

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CLASIFICACIÓN DE LITOFACIES APLICANDO MÁQUINAS DE
SOPORTE VECTORIAL E INVERSIÓN SIMULTÁNEA EN EL CAMPO
CARIÑA ESTE, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Torres A., Atilio R.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CLASIFICACIÓN DE LITOFACIES APLICANDO MÁQUINAS DE
SOPORTE VECTORIAL E INVERSIÓN SIMULTÁNEA EN EL CAMPO
CARIÑA ESTE, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Juan Infante
TUTOR INDUSTRIAL: Ph.D. Jorge Reveron

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Torres A., Atilio R.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2012

Caracas, Noviembre del 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller ATILIO R., TORRES A., titulado:

“CLASIFICACIÓN DE LITOFACIES APLICANDO MÁQUINAS DE SOPORTE VECTORIAL E INVERSIÓN SIMULTÁNEA EN EL CAMPO CARIÑA ESTE, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”

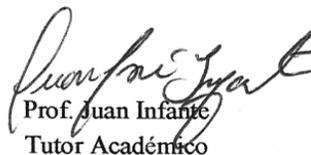
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Vincenzo De Lisa
Jurado



Prof. Ricardo Ambrosio
Jurado



Prof. Juan Infante
Tutor Académico

DEDICATORIA

*A mis padres
por su apoyo único e incondicional
y ser fuente de mi inspiración...*

AGRADECIMIENTOS

A la Ilustre Universidad de Central de Venezuela, donde amparados bajos sus techos y paredes me permitieron durante todos estos años madurar personalmente y formarme como un profesional integro.

A mi Tutor Académico Juan Infante, por brindarme consejos bastantes útiles, así como toda su ayuda y continua disponibilidad en todo este periodo.

A mi Tutor Industrial Jorge Reveron, quien durante todo el periodo de TEG me brindó en todo momento su apoyo técnico, compromiso y plena disposición, transmitiéndome su experiencia y amplia gama de conocimientos.

Al todo el personal de la Gerencia EYEX de PDVSA-Intevep quienes siempre me ofrecieron su apoyo técnico. En especial a Jhonny Calderón, Asdrúbal Ovalles, Juan Roomer, Indira Zambrano, Pablo Ricaurte, José García, Andrés Espeso, así como al Señor Héctor Pineda, que en paz descanse, quien mostro ser una gran calidad de persona bridándonos siempre su apoyo.

Al personal de Paradigm, Sasha Barh, Jose Bryson, Darling Criollo y Juan Mata. Quienes en todo momento me proporcionaron todo el soporte técnico necesario, así como la disponibilidad de resolver constantes conflictos.

A la Escuela de Geología, Minas y Geofísica, la cual por medio de los conocimientos impartidos dentro de sus aulas y las experiencias de las salidas de campos, me formaron como Ingeniero Geofísico.

Al Profesor José Cavada, quien día a día nos trasmitió sus conocimientos. A los profesores Francisco Bolívar, Inirida Rodriguez y Adriana González, los cuales además de ser excelentes profesores logré contar con su apoyo. Asimismo a todos los profesores del Departamento de Geofísica por impartir a diario sus conocimientos y ser parte de mi formación como profesional.

A la Profesora Cristina Mejías, quien desde mi primer día en la universidad me abrió la mentalidad como ingeniero, y quien en todo el transcurso de la carrera conté con todo su apoyo.

A los profesores Alejandro Crema y Haydemar Nuñez por la asesoría suministrada en SVM.

A los compañeros tesisistas de Intevep Airam, Cesar, Kala, Halis, Jorge, Ángel, Vanessa, Jonathan, José, Jessy, Roberto, quienes por todo este tiempo compartimos experiencias y nos prestamos mucha colaboración en la elaboración de las tesis.

A los compañeros de carrera: Laura, Sofía, Nestor, Gabriela, Gustavo, Bochinche, Luisely, Luis, Said, Fabian, Zuliangel, Angelvis, Sinaí, Corredor, entre otros... con las cuales compartí muy gratas experiencias dentro de la escuela.

A los compañeros de curso introductorio: Ana Karina, Jhon, Luis, Andrés, Javier, Astrid, José Javier. Por ser excelentes personas, con las cuales siempre conté desde el primer día en la universidad.

A mis amigos de toda la vida: Roberth, Ángel, Dariana, Xavier, Giovanni, Rey Yolimar, y en especial a Daniel Bruzual, que en paz descansa. Me siento dichoso de haber compartido mucho con ustedes, espero que esta amistad siga trascendiendo de la forma que lo ha hecho.

A mis padres, por siempre creer en mí y apoyarme incondicionalmente en todo momento. A mi abuela Carmen, la cual siempre he querido, que Dios la guarde y le de salud por muchos años.

A mis tías Benicia, Tibusay, Lisbeth, Yarelys, Dora, por todo su apoyo, así como a mis tíos Roberto, Rafael, Oswaldo y los primos Morochos, Osman, Pito, Oswaldito, Tobias, que ya desde hace tiempo perdí la cuenta de las cajas de cervezas compartidas en esas todas vivencias.

A todos muchas gracias.....

Torres A., Atilio R.

**CLASIFICACIÓN DE LITOFACIES APLICANDO MÁQUINAS DE
SOPORTE VECTORIAL E INVERSIÓN SIMULTÁNEA EN EL CAMPO
CARIÑA ESTE, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Tutor Académico: Prof. Juan Infante

Tutor Industrial: Ph.D. Jorge Reveron

Tesis. Caracas, U.C.V Facultad de Ingeniería

Escuela de Geología, Minas y Geofísica. 2012, 145 p.

Palabras Clave: Faja Petrolífera del Orinoco, Campo Cariña, sísmica-inversión,
física de rocas, Máquinas de Soporte Vectorial.

Resumen. Uno de los principales problemas que exhibe la Faja Petrolífera del Orinoco es el bajo contraste de impedancias acústica que presentan los yacimientos, dada esta situación se hace difícil su identificación por medio del uso de técnicas estadísticas convencionales. En vista de este inconveniente, el objetivo de este trabajo se enfoca en clasificar litofacies en el campo Cariña, empleando la técnica estadística de máquinas de soporte vectorial (SVM), aplicada a datos de pozos y atributos elásticos invertidos de la sísmica. Para cumplir este objetivo, el trabajo se esquematizó en tres etapas. La primera etapa consistió en estudiar las propiedades elásticas de los yacimientos, para esto se realizaron distintos gráficos cruzados que permitieron la discriminación litológica, además de un modelado de física de roca no consolidada mediante la elaboración de "Rocks Physics Template (RPT)". Seguido a esto, se obtuvieron cubos de propiedades elásticas (impedancia acústica, impedancia de corte y densidad) mediante la inversión simultánea de datos sísmicos. Por último, se realizó una clasificación de litofacies usando el algoritmo de Máquinas de Soporte Vectorial, teniendo como objeto diferenciar las arenas de las lutitas y arenas arcillosas, para así obtener un cubo litológico. Los resultados anteriores permitieron construir mapas de volumen relativo de arenas para cada intervalo de interés, llegando a delimitar las zonas con mayor cantidad de volumen de arenas, la cual se valida con información de pozos. Este trabajo constituirá una herramienta adicional a tomar en cuenta para una eventual decisión sobre la explotación de estos reservorios, disminuyendo la incertidumbre en la perforación de estos prospectos.

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Página
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiv
CAPITULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.1 El problema de la investigación	1
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos	3
1.3 Justificación.....	4
1.4 Ubicación del área en estudio.....	5
CAPITULO II. MARCO GEOLÓGICO	6
2.1 Geología regional	6
2.1.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	6
2.1.2 Subcuenca de Maturín	7
2.1.3 Evolución tectono-estratigráfica de la subcuenca de Maturín.....	9
2.2 Geología Local	10
2.2.1 Campo Cariña	10
2.2.2 Formaciones geológicas asociadas al Campo Cariña	11
CAPITULO III. MARCO TEÓRICO.....	13
3.1 Física de rocas	13
3.1.1 Módulos elásticos	13
3.1.2 Modelos de física de roca para arenas no consolidadas.....	14
3.1.2.1 Modelo de arena friable	15
3.1.2.2 Modelo de contacto de cemento.....	15
3.1.2.3 Modelo de cemento constante.....	16
3.1.2.4 Modelo combinado de arena-arcilla.....	16
3.1.3 Ecuación de Gassmann	18
3.1.4 Estimación de Velocidad de corte	19

3.1.5 Relación Vp-Vs.....	19
3.1.6 Relación Greenberg-Castagna	20
3.2 Análisis de amplitud versus offset (AVO)	21
3.2.1 Ecuaciones de Zoeppritz.....	22
3.2.2 Aproximaciones de las ecuaciones de Zoeppritz.....	23
3.2.2.1 Aproximación de Aki y Richards.....	23
3.2.2.2 Aproximación de Shuey.....	24
3.3 Inversión sísmica.....	25
3.3.1 Algoritmo de inversión simultánea basada en modelo a priori	26
3.3.2 Esquema general de inversión simultánea.....	29
3.4 Máquinas de Soporte Vectorial	30
3.4.1 Problema de clasificación	30
3.4.2 Formulación con multiplicadores de Lagrange	32
3.4.3 Modelo no lineales.....	35
3.4.4 Caso no-separable	36
3.4.5 Algoritmo Proximal de Máquinas de Soporte Vectorial (PSVM).....	37
3.4.5.1 PSVM lineal.....	38
3.4.5.2 PSVM no lineal.....	38
CAPITULO IV. MARCO METODOLÓGICO.....	40
4.1 Fase I: Recopilación de información y elaboración de base de datos	41
4.2 Fase II: Estudio de física de rocas	44
4.2.1 Control de calidad de datos de pozos.....	44
4.2.2 Estimación de velocidad de corte	47
4.2.3 Elaboración de gráficos cruzados	48
4.2.4 Modelo de física de rocas	49
4.3 Fase III: Inversión simultánea	51
4.3.1 Acondicionamiento de datos sísmicos.....	52
4.3.2 Selección de apilados angulares	53
4.3.3 Estimación de ondículas	54
4.3.4 Creación de modelos a priori.....	55

4.3.5 Inversión simultánea	56
4.4 Fase IV: Clasificación de litofacies aplicando Máquinas de Soporte Vectorial	58
4.4.1 Estimación de la solución óptima de clasificación	58
4.4.2 Clasificación de litofacies en cubos de atributos elásticos	61
4.4.3 Visualización e interpretación geológica del cubo de litofacies	65
CAPITULO V. RESULTADOS Y ANÁLISIS	66
5.1 Estudio de física de rocas	66
5.1.1 Estimación de velocidad de corte	68
5.1.2 Gráficos cruzados	70
5.1.3 Modelo de física de rocas	76
5.2 Inversión simultánea.....	84
5.2.1 Acondicionamiento de datos sísmicos.....	85
5.2.2 Apilados angulares.....	87
5.2.3 Estimación de ondículas	93
5.2.4 Modelos a priori.....	96
5.2.5 Inversión simultánea.....	101
5.3 Clasificación de litofacies aplicando Máquinas de Soporte Vectorial	111
5.3.1 Estimación de la solución óptima de clasificación	112
5.3.2 Clasificación de litofacies en cubos de atributos elásticos	122
5.3.3 Visualización e interpretación geológica del cubo de litofacies.....	124
CONCLUSIONES	132
RECOMENDACIONES	135
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	136
APÉNDICES.....	143
APÉNDICE A	143
APÉNDICE B.....	144

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1: Ubicación del Campo Cariña.....	4
Figura 2.1: Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	7
Figura 2.2: Mapa de estructuras principales de la Subcuenca de Maturín. El recuadro en verde representa el bloque de dominio compresional, mientras el fucsia el bloque de dominio extensional. (Modificado de Parnaud et al., 1995)..	9
Figura 2.3: Sección estructural – estratigráfica de la Faja Petrolífera del Orinoco. En el rectángulo negro se encuentra el Campo Cariña (modificado de Audemard et al., 1985)	11
Figura 2.4: Formaciones geológicas y registro tipo del Campo Cariña.....	12
Figura 3.1: Modelos de física de roca para arenas no consolidadas. La flecha amarilla indica la dirección de incremento de la diagénesis, mientras la azul indica el incremento de la energía de depositación (modificado de Avseth et al., 2005).....	15
Figura 3.2: Modelo de arena friable (A), arena de contacto de cemento (B y C). (Modificado de Dvorkin y Nur, 1996)	16
Figura 3.3: Modelo de Thomas-Stieber (1975-1977). (Modificado de Mavko et al., 2009)	17
Figura 3.4: Modelo propuesto por Yin (1992), Marion (1990) y Dvorkin y Gutierrez (2002).	18
Figura 3.5: Gráfico Vp-Vs para unas muestras de arena saturada de agua (tendencia roja) y muestras de arenas saturadas de gas (tendencia azul), sometidas a una presión efectiva de 5-50 MPa, porosidades de 0-40% y contenido de arcilla de 0-50% (modificado de Avseth et al., 2005)	20
Figura 3.6: Representación de ángulos incidente, transmitidos y reflejados para frentes de onda P y S.	23
Figura 3.7: a) CDP gather. b) Estudio AVO al tope y base de un yacimiento. (Tomado de Russell, 1999)	25

Figura 3.8: Modelo directo e inverso (tomado de Barclay et al., 2008).....	26
Figura 3.9: Conjunto e hiperplano separador. Los puntos en rojo representan las etiquetas $y=1$; los verdes las etiquetas $y=-1$	31
Figura 3.10: Hiperplano separador $\pi (w,b)$. Los puntos rojos representan las etiquetas igual a 1, mientras los verdes indican las etiquetas igual a -1 (modificado de Cristianini et al, 2000).....	31
Figura 3.11: Hiperplanos paralelos, vectores soporte y entrenamiento.....	33
Figura 3.12: Transformación de un espacio de entrada usando linealización por kernel (tomado de Cristianini et al, 2000)	35
Figura 3.13: Modelo no-separable de SVM. En circulo negro se resaltan los vectores inseparables.	36
Figura 3.14: Formulación PSVM y margen separador.....	37
Figura 4.1: Flujograma de trabajo desarrollado en la investigación.	40
Figura 4.2: Mapa base de los pozos y sísmica disponible en los Campos Cariña y Bare.....	41
Figura 4.3: Mapa de cobertura del Proyecto Volumen Integrado Cariña Este (El recuadro rojo representa Cariña Este)	43
Figura 4.4: Imagen de zonas de derrumbe (cuadros segmentados verdes).....	45
Figura 4.5: Tendencias VSH - RHOB y RHOB - DT del Campo Cariña.....	46
Figura 4.6: Esquema de estimación de la relación V_p - V_s en los Campos Cariña y Bare.....	48
Figura 4.7: Esquema para elaboración de Rocks Physics Template (RPT).....	50
Figura 4.8: Flujograma de desarrollo en la inversión simultánea. Las flechas verdes indican subprocesos, las naranjas requerimientos para la inversión y las rojas son los resultados.	51
Figura 4.9: a) CRP gathers. b) CRP gather solapados con los ángulos de incidencia.....	54
Figura 4.10: Esquema desarrollado para la extracción de ondículas.	54
Figura 4.11: Esquema para la construcción de modelos a priori.....	55
Figura 4.12: Parámetros requeridos por el algoritmo de inversión.	57

Figura 4.13: Parámetros requeridos por el algoritmo de PSVM.....	59
Figura 4.14: Esquema de validación cruzada.	61
Figura 4.15: Soluciones de clasificación PSVM.	62
Figura 4.16: Representación del intervalo a evaluar en PSVM no-lineal.....	64
Figura 4.17: Esquema empleado para la clasificación PSVM no-lineal.....	64
Figura 5.1: Sección estratigráfica de Cariña Este (Horizontalizada en el tope R3).	66
Figura 5.2: Gráfico cruzado de impedancia acústica versus densidad del Campo Cariña Este, tomando en cuenta los intervalos de Oficina y Merecure.....	67
Figura 5.3: Gráfico cruzado de impedancia acústica versus densidad del Campo Cariña Este, tomando en cuenta los intervalos de Oficina y Merecure por separados.	68
Figura 5.4: Grafico cruzado Vp-Vs del Campo Cariña Oeste y Bare.....	69
Figura 5.5: Grafico cruzado Vp - Vs del Campo Cariña Oeste, separados por intervalos.	69
Figura 5.6: Grafico cruzado Vs observado - Vs calculado para el pozo MFB-725.	70
Figura 5.7: Gráficos cruzados y registros del pozo MEL-104, adicionalmente se muestran los horizontes R3 y Basamento en tiempo doble.	71
Figura 5.8: Gráficos cruzados del intervalo de Oficina (R3-U2U). Los polígonos rojo representa las arenas diferenciables.	73
Figura 5.9: Gráficos cruzados intervalo de Merecure (U2U-Basamento). Los polígonos rojo representa las arenas diferenciables.	74
Figura 5.10: Gráficos cruzado Impedancia acústica - Densidad. El polígono rojo representa las arenas diferenciables.	75
Figura 5.11: RPT intervalo Oficina, las flechas negras indican la dirección de laminación de las arcillas.	78
Figura 5.12: RPT intervalo Oficina por pozos, las flechas negras indican la dirección de laminación de las arcillas.	80
Figura 5.13: RPT intervalo Merecure. La flecha negra continua describe el	

modelo friable y de Yin (1992), Marion (1992), Dvorkin y Gutierrez (1990-2002), mientras que la flecha negra segmentada indica la presencia de muestras de arenas ajustadas al modelo de cemento constante.	81
Figura 5.14: RPT intervalo Merecure en función del volumen de arcilla. El polígono negro segmentado denotas las muestras de arenas ajustadas al modelo friable.....	82
Figura 5.15: RPT intervalo Merecure por cada pozo. Los polígonos segmentados negros representa la arenas asociadas al modelo friable, mientras que los polígonos segmentados de amarillo son arenas relacionadas al modelo de cemento constante.	83
Figura 5.16: Acondicionamiento de CRP gathers.....	86
Figura 5.17: Espectro de amplitud de CRP gather y CRP gather acondicionados para una ventana de 700 a 950 ms.....	87
Figura 5.18: Análisis de amplitud versus ángulo del Campo Cariña. Las curvas continuas representan la aproximación de Aki-Richards, las segmentadas muestran la ecuación de Zoeppritz.....	88
Figura 5.19: CRP gather en función del ángulo de incidencia.	90
Figura 5.20: Apilados angulares (Inline 3215).	91
Figura 5.21: Espectro de amplitud de los apilados angulares para una ventana de 800 a 1100 ms.....	92
Figura 5.22: Mapa de amplitud RMS de los apilados parciales, tomando como intervalo F2-Basamento.....	93
Figura 5.23: Calibración de apilados angulares con respecto al pozo MFC0009 (Inline 3215).....	94
Figura 5.24: Ondículas extraídas y promediadas.....	95
Figura 5.25: Visualización 3D y 2D de la sísmica perteneciente al Campo Cariña Este.....	97
Figura 5.26: Mapas de horizontes sísmicos de los intervalos de interés.....	98
Figura 5.27: Variogramas experimental y teórico para el atributo de densidad.	100
Figura 5.28: Modelos a priori (Inline 3215)	100

Figura 5.29: Atributos elásticos obtenidos de la inversión simultánea (Inline 3215)	104
Figura 5.30: Registros elásticos de pozos, filtrados y extraídos de la inversión (Pozo MFC0009). El polígono gris resalta el alto contraste de propiedades elásticas de las arenas de la Formación Merecure respecto al Basamento.....	106
Figura 5.31: Apilados angulares, sintéticos y residuales (Inline 3215).....	107
Figura 5.32: Espectro de amplitud de los apilados angulares y apilados sintéticos para una ventana de 800 a 1100 ms.	109
Figura 5.33: Histogramas de frecuencia de los atributos elásticos de los registros de pozos y de datos extraídos de la inversión sísmica.	110
Figura 5.34: Mapas de amplitud RMS aplicados sobre los atributos elásticos invertidos, tomando como intervalo F2-Basamento.	111
Figura 5.35: Estimación del parámetro óptimo “ v ” en PSVM lineal, utilizando 7 atributos elásticos en el intervalo de Oficina.....	113
Figura 5.36: Visualización de atributos elásticos (3D) y de la solución óptima de clasificación lineal en aplicada a 7 atributos en el intervalo de Oficina.....	114
Figura 5.37: Visualización de atributos elásticos (3D y 2D) y de la solución óptima de clasificación lineal en aplicada a 7 atributos en el intervalo de Oficina.	115
Figura 5.38: Visualización de atributos elásticos (3D) y de la solución óptima de clasificación lineal en aplicada a 3 atributos en el intervalo de Merecure.....	117
Figura 5.39: Estimación de los parámetros óptimos “ v ” y “ μ ” en PSVM no lineal, utilizando 3 atributos elásticos en el intervalo de Merecure.	118
Figura 5.40: Estabilidad de la función kernel gaussiano para distintos μ , considerando 50 muestras y 3 atributos de los datos del intervalo de Merecure...	120
Figura 5.41: Comparación del tiempo de computo en PC y empleando por apuntadores de Matlab®.....	123
Figura 5.42: Registros de litofacies del pozo MEL-112 (Izquierda: pozo ; Derecha: clasificación SVM)	126
Figura 5.43: Mapas de volumen relativo de arena para cada intervalo	

estratigráfico.....	127
Figura 5.44: Visualización 3D de las arenas del intervalo R3-U1U.....	128
Figura 5.45: Visualización 3D de las arenas del intervalo U1U-U2U.....	129
Figura 5.46: Visualización 3D de las arenas del intervalo U2U-U2L.....	130
Figura 5.47: Visualización 3D de las arenas del intervalo U2L-Basamento.....	131

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 3.1: Módulos elásticos con sus respectivas ecuaciones.....	13
Tabla 3.2: Impedancias elásticas y otros módulos.....	14
Tabla 3.3: Coeficientes de regresión de la relación Greenberg-Castagna.....	21
Tabla 4.1: Inventario de pozos disponibles.....	42
Tabla 4.2: Descripción de los datos sísmicos.....	42
Tabla 4.3: Características del computador empleado.....	63
Tabla 5.1: Mineralogía y parámetros elásticos de la roca modelo.	76
Tabla 5.2: Propiedades del yacimiento y agua de formación.....	77
Tabla 5.3: Propiedades elásticas de los fluidos.....	77
Tabla 5.4: Porcentaje de correlación de la calibración de los apilados angulares respecto a los pozos.	95
Tabla 5.5: Porcentaje de correlación de los atributos invertidos utilizando distintos parámetros respecto al pozo MFC0009. En amarillo se resaltan los parámetros óptimos seleccionados.....	102
Tabla 5.6: Resultados de estimaciones de parámetros óptimo en PSVM lineal y no-lineal, en los intervalos de Oficina y Merecure. Los recuadros segmentados rojos indican los parámetros óptimos para cada intervalo.	121
Tabla 5.7: Porcentajes litológicos de los pozos en comparación la clasificación SVM realizada a cubos de atributos elásticos.	125

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 El problema de la investigación

En los últimos años la caracterización geofísica de yacimientos se ha focalizado en estudiar las propiedades petro-elásticas del subsuelo, con ello se ha logrado vincular respuestas elásticas a diversas litologías y acumulaciones de hidrocarburos. Para estos estudios es necesario distribuir las propiedades elásticas espacialmente, una de las formas de hacer esto posible es mediante la técnica de inversión sísmica (Mukerji et al., 2001).

La inversión sísmica permite obtener la impedancia acústica (IA) a través del proceso inverso del modelo convolucional del subsuelo con la señal sísmica. Esta técnica inicialmente fue aplicada a datos sísmicos apilados, extendiéndose posteriormente a datos sísmicos pre-apilados (Tonellot et al., 1999; Bosch, 2003; Roy et al., 2008; Singleton, 2009); la última se conoce como inversión simultánea, teniendo un notable éxito en la estimación de impedancia acústica, impedancia de corte y densidad. En Venezuela es reciente el uso de inversión simultánea, aplicada esencialmente para la discriminación de litofacies clásticas (Reveron y Roomer, 2011).

Estas propiedades elásticas son relacionadas con propiedades petrofísicas y/o facies a fin de describir la roca yacimiento y tener su distribución espacial 3D. Esto se realiza mediante modelos física de rocas, que describe los efectos de las propiedades petrofísicas y/o facies sobre las propiedades elásticas, llegando a obtener relaciones entre ellas. Estos modelos de física de rocas consideran la litología, la forma y tamaño de granos y poros, el contenido de fluidos y cualquier otro parámetro que afecte la propagación de ondas a través de la roca (Dvorkin y Nur, 1996; Avseth et al., 2005).

Por otra parte, ha sido por medio de técnicas estadísticas y probabilísticas que se ha logrado clasificar y cartografiar distribución de litologías en función de las características de las propiedades elásticas. Una técnica estadística de enorme éxito a

nivel computacional es el método de Máquinas de Soporte Vectorial (SVM *por sus siglas en inglés, "Support Vector Machine"*). El algoritmo de Máquinas de Soporte Vectorial fue desarrollado por Vladimir Vapnik en los Laboratorios de AT&T a principios de los años 80', como solución a un sistema de clasificaciones necesario para digitalización de texto e imágenes por medio del Reconocimiento Óptico de Caracteres (OCR). El algoritmo es aplicable tanto para problemas de clasificación como de regresión y ha sido computacionalmente consistente para una gran dimensión de datos de entrada. SVM se ha extendido a otras aplicaciones en problemas de clasificación en la minería del dato, economía, bioinformática, entre otros. En la geofísica es bastante reciente su aplicación para problemas de clasificación (Castagna et al., 2003; Kuzma, 2003), usado como ayuda en el reconocimiento de reservorios mediante la técnica de Amplitud Versus Offset (AVO). En este proyecto, se estudiará el Campo Cariña Este, perteneciente en su totalidad a PDVSA, el cual se encuentra situado en el norte del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco en la Cuenca Oriental de Venezuela. El campo presenta como yacimientos de interés las Formaciones Oficina y Merecure (siendo productoras de petróleo extrapesado); asimismo elástico es conocido el bajo contraste de impedancias acústica de los yacimientos en la Faja Petrolífera del Orinoco, debido a la similitud en los valores de densidad y velocidad de ondas P de arenas y lutitas, lo que ha obligado a utilizar datos de ondas S para discriminar litologías (Ovalles et al., 2011). Pero aún en algunos casos la clasificación de litofacies usando estos parámetros elásticos y especialmente técnicas estadísticas y probabilísticas convencionales se torna muy complicada, por lo cual se sugiere el uso de las Máquinas de Soporte Vectorial que pueda permitir establecer fronteras más claras entre las diferentes litologías. Aunado a lo anterior, dado a las características estructurales y estratigráficas a la que está sometida la Faja Petrolífera del Orinoco, las arenas de interés comercial tienden a ser de geometría horizontal y en algunos casos de poco espesor, por lo que la inversión de datos sísmicos permitirá aumentar la resolución vertical, para así lograr delimitar más claramente estas arenas prospectivas.

En este orden de ideas, ésta investigación se enfocará en aplicar la teoría de Máquinas de Soporte Vectorial en los yacimientos de las Formaciones Oficina y Merecure del Campo Cariña Este, con el fin de discriminar rocas yacimientos de las no productoras de hidrocarburos, utilizando parámetros elásticos obtenidos de una inversión simultánea, logrando obtener finalmente un volumen de litofacies a partir de datos sísmicos 3D. Esto tiene como objetivo optimizar las trayectorias de los pozos horizontales en el Campo a fin de incrementar reservas y producción.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Clasificar facies litológicas utilizando el método de Máquinas de Soporte Vectorial a través de inversión simultánea e información de pozos en el Campo Cariña Este, Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Analizar las propiedades petrofísicas y elásticas de los yacimientos por medio de modelos de física de rocas.
2. Generar volúmenes de propiedades elásticas mediante la inversión simultánea de datos sísmicos pre-apilados, validada con información proveniente de pozos.
3. Evaluar la eficacia del algoritmo de Máquinas de Soporte Vectorial para la generación de volúmenes de facies litológicas.
4. Interpretar la distribución espacial de las arenas prospectivas de las Formaciones Oficina y Merecure, delimitadas a partir de la clasificación de Máquinas de Soporte Vectorial.

1.3 Justificación

La investigación permitirá a PDVSA contar con una herramienta adicional para delimitar volumétricamente posibles arenas prospectivas en el Campo Cariña Este, las cuales se pueden vincular con saturación de hidrocarburos. Esto proveerá información a tomar en cuenta para una eventual decisión sobre la explotación de estos reservorios, disminuyendo la incertidumbre en la perforación de estos prospectos.

En otro ámbito, aunque el comportamiento elástico del subsuelo difiere según la zona de estudio, esta investigación proporcionará una nueva metodología útil para la clasificación de litofacies mediante el uso del algoritmo de Máquinas de Soporte Vectorial aplicado sobre información de pozos y atributos invertidos de la sísmica.

1.4 Ubicación del área en estudio

El Campo Cariña Este perteneciente en su totalidad PDVSA, se encuentra situado en el norte del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco en la Cuenca Oriental de Venezuela (Figura 1.1).

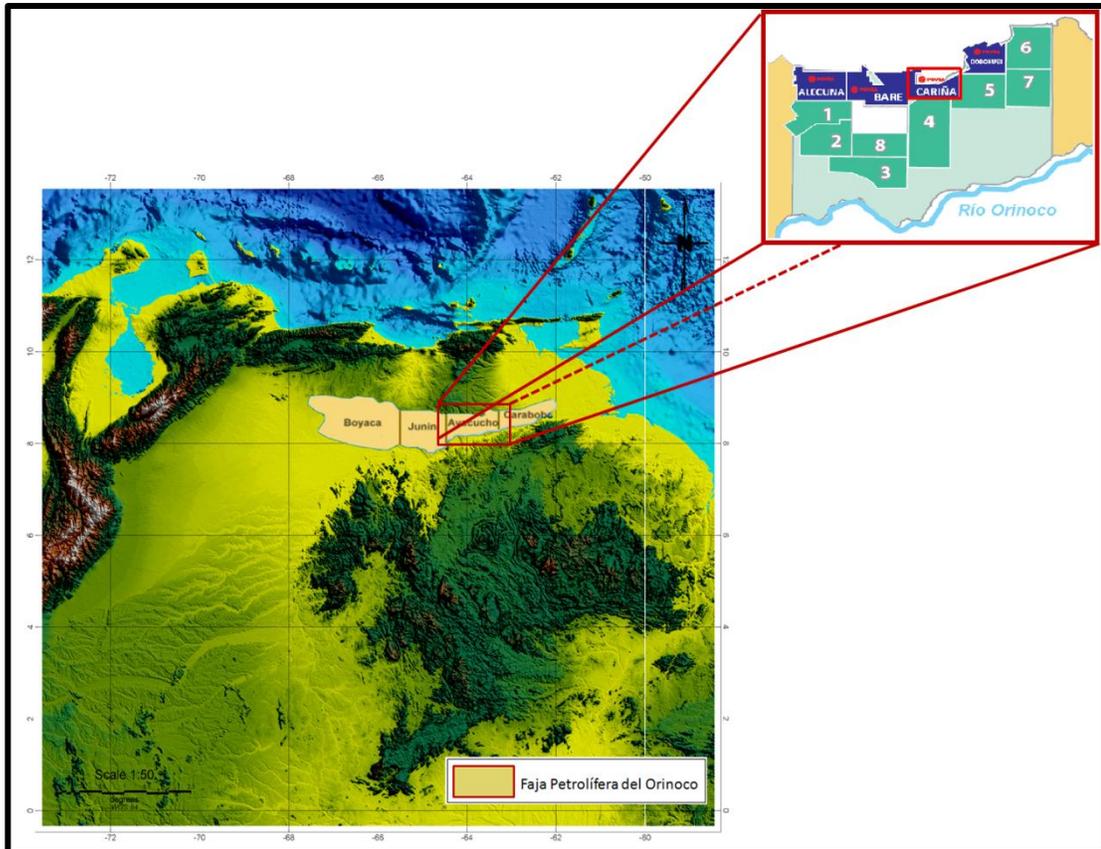


Figura 1.1: Ubicación del Campo Cariña

CAPITULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 Geología regional

2.1.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural localizada en el sector centro-este de Venezuela, abarcando los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y una pequeña porción de Sucre (Figura 2.1). Fisiográficamente está limitada al norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al sur por el Río Orinoco; al este se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco; y al oeste, limita con el levantamiento de El Baúl. La Cuenca tiene una prolongación de 800 km en dirección Este-Oeste, un ancho aproximado de 200 km en dirección Norte-Sur y un área de 165.000 Km² (González de Juana et al., 1980).

La Cuenca Oriental es junto con la Cuenca del Lago de Maracaibo las dos más importantes de Venezuela. Apoyándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se sub-divide en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico y Subcuenca de Maturín. Se describirá en detalle la Subcuenca de Maturín donde se encuentra el área de estudio.

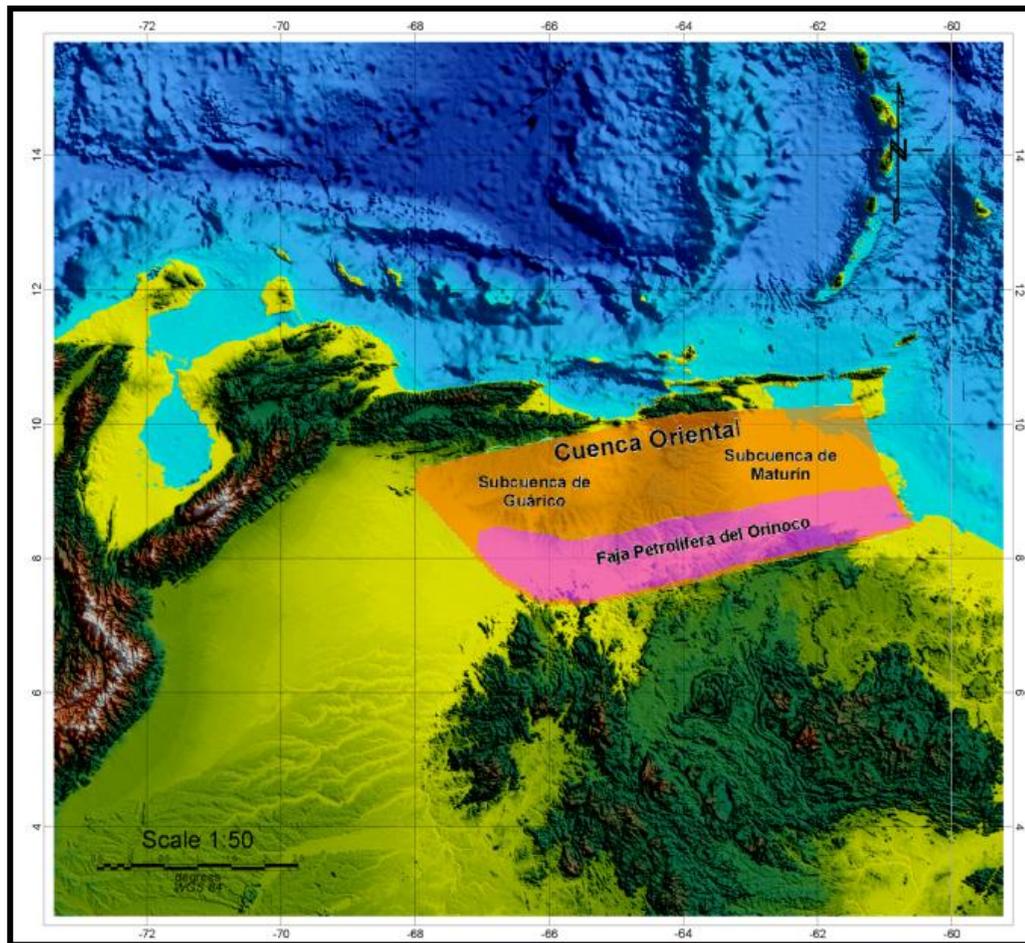


Figura 2.1: Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela

2.1.2 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín abarca desde el este del Estado Anzoátegui hasta las costas de Delta Amacuro, tiene una dirección axial de N50°E paralela a la Serranía del Interior, su flanco norte es activo debido a los esfuerzos transpresivos causados por el cinturón de deformación de la Placa Caribe, mientras el flanco sur es pasivo apoyado sobre el escudo de Guayana.

Dadas diversas condiciones de deformación estructural y acñamientos estratigráficos la subcuenca presenta dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de el Furrial y otro al sur. La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental se caracteriza

por una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno (Schlumberger Oilfield Services, 1997). Por su parte, el flanco sur ocupado por una porción de la Faja Petrolífera del Orinoco presenta una estratigrafía más simple en donde se alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

Dos provincias tectónicas se han reconocido (Figura 2.2). Una provincia autóctona extendiéndose desde el eje axial de la subcuenca hasta el río Orinoco, de dominio extensional caracterizada por fallamiento normal N60°-70°E, y fallas transcurrentes más joven en la parte sur que en la norte y con dirección preferencial N70°W, afectando depósitos cretácicos y paleógenos, además de colapsos gravitatorios en las secuencias mioceno-plioceno (Parnaud et al., 1995).

La provincia alóctona por su parte comprende desde la falla de El Pilar hasta el eje axial de la cuenca. Esta zona comprende tres sistemas de fallas: fallas transcurrentes dextrales dirección Este-Oeste (falla de El Pilar), fallas transcurrentes dextrales N50°-60°O (falla de Urica, San Antonio y Los Bajos) y los corrimientos del norte de la subcuenca de rumbos N60°-70°E (corrimientos de El Furrial, Pirital). Una zona intermedia tanto con dominios compresionales como extensionales puede ser interpretada entre el bloque alóctono y autóctono (Parnaud et al, 1995).

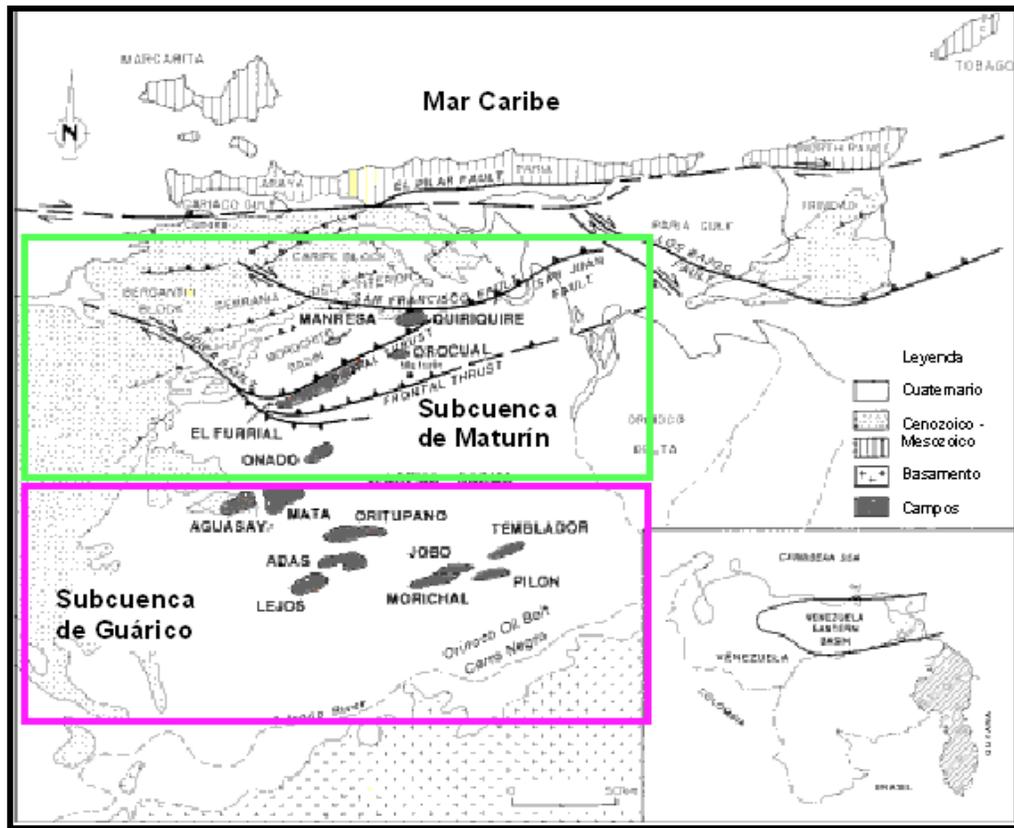


Figura 2.2: Mapa de estructuras principales de la Subcuenca de Maturín. El recuadro en verde representa el bloque de dominio compresional, mientras el fucsia el bloque de dominio extensional. (Modificado de Parnaud et al., 1995)

2.1.3 Evolución tectono-estratigráfica de la subcuenca de Maturín

Se han identificado cuatro eventos de gran índole desde el paleozoico hasta la historia reciente respecto a la evolución geodinámica de la cuenca (Parnaud et al, 1995):

- 1.- Fase de pre-rift en el Paleozoico: la representan la sedimentación de las Formaciones Carrizal y Hato Viejo entre el Devonico y el Carbonífero, las mismas están constituidas por formaciones transicionales.
- 2.- Fase de Rift: ocurrió en el Jurásico Tardío y Cretácico Temprano, producto de la separación del bloque suramericano con Gondwana, aquí se formaron estructuras de graben de interés, como el Graben de Espino.
- 3.- Megasecuencia de margen pasivo: abarca desde el Cretácico al Paleoceno. Aquí fueron depositados sedimentos clásticos así como carbonatos (Cretácico Temprano).

Es notable la depositación de las Formaciones Querecual y San Antonio, las cuales constituyen las principales rocas madre de la Cuenca Oriental.

4.- Secuencia de colisión oblicua: la colisión oblicua de la placa del Caribe con la placa Suramericana comenzó en el Eoceno medio en dirección oeste-este, la misma involucro esfuerzos compresionales y transpresionales que ayudaron a desarrollar una cuenca antepaís y el levantamiento de la Serranía del Interior. La sedimentación inició con un ambiente fluvio-deltaicos en el Oligoceno-Mioceno medio (Formación Oficina, Freites y Naricual), y terminó con sedimentos de procedencia continentales en el Mioceno Tardío - Plesitoceno (Formación Las Piedras y Mesa).

2.2 Geología Local

2.2.1 Campo Cariña

La Figura 2.3 muestra una sección Oeste-Este estructural-estratigráfica regional de la Faja Petrolífera del Orinoco, dentro de ella se encuentra el campo Cariña, ubicado en el norte del Bloque Ayacucho (anteriormente Hamaca).

Las mayorías de las acumulaciones petrolíferas ocurren en la Formaciones Merecure y Oficina, estas acumulaciones se encuentran controladas estructuralmente por régimen extensivos y estratigráficamente de la misma forma que ocurre con el Área Mayor de Oficina (Fiorillo et al., 1983). Las unidades de mayor interés son las arenas basales U (Formación Merecure), estas presentan un espesor promedio de 30 pies, encontrándose a una profundidad relativamente somera (3500-4300 pies), por lo que no se encuentran muy compactadas, teniendo porosidades de un rango de 20 % a 38 % y permeabilidades que van desde 100 mD hasta 1800 mD, lo que indica excelentes propiedades petrofísicas para la acumulación de hidrocarburos.

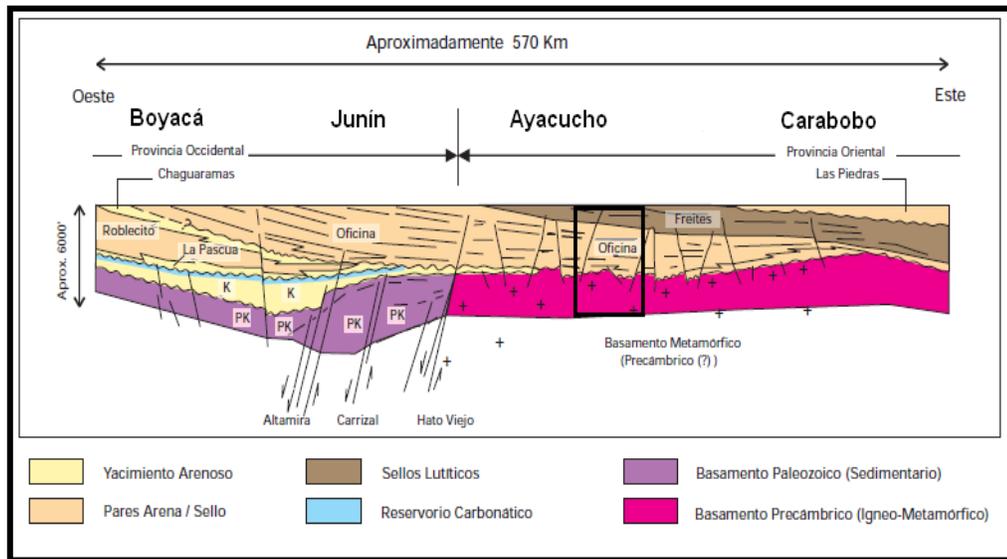


Figura 2.3: Sección estructural – estratigráfica de la Faja Petrolífera del Orinoco. En el rectángulo negro se encuentra el Campo Cariña (modificado de Audemard et al., 1985)

La roca madre del sistema petrolero es la Formación Querecual (Cretácico), la misma no se encuentra en el subsuelo del campo sino más hacia el norte de la Cuenca en la provincia aloctona, lo que indica que hubo una migración del hidrocarburo en dirección norte-sur. Por otra parte, el entrapamiento de esta área en su mayoría es de tipo estratigráfico, aunque un sistema de fallamiento normal en el sector norte crea trampas mixtas estructurales-estratigráficas.

Según Sánchez et al., (1997) el patrón de fallamiento de la zona se encuentra definido por:

- Fallas normales con rumbo noroeste-sureste de alto buzamiento hacia el oeste. Este sistema se encuentra casi paralelo a la sedimentación del área.
- Fallas normales con rumbo noreste-suroeste con buzamiento hacia el norte, las cuales son casi perpendiculares al anterior sistema.

2.2.2 Formaciones geológicas asociadas al Campo Cariña

En la Figura 2.4 se presenta una columna estratigráfica detallada de las Formaciones geológicas en el Campo Cariña, con las descripciones sedimentológicas de cada Formación, así como un registro tipo del Campo.

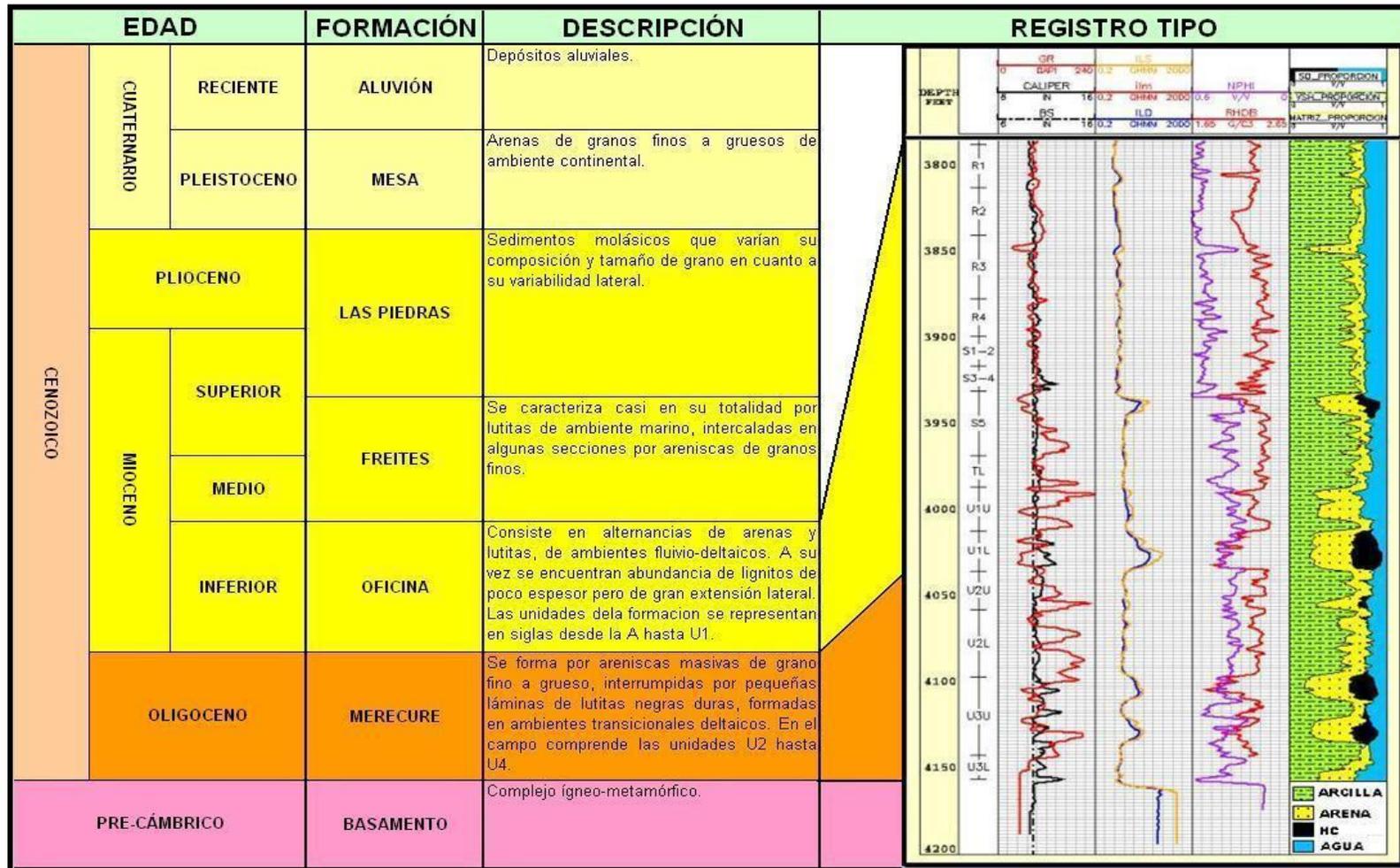


Figura 2.4: Formaciones geológicas y registro tipo del Campo Cariña.

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Física de rocas

El estudio de física de rocas proporciona los medios por los cuales las mediciones geofísicas pueden ser derivados de las rocas y las propiedades de los fluidos (Smith et al., 2011). De esta manera es posible vincular las propiedades petrofísicas y de facies a las propiedades elásticas de las rocas, obteniendo así una herramienta adicional en cuanto a la evaluación del yacimiento. De forma global el análisis de física de rocas involucra el estudio del comportamiento de la propagación de ondas elásticas, aplicación de la teoría de sustitución de fluidos, observación de efectos anisotrópicos y estudio de los fenómenos de atenuación y dispersión.

A continuación se muestran algunos de los estudios de física de rocas que enmarcaran el contenido de esta investigación.

3.1.1 Módulos elásticos

Los módulos elásticos se pueden escribir como combinación de las velocidades de propagación de onda de longitudinal (V_p) y onda de corte (V_s), densidad (ρ) del material. En la Tabla 3.1, aparecen una breve definición y ecuación para los módulos elásticos más utilizados.

Tabla 3.1: Módulos elásticos con sus respectivas ecuaciones.

Módulo	Formula	Definición
Young (E)	$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}$	Relación deformación-esfuerzo longitudinal.
Cizalla (μ)	$\mu = \rho V_s^2$	Resistencia a cortes de cizalla
Bulk (K)	$K = \rho V_p^2 - \frac{4}{3} \rho V_s^2$	Cambios de volumen ante un esfuerzo

Poisson (γ)	$\gamma = \frac{Vp^2 - 2Vs^2}{2(Vp^2 - Vs^2)}$	Relación de esfuerzo longitudinal por transversal.
Lamé (λ)	$\lambda = \rho(Vp^2 - 2Vs^2)$	Relacionado con la compresibilidad

Los módulos elásticos describen el comportamiento mecánico de las rocas, logrando extraer diferentes patrones para variaciones de litología-fluidos. Igualmente, existen otros parámetros para evaluar la elasticidad de la roca (Tabla 3.2).

Tabla 3.2: Impedancias elásticas y otros módulos.

Parámetro	Formula	Definición
Impedancia Acústica (IP)	$Ip = \rho Vp$	Resistencia del medio a la propagación de onda P
Impedancia de corte (IS)	$Is = \rho Vs$	Resistencia del medio a la propagación de onda S
Mu-Rho ($\rho\mu$)	$\rho\mu = (\rho Vs)^2$	Incrementa la separación de IS
Lambda-Rho ($\rho\lambda$)	$\rho\lambda = (\rho Vp)^2 - 2 * (\rho Vs)^2$	Incrementa separación de IP

3.1.2 Modelos de física de roca para arenas no consolidadas

Partiendo de una configuración ideal de la estructura interna de la roca se han desarrollado diversos modelos que reflejan la variabilidad de la velocidad de propagación de ondas en función de la porosidad (Figura 3.1), todo por supuesto viene condicionado por el arreglo geométrico, tipo de mineral, su cantidad y distribución dentro de la roca. Entre estos, Dvorkin y Nur (1996) propusieron unos modelos para arenas friables o poco consolidadas y arenas de contacto de cemento, posteriormente Avseth et al. (2000) planteó un modelo para arenas con una cantidad pequeña pero constante de cemento.

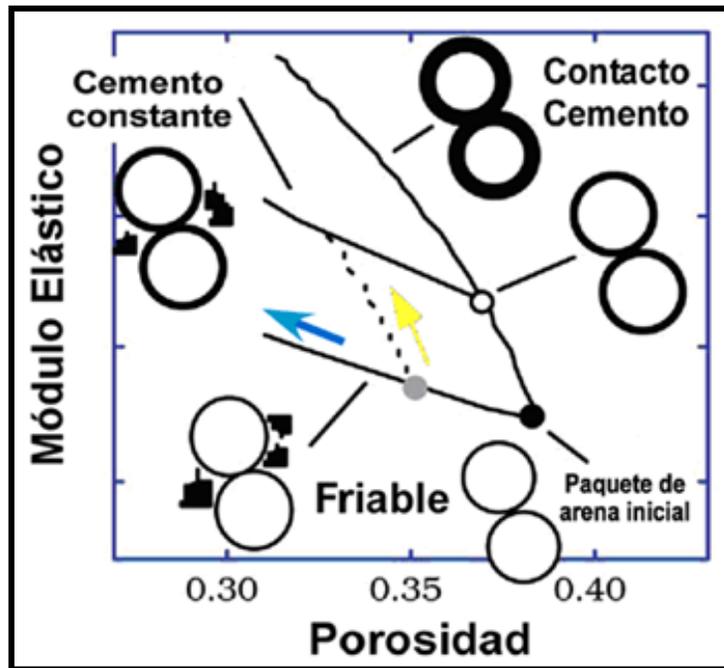


Figura 3.1: Modelos de física de roca para arenas no consolidadas. La flecha amarilla indica la dirección de incremento de la diagénesis, mientras la azul indica el incremento de la energía de deposición (modificado de Avseth et al., 2005)

3.1.2.1 Modelo de arena friable

Es un modelo para arenas limpias muy poco consolidadas, asume un arreglo inicial esférico en contacto, el cual viene establecido con una porosidad crítica. El modelo logra explicar la variación de la velocidad en torno al escogimiento de granos en la roca. Aquí, la porosidad disminuye a raíz de la deposición de material alejado de los contactos de granos (Figura 3.1), disminuyendo el escogimiento de la roca y aumentando la rigidez de la roca (Avseth et al, 2000). La porosidad crítica para las arenas varían entre 36% a 40%, mientras que para las lutitas es alrededor de 70% (Dvorkin y Nur, 1996).

3.1.2.2 Modelo de contacto de cemento

Este modelo está basado en la interacción entre granos unidos a través de cemento, proceso que viene involucrado al aumento de presión con el soterramiento de la roca.

El cemento puede estar constituido por minerales de arcilla, cuarzo o calcita. Teóricamente, el contacto de cemento en la roca causara una disminución en la porosidad y un aumento drástico en la rigidez, reforzando la armazón de la roca. Existen dos submodelos (Figura 3.2), en el primero el contacto de cemento ocurre solo en una porción de unión entre los granos, mientras que en el segundo el cemento se adhiere a toda la superficie de los granos.

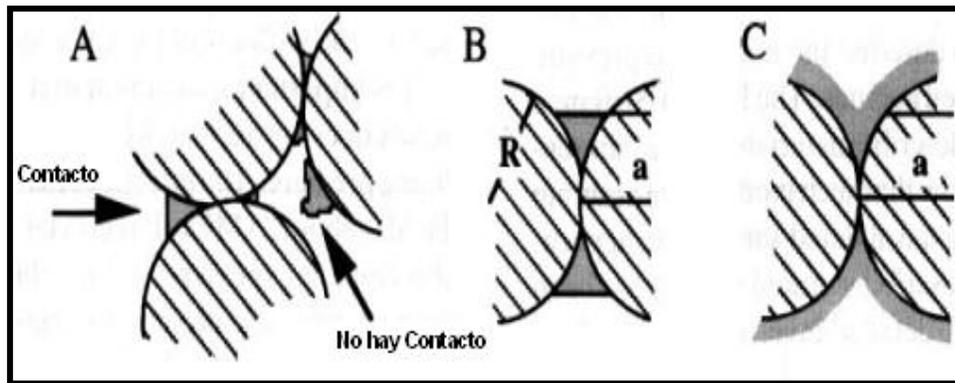


Figura 3.2: Modelo de arena friable (A), arena de contacto de cemento (B y C). (Modificado de Dvorkin y Nur, 1996)

3.1.2.3 Modelo de cemento constante

Es una combinación de los dos anteriores modelos (Figura 3.1). Aquí las arenas de distintas porosidades tienen la misma cantidad de cemento adherido y varía la incrustación de granos dentro de los poros, tal como en el modelo de arena friable. La variación de la porosidad se debe al no-contacto, interconexión y al arreglo geométrico de los poros. Este modelo logra explicar tanto cambios diagenéticos como cambios producto de la energía de depositación.

3.1.2.4 Modelo combinado de arena-arcilla

Este modelo está basado en el trabajo de Thomas y Stieber (1975, 1977) que explica la distribución de arena-arcilla en intervalos delgados de rocas, bajo la asunción de

que una roca puede estar definida bajo la mezcla de arena-arcilla. La Figura 3.3 ilustra las combinaciones consideradas en este modelo.

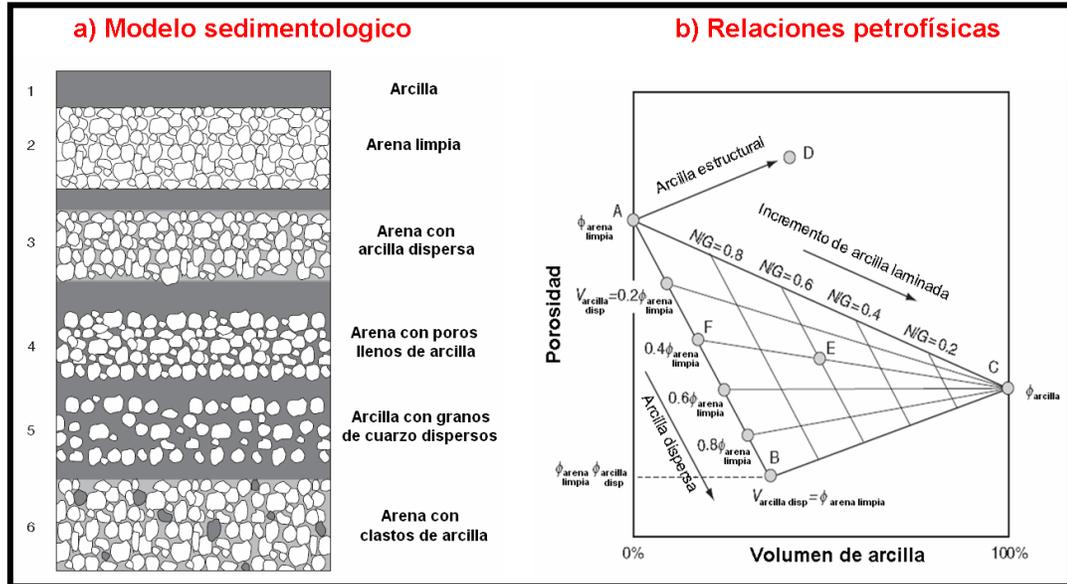


Figura 3.3: Modelo de Thomas-Stieber (1975-1977). (Modificado de Mavko et al., 2009)

El modelo Thomas-Stieber asume arenas de alta porosidad (punto A) y arcillas de baja porosidad (punto C). El punto B representa una arena la cual tiene los poros llenos de arcilla, la dirección A-B indica el incremento de arcillas dispersas en espacios porosos, mientras A-C refleja el aumento de laminación de arcilla. B-C describe rocas de matriz arcillosas la cual tienen presente granos dispersos de cuarzo. Análogamente Yin(1992) y Marion (1990) desarrollaron un modelo que predicen las propiedades elásticas asumiendo el modelo depositacional del trabajo de Thomas-Stieber (Figura 3.4). Dvorkin y Gutierrez (2002) extendieron el modelo para arenas laminadas.

Unas observaciones a tomar en cuenta respecto a estos modelos descritos, es que la arcilla es el único responsable en la destrucción de la porosidad en la arena, ignorando reducción por cementación y escogimiento. Además el contenido de arcilla es detrítico teniendo la misma características que las arcillas laminares.

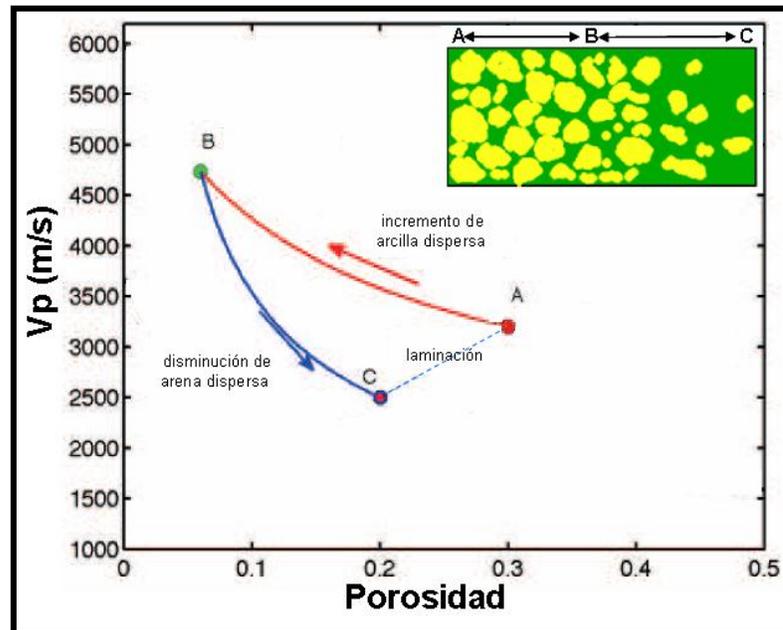


Figura 3.4: Modelo propuesto por Yin (1992), Marion (1990) y Dvorkin y Gutierrez (2002).

3.1.3 Ecuación de Gassmann

Gassmann (1951) formuló una relación para calcular las propiedades elásticas de la roca teniendo en cuenta las propiedades de los fluidos alojados en los poros. Esta teoría explica como los módulos de la roca cambian con el cambio de fluidos. Al cambiar el fluido dentro de la roca, cambiara el modulo de volumen y la densidad de la roca, esta teoría asume que el modulo de cizalla permanece constante en la roca indiferentemente del fluido existente dentro de esta.

Por otra parte la ecuación de Gassmann es válida para las siguientes condiciones:

- Rocas de comportamiento isotrópico
- Frecuencias bajas: se refiere a fluidos con viscosidades baja y roca con buena permeabilidad y porosidad (interconexión de poros).
- Para rocas donde domine mineralógicamente un solo material, no es bueno para arenas arcillosas o “sucias”.

La ecuación de Gassmann se expresa:

$$\frac{K_{sat}}{K_{matriz} - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_{matriz} - K_{dry}} + \frac{K_{fluido}}{\Phi(K_{matriz} - K_{fluido})} \quad (3.1)$$

Donde:

K_{sat} : Módulo de volumen de la roca saturada de agua

K_{matriz} : Módulo de volumen de la matriz de la roca

K_{dry} : Módulo de volumen de la roca seca

K_{fluido} : Módulo de volumen del fluido

Φ : Porosidad de la roca

Las propiedades elásticas de los fluidos se pueden calcular mediante distintos modelos, uno de los más utilizados es la relación de Batzle y Wang (1992), que calcula dichas propiedades en función de la temperatura, presión y composición del fluido.

3.1.4 Estimación de Velocidad de corte

Al igual que la velocidad de onda compresional, la velocidad de corte aporta información relevante en cuanto a las litologías y fluidos, además de ser necesaria para el cálculo de módulos elásticos. En algunos casos no se cuenta con registros de pozos de velocidad de onda S, por lo cual su predicción se hace en base a relaciones que involucran características de la roca como velocidad de onda P, fracciones mineralógicas, presiones efectivas y saturaciones de fluidos existentes.

3.1.5 Relación Vp-Vs

Existen distintas relaciones Vp-Vs para los distintos tipos de rocas. Para rocas clásticas la relación suele ser lineal (Castagna et al. 1985), es decir, la relación Vp-Vs depende básicamente del espacio poroso, contenido mineralógico y saturación del fluido. Así bien, una arena saturada de agua tendrá un relación lineal entre Vp y Vs en función de la variación de su porosidad.

Para ilustrar lo anterior, la Figura 3.5 presenta dos muestras de arenas a una presión efectiva de 5-50 MPa. La primera (tendencia roja) saturada de agua, la segunda saturada de gas (tendencia azul). De allí podemos observar que la relación V_p - V_s en ambos casos se comporta lineal, el aumento o descenso de las velocidades viene condicionado directamente al contenido de arcilla, porosidad y presión de poros. Además se observa también la tendencia de saturación de un fluido a otro.

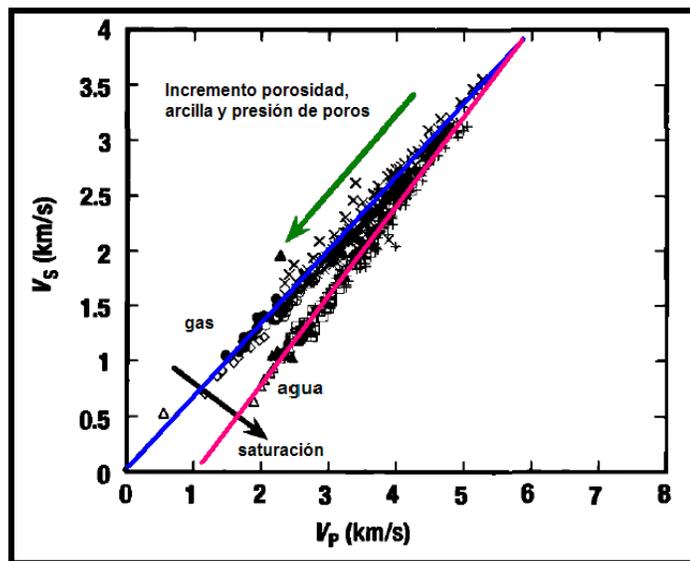


Figura 3.5: Gráfico V_p - V_s para unas muestras de arena saturada de agua (tendencia roja) y muestras de arenas saturadas de gas (tendencia azul), sometidas a una presión efectiva de 5-50 MPa, porosidades de 0-40% y contenido de arcilla de 0-50% (modificado de Avseth et al., 2005)

3.1.6 Relación Greenberg-Castagna

Greenberg y Castagna (1992) desarrollaron una ecuación para la estimación de V_s en rocas sedimentarias saturadas 100% de agua. Para su aplicación se requiere conocer la velocidad de onda compresional de la roca saturada 100% de agua y la fracción de los minerales presentes. La relación Greenberg-Castagna viene expresada mediante la siguiente relación:

$$V_s = \frac{1}{2} \left\{ \left[\sum_{i=1}^L X_i \sum_{j=0}^{N_i} a_{ij} V_p^j \right] + \left[\sum_{i=1}^L X_i \left(\sum_{j=0}^{N_i} a_{ij} V_p^j \right)^{-1} \right]^{-1} \right\} \text{ con } \sum_{i=1}^L X_i \quad (3.2)$$

Donde:

L : Número de monominerales constituyentes

X_i : Fracción de los constituyentes

a_{ij} : Coeficientes de regresión

N_i : Orden del polinomio para los constituyentes

V_p^j : Velocidad de onda P a saturación 100% de agua para la facies de la roca (j)

Los coeficientes de regresión estimados por Greenberg y Castagna para esta relación se muestran en la Tabla 3.3. La estimación de V_s será para una roca 100% saturada de agua, para la estimación a un tipo de fluido diferente se recurre a la teoría de sustitución de fluidos utilizando la ecuación de Gassman (descrita en la sección 3.1.3)

Tabla 3.3: Coeficientes de regresión de la relación Greenberg-Castagna

Litología	a _{i2}	a _{i1}	a _{i0}
Arena	0	0.80416	-0.85588
Caliza	-0.05508	1.01677	-1.03049
Dolomita	0	0.58321	-0.07775
Arcilla	0	0.76969	-0.86735

3.2 Análisis de amplitud versus offset (AVO)

El análisis de amplitud en función de la distancia fuente-receptor u offset, AVO (por sus siglas en ingles), consiste en el estudio de la variaciones de las amplitudes de las ondas sísmicas en función de la distancia fuente-receptor. El análisis se realiza en secciones pre-apiladas, dado a que si la anomalía de amplitud es apilada por un registro de punto común en profundidad (CDP), no es posible identificar la misma. El principal uso del AVO recae en la identificación litológica y fluidos, resultando de gran utilidad en la identificación de arenas gasíferas.

La técnica AVO depende de la habilidad para predecir coeficientes de reflexión a través de las ecuaciones de Zoeppritz (1919).

3.2.1 Ecuaciones de Zoeppritz

Esta ecuación de forma matricial fue formulada por Karl Bernhard Zoeppritz en 1919, basándose en un modelo ideal de dos medios con propiedades elásticas isotrópicas para un tren de onda plana, con el fin de obtener las relaciones de las reflexiones y transmisiones a distintos ángulos para dicho frente de onda. Esta ecuación viene descrita de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \sin\theta_1 & \cos\phi_1 & -\sin\theta_2 & \cos\phi_2 \\ -\cos\phi_1 & \sin\phi_1 & -\cos\theta_2 & \sin\phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\phi_1 & \frac{\alpha_1 \rho_2 \beta_2^2}{\alpha_2 \rho_1 \beta_1^2} \sin 2\theta_2 & -\frac{\alpha_1 \rho_2 \beta_2}{\rho_1 \beta_1^2} \cos 2\phi_2 \\ \cos\theta_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\phi_1 & -\frac{\alpha_2 \rho_2}{\alpha_1 \rho_1} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\alpha_1 \rho_1} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin\theta_1 \\ -\cos\theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Donde:

A: coeficiente de reflexión de onda P

B : coeficiente de reflexión de onda S

C: coeficiente de transmisión de onda P

D: coeficiente de transmisión de onda S

θ_1 : ángulo reflejado de onda P

θ_2 : ángulo transmitido de onda P

ϕ_1 : ángulo reflejado de onda S

ϕ_2 : ángulo transmitido de onda S

α_1 : velocidad de onda P en medio 1

α_2 : velocidad de onda P en medio 2

β_1 : velocidad de onda S en medio 1

β_2 : velocidad de onda S en medio 2

ρ_1 : densidad del medio 1

ρ_2 : densidad del medio 2

La Figura 3.6 muestra las relaciones de ángulos reflejados y transmitidos para frentes de onda P y S.

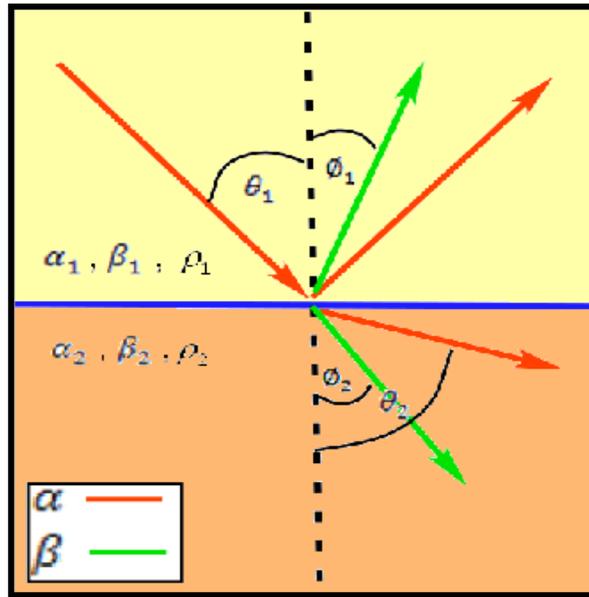


Figura 3.6: Representación de ángulos incidente, transmitidos y reflejados para frentes de onda P y S.

3.2.2 Aproximaciones de las ecuaciones de Zoeppritz

En la práctica las ecuaciones de Zoeppritz requieren de muchas variables, las cuales en su mayoría son desconocidas cuando se trabaja con datos sísmicos reales, se han desarrollado ecuaciones simplificadas basadas en una serie de suposiciones.

Estas aproximaciones para el caso de una onda incidente P convertida en una onda reflejada P permiten estimar buenos resultados dentro de un cierto rango de ángulos de incidencia, el cual varía generalmente entre 0° hasta el ángulo crítico. Esto ocurre dado que para ángulos de incidencias posteriores al crítico, el coeficiente de reflexión de onda P tiende a aumentar en forma brusca de acuerdo a las características del medio. Entre las aproximaciones más utilizadas se encuentran las formuladas por Aki y Richards (1980) y Shuey (1985).

3.2.2.1 Aproximación de Aki y Richards

Esta aproximación relaciona los coeficientes de reflexión para una onda incidente P y una onda reflejada P a ángulos de incidencias cualesquiera.

$$R_{pp} \approx \frac{1}{2} (1 - 4p^2 \beta^2 \left(\frac{\Delta\rho}{\rho}\right) + \frac{1}{2\cos^2\theta} \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} - 4p^2 \beta^2 \frac{\Delta\beta}{\beta}\right)) \quad (3.4)$$

Donde:

$$p = \frac{\sin\theta_1}{\alpha_1} \quad \theta = \frac{1}{2}(\theta_2 + \theta_1) \quad \rho = \frac{1}{2}(\rho_2 + \rho_1)$$

$$\alpha = \frac{1}{2}(\alpha_2 + \alpha_1) \quad \beta = \frac{1}{2}(\beta_2 + \beta_1)$$

Las unidades de las velocidades de onda y la densidad son m/seg y gr/cc respectivamente.

Otra forma de reescribir la ecuación de Aki y Richards es la siguiente:

$$R(\theta) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} - 4 \frac{\beta^2 \Delta\beta}{\alpha^2 \beta} - 2 \frac{\beta^2 \Delta\rho}{\alpha^2 \rho} \right) \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (3.5)$$

Según Shuey (1985) de la anterior ecuación se extrae que el primer término representa el coeficiente de reflexión a un ángulo de incidencia de 0°, el segundo término caracteriza las reflexiones de los ángulos intermedios, mientras que la tercera expresión está relacionada con las amplitudes a grandes ángulos (>30°) relacionados al cambio de velocidad.

3.2.2.2 Aproximación de Shuey

Es una modificación de la aproximación de Aki y Richards sustituyendo la velocidad de la onda S por el módulo de Poisson (σ), además de tomar condiciones de borde de ángulos entre 0 a 30°. La misma queda representada por:

$$R_{pp}(\theta_1) \approx R_p + G \sin^2 \theta \quad (3.6)$$

Donde:

$$Rp \approx \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \quad G = \left[\left(\frac{\frac{\Delta\alpha}{\alpha}}{\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho}} \right) - 2 \left(1 + \left(\frac{\frac{\Delta\alpha}{\alpha}}{\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho}} \right) \right) \left(\frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right) \right] Rp + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2}$$

El termino Rp se denomina “intercepto” y representa la reflexión a ángulo de incidencia cero; mientras el termino G se llama “gradiente”, y nos indica cuanto varia la reflectividad en función de su ángulo de incidencia. Ambos términos constituyen los principales atributos AVO, los mismos se pueden extraer de los CDP gathers sísmicos (Figura 3.7).

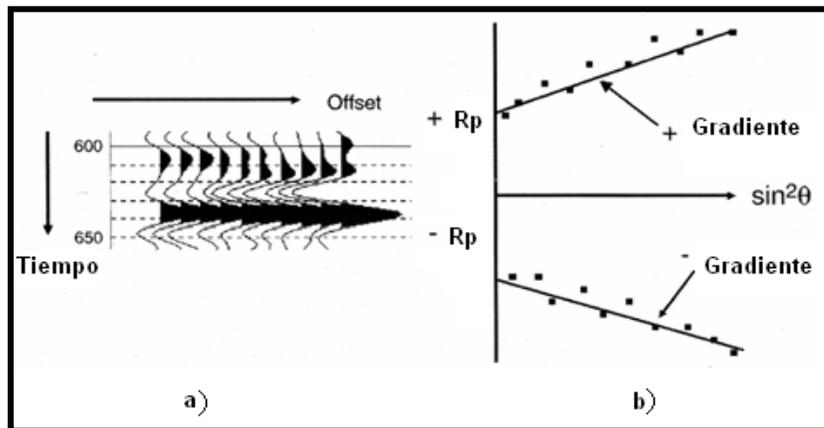


Figura 3.7: a) CDP gather. b) Estudio AVO al tope y base de un yacimiento. (Tomado de Russell, 1999)

3.3 Inversión sísmica

El modelo de la tierra puede ser expresado de dos formas (Figura 3.8). El problema directo se define como el modelo del subsuelo traza sísmica dado por la convolución de una serie de reflectividad y la ondícula de entrada generada por la señal sísmica. En el caso del problema inverso se tiene la traza sísmica y la ondícula y se quiere estimar la serie de reflectividad, la cual da la información de los parámetros elásticos del subsuelo.

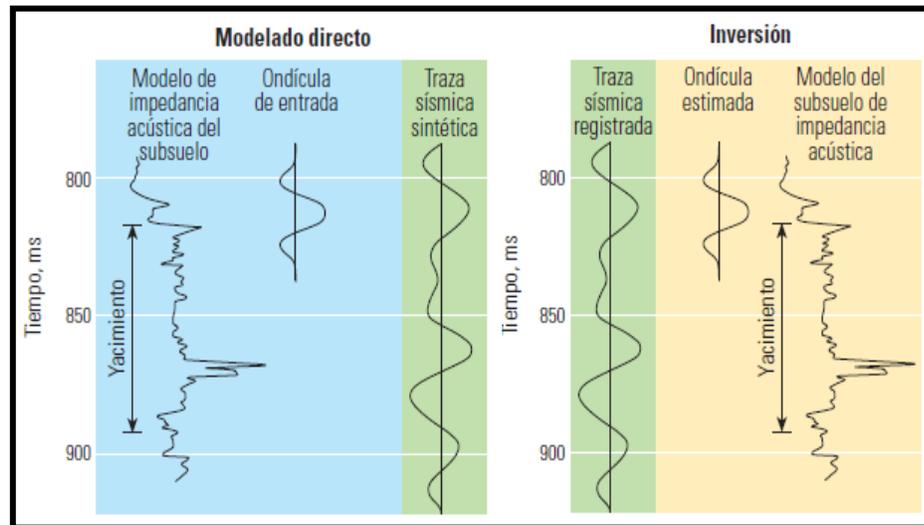


Figura 3.8: Modelo directo e inverso (tomado de Barclay et al., 2008)

Existen muchas maneras de resolver el problema inverso, una de ellas es a través del uso de herramientas de inferencia probabilística, también llamada inversión bayesiana. Este método consiste en la recolección de datos de experiencias físicas realizadas en la superficie o pozos para predecir la estructura y propiedades del volumen subyacente (Bosch, 2003).

La inversión sísmica aumenta el espectro de frecuencia de una sísmica original, ya que aparte de eliminar el efecto de ondícula (eliminado por el modelo directo), añade las bajas frecuencias que no son detectadas por una sísmica convencional. Adicionalmente, el ruido sísmico que no representa eventos coherentes es parcialmente atenuado, mejorando la relación señal-ruido.

3.3.1 Algoritmo de inversión simultánea basada en modelo a priori

Este algoritmo de inversión formulado por Tonellot et al. (2001), incorpora información geológica, registro de pozos y datos sísmicos pre-apilados, con el fin de generar un modelo elástico consistente con estos parámetros de entrada. La formulación de este algoritmo parte del modelo bayesiano descrito por Tarantola (1987). En este modelo se supone que el ruido sísmico y las incertidumbres del modelo elástico pueden ser descritos por probabilidades gaussianas con media cero,

un operador de covarianza de los datos (Cd), y un operador de covarianza del modelo (Cm). Según estos criterios, la función objetivo a minimizar está dada por:

$$J = J_s + J_g \quad (3.7)$$

J_s y J_g , se refieren a los términos sísmico y geológico, respectivamente.

El ruido sísmico se asume que no está correlacionado traza a traza, por lo que la matriz de covarianza Cd es diagonal, y contendrá la varianza en función del ángulo de incidencia ($\sigma_s(\theta)^2$). Por su parte, J_s mide la diferencia entre el modelo precedido, la sísmica sintética y los apilados angulares. Puede ser expresado de la siguiente forma:

$$J_s(m) = \sum_{\theta} \frac{1}{2\sigma_s(\theta)^2} \|R_{\theta}(m) * W_{\theta} - d_{\theta}^{obs}\|^2 \quad (3.8)$$

En la ecuación anterior, $R_{\theta}(m)$ representa la reflectividad en función del ángulo, calculada a partir de la aproximación de Aki-Richards, correspondiente al modelo elástico actual descrito en función de I_p , I_s y ρ . W_{θ} es la ondícula. Por último, d_{θ}^{obs} es el dato sísmico en función de ángulo.

El término $J_s(m)$ permite encontrar un modelo único que explique la variación de amplitud con el ángulo observado en apilados angulares. Por su parte, el termino J_g mide la diferencia entre el modelo geológico a priori respecto al precedido, acorde a la norma del inverso del operador Cm. Este operador es descrito por Tonellot et al. (1999) y es fundamental ya que permite la inclusión de la geometría inicial, derivada de interpretación de horizontes y conocimientos geológico. Usando esta geometría y registros de pozos, se construye el modelo inicial para cada atributo elástico. La exactitud del modelo inicial es incorporada por parámetros como varianzas de cada atributo elástico, los coeficientes de correlación de las incertidumbres de los parámetros y la longitud de correlación (Tonellot et al. 2001).

El error del modelo se define por: $m = m - m^{priori}$. Donde m^{priori} es un multiparamétrico de los parámetros elásticos del modelo a priori.

El algoritmo establece que la covarianza Σm , es exponencial en la dirección de la estratigrafía, y en diagonal en la dirección ortogonal. La covarianza de m de dos puntos M y M' en la misma superficie de correlación, viene dado por:

$$\text{cov}(\delta m(M), \delta m(M')) = \sum \exp\left(-\frac{\|M - M'\|}{\lambda}\right) \quad (3.9)$$

El parámetro λ representa la longitud de correlación, la cual está ligada a la confianza que tenemos en la geometría del modelo a priori. Asimismo, Σ está definido por:

$$\Sigma = \begin{pmatrix} \sigma_{\delta IP}^2 & r_{\delta IP \delta IS} \sigma_{\delta IP} \sigma_{\delta IS} & r_{\delta IP \delta \rho} \sigma_{\delta IP} \sigma_{\delta \rho} \\ r_{\delta IP \delta IS} \sigma_{\delta IP} \sigma_{\delta IS} & \sigma_{\delta IS}^2 & r_{\delta IS \delta \rho} \sigma_{\delta IS} \sigma_{\delta \rho} \\ r_{\delta IP \delta \rho} \sigma_{\delta IP} \sigma_{\delta \rho} & r_{\delta IS \delta \rho} \sigma_{\delta IS} \sigma_{\delta \rho} & \sigma_{\delta \rho}^2 \end{pmatrix} \quad (3.10)$$

De la matriz anterior $\sigma_{\delta IP}$, $\sigma_{\delta IS}$ y $\sigma_{\delta \rho}$ son las desviaciones estándar de las incertidumbres de impedancia acústica, impedancia de corte y densidad. $r_{\delta IP \delta IS}$, $r_{\delta IP \delta \rho}$ y $r_{\delta IS \delta \rho}$ indica los coeficientes de correlación entre esos errores.

El operador covarianza en el espacio modelo puede ser analíticamente invertido, y su inversa es un operador diferencial. Por lo tanto, la inversa de C_m , una vez discretizada, corresponde a una matriz dispersa, que puede ser calculada analíticamente. El término geológico corresponde entonces:

$$J_g = (m - m^{priori})^T C_m^{-1} (m - m^{priori}) \quad (3.11)$$

Concluyendo, la función objetivo de la inversión simultánea basada en un modelo a priori, puede expresarse de la forma:

$$J(m) = \sum_{\theta} \frac{1}{2\sigma_s(\theta)^2} \left\| R_{\theta}(m) * W_{\theta} - d_{\theta}^{obs} \right\|^2 + (m - m^{priori})^T C_m^{-1} (m - m^{priori}) \quad (3.12)$$

3.3.2 Esquema general de inversión simultánea

La inversión simultánea se realiza a datos sísmicos pre-apilados e información proveniente de registros de pozos, siendo posible invertir al menos dos atributos elásticos (IP e IS). Para estos se requiere hacer apilados angulares a partir de los CRP gathers sísmicos, es decir, sumar o apilar las trazas que se encuentran dentro de un rango de ángulo de incidencia dado. En muchos casos se generan tres apilados angulares o parciales: de ángulos cercanos, intermedios y lejanos. La escogencia de estos rangos de ángulos depende de la calidad de los datos y de la cobertura por CMP. Para ángulos cercanos es posible invertir impedancia acústica, impedancia de corte para ángulos intermedios y densidad para apilados de ángulos lejanos los cuales exceden el ángulo crítico (alrededor de 40°).

El esquema de inversión simultánea es el siguiente:

- Generación de registros elásticos a partir de datos de pozos.
- Construcción del modelo geoestadístico inicial o modelo a priori a partir de los registros elásticos, topes estratigráficos, horizontes y fallas interpretadas. El mismo contendrá las bajas frecuencias (0-10 Hz), ausentes en los datos sísmicos.
- Extracción de la ondícula proveniente de la sísmica para cada apilado angular.
- Inversión de los diferentes apilados angulares simultáneamente, utilizando la ecuación de Aki y Richards.
- Generación de un cubo sísmico sintético a partir de las propiedades invertidas
- Obtención de un cubo residual, el cual se define como la diferencia del cubo original sobre el cubo sintético.

Los últimos dos ítems, son de gran utilidad ya que dan un idea de cuan parecido son los datos reales a los invertidos, además de ser una herramienta de control de calidad dentro de un proceso iterativo donde se refleja el efecto del ruido en el cubo residual. La inversión simultánea es de gran valor ya que provee una visualización 3D de propiedades elásticas, las cuales se pueden correlacionar con los distintos modelos de física de rocas.

3.4 Máquinas de Soporte Vectorial

Las Máquinas de Soporte Vectorial (SVM) es una teoría de aprendizaje estadístico creada por Vladimir Vapnik (1998) para el reconocimiento de patrones, es utilizada como una herramienta de clasificación para el Reconocimiento Óptico de Caracteres (OCR), aunque su aplicación se ha extendido a otras áreas de estudio. El algoritmo desarrolla el siguiente concepto: se tiene una serie de datos de entrada de una alta dimensión los cuales están categorizados, con lo anterior especificado se logra definir una función que tenga la habilidad de decidir a qué categoría pertenezca un posterior vector. La idea comenzó en casos donde los datos de entradas fueran separados sin error, posteriormente se extendió para datos no-separables o donde la separación generara incertidumbre.

3.4.1 Problema de clasificación

A continuación presentamos el planteamiento general de SVM.

Se tiene un conjunto de vectores de entrada de dimensión del espacio “d” $\{x_i, i = 1, \dots, n\} \subseteq X \subseteq R^d$ y un conjunto de vectores de salida de dimensión de espacio “1”. $\{y_i, i = 1, \dots, n\} \subseteq Y \subseteq R$.

Cada vector x_i tiene su par correspondiente y_i , denotaremos este nuevo espacio como “maquina de aprendizaje” (LM), que recoge el siguiente sistema de entrenamiento: $Z = \{(x_1, y_1), \dots, (x_n, y_n)\} \subseteq X \times Y \subseteq Z$. El espacio Y puede presentar dos posibles etiquetas, $Y = \{-1, 1\}$. La idea ahora consiste en generar una superficie que pueda separar los vectores con etiqueta “1” con los de “-1”. Esta superficie recibe el nombre de “hiperplano”. La Figura 3.9 muestra gráficamente el concepto del algoritmo SVM.

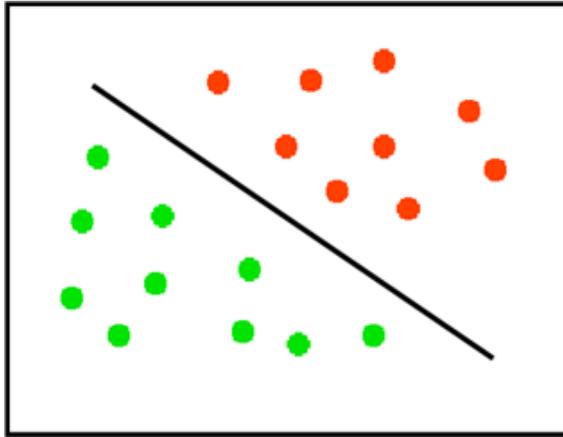


Figura 3.9: Conjunto e hiperplano separador. Los puntos en rojo representan las etiquetas $y=1$; los verdes las etiquetas $y=-1$.

Según la solución existe al menos un hiperplano separador, el cual tendrá la forma:

$$\pi : w \cdot x + b = 0 \tag{3.13}$$

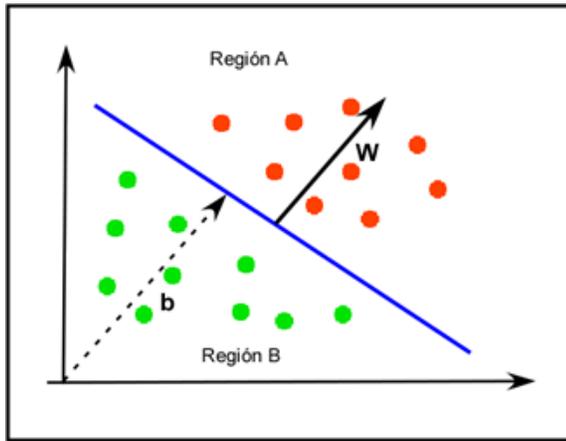


Figura 3.10: Hiperplano separador $\pi(w,b)$. Los puntos rojos representan las etiquetas igual a 1, mientras los verdes indican las etiquetas igual a -1 (modificado de Cristianini et al, 2000).

De la Figura 3.10, “ w ” representa el vector perpendicular al hiperplano, mientras “ b ” es la menor distancia del hiperplano con respecto al origen cartesiano. Así, fijados los parámetros w y b podemos identificar ambas regiones como: $x_i \cdot w + b \geq +1$ con $y_i=+1$ (región A); $x_i \cdot w + b \geq -1$ con $y_i=-1$ (región B).

La separación mínima entre los vectores y el hiperplano es la unidad. Quedando expresada las dos desigualdades anteriores de la forma:

$$y_i(x_i \cdot w + b) - 1 \geq 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (3.14)$$

Los vectores con etiqueta “1” que cumplen la anterior igualdad pertenecen al plano $\pi_1: x_i \cdot w + b = 1$, de igual forma los vectores con etiqueta “-1” que la cumple pertenecen al plano $\pi_2: x_i \cdot w + b = -1$. La separación entre ambos es de $2/\|w\|$, donde $\|w\|$ representa la norma, y ningún vector del conjunto de entrenamiento se encuentra entre ellos. Para resolver el anterior problema es necesario optimizar la solución de “w” y “b”. Ahora bien, una vez definido estos dos últimos parámetros tenemos la función decisión:

$$f(x) = \text{sign}(w \cdot x + b) \quad (3.15)$$

La función decisión podrá evaluar un posterior vector y categorizarlo según sus características. De ella se extrae que cuando $f(x)$ sea mayor a 0, el vector pertenecerá a conjunto de etiqueta de $Y=1$, mientras si $f(x)$ es menor a 0, se ubicara en el conjunto $Y=-1$. Si $f(x)=0$, el vector a evaluar estaría ubicado en la superficie del hiperplano, por lo que sería ambigua su solución.

3.4.2 Formulación con multiplicadores de Lagrange

Entre las dos posibles soluciones de los planos π_1 y π_2 (Figura 3.11), es necesario encontrar la solución del hiperplano que proporcione la mayor separación entre ellos (González, 2003), ya que permitirá distinguir las regiones donde caen los puntos con las distintas etiquetas. La formulación se plantea a través del máximo margen de clasificación:

$$\gamma = \frac{2}{\|w\|} \quad (3.16)$$

Para resolver el problema de optimización se utilizan los multiplicadores de Lagrange, de manera de minimizar la Ecuación 3.17.

$$L_p(w, b, \alpha) = \frac{1}{2} \langle w, w \rangle - \sum_{i=1}^n \alpha_i [y_i (\langle w_i \cdot x_i \rangle + b) - 1] \quad (3.17)$$

Donde α_i son los llamados multiplicadores de Lagrange, que deben de cumplir que $\alpha_i \geq 0$. La correspondiente solución al problema dual queda escrita de la siguiente manera:

$$w = \sum_{i=1}^n \alpha_i x_i y_i \quad \sum_{i=1}^n \alpha_i y_i = 0 \quad (3.18)$$

y la función objetivo dual:

$$Ld(\alpha) = \sum_{i=1}^n \alpha_i - \sum_{i,j=1}^n \alpha_i \alpha_j x_i x_j y_i y_j \quad (3.19)$$

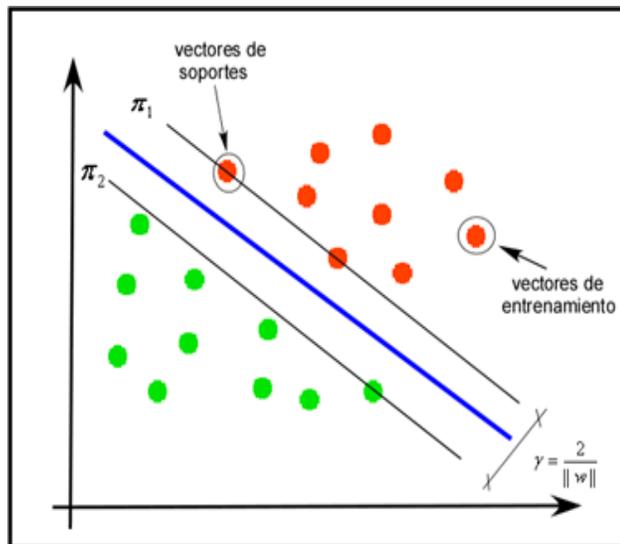


Figura 3.11: Hiperplanos paralelos, vectores soporte y entrenamiento

Los vectores que proporcionan un multiplicador $\alpha_i > 0$, son denominados “vectores de soporte” (Figura 3.11), representando parte de la solución del vector “ w ”, ubicados

en unos de los hiperplanos (González, 2003). Por otra parte los vectores con multiplicadores $\alpha_i=0$, se les conoce como vectores de entrenamiento.

Para obtener el parámetro “ b ” se utiliza: $b = y_i - x_i \cdot w$. Globalizando esta expresión se calcular un promedio para los $\alpha_i>0$ de la siguiente forma:

$$b = \frac{1}{\#\alpha_i > 0} \sum_{\alpha_i > 0} (y_i - x_i \cdot w) \quad (3.20)$$

Según Vapnik (1998) la función objetivo dual se puede reescribir de forma matricial usando la siguiente forma:

$$Ld(\alpha) = \alpha^T * 1 - \frac{1}{2} \alpha^T G \alpha \quad (3.21)$$

Lo anterior viene atado a la condiciones: $\alpha > 0$ y $\alpha^T Y = 0$.

Donde:

α : vector columna de multiplicadores de Lagrange

α^T : vector transpuesto de α

1 : vector columna de unos

Y : vector columna de y_i

G : Matriz de Gram $(\langle x_i x_j x_i x_j \rangle)_{i,j}$. Definida por la combinaciones de productos internos i,j entre vectores pertenecientes a Y .

La anterior expresión se conoce como un problema cuadrático (QP), la solución consiste en maximizar la función, obteniendo la resolución de un sistema de “ n ” ecuaciones con “ n ” incógnitas. De igual forma existen distintos algoritmos para resolver el problema de optimización de SVM.

3.4.3 Modelo no lineales

El problema de SVM ahora es extendido a clases de funciones que no son necesariamente lineales en los parámetros. Para estos casos se hace el uso de una función kernel $k(x, x')$. El kernel tiene como objetivo linealizar una función, es decir, se aumentará la dimensión del espacio de entrada calculando una función que pueda expresarse linealmente en un nuevo espacio característico (Figura 3.12). El planteamiento se expresa de la siguiente forma:

Sea: $X \rightarrow H$

Un vector x que pertenece al espacio X , se convertirá en un nuevo vector $\Phi(x)$ perteneciente a H .

$$x = (x_1, \dots, x_n) \rightarrow \Phi(x) = \{\phi_1(x), \dots, \phi_N(x)\}, \quad \text{con } n < N$$

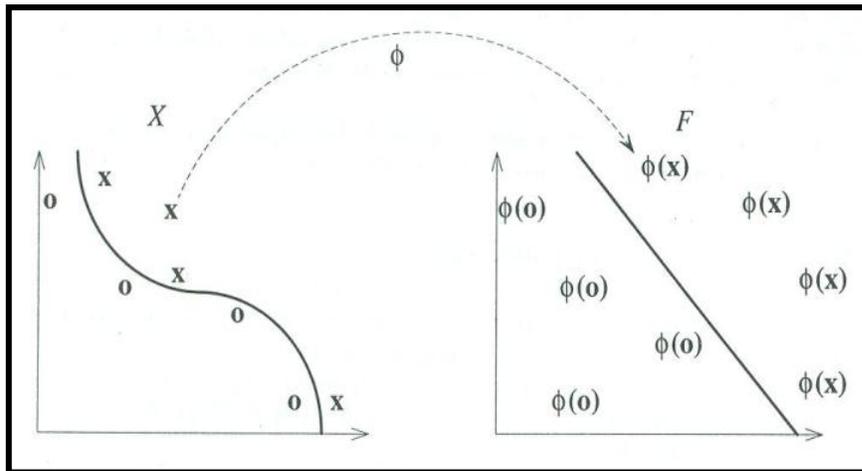


Figura 3.12: Transformación de un espacio de entrada usando linealización por kernel (tomado de Cristianini et al, 2000)

Según Schölkopf y Smola (2002), la introducción de un kernel tiene tres beneficios:

- 1) Permite definir una medida de similitud con el producto H:
 $k(x, x') = \langle x, x' \rangle = \langle \Phi(x), \Phi(x') \rangle$
- 2) Nos permite hacer frente a los patrones geométricos, permitiendo estudiar algoritmos de aprendizaje utilizando el álgebra lineal y geometría analítica.

- 3) La libertad de escoger Φ permitirá diseñar una gran variedad de las medidas de similitud y algoritmos de aprendizaje, es decir, se puede ajustar el kernel de la función para obtener el mejor resultado en la transformación.

Ahora bien, la representación de $f(x)$ en forma de kernel es:

$$f(x) = \sum_{i=1}^{N_{sv}} \alpha_i y_i k(x_i, x) + b \quad (3.22)$$

Un aspecto importante a considerar es que la dimensión del espacio no afecta a los cálculos ya que la única información se encuentra en la matriz de Gram de orden $n \times n \{k(x_i, x_j)\}_{i,j}^n$ (González, 2003).

3.4.4 Caso no-separable

En algunas ocasiones se tiene que los datos son muy ruidosos por lo que no es posible conseguir una superficie que separe a las categorías (Figura 3.13). En estos casos para que se pueda obtener una solución se introduce en la función una variable de holgura “ ξ ”.

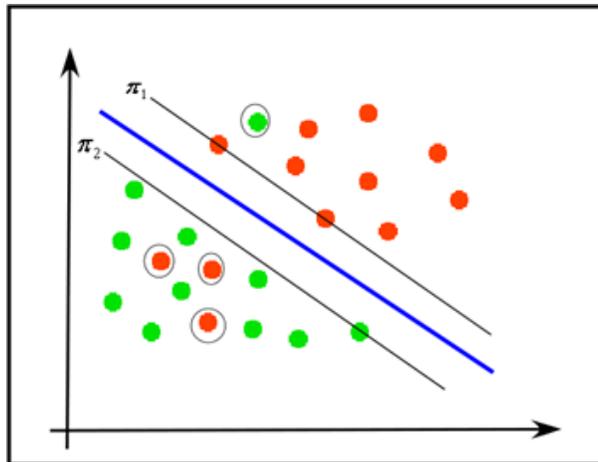


Figura 3.13: Modelo no-separable de SVM. En círculo negro se resaltan los vectores insepables.

Así las nuevas restricciones para un $\xi_i \geq 0$ del problema serán:

$$x_i \cdot w + b \geq +1 - \xi_i \quad \text{para } y_i = +1$$

$$x_i \cdot w + b \geq +1 + \xi_i \quad \text{para } y_i = -1$$

La deducción de las soluciones por medio de multiplicadores de Lagrange es similar al procedimiento llevado a cabo en modelos lineales descrito anteriormente, solo se tendrá en cuenta la variable holgura que será una constante suministrada.

3.4.5 Algoritmo Proximal de Máquinas de Soporte Vectorial (PSVM)

El algoritmo formulado por Fung y Mangasarian (2001), resuelve el problema de clasificación como un sistema de ecuaciones lineales, en el cual la dimensión del espacio es usualmente más pequeña respecto a las otras formulaciones. En esta solución la clasificación de los puntos depende de la proximidad de los planos paralelos separadores, los cuales en este caso se encuentran ubicados más distantes del hiperplano separador (Figura 3.14). Aquí el margen separador tendrá la siguiente forma:

$$\text{margen} = \frac{2}{\|w\|} \quad (3.23)$$

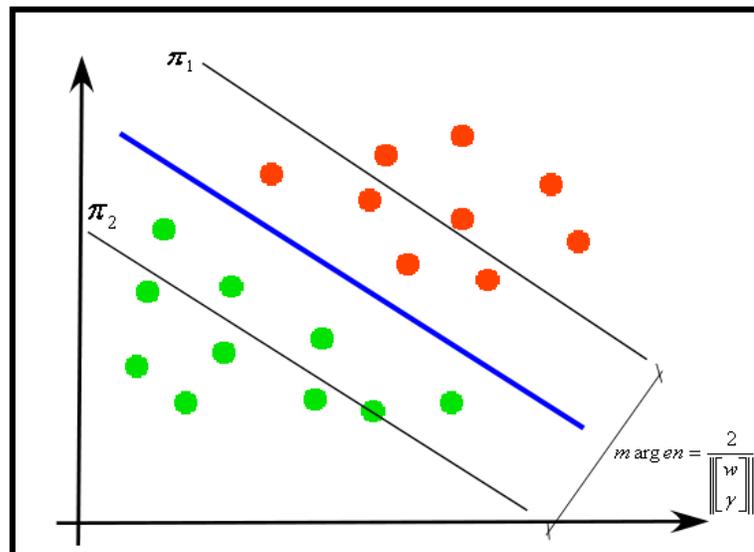


Figura 3.14: Formulación PSVM y margen separador.

3.4.5.1 PSVM lineal

La formulación con multiplicadores de Lagrange en forma matricial para clasificación lineal de PSVM en función de w , γ , x y α será:

$$L(w, \gamma, y, \alpha) = \frac{v}{2} \|y\|^2 + \frac{1}{2} \left\| \begin{matrix} w \\ \gamma \end{matrix} \right\|^2 - \alpha^T (D(Aw - e\gamma) + y - e) \quad (3.24)$$

Donde:

A : matriz de dimensión que contiene los “m” vectores de espacio “n”.

D : matriz diagonal (dimensión m x m) que contiene las categorías de los vectores contenidos en A .

e : vector columna de unos (dimensión m x 1).

y : vector columna que contiene las categorías de los vectores contenidos en A .

γ : distancia relativa al origen.

v : constante intrínseca que depende las características de los datos.

Evaluando el gradiente igual a cero de la Ecuación 3.24 arroja las siguientes condiciones Karush-Kuhn-Tucker (KKT):

$$w - A^T D \alpha = 0 ; \quad \gamma + e^T D \alpha = 0 ; \quad v y - \alpha = 0 ; \quad D(Aw - e\gamma) + y - e = 0 \quad (3.25)$$

Las condiciones anteriores permitirán resolver la clasificación en un sistema de ecuaciones lineales, con un número de ecuaciones superior en una al número de atributos (n) de los vectores de entrada.

3.4.5.2 PSVM no lineal

Para el caso de clasificación no lineal, se tiene el siguiente planteamiento:

$$L(u, \gamma, y, \alpha) = \frac{v}{2} \|y\|^2 + \frac{1}{2} \left\| \begin{matrix} u \\ \gamma \end{matrix} \right\|^2 - \alpha^T (D(KDu - e\gamma) + y - e) \quad (3.26)$$

Donde:

u : vector contenido en el espacio kernel de dimensión $m \times 1$.

K : quiere decir el kernel $K(A, A^T)$ con dimensión $m \times m$.

En este caso las condiciones KKT son:

$$u - DK^T D\alpha = 0 ; \quad \gamma + e^T D\alpha = 0 ; \quad \nu y - \alpha = 0 ; \quad D(KD\alpha - e\gamma) + y - e = 0 \quad (3.27)$$

La solución para el problema no lineal será un sistema de ecuaciones, con un número de ecuaciones igual a la cantidad de vectores de entrada (m). La clasificación requiere más tiempo de cómputo, dado que requiere el cálculo de la función kernel para cada vector, además de una solución de sistema de ecuaciones de mayor orden.

CAPITULO IV

MARCO METODOLÓGICO

El desarrollo de esta investigación se encuentra estructurado en cuatro fases de trabajo. Esta metodología fue basada en trabajos anteriores sobre caracterización geofísica de yacimientos implementado las técnicas de inversión sísmica y predicción litológica (Mukerji et al., 2001; Bertrand et al., 2002; Reveron y Roomer, 2011; Ruiz, 2011), tomando como caso en estudio el Campo Cariña Este. El esquema general de estos trabajos se basa inicialmente en un análisis de las propiedades elásticas del yacimiento mediante el modelado de física de rocas, concatenándose con la estimación de volúmenes de estas propiedades mediante la inversión de datos sísmicos, para finalmente realizar una clasificación probabilísticas de litofacies. Esta investigación difiere del último aspecto, dado que no se desarrollará una clasificación probabilística, para este caso se implementará la técnica estadística de clasificación de Máquinas de Soporte Vectorial. A continuación se muestra un esbozo del flujograma realizado en este Trabajo Especial de Grado (Figura 4.1).

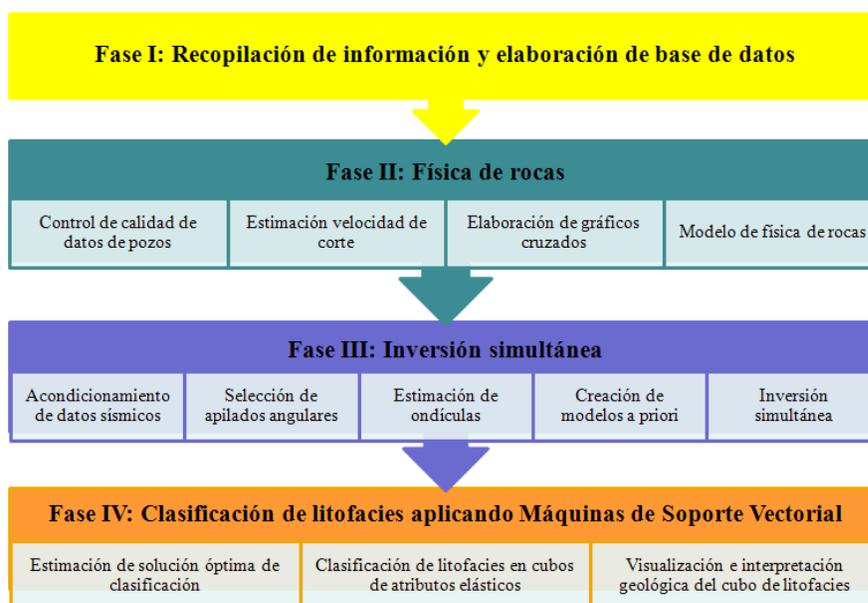


Figura 4.1: Flujograma de trabajo desarrollado en la investigación.

4.1 Fase I: Recopilación de información y elaboración de base de datos

Inicialmente la fase I contempla la recopilación bibliográfica sobre trabajos realizados anteriormente en la zona de estudio. En lo que a esto se refiere, el Campo Cariña al no ser un campo maduro, presenta limitantes en cuanto a los antecedentes de informes técnicos de índole geológica, geofísica y de producción. El anterior problema se solventa con el suministro de información por parte PDVSA Intevep en lo que concierne al Campo Bare, que se localiza al oeste del Campo Cariña. El mismo es un campo más maduro (mayor cantidad de pozos, por ende de mas información) que Cariña, siendo de presumir que dado su cercanía ambos campos deberían tener características similares.

Una vez recopilada información relevante, se elabora una base de datos sobre la información sísmica y de pozos presente en ambos campos. En la Figura 4.2 se muestra la distribución espacial de los pozos y de la sísmica disponible.

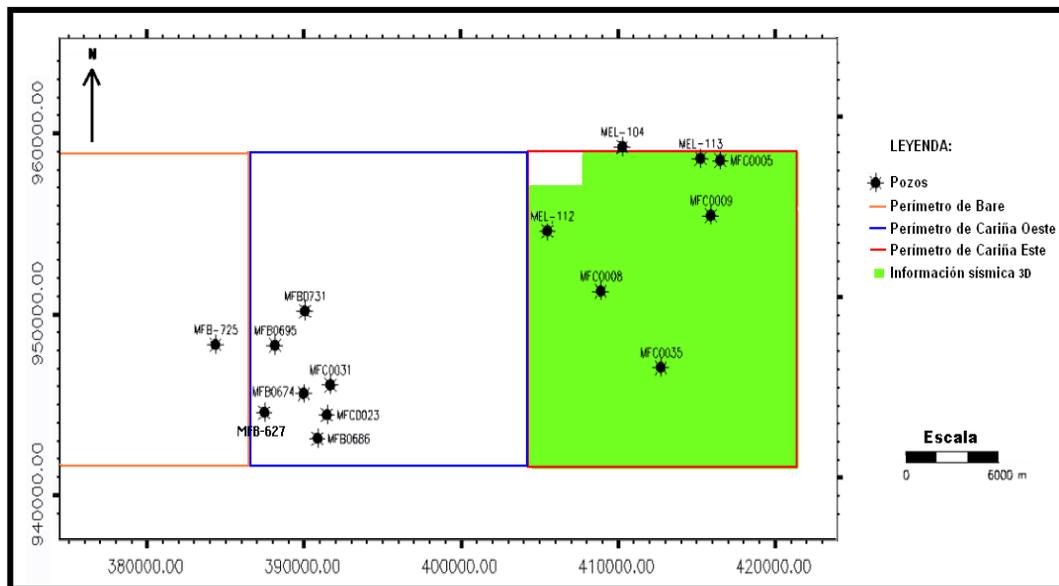


Figura 4.2: Mapa base de los pozos y sísmica disponible en los Campos Cariña y Bare.

En lo que concierne a la información de pozos, se cuenta con un total de 15 pozos, de los cuales solo un pozo (MFB-627) presenta descripción de núcleos, los restantes 14

pozos presentan registros de pozos distribuidos tanto en el Campo Cariña como Bare (ver Tabla 4.1)

Tabla 4.1: Inventario de pozos disponibles

CAMPO	POZO	REGISTROS						
		GR, Cal, Nphi, RD	Densidad	Sonico compresional	Sonico dipolar	Evaluación petrofísica	Registro litológico	Check-Shot
BARE	MFB-725	X	X	X	X	X	X	
CARIÑA OESTE	MFB0695	X	X	X	X		X	
	MFB0674	X	X	X	X		X	
	MFB0731	X	X	X	X		X	
	MFB0686	X	X	X	X		X	
	MFC0023	X	X	X	X		X	
	MFC0031	X	X	X	X		X	
CARIÑA ESTE	MEL-104	X	X	X		X	X	
	MEL-112	X	X			X	X	
	MEL-113	X	X	X		X	X	
	MFC0005	X	X	X		X	X	X
	MFC0008	X	X	X		X	X	X
	MFC0009	X	X	X		X	X	X
	MFC0035	X	X			X	X	

Por su parte los datos sísmicos en resumen presentan las siguientes características, las cuales son descritas en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Descripción de los datos sísmicos

Descripción de información sísmica	
Proyecto	Carina Este 08 G 3D
Área total	297 km ²
Tipo de fuente	Explosivo 1 kg
Longitud de grabación	6 seg
Intervalo de muestreo	2 mseg
Tamaño de bin	25x25 m
Cobertura	13-14
Offset mínimo	50 m
Offset máximo	2000 m
Rango Inline	2750 - 3431 (dirección N-S con aumento hacia el este)
Rango Crossline	211 - 901 (dirección E-W con aumento hacia el norte)
Datos disponibles	CRP gather migrados en tiempo Volumen sísmico migrado en tiempo Volumen de velocidades de apilamiento (Vrms)

El procesamiento de los datos sísmicos fue realizado por la compañía EXGEO (2008-2010), el mismo consistió en el reprocesamiento "Merge" de 8 volúmenes de datos sísmicos (Arecuna 04G 3D, Arecuna 96, Bare 97, Bare 96, Bare-Cariña, Bare-Trampa, Cariña Este, Cariña Oeste). La Figura 4.3 muestra el mapa de cobertura del Volumen Integrado Cariña Este. El proyecto Carina Este 08 G 3D tiene un cobertura inicial estándar de 24, la cobertura de la zona perteneciente a Cariña Este varía entre 9-20. Otro factor interesante es el lineamiento prominente Norte-Sur de cobertura tanto en Cariña Este como en Cariña Oeste, este problema es denominado en la literatura como huella de adquisición (foot print). Los mismos se definen como patrones lineales espaciales producto de la geometría de adquisición empleada, causando anomalías coherentes de amplitud (Chopra et al., 2000). En este caso, se puede distinguir el cambio de cobertura de bins consecutivos producto de la adquisición, sumado a dos problemas. El primero se atribuye a que el mallado usado para el procesamiento fue el de Arecuna 96, el mismo tiene igual orientación que los proyectos de Cariña (N-S y E-W), pero el mallado de los bins no coinciden. El segundo problema, es que inicialmente los bins de los proyectos de Cariña son 25*50, al ser reprocesados a 25*25, los bins tendrán distintas cobertura a la inicial. Estos dos problemas traen problema de cobertura en los CMP-bin, para solucionar este problema en el procesamiento se implementó un proceso de interpolación preapilada, de manera de tener la misma cobertura estándar para cada CMP-bin.

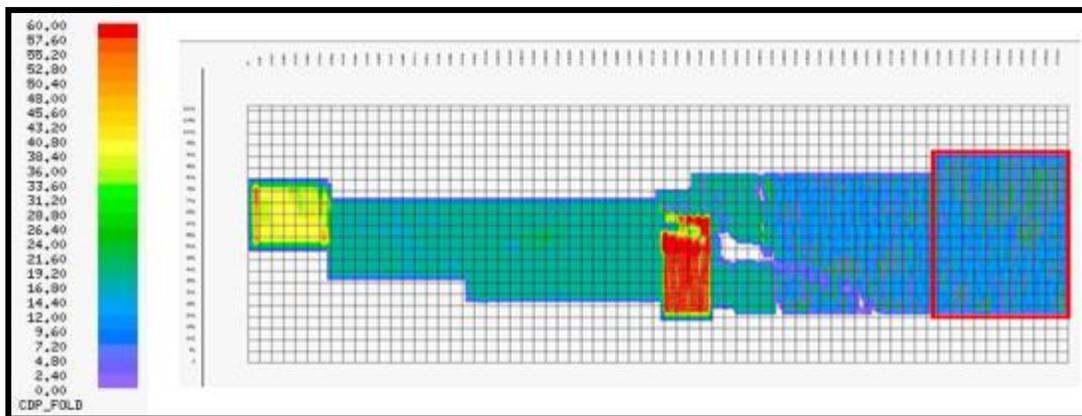


Figura 4.3: Mapa de cobertura del Proyecto Volumen Integrado Cariña Este (El recuadro rojo representa Cariña Este)

4.2 Fase II: Estudio de física de rocas

Esta fase contempla el estudio de las propiedades elásticas de los yacimientos. El mismo inicialmente como cualquier proceso se debe efectuar un control de calidad sobre los datos de pozos, posteriormente se estudia detalladamente la características elásticas de las formaciones existentes, elaborándose gráficos cruzados (crossplot) con el fin de distinguir comportamientos que sean atribuidos a una litología o fluido en específico. Finalmente, se profundiza sobre la vinculación sedimentológica y mineralógica de los yacimientos con respecto a las propiedades elásticas, por medio del modelado de física de roca no consolidada.

4.2.1 Control de calidad de datos de pozos

Esta etapa comprende la inspección de los registros de pozos. Como es de saber, en algunas ocasiones las medidas obtenidas de registros de pozos no son de fiar, dado que se ve afectada por los efectos de hoyo como derrumbes, atasco en la herramienta é invasión del fluido de perforación. Estas medidas erróneas pueden acarrear consecuencias notorias en lo que concierne a la evaluación petrofísica, además de posibles incorporaciones de reflectores falsos en sismogramas sintéticos. Estas circunstancias obligan a evaluar detenidamente las condiciones del hoyo, para así tener consideraciones al respecto en cuanto al estudio a realizar.

La evaluación de las condiciones del hoyo se realiza mediante el registro Caliper (CAL) en combinación con el tamaño de la mecha de perforación (Bit-Size, BS). La experiencia indica que una diferencia mayor de dos (2) pulgadas entre ambos registros (registro DCAL) es una zona a ser considera como un potencial derrumbe, donde las herramientas al estar desacopladas pueden presentan errores de medición.

La Figura 4.4 muestra la vista de un set de registros de pozos, en ella se recalca las zonas que presentan derrumbes. Estas zonas deben ser corregidas posteriormente.

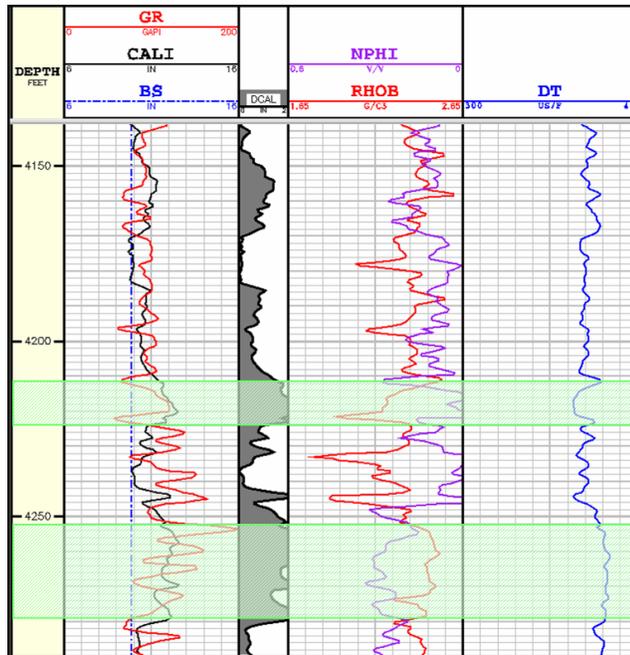


Figura 4.4: Imagen de zonas de derrumbe (cuadros segmentados verdes).

Una forma de corregir estos registros en la zona de derrumbe, es mediante la estimación de tendencias generalizadas en gráficos cruzados. Una tendencia bastante común en el ámbito de la sísmica es la descrita por Gardner (1974). La ecuación de Gardner logra estimar la densidad a partir del registro sísmico o viceversa, la misma fue propuesta al ver una relación exponencial para rocas clásticas saturadas de agua.

$$Rhob = Vp^{0.25} * 10^{-0.51} \quad (4.1)$$

La unidad de densidad es gr/cc y de velocidad es pies/seg.

Con esta ecuación propuesta por Gardner, se plantea una metodología de trabajo para las correcciones del registro sísmico y densidad en zonas de derrumbes:

- Corrección del registro de densidad (RHOB): para ello se determina una tendencia regional del campo entre el atributo de volumen de arcilla con respecto la densidad, es decir se realiza un gráfico cruzado de ambos atributos y se determina la curva de mejor ajuste. Con esta ecuación se estima la nueva densidad solo en las zonas que presentan derrumbe.

- Corrección del registro sísmico (DTCO): de la misma forma que la corrección de RHOB, se halla una ecuación general (similar a la ecuación de Gardner) en el campo entre DTCO y RHOB, posteriormente se estima el registro sísmico en las zonas de derrumbe a partir de esta ecuación.

La Figura 4.5 exhibe las tendencias generalizadas para realizar las correcciones de densidad y sísmico, como podemos extraer se tiene coeficientes de correlación de 0.462 y de 0.395 respectivamente, estos bajos valores se debe a que por instancia se busca una tendencia general de todo el campo, en donde el ajuste obedece los máximos de concentración de la población. De forma opuesta se podría estudiar más a fondo estas tendencias tomando en cuenta las formaciones existentes, tipo de litologías, contenido de fluidos, entre otros aspectos. Pero considerando que la corrección por hoyo solo representa un porcentaje menor al 2% en un pozo, realizar un estudio general del campo sirve para cumplir tal propósito.

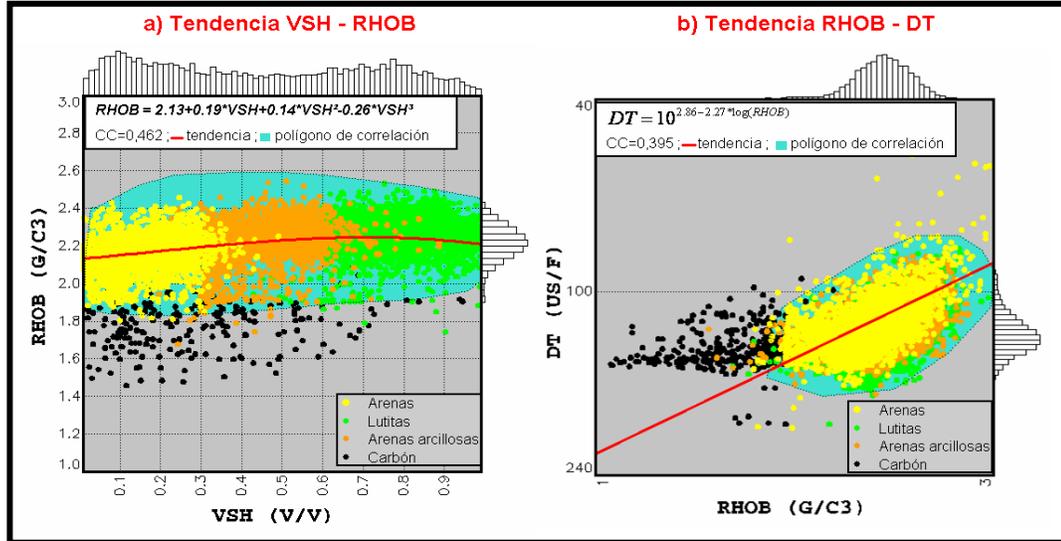


Figura 4.5: Tendencias VSH - RHOB y RHOB - DT del Campo Cariña

Las correcciones realizadas a estos registros no son tomadas en cuenta en el estudio de física de roca, debido a que estas correcciones expresan una tendencia idealizada de la propiedad en el campo, de forma contraria al estudio de física de roca que

pretende ver exhaustivamente la variación de estas propiedades en función de su litología y fluido dentro del yacimiento. Sin embargo, estas correcciones son consideradas posteriormente en el cálculo de sismogramas sintéticos y en la calibración sísmica-pozo, donde se considera todos los valores de los registros, principalmente en la zona de interés.

4.2.2 Estimación de velocidad de corte

Unos de los problemas que presenta el estudio es la carencia de información del registro sísmico dipolar (DTSM) dentro del Campo Cariña Este, cuya información es imprescindible no solo para el estudio de física de rocas, sino también para realizar la inversión simultánea, la cual necesita la entrada de un modelo a priori de impedancia de corte. La solución para el problema previo lo representa la rica información de onda de corte presente en los campos adyacentes (Cariña Oeste y Bare), como se puede extraer de la Tabla 4.1, son siete (7) los pozos que tienen información de onda de corte.

Con esta información disponible surge la necesidad de estimar una relación de velocidad de cizalla dentro de los Campos Cariña Oeste y Bare, que permita generar registros de onda de corte en el Campo Cariña Este. Para este propósito y aunado al hecho de que estamos en presencia de litologías clásticas, se sigue la metodología descrita por Castagna et al. (1985). Como se describe en la sección 3.1.5, Castagna et al. explica que la relación V_p - V_s es lineal en función del fluido, contenido mineralógico y espacio poroso de la roca. En su trabajo, Castagna formuló la siguiente ecuación:

$$V_p = 1,16 * V_s + 1,36 \quad (4.2)$$

La unidad de V_p y V_s están representadas en km/seg.

La anterior relación se conoce en la literatura como "mudrock line", fue estimada a través de distintas muestras in-situ de rocas arcillosas saturadas 100% de agua. La misma refleja una tendencia general de las rocas clásticas, pero para ser más preciso

es recomendable determinar la relación para cada sitio en interés al cual se esté trabajando.

En el orden de estas ideas, para no asumir esta tendencia general de Castagna, esta investigación bosqueja en la Figura 4.6 la metodología para estimar relación Vp-Vs.



Figura 4.6: Esquema de estimación de la relación Vp-Vs en los Campos Cariña y Bare

El esquema de la Figura 4.6 se explica de la siguiente forma:

- Se estima la relación Vp-Vs en el Campo Cariña Oeste, que comprende la información proveniente de seis (6) pozos. Para este motivo se gráfica Vs respecto a Vp, y se determina la recta de mejor ajuste en la población.
- Calculada la relación para estimar Vs, lo siguiente consiste en validar dicha relación. Para este fin, el pozo MFB-725 (Campo Bare) que contiene registro DTSM, se aísla del anterior procedimiento de estimación. Con esta condición se construye un nuevo registro DTSM para el pozo y se valida con su registro original mediante el cálculo coeficiente de correlación aplicado a ambos registros DTSM.
- Validada la relación Vp-Vs, si es posible construir registros de ondas de corte para los pozos pertenecientes al Campo Cariña Este (MEL-104, MEL-113, MFC0005, MFC0008 y MFC0009).

4.2.3 Elaboración de gráficos cruzados

Los gráficos cruzados (crossplot) constituyen una etapa crucial en el desarrollo de la investigación, su importancia está en determinar una relación de las propiedades

elásticas con respecto a la litología mediante la combinación de distintos atributos elásticos, intentando discernir poblaciones y comportamientos asociados a presencia de tipo de fluidos o de litologías.

Los yacimientos del Campo Cariña están caracterizados por contener petróleo pesado, por lo que distinguir algún comportamiento elástico con respecto al de una arena saturada de agua es complicado. Debido a esta condición invariante, el estudio de gráficos cruzados en esta investigación se enfocará en la discriminación litológica. Asimismo, esta discriminación litológica es de gran relevancia para la posterior clasificación de litofacies aplicando Máquinas de Soporte Vectorial, que necesita conocer de antemano cuales son las clases a clasificar y que atributos son los que mejores distinguen las clases.

Para este propósito fue suministrado el registro litológico para todos los pozos, se tiene el antecedente de que este registro fue creado mediante técnicas probabilísticas en el software "Beicip-Franlab Easytrace". Este registro se clasifica en cuatro (4) litofacies: arenas limpias, arenas arcillosas, lutitas y carbones. Definida estas clases, la meta es lograr distinguir las arenas limpias con respecto a las demás clases, para ello se utilizan la combinación de atributos elásticos antes mencionados como: impedancia acústica (I_p), impedancia de corte (I_s), densidad (RHOB), relación V_p - V_s , Poisson (γ), Mu-Rho ($\rho\mu$), Lambda-Rho ($\rho\lambda$).

4.2.4 Modelo de física de rocas

Como se explica en la sección 3.1.2 los modelos de física de rocas para arenas no consolidadas intentan establecer una conexión de las propiedades elásticas de las rocas en referencia con la sedimentología, mineralogía y contenido de fluido presente. Para este fin, se construyen plantillas de los tres (3) modelos descritos, las mismas son denominadas en la literatura como "Rocks Physics Template (RPT)". Estos RPT son solapados sobre gráficos cruzados de atributos elásticos en combinación con las propiedades petrofísicas, en ellos se pueden evaluar el comportamiento del yacimiento en función de la tendencia de ajuste en el RPT, con esto se podrá obtener

una herramienta adicional que permitirá dar una explicación más a detalle sobre las características del yacimiento. Para elaborar Rocks Physics Template se ejecuta el flujo de trabajo descrito en la Figura 4.7.

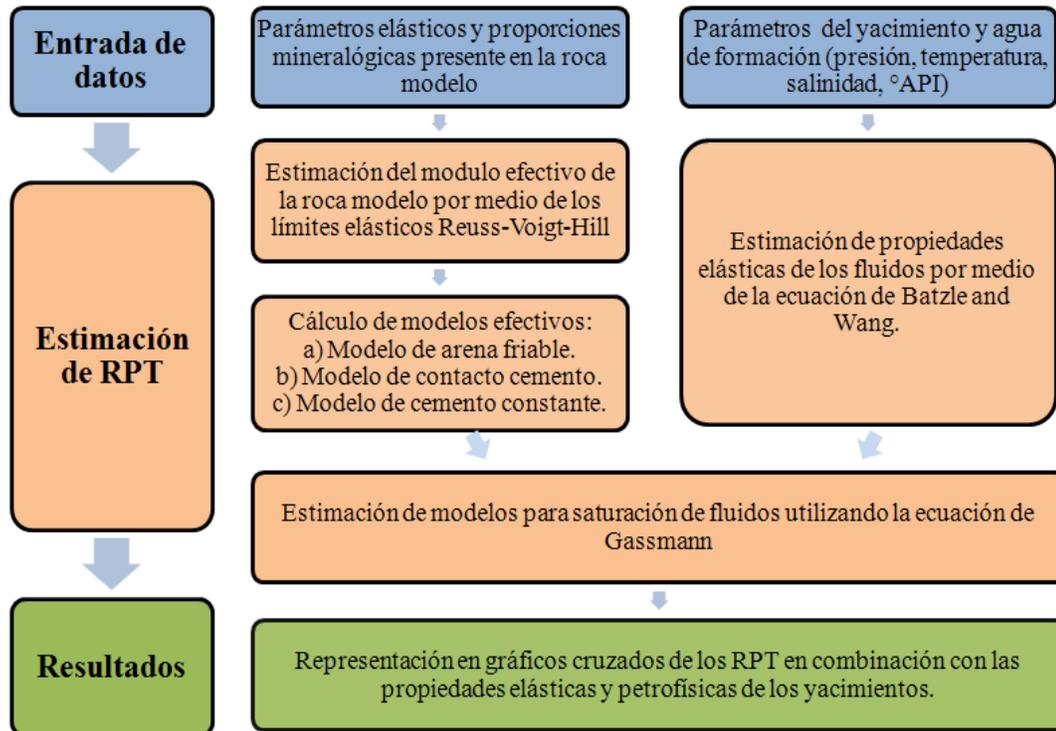


Figura 4.7: Esquema para elaboración de Rocks Physics Template (RPT).

Este flujo se esboza en tres (3) subetapas:

- Entrada de datos: es requerido poseer las propiedades de los yacimientos y agua de formación. Igualmente, se debe contar con una roca modelo que tenga establecida una proporción mineralógica, esta roca modelo se define a partir de informes técnicos del área en estudio.
- Estimación de RPT: inicialmente se construye los modelos de física de rocas no consolidada sin fluido (medio seco) y se estiman las propiedades elásticas de los fluidos. Posteriormente, se utiliza la ecuación de sustitución de fluidos (Gassmann, 1951), para pasar de un medio seco a un modelo que tome en cuenta la saturación de fluidos presentes.

- Resultados: aquí se despliegan los RPT sobre gráficos cruzados, los más utilizados y que ayudan a entender más claramente la configuración de los modelos son Porosidad - Vp y Impedancia acústica - Vp/Vs.

4.3 Fase III: Inversión simultánea

La meta en esta fase consiste en la generación de cubos de atributos elásticos mediante la inversión simultánea de datos sísmicos, esto constituye la etapa más laboriosa en el desarrollo de esta investigación. La misma requiere el empleo de numerosas horas de trabajo en la ejecución de facetas multidisciplinarias, así como exigencia en cómputo para obtener distintos procesos que son necesarios en el flujo de la inversión sísmica. La Figura 4.8 muestra el flujograma desarrollado para la obtención de propiedades elásticas.

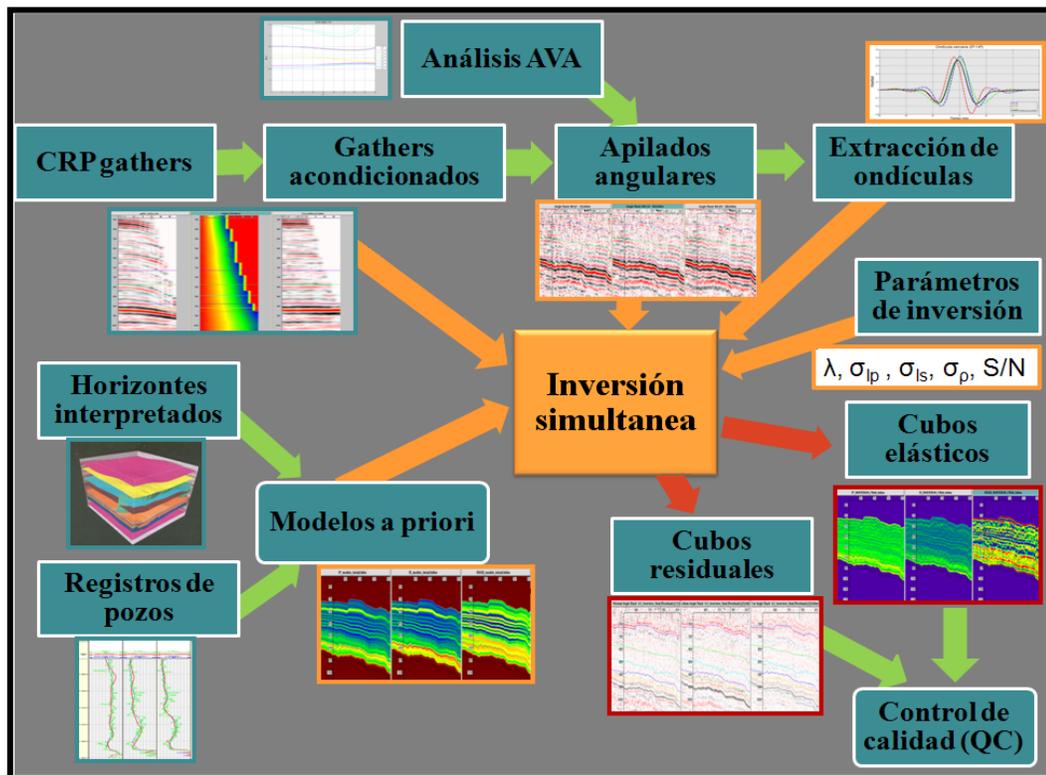


Figura 4.8: Flujograma de desarrollo en la inversión simultánea. Las flechas verdes indican subprocesos, las naranjas requerimientos para la inversión y las rojas son los resultados.

4.3.1 Acondicionamiento de datos sísmicos

Este proceso tiene como objetivo primordial el mejoramiento de la calidad de los datos sísmicos, aquí se utilizan registros agrupados por punto común de reflexión (CRP gathers), los cuales han sido migrados en tiempo. En vista de cumplir el propósito anterior Roy et al. (2008) y Singleton (2009) sugieren una serie de procesos correctores que logran aumentar considerablemente la relación señal-ruido, mejorando así los resultados finales de la inversión simultánea. Resumiendo estos procesos, se tiene:

- Corrección por divergencia esférica: es aplicada para compensar la pérdida de energía causada por la divergencia esférica.
- Filtro mediana: se aplica en el dominio del offset, útil para remover interferencias causadas por el ground roll y múltiples.
- Corrección Normal Move Out (NMO) de 4to orden: el flujo previo de procesamiento involucra un análisis de velocidades el cual horizontaliza los eventos, sin embargo en ciertos casos esto no se logra por completo porque se usa una aproximación de la ecuación de NMO de 2do orden. Para esta situación se utiliza una corrección NMO de 4to orden.
- Sintonización del NMO: basado en la asunción estática de que la variación local de la velocidad causa perturbación en el trazado de rayos generando ondulaciones en los reflectores. Para corregir este efecto el algoritmo se basa en argumentos estadísticos de correlación por mínimos cuadrados, ejecutada en una ventana de correlación entre 50 a 200 milisegundos.
- Corrección por estiramiento de la ondícula (wavelet unstretching): de entrada sabemos que la corrección NMO causa la pérdida de frecuencia para offset lejanos y reflectores más someros, generando un estiramiento notable en esta zonas. Por medio del algoritmo "wavelet unstretching" se intenta remover el estiramiento utilizando un operador $\cos(\theta)$, haciendo depender el estiramiento del ángulo de reflexión.

Básicamente la idea de estas correcciones consiste en eliminar ruidos aleatorios y coherentes, así como la horizontalización de gathers. El último factor es de gran relevancia, dado que el análisis AVO necesita que los reflectores estén alineados en una posición horizontal. Por otra parte, otra cuestión clave en el acondicionamiento de los gathers es la preservación de la amplitud, este hecho radica en que unos de los fundamentos AVO apuntan que las amplitudes sísmicas son reflejo de los coeficientes de reflexión, que a su vez provienen del contraste de propiedades elásticas, que es el producto final de la inversión. Asimismo, cabe destacar que la aplicación de estas correcciones obedece a la calidad de los datos de entrada y bajo qué condiciones fue sometido en el procesamiento previo, por lo que dependiendo del caso quizás no todas las correcciones sean necesarias aplicarlas.

Para efectuar estas correcciones mencionadas se cuenta con la herramienta Probe: AVO Inversion & Analysis facilitada por el software Paradigm.

4.3.2 Selección de apilados angulares

El algoritmo de inversión requiere como entrada una serie de apilados angulares. Primeramente debemos saber que para generar apilados angulares se debe tener un volumen de velocidades de apilamiento (V_{rms}) o interválicas (V_{int}), esto permitirá realizar la conversión angular, calculando así los ángulos de incidencia. De esta manera los CRP gathers que se encuentran en el dominio tiempo-offset, se podrán reescribir al dominio tiempo-ángulo (Figura 4.9).

El siguiente paso consiste en seleccionar los apilados angulares, para ello se debe considerar varios factores:

- Análisis de amplitud versus ángulo (AVA): consiste en estudiar a detalle la respuesta AVA de los intervalos de interés que serán invertidos. Este análisis proveerá información valiosa sobre el comportamiento a esperar en el área. Con el comportamiento de las curvas AVA se podrá definir el máximo ángulo a estudiar (definido por el ángulo crítico), así como determinar los

puntos de corte con reflectividad igual a cero (0), que permitirá plantear medidas a considerar sobre la apertura de los apilados angulares.

- Relación señal-ruido: la selección de apilados angulares dependerá de la calidad de los datos y de la cobertura estándar que se tenga en los CRP gathers.

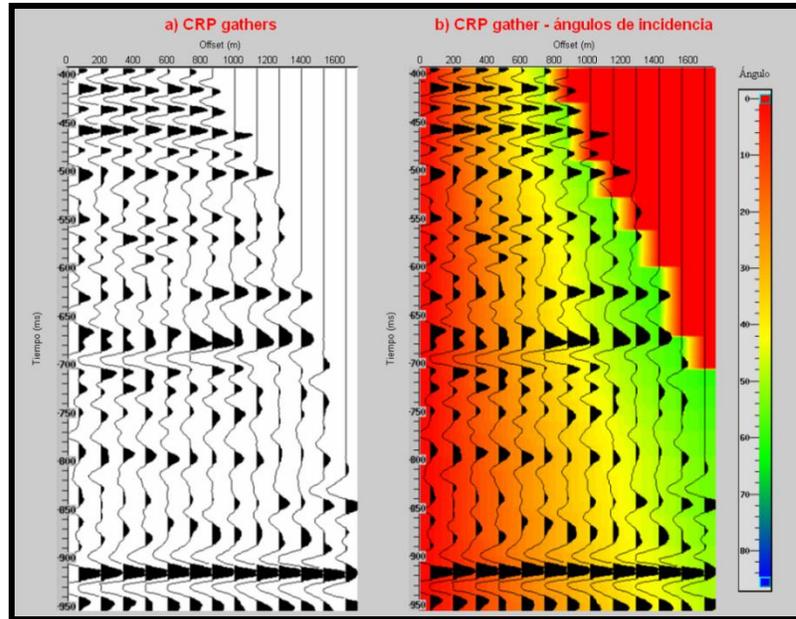


Figura 4.9: a) CRP gathers. b) CRP gather solapados con los ángulos de incidencia.

4.3.3 Estimación de ondículas

Las ondículas representan otra entrada en el algoritmo de inversión, la finalidad en esta fase gravita en estimar una ondícula para cada apilado angular. En base a investigaciones anteriores se plantea el flujo de la Figura 4.10.



Figura 4.10: Esquema desarrollado para la extracción de ondículas.

Observamos que el esquema está estructurado en tres etapas:

- Etapas 1 y 2: se debe calibrar los apilados angulares con cada uno de los pozos, para ello se construyen sismogramas sintéticos en los pozos y se calibra con respecto a la sísmica. Es necesario para la elaboración de sismogramas tener los registros sísmicos y de densidad, además es recomendable que el pozo cuente con check-shot, para tener mayor certeza en la relación tiempo-profundidad (curva TZ). La Tabla 4.1 nos muestra que los pozos que presentan estos requerimientos son: MFC0005, MFC0008 y MFC0009. Por otra parte, la construcción de sismogramas requiere como entrada una ondícula, para este propósito se extrae la misma de la sísmica dentro del objetivo en interés, tomando en cuenta los espectros de amplitud y fase de la sísmica. Estas ondículas no solo serán usadas en la calibración sino que también como se explico en la sección 3.3.1 y 3.3.2 representan un parámetro esencial dentro de la inversión.
- Etapa 3: una vez extraídas las ondículas por cada pozo con respecto a cada apilado angular, se debe generar una ondícula por cada apilado, esto se hace sencillamente mediante un promedio ponderado de las ondículas.

4.3.4 Creación de modelos a priori

Como se menciona en la sección 3.3.1 es necesario generar modelos a priori de atributos elásticos (I_p , I_s y $RHOB$) para la inversión simultánea. Los modelos a priori representan un modelo suavizado de la propiedad para el área en estudio, el mismo es construido mediante herramientas geoestadísticas. La Figura 4.11 muestra el esbozo seguido para la construcción de modelos a priori.



Figura 4.11: Esquema para la construcción de modelos a priori.

El anterior esquema se explica de la siguiente forma:

- Se requiere la entrada de registros de pozos (IP, IS Y RHOB), su respectiva curva TZ y de horizontes interpretados de la sísmica. En vista a esto, los modelos iniciales constarán con la información de los pozos: MFC0005, MFC0008 y MFC0009.
- El siguiente paso consiste en suavizar los registros de pozos. Para este motivo se filtra según el espectro de amplitud de la sísmica, además de tomar en cuenta las bajas frecuencias.
- Posteriormente, se realizan variogramas experimentales y se ajustan con un variograma teórico, definiendo así la variabilidad del dato en el espacio. Finalmente el variograma teórico permitirá a través de "kriging simple" construir un modelo 3D del atributo.

4.3.5 Inversión simultánea

Como se ilustra en la Figura 4.8 la generación de atributos elásticos usando inversión simultánea demanda la ejecución de múltiples facetas que han sido explicadas anteriormente. Adicionalmente el algoritmo para su ejecución requiere una serie de parámetros:

- Relación ruido-señal: esta relación influye en el nivel de certidumbre dada para cada uno de los apilados angulares. Se introduce como porcentaje del ruido dentro de los apilados.
- Desviaciones estándar I_p , I_s , y RHOB: refleja la certeza respecto a los modelos a priori. Valores altos indican menos confianza en el modelo a priori.
- Coeficientes de correlación de las incertidumbres I_p , I_s , y RHOB: permite incorporar información petrofísica en el proceso de inversión, tales como la correlación entre estos parámetros elásticos.

- Longitud de correlación: expresada en metros, se refiere a la confianza que tenemos respecto a la geometría del modelo inicial, la misma está relacionada con la suavidad de la distribución óptima de superficies.

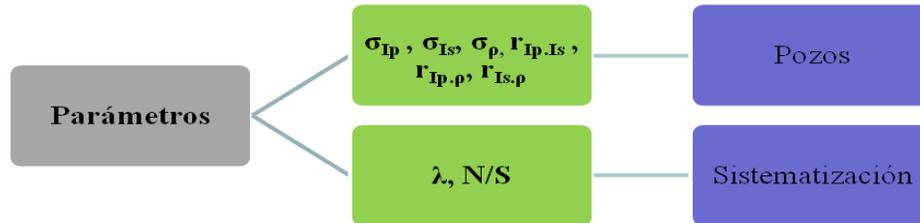


Figura 4.12: Parámetros requeridos por el algoritmo de inversión.

Estos factores mencionados son importantes a considerar ya que reflejan un ajuste notable a los modelos de salida. Como se muestra en la Figura 4.12, las desviaciones estándar y coeficientes de correlación se introducen al modelo por medio de información proveniente de pozos. Contrariamente, la selección del resto de los factores se realizó de forma sistemática. Es decir, para la relación ruido-sígnal no se cuenta con un análisis espectral del ruido-sígnal, por ende se tiene que iterar entre valores de 0 a 100%; en cuanto a la longitud de correlación está vinculada a la distribución espacial, aquí se toma como referencia la geología, para este propósito Arevalo (2012) en su estudio realizado en el Campo Bare propone canales que van desde 500 a 2000 metros de ancho en dirección S-N.

Con el fin de obtener los parámetros óptimos de inversión, se corrobora la información invertida con los registros iniciales de pozos. Para ello se ejecuta la inversión variando los parámetros mencionados sobre una línea que atraviese el pozo seleccionado, luego se extraen los atributos invertidos, para así finalmente determinar el coeficiente de correlación respecto al registro original. Con esta sistematización se puede llegar a obtener los parámetros que maximicen la correlación sísmica-pozo.

Por otra parte, el algoritmo de inversión además de obtención de cubos de propiedades elásticas arroja unos cubos sísmicos residuales y sintéticos por cada apilado angular. Los apilados sintéticos son construidos a partir de los atributos invertidos y las ondículas extraídas, mientras los apilados residuales se definen como

la diferencia entre los apilados iniciales y los apilados sintéticos, en estos residuos se encuentra información que no formo parte en la solución de inversión, hallándose en ella ruido incoherente el cual fue repelido. Con esto definido, se toma en cuenta otro control de calidad basado en el comportamiento de los residuales. Aquí se realiza una inspección cualitativa de la información obtenida, a manera de observar si existe alguna continuidad de eventos y discernir la relación que guarda la amplitud de los residuos en comparación a la de los apilados angulares.

4.4 Fase IV: Clasificación de litofacies aplicando Máquinas de Soporte Vectorial

La clasificación de litofacies constituye el último paso de la investigación. La idea para esta fase radica en generar un cubo de litologías, enfatizándose en la litofacie de arena limpia, la cual representa la litología yacimiento del área en estudio. La clasificación por medios de Máquinas de Soporte Vectorial se desglosa en tres ramas de gran índole. La primera consiste en generar a partir de datos de pozos la solución óptima de clasificación. Seguidamente, la segunda subetapa propagará la solución de clasificación sobre los cubos de atributos elásticos generados en la inversión simultánea. Finalmente se visualiza el cubo de litofacies y se construyen mapas sobre estos.

4.4.1 Estimación de la solución óptima de clasificación

Es el producto del trabajo realizado en la discriminación litológica mediante gráficos cruzados, en donde se discierne los atributos que más distinguen a las litologías. Con esto definido, la idea ahora es generar la solución de clasificación. Para ello se utilizo el algoritmo de PSVM, el cual plantea el problema de clasificación en un sistema de ecuaciones lineales y ha demostrado resolver problemas de manera rápida y efectiva (Fung y Mangasarian, 2001). El algoritmo PSVM como se explica en la sección 3.4.5 resuelve tanto el problema lineal como el no-lineal. La solución de clasificación

presenta dentro de la ecuación ciertas constantes que dependen de las características de los datos a estudiar (Figura 4.13).

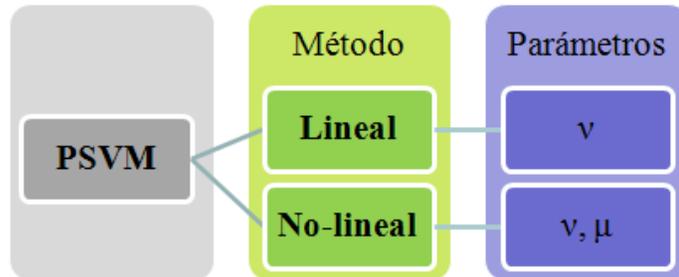


Figura 4.13: Parámetros requeridos por el algoritmo de PSVM

La estimación de estas constantes se realiza de forma sistemática, es decir, requiere la iteración repetitiva sobre los datos de entrada. El caso lineal requiere solo un parámetro a estimar (ν), mientras el caso no-lineal usando kernel gaussiano necesita de dos parámetros (ν, μ).

Cabe destacar que el desarrollo PSVM no-lineal de esta investigación solo utilizará el kernel gaussiano definido por la Ecuación 4.3, la selección del uso de este kernel se debe a dos (2) razones. La primera es que su uso ha tenido notable éxito en problemas de bioinformática, economía y minería del dato, esto no necesariamente significa que tiene éxito en clasificación elástica de litofacies, solo que no se tiene referencia previa de su aplicación en este ámbito. Aunado a la primera razón, existen numerosos tipos de kernel (polinómicos, hiperbólicos, esféricos, entre otros), buscar la solución para cada uno de ellos requiere además de la programación diversas líneas de códigos, el consumo de mucho tiempo computacional, aunque realizar lo anterior permitirá el estudio más exhaustivo del kernel para afrontar problemas de atributos elásticos, no garantizara un éxito a corto plazo.

$$k(i, j) = e^{-\mu \|A_i - A_j\|^2} \quad (4.3)$$

Con el fin de estimar las constantes óptimas de clasificación, el análisis de SVM divide la población inicial en dos (2) poblaciones:

- Datos de entrenamiento ("data training"): con ella se calcula la solución de clasificación.
- Datos de prueba ("data test"): se usa para verificar que la solución de clasificación sea correcta.

En el orden de estas ideas trazadas, la solución de clasificación óptima se determina mediante la validación de soluciones calculadas a partir de datos de entrenamiento y de prueba. En vista a esto, usar solo una selección de datos training y test no es confiable para determinar la mejor solución, por lo que los expertos sugieren el uso de validación cruzada (Shawe-Taylor y Cristianini, 2004).

La validación cruzada se trata de una técnica sistemática la cual segmenta la población en una serie de particiones de datos test y training, garantizando así muestras independientes. Posterior a ello, la idea se fundamenta en evaluar y validar las distintas series de poblaciones para finalmente estimar una solución final, definida como el promedio de la serie de validaciones.

Existen distintos tipos de metodologías en referencia a la validaciones cruzadas, este trabajo utilizo la validación cruzada iterativa, la Figura 4.14 ilustra claramente el proceso. En ella se denota una población inicial la cual se clasifica en cuatro (4) sets, para cada set la población training y test será diferente, dado esto cada uno de estos set se entrena la población sistematizando los parámetros de entrada, obteniendo así una serie de validaciones training, paralelamente se evalúa la población test sobre las soluciones entrenadas obteniendo validaciones test. Este procedimiento es repetitivo para cada uno de los sets. Finalmente se promedian las validaciones test y training, los parámetros óptimos se definirán donde además de ser mayor ambas validaciones se minimice la distancia entre ellas. Con estos parámetros se podrá construir la solución final de clasificación en base al entrenamiento de toda población.

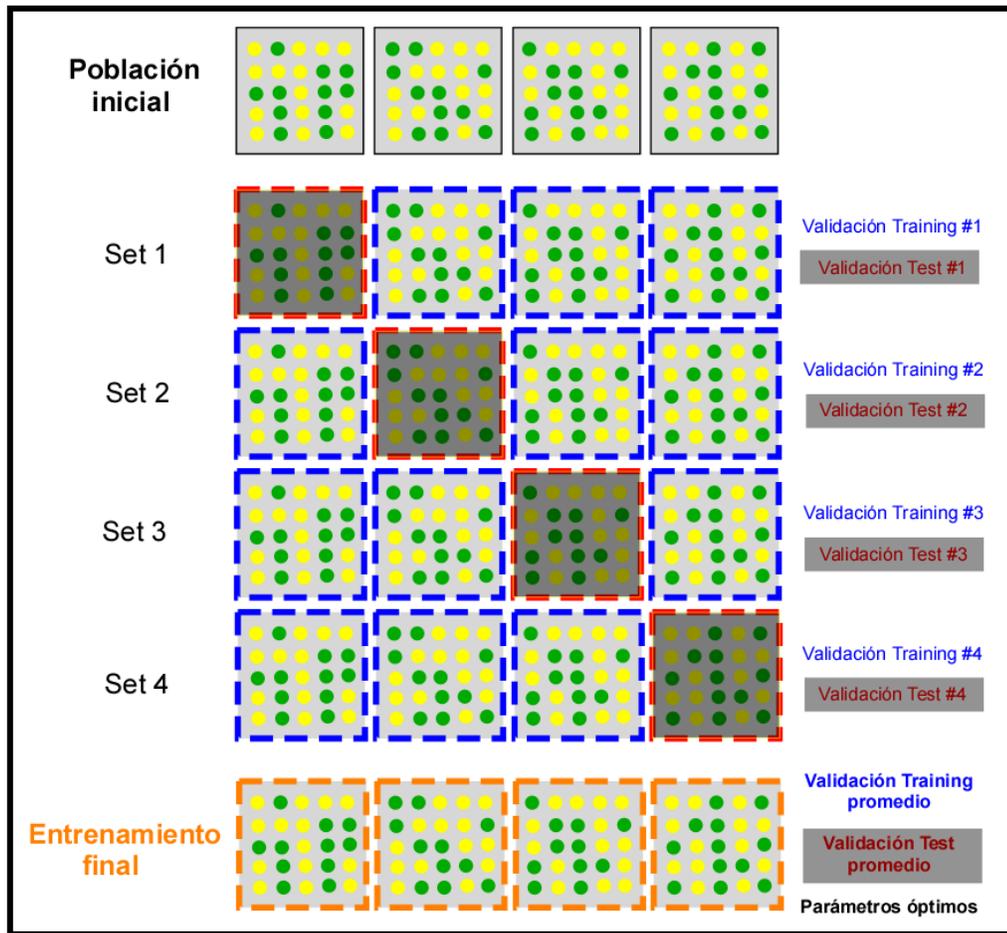


Figura 4.14: Esquema de validación cruzada.

En miras de cumplir este propósito se requirió la codificación en el software Matlab®, los apéndices A y B explican la estructura del algoritmo PSVM lineal y no-lineal basados en la investigación de Fung y Mangasarian (2001).

4.4.2 Clasificación de litofacies en cubos de atributos elásticos

Una vez completada la fase de solución óptima de clasificación, se debe propagar la clasificación en los cubos de atributos elásticos obtenidos de la inversión sísmica. Para esto se evalúa las funciones decisión descrita en la Figura 4.15 tanto para el caso lineal y como para el no-lineal. La evaluación en el caso lineal se soluciona básicamente mediante el signo de un producto punto sumado a una constante (γ), este

problema se puede resolver por medio de herramientas para cálculos aritméticos que tienen los softwares, en este caso Paradigm. Por su parte, el caso no-lineal constituye el mayor problema debido a que es necesario trasladar el vector de atributos elásticos usando kernel, esto como se mencionó anteriormente requirió la codificación en Matlab®, una dificultad adicional es que los atributos elásticos se encuentran en formato SEG-Y, y deben ser transformados a formato binario para leerse en Matlab®.

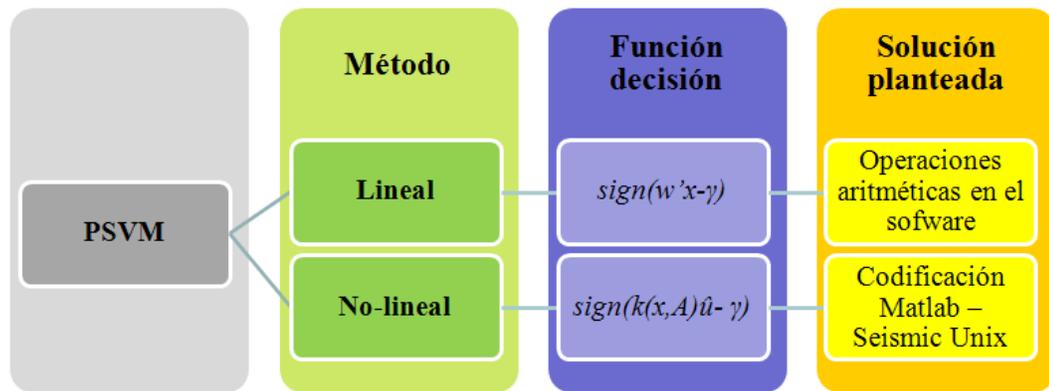


Figura 4.15: Soluciones de clasificación PSVM.

Existen distintas maneras de resolver este inconveniente, entre ellas se plantearon la solución dentro del mismo software Paradigm codificando en estructura tipo Fortran o la escritura de guión bash en Unix. Estas soluciones requieren reescribir los códigos PSVM de Matlab® en una nueva estructura, por este motivo se decidió solventar esta situación empleando Matlab®.

Dentro de Matlab® se han elaborado herramientas para la lectura y escritura de archivos SEG-Y (Seislab, Seymat, Crewes), el uso de estas herramientas tomando en cuenta el computador a usar (Tabla 4.3) permiten la lectura de archivos de poca dimensión (inferiores a 100 mb), asimismo la escritura de archivos SEG-Y en archivos ASCII es una solución impensada, dado el gran tamaño que pueden presentar los archivos ASCII. Por otra parte, Matlab® ofrece una herramienta llamada "mempfile" (comúnmente denominados apuntadores), ellos permiten la lectura y escritura de archivos binarios, ejecutando las operaciones directamente sobre el archivo binario sin necesidad de cargarlo a la memoria del sistema. Con esto

definido, los apuntadores permitirán la manipulación de archivos binarios de gran magnitud.

Tabla 4.3: Características del computador empleado

Características del computador	
Tarjeta madre	Intel ® Xeon ® CPU 5160
Procesador	4 procesadores / 3 Ghz
Memoria RAM	8 Gb

En consideración a lo anterior, los archivos SEG-Y son archivos binarios con una estructura predefinida (Norris y Faichney, 2002), segmentándose en los encabezados del archivo (textual y binario), los encabezados de la traza y los datos. De esta estructura, los datos es lo único necesario para efectuar la clasificación PSVM no-lineal. Esta situación nos conlleva al problema de separar los datos de los encabezados, para ello se emplea una serie de comandos del software Seismic Unix (SU) que logran separar los encabezados, dejando así los datos en un archivo binario que podrá ser manipulado fácilmente por los apuntadores de Matlab®.

Algo importante a tener en cuenta, es lo referente a la evaluación de la función decisión sobre la zona en interés, es decir, el archivo binario contendrá información sobre un intervalo temporal específico y para la clasificación solo se necesita evaluar sobre un intervalo definido entre horizontes estratigráficos. Aunque se puede evaluar todo el intervalo temporal, esto requerirá mucho tiempo de cómputo, en contrapuesto al implementar la clasificación entre horizontes reducirá notablemente estos tiempos. Para realizar esto, los cubos de propiedades elásticas extraídos como SEG-Y deben contener información entre los horizontes dados (Figura 4.16), la acotación de valores superiores e inferiores a los horizontes se definirán como un valor constante, esta parametrización permitirá posteriormente la codificación en Matlab de no evaluar la función decisión en esos segmentos.

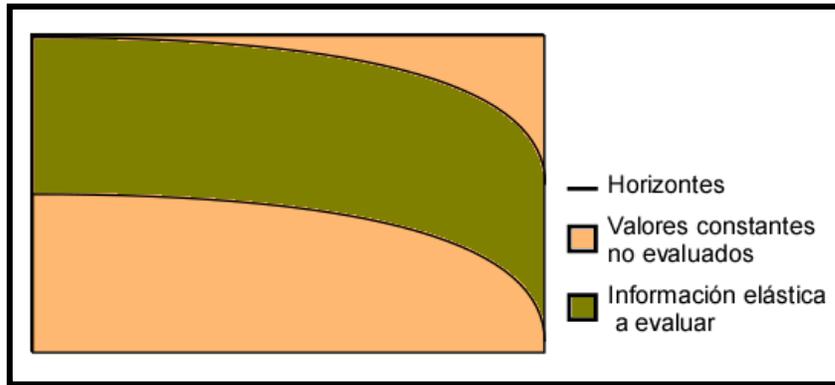


Figura 4.16: Representación del intervalo a evaluar en PSVM no-lineal.

Una vez manipulados esta información, se ejecuta el proceso inverso en Seismic Unix de agrupar los datos con los encabezados y lograr escribir un archivo SEG-Y. La Figura 4.17 ilustra el procedimiento anteriormente explicado para la clasificación PSVM no-lineal.

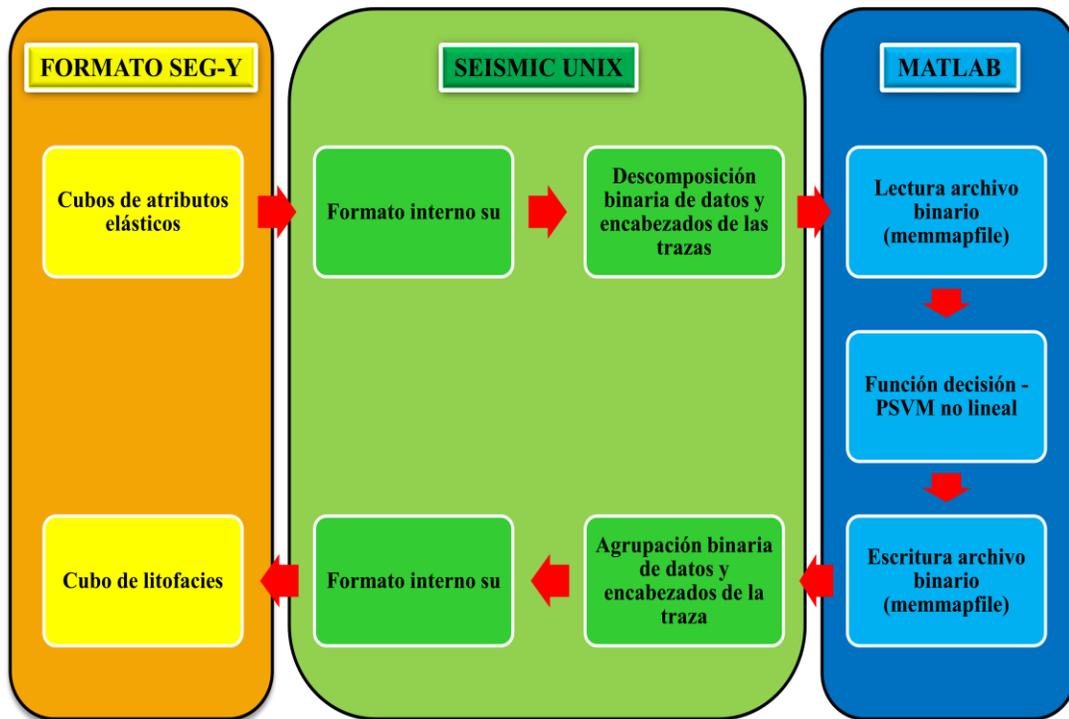


Figura 4.17: Esquema empleado para la clasificación PSVM no-lineal.

El resultado de todas estas operaciones permitirá obtener un archivo SEG-Y de la clasificación de litofacies, que posteriormente puede ser leído en un software de visualización de datos sísmicos, como Voxelgeo o 3D Canvas de Paradigm.

4.4.3 Visualización e interpretación geológica del cubo de litofacies

El paso final de la investigación constituye la visualización e interpretación geológica del cubo de litofacies, para este motivo la información obtenida se trabaja de la misma forma que sucede en el caso de los atributos sísmicos extraídos de la sísmica. En vista a esto, quizás el resultado más ilustrativo lo represente la construcción de mapas extraídos sobre los distintos intervalos estratigráficos. Con el uso de esta analogía, se trabaja aplicando el atributo de energía E definido por la Ecuación 4.4.

$$E = \sum x_i^2 \quad (4.4)$$

Siendo x_i la amplitud por muestra de la traza.

El atributo de energía calcula la sumatoria de amplitud sísmica al cuadrado en un intervalo dado, para nuestro caso no representará la amplitud sino el volumen relativo para una litofacies. Explicando lo anterior, tenemos que el volumen litológico se representara bajo valores discretos, en este caso la litofacies de arena limpia será igual a la unidad (1), de forma contraria las litofacies de arenas arcillosas y lutitas tendrá un valor igual a cero (0). Al aplicar este atributo sobre el cubo de litofacies, solo se sumara los valores a uno (1), dándonos a entender un volumen relativo de arenas limpias.

Los resultados obtenidos de estos mapas serán de gran utilidad para diferenciar las zonas con mayor volumen de arenas, vinculándola así con la información geológica del área.

CAPITULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 Estudio de física de rocas

Como se explico en la sección 4.2, esta etapa tiene como objetivo el estudio de las propiedades elásticas de las rocas. El Campo Cariña presenta yacimientos de interés tanto en la Formación Oficina como en la Formación Mercure, la Figura 5.1 muestra una sección estratigráfica de la zona a estudiar.

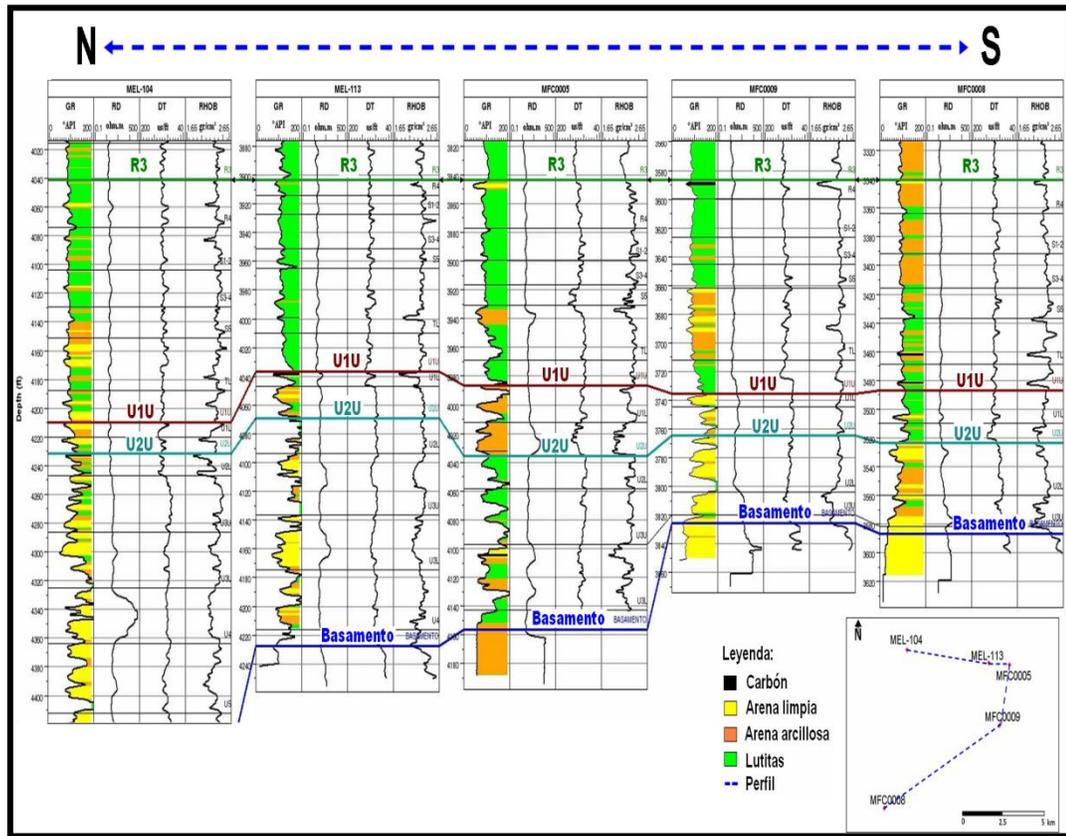


Figura 5.1: Sección estratigráfica de Cariña Este (Horizontalizada en el tope R3).

Algo resaltante de la sección estratigráfica es el acuñamiento de intervalos en dirección Sur, teniendo arenas U4 y U5 en el Norte que fueron erosionadas en el Sur,

mostrando en la columna solo hasta las arenas U2 y U3. Adicionalmente podemos discernir dos comportamientos diferentes atribuidos a los intervalos de Oficina (R3-U2U) y Merecure (U2U-Basamento), por tal motivo realizar un estudio tomando en cuenta ambos intervalos se hace complicado distinguir algún comportamiento elástico atribuido a alguna litofacies (Figura 5.2).

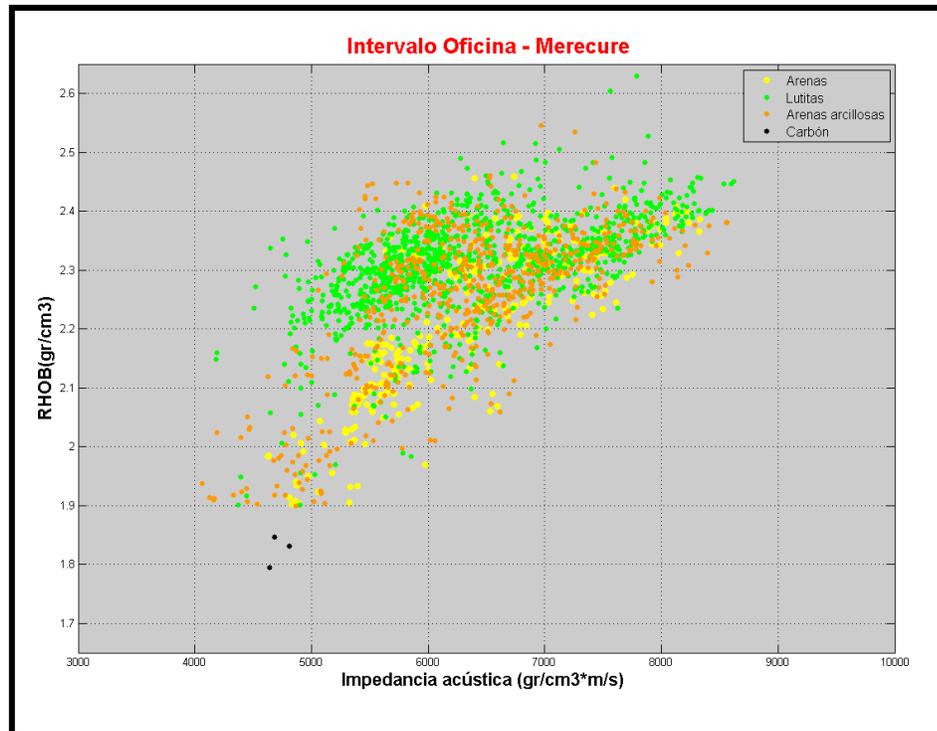


Figura 5.2: Gráfico cruzado de impedancia acústica versus densidad del Campo Cariña Este, tomando en cuenta los intervalos de Oficina y Merecure.

Aunado al hecho anterior sabemos de antemano que aunque ambas Formaciones son de ambiente fluvio-deltaico, localmente las condiciones de depositación no son las mismas para cada una, a esto se le suma la gran variabilidad lateral presente en la Faja Petrolífera del Orinoco. Por tal motivo, el estudio en esta investigación se hizo de forma aislada para cada una de las Formaciones, tomando los intervalos:

- Formación Oficina: el intervalo basal entre los topes R3 y U2U.
- Formación Merecure: entre los topes U2U y Basamento.

La Figura 5.3 muestra por separado los gráficos cruzados de los intervalos de Oficina y Merecure, como simple inspección logramos observar una diferencia de comportamiento entre ambos gráficos.

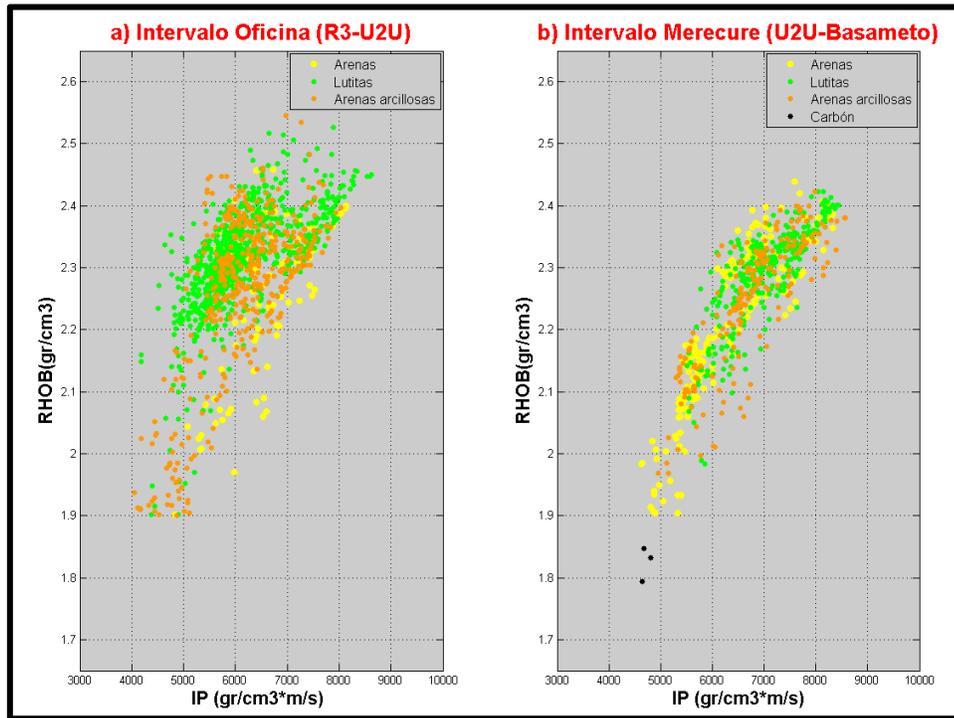


Figura 5.3: Gráfico cruzado de impedancia acústica versus densidad del Campo Cariña Este, tomando en cuenta los intervalos de Oficina y Merecure por separados.

5.1.1 Estimación de velocidad de corte

Como se explico anteriormente, el Campo Cariña Este tiene carencia de información de onda de cizalla, esto se compensa con la estimación de una relación V_p - V_s en los campos aledaños (Bare y Cariña Oeste). La Figura 5.4 muestra un gráfico cruzado de la velocidad de onda P contra velocidad de onda S, se puede ver la ubicación de las poblaciones pertenecientes a cada una de las Formaciones, como es normal obedece a un gradiente de presión desde la Formación Freites hasta llegar al Basamento. El estudio está enfocado en la parte basal de Oficina y Merecure, por tal razón solo es necesario estimar separadamente la relación V_p - V_s en estas Formaciones.

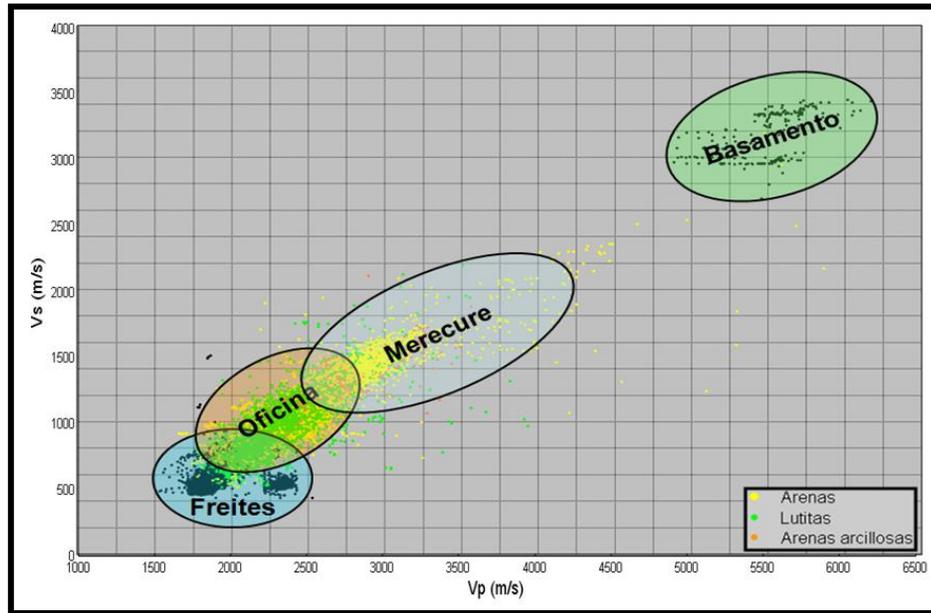


Figura 5.4: Grafico cruzado Vp-Vs del Campo Cariña Oeste y Bare.

La Figura 5.5 se representa la estimación de recta de mejor ajuste (negro) para cada Formación, la misma se calculo en el software Beicip-Franlab Easytrace.

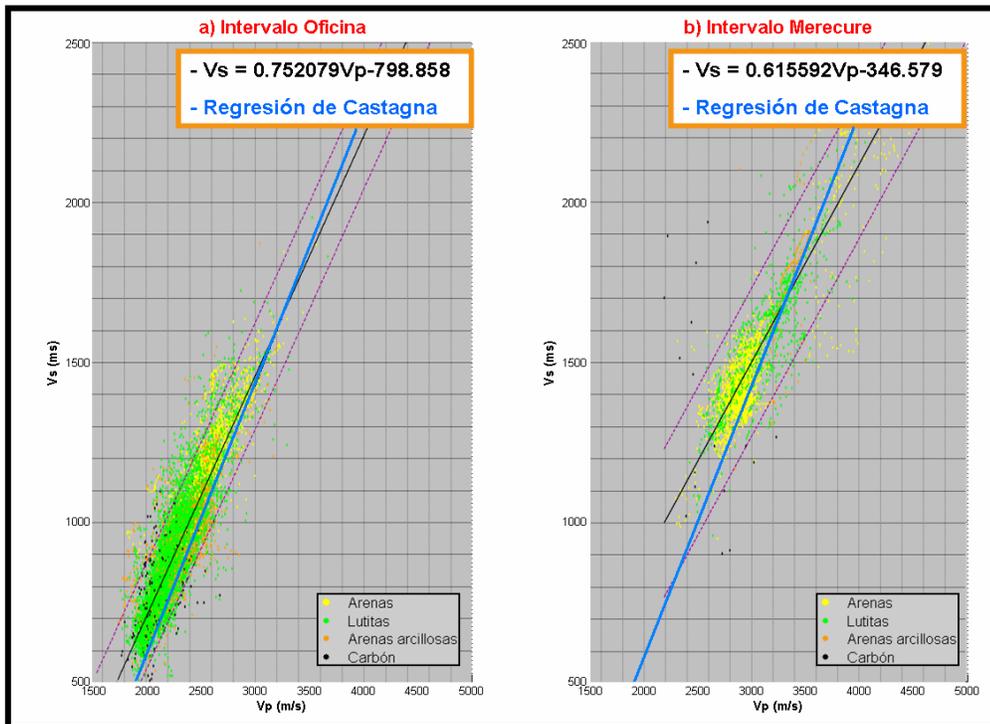


Figura 5.5: Grafico cruzado Vp - Vs del Campo Cariña Oeste, separados por intervalos.

Ahora bien, la Figura 5.6 exhibe la validación de las relaciones V_p - V_s calculadas. Como se explico en la sección 4.2.2 el pozo MFB-725 perteneciente al Campo Bare se dejó fuera del estudio de estimación con el fin de validarlo posteriormente. La validación indica un coeficiente de correlación de 0,913 entre la velocidad de corte observada con respecto a la calculada, este alto valor de correlación da confianza para posteriormente generar registros de onda S a partir de registros de onda P en el Campo Cariña Este.

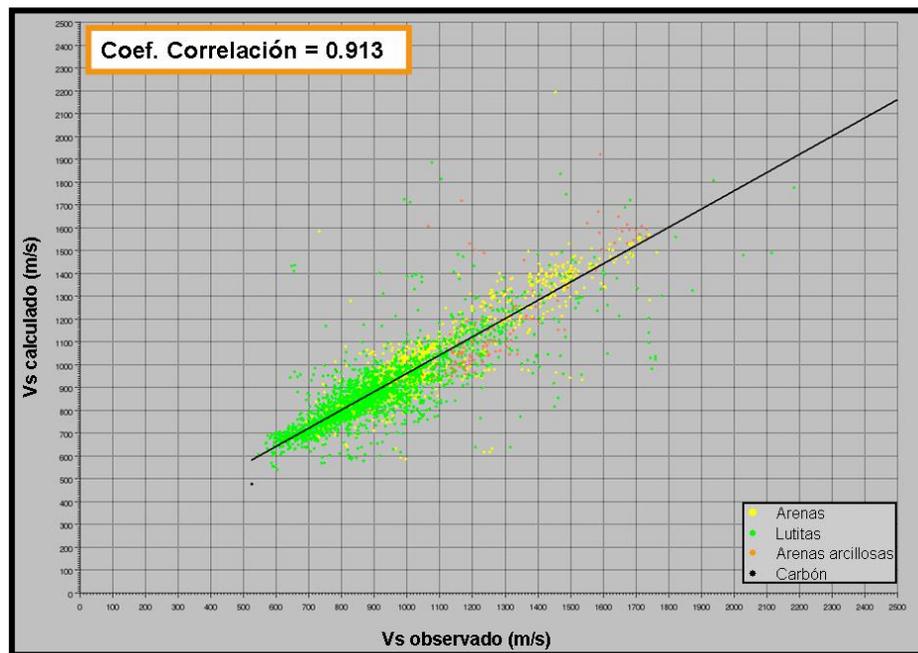


Figura 5.6: Grafico cruzado V_s observado - V_s calculado para el pozo MFB-725.

5.1.2 Gráficos cruzados

De la misma forma que sucede con la estimación de la relación V_p - V_s , los gráficos cruzados de propiedades elásticas son elaborados por intervalos de interés (Oficina y Merecure). Según la Tabla 4.1 los pozos que cuentan con registros de propiedades elásticas (DTCO y RHOB) son: MEL-104, MEL-113, MFC0005, MFC0008 y MFC0009. Con esto definido estos pozos podrán contar con una curva DTSM construida a partir del registro DTCO.

La Figura 5.1 despliega una sección estratigráfica de los pozos con propiedades elásticas, analizando dicha sección se extrae que el pozo MEL-104 presenta un comportamiento estratigráfico distinto al resto de los pozos. Este pozo se encuentra ubicado al norte del campo, asimismo el mismo se sitúa afuera del área con información sísmica disponible (Figura 4.2).

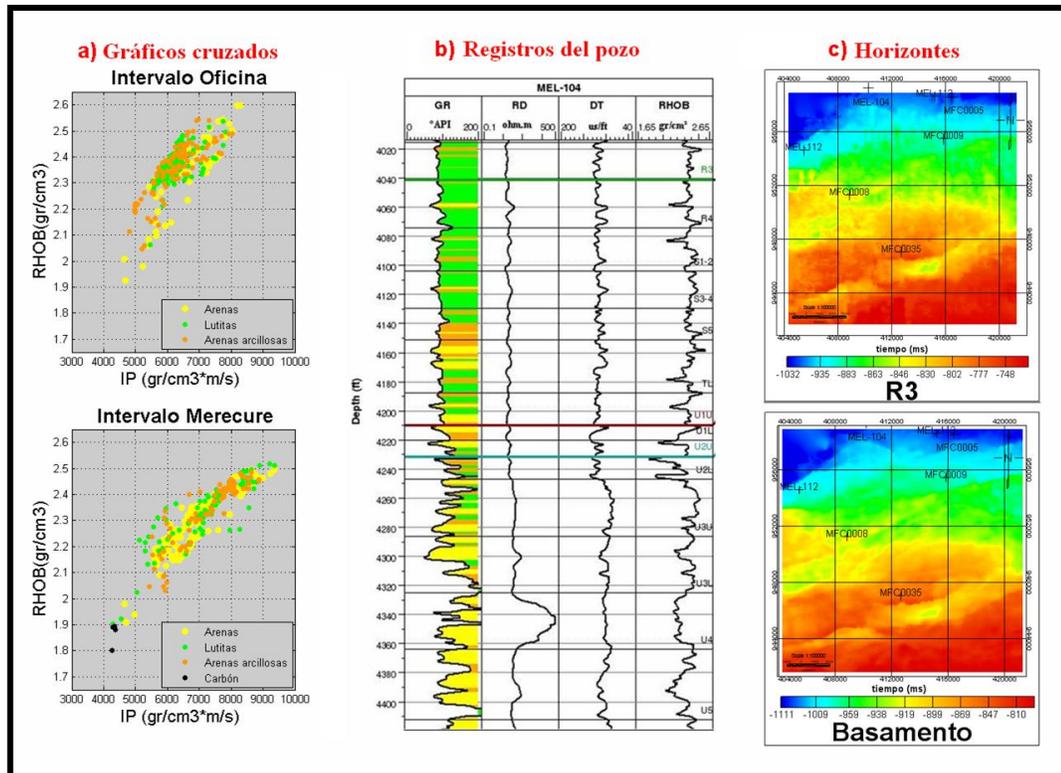


Figura 5.7: Gráficos cruzados y registros del pozo MEL-104, adicionalmente se muestran los horizontes R3 y Basamento en tiempo doble.

Para explicar más a detalle las condiciones presentes en el pozo MEL-104 la Figura 5.7 exhibe la información elástica (crossplot), registros de pozos y horizontes del área. Inicialmente los gráficos cruzados demuestran dos características presentes en ambos intervalos. La primera es la difícil discriminación litológica, solapándose por completo litologías arenosas con arcillosas, la segunda es la gran cantidad de arena presente. Para analizar esto sí observamos los registros del pozo, el intervalo de Mercure (U2U-Basamento) es bastante arenoso, esta característica es normal de

encontrar dentro de este intervalo dado que Arevalo (2012) sugiere que este intervalo está predominado por arenas masivas fluviales en general interpretadas como depósitos de canal, el problema del pozo lo representa el intervalo de Oficina (R3-U2U), aquí el registro litológico muestra una intercalación de arenas y lutitas más predominante que a diferencia de resto de la sección (Figura 5.1) donde en general se encuentra pocos intervalos arenosos (U1U, R3 y S5), esta condición da a la columna una mayor cantidad de sedimentos arenosos.

Esta última situación se puede deber a varios factores, una de ella es en referencia a las estructuras presentes en la zona y la posición del pozo MEL-104. Como podemos apreciar en la Figura 5.7 existe un sistema de fallas normales de orientación Suroeste a Noreste con buzamiento hacia el Norte. El pozo MEL-104 se encuentra muy cercano a unas de estas fallas, esta condición puede traer consecuencias en cuanto a la posible pérdida de intervalos estratigráficos considerando la dirección de sedimentación y ubicación del pozo con respecto al lado deprimido o levantado de la falla. Otra explicación es una condición sedimentológica local cercana a la zona, es decir, es factible pensar en un cambio de ambiente de depositación dado la gran variabilidad lateral presente en la Faja Petrolífera de Orinoco.

Dada esta situación del pozo MEL-104 nos vemos obligados a aislarlo del estudio de física de rocas, tomando condiciones especiales en cuanto a una interpretación posterior sobre esa zona aledaña en lo que se refiere al intervalo de Oficina. Con este problema aislado, ahora si se realizan gráficos cruzados del Campo Cariña Este evaluando los intervalos de Oficina y Merecure por separado.

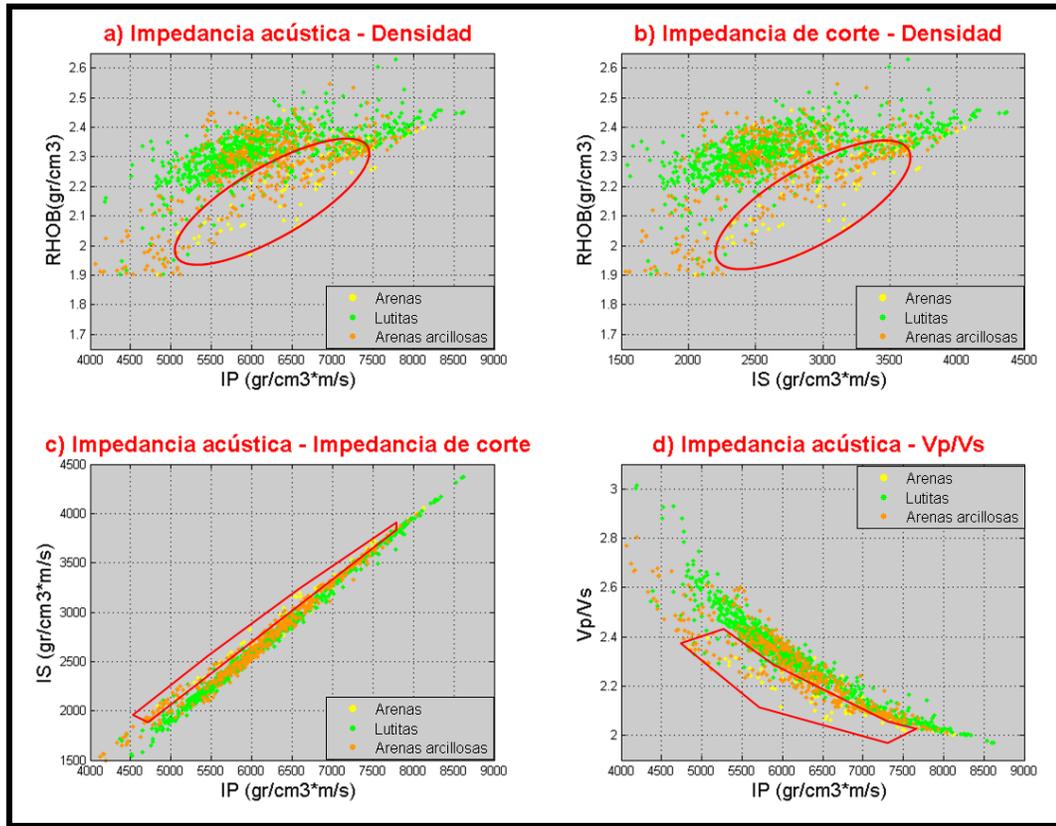


Figura 5.8: Gráficos cruzados del intervalo de Oficina (R3-U2U). Los polígonos rojo representa las arenas diferenciables.

La evaluación del caso de Oficina se representa en la Figura 5.8, de ella podemos diferenciar una zona de arenas limpias ubicada dentro de los polígonos rojos. De antemano se sabe que los yacimientos de la Faja Petrolífera de Orinoco presentan bajo contraste de impedancia acústica, esto se pudo ratificar en los crossplots I_P - $RHOB$ y I_S - $RHOB$, tomando en cuenta las impedancias de las arenas se encuentra dentro del rango de valores de las lutitas, en este caso la discriminación la hace el atributo de densidad, dándonos a entender que la población característica de las arenas tiene menor densidad (1,95-2,3 gr/cm³) que las lutitas (2,1-2,45 gr/cm³), este hecho se puede atribuir a que las lutitas son más apretadas que las arenas, mostrando así menos porosidad, por lo que estará constituida de una mayor proporción de matriz arcillosa, adicionalmente la mineralogía presente en las arcillas compensa elásticamente estas diferencias. Por otra parte, si observamos los crossplots I_P - I_S y

V_p/V_s - I_p , denotamos que las poblaciones se agrupan dentro de una tendencia, esto se debe al hecho de que se estimó la velocidad de corte a partir de un registro de onda compresional, el mismo como se explicó en la sección anterior fue realizado bajo un regresión lineal, por tal motivo el cálculo de atributos elásticos (I_s , V_p/V_s , Poisson, μ - ρ , λ - ρ) que tengan dentro de ellos la velocidad de onda de corte siempre tendrá influencia de la linealidad de la regresión estimada.

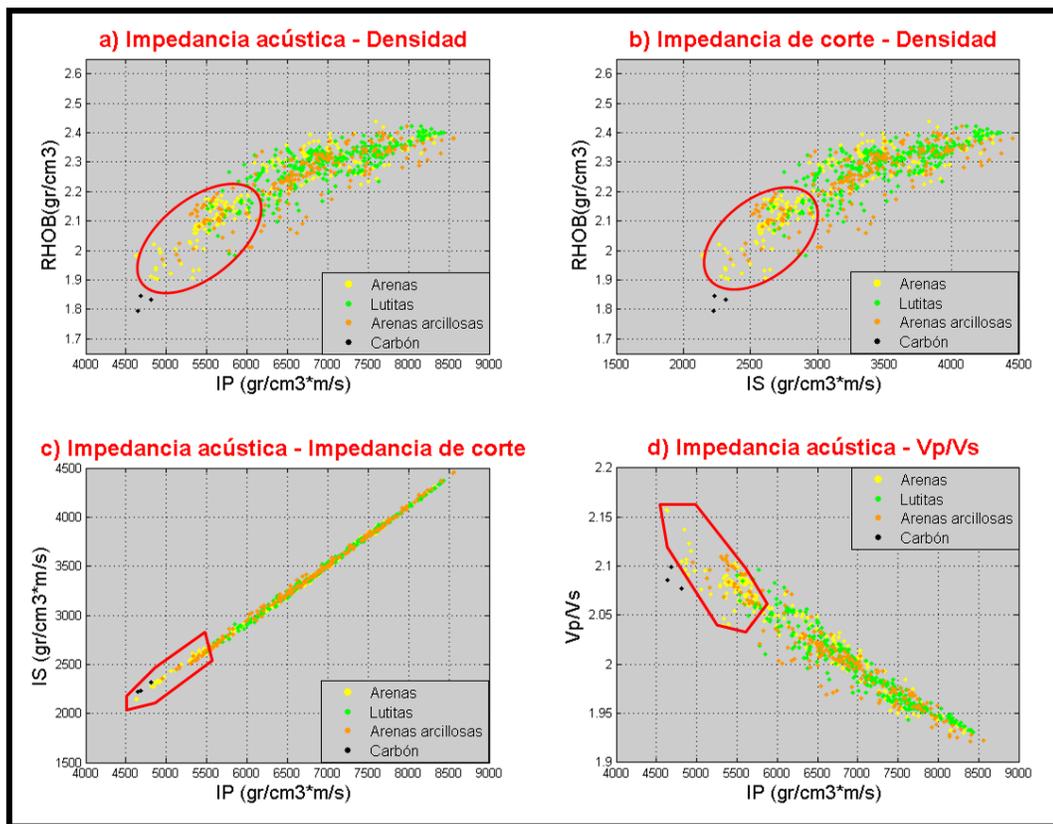


Figura 5.9: Gráficos cruzados intervalo de Merecure (U2U-Basamento). Los polígonos rojo representa las arenas diferenciables.

La Figura 5.9 despliega los gráficos cruzados para el caso del intervalo Merecure, en todos los gráficos se denota que las arenas se solapan junto con las lutitas a excepción de una subpoblación marcada en los polígonos rojos. Esta subpoblación de arenas se identifica por tener bajas impedancias, baja densidad y alta relación V_p/V_s . Estas características elásticas son atribuidas a rocas no consolidadas, de las cuales se

forman las arenas masivas fluviales de Merecure. En referencia a la otra subpoblación no se puede discernir respecto a las formaciones más arcillosas. Con esto surge la incógnita de determinar las diferencias entre estas dos subpoblaciones de arenas, la Figura 5.10 provee parte de la respuesta al problema anterior.

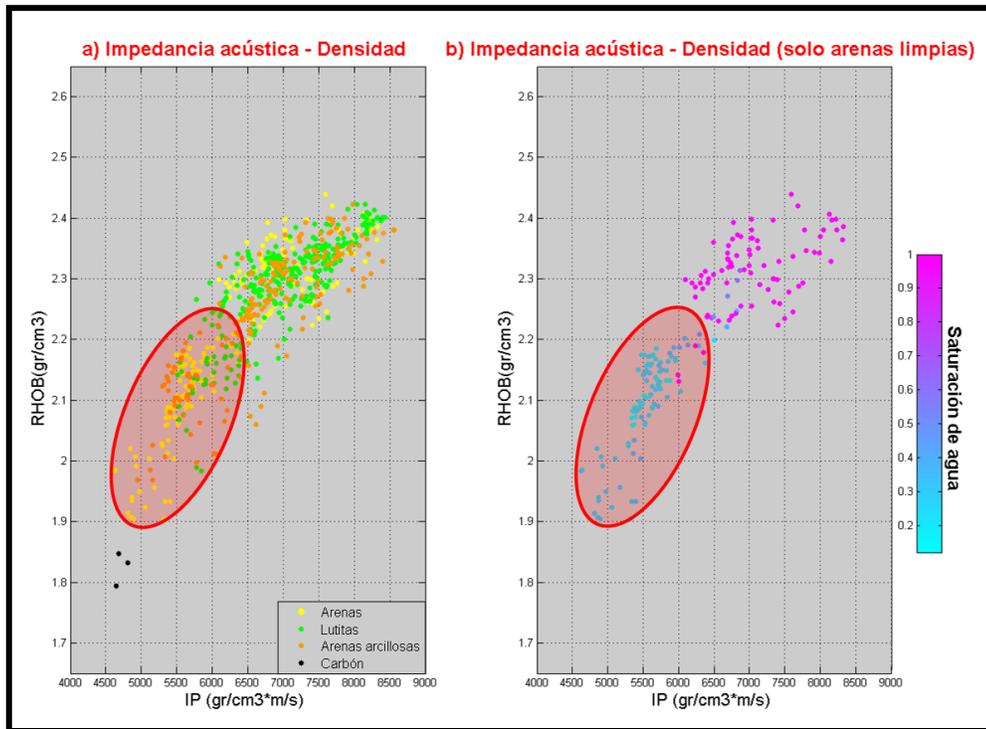


Figura 5.10: Gráficos cruzado Impedancia acústica - Densidad. El polígono rojo representa las arenas diferenciables.

La parte b) de esta gráfica se representan solo las arenas bajo el atributo de saturación de agua, en ella claramente se denota que la subpoblación de arenas no consolidadas contiene un contenido de agua menor al 40%, esto es algo positivo para el análisis de física de rocas ya que se logra discriminar arenas saturadas de hidrocarburos. La explicación de las diferencias elásticas y geológicas de ambas subpoblaciones de arenas se tratará en la próxima sección con el análisis de Rocks Physics Template.

5.1.3 Modelo de física de rocas

En esta sección se estudiará a detalle las condiciones elásticas de los yacimientos mediante la elaboración de Rocks Physics Template. Inicialmente es necesario construir la roca modelo, la Tabla 5.1 señala la mineralogía de los yacimientos del Campo Bare (información extraída de reportes de núcleos) y las propiedades elásticas de los minerales tomados de Avseth et al., (2005) y Mavko et al., (2009). La roca modelo representa la mineralogía promedio de los yacimientos, es decir, se omiten mineralogías que representan un bajo porcentaje de la matriz y que son encontradas esporádicamente en las muestras de núcleos. Las propiedades elásticas de la roca modelo se define a partir del average Voigt-Reuss-Hill (1952). Por su parte, las propiedades elásticas del cemento constituyen una entrada para los modelos de contacto cemento y cemento constante.

Tabla 5.1: Mineralogía y parámetros elásticos de la roca modelo.

Roca	Mineral	Módulo de volumen (Pa)	Módulo de cizalla (Pa)	Densidad (gr/cm ³)	Proporción (%)
Matriz	Cuarzo	39e9	44e9	2,65	90
	Feldespatos	37,5e9	15e9	2,62	5
	Caolinita	37e9	14,8e9	2,52	5
Cemento	Calcita	76,5e9	32e9	2,71	0-2

Otra información requerida para la construcción de RPT son las propiedades de los yacimientos y agua de formación, esta información fue facilitada del Campo Bare (Tabla 5.2). Estos yacimientos se encuentra a una profundidad promedio de 3000 a 4000 pies, hallándose poco soterrados, por tal razón se asume que los mismos están sometidos bajo las mismas condiciones de presión y temperatura que sucede en el Campo Cariña.

Tabla 5.2: Propiedades del yacimiento y agua de formación

Propiedades de los yacimientos y agua de formación	
Presión (Pa)	10,5e6
Temperatura (°C)	58,3
Salinidad (ppm)	12287,3
°API	10,3
Viscosidad (cp)	684

Con los datos de la Tabla 5.2 es posible estimar las propiedades elásticas de los fluidos mediante el empleo de las relaciones propuestas por Batzle y Wang (1992). Como se puede apreciar de la Tabla 5.3, se recalca la similitud de los valores elásticos del agua y petróleo, siendo la densidad de ambos fluidos casi similar. Lo anterior tiene consecuencias al tener una respuesta sísmica muy semejante para rocas saturadas con agua, saturadas de petróleo pesado o con saturación variable; por esta razón el estudio de física de rocas en esta investigación está enfocado en la caracterización litológica, ya que no es posible distinguir comportamientos asociados a hidrocarburos como es el caso de rocas saturadas con gas ó en ocasiones petróleo liviano. En vista a esto, la discriminación de arenas observada en la Formación Merecure (Figura 5.10) obedece a factores netamente litológicos.

Tabla 5.3: Propiedades elásticas de los fluidos

Fluido	Módulo de volumen (Pa)	Vp (m/s)	Densidad (gr/cm³)
Agua	2,51e6	1559	1,0334
Petróleo	3,66e6	1887	1,0301

Teniendo los parámetros elásticos de la roca modelo y de los fluidos se construye los RPT para modelos de rocas clásticas no consolidadas. Los RPT más estudiados son la combinación de atributos I_p - V_p/V_s y V_p -Porosidad, en este caso de estudio se trabaja solo el último, dado que como se explico anteriormente los atributos elásticos que tengan incluido la velocidad de corte será una combinación lineal de la velocidad de

onda compresional. Asimismo, solo se tomara en cuenta el modelado para una saturación invariante de fluido (agua o petróleo).

Los modelos de física de rocas utilizados serán los modelos de arena friable, contacto cemento y cemento constante (1-2% de cemento), tratados en la sección 3.1.2. Adicionalmente, aunque no se definan las curvas de los modelos propuestos por Yin (1992), Marion (1990) y Dvorkin y Gutierrez (2002), los mismos ayudaran a comprender los cambios depositacionales en formaciones clásticas.

Con lo anterior definido, se elaboran los RPT para cada caso de estudio en particular (Oficina y Merecure). La Figura 5.11 ilustra los RPT para el intervalo de Oficina. En a) se muestra todas las litologías presentes, b) solo las arenas en función de la saturación de agua y c) despliega unas muestras de núcleos del Campo Bare obtenidas a partir de Microscopia Electrónica de Barrido. Las curvas de los modelos tanto en a) como en b) fueron ajustadas para rocas saturadas de agua.

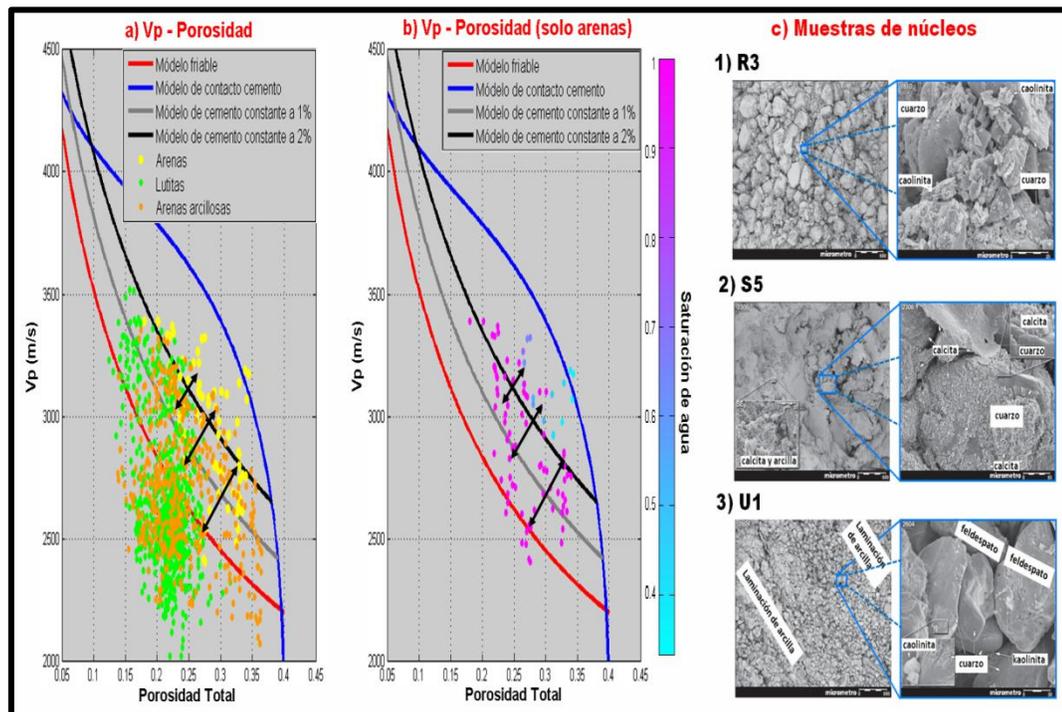


Figura 5.11: RPT intervalo Oficina, las flechas negras indican la dirección de laminación de las arcillas.

La parte basal de Oficina está conformada por un ambiente fluvio-deltaico, donde predominan las formaciones arcillosas, las arenas que se tienen referencia son R3, S5 y U1U, esta última de comportamiento más masivo y continuo en la zona representa un potencial interés petrolífero. La información de núcleo elaborada por Core Laboratories Advanced Technology Center (2004) reporta que estas arenas presentan un escogimiento bajo a moderado, granos finos a gruesos, compactación baja (0-2% de cemento de calcita o cuarzo), predominación de contactos granos flotantes y laminación de arcillas.

Ahora bien, si observamos la parte de a) de la Figura 5.11 denotamos que las arenas no se ajustan a la tendencia del modelo de arena friable, indicándonos que no son completamente limpias, asimismo no existe un total ajuste a las curvas de cemento constante y menos al de contacto cemento, el cual no representa un modelo a fiar para las características de los yacimientos en estudio. Lo que se plantea en este caso es la presencia de laminación de arcilla en combinación con elementos dispersos, hipótesis fundamentada con la información de núcleo.

Esta situación se explica de la siguiente forma, si nos damos cuenta de la Figura 5.11 no se encuentra muy marcada la zona entre los elementos arenosos con respecto a los arcillosos que sugiere el modelo de Yin (1992) y Marion (1990), igualmente no hay ajuste a los modelos de cemento constante, sin embargo algunas muestras se encuentran cercana a esta zona, por lo que no se puede descartar la presencia de una baja cementación en las muestras. Se propone en este caso la combinación de factores diagenéticos y depositacionales, en donde se lograron introducir al momento de la depositación de láminas de arcilla en la matriz, así como la inclusión de pequeños granos de arcillas dispersa en los espacios porosos que disminuyen la porosidad inicial de la roca y aumentan así la velocidad de onda P. Una de las fuentes de sedimentos de estos elementos lo representa la Formación Roraima (precámbrico) constituida por sedimentos clásticos, esto explica la inclusión de los elementos arcillosos laminares y dispersos en los espacios porosos. Las flechas negras de la Figura 5.11 indican la laminación de estos elementos mencionados, sugerida por el modelo de Dvorkin y Gutierrez (2002). Por su parte la parte b) de la Figura solo

representa las arenas en función de la saturación de agua, es de notar que no se observa un comportamiento asociado a un fluido, viéndose que las arenas tienen una saturación de agua mayor a 70%.

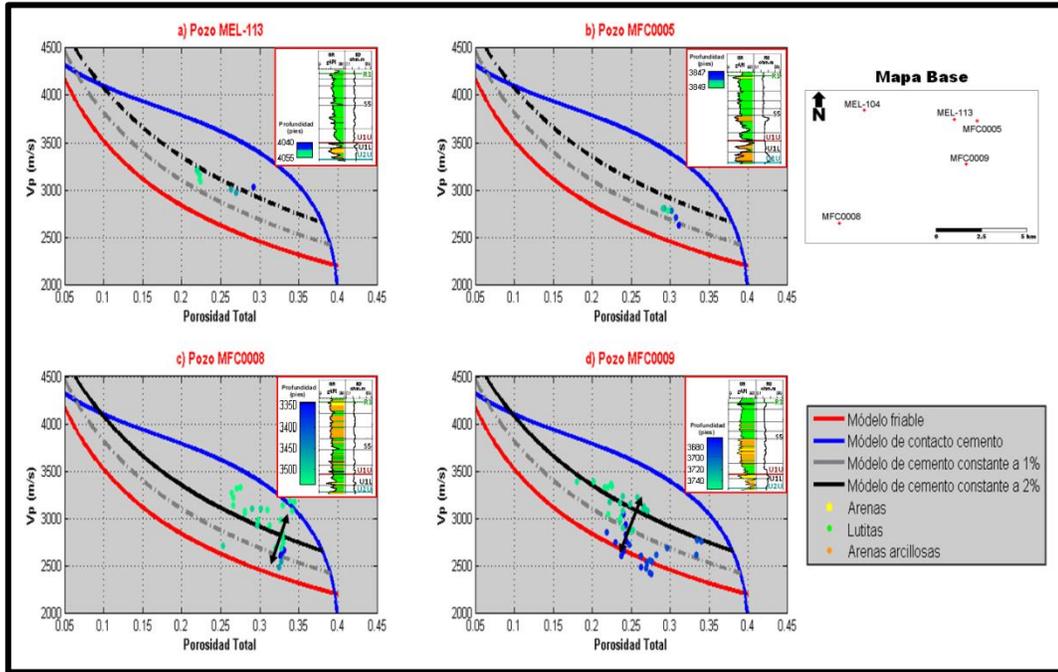


Figura 5.12: RPT intervalo Oficina por pozos, las flechas negras indican la dirección de laminación de las arcillas.

Con el fin de explicar más a detalle las características de la Formación Oficina, la Figura 5.12 despliega los RPT para cada uno de los pozos solo para las arenas en función de la profundidad. De ellas podemos distinguir dos comportamientos. El primero se asocia a los pozos MEL-113 y MFC0005, aunque ambos se encuentren relativamente cercanos presentan litologías arenosas en distintos intervalos para cada pozo (U1 y R3 respectivamente), las mismas son arenas delgadas de un espesor de 5 pies, según su comportamiento en el RPT ambas se podrían asociar a arenas con la inclusión de elementos dispersos y una cementación baja (1-2 %). Entretanto los pozos MFC0008 y MFC0009 se distingue la presencia de arenas laminares en U1 y S5 (flechas negras), el registro de facies (Figura 5.1) para ambos pozos describe para esos intervalos una fuerte intercalación de arenas y lutítica a diferencia de los pozos

MEL-113 y MFC0005, donde hay predominio de una columna lutica, esto presume una variación lateral de la zona de depositación.

De la misma forma que el intervalo de Oficina, la Figura 5.13, 5.14 y 5.15 despliegan los RPT para el intervalo de Mercure. Para los pozos en estudio, el 40% de las arenas de este intervalo están saturadas de hidrocarburos, por tal razón las curvas de los modelos fueron ajustadas para una saturación 100% de hidrocarburo.

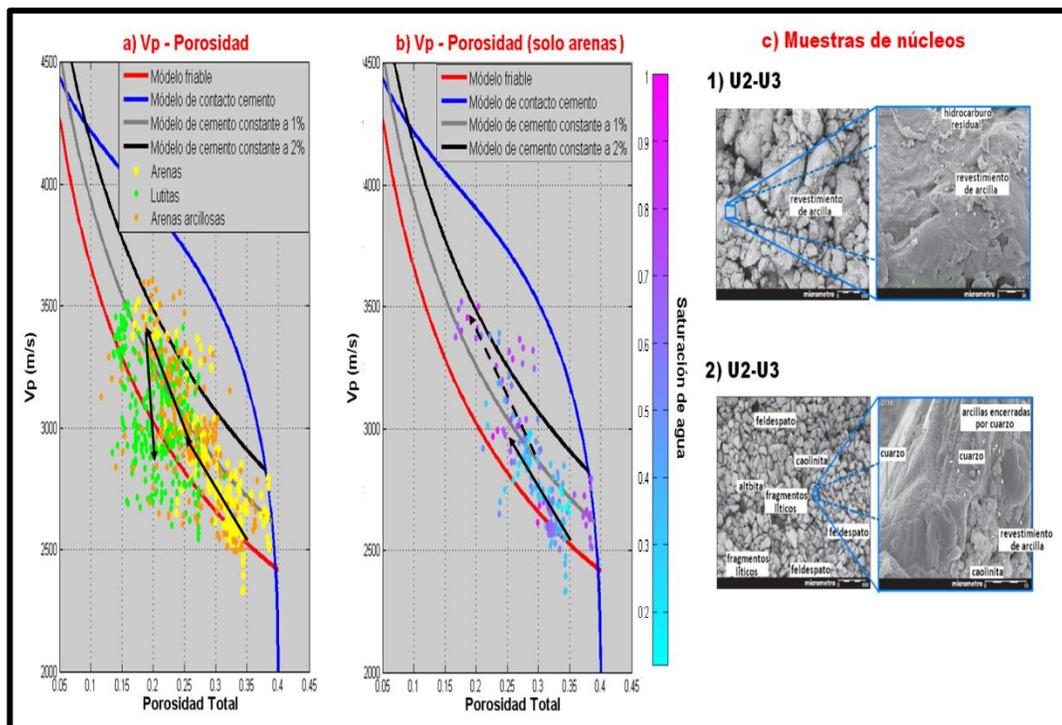


Figura 5.13: RPT intervalo Mercure. La flecha negra continua describe el modelo friable y de Yin (1992), Marion (1992), Dvorkin y Gutierrez (1990-2002), mientras que la flecha negra segmentada indica la presencia de muestras de arenas ajustadas al modelo de cemento constante.

El informe de núcleos para la Formación Mercure reporta ausencia de laminación de arcilla, en general presenta granulometría media, mayor porosidad y un aspecto más masivo que la Formación Oficina, estas características son reflejadas en la Figura 5.13. En este orden, se propone un modelo en el cual se tiene mayor influencia los factores depositacionales, a excepción de un caso particular donde se ven agentes diagenéticos.

El modelo depositacional planteado muestra coherencia con las tendencias a los modelos de arena friable de Dvorkin y Nur (1996) y el modelo de Yin (1992) y Marion (1990). Aunque la tendencia sea similar para ambos modelos difieren en el siguiente aspecto, el modelo de arena friable explica la disminución de la porosidad con la disminución del escogimiento, en contrapuesto del otro modelo que no sugiere la disminución de porosidad por el escogimiento sino el aporte de fragmentos arcillosos en los poros. Otro aspectos resaltante es la parte b) de la Figura 5.13 se puede notar que las muestras de arenas cargadas con hidrocarburos tienen una porosidad de mayor al 25% y se aproximan al modelo de arena friable. La Figura 5.14 ayudara a comprender un poco más este problema.

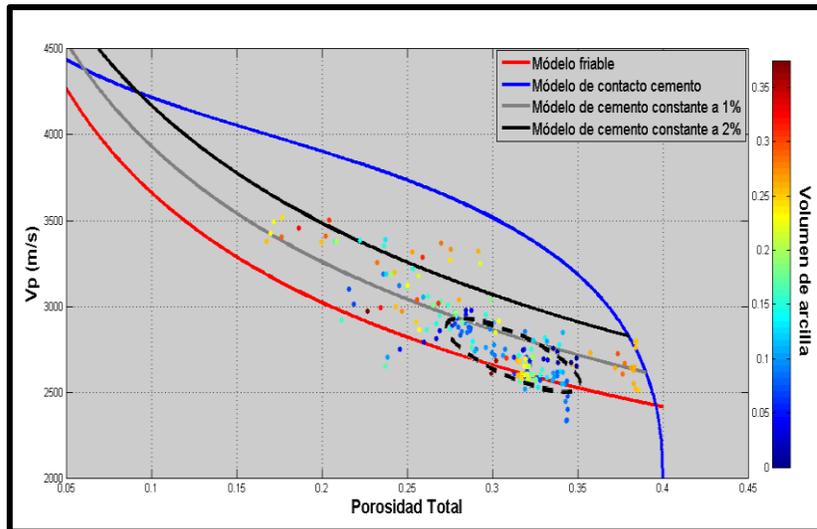


Figura 5.14: RPT intervalo Merecure en función del volumen de arcilla. El polígono negro segmentado denotas las muestras de arenas ajustadas al modelo friable.

Como se puede apreciar de la Figura 5.14, si se considera solo las arenas ajustadas al modelo de arena friable (polígono negro), las mismas se caracterizan por ser limpias (menor a 15% de Vsh) y tener porosidades entre 25 a 34%, esto indica que el escogimiento de granos de cuarzo juega un papel más representativo que el volumen de arcilla. Es de recordar que el escogimiento varía de pobre a moderado, lo cual confirma no tener muestras ajustadas al modelo friable cercanas a la porosidad crítica (40%), asociándose a un buen escogimiento. En cuanto a la diferencia encontradas de

saturación de agua y petróleo en las muestras (Figura 5.13), al tener una roca donde solo exista contacto grano-grano tendrá más probabilidad de albergar hidrocarburo que una roca cementada, en este caso el cemento podrá ejercer el papel de obstáculo disminuyendo la interconectividad inicial de espacio porosos (permeabilidad), dificultando así la migración efectiva de hidrocarburos y aumentando la saturación de agua connata. Este hecho anterior demuestra que la discriminación de las arenas de las Figuras 5.9 y 5.10, obedece a un factor litológico más que por el contenido de fluido, discriminándose así las arenas más limpias. Por su parte, el resto de las muestras exteriores al polígono se trabajan como casos aislados, los RPT para cada uno de los pozos (Figura 5.15) podrán dar una explicación a detalle de estas eventualidades.

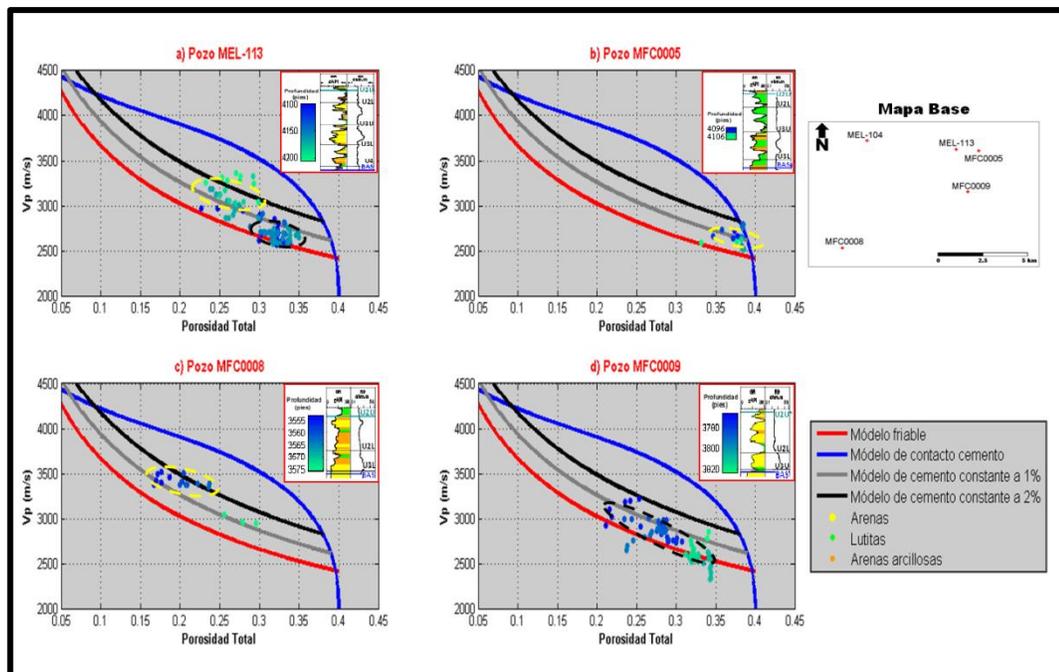


Figura 5.15: RPT intervalo Mercuré por cada pozo. Los polígonos segmentados negros representa la arenas asociadas al modelo friable, mientras que los polígonos segmentados de amarillo son arenas relacionadas al modelo de cemento constante.

La Figura 5.15 diferencia mediante polígonos los modelos de arena friable y el modelo cemento constante para muestras de los distintos pozos. El modelo de arena friable se distingue en los pozos MEL-113 y MFC0009, el primero se define en la

arena U2, mientras que el segundo muestra un intervalo completo de arena limpia en U2 y U3. Por otra parte, se delimitan muestras ubicadas en los modelos de cementos constante (1-2 % de cemento) en todos los pozos a excepción del pozo MFC0009. En relación a esto existen dos puntualidades a destacar. La primera es en torno al pozo MFC0005, aquí el tope del U3 presenta una porosidad de 35-39%, ajustando al modelo constante de 1% de cemento para una arena bien escogida, este pozo está conformado por un columna de característica arcillosa, lo que infiere un carácter diagenético moderado asociado a la formación. El segundo punto es en relación al pozo MEL-113, en este se encuentra una población establecida entre el modelo constante de 1 a 2% atribuida al intervalo U3, adicionalmente se menciona la presencia en el mismo pozo de arenas más limpias en el intervalo U2. La manera de explicar esto, es que el intervalo U3 (infrayacente a U2) ha sido sometido a efectos diagenéticos en combinación con inclusiones de pequeños elementos (clastos de arena u arcilla), lo que causa disminución notable de la porosidad (18-30%) en relación al intervalo suprayacente (30-36%).

Es de notar que tanto en Oficina como en Merecure existe variabilidad lateral litológica, esto es producto de las condiciones fluvio-deltaicas, las cuales dan un carácter heterogéneo a la sedimentación a lo largo de la zona en estudio, variando para una misma arena su tamaño de grano, composición mineralógica, cementación, entre otros factores. Aunque los análisis realizados permitan determinar las características generales de los yacimientos, se debe tener cuidado en tomar alguna predicción, pudiendo tener condiciones locales que descalifiquen las pronósticos realizados.

5.2 Inversión simultánea

Esta fase contempla la obtención de cubos de propiedades elásticas (IP, IS y RHOB) mediante la inversión simultánea de datos sísmicos pre-apilados. Los procedimientos para cumplir dicho objetivo se explicaron anteriormente en la sección 4.3.

5.2.1 Acondicionamiento de datos sísmicos

La inversión simultánea requiere como entrada apilados angulares, los cuales se generan a partir de los CRP gathers. Estos últimos deben tener la mejor relación señal-ruido posible. Por supuesto, la relación señal-ruido depende de las características iniciales de los datos, donde se involucran factores como la condición del subsuelo, parámetros de grabación en la adquisición, así como la aplicación de rutinas en el procesamiento previo. Es de suponer que este último aspecto mencionado, implicó una serie de procedimientos con el fin de obtener mejor calidad de los datos, sin embargo, es necesario inspeccionar a los CRP gathers y en caso presentar problemas aplicarles una serie de herramientas que logren acondicionar a los mismos.

La parte a) de la Figura 5.16 muestra las condiciones iniciales de un CRP gather del Campo Cariña Este. Básicamente se aprecia que la relación de amplitudes es buena en todo el intervalo, sobre este punto se tiene que tener cierto cuidado al manipular la relatividad de las amplitudes, dado que el análisis AVO se fundamenta en mantener la relatividad de las mismas. Con esto en mente, se tiene referencia del informe de procesamiento (EXGEO, 2010), el cual indica la aplicación de la corrección de amplitudes por divergencia esférica, por tal motivo no es necesario reevaluar esta condición de amplitudes en los gathers.

Por otra parte, el mayor inconveniente de los CRP gathers lo representa la no horizontalización de los eventos, esto requiere realizar correcciones al respecto. En la sección 4.3.1 se mencionaron tres (3) correcciones que ayudan a horizontalizar a los eventos: NMO 4to orden, sintonización NMO y “wavelet unstretching”.

De las tres correcciones mencionadas, solo fueron necesarias ejecutar la corrección NMO de 4to orden y la sintonización NMO. La no inclusión de la corrección “wavelet unstretching” se debe a que su aplicación conllevaba a que los reflectores someros presentaban amplitudes cercanas a cero (0), eliminando ciertos eventos. Por otra parte, los offset lejanos si presentan un estiramiento producto de las correcciones NMO aplicadas, pero posiblemente estos offsets no formaran parte de una solución

AVO estable (ángulos mayores a 40°). Debido a estas razones se decide obviar la aplicación de la corrección “wavelet unstretching”.

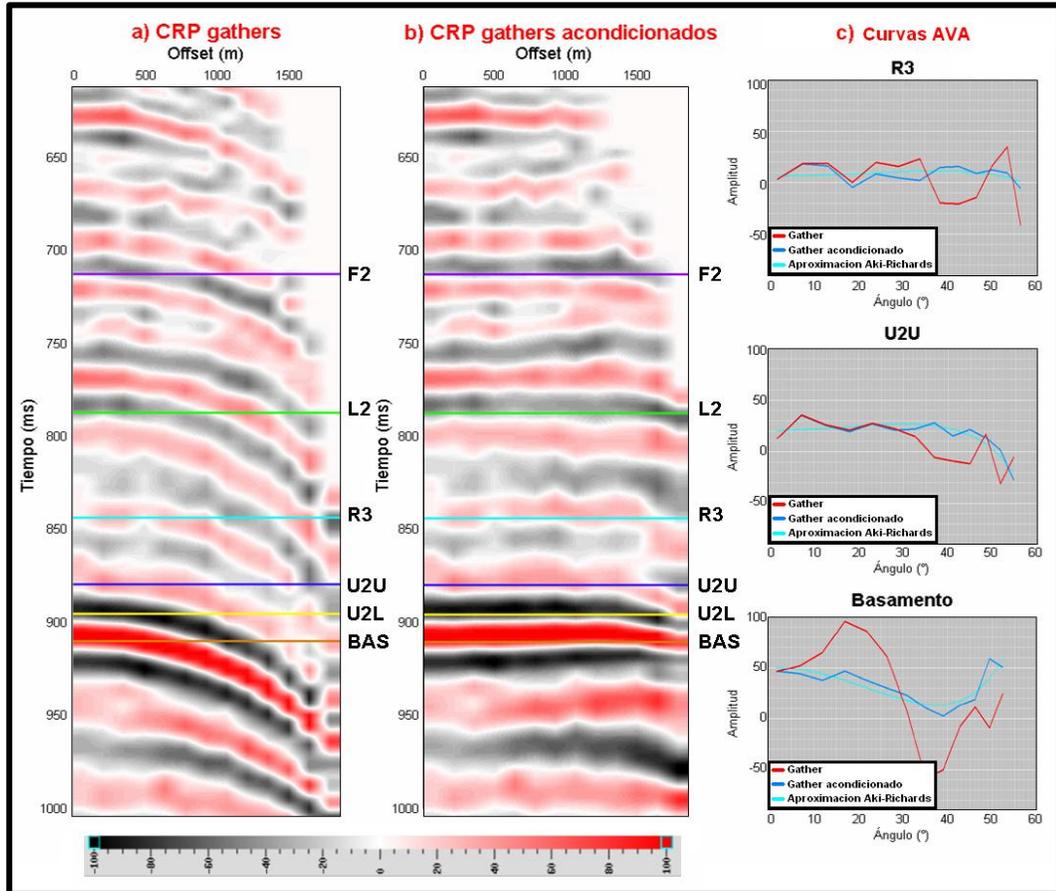


Figura 5.16: Acondicionamiento de CRP gathers.

La aplicación la corrección NMO de 4to orden y la sintonización NMO se visualiza en la parte b) de la Figura 5.16. En ella, se nota en contraste a los CRP gathers originales como los eventos se horizontalizaron. En la parte c) se observa las curvas AVA teórica de la aproximación de Aki-Richards (azul claro), la del gather original (roja) y la del gather acondicionado (azul), es de notar que existe cambios significativos en la respuesta AVA de los reflectores a partir de ángulos intermedios, donde las curvas son más distantes. El efecto más notorio lo constituye el cambio de la respuesta AVA en el Basamento, pasando de una curva clase II a una curva clase I, según la clasificación de Rutherford y Williams (1989). Otro aspecto a tomar en

cuenta es como el acondicionamiento de CRP aproxima más la respuesta AVA del gather a la curva teórica, este es un elemento positivo ya que sabemos de antemano que el algoritmo de inversión simultánea toma en cuenta la reflectividad a partir de la aproximación de Aki-Richards.

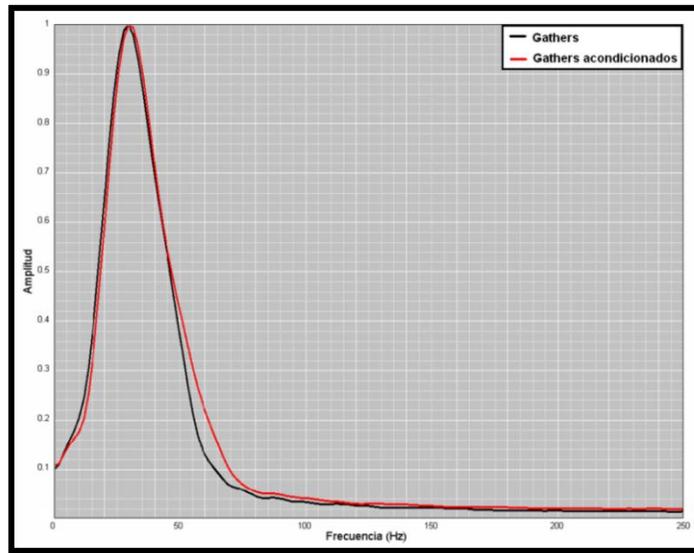


Figura 5.17: Espectro de amplitud de CRP gather y CRP gather acondicionados para una ventana de 700 a 950 ms.

Finalmente la Figura 5.17 muestra el espectro de amplitud de los CRP gathers con respecto a los CRP gathers acondicionados. Es de percatar que la frecuencia centrar (27,5 Hz) se mantiene igual en ambos espectros, la diferencia de los espectros decae es la ganancia de amplitudes superiores 50 Hz de los gathers acondicionados respecto a los gathers originales, esta ganancia tiende a ser muy moderada, es decir, no sugiere un cambio abrupto de amplitudes de los procesos aplicados sobre los CRP gathers, lo que nos ratifica que los procesos aplicados preservan la relatividad de las amplitudes.

5.2.2 Apilados angulares

Una vez acondicionados los CRP gathers, se deben seleccionar los rangos de ángulos para generar los apilados parciales. La experiencia describe que como máximo se

seleccionan 6 apilados angulares, obviamente esta selección depende de la relación señal-ruido y la respuesta AVA encontrada en los pozos. En este caso, al tener una cobertura máxima de 14, se hace imposible generar 6 apilados angulares, dado que esto dará una pobre relación señal-ruido para cada apilado. En vista de esta situación es recomendable limitarse a trabajar con 3 apilados. Por su parte, es de esperarse que la respuesta AVA de los datos sísmicos sea coherente con la respuestas encontrada en los pozos, por este motivo, el estudio AVA de los pozos provee una herramienta fundamental para la selección de apilados parciales, la Figura 5.18 muestra este análisis.

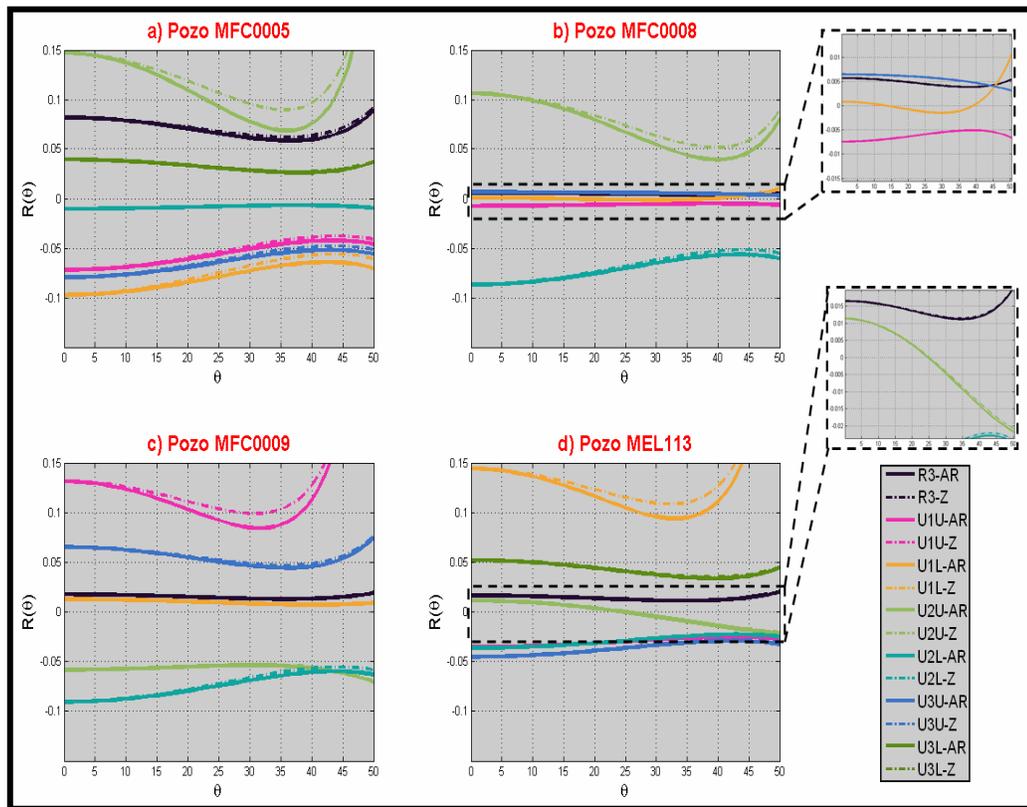


Figura 5.18: Análisis de amplitud versus ángulo del Campo Cariña. Las curvas continuas representan la aproximación de Aki-Richards, las segmentadas muestran la ecuación de Zoeppritz.

Dos criterios son tomados en cuenta en el análisis AVA de los pozos. El primero consiste en delimitar la zona de ángulos críticos. Es de conocer, que a partir de este ángulo el comportamiento de la curva AVA es anómalo considerando la ecuación de

Zoeppritz, de igual forma la aproximación Aki-Richards puede ser inestable por encima de este ángulo. El mismo se delimita donde la curva tenga el punto de inflexión, para medios isotrópicos normales generalmente esto ocurre entre 25-45°. En la Figura 5.18, se percata que estos ángulos rondan entre los 32-38°, otra cuestión a notar es como en algunos casos la aproximación Aki-Richards difiere de la ecuación de Zoeppritz para ángulos superiores a 15°, esto trae consecuencia al momento de la inversión ya que la reflectividad aproximada (Aki-Richards) no representa en cierta medida a la más exacta (Zoeppritz).

El segundo aspecto es determinar los puntos de corte de reflectividad igual a cero (0). Esto permite limitar los extremos de los apilados angulares. Para explicar mejor esta situación observemos la ampliación con respecto a los pozos MFC0008 y MEL-113, los mismos tienen cortes respectivamente en 15°(U1L) y 25°(U2U). Tomando como ejemplo el corte de U1L, si se realiza un apilado angular de 10-20° y suponiendo un gradiente AVO constante en la curva, la reflectividad obtenida para el apilado será prácticamente cero (0), es decir, se eliminara por completo el evento U1L. Este hecho demuestra que estos puntos de corte son importantes para la selección de apilados angulares, es decir, se deben de seleccionar rango de ángulos donde las reflectividades se sumen constructivamente y no destructivamente como se describe en el ejemplo.

Con todo esto descrito anteriormente se hizo la selección de los siguientes apilados angulares:

- Cercano: 0-14°
- Intermedio: 12-26°
- Lejano: 24-38°

Unos de los mayores problemas de la inversión es lograr obtener la densidad, autores (Khare y Rape, 2007; Roy et al., 2008) recomiendan realizar la inversión simultánea si es posible considerando ángulos lejanos (mayores a 40°), según ellos se garantiza una buena obtención del atributo de densidad, sin embargo esto requiere procesamiento sísmico especial para offset lejanos y un algoritmo de inversión que establezca la matriz de linealización. En vista de esta situación, este caso de estudio se

limite a trabajar con ángulos inferiores al ángulo crítico. La Figura 5.19 muestra un CRP gather en función del ángulo de incidencia y con el rango de apilados parciales solapados en ella.

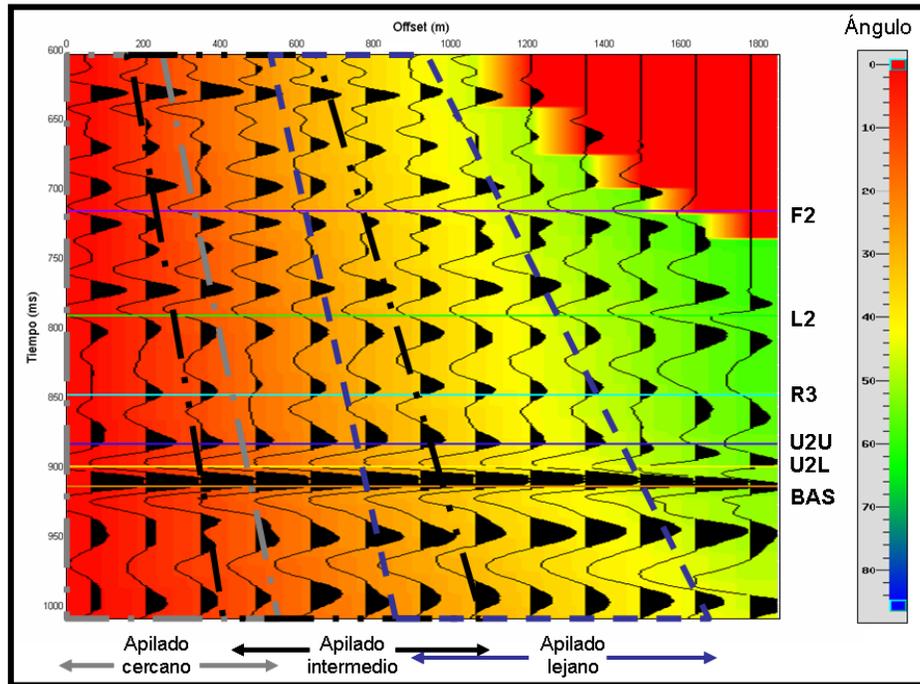


Figura 5.19: CRP gather en función del ángulo de incidencia.

Se ha de notar en la Figura previa la pérdida de cobertura en el intervalo de interés (R3-BAS), donde las últimas tres (3) trazas del gather no forman parte de los apilados, asimismo es de recordar en la anterior sección que la aplicación de procesos correctores de la curva NMO, trae como consecuencia el estiramiento de offset lejanos, por lo cual no es prudente que esta información forme parte de la inversión. Otro aspecto a percibir es el solapamiento entre apilados angulares, el motivo de esto es lograr aumentar la cobertura entre apilados y evitar el efecto local de pérdida de reflectividad, este solapamiento es de solo 2° entre apilados. Como último punto a destacar, el primer apilado parcial se realizó desde 0° , autores como Roy et al. (2008) y Singleton (2009) recomiendan comenzar a apilar a partir de los 4° ó 5° , para así evitar el ruido ocasionado por los múltiples y el ground roll, debido a la baja cobertura que presentan los CRP gather no se puede permitir el lujo de perder trazas

cercanas, por ende se decide obviar este criterio. La Figura 5.20 ilustra los apilados angulares para el Inline 3215, a priori se logra discernir buena continuidad de los reflectores y las similitudes entre apilados.

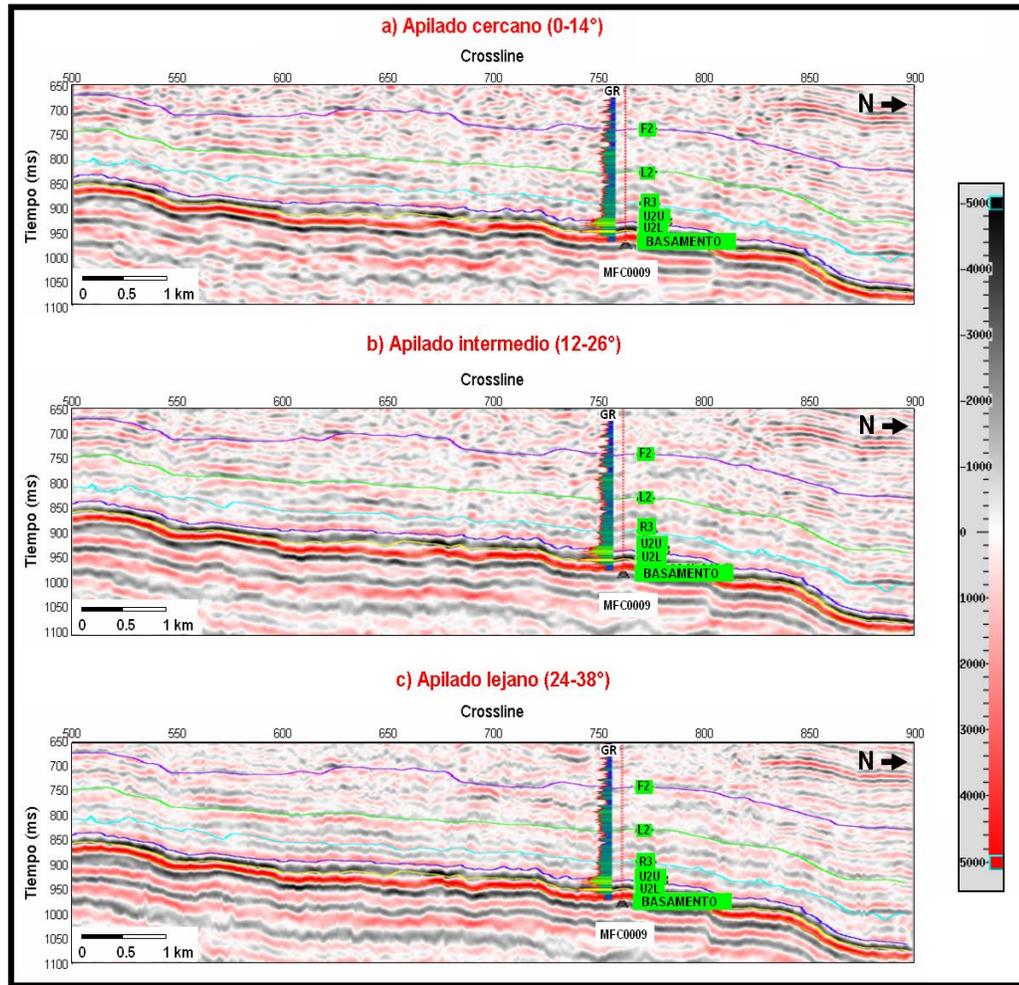


Figura 5.20: Apilados angulares (Inline 3215).

Otro factor a considerar, es la relación de amplitudes de los apilados. La Figura 5.21 expone los espectros de amplitud de los distintos apilados parciales. La frecuencia dominante (27,5 Hz) de los tres (3) apilados se mantiene igual. En otro punto a observar, los apilados lejanos e intermedio presentan mayor amplitud para frecuencias bajas, contrariamente acontece en las frecuencias altas, donde predominan la de los apilados cercano e intermedio. Lo último es normal encontrarlo,

ya que la curva NMO por definición presenta mayor contenido de frecuencia en offset cercanos en comparación a los lejanos, adicionalmente a ello se suman posible efectos de atenuación inelástica más notorios en offset lejanos. A pesar de todo lo mencionado, los espectros de los apilados parciales preservan el rango de frecuencias mostrando cambios moderados unos con otros, lo que no sugiere una fuerte atenuación de frecuencias altas en el apilado lejano e intermedio.

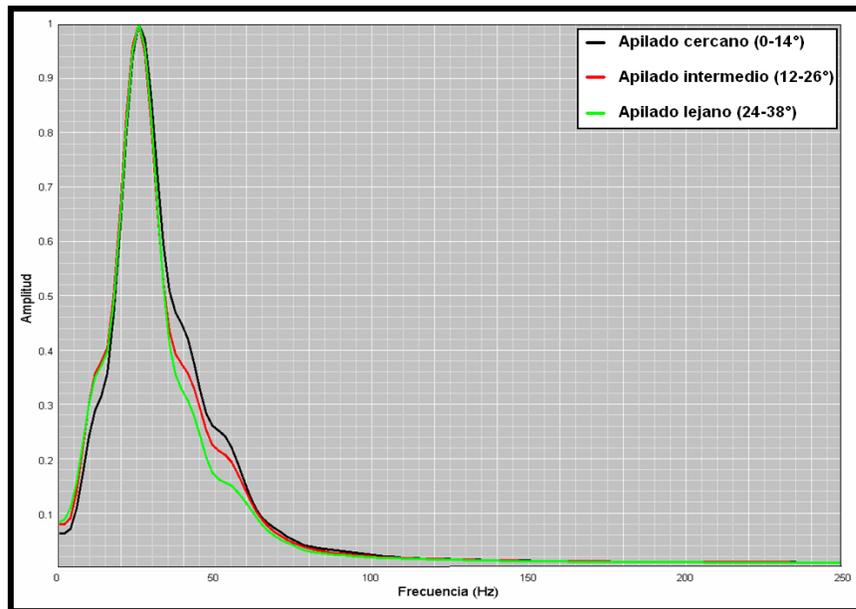


Figura 5.21: Espectro de amplitud de los apilados angulares para una ventana de 800 a 1100 ms.

Otro punto a señalar en esta sección es en torno a la calibración de apilados angulares. Contreras y Torres (2005) sugieren una corrección denominada "NMO Residual y alineación de tiempo" (Residual NMO and Time Alignment), ella explica que la corrección NMO no logra alinear completamente los eventos, como sabemos este efecto de NMO es más notorio para trazas lejanas, esto genera un desfase en tiempo para los apilados, posteriormente ello se corrige con un algoritmo de cross-correlación entre apilados. Como se pudo apreciar en la Figura 5.16 la corrección NMO alinea de manera notoria los eventos en los CRP gathers, dejando la posibilidad de tener un máximo desfase temporal entre apilados de ± 2 ms, sin embargo el software utilizado no cuenta con una herramienta que permita realizar una

corrección para este efecto mencionando, que representan valores de desfase prácticamente insignificativos.

Como último punto a señalar, la Figura 5.22 muestra un mapa de amplitud RMS de cada apilado parcial, tomando como intervalo F2-Basamento. Es de apreciar alineamientos de eventos en dirección Norte-Sur, como se menciona en la Sección 4.1 estos eventos obedecen a las huellas de adquisición (foot print), los mismos no fueron removidos en su totalidad durante el procesamiento, quedando una huella que altera las amplitudes sísmicas, por tal motivo, es de esperar que los resultados de la inversión simultánea acarreen la linealidad de estos residuos.

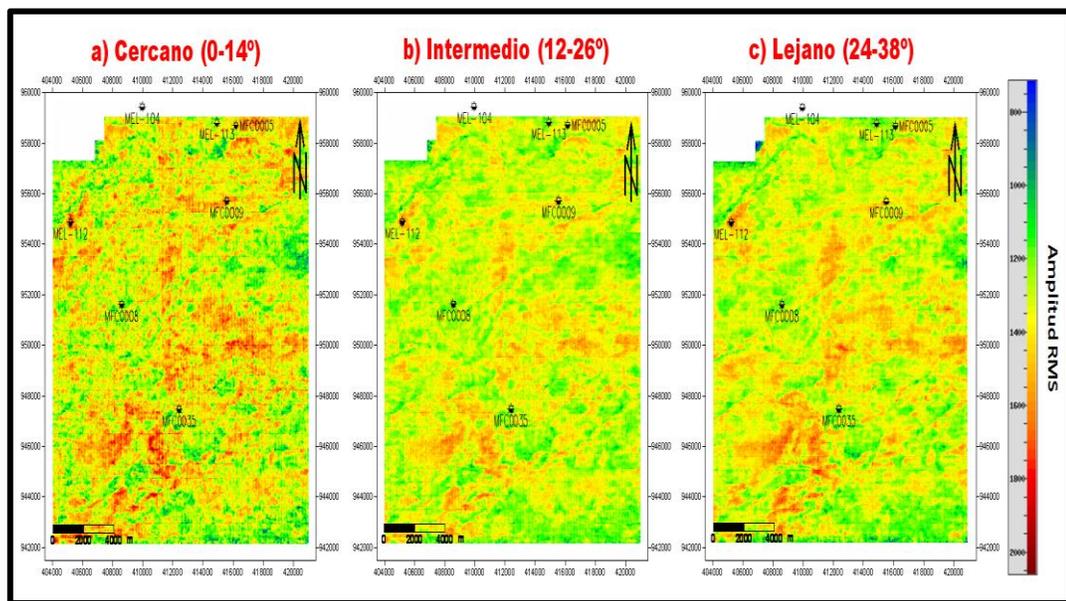


Figura 5.22: Mapa de amplitud RMS de los apilados parciales, tomando como intervalo F2-Basamento.

5.2.3 Estimación de ondículas

Completada la generación de apilados parciales, cada uno de ellos se deben calibrar con los pozos y extraer así las ondículas promedio por cada apilado. Los pozos calibrados son: MFC0005, MFC0008 y MFC0009.

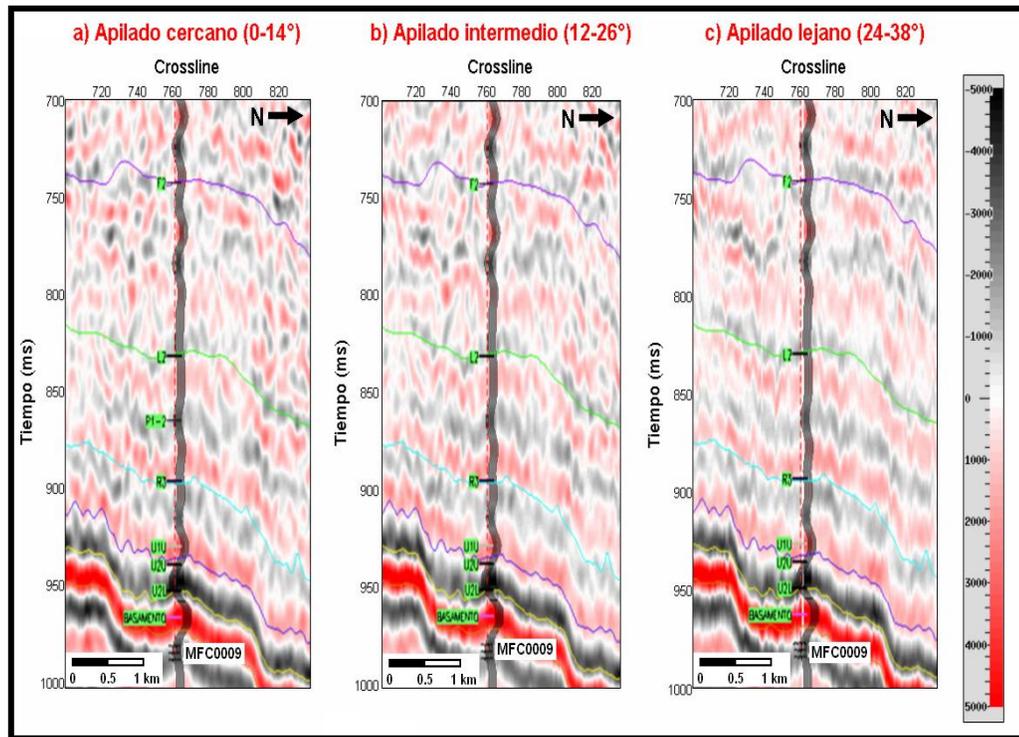


Figura 5.23: Calibración de apilados angulares con respecto al pozo MFC0009 (Inline 3215).

La Figura 5.23 proyecta los sismogramas sintéticos del pozo MFC0009 con los apilados angulares. Para la construcción de los sismogramas sintéticos se extrajo la ondícula que provee el mejor ajuste entre cada apilado angular respecto al pozo, luego los reflectores en interés se calibran en torno a los sismogramas. Se puede apreciar la correlación de eventos de los sismogramas del pozo MFC0009 con cada apilado angular.

Cabe destacar que la calibración se realizó en la zona de interés tomando como ventana de correlación desde el tope F2 hasta el 20 ms por debajo del Basamento (240 ms), asimismo la longitud de la ondícula corresponde a 120 ms, equivalente a la mitad de la zona a invertir.

La Tabla 5.4 esquematiza los porcentajes de correlación de las calibraciones, se puede apreciar que existe buena correlación para los tres (pozos) calibrados, esto nos da confianza en las ondículas extraídas del software Paradigm, además de eso la calibración provee las curvas TZ que serán utilizadas para la generación de los modelos a priori (Sección 5.2.4).

Tabla 5.4: Porcentaje de correlación de la calibración de los apilados angulares respecto a los pozos.

POZO	Apilado cercano - Coef. Correlación	Apilado intermedio - Coef. Correlación	Apilado lejano - Coef. Correlación
MFC0005	0,748	0,776	0,752
MFC0008	0,902	0,941	0,919
MFC0009	0,886	0,862	0,910

Seguidamente a la extracción de las ondículas, se debe promediar las mismas por cada apilado parcial (Figura 5.24).

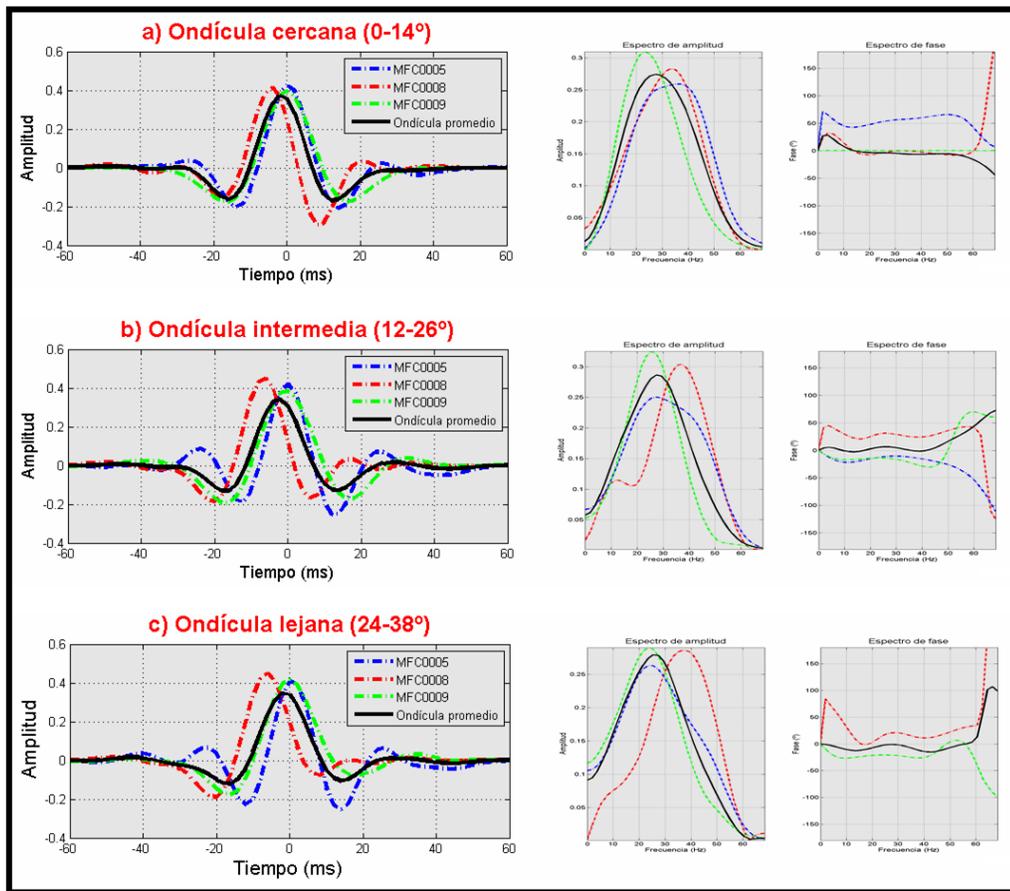


Figura 5.24: Ondículas extraídas y promediadas.

Es claro notar de la Figura anterior que las ondículas extraídas y promedios mantienen el espectro de amplitud de 0-60 Hz, además se aproximan a fase cero (0). Lo antepuesto se ratifica con el informe de procesamiento, que describe un

procedimiento el cual cambio la fase de la sísmica a cero (0). Este aspecto es de gran importancia, ya que no es necesario realizar un cambio de fase a los datos sísmicos en esta etapa, recordando que es conveniente que la inversión requiera tanto los apilados como las ondículas tengan una fase igual o muy cercana a cero (0).

5.2.4 Modelos a priori

Los modelos a priori integran un elemento fundamental en el algoritmo de inversión simultánea, la idea es aportar las bajas frecuencias (menores a 10 Hz), las cuales no son percibidas por la sísmica. En miras de generar los modelos a priori para cada atributo elástico se utilizan fundamentos geoestadísticos aplicados a datos de pozos y horizontes interpretados de la sísmica. Como se explico en la Sección 4.3.4 los registros de pozos son suavizados tomando en cuenta el espectro de la sísmica, es decir se les aplica un filtro corte alto de 65 Hz. Las curvas TZ de los pozos son proporcionadas por la calibración previa (Sección 5.2.3), es de usarse las TZ calibradas del apilado cercano (más próximo a reflectividad cero offset). Entretanto, los horizontes interpretados de la sísmica darán continuidad a los niveles estratigráficos a lo largo del espacio, para este propósito fueron facilitados seis (6) horizontes que representan topes estratigráficos (F2, L2, R3, U2U, U2L y Basamento), las Figura 5.25 y 5.26 muestran la vista 3D y 2D de los mismos. Es de observar que las estructuras tienden a orientarse en dirección Suroeste a Noreste, con buzamiento hacia el Norte, además se puede apreciar en la sísmica que estas fallas tienen comportamiento normal, el mismo patrón de fallamiento sugerido por Sánchez et al., (1997). Otra cosa a notar es la homogeneidad de los horizontes, es decir, de manera general los espesores se conservan en toda el área, disminuyendo muy gradualmente hacia el Sur, producto del acuñaamiento estratigráfico de la Cuenca Oriental (González de Juana et al., 1980), de igual manera se puede afirmar que no existieron condiciones estructurales fuertes en el área, así como basculamiento sindeposicional de la Cuenca que logran producir cambios de espesores considerables.

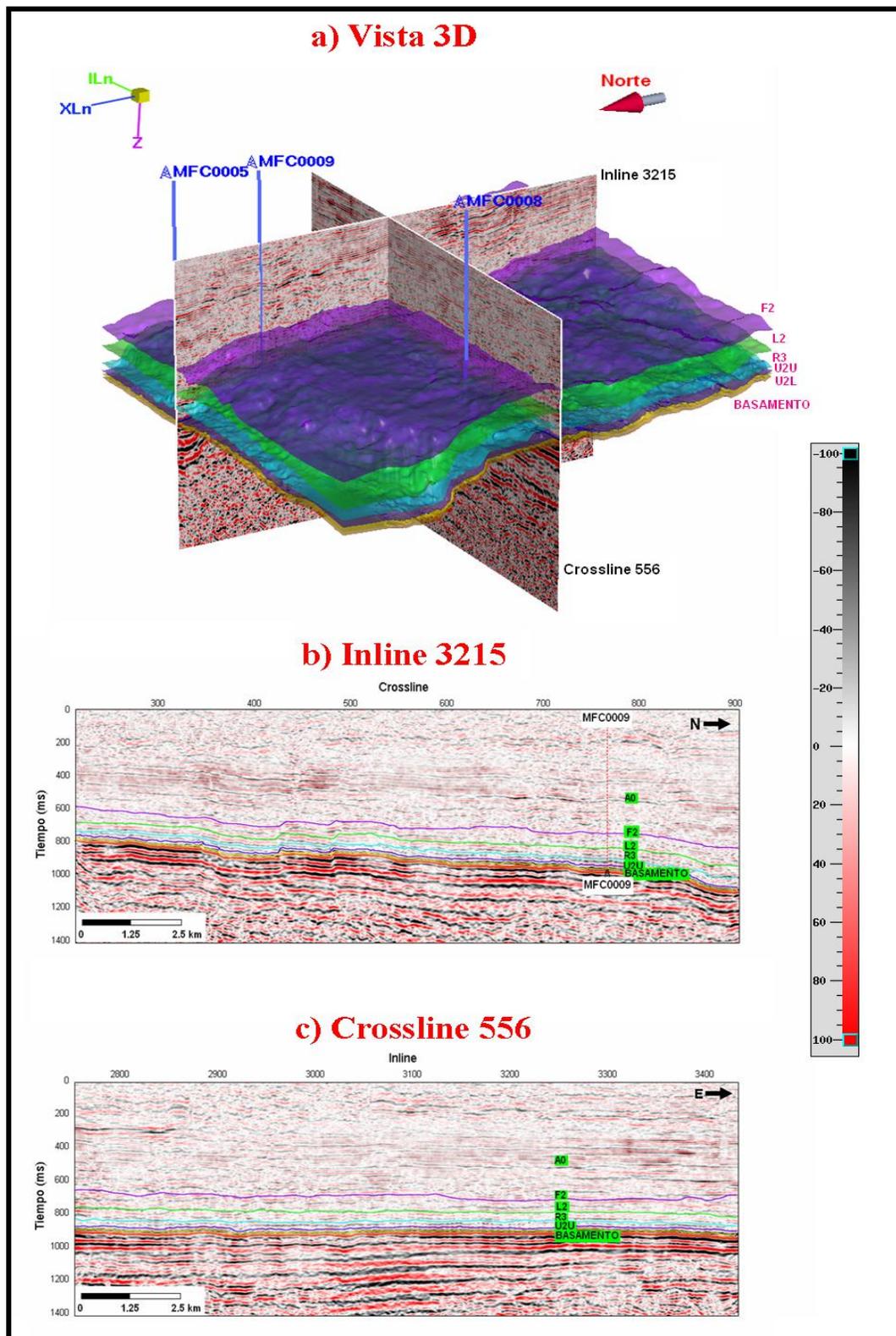


Figura 5.25: Visualización 3D y 2D de la sísmica perteneciente al Campo Cariña Este.

Como ha sido mencionado en distintas ocasiones el interés del estudio esta focalizado entre R3 al Basamento, este intervalo tiene un espesor promedio de 70 ms (aproximadamente 310 pies), mientras que el intervalo total a invertir entre F2 al Basamento esta alrededor de 220 ms (910 pies).

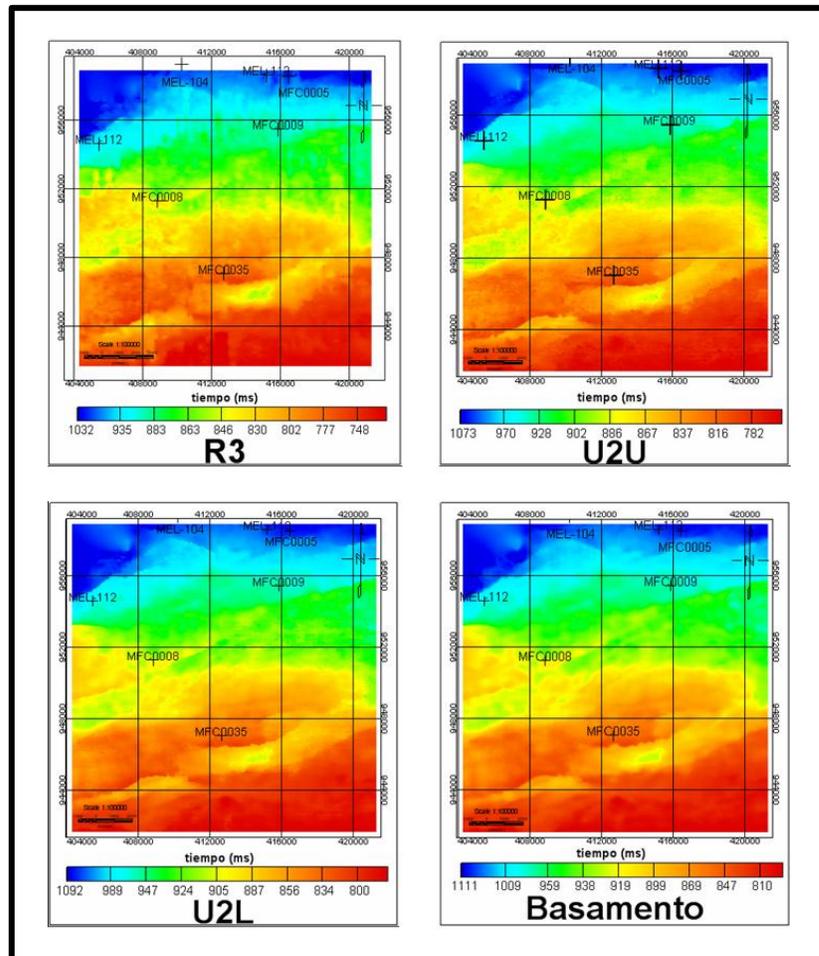


Figura 5.26: Mapas de horizontes sísmicos de los intervalos de interés.

Unos de los mayores problemas que presenta la inversión es lograr invertir adecuadamente los intervalos estratigráficos suprayacentes al Basamento (U2 y U3). El problema yace en el alto contraste de impedancia entre las rocas terciarias y el Basamento, originando un efecto de esconder los reflectores de baja impedancia en comparación al Basamento cuya fuerte amplitud es remarcada (Figura 5.25). Para el algoritmo de inversión sísmica se hace difícil recrear este fuerte contraste de

impedancia, ya que la reflectividad calculada a partir de la aproximación Aki-Richards asume reflectividad relativamente baja. Esto causa que dicha aproximación difiera en gran medida de la reflectividad real (ecuación de Zoeppritz).

En orden de intentar reducir este efecto, los modelos de bajas frecuencias (modelos a priori) deben reflejar más notoriamente este contraste, de manera que el algoritmo de inversión pueda hacer este ajuste. Para este propósito se dividió el modelo a priori de cada atributo elástico en dos piezas, una superior del Basamento al tope F2 y la otra desde el Basamento hasta 20 ms por debajo de este, posteriormente estas piezas se unen obteniendo así un modelo a priori para cada propiedad elástica. Lo anterior se explica de la siguiente forma, al generar volúmenes tomando en cuenta solo las fuertes propiedades elásticas del Basamento para luego combinarlos con la información suprayacente, será más amplio el contraste elástico de pasar de sedimentos no consolidados (U2 y U3) al Basamento, el caso contrario de generar un solo volumen de propiedad elástica, la interfase del Basamento será más suavizada para la propiedad, escondiendo el fuerte contraste. Lo que se intenta obtener con la segmentación de modelos a priori es puntualizar más la respuesta del Basamento y no suavizarla.

La técnica geoestadística empleada para la construcción de modelos a priori es "kriging ordinario", basada en la variabilidad espacial de los datos por el estudio de la covarianza, elaborando así variogramas experimentales y aproximándolo a un variograma teórico, que será una entrada para el sistema de ecuaciones lineales del kriging. La Figura 5.27 muestra el variograma experimental y el ajuste del teórico para la propiedad de densidad en el segmento superior al Basamento. Ciertamente los modelos a priori no componen un fuerte para este proyecto, este hecho radica en solo contar con tres (3) pozos para su elaboración (MFC0005, MFC0008 y MFC0009), los cuales están distribuidos en el sector Norte del proyecto de un área total 297 km², por lo que el Sur infiere niveles de incertidumbre en las propagaciones de las propiedades elásticas.

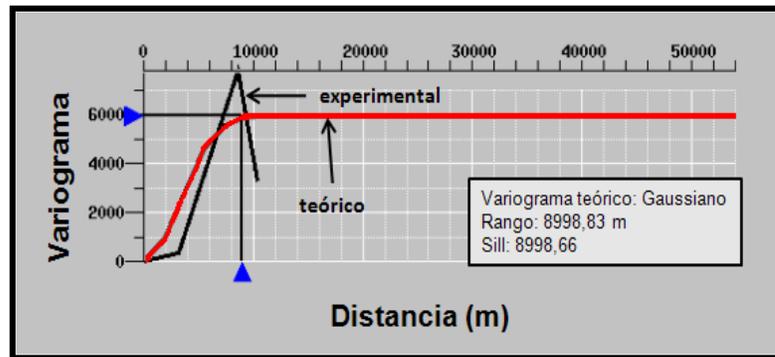


Figura 5.27: Variogramas experimental y teórico para el atributo de densidad.

Como último aspecto en esta sección, la Figura 5.28 ilustra los modelos a priori de los atributos elásticos (I_P , I_S y RHO_B) en el Inline 3215.

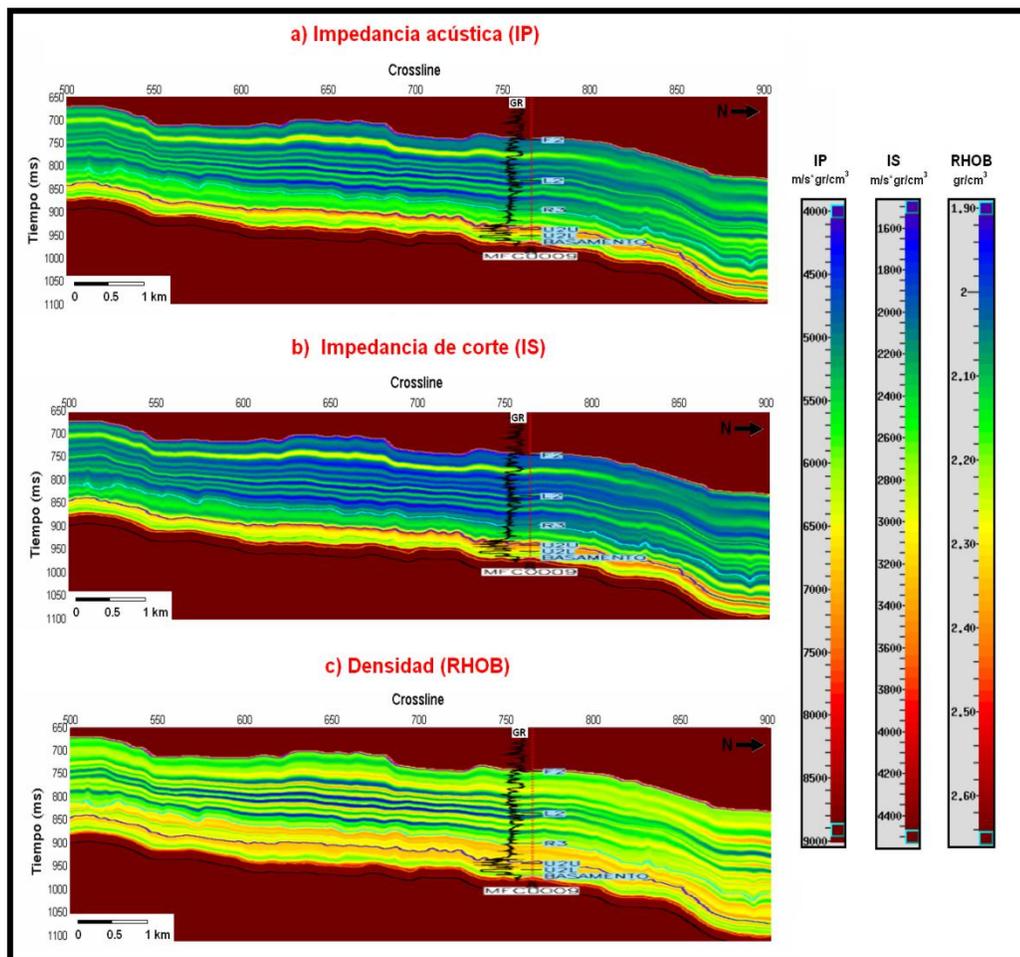


Figura 5.28: Modelos a priori (Inline 3215)

Como es de esperar, los modelos a priori son modelos suavizados de las propiedades orientadas en la dirección de los horizontes estratigráficos. Se nota claramente al final de la sección el contraste de valores entre el Basamento y la sección clástica.

5.2.5 Inversión simultánea

Una vez obtenidos los apilados parciales, ondículas y modelos a priori., el paso final de la fase III constituye la ejecución del algoritmo de inversión simultánea. Además de todos estos datos de entrada, el algoritmo requiere la parametrización de variables directamente relacionadas con el nivel de certidumbre de los modelos a priori. Unas de ellas se introducen con los datos de pozos recreando la matriz de covarianza de atributos elásticos. Entretanto, las otras variables para este caso son seleccionadas de forma sistemática (longitud de correlación, relación ruido-síñal). En la Sección 4.35 se explicó la utilización de un pozo como guía, con el fin de estimar los parámetros óptimos de la inversión, lo que incorpora una validación sobre la información obtenida. Lo más recomendable a emplear en estos casos es un pozo ciego, es decir, dejar un pozo afuera el cual haya sido calibrado y no utilizado en la creación de los modelos a priori. En dado caso lo hubiese podido representar el pozo MEL-113, el mismo no cuenta con check-shot (curva TZ) por lo que no se calibró, en consecuencia no pudo ser utilizado para este propósito. Adicionalmente, la utilización de pozos ciegos para la validación de información, obedece a situaciones las cuales exista abundante datos de pozos. En contrapuesto, los modelos a priori fueron elaborados con información proveniente de tres (3) pozos, por lo que la pérdida de información de un pozo para ser utilizado como pozo ciego disminuirá considerablemente el nivel de certidumbre de los modelos a priori. Esta circunstancia obliga a utilizar un solo pozo (MFC0009) para la validación, la Tabla 5.5 muestra los coeficientes de correlación de los registros elásticos extraídos de la inversión en función de los registros iniciales, para distintos parámetros intrínsecos del algoritmo de inversión.

Tabla 5.5: Porcentaje de correlación de los atributos invertidos utilizando distintos parámetros respecto al pozo MFC0009. En amarillo se resaltan los parámetros óptimos seleccionados

LONGITUD DE CORRELACIÓN		RELACIÓN RUIDO-SEÑAL (%)	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN		
INLINE (m)	CROSSLINE (m)		IP	IS	RHOB
10000	2000	80	0,815	0,987	0,948
10000	1500	80	0,815	0,987	0,948
10000	1000	80	0,850	0,989	0,957
10000	500	80	0,815	0,987	0,948
15000	1000	80	0,832	0,991	0,971
7500	1000	80	0,790	0,982	0,920
5000	1000	80	0,665	0,879	0,633
10000	1000	10	0,810	0,929	0,716
10000	1000	20	0,831	0,952	0,798
10000	1000	30	0,800	0,900	0,665
10000	1000	50	0,797	0,920	0,708
10000	1000	70	0,781	0,981	0,910
10000	1000	80	0,850	0,989	0,957
10000	1000	90	0,821	0,989	0,957

En relación a la Tabla 5.5 dos (2) particularidades interesantes se resaltan. La primera es en torno a la variabilidad del parámetro "relación ruido-señal". Es de distinguir que la mayor correlación de atributos elásticos se tiene cuando esta relación es alta. Este fenómeno anterior obedece a lo siguiente, este parámetro influye en el nivel de certidumbre con respecto a la sísmica y los modelos a priori, valores altos quieren decir que la información sísmica tiene niveles altos de incertidumbre, por lo tanto la inversión tendrá más peso en ajustarse a los modelos a priori. En vista de esto, estos altos valores no son de confiar, dado que la inversión se aproxima a los modelos a priori, además tomando en cuenta que los modelos a priori fueron construidos con la

información de solo tres (pozos), no es correcto dar mucho peso a los mismos, por ende el valor que más razonable para este efecto se establece en una relación ruido-señal de 20%.

Entretanto, el segundo aspecto a explicar de la Tabla 5.5 es bastante peculiar, aquí la impedancia de corte presenta la mayor correlación con el pozo MFC0009. Por definición es de esperar sobre sísmica P-P lograr invertir más eficazmente a la impedancia acústica, sin embargo en este caso tenemos que la información de onda S correlaciona de mejor forma con el pozo. Este hecho se puede atribuir a que el modelo invertido de impedancia de corte se aproxima al modelo a priori, es decir, al contener muy poca información de onda corte o ser muy inconsistente en la sísmica, el algoritmo de inversión trata de optimizar sobre la información sísmica, al no lograr hallar una valor óptimo para la impedancia de corte el modelo final se asemejara al modelo a priori. Lo mismo podría ocurrir para el caso de la densidad, pero en este caso se obtuvo para dicho atributo un coeficiente de correlación de 0,798, representando un valor bajo a esperar por la dificultad de invertir la densidad, esto se debe a que se requieren grandes ángulos de incidencia para dar peso al último término de la ecuación de Aki-Richards (Ecuación 3.4), pero esto a su vez genera inestabilidad en las soluciones del algoritmo de inversión, razón por la cual siempre la densidad será difícil de estimar de una inversión sísmica. En nuestro caso podemos aceptar buena la correlación, sobretodo considerando que tenemos ángulos de incidencia de hasta 38°.

Con la estimación de parámetros óptimos, finalmente se ejecuta el algoritmo de inversión sobre todo el área en estudio, la Figura 5.29 ilustra los atributos invertidos en el Inline 3215. Se observa de forma global como las propiedades elásticas se orientan en dirección de los horizontes estratigráficos, además se percibe que la sección de densidad es más ruidosa con respecto a las de impedancias acústica y de corte, esto es esperar según el comentario del párrafo anterior.

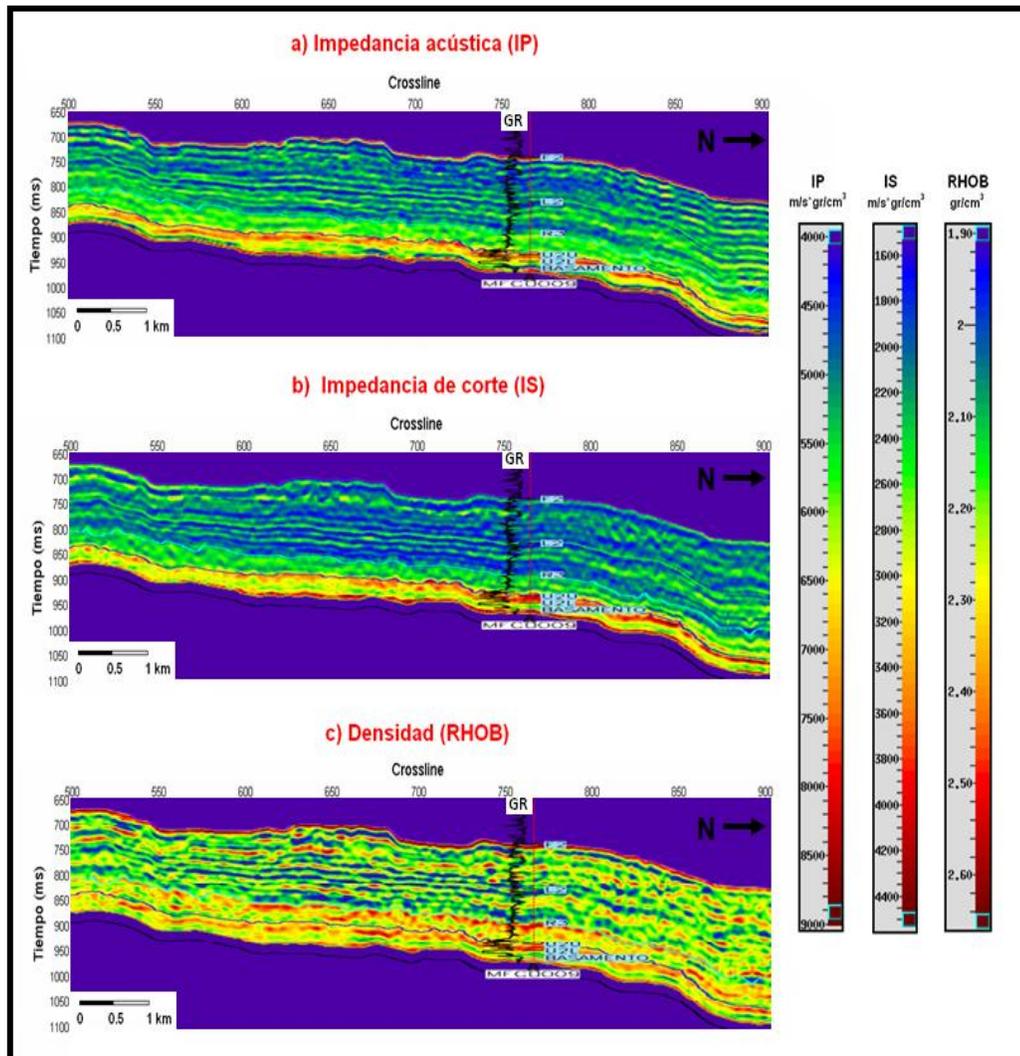


Figura 5.29: Atributos elásticos obtenidos de la inversión simultánea (Inline 3215)

Otra cuestión clave a notar en los atributos invertidos, es la comparación de los mismos con los registros de pozos. Cuantitativamente esto fue estimado respecto al pozo MFC0009, cuyos resultados se mostraron en la Tabla 5.5. En este caso se quiere ver rasgos cualitativos de cuanto se aproxima la inversión a los registros de pozos y si es posible lograr diferenciar intervalos delgados de arenas, lo cual está estrictamente condicionado a la resolución vertical de la sísmica. Tratando el último aspecto, la frecuencia dominante de la sísmica es de 27.5 Hz, y se tiene velocidades intervalicas en la zona de interés entre 2500-3500 m/s, según el criterio de Rayleigh la resolución vertical ronda entre 22,72-31,81 m (74,56-104,39 pies), en promedio 27,27 m (89,47

pies). Las columnas estratigráficas del área sugieren espesores variantes de arenas entre 30-60 pies (Figura 5.1), en oposición a lo anterior la sísmica demuestra ser poco resolutive, siendo posible diferenciar paquetes grandes de arenas.

La Figura 5.30 despliega sobre el pozo MFC0009 los registros de propiedades elásticas originales, filtrados (modelo a priori) y los extraídos de la inversión. A instancia se observa cómo se asemejan los registros filtrados y los producto de la inversión, ambos obedecen a la tendencia regional de las curvas, a su vez es de mencionar que los registros de la inversión tienen un contenido un poco mayor de frecuencias respecto a los registros filtrados. Asimismo es de notar dos (2) aspectos resaltantes.

El primero ha sido comentando en la Sección anterior, es el problema de invertir los intervalos suprayacentes al Basamento. Este efecto se puede distinguir claramente en el inferior de la Figura 5.30, vemos como en el polígono gris muestra el fuerte contraste de propiedades elásticas del Basamento respecto a los intervalos suprayacentes (U2L y U3U), estos últimos se caracterizan por tener baja densidad é impedancias acústica y de corte, es notorio observar en estos intervalos como los valores de los registros filtrados é invertidos se apartan del registro original. Este es un problema el cual ya se esperaba contar, dadas las circunstancias invariantes del subsuelo de la zona en interés suprayacentes al Basamento y las limitaciones del algoritmo de inversión respecto a amplios contrastes de propiedades elásticas.

El segundo punto a resaltar es en cuanto a la resolución vertical, es de percibir que en intervalos muy delgados de arenas las propiedades filtradas no reflejan las reales, igualmente la inversión no logra recuperar resolución para distinguir estos intervalos pequeños, presentes generalmente en la Formación Oficina. Ejemplo de este efecto lo localizamos en el intervalo S5 (Figura 5.30), caracterizado por intercalación arenas-lutitas, donde ni los registros filtrados ni los invertidos logran reproducir las variaciones de los registros originales producto de los cambios de litologías en pequeños intervalos.

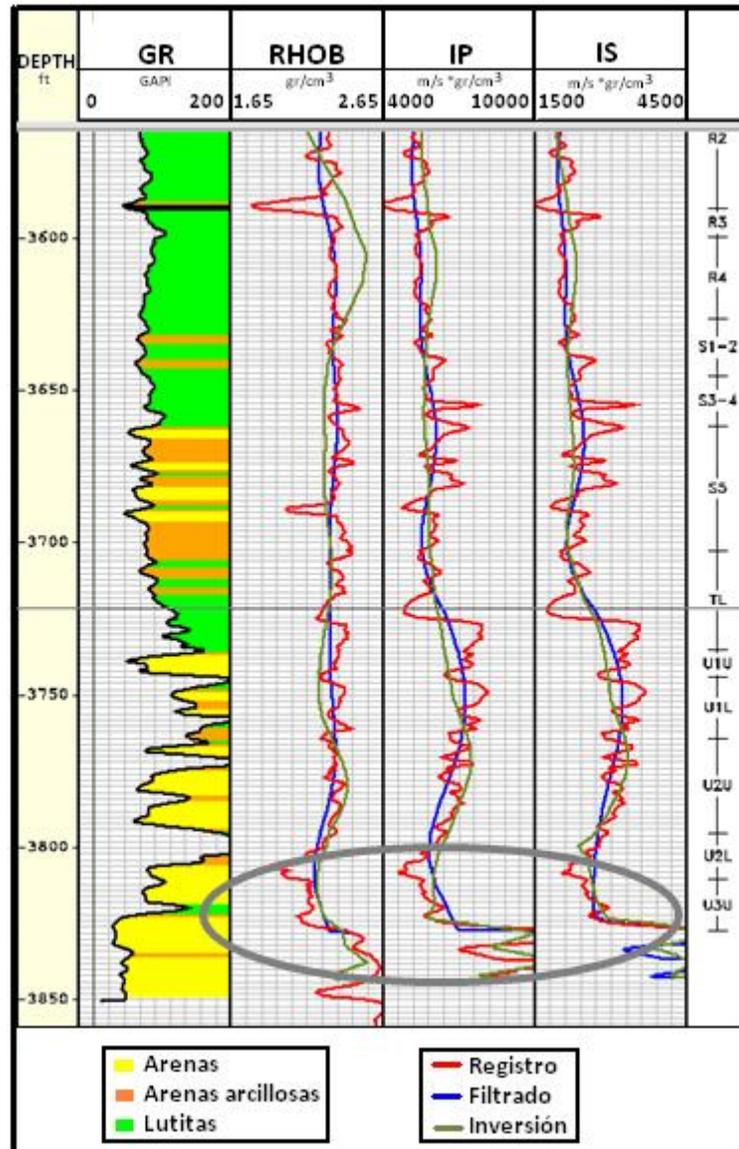


Figura 5.30: Registros elásticos de pozos, filtrados y extraídos de la inversión (Pozo MFC0009). El polígono gris resalta el alto contraste de propiedades elásticas de las arenas de la Formación Merecure respecto al Basamento.

Adicionalmente a los volúmenes de atributos elásticos, el algoritmo de inversión simultánea genera volúmenes de apilados sintéticos y apilados residuales (Figura 5.31). Estos elementos son empleados como control de calidad de la inversión sísmica.

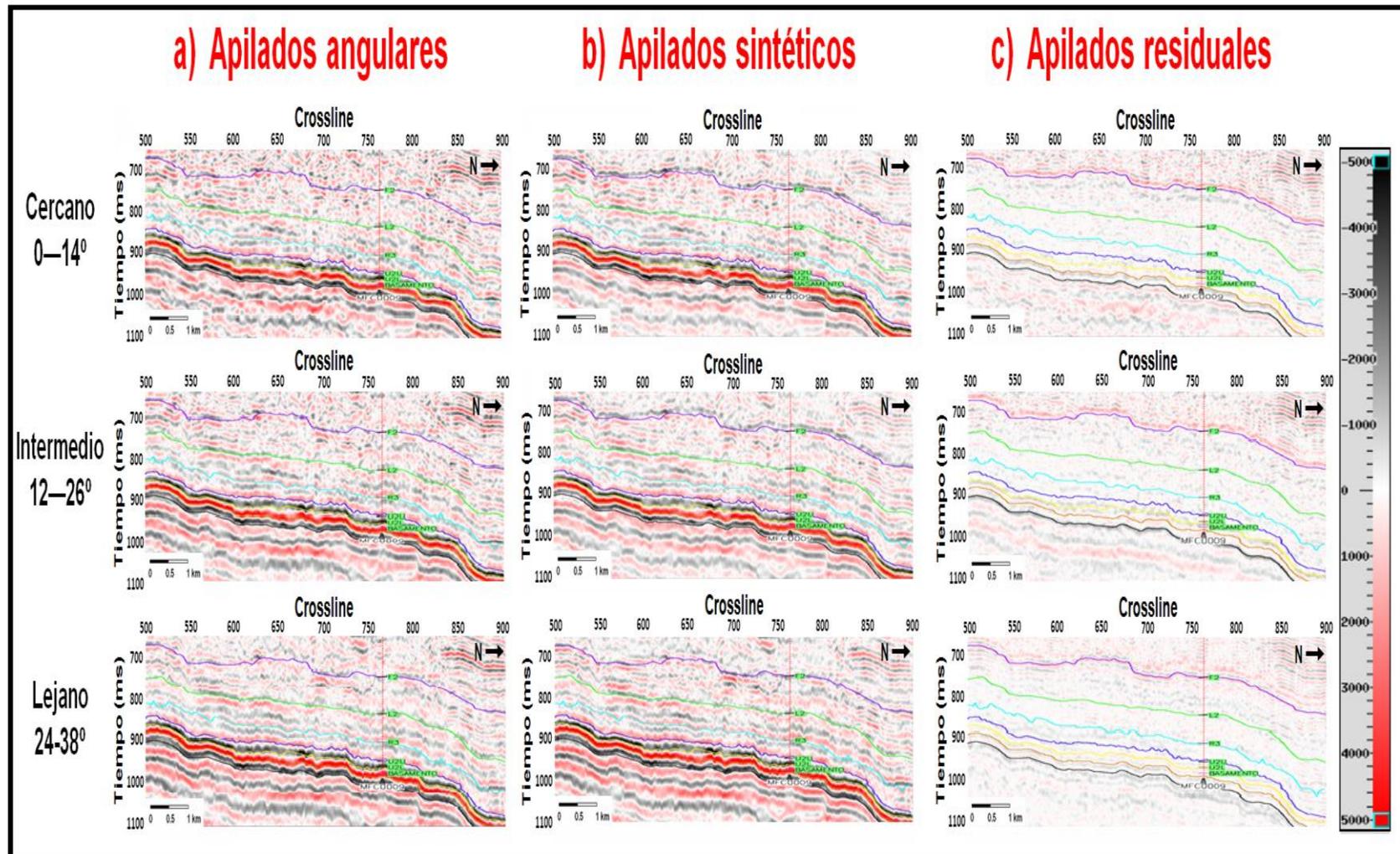


Figura 5.31: Apilados angulares, sintéticos y residuales (Inline 3215)

Analizando las secciones residuales de la Figura 5.31, se exponen dos (2) elementos llamativos. El primero es la baja relación de amplitudes presentes en cada uno de los apilados y la no linealidad de eventos dentro de la zona invertida. El algoritmo de inversión deja invariante el ruido aleatorio de forma que en el caso ideal, al restar la sísmica real menos la sintética solo debe aparecer ruido, en nuestro caso esto se refleja por la baja relación de amplitudes presentes. Por último, es de notar en el horizonte F2 y el horizonte negro (20 ms inferior al Basamento) reflectores continuos con amplitudes fuertes en comparación al interior de ambos horizontes, estas fuertes amplitudes son atribuidas a un efecto de borde del algoritmo de inversión, recordando que la misma fue ejecutada desde el horizonte F2 hasta 20 ms inferior al Basamento. En vista a lo anterior, es de considerar defectuosos los resultados de las propiedades elásticas invertidas cercanas al tope F2 y cobra más valor haber extendido la ventana de inversión hasta 20 ms infrayacentes al Basamento.

Por otra parte, a simple vista sobre las secciones sísmicas (Figura 5.31), los apilados parciales sintéticos conservan la misma relación de amplitud y linealidad de reflectores con respecto a los apilados parciales reales. Estudiando más a detalle la relación de amplitudes sísmicas, la Figura 5.32 ilustra los espectros de amplitud de los apilados parciales y sintéticos, referenciando la escala de amplitud en decibeles, la cual permite realizar comparaciones más acordes entre apilados. Los tres rangos de apilados tienen en común tres aspectos. El primer obedece a la conservación de la frecuencia dominante (27,5 Hz) tanto en los apilados parciales como en los sintéticos. El segundo punto resalta el aumento de amplitud para las bajas frecuencias de los apilados sintéticos en contraste a la de los apilados parciales, esto se debe a que los modelos a priori lograron introducir correctamente el espectro de las bajas frecuencias que no tenía inicialmente la sísmica. Como último punto a destacar, por encima de los 65-70 Hz las altas frecuencias son superiores en los apilados reales, este hecho logra explicar la supresión del ruido no lineal en los apilados sintéticos y reflejado en los apilados residuales.

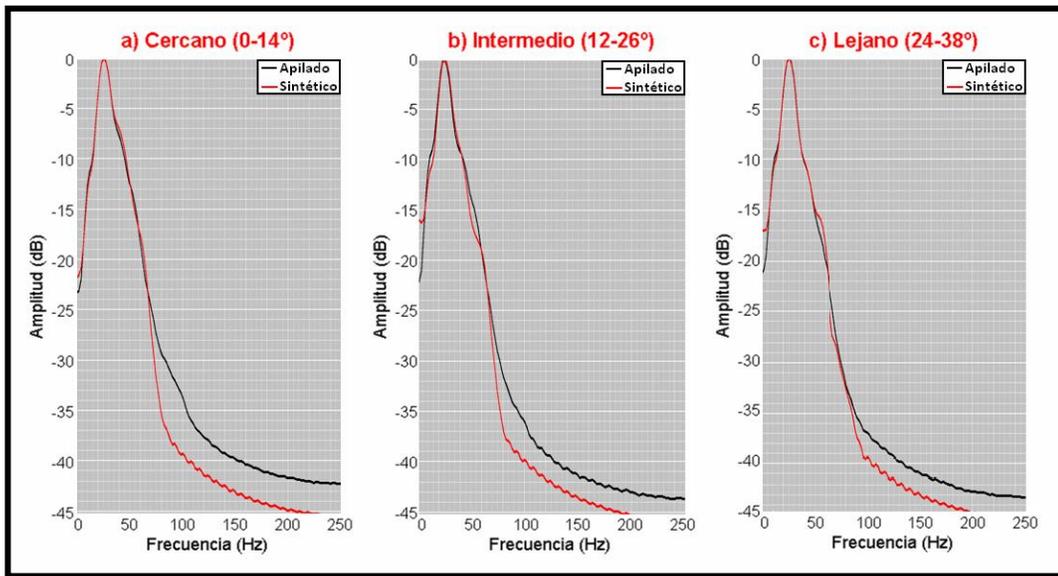


Figura 5.32: Espectro de amplitud de los apilados angulares y apilados sintéticos para una ventana de 800 a 1100 ms.

Es de percatar de la Figura 5.32, que la inversión no logra aumentar el espectro de la sísmica, por lo cual se tiene la misma resolución vertical, sin embargo se agregaron las bajas frecuencias introducidas por los modelos a priori.

Otra cuestión resaltante en cuanto a los resultados de la inversión simultánea son los histogramas de frecuencias de los atributos invertidos en comparación a los de las propiedades elásticas de los registros de pozos (Figura 5.33). Los histogramas de atributos invertidos tienen valores más bajos tanto en las medias como en las medianas, asimismo se percibe que los histogramas de los registros de pozos tienen un espectro más amplio de frecuencia y no son tan puntualizados en función de la media en comparación a los atributos invertidos. Las discrepancias entre los histogramas se deben a distintos motivos.

Inicialmente, se están comparando histogramas con distintos espectros de frecuencia. Los histogramas de los registros de pozos contienen información de registros muestreados cada 0,5 pies, conteniendo un espectro de frecuencia de 0-10000 Hz, en cambio los histogramas de atributos invertidos tienen un espectro de 0-65 Hz. Quiere decir que los histogramas de los registros de pozos no tienen el problema de resolución vertical, por ende consideran los valores extremos dados por intervalos

delgados que no son vistos por los histogramas de atributos invertidos. Al problema de la resolución, se le suma que el algoritmo de inversión asume distribuciones normales unimodales, es decir, asume una sola moda para todos los datos, independientemente de las modas existentes para las distintas clases, hecho que si se puede apreciar en los histogramas de los registros de pozos. Todos estos efectos mencionados causan el desajuste entre las medias y medianas correspondientes a los datos de registros de pozos con respecto a los datos invertidos. Sin embargo, estas diferencias son poco significativas, lo que indica que no existió un cambio abrupto en la respuesta del algoritmo de inversión.

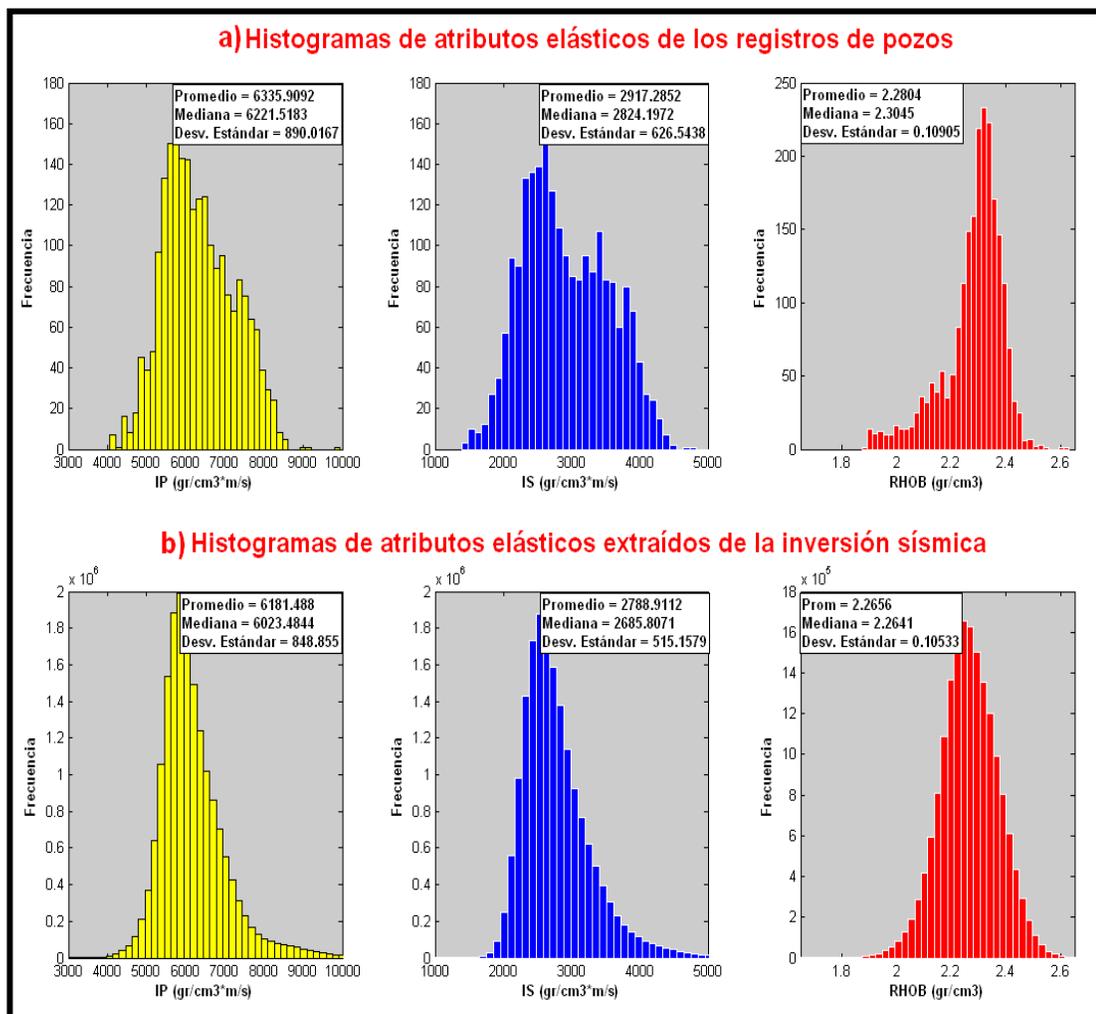


Figura 5.33: Histogramas de frecuencia de los atributos elásticos de los registros de pozos y de datos extraídos de la inversión sísmica.

Finalmente, la Figura 5.34 muestra los mapas de amplitud RMS aplicados sobre los atributos elásticos invertidos, tomando como intervalo F2-Basamento. Se observa una orientación de los eventos en dirección Norte-Sur (más notables en los mapas de impedancia de acústica y de corte), como se mencionó anteriormente esto viene es debido a las huellas de adquisición sísmica. Para el algoritmo de inversión es difícil eliminar este ruido coherente, por lo cual, como se mencionó antes, debe ser removido durante el procesamiento de los datos.

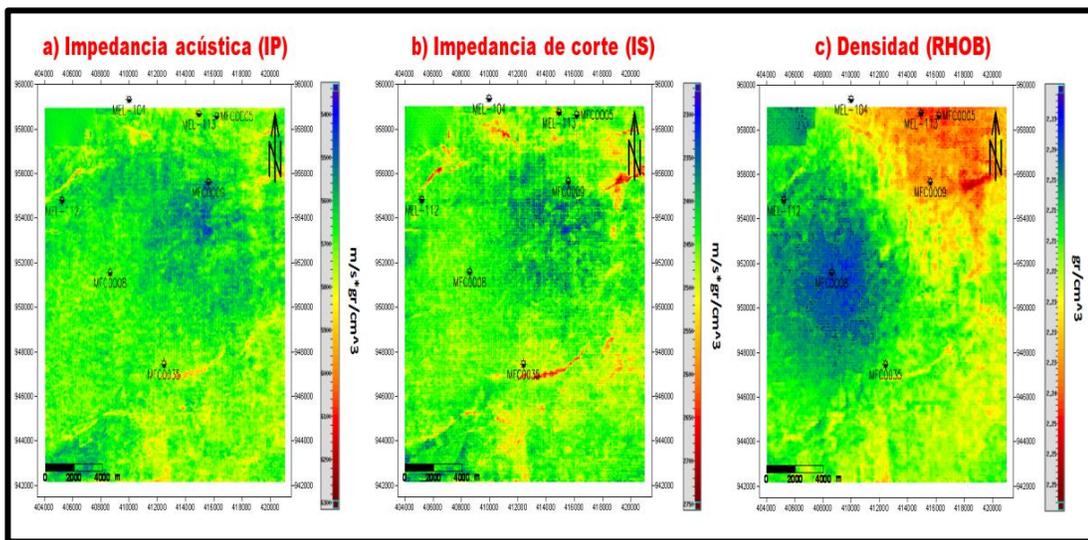


Figura 5.34: Mapas de amplitud RMS aplicados sobre los atributos elásticos invertidos, tomando como intervalo F2-Basamento.

5.3 Clasificación de litofacies aplicando Máquinas de Soporte Vectorial

La fase final de esta investigación contempla la obtención de cubos de litofacies, para ello es necesario el análisis de física de rocas previo, para estimar la solución óptima de clasificación de SVM, así como los cubos de atributos elásticos obtenidos de la inversión simultánea de datos sísmicos, donde se propagará la clasificación de litofacies.

5.3.1 Estimación de la solución óptima de clasificación

Para la estimación óptima de clasificación de antemano es necesario conocer que litología es posible clasificar de manera certera. La solución a esta respuesta la provee el estudio de física de rocas (Sección 5.1), en el se pudo diferenciar de manera concreta tanto en el intervalo de Oficina como de Merecure arenas limpias con respecto a las demás litologías. Por supuesto, la respuesta elásticas de las arenas limpias de Oficina difieren de las arenas limpias de Merecure, por tal motivo se debe estimar soluciones de clasificación de forma separada para cada intervalo.

En la Sección 4.4.1 se explico que para obtener la solución óptima de clasificación tanto en el método lineal como no lineal, son necesarias parámetros de entrada que dependen estrictamente de las características de los datos. Los mismos se deben estimar mediante la técnica estadística de validación cruzada, la cual sistematiza los datos en distintas particiones (poblaciones test y training), de manera de obtener las validaciones promedios y así los valores óptimos de clasificación.

Para cumplir este propósito, se utilizo la información proveniente de los cuatro (4) pozos que fueron utilizados en el estudio de física de roca (MEL-113, MFC0005, MFC0008 y MFC0009). Esto constituye cuatro (4) particiones que serán utilizadas en la validación cruzada para estimar los parámetros óptimos. Por otra parte, fue notorio observar en el estudio de física de rocas que la densidad es el atributo elástico con más poder discriminativo, evidentemente esto es posible bajo la combinación con los distintos atributos elásticos. Para este efecto, los datos de entrada se dividieron de la siguiente forma:

- I_p, I_s, RHOB
- $I_p, I_s, \text{RHOB}, V_p/V_s$
- $I_p, I_s, \text{RHOB}, V_p/V_s, \text{POISSON}, \text{MU-RHO}, \text{LAMBDA-RHO}$

Lo anterior tiene como motivo probar con que combinación de atributos es posible obtener una mejor solución de clasificación, y si con un mayor número de atributos elásticos se obtiene una mejor solución. Es de notar que el primer set de datos contiene los atributos invertidos, mientras que al último set se le adicionan atributos

elásticos los cuales son combinaciones lineales de los primeros. Con todo esto definido se estima las soluciones óptimas de clasificación para cada set de datos y para cada intervalo. En el caso del método lineal requiere la estimación del la constante “ v ”, mientras que el caso no-lineal necesita los parámetros “ v ” y “ μ ”. Como ejemplo en el caso PSVM lineal la Figura 5.35 muestra la estimación del parámetro óptimo “ v ” utilizando siete (7) atributos elásticos en el intervalo de Oficina.

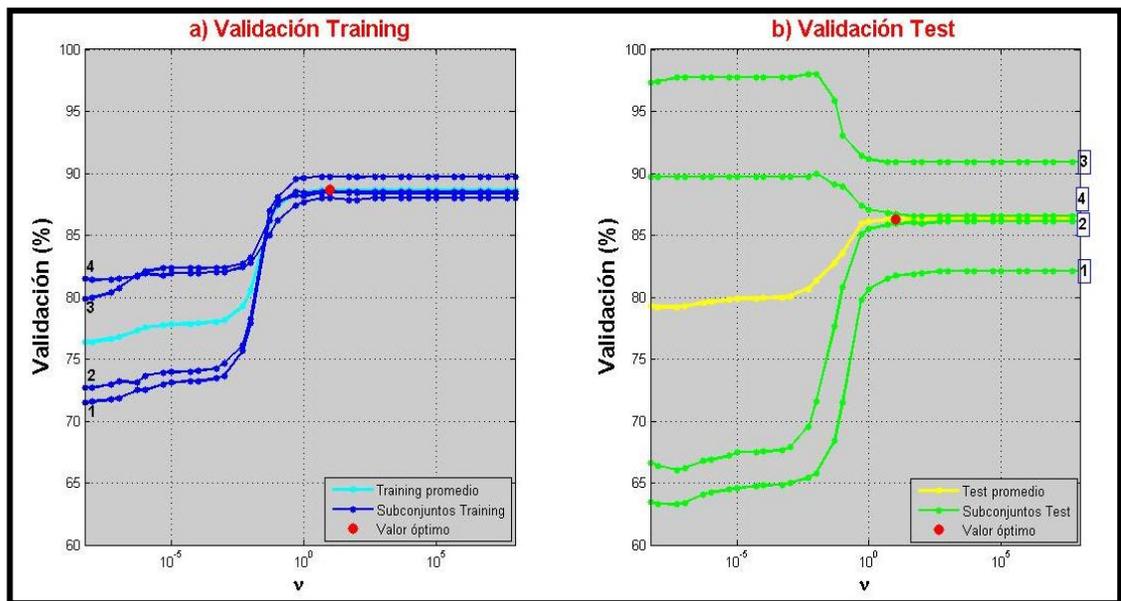


Figura 5.35: Estimación del parámetro óptimo “ v ” en PSVM lineal, utilizando 7 atributos elásticos en el intervalo de Oficina.

Para explicar ambas gráficos de la Figura 5.35, el rango de evaluación de v comprende de 10^{-8} a 10^8 , es de apreciar que las curvas de las validaciones de los distintos subconjuntos training y test tienen la misma tendencia ascendente hacia valores altos hasta donde finalmente convergen. Esto nos indica que no existe ningún subconjunto que se desvirtúe de los datos, es decir, que tengan distintas características y logre manifestarse sobretodo en la grafica de validación test. El valor óptimo se selecciona en el punto donde comienza la convergencia de las curvas promedios y donde se maximicen ambas validaciones, para nuestros efectos lo constituye un valor de $v=10$, correspondiente a una validación training y test de

88,67% y 86,26% respectivamente. A partir de este valor las curvas convergen, lo que demuestra que de igual forma valores superiores lograrán clasificar correctamente a la población, sin embargo en ciertos casos no es recomendable escoger valores muy altos debido a que los mismos pueden traer consecuencia en cuanto la singularidad de matrices dentro del algoritmo, proveyendo problemas numéricos y de estabilidad en las operaciones matriciales.

Para comprender espacialmente la clasificación PSVM lineal, la Figura 5.36 muestra los atributos elásticos (I_p , I_s y $RHOB$) y los hiperplanos clasificadores obtenidos para una clasificación de siete (7) atributos elásticos en el intervalo de Oficina.

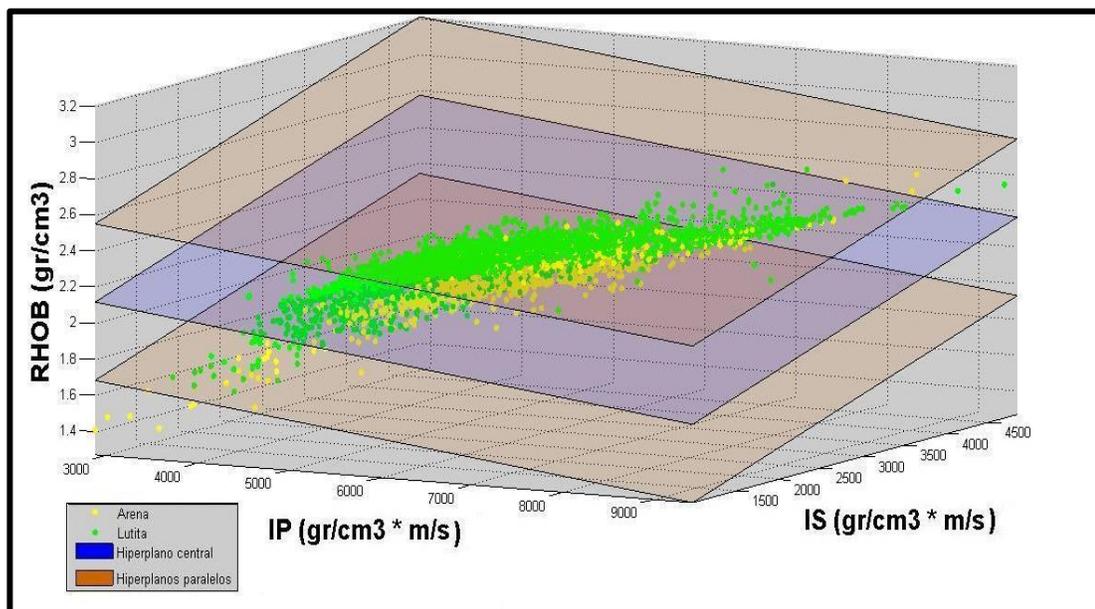


Figura 5.36: Visualización de atributos elásticos (3D) y de la solución óptima de clasificación lineal en aplicada a 7 atributos en el intervalo de Oficina.

Es de destacar de la Figura 5.36 cuan distantes se encuentran los hiperplanos paralelos al central, recordemos que en estos planos se encuentran los vectores de soporte, los cuales por definición son capaces de generar la solución de clasificación. Asimismo, el hiperplano central clasifica en su gran mayoría la población de arena limpia con respecto a la población de las lutitas. No obstante hay que considerar que estamos observando la proyección de un hiperplano (dimensión R^7) proyectado en

los atributos I_p , I_s y $RHOB$ (dimensión $R3$). Esto se debe a que la solución considerara, esta ejecutada bajo las siete (7) propiedades elásticas. Encontrándonos así bajo un problema de visualización de dimensiones, es decir, un hiperplano de “m” dimensión se puede proyectar en un plano de “n” dimensiones, de la misma manera que un plano se proyecta en los planos cartesianos como una recta. Esta situación se explica más fácilmente con la Figura 5.37.

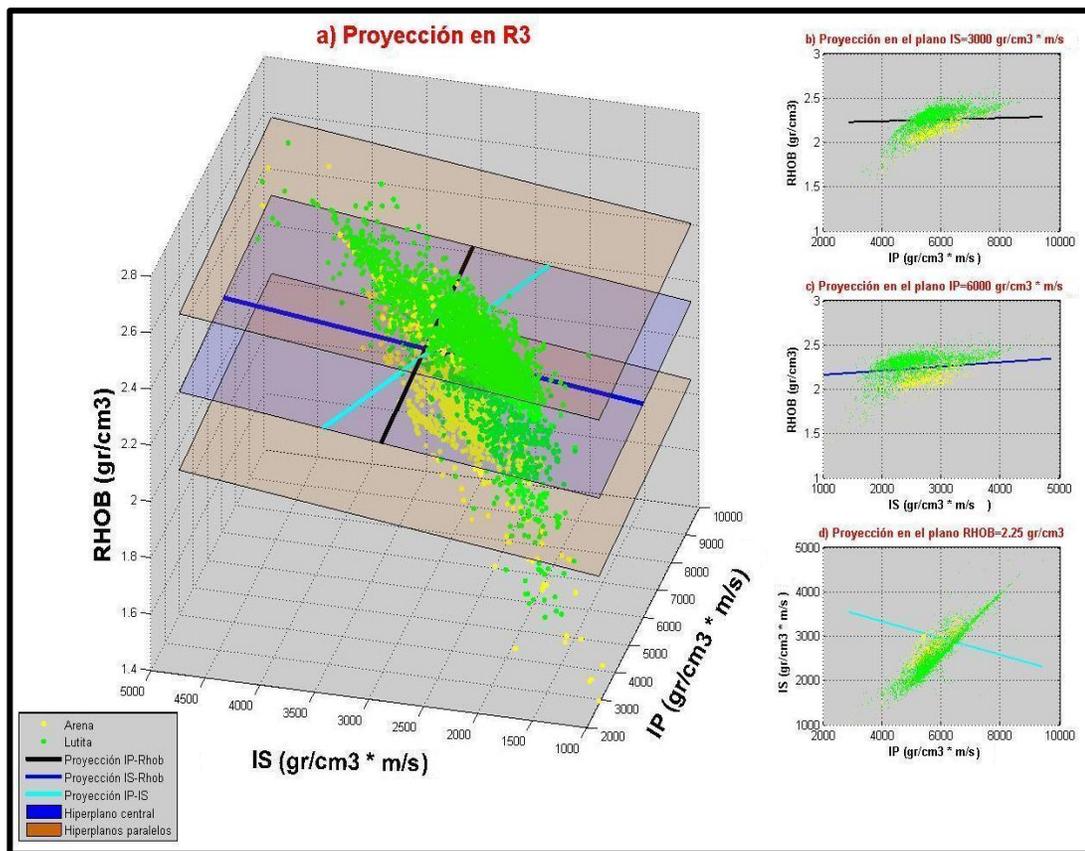


Figura 5.37: Visualización de atributos elásticos (3D y 2D) y de la solución óptima de clasificación lineal en aplicada a 7 atributos en el intervalo de Oficina.

En la Figura 5.37 además de la visualización de los atributos elásticos en 3D se logra visualizar las proyecciones en planos paralelos a los cartesianos (definidos por valores constantes), en este caso los hiperplanos serán proyectados como rectas interceptoras. Para entender el significado de las proyecciones observemos la proyección I_p - $RHOB$, allí la recta interceptora no separa correctamente a las

poblaciones, esto se debe a que la recta es una proyección del plano. Suponiendo un ejemplo donde el plano I_S constante tuviese otro valor, la recta interceptora será paralela a la anterior, esto se logra visualizar es la proyección en R3 viendo la recta interceptora y la analogía con la traza en el plano cartesiano I_P -RHOB. En dado caso la proyección a la cual se ha hecho referencia (I_P -RHOB) clasificaría las muestras correspondiente a una impedancia de corte igual o muy cercanos al valor $3000 \text{ gr/cm}^3 \cdot \text{m/s}$. Similarmente sucede con las demás combinaciones de proyecciones en R2, de hecho la si se tomara en cuenta la recta interceptora de la proyección I_P - I_S como clasificadora, la misma no tiene tendencia de separar correctamente las clases, considerando validaciones de alrededor de 88% en la solución de clasificación (Figura 5.35). De forma análoga al punto anterior, los planos en R3 representan una proyección de los hiperplanos contenidos en R7.

De la misma forma que se mostro en las Figuras 5.36 y 5.37 los clasificadores lineales para el intervalo de Oficina, la Figura 5.38 muestra la clasificación lineal para los datos del intervalo de Merecure. En este caso la clasificación fue sometida usando tres (3) atributos elásticos (I_P , I_S y RHOB), por lo que el hiperplano si representa la verdadera proyección clasificadora. Es de observar como el hiperplano clasifica las muestras de arena limpia con hidrocarburos por debajo del mismo, entretanto las muestras de lutitas y de arenas limpias saturadas con agua se encuentra por encima del mismo. Ciertamente según el estudio de física de roca realizado en la Sección 5.1.2 es un comportamiento a esperar que estas las arenas limpias con hidrocarburos tengan baja impedancias y densidad, condiciones que obedecen a factores netamente litológicos (ej.: volumen de arcilla, tamaño de granos, poros y gargantas de poros, porcentaje de cemento) y no por la composición del fluido.

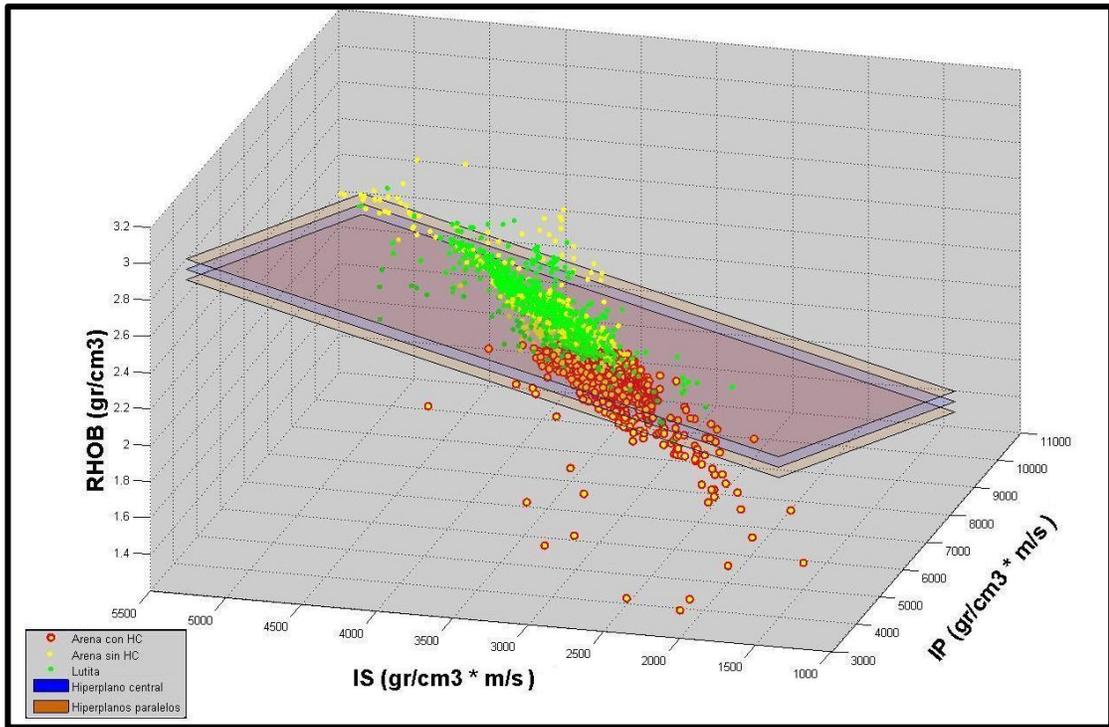


Figura 5.38: Visualización de atributos elásticos (3D) y de la solución óptima de clasificación lineal en aplicada a 3 atributos en el intervalo de Merecure.

En el momento, ya se considero el caso del PSVM lineal, ahora estudiemos el caso de PSVM no lineal. Aquí son necesarios estimar dos (2) variables, “ v ” hace referencia al algoritmo de PSVM, mientras tanto “ μ ” depende de las propiedades del kernel gaussiano (Ecuación 5.1). La estimación de μ ha sido discutida en varias oportunidades (Shawe-Taylor y Cristianini, 2004; Evangelista et al., 2007), en ellas se explica que la mejor forma de estimar este parámetro es mediante la sistematización del mismo.

Para esta investigación se considero sistematizar las variables “ v ” y “ μ ” en rangos comprendidos de $[5e-05 ; 10e07]$ y $[5e-09 ; 1]$ respectivamente, evidentemente por razones computacionales la estimación no se realiza para cada valor de estos rangos, sino que se toma en cuenta un mallado de potencias 10^n y potencias intermedias $10^{n/2}$. La Figura 5.39 ilustra la estimación de los parámetros óptimos “ v ” y “ μ ”, utilizando 3 atributos elásticos en el intervalo de Merecure.

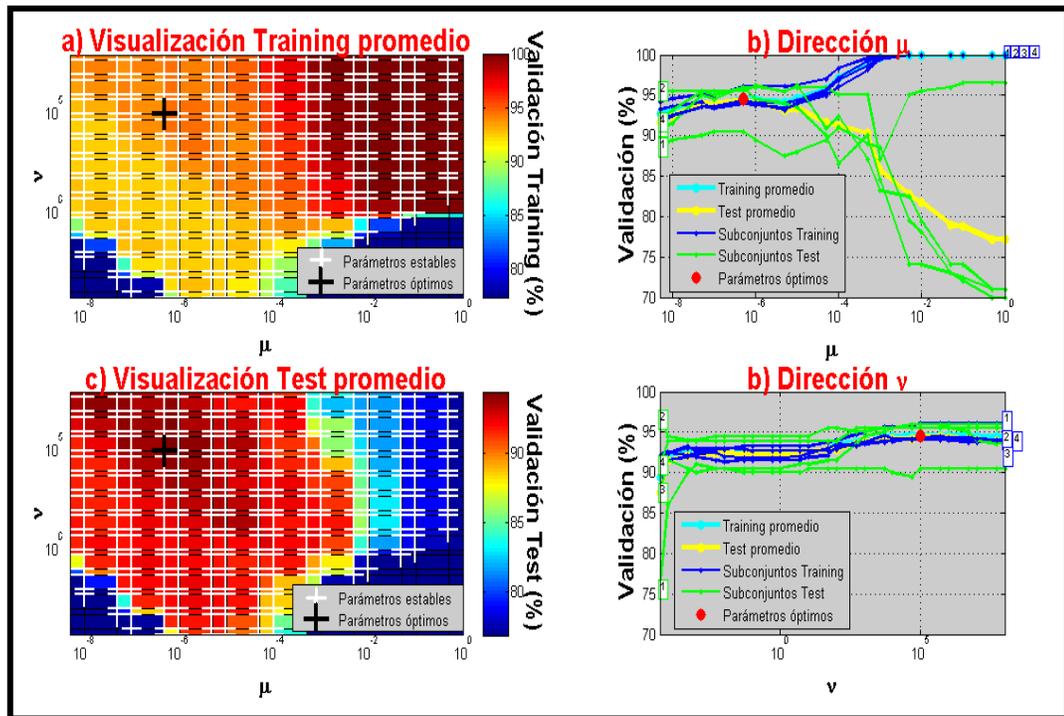


Figura 5.39: Estimación de los parámetros óptimos “v” y “μ” en PSVM no lineal, utilizando 3 atributos elásticos en el intervalo de Merecure.

De la misma forma que en el caso de PSVM lineal, los valores óptimos están definidos en donde se maximicen ambas validaciones, para este efecto los representan unos valores de $v=100000$ y $\mu=5e-07$, para unas validaciones training y test de 94,63% y 94,48% respectivamente. Un factor importante a tener en cuenta, es sobre la estabilidad del algoritmo, debido a las propiedades intrínsecas del kernel gaussiano, que pueden generar problemas de convergencia. Tax y Duin (2004) explican que hallar sistemáticamente a v no impacta en la función decisión, pero μ si impacta significativamente en la forma de la función decisión. Para explicar estas condiciones recordemos la función de kernel gaussiano.

$$k(i, j) = e^{-\mu \|A_i - A_j\|^2} \quad (5.1)$$

En relación al kernel gaussiano se pueden establecer propiedades particulares. Entre ellas el rango de valores se encuentra delimitados entre 0-1. Asimismo es una matriz

simétrica donde sus diagonales son iguales a la unidad (dado que cuando $i=j$ el argumento $\|A_i - A_i\| = 0$). No obstante el factor más influyente lo representa el parámetro μ . Evangelista et al., (2007) describen lo siguiente, cuando el parámetro μ es grande los valores de la matriz tienden a ser cero (0), contrariamente si μ es pequeño forzara a la matriz a valores muy cercanos a la unidad. Esto tiene consecuencias severas en el desenvolvimiento de la función decisión descrita por la siguiente relación:

$$f(x) = \text{sign}(k(x,A)\bar{u} - \gamma) \quad (5.2)$$

De la anterior ecuación \bar{u} y γ son obtenidos de la solución óptima, mientras que $K(x,A)$ es producto de la evaluación del vector x sobre el kernel compuesto por la matriz A . Lo importante a señalar sobre la función decisión, es que cuando μ es grande de igual forma los valores de $K(x,A)$ tenderán a ser cercanos a cero (0), por ende la función decisión tendrá el signo negativo de γ , lo que corresponderá según Bennett y Campbell (2001) a una predicción negativa. Esto quiere decir que el primer termino de la función decisión tiene un mayor peso sobre la ecuación, en consecuencia la evaluación de cualquier vector bajo estas circunstancias corresponderá a obtener la clase “-1”, traduciéndose en la convergencia del resultado de la función decisión. De forma opuesta si μ es pequeño, la evaluación de la función decisión corresponderá a una predicción positiva, definida por la convergencia de la clase “+1”.

Para entender más a detalle lo explicado anteriormente, visualicemos la Figura 5.40. En ella se muestra los valores de la función kernel gaussiano para distintos μ ($10e-10$; $5e-07$; 10000), considerando 50 muestras y 3 atributos de los datos del intervalo de Merecure. Como es de esperar se nota la simetría en las tres (3) matrices, además las diagonales de las mismas tiene valor unitario. Por otra parte si analizamos cada una de las matrices, denotamos lo siguiente. Para un $\mu=10e-10$, representa valor extremadamente bajo por lo que los valores de la matriz tiende a ser uno (1). Con $\mu=5e-07$ los valores rondan en un rango de 0-1. Por último, un $\mu=10000$ corresponde

a un valor muy alto, por tal motivo los elementos de la matriz a excepción de la diagonal serán cero, es decir, estamos presente bajo una matriz identidad.

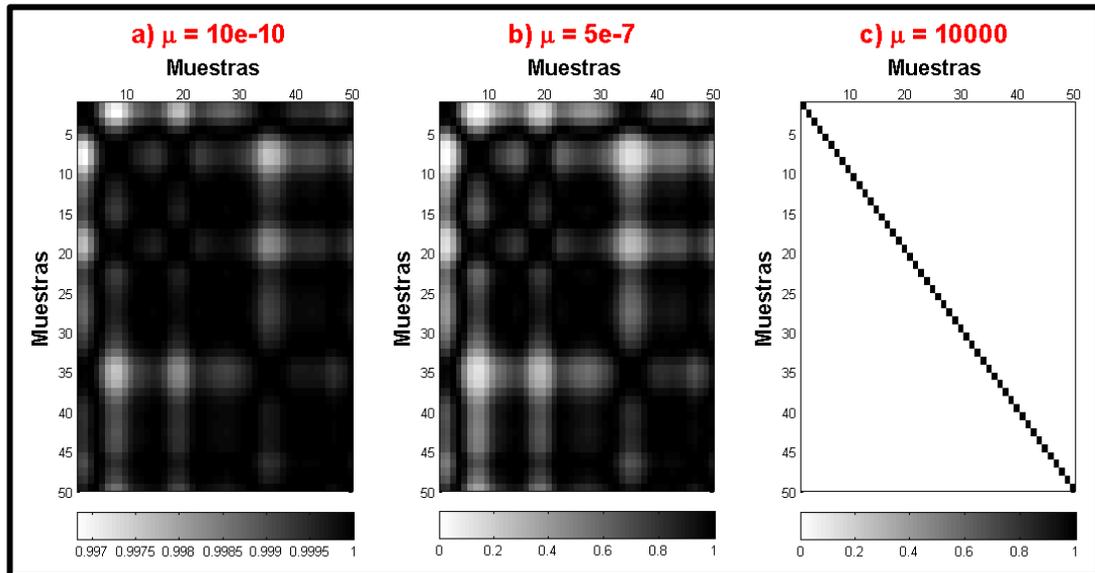


Figura 5.40: Estabilidad de la función kernel gaussiano para distintos μ , considerando 50 muestras y 3 atributos de los datos del intervalo de Merecure.

La matriz que proporciona mayor estabilidad al algoritmo de PSVM no lineal, es aquella que se acerque a ser una matriz dispersa. Entendiéndose como matriz dispersa, aquella matriz de gran tamaño donde la mayoría de sus elementos son iguales a (0), esta condición evita operaciones sobre estos elementos ahorrando tiempo de computación, además del ahorro de memoria al guardar solo los elementos no nulos. Por otra parte, las matrices dispersas son deseable para minimizar la complejidad y mejorar la regularización del algoritmo SVM (Evangelista et al., 2007). Sin embargo, una matriz completamente dispersa sucede cuando μ es grande, lo cual no representa una solución confiable. De las tres (3) matrices de la Figura 5.40, se considera de mayor estabilidad la matriz con $\mu=5e-07$, la misma contiene un amplio espectro de valores (0-1), a su vez posee elementos dispersos dentro de ella. Explicado la consecución de la solución óptima de clasificación tanto en el método lineal como en el no-lineal, la Tabla 5.6 resume los resultados de ambos métodos sobre los datos de los intervalos de Oficina y de Merecure.

Tabla 5.6: Resultados de estimaciones de parámetros óptimo en PSVM lineal y no-lineal, en los intervalos de Oficina y Merecure. Los recuadros segmentados rojos indican los parámetros óptimos para cada intervalo.

INTERVALO	NÚMERO DE MUESTRAS	VALIDACIONES	LINEAL			NO LINEAL (KERNEL GAUSIANO)		
			3 atributos (IP, IS, RHOB)	4 atributos (IP, IS, RHOB, VP/VS)	7 atributos (IP, IS, RHOB, VP/VS, POISSON, LAMBDA RHO, MU-RHO)	3 atributos (IP, IS, RHOB)	4 atributos (IP, IS, RHOB, VP/VS)	7 atributos (IP, IS, RHOB, VP/VS, POISSON, LAMBDA RHO, MU-RHO)
OFICINA (R3 - U2U)	1459	Training (%)	75,11	75,11	88,67	87,44	80,74	"inestable"
		Test (%)	79,05	79,05	86,30	88,14	80,67	"inestable"
		Parámetros óptimos	$\nu = 5e-009$	$\nu = 5e-009$	$\nu = 10$	$\nu=1 ; \mu = 0.001$	$\nu=1000 ; \mu = 5e-05$	$\nu = [5e-05;10000] ; \mu = [5e-05;1]$
MEREURE (U2U - Bazamento)	731	Training (%)	92,71	92,69	92,41	94,63	94,43	77,38
		Test (%)	91,16	91,27	89,86	94,48	92,72	76,81
		Parámetros óptimos	$\nu = 50$	$\nu = 50$	$\nu = 50$	$\nu = 100000 ; \mu = 5e-07$	$\nu = 5 ; \mu = 5e-05$	$\nu = [5e-05;10] ; \mu = [5e-05;1]$

La Tabla 5.6 demuestra que el método lineal utilizando 7 atributos para el caso de la Formación Oficina logra validar en mayor porcentaje a las poblaciones, aquí el aumento de atributos en el caso lineal logra validar mayor cantidad de elementos, algo que no sucede en el intervalo de Merecure. Se infiere que este problema está estrictamente condicionado a la distribución espacial de las poblaciones respecto a los atributos elásticos.

Entretanto la solución no-lineal con 3 atributos es más eficiente en la Formación Merecure, es notorio apreciar que el aumento de atributos en el algoritmo PSVM no-lineal no aumenta la validación, de hecho en el intervalo de Oficina el algoritmo resulto ser inestable. Lógicamente esta inestabilidad está relacionada con las características de los datos, ya que Fung y Mangasarian (2001) tuvieron éxito en distintas muestras empleando con alto número de atributos, a esto se le suma que no se tiene una referencia de la aplicación de SVM en atributos elásticos. En vista de esto, no se cuenta con un argumento sólido para explicar este problema de inestabilidad del algoritmo.

Pese a estos problemas, las soluciones óptimas en ambas Formaciones arrojan validaciones superiores a 86 %, valores que nos dan confianza para las posteriores litofacies a estimar.

5.3.2 Clasificación de litofacies en cubos de atributos elásticos

Una vez halladas las soluciones de clasificación, las mismas se deben propagar en los cubos de propiedades elásticas obtenidos de la inversión simultánea. Para la Formación Oficina la solución óptima de clasificación fue obtenida con el método PSVM lineal, como se explico en la Sección 4.4.2, estos casos pueden evaluarse por medio de operaciones aritméticas dentro de los softwares convencionales de interpretación (en este caso Paradigm), el problema lo representa la solución PSVM no-lineal de la Formación Merecure, donde como se explico se hace empleo de herramientas perteneciente a Seismic Unix y Matlab®.

Los cubos de atributos elásticos extraídos están comprendidos en un intervalo de 710-1140 ms, equivalente a 216 muestras por trazas, teniendo en cuenta los rangos Inline (2750-3431) y Crossline (211-901), cada volumen en formato SEG-Y tiene un estimado de 520,276 Mb, y su descomposición de encabezados binarios, textual y de trazas en Seismic Unix arrojan un archivo binario de una dimensión de 407,170 Mb. Con esto definido, se debe hacer uso de los apuntadores de Matlab® (memmapfile), los mismos solucionan la lectura y escritura de archivos binarios de gran magnitud. Inicialmente evaluemos la eficacia del uso de los apuntadores, haciendo un experimento de medición del tiempo de cómputo sobre 50 Inlines, comparando así el tiempo de cómputo en una carga convencional de Matlab® y usando los apuntadores (Figura 5.41)

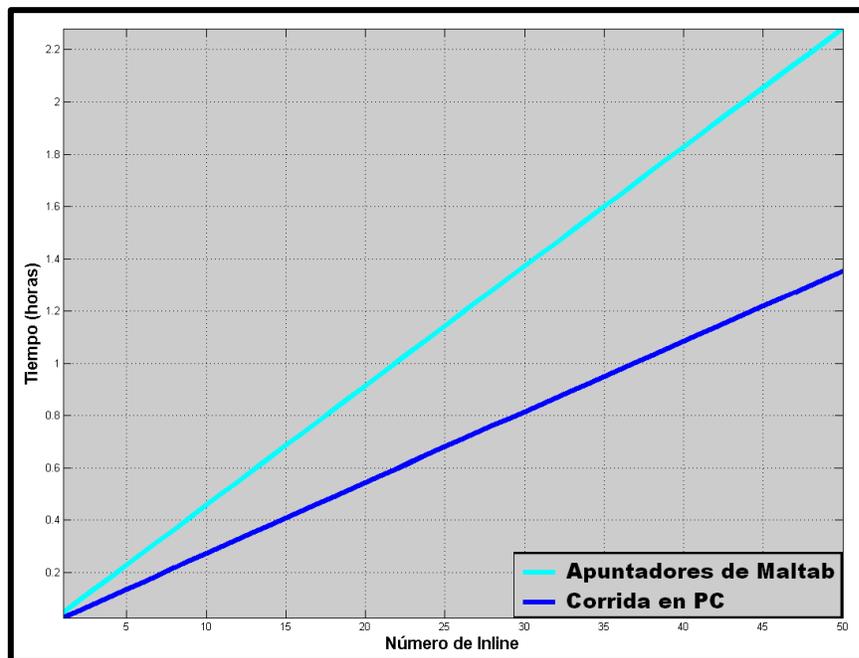


Figura 5.41: Comparación del tiempo de cómputo en PC y empleando por apuntadores de Matlab®.

Obviamente es de esperar de la Figura 5.41 que el tiempo empleando apuntadores sea mayor a la corrida en PC, esto equivale a un aumento del 60% del tiempo. Otra cosa interesante a notar es la linealidad en el tiempo de cómputo, es decir, al aumentar la información (Inline) el tiempo se comporta de forma proporcional. Esto es lógico al

trabajar con procesadores convencionales, aunque se prevé que el procesador con el paso del tiempo sufra fatiga, por lo que el tiempo de cómputo aumentara.

Para ver si lo anterior es cierto, comparamos el tiempo total de cómputo en función del gradiente inicial de la Figura 5.41. El gradiente empleando apuntadores equivale a 0,04556 Hora/Inline, para un total de 682 Inline se espera obtener 31,0992 Horas. Por su parte, el tiempo total medido usando apuntadores para todo la clasificación es de 32,1778 Horas para un total de 8749716 muestras evaluadas de un total de 101792592. El resultado anterior demuestra que efectivamente hubo un decaimiento del tiempo de computo al esperado, sin embargo el desajuste es de solo 1,0327 horas, un valor poco significativo para todo el tiempo de ejecución, lo que indica que prácticamente el computo total en función de la información suministrada tiene un tendencia lineal con el tiempo.

5.3.3 Visualización e interpretación geológica del cubo de litofacies

Una vez definidos los volúmenes de litofacies, el paso final de este Trabajo Especial de Grado consiste en interpretar dichos cubos y vincularlos con la información geológica del Campo Cariña Este.

Una de las limitantes de la clasificación de litofacies empleando Máquinas de Soporte Vectorial, recae en hecho de solo obtener para un valor de entrada (vector de atributos elásticos) el resultado de una clase (arena u lutita), en comparación al método de clasificación bayesiana u probabilística donde es posible cuantificar mediante las probabilidades de un vector respecto a cada clase, información bastante útil ya que permite medir el nivel de certidumbre respecto a cada una de las clases. A pesar de lo anterior, la estimación óptima de clasificación SVM arroja para ambas Formaciones validaciones superiores a 86 %, valores muy aceptables que se traducen en un buen nivel de certidumbre para las litofacies estimadas. Por otra parte, una forma de cuantificar los resultados obtenidos de la clasificación de litofacies por SVM, es comparando los porcentajes litológicos de cada Formación respecto a la información de Pozo, la Tabla 5.7 despliega estos resultados.

Tabla 5.7: Porcentajes litológicos de los pozos en comparación la clasificación SVM realizada a cubos de atributos elásticos.

INTERVALO	LITOLOGÍA	PORCENTAJE (%)	
		POZOS	CLASIFICACIÓN SVM
OFICINA (R3 - U2U)	Arena limpia	25,49	25,30
	Arena arcillosa - Lutita	74,51	74,69
MERCURE (U2U - Basamento)	Arena limpia con HC	22,57	22,07
	Arena limpia sin HC - Arena arcillosa - Lutita	77,43	77,93

Es evidente observar de la Tabla 5.7 que los porcentajes litológicos de los pozos en función de la clasificación SVM para ambas Formaciones prácticamente son iguales, esto obedece a que la heterogeneidad mostrada en los pozos se propaga en el espacio. Otra cuestión a apreciar es en torno al porcentaje de arenas limpias, correspondiente a 22% y 25% para Oficina y Mercure respectivamente, cabe destacar que solo se toma en cuenta la litología a discriminar (arena limpia), por tal razón el resto del porcentaje desplegado para el cubo de litofacies corresponde a litologías de carácter arcilloso.

Otra forma de corroborar la clasificación de litofacies, es mediante la comparación del registro litológico inicial con respecto a obtenido de la clasificación. Para este efecto, se corrobora sobre los pozos MEL-112 y MFC0035, los cuales no fueron utilizados en el estudio de física de roca.

Las validaciones litológicas para los pozos MEL-112 y MFC0035 son 67,3% y 62% respectivamente, para los efectos representan valores relativos a considerar por las siguientes razones. La primera se refiere al modelo de velocidad de ambos pozos, como es sabido no se cuenta con un modelo de velocidad 3D definido para todo el campo, además estos pozos no se calibraron, por lo que se obtuvo el registro de clasificación SVM utilizando una curva TZ de un pozo cercano, indudablemente esto puede traer consecuencias en la correlación de las litofacies observada respecto a la clasificación SVM del pozo. La segunda razón y más relevante es consecuencia de la

resolución vertical, para este efecto la clasificación obtenida por SVM logra distinguir paquetes de arenas limpias de un espesor considerable. Lo anterior es claramente notorio en la Figura 5.42 la cual despliega en el pozo MEL-112 los registros de litofacies. En ella observamos que las tres arenas obtenidas de la clasificación tienen buen espesor y las mismas correlacionan de buena manera con el registro litológico inicial, en contraparte vemos como las arenas muy delgadas (por ejemplo R4, S5) no son posibles obtenerlas en la clasificación. Sin embargo, las arenas delgadas en T y U1U y U1L son reproducidas por la clasificación. Todo esto nos indica la calidad de las SVM para identificar las arenas limpias en este yacimiento, a pesar de lo limitado de los datos y de lo delgado de las arenas en comparación con la resolución sísmica vertical.

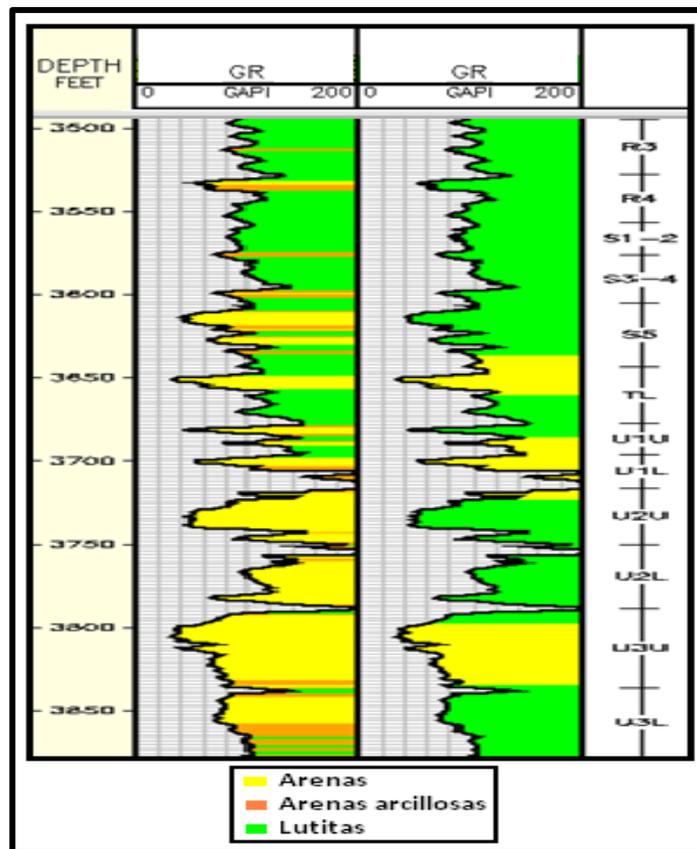


Figura 5.42: Registros de litofacies del pozo MEL-112 (Izquierda: pozo ; Derecha: clasificación SVM)

Finalmente, los resultados de esta investigación más relevantes para la industria petrolera los constituyen los mapas de volumen relativo de arena para cada uno de los intervalos estratigráficos (Figura 5.43), esto permite contar con una herramienta adicional a tomar en cuenta en la evaluación de zonas prospectivas dentro del campo en estudio.

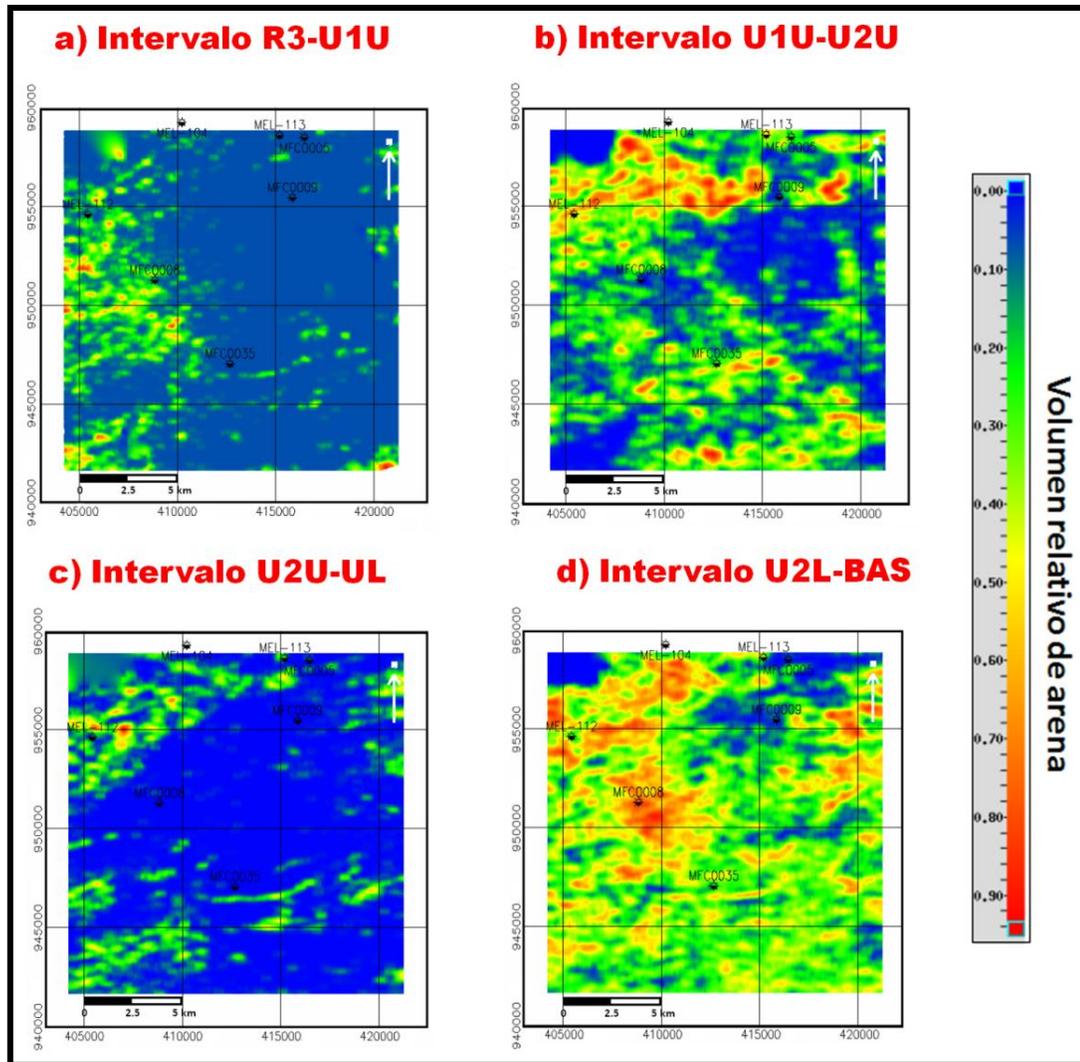


Figura 5.43: Mapas de volumen relativo de arena para cada intervalo estratigráfico.

Es de apreciar en torno a la Figura 5.43, los intervalos con mayor volumen de arena limpia los constituyen la parte basal de la Formación Oficina U1U-U2U, y el intervalo de la Formación Merecure U2L-Basamento. Asimismo, en general todos los

mapas revelan que el sector Noroeste del área en estudio presenta la mayor relación de volumen de arena, zona que se encuentra asociada un sistema de fallas normales. Esta información es validada con la información de los pozos localizados al norte (MEL-104, MEL-112 y MEL-113), en ellos predominan los intervalos arenosos a los arcillosos (Figura 5.1 y 5.42). Lo anterior es de esperar en la Formación Merecure, dado que la misma se acuña en dirección Sur presentando intervalos de arenas que no son percibidos al Sur (U3 y U4), entretanto la Formación Oficina tiene en la columna estratigráfica la arena U1 como mayor exponente, a diferencia del intervalo R3-U1U el cual tiene más carácter lutítico.

Para explicar a detalle cada uno de los mapas obtenidos, las Figura 5.44 a 5.47 ilustra los mismos y su respectiva visualización 3D solo considerando las arenas.

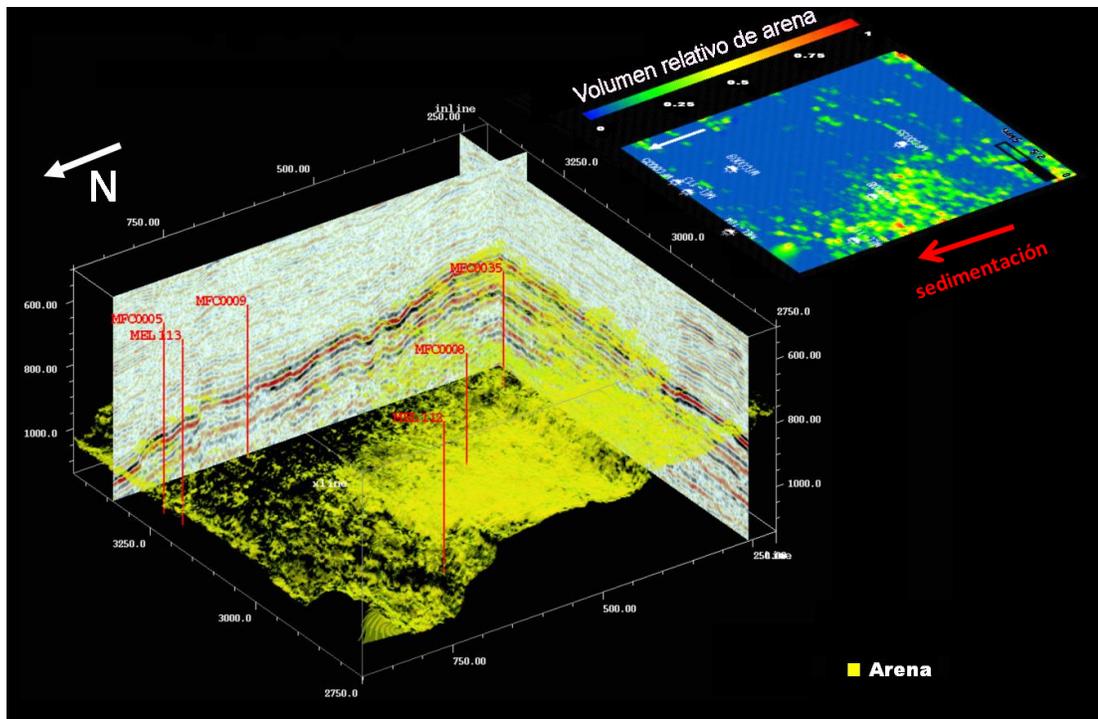


Figura 5.44: Visualización 3D de las arenas del intervalo R3-U1U.

Primeramente, en la Figura 5.44 se expone el intervalo de la Formación Oficina R3-U1U. Es claro notar que la mayor acumulación de arena se encuentra en las adyacencias de los pozos MEL-112 y MFC0008 (Oeste del área en estudio),

ciertamente este es un intervalo poco arenoso, lo cual se ratifica con la información geológica del Campo Bare, en ella Arevalo (2012) explica que este intervalo de la Formación Oficina se encuentra bajo influencias de llanura deltaica, donde las secciones superiores tienen más influencia marina. Las arenas más notables en este intervalo son R3 y S5, según la columna estratigráfica R3 tiene un espesor máximo de 8 pies, por razones de la resolución vertical es de esperar la ausencia del mismo, mientras tanto S5 corresponde a un intervalo areno-arcilloso de alrededor de 100 pies, por lo que posiblemente las arenas del cubo de litofacies correspondan a este intervalo.

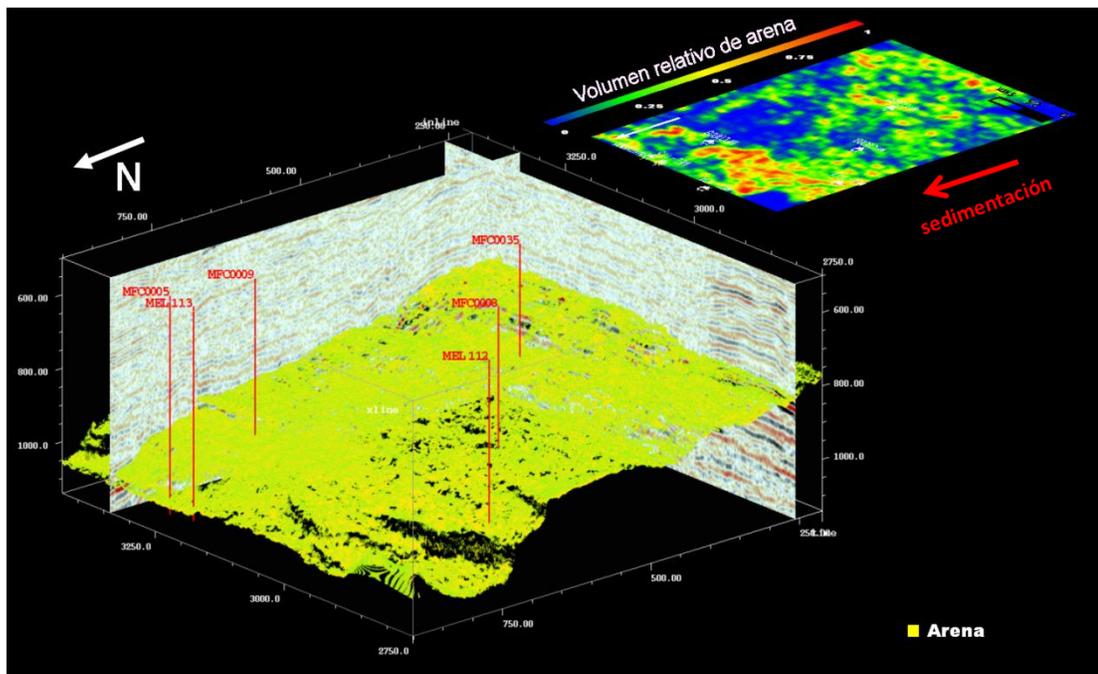


Figura 5.45: Visualización 3D de las arenas del intervalo U1U-U2U.

El intervalo estratigráfico U1U-U2U perteneciente a la Formación Oficina representa una unidad reservorio considerable en los Campos Bare y Cariña, aquí ya existe una transición al sistema fluvial lo que da un carácter más arenoso. La visualización 3D de la Figura 5.45 apunta que toda la zona presenta contenido de arenas, sin embargo mediante el mapa de volumen relativo de arenas es posible calificar el sector Norte como el de mayor proporción de arenas, esto sugiere que existen mayores espesores

de esta unidad hacia el Norte. Cabe destacar que esta zona al Norte se encuentra precedida por un sistema de fallas normales (Figura 5.26), la cual se presume que las mismas pueden hacer el rol de trampas de hidrocarburos para esta unidad.

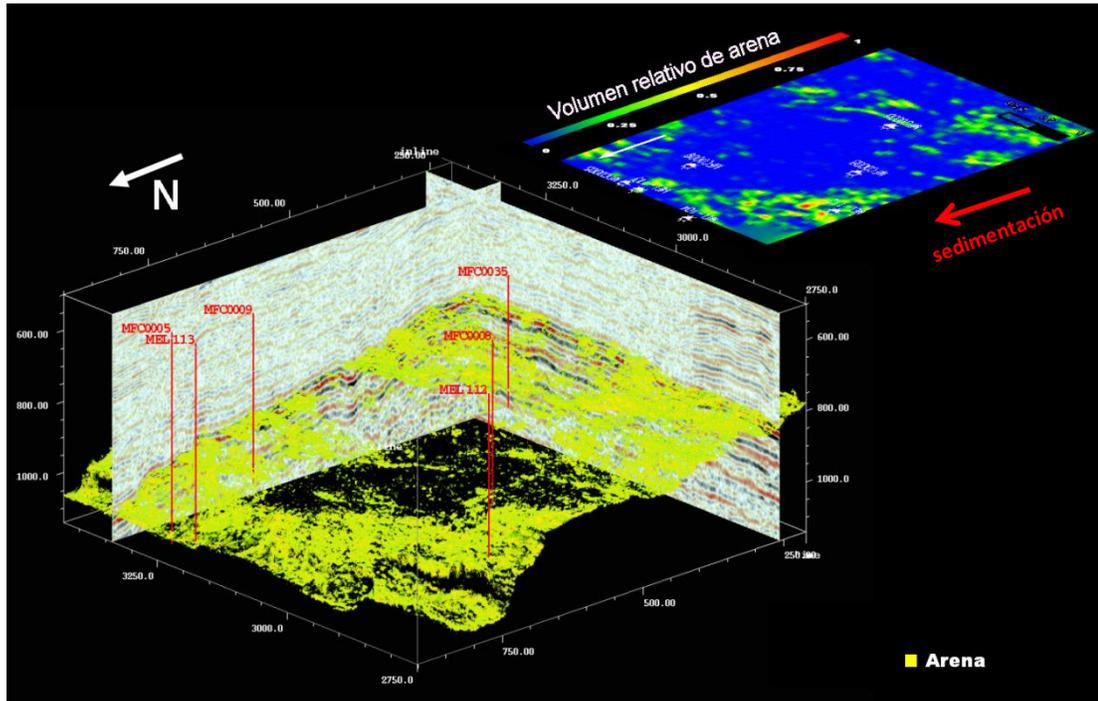


Figura 5.46: Visualización 3D de las arenas del intervalo U2U-U2L.

Estudiando la Formación Merecure, Arevalo (2012) describe la depositación de misma en el Campo Bare bajo como condiciones transgresivas con el tope de la Formación representando considerablemente más los sedimentos distales (bahía interdistributaria) más que en la base (canal fluvial). La descripción propuesta en el tope coincide con los resultados obtenidos del intervalo U2U-U2L (Figura 5.46), donde a diferencia de la unidad U1 se distingue por tener menos presencia de arenas y donde la mayor proporción se encuentra en el Noroeste del Campo. Este cambio abrupto de facies es consecuencia de una menor energía de depositación en combinación con un aumento local del nivel relativo del mar, que disminuyen el material arenoso en la unidad, el cual es definido por Arevalo (2012) como un ciclo de Sistema Encadenado Transgresivo (*TST=Transgressive System Tract*).

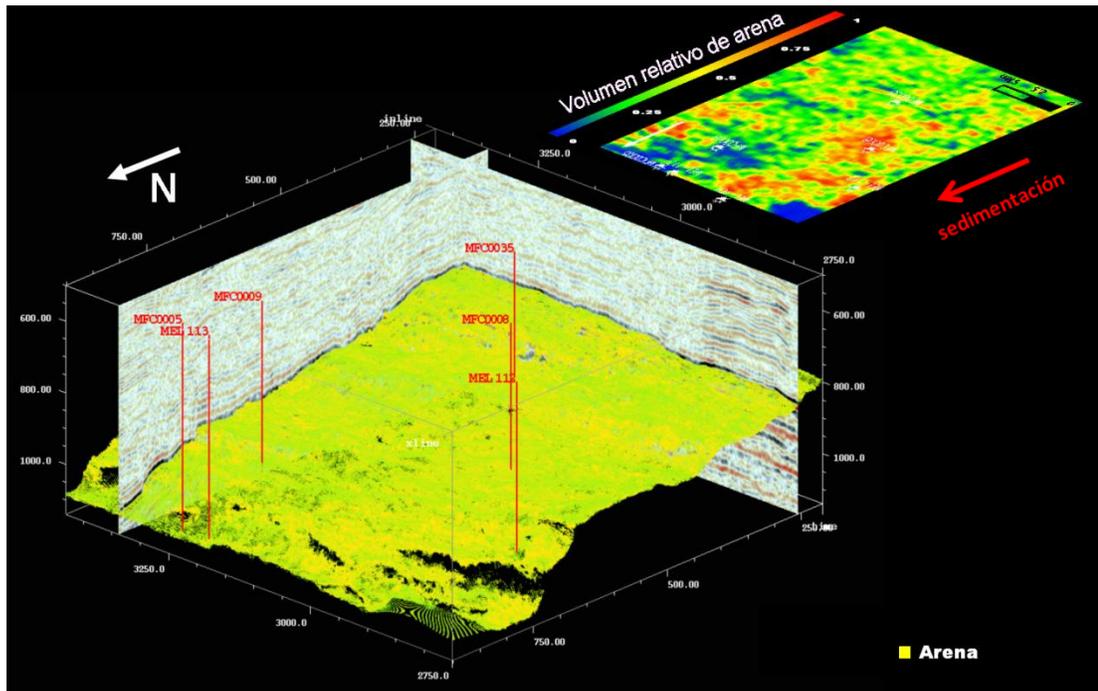


Figura 5.47: Visualización 3D de las arenas del intervalo U2L-Basamento.

Por último, el intervalo estratigráfico U2L-Basamento (Figura 5.47) ilustra un alto nivel de material arenoso en toda su extensión, más predominante en el sector centro-este y noroeste del Campo. De igual forma, esta sección basal se valida con el trabajo de Arevalo (2012), el cual plantea arenas de características fluviales, descritas como sistemas de canales de gran espesor (1-2 km). Pese a la sectorización dominante de estas arenas al Oeste de Campo, no es posible la detección de geocuerpos estratigráficos vinculados a la sedimentación de la zona. No obstante, se pueden asociar mayores espesores de arenas en esta zona. Igualmente esta unidad como se describió en la Sección 5.1, tiene alta porosidades (25-34 %) y saturación de agua menor a 40 %, lo que la hace una unidad reservorio a considerar. A lo anterior se le añade, el sistema de fallamiento asociado al Norte de área, un factor a considerar para un posible entrapamiento estructural.

CONCLUSIONES

En función de los resultados obtenidos, se establecieron las siguientes conclusiones:

- Aunque las Formaciones Oficina y Merecure sean de origen fluvio-deltaico, los yacimientos de las mismas presentan comportamientos elásticos diferentes, por tal motivo fue necesario hacer un estudio particular de física de rocas en cada Formación.
- Es posible estimar bajo un buen nivel de certidumbre (91,3 %) la velocidad de corte en los Campos Cariña Este y Bare a partir de relaciones lineales V_p - V_s , calculadas en el Campo Cariña Oeste para cada Formación (Oficina y Merecure).
- El pozo MEL-104 ubicado al norte del Campo Cariña Este presenta un comportamiento estratigráfico distinto al resto de los pozos, en vista de esto se aisló del estudio de física de rocas. Esta situación nos habla de la gran variabilidad lateral encontrada en la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Tanto en la Formación Oficina como Merecure, es posible discernir mediante el uso de atributos elásticos arenas limpias de los intervalos más arcillosos. Para este efecto, la densidad representa el atributo más discriminante para las formaciones limpias. En el caso de la Formación Merecure, estas arenas limpias constituyen unidades reservorios considerables con porosidades 25-34% y saturación de agua menor a 40%.
- Como era de esperar, el cálculo de las propiedades de los fluidos mediante las relaciones de Batzle y Wang (1992) arrojan que los hidrocarburos exhiben propiedades elásticas casi similares al agua. Por ende, toda discriminación es basada en las características sedimentológicas y petrofísicas de las rocas y no en el tipo de fluido.
- Mediante la elaboración de Rocks Physics Template (RPT) se distinguió en la Formación Oficina que los cuerpos arenosos contienen elementos arcillosos

laminares, según propone el modelo de Dvorkin y Gutierrez (2002). Por su parte, la Formación Merecure corresponde a arenas limpias ajustadas al modelo de arena friable y en algunos casos arenas con cemento constante (1-2%). Estos resultados son validados con la información proveniente de núcleo del pozo MFB-624, perteneciente al Campo Bare.

- Los CRP gathers empleados tienen una relación señal-ruido intermedia, y una cobertura baja (13-14). Asimismo, solo fue necesario para el acondicionamiento de CRP gathers el uso de la corrección NMO 4to orden y sintonización NMO.
- Por medio del análisis AVA de los pozos y la relación señal-ruido de los CRP gathers se establecieron los siguientes rangos de apilados angulares: 0-14°, 12-26° y 24-38°.
- Los datos sísmicos empleados están caracterizados por contener huellas de adquisición (“foot print”) en dirección N-S, las mismas son producto de las condiciones iniciales de adquisición y el procesamiento de los datos. Estos eventos aunque no sean muy prominentes se manifiestan como un ruido coherente en los apilados angulares, así como en los resultados de la inversión simultánea.
- Es notorio el nivel de sensibilidad del algoritmo de inversión en base a los modelos a priori, los cuales no constituyen un fuerte para esta investigación, dado que se construyeron con la información proveniente de solo tres (3) pozos para un área total de 297 km².
- Se logró invertir de manera confiable los atributos elásticos I_p , I_s y $RHOB$. Sin embargo, el atributo I_s presento la mayor correlación con los pozos, hecho que se puede atribuir a que el modelo invertido de I_s se aproxima al modelo a priori debido a la poca o inconsistente información de onda corte suministrada de la sísmica.
- El algoritmo de inversión presento problemas al invertir las unidades suprayacentes al Basamento, esto es debido al alto contraste de impedancia acústica, impedancia de corte y densidad entre ambos elementos, el cual hace

difícil de manejar las reflectividades calculadas a partir de la aproximación de Aki-Richards, que propone contrastes bajos.

- El algoritmo de Máquinas de Soporte Vectorial (SVM) demostró clasificar eficazmente litofacies utilizando datos de propiedades elásticas. Para este fin, la Formación Oficina validó más del 86% en la solución óptima de clasificación del método PSVM lineal. Mientras tanto, se obtuvo una validación superior a 94% la Formación Merecure para una solución óptima de clasificación en el caso PSVM no-lineal.
- Los mapas de volumen relativo de arenas ilustran los intervalos U1U-U2U (Formación Oficina) y U2L-Basamento (Formación Merecure) como los de mayor contenido de arenas. En general los mismos revelan que el sector Noroeste del área en estudio presenta la mayor relación de volumen de arena, lo cual se corrobora con los grandes espesores de estas arenas apreciados en los pozos. Asimismo, en dicha zona se encuentra asociado un sistema de fallas normales, que pueden hacer el rol como posibles trampas de hidrocarburos a considerar.
- La resolución vertical resulta ser un elemento clave a evaluar, la misma en promedio ronda alrededor de 90 pies. Por su parte, la columna estratigráfica de la zona resalta espesores de arenas en el orden de 50-100 pies, generalmente ubicados en la parte basal de la columna (arenas U1, U2, U3, U4, U5). Por este motivo, tanto la sísmica disponible y el cubo de litofacies obtenido logra diferenciar paquetes de arenas limpias cercanos o por encima de este límite, y no los paquetes delgados de arena muy comunes en la Formación Oficina.

RECOMENDACIONES

Se pueden establecer las siguientes recomendaciones a tomar en consideración:

- Se recomienda agregar información sedimentológica, estratigráfica, análisis estructural y de núcleo en el Campo Carina Este, ampliando así el conocimiento geológico del Campo y que de esta manera permitan la delimitación de posibles prospectos.
- En los próximos pozos a perforar en Cariña Este adquirir registros de onda de corte para reducir la incertidumbre en el modelo inicial de I_s .
- Se propone reevaluar la posibilidad de un reprocesamiento de los datos sísmicos que considere el mallado original y la aplicación de filtros espaciales (F-K) que permitan remover las huellas de adquisición (“foot print”).
- Aunque se obtuvo buena correlación de la inversión simultánea respecto a los pozos, la misma presentó ciertas limitantes en el algoritmo y en los datos de entrada. En base a esto, se recomienda en el futuro evaluar una nueva adquisición sísmica 3D multicomponente con la finalidad de agregar información de onda de corte, además de mejorar la relación señal-ruido, cobertura y resolución. Estos elementos posteriormente permitirán realizar una inversión simultánea PP-PS, la cual ha demostrado obtener de forma más eficaz el atributo de densidad (Khare y Rape, 2007). De igual forma, se sugiere considerar un algoritmo de inversión que tome en cuenta la ecuación de Zoeppritz, con el fin de prever el efecto de la inversión sobre unidades suprayacentes al basamento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aki, K. y Richards, P.G, (1980). "Quantitative Seismology: Theory and Methods", Volumen I

Arevalo J., (2012) Modelo sedimentológico-estratigráfico integrado de un sector al sur este del campo Bare, área de Ayacucho norte, de la Faja del Orinoco, Venezuela. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Audemard, F., Azpirixaga, Y., Baumann, P., Isea, A. y Latreille, M. (1985). Marco geológico del terciario en la Faja Petrolífera del Orinoco de Venezuela. VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas), Memoria 1: 70-108.

Avseth P., Dvorkin J. y Mavko G., (2000). Rocks physics diagnostic of North Sea sands: Link between microstructure and seismic properties. Geophysical research letters, Vol. 27, NO. 17, pag 2761-2764.

Avseth, P., Mukerji, T. y Mavko, G. (2005). Quantitative Seismic Interpretation. Applying Rock Physics to Reduce Interpretation Risk. Cambridge, New York, Melbourne: Cambridge University Press.

Barclay F., Bruun A., Rasmussen K., Camara J. y Cooke A., (2008). Inversión sísmica: Lectura entre líneas. Schlumberger-Oilfield Review.

Batzle, M. y Wang, Z., (1992). Seismic properties of pore fluids. Geophysics, Vol. 57, 1396-1408.

Bennett K. y Campbell C., (2001) Support Vector Machines: Hype or Hallelujah. SIGKDD Explorations, 2(2).

Bertrand C., Tonellot T. y Fournier F (2002). Seismic facies analysis applied to P and S impedances from pre-stack inversion. SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting - Salt Lake City, Utah, Expanded Abstracts, 217-220.

Bosch M., (2003). Inferencia Estadística de Porosidad e Impedancia a partir de ondas Sísmicas Vía Métodos de Monte Carlo. Trabajo de Ascenso. Caracas: U.C.V.

Castagna J. y Li J., (2003). Support vector pattern recognition and AVO classification. SEG Expanded Abstracts 22, pág 262-265.

Castagna J., Batzle M. y Eastwood R., (1985), Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in elastic silicate rocks. Geophysics Vol. 50, 571-581.

Chopra S., Larsen G. y Pickfords S., (2000), Acquisition footprint – Its detection and removal. CSEG Recorder, 25(8), 16-20.

Contreras A. y Torres C. (2005) Sensitivity analysis of factors controlling AVA simultaneous inversion of 3D partially stacked seismic data: application to deepwater hydrocarbon reservoirs in the central Gulf of Mexico. SEG Int'l Exposition and 75nd Annual Meeting –Houston, Texas, Expanded Abstracts, 464-467.

Cristianini N. y Hawe-Taylor J., (2000). An Introduction to Support Vector Machines and other kernel-based learning methods. Cambridge University Press.

Dvorkin J., y Nur A., (1996). Elasticity of high-porosity sandstones: Theory for two North Sea data sets. Geophysics, Vol. 61, 1363-1370.

Dvorkin, J., and Gutierrez, M., (2002) Grain-sorting, porosity, and elasticity: Petrophysics, 43.

Evangelista P., Embrechts M. y Szymanski B.,(2007). Some Properties of the Gaussian Kernel for One Class Learning. Proc. Intern. Conference on Artificial Neural Networks, ICANN07 Porto, Portugal

EXGEO C.A. (2010). Informe final de reprocesamiento, Volumen integrado Cariña Este Proyecto: GV-08-CE-G-01. Caracas, Venezuela.

Fiorillo G., Torres P. y Ramos C., (1983). Revisión Geológica – Geofísica de la Faja Petrolífera del Orinoco. Petróleos de Venezuela S.A

Fung, G. y Mangasarian O., (2001). Proximal Support Vector Machine Classifiers. Computer Sciences Department – Data Mining Institut. University of Wisconsin.

Gardner, G.H.F., Gardner, L.W. y Gregory, A.R. (1974) Formation velocity and density-the diagnostic basics for stratigraphic traps: Geophysics Vol 39, 770-780.

Gassmann, F., 1951, Elasticity of porous media: Uber die Elastizitat poroser Medien: Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesselschaft in Zurich, Heft 1.

González de Juana, C, Iturralde, J. y Picard, X., Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas, Tomo II, Ediciones FONINDES, (1980). Caracas- Venezuela.

González, L. (2003) Modelos de Clasificación basados en Máquinas de Vectores Soporte Asociación Científica Europea de Economía Aplicada. Congreso Almeria

Greenberg, M. y Castagna, J. (1992) Shear-wave velocity estimation in porous rocks: theoretical formulation, preliminary verification and applications. *Geophysical Prospecting* 40, 195-209.

Hill, R., (1952). The elastic behavior of crystalline aggregate. *Proc. Phys. Soc., London A*, 65, 349–354.

Khare V. y Rape T., (2007). Density Inversion using Joint PP/PS data: Sensitivity to the Angle Range. *SEG Int'l Exposition and 77nd Annual Meeting –San Antonio, Texas, Expanded Abstracts*, 965-969.

Kuzma A., (2003). A Support Vector Machine for AVO interpretation. *SEG Expanded Abstracts* 22, 181-184.

Marion, D., (1990) Acoustical, mechanical, and transport properties of sediments and granular materials: Ph.D. thesis, Stanford University.

Mavko G., Mukerji T. y Dvorkin J., (2009). *The Rock Physics Handbook - Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. Cambridge University Press, Second edition.

Mukerji T., Jorstad A., Avseth P., Mavko G. y Granli J., (2001). Mapping lithofacies and pore-fluid probabilities in a North Sea reservoir: Seismic inversions and statistical rock physics. *Geophysics* Vol 66. 988-1001.

Norris M. y Faichenev A., (2001). SEG Y rev 1 data exchange format. Society of Exploration Geophysicist - SEG standars Committee.

Ovalles, A., Calderón, J. y Reverón, J., (2011). Estimación de la relación V_p/V_s a partir de la interpretación de datos sísmicos de onda convertida para la delineación de yacimientos de petróleo pesado en el Campo Zuata, Faja Petrolífera del Orinoco,

Venezuela, XIV Congreso Latinoamericano de Geología y XIII Congreso Colombiano de Geología, Medellín, Colombia.

Parnaud F., Gou Y., Pascual J., Truskowski I., Gallango O., Passalacqua H. y Rure F. (1995). Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuela Basin, in Tankard A. J., Suárez R. S. y Welsink, H. J. Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62, p. 741-756.

Phillips I., Rushton J., Smith E., Noon S., Yuris B., Setiani H., Rizzi G.(2004). Geological investigation of the cored interval from well: MFB-627 Bare Field, Venezuela. Core Laboratories Advanced Technology Centre. Kirkhill Industrial Estate. Dyce, Aberdeen AB21 0GL.

Reveron J. y Roomer J., (2011). Probabilistic facies discrimination from simultaneous seismic inversion results in clastics reservoir in southwest Venezuela. SEG Int'l Exposition and 81nd Annual Meeting – San Antonio, Texas, Expanded Abstracts, 1714-1718.

Roy B., Anno P, y Gurch M., (2008) Imaging oil-sand reservoir heterogeneities using wide-angle prestack seismic inversion. The Leading Edge. 1192-1201.

Ruiz R., (2011). Caracterización litológica mediante la inversión elástica de datos sísmicos de los miembros “o” y “p” de la Formación Escandalosa. Campo Borburata, Cuenca Barinas-Apure. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Russell, B., (1999). AVO Adds Flavor to Seismic Soup. AAPG Explorer June.

Rutherford, S. y Williams R., (1989). Amplitud-versus- offset variations in gas sands. Geophysics. Vol 54. 680-688.

Sánchez R., Quijada R. y Oropeza H., (1997). Modelo Geológico del Yacimiento MFB-53, Arenas Basales U1, U2/3, Trampa 15, Campo Bare, Área Hamaca, Faja del Orinoco, Venezuela. INTEVEP, S. A.

Schlumberger Oilfield Services (1997). WEC – Evaluación de pozos. Caracas, Venezuela.

Schölkopf, B. y Smola, A.(2002) Learning with Kernels. MIT Press.

Shawe-Taylor J. y Cristianini N., (2004). Kernel Methods for Pattern Analysis. Cambridge University Press.

Shuey, R. T., (1985). A Simplification of Zoepprits Equations, Geophysics. Vol 50. 609-614.

Singleton S., (2009). The effects of seismic data conditioning on prestack simultaneous. The Leading Edge, 772-781.

Smith T., Sayers C. y Liner C., (2011). Introduction on this special section: Physics of Rocks. The Leading Edge. 1352.

Tarantola, A., (1987). Inverse Problem Theory: Elsevier, N.Y.

Tax D. y Duin R., (2004). Support Vector Data Description. Machine Learning, 54:45–66.

Thomas, E. y Stieber J., (1975). The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity: Transactions of the 16th Annual Logging Symposium of the SPWLA, Paper T.

Thomas, E. y Stieber J., (1977). Log-derived shale distributions in sandstone and its effect upon porosity, water saturation, and permeability: Transactions of the 6th Formation Evaluation Symposium of the Canadian Well Logging Society.

Tonellot T., Macé D., Richard V., y Cuer M., (1999) Prestack elastic waveform inversion using a priori information. SEG Int'l Exposition and 69nd Annual Meeting – Houston, Texas, Expanded Abstracts, 800-803.

Tonellot, T., Macé, D. y Richard, V., (2001). Joint stratigraphic inversion of angle-limited stacks, 71st Ann. SEG Int'l Exposition and 71nd Annual Meeting – San Antonio, Texas, Expanded Abstracts, 227-230.

Vapnik V., (1998) Statistical Learning Theory. John Wiley & Sons, Inc.

Yin H., (1992). Acoustic velocity and attenuation of rocks: Isotropy, intrinsic anisotropy, and stressinduced anisotropy: PhD thesis, Stanford University.

Zoeppritz, K., (1919). Erdbebenwellen VIIB, Uber Reflexion and Durchgang seismischer Wellen durch Unstetigkeitsflaechen. Goettinger Nachrichten, I,66-84.

APÉNDICES

APÉNDICE A

El algoritmo PSVM lineal diseñado por Fung y Mangasariam (2001) tiene la siguiente estructura:

- **Entrada de datos:**

A : matriz de dimensión que contiene los “ m ” vectores de espacio “ n ”.

D : matriz diagonal (dimensión $m \times m$) que contiene las categorías de los vectores contenidos en A (valores ± 1).

- **Algoritmo:**

Calcular

$$H = D[A - e] \quad u = v \left(I - H \left(\frac{I}{v} + H'H \right)^{-1} H' \right) e$$

Donde:

e : vector columna de unos (dimensión $m \times 1$).

I : matriz identidad (dimensión $m \times m$)

v : parámetro positivo el cual depende de las características de los datos (se estima mediante la sistematización de los datos)

Estimar w, γ mediante:

$$w = A'Du \quad \gamma = -e'Du$$

Un vector “ x ” será clasificado empleando:

$$\text{sign}(x'w - \gamma)$$

De igual forma, el algoritmo PSVM lineal fue escrito en matlab® de la siguiente forma:

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
                                % Algoritmo PSVM lineal
%input: A, D (solo clase 1 -1), nu
%salida: w, gamma

function [w gamma]=l_psvm(A,D,nu)

    [m n]=size(A); D=diag(D); e=ones(m,1);
    H=[A -e];
    v=H'*D*e;
    R=(speye(n+1)/nu+H'*H)\v;
    w=R(1:n); gamma=R(n+1);
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

APÉNDICE B

Por su parte el algoritmo PSVM no lineal diseñado por Fung y Mangasariam (2001) tiene la siguiente estructura:

- **Entrada de datos:**

A: matriz de dimensión que contiene los “m” vectores de espacio “n”.

D: matriz diagonal (dimensión m x m) que contiene las categorías de los vectores contenidos en A (valores ±1).

K(A,A'): definir la función kernel (dimensión m x m). Ejemplo kernel gaussiano.

- **Algoritmo:**

Calcular

$$G = D[K \quad -e] \qquad v = \left(\frac{1}{\nu} + D(KK' + ee')D\right)^{-1}$$

Donde:

K: función kernel *K(A,A')*

e: vector columna de unos (dimensión m x 1).

I : matriz identidad (dimensión $m \times m$)

ν : parámetro positivo el cual depende de las características de los datos (se estima mediante la sistematización de los datos)

Un vector “ x ” será clasificado empleando:

$$\text{sign}(K(x', A')K(A, A')' + e'Dv)$$

Donde:

$K(x', A')$: corresponde a un vector fila (orden m), producto de la evaluación del vector x sobre el kernel compuesto por la matriz A .

Entretanto, el algoritmo PSVM no lineal fue escrito en matlab® de la siguiente forma:

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
                                % Algoritmo PSVM no-lineal
%input: A, D (solo clase 1 -1), nu
% mu -- ctte kernel gaussiano
%salida: u, gamma

function [u gamma]=n_psvm(A,D,nu,mu)

    [m n]=size(A); D=diag(D); e=ones(m,1);
    K=kernel_gausiana(A,mu);
    H=[K -e];
    v=H'*D*e;
    R=(speye(m+1)/nu+H'*H)\v;
    u=R(1:m); gamma=R(m+1);
end

                                % Algoritmo kernel gaussiano

function K_gauss=kernel_gausiana(A,mu)
    [m n]=size(A); M=zeros(m,m);
    for i=1:1:m
        for j=1:1:m
            C=A(i,:)-A(j,:);
            P=C*C'; M(i,j)=P;
        end
    end
    K_gauss=exp(-mu*M);
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```