TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DELINEACIÓN DE YACIMIENTOS EN LAS ARENAS A-B Y E-F EN EL CAMPO ORITUPANO A, UNIDAD ORITUPANO-LEONA, USANDO LA TÉCNICA DE INVERSIÓN SÍSMICA

Tutor académico: Ing. Franklin Ruiz
Tutor industrial: Ing. Manuel Díaz

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Br.
Paz Mireles, Daniel Adrián

Caracas, septiembre de 2005.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DELINEACIÓN DE YACIMIENTOS EN LAS ARENAS A-B Y E-F EN EL CAMPO ORITUPANO A, UNIDAD ORITUPANO-LEONA, USANDO LA TÉCNICA DE INVERSIÓN SÍSMICA

Tutor académico: Ing. Franklin Ruiz
Tutor industrial: Ing. Manuel Díaz

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Br.
Paz Mireles, Daniel Adrián

Caracas, septiembre de 2005.

Caracas, Noviembre de 2005

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

"**DELINEACIÓN DE YACIMIENTOS EN LAS ARENAS A-B Y E-F EN EL CAMPO ORITUPANO A, UNIDAD ORITUPANO-LEONA USANDO LA TÉCNICA DE INVERSIÓN SÍSMICA**"

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

Prof. Antonio Ughi
Jurado

Prof. José M. Cavada
Jurado

Prof. Victor Casas
Tutor Académico

Ing. Manuel Díaz
Tutor Industrial

Paz M., Daniel A.

DELINEACIÓN DE YACIMIENTOS EN LAS ARENAS A-B Y E-F EN EL CAMPO ORITUPANO A, UNIDAD ORITUPANO-LEONA USANDO LA TÉCNICA DE INVERSIÓN SÍSMICA

Tutor Académico: Ing. Franklin Ruiz. Tutor Industrial: Ing. Manuel Díaz. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2005, 128 p.

Palabras Clave: Delineación de arenas, Sísmica, Inversión, Impedancia, Modelo Base.

La empresa Petrobras Energía Venezuela S.A posee dos volúmenes 3D de datos sísmicos con diferentes tipos de procesamientos en el Campo Oritupano A, Unidad Oritupano Leona, ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela. El primer cubo procesados preapilamiento en tiempo y el segundo procesada con la técnica HFI®. En este trabajo se efectuó la inversión de impedancias acústicas de ambos cubos de datos sísmicos, para luego evaluar la calidad de ambas inversiones, y finalmente delinear yacimientos en las arenas A, B, E y F, en el Campo Oritupano A, con el propósito principal de establecer las continuidades de las arenas entre los pozos y establecer las trampas de hidrocarburos presentes en el cubo invertido.

Primero se realizó el análisis de la señal de impedancias acústicas, con la aplicación de diferentes filtros a señal, con su posterior análisis en el espacio de Fourier, también se realizaron pseudo inversiones acústicas partiendo de los registros de pozos. El siguiente paso fue realizar un estudio de factibilidad con utilización de cuatros de los pozos cargados, que se inicio con la evaluación del impacto del fluido en la roca, para luego establecer las relaciones entre la Ip, porosidades y Vp/Vs contra las Gamma ray con la roca 100% saturada de agua. Luego se procedió a la inversión utilizando el programa "Strata" y "Elog" de Hampson & Russell. El primer paso fue la calibración de los pozos en ambas datos sísmicos 3D a través de los sismogramas sintéticos, luego se generó un modelo geológico del subsuelo con los cincos pozos y tres horizontes interpretados estructuralmente. A partir de este modelo de impedancias se realizó la inversión de ambos datos sísmicos 3D (preapilada en tiempo y procesada con HFI®). Por ultimo se realizo un análisis de inversión por cada pozo y se calibraron cuatro pozos de control con la intención de establecer criterios para la evaluación de las inversiones de ambos datos sísmicos 3D.

La inversión sísmica de impedancias acústicas escogida para la interpretación estratigráfica de las arenas A-B y E-F fue la generada con los datos sísmicos sísmicos procesados preapilamiento en tiempo. Para la delineación de las arenas se interpretaron estratigráficamente y estructuralmente 2 líneas este oeste cerca de la falla principal del campo y seis líneas norte sur que contienen los pozos calibrados con los datos sísmicos. Tomando en cuenta lo concluido en el estudio de factibilidad, es posible diferenciar litologias utilizando las impedancias acústicas de la roca

(entre5.000 pies y 6.500 pies). Luego se definieron estratigráficamente tres secuencias principales, la más somera conformada por las arenas A-B, la segunda por una lutita de gran espesor y la última (la más profunda) conformado por las arenas E-F. Por ultimo se recomienda delinear estratigráficamente las arenas A-B y E-F a partir de la inversión de los datos sísmicos procesados preapilamiento en tiempo en todo el Campo Oritupano A.

A mi Mama, a mi Papa, a Román y al sistema...

Agradecimientos

Les agradezco a mis padres (Miriam y Carlos), por amarme, enseñarme y apoyarme, por que me permitieron vivir y ser, a mi hermano que me ayudo a crecer como persona y como hermano, a El Negro por ser mi hermano del alma sin serlo, a La Compi por ofrecerme consejos tan justos y necesarios en mi vida y por ser mi compinche eterna.

A Andrea por realizar la más perfecta disección de mí y sacar cosas que no sabia que existían, por quererla y que me quiera. A Isabela de mis sueños y realidades. A Simón por mostrarme ese lado practico de la vida, digno de cualquier mecánico. A Josma Josma por sus manos de impaciencia y terquedad, y su aguante.

A Dayed por simplemente ser hiper solidaria y fiel. A mi tía Mireya. A AngelFire. A Adry Ros. A mi compañero de masacres y guerras Victor.

Al campo 2004 y la tesis: Adrusbal, Marianne, Nelson, Pabon, El Sr. Hilla R. y El Sr. Naval G. Al Prof. José Manuel Cavada, por sus silencios que fueron mas que un aprendizaje y por su infinita paciencia.

A Jusmell por ayudarme a conseguir el proyecto de tesis, a Manuel y Franklin por darme la oportunidad y guiarme durante este arduo camino que es la realización de la tesis. Al Sr. Pepe Castillo por sus consejos de geología y su ayuda prestada.

A mi ilustre UCV la casa que vence las sombras, por formame como individuo que vive y siente, por permitirme utilizar los espacios de la sala de procesamientos. A la empresa Veritas que me permitio la utilizacion del programa H&R.

A las palabras, a las ideas, a la sinapsis neural, a la alineación de los planetas, a fito y, por supuesto, al azar que me permite estar vivo y disfrutar de este final…

Índice

Contenido	*Pag.*
Resumen	i
Dedicatoria	iii
Agradecimientos	iv
Índice	v
Lista de figuras	viii
Lista de tablas	xvii
Capitulo I. Introducción.	
1. Introducción.	3
Capitulo II. Planteamiento del Problema.	
2.1 Planteamiento del problema.	7
2.2 Objetivo General.	9
2.3 Objetivos específicos.	9
Capitulo III. Marco Geológico.	
3.1. Marco Geológico Estructural.	10
3.1.1 Evolución Tectónica de la cuenca oriental de Venezuela.	10
3.1.1.1. Fase 1: Rifting.	11
3.1.1.2. Fase 2: Margen Pasivo.	11
3.1.1.3. Fase 3: Rumbo Deslizante Compresión / Transgresión.	12
3.1.2 Geología estructural regional.	12
3.2. Estratigrafía Regional.	13
3.2.1 Cretácico - Paleoceno Margen pasivo.	13
3.2.2. Mioceno Inferior.	13
3.2.3. Mioceno Medio.	14
3.2.4 Mioceno Superior.	14
3.2.5 Plioceno – Pleistoceno.	15

3.3. Estratigrafía Local. 15

Contenido *Pag*.

Capitulo IV. Marco Teórico

4.1. Fundamentos de física de rocas. 19

4.1.1. Sustitución de fluidos. 19

4.1.2. Propiedades de los fluidos. 22

4.1.2.1 Petróleo. 22

4.1.2.2. Agua salobre. 22

4.1.3. Fluidos. 22

4.1.4. Porosidad, Forma de los poros y Contenido de arcilla. 23

4.1.5. Presión. 23

4.1.6. Litología. 23

4.1.7. Densidad. 24

4.2 Reflexiones 24

4.3. Deconvolución 27

4.4. Inversión Sísmica 29

4.4.1 Banda limitada. 30

4.4.2. Pulsos Esparcidos. 30

4.4.3. Modelo Base. 31

4.4.4. Inversión restringida. 35 4.5. Tecnología HFI® 36

Capitulo V. Metodología

5.1. Análisis de registros de impedancias. 38

5.2. Estudio pre - factibilidad de la inversión sísmica. 50

5.2.1 Evaluación del impacto de los fluidos. 51

5.2.2. Gráficos cruzados. 52

5.3 Calibración de pozos. 53

5.5 Inversión sísmica 62
5.5.1 Inversión de impedancias acústicas. 62
5.5.1.1 Parámetros de inversión 63
5.5.1.1.1. Porcentaje de desviación de impedancia inicial 63
5.5.1.1.2. Ventana de tiempo 63
5.5.1.1.3. Tamaño del bloque promedio. 64
5.5.1.1.4. Ruido blanco 64
5.5.1.1.5 .Numero de trazas 64
5.5.1.1.6. Número de iteraciones 64
5.5.1.2 Análisis de Inversión 65
5.5.1.3. Pozos de Control 67
Capitulo VI. Análisis de Resultados
6.1. Análisis de pre – factibilidad 68
6.2. Inversión sísmica 82
6.3. Interpretación y Delineación 89
Capitulo VII. Conclusiones y Recomendaciones
Conclusiones y Recomendaciones 106
Capitulo VII. Bibliografía y Referencias Citadas
Bibliografía y Referencias Citadas 108
Apéndice 110

Lista de figuras

Figura	*Pág.*
1.1- Cuenca Oriental de Venezuela y la Subcuenca de Maturín	3
1.2 - Unidad Oritupano Leona con los campos petroleros más importantes de esta Unidad	4
1.3 - Mapa Base en donde se describe la ubicación de los pozos, el pozo mas a la oeste es el pozo 1, contando hacia el este cada uno de los pozos hasta llegar al este con el pozo 5.	5
3.1 - Ubicación de la unidad Oritupano – Leona. El área de estudio está localizada en el flanco sur de la Cuenca de Oriental de Venezuela	10
3.2 - Muestra el tren de fallas normales y los principales campos petroleros de la unidad Oritupano –Leona	13
3.3 - Muestra la columna estratigráfica la Cuenca Oriental de Venezuela	18
4.1 - Diagrama que describe la sustitución de fluidos utilizando las ecuaciones de Gassman (Primera Parte).	20
4.2 - Diagrama que describe la sustitución de fluidos utilizando las ecuaciones de Gassman (Segunda Parte).	21
4.3 – Los datos sísmicos procesados con técnicas convencionales y con tecnología HFI®	37
5.1 - Diagrama de la aplicación del filtro de N puntos	40
5.2 - Forma del filtro Hanning aplicado al las impedancias	41
5.3 - Espectros de amplitudes de impedancias sin, con Hanning, con filtro puntos, y Hanning y filtro puntos.	41
5.4 - Espectros de amplitudes de impedancias.	42
5.5 - Espectro de amplitud aplicando filtros en el dominio de Fourier	43
5.5 - Diagrama de flujo del programa dfft.m	44
5.6 - Diagrama de flujo del programa dfft.m, continuación de la figura	45

Figura *Pág.*

5.7 - Registros de impedancias filtradas en el dominio de Fourier. 47

5.8 - Suma de los espectros de amplitud de baja y alta frecuencia 47

5.9 - Registro de impedancia seudo invertida y el de producido en la inversión error 48

5.10 - Diagrama d flujo del programa inversion.m 49

5.11 - Diagrama d flujo del programa inversion.m, continuación de la figura 5.10 50

5.12 - Correlación petrofísica de todos lo pozos utilizados, partiendo de la izquierda con el pozo 1, hasta llegar a la derecha con el pozo 5 55

5.13 - Las diferentes ondículas estadísticas generadas desde 0º a 150º alrededor del pozo 5. 56

5.14 - Traza estadística del pozo 5 en azul, tomando en cuenta la ondicula seleccionada y lapso de tiempo añadido, correlacionada con la traza sísmica extraída (rojo) del volumen sísmico pre apilado en tiempo. 57

5.15 - Sismograma sintético del pozo 5 tomando en cuenta la ondícula seleccionada y lapso de tiempo añadido. 58

5.16 - Modelo Geológico de la línea este oeste generado y usado para la inversión de los datos sísmicos procesados preapilamiento en tiempo 60

5.17 - Modelo Geológico de la línea este oeste generado y usado para la inversión de los datos sísmicos procesados preapilamiento en tiempo con la tecnica HFI® 61

5.18: Contiene los errores producidos al compara la traza sísmica invertida con el sismograma sintético, por cada pozo. 65

5.19 - Ejemplo de un análisis de inversión, con la descripción de todos sus elementos. 67

6.1 - Se muestra la distribución de densidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 3. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas. 69

Figura *Pág.*

6.2 - Se muestra la distribución de velocidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 3. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas. 69

6.3 - Gráfico de velocidades de onda P vs. Gamma Ray del Pozo 1 con diferentes relaciones agua–petróleo. 71

6.4 - Gráfico de velocidades de onda P vs. Gamma Ray del Pozo 2 con diferentes relaciones agua–petróleo. 71

6.5 - Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 3, entre las profundidades de 5154 -5628 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas. 73

6.6 - Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 2, entre las profundidades de 5354 -5641 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas. 74

6.7 - Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 3, entre las profundidades de 5654 -6117 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas. 74

6.8 - Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 2, entre las profundidades de 5674 -6110 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas. 75

6.9 - Gráfico cruzado Densidad vs. Gamma Ray del pozo 3 de las arenas A-B, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 76

6.10 - Gráfico cruzado Densidad vs. Gamma Ray del pozo 3 de las arenas E-F, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 77

6.11 - Gráfico cruzado Velocidad vs. Gamma Ray del pozo 3 de las arenas A-B, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 77

Figura *Pág.*

6.13 - Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 1 de las arenas A-B, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 78

6.14 - Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 4 de las arenas A-B, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 79

6.15 - Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 3 entre las profundidades 5250 y 5850 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 81

6.16 - Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 3 entre las profundidades 5850 y 6350 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas 82

6.17 - Línea norte-Sur 1822 Invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control (84). 83

6.18 - Línea norte sur 2027 Invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control (158). 83

6.19 - Línea este-oeste 377 Invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control 84 y 76, y pozo1 84

6.20 - Valores de error producidos por el análisis de inversión de la sísmica pre-apilada en tiempo (azul) y procesada con HF® (verde) para cada uno de los pozos 86

6.21 - Análisis de inversión del pozo cinco (5) para la sísmica pre-apilada en tiempo. 87

6.22 - Análisis de inversión del pozo cinco (5) para la sísmica procesada con la técnica HFI® 87

6.23 - Análisis de inversión del pozo uno (1) para la sísmica preapilada en tiempo. 88

6.24 - Análisis de inversión del pozo uno (1) para la sísmica procesada con la técnica HFI® 88

Figura *Pág.*

6.25 – Mapa de ubicación de los pozos 1, 2, 3, 4, 5, control 82, control 84, control 158 y control 76. Las líneas rojas representan los crossline interpretados y las azules los inline. 91

6.26 – Geología de pozos este – oeste en el Campo Oritupano A. 92

6.27 – Sistema de fallas en el tope de las arenas B2. 93

6.28 – Vista sur oeste en 3D de las líneas interpretadas 94

6.29 – Vista en 3D de las líneas interpretadas 94

6.30 – Línea este oeste (364) interpretados, línea verde tope y base de las arenas A-B, línea amarilla tope y base de las arenas E-F. 96

6.31 – Línea este oeste (377) interpretados, línea verde tope y base de las arenas A-B, línea amarilla tope y base de las arenas E-F. 97

6.33 – Interpretación del inline 1822, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el pozo de control 84 100

6.34 – Interpretación del inline 1844, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el Pozo uno (1). 101

6.35 – Interpretación del inline 1844, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el pozo 3 102

6.36 – Interpretación del inline 1844, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el pozo de control ochenta y dos (82). 103

6.37 – Interpretación del inline 1844, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el pozo cinco (5). 105

6.35 – Interpretación del inline 1844, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el pozo de control (158). 105

8.1 – Gráfico de velocidades de onda P vs. Gamma Ray del Pozo 3 con diferentes relaciones agua–petróleo. 110

8.2 – Gráfico de velocidades de onda P vs. Gamma Ray del Pozo 4 con diferentes relaciones agua–petróleo. 110

Figura *Pág.*

8.3 - Se muestra la distribución de densidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 1. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas. 111

8.4 - Se muestra la distribución de densidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 2. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas. 111

8.5 - Se muestra la distribución de densidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 4. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas. 112

8.6 - Se muestra la distribución de velocidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 1. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas. 112

8.7 - Se muestra la distribución de velocidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 2. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas. 113

8.8 - Se muestra la distribución de velocidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 4. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas. 113

8.9 - Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 1, entre las profundidades de 5200-5850 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas. 114

8.10 - Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 4, entre las profundidades de 5200-5850 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas. 114

8.11 - Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 1, entre las profundidades de 5850-6350 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas. 115

Figura *Pág.*

8.12 – Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 4, entre las profundidades de 5850-6350 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas. 115

8.13 – Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 2 de las arenas 5200-5850 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 116

8.14 – Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 3 de las arenas 5200-5850 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 116

8.15 – Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 2 de las arenas de 5850-6350 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 117

8.16 – Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 3 de las arenas de 5850-6350 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 117

8.17 – Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 3 de las arenas 5200-5850 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 118

8.18 – Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 4 de las arenas 5200-5850 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 118

8.19 – Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 3 de las arenas 5850-6350 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 119

8.20 – Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 3 de las arenas 5850-6350 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas. 119

8.21 – Análisis de inversión del pozo 2 para la sísmica procesada con la técnica HFI® 120

Figura *Pág.*

8.23 - Análisis de inversión del pozo 3 para la sísmica procesada con la técnica HFI® 121

8.24 - Análisis de inversión del pozo 3 para la sísmica preapilada en tiempo. 121

8.25 - Análisis de inversión del pozo 4 para la sísmica procesada con la técnica HFI® 122

8.26 - Análisis de inversión del pozo 4 para la sísmica preapilada en tiempo. 122

8.27 - Línea norte sur invertida utilizando la técnica Banda limitada con iteraciones y 10 hz de frecuencia para el corte de frecuencia. 123

8.28 - Línea norte sur invertida utilizando la técnica pulsos esparcidos con 201 pulsos y 50 iteraciones. 123

8.29 - Línea norte sur invertida utilizando la técnica Banda limitada con iteraciones y 10 hz de frecuencia para el corte de frecuencia. 124

8.30 - Línea norte sur invertida utilizando la técnica pulsos esparcidos con 201 pulsos y 50 iteraciones. 124

8.31 - Línea norte sur invertida utilizando la técnica modelo base con 50 iteraciones. 125

8.32 - Línea norte sur invertida utilizando la técnica modelo base con 100 iteraciones. 125

8.33 - Línea norte sur invertida utilizando la técnica modelo base con 50 iteraciones. 126

8.34 - Línea norte sur invertida utilizando la técnica modelo base con 100 iteraciones. 126

8.35 - Línea norte-Sur 1839 invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control (84). 127

8.36 - Línea norte-Sur 1899 invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo 3 127

Figura *Pág.*

8.37 - Línea norte-Sur 1926 invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control 82. 128

8.38 - Línea norte-Sur 1991 invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo 5 128

Lista de tablas

Tabla	*Pág.*
5.1. Límites superiores e inferiores que podían alcanzar físicamente y empíricamente las propiedades petrofísicas medidas en los pozos.	39
5.2 Gráficos cruzados generado	53
5.3: Indica la ventan para evaluar la correlación de la traza estadística y el sismograma sintético, en la sísmica preapilada en tiempo (Pstm32) y la procesada con HFI (HFI)	55
5.4. Correlación de la traza sísmica estadística con la sísmica y correlación de la el sismograma sintético y la sísmica en cada uno de los pozos y cada uno de las sísmicas	56

Capítulo I

Introducción

La unidad Oritupano – Leona se encuentra ubicada al este del Estado Anzoátegui, en la Cuenca Oriental de Venezuela, a 70 Km de El Tigre (ver figura 1.1). Dentro de esta unidad al sur este se encuentra el Campo Oritupano A en la subcuenca de Maturin (figura 1.2), imperando una geología de margen pasivo con esfuerzos extensionales y predominancia de fallas normales buzando al sur en su mayoría, en consecuencia las trampas petrolíferas suelen ser estructurales y compuestas (estructurales – estratigráficas), se observó gracias a estudios de correlaciones de pozos y petrofísicos que las arenas de mayor continuidad y espesor significativo en este campo son las arenas A-B y E-F, con un gran espesor de lutita que las separa. Debido a estó sea necesario un estudio de inversión sísmica que permita identificar específicamente las continuidades de las arenas A-B y E-F intrapozos y los comportamiento estratigráficos de estas arenas en la zona en estudio que no sobrepasa los 8.500 m^2.



Figura 1.1: Cuenca Oriental de Venezuela y la Subcuenca de Maturín (USGS, 2000)

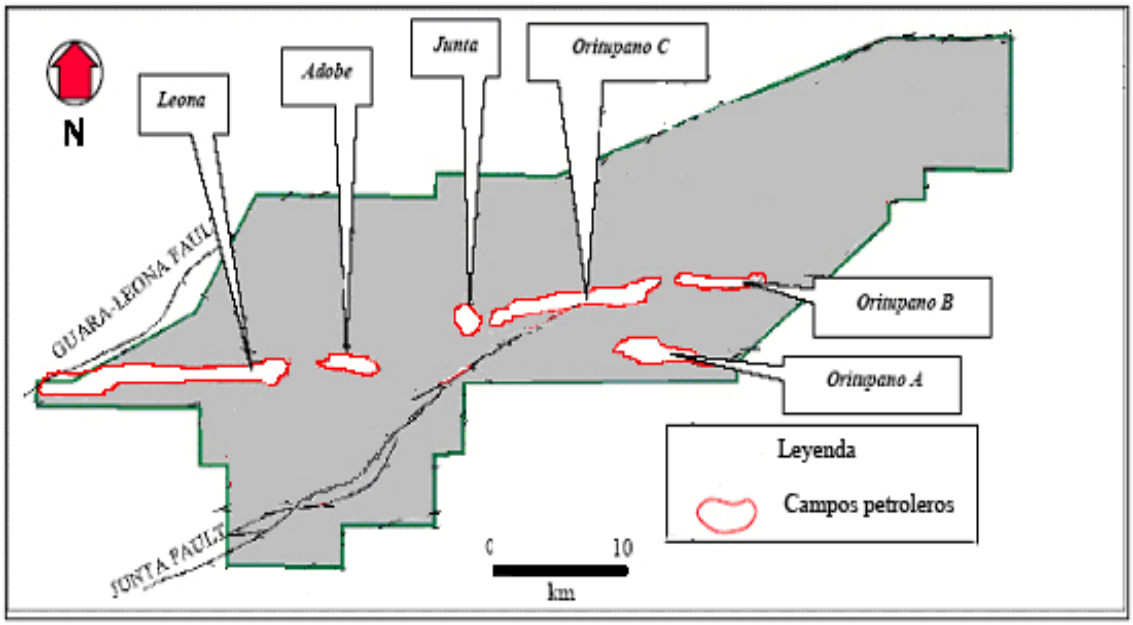


Figura 1.2: Unidad Oritupano Leona con los campos petroleros más importantes de esta Unidad.

Antes de realizar la inversión sísmica, se realizó un estudio de factibilidad de inversión con la intención de evaluar la posibilidad de diferenciar los cambios litológicos o propiedades físicas de las rocas, a través de las impedancias acústicas en la ventana de tiempo escogida para la inversión, que fue aproximadamente entre 5000 y 6000 pies. Este estudio de factibilidad se inició con la evaluación del impacto del fluido en la roca, saturando la roca con distintas proporciones de agua petróleo, y evaluando la consecuencia de estas proporciones en las impedancias acústicas. Luego se generaron gráficos de velocidades y densidades contra la profundidad con la roca 100% saturada para evitar efectos de fluido, tratando de establecer patrones o relaciones de cualquier orden que involucre cualquiera de estos parámetros y la profundidad. Para concluir se evaluó la posibilidad de discriminar la litología con parámetros físicos de la roca, específicamente utilizando impedancias acústicas y la relación Vp/Vs, contra el registro Gamma ray, y la impedancias acústicas contra el registro Neutrón porosidad. Valga acotar que todo este estudio de gráficos cruzados se realizo con la roca 100% saturada de agua, partiendo de los resultados brindados por el estudio del impacto de los fluidos.

Lindseth (1979), propuso una metodología de inversión sísmica que consistía en integrar los datos sísmicos de alta frecuencia, con datos de baja frecuencia provenientes de la interpretación estructural y la información de los registros de pozos, obteniendo así, trazas invertidas de impedancias acústicas con el contenido de baja frecuencia y alta frecuencia. Esto basado en que los datos sísmicos, sólo tienen un contenido de altas frecuencias debido a que las bajas frecuencias son filtradas en la fase de procesamiento y éstas contiene información geológica del subsuelo. Ahora este método se conoce como Banda Limitada, también existe el método de Pulsos Esparcidos y Modelo Base. El método usado para la inversión sísmica en este estudio fue el Modelo Base, y consistió en generar un modelo geológico que provino de cinco pozos ubicados cerca de la falla principal del campo (figura1.3) y tres horizontes interpretados tope de la Formación Oficina (Oria_uh_ser3), tope de la arena B2 (Oria_top) y tope de la arena M1 (Oria_Bur), que están en la ventana de inversión seleccionada (1300 ms y 1650 ms). Luego se fijaron los parámetros de inversión para evitar singularidades en la solución y obtener una mejor inversión. A partir del modelo generado, se efectuó un modelo de inversiones acústicas, que permitió calcular las series de coeficientes de reflexión del subsuelo, los cuales fueron convolucionados con una ondicula, calculando así las trazas sintéticas provenientes del modelo inicial. A estas trazas sintéticas se le calculó el error con respecto a las trazas reales correspondientes, y se redujo este error por mínimos cuadrados. Este método de inversión fue utilizado para invertir los dos datos sísmicos 3D, procesados con migración preapilamiento en tiempo uno con la técnica HFI® y el otro sin la técnica. Luego se comparó y se evaluó ambas inversiones sísmicas, escogiendo para la interpretación estratigráfica la inversión sísmica generada a partir del volumen sísmico procesado con migración preapilamiento en tiempo delineando de esta forma las arenas A-B y E-F. Esta interpretación estratigráfica se hizo basado en los topes y las bases de las arenas en estudio (A-B y E-F) proporcionados por un estudio geológico de pozos previo, la geología del campo e interpretación de las continuidades de las impedancias acústicas invertidas.

Por ultimo para verificar la calidad de la inversión sísmica, se insertaron pozos que no fueron utilizados para generar el modelo de inversión y así comprobar que las continuidades de las arenas A-B y E-F correspondían con los registros de pozos insertados, que en este estudio fueron los Gamma ray.

Partiendo de la interpretación estratigráfica, se propuso el modelo de delineación de las arenas A-B y E-F, que como fue dicho anteriormente permite establecer la continuidad de la arenas entre los pozos y el comportamiento estratigráfico de las mismas. Todos los datos utilizados en este estudio fueron proporcionados por la empresa Petrobras Energía Venezuela S.A.

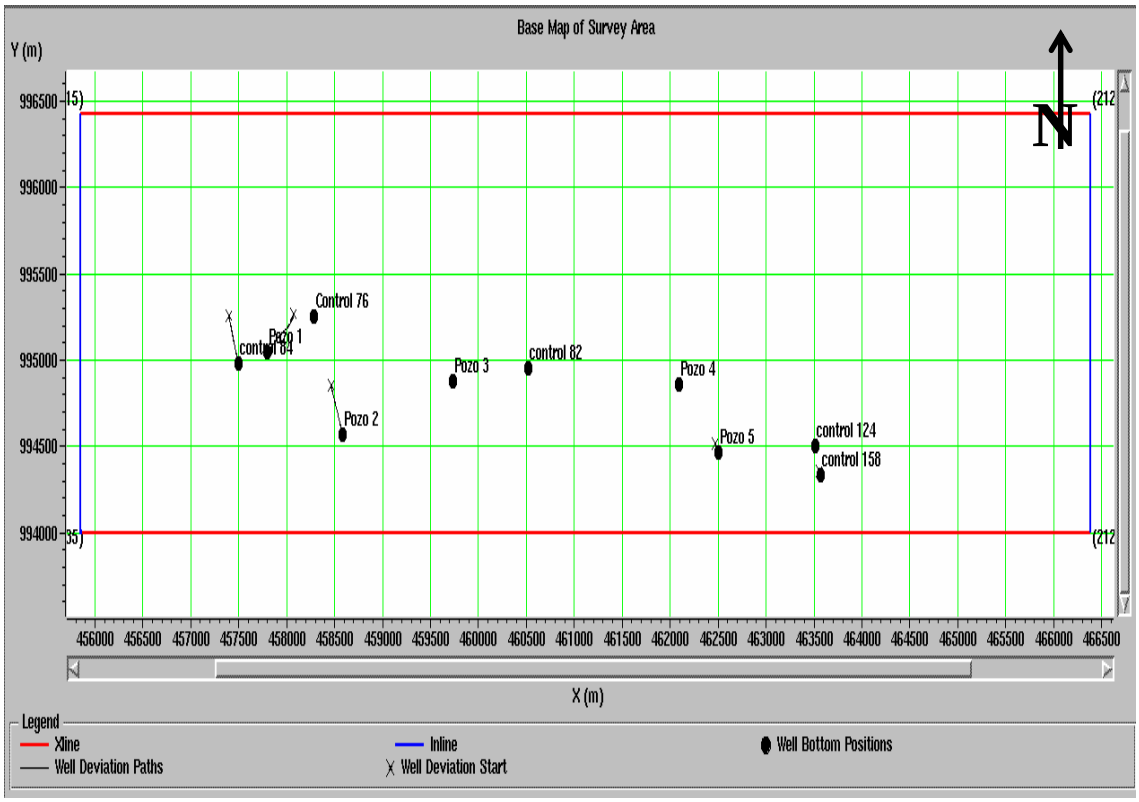


Figura 1.3: Mapa Base en donde se describe la ubicación de los pozos, el pozo mas a la oeste es el pozo 1, contando hacia el este cada uno de los pozos hasta llegar al este con el pozo 5.

Capítulo II

Planteamiento del Problema

2.1. Planteamiento del Problema

La unidad Oritupano – Leona se encuentra en la Cuenca de Maturín, a 70 km de El Tigre. En el mismo se adquirió un levantamiento sísmico 3D entre los años 1994-1995. Este volumen sísmico fue procesado originalmente con el método migración 3D post-apilamiento en tiempo y en 1998 fue reprocesada con migración 3D pre-apilamiento en tiempo con preservación de amplitudes relativas. Dentro de esta unidad se encuentra el campo Oritupano A, en donde se ejecutó un plan piloto de la técnica de procesamiento HFI (High Frequency Imaging®). De este procesamiento se obtuvo un posible mayor contenido de alta frecuencia que en la sísmica convencional, en base a esto se plantea la necesidad de evaluar la calidad y la potencialidad de la inversión sísmica de los datos procesados con la aplicación de HFI en las zonas intra-pozos, en comparación con los datos procesados de manera convencional, además de su posible utilización en próximos estudios de inversión sísmica en toda el área.

El Campo Oritupano A presenta una geología caracterizada por trampas estructurales (fallas normales) y compuestas (estructurales - estratigráficas). Este último tipo de trampas exige definir los límites estratigráficos y delinear yacimientos en las arenas A, B, E y F. Una manera de realizar esto es a través de la utilización de la técnica de inversión de los cubos de datos sísmicos 3D, la cual consiste en la integración de las componentes de velocidad de alta y baja frecuencia.

La solución de esta problemática conllevaría a disminuir la incertidumbre al momento de definir áreas altamente prospectivas y continuidades de arenas productivas, permitiendo de esta manera generar a la empresa Petrobras Energía Venezuela S.A. proyectos de perforación y producción de hidrocarburos altamente confiables económicamente, evitando la perforación de pozos secos y así optimizar la producción en este campo.

Asimismo, permitiría comparar la interpretación de datos sísmicos invertidos de baja y alta frecuencia, y realizar la escogencia para próximas inversiones de aquellos datos sísmicos que guarden mayor relación con la geología imperante en la zona, y evaluar la factibilidad de aplicar la técnica HFI® en el volumen de datos sísmicos.

2.2. Objetivo general

– Delinear yacimientos en las arenas A, B, E y F, en el Campo Oritupano A usando la técnica de inversión sísmica.

2.3 Objetivos específicos

– Invertir los cubos de datos sísmicos 3D procesado preapilamiento en tiempo y con la técnica HFI®, calibrada con registros sónicos en el Campo Oritupano A.

– Evaluar la calidad de la inversión sísmica entre los datos sísmicos 3D procesados con y sin la técnica HFI®.

– Interpretar estratigráficamente los datos sísmicos 3D invertidos en las arenas A, B, E y F en el Campo Oritupano A

Capítulo III

Marco geológico

3.1. Marco Geológico Estructural

La unidad Oritupano-Leona está localizada en el área mayor de Oficina. En esta unidad existen 12 pequeños campos (figura 3.1). La misma se ubica en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (cuenca antepais) y está afectado principalmente por fallas normales N 60º E. Las yacimientos productores están en la Formación Oficina (Mioceno Temprano) y la Formación Merecure (Oligoceno). Las arenas reservorios se forman en ambientes estuarios marinos y deltaicos.

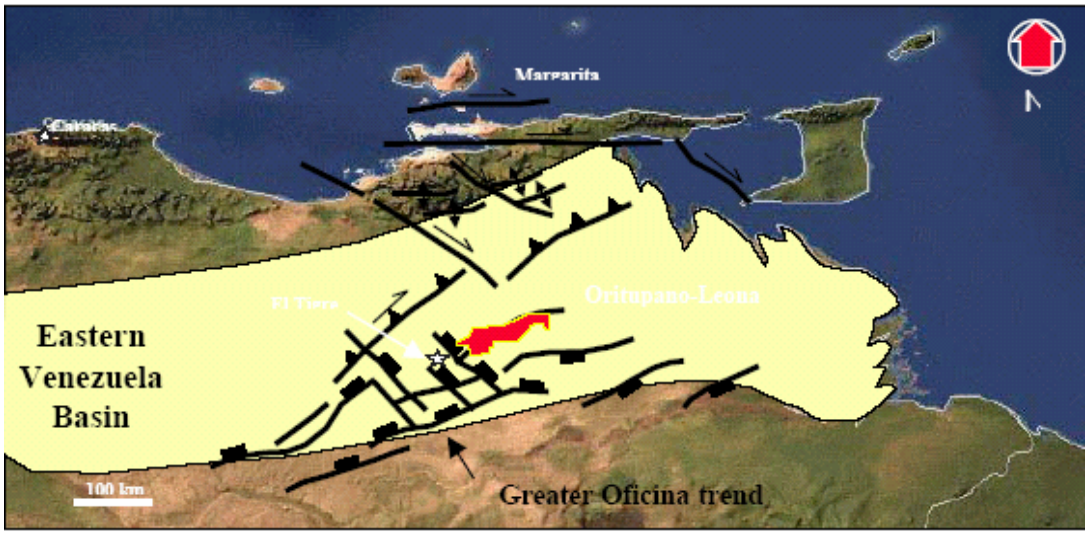


Figura 3.1. Ubicación de la unidad Oritupano – Leona. El área de estudio está localizada en el flanco sur de la Cuenca de Oriental de Venezuela (Porras, 2002).

3.1.1 Evolución Tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela

La historia luego de la era Paleozoica se puede dividir en tres fases principales: Rifting Jurásico Tardío, Margen pasivo Cretácico – Paleoceno y Compresión / Transpresion Paleoceno – Cuaternario (posterior formación de la cuenca antepais).

3.1.1.1. Fase 1: rifting

El proceso de rifting que afectó el margen norte de Suramérica fue consecuencia de la apertura producida por la separación de Gondwana con el centro norte de la placa Atlántico. Esta apertura fue diacrónica, siendo la zona mas antigua la de Norteamérica y la más joven la de Suramérica. A consecuencia de esta apertura se originaron dos brazos de expansión del piso oceánico, un sistema formado entre Norte América y Yucatán (brazo del golfo de México), y otro entre Yucatán y Suramérica. El registro de sedimentación sugiere que el proceso de rifting afectó al este de Venezuela por lo menos en el pre – Barremience; los datos radiométricos en rocas ígneas indicaron que ocurrió en el Triasico Temprano - Jurasico.

El margen conjugado del sistema de rift (Yucatán – Suramérica) evidencia una separación menor de la corteza con respecto al sistema Norteamérica – Yucatán, además las evidencias geológicos de la subsidencia muestran que este no fue un proceso rápido (como era de esperarse), sugiriendo una historia diferente del proceso rift del margen pasivo. La aparente falta de extensión en la corteza, sugiere que la ruptura inicial de la corteza se origino primeramente por el proceso de rumbo deslizante, posiblemente luego de la primera extensión (Erlich and Barret, 1992).

3.1.1.2. Fase 2: margen pasivo

Esta fase de expansión al final del proceso de rift en el Jurasico Tardío o Cretácico Temprano ocurrió luego del tectonismo en el Eoceno. El margen norte de Suramérica subsidio completamente, permitiendo la acumulación de 3 a 4 km de rocas marinas creando el margen pasivo. Se observaron algunas unidades de carbonatos en la sección del Cretácico Temprano.

3.1.1.3. Fase 3: rumbo deslizante compresión / transpresión.

La fase de margen pasivo de la cuenca se desarrolló aparentemente, sólo en el margen norte de Suramérica al final de la apertura diacrónica. El inicio de esta fase es viejo en la parte occidental y norte de Colombia, luego ocurrió en el este de Venezuela y Trinidad (Oligoceno Medio). La deformación ha sido permanente en el norte de Venezuela hasta el presente, probablemente como resultado del movimiento relativo al este de la placa Caribe y Suramérica. Durante esta fase se formó la cuenca antepais y la subcuenca de Maturín y Guarico se superpusieron a la secuencia vieja del margen pasivo (Erlich and Barret, 1992).

3.1.2 Geología estructural regional

La Cuenca Oriental de Venezuela (cuenca antepais), está afectada principalmente por fallas normales N 60º E. El estudio del área señala que las fallas tienen un rumbo principal 4º norte y un buzamiento de 45 grados aproximadamente. Existen dos sistemas de fallas: el primero NE – SW y el segundo O – E, ambos sistemas de fallas controlan las trampas petrolíferas. El primer sistema de fallas (NE – SO) se originó en el Oligoceno-Mioceno, es paralelo a la bisagra de la Cuenca Oriental y forma sinclinales con direcciones de buzamiento NO. El segundo sistema de fallas es O–E principalmente, formando anticlinales y sinclinales, las longitudes de los pliegues están íntimamente relacionadas con este sistema de fallas y constituyen las trampas de hidrocarburos más importantes del área. Estos dos sistemas de fallas pudiesen estar relacionados con el movimiento destral sucedido en el borde de la placa Suramericana y Caribe (figura 3.2) (Porras, 2002)

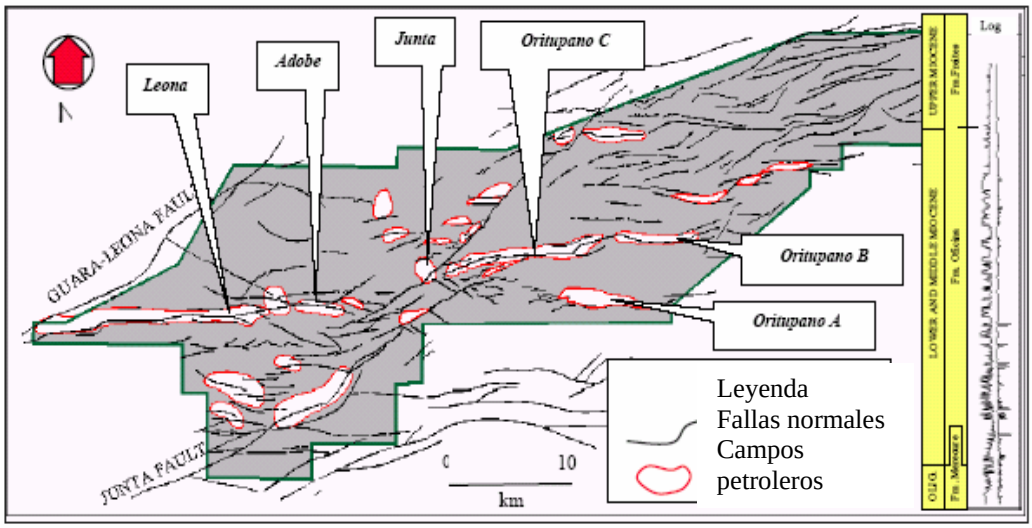


Figura 3.2. Muestra el tren de fallas normales y los principales campos petroleros de la unidad Oritupano –Leona (Porras, 2002).

3.2. Estratigrafía Regional

3.2.1 Cretácico - Paleoceno Margen pasivo

Los principales sedimentos depositados durante este periodo fueron los clastos de silicato y sedimentos carbonáticos, esto a consecuencia del tectonismo originado por la subsidencia y el cambio del nivel del mar; así mismo, los registros de pozos confirman que las principales fuentes de aporte de sedimentos fueron del sur (Escudo de Guayana) y del oeste (arco El Baúl). En este periodo no ocurrieron eventos tectónicos importantes, controlando de esta forma los cambios del nivel del mar sucedidos en la Serranía y en el este de Venezuela. Al observar las secciones verticales, el margen pasivo posee una geometría de cuña, con la sección más gruesa al norte (Serranía del Interior) y más delgada al sur (faja del Orinoco). Esta unidad se monta en gran parte sobre el basamento cristalino y en una pequeña parte sobre unidad la Jurásica (Jacome, 2003).

3.2.2. Mioceno Inferior

El Mioceno Inferior fue depositado durante un largo periodo de trasgresión marcada por la facie de sedimentación costera en el oeste y por la facie de

sedimentación batial costera al este. Los espesores de sedimentos son gruesos al oeste, asociándose a la subcuenca de Maturín y mas delgado en dirección este- sureste, sobreponiéndose a las rocas precámbricas del sur. Estos sedimentos fueron depositados justo antes del episodio de compresión, que creó el cinturón de la Serranía del Interior (Jacome, 2003).

3.2.3. Mioceno Medio

En este periodo los sedimentos localizados en la cuenca de Maturín alcanzan su máximo espesor, los cuales se han asociado con una rápida sedimentación, adicionalmente la subcuenca de Maturín tomo una forma de "U", con dirección de buzamiento oeste-noroeste.

El levantamiento y cabalgamiento de la Serranía del Interior resultado de la flexión de la corteza de la subcuenca Maturín, produjo el acomodamiento para los primeros depósitos synorogénicos. Estos sedimentos fueron depositados en un ambiente litoral marino costero. Al sureste de la deformación se identifican ciclos completos de trasgresión y regresión que caracteriza al Mioceno Superior, Mioceno Medio y Mioceno Inferior. Al final de la fase transgresiva se identifica el paleo nivel del mar en el orden de los 3 Km (Jacome, 2003).

3.2.4 Mioceno Superior

Esta unidad está caracterizada por un sistema progradante hacia el continente, representado en los registros de pozos por el aumento de grosor hacia el tope de la arena. En este largo período de regresión la secuencia de grano decrece, sugiriendo una fase de trasgresión. Esta fase que es representada por el pico de trasgresión se puede correlacionar con el evento de máxima inundación a 7 Ma. La parte inferior de esta unidad está formada por areniscas con intercalaciones de lutitas y arenas de grano medio depositadas en ambiente costero continental, y la parte superior está formada por lutitas y areniscas depositadas en un ambiente marino poco profundo.

Las fallas listricas son producto de la progradación hacia el este del río Orinoco durante el Mioceno Medio y Superior, siendo jóvenes hacia el oeste sugiriendo que fueron generadas por el colapso gravitacional en una suave pendiente submarina (Jacome, 2003).

3.2.5 Plioceno – Pleistoceno

Este periodo representa la inundación en ambientes marinos someros y continentales, a causa de la migración al sur de la Serranía del Interior (cinturón de pliegues). Las edades que limitan estas secuencias están pobremente definidos en los registros de pozos y estudios bioestratigráficos. Es posible estimar el paleo nivel del mar en el orden de 0 – 50 m, a partir de la sedimentación del Pleistoceno – Plioceno.

3.3. Estratigrafía Local

La columna estratigráfica representa la geología de la unidad Oritupano - Leona se define de base a tope (figura 3.3):

Basamento ígneo – metamórfico (Pre-Cambrico): ha sido alcanzado por un pozo del campo Oritupano C que atravesó un espesor parcial de 46 pies, además de los tres pozos exploratorios de nuevos yacimientos en la unidad Oritupano - Leona en 1996 (Camacho, 2000).

Formación Hato Viejo y Carrizal: ambas unidades son consideradas transcionales entre si, y comprenden sedimentos de ambientes deltáicos y de planicies costeras (Camacho, 2000).

Grupo Temblador (Cretácico): Luego de la Orogenesis Herciana que ocasionó el levantamiento Cratónico y el retiro de mares hacia el norte, se inicia un prolongado periodo de erosión seguido por un ciclo segmentario Cretácico transgresivo y discordante sobre el Paleozoico o sobre el basamento Pre-Cámbrico. Este ciclo, de gran amplitud se encuentra integrado por una secuencia

arenosa basal de origen continental (Formación Canoa), seguido por una secuencia de areniscas y calizas de marino nerítico – costero (Camacho, 2000).

La Formación Merecure: se compone con mas del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro. La formación se adelgaza hacia el sur hasta acuñarse, por debajo de la Formación Oficina, en los límites sur del área Mayor de Oficina (PDVSA -Intevep, 2004).

La Formación Merecure del flanco sur de la sub-cuenca de Maturín es de edad Mioceno Medio. La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas dulces a salobres. El ambiente es típico de clásticos básales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas y, en posición mas distal, por condiciones deltáicas.

Formación Oficina: Se describe como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e inter- estratificada con areniscas y limolitas de color claro y de grano fino a grueso. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación. La Formación Oficina, del Área Mayor de Temblador, es más arenosa que en los campos de Anaco y Área Mayor de Oficina, por su mayor cercanía al borde sur de la cuenca; se considera de edad Oligoceno-Mioceno. Se considera que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltáico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos (Camacho, 2000).

El contacto inferior de la Formación puede ser discordante sobre unidades cretácicas. El contacto superior de la Formación Oficina ha sido definido como concordante con la Formación Freites (PDVSA -Intevep, 2004).

La Formación Freites: es definida por lutitas verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base, que permiten la subdivisión de la unidad en tres

intervalos. La Formación Freites suprayace concordantemente a la Formación Oficina en casi toda su extensión, excepto en el área de Anaco, donde se presenta una discordancia (PDVSA -Intevep, 2004).

Hacia el tope, la formación es concordante con la Formación Las Piedras suprayacente. El contacto superior se identifica con el tope del mas alto nivel marino de Freites. El contacto Freites-Las Piedras se considera discordante en el área Oritú-Temblador. La edad de la Formación Freites es Mioceno Medio, llegando posiblemente al Mioceno Tardío. En la mayor parte de la cuenca, la Formación Freites representa en general un ambiente marino somero en su proporción inferior, pasando a ambientes de aguas algo más profundas en la parte media. La parte superior corresponde de nuevo a ambientes de aguas llanas.

Formación La Pica: consiste en lutitas grises, limolitas, con desarrollos importantes de areniscas arcillosas de grano fino. Al sur, el espesor disminuye gradualmente al interdigitarse con la parte superior de la Formación Freites. La edad de la formación es Mioceno Medio en el Campo Pedernales. El contenido faunal y la litología de La Pica, indican un ambiente marino somero cercano a la costa. Los eventos tectónicos contemporáneos con la sedimentación originaron una secuencia complicada de transgresiones y regresiones (PDVSA -Intevep, 2004).

Formación Las Piedras: consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas lignítica s y lignitos. Hacia los flancos de la cuenca, el espesor disminuye aproximadamente a la mitad; los pocos fósiles y sus relaciones estratigráficas indican la edad de Mioceno Tardío a Plioceno. En el área del Campo Pedernales, la formación fue depositada en un ambiente deltáico a marino somero (PDVSA -Intevep, 2004).

En la parte norte de la cuenca de Maturín, la Formación Las Piedras es concordante sobre la Formación La Pica. En el borde norte de la cuenca, la formación traslapa los límites de La Pica y yace con fuerte discordancia angular sobre unidades del Mioceno al Cretácico.

Formación Mesa: Suprayace en forma conformable y transicional a la Formación Las Piedras y se encuentra constituida por areniscas, conglomerados, limonitas y arcillitas de ambiente continental fluvio – deltáico. Con la depositación de las formaciones Las Piedras y Mesa se produce un cambio en la configuración de la cuenca, descenso relativo del nivel del mar y se da la regresión final del ciclo marino anterior con depósitos profundos (PDVSA - Intevep, 2004).

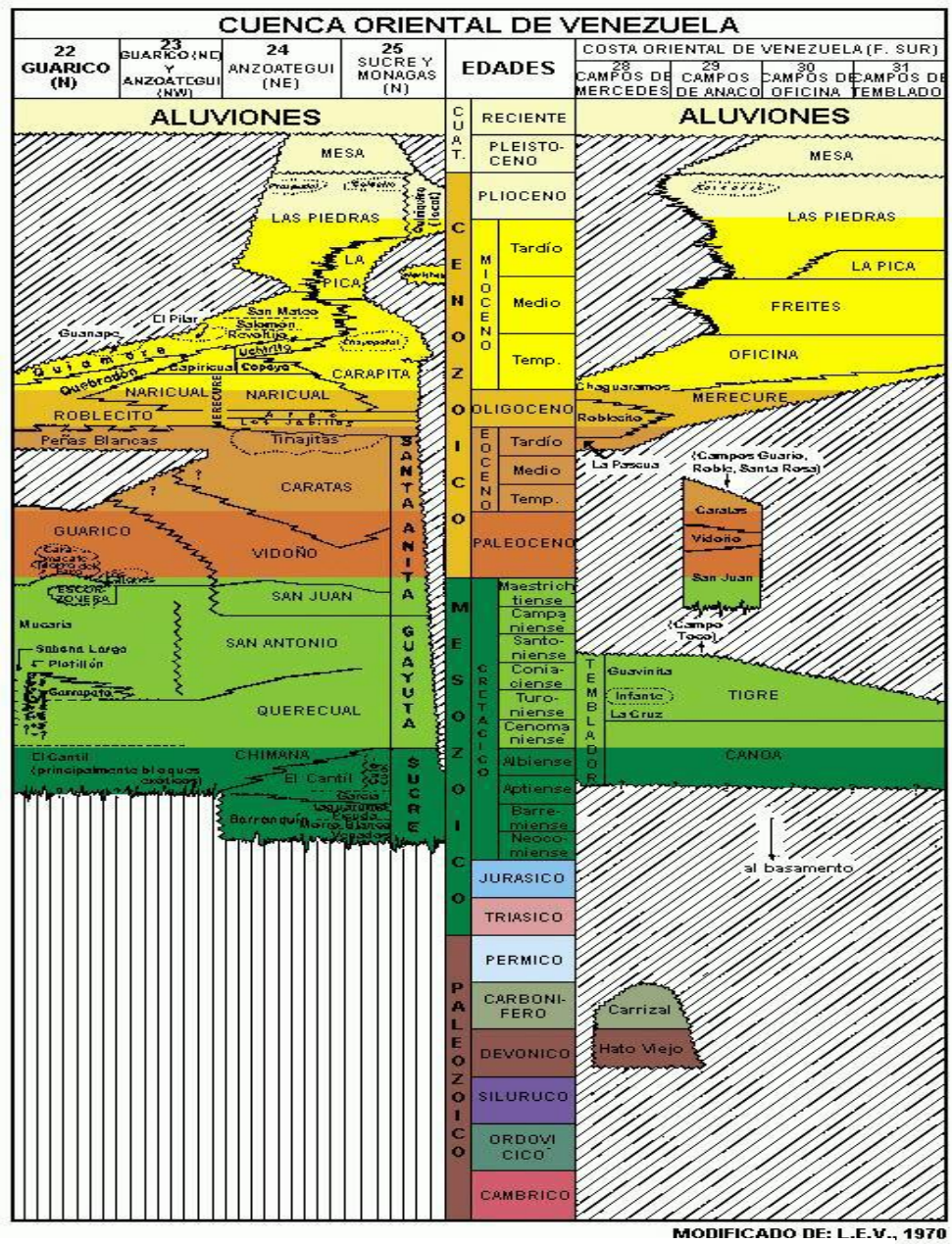


Figura 3.3: Muestra la columna estratigráfica la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA -Intevep, 2004).

Capítulo IV

Marco Teórico

4.1 Fundamentos de física de rocas

En la exploración sísmica, las ondas sísmicas tienen información de las propiedades físicas de la roca en forma de tiempos de viaje. Este estudio esta enfocado al análisis de una de estas propiedades, la impedancia acústica, esta propiedad es afectadas por muchos factores, como la presión, la temperatura, la saturación de fluidos, tipo de fluido, porosidad, tipo de poro, etc.

Teóricamente es posible calcular el efecto de cambio de alguno de estos factores en la impedancia acústica de la roca. La sustitución de fluidos o cambios en las propiedades del fluido es uno de los efectos que será estudiado a continuación.

4.1.1. Sustitución de fluidos

Las ecuaciones de Gassman han sido usadas para calcular los efectos de la sustitución de fluidos en las propiedades físicas de las rocas utilizando las propiedades de la matriz. A continuación se muestra un diagrama (figura 4.1 y 4.2) que muestra la utilización de dichas ecuaciones de Gassman en la sustitución de fluidos en las rocas (Smith, 2003).

Es importante recalcar que todas estas ecuaciones de Gassman planteadas, parten de las siguientes suposiciones básicas: la roca es macroscópicamente homogénea, todos los poros están interconectados o en comunicación, todos los poros están llenos con el mismo fluido (gas, petróleo, agua o la mezcla de ellos), el sistema roca fluido en estudio es cerrado (sin drenajes) y por último, los fluidos de los poros no tienen interacción con la parte sólida de la roca, provocando el ablandamiento o endurecimiento de la parte sólida.

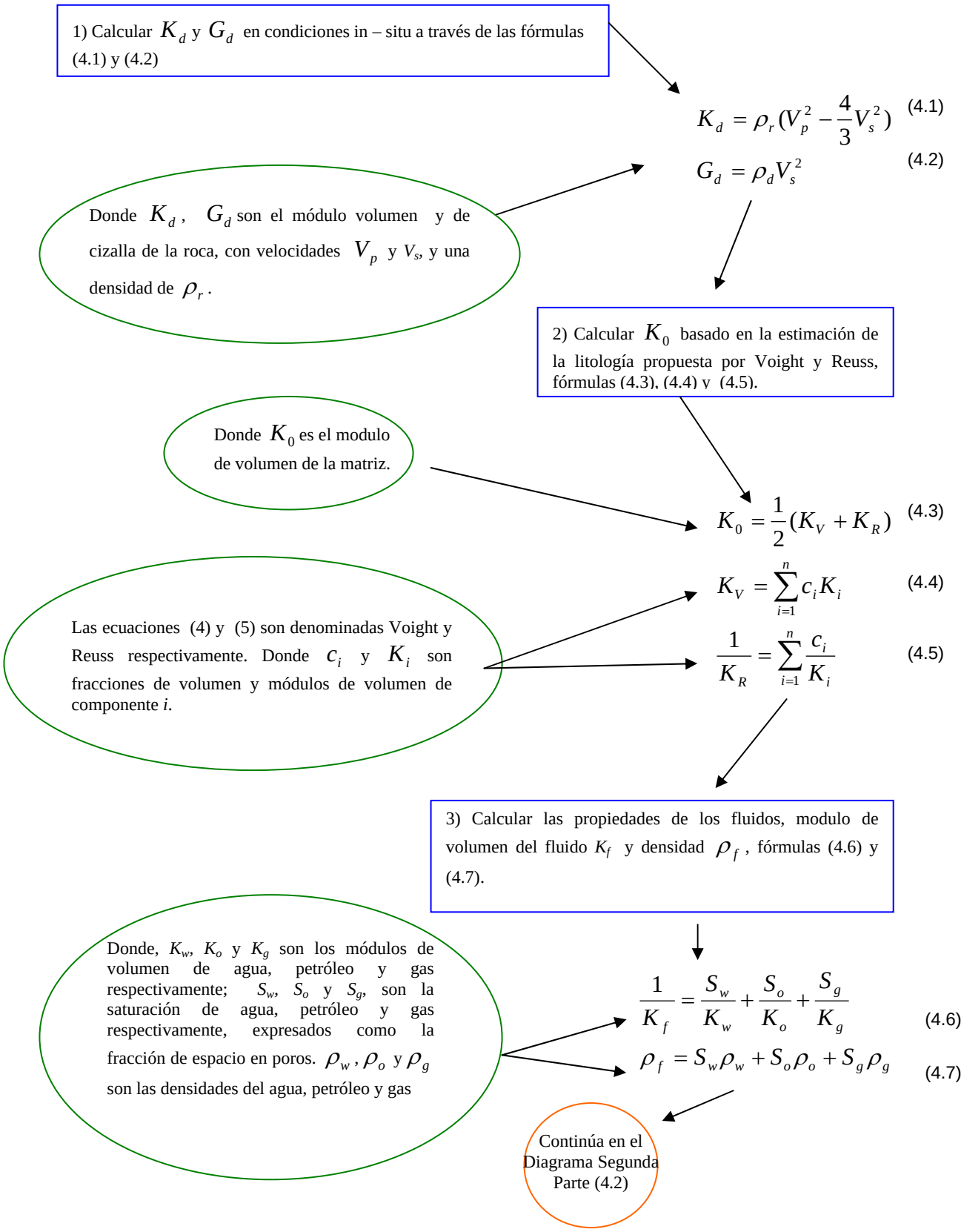


Figura 4.1: Diagrama que describe la sustitución de fluidos utilizando las ecuaciones de Gassman (Primera Parte).

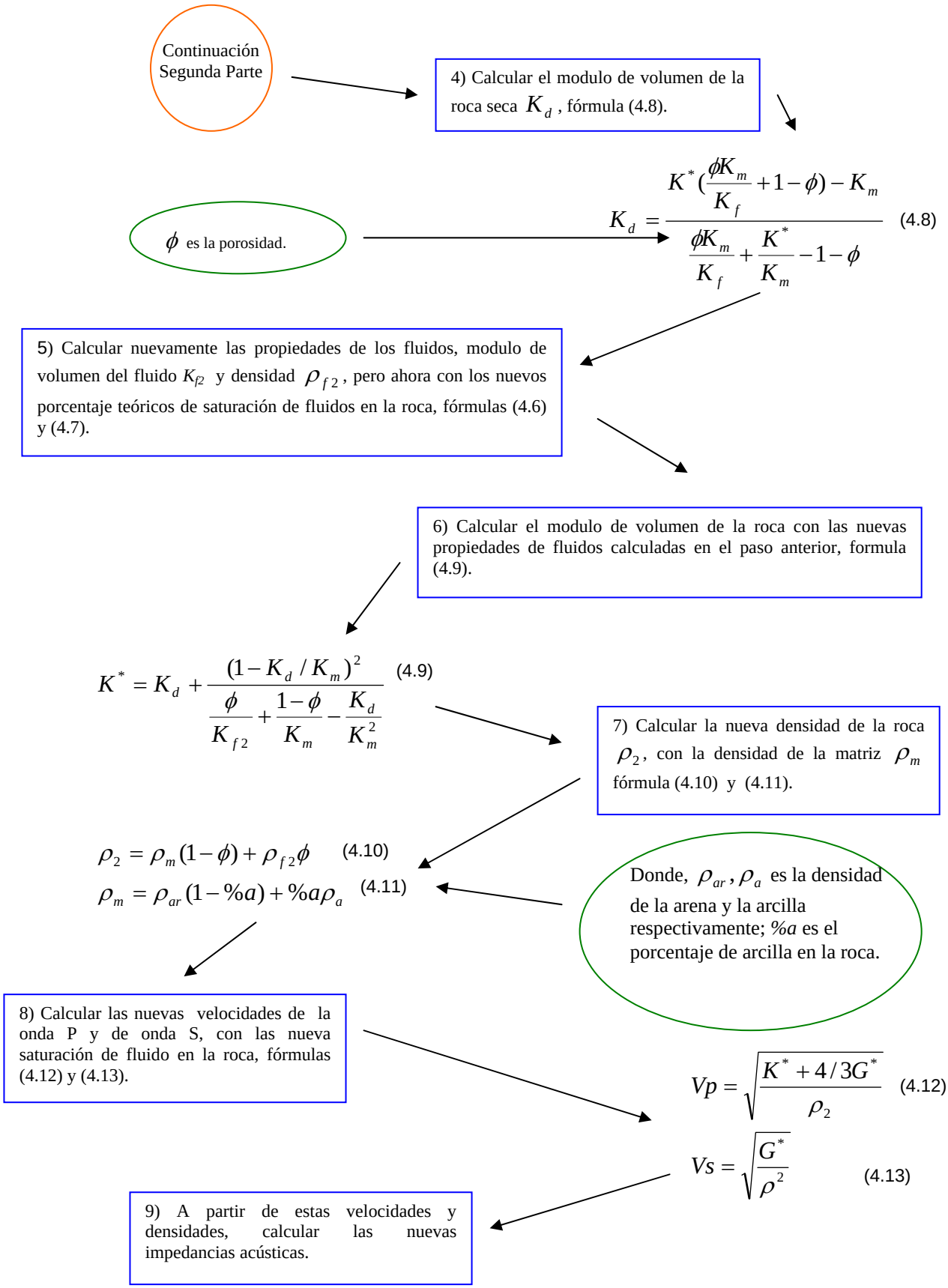


Figura 4.2: Diagrama que describe la sustitución de fluidos utilizando las ecuaciones de Gassman (Segunda Parte).

4.1.2. Propiedades de los fluidos.

Uno de los últimos objetivos en la exploración sísmica y principal objetivo en este trabajo de investigación, es delinear las arenas y los fluidos existentes en los yacimientos. En función a este objetivo, es fundamental entender cuales son las propiedades petrofisicas de los fluidos.

4.1.2.1. Petróleo: tanto el modulo de volumen como la densidad del petróleo se incrementan con la presión, pero decrecen con la temperatura. Batzle and Wang (1992), presentaron una serie de ecuaciones empíricas para calcular las propiedades del petróleo en función de presión y la temperatura.

4.1.2.2. Agua salobre: el agua es un fluido que posee gran cantidad de propiedades anormales, en parte por la polaridad de las moléculas del agua: bajo presiones atmosféricas, la densidad del agua alcanza su máximo valor a los 4º C.

4.1.3. Fluidos

Una factor clave en los análisis de inversión sísmica para el cálculo de las impedancias acústicas de la roca, es la respuesta sísmica de los fluidos saturantes y sustituidos. Las rocas saturadas con menos compresibilidad muestran altas velocidades de onda P e impedancias, las ondas S casi no son afectadas por los fluidos en la roca, porque la rigidez de los fluidos es muy baja (Wang, 2001). La consecuencia de esta premisa, es que las rocas con poca compresibilidad tienen una relación V_p / V_s alta. Como V_p y V_p / V_s dependen de los fluidos que contiene la roca, es usual que estas propiedades sean utilizadas para determinar presencia de hidrocarburos.

4.1.4. Porosidad, Forma de los poros y Contenido de arcilla.

Wang (2001) menciona que “Las velocidades y las impedancias de las rocas decrecen con el incremento de la porosidad, estableciendo una relación entre estos dos parámetros; sin embargo, es solamente comprobable estadísticamente, porque las propiedades físicas de una roca son afectadas mayoritariamente por la forma del poro que por la porosidad en si”. Las diferencias en las velocidades e impedancias con respecto a la porosidad pueden ser atribuidas a las diferencias en la forma de los poros entre rocas simples. Sin embargo, la forma de los poros varía en un rango bastante grande en rocas sedimentarias siendo considerablemente difícil su cuantificación.

4.1.5. Presión

En los yacimientos, siempre existen dos presiones, la presión de confinamiento o presión efectiva y la presión de poro. La presión efectiva es la presión ejercida al conjunto de roca externamente y la presión de poros es la presión ejercida por los fluidos de la roca. Según Wang (2002), “Las velocidades sísmicas y las impedancias, ambas P y S, aumentan como resultado del incremento de la presión efectiva generándose una relación entre las propiedades sísmicas y la presión efectiva; sin embargo, está no es lineal, las propiedades sísmicas incrementan bruscamente en secciones donde el aumento de la presión no es tan elevado”.

4.1.6. Litología

Las dolomitas tienen una alta V_p entre las rocas de yacimientos, seguidos por calizas, arenas y arenas no consolidadas. El orden es diferente en términos de decrecimiento de V_s, con un posible orden arenas, dolomitas, calizas y arenas no

consolidadas. Las arenas no consolidadas poco profundas pueden tener valores altos de V_p/V_s. Las diferencias de la relación V_p/V_s, pueden proveer una herramienta para la discriminación de litologías (Wang, 2001).

4.1.7. Densidad

En teoría, las velocidades sísmicas varían con el incremento de la densidad. Existen relaciones empíricas que vinculan la velocidad de la onda con el incremento de la densidad, una de ellas es clásica relación de Gardner (1974), (Ecuación 4.14):

$$\rho = 0.23V_p^{0.25} \tag{4.14}$$

donde V_p es la velocidad de la onda P en *ft/s* y ρ es la densidad g/cm^3. Sin embargo, sólo se puede estimar la velocidad de la onda a partir de la densidad en rocas sedimentarias saturadas de agua (Gardner, 1974).

4.2. Reflexiones

El estudio de inversión sísmica conforma en gran parte, el estudio de la señales recibidas a partir de la datos sísmicos, que brindan informaciones sobre los tiempos de reflexión de la onda P, permitiendo definir cambios en las impedancias acústicas; por ello, es importante conocer los fundamentos teóricos del comportamiento de la onda P y sus reflexiones en el subsuelo.

La energía incidente en una interfase se distribuye entre un plano de onda compresional de reflexión y uno de transmisión. Debido a este caso especial, solo tenemos una componente de compresión, P_{zz} y una componente de

desplazamiento, *w*, la cual esta en función de *z*. La ecuación para la onda de movimiento para este caso especial esta dado por:

$$\rho \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} = (\lambda + 2\mu) \frac{\partial^2 w}{\partial z^2}$$

donde ρ es la densidad del medio, y λ y μ son las constantes de Lame's asociado con un sólido isotropico. Ellas están directamente relacionados con la velocidad de la onda compresional V_p, la cual es re-escrita como en la ecuación:

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}$$

Una solución para la ecuación de onda puede ser escrita como en la ecuación:

$$w_o(z,t) = A_o \exp\left(i \frac{w}{\alpha_1} z - iwt \right)$$

donde w_o es la función de la onda compresional incidente. A_o, es la amplitud y *w* es la frecuencia angular. Ecuaciones similares pueden ser escritas para la onda reflejada y la onda transmitida, siendo α_2 la velocidad de la onda compresional en capas someras:

$$w_1(z,t) = A_1 \exp\left(-i \frac{w}{\alpha_1} z - iwt \right)$$

$$w_2(z,t) = A_2 \exp\left(i \frac{w}{\alpha_2} z - iwt \right)$$

Las tres ecuaciones anteriores pueden ser acompañadas con condiciones de borde a *z* = 0, que satisfaga la continuidad de la compresión y el desplazamiento. Las condiciones de continuidad de desplazamiento $w_o + w_1 = w_2$, a la interfase z = 0 está dada por la relación: $A_0 + A_1 = A_2$.

Cumpliendo con las condiciones de continuidad y definiendo la componente compresional de la onda con incidencia normal derivada de ley de Hooke $P_{zz}(\lambda + 2\mu)\partial w / \partial z$, podemos generar la relación de las amplitudes de las ondas reflejadas para amplitudes incidentes normales, lo cual es llamado coeficiente de reflexión *Cr*, asociados con las interfases:

$$Cr = \frac{A_1}{A_2} = \frac{\rho_2\alpha_2 - \rho_1\alpha_1}{\rho_2\alpha_2 + \rho_1\alpha_1} \tag{4.13}$$

Definiendo el producto de la densidad y la velocidad como la impedancia acústica $I = \rho\alpha$. Si la capa superior tiene una impedancia mayor que la capa inferior, el coeficiente de reflexión es negativo, causando un cambio en la fase en la onda reflectada. Un típico coeficiente de reflexión para un reflector fuerte está alrededor de 0.2. Si la misma onda compresional incidiera con un ángulo oblicuo a la interfase, se originaria la función de onda de reflexión y refracción con mayores complicaciones. Ocasionando que la distribución de la energía de la onda fuese en cuatro componentes de onda, reflexión compresional, reflexión cizallante, transmisión - compresión y transmisión de la cizalla.

Una serie de ecuaciones pueden ser usadas para calcular las amplitudes de la onda reflejada y refractada, y los requerimientos para la utilización de estas ecuaciones dice que la compresión y el desplazamiento debe ser continuo en las interfases.

Las siguientes ecuaciones son denominadas ecuaciones de Zoeppritz:

$$\cos\varphi_1 A_1 + \frac{\alpha_1}{\beta_1}\sin\psi_1 B_1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}\cos\varphi_2 A_2 - \frac{\alpha_1}{\beta_2}\sin\psi_2 B_2 = \cos\varphi_1$$

$$-\sin\varphi_1 A_1 + \frac{\alpha_1}{\beta_1}\cos\psi_1 B_1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}\sin\varphi_2 A_2 - \frac{\alpha_1}{\beta_2}\cos\psi_2 B_2 = \cos\varphi_1$$

$$-\cos 2\psi_1 A_1 - \sin 2\psi_1 B_1 + \frac{\rho_2}{\rho_1}\sin 2\psi_2 B_2 = \cos 2\psi_1$$

$$\sin 2\varphi_1 A_1 - \frac{\alpha_1^2}{\beta_1^2}\cos 2\psi_1 B_1 + \frac{\rho_2\beta_2^2\alpha_1^2}{\rho_1\beta_1^2\alpha_2^2}\sin 2\varphi_2 A_2 + \frac{\rho_2\alpha_1^2}{\rho_1\beta_1^2}\sin 2\psi_2 B_2 = \sin 2\varphi_1$$

las cuales, pueden ser resueltas con cuatro parámetros, la amplitud de la onda compresional reflejada A_1, la amplitud de la onda de cizalla reflejada B_1, la amplitud de la onda compresional refractada A_2 y la amplitud de la onda de cizalla refractada B_2. Todas estas amplitudes tienen que estar normalizadas a 1. Las ecuaciones de Zoeppritz, para un modelo basado en dos capas en régimen compresivo separadas por una interfase, se inician con la ecuación de movimiento y la Ley de Hooke, generando de esta forma las ecuaciones de ondas elásticas. Haciendo uso de las ecuaciones de continuidad para los diferentes planos de deformación, la solución de la ecuación de ondas elásticas y la ley de Snell que relaciona el ángulo de propagación con la velocidad de la onda, podemos calcular la amplitudes de la ondas P y S a través de las ecuaciones de Zoeppritz (Yilmaz, 2001).

4.3. Deconvolución

La deconvolucion en rasgos generales permite obtener la serie de coeficientes de reflexión a partir de una ondícula dada, siendo el caso clásico de inversión sísmica en donde se extrae la alta frecuencia de la datos sísmicos y se suma en el espacio de Fourier, el espectro de amplitud la baja frecuencia que

proviene de los registros de pozos y la interpretación estructural del campo. Por ello, es importante conocer cuáles son los principios básicos de la deconvolucion.

El análisis teórico de propagación de las ondas en un plano horizontalmente estratificado muestra que para una traza sísmica separación emisor receptor cero, el campo de ondas ascendentes a cualquier profundidad, puede ser descompuesto en las contribuciones de las interfases ambas por debajo y por arriba del receptor.

Utilizando esta descripción, el campo de ondas ascendentes es igual a la convolución del campo de ondas descendentes captado por el receptor con la respuesta de la reflexión del modelo del subsuelo que se encuentra debajo del receptor. Por lo tanto, convolucionando el tren de ondas ascendentes con el inverso del campo de ondas descendentes, se extraeran teóricamente, todos los múltiples generados por encima del receptor, así como también los parámetros característicos de la fuente, permaneciendo únicamente las reflexiones generadas por debajo del receptor.

Si se tiene información de pozos este proceso puede realizarse de manera determinística, debido a que se tienen medidas cuantitativas y no estimadas como es el caso de la sísmica de superficie.

Este proceso determinístico consiste en el dominio del tiempo en la ecuación:

$$x(t) = w(t) * r(t)$$

Donde $x(t)$ es la traza grabada, $w(t)$ es la ondicula equivalente a la llegada directa de las ondas descendentes y $r(t)$ es la serie de reflectividad. Para obtener la

serie de reflectividades, se aplica la transformada de Fourier a la ecuación anterior y se obtiene la ecuación:

$$R(\omega) = W^{-1}(\omega)X(\omega)$$

en esta ecuación se mantiene el mismo significado para cada variable, pero ahora en el dominio de la frecuencia o dominio de Fourier.

El W^{-1} se deriva como un operador inverso para colapsar el tren de ondas descendentes a un impulso. Este procedimiento remueve los múltiples e incrementa la resolución de los datos.

4.4. Inversión Sísmica

La técnica más completa y la aplicada en este estudio implica el uso de datos sísmicos preapilados. Según Zea (2002) “existen dos formas reconocidas de aplicar inversión en datos sísmicos pre – apilados: La tomografía basada en los análisis de los tiempos de viaje y la inversión de impedancias. Sin embargo, la inversión post apilamiento es mucho mas común probablemente porque los algoritmos son robustos y para su uso se asumen modelos simples”. Las dos técnicas más usadas para realizar inversión de datos sísmicos post – apilados son: inversión de banda ancha y la inversión de banda limitada. En esta sección se pretende dar una visión completa de todos estos métodos de inversión, haciendo hincapié en la inversión pre – apilada, específicamente en el método Modelo Base que fue el utilizado en este estudio, adicionalmente se realiza una descripción entre los métodos de banda ancha, el de Pulsos Esparcidos y el de Banda Limitada. Por último, se explica el método de inversión restringida, que fue el utilizado para realizar los análisis de inversión.

4.4.1 Banda Limitada

Lindseth (1979) propuso una metodología de inversión sísmica que consistía en integrar los datos sísmica de alta frecuencia con datos de baja frecuencia, provenientes de la interpretación estructural y la información de los registros de pozos, obteniendo así, trazas invertidas de impedancias acústicas con el contenido de baja frecuencia y alta frecuencia. Esto basado en que los datos sísmicos sólo tienen un contenido de altas frecuencias, debido a que las bajas frecuencias son filtradas en la fase de procesamientos y estas bajas frecuencias contiene información geológica del subsuelo.

4.4.2. Pulsos Esparcidos.

El método de pulsos esparcidos se fundamenta en el hecho que la traza sísmica puede ser modelada por la estimación de coeficientes de reflexión más fuertes, siendo restringida por el modelo geológico sintético, que al ser invertida produce las trazas de impedancias acústicas. Este algoritmo clasificado como banda ancha se basa en el modelo convolucional, al cual se le puede incorporar cualquier ondícula. Los más modernos algoritmos pueden añadir frecuencias que estén fuera del ancho de banda de los datos sísmicos, permitiendo así incluir restricciones para evitar singularidades de la solución que vienen inmersos en todos los algoritmos de inversión de datos sísmicos (Zea, 2002).

4.4.3. Modelo Base

La inversión Modelo Base fue la utilizada para realizar el proceso de inversión en este estudio y comienza con un modelo geológico de impedancias que es calculado a partir de los pozos y los horizontes cargados. Este modelo es perturbado hasta que el volumen sísmico sintético derivada de dicho modelo se ajuste con los datos sísmicos reales. Este algoritmo modela la Tierra en capas o bloques, esta clasificado como banda ancha, la resolución vertical esta definida por la información sísmica y la no singularidad es restringida por los parámetros establecidos.

El algoritmo de inversión por bloques se conoce así por producir una serie de seudos registros de impedancias acústicas en forma de bloques. El tamaño promedio del bloque es determinado por el usuario, pero generalmente es mayor que el muestreo de los datos de entrada. Este resultado contiene una resolución menor que la del sónico y de densidad obtenidos de la información de pozos (Hampson & Russell, 1992). Los principios básicos de este algoritmo se explican siguiendo los fundamentos teóricos con los que se construyó la aplicación “Strata de Hampson y Russell”:

Suponiendo, que el subsuelo está constituido de N capas los tres parámetros de interés son: el espesor, velocidad y la densidad.

d(i) = espesor de la iésima capa.

V(i) = velocidad de la iésima capa

$\rho(i)$ = densidad e la iésima capa

Donde i = 1, 2…, N

Se puede transformar el espesor d, a su equivalente en tiempo.

t(i) = doble tiempo de viaje en la i-ésima capa como se observa en la ecuación:

$$t(i) = 2d(i)/V(i)$$

Capas distintas pueden poseer espesores diferentes y no necesitan tener una relación especial con la cantidad de muestras sobre los datos medidos. Debido a esto es mas conveniente que el parámetro tiempo este dado por la ecuación:

$$\gamma(i) = \sum_{j=1}^{N} t(j),$$

donde $\gamma(i)$ es el tiempo total el cual el tope de la i-ésima capa es observada en desplazamiento cero (cero offset) de la traza sísmica.

Una traza sísmica extraída de este modelo podría ser expresado en la ecuación:

$$T(i) = \sum_{j=1}^{N} r(j).W(i - \gamma(j) + 1) + n(i) \qquad (4.14)$$

donde i representa el número de muestras en la cual la amplitud T(i) es medida y $\gamma(i)$ representa el incremento de la muestra.

La ecuación (4.14) es un sistema de ecuaciones, si el número de muestras en la traza sísmica es NM, entonces son N ecuaciones. Por otra parte, el numero de $r(i)$ es el número de capas. Hampson & Russell (1992) aseguran que según la teoría de Álgebra Lineal debe existir una de las condiciones siguientes.

1. N<NM

   Esto ocurre si hay menos capas que muestras, que es la situación normal, sí el tamaño medio de una capa es mayor que una muestra en tiempo.

En este caso, existen más ecuaciones que incógnitas y puede resolverse por mínimos cuadrados.

2. N>NM

Esto ocurre si hay más capas que la taza de muestreo de tiempo sobre la traza sísmica. Por lo tanto, el sistema no tiene solución homogénea.

3. N=NM

Esto ocurre si se cuenta con igual número de muestras de tiempo y cantidad de capas. En teoría el sistema tiene solución y podría resolverse exactamente, pero esto daría una solución inestable muy sensible al ruido.

Para iniciar este proceso, se supone que se tiene la estimación del modelo inicial caracterizado por los coeficientes de reflexión:

$$r_0(j) \quad j=1,\ldots N$$

A partir de esto se puede calcular la traza sísmica sintética partiendo del modelo.

$$M(i) = \sum_{j=1}^{N} r(j).W(i-\gamma(j)+1)$$

Este modelo puede diferir de la traza original T (ecuación (4.14)) por dos razones, primero la serie de reflectividades r_o, difiera de verdadero valor r, y la segunda razón es que las trazas medidas originalmente contiene ruido, n(i). Se resuelve el valor de $r_o(j)$ minimizando la diferencia entre T y M, mediante la optimización por mínimos cuadrados, definiendo el error de la siguiente manera:

$$e(i) = T(i) - M(i)$$

La corrección de la serie de reflectividades puede ser escrita como:

$$r(i) = r_0(i) - \Delta r(i) \quad i = 1, 2 \ldots, N$$

Ahora se desea calcular la corrección $\Delta r(i)$ tal que el error mínimo cuadrático sea:

$$J = \sum_{i=1}^{NM}[e(i) - \sum_{j=1}^{N}\Delta r(j).W(i-\gamma(j)+1)]^2 \qquad (4.15)$$

La ecuación anterior, es conocida algunas veces como "función objetivo", en ella se relaciona un número J con un parámetro desconocido $\Delta r(i)$. J es el error total entre la traza real y la traza generada a partir del modelo, la cual se calculó usando la ecuación (4.15) y la estimación inicial de los coeficientes de reflexión (Hampson & Russell, 1992).

No necesariamente esta reflectividad derivada del modelo corresponde con la reflectividad verdadera de la tierra. Peor que esto, es si todos los requerimientos son correctos, todavía no se puede verificar la confiabilidad del modelo final. Esto debido a que la traza sísmica, T, contiene ruido y el modelo resultante r puede ser sensible al ruido (Hampson & Russell, 1992).

Recordando la definición de coeficientes de reflexión para N capas:

$$I(j) = I(1)\prod_{j=2}^{N}\left[\frac{1+r(j)}{1-r(j)}\right]$$

Cada valor de impedancias depende de todos los coeficientes de reflexión obtenidos anteriormente. Por lo tanto, un pequeño error en el coeficiente de reflexión puede producir errores al estimar la longitud de onda. Este error es causado por las carencias de baja frecuencia en la información de la traza sísmica (Hampson & Russell, 1992).

Según Zea (2002), "la baja frecuencia esta íntimamente relacionada con el problema de la solución no única de la inversión sísmica. La no – singularidad proviene del hecho de que una o más combinaciones de los coeficientes de

reflexión (r), producidos por otros modelos M, puede ajustar bien a la traza sísmica". Estos modelos, tienden a diferenciarse precisamente en las bajas frecuencias asociadas por supuesto a las impedancias calculadas a partir de los mismos.

La solución es que se construya un modelo geológico óptimo independientemente de la traza sísmica. Para ello, se utilizan las curvas de impedancias acústicas en los pozos, siguiéndole una interpolación de impedancias entre los pozos, para completar el modelo del cubo sísmico que se invertirá. Asignando de esta forma para cada una de las trazas existentes en los datos sísmicos una curva de impedancias tiempo que va a controlar y restringir la inversión.

4.4.4. Inversión restringida

En la inversión restringida se supone inicialmente que corresponde a la interpolación de los registros de impedancias en todo el área como punto de partida e impone límites en forma de corredor a lo largo de la ventana de interés donde la curva de impedancias se puede mover libremente entre estos límites hasta que culmine el número de iteraciones.

Sin embargo, esta técnica de inversión no permite imponer límites rígidos sobre la solución y podría sufrir el problema de la inestabilidad propiciada por la falta de bajas frecuencias en los datos sísmicos. Una solución para que no ocurran este tipo de errores es usar el algoritmo de gradiente conjugado (Zea , 2002).

4.5. Tecnología HFI®

Uno de los objetivos planteados en este trabajo es invertir un cubo procesado con la técnica HFI®, por esto es necesario explicar en que consiste este procesamiento y las consecuencias acarreadas por esta técnica en los datos sísmicos. Es importante recalcar que estas explicaciones fueron dadas por el proveedor de esta técnica (Geotrace, 2005).

La tecnología HFI ® de Geotrace, es usada para aumentar las altas frecuencias contenidas en los datos sísmicos, mas allá de los procesamientos convencionales aplicados con el mismo fin. El programa HFI ® usa una artificio matemático originario de la mecánica cuántica para tratar de resolver técnicamente el sistema de ecuaciones irresoluble. El proceso de convolución es visto por HFI ® como una codificación de múltiples matrices o es equivalente a un vector de rotación (Geotrace, 2005)

T Usando esta tecnología se puede recuperar las altas frecuencias codificadas en los espectros de baja frecuencia produciendo una banda mucho mas ancha en los datos sísmicos, que con procesamientos normales son eliminados. Estratigraficamente, pequeñas fallas y estructuras pueden ser vistas con la utilización de esta técnica reduciendo el riesgo asociado a la falta de certeza al momento de interpretar una sección sísmica (GeotraceT, 2005)TTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTTT. En la figura 4.3, se puede apreciarse la diferencia entre una sísmica procesada convencionalmente y otra utilizando la técnica de HFI®.

Convencional HFI

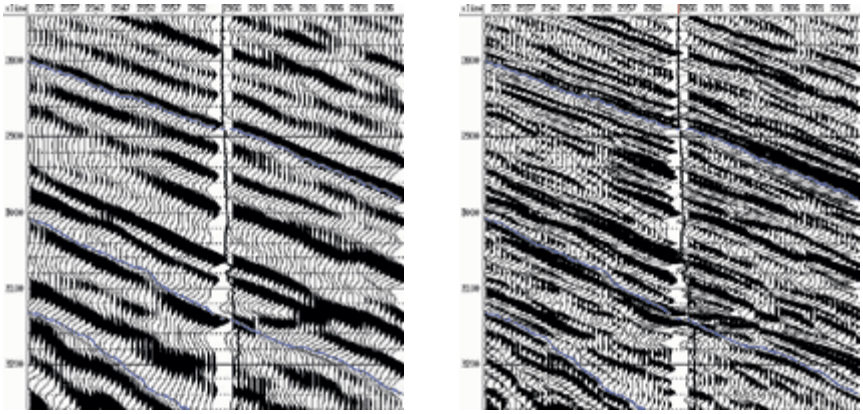


Figura 4.3: La data sísmica del lado izquierdo está procesada con técnicas convencionales, la data sísmica de lado derecho está procesada con la tecnología HFI® (Geotrace ,2005)

Capítulo V

Metodología

5.1 Análisis de registros de impedancias

En esta sección se estudian en los registros de impedancia, los efectos de los filtros de Hanning, filtro de puntos o de suavizado y filtro de frecuencia de los pozos 1, 2, 3, 4 y 5 de la unidad Oritupa A con ubicaciones representadas en la figura 1.3, en el dominio de Fourier (frecuencia), para luego evaluar las consecuencias de la aplicación de cada filtro al regresar al dominio del espacio. Asimismo, se realizaron seudo-inversiones para cada pozo partiendo de los registros de impedancia y aplicando un filtro de puntos para así evaluar su impacto en la impedancia seudo–invertida. Todos estos procedimientos fueron programados con el programa Matlab.

Este estudio se inició con la construcción de cinco matrices, cada matriz corresponde a un pozo diferente, asignándole a la matriz el nombre “mpozo” seguido del número del pozo (mpozo1), cada columna de la matriz corresponde a un registro del pozo, esto para efectos de manejo de los datos dentro del programa Matlab. A partir de estas matrices, se realizó la corrección de desviación de la profundidad de los pozos (Economices, 1998) y de los picos de cada uno de los registros de los pozos, definiendo los límites superiores e inferiores que podían alcanzar físicamente y empíricamente las propiedades petrofisicas medidas en los pozos. A continuación se presenta la siguiente tabla 5.1 donde aparecen los valores límites utilizados (Mavko, 2003):

Registros	Inferior	Superior
Velocidad de onda P (s/ft)	55	165
Velocidad de onda S (s/ft)	110	550
Gamma ray (api)	0	300
Densidad (g/cm^3)	1.9	3
Porosidad Neutrónica (frac)	0	1
Volumen de arcilla (frac)	0	1
Saturación de agua (frac)	0	1

Tabla 5.1. Límites superiores e inferiores que podían alcanzar físicamente y empíricamente las propiedades petrofísicas medidas en los pozos.

Los valores de los registros que sobrepasaron estos límites fueron eliminados, asociando estos registros corregidos de la misma forma que el procedimiento anterior, por pozos y grabada cada matriz con la palabra "mpozocor", seguido del número del pozo (e.j mpozocor1).

Para ilustrar este procedimiento que se describirá a continuación se realizó un diagrama de flujo (figura 5.5). Luego del almacenamiento de todos los registros de cada pozo, se creó un programa llamada dfft.m que muestra los registros de impedancia de los pozos 1, 2, 3, 4 y 5 luego de aplicar los filtros de Hanning, filtro de puntos o de suavizado y filtro de frecuencia, en el dominio de Fourier (frecuencia), para luego evaluar las consecuencias de la aplicación de cada filtro al regresar al dominio del espacio. El programa comienza cargando los pozos del cual se quiere realizar el estudio y utiliza los registros corregidos por pulsos, luego se fijó una ventana de estudio que es aproximadamente el tope de la Formación Oficina, y la base de las arenas E-F. Partiendo de estos datos, se calcula el registro de impedancia de la ventana seleccionada, para luego filtrar este registro con un filtro de puntos, el filtro de N puntos (filtro de suavizado, (Hanning, 1973)) es descrito en la figura 5.1:

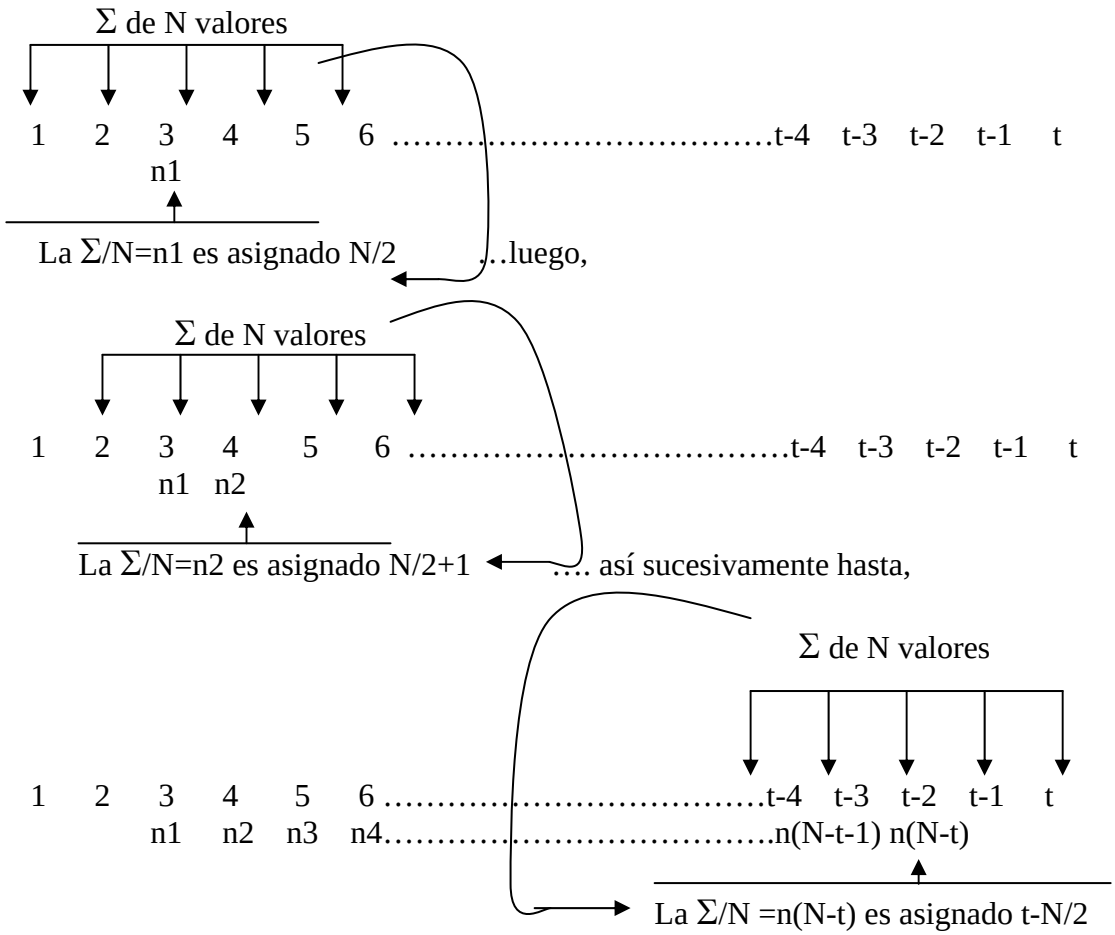


Figura 5.1: Diagrama de la aplicación del filtro de N puntos.

Estos valores filtrados fueron almacenados en una columna nueva llamada Ipf, a estos valores filtrados y no filtrados de impedancia se le agregó tantos ceros como fuese necesario para completar 32768 puntos en cada columna (32768=2^15), con el fin de poder realizar la transformada rápida de Fourier. Al agregar los ceros y la realizar la transformada se produciría el fenómeno de Giffs, en los bordes debido a una discontinuidad al agregar los ceros a ambos lados de las impedancias calculadas. Para evitar el fenómeno de Giffs, se filtraron las impedancias filtradas por el método del suavizado y las no filtradas, con un filtro Hanning, que consiste en multiplicar las impedancias filtradas y no filtradas con una función que se puede observar en la figura 5.2. Este filtro permite suavizar los saltos entre las diferentes impedancias y los ceros agregados.

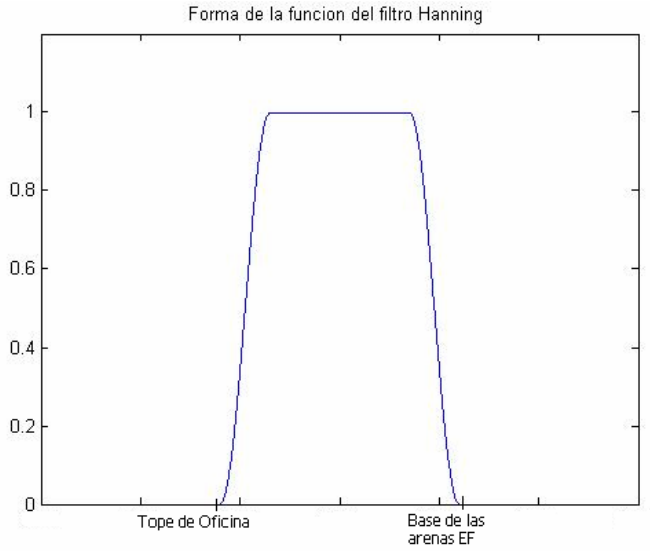


Figura 5.2: Forma del filtro Hanning aplicado al las impedancias

Luego de aplicar esta serie de filtros se aplicó la transformada de Fourier y se generaron los diferentes espectros de amplitud para cada impedancia originada, en un total de cuatro: Impedancia sin ningún tipo de filtros, impedancia filtrada por el método del suavizado, impedancia filtrada por el método del suavizado y filtro Hanning, impedancia filtrada por Hanning. Los correspondientes espectros se muestran en la figura 5.3.

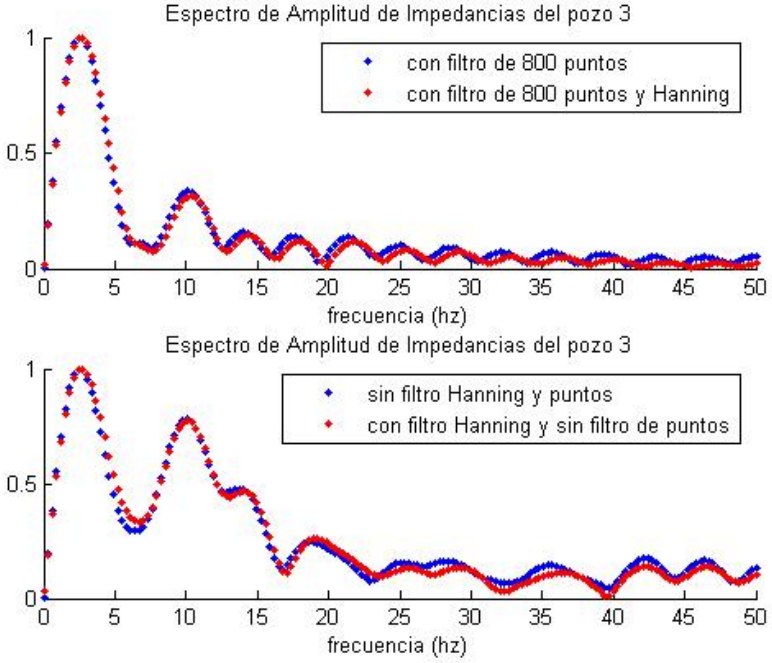


Figura 5.3: Espectros de amplitudes de impedancias sin, con Hanning, con filtro puntos, y Hanning y filtro puntos.

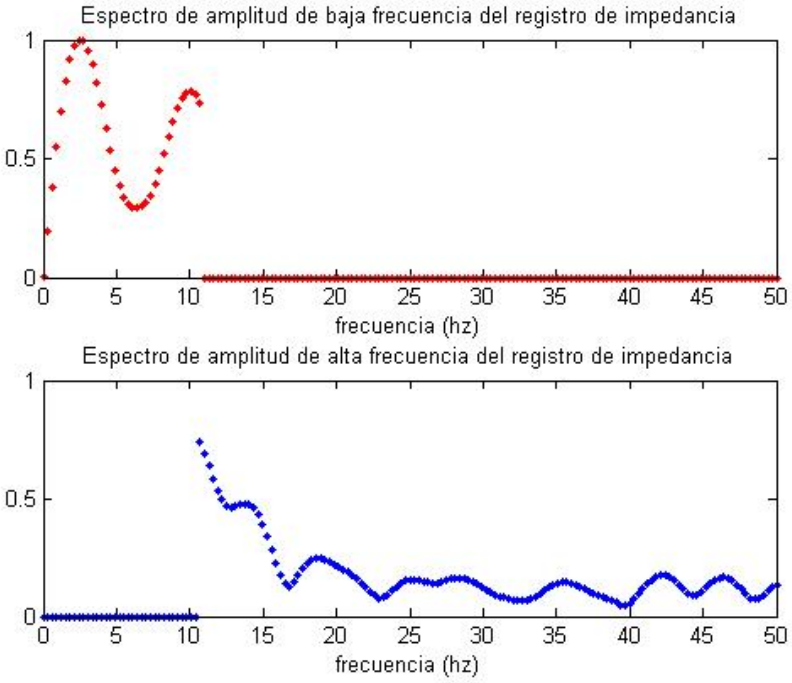


Figura 5.4: Espectros de amplitudes de impedancias.

A partir del espectro de amplitud de impedancias acústicas sin filtrar, se aplicarón los filtros pasa bajo y pasa alto. El filtro pasa bajo corta las altas frecuencias de la señal en el dominio de Fourier y el pasa alto corta la bajas frecuencias (figura 5.4). La utilización de estos filtros en la señal generó dos columnas adicionales de impedancias acústicas en el dominio de Fourier, una con impedancias de alta frecuencia y otras con impedancias de baja frecuencia.

Para obtener estos nuevos valores de impedancias filtradas en el dominio del espacio se les aplicó la anti-transformada de Fourier. Estos nuevos valores de impedancias, fueron graficados contra la profundidad y adicionalmente en la misma ventana se graficaron las impedancias filtradas por el método del suavizado, para su posterior análisis y comparación (figura 5.5)

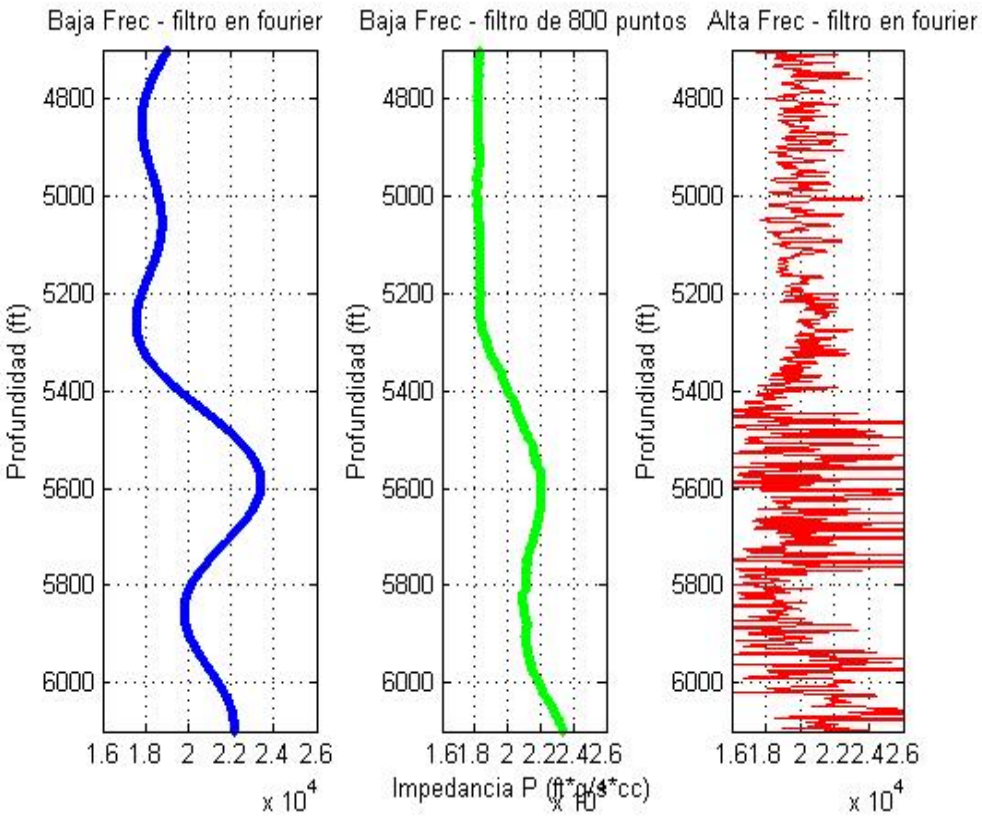


Figura 5.5: Espectro de amplitud aplicando filtros en el dominio de Fourier

Este procedimiento descrito anteriormente permite reconocer y diferenciar (tanto en el dominio de Fourier como en el dominio del espacio) de una manera práctica la utilización de los filtros de puntos, filtro Hanning, filtro pasa bajo y filtro pasa alto.

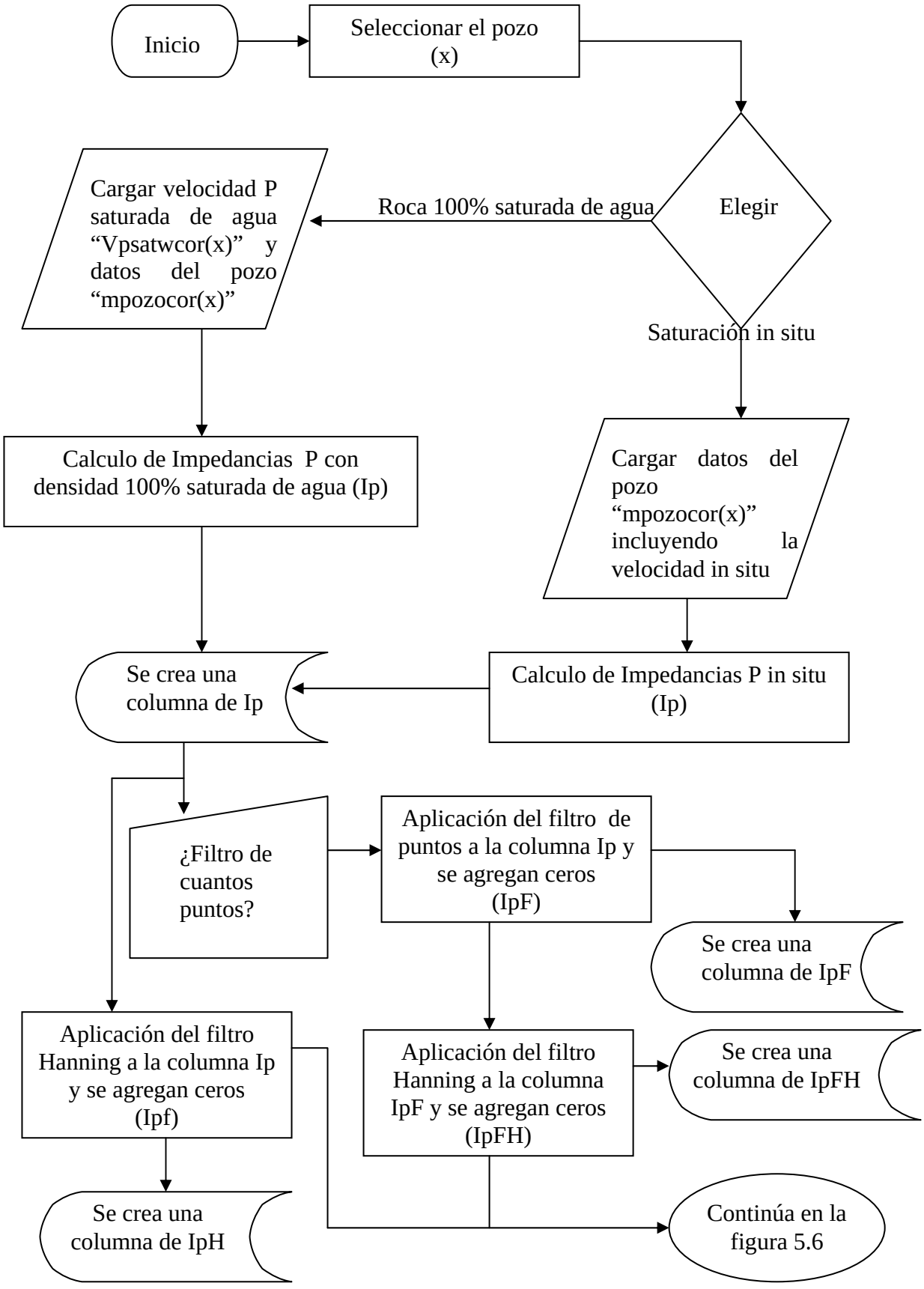


Figura 5.5: Diagrama de flujo del programa dfft.m

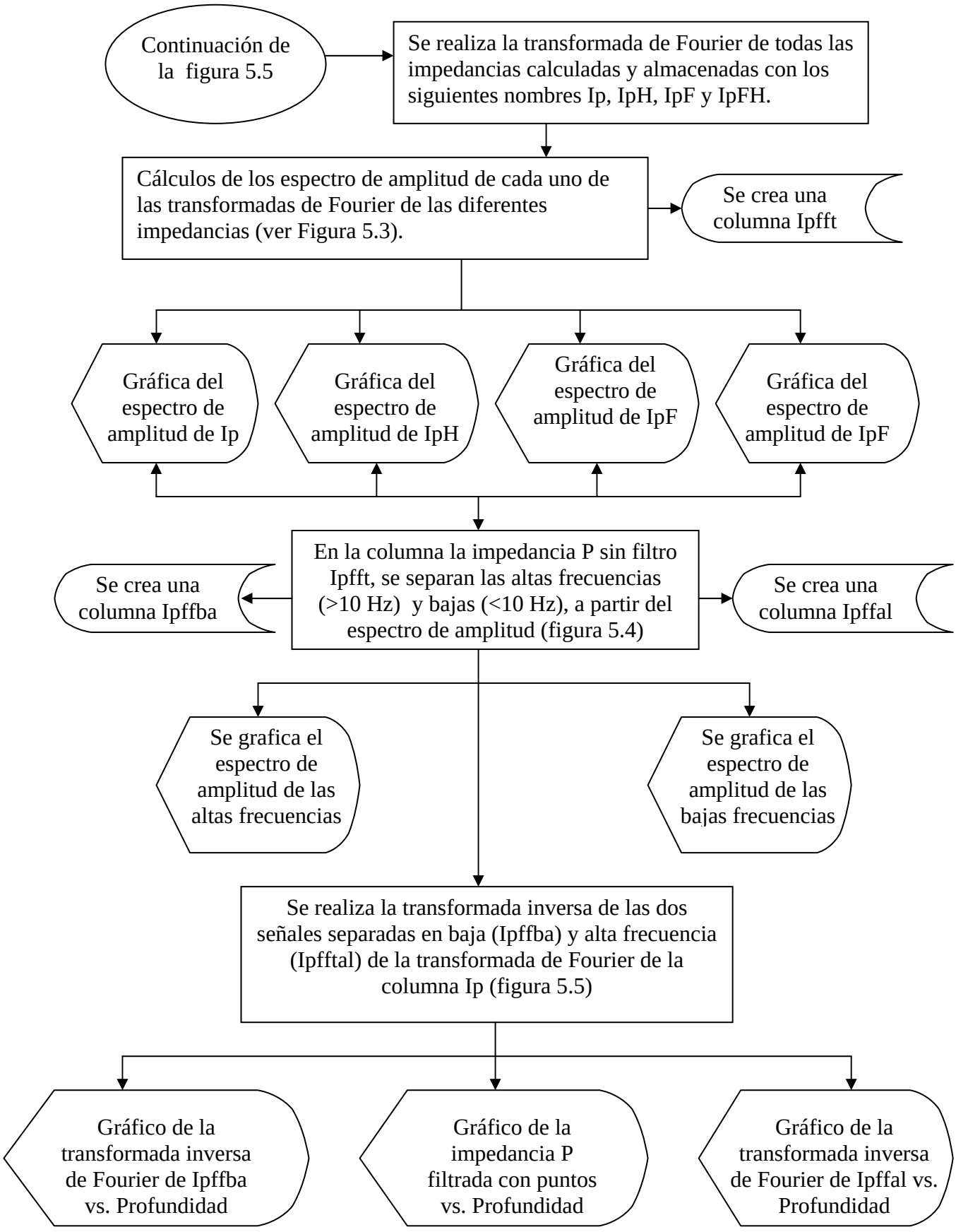


Figura 5.6. Diagrama de flujo del programa dfft.m, continuación de la figura 5.5

Para complementar el entendimiento del programa inversion.m se realizó el diagrama de flujo (figura 5.10). Para realizar la seudo–inversion de cada pozo se partió de los registros de impedancia y se creó el programa inversiones.m. Este termino seudo–inversiones es utilizado en este trabajo, debido a que no se parte de una traza sísmica para generar las impedancias, si no de los valores de impedancias calculados a partir de los registros del pozo y la suma de las altas y bajas frecuencias de estas impedancias calculadas.

El programa comienza cargando los pozos al cual se quiere realizar el estudio y utiliza los registros corregidos anteriormente, luego se fija la ventana de estudio que es aproximadamente el tope de la Formación Oficina, y la base de las arenas E-F.

Partiendo de estos datos, se calculó el registro de impedancia de la ventana seleccionada, para luego filtrar este registro con un filtro de puntos, explicado anteriormente dentro de esta misma sección (figura 5.4 y 5.5). Este nuevo registro de impedancias es almacenado en una nueva columna llamada Ipbaf. Teóricamente el filtro de puntos permite eliminar o reducir las altas frecuencias del cualquier señal, partiendo de este hecho se restó el registro de impedancias sin filtrar menos el registro de impedancias filtrado a través del filtro de puntos, pretendiendo obtenerse un registro de impedancias con contenido de alta frecuencias. También se creó una nueva columna para este nuevo registro llamada Ipalfr.

A las columnas Ipbaf y Ipalf, se le aplicó la transformada de Fourier, luego se calculo los espectros de amplitud y ambos se graficaron, para así evaluar las consecuencias de aplicar el filtro de puntos y la resta de las impedancias filtradas por el método de puntos y las impedancias sin filtrar (figura 5.7).

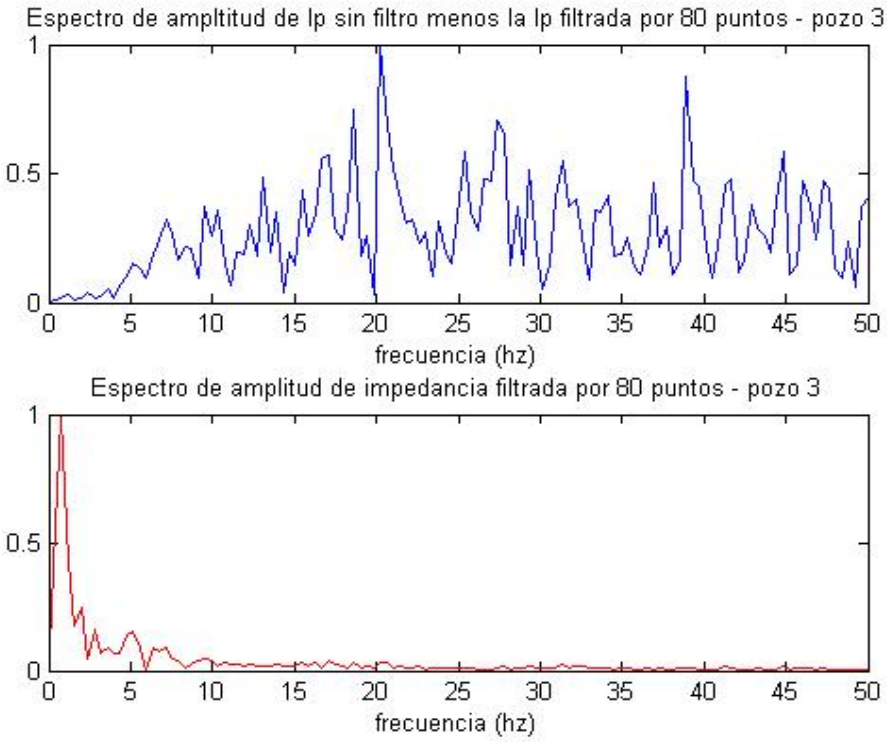


Figura 5.7: Registros de impedancias filtradas en el dominio de Fourier.

Luego estos dos espectros fueron sumados en el dominio de Fourier en fase cero (0), (figura 5.8). A estos nuevos valores de impedancias en el dominio de Fourier, se les aplicó la anti – transformada, para tenerlos en el dominio del espacio y se graficaron conjuntamente con el registro impedancias sin filtrar (ambas variables contra la profundidad), además se calculó el error restando ambas señales y graficándolo contra la profundidad en un gráfico contiguo al anterior (figura 5.9).

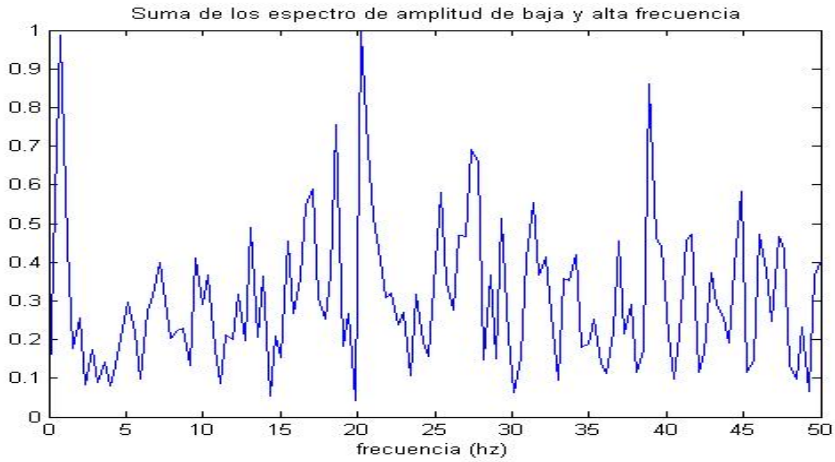


Figura 5.8. Suma de los espectros de amplitud de baja y alta frecuencia

Este estudio permitió generar una serie de impedancias seudo-invertida obtenida a través del método descrito anteriormente y compararla con el registro de impedancias original. Observando claramente que aunque el resultado de la seudo-inversión se creó a partir del registro original, igualmente se pierde información de frecuencias al aplicar esta metodología.

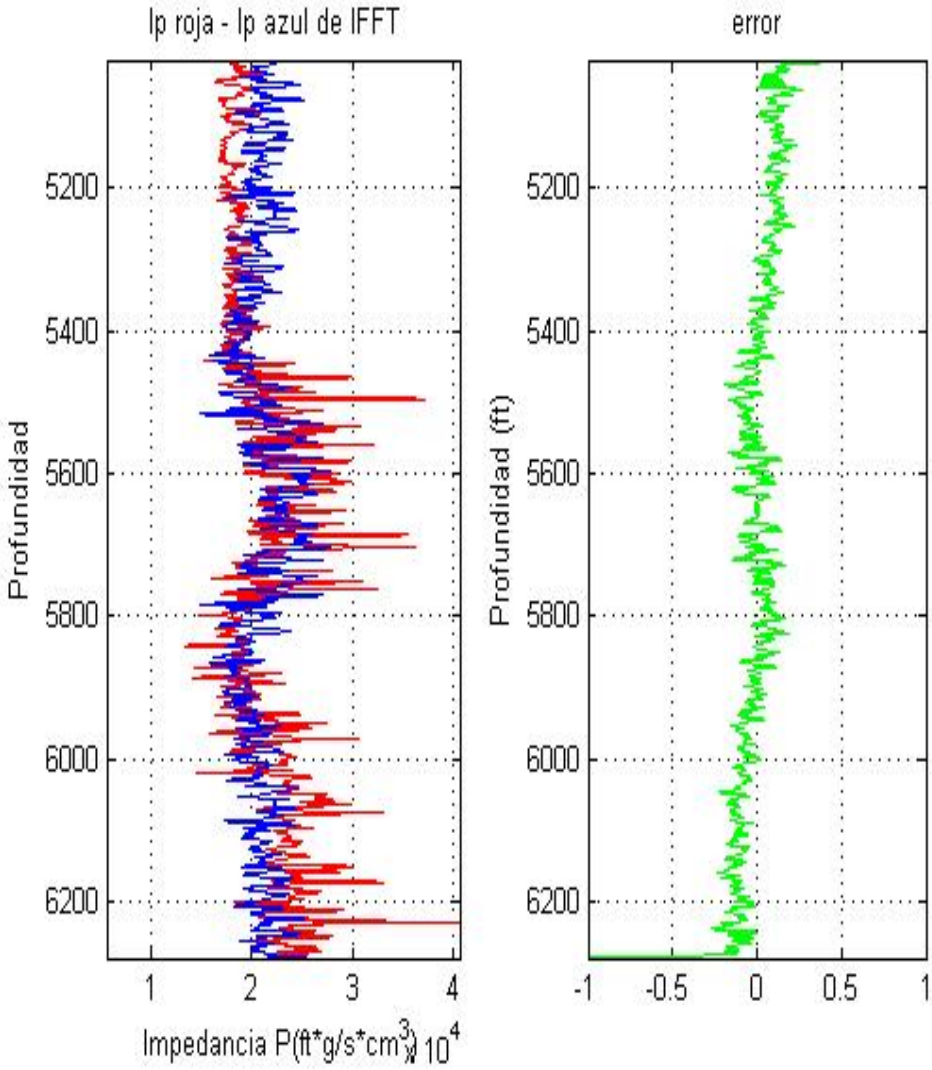


Figura 5.9: Registro de impedancia seudo invertida y el de producido en la inversión error.

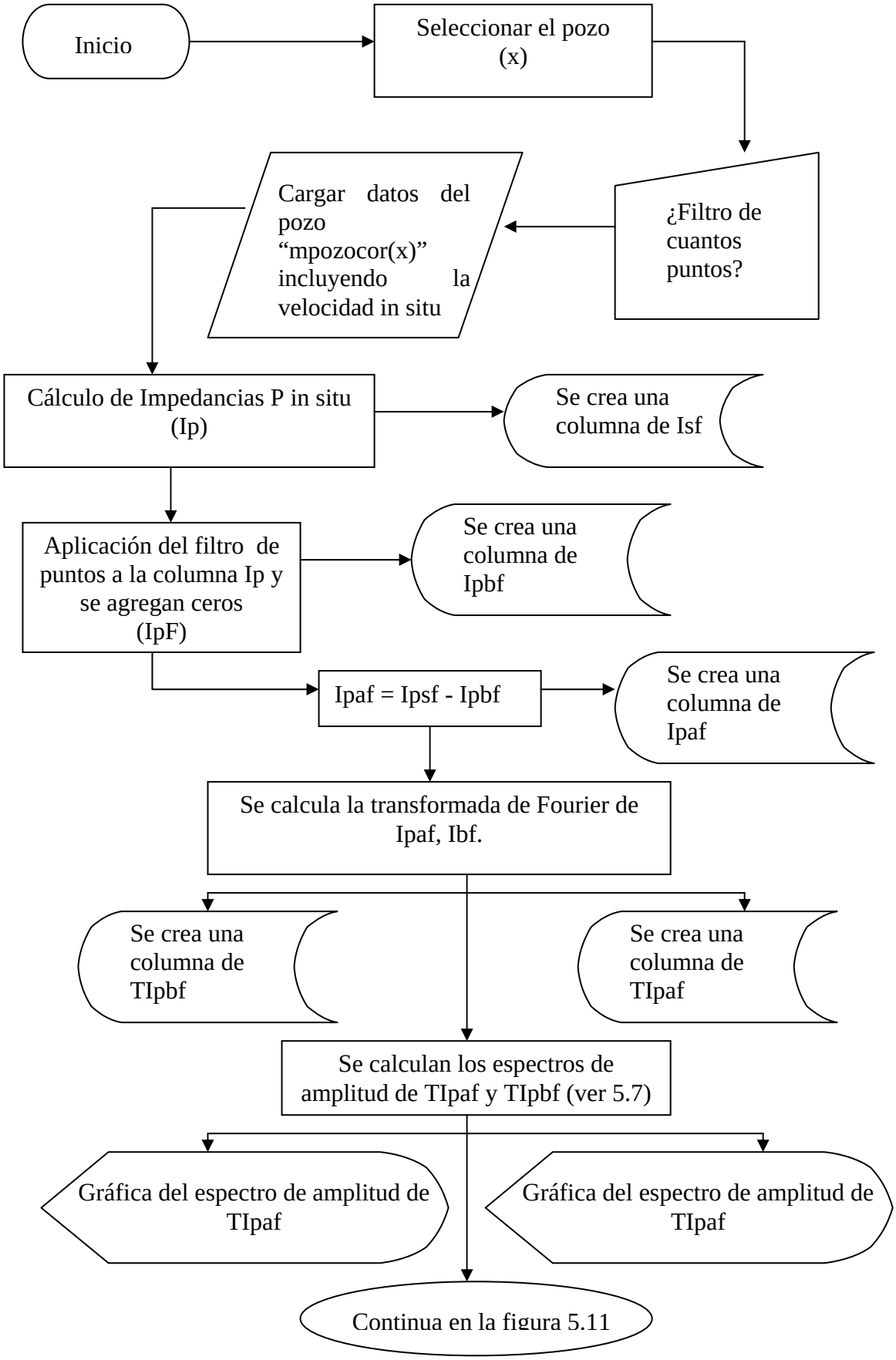


Figura 5.10. Diagrama d flujo del programa inversion.m

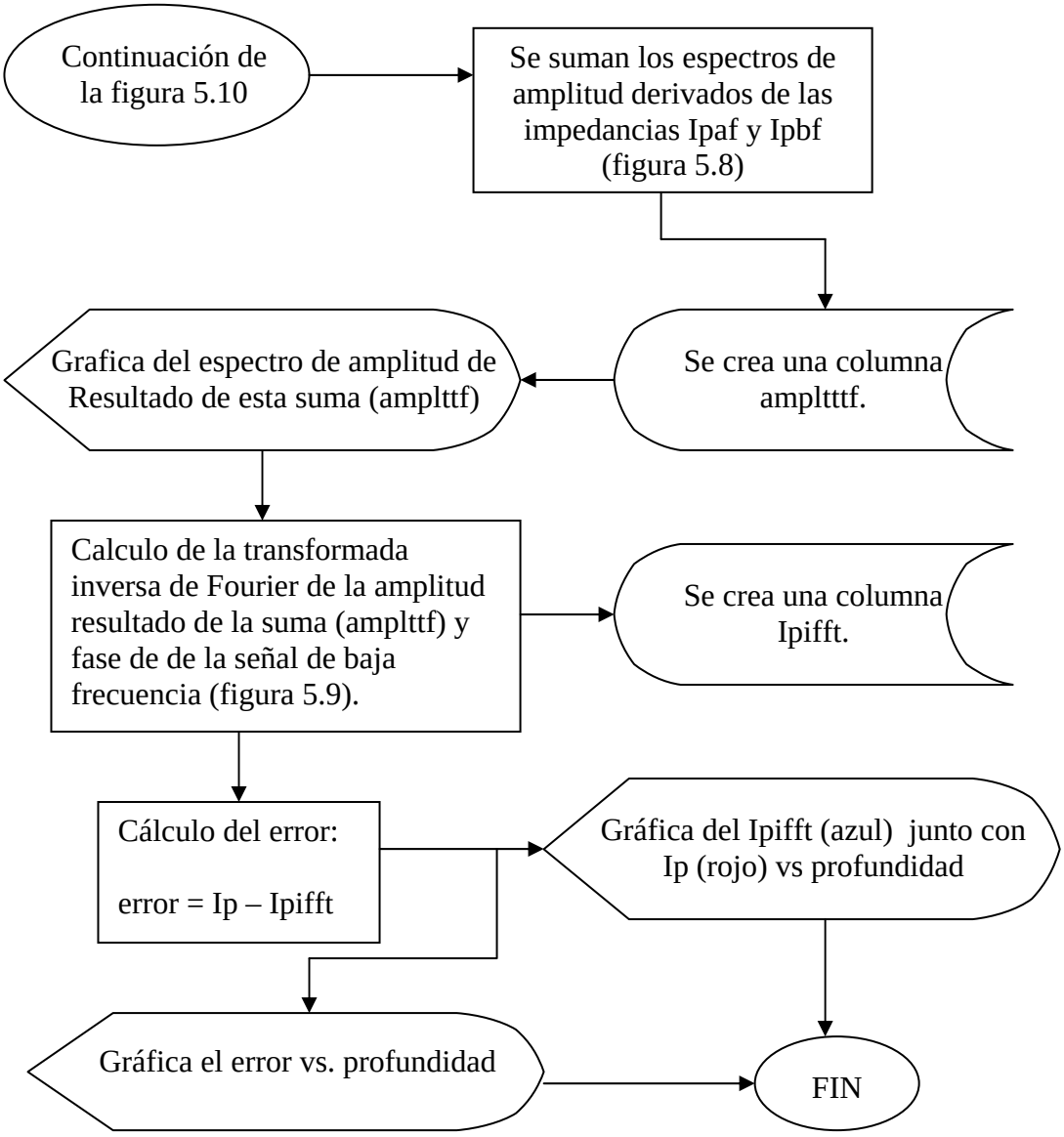


Figura 5.11. Diagrama d flujo del programa inversion.m, continuación de la figura 5.10

5.2. Estudio factibilidad de la inversión sísmica.

El estudio de factibilidad antecede a la inversión sísmica y pretende establecer patrones de discriminación de litologías, partiendo de las propiedades de físicas de las rocas, así como relaciones que permitan analizar los resultados obtenidos de la inversión como mayor eficiencia. Esto puede lograse con la utilización de los gráficos cruzados. El pozo 5 no fue tomado en cuenta para el estudio de factibilidad, debido a que las velocidades de onda S en el intervalo de

estudio no fueron medidas correctamente por la herramienta, trayendo como consecuencia que no pudiesen aplicarse las ecuaciones de Gassman.

El estudio y la evaluación del impacto de los fluidos en la roca en los registros de impedancias calculadas, permite determinar el efecto que produce diferentes proporciones de fluidos en la velocidad de onda P. Sí el fluido resulta ser una variable de cambio a considerar en el momento de realizar los gráficos cruzados en la discriminación de litología a partir de la impedancias, entonces es necesario eliminar este efecto y así discernir correctamente que los cambios de impedancias en su mayoría se refieran a cambios en la litología.

5.2.2. Evaluación del impacto de los fluidos.

Para la evaluación del impacto de los fluidos se inició con la generación de un registro de velocidades de onda P en profundidad por cada pozo en el cual la saturación de agua de la roca siempre fuese del 100%, con el fin de poder establecer un patrón de velocidades para las cada litología (lutitas y areniscas) y así poder definir las diferencias de comportamiento de velocidades de ambas rocas a medida que se profundiza, para eso se creó un programa llamado gassman.m, en el cual intervinieron las fórmulas de sustitución de fluidos planteadas por Gassman (sección 4.1.1 del capitulo IV).

Para evaluar el impacto de los fluidos en la roca, se creó un programa llamada fluidos.m, que consiste en aplicar las fórmulas de sustitución de Gasmman, para saturar la roca de agua y de petróleo con diferentes proporciones y calcular las diferentes velocidades para cada proporción.

Luego de generar las diferentes velocidades para cada proporción, se graficaron todas estas velocidades contra gamma ray en un mismo gráfico, diferenciando con colores cada velocidad derivada de cada proporción agua-petróleo, esto con la finalidad de evaluar cualitativamente la identificación de subpoblaciones (por colores), que representen velocidades generadas con la misma saturación de agua-petróleo y así definir si existe un impacto de los fluidos en la velocidad de onda P.

5.2.1. Patrones de profundidad

En esta sección se pretende establecer patrones o rectas de ajuste de las velocidades de onda P y densidad, para poder establecer un criterio de discriminación entre las arenas y las lutitas a medida que se profundice. Esto se realizó generando el registro de velocidades onda P y densidad con la roca 100% saturada de agua en profundidad (diferentes gráficos), diferenciando con colores los valores que provenían de una arena o de una lutita. Esta discriminación se realizó calculando un tercio de valor máximo del registro Gamma Ray por cada pozo, estableciendo por debajo de este valor a las arenas (azul) y por encima a las lutitas (rojo). Adicionalmente para su mayor comprensión e identificación de las arenas, se graficó simultáneamente y a la misma escala vertical justo al lado del registro de Vp, el registro Gamma Ray. Estos gráficos se generaron para todos los pozos aproximadamente entre el tope de la arenas A-B y la base de las arenas E-F, es decir se graficaron los registros Vp, densidad y Gamma Ray entre 4500 pies y 6300 pies, para todos lo pozos.

Gráficos Cruzados		
Eje X	Eje Y	Escala de colores
Impedancia de Onda P	Gamma Ray	Gamma Ray
Velocidad de Onda P	Gamma Ray	Gamma Ray
Densidad	Gamma Ray	Gamma Ray
Impedancia de Onda P	Neutrón Porosidad	Gamma Ray
Vp/Vs	Gamma Ray	Gamma Ray

Tabla 5.2 Gráficos cruzados generados

5.2.3. Gráficos cruzados

Para la generación de los gráficos cruzados de cada uno de los pozos se creó un programa llamado crossplot.m. Este programa trabaja con los datos corregidos por los picos y consiste en generar gráficos cruzados de dos propiedades petrofísicas. El programa lee primero la matriz de datos corregidos del pozo seleccionado, luego existe la opción de escoger las velocidades de onda P con la roca 100% saturada de agua o en condiciones *in situ*. En lo subsiguiente se escoge la propiedad que se quiere graficar en el eje x y en el eje y. Los graficaron cruzados, siempre fueron a partir del tope de la primera arena de cada pozo, con un máximo de quinientos pies de registro por gráfico cruzado, con la intención de tener un volumen de 1000 datos en cada gráfico si el muestreo del fuese de medio (0.5) pie y así de esta forma poder establecer con mayor facilidad las posibles sub-poblaciones. Para la discriminación de la litología en los gráficos cruzados se utilizo una escala de colores definida por el registro gamma ray para cada gráfico (azul oscuro = 100% arena, rojo = 100% lutita) y así evaluar siempre la influencia de la litología en los gráficos cruzados, comportándose como una tercera variable a estudiar. Los gráficos cruzados permiten establecer relaciones entre diferentes propiedades petrofisicas, principalmente las impedancias acústicas en el caso de la inversión sísmica, y así poder definir los comportamientos de la litología y la impedancia acústica con respecto a cualquier otra propiedad. Los gráficos cruzados utilizados para la evaluación del comportamiento de las propiedades petrofisicas para cada pozo, fueron (tabla 5.2):

5.3 Calibración de pozos

Antes de realizar la calibración de los pozos con la sísmica se procedió a seleccionar la ventana de inversión, esta se realizo conjuntamente con el ingeniero petrofísico de Petrobras Energía Venezuela S.A. evaluando la factibilidad propuesta anteriormente, además de integrar los conocimientos de las arenas y su continuidad dentro del área de estudio.

Luego de conocer la ventana de inversión se procedió a calibrar los registros de pozos con los datos sísmicos, dentro de esta ventana. El proceso de calibración de los pozos para este trabajo utilizando la herramienta Elog del programa Hampson & Russell, se puede describir a partir de los siguientes pasos.

1) Se fijó la ventana de tiempo de inversión, en donde se evaluó la correlación, un poco mas arriba del tope de la A y un poco más profundo que la base de la arena F4L, (tabla 5.5). A partir de esta ventana se generaron diferentes ondículas estadísticas alrededor del pozo con diferentes fases de rotación (figura 5.13), generando a su vez diferentes trazas estadísticas, correspondientes a cada ondícula y por supuesto cada pozo.
2) Utilizando la correlación de los pozos generados por un estudio petrofísico previo realizado por Petrobrás Energía Venezuela C.A (figura 5.12), la topes de la arenas en tiempo y el registro de check shot que se tiene del pozo 4, se definió un estimado del lapso de tiempo que se le agregó a la traza estadística generada en el paso anterior.

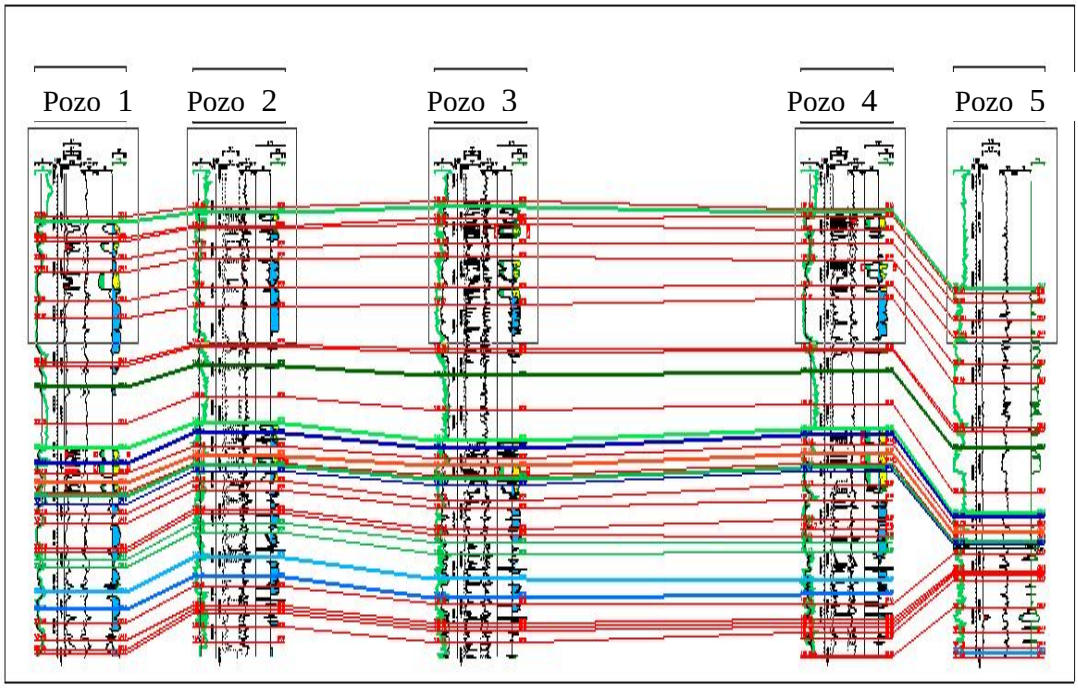


Figura 5.12: Correlación petrofísica de todos lo pozos utilizados, partiendo de la izquierda con el pozo 1, hasta llegar a la derecha con el pozo 5

Pozos	Ventana seleccionada para evaluar la correlación en cada sísmica	
	Base(ms)	Tope (ms)
	Pstm32 y HFI	Pstm32 y HFI
Pozo 1	1300	1580
Pozo 2	1300	1580
Pozo 3	1300	1580
Pozo 5	1350	1600

Tabla 5.3: Indica la ventan para evaluar la correlación de la traza estadística y el sismograma sintético, en la sísmica pre – apilada en tiempo (Pstm32) y la procesada con HFI (HFI)

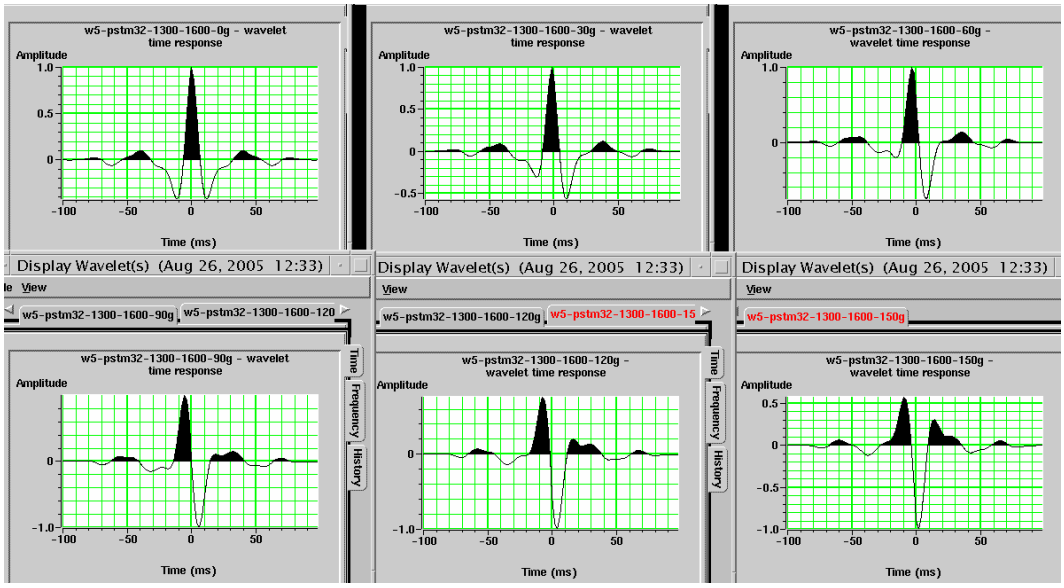


Figura 5.13: Las diferentes ondículas estadísticas generadas desde 0º a 150º alrededor del pozo 5.

3) Evaluando las diferentes fases de rotación de la ondícula esta fue definida en base al mayor coeficiente de corrección, luego del lapso de tiempo que se le agrego al registro en el paso anterior (figura 5.14). Las fases de rotación fijadas para cada pozo y cada volumen sísmico son descritas en la tabla 5.6.

Pozos	Fase rotación de la ondícula seleccionada para la sísmica		Correlación de la traza estadística con las sísmica		Correlación del sismograma sintético con la sísmica	
Sísmica	Pstm	HFI	Pstm	HFI	Pstm	HFI
Pozo 1	0º	15º	0.4	0.1212	0.6732	0.7112
Pozo 2	0º	0º	0.5711	0.23	0.7380	0.68
Pozo 3	0º	0º	0.3239	0.13	0.6572	0.6610
Pozo 4	0º	0º	0.45	0.2272	0.6759	0.6949
Pozo 5	0º	0º	0.4	0.33	0.8197	0.7586

Tabla 5.4. Correlación de la traza sísmica estadística con la sísmica y correlación de la el sismograma sintético y la sísmica en cada uno de los pozos y cada uno de las sísmicas

4) Se utilizó la fase de rotación y el lapso en tiempo añadido a los registros de pozos para generar el sismograma sintético del pozo, que

consiste en convolucionar el tren de coeficientes de reflexión con la ondícula estadística calculada, esta correlación tiene que dar por encima de 0.6 (figuras 5.14 y 5.15).

5) El programa generó una velocidad de onda P corregido por correlación, que permite ubicar la traza en tiempo en la sísmica, luego de obtener un coeficiente de correlación óptimo.

Si se tiene el registro tiro de verificación del pozo, la herramienta Elog permite ubicar el pozo en tiempo dentro de la sísmica, sin necesidad de seguir los pasos anteriores. El programa corrige la velocidad de onda P, con los datos obtenidos en tiro de verificación, sólo con oprimir el botón llamado “check shot”, luego se despliega una ventana que permite definir el tipo de suavizado del tiro de verificación y así poder generar la mejor correlación con la sísmica.

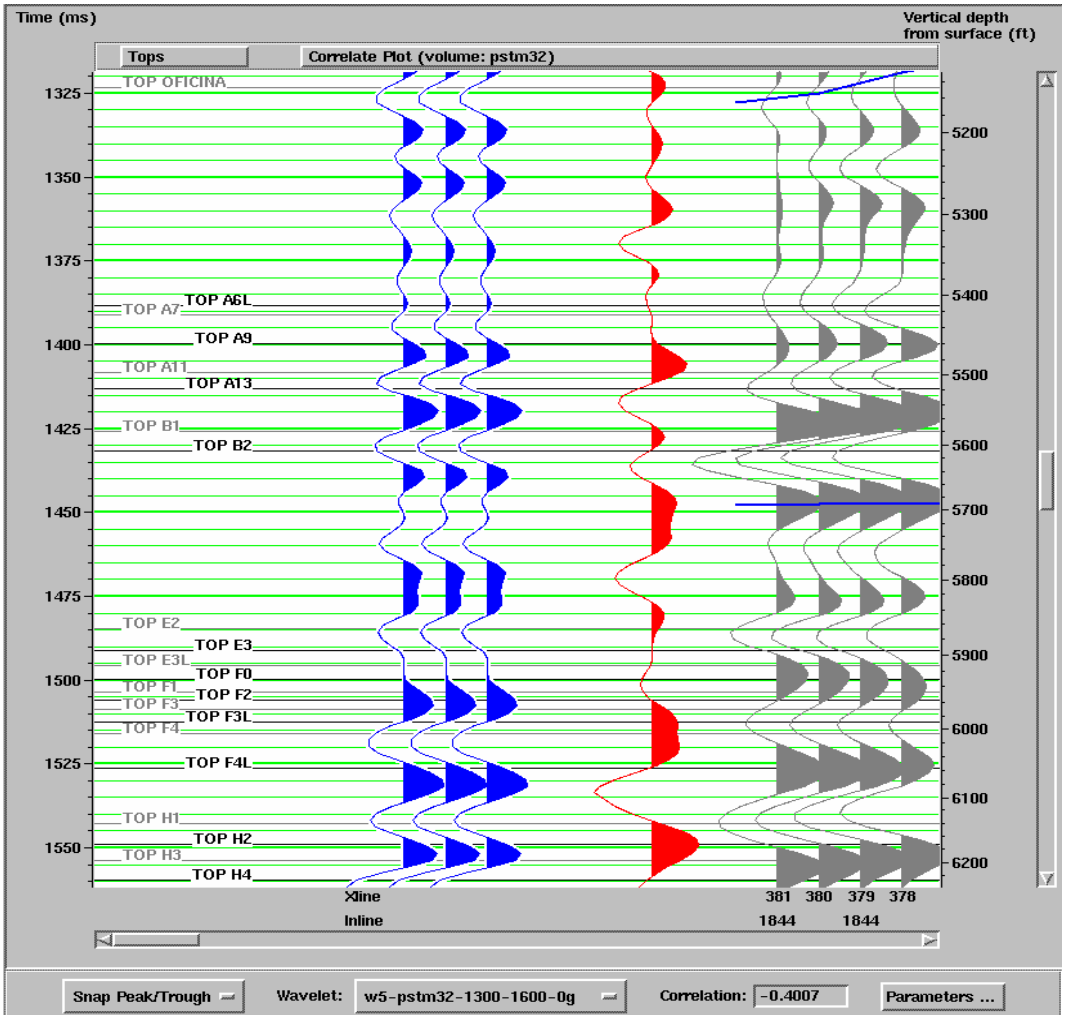


Figura 5.14: Traza estadística del pozo 5 en azul, tomando en cuenta la ondicula seleccionada y lapso de tiempo añadido, correlacionada con la traza sísmica extraída (rojo) del volumen sísmico pre apilado en tiempo.

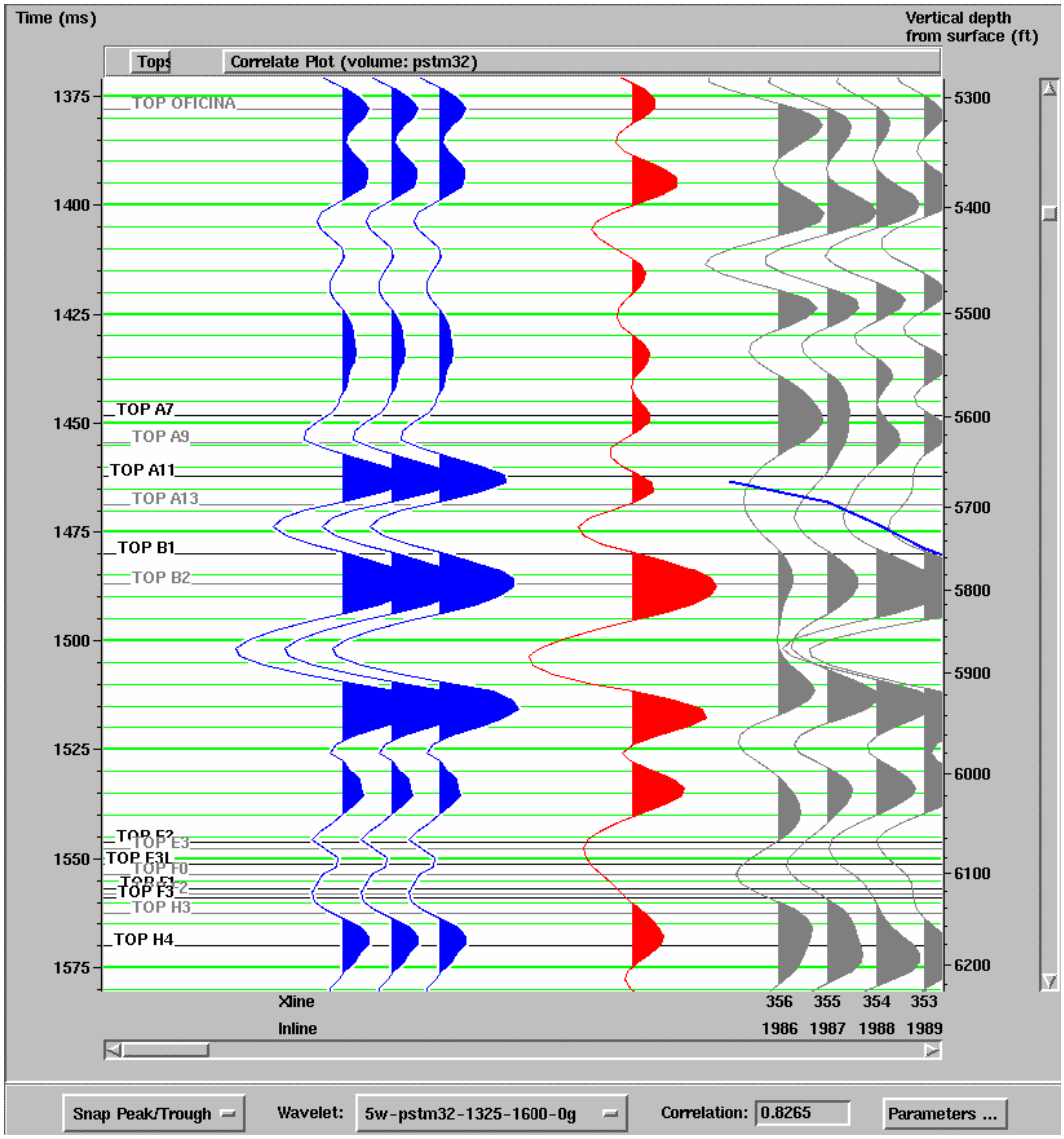


Figura 5.15: Sismograma sintético del pozo 5 tomando en cuenta la ondícula seleccionada y lapso de tiempo añadido.

5.4 Generación del modelo geológico.

La generación de un modelo geológico permite relacionar los parámetros que añaden o suman la baja frecuencia en el proceso de inversión sísmica. Este modelo se genera a partir de los registros de pozos ya calibrados y los horizontes interpretados en los dos volúmenes sísmicos. Los datos de pozos requeridos para la generación del modelo e inversión incluyeron el registro de densidades, la velocidad de onda P y el registro de impedancias calculada a través del programa

Elog. También se necesitaron los horizontes de interés interpretados, los cuales fueron cargados a partir de una base de datos que generó el programa Landmark, en donde se especifica la coordenada X, Y en UTM y la profundidad en tiempo, de una gran cantidad de puntos que definen cada horizonte. Debido a que los registros de impedancias se comportan en puntos aislados sobre el cubo donde se va a realizar el estudio, se aplicó una interpolación de impedancias entre los pozos (Kriging), asignando para cada una de las trazas existentes en los datos sísmicos una curva de impedancias/tiempo que controló y restringió el modelo geológico planteado. Este modelo planteado tiene que guardar una estrecha relación con los registros de pozos calibrados y con los horizontes de interés cargados en la sísmica. Este procedimiento se llevó a cabo de la misma forma para los dos volúmenes de datos sísmicos, prepilada en tiempo y procesada con la técnica HFI®. A continuación se muestran ambos modelos geológicos (figuras: 5.l6 y 5.17) se puede observar que ambos modelos guardan una estrecha relación con los registros de pozos calibrados y los horizontes cargados. Esto se determinó con el cambio de valores de impedancia definida por la escala de colores que coincide exactamente con un cambio litológico a arena, precisándose por el registro gamma ray, además que se mantiene la continuidad de los horizontes cargados.

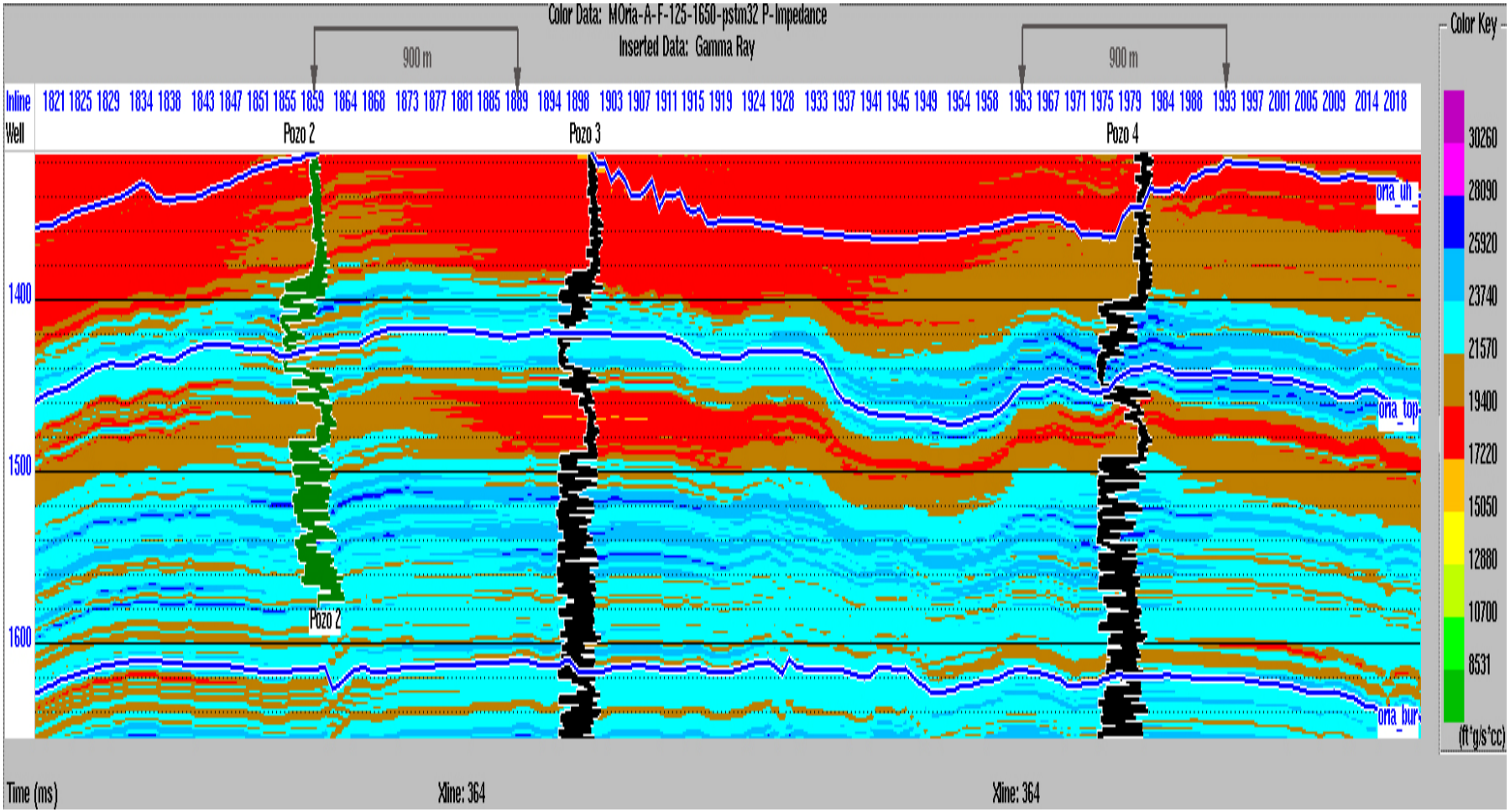


Figura 5.16: Modelo Geológico de la línea este oeste generado y usado para la inversión de la sísmica preapilada en tiempo

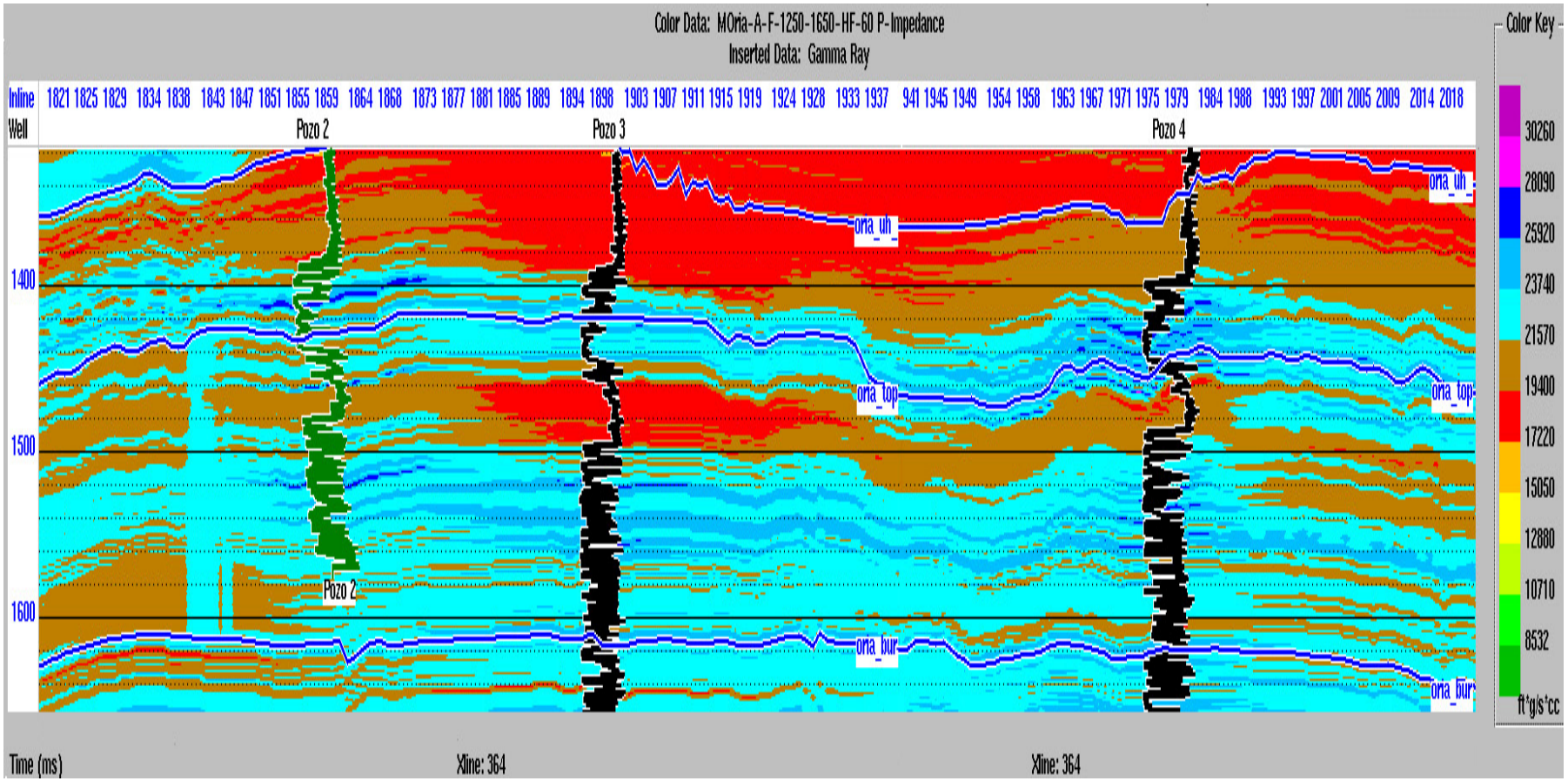


Figura 5.17: Modelo Geológico de la línea este oeste generado y usado para la inversión de la sísmica preapilada en tiempo con la tecnica HFI®

5.5 Inversión sísmica

La inversión sísmica consiste en obtener un cubo de valores impedancias acústicas a partir del modelo geológico y el volumen de datos sísmicos 3D, permitiendo establecer continuidades de arenas dentro del campo a estudiar, que en este caso en es el campo Oritupano A. Esta inversión se llevo acabo en los volúmenes de datos sísmicos, volumen 3D pre – apilada en tiempo y volumen 3D procesada con la técnica HFI ®.

El volumen de datos sísmicos preapilada en tiempo, fue invertido utilizando diferentes tipos de inversión sísmica y el modelo geológico llamado "ModelOriaInv-1400-1850", el cual es mostrado en la figura 5.16. Las inversiones generados a partir de los métodos Banda Limitada y Pulsos Esparcidos (inversiones descritas en el los tipos de inversión, del marco teórico), fueron descartados debido a que, cualitativamente no guardan una estrecha relación con los registros de pozos calibrados, con las sísmica y los horizontes cargados en ella. Esto se determinó gracias a que los cambio de valores de impedancia definida por la escala (mientras más azulado y morado: arena mas limpia, marrón: lutita) de colores al realizar la inversión no coincide con cambios litológicos, precisados por el registro gamma ray, sin mantenerse la continuidad de los horizontes cargados. Además las altas amplitudes no tienen respuesta coherente en el modelo de inversión generado por estos dos métodos. Estos dos modelos planteados pueden observarse en el apéndice (figuras: 8.27, 8.28, 8.29 y 8.30)

Luego de descartar los métodos Pulsos Esparcidos y Banda Limitada, la metodología de inversión sísmica se realizó en base al la inversión Modelo Base para ambos cubos sísmicos y las razones son expuestas en la descripción del modelo.

5.5.1 Inversión de impedancias acústicas.

La inversión de impedancias acusticas por el metodo del Modelo Base, consistió en aplicar un algoritmo lineal (GLI), en el cual se supone que la ondícula de los datos sísmicos es conocida, que en este trabajo, tiene una fase de rotación

de cero (0) grados y fue calculada estadísticamente a lo largo y ancho de ambas sísmicas, entre los 1250 ms y 1580 ms, que fue la ventana de inversión seleccionada. La fase de rotación de la ondícula fue seleccionada, gracias a que los valores de fase de rotación utilizadas para la calibración de los pozos, oscilaba siempre para ambas sísmicas por los cero grados. Luego se calculó un sismograma sintético para cada traza de ambos cubos sísmicos, usando los modelos geológicos y la ondícula calculadas para cada sísmica. A partir de estos se comenzó a variar las impedancias iterativamente, reduciendo el error por cada iteración por el método de mínimos cuadrados entre las trazas sintéticas y las reales, hasta concluir la cantidad de iteraciones definidas.

5.5.1.1 Parámetros de inversión

Estos parámetros permitieron restringir el algoritmo con el fin de prevenir que el ruido contenido en los datos conlleve a soluciones del algoritmo que no correspondiera con la realidad geológica del yacimiento, además de poder obtener un modelo de inversión de impedancias acústicas óptimo.

Para controlar este proceso iterativo sensible al ruido, se estimaron los siguientes parámetros:

5.5.1.1.1. Porcentaje de desviación de impedancia inicial

Este parámetro restringió la máxima desviación de las impedancias calculada, a un porcentaje de la impedancia promedio proveniente de los registros de pozos. El valor de la desviación de impedancia inicial utilizado para la inversión fue del 20%.

5.5.1.1.2. Ventana de tiempo

En este se especificó el rango de tiempo que fue 1300 ms a 1650 ms Nuestro rango de lineas norte sur fue 1770 a 2120 y de lineas este-oeste 335 a 445, que representa todo el volumen sísmico, tanto en la sísmica pre–apilada en tiempo y como en la sísmica procesada con HFI®.

5.5.1.1.3. Tamaño del bloque promedio.

El modelo construido fue de una dimensión en unidades de tiempo de viaje. La suposición inicial es equivalente a capas cuyo espesor es especificado por este parámetro. En la inversión realizada, el tamaño del bloque utilizado fue de 4 ms.

5.5.1.1.4. Ruido blanco

En el proceso de inversión al igual que en el de deconvolución, los coeficientes de reflexión son extraídos de los datos sísmicos usando una ondícula conocida, este proceso puede ser inestable si la ondícula es de banda limitada. La solución, es el uso del ruido blanco para estabilizar el proceso, normalmente este valor no se modifica de 1% sino hasta que el proceso tenga problemas de convergencia, valga acotar que en esta inversión no se suscitó ese tipo de problema.

5.5.1.1.5. Número de trazas

Permite definir cuantas trazas el programa tomará en cuenta alrededor de la traza invertida, y de esta forma evaluar la variaciones laterales del subsuelo. Se seleccionó 5 trazas en inline y 5 en crossline, que da un total de 25 trazas, alrededor de la traza invertida. El primer modelo que se generó fue con 4 números trazas, originando un modelo invertido que no conservaba la continuidades de la lutita de origen marino que separa las A-B y E-F, que por estudios geologicos de pozos son muy continuas y con un espesor constante en todo el campo Oritupano A, por eso se decidió tomar 5 traza en dirección norte sur y 5 trazas en dirección este oeste que se traduce en 25 el número de trazas.

5.5.1.1.6. Número de iteraciones

Permitió definir la cantidad de cálculos sucesivos de las impedancias, y así obtener un menor error entre los sismogramas sintéticos generados por el modelo y las trazas sísmicas reales. Se generaron tres modelos con diferentes iteraciones, luego se realizó el análisis de inversión para cada modelo que serán descritos en la siguiente sección y así cuantificar el error en cada uno de ellos, determinando cual

fue el valor óptimo de iteraciones utilizado para generar el modelo de impedancias acústicas. Estos valores de error producido por el análisis de inversión para cada pozo son descritos en la figura 5.18.

Luego de evaluar cuantitativamente cual fue los errores calculados a través del análisis de inversión con 500 iteraciones, 100 iteraciones y 50 iteraciones (estos tres modelos con los parámetros fijados anteriormente) las diferencias de estos errores como puede apreciarse en la figura 5.18 no sobrepasa el 2% entre 500 y 50 iteraciones, y menos del 1% entre 500 iteraciones y 100 iteraciones, sin embargo al colocar los pozos de control (procedimiento 5.5.1.3) el modelo generado con 500 iteraciones guardaba una mayor relación con los mismo, además de que se apreció una mayor definición, un mayor detalle y suavizado de los cuerpos de arenas, lo mismo ocurrió al definir los posibles planos de fallas siendo mas fáciles y mas confiables definirlos con el modelo de 500 iteraciones que con los otros dos modelos. Debido a las razones expuestas se decidió escoger el modelo definido por 500 iteraciones con los parámetros fijados anteriormente. Los modelos generados con 100 iteraciones y 50 iteraciones pueden verse en el apéndice (figuras: 8.31, 8.32, 8.33 y 8.34). Este procedimiento sólo se realizó para la sísmica preapilada en tiempo. Partiendo de este valor de 500 iteraciones, se calculó la inversión de impedancias acústicas utilizando la sísmica procesada con HFI®, de la misma forma que utilizando la sísmica preapilada en tiempo.

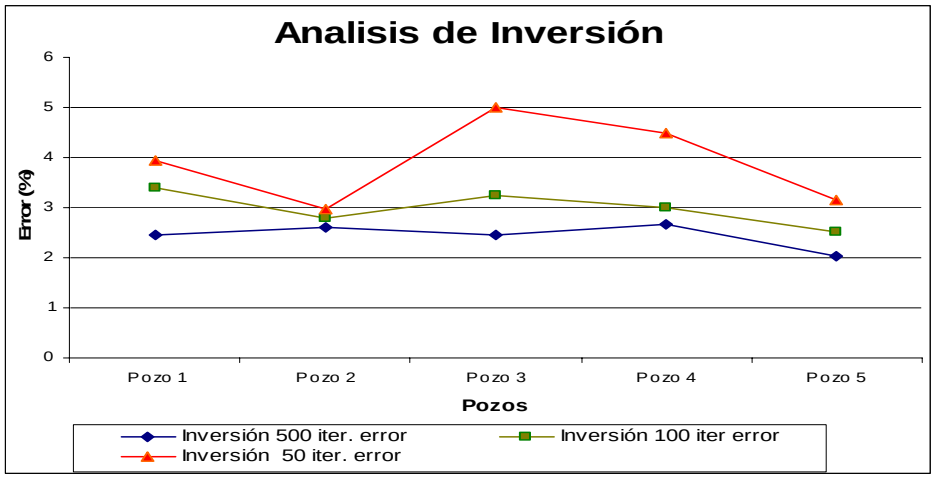


Figura 5.18: Contiene los errores producidos al compara la traza sísmica invertida con el sismograma sintético, por cada pozo.

5.5.1.2 Análisis de inversión

El análisis de inversión permitió cuantificar el error y certificar la inversión realizada utilizando la técnica modelo base. También formó parte del criterio de evaluación y selección de los dos cubos sísmicos invertidos (sísmica pre–apilado en tiempo y sísmica procesada con HFI), para luego poder delinear las arenas A-B y la arenas E-F en el campo Oritupano A, Unidad Oritupano Leona.

La aplicación Hampson & Russell, posee una herramienta que permite realizar este análisis de inversión. Los pasos seguidos para el uso de esta aplicación se describen a continuación:

1) Se seleccionó el volumen preapilado en tiempo o HFI® y el volumen de invertido de impedancia, dependiendo del volumen invertido a analizar. También la traza extraída de ambos volúmenes, tanto en el de impedancia como en el sísmico y tomando en cuenta el mismo número de trazas contiguas utilizadas en la inversión.
2) Luego se definió el método de inversión de la traza sísmica seleccionada, utilizando siempre para el análisis de la inversión por el método Modelo Base, el método inversión restringida. A este método se le ingresaron los mismos parámetros que la inversión, que fueron la ventana de 1400 a 1800 ms, 500 iteraciones, 4 ms del tamaño del bloque promedio, 1% de ruido blanco, 20% de desviación de impedancias del modelo inicial y 25 numero de trazas, como muestra de este procedimiento, podemos observar la figura 5.18

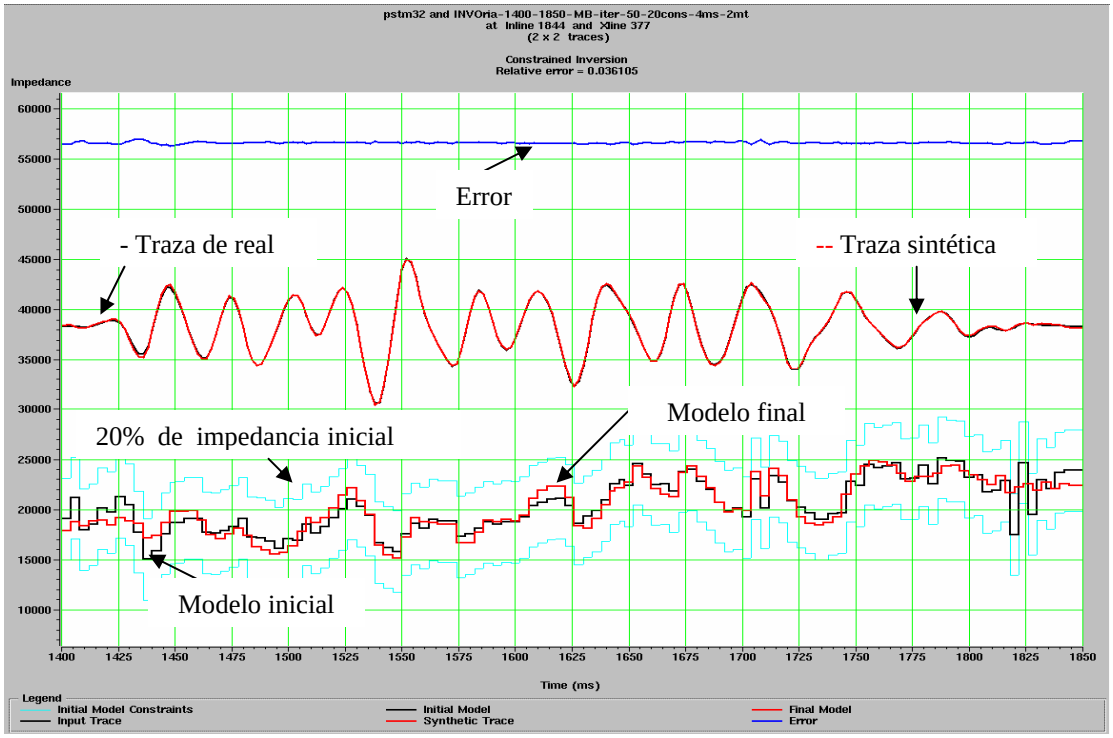


Figura 5.19: Ejemplo de un análisis de inversión, con la descripción de todos sus elementos.

5.5.1.3. Pozos de Control

Luego de realizar la inversión de ambos cubos sísmicos, se colocaron cuatro pozos en la misma calibrados con la sísmica, distintos a los utilizados para realizar el estudio, y fueron llamados pozos de control. Esto con la intención de poder evaluar la calidad de la inversión, utilizando el registro gamma ray como control o indicador de cambios arenas que debían ser representados como cambios de impedancias acústicas en la inversión. La ubicación de los mismos en el volumen sísmico se observa en la figura 6.25.

Capítulo VI

Análisis de Resultados

6.1. Análisis de factibilidad

El estudio de factibilidad de la inversión sísmica descrito en la metodología es vital al momento de evaluar y analizar los resultados obtenidos luego de haber realizado la inversión de impedancias acústicas, por esta razón serán los primeros resultados en mostrarse y analizarse en este capítulo Es importante recordar que el pozo 5 no fue tomado en cuenta para el estudio de factibilidad, debido a que las velocidades de onda S en el intervalo de estudio no son confiables, debido que la herramienta presentó problemas de medición. Todos los gráficos del estudio de factibilidad de los pozos que no son mostrados en esta sección se encuentran en el apéndice entre las figuras 8.1 y 8.20.

Primero, se calcularon las velocidades y densidades de las rocas con 100% saturación de agua, para poder realizar la comparación bajo los mismas condiciones, luego se generaron los gráficos densidades y velocidades de onda P contra la profundidad, buscando si es posible establecer patrones de cambio de velocidad y de densidad a medida que se profundiza en la arenas A-B y E-F. Estos resultados son mostrados en la figura 6.1 y 6.2.

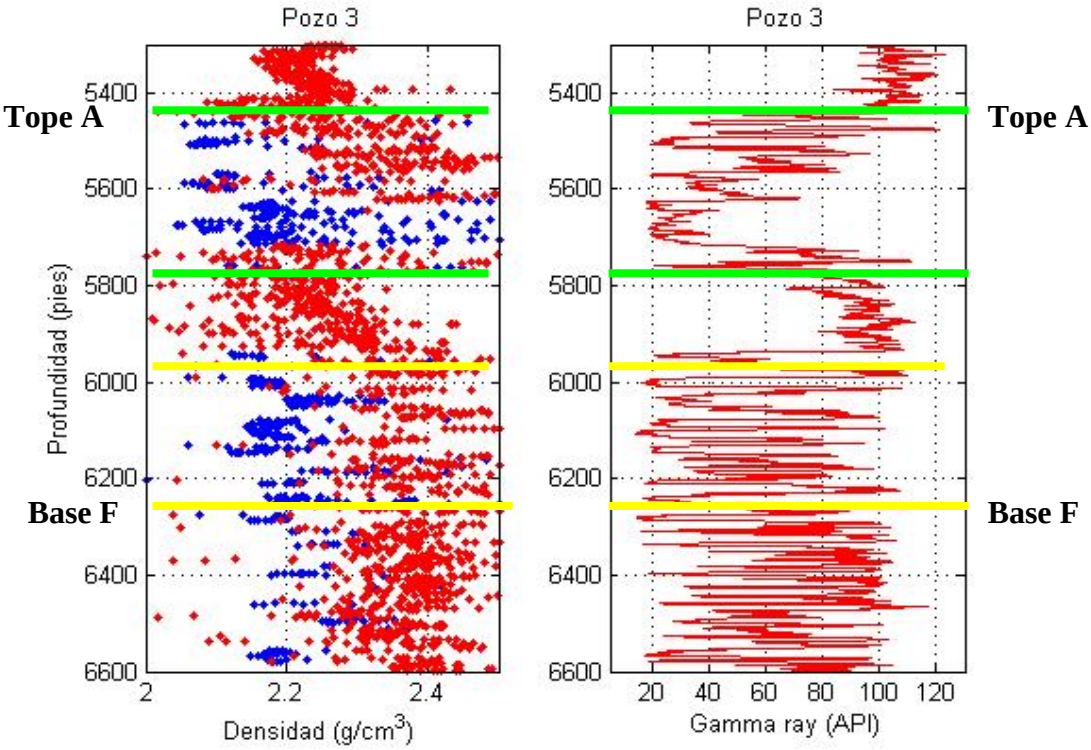


Figura 6.1: Se muestra la distribución de densidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 3. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas.

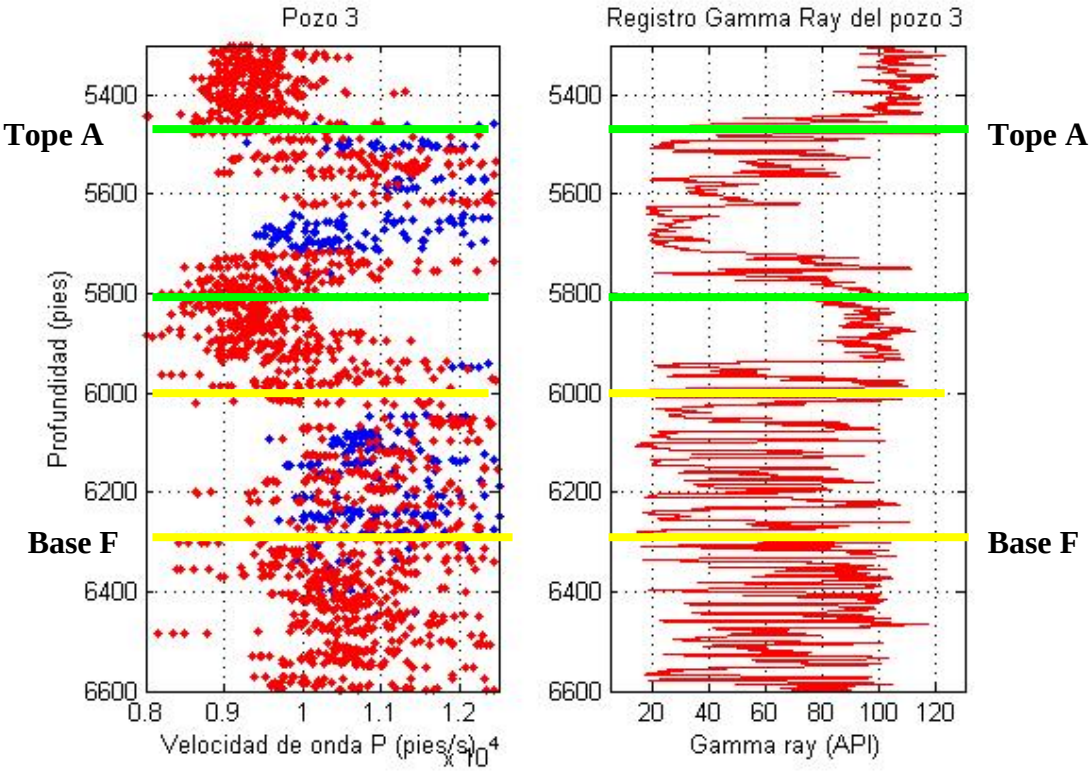


Figura 6.2: Se muestra la distribución de velocidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 3. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas.

En la figura 6.1, no se pueden observar patrones de densidad a medida que se profundiza en ningún pozo, esto puede deberse a que no existe una gran diferencia de profundidades en el registro mostrado; lo que si es notorio es el cambio de los valores de densidad entre las arenas y las lutitas. Estas ultimas tienen densidades claramente mas altas que las arenas. Las arenas tienen una densidad promedio en todos los pozos, de aproximadamente 2.25 g/cm^3 y las lutitas una densidad promedio de 2.4 g/cm^3.

En el gráfico 6.2, es difícil establecer una tendencia de cambio o una recta de ajuste para las velocidades de onda P a medida que se profundiza. Este gráfico también muestra de muy buena forma que las capas de lutitas que se encuentran dentro de las arenas A-B y E-F poseen velocidades similares que oscilan entre los 10.500 pies/s y los 12.500 pies/s, pero las lutitas que suprayacen, e infrayacen a estos dos secuencias de arenas si poseen velocidades de onda P menores que rondan los 8.000 pies/s y los 10.000 pies/s. Pudiendo traer como consecuencia que no sea posible detallar y definir perfectamente las arenas de las lutitas a partir de la impedancias acústicas dentro de los secuencias conformados por las arenas A-B y E-F, pero si con respecto a las lutitas superiores e inferiores de ambos conjuntos.

Antes de realizar el análisis de los gráficos cruzados de las propiedades petrofísicas de las arenas A-B y E-F, es importante saber el efecto de los fluidos en las velocidades de onda P de las rocas pertenecientes a las arenas en estudio, para esto se generó una gráfica por cada pozo, en donde se realizó una sustitución de fluidos con diferentes proporciones agua – petróleo (figuras 6.3 y 6.4).

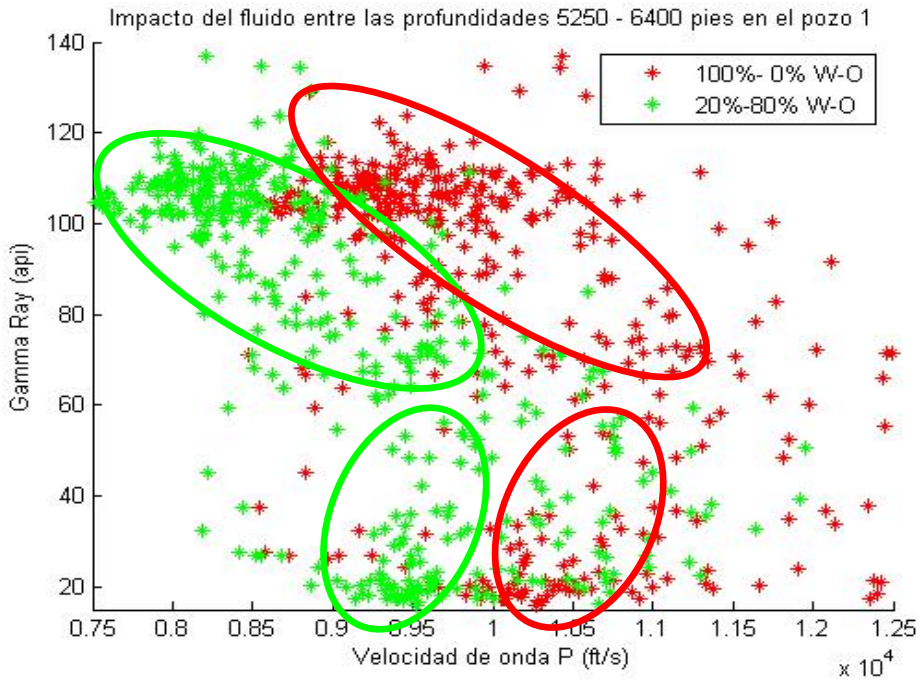


Figura 6.3: Gráfico de velocidades de onda P vs. Gamma Ray del Pozo 1 con diferentes relaciones agua–petróleo.

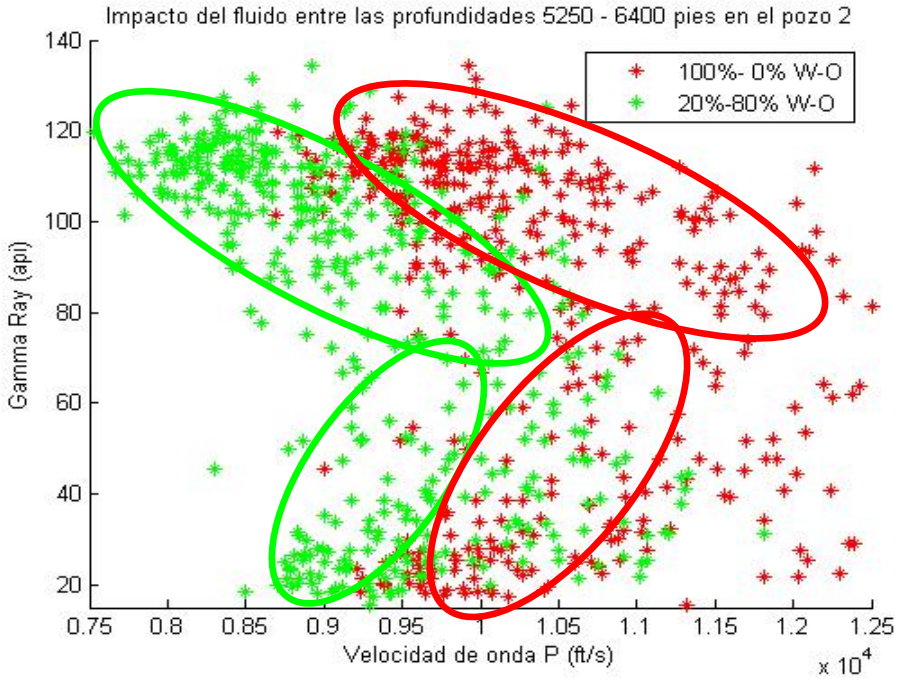


Figura 6.4: Gráfico de velocidades de onda P vs. Gamma Ray del Pozo 2 con diferentes relaciones agua–petróleo.

Debido a que las figuras 6.3 y 6.4 tienen como variable en el eje ***y,*** el registro Gamma Ray, los valores que están en la parte inferior del gráfico son las arenas y en la parte superior son las lutitas. Valga acotar que las figuras 6.3 y 6.4 representan la tendencia general del resto de los pozos. El efecto de los fluidos en las lutitas es más notable que en las arenas, esto pudiese deberse a que las lutitas tienen mayor porosidad que las arenas, y en consecuencia son capaces de almacenar mayor cantidad de fluidos, provocando que el impacto de los mismos en la roca sea mucho mayor, como en este caso de estudio. En las arenas se notan cambios de velocidades de onda P con las dos diferentes proporciones de agua–petróleo entre las 9000 pies/s y 11000 pies/s, y en las lutitas las diferencias entre las dos nubes (100% saturación de agua y 80% saturación de petróleo) es mucho mas claro, originando que el rango de velocidades de onda P sea mucho mayor que en las arenas, entre 7750 pies/s y 12000 pies/s. Si embargo es posible diferenciar el efecto del fluido en la roca tanto en las lutitas como en la arenas, observando cuatro nubes bien definidas, dos para materiales mas arcillosos y dos para materiales mas arenosos; los dos óvalos verdes representan la roca 80% saturadas de petróleo (los asteriscos (*) verdes) y los dos óvalos rojos las rocas 100% saturadas de agua (los asteriscos (*) rojos), descritas en el figura 6.3 y 6.4. También se calculo el porcentaje de cambio con estas dos saturaciones para las impedancias acústicas, resultado de un 9% para los cuatro pozos, existiendo la posibilidad de poder diferenciar las arenas saturadas de agua y saturadas con 80% de petróleo. Estas observaciones traen como consecuencia que los gráficos cruzados, deben ser analizados con los mismos parámetros de saturación de fluidos en las rocas, con la intención de eliminar este efecto, y concentrar o tener como variable principal, en los cambios de las propiedades petrofísicas a la litología.

Luego de analizar el efecto de los fluidos en la roca, se procedió a generar los gráficos cruzados con el objetivo de determinar relaciones entre las propiedades petrofísicas de la roca 100% saturada de agua y la litología.

Los gráficos cruzados de impedancia de onda P vs. Gamma Ray (figura 6.5, 6.6 ,6.7 y 6.8), son fundamentales para el análisis e interpretación de la inversión de impedancias acústicas, ya que se puede relacionar directamente las variaciones de impedancias acústicas con cambios en la litología. La diferenciación de las arenas de las lutitas se realizó con un tercio del valor máximo del registro Gamma Ray (por cada pozo), teniendo por debajo de este limite a las areniscas (azul) y por encima a las lutitas (rojo)

En los gráficos que tienen como topes 5164 pies y 5364 pies (figuras 6.5 y 6.6) y que representan el tope y la base de las arenas A-B, se observa con claridad la diferencia de impedancias acústicas entre las arenas y las lutitas. Las arenas están encerradas en un ovalo azul y oscilan entre 22000 pies*g/s*cm^3 y 29000 pies*g/s*cm^3, y las lutitas en un ovalo rojo y oscilan entre 15000 pies*g/s*cm^3 y 19000 pies*g/s*cm^3. Esto da un rango de diferencia entre el límite superior de las lutitas y el inferior de las arenas de casi 3000 pies*g/s*cm^3, lo cual es significativo. En este rango de diferencia se observa un material posiblemente areno arcilloso, que por sus características de composición de ambas litologías posee impedancias medias.

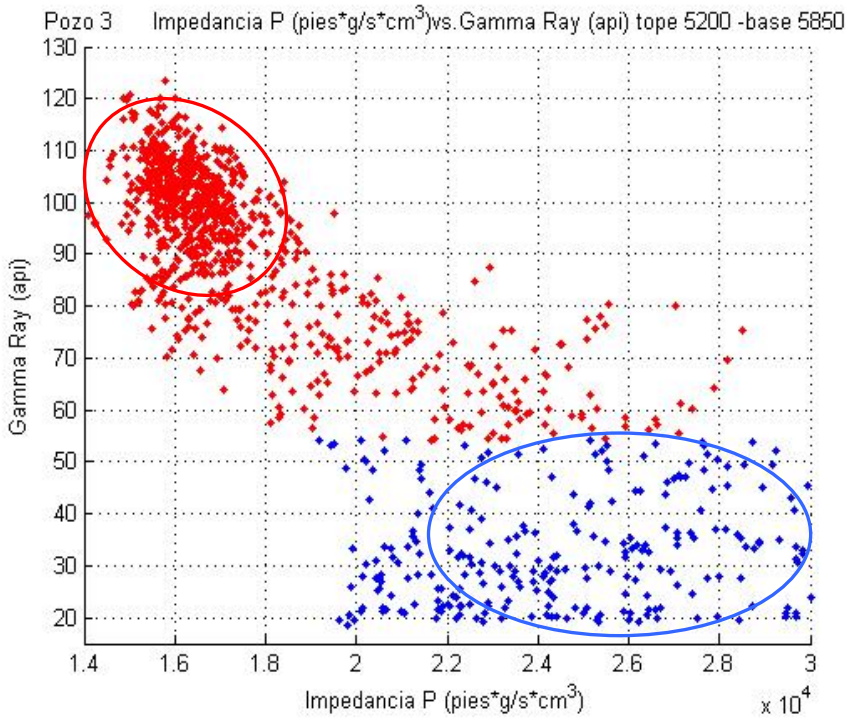


Figura 6.5: Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 3, entre las profundidades de 5154 -5628 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas.

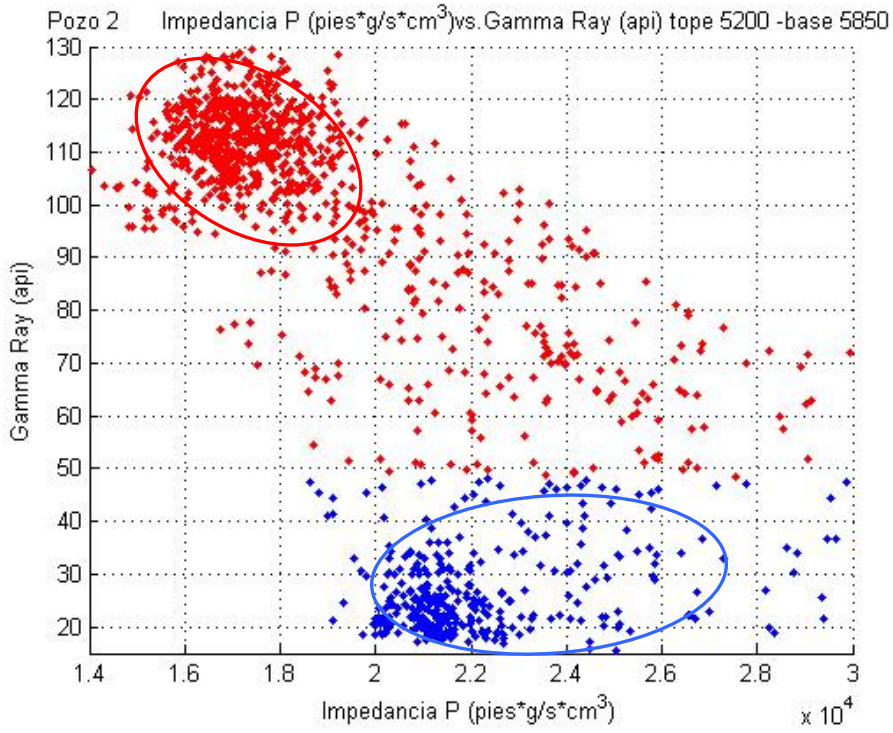


Figura 6.6: Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 2, entre las profundidades de 5354 -5641 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas.

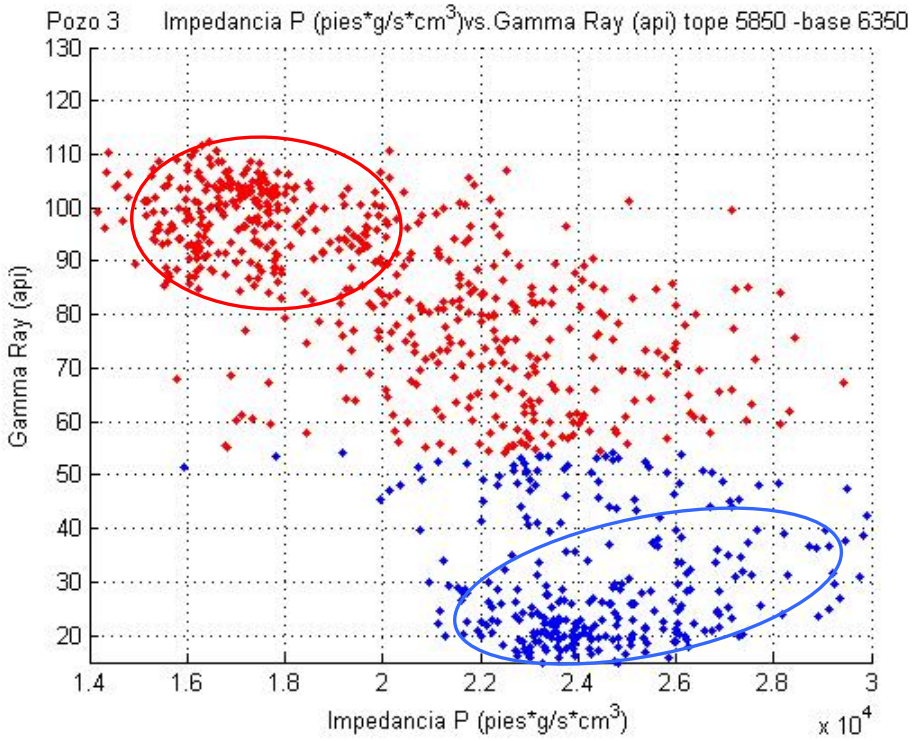


Figura 6.7: Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 3, entre las profundidades de 5654 -6117 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas.

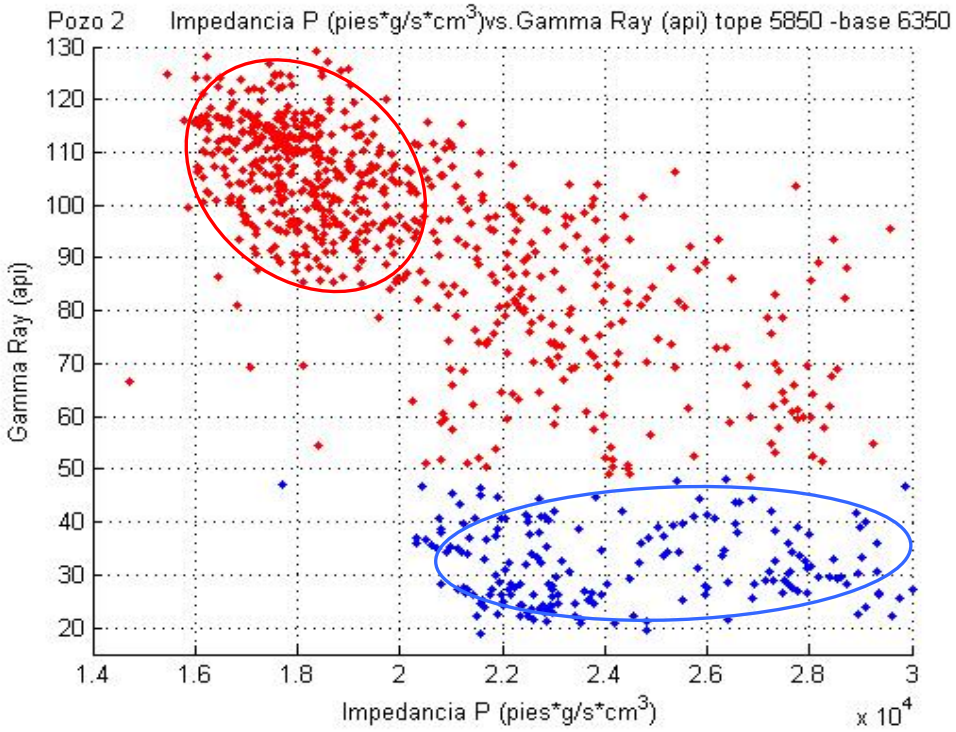


Figura 6.8: Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 2, entre las profundidades de 5674 -6110 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas.

En los gráficos de las arenas de E-F de los pozos 2 y 3 (figura 6.7 y 6.8), no es tan evidente la variación de impedancias de onda P con la litología, sin embargo es posible diferenciarla del mismo modo que en los dos gráficos anteriores, delimitándolas con el ovalo azul a las areniscas, oscilando entre 20000 pies*g/s*cm^3 y 28000 pies*g/s*cm^3, y a las lutitas con una elipse roja y fluctuando con valores de 90 api entre 16000 – 19700 pies*g/s*cm^3, reduciendo la diferencia entre arenas y lutitas a casi 300 pies*g/s*cm^3, lo que representa sólo el 10% de la diferencia obtenida en las arenas A-B. En consecuencia, se plantea que las impedancias acústicas en las areniscas disminuyen en las arenas E-F con respecto a las arenas A-B, surgiendo inmediatamente la incógnita de cuál de los dos factores (velocidad de onda P y densidad) principales que generan los valores de impedancias acústicas es el causante de esta disminución. Para despejar esta incógnita, se generaron cuatro gráficos cruzados adicionales, los dos primeros del pozo 3 (figuras 6.9 y 6.10) y muestran la distribución de densidades con respecto

a Gamma Ray, que como bien es sabido permite discriminar litologías, y en los dos gráficos siguientes también del pozo 3 (figuras 6.11 y 6.12) se discrimina la litología con el mismo registro y en eje de abscisas se gráfica la velocidad de onda P.

Luego de observar los dos primeros gráficos (figuras 6.9 y 6.10) es notorio que las densidades de las lutitas y las areniscas se comportan casi de la misma forma para ambas arenas (A-B y E-F), con valores que van desde 2.1 g/cm^3 a 2.4 g/cm^3 para ambos tipos de rocas, excluyendo así el factor densidad como consecuencia en la disminución de las impedancias acústicas de las arenas E-F con respecto a las arenas A-B,

En el siguiente gráfico (figura 6.11), velocidades de onda P vs. Gamma Ray, es clara la diferencia que hay entre las velocidad de onda P de las arenas (oscilan entre 11000 pies/s y 14500 pies/s) y de las lutitas (oscilan entre 8500 pies/s y 10000 pies/s). Ahora bien, en la figura 6.12, se nota una disminución clara de las velocidades de onda P de las areniscas de las arenas de E-F con respecto a las de arenas A-B, solapándose algunos valores de velocidad de las lutitas y de las areniscas 10000 pies/s y 11000 pies/s.

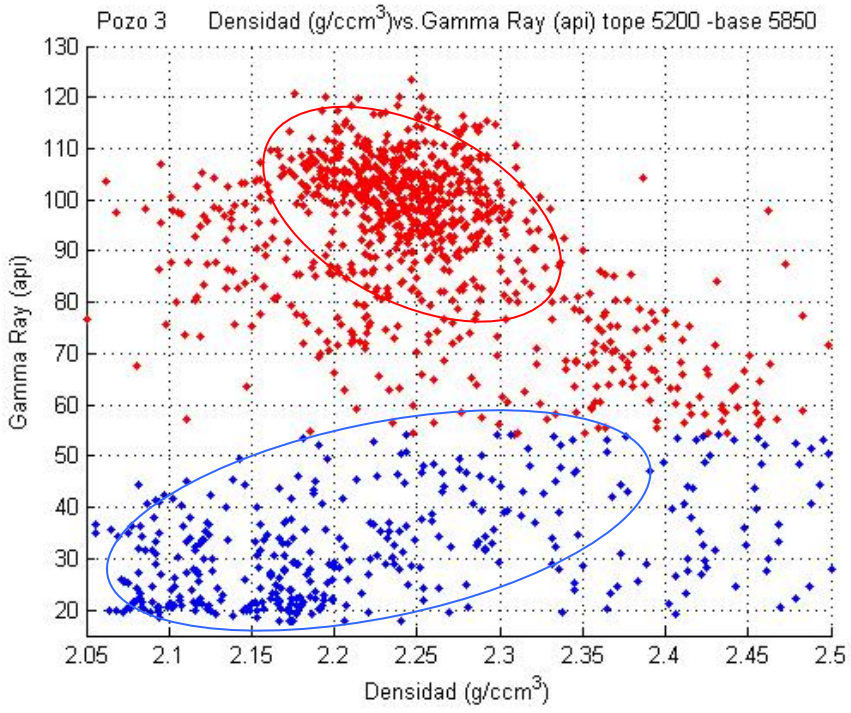


Figura 6.9: Gráfico cruzado Densidad vs. Gamma Ray del pozo 3 de las arenas A-B, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

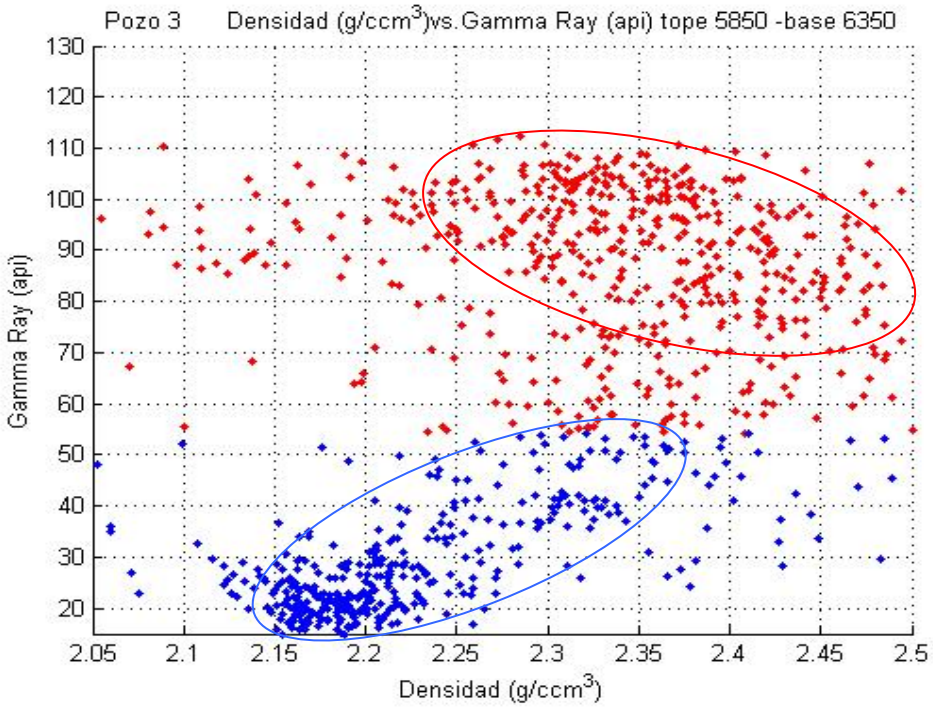


Figura 6.10: Gráfico cruzado Densidad vs. Gamma Ray del pozo 3 de las arenas E-F, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

Estos resultados conllevan a suponer que las disminuciones de las impedancias acústicas de las areniscas de las arenas E-F, son producto de la disminución de las velocidades de onda P y no de las densidades de estas mismas rocas.

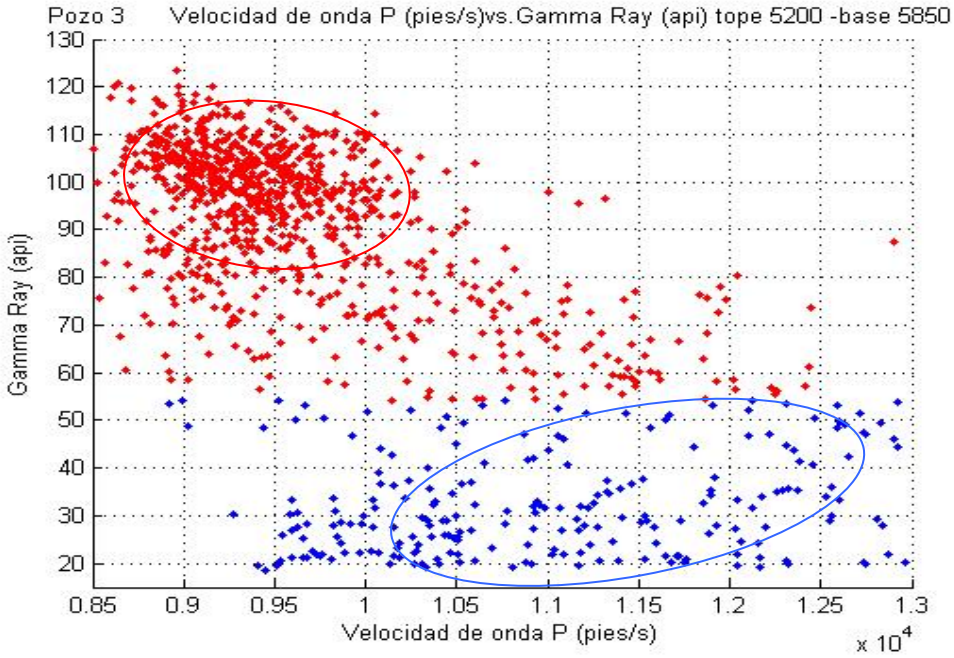


Figura 6.11: Gráfico cruzado Velocidad vs. Gamma Ray del pozo 3 de las arenas A-B, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

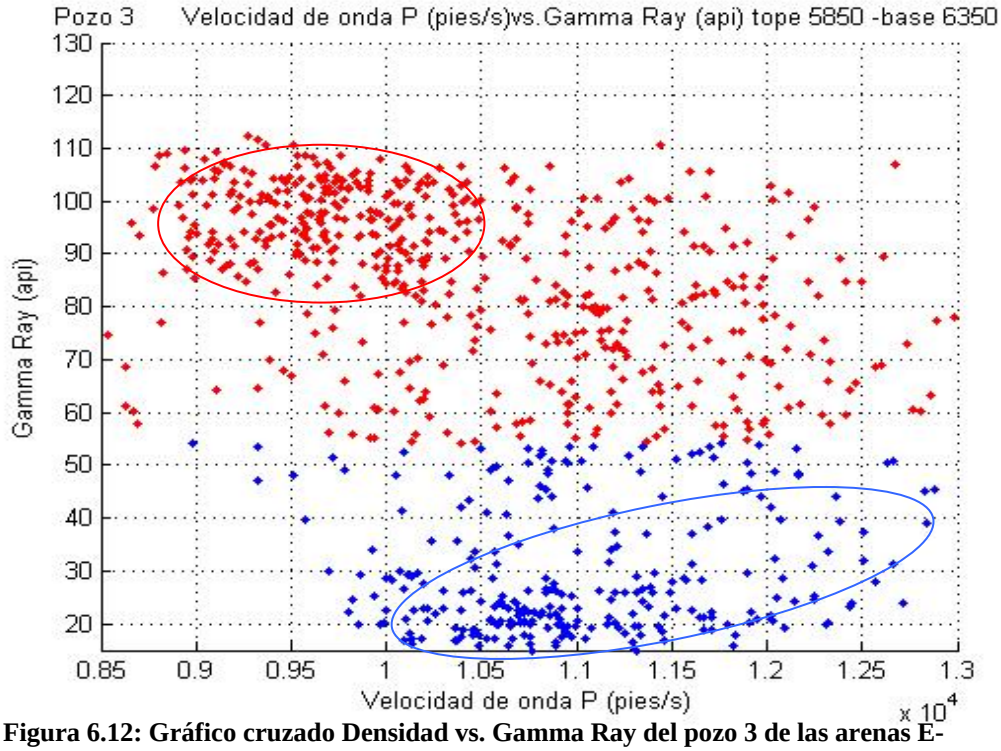


Figura 6.12: Gráfico cruzado Densidad vs. Gamma Ray del pozo 3 de las arenas E-F, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

En esta sección se tratara de establecer una relación entre las impedancias acústicas y el neutrón de porosidad, discriminando la litología con el registro gamma ray, a continuación se muestran estos gráficos de las arenas A-B en los pozos 1 y 4, con las Figuras 6.13 y 6.14.

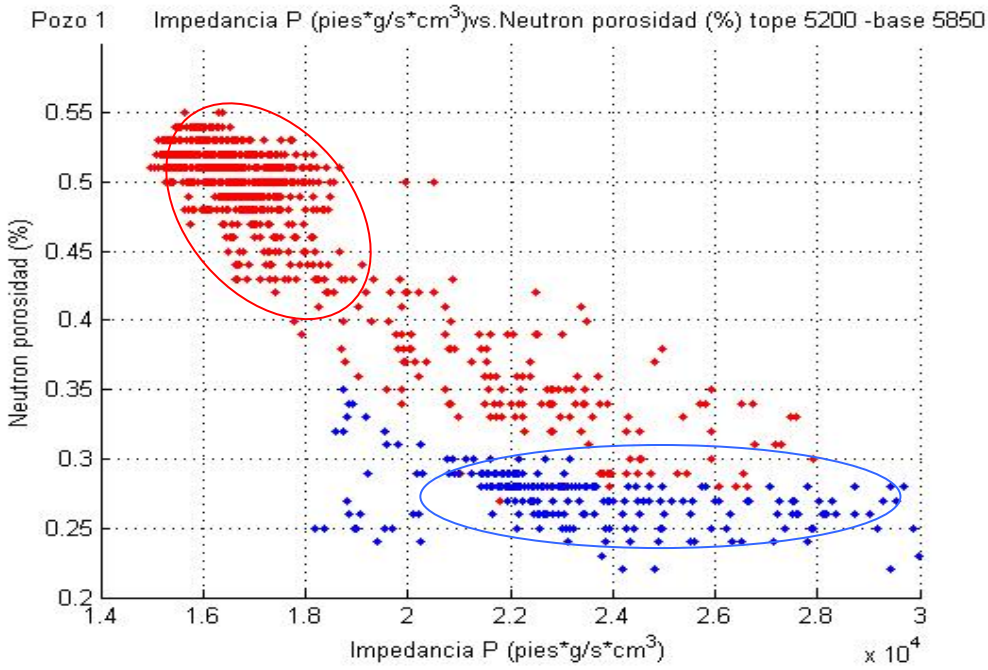


Figura 6.13: Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 1 de las arenas A-B, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

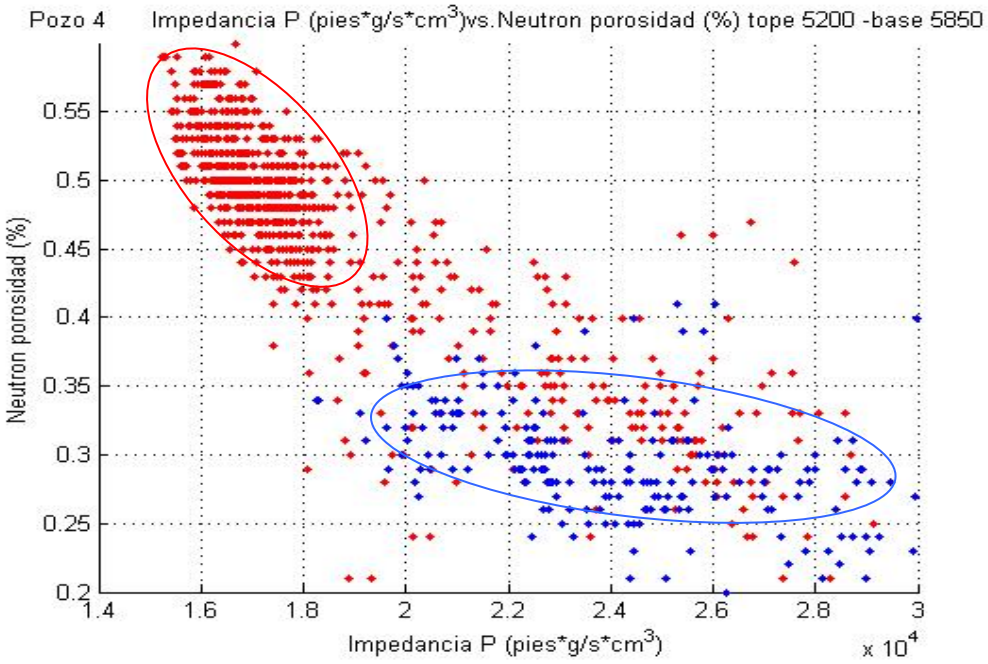


Figura 6.14: Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 4 de las arenas A-B, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

Lo más resaltante que se puede notar de estos dos gráficos mostrados (figuras 6.13 y 6.14), son las altas porosidades de las lutitas que van alrededor de 0.4 y 0.55, y las porosidades medias de las areniscas entre 0.2 y 0.33, diferenciadas ambas litologías como fueron vistas en los gráficos de Impedancias acústicas vs. Gamma Ray, por altos valores de impedancias para las areniscas y bajos valores para las lutitas.

A continuación se muestran los mismos gráficos cruzados: Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad pero de las arenas E-F (figuras 6.15 y 6.16). Se observa que se siguen manteniendo los altos valores de porosidad para las lutitas que fluctúan entre 0.45 y 0.55 aproximadamente y para las areniscas. El rango de porosidad aumenta 0.05 su nivel inferior con respecto a las arenas A-B ubicándose a 0.25 y el superior si se mantiene estable en 0.33.

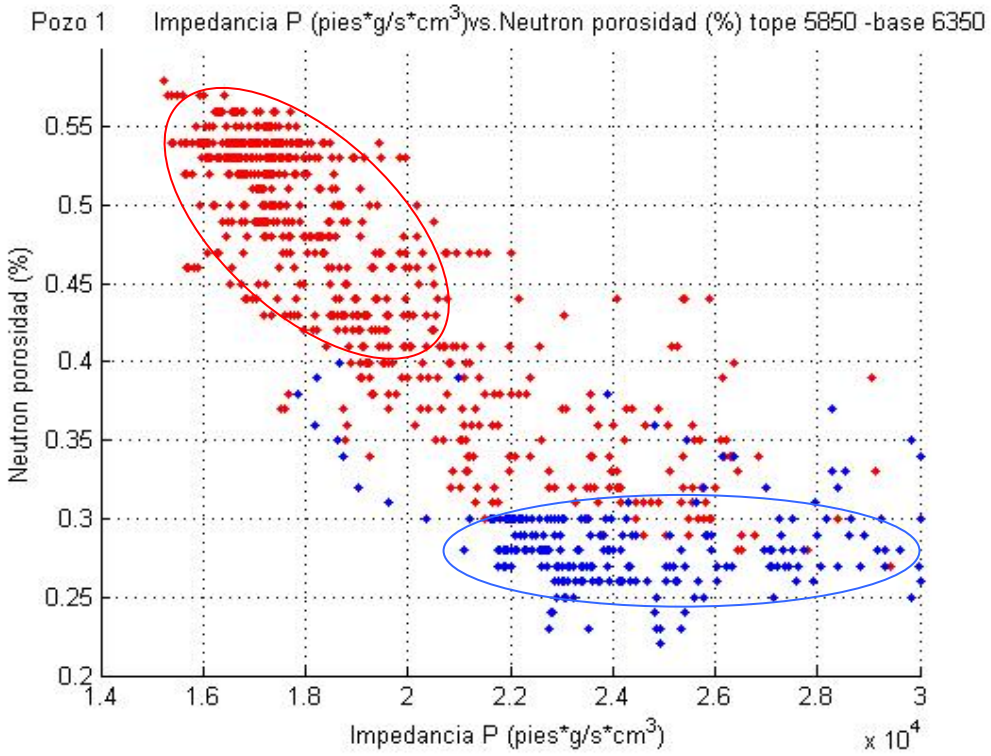


Figura 6.13: Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 1 de las arenas E-F, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

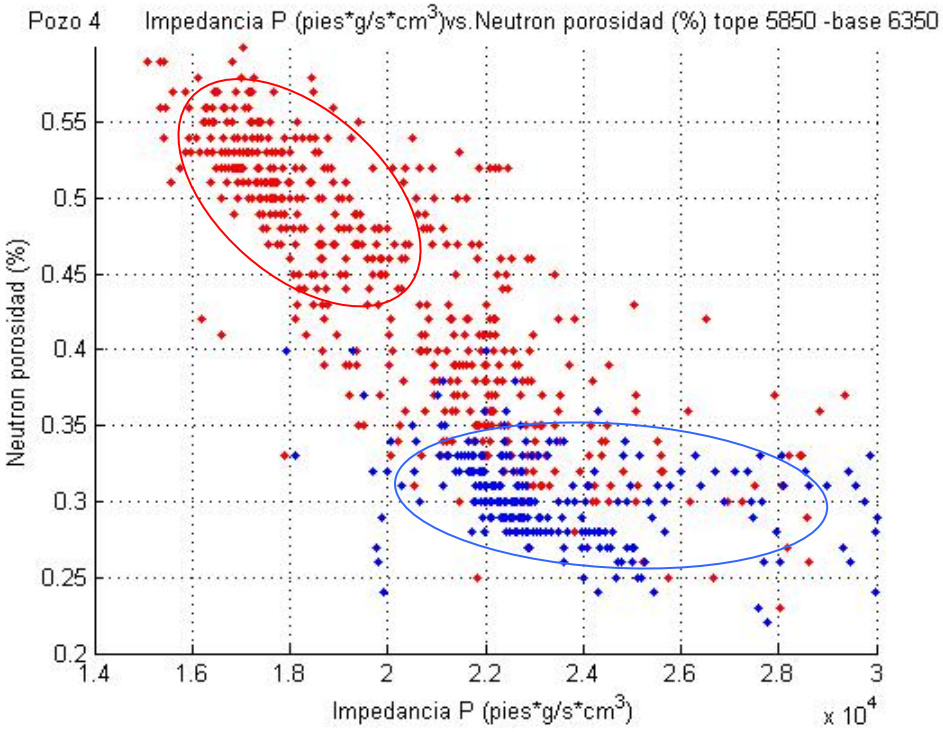


Figura 6.14: Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 4 de las arenas E-F, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

Es fundamental recordar que aunque las lutitas tienen mayor porosidad, esta propiedad no es efectiva debido a que no hay comunicación entre poros, en consecuencia, la permeabilidad es bastante baja; este comportamiento de las lutitas está ejemplificado en las últimas cuatro figuras. Es importante recalcar, que se muestran en cada gráfico cruzado, pozos diferentes, con la intención de exponer que todos ellos tienen una tendencia bastante similar; en este caso el pozo 4 para las arenas A-B no tiene un gran volumen de datos, pero igualmente se observa una tendencia general bastante clara con respecto a los otros pozos.

Según Wang (2001) "Las diferencias de la relación Vp/Vs, pueden proveer una herramienta para la discriminación de litologías". Partiendo de estas afirmaciones se generaron los gráficos cruzados Vp/Vs vs Gamma Ray (figuras 6.15 y 6.16), los cuales se muestran a continuación.

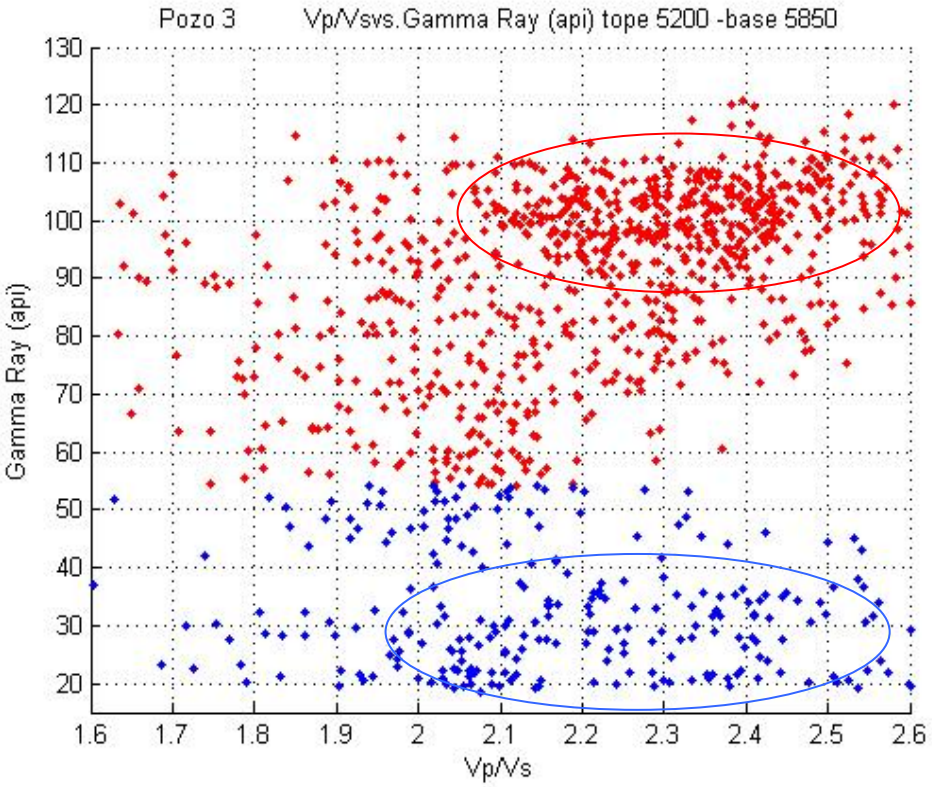


Figura 6.15: Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 3 entre las profundidades 5250 y 5850 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

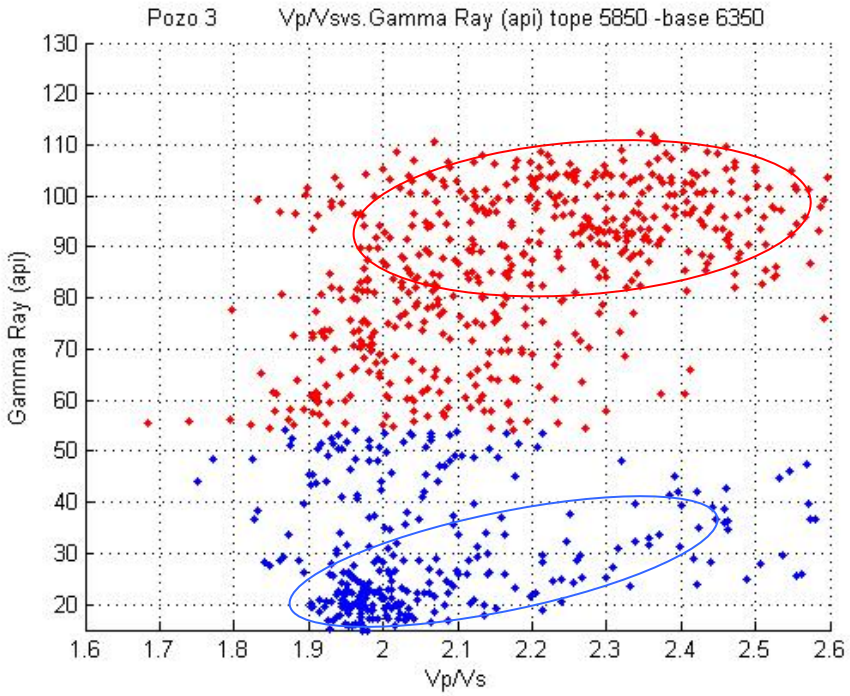


Figura 6.16: Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 3 entre las profundidades 5850 y 6350 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

Observando las figuras 6.15 y 6.16, se puede notar que la relación Vp/Vs no permite discriminar litologías, debido a que las fluctuaciones de este valor son similares tanto para las lutitas como para las areniscas, siendo para las areniscas aproximadamente entre 1.7 y 2.3, y para las lutitas entre 2 y 2.6, solapándose las nubes entre 2 y 2.3 Vp/Vs, evidenciando la no confiabilidad de discriminación de litología para este parámetro.

6.2. Inversión sísmica

Luego de realizar el análisis de factibilidad de inversión sísmica, se procedió a realizar la inversión sísmica de los dos cubos sísmicos, el pre-apilada en tiempo y el procesado con HFI®, utilizando el modelo geológico generado para cada volumen de datos sísmicos sísmica y con los parámetros definidos en la metodología, los cuales son descritos a continuación: ventana de 1300 a 1650 ms, 500 iteraciones, 4 ms del tamaño del secuencia promedio, 1% de ruido blanco, 20% de desviación de impedancias del modelo inicial y 25 número de trazas. A continuación, se muestran

tres secciones del cubo invertido de la sísmica procesada con HFI® que permitió evaluar cualitativamente a cada uno de ellos.

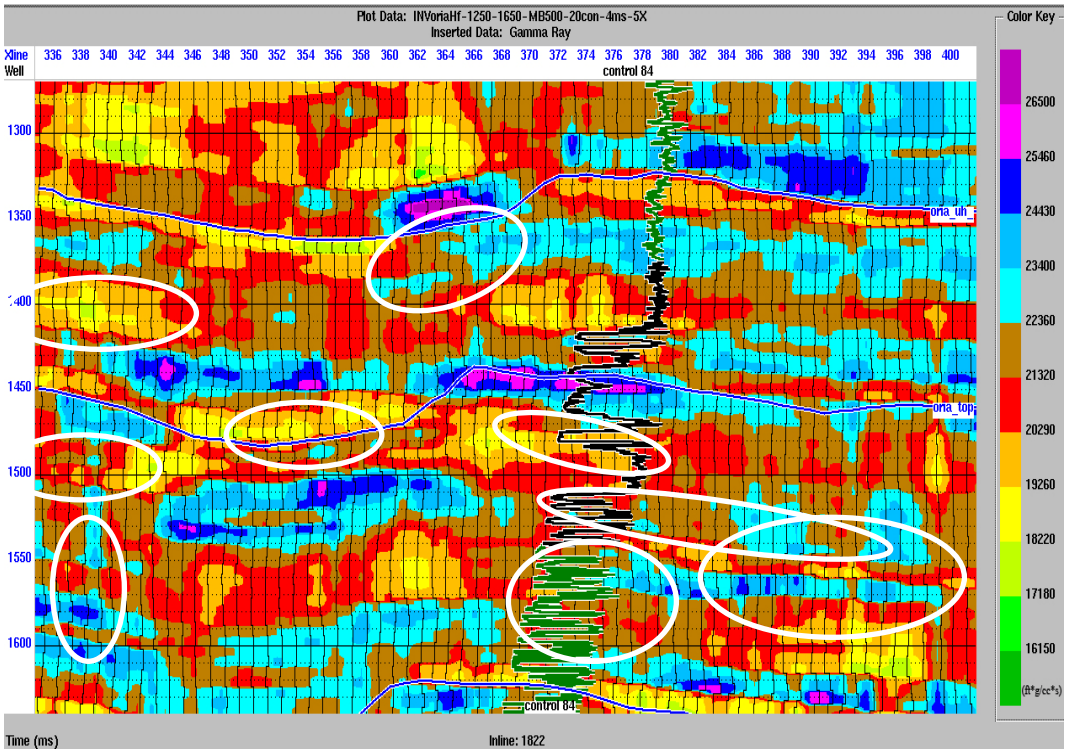


Figura 6.17: Línea norte-Sur 1822 Invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control (84).

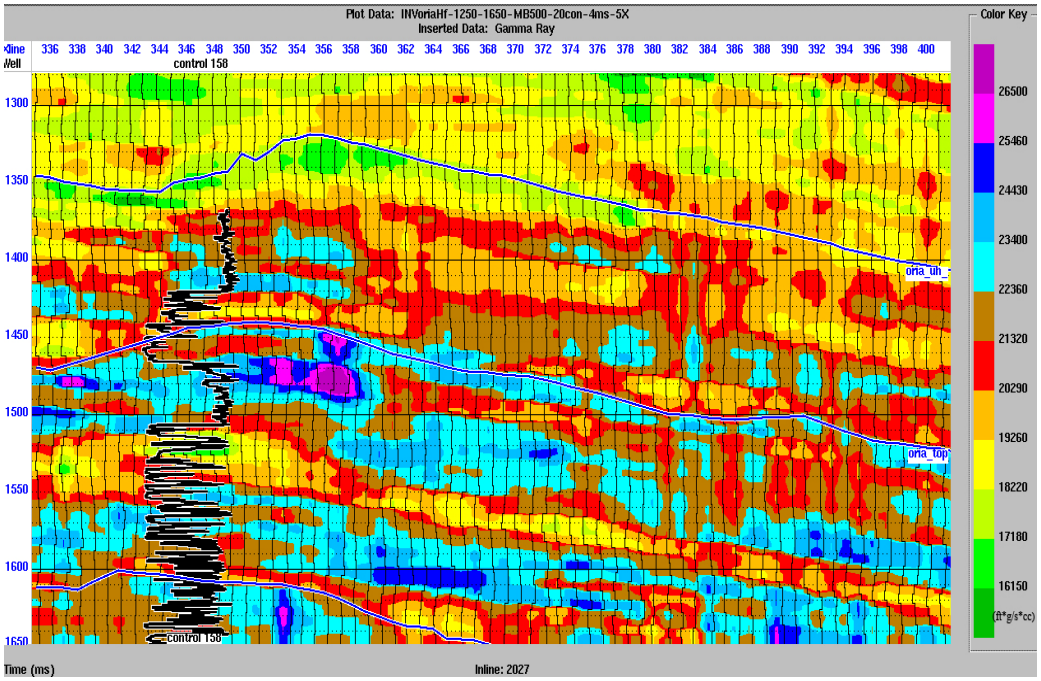


Figura 6.18: Línea norte sur 2027 Invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control (158).

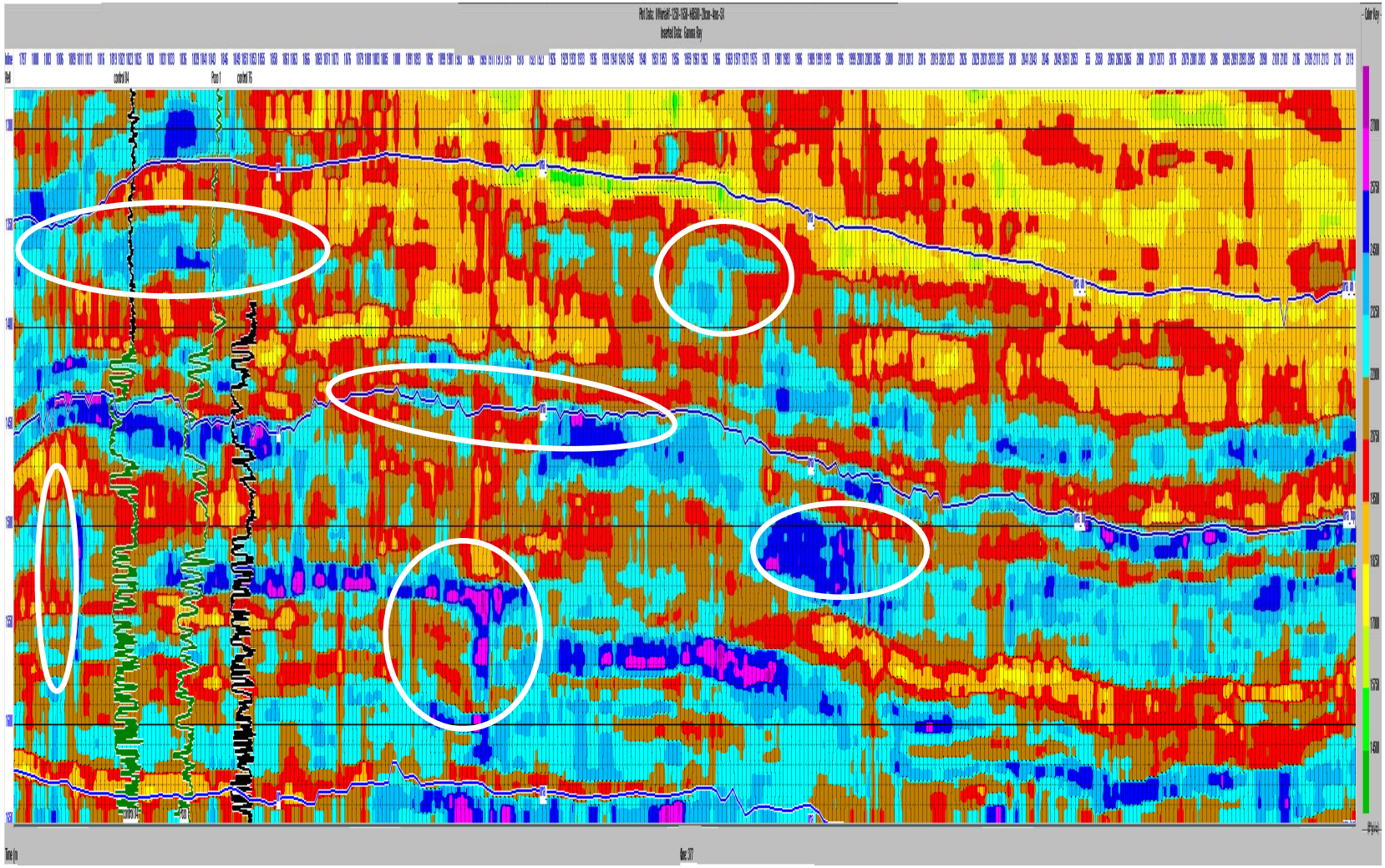


Figura 6.19: Línea este-oeste 377 Invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control 84 y 76, y pozo 1.

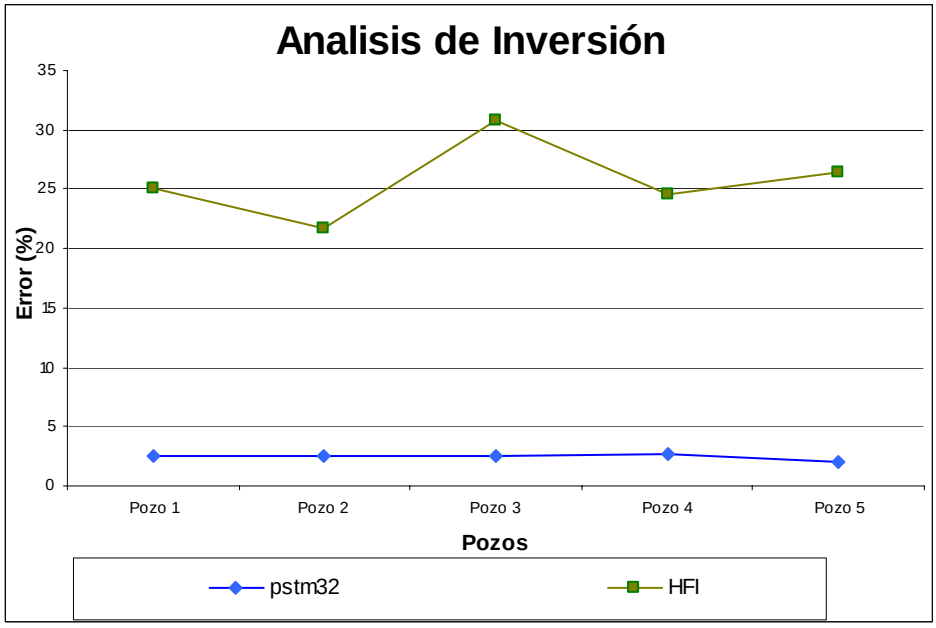
El cubo invertido a partir de la sísmica procesada con la técnica HFI® (figuras 6.17, 6.18 y 6.19, Apéndice: 8.35, 8.36, 8.37 y 8.38), no guarda una estrecha relación con los registros de pozos de control (pozos 76, 84, 82, 158) y los horizontes cargados en ella. Esto se evidenció gracias a que los cambios de valores de impedancia definida por la escala de colores al realizar la inversión, no coincide con cambios litológicos precisados por el registro Gamma Ray (correlación demostrada entre Gamma Ray e impedancias acústicas en el estudio de factibilidad) adicionalmente no se mantienen la continuidades de las altas amplitudes, que deberían ser regidas por los horizontes cargados (enmarcados en las figuras 6.17, 6.18 y 6.19 con línea blanca) y en algunos casos se observan cuerpos aislados con valores altos de impedancias que describen formas ovoidales y cilíndricas (enmarcados en las figuras 6.17, 6.18 y 6.19 con línea morada) que no tienen respuesta coherente al compararlas con la geología imperante e la zona. Por el contrario en el cubo invertido de la sísmica pre–apilada se nota (figuras 6.30 y 6.31) una concordancia y coherencia con los registros Gamma Ray de los pozos de control, además que las arenas A-B, E-F y la lutita de origen marino siguen la continuidad de los horizontes cargados.

El campo Oritupano A presenta una geología caracterizada por trampas estructurales (fallas normales) y compuestas (estructurales-estratigráficas), regidos por un margen pasivo, también se sabe que por estudios geológicos de pozos se pueden definir tres grandes secuencias que poseen una gran continuidad a lo largo de todo el campo y está conformado por las arenas A-B (mas someras), luego por una lutita de origen marino con un gran espesor (media) y por último las arenas E-F con variaciones de arenas internas, pero conservando su espesor. Si esta geología es comparada con los resultados del cubo invertido de la sísmica procesada con HFI®, se notan grandes diferencia, que están definidas por cuerpos aislados de bajas impedancias que posiblemente represente lutitas y arenas sin ninguna continuidad, que en este caso, serian altas impedancias, sin poder establecer un vínculo entre la inversión y la geología imperante en la zona. Por el contrario, en las figuras 6.30 y 6.31, (que representan la inversión de la sísmica pre-apilada en tiempo) se notan claramente las tres secuencias mencionados en la geología de pozo conformado por

las arenas A-B, lutitas marinas y arenas E-F. También se observan posibles fallas normales que concuerdan claramente con el margen pasivo descrito por Elrich y Barret (1995). Estableciendo de esta manera, un criterio geológico en la evaluación y escogencia de uno de los dos cubos sísmicos invertidos, para su posterior interpretación estratigráfica de las arenas A-B y E-F.

Conjuntamente se realizó una evaluación cuantitativa con la herramienta que brinda Hampson & Russell, llamada Análisis de Inversión, permitiendo cuantificar el error al comparar una traza del modelo sintético invertido contra una traza extraída de la sísmica.

A continuación, se presenta un gráfico que muestran los valores de error surgidos a partir de los análisis de inversión para cada volumen sísmico (figura 6.20) y cuatro figuras (6.21, 6.22, 6.23 y 6.24) que representan el análisis de las trazas sintéticas y reales ubicadas en los pozos 1 y 5.



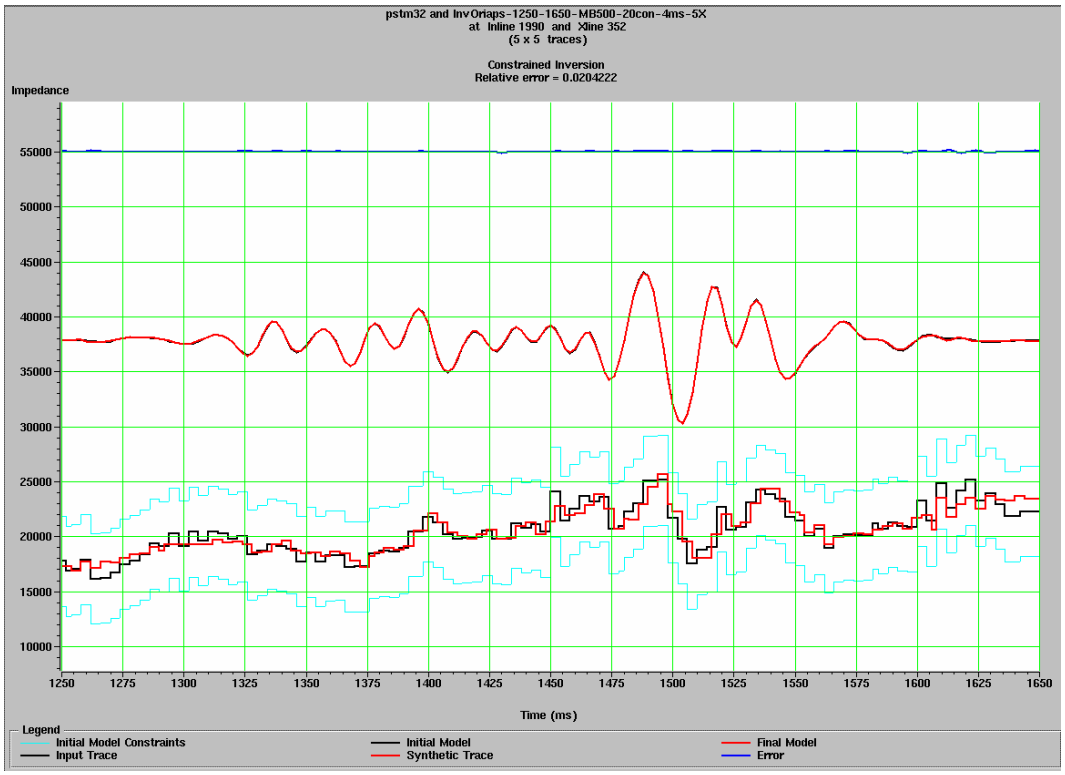


Figura 6.21: Análisis de inversión del pozo cinco (5) para la sísmica pre-apilada en tiempo.

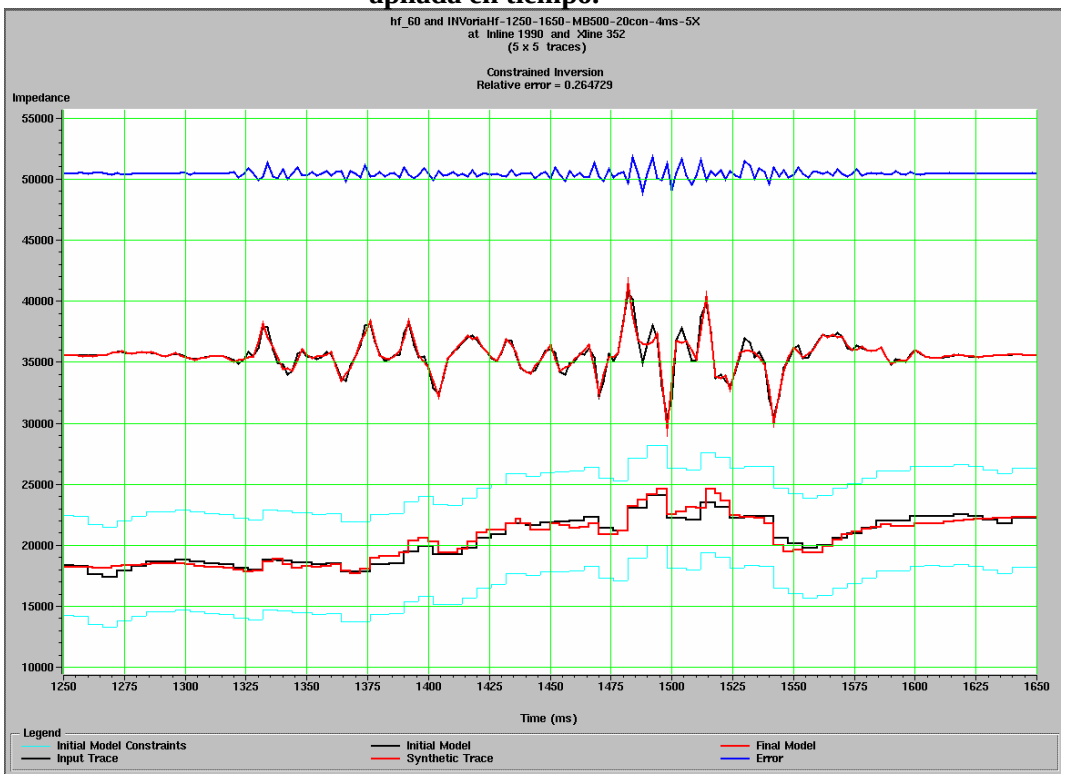


Figura 6.22: Análisis de inversión del pozo cinco (5) para la sísmica procesada con la técnica HFI®

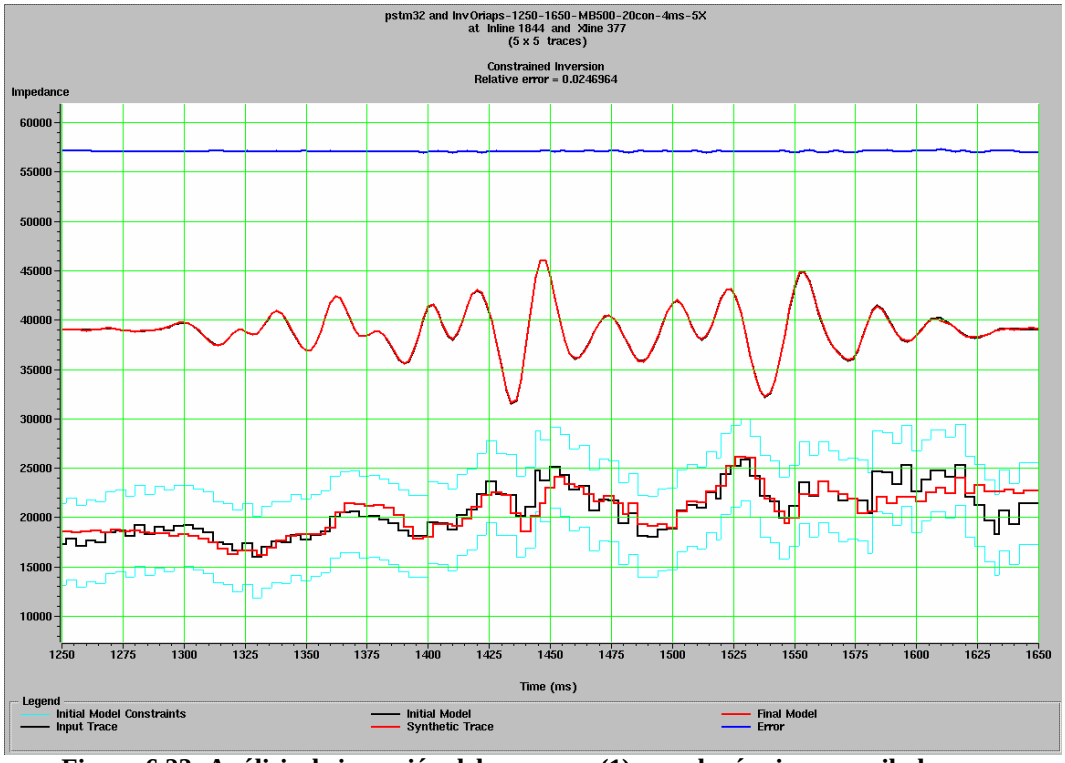


Figura 6.23: Análisis de inversión del pozo uno (1) para la sísmica preapilada en tiempo.

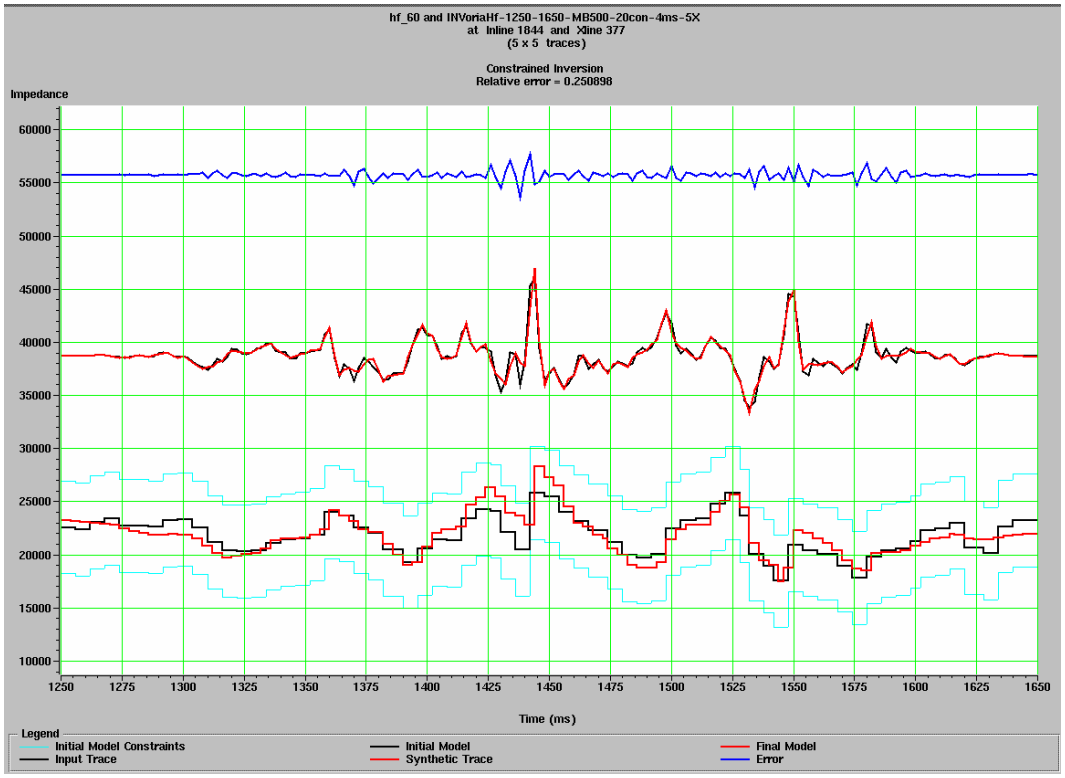


Figura 6.24: Análisis de inversión del pozo uno (1) para la sísmica procesada con la técnica HFI®

Al comparar los gráficos de los análisis de inversión de la sísmica preapilada (figuras 6.21 y 6.23) y los de la procesada con HFI® (figuras 6.22 y 6.24), los errores de la inversión, de la sísmica preapilada en tiempo, se mantienen estables en 2%, por el contrario la inversión de la sísmica procesada con HFI®, tiene errores que oscilan entre 21% y 31%. Los análisis de inversión de los pozos restantes son mostrados en el apéndice (figuras: de la 8.21 a la 8.26)

Todas estos criterios descritos anteriormente (pozos de control, comparación la geología de la zona y análisis de inversión) para la evaluación y la escogencia de la inversión de la sísmicas preapilada en tiempo y procesada con la técnica HFI®, sugieren que esta ultima inversión pudiese descartarse para la interpretación de las arenas de interés; y que posiblemente se deba a que en el procesamiento de la sísmica con la técnica HFI® se le agregó ruido de alta frecuencia a la señal, la cual fue interpolada, originando muchos cuerpos aislados asociados a la alta frecuencia numérica, pero que no están asociados a cuerpos geológicos. Claramente se pudo evidenciar este efecto al realizar el análisis de inversión, puesto que se generaron valores de error por encima del 20% entre la traza sintética y la real, y se observó que la traza sintética no lograba alcanzar el detalle de la traza real. Estos hechos pudiesen ser consecuencia de un ruido de alta frecuencia y no de una alta resolución.

Se considera recomendable, gracias al análisis cualitativo y cuantitativo de ambas inversiones, que las interpretaciones estratigráficas y sus posteriores delineaciones, de las arenas A-B y E-F se realicen a partir de la inversión de la sísmica preapilada en tiempo.

6.3. Interpretación y Delineación

Debido al planteamiento anterior, se da inicio a la interpretación estratigráfica de las arenas A-B y E-F, con la identificación de sus topes y sus bases con el registro Gamma Ray y con el conocimiento de la geología de los pozos y del campo Oritupano A, que en gran medida está descrita en las figuras 6.26 y 6.27.

Las líneas sísmicas interpretadas fueron: las líneas este oeste 364 y 377 (contienen pozos de control y de generación del modelo), y las líneas norte sur 1844, 1899, 1990 (contienen pozos que generan el modelo), 1822, 1851 y 1926 (contienen pozos de control) que abarcaron la mayor cantidad de sísmica posible, como se muestra en la figura 6.25.

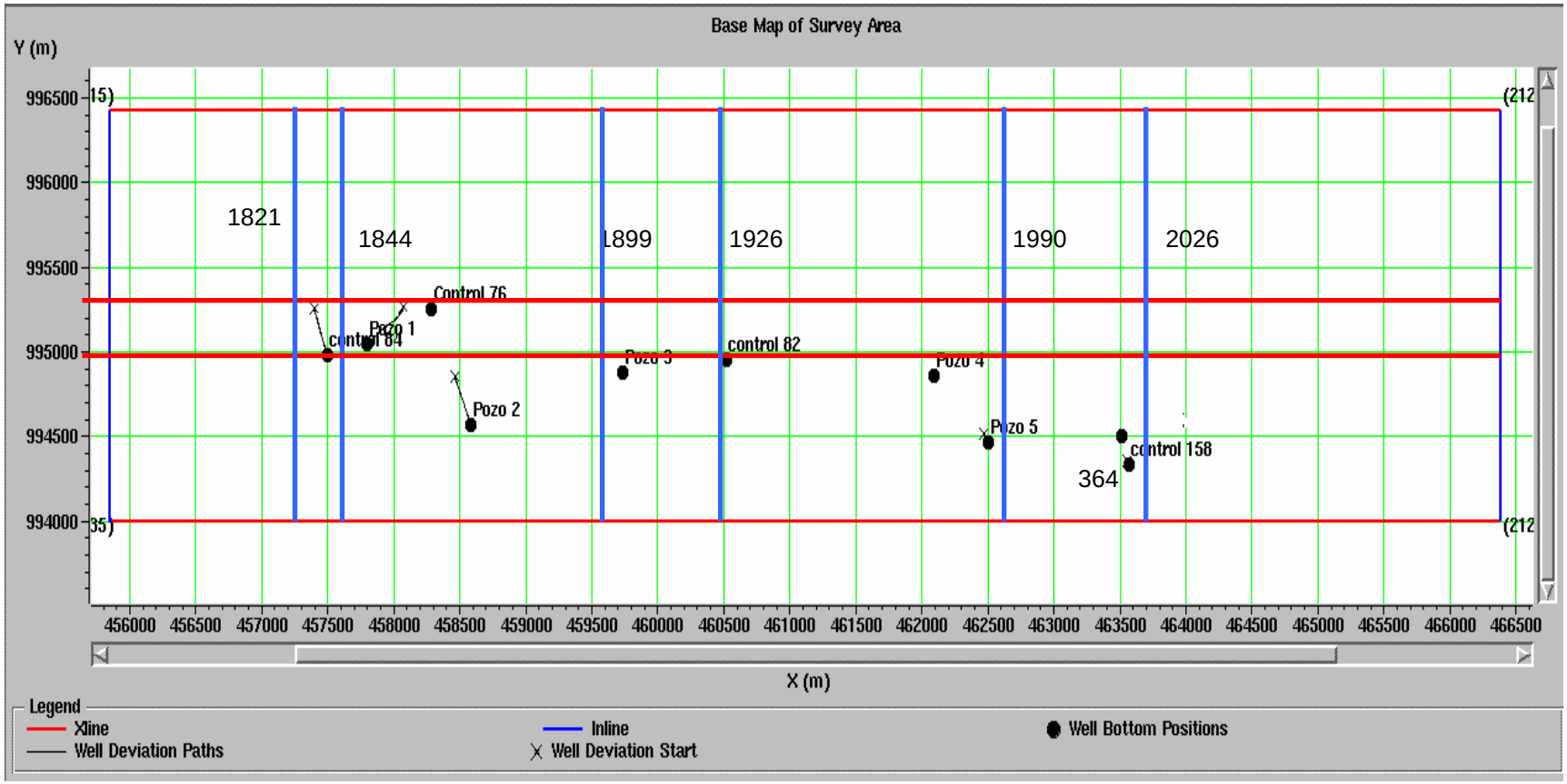


Figura 6.25: Mapa de ubicación de los pozos 1, 2, 3, 4, 5, control 82, control 84, control 158 y control 76. Las líneas rojas representan los crossline interpretados y las azules los inline.

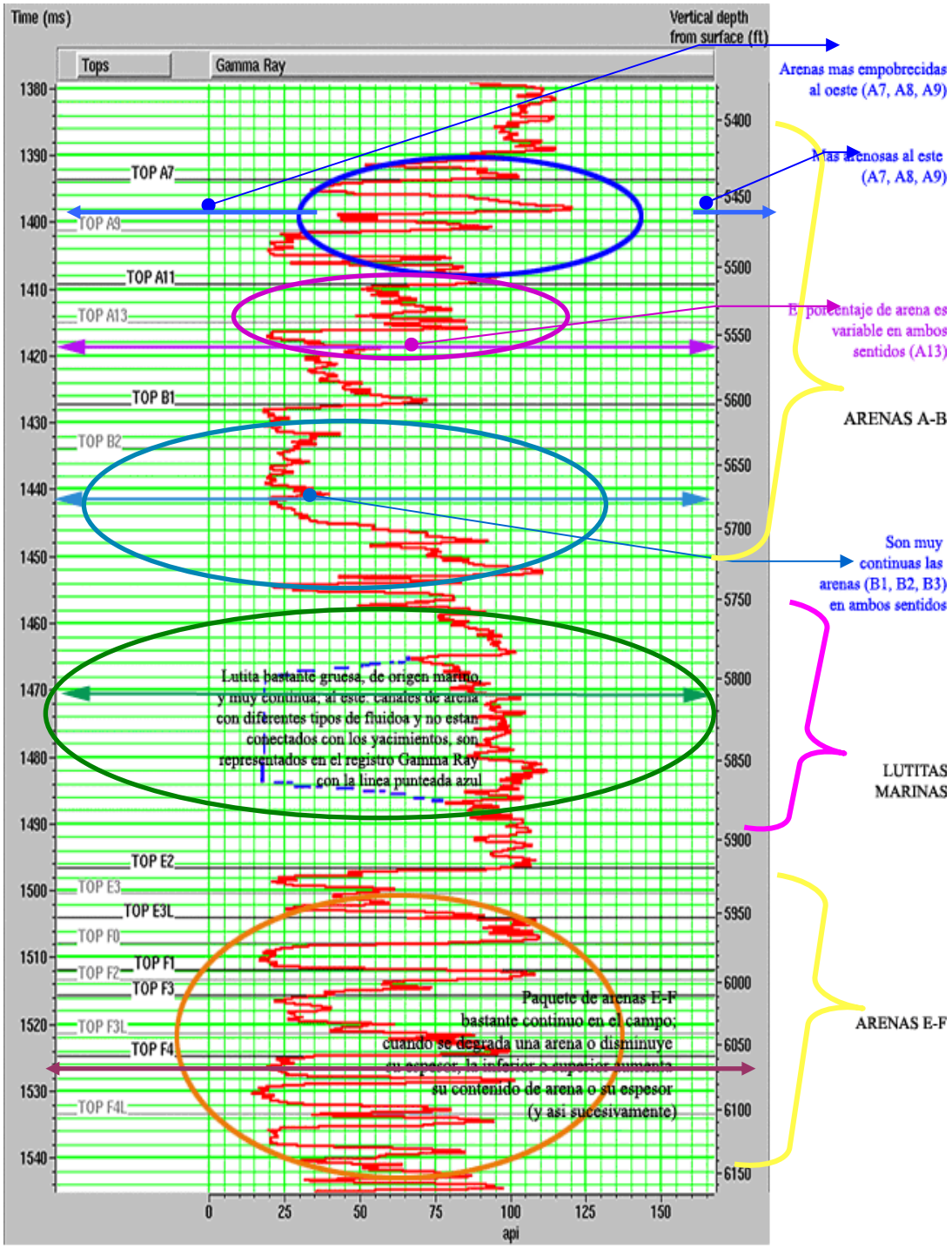


Figura 6.26: Geologia de pozos este – oeste en el campo Oritupano A.

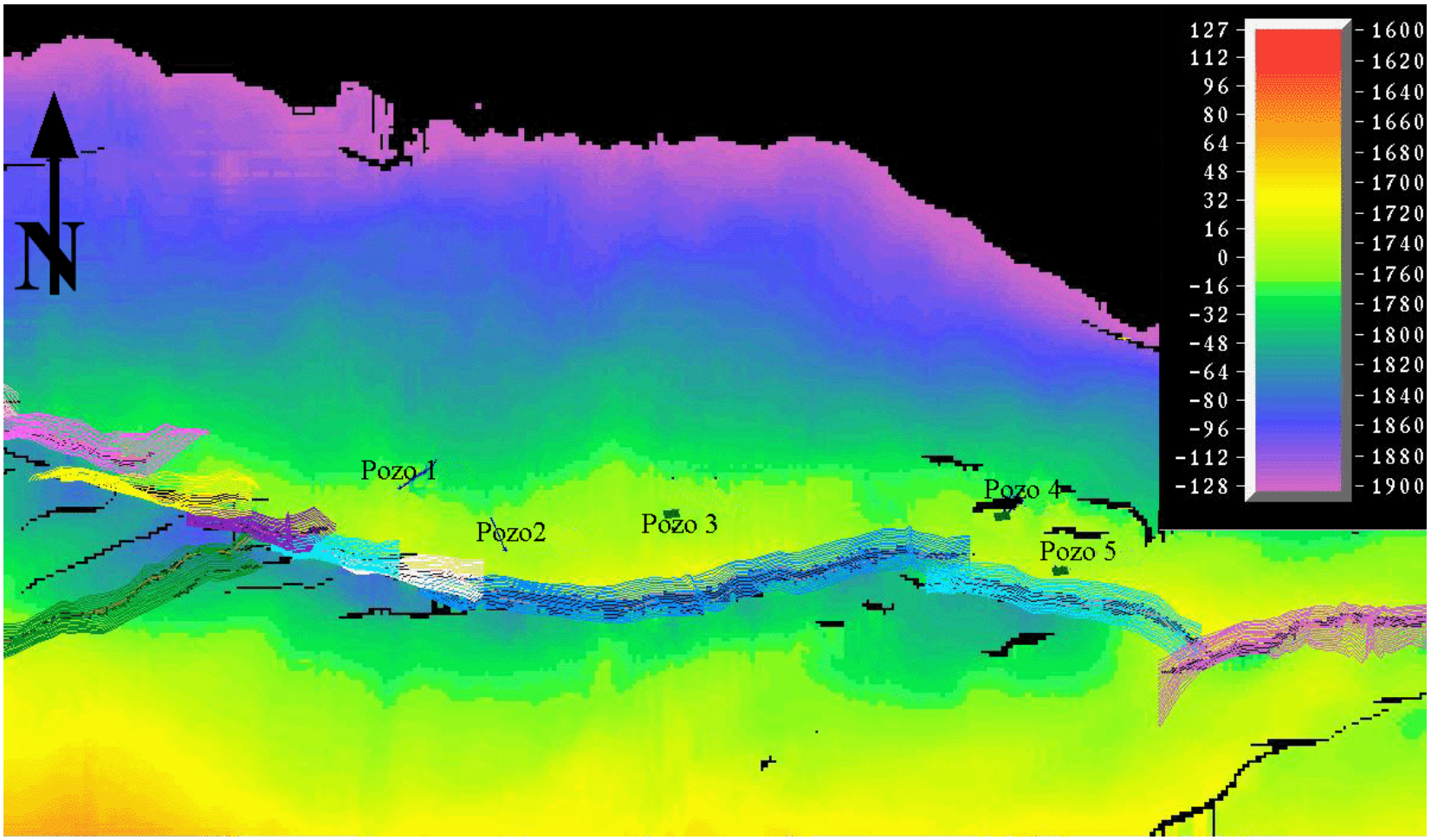


Figura 6.27: Sistema de fallas en el Campo Oritupano-Leona.

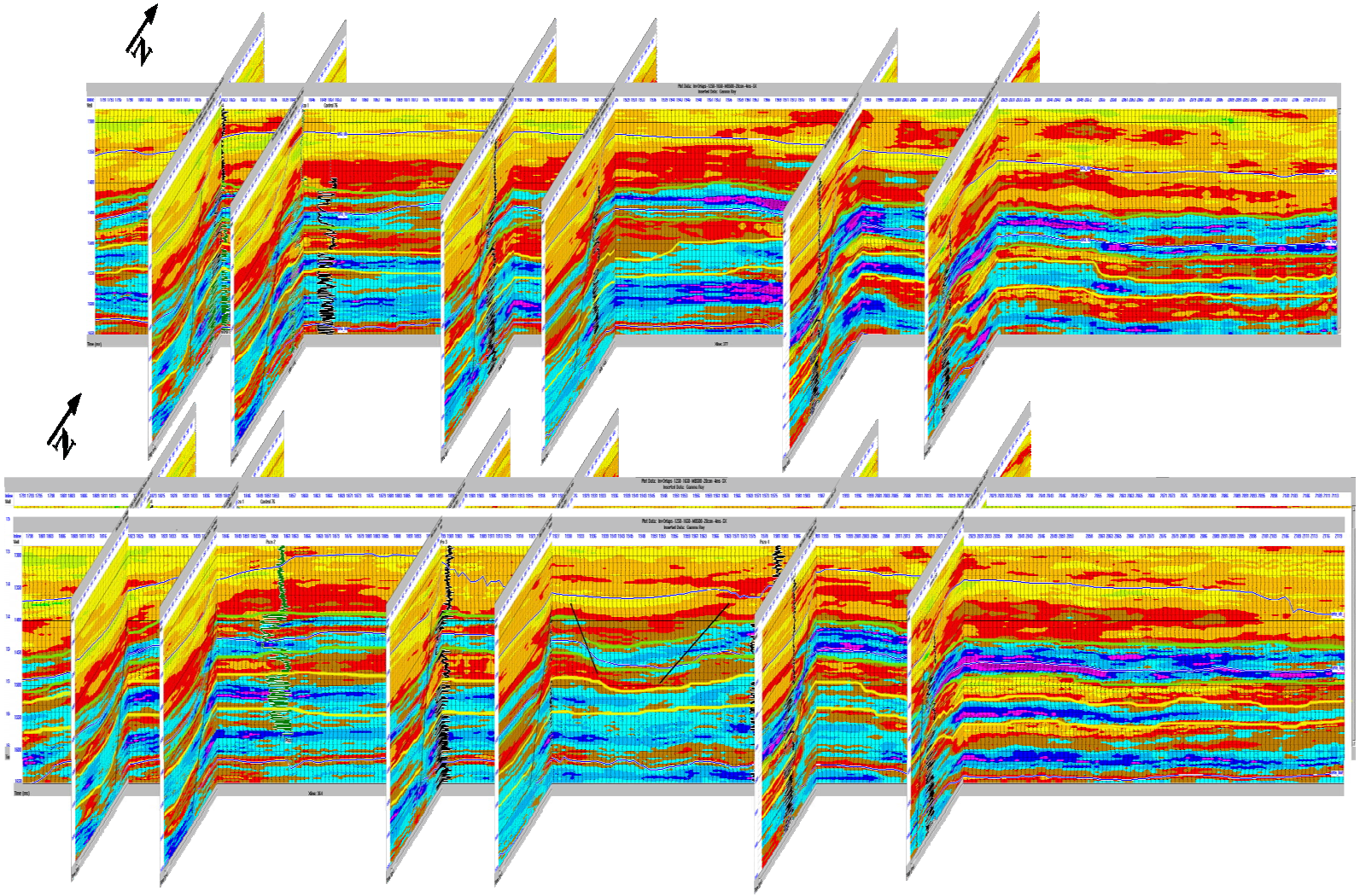


Figura 6.28 y 6.29: Vista norte-sur 3D de las líneas interpretada, la figura superior con la línea E-O 377, y la inferior con la línea E-O 364.

Las figuras 6.28 y 6.29 representan la interpretación estratigráfica en 3D de las lineas este oeste y norte sur mencionados anteriormente.

Con la ayuda del estudio de factibilidad y todos los pozos cargados, se identificaron los tres secuencias principales descritos en la geología de los pozos (figura 6.26) conformado por las arenas A-B, E-F y la lutitas de origen marino que separa estas dos arenas. Luego, se delinearon gráficamente las arenas A-B con dos líneas verdes, las E-F con dos líneas amarillas que representan el tope y la base de cada arena, y los planos de fallas fueron definidos con líneas negras. Esto se apoyó en la identificación de los topes de las arenas utilizando el registro Gamma Ray y la interpretación geológica de los pozos suministrada por Petrobrás Energía Venezuela C.A. Para comprobar si esta delineación gráfica de las arenas fue realizado correctamente y verificar la coincidencias de las mismas., se genero un modelo en 3D que contenía los inline y crossline interpretados (ver Figuras 6.28 y 6.29).

Se escogieron los dos crossline 364 y 377, para evaluar la variación lateral de las arenas en sentido este–oeste (figuras 6.30 y 6.31).

El modelo de inversión de la sísmica planteado, permite detallar sólo dos subsecuencias de las arenas A-B; uno de ellos, conformado por las arenas A7, A8 y A9 (son las primeras arenas identificadas en el registro Gamma Ray luego del tope de la Formación Oficina) tiene al este un espesor de las arenas de 20 milisegundos, a partir de traza 1964 (crossline 364) y en el crossline 377 un poco mas al oeste en la traza 1956 y con valores de impedancias promedio de 25.500 pies*g/s*cm^3,.

Al oeste, a partir de las trazas mencionados anteriormente y con valores de impedancias promedio de 22.500 pies*g/s*cm^3, el espesor se reduce a 10 milisegundos; además, pudiendo afirmar que estas arenas tienen mayor contenido de lutita, o son arenas mas sucias que las del este. En algunas partes pareciera que desaparecen las arenas A7, A8 y A9, pero luego reaparecen. Este modelo planteado coincide con lo descrito en la geología de pozos, que señala un mayor contenido de arena al este que al oeste.

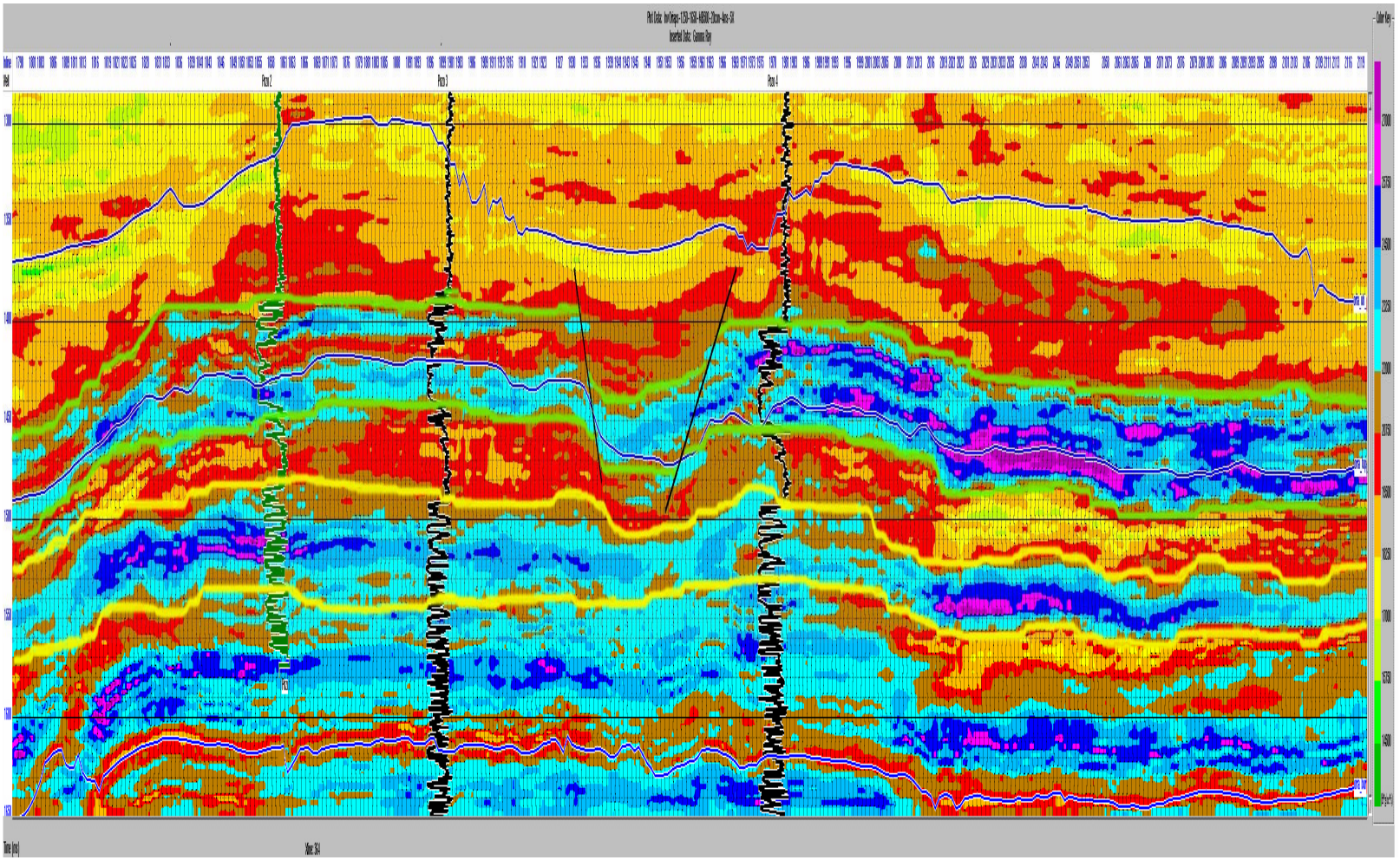


Figura 6.30: Línea este oeste (364) interpretados, línea verde tope y base de las arenas A-B, línea amarilla tope y base de las arenas E-F.

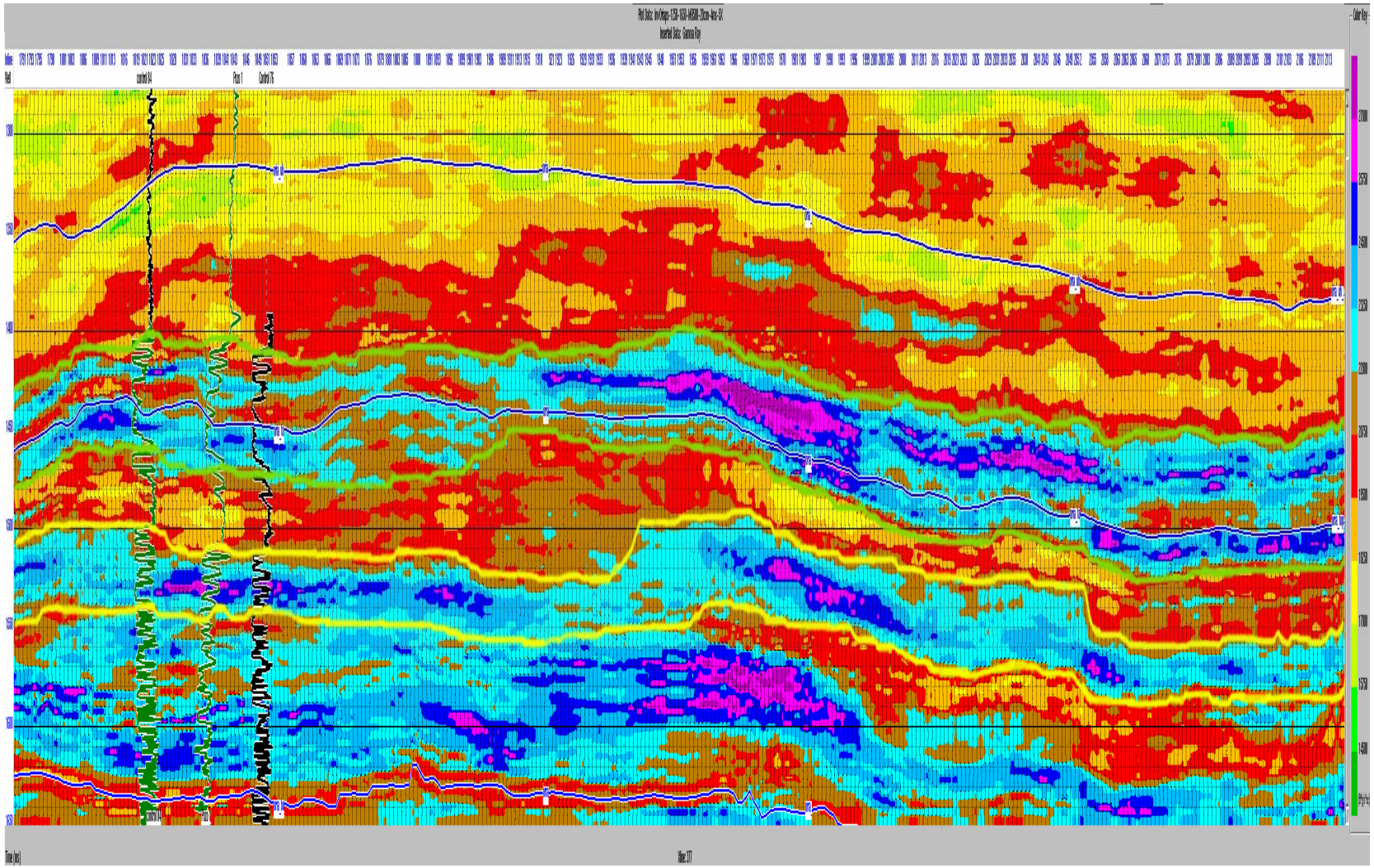


Figura 6.31: Línea este oeste (377) interpretados, línea verde tope y base de las arenas A-B, línea amarilla tope y base de las arenas E-F.

Las arenas A13, B1 y B2 definidas por el registro Gamma Ray serán evaluadas como una sola subsecuencia, ya que no es posible tener el detalle de su diferenciación. Este subsecuencia de la primera secuencia regional (figuras 6.30 y 6.31) probablemente tengan un espesor considerable de 20 milisegundos, manteniéndose a lo largo de las líneas este oeste 364 y 377, con valores de impedancias que oscilan entre 22.000 y 27.500 pies*g/s*cm^3. Sin embargo, entre las trazas 1863 y 1945 se detalla que este secuencia de arena casi desaparece y los valores de impedancias bajan hasta 19.500 pies*g/s*cm^3, que sugieren la existencia de un material arcilloso.

Es importante resaltar que este resultado coincide con el señalado en la geología de los pozos, a excepción del posible material arcilloso descrito entre los inline mencionados anteriormente.

Luego de la interpretación de la primera secuencia, podemos observar en el crossline 364 se identifica la falla Oria que coincide con la interpretación sísmica realizada por Petrobras Energía Venezuela S.A. (figura 6.26) y que pareciera que la lutita marina no es afectada porque crossline 364 la corta casi en el rumbo de dicha falla. Otro punto importante es que las trazas 1933 y 1966 donde se encuentran la falla Oria en el crossline 364, coinciden con la sección probablemente lutítica descrita en el crossline 377, pudiendo estar asociada esta sección a la Falla Oria.

El espesor de la lutita de origen marino definida por la geología de pozos (figura 6.26) y el registro Gamma Ray, con valores de impedancias acústicas que oscilan entre 18.500 y 22.000 pies*g/s*cm^3, se podría decir que en general, se mantiene bastante constante a lo largo de ambos crossline (figura 6.30 y 6.31); sin embargo, se observa que al este y al oeste su espesor disminuye con respecto centro del cubo y pudiera tener, primeramente, como causa el posible engrosamiento de las arenas A-B descrito anteriormente y segundo, las fallas escalonadas ubicadas al noroeste y sureste del tendido, señaladas en las figuras 6.27. Los canales descritos en la geología de pozos (figura 6.26) y visto en el pozo cinco (5) no se definen claramente. Esto probablemente se deba a consecuencia de la resolución vertical de la sísmica que debe oscilar entre los 50 pies. Hay que tomar en cuenta que el modelo construido, a partir de los pozos y los horizontes,

es el utilizado para la inversión (no directamente de los pozos) con interpolaciones que podrían causar que este canal no sea visible por los menos en el pozo 5.

La delineación de las arenas E-F (figura 6.30 y 6.31 línea amarilla), permite observar que casi el espesor de las mismas se mantiene constante, y existe una disminución de su espesor hacia el este (librando la parte central del cubode esta disminución), aproximadamente a 30 milisegundos, a partir las trazas 2035 (crossline 364) y 2055 (crossline 377), con impedancias que oscilan entre 22.000 y 27.500 pies*g/s*cm^3. En la parte central de ambos crossline, el espesor de la arena posiblemente aumenta a 50 milisegundos, y finalmente al oeste las arenas E-F probablemente se mantienen con un espesor medio con respecto a la parte central y oriental del cubo (40 milisegundos).

El análisis de las líneas norte-sur (inline: 1822, 1844, 1899, 1926 1990 y 2027) se realizó primordialmente para identificar las variaciones estratigráficas en dirección norte-sur.

El análisis se inició con el inline mas al oeste (1822), observándose (figura 6.33) el plano de falla normal definida como parte de las fallas escalonadas al nor-oeste del cubo sísmico definidas en la interpretación de estructural vista en la figura 6.27, con un salto para las dos arena de 20 milisegundos, ubicándose el pozo de control 84 (figura 6.33) en el bloque levantado. Las arenas A-B posiblemente mantienen sus espesores descritos anteriormente de 10 milisegundos para el primer bloque y para el segundo de 20 milisegundos, con un aumento del contenido lutítico en el borde sur la falla pero que luego es recuperado (contenido de arena). Las arenas E-F al norte de la falla, mantiene el espesor descrito al oeste del cubo sísmico, pero al sur de la falla el espesor aumenta a 45 milisegundos. La lutita marina posiblemente mantiene al sur el espesor descrito en los 364 y 377 de 40 milisegundos, pero al norte aumenta aproximadamente 10 milisegundos.

En el inline 1844 (Pozo 1), se identifica el plano de falla normal definida como parte de la fallas escalonadas al nor-oeste del cubo sísmico (figura 6.27) y con un salto para ambas arenas de 20 milisegundos, ubicándose el Pozo 1 en el bloque levantado. Las arenas A7, A8, y A9 al norte de la falla se podría decir que son intercaladas por lutitas o indicar una reducción del contenido de arena. Al sur el espesor es más constante y se mantiene en 10 milisegundos. Las A13, B1 y B2,

mantiene el posible espesor de 20 milisegundos. La lutita de origen marino mantiene el comportamiento descrito en el inline 1822, al norte mayor espesor que al sur, al igual que las arenas E-F, con un aumento de espesor de 5 milisegundos al sur con respecto al norte. Los valores de impedancias para ambos inline en la primera secuencia de arenas (A-B) oscilan entre 25.750 y 20.750 pies*g/s*cm^3, para las lutitas marinas entre 22.000 y 17.000 pies*g/s*cm^3 y para las arenas E-F 27.000 y 22.000 pies*g/s*cm^3.

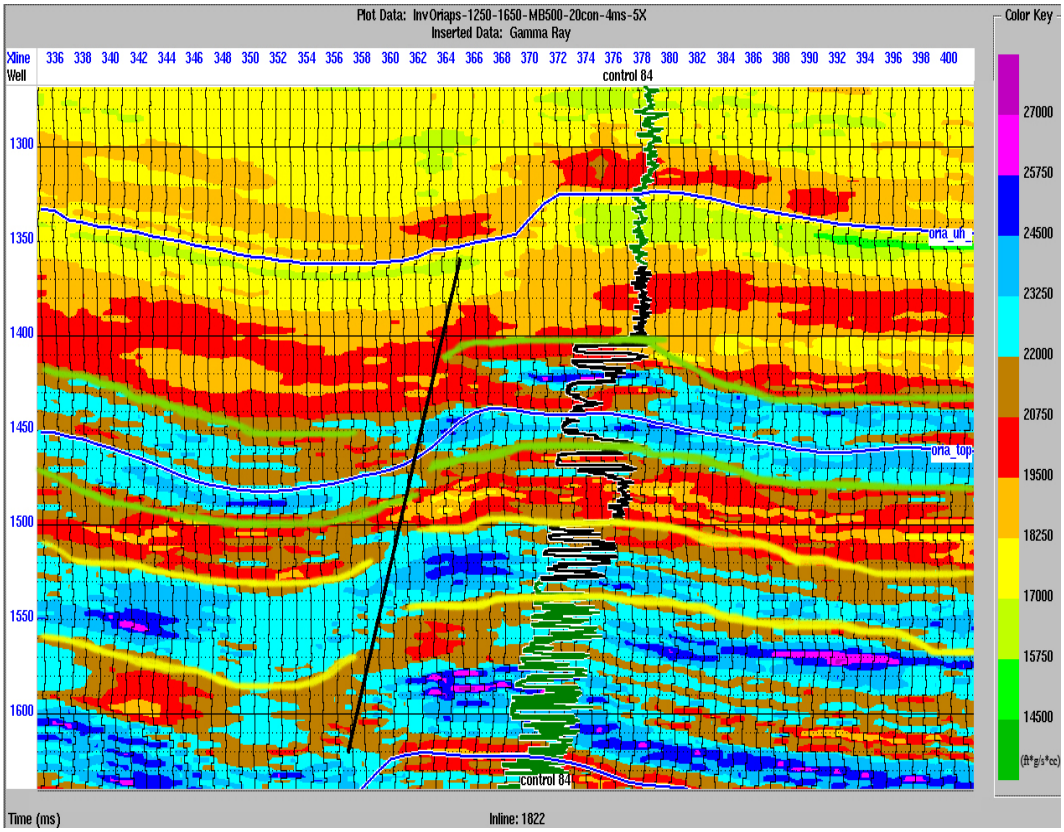


Figura 6.33: Interpretación del inline 1822, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el pozo de control ochenta y cuatro (84)

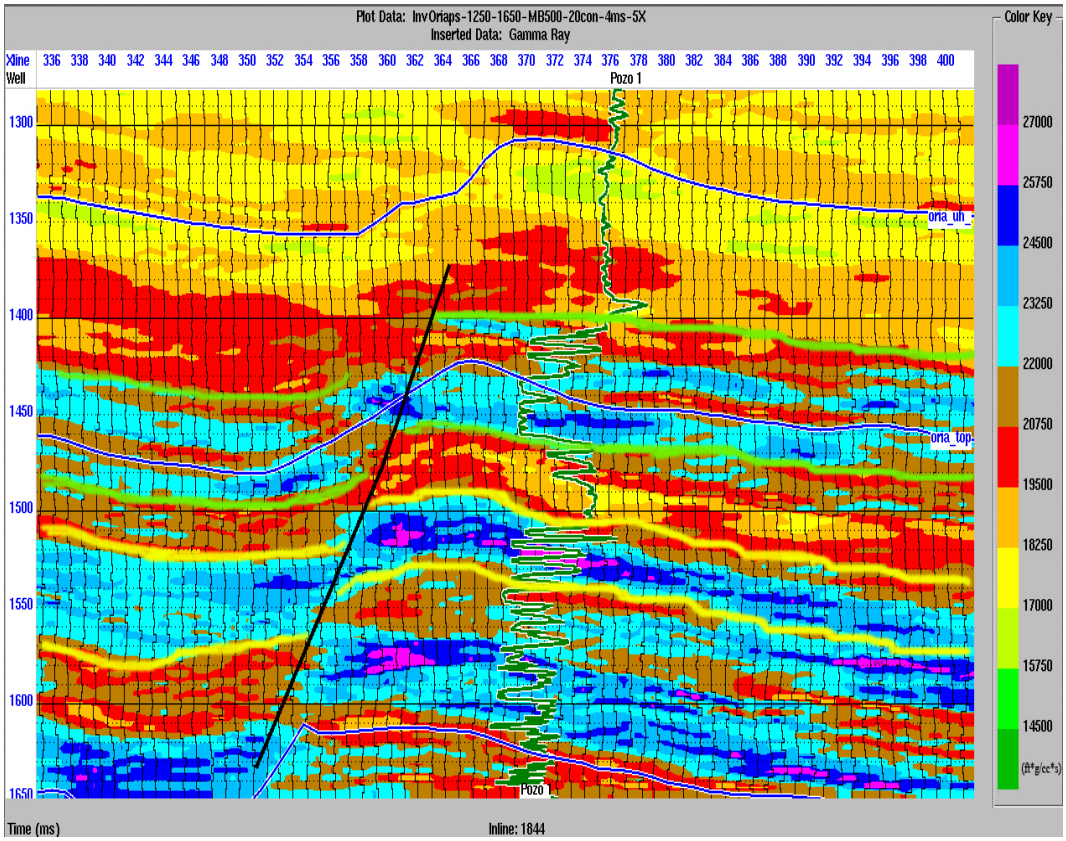


Figura 6.34: Interpretación del inline 1844, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el Pozo uno (1).

Ahora se analizarán los inline 1899 y 1926, los cuales fueron interpretados en la parte central del cubo sísmico (figuras 6.35 y 6.36 respectivamente). En el inline 1899, se identifica la Falla Oria cono es vista en la figura 6.26, con un salto de 30 milisegundos para las arenas A-B y de 20 milisegundos para la arena E-F, ubicándose el Pozo 3 en el bloque levantado y al norte de la falla. En el inline 1926 (figura 6.36) un poco más al este, se observa el pozo de control 82 (ubicado aproximadamente en la misma línea este-oeste que el pozo tres) en la parte levantada producida por la Falla Oria, con un salto de 35 milisegundos para las arenas A-B y de 20 milisegundos. Al norte de la falla en ambos inline, las dos subsecuencias que conforman la secuencia de las arenas A-B, probablemente están separados por un material lutítico bien definido de 5 milisegundos de espesor, con espesor de la primera subsecuencia cerca de la falla de 10 milisegundos, pero que al norte aumenta 5 milisegundos aproximadamente. La segunda subsecuencia (A13, B1, B2) se podría definir con un espesor de 20 milisegundos al norte de la falla y cerca del registro pero que posiblemente va

reduciendose el contenido de arena hacia el norte. Esta reducción se presume más notoria en el inline 1926 con respecto al inline 1899, en donde a partir de la traza 376 la arena desaparece. Al sur de la falla el espesor descrito al borde norte de la falla se mantiene, pero probablemente con un posible mayor porcentaje de lutita, con impedancias que oscilan 24.500 y 19.750 pies*g/s*cm^3.

La lutita marina mantiene el espesor en ambos inline y ambos direcciones de 40 milisegundos. Las arenas E-F en ambos inline mantienen el espesor hacia el norte definido por el registro Gamma Ray (50 milisegundos), observando hacia el tope de esta secuencia que posiblemente el porcentaje de lutita es mayor, que hacia el medio y la base de la secuencia; las impedancias oscilan en su mayoría entre 25.750 y 22.500 pies*g/s*cm^3. Hacia el sur de la falla el espesor también se mantiene en ambos inline, pero el contenido lutítico probablemente aumenta considerablemente con respecto al norte de la falla, con impedancias que oscilan los 23.250 y 19.500 pies*g/s*cm^3.

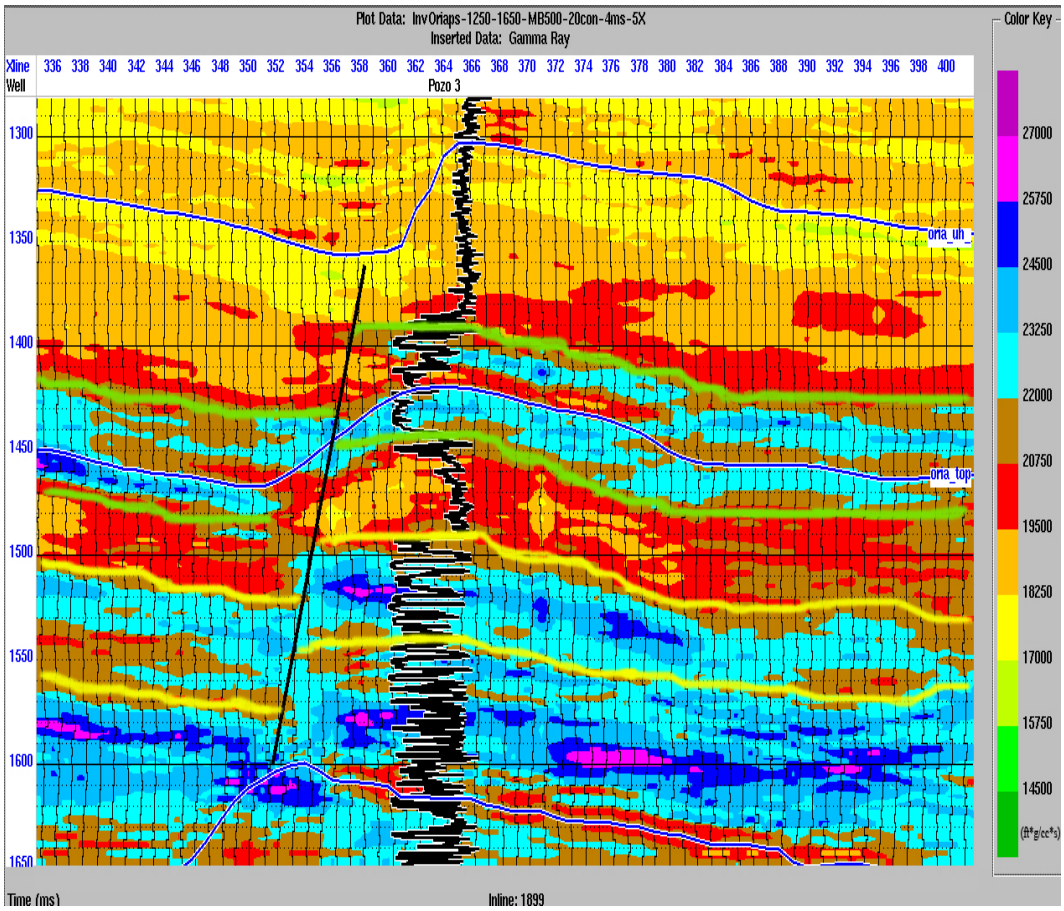


Figura 6.35: Interpretación del inline 1844, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el pozo tres (3).

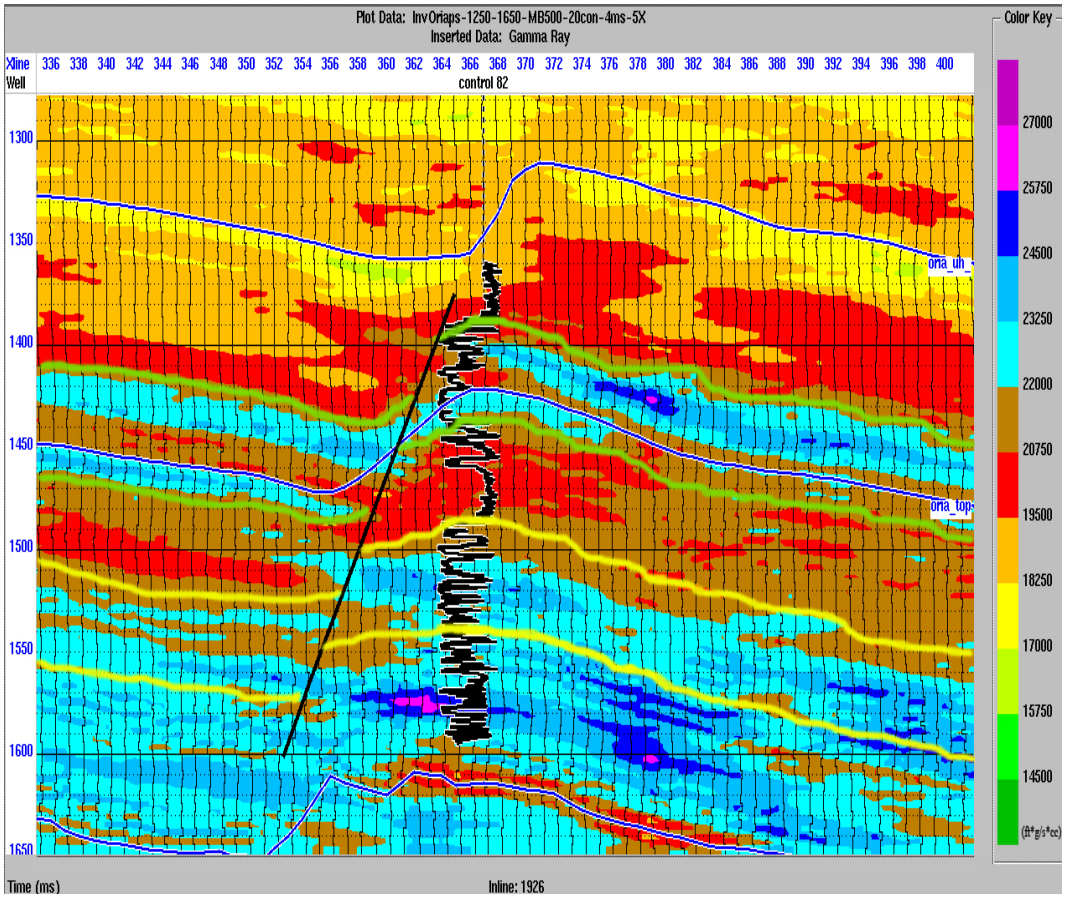


Figura 6.36: Interpretación del inline 1844, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el pozo de control ochenta y dos (82).

Por último, se analizaron las interpretaciones de los inline seleccionadas mas al este del cubo sísmico 1991 y 2027, (figuras 6.37 y 6.38). En el inline 1991 (figura 6.37) se observa el Pozo 5, ubicado en el bloque deprimido de la falla (Falla Oria, ver figura 6.26), con un salto de 30 milisegundos para las arenas A-B. El Pozo 5 atraviesa la superficie de falla a la profundidad en donde se encuentran las arenas E-F; observándose que tiene valores de impedancias por debajo de 22.000 pies*g/s*cm^3, que posiblemente indiquen presencia de lutita, siendo interpretado geológicamente en el registro Gamma Ray como una arena bastante sucia. Al sur del Pozo 5, por encima de las arenas E-F definidos por el registro Gamma Ray y por debajo de la lutita que subyace a las arenas A-B, se notan valores de impedancias por encima de 22.000 pies*g/s*cm^3 que podrían indicar presencia de una arena; sin embargo, estos valores de impedancia no corresponden con el registro del Pozo 5 que indican presencia de lutita. El canal

descrito por el registro del mismo pozo se encuentra justo por encima de esta lutita mencionada anteriormente. Las arenas A-B mantiene el espesor de 50 milisegundos en ambas direcciones (norte-sur) con valores de impedancias altas (de 22.00 pies*g/s*cm^3 hasta por encima de 27.000 pies*g/s*cm^3) que pudieran indicar arenas limpias, además de tener una correlación con los valores de impedancias y el registro Gamma Ray definidas por el Pozo 5 bastante alta.

El espesor de la lutita marina se reduce con respecto al oeste y centro del cubo sísmico a casi 30 milisegundos, y se mantiene en ambas direcciones del inline.

Las arenas E-F al norte de la falla posiblemente tienen un espesor de 30 milisegundos con valores de impedancias que oscilan los 22.000 y 27.500 pies*g/s*cm^3, que pudiesen indicar arenas limpias.

El inline 1926 (figura 6.38) es el mas al este de los escogidos para la interpretación y contiene el pozo de control 158, el cual se ubica mas al norte y al este del Pozo 5 (figura 6.25) y se encuentra en el bloque levantado definido por el plano de falla (Falla Oria, figura 6.26), con un salto de 25 milisegundos aproximadamente para ambas arenas. Las arenas A-B y la lutita de origen marino tienen un comportamiento muy similar al del inline 1990 con espesores de 50 milisegundos y valores de impedancias elevados (arenas A-B), y de 30 milisegundos de espesor y valores bajos de impedancias (lutita), respectivamente. Las arenas E-F posiblemente disminuyen su espesor a 40 milisegundos con respecto al norte que es de 50 milisegundos, valga acotar que al norte se nota que las impedancias acústicas son menores (promedio de 22.000 pies*g/s*cm^3), con respecto al sur (23.750 pies*g/s*cm^3), pudiendo indicar que aunque su espesor es mucho mayor su contenido de arena es menor.

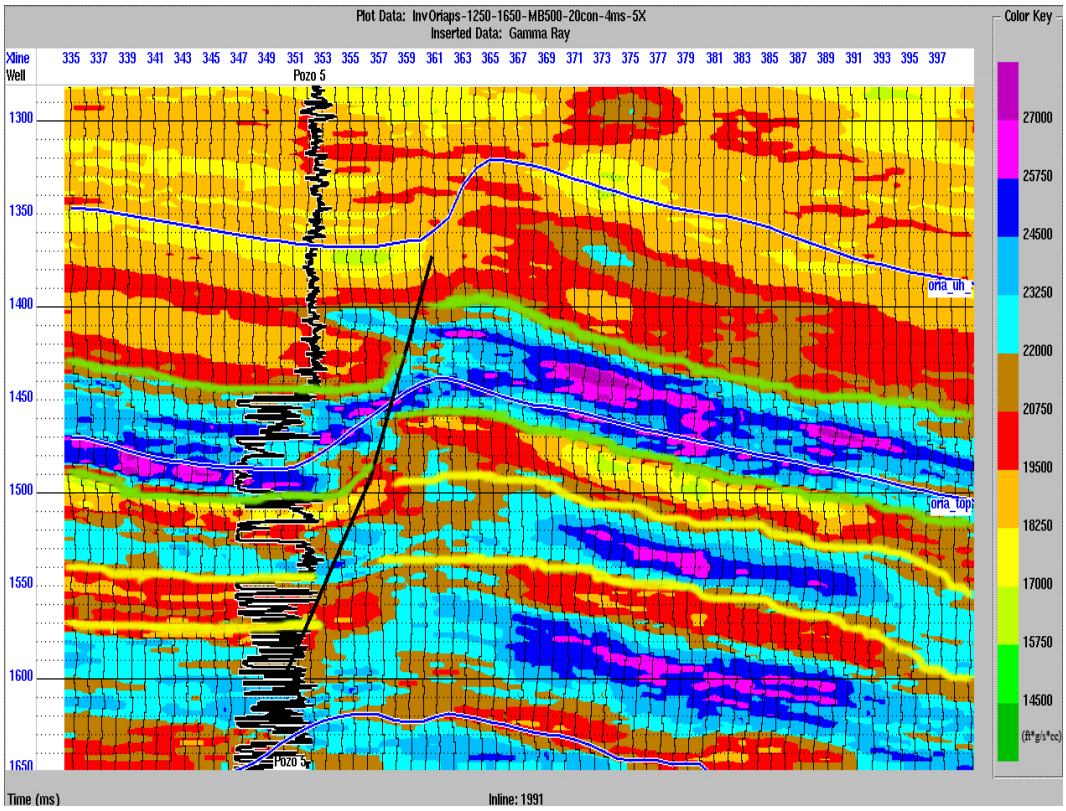


Figura 6.37: Interpretación del inline 1844, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el pozo cinco (5).

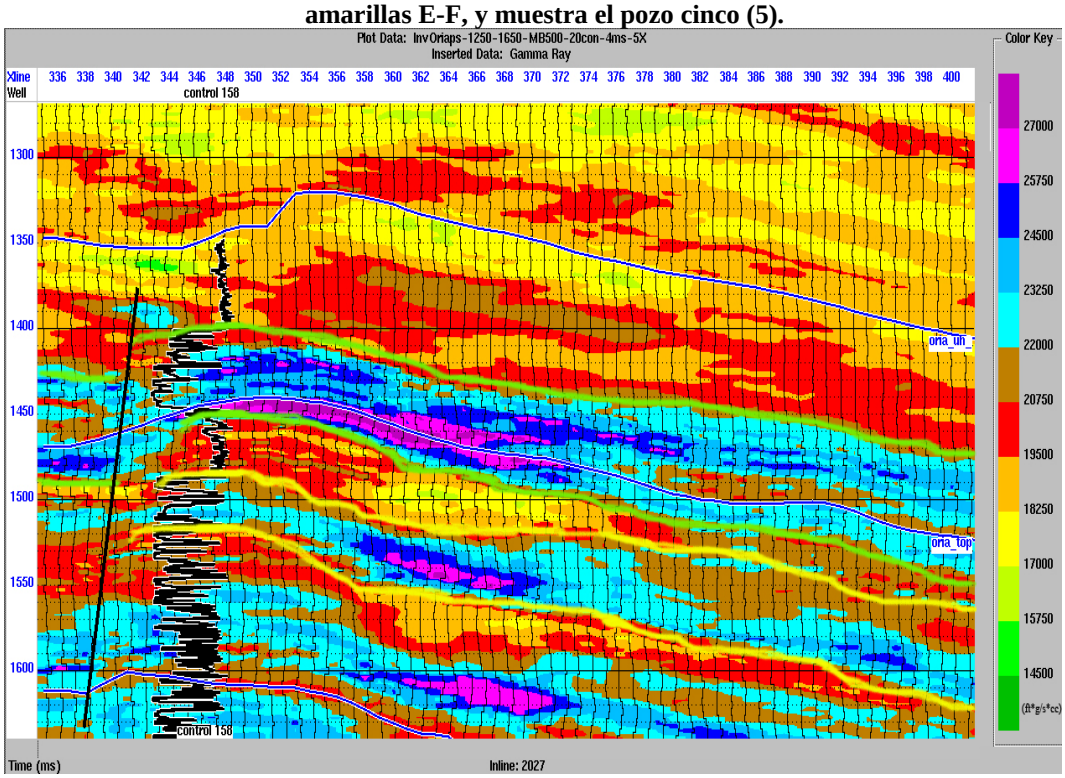


Figura 6.35: Interpretación del inline 1844, líneas verdes arenas A-B y líneas amarillas E-F, y muestra el pozo de control (158).

CAPÍTULO VII

Conclusiones

Luego de analizar los resultados obtenidos de la delineación de las arenas A-B y E-F del campo Oritupano A de la unidad Oritupano–Leona se puede concluir que:

1. Es posible diferenciar las arenas de las lutitas a través de las impedancias acústicas, saturadas ambas rocas del mismo fluido entre las profundidades en que se encuentran las arenas A-B y E-F (5.000 ft y 6.500 ft).
2. Para la delineación de las arenas A-B y E-F en el Campo Oritupano A, se utilizó el cubo invertido de impedancias acústicas, empleando la técnica de Modelo Base y los datos sísmicos sólo con preapilamiento en tiempo. El modelo de inversión generado a partir de los datos sísmicos con procesamiento preapilamiento en tiempo con la técnica HFI®, fue descartado para el cumplimento de dicho objetivo, debido a que no aprobó la evaluación cualitativa y cuantitativa.
3. Se definen tres secuencias principales, la más somera conformada por las arenas A-B, la segunda por una lutita de gran espesor y la última (la más profunda) conformado por las arenas E-F.
4. De la primera secuencia, la primera subsecuencia conformada por las arenas A7, A8 y A9, tienden a aumentar su espesor (a 20 milisegundos) y su contenido de arena hacia el este; estos valores se mantienen en dirección norte-sur. Hacia el centro del cubo sísmico este valor disminuye con un espesor de 10 milisegundos, pero al norte aumenta 5 milisegundos aproximadamente. Hacia el oeste su espesor se mantiene en 10 milisegundos.
5. De la primera secuencia, la segunda subsecuencia conformada por las arenas A13, B1 y B2 fueron consideradas como una sola secuencia debido a que no fue posible su discriminación. Este subconjunto tiene

un espesor que se mantienen aproximadamente en 20 milisegundos en dirección este-oeste y norte sur. En la parte centro norte la cantidad de lutita en estas arenas aumenta considerablemente con respecto al sur de esta misma zona y al oeste del cubo. Al este el contenido de arena aumenta con respecto al oeste y centro, y se mantiene en dirección norte-sur.

6. El espesor de la lutita de origen marino (segunda secuencia) definida por la geología de pozos y el registro Gamma Ray, se mantiene constantes en el centro del cubo con valores de 40 milisegundos. Al este y al oeste su espesor disminuye a 25 milisegundos a causa del aumento de arenas A-B y las fallas escalonadas ubicadas al noroeste del cubo sísmico respectivamente.
7. El espesor hacia el este de las arenas E-F (tercer secuencia), es de 30 milisegundos; al sur-este el espesor aumenta a 45 milisegundos. En la parte central el espesor de las arenas aumenta con respecto al este y al oeste (50 milisegundos) y se mantiene en dirección norte-sur. Finalmente al oeste, las arenas E-F mantienen su espesor medio con respecto a la parte central y oriental del cubo (40 milisegundos); al norte en esta misma zona su espesor aumenta 10 milisegundos; aunque su espesor es mucho mayor al norte, su contenido de arena es menor que al sur.
8. Las arenas A-B, E-F y la lutita que la separan empiezan al oeste a profundizar localmente, a causa de un sistema de pequeñas fallas escalonadas que se encuentra al nor–oeste del campo Oritupano A, igual ocurre al este pero en este caso el sistema de fallas escalonadas se encuentra al sur-este del cubo sísmico.

Recomendaciones

1. Se recomienda interpretar y delinear estratigráficamente las arenas A-B y E-F a partir de la inversión de la sísmica preapilada en tiempo en todo el Campo Oritupano A.

Capitulo VIII

Bibliografía y referencias citadas

Batzle and Wang (1992). “Seismic Properties of pore fluids” Geophysics 57(7),:1396 -1408.

Camacho, M.(2000). Modelo de yacimientos de las arenas F – H formación Oficina del Campo Oritupano B, unidad Oritupano – Leona modelo geológico. Trabajo de Grado Maestría. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Economides, M.(1998) “Petroleum Well Construction”. 1era ed. John Wiley & Sons ltd. Inglaterra. Pag 1050.

Elrich and Barret (1992). “Petroleum Geology of the eastern Venezuela foreland basin” Memoria 55: 341-362.

Gardner R. O.(1976). “Formation Velocity and density – The diagnostic basic for Estratigraphic”. Geophysics Vol 39(6): 770-780.

Geotrace- (2005). “Non Exclusive High Frequency Imaging™ (HFI®) Survey in the South East of Gyda Area”. [Articulo en línea]. Disponible: http://www.geotrace.com/spec-SEGyda.htm. [Consulta : 2005, agosto 7]

Geotrace- (2005). “High Frequency Imaging”. [Articulo en línea]. Disponible: http://www.geotrace.com/High%20Frequency%20Imaging.htm. [Consulta : 2005, agosto 7].

Google Earth (2005) “Planet Earth”. [Foto en línea]Disponible: http://earth.google.com/ [Consulta : 2005, septiembre 10].

Hampson & Russell (1992) “Strata UNIX”. Pag: 740-800

Hanning R. (1973). “Numerical Methods for Scientists and Engineers”. 2da ed. Mc Graw – Hi. New York, USA. Pag. 800

Jacome M.(2003). “Tectono – Stratigraphic Evolution of The Maturin Foreland Basin: Eastern Venezuela”. AAPG Memoria 79: 735-743. Tulsa,USA.

Lindseth R.(1979). “Synthetic sonic logs – A process for estratigraphic interpretation”. Geophysics Vol 44(1): 3-26. Texas, USA.

Mavko G., Mukerji T., (2003) “The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media”. Cambridge Univ Pr. Paperback.

PDVSA- Intevep.(2004). Código geológico de Venezuela.[Publicación en línea]. Disponible en: http://www.pdvsa.com/lexico/.

Porras J., E. Vallejo, D. Marchal y C. Selva.(2002). "Extensional in the eastern Venezuela basin: Examples from Fields Oritupano – Leona Block". AAPG, anual meeting. Texas, USA.

Tad, S., Sondergeld C., Rai C. (2005) "Gassman fluids substitutions: A tutorial2 Geophysics 68(2): 430-440. Texas, USA.

USGS .(2005). "Evaluación de los Recursos Potenciales del Petróleo y Gas en la Cuenca Oriental de Venezuela".[Publicación en línea]. Disponible en: pubs.**usgs**.gov/fs/fs-0038-01/fs-0038-01textonly.pdf

Wang Z. (2001). " Fundamentals of Seismic Rock Physics", Geophysics 66(2). 398-412. Texas, USA.

Yilmaz O. (1986). "Data seismic Processing". 2da edición. SEG. Pag 2380. Texas, USA.

Yilmaz. O. (2001). "Seismic Data Analysis : Processing, inversion and Interpretation of seismic data". SEG, 2da edición. Vol. I, II, Texas, USA.

Zea, A. (2002). "Inversión sísmica estratigráfica en las arenas básales de la Formación Paují y arenas B superior de la Formación Misoa del área Central del Campo Barua, Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Apéndice

A continuación se muestran los gráficos del impacto de los fluidos de los pozos que no fueron mostrados en los análisis de resultados.

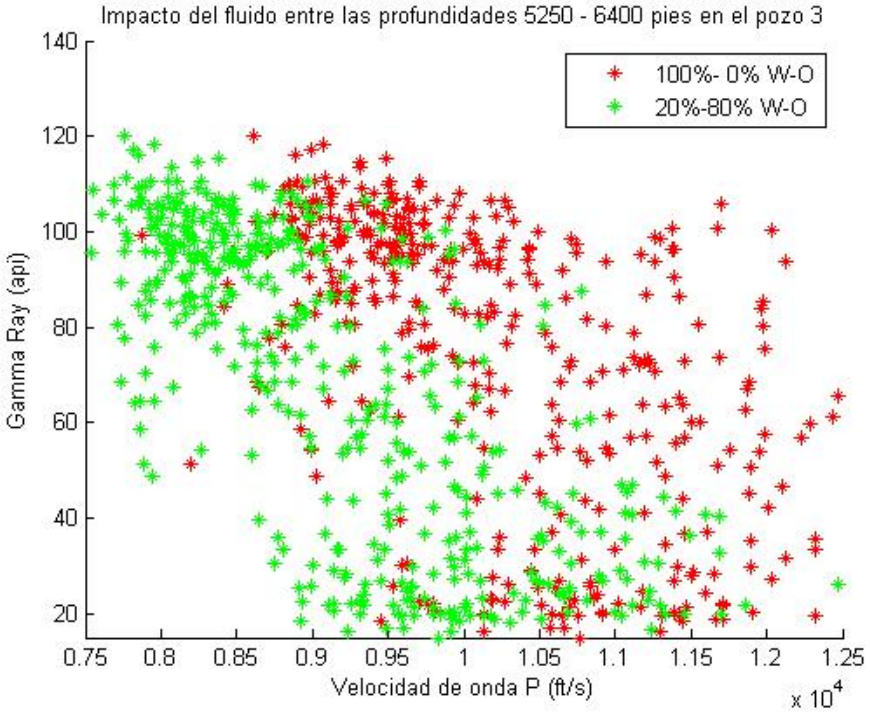


Figura 8.1: Gráfico de velocidades de onda P vs. Gamma Ray del Pozo 3 con diferentes relaciones agua–petróleo.

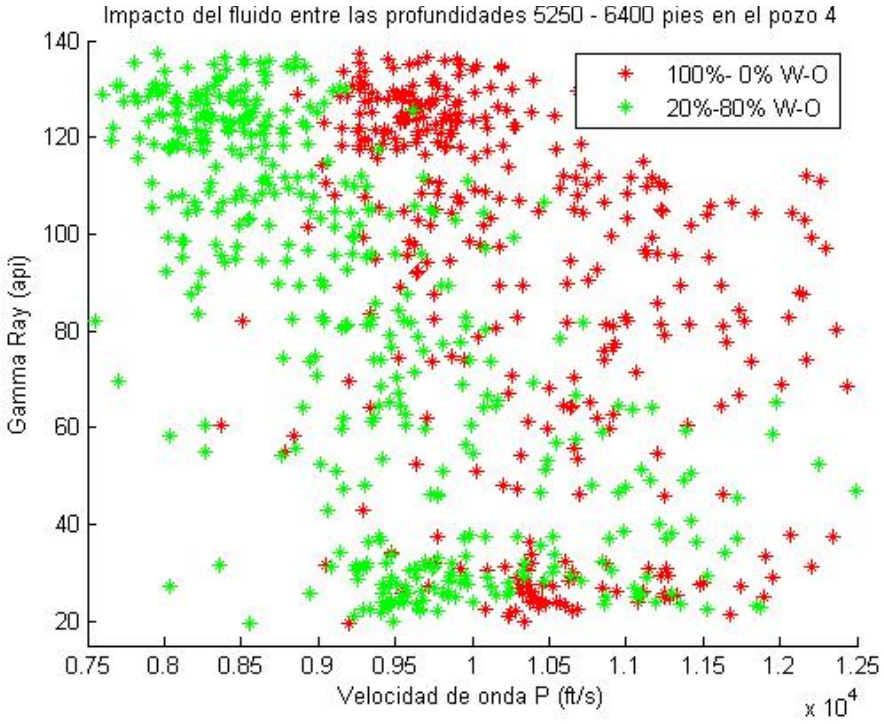


Figura 8.2: Gráfico de velocidades de onda P vs. Gamma Ray del Pozo 4 con diferentes relaciones agua–petróleo.

A continuación se muestran los gráficos de Densidad vs. Profundidad de los pozos que no fueron mostrados en los análisis de resultados.

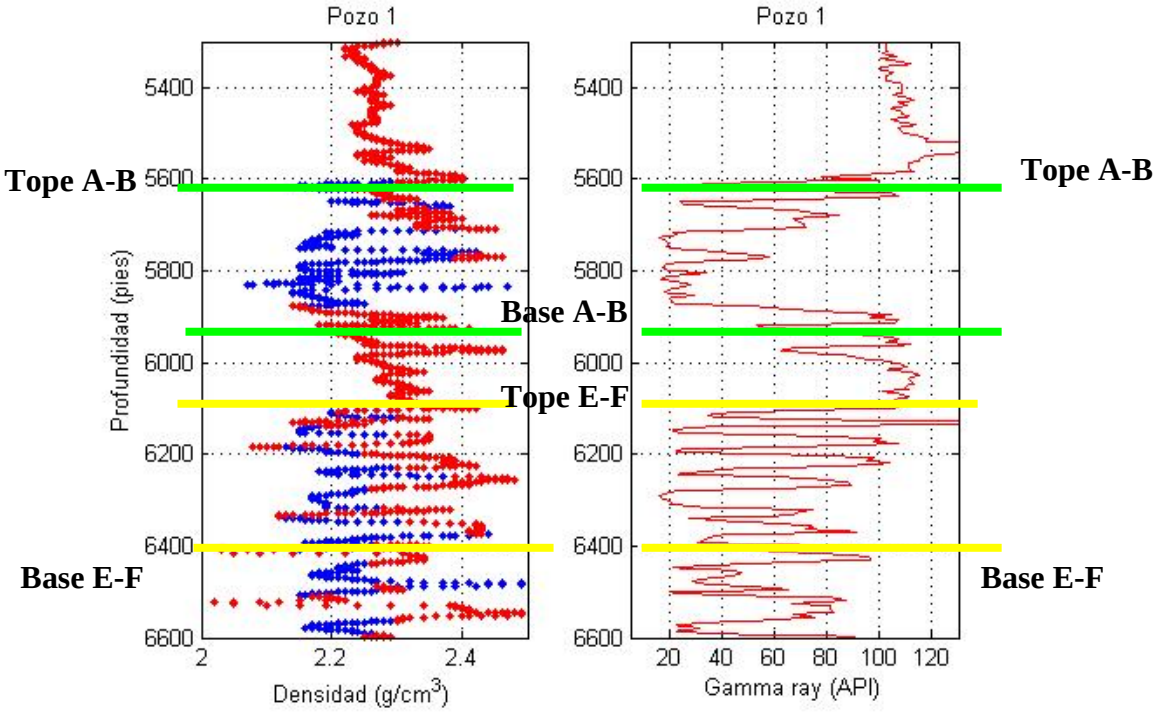


Figura 8.3: Se muestra la distribución de densidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 1. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas.

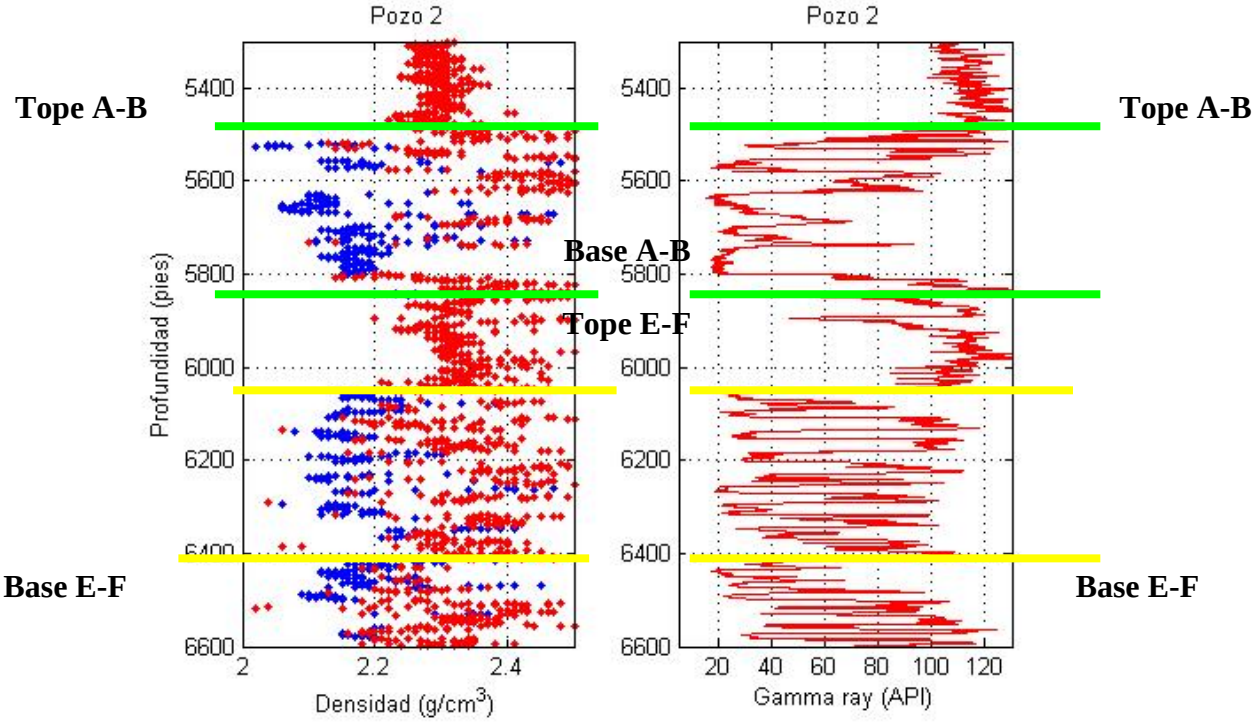


Figura 8.4: Se muestra la distribución de densidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 2. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas.

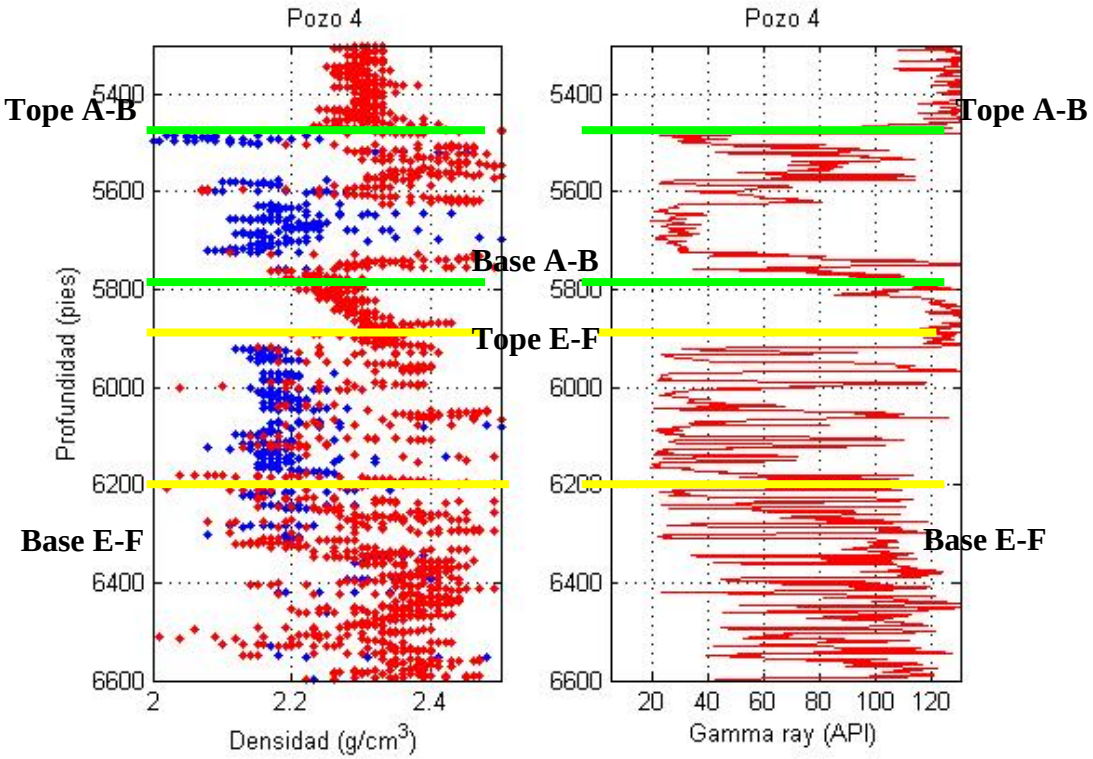


Figura 8.5: Se muestra la distribución de densidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 4. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas.

A continuación se muestran los gráficos de Velocidad P vs. Profundidad de los pozos que no fueron mostrados en los análisis de resultados.

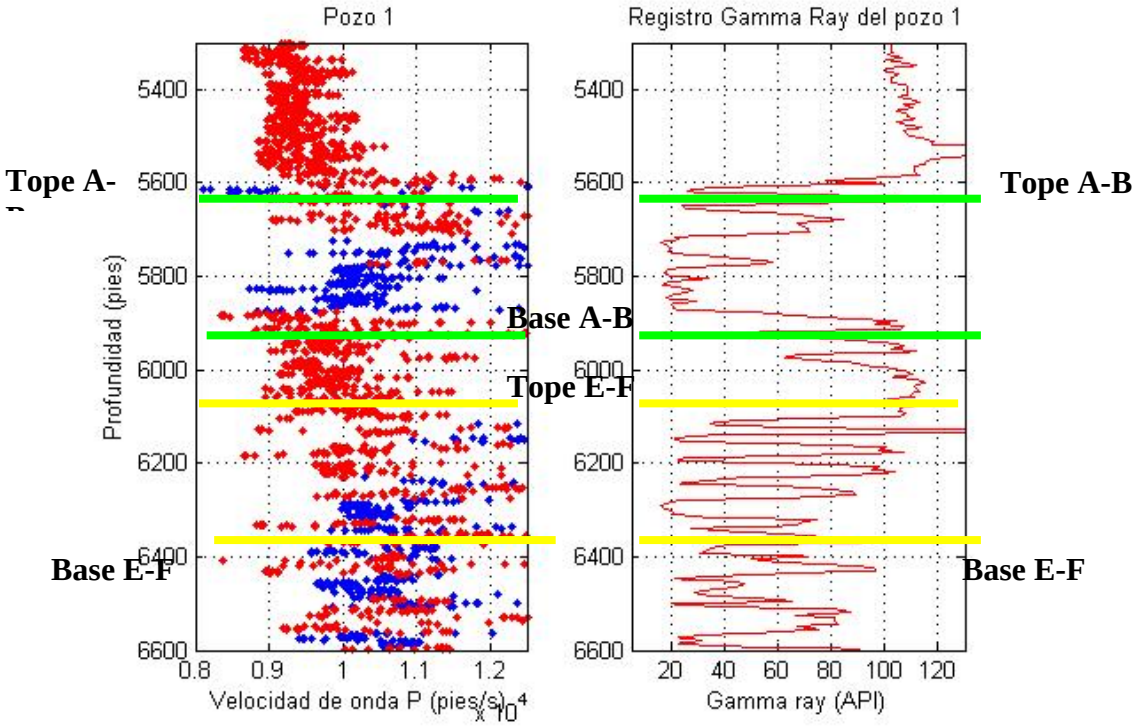


Figura 8.6: Se muestra la distribución de velocidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 1. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas.

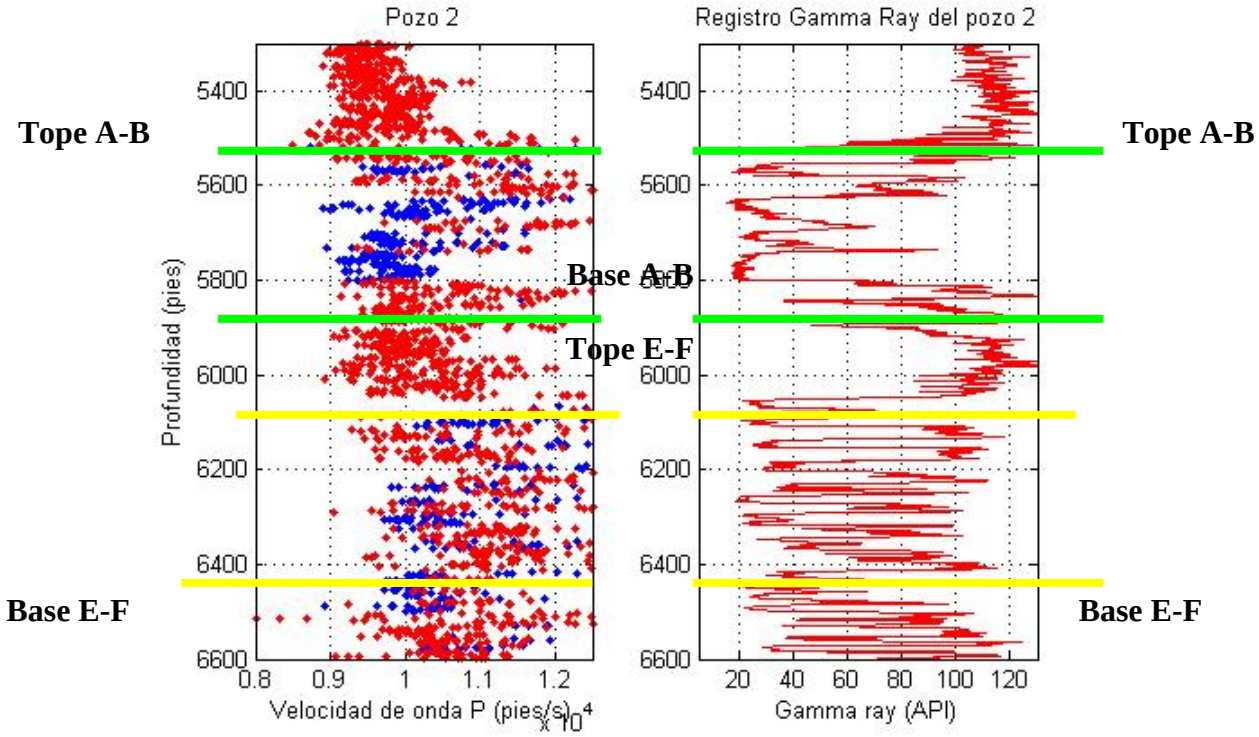


Figura 8.7: Se muestra la distribución de velocidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 2. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas.

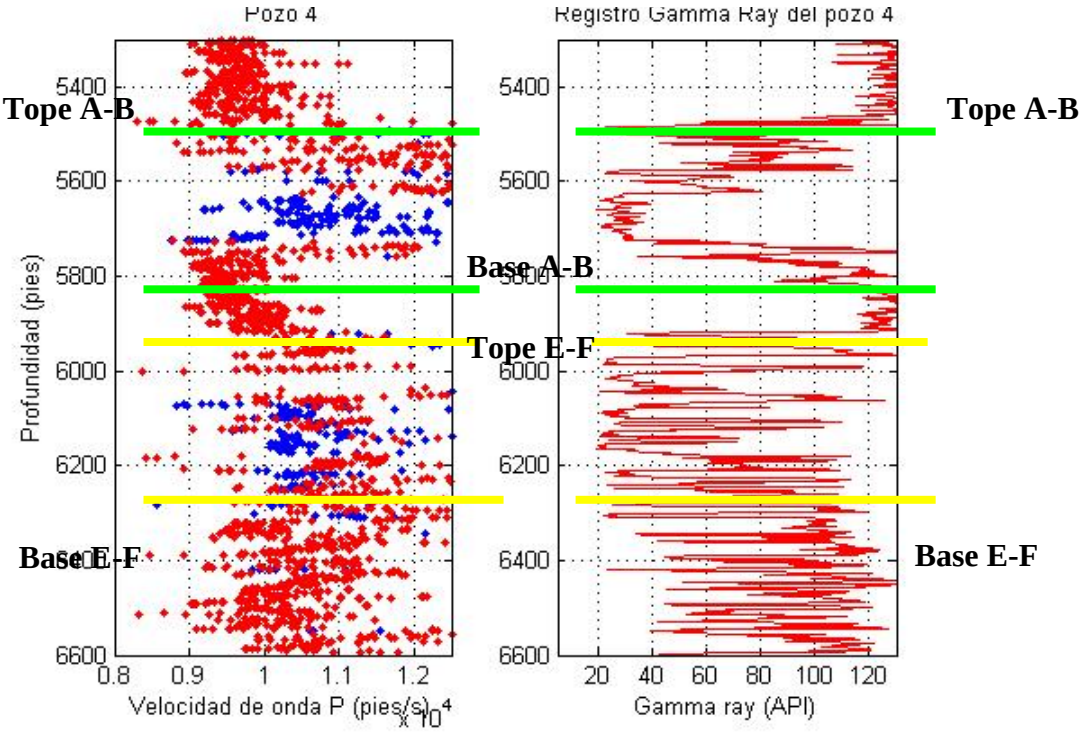


Figura 8.8: Se muestra la distribución de velocidades en las arenas A-B y E-F en el Pozo 4. Las líneas de color verde delimitan las arenas A-B y las líneas amarillas delimitan las arenas E-F. Los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las arenas.

A continuación se muestran los gráficos cruzados (Ip vs. GR) de los pozos que no fueron mostrados en los análisis de resultados.

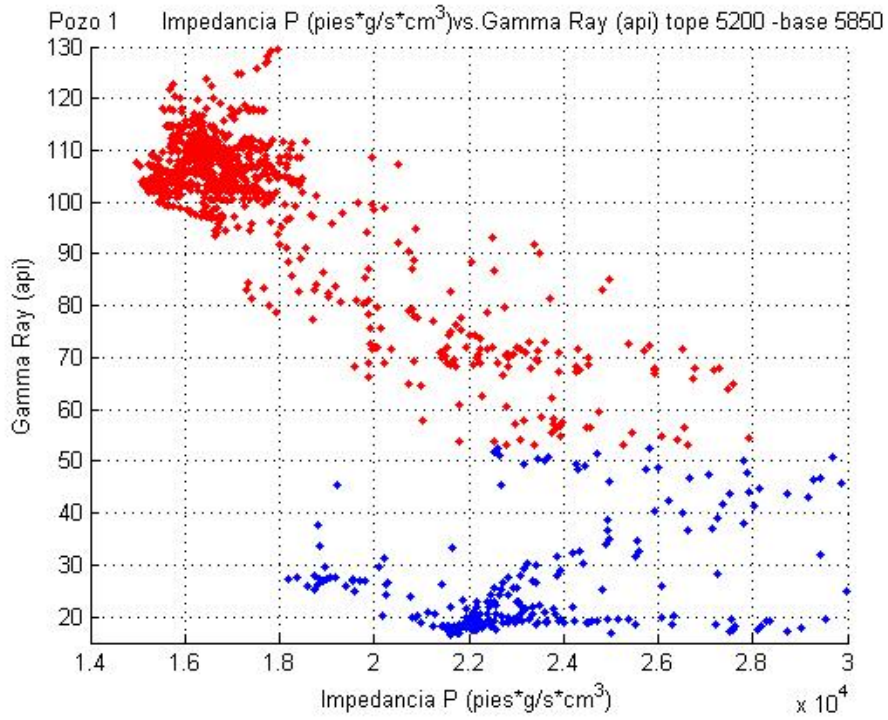


Figura 8.9: Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 1, entre las profundidades de 5200-5850 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas.

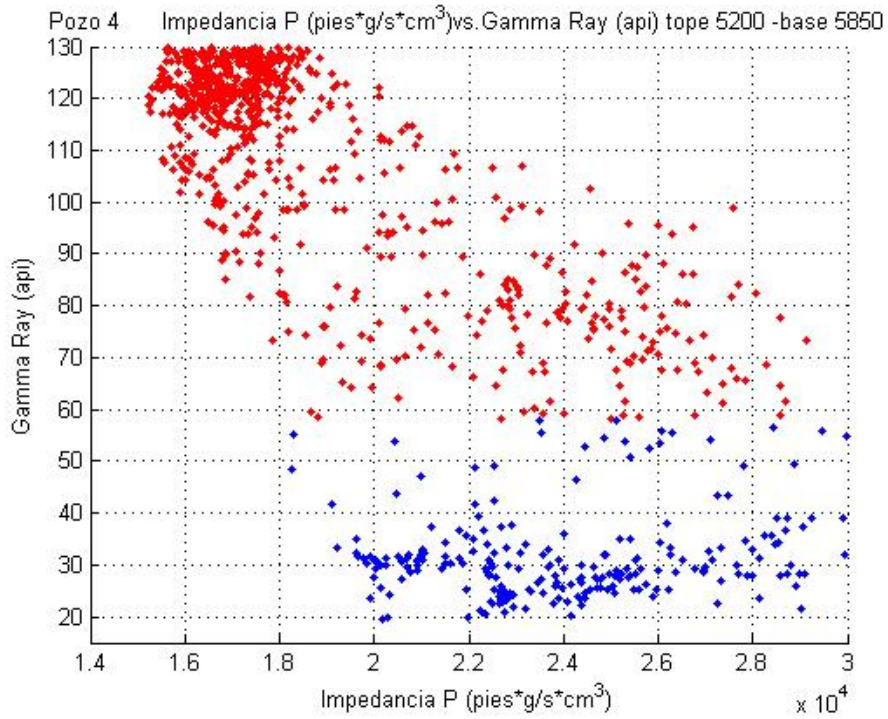


Figura 8.10: Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 4, entre las profundidades de 5200-5850 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas.

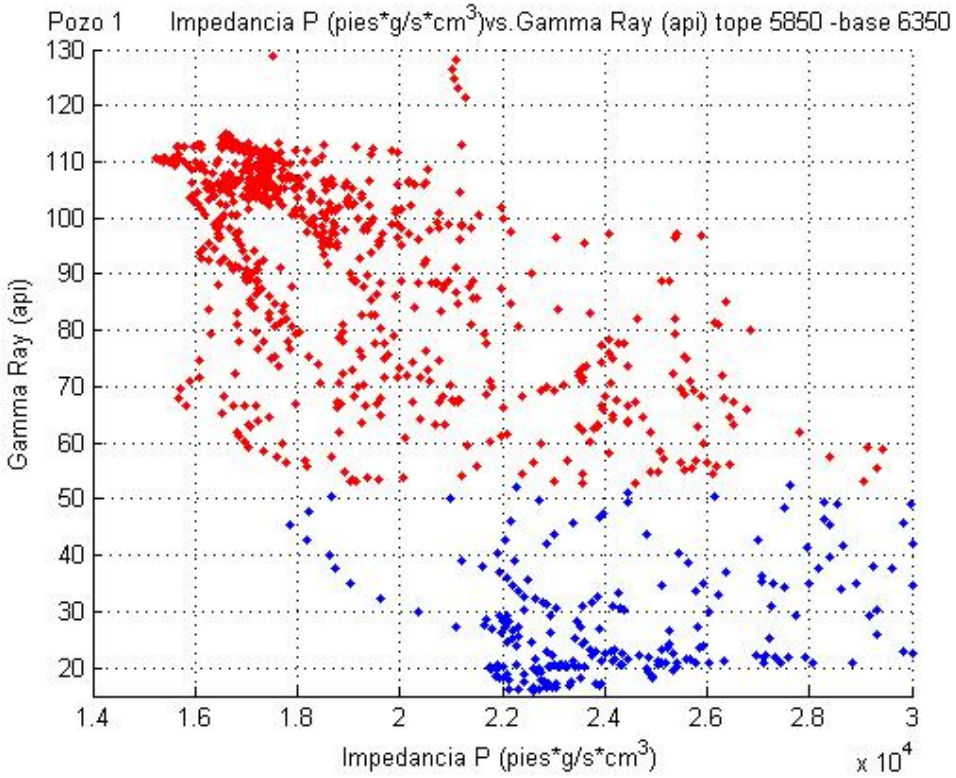


Figura 8.11: Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 1, entre las profundidades de 5850-6350 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas.

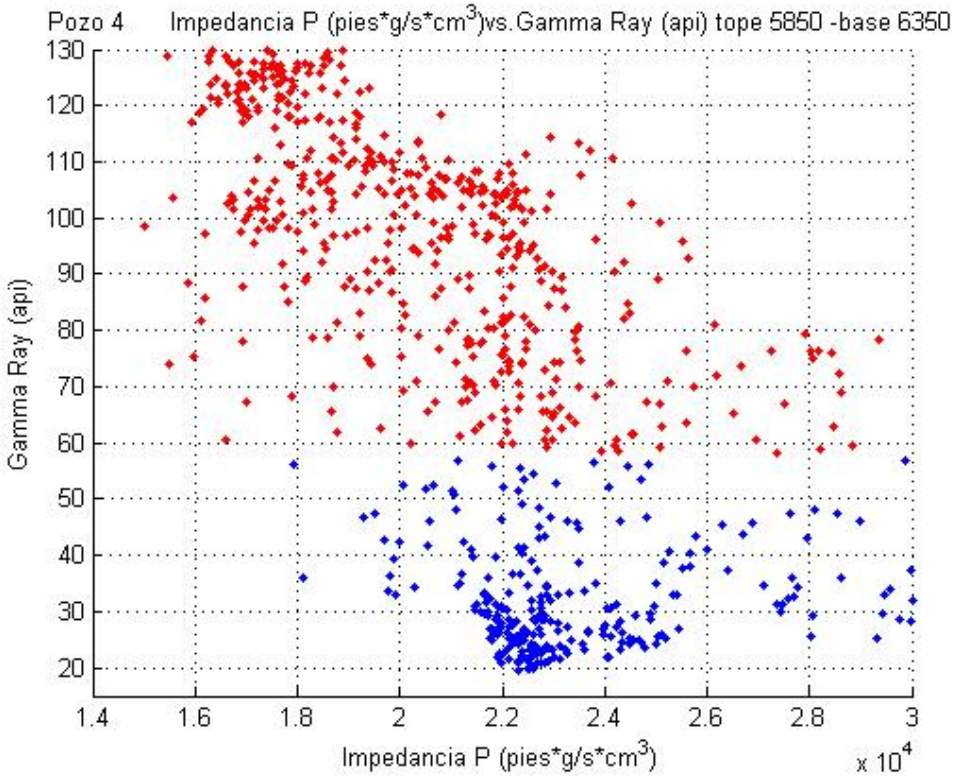


Figura 8.12: Gráfico cruzado impedancia P vs. Gamma Ray del pozo 4, entre las profundidades de 5850-6350 pies, los puntos rojos representa valores de lutitas y los azules de arenas.

A continuación se muestran los gráficos cruzados (Neutrón porosidad vs. GR) de los pozos que no fueron mostrados en los análisis de resultados.

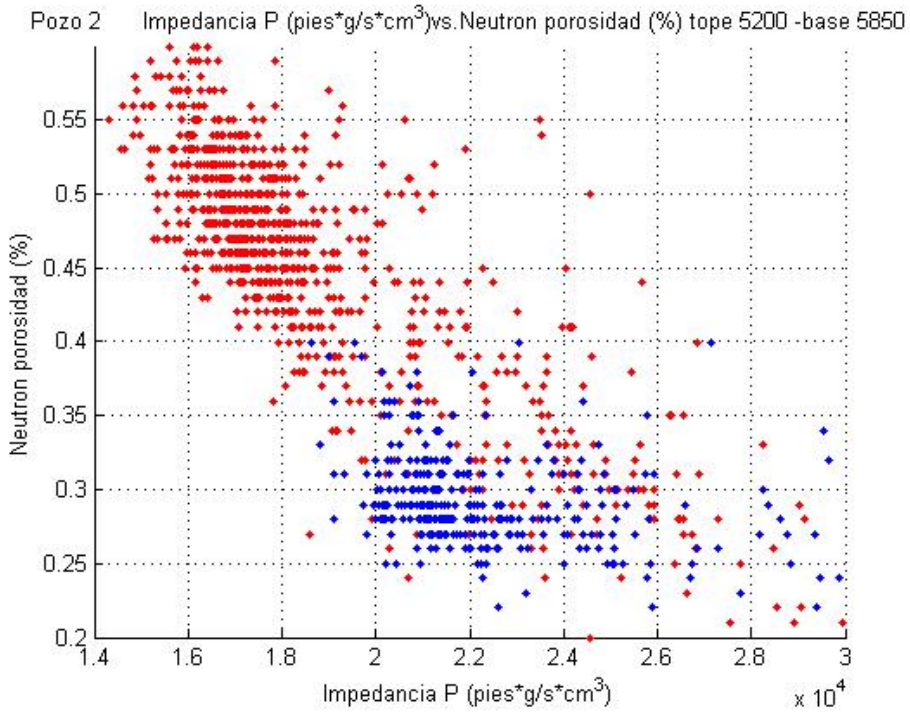


Figura 8.13: Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 2 de las arenas 5200-5850 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

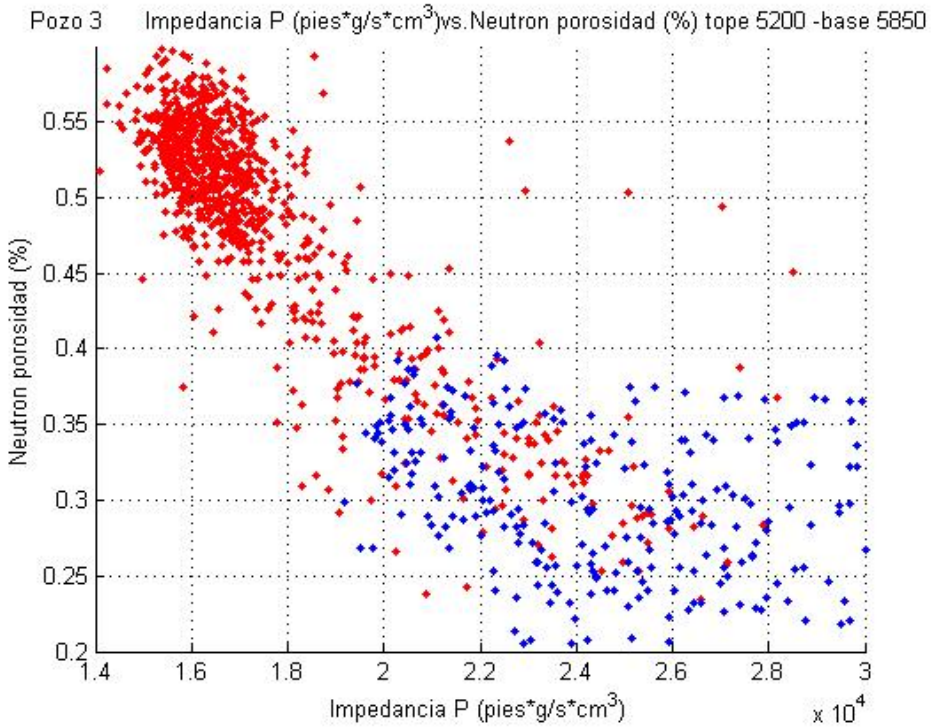


Figura 8.14: Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 3 de las arenas 5200-5850 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

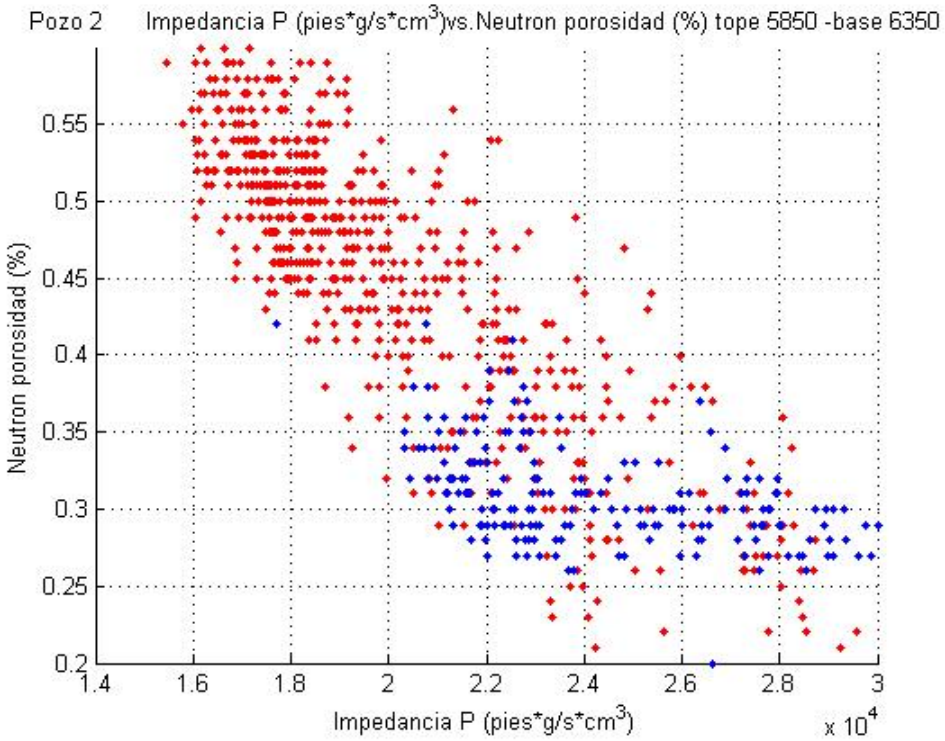


Figura 8.15: Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 2 de las arenas de 5850-6350 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

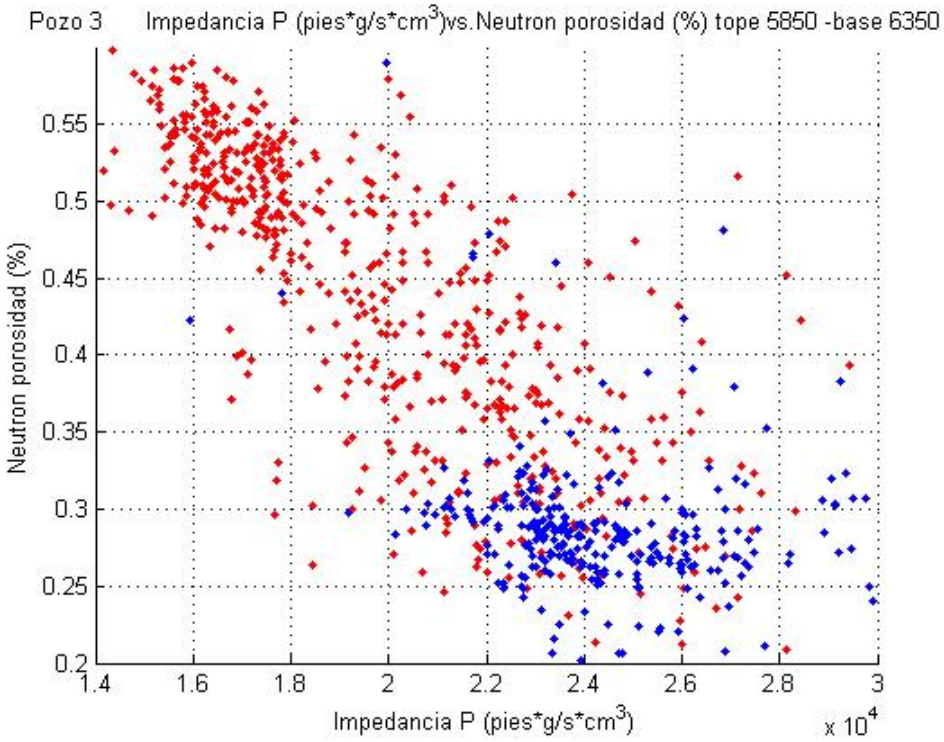


Figura 8.16: Gráfico cruzado Impedancia acústica vs. Neutrón porosidad del pozo 3 de las arenas de 5850-6350 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

A continuación se muestran los gráficos cruzados (Vp/Vs vs. GR) de los pozos que no fueron mostrados en los análisis de resultados.

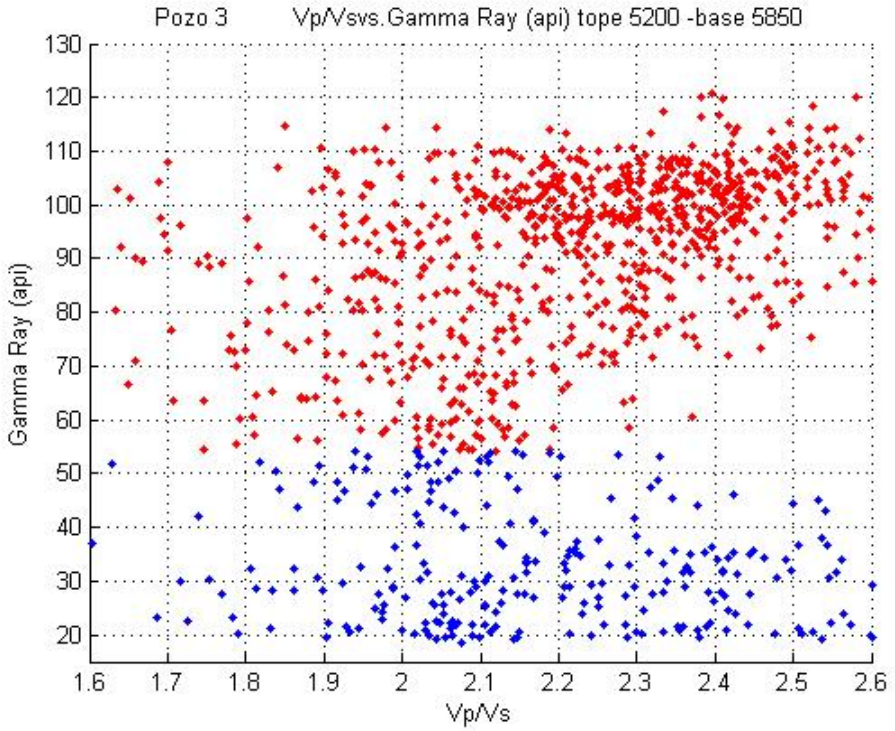


Figura 8.17: Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 3 de las arenas 5200-5850 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

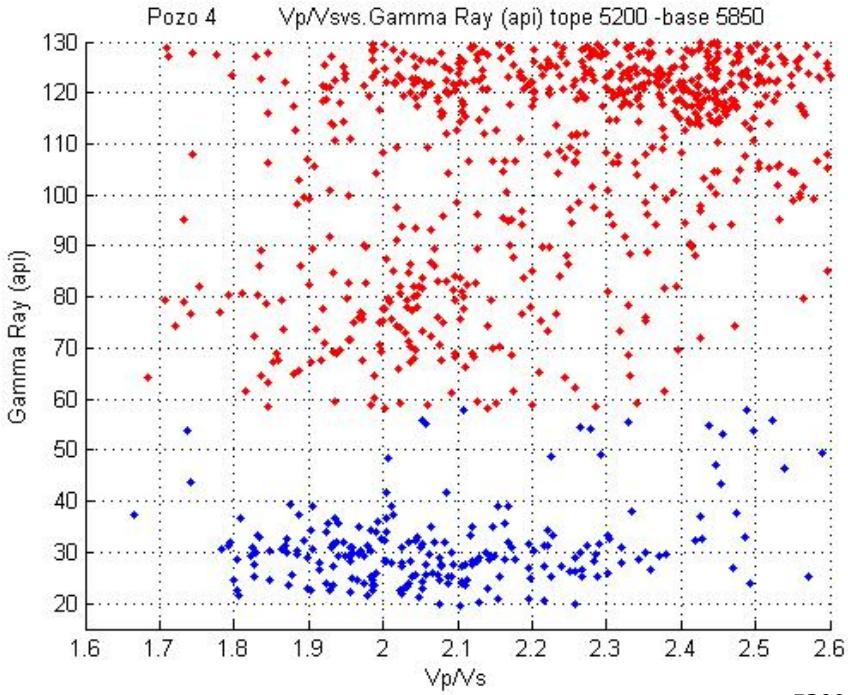


Figura 8.18: Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 4 de las arenas 5200-5850 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

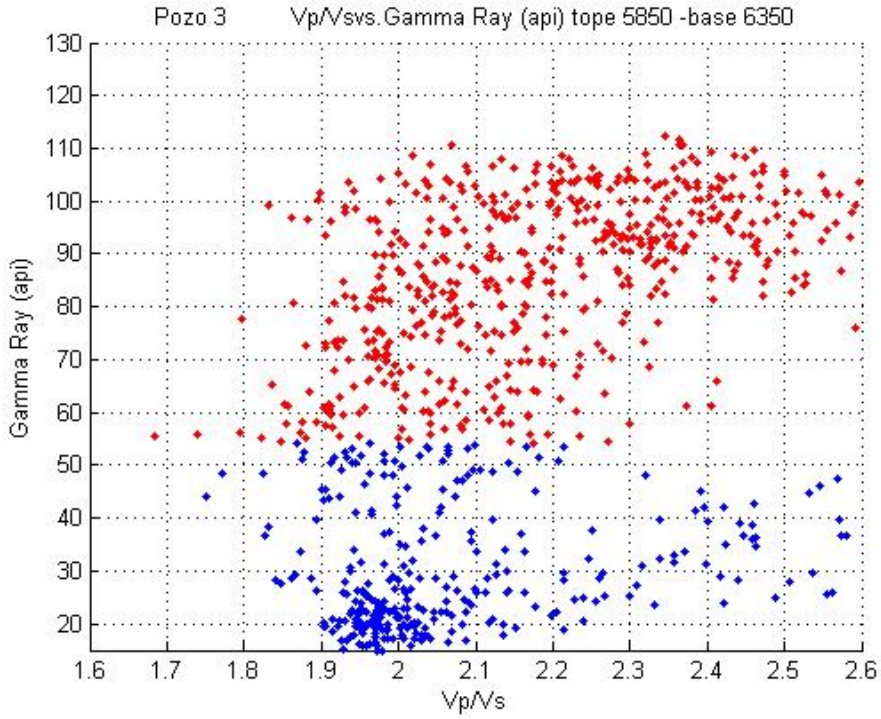


Figura 8.19: Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 3 de las arenas 5850-6350 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

.

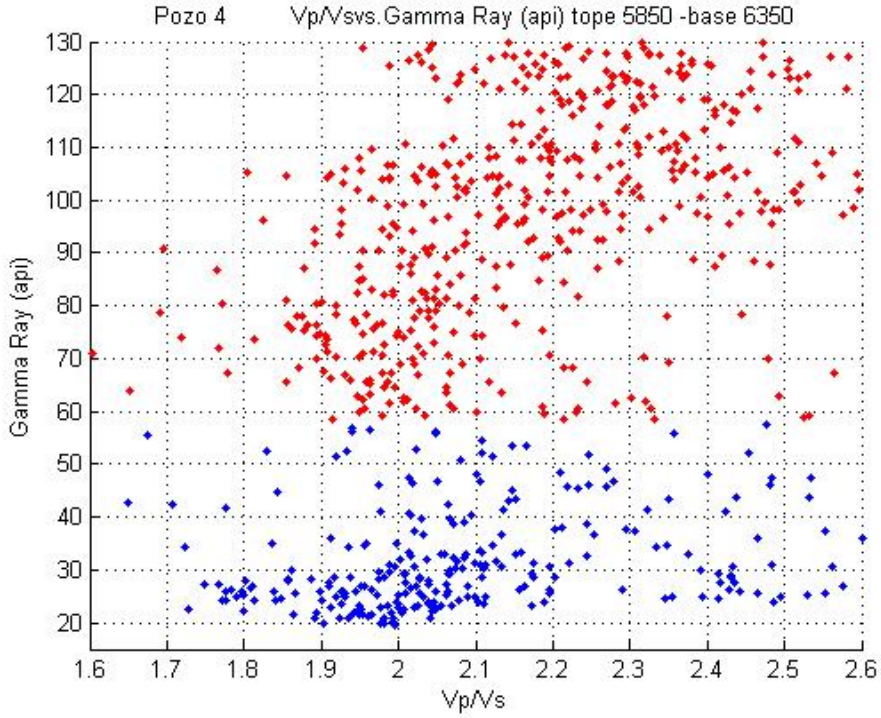


Figura 8.20: Gráfico cruzado Vp/Vs vs. Gamma ray del pozo 3 de las arenas 5850-6350 pies, los puntos rojos representan las lutitas y los puntos azules las areniscas.

A continuación se muestran los análisis de inversión sísmica preapilada en tiempo y procesada con la técnica HFI® que no fueron mostrados en los análisis de resultados.

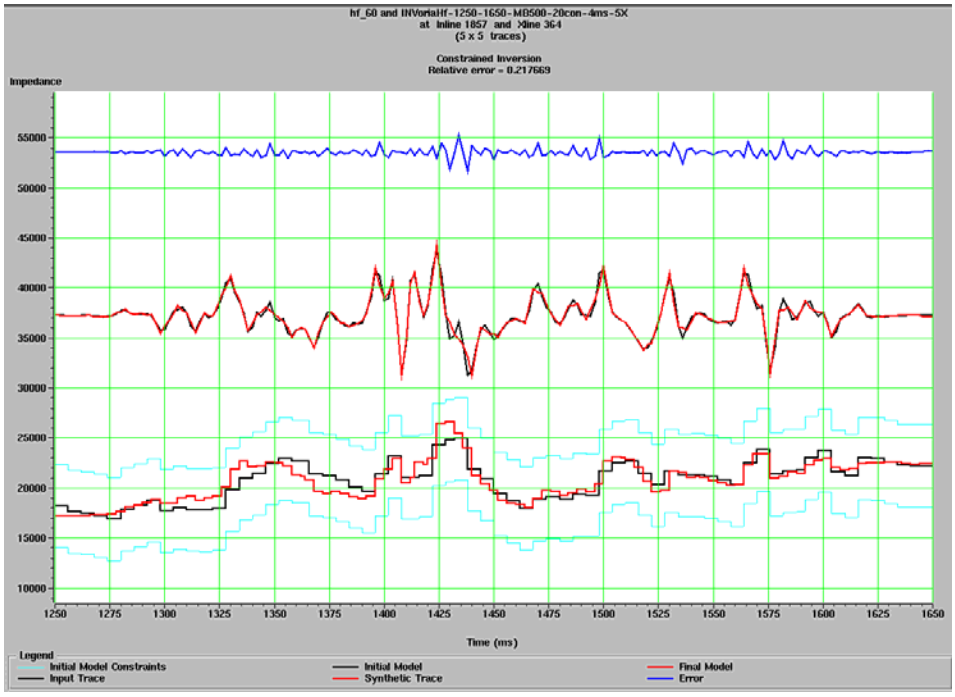


Figura 8.21: Análisis de inversión del pozo 2 para la sísmica procesada con la técnica HFI®

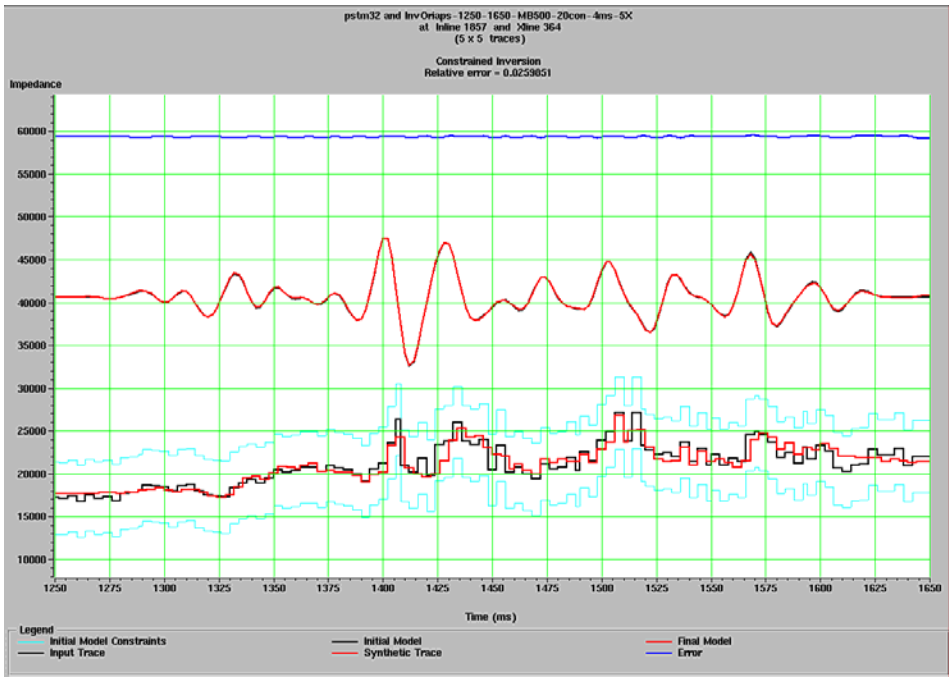


Figura 8.22: Análisis de inversión del pozo 2 para la sísmica preapilada en tiempo.

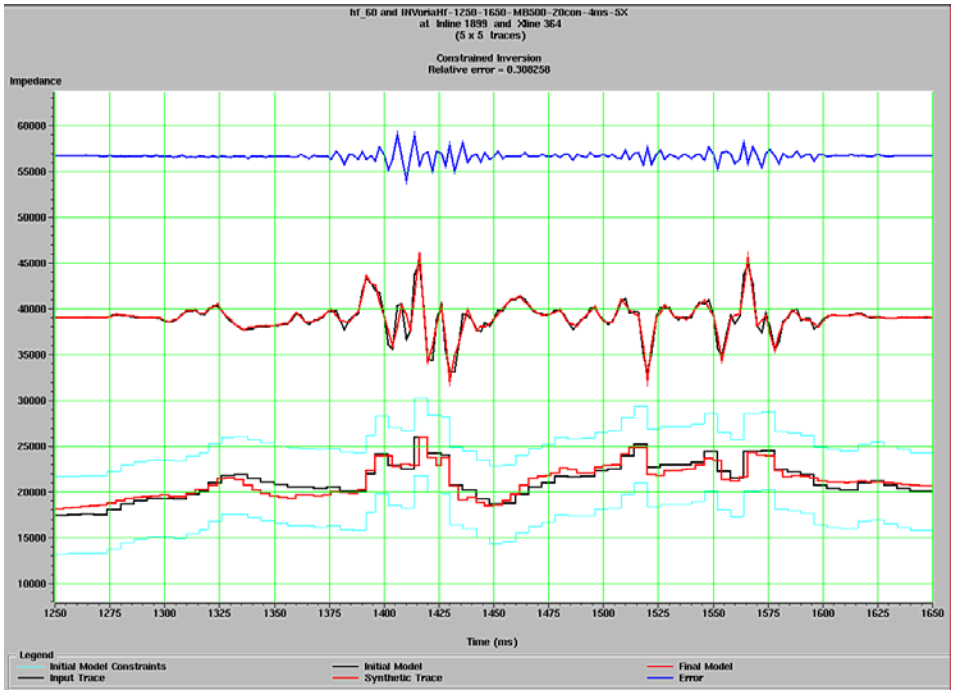


Figura 8.23: Análisis de inversión del pozo 3 para la sísmica procesada con la técnica HFI®

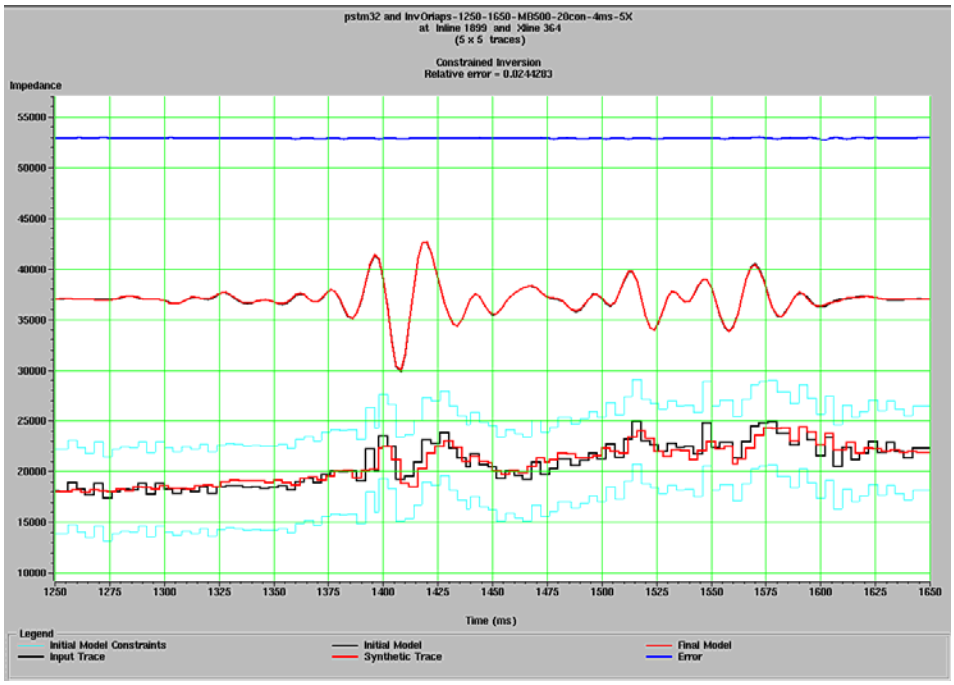


Figura 8.24: Análisis de inversión del pozo 3 para la sísmica preapilada en tiempo.

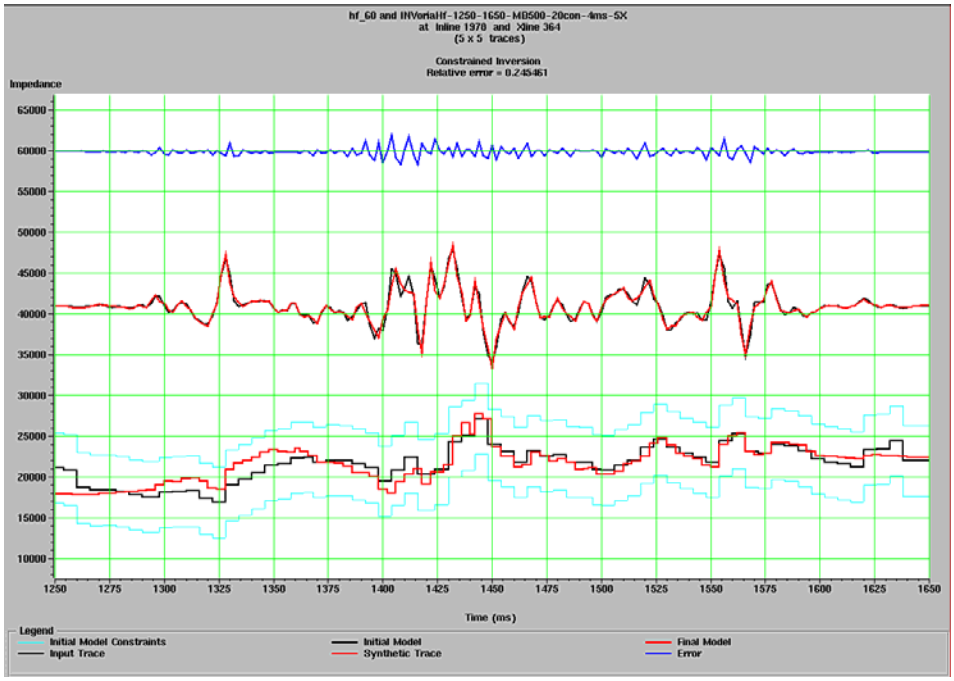


Figura 8.25: Análisis de inversión del pozo 4 para la sísmica procesada con la técnica HFI®

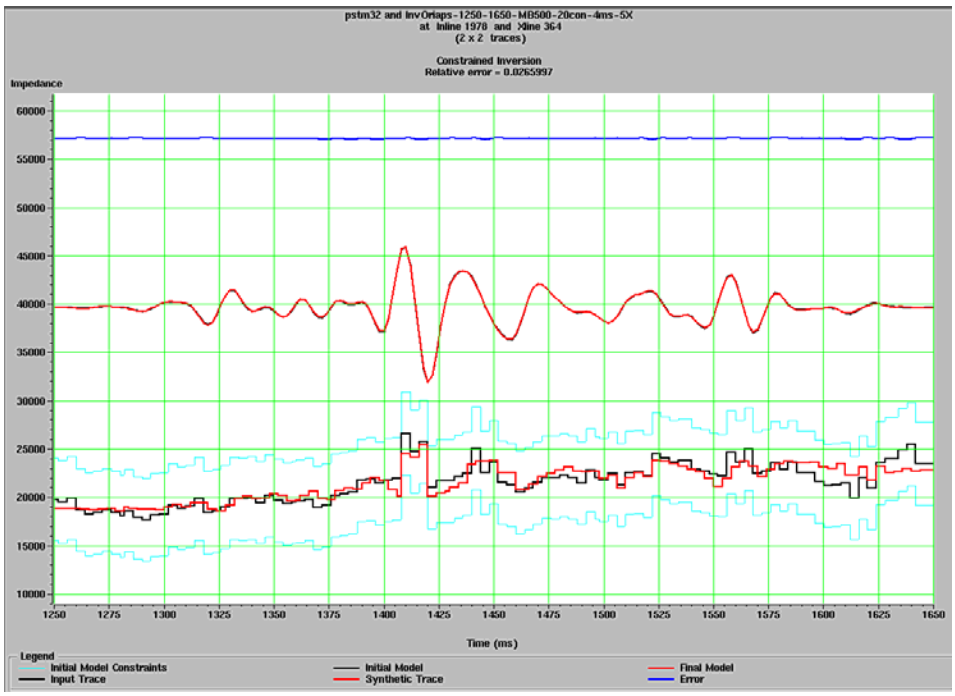


Figura 8.26: Análisis de inversión del pozo 4 para la sísmica preapilada en tiempo.

A continuación se muestran las figuras que representan la inversión de la sísmica preapilada en tiempo con diferentes técnicas de inversión que no fueron mostrados en la metodología.

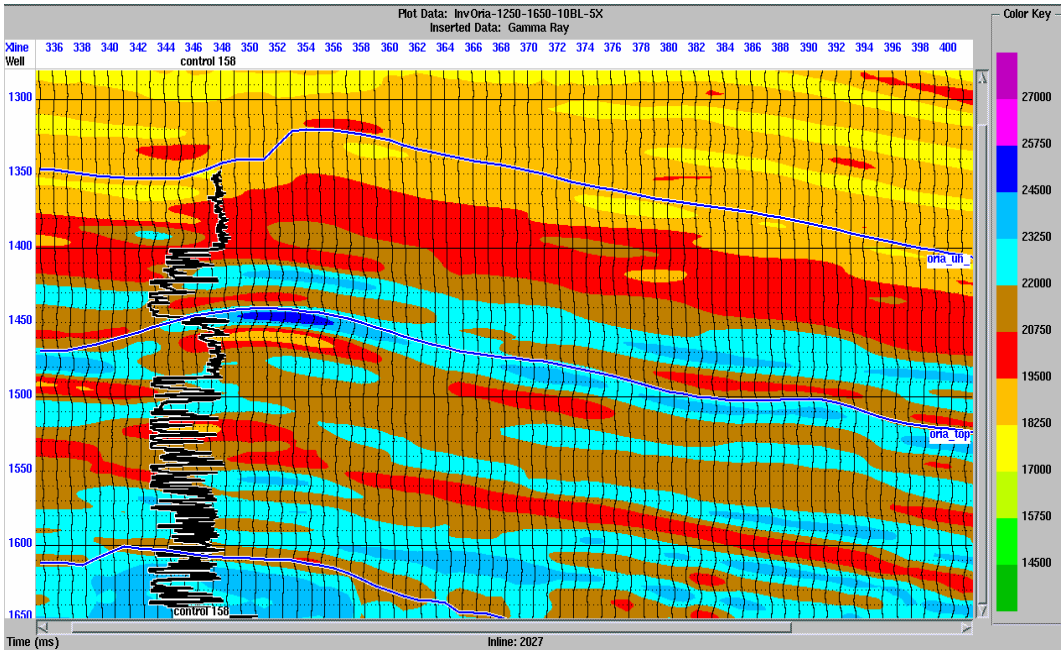


Figura 8.27: Línea norte sur invertida utilizando la técnica Banda limitada con iteraciones y 10 hz de frecuencia para el corte de frecuencia.

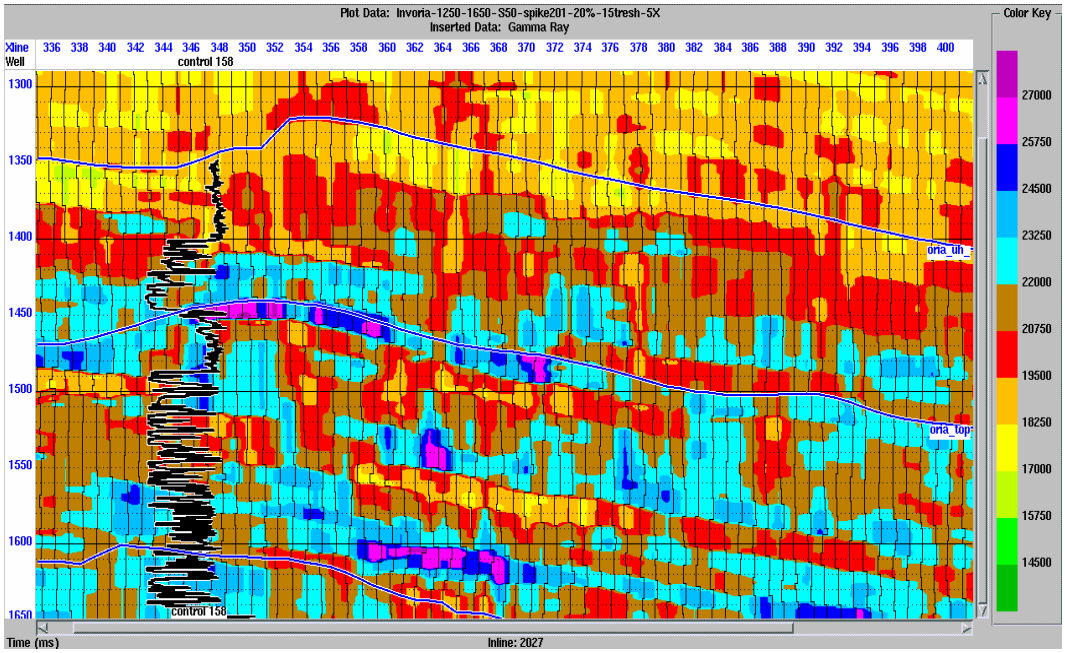


Figura 8.28: Línea norte sur invertida utilizando la técnica pulsos esparcidos con 201 pulsos y 50 iteraciones.

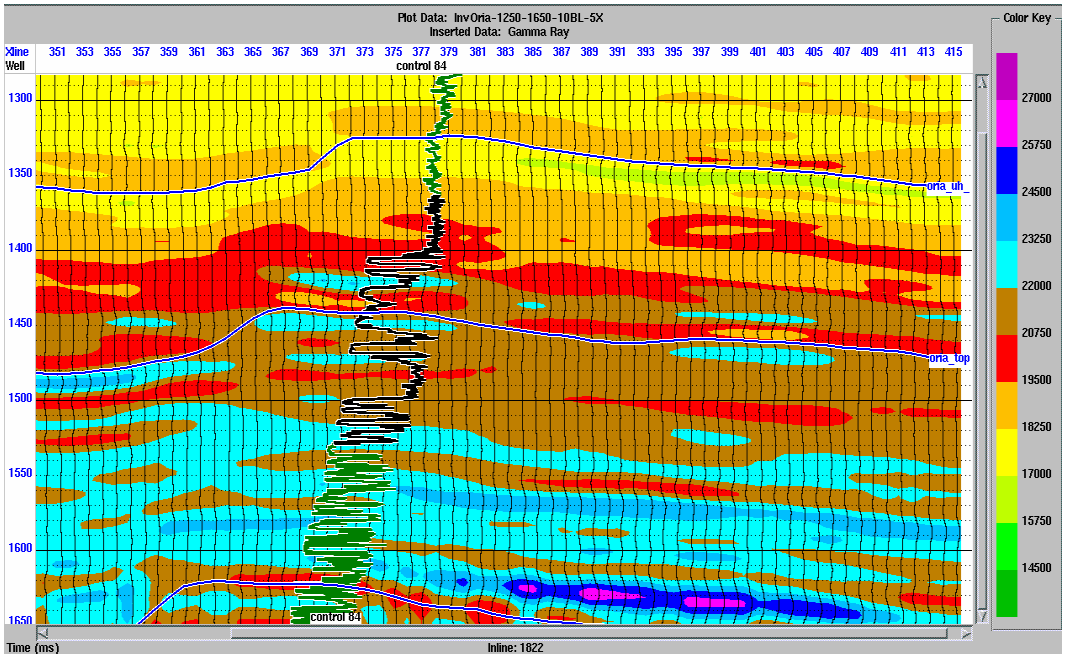


Figura 8.29: Línea norte sur invertida utilizando la técnica Banda limitada con iteraciones y 10 hz de frecuencia para el corte de frecuencia.

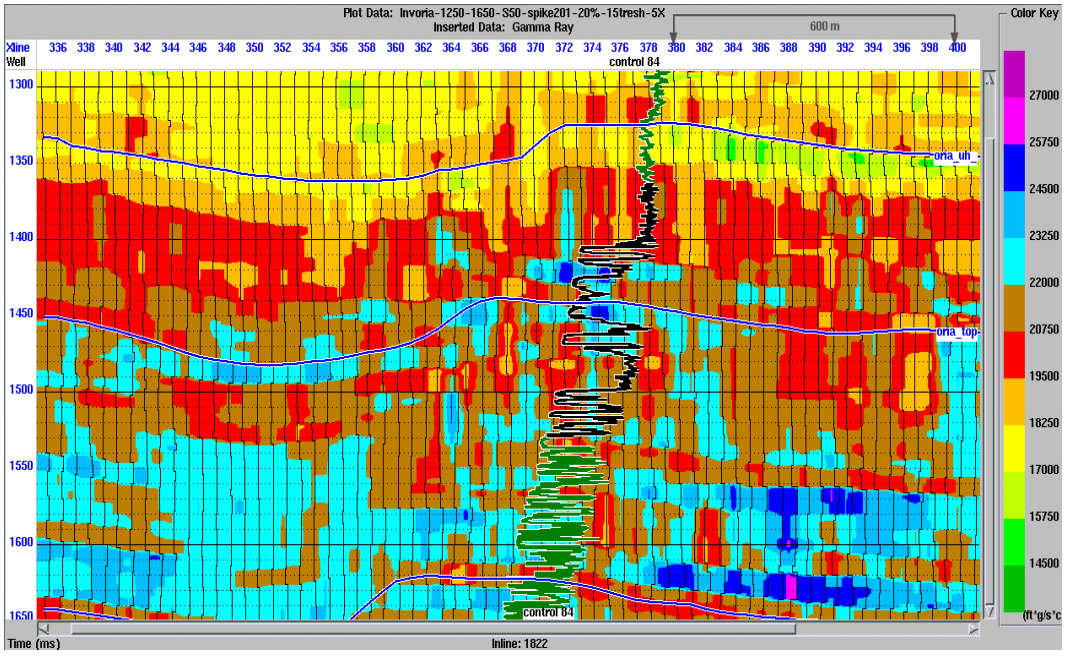


Figura 8.30: Línea norte sur invertida utilizando la técnica pulsos esparcidos con 201 pulsos y 50 iteraciones.

A continuación se muestran las figuras que representan la inversión de la sísmica preapilada en tiempo con la técnica modelo base con diferentes iteraciones (50, 100 iteraciones) que no fueron mostrados en la metodología.

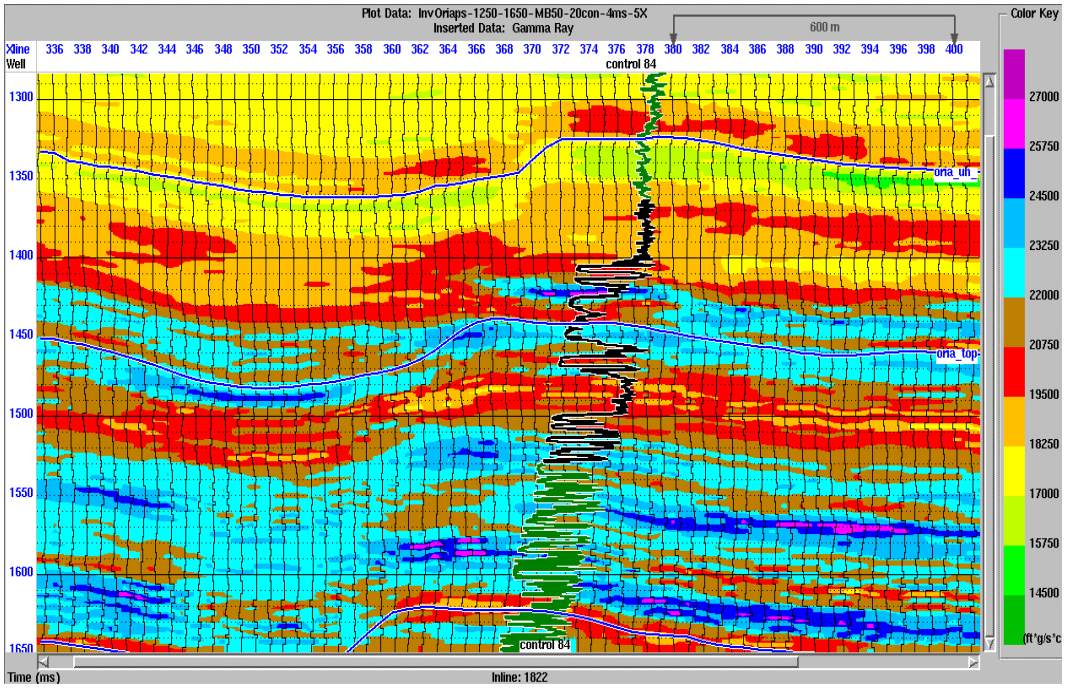


Figura 8.31: Línea norte sur invertida utilizando la técnica modelo base con 50 iteraciones.

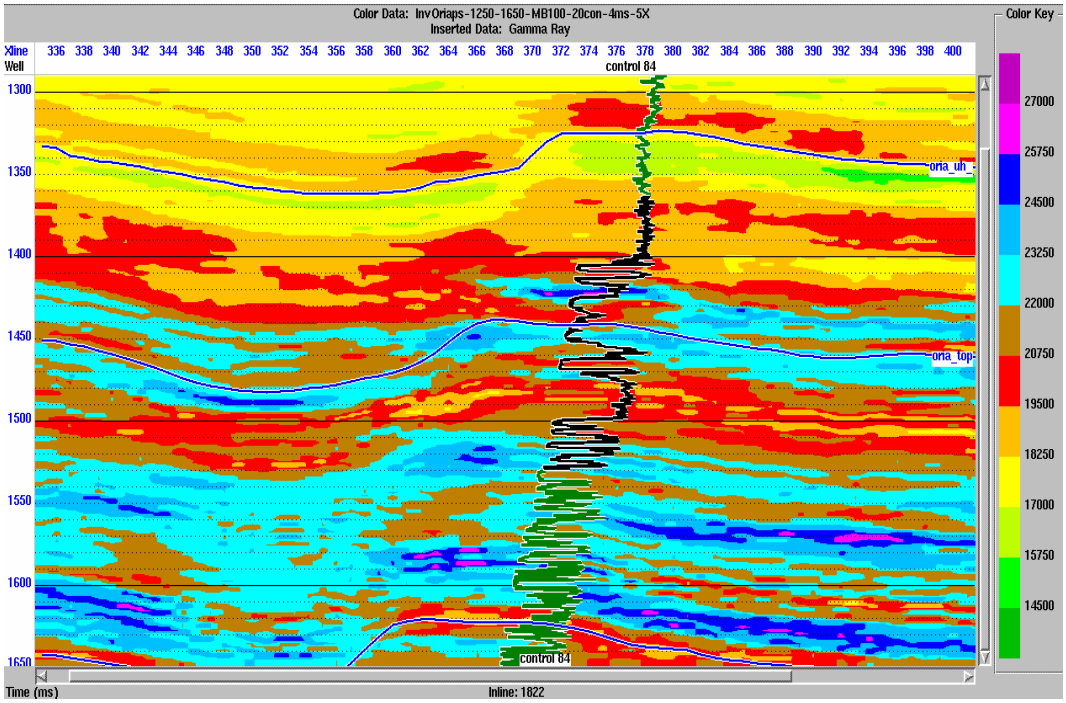


Figura 8.32: Línea norte sur invertida utilizando la técnica modelo base con 100 iteraciones.

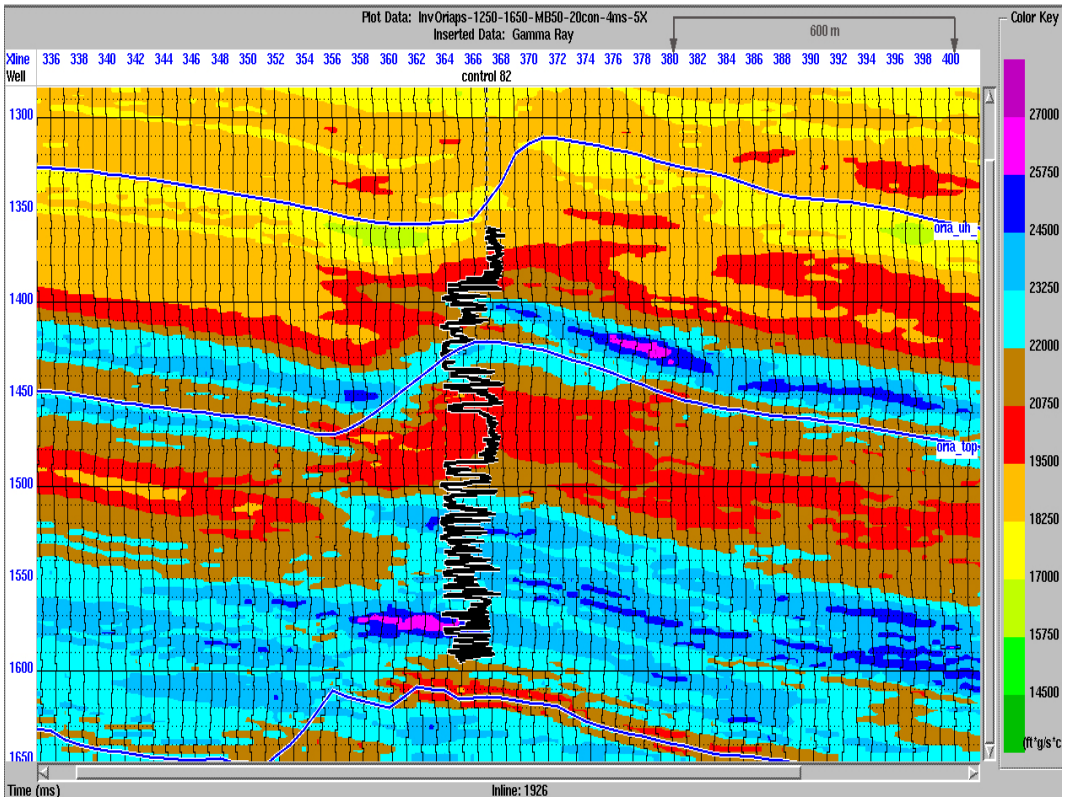


Figura 8.33: Línea norte sur invertida utilizando la técnica modelo base con 50 iteraciones.

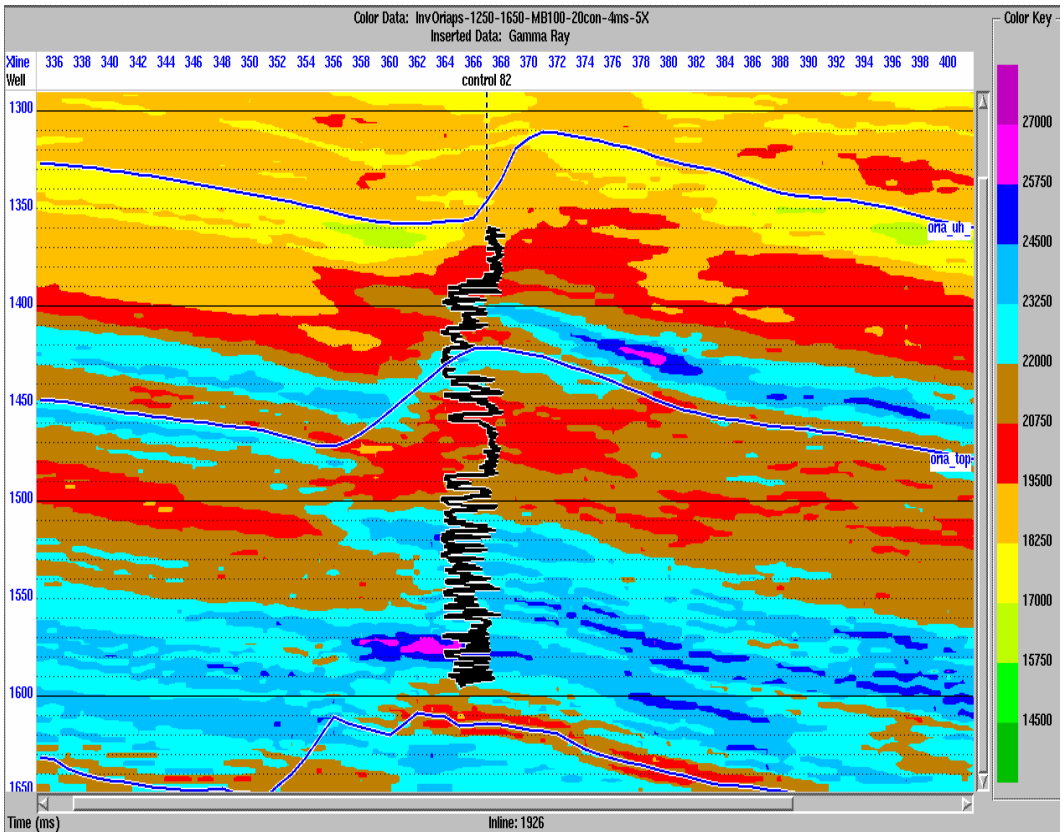


Figura 8.34: Línea norte sur invertida utilizando la técnica modelo base con 100 iteraciones.

A continuación se muestran las figuras que representan la inversión de la sísmica procesada con la técnica HFI® que no fueron mostrados en los análisis de resultados.

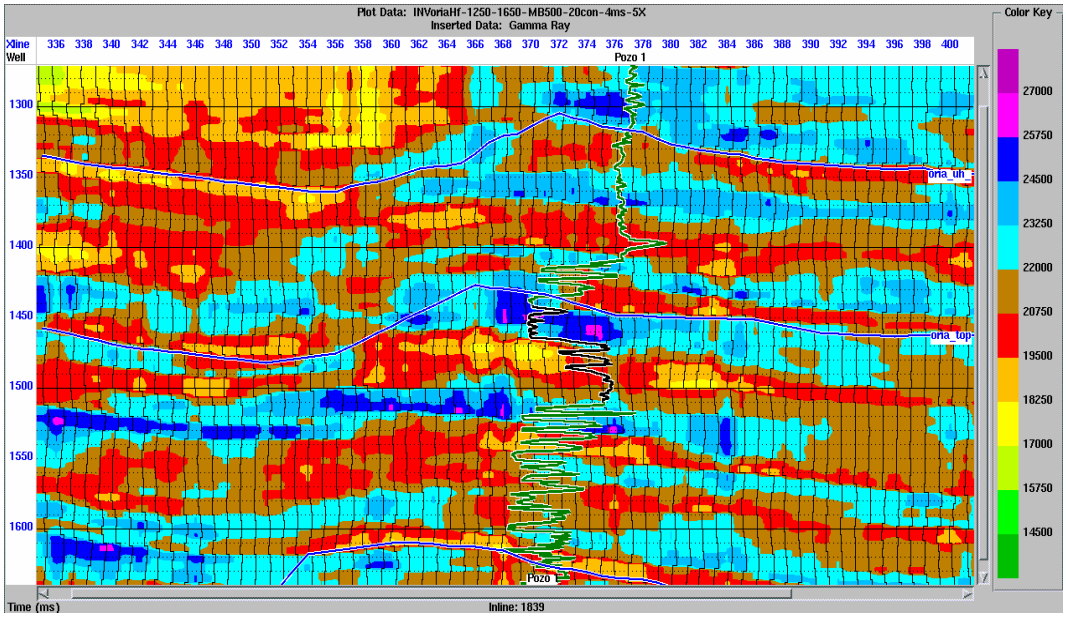


Figura 8.35: Línea norte-Sur 1839Invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control (84).

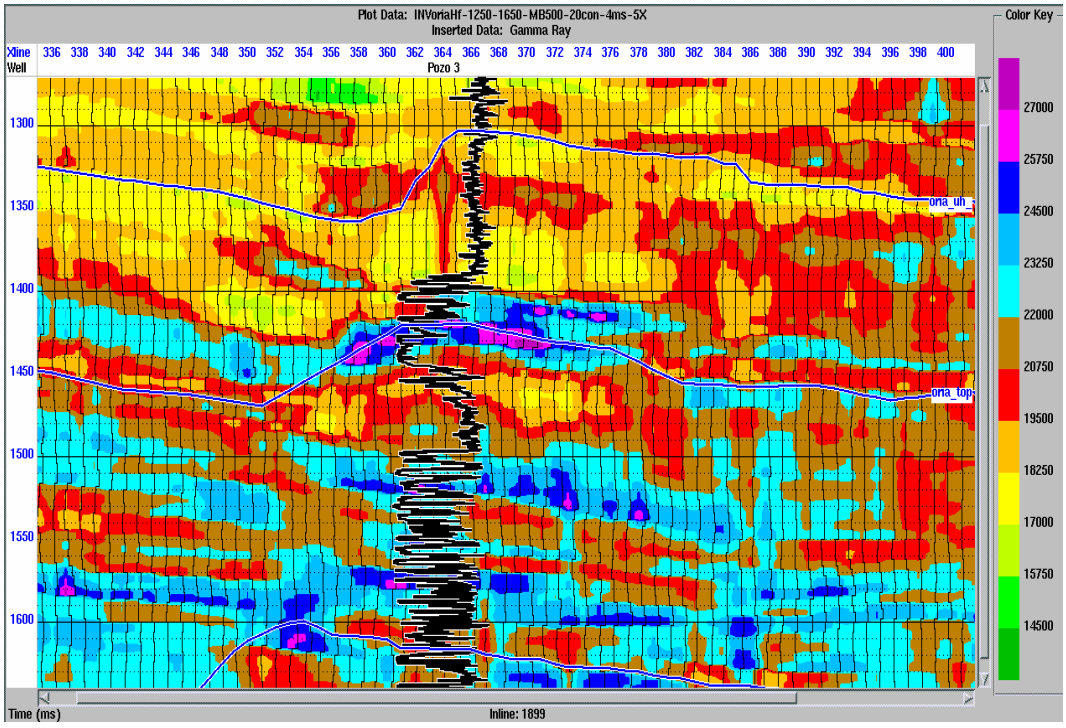


Figura 8.36: Línea norte-Sur 1899 Invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control (84).

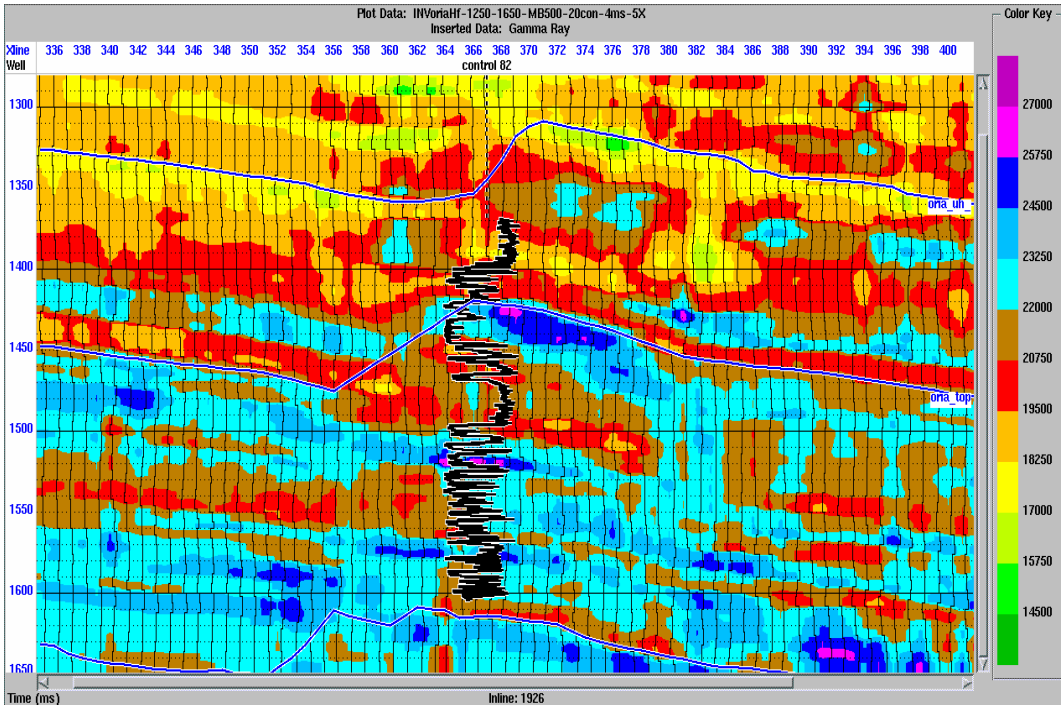


Figura 8.37: Línea norte-Sur 1926 Invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control (84).

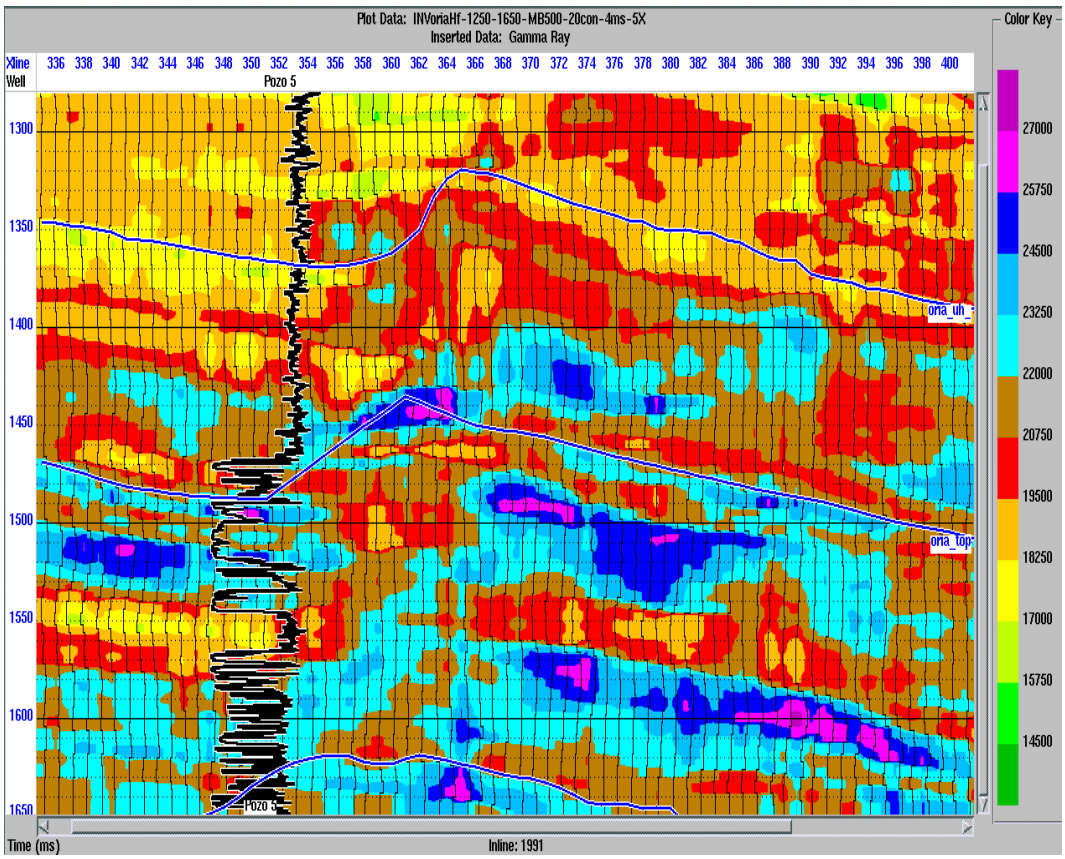


Figura 8.38: Línea norte-Sur 1991 Invertido de la sísmica procesada con la técnica HFI®. Registro Gamma Ray del pozo de control (84).