

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**MODELADO GEOLÓGICO A TRAVÉS DE HERRAMIENTAS  
GEOESTADÍSTICAS Y CÁLCULO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS  
EN EL CAMPO QUIRIQUIRE PROFUNDO, ESTADO MONAGAS**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Ing. Naval S., Daniel G.  
Para optar al Título  
de Magister Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2011

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **MODELADO GEOLÓGICO A TRAVÉS DE HERRAMIENTAS GEOESTADÍSTICAS Y CÁLCULO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EN EL CAMPO QUIRIQUIRE PROFUNDO, ESTADO MONAGAS**

TUTOR ACADÉMICO: Msc. Juan José Infante

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Ing. Naval S., Daniel G.  
Para optar al Título  
de Magister Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2011

©Daniel Naval, 2011  
Hecho el Depósito de Ley.  
Depósito Legal lft4872011550745



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



Comisión de  
Estudios de  
Postgrado

VEREDICTO

Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el **Trabajo de Grado** presentado por el **ING. DANIEL GUILLERMO NAVAL SANTALICES**, portador de la Cédula de Identidad No. 14.667.590, bajo el título "**MODELADO GEOLÓGICO A TRAVÉS DE HERRAMIENTAS GEOESTADÍSTICAS Y CÁLCULO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EN EL CAMPO QUIRIQUIRE PROFUNDO, ESTADO MONAGAS**", a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas dejan constancia de lo siguiente:

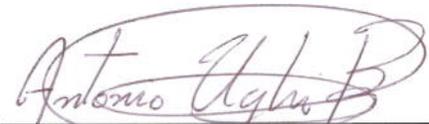
1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 25 de Julio de 2011, a las 4:00 p.m., para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que este hizo en el salón 312, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

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

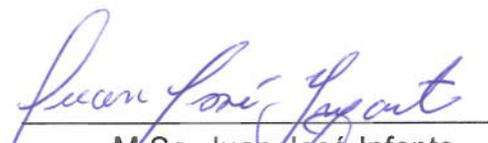
Para dar este veredicto, el jurado estimó que el trabajo examinado representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación presenta un enfoque novedoso dentro del área de Ciencias Geológicas.

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

En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los veinticinco (25) días del mes de Julio del año 2011, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinador del Jurado el M.Sc. Juan José Infante.

  
M.Sc. Antonio Ughi  
C.I. 11.233.084.  
Facultad de Ingeniería UCV

  
M.Sc. Yaraixa Pérez  
C.I. 12.959.269  
TEIKOKU

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



AM/08-07-2011.

## **DEDICATORIA**

Para mis padres, solamente puedo expresarles palabras de agradecimiento porque gracias a ustedes he llegado a ser y tener lo que tengo en mi vida, todo esto se lo debo a los dos, los amo con todo mí ser.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por formarme como persona y profesional, siempre te estaré agradecida todo lo que me has dado y lo poco que te retribuyo, gracias por este nuevo título.

Al Profesor Juan José Infante, gracias por sus consejos, tutorías académicas y por haber aceptado guiarme una vez comenzada la tesis, permitiéndome culminar con éxito este trabajo.

Al Ingeniero Miguel La Cruz que aunque no figures como Tutor, fuiste la persona que principalmente me guío durante el desarrollo del trabajo, transmitiéndome tus conocimientos y experiencias, este proyecto también es tuyo.

A Dios todo poderoso porque nos iluminas el camino de la vida, gracias y mil veces gracias por todo.

A Ariannella, amor gracias por ser quien eres y formar parte de mi vida, te agradezco por todo tu apoyo, comprensión y consejos tanto personales como técnicos, por tu impulso para terminar este proyecto, solo puedo decirte Te Amo.

A mi familia, por ser tan unida y ayudarme en todo los momentos estoy muy orgulloso por formar parte de ustedes. En especial a ti hermana, Te Adoro.

A los profesores del postgrado que me guiaron en esta etapa profesional, en especial a María Verónica Castillo y Jesús Sierra, que aunque finalmente no pudiste finalizar como mi tutor, me guiaste en el comienzo de este proyecto.

A la empresa Repsol y su personal por permitir desarrollar este trabajo, en especial agradezco por su apoyo y amistad a Emiliano, Pablo, Maca, Angie, Richar, Chicho, Mari y Norys.

A todos los panas de la UCV, en especial a mis hermanos Werner, Julio y Bryson, y mi hijita Gemita, gracias por ser lo incondicional que son conmigo.

Naval S., Daniel G.

## **MODELADO GEOLÓGICO A TRAVÉS DE HERRAMIENTAS GEOESTADÍSTICAS Y CÁLCULO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EN EL CAMPO QUIRIQUIRE PROFUNDO, ESTADO MONAGAS**

**Tutor Académico: Prof. Juan José Infante. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Postgrado de Geología, Minas, Geofísica y Petróleo. Año 2011, 163 p.**

**Palabras claves:** Modelado, Geoestadística, Inversión sísmica

**Resumen.** Se realizó la caracterización de los yacimientos del Campo Quiriquire Profundo a través de la integración de datos sísmicos, geológicos y de pozos, por medio de la aplicación de herramientas geoestadísticas, tanto determinísticas como estocástica. El área involucra yacimientos de Edad Cretácico Superior y Terciario, de depósitos clásticos marinos de plataforma, siendo un yacimiento naturalmente fracturado de gas condensado. Partiendo que el dato sísmico no era buena calidad, se le aplicaron filtros estructurales, así como rotación de la fase sísmica. Posteriormente se efectuó la interpretación sísmica estructural a nivel de yacimiento, basados en el balanceo de secciones y perfiles de ductibilidad de dos modelos regionales. El estilo estructural seleccionado son anticlinales tipo cabeza de culebra y el tipo de estructura es *break back*, formada por un retrocorrimiento pasivo conformado por fallas secundarias normales y *strike slip* de bajo salto, así como por fallas inversas menores. Luego se calcularon atributos sísmicos observándose que las mejores respuestas estuvieron asociadas a atributos de amplitud, posiblemente por los rasgos litológicos y el contenido de hidrocarburo (gas). Seguidamente se determinó el cubo de Impedancia Acústica (IA) por medio del método de Inversión Basados en Modelos. A partir de los atributos sísmicos y el cubo de IA se calculo el cubo de Porosidad Efectiva (PE), utilizando como técnica a las redes neuronales por el método Probabilístico. Se estableció que en todas las formaciones existe una tendencia SO-NE de valores altos de IA y PE, estando relacionada con la dirección de sedimentación del campo y producción de los pozos. Se realizó la factibilidad de Inversión Pre-Apilamiento, resultando positiva pero a nivel de datos sintéticos, debido a que los *Gathers* no estaban acondicionados. Luego se procedió a efectuar el modelado estructural en tiempo que posteriormente sirvió de base para el modelado de velocidades, que junto a las velocidades RMS e Interválicas, permitió obtener un cubo de velocidades ajustado a la complejidad estructural del área. Así mismo los cubos de IA y PE se escalaron en la malla estratigráfica y se llevaron a profundidad. Finalmente se realizó las simulaciones de las Asociaciones de Facies Sedimentarias (AFS) por medio del método Indicadora Secuencial guiadas por el cubo de IA, observándose que las tendencias obtenidas correlacionaron con la dirección de sedimentación del área. El resultado final fue un modelo geológico 3D, donde la correlación de la IA, PE y AFS junto al comportamiento de producción del campo, permitió la definición de 6 posibles localizaciones productoras de gas.

## ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	viii
LISTA DE TABLAS	xiii
LISTA DE FIGURAS	xiv
<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1. Objetivo General	3
1.2. Objetivos específicos	3
1.3. Localización del área de estudio	4
1.4. Antecedentes	5
1.5. Información disponible	8
1.6. Características generales	9
<b>CAPÍTULO II: MARCO GEOLÓGICO</b>	<b>11</b>
2.1. Rasgos Generales	11
2.2. Evolución Geodinámica	15
2.3. Geología local	18
2.3.1. Marco estructural	18
2.3.2. Modelo depositacional	19
2.3.3. Estratigrafía	20

<b>CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO</b>	<b>26</b>
3.1. Filtros estructurales	26
3.2. Atributos sísmicos	29
3.3. Inversión sísmica	32
3.3.1. Inversión basada en Modelo (Model Based Inversion)	34
3.4. Geoestadística	36
3.4.1. Variabilidad espacial	37
3.5. Redes Neuronales	40
3.5.1. Redes neuronales probabilísticas (Probabilistic Neural Network)	41
3.6. Simulación Indicadora Secuencial	44
<b>CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA</b>	<b>47</b>
4.1. Acondicionamiento de datos	47
4.1.1. Filtros estructurales	47
4.1.2. Rotación de fase sísmica	50
4.2. Interpretación sísmica estructural	51
4.2.1. Sismograma sintético	52
4.2.2. Balanceo de secciones	53
4.2.3. Determinación de perfiles de ductibilidad	54
4.2.4. Atributos estructurales	56

4.2.5. Interpretación de fallas	57
4.2.6. Interpretación de horizontes	57
4.2.7. Cartografiado de mapas	59
4.2.8. Resolución sísmica vertical	59
4.3. Calculo de atributos sísmicos	62
4.3.1. Atributos volumétricos	62
4.3.2. Atributos de superficies	63
4.3.3. Inversión acústica	65
4.3.4. Factibilidad de Inversión Pre-Stack y/o AVO	76
4.4. Geomodelado y geoestadística	84
4.4.1. Modelado estructural	84
4.4.2. Modelado de propiedades petrofísicas por redes neuronales	87
4.4.3. Modelado de velocidades	94
4.4.4. Conversión tiempo - profundidad	96
4.4.5. Modelado de facies sedimentarias por método de Simulación	
Indicadora Secuencial (SIS)	96
<b>CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>102</b>
5.1. Acondicionamiento de datos	102
5.1.1. Filtros estructurales	102

5.1.2. Rotación de fase sísmica	105
5.2. Interpretación sísmica estructural	106
5.2.1. Balanceo de secciones	106
5.2.2. Determinación de perfiles de ductibilidad	110
5.2.3. Interpretación estructural	112
5.3. Calculo de atributos sísmicos	121
5.3.1. Atributos volumétricosy superficies	121
5.3.2. Inversión acústica	125
5.3.3. Factibilidad de Inversión Pre-Stack y/o AVO	129
5.4. Geomodelado y geoestadística	133
5.4.1. Modelado de propiedades petrofísicas por redes neuronales	133
5.4.2. Modelado estructural, velocidades y conversión tiempo - profundidad	136
5.4.3. Modelado de facies sedimentarias por método de Simulación Indicadora Secuencial (SIS)	140
5.5. Zonas prospectivas	142
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>149</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS</b>	<b>154</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>160</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Registros de pozos del Campo Quiriquire Profundo	9
Tabla 1.2. Características generales de los yacimientos del campo Quiriquire Profundo	10
Tabla 4.1. Reflectores sísmicos interpretados	52
Tabla 4.2. Espesores promedios	61
Tabla 5.1. Propuesta de pozos productores de gas	148

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación del Campo Quiriquire Profundo	4
Figura 1.2. Mapa base mostrando el área de la sísmica y pozos para el campo Quiriquire Profundo	8
Figura 2.1. Ubicación geográfica de la Subcuenca de Maturín.	13
Figura 2.2. Modelo tectónico de la Subcuenca de Maturín	14
Figura 2.3. Sección estructural del flanco norte de la Subcuenca de Maturín	14
Figura 2.4. Sección norte-sur representativa de la las etapas de Margen Pasivo (a) y la Colisión Oblicua (b)	17
Figura 2.5. Gráfico esquemático de la evolución geodinámica de la Cuenca Oriental	17
Figura 2.6. Rasgos estructurales próximos al Campo Quiriquire Profundo.	18
Figura 2.7. Modelo Paleobatimétrico	19
Figura 2.8. Modelo Depositacional del Campo Quiriquire Profundo	20
Figura 2.9. Columna estratigráfica del Campo Quiriquire Profundo	25
Figura 3.1. Filtro de Buzamiento de Mediana (Median Dip Filter)	28
Figura 3.2. Filtro de Difusión (Diffusion Filter)	28
Figura 3.3. Principio de la Inversión Sísmica	33
Figura 3.4. Ejemplo de Inversión Basada en Modelo	36
Figura 3.5. Definición y partes de un Variograma	39
Figura 3.6. Funcionamiento del Método de Redes Neuronales Probabilísticas	43

Figura 3.7. Validación de error y comportamiento de los sigmas para el método de Redes Neuronales Probabilísticas.	44
Figura 4.1. Vista 3D mostrando dos secciones del cubo Steering.	48
Figura 4.2. Cubos de similaridad.	49
Figura 4.3. Comparación entre los filtros Median Dip y Diffusion.	49
Figura 4.4. Corrección del registro sísmico para el pozo P-23.	50
Figura 4.5. Sismograma sintético del pozo P-31 mostrando la ventana de análisis de correlación y fase sísmica a aplicarse.	52
Figura 4.6. Balanceo de sección de una de las interpretaciones regionales efectuada según el concepto de Flexural Slip	55
Figura 4.7. Cálculo de la profundidad de detachment	55
Figura 4.8. Corte en tiempo a 2500 ms del cubo de varianza (Figura a) y del cubo de discontinuidades obtenido por combinatoria de los atributos varianza y Ant-tracking (Figura b)	56
Figura 4.9. Sección sísmica arbitraria pasando por diversos pozos del campo mostrando el buen amarre entre los topes geológicos y reflectores sísmicos	58
Figura 4.10. Sección estratigráfica de los pozos P-2, P23 y P-31.	58
Figura 4.11. Sección estructural de los pozos P-6, P25 y P-26.	59
Figura 4.12. Mapa en tiempo del horizonte correspondiente a la Formación Los Jabillos donde se muestran los contactos y trazas de las fallas.	60
Figura 4.13. Velocidad interválica característica campo Quiriquire Profundo	61

Figura 4.14. Espectro de amplitud mostrando la frecuencia dominante del cubo sísmico.	61
Figura 4.15. Atributos sísmicos volumétricos en corte de tiempo de 2500 ms: Fase instantánea (Figura a), Frecuencia Dominante (Figura b) e Impedancia Acústica Relativa (Figura c).	64
Figura 4.16. Atributos sísmicos superficiales calculados para la Formación Vidoño. En la Figura a) se muestra el atributo Ancho de Banda y en la Figura b) El promedio de Energía.	64
Figura 4.17. Mapa base mostrando en rojo los pozos que contiene registros DTC y RHOB	66
Figura 4.18. Grafico cruzado DTC vs RHOB con el propósito de obtener las constantes a utilizarse en la Formula de Gardner.	67
Figura 4.19. Pozo P-10 mostrando el registro densidad determinado.	68
Figura 4.20. Pozo P-15 mostrando distintas versiones del DTC obtenidos por distintas fórmulas	69
Figura 4.21. Pozo P-30 ST mostrando el registro sísmico compresional determinado.	70
Figura 4.22. Mapa base mostrando aquellos pozos en rojo que contiene registros DTC y RHOB junto con aquellos que fueron calculados a partir de otros registros.	70
Figura 4.23. Gráfico cruzado entre Gamma Ray (GR) e Impedancia acústica (IA) a nivel de pozos.	71

Figura 4.24. Inline 1730 mostrando la problemática obtenida en el Modelo Geológico Inicial, debido a que los datos no honran los límites de los bloques interpretados.	73
Figura 4.25. Inline 1695 ilustrando el resultado de cortar el cubo sísmico PSTM siguiendo tope y base a nivel de yacimiento.	73
Figura 4.26. Pozo P-24 mostrando la comparación de los registros de Impedancia Acústica entre los métodos de Inversión testeados	74
Figura 4.27. Grafico de error obtenido para todos los pozos según el método de inversión Basado en Modelo.	74
Figura 4.28. Pozo P-31 mostrando los valores de correlación y amarre sísmica pozo efectuado partiendo del modelo del algoritmo obtenido al esconder el propio pozo.	75
Figura 4.29. Grafico cruzado de los registros de impedancia acústica originales (Eje X) versus los registros obtenidos por el método Basado en Modelo (Eje Y).	75
Figura 4.30. CDP Gathers Inline 3141 – 3172, Crossline 1455- 1861	77
Figura 4.31. Gráfico Cruzado del pozo P-31 entre Vp y Vs	78
Figura 4.32. Pozo P-28 mostrando el registro sísmico compresional obtenido	81
Figura 4.33. Pozo P-30 ST mostrando los registros obtenidos por las ecuaciones de Biot Gassmann: densidad (morado), sísmico compresional (en rojo) y sísmico de cizalla (en azul).	82
Figura 4.34. Pozo P-30 ST mostrando los registros obtenidos por análisis de física de rocas	83
Figura 4.35. Fallas construidas y conectadas	85

Figura 4.36. Construcción del mallado y pilares	86
Figura 4.37. Construcción del mallado y pilares	86
Figura 4.38. Vista 3D del proceso de estratificación	87
Figura 4.39. Gráfico de Operador de convolución mostrando el número de atributos sísmicos (eje X) versus el error de validación (eje Y).	91
Figura 4.40. Gráfico de error de entrenamiento (negro) y estimación (rojo) versus el número de atributos sísmicos	91
Figura 4.41. Gráfico cruzado entre la Porosidad real (eje X) versus la Porosidad calculada por el método de Multi-Atributos (eje Y)	92
Figura 4.42. Gráfico cruzado entre la Porosidad real (eje X) versus la Porosidad calculada por el método de Redes Neuronales (PNN) (eje Y).	93
Figura 4.43. Ley de promedio de Velocidades del Campo Quiriquire Profundo	95
Figura 4.44. Metodología empleada para la obtención del cubo de Velocidades Interválicas	95
Figura 4.45. Asociación de facies de barras de plataforma	98
Figura 4.46. Gráfico de Proporción en el caso de las Barras de Plataforma.	98
Figura 4.47. Gráfico de histogramas de Espesor.	99
Figura 4.48. Gráfico de Probabilidad en el caso de las Barras de Plataforma.	100
Figura 4.49. Variogramas de la Asociación de Plataforma de Carbonatos	100
Figura 4.50. Flujo de trabajo empleado para el desarrollo de la metodología propuesta para el trabajo de investigación	101

Figura 5.1. Vista 3D de las secciones sísmicas Inline 1707, Crossline 5700 y corte en tiempo de 3600 ms que muestra la mejora de la imagen sísmica por medio de la aplicación de los filtros estructurales	103
Figura 5.2. Espectros de amplitud e histogramas	104
Figura 5.3. Espectro de amplitud del cubo sísmico original y sin aplicación de filtros estructurales	105
Figura 5.4. Espectro de amplitud del cubo sísmico con filtros estructurales rotado mostrando su corrección a fase cero.	105
Figura 5.5. Ondícula promedio obtenida de la corrección del cubo sísmico y utilizada para el amarre sísmica pozo del campo	106
Figura 5.6. Modelos estructurales regionales conceptuales previos del Norte de Monagas.	107
Figura 5.7. Sección sísmica Crossline 5300 mostrando las interpretaciones regionales propuestas	108
Figura 5.8. Balanceo de secciones	109
Figura 5.9. Sección sísmica Crossline 5300 mostrando la profundidad del detachment determinado	111
Figura 5.10. Sección sísmica Crossline 5700 mostrando el estilo estructural (anticlinales cabeza de culebra) y tipo de estructura (break back) seleccionados para el Campo Quiriquire Profundo	113
Figura 5.11. Sección sísmica Crossline 5615 mostrando los principales rasgos estructurales del campo.	113
Figura 5.12. Sección sísmica Inline 1715 donde se muestra las cuñas estructurales presentes en el campo presentes en la zona SO.	115

Figura 5.13. Sección sísmica Inline 1710 mostrando la convergencia de fallas normales e inversas (de despegue) en la zona central.	115
Figura 5.14. Comparación estructural entre la zona SO del Campo y la zona noreste	116
Figura 5.15. Compartimientos del campo Quiriquire Profundo.	116
Figura 5.16. Sección sísmica Crossline 5615 ubicada en la zona NE del campo donde se puede apreciar la caída escalonada de los bloques desde el lóbulo Principal hacia los sub-corrimentos	117
Figura 5.17. Sección sísmica Crossline 5275 ubicada en la zona SO del campo donde se puede apreciar una zona con posible arrastre de parte del yacimiento principal (Formación Los Jabillos).	118
Figura 5.18. Sección sísmica Crossline 5710 mostrando el concepto de retrocorrimiento pasivo.	119
Figura 5.19. Mapas estructurales obtenidos	120
Figura 5.20. Mapa de Amplitud RMS para la Formación Los Jabillos Inferior.	121
Figura 5.21. Mapa estructural de la Formación Los Jabillos Inferior mostrando los pozos con sus respectivas formaciones productoras.	122
Figura 5.22. Mapa de Frecuencia Dominante para la Formación Los Jabillos Inferior.	122
Figura 5.23. Mapa de Promedio de Amplitud para la Formación Los Jabillos Inferior mostrando dos secciones sísmicas de posibles zonas prospectivas determinadas a partir del atributo sísmico y anomalía sísmica.	123
Figura 5.24. Mapas de Amplitudes RMS para las Formaciones Vidoño (Figura a), San Juan (Figura b), y San Antonio (Figura c).	124

Figura 5.25. Valores de correlación de los pozos utilizados para la Impedancia Acústica.	126
Figura 5.26. Sección de Impedancia Acústica Inline 1711	126
Figura 5.27. Sección de Impedancia Acústica Crossline 5472	127
Figura 5.28. Mapas de Impedancia Acústica para la Formaciones Los Jabillos (Figura a), Vidoño (Figura b), San Juan (Figura c), y San Antonio (Figura d).	128
Figura 5.29. Pozo P-28 mostrando los distintos registros petrofísicos y calculados por análisis de Física de Rocas	130
Figura 5.30. Gráficos cruzados para el pozo P-31	131
Figura 5.31. Pozo P-31 mostrando las zonas de AVO encontradas en el Gather sintético y su correlación con los registros petrofísicos y de física de rocas, así como el intervalo cañoneado y productor de los Jabillos Inferior (en rojo).	132
Figura 5.32. Grafico de registros de porosidad efectiva actual (en negro) y de porosidad efectiva modelada por redes neuronales (en rojo)	134
Figura 5.33. Gráfico de error de validación (en rojo) y predicción (en negro)	134
Figura 5.34. Mapas de Porosidad Efectiva para la Formaciones Los Jabillos (Figura a), Vidoño (Figura b), San Juan (Figura c), y San Antonio (Figura d).	135
Figura 5.35. Modelado de Velocidades	136
Figura 5.36. Modelado estructural del campo en profundidad	137

Figura 5.37. Impedancia Acústica en profundidad y escalada en la malla estratigráfica.	138
Figura 5.38. Porosidad Efectiva en profundidad y escalada en la malla estratigráfica.	138
Figura 5.39. Modelo estructural en profundidad mostrando el buen amarre entre los reflectores sísmicos y los marcadores geológicos	139
Figura 5.40. Mapas de asociación de facies sedimentarias para la Formaciones Los Jabillos (Figura a), Caratas (Figura b), Vidoño (Figura c), San Juan (Figura d), y San Antonio (Figura e).	141
Figura 5.41. Zonas prospectivas (círculo en negro) de la Formación Los Jabillos mostrando en la Figura a) la Asociación de Facies sedimentarias, la Figura b) Impedancia Acústica y Figura c) Porosidad Efectiva.	143
Figura 5.42. Zonas prospectivas (en negro) de la Formación Caratas mostrando en la Figura a) la Asociación de Facies sedimentarias, la Figura b) Impedancia Acústica y Figura c) Porosidad Efectiva.	144
Figura 5.43. Zonas prospectivas (en negro) de la Formación Vidoño mostrando en la Figura a) la Asociación de Facies sedimentarias, la Figura b) Impedancia Acústica y Figura c) Porosidad Efectiva.	145
Figura 5.44. Zonas prospectivas (en negro) de la Formación San Juan mostrando en la Figura a) la Asociación de Facies sedimentarias, la Figura b) Impedancia Acústica y Figura c) Porosidad Efectiva.	146
Figura 5.45. Zonas prospectivas (en negro) de la Formación San Antonio mostrando en la Figura a) la Asociación de Facies sedimentarias, la Figura b) Impedancia Acústica y Figura c) Porosidad Efectiva.	147

Figura 5.46. Gráfico de Porosidad Efectiva de la Formación Caratas  
mostrando la propuesta de Pozos Productores de Gas  
para todas las Formaciones.

148

## **CAPÍTULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

El bloque Quiriquire fue operado desde su descubrimiento en 1928 por Creole Petroleum Corporation hasta el arribo de la nacionalización petrolera en Venezuela en 1976, cuando Lagoven, filial de PDVSA se hizo cargo del mismo. En 1994, el bloque Quiriquire fue adjudicado a Maxus a través de un convenio de Servicios de Operación de Segunda Ronda de Reactivación de Campos Petroleros Marginales con una duración de 20 años (finalizaría en diciembre de 2013). A partir de 1999, Repsol YPF compro a la empresa Maxus, iniciando así la operación del bloque hasta la presente fecha. Posteriormente en 2006, el MPPEP definió una Licencia de Gas No Asociado a la Empresa Mixta de Gas (QUIRIQUIRE GAS, S.A.) en la cual 60% pertenece a REPSOL YPF y 40% a PDVSA GAS.

El bloque Quiriquire contiene a los campos Quiriquire - Estructura Somera (productor de petróleo pesado), Quiriquire - Estructura Profunda (productor de gas condensado), Tropical (productor de petróleo liviano y gas condensado) y San Luis (productor de gas condensado). El interés del siguiente trabajo se concentra en el campo Quiriquire Profundo que fue descubierto por el pozo P-1 en 1952 y presenta un acumulado de 22.3 MMbbls de petróleo, 789.9 BCF de gas y 502 MBLs de agua. Hasta la fecha se han perforado un total de 31 pozos, de los cuales 16 pozos están activos, siendo la producción actual de 2800 BNPD de petróleo, 190 MMPCND de gas y 100 BPD.

Durante el transcurso del desarrollo del campo Quiriquire, Profunda, se han realizado diversos estudios por parte PDVSA, Repsol YPF y empresas consultoras, señalando que los yacimientos se constituyen de una capa de gas de bajo rendimiento de condensado con un delgado anillo de petróleo, el cual se encuentra comunicado en presión areal y vertical a través de las diferentes formaciones.

Con el propósito de reactivar, incrementar y optimizar la producción del campo, surgió la necesidad de efectuar una nueva caracterización del yacimiento, debido a las incongruencias detectada en el comportamiento de producción y presiones de algunos pozos, principalmente los ubicados hacia el SO (P-7, P-8, P-11, P-20, P-24, P-29 y P-30 ST) y que no se correlacionan con el modelo estructural actual.

Para efectuar la caracterización de los yacimientos del campo el siguiente trabajo propone a través de una metodología efectuar la representación de las heterogeneidades complejas geológicas del área, mediante la integración de datos sísmicos, geológicos y de pozos, por medio de la aplicación de herramientas geoestadísticas, tanto determinísticas (redes neuronales, extracción de atributos sísmicos) y estocásticas (simulación indicadora secuencial) que permitan identificar con certidumbre nuevas zonas prospectivas.

En el mundo de la geociencias se ha demostrado que a través de los atributos sísmicos tanto convencionales (volumétricos, estructurales, entre otros) como los no convencionales (Inversión, AVO), se pueden estimar por métodos tanto lineales como no lineales la distribución espacial de las propiedades de yacimientos determinadas a través de los registros de pozos. En los últimos años se ha optado por trabajar principalmente con métodos geoestadísticos que involucran técnicas como redes neuronales, análisis fractales, simulaciones gaussianas, indicadora secuencial, entre otros, debido a la capacidad que estos tienen de incorporar información espacial y respetar los valores tanto de las propiedades continuas como discretas, generando resultados de gran certidumbre.

## **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Se propone obtener un modelo geológico 3D del campo Quiriquire Profundo a través de la interpretación estructural y modelado estratigráfico, utilizando herramientas de geoestadística y cálculo de atributos sísmicos, con el propósito de integrar datos sísmicos y de pozos, que permitan establecer con gran certidumbre la identificación de nuevas zonas prospectivas del área de estudio.

## **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Interpretación sísmica estructural de las formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, y Los Jabillos.
- Cartografiado de los mapas estructurales.
- Extracción, factibilidad y análisis de los atributos sísmicos convencionales (volumétricos, estructurales, entre otros) y no convencionales (Inversión sísmica, AVO).
- Modelado petrofísico del campo utilizando redes neuronales.
- Generación de modelo de facies sedimentarias a través de la simulación indicadora secuencial.
- Análisis de física de rocas del área a través de diversos gráficos cruzados.
- Identificación de nuevas zonas prospectivas y propuesta de nuevos pozos productores.

### 1.3. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El bloque Quiriquire está ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la sub-cuenca de Maturín hacia el extremo NE del lineamiento El Furrial, Estado Monagas. Este lineamiento estructural se formó como resultado de la colisión entre las placas Sudamericana y la del Caribe, dando origen a una serie de anticlinales de orientación SO-NE. Los yacimientos del Campo Quiriquire Profundo, están localizados en el extremo NE de este lineamiento, en la porción central norte del Bloque Quiriquire (ver Figura 1.1)

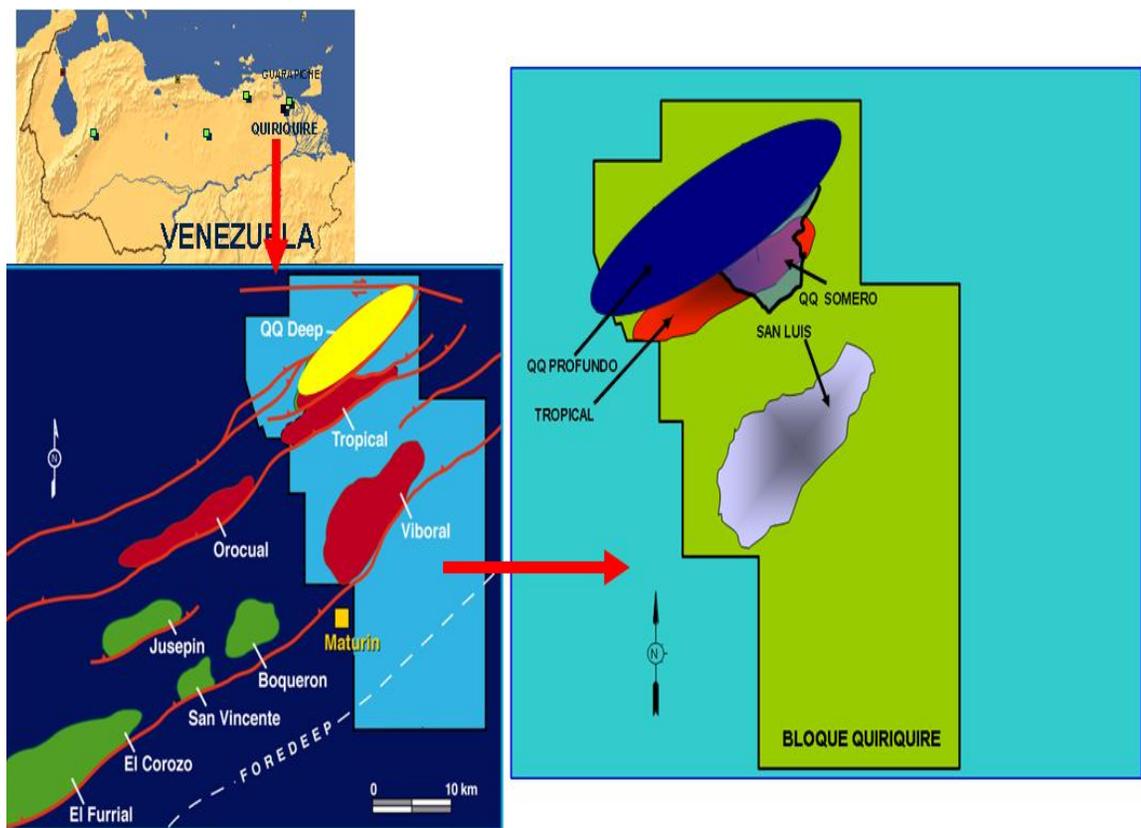


Figura 1.1. Ubicación del Campo Quiriquire Profundo

#### **1.4. ANTECEDENTES**

El primer trabajo publicado internacionalmente sobre el campo Quiriquire fue realizado en la revista Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists titulado “Caso histórico del Campo Quiriquire, Venezuela” efectuado por Borger en el año 1952, donde se realizó una descripción de los principales rasgos estructurales y estratigráficos del campo así como características y comportamientos de los yacimientos sobre los pozos productores acumulados hasta ese año, desde 1928 el cual fue la fecha cuando se descubrió el campo.

En el año 1999, Rigatti et al trabajaron sobre con un volumen de datos sísmicos del bloque Quiriquire adquiridos en el año de 1996 y publicaron un trabajo denominado “3-D seismic volume of a major buried thrust front; Quiriquire Block, eastern Venezuela Basin”, donde muestran los complejos rasgos estructurales del campo característicos de zonas sometidas a compresión.

Posteriormente en el año 2001, también Rigatti junto con otros autores realizaron una publicación conocida como “3D PSDM case history in a thrust Belt Quiriquire block, Eastern Venezuelan Basin”, donde muestran a través del cubo sísmico 3D del campo Quiriquire Profundo que al aplicarse a los datos el proceso de migración en profundidad se pueden obtener con mayor certidumbre el posicionamiento de los eventos sísmicos tanto a nivel vertical como horizontal, así como una mejor resolución sísmica mostrándolos como un caso histórico para aquellas zonas de complejidad estructural que presentan múltiples corrimientos.

En base a los datos sísmicos del PSDM, en 2002 Rigatti et. al, efectuaron una nueva interpretación estructural del campo por medio del estudio denominado “Structural Analysis and 3D Model”.

Para el año 2005 por medio de la empresa Inter-Rock se efectuaron dos trabajos en el área de petrofísica denominados: Modelo Petrofísico para los miembros Zeta, Etha y Theta del Campo Quiriquire Shallow, estado Monagas, Cuenca Oriental

de Venezuela y Modelo Petrofísico Integrado para las formaciones Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan y San Antonio del campo Tropical, estado Monagas, Cuenca Oriental de Venezuela. El primer estudio consistió en un modelo petrofísico integrado para crudo pesado, empleando, en su mayoría datos de perfiles viejos, algunos modernos, producción, geología y núcleos disponibles para la evaluación de 120 pozos. Por otro lado, el segundo estudio consistió en el diagnóstico de datos de 6 pozos para la generación del Modelo Petrofísico y evaluación de dichos pozos para mejoramiento de productividad de los yacimientos de Gas Condensado de la Unidad Económica perteneciente a las Licencias de Gas de Repsol.

En el año 2006 Castagna realizó una recomposición de los perfiles de pozo en Quiriquire con análisis de producción con el objetivo de construir mejores modelos de reservorios a partir de las porosidades y las saturaciones de fluidos calculadas.

En el 2008, por medio de la empresa Inter-Rock se efectuó el estudio conocido como: Estudio Sedimentológico Campo Quiriquire, Oligoceno-Cretácico, con la finalidad de estudiar las facies y asociaciones de facies sedimentarias, así como el marco litoestratigráfico, cronoestratigráfico, las condiciones paleoambientales y edades geológicas de los núcleos.

Existen diversos trabajos denominados Memorias Descriptivas Quiriquire Profundo, realizados desde el período 2001 hasta el 2008 en los cuales se presenta un resumen sobre los soportes tanto técnicos como económicos de los volúmenes de gas y condensados describiendo los escenarios planificados para el desarrollo de reservas del campo Quiriquire Profundo.

En el Plan de negocio 2008 del campo Quiriquire Estructura profunda, se documenta sobre los soportes técnicos y económicos de los volúmenes de gas y condensados de los escenarios previstos para el desarrollo de reservas del campo.

Con respecto a publicaciones efectuadas anteriormente y relacionadas a la metodología de trabajo utilizado en el trabajo se tienen las siguientes:

Banchs y Michelena en el 2002 publicaron un trabajo denominado “From 3D seismic attributes to pseudo-well-log volumes using neural networks: Practical considerations” donde explican el flujo de trabajo a emplear para la determinación de Pseudo-registros a partir de datos sísmicos 3D, utilizando las redes neuronales.

Calderón y Castagna en el año 2007 publicaron un trabajo denominado “Porosity and lithologic estimation using rock physics and multi-attribute transforms in Balcon Field, Colombia”, que a través de los resultados de integración de física de rocas, inversión sísmica, y transformada de multi-atributos estimaron las propiedades de los yacimientos de las arenas del campo Balcon en la cuenca Neiva de Colombia.

También en el año 2007 se publicó un trabajo conocido como “Neural networks and their applications in lithostratigraphic interpretation of seismic data for reservoir characterization” efectuado por Singh et al, quienes a través de las redes neuronales establecieron la relación existente entre los datos sísmicos y las propiedades de yacimientos para datos de la cuenca Cambay de la India.

Otro trabajo efectuado en el 2007 fue el realizado por Valdez et. al, donde efectuaron un estudio llamado “Modelo de distribución de Facies Sedimentarias en el Intervalo Cretácico del Bloque 16. Estratigrafía Secuencial e Integración con información Sísmica”, en la cual determinaron la distribución real y lateral de los principales yacimientos mediante integración sedimentológica y estratigráfica de las formaciones Napo y Hollín, de la Cuenca Oriente del Ecuador.

En el año 2008, Gutiérrez et al realizaron una estimación y modelado de propiedades de yacimiento a través atributos sísmicos y geoestadística en campos de gas del sur de España con el propósito de maximizar la cantidad de información disponible de sísmica y pozo para a través de análisis integrados producir mejores resultados en la estimación de propiedades de yacimiento.

## 1.5. INFORMACIÓN DISPONIBLE

- Cubo sísmico PSTM correspondiente al levantamiento sísmico Quiriquire 97 3D con unas dimensiones para el área de Quiriquire Profundo de 300 Km<sup>2</sup> (ver Figura 1.2)
- Cubo de Velocidades RMS
- Registros de pozos, Curvas Tiempo – Profundidad (ver tabla 1.1)
- Evaluación petrofísica del Campo: Porosidad efectiva, Porosidad Total, Permeabilidades, Saturación de Agua, Índice de Arcillosidad, entre otros.
- Mapas de facies sedimentarias, mapas de asociaciones de facies sedimentarias, descripción sedimentológica de núcleos de los pozos: P-2, P-3, P-5, P-12, P-18, P-19, P-21, P-27.

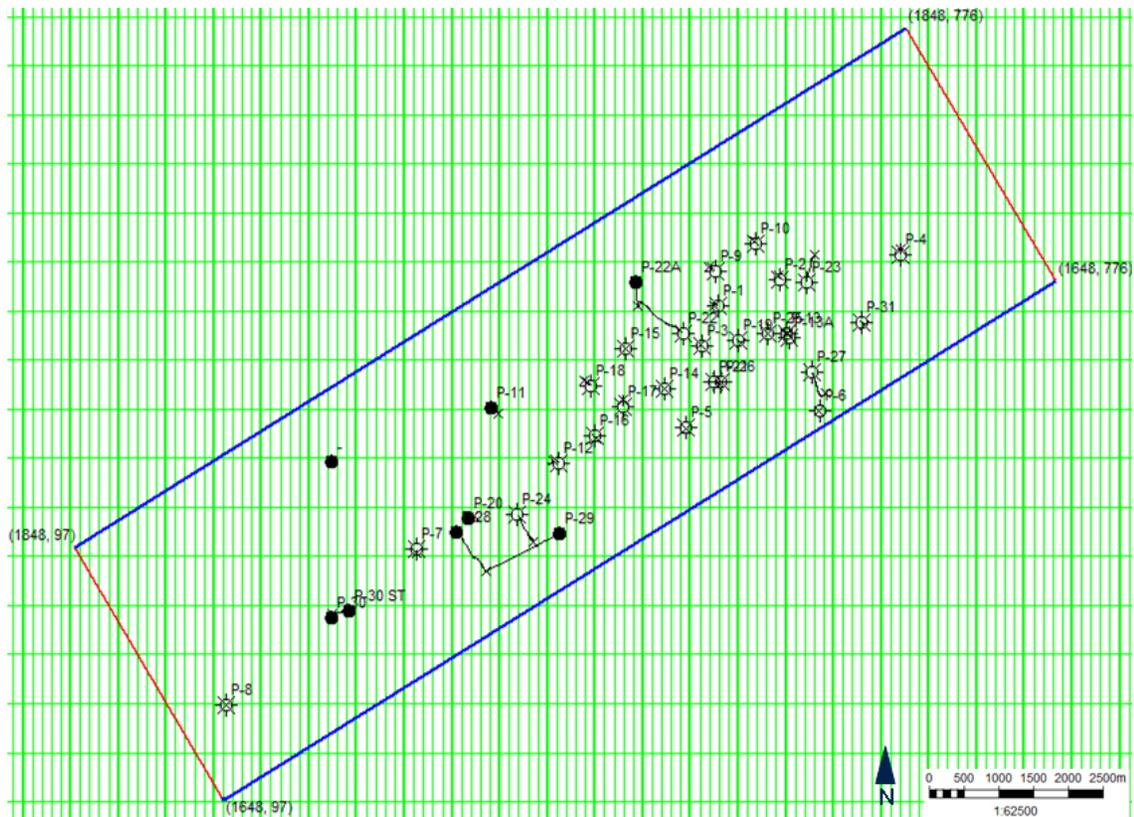


Figura 1.2. Mapa base mostrando el área de la sísmica y pozos para el campo Quiriquire Profundo

Tabla 1.1. Registros de pozos del Campo Quiriquire Profundo

Pozos	Registros																			
	TZ	DTC	DTS	GR	CALIPER	RHOB	ILD	ILM	LLD	LLS	LN	MSFL	NPHI	PHIE	SP	SW	VCL	AT10	AT60	AT90
P-1														X	X	X	X			
P-2	X													X	X	X	X			
P-3					X					X				X		X	X			
P-4	X			X						X					X	X	X			
P-5	X			X		X				X					X	X	X			
P-6	X			X										X	X	X	X			
P-7	X			X	X					X				X		X	X			
P-8																				
P-9				X						X				X	X	X	X			
P-10	X																			
P-11																				
P-12	X						X							X	X	X	X			
P-13	X																			
P-13A	X	X		X	X	X		X	X				X	X		X	X			
P-14	X	X		X	X	X	X						X	X		X	X			
P-15	X	X		X	X	X		X	X				X	X		X	X			
P-16	X	X		X	X	X		X	X				X	X		X	X			
P-17	X			X	X	X		X	X				X	X	X	X	X			
P-18	X	X		X	X	X		X	X				X	X		X	X			
P-19	X			X	X	X		X	X		X		X	X		X	X			
P-20	X	X		X	X								X	X	X	X	X			
P-21	X			X	X	X		X	X		X		X	X	X	X	X			
P-22	X	X		X	X	X		X	X				X	X	X	X	X			
P-22A	X			X			X	X					X	X	X	X	X			
P-23				X	X	X							X	X	X	X	X			
P-24	X	X		X	X	X							X	X	X	X	X			
P-25	X	X		X	X	X							X	X	X	X	X			
P-26		X		X	X	X	X	X					X	X	X	X	X			
P-27	X	X		X	X	X		X	X				X	X		X	X			
P-28	X	X		X	X	X	X	X					X	X		X	X			
P-29	X			X	X	X								X		X	X			
P-30				X	X	X							X	X	X	X	X			
P-30 ST				X	X	X							X	X		X	X		X	X
P-31		X	X	X	X	X							X	X		X	X	X	X	X

## 1.6. CARACTERÍSTICAS GENERALES

La estructura de Quiriquire Profundo, es un anticlinal de cabalgamiento altamente fallado que involucra yacimientos de edad Cretácico Superior y Terciario. Desde el punto de vista de fluido, se caracteriza fundamentalmente por ser un yacimiento de gas con bajo rendimiento de condensado de aproximadamente unos 3000 pies de espesor y contiene un delgado anillo de petróleo de unos 500 pies de espesor. Los yacimientos corresponden a las Formaciones Los Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan y San Antonio. En su mayoría son depósitos clásticos marinos de plataforma (areniscas y areniscas calcáreas), tienen baja porosidad y permeabilidad primaria con un sistema de fractura sobre impuesto.

En la siguiente tabla (1.2) se muestran los principales rasgos de los yacimientos del campo:

Tabla 1.2. Características generales promedio de los yacimientos del campo Quiriquire Profundo

Presión Inicial del yacimiento (psia)	4340
Presión Actual (psia)	2760
Presión de Rocío (psi)	4135
Profundidad Datum (Pies)	-9250
Temp. Prom. Yacimiento (°F)	195
Porosidad (%)	3 - 15%
Permeabilidad (md)	0.1 - 250
Gravedad API	8° - 60°
RGC inicial (Bl/MMpcn)	30
Acum. Pet. 30/06/2011 (MMBLS)	22,3
Acum. Gas 30/06/2011 (MMMPC)	789,9
Acum. Agua 30/06/2011 (MBLS)	502
Gas Inyectado (MMMPC)	77,8
POES/COES (MMBLS)	180,9
GOES/GSOS (MMMPC)	1908
Recobro Actual (%)	41,4
Pozos Perforados	31
Pozos Activos	16

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO GEOLÓGICO**

#### **2.1. RASGOS GENERALES**

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la zona centro-este del país, que se extiende por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del Estado Sucre; prolongándose por la plataforma continental hasta el sur de Trinidad . Esta limitada al norte por la Cordillera de la Costa (Serranía del Interior) y el cinturón ígneo metamórfico de Araya-Paria, al este continúa sobre la corteza oceánica del Atlántico, hacia el oeste limita con el Arco de El Baúl, y hacia el sur está limitada por el escudo de Guayana y siguiendo el curso del Río Orinoco (Di Croce, 1999).

La cuenca es asimétrica y elongada con un espesor de sedimentos del período terciario de aproximadamente 8 Km. El flanco sur de la cuenca buza ligeramente hacia el norte, mientras que en el flanco norte presenta fallamientos y cabalgamientos con la Serranía del Interior (Di Croce, 1999). Tiene una extensión aproximada de 800 kilómetros este-oeste y 200 kilómetros norte-sur. Se caracteriza topográficamente por presentar llanuras extensas que abarcan alrededor de 165.000 Km. (González et al., 1980)

La Cuenca Oriental de Venezuela por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos Subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este. La interfase que separa las Subcuencas de Guárico y Maturín de los plegamientos de la Serranía del Interior es el sistema de fallas de Urica; mientras que las Subcuencas de Guárico y Maturín están separadas por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras asociadas (Di Croce, 1999).

La Subcuenca de Guárico comprende los campos del Estado Guárico y parte del Norte del Estado Anzoátegui. El flanco norte de la Subcuenca posee un marco tectónico complejo a causa que se encuentra asociado al frente de deformación del sistema de fallas de Guárico, con rocas Cretácicas y Terciarias. Hacia el flanco sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales (Graben de Espino) en las que se conservaron rocas Jurásicas y Paleozoicas, con un acuñamiento de las secuencias terciarias y Cretácicas hacia el Sur.

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental (ver Figura 2.1). Según Parnoud et al, 1995 puede ser dividida estructuralmente en dos provincias tectónicas:

- Provincia extensional (autóctona): Se reconocen dos tipos de estructuras, unas fallas normales que cortan desde el basamento ígneo-metamórfico así como a la cubierta sedimentaria del Cretácico y Terciario, las cuales se encuentran frecuentemente hacia la Faja Petrolífera del Orinoco permitiendo el entrapamiento del hidrocarburo a lo largo de la inconformidad del Mesozoico y Cenozoico sobre el basamento . Las otras son fallas lítricas sólo observada en sedimentos del Mioceno, asociadas a estructuras Roll over.
- Provincia compresional (alóctona): Corresponde a la zona de capas delgadas frontales desarrolladas durante la sedimentación de las lutitas pertenecientes a la Formación Carapita. Las capas más jóvenes se encuentran hacia el sur debido al transporte tectónico ocurrido desde el noroeste hacia el sureste (ver Figura 2.2).

La estratigrafía de la Subcuenca de Maturín puede ser diferenciada en tres períodos de acuerdo a su evolución sedimentaria: el primero corresponde al margen pasivo en el cual todos los sedimentos provienen del sur y suroeste. El segundo período es caracterizado por el levantamiento de la Serranía del Interior con una sedimentación desde el norte, donde se produjo el desarrollo de la Cuenca Foreland o

Antepaís, durante el temprano y medio Mioceno. Por último, el tercer período se vincula con el relleno del basamento por sedimentos después del tectonismo (Chevalier, 1993). Por lo tanto, se puede definir dos dominios operacionales de las unidades estratigráficas: uno en el flanco norte que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno, siendo una espesa y compleja secuencia sedimentaria semejante a la estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental (ver Figura 2.3). El otro se ubica en el flanco sur, similar a la Subcuenca de Guárico, con el Grupo Temblador representante del Cretácico y con Terciario suprayacente (fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno), en donde los ambientes fluvio-deltáicos y marinos someros se alternan hasta su relleno final de ambientes marinos (Schlumberger, 1997)



Figura 2.1. Ubicación geográfica de la Subcuenca de Maturín.

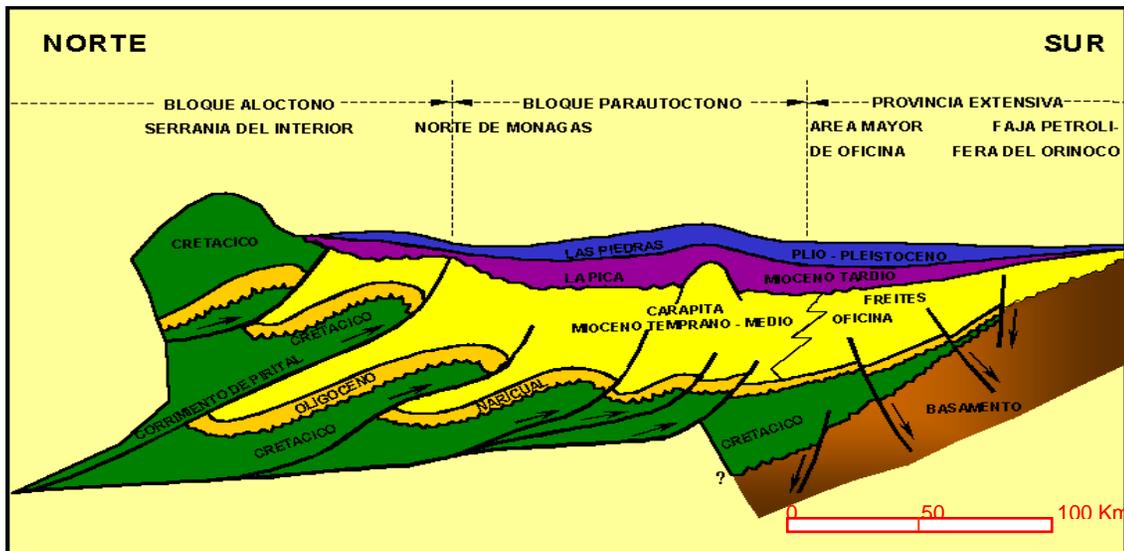


Figura 2.2. Modelo tectónico de la Subcuenca de Maturín (Tomado de Daal, 1991).

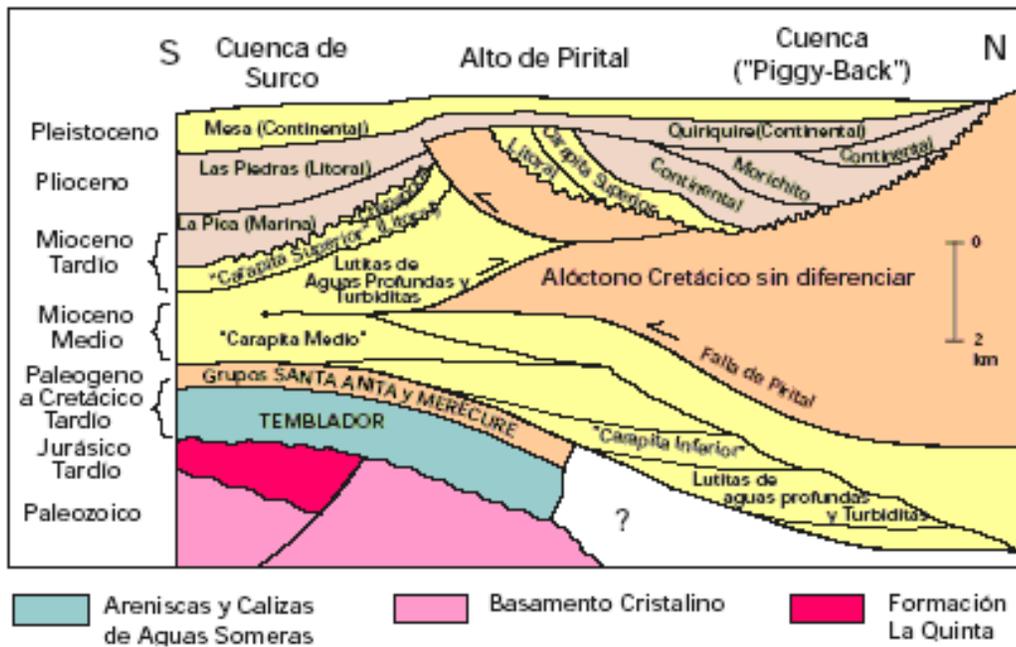


Figura 2.3. Sección estructural del flanco norte de la Subcuenca de Maturín. (Tomado de Schlumberger, 1997).

## 2.2. EVOLUCIÓN GEODINÁMICA

La evolución neodinámica de la cuenca Oriental de Venezuela puede ser dividida en cuatro eventos (Parnaud et al., 1995):

1. Una fase Pre-rift en el Paleozoico: Está asociada con las Formaciones Hato Viejo y Carrizal de la Subcuenca de Guárico, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos costeros a neríticos.

2. Una fase de Rifting y Drifting durante el Jurásico y el Cretácico Temprano: Está caracterizada por la creación de corteza oceánica en la zona correspondiente al mar de Thetis y Caribe, asimismo se desarrolló una gran inconformidad regional. Se produjo el levantamiento vertical del borde cratónico, actividad volcánica en el Macizo de El Baúl, así como por un largo período de erosión sobre la mayor parte de la Cuenca Oriental. La transgresión está bien representada por la sedimentación de clásticos y calizas marinas de la Formación Barranquín y la depositación hacia el sur del Grupo Temblador con la Formación Canoa de ambiente continental.

3. Un periodo de margen pasivo durante el Cretácico y el Paleoceno: Está caracterizada por tres fases principales transgresivas, una fase inicial que comenzó con la depositación de las arenas basales de la Formación Barranquín (Van der Osten, 1957). El máximo avance transgresivo de esta fase está marcado por la depositación de carbonatos de plataforma que son diacrónicos de edad Cretácico Medio. La principal roca madre fue depositada en esta fase transgresiva.

La siguiente transgresión tuvo lugar durante la edad Paleoceno – Eoceno, seguida por la regresión del Maastrichtiense, y está representada por fenómenos tectonotermales que afectaron las rocas mesozoicas al norte de las actuales costas de Venezuela central y oriental, produciendo metamorfismo regional acompañado de intrusiones ácidas (González de Juana et al., 1980). Durante el Paleoceno – Eoceno, finaliza la retirada de los mares iniciada en el Campaniense por lo que las aguas invaden nuevamente de cuenca a nivel de la parte central de Guárico y posteriormente las zonas meridionales de los estados Anzoátegui, Monagas y Sucre. El levantamiento

ocurrido a finales del cretácico determinó una extensa zona donde se sedimentaron las primeras unidades antepaís del Paleoceno Eoceno (González de Juana et al., 1980).

La fase final de la transgresión ocurrida durante el Oligoceno comenzó con la depositación de las arenas basales de la Formación Merecure bajo un ambiente continental en la parte sur de la cuenca y hacia el norte fue depositada bajo un ambiente de arrecife. Es la principal roca reservorio del área de El Furrial. La fuente de los sedimentos proviene del Escudo de Guayana ubicado al sur de la cuenca (ver Figura 2.4) (Parnaud et. al, 1995).

4. Una fase final durante la colisión oblicua en el Plioceno - Mioceno y el Cuaternario que resultó en la formación de la Serranía del Interior y la transformación de la cuenca de margen pasivo a una cuenca tipo antepaís. Finalizó durante el Oligoceno con la colisión de la Placa del Caribe contra la Placa Suramericana en la cual la cuenca cambió a tipo antepaís. Durante esta colisión oblicua la Placa Caribe fue migrando hacia el este durante el Oligoceno Tardío al Mioceno Temprano, dividiendo la cuenca antepaís en tres áreas: la primera, ubicada al sur de la cuenca (de Cerro Negro a Oritupano) correspondiente a la zona de plataforma, la segunda en la zona central (de Acema-Casma a Pirital) correspondiente al antearco, y hacia el norte (zona norte de la falla de Pirital) correspondiente a la zona de sobrecojamiento. La activa interacción de la placa Caribe y el borde meridional de Suramérica durante el Neógeno permitieron el desarrollo de un cinturón orogénico por la actual Serranía del Interior, la cual fue intensamente plegada y fallada por movimientos compresivos de norte a sur, indicados por largos pliegues, asimetría, fuertes volcamientos hacia el sur y numerosas fallas de corrimiento. El levantamiento de la Serranía del Interior estuvo caracterizado por una serie de movimientos espasmódicos. El esquema generalizado de la sedimentación durante el Neógeno corresponde a ambientes predominantes continentales a salobres, fluvio deltaicos, con grandes extensiones pantanosas y recurrencia de cortas invasiones marinas (ver Figura 2.4) (González de Juana et al., 1980).

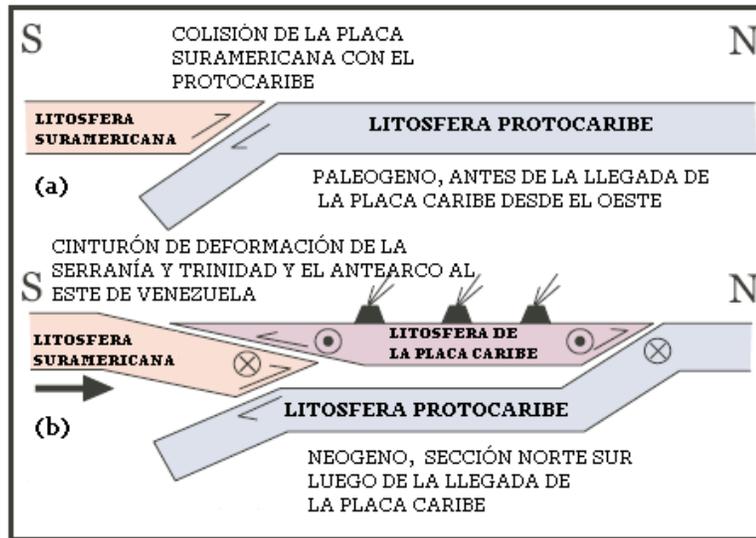


Figura 2.4. Sección norte-sur representativa de la las etapas de Margen Pasivo (a) y la Colisión Oblicua (b), tomado y modificado de Pindell (2001).

En la siguiente Figura (2.5) se muestra un cuadro esquemático resumen de la evolución tectonoestratigráfica de la Cuenca Oriental:

EDAD		DEFORMACIÓN		ESTRATIGRAFÍA
		OESTE	ESTE	
TERCIARIO	PLIOCENO	POST-OROGENIA		ANTEPAÍS
	MIOCENO			MARGEN ACTIVO
	OLIGOCENO	POST-RIFT		TRANSICIÓN
	EOCENO			MARGEN PASIVO
	PALEOCENO			
CRETÁCICO	RIFTING	RIFT		
PALEOZOICO		PRE-RIFTING		
PRECAMBRICO		BASAMENTO CRISTALINO		

Figura 2.5. Gráfico esquemático de la evolución geodinámica de la Cuenca Oriental (Tomado y modificado de Di Croce, 1995)

## 2.3. GEOLOGÍA LOCAL

### 2.3.1. Marco estructural

El bloque Quiriquire Profundo se formó por la colisión entre las placas Sudamericana y la del Caribe, dando origen a una serie de anticlinales de orientación SO-NE. La estructura es un anticlinal de corrimiento que está cortado por una serie de fallas normales que inclinan hacia el oeste con un desplazamiento que oscila entre los 100 pies hasta más de 2000 pies, así como por un retrocorrimiento. Las fallas normales están en ángulo recto con respecto al rumbo del anticlinal, mientras que el retrocorrimiento se orienta paralelo al rumbo estructural. Las fallas son ambas sellantes y no sellantes unas actúan como sellos de presión, y hacen el yacimiento compartimentalizado. Otras fallas menores son no sellantes y permiten comunicación horizontal. En la Figura 2.6 se muestra las principales estructuras próximas al campo, en la que destacan el Corrimiento de Pirital, Falla del Pilar, Falla de San Francisco, Falla de Urica, entre otros.

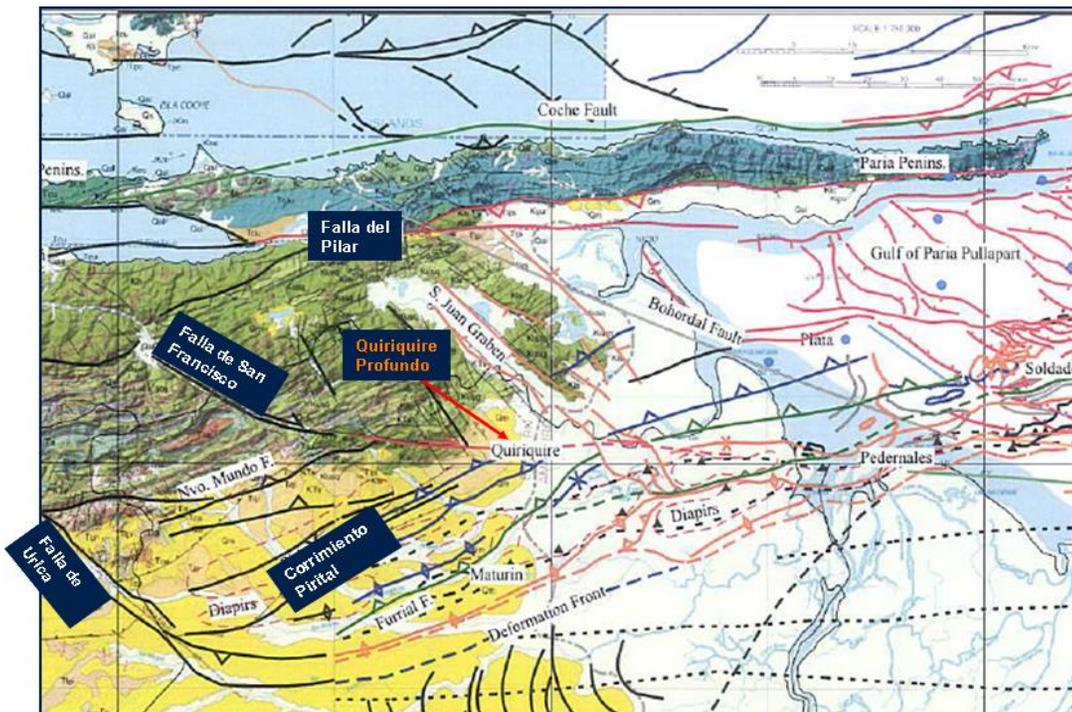


Figura 2.6. Rasgos estructurales próximos al Campo Quiriquire Profundo. Nótese la orientación de los distintos corrimientos SO-NE paralelos a la estructura (Tomado de Pindell et al, 2002)

### 2.3.2. Modelo depositacional

Basados en el informe efectuado por Inter-Rock en 2008 a partir del análisis de facies de las 100 secciones de núcleos (8 pozos), considerando solo la sección entre las formaciones del yacimiento Los Jabillos y San Antonio, muestra que estos depósitos se componen, hacia el tope, por areniscas finas a medias, masivas y con laminación carbonosas, y en ocasiones carbonáticas; un alto porcentaje de carbonatos de mezcla con foraminíferos grandes, abundante restos de moluscos y glauconita hacia su parte media y finalmente, hacia la base, depósitos detríticos con un contenido faunal, según EPOCA 1996, los ubica en un ambiente de aguas profundas. De lo anteriormente expuesto se interpreta que estos depósitos se habrían acumulado principalmente a partir de sistemas de plataforma carbonáticas y/o de planicies de carbonatos de mezcla, sobre una Plataforma Continental a aguas profundas o mar abierto (talud continental), los que se desarrollarían por un aporte fluvial dentro de un medio marino. En la Figura 2.7 se observa un posible análogo de modelo batimétrico, así como en la Figura 2.8, el modelo depositacional del campo.

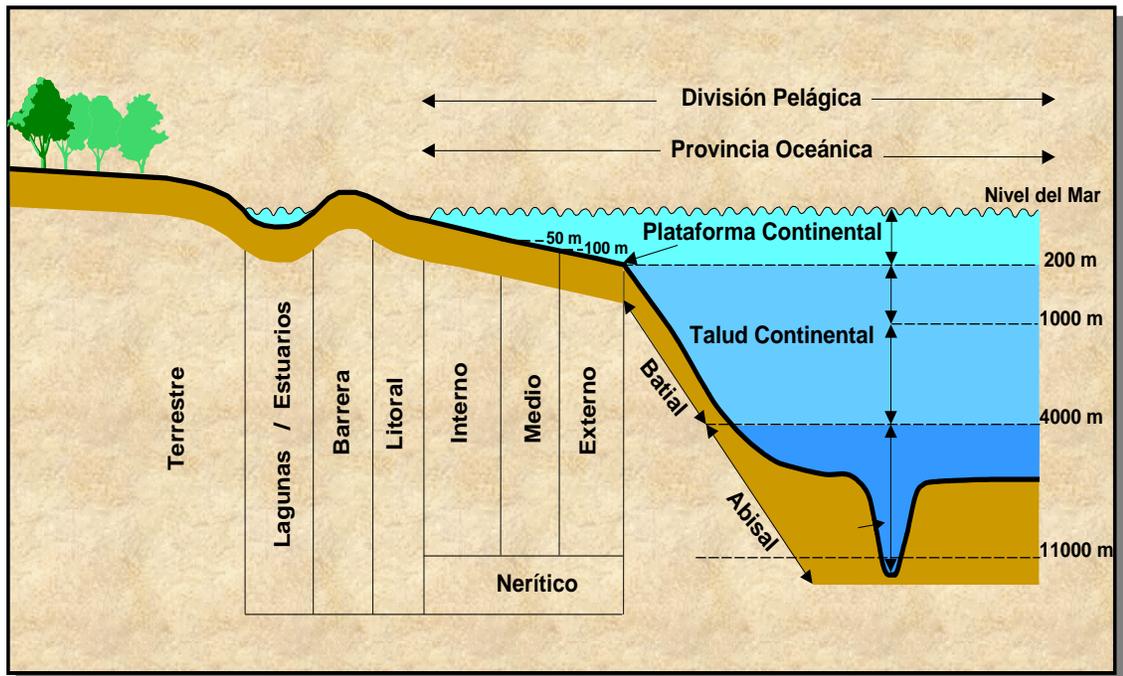


Figura 2.7. Modelo Paleobatimétrico

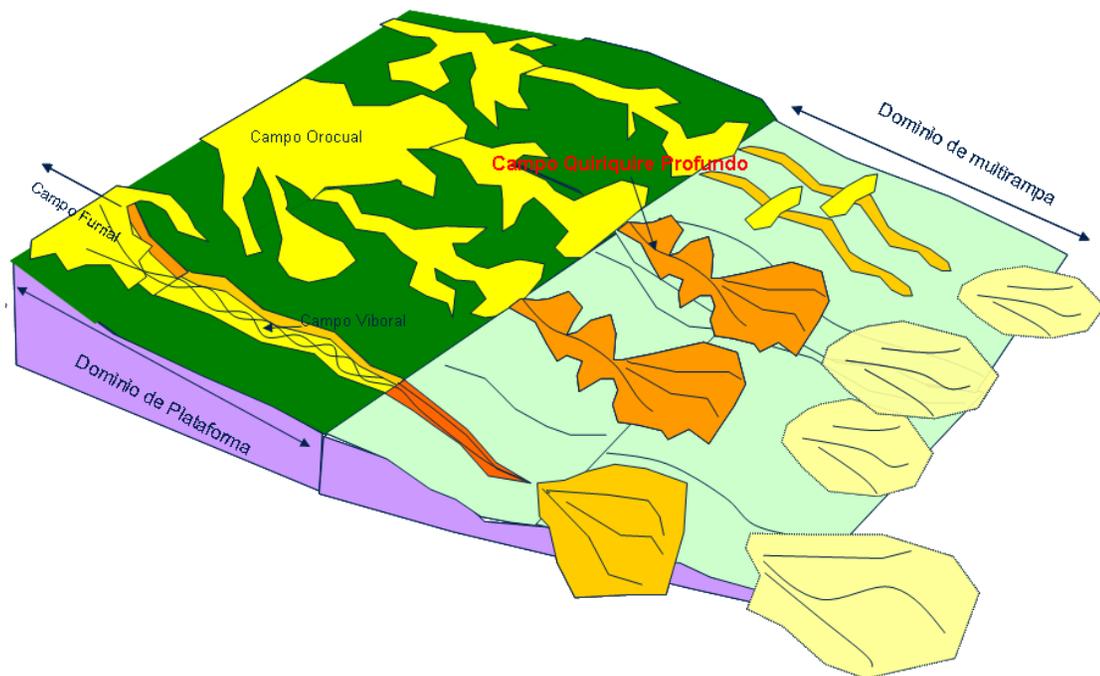


Figura 2.8. Modelo Depositacional del Campo Quiriquire Profundo

### 2.3.3. Estratigrafía

Al igual que el modelo depositacional, la estratigrafía local fue descrita por Inter-Rock en el 2008, siendo sus características las siguientes:

➤ **Formación Carapita.**

Consiste de lutitas de colores gris oscuro a negro, macizas, a menudo lustrosos, en general calcáreos y con un alto contenido de foraminíferos. Localmente pueden ser piríticas o glauconíticas. En términos generales, las areniscas son escasas y sólo se presentan en las áreas donde la Formación Carapita pasa gradualmente a las formaciones Oficina al sur y Capiricual al oeste, o donde está presente el Miembro Chapapotal, constituido por areniscas lenticulares turbidíticas. El espesor original de la formación en la mayor parte de la cuenca oscila entre 4500 y 6000 m. El contacto inferior de la Formación Carapita asciende cronológicamente hacia el oeste y descansa sobre formaciones distintas, dependiendo del sitio en la cuenca. Hacia el

oeste, las lutitas de la formación son concordantes, con un contacto diacrónico y transicional, sobre las formaciones Naricual y Capaya. Hacia el oeste, suprayacen concordantemente a la lutitas y limolitas de la Formación Areo, aunque localmente puede ser discordante. A lo largo del flanco norte de la cuenca, el tope de la Formación Carapita está truncado, e infrayace con fuerte discordancia a la Formación La Pica, o a la Formación Las Piedras más al norte. Su Edad es Terciario (Mioceno temprano – Mioceno medio) (Stainforth, 1971).

### ➤ **Formación Los Jabillos-Areo**

La formación se encuentra inmediatamente por encima del límite de secuencia de 30 Ma. La secuencia ha sido subdividida en dos miembros: el inferior, coincidente con los depósitos de nivel de mar bajo mientras que el miembro superior incluye las arenas del cortejo transgresivo. La superficie de máxima inundación representada por una secuencia condensada muy glauconítica, es alcanzada a los 29 Ma y coincide con la base de la Formación Areo. Esta unidad está representada por sedimentos finos de estratos concentrados ricos en glauconita, depositados durante la transgresión que acompañó el ascenso del nivel del mar. En el tope se amalgaman un límite de secuencia y una superficie de máxima inundación. La primera habría provocado una erosión significativa y de carácter regional sobre la que se habría depositado una sección condensada.

La sección inferior de la Formación Los Jabillos esta integrada por areniscas medianas a finas moderadamente seleccionadas con porosidad del 8 al 12 %. La sección superior corresponde a arenas aisladas del cortejo transgresivo más aquellas de naturaleza progradante sedimentadas durante el período de nivel del mar alto (HST). Estas son de grano mediano a fino con buena a moderada selección con porosidades promedio de 15%. Con el ascenso del nivel del mar la configuración de la costa habría sido modificada produciéndose una fuerte deriva de los sedimentos en sentido paralelo a la costa. Probablemente a medida que la cuenca se iba cerrando se acentuaban los efectos de las corrientes geostróficas.

### ➤ **Formación Caratas**

La unidad es esencialmente de edad Eocena, depositándose inmediatamente sobre el límite de secuencia de 54.2 Ma extendiéndose hasta el Oligoceno inferior siendo el límite de secuencia que la separa de la Formación Los Jabillos asignado a los 30 Ma. La Formación Caratas en su conjunto incluye al menos tres secuencias depositacionales. Consecuentemente ha sido dividida en tres miembros informales para compatibilizar la nomenclatura estratigráfica. De este modo, el miembro inferior se inicia con la secuencia de 54.2 Ma, el miembro medio comienza con el límite de secuencia de 46.5 Ma y el superior con el de 36 Ma.

El miembro Inferior está compuesto por areniscas finas glauconíticas, limolitas y arcillas intercaladas. Estas contienen fauna nerítica la que alcanza un pico de diversidad y abundancia en la MFS de 49 Ma. Los cuerpos arenosos posiblemente fueron depositados principalmente en la plataforma interna durante las condiciones de mar bajo (LST) como barras discontinuas y ligeramente elongadas paralelas a la costa (aproximadamente E-O). Algunas formas lobuladas también han sido mapeadas, como resultado de pequeños deltas de reflujos entre las barras. Las areniscas tienen pobre calidad de reservorio con porosidad del 3 al 5%.

El miembro Medio es posible reconocer dos entidades: una inferior, predominantemente arenosa y otra superior compuesta por sedimentos y areniscas finas glauconíticas. La sección inferior se integra de areniscas gruesas depositadas sobre la discordancia de 46.5 Ma en condiciones de nivel del mar bajo. Los cuerpos de arena se habrían depositado en un ambiente de estuario externo, adquiriendo barras formas elongadas en sentido paralelo a las corrientes de marea (NNO-SSE). Las arenas muestran buena porosidad (9-12%) provista tanto por el tipo inter-granular como por microfracturas. En los cortes delgados, muchas de las microfracturas están rellenas de calcita. La unidad superior es básicamente de grano fino y areniscas con un 80% de glauconita con muy baja porosidad entre 2 a 4 % y permeabilidad del orden del 0.05 mD.

El miembro Superior está compuesta por areniscas gruesas glauconíticas, cuarzosa de colores castaños y limolitas arcillosa glauconíticas. El incremento en las proporciones de arcillas coincide con la superficie de máxima inundación (MFS) asimilada a la de 35 Ma la que a su vez se define a través de la biozona de *G. ampliapertura*. Las arenas depositadas probablemente como barras de mar afuera, tienen formas sigmoidales. Los yacimientos tienen porosidades promedio de 2.2% y muy bajas permeabilidades de 0.03 mD. La edad de la Formación Caratas se ha determinado en Eoceno Temprano a Tardío.

#### ➤ **Formación Vidoño**

La unidad ha sido dividida en dos secuencias estratigráficas, una inferior de carácter arenoso y otra superior lutítica. La sección inferior con un espesor promedio de 350 pies fue depositada inmediatamente sobre el límite de secuencia de 63 Ma. Está integrada por sedimentos arenosos en parte glauconíticos intercalados con lutitas oscuras. La sección inferior representa depósitos turbidíticos de nivel de base bajo (LST) sedimentados en el sector de talud. Sin embargo, aparecen como barras elongadas simplemente porque las curvas fueron cerradas para que el mapa pueda ser empleado para la simulación numérica.

El ascenso del nivel del mar se registra con una primera superficie de inundación (FFS) reconocida en los pozos y datada por microfósiles en 56 Ma. El ascenso continúa hasta alcanzar su máximo (MFS) a los 54.5 Ma con la deposición de 150 pies de arcillas y limolitas oscuras que contienen faunas de foraminíferos planctónicos y bentónicos que sugieren una batimetría de 2000 a 3000 pies de profundidad de agua. Algunas areniscas lateralmente discontinuas han sido depositadas en el ámbito de la plataforma externa y de talud durante los períodos de nivel del mar alto (HST) al tiempo que el espacio de acoplamiento se comenzaba a reducir antes de la próxima caída.

Esporádicamente pueden observarse delgados cuerpos arenosos intercalados heterolíticos, muy arcillosos cuya calidad de reservorio es muy pobre con porosidades del orden del 3% y permeabilidades del 0,01 mD. La edad de la Formación Vidoño se ha establecido como Paleoceno.

#### ➤ **Formación San Juan**

El límite entre San Antonio y San Juan está dado por una superficie erosiva de carácter regional, indicada por la abrupta superposición de las arenas basales de San Juan sobre las lutitas oscuras que coronan la Formación San Antonio. Consecuentemente, esta superficie es interpretada como un límite de secuencia (SB), que puede ser datado con cierta confiabilidad en 71 Ma. El espesor total de la Formación promedia los 450 pies. Las características generales de San Juan son similares a las de San Antonio, la que se integra por areniscas cuarzosas de grano fino y lutitas intercalas. Las facies tienen un arreglo granocreciente pudiéndose distinguir al menos tres ciclos completos o parasecuencias del orden de los 120 pies de espesor cada uno. Las arenas poseen porosidad entre 4 y 11% con permeabilidad que oscilan entre 0.010 y 30 mD. El ambiente depositacional de la Formación San Juan si bien es similar al interpretado para la Formación San Antonio parecería ser algo más somero. Estas arenas son barras costeras elongadas, probablemente en el sentido de las mareas (N-S). La Edad es Maestrichtiense Tardío.

#### ➤ **Formación San Antonio**

La Edad es Campaniaciense - Maestrichtiense quizás incluyendo parte del Santoniense (Epoca, 1996). La unidad está compuesta por areniscas cuarzosas limpias de grano fino intercaladas con lutitas negras y cherts. Las areniscas están mejor representadas en la sección superior, con buena a moderada selección, cementadas con porosidades que van desde el 2 al 10% y permeabilidades del orden de 0.01 a 20 mD. Las características ambientales de sedimentación de la Formación San Antonio son poco conocidas en el área debido a la poca información de núcleos disponibles. No obstante, los arreglos de electrofacies y las asociaciones micropaleontológicas

sugieren un ambiente marino de plataforma somera. Las asociaciones de facies depositadas son de ambientes que van de marino costero a turbiditas de talud. Las secuencias turbidíticas enseñan un claro arreglo grano- creciente desde arcillas laminadas a areniscas gruesas en ciclos de 8 a 15 m de potencia. En ocasiones la estratificación se encuentra totalmente deformada lo que se interpreta como deslizamientos ocurridos en el borde del talud continental.

En la Figura 2.9 se muestra la columna estratigráfica del campo.

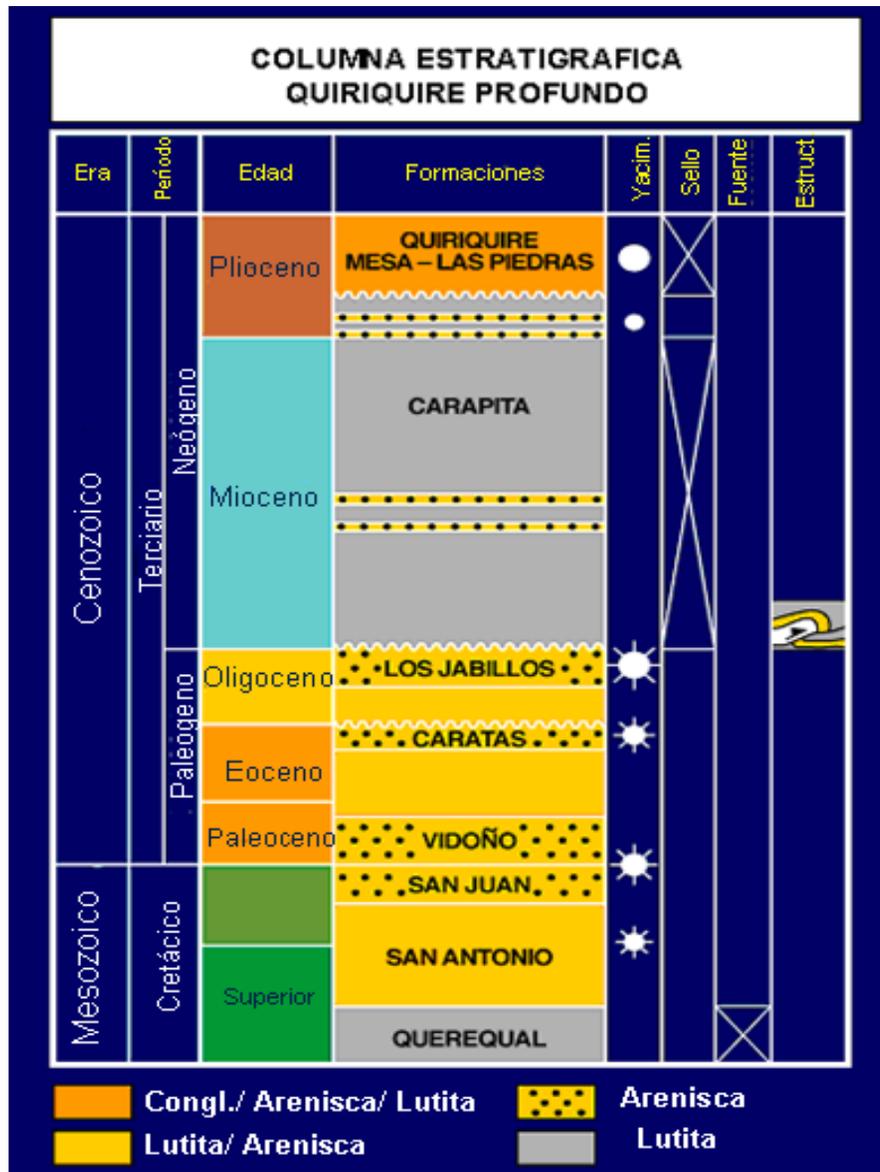


Figura 2.9. Columna estratigráfica del Campo Quiriquire Profundo

## CAPÍTULO III

### MARCO TEÓRICO

#### 3.1. FILTROS ESTRUCTURALES

En la actualidad los geocientistas enfocados en la interpretación sísmica estructural están manejando la aplicación de una serie de filtros a los datos sísmicos Post-Apilamiento con el propósito de obtener una mejor imagen sísmica sin la necesidad de necesitar programas especializados o grandes recursos computacionales. Los dos principales filtros son los llamados: Filtros de Mediana de Buzamiento (*Median Filter Dip*) y de Difusión (*Diffusion*).

El filtro de Mediana de Buzamiento (*Median Dip Filter*) es una técnica de filtrado no lineal que remueve los ruidos aleatorios y mejora la continuidad lateral de los eventos sísmicos. El algoritmo funciona a partir de una ventana donde el centro de la amplitud en un radio determinado que es reemplazado por la media de la amplitud. El efecto es una preservación del borde suavizado de la data sísmica. (OpendTect, 2009). La ecuación 3.1 y Figura 3.1 representa la funcionalidad del filtro:

$$y[m,n] = \text{median}\{x[i,j], (i,j) \in \omega\} \quad 3.1$$

donde  $\omega$  representa los vecinos centrado acerca de localización (m,n) de la amplitud.

El filtro de Difusión (*Diffusion*) es un filtro no lineal anisotrópico que principalmente funciona resaltando las discontinuidades de la data sísmica. Es un filtro que trabaja con la técnica de mezclas de trazas el cual es muy eficiente aumentando la continuidad horizontal de los eventos. Según Fehmers y Hocker (2003) un filtro inteligente debería ser capaz de reconocer las direcciones de los buzamientos de los reflectores sísmicos y por medio de la implantación de esta técnica es posible. Para Perona y Malik (1990) define el algoritmo de un filtro

difusión como un proceso de difusión donde fomenta el suavizado de una intra-región cuando se inhibe el suavizado de una inter-región (ver Figura 3.2)

El proceso de una difusión lineal puede ser expresado por la siguiente ecuación 3.2:

$$\frac{\partial u(x,t,\tau)}{\partial \tau} = \nabla u(x,t,\tau) \quad 3.2$$

Si el estatus inicial de  $u(x,t)$ , como la entrada a una sección sísmica, es conocida, la solución de la ecuación 3.2 en un tiempo difuso  $\tau$  es el resultado igual que la convolución de  $u(x,t)$  con la forma 2D de Kernel Gaussiano:

$$K_{\sigma}(x,t) = \frac{1}{2\pi\sigma^2} \exp\left(-\frac{x^2 + t^2}{2\sigma^2}\right) \quad 3.3$$

donde  $\sigma^2 = 2\tau$

Por lo que la combinación de estos dos atributos se obtiene lo conocido como la aplicación de los Filtros estructurales, la cual resalta las formas de las principales discontinuidades basados en la orientación de las estructuras. En el filtrado, el geocientista evalúa la calidad de la data sísmica para así determinar el grado de combinación de los atributos, se hace basado en otro atributo llamado similaridad, siendo el concepto como una forma de coherencia que expresa cuan parecido son dos o mas segmentos de trazas, si la misma es de buena similaridad, se aplica un mayor grado del filtro de mediana de buzamiento, mientras por lo contrario, si es de baja similaridad, se efectúa basado en mayor grado en el filtro de Difusión (OpendTect, 2009).

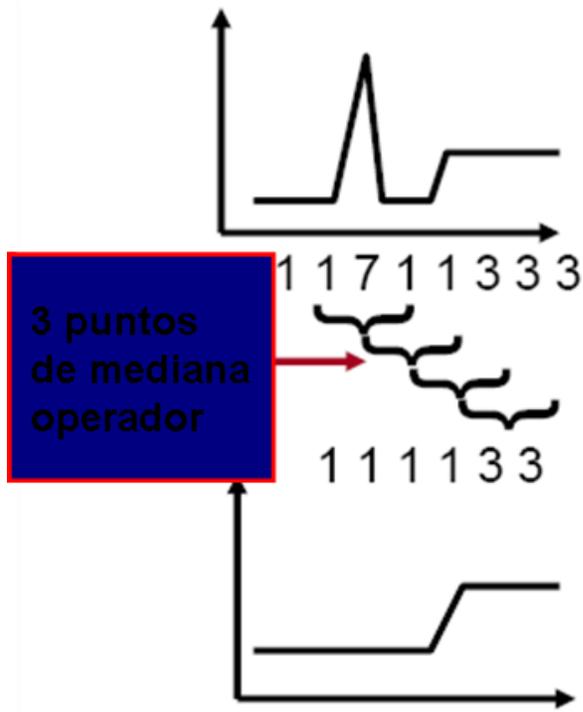


Figura 3.1. Filtro de Buzamiento de Mediana (*Median Dip Filter*)

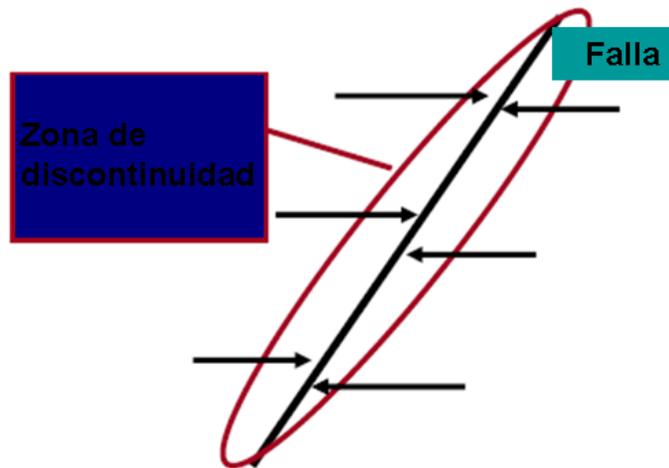


Figura 3.2. Filtro de Difusión (*Diffusion Filter*)

### 3.2. ATRIBUTOS SÍSMICOS

Los atributos sísmicos son medidas específicas, geométricas, cinemáticas, dinámicas o rasgos estadísticos derivados de los datos sísmicos. Estas medidas son basadas generalmente en estimaciones de amplitud, fase, frecuencia y/o atenuación. (Chen y Sidney, 1997). Según Sheriff (1994) generalmente las medidas basadas en tiempo están relacionadas a rasgos estructurales, mientras que las amplitudes y frecuencia, están vinculadas a la estratigrafía y caracterización de yacimientos

En líneas generales, el principal objetivo de la generación de los mapas de atributos es establecer una relación, cualitativa y cuantitativa, entre las propiedades petrofísicas del subsuelo y las respuestas a los eventos estructurales observados a partir de la sísmica.

En un análisis cuantitativo el objetivo es hacer predicciones numéricas de la zona de interés sobre las propiedades físicas del subsuelo a partir de la sísmica, mientras que en el análisis cualitativo el objetivo radica en identificar eventos estructurales de interés.

La traza sísmica convencional puede ser tratada como una señal analítica dependiente del tiempo, con una parte real y una imaginaria, siendo únicamente detectada la parte real, mientras que la parte imaginaria estaría representada por la transformada de Hilbert de la parte real (Taner ,2001). Esta transformada envuelve la introducción de un desfase en una serie de tiempo de  $-90$ , por lo que convierte las ondas de coseno a seno. La implementación de esta transformada puede ser tanto en el dominio del tiempo (por convolución por medio del Filtro de Cuadratura), así como en el dominio de la frecuencia, por la adición de un ajuste constante en fase de  $-90$  al espectro de amplitud. Bajo estas premisas se puede expresar a la traza sísmica observada como:

$$F(t) = f(t) + ih(t) \quad 3.4$$

donde  $f(t)$  es la traza sísmica real,  $h(t)$  es la traza cuadratura e  $i$  es la raíz cuadrada de  $-1$ .

Por medio del sistema coordenado polar se puede representar la traza compleja sísmica, donde la longitud del vector es la amplitud de la traza sísmica, y el ángulo es la fase instantánea de la traza. Se representa por medio de las siguientes ecuaciones:

$$A(t) = (s(t)^2 + h(t)^2)^{\frac{1}{2}} \quad 3.5$$

$$\phi(t) = \arctan\left(\frac{h(t)}{s(t)}\right) \quad 3.6$$

donde  $s(t)$  es la parte real,  $h(t)$  es la parte imaginaria,  $A(t)$  es la envolvente de la amplitud sísmica y  $\phi(t)$  es la fase instantánea.

Nótese como esto significa que se puede pensar en la traza sísmica como el coseno de la fase instantánea versus la envolvente de la amplitud, y la transformada de Hilbert de la traza sísmica como el seno de la fase instantánea versus la envolvente de la amplitud.

La frecuencia instantánea es el tiempo derivado de la fase instantánea, siendo su ecuación la siguiente:

$$\omega(t) = \frac{d\phi(t)}{dt} \quad 3.7$$

Estos serían los principales atributos sísmicos que pueden ser representados por medio de la traza compleja y a partir de estas ecuaciones se definen los distintos tipos de atributos (Hampson y Russell, 2007).

Debido a que existen diversas formas de ordenar los datos, existen varias clasificaciones de atributos sísmicos, porque constituyen un conjunto abierto de información, y además están basados en muy pocas medidas, por lo que generalmente no son independientes. Los atributos son útiles para la correlación y entendimiento del comportamiento de alguna propiedad física de interés. Su utilidad principal es que

permiten algunas veces observar rasgos, relaciones y patrones que de otra forma no pueden ser determinadas (Sheriff, 1994).

Según Taner (2001) existen dos grandes categorías en las que se pueden clasificar los atributos post apilamiento: geométricos, los cuales están calculados a partir de la continuidad de la reflexión y son empleados para interpretación estructural y estratigráfica: y los físicos, los cuales están determinados a partir de la información contenida en el frente de ondas propagante y su aplicación esta definida para extrapolar características litológicas.

Por otro lado para Castagna (2009) la clasificación de los atributos se basa en las siguientes características:

- Relacionados al tiempo de arribo: estructural, variaciones laterales y velocidad.
- Relacionados a la amplitud: propiedades de las rocas
- Relacionados a la forma de onda: estratificación y atenuación intrínseca
- Combinación de todos los anteriores.

La extracción de los atributos sísmicos Post-Apilamiento pueden ser agrupados en:

- a) Basados en Superficie: provienen de la data sísmica sobre un horizonte o dentro un rango de valores alrededor del mismo, representando variaciones a lo largo de una superficie en particular.
- b) Basados en Volumen: describen cambios dentro de un intervalo específico, bien sea entre dos o más horizontes o en una ventana de tiempo.
- c) Basados en Mallado: son producto de la interpretación sísmica de los reflectores asociados a eventos estructurales entre los que se incluyen:

buzamiento (Dip), mapas de curvatura, rumbo (Azimut), intensificación de bordes (Edge enhancement) y de iluminación artificial

### **3.3. INVERSIÓN SÍSMICA**

El contraste de impedancias acústicas entre capas adyacentes genera reflexiones en las diferentes interfases del subsuelo. En la amplitud de estas reflexiones se encuentra contenida una gran cantidad de información necesaria para optimizar la caracterización de los yacimientos. Dichas amplitudes responden principalmente a cambios en las propiedades de la roca, como densidad, velocidad y litología, así como a cambios en las propiedades de los yacimientos como la mineralogía o contenido de fluidos, o a cambios en la geometría de la interfase entre las capas como fuertes buzamientos, fallas o fracturas.

La inversión sísmica consiste en obtener la impedancia del subsuelo a partir de datos sísmicos de un ancho de banda limitado. Su principal objetivo es transformar reflexiones sísmicas en propiedades de roca que permita la descripción de un yacimiento (Pendrel, 2001). Observando la Figura 3.3, se puede ver gráficamente la definición de una traza sísmica, partiendo de izquierda a derecha se tiene a la Impedancia Acústica (IA), posteriormente producto de los cambios en la IA sobre los rasgos de los estratos se producen con normal incidencia los coeficientes de la serie de reflectividad que al ser convolucionada con una ondícula produce a la traza sísmica (en este caso se descarta los originado por ruidos aleatorios), y es lo conocido como el método sísmico. El proceso de inversión toma el camino opuesto donde a partir de la traza sísmica se busca obtener a la Impedancia ya sea Acústica, de Cizalla o Elástica, de las rocas individualmente en cada uno de los estratos.

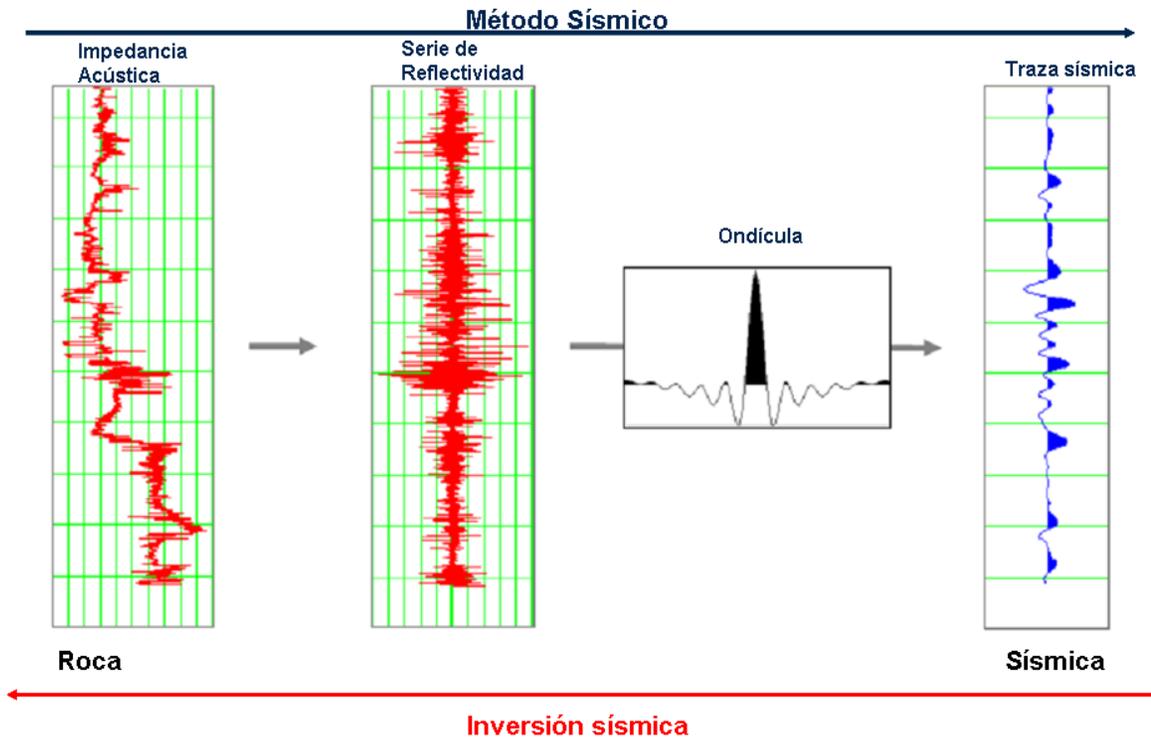


Figura 3.3. Principio de la Inversión Sísmica

Según Lindseth (1979) reordena la ecuación de la traza sísmica para ponerla en función de la Impedancia Acústica y así efectivamente trabajar con ella:

$$Z_{pi+1} = Z_{pi} \left[ \frac{1 + r_{pi}}{1 - r_{pi}} \right] \quad 3.8$$

donde  $Z_{pi}$  es la Impedancia Acústica siendo la multiplicación de la densidad por el registro sónico compresional y  $r_{pi}$  es el coeficiente de reflexión a Cero Offset.

De la formula 3.8 también se puede obtener la Impedancia de Cizalla, siendo relacionado con la velocidad de Onda S, por lo que la fórmula sigue siendo la misma ecuación, pero en este caso utilizando el registro de cizalla.

También existe la Inversión sísmica pero relacionada las variaciones de sus ángulos o distancias, siendo conocida como Inversión Elástica. Fue desarrollada por Connolly en 1999 y está basada en las ecuaciones de Aki-Richards. Este método es usado sobre apilamientos de ángulos cercanos y lejanos para un pozo y con ello poder

determinar si existen efectos AVO que pudieran indicar la presencia de Hidrocarburos.

La ecuación de Impedancia Elástica (IE) se resume de la siguiente forma:

$$IE(\theta) = Vp^{(1+\tan^2 \theta)} V_s^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1-K \sin^2 \theta)} \quad 3.9$$

$$\text{siendo : } K = \frac{V_s^2}{V_p^2} \quad 3.10$$

donde Vp es la Velocidad de Onda P, Vs es la Velocidad de Onda S, ρ es la densidad y Θ el ángulo de Offset.

Si Θ = 0, entonces se obtiene que IE = IA = ρVp.

A continuación se menciona los principales tipos de Inversión que existen:

- a) Inversión Post-Apilamiento: Recursiva o banda limitada, Basado en Modelo, *Sparse Spike*, Coloreado.
- b) Inversión Pre-Apilamiento: Impedancia Elástica, Inversión Independiente, Inversión λμρ, Inversión simultánea, entre otros.

### 3.3.1 Inversión Basada en Modelo (Model Based Inversion)

Para el caso del desarrollo de este trabajo se trabajo con este tipo de inversión donde el método funciona a partir de un modelo de Impedancia P de baja frecuencia, generado a partir de datos de pozos y horizontes. La traza sísmica y ondícula son conocidas y el ruido aleatorio y no correlacionado con la señal. Este método trabaja solucionando iterativamente la serie de reflectividad, mirando las diferencias entre la traza sísmica real y la sintética formadas desde un modelo y modificando el modelo a compensar (Hampson and Russell, 2007). El enfoque es para minimizar esta función:

$$J = peso_1 \times (T - W * r) + peso_2 \times (M - H * r) \quad 3.11$$

Donde: T = Traza sísmica

W = Ondícula sísmica

R = Reflectividad final

M = Impedancia del modelo propuesto inicial

H = Operador de integración el cual convolucionada con la reflectividad final para producir la Impedancia Final

Minimizando la primera parte (T-W\*r), conlleva a una solución para los modelos de traza sísmica. Minimizando la segunda parte (M-H\*r), lleva a la solución de los modelos propuestos iniciales de Impedancia por la utilización de un tamaño de *Blocking* específico. Estas condiciones usualmente son incompatibles, por lo tanto los pesos son determinados por su balanceo, siendo el peso<sub>1</sub> + peso<sub>2</sub> = 1.

Para los modelos estocásticos de Inversión, las limitaciones del modelo pasa por la configuración de los valores para el peso<sub>2</sub>. Esto es considerado una limitación suave debido a que el modelo puede desviarse del modelo inicial propuesto.

Por lo contrario en los Modelos Apretado, el peso<sub>2</sub> es 0, y los valores de Impedancia final son configurados con un máximo y mínimo, siendo llamado el máximo e cambios de Impedancia, y es un porcentaje del promedio de la impedancia por el registro. Esta es una limitante fuerte debido a que el modelo no puede ir más allá de este valor. El método recomendado por la literatura a aplicar es este.

En la siguiente Figura (3.4) se muestra un ejemplo del resultado obtenido de una Inversión Basada en Modelo.

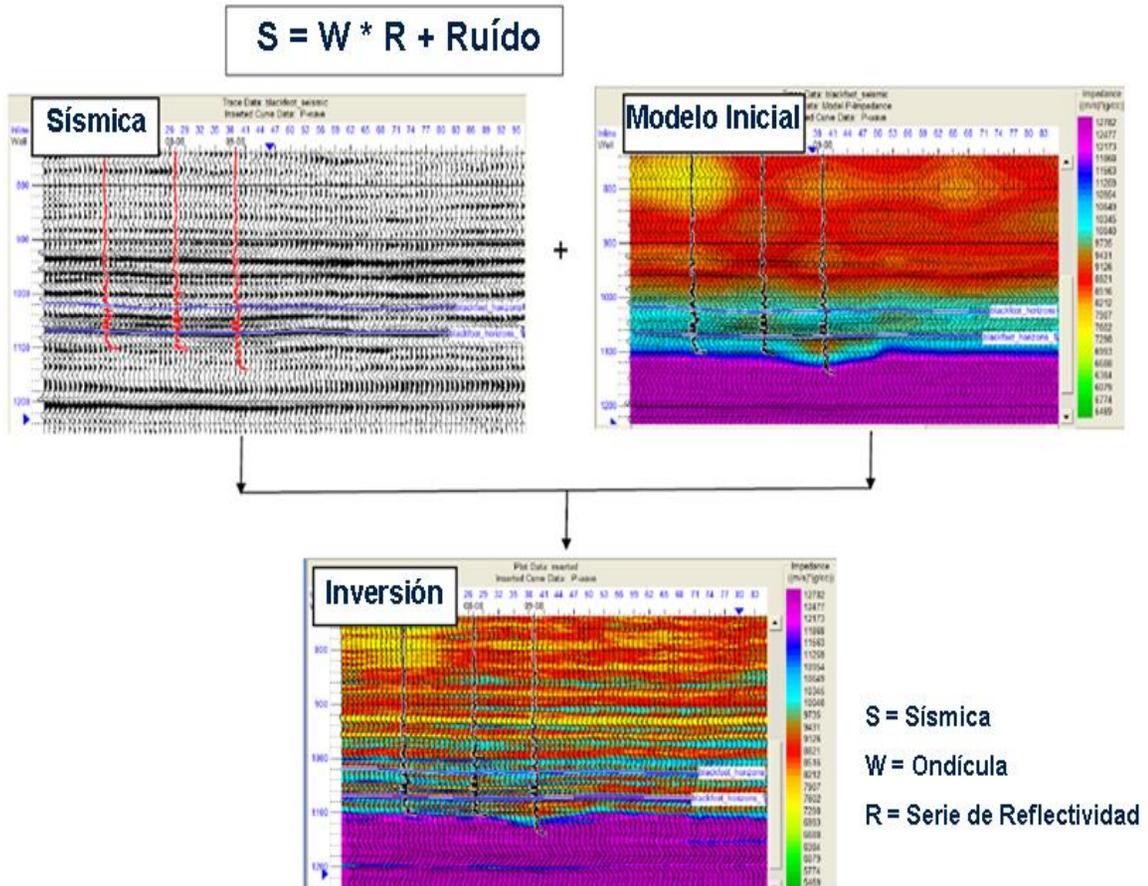


Figura 3.4. Ejemplo de Inversión Basada en Modelo

### 3.4. GEOESTADÍSTICA

La geoestadística provee métodos cuantitativos para caracterizar la continuidad y la variabilidad espacial de las propiedades de las rocas y yacimientos, así como proporciona metodologías para cuantificar la incertidumbre en la descripción de los yacimientos (Taheri, 2007). También suministra métodos cuantitativos para integrar información multidisciplinaria con diferentes resoluciones.

La geoestadística tiene sus orígenes en la industria de la minería, donde D.G. Krige y H.S. desarrollaron un nuevo método de estimación impulsados por los resultados inadecuados de la aplicación de la estadística clásica para el cálculo de reservas de minerales. Posteriormente Matheron desarrollo el concepto de Krige y lo formalizó en un solo marco con la Teoría de Variables regionalizadas. De este modo la Geoestadística es una rama de la estadística que ofrece una serie de herramientas que cuantifican y modelan la variabilidad espacial, que incluye tanto la heterogeneidad como las direcciones preferenciales dentro del conjunto de datos disponibles (Levanti, 2010).

Una variable aleatoria  $Z$  se describe como una serie de realizaciones o posibles valores, y un conjunto de probabilidades asociadas a su ocurrencia. Estas pueden ser discretas si solo toman un número finito de valores (Facies, propiedades codificadas) y son continuas si toman un valor infinito de valores (Porosidad) (Kelkar y Pérez, 2002).

### **3.4.1 Variabilidad Espacial**

El análisis de la continuidad espacial cuantifica la variabilidad de una propiedad con respecto a la distancia y dirección. La cuantificación de la información espacial se realiza comparando los valores de una propiedad en una ubicación con los valores del mismo atributo en otra localización (Deutsch, 2002). Se basa en dos fases importantes:

- Cálculo de medidas experimentales de continuidad espacial tomando en cuenta la anisotropía y direcciones acimutales.
- Modelado del variograma o covarianza experimental para ser empleado en la estimación.

La definición de Variograma, el cual es una herramienta de medida de correlación espacial siendo definida por la relación de la ecuación 3.11:

$$c_{(h)} = \frac{1}{2} \text{Var}\{Z(\vec{x} + \vec{h}) - Z(\vec{x})\} \quad 3.11$$

donde  $Z$  es la función aleatoria con media  $m$  y varianza  $\sigma^2$  ( $\text{VAR}(Z)$ ).

El variograma refleja el entendimiento de la geometría y continuidad de la variable de estudio y tiene un impacto significativo en las predicciones de las estimaciones realizadas.

A continuación se describe las principales definiciones que conforman a un variograma:

- **Meseta:** Valor límite que coincide con la varianza de la muestra  $Z$ , cuando el proceso es estacionario.
- **Rango:** Valor que marca la zona de influencia en torno a un punto, es decir, la distancia a la cual se alcanza la estabilización (meseta). Mas allá la autocorrelación es nula, por lo tanto no hay similitud estadística.
- **Efecto Pepita:** Grado de no similitud a la distancia 0. Con frecuencia el semivariograma es discontinuo en el origen, con un salto finito que se llama efecto pepita. Este efecto puede provenir de: a) Errores de observaciones, b) Presencia de estructuras a una distancia más pequeña a la utilizada y c) Falta de autocorrelación a pequeñas distancias. Mientras más cercanos los valores se encuentren a 0, mas correlación entre los datos y menos variabilidad.
- **Rango integral:** Corresponde al valor de  $h$  (Figura 3.4) en el que las áreas rayadas son iguales. Esta distancia suele emplearse para medir el grado de n correlación espacial de la variable.

En la Figura 3.5 se muestra un variograma y la definición de cada una de sus partes.

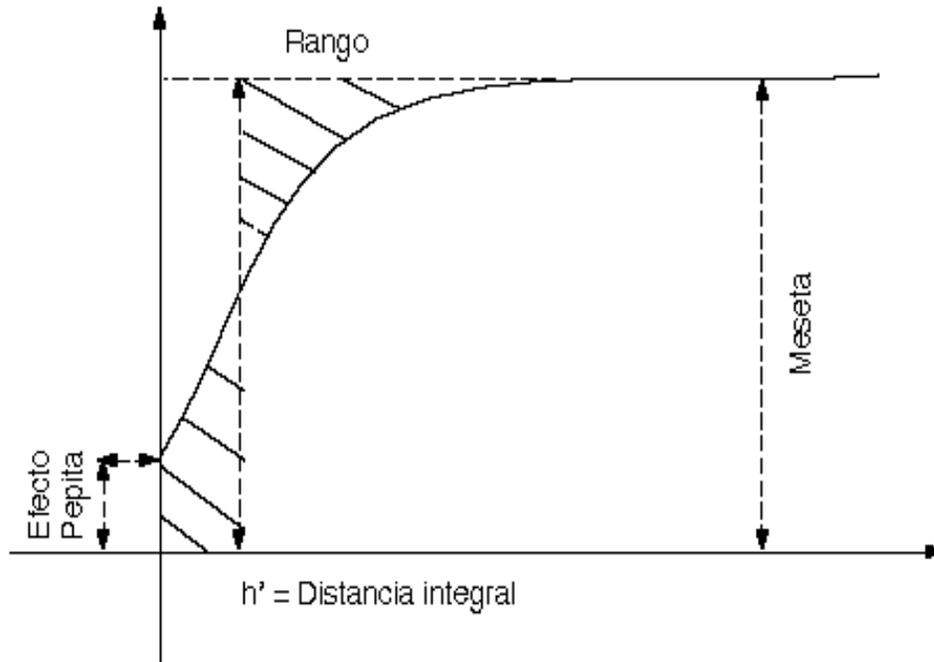


Figura 3.5. Definición y partes de un Variograma

Las técnicas de geoestadística se pueden agrupar en dos grandes grupos: determinísticas y estocásticas.

La técnica determinística o estimación utiliza los valores conocidos de una variable en diferentes localizaciones para calcular los valores de la variable en otras localizaciones. Su objetivo es calcular los pesos asignados a los puntos vecinos, dependiendo de la relación espacial entre el valor vecino y la localización no muestreada, así como también de los valores próximos. Los principales métodos que se utilizan son el inverso de la distancia, triangulación, *spline* y el más popular el Kriging.

El Kriging trabaja como un estimador insesgado de varianza mínima que funciona por el modelado del variograma para estimar los pesos. Por su característica, éste asegura el mínimo error en la varianza. (Kelkar y Pérez, 2002). Para estimar los valores desconocidos, el Kriging funciona por medio de la siguiente relación:

$$X(\vec{u}_0) = \int_{i=1}^n m_i X(u_i) \quad 3.12$$

donde:  $X(\vec{u}_0)$  = Valor estimado

$X(u_i)$  = Valor en la posición del vecino  $u_i$

$r_i$  = Peso asignado al valor vecino.

La técnica estocástica o simulación consiste en el proceso de generar modelos alternativos, igualmente probables, de alta resolución, de la distribución espacial de  $Z(\mathbf{u})$ , considerando la distribución en un dominio  $A$  de un atributo  $Z(u)$ ,  $u \in A$  (Kelkar y Pérez, 2002). El objetivo es proponer varios modelos para obtener una fotografía del modelado propuesto, minimizando con ello los errores de varianza.

Existe una gran diversidad de técnicas de estimación y principalmente son llamadas como simulaciones de Monte Carlo. Están conformadas por las simulaciones condicionales y no condicionales, aunque éstas últimas no son de mucha importancia. Las simulaciones condicionales están basadas en Kriging, en donde las localizaciones sin valor son visitadas en orden aleatorio y secuencialmente hasta cumplir con la totalidad de los puntos. En cada localización  $u$  es simulado un valor del atributo deseado basado en la estimación (Kelkar y Pérez, op. cit.).

### **3.5.REDES NEURONALES**

La tecnología de Redes Neuronales es una rama de la inteligencia artificial usada por medio de un enfoque no lineal para el reconocimiento de patrones a través de un proceso de aprendizaje que utiliza el algoritmo de mapas auto-organizativos de Kohonen para identificar las características discriminantes de los objetos y luego hacer asociaciones con otros objetos de naturaleza similar (Singh, 2007).

Las redes deben ser entrenadas con unos datos y un algoritmo de aprendizaje para el trabajo. Los dos problemas que debe resolver una red son la clasificación y predicción. Para la clasificación, el conjunto de datos de entrada se divide en una serie de clases, como por ejemplo en arena, lutitas y carbonato. Para la predicción, se

busca un parámetro de interés para predecir a partir de una serie de valores de entrada.

Poniendo como ejemplo un volumen de datos sísmicos las redes neuronales por medio de su algoritmo busca en las trazas patrones recurrentes y construye un grupo de patrones típicos (un modelo) que son representativos de la población total de trazas dentro de un intervalo (Fase de Aprendizaje). Luego utiliza este modelo para la clasificación de todas las trazas de la población (Fase de Procesamiento). Este tipo de tecnología no es sensible a ruido o a los cambios absolutos en la amplitud.

Las dos formas principales en que una red neuronal puede aprender se llaman aprendizaje supervisado y no supervisado. En el aprendizaje supervisado se presenta un conjunto de entradas y salidas para un problema particular, posteriormente se permite que determine la relación entre ellas. La ventaja del aprendizaje supervisado es que se puede interpretar la salida, ya que se especifica su naturaleza. La desventaja es que se necesita un número suficiente de valores de entrada y de salida para poder entrenar adecuadamente a la red.

En el aprendizaje no supervisado, se presenta la red neuronal con una serie de entradas y se permite que la red neuronal busque los patrones por si misma. Los resultados específicos no son necesarios. La ventaja de este enfoque es que no se necesita saber la respuesta de antemano. La desventaja que presenta es que muchas veces es difícil interpretar el resultado (Hampson and Russell, 2007).

Algunos de los principales métodos de redes neuronales son: *Multi-Layer FeedForward* (MLF), Redes Probabilísticas, Regresión Generalizada, *Radial Basis Function* (RBF), entre otros.

### **3.5.1 Redes Neuronales Probabilísticas (*Probabilist Neural Network*)**

El método probabilístico fue introducido por Masters (1995) y se basa en la utilización de un conjunto de uno o más mediciones de parámetros, llamadas

variables independientes, para predecir el valor de una única variable dependiente. Son esquemas matemáticos de interpolación, parecidos al Kriging. La red asume que cada nuevo valor de salida se puede configurar como una combinación lineal de los datos de entrenamiento.

El método de redes neuronales probabilísticas son definidas por medio de las siguientes ecuaciones (Hampson et al, 2001), para las relaciones entre atributos sísmicos y registros petrofísicos:

$$L(x) = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))} \quad 3.13$$

donde,

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^3 \left( \frac{x_j - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2 \quad 3.14$$

$L(x)$  son los nuevos valores de registros estimados.  $D(x, x_i)$  es la distancia entre un punto de entrada para cada uno de los puntos de entrenamiento de  $x_i$ . La distancia es medida en un espacio multidimensional abarcada por los atributos, y son escalados por la cantidad de  $\sigma_j$ , los cuales pueden diferir por cada uno de los atributos. Cuando una red probabilística es entrenada, el propósito es encontrar el conjunto de  $\sigma_j$  que minimizan el error de validación. Hay uno o más  $\sigma_j$  para cada uno de los atributos de entrada, donde el operador de convolución aumenta el número de atributos por este factor. Este es un problema de optimización no lineal, que se resuelve en dos etapas. La primera etapa consiste en determinar el mejor  $\sigma_j$  único, asumiendo que todos los  $\sigma_j$  diferentes son iguales. Una vez que esta etapa haya finalizado, la segunda etapa es determinar los  $\sigma_j$  individuales mediante un análisis del gradiente conjugado con el primer  $\sigma_j$  "global" como punto de partida (ver Figura 3.6).

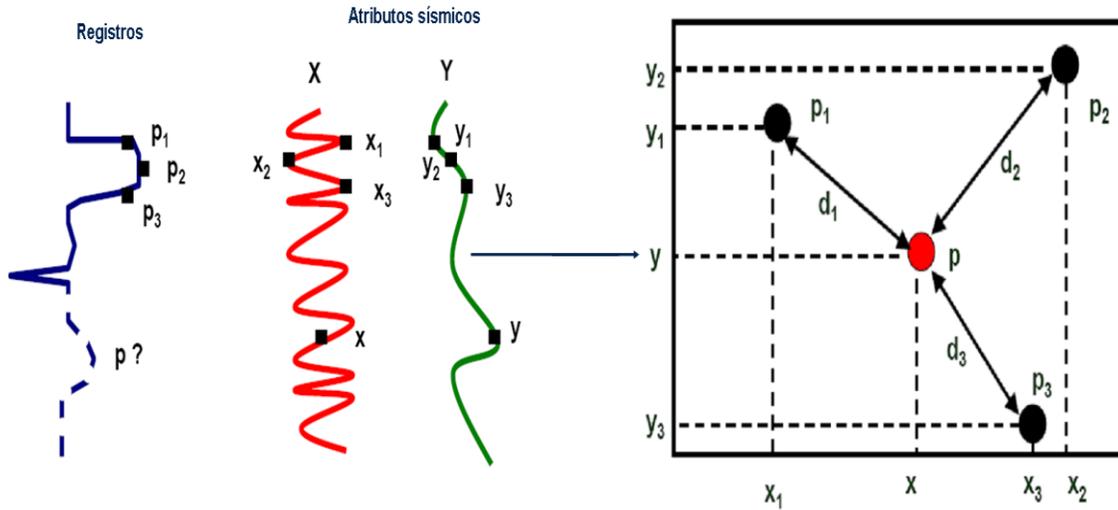


Figura 3.6. Funcionamiento del Método de Redes Neuronales Probabilísticas

Las ecuaciones anteriores se referían al entrenamiento de los datos, a continuación se define la ecuación para la validación de los resultados:

$$L_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq 1} L_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i \neq 1}^n \exp(-D(x, x_i))} \quad 3.15$$

Estos son los valores predichos de una muestra  $m$  de objetivo, cuando la misma esta fuera del entrenamiento de la data (Ver Figura 3.7). Desde el momento que se conoce este valor, se puede calcular el error de predicción para esa muestra. Repitiendo este proceso por cada una de las muestras de entrenamiento, se puede definir el error total de predicción para el entrenamiento de la data como:

$$E_v(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = \sum_{i=1}^N (L_i - L_{mi})^2 \quad 3.16$$

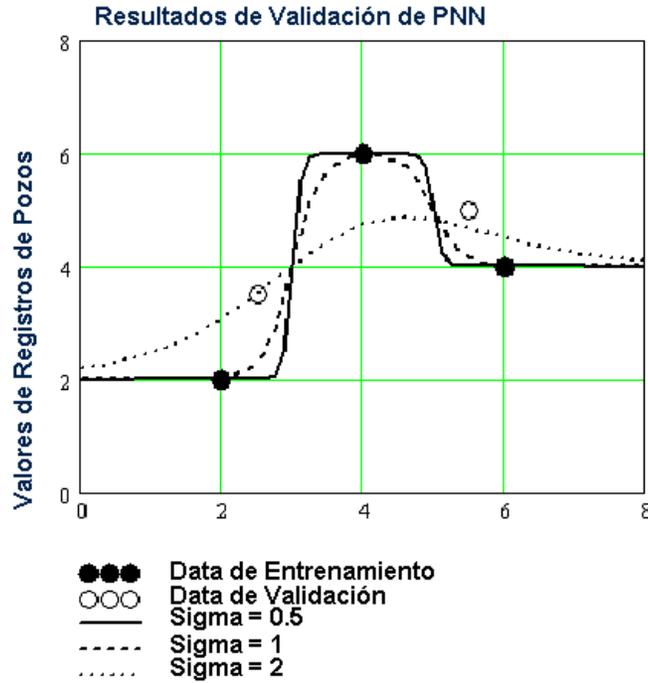


Figura 3.7. Validación de error y comportamiento de los sigmas para el método de Redes Neuronales Probabilísticas

### 3.6. SIMULACIÓN INDICADORA SECUENCIAL

Es un método estocástico que consiste en visitar cada nodo del mallado en forma aleatoria. Para cada mallado del nodo se debe cumplir con: a) en la búsqueda de datos cercana y previos valores simulados; b) configurar el indicador de Kriging para construir una distribución de incertidumbre; y c) dibujar un valor simulado desde la distribución de incertidumbre. Se efectúa múltiples realizaciones por la repetición del procedimiento completo con diferentes números de semillas aleatoriamente (Deutsh, 2002).

Este método es muy utilizado para el modelado diagenético controlado por las facies debido a que proporciona resultados con alta variabilidad, con valores correctos tanto de anisotropía como de los variogramas medidos de correlación espacial.

La finalidad es crear diversas realizaciones siendo para el caso de las propiedades categórica como las facies (Deutsch, op cit.), entendiendo por propiedad categórica o discreta aquella que presenta valores asociados a números enteros y que a su vez están asociada a cierta codificación. En este caso se considera K como exclusivamente a las facies, siendo  $s_k = 1, \dots, K$ . La transformada indicadora para una particular localización  $u_j$  para una particular localización  $s_k$ , es la probabilidad de que las facies  $s_k$  prevalecen en esa ubicación: 1 si está presente, y 0 si no se encuentra.

El proceso de indicador de Kriging puede ser visto como una actualización Bayesiana, donde los principales histogramas acumulados (cdf) locales dentro de un posterior cdf usando información suministrada por cdf locales vecinos son definidos por la ecuación:

$$\left[ \text{Prob} \left\{ Z(u) \leq z \mid (n + n') \right\} \right]_{ik}^* = \lambda_0(u)F(z) + \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha}(u; z) + \sum_{\alpha'=1}^{n'} \nu_{\alpha'}(u; z)y(u'_{\alpha}; z) \quad 3.17$$

Los  $\lambda_{\alpha}(u; z)$  son los pesos agregados para los n vecinos indicadores de data dura, el  $\nu_{\alpha'}(u; z)$  son los pesos agregados para los n' vecinos indicadores de data suave, y  $\lambda_0$  es el peso atribuido al cdf principal global.

El modelo Bayesiano describe solo un enfoque, por lo que si se integra más información como por ejemplo sísmica y pozos, no pudiera representar todos estos elementos en los resultados de Indicadora de Kriging, es por eso que como alternativa se propone el modelo de Markov-Bayes, en función de la covarianza. Las dos covarianzas son dadas por el modelado siguiente:

$$\begin{aligned} C_{IS}(u; k) &= B_k C_I(h; k), \forall h \\ C_S(u; k) &= B_k^2 C_I(h; k), \forall h \geq 0 \\ &= |B_k| C_I(h; k), h = 0 \end{aligned} \quad 3.18$$

Los coeficientes de  $B_k$  son obtenidos por una simple calibración de la data suave con la data dura por medio de:

$$B = E\{P(k|ai(u))|I(u;k) = 1\} - E\{P(k|ai(u))|I(u;k) = 0\} \in [-1,+1] \quad 3.19$$

## CAPÍTULO IV METODOLOGÍA

### 4.1. ACONDICIONAMIENTO DE DATOS

Con el propósito de mejorar la imagen sísmica ya que la calidad de los datos sísmicos es de regular a baja debido a que el campo se encuentra enmarcado dentro de un ambiente compresivo, se aplicaron dos tipos de filtros estructurales (*Median Dip Filter* y *Diffusion*) que permitieron la remoción de ruidos tanto coherentes como aleatorios, así como sirvió para resaltar las discontinuidades del cubo sísmico. Otro aspecto que se considero fue analizar y asegurarse que los datos sísmicos utilizados cumplieran con la característica de encontrarse en fase cero, aplicándose una rotación de fase sísmica, para así poder trabajar con mayor certeza tanto en la interpretación estructural como en el calculo de atributos sísmicos.

#### 4.1.1. Filtros estructurales

Los filtros estructurales fueron aplicados a través del programa *OpendTect*, buscando de remover todos aquellos ruidos tanto coherentes como aleatorios los cuales distorsionan la imagen sísmica, aplicando principalmente dos tipos de filtros: *Median Dip* y *Diffusion*. El flujo de trabajo consiste principalmente en seis fases: a) Determinación del *Steering Cube*, b) Aplicación del filtro *Median Dip*, c) Atributo de falla Similaridad, d) Mezcla de atributos de similaridad, e) Aplicación del filtro *Diffusion* y f) Mejoramiento estructural por combinatoria de atributos.

La primera fase es conocida como *Steering cube* el cual consiste en la obtención de un cubo que contiene los datos de rumbo y buzamiento de los eventos sísmicos en cada muestra de las trazas sísmicas. (Ver Figura 4.1). Luego se aplica el filtro *Median Dip* al cubo anterior buscando con ello la eliminación de los ruidos aleatorios, reduciendo el nivel de ruido de fondo en los atributos de falla.

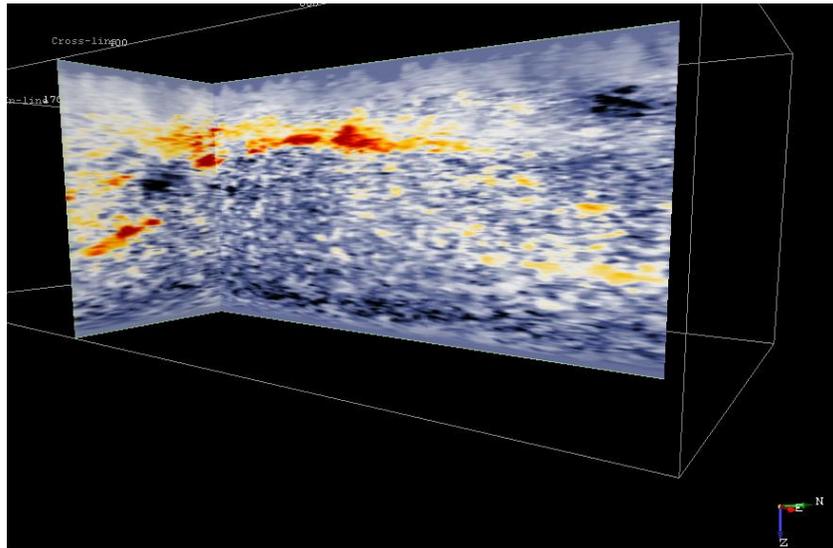


Figura 4.1. Vista 3D mostrando dos secciones del cubo *Steering*

Posteriormente a la salida previa se le determina un atributo de falla conocido como similaridad, que busca la relación entre que tan parecido son dos o más segmentos de trazas sísmicas. Este atributo se calcula en dos direcciones: perpendicular y diagonal, para luego correr y aplicar la combinación de los dos atributos obteniéndose la mezcla de atributos por similaridad. En la Figura 4.2 se muestra la diferencia en calcular el atributo de similaridad a partir de un cubo sísmico sin aplicar el filtro de *Median Dip*, y aplicándose este proceso.

El siguiente paso es la aplicación del filtro *Diffusion* que busca resaltar los eventos discontinuos, para finalmente combinarlo con los resultados anteriores y obtener un cubo sísmico filtrado con una mejor imagen sísmica. En la Figura 4.3 se muestra una comparación entre los dos filtros principales aplicados: *Median Dip* y *Diffusion*, con el propósito de contrastar cuales son los rasgos característicos que resaltan cada uno de ellos, sabiendo que estos posteriormente se combinan para obtener el cubo sísmico con filtros estructurales.

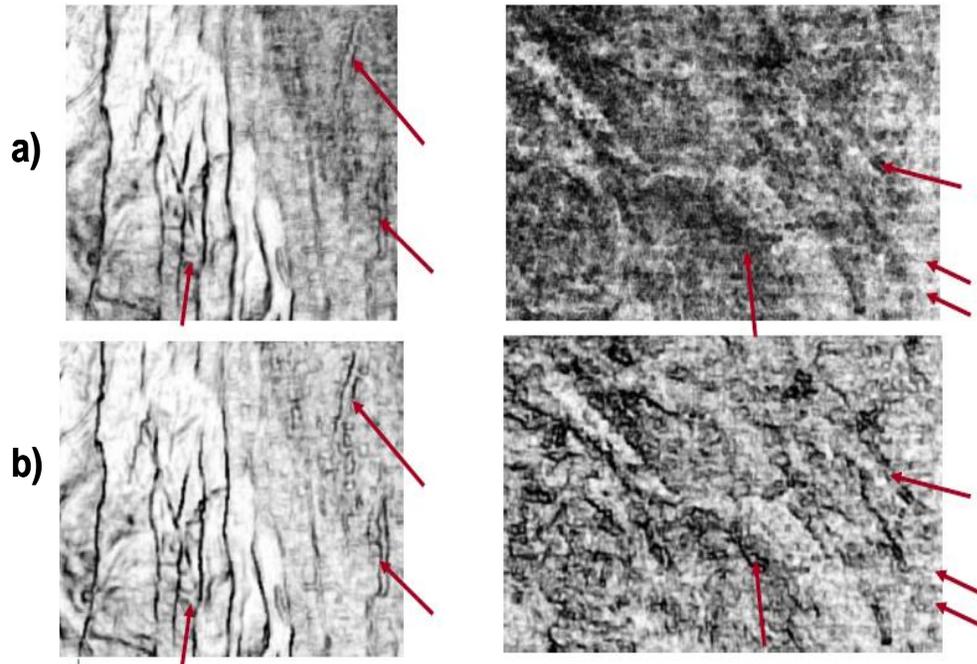


Figura 4.2. Cubos de similaridad. La Figura a) muestra el cubo de similaridad a partir de la sísmica original. La Figura b) ilustra el cubo de similaridad a partir de los datos obtenidos del Filtro Median Dip.

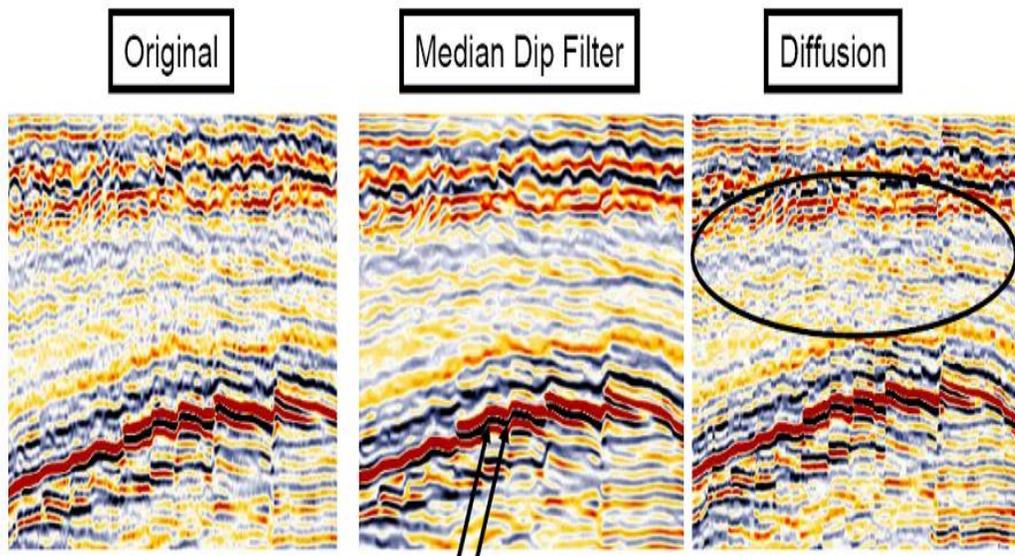


Figura 4.3. Comparación entre los filtros Median Dip y Diffusion.

#### 4.1.2. Rotación de fase sísmica

El propósito es analizar y llevar el cubo sísmico disponible a fase cero, para así efectuar la interpretación de los reflectores y calculo de atributos sísmicos de superficies ajustados y correlacionados en la correcta posición sísmica. A través del programa *Hampson and Russell* fueron efectuados cuatro pasos:

4.1.2.1. Corrección de los sónicos: Debido a que los registros sónicos no están amarrados con la sísmica, ya que la herramienta es independiente de los check shot, se tuvo que correlacionar entre ellos a través de una curva de deriva o diferencia obtenida que permitió llevar a su correcta posición a los sónicos.

El método de interpolación utilizado fue el *spline*, el cual honra los puntos pero con cierto suavizado entre ellos. En la Figura 4.4 se puede ver un ejemplo de cómo se aplico la corrección del registro sónico para el pozo P-23.

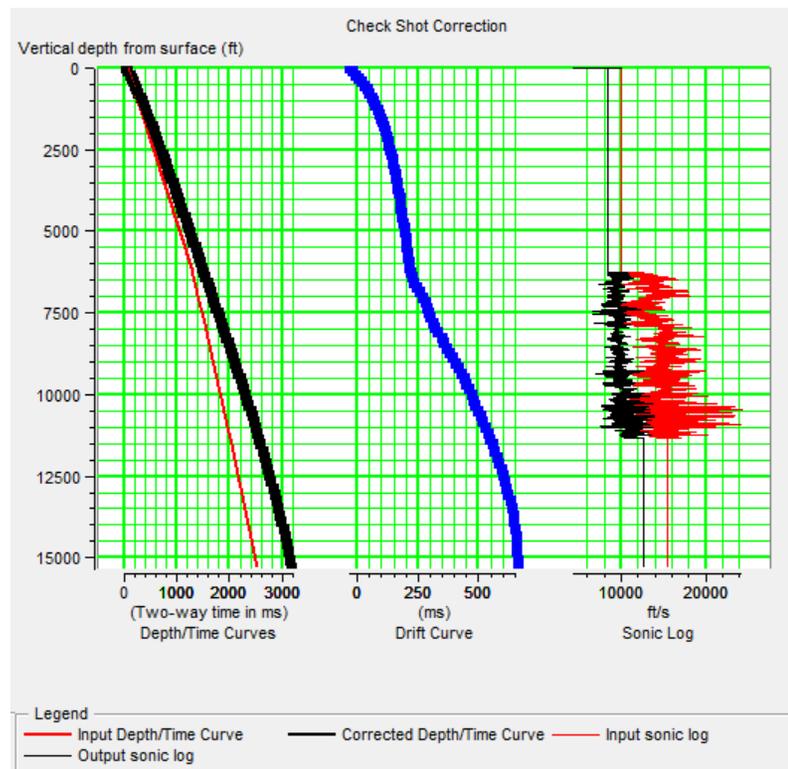


Figura 4.4. Corrección del registro sónico para el pozo P-23.

4.1.2.2. Sismograma sintético de los pozos: Consistió en efectuar el amarre sísmica-pozo de los pozos, por medio de la extracción de la ondícula de cada uno de los pozos, correlacionando así los marcadores geológicos con los reflectores sísmicos. El método de extracción utilizado fue el Ondícula Completa (*Full Wavelet*), que se basa en la extracción de los espectros de fase y amplitud exactamente resolviendo el operador de la curva tiempo-profundidad, el cual tiene la forma del registro de reflectividad de la traza sísmica compuesta.

Efectuando un análisis de los datos se seleccionaron los pozos que se utilizaron para el amarre sísmica pozo, basándose en aquellos que tuvieran registros sísmicos compresivos y densidad, y que los registros cubrieran todo el yacimiento (desde tope de Areo a base de San Antonio). Los pozos a los cuales se le calcularon el sismograma sintético fueron: P-14, P-15, P-16, P-18, P-22, P-24, P-25, P-26, P-27, P-28 y P-31.

4.1.2.3. Análisis de rotación sísmica por pozo: Por medio del espectro de amplitud y frecuencia de la traza sísmica extraída en el pozo, y con distintas combinaciones entre estos parámetros se determinó por cada uno de los pozos el ángulo de rotación que debe ser aplicado (Ver Figura 4.5)

4.1.2.4. Promedio de los ángulos por pozo: Finalmente se promedió el ángulo de rotación de cada uno de los pozos aplicándose posteriormente al cubo sísmico.

## **4.2. INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL**

Con el propósito de definir el marco estructural del área se efectuó la interpretación sísmica a partir del cubo sísmico PSTM (*Pre Stack Time Migration*) rotado y que se le aplicó los filtros estructurales que representa un área aproximada de 300 Km<sup>2</sup>, en la cual se realizaron una serie de pasos previos que sirvieron para definir el estilo estructural, tipo de estructura y profundidad del *detachment*. A continuación se describe detalladamente la secuencia utilizada.

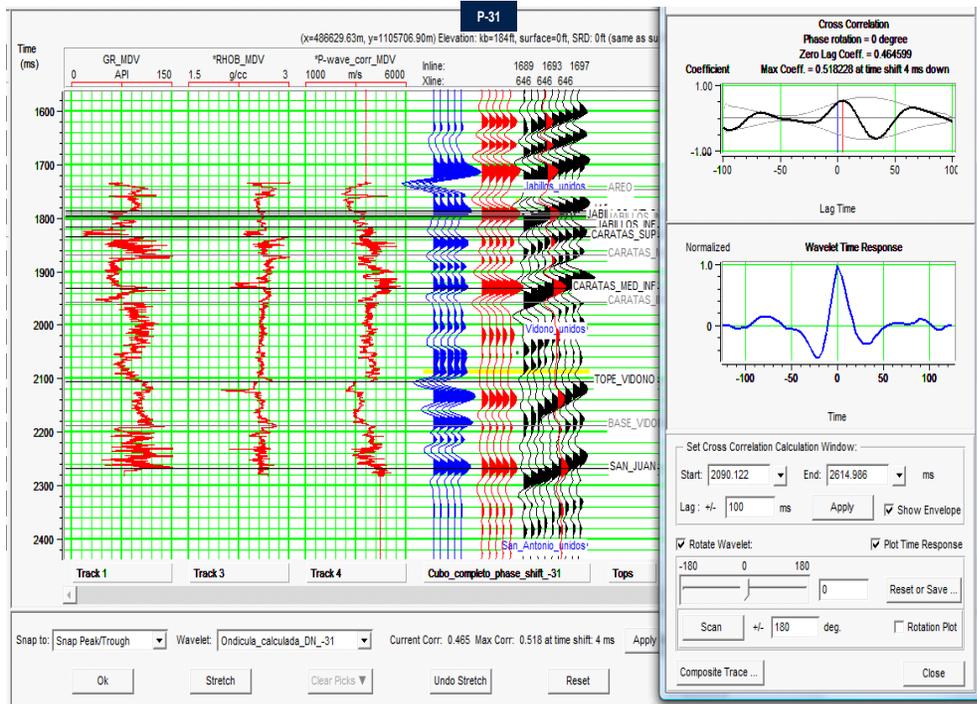


Figura 4.5. Sismograma sintético del pozo P-31 mostrando la ventana de análisis de correlación y fase sísmica a aplicarse.

#### 4.2.1. Sismograma sintético

Se efectuó nuevamente el amarre sísmica pozo a los mismos pozos que se calcularon previamente, pero esta vez utilizando el cubo sísmico ya rotado y en fase 0 en la aplicación *Synthetics*, nuevamente utilizando la traza sísmica extraída en el pozo. Se correlacionaron cinco (5) formaciones, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.1. Reflectores sísmicos interpretados

Reflector sísmico	Tipo de evento
Discordancia Mioceno - Plioceno	Máximo
Formación Los Jabillos	Máximo
Formación Vidoño	Máximo
Formación San Juan	Máximo
Formación San Antonio	Máximo

#### 4.2.2. Balanceo de secciones

Se realizó el balanceo de secciones a nivel de la Formación Carapita para dos tipos de interpretaciones regionales de una misma sección estructural. La técnica de restauración utilizada fue la de *Flexural Slip*, siendo el flujo de trabajo aplicado:

4.2.2.1. Se trazó una referencia estratigráfica (datum), que en este caso fue el tope a nivel de la Formación Carapita.

4.2.2.2. Se determinó la línea *PIN* y *Loose*. La primera es perpendicular a los estratos, y debe cumplir con ello tanto antes como después de la deformación, a diferencia de la segunda, que es una línea recta en la sección deformada, pero puede ser irregular en la sección balanceada.

4.2.2.3. Se cartografió las fallas a semejanza de cómo se efectuó la interpretación de las mismas.

4.2.2.4. Se determinó las distancias horizontales de las fallas, utilizando el *PIN* como referencia.

4.2.2.5. Se estableció los espesores los estratos a partir del datum.

4.2.2.6. Se repite el procedimiento sucesivamente hasta obtener toda la sección cartografiada. En la Figura 4.6 se ilustra un resumen del procedimiento explicado para el caso de una de las interpretaciones regionales realizadas.

### **4.2.3. Determinación de perfiles de ductibilidad.**

Se buscó la relación entre distintas áreas de las formaciones del yacimiento con sus respectivas profundidades en una sección estructural para comprobar el balanceo de las áreas y consistencia interna, y así se corroboró la profundidad del *detachment* de una de las propuestas de interpretación regional. Para ello se efectuó el siguiente procedimiento:

4.2.3.1. Se determinó un nivel de referencia o datum, siendo en este caso a partir de la Formación Carapita.

4.2.3.2. Se trazó entre dos formaciones una línea paralela al buzamiento regional. Las formaciones utilizadas fueron Los Jabillos y San Antonio.

4.2.3.3. Se determinó entre las distintas formaciones el área y la profundidad en que se encontraba cada una de ellas, graficando los valores en un eje de coordenadas X y Y, donde las abcisas son los valores del área y las ordenadas los valores de profundidad.

4.2.3.4. Se extrapó los puntos obtenidos hasta el eje de las ordenadas, obteniéndose el valor de la profundidad del *detachment*. En la siguiente Figura 4.7 se muestra el valor obtenido en el ejercicio, siendo de 1760 ms, el cual posteriormente fue graficado sobre la sección sísmica permitiendo certificar que interpretación sísmica estructural regional es correcta.

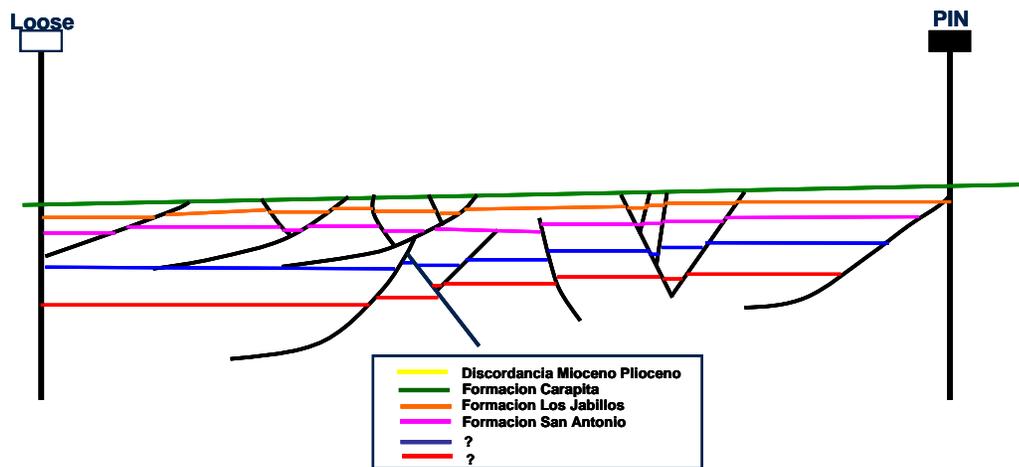


Figura 4.6. Balanceo de sección de una de las interpretaciones regionales efectuada según el concepto de *Flexural Slip*

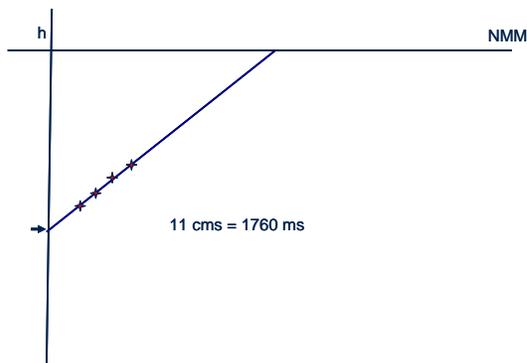


Figura 4.7. Cálculo de la profundidad de *detachment*

#### 4.2.4. Atributos estructurales

Se empleó un flujo de trabajo en el programa Petrel que combinó distintos tipos de atributos estructurales obteniéndose un cubo sísmico que resalta las discontinuidades más importantes y representativas del campo. Este flujo consta de 2 fases:

4.2.4.1. Se determinó el cubo de varianza a partir del cubo sísmico rotado y filtrado, con el propósito de resaltar y detectar las principales discontinuidades.

4.2.4.2. Se aplicó al cubo de coherencia el atributo de *Ant-tracking*, en su forma pasiva, pero utilizando el radio de búsqueda más detallada (valor 5), con el propósito de resaltar las discontinuidades. En la Figura 4.8 se puede observar un corte en tiempo del cubo obtenido.

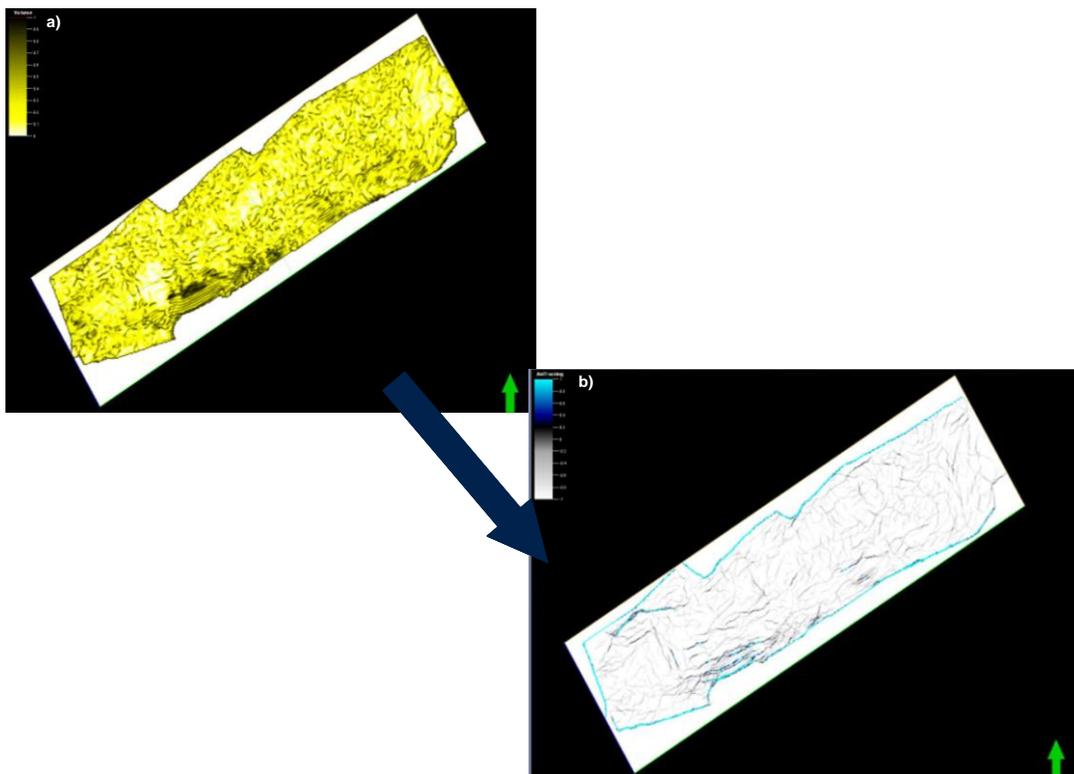


Figura 4.8. Corte en tiempo a 2500 ms del cubo de varianza (Figura a) y del cubo de discontinuidades obtenido por combinatoria de los atributos varianza y *Ant-tracking* (Figura b). Nótese como el cubo resultante logra filtrar y resaltar las principales discontinuidades.

#### **4.2.5. Interpretación de fallas**

La interpretación de las fallas se efectuó basado en el cubo resultante de los atributos estructurales, así como a partir de cortes en tiempo del cubo sísmico (*time slice*), para posteriormente validar y refinar los patrones de las discontinuidades en las secciones sísmicas en las direcciones Inline y Crossline.

#### **4.2.6. Interpretación de horizontes**

A través de los programas *IESX* y *Geoviz*, se interpreto detalladamente las formaciones Los Jabillos, Vidoño, San Juan, San Antonio y la discordancia del Mioceno-Plioceno. Como punto de partida para la interpretación se realizo a partir de varias secciones sísmicas arbitrarias que pasaban por los pozos del área, cubriendo las direcciones principales estructurales y sedimentación del campo. (Ver Figura 4.9)

Como control de calidad a la interpretación sísmica, se colocaron secciones estructurales y estratigráficas de los pozos, comparándolos a las secciones sísmicas anteriormente mencionadas. En la Figura 4.10 se muestra una sección estratigráfica donde por los valores de los registros de pozos se puede observar como a nivel de la Formación Vidoño es potencialmente el arranque de los *detachment*. Otro ejemplo se observa en la Figura 4.11 mostrándose una sección estructural como base del análisis y consideración tomado en cuenta a la hora de efectuar la interpretación sísmica.

Para finalizar, la etapa de interpretación sísmica estructural se efectuó por medio de un mallado de 2 x 2 tanto en la dirección de las Inline como Crossline, siendo la separación entre cada sección sísmica de 60 x 60 metros.

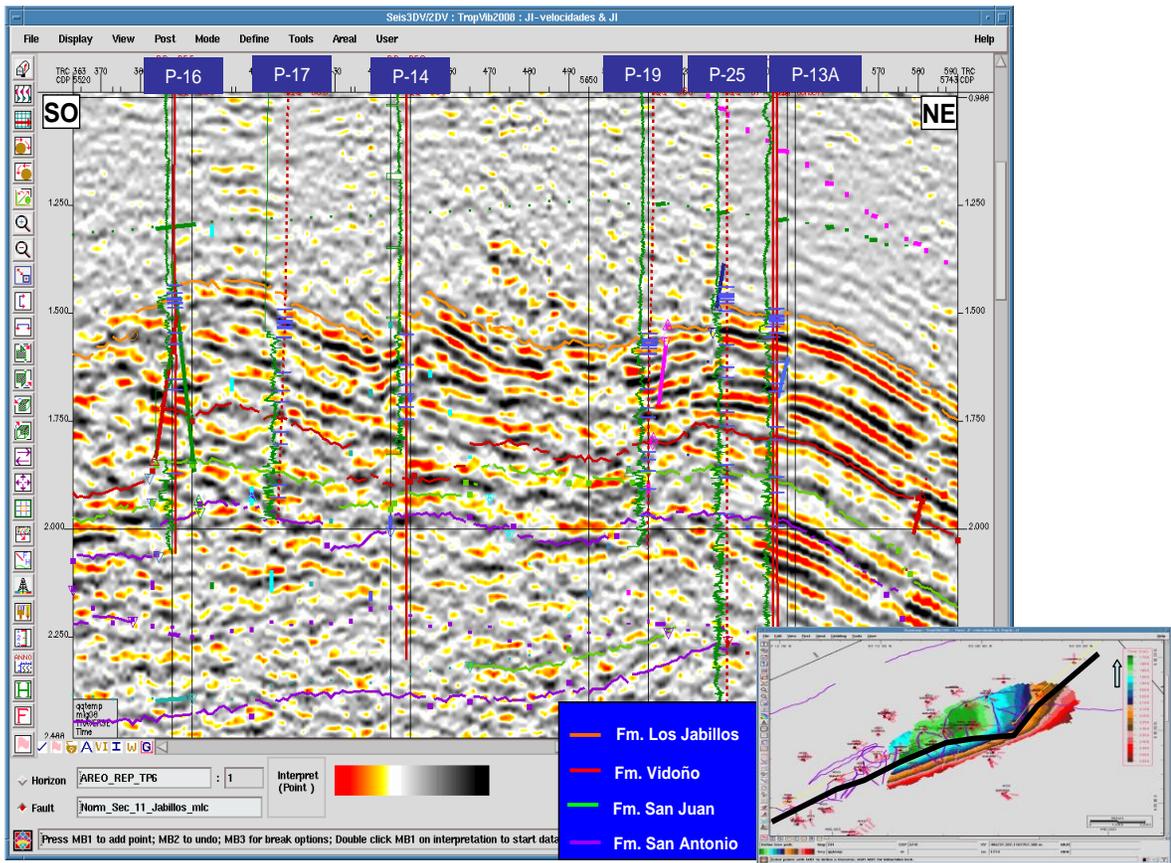


Figura 4.9. Sección sísmica arbitraria pasando por diversos pozos del campo mostrando el buen amarre entre los topes geológicos y reflectores sísmicos

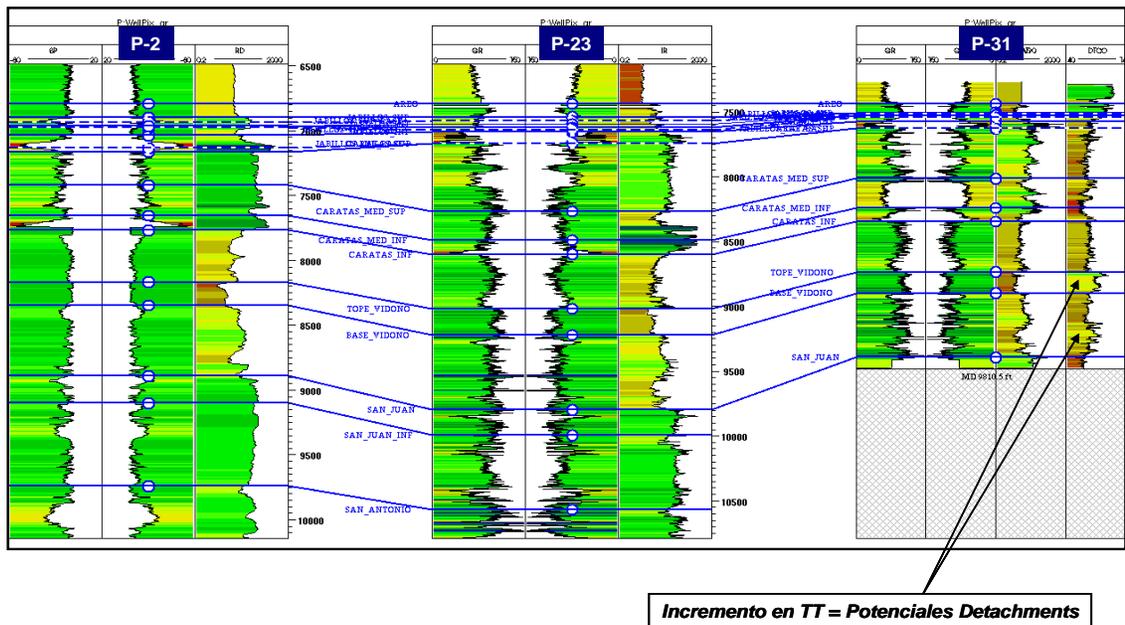


Figura 4.10. Sección estratigráfica de los pozos P-2, P23 y P-31.

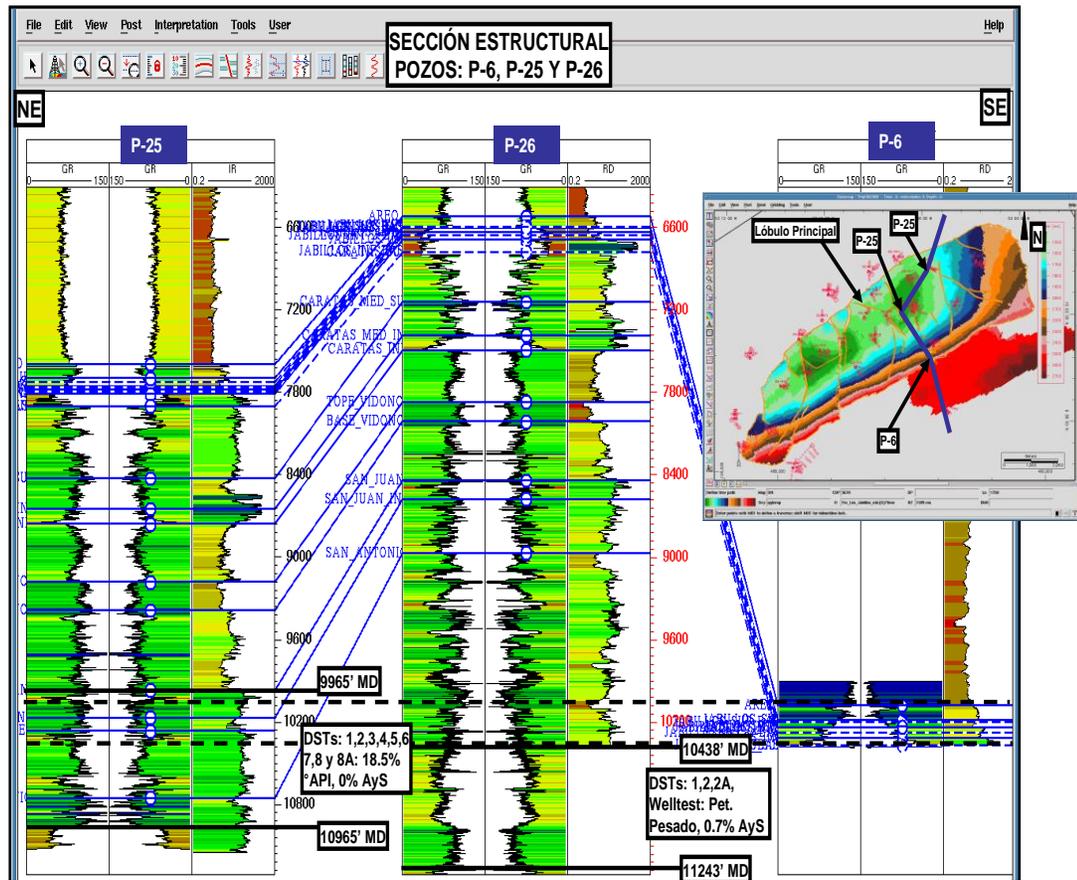


Figura 4.11. Sección estructural de los pozos P-6, P25 y P-26.

#### 4.2.7. Cartografiado de mapas

Los mapas fueron realizados por medio de la aplicación *Basemap* de *IESX*, siendo el método de interpolación utilizado de convergencia, que es un algoritmo de puntos de control orientado, el cual por la sucesivas iteraciones converge a una solución adicionando más y más resolución en cada iteración. En la Figura 4.12 se observa un ejemplo donde una vez efectuada la interpretación de los horizontes y fallas, se procedió a efectuar la generación de los contornos estructurales. Los mapas generados fueron para las principales formaciones del yacimiento: Jabillos, Vidoño, San Juan y San Antonio.

#### 4.2.8. Resolución sísmica vertical

Con la finalidad de conocer el espesor mínimo capaz de ser visualizado las reflexiones sísmicas se calculo la resolución sísmica vertical. La misma fue calculada por medio de la ecuación 4.1 enunciada a continuación:

$$\text{Resolución sísmica} = \frac{\lambda}{4} = \frac{V_{\text{int}}}{4 f_{\text{dom}}} \quad 4.1$$

Donde  $\lambda$  es la longitud de onda aparente para ondícula,  $V_{\text{int}}$ , es la velocidad interválica y  $f_{\text{dom}}$  es la frecuencia dominante.

En las Figuras 4.13 y 4.14 se puede observar el valor de la velocidad interválica (9300 ft/s) y frecuencia dominante (12 Hz) respectivamente, utilizadas para obtener un valor de espesor de entonación equivalente a 193 pies, siendo este valor representativo para las Formaciones en el yacimiento. En la tabla 4.2 se puede visualizar los espesores promedios de las Formaciones, que comparándolas con el espesor de entonación determinado se pueden identificar a nivel de la sísmica, más no es el caso de las arenas productoras de cada una de estas formaciones debido a que sus espesores varían entre 20 a 150 pies.

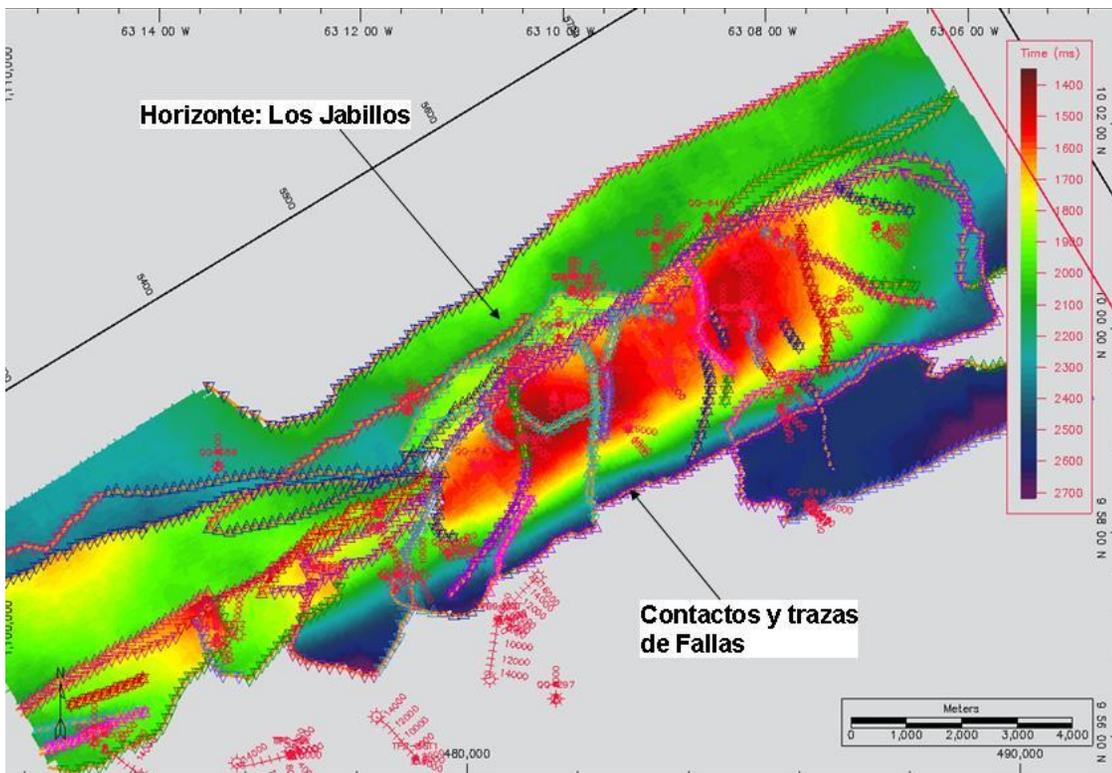


Figura 4.12. Mapa en tiempo del horizonte correspondiente a la Formación Los Jabillos donde se muestran los contactos y trazas de las fallas

Tabla 4.2. Espesores promedio

Formación	Espesor promedio
Los Jabillos	280
Caratas	1100
Vidono	250
San Juan	580
San Antonio	700

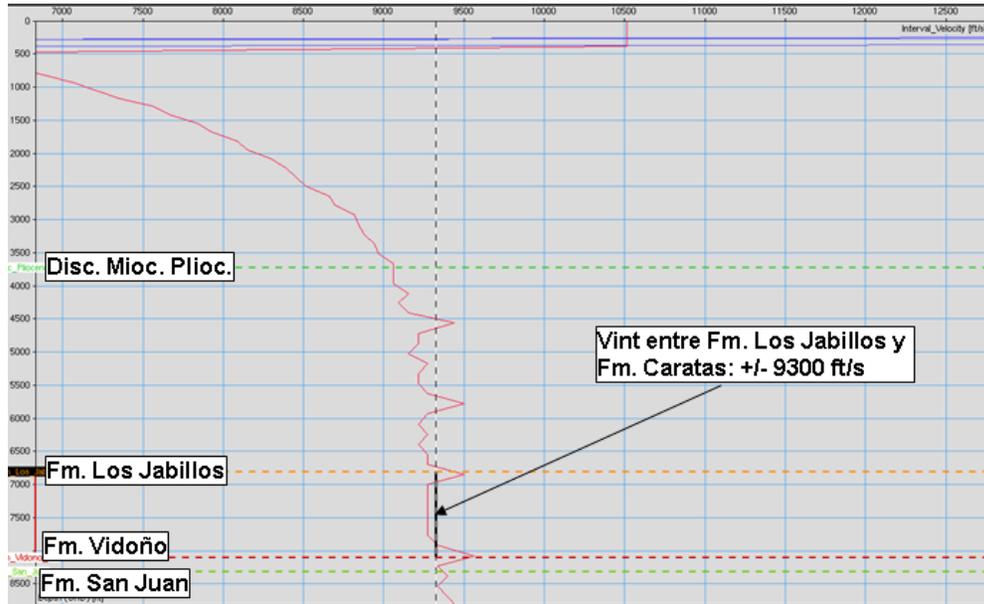


Figura 4.13. Velocidad interválrica característica del campo Quiriquire Profundo

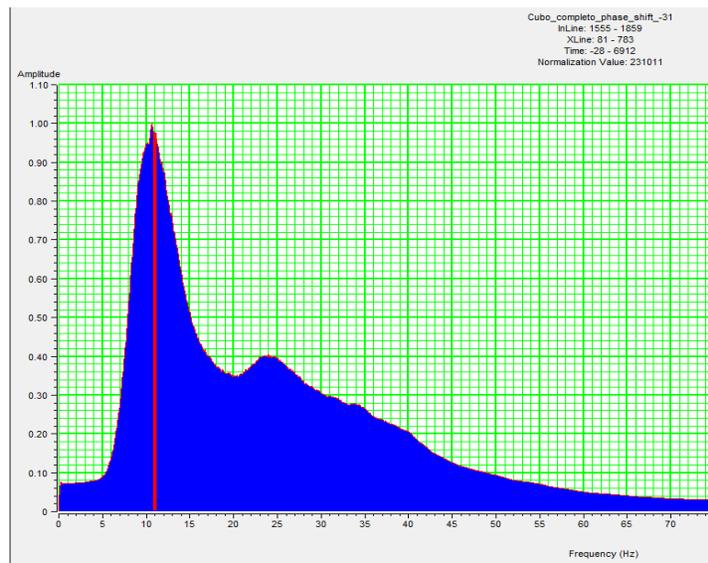


Figura 4.14. Espectro de amplitud mostrando la frecuencia dominante del cubo sísmico.

### **4.3. CÁLCULO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS**

Se realizó el computo de atributos sísmicos de distintos tipos con el propósito no solo de la información que pueda suministrar como por ejemplo detección de hidrocarburos, discontinuidades, *bright spot*, entre otros, sino también para ser utilizados posteriormente para el cálculo del modelado petrofísico y sedimentológico.

#### **4.3.1. Atributos volumétricos**

A continuación se presenta los principales atributos sísmicos determinados:

4.3.1.1. Amplitud RMS: se calculó para buscar mapas indicadores directamente de hidrocarburos.

4.3.1.2. Envolvente: se efectuó con el propósito de identificar posibles zonas asociadas a *bright spot*.

4.3.1.3. Primera y segunda derivada: se determino para combinarse entre ellos junto con el cubo sísmico para buscar los valores máximos, mínimos y descenso de polaridad.

4.3.1.4. Frecuencia instantánea: este atributo se computo ya que puede representar varios factores como: zonas de contacto gas-agua y gas-petróleo, zonas de detección de fracturas, cambios laterales de litología y detección de hidrocarburos.

4.3.1.5. Fase instantánea: se calculo para identificar continuidad de los reflectores sísmicos, detección de pequeñas discontinuidades y eventos buzantes.

4.3.1.6. Coseno de la fase: se realizo para buscar la delineación de las estructuras, interpretándose en conjunto con la fase instantánea.

4.3.1.7. Impedancia acústica relativa: se calculó para determinar contraste aparente acústico, superficies discontinuas, porosidad y contenido de fluido.

### **4.3.2. Atributos de superficies**

Con el mismo propósito de analizar rasgos estructurales, estratigráficos y sedimentológicos realizado en la determinación de los atributos volumétricos, se presenta los atributos de superficies calculados:

4.3.2.1.Promedio de la magnitud: se utilizó para buscar relaciones de indicadores de hidrocarburos, en este caso de gas.

4.3.2.2.Máxima amplitud: se calculó para conocer zonas indicadoras *de bright spot*.

4.3.2.3.Minima amplitud: al igual que el atributo anterior se computó buscando zonas *de bright spot*.

4.3.2.4.Máxima magnitud: se determinó para investigar zonas indicadoras de hidrocarburos.

4.3.2.5. Promedio de la energía: mismo propósito que el anterior, se computo por la capacidad de mostrar áreas con contenido de hidrocarburos.

4.3.2.6.Mitad energía: se calculó ya que su algoritmo permite identificar cambios asimétricos en litologías o porosidades.

4.3.2.7.Ancho de banda: se computó buscando grandes variaciones de la litología.

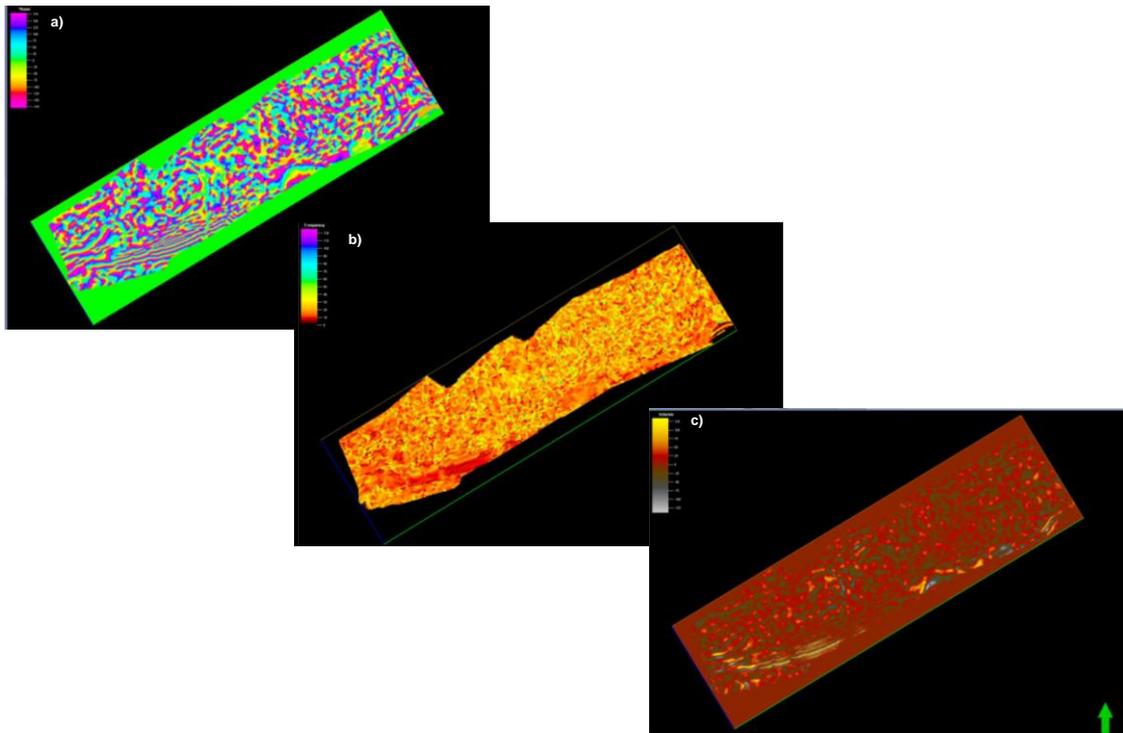


Figura 4.15. Atributos sísmicos volumétricos en corte de tiempo de 2500 ms: Fase instantánea (Figura a), Frecuencia Dominante (Figura b) e Impedancia Acústica Relativa (Figura c).

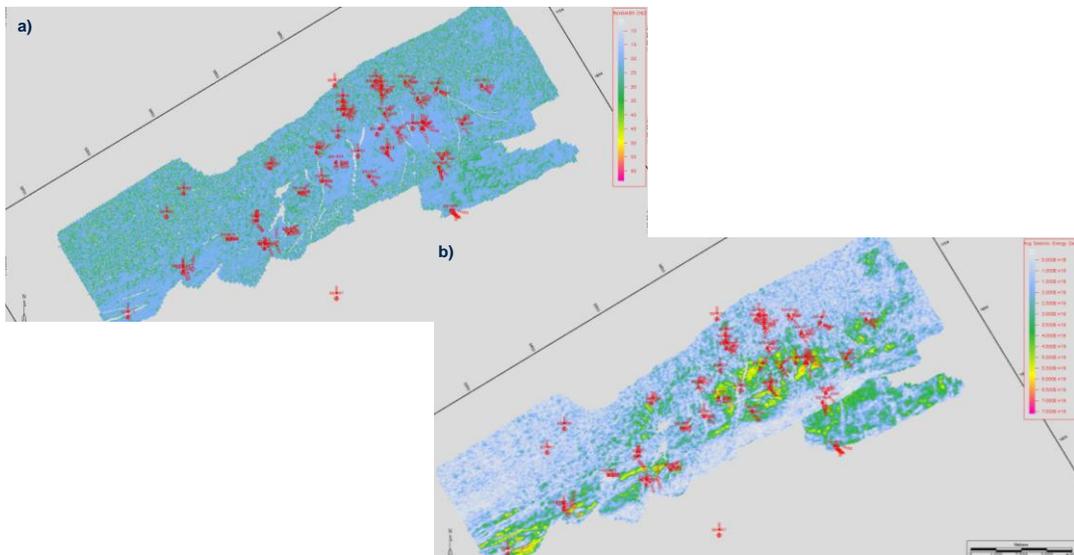


Figura 4.16. Atributos sísmicos de superficies calculados para la Formación Vidoño. En la Figura a) se muestra el atributo Ancho de Banda y en la Figura b) El promedio de Energía.

### 4.3.3. Inversión acústica

La inversión acústica fue realizada con el propósito de obtener un cubo de impedancia acústica que permitiera identificar y discriminar las variaciones laterales de litología en todo el campo Quiriquire Profundo basado en la información contenida en la traza sísmica. El método de inversión seleccionado fue el Basado en Modelos (*Model Based Inversion*), el cual trabaja con la iteración de diversos modelos geológicos iniciales construidos en función del modelo estructural, ondícula y los registros de impedancia acústica en *blocking*, para así ir comparando y determinando el error entre la traza sintética y la real, hasta obtener un modelo con certidumbre. El flujo de trabajo que se siguió fue el siguiente, utilizándose el programa *Hampson y Russell*:

4.3.3.1. Generación del modelo: consistió en la selección de los pozos a utilizar en la inversión, correlación sísmica-pozo, extracción de la ondícula y carga de la interpretación estructural (fallas y horizontes).

En primer lugar se seleccionaron los pozos que contuvieran tanto registros sísmicos compresivos como de densidad: P14, P-15, P-18, P-22, P-24, P-25, P -26, P-27, P-28 y P-31. Se observó que los pozos que cumplían esta condición no se encontraban totalmente distribuidos en toda el área (ver Figura 4.17), por lo que se decidió trabajar con fórmulas que permitieran obtener registros a partir de otros registros para así conseguir cubrir todo el campo con mayor uniformidad de los pozos. Para ello se trabajó con tres tipos de fórmulas: Faust, Gardner y Gardner Invertida.

La fórmula de Faust permite obtener registros sísmicos a partir de la transformada del registro de resistividad. Su base matemática se muestra en la ecuación 4.2 (Geophysicist,V.18):

$$DTC = C1 \times [prof \times resist]^{C2} \quad 4.2$$



También se trabajo con la ecuación de Gardner Invertida, la cual permitió obtener registros sínicos a partir de registros de densidad. Partiendo de la ecuación anterior, su ecuación (4.4) teórica es la siguiente:

$$DTC = \left[ \frac{RHOB}{C1} \right]^{1/0.25} \quad 4.4$$

donde: DTC= Registro sínico compresional (ft/s)

C1 = Constante equivalente a 0.23034

RHOB = Registro densidad (g/cc)

Para el caso de todas estas formulas teóricas fueron necesarios obtener los parámetros de sus constantes a partir de gráficos cruzados, donde las ecuaciones de las rectas se determinaron en función de los registros correspondientes a los pozos de Quiriquire Profundo. Para el caso de la fórmula de Gardner se calculo el registro de RHOB para los pozos P-8, P-10 y P-22. A continuación se muestra en las Figuras 4.18 y 4.19 el gráfico cruzado y el RHOB obtenido para el pozo P-10:

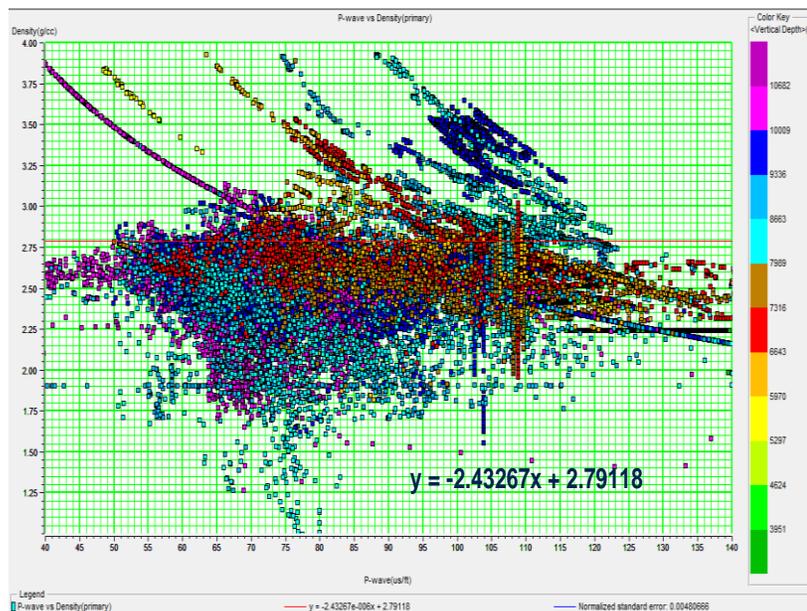


Figura 4.18. Grafico cruzado DTC vs RHOB con el propósito de obtener las constantes a utilizarse en la Formula de Gardner.

Existe dos fórmulas que permiten obtener registros sínicos a partir de otros registros: resistividad y densidad. Hubo casos en pozos (P-5, P-17, P-19, P-21, P-23, P-29, P-30 y P-30 ST) que se disponían de estos dos registros, por lo que se decidió hacer la prueba en el pozo P-15 para conocer cual de las dos fórmulas sería más certera a la hora de calcular el sínico. Se escogió este pozo ya que contenía buenos registros de resistividad, y densidad, aparte de presentar buen hoyo en todo el pozo. En este caso también se disponía del sínico, que sirvió para certificar la certidumbre del método. En la Figura (4.20) se puede observar la comparación de los registros del pozo.

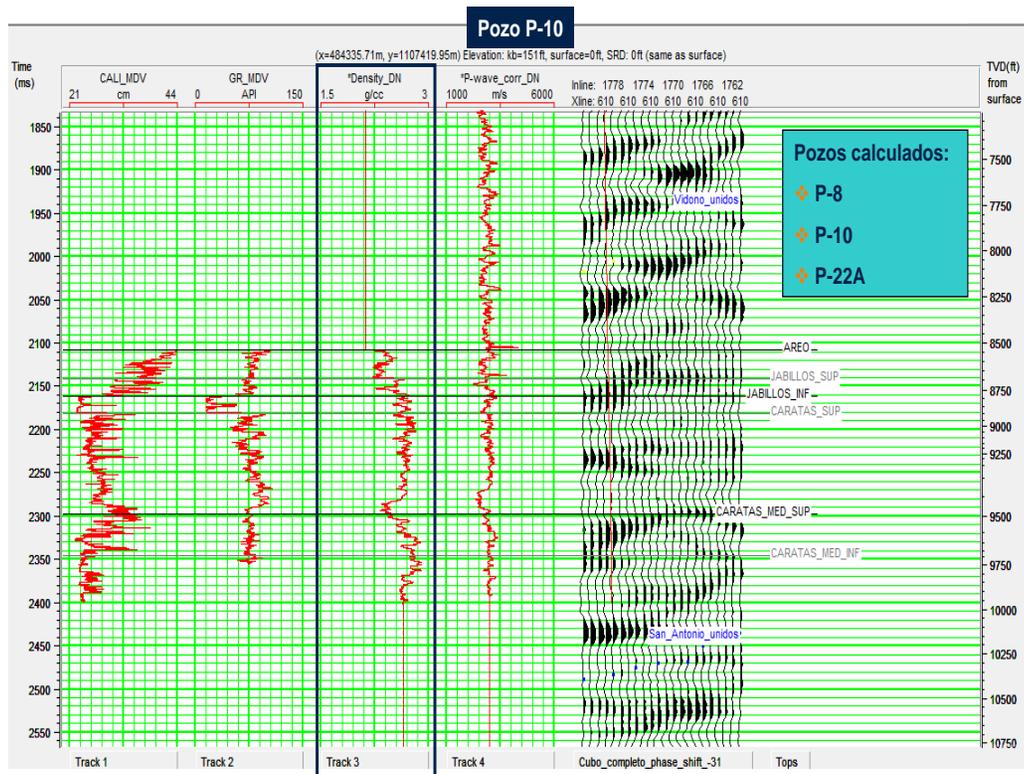


Figura 4.19. Pozo P-10 mostrando el registro densidad determinado.

A partir de este análisis se decidió que para la determinación de los registros sínicos compresionales la fórmula a utilizar es Gardner invertida. Los pozos que se obtuvieron estos registros fueron: P-5, P-23, P-29 y P-30 ST. En la Figura 4.21 se ilustra el registro sínico compresional determinado para el pozo P-30 ST.

Una vez obtenida una distribución de pozos más uniforme en todo el campo (Ver Figura 4.22), como control de calidad a la generación del cubo de impedancia acústica se generaron diversos gráficos cruzados para determinar la discriminación de las arenas: Porosidad versus Gamma Ray, Porosidad versus Sónico compresional, Porosidad versus Densidad, entre otros. En la Figura 4.23 se muestra un ejemplo donde el gráfico entre los registros Gamma Ray (GR) e Impedancia Acústica (IA) se puede observar que existe una discriminación razonable aunque no tan evidente entre las areniscas y lutitas.

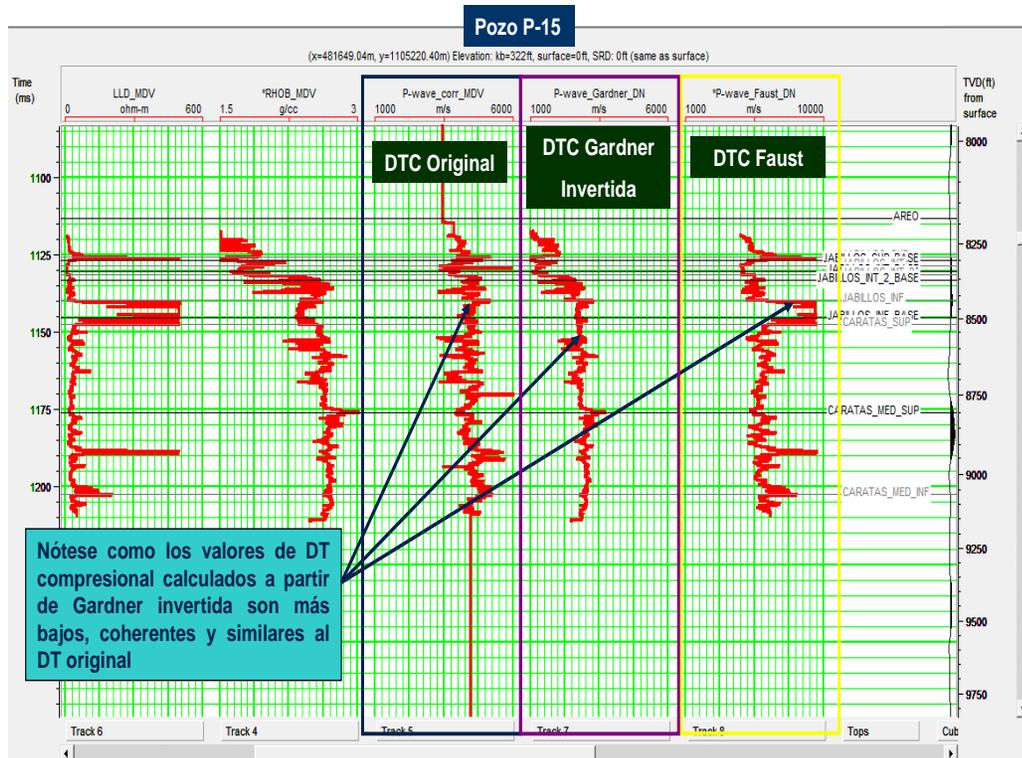


Figura 4.20. Pozo P-15 mostrando distintas versiones del DTC obtenidos por distintas fórmulas

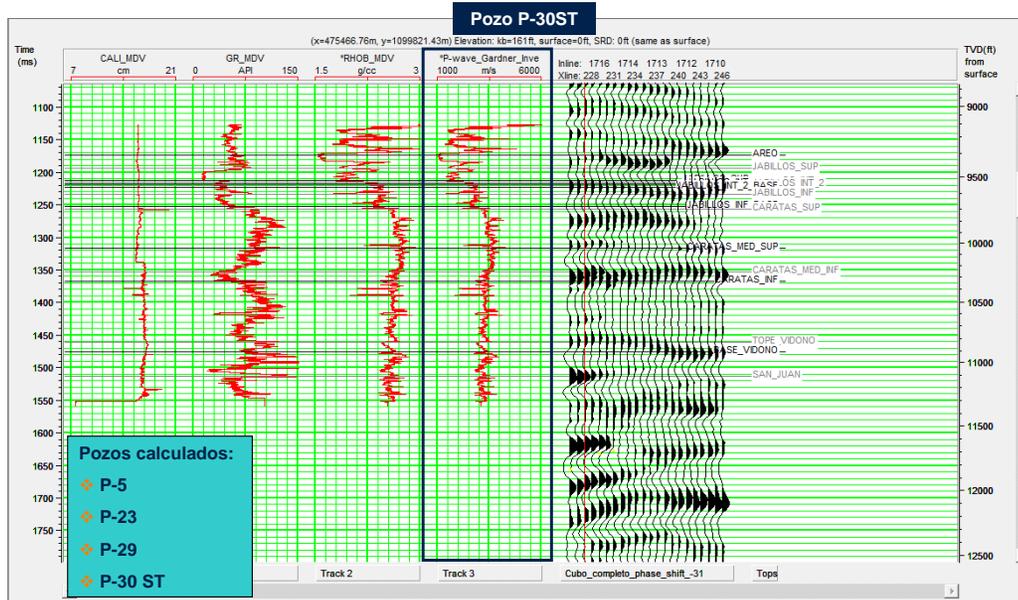


Figura 4.21. Pozo P-30 ST mostrando el registro sónico compresional determinado.

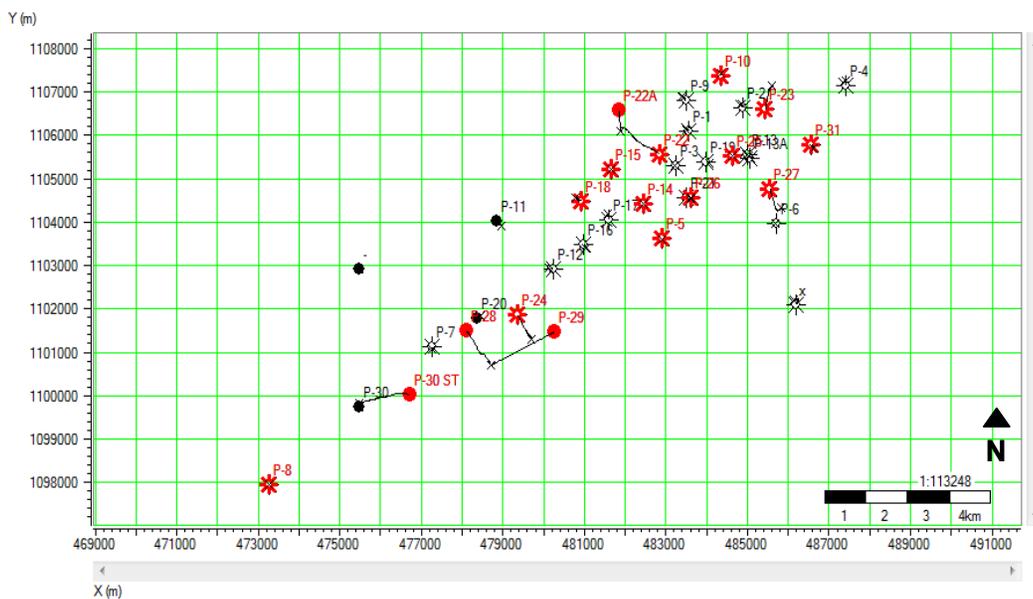


Figura 4.22. Mapa base mostrando aquellos pozos en rojo que contiene registros DTC y RHOB junto con aquellos que fueron calculados a partir de otros registros.

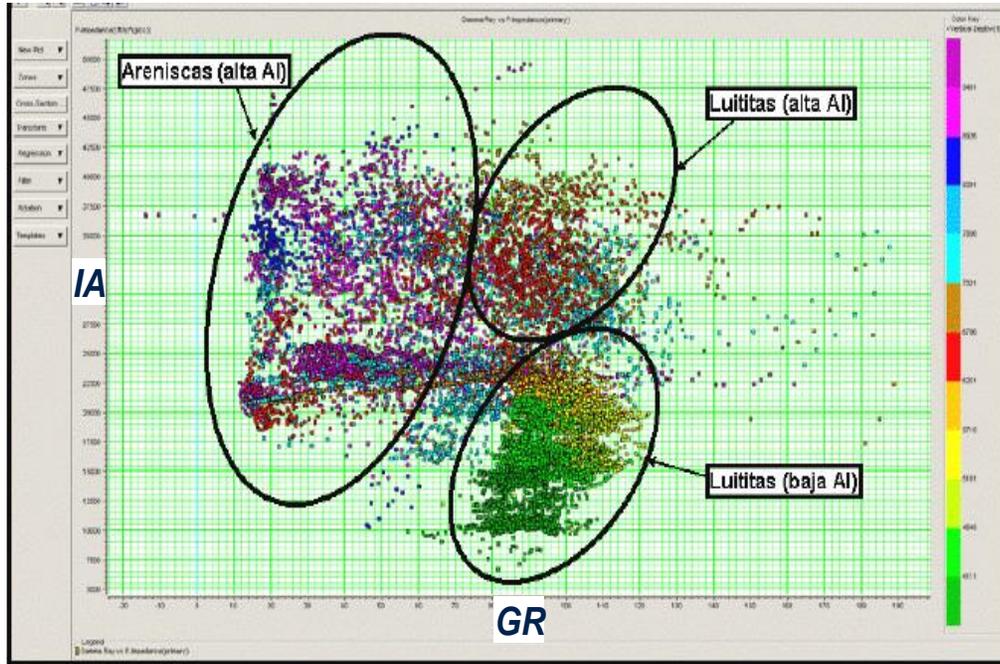


Figura 4.23. Gráfico cruzado entre Gamma Ray (GR) e Impedancia acústica (IA) a nivel de pozos.

A continuación se procedió a generar los sismogramas sintéticos y extracción de la ondícula en los pozos seleccionados para el análisis de inversión: P-5, P-8, P-10, P14, P-15, P-18, P-22, P-22A, P-23, P-24, P-25, P -26, P-27, P-28 P-29 , P-30ST y P-31. También se efectuó la carga de los datos de horizontes y fallas.

Posteriormente se realizó las sucesivas iteraciones del modelo geológico inicial, donde por la complejidad estructural que presenta el campo, la compartimentalización del yacimiento y la problemática del programa en el manejo de las fallas, ya que no reconoce en si los distintos formatos que existe de fallas teniéndose que cargar como un horizonte, no se pudo obtener un modelo satisfactorio. En la Figura 4.24, se muestra una sección sísmica donde se puede observar que la extrapolación de los datos no honra los límites de los bloques interpretados.

Una solución a esta problemática fue la de recortar el cubo sísmico PSTM a nivel del yacimiento siguiendo la forma de tope y base del mismo, es decir, tomando la superficie de la Formación Los Jabillos como tope, y la base de la Formación San

Antonio como base. Esta novedosa técnica fue aplicada por medio del programa *OpendTectt* (Ver Figura 4.25)

Una vez obtenido este cubo se procedió nuevamente a efectuar las distintas corridas del modelo geológico inicial, consiguiendo esta vez reproducir el comportamiento estructural complejo, así como también correlacionándose con los valores de impedancia acústica del área.

4.3.3.2. Calculo de la inversión: se baso en la selección, pruebas de los parámetros de inversión y comparación con otros métodos de inversión: *Bandlimited*, *Colored* y *Sparse Spike* (ver Figura 4.26), realizándose en cada uno de ellos el control de calidad a los resultados obtenidos, siendo este la determinación del gráfico de error en cada uno de los pozos (ver Figura 4.27), y la crossvalidación, que consistió en esconder un pozo y generar nuevamente la inversión para así comparar en ese mismo pozo los resultados y certificar la validez del modelo de inversión que se está generando (ver Figura 4.28). En todos los casos el método que genero menor error fue el Basado en Modelo (*Model Based*) arrojando errores promedio de 2 %, a diferencia de los otros métodos, que el error más cercano estuvo sobre el 20%.

4.3.3.3. Interpretación de los resultados: se generaron cortes en tiempo (data slices) y gráficos cruzados que fueron analizados y correlacionados con las variaciones litológicas del campo. La Figura 4.29 muestra el resultado del gráfico cruzado entre la impedancia acústica a partir de los registros originales versus la impedancia acústica producto de la inversión según el método Basado en Modelo.

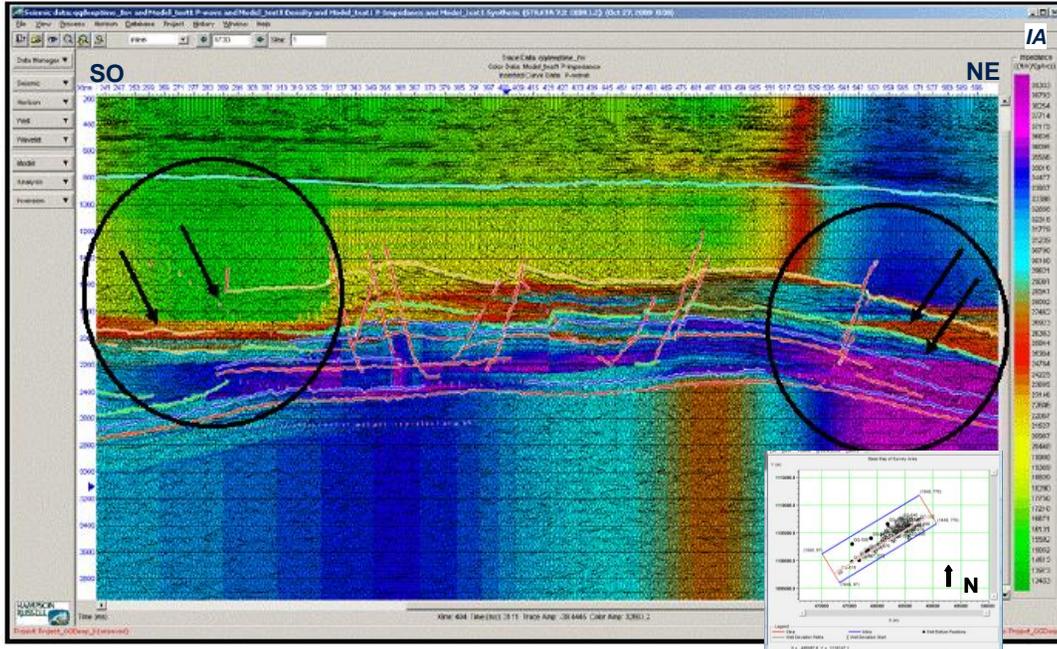


Figura 4.24. Inline 1730 mostrando la problemática obtenida en el Modelo Geológico Inicial, debido a que los datos no honran los límites de los bloques interpretados.

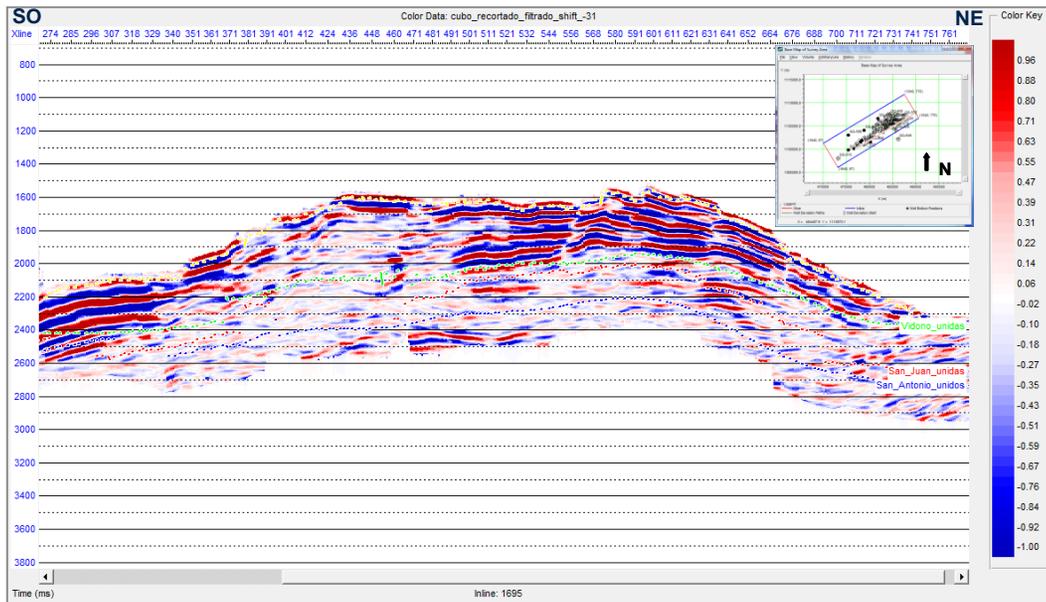


Figura 4.25. Inline 1695 ilustrando el resultado de cortar el cubo sísmico PSTM siguiendo tope y base a nivel de yacimiento.

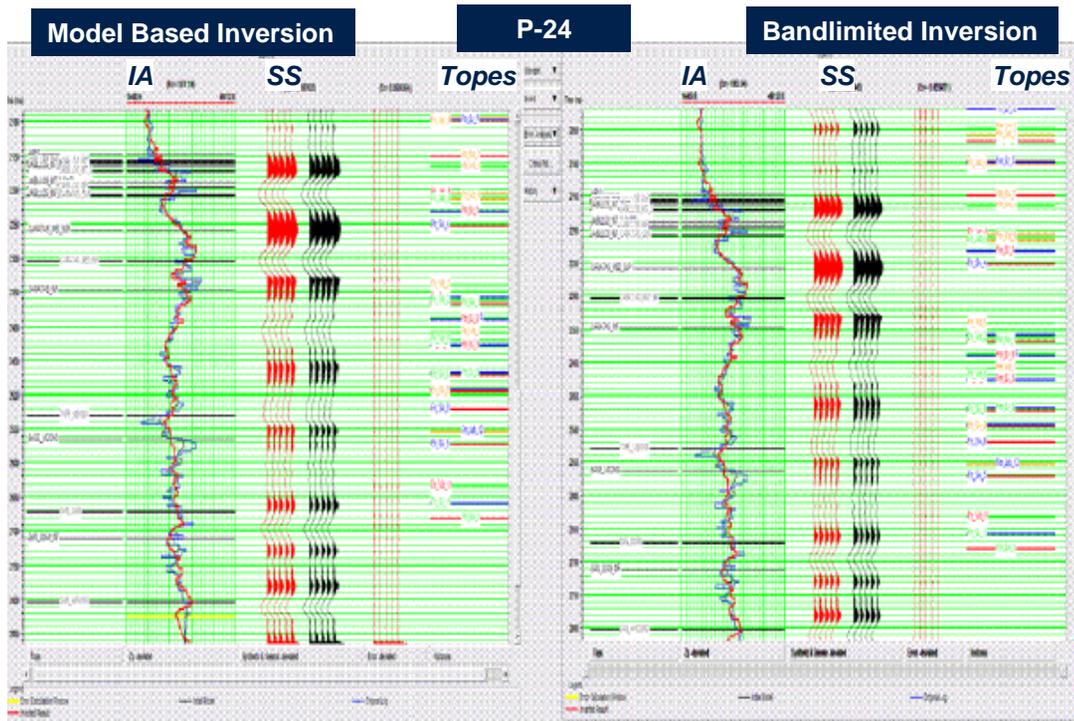


Figura 4.26. Pozo P-24 mostrando la comparación de los registros de Impedancia Acústica entre dos de los métodos de Inversión testeados. Para el caso de la Inversión basada en Modelo (*Model Based*) en pozo la correlación fue de 98%, a diferencia de la Inversión de Banda limitada (*Bandlimited*) siendo su valor de 80 % de correlación

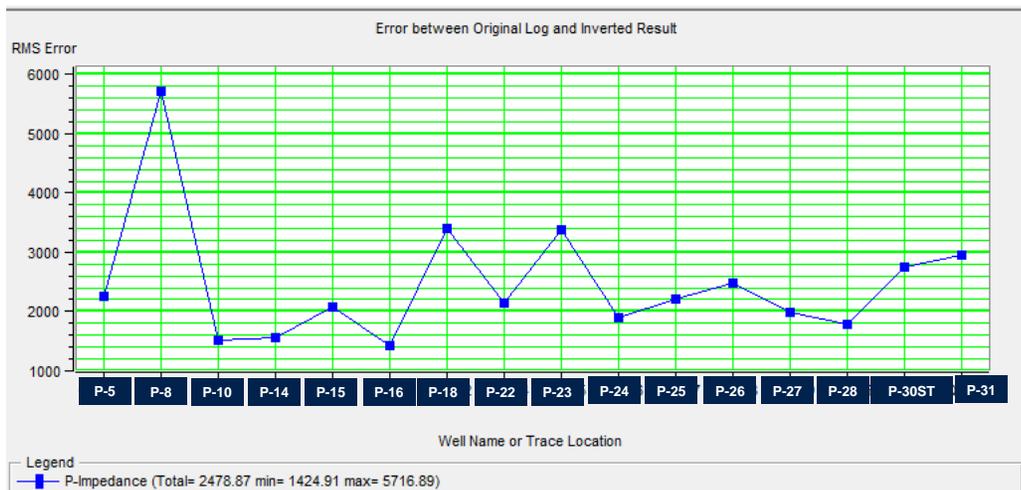


Figura 4.27. Grafico de error obtenido para todos los pozos según el método de inversión Basado en Modelo. Nótese como los valores promedio de error estuvo se encuentra sobre los 2900 (ft/s\*g/cc).

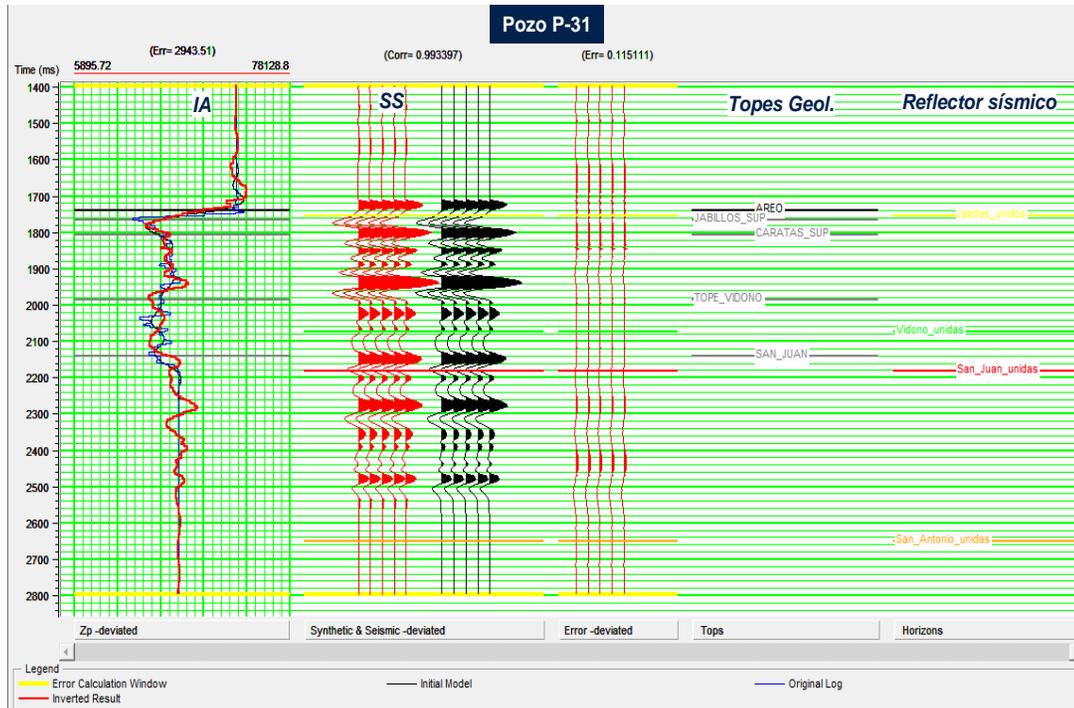


Figura 4.28. Pozo P-31 mostrando los valores de correlación y amarre sísmica- pozo efectuado partiendo del modelo del algoritmo obtenido al esconder el propio pozo. La curva en rojo muestra el resultado de la inversión y en azul el registro de impedancia acústica original. En este pozo se obtuvo un valor alto de correlación de 0.99.

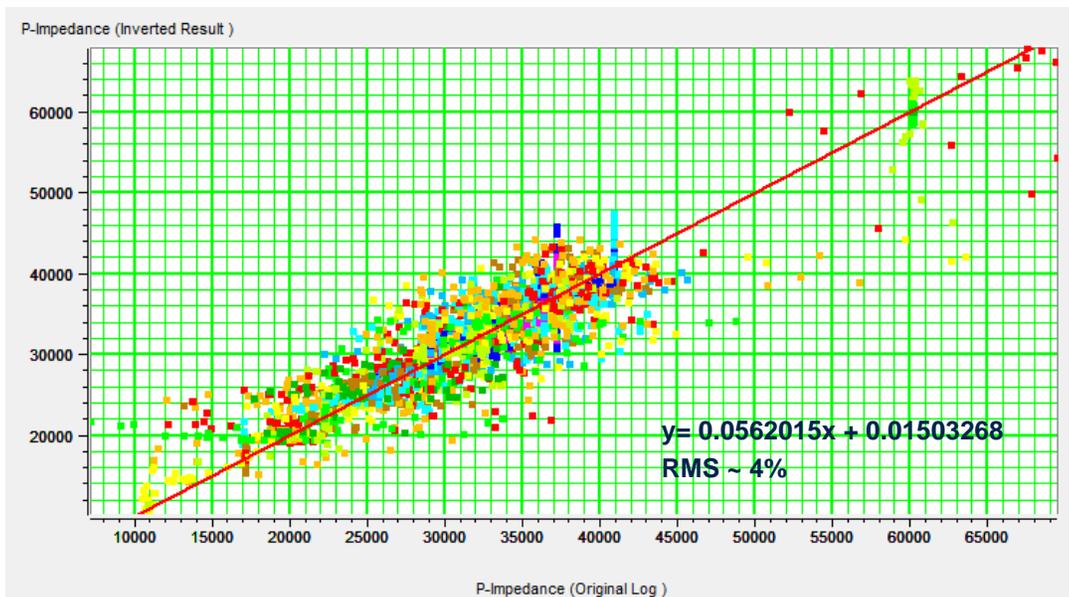


Figura 4.29. Grafico cruzado de los registros de impedancia acústica originales (Eje X) versus los registros obtenidos por el método Basado en Modelo (Eje Y).

#### 4.3.4. Factibilidad de inversión Pre-Stack y/o AVO

El propósito de efectuar el calculo de atributos sísmicos Pre-Apilamiento consistió principalmente en conocer el comportamiento de los fluidos del campo en función de la sísmica que posteriormente sirviera para trabajar en la interpolación de propiedades petrofísicas como la saturación de agua, volumen de arcilla, entre otros. Por medio del programa *Hampson and Russell*, se aplico el siguiente flujo de trabajo:

4.3.4.1. Se revisó de la base datos de pozos para determinar cuales contenían la información de: Estudio de Fracturas (Rumbo, Buzamiento, Tipo de fractura), Registros sísmicos dipolares e Intervalos cañoneados. Una vez filtrada la información fue cargada en la aplicación, siendo solamente tres pozos que presentaron mayor compilación de datos: Pozo P-28 (Dirección y Buzamiento Fractura, Sísmico Compresivo), Pozo P-30 ST (Dirección y Buzamiento Fractura) y Pozo P-31 (Sísmico Dipolar).

4.3.4.2. Se realizó la carga y control de calidad de los CDP *Gathers* pertenecientes al levantamiento sísmico QQ-97B-3D-1 observándose que los datos no cumplen con la premisa que deben contener la data sísmica a ser desarrollada en un estudio de atributos sísmicos Pre-Apilamiento donde los reflectores sísmicos deben estar horizontalizados para poder determinar su variación de propiedades sísmicas con respecto al Offset (Ver Figura 4.30).

4.3.4.3. Debido a que los tres pozos seleccionados para trabajar no contienen toda la información necesaria para poder efectuar la factibilidad, fueron necesarios aplicar varias ecuaciones y transformadas para así obtener los registros faltantes según el caso, los cuales se explican a continuación:

Para el pozo P-28 se tuvo que calcular el registro de Sísmico de Cizalla a partir de la ecuación de Castagna, para ello se efectuó basados en el pozo P-31 (único pozo que contiene registro de cizalla) un gráfico cruzado de Velocidad de Onda P y Velocidad de Onda S con el propósito de obtener los valores necesarios para ser

introducidos en la ecuación (Ver Figura 4.31 y 4.32) Según Castagna et. al (1985), determinaron una relación a través de diversos datos de trabajos previos obtenidos de campos de todo el mundo, entre la Velocidad de Onda P ( $V_p$ ) y Velocidad de Onda S ( $V_s$ ) que se puede observar en la ecuación 4.5, siendo las unidades en Km/s:

$$V_p = 1.16V_s + 1.36 \quad 4.5$$

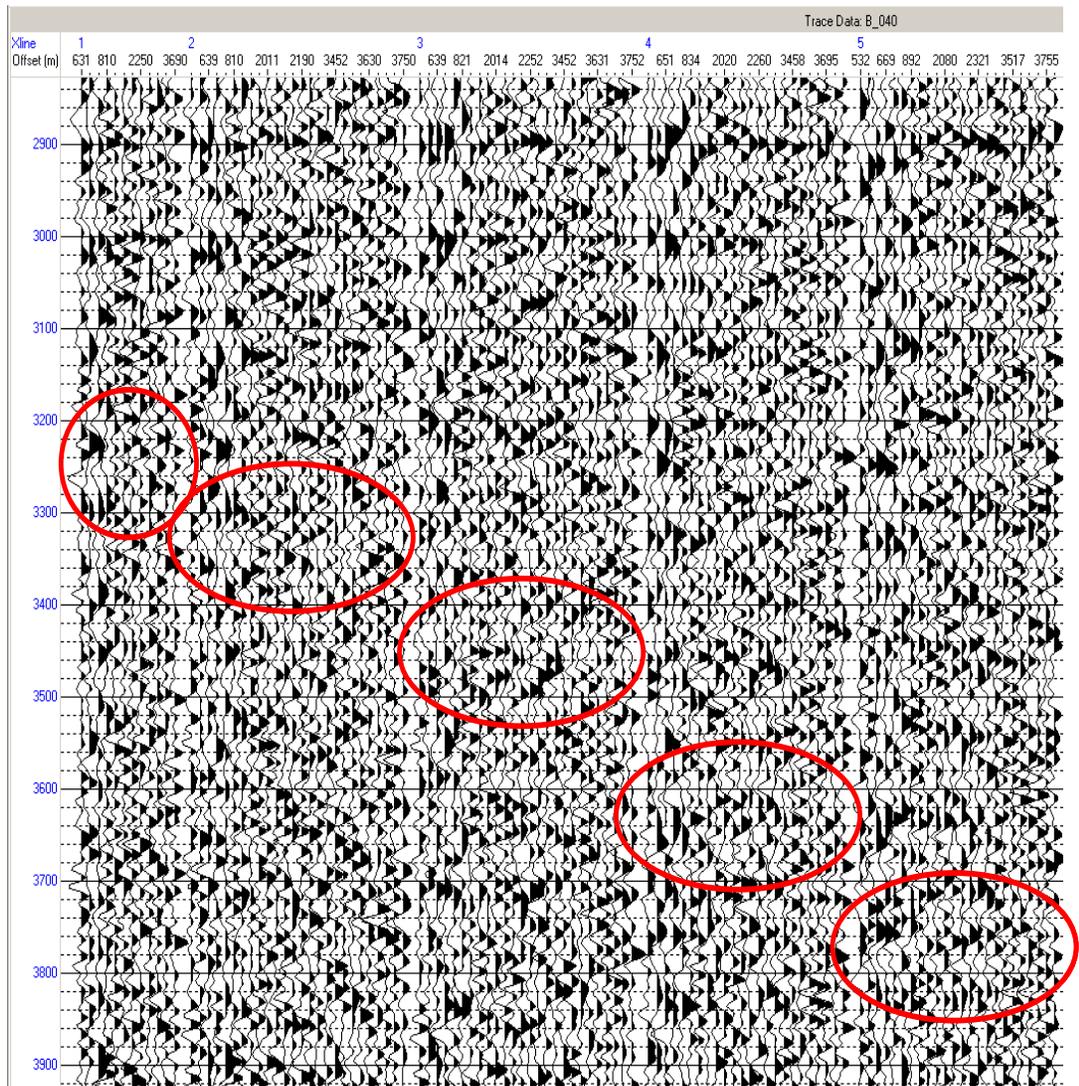


Figura 4.30. CDP *Gathers* Inline 3141 – 3172, Crossline 1455- 1861, nótese como los círculos en rojo muestra la no horizontalidad de los datos sísmicos.

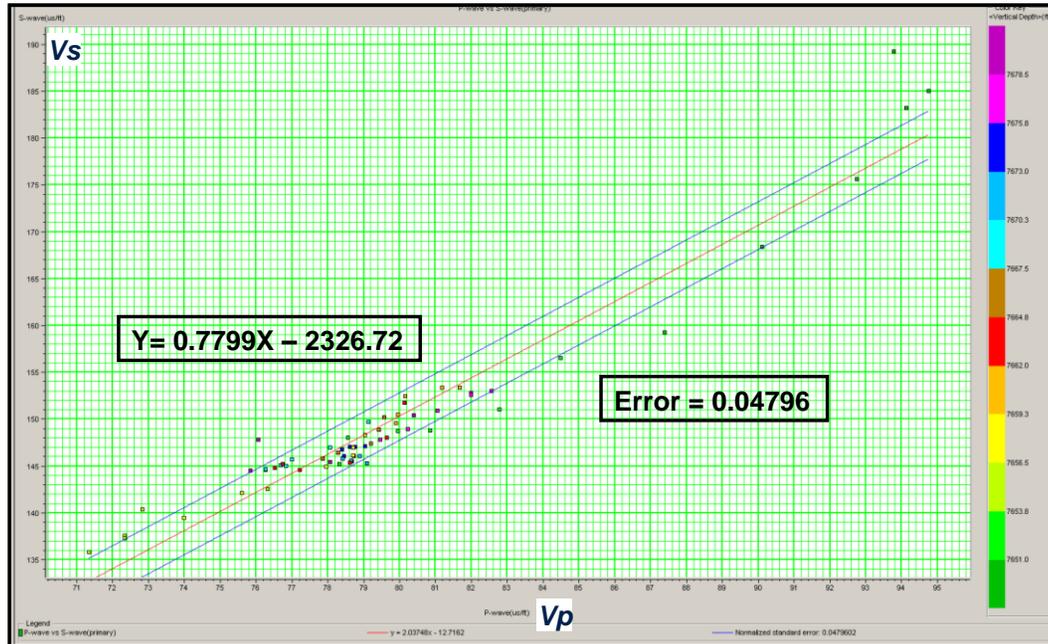


Figura 4.31. Gráfico Cruzado del pozo P-31 entre Vp y Vs

La ecuación resultante (4.6) del gráfico cruzado fue la que se utilizó para calcular el registro sísmico de Cizalla en el pozo P-28 a través de la ecuación de Castagna:

$$V_p = 0.7799V_s - 2326.72 \quad 4.6$$

En el caso del pozo P-30 ST no se disponía de los registros sísmicos dipolares, por lo que se debió calcular en primer lugar el registro sísmico compresional y posteriormente el de cizalla. Para el registro compresional se utilizó el conseguido en la fase de Inversión Acústica, según la ecuación de Gardner Invertida.

Una vez obtenida la curva compresional se calculó a partir de esta el registro de cizalla utilizando igualmente la ecuación de Castagna como en el caso del pozo P-28, así como sus mismos valores para su determinación (ecuación 4.6). En la Figura 4.32 se observa el resultado de los registros obtenidos para el pozo.

4.3.4.4. Como control de calidad a los registros calculados y para efectos de buscar el mejor método para determinar los registros faltantes en los pozos, se procedió a calcular los registros compresionales y de cizalla, así como densidad a partir de las ecuaciones de *Biot-Gassman* referentes a la sustitución de fluidos (Ver Figura 4.33). A continuación se presentan las ecuaciones de *Biot Gassmann* utilizadas (4.7,4.8, 4.9 y 4.10 ):

$$V_{p_{sat}} = \sqrt{\frac{\kappa_{sat} + \frac{4}{3}\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad 4.7$$

$$V_{s_{sat}} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad 4.8$$

$$\rho_{sat} = \rho_m(1-\theta) + \rho_w S_w \phi + \rho_{hc}(1-S_w)\phi \quad 4.9$$

$$\kappa_{sat} = \kappa_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{\kappa_{dry}}{\kappa_m}\right)}{\frac{\phi}{\kappa_{fl}} + \frac{1-\phi}{\kappa_m} - \frac{\kappa_{dry}}{\kappa_m^2}} \quad 4.10$$

Donde:  $\mu = \mu_{sat} = \mu_{dry}$  = Módulo de cizalla (sat = saturada, dry = vacía)

$v_{p_{sat}}$  = Velocidad de onda P saturada

$v_{s_{sat}}$  = Velocidad de onda S saturada

$\rho$  = Densidad (sat = saturada, dry = vacía, m = matrix, w = agua , hc = hidrocarburo)

$\kappa$  = Módulo de Bulk (sat = saturada, dry = vacía, m = matrix, w = agua, fl = fluido)

$\phi$  = Porosidad

$S_w$  = Saturación de agua

4.3.4.5. Con el propósito de efectuar un análisis detallado de los tres pozos a través de las ecuaciones de física de roca se calcularon los siguientes registros: Relación  $V_p/V_s$ , Relación de *Poisson*, Lambda ( $\lambda$ ) - Rho ( $\rho$ ), Mu ( $\mu$ ) - Rho ( $\rho$ ), Impedancia Elástica (IE) e Impedancia Acústica (IA). La Figura 4.34 muestra la determinación de estos registros para el pozo P-30 ST.

4.3.4.6. Se efectuaron gráficos cruzados en cada uno de los pozos con la finalidad de discriminar las posibles zonas que contienen hidrocarburos, con especial énfasis aquellos con Gas. A continuación se lista los diversos gráficos realizados para los tres pozos: Lambda ( $\lambda$ ) - Rho ( $\rho$ ) versus Mu ( $\mu$ ) - Rho ( $\rho$ ), Impedancia Acústica (IA) versus Impedancia Elástica (IE), Impedancia Acústica (IA) versus  $V_p/V_s$ , Relación de *Poisson* versus Impedancia Acústica, Velocidad de onda P versus Velocidad de onda S (solo se calculo para el pozo P-31 en este caso, debido a que es el único que posee sónico dipolar, y sólo se recomienda trabajar con este tipo de gráfico cuando se tiene este dato duro).

4.3.4.7. Se calculo el *Gather* sísmico sintético alrededor del pozo P-31 con la finalidad de conocer si se puede observar el efecto AVO en los datos sísmicos y si con ellos se pueden correlacionar con los datos de pozos y producción. Se efectuó solo para este pozo debido a que es el único que dentro del análisis de los registros de pozos y gráficos cruzados se identifico y discrimino con claridad aquellas zonas prospectivas con Gas.

Para el cálculo del *Gather* sintético se procedió en primer lugar a extraer una ondícula del volumen sísmico *Post – Apilamiento*. Posteriormente utilizando la ondícula extraída se efectuó la generación por varios métodos (Zoeppritz, Aki Richards y Onda Elástica) del *Gather* sintético, basándose en el hecho que la resolución sísmica es de aproximadamente 190 pies y la frecuencia dominante de 12 Hz, determinados previamente en la sección de Inversión Acústica. El método que mejor funciono fue la ecuación de Onda Elástica, la cual permitió obtener un *Gather* sintético a nivel de pozo.

P-28

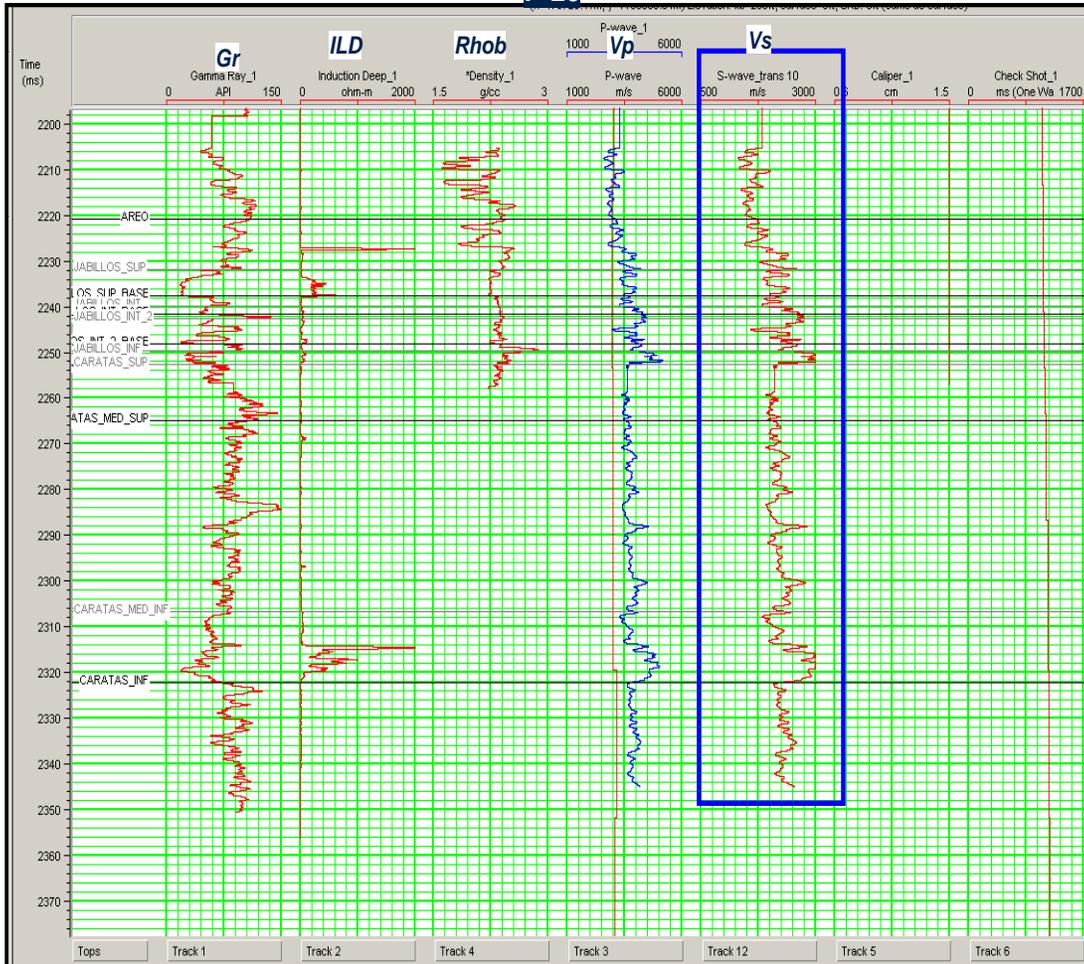


Figura 4.32. Pozo P-28 mostrando el registro sónico compresional obtenido (en azul)

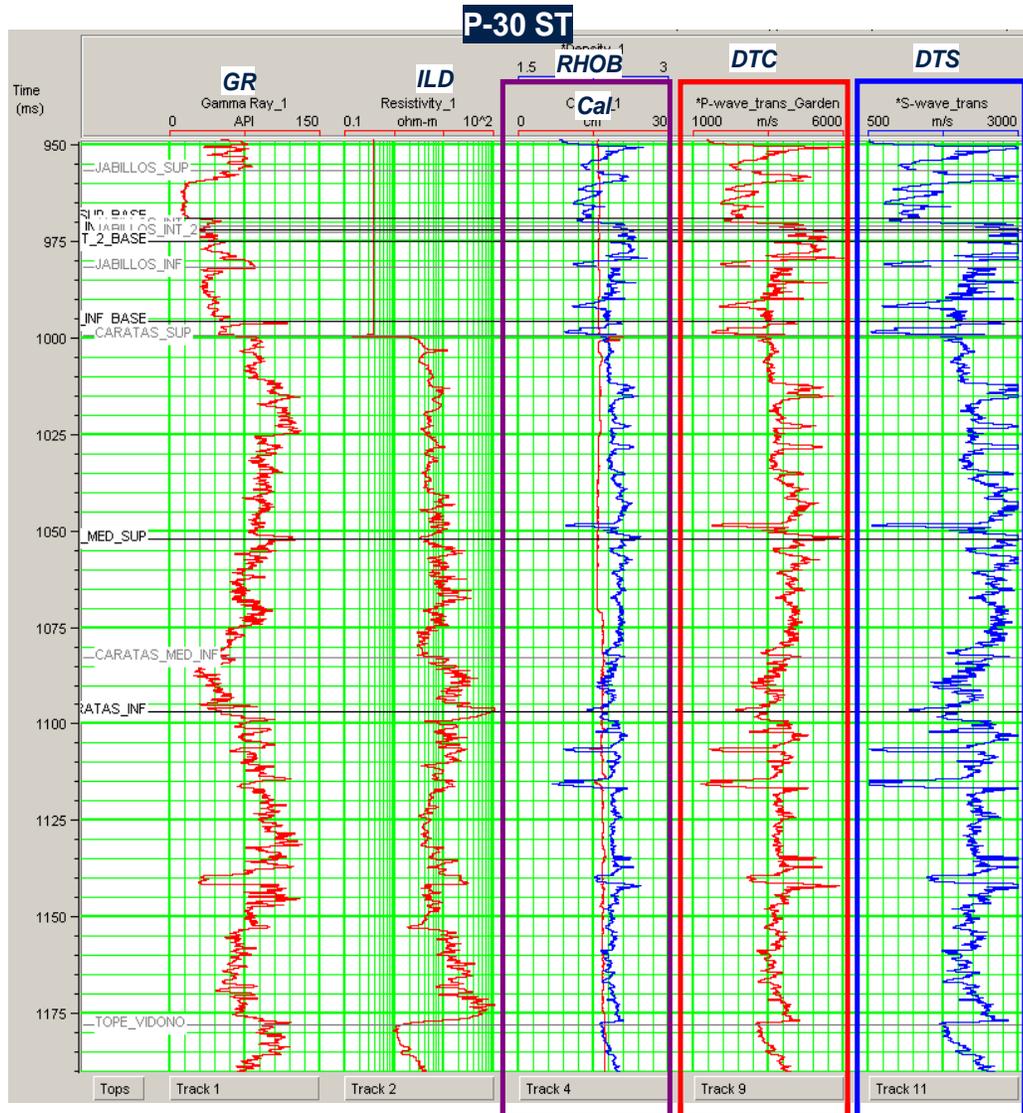


Figura 4.33. Pozo P-30 ST mostrando los registros obtenidos por las ecuaciones de Biot Gassmann: densidad (morado), sónico compresional (en rojo) y sónico de cizalla (en azul).

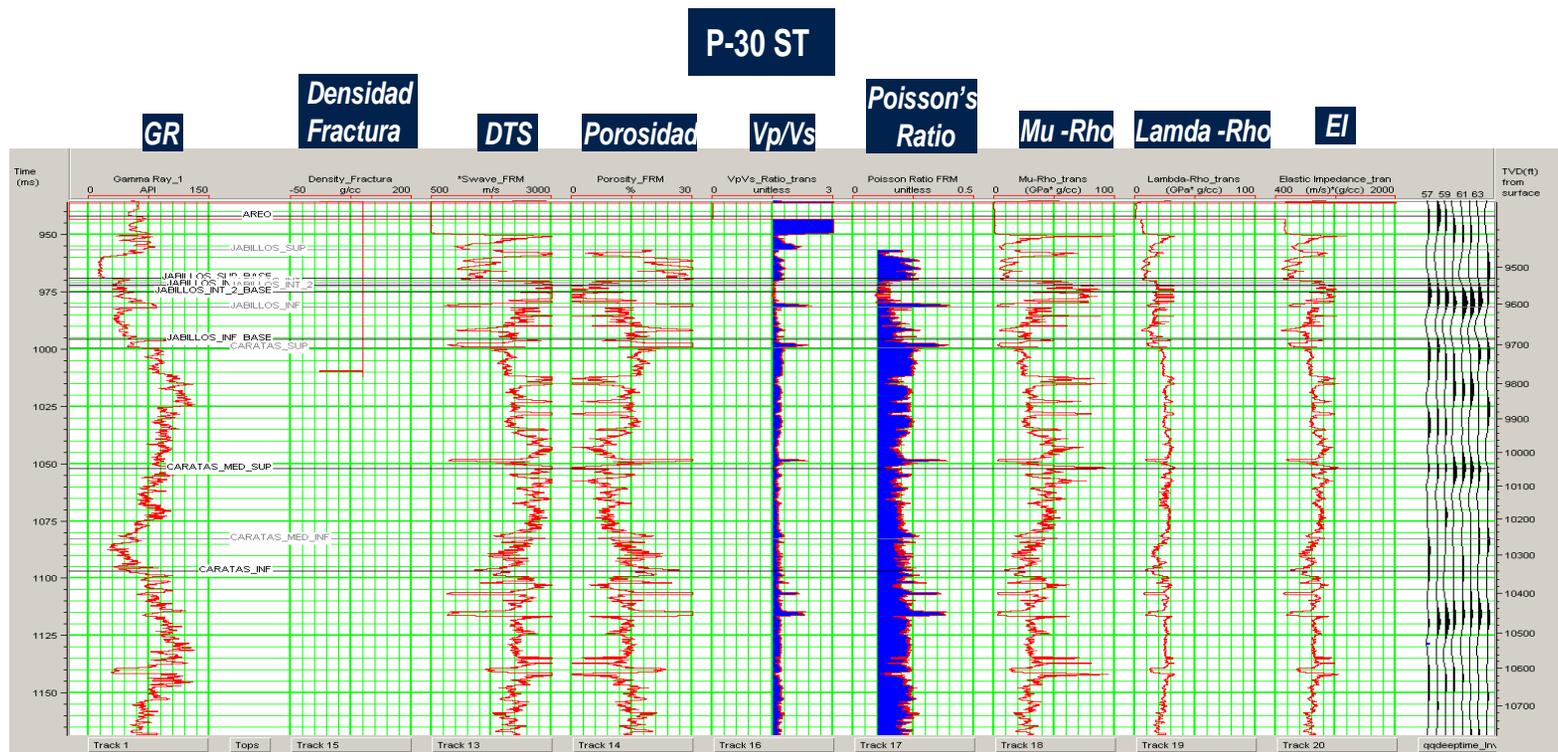


Figura 4.34. Pozo P-30 ST mostrando los registros obtenidos por análisis de física de rocas

#### **4.4. GEOMODELADO Y GEOESTADÍSTICA**

En esta fase se efectuó todo lo relacionado al modelado estático por medio de la aplicación de distintos algoritmos, métodos y cálculos geoestadísticos que permitió correlacionar los distintos aspectos determinados para así entender globalmente el comportamiento geológico del campo Quiriquire Profundo. A continuación se describe en detalle cada uno de los flujos de trabajo aplicados en cada fase:

##### **4.4.1. Modelado Estructural**

En este paso se efectuó la construcción del armazón tridimensional del campo donde a partir de las superficies de los horizontes y planos de fallas proveniente de la interpretación sísmica, se pudo definir y refinar en el intervalo de interés el marco estructural del campo. El modelado fue aplicado en la plataforma Petrel, aplicando los siguientes pasos:

4.4.1.1. Modelado de Fallas: Se definieron las fallas para el modelo geológico las cuales son las bases para posteriormente generar el mallado tridimensional. Estas fallas limitaron los cortes o saltos en el mallado. Para construir las fallas se partió de los *fault sticks* y se debió definir los pilares claves que en este caso se establecieron como curvos de tres puntos, para así posteriormente efectuarse la conexión entre las fallas. En la Figura 4.35 se puede observar las fallas conectadas y construidas.

4.4.1.2. Mallado de Pilares: En esta etapa se generó el mallado en 3D partiendo del modelado de fallas, basados en la definición de los pilares claves y sus conexiones. La separación areal utilizada fue de 100 x 100 m para las celdas, siendo guiadas el esqueleto de las celdas con las fallas para así obtener unas celdas resultantes deformadas y adaptadas al plano de fallas. (Ver Figura 4.36)

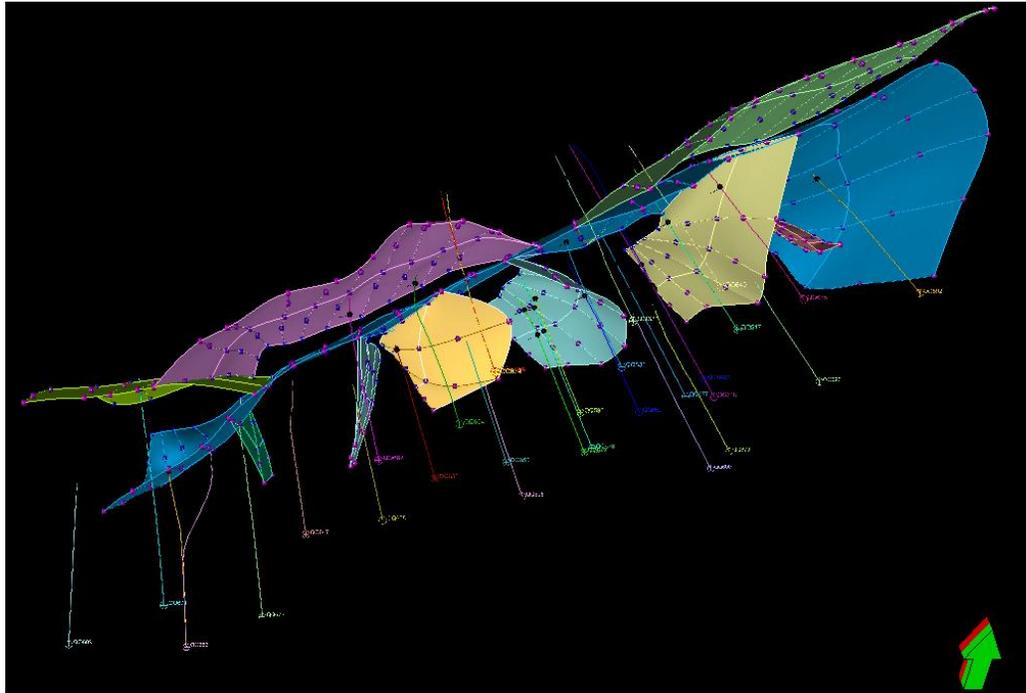


Figura 4.35. Fallas construidas y conectadas

4.4.1.3. Hacer Horizontes: Se refiere a la etapa donde se construyo la estratificación vertical del modelo. Se utilizo los datos de la interpretación de los horizontes de Los Jabillos, Vidoño, San Juan y San Antonio, generándose también entre ellos, partiendo de los topes estratigráficos y concordante a las superficies sísmicas, seis horizontes más: Jabillos Inferior, Caratas Superior, Media Superior, Media Inferior, Inferior y base de Vidoño.

4.4.1.4. Hacer estratificación: Con el propósito de efectuar la división de cada una de las formaciones para así obtener la mayor resolución vertical posible, se realizó para los 10 horizontes la siguiente estratificación, basándose en los espesores de cada uno de ellas, pudiéndose observar en las Figuras 4.37 y 4.38 los valores utilizados en cada una de los estratos y el resultado en la estructura, respectivamente.

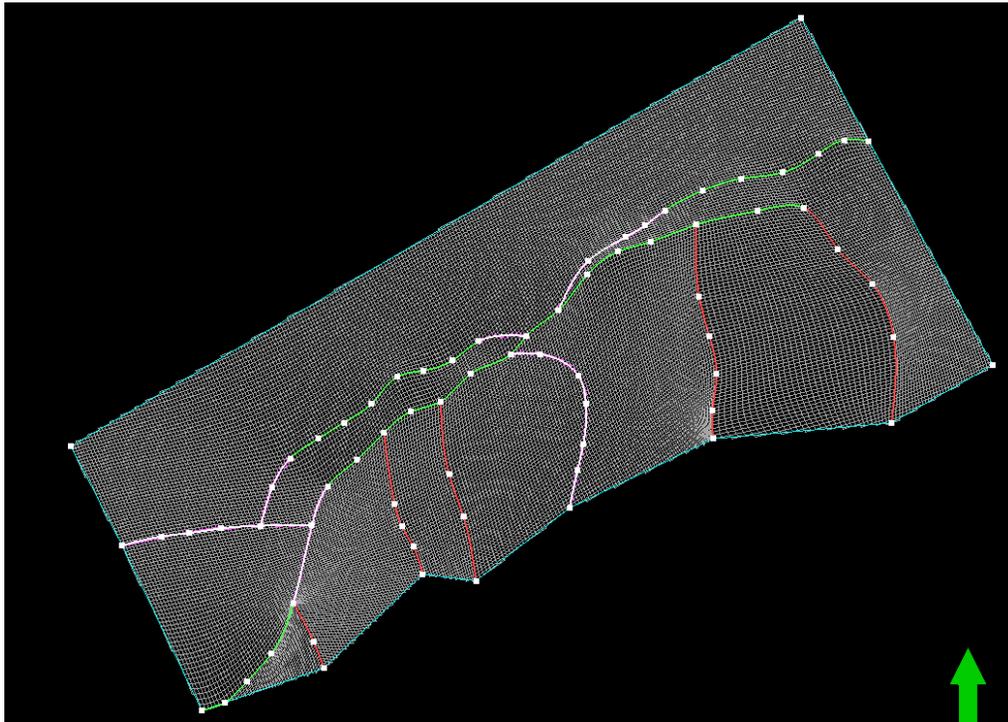


Figura 4.36. Construcción del mallado y pilares

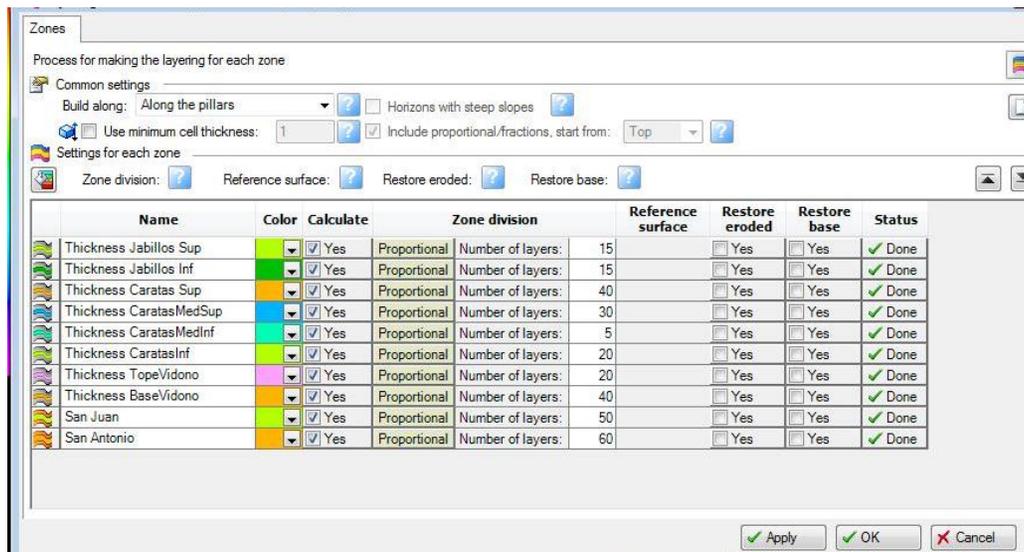


Figura 4.37. Construcción del mallado y pilares

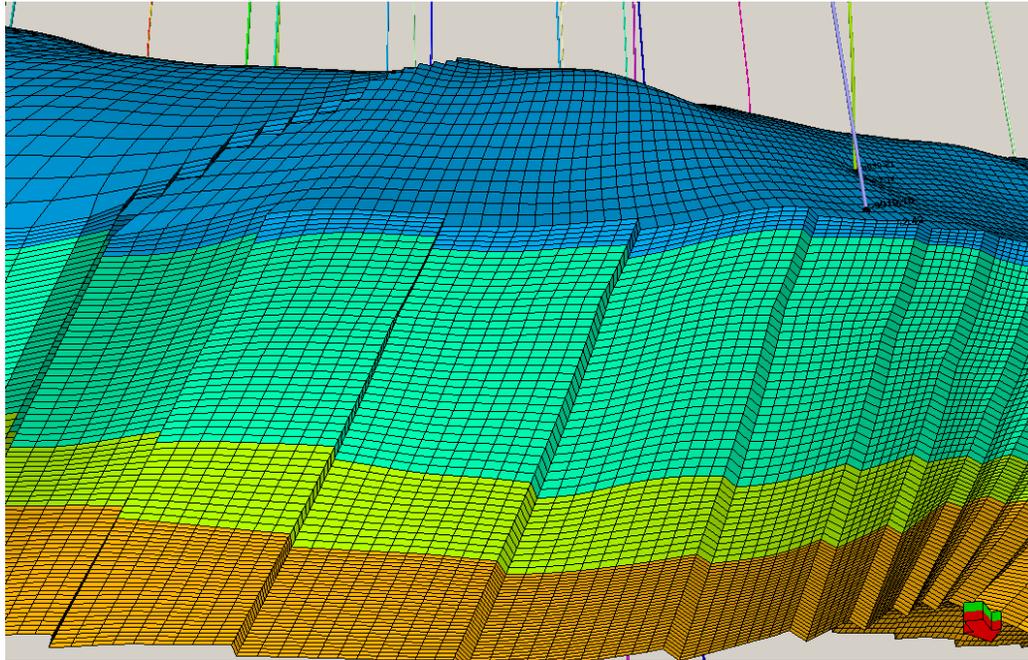


Figura 4.38. Vista 3D del proceso de estratificación

#### 4.4.2. Modelado de propiedades petrofísicas por redes neuronales

El modelado de propiedades petrofísicas se concentró principalmente en el cálculo de un cubo de porosidad efectiva, a partir de una ecuación de múltiples atributos sísmicos, la cual se realizó tanto para el caso lineal (ecuación de mínimos cuadrados con peso) y caso no lineal (redes neuronales por el método de redes neuronales probabilísticas, más conocida en inglés como *Probabilistic Neural Network* ó PNN). Se trabajo con los dos casos debido a principalmente dos razones: la primera es la dependencia que tiene el método para calcular las propiedades petrofísicas por redes neuronales ya que el algoritmo utiliza los pesos obtenidos en el caso lineal, y la segunda, es que por la variabilidad y complejidad que tiene la geología, aunque en la mayoría de los casos los métodos no lineales tienden a proporcionar resultados más certeros, no siempre se cumple esta condición.

La aplicación Emerge del programa *Hampson and Russell* fue el utilizado para efectuar el modelado del cubo de porosidad, resaltando que los atributos sísmicos que maneja el software son basados en muestras, los cuales son calculados basados desde

la traza sísmica sobre muestras por muestras, como por ejemplo la polaridad aparente, la envolvente de la amplitud, entre otros. También se puede realizar la carga de atributos externos, siendo en este caso utilizado el cubo de impedancia acústica determinado previamente.

Como se mencionó anteriormente, se trabajó con el análisis Multi-Atributos (método lineal) como con redes neuronales (método no lineal), para ambos casos se utiliza para certificar su validación la técnica de crossvalidación la cual divide toda la data en dos partes: datos de entrenamiento y datos de validación.

Los datos de entrenamiento son usados para determinar la transformada a ser aplicada a todos los datos. Estos datos son las muestras de todos los pozos, menos la del propio. Mientras que los datos de validación son aquellas muestras de los pozos escondidos.

El proceso de crossvalidación (al igual que en el caso de la Inversión Acústica) se utiliza para estimar la confiabilidad de los resultados, siendo el análisis repetido tanta veces como pozos se dispongan de pozos, sacando cada vez un pozo distinto. Se determina dos tipos de errores un error de predicción y un error de validación. Los dos errores se refieren como el error cuadrático medio.

El error de predicción es determinado por cada pozo, siendo cada vez un pozo sistemáticamente sacado del conjunto de datos de entrenamiento replanteándose nuevamente la transformada a aplicar. La ecuación 4.11 (Hampson et. al, 2001) fue la utilizada para el cálculo y se muestra a continuación:

$$E_v^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \quad 4.11$$

donde  $E_v$  es el error total de validación,  $e_{vi}$  es el error de validación para cada pozo  $i$ , y  $N$  es el número de pozos para el análisis.

Mientras que el error de validación es el promedio de error para todos los pozos ocultos, utilizándose como una medida del comportamiento del error de predicción al aplicárselo a todo el cubo sísmico.

La secuencia de trabajo empleada para determinar la porosidad efectiva fue la siguiente:

4.4.2.1. Selección y control de calidad de los datos de pozos, donde se trabajó con los mismos pozos utilizados en la etapa de inversión acústica: P-5, P-8, P-10, P-14, P-15, P-18, P-22, P-22A, P-23, P-24, P-25, P-26, P-27, P-28 P-29 , P-30ST y P-31. También se efectuó en esta etapa la aplicación de un filtro pasabajo a los registros de porosidad, con la finalidad de llevarlo a la resolución de la sísmica, ya que presentan distintas tasas de muestreo, y es necesario para atenuar las altas frecuencias de los datos de pozos.

4.4.2.2. Carga y control de calidad de los datos sísmicos, que consistió principalmente en la carga del cubo de impedancia acústica, así como en la utilización del cubo recortado del PSTM que sirvió como base para determinar los atributos sísmicos.

4.4.2.3. Análisis Multi-Atributos: Consistió en determinar la porosidad efectiva a partir de una transformada lineal de mínimo cuadrados con una serie de pesos entre un subconjunto de atributos sísmicos y los valores de los registros. Para determinar y validar la cantidad de atributos sísmicos a utilizar se hace por medio de dos análisis: El primero es el operador de convolución, que se utilizó para resolver las diferencias de las frecuencias entre los registros y la data sísmica, apoyados junto con la aplicación del filtro pasabajo efectuado anteriormente. Básicamente lo que se hizo fue efectuar pruebas con varios puntos como operadores de convolución y posteriormente junto con el análisis de los datos Multi-Atributos se determinó que combinación de atributos y operador muestra el menor error. En la Figura 4.39 se puede observar que la curva azul muestra para una cantidad de cinco (5) atributos y cinco (5) puntos de convolución el menor porcentaje de error. El segundo análisis consiste en la realización de un gráfico cruzado entre el número de atributos sísmicos y el error

cuadrático medio para ese número de atributos, a partir del número de puntos de convolución obtenido en la etapa anterior, mostrando a la vez dos curvas, una curva en negro que representa el error calculado con los datos de entrenamiento, y una curva en rojo que muestra los errores usando los datos de validación. De esta última curva se estableció el número de atributos sísmicos, ya que aquellos valores de promedio de error que comienzan a incrementar sus valores representan el sobreentrenamiento de los datos, lo cual implica una peor interpolación de los datos. En la Figura 4.40 se observa como la curva en rojo muestra a partir de cinco (5) atributos empieza a incrementar el error, corroborando lo determinado en la primera etapa del análisis.

Una vez determinados la cantidad de atributos sísmicos a utilizar se procedió a efectuar la determinación de la porosidad efectiva en los pozos, para así ser posteriormente ser graficados y determinado la correlación existente entre la porosidad efectiva real y la calculada. En la Figura 4.41 se puede observar el valor de correlación obtenido, siendo este de 0.46 con un error aproximado de 0.02

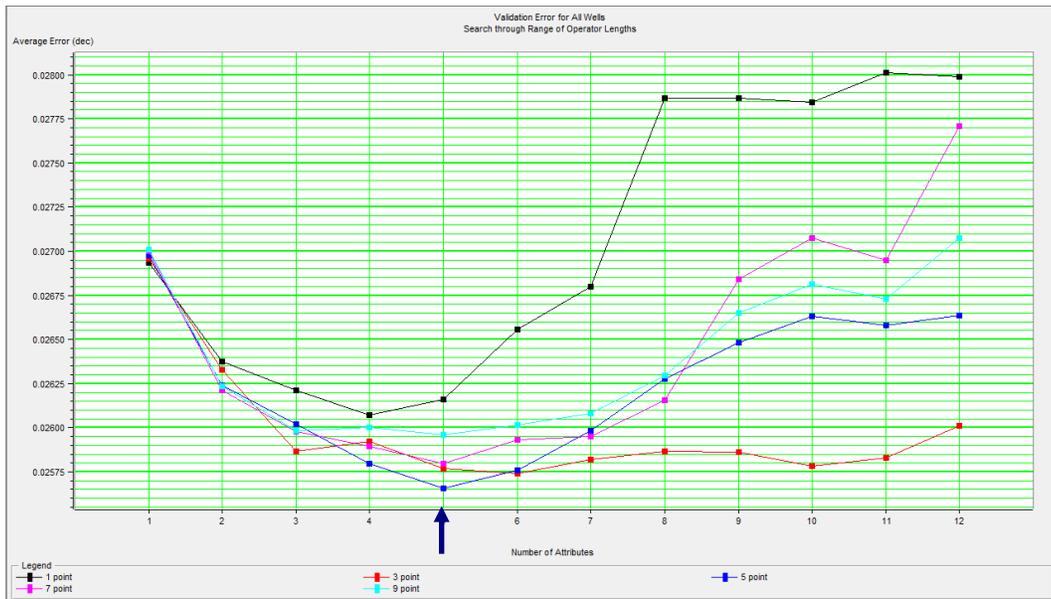


Figura 4.39. Gráfico de Operador de convolución mostrando el número de atributos sísmicos (eje X) versus el error de validación (eje Y).

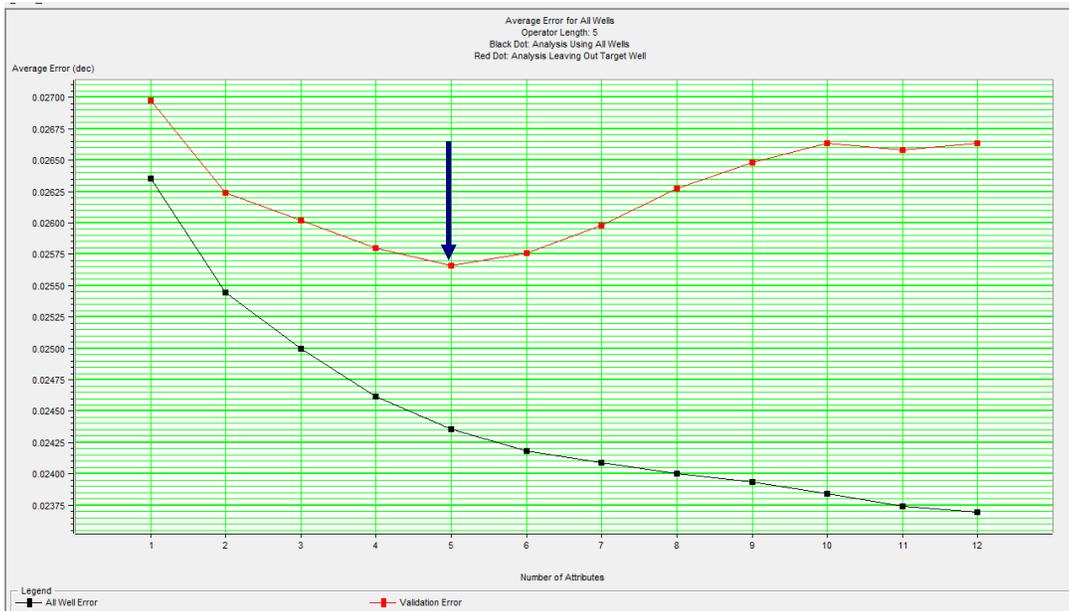


Figura 4.40. Gráfico de error de entrenamiento (negro) y estimación (rojo) versus el número de atributos sísmicos

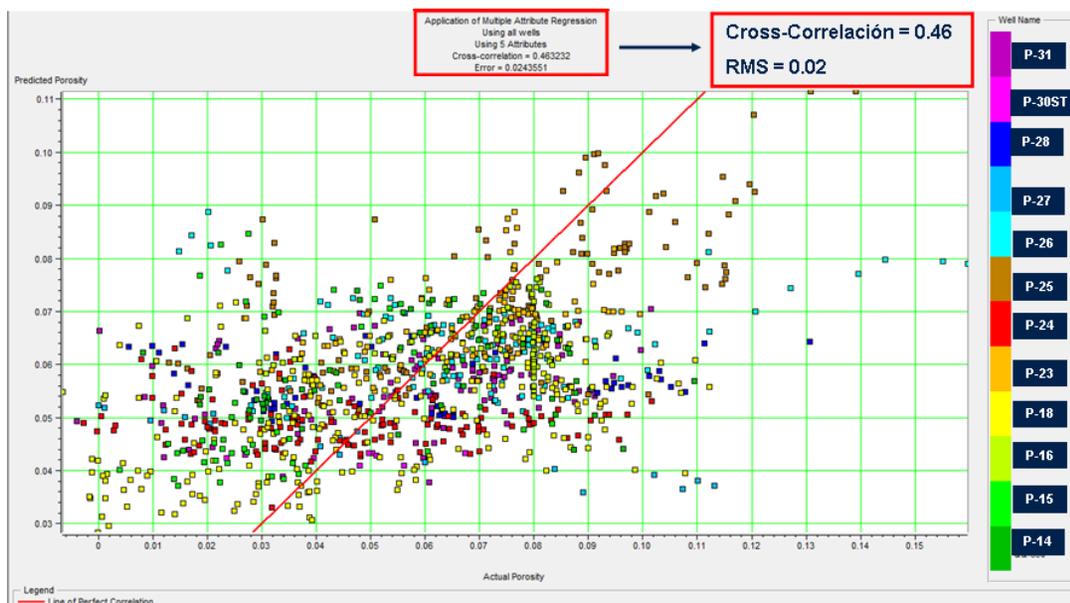


Figura 4.41. Gráfico cruzado entre la Porosidad real (eje X) versus la Porosidad calculada por el método de Multi-Atributos (eje Y)

4.4.2.4. Entrenamiento de la red neuronal: Debido a que generalmente los métodos no lineales tienden a proporcionar mejores ajustes se procedió a calcular la porosidad efectiva por redes neuronales por el método de Redes Neuronales Probabilísticas o *Probabilistic Neural Network* (PNN) el cual utiliza los datos de los pesos obtenidos en el paso anterior para así entrenar la red. Esta trabaja con un espacio “m” dimensional, que es equivalente a la cantidad de atributos sísmicos a utilizar.

El entrenamiento consiste en obtener el mejor valor de sigma para cada uno de los atributos, el cual es producido por aquellos menores errores en los valores de crossvalidación. Para ello se colocó diversas pruebas a efectuar (25) y el rango de sigmas que se varió entre 0.1 y 0.3.

En esta paso se ejecutó y entrenó a la red utilizando los resultados del análisis de Multi-Atributos referidos a la cantidad de atributos a utilizar, que en este caso fueron cinco (5). También se seleccionó el tipo de método (PNN) y el tipo de análisis que en este caso fue el *mapping* debido a que proporciona la predicción de números

que se asocia a los valores de registros, a diferencia que el análisis de *classification* la cual como su nombre lo indica clasifica los datos en distintas clases, lo cual no es el objetivo buscado.

4.4.2.5. Validación de las redes neuronales: Este paso consistió en certificar la confiabilidad de los resultados obtenidos para ello se utilizó el método de crossvalidación explicado anteriormente.

Se realizó un grafico cruzado entre la porosidad real proveniente de los registros y la calculada por redes neuronales a nivel de pozos, observándose su correlación, y a su vez se comparó con la correlación obtenida por el método de Multi-Atributos. En la Figura 4.42 se puede observar como se obtuvo un mayor valor de correlación (0.57) por el método de Redes Neuronales por (PNN) comparados con el método de Multi-Atributos (0.46).

Finalmente se obtuvo el cubo de porosidad efectiva mediante la aplicación de las transformadas obtenidas por redes neuronales a nivel de pozos e interpoladas en toda el área.

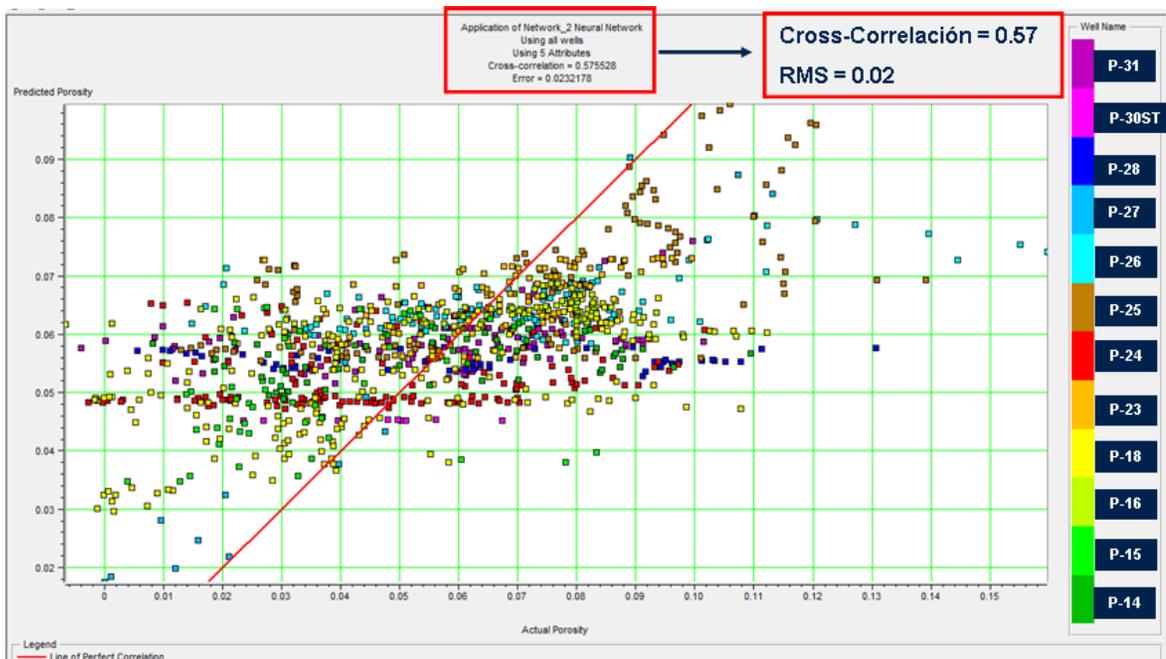


Figura 4.42. Gráfico cruzado entre la Porosidad real (eje X) versus la Porosidad calculada por el método de Redes Neuronales (PNN) (eje Y).

#### 4.4.3. Modelado de velocidades

Se disponía del cubo de velocidades RMS y ley de velocidad general del campo (Quiriquire Profundo) y vecinos (Tropical) (ver Figura 4.43), aunado al hecho que se tenía el modelo estructural en tiempo refinado, lo que permitió construir un modelo de velocidad con gran certidumbre. Para ello se siguió el siguiente flujo de trabajo en el programa Petrel:

4.4.3.1. Se obtuvieron las velocidades interválicas a partir de las velocidades RMS por medio de la fórmula de Dix.

4.4.3.2. Se determinó un factor de corrección a nivel de pozo entre las velocidades de las curvas tiempo-profundidad y las velocidades interválicas. En la ecuación 4.12 se muestra la fórmula:

$$F_c = \frac{V_{int \ checkshot}}{V_{int \ Apilados}} \quad 4.12$$

4.4.3.3. El factor de corrección obtenido se propagó con el método de interpolación *Moving Average*, que trabaja con los valores de entrada promedio y sus pesos son acordes a la distancia a los datos de puntos a interpolar. También se utilizó las superficies de las formaciones para así obtener un cubo con las tendencias estructurales del campo.

4.4.3.4. Se multiplicó el cubo obtenido en el paso anterior por el cubo de velocidades interválicas proveniente de la sísmica para así obtener un cubo de velocidades interválicas ajustado, corregido y con las tendencias estructurales de la estructura. En la Figura 4.44 se muestra el flujo de trabajo empleado para obtener el cubo de velocidades interválicas.

4.4.3.5. Se convirtió el cubo de velocidades interválicas a velocidades de average que fue el utilizado posteriormente para realizar la conversión de tiempo a profundidad.

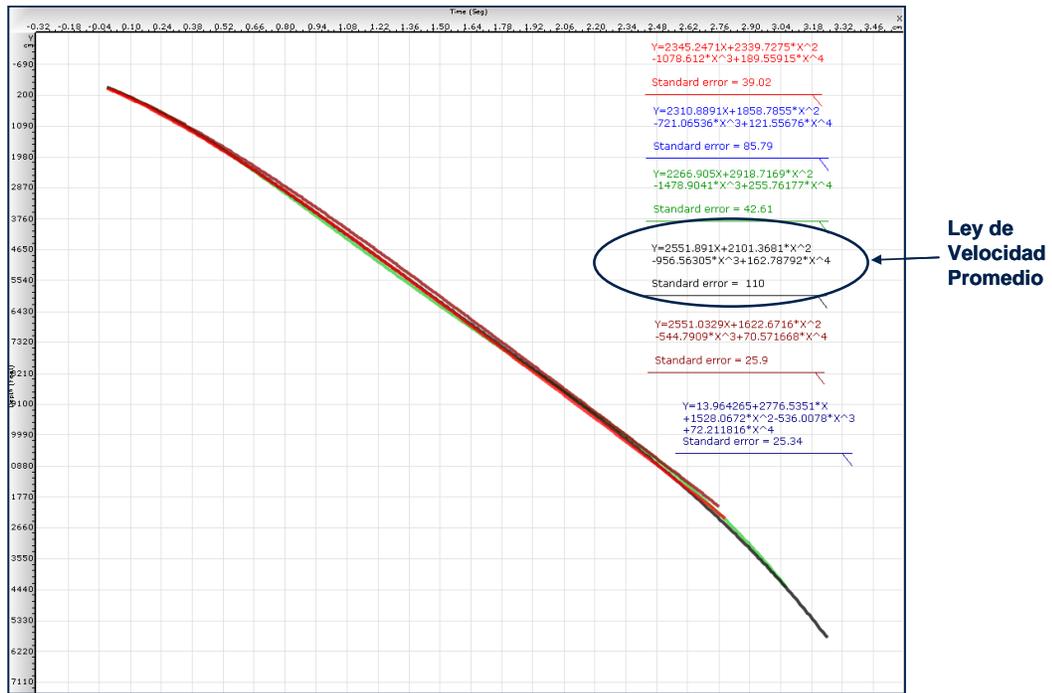


Figura 4.43. Ley de promedio de Velocidades del Campo Quiriquire Profundo

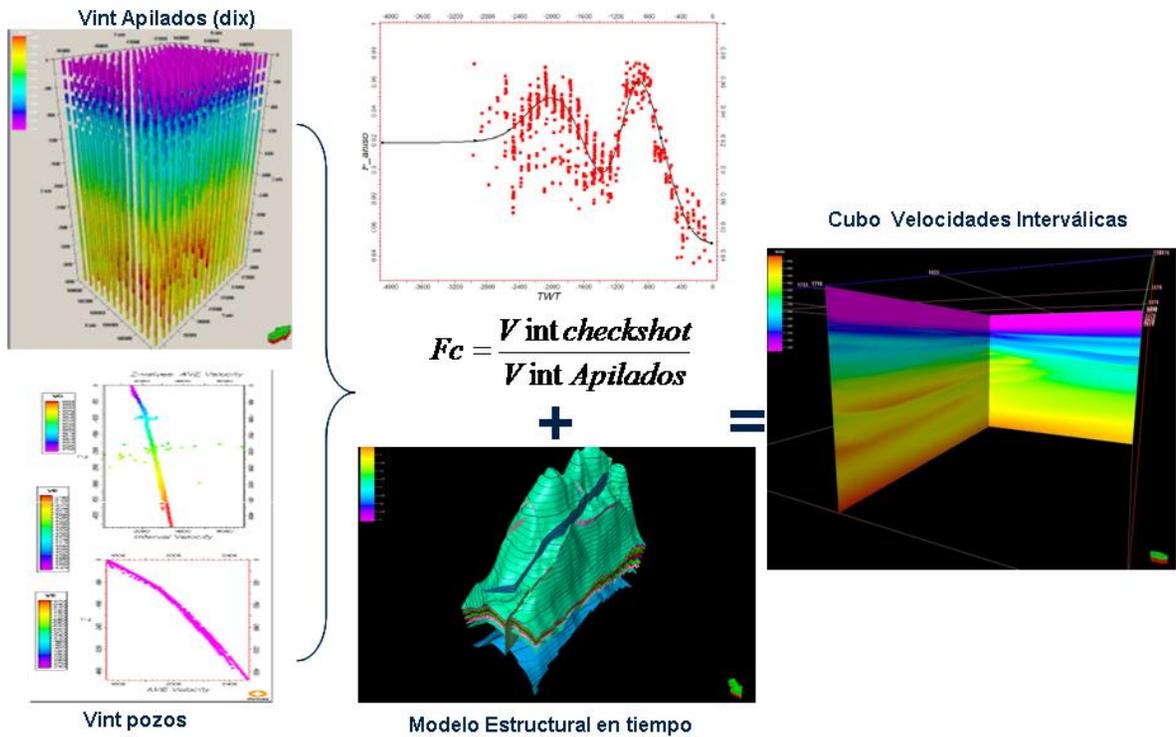


Figura 4.44. Metodología empleada para la obtención del cubo de Velocidades Interválicas

#### **4.4.4. Conversión tiempo – profundidad**

Una vez conseguido el cubo de velocidades promedio, se convirtió en el programa Petrel todos los productos necesarios a ser utilizados en profundidad como lo fueron: el modelo estructural del campo, cubo de impedancia acústica y cubo de porosidad efectiva. Hasta este paso, todos los productos obtenidos se venían manejando en tiempo.

#### **4.4.5. Modelado de facies sedimentarias por método de Simulación Indicadora Secuencial (SIS)**

El modelado de facies sedimentarias se realizó por medio del algoritmo de Simulación Indicadora Secuencial que es una técnica de modelado estocástico que trabaja generando realizaciones basadas en indicadores, reproduciendo datos locales condicionantes, proporciones locales y globales, así como patrones de correlaciones espaciales (variograma). El tipo de distribución que utiliza en cada localización es por medio del *Kriging* indicador, determinados por la media y varianza de los datos condicionantes vecinos. Una de las principales razones de haber trabajado con este método es que los valores simulados previamente son utilizados como datos condicionantes en las simulaciones subsecuentes, para así calcular la función de distribución condicional en las nuevas localizaciones.

El modelo de facies se basó en la interpretación sedimentológica realizada en 2008 por la compañía Inter - Rock. En este estudio se definieron las facies en los núcleos existentes para el campo. Posteriormente se extrapola dicha información al resto del pozo y a los demás pozos. De acuerdo a los tipos litológicos y las facies sedimentarias analizadas es posible identificar cuatro asociaciones de facies principales: 1) Asociación de facies de barras de plataforma 2) Asociación de facies de plataforma de carbonatos y/o planicie de carbonatos de mezcla 3) Asociación de facies de lóbulos de plataforma externa y 4) Asociación de facies de heterolitas de aguas profundas (Ver Anexos 1 al 4)

Según el estudio, las asociaciones fueron extrapoladas a los pozos del área, tomando como base su respuesta del registro Gamma Ray ó electrofacies, se consideraron para este punto la formación, los valores de la curva Gamma Ray y ambiente de depositación.

Para la Formación Los Jabillos se ubico entre 0 y 75 API, depósitos de Barras de Plataforma (BP) ó Canal de Plataforma (CP). Mayor de 75 API depósitos de plataforma ó depósitos de planicie de plataforma (PP), este incluye los cuerpos hererolíticos, limolíticos y lutíticos. (Ver Figura 4.45)

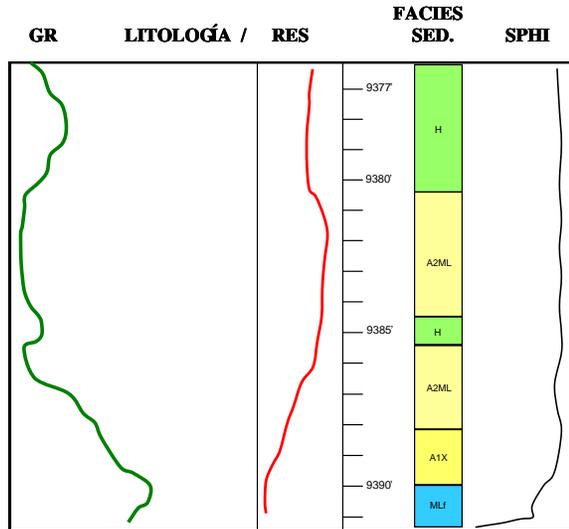
La Formación Caratas en la parte superior es conocida como Caratas *Granule*, se denominó Planicie de Carbonatos de Mezcla (PC), para el resto de la formación se tomaron los límites de Gamma Ray expuestos anteriormente, pero llamando a los depósitos entre 0 y 75 API Depósitos de plataforma (DP), esta diferencia se hizo considerando la naturaleza carbonática y/o glauconítica de estos depósitos; para los valores mayores a 75 API igual a la anterior (PP).

En el caso de la Formación Vidoño se tomaron en cuenta los mismos criterios que fueron utilizados en la Formación Caratas.

Para las Formaciones San Juan y San Antonio por ser de aguas profundas ó turbidíticas, según EPOCA 1.996, se consideró entre valores de 0 y 75 API depósitos turbidíticos (DP) y valores mayores de 75 API, depósitos turbidíticos heterolíticos (DTH).

Para la propagación de la asociación de facies sedimentarias se utilizo como atributo externo como guía en el proceso de interpolación el cubo de impedancia acústica. La secuencia de pasos utilizados fue la siguiente, siendo realizado a través de la aplicación Petrel:

4.4.5.1.Carga y control de calidad a los registros de facies sedimentarias, escalamiento, carga del cubo de impedancia acústica.



### BARRAS DE PLATAFORMA

La asociación de facies se inicia en la base con Facies A1X que pasa transicionalmente hacia el tope a Facies A2ML y H, la facies A2ML se mantiene constante con variaciones en el contenido de materia orgánica, hasta la finalización de la asociación en el tope con una Facies H que representa la fase final de la barra de plataforma por sedimentos heterolíticos de una zona de plataforma. La base es transicional sobre depósitos de una planicie de carbonatos de mezcla y/ o mar abierto. Los contactos internos entre facies son transicionales.

Figura 4.45. Asociación de facies de barras de plataforma. Esta asociación de facies se ve mayormente representada en el miembro inferior de la Formación Los Jabillos

4.4.5.2. Proporción: En este paso se analizó la distribución de facies verticalmente en el modelo. La Figura 4.46 se muestra un ejemplo para el caso de las Barras de Plataforma.

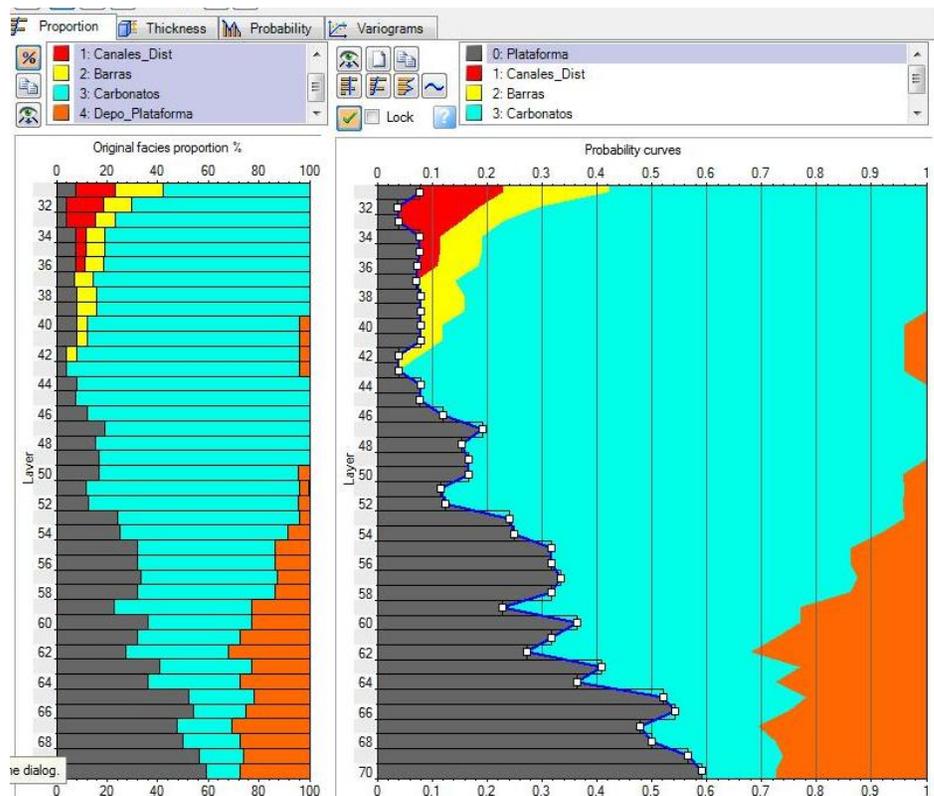


Figura 4.46. Gráfico de Proporción en el caso de las Barras de Plataforma.

4.4.5.3. Espesor: Por medio de un histograma se estudio la distribución de los espesores de los cuerpos de las facies. Con algunas características matemáticas como números de muestras, mínimos, máximos, media y desviación estándar, ayudo en el análisis y control de calidad de los datos. (Ver Figura 4.47).

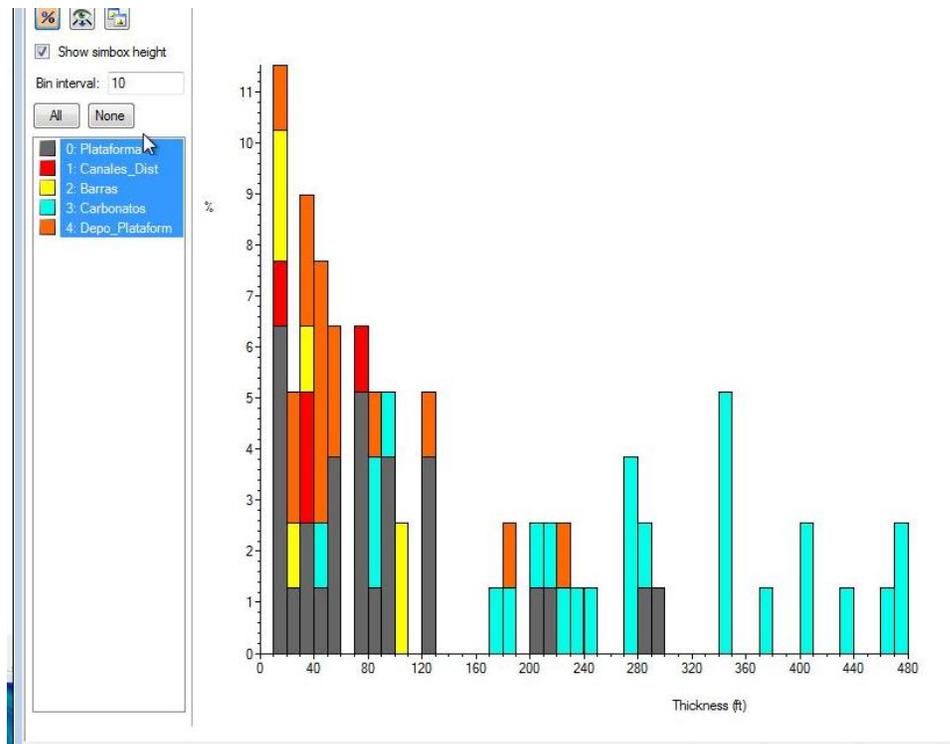


Figura 4.47. Gráfico de histogramas de Espesor.

4.4.5.4. Probabilidad: A través de este paso se analizó la relación existente entre las facies sedimentarias y el cubo de impedancia acústica. El gráfico muestra la probabilidad de encontrar una facie en particular dentro del rango de valores del cubo de impedancia acústica, permitiendo generar con certeza la propagación de las propiedades sedimentarias por medio de la sísmica. En la Figura 4.48 se muestra como ejemplo el gráfico para el cálculo probabilidad para las Barras de Plataforma.

4.4.5.5. Variogramas: Por medio de ellas se obtuvo la variación espacial de las facies sedimentarias en todo el campo. Se analizó los datos tanto en la dirección mayor, dirección menor y dirección vertical. (Ver Figura 4.49)

4.4.5.6. *Kriging*: Se utilizo el *Kriging* simple por ser más estable. Funciona asumiendo un promedio global para los datos de entrada cuando se efectúa el proceso de *Kriging* en cada celda.

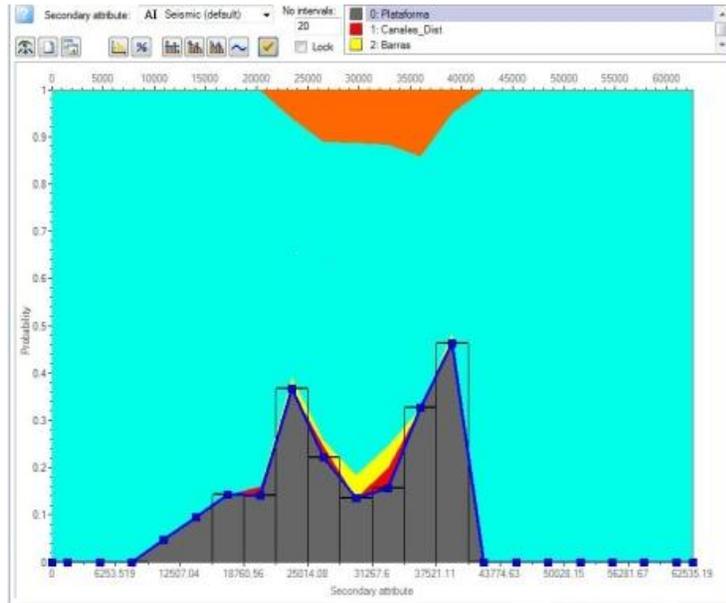


Figura 4.48. Gráfico de Probabilidad en el caso de las Barras de Plataforma.

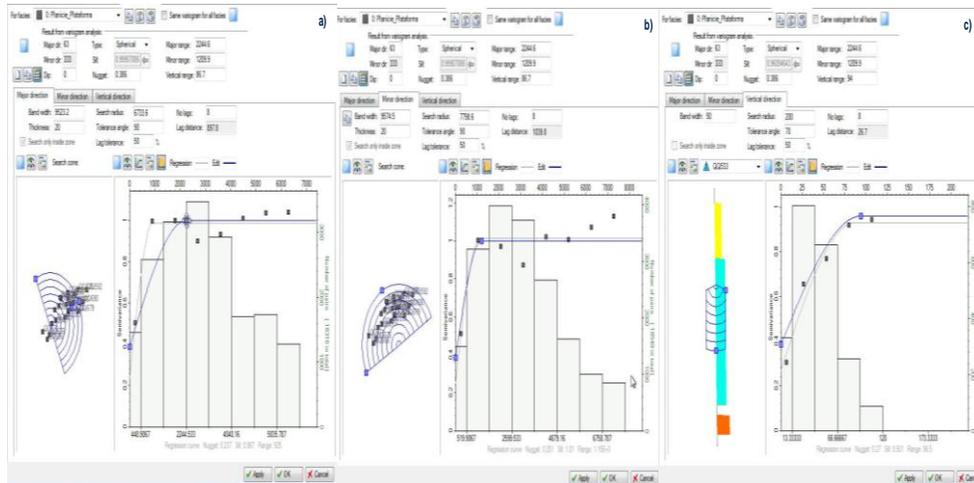


Figura 4.49. Variogramas de la Asociación de Plataforma de Carbonatos. En la Figura a) se muestra el variograma en la mayor dirección, la Figura b) en la menor dirección y la Figura c) en dirección vertical.

En la Figura 4.50 se muestra el flujo de trabajo empleado para el desarrollo del trabajo de investigación.

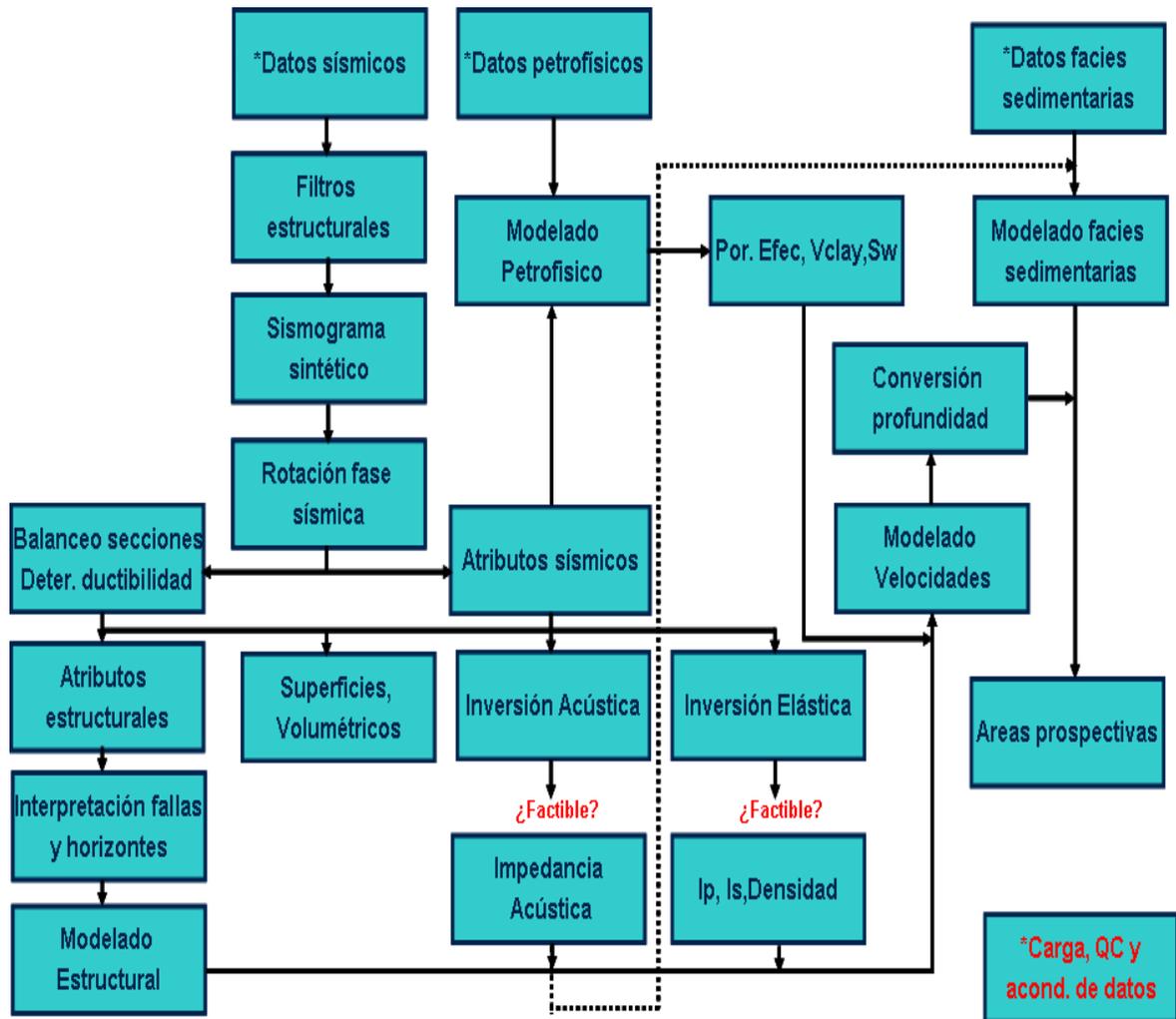


Figura 4.50. Flujo de trabajo empleado para el desarrollo de la metodología propuesta para el trabajo de investigación

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 5.1. ACONDICIONAMIENTO DE DATOS

##### 5.1.1. Filtros estructurales

Los primeros resultados obtenidos fueron en busca de obtener una mejor imagen sísmica y de mayor confiabilidad para trabajar con los datos sísmicos. Para ello se obtuvo un cubo sísmico al que se le aplicó los filtros estructurales *Diffusion* y *Median Dip*. En la Figura 5.1, la gráfica a) muestra secciones del cubo sísmico original, que comparada versus la figura b), correspondiente a los datos aplicados los filtros estructurales, se observa en esta última una imagen sísmica superior y con mejor calidad, resaltándose con claridad los reflectores sísmicos así como también las discontinuidades presentes en el área, permitiendo así incrementar la calidad del dato sísmico de baja o regular a una buena imagen sísmica, difícil de obtener en estos tipos de ambientes estructurales compresivos.

Uno de los aspectos tomados en cuenta a la hora de aplicar los filtros estructurales fue el análisis en la eliminación de señal sísmica, como puede observarse en las Figuras 5.2 se ilustran los espectros de amplitud e histogramas de los cubos sísmicos tanto original como con filtros estructurales, así como este último recortado a nivel de yacimiento (se utilizó para el paso de inversión acústica). Si se compara los espectros, se podrá apreciar la remoción de cierta señal sísmica, pero la misma estaba asociada a ruidos tanto coherentes como aleatorios, viéndose esto reflejado no solo a nivel de imagen sísmica, sino también por los histogramas de cada uno de ellos que presenta distribuciones normales, pero el de la sísmica original representa una dispersión de datos heterogéneos, a diferencia del cubo sísmico aplicado los filtros estructurales, que muestra unos datos más homogéneo y con tendencias normales.

Otra característica sería observando los datos de desviación estándar y media de los tres cubos, donde en el caso del cubo sísmico recortado a nivel de yacimiento, se observa que los valores se encuentran por el rango de los 12 Hz, siendo esta la frecuencia dominante de los otros dos cubos sísmicos, permitiendo tener confiabilidad en los resultados obtenidos, ya que no se eliminó señal de relevancia a nivel de yacimiento, y permite trabajar con certidumbre en la extracción de atributos sísmicos.

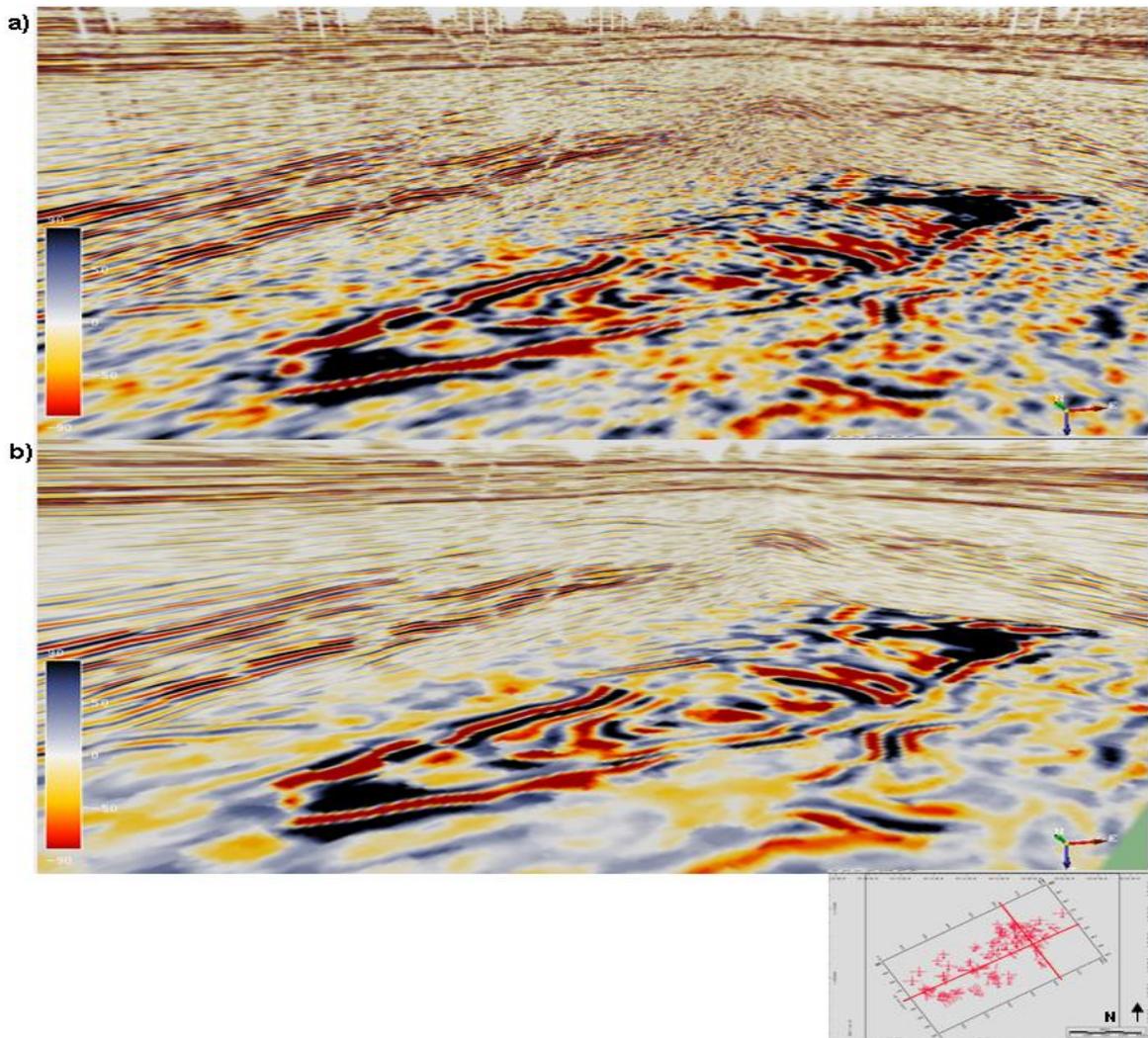


Figura 5.1. Vista 3D de las secciones sísmicas Inline 1707, Crossline 5700 y corte en tiempo de 3600 ms que muestra la mejora de la imagen sísmica por medio de la aplicación de los filtros estructurales. En la Figura a) se ilustra el cubo sísmico original y la Figura b) se observa el cubo sísmico con los filtros estructurales aplicados.

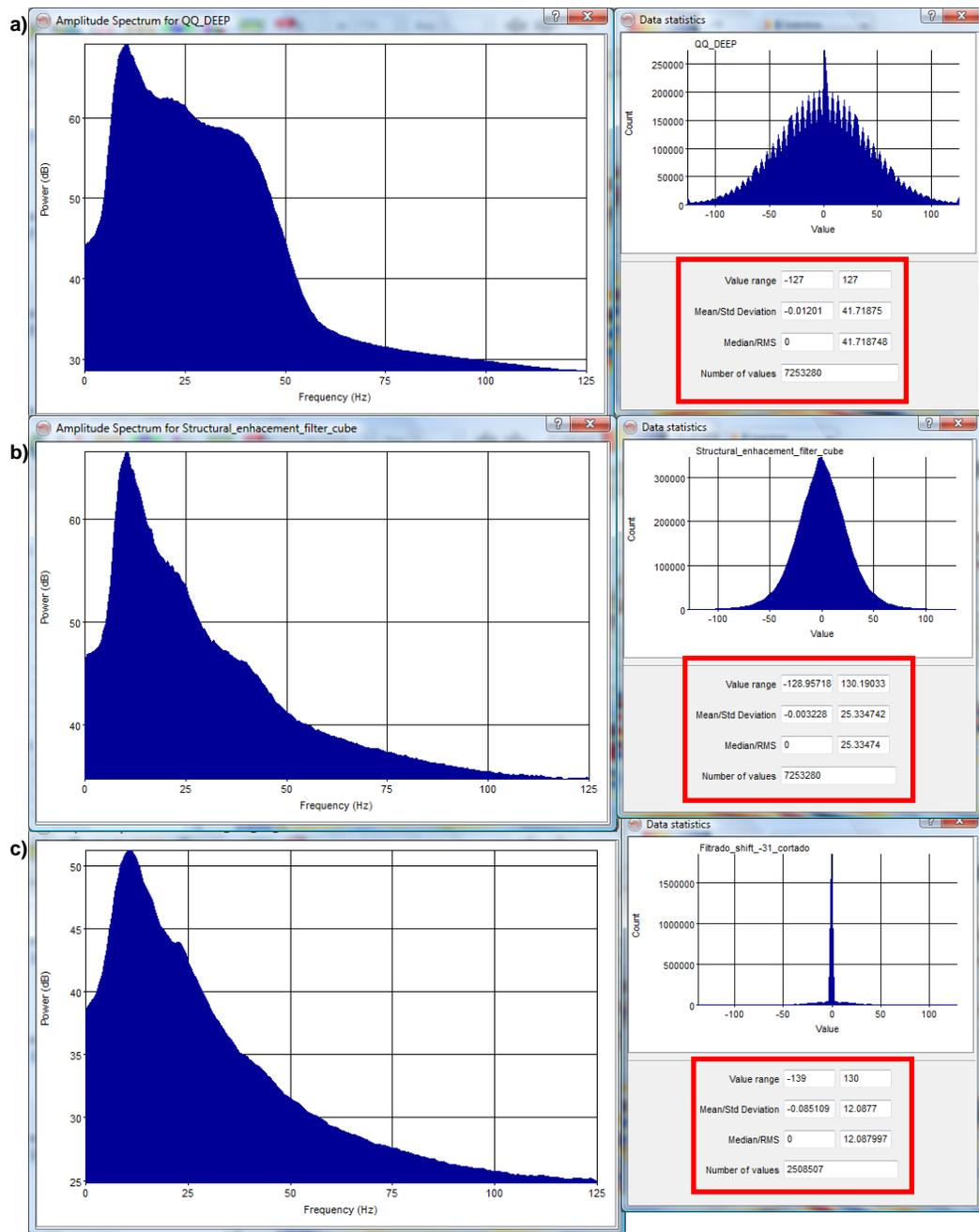


Figura 5.2. Espectros de amplitud e histogramas. Figura a) del cubo sísmico original, Figura b) del cubo sísmico con filtros estructurales, Figura c) del cubo sísmico con filtros estructurales recortado a nivel de yacimiento.

### 5.1.2. Rotación de fase sísmica

El otro acondicionamiento de datos estuvo enfocado en la rotación de fase sísmica, con el propósito de llevar los datos a fase cero. A partir del cubo sísmico que se le aplico los filtros estructurales, se efectuó el análisis arrojando como un ángulo de rotación de 31 grados, permitiendo así tener mayor confiabilidad a la hora de trabajar tanto en la interpretación estructural y sobretodo en la extracción de atributos sísmicos. (Ver Figuras 5.3 ,5.4 y 5.5)



Figura 5.3. Espectro de amplitud del cubo sísmico original y sin aplicación de filtros estructurales

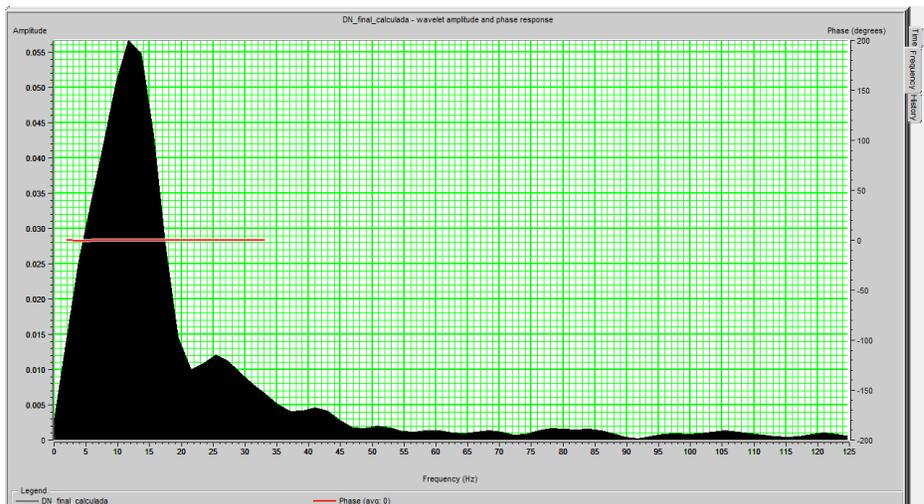


Figura 5.4. Espectro de amplitud del cubo sísmico con filtros estructurales rotado mostrando su corrección a fase cero.

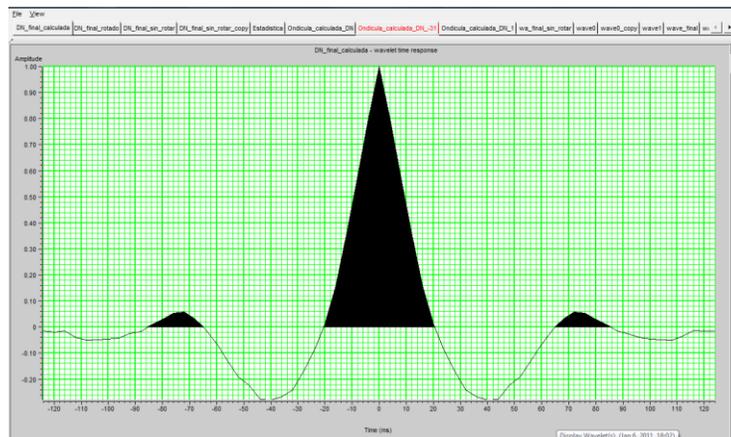


Figura 5.5. Ondícula promedio obtenida de la corrección del cubo sísmico y utilizada para el amarre sísmica pozo del campo

## 5.2. INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL

### 5.2.1. Balanceo de secciones

Con el propósito de definir el estilo estructural a interpretar, así como definir los posibles niveles de despegues, se realizó la interpretación y balanceo de una sección sísmica con dos visiones regionales diferentes, donde fundamentalmente se presentan los posibles modelos conceptuales que pueden estar definiendo las estructuras de los Campos Quiriquire Profundo y Tropical. La Figura 5.6 ilustra los estilos estructurales que se venían manejando en el área, tanto por YPF-Maxus por medio de estudios efectuado por Rigatti et. al en 1998 (Figura a), como por Repsol-YPF a través de Pindell et. al en 2002 (Figura b). Basándose en estos modelos, se interpreto la sección sísmica Crossline 5300. En la Figura 5.7 se puede observar en la gráfica a) la interpretación 1 que representa el modelo propuesto para este trabajo, que va en sintonía con lo propuesto por el Pindell et. al (con ciertas diferencias que serán explicadas posteriormente). La interpretación 2 corresponde al modelo planteado por Rigatti et. al. Las principales diferencias se concentra en los niveles de despegue, donde la interpretación 1 parte de detachments mas superficiales, generando a nivel de Quiriquire Profundo y Tropical, estructuras más compresivas, con un anticlinal de mayor angularidad y sus fallas de menor ángulos, a diferencia de la Interpretación 2, que supone todo lo contrario a lo planteado anteriormente.

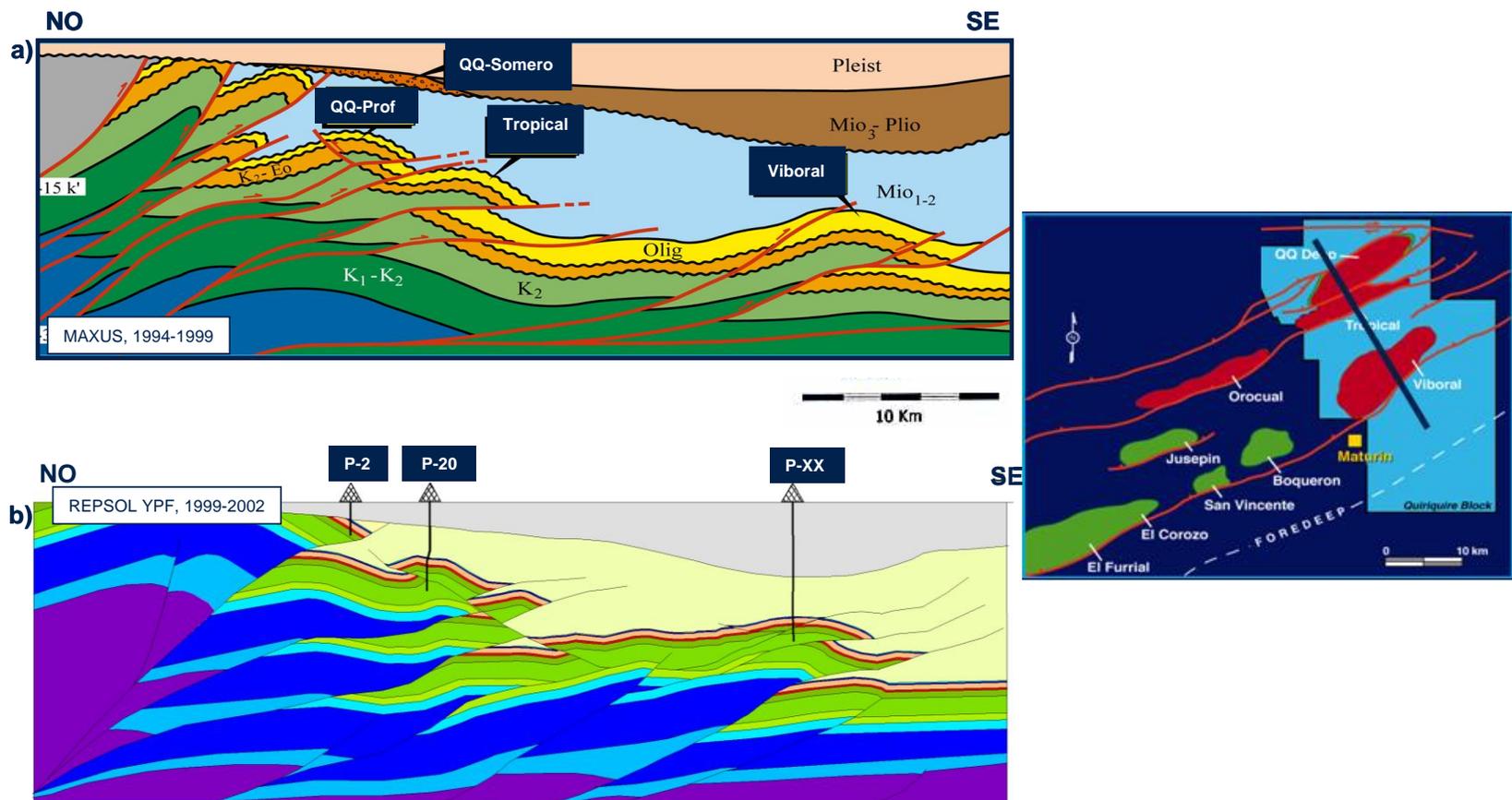


Figura 5.6. Modelos estructurales regionales conceptuales previos del Norte de Monagas. La Figura a) representa el modelo de Riggati et al (1998). La Figura b) es el modelo de Repsol planteado por Pindell et. al en 2004 (Tomado y modificado de Pindell et. al, 2004).

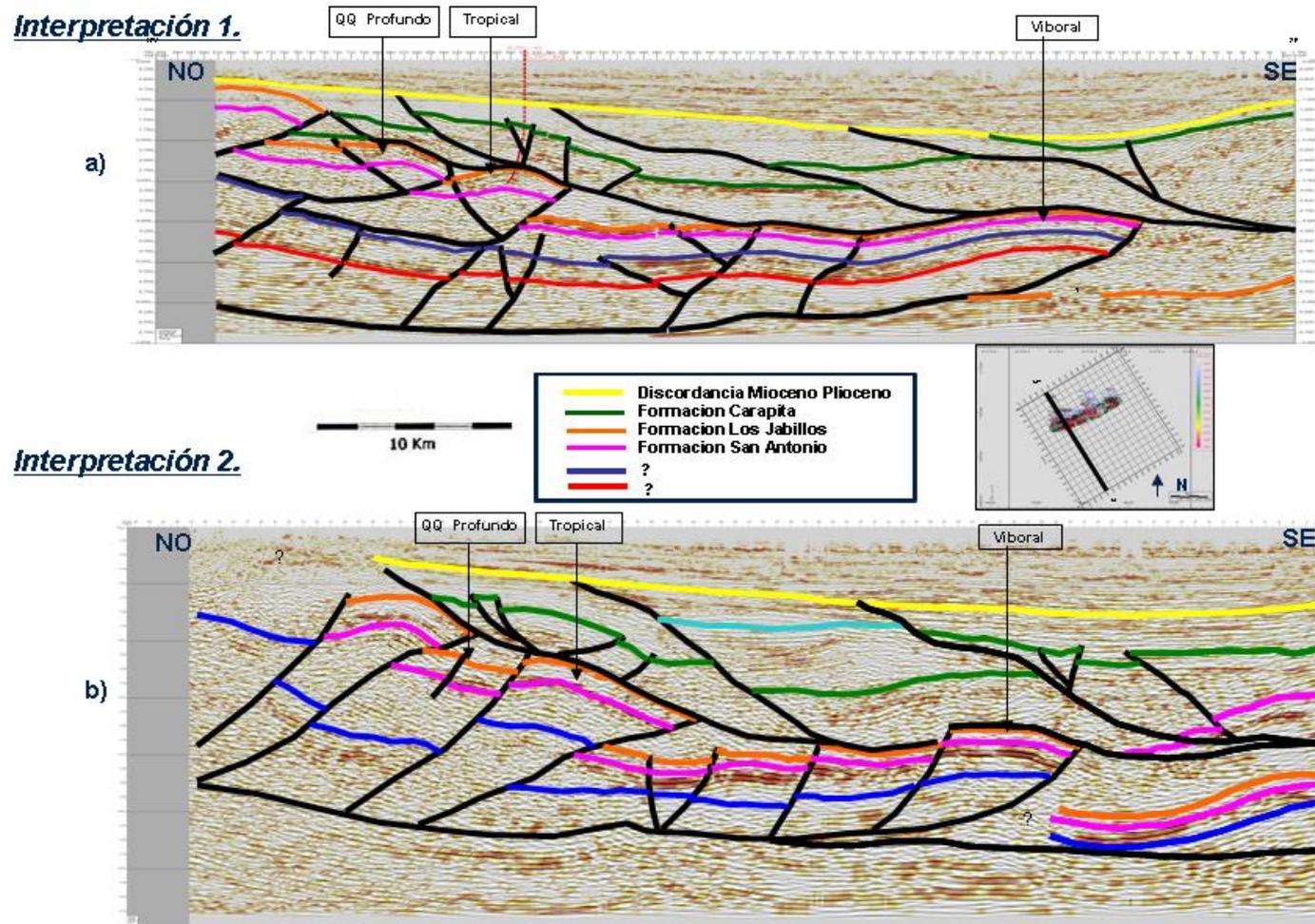


Figura 5.7. Sección sísmica Crossline 5300 mostrando las interpretaciones regionales propuestas. Nótese que la diferencia principalmente entre la Figura a) y la Figura b) es el nivel de despegue que origina a la estructuras tanto del Campo Quiriquire Profundo como de Tropical.

Basado en lo que se puede observar en la Figura 5.8, la interpretación 1 representada en la gráfica a) es el modelo estructural que cumplió con los principios del balanceo de secciones: es viable, retrodeformable y admisible geológicamente, a diferencia del segundo caso que no cumplió con las premisas.

También se calculo el acortamiento de la estructura, determinándose un valor aproximado de 10 Km., siendo coherente con los valores promedio observados en las estructuras vecinas.

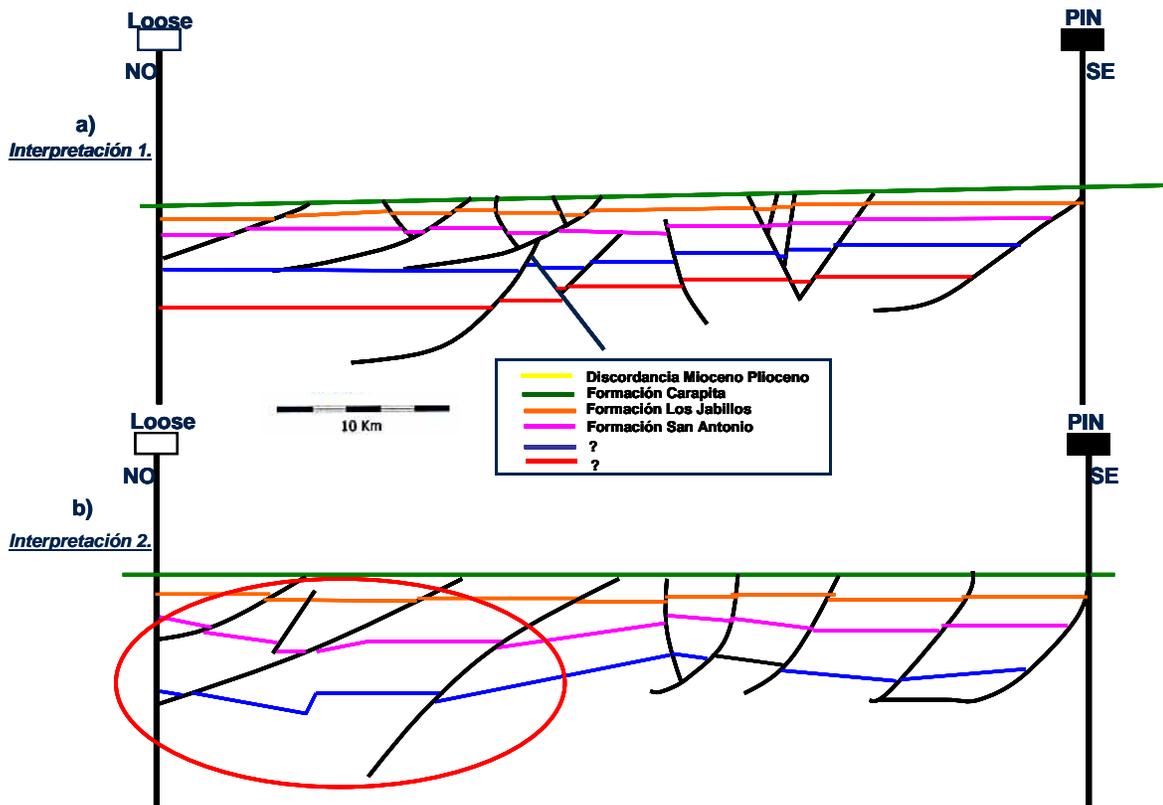


Figura 5.8. Balanceo de secciones. La Figura a) corresponde a la interpretación 1 (propuesta de este estudio) y la Figura b) corresponde a la llamada interpretación 2 (Riggati et. al, 1999). Nótese como en el círculo rojo se ilustra deformación de la sección.

### 5.2.2. Determinación de perfiles de ductibilidad

Otro de los aspectos que corroboró que la interpretación 1 es el modelo conceptual estructural del campo Quiriquire Profundo es el cálculo de los perfiles de ductibilidad en la sección sísmica. Se determinó la profundidad del *detachment* para los dos casos, observándose que para la interpretación 2 se obtuvo un valor de despegue que no se encuentra a gran profundidad, desechando con ello el modelo de interpretación propuesto para este caso, que representa un despegue a mayor profundidad.

Para la interpretación 1, se estableció que existe dos niveles de despegue, a profundidades relativamente pocas profundas, siendo el valor determinado de 1760 ms a partir del datum establecido, en este caso la Formación Carapita, correspondiendo en la sección sísmica con el primer despegue interpretado (ver Figura 5.9)

Según los resultados obtenidos se puede enunciar los siguientes rasgos observados y que fueron tomados en cuenta a la hora de efectuar la interpretación sísmica y estructural del campo:

- a. Existe depositación Sin-tectónica a partir del Paleoceno: desde la Formación Vidoño hasta Formación Carapita.
- b. Presencia de corrimientos paralelos al eje de los pliegues y fallas normales perpendiculares al mismo; lo cual desde el punto de vista de esfuerzos indica la presencia de esfuerzos de cizalla en el sistema (convergencia de las placas tectónicas de manera oblicua).
- c. La estructura es resultado de la combinación de la deformación por compresión (pliegue-corrimiento), deformación fuera de secuencia (retrocorrimientos) y desplazamientos laterales que producen deformación convergente Oblicua (responsable de los esfuerzos de cizalla).

**Interpretación 1.**

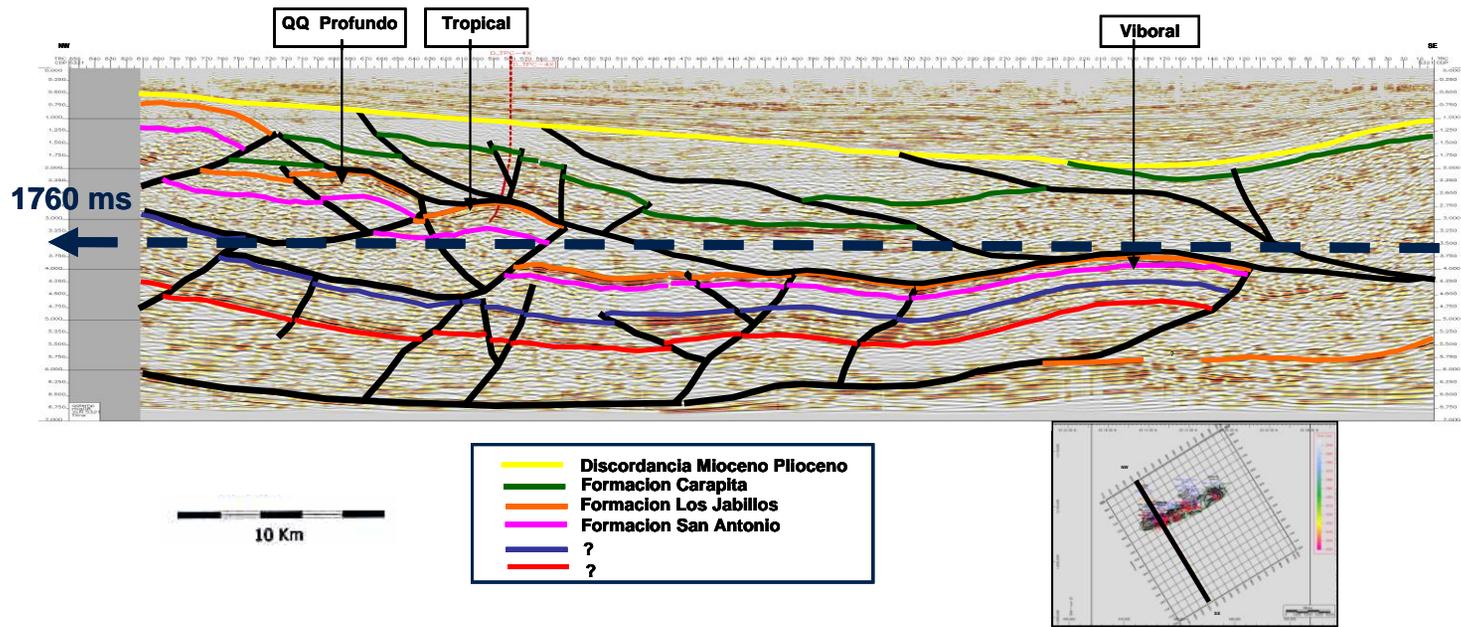


Figura 5.9. Sección sísmica Crossline 5300 mostrando la profundidad del *detachment* determinado.

### 5.2.3. Interpretación estructural

Se interpreto un total de cuarenta y nueve (49) fallas entre fallas mayores (principalmente inversas) y fallas secundarias (especialmente normales o strike slip). Con respecto a los horizontes sísmicos, se interpretaron un total de cinco (5) horizontes: Discordancia Mioceno-Plioceno, Formación Los Jabillos, Formación Vidoño, Formación San Juan y Formación San Antonio.

Existen dos elementos que se definieron: el estilo estructural y el tipo de estructuras característica de Quiriquire Profundo. El estilo estructural seleccionado son anticlinales tipo cabeza de culebra (*snake head*), siendo su característica la de mostrar anticlinales que presentan un aumento en el buzamiento de los estratos a medida de que el duplex que le corresponde es más viejo, hecho que se ve evidenciado entre las estructuras de los campos Quiriquire Profundo y Tropical, donde la primera presenta un mayor buzamiento de sus horizontes. Con respecto a la estructura seleccionada es de tipo *break back* debido a que el área de Quiriquire Profundo presenta un aumento de la secuencia marcada por el aumento de la estratigrafía reflejada en la Formación Carapita. En la Figura 5.10 se pude ver evidenciado los dos aspectos mencionados. Esta en la de mayo

El modelo estructural resultante del campo es un anticlinal de cabalgamiento altamente fallado, de unas dimensiones aproximadas de 18 \* 4 Km, involucrando a yacimientos entre edad Cretácica Superior y Terciario. Hacia la zona NE del bloque Quiriquire Profundo se encuentran fallas secundarias de tipo normales y/o strike slip (de bajo salto), así como por fallas inversas (en menor grado). El anticlinal fue formado principalmente por un retrocorrimiento que funciona como despegue principal separando la estructura del Campo Quiriquire Profundo con la del Campo Tropical en un último evento tectónico compresivo. Tomando en cuenta la geometría del retrocorrimiento, se considera que estructuralmente todo el bloque principal se encuentra comunicado y formaría un yacimiento de tipo volumétrico, tal como se observa en la Figura 5.11.

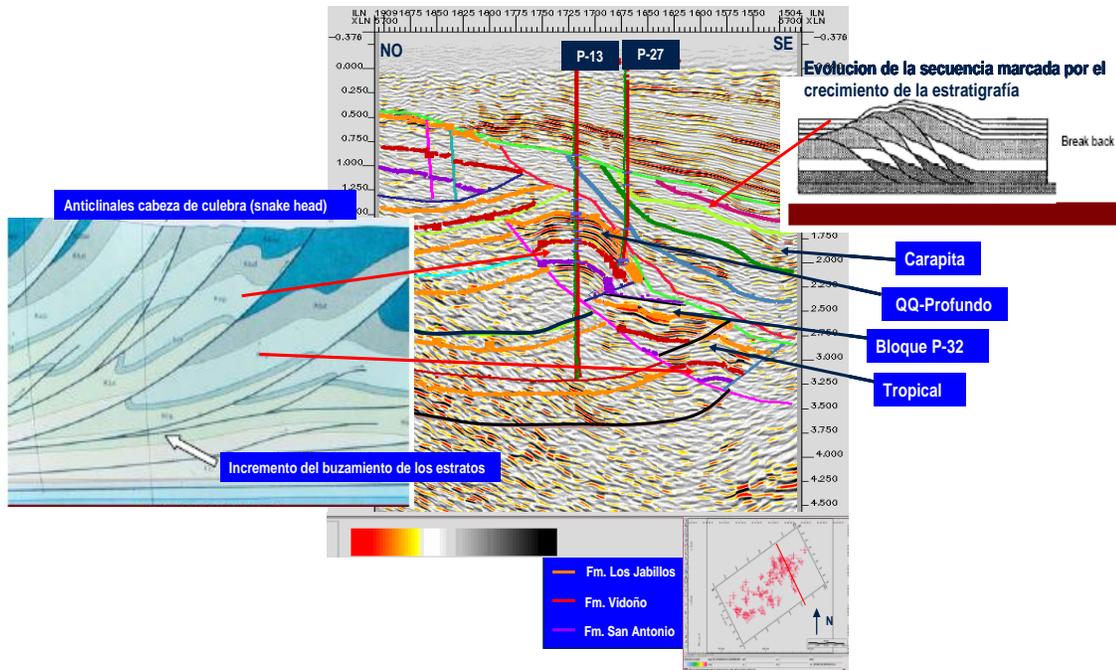


Figura 5.10. Sección sísmica Crossline 5700 mostrando el estilo estructural (anticlinales cabeza de culebra) y tipo de estructura (*break back*) seleccionados para el Campo Quiriquire Profundo.

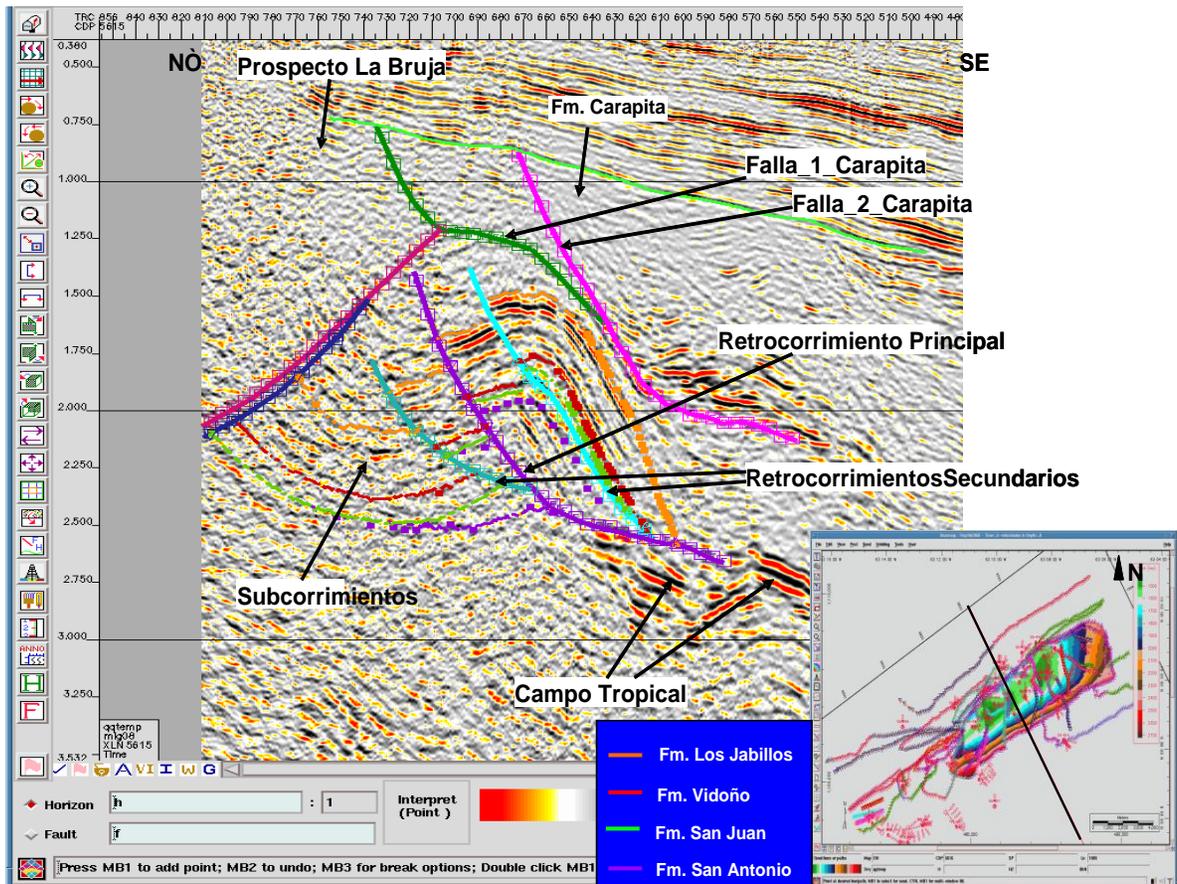


Figura 5.11. Sección sísmica Crossline 5615 mostrando los principales rasgos estructurales del campo.

Por otra parte, en la zona SO del Campo se encuentra un mayor grado de fallamiento principalmente de tipo inverso (de despegue), lo cual contribuyo a la formación de diversas cuñas estructurales independientes o separadas entre sí, siendo ilustrado en la Figura 5.12. La diferencia en el grado de fallamiento principal entre ambas zonas puede estar atribuido a:

- a) Cruce o convergencia de diversos retrocorrimientos (*backthrust*) en la zona intermedia del Campo causando una separación del bloque (ver Figura 5.13).
- b) Mayor cercanía de la zona SO del campo con los anticlinales del prospecto La Bruja y el anticlinal del campo Tropical, lo cual debió ocasionar mayor compresión (ver Figura 5.14).
- c) Mayor cercanía de la zona SO del Campo con los despegues principales de la Formación Carapita (ver Figura 5.14)
- d) Existencia de diferentes zonas dúctiles de despegue a nivel en toda la Columna Estratigráfica.

El campo Quiriquire Profundo se ha subdivido en compartimientos principalmente asociado al Grado API, presión y contactos de fluidos: lóbulo principal, lóbulo posterior, lóbulos secundarios y bloque del pozo P-32. En la Figura 5.15 se puede apreciar como el lóbulo principal es el de mayor dimensión y se encuentra hacia la parte NE de la estructura, limitada hacia el sur por el corrimiento del bloque del pozo P-32, y hacia el norte por el lóbulo posterior o retrocorrimiento menor. El lóbulo posterior es de menor división y esta ubicado hacia el NE de la estructura, estando circunscrita hacia el norte por el prospecto la Bruja y hacia el sur por el lóbulo principal. Los lóbulos secundarios se encuentran hacia el SO de la estructura, delimitada hacia el este por el lóbulo principal. Existe otro lóbulo secundario encontrado hacia el NE de la estructura denominada bloque del pozo P-32.

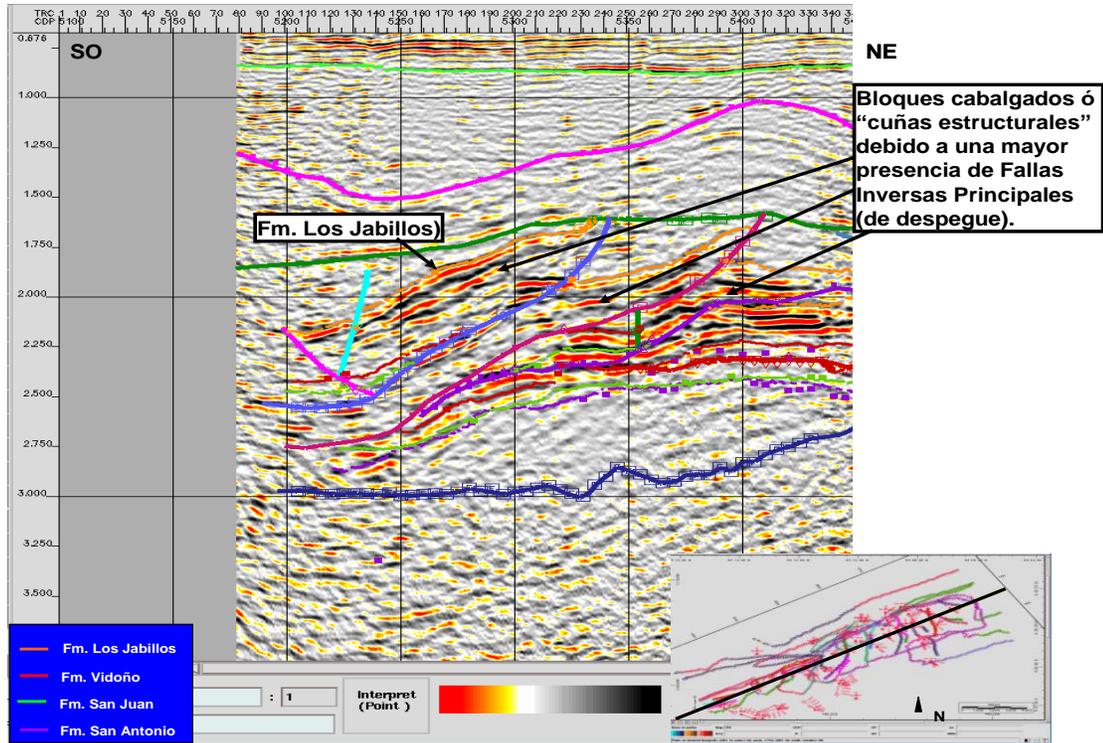


Figura 5.12. Sección sísmica Inline 1715 donde se muestra las cuñas estructurales presentes en el campo presentes en la zona SO del campo.

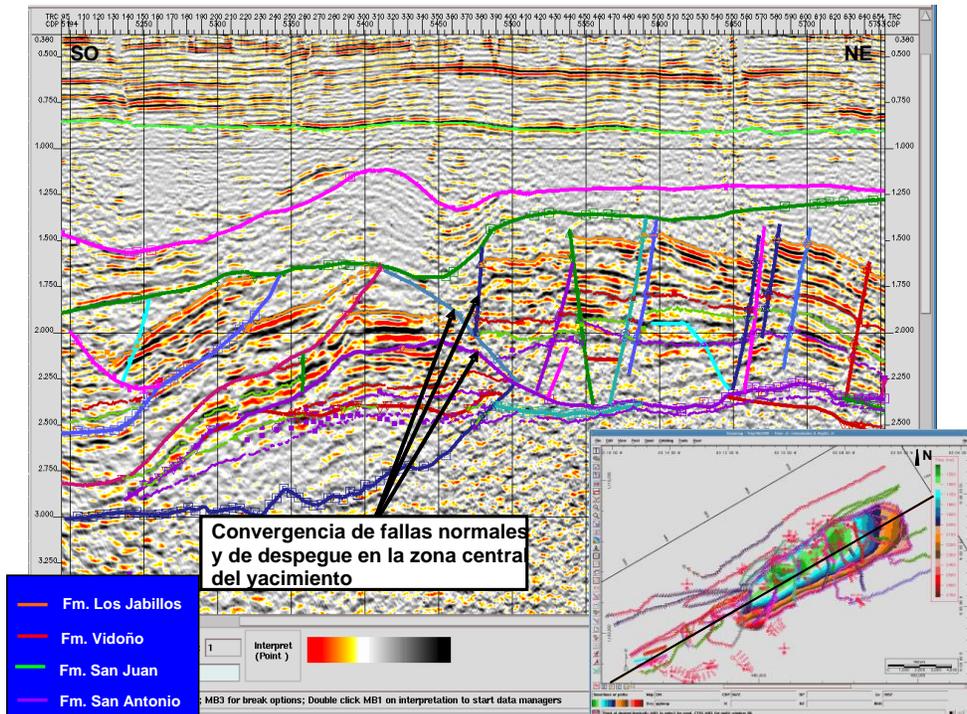


Figura 5.13. Sección sísmica Inline 1710 mostrando la convergencia de fallas normales e inversas (de despegue) en la zona central del campo.

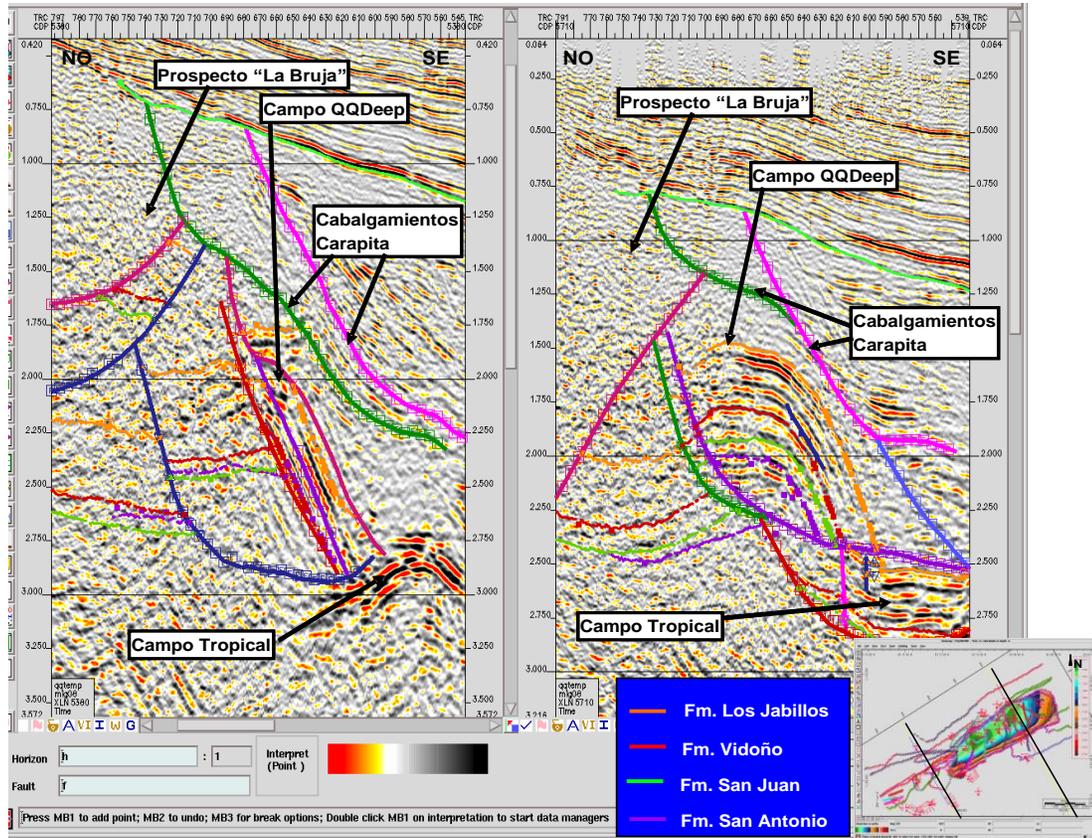


Figura 5.14. Comparación estructural entre la zona SO del Campo (Crossline 5380, izquierda) y la zona noreste (Crossline 5710, derecha). Nótese la mayor cercanía de los anticlinales del Prospecto La Bruja y del campo Tropical; así como los cabalgamientos de la Formación Carapita con respecto al Campo Quiriquire Profundo en la zona SO

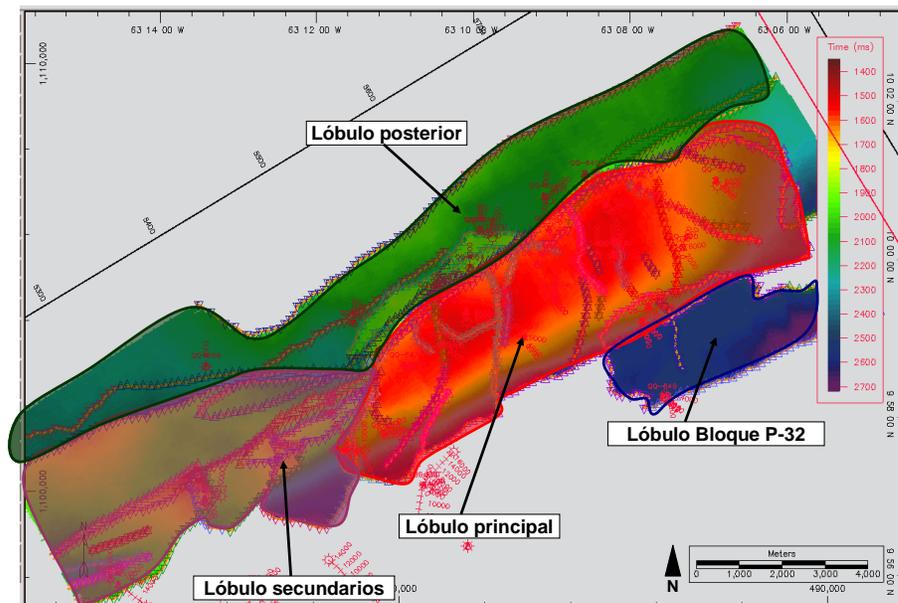


Figura 5.15. Compartimientos del campo Quiriquire Profundo.

Integrando el lóbulo principal del campo con el lóbulo posterior, se puede apreciar que existen otros retrocorrimientos menores semiparalelos al retrocorrimiento que forma el Lóbulo Principal que facilitarían la comunicación hidráulica entre ambos bloques dado que la caída estructural no es abrupta sino en cascada o escalonada (en escalera para el caso de fallas normales). En la siguiente Figura (5.16) se puede apreciar la caída escalonada de los bloques desde el lóbulo principal hacia el lóbulo posterior.

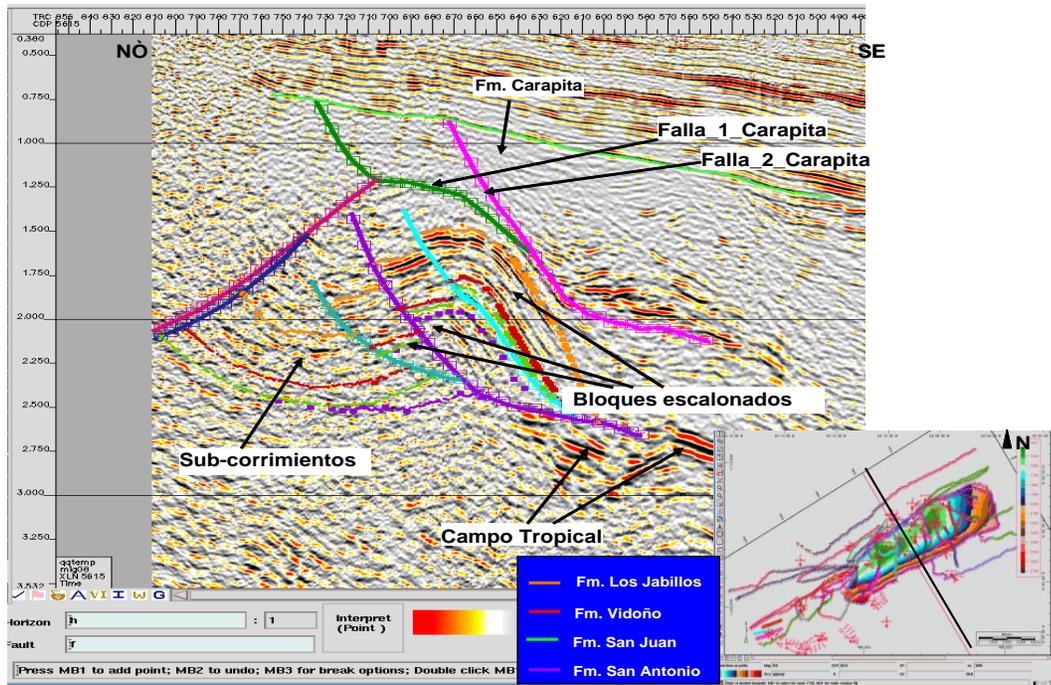


Figura 5.16. Sección sísmica Crossline 5615 ubicada en la zona NE del campo donde se puede apreciar la caída escalonada de los bloques desde el lóbulo Principal hacia los sub-corrimientos

Es importante resaltar que existe arrastre (y posiblemente transporte) a nivel de la Formación Carapita, sirviendo como plataforma de despegue a la Formación Los Jabillos en los distintos bloques estructurales y/o los distintos niveles de ductilidad dentro del gran espesor estratigráfico de esta Formación. Se pudo determinar que la mayor afectación del yacimiento principal se ha producido por arrastre y transporte de algunas secciones de la Formación Los Jabillos dada la ocurrencia de estas fallas principales de despegue (ver Figura 5.17).

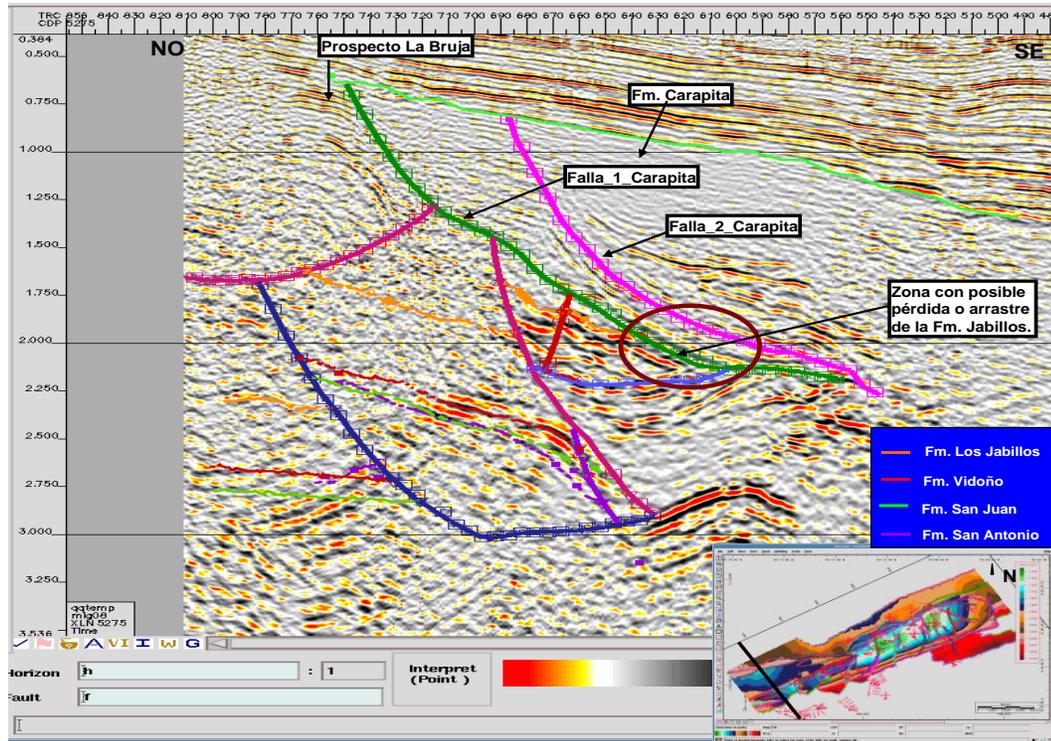


Figura 5.17. Sección sísmica Crossline 5275 ubicada en la zona SO del campo donde se puede apreciar una zona con posible arrastre de parte del yacimiento principal (Formación Los Jabillos).

El origen del retrocorrimento es debido a que en los piedemontes ocurre un fenómeno especial debido a que durante el desarrollo de los sistemas duplex, el exceso de longitud de las capas sobre el cabalgamiento de techo genera lo conocido en la literatura como retrocabalgamiento pasivo (ver Figura 5.18). Este puede generar un abanico imbricado pasivo, donde las fallas se inclinan hacia el cinturón plegado y se desarrolla un monoclinal en el frente montañoso (o un sinclinal) cuando alguna nueva fractura dentro del duplex se propaga y continua por el nivel de despegue inferior por alguna distancia significativa hasta que se corta por arriba (Banks y Warburton, 1986).

En la Figura 5.19 se presentan los cinco (5) mapas estructurales obtenidos para las formaciones a nivel de Yacimiento: Los Jabillos, Vidoño, San Juan y San Antonio.

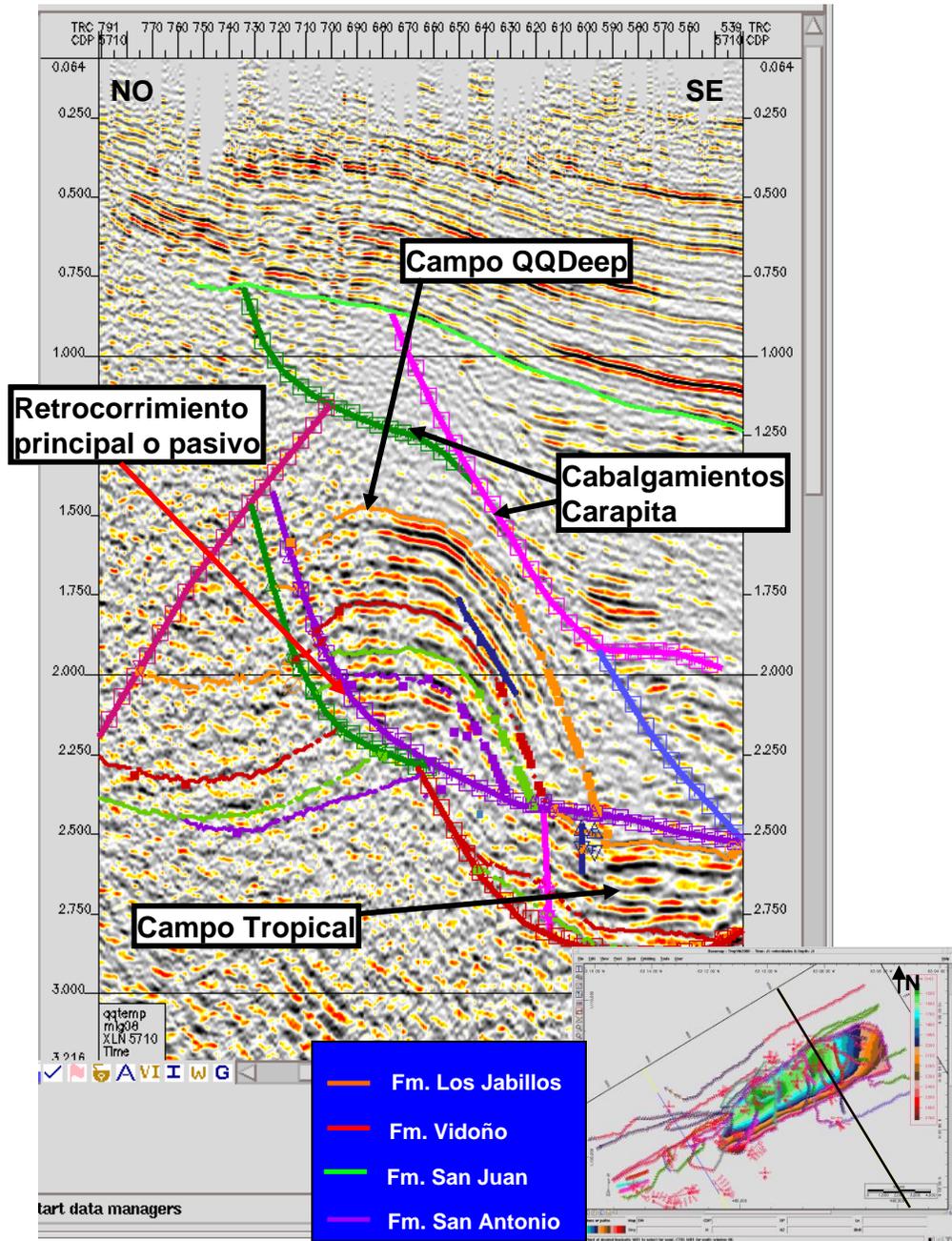


Figura 5.18. Sección sísmica Crossline 5710 mostrando el concepto de retrocorrimento pasivo.

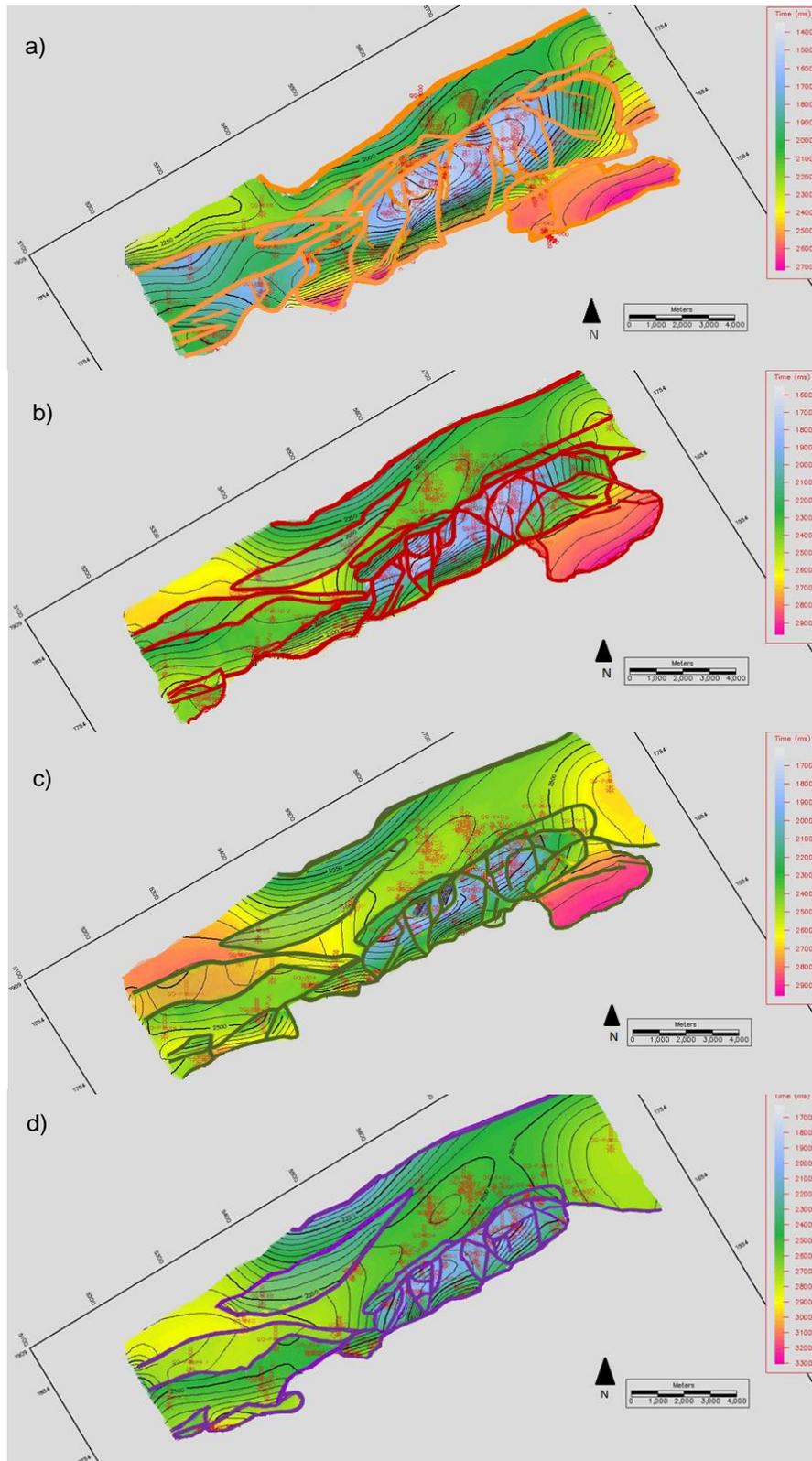


Figura 5.19. Mapas estructurales obtenidos. La Figura a) muestra la Formación Los Jabillos, Figura b) Formación Vidoño, Figura c) Formación San Juan y Figura d) Formación San Antonio.

### 5.3. CÁLCULO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS

#### 5.3.1. Atributos volumétricos y superficies

Se realizó el cálculo de diversos atributos sísmicos Post- Apilamiento tanto superficiales como volumétricos para las formaciones a nivel de yacimiento: Los Jabillos, Vidoño, San Juan y San Antonio. Se determino como característica común en todo el yacimiento, que las mejores respuestas sísmicas estuvieron asociadas a los atributos relacionados con la amplitud sísmica, debido posiblemente a los rasgos litológicos presente en el área gracias al fuerte contraste que se obtiene tiene entre las lutitas y areniscas.

En la Figura 5.20 se tiene el mapa de Amplitud RMS para la Formación Los Jabillos Inferior, donde se puede observar que existen valores máximos de amplitud entre 80 y 90 indicando que en estas zonas posiblemente se tiene acumulaciones de hidrocarburos, en específico Gas Condensado. Observando detalladamente las Figuras 5.20 y 5.21, se puede determinar que alrededor de los pozos productores existen valores altos de amplitud, pudiéndose así establecer una relación entre la respuesta de la amplitud sísmica y la producción de pozos, permitiendo con ello extrapolar con certidumbre la información hacia las zonas prospectivas del campo.

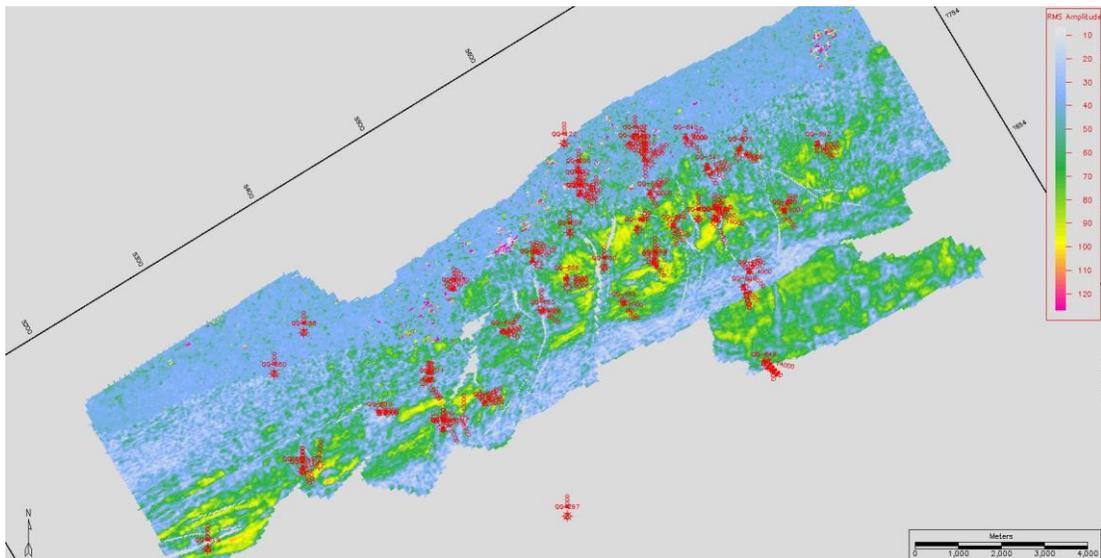


Figura 5.20. Mapa de Amplitud RMS para la Formación Los Jabillos Inferior.

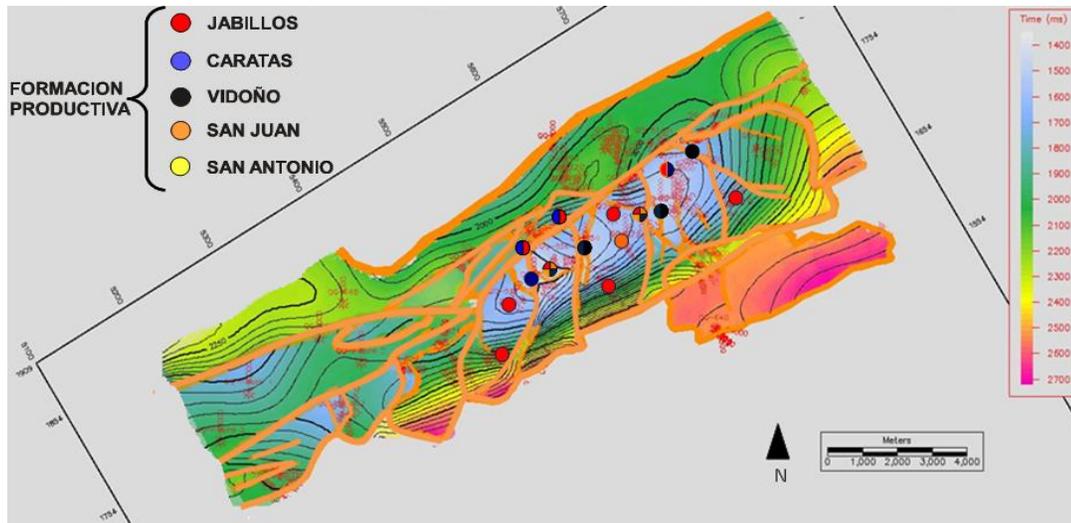


Figura 5.21. Mapa estructural de la Formación Los Jabillos Inferior mostrando los pozos con sus respectivas formaciones productoras.

El mapa de Frecuencia Dominante se muestra en la Figura 5.22, donde igualmente este atributo sísmico indica las posibles zonas que contiene hidrocarburos, observándose que los valores máximos (entre 25 Hz y 30 Hz) coincide con las zonas de pozos productores, demostrándose así que con dos características sísmicas independientes como lo son la amplitud y la frecuencia, existe una relación entre la respuesta sísmica y la productividad de los pozos, permitiendo tener una mayor certidumbre en la localización de nuevas áreas prospectivas, basándose en las respuestas de los atributos sísmicos.

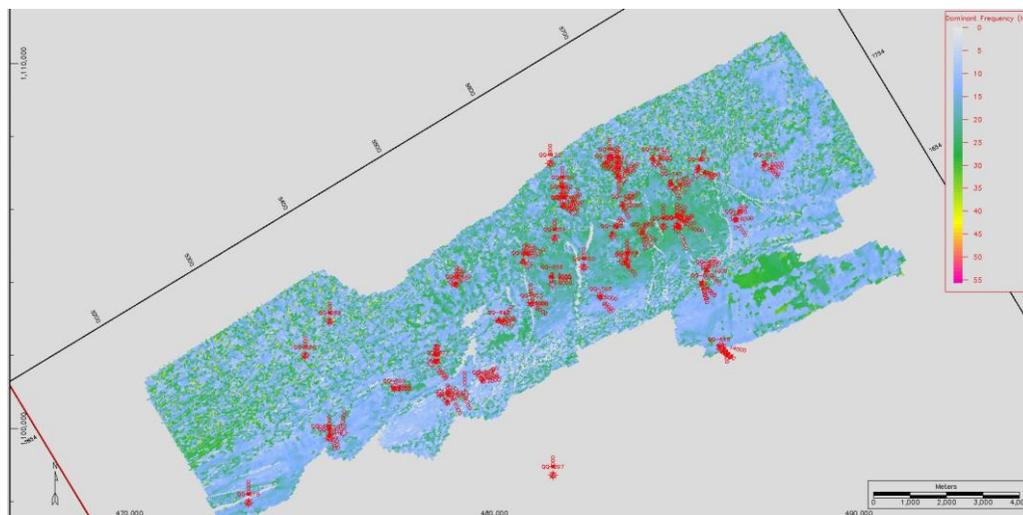


Figura 5.22. Mapa de Frecuencia Dominante para la Formación Los Jabillos Inferior.

Existen dos posibles zonas prospectivas de interés para la Formación Los Jabillos Inferior mostradas en la Figura 5.23: una hacia el NE de la estructura, denominada bloque del pozo P-32 (encerrado en rojo) y otra zona hacia el SO del campo (en azul) de menor interés debido al tamaño y configuración de la estructura, así como por la extensión de la anomalía sísmica. Se puede observar en las dos secciones sísmicas la representación de las anomalías determinadas, y visualizadas a partir del atributo de promedio de magnitud

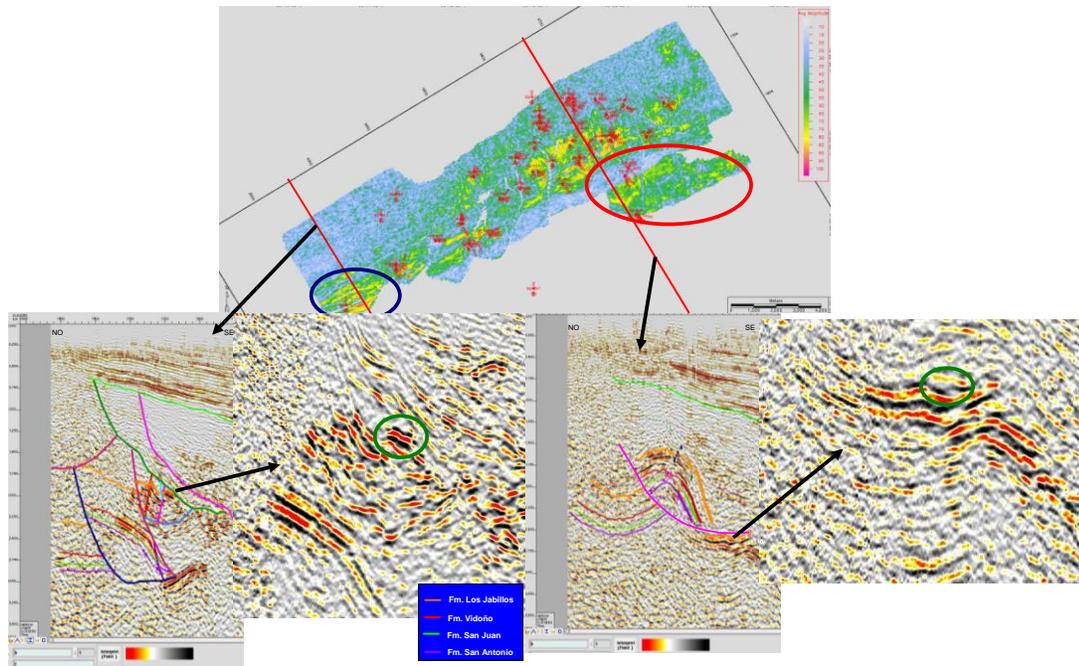


Figura 5.23. Mapa de Promedio de Amplitud para la Formación Los Jabillos Inferior mostrando dos secciones sísmicas de posibles zonas prospectivas (en azul y rojo) determinadas a partir del atributo sísmico y anomalía sísmica.

El atributo de Amplitud RMS fue el que represento las mejores respuestas sísmicas para todas las formaciones, coincidiendo en la mayoría de los casos tanto en la relación de la respuesta sísmica y producción de los pozos, así como en aquellas posibles áreas de zonas prospectivas determinadas. En la Figura 5.24 se muestra los mapas de Amplitud RMS para las Formaciones Vidoño, San Juan y San Antonio, relacionándose aquellas zonas de valores altos de amplitud y que no se encuentren con pozos, como posibles zonas productoras de Gas Condensado.

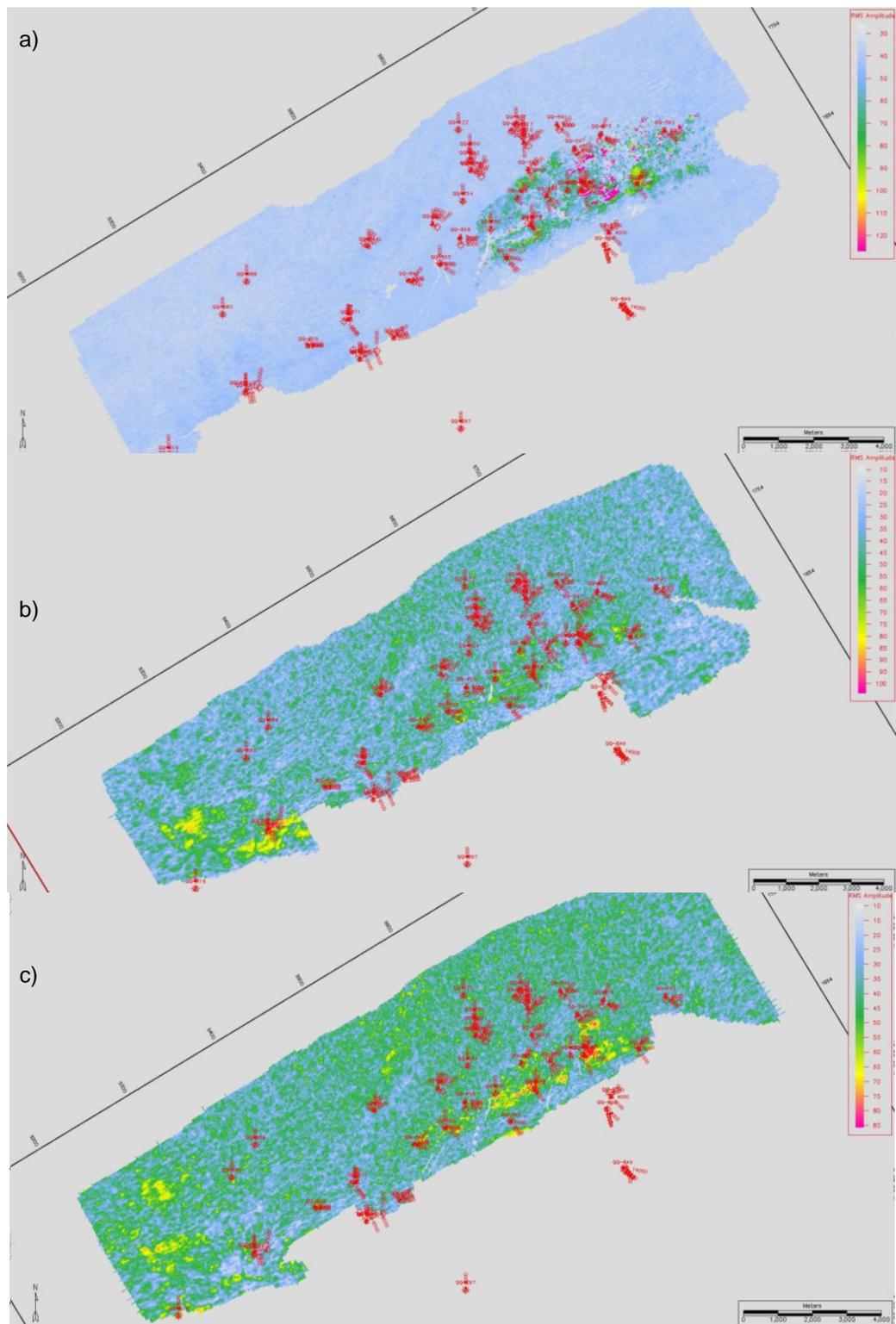


Figura 5.24. Mapas de Amplitudes RMS para la Formaciones Vidoño (Figura a), San Juan (Figura b), y San Antonio (Figura c).

### 5.3.2. Inversión acústica

Los resultados obtenidos en la Impedancia Acústica (IA) estuvieron comprendidos entre un rango de valores de 20000 a 48000 ft/s\*g/cc, siendo estos característicos para las formaciones a nivel de yacimiento del área del Norte de Monagas, así como también se determinó altos valores de correlación con un promedio de 0.98 (ver Figura 5.25) y error de RMS promedio de 2900 ft/s\*g/cc (ver Figura 4.27), permitiendo así tener gran certidumbre sobre el cubo resultante estimado.

La Figura 5.26 y 5.27 muestra dos secciones de Impedancia Acústica tanto en dirección Crossline como Inline, con el propósito de ilustrar la buena resolución vertical obtenida, la cual permitió diferenciar y reproducir los distintos estratos dentro de las formaciones del yacimiento estando los mismos asociados a los rasgos estratigráficos del área.

En la Figura 5.28 se muestra los cortes de horizontes (horizon slice) para las formaciones del yacimiento: Los Jabillos, Vidoño, San Juan y San Antonio, pudiéndose establecer que hacia la zona SO del campo en específico por la región del pozo P-8, no se obtuvo unos valores correctos de IA, posiblemente porque hacia esta zona solo se encontraba solo este pozo y distante del resto, no funcionando correctamente la interpolación de los valores de IA, a diferencia del resto del campo donde se puede observar una buena correlación entre los pozos productores y los valores obtenidos de IA.

Se puede observar que en todas las formaciones en el yacimiento existe una tendencia SO-NE de valores altos de IA (líneas punteadas), estando relacionada y correspondiendo con la dirección de sedimentación del campo (ver Figura 5.28).

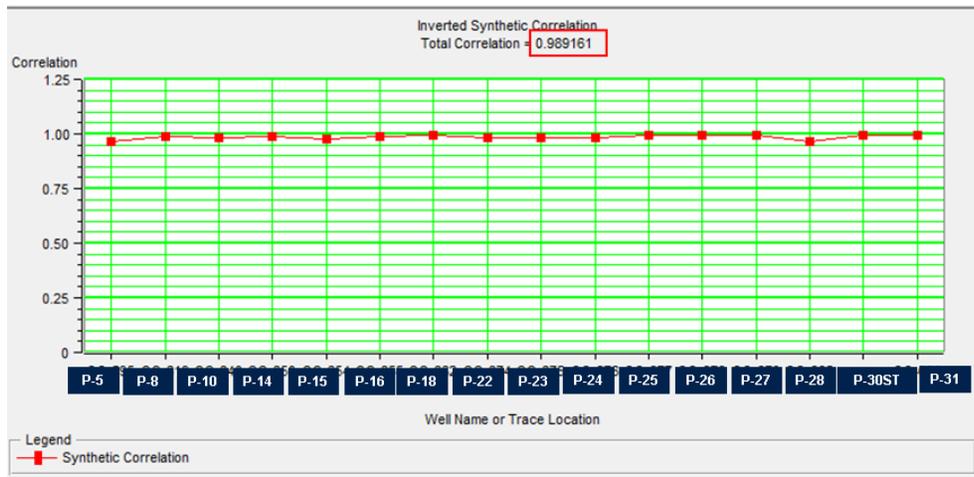


Figura 5.25. Valores de correlación de los pozos utilizados para la Impedancia Acústica

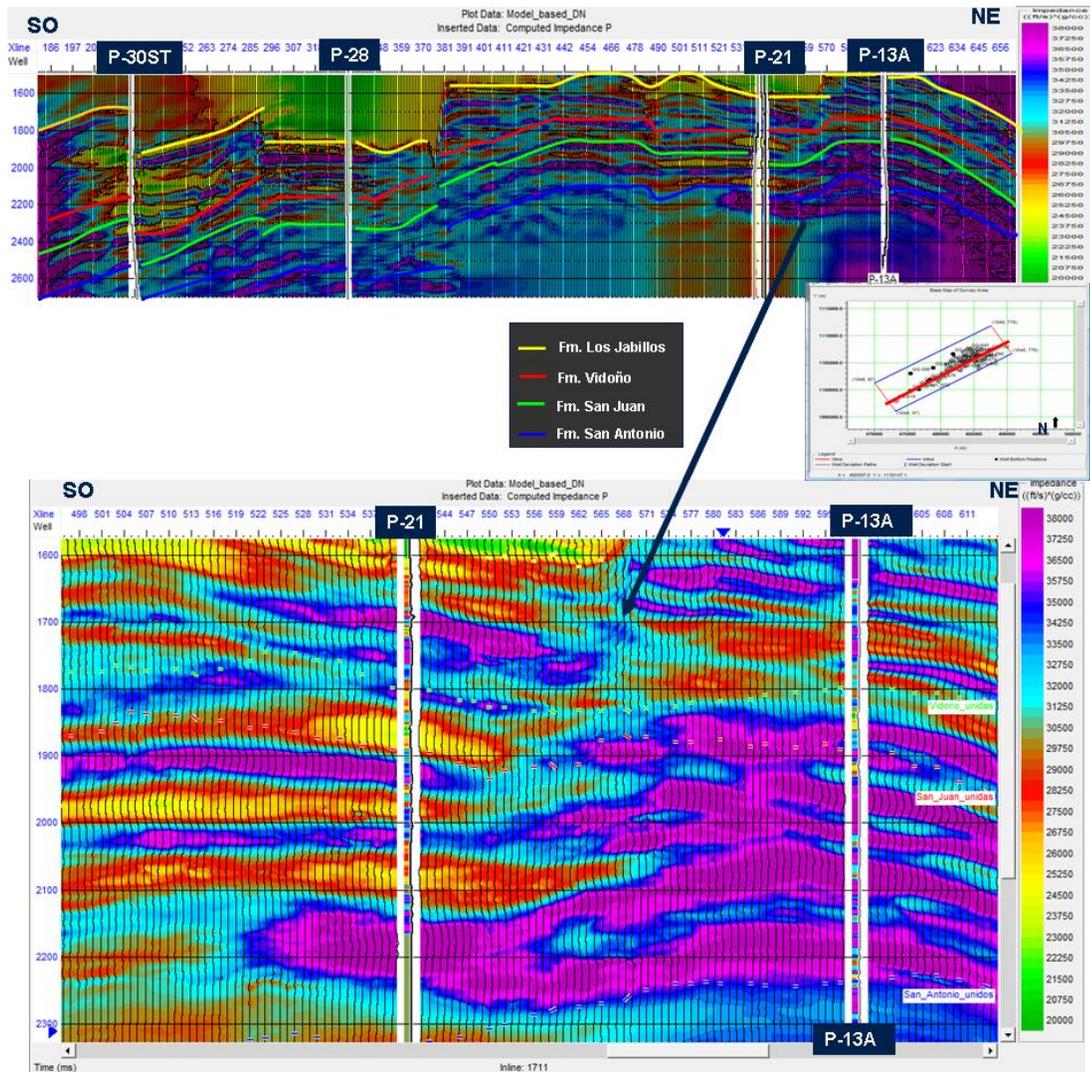


Figura 5.26. Sección de Impedancia Acústica Inline 1711. Nótese como en la gráfica inferior se hace un zoom para reflejar la buena resolución y correlación obtenida.

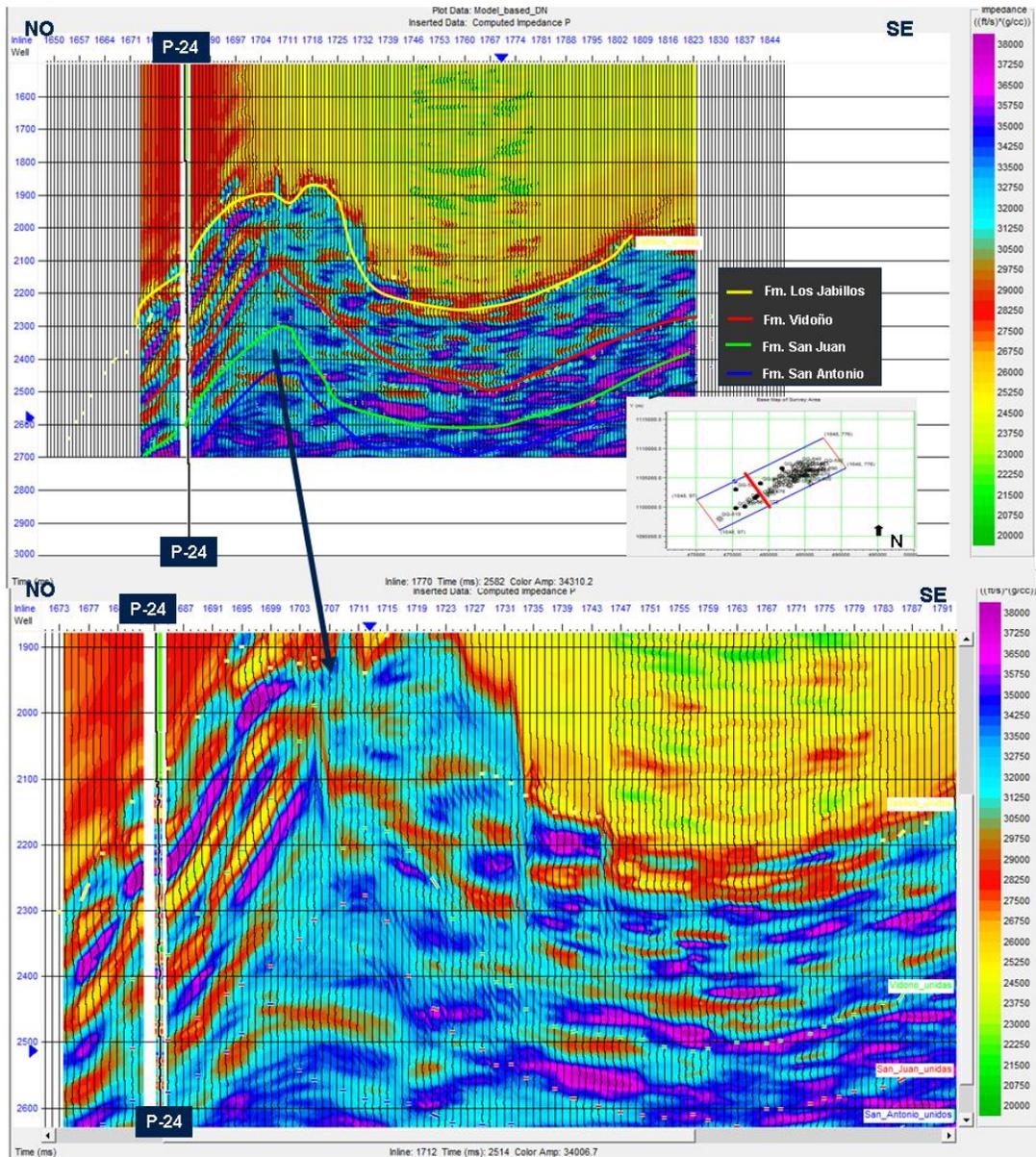


Figura 5.27. Sección de Impedancia Acústica Crossline 5472. Nótese al igual que en la figura anterior, como en la gráfica inferior se hace un zoom sobre el pozo para mostrar la buena resolución vertical y correlación obtenida a nivel de registro.

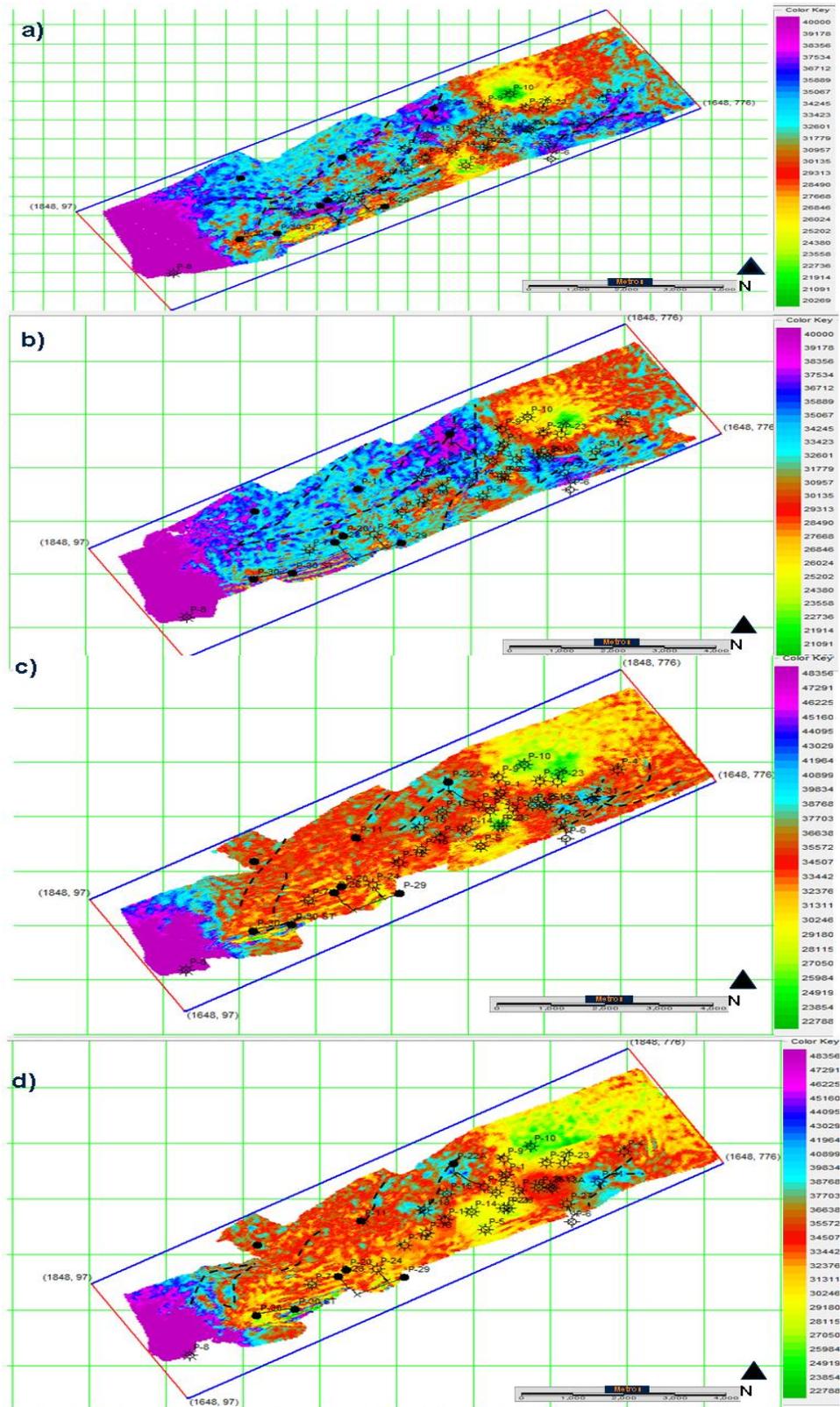


Figura 5.28. Mapas de Impedancia Acústica para la Formaciones Los Jabillos (Figura a), Vidoño (Figura b), San Juan (Figura c), y San Antonio (Figura d).

### 5.3.3. Factibilidad de inversión Pre-Stack y/o AVO

Como se menciona en la metodología, los pozos utilizados para esta etapa fueron el P-28, P-30 ST y P-31, en función de la información que contenían (Rumbo, Buzamiento, Fracturas, Sónico dipolares). A continuación se muestra los resultados obtenidos para cada uno de los pozos:

**P-28:** Se pudo determinar que no todos los registros calculados correlacionaron con zonas de hidrocarburos (gas) tal como lo refleja los intervalos cañoneados, pero en otros casos si se pudo observar y además se relacionaban con la data de fractura, permitiendo tener cierta confiabilidad en los resultados. Para este pozo los mejores registros que identificaron claramente la densidad de fractura e intervalo de cañoneo (a nivel de Jabillos Intermedio), fue el de relación de Poisson e Impedancia Elástica, por lo que a la hora de trabajar con los atributos Pre –Apilado en este pozo se recomendaría obtener estos cubos para determinar extensiones de las arenas productoras (ver Figura 5.29).

**P-30 ST:** Para este pozo no se tiene certidumbre en los registros calculados debido a que los mismos presentan diferencias en la determinación de arenas gasífera (donde unos registros indican gas en otros se contradicen), aunado a que también por los gráficos cruzados no se pudo identificar claramente estas zonas productoras, no permitiendo tener confiabilidad en los resultados obtenidos (ver Figura 4.34).

**P-31:** En este caso a diferencia de los pozos anteriores descritos, todos los registros calculados correlacionan entre sí, y a su vez con los datos petrofísicos y de producción, así como también en la representación de los gráficos cruzados que permitió discriminar aquellas zonas que contienen arenas gasíferas, es por ello que únicamente para este pozo se calculo el Gather sintético alrededor del pozo con la finalidad de conocer si se puede observar el efecto AVO en los datos sísmicos (ver Figura 5.30).

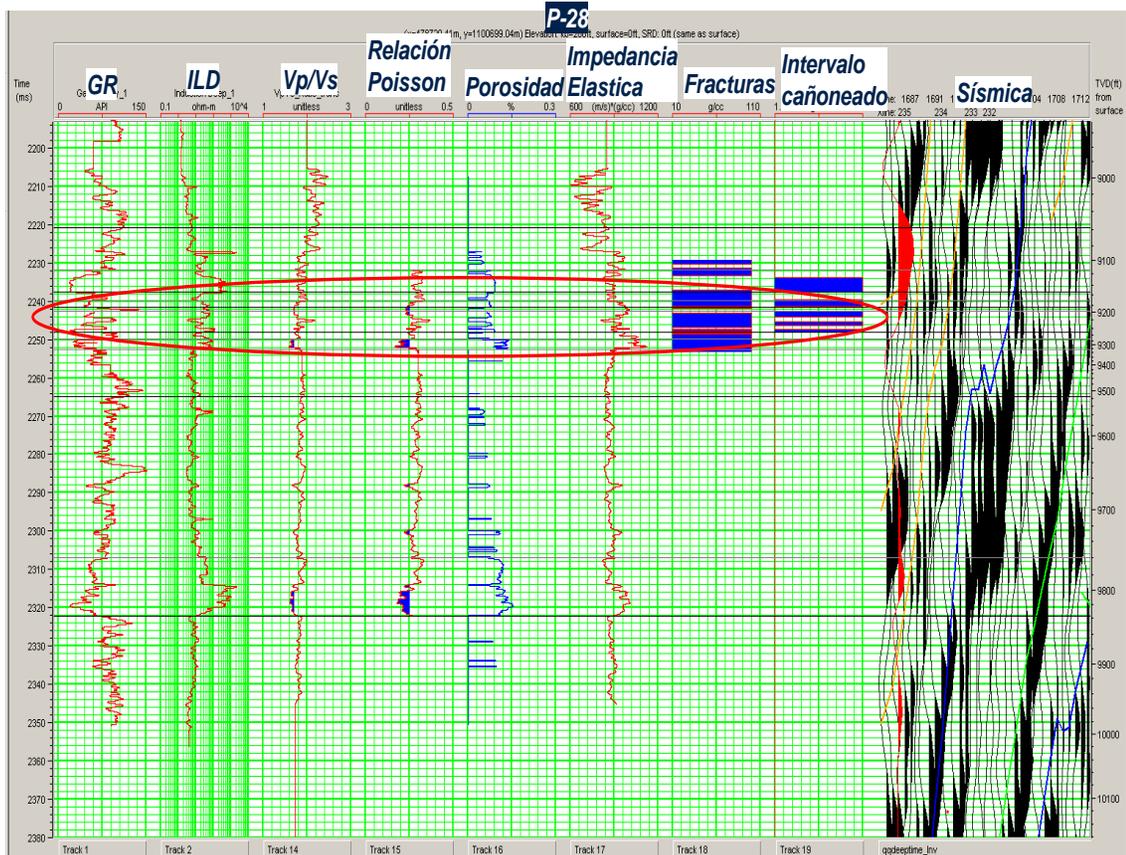


Figura 5.29. Pozo P-28 mostrando los distintos registros petrofísicos y calculados por análisis de Física de Rocas, junto con los datos de fractura y producción, identificándose con la elipse roja la zona con contenido gasífero.

De la Figura 5.31 se puede determinar que existen dos zonas que presentan comportamiento de AVO, una a nivel de Jabillos Inferior y la otra en San Juan Superior, los cuales con los registros calculados, intervalos cañoneados y gráficos cruzados se correlacionaron permitiendo identificar estas arenas con contenido gasífero, y esta a su vez, permitiendo tener así confiabilidad en los resultados que pueden arrojar un estudio de AVO e Inversión Pre-Apilamiento en los pozos. Es importante resaltar que hacia la zona de San Juan Superior no esta cañoneada la arena siendo una buena oportunidad para ser cañoneada esta arena.

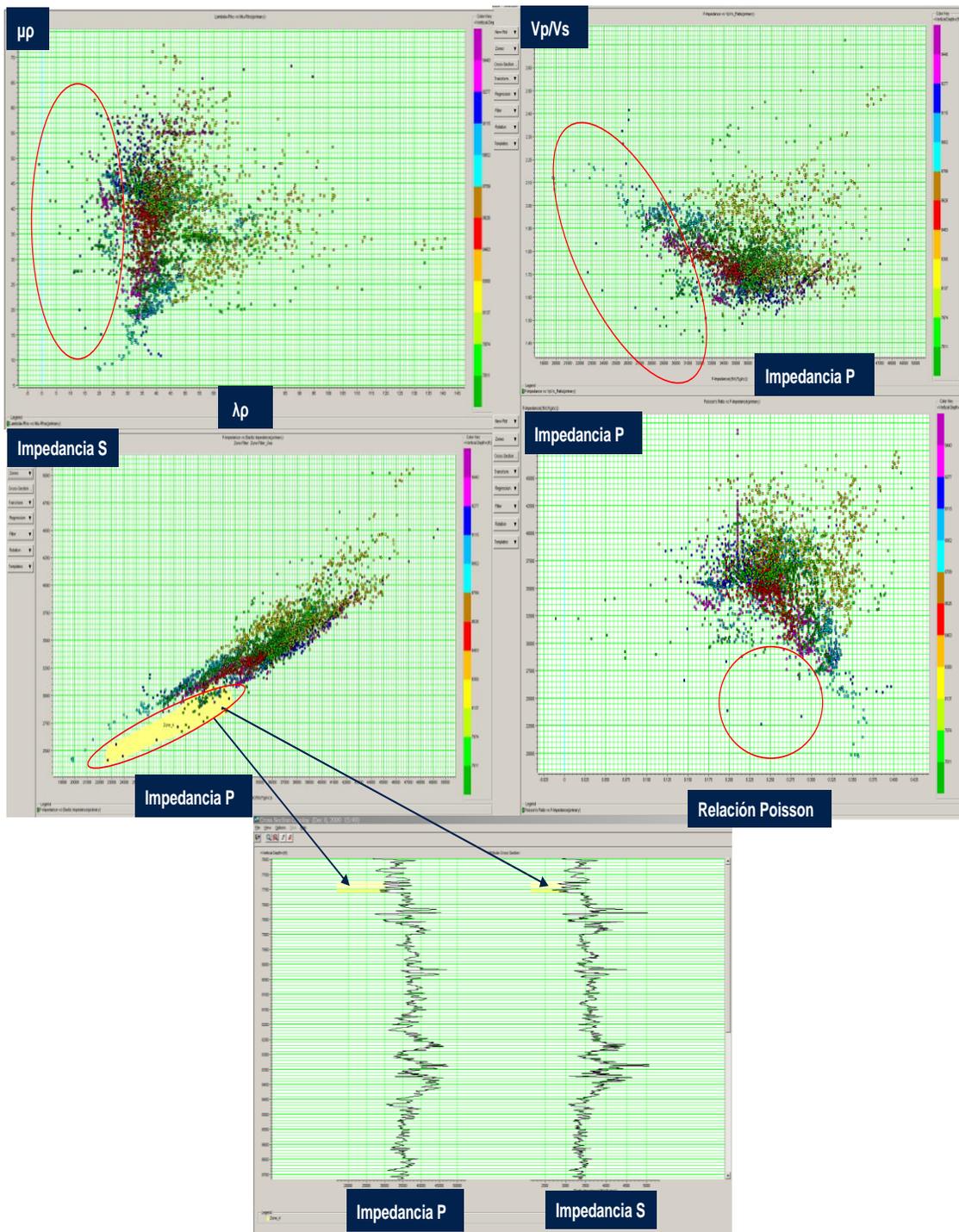


Figura 5.30. Gráficos cruzados para el pozo P-31. Nótese como en los círculos en rojo se muestra aquellas zonas discriminadas y con posible contenido gasífero. También se muestra a partir del gráfico Impedancia P versus Impedancia S (esquina inferior izquierda), el comportamiento a nivel de registro, correlacionándose como zona de gas.

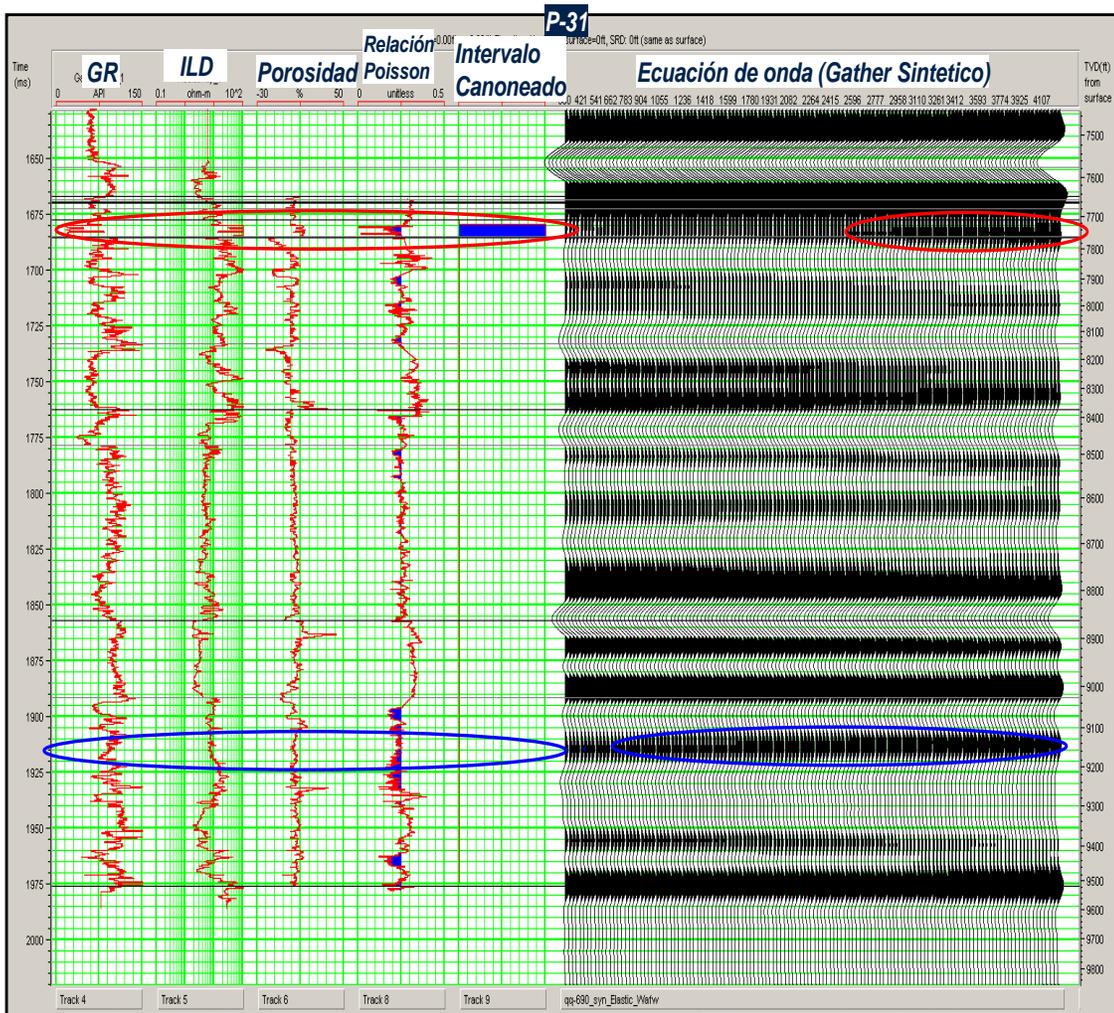


Figura 5.31. Pozo P-31 mostrando las zonas de AVO encontradas en el Gather sintético y su correlación con los registros petrofísicos y de física de rocas, así como el intervalo cañoneado y productor de los Jabillos Inferior (en rojo). Nótese como a nivel de San Juan Superior (en azul) se ubica una zona con contenido gasífero que no ha sido cañoneada.

## **5.4. GEOMODELADO Y GEOESTADÍSTICA**

### **5.4.1. Modelado de propiedades petrofísicas por medio de redes neuronales**

Debido a que no se pudo obtener cubos productos de los atributos Pre-Apilamiento (Pre-Stack), se decidió trabajar para el modelado petrofísico únicamente con la porosidad efectiva, debido a que otras propiedades como Saturación de Agua (Sw), Índice de Arcillosidad (Vclay) no se consiguen resultados certeros a partir de atributos Post-Apilamiento.

El promedio de error RMS obtenido por redes neuronales para la porosidad efectiva fue de 2,32% entre un rango de 2 a 10 %, siendo estos valores próximos a los valores actuales de porosidad efectiva que tienen un máximo de 12%. Como se puede observar en la Figura 5.32, el valor de correlación fue de 0.57, que aunque a simple vista pareciera ser bajo, analizándolo detalladamente se puede decir que es bastante bueno ya que estos se obtuvieron a nivel de las formaciones del yacimiento, sin tomar en cuenta la Formación Carapita que al ser una lutita de gran espesor tiende a aumentar los valores de correlación. Con respecto a los registros, aunque la porosidad efectiva actual (en negro) se llevó a la frecuencia de la sísmica, comparándolo con los registros modelados (en rojo), el representar las altas frecuencias es complicado y aún más con la baja resolución sísmica que se tiene a nivel de yacimiento, pero a pesar de ello se obtuvo un buen modelado de las tendencias de los registros, inclusive tomando en cuenta que los errores de validación estuvieron bastantes cercanos (ver Figura 5.33), conllevando así a tener confiabilidad en los resultados determinados.

La Figura 5.34 muestra los cortes de horizontes (horizon slice) para las formaciones a nivel de, observándose que en todas ellas existe una tendencia SO-NE de valores altos de porosidad efectiva (líneas punteadas), de 8% promedio para Los Jabillos, y las restantes entre 5 y 7 %, estando relacionada con los valores de producción de los pozos y con la dirección de sedimentación del campo. También al igual que el cubo de Impedancia Acústica (IA) hacia la zona del pozo P-8, se observa

unos valores bajos de porosidad, que aunque no es tan evidente, pero basados en que estos resultados provienen en parte del cubo de IA, se pudiera decir que no son tan confiable hacia esta región en todas las formaciones.

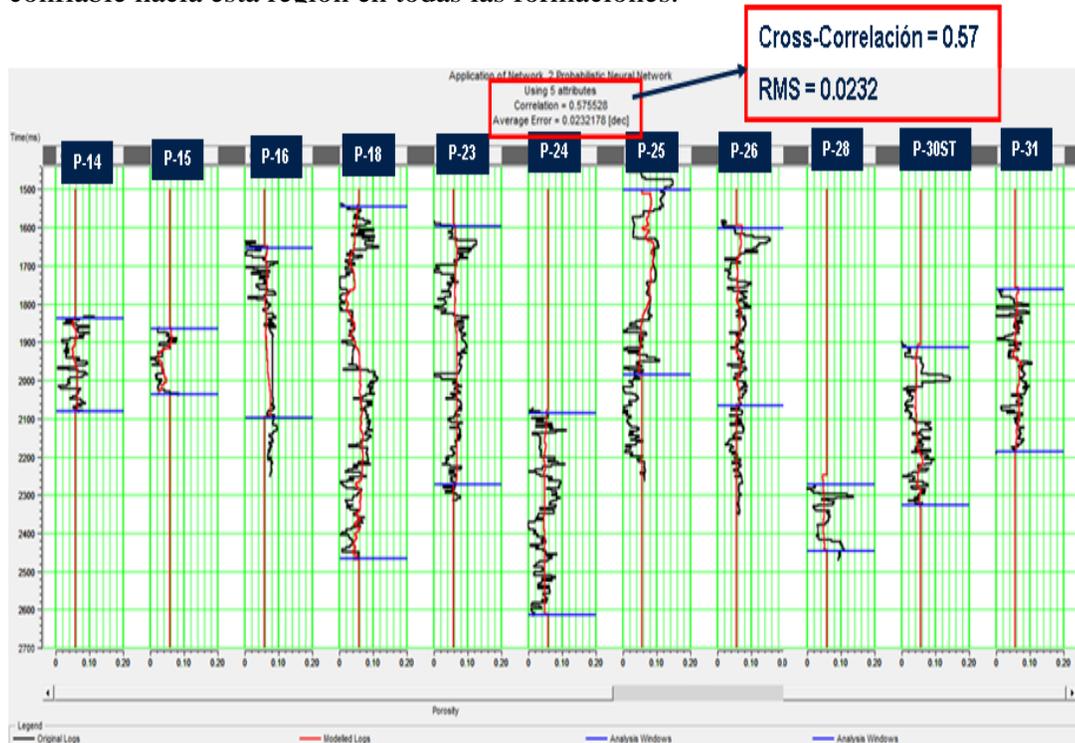


Figura 5.32. Grafico de registros de porosidad efectiva actual (en negro) y de porosidad efectiva modelada por redes neuronales (en rojo). Nótese como se obtuvo una buena tendencia comparándolas entre los dos.



Figura 5.33. Gráfico de error de validación (en rojo) y predicción (en negro). Nótese como solo el pozo P-27, obtuvo una diferencia entre los dos errores 1,5 %.

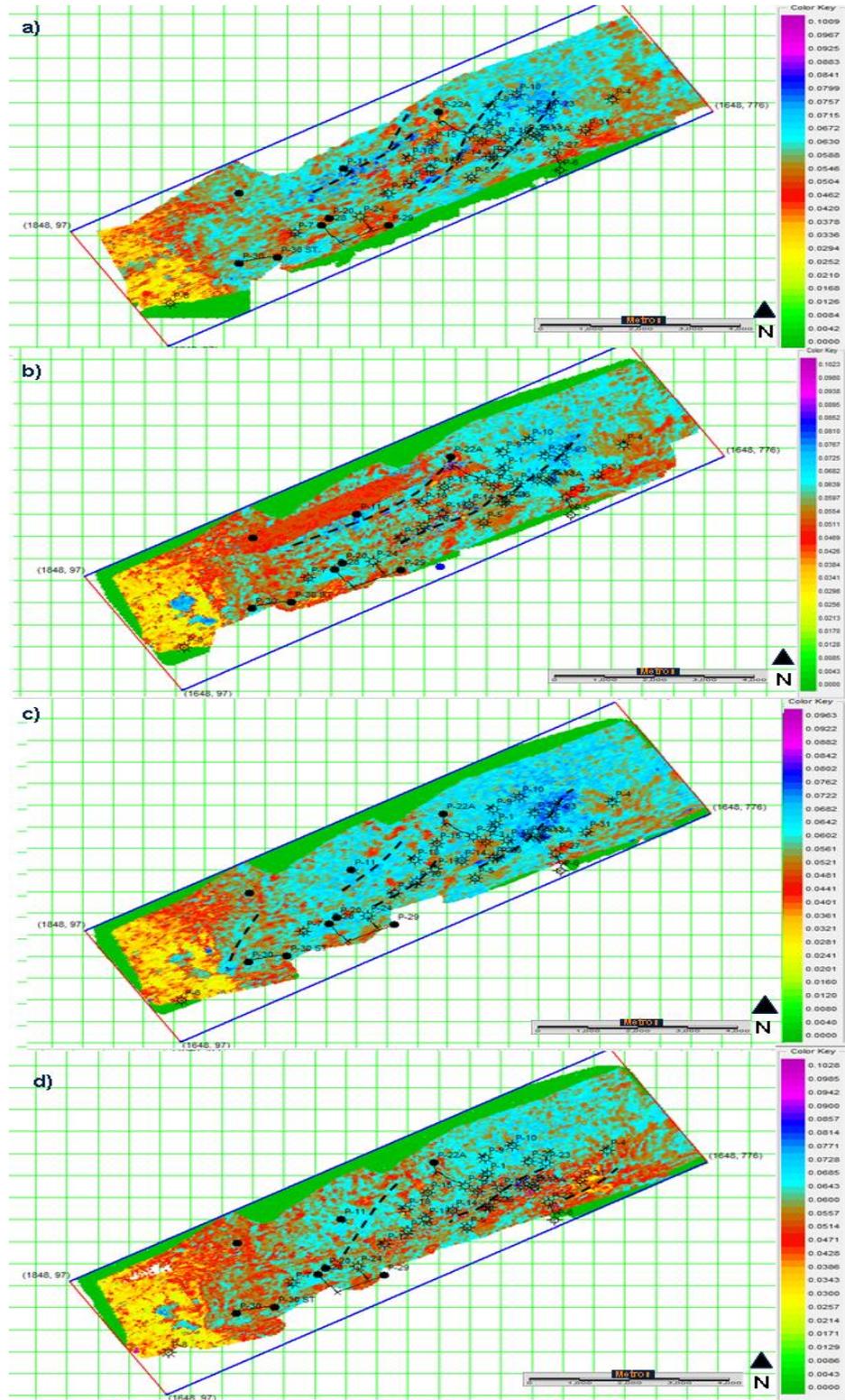


Figura 5.34. Mapas de Porosidad Efectiva para la Formaciones Los Jabillos (Figura a), Vidoño (Figura b), San Juan (Figura c), y San Antonio (Figura d).

#### 5.4.2. Modelado estructural, velocidades y conversión tiempo - profundidad

En función de los resultados obtenidos hasta esta etapa, para el modelado estructural se decidió trabajar únicamente con el Lóbulo Principal y una parte del Lóbulo Posterior, debido a dos factores: a) el comportamiento observado del campo con respecto a los pozos productores, y b) por las posibles zonas de interés con contenido de hidrocarburos (gas) basados en los atributos sísmicos Post-Apilamiento, Impedancia Acústica y Porosidad efectiva

El modelado de velocidades fue determinado a partir del modelado estructural (en tiempo) y del cubo de velocidades RMS, obteniéndose como se puede observar en la Figura 5.35, un cubo de velocidades interválicas ajustado con la complejidad estructural del campo, comprendido entre rango de valores de 2500 a 5000 m/s, siendo característicos para las formaciones en el área.

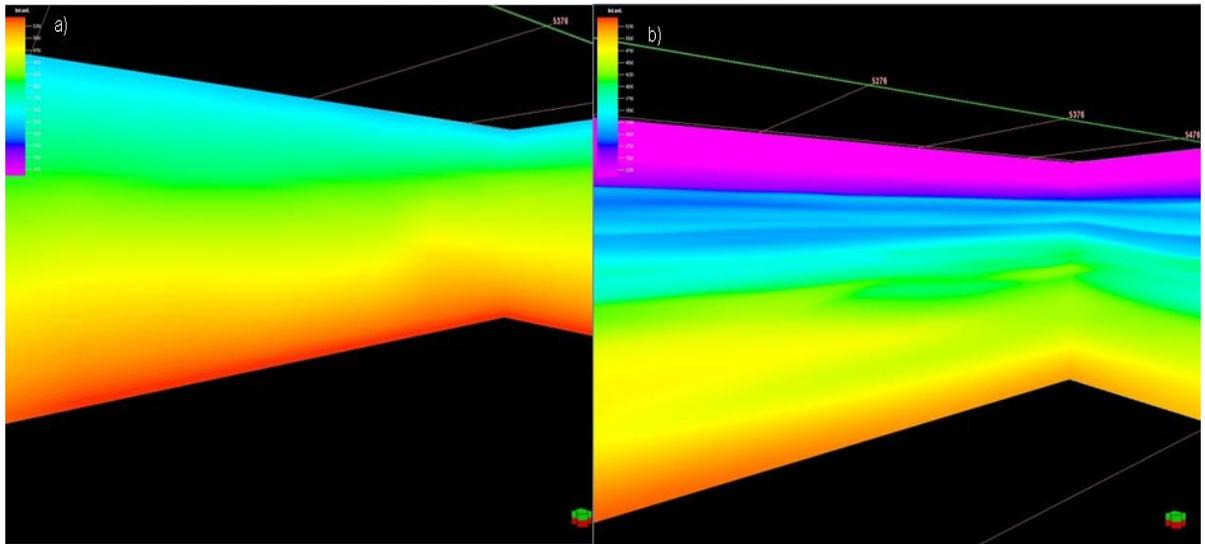


Figura 5.35. Modelado de Velocidades. En la Figura a) las velocidades interválicas provenientes del cubo RMS. En la Figura b) el cubo de velocidades interválicas modeladas. Nótese las diferencias entre las figuras, y como se logro obtener un modelado más ajustados a la complejidad estructural del campo.

Las Figuras 5.36, 5.37 y 5.38 se muestra en vista 3D los resultados obtenidos a partir de la conversión tiempo – profundidad de: Modelo Estructural, Cubo de Impedancia Acústica y Porosidad Efectiva, así como el escalamiento en la malla estratigráfica de los dos últimos.

Se tiene confiabilidad en el modelado de velocidades determinado, debido a que existe un buen ajuste y correlación entre los marcadores geológicos y los horizontes sísmicos en profundidad (ver Figura 5.39).

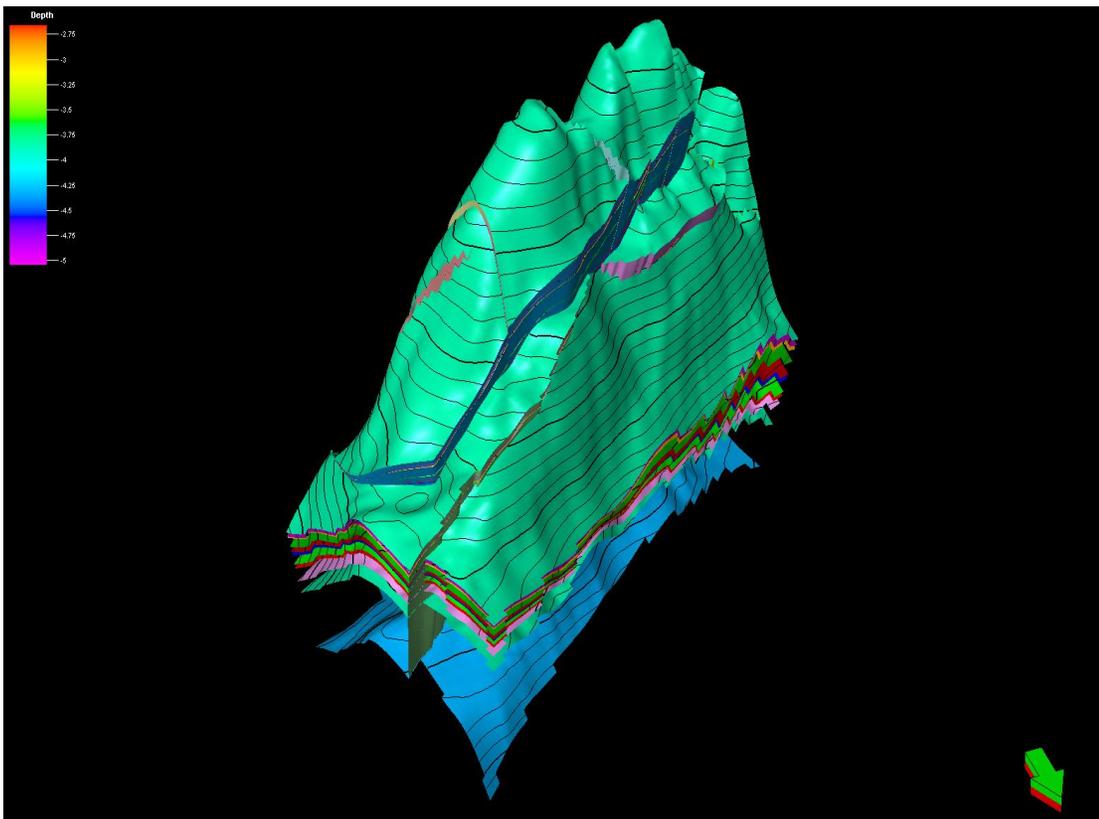


Figura 5.36. Modelado estructural del campo en profundidad

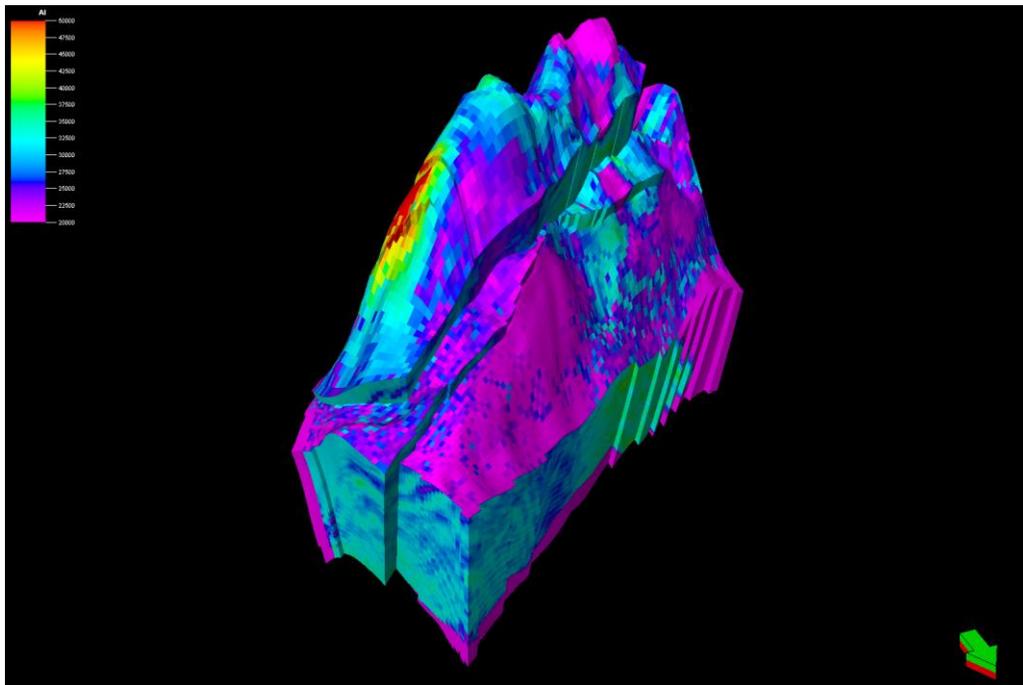


Figura 5.37. Impedancia Acústica en profundidad y escalada en la malla estratigráfica.

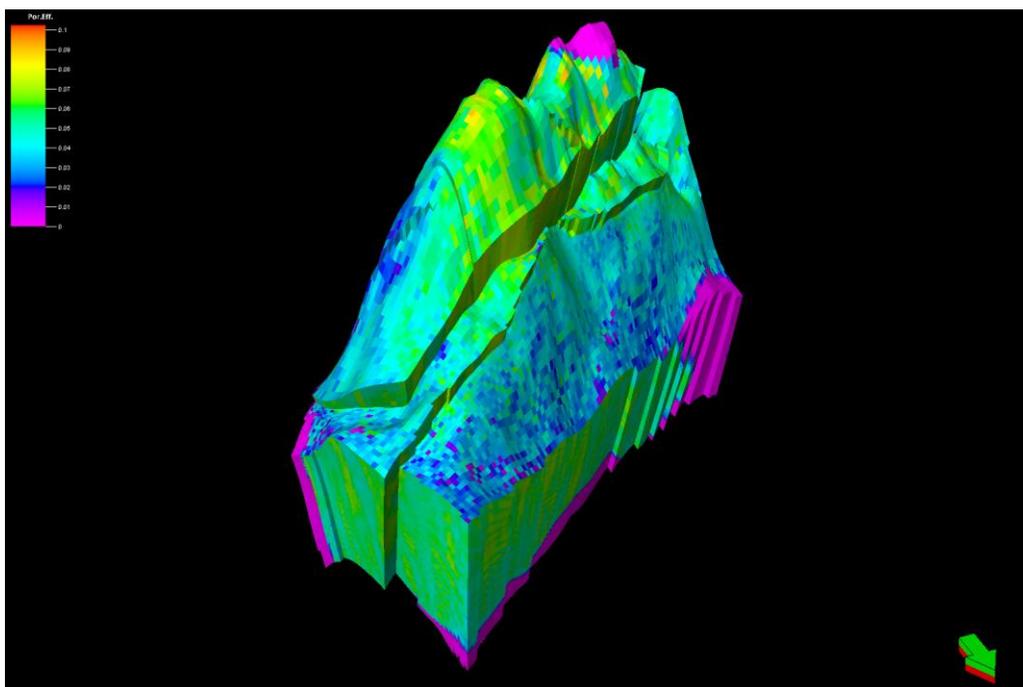


Figura 5.38. Porosidad Efectiva en profundidad y escalada en la malla estratigráfica.

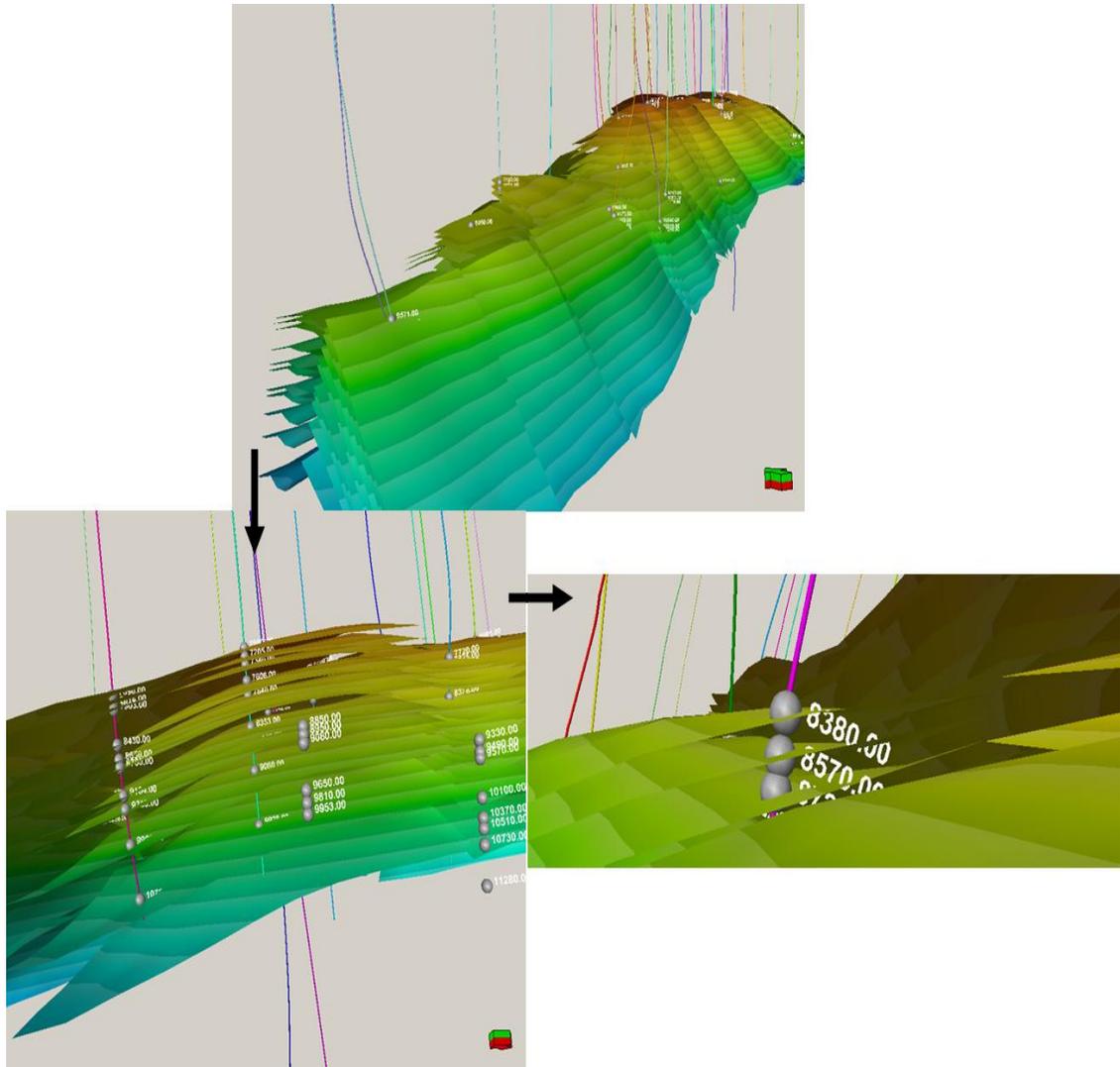


Figura 5.39. Modelo estructural en profundidad mostrando el buen amarre entre los reflectores sísmicos y los marcadores geológicos. La figura superior muestra la estructura completa, mientras que las figuras inferiores son una vista ampliadas para reflejar la buena correlación obtenida gracias al modelo de velocidades utilizado.

### **5.4.3. Modelado de facies sedimentarias por método de Simulación Indicadora Secuencial (SIS)**

Las tendencias de las asociaciones de las facies sedimentarias se observaron en todas las formaciones del yacimiento con dirección SO-NE, correlacionándose con la dirección de sedimentación del área. También se determino y se aseguro que para cada una de las formaciones se obtuvo las asociaciones de facies correspondientes en función del estudio efectuado por Inter-Rock en 2008 (ver Figura 5.40 y Anexos del 1-4).

Para el caso de la Formación Los Jabillos se muestra su parte Inferior la cual esta representada por depósitos de Barras de Plataforma (BP) en amarillo, Canal de Plataforma (CP) en rojo, depósitos de Planicie de Plataforma (PP) en gris, y Plataforma Carbonática (PC) en azul.

Las Formaciones Caratas y Vidoño se utilizaron los mismos criterios, siendo los depósitos de plataforma (DP) representado en anaranjado, y al igual al caso anterior los depósitos de Planicie de Plataforma (PP) en gris, pero teniendo en cuenta su carácter carbonático y glauconítico. Una diferencia se personifico en la parte superior de Caratas denominada Planicie de Carbonatos de Mezcla (PC) representada en azul, ya que esta es la conocida como Caratas Granule.

Para las Formaciones San Juan y San Antonio siendo estas de aguas profundas ó turbidíticas, sus depósitos característicos son turbidíticos (DP) en verdes, depósitos turbidíticos heterolíticos (DTH) en marrón y depósitos de Plataforma (DP) en anaranjado.

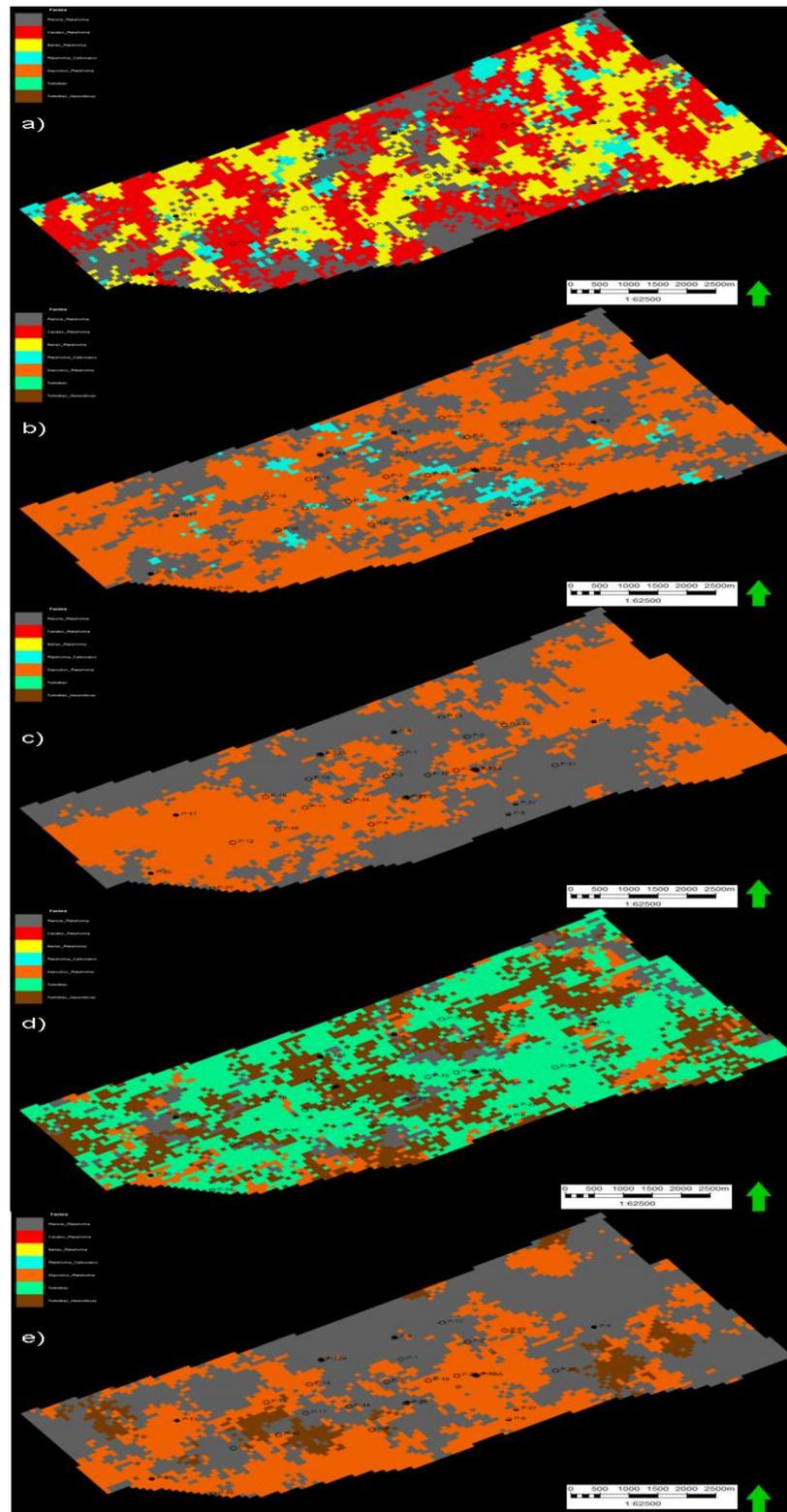


Figura 5.40. Mapas de asociación de facies sedimentarias para la Formaciones Los Jabillos (Figura a), Caratas (Figura b), Vidoño (Figura c), San Juan (Figura d), y San Antonio (Figura e).

## 5.5 ZONAS PROSPECTIVAS

Desde las Figuras 5.41 hasta 5.45, se presenta por cada una de las formaciones la correlación entre la asociación de facies sedimentarias, porosidad efectiva, impedancia acústica, ubicación estructural y comportamiento de producción, con el propósito de definir las posibles zonas prospectivas de hidrocarburos, siendo en este caso gas (círculo negro).

Se observaron tres rasgos característicos para todas las formaciones del yacimiento:

- a) Los rangos promedio de valores de Impedancia Acústica y Porosidad Efectiva asociado a la producción de pozos son de 36000 ft/s y entre 5-7 %, respectivamente. La única Formación que produce con un valor mayor de porosidad efectiva es Los Jabillos con un promedio de 8 %.
- b) Hacia la parte Oeste del campo, aunque se ven zonas prospectivas con altos valores de Impedancia Acústica y Porosidad Efectiva, se verifico los pozos P-12, P-20, entre otros, los cuales fueron abandonados debido a que probaron con petróleo pesado, ubicándose en la zona del tarma, no siendo esta región actualmente de interés económico.
- c) Se determinaron muchas zonas relacionadas a altos valores de Impedancia Acústica, pero con bajos valores de Porosidad Efectiva, debido a que es característico (y como es en este caso) de un yacimiento naturalmente fracturado y apretado de gas (*Tight gas*), pudiendo ser zonas prospectivas en algunos casos.

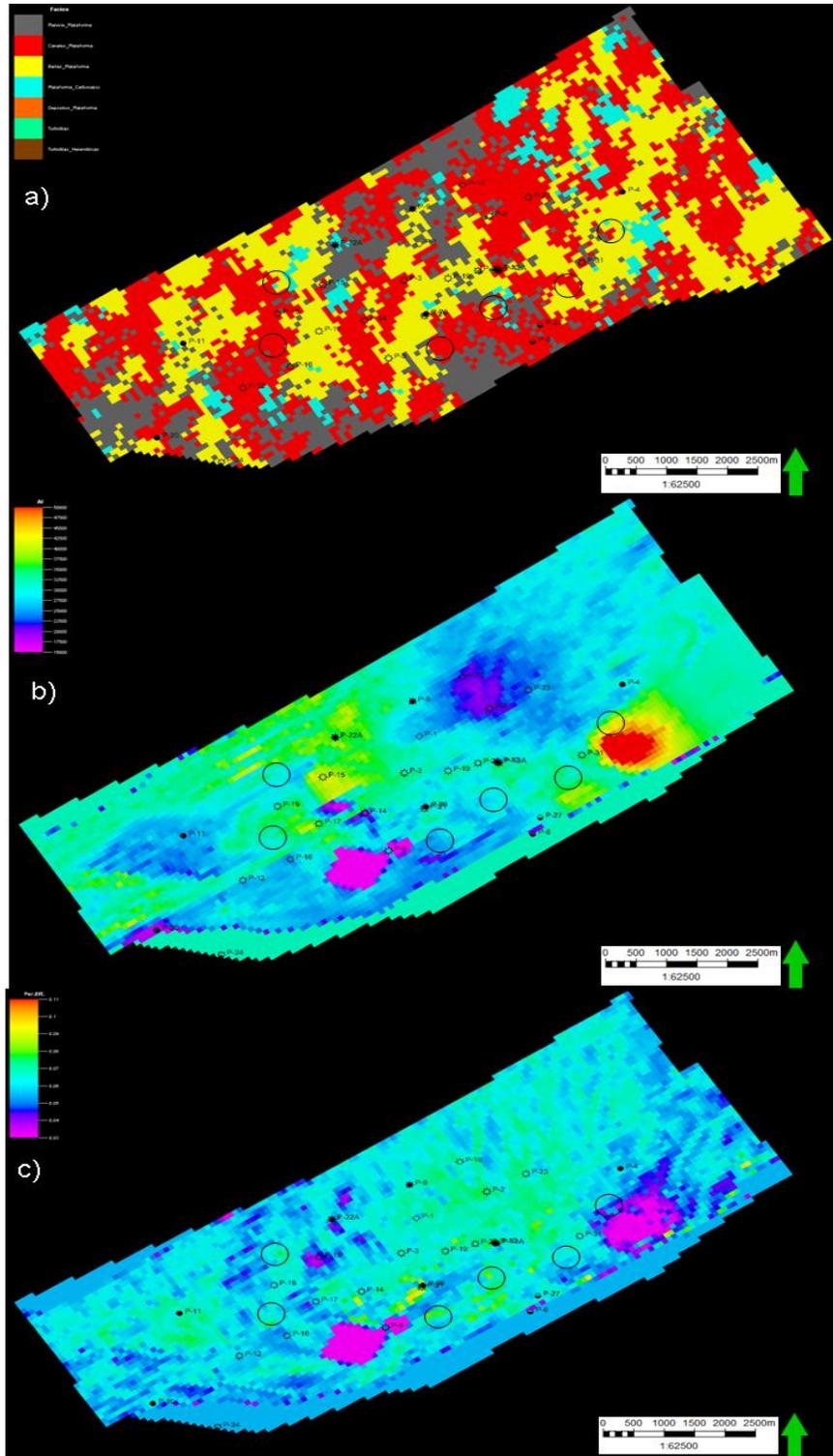


Figura 5.41. Zonas prospectivas (círculo en negro) de la Formación Los Jabillos mostrando en la Figura a) la Asociación de Facies sedimentarias, la Figura b) Impedancia Acústica y Figura c) Porosidad Efectiva.

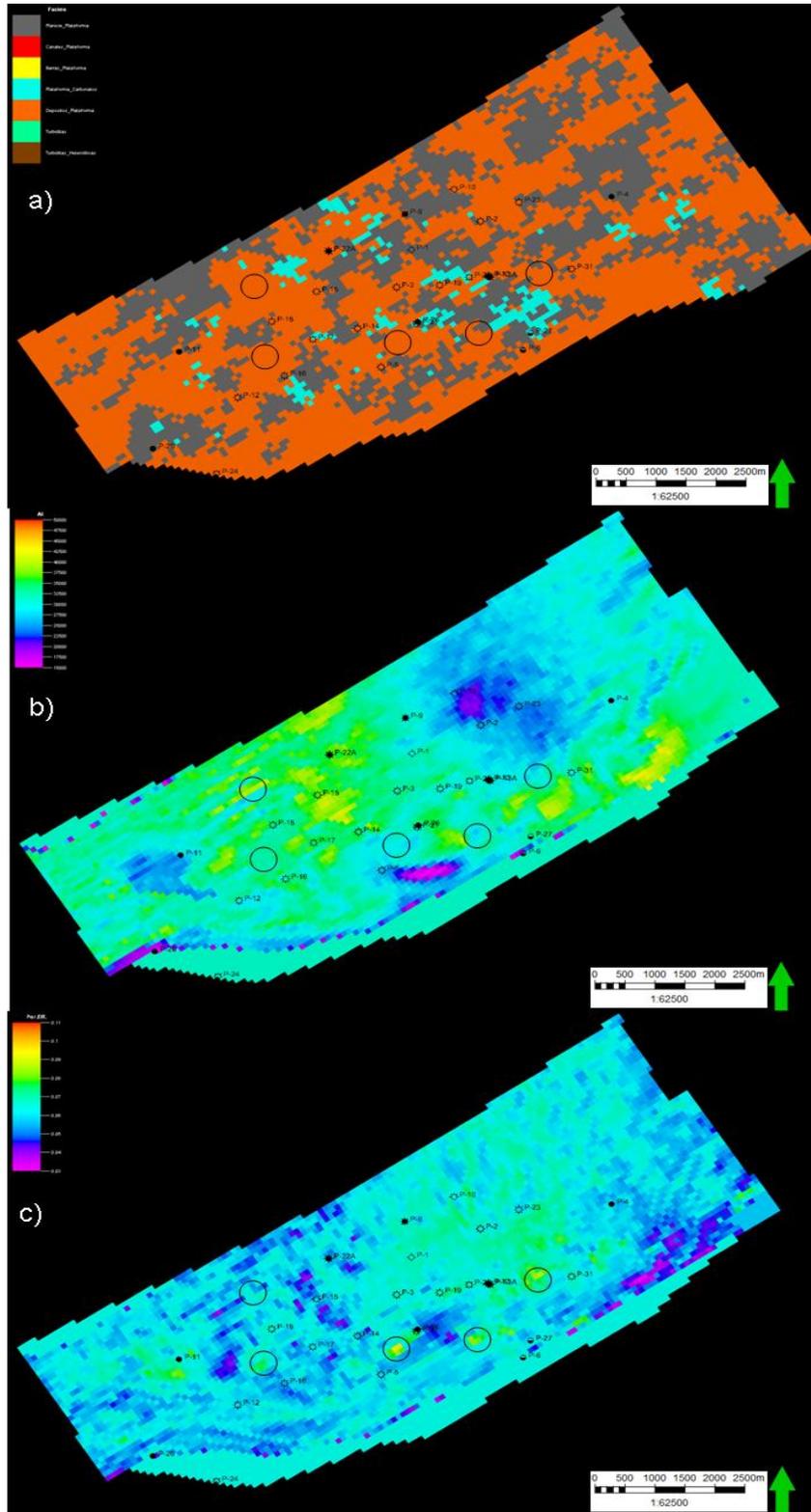


Figura 5.42. Zonas prospectivas (en negro) de la Formación Caratas mostrando en la Figura a) la Asociación de Facies sedimentarias, la Figura b) Impedancia Acústica y Figura c) Porosidad Efectiva.

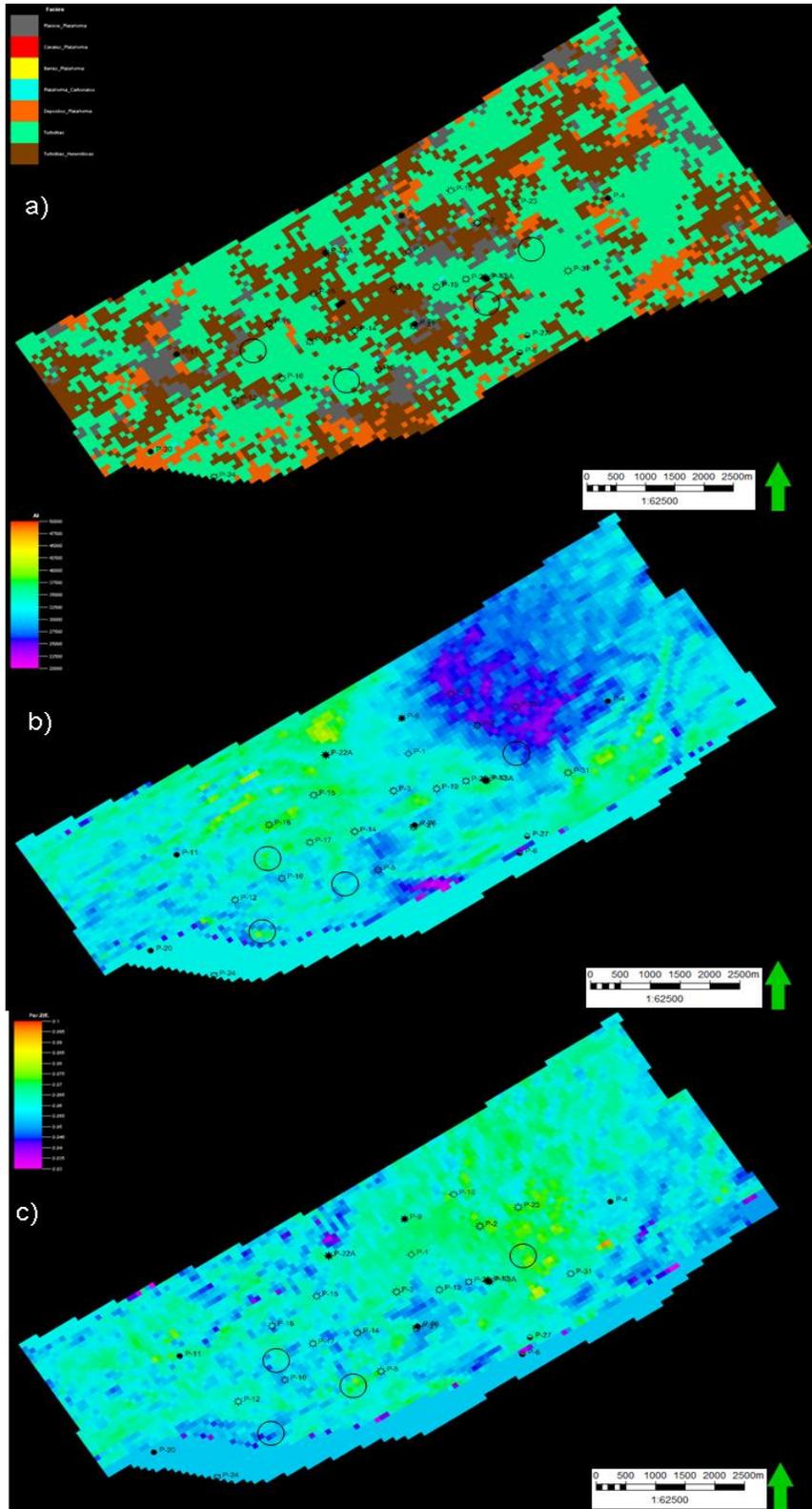


Figura 5.43. Zonas prospectivas (en negro) de la Formación Vidoño mostrando en la Figura a) la Asociación de Facies sedimentarias, la Figura b) Impedancia Acústica y Figura c) Porosidad Efectiva.

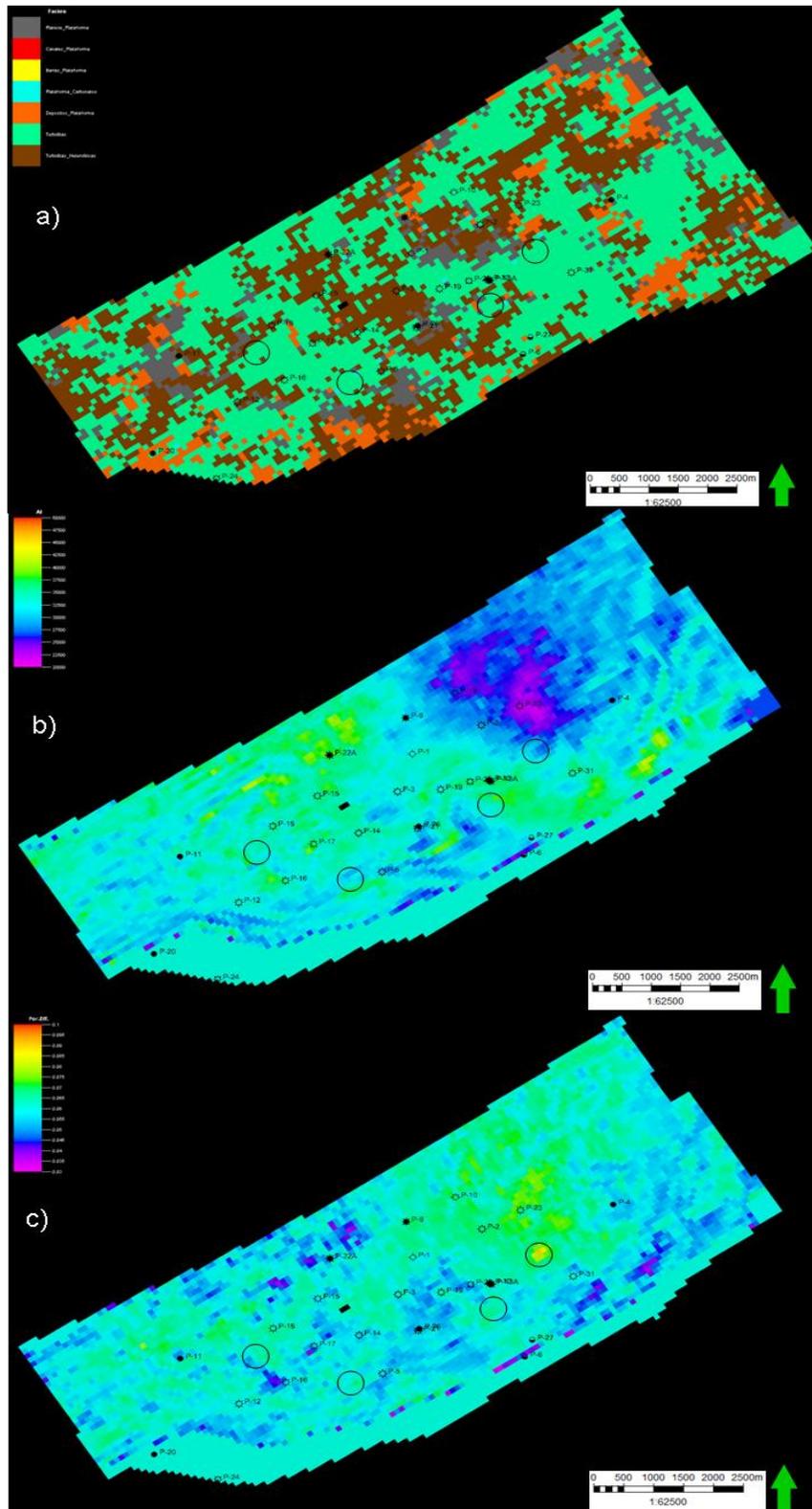


Figura 5.44. Zonas prospectivas (en negro) de la Formación San Juan mostrando en la Figura a) la Asociación de Facies sedimentarias, la Figura b) Impedancia Acústica y Figura c) Porosidad Efectiva.

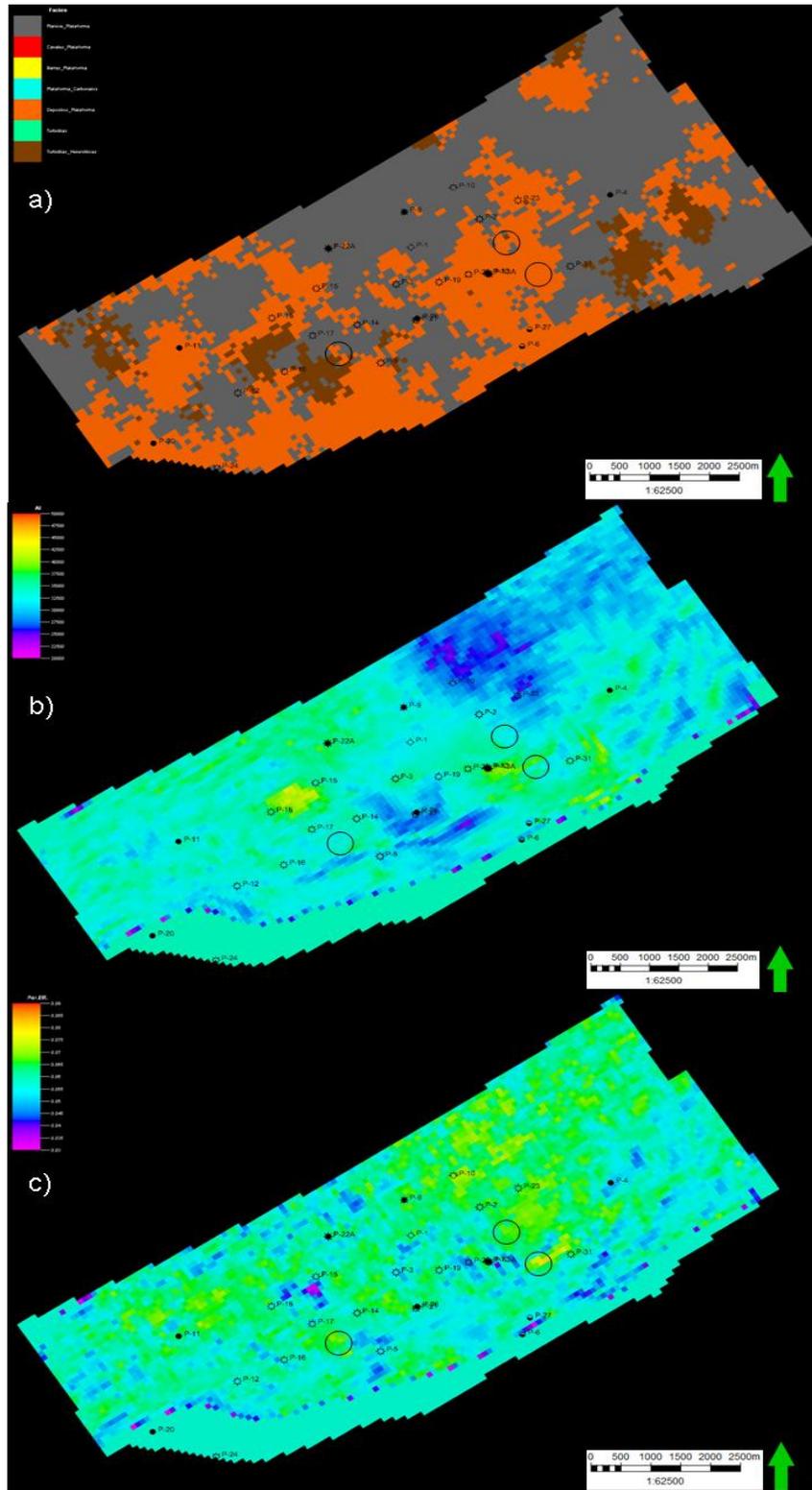


Figura 5.45. Zonas prospectivas (en negro) de la Formación San Antonio mostrando en la Figura a) la Asociación de Facies sedimentarias, la Figura b) Impedancia Acústica y Figura c) Porosidad Efectiva.

Haciendo una combinatoria de las distintas posibles zonas prospectivas entre todas las formaciones del yacimiento, a continuación se presenta en la siguiente tabla (5.1) las 6 propuestas de localizaciones de pozos productores de gas, estando relacionado el número con lo ilustrado en la Figura 5.46:

Tabla 5.1. Propuesta de pozos productores de gas

Propuesta de Pozo	Formaciones
1	Vidoño, San Antonio
2	Los Jabillos, Caratas, San Juan, San Antonio
3	Los Jabillos, Caratas, San Juan
4	Vidoño, San Juan, San Antonio
5	Los Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan
6	Los Jabillos, Caratas

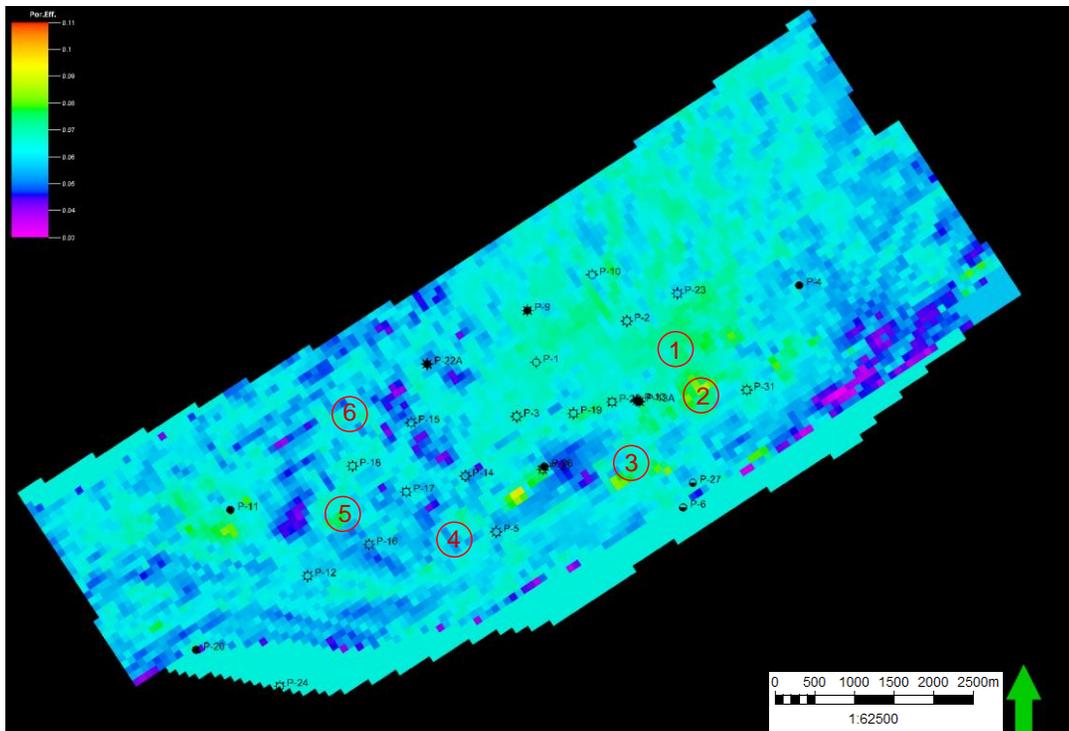


Figura 5.46. Gráfico de Porosidad Efectiva de la Formación Caratas mostrando la propuesta de Pozos Productores de Gas para todas las Formaciones.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de la metodología empleada se logro obtener un modelo geológico 3D del campo Quiriquire Profundo mediante la combinación de datos sísmicos y de pozos obteniéndose como conclusión las siguientes características:

- A través del acondicionamiento de los datos sísmicos por medio de la aplicación de filtros estructurales y rotación de fase sísmica, se logro obtener un cubo de mejor calidad sísmica, difícil de obtener en ambientes estructurales compresivos, lo que permitió tener mayor confiabilidad a la hora de trabajar tanto en la interpretación estructural y en la extracción de atributos sísmicos
- El estilo estructural seleccionado para el Campo Quiriquire Profundo basados en sus rasgos regionales son anticlinales tipo cabeza de culebra (*snake head*) y el tipo de estructura es *break back*. El primero es gracias al aumento de buzamiento de los estratos observados a medida que los corrimientos son más viejos, mientras que el segundo es debido al aumento de la secuencia marcada por el aumento de la estratigrafía reflejada en la Formación Carapita.
- El modelo estructural resultante del campo es un anticlinal de dimensiones aproximadas de 18 \* 4 Km, involucrando a yacimientos entre edad Cretácica Superior y Terciario, conformado por un complejo sistema de fallas de corrimiento que siguieron preferencialmente planos de debilidad formados por un antiguo sistema de fallas normales principales creadas por un régimen extensivo que dominó hasta el Cretácico Superior. Posteriormente, se inició en el área la compresión desde el Eoceno Temprano hasta el presente, generándose un retrocorrimiento que dio origen al Campo, sumándose diversos niveles dúctiles que permitieron el desarrollo de detachments en diferentes Formaciones estratigráficas.

- Hacia la zona NE del bloque Quiriquire Profundo se encuentran fallas secundarias de tipo normales y/o *strike slip* (de bajo salto), y fallas inversas (en menor grado). Por otra parte, en la zona SO del Campo se encuentra un mayor grado de fallamiento principalmente de tipo inverso (de despegue), lo cual contribuyo a la formación de diversas cuñas estructurales independientes o separadas entre sí.
- Tomando en cuenta la geometría del retrocorrimiento, se considera que estructuralmente todo el lóbulo principal se encuentra comunicado y formaría un yacimiento de tipo volumétrico.
- Se determino como característica común en todo el yacimiento, que las mejores respuestas sísmicas estuvieron asociadas a los atributos relacionados con la amplitud sísmica, debido posiblemente a los rasgos litológicos presente en el área gracias al fuerte contraste que se obtiene tiene entre las lutitas y areniscas, así como por el contenido de hidrocarburo, en este caso gas.
- Se encontró una relación entre la respuesta sísmica (atributos de amplitud) y la producción de los pozos, permitiendo así tener confiabilidad en las posibles zonas prospectivas determinadas a partir de atributos Post – Apilamiento.
- Se determino que en todas las formaciones en el yacimiento existe una tendencia SO-NE de valores altos de Impedancia Acústica y Porosidad Efectiva, estando relacionada con la dirección de sedimentación del campo y producción de los pozos.
- A partir del Cubo de Impedancia Acústica se obtuvieron cubos de Porosidad Efectiva y Asociación de Facies Sedimentarias, que sirvieron como guía para la extrapolación de los datos respectivamente.
- Los rangos promedio de valores de Impedancia Acústica y Porosidad Efectiva asociado a la producción de pozos son de 36000 ft/s y entre 5-7 %,

respectivamente. La única Formación que produce con un valor mayor de Porosidad Efectiva es Los Jabillos con un promedio de 8 %.

- Se determinaron zonas relacionadas a altos valores de Impedancia Acústica, pero con bajos valores de Porosidad Efectiva, debido a que es característico (y como es en este caso) de un yacimiento naturalmente fracturado y apretado de gas (*Tight gas*), pudiendo ser zonas prospectivas en algunos casos.
- Tanto para el cubo de Impedancia Acústica como de Porosidad Efectiva a nivel de yacimiento se determinó que hacia la región del pozo P-8, no se obtuvieron valores correctos, debido posiblemente porque hacia esta zona solo se encontraba este pozo y distante del resto no funcionando correctamente la interpolación de los valores.
- Se tiene confiabilidad en el modelado de velocidades determinado, debido al flujo de trabajo empleado que permitió obtener un buen ajuste y correlación entre los marcadores geológicos y los horizontes sísmicos en profundidad.
- Las tendencias de las asociaciones de las facies sedimentarias en las formaciones del yacimiento son en dirección SO-NE, correlacionándose con la dirección de sedimentación del área y agrupadas en cuatro grandes grupos: 1) Asociación de facies de barras de plataforma 2) Asociación de facies de plataforma de carbonatos y/o planicie de carbonatos de mezcla 3) Asociación de facies de lóbulos de plataforma externa y 4) Asociación de facies de heterolíticas de aguas profundas.
- A pesar de la baja resolución de los datos sísmicos, se pudo observar efecto de AVO en los datos sísmicos sintéticos calculados, permitiendo así tener confiabilidad a la hora de generar un estudio completo de atributos Pre-Apilamiento (AVO e Inversión)

- En función de la correlación entre la asociación de facies sedimentarias, Porosidad Efectiva, Impedancia Acústica, ubicación estructural y comportamiento de producción, se logro efectuar la propuesta de 6 pozos productores de gas.

En base a las conclusiones realizadas se propone las siguientes recomendaciones:

- Aplicar la metodología empleada en estudios que se quieran efectuar en campos con buena distribución areal de los pozos, debido a que involucra la integración de varias disciplinas de las geociencias.
- Estudiar siguiendo esta metodología y basados en estudios sedimentarios la zona denominada Lóbulo del Pozo P-32
- Considerar la perforación de las 6 localizaciones propuestas, así como tomar en cuenta las zonas prospectivas determinadas.
- Realizar estudios de AVO e Inversión Pre-Apilamiento, con el propósito de conocer más certeramente el comportamiento de los fluidos del campo, y también con ello utilizarlos para el modelado de propiedades petrofísicas como Saturación de Agua e Índice de Arcillosidad
- Cañonear en el pozo P-31 a nivel de la Formación San Juan, ya que se determinó que existe una zona con contenido de hidrocarburo (Gas asociado).
- Acondicionar los datos sísmicos (CDP Gather) con el propósito de poder desarrollar un estudio de Atributos sísmicos Pre-Apilamiento (AVO e Inversión Elástica).
- Generar el cubo de Impedancia Elástica debido a que es un discriminador confiable en zonas que contienen gas en el campo.

- La captura de registros sónicos dipolares, debido a que por los resultados observados en el pozo P-31 (único pozo con este tipo de registro), es un buen discriminador de zonas que contienen gas.

## BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS

Banchs,R. y Michelena,J. (2002). From 3D seismic attributes to pseudo-well-log volumes using neural networks: Practical considerations. *Leading Edge*, 8(12): 996-1001.

Banks,C y Warburton,J (1986). Passive-roof duplex geometry in the frontal structure of the Kirthar and Sulaiman mountain belts, Pakistan. *Journal of Structural Geology*, 8 (24):229-238.

Borger, H. (1952). Case history of Quiriquire Field, Venezuela. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, 36 (12): 2291-2330.

Brown, A. (2001). Understanding Seismic Attributes. *Geophysics*, Vol 66 (1):47-48.

Calderón,J. y Castagna,J. (2007). Porosity and lithologic estimation using rock physics and multi-attribute transforms in Balcon Field, Colombia. *The Leading Edge*, 26 (02): 142-150.

Castagna, J. (2006). *Recomposición de los perfiles de pozo del campo Quiriquire con análisis de producción*. Barcelona.Informe Técnico.56 p.

Castagna,J. (2009). *Seismic attributes for exploration and reservoir characterization*. Madrid. Nautilus.550 p.

Castagna, J., Batzle, M, y Eastwood, R. (1985). Relationship between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks.*Geophysics*,50:571-581.

Chen, Q y Sidney,T. (1997).Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring. *The Leading Edge*, 16(5): 445- 456.

Chevalier, Y. (1993). A cross section from the oil rich Maturin Sub-basin to Margarita Island. APPG-SVG. Disponible:

<http://www.pdv.com/lexico/excursio/excursio.htm>. [Consulta: 2010, 20 de Junio].

- Connolly, P.(1999). Elastic Impedance. *The Leading Edge*,18 (4):438-452.
- Daal, A.; González,A., Hernandez,V., Uzcátegui,M., Rodríguez,H., Pinzón, J. y Choppin, H. (1989). Evolución geológica de la cuenca oriental de Venezuela. VII Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos. (Caracas), Memoria 2:339-402.
- Deutsch, C. (2002). *Geostatistical Reservoir Modeling*. Nueva York. Oxford University Press.210 p.
- Di Croce,J. (1999). Estratigrafía secuencial y Evolución estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- EPOCA (1.996).A Stratigraphic Appraisal of 11 wells from the Quiriquire Area, Northern Monagas, Venezuela. Barcelona.
- Faust, L. (1996). A Velocity Function Including Lithologic Variation.*Geophysics*, 18: 271-288.
- Fehmer,G y Hocker,C (2003). Fast structure interpretation with structure oriented filtering. *Geophysics*, 68 (4):1286-1293.
- Gardner, G., Gardner, L. y Gregory, A.(1974).Formation velocity and density - The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics, Soc. of Expl. Geophysics*, 39:770-780.
- González de Juana, C., Iturralde, J. y Picard, X. (1980). *Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas (Tomo I y II)*. Ediciones Foninves, Caracas, Primera. Edición,1031 p.
- Gutierrez, A., Durán, E. y Padrón,C. (2008). Estimación y modelado de propiedades de yacimiento a través de atributos sísmicos y geoestadística en campos de gas del sur de España. XIV Congreso Venezolano de Geofísica, Caracas.

Hampson,D, Schuelke,S, y Quirein, J (2001). Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data *GEOPHYSICS*, 66:220–236.

Hampson and Russell (2007). *Theory Seismic Attributes*. Houston. Inédito.266 p

Haq, B., Hardenbol,J y Vail, P. (1987). Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic. *Ciencia*, 235 (4793): 1156-1167.

Inter-Rock (2005).Modelo Petrofísico para los miembros Zeta, Etha y Theta del Campo Quiriquire Shallow, Estado Monagas, Cuenca Oriental de Venezuela.Barcelona. Informe técnico. Inédito. 88 p.

Inter-Rock (2005). Modelo Petrofísico Integrado para las Formaciones Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan y San Antonio del Campo Tropical, estado Monagas, Cuenca Oriental de Venezuela. Informe técnico. Inédito.56 p.

Inter-Rock (2008). Estudio Sedimentológico Campo Quiriquire, Oligoceno-Cretácico. Barcelona. Informe técnico. Inédito. 79 p.

Kelkar, M. y Perez, G. (2002). *Applied Geostatistics for Reservoir Characterization*. . Society of Petroleum Engineers, 13:100-1472.

Levanti, A (2010). Discriminación de Facies sedimentarias utilizando Simulación Gaussiana Truncada.Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Simón Bolívar, Sartinejas.

Li, Y; Downton,J y Xu, Y (2003). AVO modeling in seismic processing and interpretation. Part 1:Fundamentals. Houston .CSEG Recorder.42-52 p.

Lindseth, R.(1979). Synthetic Sonic Logs - a process for stratigraphic interpretation. *Geophysics*,44:3-26.

Masters, T. (1995). *Advanced algorithms for neural networks*. Houston. JohnWiley &Sons, Inc.

OpendTect (2009). Theory Applied Structural Filters. Inédito.26 p

Parnaud, F. y otros. (1995). Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin. AAPG, 62:741-756.

Pendrel, J. (2001).Seismic Inversion: The best tool for Reservoir Characterization. Houston.CSEG Recorder.16-23 p.

Perona,P y Malik,J. Scale (1990). Scale-space and Edge detection using anisotropic difusión. IEEE Trans. On Pattern Analisis and Machine Intelligence, 12 (7): 629-639

Pindell,J, Risi,D , Giraudo,R y King,T. (2002). Structural Analysis and 3D Model. Barcelona. Informe técnico. Inédito.56 p.

Repsol YPF. (2001). Memoria Descriptiva Proyecto Quiriquire Profundo # 55. Informe técnico. Inédito, 101 p.

Repsol YPF. (2002). Memoria Descriptiva Proyecto Quiriquire Profundo # 56. Informe técnico. Inédito. 99 p.

Repsol YPF. (2003). Memoria Descriptiva Proyecto Quiriquire Profundo # 57. Informe técnico. Inédito. 115 p.

Repsol YPF. (2004). Memoria Descriptiva Proyecto Quiriquire Profundo # 58. Informe técnico. Inédito.110 p.

Repsol YPF. (2005). Memoria Descriptiva Proyecto Quiriquire Profundo # 59. Informe técnico. Inédito. 103 p.

Repsol YPF. (2006). Memoria Descriptiva Proyecto Quiriquire Profundo # 60. Informe técnico. Inédito. 116 p.

Repsol YPF. (2007). Memoria Descriptiva Proyecto Quiriquire Profundo # 61. Informe técnico. Inédito.122 p.

Repsol YPF. (2008). Memoria Descriptiva Proyecto Quiriquire Profundo # 62. Informe técnico. Inédito. 114 p.

Repsol YPF. (2008). Plan de negocio 2008 del campo Quiriquire, Estructura Profunda. Informe técnico. Inédito. 93 p.

Rigatti, V; Gruyter, P; Roden, R; Gajkowski, R; Hull,R; y Sievers,D. (1999). 3-D seismic volume of a major buried thrust front; Quiriquire Block, eastern Venezuela Basin. *The Leading Edge*, 18 (10): 1140-1145.

Rigatti, V; Fox,A; Roden, R; Maili,E; Gajkowski, R y Vigh,D. (2001). 3-D PSDM case history in a thrust belt Quiriquire Block, Eastern Venezuela Basin. *The Leading Edge*, 20 (5): 514-518.

Schlumberger. (1997). Well Evaluation Conference Venezuela. Capítulo I.Versión multimedia. (CD)

Sheriff, R. (1994). *Dictionary of Geophysics*.Tulsa, Society of Exploration. 371p

Singh,V; Srivastava,A; Tiwary,D; Painuly,P. y Chandra,M. (2007). Neural networks and their applications in lithostratigraphic interpretation of seismic data for reservoir characterization. *The Leading Edge*, 26 (10): 1244-1260.

Stainforth, R.M, (1969). The concept of seafloor spreading applied to Venezuela. *Asociación Venezolana de Geología, Minería y Petróleo. Boletín Informativo* 12(8):2-80

Stainforth, R. M. (1971). La Formación Carapita de Venezuela Oriental. *Boletín Geológico VI Cong. Geol. Venez.*, 1 (5): 433-463.

Taheri, M (2007). *Guía práctica de Geostadística*. Ciudad del Carmen. Inédito 138 p.

Taner, M (2001). *Seismic Attributes*. Houston. CSEG Recorder.49-55 p.

Valdez, P y otros (2007). Modelo de distribución de Facies Sedimentarias en el Intervalo Cretácico del Bloque 16. Estratigrafía Secuencial e Integración con información Sísmica”. Quito. Informe técnico. Inédito. 114 p.

Van der Osten, E. (1957). Coger Cretaceous Barranquin Formation of northwestern Venezuela. AAPG, Bull. 5(41): 679-708.

Páginas en Internet:

Mapas de las cuencas petrolíferas de Venezuela. Disponible en:

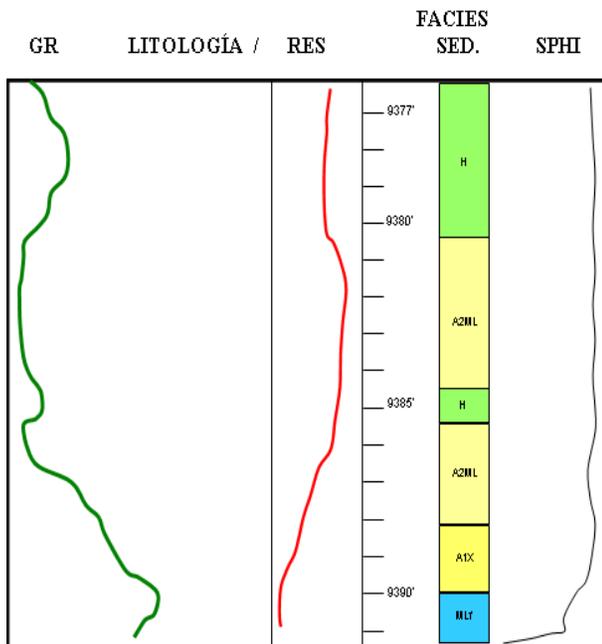
<http://ensambler.tripod.com.ve/venezuela/mapas.htm>. [Consulta: 2010, 04 de Enero].

Neotectónica. Disponible en: <http://www.funvisis.gob.ve/neotectonica.php>.

[Consulta: 2011, 05 de Marzo].

## ANEXO [1]

### ASOCIACIONES DE FACIES SEDIMENTARIAS



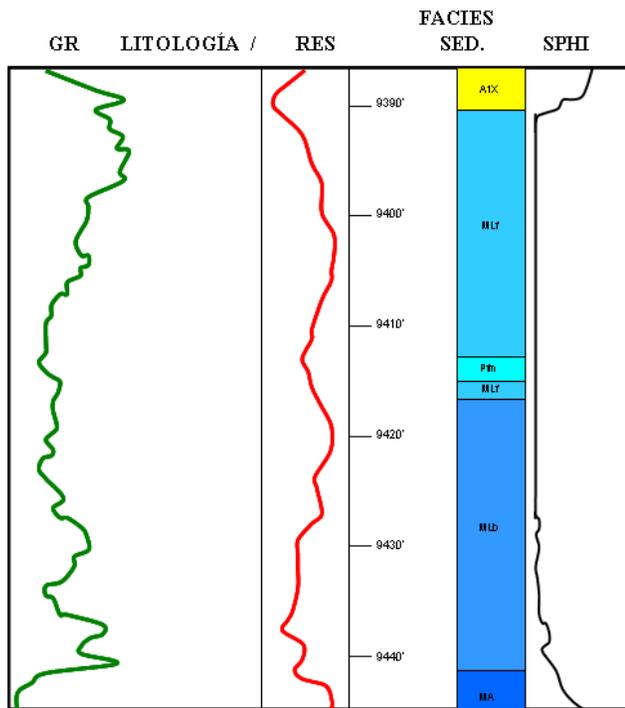
### BARRAS DE PLATAFORMA

La asociación de facies se inicia en la base con Facies A1X que pasa transicionalmente hacia el tope a Facies A2ML y H, la facies A2ML se mantiene constante con variaciones en el contenido de materia orgánica, hasta la finalización de la asociación en el tope con una Facies H que representa la fase final de la barra de plataforma por sedimentos heterolíticos de una zona de plataforma. La base es transicional sobre depósitos de una planicie de carbonatos de mezcla y/o mar abierto. Los contactos internos entre facies son transicionales.

Asociación de facies de barras de plataforma

## ANEXO [2]

### ASOCIACIONES DE FACIES SEDIMENTARIAS



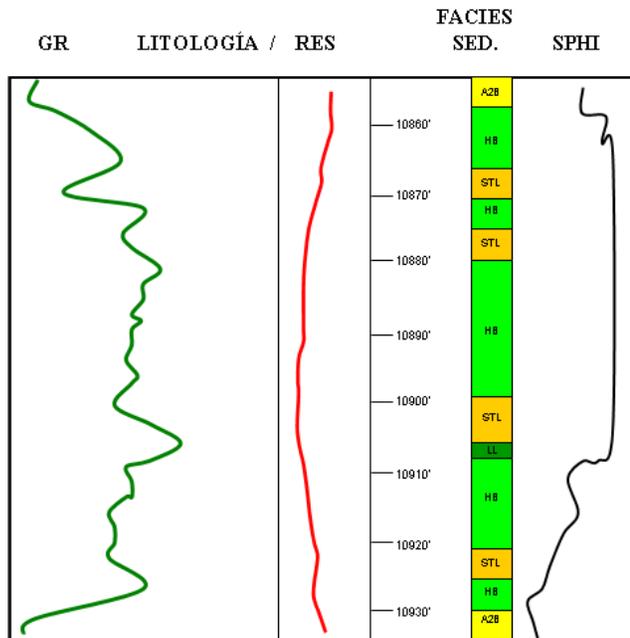
### PLATAFORMA DE CARBONATOS / PLANICIE DE CARBONATOS DE MEZCLA

La asociación de facies se inicia en la base con Facies MA que pasa transicionalmente hacia el tope a facies MLb, Pfm y finalmente MLf, la Facies MLb se mantiene constante en el contenido de foraminíferos grandes y restos de moluscos, sólo la bioturbación se hace más intensa a medida que pasa a la Facies Pfm, la asociación termina en el tope con la Facies AIX que representa la fase final de la plataforma de carbonatos de mezcla con sedimentos detríticos de una zona de plataforma. La base es transicional sobre depósitos de una planicie de carbonatos de mezcla y/o mar abierto. Los contactos internos entre facies son transicionales.

Asociación de facies de plataforma de carbonatos y planicie de carbonatos de mezcla

## ANEXO [3]

### ASOCIACIONES DE FACIES SEDIMENTARIAS



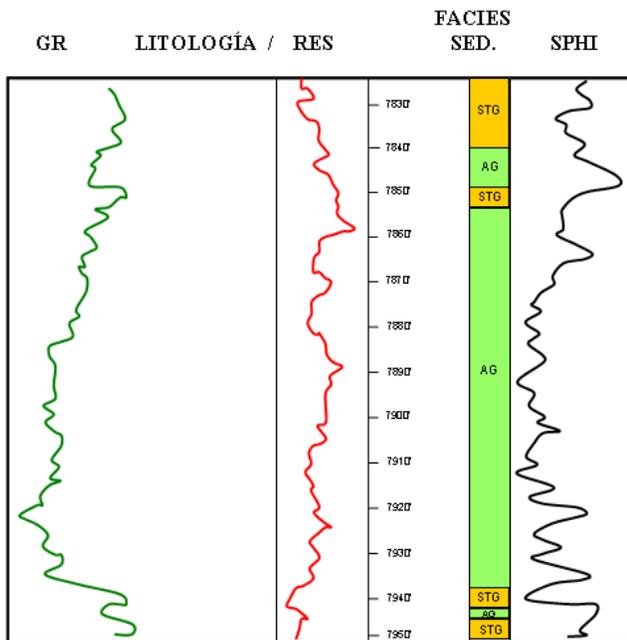
### HETEROLITAS DE AGUAS PROFUNDAS

La asociación de facies se inicia en la base con Facies A2B que pasa transicionalmente hacia el tope a facies HB, STL y LL. La asociación se caracterizan por la variabilidad en las proporciones en láminas de material limolítico, lutítico y/o carbonoso, la Facies LL, lutita limosa, con no más de un pies de espesor. La asociación en el tope finaliza nuevamente con una Facies A2B que representa la continuidad de la planicie de plataforma por areniscas intensamente bioturbadas. La base es transicional sobre depósitos de una planicie de plataforma y/o de mar abierto. Los contactos internos entre facies son transicionales.

Asociación de facies heterolíticas de aguas profundas

ANEXO [4]

ASOCIACIONES DE FACIES SEDIMENTARIAS



DEPÓSITOS DE PLATAFORMA EXTERNA

La asociación de facies se inicia en la base con Facies STG, de planicie de plataforma, que pasa transicionalmente hacia el tope a la Facies AG, esta facies se mantiene constante, haciéndose el grano más fino a medida que llega al tope, el color gris oscuro es característico debido a la abundancia de glauconita, además de presentar oradaciones rellenas de arenisca de grano medio y calcita. La asociación en el tope finaliza nuevamente con una Facies STG que representa la continuidad de la planicie de plataforma por limolitas moderadamente bioturbadas. La base es trancisional sobre depósitos de una planicie de plataforma y/o de mar abierto. Los contactos internos entre facies son trancisionales.

Asociación de facies de depósitos de plataforma externa