

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**FACTIBILIDAD DEL USO DE LA TÉCNICA  
MULTICOMPONENTE PARA UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO  
3D EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Ramos, A., Simón, E.  
Para optar al Título  
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2012

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **FACTIBILIDAD DEL USO DE LA TÉCNICA MULTICOMPONENTE PARA UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. MSc. Yaraixa Pérez

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. David Vidal

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Ramos, A., Simón, E.  
Para optar al Título  
de Ingeniero Geofísico

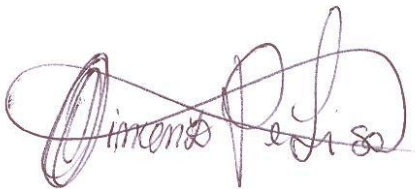
Caracas, 2012

Caracas, Marzo de 2012

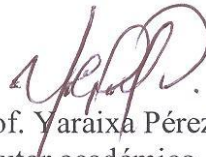
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller **SIMÓN ERNESTO RAMOS ANGULO**, titulado:

**“FACTIBILIDAD DEL USO DE LA TÉCNICA MULTICOMPONENTE  
PARA UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D EN LA  
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

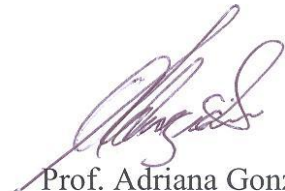
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Vincenzo De Lisa  
Miembro del Jurado



Prof. Yaraixa Pérez  
Tutor académico



Prof. Adriana González  
Miembro del Jurado

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a la Universidad Central de Venezuela, mi gran alma máter, quien me brindó todas las herramientas necesarias para alcanzar mi tan anhelada meta. Cada rincón de esta inmensa casa que vence la sombra quedará grabado en mi memoria, como escenario principal de los capítulos que componen esta hermosa historia que hoy culmina.

A mi tutora académica Yaraixa Pérez, quién además de ser una gran profesora-tutora, llegó a convertirse en una excelente pana. Muchas gracias por todos esos momentos en los que nos exigías dar mucho más de lo que creíamos poder, ya que eso me permitió crecer personal y académicamente. Demás está decirte que admiro tu profesionalismo y tus ganas de enseñar a los demás.

A mi tutor industrial Ing. David Vidal, con quién aprendí muchísimas cosas que aún desconocía. Gracias por tantas horas de discusiones llenas de un profundo análisis crítico que me obligaron a permanecer en constante revisión de mis conocimientos, y a realizar muchísimas lecturas para estar preparado ante cualquier nueva interrogante que se nos presentara.

Al MSc. Pedro Álvarez quién me brindó todo su apoyo durante el desarrollo de este trabajo. Gracias por todos los conocimientos aportados y por las constantes correcciones realizadas.

A Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) División Boyacá por haberme brindado la oportunidad de desarrollar este trabajo dentro de sus instalaciones. Al personal de Operaciones Geofísicas y Geodésicas de Exploración, por hacerme sentir parte del gran equipo de trabajo. Al Ing. Joel Sulbarán, Ing. Nanvir Escorihuela, Ing. José García, Ing. Gilberto Barreto y a Dahily, muchísimas gracias por todo.

A mis amados padres: Jecci y Alfredo por haberme inculcado los valores de responsabilidad, respeto y amor hacia lo que hacemos. Por la educación ofrecida, por estar siempre presente, por todos los momentos en los que sus palabras me dieron

ánimos para seguir luchando hasta alcanzar lo deseado. A ustedes debo todo lo que soy, y por ustedes hago todo lo que hago.

A mi adorada abuelita Rosa, por estar presente en todos los momentos importantes de mi vida y ofrecerme sin pedir nada a cambio, todo el amor del mundo. Eres inspiración para seguir adelante en este largo camino que me queda por recorrer.

A mis queridas hermanas: Mari, Andriu, Sarita y Gaby. A mis tías: Luz, Sorelis y Zoraida. A mis tíos: Marlon, Luis Carlos y Jean. Gracias a todos por haberme dado su apoyo desde muy pequeño. Son parte importante de mi vida y agradezco todo lo que han hecho por y para mí. A mi bebé Silvia Fernanda por llenar mi vida de felicidad con cada chispazo de inteligencia y picardía. A mis primos, demás familiares y amigos del colegio por su amistad, solidaridad e innumerables momentos de felicidad.

A la familia Salazar Hernández por convertirse en una familia más para mí. Gracias Maita por quererme como me has querido. Al Sr. Miguel y a la Sra. Yanira gracias por permitirme entrar a su hogar y robarme un poquito de ese amor que ustedes profesan. Ale, gracias por haberme enseñado a utilizar las escuadras; quién podría imaginarse que luego de eso, yo me convertiría en todo un ingeniero (jajaja). Y Michelle, gracias por robarme más de una sonrisa con tu gracia y simpatía.

A todos los profesores del Ciclo Básico y de la Escuela de Geología Minas y Geofísica, quienes contribuyeron con mi proceso de formación académica y personal.

A mis compañeros de la universidad, que aunque son muchos no puedo dejar de nombrar; Airam, Shira, Karlita, Arturo, Roberto, Néstor, Nora, Manuel, Laura, María G. y Valeria. Sus muestras de amistad y compañerismo quedarán grabadas en mi memoria para siempre.

A mi querido team, mis panitas del alma, quienes supimos combinar lo mejor de lo “fresa” y lo “gris” para crear la mejor de las amistades. Zuly (“baby”), Anggie (“amore”), Said (“el salao”) y Luisely (“mi fierucha”), a ustedes con quienes compartí los mejores momentos de mi vida ucevista desde el inicio, gracias por su apoyo y sincera amistad. ¡Los quiero muchísimo!

Ramos A., Simón E.

**FACTIBILIDAD DEL USO DE LA TÉCNICA  
MULTICOMPONENTE PARA UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO  
3D EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

**Tutor Académico: Prof. MSc. Yaraixa Pérez**

**Tutor Industrial: Ing. David Vidal**

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

**Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2012, 123 p.**

**Palabras Claves:** sísmica multicomponente, onda sísmica, física de rocas, sísmica-  
atributos, sísmica-diseño.

**Resumen.** La presente investigación plantea el análisis de factibilidad para la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), del uso de datos de onda convertida y onda compresional en la ubicación de zonas con contenido mayoritario de arenas, mediante la generación de imágenes sísmicas y la caracterización de yacimientos, tomando también en consideración los requerimientos técnicos involucrados en el proceso de diseño de un levantamiento sísmico 3D-3C. Para lograr los objetivos propuestos, primero se evaluó la relación existente entre la física de rocas y las velocidades sísmicas, para luego comparar diferentes atributos sísmicos y estudiar la reflectividad de las ondas PP y PS, mediante datos de pozos e información sísmica. Los resultados obtenidos demuestran que el uso de la sísmica multicomponente si es factible, ya que los datos de onda convertida PS al presentar menores longitudes de onda que los datos PP, producen un incremento de la resolución sísmica vertical. Así mismo, se tiene que algunas interfases geológicas producen un coeficiente de reflexión PS más fuerte que el PP, lo que podría ser ventajoso a la hora de interpretar estas interfases. También quedó demostrado que el atributo de impedancia elástica PS puede ser utilizado como discriminador litológico, y que la densidad juega un papel muy importante en la identificación de facies dentro de la FPO. En ese sentido, el uso de la sísmica PS podría contribuir en la estimación más confiable de dicho parámetro mediante la inversión sísmica conjunta de datos PP y PS.

Finalmente, se propone un diseño sísmico teórico 3D-3C que toma en consideración un *offset* máximo que garantiza la iluminación del objetivo con un ángulo de incidencia de 40°, un tamaño de bin apropiado para los requerimientos de imagen PP y PS, así como también una cobertura PP uniforme y una cobertura PS sin ceros.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

	Pág.
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	xii
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	xvii
<b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1. Planteamiento del problema.....	1
1.2. Objetivos de la investigación.....	2
1.2.1. Objetivo general.....	2
1.2.2. Objetivos específicos.....	2
1.3. Justificación.....	3
1.4. Localización del área de estudio.....	3
<b>CAPÍTULO II. MARCO GEOLÓGICO</b> .....	5
2.1. Cuenca Oriental de Venezuela (COV).....	5
2.1.1 Subcuenca de Guárico.....	6
2.1.2. Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).....	6
2.2. Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	7
2.2.1. Fase prerift (Paleozoico).....	7
2.2.2. Fase rift (Jurásico-Cretácico Temprano).....	8
2.2.3. Fase de margen pasivo (Jurásico Tardío-Cretácico Temprano al Eoceno).....	8
2.2.4. Fase de colisión oblicua (Eoceno Temprano-al presente)...	9
2.3. Estratigrafía regional del área.....	9
2.3.1. Formación La Pascua (?Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano).....	10
2.3.2. Formación Roblecito (?Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano).....	10
2.3.3. Formación Chaguaramas (Oligoceno Tardío-Mioceno	

Medio).....	10
2.4. Estratigrafía local del Bloque 8.....	11
2.5. Síntesis estructural del área Boyacá.....	12
<b>CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>13</b>
3.1. Velocidad de propagación de ondas elásticas.....	13
3.2. Relación entre la física de rocas y las velocidades sísmicas.....	15
3.2.1. Litología y su relación con $V_p$ , $V_s$ y $V_p/V_s$ .....	16
3.2.2. Porosidad y su relación con $V_p$ , $V_s$ y $V_p/V_s$ .....	21
3.3. El método sísmico de reflexión.....	22
3.3.1. Ecuaciones de Zoeppritz.....	23
3.3.2. Sismograma sintético.....	24
3.3.3. Resolución sísmica vertical y lateral.....	25
3.4. Atributos sísmicos.....	26
3.5. Sísmica multicomponente.....	29
3.5.1. Fundamentos de adquisición sísmica 3D multicomponente.....	31
3.5.2. Casos históricos del uso de sísmica multicomponente.....	37
3.5.2.1. Determinación de litología.....	37
3.5.2.2. Áreas con información de onda P pobre.....	38
3.6. Petrofísica.....	38
3.6.1. Registro o perfil de pozo.....	38
3.6.1.1. Registro <i>gamma ray</i> (GR).....	39
3.6.1.2. Registro de calibración (cáliper).....	39
3.6.1.3. Registro sónico dipolar (DTC y DTS).....	40
3.6.1.4. Registro de densidad (RHOB).....	40
3.6.1.5. Registro neutrón (NPHI).....	40
3.6.1.6. Registro tiros de verificación ( <i>check shots</i> ).....	41
3.6.2. Estimación de parámetros petrofísicos mediante registros de pozos.....	41



3.6.2.1. Porosidad.....	41
3.6.2.2. Volumen de arcilla.....	43
3.6.2.3. Porosidad efectiva.....	44
<b>CAPÍTULO IV. MARCO METODOLÓGICO.....</b>	<b>45</b>
4.1. Recopilación de información.....	46
4.2. Validación de registros de pozos.....	48
4.2.1. Corrección de valores anómalos.....	48
4.2.2. Elaboración de histogramas multipozos.....	49
4.2.3. Análisis de los límites elásticos de Voigt y Reuss.....	50
4.3. Fase 1. Análisis de factibilidad de la caracterización sísmica de la Fm. La Pascua mediante datos sísmicos multicomponente.....	52
4.3.1. Clasificación y análisis de litofacies presentes en la Fm. La Pascua.....	52
4.3.2. Análisis de la relación entre la física de rocas y las velocidades sísmicas $V_p$ y $V_s$ .....	54
4.3.2.1. Velocidades sísmicas, porosidad y volumen de arcilla de la roca.....	54
4.3.2.2. Velocidades sísmicas y litología.....	56
4.3.3. Comparación de atributos sísmicos PP y PS.....	56
4.3.4. Modelado 1D PP y PS.....	57
4.4. Fase 2. Evaluación de parámetros de diseño multicomponente para un levantamiento sísmico 3D.....	59
4.4.1. Análisis de velocidades.....	60
4.4.1.1. Función lineal de velocidad de onda P.....	60
4.4.1.2. Creación de un modelo de velocidades.....	61
4.4.1.3. Análisis de la relación $V_p/V_s$ .....	63
4.4.2. Análisis de frecuencias requeridas.....	63
4.4.3. Cálculo del buzamiento del objetivo.....	66

4.4.5. Cálculo del tamaño del bin.....	67
4.4.5.1. Cálculo del tamaño del bin considerando el efecto de aliasing.....	67
4.4.5.2. Cálculo del tamaño del bin considerando la resolución lateral.....	68
4.4.6. Cálculo del intervalo entre líneas fuente y entre líneas receptoras.....	68
4.4.7. Análisis de cobertura PP y PS.....	70
4.4.8. Evaluación de las propuestas de diseño.....	72
<b>CAPÍTULO V. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....</b>	<b>73</b>
5.1. Fase 1. Análisis de factibilidad de la caracterización sísmica de la Fm. La Pascua mediante datos sísmicos multicomponente.....	73
5.1.1. Clasificación y análisis de litofacies presentes en la Fm. La Pascua.....	73
5.1.2. Relación entre la física de rocas y las velocidades sísmicas	75
5.1.2.1. Relación entre las velocidades sísmicas, la porosidad y el volumen de arcilla. ....	75
5.1.2.2. Relación entre las velocidades sísmicas y la litología.....	77
5.1.3. Comparación de atributos sísmicos PP y PS.....	78
5.1.3.1. Atributos sísmicos PP.....	80
5.1.3.2. Atributos sísmicos PS.....	83
5.1.4. Modelado 1D PP y PS.....	89
5.2. Fase 2. Evaluación de parámetros de diseño multicomponente para un levantamiento sísmico 3D.....	94
5.2.1. Análisis de velocidades.....	95
5.2.2. Análisis de frecuencias requeridas.....	97
5.2.3. Buzamiento geológico estimado.....	100

5.2.4. Tamaño de <i>bin</i> óptimo PP.....	100
5.2.5. Propuestas de diseño 3D multicomponente.....	101
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>115</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>117</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>118</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura N° 1. Ubicación geográfica del Área Boyacá.....	4
Figura N° 2. Ubicación del Bloque 8 del Área Boyacá.....	4
Figura N° 3. Cuencas petrolíferas de Venezuela. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Modificado de Cuencas Petrolíferas en Venezuela, s.a., s.f.).....	5
Figura N° 4. Cuadro resumen de la estratigrafía regional del área. (PDVSA-CVP, 2009).....	9
Figura N° 5. Columna estratigráfica del Bloque 8. (Tomado de PDVSA, 2009).....	11
Figura N° 6. “Diagrama de Pickett”. Discriminación litológica en función de las lentitudes de onda P y onda S. (Tomado de Cova, 2004).....	17
Figura N° 7. Vp/Vs vs. Vp para areniscas (SS), calizas (LS) y lutitas (SH). (Tomado de Cova, 2004).....	19
Figura N° 8. Vp/Vs vs. Vp para litologías complejas (calizas arenosas). La región LS corresponde a las calizas y la SS corresponde a las arenas. (Tomado de Cova, 2004).....	20
Figura N° 9. Conversión de onda P incidente (Conolly, 1999).....	22
Figura N° 10. Criterio de resolución de Rayleigh aplicado a una ondícula sísmica. (Modificado de Quijada, 2009).....	25
Figura N° 11. Parámetros dentro de un estudio sísmico 3D ortogonal. (Modificado de Cordsen <i>et al.</i> , 2000).....	32
Figura N° 12. Trayectoria de la onda P-S. ACP=punto de conversión asintótico; DSCP= punto de conversión a profundidad específica (Modificado de Lawton <i>et al.</i> , 2003).....	33
Figura N° 13. Parámetros: caja, <i>bin</i> , cobertura y máximo <i>offset</i> mínimo.	

(Tomado de Sierralta, 2010) .....	35
Figura N° 14. Ubicación del CDP y CCP sobre una interfase. (Modificado de Wang <i>et al.</i> , 1994).....	36
Figura N° 15. Esquema general de trabajo utilizado.....	45
Figura N° 16. Ubicación y distribución de los pozos, y sísmica 2D utilizados en el estudio.....	47
Figura N° 17. Corrección de valor “spike” presente en el registro sísmico DT del pozo MCH 8-4.....	48
Figura N° 18. Histograma de frecuencias multipozo para la curva NPHI a) antes de normalizar la curva del pozo MCH 8-6; b) luego de normalizada la curva del pozo MCH 8-6.....	50
Figura N° 19. Límite de Voigt y Reuss para las areniscas de la Fm. La Pascua.....	51
Figura N° 20. Descripción de núcleo del pozo MCH 8-6.....	52
Figura N° 21. Descripción de núcleo del pozo MCH 11-8.....	53
Figura N° 22. Ventanas de análisis de frecuencias en un registro de disparo, para la sísmica PP (izquierda) de 200 ms a 1000 ms; y sísmica PS (derecha) de 500 ms a 2000 ms.....	58
Figura N° 23. Formulación del mínimo espesor resoluble para la sísmica PP y PS, basado en el criterio de resolución de Rayleigh. (Basado en Quijada, 2009).....	59
Figura N° 24. Calibración del registro sísmico con el registro tiros de verificación. La curva de la izquierda corresponde al registro tiros de verificación, el de la derecha al registro sísmico y la curva del centro es la curva de deriva. ....	61
Figura N° 25. Estimación de la relación $V_p/V_s$ para la columna supraadyacente a la Fm. La Pascua.....	63
Figura N° 26. Ventana de análisis de frecuencias de un registro de disparo	

PP. Dicha ventana abarca los principales reflectores de interés interpretativos.....	65
Figura N° 27. Zona con mayor buzamiento en el tope de la Fm. La Pascua. (Modificado de Carrero, 2011).....	66
Figura N° 28. Análisis de la relación S/N para la línea Boya-07e-2d3c-07.	71
Figura N° 29. Clasificación de facies litológicas en los pozos utilizados en el estudio.....	74
Figura N° 30. Relación entre la arcillosidad, la porosidad y la relación $V_p/V_s$ .....	76
Figura N° 31. Diagrama de Pickett para las facies litológicas de la Fm. La Pascua.....	77
Figura N° 32. Atributos sísmicos calculados a partir de velocidades y densidades. Pozo MCH 11-8.....	79
Figura N° 33. Gráfico cruzado de impedancia P vs. Relación $V_p/V_s$ ....	80
Figura N° 34. Gráfico cruzado de impedancia S vs. Relación $V_p/V_s$ .....	81
Figura N° 35. Gráfico cruzado de Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) vs. Mu-Rho ( $\mu\rho$ )...	82
Figura N° 36. Gráfico cruzado de impedancia P vs. impedancia elástica PS 30°.....	83
Figura N° 37. Gráfico cruzado de impedancia elástica PS 10° vs. impedancia elástica PS 40°.....	84
Figura N° 38. Gráficos cruzados: a) $R_{hob}$ vs. $I_p$ ; b) $R_{hob}$ vs. $I_s$ ; c) $R_{hob}$ vs. Mu- $R_{hob}$ ( $\mu\rho$ ); d) $R_{hob}$ vs. Lambda- $R_{hob}$ ( $\lambda\rho$ ); e) $R_{hob}$ vs. $V_p/V_s$ ; f) $R_{hob}$ vs. IEPS40°.....	86
Figura N° 39. Espectro de frecuencia para la inversión simultánea PP y PS, y para inversión PP. (Tomado de García <i>et al.</i> , 2010).....	88
Figura N° 40. Resultado de la inversión de densidad: simultánea PP y PS (izquierda) y PP (derecha). (Tomado de García <i>et al.</i> , 2010).....	88
Figura N° 41. Espectros de amplitud para la sísmica PP (izquierda) y PS	

(derecha).....	89
Figura N° 42. De izquierda a derecha: GR, $\Delta t_p$ , $\Delta t_s$ , $V_p/V_s$ , sismogramas sintéticos PP-AVA y PS-AVA para el pozo MCH 11-8. Las curvas y los sismogramas están en escala de profundidad.....	91
Figura N° 43. De izquierda a derecha: GR, $\Delta t_p$ , $\Delta t_s$ , $V_p/V_s$ , sismogramas sintéticos PP-AVA y PS-AVA para el pozo MCH 7-24. Las curvas y los sismogramas están en escala de profundidad.....	92
Figura N° 44. Función lineal de velocidad obtenida para el Bloque 8....	95
Figura N° 45. Modelo de velocidades del subsuelo del Bloque 8.....	96
Figura N° 46. Sismogramas sintéticos PP con diferentes frecuencias dominante. A partir de 50 Hz el tope y la base de la Fm. son resueltos, mientras que con 80 Hz se logra la definición de eventos intraformacionales.....	98
Figura N° 47. Espectro de amplitud de una sección sísmica precedente. La frecuencia máxima de recuperación es de 80 Hz, mientras que la dominante es de 50 Hz.....	99
Figura N° 48. <i>Patch</i> de adquisición de la propuesta 1; 12x60 (720 canales vivos).....	102
Figura N° 49. <i>Patch</i> de adquisición de la propuesta 2; 10x72 (720 canales vivos).....	102
Figura N° 50. Cobertura nominal PP para la propuesta 1.....	103
Figura N° 51. Cobertura nominal PP para la propuesta 2.....	104
Figura N° 52. Cobertura PS con un tamaño de <i>bin</i> 15 m X 15 m, para la propuesta 1.....	105
Figura N° 53. Cobertura PS con un tamaño de <i>bin</i> 15 m X 15 m, para la propuesta 2.....	105
Figura N° 54. Cobertura PS con un tamaño de “ <i>bin</i> óptimo” de 22 m X 22 m, para la propuesta 1.....	106

Figura N° 55. Cobertura PS con un tamaño de “ <i>bin</i> óptimo” de 22 m X 22 m, para la propuesta 2.....	106
Figura N° 56. Diagrama de distribución de azimut para los datos PP. (a) propuesta 1; (b) propuesta 2 .....	108
Figura N° 57. Diagrama de distribución de azimut para los datos PS. (a) propuesta 1; (b) propuesta 2 .....	109
Figura N° 58. Diagrama de distribución de <i>offset</i> para los datos PP. (a) propuesta 1; (b) propuesta 2 .....	111
Figura N° 59. Diagrama de distribución de <i>offset</i> para los datos PS. (a) propuesta 1; (b) propuesta 2 .....	112
Figura N° 60. Diagrama de roseta para los 2 <i>patch</i> de adquisición. (a) propuesta 1; (b) propuesta 2 .....	113



## ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla N° 1. Velocidades de propagación y coeficiente $V_p/V_s$ en los minerales formadores de rocas más comunes. (Modificado de Cova, 2004)	16
Tabla N° 2. Rangos de valores de la relación $V_p/V_s$ para diferentes rocas sedimentarias. (Modificado de Cova, 2004).....	18
Tabla N° 3. Criterios de discriminación litológica.....	54
Tabla N° 4. Profundidad y valores de twt para cada una de las capas del modelo.....	62
Tabla N° 5. Velocidades sísmicas y frecuencias utilizadas para el cálculo de resolución sísmica vertical.....	94
Tabla N° 6. Características de las propuestas de diseño 3D multicomponente para el Bloque 8.....	101

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Venezuela como país productor y exportador de petróleo, a través de Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) y las empresas mixtas, se encuentra enfocada no sólo en la búsqueda de nuevos yacimientos, sino también en la mejora de la explotación de los que actualmente se encuentran en producción. PDVSA, a través de la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), llevó a cabo el Proyecto Orinoco Magna Reserva, el cual está enmarcado en el Plan Siembra Petrolera 2005-2012, y que tuvo como objetivo principal, la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). La misma está dividida en 27 bloques y organizada en cuatro áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.

El Bloque 8 del Área Boyacá fue asignado a la empresa PDVSA División Centro-Sur (actualmente División Boyacá), para realizar actividades primarias de exploración y producción de hidrocarburos en concordancia con el artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Dentro de las actividades de producción a desarrollar por el Departamento de Estudios Integrados Nuevos Desarrollos Boyacá (BOYACÁ 8) adscrita a la División Boyacá, se encuentra la realización de perforaciones horizontales en los yacimientos de interés en la secuencia terciaria (Formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramas), los cuales están asociados a un bajo contraste de impedancias acústicas de los sedimentos depositados en el campo, impidiendo una

clara delineación de los mismos y aumentando el riesgo a la hora de realizar las actividades de perforación de los pozos (como la geonavegación, por ejemplo).

Por esta razón se propone el análisis de las ondas sísmicas convertidas y compresionales, para determinar el aporte que realizaría el uso de los datos multicomponente en la ubicación de litologías con contenido mayoritario de arenas, mediante la generación de imágenes sísmicas y la caracterización de yacimientos, tomando también en consideración los requerimientos técnicos y operacionales necesarios para el uso de la técnica multicomponente, en un levantamiento sísmico 3D para el Bloque 8 del Área Boyacá de la Faja Petrolífera del Orinoco.

## **1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1. Objetivo general**

- Estudiar la factibilidad del uso de la técnica multicomponente para un levantamiento sísmico 3D en el Bloque 8 del Área Boyacá, Faja Petrolífera del Orinoco.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Evaluar la relación existente entre la física de rocas y los datos sísmicos multicomponente.
- Comparar la efectividad de diferentes atributos sísmicos PP y PS en la discriminación litológica.
- Analizar la respuesta en amplitud de las ondas PP y PS al modelo de reflectividad del subsuelo.
- Evaluar los diferentes parámetros de adquisición para un levantamiento sísmico multicomponente.

### **1.3. JUSTIFICACIÓN**

El presente Trabajo Especial de Grado (T.E.G.) es de gran importancia en el área de la geofísica de exploración y de producción, ya que permitirá evaluar la factibilidad del uso de la sísmica multicomponente en la caracterización de yacimientos, y en la mejora de las imágenes sísmicas. De igual forma el presente proyecto es considerado innovador, ya que se busca combinar los parámetros de adquisición de sísmica convencional (onda P) con los de onda convertida, analizando no sólo el campo de velocidades de ondas P sino también el de ondas S (a través de la relación  $V_p/V_s$ ), lo cual contribuirá con la generación de imágenes sísmicas de mayor y mejor cantidad de información, que al ser interpretadas contribuirá con la delimitación de las zonas de mayor interés para la explotación petrolífera, aumentando de esta manera la producción del Bloque 8 de la FPO e impactando positivamente en la economía de la zona, generando mayores oportunidades de empleo e incrementando la actividad comercial en el área.

Metodológicamente el presente estudio permitirá desarrollar un flujo de trabajo, cuya implementación será de gran utilidad en el diseño de levantamientos sísmicos multicomponente y en el uso de las ondas convertidas en la caracterización sísmica de yacimientos.

### **1.4. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO**

El área de Boyacá se encuentra en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la parte sureste del Estado Guárico. Está limitada al norte por los campos: Ruiz, Las Mercedes, Guárico, Julieta, Palacios, Belén, Guavinita, Piragua y Socorro, al sur por el río Orinoco, al este por el área Junín (antes área Zuata) y al oeste por el meridiano que pasa por el poblado de Calabozo en el mismo Estado Guárico (Figura N° 1).

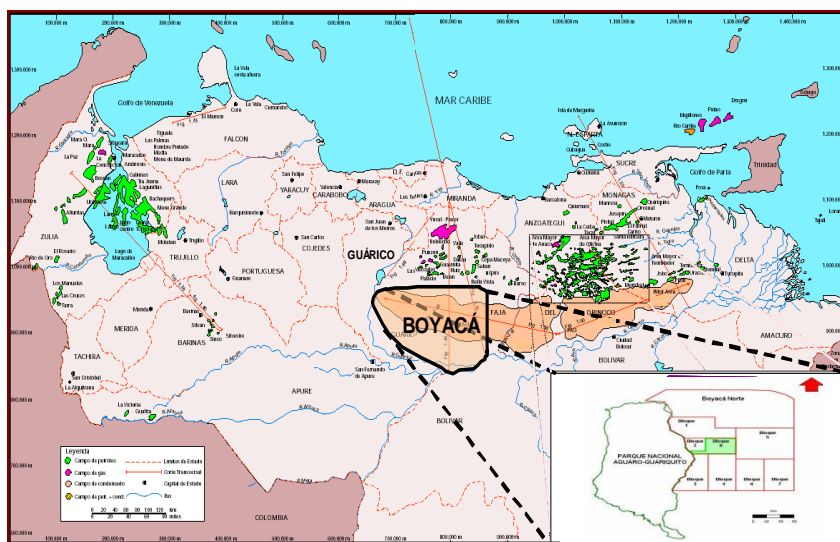


Figura N° 1. Ubicación geográfica del Área Boyacá.

El Bloque 8 se localiza dentro del área de Boyacá, tiene un área de 358,71 km<sup>2</sup>, limita al norte con el Bloque 1, al sur con los Bloques 3 y 4; al oeste con el Parque Nacional Aguaro – Guariquito y el Bloque 2, y al este con el Bloque 5 (Figura N° 2).

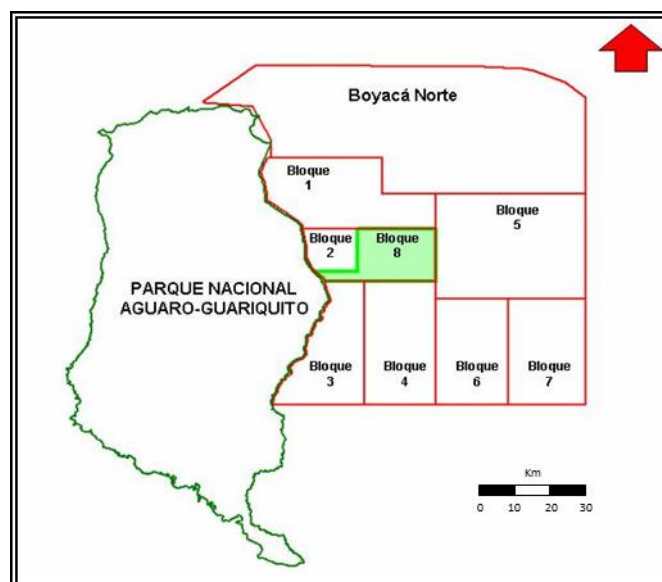


Figura N° 2. Ubicación del Bloque 8 del Área Boyacá

## CAPÍTULO II

### MARCO GEOLÓGICO

#### 2.1. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA (COV)

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la región centro-este del país, la cual abarca 164.000 km<sup>2</sup> y 20.000 pies de sedimentos paleozoicos, cretácicos y terciarios entre cadenas montañosas situadas al norte del Escudo de Guayana como límite sur. (Figura N° 3).



Figura N° 3. Cuencas petrolíferas de Venezuela. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Modificado de Cuencas Petrolíferas en Venezuela, s.a., s.f.)

La cuenca actual es asimétrica, con el flanco sur inclinado ligeramente hacia el norte, y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se divide en 2 subcuencas: Subcuenca de Guárico y Subcuenca de Maturín.

### **2.1.1 Subcuenca de Guárico**

La subcuenca de Guárico tiene 49.895 km<sup>2</sup> de extensión y contiene un máximo de 7.000 m de sedimentos del Cretácico y Post-Cretácico. Limita al norte con la faja Piemontina de la Cordillera del Caribe, al sur con el Escudo de Guayana, al oeste con el Arco de El Baúl y al este con la Subcuenca de Maturín. Esta cuenca también es asimétrica, con el flanco norte sobrecorrido por terrenos alóctonos compuestos principalmente por sedimentos y rocas metamórficas del Mesozoico, Paleoceno y Eoceno de la Cordillera del Caribe. Su eje estructural actual está cubierto por los corrimientos del norte del Estado Guárico y su rumbo varía de noroeste-sureste en el Cretácico y norte-sur en el Mioceno (Kiser, 1987).

### **2.1.2. Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)**

La Faja Petrolífera del Orinoco es considerada como la acumulación de crudos pesados y extrapesados más grande del mundo. Ocupa la franja meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, paralela al curso del río Orinoco, extendiéndose en sentido este-oeste, desde las cercanías de la ciudad de Tucupita, en el estado Delta Amacuro, hasta las inmediaciones de la ciudad de Calabozo, en el Estado Guárico. Abarca una extensión de 600 km de este a oeste y 70 km en dirección norte sur en total un área aproximada de 54.000 km<sup>2</sup>. Fue dividida en cuatro zonas de exploración y perforación que son: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.

## **2.2. EVOLUCIÓN DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela es relativamente simple, por haber estado desde el Paleozoico apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamientos y hundimientos de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia para el desarrollo final de la cuenca. Aunque la Cuenca Oriental de Venezuela no mostró una forma similar a la actual sino después del Eoceno tardío, no alcanzó su forma definitiva hasta el Mioceno temprano (aproximadamente 20 M.a.). El cuadro tectónico en la región del Estado Monagas se postula con levantamientos espasmódicos y empujes recurrentes en el tiempo y espacio, todos con fuertes componentes norte-sur.

Básicamente la evolución geodinámica y tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela comprende las siguientes etapas (Parnaud *et al.*, 1995):

- a) Una fase prerift en el Paleozoico
- b) Una fase de rifting y drifting durante el Jurásico y Cretácico Temprano.
- c) Un período de margen pasivo desde el Jurásico Tardío-Cretácico Temprano hasta el Eoceno.
- d) Una fase final durante la colisión oblicua (sistema rumbo-deslizante y compresivo-transpresivo) que se ha ido extendiendo desde el Eoceno Medio (oeste) hasta el Oligoceno Medio (este) y resultó en la formación de la Serranía del Interior y la transformación de la cuenca de margen pasivo a una cuenca de tipo antepaís.

### **2.2.1. Fase prerift (Paleozoico)**

Esta fase o megasecuencia tuvo lugar en el Paleozoico y fue identificada a partir de perfiles sísmicos, donde se evidencian depresiones estructurales y se preservaron



rocas de edad Paleozoica, asociada éstas con las Formaciones Hato Viejo y Carrizal de la Subcuenca de Guárico, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos costeros a neríticos. Las secuencias encontradas por perforaciones están compuestas por areniscas de grano fino, ligeramente calcáreas con intercalaciones de conglomerados y lutitas verdes con espesores entre 3.000 y 5.000 metros y de 1,5 a 2,0 segundos en tiempo doble (Parnaud *et al.*, 1995).

### **2.2.2. Fase rift (Jurásico-Cretácico Temprano)**

La fase o megasecuencia rift tuvo origen durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano. Está caracterizada por el levantamiento vertical del borde cratónico, actividad volcánica en el Macizo de El Baúl, así como por un largo período de erosión sobre la mayor parte de la Cuenca Oriental. La transgresión está bien representada por la sedimentación de clásticos y calizas marinas de la Formación Barranquín y la depositación hacia el sur del Grupo Temblador con la Formación Canoa de ambiente continental (González de Juana *et al.*, 1980).

Por otro lado, al separarse Norteamérica de Gondwana, se crea un sistema extensional en el margen norte de Suramérica. Este sistema ocurre en el Triásico Tardío-Jurásico Temprano, y separa Yucatán de la Placa Suramericana (Parnaud *et al.*, 1995). La evidencia de este proceso se encuentra en la base de la Cuenca Oriental de Venezuela y está representada por los basaltos y capas rojas de edad Jurásico Medio-Temprano (Formación Ipire), depositadas en el Graben de Espino.

### **2.2.3. Fase de margen pasivo (Jurásico Tardío-Cretácico Temprano al Eoceno).**

Desde el Jurásico Tardío o Cretácico Temprano al Eoceno, se caracterizó por la subsidencia del margen norte de Suramérica. En esta fase se depositaron rocas clásticas marinas en el orden de 3 a 4 km de espesor, entre las que destacan las Formaciones Querecual y San Antonio, las cuales son generadoras de petróleo pesado (Parnaud *et al.*, 1995).

#### 2.2.4. Fase de colisión oblicua (Eoceno Temprano-al presente)

Como consecuencia de esta colisión se generó un sistema rumbo-deslizante y compresivo-transpresivo entre la Placa Caribe y la Placa Suramericana, el cual creó una cuenca antepaís (foreland). Los depósitos característicos de ésta, suprayacen a los de la etapa de margen pasivo y se crean las trampas asociadas a fallas. Como consecuencia de la carga litoestática generada por las napas producidas por la colisión (al norte), ocurre una flexión isoestática de la litósfera que provocó el levantamiento de la zona sur de la cuenca, exponiéndola a la erosión.

### 2.3. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DEL ÁREA

La estratigrafía regional del área se resume en el cuadro de la Figura N° 4.

FORMACIÓN	EDAD	LITOLOGÍA	AMBIENTE
<b>Fm. Chaguaramas</b>	Oligoceno Tardío-Mioceno Medio	Areniscas, lutitas y lignitos	Continental
<b>Fm. Roblecito</b>	Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano	Lutita marina, de gris a gris oscuro	Marino, de plataforma media a externa.
<b>Fm. La Pascua</b>	Eoceno Tardío-Oligoceno Tardío	Areniscas, lutitas oscuras y lignitos	Marino basal.
<b>Fm. Tigre</b>	Turonense-Maastrichtense		
Mb. Guavinita		Areniscas, calizas delgadas, fñanitas negras	Nerítico
Mb. Infante		Caliza compacta fosilífera de color gris	Marino
Mb. La Cruz		Areniscas lenticulares caoliniticas con lutitas negras carbonáceas	Marino Basal
<b>Fm. Canoa</b>	Albiense-Aptiense	Conglomerados de grano fino y arenas fluviales no consolidadas.	Continental
<b>Fm. Ipire</b>	Jurásico Medio-Tardío	Conglomerados de clastos de lutitas rojas con matriz arcillosa	
<b>Fm. Carrizal</b>	Cámbrico Temprano	Arcilitas verdosas, areniscas y limolitas	Marino-Costero a Nerítico.

Discordancia

Figura N° 4. Cuadro resumen de la estratigrafía regional del área. (PDVSA-CVP, 2009)

La columna estratigráfica del área puede ser dividida en tres grandes secuencias: Pre-Cretácico, Cretácico, y Terciario. Debido a que los yacimientos de interés petrolífero son de edad terciaria, a continuación se realiza una descripción de las formaciones que constituyen dicha secuencia.

El Léxico Estratigráfico Venezolano III describe las siguientes formaciones terciarias en el área, de las más antiguas a las más jóvenes de la siguiente manera:

### **2.3.1. Formación La Pascua (?Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano)**

Es un clástico basal asociado a transgresión marina, que consta de areniscas y lutitas oscuras y algunos lignitos, que gradan hacia el norte y oeste a lutitas de las facies de Roblecito. Esta formación descansa en discordancia angular sobre estratos cretácicos o pre-cretácicos. Posee un contacto transicional con la Formación Roblecito.

### **2.3.2. Formación Roblecito (?Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano)**

Es una continuación de la depositación de la Formación La Pascua como una unidad de lutita marina que es transicional con las areniscas transgresivas de La Pascua y gradacional hacia arriba con las areniscas y lutitas menos marinas de la Formación Chaguaramas. La formación consiste de lutitas medianamente duras, fisiles, comúnmente limosas, no calcáreas, glauconíticas y micro fosilíferas. El contacto La Pascua-Roblecito es transicional, lateral y verticalmente.

### **2.3.3. Formación Chaguaramas (Oligoceno Tardío-Mioceno Medio)**

Se compone de una alternancia de areniscas, lutitas y lignitos de agua salobre, con desarrollos locales de arcillas de agua fresca y conglomerados de guijarros arcillosos. Es concordante y transicional con la Formación Roblecito.

## 2.4. ESTRATIGRAFÍA LOCAL DEL BLOQUE 8

La Figura N° 5 muestra la columna litológica de uno de los pozos del Bloque 8, donde se puede apreciar la secuencia cretácica, representada por la Formación Canoa y la Formación Tigre (tope del Cretácico), y la secuencia terciaria, compuesta por las formaciones La Pascua (Formación de interés), Roblecito y Chaguaramas.

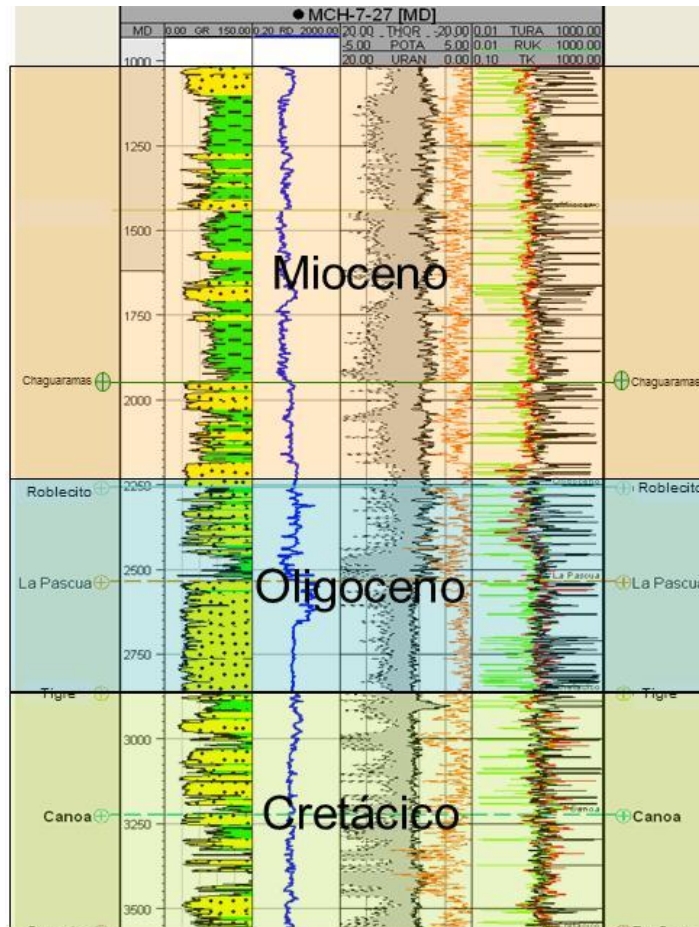


Figura N° 5. Columna estratigráfica del Bloque 8. (Tomado de PDVSA, 2009)

El espesor de la Formación La Pascua varía de 108 pies a 331 pies y está representada por un apilamiento cíclico de capas de 10 pies de espesor, formados durante ciclos de erosión-depositación (Carrero, 2011).

Según el estudio hecho por Carrero (2011), existen alrededor de 4 zonas de interés dentro de la Formación La Pascua identificadas en un núcleo del pozo MCH-11-8, pero sólo 2 de ellos tienen un espesor mayor de 20 pies (condición necesaria para realizar la geonavegación).

## **2.5. SÍNTESIS ESTRUCTURAL DEL ÁREA BOYACÁ**

Sucesivos movimientos tectónicos de intensidad variable han afectado la sub cuenca de Guárico desde el Paleozoico hasta el Cuaternario. En las rocas paleozoicas, grandes movimientos tectónicos dieron origen a plegamientos, fallamientos e intrusiones ígneas con bajo grado de metamorfismo asociado. Debido a estos esfuerzos se formaron dos sistemas de fallas normales: uno principal y otro secundario. Las fallas del sistema principal poseen una orientación N67°E con desplazamientos y extensión de gran magnitud, de los cuales destacan los sistemas de Altamira, Machete y Sabán Ruiz. El sistema secundario tiene una orientación N67°O y se asocia con los sistemas primarios donde las fallas Sabán y Altamira constituyen los límites del Graben de Espino.

La secuencia cretácica alcanza su máximo espesor en el norte de la cuenca, debido a que al iniciarse la sedimentación en el Cretácico la cuenca se inclinó hacia el norte. Por el levantamiento se reactivaron algunas de las fallas paleozoicas principales (Machete y Sabán-Ruiz) y otras menores del sistema secundario, a la vez que se formaban nuevas fallas normales siguiendo la misma orientación. A este levantamiento le siguió un periodo de fuerte erosión.

La cuenca cambió de posición antes de iniciarse la sedimentación de las formaciones terciarias, al inclinarse hacia el N25°O, donde el Terciario alcanza su mayor espesor.

Como resultado de la orogénesis andina, la cuenca basculó hacia el este reactivando las fallas paleozoicas, algunas del Cretácico, y formando en este proceso las fallas terciarias.

## CAPÍTULO III

### MARCO TEÓRICO

#### 3.1. VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DE ONDAS ELÁSTICAS

En el interior de un sólido elástico pueden propagarse dos tipos de ondas, que son conocidas como ondas de cuerpo: las ondas P y las ondas S.

Las ondas P, primarias, longitudinales o de dilatación-compresión se caracterizan porque el movimiento de las partículas del cuerpo por el cual transitan, ocurre en la dirección de propagación de las ondas, mientras que las ondas S, secundarias o de cizallamiento se caracterizan porque el movimiento de las partículas del cuerpo por el cual transitan, es perpendicular a la dirección de propagación de las ondas.

Las velocidades de propagación de estos tipos de ondas pueden ser expresadas en función de la densidad y los parámetros elásticos de la roca, según las ecuaciones (1) y (2):

$$\text{Velocidad de onda P} \quad V_p = \sqrt{\frac{k + 4/3\mu}{\rho}} \quad (1)$$

$$\text{Velocidad de onda S} \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2)$$

Donde:

$\rho$ : es la densidad total de la roca

$k$ : es el módulo de compresión de la roca y representa la resistencia a una compresión uniforme.

$\mu$ : es el módulo de cizalla o de rigidez de la roca y representa la resistencia de la misma a los esfuerzos de cizallamiento.

Los parámetros elásticos de una roca ( $k$  y  $\mu$ ) son el resultado de la combinación de los minerales que las constituyen, es decir, que los valores máximos y mínimos de compresibilidad y rigidez de una roca, en ningún caso deben ser mayores al promedio aritmético ni menores al promedio armónico de los valores de compresibilidad y rigidez que presenten los minerales que la componen, según la proporción que cada uno de estos minerales estén presentes en la roca. Estos valores extremos pueden ser representados mediante los límites de Voigt y Reuss y sirven de control de calidad de los registros de pozo. (Avseth *et al.*, 2005).

El **límite superior** o **límite de Voigt** es uno de los límites elásticos más simple, y relaciona un módulo  $M_v$  con la fracción del material para una mezcla de  $N$  materiales. Este límite viene dado por la ecuación (3):

$$M_v = \sum_{i=1}^N f_i M_i \quad (3)$$

Donde:

$f_i$ : es la fracción del  $i$ -ésimo material

$M_i$ : es el módulo del  $i$ -ésimo material

No hay manera de que la naturaleza pueda juntar una combinación de materiales tales que sean más rígidos que el promedio aritmético de los módulos de los materiales dado por el límite de Voigt (Avseth *et al.*, 2005).

El **límite inferior** o **límite de Reuss**, al igual que el límite de Voigt relaciona un módulo elástico ( $M_R$ ) con la fracción del material. Este límite viene dado por la ecuación (4).

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i} \quad (4)$$

Donde:

$f_i$ : es la fracción del  $i$ -ésimo material

$M_i$ : es el módulo del  $i$ -ésimo material

No hay forma de que la naturaleza pueda realizar una combinación de materiales tales que sean más blandos que el promedio armónico de los módulos de los materiales dado por el límite de Reuss (Avseth *et al.*, 2005).

Matemáticamente las relaciones de Voigt y Reuss pueden representar cualquier módulo (módulo de volumen módulo de cizalla, módulo de Young, entre otros). Sin embargo, tiene más sentido realizar este cálculo para el módulo de volumen y de cizalla, que para cualquier otro módulo, debido a que están directamente relacionados con la velocidad de propagación de ondas en un medio.

### **3.2. RELACIÓN ENTRE LA FÍSICA DE ROCAS Y LAS VELOCIDADES SÍSMICAS**

La sensibilidad de las velocidades sísmicas a los diferentes parámetros de las rocas, tales como porosidad, litología, tipo de fluido en los poros, saturación, y presión de poro, ha sido objeto de estudio durante muchos años. Algunos de las relaciones estudiadas y las conclusiones obtenidas se presentan a continuación:



### 3.2.1. Litología y su relación con Vp, Vs y Vp/Vs

Para estudiar el comportamiento de las velocidades Vp, Vs y la relación Vp/Vs en las rocas, es necesario entender primero el comportamiento de estos parámetros en los minerales que la conforman. A pesar de que las rocas son agregados de minerales, el comportamiento de las velocidades a través de éstos, pueden que no lo sean, ya que los minerales tienden a ser materiales homogéneos, sin fracturas ni porosidad, mientras que las rocas están constituidas por agregados de minerales que pueden presentar amplios rangos de porosidades y diferentes tipos de fracturas. Por lo tanto, el conocimiento de los parámetros medidos en los minerales, sólo puede proporcionar valores de referencia que permitirán establecer aproximaciones iniciales de los parámetros de las rocas (Tatham y McCornack, 1991). Las velocidades y el coeficiente Vp/Vs de los cristales de minerales más comunes se muestran en la Tabla N° 1.

Tabla N° 1. Velocidades de propagación y coeficiente Vp/Vs en los minerales formadores de rocas más comunes. (Modificado de Cova, 2004)

Mineral	V <sub>p</sub> (m/s)	V <sub>s</sub> (m/s)	V <sub>p</sub> /V <sub>s</sub>
Cuarzo	6057	4153	1,46
Calcita	6259	3243	1,93
Dolomita	4690	2720	1,73
Arcilla	4329	2236	1,93

La relación Vp/Vs muestra una dependencia directa con el módulo de Poisson ( $\nu$ ) de la roca según la ecuación (5):

$$\frac{V_P}{V_S} = \sqrt{\frac{2(1-\nu)}{1-2\nu}} \quad (5)$$

de tal manera que los valores de  $V_p/V_s$  mostrados en la Tabla N° 1, pueden ser estudiados en función del módulo de Poisson para cada mineral. El cuarzo y la calcita presentan valores del módulo de Poisson de 0,056 y 0.316, respectivamente. La dolomita tiene un módulo de Poisson con valores cercanos a 0,25 que se traducen en valores de  $V_p/V_s$  cercanos a raíz de tres, y que representan valores similares a los establecidos para un sólido ideal (sólido de Poisson).

Los experimentos de laboratorio y registros de pozos han demostrado la posibilidad de discriminar distintos tipos de litologías a partir de las velocidades de propagación. Pickett (1963) concluyó a partir del análisis de registros de pozos, que las arenas limpias y bien consolidadas, las dolomitas y las calizas podían ser bien identificadas en base a valores de  $V_p/V_s$  particulares para cada litología, tal y como se puede ver en la Figura N° 6.

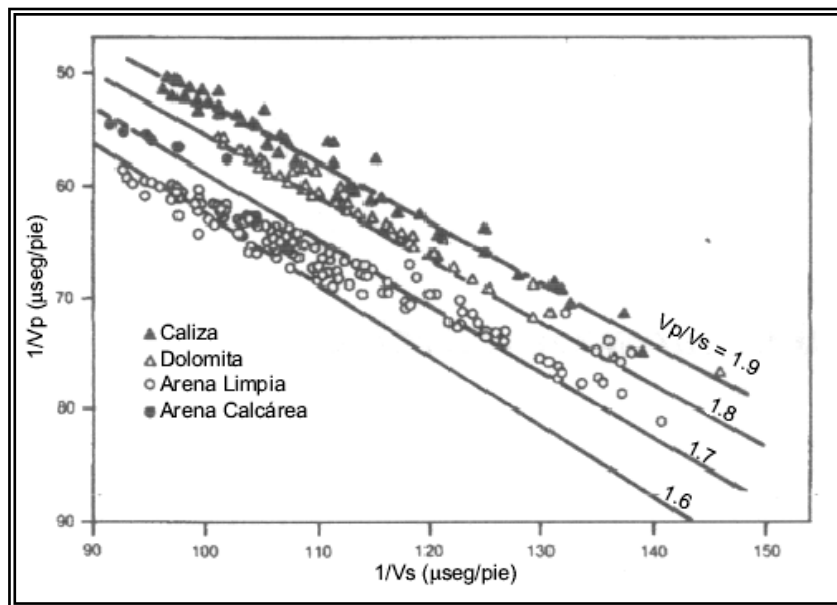


Figura N° 6. “Diagrama de Pickett”. Discriminación litológica en función de las lentitudes de onda P y onda S. (Tomado de Cova, 2004)

Doménico (1984) utilizó información de núcleos de areniscas saturadas de agua, areniscas calcáreas, calizas y dolomitas para calcular los rangos de  $V_p/V_s$  para las

litologías sedimentarias más comunes; los resultados obtenidos se muestran en la Tabla N° 2.

Tabla N° 2. Rangos de valores de la relación  $V_p/V_s$  para diferentes rocas sedimentarias. (Modificado de Cova, 2004)

Roca	$V_p/V_s$
Areniscas	1,59-1,76
Areniscas calcáreas	1,67-1,76
Dolomitas	1,78-1,84
Calizas	1,84-1,99
Lutitas	1,70-3,00

Al observar los resultados obtenidos por Doménico (1984) y compararlos con los valores de la Tabla N° 1, se puede observar que el valor de  $V_p/V_s$  para la calcita se encuentra dentro del rango de valores para la caliza. Caso contrario ocurre para el cuarzo con relación a las arenas, a pesar de que éste es el principal mineral que las compone. Esto sugiere que otros factores, tales como la porosidad, la cementación, el contenido y saturación de fluidos, influyen en las velocidades sísmicas de las arenas y por ende, en la relación  $V_p/V_s$ .

Los valores de  $V_p/V_s$  reportados en la literatura para las lutitas, varían considerablemente debido a las dificultades para medir físicamente los módulos elásticos de estas rocas, así como por las amplias diferencias que pueden presentarse en la composición y estructura de distintos tipos de lutitas. Además, las velocidades de onda P y S en estas rocas, pueden verse seriamente afectadas por la presencia de anisotropía. Los valores de  $V_p/V_s$  para las lutitas, con menores variaciones debido a efectos de anisotropía se encuentran entre 2,3 y 2,93 (Tatham y McCormack, 1991).

Hamilton (1979) estudió las propiedades de las lutitas marinas poco consolidadas y obtuvo un rango de valores de  $V_p/V_s$  entre 2 y 4. En el caso de lutitas consolidadas, los valores de  $V_p/V_s$  estimados a partir de datos sísmicos se ubican entre 1,7 y 3 (Tatham y McCormack, 1991).

Como se pudo observar en las Tablas N° 1 y 2 los rangos de velocidades y  $V_p/V_s$  suelen solaparse para distintas litologías al estudiarse por separado; sin embargo, al estudiarlos simultáneamente se puede lograr una buena discriminación entre litologías. En la Figura N° 7, se muestran los resultados obtenidos por Miller y Stewart (1990) a partir de lecturas de registros de pozos, realizadas en intervalos lutíticos, arenosos y calcáreos. Allí se puede observar una clara separación de las distintas litologías estudiadas.

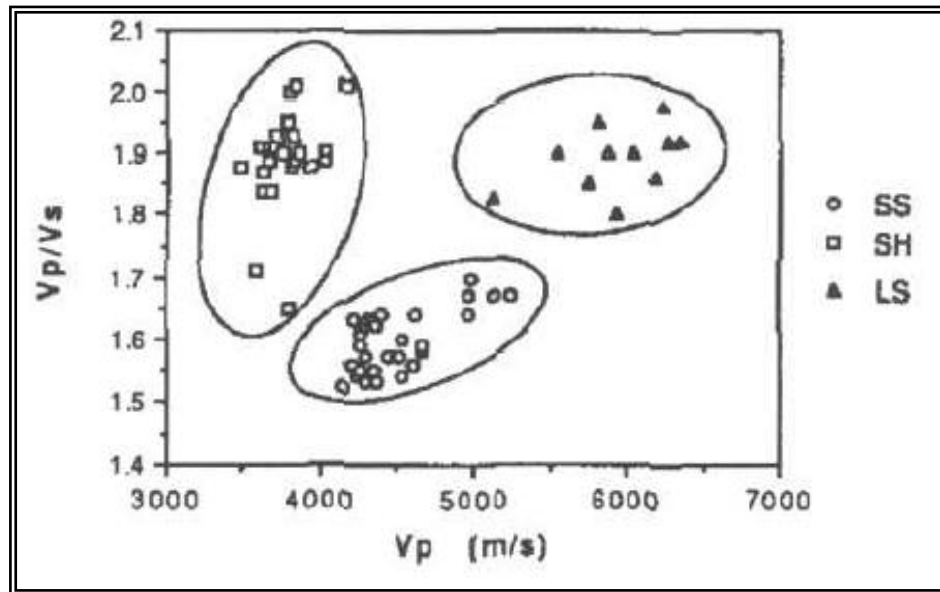


Figura N° 7.  $V_p/V_s$  vs.  $V_p$  para areniscas (SS), calizas (LS) y lutitas (SH). (Tomado de Cova, 2004)

En el caso de litologías complejas los valores tienden a caer dentro de las zonas delimitadas por las litologías que las conforman, tal y como se muestra en la Figura N° 8.

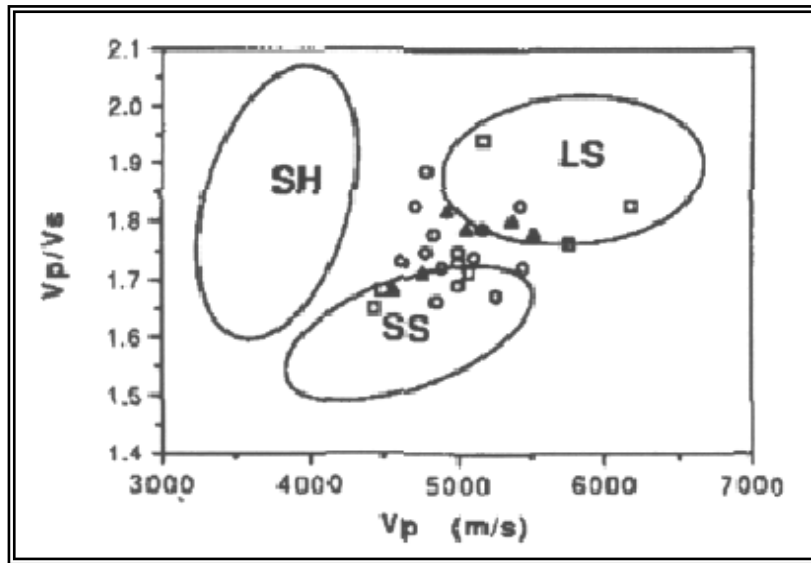


Figura N° 8. Vp/Vs vs. Vp para litologías complejas (calizas arenosas). La región LS corresponde a las calizas y la SS corresponde a las arenas. (Tomado de Cova, 2004)

En el caso de litologías “sucias”, Han *et al.* (1986) explican que las diferencias en los valores de Vp/Vs entre areniscas limpias y areniscas arcillosas son el producto de la disminución de la rigidez del contacto entre los granos que se origina de la presencia de minerales de arcilla.

Castagna *et al.* (1985), mediante el uso de registros sísmicos de pozos, sísmica y mediciones de laboratorio en rocas clásticas, obtuvieron las ecuaciones (6) y (7), que expresan a Vp y Vs en función de la porosidad ( $\Phi$ ) y el contenido de arcilla ( $V_{sh}$ ).

$$V_p(\text{km/s}) = 5,81 - 9,42\Phi - 2,21V_{sh} \quad (6)$$

$$V_s(\text{km/s}) = 3,89 - 7,07\Phi - 2,04V_{sh} \quad (7)$$

Como se puede observar en las ecuaciones, el coeficiente del término  $V_{sh}$  tiene un peso relativamente mayor para Vs que para Vp. Sin embargo, es apreciable que al aumentar el contenido de arcilla de una roca, tanto Vp como Vs disminuyen. En el

mismo estudio se concluye que, dentro de una determinada litología clástica,  $V_p/V_s$  es menos sensible a variaciones en el contenido de arcilla que a las variaciones de porosidad. Sin embargo, el rango de variación en el contenido de arcilla puede ser mucho mayor que las variaciones de porosidad, por lo cual el valor de la relación  $V_p/V_s$  puede depender fuertemente del contenido de arcilla.

### 3.2.2. Porosidad y su relación con $V_p$ , $V_s$ y $V_p/V_s$

El efecto de las variaciones de porosidad sobre  $V_p$ ,  $V_s$  y  $V_p/V_s$  tiene una gran importancia junto con las variaciones de litología. Bajo ciertas condiciones la porosidad es el principal mecanismo que controla las velocidades. Esta última afirmación debe ser tomada en cuenta con mucho cuidado, ya que por lo general los cambios de porosidad están acompañados de cambios en otras propiedades, como por ejemplo la forma de los poros (Tatham y McCormack, 1991).

Los estudios realizados demuestran que  $V_p$  y  $V_s$  disminuyen a medida que aumenta la porosidad debido a que ambas velocidades dependen del módulo de rigidez de la matriz de la roca, el cual disminuye a medida que aumenta la porosidad. La magnitud de esta variación depende de la composición de fluido contenido en los poros, ya que en este caso las velocidades se verán afectadas de maneras distintas.

Han *et al.* (1986) resumen los efectos de porosidad y arcillosidad sobre  $V_p/V_s$  en la ecuación (8).

$$V_p/V_s = 1,55 + 0,56\Phi + 0,43V_{sh} \quad (8)$$

La ecuación anterior muestra que los aumentos de porosidad efectivamente aumentan la relación  $V_p/V_s$ , al igual que el contenido de arcilla, y concuerdan con las conclusiones de Castagna *et al.* (1985) quienes señalan que los aumentos de porosidad tienen un efecto mayor en magnitud que el contenido de arcilla. Sin embargo, es importante recordar que el rango de variación del contenido de arcilla es

mayor que las variaciones de porosidad, por lo cual las variaciones de  $V_p/V_s$  pueden estar controladas principalmente por los primeros.

### 3.3. EL MÉTODO SÍSMICO DE REFLEXIÓN

El método de reflexión sísmica consiste en la medición del tiempo de viaje que toman las ondas sísmicas al desplazarse desde el origen (por ejemplo, explosión provocada por el hombre) a través de la tierra, hasta los contactos de las rocas que las reflejan de vuelta al dispositivo de detección.

El fenómeno de reflexión ocurre cuando la onda sísmica encuentra un cambio en las propiedades elásticas del material, como es el caso de una interfase entre dos estratos geológicos; parte de la energía se refleja (ondas reflejadas) y el resto se transmite al otro medio (ondas refractadas) con cambios en la dirección de propagación, en la velocidad y en el modo de vibración (Figura N° 9).

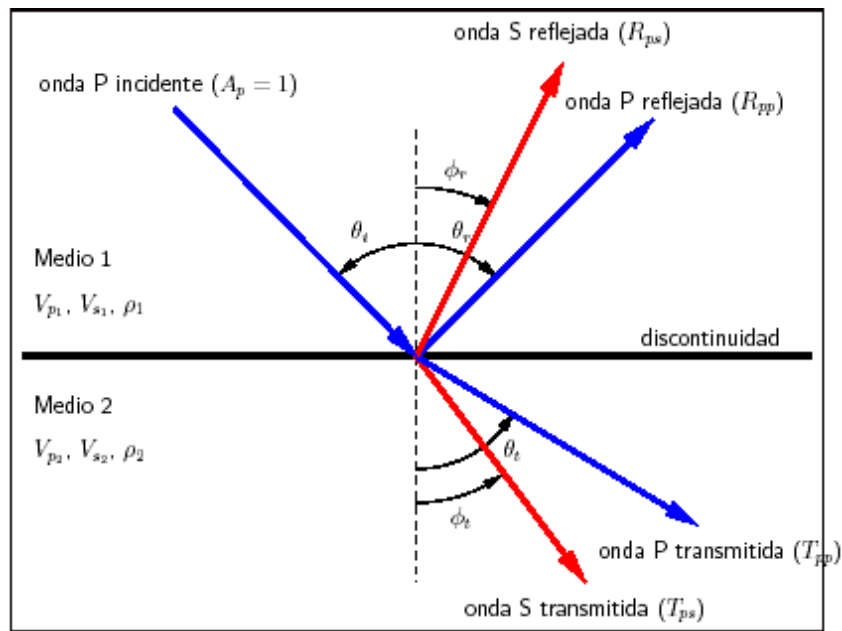


Figura N° 9. Conversión de onda P incidente (Conolly, 1999).

### 3.3.1. Ecuaciones de Zoeppritz

Con el objetivo de estudiar el fenómeno de reflexión, el geofísico alemán Karl Zoeppritz desarrolló un conjunto de ecuaciones expresadas matricialmente (ecuación 9), que permiten relacionar en función del ángulo de incidencia, cuánta energía se transmite y cuánta se refleja, tanto para la componente compresiva (onda P) como la de cizalla (onda S) (Conolly, 1999).

$$\begin{pmatrix} \sin \theta_i & \cos \phi_r & -\sin \theta_t & \cos \phi_t \\ \cos \theta_i & -\sin \phi_r & \cos \theta_t & \sin \phi_t \\ \sin 2\theta_i & a_1 \cos 2\phi_r & b_1 \sin 2\theta_t & -c_1 \cos 2\phi_t \\ \cos 2\phi_r & -a_2 \sin 2\phi_r & -b_2 \cos 2\phi_t & -c_2 \sin 2\phi_t \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} R_{pp} \\ R_{ps} \\ T_{pp} \\ T_{ps} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\sin \theta_i \\ \cos \theta_i \\ \sin 2\theta_i \\ -\cos 2\phi_r \end{pmatrix} \quad (9)$$

$$a_1 = \frac{V_{p1}}{V_{s1}}, \quad b_1 = \frac{V_{s2} V_{p1} W_2}{V_{p2} V_{s1} W_1}, \quad c_1 = \frac{V_{p1} W_2}{V_{s1} W_1},$$

$$a_2 = \frac{V_{s1}}{V_{p1}}, \quad b_2 = \frac{Z_2}{Z_1}, \quad c_2 = \frac{W_2}{Z_1},$$

$$Z_1 = \rho_1 V_{p1}, \quad Z_2 = \rho_2 V_{p2}, \quad W_1 = \rho_1 V_{s1}, \quad W_2 = \rho_2 V_{s2}.$$

Donde:

$R_{pp}$ : coeficiente de reflexión de la onda P.

$R_{ps}$ : coeficiente de reflexión de la onda S.

$T_{pp}$ : coeficiente de transmisión de la onda P.

$T_{ps}$ : coeficiente de transmisión de la onda S.

$\theta_i$ : ángulo de incidencia.



$\theta_i$ : ángulo de transmisión de la onda P.

$\phi_r$ : ángulo de reflexión de la onda S.

$\phi_t$ : ángulo de transmisión de la onda S.

$V_{P1}$ ,  $V_{S1}$ ,  $\rho_1$ : velocidad de onda P, velocidad de onda S y densidad en el medio 1, respectivamente.

$V_{P2}$ ,  $V_{S2}$ ,  $\rho_2$ : velocidad de onda P, velocidad de onda S y densidad en el medio 2, respectivamente.

### **3.3.2. Sismograma sintético**

Es la reconstrucción de una traza sísmica en la dirección del pozo, mediante el empleo de los registros de densidad y sónico. Sirve de ayuda para: la identificación de eventos múltiples, la conversión continua y precisa de tiempo y profundidad, el análisis de la amplitud sísmica real, la correlación litológica de la sísmica de superficie con los registros del pozo y la alta resolución sísmica (Liner, 2004).

Para generar un sismograma sintético es necesario realizar un proceso matemático llamado convolución, que representa el efecto generado por las rocas en el subsuelo, sobre la traza sísmica emitida por la fuente. Dicha convolución se realiza entre la serie de reflectividad y una ondícula estimada.

La serie de reflectividad se obtiene al calcular los coeficientes de reflexión sísmica, mediante el uso de las ecuaciones de Zoeppritz (sección 3.3.1), y representa las variaciones o los contrastes de las propiedades elásticas de las rocas, a lo largo de la columna litológica. Usualmente ésta se calcula para incidencia normal.

Una ondícula (según Sheriff, 2002) es un pulso sísmico que consiste generalmente de algunos pocos ciclos. En la construcción del sismograma sintético, la selección de la

ondícula es muy importante, por lo que se requiere de una ondícula teórica o extraída de la sísmica para que la calidad del ajuste de las secciones sísmicas con los datos de los pozos sea buena.

### 3.3.3. Resolución sísmica vertical y lateral

La resolución sísmica vertical está asociada al mínimo espesor de capa resoluble, es decir, la menor distancia vertical entre interfases litológicas que produce dos reflexiones discretas, las cuales pueden separarse visualmente.

El criterio de Rayleigh en óptica (Figura N° 10) establece que el límite de resolución de un instrumento óptico para distinguir imágenes separadas de dos objetos cercanos, se produce cuando las dos imágenes de difracción están separadas por una distancia igual a la distancia pico-valle del patrón de difracción (Kallweit y Wood, 1982). En otras palabras, el criterio de resolución sísmica vertical de Rayleigh establece que dos eventos sísmicos pueden ser identificados individualmente si su separación en tiempo es mayor o igual a la distancia pico-valle de la ondícula de convolución.

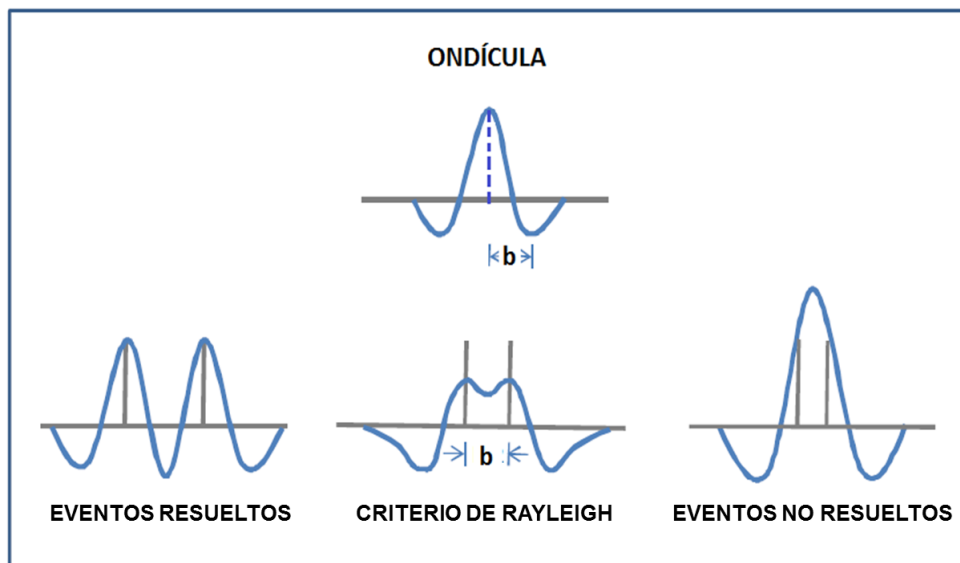


Figura N° 10. Criterio de resolución de Rayleigh aplicado a una ondícula sísmica. (Modificado de Quijada, 2009)

La resolución sísmica lateral viene determinada por la anchura de la zona de Fresnel, que es el área de un reflector que produce una interferencia constructiva de las ondas reflejadas. Esta área es un círculo cuyo radio viene dado por la ecuación (12):

$$r = \frac{V}{2} \sqrt{\frac{T_0}{f}} \quad (12)$$

Donde:

V: velocidad intervállica

To: tiempo doble de viaje (TWT)

f: frecuencia media

### 3.4. ATRIBUTOS SÍSMICOS

En general, los atributos sísmicos son toda la información que puede ser obtenida de datos sísmicos y pueden presentar información fundamental de los datos sísmicos: tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación.

En los últimos años, muchos de los estudios que se han llevado a cabo con ayuda de la sísmica, se basan en el uso de atributos para diferenciar los grupos o sistemas roca – fluido (grupos de rocas con propiedades similares de litología o contenido de fluido) presentes en el área. Algunos de los atributos sísmicos más utilizados hoy en día, y que también fueron utilizados en este estudio son los siguientes:

El **atributo impedancia acústica**, ha sido usado como discriminador litológico, y se define como el producto de la densidad de la roca y la velocidad de propagación de las ondas sísmicas en el subsuelo:

$$Z = Vp * \rho \quad (13)$$

Los **atributos AVO**, basados en el análisis de la variación de coeficientes de reflexión con respecto al ángulo de incidencia (AVA o AVO), han sido ampliamente utilizados como indicadores de hidrocarburos. Sus fundamentos se basan en las ecuaciones de Zoeppritz, las cuales expresan coeficientes de reflexión y transmisión para el caso de ondas planas en función de las propiedades elásticas del medio. Dentro de este tipo de atributos se tiene: atributo intercepto de AVO y atributo gradiente de AVO (G).

Existen algunos atributos que son reportados en la literatura como de alta sensibilidad al contenido de fluidos en los poros y variaciones litológicas. Son los atributos Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) y Mu-Rho ( $\mu\rho$ ), definidos como:

$$\lambda\rho = I_S^2 \quad (14)$$

$$\mu\rho = I_P^2 - I_S^2 \quad (15)$$

Donde:

$I_p$ = impedancia P

$I_s$ = impedancia S

Estos atributos están relacionados directamente con los parámetros elásticos de incompresibilidad ( $\lambda$ ) y rigidez ( $\mu$ ), siendo  $\lambda$  un indicador más sensible al fluido en los poros, y  $\mu$  a las propiedades de la matriz.

Otros tipos de atributos, como el atributo de impedancia elástica PP e impedancia elástica PS permiten calibrar e invertir datos sísmicos de *offset* diferente de cero, tal como la impedancia acústica lo hace para datos sísmicos de cero *offset*.

La **impedancia elástica PP** ó simplemente impedancia elástica, fue inicialmente desarrollada por BP a principios de los años 90 y presentada por primera vez por

Connolly en la reunión anual de la SEG (*Society of Exploration Geophysicists*) de 1997. La IE no es más que la generalización de la impedancia acústica para ángulos de incidencia variables (IE tiene valores iguales a la impedancia acústica cuando se usa un ángulo de incidencia normal).

Para calcular los valores de impedancia elástica se calcula en función de los valores obtenidos de velocidad de onda P, onda S y densidad para un determinado ángulo de incidencia de la onda, tal y como puede observarse en la ecuación (16).

$$IEPP(\theta) = V_p^{(1+\tan^2\theta)} * V_s^{(-8K\text{sen}^2\theta)} * \rho^{(1-4K\text{sen}^2\theta)} \quad (16)$$

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

De manera similar a como Mukerji *et al.* (1998) y Connolly (1999) derivaron la impedancia elástica PP (IEPP), González (2003) derivó una ecuación para la **impedancia elástica PS** (IEPS). La expresión para IEPS se obtuvo a partir de la aproximación de Aki y Richard (1980) para la reflectividad PS (*offset* positivos), suponiendo un contraste débil entre las propiedades elásticas de las capas y suponiendo la validez del modelo convolucional para ondas convertidas PS. La ecuación derivada se muestra a continuación:

$$IEPS(\theta\theta_p) = \rho^c * V_s^d \quad (17)$$

Donde:

$$c = \frac{K\text{sen}\theta_p}{\sqrt{\frac{1 - K^2\text{sen}^2\theta_p}{K^2}}} \left( 2\text{sen}^2\theta_p - \frac{1}{K^2} - 2\text{cos}\theta_p \sqrt{\frac{1 - K^2\text{sen}^2\theta_p}{K^2}} \right)$$

$$d = \frac{4K \operatorname{sen} \theta_p}{\sqrt{\frac{1 - K^2 \operatorname{sen}^2 \theta_p}{K^2}}} \left( \operatorname{sen}^2 \theta_p - \cos \theta_p \sqrt{\frac{1 - K^2 \operatorname{sen}^2 \theta_p}{K^2}} \right)$$

En la ecuación (17),  $\theta_p$  es el ángulo de incidencia (ondas P) y K es una constante igual a  $V_s/V_p$ .

Es importante resaltar que cuando se analiza el comportamiento de los exponentes  $c$  y  $d$  en función de los ángulos de incidencia, puede notarse que para *offsets* cercanos (ángulos pequeños) los términos  $V_s$  y  $\rho$  contribuyen similarmente en IEPS. Para *offsets* medios a lejanos, el término  $\rho$  domina en IEPS, característica que puede ser utilizada en la discriminación de diferentes propiedades de yacimientos (González, 2003).

### 3.5. SÍSMICA MULTICOMPONENTE

La sísmica multicomponente consiste en adquirir, procesar e interpretar todo el campo de ondas elástico que se propaga en el subsuelo y que es grabada en superficie (Pérez y Cova, 2011).

En los 80 años que la industria del petróleo y el gas lleva aplicando la tecnología sísmica, la adquisición, procesamiento e interpretación de las ondas compresionales u ondas P, han dominado a su contraparte, las ondas de corte. Pero a pesar de que la tecnología de ondas P convencional es muy poderosa, no puede resolver todos los problemas de generación de imágenes o de descripción de yacimientos. En ciertas situaciones, además de la información de ondas P, se requiere información de ondas de corte, u ondas S, para representar adecuadamente un yacimiento o describir sus propiedades (modificado de Barkved *et al.*, 2004).

Los primeros intentos prácticos de utilización de ondas S en la industria de exploración y producción se remontan a la década de 1950, en que los geofísicos

realizaban experimentos con componentes múltiples en tierra. En esos experimentos, una fuente oscilante, o fuente de ondas de corte, generaba ondas de corte directas que se reflejaban en profundidad y eran registradas en la superficie. Desde esos primeros intentos, numerosos levantamientos sísmicos de componentes múltiples en tierra resultaron técnicamente exitosos, pero su adquisición es dificultosa. Cada geófono debe estar orientado en la misma dirección para permitir la rotación de las coordenadas y debe ser plantado firmemente en el terreno para medir con precisión su movimiento. Los levantamientos de componentes múltiples en tierra presentan tres sensores ortogonales, por lo que requieren tres veces más canales de registro y el triple de volumen de datos que los levantamientos de un componente (Barkved *et al.*, 2004).

Basándose en la propiedad de conversión de ondas, la sísmica multicomponente permite registrar ondas S, a partir de la generación de ondas P. Estas ondas registradas, que se inician como onda P y se transforman en ondas S en las interfases del subsuelo, se conocen normalmente como ondas convertidas, u ondas PS, pero en cierta literatura reciente se les denomina ondas C, por la C de “convertidas”.

Otro fenómeno que tiene lugar en el subsuelo durante el proceso de transmisión de ondas está relacionado con la polarización de las ondas de corte u ondas S, las cuales se transmiten a través del subsuelo en forma de dos componentes, con velocidades y direcciones de propagación distintas. La onda S polarizada en sentido paralelo a la estratificación o a las fracturas es más rápida que la onda S polarizada ortogonal a la estratificación o a las fracturas. Debido a estas diferencias en la direcciones de propagación, los receptores en campo deben disponerse de forma tal que sean capaces de registrar ambas componentes horizontales, además de la componente vertical de la onda compresional. De allí que al proceso de captura de información de onda PP, y ondas  $PS_V$  y  $PS_H$  se le conozca como adquisición sísmica 3C (por las 3 componentes).

Si bien es cierto que el fenómeno de conversión de onda “facilita” el proceso de adquisición de ondas P y S al mismo tiempo, evitando la complicación de tener que cambiar toda la geometría de adquisición y el tipo de fuente al momento de grabar información de un tipo determinado de onda, es necesario tomar en cuenta una serie de consideraciones que se exponen en la sección 3.5.1.

### **3.5.1. Fundamentos de adquisición sísmica 3D multicomponente.**

Cualquier estudio de adquisición sísmica ya sea 2D, 3D, convencional o multicomponente, debe ser diseñado en base a la zona de interés prospectivo. Es por esta razón, que parámetros como la cobertura, tamaño de *bin*, rango de *offsets* y dirección de líneas fuente y líneas receptoras, deben estar directamente relacionados con los fines de la adquisición. Por ejemplo, la dirección de los principales rasgos geológicos, tales como fallas o canales, pueden influenciar la dirección de las líneas fuentes y receptoras. Otro ejemplo, es que para objetivos poco profundos se requieren *offsets* cercanos muy cortos (Modificado de Cordsen *et al.*, 2000).

Antes de comenzar a hablar sobre los fundamentos básicos de la adquisición sísmica 3D multicomponente, es necesario conocer los parámetros de adquisición convencional o de onda P, ya que la mayoría de los principios utilizados en ella son aplicables en un diseño multicomponente.

En la Figura N° 11 se muestra en planta, un diseño sísmico 3D ortogonal que ilustra la mayor parte de los parámetros empleados en un levantamiento de onda compresional. A lo largo de una **línea receptora** se encuentran estaciones receptoras (cada una compuesta por un grupo de geófonos o ristra) igualmente espaciadas; esta separación es igual al doble de la dimensión del *BIN* en la dirección *in-line* (paralela a las líneas receptoras). La **línea de tiro** (línea fuente) posee las estaciones fuentes (dinamita o camión vibrador) regularmente espaciadas; esta separación es igual al doble de la dimensión del *BIN* en la dirección *cross-line* (perpendicular a las líneas



receptoras). **ILF** significa intervalo entre líneas fuentes y **ILR** está referido al intervalo entre líneas receptoras (modificado de Cordsen *et al.*, 2000).

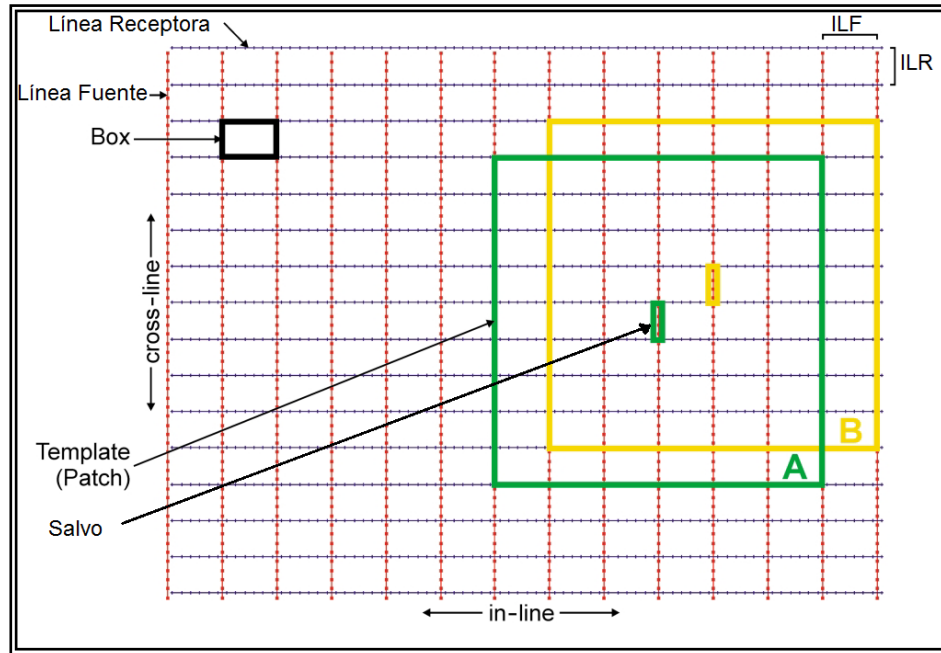


Figura N° 11. Parámetros dentro de un estudio sísmico 3D ortogonal.  
(Modificado de Cordsen *et al.*, 2000)

El **patch** se refiere a las estaciones receptoras encendidas que graban la información en el momento en que se detona (en el caso de explosivo) en una sola estación fuente. El **patch** usualmente forma un rectángulo de líneas receptoras paralelas que se mueve a lo largo del área de estudio y ocupa diferentes posiciones de la plantilla (**template**) a medida que se mueve el salvo, el cual es el número de fuentes tomadas antes que el **patch** sea movido. La **plantilla** o **template** es la suma del **patch** más el salvo (Cordsen *et al.*, 2000).

Los datos son grabados en campo utilizando diferentes pares de fuente-receptor, con el fin de muestrear varias veces un mismo punto en el subsuelo. Este punto se denomina **CMP** (punto medio común) en superficie, y en el subsuelo se denomina **CDP** (punto común en profundidad). En el caso de las ondas convertidas, el punto

muestreado se le llama *CCP* (punto de conversión común) y corresponde al punto en donde la onda incidente (onda P) sufre una partición de la energía, y es transmitida y reflejada una parte como onda P y otra como onda S.

La Figura N° 12 ilustra la trayectoria de la onda desde la fuente al receptor a través de éste, a una profundidad específica. En el medio estratificado, el punto de conversión sigue una trayectoria mostrada por la línea punteada de la figura. Para altos valores de relación *offset*-profundidad, el punto de conversión se mueve hacia el receptor, y para altos valores de relación profundidad-*offset*, el punto de conversión se acerca a su asíntota dada por la ecuación (18) (Tessmer y Behle, 1988):

$$X_C = \frac{X}{1 + \frac{V_S}{V_P}} \quad (18)$$

Donde “x” es el *offset* y  $X_C$  es el *offset* del punto de conversión asíntótico (*ACP* por sus siglas en inglés), desde la fuente.

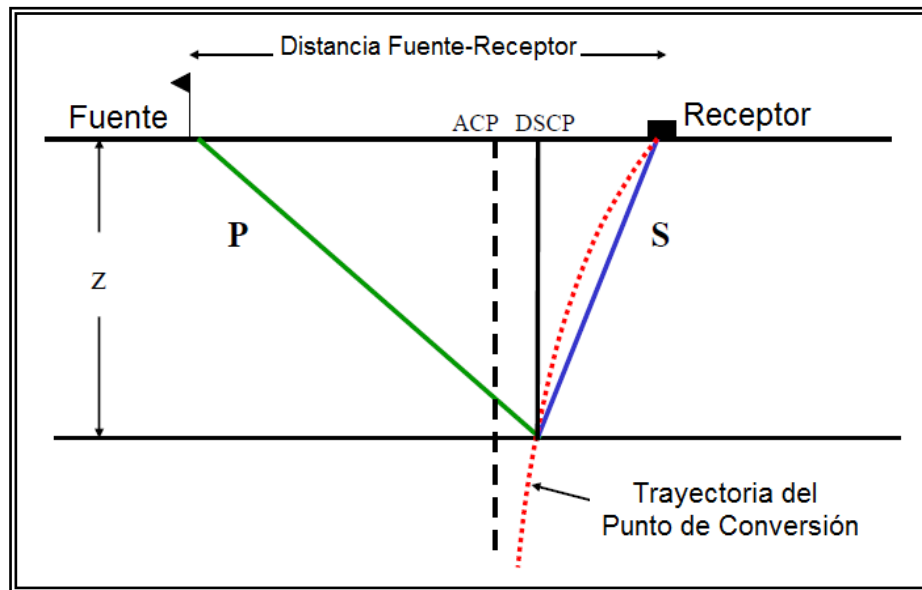


Figura N° 12. Trayectoria de la onda P-S. *ACP*=punto de conversión asíntótico; *DSCP*= punto de conversión a profundidad específica. (Modificado de Lawton *et al.*, 2003)

Un *bin* es un área rectangular pequeña (Figura N° 13) que usualmente tiene las dimensiones antes mencionadas (mitad del intervalo entre receptores por mitad del intervalo entre fuentes). Todos los puntos que caen dentro de esta área pertenecen a un mismo *CDP* o *CCP*, según sea el caso. En otras palabras, todas las trazas agrupadas en un mismo *bin* pertenecen a un *CDP* o *CCP* y contribuirán a la cobertura de ese *bin* (Cordsen *et al.*, 2000).

La **cobertura (*fold*)** es el número de veces que un punto es muestreado en el subsuelo. Es el número de puntos que son agrupados en un solo *bin* por *CDP* o *CCP* (en el caso de adquisición multicomponente). La cobertura depende de la relación entre la separación de las estaciones receptoras, la separación entre las estaciones fuentes y el número de canales de grabación. Generalmente se trabaja con una cobertura promedio dentro de cualquier estudio; sin embargo la cobertura varía de *bin* a *bin* y para diferentes *offsets*. La máxima cobertura estará cerca del centro del proyecto. El *fold* cae a valores unitarios a lo largo de los bordes del diseño. En la Figura N° 13 se observa el número de puntos o trazas que caen dentro de un *bin* (Cordsen *et al.*, 2000).

La celda unidad (***box*** o ***caja***) se refiere al área limitada por dos líneas fuentes adyacentes y dos líneas receptoras adyacentes como se muestra en la Figura N° 13. Esta celda usualmente representa las estadísticas del estudio (dentro de un área de máxima cobertura). El *bin* que se encuentra exactamente en el centro de la caja tiene contribuciones de muchos pares de fuentes-receptores; la traza con el *offset* más corto perteneciente a ese *bin* tiene el *offset* mínimo más largo del estudio. Es decir, de todos los *offsets* mínimos, el que se encuentra en el *bin* del centro de la caja tiene el mayor *offset* mínimo ( $X_{min}$ ). El *offset* máximo depende de la estrategia del disparo y del ancho del *patch*. Generalmente el *offset* máximo es la mitad de la diagonal del *patch*.

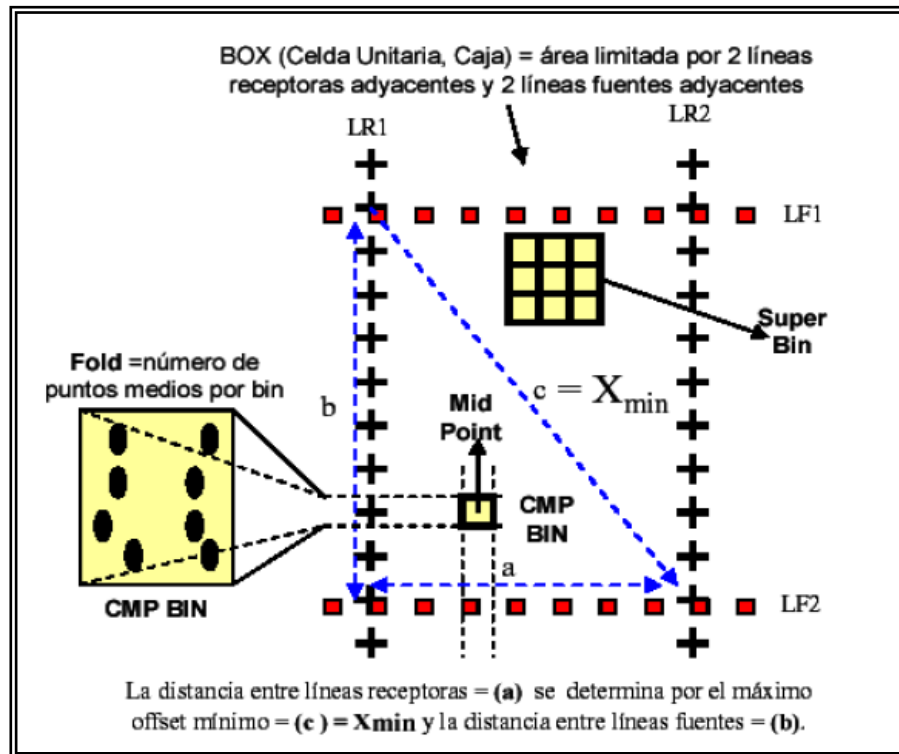


Figura N° 13. Parámetros: caja, bin, cobertura y máximo *offset* mínimo. (Tomado de Sierralta, 2010)

El *swath* se refiere al ancho del área sobre la cual las fuentes están siendo disparadas, según la configuración del *template* y sin avance *cross-line* del *patch*. A menudo con muchos avances *in-line* se hace un *swath*. Al final de éste se hace avance *cross-line* para establecer el siguiente *swath* (Cordsen *et al.*, 2000).

En el diseño de levantamientos sísmicos multicomponente, uno de los principales problemas que se presenta tiene que ver con la diferencia existente entre la ubicación del punto común de reflexión (*CDP*, por sus siglas en inglés) y el punto común de conversión (*CCP*, por sus siglas en inglés), lo cual hace que la ubicación de éstos últimos dentro de un determinado *bin*, se haga más compleja. En la Figura N° 14 se observa el distanciamiento entre el *CDP* o *CMP* y el *CCP*, lo cual produce las diferencias en los mapas de cobertura para las ondas PP y PS.

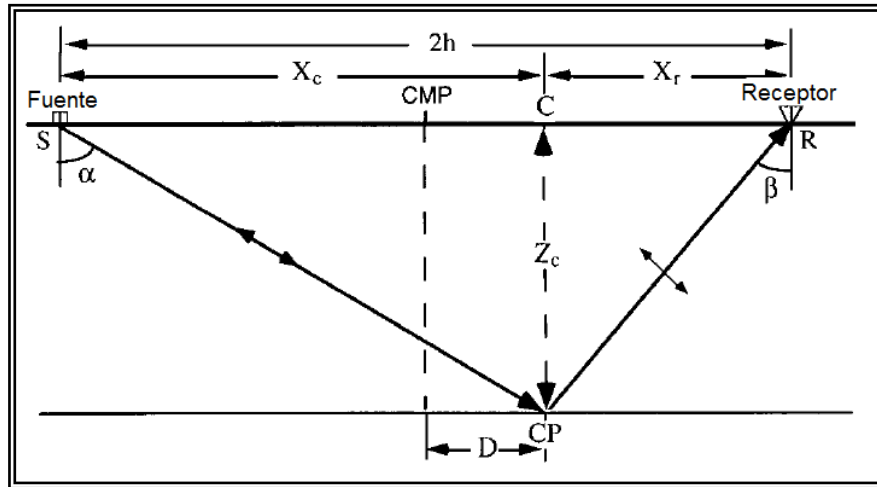


Figura N° 14. Ubicación del CDP y CCP sobre una interfase. (Modificado de Wang *et al.*, 1994)

Algunos autores han tratado de resolver no sólo el problema relacionado con las diferencias de cobertura, sino también los relacionados a la distribución de *offset* y azimut que se producen al adquirir datos de onda P y onda convertida, al mismo tiempo.

Lawton *et al.* (1995) desarrollaron un estudio en el cuál evalúan los avances existentes en cuanto al diseño de levantamientos para ondas convertidas. Ellos hacen mención de un software de diseño que permite mediante el trazado de rayos, observar la distribución de los puntos de conversión común de las ondas, mediante el método de cobertura (*fold*) P-S variante en profundidad, lo cual contrasta con el método asintótico utilizado hasta entonces. En el mismo estudio, mencionan que para un mapeo de P-S asintótico, con  $V_p/V_s=2$  y un intervalo de líneas fuente múltiplo par del intervalo de grupo (de geófonos) puede darse la ocurrencia de *bins* con cobertura cero (cero *fold*). Además proponen las dimensiones del *bin* óptimo para la adquisición de datos P-S, en función de las velocidades  $V_p$  y  $V_s$ .

Lawton y Cary (2003) evaluaron varios diseños de adquisición con diferentes espaciados de fuentes y receptores, y diferentes direcciones de orientación de las líneas fuente. Encontraron que para diseños ortogonales se tiene mayor cobertura, distribución de *offset* y azimut, si se utiliza una técnica llamada FlexiBin o *Bin* Fraccionado (Cordsen y Lawton, 1996), en donde el intervalo de fuentes es mayor que el intervalo de receptores.

### **3.5.2. Casos históricos del uso de sísmica multicomponente**

#### 3.5.2.1. Determinación de litología

Garotta *et al.* (1985) utilizaron sísmica multicomponente del campo Winfield, Alberta y encontraron que las anomalías de amplitud observadas en los datos PS concordaban ó tenían relación con los límites conocidos del yacimiento de interés. Adicionalmente estudiaron la dependencia entre la relación de Poisson y  $V_p/V_s$ , encontrando para valores altos de Poisson, valores altos de relación  $V_p/V_s$ , los cuales están asociados a alto contenido de arcillas en las rocas.

Michelena *et al.* (2001) identificaron pequeñas diferencias de impedancia acústica entre las lutitas y las arenas yacimiento en el campo Zuata, Venezuela. Sin embargo, la velocidad de onda S varía significativamente, lo que contribuye con la diferenciación de estos dos tipos de litologías. Utilizaron la inversión sísmica y redes neuronales para propagar las diferentes propiedades de las rocas y crear secciones que son indicativos del tipo de litología presente en la zona.

Van Dok y Gaiser (2001) describieron mapas elaborados con sísmica 3C sobre la Formación Morrow, en el sureste de los Estados Unidos. Los mapas 3D-3C mostraban anomalías de amplitud PS que se correlacionaban con espesores de arena neta. Además encontraron que los cambios en la relación  $V_p/V_s$  se correspondían con espesores de arenas identificados mediante registros de pozos. Demostraron que para valores altos de  $V_p/V_s$ , se encuentran zonas con alto contenido de arcillas.

Cova, R. (2004), realizó un estudio sobre el comportamiento de la relación  $V_p/V_s$  mediante el uso de datos sísmicos multicomponente y registros de pozos. La metodología empleada consistió en la elaboración de gráficos cruzados de  $V_p/V_s$  versus diferentes propiedades de las rocas, además del cálculo de mapas de la relación  $V_p/V_s$ . Los resultados obtenidos muestran que para valores altos de arcillosidad en las rocas (arenas “sucias”), se tienen valores altos de la relación  $V_p/V_s$ , por lo cual, los valores bajos de dicha relación son atribuidos a zonas con alto contenido de arena. En cuanto al análisis  $V_p/V_s$  versus porosidad, se encontró que la relación es inversa; a mayores porosidades se observaron menores valores  $V_p/V_s$ .

#### 3.5.2.2. Áreas con información de onda P pobre

Guevara *et al.* (2009) realizaron un trabajo basado en el uso de la sísmica multicomponente en el estudio de cuencas subandinas. Entre los resultados más importantes se encuentra la definición del tope de la Formación Mirador, el cual no había podido ser definido con claridad mediante el uso de secciones sísmicas PP, debido a que las formaciones en contacto (Mirador y Carbonera) presentan valores muy similares de compresibilidad, mientras que la cohesión (que se reflejaría en la rigidez) es mayor para la Formación Mirador.

### 3.6. PETROFÍSICA

La petrofísica es una especialidad que conjuga conocimientos de ingeniería del petróleo, geofísica y geología, la cual determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la roca.

#### 3.6.1. Registro o perfil de pozo

Es una grabación hecha en profundidad que mide alguna de las características de las formaciones rocosas atravesadas, hechas por aparatos de medición (herramientas) en

el hoyo del pozo. La principal función del perfilaje de pozos es la localización y evaluación de yacimientos de hidrocarburos.

Algunos de los registros de pozos más utilizados son: *Gamma Ray*, Cáliper, Sónico, Densidad, Neutrón y Tiros de Verificación.

#### 3.6.1.1. Registro *gamma ray* (GR)

Se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Durante la meteorización de las rocas, los elementos radioactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (Vsh), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0° a 150° API.

#### 3.6.1.2. Registro de calibración (cáliper)

El Cáliper es una herramienta que mide el diámetro del pozo, el cual puede ser de mucha utilidad a la hora de diferenciar litologías resistentes de las poco resistentes. Su principal función es determinar el estado del hoyo (derrumbado o no derrumbado). Mientras mayor sea el diámetro del hoyo (CALI) en comparación con el diámetro de la mecha (BS), menor es la competencia de la roca perforada (hoyo derrumbado). Si el diámetro del hoyo es similar al diámetro de la mecha, indica que la roca es competente (hoyo no derrumbado). Si el diámetro del hoyo es menor que el diámetro de la mecha, puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso.



#### 3.6.1.3. Registro sónico dipolar (DTC y DTS)

Es un registro acústico que utiliza el mismo principio del método sísmico: mide los tiempos de tránsito de las ondas que penetran por el pozo. La medición se realiza con una herramienta de dos polos: emisores vecinos que generan ondas flexurales, asimilables a las ondas S, de modo que estas ondas pueden registrarse bien. Además se registran las ondas P (de fuente monopolar) y las ondas de Stoneley (o tubo). (Modificado de Chelotti *et al.*, 2009).

#### 3.6.1.4. Registro de densidad (RHOB)

Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma, los cuales colisionan con los átomos presentes en la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones. La unidad de medida es  $\text{gr/cm}^3$ , con un rango de valores que va desde 1.65 a  $2.95 \text{ g/cm}^3$ .

#### 3.6.1.5. Registro neutrón (NPHI)

Este registro mide la concentración de hidrógeno en la formación. En el mismo, una fuente radioactiva en la herramienta emite neutrones de manera continua hacia la formación, estos neutrones colisionan con núcleos de los átomos en la formación, principalmente con átomos de hidrógeno que tienen masa similar. Al colisionar, los neutrones pierden energía en cada colisión hasta que son absorbidos por un núcleo. Esta pérdida de energía tiene relación directa con la concentración de átomos de hidrógeno, los cuales forman parte fundamentalmente del agua que esta contenida en los espacios porosos. De ahí que se puede relacionar la medición efectuada, con valores de porosidad del medio.

#### 3.6.1.6. Registro tiros de verificación (*check shots*)

Es un tipo de dato sísmico de pozo, diseñado con la finalidad de medir el tiempo de viaje de las ondas sísmicas desde la superficie hasta una profundidad conocida.

La configuración de esta técnica es sencilla; se colocan receptores dentro del pozo a determinadas profundidades y se mide el tiempo de viaje de un pulso acústico generado cerca del pozo, en superficie, hasta los receptores. La distancia entre los receptores, por lo general, es de cientos o miles de pies y las ventanas de grabación son lo suficientemente grandes como para grabar directamente la llegada de las señales.

### **3.6.2. Estimación de parámetros petrofísicos mediante registros de pozos**

Los parámetros petrofísicos necesarios para definir el potencial de un yacimiento son la porosidad, el volumen de arcilla, la permeabilidad y la saturación de agua. Estos parámetros no se miden de manera directa sino que se deducen a partir de las características de la formación, medidas directamente con las herramientas de registros de pozos.

#### 3.6.2.1. Porosidad

La porosidad es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación. Se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros, entre el volumen total de roca.

La porosidad total de una roca puede ser determinada a través de mediciones de uno, o una combinación de los registros: sónico, densidad y neutrón.

a) Porosidad a partir del registro sónico. Una de las ecuaciones utilizadas para determinar la relación entre la porosidad y el tiempo de tránsito, es la ecuación de tiempo promedio de Wyllie:

$$t_p = \Phi t_f + (1 - \Phi)t_m \quad (19)$$

Esta ecuación también puede ser escrita de la siguiente forma:

$$\Phi = \frac{t_p - t_m}{t_f - t_m} \quad (20)$$

donde:

$t_p$  = tiempo de tránsito de la onda, leído del registro ( $\mu\text{s}/\text{pie}$ )

$t_m$  = tiempo de tránsito de la onda en matriz de la roca ( $\mu\text{s}/\text{pie}$ )

$t_f$  = tiempo de tránsito de la onda a través del fluido contenido en los poros de la roca ( $\mu\text{s}/\text{pie}$ )

b) Porosidad a partir del registro de densidad. Para poder determinar la porosidad utilizando un perfil de densidad es necesario conocer la densidad de la matriz y la densidad del fluido que satura la formación. Esta densidad está relacionada con la porosidad de acuerdo a la siguiente ecuación (21):

$$\Phi = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (21)$$

donde:

$\rho_m$  = densidad de la matriz ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )

$\rho_b$  = densidad leída del perfil en la zona de interés ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )

$\rho_f$  = densidad del fluido que satura la formación ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )

c) Porosidad a partir del registro neutrón. Debido a que la cantidad de hidrógeno por unidad de volumen contenido en el agua y en el petróleo es muy similar, la respuesta de este registro corresponde básicamente a una medida de porosidad.

### 3.6.2.2. Volumen de arcilla

El volumen de arcilla está definido como el porcentaje de minerales de arcillas que están presentes en la roca. En caso de litologías limpias (arenas, calizas limpias), el volumen de arcilla es igual a cero.

Para la estimación de este parámetro existen numerosas ecuaciones, siendo las más conocidas y utilizadas, las que emplean el uso de los registros: gamma ray, densidad y neutrón.

a) Volumen de arcilla a partir del registro gamma ray. Esta técnica es la más utilizada como indicador de arcillosidad, debido a que la presencia de arcillas en una formación arenosa contribuye aumentando la radioactividad natural eléctrica de la misma.

La técnica supone una relación lineal entre la cantidad de arcilla presente en la formación y la respuesta del registro gamma ray, la cual viene dada por la siguiente ecuación (22):

$$V_{sh} = \frac{Gr - Gr_{mín}}{Gr_{máx} - Gr_{mín}} \quad (22)$$

donde:

$Gr$  =lectura del registro gamma ray

$Gr_{máx}$  =lectura del registro frente a una zona arcillosa (mayor valor de  $Gr$ )

$Gr_{mín}$  =lectura del registro frente a un zona de arena limpia (menor valor de  $Gr$ )

b) Volumen de arcilla a partir de los registros neutrón y densidad. Esta técnica de doble indicador es el resultado de la combinación de las curvas de porosidad calculada a partir del registro de densidad, y la porosidad leída del registro neutrón. Básicamente lo que se está haciendo al aplicar esta técnica, es comparar la respuesta de los registros de densidad y neutrón en una zona arcillosa, con la respuesta obtenida en una zona de arena limpia o arcillosa, y a partir de dicha relación estimar el volumen de minerales arcillosos presentes en la roca. La relación viene dada por la ecuación (23):

$$V_{sh} = \frac{\Phi_N - \Phi_D}{\Phi_{Nsh} - \Phi_{Dsh}} \quad (23)$$

donde:

$\Phi_N$  = lectura de porosidad del registro neutrón

$\Phi_D$  = lectura de porosidad calculada a partir del registro de densidad

$\Phi_{Nsh}$  = lectura de porosidad del registro neutrón en zona arcillosa

$\Phi_{Dsh}$  = lectura de porosidad calculada a partir del registro de densidad en zona arcillosa

### 3.6.2.3. Porosidad efectiva

La porosidad efectiva es el volumen de espacios vacíos que se encuentran conectados y que pueden almacenar fluidos dentro de la roca. Para calcular la porosidad efectiva a partir de la porosidad total y del volumen de arcilla, se emplea la siguiente ecuación (24):

$$\Phi_e = \Phi_t * (1 - V_{sh}) \quad (24)$$

## CAPÍTULO IV

### MARCO METODOLÓGICO

Para lograr el cumplimiento de los objetivos propuestos se dividió el trabajo en dos fases. La primera parte estuvo orientada hacia el análisis de factibilidad del uso de información sísmica multicomponente para la caracterización sísmica de la Fm. La Pascua dentro del Bloque 8 del Área Boyacá, y la segunda parte relacionada con la evaluación de los parámetros de diseño multicomponente para un levantamiento sísmico 3D. El esquema general de trabajo se presenta en la Figura N° 15:

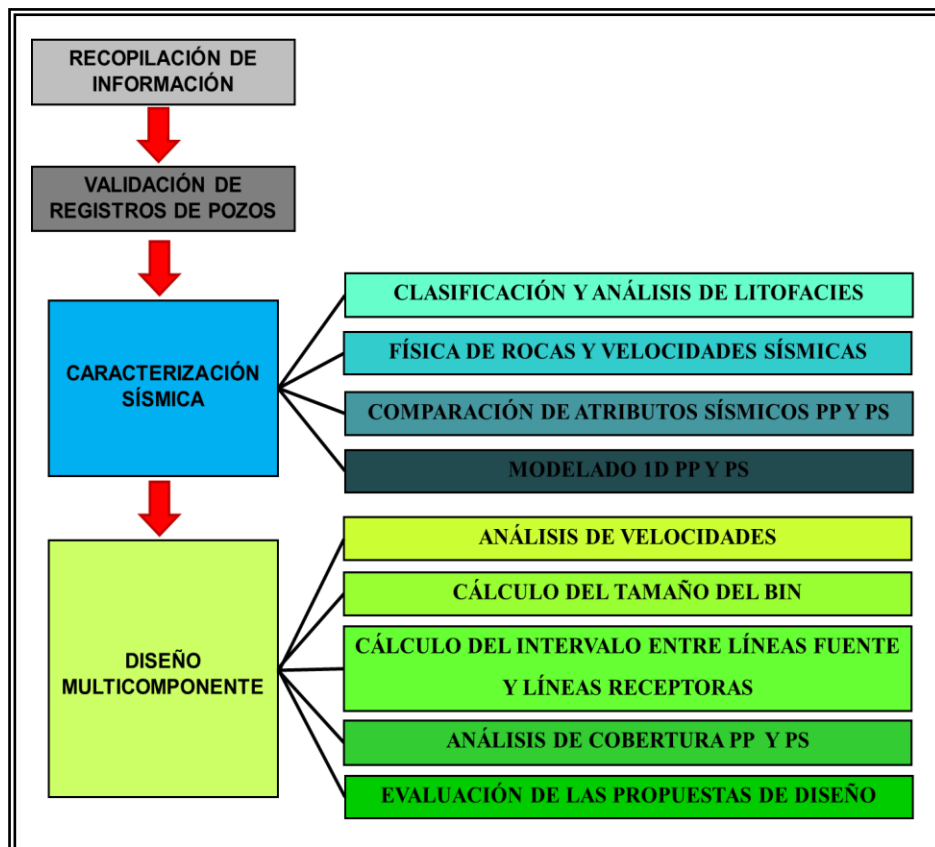


Figura N° 15. Esquema general de trabajo utilizado.

De forma más detallada, la metodología utilizada para la realización del estudio contempla:

#### **4.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN**

En principio se realizó la recopilación de la información bibliográfica existente del área de estudio, con la finalidad de mejorar el entendimiento del contexto geológico regional y local de la zona estudiada. Básicamente la información recabada consistió en informes técnicos derivados de estudios desarrollados tanto por el personal del departamento de Estudios Integrados Nuevos Desarrollos Boyacá, como por el personal de la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP).

De igual forma, se recopiló toda la información referente a los levantamientos sísmicos realizados en la zona, en campañas anteriores.

Se encontró que en esta zona se han llevado a cabo un total de 4 campañas sísmicas; Manapire-Gorrín 1978 (1978-1980), Machete 81-82 (1981-1983), Zuata-Gorrín 1975 (1975-1976) y BOYACA-07E-2D3C (2008) del proyecto Magna Reserva Bloques 2 y 5. En vista de la baja calidad de la información sísmica registrada en los levantamientos de la década de los 70 y los 80, se optó por tomar como referencia para diseñar la 3D multicomponente, el levantamiento sísmico BOYACA-07E-2D3C desarrollado en 2008. Además, en la base de datos del proyecto Boyacá sólo se contaba con los informes de procesamiento de esta campaña sísmica, la cual consistió en la adquisición de 20 líneas 2D con un intervalo de muestreo de 2ms, longitud de grabación de 8 segundos y un distanciamiento fuente-receptor que permitió la captura de información del subsuelo cada 15m con una cobertura de 4.000%.

En cuanto a la información de pozos, se realizó la revisión de la base de datos del Proyecto Boyacá 8, y se hizo la selección de los pozos que contienen registros sísmico dipolar (lentitud de onda P y onda S), registros de densidad, tiros de verificación y demás registros convencionales (*gamma ray*, porosidad neutrón, resistividad y

cáliper). Adicionalmente, se seleccionaron los pozos que contienen núcleo, con sus respectivos análisis de difracción de rayos X, y se hizo una revisión de los topes geológicos de interés.

El resultado de esta revisión derivó en la creación de una base de datos que contiene la información de 4 pozos ubicados dentro del Bloque 8 y de 5 pozos localizados en bloques vecinos del área.

El mapa base de la Figura N° 16 muestra la distribución espacial de los pozos seleccionados y la información que contiene cada uno de ellos, así como la orientación de las líneas sísmicas 2D utilizadas para la fase de diseño.

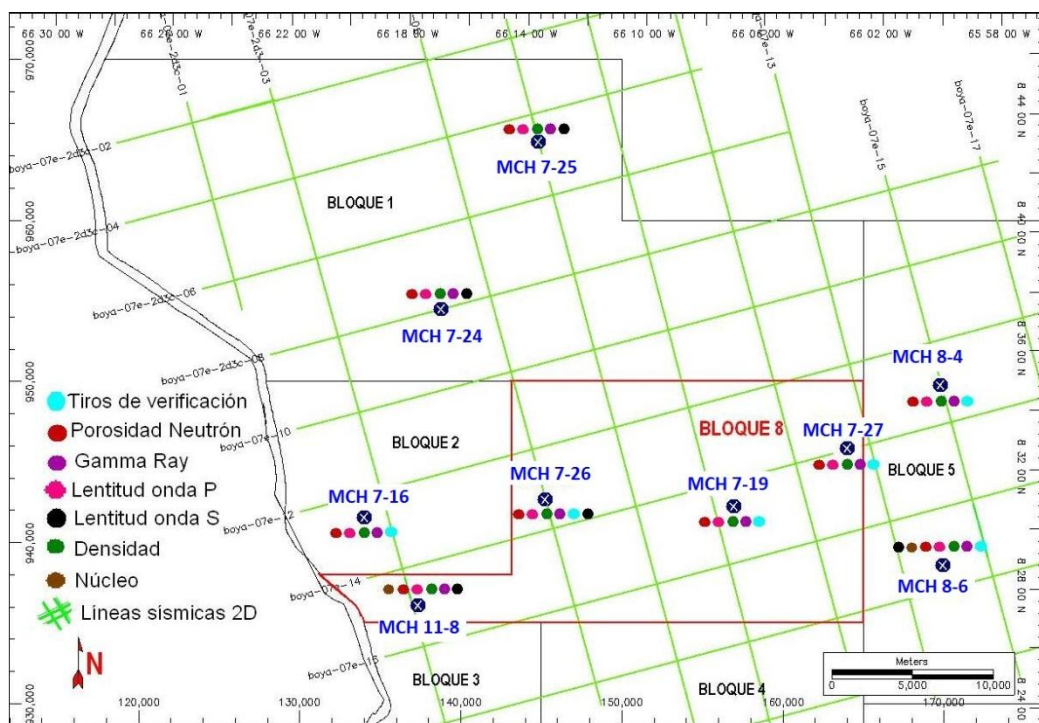


Figura N° 16. Ubicación y distribución de los pozos, y sísmica 2D utilizados en el estudio.



## 4.2. VALIDACIÓN DE REGISTROS DE POZOS

Debido a que el resultado final del presente estudio es directamente proporcional a la calidad y confiabilidad de los datos de entrada, se debió realizar un estricto control de los registros de pozos para garantizar la no inclusión y propagación de errores. Este control de calidad contempló las siguientes actividades:

### 4.2.1. Corrección de valores anómalos

Durante esta etapa de control de calidad se desplegó cada uno de los registros de pozos a utilizar, y se realizó la identificación de valores anómalos o de irregularidades, posiblemente ocasionadas por fallas en la herramienta de medición o por problemas de cavernas (*washout*).

La corrección de estos valores consistió en la sustitución de los valores erróneos por un valor constante de la propiedad medida, tomado de los valores cercanos al segmento a corregir (Figura N° 17).

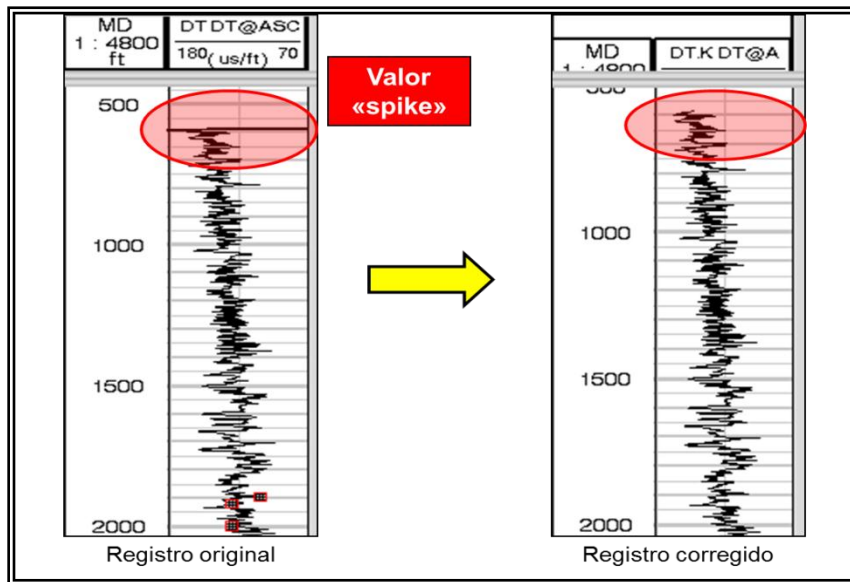


Figura N° 17. Corrección de valor “spike” presente en el registro sísmico DT del pozo MCH 8-4.

Esta corrección fue realizada a todos los registros, haciendo especial énfasis en los registros de densidad y de lentitud de onda P y onda S, ya que éstos constituyen una pieza fundamental en la generación de los sismogramas sintéticos, y en el análisis de los atributos sísmicos.

Adicionalmente se realizó un control de calidad más detallado a los registros de los pozos MCH 7-24, MCH 7-25, MCH 7-26, MCH 8-6 y MCH 11-8 (pozos con registro sísmico dipolar), por ser éstos los utilizados para la fase de análisis de factibilidad de la caracterización sísmica de la Fm La Pascua. Los pasos adicionales desarrollados en el intervalo de interés, incluyen:

#### **4.2.2. Elaboración de histogramas multipozos**

Se realizaron histogramas multipozos para cada uno de los registros empleados. Dado que los 5 pozos atravesaron la misma Formación (Fm. La Pascua), el comportamiento de las curvas debería ser similar. En caso de encontrarse algún histograma fuera de la tendencia general, éste debió ser normalizado a los valores extremos de la tendencia del grupo, sin modificar la forma del histograma.

La Figura N° 18a muestra el histograma multipozos para la curva NPHI. En ella se puede observar que el registro del pozo MCH 8-6 se encuentra ligeramente desfasado, con una moda mayor a la de los valores obtenidos para los pozos restantes. En la Figura N° 18b se puede observar el histograma obtenido luego de realizada la normalización de la curva del pozo mencionado.

Para el resto de los registros no se evidenció ningún tipo de desajuste ni mediciones fuera de los rangos establecidos como “normales”.

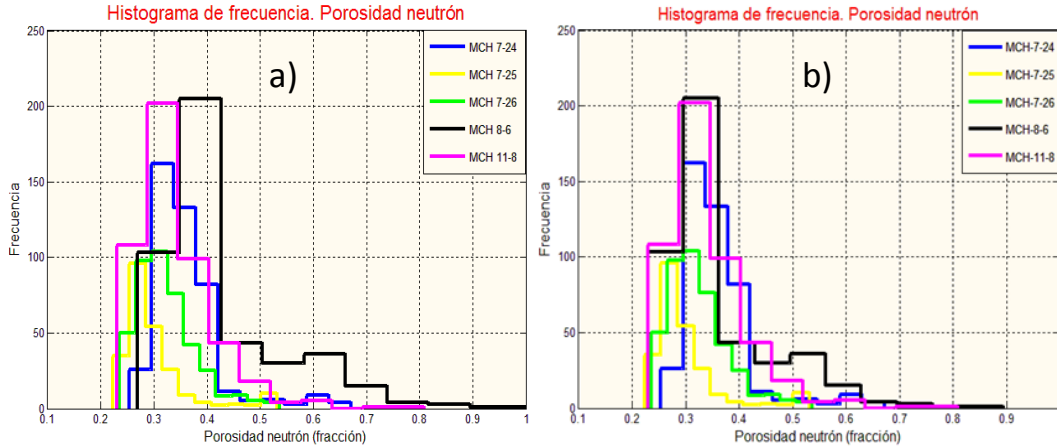


Figura N° 18. Histograma de frecuencias multipozos para la curva NPHI a) antes de normalizar la curva del pozo MCH 8-6; b) luego de normalizada la curva del pozo MCH 8-6.

#### 4.2.3. Análisis de los límites elásticos de Voigt y Reuss

Dado que la definición de estos límites está dada en función de los módulos elásticos y la fracción de los materiales que constituyen la roca, se podría pensar que esta fase de control de calidad de los registros es inútil, ya que no hay registros de pozos que midan directamente los módulos elásticos de las rocas. Sin embargo, al observar la ecuación de velocidad de onda P (ecuación 1) se puede notar que ésta depende del módulo de Bulk del medio por el cual transita la onda. Por otro lado, la fracción de material o mineral puede asociarse con el volumen no poroso de la roca (mayor fracción mineral, menor porosidad), por lo cual es posible aplicar los límites de Voigt y Reuss como método de control de calidad de los registros sísmico y densidad.

En principio se sabe que dentro de la Fm. La Pascua se pueden definir al menos 5 electrofacies (Carrero, 2011): areniscas de grano fino a medio, areniscas de grano grueso, lutitas, limolitas y lignitos. En vista de la dificultad a la hora de determinar la proporción de cada uno de los minerales constituyentes de las lutitas y las limolitas, y al comportamiento variable de los lignitos, sólo se realizó el control de calidad de los

registros sónico y densidad correspondientes a las areniscas (GR<50 API). Para el resto de las litologías, el control de calidad se realizó basándose en la información aportada por el análisis de núcleos.

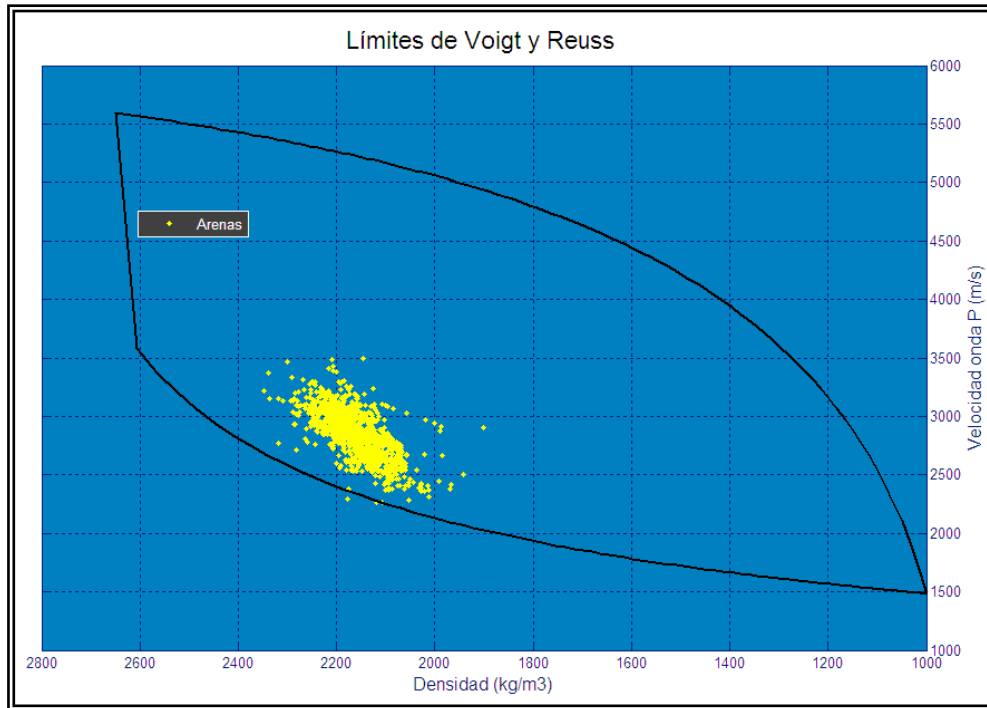


Figura N° 19. Límite de Voigt y Reuss para las areniscas de la Fm. La Pascua

En la Figura N° 19 se puede observar que el comportamiento de las areniscas de la Fm. La Pascua es bastante homogéneo, en términos de velocidad y densidad. Existen algunos valores (2 o 3) “anómalos” que se ubican por debajo del límite inferior de Reuss. Dichos valores fueron analizados y posteriormente descartados del grupo de datos.

### 4.3. FASE 1. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE LA Fm. LA PASCUA MEDIANTE DATOS SÍSMICOS MULTICOMPONENTE.

#### 4.3.1. Clasificación y análisis de litofacies presentes en la Fm. La Pascua

Para lograr la identificación de las facies presentes en la Fm. La Pascua se realizó la evaluación de la descripción de núcleos existente de los pozos MCH 8-6 (Figura N° 20) y MCH 11-8 (Figura N° 21), encontrándose con la existencia de 6 facies litológicas bien definidas; areniscas de grano fino a medio (wakas), areniscas de grano grueso (conglomeráticas), limolitas, lutitas, arcillitas y lignitos.

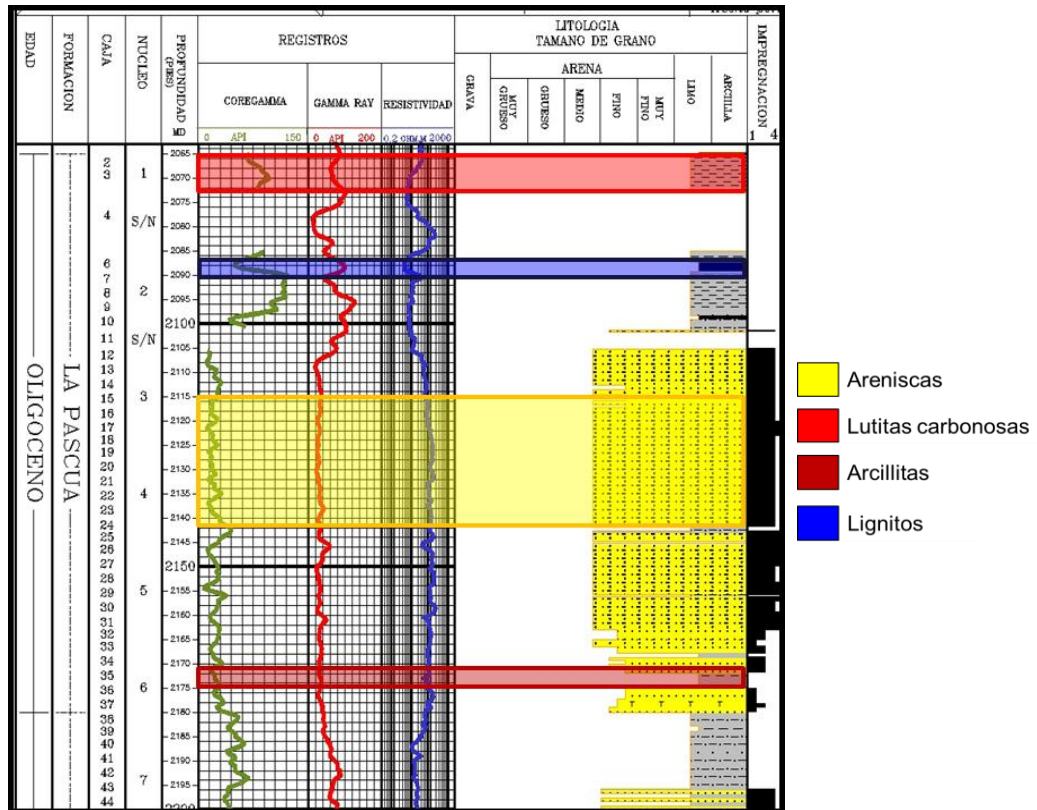


Figura N° 20. Descripción de núcleo del pozo MCH 8-6

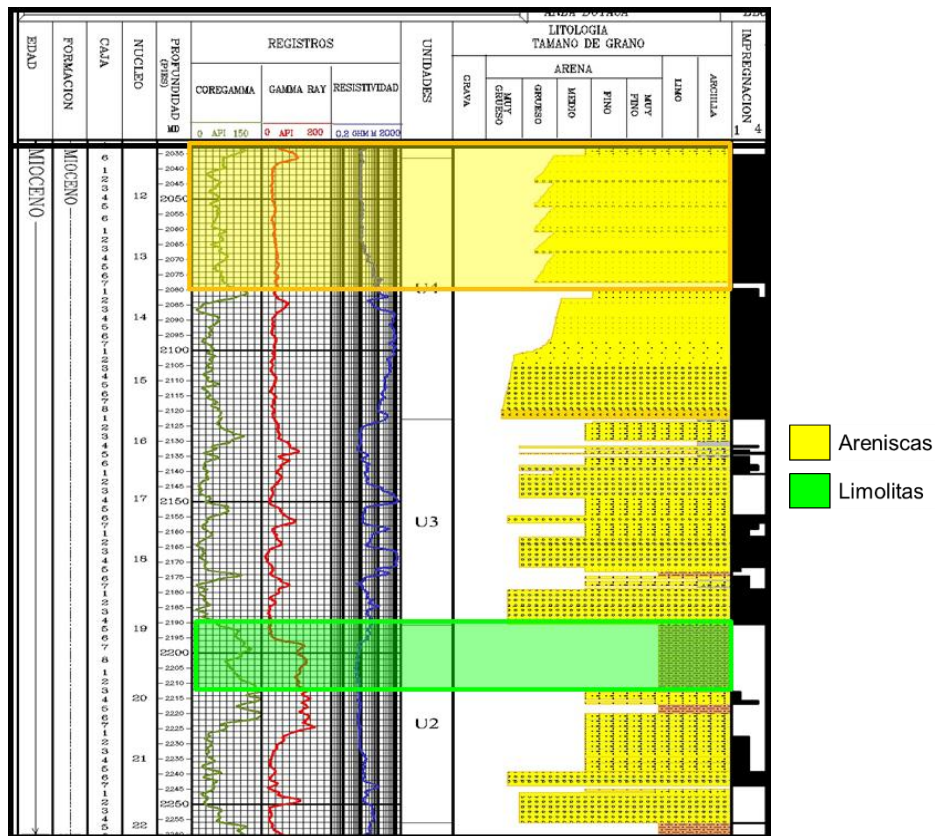


Figura N° 21. Descripción de núcleo del pozo MCH 11-8

Una vez definidos los intervalos de profundidad para cada una de estas facies en los núcleos, se procedió con la identificación de los mismos en profundidad de registros de pozos. Luego fueron obtenidos los rangos de valores de respuesta de los principales perfiles para cada una de las facies litológicas definidas, y se aplicaron dichos valores de corte para “predecir” las facies en el resto de los pozos que no poseen núcleos. Los valores utilizados para realizar la discriminación litológica son los mostrados en la Tabla N° 3.

Tabla N° 3. Criterios de discriminación litológica

Facies litológica	Criterio
Areniscas	GR<50 API & RHOB: 1,9-2,3 gr/cm <sup>3</sup>
Limolitas	GR>80 API, RHOB: 2,2-2,5 gr/cm <sup>3</sup> & DTC: 95-120 μs/ft
Lutitas/Arcillitas	GR>80 API, RHOB: 1,9-2,3 gr/cm <sup>3</sup> & DTC: 125-160 μs/ft
Lignitos	RHOB<1,9gr/cm <sup>3</sup>

#### 4.3.2. Análisis de la relación entre la física de rocas y las velocidades sísmicas Vp y Vs

##### 4.3.2.1. Velocidades sísmicas, porosidad y volumen de arcilla de la roca.

Con la finalidad de establecer una relación cuantitativa entre los parámetros de roca (porosidad y volumen de arcilla) y las velocidades sísmicas, se realizó una regresión lineal múltiple con ayuda de la herramienta LAB Fit, tomando como variables explicativas los valores de porosidad efectiva y el volumen de arcilla (Vsh), y como términos dependientes para cada ecuación, las velocidades sísmicas Vp, Vs y la relación Vp/Vs para un grupo de datos correspondiente a las areniscas de la Fm. La Pascua con Vsh por debajo de 40%.

Para calcular el **volumen de arcilla** de las areniscas de la Fm. La Pascua se tomó en consideración el hecho de que en la Faja Petrolífera del Orinoco, el mayor aporte de sedimentos es proveniente del Cratón de Guayana, y que muchas de estas formaciones tienen gran cantidad de minerales pesados en su composición mineralógica, por lo cual el uso del registro gamma ray como indicador de arcillosidad resulta en muchos casos una interpretación más pesimista que la real. Por

esta razón y en concordancia con lo recomendado por el petrofísico del departamento Estudios Integrados Nuevos Desarrollos Boyacá, se calculó el volumen de arcilla como un promedio entre el Vsh estimado por el registro gamma ray y el estimado por la combinación de registros neutrón-densidad, según las ecuaciones (22) y (23) respectivamente.

Según la metodología planteada anteriormente, para calcular el volumen de arcilla promedio fue necesario realizar la estimación del valor de porosidad a partir del registro de densidad utilizando la ecuación (21), tomando como valor de densidad de matriz 2,65 g/cm<sup>3</sup> (determinado por análisis de núcleo), y densidad de fluido 1 g/cm<sup>3</sup>, correspondiente a la densidad del lodo de perforación.

Además del cálculo del volumen de arcilla, se realizó el cálculo de la porosidad total de las areniscas mediante el promedio aritmético de la porosidad estimada por el registro de densidad y la estimada por el registro neutrón. Finalmente la **porosidad efectiva** fue estimada mediante la ecuación (24).

Con los valores de volumen de arcilla y de porosidad efectiva de las areniscas, y los valores de velocidad Vp, Vs, y la relación Vp/Vs, se realizó la regresión lineal múltiple. En este procedimiento al igual que en una regresión lineal simple, la herramienta considera que los valores de la variable dependiente han sido generados por una combinación lineal de los valores de una o más variables explicativas y un término aleatorio (Rojo, 2007), tal y como lo indica la ecuación (25):

$$y = b_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + \dots + b_k \cdot x_k + u \quad (25)$$

Los coeficientes son elegidos de forma que la suma de cuadrados entre los valores observados y los pronosticados sea mínima, es decir, que se minimiza la varianza residual.



#### 4.3.2.2. Velocidades sísmicas y litología

Se realizaron gráficos cruzados de velocidades de onda P y velocidades de onda S, para estimar cuantitativamente la relación existente entre dichas velocidades, siguiendo la metodología empleada por Pickett (1963), quién generalizó el uso de la relación  $V_p/V_s$  como indicador de litología. De esta forma se generó un diagrama de Pickett y se obtuvo un valor constante de la relación  $V_p/V_s$  para cada facie litológica definida, mediante regresión lineal simple y estimación por mínimos cuadrados.

#### 4.3.3. Comparación de atributos sísmicos PP y PS

Para generar los atributos PP y PS a lo largo de la columna litológica de la Fm. La Pascua, se utilizó: el registro de velocidad de onda P, registro de velocidad de onda S, registro de densidad y las ecuaciones de la sección 3.4. Los atributos calculados son los siguientes:

- Impedancia P
- Impedancia S
- Relación  $V_p/V_s$
- Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ )
- Mu-Rho ( $\mu\rho$ )
- Impedancia elástica PP. Para el cálculo de este atributo se utilizó un valor  $K=0.24$  correspondiente al promedio de la relación  $V_s^2/V_p^2$  a lo largo de toda la Fm. La Pascua. Y para el ángulo de incidencia se seleccionó un set de ángulos que comprende los siguientes valores:  $10^\circ$ ,  $20^\circ$ ,  $30^\circ$  y  $40^\circ$ .

- Impedancia elástica PS. Para el cálculo de este atributo se utilizó un valor  $K=0.49$  correspondiente al promedio de la relación  $V_s/V_p$  a lo largo de toda la Fm. La Pascua. Y para el ángulo de incidencia se seleccionó un set de ángulos que comprende los siguientes valores:  $10^\circ$ ,  $20^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $40^\circ$  y  $50^\circ$ .

Posterior al cálculo realizado se construyeron gráficos cruzados entre los diferentes atributos PP y PS, con la finalidad de analizar la capacidad de discriminación litológica que cada uno de éstos posee.

#### **4.3.4. Modelado 1D PP y PS**

Para el análisis de la calidad de imagen PP y PS mediante el modelado 1D se elaboraron una serie de sismogramas sintéticos mediante la convolución de la serie de reflectividad y una ondícula sísmica teórica.

El cálculo de la serie de reflectividad PP y PS se realizó mediante la utilización de las ecuaciones exactas de Zoeppritz, con sólo reflexiones primarias (sin múltiples) y sin efectos de pérdidas por transmisión. Se emplearon los registros de densidad, y lentitud de onda P y onda S previamente editados y validados.

La ondícula sísmica utilizada fue una Ricker fase cero con una frecuencia determinada a partir de la información sísmica de campo (archivos en formato SEG-D), ya que la información de onda convertida no se encuentra procesada hasta el momento. Las ventanas de tiempo para el análisis del espectro de frecuencias abarcan los principales reflectores de interés. De esta forma se tiene que para los datos sísmicos PP la ventana empleada fue de 200 ms a 1.000 ms y para los datos sísmicos PS de 500 ms y 2.000 ms (Figura N° 22).

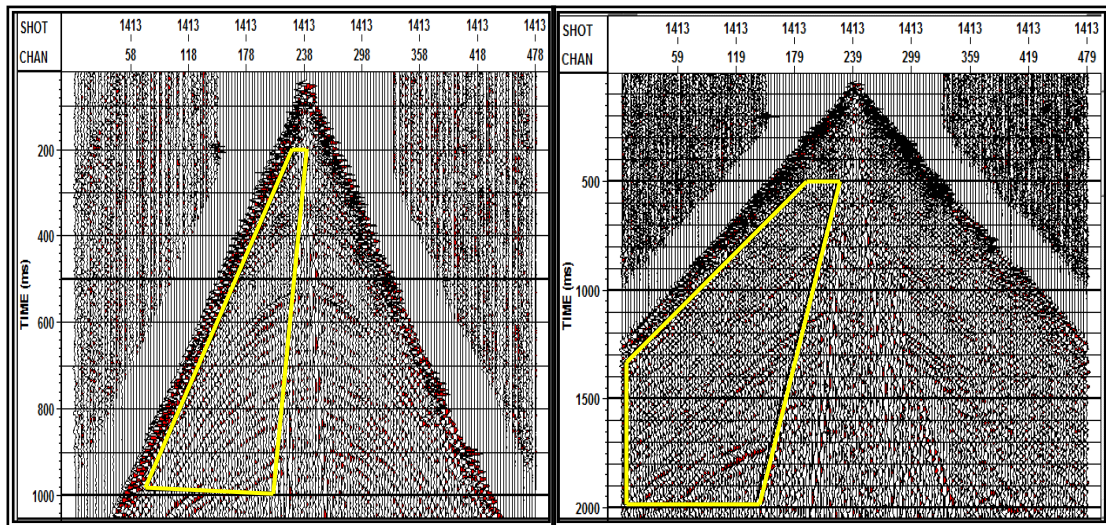


Figura N° 22. Ventanas de análisis de frecuencias en un registro de disparo, para la sísmica PP (izquierda) de 200 ms a 1000 ms; y sísmica PS (derecha) de 500 ms a 2000 ms.

Este procedimiento fue realizado para varios registros de disparo correspondientes a diferentes líneas sísmicas que atraviesan el Bloque 8. Los espectros de frecuencia obtenidos fueron analizados para estudiar el contenido de frecuencias presente en cada tipo de datos, y a través de ellos se seleccionó la frecuencia dominante de la sísmica la cual fue utilizada para generar los sismogramas sintéticos.

Con la finalidad de analizar la variación de la reflectividad PP y PS con el ángulo de incidencia, los sismogramas sintéticos fueron creados para valores de ángulos de: 0°, 10°, 20°, 30°, 40° y 50°.

Adicionalmente al análisis de reflectividad propuesto mediante los sismogramas sintéticos, se realizó el cálculo de la resolución sísmica vertical teórica que podría obtenerse de los datos PP y PS, mediante el criterio de resolución de Rayleigh (Figura N° 23).

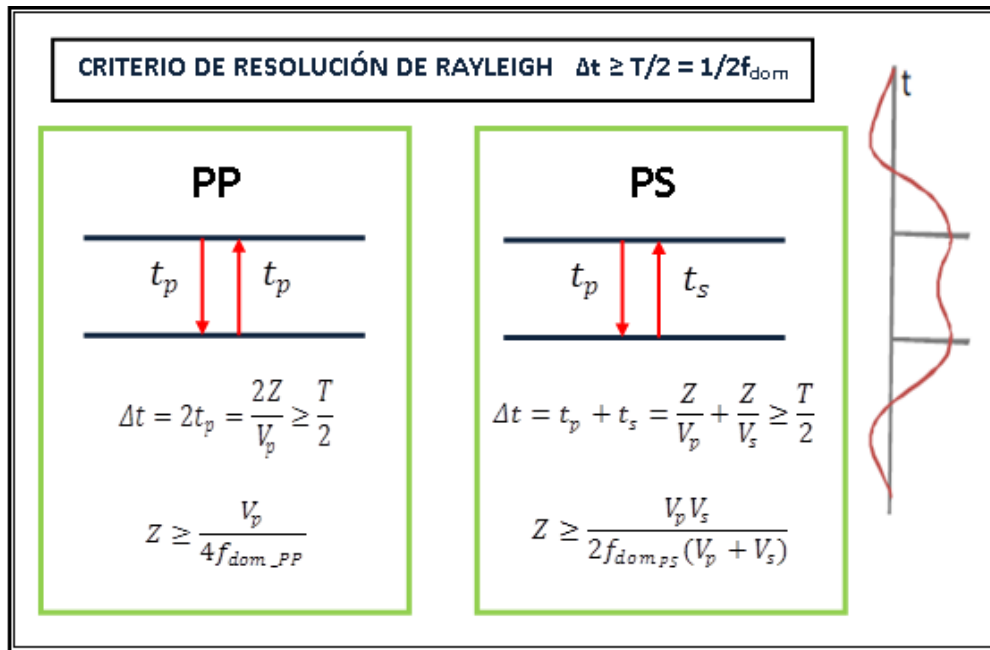


Figura N° 23. Formulación del mínimo espesor resoluble para la sísmica PP y PS, basado en el criterio de resolución de Rayleigh. (Basado en Quijada, 2009)

Las velocidades  $V_p$  y  $V_s$  para realizar este cálculo son velocidades interválicas dentro de la Fm. La Pascua, y fueron estimadas mediante la calibración de los registros sísmicos con los registros de tiros de verificación.

#### **4.4. FASE 2. EVALUACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO MULTICOMPONENTE PARA UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D.**

El propósito de esta fase del proyecto fue determinar bajo qué parámetros geométricos debe ser diseñado un levantamiento sísmico 3D para el Bloque 8 de la FPO, que permita obtener una buena información sísmica tanto de onda PP como de onda convertida PS, y así poder realizar la caracterización litológica del área mediante la información generada.

Como se mencionó anteriormente, la diferencia que existe entre la ubicación del punto medio común (CMP por sus siglas en inglés) y el punto de conversión común (CCP por sus siglas en inglés) es uno de los mayores problemas que se presenta a la hora de diseñar una sísmica multicomponente. Esta diferencia hace más difícil la ubicación de estos puntos dentro de un determinado *bin*, por lo que el gran reto de esta fase del proyecto fue obtener una geometría que permitiera grabar ambos tipos de ondas (PP y PS), evitando las zonas de cobertura cero para los datos PS, e iluminando los horizontes de interés con ángulos de incidencia que permitan la utilización del atributo de impedancia elástica PS, y realizar una estimación confiable del parámetro densidad mediante la inversión conjunta de datos PP y PS.

La metodología implementada se adapta a la secuencia básica de diseño de levantamientos sísmicos 3D de onda compresional, e incluye una fase de evaluación de las variaciones de cobertura PS con la finalidad de obtener la mejor configuración geométrica posible. De esta forma, se realizaron los siguientes pasos:

#### **4.4.1. Análisis de velocidades**

##### 4.4.1.1. Función lineal de velocidad de onda P

Se realizó la calibración de los registros sísmico de onda P con los registros tiros de verificación (*check shots*), para corregir las diferencias en velocidad que existiesen entre éstos. El resultado de este procedimiento fue un sísmico calibrado para cada uno de los pozos utilizados en el estudio (Figura N° 24).

Posteriormente se debió corregir la profundidad de los registros, llevándolos de profundidad medida (MD, por sus siglas en inglés) a profundidad verdadera por debajo del nivel del mar (TVSS, por sus siglas en inglés), para tener todos los registros referenciados a un mismo nivel. Luego se realizó un gráfico cruzado de los valores del registro sísmico de onda P y los valores de profundidad, y se realizó una

regresión lineal simple por mínimos cuadrados para obtener una ecuación que representa la variación lineal de la velocidad con la profundidad.

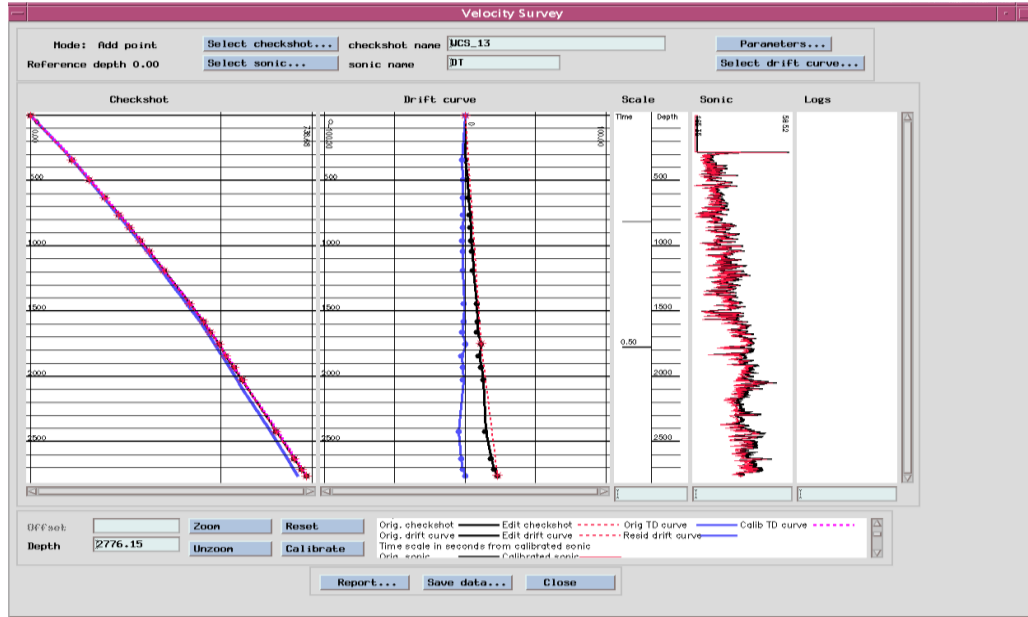


Figura N° 24. Calibración del registro sónico con el registro tiros de verificación. La curva de la izquierda corresponde al registro tiros de verificación, el de la derecha al registro sónico y la curva del centro es la curva de deriva.

#### 4.4.1.2. Creación de un modelo de velocidades

Para generar un modelo de velocidades de los principales eventos geológicos interpretados en la columna del Bloque 8, se realizó la estimación de las velocidades interválicas para cada evento según la ecuación (26) y los datos de la Tabla N° 4.

$$V_{int} = \frac{2(Z_{base} - Z_{tope})}{twt_{base} - twt_{tope}} \quad (26)$$

donde:

$Z_{base}$ ,  $Z_{tope}$  = profundidad (en metros) de la base y del tope de la capa, respectivamente

$tw_{base}$ ,  $tw_{tope}$ = tiempo doble de viaje (en segundos) de la onda sísmica a la base y al tope de la capa, respectivamente.

Tabla N° 4. Profundidad y valores de twt para cada una de las capas del modelo

<b>Tope</b>	<b>Prof. Tope (m)</b>	<b>TWT (s)</b>
Sedimentos recientes por encima del NM	0	0
Sedimentos recientes por debajo del NM	121.92	0.128
IntraMioceno	339.85	0.337
Oligo-Mioceno	569.67	0.530
Fm. La Pascua	683.36	0.617
Cretácico	747.67	0.665
PreCretácico	886.66	0.759

#### 4.4.1.3. Análisis de la relación $V_p/V_s$

Para realizar este análisis fue necesario calcular la relación  $V_p/V_s$  mediante los registros sísmicos dipolares a lo largo de toda la columna litológica que suprayace a la Fm. La Pascua. Todos estos valores fueron graficados en un histograma de frecuencia y se determinó el valor de la media o promedio de la relación  $V_p/V_s$  (Figura N° 25).

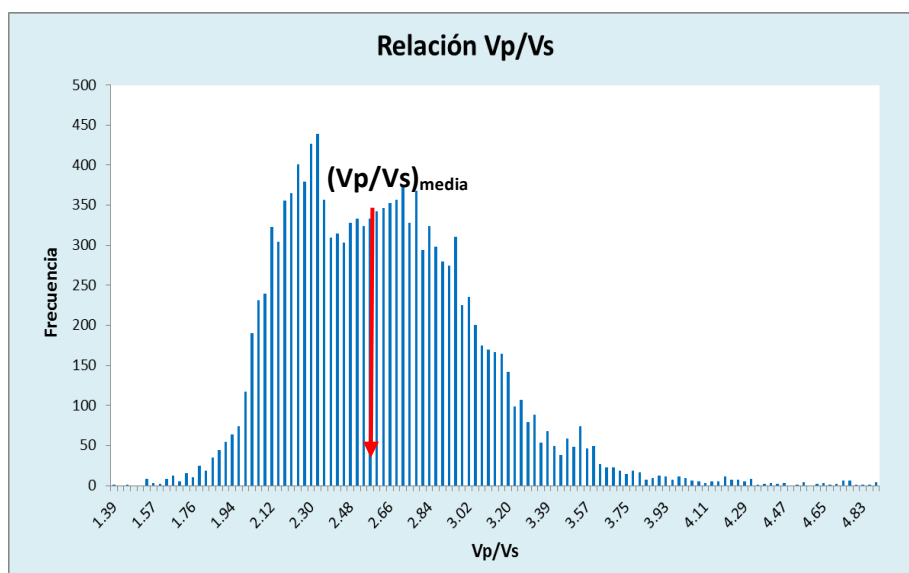


Figura N° 25. Estimación de la relación Vp/Vs para la columna supra-adyacente a la Fm. La Pascua

El valor obtenido (2.6) fue utilizado posteriormente para el análisis de cobertura de onda convertida PS, y para la estimación del tamaño de *bin* óptimo PS propuesto por Lawton (1993).

#### 4.4.2. Análisis de frecuencias requeridas

El espesor promedio de los cuerpos de arena de interés de la Fm. La Pascua es de 40 pies aproximadamente, según la información suministrada por el geofísico intérprete del área. Por esta razón se trató de diseñar un levantamiento sísmico que permitiera registrar (en teoría) altas frecuencias que garanticen no sólo la definición del tope y la base de la Formación, sino la identificación de los cuerpos de arena con espesores mayores a los 40 pies.

Para identificar las frecuencias necesarias para lograr la resolución deseada, se implementó la combinación de tres metodologías: la estimación mediante



sismogramas sintéticos, la utilización del criterio de Rayleigh y el análisis espectral de la sísmica precedente en el área.

Primero se realizó una serie de sismogramas sintéticos PP mediante la utilización de los registros de pozos de lentitud de onda P, las ecuaciones de Zoeppritz para un ángulo de incidencia igual a cero (incidencia normal) y una ondícula Ricker fase cero con las siguientes frecuencias: 30, 40, 50, 60 y 80 Hz.

El análisis de los sismogramas sintéticos permitió definir el rango de frecuencias para el cual se logra resolver el tope y la base de la Formación, así como algunos eventos intra-formacionales. Adicional a esta metodología descriptiva, se utilizó el criterio de Rayleigh (Figura N° 23) para determinar la frecuencia dominante necesaria para cumplir con los requerimientos interpretativos del área. Según este criterio, la resolución sísmica vertical viene dada por  $\frac{1}{4}$  de la longitud de onda dominante de la sísmica adquirida, lo que quiere decir que la frecuencia dominante de un levantamiento, es la que define el mínimo espesor resoluble. De esta forma, conociendo el valor de la resolución máxima requerida (40 pies) se utilizó la ecuación (27) para determinar la frecuencia dominante necesaria para lograr la definición de dicho objetivo.

$$f_{dom} = \frac{V_{int}}{4 * Z} \quad (27)$$

donde:

$V_{int}$ = velocidad intervállica de la capa de interés

Z= espesor mínimo que se desea resolver con la sísmica

El valor de velocidad intervállica calculado para la Fm. La Pascua es de 2730 m/s y fue obtenido del modelo de velocidades creado.

Una vez identificadas las frecuencias máxima y dominante necesarias, se procedió a evaluar el contenido de frecuencias de la sísmica precedente, con la finalidad de determinar si es posible la recuperación de dichas frecuencias en campo. Para ello se realizó un análisis espectral de una línea sísmica 2D en formato SEG-D (formato de campo) para la componente vertical (onda compresional), con una ventana de tiempo de 550 ms a 800 ms (Figura N° 26), ya que en esta ventana de tiempo se encuentran los reflectores de interés.

Con el espectro de amplitudes ya graficado, se procedió a identificar la frecuencia dominante para el intervalo de interés interpretativo, y la frecuencia máxima recuperada en campo, siguiendo la metodología de Sierralta (2010) quien indica que la frecuencia máxima esperada muestra un decaimiento en amplitud de hasta 10dB con respecto a la frecuencia dominante.

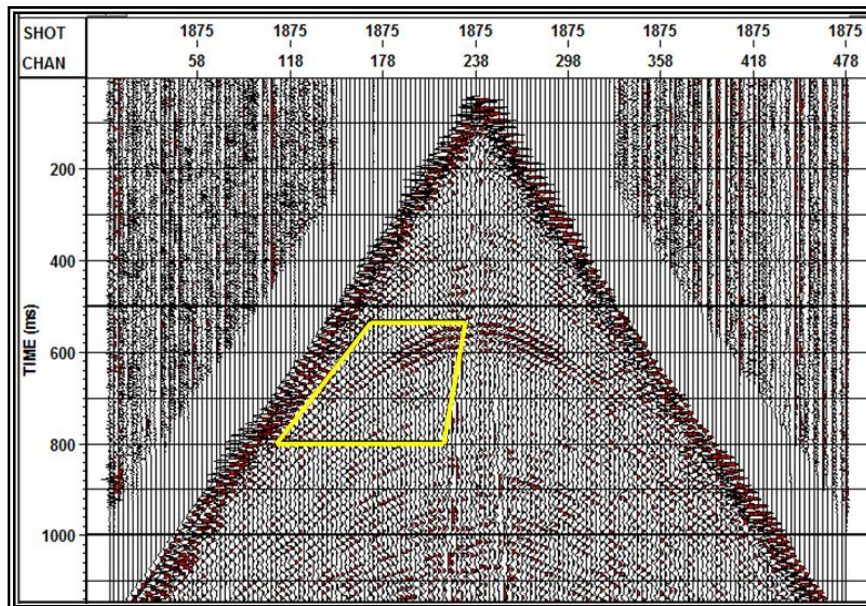


Figura N° 26. Ventana de análisis de frecuencias de un registro de disparo PP. Dicha ventana abarca los principales reflectores de interés interpretativos.

#### 4.4.3. Cálculo del buzamiento del objetivo

En vista de que el objetivo de interés (Fm. La Pascua) no cuenta con una superficie estructural interpretada mediante sísmica, tal vez por el mismo problema de baja reflectividad al que está asociada, se decidió utilizar el mapa estructural en profundidad realizado mediante la interpretación de registros de pozos.

Para realizar el cálculo del buzamiento se determinó la zona del mapa con menor espaciamiento entre curvas (Figura N° 27), lo cual significa una mayor variación de la profundidad a pequeños intervalos de distancia, es decir, un mayor buzamiento de la secuencia.

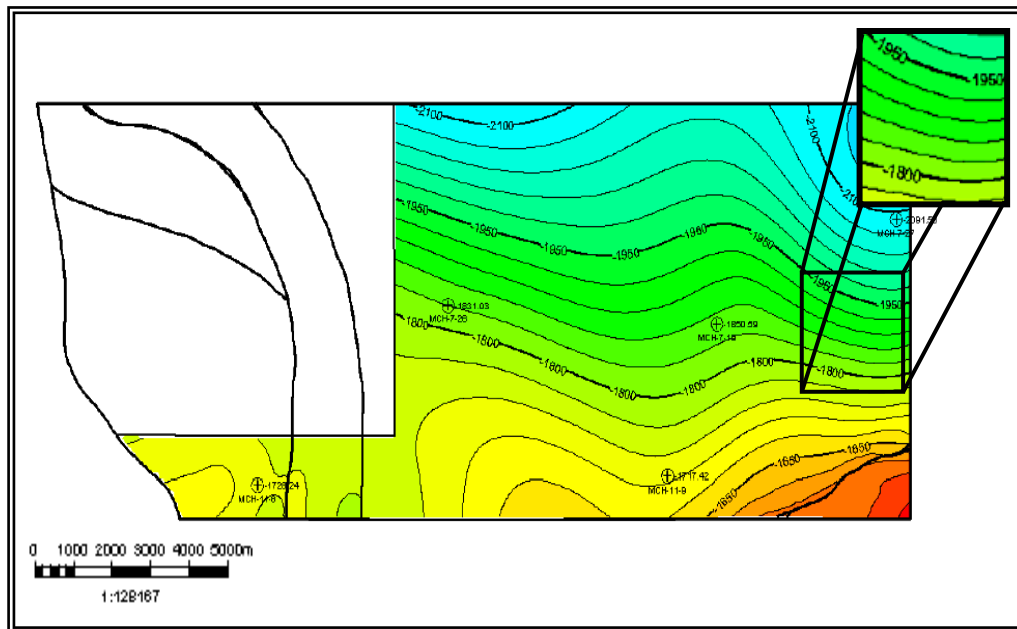
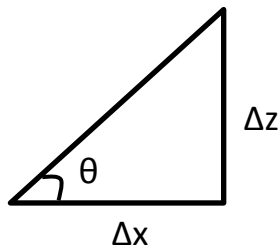


Figura N° 27. Zona con mayor buzamiento en el tope de la Fm. La Pascua. (Modificado de Carrero, 2011)

El valor del ángulo buzamiento se calculó haciendo uso de la función trigonométrica arco tangente del ángulo, según la ecuación (25):



$$\theta = \tan^{-1} \frac{\Delta z}{\Delta x} \quad (25)$$

donde:

$\theta$  = ángulo de buzamiento de la capa

$\Delta x$  = distancia horizontal entre curvas de nivel

$\Delta z$  = diferencia de profundidad entre curvas de nivel

#### 4.4.5. Cálculo del tamaño del *bin*

La determinación del tamaño del *bin* óptimo PP se realizó considerando 2 de los 3 factores propuestos por Cordsen *et al.* (2000): la máxima frecuencia sin efecto de aliasing que se desea obtener, y el criterio de resolución lateral.

##### 4.4.5.1. Cálculo del tamaño del *bin* considerando el efecto de aliasing

Con la finalidad de evitar el efecto de aliasing espacial en el rango de frecuencias de interés, se utilizó la ecuación (26) para el cálculo del tamaño del *bin*.

$$B = \frac{V_z}{4f_{m\acute{a}x} \text{Sen}\theta} \quad (26)$$

donde:

$V_z$  = Velocidad obtenida a través de la función lineal, justo por encima del objetivo.

$f_{m\acute{a}x}$  = Frecuencia máxima esperada y deseada sin efecto de aliasing.

$\Theta$ = máximo buzamiento geológico esperado.

#### 4.4.5.2. Cálculo del tamaño del *bin* considerando la resolución lateral

Asumiendo que la resolución lateral estará entre  $\frac{1}{4}$  y  $\frac{1}{2}$  de la longitud de onda dominante, Cordsen *et al.* (2000) proponen la ecuación (27) para el cálculo del tamaño del *bin*.

$$B = \frac{V_{int}}{N \times f_{dom}} \quad (27)$$

donde:

$V_{int}$ = Velocidad inmediatamente por encima del objetivo

$f_{dom}$ = frecuencia dominante

N= factor que varía de 2 a 4.

#### 4.4.6. Cálculo del intervalo entre líneas fuente y entre líneas receptoras

La elección correcta de estos parámetros es de gran importancia en el proceso de diseño 3D, ya que de ellos depende que otros parámetros como el *offset* mínimo-máximo ( $X_{mín}$ ) y el *offset* máximo ( $X_{máx}$ ) del levantamiento sean los apropiados para lograr la iluminación correcta de los objetivos del estudio. De esta forma, se realizó un proceso iterativo de valores de distanciamiento entre líneas fuentes y entre líneas receptoras, que permitiera cumplir con los requerimientos de *offset* mínimo-máximo y de *offset* máximo para la zona de estudio.

Para el caso del *offset* mínimo-máximo se tomó en consideración las profundidades de los objetivos somero y principal, los cuales deben tener cobertura completa para poder ser definidos. Según Cordsen *et al.*, (2000) este valor de  $X_{mín}$  debe ser menor que 1-1.2 veces la profundidad del objetivo somero. Debido a que el objetivo más

somero de interés interpretativo se encuentra a 340 m (prof. del IntraMioceno), se consideró un valor de  $X_{\min}$  menor o igual a este valor. Las iteraciones de los valores de intervalo entre líneas fuente e intervalo entre líneas receptoras, se realizaron según la ecuación (28):

$$X_{\min} = \sqrt{[(ILR - 0.5xIF)^2 + (ILF - 0.5xIR)^2]} \quad (28)$$

donde:

ILR= intervalo entre línea receptoras

IF= intervalo entre puntos fuente

ILF= intervalo entre líneas fuente

IR= intervalo entre puntos receptores

Para la determinación del *offset* máximo se debió tomar en cuenta la profundidad del tope del objetivo principal (Fm. La Pascua), el cual se encuentra a 685 m desde superficie. Así mismo se debió considerar los requerimientos derivados de la primera parte del proyecto, para lograr la discriminación litológica mediante la inversión sísmica de densidades, y para poder hacer uso del atributo de impedancia elástica PS. Básicamente estos requerimientos están relacionados con el ángulo de incidencia de la onda sobre el objetivo geológico, por lo que se debió realizar una conversión del *offset* en ángulo (requerido para la discriminación litológica) a *offset* en metros, mediante la ecuación (29) propuesta por Walden (1991):

$$\text{Sen}^2(\Theta) = \frac{X^2 V_{int}^2}{V_{RMS}^2 (V_{RMS}^2 t_0^2 + X^2)} \quad (29)$$

donde:

$X$ = *offset* en metros

$V_{int}$ = velocidad intervállica de la capa de interés

$V_{RMS}$ = velocidad RMS de la capa de interés

$t_0$ = tiempo doble de viaje (de la onda sísmica) hasta el tope de la capa de interés

$\Theta$ = ángulo de incidencia

La velocidad RMS para la capa de interés fue calculada mediante los datos de la Tabla N° 4 y la ecuación (30):

$$V_{RMS}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n V_{int}^2 t_i}{\sum_{i=1}^n t_i} \quad (30)$$

donde:

$V_{int}$ = velocidad intervállica de la  $i$ -ésima capa

$t_i$ = tiempo doble de viaje de la onda en la  $i$ -ésima capa

Por lo antes mencionado, el *offset* máximo del levantamiento debía ser mayor o igual al valor arrojado por el cálculo realizado con las ecuaciones anteriores.

#### **4.4.7. Análisis de cobertura PP y PS**

Durante esta fase del proyecto se evaluó la cobertura PP y PS necesarias para obtener una buena data sísmica mediante los diseños de levantamientos propuestos.

Cordsen *et al.*, (2000) establecen que mientras los datos sísmicos 2D de levantamientos anteriores tengan una buena relación señal-ruido (S/N, por sus siglas en inglés), la cobertura PP necesaria para la sísmica 3D puede ser igual a la mitad o a la tercera parte de la cobertura de dichos levantamientos. Es por ello que se realizó un

análisis de S/N a una de las líneas sísmicas 2D de componente vertical (Figura N° 28), para corroborar la buena relación S/N que estos datos poseen y de esta forma determinar el valor de cobertura PP necesario para obtener una S/N similar para los datos 3D.

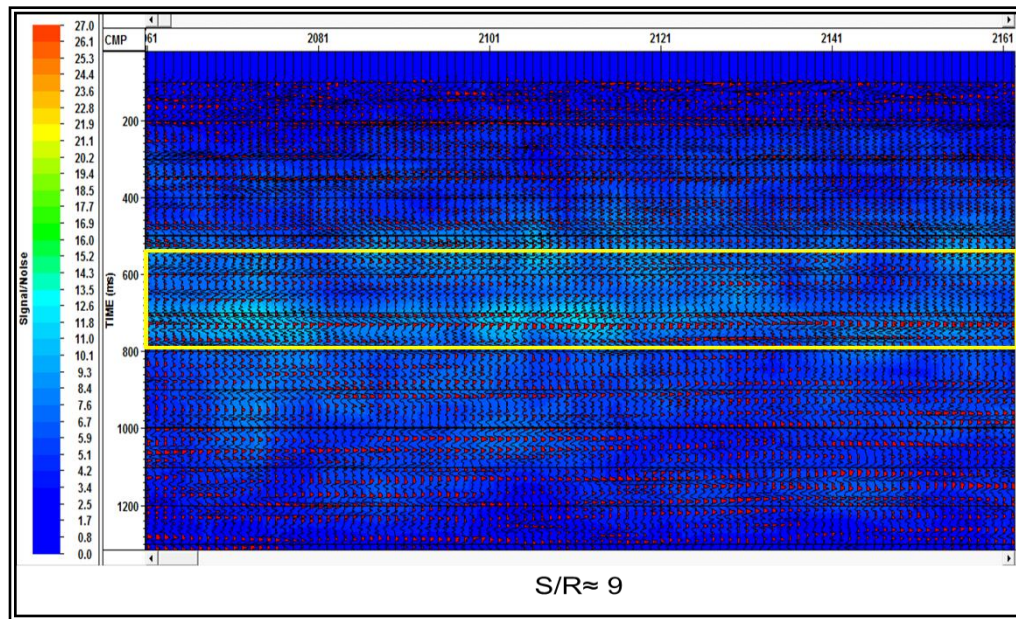


Figura N° 28. Análisis de la relación S/N para la línea Boya-07e-2d3c-07.

El análisis anterior arrojó un valor de  $S/N \approx 9$ , el cual se considerada como un valor alto y muy bueno.

Sabiendo que la cobertura 2D fue de 4.000% o de 40 trazas por CMP, se logró establecer que con una cobertura mayor o igual a 2.000% o 20 trazas por *bin*, la relación S/N de los datos 3D debería ser (en teoría) muy similar a la de los datos 2D.

Para el caso de los datos de onda convertida PS, el análisis de cobertura estuvo enfocado en el alcance de los siguientes objetivos:



(a) Evitar zonas con cobertura cero (0), mediante la iteración de diferentes intervalos entre líneas fuente y entre líneas receptoras, y;

(b) Suavizar u homogeneizar la cobertura.

Respecto a este último, se decidió evaluar la eficacia del tamaño de *bin* óptimo propuesto por Lawton (1993):

$$B = \frac{IR}{1 + \frac{V_S}{V_P}} \quad (31)$$

donde:

IR= intervalo entre puntos receptores

V<sub>s</sub>= velocidad de onda S promedio

V<sub>p</sub>= velocidad de onda P promedio

Es importante mencionar que el cálculo de la cobertura PS se realizó mediante la asunción del punto de conversión asintótico (ACP, por sus siglas en inglés), utilizando como valor de (V<sub>s</sub>/V<sub>p</sub>), el valor inverso de la relación V<sub>p</sub>/V<sub>s</sub> obtenido según el histograma de la Figura N° 25.

#### **4.4.8. Evaluación de las propuestas de diseño**

Una vez analizados todos los parámetros técnicos concernientes a la geometría de adquisición sísmica en el área de estudio, se establecieron dos propuestas de diseño multicomponente, las cuales fueron contrastadas desde el punto de vista económico para determinar cuál de éstas ofrece un mejor balance entre la optimización técnica y el impacto económico.

## **CAPÍTULO V**

### **RESULTADOS Y ANÁLISIS**

#### **5.1. FASE 1. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE LA Fm. LA PASCUA MEDIANTE DATOS SÍSMICOS MULTICOMPONENTE.**

##### **5.1.1. Clasificación y análisis de litofacies presentes en la Fm. La Pascua**

La Figura N° 29 muestra el registro de rayos gamma (GR) para cada uno de los pozos utilizados en el estudio, así como una descripción litológica producto de la utilización de los criterios de clasificación. Allí se puede observar que la litología predominante de la Fm. La Pascua son las areniscas, las cuales aparecen en todos los pozos representando un 75% del espesor total de la columna litológica. La facies de limolitas es la segunda en presencia dentro de la Formación y se encuentra en todos los pozos a excepción del pozo MCH 8-6, en donde las lutitas están representadas por la facies de las arcillitas y lutitas negras (carbonosas). Por último, la facies de lignitos fue identificada en los pozos MCH 7-26 y MCH 8-6 y es la que presenta menor proporción dentro de la columna litológica evaluada.

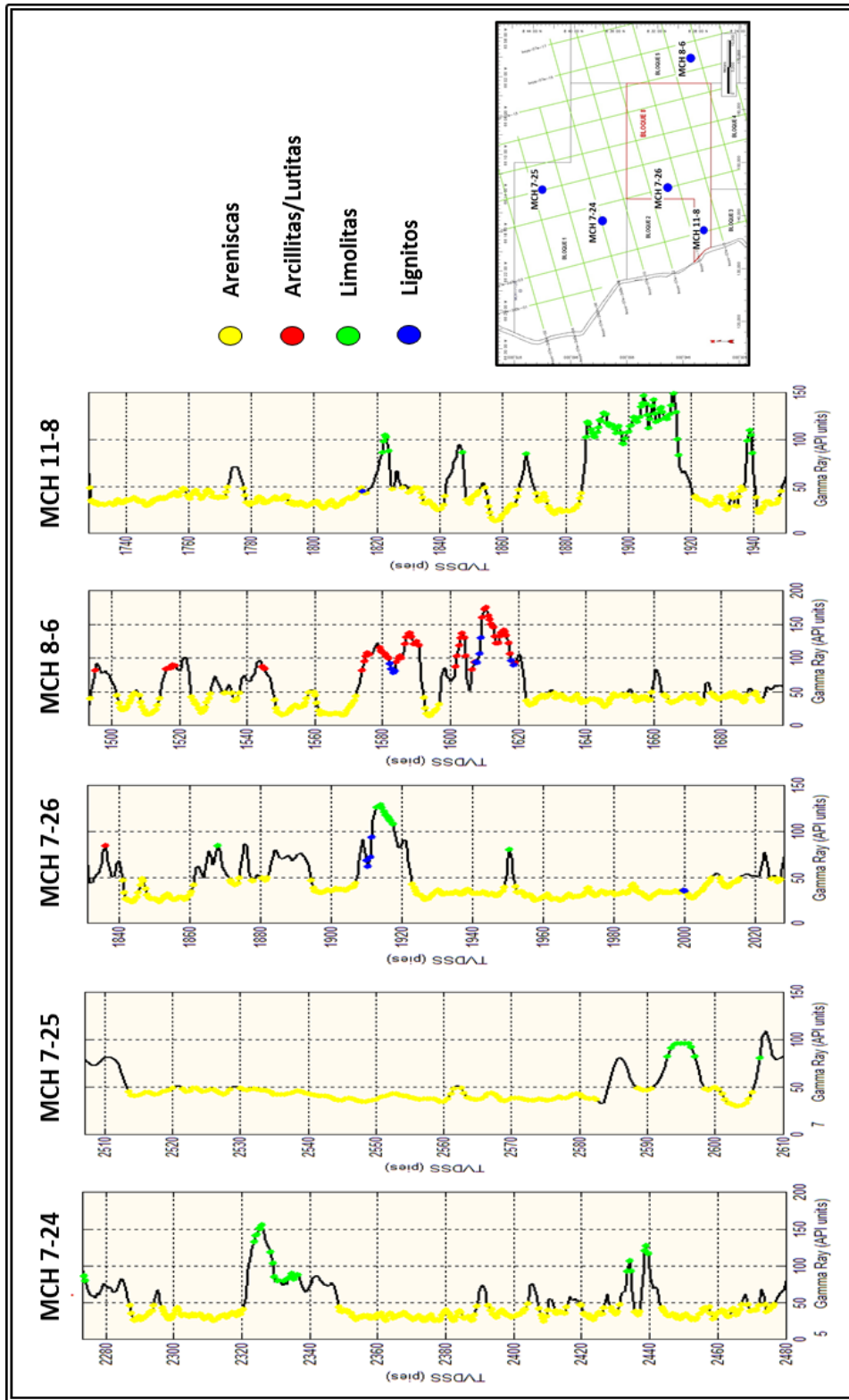


Figura N° 29. Clasificación de facies litológicas en los pozos utilizados en el estudio.

## 5.1.2. Relación entre la física de rocas y las velocidades sísmicas

### 5.1.2.1. Relación entre las velocidades sísmicas, la porosidad y el volumen de arcilla.

Las ecuaciones (31) y (32) fueron obtenidas mediante regresión lineal múltiple y relacionan las velocidades sísmicas  $V_p$  y  $V_s$  con los valores de arcillosidad y porosidad de la roca.

$$V_p = -4,72\Phi - 1,82V_{sh} + 4,3 \quad (31)$$

$$V_s = -2,72\Phi - 1,05V_{sh} + 2,22 \quad (32)$$

Estas ecuaciones demuestran que las velocidades sísmicas se ven afectadas por la presencia de arcilla en la roca; a medida que el volumen de ésta aumenta las velocidades de onda P y onda S disminuyen. La diferencia es que el efecto tiene un peso ligeramente mayor para la velocidad de onda S que para la velocidad de onda P, representando un 47,3% del término independiente de la ecuación (32), mientras que para la velocidad de onda P (ecuación 31) representa un 42,3%.

Estos resultados coinciden con los obtenidos por Han *et al.* (1986), Tosaya y Nur (1982) y Castagna *et al.* (1985), quienes encontraron un efecto mayor del volumen de arcilla sobre la velocidad de onda S, con respecto a la velocidad de onda P.

En cuanto al efecto de la porosidad se puede notar que ésta influye sobre las velocidades sísmicas de forma similar tanto para la onda P como para la onda S, produciendo con su aumento una disminución de los valores de velocidad. Esto puede deberse al hecho de que ambas velocidades dependen del módulo de rigidez de la matriz de la roca, el cual disminuye a medida que aumenta la porosidad.

Por otro lado, la variación de la relación  $V_p/V_s$  en función de la porosidad y la arcillosidad obtenida, queda demostrada mediante la ecuación (33) y la Figura N° 30.

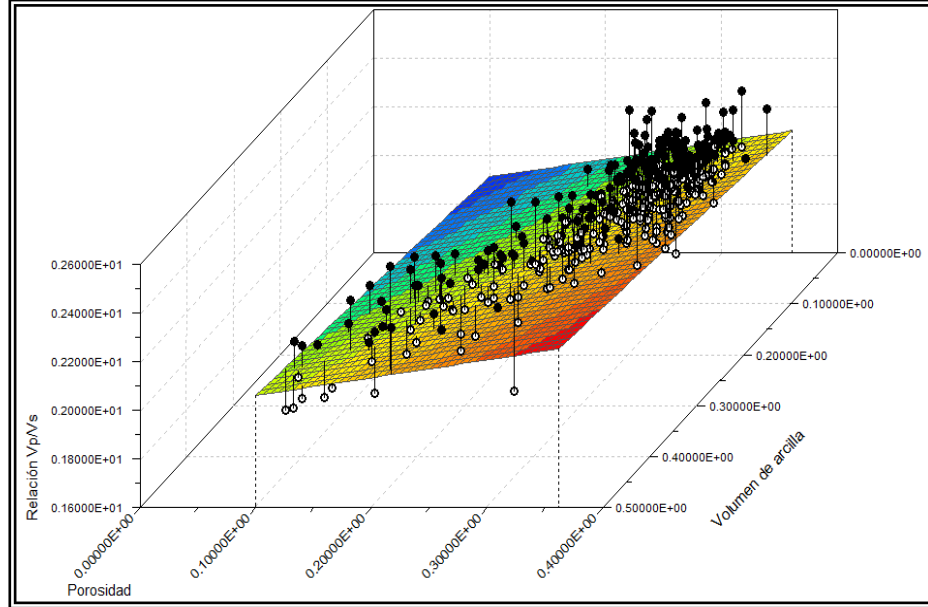


Figura N° 30. Relación entre la arcillosidad, la porosidad y la relación Vp/Vs

$$V_P/V_S = 0,73\Phi + 0,3V_{sh} + 1,84 \quad (33)$$

La Figura N° 30 y la ecuación (33) demuestran que la relación Vp/Vs se hace mayor con los aumentos de porosidad y arcillosidad de la roca, teniendo un mayor efecto sobre ésta, los aumentos de porosidad (mayor valor de su coeficiente). Sin embargo, debido a que las variaciones en la cantidad de arcilla de la roca suelen ser mayores que las variaciones de porosidad, el aumento o disminución de la relación Vp/Vs suele estar asociado principalmente a las primeras.

Es importante mencionar que las ecuaciones obtenidas durante esta fase son sólo válidas para el intervalo geológico estudiado (areniscas con un volumen de arcilla menor al 40% y una porosidad entre 19% y 39%). Por esta razón no se recomienda la extrapolación de los valores de porosidad y volumen de arcilla por fuera de los valores considerados para este estudio.

### 5.1.2.2. Relación entre las velocidades sísmicas y la litología

Como se puede observar en la Figura N° 31, las facies de las arcillitas y los lignitos son las que presentan los menores valores de velocidad de onda P y onda S, seguido por las facies de las areniscas y las limolitas, que muestran un solapamiento a lo largo de todo su rango de velocidades. Este solapamiento se hace más evidente al realizar el cálculo de la relación  $V_p/V_s$  para cada una de estas facies, en donde se observa que el grupo de datos clasificado como limolitas y el de las areniscas tienen exactamente el mismo valor (2.05). De igual forma se puede apreciar como el grupo de las arcillitas y el de los lignitos tienen un valor de  $V_p/V_s$  idéntico, igual a 2.28. Esto se traduce en una desventaja a la hora de realizar la caracterización litológica de la Formación mediante velocidades sísmicas, ya que por medio de sólo la relación  $V_p/V_s$  no es posible distinguir entre las cuatro litologías presentes.

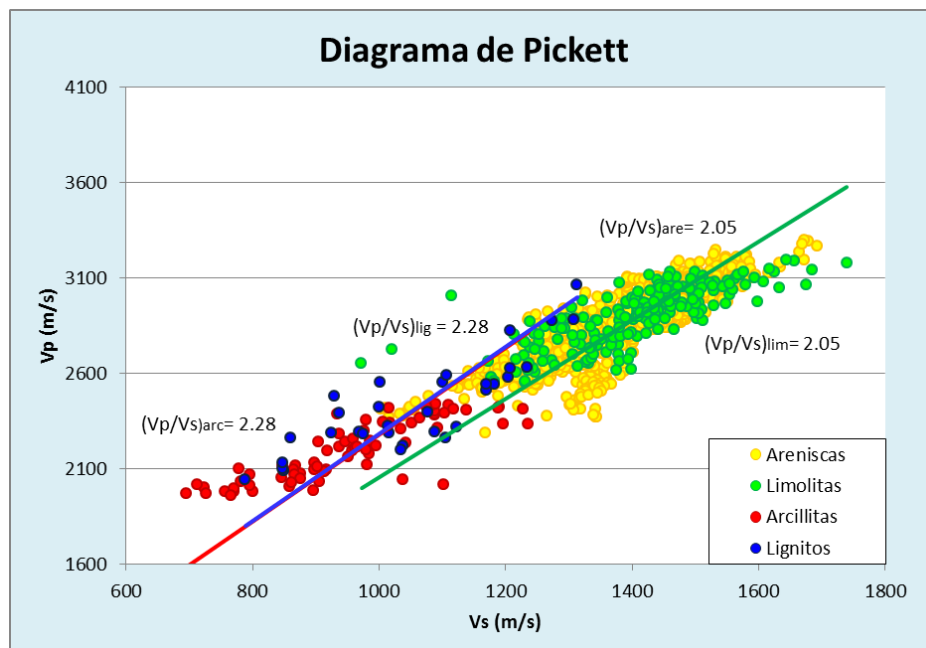


Figura N° 31. Diagrama de Pickett para las facies litológicas de la Fm. La Pascua.

### 5.1.3. Comparación de atributos sísmicos PP y PS

En la Figura N° 32 se presenta el conjunto de atributos sísmicos calculados en el intervalo de la Fm. La Pascua, específicamente para el pozo MCH 11-8. En ésta se puede observar la presencia de dos de las cuatro facies definidas; las areniscas (litología de interés) y las limolitas, las cuales a simple vista no presentan grandes diferencias en términos de velocidad de onda P y velocidad de onda S, pero si en términos de densidad.

Analizando las curvas de impedancia P ( $I_p$ ) e impedancia S ( $I_s$ ) se puede ver que no existen grandes diferencias entre estos dos atributos; ambos muestran valores altos para la facies de limolitas y valores un poco más bajos, pero coincidentes para las areniscas.

La relación  $V_p/V_s$ , como quedó demostrado en la sección anterior, no presenta variaciones considerables que permitiesen diferenciar los dos tipos de litologías, ya que el rango de velocidades para ambas es muy similar.

Los parámetros de Lamé ( $\lambda$  y  $\mu$ ) multiplicados por la densidad de las rocas, presentan ciertas diferencias entre ellos a lo largo de la Formación; se puede notar que la curva  $\lambda\rho$  presenta “mayor heterogeneidad” que la curva del atributo  $\mu\rho$ , destacando mayores variaciones entre las facies definidas, pero sin lograr diferenciar por completo el grupo de las areniscas de las limolitas.

En cuanto al atributo de impedancia elástica PP a  $30^\circ$  (IEPP  $30^\circ$ ), los valores para ambos tipos de litologías son muy similares, mientras que para el atributo de impedancia elástica PS a  $30^\circ$  (IEPS  $30^\circ$ ) si se logra apreciar ciertas diferencias, como producto de las distintas densidades que estas litologías poseen. De hecho, si se observa detalladamente dicha curva se puede notar su similitud con la curva de densidad, ya que precisamente este atributo resalta los valores de densidad de las rocas para ángulos de incidencia medios y lejanos.





Los atributos mencionados anteriormente fueron graficados de forma combinada (en pares), con la finalidad de identificar bajo qué dominio pueden ser distinguidas las diferentes facies presentes en la Fm. La Pascua, haciendo especial énfasis en la diferenciación de las areniscas (posibles yacimientos) del resto de las litologías clasificadas.

#### 5.1.3.1. Atributos sísmicos PP

##### a) Impedancia P vs. Relación Vp/Vs

Como se puede apreciar en la Figura N° 33, existe un solapamiento entre los valores de impedancia P de las arcillitas y el de los lignitos (entre  $3.6 \times 10^6$  y  $5.1 \times 10^6$   $\text{Kg/m}^3\text{m/s}$ ), ya que ambas facies presentan valores bajos de densidad y de velocidad de onda P. De igual forma se puede observar un solapamiento entre los valores de  $I_p$  de las areniscas y las limolitas ( $5.1 \times 10^6$ - $7.8 \times 10^6$   $\text{Kg/m}^3\text{m/s}$ ), las cuales a pesar de que se separan del grupo anterior, no pueden ser distinguidas entre ellas.

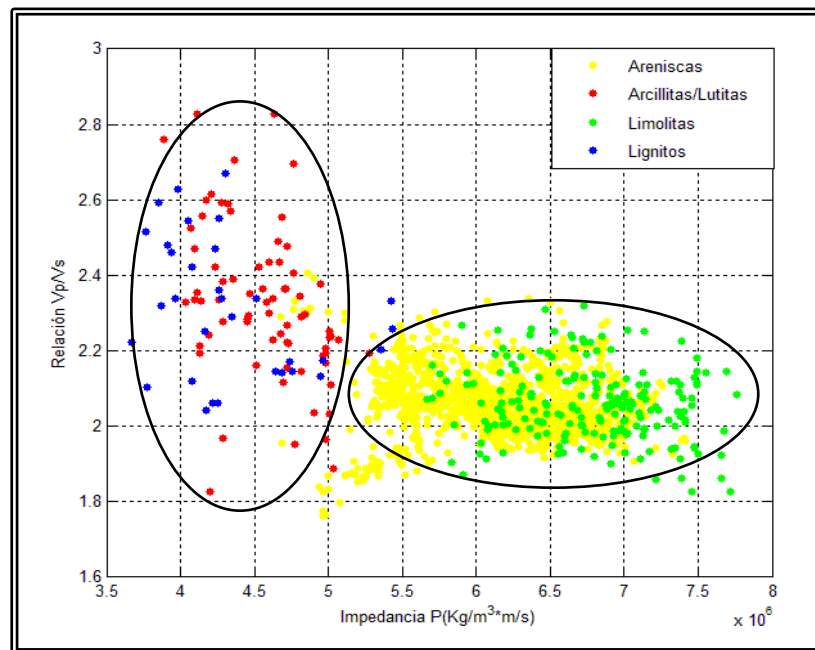


Figura N° 33. Gráfico cruzado de impedancia P vs. Relación Vp/Vs

En el dominio de la relación  $V_p/V_s$  la situación es similar a la observada con las impedancias P. De hecho pudiera considerarse menos apropiado la utilización de este atributo, ya que los lignitos y las arcillitas presentan un rango de valores tan amplio que llegan a confundirse con los de las areniscas, lo cual dificultaría aún más la separación de estas últimas. Cabe mencionar que el solapamiento entre las limolitas y las areniscas bajo este dominio era de esperarse, puesto que el diagrama de Pickett demostró que ambas facies presentan un valor de  $V_p/V_s$  idéntico.

b) Impedancia S vs. Relación  $V_p/V_s$

En la Figura N° 34 se observa que la impedancia S ( $I_s$ ) tiene un comportamiento muy similar al de la impedancia P ( $I_p$ ), en donde las cuatro facies se agrupan en 2 rangos de valores con solapamientos de facies; las arcillitas agrupadas con los lignitos y las areniscas con las limolitas.

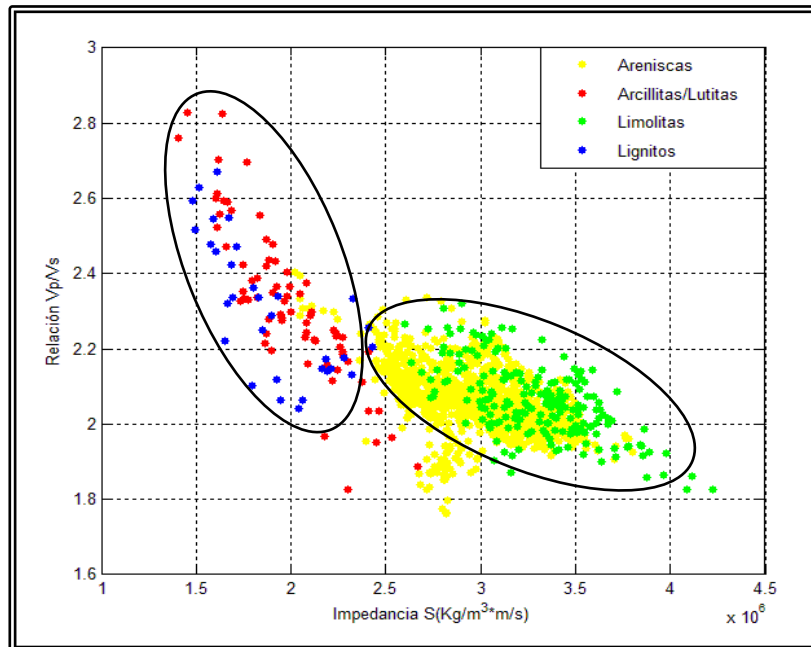


Figura N° 34. Gráfico cruzado de impedancia S vs. Relación  $V_p/V_s$

El rango de valores  $I_s$  para las areniscas está entre  $2 \times 10^6$  y  $3.6 \times 10^6$   $\text{Kg/m}^3\text{m/s}$ , para las limolitas entre  $2.7 \times 10^6$  y  $3.8 \times 10^6$   $\text{Kg/m}^3\text{m/s}$ , y para las arcillitas y lignitos está entre  $1.5 \times 10^6$  y  $2.3 \times 10^6$   $\text{Kg/m}^3\text{m/s}$ , aproximadamente. Debido a los solapamientos presentados no es recomendable la utilización de este atributo para la discriminación litológica ya que no logra separar las facies por sí solo, ni mediante la combinación con el atributo  $V_p/V_s$ .

c) Parámetros de Lamé:  $\lambda\rho$  vs.  $\mu\rho$

En el dominio de los parámetros de Lamé (Figura N° 35) se puede observar un comportamiento similar al mostrado por los atributos anteriores; la agrupación de valores en dos rangos. Un primer rango que comprende a las arcillitas y los lignitos ( $\lambda\rho=0.6 \times 10^7$ - $1.75 \times 10^7$   $\text{PaKg/m}^3$ ,  $\mu\rho=0.2 \times 10^6$ - $0.6 \times 10^6$   $\text{PaKg/m}^3$ ), y otro que agrupa a las limolitas con las areniscas ( $\lambda\rho=1.5 \times 10^7$ - $3.2 \times 10^7$   $\text{PaKg/m}^3$ ,  $\mu\rho=0.6 \times 10^6$ - $1.6 \times 10^6$   $\text{PaKg/m}^3$ ).

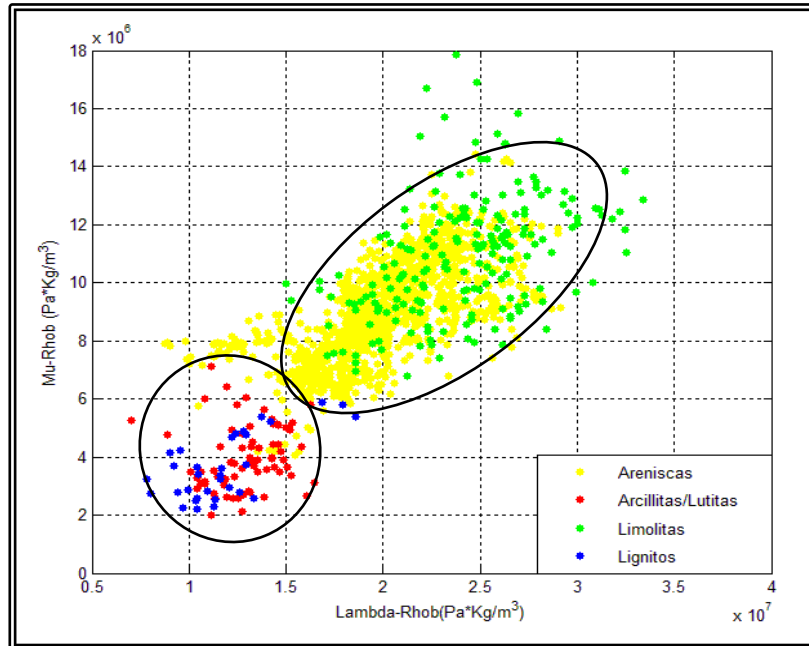


Figura N° 35. Gráfico cruzado de Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) vs. Mu-Rho ( $\mu\rho$ )

d) Impedancia P vs. Impedancia elástica PP

Al evaluar la efectividad del atributo de impedancia elástica PP (Figura N° 36) se puede notar que dicho atributo no permite la discriminación litológica, para un ángulo de incidencia de 30°, dentro de la Formación La Pascua; ya que existe un solapamiento de los rangos de valores para todas las facies definidas. Esto contrasta con los resultados obtenidos por Lespinasse (2006) quién encontró que este atributo permitía diferenciar por sí sólo las areniscas de las lutitas de la Fm. Guafita (Apure).

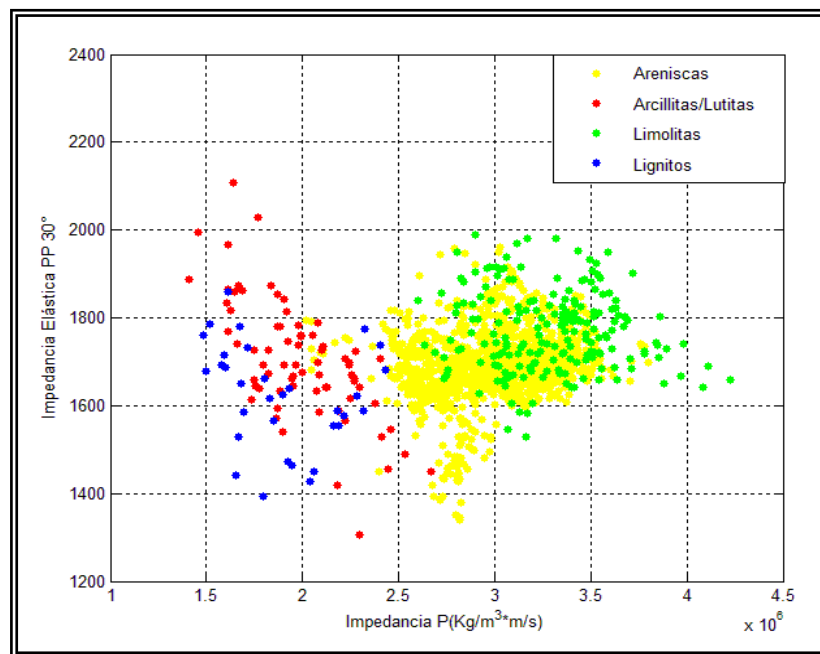


Figura N° 36. Gráfico cruzado de impedancia P vs. impedancia elástica PS 30°

5.1.3.2. Atributos sísmicos PS

a) Impedancia elástica PS

Con la finalidad de comprobar y comparar los resultados obtenidos por González (2006) se realizaron gráficos cruzados para el atributo de impedancia elástica PS a

diferentes ángulos de incidencia; tanto ángulos pequeños como ángulos medios y lejanos. Uno de los gráficos obtenidos es el que se muestra en la Figura N° 37.

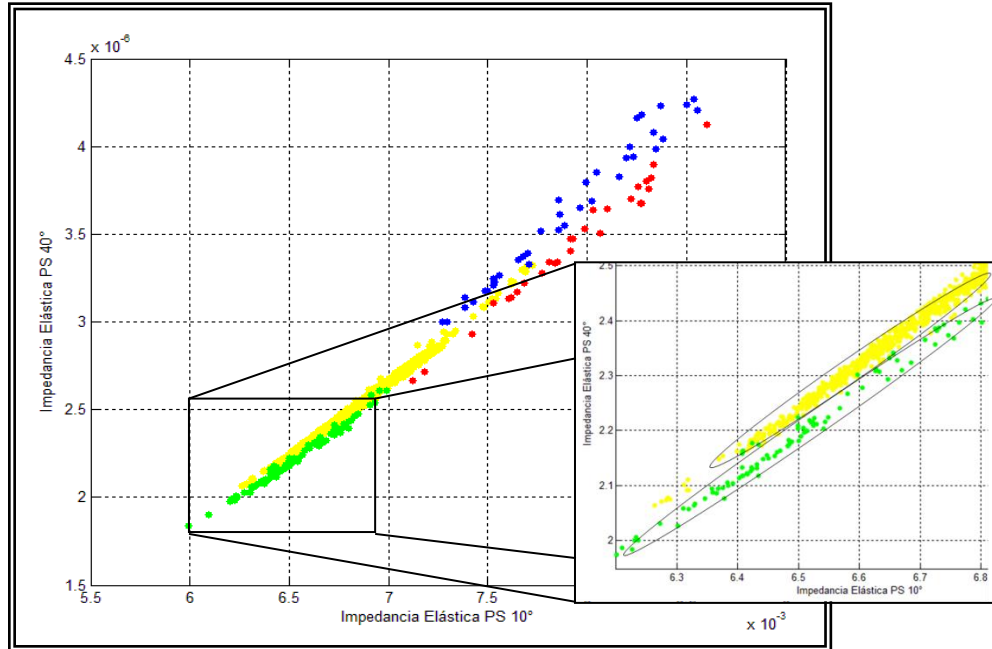


Figura N° 37. Gráfico cruzado de impedancia elástica PS 10° vs. impedancia elástica PS 40°

En la figura anterior se puede apreciar que el atributo impedancia elástica PS (IEPS) logra la separación de las areniscas del grupo de las limolitas, situación que no había sido lograda con la utilización de los atributos PP. De igual forma, las facies de arcillitas y lignitos muestran una buena separación del resto del grupo, con lo cual queda confirmado el potencial de discriminación litológica de este atributo sísmico de onda convertida PS.

El hecho de que este atributo haya logrado separar las areniscas de las limolitas se debe principalmente a las diferencias de densidades que éstas presentan. Anteriormente se mencionó que el atributo IEPS destaca las variaciones de densidad existente en las rocas, ya que su derivación a partir de la reflectividad PS implica una

fuerte contribución de este parámetro elástico. Por el contrario, dentro de la definición de la reflectividad PP las velocidades de onda P y S tienen una mayor contribución sobre la reflectividad del medio y es por esto, que los atributos sísmicos PP no lograron por sí solos la separación total de las facies.

Estos resultados concuerdan con los obtenidos por González (2006) quien encontró que los atributos sísmicos PP no eran suficientes para discriminar las litologías de una Formación geológica de la FPO, pero que el atributo de impedancia elástica PS si lograba separar por completo las tres facies definidas por él, mediante el dominio IEPS 10° vs. IEPS 50°. Esto confirma que en litologías poco consolidadas, con bajo contraste de impedancias acústicas, y en donde las densidades tienen un papel muy importante en la definición de facies, la utilización de la sísmica de onda convertida y en especial del atributo IEPS es altamente recomendado.

Tal y como se ha mencionado y demostrado, la densidad parece ser el factor determinante a la hora de realizar la diferenciación litológica dentro de la Fm. La Pascua. Por esta razón se decidió realizar un conjunto de gráficos cruzados entre este parámetro elástico y el resto de los atributos sísmicos PP y PS, con la finalidad de proponer dominios alternativos al de la IEPS que permitan separar el grupo de las areniscas del resto de las facies, ya que mediante la utilización de sólo este parámetro (densidad) tampoco es posible realizar la diferenciación de las cuatro facies litológicas.

En la Figura N° 38 se puede observar que en la mayoría de los dominios propuestos se logra la separación de las cuatro facies. Sin embargo sigue existiendo cierto solapamiento entre algunas de éstas, lo que dificultaría la localización precisa de las zonas de areniscas en el campo. De los pares de atributos mostrados en dicha figura, el par  $\rho v_p$  -impedancia p, es el que logra la mejor separación de las facies.

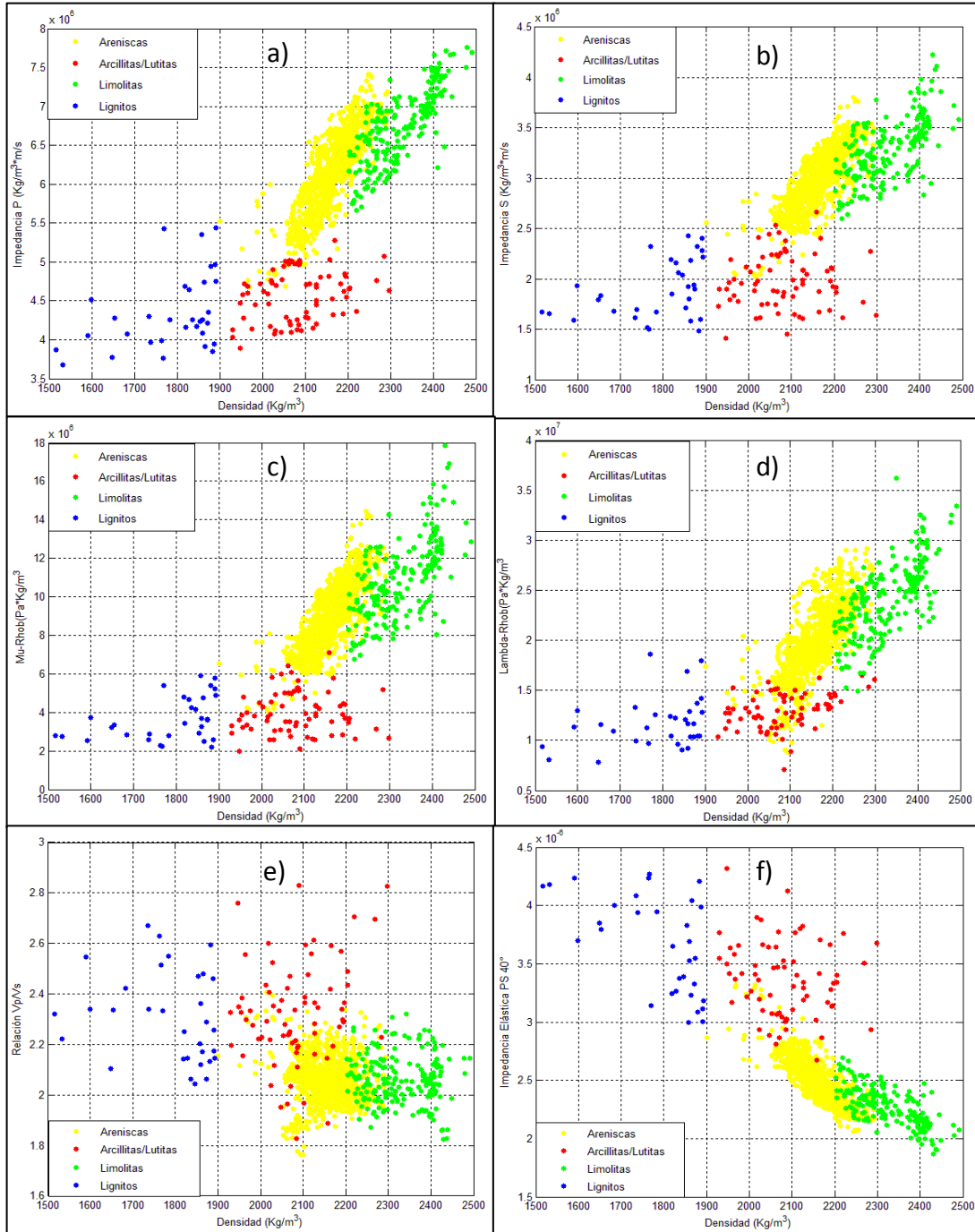


Figura N° 38. Gráficos cruzados: a) Rhob vs. Ip; b) Rhob vs. Is; c) Rhob vs. Mu-Rhob ( $\mu\rho$ )

d) Rhob vs. Lambda-Rhob ( $\lambda\rho$ ); e) Rhob vs. Vp/Vs; f) Rhob vs. IEPS40°

Ahora bien, de todos los atributos calculados y puestos a prueba durante esta fase del proyecto, la densidad es tal vez el parámetro más difícil de estimar a partir de la información sísmica PP. Para su determinación es necesaria la evaluación de la variación de las amplitudes con el *offset* (AVO), a través de datos sísmicos pre-apilados con un rango de ángulos que incluya valores superiores a los 40°, ya que en la mayoría de los casos un ángulo máximo de 40° no es suficientemente grande como para estimar de forma confiable este parámetro, a partir de sólo datos sísmicos PP (Khare y Rape, 2007). Es allí donde el uso de la sísmica de onda convertida PS constituye una importante ventaja, ya que al utilizar información de reflectividad PS en conjunto con la información de reflectividad de onda PP, se logra estimar de forma más confiable el parámetro densidad y sin la necesidad de utilizar rangos de ángulos tan grandes. Esta mejora es atribuida a que los datos sísmicos PS tienen considerablemente más información de densidad para ángulos más pequeños (García et al., 2010).

García *et al.*, (2010) mediante un estudio realizado en la cuenca Campos de Brasil observaron una notable mejoría en la predicción de la densidad con el uso de la inversión conjunta de datos PP y PS, en comparación a la inversión convencional de datos PP. Así mismo observaron un incremento en el contenido de frecuencias de la inversión y por ende una mejora en la resolución de los eventos sísmicos, la cual atribuyen al hecho de que la información de densidad proviene de ángulos más pequeños, los cuales tienen un mayor contenido de frecuencias y una mejor relación señal-ruido.

La Figura N° 39 muestra un contenido de frecuencias más alto para la inversión conjunta de datos PP y PS, que para la inversión con sólo datos PP. De igual forma en la Figura N° 40 se puede observar cómo la inversión conjunta estima un valor de densidad más parecido al registro de pozo, en comparación con la inversión con sólo información sísmica PP.



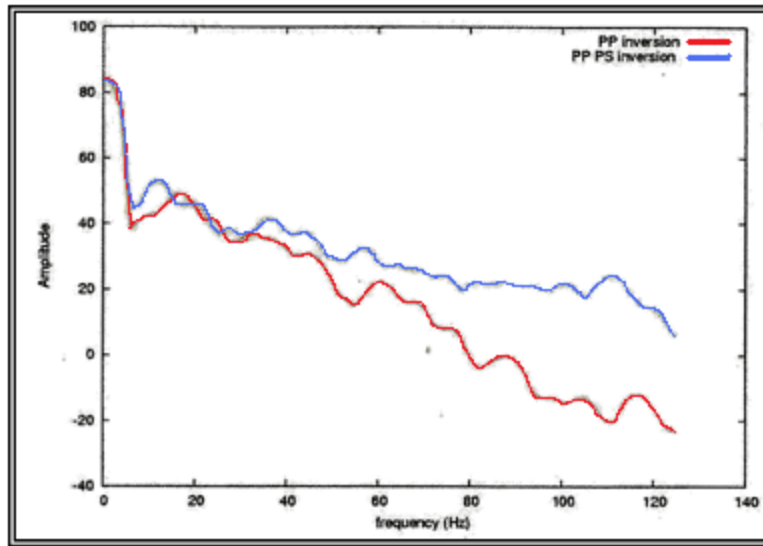


Figura N° 39. Espectro de frecuencia para la inversión simultánea PP y PS, y para inversión PP.

(Modificado de García *et al.*, 2010)

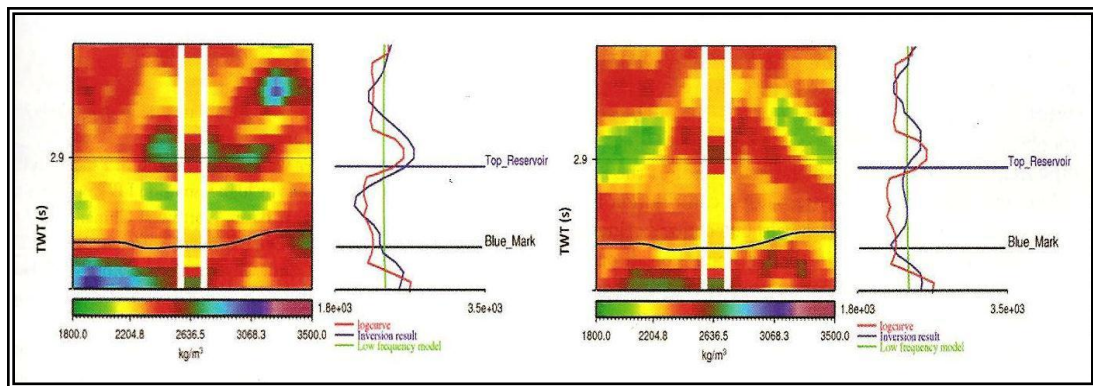


Figura N° 40. Resultado de la inversión de densidad: simultánea PP y PS (izquierda) y PP (derecha)

(Tomado de García *et al.*, 2010)

De esta forma queda demostrado que el uso de la sísmica de onda convertida PS contribuye en la caracterización litológica de la Formación La Pascua, no sólo mediante la utilización del atributo impedancia elástica PS sino mejorando el proceso

de inversión sísmica para la obtención del parámetro elástico densidad. El criterio que habría que tener en consideración si se desea realizar un levantamiento sísmico multicomponente, es que el rango de *offset* en ángulos debe comprender valores próximos a los 40° a nivel del objetivo.

#### 5.1.4. Modelado 1D PP y PS

En la Figura N° 41 se puede observar los espectros de amplitud de los datos sísmicos PP y PS analizados, los cuales muestran un contenido de frecuencias muy similar con una frecuencia dominante casi idéntica; 50 Hz para los datos PP y 48 Hz para los datos PS, aproximadamente. El hecho de que ambos espectros sean tan similares en términos de frecuencia hace suponer que no existen grandes pérdidas por efecto del fenómeno de conversión de onda.

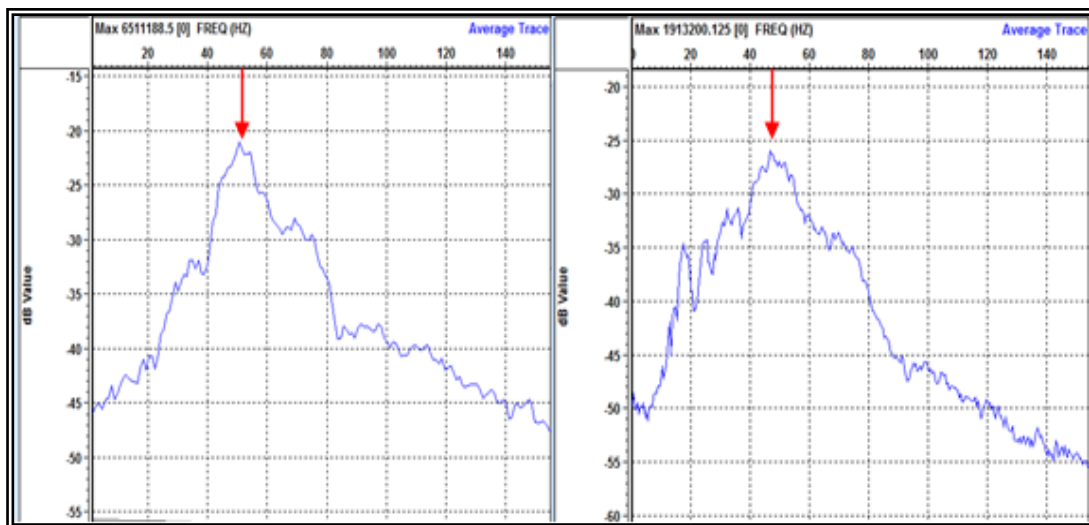


Figura N° 41. Espectros de amplitud para la sísmica PP (izquierda) y PS (derecha)

La diferencia más notoria entre ambos tipos de datos en el espectro de frecuencias se encuentra en los valores de amplitud, en donde los datos PS muestran valores más

bajos que los PP. Esto es atribuible al hecho de que la reflectividad PP es mayor que la reflectividad PS en casi todo el rango de ángulos desde 0° hasta el ángulo crítico.

Los resultados obtenidos en esta primera parte son muy similares a los conseguidos por Garotta y Granger (2003) quienes encontraron mediante el análisis de un registro VSP, que los datos sísmicos PP (ondas descendentes) y los PS (ondas ascendentes) tenían el mismo contenido de frecuencias, con pequeñas diferencias en los valores de amplitud. Así mismo, mediante la utilización de secciones sísmicas ellos lograron concluir que para eventos someros, según las condiciones de absorción del subsuelo, el contenido de frecuencias de la sísmica PS puede ser muy similar al de la sísmica PP.

Lo anteriormente expuesto hace pensar que lo que está ocurriendo en el subsuelo del Bloque 8, es que debido a que los objetivos de interés se encuentran bajo condiciones someras, el factor de absorción no es lo suficientemente alto como para producir pérdidas considerables de frecuencias luego de producirse el fenómeno de conversión de ondas.

Éstos resultados pueden ser extrapolados para el resto de la Faja Petrolífera del Orinoco ya que la mayoría de los eventos sísmicos de interés se encuentran a profundidades menores a los 1000 m (objetivos someros).

Las figuras N° 42 y 43 comparan los sismogramas sintéticos PP y PS para varios ángulos de incidencia (AVA), en dos de los pozos utilizados en el estudio. Debido a las diferencias existentes entre las velocidades de propagación de ambos tipos de ondas, los sismogramas sintéticos fueron desplegados en escala de profundidad para poder realizar una comparación efectiva.

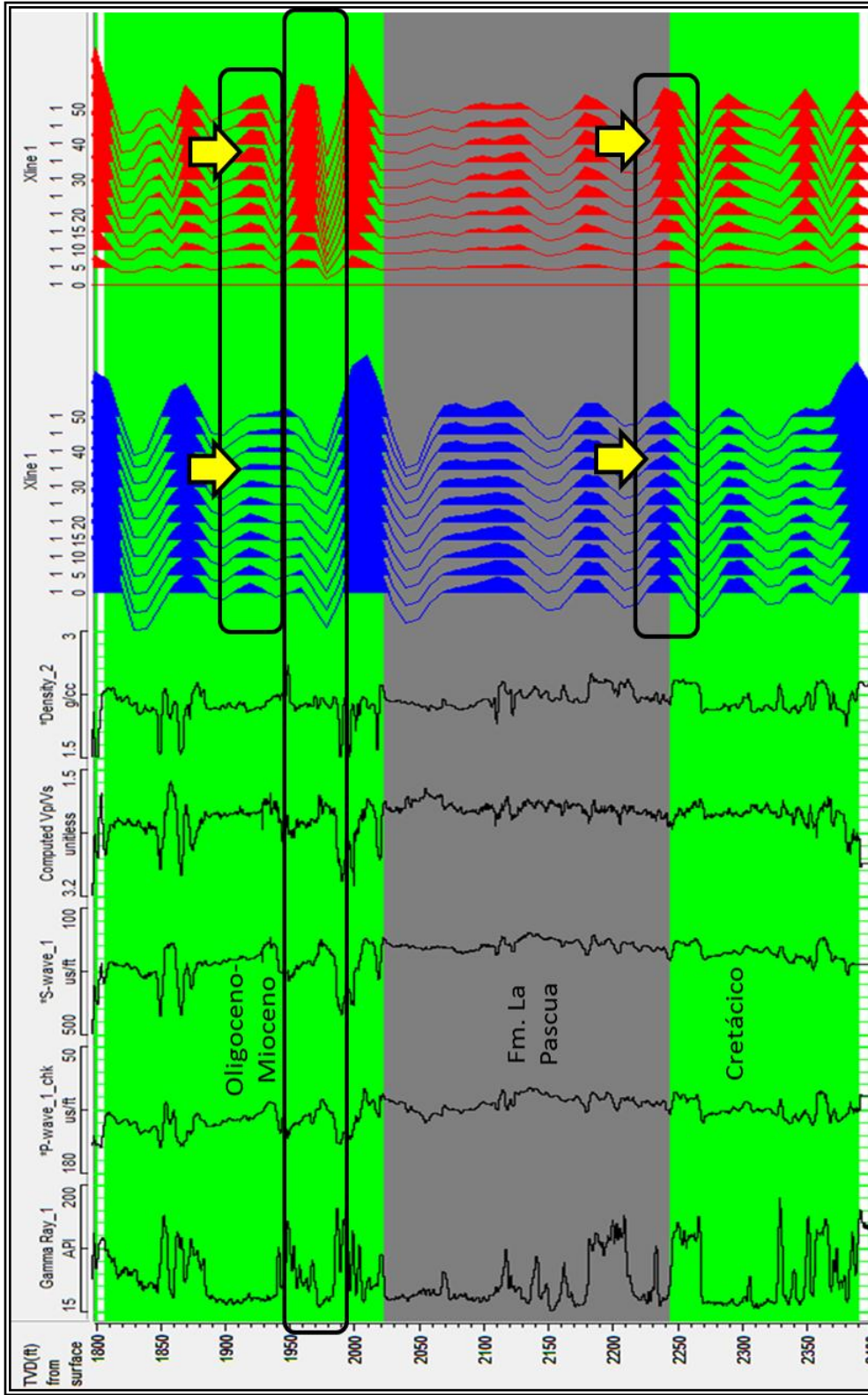


Figura N° 42. De izquierda a derecha: GR,  $\Delta t_p$ ,  $\Delta t_s$ , Vp/Vs, sismogramas sintéticos PP-AVA y PS-AVA para el pozo MCH 11-8. Las curvas y los sismogramas están en escala de profundidad.

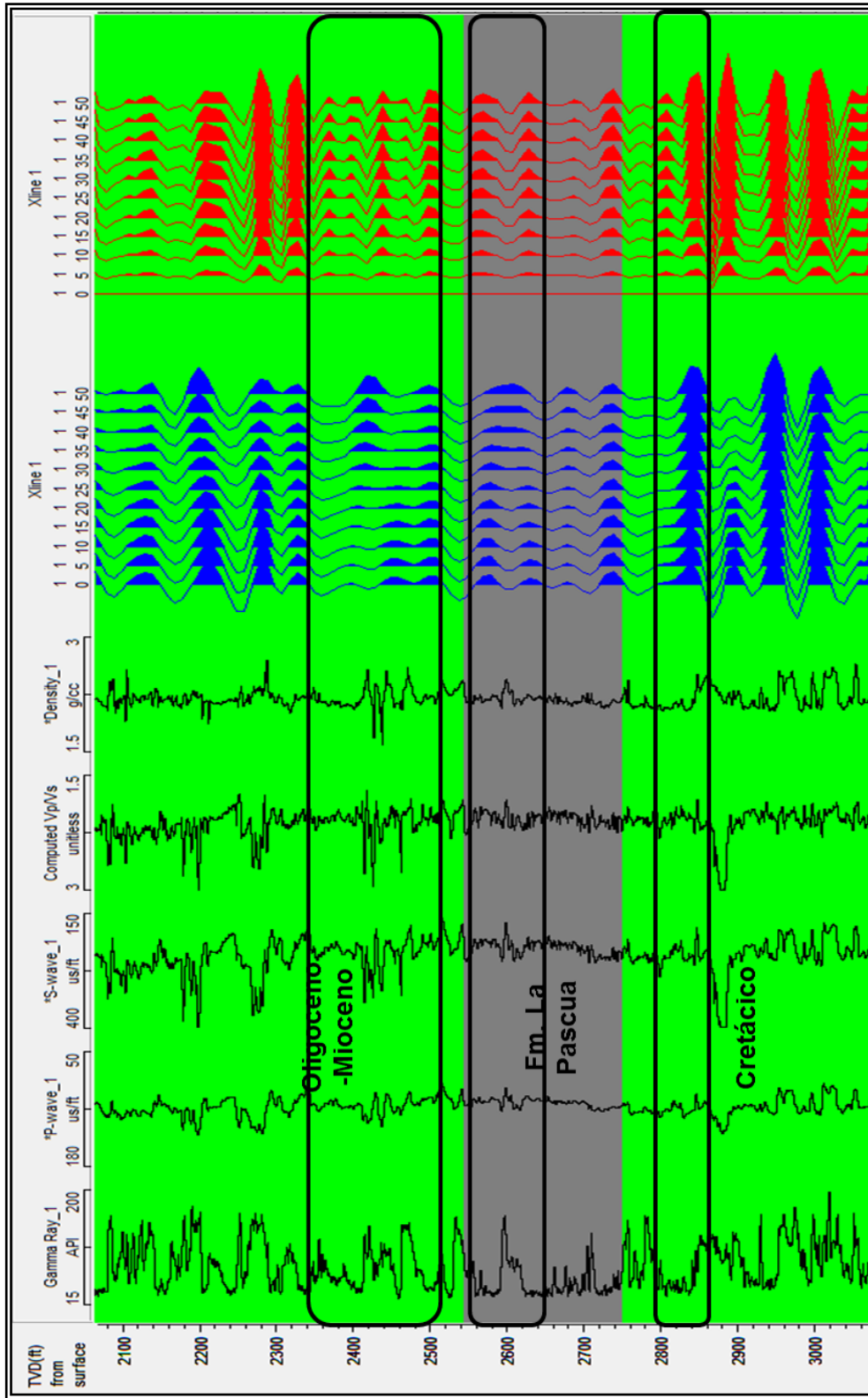


Figura N° 43. De izquierda a derecha: GR,  $\Delta t_p$ ,  $\Delta t_s$ , Vp/Vs, sismogramas sintéticos PP-AVA y PS-AVA para el pozo MCH 7-24. Las curvas y los sismogramas están en escala de profundidad.

Como se puede apreciar en la Figura N° 42, existen ciertas diferencias en términos de amplitud entre los sismogramas sintéticos PP y los PS; algunas interfases geológicas muestran mayores valores de amplitud PS que PP, para varios ángulos de incidencia, como consecuencia de las diferencias existentes entre la reflectividad PP y la reflectividad PS.

En general, los mayores cambios geológicos están bien representados en la sísmica PP; sin embargo algunos cambios geológicos menores tienen una respuesta más fuerte en la sísmica PS. En consecuencia, dependiendo de las características de la interfase geológica que se desee estudiar, pudiera ser ventajoso el uso de la sísmica post-apilada PP o de la sísmica post-apilada PS.

Lo que sí es importante destacar es que para valores medios de ángulos de incidencia, entre 30° y 40° (indicado por las flechas amarillas en la Figura N° 42), la reflectividad PS es mayor que la reflectividad PP, lo que se traduce en una ventaja a la hora de realizar la estimación del parámetro elástico densidad, al realizar una inversión sísmica conjunta entre datos de onda PP y onda convertida PS.

Otra de las diferencias más importantes observadas entre los sismogramas, es en términos de resolución sísmica vertical. Debido a que la velocidad de onda PP es mayor que la velocidad de onda PS, y que el ancho de banda para ambos tipos de datos es muy similar, los sismogramas PS presentan longitudes de onda más cortas, lo cual implica que la imagen PS tenga más detalle que la imagen PP. Esto es apreciable de forma más clara en los rectángulos de la Figura N° 43, en donde se observa un mayor número de eventos sísmicos en los datos PS que en los datos PP. De hecho en algunos casos, la sísmica PS ve como eventos separados a lo largo de todo el rango de ángulos, lo que la sísmica PP resuelve como un solo evento geológico, para ángulos medios y lejanos.

Para poder afirmar que la sísmica PS tiene una mayor resolución que la sísmica PP es necesario tomar en cuenta los factores de calidad ( $Q_p$  y  $Q_s$ ) y el nivel de ruido de los datos sísmicos. Garotta y Granger (2003) respecto a este punto establecen, que mientras las amplitudes de las longitudes de onda PS estén por encima del nivel de ruido, en condiciones someras, la imagen PS podrá contener más detalle que la imagen PP.

Cuantitativamente hablando, para la Fm. La Pascua la resolución sísmica vertical PP fue estimada en 45 pies (14 m), mientras que la resolución sísmica PS fue calculada en 30 pies (9 m), lo que representa un incremento del 35% de la resolución sísmica. Las velocidades sísmicas y las frecuencias utilizadas para realizar dicho cálculo son las presentadas en la Tabla N° 5.

Tabla N° 5. Velocidades sísmicas y frecuencias utilizadas para el cálculo de resolución sísmica vertical

Velocidad (m/s)	Frecuencia (Hz)
$V_p = 2730$	$f_{dom\_PP} = 50$
$V_s = 1270$	$f_{dom\_PS} = 48$

## 5.2. FASE 2. EVALUACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO MULTICOMPONENTE PARA UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D.

Una vez comprobada la factibilidad técnica del uso de la sísmica multicomponente de onda convertida en la caracterización sísmica de la Fm. La Pascua, se procedió a evaluar los diferentes parámetros involucrados en el proceso de diseño multicomponente, tomando en consideración los requerimientos derivados de la primera parte del proyecto.

Como se mencionó anteriormente la metodología implementada consistió en la obtención de un diseño teórico PP, y la posterior evaluación de las variaciones de cobertura PS que se producen bajo las diferentes condiciones planteadas. Los resultados obtenidos durante esta fase del proyecto son los siguientes:

### 5.2.1. Análisis de velocidades

La velocidad calculada mediante la función lineal de la Figura N° 44, justo a la profundidad promedio del tope de la Fm. La Pascua (1842 pies) es de aproximadamente 2590 m/s. La elección de esta velocidad para realizar el cálculo del tamaño del *bin* se debe a que según Liner y Underwood (1999), al utilizar un valor de velocidad promedio, por ser menor ésta a la velocidad calculada por función lineal, el tamaño del *bin* obtenido resulta mucho más pequeño de lo realmente necesario.

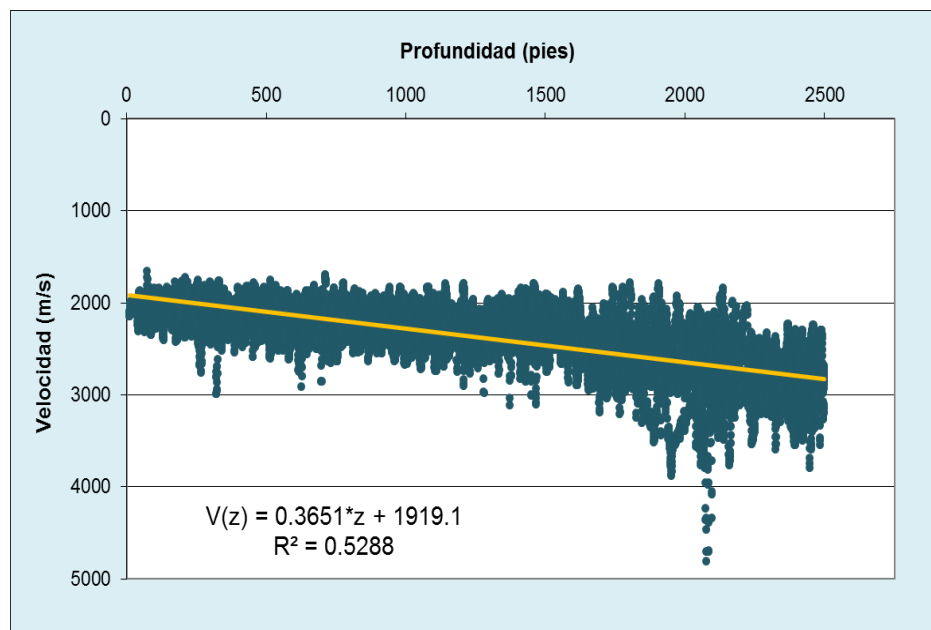


Figura N° 44. Función lineal de velocidad obtenida para el Bloque 8

En cuanto al modelo de velocidades obtenido, se puede apreciar en la Figura N° 45 la definición de 7 grandes secuencias dentro de las que destaca la Fm. La Pascua, por



ser el objetivo de interés interpretativo. La velocidad intervállica para este estrato es de 2.730 m/s y está soterrado por una secuencia que incluye sedimentos del Oligo-Mioceno, IntraMioceno y sedimentos recientes, cuyas velocidades y tiempos de viaje hacen que la velocidad RMS para la Formación sea estimada en 2233 m/s.

NM	Sedimentos recientes	Vp= 1.900 m/s	H=122 m
	Sedimentos recientes	Vp= 2.085 m/s	H=218 m
	IntraMioceno	Vp= 2.378 m/s	H=230 m
	Oligoceno-Mioceno	Vp= 2.607 m/s	H=114 m
	Fm. La Pascua	Vp= 2.730 m/s	H= 64 m
	Cretácico	Vp= 2.926 m/s	H=139 m
	PreCretácico	Vp= 3.100 m/s	H= ?

Figura N° 45. Modelo de velocidades del subsuelo del Bloque 8

Es importante destacar que el espesor de la secuencia de sedimentos recientes por encima del nivel medio del mar fue estimada según las elevaciones promedio de cada uno de los pozos utilizados en el estudio, lo cual arrojó un valor de 400 pies. La velocidad intervállica para dicho estrato fue asumida como 1.900 m/s, según los datos de velocidad de reemplazo utilizada durante la fase de procesamiento de la sísmica 2D precedente en el área. Para el cálculo del resto de las velocidades del modelo se siguió la metodología expuesta en la sección 4.4.1.2.

### **5.2.2. Análisis de frecuencias requeridas**

El espesor de la Formación La Pascua varía de 108 pies a 331 pies y está representada por un apilamiento cíclico de capas de 10 pies de espesor, formados durante ciclos de erosión-depositación (Carrero, 2011). Dentro de dicha Formación, las arenas de interés tienen espesores variables que van desde los 20 pies hasta los 90 pies, siendo el espesor promedio de las mismas, 40 pies ó 12 m aproximadamente. Conociendo estos valores, se realizó la determinación de las frecuencias necesarias para lograr la resolución sísmica vertical que garantice resolver el objetivo geológico.

Los sintéticos generados (mostrados en la Figura N° 46), permiten afirmar que con una frecuencia dominante de 50 Hz se logra definir completamente el tope y la base de la Fm. La Pascua, además de la definición parcial de algunos eventos intraformacionales, los cuales quedan totalmente resueltos con un valor de frecuencia dominante de 80 Hz. Sin embargo, es necesario aclarar que un valor tan alto, en la mayoría de los casos es imposible de recuperar como frecuencia dominante, ya que la tierra funciona como un filtro paso-bajo que atenúa las altas frecuencias y sólo deja pasar las “bajas” frecuencias. Por esta razón se decidió realizar un análisis espectral de las secciones sísmicas de levantamientos anteriores, para determinar el rango de frecuencias que pudiese recuperarse en el área de estudio. El resultado del análisis se presenta en la Figura N° 47.

Adicional a la metodología de los sismogramas sintéticos, que constituyen una importante referencia visual para el análisis cualitativo de la resolución vertical, se realizó la aplicación del criterio de resolución vertical de Rayleigh, el cual reflejó de manera cuantitativa el valor de frecuencia requerido para poder resolver los espesores de arena de 40 pies. Este valor fue estimado en 56 Hz.

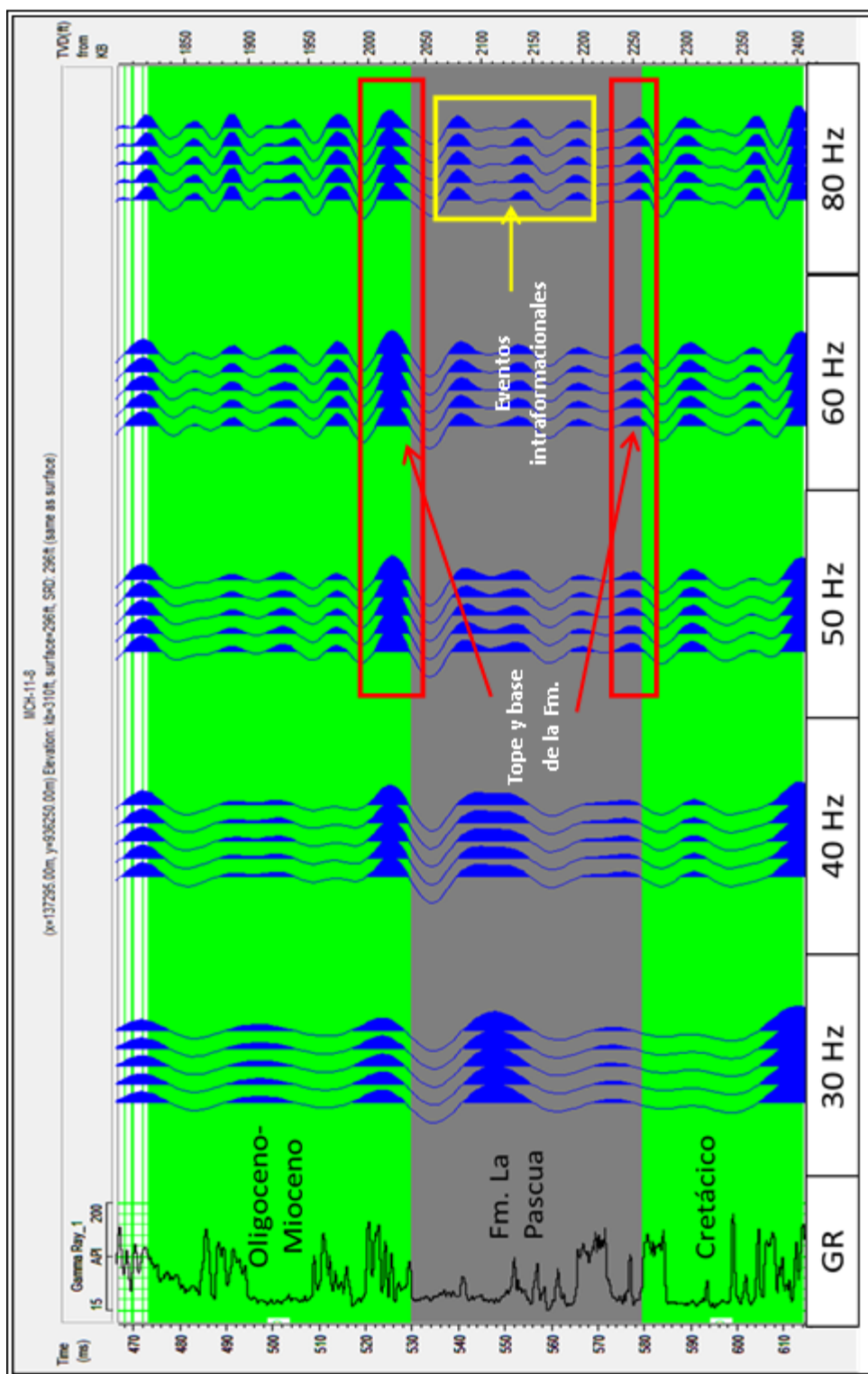


Figura N° 46. Sismogramas sintéticos PP con diferentes frecuencias dominante. A partir de 50 Hz el tope y la base de la Fm. son resueltos, mientras que con 80 Hz se logra la definición de eventos intraformacionales.

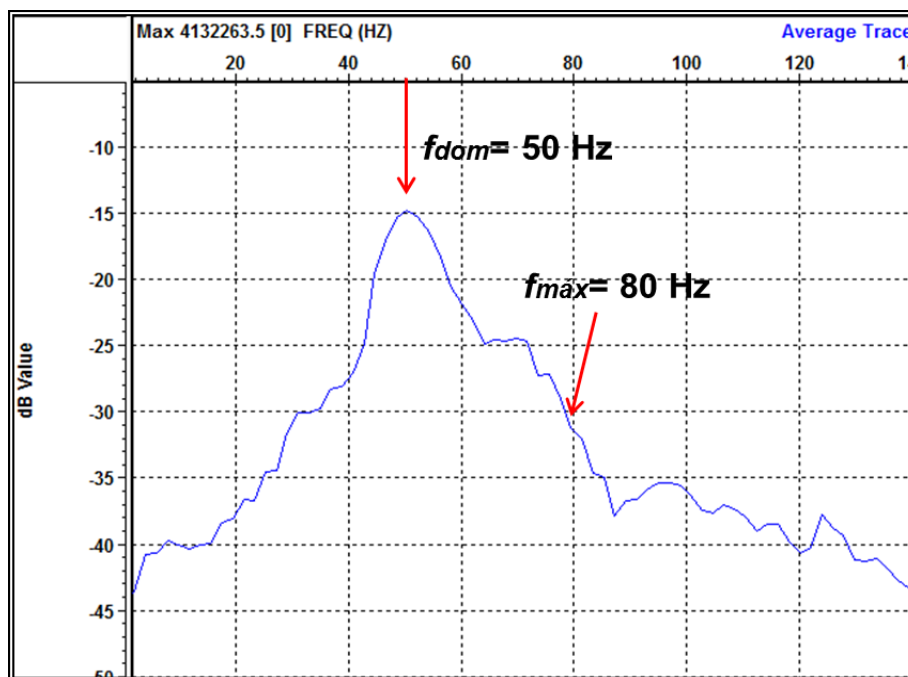


Figura N° 47. Espectro de amplitud de una sección sísmica precedente. La frecuencia máxima de recuperación es de 80 Hz, mientras que la dominante es de 50 Hz.

Como se puede apreciar en la Figura N° 47, la frecuencia máxima recuperada en campo es de 80Hz, mientras que la frecuencia dominante para dicho levantamiento fue de 50 Hz. Esto comprueba que sí es posible obtener frecuencias “altas” a nivel de objetivo dentro del Bloque 8 del Área Boyacá, y haciendo referencia a los resultados obtenidos por Balaguera (2010) para el Área Junín, se podría afirmar que si es posible obtener un amplio rango de frecuencias a nivel de los principales objetivos de interés.

En base al análisis realizado se decidió diseñar un levantamiento sísmico que permita recuperar un amplio rango de frecuencias, teniendo como frecuencia dominante 55 Hz y como frecuencia máxima sin efecto de aliasing, 80 Hz. Dichos valores fueron utilizados para el cálculo del tamaño del *bin* óptimo PP, según las metodologías planteadas en el capítulo anterior.

### **5.2.3. Buzamiento geológico estimado**

En general el comportamiento de las curvas de nivel observadas en el mapa estructural de la Fm. La Pascua, es bastante homogéneo y la separación entre éstas es casi constante. El máximo buzamiento geológico calculado se encuentra hacia la parte este del Bloque, y tiene un valor de  $4^\circ$  aproximadamente en dirección norte-sur, lo que quiere decir que las secuencias allí depositadas se encuentran casi horizontales.

### **5.2.4. Tamaño de *bin* óptimo PP**

Con los valores de: (a) velocidad obtenida mediante la función lineal, (b) la frecuencia máxima deseada sin efecto de aliasing, y (c) el buzamiento geológico del tope de la Formación, se calculó el tamaño del *bin* óptimo para el diseño PP considerando el efecto de aliasing, encontrándose un valor próximo a los 116 m. Este tamaño de *bin* tan grande se debe a que el buzamiento geológico que presentan las capas de la Formación, es muy bajo.

Según Liner (2004) cuando se tienen ángulos de buzamiento tan pequeños, el tamaño del *bin* a elegir puede tener las dimensiones tan grandes como se quiera, sin presentar problemas relacionados al fenómeno de aliasing de las frecuencias de interés. Sin embargo, es muy importante considerar que uno de los principales objetivos del muestreo del subsuelo es obtener una imagen lo más continua lateralmente posible. Por esta razón se hizo uso del criterio de resolución lateral para tratar de determinar un tamaño de *bin* apropiado para el estudio. Según los cálculos realizados, el tamaño de *bin* debe estar comprendido entre 12 m y 24 m; un *bin* más pequeño que 12 m podría resultar en un sobre-muestreo y no provee información adicional, mientras que al utilizar un tamaño de *bin* más grande que 24 m, se corre el riesgo de no poder resolver algunos eventos lateralmente (Liner, 2004). De esta forma, se decidió utilizar un tamaño de *bin* de 15 m, que además de permitir un buen muestreo espacial del subsuelo, evita el aliasing espacial de las frecuencias de interés.

### 5.2.5. Propuestas de diseño 3D multicomponente

Las características de las 2 propuestas de diseño obtenidas se presentan en la Tabla N° 6.

Tabla N° 6. Características de las propuestas de diseño 3D multicomponente para el Bloque 8

Parámetros de adquisición	Propuesta 1	Propuesta 2
Tamaño del <i>bin</i>	15 m X 15 m	15 m X 15 m
Intervalo entre líneas receptoras	150	180
Intervalo entre líneas fuente	150	180
<i>Patch</i> (N° de líneas receptoras x N° de receptores por línea)	12x60	10x72
Relación de aspecto	1	0.83
<i>Offset</i> mínimo-máximo	191 m	233 m
<i>Offset</i> máximo	1251 m	1384 m
Cobertura nominal PP ( <i>In-line</i> x <i>Cross-line</i> )	36 (6x6)	30 (5x6)
Cobertura PS	Variable	Variable
N° de puntos de disparo para todo el levantamiento	76014	63468

El *patch* de adquisición tanto de la propuesta 1 como de la propuesta 2, son los mostrados en las Figuras N° 48 y 49, respectivamente.

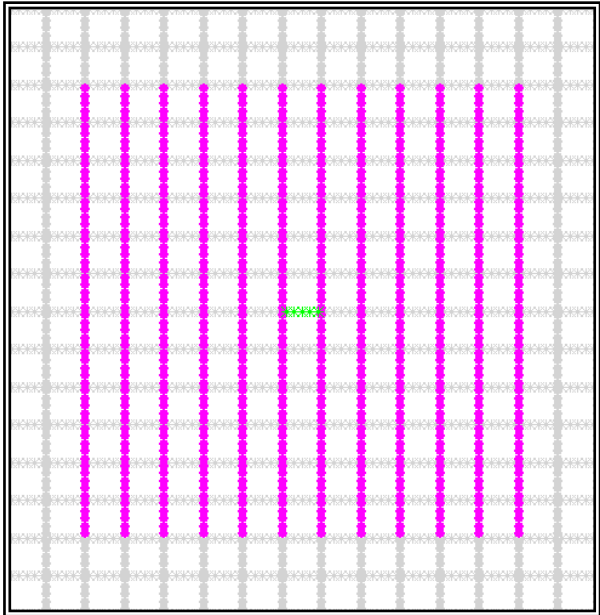


Figura N° 48. *Patch* de adquisición de la propuesta 1; 12x60 (720 canales vivos)

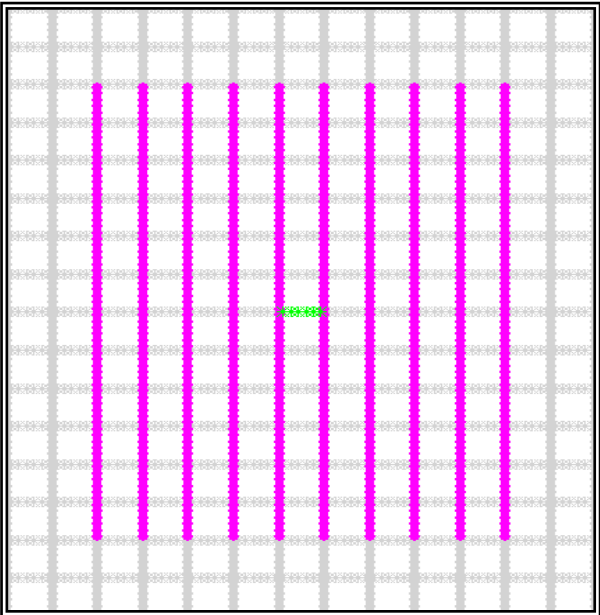


Figura N° 49. *Patch* de adquisición de la propuesta 2; 10x72 (720 canales vivos)

Ambas propuestas de *patch* involucran la utilización de un total de 720 canales receptores vivos, con un distanciamiento entre líneas fuente y entre líneas receptoras de 150 m para la propuesta 1, y de 180 m para la propuesta 2. Estos valores de distanciamiento entre líneas, y el número de canales vivos por *patch* garantizan la iluminación de los objetivos principales de interés, con los valores de cobertura requeridos.

Se puede observar en la Tabla N° 6 que el valor de *offset* mínimo-máximo para ambas propuestas es menor a los 340 m de la profundidad del IntraMioceno, lo que garantiza que dicho objetivo será iluminado por al menos 4 trazas (cobertura 4). Así mismo se puede apreciar que el valor de *offset* máximo para las dos propuestas es mayor al valor de *offset* necesario para alcanzar el tope de la Fm. La Pascua, con un ángulo de incidencia de 40° (aprox. 850 m).

La cobertura nominal PP de ambas propuestas cumple con la condición de ser mayor a la mitad de la cobertura obtenida en el levantamiento 2D (2000%). En las Figuras N° 50 y 51 se pueden apreciar los diagramas de cobertura PP para las dos propuestas.

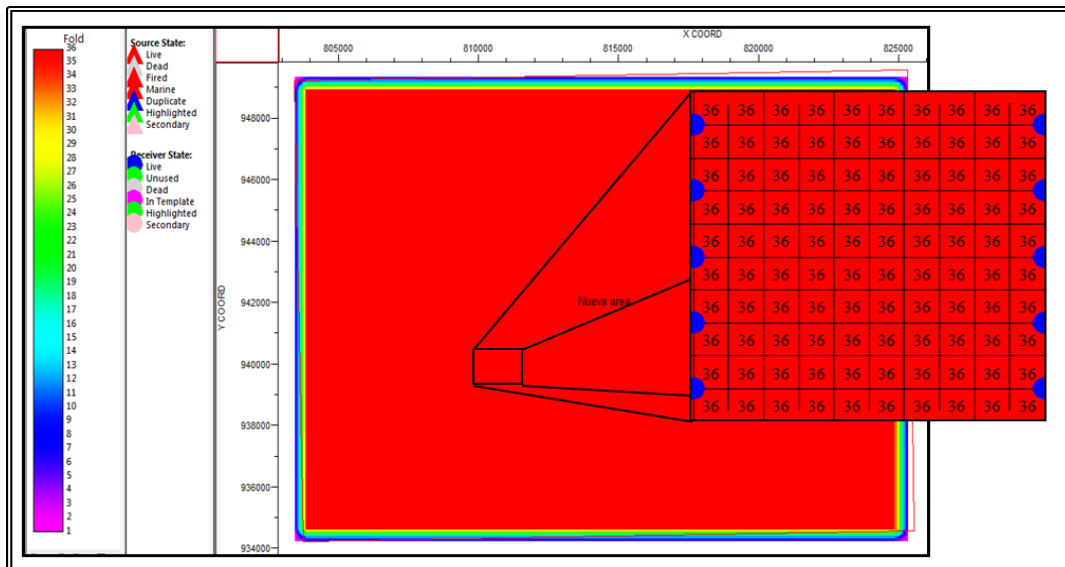


Figura N° 50. Cobertura nominal PP para la propuesta 1



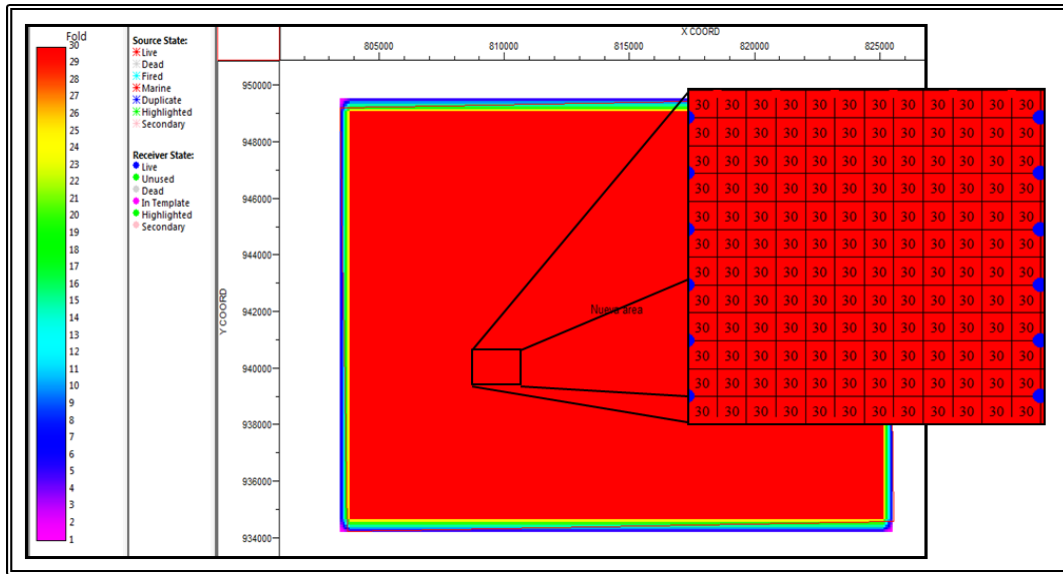


Figura N° 51. Cobertura nominal PP para la propuesta 2

En cuanto a la cobertura PS observada utilizando el mismo tamaño de *bin* PP (15 m X 15 m) y el método asintótico, se puede afirmar que no existen zonas con cobertura cero en ninguna de las dos propuestas de diseño (Figuras N° 52 y 53). Esto se debe a que la separación entre puntos de conversión es un valor no constante y no entero (por efecto de la relación  $V_p/V_s$ ), lo que genera que siempre exista al menos un punto de conversión dentro de cada celda o *bin*.

A pesar de que en ninguna de las dos propuestas se produce el efecto de cobertura cero mencionado por Cordsen y Lawton (1996), si se produce una cobertura bandeada muy heterogénea, siendo mayor este efecto para la propuesta 1 (varía de 12 a 64) que para la propuesta 2 (varía de 20 a 42). Para tratar de disminuir esta cobertura en bandas, se utilizó un tamaño de *bin* de 22 m X 22 m, correspondiente a las dimensiones del *bin* óptimo propuesto por Lawton (1993), dado por el distanciamiento entre puntos receptores y la relación  $V_p/V_s$  de la columna

supradyacente a la Fm. La Pascua (2.6). Los resultados obtenidos se presentan en las Figuras N° 54 y 55.

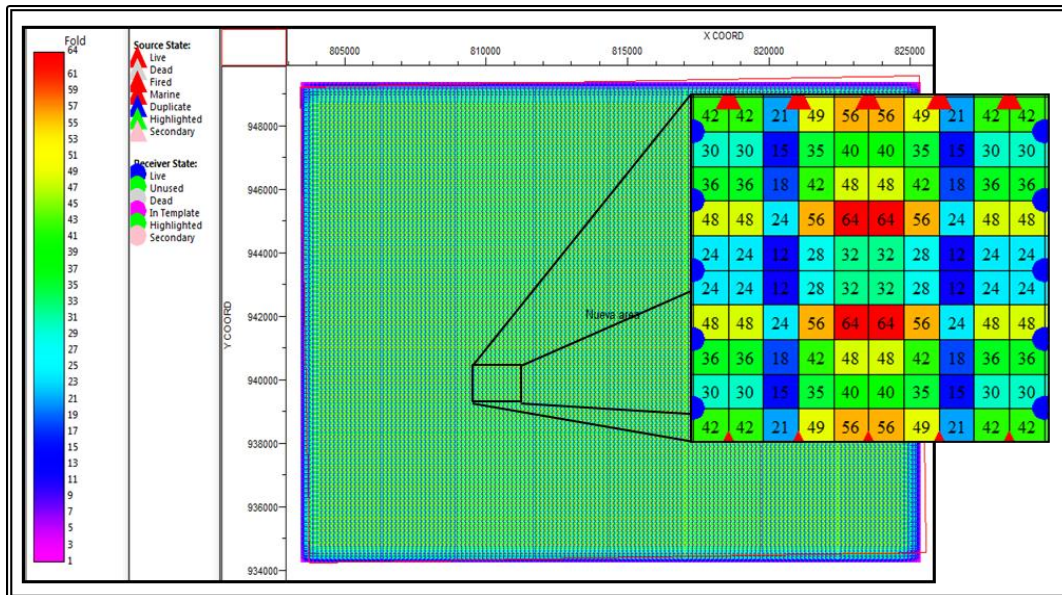


Figura N° 52. Cobertura PS con un tamaño de *bin* 15 m X 15 m, para la propuesta 1.

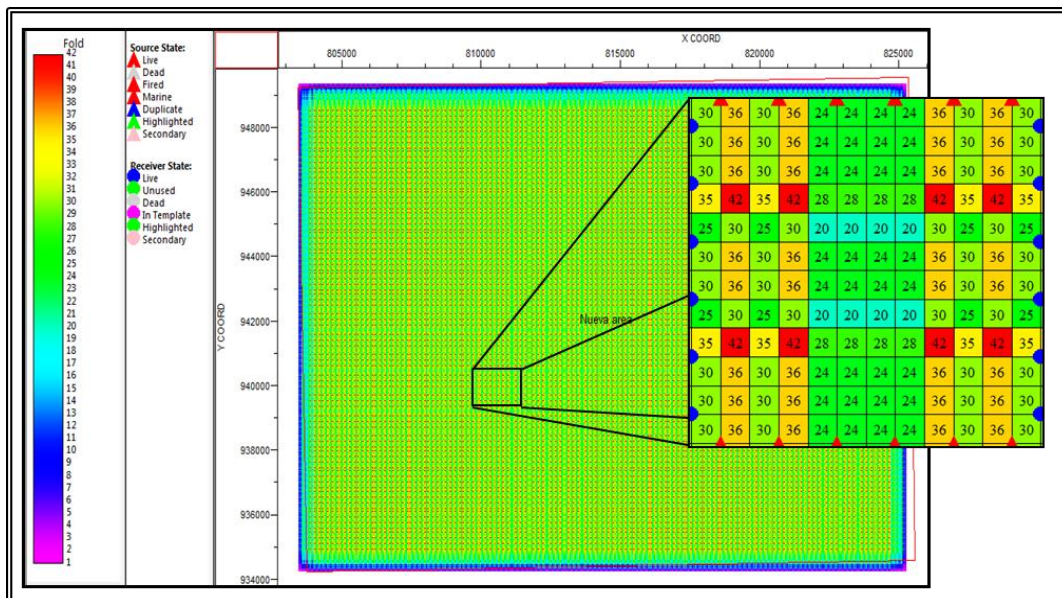


Figura N° 53. Cobertura PS con un tamaño de *bin* 15 m X 15 m, para la propuesta 2.

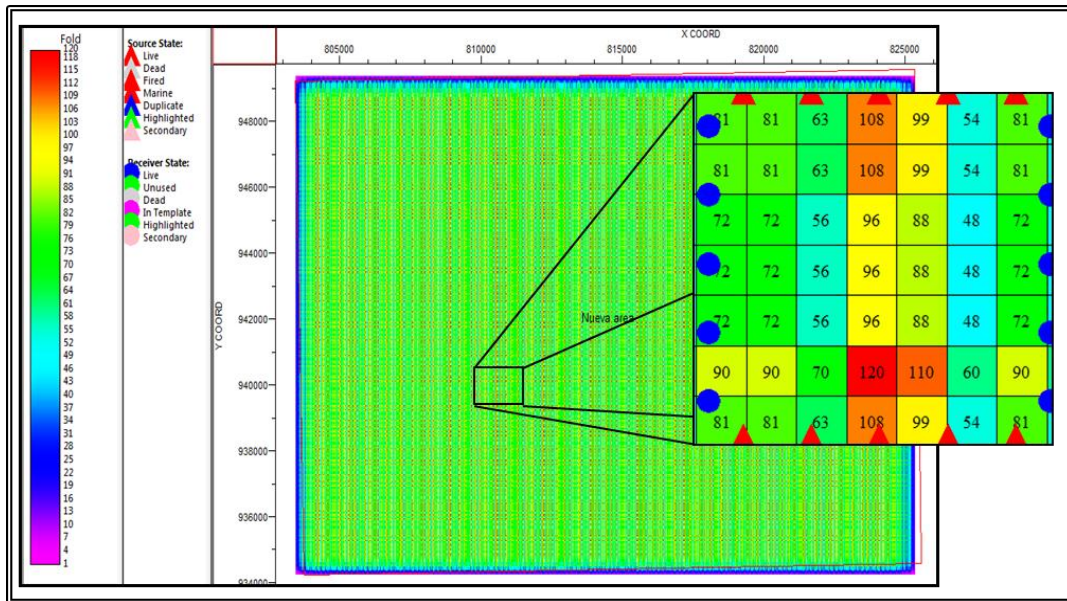


Figura N° 54. Cobertura PS con un tamaño de “bin óptimo” de 22 m X 22 m, para la propuesta 1.

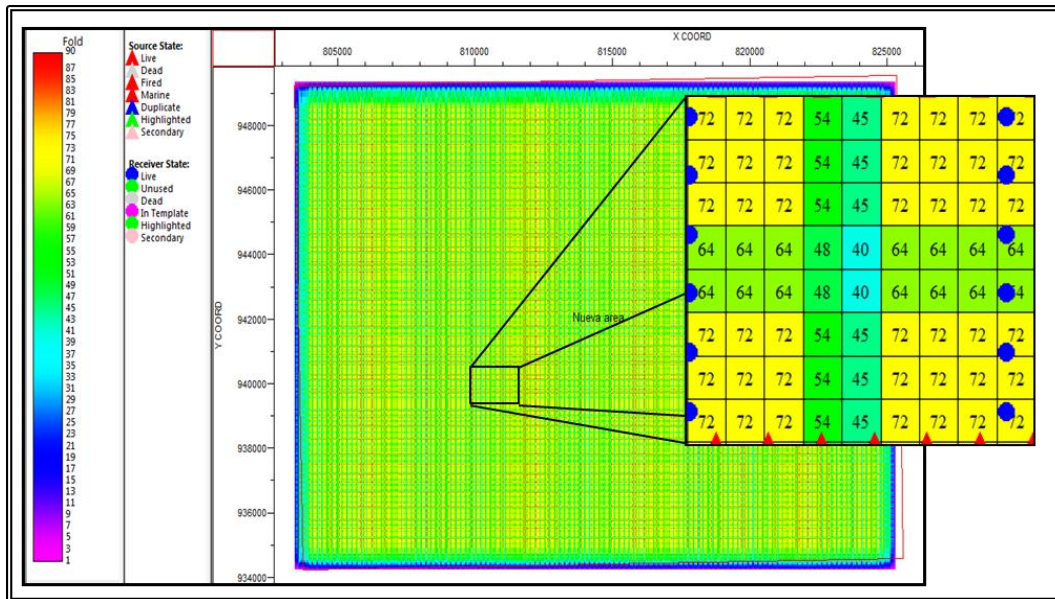


Figura N° 55. Cobertura PS con un tamaño de “bin óptimo” de 22 m X 22 m, para la propuesta 2.

Como se puede apreciar en las últimas dos figuras, la cobertura PS obtenida utilizando un tamaño de “*bin* óptimo PS” sigue presentando bandeamientos, aunque la variación de ésta es mucho menor que la obtenida con el tamaño de *bin* óptimo PP. Estas diferencias de cobertura pueden ser atribuidas nuevamente a la ausencia de un patrón específico en los intervalos de ubicación de los puntos de conversión en el subsuelo, como producto del valor decimal de la relación  $V_p/V_s$ .

Es importante mencionar que a pesar de los numerosos intentos realizados para tratar de eliminar la cobertura en bandas de los datos PS, esto no pudo ser logrado. Sin embargo, se debe aclarar que el ejercicio realizado para evaluar esta cobertura mediante el método asintótico, sólo busca predecir la respuesta que se obtendrá una vez ejecutado el levantamiento, lo que quiere decir que no necesariamente los valores mostrados en los diagramas se corresponderán con los valores de cobertura obtenidos durante la fase de procesamiento. En ese mismo sentido cabe mencionar que existen otros métodos para la evaluación de la cobertura PS como por ejemplo, el punto de conversión a profundidad variable, en donde es necesario conocer con exactitud la variación de la relación  $V_p/V_s$  con la profundidad, y los correspondientes tiempos dobles de viaje. Estos parámetros son determinados una vez que se ha realizado la captura de la información, durante la fase de procesamiento de los datos.

Otro punto importante que se debe analizar en ambas propuestas, es la relación de aspecto que éstas presentan. Se puede observar en la Tabla N° 6 que la propuesta 1 tiene una relación de aspecto igual a 1, mientras que la propuesta 2 tiene un valor de 0,83. Esto indica que ambos levantamientos utilizarían un *patch* de adquisición de tipo *wide azimuth*, garantizando una buena distribución de azimut o contribución de *offsets* desde diferentes direcciones. Los diagramas tipo “araña” de las Figuras N° 56 y 57 muestran la distribución de azimut para los datos PP y datos PS respectivamente, para las dos propuestas de diseño.

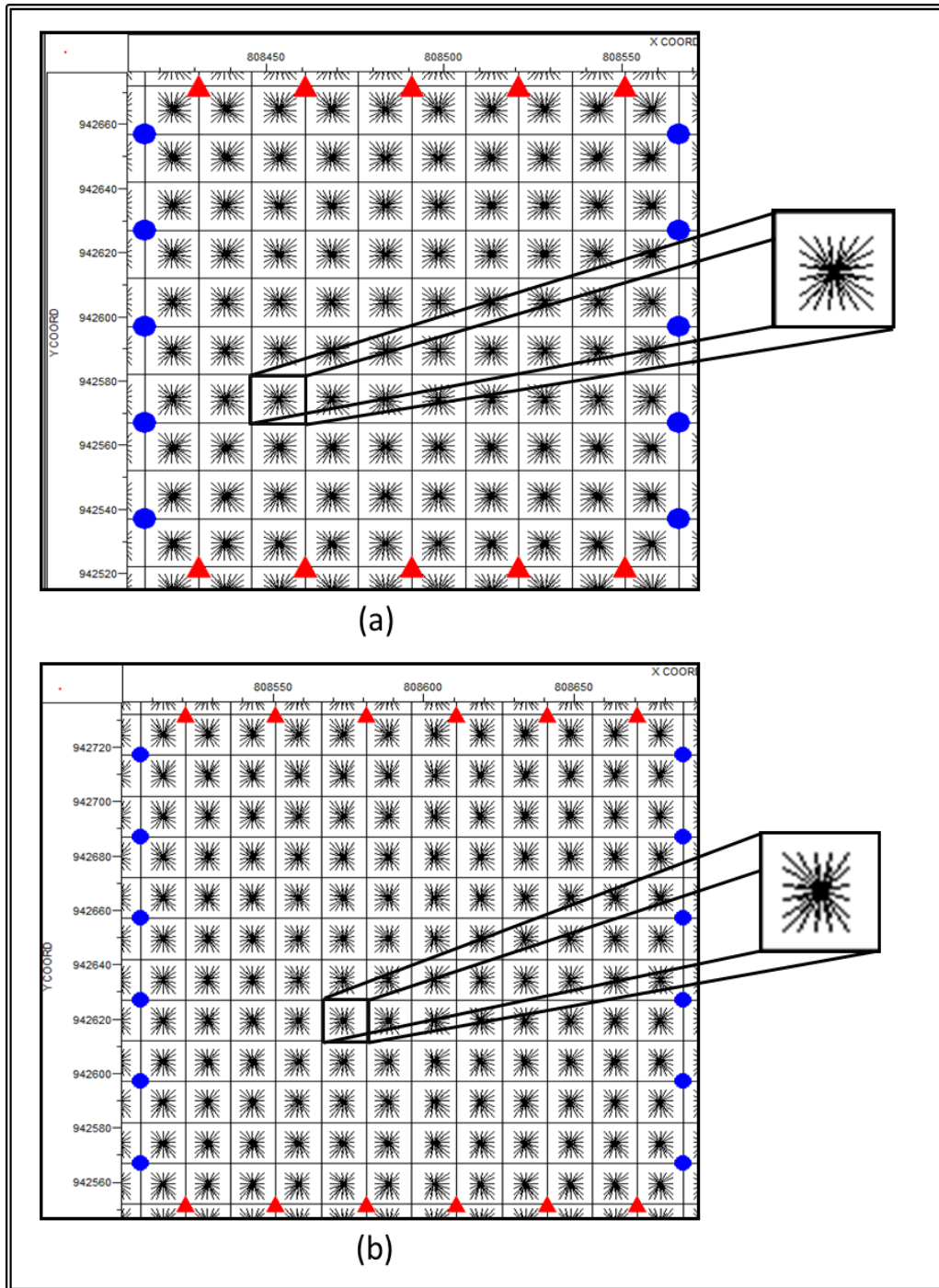


Figura N° 56. Diagrama de distribución de azimut para los datos PP. (a) propuesta 1; (b) propuesta 2

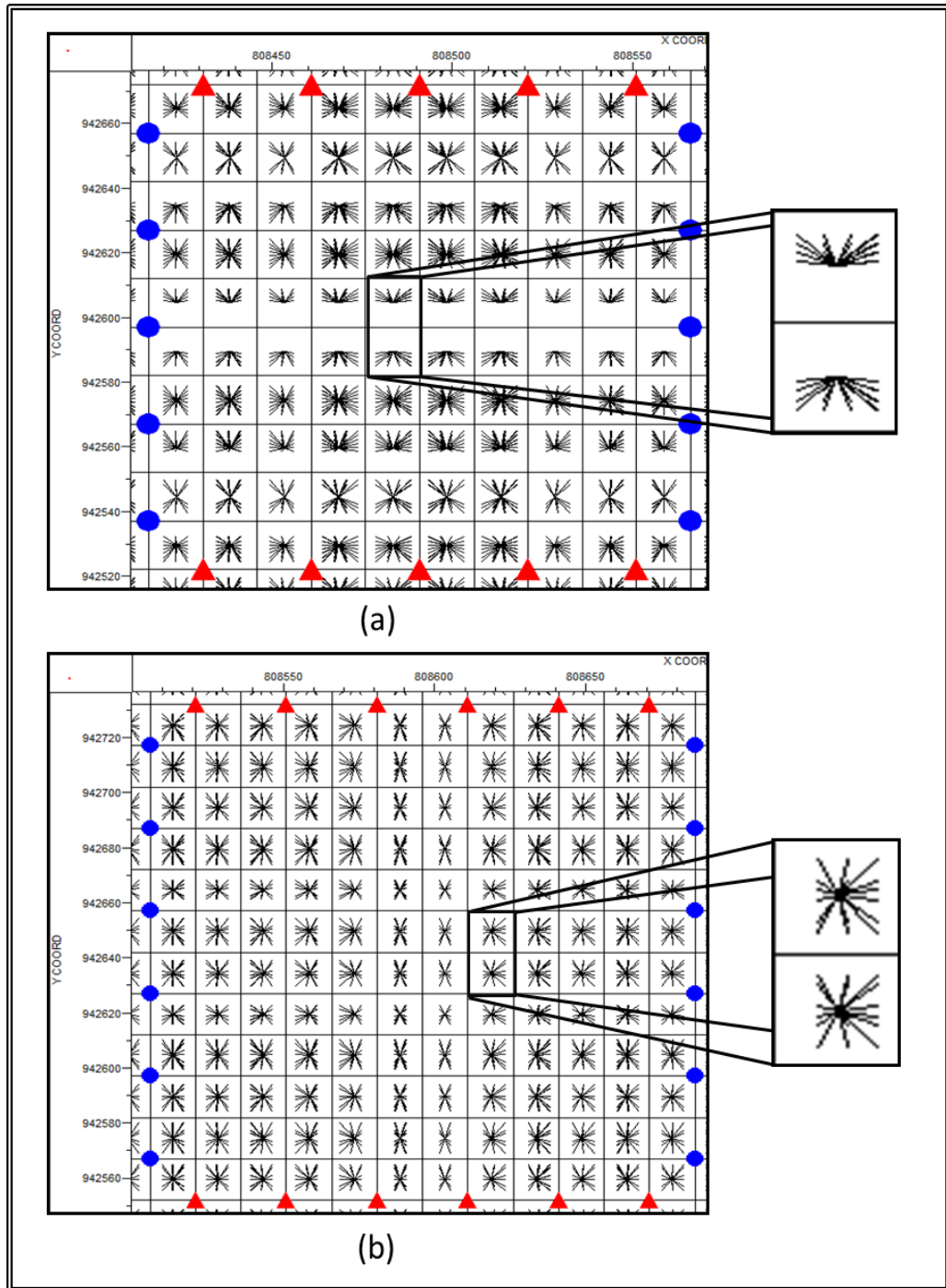


Figura N° 57. Diagrama de distribución de azimut para los datos PS. (a) propuesta 1; (b) propuesta 2

En la Figura N° 56 se puede observar una mejor distribución de azimut para la propuesta 1, lo cual es lógico debido a que esta propuesta presenta una cobertura nominal PP mayor que la de la propuesta 2. Sin embargo, la distribución de azimut de esta última también puede ser considerada como buena, ya que presenta contribuciones desde diferentes ángulos, y esto permitiría detectar ciertas propiedades del subsuelo que dependen de la variación del azimut, como por ejemplo, las velocidades. En cuanto a la distribución de azimut para los datos PS (Figura N° 57), la propuesta 2 parece ser la más indicada, ya que al presentar una menor variación de la cobertura PS, se garantiza una distribución más homogénea de los azimuts a lo largo de todos los *bin*. Así mismo, se puede apreciar cómo en la propuesta 1, en la parte central de la caja (*box*), los *bin* presentan una muy pobre contribución o variabilidad de ángulos azimut.

Los diagramas de *offset* presentados en las Figuras N° 58 y 59 muestran una distribución no lineal de distanciamientos fuente-receptor para ambas propuestas, y ambos tipos de datos (PP y PS), lo cual es típico de diseños de *patch* del tipo *wide azimuth*. Para ambas propuestas se puede observar una aglomeración de *offsets* intermedios para los datos PP, y una aglomeración de *offsets* intermedios y lejanos, para los datos PS. De igual forma, se puede observar una mayor densidad de “líneas” en los diagramas de la propuesta 1, ya que ésta presenta una mayor cobertura.

Una característica importante de hacer notar, es que en los diagramas de *offset* para los datos PS (Figura N° 59) se evidencia la ausencia o poca densidad en algunos *bin*, de distanciamientos u *offsets* cercanos y lejanos, que pudieran estar relacionados con la irregular ubicación de los puntos de conversión en el subsuelo.

Otra forma de evaluar la distribución de *offset* y azimut de las propuestas de diseño, es mediante los diagramas de rosetas, los cuales se presentan en la Figura N° 60.

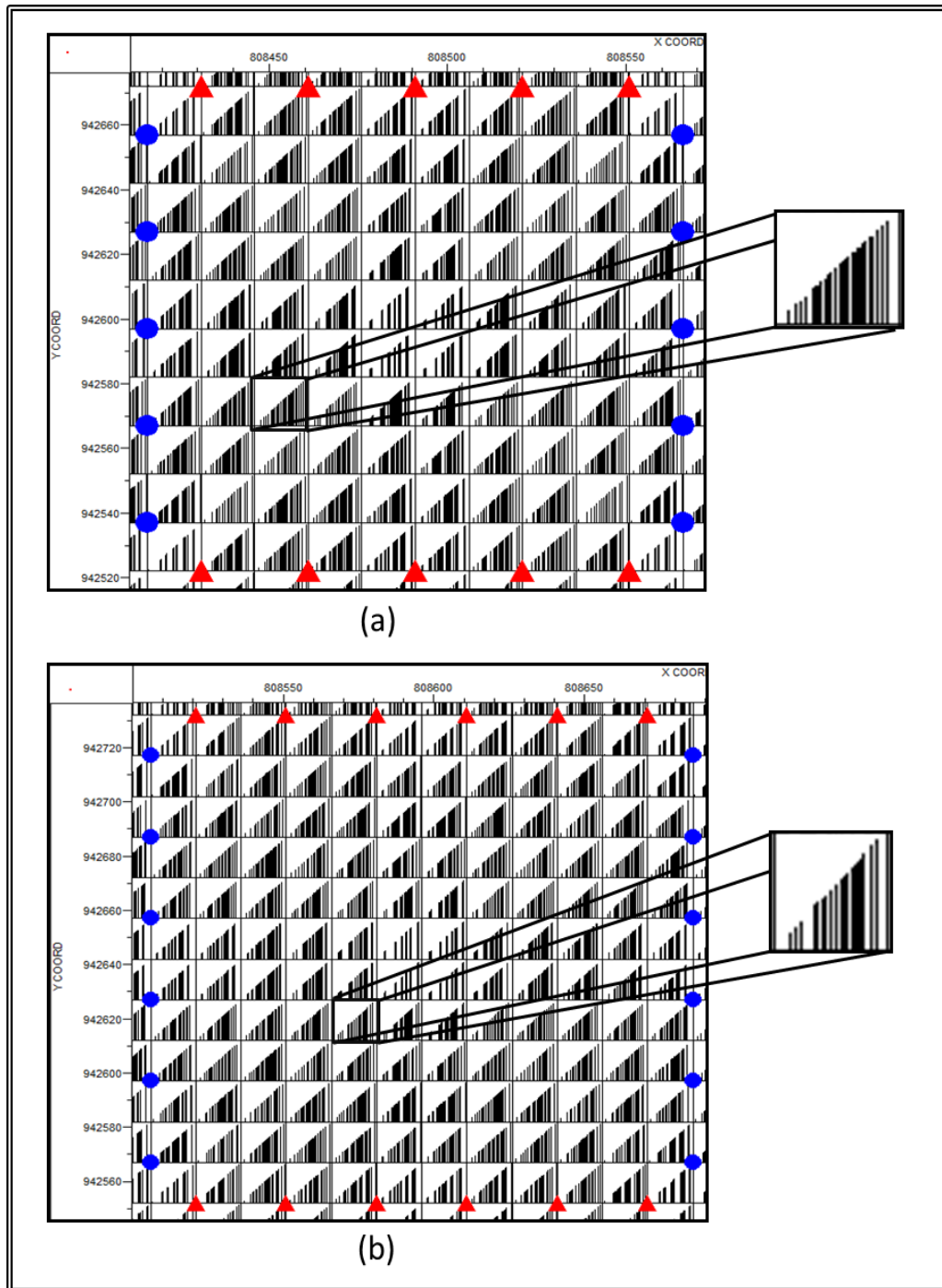


Figura N° 58. Diagrama de distribución de *offset* para los datos PP. (a) propuesta 1; (b) propuesta 2



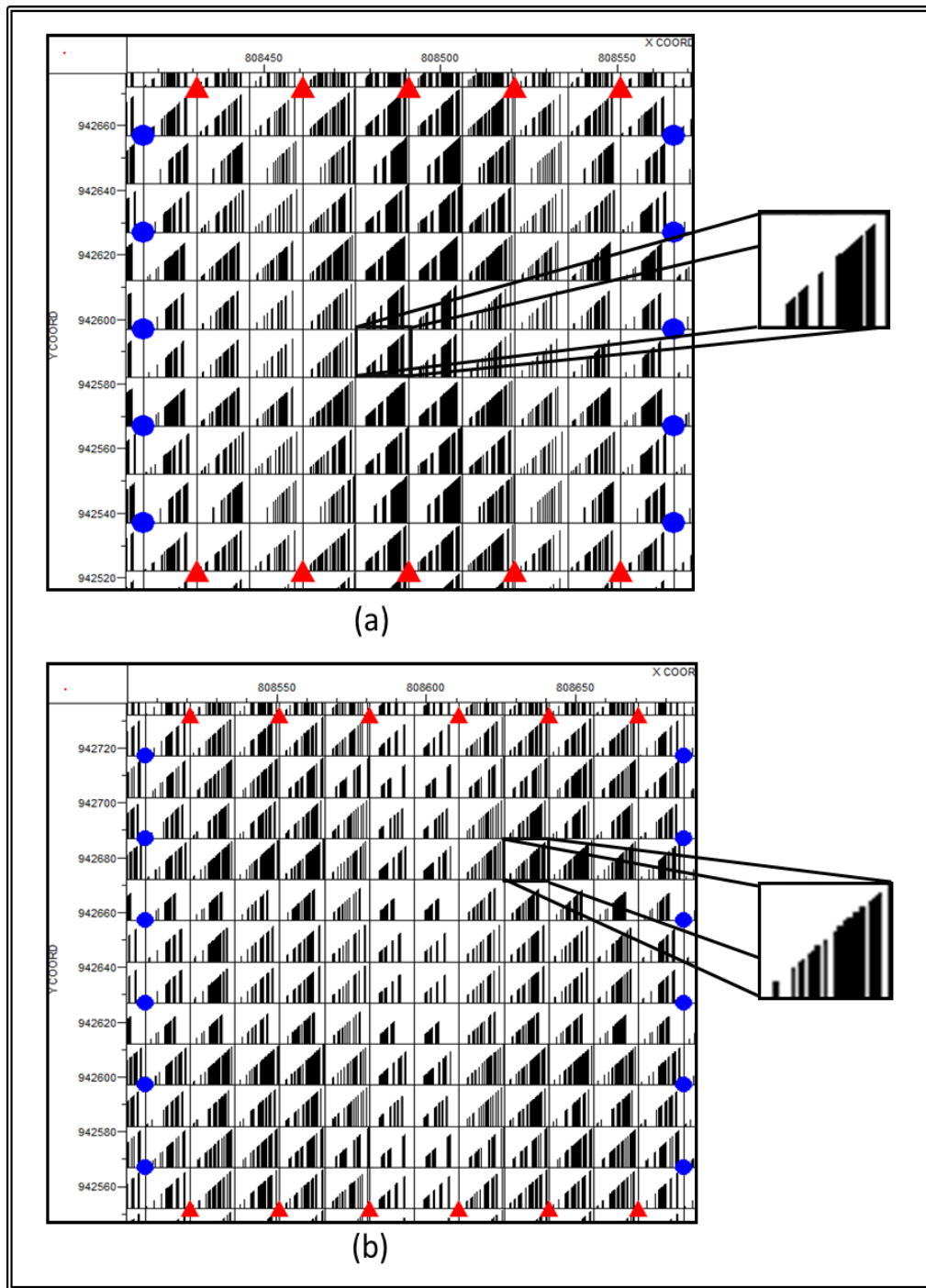


Figura N° 59. Diagrama de distribución de *offset* para los datos PS. (a) propuesta 1; (b) propuesta 2

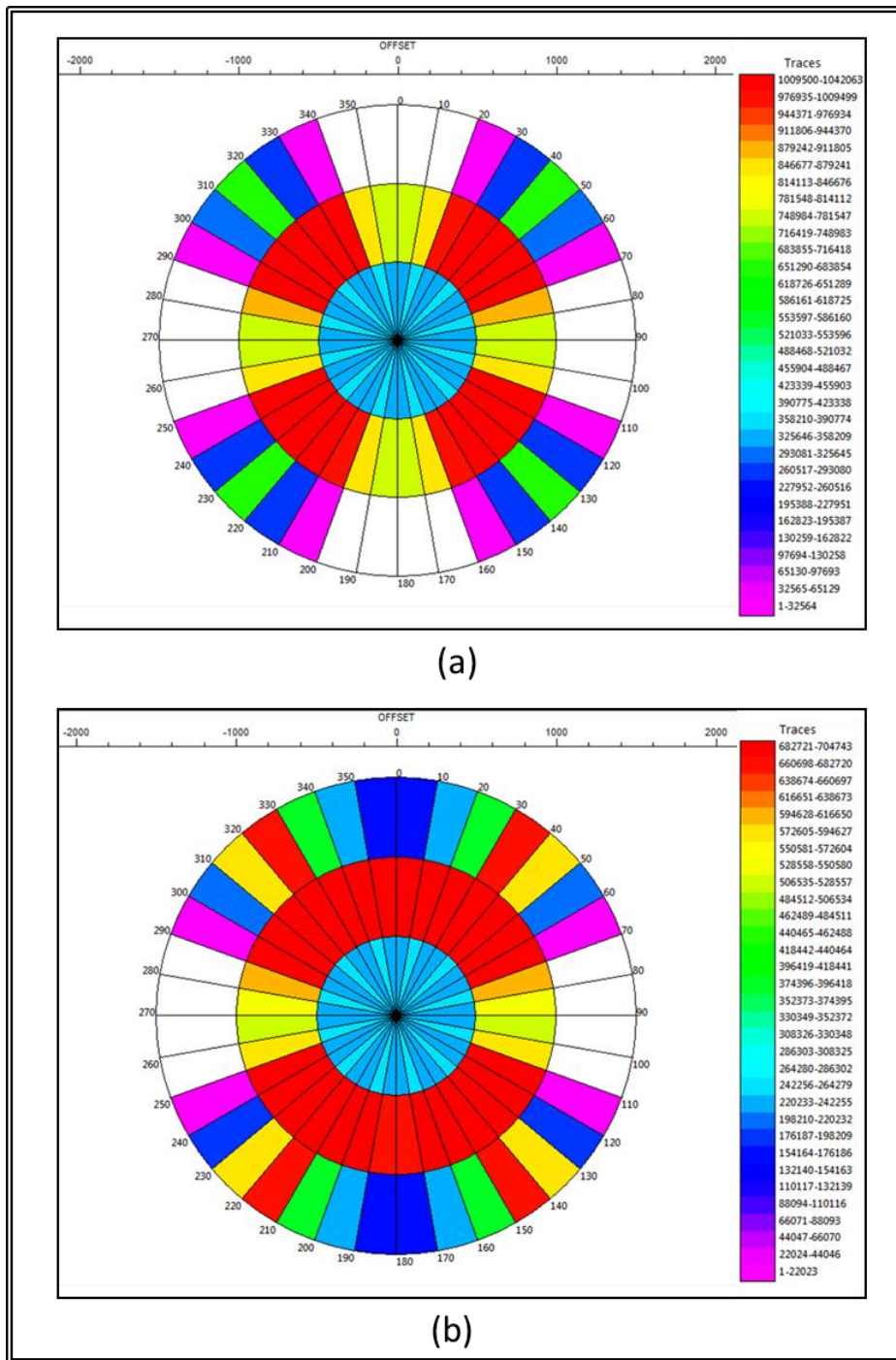


Figura N° 60. Diagrama de roseta para los 2 *patch* de adquisición. (a) propuesta 1; (b) propuesta 2

El diagrama de roseta de la propuesta 1 (Figura N° 60a), indica que para *offsets* cercanos (< 500 m) e intermedios (500 m – 1.000 m) la distribución de estos es bastante uniforme, con zonas que tienen un promedio de trazas de 42.5000 para *offsets* cercanos y de 912.000 para intermedios (*offsets* de interés), mientras que los *offsets* lejanos (> 1.000 m) que presentan una distribución mucho más irregular, el promedio de trazas es de aproximadamente 267.000. Haciendo una comparación con el diagrama de roseta de la propuesta 2 (Figura N° 60b), se puede decir que esta presenta una mejor distribución de los *offsets* intermedios, teniendo un valor promedio de trazas de 675.000. Así mismo se tiene que para *offsets* lejanos, la distribución de la propuesta 2 implica un mayor rango de azimuts, con un valor promedio de 340.000 trazas. Si bien es cierto que la propuesta 1 implica un mayor número de trazas agrupadas en *offsets* intermedios, lo que podría contribuir con la mejora de la relación S/N de los datos, también hay que considerar que para la misma propuesta la cobertura PS se muestra mucho más irregular que para la propuesta 2.

En cuanto al número de puntos de disparo que presentan cada una de las propuestas, se puede notar que la número 1 implica un 17% más de puntos de tiro que la propuesta 2, lo que se traduce no sólo en un mayor tiempo de ejecución del proyecto, realizando las actividades de topografía, perforación y grabación, sino en un mayor gasto económico. Considerando que el precio referencial del punto de disparo (PT equivalente) de un levantamiento sísmico multicomponente en la FPO, se encuentra en el mercado en alrededor de los 2.400\$, el costo total del levantamiento de la propuesta 1 se estima en 182.433.600\$, mientras que el levantamiento de la propuesta 2 tendría un costo de 152.323.200\$.

Luego de realizado el análisis técnico y económico de ambas propuestas teóricas, se puede decir que la número 2 resulta ser la más factible, ya que cumple con todos los requerimientos técnicos necesarios para lograr la caracterización sísmica del área, con un costo menor al que implicaría la ejecución de la propuesta número 1.

## CONCLUSIONES

De lo anteriormente analizado se puede concluir lo siguiente:

- El presente estudio demuestra el estrecho vínculo existente entre la fase de diseño de levantamientos y la interpretación de datos sísmicos, resaltando la importancia que tiene al momento de diseñar un levantamiento sísmico, tomar en consideración los requerimientos que desde el punto de vista de física de rocas y caracterización sísmica de yacimiento se tengan del área.
- Las velocidades de onda P y velocidad de onda S disminuyen con el aumento del contenido de arcilla de la roca, siendo mayor el efecto sobre la velocidad de onda S.
- El atributo de impedancia elástica PP no logra diferenciar las areniscas de las lutitas, dentro de la Fm. La Pascua, dificultando el proceso de identificación de posibles yacimientos mediante el uso de este atributo sísmico.
- En general, los atributos sísmicos PP no son suficientes para lograr la discriminación litológica dentro de la Formación La Pascua. Pero sí es posible realizarla, mediante la utilización del atributo sísmico impedancia elástica PS, bajo el dominio IEPS 10° vs. IEPS 40°, y mediante la utilización del parámetro elástico densidad vs. diferentes atributos sísmicos PP y PS.
- El uso de la sísmica multicomponente contribuiría en la estimación de forma confiable de los valores de densidad de las rocas a través de la inversión sísmica conjunta PP y PS.
- La resolución sísmica vertical PS a nivel de la Formación La Pascua es 35% más alta que la resolución sísmica PP, ya que el contenido de frecuencias para ambos tipos de datos (PP y PS) es muy similar para el área de estudio.

En cuanto al análisis de los parámetros de adquisición sísmica multicomponente se tiene que:

- Es posible recuperar en campo frecuencias máximas en el orden de los 80 Hz, siendo la frecuencia dominante a nivel de objetivo cercana a los 55 Hz.
- El bajo buzamiento geológico de las secuencias terciarias, permite recuperar altas frecuencias sin efecto de aliasing con intervalos entre receptores considerablemente grandes.
- El tamaño de *bin* ideal para la adquisición de datos sísmicos multicomponente en el área es de 15 m X 15 m. Se adapta a los requerimientos de frecuencias sin efectos de aliasing y de resolución lateral.
- Las amplias variaciones de cobertura PS se producen por la irregular ubicación de los puntos de conversión en el subsuelo, producto de la relación  $V_p/V_s$  obtenida para la zona.
- La propuesta de diseño #2 resulta ser la más apropiada ya que permite la captura de información del objetivo geológico con ángulos de incidencia de hasta 40°, con una cobertura nominal PP que permite obtener una buena relación S/R y una cobertura PS con bandeamientos menos pronunciados. Aunado a que la distribución de *offsets* y azimuts es apropiada, y los costos del proyecto estarían por debajo de los de la propuesta #1.
- Basado en las consideraciones anteriormente mencionadas se concluye que si es factible el uso de la técnica multicomponente de onda convertida para mejorar la caracterización de yacimientos petrolíferos asociados a la Formación La Pascua en el Bloque 8 del Área Boyacá de la Faja Petrolífera del Orinoco.

## RECOMENDACIONES

- Realizar un levantamiento sísmico multicomponente que permita la captura de información a nivel de objetivo con ángulos de incidencia de hasta 40°, con la finalidad de usar dichos datos para estimar el parámetro elástico densidad y hacer uso del atributo de impedancia elástica PS.
- De ser adquirida la información multicomponente se recomienda realizar una inversión sísmica conjunta de datos PP y PS para estimar el parámetro densidad y usar los resultados en el proceso de discriminación litológica.
- Adquirir registros sísmicos dipolares en los diferentes pozos del área, ya que éstos contribuirían con la interpretación y análisis de los datos multicomponente.
- Adquirir registros VSP en futuras capturas de información, ya que éstos permitirían realizar de forma más precisa el proceso de calibración de los eventos entre la sísmica PP y la sísmica PS.

## REFERENCIAS

- Aki, K. y Richards, P., (1980). *Quantitative Seismology*, Freeman and Co., New York.
- Avseth, P., Mukerji, T., y Mavko, G., (2005). *Quantitative Seismic Interpretation. Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk*. Universidad de Cambridge, 5-6.
- Balaguera, A., (2010). *Diseño y optimización de parámetros de adquisición para un levantamiento sísmico 3D, ubicado en un bloque del Área Junín, Faja Petrolífera del Orinoco*. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas-Venezuela.
- Barkved, O., Bartman, B., Compani, B., Gaiser, J., Van Dok, R., Johns, T., Kristiansen, P., Probert, T., y Thompson, M., (2004). *Las diversas facetas de los datos sísmicos de componentes múltiples*. Oilfield Review-Schlumberger.
- Carrero, N., (2011). *Static Characterization of the Oligo-Miocene sequence (Formations La Pascua, Roblecito and Lower Chaguaramas) in the Block 8 of Boyacá area, Orinoco Oil Belt*. Reporte Final. Instituto Francés del Petróleo.
- Castagna, J., Batzle, M., y Eastwood, R., (1985). *Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks: Geophysics*, 50, 571-581.
- Chelotti, L., Acosta, N., y Foster, M., (2009). *Prospección acústica y sísmica de pozo*. Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B., Chubut, Argentina. Pág. 5.

- Conolly, P., (1999). Elastic Impedance. *The Leading Edge*, 18, 438-452.
- Cordsen, A., y Lawton, D., (1996). *Designing 3-component 3d seismic surveys*. Society of Exploration Geophysicists.
- Cordsen, A., Galbraith, M. y Peirce, J., (2000). *Planning Land 3-D Seismic Surveys. Geophysical Developments. Series N° 9. Society of Exploration Geophysicist. USA.*
- Cova, R., (2004). Estudio del comportamiento de la relación  $V_p/V_s$  a partir de datos sísmicos multicomponente y registros de pozos, en el campo Borburata, Edo Barinas. Proyecto de Grado, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas. Venezuela.
- Cuencas petrolíferas en Venezuela, (s.a., s.f.). Consultado el 05 de Mayo de 2011, de: [http://www.pdvsa.com/PESP/Pages\\_pespectostecnicos/exploracion/cuencas\\_petro\\_vzla.html](http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespectostecnicos/exploracion/cuencas_petro_vzla.html)
- Domenico, S., (1984). Rock lithology and porosity determination from shear and compressional wave velocity. *Geophysics*, 49, 1188-1195.
- García, G., Silva, J., Artola, F., y Márquez, E., (2010). Enhanced density estimation from prestack inversion of multicomponent seismic data. *The Leading Edge*. October 2010, Vol 289, N° 10, 1220-1226.
- Garotta, R., Marechal, P., y Magesan, M., (1985). Two-component acquisition as a routine procedure for recording P-waves and converted waves: *Can. J. Expl. Geophys.*, 21, 40-53.
- Garotta, R. y Granger, P., (2003). Some requirements for PS-mode acquisition. *The Leading Edge*. 22, N° 2, 106-112.



- Guevara, S., Agudelo, W., y Álvarez, G., (2009). La sísmica multicomponente en cuencas subandinas: hechos y posibilidades. X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, Cartagena-Colombia.
- González de J., C., Iturralde de A., J., y Picard, J., (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Ed. Foninves. Tomo II.
- González, E., Mukerji, T., y Mavko, G., (2003). Near and far Offset P-to-S elastic impedance for discriminating fizz water from commercial gas. Stanford Rock Physics Laboratory. Stanford, California.
- González, E., (2006). Physical and quantitative interpretation of seismic attributes for rocks and fluids identification. Tesis doctoral. Universidad de Stanford.
- Hamilton, E., (1979). Vp/Vs and poisson's ratio in marine sediments and rocks: Journal of Acoustical Society of America, 66, 1093-1101.
- Han, D., Nur, A., y Morgan, D., (1986). Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones: Geophysics, 51, 2093-2107.
- Khare, J., y T. Rape, (2007). Density inversion using joint PP/PS data: sensitivity to the angle range: 77<sup>th</sup> Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 965-969.
- Kallweit, R.S., y L.C. Wood, (1982). The limits of resolution of zero-phase wavelets: Geophysics, 47, 1035-1046.
- Kiser, (1987). Exploration Results, Machete Area, Orinoco Oil Belt., Venezuela. Journal of Petroleum Geology. 149-162.
- Lawton, D., (1993). Optimum bin size for converted-wave 3-D asymptotic mapping. CREWES Research Report, 5, 1-28.

- Lawton, D., Stewart, R., Cordsen, A., y Hrycak, S., (1995). Advances in 3C-3D design for converted wave. CREWES Research Report, 7, N° 43, 1-41.
- Lawton, D., y Cary, P., (2003). Considerations in 3D depth-specific P-S Surrey design. CREWES Research Report, 15, 1-22.
- Lespinasse, D., (2006). “Estudio de factibilidad del uso de atributos de impedancia elástica PP y PS para discriminación litológica y de fluidos utilizando “Closest Match Diffusion Algorithm””. Proyecto de Grado, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas-Venezuela.
- Liner, C., y Underwood, W., (1999). 3-D seismic survey design for linear  $v(z)$  media. *Geophysics*, Vol. 64, N° 2, 486-493.
- Liner, C. (2004). *Elements of 3D seismology*. Second edition. PennWell. 270-281.
- Michelena, R. J., Donati, M. S., Valenciano, A. A., y D’Agosto, C., (2001). Using multicomponent seismic for reservoir characterization in Venezuela: The Leading Edge, 20, 1036–1041.
- Miller, S., y Stewart, R., (1990). Effects of lithology, porosity and shaliness on p- and s-wave velocities from sonic logs: *Canadian Journal of Exploration Geophysics*, 26, 94-103.
- Mukerji, T., Jørstad, A., Mavko, G., y Granli, J., (1998). Near and far offset impedances: Seismic attributes for identifying lithofacies and pore fluids: *Geophysical Research Letter*, 25, 4557-4560.
- Parnaud, F., Gou, Y., Pascual, J-C., Truskowski, I., Gallango, O., Passalacqua, H., and Roure, F., (1995). Petroleum geology of the central part of the eastern Venezuelan basin, in Tankard, A.J., Suarez S., R., y Welsink, H.J., eds., *Petroleum basins of South America: Memorias de la AAPG*, 62, 741-756.

- Patterson, J. y Wilson, J., (1953). Oil fields of Mercedes region, Venezuela, AAPG, 37(12), 2705-2733.
- PDVSA. División Centro Sur. Proyecto Boyacá-Bloque 8. (2009). Solicitud de Asignación del Bloque 8 del Área Boyacá de la FPO. [Láminas de Power Point].
- PDVSA-CVP. (2009). Informe Técnico Revisión de Reservas. Área Boyacá, Bloque 2.
- Pérez, J. y Cova, R., (2011). Sísmica Multicomponente en la Caracterización de Yacimientos. [Láminas de Power Point].
- Pickett, G. R., (1963). Acoustic character logs and their applications in formation evaluation. J. Pet. Technol., 15, 650-667.
- Quijada, M. F., (2009). Estimating elastic properties of sandstone reservoirs using well logs and seismic inversión. Tesis de maestría. Universidad de Calgary.
- Rojo, J., (2007). Regresión lineal múltiple. Instituto de Economía y Geografía. Consultado el 10 de julio de 2011, de [http://humanidades.cchs.csic.es/cchs/web\\_UAE/tutoriales/PDF/Regresion\\_lineal\\_multiple\\_3.pdf](http://humanidades.cchs.csic.es/cchs/web_UAE/tutoriales/PDF/Regresion_lineal_multiple_3.pdf)
- Sheriff, R., (2002). Dictionary of Applied Geophysics. 4ta ed., Society of Exploration Geophysicists, 422.
- Sierralta, L., (2010). Optimización de flujo de trabajo para la elaboración de diseños de levantamientos sísmicos tridimensionales en áreas complejas. Caso Campo Santa Bárbara-Norte de Monagas. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas-Venezuela.

- Tatham, R. y McCornack, M., (1991). Multicomponent seismology in petroleum exploration: Society of Exploration Geophysicists, 6, 43-91.
- Tessmer, G., y Behle, A., (1988). Common reflection point data-stacking technique for converted waves: Geophys. Prosp., 36.
- Tosaya, C., y Nur, A., (1982). Effects of diagenesis and clays on compressional velocities in rocks. Geophys. Res. Lett., 9, 5-8.
- Van Dock, R. y Gaiser, J., (2001). Stratigraphic description of the Morrow formation using mode-converted shear waves: Interpretation Tools and techniques for three land surveys: The Leading Edge, 20, 1042-1047.
- Walden, A. T., (1991). Making AVO sections more robust. Geophysical Prospecting 39, 915-942.
- Wang, S., Lane, M., y Lawton, D., (1994). Fast 3-D converted depth-variant common conversion point stacking. CREWES Research Report, Vol. 6, 1-14.