volumen de arcilla originales (negro) y estimados (rojo) al aplicar la transformada multi-atributos en 8 de 10 pozos se muestra en la Figura N° 5.22. Se puede observar como en comparación con el bloque centro, se tiene un pobre ajuste de la curva estimada con la curva original, a pesar de que se obtuvo un coeficiente de correlación mayor a éste. Este pobre ajuste puede ser asociado a los pocos datos que se tienen en esta zona (10 pozos), por lo que la estimación resultante es de menor calidad con respecto al otro bloque.

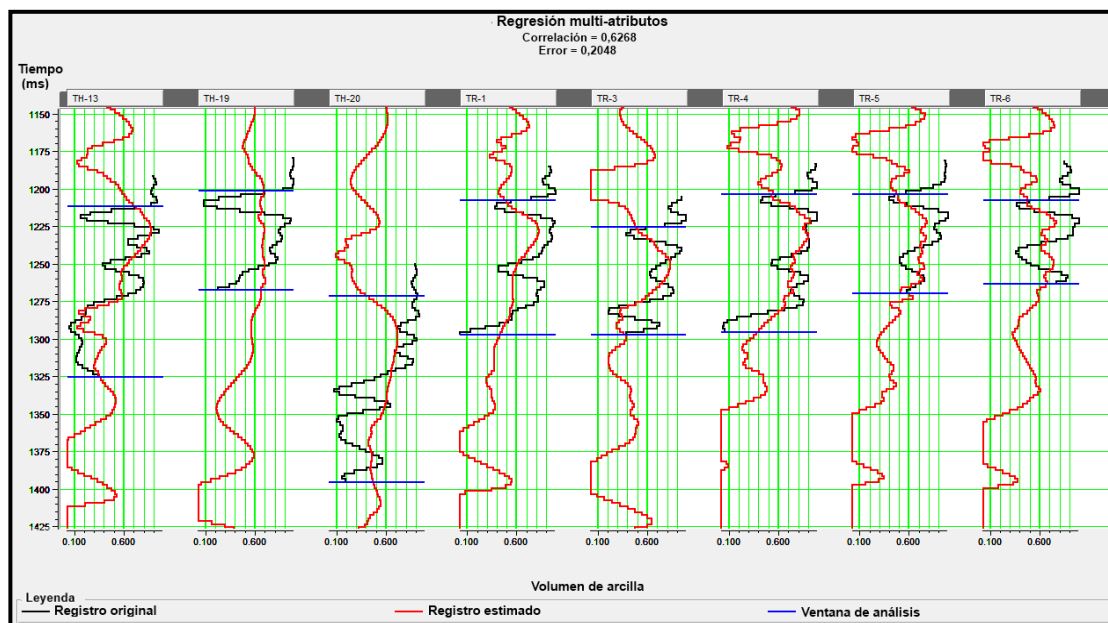


Figura 5.22 Comparación entre los registros de volumen de arcilla (negro) y estimados (rojo) a partir de la transformada multi-atributos en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 para el bloque este

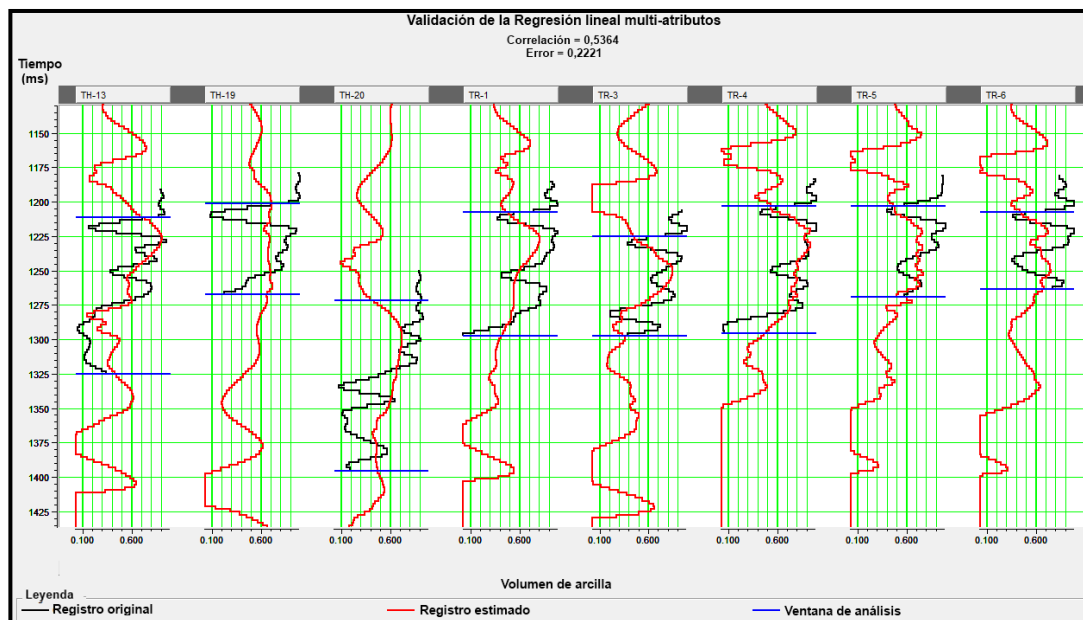


Figura 5.23 Validación de los resultados de la regresión lineal multi – atributos para estimar volumen de arcilla en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este

La prueba de validación mostró un coeficiente de correlación de 0,5364 con un error de 0,2221 (Figura N° 5.23). No se observa una diferencia considerable entre las

cuervas estimadas en la cross-validación y las obtenidas cuando se incluyen todos los pozos, constatando de esta forma que no existe sobre-estimación de los datos.

Es importante destacar que aunque se obtuvo mayores coeficientes de correlación para el bloque este que para el bloque centro, los registros estimados para este último mostró un mejor ajuste con los registros originales.

5.3.1.2 Estimación de porosidad total

En las Figuras N° 5.24 y 5.25 se observa la representación gráfica de los valores de error de entrenamiento y error de validación para el bloque centro y este, respectivamente. El mismo criterio para seleccionar el número de atributos fue utilizado. En ambas figuras se observa como el error de entrenamiento siempre es menor que el error de validación.

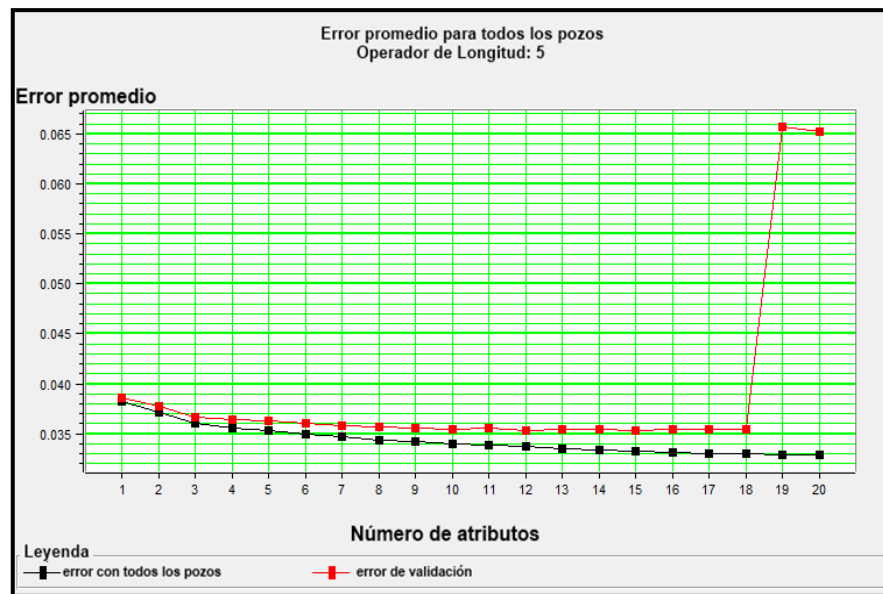


Figura 5.24 Gráfica de error de entrenamiento (curva negra) y error de validación (curva roja) para estimar porosidad en el bloque centro

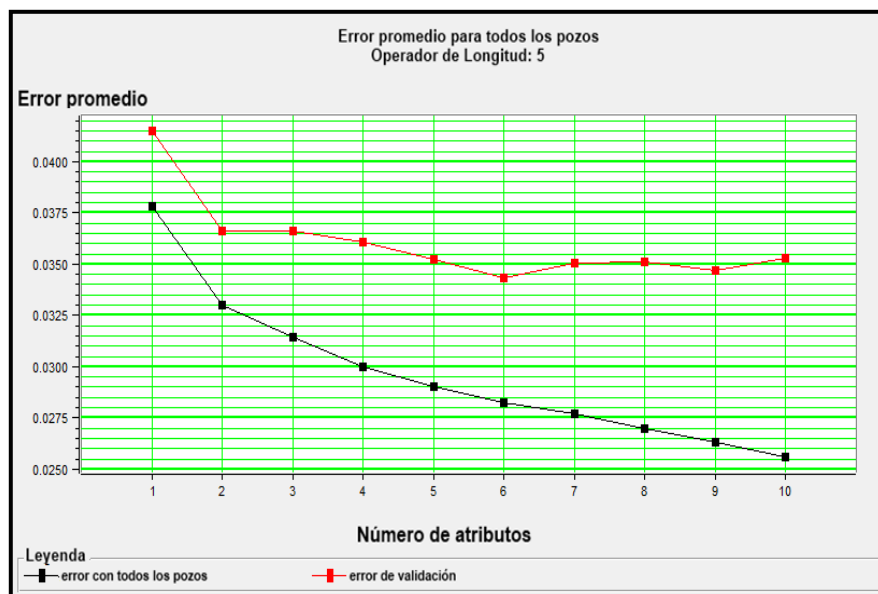


Figura 5.25 Gráfica de error de entrenamiento (curva negra) y error de validación (curva roja) para estimar porosidad en el bloque este

En la Figura N° 5.24, el aumento de la curva de error de validación ocurre en el atributo número 19. Al igual que con la estimación de volumen de arcilla, se decidió utilizar los primeros 10 atributos (Tabla 5.4), para evitar, como se dijo antes, que la transformación modele o estime ruido de los datos de entrada. Por otra parte, para el bloque este (Figura N° 5.25) el aumento ocurre en el atributo número 7, por lo que se utilizó solo 6 atributos (Tabla 5.5).

En la Figura N° 5.26 se muestra el gráfico cruzado entre la porosidad estimada vs la porosidad original para el bloque centro. El coeficiente de correlación obtenido es de 0,5315 con un error de 0,034. Se observa la misma tendencia de sobreestimación en los valores bajos y subestimación en los valores altos de porosidad.

Tabla 5.4 Atributos sísmicos utilizados para la transformación multi-atributos para estimar porosidad en el bloque centro

	Registro objetivo	Atributos	Error de entrenamiento	Error de Validación
1	Phit	Raíz cuadrada(Impedancia acústica relativa)	0,038286	0,03863
2	Phit	(Similitud suavizada) ²	0,037204	0,037783
3	Phit	Log(F75)	0,036077	0,0367
4	Phit	Filtro 25/30-35/40	0,035601	0,036396
5	Phit	Frecuencia promedio	0,035269	0,036267
6	Phit	Filtro 15/20-25/30	0,034965	0,03605
7	Phit	Coseno de fase instantánea	0,03667	0,035822
8	Phit	Reflexión caótica	0,034403	0,035707
9	Phit	Segunda derivada de amplitud instantánea	0,034209	0,035562
10	Phit	(Fault Pro) ²	0,034039	0,035485

Tabla 5.5 Atributos sísmicos utilizados para la transformación multi-atributos para estimar porosidad en el bloque este

	Registro objetivo	Atributos	Error de entrenamiento	Error de validación
1	Phit	Frecuencia promedio	0,037824	0,041487
2	Phit	Frecuencia dominante	0,033	0,036593
3	Phit	(F25) ²	0,031448	0,036603
4	Phit	Integral de la amplitud absoluta	0,029999	0,036054
5	Phit	Filtro 5/10-15/20	0,029049	0,035225
6	Phit	1/Varianza de la similitud	0,028225	0,034339

En la Figura N° 5.27, puede verse como la regresión lineal multi-atributo modela la curva de porosidad total, pero es incapaz de reproducir eficientemente las zonas donde el registro presenta altas deflexiones.

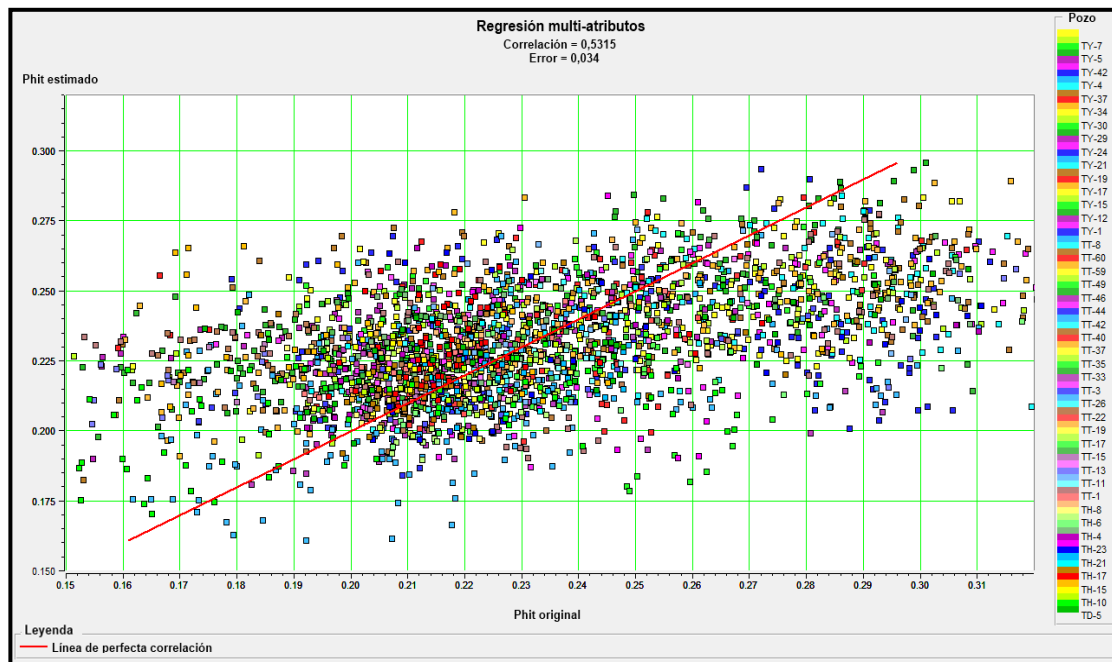


Figura 5.26 Regresión multi-atributos para la estimación de porosidad a partir de atributos sísmicos para el bloque centro. Porosidad estimada vs porosidad original

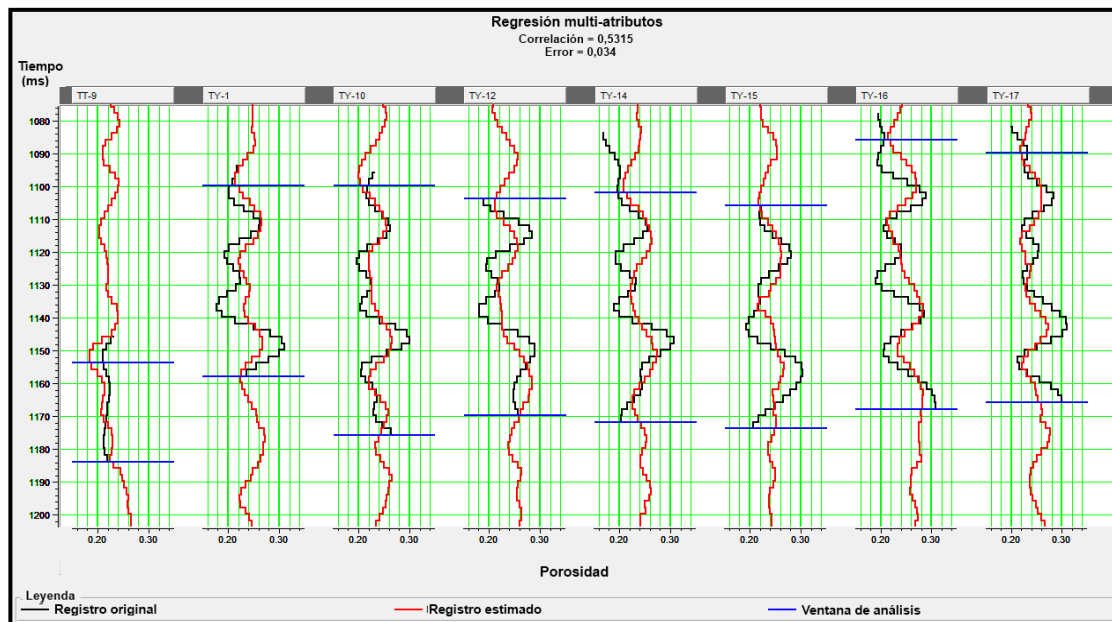


Figura 5.27 Comparación entre los registros de porosidad (negro) y estimados (rojo) a partir de la transformada multi-atributos en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 para el bloque centro.

La validación de la regresión lineal para 8 de los 88 pozos se muestra en la Figura N° 5.28. Se obtuvo un coeficiente de correlación de 0,4722 y un error de 0,035. La

transformada reproduce la tendencia general y logra un cierto ajuste con los picos de los registros originales.

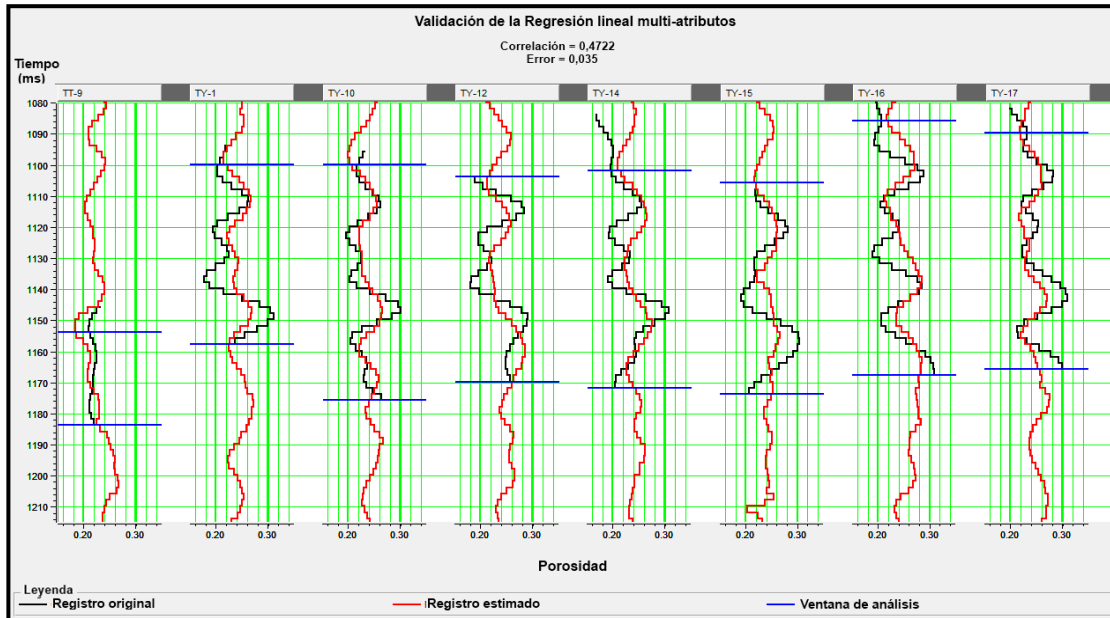


Figura 5.28 Validación de los resultados de la regresión lineal multi – atributos para estimar porosidad en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 en el bloque centro

El gráfico cruzado entre la porosidad estimada y la porosidad original para el bloque este, muestra un mejor control de los valores más bajos de porosidad en comparación con el bloque centro (Figura N° 5.29).

Aunque se tiene un alto valor de correlación, los registros estimados no reproducen eficientemente los registros de porosidad (Figura N° 5.30), únicamente describen cierta tendencia de los registros originales.

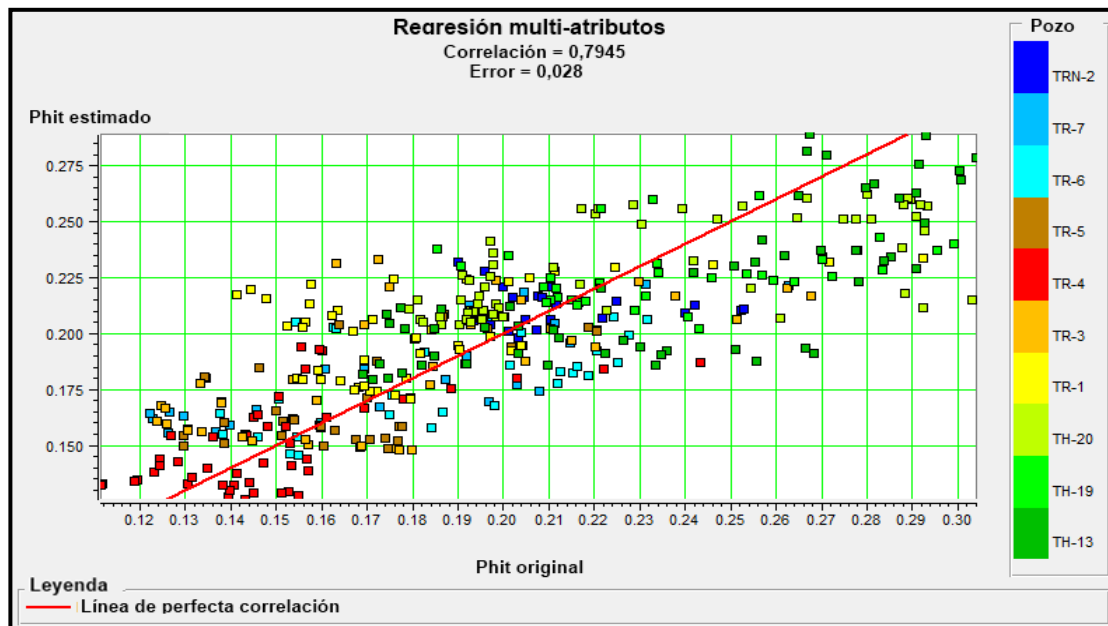


Figura 5.29 Regresión multi-atributos para la estimación de porosidad a partir de atributos sísmicos para el bloque este. Porosidad estimada vs porosidad original

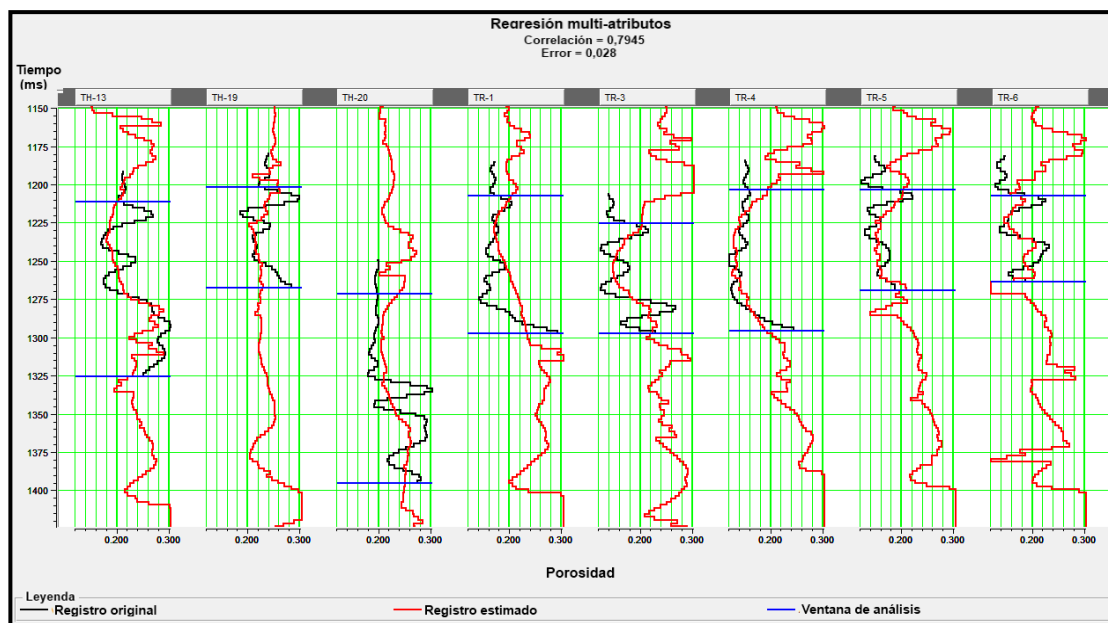


Figura 5.30 Comparación entre los registros de porosidad (negro) y estimados (rojo) a partir de la transformada multi-atributos en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 para el bloque este

En la validación se obtuvo un coeficiente de correlación de 0,675 y un error de 0,034. Al igual que con el volumen de arcilla, los registros estimados no presentan

una variación considerable con respecto a la curva obtenida cuando los pozos son incluidos en el análisis (Figura N° 5.31), por lo que puede decirse, que el pobre ajuste entre las curvas se debe a los pocos datos que se tiene en el bloque este, y no a la sobre-estimación de los datos.

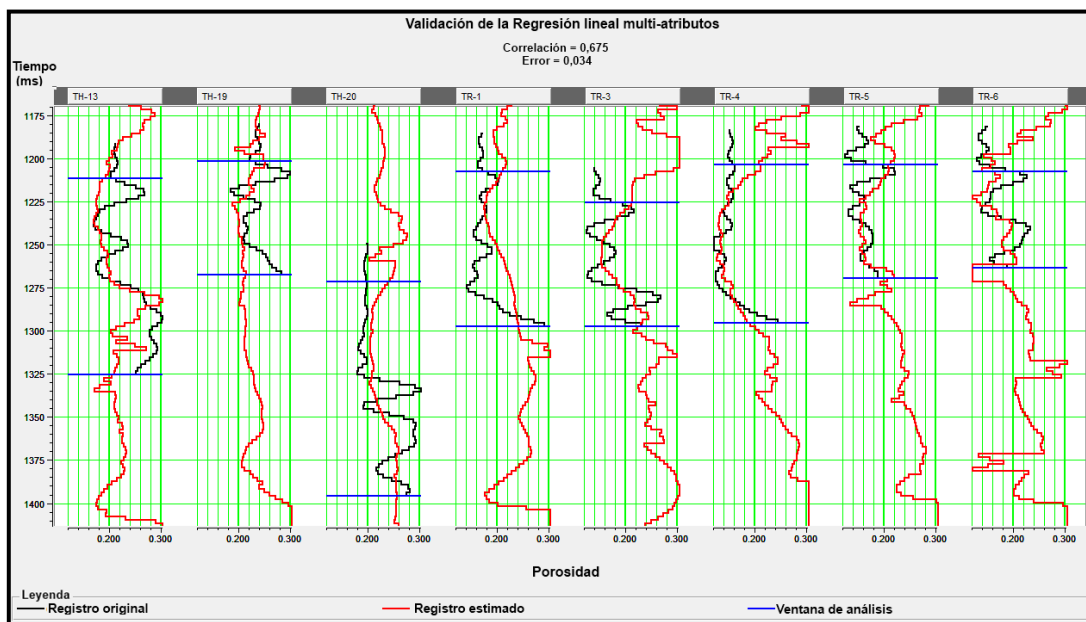


Figura 5.31 Validación de los resultados de la regresión lineal multi – atributos para predecir porosidad en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este

En forma general, los registros de volumen de arcilla y porosidad estimados son capaces de reproducir la tendencia general del original, sin embargo no logran definir las zonas de altas y bajas amplitudes. En la Tabla 5.6 se muestra el resumen de los resultados obtenidos utilizando regresión lineal multi-atributos.

Tabla 5.6 Resumen de los resultados obtenidos para el bloque centro y este del campo Temblador utilizando regresión lineal multi-atributos

Bloque		Coefficiente de correlación	Error de entrenamiento	Coefficiente de correlación (validación)	Error de validación
Centro	Vsh	0,5755	0,2185	0,5158	0,2296
	Phit	0,5315	0,034	0,4722	0,0354
Este	Vsh	0,6268	0,204	0,536	0,222
	Phit	0,794	0,028	0,675	0,034

5.3.2 Combinación de geoestadística y transformada multi-atributos

Las transformadas multi-atributos obtenidas previamente fueron aplicadas a todo el volumen sísmico, con el objetivo de generar los mapas de pseudo propiedades para los Miembros Jobo, Morichal Superior y Morichal Inferior, ya que eran necesarios para aplicar la técnica geoestadística.

5.3.2.1 Volumen de arcilla

En la Figura N° 5.32 se muestra el mapa de pseudo volumen de arcilla para el Miembro Jobo en el bloque centro, el cual, fue utilizado como variable secundaria en el *collocated cokriging*. Los valores de la propiedad petrofísica en cada pozo fueron extraídos en el punto donde las superficies interpretadas interceptan a éstos.

Los parámetros de los variogramas teóricos Sísmica-a-Sísmica se muestran en la Tabla 5.7 para cada miembro. Para generar los variogramas Pozo-a-Pozo y Pozo-a-Sísmica se usó la suposición Markov-Bayes, explicada en la sección 3.4.2.3.

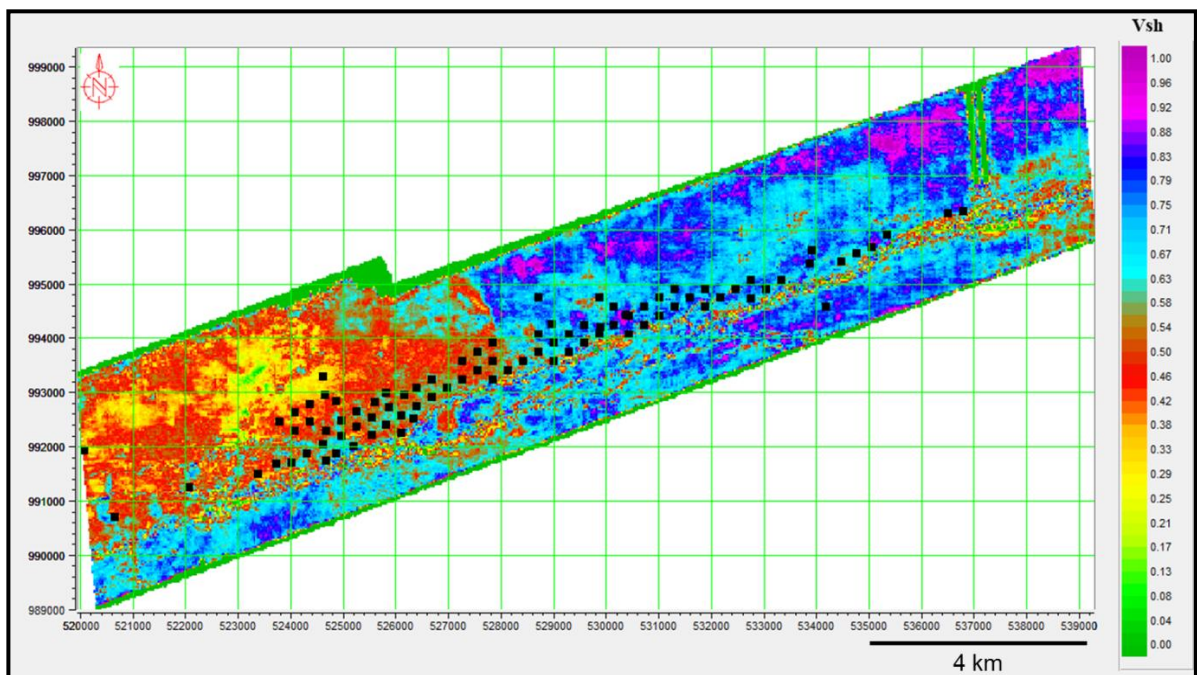


Figura 5.32 Mapa de pseudo volumen de arcilla para el Miembro Jobo en el bloque centro, en negro se muestra los pozos utilizados para el *cokriging*.

Tabla 5.7 Parámetros para cada uno de los variogramas Sísmica-a-Sísmica utilizado para el *collocated cokriging*

Bloque	Miembro	Rango	Meseta	Efecto pepita	Modelo teórico
Centro	Jobo	350	0,04	0,015	Esférico
	Morichal Sup.	400	0,026	0,018	Esférico
	Morichal Inf.	450	0,043	0,03	Esférico
Este	Morichal Sup.	1677	0,061	0,02	Esférico
	Morichal Inf.	1677,13	0,04	0,018	Esférico

En la Figura N° 5.33 se muestra los variogramas experimentales y teóricos para el Miembro Jobo en el bloque centro.

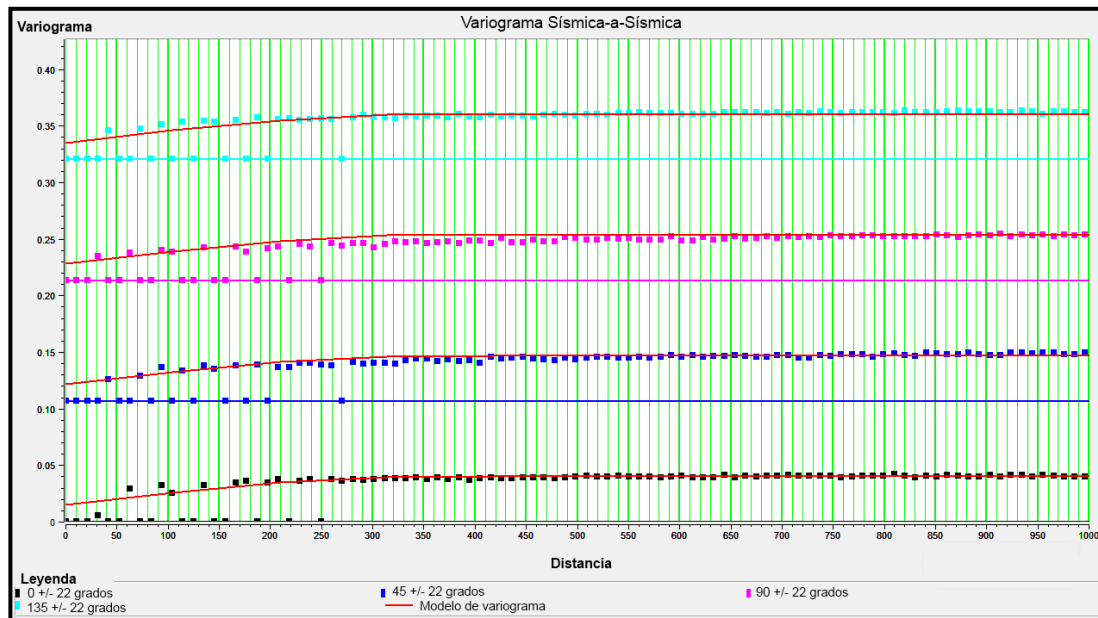


Figura 5.33 Variogramas Sísmica-a-Sísmica para el Miembro Jobo bloque centro

Los parámetros de los variogramas en cada bloque presentan valores parecidos entre sí, lo quiere decir que la propiedad dentro de cada miembro mantiene un comportamiento similar. Algo que resalta, es que el rango en el bloque este es mayor que el triple del rango más alto para el bloque centro, esto podría estar asociado al hecho que para el este del campo Temblador la presencia de arcilla aumenta, por los que los paquetes de arena se hacen más delgados y la variación lateral de facies es

menor que en el centro del campo, siendo así, mayor la distancia en la cual dos puntos pueden ser correlacionados.

Al realizar la cross-validación se obtuvo los coeficientes de correlación para cada miembro y su error asociado (Tabla 5.8). Aunque la diferencia de los errores entre el método de regresión lineal multi-atributos y los obtenidos con el presente método se encuentra por el orden de las centésimas, con el coeficiente de correlación no pasa lo mismo, tal y como puede ser observado en las Tablas 5.7 y 5.8. Para el Miembro Jobo fue donde se encontró un coeficiente de correlación alto (0,6812).

Tabla 5.8 Errores y coeficientes de correlación obtenidos al aplicar la cross-validación

Bloque	Miembro	Error de validación	Coeficiente de correlación (Validación)
Centro	Jobo	0,1209	0,6812
	Morichal Sup.	0,11407942	0,19310511
	Morichal Inf.	0,2082068	0,13243538
Este	Morichal Sup.	0,171851531	-0,09636975
	Morichal Inf.	0,14524338	0,40277329

En la Figura N° 5.34 se muestra el resultado obtenido para el Miembro Jobo. Nótese como existe una excelente correspondencia entre los valores en pozo y el valor en el mapa, éstos representados con la escala de colores. Esto no ocurrió para otros Miembros, donde se obtuvieron mapas de pseudo volumen de arcilla con presencia de cierres alrededor de los datos, siendo el caso más extremo el de Morichal Inferior para el bloque este (Figura N° 5.35).

Debido a los resultados obtenidos con los mapas de pseudo volumen de arcilla, se decidió no realizar las pruebas para obtener los mapas de pseudo porosidad, ya que en lugar de mejorar la estimación de la propiedad hubo una desmejora. En tal sentido se hizo necesario emplear otra técnica, como lo son las redes neuronales, las cuales han ganado una atención significativa en geofísica en años recientes, ya que su característica no lineal permite aumentar el poder predictivo de las transformadas.

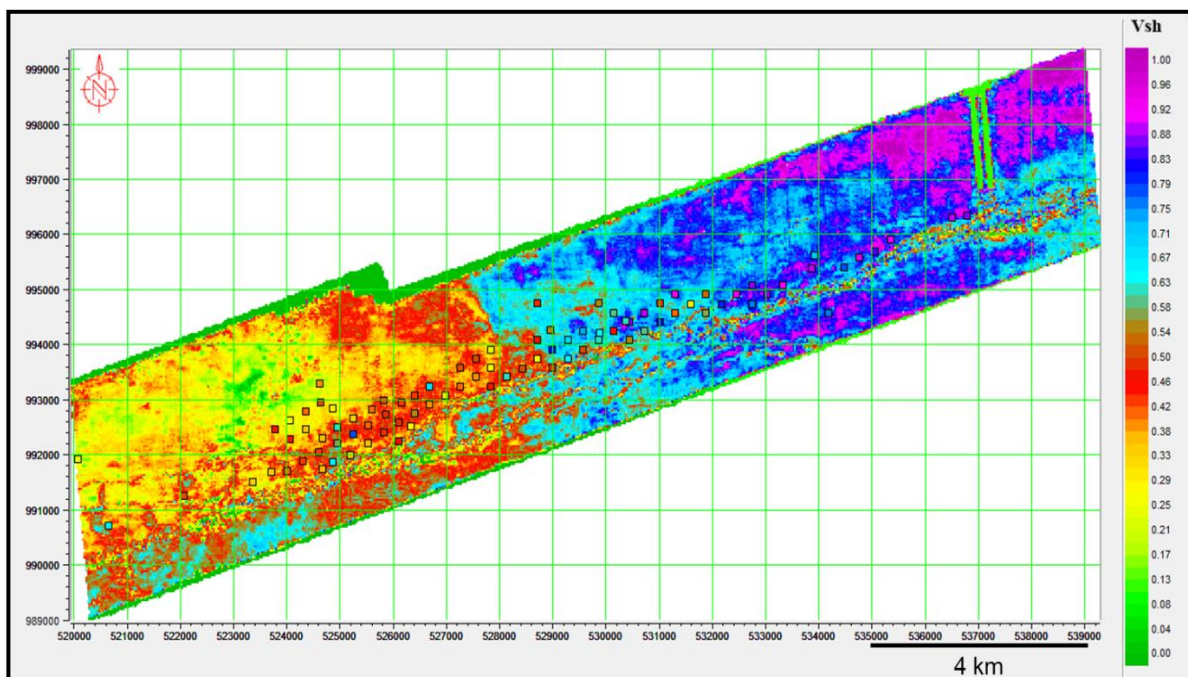


Figura 5.34 Mapa de pseudo volumen de arcilla para el Miembro Jobo del bloque centro obtenido con *collocated cokriging*

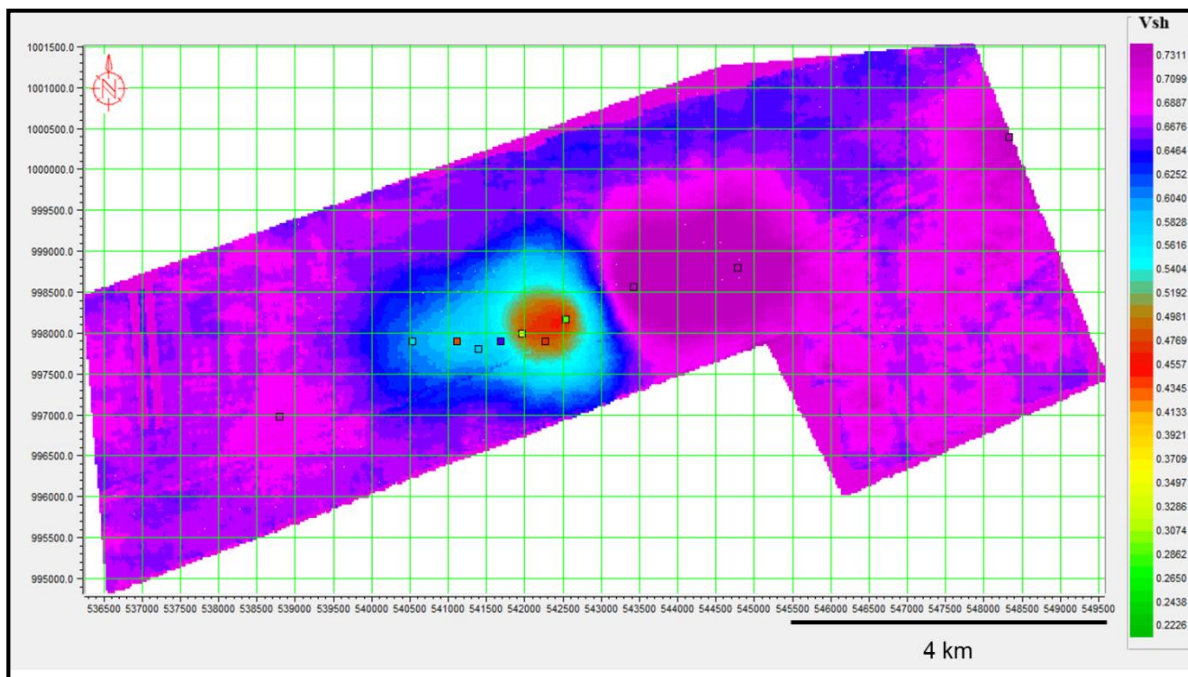


Figura 5.35 Mapa de pseudo volumen de arcilla para el Miembro Morichal Inferior del bloque este obtenido con *collocated cokriging*

5.3.3 Redes Neuronales

A continuación, se muestra los resultados de las transformadas obtenidas a través del entrenamiento de la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) y la Red Neuronal Probabilística (PNN), junto con la regresión lineal multi-atributos para estimar volumen de arcilla y porosidad (Tabla 5.9 y 5.10). Los gráficos cruzados entre la propiedad estimada y la original, así como la aplicación y la validación para algunos pozos se presentan en el Apéndice A.

Tabla 5.9 Resumen de los resultados obtenidos para la estimación de los registros de volumen de arcilla y porosidad para el bloque centro

Propiedad	Método	Coefficiente de correlación	Error de entrenamiento	Coefficiente de correlación (validación)	Error de validación
Volumen de arcilla	Multi-atributo	0,5755	0,2185	0,5158	0,2296
	MLFN	0,6272	0,2081	0,4639	0,241
	PNN	0,8633	0,1469	0,5581	0,2221
Porosidad	Multi-atributo	0,5315	0,034	0,4722	0,035
	MLFN	0,5961	0,0322	0,3853	0,0379
	PNN	0,8413	0,023	0,4636	0,035

Para el bloque centro, la transformada con que se obtuvo los mejores resultados fue con la Red Neuronal Probabilística (PNN), ya que mostró el mayor coeficiente de correlación y el menor error. Por otra parte, en el coeficiente de correlación de validación, se obtuvo una disminución con respecto a la regresión multi-atributo para estimar porosidad. Sin embargo, los registros estimados con la PNN mostraron un mejor ajuste con los registros originales, sobre todo en las grandes deflexiones. Por lo que es posible establecer, que la transformada obtenida con la PNN constituye el mejor método de estimación de volumen de arcilla y porosidad para este bloque, aunque para ambas propiedades persiste la sobreestimación de los valores bajos y la subestimación de los valores más altos, característica que fue observada en las tres transformadas obtenidas.

Tabla 5.10 Resumen de los resultados obtenidos para la estimación de los registros de volumen de arcilla y porosidad para el bloque este

Propiedad	Método	Coefficiente de correlación	Error de entrenamiento	Coefficiente de correlación (validación)	Error de validación
Volumen de arcilla	Regresión Multi-atributo	0.6268	0.204	0.536	0.222
	MLFN	0.6837	0.191	0.2144	0.335
	PNN	0.7619	0.1760	0.4199	0.2393
Porosidad	Regresión Multi-atributo	0.794	0.028	0.675	0.034
	MLFN	0.9321	0.016	0.2083	0.062
	PNN	0.8342	0.026	0.530	0.039

En el bloque este, los registros estimados muestran un menor ajuste con los registros originales en comparación con el bloque centro, a pesar de contar con altos valores de coeficientes de correlación. Para volumen de arcilla, la Red Neuronal Probabilística (PNN) obtuvo el mayor coeficiente de correlación, pero los registros estimados con la MLFN predijeron con mayor precisión los registros originales, especialmente en los valores extremos. En el caso de la porosidad, la MLFN fue la que mostró el mejor coeficiente de correlación y la mejor estimación de los registros, los cuales eran prácticamente iguales a los registros originales.

La MLFN obtuvo el menor coeficiente de correlación de validación para las dos propiedades. Sin embargo, para las tres transformadas, los registros estimados en la cross-validación tendían a ser lineales y presentar suaves deflexiones, no coincidiendo con los registros originales. Por lo que concluir sobre cual transformada usar para obtener los mapas de pseudo propiedades resultaba más complejo que para el bloque centro.

Con la ayuda del otro tipo de validación realizado, es decir, comparando las trazas de los pozos no incorporados en el análisis (TT-25, TD-4, TY-22 y TR-2) con los

registros originales de volumen de arcilla y porosidad (Figura N° 5.36, 5.37 y 5.38) se pudo escoger definitivamente la transformada que mejor estima dichas propiedades.

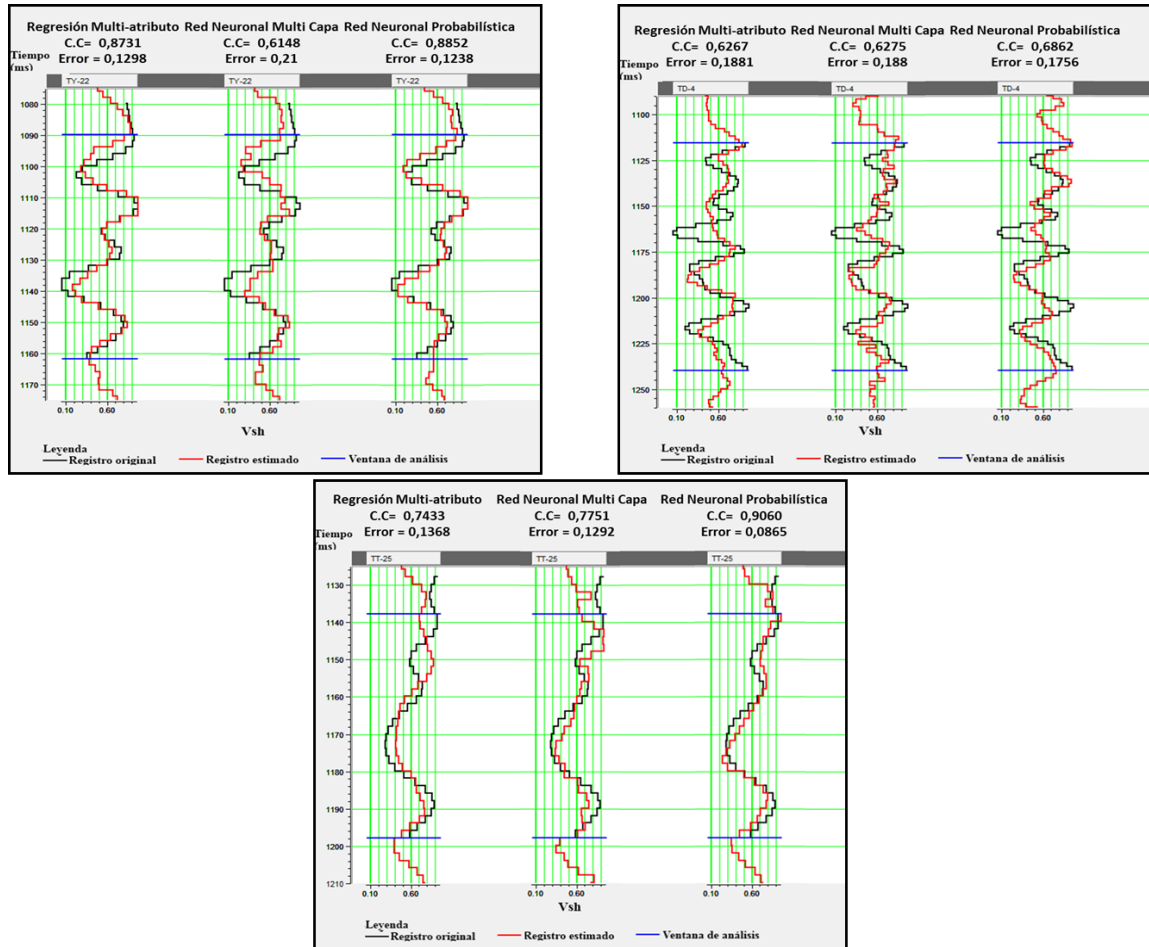


Figura 5.36 Comparación de los registros de volumen de arcilla estimados (rojo) y originales (negro) para los pozos no incorporados en el análisis TT-25, TD-4 y TY-22 en el bloque centro

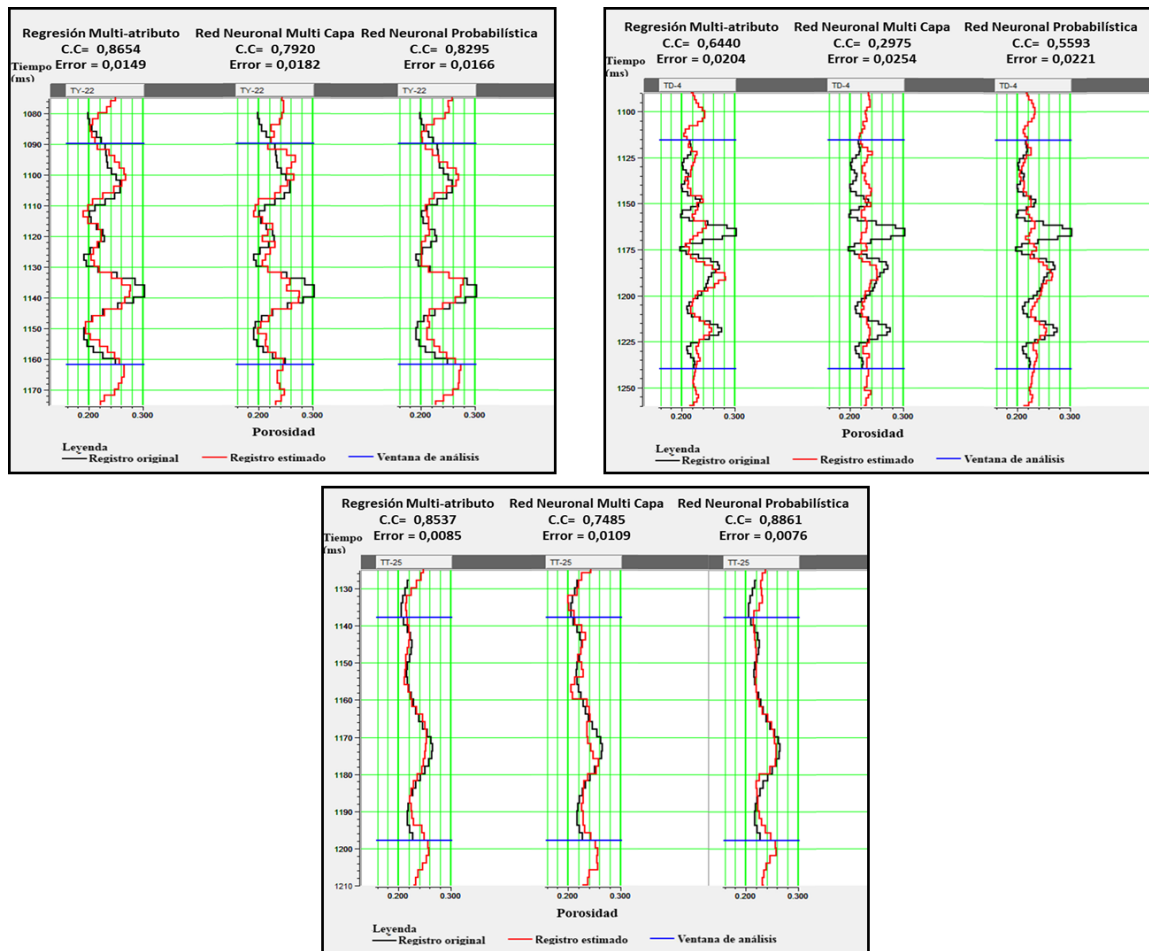


Figura 5.37 Comparación de los registros de porosidad estimados (rojo) y originales (negro) para los pozos no incorporados en el análisis TT-25, TD-4 y TY-22 en el bloque centro

Al realizar la comparación en las Figura N° 5.36 y 5.37, se observa que la Red Neuronal Probabilística correlaciona muy bien con los registros de volumen de arcilla y porosidad, permitiendo así, validar la predicción. Para volumen de arcilla la PNN obtuvo el mayor coeficiente de correlación y el menor error para todos los pozos.

En porosidad solo para el pozo TT-25 se obtuvo la mejor correlación, siendo mejorada por el método de regresión lineal multi-atributos, sin embargo puede verse claramente en la Figura N° 5.37 que la PNN estima muy bien este registro, por lo que se decidió generar los mapas de pseudo propiedades para el bloque centro con la transformada obtenida con esta red neuronal.

En el bloque este, las transformadas no logran un buen ajuste con los registros originales (Figura N° 5.38), sin embargo, la MLFN fue la obtuvo un mayor

coeficiente de correlación y un menor error. Debido a esto, y a los resultados vistos anteriormente se decidió utilizar esta red para generar los mapas de pseudo propiedades para el bloque este.

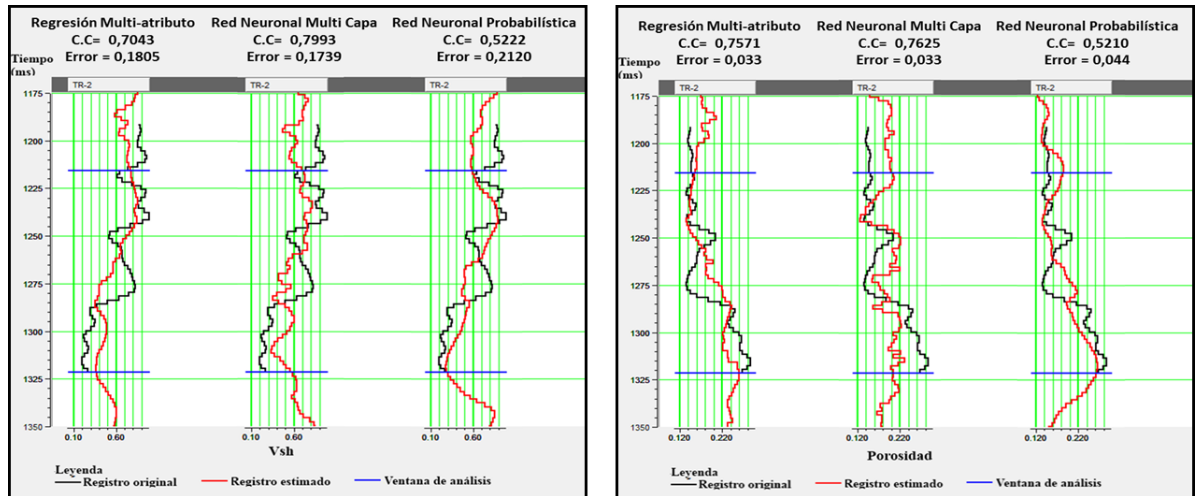


Figura 5.38 Comparación de los registros de volumen de arcilla y porosidad estimados (rojo) y originales (negro) para el pozo no incorporado en el análisis TR-2 en el bloque este

5.4 MAPAS DE PSEUDO PROPIEDADES

Como se ha mencionado anteriormente las propiedades petrofísicas que fueron estimadas para cada miembro fueron el volumen de arcilla y la porosidad. Dichas propiedades son un discriminador directo de arenas y lutitas. Estudios petrofísicos del área han asociado altas porosidades a arenas, a continuación se muestra el gráfico cruzado donde se ilustra este hecho (Figura N° 5.39).

En la Figura N° 5.39 se evidencia que las arenas (amarillo) presentan los mayores valores de porosidad y las lutitas (verdes) los menores valores, hecho que confirma que la porosidad es capaz de discriminar litologías.

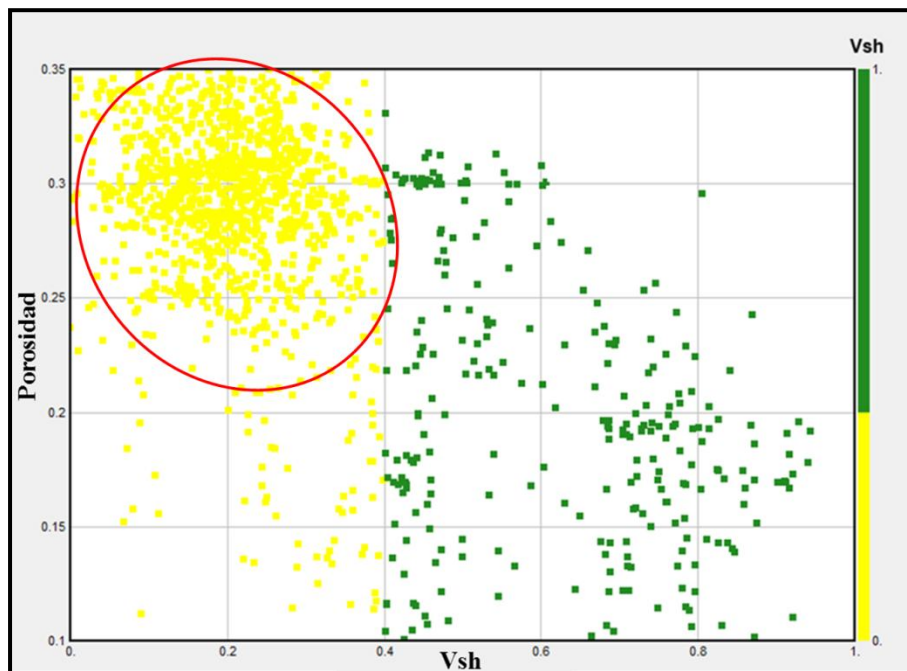


Figura 5.39 Gráfico cruzado de porosidad vs volumen de arcilla para los pozos TT-59 y TT-60. Se utilizó un cutoff de 0,40 para arenas. En el óvalo rojo se resaltan las altas porosidades asociadas a arena.

5.4.1 Mapas de pseudo propiedades para el Miembro Jobo

Los mapas de pseudo propiedades para el Miembro Jobo fueron tomados en la superficie de inundación, justo al tope de éste miembro. En la Figura N° 5.40 se puede ver el mapa de pseudo volumen de arcilla. Este indica aumento de la propiedad en una dirección aproximada SO-NE. Aunque el mapa (Figura N° 5.40) muestra desarrollo de arena hasta aproximadamente el pozo TT-26, en los registro de pozo más al este (TT-1 y TT-44) (Figura N° 5.43), se observan pequeños paquetes de arena (de 20 ft a 10 ft), pero éstos no logran ser diferenciados en el mapa de Jobo ya que la misma se encuentra por debajo de la resolución sísmica.

De acuerdo a la disposición de las arenas, puede inferirse un aporte de sedimentos provenientes del sur y suroeste del Escudo de Guayana.

La Formación Oficina se compone principalmente de una alternancia de areniscas y lutitas fluvio-deltáicas, por lo que se esperaría observar canales. Sin embargo, Hedberg et al. 1947 c. p. Gonzalez de Juana et al. 1980 menciona que en los

horizontes superiores de esta Formación, las arenas de canal están reemplazadas por cuerpos de mayor extensión lateral.

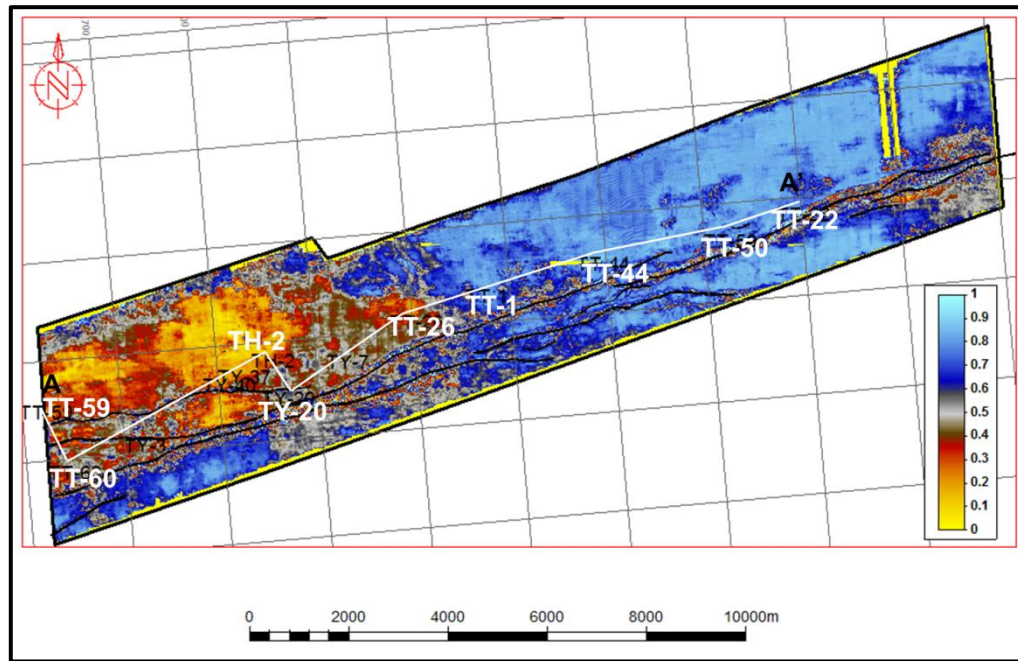


Figura 5.40 Mapa de pseudo volumen de arcilla al tope de Jobo FS. Las rayas amarillas observada al este del mapa son debido a falta de datos sísmicos en esta zona, por lo que está presente en todos los mapas

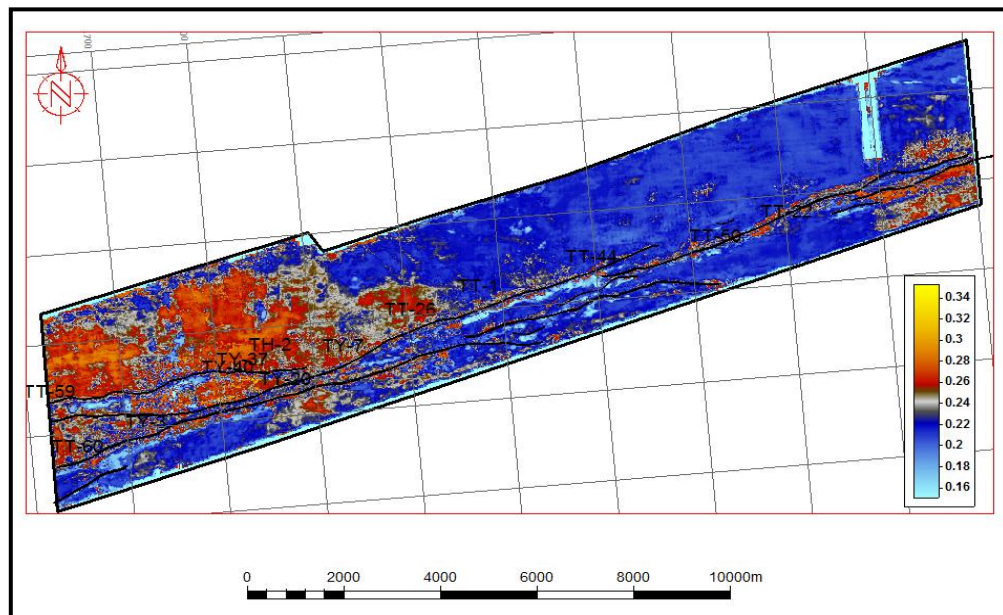


Figura 5.41 Mapa de pseudo porosidad al tope de Jobo FS

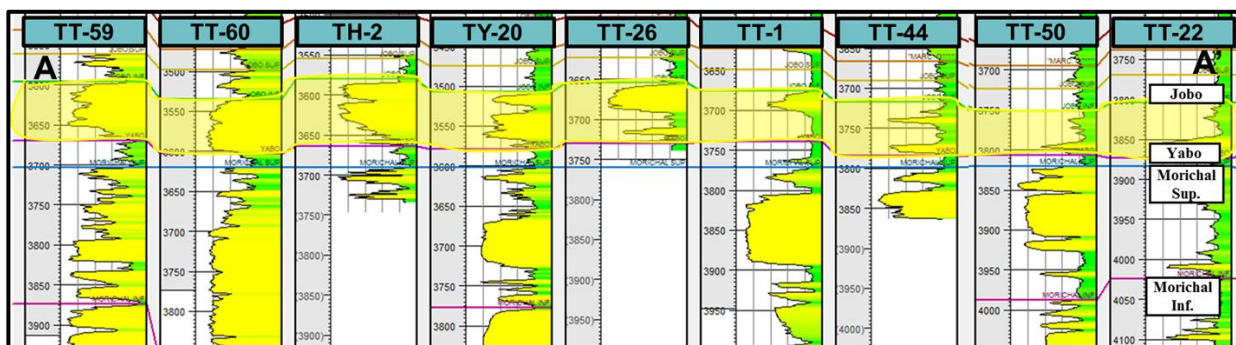


Figura 5.42 Sección estratigráfica asociada a la superficie de inundación al tope de Morichal Superior. La arena de interés se muestra en el recuadro amarillo

Como es de esperarse, en el mapa de pseudo-porosidad (Figura N° 5.41) se observa la misma tendencia que en el mapa de volumen de arcilla, es decir, altas porosidades asociadas a arena al SO y bajas porosidades al NE.

5.4.2 Mapas de pseudo propiedades para el Miembro Morichal Superior

El mapa de pseudo propiedades para Morichal Superior en el bloque centro fue tomado con una ventana de 24 ms desde el tope, mientras que en el bloque este fue tomado en la superficie de inundación justo al tope de éste miembro. La razón responde, a que las arenas se van adelgazando hacia el este del campo, por lo que utilizar una ventana en el bloque este podría introducir errores al momento de promediar valores pertenecientes a lutitas y no al paquete de arena de interés.

En la Figura N° 5.43 se muestra el mapa de pseudo volumen de arcilla para la zona de estudio, se puede notar a simple vista la unión entre los dos bloques, dado que fueron obtenidos con diferentes transformaciones, sin embargo ambos mapas mantienen cierta continuidad.

Sobre el mapa de pseudo volumen de arcilla se identifican posibles canales de dirección SO-NE y NO, así como también un posible abanico de rotura, dada su geometría, al oeste de la zona de estudio. Estos cuerpos concuerdan con el hecho que la Formación Oficina fue depositada en un inmenso complejo fluvio-deltáico.

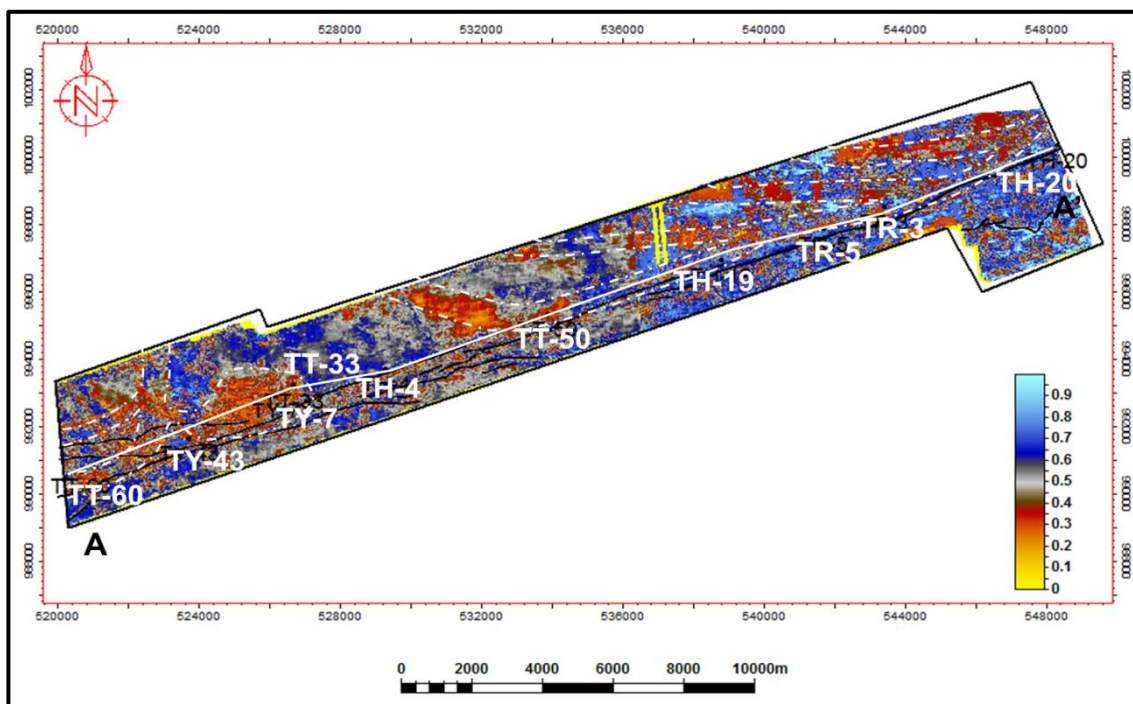


Figura 5.43 Mapa de pseudo volumen de arcilla para Morichal Superior. Las líneas punteadas blancas delimitan las zonas de interés

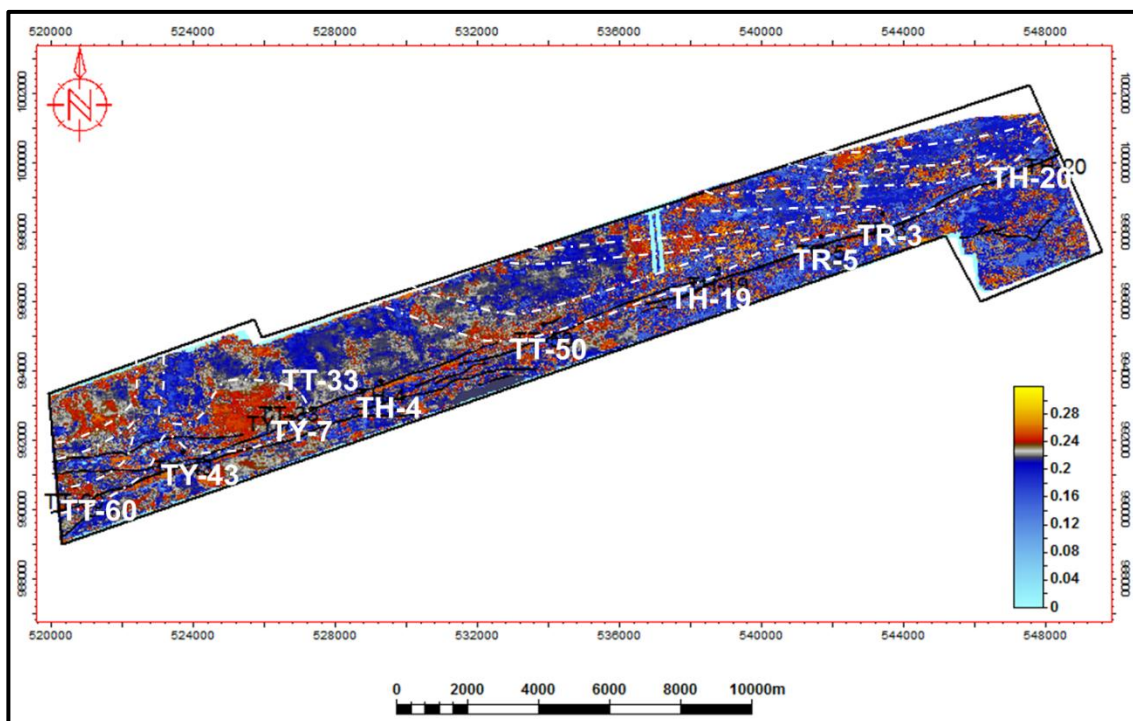


Figura 5.44 Mapa de pseudo porosidad para Morichal Superior. Las líneas punteadas blancas delimitan las zonas de interés

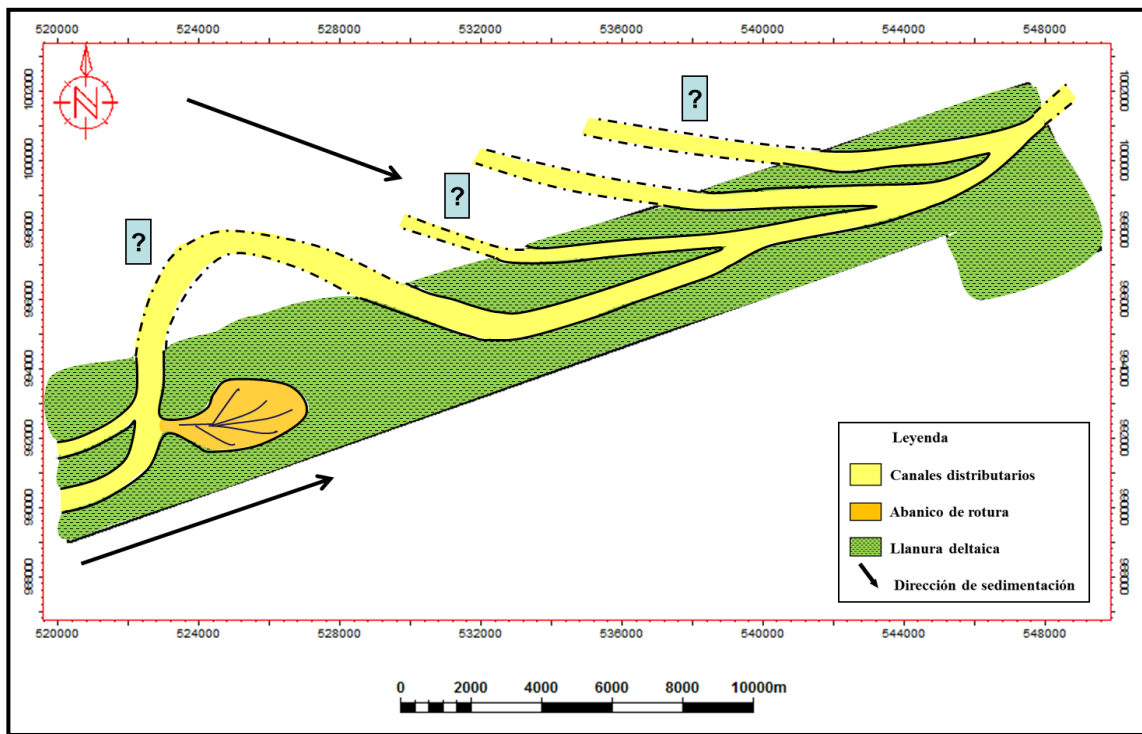


Figura 5.45 Modelo de facies planteado para Morichal Superior

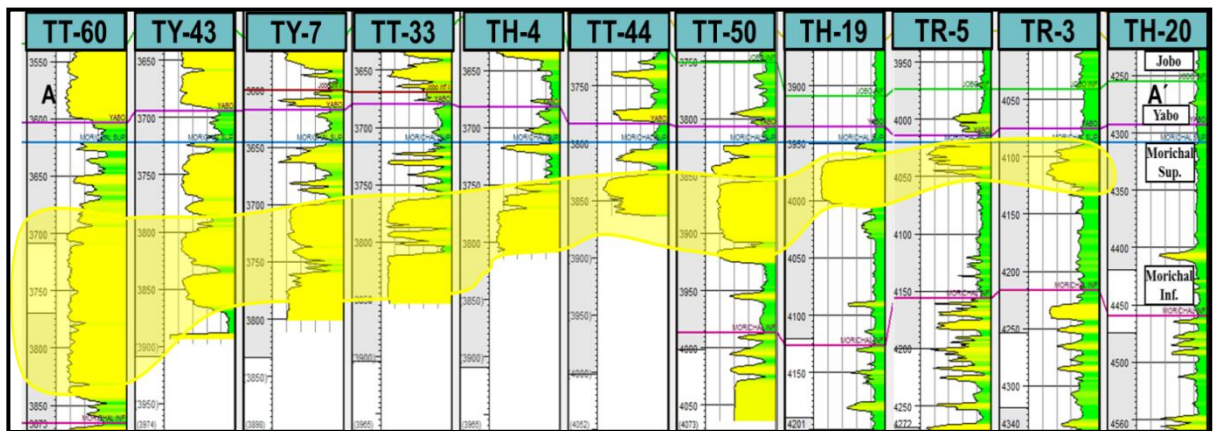


Figura 5.46 Sección estratigráfica asociada a la superficie de inundación al tope de Morichal Superior. La arena de interés se muestra en el recuadro amarillo

En la figura N° 5.45 se muestra un posible modelo de los cuerpos de arenas interpretados para este miembro, es importante destacar que los canales interpretados al este de la zona de estudio tienen mayor incertidumbre que los que se encuentran al oeste, ya que la transformada obtenida en esta zona mostró un menor ajuste con las curvas originales de los pozos. Nuevamente en el mapa de pseudo porosidad (Figura N° 5.44) se puede observar como las altas porosidades coinciden justamente con las

zonas identificadas anteriormente como arenas. Aproximadamente las porosidades van disminuyendo hacia el este, debido al aumento de material arcilloso en esa dirección. En la sección de pozo (Figura N° 5.46), al igual que con el miembro Jobo puede notarse al adelgazamiento de las arenas hacia el este, debido a que esta formación progresa a aguas más profundas hacia esa dirección aumentando así la presencia de arcilla. Por otra parte, en el pozo TT-60 se interpreta un canal de unos 150 ft y en los pozos TY-43, TY-7 y TT-33, localizados en el área interpretada como abanico de rotura, los cuerpos de arenas son más delgados (unos 45 ft) pudiéndose asociar a este tipo de estructuras.

La diferencia en la dirección de los cuerpos identificados sugiere la presencia de diversas fuentes de sedimentos. Di Croce (1995), Yoris, Ostos y Avé (2004), Barrios et al. (s/f), Taboada (2009) y otros, mencionan tres direcciones de transporte de sedimentos en la sub-cuenca de Maturín (Figura N° 5.47). Una dirección importante este-oeste que incluye el proto-Orinoco, una fuente de sedimentos al sur adyacente al Escudo de Guayana y una fuente de sedimentos nor-noroeste provenientes del emergente cinturón de corrimiento de la Serranía del Interior Oriental. Por lo que se puede decir que para este nivel los sedimentos provenían del Escudo de Guayana y el cinturón de corrimiento de la Serranía del Interior Oriental, aunque debido a un componente hacia el oeste de los cuerpos de arena podría haber cierta influencia de los sedimentos provenientes del río proto-Orinoco.

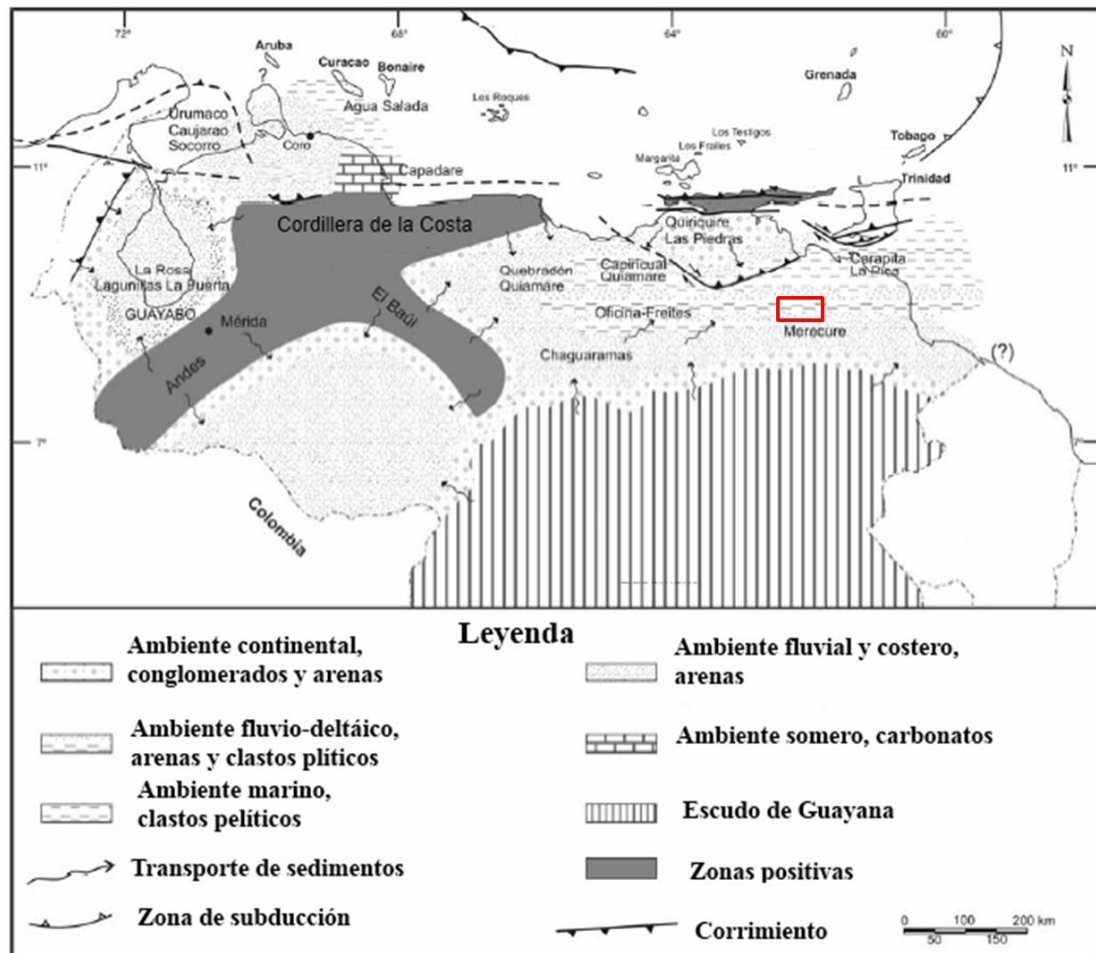


Figura 5.47 Marco geológico de sedimentación en las cuencas de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure y Oriental durante el Mioceno-Plioceno (Modificado de Ostos et al. 2004). En rojo se resalta la zona de estudio

5.4.3 Mapas de pseudo propiedades para el Miembro Morichal Inferior

Los mapas de pseudo propiedades para Morichal Inferior fueron tomados en la superficie de inundación justo al tope de éste miembro. En el mapa de pseudo volumen de arcilla (Figura N° 5.48) se observa como en la unión de los mapas del bloque centro y este no existe continuidad entre ellos. El cuerpo de arena interpretado al este no se observa del lado centro, esto probablemente se deba a las diferentes transformadas aplicadas a dichos bloques, donde la del este presenta un mayor grado de incertidumbre por lo que estos cuerpos podría ser efectos de los cálculos.

El mapa de pseudo volumen de arcilla se muestra muy sesgado en comparación con los mapas de los otros Miembros, debido a que solo 36 pozos perforaban hasta Morichal Inferior y 5 lo penetraron completamente, por lo que se contó con pocos datos de entrenamiento para las redes neuronales, pudiendo así disminuir su poder de predicción. Sin embargo, se puede identificar posibles canales de dirección aproximada SO, acorde con la dirección de sedimentación mencionada anteriormente, pero éstos son poco confiables, debido al poco control de pozo que se tiene, sobre todo en el lado caído de la falla Temblador donde no hay ningún pozo y es donde se observa los menores valores de volumen de arcilla.

En el mapa de pseudo porosidad (Figura N° 5.49), se observan altas porosidades al oeste de la zona de estudio. Estas altas porosidades están asociadas a arenas, por lo que no corresponde a lo observado en el mapa de pseudo volumen de arcilla, confirmando la alta incertidumbre asociada a éste nivel.

En la sección de pozo (Figura N° 5.50), se observa igualmente como el espesor de los paquetes de arenas van disminuyendo hacia el este, por lo que los menores valores de volumen de arcilla hacia esta zona en la mapa (Figura N° 5.48) no resulta coherente.

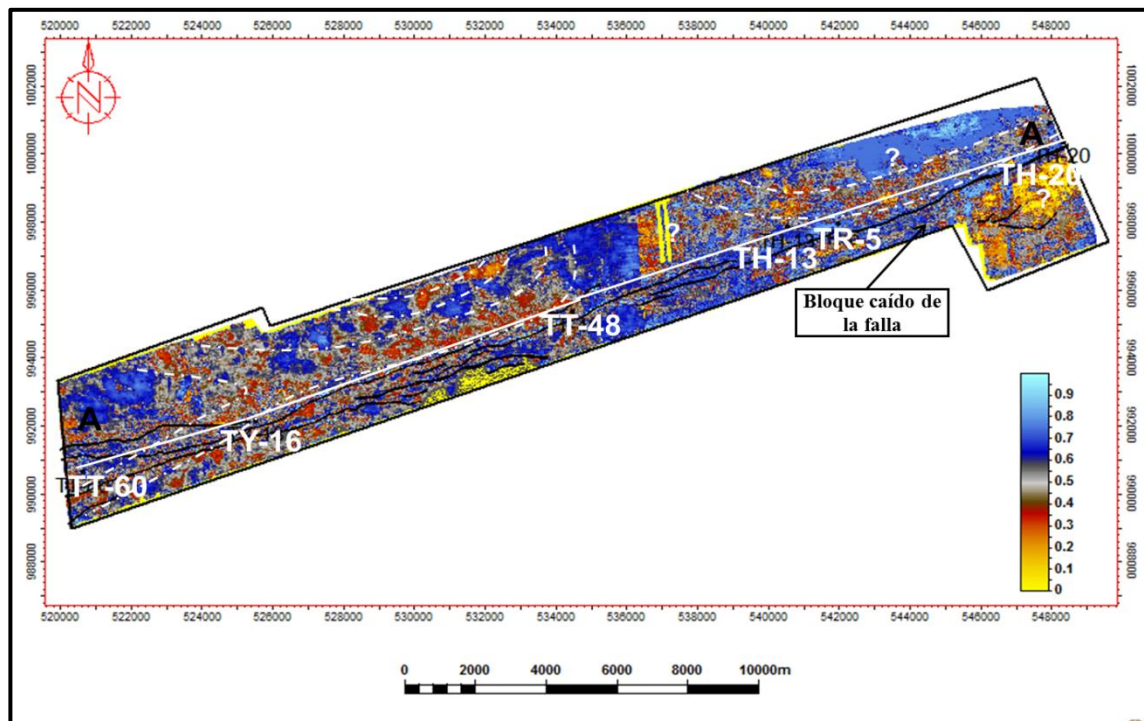


Figura 5.48 Mapa de pseudo volumen de arcilla para Morichal Inferior. Las líneas punteadas blancas delimitan las zonas de interés

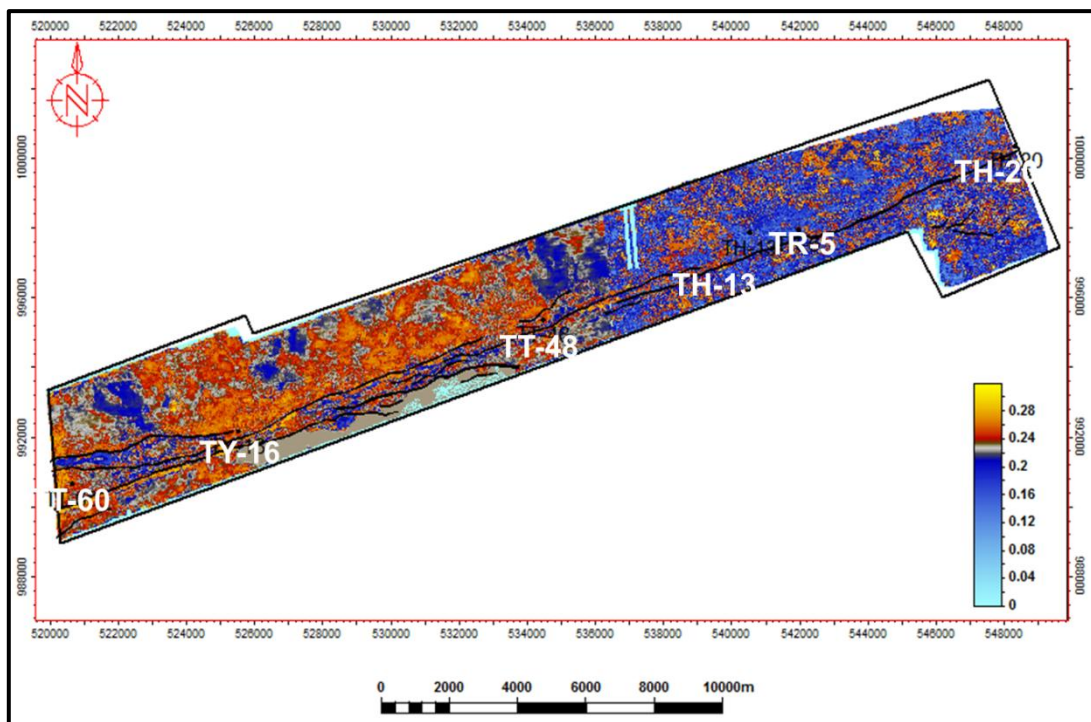


Figura 5.49 Mapa de pseudo porosidad para Morichal Inferior

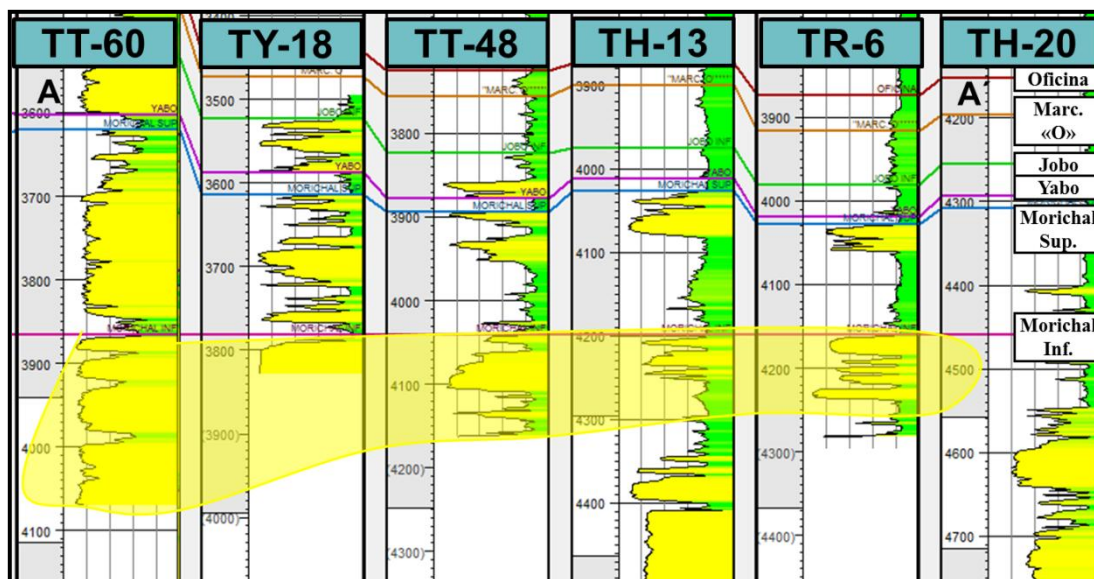


Figura 5.50 Sección estratigráfica asociada a la superficie de inundación al tope de Morichal Inferior. La arena de interés se muestra en el recuadro amarillo

5.6 IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS PROSPECTIVAS

Las áreas prospectivas, son aquellas zonas donde se tiene valores bajos de volumen de arcilla (menor a 0,4) por debajo del contacto gas-petróleo (CGP) y por encima del contacto agua-petróleo (CAP).

Los contactos se trazaron según los compartimientos definidos para el campo Temblador según regiones de equilibrios, es decir, basados en la división lógica de acuerdo a la gravedad del petróleo, los contactos de fluidos y fallas. Se utilizaron los mapas de pseudo volumen de arcilla, ya que los de pseudo porosidad tienen la misma tendencia, las altas porosidades coinciden con los bajos valores de volumen de arcilla asociados a arena.

En la Figura N° 5.51 se observa las áreas prospectivas para Jobo. Para los pozos TT-59 y TT-60 (pozos de avanzada), fue interpretado petróleo según registros de resistividad, y estos se encuentran dentro del área determinada como prospectiva, al igual que los pozos que fueron productores (puntos amarillos). Para los demás pozos perforados (puntos blancos), se encontró gas, coincidiendo con lo observado en el mapa. De esta manera se puede validar los resultados obtenidos.

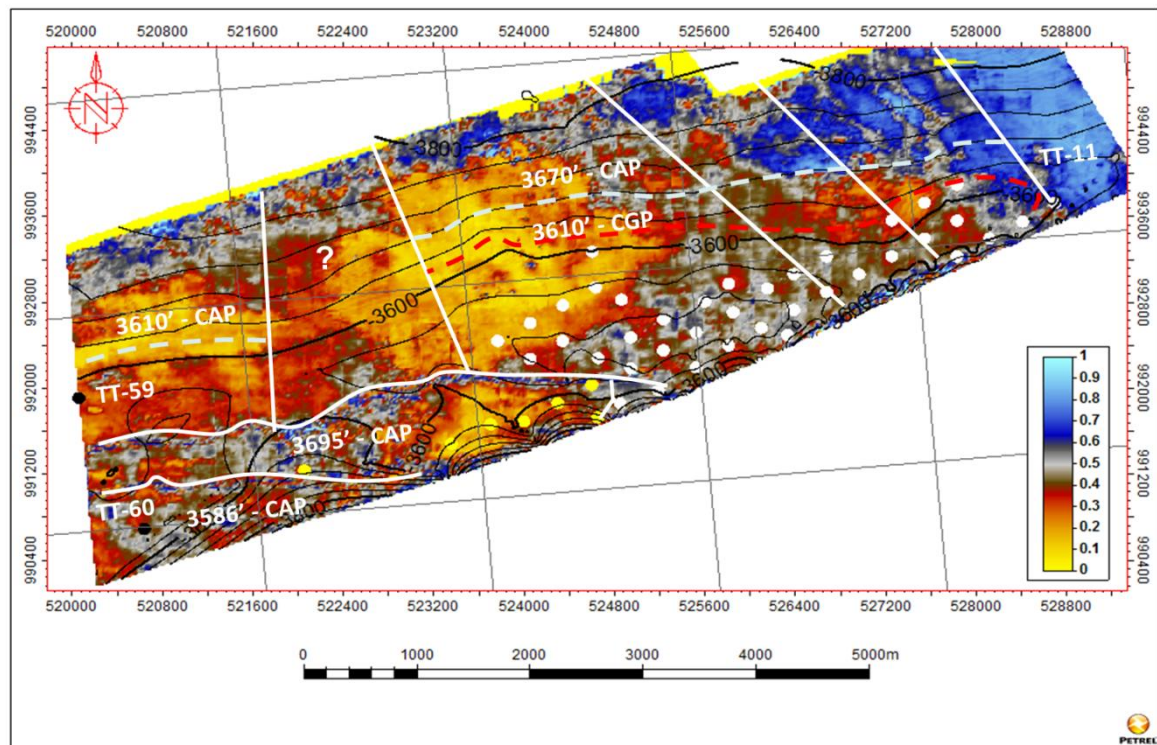


Figura 5.51 Áreas prospectivas para Jobo: a) por debajo del CGP b) por encima del CAP c) bajo volumen de arcilla (menor a 0,4). Los puntos amarillos representan los pozos abandonados, en blanco los que encontraron gas y en negro los pozos de avanzada

Al oeste de la zona de estudio, para Morichal Superior (Figura N° 5.52a) se observa como las zonas interpretadas como arena se encuentran por debajo del contacto de agua-petróleo, por lo que son posibles áreas prospectivas. Al igual que con Jobo, los resultados se validaron con los datos de producción de los pozos perforados. Nótese como éstos son productores o fueron abandonados y se encuentran dentro del área prospectiva interpretada.

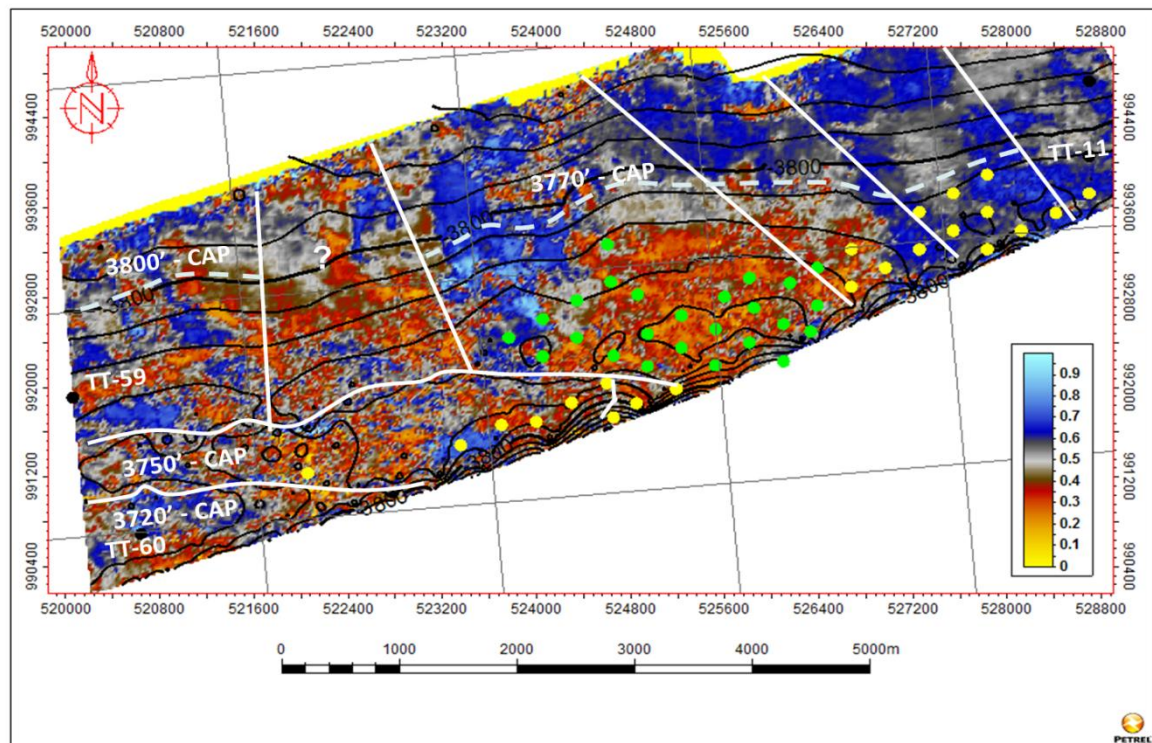


Figura 5.52a Áreas prospectivas para Morichal Superior: a) por debajo del CGP b) por encima del CAP c) bajo volumen de arcilla (menor a 0,4). En verde se muestran los pozos productores, en amarillo los abandonados y en negro los de avanzada

En la Figura N° 5.52b se observa las áreas prospectivas para el centro de la zona de estudio, las cuales se encuentran al centro del mapa. Al igual que con los Miembros anteriores, hay una correspondencia entre los datos de producción y los resultados obtenidos. Sin embargo, hay pozos que fueron productores al este del mapa que se encuentran en zonas con alta arcillosidad. Esto se debe posiblemente a arenas de poco espesor, que se encuentran por debajo de la resolución sísmica por lo que no es posible detectarlas.

Por otra parte, al este del mapa se encuentran pozos de agua por encima del CAP, atribuyéndose esto al error asociado a los mapas de profundidad obtenidos en oeste trabajo, igualmente ocurre con los pozos de gas al este.

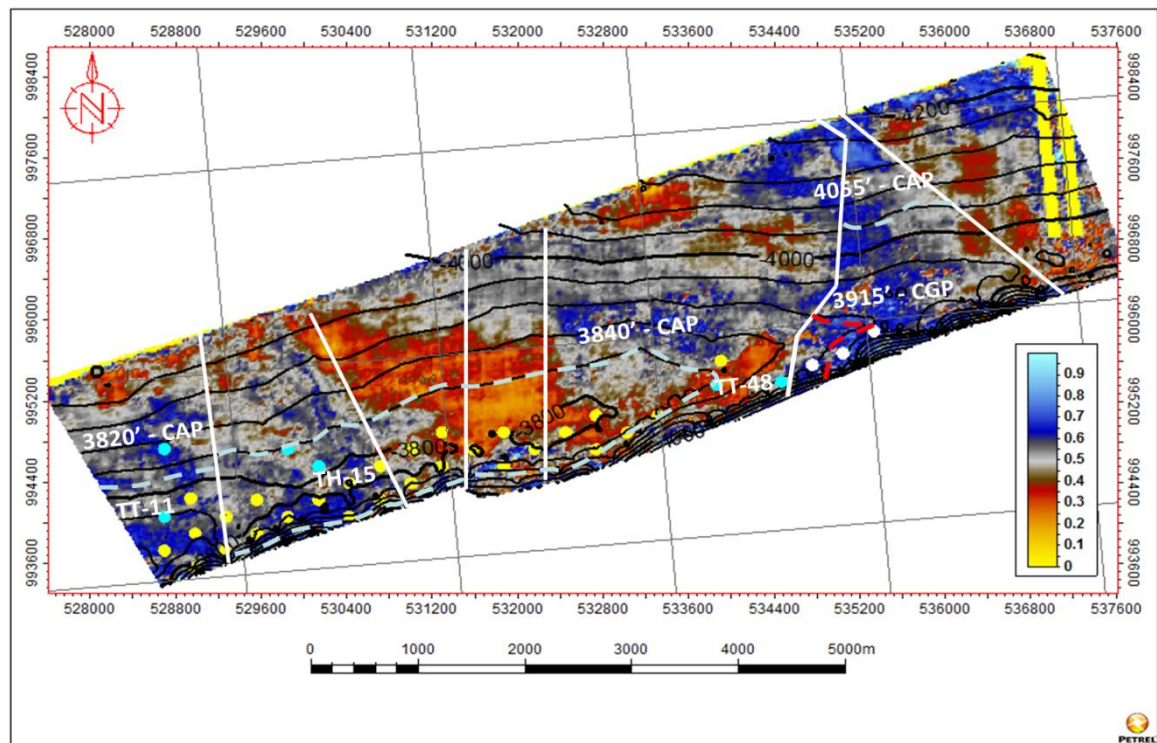


Figura 5.52b Áreas prospectivas para Morichal Superior: a) por debajo del CGP b) por encima del CAP c) bajo volumen de arcilla (menor a 0,4). En amarillo se muestran los pozos abandonados, en azul los que encontraron agua y en blanco los que encontraron gas

Para la zona este, Morichal Superior (Figura N° 5.52c) muestra pocas áreas prospectivas, ya que los contactos de agua se encuentran muy somero. Hay que tomar en cuenta el grado de incertidumbre que se presenta en esta zona, debido a los pocos datos con que contó la red neuronal para predecir la propiedad petrofísica. Igualmente las áreas prospectivas son validadas por pozos que fueron productores (pozos abandonados) en la zona, como es el caso de TR-1, TR-4, TR-5, TR-6 y el TH-13 representados por puntos amarillos en el mapa.

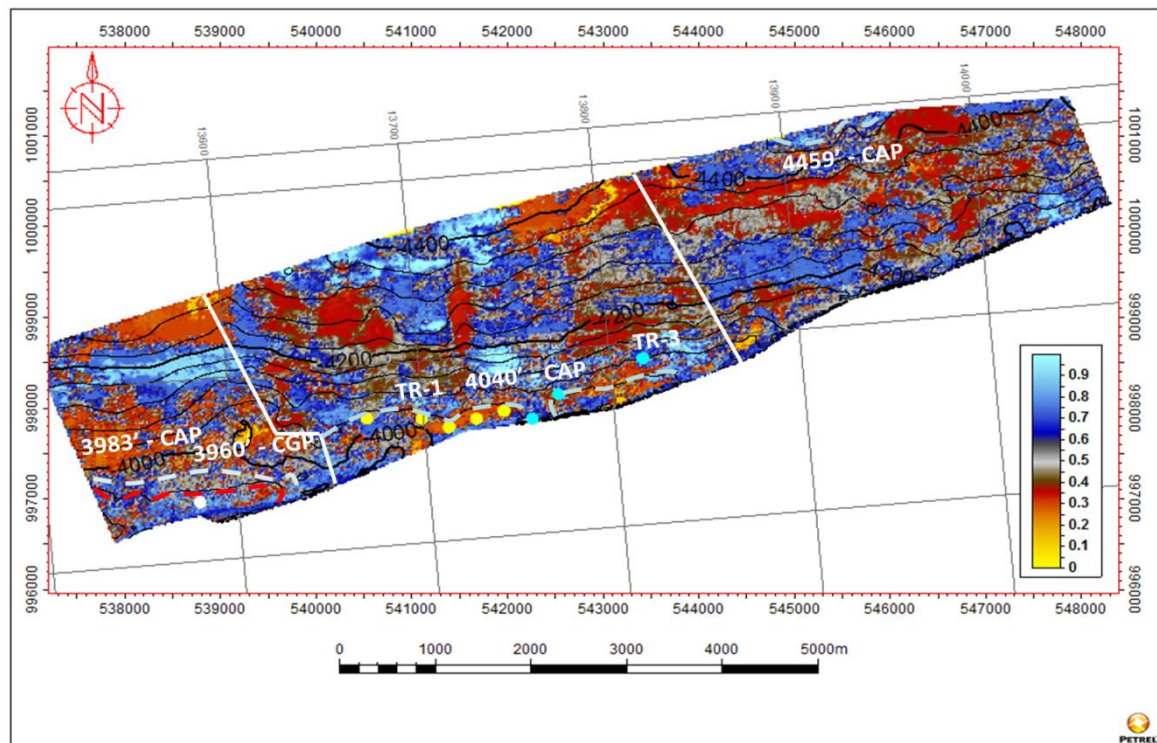


Figura 5.52c Áreas prospectivas para Morichal Superior: a) por debajo del CGP b) por encima del CAP c) bajo volumen de arcilla (menor a 0,4). Los puntos amarillos representan los pozos abandonados, los azules los que encontraron agua y en blanco los que encontraron gas

Para Morichal Inferior no se identificaron áreas prospectivas (Figura N° 5.53). Nótese como por encima del contacto agua-petróleo el desarrollo de arena es prácticamente inexistente. Sin embargo, en esta zona se tiene pozos que fueron productores y que actualmente se encuentran abandonados. Esta discrepancia entre los resultados aquí obtenidos, con los datos de producción puede estar asociado al hecho que sólo 5 pozos perforaban toda la unidad, resultando así un poder predictivo bajo.

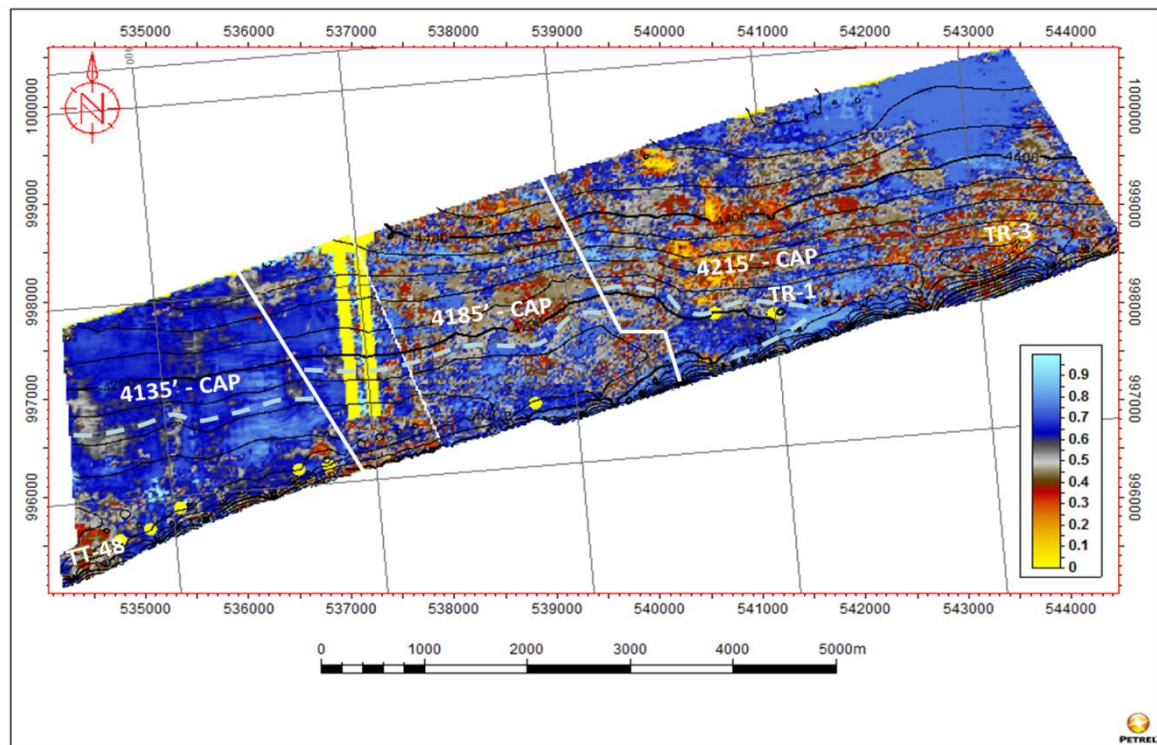


Figura 5.53 Áreas prospectivas para Morichal Inferior: a) por debajo del CGP b) por encima del CAP c) bajo volumen de arcilla (menor a 0,4). En amarillo se muestran los pozos abandonados.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El análisis de los mapas estructurales en tiempo y profundidad para los horizontes de mayor importancia en el área (marcador “O”, Jobo, Yabo, Morichal Superior, Morichal Inferior y Temblador) permitieron confirmar la estructura del área, como un homoclinal suave con buzamiento hacia el nore-noreste.
- Las fallas normales interpretadas ratifica el régimen extensivo característico de la zona de estudio.
- La transformada derivada del entrenamiento de la Red Neuronal Probabilística (PNN) resultó ser la más eficiente a la hora de estimar propiedades petrofísicas para el bloque centro, tanto para volumen de arcilla como para porosidad arrojó los valores más altos de correlación y cross-validación, constituyendo la estimación que ofrece menor grado de incertidumbre.
- Para el bloque este, la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) fue la escogida para estimar las propiedades petrofísicas. Se obtuvo un mejor coeficiente de correlación y un menor error para el pozo TR-2, el cual no fue incluido en los análisis. Demostrando así, un poder predictivo superior a las otras técnicas aplicadas.
- La utilización de métodos no lineales multi-atributos, como las redes neuronales, proporciona una mejor estimación de propiedades petrofísicas que las relaciones lineales.
- Desde el punto de vista cuantitativo, el parámetro mejor estimado fue el volumen de arcilla, ya que obtuvo un mayor valor de cross-validación con respecto a la porosidad, en ambos bloques.

- Los mapas de pseudo propiedades obtenidos en el bloque este presentan un mayor grado de incertidumbre que los obtenidos en el bloque centro, debido a una menor cantidad de datos disponibles para el entrenamiento de las redes neuronales, disminuyendo así su poder predictivo.
- A partir del gráfico cruzado se observó que la porosidad al igual que el volumen de arcilla es un discriminador litológico, donde las arenas presentan porosidades más altas que las lutitas.
- La integración de los atributos sísmicos y datos petrofísicos de pozo a partir del análisis de regresión multi-variado, permitió identificar áreas prospectivas en el campo Temblador, a través de los mapas de pseudo propiedades petrofísicas generados para cada miembro. La comparación con los datos de producción de los pozos constata la ubicación de las áreas prospectivas arrojadas por este estudio.

6.2 RECOMENDACIONES

- Adquirir más registros sísmicos y de densidad para mejorar la calibración de la sísmica con el pozo.
- Obtener pruebas de núcleos en el campo para tener un mejor control de las propiedades petrofísicas, y así, poder garantizar lo interpretado en los mapas y completar el presente estudio.
- Repetir este análisis incluyendo una mayor cantidad de pozos, buscando reducir la incertidumbre de los mapas obtenidos.
- Realizar un análisis de velocidades que permita realizar un modelo de velocidad 3D, para así tener un mejor control de las profundidades.

BIBLIOGRAFÍA

- Alfonsi, P. (1983). Ambientes Sedimentarios (Facies Clásticas), Meneven, 1983, 1 – 8.
- Almarza, R. (1998). Área Mayor de Temblador. Consultado el 10 de Junio de 2011 de <http://www.pdvsa.com/lexico/campos/cp049.htm>.
- Audemard, F., Romero, G., Rendón, H., Cano V. (2005). Quaternary fault kinematics and stress tensors along the southern Caribbean from fault-slip data and focal mechanism solutions, *Earth-Science Reviews* 69, pp.181-233.
- Barba, F (s/f). La sedimentación como proceso formador de rocas y de morfologías [Presentación en PowerPoint en línea]. Universidad de Cantabria. Consultado el 16 de enero de 2012 de <http://cniesrc.files.wordpress.com/2010/12/tema-7-compr.pdf>
- Barrios, Y., Tovas, G., Castillo, J. Salomón, M., Herrera, M., Santiago, N., Ramírez, R. y Acosta, J. (s/f). Caracterización tectono-estratigráfica del Mioceno temprano en el límite Occidental de la Subcuenca de Maturín.
- Bartok, P. (1993). Pre-breakup geology of the Gulf of Mexico-Caribbean; its relation to Triassic and Jurassic rift systems of the region. *Tectonics*, v. 12, p. 441-459.
- Beicip Franlap (1998). Campo Temblador. Informe Interno de PDVSA Petrodelta.
- Brown, A. (2001). Understanding Seismic Attributes. *Geophysics*, 66 (1): 47 -48.
- Carnevali, J., Hunter, V. y Subieta (1988). Evolución Tectonoestratigráfica de la Serranía del Interior y de la Subcuenca de Maturín. *Memorias III Simposio Bolivariano Exploración Petrolera de las cuencas Subandinas*. 549-578.
- Chelotti, L., Acosta, N. y Foster, M. (2010). Procesos Sísmicos Especiales. Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B., Chubut, Argentina. Consultado el 10 de Junio, 2011 de <http://es.scribd.com/doc/41593274/Tema-18-Procesos-Sismicos-Especiales>.
- Chen, Q. y Sidney, S. (1997). Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring: *The Leading Edge*, v. 16, no. 5, p 445-456.
- Cooke, D., Sena, A., O'Donnell, G., Muryanto, T., y Vaught, B. (s/f). What is the Best Attributes for Quantitative Seismic Reservoir Characterization?. Consultado el 9 de Noviembre de 2011 de [http://marine.veritasdgc.com/Website/VTechDocWeb.nsf/all/CACC2C5FB7B461C687256CA5004/\\$File/0075.pdf](http://marine.veritasdgc.com/Website/VTechDocWeb.nsf/all/CACC2C5FB7B461C687256CA5004/$File/0075.pdf).
- Di Croce, J. (1995). Eastern Venezuela Basin: Sequence stratigraphy and structural evolution. Trabajo de Grado de Doctorado. University Rice, Houston, Texas.
- Di Croce, J., Bally, A. W. and Vail, P., (1999), Sequence stratigraphy of the Eastern Venezuelan basin. In P. Mann ed., *Caribbean basins*, Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Science B.V., v. 4, p. 419-476.
- Díaz, P. (1994). Modelaje geofísico integrado de la zona este de la Cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo especial de grado no publicado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, 150 pp.
- EIA (2011). Short-Term Energy Outlook. Recuperado el 10 de Junio de 2011 de <http://www.eia.gov/emeu/steo/pub/contents.html>

- Fainstein, R. y Nyein, G. (2010). Modern Seismic Attributes Transforms Classical Structural & Stratigraphic Interpretation. 8th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, Hyderabad.
- Falcon, R. (2011). Estratigrafía de Secuencias [Presentación en PowerPoint]. Inédito. Universidad Simón Bolívar.
- Faust, L. (1951). Seismic Velocity as a Function of Depth and Geological Time. *Geophysics*, 16 (1): 192-206.
- Faust, L. (1953). A velocity function including lithologic variation. *Geophysics*, vol. 28.
- Feo-Codecido, G., Smith, F.D., Abound, N. y Di Giacomo, E. (1984). Basement and Paleozoic rocks of the Venezuela Llanos basin, in Bonini, W.E., Hargraves, R. y Shagan, R., eda., *The Caribbean-South American Plate Boundary and Regional Tectonics: Geological Society of America*, M162, pp. 175-187.
- Fernandez-Conchenso, J. (2009). Metodología de Conversión Tiempo-Profundidad y Análisis Atributos Sísmicos-Propiedades Petrofísicas para datos del Golfo de México. Trabajo de grado no publicado Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Venezuela.
- Filtros pasivos y activos de audio (s/f). Consultado el 6 de noviembre de <http://www.hispavila.com/3ds/tutores/filtros.html>
- Francis, A. y Syed, F. (2001). Application of Relative Acoustic Impedance Inversion to Constrain Extent of E Sand Reservoir on Kadanwari Field. SPE & PAPG Annual Technical Conference, 7-8 November, Islamabad, Pakistan.
- Fusion (2009). Proyecto Temblador, soporte geofísico integrado 2008-2009. Reporte Final. Informe Interno de PDVSA Petrodelta, sin autor, Houston.
- Goncalves, W. (2006). Inversión Gravimétrica 3D de la Subcuenca de Maturin. Trabajo de grado no publicado Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Venezuela.
- González de Juana, C., Arozena, J. y Picard Cadillat, X. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas: Funinves Ed., Caracas, 2v., pp.95-994.
- Hampson – Russell. Geowiew CE8/R4.4.1 (2010) Assistant-EMERGE Theory
- Hampson – Russell. Geowiew CE8/R4.4.1 (2010) Assistant-ISMap Theory
- Hampson, D., Schuelke, J. S., y Quirein, J.A., (2001). Use of multi-attribute transforms to predict log properties from seismic data: *Geophysics*, 66, 220-236
- Harvest Vinccler (2004). Estudio Técnico de los campos El Salto, Temblador y Tucupita. Informe Interno de PDVSA Petrodelta, sin autor, Houston.
- Haykin, S. (1999). *Neural Networks : A Comprehensive Foundation*. Segunda Edición. Pretice-Hall, Inc., Upper Saddle River, New Jersey.
- Hill, S., Marfurt, K. y Chopra, S. (2006). Searching for similarity in a slab of seismic data. *The Leading Edge*. 169- 177 pp.
- Izarra, C., Jácome, M., Schmitz, M. y Mora, P. (2005). Analyzing gravity anomalies over the Caribbean and northern Venezuela tectonic plate boundary. 6th International Symposium on Andean Geodynamics (ISAG 2005, Barcelona), Extended Abstracts: 394-396.

- Jácome, M. I., Kuszniir, N., Audemard, F. y Flint, S. (2003a). Tectono-stratigraphic evolution of the Maturin foreland basin: Eastern Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 79 ():735-749.
- Jácome, M. I., Kuszniir, N., Audemard, F. y Flint, S. (2003b), The formation of the Maturín Basin, Eastern Venezuela: Thrust sheet loading or subduction dynamic topography: *Tectonics*, 22 (5): 1046.
- Kingdom software version 8.2 (2008). Help Rock Solid Attributes.
- Laughlin, K., Garossino, P. y Partyka, G. (2003). Spectral Decomposition for Seismic Stratigraphic Patterns. Search and Discovery.
- Leiphart, D. y Hart, B. (2001). Comparison of linear regression and a probabilistic neural network to predict porosity from 3-D seismic attributes in Lower Brushy Canyon channeled sandstones, southeast New Mexico. *Geophysics*. Vol 66, 1349-1358 pp.
- Lilliu A., (1990). Geophysical interpretation of Maturin foreland, Northeastern Venezuela, Trabajo de grado de Maestría, Universidad de Houston.
- Malandrino, G. (s/f). Sedimentación y Estratigrafía. MannyRon Consultores C.A.
- Méndez, O. (1985) Historia geológica graficada de la Cuenca Oriental de Venezuela. VI Congreso Geológico Venezolano, Caracas. 1000-1040 pp.
- Naranjo, M. (2011, 24 de Mayo). Menpet: Venezuela sube producción petróleo en marzo. Noticias 24. Recuperado el 10 de Junio de 2011 de <http://economia.noticias24.com/noticia/63984/menpet-venezuela-sub-produccion-petroleo-en-marzo/>.
- Nissen, S. (s/f). Interpretive Aspects of Seismic Coherence and Related Multi-trace Attributes. [Presentación en PowerPoint en línea]. Consultado el 9 de noviembre de <http://www.kgs.ku.edu/Workshops/IVF2000/nissan-ivf/index640.html>.
- OpendTect User Documentation versión 4.2 (s/f). Instantaneous Attributes.
- Ostos, Yoris y Avé.(2004). Overview of southeast Caribbean /South American plate boundary zone.
- Parnaud F., Gou Y., Pascual J.C., Truskowski I., Gallango O., Passalacqua H. y Roure F., (1995). Petroleum geology of the central part of the Eastern Venezuelan basin. En A.J. Tankard, R. Suarez S. and H.J. Welsink ed., *Petroleum Basins of South America: American Association of Petroleum Geologists Memoir* 62: 741-756.
- Parra, M. (2006). Modelado estructural y restauración de la region Noroccidental de la Subcuenca de Maturín. Tesis para optar al título Magíster en Ciencias de la Tierra, Escuela de Geofísica, Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.
- Partyka, G. (2000) Seismic attribute sensitivity to energy, bandwidth, phase and thickness. SEG Expanded Abstracts 19. Recuperado el 2 de Noviembre de <http://www.freeusp.org/RaceCarWebsite/TechTransfer/OnlineTraining/AttrSens/AttrSens.html>.
- Partyka, G., Gridley, J. y Lopez, J. (1999), Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization: The Leading Edge, v. 18, p. 353-360.
- Petrel (2008). Volume attributes available in Petrel.

- Petrodelta (2008). Evaluación del Campo Temblador [presentación PowerPoint]. Base de datos interna PDVSA Petrodelta.
- Quilen, K. (2006). Integración de Atributos Sísmicos con Datos Petrofísicos para Determinar Zonas Prospectivas, Arena L2M, Área de Finca – Yopales, Edo. Anzoátegui. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Venezuela.
- Ramirez, (2005). Revisión de las tectonosecuencias de la subcuenca de Maturín. Petróleos de Venezuela, informa interno. Puerto La Cruz.
- Rasmussen, K. y Maver, K. (1996). Direct inversión for porosity of post stack seismic data. Society of Petroleum Engineers paper, 12pp. Doi: 10.2118/35509-MS.
- Rider, M. (1996) The Geological Interpretation of Well Logs. Segunda Edición. Gulf Publishing Company, Houston TX., U.S.A.
- Rodríguez, C (2002) Los Deltas, Morfología y Tipología. Consultado el 16 de enero de 2012 de <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/es/flujoencanales/deltas/page6.html>
- Rosales, H. (1967). Guía de la excursión geológica del área Barcelona–Río Querecual, Estado Anzoátegui: Asociación Venezolana de Geología, Minería y Petróleo, 20 p.
- Rosillo, A. (2010). Evaluación petrofísica de las arenas pertenecientes al área de los yacimientos Oficina 28, Oficina 31 y Oficina 34 del campo Temblador, estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela.
- Ruiz, F. (2011). Estudio de transformadas multi-atributos para la predicción de propiedades petrofísicas. Campo Oritupano, Venezuela. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas.
- Russell, B., Hampson, D. Lines, L. y Todorov, T. (2001). Combining geostatistics and multiattribute transforms –A channel sand case study. CREWES Research Report. Vol 1. 827-842 pp
- Salazar, M. (2006). Evolución estructural e implicaciones tectónicas del Graben de Espino. Tesis de Maestría no publicada. Universidad Simón Bolívar, 198 p.
- Schlumberger. (1989) Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros. D.F.- México Pag. 9 – 151.
- Schlumberger (2011). Oilfield Glossary. Consultado el 10 de Junio, 2011 de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=attribute>
- Subieta, T. y Carnevalle, J. y Hunter, V. (1988). Evolución Tectonoestratigrafía de la Serranía del Interior y de la Subcuenca de Maturín, en Bellizia, A., Escoffery, A. y Bass, I., eds., III Simposio Bolivariano: Sociedad Venezolana de Geólogos, Caracas, Venezuela, 2: 549-578.
- Taner, T. (2000). Attributes revisited, Rock Solid Images (RSI). Consultado el 2 de Noviembre de 2011 http://www.rocksolidimages.com/pdf/attrib_revisited.htm#_Toc494264935
- Tingdahl, K., Bril, A. y Groot, P. (2001). Improving seismic chimney detection using directional attributes. Journal of Petroleum Science and Engineering. 29: 205-211

- Wagner, S. (2002). Castle Rock Fossil Rainforest. The Meandering River. Consultado el 14 de enero de 2012 de http://www.paleocurrents.com/castle_rock/docs/meandering_river.html#2
- Yilmaz, Ö. (2001). Seismic data analysis: En Cooper, M.R. and Doherty S. M. (eds.), Seismic Data Analysis: Processing, inversion, and interpretation of seismic data. Soc. of Expl. Geophys., Tulsa, Ok, p. 1001-2027.
- Yoris, F. y Ostos, M. (1997). Geología de Venezuela: Geología general y Cuencas Petrolíferas. En: Singer, J., ed., WEC 1997. Evaluación de pozos: Schlumberger-Surency C.A. 1ra ed., Jolley Printing, Texas.

APÉNDICE

APÉNDICE A

A continuación, se muestra los resultados obtenidos con las redes neuronales MLFN y PNN, es decir, los gráficos cruzados entre la propiedad estimada y la original así como también la aplicación y validación de las transformadas obtenidas.

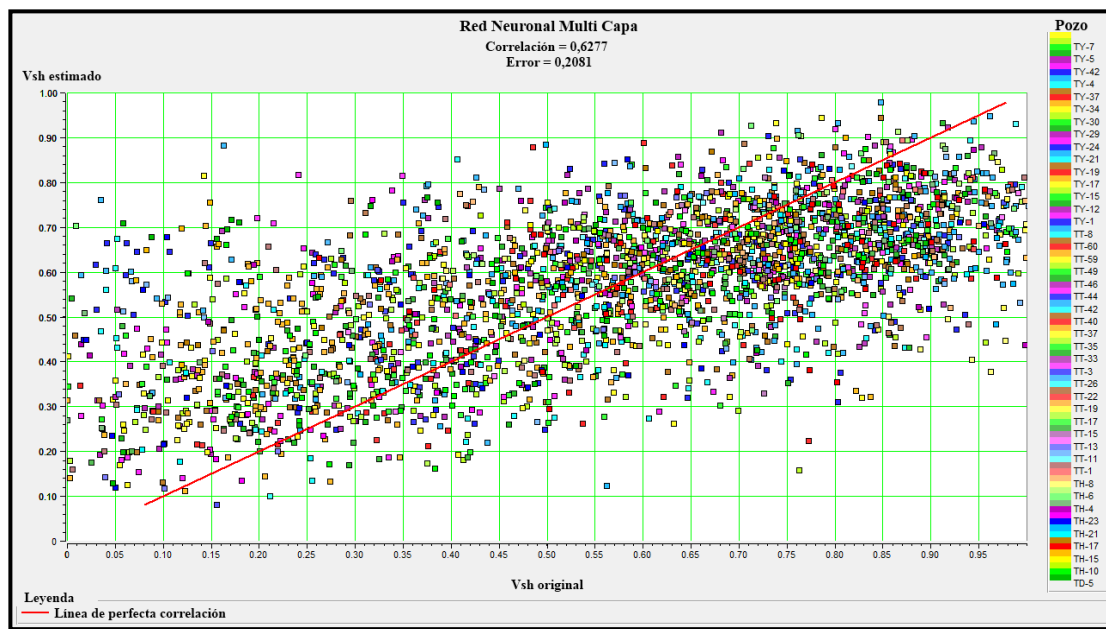
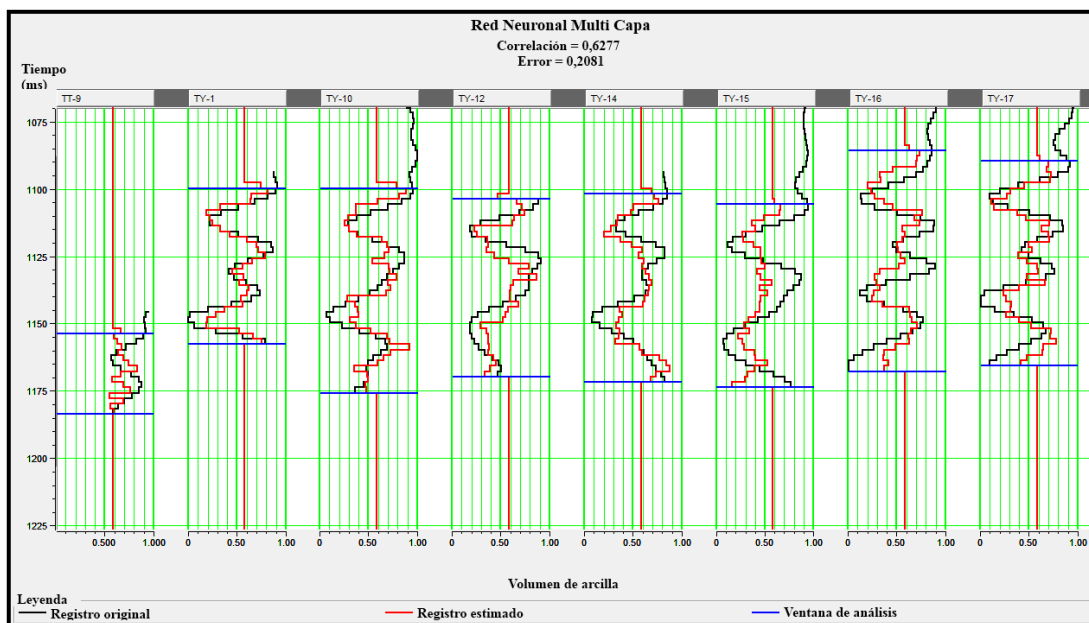
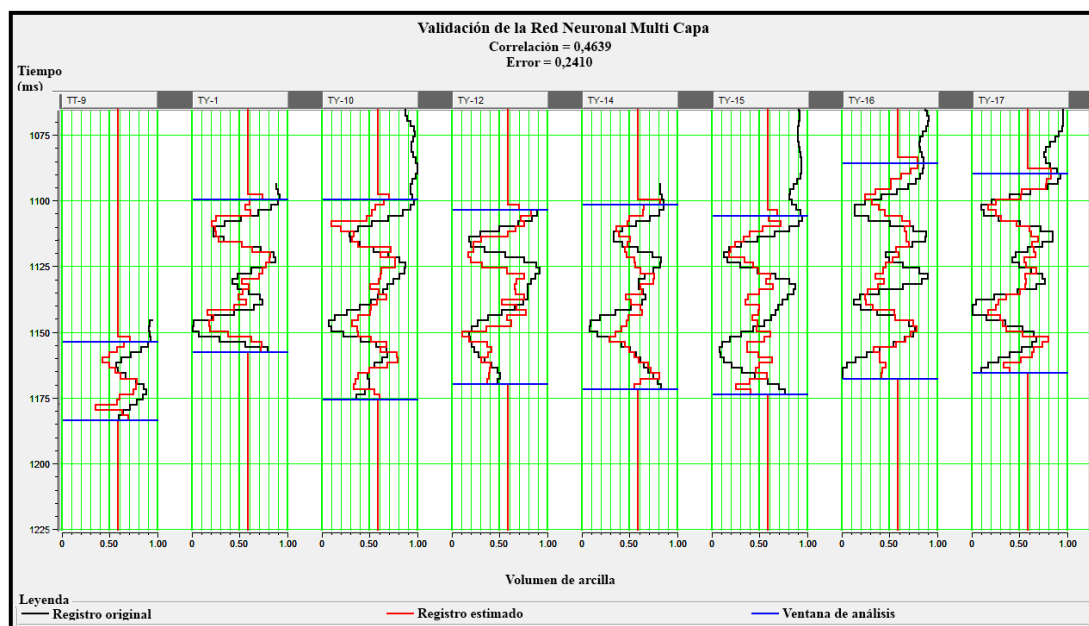


Gráfico cruzado de volumen de arcilla estimada vs volumen de arcilla original usando la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) para diez atributos en el bloque centro



Comparación entre los registros de volumen de arcilla (negro) y estimados (rojo) a partir de la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 para el bloque centro



Validación de los resultados de la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) para estimar volumen de arcilla en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 en el bloque centro

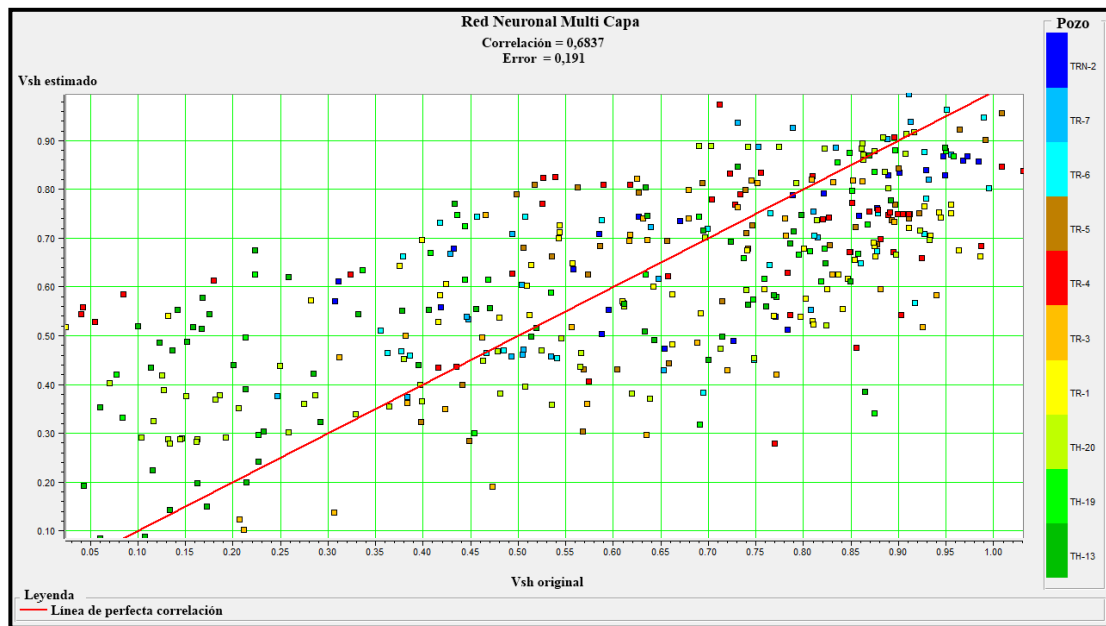
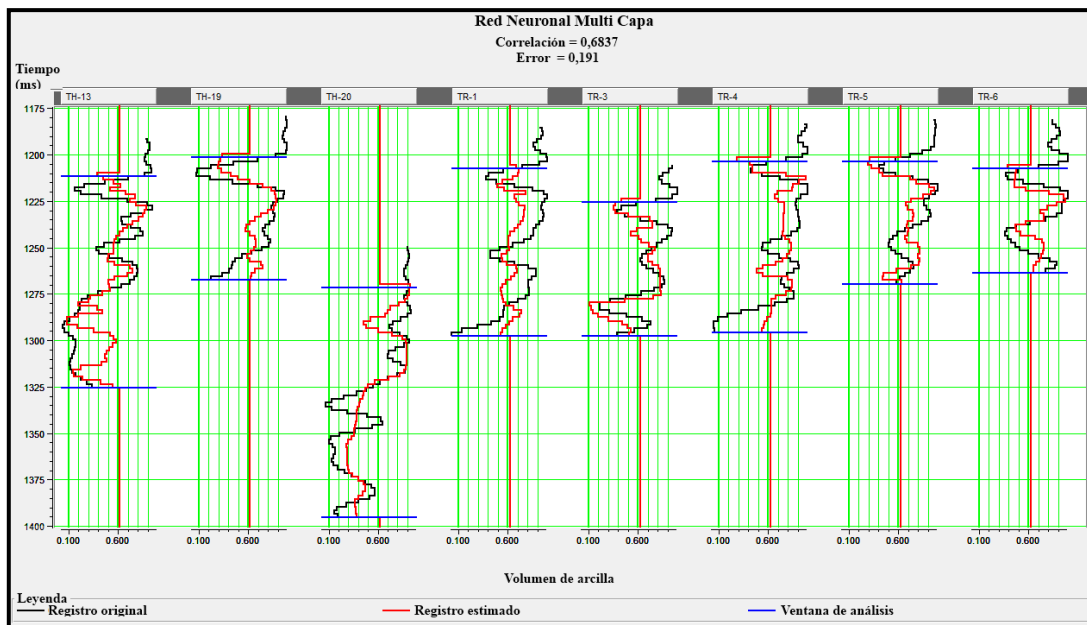
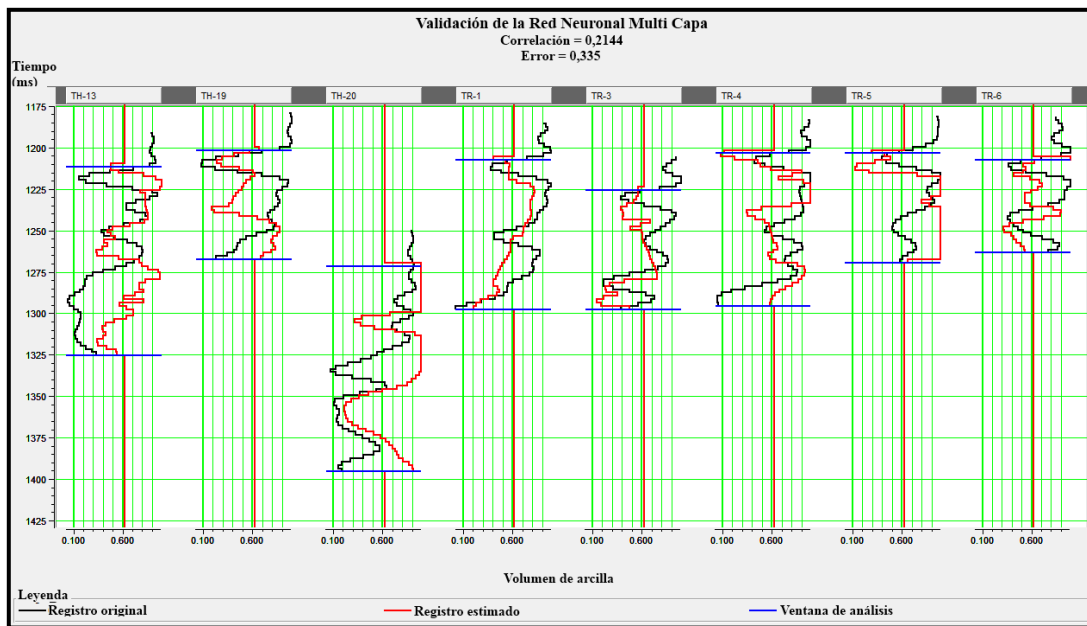


Gráfico cruzado de volumen de arcilla estimada vs volumen de arcilla original usando la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) para tres atributos en el bloque este



Comparación entre los registros de volumen de arcilla (negro) y estimados (rojo) a partir de la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este



Validación de los resultados de la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) para predecir volumen de arcilla en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este

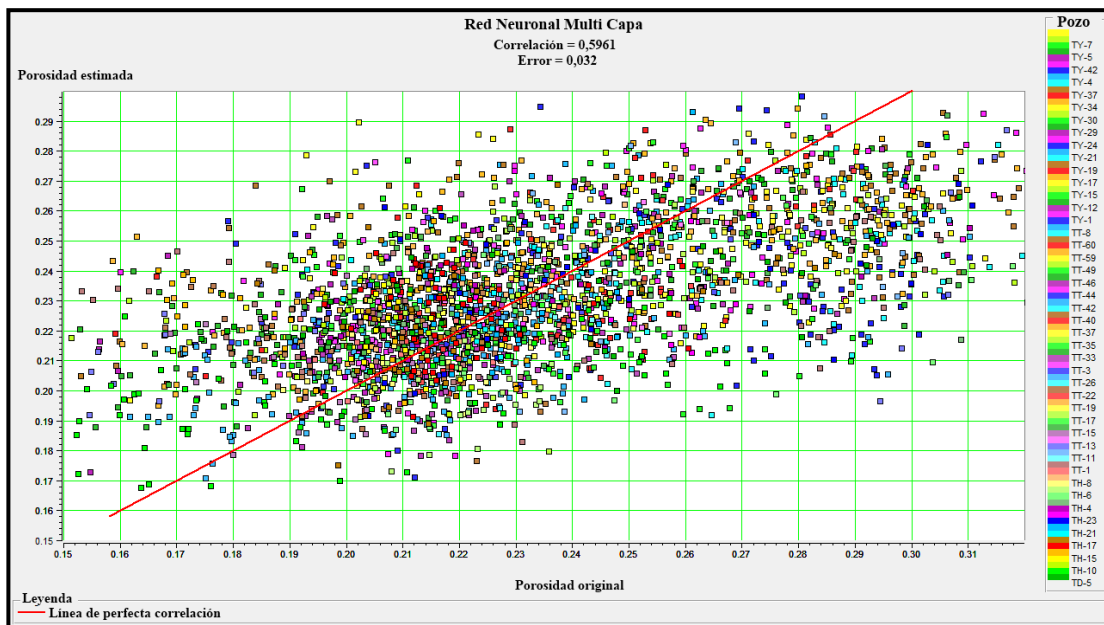
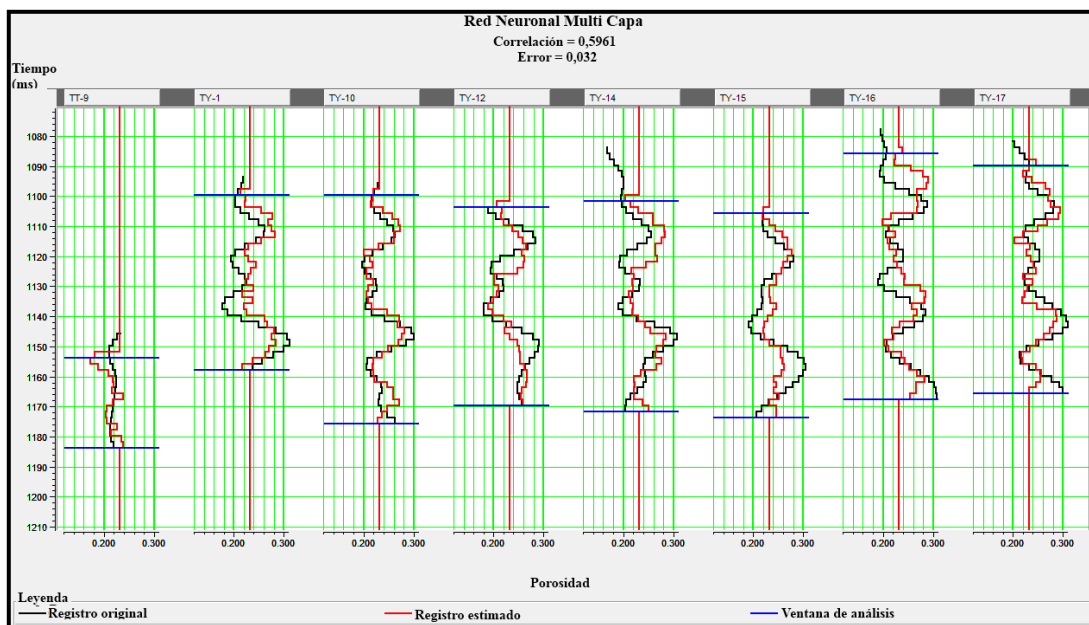
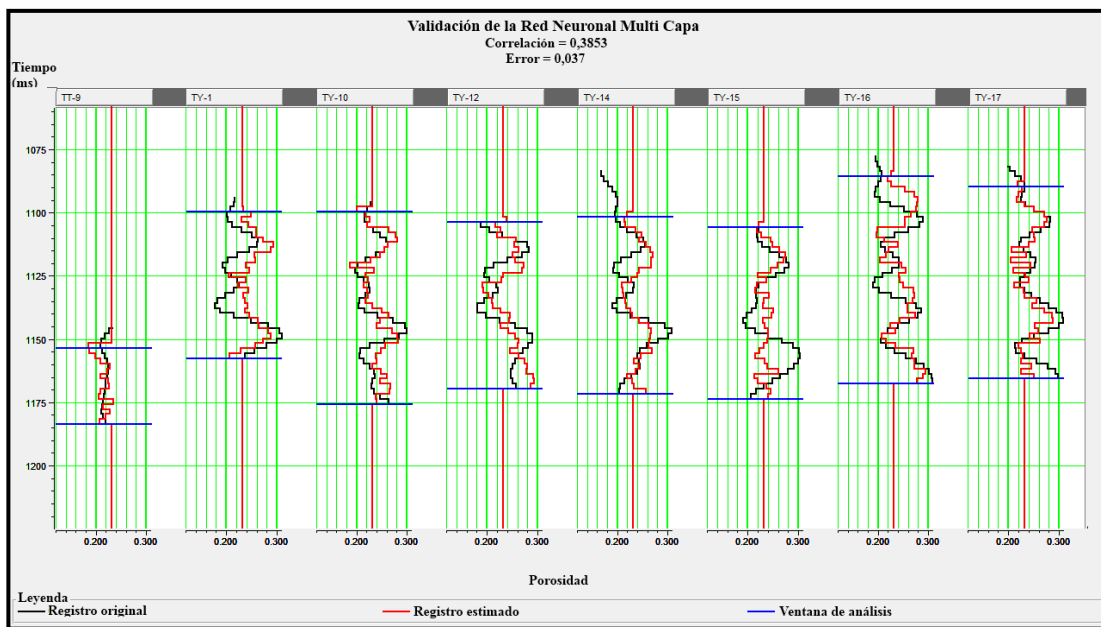


Gráfico cruzado de porosidad estimada vs porosidad original usando la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) para diez atributos en el bloque centro



Comparación entre los registros de porosidad (negro) y estimados (rojo) a partir de la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 para el bloque centro



Validación de los resultados de la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) para estimar porosidad en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 en el bloque centro

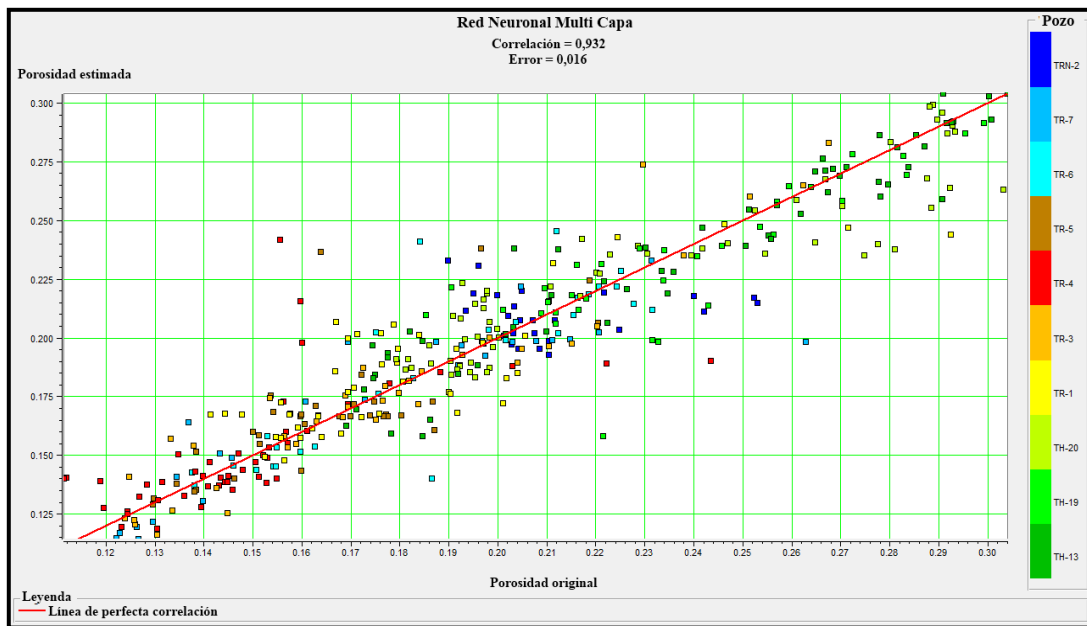
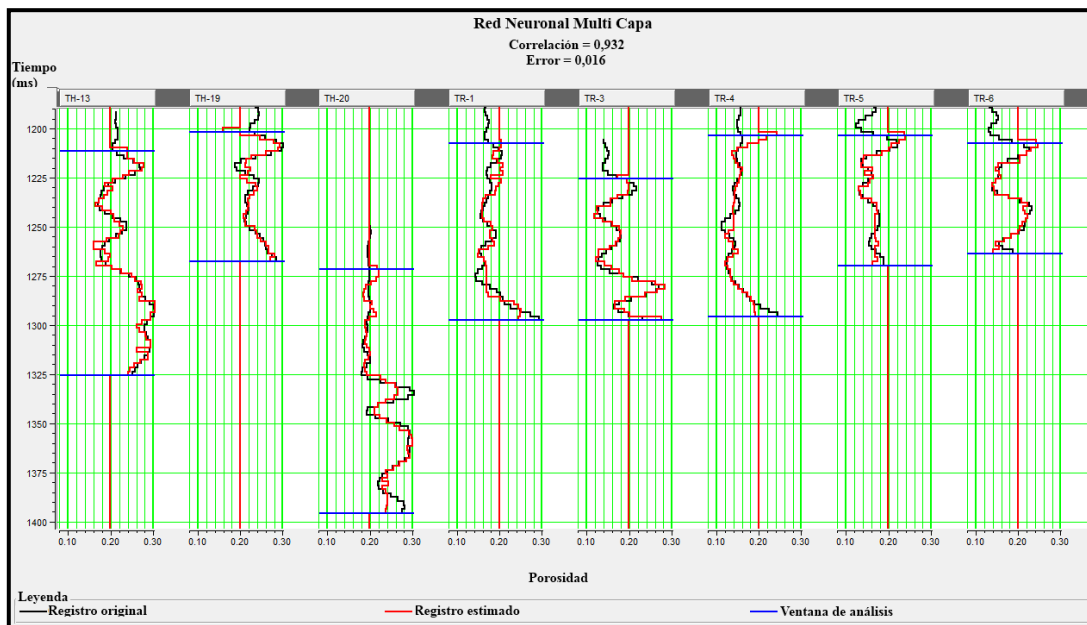
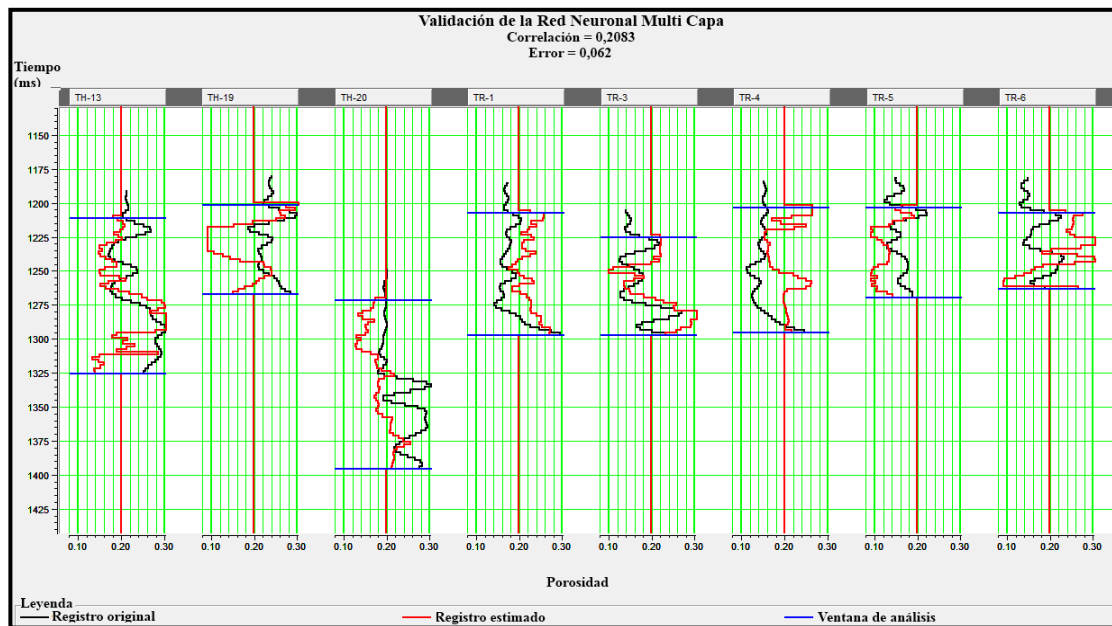


Gráfico cruzado de porosidad estimada vs porosidad original usando la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) para seis atributos en el bloque este



Comparación entre los registros de porosidad (negro) y estimados (rojo) a partir de la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este



Validación de los resultados de los resultados de la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) para predecir porosidad en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este

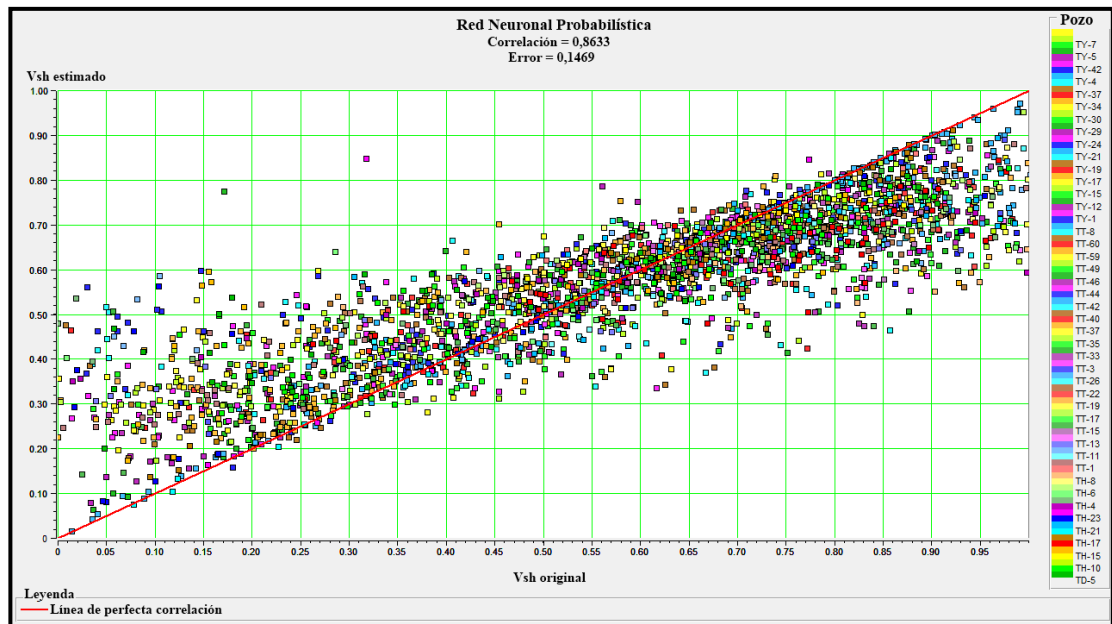
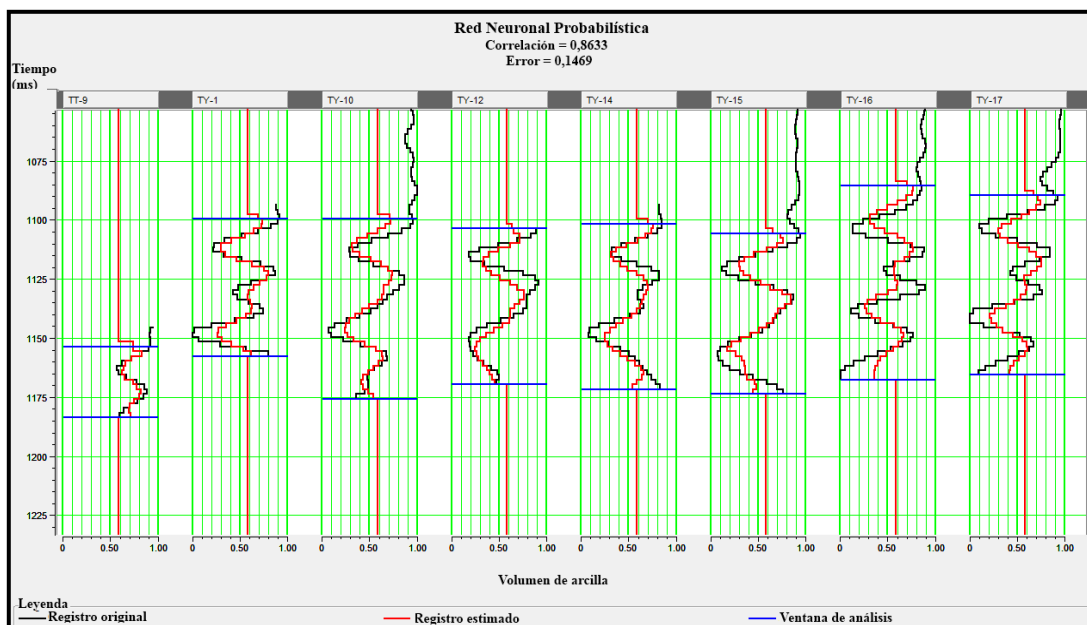
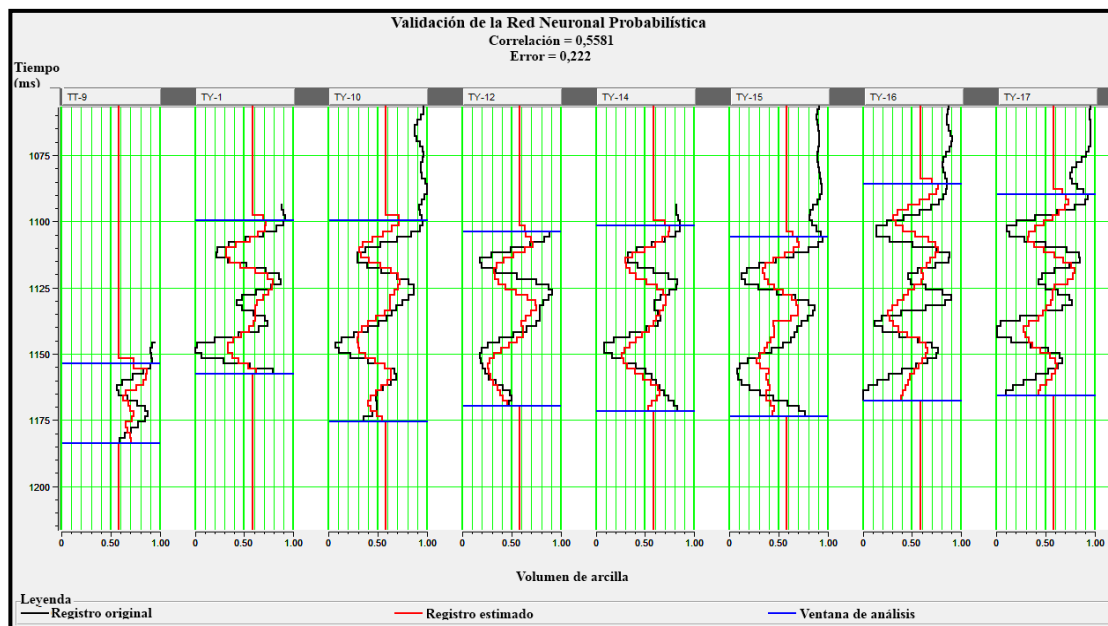


Gráfico cruzado de volumen de arcilla estimada vs volumen de arcilla original usando la Red Neuronal Probabilística (PNN) para diez atributos en el bloque centro



Comparación entre los registros de volumen de arcilla (negro) y estimados (rojo) a partir de la red neuronal probabilística (PNN) en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 para el bloque centro



Validación de los resultados de la Red Neuronal Probabilística (PNN) para estimar volumen de arcilla en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 en el bloque centro

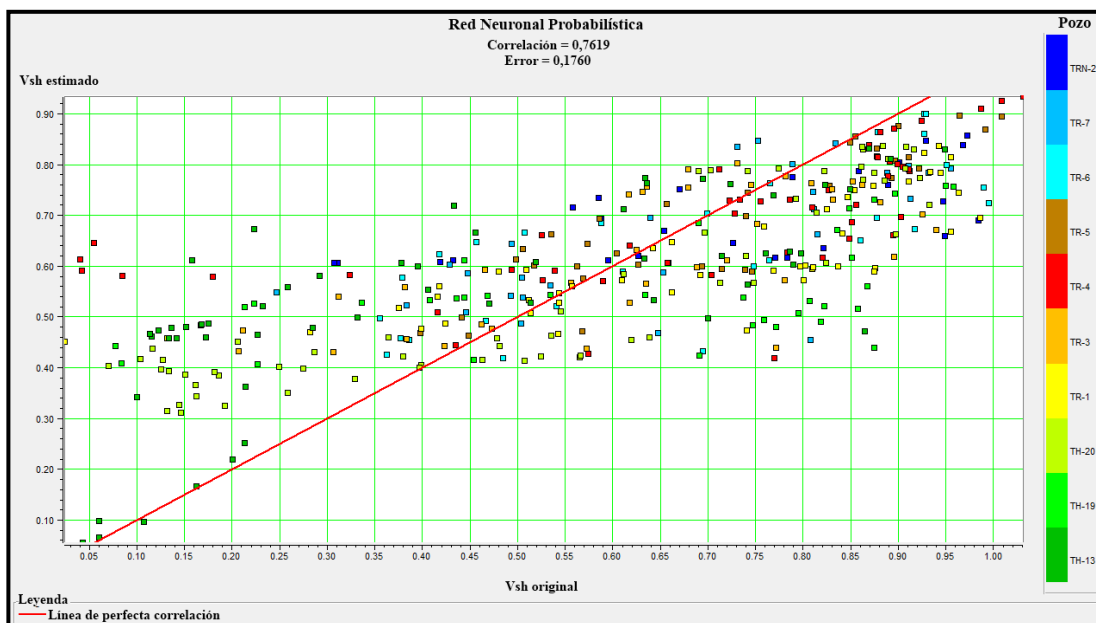
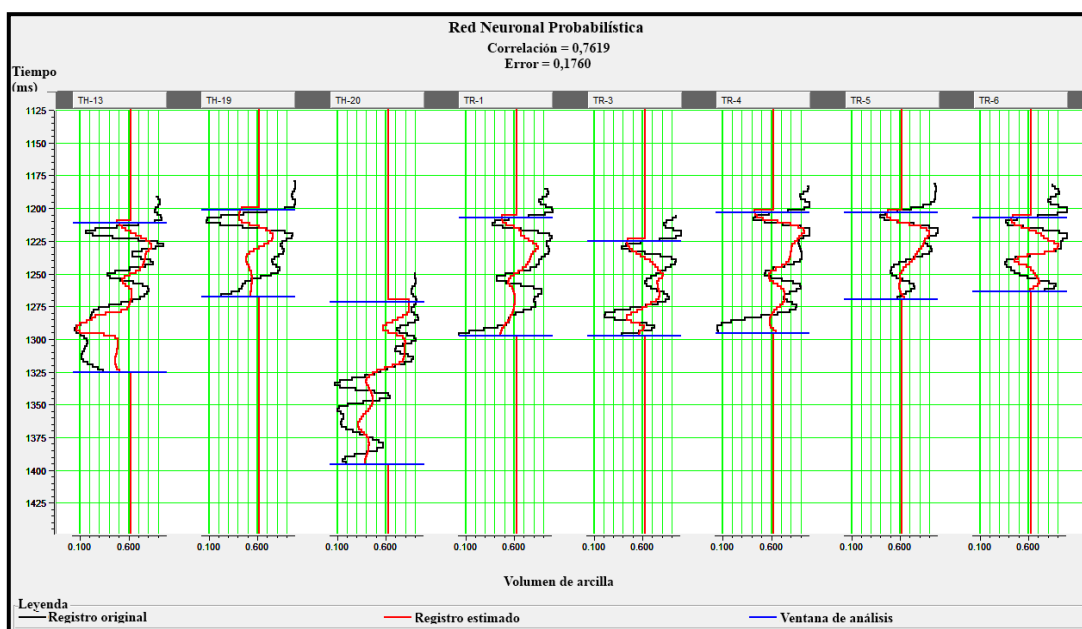
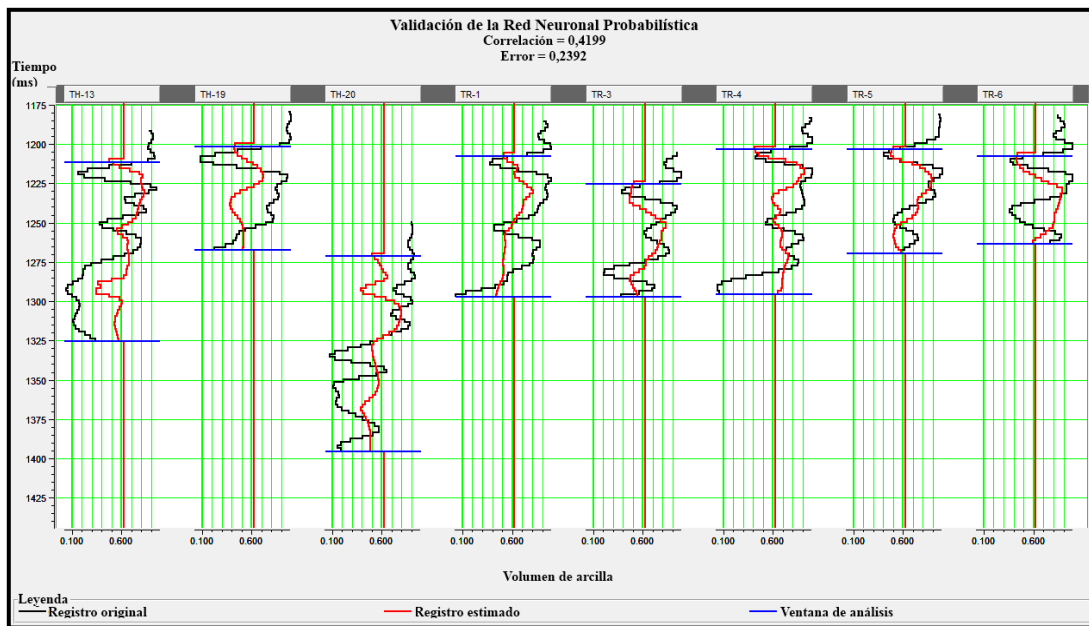


Gráfico cruzado de volumen de arcilla estimada vs volumen de arcilla original usando la Red Neuronal Probabilística (PNN) para tres atributos en el bloque este



Comparación entre los registros de volumen de arcilla (negro) y estimados (rojo) a partir de la Red Neuronal Probabilística (PNN) en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este



Validación de los resultados de la Red Neuronal Probabilística (PNN) para predecir volumen de arcilla en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este

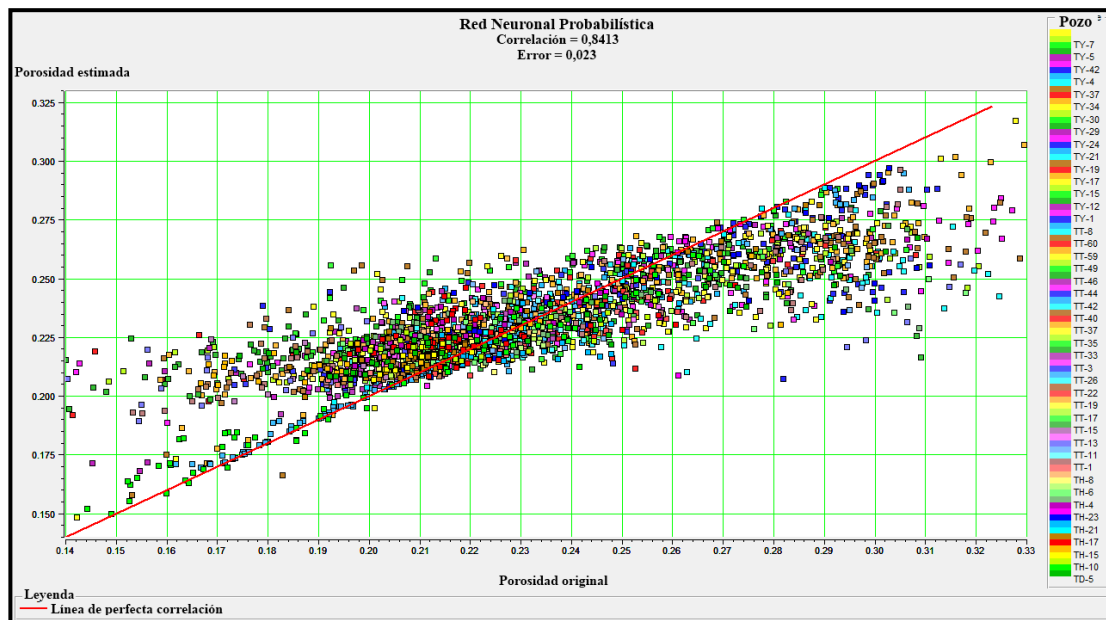
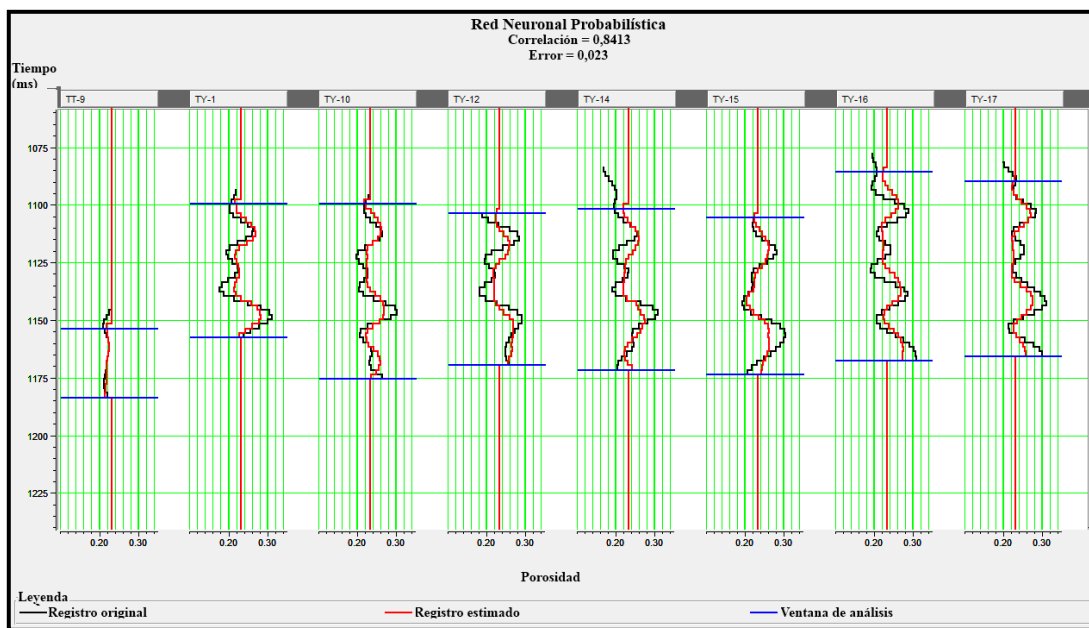
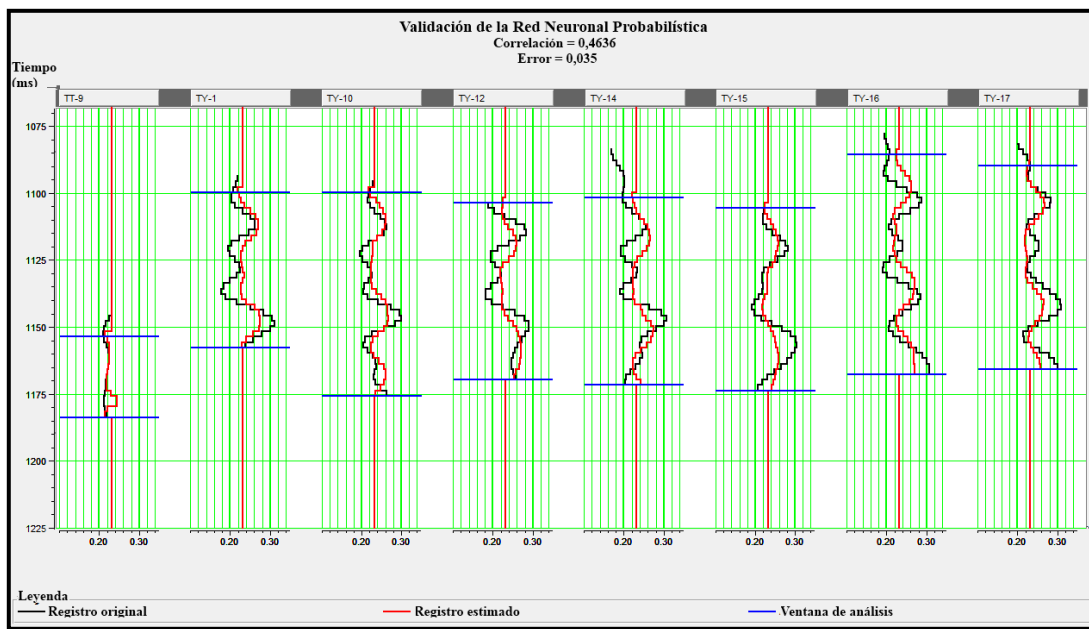


Gráfico cruzado de porosidad estimada vs porosidad original usando la Red Neuronal Multi Capa (MLFN) para diez atributos en el bloque centro



Comparación entre los registros de porosidad (negro) y estimados (rojo) a partir de la red neuronal probabilística (PNN) en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 para el bloque centro



Validación de los resultados de la Red Neuronal Probabilística (PNN) para estimar porosidad en los pozos TT-9, TY-1, TY-10, TY-12, TY-14, TY-15, TY-16 y TY-17 en el bloque centro

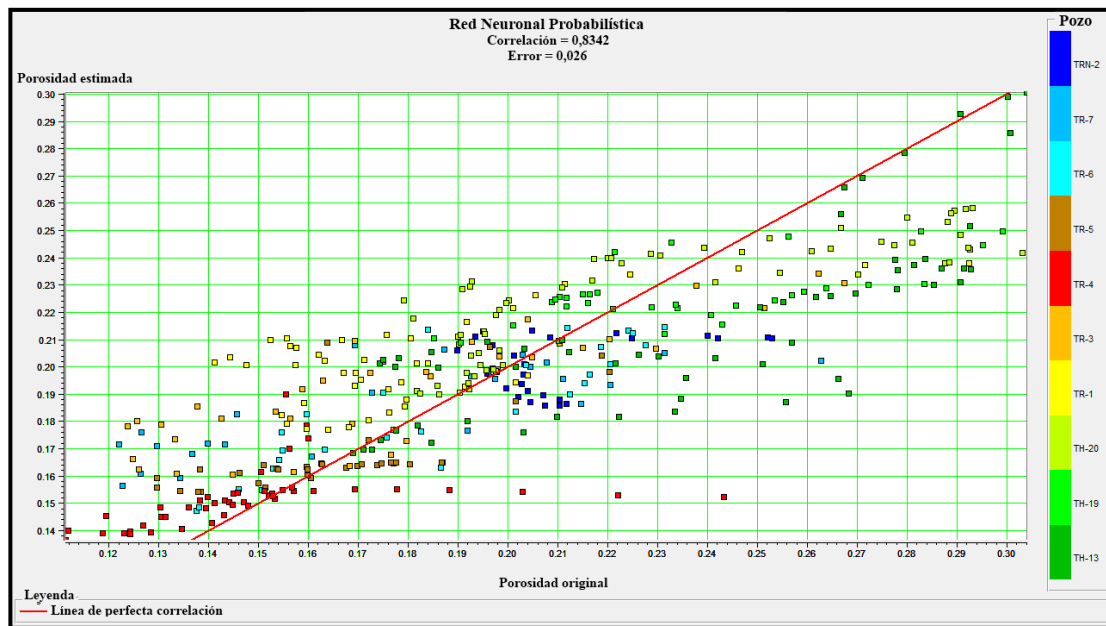
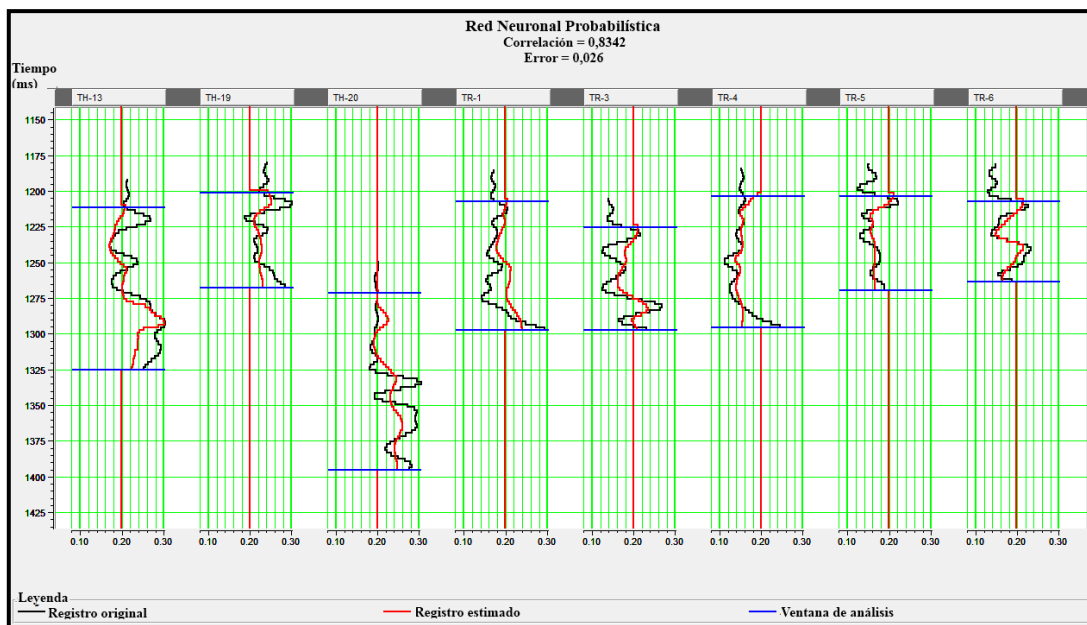
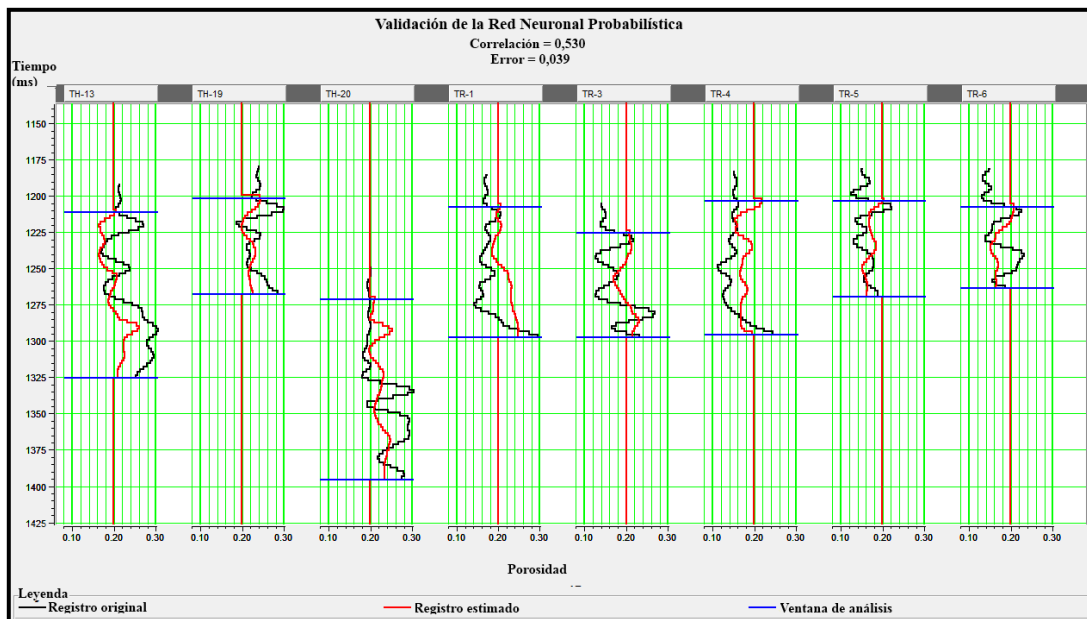


Gráfico cruzado de porosidad estimada vs porosidad original usando la Red Neuronal Probabilística (PNN) para seis atributos en el bloque este



Comparación entre los registros de porosidad (negro) y estimados (rojo) a partir de la Red Neuronal Probabilística (PNN) en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este



Validación de los resultados de los resultados de la red neuronal probabilística (PNN) para predecir porosidad en los pozos TH-13, TH-19, TH-20, TR-1, TR-3, TR-4, TR-5 y TR-6 en el bloque este