

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA MEDIANTE LA
INVERSIÓN ELÁSTICA DE DATOS SÍSMICOS DE LOS
MIEMBROS “O” Y “P” DE LA FORMACIÓN ESCANDALOSA.
CAMPO BORBURATA, CUENCA BARINAS-APURE.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Ruiz A. Roberto J.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2011.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA MEDIANTE LA INVERSIÓN ELÁSTICA DE DATOS SÍSMICOS DE LOS MIEMBROS “O” Y “P” DE LA FORMACIÓN ESCANDALOSA. CAMPO BORBURATA, CUENCA BARINAS-APURE.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Yaraixa Pérez

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Pedro Álvarez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Ruiz A. Roberto J.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2011.

Caracas, octubre de 2011

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería (especialidad), para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller **ROBERTO JOSÉ RUIZ**, titulado:

“CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA MEDIANTE LA INVERSIÓN ELÁSTICA DE DATOS SÍSMICOS DE LOS MIEMBROS “O” Y “P” DE LA FORMACIÓN ESCANDALOSA. CAMPO BORBURATA, CUENCA BARINAS-APURE.”

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. Adriana González
Jurado


Prof. Jesús González
Jurado


Prof. Yaraixa Pérez
Tutor Académico

DEDICATORIA

A Dios

A mis Padres

A mis hermanos

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por haberme ayudado, apoyado y amado a lo largo de toda mi vida, en especial durante la etapa universitaria, con su apoyo, dedicación y compromiso pude superar esta etapa. Gracias por haber creído en mí.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras. Mi segundo hogar, en donde aprendí y conocí tantas cosas que no sólo me permitieron formarme como Ingeniero sino como una persona integral.

Al Departamento de de Geología, Minas y Geofísica de la Universidad Central de Venezuela. El cuerpo profesoral por su dedicación a la noble labor de educar e instruir invirtiendo en el futuro del país.

A PDVSA-División Boyacá, en su sede Barinas por ser la empresa que me dio la oportunidad y el apoyo de realizar este trabajo.

A Pedro Álvarez, mi tutor industrial, por haber creído en mí y haberme dado la oportunidad de desarrollar un tema tan importante e innovador. Gracias a su apoyo constante, guía y paciencia, este proyecto fue posible.

A la Prof. Yaraixa Pérez, mi tutora académica. Por su apoyo, ayuda y asesoría; siempre atenta al desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Franklin Ángel por haberme dado el voto de confianza y permitirme la oportunidad de desarrollar este trabajo.

A Sarith, por haber estado a mi lado en todo momento, por quererme tanto. Esto es también fruto de todo tu esfuerzo y empeño. Te quiero mucho. Y a su abuelita Matilo, te quiero mucho.

A mis hermanos, Raúl y Raquelita. Por haberme apoyado siempre a lo largo de la carrera, fue difícil separarse de ustedes y venir a estudiar a Caracas. Los quiero mucho.

A mis abuelos Máximo, María Luisa y Esperanza (Dios los tenga en su gloria) y a mi abuelo Benjamín. A mi tía Isolda por consentirme tanto, igual que mi tía Egilda y Rosibel, las quiero un montón. También a mi tía Coralys, gracias por todo tu apoyo y a mi primo Mauricio. A mi madrina y el resto de mi familia que es demasiado grande, mis tías, tíos, primos también los quiero muchísimo. Y por su puesto al nuevo miembro de la familia: Andrés Herradez.

A mi prima Vanessa, y a mi tía Elvira y a Pao, gracias por darme la oportunidad de pertenecer a su familia. Me demostraron que familia no es sólo de sangre, sino que si se puede elegir, las quiero un montón.

A mis compañeros en los últimos semestres, el famoso team: Anggie, Luisagirl, Said, Simón y Zuli (la que nunca sonrío). También a panas: Airam, Arturito, Angelvis, César, Laura, Manuel, Vero, Yuniev. Y a Yicel, Luis Alberto, Derik y Jesús por ser mis compañeros en el periplo, del *Annual Meeting* de la SEG Denver 2010.

A todo el equipo de Estudios Integrados, Yacimientos Barinas de PDVSA-División Boyacá. Yenifer, José Bernardo, Karla, José Daniel, Rosady, Gema, Libsen, Andrés, María Antonieta, Yonathan, Víctor, Maybe, Angel Carmona, Rosario, El Comandante, el Ing. Escalante, Gabriel, la Sra. María. Así como también a la gente del DATO, Mariel y Víctor, sin la ayuda de todos ustedes habría sido muy difícil desarrollar este trabajo.

A mi tía Alianira por haberme ayudado siempre y creer en mí desde un principio. Y a su Padre quien me ha guiado y apoyado en todo momento.

Roberto J. Ruiz A.

**CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA MEDIANTE LA INVERSIÓN
ELÁSTICA DE DATOS SÍSMICOS DE LOS MIEMBROS “O” Y “P” DE LA
FORMACIÓN ESCANDALOSA. CAMPO BORBURATA, CUENCA
BARINAS-APURE.**

**Tutor Académico: Pérez, Yaraixa. Tutor Industrial: Msc. Álvarez, Pedro.
Trabajo Espacial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de
Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geofísica. Año 2010, 190 pág.**

Palabras claves: AVO, Caracterización Sísmica de Yacimientos, Inversión Sísmica,
Impedancia Elástica, Física de Rocas.

Resumen. Los Miembros “O” (carbonático) y “P” (clástico) de la Formación Escandalosa (Cretáceo) presentan una alta variabilidad lateral de litologías, que dificulta proponer modelos geológicos y estocásticos confiables para el campo. El presente trabajo muestra como a través de la integración de datos de pozo y datos sísmicos 3D pre-apilados se estimó la continuidad lateral de las principales unidades litológicas penetradas por los pozos perforados en el área. Con este objetivo se implementó una metodología que consta de tres fases. La primera, consistió en calcular diversos atributos elásticos a partir del uso de registros sísmicos dipolares y de densidad, con lo cual se identificaron diversos dominios capaces de separar las distintas litofacies presentes en los yacimientos en estudio, adicionalmente en esta etapa, en el dominio que mejor separaba las litofacies se modelaron las propiedades elásticas de las facies clásticas en función de las propiedades petrofísicas mediante modelos de física de rocas. En la segunda fase, se estimó un volumen de Impedancia Acústica y otro de Impedancia Elástica a 20° mediante un proceso de inversión sísmica del tipo *sparse spike*, a partir de un volumen de datos sísmicos pre-apilados y datos de pozo. En la última fase, se extrapoló la información de pozo usando los volúmenes de Impedancia Acústica e Impedancia Elástica a 20° mediante una clasificación bayesiana, la cual usó como dato de entrada funciones de densidad de probabilidad estimadas a partir de los resultados de la primera fase. Como resultado se generaron mapas de probabilidad de litofacies para cada uno de los miembros estudiados, permitiendo caracterizar la heterogeneidad lateral de los yacimientos en estudio. Además fue posible la identificación de geocuerpos con alta probabilidad de pertenecer a litofacies idóneas para el almacenaje de hidrocarburo lo cual permitirá disminuir el riesgo asociado a la ubicación de futuras localizaciones en el campo.

INDICE DE CONTENIDO

	Página	
INDICE DE FIGURAS	xii	
INDICE DE TABLAS	xxi	
CAPÍTULO I		
1. Introducción	1	
1.1 Planteamiento del problema	1	
1.2 Objetivos de la investigación	4	
1.2.1 Objetivo general.....	4	
1.2.2 Objetivos específicos	4	
1.3 Justificación	4	
1.4 Ubicación de la zona de estudio.....	5	
1.5 Antecedentes	6	
CAPÍTULO II		
2. Marco geológico.....	8	
2.1 Geología regional	8	
2.1.1 Generalidades de la cuenca Barinas-Apure.....	8	
2.1.2 Principales fases tectónicas en la sub-cuenca Barinas	13	
2.2 Geología local	14	
2.2.1 Estratigrafía local.....	14	
2.2.2 Geología estructural local.....	15	
CAPÍTULO III		17
3. Marco teórico	1	
3.1 Física de rocas.....	17	
3.1.1 Límites elásticos	17	
3.1.1.1 Límites de Voigt (1910) y Reuss (1929).....	19	

3.1.1.2 Límites de Hashin-Shtrikman (1963)	20
3.1.2 Modelos de física de rocas para arenas limpias.....	23
3.1.2.1 Modelo de arena friable	23
3.1.2.2 Modelo de contacto de cemento	27
3.1.2.3 Modelo de cemento constante	28
3.2 Física de fluidos	29
3.2.1 Ecuaciones de Batzle y Wang (1992)	30
3.2.1.1 Relaciones para el petróleo	30
3.2.1.2 Relaciones para el agua.....	31
3.2.2 Teoría de sustitución de fluidos.....	33
3.2.2.1 Suposiciones de las ecuaciones de Gassmann.....	35
3.2.2.2 Propiedades de la roca saturada.....	36
3.2.2.3 Uso de la ecuación de Gassmann	36
3.3 AVO e inversión sísmica	38
3.3.1 Ecuaciones de Zoeppritz	38
3.3.2 Aproximaciones a las Ecuaciones de Zoeppritz.....	39
3.3.2.1 Aproximación de Aki y Richards	40
3.3.2.2 Aproximación de Shuey.....	40
3.3.2.3 Aproximación de Smith y Gidlow	42
3.3.3 AVO	42
3.3.4 Atributos AVO	43
3.3.4.1 Intercepto AVO y gradiente AVO	43
3.3.5 Inversión sísmica	45
3.3.6.1 Inversión acústica.	45
3.3.5.2 Inversión elástica	46
3.3.5.3 Algoritmo de inversión	48
3.3.6 Litofacies sísmicas	50
3.4 Probabilidad y geoestadística.....	50
3.4.1 Análisis de la componente principal (PCA).....	51
3.4.1.1 Consideraciones.....	51

3.4.2 Clasificación de facies	52
3.4.2.1 Función de densidad de probabilidad (PDF).....	52
3.4.2.2 Métodos para estimar las PDF.....	54
3.4.2.3 Clasificación bayesiana.....	57

CAPÍTULO IV

4. Marco metodológico.....	53
4.1 Datos disponibles	59
4.2 Esquema general.....	62
4.2.1 Física de rocas	63
4.2.1.1 Edición de registros	63
4.2.1.2 Definición de litozonas	63
4.2.1.3 Generación de gráficos cruzados (<i>crossplots</i>).....	64
4.2.1.4 Función de densidad de probabilidad (PDF).....	65
4.2.1.5 Modelado de física de rocas.....	66
4.2.2 Inversión sísmica	67
4.2.2.1 Acondicionamiento de los datos sísmicos pre-apilados agrupados por punto común de reflexión (<i>CRP gathers</i>).....	67
4.2.2.2 Generación de cubos de atributos AVO.....	69
4.2.2.3 Estimación de ondículas	69
4.2.2.4 Generación del modelo inicial.....	69
4.2.2.5 Inversión sísmica	70
4.2.3 Clasificación de facies	71
4.2.3.1 Análisis de la componente principal (PCA).....	71
4.2.3.2 Clasificación bayesiana.....	72

CAPÍTULO V

5. Resultados y análisis de resultados	67
5.1 Física de rocas.....	73
5.1.1 Edición de registros.....	73

5.1.2 Definición de litozonas	82
5.1.3 Gráficos cruzados de atributos (<i>Crossplots</i>)	85
5.1.4 Función de densidad de probabilidad (PDF)	90
5.1.5 Modelado de física de rocas (RPT, por sus siglas en inglés)	91
5.2 Inversión sísmica.....	94
5.2.1 Acondicionamiento de los datos pre-apilados migrados en tiempo (CRP <i>gathers</i>)	94
5.2.1.1 Rotación de fase	95
5.2.1.2 Mejoramiento de la relación señal/ruido.....	100
5.2.1.3 Remoción del NMO <i>stretch</i>	102
5.2.1.4 Corrección NMO residual.	103
5.2.3 Estimación de ondículas.....	112
5.2.4 Generación del modelo inicial.....	116
5.2.5 Inversión sísmica	123
5.3 Clasificación de facies.....	136
5.3.1 Análisis de la componente principal (PCA, por sus siglas en inglés)..	137
5.3.2 Clasificación bayesiana.....	141

CAPÍTULO VI

6. Conclusiones y recomendaciones.....	155
6.1 Conclusiones.....	155
6.2 Recomendaciones.....	156

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 158

APÉNDICES 164	
APÉNDICE A..... 164	
APÉNDICE B..... 169	
APÉNDICE C..... 177	

INDICE DE FIGURAS

	Página
CAPÍTULO I	
Figura 1.1. Mapa en tiempo del tope del Miembro “O”	2
Figura 1.2. Figura A, evaluación petrofísica a nivel del Miembro “O” y figura B, evaluación petrofísica a nivel del Miembro “P” mostrando los volúmenes relativos de minerales.	2
Figura 1.3. Ubicación Geográfica del Campo Borburata.	5
CAPÍTULO II	
Figura 2.1. Mapa de ubicación de las Cuencas en Venezuela, en verde la Cuenca Barinas- Apure. L.E.B.= Lineamiento de El Baúl	8
Figura 2.2. Columna estratigráfica para el Campo Borburata.	10
CAPÍTULO III	
Figura 3.1. Ilustración conceptual de los límites del módulo de volumen para una mezcla de dos materiales	19
Figura 3.2. Gráficos del comportamiento de los módulos elásticos entre materiales con distintas fases (sólido- líquido). Figura a, módulo de volumen y figura b, módulo de cizalla en fases distintas	20
Figura 3.3. Interpretación física de los límites de Hashin-Shtrikman del módulo de volumen para un material con dos fases distintas	22
Figura 3.4 . Figura a, se muestran los límites superior e inferior de módulos elásticos para una mezcla de dos materiales en una misma fase (sólido-sólido), en la figura b, para el caso de materiales con distinta fase (sólido-líquido)	22
Figura 3.5. Esquema del comportamiento de los módulos elásticos de los modelos de física de rocas propuestos para las arenas limpias	24
Figura 3.6. Obtención de los atributos gradiente AVO e intercepto AVO a partir de un CDP <i>gather</i>	43

Figura 3.7. Esquemas generales de la inversión sísmica.	45
Figura 3.8. Esquema de la aplicación de PCA a un conjunto de observaciones, las variable 1 y 2 presentan una distribución normal conjunta y las flechas corresponden a las direcciones de las componentes principales.....	52
Figura 3.9. Esquema que representa una PDF a lo largo de la recta real. Nótese que cualquier evento “a” posee probabilidad y esta es siempre positiva.....	53
Figura 3.10. Ejemplo de un histograma de un conjunto de mediciones de las duraciones de las erupciones del geiser Old Faithful.	55
Figura 3.11. Estimador de Kernel mostrando las protuberancias individuales.....	56
Figura 3.12. Esquema de PDFs para dos facies distintas, al evaluar un solo atributo (V_p)	57

CAPÍTULO IV

Figura 4.1. Mapa base con la información disponible de pozo y sísmica.	59
Figura 4.2. Visualización en 3 dimensiones de los datos sísmicos.	61
Figura 4.3. Espectro de amplitud de los datos sísmicos disponibles.	61
Figura 4.4 . Esquema general llevado a cabo.	62
Figura 4.5. Esquema general seguido para seleccionar el mejor dominio para separar las litofacies.	64
Figura 4.6. El PDF representado por curvas de isoprobabilidad de la figura “b” fue construido a partir de los datos en la figura "a".	65
Figura 4.7. Flujo de trabajo general para realizar un RPT para un yacimiento en el cual se considera que el volumen de cemento en la roca es constante.....	67
Figura 4.8. Secuencia de acondicionamiento de los gathers.	68
Figura 4.9. Esquema seguido para construir cada modelo inicial.	70
Figura 4.10. Esquema general seguido para realizar la inversión sísmica.....	71
Figura 4.11. Esquema de clasificación de litofacies y obtención de mapas de probabilidades de las facies.	72

CAPÍTULO V

Figura 5.1. Ejemplo de un registro de densidad afectado por la presencia de cavernas. (Caso pozo BOR-55X).	74
Figura 5.2. Ausencia de lecturas (resaltadas en amarillo) en el registro sónico de onda S o DTSM (en rojo) en el pozo BOR-33.	75
Figura 5.3. Zona con medidas completas con las que se estimó una ecuación para calcular lentitud de onda S a partir de un registro de lentitud de onda P.	76
Figura 5.4. Gráfico cruzado entre los registros de lentitud de onda P (DTCO) y onda S (DTSM). Se empleó un ajuste lineal para modelar el comportamiento.	77
Figura 5.5. Resultado obtenido después de corregir el registro de lentitud de onda S (en rojo, pista del medio) por ausencia de datos.	78
Figura 5.6. Histograma de densidad.	79
Figura 5.7. Histograma de lentitud de onda P.	80
Figura 5.8. Histograma de lentitud de onda S.	80
Figura 5.9. Límites elásticos para mezcla de distintos minerales presentes en el campo Borburata.	82
Figura 5.10. Definición de litozonas para el pozo BOR-5E. Pista izquierda registros de GR y Lentitud de onda P, pista del centro evaluación petrofísica para el pozo y pista derecha definición de litozonas.	83
Figura 5.11. Ejemplo de definición de litozonas para un yacimiento carbonático. Caso pozo BOR-31 a nivel del Mbo. “O”.	84
Figura 5.12. Ejemplo de definición de litozonas para un yacimiento clástico. Caso BOR-31 a nivel del Mbo. “P”.	85
Figura 5.13. Gráfico cruzado de I_p versus I_s . Nótese que el dominio permite discriminar entre las distintas litologías pero no entre las areniscas saturadas con distintos fluidos.	87
Figura 5.14. Gráfico cruzado λ_p versus μ_p . Nótese que este dominio separa mejor las distintas litofacies que el dominio I_p versus I_s	88

Figura 5.15. Gráfico cruzado I_p versus Poisson. Los altos valores de relación de Poisson están asociados con la litofacies lutita y los bajos con la arenisca, para el caso de los clásticos.....	89
Figura 5.16. Gráfico cruzado de Impedancia Acústica (I_p) versus relación V_p/V_s . Debido a la buena separación entre las distintas litofacies se selecciona este dominio como el mejor para discriminar entre las litofacies.	90
Figura 5.17. PDFs construidos a partir de los puntos mostrados en la figura 5.16. los contornos mostrados representan las curvas de isoprobabilidad, la probabilidad aumenta hacia el centro.	91
Figura 5.18. Modelado de la lutita y arenisca presente en los yacimientos.	92
Figura 5.19. Ubicación del CRP <i>gather</i> más cercano al pozo BOR-31 y de los pozos utilizados para realizar la inversión.	95
Figura 5.20. a) <i>Gather</i> original como fue entregado por la empresa de servicio encargada del procesamiento. b) sección apilada	96
Figura 5.21. a) Calibración sísmica pozo para el pozo BOR-31. Nótese la similitud entre las trazas sintéticas y las trazas reales. b) Ondícula estimada en el pozo, junto con su espectro de amplitud y espectro de fase. Nótese que las principales interfaces geológicas están asociadas a eventos del tipo <i>zero-crossing</i> en los datos sísmicos.	97
Figura 5.22. Ondículas obtenidas en cada uno de los pozos usados para la inversión, junto con la ondícula promedio de todos los pozos.	98
Figura 5.23.a) Espectro de amplitud. b) Espectro de fase para la ondícula promedio. Obsérvese que la fase promedio es de unos 100°	98
Figura 5.24. a) CRP <i>gather</i> antes de rotar la fase. b) CRP <i>gather</i> con fase rotada. ...	99
Figura 5.25. a) Ondícula promedio extraída de los datos originales y b) su respectivo espectro de fase. c) Ondícula extraída de los datos sísmicos una vez aplicada la rotación de fase y d) su respectivo espectro de fase.....	100
Figura 5.26. a) CRP <i>gather</i> luego de rotar la fase y b) luego de aplicar el filtro mediana con una ventana de 18% del <i>offset</i> máximo.....	101

Figura 5.27. a) CRP <i>gather</i> original y b) luego de aplicar el filtro de median y eliminar las trazas ruidosas.	102
Figura 5.28.) CRP <i>gather</i> original y b) con las correcciones antes mencionadas más la remoción del NMO <i>stretch</i> . A <i>offsets</i> lejanos esta corrección es mayor, debido a que el efecto de la corrección es mayor.....	103
Figura 5.29. a) CRP <i>gather</i> original y b) con la aplicación de todos los acondicionamientos anteriores, mas el NMO residual.	104
Figura 5.30. CRP <i>gather</i> sin acondicionar y b) acondicionado.....	105
Figura 5.31. a) Sección extraída del cubo apilado obtenido a partir de los CRP <i>gathers</i> originales y b) Sección extraída del cubo apilado realizado con los CRP <i>gathers</i> acondicionados. En línea roja punteada se señala la trayectoria del pozo BOR-31.....	106
Figura 5.32. Sección del cubo de reflectividad de onda S. Se observa una baja relación señal/ruido en los datos.	107
Figura 5.33. Sección del atributo de reflectividad de Poisson.	108
Figura 5.34. Sección del cubo del atributo gradiente AVO.	109
Figura 5.35. Sección del cubo de apilado parcial medio (ángulos entre 12-24°)....	110
Figura 5.36. Sección del cubo de apilado cercano (ángulos entre 5-14°), esta cubo fue utilizado como base para la estimación del cubo de impedancia acústica. ...	111
Figura 5.37. Calibración sísmica-pozo para BOR-31, caso cubo apilado cercano. Se observa un buen ajuste de reflectores. Se aplicó un ajuste de 10 ms a sismograma sintético para poder obtener la mejor correlación entre los datos reales y los sintéticos.	112
Figura 5.38. Ondículas obtenidas, para el caso del cubo de apilado cercano. Nótese que la ondícula promedio posee una mejor relación señal/ruido.	113
Figura 5.39. Espectro de amplitud de la ondícula promedio para el cubo de apilado cercano.....	114
Figura 5.40. Calibración sísmica-pozo para el pozo BOR-31, caso cubo apilado medio. Nótese el buen ajuste obtenido.	114

Figura 5.41. Ondículas extraídas para el caso del cubo de apilado medio. Las diferencias entre las diversas ondículas es muy poca.....	115
Figura 5.42. Espectro de amplitud para el cubo de apilado medio.....	116
Figura 5.43. Interpretación del reflector sísmico correspondiente al Tope de la Formación Pagüey. La escala de colores del horizonte indica el tiempo doble de tránsito.....	117
Figura 5.44. Interpretación del reflector sísmico correspondiente al Tope de la Formación Gobernador. La escala de colores del horizonte indica el tiempo doble de tránsito.....	118
Figura 5.45. Interpretación del reflector sísmico correspondiente al Tope de la Formación Escandalosa. La escala de colores del horizonte indica el tiempo doble de tránsito.....	119
Figura 5.46. Modelo inicial de impedancia de onda P o impedancia acústica.	120
Figura 5.47. Ajuste ente el modelo inicial de impedancia acústica y registro de impedancia acústica reescalado del pozo BOR-31.	121
Figura 5.48. Modelo inicial de impedancia elastica a 20°.	122
Figura 5.49. Ajuste entre el modelo inicial de IE (20°) y el registro de IE (20°) calculado con los registros del pozo BOR-31.....	123
Figura 5.50. Cubo de impedancia acústica resultante.....	125
Figura 5.51. Sección del cubo de impedancia acústica junto con el registro de impedancia acústica perteneciente al pozo BOR-31. Nótese la buena correspondencia existente entre ambos.	126
Figura 5.52. Comparación entre el cubo apilado cercano figura a, con respecto a la sísmica sintética en la figura b. Nótese la similitud existente entre ambas secciones lo que evidencia la buena calidad del volumen de IA generado.	127
Figura 5.53. Espectro de frecuencia.....	128
Figura 5.54. Mapa promedio RMS de impedancia acústica para el Mbo. “O”.....	129
Figura 5.55. Mapa promedio RMS de impedancia acústica para el Mbo. “P” de la Fm Escandalosa.....	130
Figura 5.56. Cubo invertido de impedancia elástica a 20°.....	131

Figura 5.57. Sección del cubo de IE (20°) junto con el registro de IE (20°) perteneciente al pozo BOR-31. Nótese la buena correspondencia existente entre ambos.....	132
Figura 5.58. Mapa de impedancia elástica a 20° para el Miembro "O".....	133
Figura 5.59. Mapa de impedancia elástica a 20° para el Mbo. "P" de la Fm. Escandalosa.....	134
Figura 5.60. Comparación entre el cubo apilado medio figura a, con respecto a la sísmica sintética en la figura b. Nótese la similitud existente entre ambas secciones lo que evidencia la buena calidad del volumen de IE (20°) generado.	135
Figura 5.61. espectros de amplitud de la sísmica original y sintética.	136
Figura 5.62. Gráfico cruzado de impedancia acústica versus impedancia elástica a 20° de las litofacies definidas.....	137
Figura 5.63. Gráfico cruzado de impedancia acústica <i>versus</i> impedancia elástica a 20° con las PDFs obtenidas para las cuatro litofacies definidas.	138
Figura 5.64. Gráfico cruzado de impedancia acústica <i>versus</i> impedancia elástica a 20°. El solapamiento de ambas litofacies se resalta en naranja en ambos dominios, este factor es importante pues reduce la precisión al momento de discriminar entre areniscas y lutitas.	139
Figura 5.65. Proyección en el dominio del PCA de las litofacies.	140
Figura 5.66. PDFs en el dominio de las componentes principales.	141
Figura 5.67. Gráfico cruzado correspondiente a los datos de los mapas de las figuras 5.54 y 5.55. Cada punto corresponde a una localización con coordenadas "X" e "Y" de los mapas.....	142
Figura 5.68. Gráfico cruzado de la primera (PCA 1) <i>versus</i> a segunda componente principal (PCA 2) obtenidos a partir de los datos sísmicos, junto con las PDFs construidas con datos de pozo, para el Mbo. "O" de la FM. Escandalosa.	143
Figura 5.69. Gráfico cruzado en el dominio de las componentes principales. Los datos se encuentran coloreados por probabilidad de caliza.	144
Figura 5.70. Gráfico cruzado en el dominio de las componentes principales. Los datos se encuentran coloreados por probabilidad de dolomita.	144

Figura 5.71. Mapa a nivel del Mbo. "O" de la Fm. Escandalosa mostrando la probabilidad de dolomita.	145
Figura 5.72. Mapa de probabilidad de dolomita para el Mbo. "O" de la Fm. Escandalosa, con interpretaciones realizadas. La zona A, alta probabilidad de dolomita. Zonas B y C, baja probabilidad de dolomitas. Zona D no fue interpretada por la ausencia de pozos que permitieran controlar los valores de impedancia durante la generación de los modelos iniciales.	146
Figura 5.73. Evaluación petrofísica para los pozos BOR-11 y BOR-20 a nivel de la Fm. Escandalosa. El contraste entre la alta porosidad y alto volumen de dolomita en el pozo BOR-11 con la baja porosidad y alto volumen de caliza en BOR-20.	147
Figura 5.74. Mapa de probabilidad de caliza para el Mbo. "O" de la Fm. Escandalosa. La zona A, presenta baja probabilidad de dolomita. Zonas B y C, alta probabilidad de caliza. Zona D no interpretada.	148
Figura 5.75. Distribución de los datos sísmicos y de los PDFs para el caso del Mbo. "P".	149
Figura 5.76. Gráfico cruzado en el dominio de las componentes principales, mostrando los datos sísmicos a nivel del Mbo. "P" de la Fm. Escandalosa y la PDF asociada a la litofacies lutita. Los datos sísmicos se encuentran coloreados por probabilidad de lutita.	150
Figura 5.77. Gráfico cruzado en el dominio de las componentes principales, mostrando los datos sísmicos a nivel del Mbo. "P" de la Fm. Escandalosa y la PDF asociada a la litofacies arenisca. Los datos sísmicos se encuentran coloreados por probabilidad de arenisca.	150
Figura 5.78. Mapa a nivel del Mbo. "P" de la Fm. Escandalosa mostrando la probabilidad de arenisca.	151
Figura 5.79. Evaluaciones petrofísicas de los pozos BOR-9 y BOR-37. El pozo BOR-9, con altos valores de lutita se encuentra en una zona con baja probabilidad de arenisca, en cambio el pozo BOR-37 el cual presenta una arenisca muy limpia se encuentra dentro de un geocuerpo de arenisca interpretado.	152

Figura 5.80. Interpretación de geocuerpos a nivel del Mbo. "P" de la Fm. Escandalosa, usando como base el mapa de probabilidad de asignación de arenisca resultante de la clasificación bayesiana.	153
Figura 5.81. a) Mapa de electrofacies para la Fm. Escandalosa generado por Delgado (2009) y b) evaluación petrofísica para el pozo BOR-31	154

INDICE DE TABLAS

Página

CAPÍTULO III

Tabla 3.1. Constantes necesarias para el cálculo de V_p para el agua mediante las ecuaciones de Batzle y Wang.	32
Tabla 3.2. Resumen de los atributos AVO que pueden ser obtenidos a partir de la ecuación 3.9. En la misma se especifican las ecuaciones implicadas en su cálculo y las aproximaciones utilizadas en su obtención.	44

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1. Resumen de la información de interés para los pozos dentro de la zona de estudio.....	60
Tabla 4.2. Principales características de los datos sísmicos.....	60
Tabla 4.3. Valores de cortes utilizados para definir las litozonas, así como el código de colores empleados.....	63

CAPÍTULO V

Tabla 5.1. Atributos sísmicos estimados a partir de los registros de pozos.	86
Tabla 5.2. Parámetros de entrada utilizados para controlar la inversión del cubo de impedancia acústica.....	124
Tabla 5.3. Resolución vertical para cubo sísmico original y sísmica sintética.	128
Tabla 5.4. Parámetros de entrada utilizados para controlar la inversión del cubo de impedancia elástica a 20°	130
Tabla 5.5. Resolución sísmica vertical entre el cubo sísmico original y el cubo de sísmica sintética.	136

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

El campo que más volumen de petróleo aporta, en el Distrito Barinas es el Campo Borburata, con aproximadamente un 46% de la producción total del Distrito. Este campo es productivo a nivel de la Formación Gobernador (Eoceno Medio) y los Miembros “O” y “P” de la Formación Escandalosa (Cretáceo), estos últimos presentan una alta heterogeneidad lateral difícil de predecir mediante modelos geoestadísticos.

Un ejemplo de la alta heterogeneidad litológica presente en ambos yacimientos, se puede constatar al comparar las evaluaciones petrofísicas a nivel del Miembro “O” para los pozos BOR-55X y BOR-11 (figura 1.2.A), los cuales se encuentran separados por una distancia de 4300 m aproximadamente (figura 1.1). El pozo BOR-55X presenta altos volúmenes de caliza con baja porosidad (5%) y baja permeabilidad (10mD), por el contrario el pozo BOR-11 está compuesto mayoritariamente por dolomita, con alta porosidad (alrededor de 13,70%) y una mejor permeabilidad que la caliza (alrededor de 70 mD), por lo que la roca en esta zona es de buena calidad, lo cual se ve reflejado en la alta productividad de dicho pozo.

Por otro lado, la alta heterogeneidad del Miembro “P” se ilustra, al comparar las evaluaciones petrofísicas entre los pozos BOR-9 y BOR-37 (figura 1.2.B) separados por una distancia de 2300 m (figura 1.1). El pozo BOR-9 según la evaluación petrofísica realizada presenta altos volúmenes de arena arcillosa con porosidad entre 9 y 12% y permeabilidad entre 10 y 100 mD, en contraparte BOR-37, muestra altos

volúmenes de arena limpia con alta porosidad (15%) y permeabilidad, es decir, la roca en este pozo presenta buena calidad.

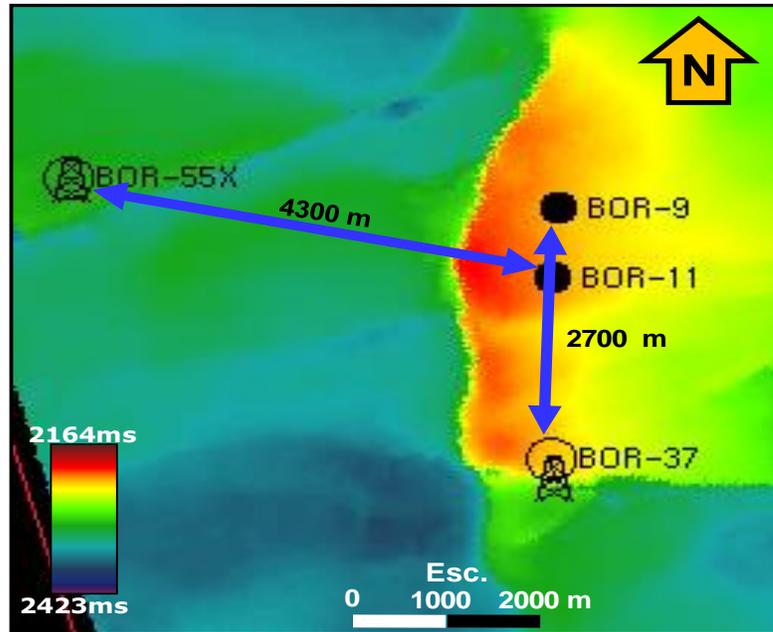


Figura 1.1. Mapa en tiempo del tope del Miembro "O".

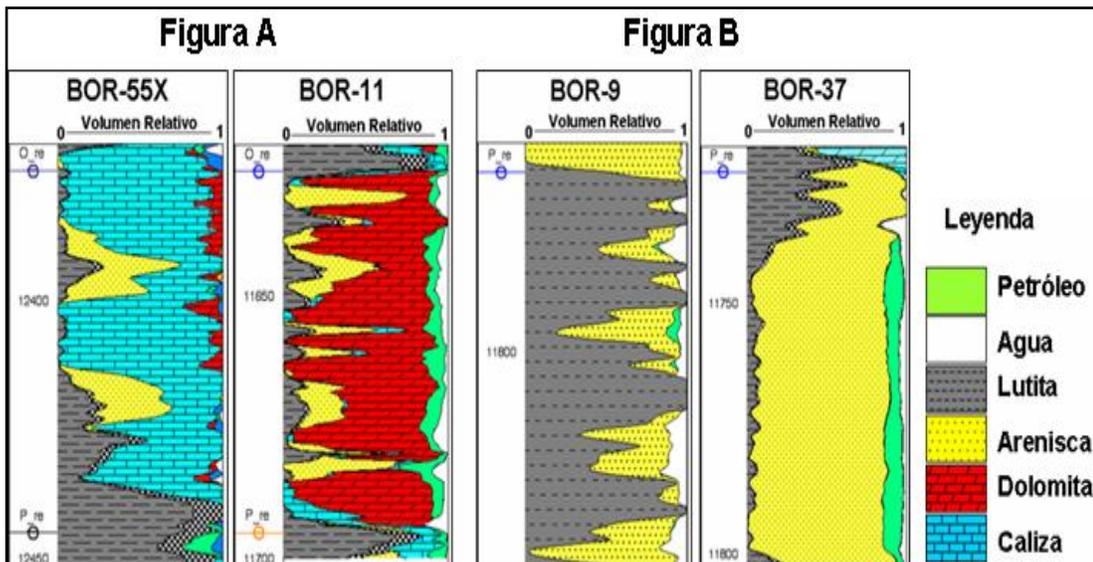


Figura 1.2. Figura A, evaluación petrofísica a nivel del Miembro "O" y figura B, evaluación petrofísica a nivel del Miembro "P" mostrando los volúmenes relativos de minerales.

Estas variaciones litológicas a nivel de los Miembros “O” y “P” dificultan generar un modelo geológico óptimo, ya que existe una alta incertidumbre al momento de extrapolar las propiedades petrofísicas medidas en los pozos a lo largo del yacimiento, disminuyendo confiabilidad del modelo estático actual.

Es por ello necesario la utilización de herramientas que permitan reducir la incertidumbre en la ubicación de la roca yacimiento con óptimas características petrofísicas que conlleven a un mejor delineamiento de las posibles trampas petrolíferas, con el fin de aumentar la tasa de éxito en la perforación de pozos, mejorando la productividad del campo.

Una de las técnicas geofísicas más utilizadas actualmente para caracterizar yacimientos, fue desarrollado por Ostrander (1984) y es conocido como análisis AVO (*Amplitudes Versus Offset*), a través del cual se pueden obtener atributos sísmicos relacionados con la densidad, velocidad de onda P y S a partir de datos sísmicos preapilados. Partiendo de estos atributos, es posible realizar lo que se conoce como inversión sísmica, cuyo resultado final son cubos de atributos elásticos (tales como impedancia P, impedancia S, relación V_p/V_s , etc.) que pueden ser vinculados con las características petrofísicas y estas, a su vez, a la litología de un yacimiento a través de un análisis de física de rocas.

Por lo anteriormente expuesto, la presente investigación propone caracterizar mediante cubos de atributos elásticos (obtenidos a partir de la inversión sísmica y datos de pozos) la litología de los Miembros “O” y “P” de la Formación Escandalosa en el Campo Borburata en la Cuenca Barinas-Apure, con el fin de optimizar el modelo geológico actual, lo que permitirá mejorar el diseño del plan de explotación planteado para estos yacimientos.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Caracterizar litológicamente los Miembros “O” y “P” de la Formación Escandalosa en el Campo Borburata en el Estado Barinas, mediante el uso de atributos elásticos y datos de pozos.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Caracterizar las propiedades pero-elásticas del yacimiento mediante modelos de física de roca.
2. Estimar las ondículas representativas a partir de los datos sísmicos.
3. Acondicionar los datos sísmicos preapilados.
4. Realizar análisis AVO.
5. Estimar cubos de atributos AVO de la zona de estudio.
6. Estimar cubos de atributos elásticos de los datos sísmicos mediante la inversión de los datos sísmicos preapilados.
7. Generar mapas de lita-facies de los Miembros “O” y “P” de la Formación Escandalosa.

1.3 Justificación

La investigación a realizar es de gran importancia para el campo de la geofísica, ya que aporta nuevas bases para la interpretación sísmica a través de cubos de atributos elásticos, estos cubos obtenidos a partir de la inversión sísmica permiten vincular los atributos elásticos con la petrofísica del yacimiento mediante el modelado de física de rocas, por lo cual es posible realizar un estudio cuantitativo de los datos sísmicos con el fin de identificar zonas donde la roca posea propiedades elásticas ideales para el almacenamiento de hidrocarburos, lo cual podrá servir de base para proyectos más

1.5 Antecedentes

La cuenca Barinas-Apure ha recibido mucha atención por parte de la industria petrolera debido a su interés económico, es por ello que la mayoría de los estudios realizados allí, son llevados a cabo con fines de exploración y producción petrolífera; entre estos estudios se pueden mencionar:

En 1999 Vignali realizó una interpretación sísmica estructural 3-D en el campo Borburata, Barinas Tradicional. El objetivo consistió en definir el marco estructural de 200 km² de este campo, enfocado en las formaciones Gobernador y Escandalosa. Mediante una interpretación sísmica tradicional y apoyado en el atributo sísmico de coherencia, alcanza a definir fallas, encontrando que existen dos direcciones preferenciales (noreste-suroeste y noroeste-sureste). Estas orientaciones corresponden a distintos eventos tectónicos de compresión y distensión que ocurrieron entre el Jurásico y el Eoceno Tardío.

Por otra parte Betancourt en el 2006 realizó una evaluación de las unidades estratigráficas que conforman el sistema petrolero de la cuenca Barinas-Apure. Para ello se interpretaron fallas mediante atributos sísmicos en el cubo sísmico 3D, de igual manera se logró generar mapas estructurales tanto en tiempo como en profundidad de los topes estructurales de las formaciones Pagüey, Gobernador, Escandalosa “O” y “P”. Mediante el delineamiento estructural realizado en la zona, fue posible obtener una descripción muy completa de ella, así como proponer posibles regiones de interés prospectivo. Otros resultados alcanzados consisten en mapas de atributos sísmicos y de propiedades petrofísicas que ayudaron a la evaluación estratigráfica, obteniendo que el espesor del Miembro Masparrito de la Formación Gobernador aumenta hacia el oeste de la zona de estudio; de igual manera se propuso que el tope de la Fm. Gobernador es una superficie de erosión incisa, debidas a ríos entrelazados, y que además posee altas porosidades por lo cual podrían poseer interés prospectivo.

Delgado por su parte, en el 2009, en su Trabajo Especial de Grado titulado “Caracterización Geológica y Geofísica de los yacimientos “P BOR 2 y P BOR0031” de la Formación Escandalosa pertenecientes al Campo Borburata, sub-cuenca Barinas” elaboró un modelo sedimentológico a partir de análisis de núcleos, obteniendo que la sedimentación de Escandalosa “P” en el Campo Borburata ocurrió en un ambiente de Plataforma de Litoral Inferior y Superior enmarcado en un delta, de igual manera construyó un modelo petrofísico basado en registros de pozos, análisis especiales y convencionales de núcleos como pruebas de inyección de mercurio, y datos de porosidad y permeabilidad, para finalmente integrar y extrapolar toda la información disponible en los pozos a lo largo del yacimiento mediante un modelo geoestadístico tridimensional que permitiera reducir la incertidumbre en cuanto a la heterogeneidad del yacimiento.

Por último se tiene que Gebus (2010) realizó la caracterización petrofísica del Miembro “O” de la Formación Escandalosa en el Campo Maporal mediante la inversión acústica de datos sísmicos post-apilados. Para ello estimó una relación entre la impedancia acústica y la porosidad a partir de datos de pozo y luego, al aplicar esta relación a los datos sísmicos obtenidos a partir de la inversión acústica. Mediante este estudio se obtuvo mapas de pseudoporosidad a escala sísmica. De igual manera logró integrar estos mapas de pseudoporosidad con mapas de similaridad sísmica y mapas de facies sísmicas, discriminando entre las distintas propiedades físicas de la roca permitiendo de esta manera identificar dos cuerpos de interés en el campo.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 Geología regional

2.1.1 Generalidades de la cuenca Barinas-Apure

El campo Borburata se encuentra enmarcado dentro de la Cuenca de Barinas-Apure, al suroccidente de Venezuela (como se muestra en la figura 2.1). Dicha Cuenca presenta una extensión de unos 87.000 km² a través de los Estados Apure, Barinas, parte de Portuguesa y Táchira meridional; sus límites geológicos son: el Alto de Arauca al sur, los Andes de Mérida al noreste, la Faja Piemontina al norte y el Arco del Baúl al este. (Schlumberger, 1997)

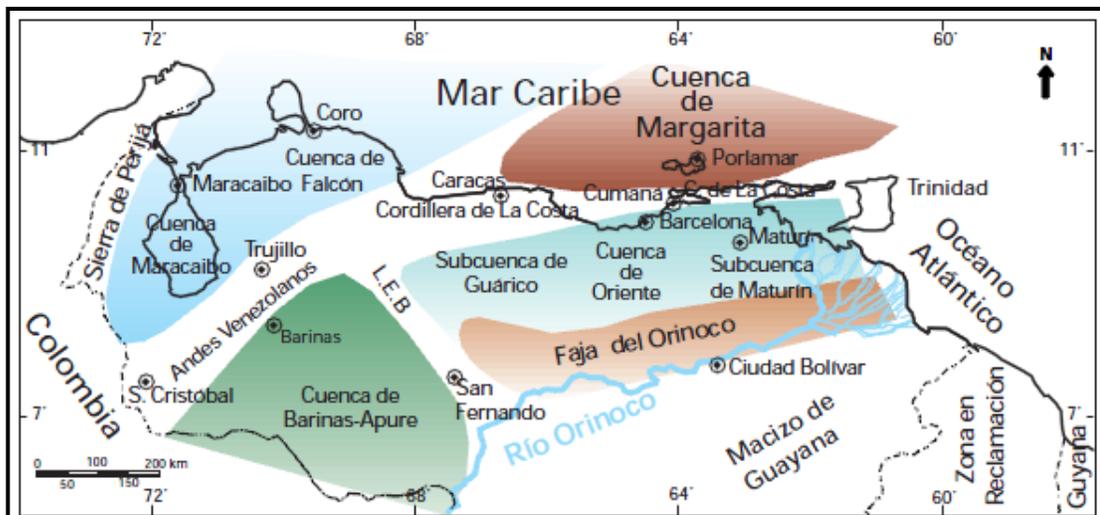


Figura 2.1. Mapa de ubicación de las Cuenas en Venezuela, en verde la Cuenca Barinas- Apure. L.E.B.= Lineamiento de El Baúl. Tomado de Schlumberger (1997). Capítulo I, página 16.

La cuenca Barinas-Apure contiene un máximo de 5000 metros (16500 pies aproximadamente) de sedimentos cretácicos y post-cretácicos los cuales se encuentran depositados discordantemente sobre un basamento ígneo-metamórfico pre cretácico. Es importante resaltar que lateralmente esta cuenca se correlaciona con la de Maracaibo, ya que el origen de ambas es similar y no es sino hasta el levantamiento de los Andes Venezolanos, durante el Terciario que se separan.

A continuación se presenta la columna de correlación de las formaciones presentes en la zona Occidental de Venezuela en la figura 2.2:

A partir de la columna estratigráfica se puede dar una breve descripción de la historia geológica de la Cuenca Barinas-Apure. Esta inicia con la Formación Aguardiente la cual se deposita durante el Albiense, producto de la transgresión generalizada del cretácico. Esta formación consiste de areniscas calcáreas duras, de color gris a verde claro, grano variable y estratificación cruzada, localmente glauconíticas, con intercalaciones de lutitas micáceas y carbonáceas y algunos lechos de caliza en la parte inferior; localmente las areniscas son tan calcáreas que se aproximan a calizas arenosas. Aguardiente reposa discordantemente sobre el basamento precretácico

Sobre esta secuencia se depositó la Formación Escandalosa durante el Cenomaniense y el Turoniense, la localidad tipo propuesta se encuentra en una en un sector de la Quebrada Escandalosa, tributaria del Rio Dorada en al sureste del Estado Táchira. Kiser (1989) describe que se encuentra conformada litológicamente por arenas macizas, cuarzosas muy glauconíticas, de colores que van desde el gris, gris oscuro, hasta marrón claro y marrón verdoso. Estas presentan grano fino a medio, buen escogimiento, además de ser micáceas y carbonáceas. Las arenas se encuentran en capas delgadas a masivas con estratificación cruzada.

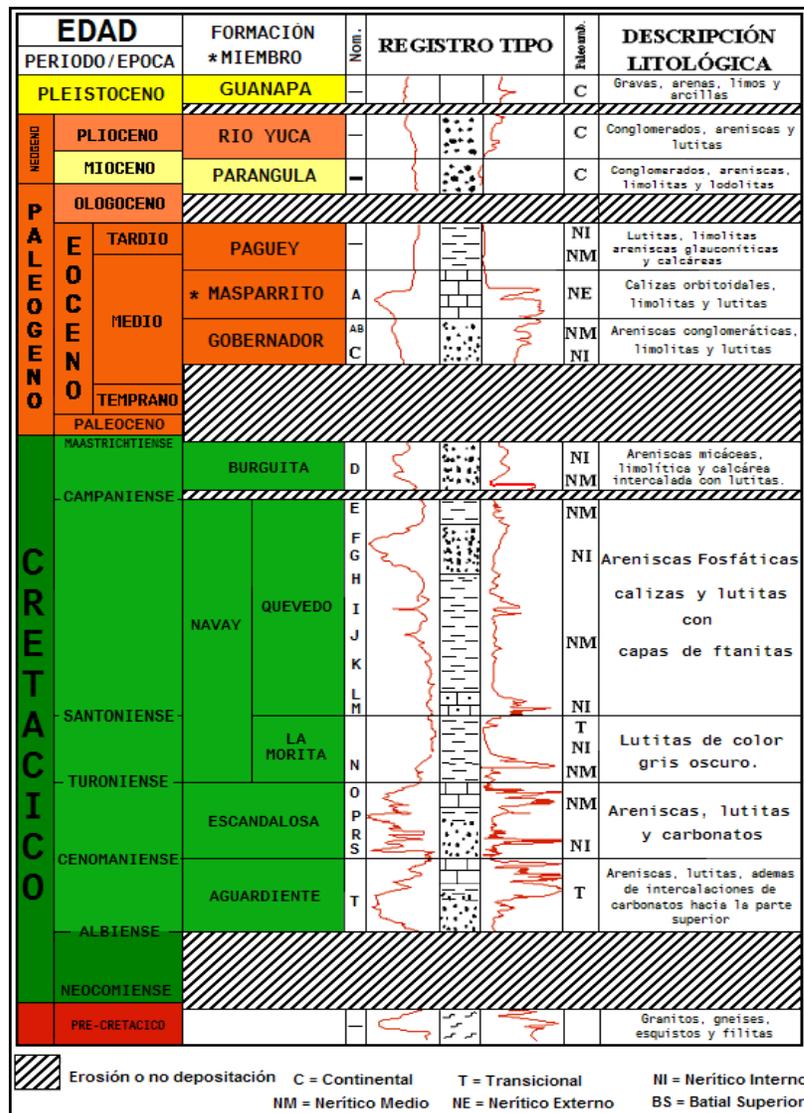


Figura 2.2. Columna estratigráfica para el Campo Borburata. Tomado del Informe de Sometimiento de Reservas 2010, del Campo Borburata (no publicado).

De igual manera este autor reporta la presencia de lutitas gris oscuro, algo arenosas, calcáreas y carbonáceas. González de Juana *et al.* (1980) reporta hacia el tope de la Formación la presencia de calizas cristalinas grisáceas, fosilífera y arenosa interestratificada con areniscas de grano fino, calcáreas y glauconíticas, limolitas y lutitas arenosas. Escandalosa posee un espesor máximo de 300 metros (Kiser, 1989), entre los fósiles que se pueden encontrar en esta se encuentran *Ostrea* spp. y

foraminíferos no definidos. Es importante resaltar que en ella no se encuentran rocas madres (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010). Kiser correlaciona a la Formación Escandalosa con Aguardiente, Capacho y Apón.

Internamente la Formación Escandalosa, se encuentra lo que se conoce como el Miembro “P” de edad Cenomaniense, el cual es una secuencia de areniscas organizadas en unidades granodecreciente separadas por lutitas. Hacia el tope se ubican areniscas de grano grueso las cuales presentan estratificación cruzada, igualmente se distinguen lutitas negras laminadas intercaladas con limolitas. En la zona intermedia las areniscas presentan un tamaño de grano que va de medio a grueso.

Por encima del Miembro “P” se encuentra el Miembro “O”, el cual consiste de carbonatos de ambiente marino, principalmente se encuentran dolomitas ferrosas y calizas de bioclastos las cuales también presentan trazas de glauconita, lo que representa un evento transgresivo en el sistema. Estas dolomitas presentan abundancia de vugas producto de la disolución de carbonatos, que le proporciona a la roca porosidad secundaria de gran importancia para el almacenamiento de hidrocarburos.

Sobre Escandalosa se depositó la Formación Navay caracterizada por lutitas silíceas y calcáreas, entre Conianiense y Maastrischiense, estas lutitas se asocian a ambientes depositacionales marino profundo, por lo cual se relaciona a esta formación con la máxima transgresión ocurrida durante el Cretácico. El fuerte contraste entre las propiedades petroelásticas (V_p , V_s y densidad) entre el Miembro “O” y las lutitas de Navay generan que el contacto entre ambas unidades sea un fuerte reflector en la sísmica.

Es importante resaltar que Navay se conoce como la roca madre por excelencia para el sistema petrolero de la Cuenca de Barinas (Schlumberger, 1997). Por encima de

Navay se depositó la Formación Burguita, en la cual se observa un aumento del tamaño de grano, debido a que el retiro del mar, generó un aumento en la energía del ambiente depositacional. Es por ello, que en Burguita se distinguen areniscas micáceas, limolíticas, parcialmente glauconíticas y frecuentemente calcáreas. Es importante resaltar que Burguita se encuentra entre el Cretácico y los sedimentos suprayacentes del Eoceno, que evidencia la presencia de una discordancia que representa un levantamiento y erosión de las rocas del Paleoceno al Eoceno temprano. Sobre esta discordancia se depositó la Formación Gobernador, compuesta por areniscas cuarzosas, conglomerados, en capas de espesores medianos a potentes y con estratos cruzados que constituyen el 80% de la unidad e intercalaciones de limonitas de colores claros y laminaciones de lutitas carbonosas. Las lutitas representan el 20% de la formación, son de colores oscuros y a veces calcáreas. La Formación Gobernador se considera como una secuencia transgresiva que va desde ambientes fluvio-deltaicos a un ambiente marino somero hacia el tope. Su espesor esta alrededor de los 300 m.

Por encima de la Formación Gobernador se encuentra la Formación Masparrito la cual está constituida por calizas asociadas a un ambiente de plataforma marina somera abierta. Las calizas representan un 80% de la formación además se encuentran calizas arenosas lenticulares y limolíticas, típicas de ambientes de plataforma somera o nerítica inferior a costera. Su espesor varía entre 10 y 50 m y representa un buen reflector guía de carácter regional en la sísmica.

La Formación Pagüey se encuentra por encima de la Masparrito y está conformada por lutitas negras a grises que gradan hacia arriba a limonitas y areniscas de grano fino. Esta formación se encuentra en contacto en la parte superior por la discordancia Eoceno Superior-Mioceno (Oligoceno), con las capas del Eoceno Superior y las del Oligoceno erosionadas no sedimentadas. Pagüey por ser una unidad eminentemente lutítica sirve como base para realizar clasificaciones facies sobre los distintos gráficos cruzados que se desarrollarán en este proyecto.

2.1.2 Principales fases tectónicas en la sub-cuenca Barinas (Delgado, 2009).

Fase Distensiva (Jurásico-Cretácico Temprano), asociada a la etapa de margen pasivo que afecta al norte de Venezuela en ese momento, el fallamiento predominante es normal con orientación NO-SE.

Fase Compresiva (Cretácico Tardío-Paleoceno-Eoceno Temprano), relacionada con la orogénesis de los Andes Centrales Colombianos, origina fallas inversas de orientación NO-SE, así mismo ocurre la reactivación de fallas normales generadas en la fase anterior.

Fase Distensiva (Eoceno Temprano-Eoceno Medio), afecta a las unidades cretácicas y a la parte inferior del Eoceno Medio, el fallamiento es normal con una dirección NE-SO.

Fase Compresiva (Eoceno Medio), asociado posiblemente a la llegada de las napas al norte de Venezuela, se generan fallas de tipo inverso principalmente con orientación NO-SE.

Fase Distensiva (Eoceno Medio- Eoceno Tardío), el fallamiento originado durante esta fase tiene una alineación preferencial NE-SO y afecta a las secuencias cretácicas y eocenas.

Fase Compresiva (Eoceno Tardío?), esta etapa se relaciona con el último empuje de las napas y al inicio del levantamiento de los Andes Orientales Colombianos. Origina fallamiento inverso con orientación E-O, NE-SO.

Fase Distensiva (Mioceno Medio- Reciente) asociada al levantamiento de los Andes y vigente hasta el día de hoy. Este evento genera fallas inversas en dirección NE-SO

que cortan toda la sección estratigráfica. Durante esta fase orogénica se reactivan e invierten estructuras preexistentes y la cuenca adquiere su configuración actual.

2.2 Geología local

2.2.1 Estratigrafía local

El presente trabajo se centra en estudiar las variaciones laterales de litología a nivel de los miembros “O” y “P” de la Formación de la Escandalosa, dentro del Campo Borburata, por lo que a continuación se presenta una breve descripción del comportamiento de dichos miembros dentro del campo.

El Miembro “P” de la Formación Escandalosa está caracterizado por areniscas cuarzosas que varían de grano grueso a muy fino, organizadas en unidades granodecipientes, separados por capas de lutitas de poco espesor, paquetes de areniscas altamente bioturbadas y otras con alto contenido de glauconita, lo que le da a la roca una coloración verdosa a verde oscuro en el tope del intervalo, además de otorgarle a las areniscas y lutitas altos valores de grados API en un registro de *Gamma Ray*. Este Miembro posee un espesor que varía entre 150 a 170 pies y el ambiente de depositación propuesto es de plataforma superior e inferior (anteplaya) dentro de un delta dominado por mareas. (Delgado, 2009).

El Miembro “O” de la Formación Escandalosa, posee un espesor de unos 70 pies, y consta de dolomitas, calizas, arenas y arcillas. Este intervalo heterolítico presenta cambios laterales y verticales de litofacies y componentes minerales, y es un intervalo potencialmente productor de hidrocarburos. La mayor parte del almacenamiento de hidrocarburos está ubicado en niveles dolomitizados con porosidades secundarias principalmente del tipo intercrystalina, móldica y cavidades (Rangel, 2003). El ambiente de depositación propuesto es nerítico de plataforma. (Méndes, 2001).

2.2.2 Geología estructural local

El régimen extensional sufrido por la Cuenca Barinas-Apure en el cretácico tardío y eoceno medio a tardío es el responsable de la formación del conjunto de fallas normales en toda la cuenca. Sin embargo existieron eventos compresivos que dejaron evidencias en forma de pliegues, fallas inversas y en consecuencia altos estructurales que afectan mayormente a las secuencias cretácicas.

A nivel del Tope de la Fm. Escandalosa se encuentra un anticlinal formado por un sistema de esfuerzos compresivos. Luego de la generación de estructuras compresivas se inició una etapa de distensión, que terminó por deformar y truncar las estructuras presentes. Las fallas generadas en esta etapa son normales con orientación NE-SO. La gran mayoría de estas fallas a nivel regional dieron paso a la generación de estructuras monoclinales de muy bajo buzamiento, las cuales se presentan a lo largo de la zona norte del campo.

Etapas posteriores probablemente asociadas al levantamiento de Los Andes generaron fallas inversas de alto ángulo (probablemente fallas reactivadas debido al alto ángulo de inclinación de las mismas). Este tipo de fallas seccionaron las estructuras presentes y permitieron la generación de nuevas estructuras para la acumulación de petróleo, y su orientación es NO-SE. El esfuerzo mayor es horizontal con dirección NO-SE en concordancia con el tectonismo regional.

El modelo estructural del Campo Borburata para el Tope de Escandalosa actual se interpreta como el resultado de dos regímenes principales de deformación, los cuales se describen a continuación (Delgado, 2009).

Fase Distensiva: asociada a la etapa de margen pasivo que afecta al norte de Venezuela. Durante este evento se generaron patrones de fracturas que muchas de ellas fueron activadas. La sedimentación post-rifting en Barinas, marca una

subsistencia continua en un margen pasivo, generando fallamiento normal con orientación NO-SE

Fase Compresiva: relacionada con la orogénesis de los Andes Centrales Colombianos. En Barinas, este evento se manifestó como una tectónica compresiva de basamento de poco relieve estructural, originando fallas inversas de rumbo NE-SO, así ocurre también la reactivación de muchas fallas normales generadas en la fase anterior.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Física de rocas

Mediante la física de rocas es posible describir un yacimiento a través de propiedades físicas, tales como: porosidad, rigidez y comprensibilidad, propiedades que afectan el paso de las ondas sísmicas por las rocas. El objetivo de la física de rocas es, establecer relaciones entre estas propiedades del material y la respuesta sísmica observada, así como desarrollar una teoría predictiva, de tal manera que las propiedades mencionadas puedan ser detectadas sísmicamente. (Dewar y Pickford, 2001).

3.1.1 Límites elásticos

Conociendo la densidad del medio (ρ) y las velocidades de propagación de las ondas P y S (V_p y V_s respectivamente) es posible calcular los valores de los distintos módulos elásticos, los cuales permiten caracterizar la respuesta del subsuelo ante la presencia de esfuerzos compresivos y de corte. (Avseth, *et al.* 2005).

- **Módulo de Young (E):** fuerza por unidad de superficie necesaria para producir un estiramiento del material.

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}$$

- **Módulo de cizalla (μ):** se define como la razón entre, el esfuerzo de cizalla y la deformación de cizalla.

$$\mu = \rho V_s^2$$

- **Módulo de volumen (K):** se define como la resistencia a la compresión uniforme.

$$K = \rho V_p^2 - \frac{4}{3} \rho V_s^2$$

Además de los módulos elásticos existen otras relaciones útiles en el estudio de los materiales, entre éstas están:

- **Relación de Poisson (v):** relación entre la deformación en dos direcciones perpendiculares entre sí.

$$v = \frac{(V_p^2 - 2V_s^2)}{2(V_p^2 - V_s^2)}$$

Los límites elásticos son una herramienta muy valiosa dentro de la física de rocas, ya que permiten predecir los valores máximos y mínimos de los módulos elásticos de una roca compuesta por dos o más materiales que pueden encontrarse en cualquier fase (sólida, líquida o gaseosa). Para ello es necesaria tener información a cerca de la fracción en volumen de cada componente y su módulo elástico respectivo, la cual puede ser extraída de los registros de pozos. (Gebus, 2010).

En la figura 3.1 se observa un ejemplo de cómo varía el módulo de volumen al ir sustituyendo un material por otro. Estos materiales pueden ser dos minerales distintos, o un mineral y un fluido (agua, petróleo o gas). Para una fracción del volumen, el módulo resultante estará entre los límites superior e inferior, pero su valor preciso dependerá de la disposición geométrica de los componentes. En la práctica aún los detalles geométricos no se han logrado integrar adecuadamente a un modelo teórico, pero mediante el uso de términos como “forma de poro más rígido” o “más blanda” se intenta describir estas variaciones. (Avseth *et al.*, 2005).

Existen muchos modelos que intentan describir teóricamente el módulo elástico efectivo de rocas y sedimentos, pero los más utilizados son los límites elásticos de Voigt y Reuss y Hashin-Shtrikman.

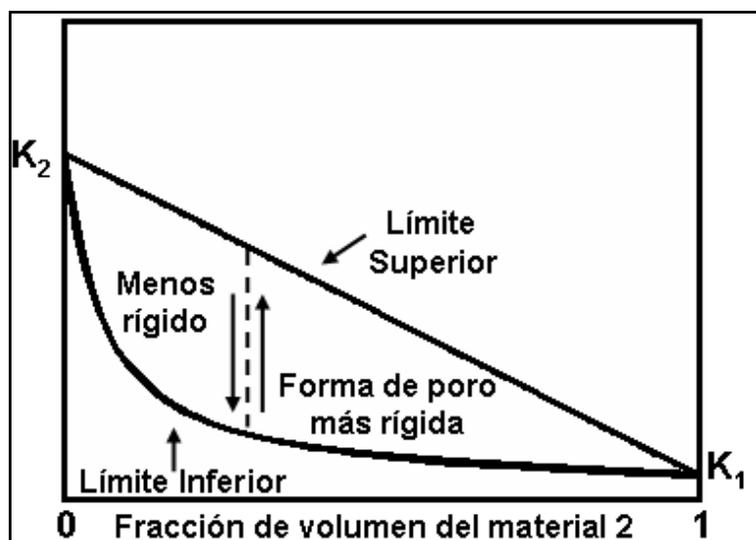


Figura 3.1. Ilustración conceptual de los límites del módulo de volumen para una mezcla de dos materiales. Modificado de Avseth, P et al. (2005) página. 4.

3.1.1.1 Límites de Voigt (1910) y Reuss (1929)

Son los límites más sencillos matemáticamente, aunque no los mejores. El límite superior, de Voigt (M_v) o de isodeformación, permite calcular la relación entre la relación del esfuerzo promedio y deformación promedio cuando los minerales poseen la misma deformación. Éste se define como un promedio aritmético de los materiales:

$$M_v = \sum_{i=1}^N f_i * f M_i$$

En donde f_i es la fracción i -ésima del material y M_i su módulo correspondiente. El límite inferior de Reuss se define como la media armónica de los constituyentes:

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i}$$

No existe forma posible que una mezcla de materiales tenga un módulo elástico mayor al límite de Voigt o menor al de Reuss. Matemáticamente M puede representar cualquier módulo elástico, aunque lo ideal es calcular el módulo de volumen y de

cizalla, para posteriormente a partir de estos y mediante las reglas de elasticidad isotrópica lineal calcular los demás. (Avseth *et al.*, 2005).

En el caso de que uno de los materiales sea un fluido el límite inferior para el módulo de cizalla es igual a cero debido al fluido, pero el módulo volumétrico si es distinto y mayor a cero, como se muestra en la figura 3.2.

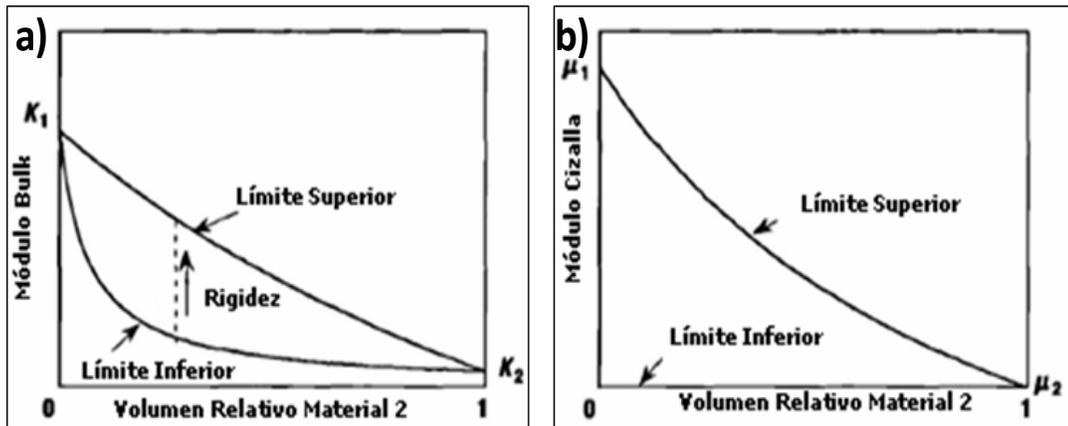


Figura 3.2. Gráficos del comportamiento de los módulos elásticos entre materiales con distintas fases (sólido- líquido). Figura a, módulo de volumen y figura b, módulo de cizalla en fases distintas. Modificado de Avseth, P. *et al.* (2005) página. 6.

3.1.1.2 Límites de Hashin-Shtrikman (1963)

Las ecuaciones propuestas por Hashin y Shtrikman en 1963 son las mejores para describir el rango más estrecho posible de los módulos de volumen y de cizalla para una mezcla de materiales isotrópicos. Estos rangos máximos y mínimos están dados por:

$$K^{HS\pm} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1 \left(K_1 + \frac{4\mu_1}{3} \right)^{-1}}$$

(Ec. 3.1)

$$\mu^{HS\pm} = \mu_1 + \frac{f_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + f_1 \left(\mu_1 + \frac{4K_1}{3} \right)^{-1}}$$

(Ec. 3.2)

Donde,

f_1, f_2 = fracción de cada material.

K_1, K_2 = Módulo de volumen de cada material.

μ_1, μ_2 = Módulo de cizalla de cada material.

Los límites superior e inferior son calculados intercambiando el material identificado como 1 por el 2. En general, el límite superior viene dado cuando se utiliza como material 1 al más rígido y el inferior cuando el material menos rígido se substituye en las ecuaciones 3.1 y 3.2 como material 1.

La interpretación física de un material cuando su módulo elástico cae en uno de los límites (superior o inferior) se presenta en la figura 3.3. Este modelo asume que un determinado material está formado por un arreglo de esferas de material 2 (en gris), y cada una de las cuales es rodeada por el material 1 (en amarillo). Cada esfera y su cubierta poseen precisamente la fracción de volumen de material f_1 y f_2 . (Avseth *et al.*, 2005).

Bajo estas premisas, el límite superior se alcanza cuando el material más rígido forma la cubierta y el límite inferior cuando se encuentra en el núcleo. (Avseth *et al.*, 2005).

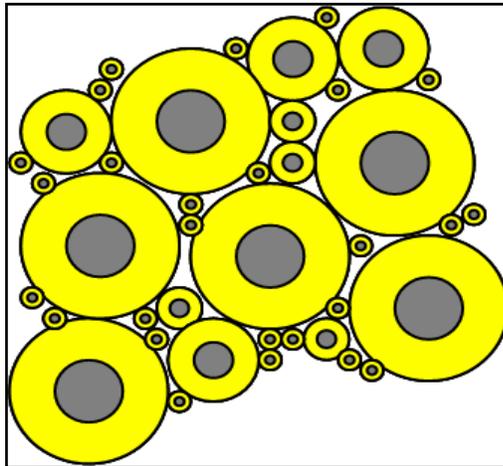


Figura 3.3. Interpretación física de los límites de Hashin-Shtrikman del módulo de volumen para un material con dos fases distintas. Modificado Avseth, P. et al. (2005) página 7.

Cuando los constituyentes de una roca poseen propiedades elásticas similares los límites superior e inferior son muy cercanos entre sí como es el caso de la dolomita y la calcita, como se muestra en la figura 3.4 prácticamente no existe separación entre ellos, pero cuando los materiales son muy distintos, como en el caso de la calcita y el agua la variación es amplia.

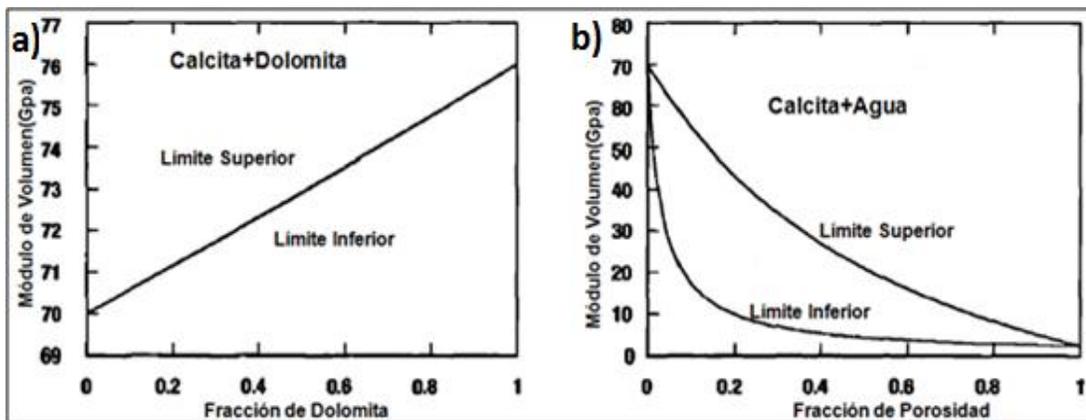


Figura 3.4 . Figura a, se muestran los límites superior e inferior de módulos elásticos para una mezcla de dos materiales en una misma fase (sólido-sólido), en la figura b, para el caso de materiales con distinta fase (sólido-líquido). Modificado Avseth et al. (2005).

Una aplicación de los límites elásticos, es utilizarlos para realizar control de calidad de los datos de velocidad de onda P y S extraídos de registros de pozos. Adicionalmente los límites elásticos permiten caracterizar los aspectos reológicos de los materiales estudiados. Por ejemplo, mientras más cercanos son valores de módulos elásticos de una roca al límite inferior, menos consolidada es la misma.

3.1.2 Modelos de física de rocas para arenas limpias

Si se desea predecir el comportamiento de las velocidades sísmicas de una roca, de la que sólo se conozca su porosidad, composición mineral, y los módulos elásticos de los minerales que la conforman, en el mejor de los casos sólo es posible predecir los límites superior e inferior de las velocidades sísmicas. Sin embargo, si se conocen los detalles geométricos de la forma en que los granos y poros se encuentran dispuestos entre sí, se puede predecir con mayor exactitud las propiedades sísmicas. Existen muchos modelos que toman en cuenta la microestructura y textura de la roca, lo que permite ir en el sentido opuesto, es decir, partiendo de las velocidades sísmicas estimar la microestructura de la roca. Esta técnica de diagnóstico de física de rocas fue propuesta por primera vez por Dvorkin y Nur (1996) como un medio para inferir la geometría interna de la roca a partir de la relación velocidad-porosidad. (Avseth *et al* 2005).

Con la finalidad de predecir el comportamiento de las propiedades físicas de la roca en el Miembro “P” de la Formación Escandalosa del Campo Borburata se utilizaron los modelos descritos a continuación:

3.1.2.1 Modelo de arena friable

Modelo propuesto por Dvorkin y Nur (1996), es también llamado como “arena no consolidada” (ver línea roja en la figura 3.5) describe la variación en la relación velocidad-porosidad al disminuir el escogimiento. El miembro final “bien escogido”

es representado por un empaquetamiento de granos bien escogidos cuyas propiedades elásticas están determinadas por la elasticidad en el contacto entre granos. Este miembro final “bien escogido” posee una porosidad de 40% a la que se le conoce como porosidad crítica (Φ_c).

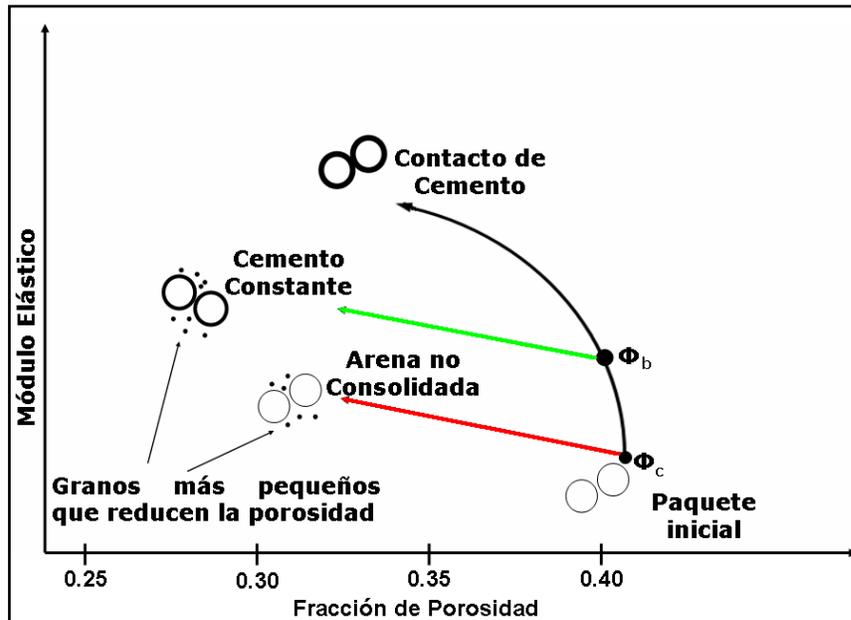


Figura 3.5. Esquema del comportamiento de los módulos elásticos de los modelos de física de rocas propuestos para las arenas limpias. Modificado de Avseth et al. 2005 página 59.

Al disminuir el escogimiento, granos mucho más pequeños se van alojando en el espacio poroso, por lo que la porosidad se ve disminuida y existe un incremento muy leve de la rigidez de la roca como se muestra en la figura 3.5.

El módulo elástico del miembro final “bien escogido” o Φ_c , de la roca seca es modelado como un paquete de esferas elástico sujeto a presión de confinamiento. Este módulo viene dado por la teoría de Hertz-Mindlin (Mindlin, 1949) basado en las ecuaciones 3.3 y 3.4.

$$K_{HM} = \left[\frac{n^2(1-\Phi_c)^2 \mu^2}{18\pi^2(1-\nu)^2} P \right]^{\frac{1}{3}} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

$$\mu_{HM} = \frac{5-4\nu}{5(2-\nu)} \left[\frac{3n^2(1-\Phi_c)^2 \mu^2}{2\pi \text{sup} 2(1-\nu)^2} P \right]^{\frac{1}{3}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

En donde K_{HM} y μ_{HM} son los módulos de volumen y cizalla respectivamente a porosidad crítica; P representa la presión efectiva (diferencia entre la presión de poro y la litostática); μ y ν son los módulos de cizalla y de Poisson de la fase sólida; n es el número de coordinación (número de contactos promedios entre los granos). La presión efectiva se expresa como (Dvorkin y Nur, 1996):

$$P = g \int (\rho_b - \rho_f) dz$$

Donde g es la constante gravitatoria, z la profundidad, ρ_b es la densidad de la roca y ρ_f del fluido presente en la roca. Poisson se calcula a partir de la ecuación (Dvorkin y Nur, 1996):

$$\nu = \frac{3K - 2\mu}{2(3K + \mu)}$$

Donde K y μ son los módulos elásticos de la fase sólida. El número de coordinación depende de la porosidad y viene dado por (Dvorkin y Nur, 1996):

$$n = 20 - 34\Phi + 14\Phi^2$$

El otro extremo del modelo de arena friable es a porosidad igual a cero y corresponde al módulo elástico del mineral. Para interpolar entre el miembro final de alta porosidad (punto en que la roca posee la porosidad crítica) y el miembro de porosidad cero se utiliza el límite inferior de Hashin-Shtrikman. Un argumento para esto, es que este límite modela la manera más suave que se le puede agregar material a las arenas bien escogidas para disminuir su porosidad. El otro proviene de la idealización de que

las arenas friables son unos pocos granos grandes envueltos por una suave cobertura de granos más pequeños de arena. (Avseth *et al.* 2005).

Para una porosidad dada, los módulos elásticos para una arena friable vienen dados por:

$$K_{dry} = \left[\frac{\Phi / \Phi_c}{K_{HM} + 4\mu_{HM} / 3} + \frac{1 - \Phi / \Phi_c}{K + 4\mu_{HM} / 3} \right]^{-1} - \frac{4}{3}$$

$$\mu_{dry} = \left[\frac{\Phi / \Phi_c}{\mu_{HM} + z} + \frac{1 - \Phi / \Phi_c}{\mu + z} \right]^{-1} - z$$

Con z como:

$$z = \frac{\mu_{HM}}{6} \left(\frac{9K_{HM} + 8\mu_{HM}}{K_{HM} + 2\mu_{HM}} \right)$$

Ya obtenidos los módulos elásticos de la roca seca (K_{dry} y ρ_{dry}) los módulos elásticos de la roca húmeda pueden calcularse utilizando las ecuaciones de Gassmann (1951). Sabiendo que la densidad viene dada por la ecuación 3.5:

$$\rho_b = \Phi \rho_{fl} + (1 - \Phi) \rho_{min} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde ρ_{min} es la densidad del mineral. En conclusión, este modelo representa la relación de como varía la relación velocidad-porosidad-escogimiento dentro de una unidad de arena. Para arenas ricas en cuarzo, las variaciones son debidas a granos más pequeños de cuarzo que rellenan los poros entre los granos grandes de cuarzo. Sin embargo el empobrecimiento del escogimiento es en general asociado a un aumento del contenido de arcilla, si el contenido de esta en la roca es superior al 20% ya se está en presencia de arenas arcillosas. (Avseth *et al.* 2005).

3.1.2.2 Modelo de contacto de cemento

Durante el proceso de soterramiento las arenas tienen la tendencia de convertirse en areniscas cementadas. Este cemento puede ser cuarzo diagenético, calcita, albita u otro mineral. Este modelo propone que la porosidad disminuye desde el miembro final de alta porosidad debido a la depositación uniforme de capas de cemento en la superficie de los granos. El cemento aumenta la rigidez de la roca, debido a que actúa como pegamento en el contacto entre granos, es decir, que refuerza el contacto entre estos. La cementación inicial, genera un aumento dramático de la rigidez con una disminución mínima de la porosidad (en la figura 3.5 la porosidad disminuye de Φ_c hasta Φ_b). El modelo matemático fue desarrollado por Dvorkin *et al.* (1994).

Los módulos K_{dry} y μ_{dry} para la porosidad crítica (Φ_c) vienen dados por (Dvorkin *et al.*, 1994):

$$K_{dry} = n(1 - \Phi_c)M_c S_n / 6$$

$$\mu_{dry} = 3K_{dry} / 5 + 3n(1 - \Phi_c)\mu_c S_\tau / 20$$

Donde, K_s y μ_s son los módulos del material que conforma los granos, K_c y μ_c son los módulos elásticos del material cementante, M_c es el módulo compresional del material cementante y se expresa como $M_c = K_c + 4/3 \mu_c$ y n es el número de coordinación. Las variables S_n y S_τ son (Dvorkin *et al.*, 1994):

$$S_n = A_n A_n \alpha^2 + B_n(A_n)\alpha + C_n(A_n)$$

$$A_n(A_n) = -0.024153 A_n^{-1.3646}$$

$$B_n(A_n) = 0.20405 A_n^{-0.89008}$$

$$C_n(A_n) = 0.00024649 A_n^{-1.9864}$$

$$S_\tau = A_\tau(A_\tau, v_s)\alpha^2 + B_\tau(A_\tau, v_s)\alpha + C_\tau(A_\tau, v_s)$$

$$A_\tau(A_\tau, v_s) = -10^{-2} * (2.26v_s^2 + 2.07v_s + 2.3)A_\tau^{0.079v_s^2 + 0.1754v_s - 1.342}$$

$$B_{\tau}(A_{\tau}, v_s) = (0.0573v_s^2 + 0.0937v_s + 0.202)A_{\tau}^{0.0274v_s^2 + 0.0529v_s - 0.8765}$$

$$C_{\tau}(A_{\tau}, v_s) = 10^{-4} * (9.654v_s^2 + 4.954v_s + 3.1)A_{\tau}^{0.0186v_s^2 + 0.411v_s - 1.8186}$$

$$A_n = 2\mu_c(1-v_s)(1-v_c)/[\pi\mu_s(1-v_c)]$$

$$A_{\tau} = \mu_c/(\pi\mu_s)$$

$$\alpha = [(2/3)(\Phi_c - \Phi)/(1 - \Phi_c)]^{0.5}$$

$$v_c = 0.5(K_c/\mu_c - 2/3)/(K_c/\mu_c + 1/3)$$

$$v_s = 0.5(K_s/\mu_s - 2/3)/(K_s/\mu_s + 1/3)$$

Una explicación detallada de cada una de estas ecuaciones y como se derivan se encuentran en el artículo de Dvorkin y Nur publicado en 1996. De igual manera que en el modelo anterior los módulos elásticos para la roca saturada se calculan usando las ecuaciones de Gassmann. Este modelo representa la etapa inicial de la “tendencia diagenética” en los datos, por lo que es aplicable para arenas con alta porosidad.

3.1.2.3 Modelo de cemento constante

Propuesto por Avseth *et al.* en el año 2000, supone que las arenas que varían su escogimiento (y por lo tanto también su porosidad) poseen todas el mismo volumen de cemento. Matemáticamente este modelo es una combinación entre el modelo de contacto de cemento, en el que la porosidad se reduce desde Φ_c hasta una Φ_b debido a la depositación de cemento, y el modelo de arena friable en el que la porosidad se reduce a partir de ese punto debido al escogimiento (ver línea verde en la figura 3.5). Para un yacimiento de hidrocarburos dado, este es el escenario más probable, ya que el volumen de cemento es en general asociado a la profundidad, en donde las variaciones en el escogimiento son debidas a las variaciones laterales de energía del agente de transporte durante la depositación. Cuando estamos en presencia de este tipo de casos, se le denomina modelo de profundidad constante para arenas limpias,

sin embargo pueden existir fuentes locales de cemento y por ende una considerable variación lateral en velocidad.

Para calcular el valor de los módulos elásticos para el miembro final de alta porosidad (ver Φ_b en la figura 3.5) se utilizan las ecuaciones del modelo de contacto de cemento y para porosidades inferiores se calculan mediante el límite inferior de Hashin-Shtrikman como se muestra a continuación (Avseth *et al.*, 2000):

$$K_{dry} = \left[\frac{\Phi / \Phi_b}{K_b + 4\mu_b / 3} + \frac{1 - \Phi / \Phi_b}{K + 4\mu_b / 3} \right]^{-1} - \frac{4}{3} \mu_b$$

$$\mu_{dry} = \left[\frac{\Phi / \Phi_b}{\mu_b + z} + \frac{1 - \Phi / \Phi_b}{\mu + z} \right]^{-1} - z$$

Con z igual a:

$$z = \frac{\mu_b}{6} \left(\frac{9K_b + 8\mu_b}{K_b + 2\mu_b} \right)$$

Nótese como en la figura 3.5, a partir de una porosidad Φ_b , en el modelo de contacto de cemento la porosidad disminuye debido a que aumenta el volumen de cemento generando a su vez un aumento de la rigidez, a diferencia del modelo de cemento constante, en el que la porosidad se ve disminuida por granos más pequeños que se alojan en el espacio poroso, pero no aumenta de forma apreciable la rigidez por lo que ésta curva se mantiene siempre por debajo de la correspondiente al contacto de cemento. (Avseth *et al.*, 2005).

3.2 Física de fluidos

Las propiedades sísmicas de las rocas de un yacimiento se encuentran influenciadas por el fluido contenido en ellas. Las densidades, los módulos de volumen, velocidades y viscosidades de los fluidos presentes en los poros, generalmente son

simplificados en la geofísica. Usando una combinación de relaciones termodinámicas, tendencias empíricas y datos sobre la presión, temperatura y composición de los hidrocarburos con las ecuaciones de Batzle y Wang (1992), es posible estimar las propiedades físicas *in-situ* de los fluidos presentes en el yacimiento lo que facilita y mejora precisión de los modelos de las rocas de un yacimiento.

3.2.1 Ecuaciones de Batzle y Wang (1992)

Las ecuaciones de Batzle y Wang son muy útiles ya que permiten calcular las propiedades de los fluidos como el módulo de volumen y la densidad las cuales son utilizadas para realizar la sustitución de fluidos por medio de las ecuaciones de Gassmann (1951).

3.2.1.1 Relaciones para el petróleo

Wang en 1988 demostró que las velocidades ultrasónicas de la onda P de una variedad de petróleos decrecen rápidamente con la densidad. Una forma simplificada de la relación de velocidades que desarrollada es la siguiente:

$$V_o = 2096 * \left(\frac{\rho_o}{2.6 - rho_o} \right)^{\frac{1}{2}} - 3.7 * T + 4.64 * P + 0.0115 * \left[4.12 * \left(1.08 * \rho_o^{(-1)} - 1 \right)^{\frac{1}{2}} - 1 \right] * T * P$$

Donde:

V_o es la velocidad del petróleo en km/s.

T es la temperatura en grados centígrados.

P es la presión en mega-pascales.

ρ_o es la densidad de referencia medida a 15,6 °C y una atmósfera de presión.

Las velocidades sísmicas de los petróleos con gas (petróleos vivos o *live oil*) son estimadas considerando una mezcla de gas libre original del petróleo y líquido liviano, para este caso, las velocidades aún pueden ser calculadas usando la ecuación 3.6 pero sustituyendo una pseudo densidad ρ' basada en la expansión causada por el gas en sitio.

$$\rho' = \frac{\rho_o}{B_o} * (1 + 0.000R_g)^{-1} \quad (3.6)$$

Donde B_o es un factor de volumen escalar, que se estima a partir de la siguiente ecuación derivada por Standing (1962).

$$B_o = 0.972 + 0.00038 * \left[2.4R_g \left(\frac{G}{\rho_o} \right)^{\frac{1}{2}} + T + 17.8 \right]^{1.175}$$

Donde:

G es la gravedad del gas.

R_g es la relación Gas petróleo en litros/litros (l/l).

Finalmente la densidad verdadera del petróleo también puede ser estimada a partir de la siguiente ecuación:

$$\rho_g = \frac{(\rho_o + 0.0012 * GR_G)}{B_o}$$

3.2.1.2 Relaciones para el agua

Para calcular la velocidad de una solución acuosa con sal, una simplificada forma de la función de velocidad de Chen *et al.* (1978) es usada.

$$V_B = V_W + S * (1170 - 9.6 * T + 0.55 * T^2 - 8.5 * 10^{-5} * T^3 + 2.6 * P - 0.0029 * T * P^2) - 0.0476 * P + S^{1.5} * (780 - 10 * P + 0.16 * P^2) - 820 * S^2$$

Donde:

V_o es la velocidad de la solución salina en km/s.

S la fracción en peso del cloruro de sodio en ppm/1000000.

V_W es la velocidad del agua en m/s a una determinada temperatura T y presión P la cual se obtiene por la siguiente ecuación:

$$V_W = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^3 W_{ij} * T^i * P^j$$

Las constantes W_{ij} se encuentran dadas en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Constantes necesarias para el cálculo de V_p para el agua mediante las ecuaciones de Batzle y Wang.

$W_{00} = 1402.85$	$W_{02} = 3.437 \times 10^{-3}$
$W_{10} = 4.871$	$W_{12} = 1.739 \times 10^{-4}$
$W_{20} = -0.04783$	$W_{22} = -2.135 \times 10^{-6}$
$W_{30} = 1.487 \times 10^{-4}$	$W_{32} = -1.455 \times 10^{-8}$
$W_{40} = -2.197 \times 10^{-7}$	$W_{42} = 5.230 \times 10^{-11}$
$W_{01} = 1.524$	$W_{03} = -1.197 \times 10^{-5}$
$W_{11} = -0.0111$	$W_{13} = -1.628 \times 10^{-6}$
$W_{21} = 2.747 \times 10^{-4}$	$W_{23} = 1.237 \times 10^{-10}$
$W_{31} = -6.503 \times 10^{-7}$	$W_{33} = 1.327 \times 10^{-10}$
$W_{41} = 7.987 \times 10^{-10}$	$W_{43} = -4.614 \times 10^{-13}$

La densidad de la solución de cloruro de sodio puede ser calculada mediante la siguiente ecuación (Batzle y Wang, 1992):

$$\rho_B = \rho_W + S * \{0.668 + 0.44S + 1 \times 10^{-6} * [300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)]\}$$

Donde

ρ_B es la densidad de la solución salina en m/s.

ρ_w es la densidad del agua en m/s a una determinada temperatura T y presión P, la cual se obtiene por la siguiente ecuación (Batzle y Wang, 1992):

$$\rho_w = 1 + 1 \cdot 10^{-6} * (-80 * T - 3.3 * T^2 + 0.00175 * T^3 + 489 * P - 2 * T * P + 0.016 T^2 * P) - 1.3 \cdot 10^{-5} * T^3 * P - 0.333 * P^2 - 0.002 * T * P^2$$

Para finalizar esta sección es necesario mencionar que a pesar de que es necesario conocer las propiedades sísmicas del fluido del poro para caracterizar las propiedades sísmicas del sistema roca-fluido, generalmente la velocidad de onda P del yacimiento como función de la salinidad, la temperatura o la presión del fluido del poro producen cambios que por sí solos son difícilmente detectables con sísmica de superficie.

3.2.2 Teoría de sustitución de fluidos

Según Smith, T. *et al.* (2003) la sustitución de fluidos es una parte importante de cualquier estudio de atributos sísmicos, ya que provee al intérprete una herramienta valiosa para modelar escenarios donde la roca está saturada con distintos tipos de fluido los cuales pueden explicar una variación en la amplitud con la distancia fuente-receptor (AVO).

El modelado de los efectos de la composición mineral, porosidad y fluidos en las velocidades sísmicas, se basa en general en relaciones empíricas y formulaciones teóricas. Las relaciones empíricas tratan de establecer relaciones entre la porosidad, la velocidad de los fluidos y de la matriz mediante los análisis de regresión de datos de núcleos y de registros de pozo, sin embargo, estas no se encuentran basadas en principios físicos y no trabajan muy bien para la sustitución de fluidos (Smith, T. *et al.*, 2003).

La aproximación más común para realizar la sustitución de fluidos es la teoría de baja frecuencia de Gassmann (1951). Las ecuaciones de Gassmann relacionan el módulo de volumen de la roca saturada con su porosidad, el módulo de volumen de la estructura porosa, el módulo de volumen del mineral que conforma la matriz y el módulo de volumen del fluido que rellena los poros.

$$K_{sat} = K^* + \frac{\left(1 - \frac{K^*}{K_o}\right)^2}{\frac{\Phi}{K_{fl}} + \frac{1-\Phi}{K_o} + \frac{K^*}{K_o^2}}$$

En donde, K_{sat} es el módulo de volumen de la roca saturada, K_o es el módulo de volumen del mineral que conforma la roca, K_{fl} es el módulo de volumen del fluido presente en los poros, K^* es el módulo de volumen de la estructura de la roca porosa (luego de drenar cualquier fluido presente en sus poros) y Φ la porosidad. Para realizar la sustitución de fluidos K_{sat} se convierte en el K_{final} , es decir, el módulo de volumen de la roca saturada con el fluido final deseado y K^* es el $K_{inicial}$, el módulo de volumen de la roca saturada con el fluido inicial, por lo cual la ecuación se transforma en:

$$\frac{K_{final}}{K_o - K_{final}} - \frac{K_{Fluido Final}}{\Phi(K_o - K_{Fluido Final})} = \frac{K_{inicial}}{K_o - K_{inicial}} - \frac{K_{Fluido Inicial}}{\Phi(K_o - K_{Fluido Inicial})}$$

La aplicación de la ecuación de Gassmann es un proceso que consta de dos partes, en el que en primera instancia se debe determinar el módulo de volumen de la estructura porosa de la roca sin fluido, también conocido como “módulo de volumen de la roca seca”, y con ese se calcula módulo de volumen con la roca saturada con el fluido deseado.

3.2.2.1 Suposiciones de las ecuaciones de Gassmann

A continuación se enumeran algunas suposiciones que son realizadas al aplicar las ecuaciones de Gassmann (Smith *et al*, 2003).

1. La roca es isotrópica homogénea y el espacio poroso está completamente conectado. Esta suposición no funciona para rocas constituidas por minerales con alto contraste de rigidez elástica o si es compuesta de minerales anisotrópicos orientados preferencialmente. Afortunadamente las ecuaciones de Gassmann están libres de suposiciones a cerca de la geometría de los poros, sin embargo, el sistema de poros debe estar conectado y los fluidos deben ser movibles. Sin embargo, cuando existen varios tipos de poros en la roca, es necesaria la aplicación de modelos más complejos. Es de hacer notar que las suposiciones en relación a la conectividad de los poros y el tipo de poro no se cumplen en rocas con baja porosidad. Carbonatos en particular, puede ser problemático debido a los tipos de poros observados generalmente en secciones finas y la poca conectividad entre dichos poros.
2. La ecuación de Gassmann es válida sólo a frecuencias lo suficientemente bajas como para que la presión de poros sea igualada sobre una longitud mucho mayor que la que la dimensión del poro y mucho menor que la longitud de la onda sísmica que lo atraviesa. Para altas frecuencias se recomienda utilizar las formulaciones de Biot (1956, 1962). A frecuencia de registros de pozos, Gassmann puede ser o no ser aplicable, sin embargo con frecuencia se obtienen resultados confiables a partir de arenas limpias, con alta porosidad efectiva como las que se encuentran en las aguas profundas del Golfo de México. Resultados poco confiables resultan cuando se aplican las ecuaciones a arenas arcillosas o rocas con baja porosidad o carbonatos. Esto debido a que no se cumple con las suposiciones de la frecuencia y porosidad de la roca.

3.2.2.2 Propiedades de la roca saturada

La ecuación de Gassmann relaciona el módulo de volumen de la roca saturada (K_{sat}), con las propiedades de la estructura porosa y el fluido presente en los poros. Los valores de módulo pueden obtenerse a través de mediciones de laboratorio o mediante el análisis de los datos de pozo y con ello relacionar el valor de K_{sat} con la velocidad de onda compresional, la onda de corte y la densidad de la roca mediante las ecuaciones propuestas para el cálculo de los módulos de volumen y de cizallas expuestas anteriormente (Smith *et al*, 2003).

Cuando la velocidad está en m/s y la densidad en gr/cm^3 la unidad resultante para los módulos elásticos es Gigapascales (GPa). Es importante resaltar que el módulo volumétrico de la roca es sensible al fluido presente en los poros, mientras que el de cizalla no, por lo cual, el módulo de cizalla de la roca seca es igual al de la roca húmeda ($G_{dry}=G_{wet}$). La comprensión de esto, es fundamental para la aplicación de la teoría de Biot-Gassmann en general, y en específico para la de Gassmann.

Otra variable a tomar en cuenta en la sustitución de fluidos es la densidad de la roca (ρ_{sat}) y esta depende de la porosidad de la roca (Φ), la densidad de los granos de la matriz (ρ_g) y la densidad del fluido presente en los poros (ρ_{fl}). Para ello se utiliza la ecuación 3.7:

$$\rho_{sat} = \rho_g * (1 - \Phi) + \rho_{fl} * \Phi \quad (\text{Ec. 3.7})$$

3.2.2.3 Uso de la ecuación de Gassmann

Antes de poder utilizar la ecuación de Gassmann es necesario determinar:

- 1. La porosidad:** Esta se puede determinar a partir de registros de pozos o de mediciones en núcleos. También se puede reescribir la ecuación 3.7

para calcular la porosidad, quedando de la siguiente manera (Smith *et. al.*, 2003):

$$\Phi = \frac{\rho_g - \rho_{sat}}{\rho_g - \rho_{fl}}$$

2. Propiedades del fluido: El módulo de volumen y la densidad del fluido que rellena los poros así como el que deseamos que rellene los poros deben ser calculados. Estos valores deben corresponder a datos *in situ*, para ello se pueden utilizar con mediciones directas, ecuaciones de estado mediante expresiones empíricas como las presentadas por Batzle y Wang en 1992.

Debido a que en la roca no existe un fluido por separado sino una mezcla, el módulo volumétrico de esta se calcula mediante el promedio de Reuss (Smith *et. al.*, 2003):

$$K_{fl} = \left[\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{K_i} \right]$$

Donde K_{fl} es el módulo de volumen de la mezcla de fluido, S_i es la saturación de cada fluido y K_i el módulo de volumen de cada fluido.

Para calcular la densidad de la mezcla de fluido se utiliza la ecuación:

$$\rho_{fl} = \sum_{i=1}^n S_i * \rho_i$$

En donde ρ_{fl} es la densidad del fluido y ρ_i la densidad de cada fluido individual.

3. Propiedades de la matriz: corresponden con el módulo de volumen y la densidad de matriz (K_0). Para su estimación debe contarse con

información relacionada con la composición de la roca (determinada a partir de muestras de núcleo o estimada mediante curvas de volumen de arcilla suponiendo que los únicos minerales presentes son cuarzo y arcilla). Para el caso del estudio que se presenta estos valores fueron estimados a través de los distintos modelos propuestos de física de rocas previamente descritos.

- 4. Propiedades de la estructura de la roca porosa:** el módulo de volumen y la densidad de la estructura porosa de la roca (K^*). Este corresponde al módulo de baja frecuencia de la roca porosa seca.

3.3 AVO e inversión sísmica

El potencial del análisis AVO yace en la dependencia de la reflectividad con el aumento del *offset* sobre la interfaces entre dos materiales con propiedades elásticas contrastantes. Diferentes litologías pueden exhibir distintos valores de módulos elásticos, con lo cual es posible usar el AVO como una herramienta para la discriminación de litología. (Castagna, 2001).

3.3.1 Ecuaciones de Zoeppritz (1919).

Estas ecuaciones expresadas matricialmente, describen la relación entre las ondas incidentes, las ondas reflejadas y las ondas transmitidas, para una onda plana en una interfaces ideal. La solución de estas ecuaciones son expresadas en función del ángulo de reflexión para la onda P y S. (Álvarez, 2003).

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

En donde:

A: es el coeficiente de reflexión de la onda P.

B: es el coeficiente de reflexión de la onda S.

C: es el coeficiente de transmisión de la onda P.

D: es el coeficiente de transmisión de la onda S.

θ_1 : ángulo de reflexión de la onda P.

θ_2 : ángulo de transmisión de la onda P.

ϕ_1 : ángulo de reflexión de la onda S.

ϕ_2 : ángulo de transmisión de la onda S.

α_1 : velocidad de la onda P en el medio 1.

α_2 : velocidad de la onda P en el medio 2.

β_1 : velocidad de la onda S en el medio 1.

β_2 : velocidad de la onda S en el medio 2.

ρ_1 : densidad del medio 1.

ρ_2 : densidad del medio 2.

La velocidad del medio está dada en m/s y la densidad en gr/cm^3 . La nomenclatura acá mostrada se mantendrá a lo largo del desarrollo de este trabajo.

3.3.2 Aproximaciones a las ecuaciones de Zoeppritz (1919)

En la ecuación anteriormente mostrada se observa que es necesario conocer el ángulo de incidencia, de reflexión y de transmisión de la onda P y S, entre otros. Como en la

sísmica es muy complicado conocer dichos valores, algunos autores han propuesto, para el caso de la onda P, aproximaciones a esta ecuación basados en distintas suposiciones, para cierto rango de ángulos de incidencia (entre 0 y 30). (Álvarez, 2003).

3.3.2.1 Aproximación de Aki y Richards

Postulada en 1980, Aki y Richard estimaron valores para los coeficientes de reflexión para una onda P incidente y reflejada. (Álvarez, 2003):

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

Donde:

$$p = \frac{\text{sen}\theta_1}{\alpha_1}$$

$$\theta = \frac{1}{2} (\theta_1 + \theta_2)$$

$$\rho = \frac{1}{2} (\rho_1 + \rho_2)$$

$$\alpha = \frac{1}{2} (\alpha_1 + \alpha_2)$$

$$\beta = \frac{1}{2} (\beta_1 + \beta_2)$$

$$\Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$$

$$\Delta\alpha = \alpha_2 - \alpha_1$$

$$\Delta\beta = \beta_2 - \beta_1$$

3.3.2.2 Aproximación de Shuey

La ecuación de Aki y Richards (3.8), fue modificada por Shuey el cual intercambia el valor de la velocidad de la onda S y lo sustituye por el módulo de Poisson (Álvarez, 2003).

$$R(\theta) = R_o + \left[A_o R_o + \frac{\Delta\sigma}{(1 - \sigma^2)} \right] \text{sen}^2\theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} (\tan^2\theta - \text{sen}^2\theta) \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Donde:

$$R_o \approx \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right)$$

$$A_o = B - 2(1 + B) \left[\frac{(1 - 2\sigma)}{(1 - \sigma)} \right]$$

$$B = \frac{\Delta\alpha/\alpha}{\Delta\alpha/\alpha + \Delta\rho/\rho}$$

R_o es el coeficiente de reflexión para incidencia normal, σ es el promedio de los módulos de Poisson en cada medio y $\Delta\sigma$ es la diferencia de dichos módulos.

Las ventajas más resaltantes de la ecuación 3.8 son las siguientes:

- El primer término representa amplitud a incidencia normal ($\theta=0$).
- El segundo término caracteriza la amplitud a ángulos intermedios.
- El tercer término describe la aproximación a ángulos cercanos al crítico.
- El coeficiente del segundo término es la combinación de las propiedades elásticas que pueden determinarse al analizar la variación de la amplitud con la distancia fuente receptor (*offset*) en datos sísmicos convencionales.

Para ángulos alejados al ángulo crítico donde $\tan^2 \theta \approx \text{sen}^2 \theta$ el tercer término de la ecuación 3.8 puede ser eliminado quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$R_{pp} \approx R_p + B \text{sen}^2\theta_1$$

En donde R_p es el atributo intercepto AVO, el cual representa una medida de la reflectividad a incidencia normal de la onda P, B es el atributo gradiente AVO el cual puede ser visto como una medida del cambio de reflectividad de la onda P en función del ángulo de incidencia, y se puede calcular de la forma:

$$B = \left\{ \left[\frac{\Delta\alpha/\alpha}{\Delta\alpha/\alpha + \Delta\rho/\rho} \right] - 2 \left[1 + \left(\frac{\Delta\alpha/\alpha}{\Delta\alpha/\alpha + \Delta\rho/\rho} \right) \right] \left[\frac{(1-2\sigma)}{(1-\sigma)} \right] \right\} R_p + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2}$$

Esta ecuación trabaja muy bien hasta un ángulo de incidencia de 25° , a partir de este ángulo el error que arroja es representativo, por lo cual su utilización no se recomienda.

3.3.2.3 Aproximación de Smith y Gidlow

La aproximación propuesta por estos autores en el año de 1987 consta de tres términos basada en un método de apilamiento por peso:

$$R_p(\theta) = \frac{1}{2} \left(\Delta\rho/\rho + \Delta\alpha/\alpha \right) - \frac{2\beta^2 \text{sen}^2\theta}{\alpha^2} \left(\Delta\rho/\rho + 2\Delta\beta/\beta \right) + \frac{\Delta\alpha \tan^2\theta}{2\alpha}$$

3.3.3 AVO

La técnica de AVO permite estudiar la variación de la amplitud de la respuesta sísmica en función de la distancia fuente receptor. Ésta variación se produce cuando una onda no incide en un ángulo normal (cero grados respecto a la perpendicular a la superficie) y su energía es dividida en ondas S y P reflejadas y convertidas (Burianyk y Pickford, 2000).

3.3.4 Atributos AVO

Existe una gran cantidad de atributos AVO que pueden extraerse al analizar el comportamiento de la amplitud en función de la distancia.

3.3.4.1 Intercepto AVO y gradiente AVO

Al generar una gráfica como la mostrada en la figura 3.6, para estudiar la amplitud en función del $\text{sen}^2\theta$ (en donde “ θ ” es el ángulo de incidencia) de una sección agrupada por punto común de reflexión en profundidad (CDP *Gather*), y se realiza una regresión lineal a los valores, la pendiente de la recta resultante es el valor del gradiente AVO (G) y la intersección de dicha recta con el eje de valores de amplitud es el intercepto AVO (R_0).

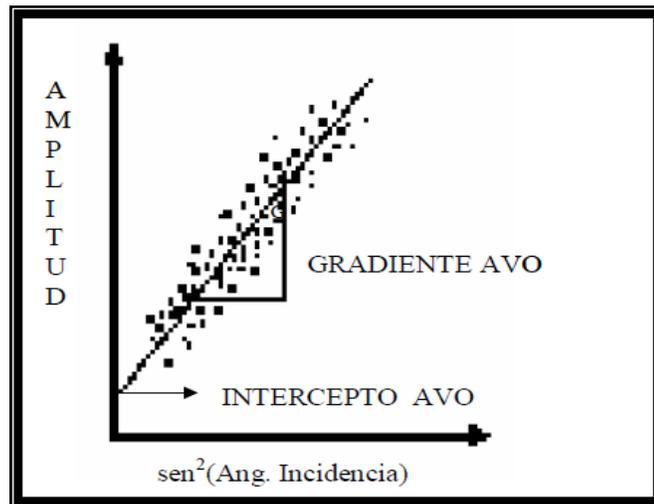


Figura 3.6. Obtención de los atributos gradiente AVO e intercepto AVO a partir de un CDP *gather*. (Álvarez, 2003, página 33).

Partiendo de los valores de los atributos de gradiente (G) e intercepto (R_0), es posible obtener una nueva serie de atributos AVO (ver tabla 3.2) partiendo de la ecuación 3.9.

$$X = a * R_o + b * G \quad (\text{Ec. 3.9})$$

La tabla 3.2, muestra un resumen de los atributos AVO que pueden ser obtenidos haciendo uso de la ecuación 3.9, en donde:

R_s es la reflectividad de onda S.

$\Delta V_p/V_p$, es la reflectividad de la relación V_p/V_s .

$\Delta\sigma$, es la reflectividad de poisson.

$\Delta\sigma/\sigma$, es el cambio de reflectividad de poisson.

$\Delta I_p/I_p$, es el cambio relativo de reflectividad de onda P.

$\Delta I_s/I_s$, es el cambio relativo de reflectividad de onda S.

Tabla 3.2. Resumen de los atributos AVO que pueden ser obtenidos a partir de la ecuación 3.9.

En la misma se especifican las ecuaciones implicadas en su cálculo y las aproximaciones utilizadas en su obtención.

Atributo (X)	a	b	Ec. Base	Aproximación
R_s	0.5	0.5	Aki y Richards (1980) Shuey (1985)	$V_p/V_s = 2$
$\Delta V_p/V_p$	1.6	0	Aki y Richards (1980)	
$\Delta V_s/V_s$	0.6	-1	Aki y Richards (1980)	$\rho = a*\alpha^{1/4}, V_p/V_s = 2$
$\Delta\sigma$	4/9	4/9	Aki y Richards (1980) Shuey (1985)	$V_p/V_s = 2$
$\Delta\sigma/\sigma$	1	1	Aki y Richards (1980) Shuey (1985)	$\rho = a*\alpha^{1/4}, V_p/V_s = 2$
$\Delta I_p/I_p$	2	0	Aki y Richards (1980)	-----
$\Delta I_s/I_s$	1	-1	Aki y Richards (1980)	$V_p/V_s = 2$

3.3.5 Inversión sísmica

La inversión sísmica consiste en la determinación de un modelo del subsuelo que sea consistente con la información obtenida en campo (Sheriff, 2002). Existen dos tipos de problemas clásicos en la geofísica. El problema directo y el problema inverso, en la figura 3.7 se muestra el esquema general de ambos. La resolución problema directo consiste en estimar la respuesta sísmica del subsuelo conociendo las velocidades de onda y la densidad, por el contrario, el problema indirecto, el cual es el caso que corresponde al presente estudio, consiste en calcular los valores de velocidad de onda P, onda S y de densidad del subsuelo a partir de la sección sísmica.

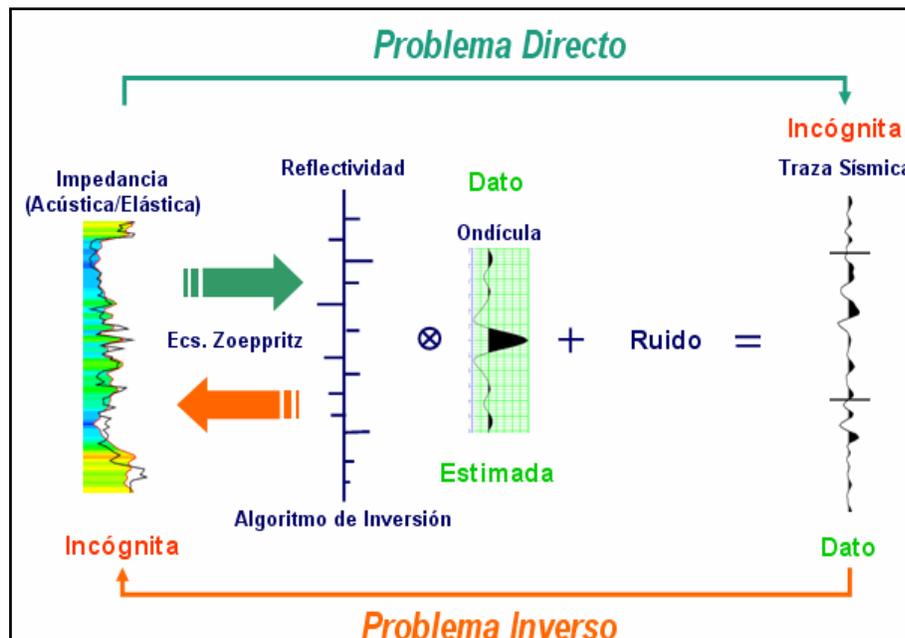


Figura 3.7. Esquemas generales de la inversión sísmica. (Gebus, 2010)

3.3.6.1 Inversión acústica.

El término inversión acústica ha sido utilizado para caracterizar el problema inverso que busca como objetivo estimar un cubo de impedancia acústica a partir de registros

de pozos y datos sísmicos. Para ello se sigue el flujo de trabajo general descrito a continuación:

1. Análisis de las propiedades acústicas a partir de los datos de pozo y generación de registros de impedancia acústica.
2. Extracción de la ondícula usando los registros de impedancia acústica y los datos sísmicos.
3. Estimación de un cubo de Impedancia Acústica, mediante la solución matemática del problema inverso.

Algunas de las ventajas de la inversión acústica que menciona Gebus (2010) son:

- Se reduce los efectos producidos por la ondícula.
- Existe la posibilidad de realzar algunas frecuencias dentro del ancho de banda de la sísmica.
- Variaciones areales en la impedancia acústica pueden revelar cambios en la litología y porosidad, permitiendo la predicción de propiedades del yacimiento como la porosidad, espesor de arena entre otros.
- Atenúa el ruido aleatorio.

3.3.5.2 Inversión elástica

Antes de definir la inversión elástica es necesario definir en primera instancia impedancia elástica. Connolly en 1999, definió a la impedancia elástica (ecuación 3.10) como una generalización de la impedancia acústica para ángulos de incidencia variables. Esta provee un marco consistente y absoluto para calibrar e invertir datos sísmicos para distancias fuente-receptor distintas de cero de la misma manera que la impedancia acústica trabaja para datos a incidencia normal. La impedancia elástica (IE) se deriva de la linearización de las ecuaciones de Zoeppritz. Al igual que la impedancia acústica la misma es función de la velocidad de onda P y de la densidad,

pero debido a que se trabaja para ángulos de incidencia distintos de cero también toma en cuenta la velocidad de onda S.

$$IE(\theta) = V_p^{(1+\tan^2\theta)} * V_s^{(-8K\sin^2\theta)} * \rho^{(1-4K\sin^2\theta)} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde $IE(\theta)$ es el valor de impedancia acústica a un ángulo θ determinado, V_p y V_s son los valores de la velocidad de la onda P y S, ρ es la densidad y la constante K es la relación V_s^2/V_p^2 .

A partir de la ecuación 3.10 es posible calcular valores de IE a distintos ángulos de incidencia y en función de cómo varían los valores es posible realizar inferencias en cuanto a la litología, porosidad, tipo de fluido dentro de la roca, saturación de fluidos entre otros.

Una vez definida la impedancia elástica, la inversión elástica consiste en construir el modelo del subsuelo a partir de parámetros elásticos. La inversión elástica se lleva a cabo en tres pasos fundamentales (Schlumberger, 2010):

1. Análisis de las propiedades elásticas a partir de los datos de pozo y generación de registros de IE para un ángulo determinado.
2. Extracción de la ondícula usando los registros de IE y las secciones apiladas para un ángulo determinado.
3. Inversión AVO de los cubos sísmicos utilizando cualquiera de las aproximaciones a las ecuaciones de Zoeppritz (1919) descritas anteriormente (las más utilizadas son la de Shuey y la de Aki y Richards).

A partir de la inversión elástica es posible obtener no sólo valores de impedancia elástica sino también de I_p , I_s , relación V_p/V_s , etc. Adicionalmente se puede extraer relaciones adicionales conocidas como *Lambda-Rho* ($\lambda\rho$) y *Mhu-Rho* ($\mu\rho$) estas se definen como “una relación que involucra la constante de Lamé derivada a través de

los atributos AVO R_p (atributo intercepto de onda P), R_s (atributo intercepto de onda S)” (Ross, 2002). Al extraer R_p y R_s de la sección CDP preapilados e invirtiendo esto a impedancias de onda P y S. Una vez realizado esto, es posible estimar *Lambda-Rho* (ecuación 3.11) y *Mhu-Rho* (ecuación 3.12) mediante las siguientes ecuaciones:

$$\lambda\rho = I_s^2 \quad (\text{Ec. 3.11})$$

$$\mu\rho = I_p^2 - 2 * I_s^2 \quad (\text{Ec. 3.12})$$

3.3.5.3 Algoritmo de inversión

La inversión acústica de los datos sísmicos se basa en recuperar las impedancias de la roca a partir de la serie de reflectividades. Por lo tanto, si partimos del modelo convolucional de la traza sísmica (ecuación 3.13), y se conoce la ondícula, se puede determinar la serie de reflectividad. Esta serie de reflectividad está relacionada con la impedancia de los medios que la generan (ecuación 3.14), al despejar de esa relación la impedancia de la capa infrayacente se obtiene la formula recursiva de la ecuación (3.15)

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (\text{Ec. 3.13})$$

En donde:

$S(t)$ es la traza sintética.

$w(t)$ es la ondícula.

$r(t)$ es la serie de reflectividades.

$$r = \frac{Ip_2 - Ip_1}{Ip_2 + Ip_1} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

En donde :

Ip_1 es la impedancia acústica de la capa 1.

Ip_2 es la impedancia acústica de la capa 2.

$$Ip(t + 1) = Ip(t) * \frac{1 + r(t)}{1 - r(t)}$$

(Ec. 3.15)

El algoritmo de inversión usado en este trabajo es “*sparse spike*” del tipo inversión restringida de autovectores (“*constrained eigenvectors inversion*”), este método es conveniente para ventanas pequeñas de tiempo y está basado en estimar la serie de reflectividad de la expansión (ecuación 3.16). (Makin et al., 1999):

$$r(t) = x(t) + \sum_{k=1}^{k=K} \alpha_k \phi_k(t)$$

(Ec. 3.16)

En donde:

$x(t)$ segmento de la traza de sísmica.

$\phi_k(t)$ la base del vector ortonormal.

Esta base debe ser elegida de tal manera que garantice una pequeña contribución del segmento de la traza sintética dentro del intervalo de tiempo a ser estudiado. A su vez la onícula es reducida a un filtro pasó banda con forma fase cero.

Por lo tanto el problema se reduce a estimar el coeficiente α_k . Sin embargo, esta solución no es única, para lograr la unicidad deseada en la solución es necesario aplicar ciertas restricciones, las cuales vienen dadas por las condiciones del área de estudio. Además esta solución tiene que tener una banda de frecuencia limitada parecida a la banda de frecuencia de la traza sísmica y también debe ajustarse a toda la información disponible (modelos iniciales, registros de pozo, modelos geológicos, etc.).(Gebus 2010).

3.3.6 Litofacies sísmicas

Avseth, P *et al.* en el año 2005 definieron una litofacies sísmica como una unidad sedimentaria a escala de la sísmica, caracteriza por su litología (arena, limo, arcilla), estructura sedimentaria (masiva, interestratificada, caótica), petrografía (tamaño de grano, localización de arcilla y cementación) y las propiedades sísmicas (velocidad de onda P, velocidad de onda S y densidad).

Mediante las litofacies sísmicas se intenta mejorar la predicción lateral de facies, vinculando las facies observadas en los registros de pozos con mapas de atributos sísmicos. Las facies tienen un mayor control en la geometría y distribución de la porosidad del yacimiento, por lo tanto al relacionar litofacies con física de roca es posible mejorar la habilidad de utilizar la información proveniente de las amplitudes para la predicción y caracterización de yacimientos. Aún mejor, clasificar litofacies a partir de registros de pozo puede servir de calibración para poblaciones estadísticas, cada una de las cuales se puede suponer que poseen propiedades sísmicas estacionarias (Avseth *et al.* 2005).

3.4 Probabilidad y geoestadística

Los modelos de yacimientos, son generados típicamente a partir de simulaciones geoestadísticas de facies y de propiedades físicas como porosidad, permeabilidad y fluido presente. Actualmente los datos sísmicos son utilizados con la finalidad de guiar esas simulaciones. A través de la inversión elástica es posible obtener cubos de atributos elásticos y mediante los modelos de física de rocas, obtenidos a partir de datos de pozos, es posible generar cubos o mapas que muestren la distribución espacial de probabilidades de facies (Dvorkin y Grana, 2001)

3.4.1 Análisis de la componente principal (PCA)

El análisis de la componente principal (del inglés *Principal Component Analysis* o PCA) es un procedimiento matemático que utiliza una transformación ortogonal, con la finalidad de convertir un conjunto de observaciones de posibles variables correlacionadas en un conjunto de variables no correlacionadas, llamadas componentes principales (Abdi y Williams 2010). El número de componentes es menor o igual al número de variables originales. La transformación se define de manera tal que la primera componente principal contenga la mayor varianza posible, y cada componente sucesiva contenga la mayor varianza posible bajo la restricción que debe ser ortogonal a las componentes anteriores, tal como se observa en la figura 3.8.

3.4.1.1 Consideraciones

- Se asume que las observaciones son combinación lineal de una cierta base.
- El análisis utiliza los vectores propios de la matriz de covarianza y sólo encuentra direcciones de ejes en el espacio de variables considerando que la distribución de los datos es normal o gaussiana.

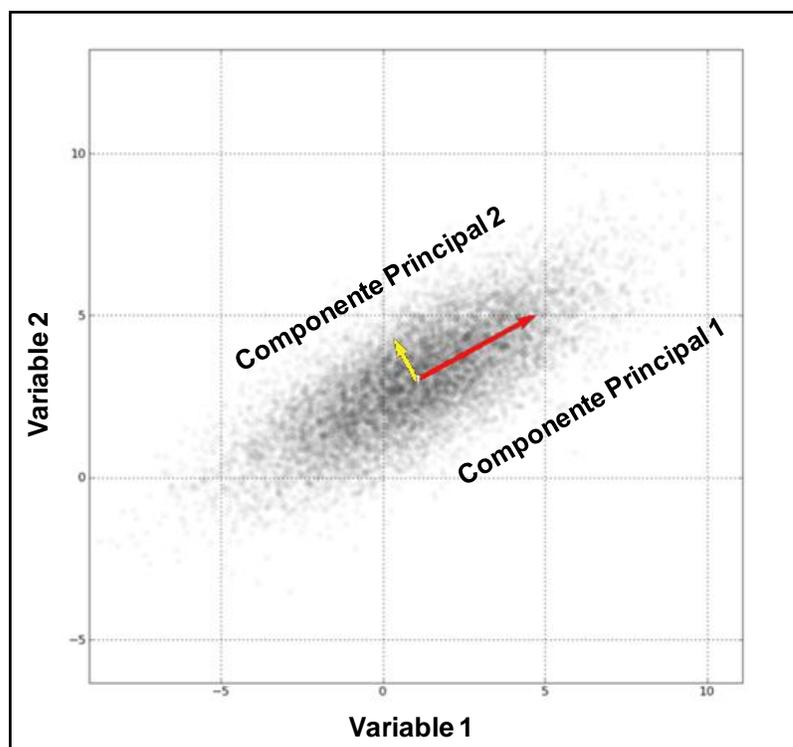


Figura 3.8. Esquema de la aplicación de PCA a un conjunto de observaciones, las variable 1 y 2 presentan una distribución normal conjunta y las flechas corresponden a las direcciones de las componentes principales. Modificado de FranzDale (2009).

3.4.2 Clasificación de facies

La clasificación de facies es el proceso por medio del cual se identifican patrones característicos a un conjunto de rocas lo que permiten establecer relaciones entre ellos diferenciándolos de rocas adyacentes. Estas características pueden ser litología (litofacies), fósiles (biofacies) (Sheriff, 2002). El presente estudio propone modelar características reológicas para identificar litología.

3.4.2.1 Función de densidad de probabilidad (PDF)

La función de densidad de probabilidad (del inglés *Probability Density Function*), mejor conocida como PDF, representa la distribución de probabilidad de una variable

aleatoria. Como se muestra en la figura 3.12, dado un conjunto de números dentro de la recta real la PDF permite asociarle a un determinado valor de la recta real un valor de probabilidad vinculado al mismo.

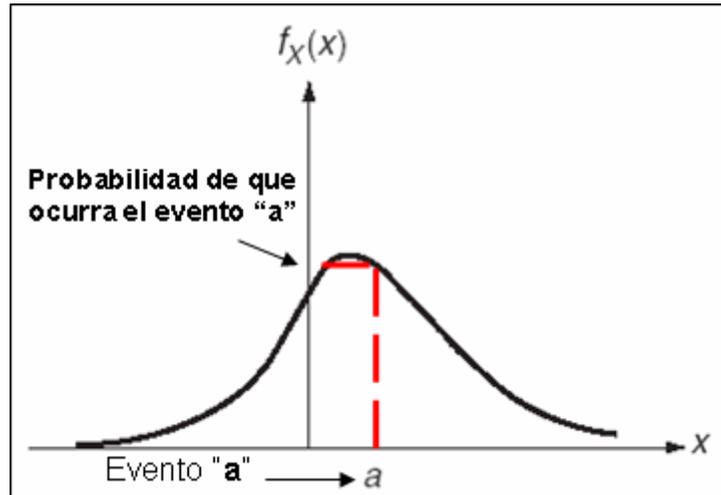


Figura 3.9. Esquema que representa una PDF a lo largo de la recta real. Nótese que cualquier evento “a” posee probabilidad y esta es siempre positiva. Modificado de Soong (2004), página 45.

Soong (2004) enumera 4 propiedades que una función de distribución de probabilidad debe poseer:

1. Para cualquier variable, sea aleatoria, continuas o discretas, la probabilidad tiene valores entre 0 y 1.
2. Es una función no negativa, continua a la izquierda y no decreciente de la variable real x . Aún mas, siendo $F_X(x)$ la PDF se tiene que al evaluar:

$$F_X(-\infty) = 0 \text{ y } F_X(+\infty) = 1$$

3. Si a y b son dos números reales tales que $a < b$, entonces

$$P(a < X < b) = F_X(b) - F_X(a)$$

4. De forma integral se puede definir para una función de distribución F_x

$$P(a < X < b) = \int_a^b f(x)dx$$

Conocer como la probabilidad de que ocurra un evento se distribuye a lo largo de la recta real permite establecer una relación directa con la certidumbre o confianza de los datos. Es por ello que las PDF han ganado en importancia en los estudios de caracterización de yacimientos, ya que permiten cuantificar la incertidumbre al estimar propiedades del subsuelo partiendo de mediciones geofísicas remotas, pues estas siempre están sujetas a ambigüedades producto de la manipulación de los datos durante los procesos de adquisición, procesamiento e interpretación.(Avseth *et al.* 2005).

3.4.2.2 Métodos para estimar las PDF

Silverman (1986) divide en 2 grupos la diversidad de métodos para estimar las PDFs. El primer grupo corresponde a la estimación “paramétrica”, la cual consiste en asumir que el PDF tiene la forma de una función conocida (por ejemplo una función Gaussiana) y busca calcular la media y la desviación estándar a partir de los datos, ajustando la forma de la función a los datos. La estimación “no paramétrica” por su parte no realiza suposiciones acerca de la forma en que los datos se distribuyen, por lo que permite que estos hablen por sí mismo. Estos métodos estiman la PDF aproximando la mejor manera posible el comportamiento de una función, que cuando se intenta ajustar la respuesta de los datos a una familia de curvas paramétricas.

Dentro del grupo de los estimadores “no paramétrico” de las PDFs se encuentra el histograma. Es el más antiguo y usado de todos los estimadores de densidad. Para su cálculo se debe considerar lo siguiente:

Dado un origen x_0 y un ancho de intervalo h , definido como el conjunto de valores entre $[x_0 + m*h, x_0 + (m+1)*h]$ siendo m un número entero positivo o negativo, el histograma se define entonces como:

$$\hat{f}(x) = \frac{1}{nh}$$

Donde $f(x)$ es la frecuencia de los X_i que se encuentran en el intervalo cuyo centro es x_0 y n es el número total de la población de datos. Es importante resaltar que el centro de la clase es un factor que afecta de manera apreciable la forma de un histograma, tal como lo muestra la figura 3.14, nótese como al mover el centro de la clase $h/2$ hacia la izquierda, se pierde la forma original, la distancia entre las dos modas aumenta, además el pico de la izquierda ya no es representado por 2 clases sino por una.

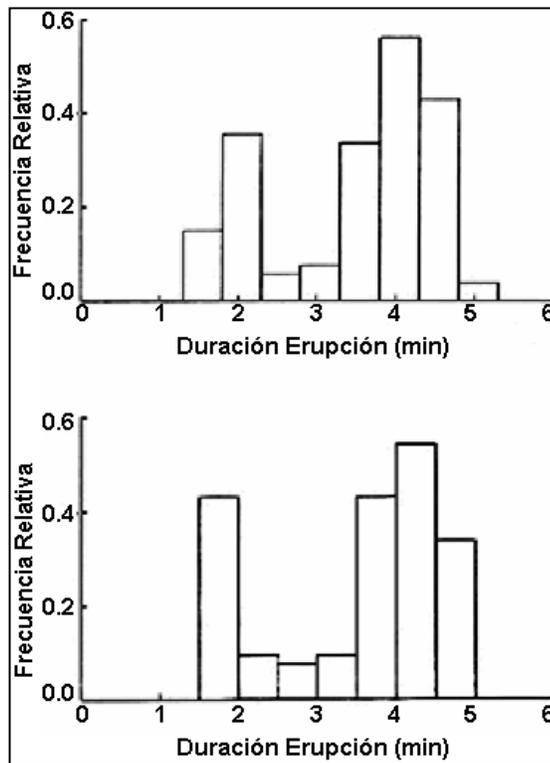


Figura 3.10. Ejemplo de un histograma de un conjunto de mediciones de las duraciones de las erupciones del geiser Old Faithful. Modificado Silverman, 1986 página 7.

El ancho de la clase (h) por su parte representa, un factor de suavizado del histograma, al aumentar el ancho de la clase disminuye la resolución del mismo, al

disminuir h el histograma tendrá mucha resolución, pero será muy variable, por lo que el valor óptimo de h dependerá de lo que se desea resolver con la PDF.

Otra técnica muy utilizada para estimar la densidad de probabilidad es la conocida como estimador del Kernel (Silverman, 1986). La misma consiste en una suma de “protuberancias” situadas en las observaciones. La forma de estas protuberancias están definidas por la función K mientras que h ahora funciona como el ancho de esta protuberancia, por la cual la función de estimador de kernel queda como:

$$\hat{f} = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K \left[\frac{x - X_i}{h} \right]$$

En la figura 3.11, se observan como las protuberancias $n^{-1} h^{-1} \{K(x-X_i)/h\}$ se encuentran centradas en cada observación, la PDF final será aquella obtenida luego de sumar estas protuberancias individuales.

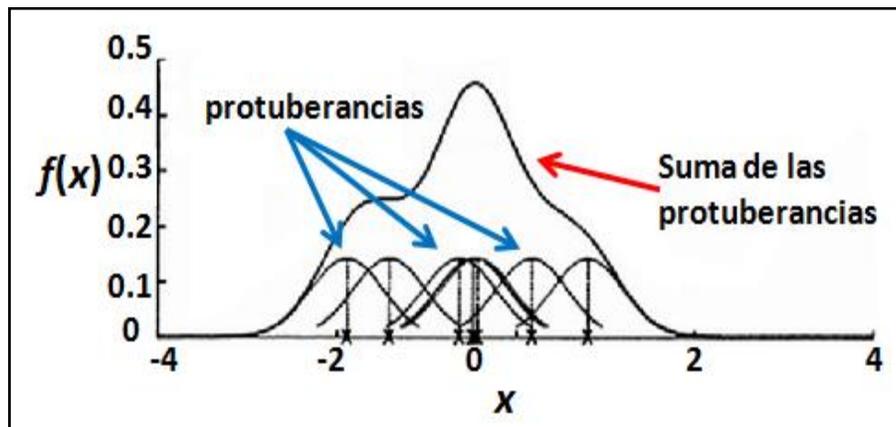


Figura 3.11. Estimador de Kernel mostrando las protuberancias individuales. Modificado de Silverman 1986, página 9.

Las relaciones entre múltiples variables aleatorias (como por ejemplo propiedades de la roca y los atributos sísmicos), incluyendo su incertidumbre inherente, pueden describirse como PDFs conjuntos. Las PDFs no paramétricas bivariadas, pueden estimarse como simples histogramas 2D o estimadores de kernel 2D de la misma

manera que para las PDFs 1D. Es importante resaltar que la fortaleza de las PDF no paramétricos yace en su generalidad, al no realizarse suposiciones sobre la forma de la función y dejar que los datos “hablen” por sí mismos. (Avseth *et al.* 2005).

3.4.2.3 Clasificación bayesiana

El uso de la clasificación bayesiana para la clasificación de facies está estrechamente ligada a las distribuciones de probabilidad. Conocida la PDF para una propiedad física por ejemplo, impedancia acústica para un par de clases litológicas cualesquiera como arena y arcilla. En la figura 3.14 la probabilidad de que un punto x cualquiera sobre la recta real pertenezca a alguna de las clases anteriormente descritas viene dada por la ecuación (Avseth *et al.* 2005):

$$P(c_j|x) = \frac{P(x, c_j)}{P(x)} = \frac{P(x|c_j) P(c_j)}{P(x)}$$

Donde $P(c_j|x)$ es la probabilidad condicional de que x pertenezca a la clase c_j , $P(c_j)$ la probabilidad de que ocurra la clase c_j , $P(x)$ la probabilidad de que ocurra x y $P(x, c_j)$ la probabilidad conjunta de x y c_j .

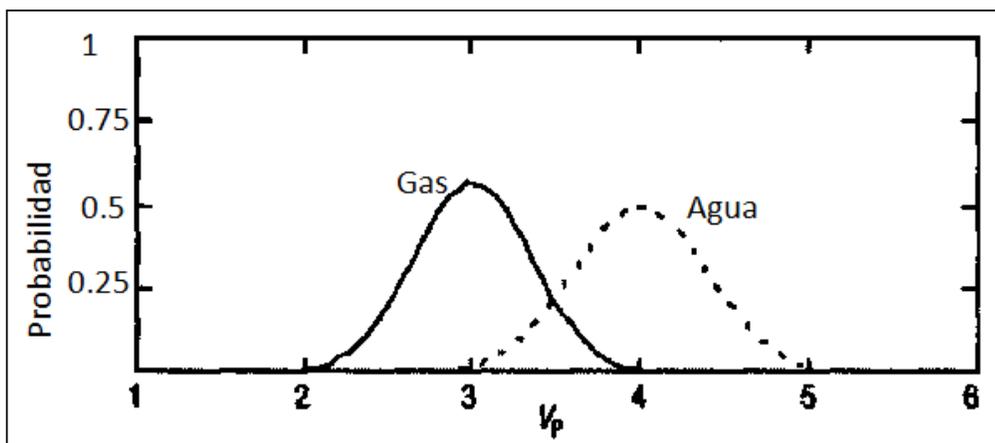


Figura 3.12. Esquema de PDFs para dos facies distintas, al evaluar un solo atributo (V_p).

Modificado de Avseth *et al.* (2005), página 150.

En la figura 3.12 se muestra un PDF con dos facies distintas (agua y petróleo), para un punto cualquiera sobre la recta real de V_p , la facies que se le asigne a dicho punto será aquella con mayor probabilidad.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 Datos disponibles

Para el desarrollo del presente trabajo se realizó un inventario de la información disponible dentro del Campo Borburata, y en la figura 4.1 se presenta un mapa base con dicha información.

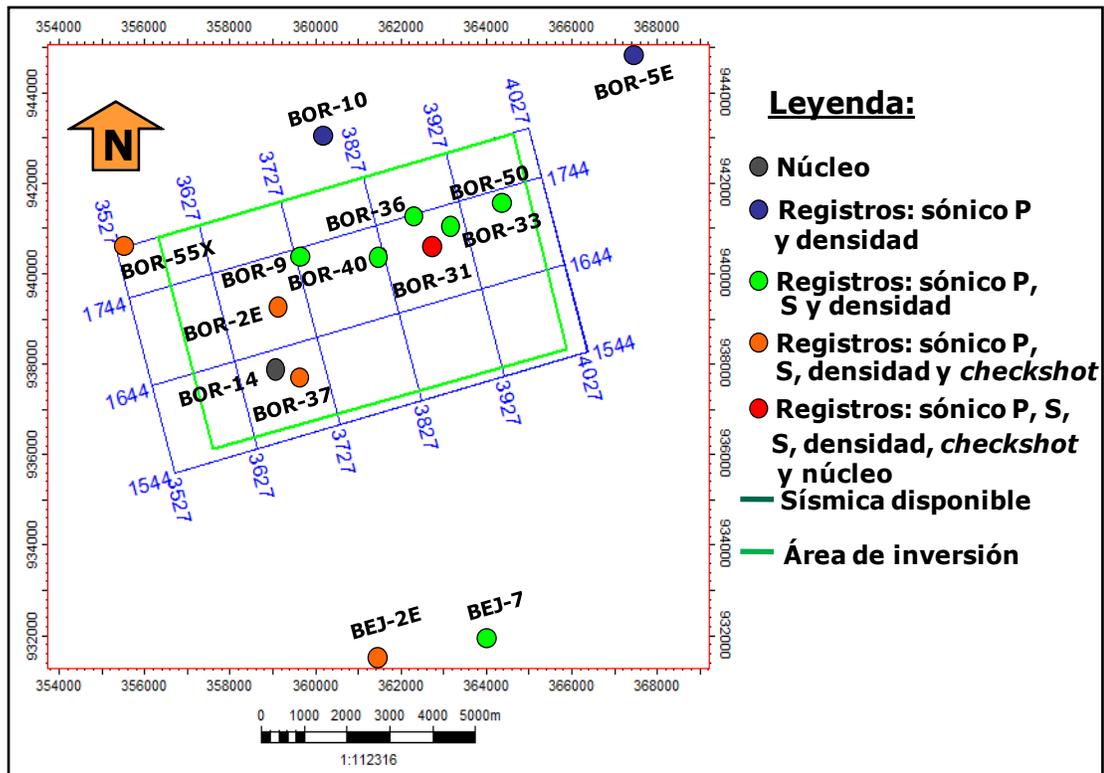


Figura 4.1. Mapa base con la información disponible de pozo y sísmica.

En total se tienen 14 pozos que presentan información de interés para el estudio, de los cuales 10 se encuentran dentro del área sobre la cual se realizó la inversión sísmica. La tabla 4.1 presenta un resumen de la información de pozos disponible para

el campo. Es importante destacar que se utilizó información de pozos del campo vecino Bejucal para tener una mayor población de datos.

Tabla 4.1. Resumen de la información de interés para los pozos dentro de la zona de estudio.

Nombre	Vp	Vs	Densidad	Checkshot	Núcleo	Dentro del área de inversión
BEJ-2E	X	X	X	X		NO
BEJ-7	X	X	X			NO
BOR-2E	X	X	X	X		SI
BOR-5E	X		X	X		NO
BOR-9	X	X	X			SI
BOR-10E	X		X	X		NO
BOR-14			X		X	SI
BOR-31	X	X	X	X	X	SI
BOR-33	X	X	X			SI
BOR-36	X	X	X			SI
BOR-37	X	X	X	X		SI
BOR-40	X	X	X			SI
BOR-50	X	X	X			SI
BOR-55X	X	X	X	X		SI

En cuanto a la sísmica se empleó un conjunto de datos sísmicos preapilados migrados en tiempo. En la tabla 4.2 se presenta un resumen con algunas características de los datos sísmicos utilizados en el presente estudio.

Tabla 4.2. Principales características de los datos sísmicos.

Características de la sísmica utilizada	
Levantamiento	Borburata-Torunos 96A 3D (628 km ²)
Tasa de muestreo	4ms
Área	53 km ²
Tipo de datos sísmicos	<i>Gathers</i> migrados en tiempo
Frecuencia dominante	23 Hz
Tiempo de inicio-fin	1500-2600ms
Tamaño de bin	75x75 m
Tipo de migración	(PSTM) Kirchoff
Velocidades disponibles	Cubo de velocidades de migración
Cobertura	15

En la figura 4.2 se muestra el cubo correspondiente a los datos sísmicos disponibles. En ella se pueden observar los límites del cubo en tres dimensiones, así como también el despliegue del *inline* 3627 y del *crossline* 1644. El espectro de frecuencia de la sísmica se muestra en la figura 4.3 y como se indica, la frecuencia dominante corresponde a 23 Hz.

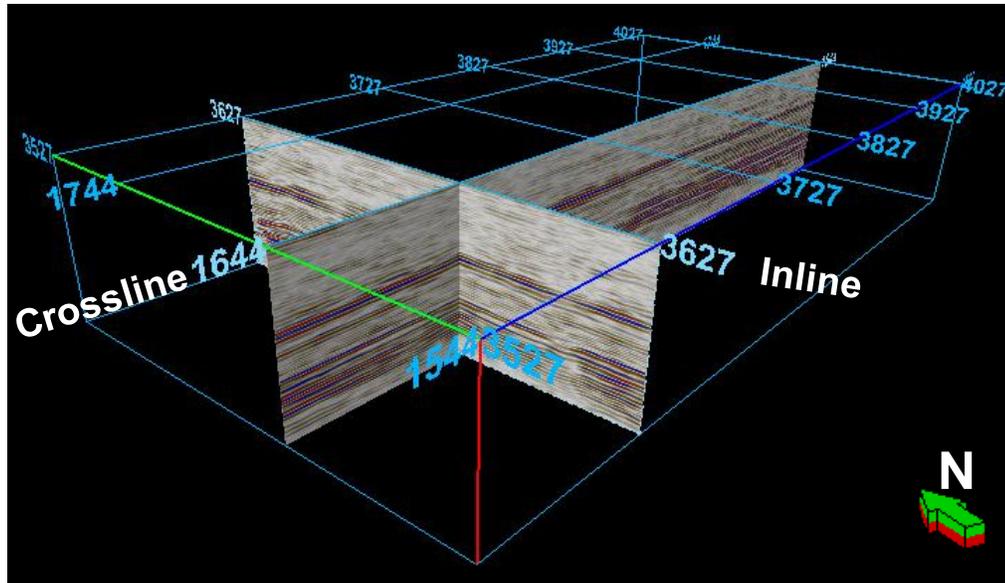


Figura 4.2. Visualización en 3 dimensiones de los datos sísmicos.

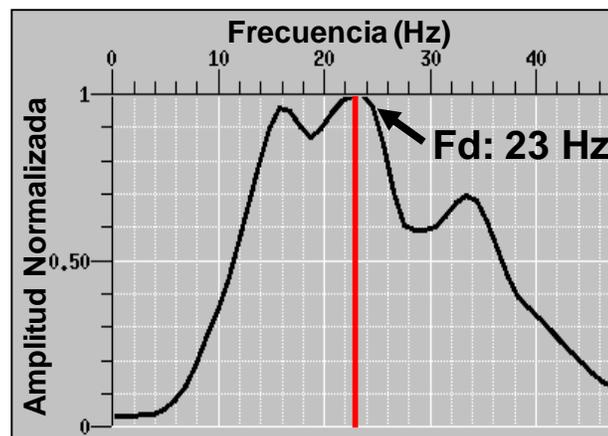


Figura 4.3. Espectro de amplitud de los datos sísmicos disponibles.

4.2 Esquema general

Para llevar a cabo la inversión elástica de los datos sísmicos y la elaboración de mapa de litofacies se utilizó el esquema general presentado en la figura 4.4:

Física de rocas	Edición de registros
	Definición de litozonas
	Gráficos Cruzados de Atributos (Crossplots)
	Función de densidad de probabilidad (PDFs)
	Modelado de Física de Rocas (RPT)
Inversión Sísmica	Acondicionamiento de CRP gathers
	Generación de cubos de atributos AVO
	Estimación de ondículas
	Generación de modelo inicial
	Inversión Sísmica
Clasificación de facies	Análisis de la Componente Principal (PCA)
	Clasificación bayesiana

Figura 4.4 . Esquema general llevado a cabo.

Como se observa en la figura 4.4. El proyecto general se dividió en tres etapas generales, cada una con sub-etapas que se llevaron a cabo de manera sucesiva, las mismas se describen a continuación:

4.2.1 Física de rocas

Durante la etapa de física de rocas se procesó toda la información de pozo disponible, desde el control de calidad hasta la estimación y caracterización de las propiedades elásticas de los Miembros “O” y “P” de la Formación Escandalosa.

4.2.1.1 Edición de registros

En esta etapa se realizó el control de calidad de los registros de pozo, especialmente de los registros de lentitud de onda P y S así como de registros de densidad. En cada uno de ellos se verificó que no se presentaran saltos en las mediciones y que estas fueran válidas físicamente. En caso de existir algún inconveniente, fueron corregidos de forma pertinente.

4.2.1.2 Definición de litozonas

Las litozonas fueron definidas utilizando las evaluaciones petrofísicas. Se establecieron valores mínimos de volumen relativo de un mineral para considerar un intervalo en profundidad perteneciente a una litofacies determinada. En la siguiente tabla se muestran los valores utilizados.

Tabla 4.3. Valores de cortes utilizados para definir las litozonas, así como el código de colores empleados.

Color	Litofacies	Valores de corte
Blue	Caliza	$V_M \geq 65\%$
Red	Dolomita	$V_M \geq 65\%$
Brown	Lutita	$V_M \geq 80\%$
Yellow	Arenisca con agua	$V_M \geq 80\%$ y $V_f \geq 60\%$
Green	Arenisca con petróleo	$V_M \geq 80\%$ y $V_f \geq 60\%$

Donde V_M es el volumen relativo del mineral en la evaluación petrofísica. Para diferenciar entre las areniscas saturadas con agua y areniscas saturadas con petróleo se definió que el volumen de fluido (V_f) presente debería ser mayor al 60%, en otras palabras, una arenisca con petróleo se definió como aquella cuyo $V_M \geq 80\%$ y volumen de petróleo (V_f) $\geq 60\%$.

4.2.1.3 Generación de gráficos cruzados (*crossplots*)

Para llevar a cabo esta etapa, se siguió el esquema mostrado en la figura 4.5. Partiendo de los registros de lentitud de onda P y S así como de densidad. Mediante las ecuaciones presentadas, se calcularon diversos atributos elásticos, con la finalidad de encontrar el par de atributos que mejor discriminara entre sí las litofacies definidas en la fase previa.

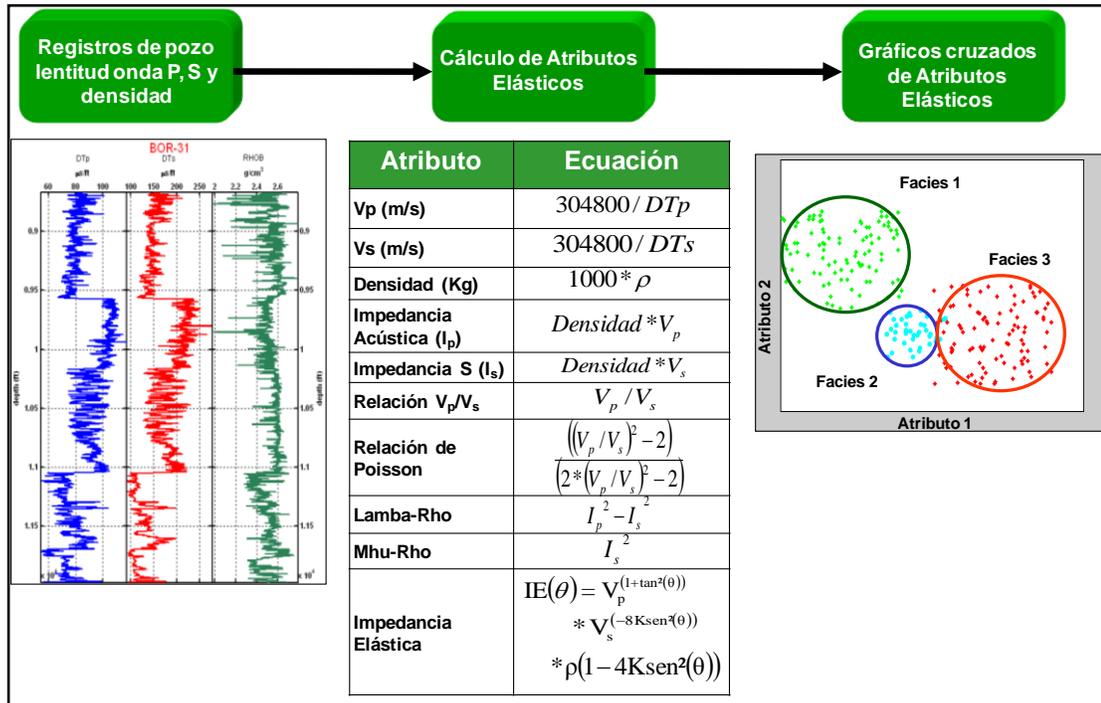


Figura 4.5. Esquema general seguido para seleccionar el mejor dominio para separar las litofacies.

4.2.1.4 Función de densidad de probabilidad (PDF)

Seguidamente, en el dominio en el que se presenta la mayor distancia entre las clases se procedió a calcular la probabilidad de que algún punto cualquiera en el gráfico pertenezca a alguna de las facies previamente determinadas. Para ello se construyó la función de distribución de probabilidad (PDF), partiendo del hecho de que las muestras utilizadas para cada facies son representativas de toda la población y del hecho de que cada una de las facies son equiprobables, es decir, que todas las facies tienen la misma probabilidad de ocurrir.

Las PDFs se presentan gráficamente como curvas de isoprobabilidad para una facies determinada, aumentando esta probabilidad hacia donde exista mayor densidad de datos, como se observa en la figura 4.6 partiendo de la distribución de clases obtenida en la figura 4.6.a se obtiene como sería la función de distribución de probabilidad para cada clase en la figura 4.6.b.

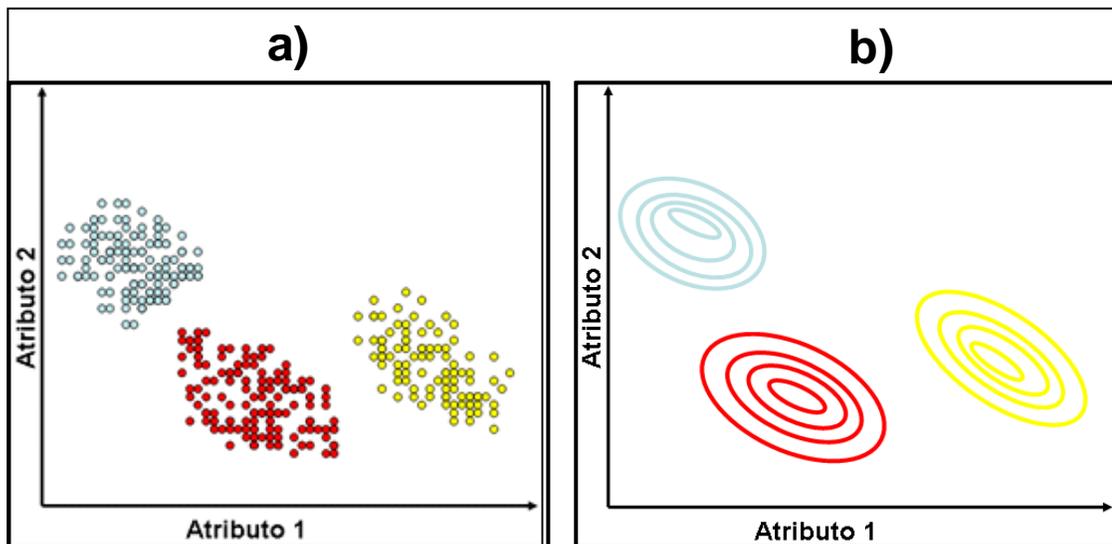


Figura 4.6. El PDF representado por curvas de isoprobabilidad de la figura "b" fue construido a partir de los datos en la figura "a".

4.2.1.5 Modelado de física de rocas

Una herramienta adicional para interpretar el comportamiento de algunos parámetros físicos de la roca como la porosidad, arcillosidad y contenido de fluidos son las mallas de física de rocas (conocidas en inglés como *Rock Physics Template* o RPT).

Estas son mallas que se construyen a partir de los valores promedio de los módulos elásticos tanto de la roca como de los fluidos presentes a condiciones de yacimiento. Las mismas, permiten modelar matemáticamente la dependencia entre los atributos sísmicos y las propiedades petrofísicas de las rocas, si se conocen los módulos elásticos de los minerales y fluidos que conforman la roca. En la figura 4.7 se presenta el esquema general que se utilizó para construir los RPT para modelar el comportamiento de una arenisca limpia.

En el lado izquierdo (color verde) se muestra el flujograma del modelado de la respuesta sísmica del fluido, para ello se calcularon los valores de densidad, módulo de volumen, tanto para el petróleo como para el agua en el yacimiento. En el lado izquierdo (color rojo) se muestra el flujograma para el cálculo de los módulos elásticos (K y μ) y la densidad de la roca seca mediante modelos de física de rocas. En la zona inferior (color azul) se muestra el flujograma utilizado para modelar las velocidades sísmicas en una roca saturada con fluido (agua o petróleo) a condiciones de yacimiento.

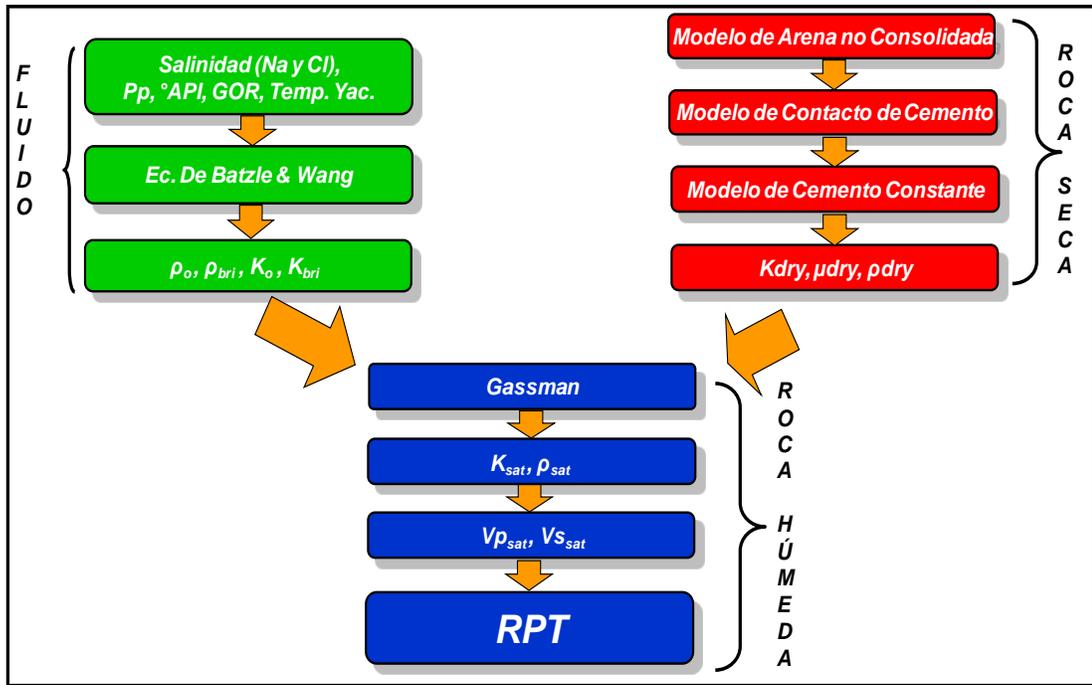


Figura 4.7. Flujo de trabajo general para realizar un RPT para un yacimiento en el cual se considera que el volumen de cemento en la roca es constante.

4.2.2 Inversión sísmica

Durante esta etapa se procesó toda la información sísmica disponible, además se integró con la información de pozos con la finalidad de obtener los cubos de atributos elásticos.

4.2.2.1 Acondicionamiento de los datos sísmicos pre-apilados agrupados por punto común de reflexión (CRP gathers)

Durante esta etapa, los datos sísmicos resultantes de la migración preapilamiento en tiempo CRP *gathers* fueron acondicionados, con el fin de mejorar la calidad de los mismos y prepararlos para realizar el análisis AVO. Para ello se siguió el esquema mostrado en la figura 4.8.

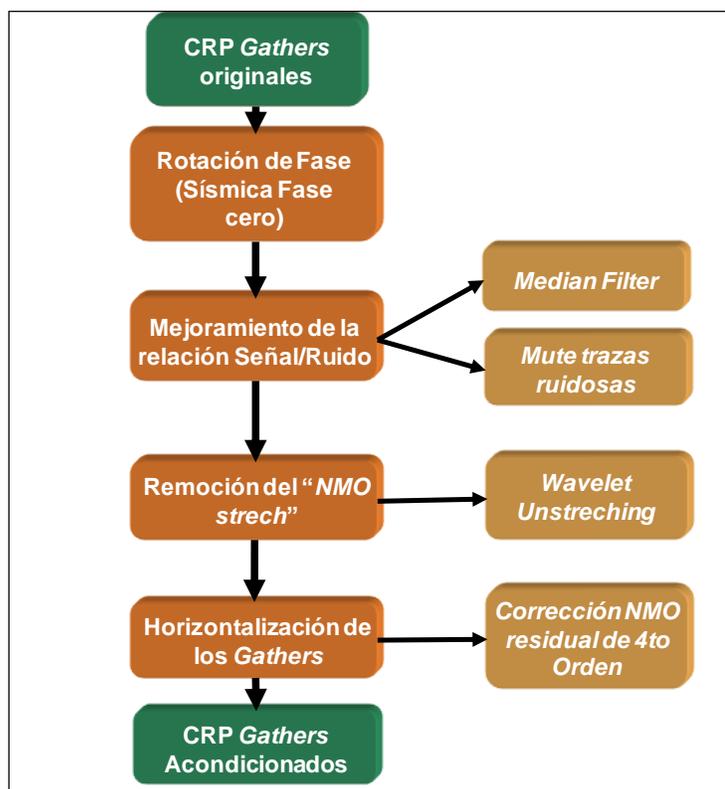


Figura 4.8. Secuencia de acondicionamiento de los gathers.

Como se muestra en la figura 4.8, en principio se realizó una rotación de fase de la sísmica, esto con la finalidad de que las interfaces geológicas estuvieran alineados con los máximos o mínimos de amplitud y así poder realizar un análisis de la variación de la amplitud con el *offset*. Luego se mejoró la relación señal/ruido. Para ello se aplicó un “*Median Filter*”, este filtro se aplica en la dirección del *offset* y disminuye el ruido aleatorio presente en la data. Luego se aplicó un *mute* a las trazas muy ruidosas o que no aportaran información confiable.

Luego se aplicó un “*wavelet unstretching*” el cual elimina el efecto producido por el estiramiento de la ondícula asociado a la corrección NMO durante la fase de procesamiento. Este procedimiento ecualiza la el espectro de amplitud para igualarlos tanto a *offset* cercanos como lejanos.

Finalmente, una horizontalización de los *gathers* fue aplicada para alinear de mejor manera los eventos de interés. Es importante destacar que en ningún punto del acondicionamiento se manipuló la amplitud sísmica, ya que el verdadero interés del análisis AVO es trabajar con las amplitudes reales grabadas en campo.

4.2.2.2 Generación de cubos de atributos AVO

Mediante el análisis AVO se calcularon una serie de atributos sísmicos (ver tabla 3.2) con la finalidad de estimar atributos relacionados con el dominio seleccionado en la etapa de física de rocas que permite discriminar entre las litofacies definidas.

4.2.2.3 Estimación de ondículas

Una vez obtenidos los cubos, se procedió a realizar la calibración sísmica-pozo. Esto fue realizado para cada pozo a ser usado durante la inversión. Debido a que se utilizaron cinco pozos para la inversión final, se obtuvieron 5 ondículas para cada cubo, por lo que se promediaron las ondículas para obtener una ondícula representativa por cada cubo.

4.2.2.4 Generación del modelo inicial

Además de los datos sísmicos, el algoritmo utilizado para la inversión sísmica necesita como dato de entrada un modelo inicial de la propiedad que se desea obtener. El modelo inicial se construyó a partir de los registros de pozos y mediante *kriging* ordinario se propagó la información de pozo a lo largo y ancho del cubo siguiendo los horizontes sísmicos interpretados en los topes formacionales más importantes.

Al utilizar los horizontes interpretados se le dio un sentido geológico espacial a los datos de pozo. A través del modelo inicial se incluye la información de pozo en el

proceso de la inversión. La figura 4.9 se muestra el esquema con los pasos utilizados en la construcción del modelo inicial.

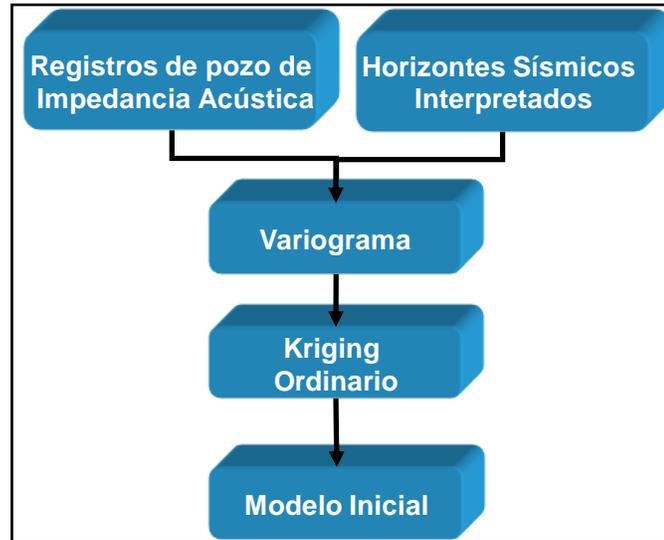


Figura 4.9. Esquema seguido para construir cada modelo inicial.

4.2.2.5 Inversión sísmica

Luego que se estimaron los cubos de atributos AVO, las ondículas y se generaron los modelos iniciales, ésta información fue usada como dato de entrada para mediante un algoritmo de inversión sísmica estimar los cubos de atributos elásticos. El algoritmo utilizado en este trabajo es el denominado “*sparse spike eigenvector constrained*” el cual fue previamente discutido en el marco teórico. En la figura 4.10 se observa de forma esquemática como todos los sub-productos anteriores se fusionan en el algoritmo de inversión para obtener cubos de atributos elásticos invertidos.

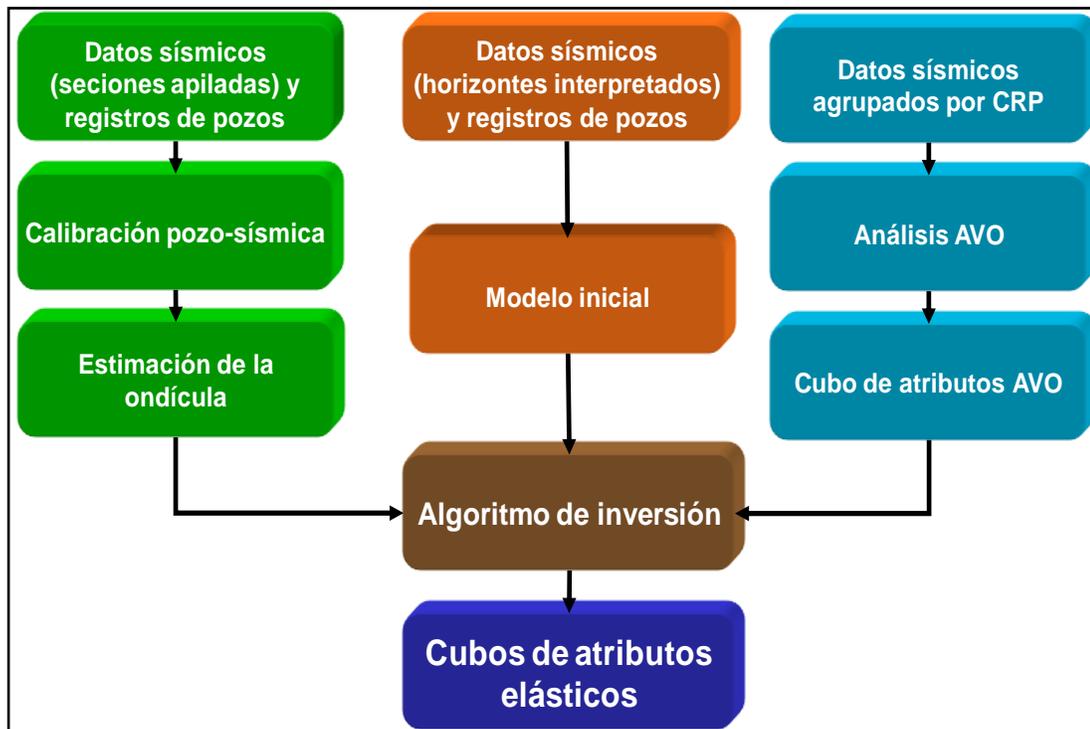


Figura 4.10. Esquema general seguido para realizar la inversión sísmica.

4.2.3 Clasificación de facies

Una vez obtenidos los distintos cubos de atributos elásticos se procedió a realizar la clasificación de facies dentro del cubo, pero debido a que los atributos elásticos obtenidos no discriminaron de forma óptima las litofacies definidas fue necesario antes de clasificar, aplicar el análisis de la componente principal, para mejorar la clasificación.

4.2.3.1 Análisis de la componente principal (PCA, por sus siglas en inglés)

Mediante el PCA los datos se proyectaron en un nuevo dominio en el cual no existe correlación entre las variables. Para ello se usó una transformación lineal que permitió obtener una nuevo par de atributos, mostrando una mejor separación entra las litofacies definidas.

4.2.3.2 Clasificación bayesiana

Utilizando las PDFs estimadas a partir de los datos de pozo y mediante una clasificación bayesiana, se le asignó a cada punto de la sísmica la probabilidad de pertenecer a una de las litofacies determinadas. Mediante la clasificación bayesiana se obtuvieron mapas de probabilidades de cada una de las litofacies. En la figura 4.9 se muestra gráficamente el flujo de trabajo propuesto para realizar la clasificación.

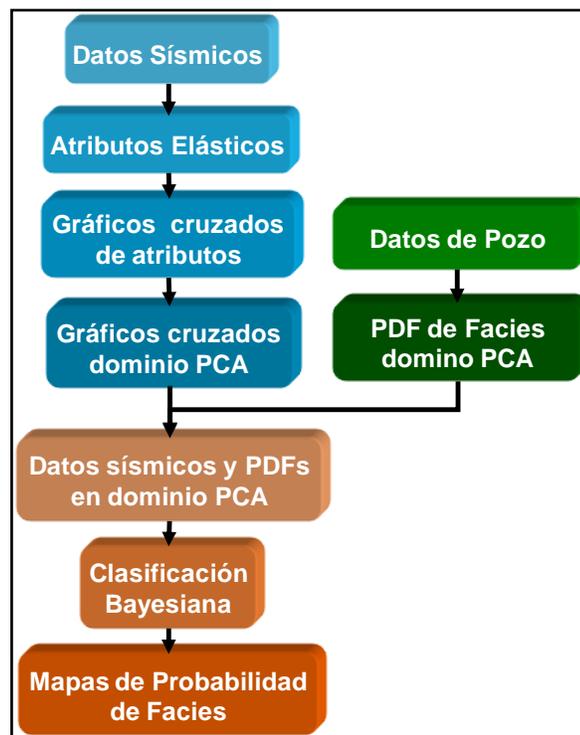


Figura 4.11. Esquema de clasificación de litofacies y obtención de mapas de probabilidades de las facies.

Los mapas resultantes representan la integración de los datos sísmicos con los datos de pozo y sobre ellos se realizó el análisis respectivo para ubicar las zonas con mayor probabilidad de pertenecer a una litofacies ideal para el almacenaje de hidrocarburos.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Física de rocas

La física de rocas permite establecer un vínculo entre los atributos sísmicos y la petrofísica. Características como porosidad, fluido presente y litología provenientes de los estudios petrofísicos pueden ser insertados en la interpretación sísmica, mediante la aplicación de la física de rocas. A continuación se detallan cada uno de los pasos aplicados en esta etapa de la metodología (figura 4.4).

5.1.1 Edición de registros

Cada registro de lentitud de onda P y S y de densidad de cada pozo fue analizado buscando posibles inconsistencias en ellos. Como por ejemplo, mediciones erróneas debidas a cavernas. Durante la perforación de pozos, un problema que comúnmente se presenta son las cavernas, las cuales se generan debido a que el lodo de perforación, durante la perforación no posee la suficiente densidad para sostener las paredes del hoyo; por lo que litologías menos competentes (como las lutitas friables que se encuentran en algunas formaciones de los campos en Barinas) ceden ante la presión de la columna litostática, colapsando parte del hoyo, de igual manera si el peso del lodo es muy elevado, puede socavar la pared del hoyo. Otra causa común son los repasos, al subir y bajar la mecha de perforación con el fin de corregir el diámetro del hoyo se puede generar cavernas.

Un ejemplo de un caso donde el registro se afectó por la presencia de derrumbes en el hoyo se encontró en el pozo BOR-55X, en la figura 5.1 se observa una zona con altos valores en el registro *Gamma Ray* (curva en azul pista izquierda) el diámetro del hoyo

(línea roja punteada en la pista izquierda) son mayores al de la mecha (BS o *Bite Size*, línea roja continua pista izquierda) por lo que el registro de densidad original (línea negra pista derecha) se ve afectado leyendo valores menores, la densidad fue corregida a aproximadamente 2.45 gr/cm³ (línea verde pista derecha) debido a que es la densidad típica en la zona para las lutitas.

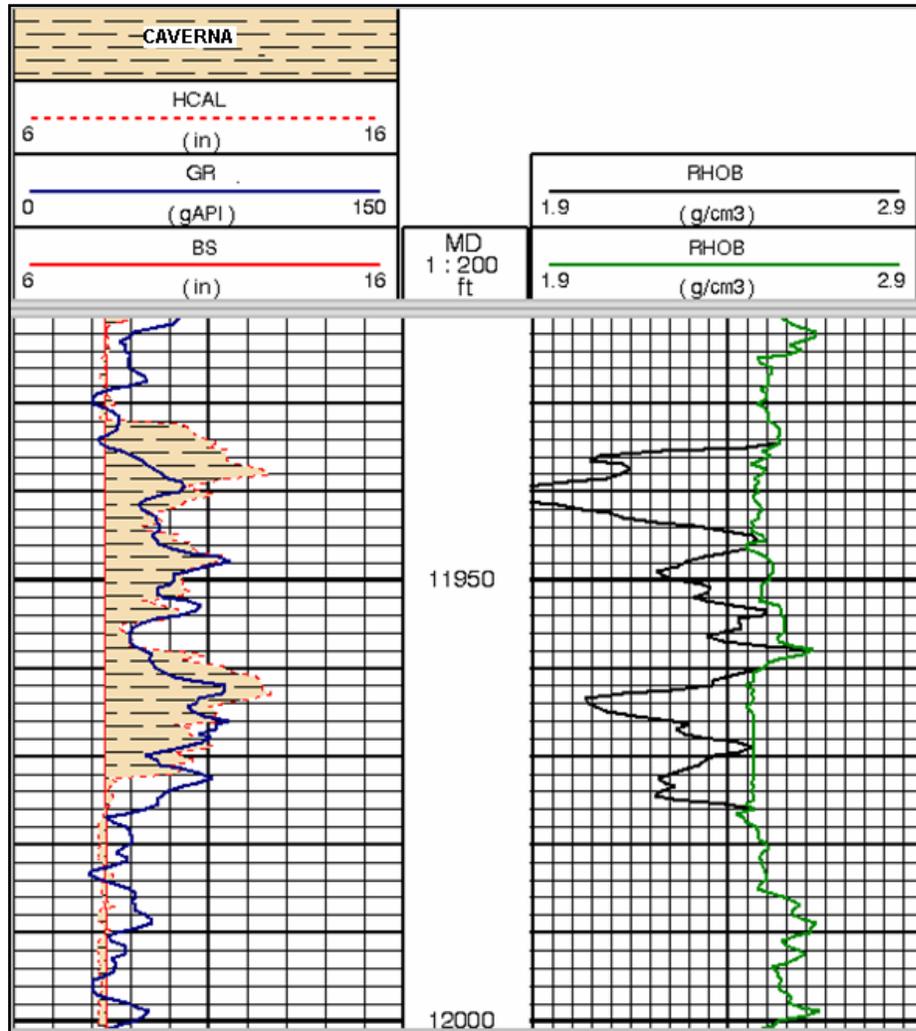


Figura 5.1. Ejemplo de un registro de densidad afectado por la presencia de cavernas. (Caso pozo BOR-55X).

Otro problema encontrado en los registros, es ocasionado por saltos en la herramienta. En estos casos existen zonas del registro donde se realizaron lecturas y

en otras no. Esto puede ser producto de la tensión que se le aplica al cable para destrabar el equipo (en caso de que el mismo se atasque), también pueden ser producidos por cavernas, por lo que no hay un buen acoplamiento entre la herramienta y la pared del hoyo. La figura 5.2, muestra un ejemplo de este tipo de inconvenientes. En este caso el registro sónico S (curva roja punteada, pista del medio) del pozo BOR-33 presenta saltos, a diferencia de los registros *Gamma Ray* (curva azul, pista izquierda), sónico P (curva azul, pista del medio) y densidad (curva verde, pista derecha).

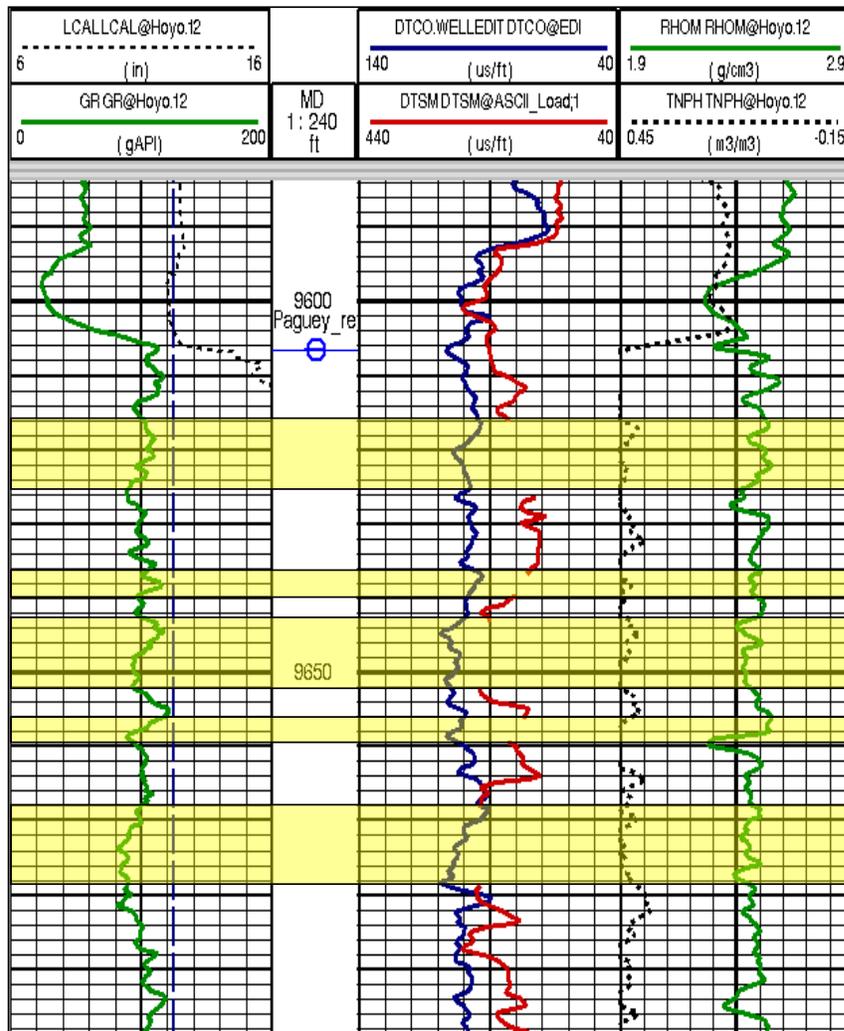


Figura 5.2. Ausencia de lecturas (resaltadas en amarillo) en el registro sónico de onda S o DTSM (en rojo) en el pozo BOR-33.

Por debajo de esta zona se ubicó un sector dentro de la misma formación que presentara lecturas completas, como se observa en la figura 5.3. Para realizar la corrección del registro sónico S, se estimó una ecuación (ver ecuación en la figura 5.4) para calcular valores de lentitud de onda S a partir del registro de lentitud de onda P, tomando en cuenta que los valores de registro *Gamma Ray* fueran similares.

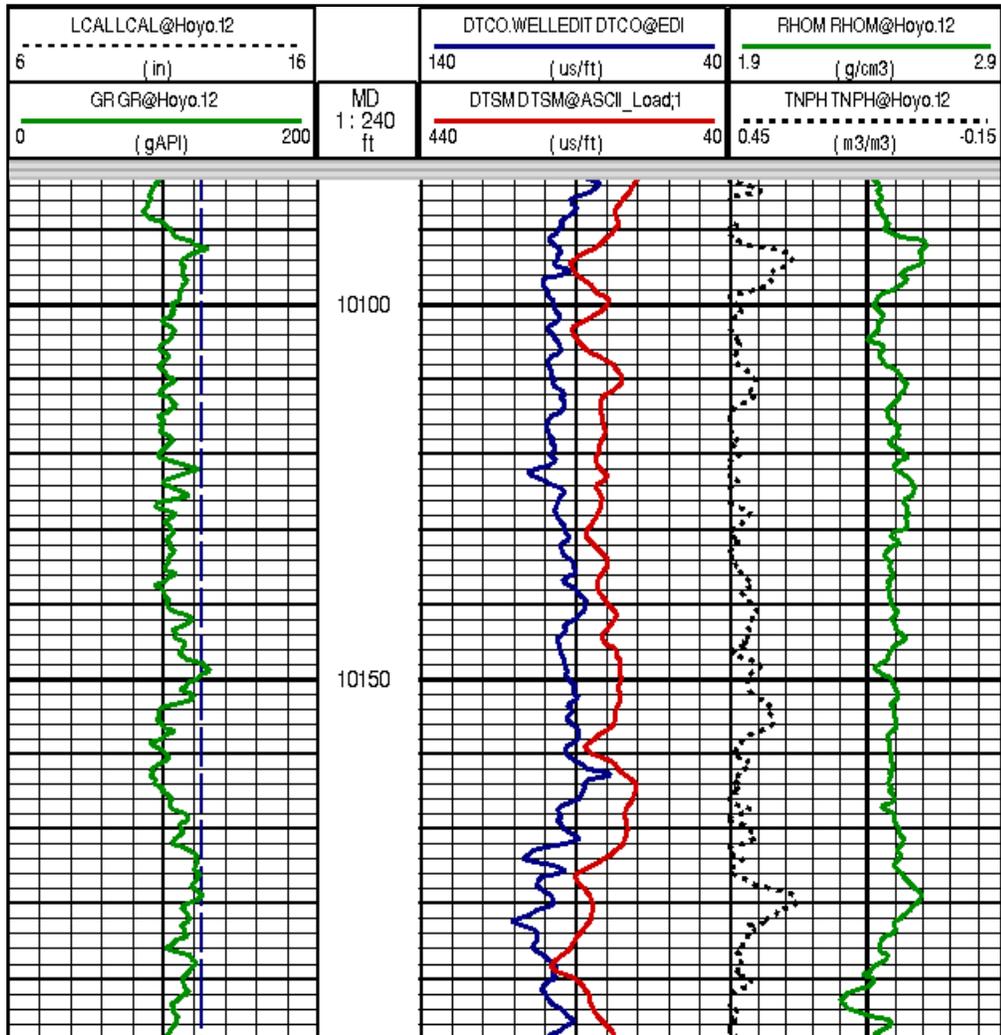


Figura 5.3. Zona con medidas completas con las que se estimó una ecuación para calcular lentitud de onda S a partir de un registro de lentitud de onda P.

Es importante resaltar que se escogió el ajuste lineal, para estimar la velocidad de onda S a partir de datos de velocidad de onda P. El resultado de este ajuste lineal se muestra en la figura 5.4.

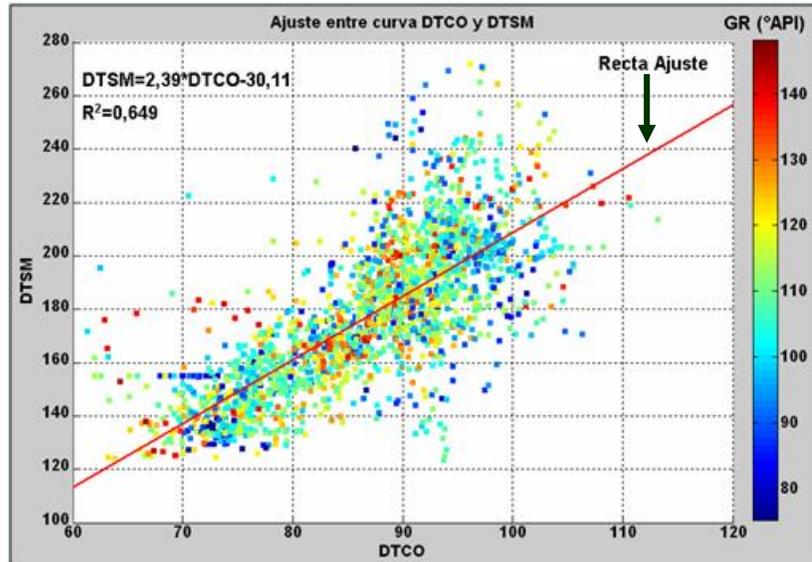


Figura 5.4. Gráfico cruzado entre los registros de lentitud de onda P (DTCO) y onda S (DTSM). Se empleó un ajuste lineal para modelar el comportamiento.

Debido a que la Fm. Pagüey está conformada por lutitas, las cuales presentan una alta anisotropía, se utilizó el método de ajuste robusto, el cual estima la regresión lineal asignándole un peso a cada observación en proporción a la desviación estándar, es decir, mientras más lejos una observación se encuentre de la media de la población menos aporta en el cálculo del ajuste. Este método, por lo tanto, reproduce el comportamiento general de los datos, a diferencia de un ajuste lineal, el cual estima la relación que presente el mínimo error. Es por ello que la ecuación obtenida a partir del ajuste realizado sobre las observaciones en la figura 1.4 presenta valor de R^2 relativamente bajo (0,649), sin embargo se observa que el ajuste representa la tendencia general de los datos.

Finalmente se calcularon los valores de lentitud de onda S para la zona con problemas (sobre toda la zona con ausencia de lecturas). En la figura 5.5 se muestra el resultado final.

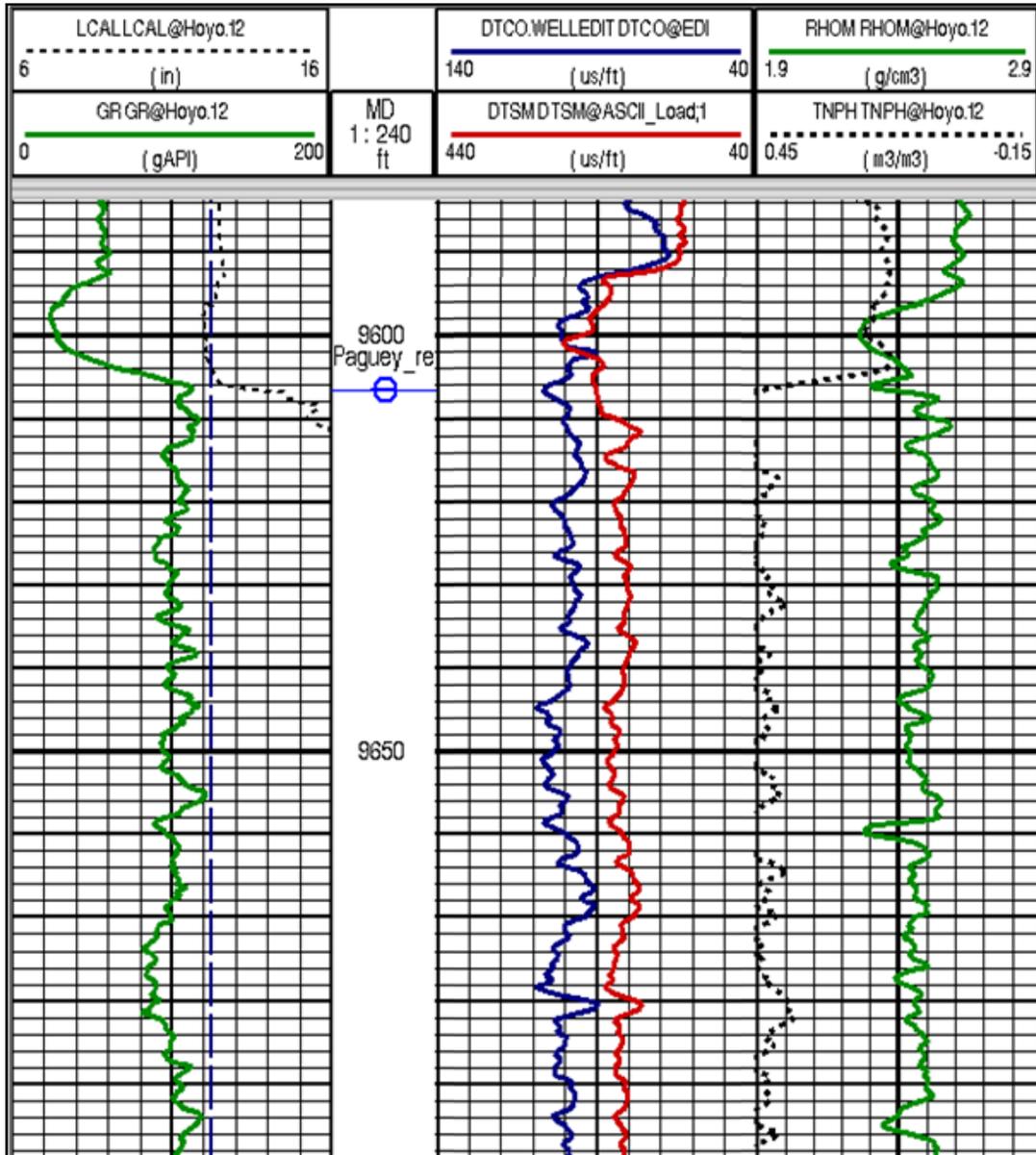


Figura 5.5. Resultado obtenido después de corregir el registro de lentitud de onda S (en rojo, pista del medio) por ausencia de datos.

Posterior a la corrección de los registros se procedió a realizar histogramas de frecuencia de los registros de lentitud de onda P, S y densidad. Esto con la finalidad de verificar que no existieran registros cuyos valores estuvieran fuera del rango esperado para la zona de estudio. En la figura 5.6 se observa que los valores de densidad entre los pozos no varían significativamente.

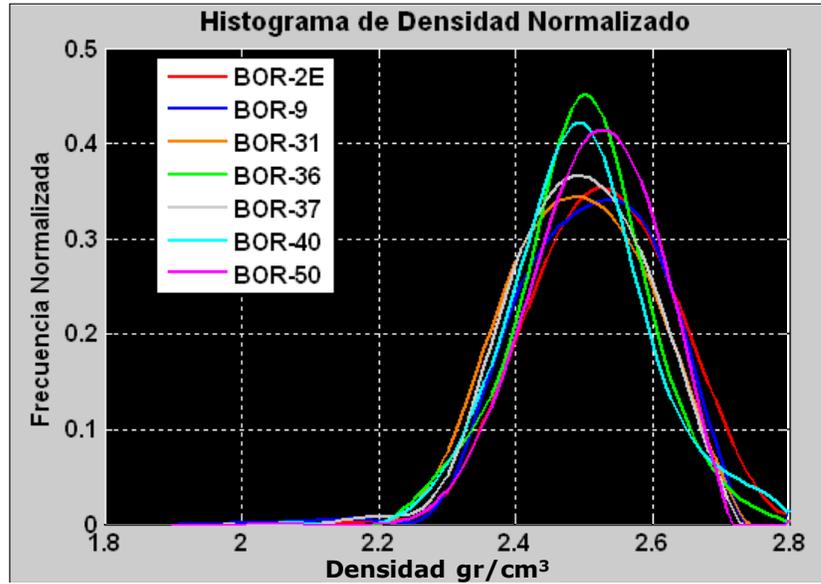


Figura 5.6. Histograma de densidad.

El histograma de lentitud de onda P se muestra en la figura 5.7. En este se observa que los valores máximos y mínimos son similares, sin mayores diferencias en la distribución general de los datos.

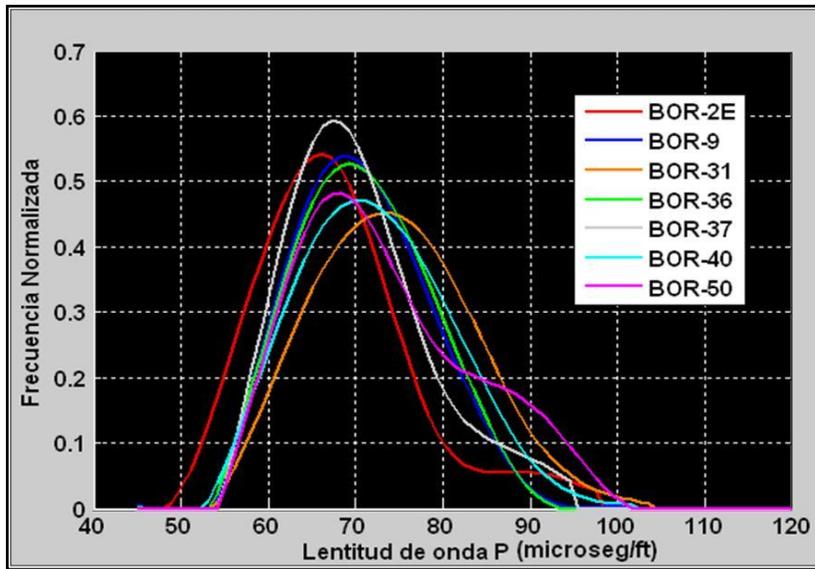


Figura 5.7. Histograma de lentitud de onda P.

En la figura 5.7 se observa que para el caso del histograma de lentitud de onda S, los valores mínimos y máximos son evidentemente mayores que los de onda P, además la distribución es similar.

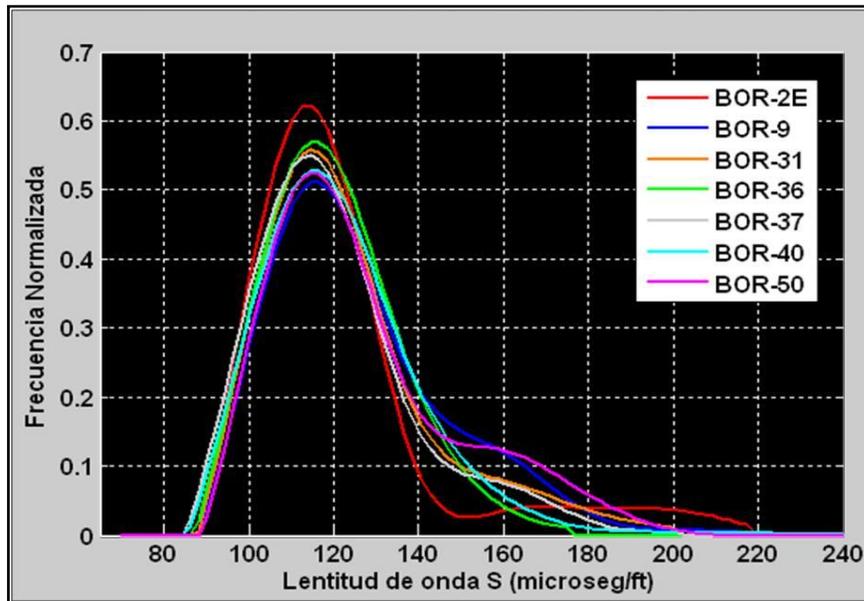


Figura 5.8. Histograma de lentitud de onda S.

Luego de realizar los histogramas, se procedió a verificar que los valores de los módulos elásticos de la columna estratigráfica estudiada fueran físicamente posibles, para ello se estimaron los límites de Voigt y Reuss para una mezcla de arenisca-agua, caliza-agua y dolomita-agua. Se utilizó el agua porque representa el fluido más abundante en la zona, además debido a que las propiedades del petróleo presente en los yacimientos en estudio es de aproximadamente 28 °API, por lo que las propiedades elásticas de este fluido y del agua no presentan variaciones importantes. Aún y cuando no se cuentan con registros que permitan medir los módulos elásticos directamente en el pozo, es posible estudiarlos de manera indirecta. Es conocido que la velocidad de propagación de la onda P (V_p) depende de los valores de los módulos de volumen y de cizalla, y si se toma en cuenta que la variación de la fracción del mineral puede ser vista como la variación de la densidad de un volumen unitario al sustituir un material por otro, es posible entonces, utilizar un gráfico cruzado de velocidad de onda P *versus* densidad, como control de calidad de los límites elásticos.

La figura 5.9 muestra el resultado de graficar los límites elásticos para distintos materiales, junto con los datos de pozos de densidad de de velocidad de onda P. El algoritmo para obtener este gráfico se denomina Límites de Voigt y Reuss y se muestra en el apéndice “A”.

Nótese que la mayoría de los puntos están próximos a los valores de densidad del mineral, lo que indica que la porosidad es relativamente baja y que el material está bien consolidado. Es importante destacar que los puntos mostrados corresponden a la información disponible de todos los pozos desde la Formación Pagüey hasta el Miembro P” de la Formación Escandalosa. Todos los límites confluyen en el mismo punto hacia la izquierda, pues este punto corresponde a una composición de 100% agua, así como también que los datos de pozos caen dentro de los límites elásticos pasando de esta manera el control de calidad planteado.

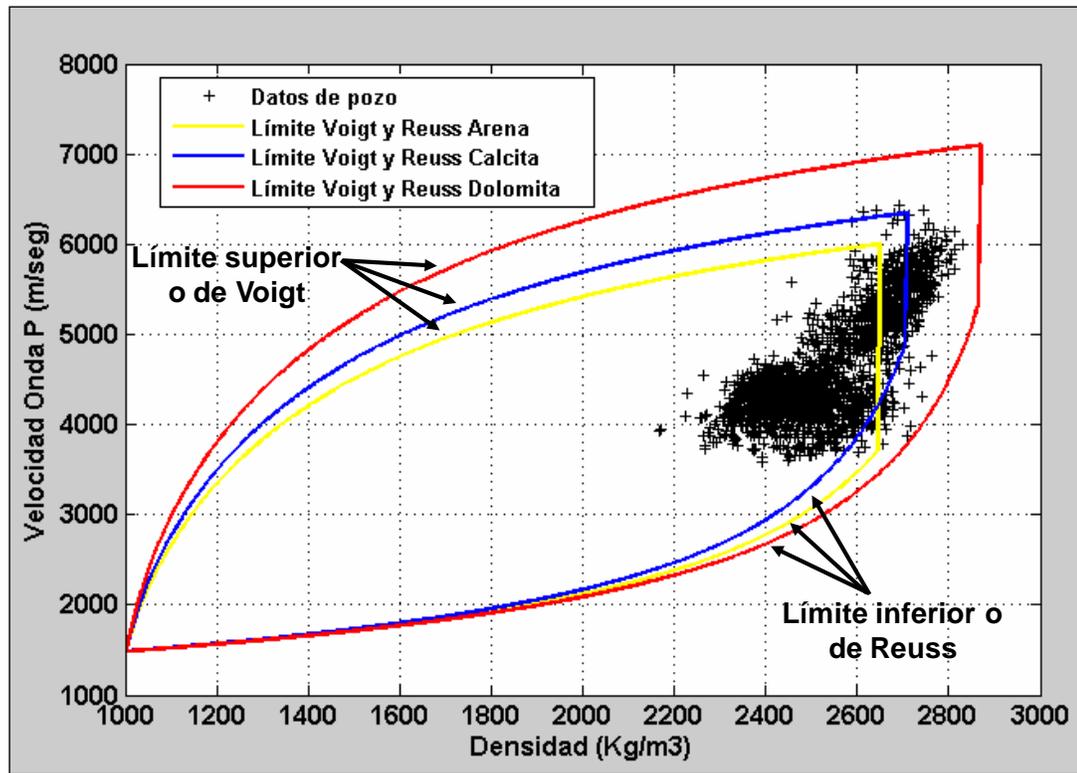


Figura 5.9. Límites elásticos para mezcla de distintos minerales presentes en el campo Borburata.

5.1.2 Definición de litozonas

Una vez aplicado el control de calidad a los registros de pozo, se procedió a definir litozonas en cada uno de los pozos a lo largo de la columna estratigráfica (entre las formaciones Escandalosa y Gobernador). Para ello se utilizó la tabla 4.3 y en cada uno de los pozos se evaluaron los valores de cortes y se extrajeron aquellas zonas en profundidad que correspondieran con cada una de las litofacies definidas. En la figura 5.10 se observa un ejemplo de la definición de litozonas, para el pozo BOR-5E a nivel del Miembro “O” de la Formación Escandalosa, partiendo de la evaluación petrofísica (pista del centro) y evaluando en cada punto en profundidad los valores de corte, se lograron discretizar las litofacies de caliza y de dolomita (pista de la derecha). Por ejemplo, entre los 12064 pies y los 12068 pies se observa que el V_M de dolomita es mayor al 65% por lo que esta zona se define como dolomita, un poco

más abajo entre los 12086 y los 12106 pies se observa que el V_M de caliza es superior al valor de corte por lo cual se define como caliza.

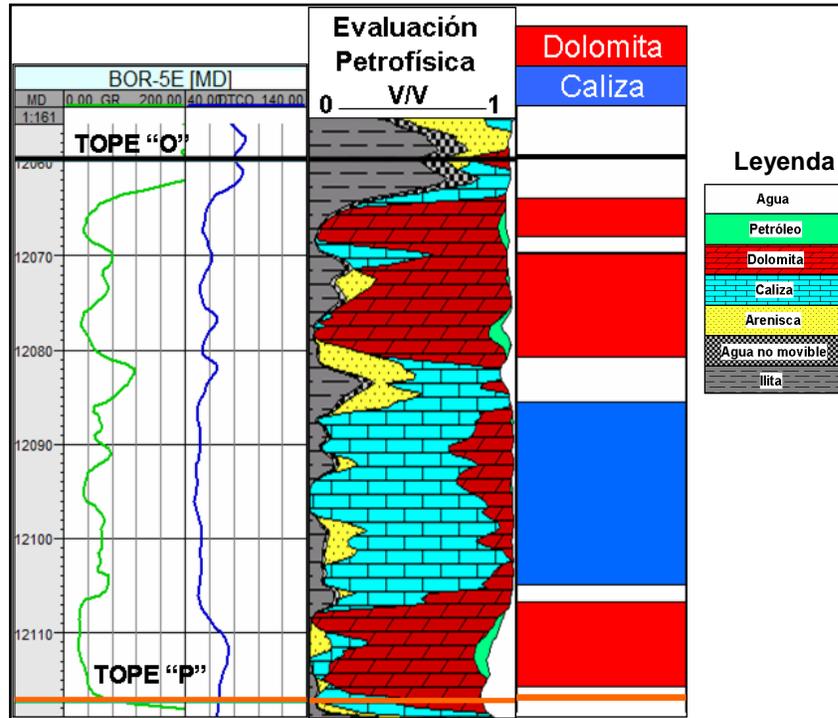


Figura 5.10. Definición de litozonas para el pozo BOR-5E. Pista izquierda registros de GR y Lentitud de onda P, pista del centro evaluación petrofísica para el pozo y pista derecha definición de litozonas.

Para el caso del pozo BOR-31 a nivel del Mbo. "P" de la Fm. Escandalosa, la definición de litozonas quedó como se observa en la figura 5.11. Al detallar la evaluación petrofísica, destaca la presencia de cantidades importantes de arcilla, lo que afecta significativamente en la definición de las litofacies en la zona estudiada.

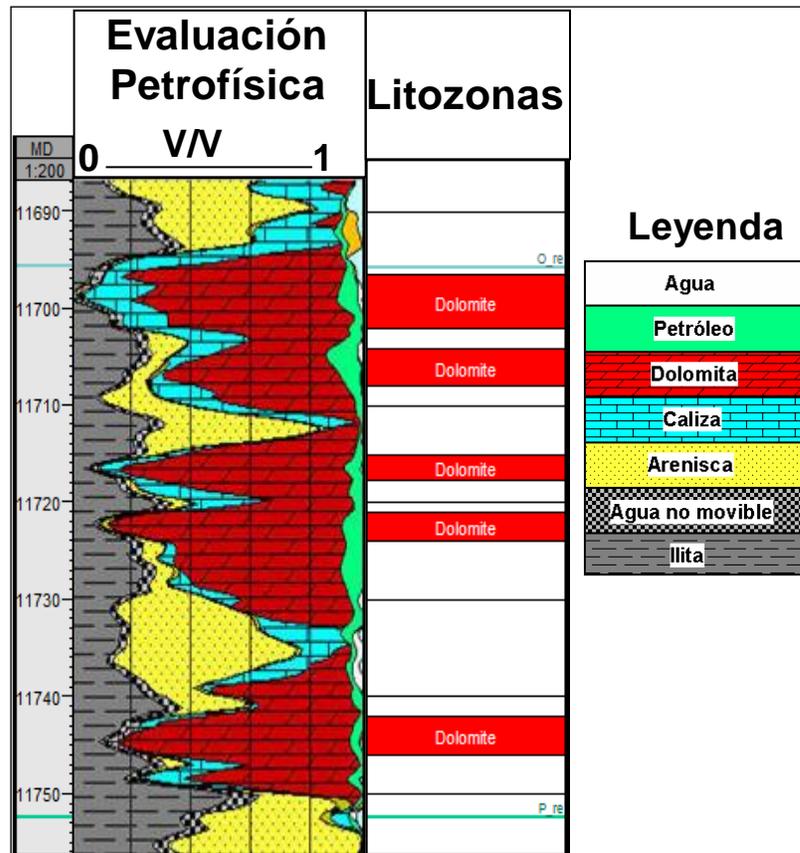


Figura 5.11. Ejemplo de definición de litozonas para un yacimiento carbonático. Caso pozo BOR-31 a nivel del Mbo. “O”.

Para el caso de los yacimientos clásticos, en la figura 5.12, se muestra un ejemplo de la definición de litofacies para el caso del pozo BOR-31 a nivel del Mbo. “P” de la Fm. Escandalosa, en este ejemplo, el yacimiento presenta una porosidad elevada y altos volúmenes de arenisca. El C.A.P.O. (Contacto Agua Petróleo Original) es muy evidente, por lo que en este intervalo se definieron dos (2) litozonas: arenisca con agua y arenisca con petróleo.

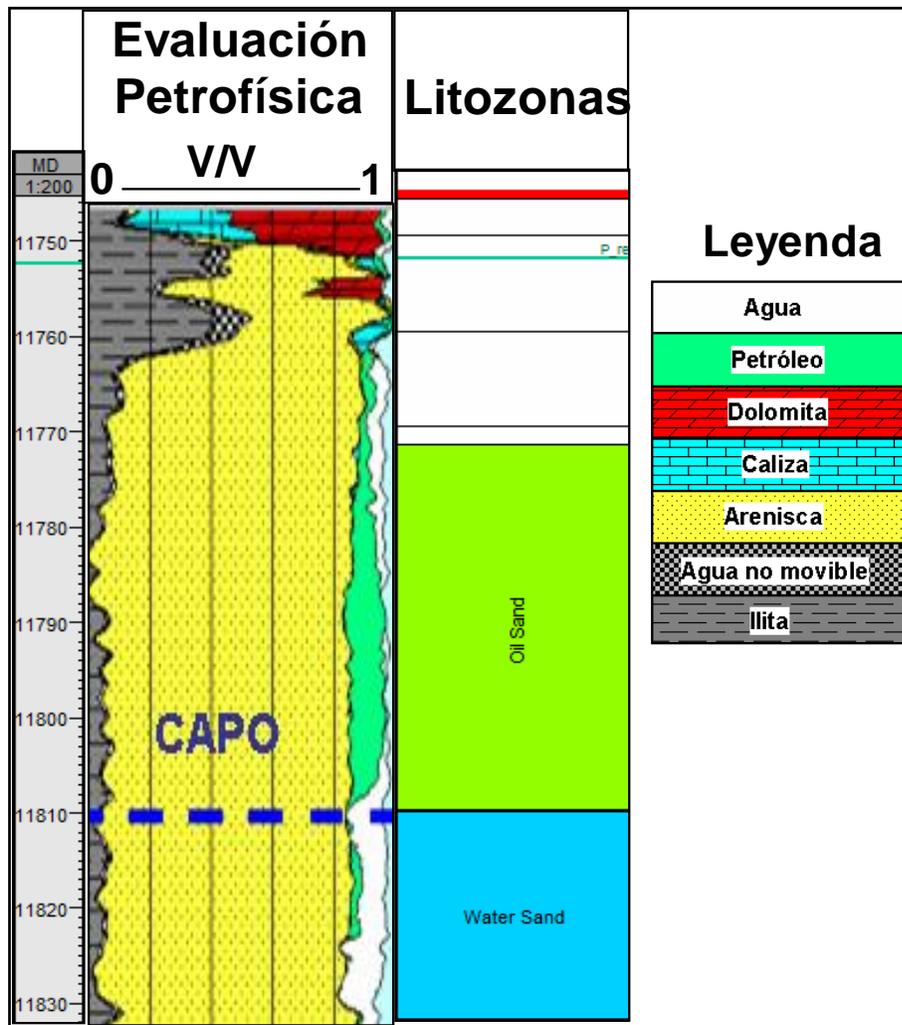


Figura 5.12. Ejemplo de definición de litozonas para un yacimiento clástico. Caso BOR-31 a nivel del Mbo. “P”.

5.1.3 Gráficos cruzados de atributos (*Crossplots*)

Una vez definidas las litozonas se procedió a realizar gráficos cruzados de distintos atributos sísmicos a escala de pozo siguiendo el esquema de la figura 4.5. Con la finalidad de determinar el dominio que mejor separa las litofacies definidas en la etapa previa. A continuación se presenta la tabla 4.1 con los distintos atributos calculados:

Tabla 5.1. Atributos sísmicos estimados a partir de los registros de pozos.

Atributo	Ecuación
V_p (m/s)	$304800 * DTCO$
V_s (m/s)	$304800 * DTSM$
Densidad (Kg/m ³)	$1000 * RHOB$
Impedancia Acústica (Kg/s*m ²)	$Densidad * V_p$
Impedancia S (Kg/s*m ²)	$Densidad * V_s$
Relación V_p/V_s	V_p / V_s
Relación de Poisson	$\frac{\left((V_p/V_s)^2 - 2 \right)}{\left(2 * (V_p/V_s)^2 - 2 \right)}$
Lamba-Rho (λρ)	$I_p^2 - I_s^2$
Mhu-Rho (μρ)	I_s^2
Impedancia Elástica	$IE(\theta) = V_p^{(1+\tan^2(\theta))} * V_s^{(-8K+\sin^2(\theta))} * \rho^{(1-4*K\sin^2(\theta))}$

En donde:

DTCO: es el registro de lentitud de onda compresional o equivalente (DT, DT_p, etc.).

Este registro mide tiempo de arribo de la onda P. Las unidades son μs/pies.

DTSM: es el registro de lentitud de onda de cizalla o equivalente (por ejemplo DT_s).

Este registro mide tiempo de arribo de la onda S. Las unidades son μs/pies.

RHOB: es el registro de densidad o equivalente, por ejemplo RHOM, RHOZ, etc.

Las unidades en que mide este registro es gr/cm³.

θ: es el ángulo de incidencia en grados.

K: es la relación V_s^2/V_p^2 y es un valor constante que se estima en la zona de interés.

Entre los gráficos cruzados que muestran aspectos interesantes se encuentra el de I_p versus I_s , la figura 5.13. En esta figura se puede observar que el atributo I_p separa muy bien los clásticos (arenisca y lutita) de los carbonatos (caliza y dolomita),

también se observa que dentro de los carbonatos las dolomitas presenta una menor impedancia acústica que las calizas. Esto es debido a que, para el caso del Mbo. “O” de la Fm. Escandalosa, aún y cuando el mineral de dolomía posee mayor densidad y V_p que la caliza, las dolomitas presentes en el yacimiento en estudio poseen una porosidad elevada (mayor al 8%) con respecto a las calizas (2-3%). Adicionalmente, este espacio poroso se encuentra lleno de fluidos, lo que hace a las dolomitas una roca menos densa y con menor V_p que las calizas, por lo que ésta litofacies es idónea para el almacenaje de hidrocarburos a nivel de Miembro “O”. En cuanto a la Impedancia S, la separación es buena, más no la mejor, ya que las litofacies se ven más bien alineadas, por lo que este atributo no funciona como discriminador. Otra característica de este dominio es que no se puede discriminar entre los fluidos presentes en las areniscas.

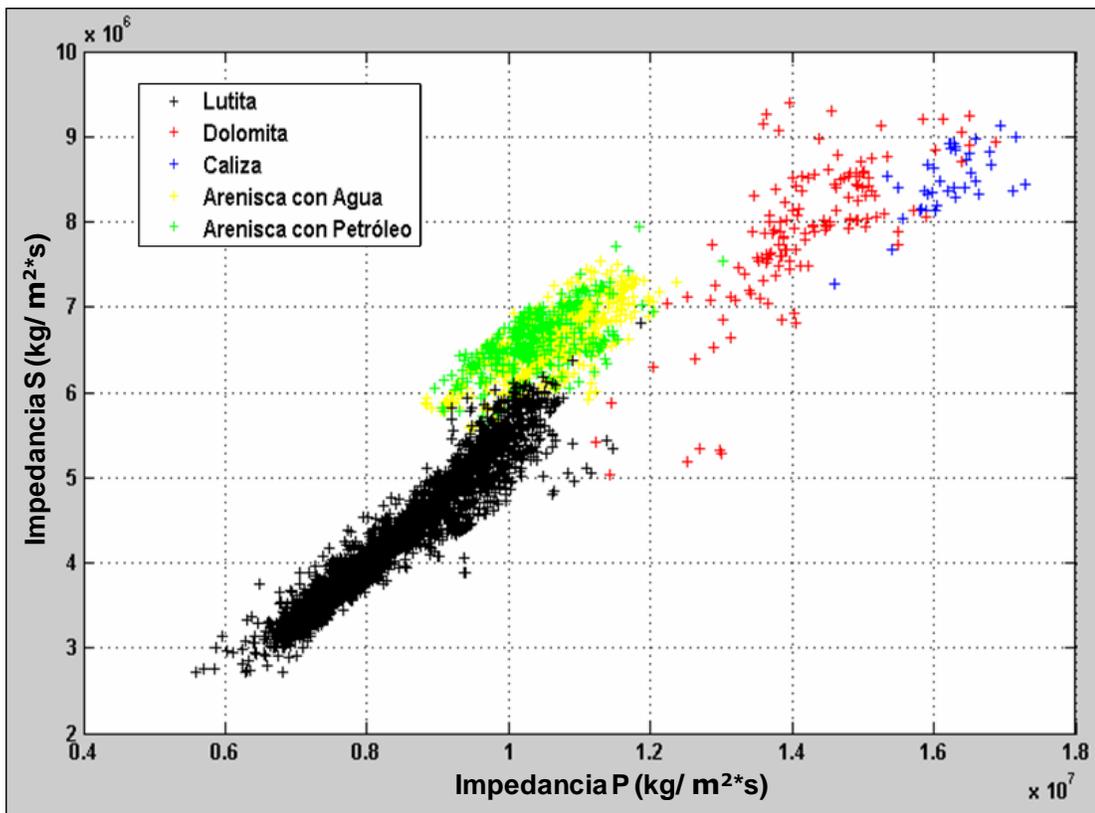


Figura 5.13. Gráfico cruzado de I_p versus I_s . Nótese que el dominio permite discriminar entre las distintas litologías pero no entre las areniscas saturadas con distintos fluidos.

La figura 5.14, muestra el dominio *Lambda-Rho versus Mhu-Rho*. En este gráfico se puede observar como en este dominio es posible discriminar entre areniscas (sin diferenciar bien el fluido presente en los poros) y lutitas, así como entre dolomitas y calizas, además de separar muy bien los clásticos de los carbonatos.

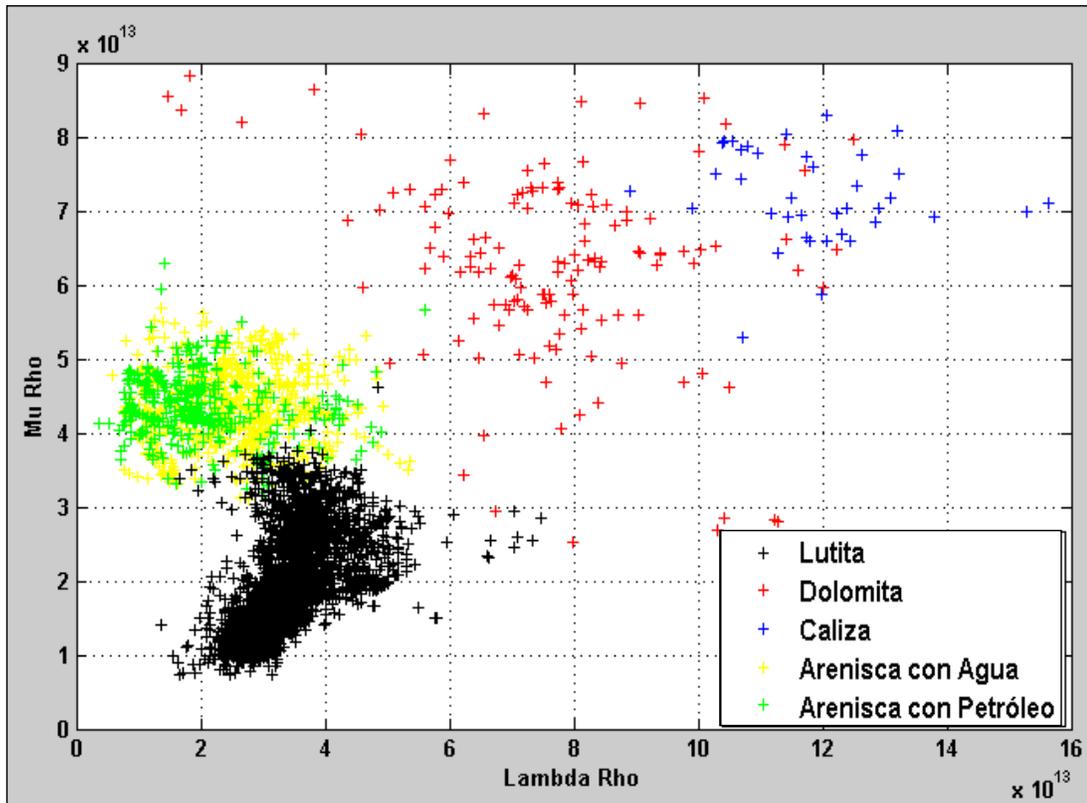


Figura 5.14. Gráfico cruzado $\lambda\rho$ versus $\mu\rho$. Nótese que este dominio separa mejor las distintas litofacies que el dominio I_p versus I_s .

La relación de Poisson, es un atributo que depende de la relación V_p/V_s y suele ser un buen discriminador entre las arcillas y las areniscas. Como se observa en la figura 5.15, la discriminación entre las lutitas y las areniscas es buena, aunque al igual que en los gráficos anteriores no es posible discriminar el fluido presente en las areniscas, esto debido a la similitud de las propiedades elásticas de los fluidos presentes (agua y petróleo liviano).

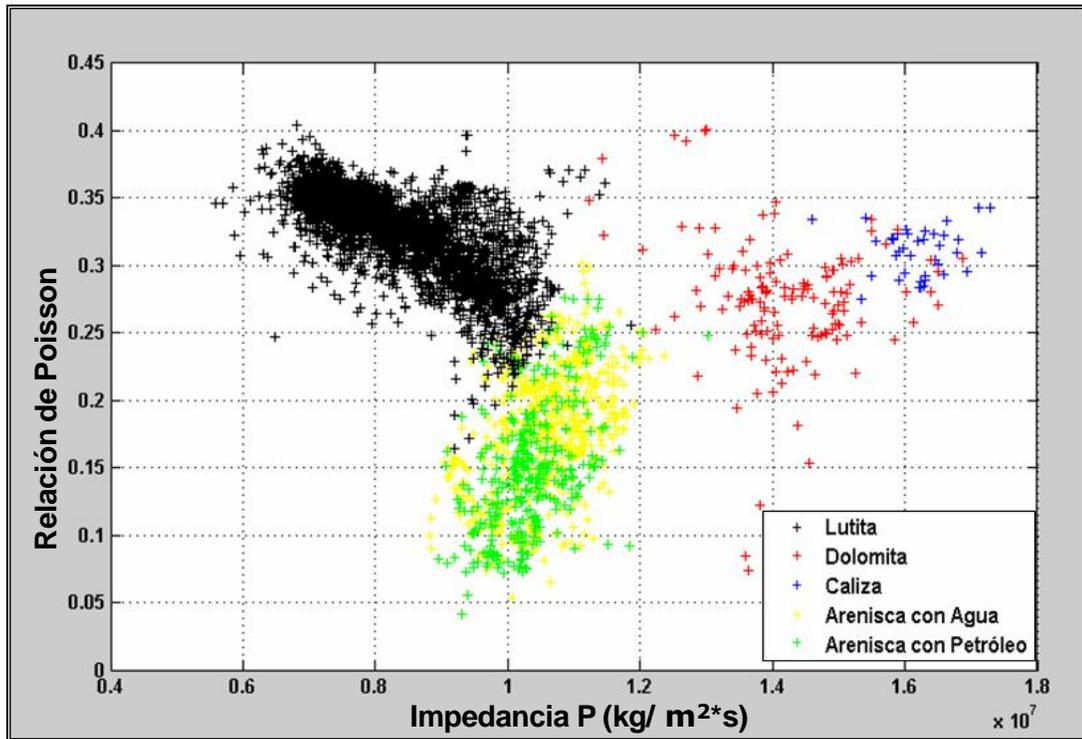


Figura 5.15. Gráfico cruzado I_p versus Poisson. Los altos valores de relación de Poisson están asociados con la litofacies lutita y los bajos con la arenisca, para el caso de los clásticos.

Debido a que la relación de Poisson es un buen discriminador, se busca una forma más sencilla de este, lo que correspondería a la relación V_p/V_s y combinarlo con la Impedancia Acústica o Impedancia P. El resultado se muestra en la figura 5.16, los resultados obtenidos son bastante similares al gráfico anterior, siendo posible separar entre las distintas litofacies, mas no entre los fluidos presentes, aunque es importante destacar que la litofacies definida como arenisca con petróleo tiende a presentar valores de relación V_p/V_s menores que la litofacies arenisca con agua, pero con un alto nivel de solapamiento. Es por ello que se decide seleccionar este dominio como el mejor para separar las distintas litofacies.

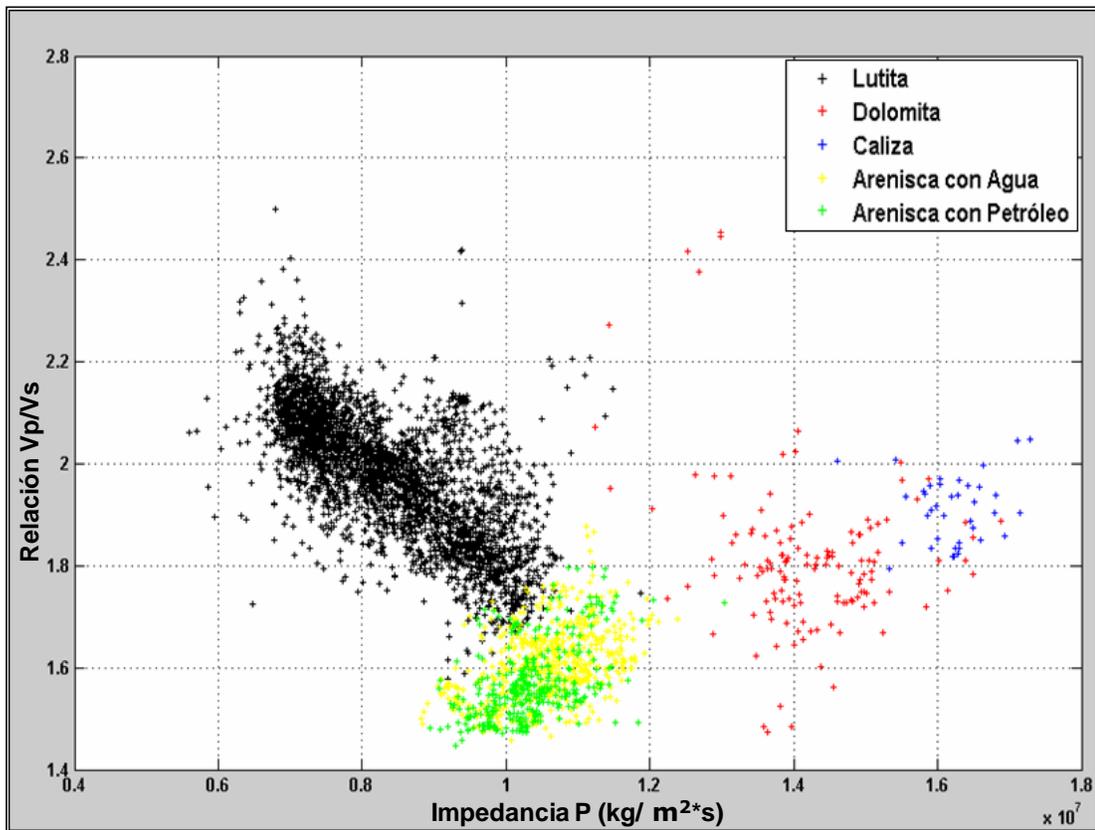


Figura 5.16. Gráfico cruzado de Impedancia Acústica (I_p) versus relación V_p/V_s . Debido a la buena separación entre las distintas litofacies se selecciona este dominio como el mejor para discriminar entre las litofacies.

5.1.4 Función de densidad de probabilidad (PDF)

Sobre el dominio seleccionado en la etapa anterior (I_p versus relación V_p/V_s) se construyeron las PDFs para las distintas litofacies. La figura 5.17 muestra los contornos, que representan las curvas de isoprobabilidad (misma probabilidad) para cada una de las facies descritas. La construcción de los PDFs fue posible mediante el empleo de la función `pdf_2d` escrita en el programa MATLAB y cuyo algoritmo se encuentra disponible en el apéndice “B”.

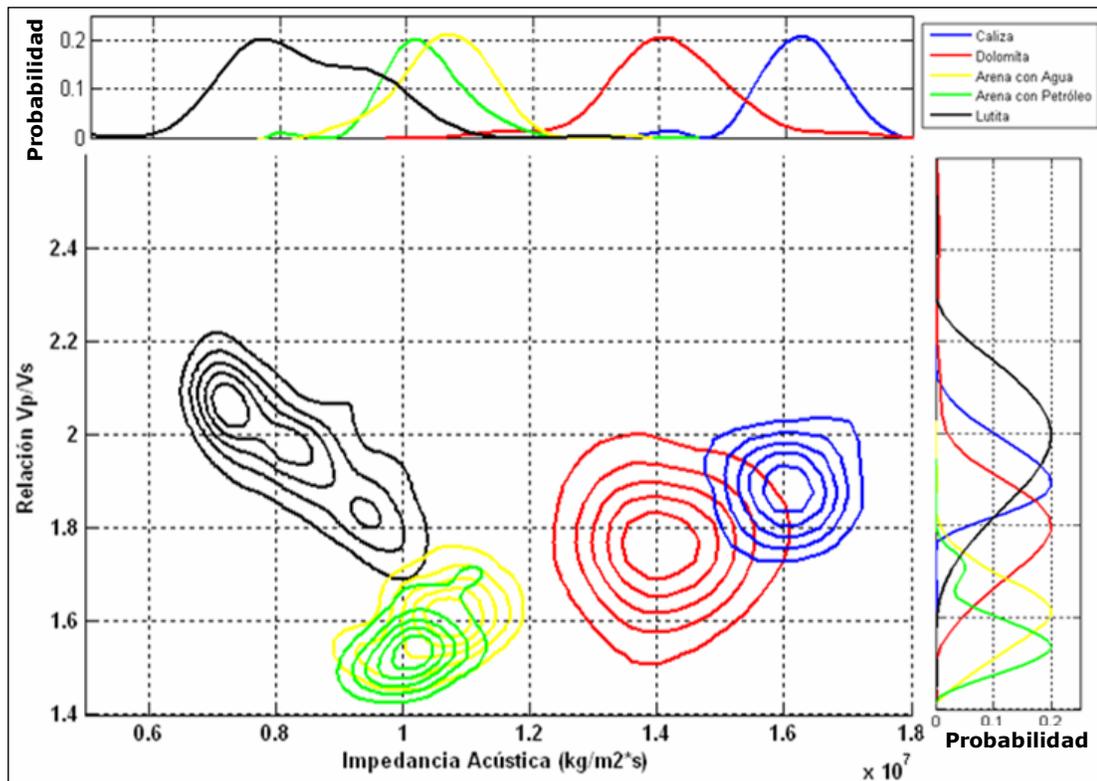


Figura 5.17. PDFs construidos a partir de los puntos mostrados en la figura 5.16. los contornos mostrados representan las curvas de isoprobabilidad, la probabilidad aumenta hacia el centro.

5.1.5 Modelado de física de rocas (RPT, por sus siglas en inglés)

Basado en los modelos reseñados por Avseth *et al.* (2005), utilizando los valores teóricos de módulos elásticos y densidad postulados por Mavko *et al.* en el 2009y siguiendo el flujo de trabajo de la figura 4.7 se procedió a la construcción de los RPT (*Rock Physics Template*) en el dominio I_p versus relación V_p/V_s . Para ello se modelaron dos tipos de roca.

En primera instancia se construyó la curva de la lutita, utilizando el modelo de arena friable o arena no consolidada (ver sección 3.1.2.1) y los módulos elásticos teóricos para la ilita (Makvo *et al.*, 2009). El algoritmo utilizado para realizar el modelado se encuentra disponible en el apéndice “C” y se denomina RPT Lutita, el cual fue escrito

en el programa MATLAB y permitió estimar una curva en dicho dominio que describiera el comportamiento aproximado de la lutita, al variar su porosidad y llenar estos espacios vacíos con agua a condiciones de yacimiento. La estimación de los módulos elásticos de la roca húmeda se realizó mediante las ecuaciones de Gassman.

Por otra parte se modeló la arenisca, para ello se utilizó el flujo de trabajo de la figura 4.7, y el algoritmo llamado RPT arenisca ubicado en el apéndice “C”, igualmente escrito en MATLAB. En cuanto a los valores utilizados, se tomaron los valores teóricos de K , μ así como la densidad del cuarzo, con respecto a los valores de los módulos elásticos de los fluidos (agua y petróleo) fueron modelados a condiciones de yacimientos mediante las ecuaciones de Batzle & Wang igualmente disponibles en el apéndice “C”. En la figura 5.18 se muestra el resultado final del modelado en el dominio I_p versus relación V_p/V_s , solapados con los valores de los datos de pozo previamente mostrados en la figura 5.16.

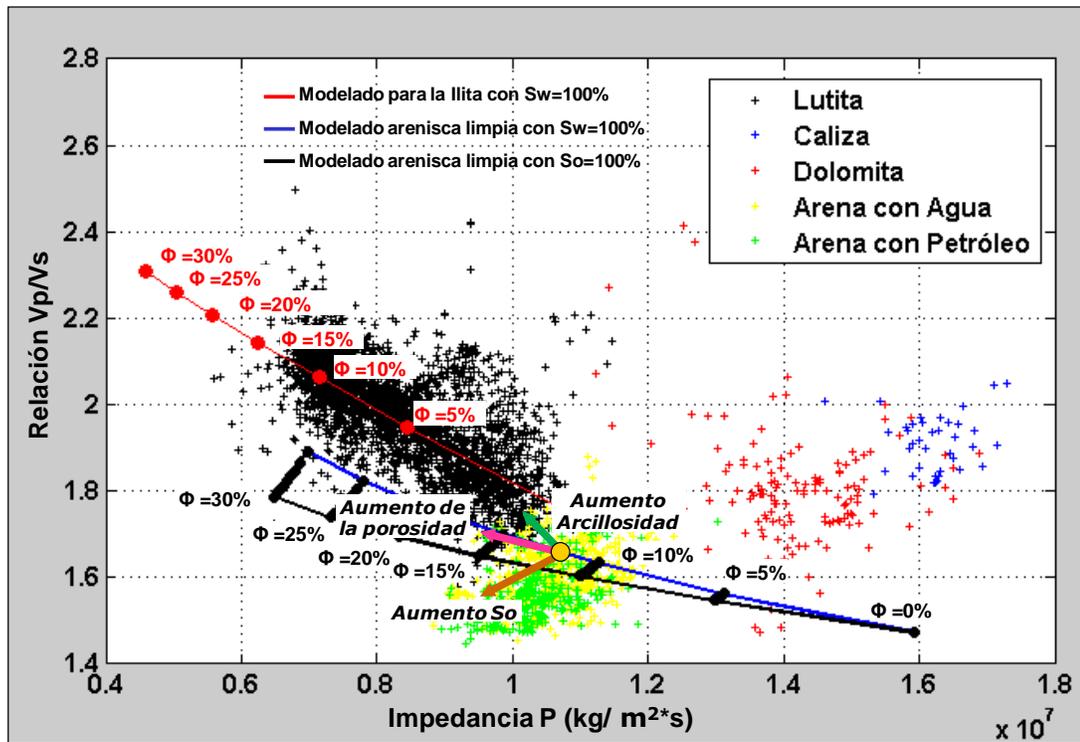


Figura 5.18. Modelado de la lutita y arenisca presente en los yacimientos.

En la figura 5.18 se observa que en el caso de las lutitas, existe una gran dispersión de los datos, la cual es debida a la anisotropía de las mismas. En cuanto a las líneas de arenisca, se observa que algunos datos de pozo salen fuera del valor teórico, esto es debido que dentro del yacimiento es difícil encontrar zonas con volumen de mineral de cuarzo equivalente a 100%, siempre se encontrarán dentro de la roca minerales como la arcillas; las cuales debido a su anisotropía pueden variar las propiedades elásticas de la roca, aunque no así las tendencias de fondo de las mismas. Adicionalmente es importante tomar en cuenta que los modelos propuestos por Avseth *et al.* (2005) no toman en cuenta la disposición geométrica de los minerales ni de los poros, elementos que los mismos autores definen como vitales a la hora de estimar el valor exacto de los módulos elásticos de una roca.

Aún así, los datos modelados permiten entender de forma general la relación existente entre las propiedades petrofísicas de las rocas y los atributos sísmicos elásticos. Teniendo en cuenta este análisis es posible realizar una predicción de ciertas características petrofísicas, dentro del gráfico cruzado de la figura 5.18. A continuación se describen una serie de inferencias obtenidas a partir de los *RPT*. Tomando como referencia un punto cualquiera (por ejemplo, el punto azul celeste), se pueden realizar las siguientes interpretaciones:

1. La flecha verde indica la dirección de aumento de la arcillosidad, es decir, un punto con respecto al azul celeste que esté ubicado en esa dirección debe poseer mayor volumen de arcilla comparativamente y si vamos en dirección opuesta debería poseer menor.
2. La flecha fucsia muestra la dirección de aumento de porosidad, es decir, que con respecto al punto azul celeste, un punto en dicha dirección debería poseer mayor porosidad.
3. La flecha marrón indica la dirección de aumento de la saturación de petróleo, es decir, que con respecto al punto azul celeste, un punto en dicha dirección debería poseer mayor contenido de petróleo.

Es importante destacar que a pesar de no poder modelarse con exactitud las litofacies de arenisca, se evidencia una buena correspondencia en cuanto a los valores de porosidad, pues para el yacimiento en estudio se encuentran entre 9% y 15%. Adicionalmente se observa que los puntos asociados a los hidrocarburos poseen menor relación V_p/V_s que los asociados al agua, así como también que el modelo muestra que existe una relación inversamente proporcional entre la I_p y la porosidad (ϕ).

5.2 Inversión sísmica

El proceso de inversión sísmica para obtener cubos de atributos elásticos (ver figura 4.8) inicia con los *gathers* migrados en tiempos, ya que como se mostró en el capítulo III, partiendo de las ecuaciones de Zoeppritz (1919) y basándose en las aproximaciones de estas ecuaciones es posible obtener atributos asociados no sólo a la onda P, sino también a la onda S. Es por ello que en primera instancia se procedió al acondicionamiento de los datos preapilados migrados en tiempo agrupados por punto de reflexión (*gathers* migrados en tiempo).

5.2.1 Acondicionamiento de los datos pre-apilados migrados en tiempo (CRP *gathers*)

Un ejemplo del acondicionamiento realizado a los datos pre-apilados migrados en tiempo se mostrará a continuación. Los resultados mostrados a partir de este punto, están asociados al *inline* 3885 y *crossline* 1704 que corresponde al CRP *gather* más cercano al pozo BOR-31, como se muestra en la figura 5.19. La decisión de utilizar este *gather* como dato piloto, es debido a que este pozo es uno de los más estudiados dentro del campo y posee información de registros sísmicos P y S así como de densidad corridos desde superficie, además cuenta con un *checkshot* y datos de núcleos a nivel del Miembro “P” (ver mapa base en la figura 4.1). Es importante destacar que el acondicionamiento aplicado a este CRP *gather* fue aplicado de la

misma manera al resto del cubo sísmico. El flujograma empleado durante esta fase se muestra en la figura 4.8, y su aplicación se detalla a continuación.

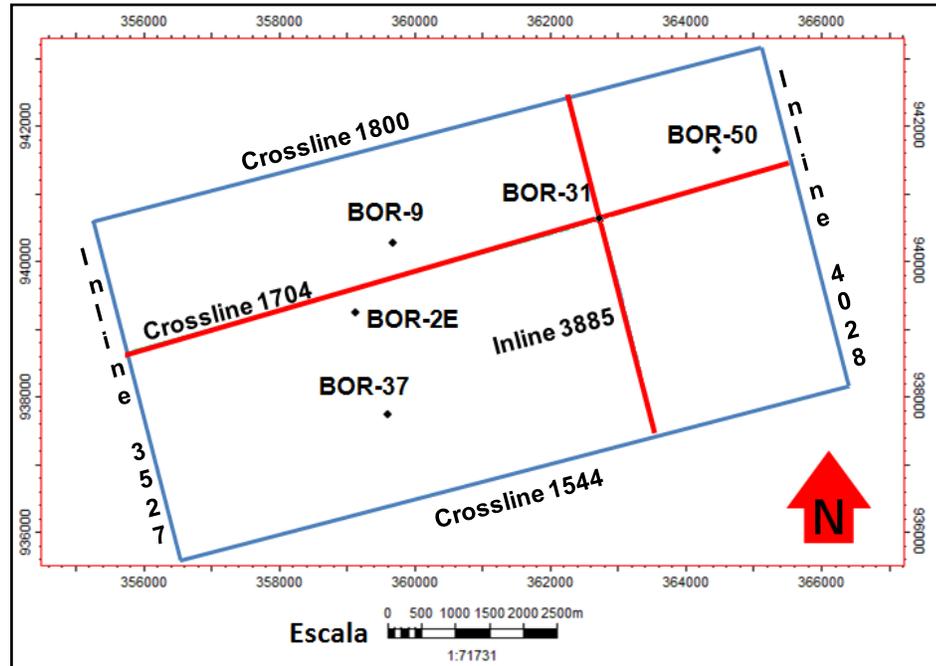


Figura 5.19. Ubicación del CRP *gather* más cercano al pozo BOR-31 y de los pozos utilizados para realizar la inversión.

5.2.1.1 Rotación de fase

Para poder realizar un estudio de AVO es necesario que los picos y los valles de la ondícula sísmica estén alineados con las interfaces geológicas, por lo que se hace necesario rotar la fase de la sísmica, con la finalidad de obtener una sísmica “fase cero”. Para ello los CRP *gathers* originales, visualizados en la figura 5.20.a, fueron sumados con el objetivo de obtener un cubo sísmico (figura 5.20.b) que pudiera ser utilizado para realizar la calibración sísmica-pozo y así estimar la fase de la sísmica.

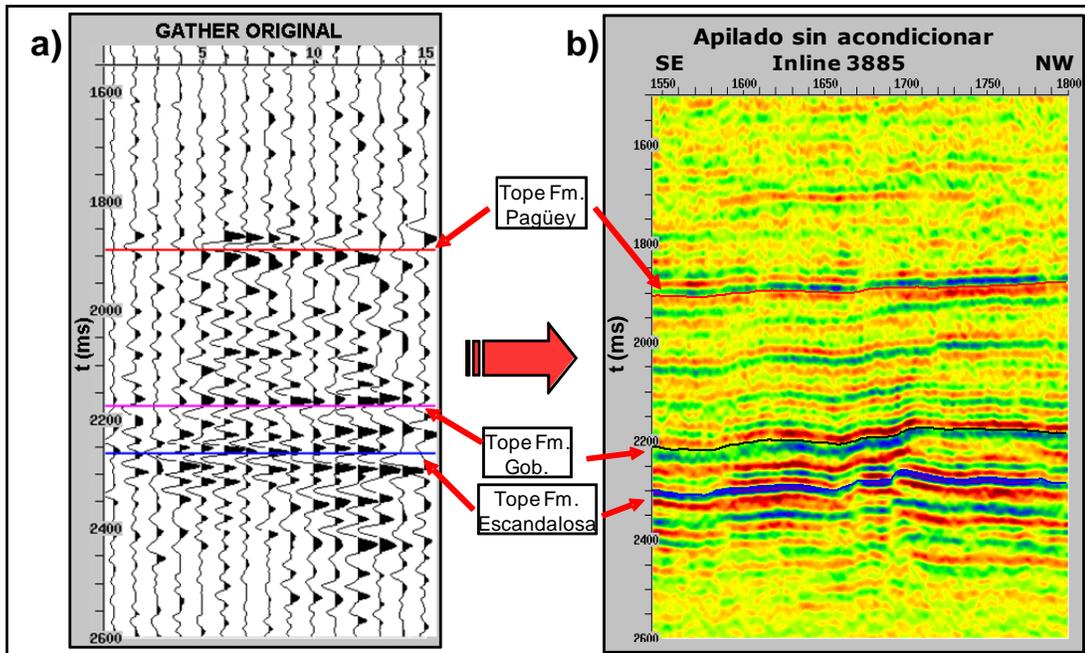


Figura 5.20. a) *Gather* original como fue entregado por la empresa de servicio encargada del procesamiento. b) sección apilada .

El resultado de la calibración sísmica-pozo para el pozo BOR-31, se muestra en la figura 5.21, junto con la ondícula extraída para dicho pozo, la cual posee una fase de 90° aproximadamente, lo cual asocia las interfases geológicas con los eventos sísmicos denominados como *zero-crossing*, tal y como se muestra tanto en el CRP *gather* como en la sección apilada ilustrada en la figura 5.20.

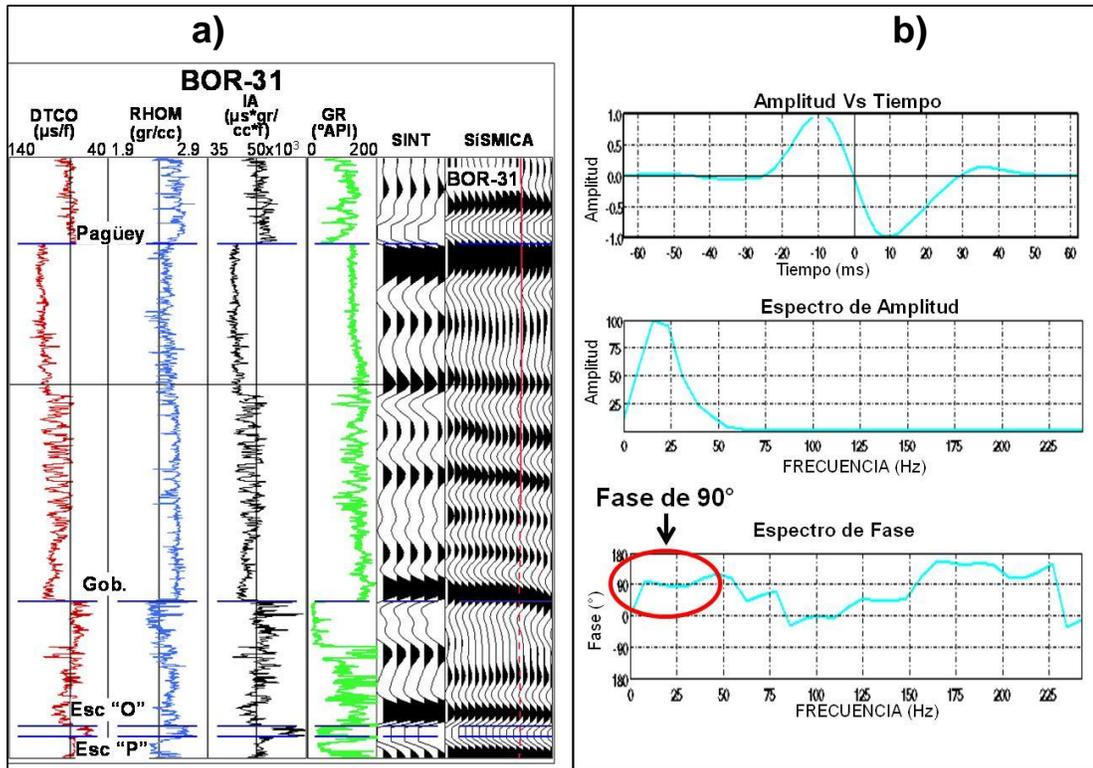


Figura 5.21. a) Calibración sísmica pozo para el pozo BOR-31. Nótese la similitud entre las trazas sintéticas y las trazas reales. b) Ondícula estimada en el pozo, junto con su espectro de amplitud y espectro de fase. Nótese que las principales interfaces geológicas están asociadas a eventos del tipo *zero-crossing* en los datos sísmicos.

Al realizar la calibración para el resto de los pozos las ondícula presentan en general características espectrales similares, los resultados de estas se muestran en la figura 5.22, junto con la ondícula promedio señalada en rojo. A esta ondícula promedio se le estimó su espectro de amplitud y de fase presentados en la figura 5.23, obteniéndose que la fase de esta ondícula promedio es de unos 100°.

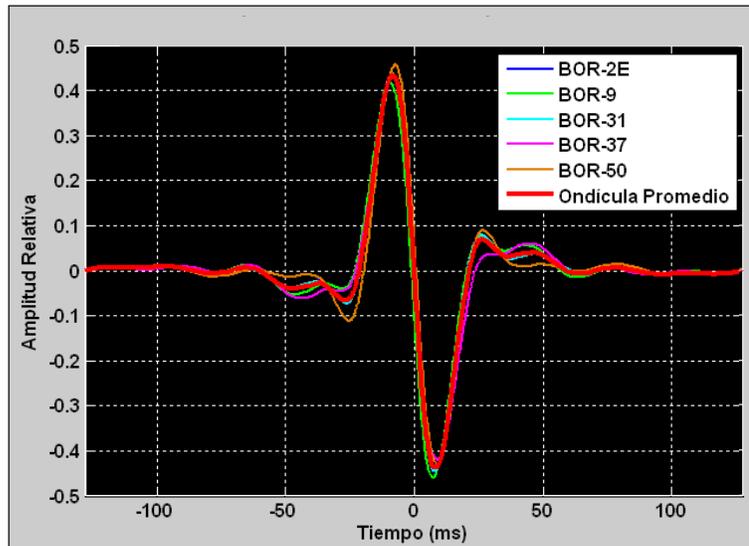


Figura 5.22. Ondículas obtenidas en cada uno de los pozos usados para la inversión, junto con la ondícula promedio de todos los pozos.

A partir del espectro de amplitud y de fase de la ondícula promedio en la figura 5.23, se obtiene que la ondícula promedio posee una frecuencia dominante de 23Hz y su fase es de 100° .

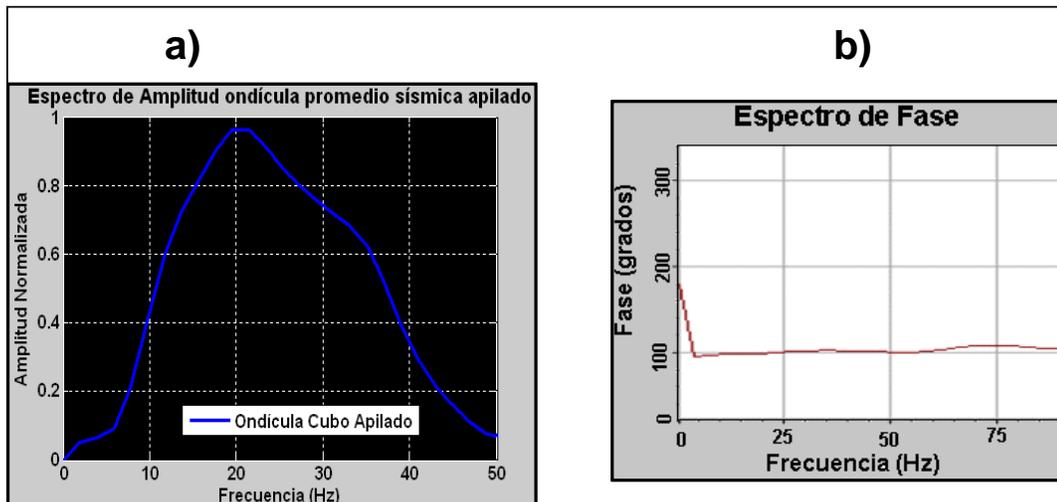


Figura 5.23.a) Espectro de amplitud. **b)** Espectro de fase para la ondícula promedio. Obsérvese que la fase promedio es de unos 100° .

Una vez conocida la fase se procedió a rotar los datos sísmicos 100° con el programa PARADIGM. En la figura 5.24 se observa la diferencia entre un *gather* sísmico original y el resultante después de rotar la fase. En el de la izquierda (figura 5.24a), las interfaces geológicas son interpretadas en un evento de tipo “*zero crossing*”, sin embargo en la figura de la derecha (figura 5.24b) ahora se ubican en los máximos o mínimos de amplitud.

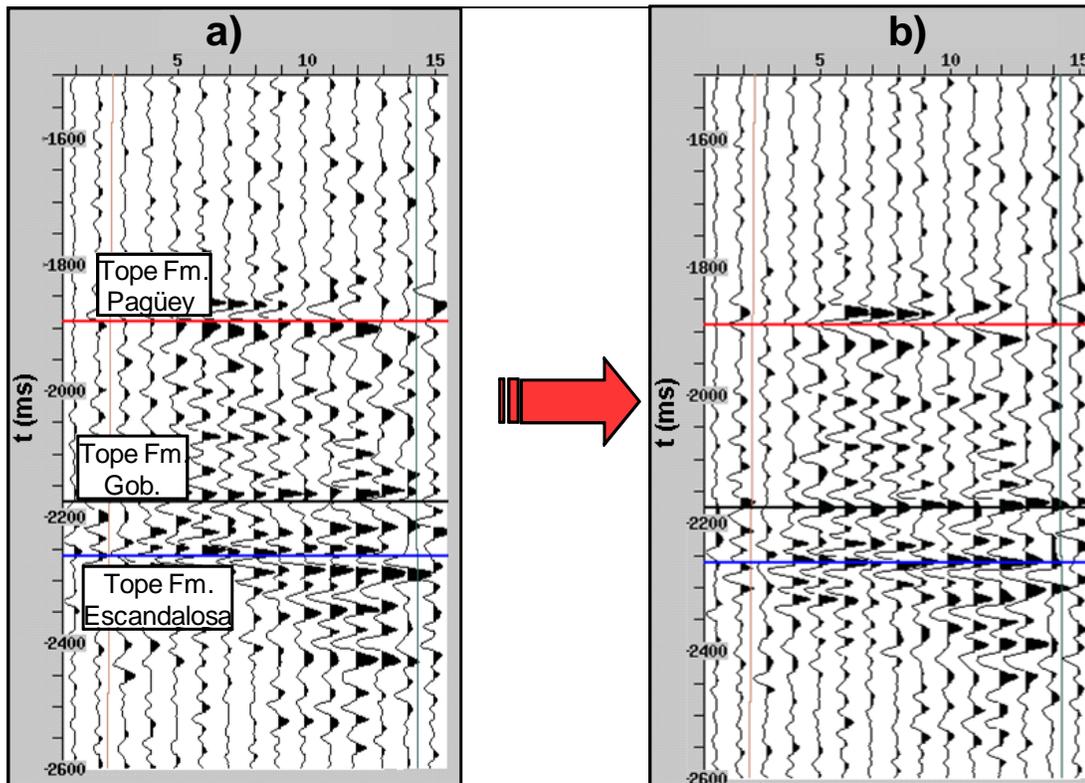


Figura 5.24. a) CRP *gather* antes de rotar la fase. b) CRP *gather* con fase rotada.

Como control de calidad del proceso de rotación, se estimaron las ondículas promedios para los datos sísmicos rotados y se compararon con la sísmica sin rotar. En la figura 5.25 se muestra la variación entre las ondículas extraídas antes y después de ser rotada la fase, como se muestra en el espectro de fase en la figura 5.25d, la misma es cero, confirmando de esta manera la calidad de la rotación de fase aplicada a los datos sísmicos

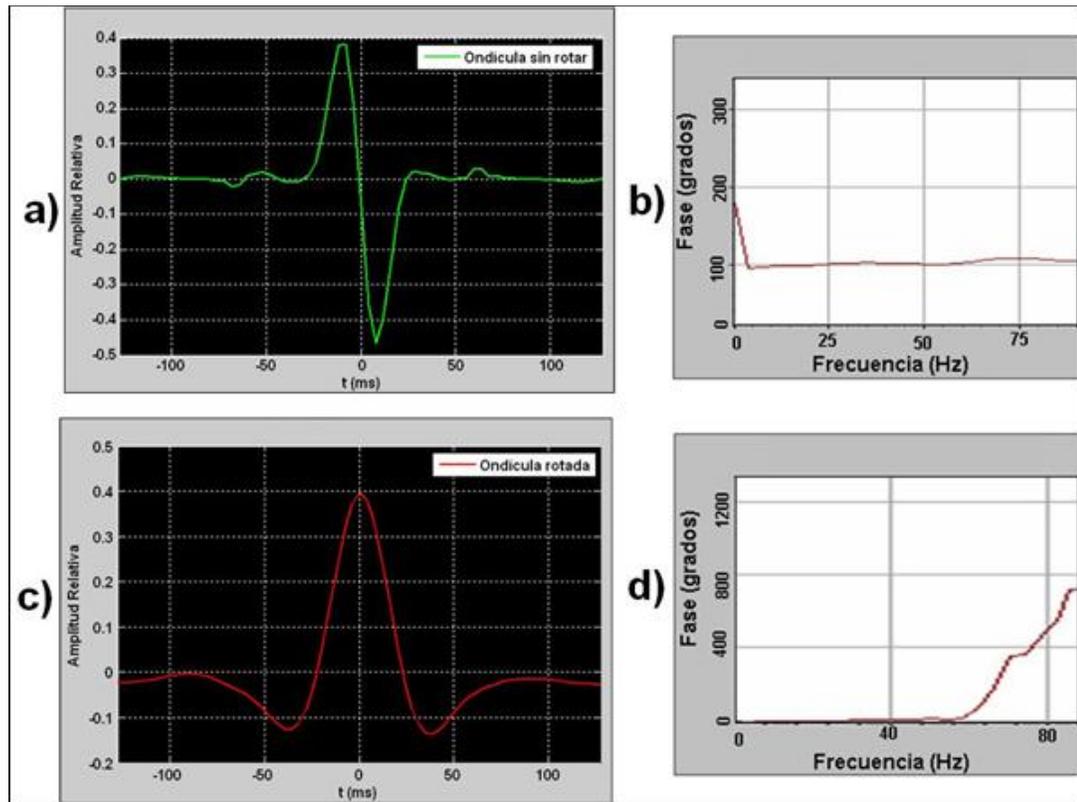


Figura 5.25. a) Ondícula promedio extraída de los datos originales y b) su respectivo espectro de fase. c) Ondícula extraída de los datos sísmicos una vez aplicada la rotación de fase y d) su respectivo espectro de fase.

5.2.1.2 Mejoramiento de la relación señal/ruido

Luego de rotar la sísmica se procedió a aumentar la relación señal/ruido de los datos sísmicos pre-apilados. Para ello se utilizaron dos procedimientos los cuales son descritos a continuación:

- Filtro de mediana: este es un filtro que se aplica en la dirección del *offset*. El mismo aumenta la relación señal/ruido al remover la interferencia asociada al *ground roll*, múltiples, etc. La ventana de aplicación corresponde a un porcentaje del *offset* máximo. En este caso el porcentaje utilizado fue de 18%.

En la figura 5.26 se observan los datos antes (figura 5.26.a) y después (5.26.b) de aplicar el filtro.

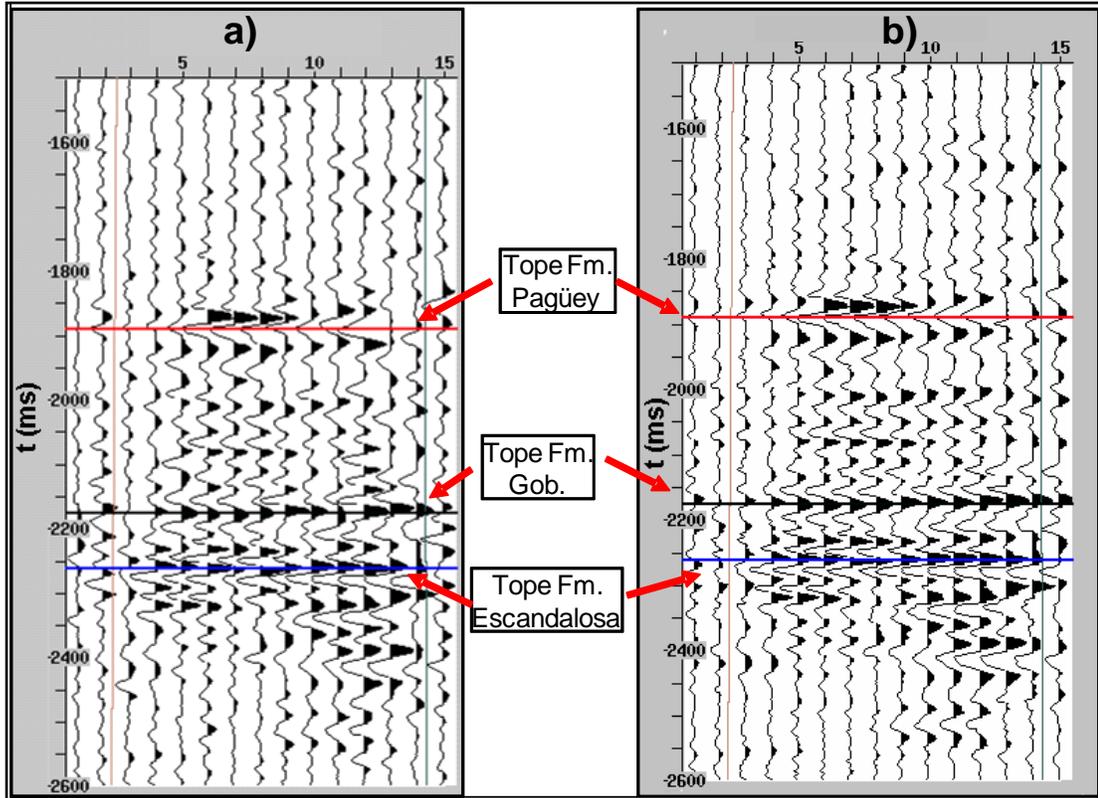


Figura 5.26. a) CRP *gather* luego de rotar la fase y b) luego de aplicar el filtro mediana con una ventana de 18% del *offset* máximo.

- Eliminación de trazas ruidosas: en algunos casos el ruido presente en las trazas es tal que no es factible utilizar dichas trazas, pues la señal sísmica está enmascarada por el ruido. Las dos primeras y últimas trazas de los CRP *gathers* contenían una gran cantidad de ruido por lo que fue necesario eliminarlas. En la figura 5.27 se observa el *gather* final resultante después de eliminar dichas trazas.

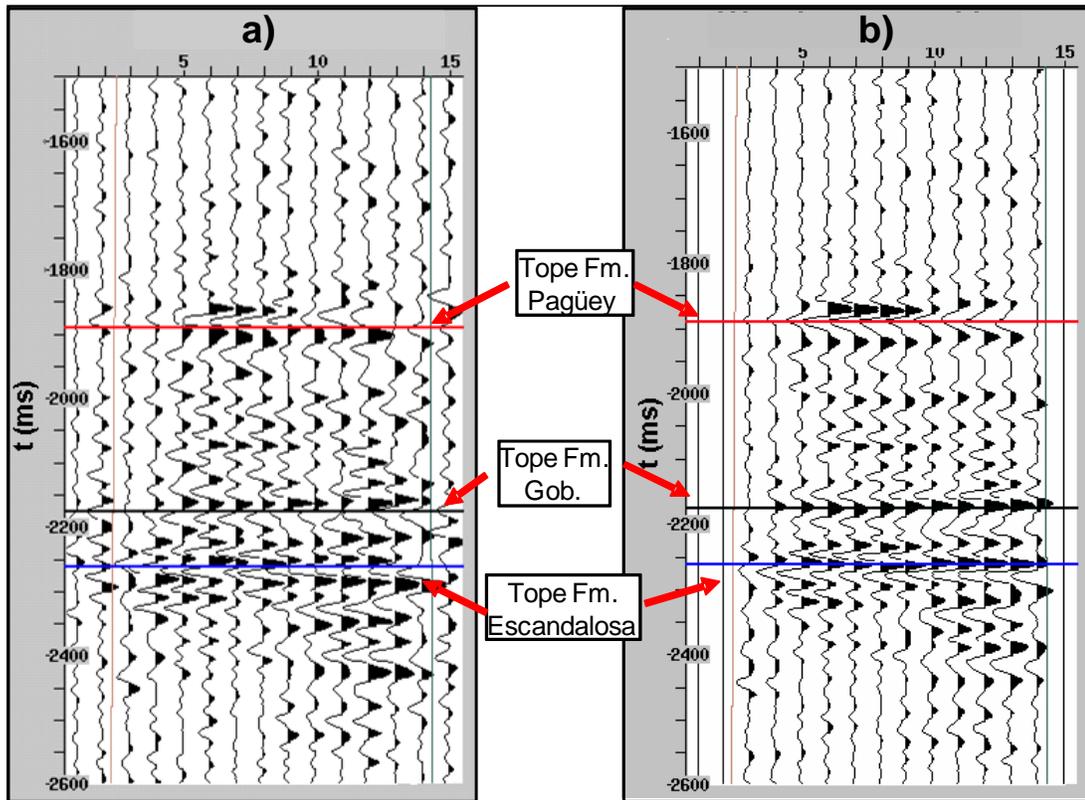


Figura 5.27. a) CRP *gather* original y b) luego de aplicar el filtro de median y eliminar las trazas ruidosas.

5.2.1.3 Remoción del NMO *stretch*

Durante esta etapa se eliminó el efecto producido por el estiramiento de la ondícula producto de la corrección NMO durante el procesamiento. Como se muestra en la figura 5.28 el efecto de esta corrección es notable, lo cual implica una mejoría en la relación señal/ruido de la sísmica

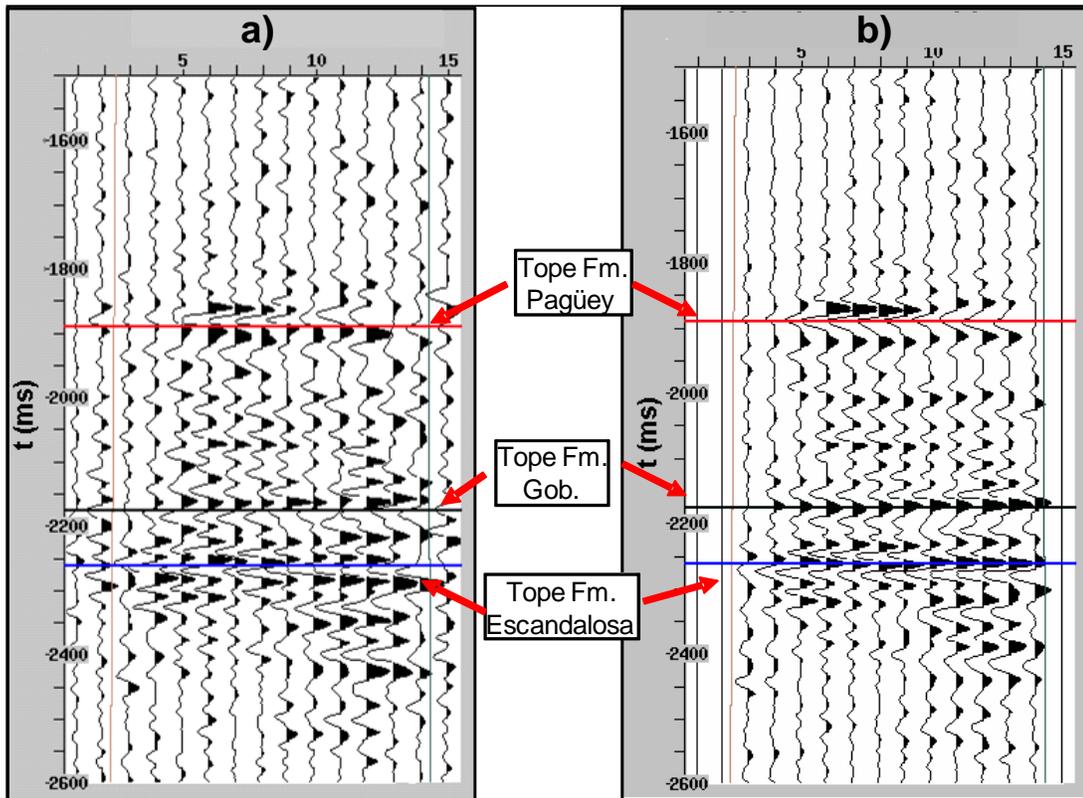


Figura 5.28.) CRP *gather* original y b) con las correcciones antes mencionadas más la remoción del NMO *stretch*. A *offsets* lejanos esta corrección es mayor, debido a que el efecto de la corrección es mayor.

5.2.1.4 Corrección NMO residual.

Durante la fase de procesamiento esta corrección es realizada, pero al ser aplicada a un gran conjunto de datos algunos eventos no se ven alineados correctamente, por lo que es necesario aplicar una corrección residual, para realizar pequeños ajustes dentro de la zona de interés, con la finalidad de horizontalizar dicho evento. Los resultados obtenidos se muestran en la figura 5.29. En la figura 5.29a se encuentra el CRP *gather* original y a la derecha en la figura 5.29b se el CRP *gather* después de la corrección y se puede observar como el evento asociado a la Fm. Escandalosa se ve mejor alineado que a la izquierda.

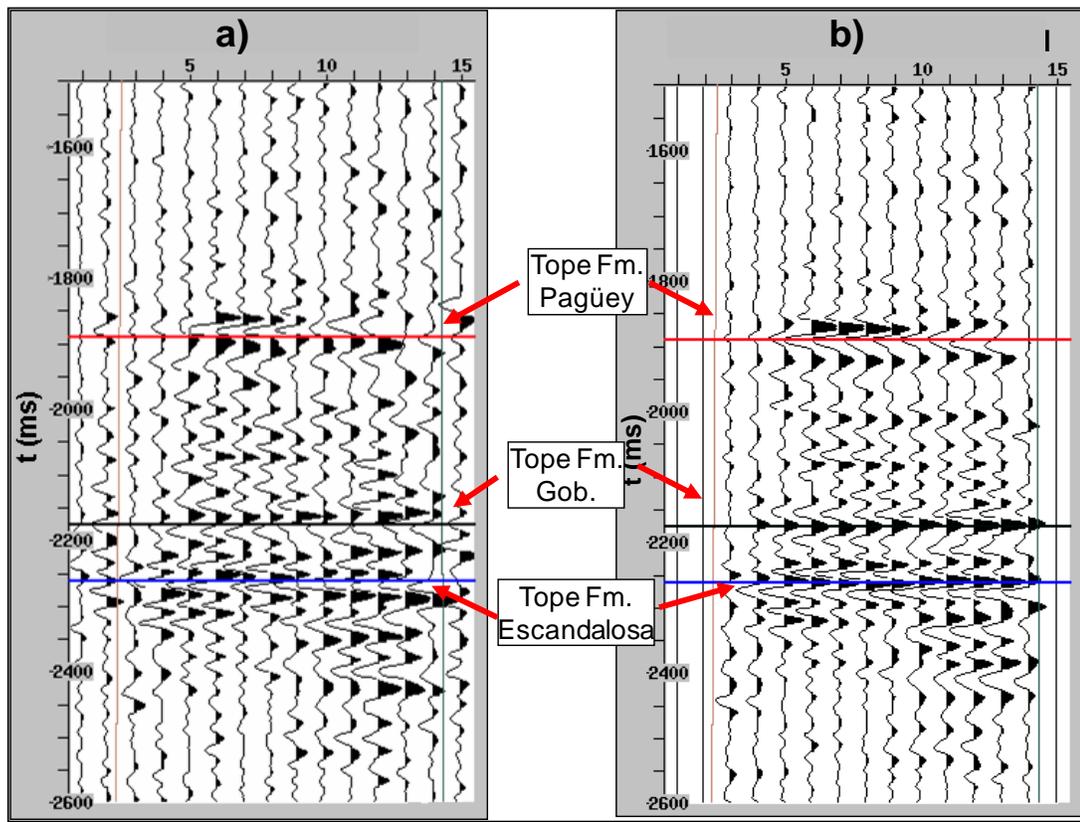


Figura 5.29. a) CRP *gather* original y b) con la aplicación de todos los acondicionamientos anteriores, mas el NMO residual.

Finalmente, el resultado de todo el proceso de acondicionamiento realizado se refleja en la figura 5.30, en donde el CRP *gather* original se presenta como una sección muy ruidosa y con poca coherencia entre los evento, en contraste con la sección acondicionada en donde los eventos se delinean mucho mejor y hay una mejor relación señal/ruido, lo que permite realizar de forma confiable un análisis AVO sobre los datos.

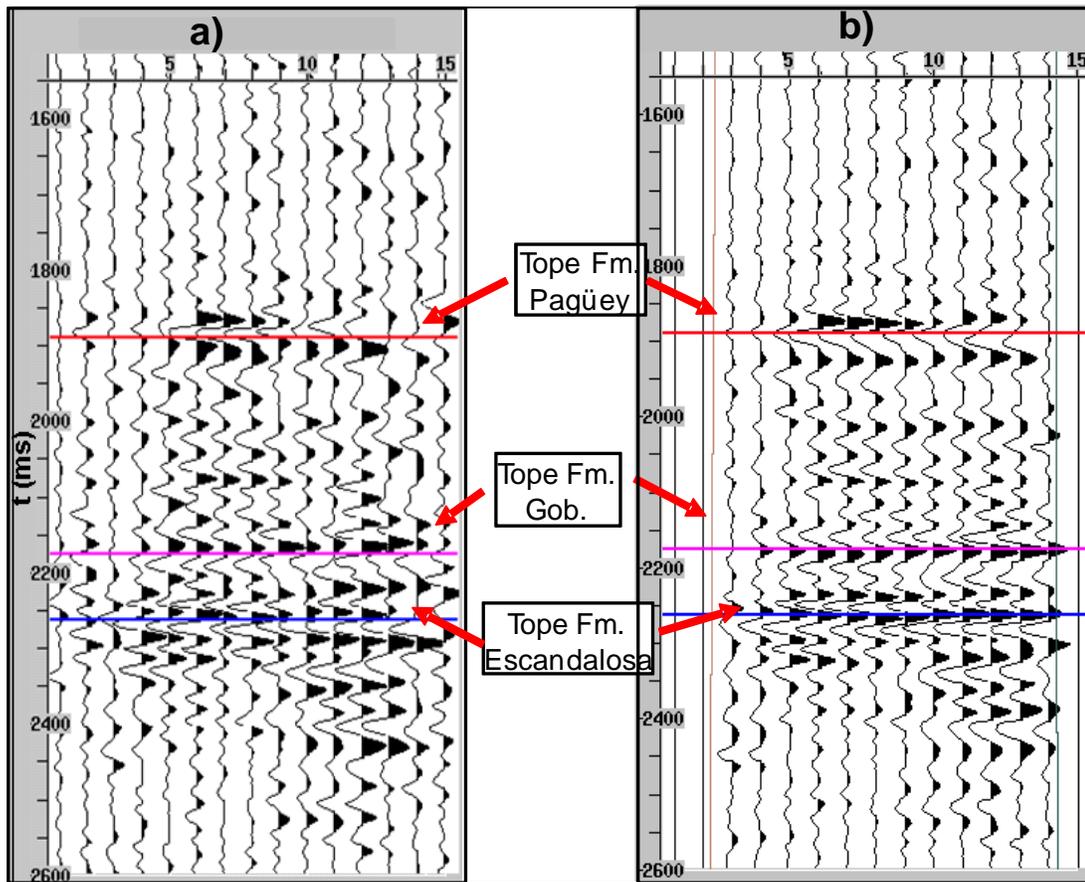


Figura 5.30. CRP *gather* sin acondicionar y b) acondicionado.

Como control de calidad del acondicionamiento realizado a los CRP *gather*s, se apilaron los mismos con el objetivo de generar un nuevo cubo de sismica apilada. Los resultados para el inline 3885 se muestran en la figura 5.31, en donde se puede observar el incremento obtenido en la relación señal/ruido de los datos. Este cubo representa un valor agregado de este estudio y se recomienda su uso en contraste con el anterior (cubo apilado sin acondicionar) para futuras interpretaciones geológicas y análisis de atributos sísmicos post-apilamiento.

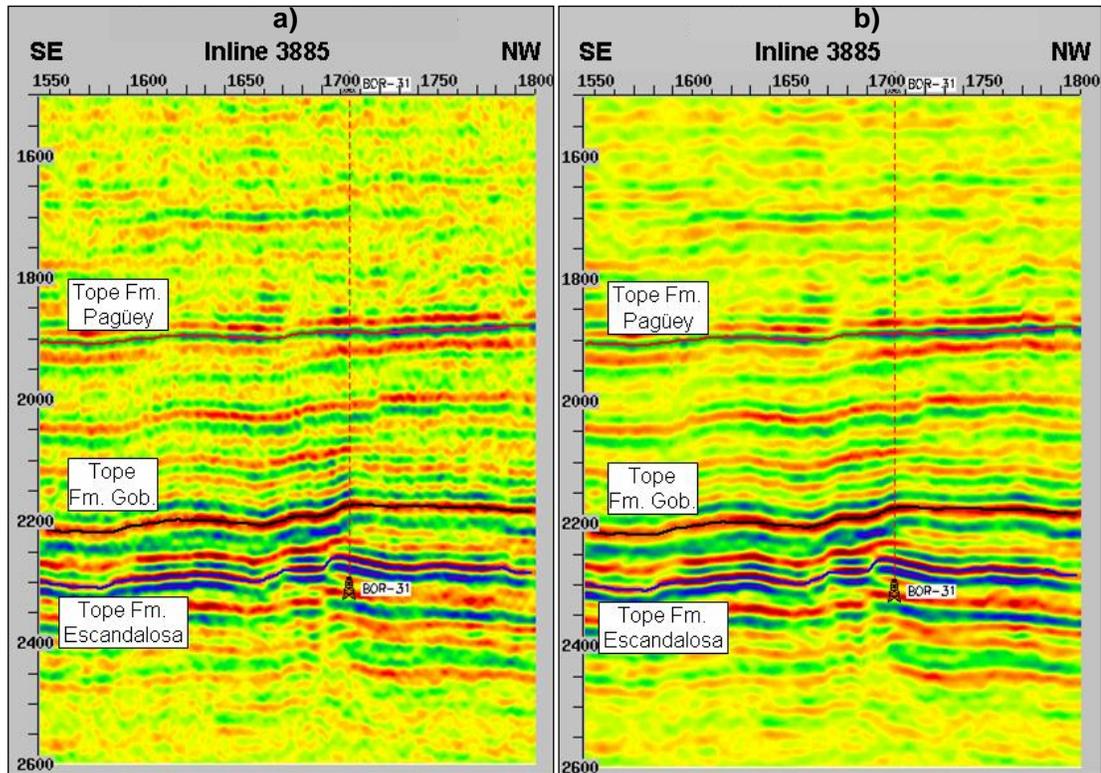


Figura 5.31. a) Sección extraída del cubo apilado obtenido a partir de los CRP *gathers* originales y b) Sección extraída del cubo apilado realizado con los CRP *gathers* acondicionados. En línea roja punteada se señala la trayectoria del pozo BOR-31.

5.2.2 Generación de cubos de atributos AVO

Luego que los CRP *gathers* han sido acondicionados es posible generar distintos cubos de atributos AVO que se encuentren asociados a la impedancia acústica y a la relación V_p/V_s , los cuales servirán como dato de entrada en la inversión sísmica. Estos atributos fueron calculados a partir del intercepto y gradiente AVO y las ecuaciones mostradas en la tabla 3.2. Debido a que los atributos AVO asociados a la relación V_p/V_s son calculados a partir de datos sísmicos en donde no se grabó información de onda S, los mismos son muy sensibles al ruido y a los ángulos de incidencia disponibles en los CRP *gathers*. Por esta razón es importante mencionar que, obtener información asociada a la relación V_p/V_s depende enteramente de la

calidad de los datos sísmicos. Todos los cubos de atributos fueron generados con el programa PARADIGM.

A continuación, se presentan una serie de secciones extraídas de los cubos de atributos AVO asociadas a la relación V_p/V_s para ilustrar la factibilidad de obtener un buen volumen de reflectividades que sirva como base para estimar un cubo de relación V_p/V_s mediante un proceso de inversión sísmica.

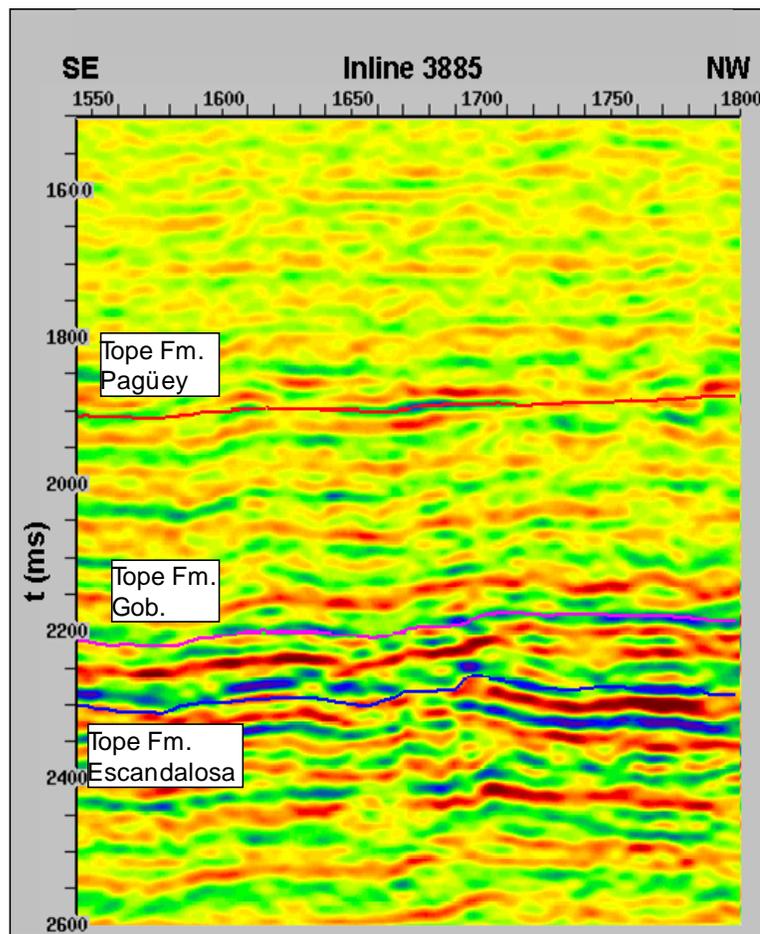


Figura 5.32. Sección del cubo de reflectividad de onda S. Se observa una baja relación señal/ruido en los datos.

La sección del atributo de reflectividad de onda S ($\Delta I_s/I_s$) se muestra en la figura 5.32, en la misma se puede observar que la relación señal/ruido es baja y que los eventos no presentan coherencia ni continuidad, esto es una constante en las secciones asociadas a la onda S, por ejemplo en la sección de relación de Poisson estimada a continuación en la figura 5.33.

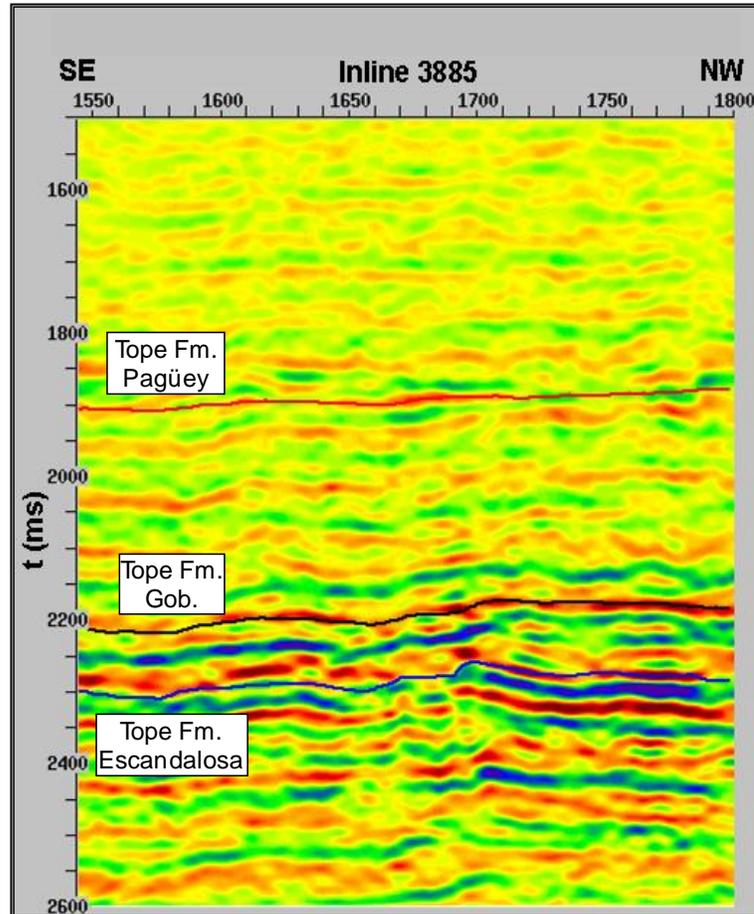


Figura 5.33. Sección del atributo de reflectividad de Poisson.

La dificultad de generar atributos asociados a la relación V_p/V_s es producto de que la sección de gradiente AVO, mostrado en la figura 5.34 posee un alto nivel de ruido, así como poca continuidad en los reflectores, esto es debido a que los CRP *gathers* utilizados poseen bajos ángulos de incidencia (máximo de 24° - 26°) además de contar

con tan sólo 15 trazas (los levantamientos actuales cuentan con un promedio de 45 trazas por CRP *gather*). Estos factores son limitantes a la hora de estimar de forma confiable el atributo de gradiente AVO, por lo que todos aquellos atributos AVO asociados a la relación V_p/V_s no pudieron ser estimados con altos niveles de confiabilidad.

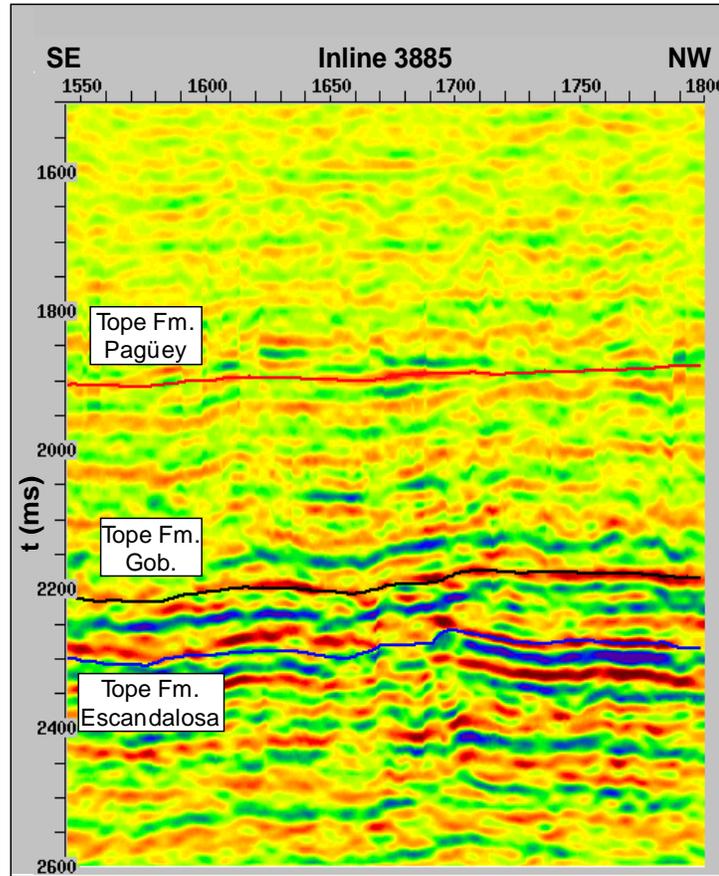


Figura 5.34. Sección del cubo del atributo gradiente AVO.

Debido a los factores antes mencionados se optó por seleccionar como atributo relacionado con la relación V_p/V_s el cubo resultante de realizar un apilado parcial de los *offsets* medios, la cual se construyó apilando las trazas asociadas a ángulos de incidencia ente 12° y 24° . Las ventajas de utilizar una sección apilada y no algún otro atributo AVO son las siguientes:

- La sección de apilado parcial no depende de ecuaciones y/o aproximaciones, por lo que es más robusta.
- Al apilar varias trazas se obtiene una sección con mejor señal ruido.
- No depende del cálculo del gradiente AVO.
- La misma sirve como base para estimar un cubo de impedancia elástica, el cual como se observa en la ecuación 3.10 contiene información de la relación V_p/V_s .

En la figura 5.35 la sección de apilado medio se observa como presenta buena continuidad de reflectores, y con buena relación señal/ruido

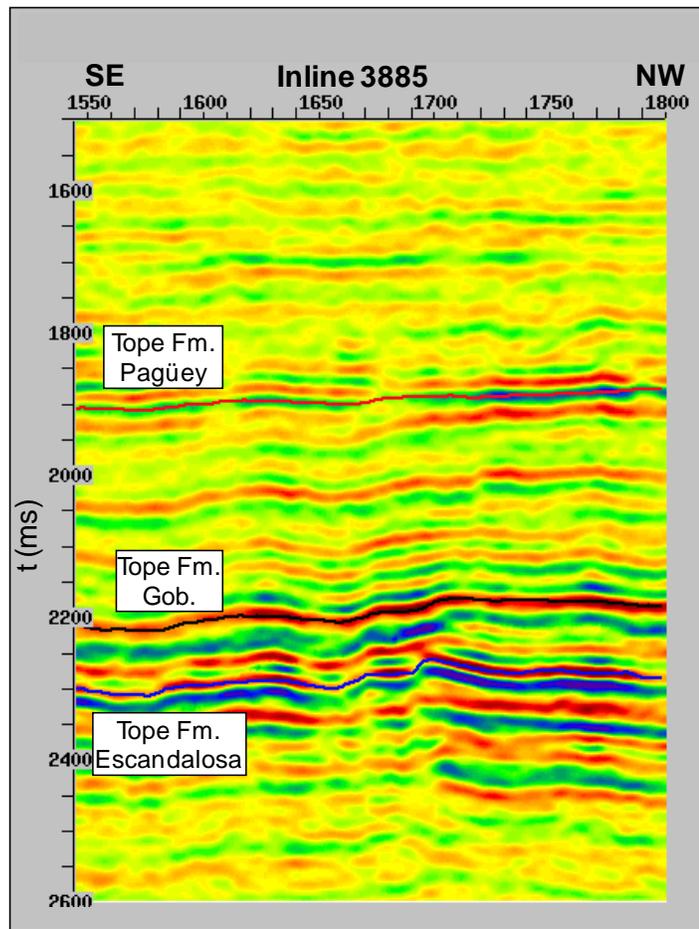


Figura 5.35. Sección del cubo de apilado parcial medio (ángulos entre 12-24°).

Con el objeto de contrastar la información proveniente del cubo de apilado parcial medio, se generó un cubo de apilado cercano con ángulos entre 5° y 14° el cual se asocia a la impedancia acústica. El apilado angular resultante se muestra en la figura 5.36, es importante destacar que al trabajar con apilados parciales, es necesario que exista un solapamiento de ángulos, en este caso el solapamiento se encuentra entre los ángulos 12° y 14° .

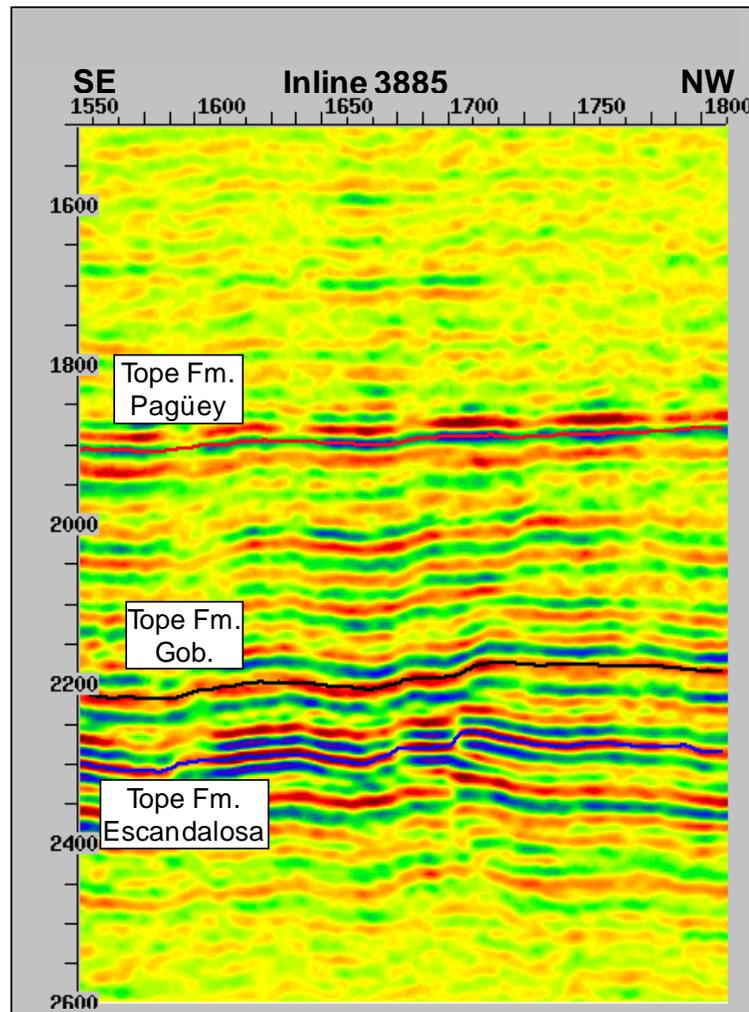


Figura 5.36. Sección del cubo de apilado cercano (ángulos entre $5\text{-}14^\circ$), esta cubo fue utilizado como base para la estimación del cubo de impedancia acústica.

5.2.3 Estimación de ondículas

Otro de los parámetros de entrada para realizar la inversión sísmica, es una ondícula que sea representativa de los datos sísmicos. Para su estimación, se realizó la calibración sísmica-pozo en los pozos BOR-2E, BOR-9, BOR-31, BOR-37 y BOR-50 con respecto a los cubos de apilado medio y cercano. Como ejemplo de los resultados, se presenta el caso de la calibración entre el pozo BOR-31 y el cubo apilado cercano en la figura 5.37.

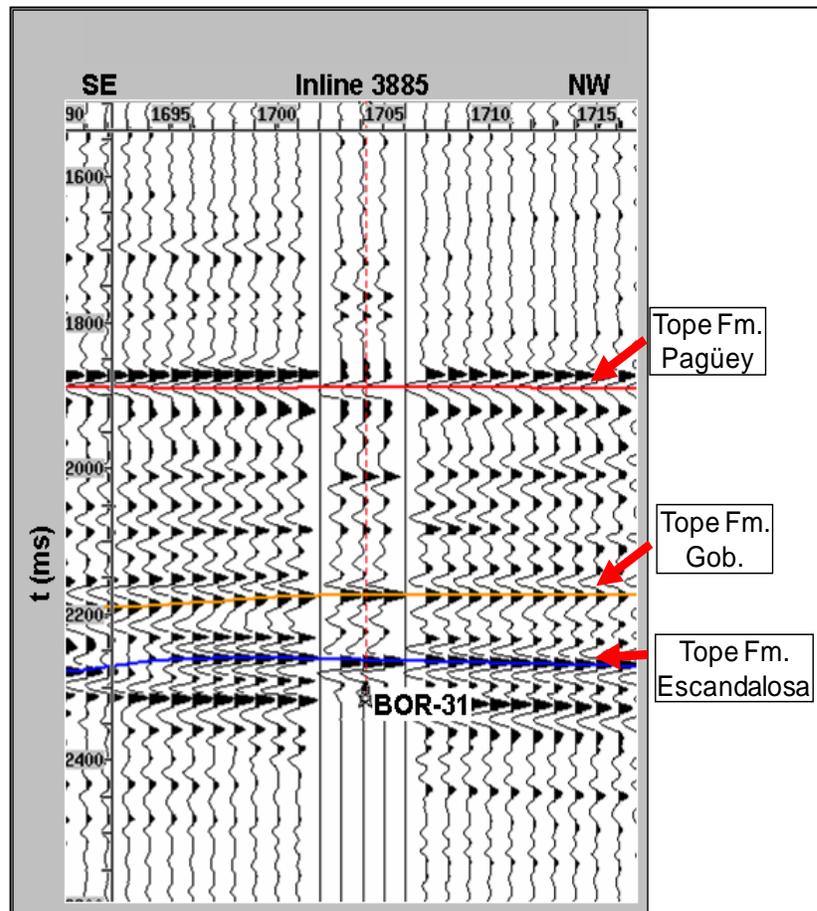


Figura 5.37. Calibración sísmica-pozo para BOR-31, caso cubo apilado cercano. Se observa un buen ajuste de reflectores. Se aplicó un ajuste de 10 ms a sismograma sintético para poder obtener la mejor correlación entre los datos reales y los sintéticos.

Es importante mencionar que la ondícula extraída se obtuvo por medio del método determinístico. Este método trabaja de la siguiente manera: el software estima la serie de reflectividades partir de los registros de pozo, seguidamente busca la ondícula que al ser convolucionada con la serie de reflectividades arroje una traza sintética lo más parecida a la sísmica real. De esta manera al no definir parámetro alguno de la ondícula, se garantiza que se obtiene la ondícula más parecida a la sísmica después del procesamiento (Gebus, 2010). Las ondículas obtenidas en todos los pozos para en apilado cercano, así como la ondícula promedio y su respectivo espectro de amplitud se muestra en la figura 5.38 y 5.39 respectivamente. En esta última figura se puede observar que la frecuencia dominante de la ondícula extraída es de unos 23 Hz similar al de la data sísmica en cuestión.

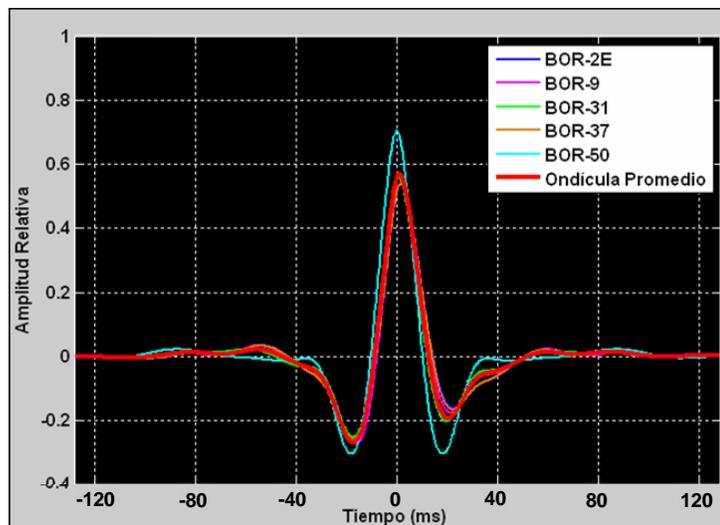


Figura 5.38. Ondículas obtenidas, para el caso del cubo de apilado cercano. Nótese que la ondícula promedio posee una mejor relación señal/ruido.

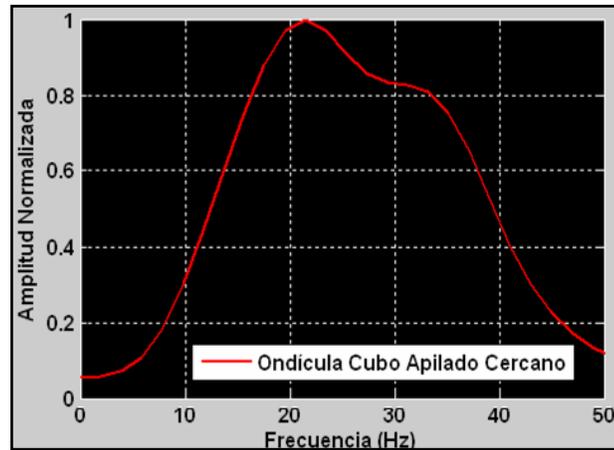


Figura 5.39. Espectro de amplitud de la ondícula promedio para el cubo de apilado cercano.

En el caso de la calibración para el cubo de apilado medio, la figura 5.40 se muestra el buen ajuste obtenido. El ajuste aplicado en el caso para obtener una máxima correlación entre los datos sintéticos y los datos reales fue de unos 11 ms.

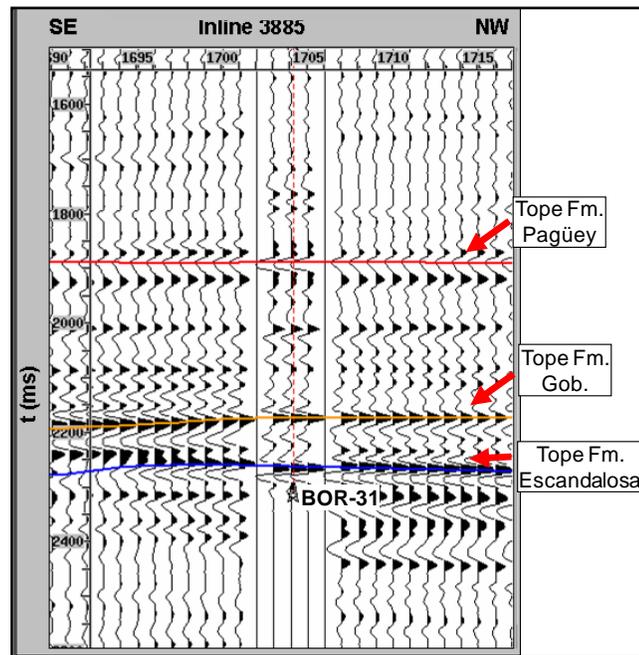


Figura 5.40. Calibración sísmica-pozo para el pozo BOR-31, caso cubo apilado medio. Nótese el buen ajuste obtenido.

Las ondículas extraídas para este caso, así como la ondícula promedio se muestran en la figura 5.41, donde destaca el hecho de que las ondículas presentan una forma muy similar, y los extremos o colas de estas presentan un bajo nivel de amplitud por lo que se puede inferir que el ruido presente es bajo.

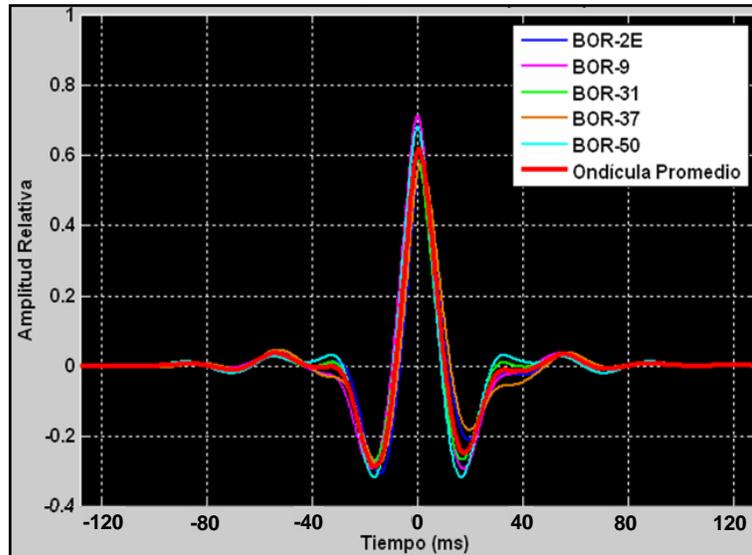


Figura 5.41. Ondículas extraídas para el caso del cubo de apilado medio. Las diferencias entre las diversas ondículas es muy poca.

Al realizar un apilado medio, es de esperarse que el espectro de amplitud posea menores frecuencias que el de apilado cercano, esto debido a que a mayores *offsets* el contenido de altas frecuencias disminuye. Este efecto se ve reflejado en la figura 5.42, en el que al estimar el espectro de amplitud de la ondícula promedio se obtiene que la frecuencia dominante corresponde a unos 20 Hz.

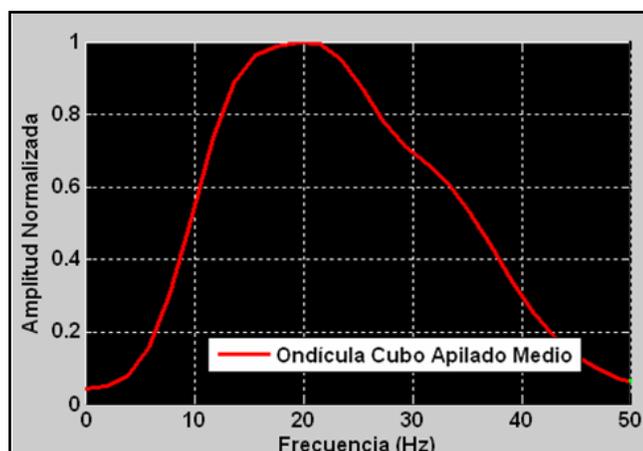


Figura 5.42. Espectro de amplitud para el cubo de apilado medio.

5.3.4 Generación del modelo inicial

Para la generación del modelo inicial, se siguió el flujograma mostrado en la figura 4.9. Como se señala en esa figura, para su construcción es necesario contar con dos elementos: registro de pozo del atributo de interés y los horizontes sísmicos de interés interpretados en tiempo. Los horizontes serán utilizados para propagar a lo largo del cubo sísmico el atributo de interés siguiendo los patrones geológicos generales de la zona.

- **Interpretación de horizontes**

La geometría del modelo inicial es definida por los horizontes a utilizar para realizar propagación de los registros de pozos dentro de los límites del cubo sísmico. En el presente trabajo fueron interpretados los topes de las formaciones Pagüey y Gobernador, además del Miembro “O” de la Formación Escandalosa.

La interpretación del reflector sísmico asociado al tope de la Formación Pagüey, se muestra en la figura 5.43. Este se presenta como un horizonte continuo con bajo buzamiento que se encuentra afectado por una falla inversa hacia el oeste. Para la

construcción del modelo inicial, las capas que se encuentran por encima de este horizonte se generaron de manera tal que siguieran este horizonte de forma paralela.

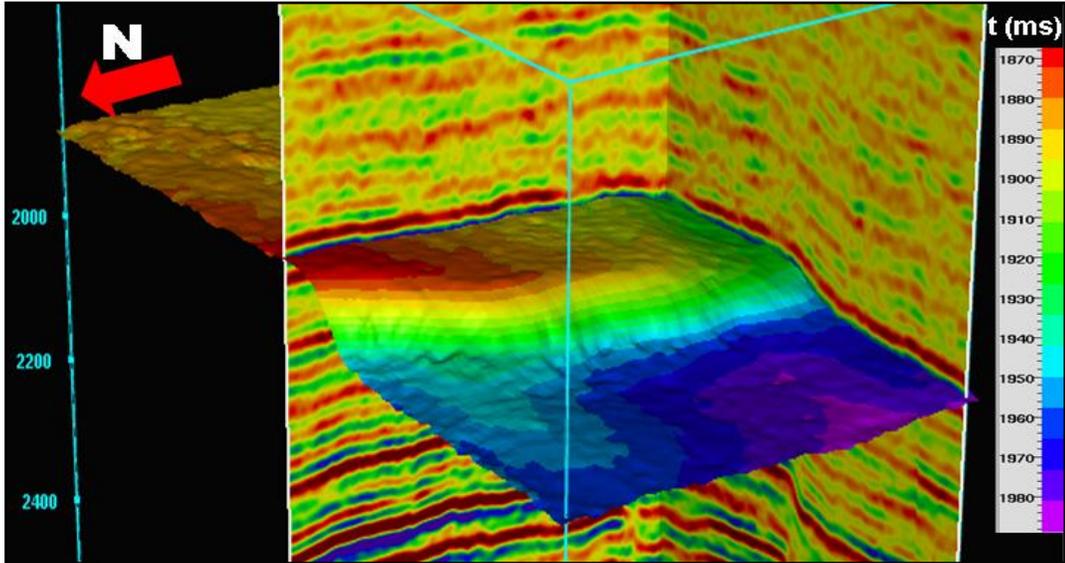


Figura 5.43. Interpretación del reflector sísmico correspondiente al Tope de la Formación Pagüey. La escala de colores del horizonte indica el tiempo doble de tránsito.

El horizonte de la Formación Gobernador es presentado en la figura 5.44. Este se encuentra por debajo de la Formación Pagüey, presenta un buzamiento mayor al anterior y se encuentra un poco más deformado. Para la construcción del modelo inicial las capas entre el tope de la Fm. Pagüey y la Fm. Gobernador son paralelas a este último horizonte.

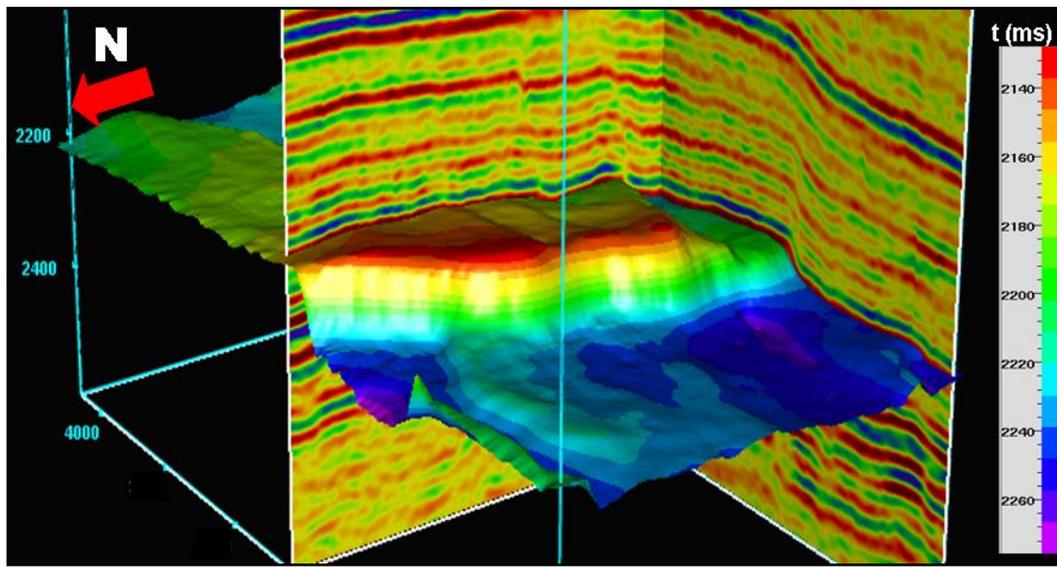


Figura 5.44. Interpretación del reflector sísmico correspondiente al Tope de la Formación Gobernador. La escala de colores del horizonte indica el tiempo doble de tránsito.

Por debajo de la Fm. Gobernador se ubica el tope del Miembro “O” de la Formación Escandalosa. Como se observa en la figura 5.45 este horizonte se encuentra bastante deformado, esto debido a las fases tectónicas a las que ha sido sometido desde su formación (Cretácico). Las capas del modelo inicial se construyeron de forma tal que fueran proporcionales (lo más paralelo posible) tanto al tope de Gobernador como del Miembro “O”.

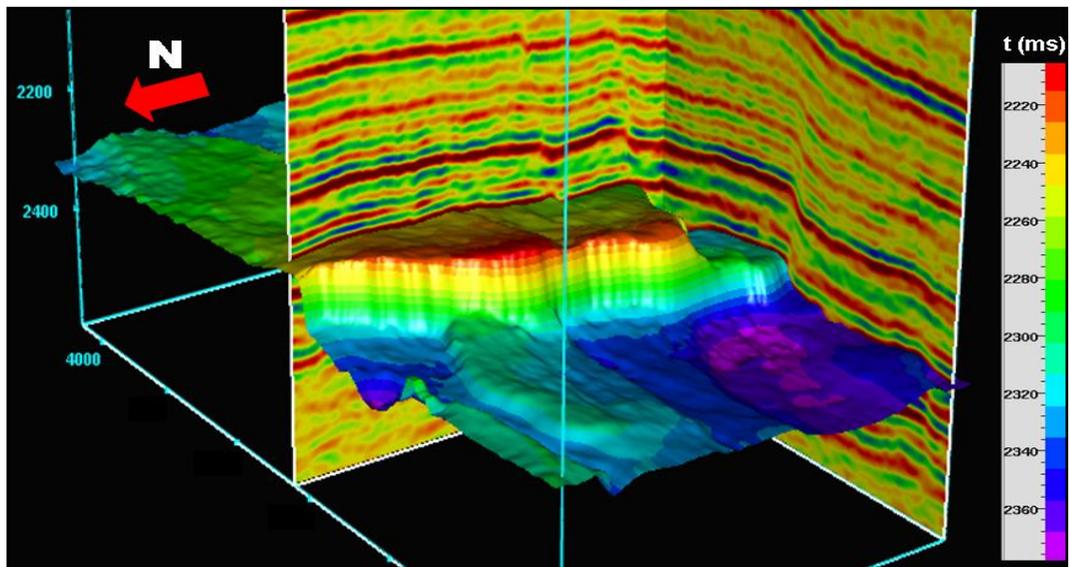


Figura 5.45. Interpretación del reflector sísmico correspondiente al Tpo de la Formación Escandalosa. La escala de colores del horizonte indica el tiempo doble de tránsito.

Una vez interpretados los horizontes el siguiente paso fue utilizar los registros de pozos para interpolar o extrapolar valores de impedancia (para el caso de este estudio se utilizaron los registros de impedancia acústica e impedancia elástica a 20°) a lo largo y ancho del volumen ocupado por el cubo sísmico.

Es importante destacar que el modelo inicial, al ser construido con los datos de pozo, cubre todo el rango de frecuencias presentes en los registros (desde las más altas hasta las más bajas) lo que permite incorporar estas frecuencias al modelo de impedancia resultante de la inversión.

Para poder propagar la información puntual del pozo a lo largo del cubo es necesaria la utilización de técnicas geoestadística. En primera instancia es necesaria la generación de variogramas experimentales y realizar el ajuste al variograma teórico. Con ello se logra ver la similitud o disimilitud de los datos de los registros de pozo ubicados en el campo, así como de identificar una posible dirección preferencial de variación. Luego, mediante la utilización de *kriging*, se interpolan y extrapolan los

valores de impedancia del atributo. La forma estructural de esta información es controlada por los horizontes interpretados.

En la figura 5.46 se observa el modelo inicial de impedancia acústica obtenido. Es importante destacar que la construcción del modelo inicial implica el escalamiento de los registros sobre un modelo tridimensional que contiene una serie de capas, las cuales son definidas por el usuario. Este proceso conlleva a que valores máximos y mínimos de impedancia acústica se vean suavizados.

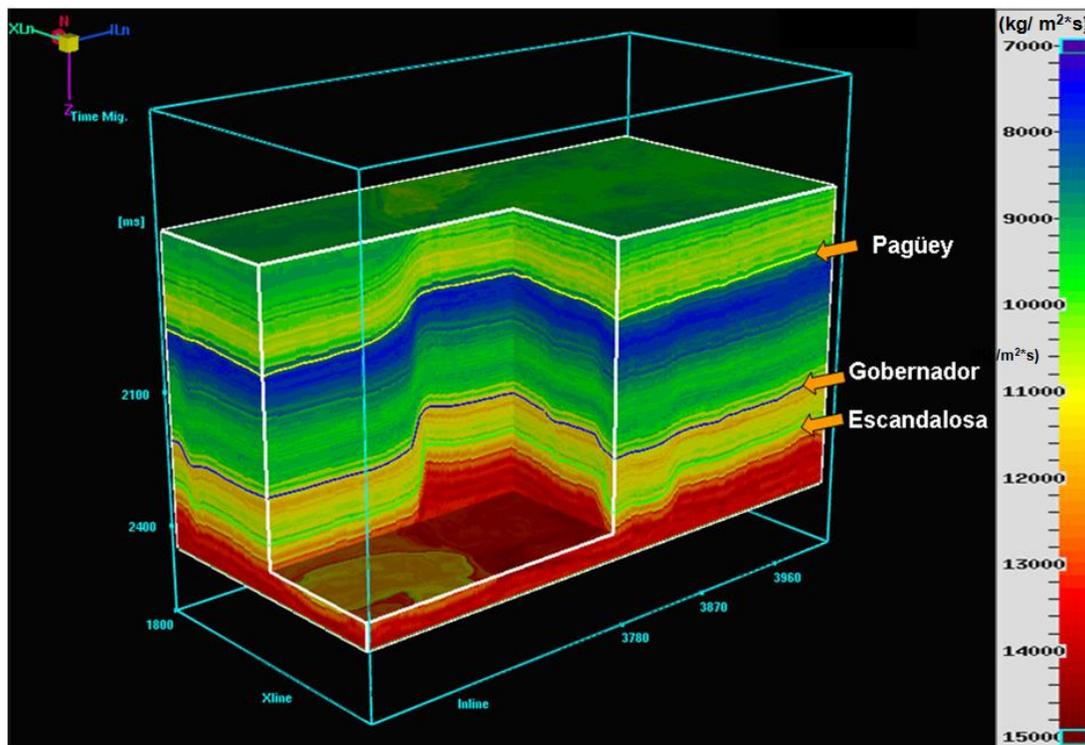


Figura 5.46. Modelo inicial de impedancia de onda P o impedancia acústica.

Para hacer comparable el modelo inicial resultante con el registro de pozo fue necesario aplicar un reescalamiento a los registros con una ventana de 9.77 m, que equivalen a un dieciséisavo (1/16) de la longitud de onda de la ondícula extraída para la inversión.

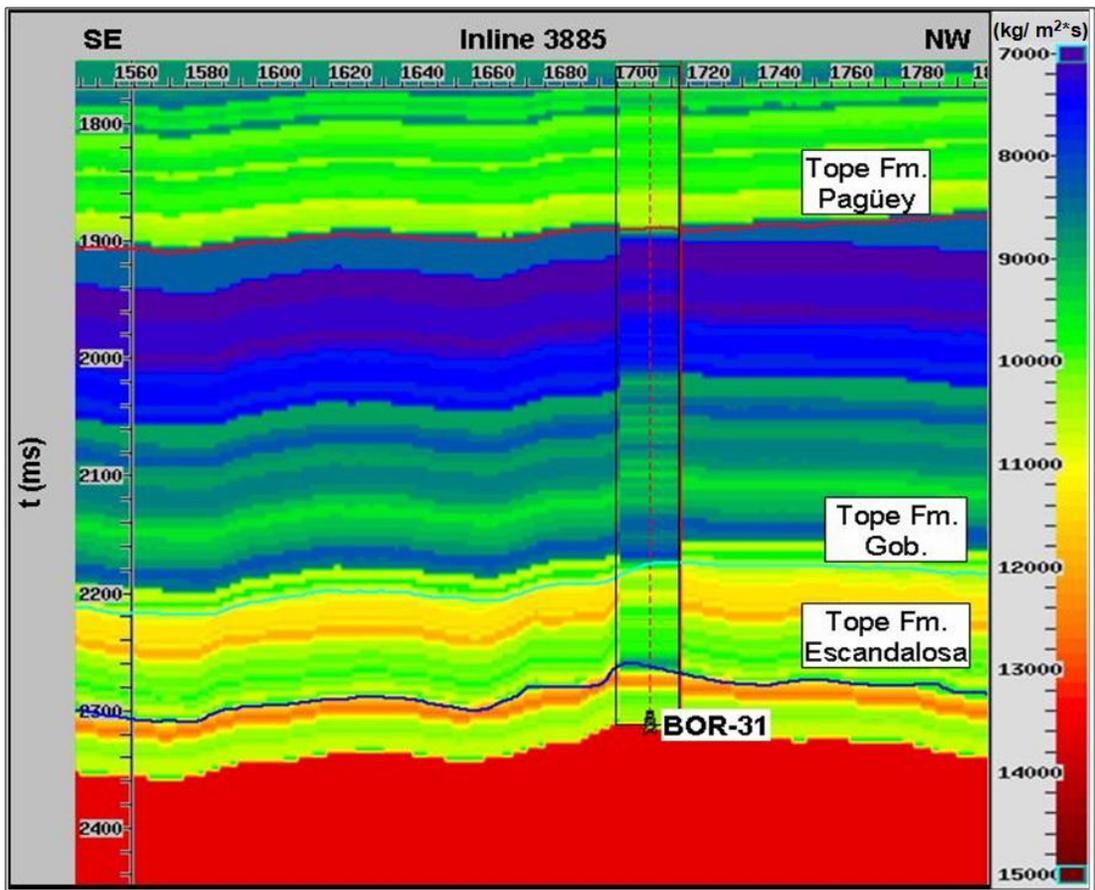


Figura 5.47. Ajuste ente el modelo inicial de impedancia acústica y registro de impedancia acústica reescalado del pozo BOR-31.

Para el caso del modelo inicial de impedancia elástica a 20° , la figura 5.48 muestra el resultado del modelo inicial generado.

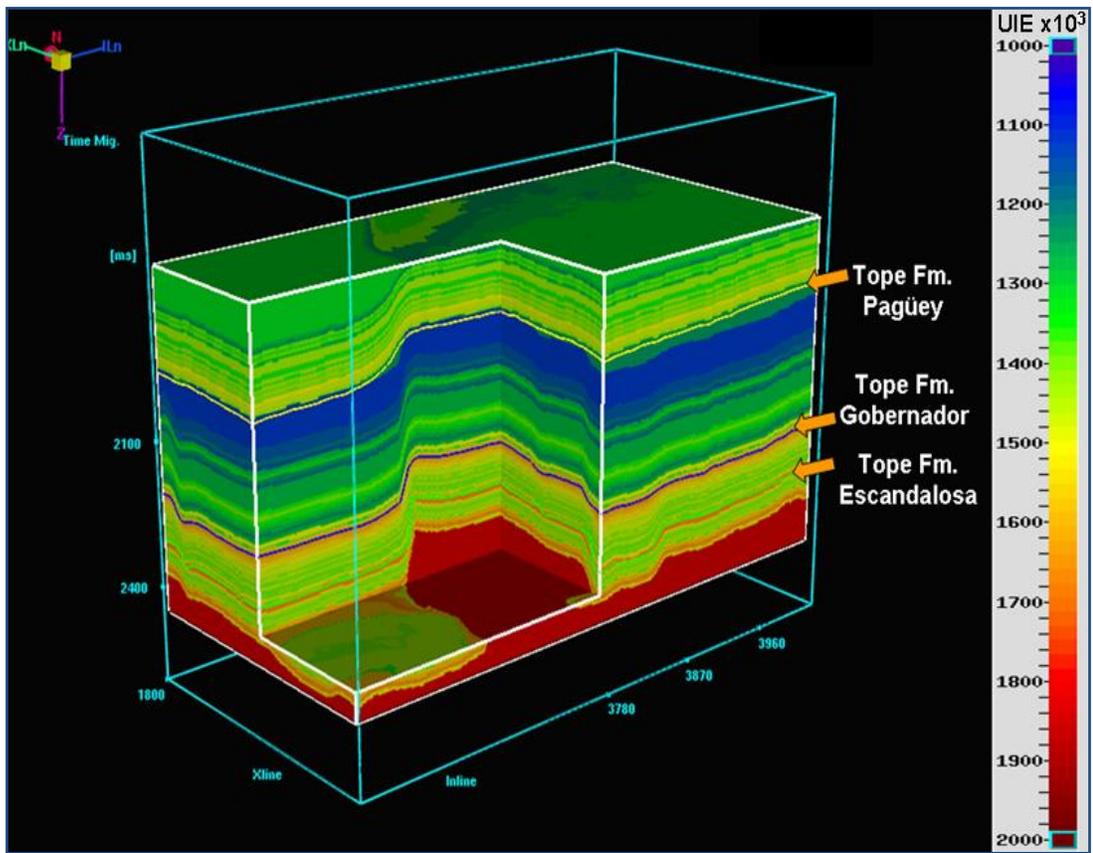


Figura 5.48. Modelo inicial de impedancia elastica a 20°.

El ajuste entre el registro de impedancia elástica a 20° perteneciente al pozo BOR-31 y el modelo inicial asociado es bueno, lo que certifica la calidad del modelo generado.

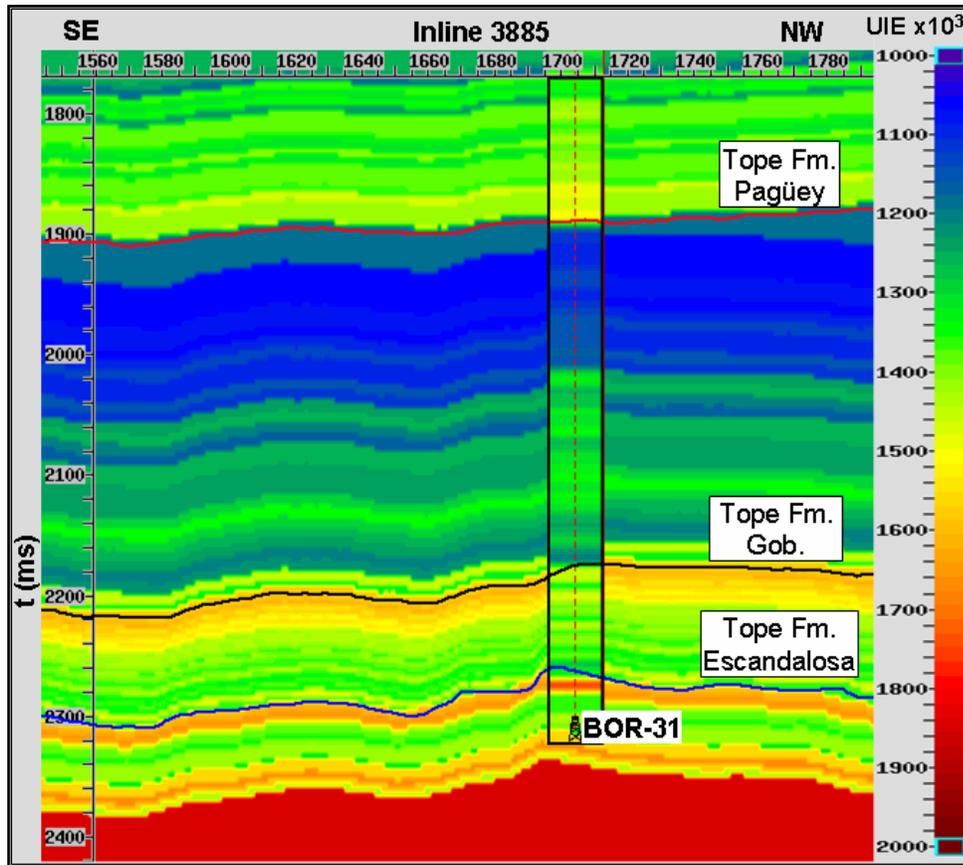


Figura 5.49. Ajuste entre el modelo inicial de IE (20°) y el registro de IE (20°) calculado con los registros del pozo BOR-31.

5.2.5 Inversión sísmica

La inversión sísmica es el último paso en esta etapa (ver figura 4.10), en el cual se fusionan todos los sub-productos anteriores para obtener como resultado un cubo invertido del atributo de interés. El algoritmo de inversión utilizado es el denominado “*sparse spike eginvector constreined*” (Makin *et al*, 1999). Los datos de entrada necesarios son: una ondícula promedio, el modelo inicial, el cubo sísmico, además de una serie de parámetros de control, los cuales garantizan la unicidad de la solución. Estos parámetros son (según la ayuda disponible en PARADIGM):

- Frecuencia mínima: representa la mínima frecuencia que define el espectro de la ondícula.

- Frecuencia máxima: representa la máxima frecuencia que define el espectro de la ondícula.
- Factor de escala: valor por el cual es necesario multiplicar la sísmica sintética para poder igualarla con la original.
- Corte de bajas frecuencias: representa la máxima frecuencia que define el rango de frecuencias a ser tomadas del modelo inicial con el objetivo de aportar la componente de baja frecuencia al resultado de la inversión. El valor utilizado en este caso fue la mínima frecuencia de la sísmica.
- Corte de altas frecuencias: representa la mínima frecuencia que define el rango de frecuencia a ser tomado del modelo inicial para construir la componente de alta frecuencia de los resultados de la inversión. El valor utilizado en este caso fue la máxima frecuencia de la data sísmica.

En la tabla 5.2 se muestran los parámetros usados para obtener el cubo invertido de impedancia acústica. La figura 5.50 corresponde al cubo obtenido.

Tabla 5.2. Parámetros de entrada utilizados para controlar la inversión del cubo de impedancia acústica.

Frecuencia mínima (Hz)	12
Frecuencia máxima (Hz)	55
Factor de Escala	$5,47 \times 10^{-8}$
Corte de bajas frecuencia (Hz)	14
Corte de altas frecuencias (Hz)	55

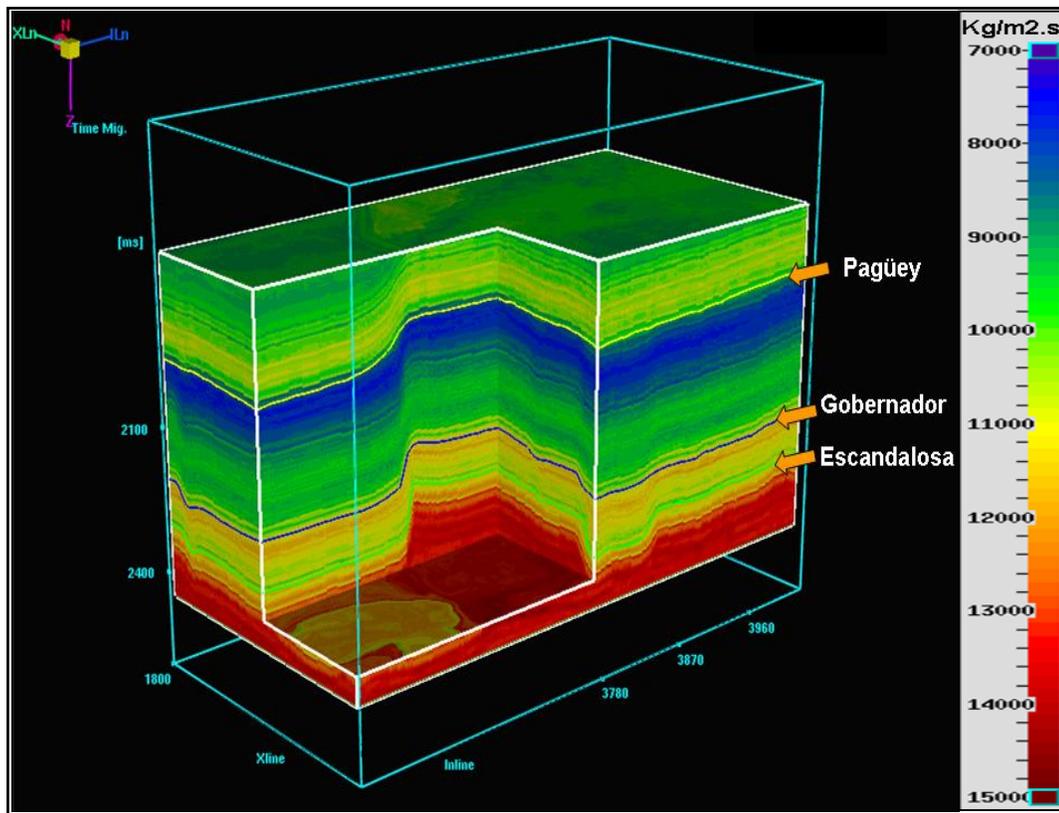


Figura 5.50. Cubo de impedancia acústica resultante.

Como control de calidad, es necesario verificar el ajuste del cubo obtenido con los registros de pozo, para ello se utilizó el pozo BOR-31, y el resultado se muestra en la figura 5.51, donde se puede observar que el ajuste obtenido es muy bueno. Una de las ventajas de la inversión es la conversión de información de reflexiones (sísmica) a impedancia (información de intervalo). Por esta razón es importante destacar que como se muestra en la figura 5.51, ahora las interpretaciones de horizontes se encuentran ubicadas justo en la interfaces geológica y no en un máximo o mínimo local, esto es debido a que la inversión extrae el efecto de la ondícula y reconstruye el modelo de impedancias del subsuelo basado en el modelo inicial.

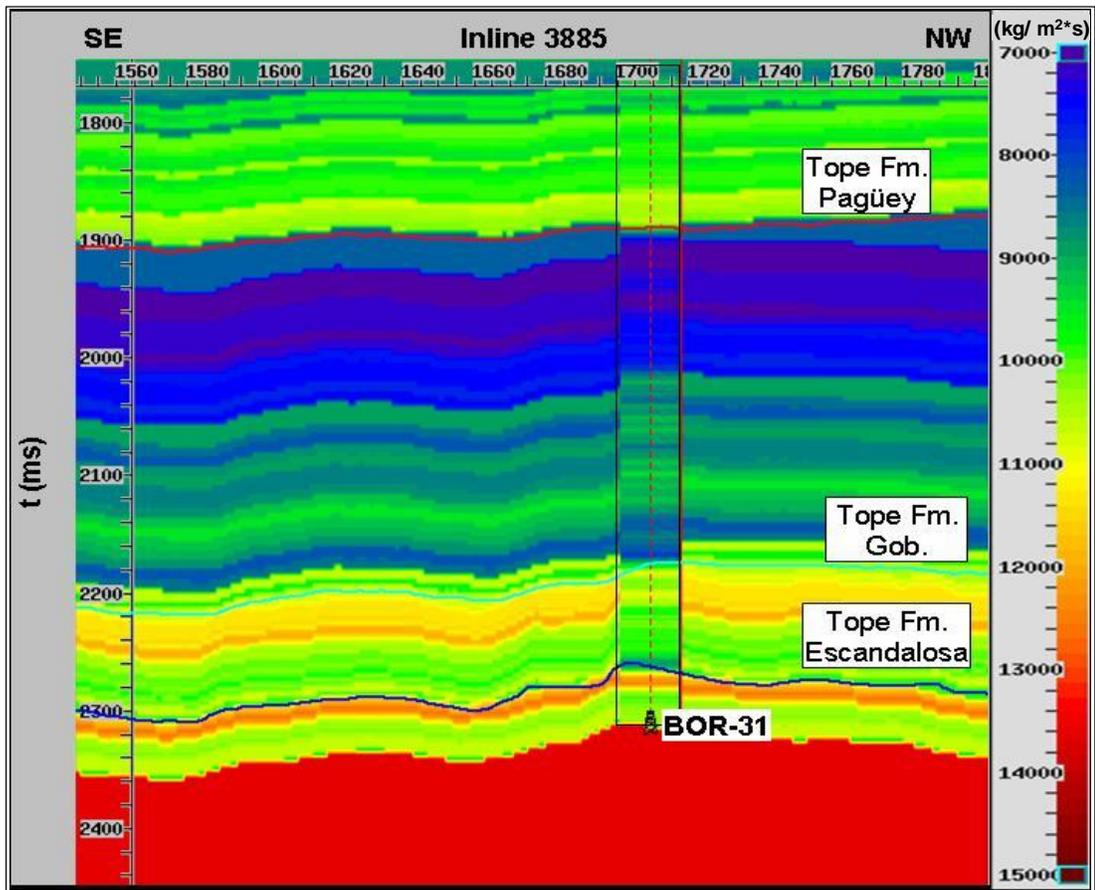


Figura 5.51. Sección del cubo de impedancia acústica junto con el registro de impedancia acústica perteneciente al pozo BOR-31. Nótese la buena correspondencia existente entre ambos.

La inversión sísmica, además del cubo de impedancia, permite generar un cubo de sísmica sintética, el cual sirve de control de calidad de la inversión al compararlo con el cubo original. La figura 5.52 muestra esta comparación y evidencia que existe una buena alta similitud entre ambos cubos; sin embargo, es necesario mencionar que la sísmica sintética presenta una mayor resolución vertical y una mayor continuidad lateral de los reflectores sísmicos.

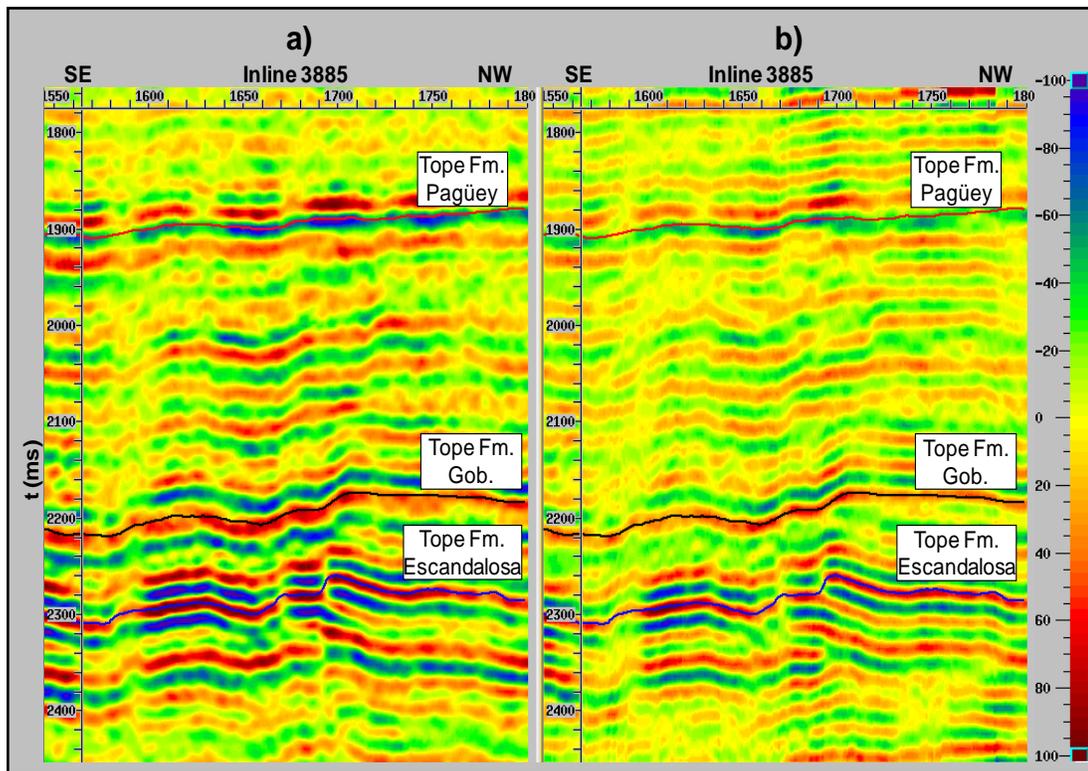


Figura 5.52. Comparación entre el cubo apilado cercano figura a, con respecto a la sísmica sintética en la figura b. Nótese la similitud existente entre ambas secciones lo que evidencia la buena calidad del volumen de IA generado.

El aumento de resolución vertical se hace notorio al comparar los espectros de amplitud de ambas sísmicas, mostrados en la figura 5.53. La resolución de la sísmica original ($\lambda/4$) es de unos 128,7 pies y con la sísmica sintética la resolución pasa a 98,8 pies como se observa en la tabla 5.3.

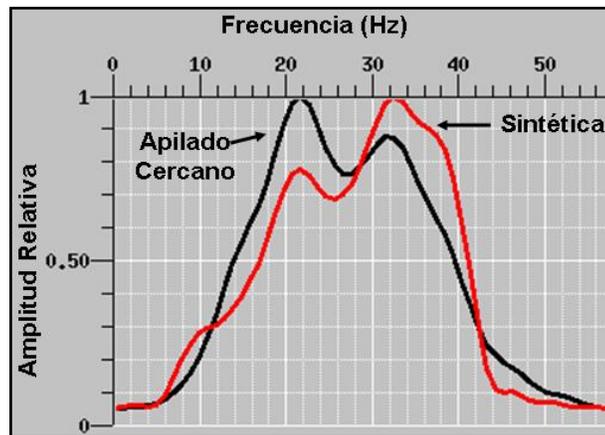


Figura 5.53. Espectro de frecuencia.

Tabla 5.3. Resolución vertical para cubo sísmico original y sísmica sintética.

Sísmica	Frecuencia	Velocidad onda P (zona de interés)	Resolución Vertical ($\lambda/4$)
Apilado Cercano	23 Hz.	3597,8 m/s	39,1m ó 128,28 pies
Sintética	32 Hz.	3597,8 m/s	28,1 m ó 92,19 pies

Debido a que el interés del estudio es la discriminación litológica, y se centra a nivel de los Mbos. “O” y “P” de la Formación Escandalosa se generaron mapas de impedancia acústica asociados a los mismos. Los mapas mostrados en las figuras 5.54 y 5.55 se obtuvieron al realizar un promedio RMS entre el tope y base de estos miembros.

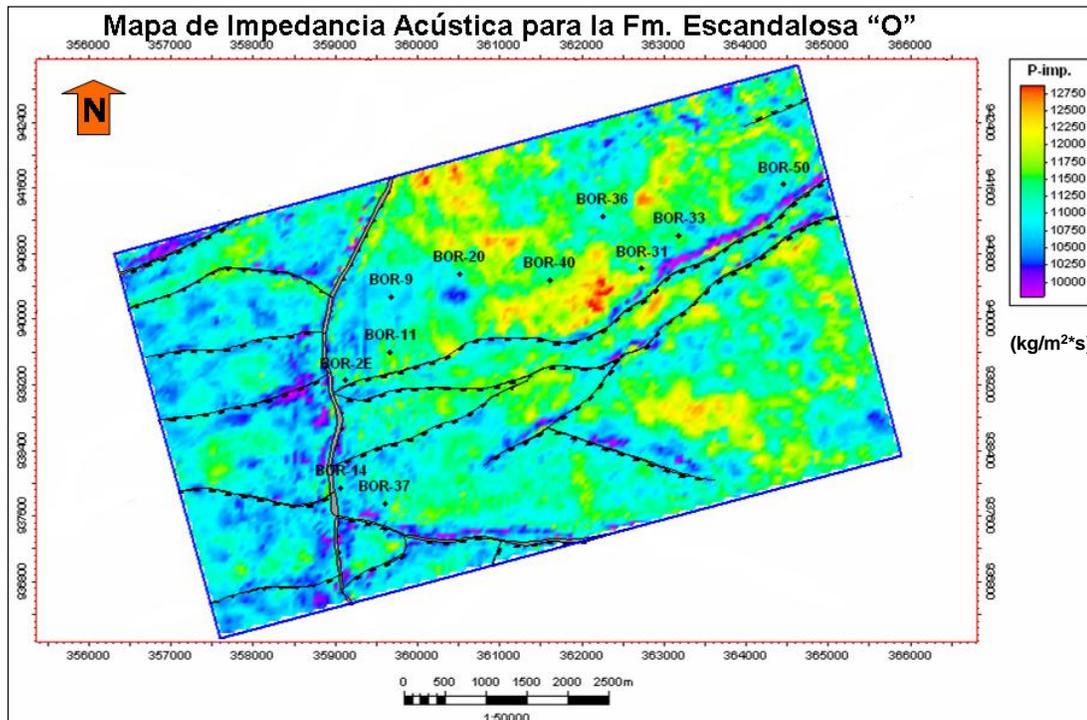


Figura 5.54. Mapa promedio RMS de impedancia acústica para el Mbo. "O".

Un análisis preliminar del mapa asociado al Mbo. "O" de la Fm. Escandalosa permite inferir el grado de heterogeneidad que presenta dicho yacimiento, lo cual queda evidenciado por la alta variación lateral de los valores promedio de IA mostrados en el mapa. Con respecto al mapa correspondiente al Mbo "P" de la Fm. Escandalosa, este no presenta variaciones muy significativas entre los valores de IA (los cuales varían entre 10100 y 11600 $\text{kg}\cdot\text{m}^2/\text{s}$). Esto se debe posiblemente a que las litologías presentes en este yacimiento presentan características acústicas similares.

Otro aspecto que se evidencia en estos mapas es el efecto que tienen las fallas sobre los valores de IA. Este fenómeno ocurre debido a que en estas zonas las amplitudes sísmicas se ven atenuadas por la falta de enfoque de la energía, lo cual se traduce en zonas de baja IA al realizar la inversión acústica.

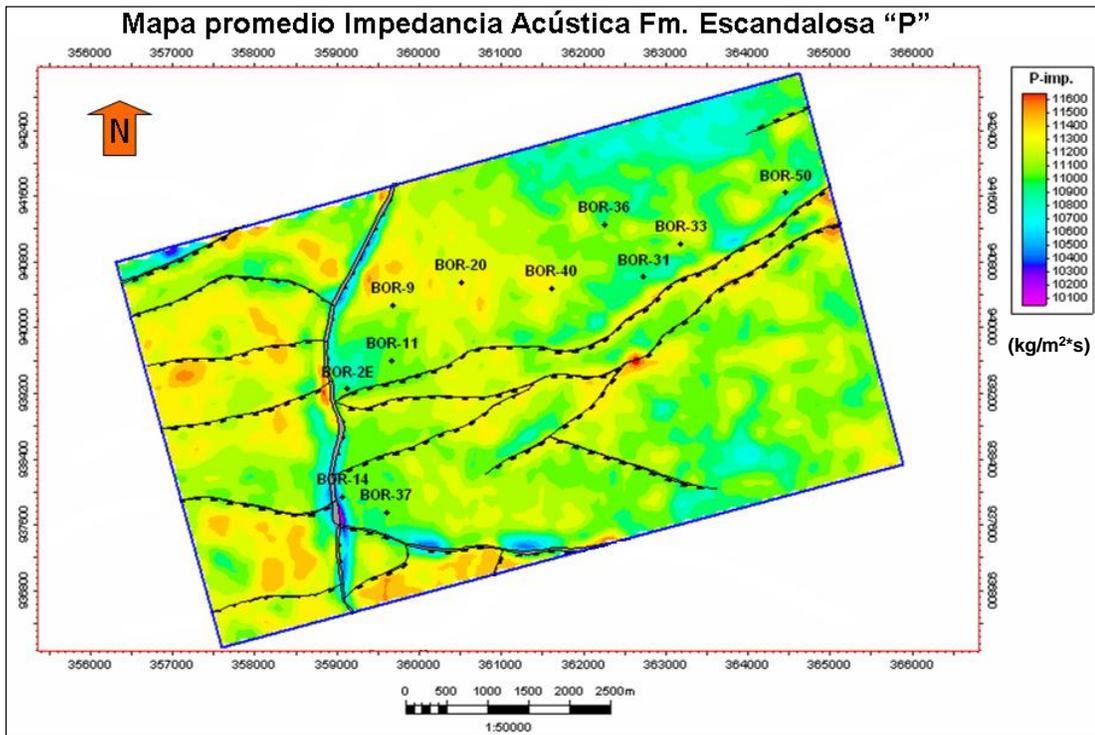


Figura 5.55. Mapa promedio RMS de impedancia acústica para el Mbo. "P" de la Fm Escandalosa.

En el caso de la impedancia elástica en la figura 5.56 se muestra el cubo resultante y la tabla 5.4 contiene los parámetros utilizados para realizar la inversión.

Tabla 5.4. Parámetros de entrada utilizados para controlar la inversión del cubo de impedancia elástica a 20°.

Frecuencia mínima (Hz)	11
Frecuencia máxima (Hz)	38
Factor de Escala	2,549e-7
Corte de bajas frecuencias (Hz)	12
Corte de altas frecuencias (Hz)	38

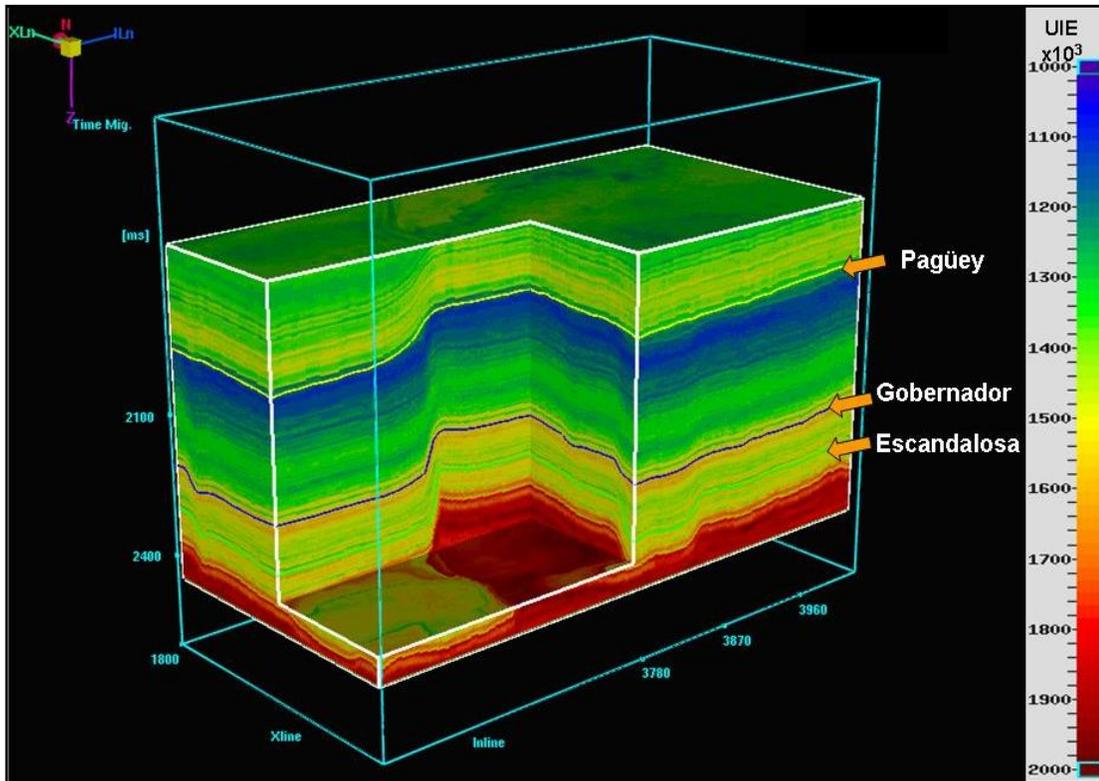


Figura 5.56. Cubo invertido de impedancia elástica a 20°.

El ajuste de la inversión, es bastante bueno, como lo muestra la figura 5.57, en la cual se aplica el control de calidad al cubo invertido, comparando los valores de este con los valores correspondientes a los pozos, en este caso se muestra el pozo BOR-31.

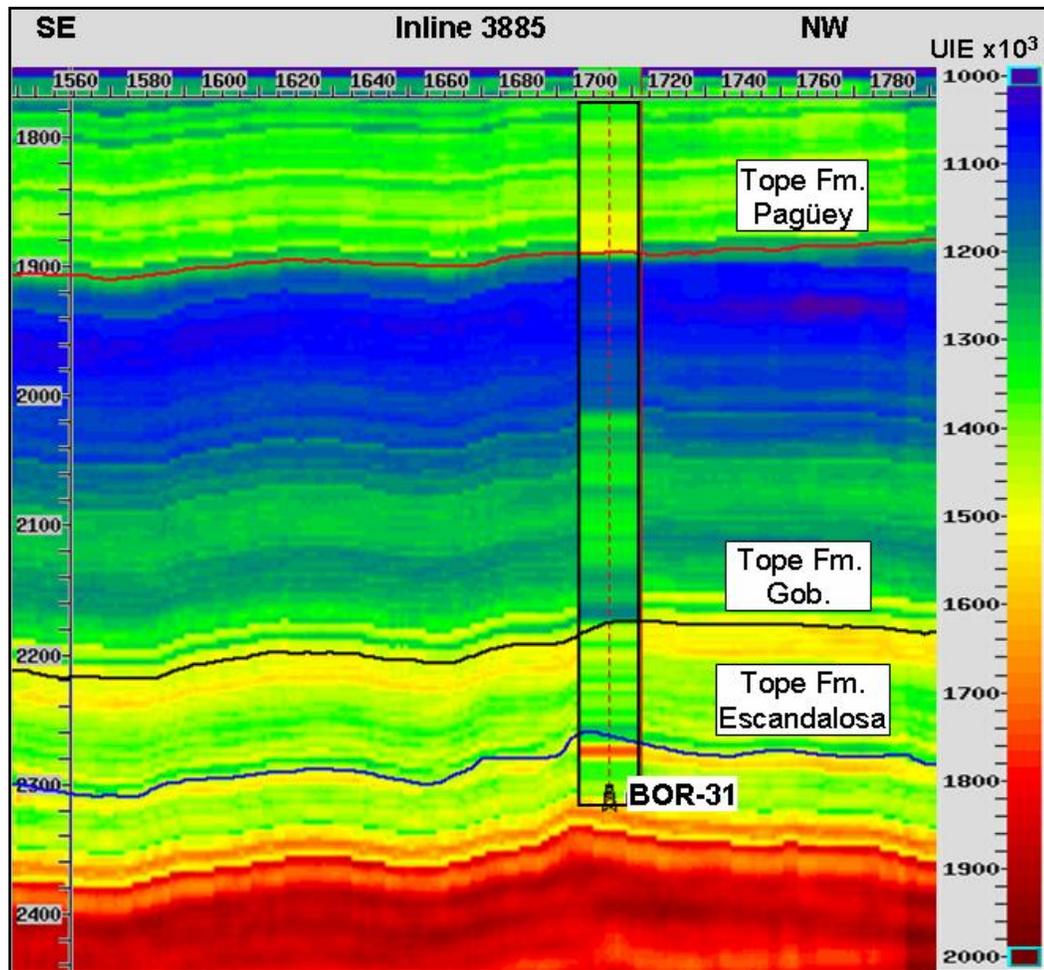


Figura 5.57. Sección del cubo de IE (20°) junto con el registro de IE (20°) perteneciente al pozo BOR-31. Nótese la buena correspondencia existente entre ambos.

De igual manera se generaron mapas a nivel de los Mbos. “O” y “P” de la Fm. Escandalosa, los cuales son presentados en las figuras 5.58 y 5.59 respectivamente.

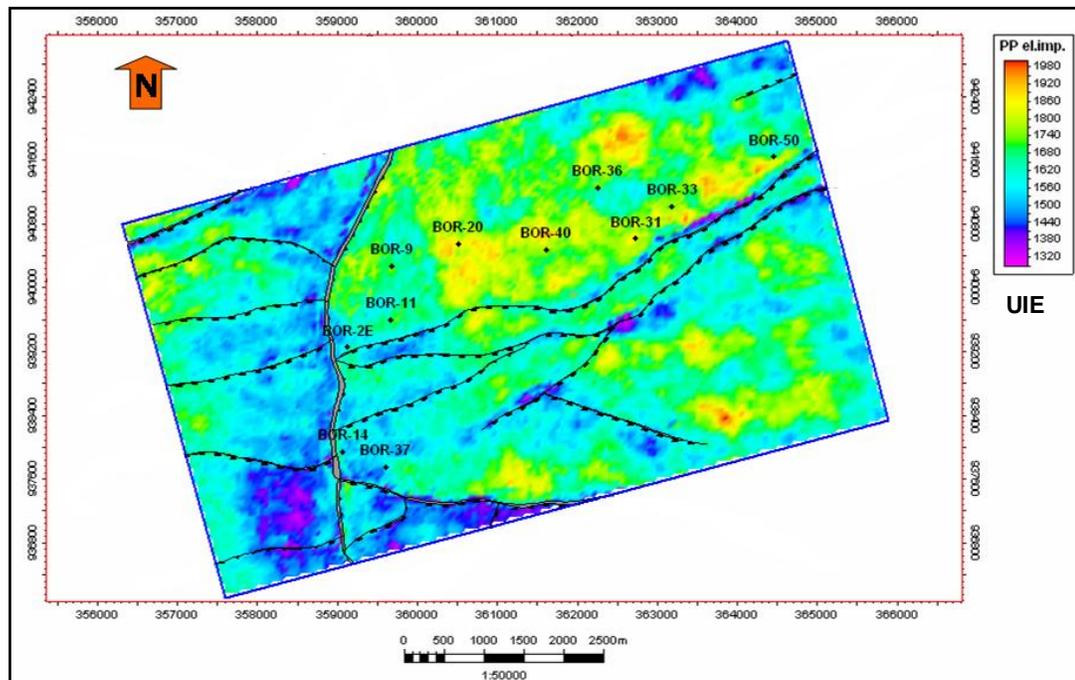


Figura 5.58. Mapa de impedancia elástica a 20° para el Miembro "O".

A nivel del Mbo. "O", los valores bajos de impedancia elástica se encuentran, en mayor medida, hacia el SO del yacimiento muy próximo a la falla principal del campo. Esta falla es inversa y posee un salto de unos 500 pies.

Para el Mbo. "P" los patrones no están muy bien definidos, pero se observa que hacia el centro del yacimiento se encuentran altos valores de IE (20°). Es importante mencionar que al igual que en los mapas de IA, se observa presencia de valores bajos de IE (20°) asociado a la presencia de fallas.

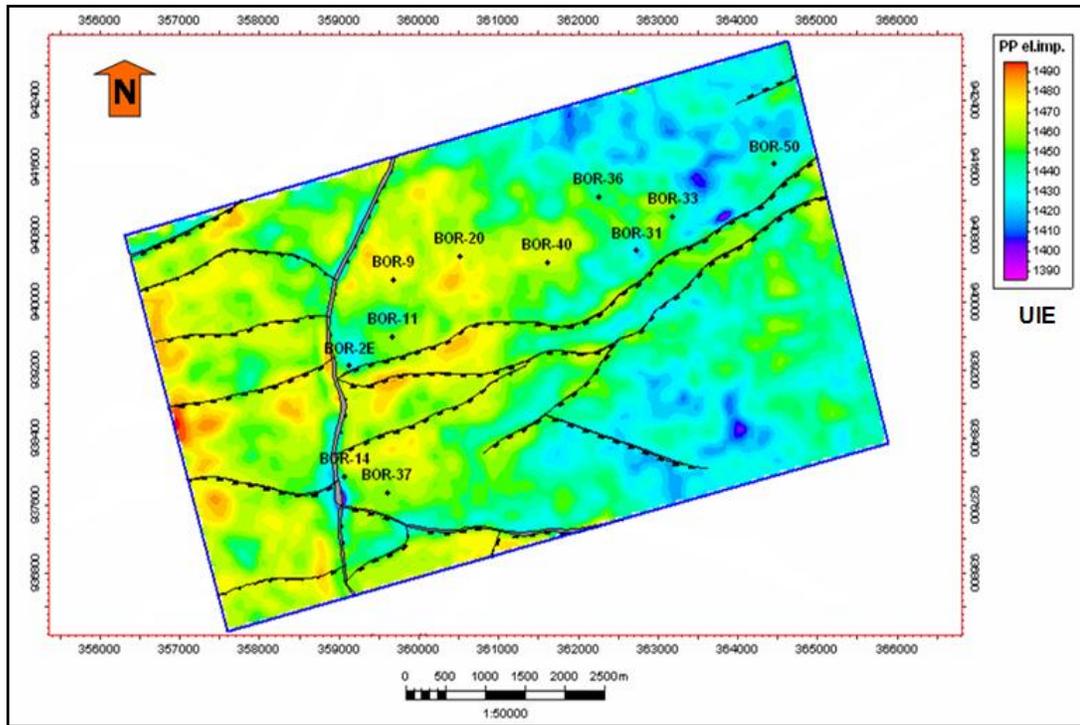


Figura 5.59. Mapa de impedancia elástica a 20° para el Mbo. "P" de la Fm. Escandalosa.

El control de calidad entre la sísmica sintética y la original, para el caso de la inversión elástica, fue realizado de igual manera que en la inversión acústica y se muestra en la figura 5.60. Este análisis evidencia que existe una significativa mejora en la resolución sísmica vertical, así como un mejor delineamiento de los eventos sísmicos en el cubo correspondiente a la sísmica sintética, con respecto a los datos sísmicos originales.

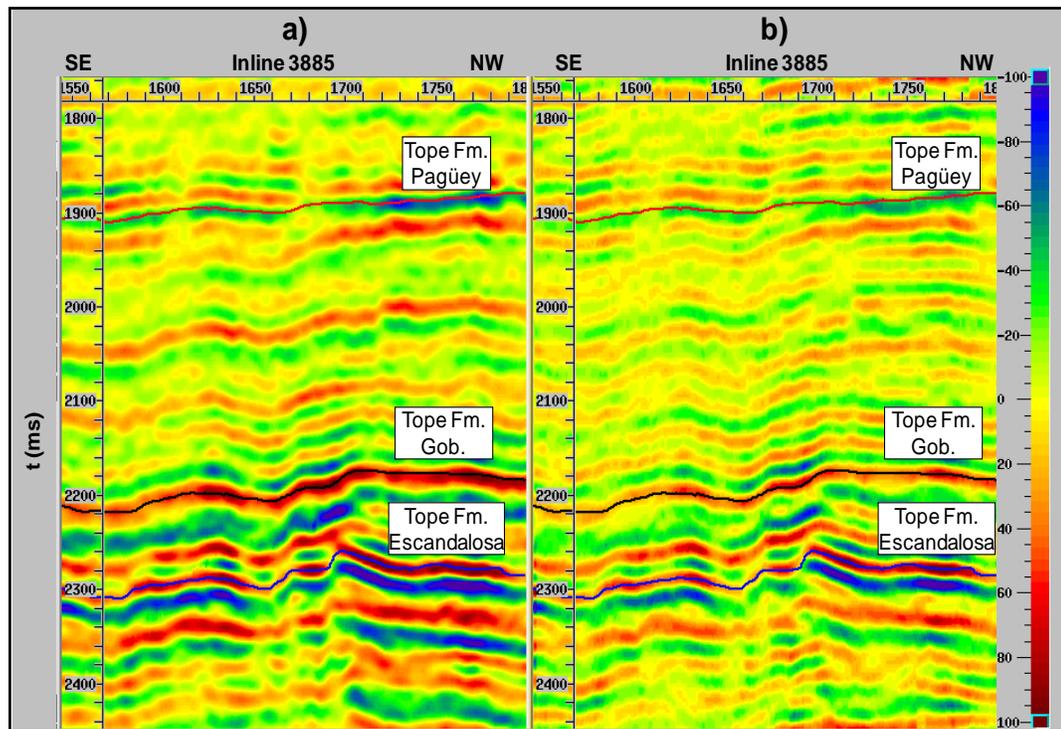


Figura 5.60. Comparación entre el cubo apilado medio figura a, con respecto a la sísmica sintética en la figura b. Nótese la similitud existente entre ambas secciones lo que evidencia la buena calidad del volumen de IE (20°) generado.

Al comparar los espectros de amplitud, en la figura 5.61 de ambas sísmicas se observa que el aumento de la resolución es similar, pues la sísmica sintética también posee una frecuencia dominante de 32 Hz, con lo cual la resolución sísmica vertical $\lambda/4$ pasa de 39,8 m a 28,1 m (tabla 5.5).

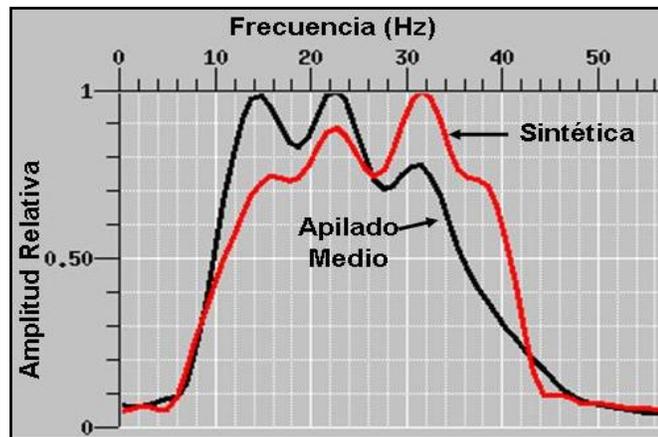


Figura 5.61. espectros de amplitud de la sísmica original y sintética.

Tabla 5.5. Resolución sísmica vertical entre el cubo sísmico original y el cubo de sísmica sintética.

Sísmica	Frecuencia	Velocidad onda P (zona de interés)	Resolución Vertical ($\lambda/4$)
Apilado Medio	23Hz.	3597,8 m/s	39,1m ó 128,28 pies
Sintética	32Hz.	3597,8 m/s	28,1 m ó 92,19 pies

5.3 Clasificación de facies

Este es el proceso final, mediante el cual, la información de pozo (gráficos cruzados de atributos y las PDFs) se fusiona con los resultados de la inversión sísmica (cubos de atributos elásticos y mapas de atributos elásticos), para generar mapas de probabilidad de litofacies. Estos mapas servirán como base para la interpretación de las variaciones litológicas en los yacimientos de estudio. La metodología utilizada durante esta fase del trabajo se muestra en la figura 4.11.

5.3.1 Análisis de la componente principal (PCA, por sus siglas en inglés)

Debido al bajo contraste entre las propiedades de los fluidos presentes en las areniscas (con agua y petróleo con 28°API), no fue posible la discriminación de fluido en los distintos gráficos cruzados, por lo que las litofacies “arenisca con agua” y “arenisca con petróleo” se unificaron en una sola llamada “arenisca”. En la figura 5.62, el gráfico cruzado de impedancia acústica *versus* impedancia elástica a 20° muestra el comportamiento de todas las litofacies, resultantes de esta nueva definición.

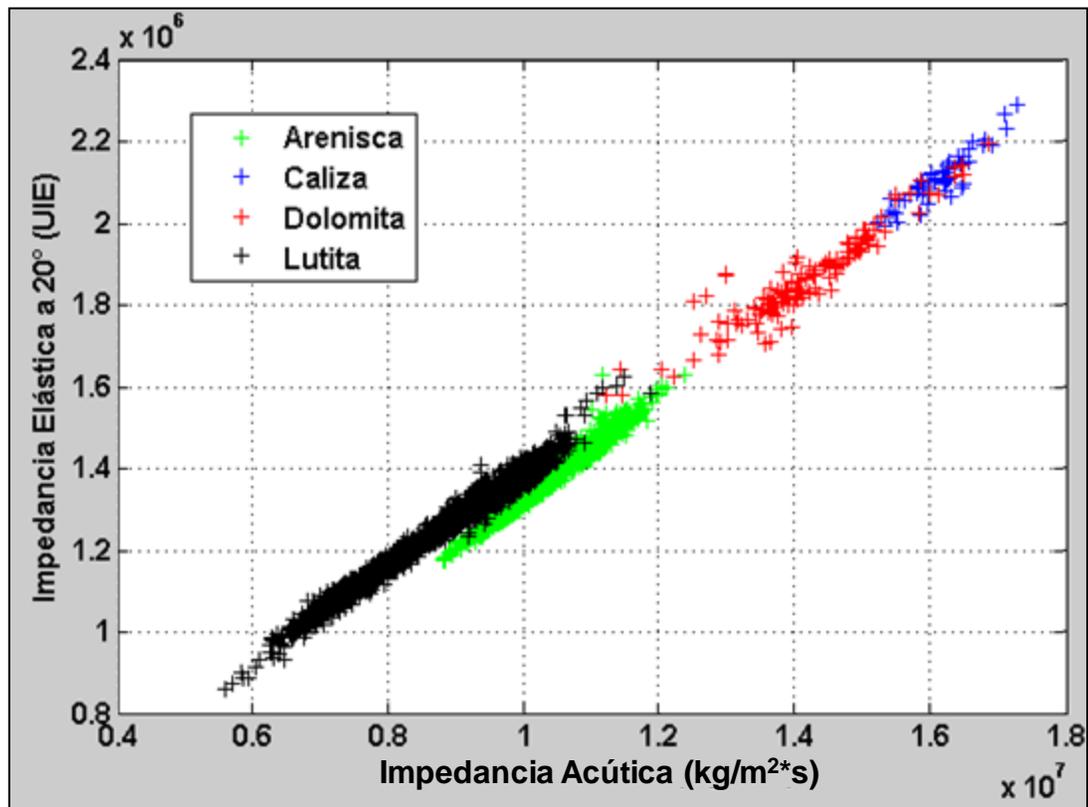


Figura 5.62. Gráfico cruzado de impedancia acústica versus impedancia elástica a 20° de las litofacies definidas.

Al contar con cuatro litofacies en este nuevo dominio, es necesario estimar nuevamente las PDFs. En la figura 5.63 se muestra el resultado y se resalta con un

cuadrado negro la zona en la cual se ubican las litofacies de areniscas y lutitas, las cuales presentan un solapamiento. Este fenómeno se debe a que al trabajar con sedimentos clásticos altamente consolidados como los que conforman el Mbo. “P” de la Fm. Escandalosa, las propiedades de ambas litofacies presentan cierto grado de similitud.

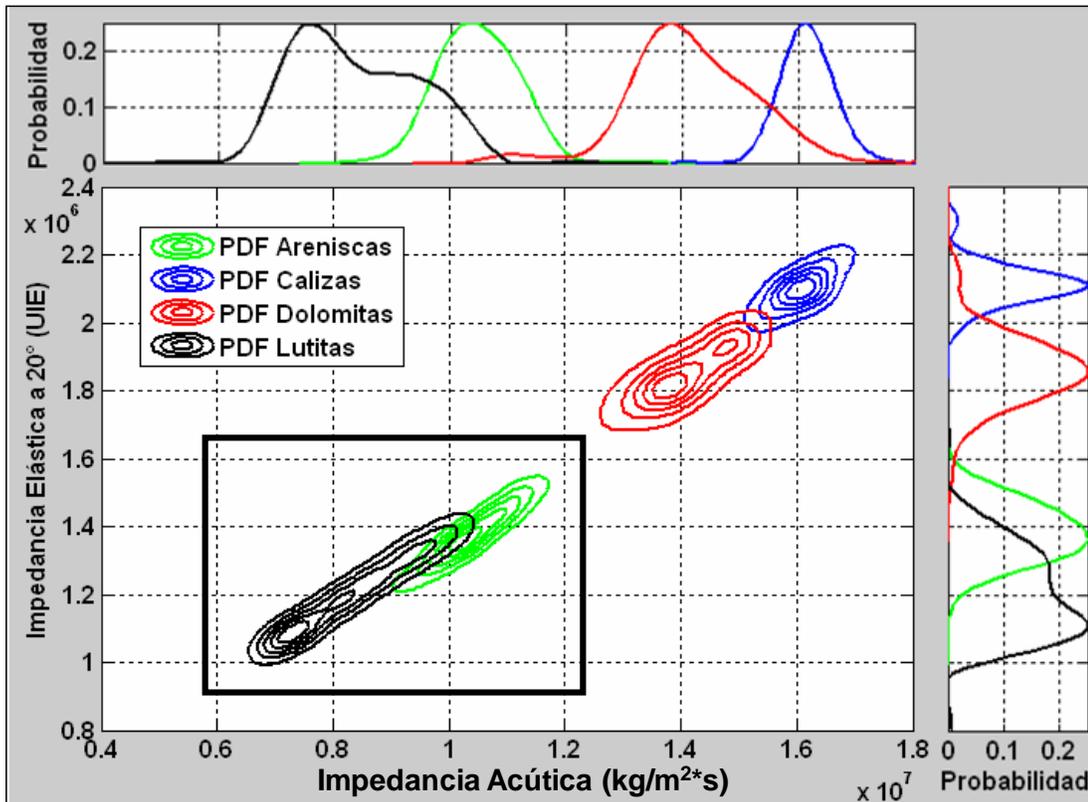


Figura 5.63.Gráfico cruzado de impedancia acústica *versus* impedancia elástica a 20° con las PDFs obtenidas para las cuatro litofacies definidas.

La figura 5.64 presenta un detalle del comportamiento de las areniscas y lutitas en el dominio IA *versus* IE (20°) así como sus PDFs asociados. En naranja se resalta el área de solapamiento entre las litofacies, lo cual dificulta la discriminación de las mismas en este dominio. Es importante recordar que se utilizaron los datos de las formaciones Pagüey, Gobernador, La Morita y Escandalosa para construir los PDFs con la finalidad de contar con una buena densidad de datos.

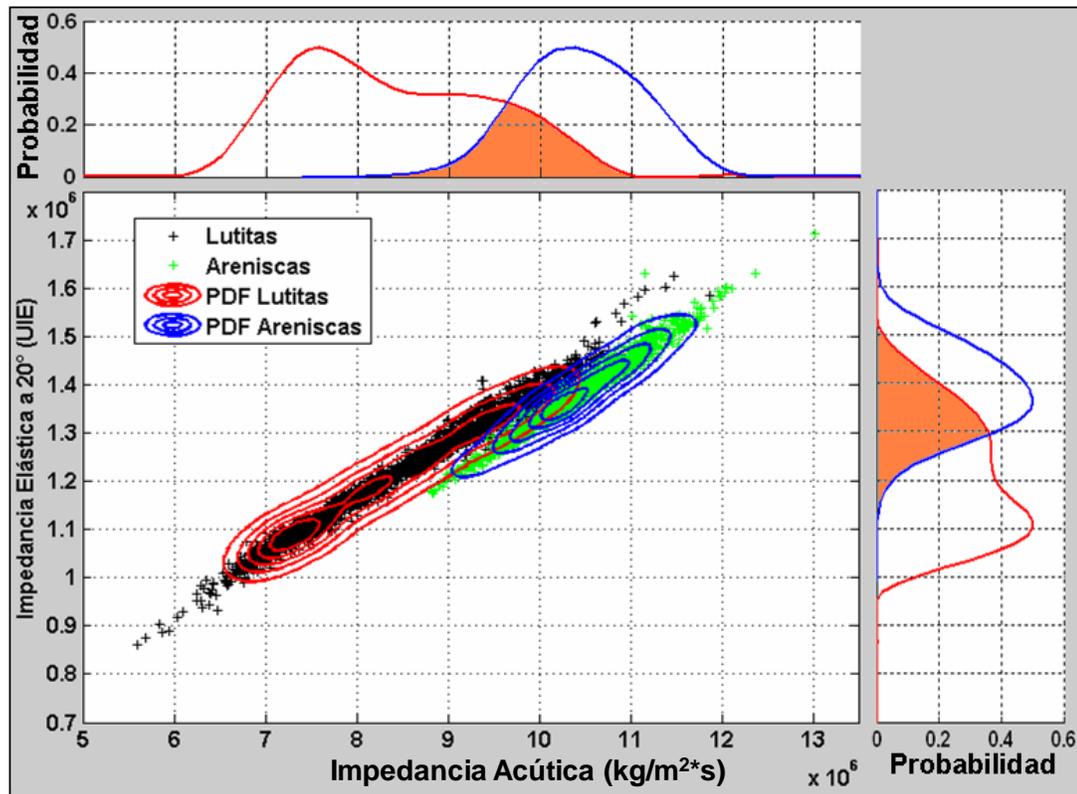


Figura 5.64. Gráfico cruzado de impedancia acústica *versus* impedancia elástica a 20° . El solapamiento de ambas litofacies se resalta en naranja en ambos dominios, este factor es importante pues reduce la precisión al momento de discriminar entre areniscas y lutitas.

Debido a que el dominio impedancia acústica *versus* impedancia elástica a 20° presentan una alineación preferencial, lo que impide observar una buena separación entre las litofacies, se utilizó la herramienta matemática denominada Análisis de la Componente Principal (PCA, por sus siglas en inglés) disponible en MATLAB, con la finalidad de llevar a un nuevo dominio en el que las variables no se encuentren correlacionadas entre sí y se maximice la varianza de los datos estudiados. En la figura 5.65 se muestran las proyecciones de los datos de las litofacies en el nuevo dominio formado por las dos primeras componentes principales producto del análisis. Estos nuevos atributos no representan ninguna propiedad física, sino forman un nuevo dominio con mayor capacidad de discriminación entre las litofacies definidas.

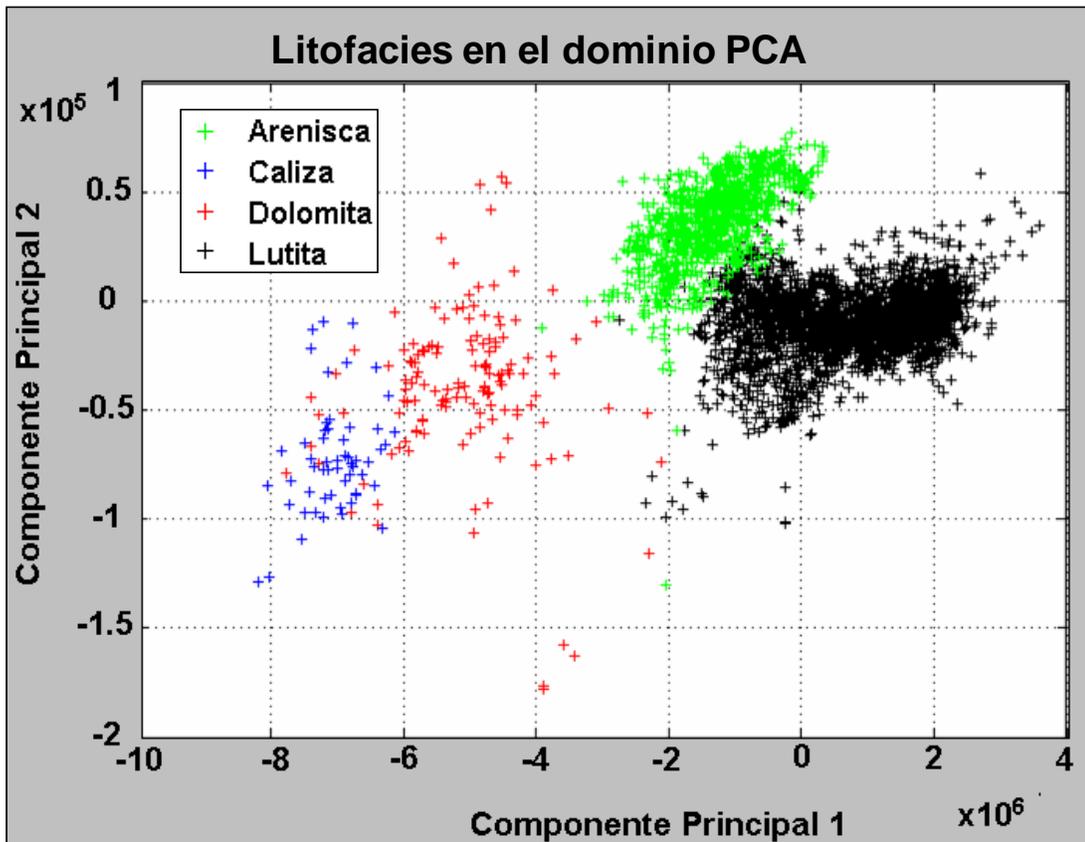


Figura 5.65. Proyección en el dominio del PCA de las litofacies.

En este nuevo dominio se procedió a calcular nuevamente las PDFs, las cuales se muestran en la figura 5.66. Si se compara esta figura con la 5.63 se evidencia que el nivel de solapamiento que se tiene entre las PDFs de las litofacies clásticas es menor, lo que confirma que este dominio es el más propicio para realizar la clasificación de facies.

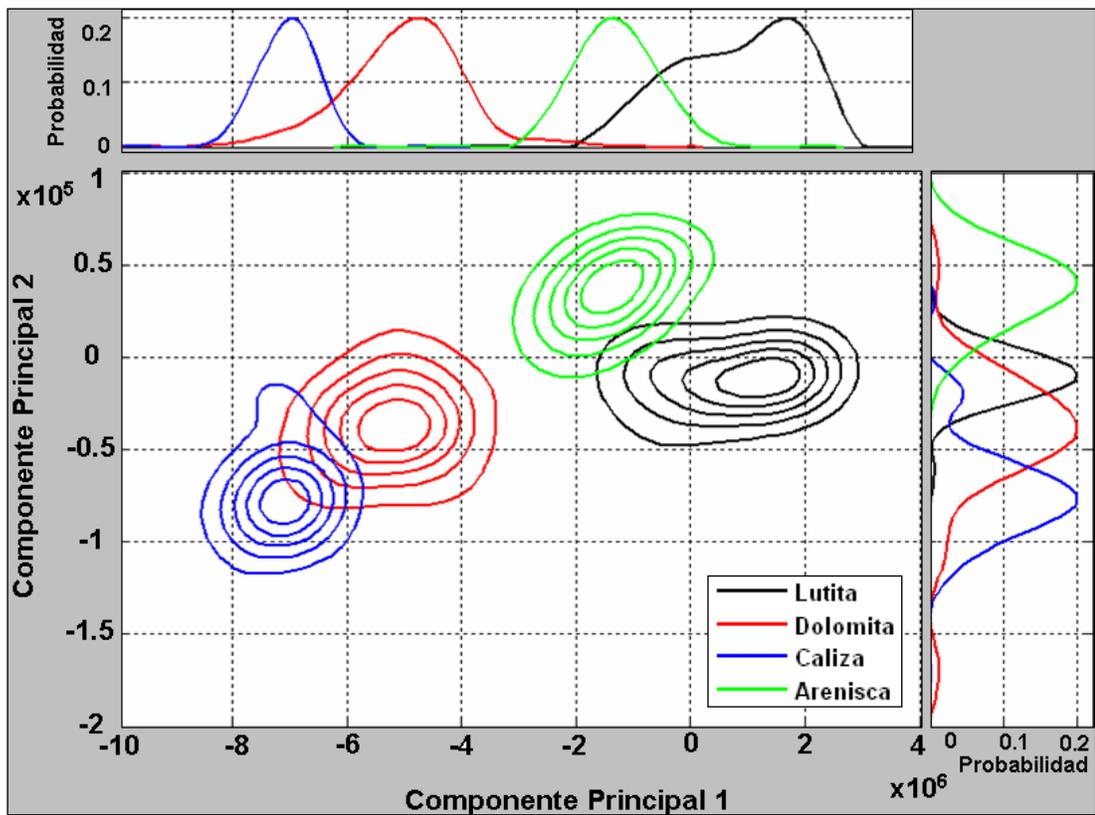


Figura 5.66. PDFs en el dominio de las componentes principales.

5.3.2 Clasificación bayesiana

Durante esta etapa, a cada punto dentro de los mapas para los miembros “O” y “P” se le asignó una probabilidad de pertenecer a cada una de las litofacies mediante una clasificación bayesiana y en las PDFs de la figura 5.66.

En primera instancia se clasificaron los datos correspondientes al Mbo. “O”. Para ello, en el gráfico cruzado de la figura 5.67 se encuentran los valores correspondientes de IA y de IE (20°) de cada punto con coordenadas “X” e “Y” de los mapas mostrados en las figuras 5.54 y 5.55.

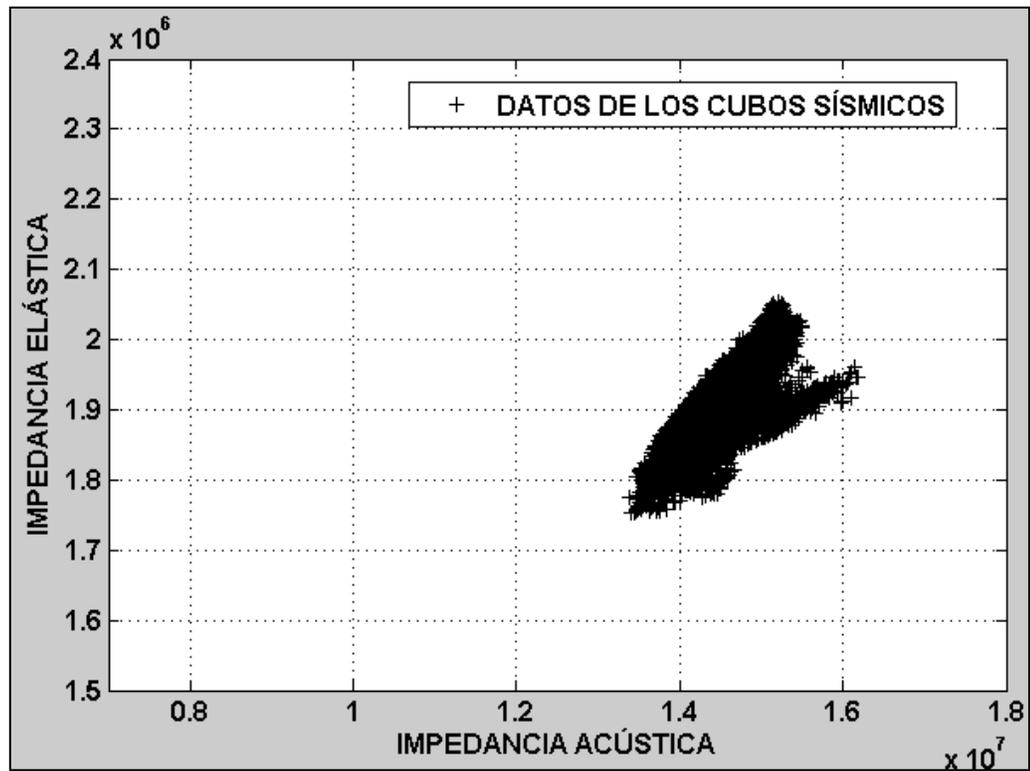


Figura 5.67. Gráfico cruzado correspondiente a los datos de los mapas de las figuras 5.54 y 5.55.
 Cada punto corresponde a una localización con coordenadas “X” e “Y” de los mapas.

Posteriormente los datos sísmicos fueron proyectados en el dominio de las componentes principales para poder aplicar la clasificación de facies. En la figura 5.68 se observa la distribución de los datos sísmicos junto con las PDFs de las litofacies de dolomitas y calizas.

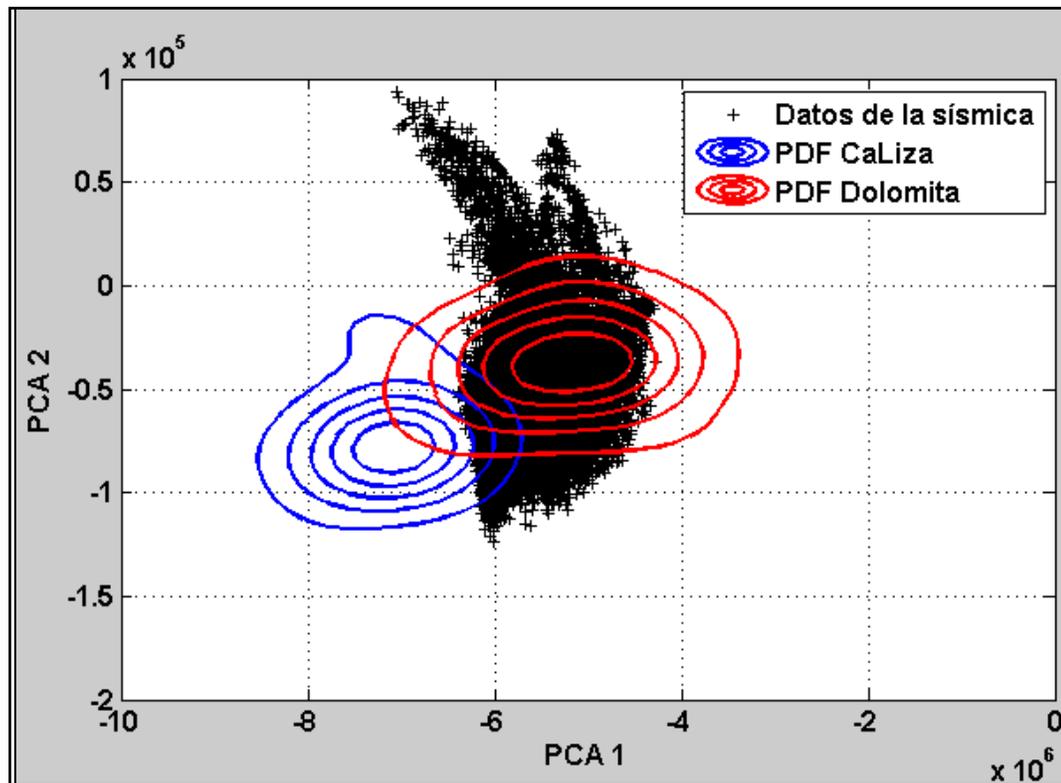


Figura 5.68. Gráfico cruzado de la primera (PCA 1) versus a segunda componente principal (PCA 2) obtenidos a partir de los datos sísmicos, junto con las PDFs construidas con datos de pozo, para el Mbo. "O" de la FM. Escandalosa.

Luego mediante una clasificación bayesiana (realizada mediante la función *asigclas* del apéndice B), se le asignó la probabilidad a cada punto de la sísmica de pertenecer a cada una de las litofacies para generar los diferentes mapas de probabilidad de litofacies. En la figura 5.69 se muestran el resultado de la clasificación de caliza, se observa que una muy baja población de datos son clasificados como caliza, esto debido a la heterogeneidad del Mbo. "O" y al hecho de trabajar con mapas promedio, los cuales tienden a suavizar los valores altos de impedancia, como lo evidencian los análisis de física de rocas están asociados a las calizas.

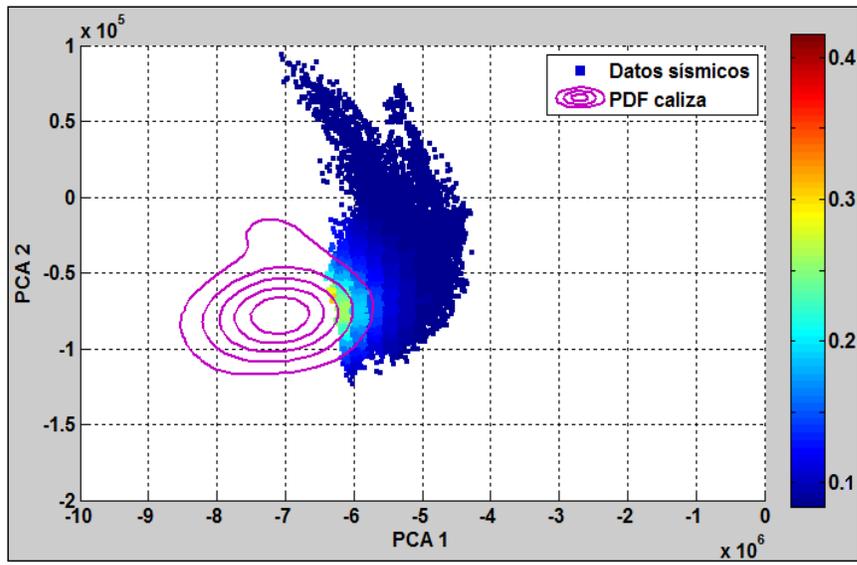


Figura 5.69. Gráfico cruzado en el dominio de las componentes principales. Los datos se encuentran coloreados por probabilidad de caliza.

Respecto a la clasificación de dolomita, debido a que esta población corresponde a las bajas impedancias, la mayoría de los datos sísmicos presentan valores de probabilidad elevados de esta propiedad.

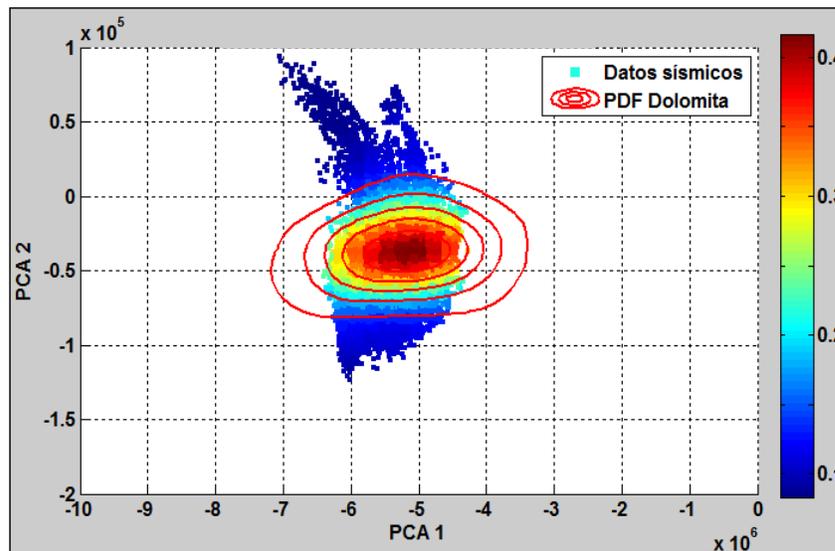


Figura 5.70. Gráfico cruzado en el dominio de las componentes principales. Los datos se encuentran coloreados por probabilidad de dolomita.

Una vez clasificados los datos sísmicos es posible obtener mapas de probabilidad de facies a nivel del Mbo. "O" de la Fm. Escandalosa. En la figura 5.71 se observa el mapa de probabilidad de dolomita.

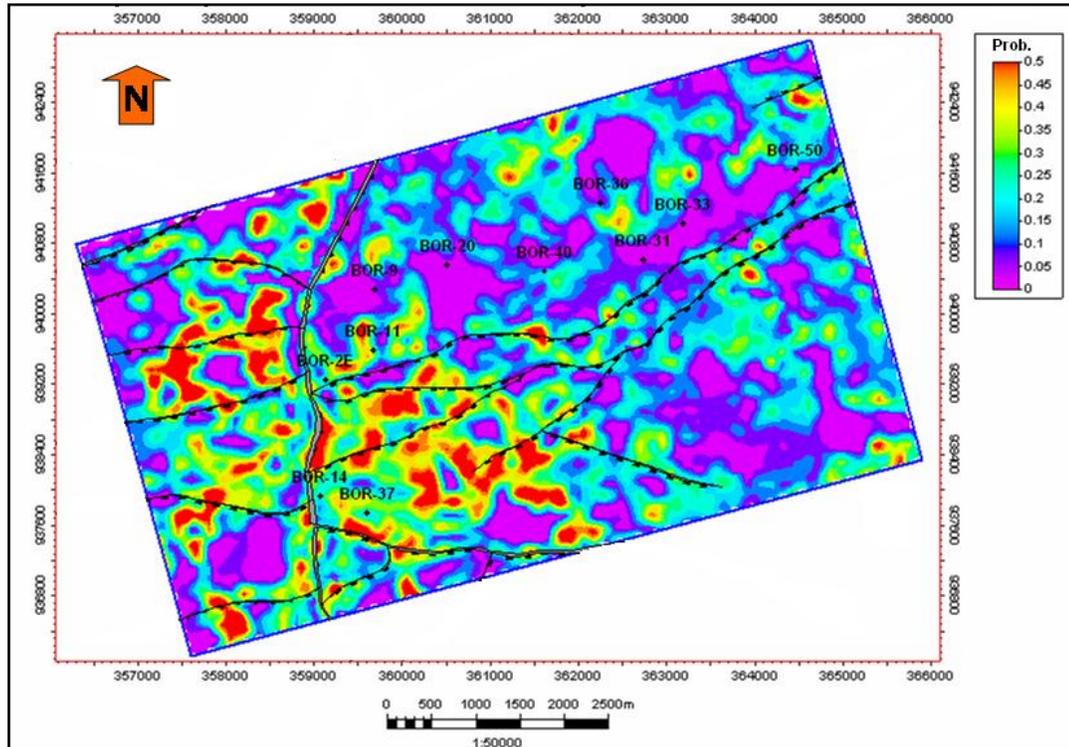


Figura 5.71. Mapa a nivel del Mbo. "O" de la Fm. Escandalosa mostrando la probabilidad de dolomita.

En la figura 5.72 se muestran algunas interpretaciones realizadas sobre el mapa de la figura 5.71. En este se puede identificó una zona hacia el suroeste del mapa, denominada zona A, la cual que contiene altas probabilidades de dolomita, también es posible constatar que el pozo BOR-11 (el cual no fue utilizado en el proceso de inversión sísmica) y que se considera como un pozo con alto volumen de dolomita como se muestra en la evaluación petrofísica de la figura 5.73, se presenta en el mapa dentro de la zona una alta probabilidad de ser dolomita. Las zonas B y C corresponden a zonas con baja probabilidad de dolomita, lo cual se puede corroborar al observar la evaluación petrofísica para el pozo BOR-20 a nivel del Mbo. "O" de la

Fm. Escandalosa en la figura 5.73. La zona D se encuentra del otro lado de la falla, la cual posee un salto de unos 500 pies, en este sector no se contó con pozos que permitieran controlar el modelo inicial con lo que la incertidumbre en los valores de impedancias es muy alta, por lo cual no se realizaron interpretaciones en ese sector.

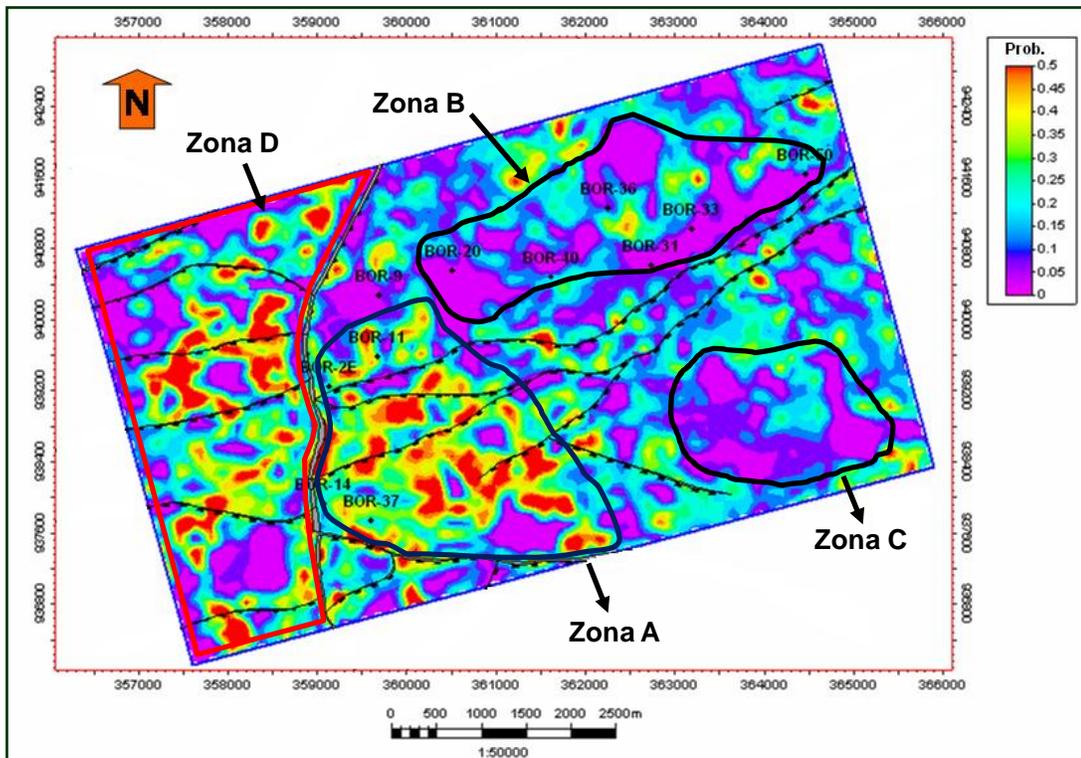


Figura 5.72. Mapa de probabilidad de dolomita para el Mbo. "O" de la Fm. Escandalosa, con interpretaciones realizadas. La zona A, alta probabilidad de dolomita. Zonas B y C, baja probabilidad de dolomitas. Zona D no fue interpretada por la ausencia de pozos que permitieran controlar los valores de impedancia durante la generación de los modelos iniciales.

En la figura 5.74 se muestra el mapa de probabilidad de caliza, en este mapa las zonas B y C presentan alta probabilidad, lo que confirma las bajas probabilidades de dolomitas observadas en el mapa de la figura 5.7. El pozo BOR-11 sirve como control de calidad, pues como se muestra en la evaluación petrofísica de la figura 5.73, contiene altos volúmenes de dolomita y se ubica en una zona con baja probabilidad de caliza. El pozo BOR-20 por otra parte sirve como control de calidad para

identificar zonas con alta probabilidad de caliza, pues como se observa en la figura 5.73, contiene altos volúmenes de caliza y el mismo se ubica dentro de la zona B, interpretada como una zona con alta probabilidad de caliza

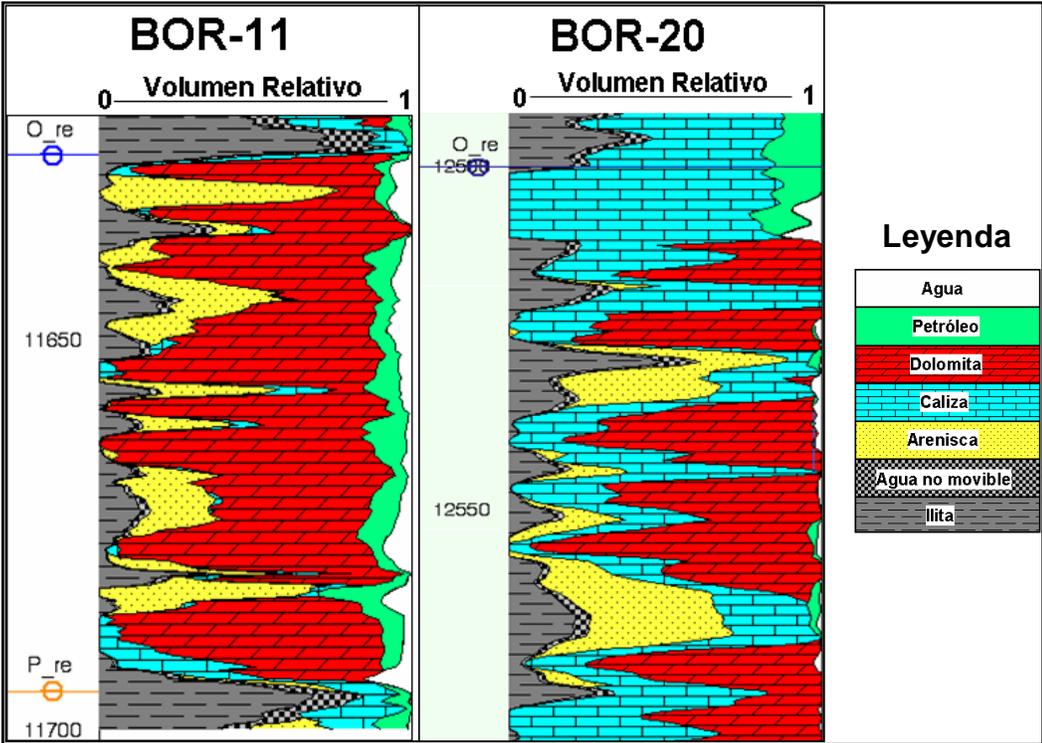


Figura 5.73. Evaluación petrofísica para los pozos BOR-11 y BOR-20 a nivel de la Fm. Escandalosa. El contraste entre la alta porosidad y alto volumen de dolomita en el pozo BOR-11 con la baja porosidad y alto volumen de caliza en BOR-20.

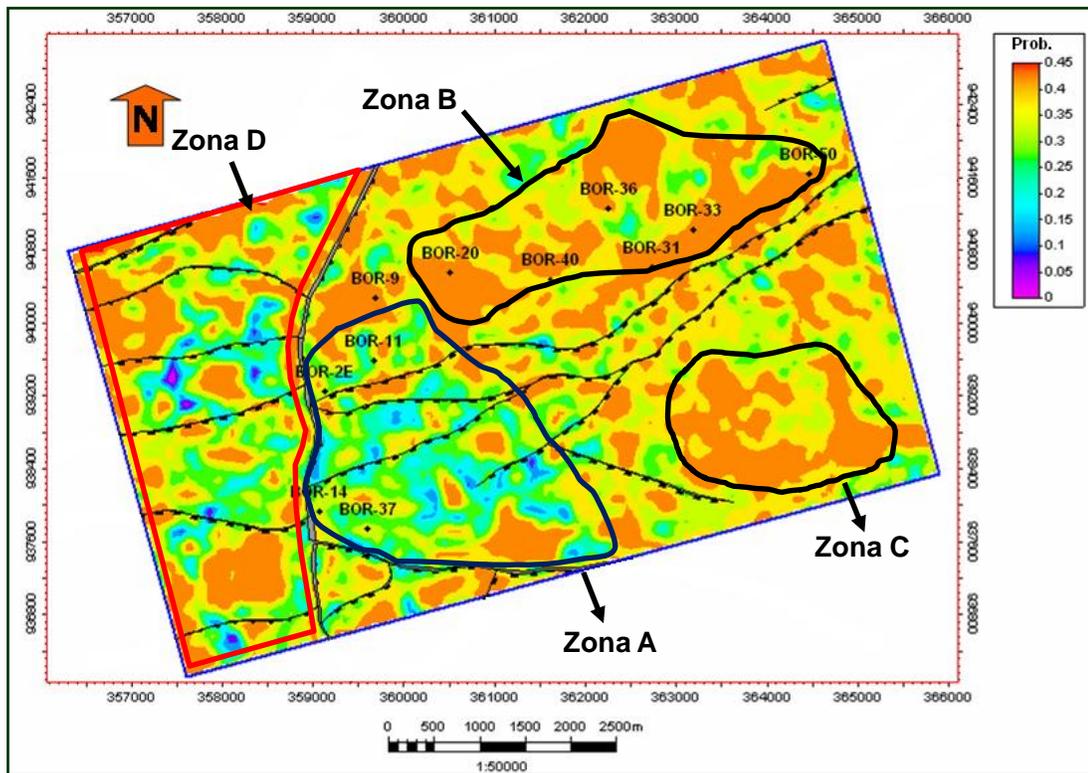


Figura 5.74. Mapa de probabilidad de caliza para el Mbo. "O" de la Fm. Escandalosa. La zona A, presenta baja probabilidad de dolomita. Zonas B y C, alta probabilidad de caliza. Zona D no interpretada.

Para el caso del Mbo. "P" de la Fm. Escandalosa, en la figura 5.75 se muestra el gráfico cruzado de la primera *versus* la segunda componente principal, junto con las PDFs construidas para las litofacies areniscas y lutitas construidas a partir de los datos de pozo junto con los datos extraídos de los mapas de impedancia acústica (figura 5.55) e impedancia elástica a 20° (figura 5.59).

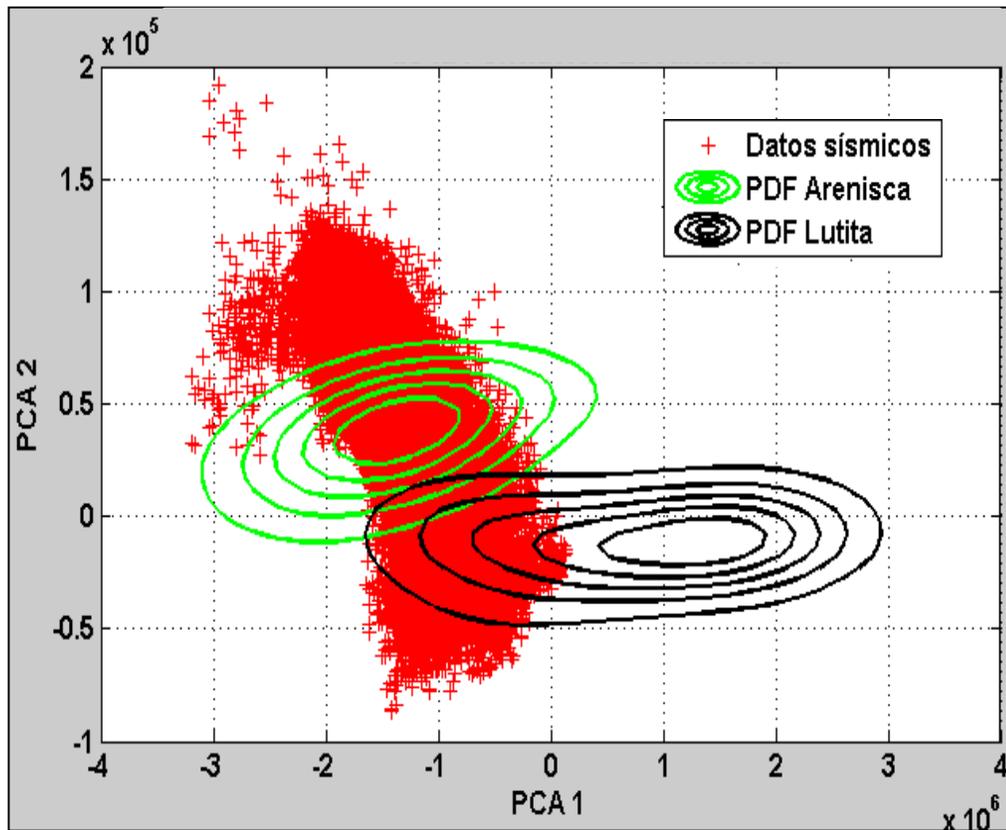


Figura 5.75. Distribución de los datos sísmicos y de los PDFs para el caso del Mbo. "P".

En las figuras 5.76 y 5.77, las clasificaciones de los datos sísmicos correspondientes a los mapas de impedancia acústica y de impedancia elástica a 20° a nivel del Mbo. "P" de la Fm. Escandalosa en el dominio constituido por las componentes principales.

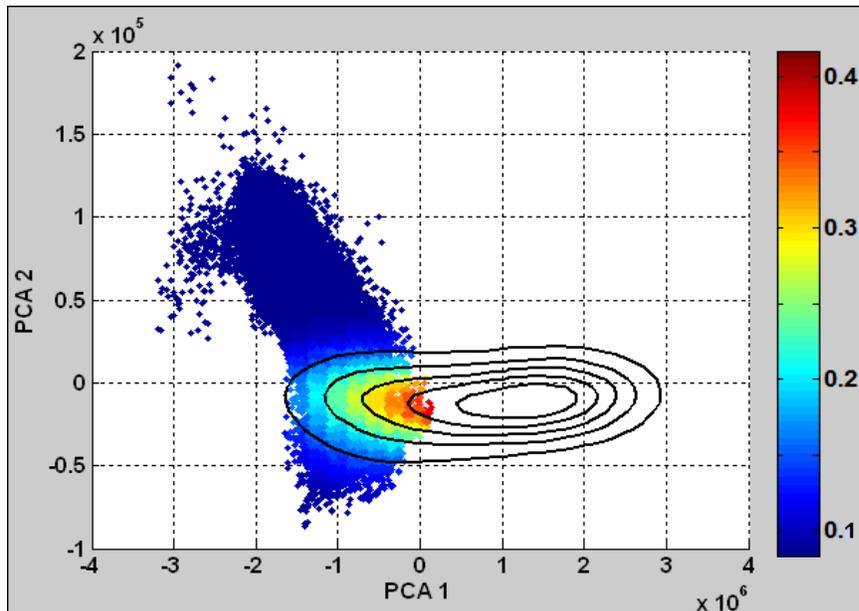


Figura 5.76. Gráfico cruzado en el dominio de las componentes principales, mostrando los datos sísmicos a nivel del Mbo. “P” de la Fm. Escandalosa y la PDF asociada a la litofacies lutita. Los datos sísmicos se encuentran coloreados por probabilidad de lutita.

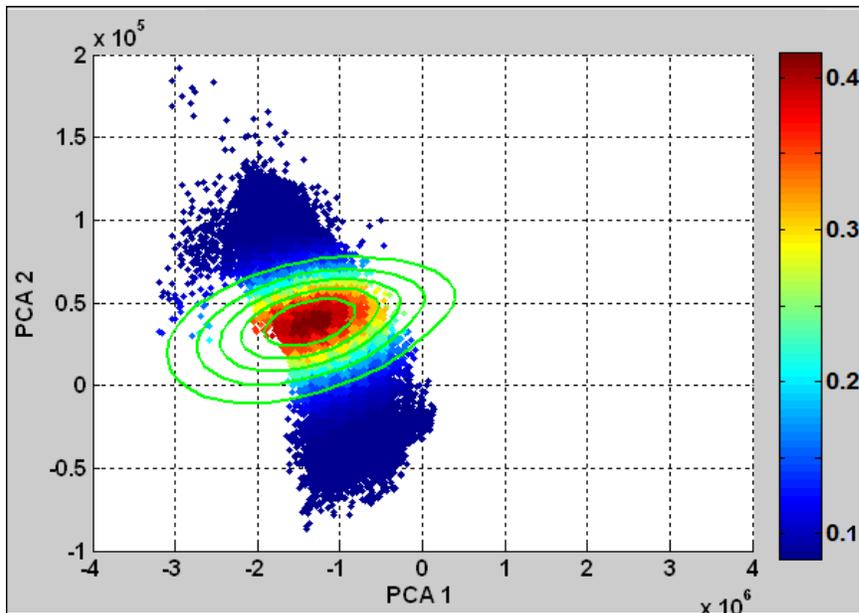


Figura 5.77. Gráfico cruzado en el dominio de las componentes principales, mostrando los datos sísmicos a nivel del Mbo. “P” de la Fm. Escandalosa y la PDF asociada a la litofacies arenisca. Los datos sísmicos se encuentran coloreados por probabilidad de arenisca.

Existe una gran cantidad de datos sísmicos que no son correctamente clasificados. Estos datos se encuentran fuera del rango de valores esperados en el dominio PCA, esto posiblemente se debe a que se encuentran cerca de zonas de fallas, en las cuales el algoritmo de inversión sísmica presenta algunas inconsistencias, motivado a los cambios de valores en la amplitud en la sección sísmica, ocasionados por las mismas falla. Estos datos son fácilmente ubicables en los mapas generados, pues se encuentran alineados a las fallas interpretadas en el campo.

En la figura 5.78 se muestra el resultado del mapa de probabilidad de arenisca, se observa el buen ajuste con los pozos con arena limpia como el pozo BOR-37 (ver evaluación petrofísica en la figura 5.79)

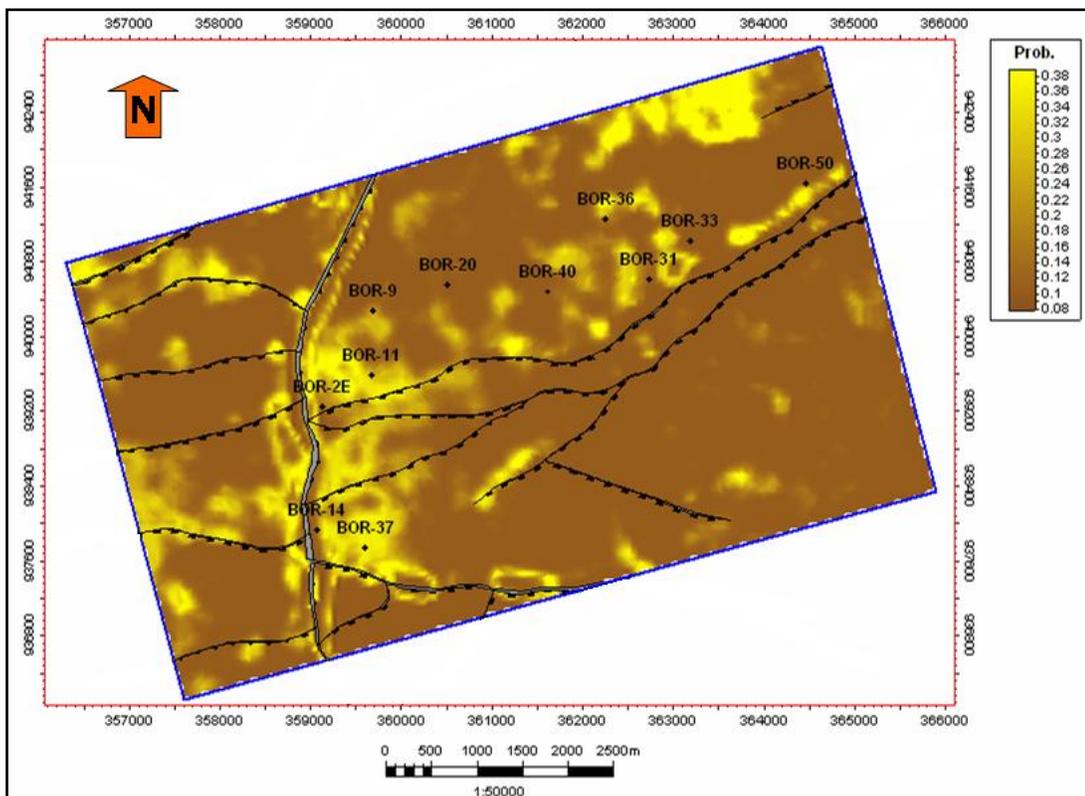


Figura 5.78. Mapa a nivel del Mbo. “P” de la Fm. Escandalosa mostrando la probabilidad de arenisca.

El caso del pozo BOR-31 es particular, pues es un pozo constituido por arenas muy limpias, pero debido a la alta porosidad en el pozo (cercana al 20%) los valores de impedancia acústica y elástica son muy bajos, casi correspondiéndose a valores de lutitas. Es por ello que este pozo posee una baja probabilidad de pertenecer a la litofacies arenisca, esto es un aspecto a tomar en cuenta durante el análisis de los mapas resultantes, pues no es posible controlar la variable porosidad en la metodología aplicada, lo cual se traduce en una limitación de la misma.

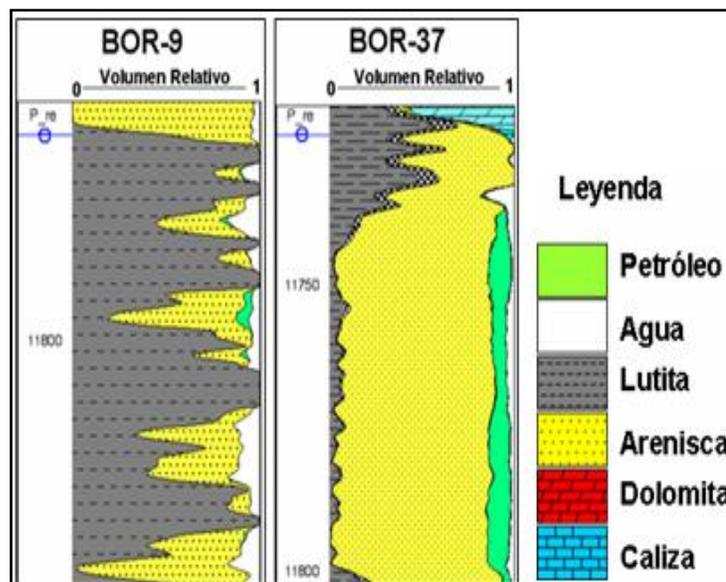


Figura 5.79. Evaluaciones petrofísicas de los pozos BOR-9 y BOR-37. El pozo BOR-9, con altos valores de lutita se encuentra en una zona con baja probabilidad de arenisca, en cambio el pozo BOR-37 el cual presenta una arenisca muy limpia se encuentra dentro de un geocuerpo de arenisca interpretado.

A partir de este mapa se pueden interpretar diversos geocuerpos de arenisca los cuales poseen dirección preferencial SE-NO, como se muestra en la figura 5.80, esta dirección coincide con la dirección de sedimentación (flecha roja) planteada por Parnaud *et al.* (1995) y reportada en el mapa de electrofacies a nivel de la Fm. Escandalosa “P” media propuesto por Delgado (2009) en la figura 5.81. También se

observa similitud entre algunas barras interpretadas por Delgado y los geocuerpos con alta probabilidad de arenisca del mapa de la figura 5.80

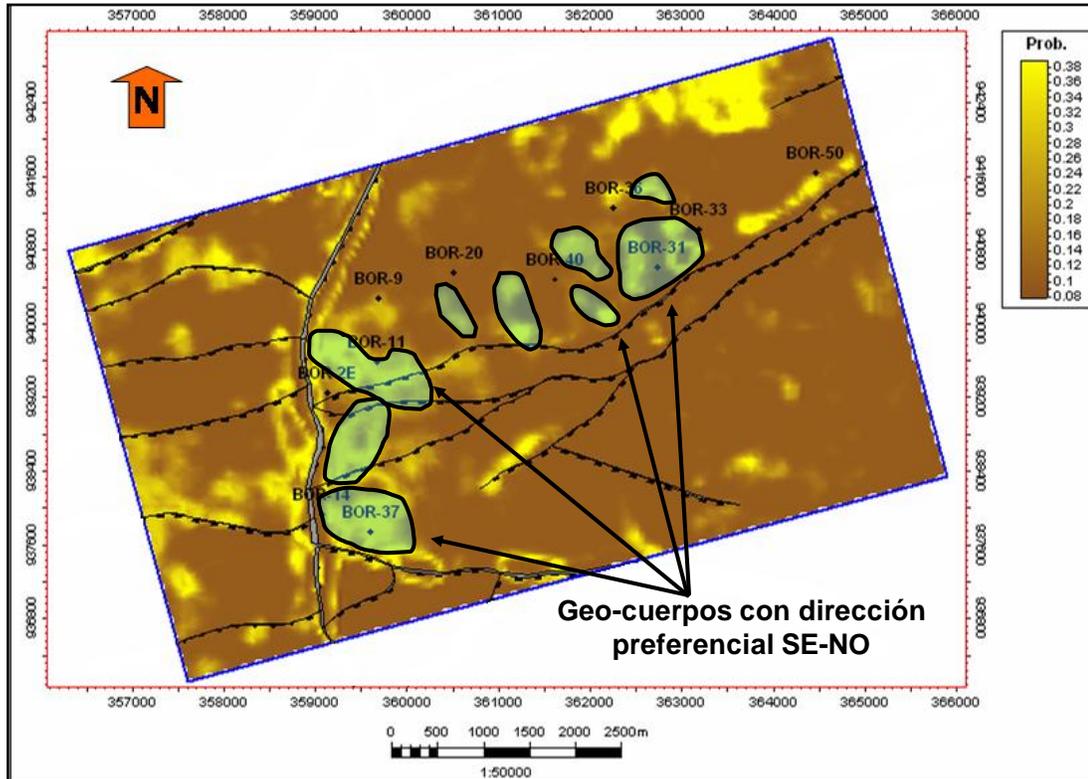


Figura 5.80. Interpretación de geocuerpos a nivel del Mbo. "P" de la Fm. Escandalosa, usando como base el mapa de probabilidad de asignación de arenisca resultante de la clasificación bayesiana.

Finalmente se destaca el hecho de los mapas obtenidos son de gran utilidad para el entendimiento de la distribución de estas litofacies definidas en los yacimientos en estudio. También es importante resaltar que los mismos pueden servir como variable secundaria para la extrapolación de datos de pozos utilizando técnicas geoestadísticas como el *co-kriging* o el *collocated co-kriging*.

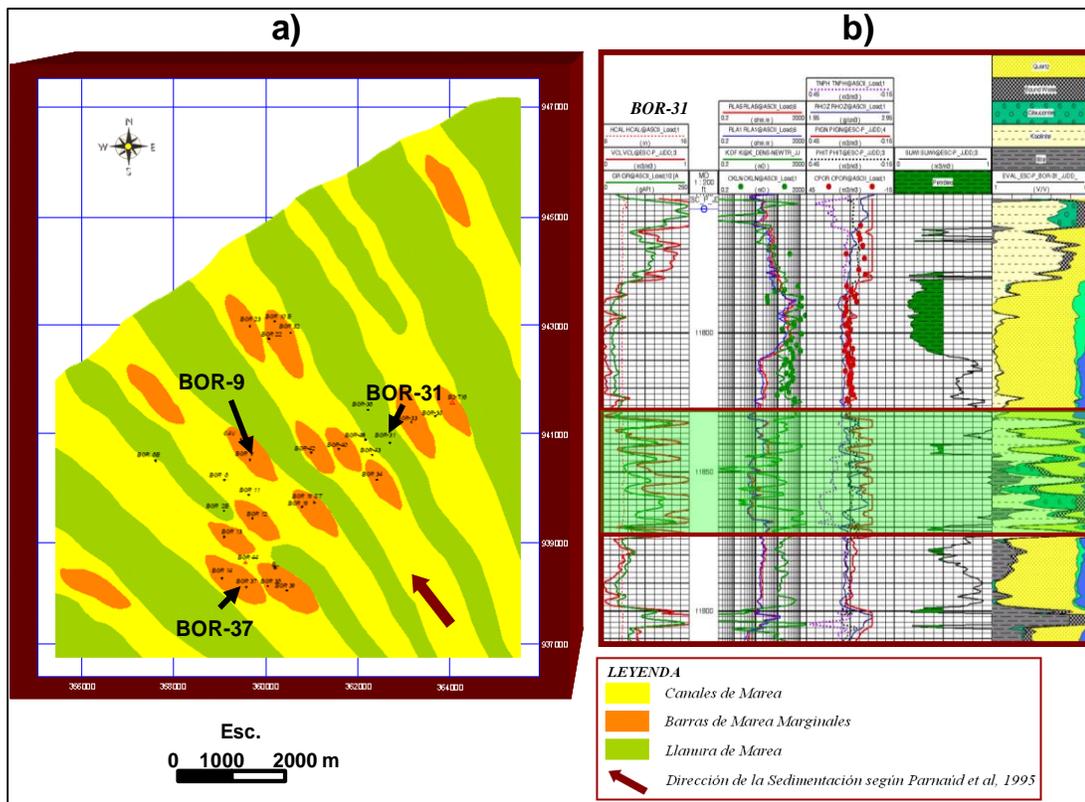


Figura 5.81. a) Mapa de electrofacies para la Fm. Escandalosa generado por Delgado (2009) y b) evaluación petrofísica para el pozo BOR-31. Tomado de Delgado (2009), página 154.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- ✓ Los datos sísmicos utilizados (*CRP Gather*) presentan una baja relación S/R, una baja cobertura (15) y un angosto rango de ángulos de incidencia (0-26°) lo que dificultó estimar atributos AVO relacionados con la relación V_p/V_s de forma confiable.
- ✓ De los cubos de atributos AVO obtenidos los que presentaron mejor relación señal-ruido fueron los cubos de apilados parciales cercano (5°-14°) y medio (12°-24°). Debido a esto, los mismos fueron usados como datos de entrada para estimar volúmenes de impedancia acústica y elástica a partir de un proceso de inversión sísmica.
- ✓ A nivel del Miembro “O” de la Formación Escandalosa, fue posible discriminar entre zonas con predominancia de dolomita y zonas con predominancia de caliza. Debido a que estas litologías presentan características petrofísicas distintas y en consecuencia propiedades elásticas distintas.
- ✓ A nivel del Miembro “O” de la Formación Escandalosa, el análisis realizado permitió delimitar una zona al sur-oeste del yacimiento cuya litofacies predominante es la dolomita, la cual representa la zona con las mejores propiedades petrofísicas del yacimiento.
- ✓ Existe un rango de solapamiento a nivel del Miembro “P” de la Formación Escandalosa entre los valores de impedancia acústica (IA) e impedancia elástica a 20 grados (IE (20°)) de las areniscas y las lutitas, lo que dificulta su discriminación a partir del uso de dichos atributos.
- ✓ La aplicación del análisis de la componente principal (PCA) sobre la data sísmica y de pozo en el dominio IA vs IE (20°) permitió obtener un nuevo par

de atributos sísmicos con mayor capacidad de discriminación de las litofacies estudiadas.

- ✓ El contraste entre las propiedades acústicas y elásticas de las areniscas saturadas con agua y saturadas con petróleo es muy bajo, lo cual no permitió la discriminación de fluidos, tanto a escala de registros de pozo como a escala sísmica.
- ✓ La dirección de orientación de los geocuerpos estimados de arenisca a nivel del Miembro “P” de la Formación Escandalosa es SE-NW, coincidiendo con la dirección de sedimentación.
- ✓ Los resultados obtenidos se ven influenciados por el ruido presente en la data y el bajo contenido de frecuencia de los datos sísmicos.
- ✓ Los modelos de física de rocas propuestos por Avseth *et al.* (2005) permitieron modelar el comportamiento de las propiedades elásticas, así como predecir el comportamiento de las propiedades petrofísicas de las areniscas y lutitas, a condiciones de yacimiento dentro de un gráfico cruzado de IA *versus* Relación Vp/Vs.

6.2 Recomendaciones

- ✓ Optimizar los diseños de las futuras adquisiciones sísmicas a realizarse en el área, con la finalidad de mejorar el contenido de frecuencias, la cobertura y ampliar el rango de ángulos de incidencia al menos hasta 40° a nivel de la formación(es) objetivo(s). Esto con la finalidad de mejorar la calidad de los datos para hacer futuros estudios de AVO.
- ✓ Con base en lo anterior, realizar una inversión sísmica simultánea y/o estocástica en el área de estudio. Estas metodologías permitirán obtener de forma más precisa cubos de Ip e Is que los obtenidos con la inversión elástica.
- ✓ Continuar con la adquisición de registros sísmicos dipolares, ya que los mismos aportan una información valiosa para realizar una caracterización

detallada de las propiedades acústicas y elásticas de la columna estratigráfica en el área.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abdi, H., y Williams, L.J. (2010). Principal component analysis. Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics, 2, 433-459.

Aki, K. and Richards, P.G. (1980) *Quantitative Seismology, Theory and Methods*. W.H. Freeman & Co.

Álvarez, P., (2003). *Uso de atributos AVO en datos sísmicos 4D para la estimación de cambios de presión y de saturación*. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Avseth, P., Dvorkin, J., Mavko, G. y Rykkje, J., (2000). *Rock Physics Diagnostic of North Sea sands: Link between microstructure and seismic properties*. Geophys. Res. Lett. 27, 2761-2764.

Avseth, P., Mukerji, T. y Mavko (2005). *Quantitative Seismic Interpretation. Applying Rock Physics to Reduce Interpretation Risk*. Cambridge, New York, Melbourne: Cambridge University Press. 359 p.

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

Betancourt, K. (2006). *Evaluación regional de las Unidades Estratigráficas que conforman el sistema petrolero de Barinas y el Flanco Surandino (rocas, yacimientos, sellos y distribución de hidrocarburos)*. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Biot, M. A., (1956). *Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid*. I low frequency range. J. Acoust. Soc. Am. , 28, 168-178.

Biot, M. A., (1962). *Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media*. J. Acoust. Soc. Am., 33, 1482-1498.

Burianyk, M., S. Pickford (2000, Noviembre). *Amplitude-Vs.-offset and seismic rock property analysis: A primer* [Artículo Especial]. CSEG Recorder, 4-14. Recuperado en Junio, 14 de 2010. <http://www.cseg.ca/publications/recorder/2000/11nov/nov00-amplitude-vs-offset.pdf>.

Castagna, J., (2001, Junio). *AVO analysis*. CSEG Recorder. 29-34.

Chen, C. T., Chen, L. S. y Millero, F. J., (1978). *Speed of sound in NaCl, MgCl₂, Na₂SO₄ and MgSO₄ aqueous solutions as functions of concentration, temperature and pressure*. J. Acoust. Soc. Am., 63, 1795-1800.

Connolly, P. (1999, Abril). *Elastic Impedance*. The Leading Edge, 18, 438-452.

Delgado, J. (2009). *Caracterización Geológica y Geofísica de los yacimientos "P BOR 2 y P BOR0031" de la Formación Escandalosa pertenecientes al Campo Borburata, Sub-Cuenca Barinas*". Trabajo Especial de Grado, no publicado. Universidad de Los Andes. Mérida, Venezuela.

Dewar, J. y Pickford, S. (2001, Mayo). *Rock physics for the rest of us- an informal discussion*. CSEG Recorder, 42-49.

Dvorkin, J. y Grana, D. (2001, Enero). *The link between seismic inversion, rock physics and geostatistical simulations in seismic reservoir characterization studies*. The Leading Edge, 54-61.

Dvorkin, J., Nur, A. y Yin, H., (1994). *Effective properties of cemented granular material*. Mech. Matter., 18, 315-366.

Dvorkin, J. y Nur A. (1996). *Elasticity of high-porosity sandstone: Theory for two North Sea data sets*. Geophysics 61(5): 1363- 1370.

FranzDale, B. (2009). *Gaussian scatter PCA*. Recuperado en Abril, 14, 2011, de <http://en.wikipedia.org/wiki/File:GaussianScatterPCA.png>.

Gassmann, F., (1951). *Über die elastizität porösen medien*. Vier. Natur Gesellschaft, 96, 1-23.

Gebus, B. (2010). *Caracterización de un yacimiento carbonático utilizando inversión acústica y técnicas multiatributos*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Venezuela.

González D. J., C., J. M. Iturralde D. A., y X. Picard. (1980). *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas* (1ra. ed). Caracas: Ediciones. Foninves, 2 tomos. 1031 p.

Hashin, Z. y Shtrikman, S. (1963). *A variational approach to the elastic behavior of multiphase materials*. J. Mech. Phys. Solids, 11, 127-140.

Kiser, G. D., (1989). *Relaciones estratigráficas de la Cuenca Apure-Llanos, con áreas adyacentes, Venezuela Suroeste y Colombia Oriental*. Monografía. Soc. Venez. Geol., (1): 77.

Léxico Estratigráfico de Venezuela (2010). Recuperado en Junio, 12 de 2010. <http://www.pdvsa.com/lexico/e641w.htm>

Makin A. Zakhem, U. Cannins A.,(1999). Inversion of reflectivity type AVO attributes, SEG, Expanded Abstracts.

Mavko, G., Mukerji, T. y Dvorkin, J. (2009). *The Rock Physics Handbook. Tools for Seismic Analysis of Porous media*. (2da. Edición). Cambridge:Cambridge University Press. 511p.

Mendes, J. (2001). Caracterización Sedimentológica del Miembro O de la Fm Escandalosa. No publicado.

Mindlin, R. D., (1949). *Compliance of elastic bodies in contact*. J. Appl. Mech, 16, 259-268.

P.D.V.S.A. División Centro-Sur (2010). *Informe de sometimiento de reservas*. No publicado.

Parnaud, F. Passalaoqua, H., De Toni, B., Loureiro, D., Capello, M., Gou, Y., Gallango, O., Tocco, R., Pascual, J., Colietta, B., y Roure, F., (1995). *Análisis Geológico Integrado de las Cuencas de Barinas y Maracaibo. Síntesis Estratigráfica*. Intevep S.A. Los Teques Venezuela, Internal Report.

Ostrander, W., (1984) *Plane wave reflection coefficients for gas sands at non normal angles of incidences*. Geophysics, 49(¿): 1637-1648.

Rangel, J. (2003). “*Modelo petrofísico para la identificación de petrofacies en rocas carbonáticas, comparación con sus facies sedimentarias y extrapolación el modelo haciendo uso de redes neurales*” (Formación Escandalosa Miembro “O” Campo Borburata Cuenca Barinas – Apure)”. Trabajo Especial de Grado, no publicado. Universidad de Los Andes. Mérida, Venezuela.

Reuss, A., (1929) *Berechnung der Fliessgerzen von Mischkristallen*. Z. Angew. Math. Mech.,9,48-58.

Ross P., (2002, Marzo). *Comparison of popular AVO attributes, AVO inversion, and calibrated AVO prediction.* . The Leading Edge, 244-252.

Schlumberger (1997). *WEC Venezuela – Evaluación de pozos.*

Schlumberger. *Oilfield Glossary.* Recuperado en Diciembre 12 de 2010. http://www.slb.com/services/reservoir_characterization/geophysics/reservoir/inversion/elastic.aspx.

Shuey, R.T. [1985] *A simplification of the Zoeppritz equations.* Geophysics 50, 609–614.

Silverman, B. W., (1986). *Density Estimation for Statistics and Data Analysis.* Londres: Chapman and Hall.

Sheriff, R. (2002). *Dictionary of Applied Geophysics* (4ta ed) Society of Exploration Geophysicists. 422 p.

Smith, J.C. and Gidlow, P.M. (1987) *Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas.* Geophysical Prospecting **35**, 993–1014.

Smith, T., Sondergled, C., Rai, C. (2003). *Gassmann fluid substitution: A tutorial.* Geophysics, 68(5):430-440.

Standing, M. B., (1962). *Oil systems correlations.* Petroleum production handbook, Vol II. Mac Grwon Hill Book Co.

Soong, T.T. (2004). *Fundamentals of probability and statics for engineers.* Chichester: Jhon Wiley & Sons Ltd. 391p.

Voigt, W. (1910). *Lehrbuch der Krystalphysic*. Liebzig: Teubner

Wang, Z. W. (1988). *Wave velocities in hydrocarbons and hydrocarbon saturated rocks-with applications to EOR monitoring*. Tesis Doctoral. Universidad de Stanford.

Yilmaz, O. (2000). *Seismic data analysis*. Society of Exploration Geophysicists. 2 Tomos 2224 páginas.

Vignali, M. (1999). *Interpretación sísmica estructural 3D, en el área de Borburata, Barinas Tradicional*. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

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