

**DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE
INFORMACIÓN SÍSMICA DE REFLEXIÓN USANDO LA TÉCNICA DE
INVERSIÓN.**

MELBA YOLANDA TORRES ROJAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

**DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE
INFORMACIÓN SÍSMICA DE REFLEXIÓN USANDO LA TÉCNICA DE
INVERSIÓN.**

MELBA YOLANDA TORRES ROJAS

**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniera de Petróleos.**

Director:

M.Sc. ARISTÓBULO BEJARANO WALLENS

Codirector:

Geofísico. JAIME CHECA JIMENEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

DEDICATORIA

A Dios y a la Santísima Virgen María, porque no me desamparan nunca.

A mis padres, por su gran amor y apoyo.

A mis hermanos, por su inmensa compañía.

A mis tías, por contribuir en mi formación como persona.

A mis amigos, por escucharme y aconsejarme.

A mi misma, por creer que todo es posible.

AGRADECIMIENTOS

La autora expresa sus agradecimientos a:

Dios, por la vida y por concederme una familia tan maravillosa.

Mis padres Reynel y Carmenza y a mis hermanos Oscar, Sonia y Fabio por la confianza que depositaron en mi. Sin ustedes nada habría sido posible.

La Universidad Industrial de Santander y en especial a la escuela de Ingeniería de Petróleos por la educación profesional brindada.

El grupo de investigación de “Estabilidad de pozo” y a los ingenieros Néstor Saavedra, Trino Salinos, Andrés Mantilla y Gildardo Osorio, por tantos conocimientos impartidos. En especial a mi director, ingeniero Aristóbulo Bejarano y a mi codirector, geofísico Jaime Checa, por sus valiosas explicaciones, por la confianza, colaboración y paciencia que tuvieron conmigo.

INFORPETROL S.A. por su meritorio apoyo en el desarrollo de este proyecto.

HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A. por ofrecerme la oportunidad de realizar la práctica universitaria que me ha permitido crecer personal y profesionalmente. De manera especial a los ingenieros Ciro Ayala y Mario Serrano.

Todos aquellos que de una u otra forma han contribuido en mi formación personal y profesional.

MUCHAS GRACIAS!!

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. MARCO GEOGRÁFICO Y GEOLÓGICO	15
1.1 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	15
1.2 GEOLOGÍA REGIONAL	15
1.2.1 Cuenca de los Llanos Orientales.	15
1.2.2 Estratigrafía regional.	16
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	23
2.1 REGISTROS Y PERFILES ELÉCTRICOS	23
2.1.1 Registro de densidad.	23
2.1.2 Registro sísmico.	26
2.2 PETROFISICA	28
2.2.1 Porosidad (ϕ).	28
2.2.2 Permeabilidad (k).	29
2.2.3 Volumen de arcilla (Vsh).	30
2.2.4 Saturación de agua (Sw).	31
2.3 CONSTANTES ELÁSTICAS	31
2.4 CONCEPTOS BASICOS DE SISMICA	33
2.4.1 Ondas sísmicas.	33
2.4.2 Sísmica de Reflexión.	38
2.4.3 Impedancia.	41
2.4.4 Coeficiente de reflexión.	41
2.4.5 Sismograma sintético.	43
2.4.6 Resolución sísmica vertical.	44
2.4.7 Ondículas fase cero.	45
2.4.8 Inversión sísmica.	47
2.4.9 Caracterización sísmica.	49

3. METODOLOGÍA PROPUESTA	51
3.1 INVENTARIO DE DATOS DISPONIBLES	51
3.1.1 Datos sísmicos.	51
3.1.2 Datos de pozo.	59
3.2 GENERACIÓN DEL SISMOGRAMA SINTÉTICO	93
3.3 DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN PROFUNDIDAD-TIEMPO	95
3.4 INVERSIÓN SÍSMICA	98
3.5 INTERPRETACIÓN	100
CONCLUSIONES	102
RECOMENDACIONES	104
BIBLIOGRAFÍA	105
ANEXOS	109

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.	22
Figura 2. Registro densidad: algunas respuestas típicas.	25
Figura 3. Registro sónico: algunas respuestas típicas.	27
Figura 4. Componentes real e imaginaria de la traza sísmica compleja.	34
Figura 5. Ondas P.	35
Figura 6. Ondas S.	36
Figura 7. Ondas Rayleigh.	37
Figura 8. Ondas Love.	37
Figura 9. Esquema básico de la emisión y recepción de los rayos reflectados en las distintas capas reflectoras.	39
Figura 10. Esquema del recorrido de los rayos reflejados en tres capas para una posición de tiro y dos estaciones receptoras (geófonos).	40
Figura 11. Criterio de resolución.	45
Figura 12. Serie de ondículas pertenecientes a las diferentes familias.	47
Figura 13. Representación esquemática del Modelo convolucional y la inversión sísmica.	48
Figura 14. Ubicación de la línea sísmica y el pozo.	51
Figura 15. Shot raw (Tiro de campo).	52
Figura 16. Shot TAR.	54
Figura 17. Shot con deconvolución.	55
Figura 18. Apilado con refracciones.	56
Figura 19. Apilado con deconvolución.	56
Figura 20. Apilado final.	57
Figura 21. Migración post apilado.	58
Figura 22. Curva de DT obtenida a partir de los datos del registro GR.	65
Figura 23. Curva de DT obtenida a partir de los datos del VSH calculado con el registro GR.	66

Figura 24. Curva de DT obtenida a partir de los datos del registro de resistividad con la ecuación de Faust.	72
Figura 25. Registro de densidad y sónico cargados en el software.	79
Figura 26. Curva de impedancia acústica.	86
Figura 27. Generación de los coeficientes de reflexión.	93
Figura 28. Sismograma sintético.	94
Figura 29. Sismograma sintético representado en trazas.	94
Figura 30. Gráficas en tiempo.	95
Figura 31. Amarre del pozo (sismograma sintético) con la sísmica.	97
Figura 32. Coeficientes de reflexión extraídos de la sísmica.	98
Figura 33. Sección de Impedancia acústica extraída de la sísmica ($\text{gr}\cdot\text{ft}/\text{cm}^3\cdot\text{s}$).	99
Figura 34. Zoom realizado a la sección de Impedancia acústica ($\text{gr}\cdot\text{ft}/\text{cm}^3\cdot\text{s}$).	99
Figura 35. Relación entre Porosidad e Impedancia acústica.	100

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Reflectividad en diferentes medios de propagación.	43
Tabla 2. Algunos datos del registro Gamma Ray (GR) usados para el cálculo de la curva DT_GR.	59
Tabla 3. Algunos datos del registro Resistivo (ILD) usados para el cálculo de la curva DT_F.	67
Tabla 4. Algunos datos de los registros de Densidad y Sónico cargados en el software, correspondientes a la formación MIRADOR.	73
Tabla 5. Algunos datos de la Impedancia Acústica ($\rho * V_p$), correspondientes a la formación MIRADOR.	80
Tabla 6. Algunos datos de los Coeficientes de Reflexión obtenidos a partir de la impedancia acústica, correspondientes a la formación MIRADOR.	87
Tabla 7. Topes de las formaciones correspondientes al pozo.	96

RESUMEN

TÍTULO: DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE INFORMACIÓN SÍSMICA DE REFLEXIÓN USANDO LA TÉCNICA DE INVERSIÓN. *

AUTORA: MELBA YOLANDA TORRES ROJAS. **

PALABRAS CLAVES: Inversión Sísmica, Coeficientes de Reflexión, Impedancia, Impedancia Acústica, Traza Sísmica Sintética, Ondícula Sísmica, Velocidad de Onda, Pseudo-registros, Procesamiento Sísmico.

Una de las herramientas de más utilidad en la exploración petrolera en los últimos 30 años es la técnica de Inversión Sísmica la cual hace referencia al estudio y conocimiento de la estructura de la tierra a partir de una serie de datos sísmicos observados. Esta técnica consiste en la obtención de los coeficientes de reflexión definidos por contrastes de impedancias a partir de la traza sísmica sintética y la ondícula sísmica. La impedancia dada por la relación de la densidad y la velocidad de onda representa básicamente cambios en secciones litológicas y de porosidad proporcionando de esta forma un conocimiento acerca de la extensión del reservorio y de su volumen.

Este trabajo presenta una metodología planteada bajo el estudio de la técnica de inversión sísmica por medio de la cual se muestra la caracterización de una zona exploratoria mediante el hallazgo de la impedancia acústica. El estudio establece un tratamiento a los datos tanto a nivel de sísmica como de pozo, se documentan los procedimientos paso a paso y se describen alternativas para situaciones en las que la información es deficiente cuyo resultado viene dado por la generación de pseudo-registros y secciones provenientes del procesamiento sísmico realizado. El comportamiento de la información contenida en el mapa de impedancia, extraído de la inversión es comparado con el registro de esta misma propiedad obtenido de los datos de pozo. El trabajo contempla además la interpretación acerca de las implicaciones del resultado y permite notar la importancia de la data sísmica en un proyecto de exploración.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director de Proyecto Ingeniero de Petróleos M.Sc. Aristóbulo Bejarano Wallens Profesor Escuela de Ingeniería de Petróleos, Codirector del Proyecto Geofísico Jaime Checa Jiménez.

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF PROPERTIES PETROPHYSICAL FROM SEISMIC INFORMATION OF REFLECTION USING THE INVERSION TECHNIQUE. *

AUTHOR: MELBA YOLANDA TORRES ROJAS. **

KEYWORDS: Seismic Inversion, Coefficients of Reflection, Impedance, Acoustic Impedance, Synthetic Seismic Trace, Wave Seismic, Speed of Wave, Pseudo-registries, Seismic Processing.

One of the most useful tools in the oil exploration in the last 30 years is the technique of Seismic Inversion, which makes reference to the study and knowledge of the Earth structure from a series of observed seismic data. This technique consists of obtaining of the coefficients of reflection defined from the synthetic seismic trace and wave seismic by contrasts of impedances. The impedance is given by the relation of the density and the speed of wave; it represents basically changes in lithological sections and porosity, providing knowledge about the length and the volume of reservoir.

This work presents one methodology planted under the study of the technical of seismic inversion; this work shows the characterization of an exploratory zone by finding the acoustic impedance. The study establishes a treatment to the data for the seismic level as of well, the procedures are documented step by step and alternatives for situations are described in which the information is deficient whose result is the generation from pseudo-registries and proceeding sections of the made seismic processing. The behavior of the information contained in the map of impedance, extracted of the inversion is compared with the registry obtained of the same property of the well data. Further, the work contemplates the interpretation about the implications of the result and allows noticing the importance of the seismic data in an exploration project.

* Degree Work

** Faculty of Physical Chemical Engineering, Petroleum Engineering School, Advisers: Eng. M.Sc. Aristóbulo Bejarano Wallens, Geophysic Jaime Checa Jiménez.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de herramientas que permitan caracterizar un yacimiento es uno de los aspectos más importantes en la industria petrolera. Actualmente se están implementando nuevas técnicas a partir de datos sísmicos para obtener una imagen lo más parecida posible del subsuelo que proporcione información estructural y petrofísica.

En la prospección sísmica se generan ondas mediante una fuente emisora y se registran en una serie de estaciones sensoras (geófonos) distribuidas sobre la superficie terrestre. A partir del estudio de las distintas formas de onda y sus tiempos de trayecto, se consiguen obtener representaciones pictóricas del terreno que luego se relacionan con las capas geológicas (secciones sísmicas, campos de velocidades, etc.).

Debido a que la sísmica de reflexión permite conocer la forma y posición de los reflectores de interés en el subsuelo, para fines posteriores de interpretación y delimitación de yacimientos, es considerada uno de los métodos prospectivos más utilizados en geofísica de exploración. Su resultado es una imagen denominada sección sísmica en donde se aprecia la geometría de las estructuras geológicas. El procesamiento de los datos adquiridos en campo (datos brutos) de este método consiste en la elección y posterior aplicación de los parámetros y algoritmos de tratamiento adecuados con el fin de obtener secciones sísmicas de calidad, preservando al máximo posible las reflexiones originales.

La técnica de inversión sísmica hace referencia al cálculo de la estructura de la tierra y de los parámetros físicos de una serie de datos sísmicos observados. El resultado de la inversión sísmica puede ser: velocidades de onda P, velocidades

de onda S, relación de Poisson o impedancias. Un volumen de impedancias está referido comúnmente a un registro de pozo y directamente relacionado a propiedades de yacimiento.

Con el presente estudio se busca desarrollar una metodología adecuada a las condiciones de la zona adelantando un trabajo de inversión sísmica sobre datos reales, generando conceptos acerca de las implicaciones exploratorias del resultado y documentando el proceso de manera que pueda servir como guía y referencia para la industria local.

Se propone estudiar la viabilidad de utilizar la inversión sísmica en líneas 2D para generar secciones de coeficientes de reflexión e impedancia acústica que permitan obtener un mayor nivel de detalle y aporten a la delimitación de campos y prospectos y a la identificación de posibles trampas estratigráficas.

Un ingrediente de complejidad adicional es que con frecuencia los datos de entrada para este proceso son incompletos o deficientes, por lo que parte del trabajo consiste en evaluar la factibilidad de utilizar pseudo registros de pozo.

1. MARCO GEOGRÁFICO Y GEOLÓGICO

1.1 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El pozo en estudio se encuentra localizado en el foreland de la cuenca de los llanos orientales.

1.2 GEOLOGÍA REGIONAL¹

1.2.1 Cuenca de los Llanos Orientales. La cuenca de los llanos es una cuenca asimétrica, localizada al este de los Andes y hace parte de las cuencas subandinas de antepaís. Al sur esta separada de la cuenca del Putumayo por los arcos de Macarena y Vaupés, y al norte, esta separada de la cuenca de Apure (Venezuela) por el arco de Arauca.

Evolución de la cuenca. La ubicación geológica se debe a la subducción de la placa oceánica pacífica bajo la placa Suramericana, al occidente, y a la transcurrencia de la placa caribe al norte. Estas condiciones tectónicas influenciaron la evolución de la Cuenca de los Llanos.

La actual Cuenca de los Llanos es el resultado de diferentes cuencas, las cuales evolucionaron continuamente en el tiempo y el espacio. La sucesión estratigráfica la constituyen sedimentos siliciclásticos del Cámbrico al reciente, depositados sobre el basamento cristalino del escudo de Guayana.

¹ EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS - ECOPELROL. Gerencia de Exploración. Cuenca de los Llanos Orientales. Estudio Geológico Regional. Volumen 1. Santafé de Bogotá, Julio 1995.

La evolución de la cuenca inició en el Paleozoico, con procesos de rifting. Los grábenes formados constituyeron los depocentros sedimentarios con cerca de ocho kilómetros de sedimentos Cambro-Ordovícicos. Las orogenias Caledoniana y posteriormente la Herciniana marcaron el final de la fuerte deposición paleozoica.

Una fase de extensión de detrás de arco (rift) ocurrió desde el Triásico al Cretácico inferior en áreas limitadas, localizadas hacia el norte y occidente de la actual configuración de la cuenca. Durante el Cretáceo superior, el rift evolucionó a una cuenca pasiva de detrás de arco.

Desde el Maastrichtiano al Paleoceno, este margen pasivo se convirtió en una enorme cuenca de plataforma, fenómeno atribuido a la colisión de la cordillera occidental contra la cordillera central (orogenia pre-andina).

Con el levantamiento de la cordillera oriental durante el Mioceno – Reciente (orogenia andina), causada por la colisión del arco volcánico Panamá – Baudó, la primera cuenca de antepaís, fue disectada en dos nuevas cuencas de antepaís, la más grande de las cuales, localizada en la parte oriental, constituye la Cuenca de los Llanos, mientras que la parte occidental constituye la Cuenca del Magdalena.

1.2.2 Estratigrafía regional². La secuencia estratigráfica incluye rocas sedimentarias desde el Cretáceo Inferior al Reciente. La columna estratigráfica de la Figura 1 está definida con base en afloramientos de superficie y pozos, y se restringe a las unidades productoras de hidrocarburos.

Formación Lutitas de Macanal (Berriasiano-Valanginiano). La Formación Lutitas de Macanal es una unidad siliciclástica de grano fino, color gris oscuro a negro y muy rica en materia orgánica en su mayor parte carbonosa. Consiste de

² ROJAS, Luis E. Empresa Colombiana de Petróleos. Vicepresidencia adjunta de exploración Gerencia de prospección. Interpretación estructural Piedemonte central Cuenca Llanos Orientales. Bogotá, Mayo de 2002.

shales lodosos laminados a parcialmente bioturbados (*Palaeophycus*, *Thalassinoides*, *Chondrites*, *Pelecypodichnus*), paquetes de interestratificaciones finas de arena-lodo ligeramente bioturbadas, con laminación ondulosa a lenticular y plana paralela y areniscas de grano fino en capas gruesas localmente calcáreas. Las areniscas están internamente bioturbadas y presentan también icnofósiles en los planos de estratificación al igual que los shales y paquetes interestratificados. Esporádicamente ocurren intercalaciones delgadas de caliza sucia o arenosa gris oscura con abundante materia orgánica. Capas finas y muy finas de limonitas ferruginosas color rojizo se interponen frecuentemente. El contacto con la Formación Areniscas de las Juntas es neto.

Formación Areniscas de las Juntas (Hauteriviano-Barremiano). La Formación Areniscas de las Juntas es predominantemente una secuencia siliciclástica arenosa caracterizada por gruesos paquetes de cuarzoarenitas con intercalaciones de shale gris oscuro, arenitas limpias, arenitas carbonosas o ricas en materia orgánica, paquetes finamente interestratificados de arenita-lodolita y shales finamente laminados. Las areniscas son textural y mineralógicamente maduras y corresponden a cuarzoarenitas limpias, muy cementadas y compactas, bien seleccionadas, no bioturbadas, de estratificación cruzada plana con láminas interpuestas de materia orgánica carbonosa y geometría en cuña a lenticular.

En el área la Formación Areniscas de las Juntas presenta un espesor de 670 m (2200 pies). El contacto con la Formación Fόμεque es neto a transicional rápido.

Formación Fόμεque (Aptiano). La Formación Fόμεque es esencialmente una secuencia siliciclástica de grano fino compuesta en su mayor parte por shales o lodolitas gris oscuro a negro muy ricas en materia orgánica carbonosa y en menor proporción shales calcáreos y silíceos, calizas fosilíferas oscuras y gruesos segmentos interpuestos de arenitas laminadas de grano fino generalmente de color gris oscuro a negro, con abundante materia. Calizas lumaquélicas ocurren

hacia el tope de la Formación. El contacto con la suprayacente Formación Une es transicional: paquetes de limolitas y shale interestratificados y shale con láminas o capitas interpuestas de limolita/arenita de grano muy fino gradan a capas gruesas y medias de cuarzoarenitas separadas por capitas de shale con abundante materia orgánica o niveles delgados de interlaminaciones arena-lodo. El espesor de la Formación Fómeque es de 1100 m (3600 pies).

Formación Une (Albiano). La Formación Une en esta área se puede considerar compuesta de dos unidades o segmentos bien diferenciables. El segmento inferior consiste esencialmente de gruesos paquetes de areniscas limpias con estratificación cruzada plana, gruesas secuencias de capas gruesas/medias de areniscas limpias a carbonosas, interestratificaciones de arenitas y lodolitas en proporciones variables y shales gris oscuro a negro ricos en materia orgánica. Este segmento se caracteriza además por la ausencia de bioturbación.

El segmento superior consiste esencialmente de areniscas en capas gruesas, medias y finas separadas por capas delgadas a láminas gruesas de shales ricos en materia orgánica a paquetes delgados de interestratificaciones de arena-lodo. Este segmento se diferencia bien por la abundancia de icnofósiles en las interfases arena-lodo, litología y granulometría más variables (grano fino, medio grueso y algunas capas de conglomerados de guijos finos). La Formación Une presenta un espesor entre 850 y 1300 m (2800 a 4250 pies).

Formación Chipaque (Cenomaniano-Santoniano). La Formación Chipaque o Gachetá al igual que la Formación Fómeque es una secuencia predominantemente siliciclástica de grano fino, constituida en su mayor parte por gruesas secuencias de shales gris oscuro y negro, muy ricos en materia orgánica y en menor proporción shales calcáreos, fragmentos, lechos de conchas de bivalvos.

Segmentos de la sección presentan intercalaciones de arenitas laminadas en capas medias y gruesas, de grano muy fino y con abundantes icnofósiles en los planos de estratificación o contactos shale-arenitas. Sin embargo, a diferencia de la Formación Fόμεque, la proporción y espesor de arenitas en el Chipaque es mucho menor. El contacto con la infrayacente Formación Une es relativamente transicional. En efecto paquetes de arenitas y shales intercalados son más comunes en la parte inferior del Chipaque cerca al contacto con el Une. El espesor de la Formación Chipaque está entre 100 y 200 m (330 a 660 pies). La Formación Chipaque es considerada la principal roca generadora de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos, también se considera unidad principal de despegue ("*detachment*") en el Piedemonte.

Grupo Guadalupe (Campaniano-Maestrichtiano). El Grupo Guadalupe se caracteriza por gruesos paquetes de arenitas masivas bioturbadas arenitas con laminación ondulosa bioturbadas, interlaminaciones ligeramente bioturbadas de arena y lodolita, shales gris oscuro y paquetes de interestratificaciones de limolitas síliceas, porcelanitas, shales gris oscuro, ocasionalmente con niveles de fosforita y caliza. Las arenitas en general son de grano muy fino a fino, bien seleccionadas, color blanco amarillento a gris claro y ocurren en capas muy gruesas y gruesas. El Grupo Guadalupe está en contacto inconforme con la suprayacente Formación Barco, El contacto inferior con la Formación Chipaque es transicional. El espesor de la Formación Guadalupe varía entre 150 y 300 m (500 a 1000 pies).

Formación Barco (Paleoceno). La Formación Barco consiste esencialmente de una sucesión siliciclástica monótona de cuarzoarenitas ligeramente arcillosas color blanco a gris claro, no bioturbadas con estratificación cruzada, mineralógicamente maduras, y con madurez textural variable de submaduras o inmaduras especialmente en base de los paquetes de estratificación cruzada, superficies erosivas y superficies de reactivación a maduras en las fracciones menos gruesas.

Algunas veces, las secuencias basales consisten de arenitas de grano grueso y muy grueso, son conglomeráticas y presentan estratificación cruzada bidireccional. La Formación Barco está en contacto inconforme con la infrayacente Formación Guadalupe. El contacto superior con la Formación Cuervos es aparentemente transicional. La formación Barco presenta un espesor entre 100 y 200 m (330 a 660 pies).

Formación Los Cuervos (Paleoceno). La Formación Cuervos se caracteriza por ser una secuencia siliciclástica de grano más fino constituida por litoarenitas arcillosas a muy arcillosas, color verde a gris verdoso de grano muy fino y fino y lodolitas masivas plásticas, color verde oliva gris verdoso y gris oscuro localmente arenosas o carbonosas. Las arenitas presentan estratificación cruzada y son mineralógicamente inmaduras mientras que texturalmente son más maduras. El contacto inferior con la formación Barco es transicional y el superior con la Formación Mirador es erosivo neto. La Formación Los Cuervos tiene un espesor entre 100 y 360 m (330 a 1200 pies).

Formación Mirador (Eoceno Superior). La Formación Mirador se presenta como una secuencia predominantemente arenosa de grano grueso con algunas capas delgadas interpuestas de lodolitas masivas de color gris, y niveles de conglomerados arenosos finos. Las arenitas son en su mayor parte conglomeráticas de granulometría variable y forman múltiples sets de estratificación cruzada planar. Las arenitas son cuarzosas, limpias, porosas y deleznales y como característica distintiva guijos o granos de cuarzo y chert gris oscuro a negro. El contacto inferior con la Formación Los Cuervos es erosivo neto y el superior con la Formación Carbonera en la sección de superficie de San Pedro de Jagua es abrupto y está marcado por un "*hardground*" (1m.) constituido por capas medias muy duras y ferruginizadas color castaño rojizo con icnofósiles tipo *Thalassinoides*. El espesor del Mirador en la zona varía entre 60 y 270 m

(200 a 880 pies). La Formación Mirador es el principal reservorio en la Cuenca de los Llanos Orientales.

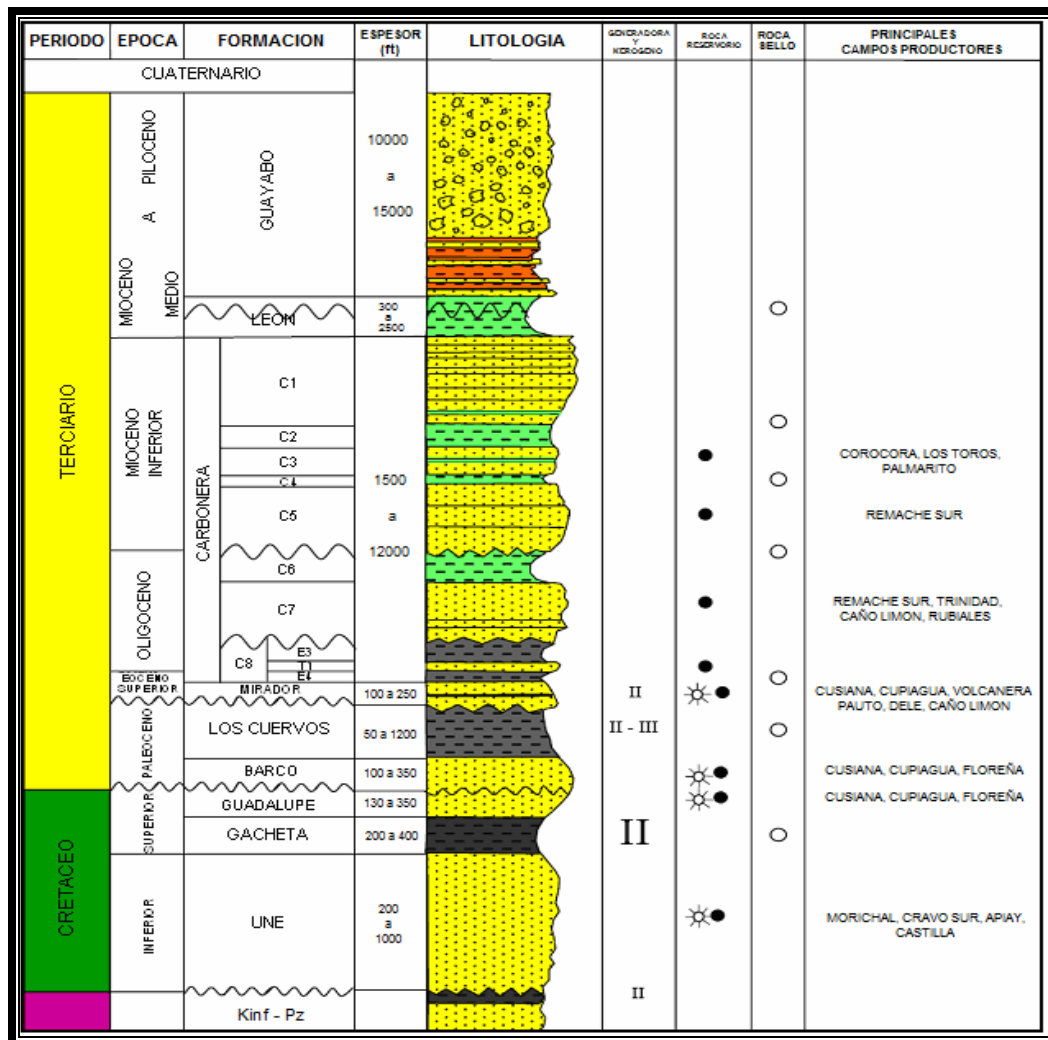
Formación Carbonera (Oligoceno-Mioceno Inferior). La Formación Carbonera consiste de arcillolitas y lodolitas fósiles, color verde oliva claro y gris con mucha oxidación (óxidos de Manganeso) y ferruginización en costras laminares interpuestas de color castaño oscuro, rojizo, amarillento grisáceo y algo verdosos. Capas más duras de limolitas verdosas se intercalan frecuentemente. Se observan localmente delgados lechos de conchas y fragmentos de conchas de bivalvos usualmente mal preservados. Esta formación se divide en ocho unidades informales denominados de techo a base C1 a C8; las unidades de número impar son predominantemente arenosas, mientras las unidades pares son en su mayor parte lutíticas. Con base en datos de pozos y sísmica se han identificado dos discordancias dentro de la Formación Carbonera, producidas por pulsos de formación de estructuras. La primera de ellas hacia la base de la unidad C7, durante el Oligoceno temprano, que se reconoce en el área de Medina, y en los Campos de Cusiana y Cupiagua. La otra, hacia la base de la Unidad C5, del final del Oligoceno, que se observa principalmente en el piedemonte central, en los campos Pauto Sur y Floreña. Los contactos inferior y superior son netos. El espesor disminuye de sur a norte del área de estudio, variando entre 600 y 1500 m (2000 a 5000 pies).

Formación León (Mioceno Medio). La Formación León, es una arcillolita de origen lacustre que se extiende por toda la Cuenca de los Llanos y suprayace a la Formación Carbonera. El espesor disminuye de sur a norte del área de estudio, variando entre 300 y 600 m (1000 a 2000 pies). Se identifica una discordancia dentro de esta unidad, de origen similar a las de la Formación Carbonera, durante el Mioceno Medio. Este evento de deformación es observado con base en información sísmica, principalmente en el sinclinal de Zamaricote, al norte del área

de estudio. Esta formación es el nivel de despegue más superior identificado en el piedemonte.

Formación Guayabo (Mioceno Superior). Sobre la Formación León está depositada la Formación Guayabo que consta de una serie de conglomerados, arenas y arcillolitas rojas de origen continental. Es un depósito molásico asociado con el levantamiento de la Cordillera Oriental. El espesor para esta formación puede alcanzar hasta 6000 m (20.000 pies) en el eje del Sinclinal de Zamaricote.

Figura 1. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 REGISTROS Y PERFILES ELÉCTRICOS³⁴

Existen tanto perfiles eléctricos como de perforación, a los primeros se les denomina registros y a los segundos simplemente perfiles.

Los registros eléctricos datan de mayor tiempo frente a los perfiles de perforación y se basan en distinguir la resistividad eléctrica, potencial electro-químico natural, velocidad del sonido, radioactividad natural, temperatura y otros parámetros de la geología atravesada por la trayectoria del pozo, mientras que los de perforación tiene que ver con la perforación propiamente dicha.

Registros eléctricos. Este tipo de perfiles permite determinar las características eléctricas de las formaciones respecto a su profundidad por medio de mediciones directas a lo largo de la trayectoria del pozo, empleando para ello herramientas mecánicas cuyo principio de funcionamiento y calibración depende de la propiedad física que desea medir.

2.1.1 Registro de densidad. El registro de densidad refleja las mediciones de densidad de una formación al medir la atenuación de rayos gamma entre una fuente artificial y un detector. Los rayos gamma emitidos continuamente son canalizados dentro de la formación, sufriendo múltiples colisiones con electrones, las cuales los hacen perder energía y formar una nube.

³ CHAPARRO, Erwin. Presión de Poro en base a Tomografía Sísmica y Registros de pozo. Bucaramanga, Julio de 2006. Informe de Avance. Grupo de Investigación, Estabilidad de pozo.

⁴ ALCÁNTARA, Nehomar. Inversión de Impedancias Acústicas utilizando el método del Gradiente Espectral Proyectado. Sartenejas, Julio de 2006. Trabajo de Grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Simón Bolívar.

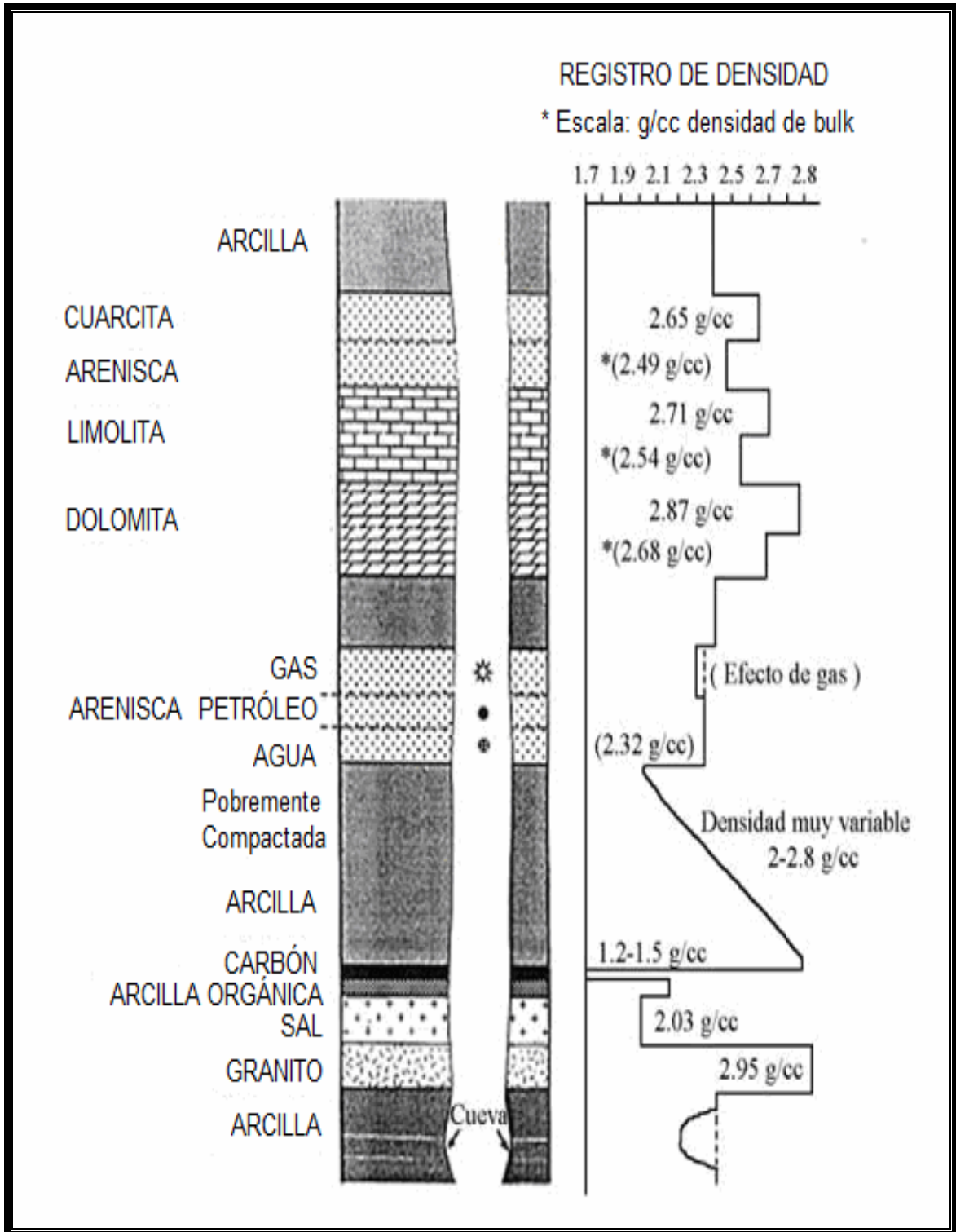
El tamaño de la nube depende principalmente de las propiedades difusivas de la formación, es decir, de su densidad electrónica. Esta nube se encoge y se expande a medida que la densidad varía, encogiéndose cuando la densidad aumenta y viceversa. Las unidades son gramos/centímetros cúbicos (gr/cm^3).

Se utiliza principalmente como perfil de porosidad. La medición de la densidad de la formación es de gran utilidad en la identificación de minerales, descubrimiento de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas.

Existen ciertas características que deben ser tenidas en cuenta en un registro de densidad:

- Este registro mide la densidad del electrón la cual está cercanamente relacionada a la densidad de la roca.
- La densidad de la matriz de los diferentes minerales varía e influye en el registro de densidad.
- La densidad del fluido influye en el registro de densidad.

Figura 2. Registro densidad: algunas respuestas típicas.



Fuente: Modificado de Rider M. "Geological Interpretation of Well Log". Second Edition. 1996.

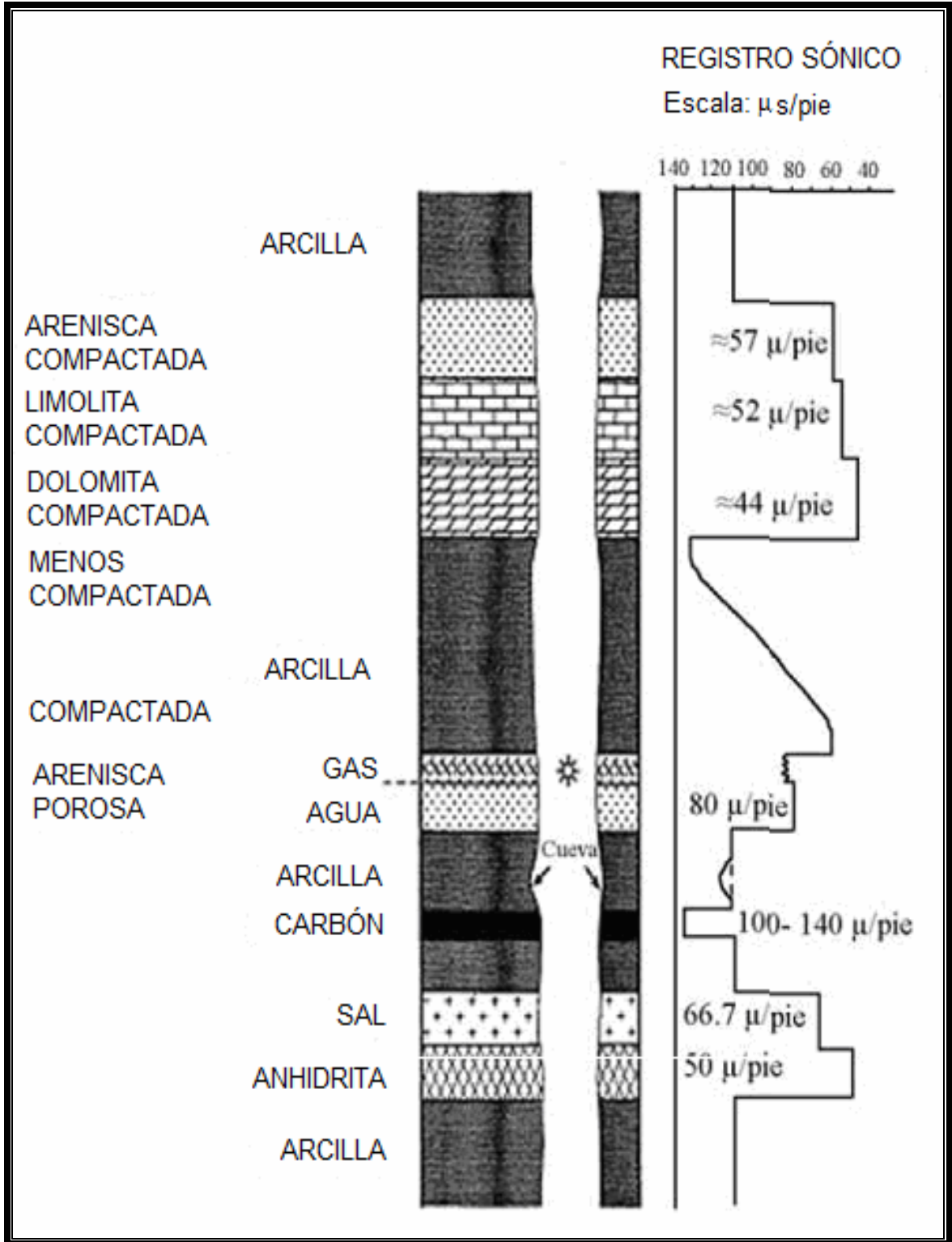
2.1.2 Registro sónico. Este registro emite pulsos a una frecuencia de 20 hz a medida que asciende dentro del pozo y la onda se detecta en un receptor. Normalmente se registra como tiempo de transito en un intervalo de un pie.

El registro sónico es el registro que determina cual es el tiempo de transito de la onda de sonido en una dirección vertical en la vecindad del pozo, es decir, es el valor recíproco de la velocidad sónica longitudinal en la formación y depende de la litología y porosidad en una formación. Las herramientas sónicas miden sólo el tiempo de viaje de las ondas compresionales y el resultado es presentado en un registro como tiempo de transito en la formación, en microsegundos/pie ($\mu\text{s}/\text{pie}$). Los tiempos de viaje compresionales varían desde 40 $\mu\text{s}/\text{pie}$ en formaciones duras hasta 150 $\mu\text{s}/\text{pie}$ en rocas blandas. Las velocidades correspondientes, las cuales son el inverso de los tiempos de viaje varían entre 25000 a 6600 pies/s.

Este registro se puede usar en los siguientes factores que ayudan a mejorar la estabilidad del pozo, lodo y diseños de cemento y revestimientos:

- Presión de poro
- Sísmica tiempo-profundidad
- Detección de gas
- Detección de fallas/fracturas
- Propiedades mecánicas de las rocas

Figura 3. Registro sónico: algunas respuestas típicas.



Fuente: Modificado de Rider M. "Geological Interpretation of Well Log". Second Edition. 1996.

2.2 PETROFISICA⁵⁶⁷

La petrofísica es una rama de la geología, cuyo propósito fundamental es el estudio de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos presentes en ellas a través del análisis de perfiles de pozo y muestras de núcleos, a fin de proveer información sobre la prospectividad de un área determinada.

Entre los parámetros que se busca estimar para llevar a cabo la caracterización petrofísica de un área se encuentran: la Arcillosidad (V_{sh}), la Porosidad (ϕ), la Permeabilidad (k) y la saturación de hidrocarburos ($1-S_w$), siendo el objetivo principal de esto la identificación y localización de zonas prospectivas (intervalos de interés) para la explotación hidrocarburífera, la distribución de los fluidos y su cuantificación volumétrica.

2.2.1 Porosidad (ϕ). Es el espacio poroso por unidad de volumen de roca, en otras palabras, es la fracción del volumen total de una muestra que se encuentra ocupada por espacios vacíos. Se conocen dos tipos de porosidad: Total y Efectiva, siendo la porosidad total aquella que considera el volumen total de los poros y la efectiva la que toma en cuenta únicamente aquellos poros que se encuentran interconectados.

La porosidad puede estimarse a través de perfiles radiactivos, microperfiles, gráficas y análisis de núcleos.

⁵ QUILEN, Keyla del C. Integración de Atributos Sísmicos con datos Petrofísicos para determinar zonas prospectivas, Arena L2M, Área de Finca-Yopales, Edo. Anzoátegui. Sartenejas, Marzo de 2006. Trabajo de Grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Simón Bolívar.

⁶ LÁREZ, O. Caracterización Petrofísica de las arenas L2M, L2L y O2L de la Formación Oficina. Campo Trico-Yopales. Cuenca Oriental de Venezuela, Estado Anzoátegui. Sartenejas, 2002. Trabajo de Grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Simón Bolívar.

⁷ SCHLUMBERGER. Glosary Oilfield (2005). www.slb.com

Porosidad efectiva. Es el espacio vacío dentro de la matriz rocosa que se encuentra interconectado y que contribuye al flujo de los fluidos en un reservorio. De esta manera quedan excluidos poros aislados y volúmenes porosos ocupados por agua adsorbida en minerales de arcilla u otros granos donde el agua asociada a ellos se considere inmóvil y en consecuencia inefectiva.

La porosidad total es todo el espacio vacío de una roca, contribuya ésta o no al movimiento de los fluidos. Por esta razón la porosidad efectiva es típicamente menor que el valor de porosidad total.

La porosidad total se puede obtener a partir del registro sísmico utilizando la siguiente relación:

$$\phi = \frac{\Delta T_{\log} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}} \quad (2.1)$$

Donde, ΔT_{\log} es el valor de tiempo de tránsito leído en el registro.

ΔT_{ma} y ΔT_f son los valores de tiempo de tránsito dependientes de la litología de la formación y de la naturaleza del fluido respectivamente.

2.2.2 Permeabilidad (k). La permeabilidad es una propiedad de la roca que cuantifica el mayor o menor grado con que un medio poroso deja pasar fluidos a través de sí mismo. Se encuentra determinada por la cantidad y el tamaño de los poros dentro del yacimiento. El tamaño de los poros, es a su vez dependiente del tamaño de las partículas que forman el medio, la cantidad de carga y la cantidad de cemento añadido tras la deposición.

La permeabilidad determina el comportamiento del yacimiento y del pozo. Cuando un solo fluido fluye a través de la formación se puede medir lo que se conoce como permeabilidad absoluta que es más o menos independiente del fluido. Sin

embargo cuando dos o más fluidos están presentes, cada uno reduce la capacidad de fluir del otro. La permeabilidad efectiva es la permeabilidad de cada fluido en presencia de los otros, y la permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

2.2.3 Volumen de arcilla (Vsh). Indica el grado de arcillosidad presente en un volumen de roca. Es importante el conocimiento del volumen de arcilla presente en arenas puesto que a medida que se hace mayor, disminuye la calidad de la roca como reservorio.

El volumen de arcilla puede estimarse a partir de un registro de rayos gamma (gamma ray (GR)), tomando en cuenta la línea de lutita y la línea de arena, como se muestra en la ecuación:

$$Vsh_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{sd}}{GR_{sh} - GR_{sd}} \quad (2.2)$$

Donde, GR_{log} es el valor de gamma ray leído en el registro.

GR_{sd} y GR_{sh} son los valores de gamma ray correspondientes a las líneas de arena limpia y de lutita respectivamente.

Otra manera de obtener el volumen de arcilla de una formación es a partir de registros de Potencial Espontáneo (SP) de manera similar al caso de Rayos Gamma:

$$Vsh_{GR} = \frac{SP_{log} - SP_{sd}}{SP_{sh} - SP_{sd}} \quad (2.3)$$

Donde, SP_{log} es el valor de potencial espontáneo leído en el registro.

SP_{sd} y SP_{sh} son los valores de potencial espontáneo correspondientes a las líneas de arena limpia y de lutita respectivamente.

2.2.4 Saturación de agua (S_w). Es la fracción de agua en un espacio poroso dado. Generalmente se expresa en volumen/volumen, porcentaje o en unidades de saturación. A menos que se diga lo contrario, la saturación de agua es la fracción de agua de formación (agua connata) en la zona virgen. A la saturación de agua se le conoce como saturación total de agua si el espacio poroso referido es la porosidad total y se le denomina saturación de agua efectiva si se refiere a la porosidad efectiva. Si el término se emplea sin ningún calificativo, se suele referir a la saturación de agua efectiva.

2.3 CONSTANTES ELÁSTICAS⁸

Cuando una fuerza externa es aplicada a través de un área A de la superficie de un cuerpo, fuerzas dentro del cuerpo son establecidas en proporción a la fuerza externa. La relación de la fuerza sobre el área es conocida como esfuerzo. El esfuerzo puede descomponerse en dos vectores, uno perpendicular (en ángulos rectos) a la superficie denominado esfuerzo normal y otro paralelo (en el plano) a la superficie denominado esfuerzo de cizalla. El cuerpo esforzado sufre deformación, que es la cantidad expresada como la relación del cambio de longitud (o volumen) a la longitud original (o volumen original).

De acuerdo a la ley de Hooke, el esfuerzo y la deformación son linealmente dependientes si el cuerpo se comporta elásticamente hasta que el punto de cedencia es alcanzado. Bajo el punto de cedencia el cuerpo revierte a su forma y tamaño original. A esfuerzos más allá del punto de cedencia, el cuerpo se comporta de una manera plástica o dúctil y resulta daño permanente en el cuerpo.

⁸ REYNOLDS, J. M. An Introduction to Applied and Environmental Geophysics. Reynolds Geo-Sciences Ltda, UK, 1997.

Si un esfuerzo adicional es aplicado, el cuerpo es deformado hasta que se fractura.

La relación esfuerzo/deformación para algún material esta definida por varios módulos elásticos.

- **Módulo de Young**

$$E = \frac{\text{Esfuerzo longitudinal } F/S}{\text{Deformación longitudinal } \Delta l/l} \quad (2.4)$$

- **Coefficiente de Poisson**

$$\sigma = \frac{\text{Deformación transversal unitaria } \Delta t/t}{\text{Deformación longitudinal unitaria } \Delta l/l} \quad (2.5)$$

- **Módulo de Rigidez o de Cizallamiento**

$$\mu = \frac{\text{Fuerza por unidad de superficie } F/S}{\text{Deformación por cizallamiento } \phi} \quad (2.6)$$

- **Módulo Másico**

$$K = \frac{\text{Esfuerzo en volumen } F/S}{\text{Deformación en volumen } \Delta v/v} \quad (2.7)$$

2.4 CONCEPTOS BASICOS DE SISMICA⁹¹⁰

2.4.1 Ondas sísmicas. Las ondas sísmicas (u ondas elásticas) son la propagación de perturbaciones temporales del campo de esfuerzos que generan pequeños movimientos en un medio. Las ondas sísmicas pueden pensarse como señales analíticas que poseen una parte real y otra parte imaginaria, de la cual solo la parte real es detectada y visualizada. Esto es equivalente a un fasor dependiente del tiempo y de esta forma se puede analizar la traza sísmica **g(t)** como:

$$g(t) = R(t)\cos\theta(t) \quad (2.8)$$

Donde, R(t) es la envolvente de la traza sísmica y $\theta(t)$ es su fase.

Para describir la traza sísmica, podría imaginarse un vector perpendicular al eje del tiempo cuya longitud varía con éste y que rota alrededor de dicho eje como una función temporal. La proyección de este vector rotatorio sobre el plano real genera la traza sísmica convencional (g(t)), pero si es proyectado sobre un plano imaginario se obtiene la traza cuadratura la cual se define así:

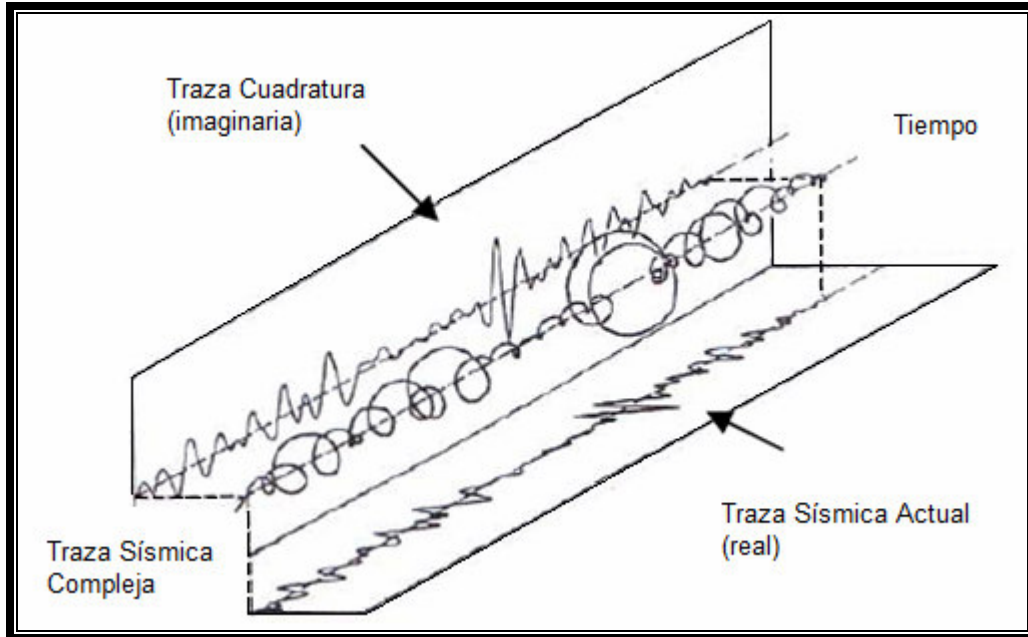
$$h(t) = R(t)\text{sen}\theta(t) \quad (2.9)$$

Al aplicar la transformada de Hilbert se puede generar la traza cuadratura a partir de la traza real observada.

⁹ QUILEN, Op. Cit.

¹⁰ TANER, M. T y SHERIFF, E. Application of Amplitude, Frequency, and Other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination. AAPG Memoir 26, Seismic Stratigraphy-Applications to Hydrocarbon Exploration, 1997.

Figura 4. Componentes real e imaginaria de la traza sísmica compleja.



Fuente: TANER y SHERIFF, 1997.

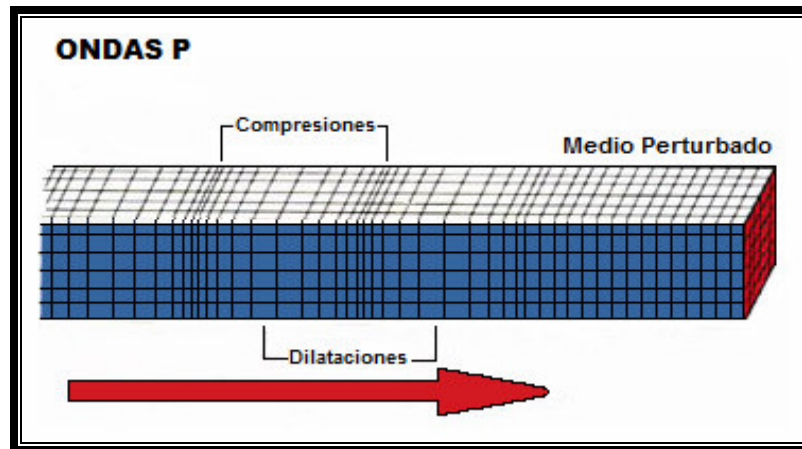
La traza sísmica refleja la medida de la velocidad con que oscila una partícula o de la presión que experimenta (si se graba con geófonos o hidrófonos, respectivamente) como resultado del paso de las ondas sísmicas a través del medio que la contiene. Una onda sísmica perturba las partículas del medio a través del cual se propaga alterando su posición de equilibrio, y por esto, se puede decir que la traza sísmica convencional $g(t)$ puede ser vista como una medida de la energía cinética.

El movimiento de las partículas es recobrado a través de una fuerza restauradora, por lo que dicha energía es preservada en forma de energía potencial: a medida que una partícula se mueve como respuesta al paso de la onda sísmica, la energía es transformada de cinética a potencial de forma cíclica. La energía de esta medida potencial es representada por la traza de cuadratura $h(t)$. Existen dos tipos principales de ondas sísmicas: aquellas que pasan a través de la masa de un medio son conocidas como ondas de cuerpo.

Ondas de cuerpo¹¹¹². Dos tipos de ondas elásticas pueden viajar a través de la tierra y son conocidas como ondas de cuerpo u ondas internas, las cuales pueden ser compresionales o de cizalla.

- **Ondas P:** son las más importantes en exploración sísmológica, son también conocidas como longitudinales, primarias u ondas compresionales, son las que se transmiten cuando las partículas del medio se desplazan en la dirección de propagación, produciendo compresiones y dilataciones en el medio, exactamente como una onda de sonido. Estas ondas generalmente viajan a una velocidad 1.73 veces de las ondas S y pueden viajar a través de cualquier tipo de material. Velocidades típicas son 330m/s en el aire, 1450m/s en el agua y cerca de 5000m/s en el granito.

Figura 5. Ondas P.



Fuente: www.funvisis.gob.ve

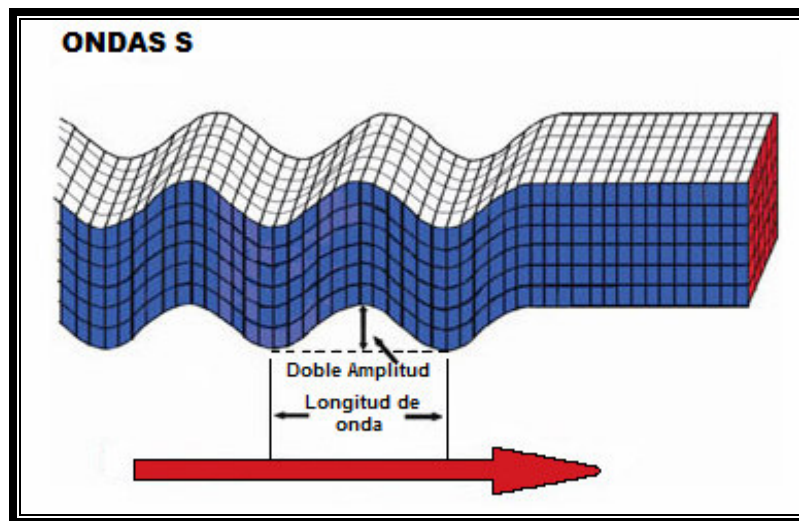
- **Ondas S:** también conocidas como ondas transversales, secundarias u ondas de cizalla; en este tipo de ondas las partículas del medio se desplazan perpendicularmente a la dirección de propagación, por lo que están asociadas con

¹¹ REYNOLDS. Op. Cit.

¹² FUNDACION VENEZOLANA DE INVESTIGACIONES SISMOLOGICAS - FUNVISIS. Glosario Sismológico. www.funvisis.gob.ve

deformaciones del terreno de tipo de cizalla. Las ondas S pueden viajar únicamente a través de sólidos debido a que los líquidos no pueden soportar esfuerzos de corte. Su velocidad es alrededor de 58% la de una onda P para cualquier material sólido. Usualmente la onda S tiene mayor amplitud que la P y se siente más fuerte que ésta.

Figura 6. Ondas S.

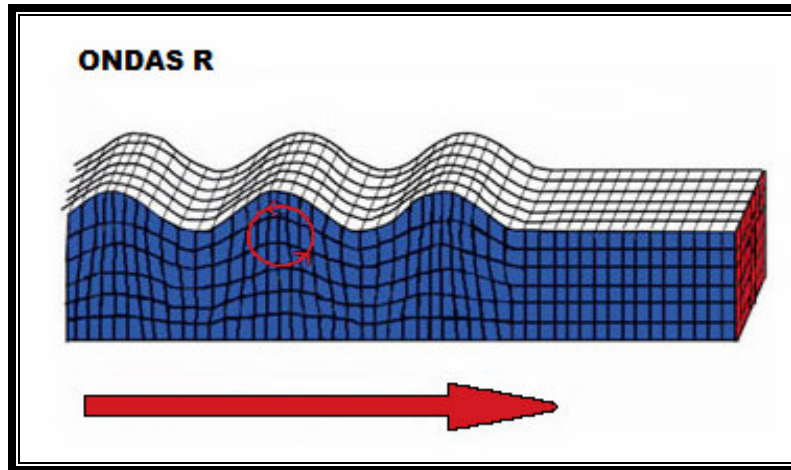


Fuente: www.funvisis.gob.ve

Ondas de superficie. Además de las ondas que viajan a través del terreno, existen otras que lo hacen por la superficie, esto es, su amplitud es máxima en esta y nula en las grandes profundidades. Estas ondas pueden explicarse como causadas por la interferencia de las ondas de cuerpo (interacción de muchas de estas ondas que viajan en diferentes direcciones), y son más lentas que estas. Existen dos tipos de ondas superficiales: ondas Rayleigh y ondas Love.

- **Ondas Rayleigh:** son ondas superficiales que viajan como ondulaciones similares a aquellas encontradas en la superficie del agua. La existencia de estas ondas fue predicha por John William Strutt.

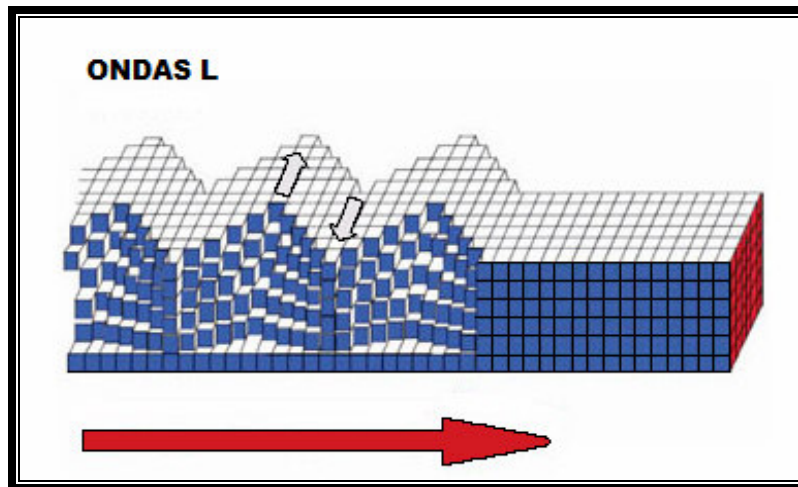
Figura 7. Ondas Rayleigh.



Fuente: www.funvisis.gob.ve

- **Ondas Love:** son ondas superficiales que provocan cortes horizontales en la tierra. Fueron bautizadas por A.E.H. Love. Las ondas Love son levemente más lentas que las ondas de Rayleigh.

Figura 8. Ondas Love.



Fuente: www.funvisis.gob.ve

Velocidades de propagación de ondas sísmicas¹³. Las ratas a las cuales las ondas se propagan a través de un medio elástico están dictadas por el módulo elástico y las densidades de las rocas a través de las cuales ellas pasan.

$$V = \left(\frac{\text{Apropiado módulo elástico}}{\text{Densidad}} \right)^{1/2} \quad (2.10)$$

- **Velocidad de onda P:**

$$V_p = \left(\frac{k + 4\mu/3}{\rho} \right)^{1/2} \quad (2.11)$$

- **Velocidad de onda S:**

$$V_s = \left(\frac{\mu}{\rho} \right)^{1/2} \quad (2.12)$$

- **Relación entre velocidades de las ondas P y S**

$$\frac{V_p}{V_s} = \left(\frac{1 - \sigma}{0.5 - \sigma} \right)^{1/2} \quad (2.13)$$

2.4.2 Sísmica de Reflexión¹⁴¹⁵. El método sísmico de reflexión se basa en las reflexiones del frente de ondas sísmico sobre las distintas interfases del subsuelo. Estas interfases (reflectores) responden, al igual que en la refracción, a contrastes de impedancia que posteriormente se relacionaran con las distintas capas

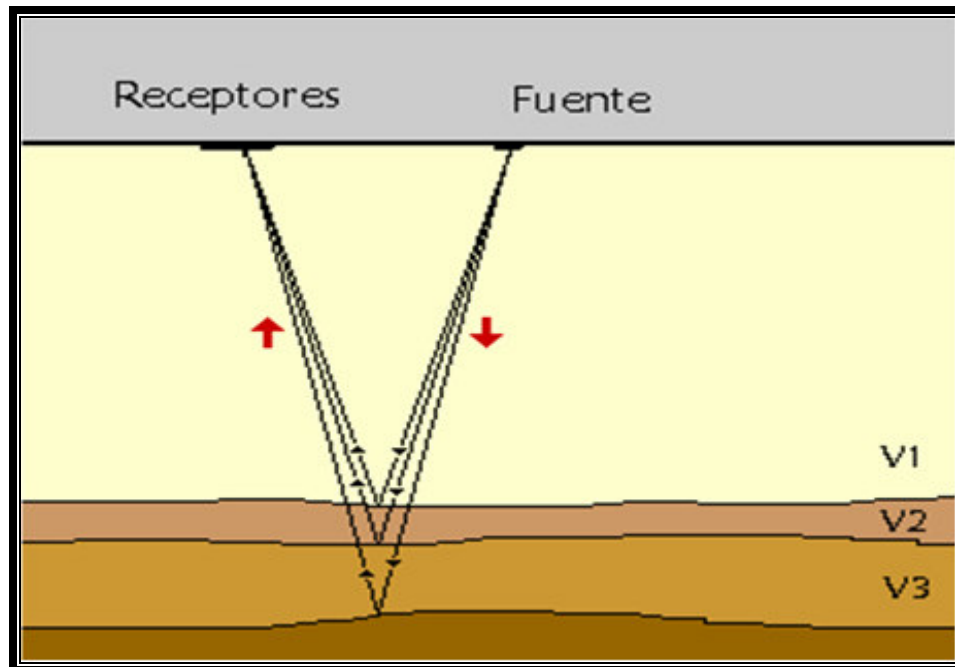
¹³ REYNOLDS. Op. Cit.

¹⁴ LAVERGNE, Michel. Seismic Methods. Institut Français du Pétrole, 1989.

¹⁵ KNOTT, C. Reflexión y Refracción de ondas elásticas con aplicaciones sísmológicas. Philosophical Magazine 48, 1989.

geológicas. Las reflexiones son detectadas por los receptores (geófonos) que se ubican en superficie y que están alineados con la fuente emisora. Dado que las distancias entre la fuente y los geófonos son pequeñas respecto a la profundidad de penetración que se alcanza, el dispositivo experimental soporta que se esté operando en "corto ángulo"; asegurando así la obtención de reflexiones y, distinguiéndose de la sísmica de refracción o de "gran ángulo".

Figura 9. Esquema básico de la emisión y recepción de los rayos reflejados en las distintas capas reflectoras.



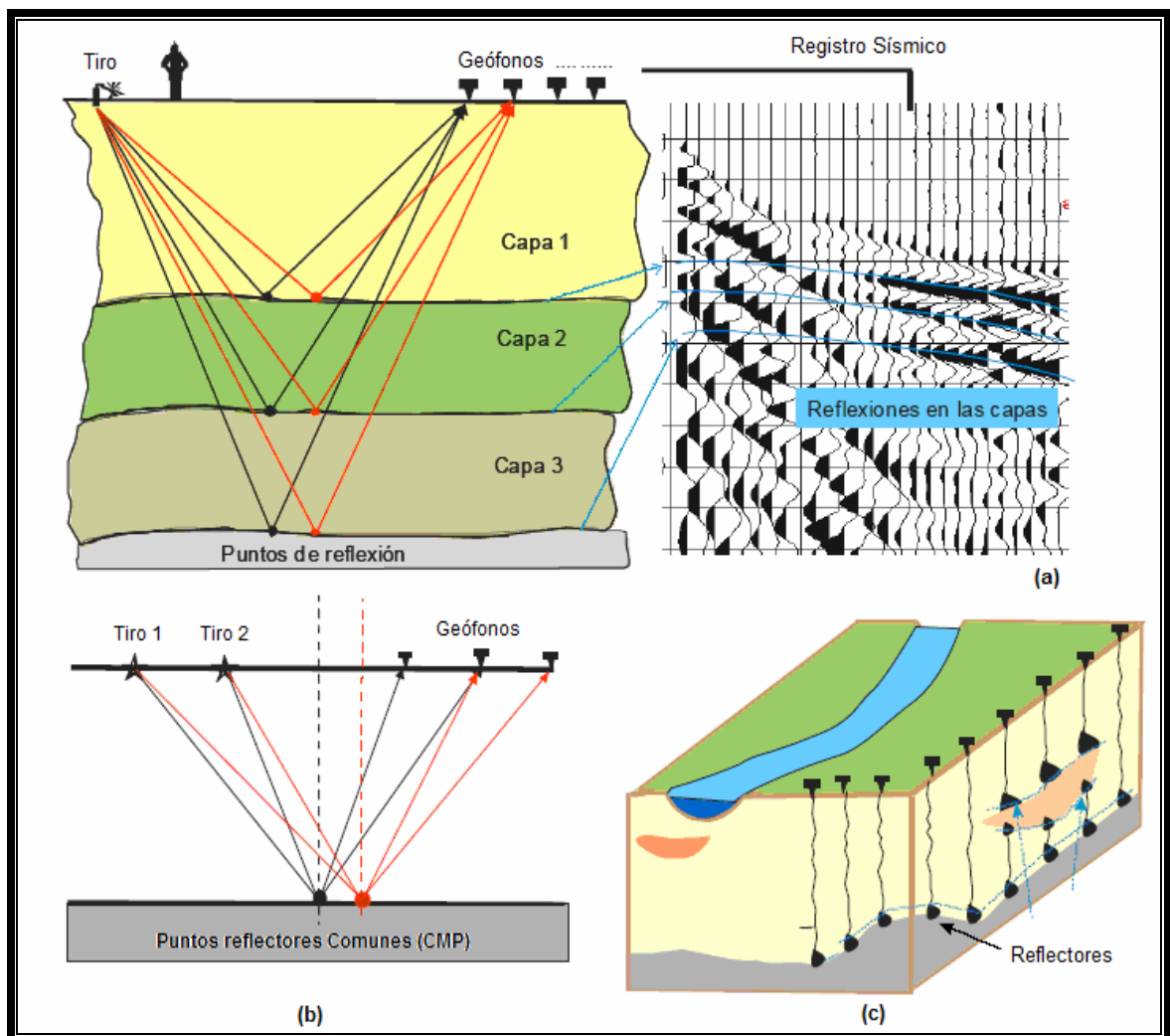
Fuente: Philosophical Magazine 48. 1989.

Con el fin de conseguir un mejor reconocimiento de la zona de estudio, se realiza un número de disparos mayor y se aumenta la cantidad de geófonos en comparación con los empleados en un perfil de refracción de longitud equivalente.

El resultado es un grupo de trazas sísmicas procedentes de todos los tiros que se analizan, se procesan y luego se reordenan en conjuntos de "puntos reflectores comunes" (CMP), los cuales contienen la información de todas las reflexiones

halladas (Figura 10a). Una vez todas las trazas de un mismo CMP se han agrupado, se suman y se obtiene una traza CMP. El conjunto de todas las trazas CMP constituye la denominada *sección sísmica de reflexión* que es el resultado final de este método. Una sección sísmica es una imagen del subsuelo en donde las reflexiones se ven en forma de lóbulos negros de mayor amplitud y definen las capas reflectoras que después se asociarán a las estructuras geológicas (Figura 10b).

Figura 10. Esquema del recorrido de los rayos reflejados en tres capas para una posición de tiro y dos estaciones receptoras (geófonos).



Fuente: Philosophical Magazine 48. 1989.

2.4.3 Impedancia¹⁶¹⁷. La impedancia (Z) se define como el producto de la densidad (ρ) por la velocidad (V), las cuales varían a lo largo de los estratos de rocas.

$$Z = \rho * V \quad (2.14)$$

Debido a que la impedancia es función de la densidad y la velocidad y estos parámetros dependen de la porosidad, litología, tipo de fluido dentro de la roca, saturaciones, entre otros, resulta de utilidad para predecir cambios en secciones y mapas (producto de inversiones sísmicas) de dichos parámetros, aunque debe ser visto con cuidado ya que más de uno de estos parámetros puede variar al mismo tiempo dentro del yacimiento.

La impedancia es importante ya que permite determinar los coeficientes de transmisión y reflexión en la interfaz de dos materiales que poseen dos impedancias diferentes. Debido a que no existe una continuidad en los valores de las impedancias de dos medios adyacentes se producen reflexiones de la onda.

2.4.4 Coeficiente de reflexión¹⁸. Es la relación existente entre las amplitudes de la onda reflejada y la incidente, en otras palabras: una medida de la energía que se refleja. El coeficiente de reflexión (R) para una interfase es gobernado por el contraste de impedancias acústicas de las dos masas de rocas adyacentes. Se supone que la onda incidente tiene una magnitud de uno, la reflejada R y la transmitida 1-R.

¹⁶ MATA, Orietta. Implementación de Algoritmos para estudios de Factibilidad de Atributos Sísmicos utilizando datos sintéticos. Sartenejal, Marzo de 2005. Trabajo de Grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Simón Bolívar.

¹⁷ RUIZ, Cristina. Inversión Sísmica y estudio de Atributos Sísmicos Post Apilamiento de los niveles I3 y TU de la Formación Oficina en el campo Guico Guara, Estado Anzoátegui. Sartenejas, Febrero 2007. Trabajo de Grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Simón Bolívar.

¹⁸ QUILEN. Op. Cit.

Para una onda viajando de un medio 1 y reflejada desde una interfaz de un medio 2, R está dada por:

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (2.15)$$

Donde, R es el coeficiente de reflexión.

ρ_1 y ρ_2 son las densidades de los medios 1 y 2 respectivamente.

V_1 y V_2 son las velocidades de los medios 1 y 2 respectivamente.

Z_1 y Z_2 son las impedancias acústicas de los medios 1 y 2 respectivamente.

Una serie de reflectividad es la representación en tiempo de los coeficientes de reflexión para cada interfase. Se expresa de la siguiente forma:

$$R_i = \frac{\rho_{i+1} V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1} V_{i+1} + \rho_i V_i} \quad \text{con } i \geq 1 \quad (2.16)$$

Los valores de R oscilan entre -1 y 1 y su signo depende de la relación entre las impedancias acústicas de los medios a través de los cuales se transmite la onda. Una formación sobre otra de mayor impedancia acústica, produce un coeficiente de reflexión positivo, mientras que una formación sobre otra de menor impedancia acústica genera un coeficiente de reflexión negativo. Por lo tanto, una serie de capas pueden ser representadas por una serie de coeficientes de reflexión en sus bordes. Si el valor de R es -1 significa que cerca del 100% de la energía es reflejada y si es 1, la energía es totalmente transmitida. En la siguiente tabla se presentan algunos valores típicos de reflectividad:

Tabla 1. Reflectividad en diferentes medios de propagación.

Reflectividad	Dirección en que se propaga la onda
-1	de agua a aire
0.5	de agua a roca
0.2	de lutita a arena

Fuente: QUILEN, K. 2006.

Por otra parte, si la incidencia de la onda no es normal, es decir, con un ángulo de incidencia diferente de cero, el coeficiente de reflexión definido como la proporción de las amplitudes depende de otros parámetros, como las velocidades de las ondas de cizalla (V_s), y es descrito como función del ángulo de incidencia por las ecuaciones de Zoeppritz. (Ver anexo A).

Una onda sísmica generada en superficie se reflejará en las interfases con una amplitud proporcional al coeficiente de reflexión. Los coeficientes de reflexión representan la ubicación y magnitud de los cambios litológicos del subsuelo por lo que constituyen el modelo geológico del mismo. La serie de reflectividad, no es más que asociar los coeficientes de reflexión a un valor de tiempo, por lo tanto, al final obtendremos un perfil que asemeja bastante bien la distribución de los estratos en el subsuelo.

2.4.5 Sismograma sintético. El sismograma sintético es una de las muchas formas de modelar para predecir la respuesta sísmica de la tierra. Consiste de una traza sísmica artificial a lo largo del pozo, que se obtiene mediante la convolución de una ondícula, previamente seleccionada, con la serie de coeficientes de reflexión derivados de los perfiles sísmico y densidad.

Otra definición utilizada por los intérpretes sísmicos es que el sintético, como comúnmente se denomina, es un modelo unidimensional de energía acústica que se propaga a través de los estratos de la tierra. Se pueden comparar estratos definidos o realizar otra correlación de algún punto escogido en un registro de pozo con las reflexiones importantes de una sección sísmica. La calidad de la correspondencia en el sismograma sintético dependerá de cuan bueno es el registro de pozo, el procesamiento de los datos y la habilidad para extraer una ondícula representativa de la data sísmica, entre otros factores.

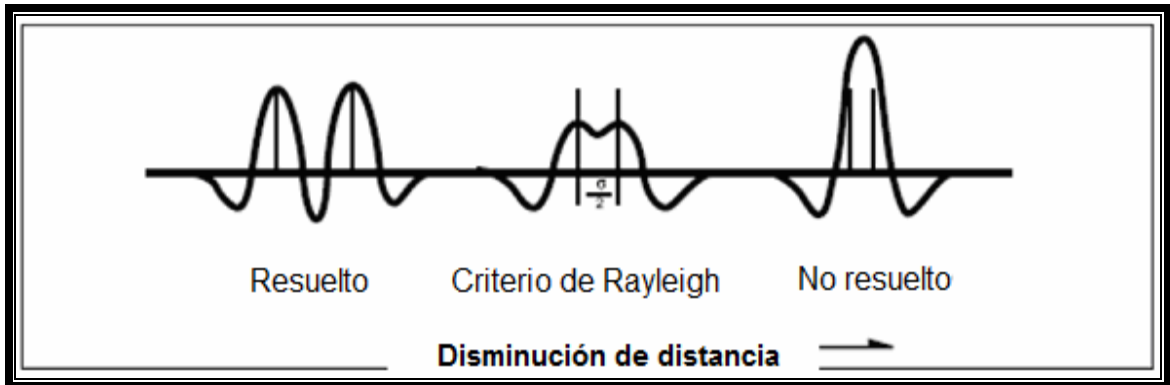
Un sismograma sintético completo, presentaría los eventos primarios, primarios más múltiples, múltiples solamente y primarios con pérdidas de transmisión y puede ser graficado con ambas polaridades con la escala de tiempo que corresponda a la sección sísmica de superficie. Simultáneamente con el sismograma sintético se pueden graficar perfiles tales como sónico, densidad de formación, impedancia acústica y coeficientes de reflexión.

2.4.6 Resolución sísmica vertical¹⁹. Se entiende como resolución sísmica vertical la menor distancia vertical entre dos interfases litológicas que producen dos reflexiones discretas, las cuales pueden separarse visualmente.

En sísmica la resolución vertical concierne al espesor mínimo de una capa, en la cual las reflexiones provenientes de su tope y de su base pueden ser distinguidas. El criterio de Rayleigh establece que el límite de resolución es de $\frac{1}{4}$ de la longitud de onda dominante.

¹⁹ SHERIFF, R. Seismic Resolution a key Element. Explorer, Geophysical Corner, 1997.

Figura 11. Criterio de resolución.



Fuente: SHERIFF. 1997.

2.4.7 Ondículas fase cero²⁰²¹²². Una ondícula es un impulso unidimensional, usualmente como respuesta básica de un reflector simple. Esta se origina como un paquete de energía desde la fuente, teniendo un origen específico en tiempo, y retorna a los receptores como una serie de eventos distribuidos en tiempo y energía. La distribución es una función de los cambios de velocidad y densidad en el subsuelo y la relativa posición de estos con respecto a la fuente y el receptor. La energía que regresa no excede a la inicial, debido a que la energía en una ondícula decae a medida que se particiona a través de las interfases (principio de partición de la energía). Las ondículas solo decaen debido a un proceso de pérdida de energía como calor durante el proceso de propagación. Esto se hace más notable a altas frecuencias, ya que la ondícula tiende a mantener menores altas frecuencias en relación a las bajas frecuencias. La ondícula elegida para el análisis debería ser en principio, lo más similar posible a las ondas generadas por la fuente sísmica usada.

²⁰ MATA. Op. Cit.

²¹ REQUENA, Neptalí. Análisis de velocidad de sísmica de superficie y de pozos para la migración en profundidad, utilizando datos 3D de los campos el Furrial y Carito. Proyecto de Grado, UCV, 2000.

²² ÖZDOGAN, Yilmaz. Seismic Data Processing. Society of Exploration Geophysicist. Volumen 2. EEUU, 2000.

Una ondícula fase cero es aquella construida simétricamente alrededor de cero y tiene un pico de máxima amplitud en este punto. Las ondículas no fase cero (asimétricas) son convertidas a ondículas fase cero para lograr una mejor resolución de los datos sísmicos. Ahora bien, existen diferentes ondículas fase cero, las cuales pertenecen a diferentes familias. Es así como encontramos:

Ondícula Meyer. Las ondículas de esta familia son simétricas, infinitamente derivables y poseen transformada discreta.

Ondícula Gaussiana. Las ondículas pertenecientes a este grupo también son infinitamente derivables, pero sólo las derivadas pares son simétricas. A esta familia pertenece la conocida ondícula Ricker, la cual es ampliamente utilizada, ya que sus propiedades espectrales son conocidas. La expresión matemática correspondiente a esta ondícula es:

$$w(t) = [1 - 2(f_p \pi t)^2] e^{-(f_p \pi t)^2} \quad (2.17)$$

Donde, f_p es la frecuencia pico para el espectro de amplitud de la ondícula.

t es el tiempo total ocupado por los n tiempos a igual intervalo de muestreo en los que se cumplen las muestras de la señal.

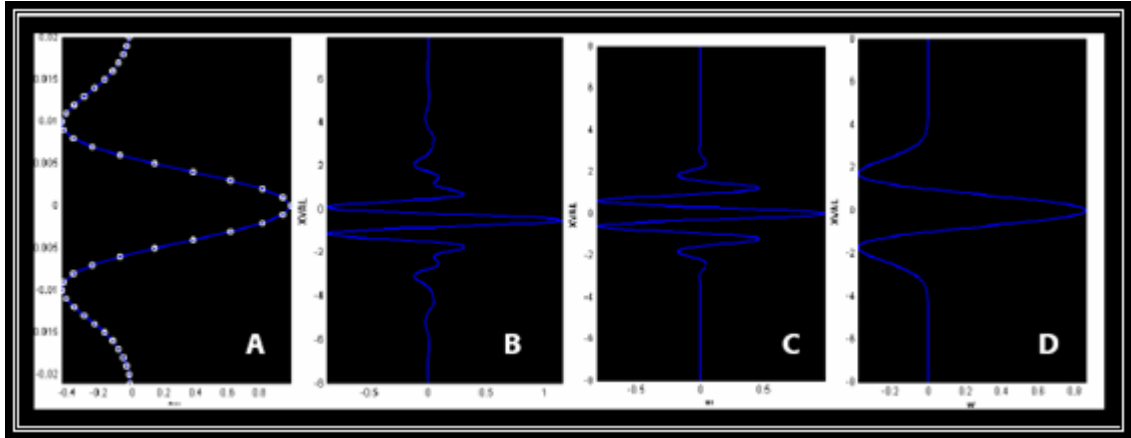
Ondícula “Mexican Hat”. Proviene de la segunda derivada de la función de densidad de probabilidad de la Gaussiana. Son simétricas y su expresión matemática es de la forma:

$$mexh(x) = \frac{2}{\sqrt{3\pi}^{1/4}} * e^{(-x^2/2)} * (1 - x^2) \quad (2.18)$$

Ondícula Morlet. Esta clase de ondículas son simétricas y su fórmula matemática se expresa como:

$$morl(x) = e^{(-x^2/2)} * \cos(5x) \quad (2.19)$$

Figura 12. Serie de ondículas pertenecientes a las diferentes familias.



Fuente: ASPASS, 2005.

En la figura 12A se observa una Ondícula Ricker, con 40 Hz de frecuencia, 40 muestras por ondícula y 1 ms de muestreo. Las figuras 12B, 12C y 12D hacen referencia a una Ondícula Meyer, una Ondícula Morlet y una Ondícula “Mexican Hat” respectivamente.

2.4.8 Inversión sísmica²³²⁴. Como su nombre lo indica, representa básicamente la resolución del modelo convolucional de la traza sísmica de manera inversa. En el modelo convolucional se tiene que:

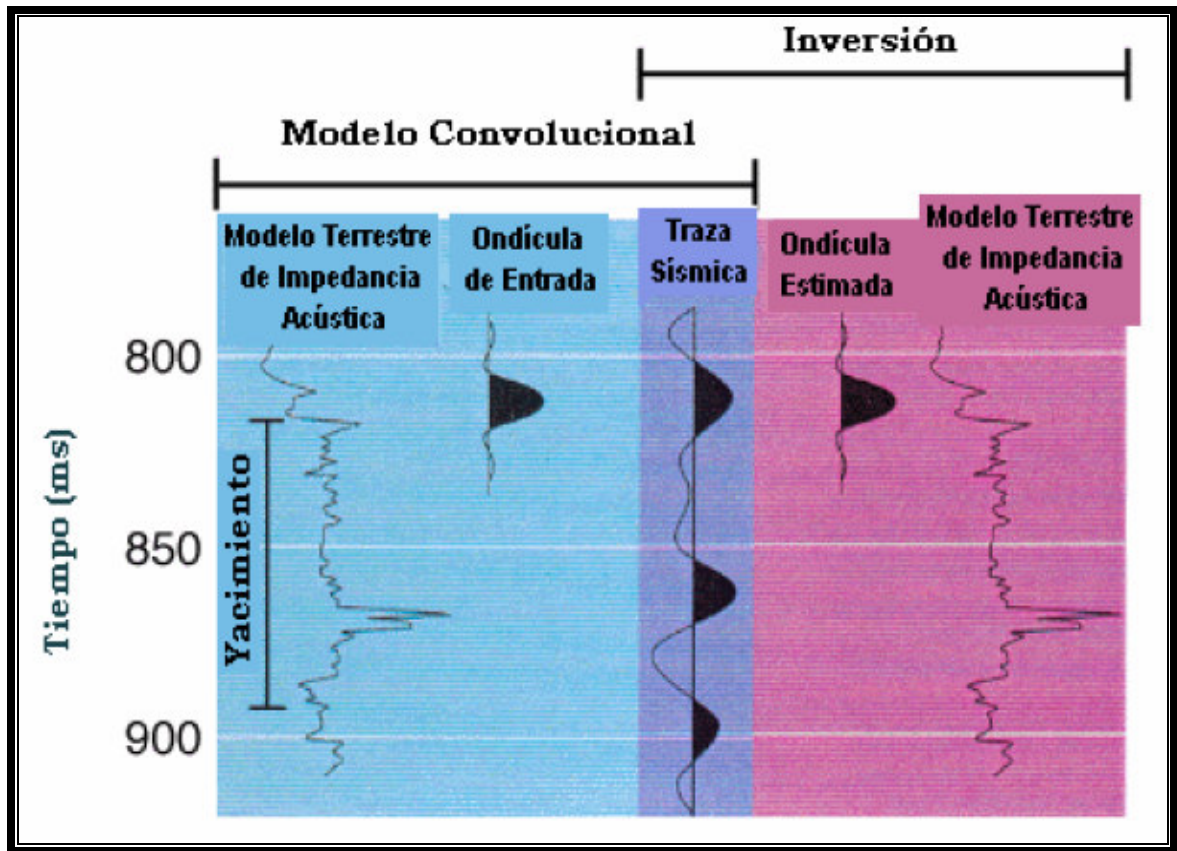
$$\text{Coeficiente de reflexión} * \text{Ondícula sísmica} = \text{Traza sintética}$$

Para la inversión sísmica se corre el camino inverso: a partir de la traza sísmica sintética y la ondícula sísmica se busca obtener coeficientes de reflexión que se ajusten mejor al modelo real del subsuelo.

²³ RUIZ. Op. Cit.

²⁴ PENDREL, J. Seismic Inversion: The best tool for Reservoir Characterization, CSEG Recorder, 2001.

Figura 13. Representación esquemática del Modelo convolucional y la inversión sísmica.



Fuente: Modificado de Schlumberger Oilfield Glossary.

El principal objetivo de la inversión sísmica es transformar reflexiones sísmicas en propiedades de roca que permitan la descripción de un yacimiento. En su forma más sencilla, implica el cálculo de los registros de impedancia acústica en cada punto medio común (CMP, Common Mid Point), y de esta forma saber como lucirían los registros de impedancia si se hubieran corrido registros para cada CMP. En comparación con las amplitudes sísmicas, los resultados obtenidos de la inversión sísmica muestran mejor resolución y respaldan interpretaciones más ajustadas a la realidad, lo cual facilita las estimaciones de propiedades del yacimiento como porosidad y paquetes de arena neta.

Entre los beneficios de la inversión sísmica se tienen los siguientes:

- Se reducen los efectos producidos por la ondícula.
- Existe la posibilidad de extender la data fuera del ancho de banda de la sísmica.
- Variaciones areales en la impedancia acústica pueden revelar cambios en litología y porosidad, permitiendo la predicción de propiedades del yacimiento.
- Permite atenuar el ruido aleatorio.

Un beneficio adicional, es que la interpretación se hace más eficiente pudiendo incluso estimar incertidumbre y riesgos.

En geofísica, la data sísmica de superficie, perfiles sísmicos verticales y datos de registro de pozos pueden ser usados para desarrollar la inversión, el resultado es un modelo de las capas del interior de la tierra y sus espesores, densidad y velocidades P y S. Una acertada inversión usualmente requiere de una relación señal ruido alta (poco ruido en relación a la señal) y de un ancho de banda largo.

2.4.9 Caracterización sísmica. La caracterización sísmica implica la inferencia de propiedades físicas de las rocas a partir de los datos sísmicos. Al momento de comenzar a realizar un estudio del subsuelo se dispone de datos sísmicos y de datos geológicos provenientes de los pozos, los cuales pueden obtenerse a partir de perfiles de pozo o de análisis de núcleos.

Los datos sísmicos como tal, pueden ser representados sencillamente por una sección apilada y migrada, pero también se le pueden adicionar cubos de inversión sísmica y/o datos de AVO (amplitud vs. offset), lo cual manifiesta la diversidad de datos sísmicos con los que se puede contar, desde los más simples hasta los más complejos.

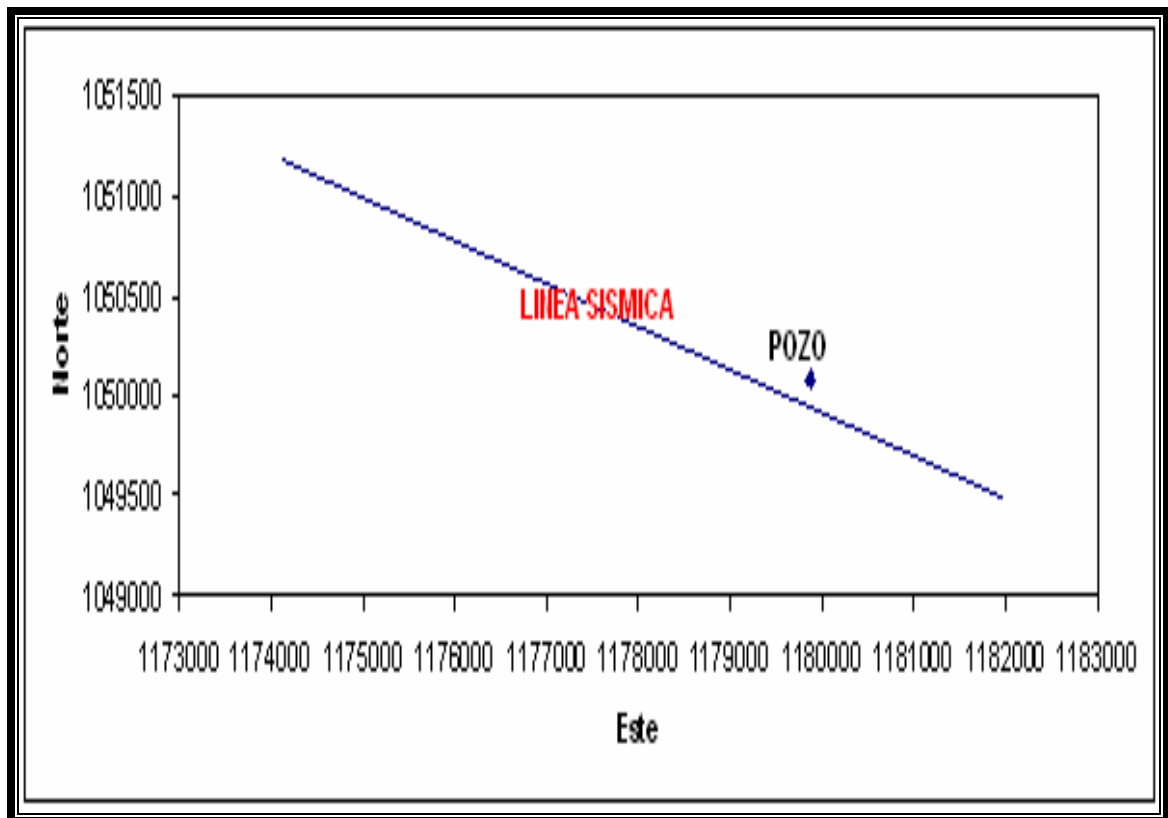
Como ejemplos de datos geológicos se tienen los perfiles a hoyo abierto y datos provenientes del estudio de núcleos, a partir de los cuales a través de la petrofísica se derivan propiedades del subsuelo tales como porosidad, volumen de arcilla, tipos y saturaciones de fluidos, litologías, entre otras.

3. METODOLOGÍA PROPUESTA

3.1 INVENTARIO DE DATOS DISPONIBLES

3.1.1 Datos sísmicos. En el área de estudio, se consideró una línea sísmica con una extensión aproximada de 15.5 km., registrada por la empresa Western Geophysical Company y procesada por INFORPETROL S.A.

Figura 14. Ubicación de la línea sísmica y el pozo.

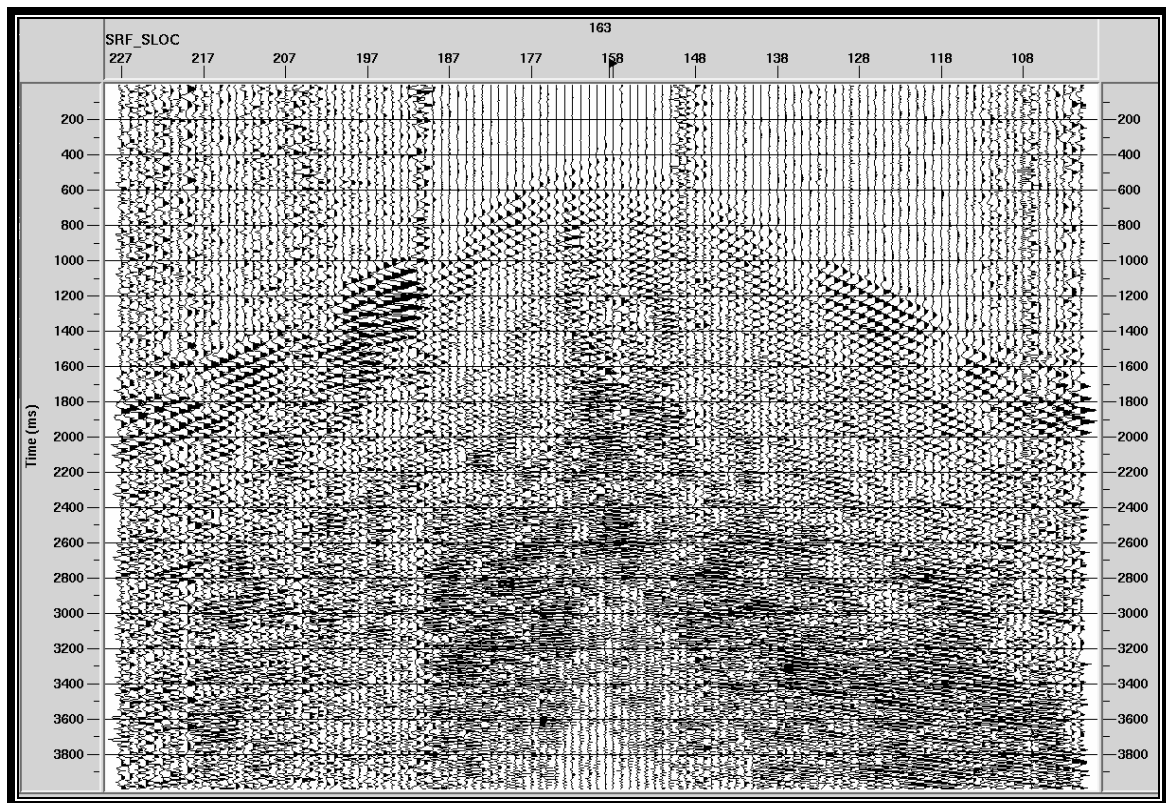


Fuente: TORRES, M. Y.

Procesamiento de datos sísmicos. La línea sísmica fue procesada en el software ProMAX 2003.19.1 siguiendo las etapas de Pre-Apilamiento (pre-stack), Apilamiento (stack) y Post-Apilamiento (post-stack). (Ver anexo B).

- **Etapas de Pre-Apilamiento:** dentro de esta etapa, inicialmente se definieron las coordenadas (X,Y,Z) de cada una de las estaciones (fuentes y receptores), así como algunas otras características como el offset y el azimut (skid), parámetros con los que se realizó la reconstrucción de la geometría de la línea.

Figura 15. Shot raw (Tiro de campo).



Fuente: Modulo de Procesamiento sísmico del software ProMAX 2003.19.1.

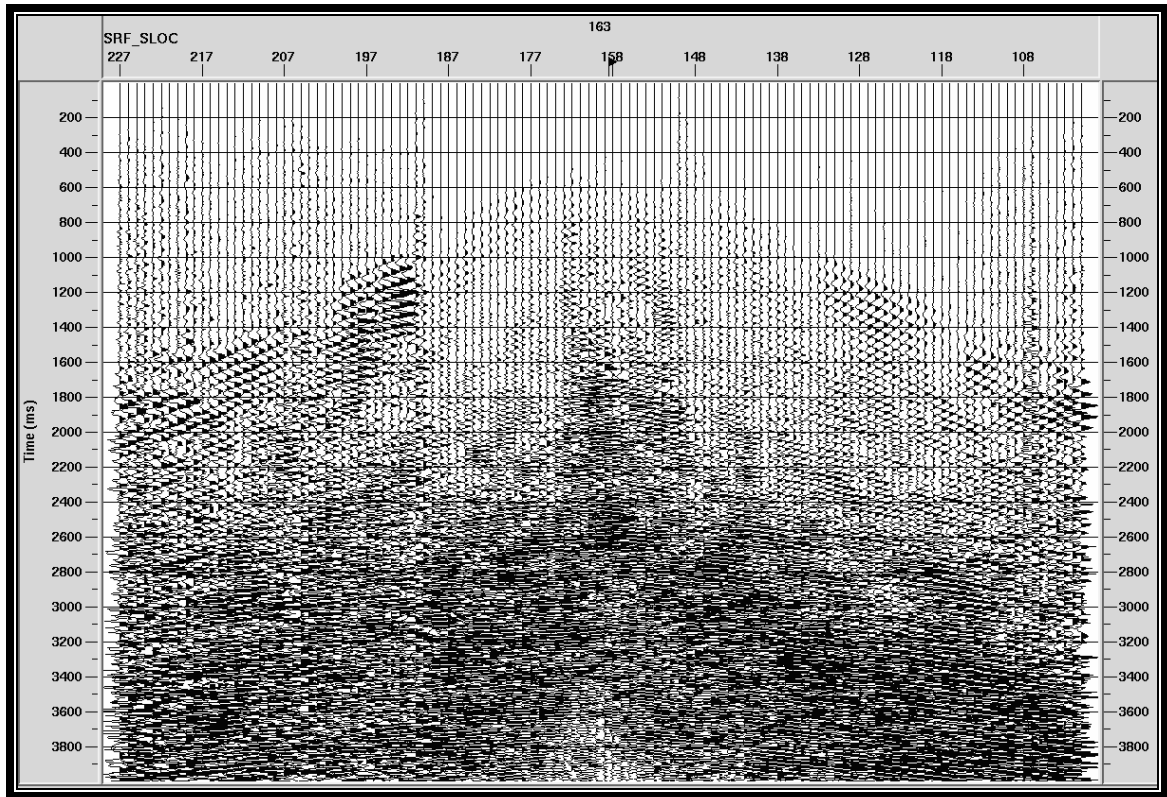
Se llevó a cabo la edición de los registros efectuando en primer lugar la eliminación de trazas (Kill trace), excluyendo de esta forma las que presentaban ruido o malas conexiones; luego por medio de la edición de los primeros arribos

se calculó la estática de refracción y posteriormente se eliminaron los trenes de refracción por medio de un enmudecimiento de traza (top mute), así se quitaron las señales de las primeras llegadas correspondientes a las refracciones para evitar que se que se sobrepusieran con las reflexiones. El proceso de edición finalizó con la aplicación del Filtro F-K, el cual permitió eliminar el ruido coherente que presenta una tendencia lineal; este filtro es conocido también como filtro de velocidad ya que en el espacio en que opera, se discriminan los distintos eventos por estar alineados según rectas cuyas pendientes definen las distintas velocidades.

El siguiente paso en la etapa de Pre-Apilamiento consistió en la aplicación de correcciones estáticas cuyo objetivo fue ajustar el tiempo de viaje, al que se observaría si la fuente y los receptores estuvieran ubicados al mismo nivel, sobre el plano de referencia (datum) por debajo de la capa meteorizada (generalmente constituida por rocas y materiales no consolidados, de forma que su espesor varía desde cero hasta unos cuantos metros). El espesor y la velocidad de la capa meteorizada se calcularon mediante refracciones estáticas: los tiempos de primeras llegadas atribuidos a la capa meteorizada definen las curvas Distancia-Tiempo a partir de las cuales se calcula la profundidad y la velocidad de esta primera superficie.

Debido a que la amplitud de los datos sísmicos varía dentro de un amplio rango por el efecto que sobre ella tienen los coeficientes de reflexión y el decaimiento de la energía con la distancia (divergencia esférica); así como las posibles pérdidas en la transmisión de los datos o la atenuación intrínseca, se usó el algoritmo de corrección de amplitud por divergencia esférica (True Amplitude Recovery, TAR) que permitió reconstruir las amplitudes debido a la absorción de los materiales y a la decadencia del frente de onda con la distancia.

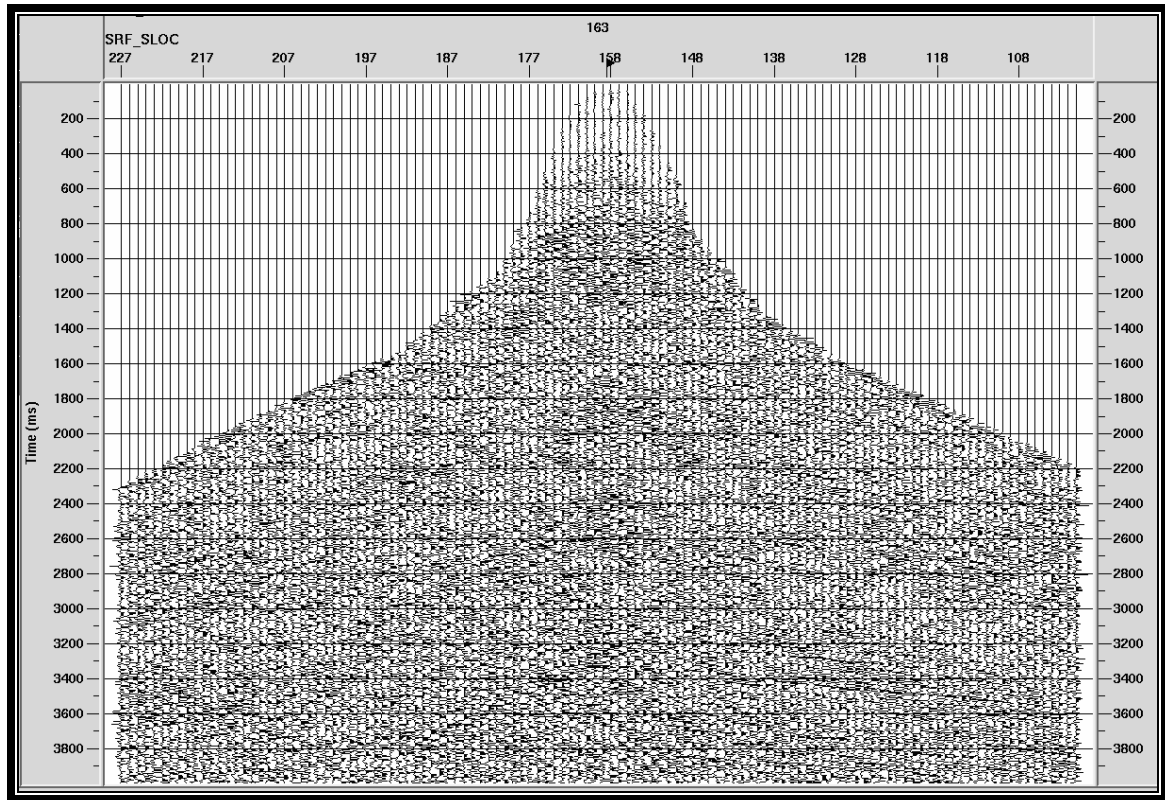
Figura 16. Shot TAR.



Fuente: Módulo de Procesamiento sísmico del software ProMAX 2003.19.1.

Con el fin de aumentar la resolución temporal de las reflexiones se llevó a cabo el proceso de deconvolución, para ello se invirtió una ondícula básica y se convolucionó con cada traza (sismograma) dando como resultado una compresión de la señal.

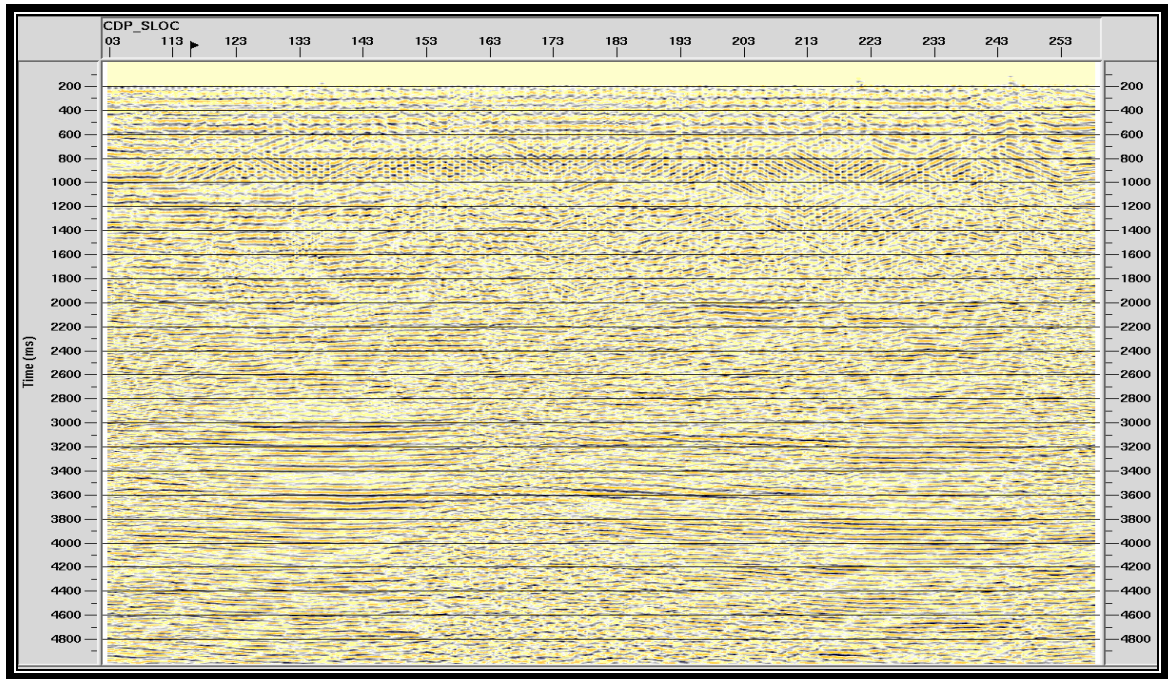
Figura 17. Shot con deconvolución.



Fuente: Módulo de Procesamiento sísmico del software ProMAX 2003.19.1.

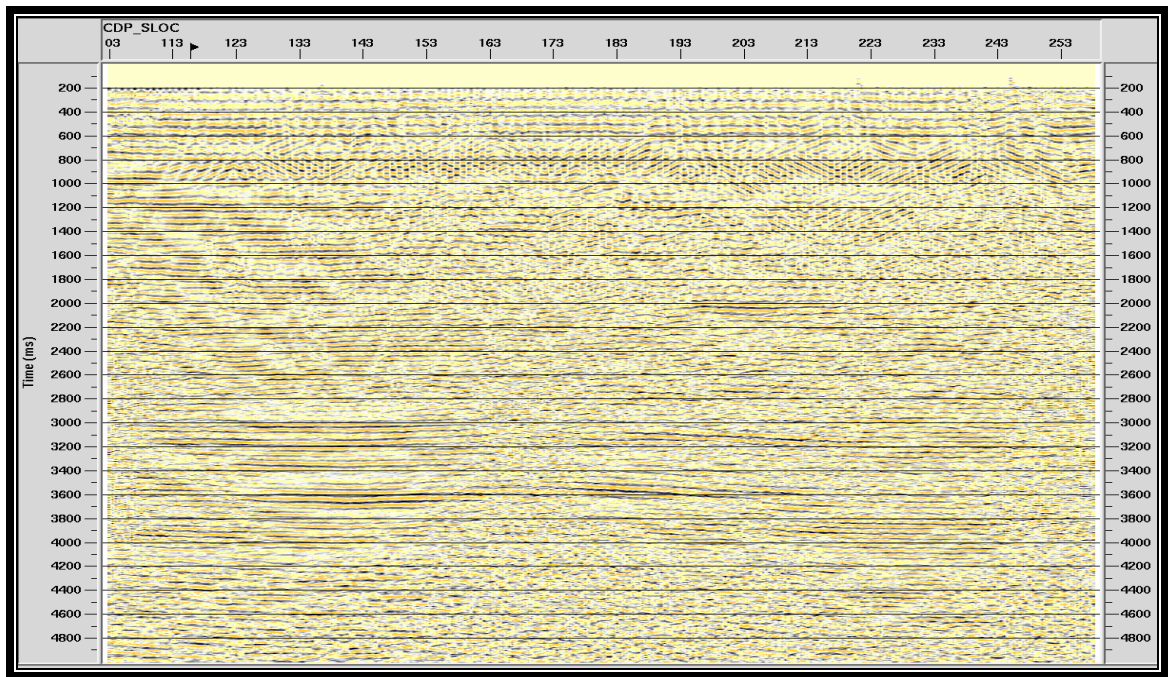
- **Etapas de Apilamiento:** en esta etapa se realizó primero el reordenamiento de las trazas sísmicas en conjuntos de punto reflector común o CMP (Common Mid Point) agrupando las trazas que por geometría pertenecen a un mismo punto medio entre una fuente y un receptor determinado, las cuales a su vez pueden ser sumadas para obtener una traza resultante (traza CMP) que posee mejor relación señal/ruido. Se procedió luego a la aplicación de correcciones dinámicas (Normal Move Out, NMO) asignando la velocidad de la trayectoria de reflexión para garantizar que todas las trazas al ser sumadas estuvieran en fase, transformando la trayectoria hiperbólica de los eventos de reflexión en el eje del tiempo en una línea horizontal (paso a offset cero). Finalmente se obtuvo la denominada sección sísmica constituida por todas las trazas CMP, la cual representa una imagen de los reflectores presentes en el subsuelo en offset cero y modo tiempo doble.

Figura 18. Apilado con refracciones.



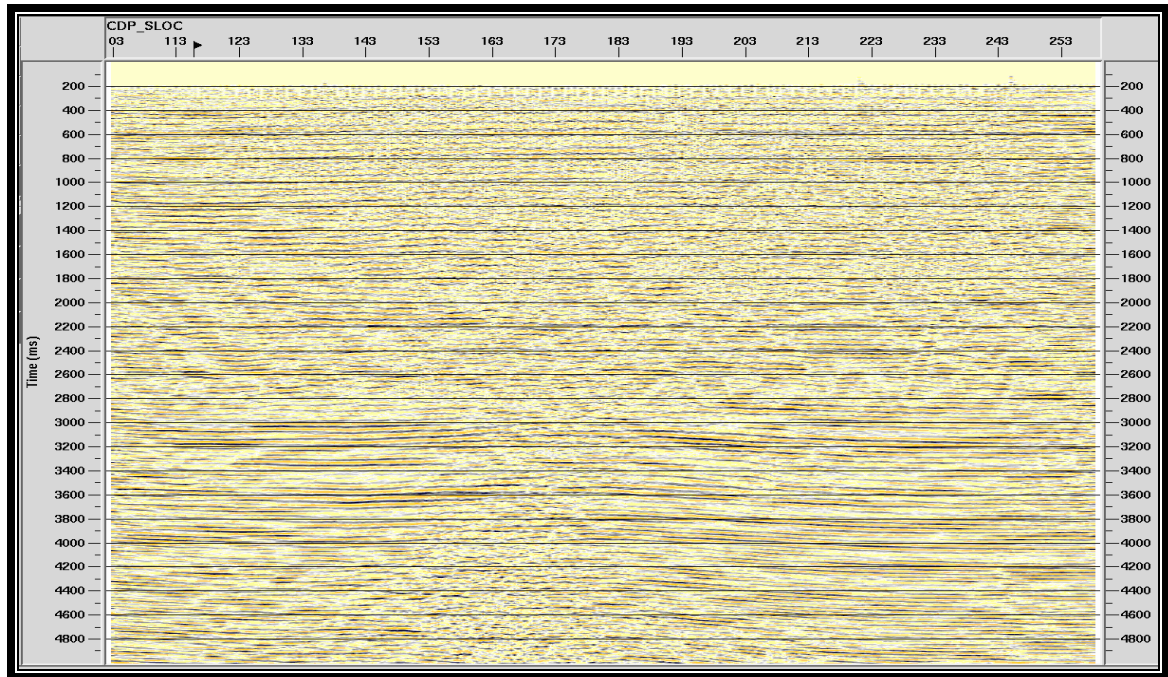
Fuente: Módulo de Procesamiento sísmico del software ProMAX 2003.19.1.

Figura 19. Apilado con deconvolución.



Fuente: Módulo de Procesamiento sísmico del software ProMAX 2003.19.1.

Figura 20. Apilado final.

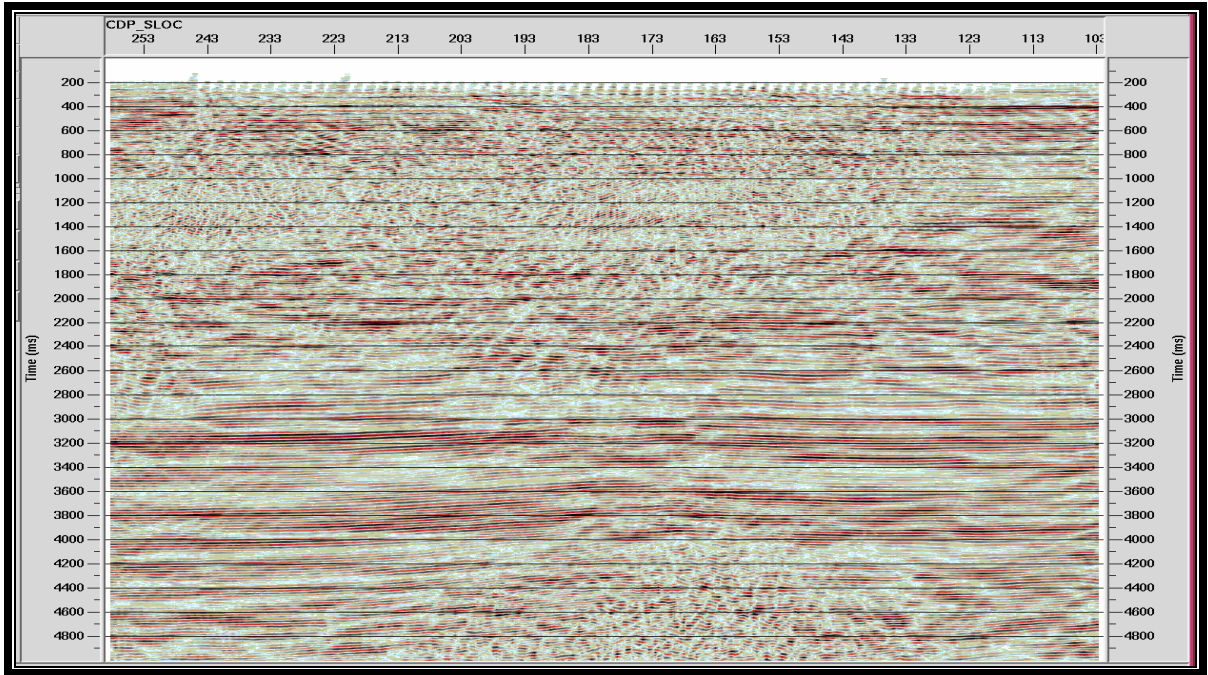


Fuente: Módulo de Procesamiento sísmico del software ProMAX 2003.19.1.

- **Etapas de Post-Apilamiento:** se realizó la aplicación de un filtro pasa banda (bandpass filter) para eliminar el ruido asociado a bajas y altas frecuencias generado (y/o residual) en la etapa de apilamiento. Este filtro tiene como finalidad dejar pasar la señal en una banda limitada de frecuencias de manera que se aceptan las frecuencias que contienen energía de reflexión coherente y se rechazan aquellas frecuencias asociadas al ruido sísmico.

Finalmente se introdujo un control de ganancia automática (Automatic Gain Control, AGC) calculando el valor medio (o promedio absoluto) de la amplitud dentro de una ventana específica de tiempo a fin de lograr una mejor visualización.

Figura 21. Migración post apilado.



Fuente: Módulo de Procesamiento sísmico del software ProMAX 2003.19.1.

Cálculo de la resolución vertical de la sísmica. Para la realización del cálculo de resolución sísmica vertical se determinó una frecuencia dominante de aproximadamente 40 Hz. La lentitud promedio es de 138.5, es decir la velocidad promedio es de 2200 m/s con una frecuencia de 40 Hz, por lo que la longitud de onda corresponde a:

$$\lambda = \frac{V}{f} \Rightarrow \lambda = \frac{2200 \text{ m/s}}{40 \text{ Hz}} = 55 \text{ m}$$

La resolución viene dada por $\lambda/4$:

$$\frac{\lambda}{4} = \frac{55}{4} \text{ m} = 13.75 \text{ m} \Rightarrow 45.11 \text{ pies}$$

3.1.2 Datos de pozo. El pozo con una profundidad total de 17228 pies cuenta con registros de densidad, sónico, resistivo, de potencial espontáneo, caliper y gamma ray.

Registro sónico²⁵. En primer lugar se realizó una revisión al registro sónico encontrándose irregularidades en los datos adquiridos para los primeros 6230 pies de profundidad mostrando picos que parecen más artefactos provenientes de la digitalización del mismo registro que respuestas del subsuelo ante el efecto de la herramienta, debido a lo anterior fue necesario obtener el registro modelado para tal sección a partir de curvas ajustadas a la original con ayuda del modulo PrixM del software Geographicx de Landmark. La metodología utilizada se muestra a continuación:

- A profundidades menores a 5980 pies se usó la curva DT_GR ajustada a la original con un factor de 1.1.

Tabla 2. Algunos datos del registro Gamma Ray (GR) usados para el cálculo de la curva DT_GR.

DEPTH (ft)	GR (gAPI)
5924.5	87.319
5924.75	87.039
5925	86.759
5925.25	86.478
5925.5	86.77
5925.75	88.136
5926	89.503
5926.25	90.87
5926.5	91.37
5926.75	90.459
5927	89.548
5927.25	90.145
5927.5	90.437

²⁵ COMUNICACIÓN DIRECTA con Rocío del Rosario Escamilla, Estudiante de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Santafé de Bogotá, 24 de septiembre del 2007.

DEPTH (ft)	GR (gAPI)
5927.75	86.48
5928	81.519
5928.25	76.559
5928.5	74.319
5928.75	72.861
5929	71.404
5929.25	70.804
5929.5	71.169
5929.75	70.738
5930	69.428
5930.25	72.748
5930.5	78.155
5930.75	82.632
5931	85.185
5931.25	86.376
5931.5	87.199
5931.75	87.199
5932	86.473
5932.25	85.752
5932.5	85.09
5932.75	84.757
5933	84.448
5933.25	84.187
5933.5	82.716
5933.75	81.443
5934	79.367
5934.25	79.813
5934.5	80.585
5934.75	80.542
5935	80.013
5935.25	79.484
5935.5	78.954
5935.75	78.464
5936	77.47
5936.25	76.544
5936.5	75.753
5936.75	75.892
5937	76.012
5937.25	76.133
5937.5	76.254
5937.75	76.375
5938	76.496

DEPTH (ft)	GR (gAPI)
5938.25	76.616
5938.5	76.039
5938.75	75.452
5939	75.452
5939.25	75.452
5939.5	75.452
5939.75	75.452
5940	74.86
5940.25	74.133
5940.5	73.406
5940.75	71.687
5941	70.331
5941.25	73.343
5941.5	75.979
5941.75	79.142
5942	82.304
5942.25	85.994
5942.5	85.712
5942.75	85.373
5943	85.09
5943.25	87.199
5943.5	89.006
5943.75	89.608
5944	86.898
5944.25	86.596
5944.5	89.157
5944.75	88.404
5945	83.133
5945.25	78.614
5945.5	75.904
5945.75	74.849
5946	74.912
5946.25	74.987
5946.5	75.063
5946.75	75.151
5947	74.849
5947.25	74.488
5947.5	74.127
5947.75	74.603
5948	75.917
5948.25	77.232
5948.5	78.765

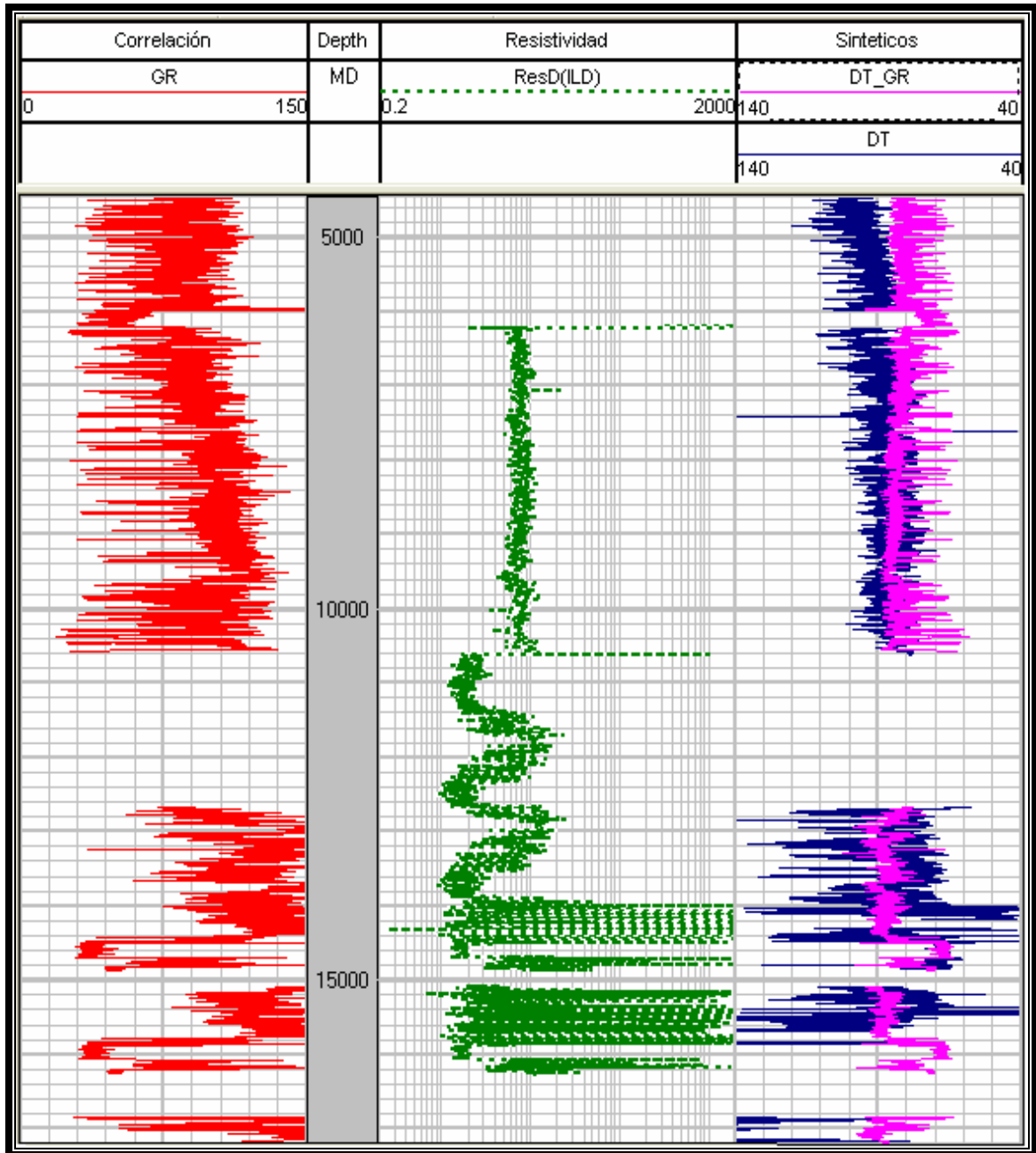
DEPTH (ft)	GR (gAPI)
5948.75	79.066
5949	77.259
5949.25	78.263
5949.5	79.669
5949.75	78.163
5950	77.899
5950.25	77.582
5950.5	77.265
5950.75	76.949
5951	76.632
5951.25	76.355
5951.5	75.145
5951.75	74.776
5952	75.288
5952.25	75.8
5952.5	76.312
5952.75	76.824
5953	77.741
5953.25	78.8
5953.5	79.859
5953.75	80.873
5954	80.025
5954.25	79.21
5954.5	78.395
5954.75	77.581
5955	76.766
5955.25	75.952
5955.5	75.137
5955.75	74.825
5956	74.788
5956.25	74.751
5956.5	74.713
5956.75	74.676
5957	74.639
5957.25	74.601
5957.5	74.564
5957.75	74.635
5958	74.784
5958.25	74.933
5958.5	75.083
5958.75	75.477
5959	76.074

DEPTH (ft)	GR (gAPI)
5959.25	76.394
5959.5	76.466
5959.75	76.539
5960	76.611
5960.25	76.683
5960.5	76.756
5960.75	76.828
5961	76.9
5961.25	77.173
5961.5	78.214
5961.75	79.367
5962	79.072
5962.25	78.74
5962.5	78.409
5962.75	78.078
5963	77.746
5963.25	77.415
5963.5	77.084
5963.75	76.77
5964	77.293
5964.25	78.305
5964.5	79.317
5964.75	79.193
5965	78.464
5965.25	78.464
5965.5	78.464
5965.75	77.978
5966	77.269
5966.25	76.56
5966.5	76.427
5966.75	76.529
5967	76.63
5967.25	77.327
5967.5	78.238
5967.75	78.264
5968	77.998
5968.25	77.732
5968.5	77.467
5968.75	77.201
5969	76.935
5969.25	76.669
5969.5	76.404

DEPTH (ft)	GR (gAPI)
5969.75	76.449
5970	76.563
5970.25	76.557
5970.5	76.006
5970.75	75.256
5971	74.337
5971.25	74.242
5971.5	74.759
5971.75	75.276
5972	75.793
5972.25	76.309
5972.5	77.146
5972.75	78.639
5973	80.132
5973.25	80.069
5973.5	79.354
5973.75	78.64
5974	79.849
5974.25	81.687
5974.5	83.524
5974.75	85.09
5975	82.982
5975.25	80.211
5975.5	76.536
5975.75	72.861
5976	67.62
5976.25	65.813
5976.5	65.813
5976.75	65.813
5977	65.813
5977.25	65.813
5977.5	65.813
5977.75	65.813
5978	65.813
5978.25	65.813
5978.5	65.813
5978.75	65.813
5979	65.813
5979.25	65.813
5979.5	65.813

Fuente: SCHLUMBERGER. SERVICE COMPANY.

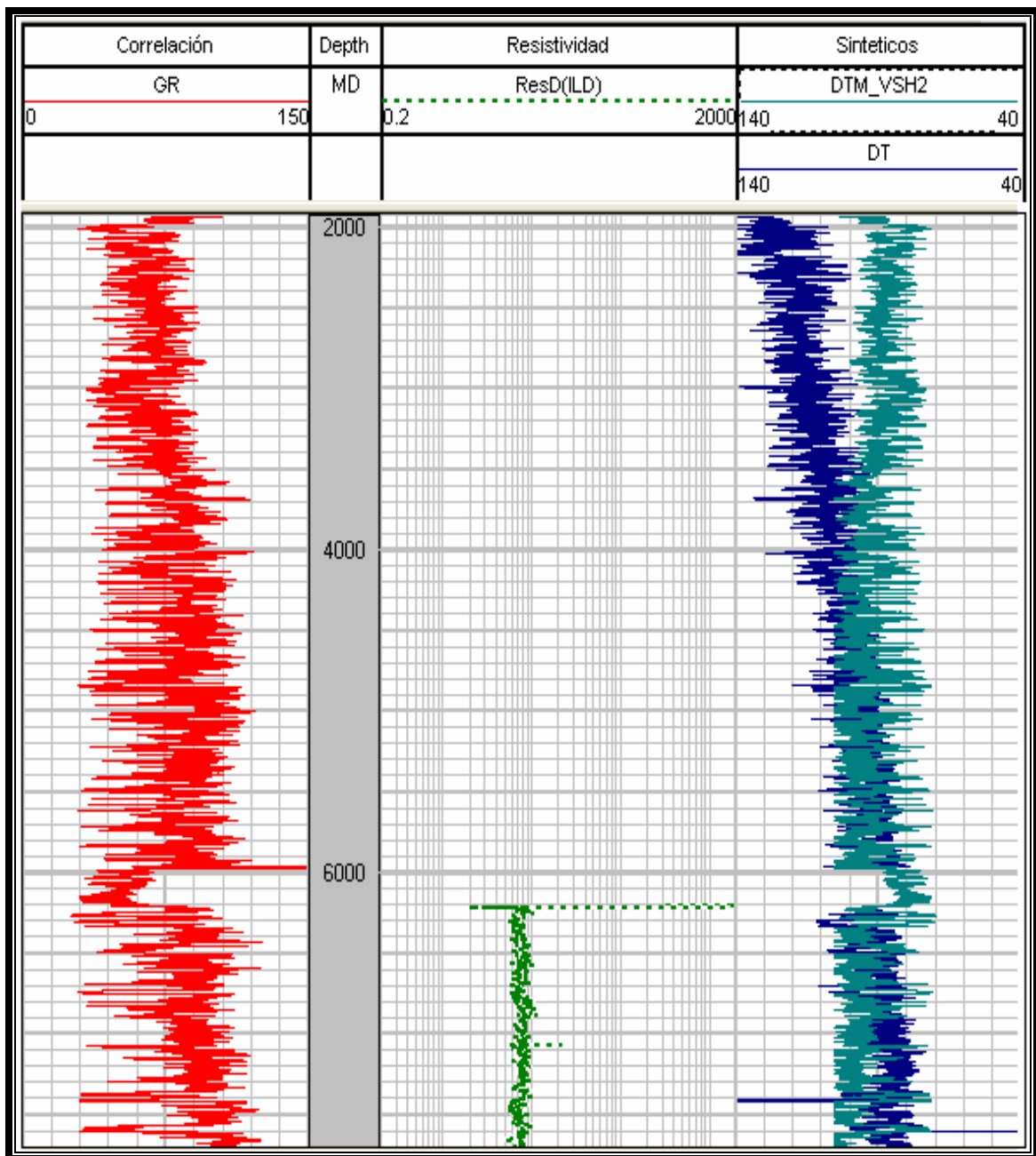
Figura 22. Curva de DT obtenida a partir de los datos del registro GR.



Fuente: Módulo PrixM del software Geographicx de Landmark.

- Para profundidades entre 5980 y 6230 pies se usó la curva DT_vsh 2 ajustada a la original con un factor de 1.3.

Figura 23. Curva de DT obtenida a partir de los datos del VSH calculado con el registro GR.



Fuente: Módulo PrixM del software Geographicx de Landmark.

- Para profundidades entre 6230 y 10631 pies se usó el DT original.

- Después de los 10631 pies y hasta el final del pozo (17228 pies) se cálculo el registro sónico a partir de la ecuación de Faust con las constantes ajustadas a la zona.

- **Ecuación de Faust:**

$$DT = 1000 / (a * (Z * R)^b) \quad (2.20)$$

Donde, Z es la profundidad en ft.

R es la resistividad aparente en ohm-m.

a y b son constantes (a = 2; b = 1/6).

Tabla 3. Algunos datos del registro Resistivo (ILD) usados para el cálculo de la curva DT_F.

DEPTH (ft)	ILD (ohm.m)
10631	11.942
10631.5	11.865
10632	11.708
10632.5	11.552
10633	11.395
10633.5	11.238
10634	11.082
10634.5	10.867
10635	10.873
10635.5	10.884
10636	10.895
10636.5	10.906
10637	10.917
10637.5	10.928
10638	10.939
10638.5	10.95
10639	10.967
10639.5	10.912
10640	10.767
10640.5	10.56
10641	10.299

DEPTH (ft)	ILD (ohm.m)
10641.5	10.005
10642	9.368
10642.5	8.64
10643	7.882
10643.5	7.739
10644	7.739
10644.5	7.739
10645	7.971
10645.5	8.194
10646	8.417
10646.5	8.482
10647	8.448
10647.5	8.374
10648	8.252
10648.5	8.047
10649	7.843
10649.5	7.639
10650	7.392
10650.5	7.324
10651	7.402
10651.5	7.526
10652	7.753
10652.5	7.98
10653	8.207
10653.5	8.405
10654	8.749
10654.5	9.055
10655	9.297
10655.5	9.939
10656	10.47
10656.5	11.068
10657	11.377
10657.5	11.481
10658	11.481
10658.5	11.391
10659	11.188
10659.5	10.897
10660	10.606
10660.5	10.315
10661	10.104
10661.5	9.954
10662	9.823

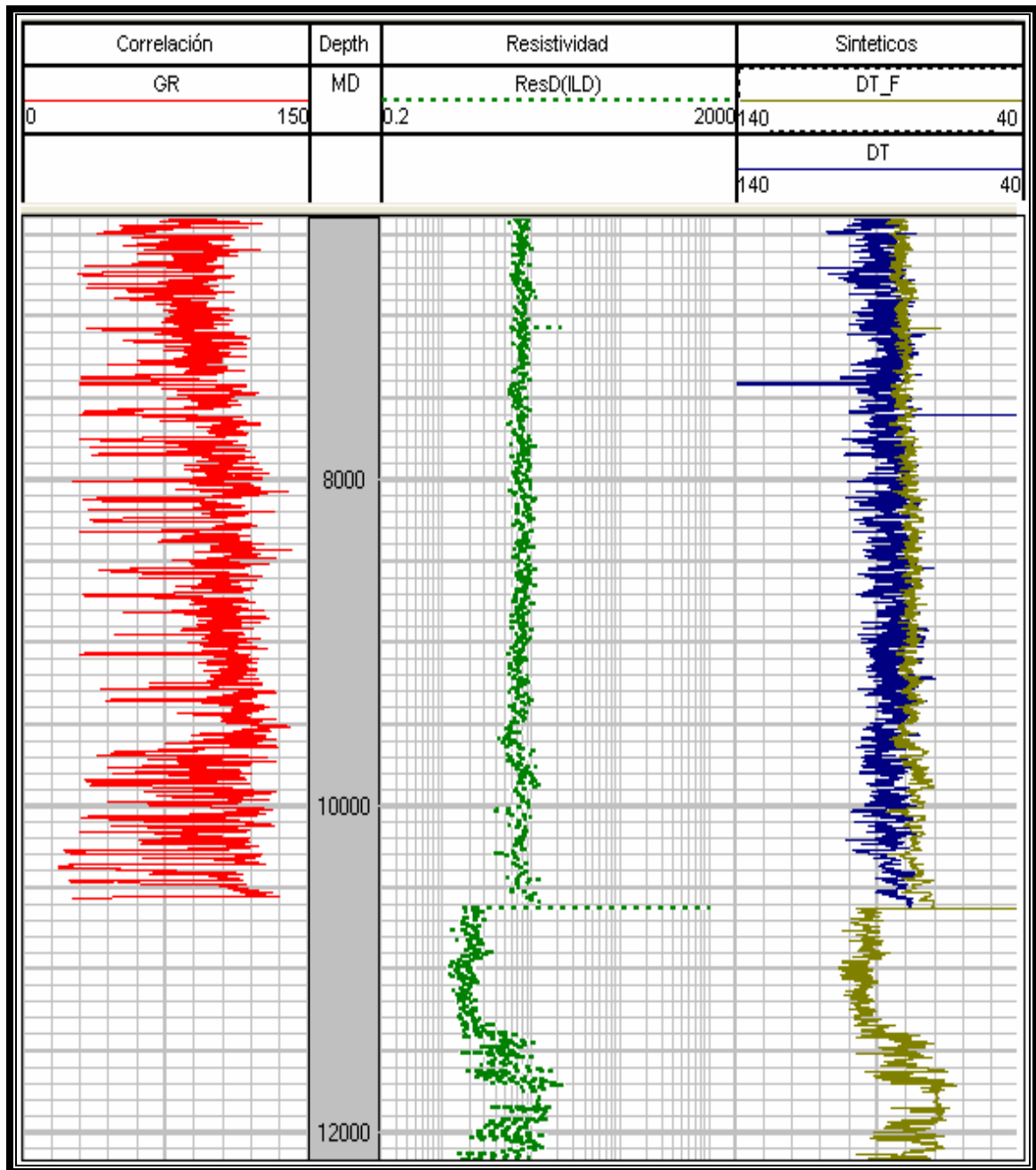
DEPTH (ft)	ILD (ohm.m)
10662.5	9.907
10663	9.981
10663.5	10.082
10664	10.196
10664.5	10.339
10665	10.58
10665.5	10.821
10666	11.062
10666.5	11.523
10667	12.164
10667.5	12.806
10668	13.447
10668.5	14.178
10669	14.11
10669.5	13.833
10670	13.555
10670.5	13.277
10671	12.999
10671.5	12.817
10672	12.817
10672.5	12.817
10673	12.817
10673.5	12.817
10674	12.78
10674.5	12.696
10675	12.612
10675.5	12.527
10676	12.443
10676.5	12.359
10677	12.275
10677.5	12.191
10678	12.131
10678.5	12.187
10679	12.305
10679.5	12.424
10680	12.569
10680.5	12.733
10681	12.896
10681.5	13.059
10682	13.222
10682.5	13.419
10683	13.487

DEPTH (ft)	ILD (ohm.m)
10683.5	13.572
10684	13.668
10684.5	13.635
10685	13.598
10685.5	13.56
10686	13.523
10686.5	13.486
10687	13.449
10687.5	13.419
10688	13.419
10688.5	13.419
10689	13.419
10689.5	13.419
10690	13.297
10690.5	13.135
10691	12.93
10691.5	12.7
10692	12.467
10692.5	12.199
10693	11.932
10693.5	11.665
10694	11.468
10694.5	11.377
10695	11.377
10695.5	11.421
10696	11.477
10696.5	11.533
10697	11.587
10697.5	11.587
10698	11.587
10698.5	11.587
10699	11.587
10699.5	11.587
10700	11.587
10700.5	11.587
10701	11.587
10701.5	11.587
10702	11.587
10702.5	11.587
10703	11.587
10703.5	11.587
10704	11.587

DEPTH (ft)	ILD (ohm.m)
10704.5	11.587
10705	11.587
10705.5	11.57
10706	11.541
10706.5	11.513
10707	11.481
10707.5	11.452
10708	11.42
10708.5	11.388
10709	11.356
10709.5	11.324
10710	11.292
10710.5	11.261
10711	11.229
10711.5	11.197
10712	11.165
10712.5	11.133
10713	11.101
10713.5	11.069
10714	11.037
10714.5	11.005
10715	10.967
10715.5	10.92
10716	10.861
10716.5	10.803
10717	10.744
10717.5	10.685
10718	10.626
10718.5	10.568
10719	10.509
10719.5	10.45
10720	10.379
10720.5	10.353
10721	10.319
10721.5	10.285
10722	10.251
10722.5	10.217
10723	10.183
10723.5	10.149
10724	10.116

Fuente: SCHLUMBERGER. SERVICE COMPANY.

Figura 24. Curva de DT obtenida a partir de los datos del registro de resistividad con la ecuación de Faust.



Fuente: Módulo PrixM del software Geographicx de Landmark.

Registro de densidad. El pozo muestra datos de densidad hasta 13980 pies, a partir de esta profundidad se generó el registro modelado con los datos del sísmico utilizando la ecuación de Gardner.

- **Ecuación de Gardner:**

$$\rho = 0.23 * Vp^{0.25} \quad (2.21)$$

Donde, ρ es la densidad en g/cc.

Vp es la velocidad de la onda P en ft/s. ($Vp = 1/DT$)

Tabla 4. Algunos datos de los registros de Densidad y Sísmico cargados en el software, correspondientes a la formación MIRADOR.

DEPTH (ft)	RHOB (g/cm ³)	DT (μs/ft)
14409	2.398	84.661
14409.25	2.399	84.555
14409.5	2.399	84.466
14409.75	2.399	84.53
14410	2.398	84.618
14410.25	2.4	84.408
14410.5	2.401	84.171
14410.75	2.402	84.014
14411	2.403	83.893
14411.25	2.404	83.769
14411.5	2.405	83.624
14411.75	2.406	83.498
14412	2.407	83.413
14412.25	2.408	83.28
14412.5	2.409	83.146
14412.75	2.409	83.09
14413	2.409	83.133
14413.25	2.408	83.28
14413.5	2.406	83.442
14413.75	2.406	83.509
14414	2.406	83.455

DEPTH (ft)	RHOB (g/cm ³)	DT (μs/ft)
14414.25	2.409	83.161
14414.5	2.411	82.825
14414.75	2.412	82.614
14415	2.414	82.401
14415.25	2.416	82.184
14415.5	2.417	81.942
14415.75	2.417	81.976
14416	2.416	82.076
14416.25	2.416	82.174
14416.5	2.415	82.261
14416.75	2.414	82.462
14417	2.411	82.814
14417.25	2.409	83.162
14417.5	2.407	83.331
14417.75	2.408	83.287
14418	2.411	82.828
14418.25	2.415	82.289
14418.5	2.419	81.668
14418.75	2.428	80.571
14419	2.438	79.216
14419.25	2.445	78.297
14419.5	2.447	78.105
14419.75	2.447	78.024
14420	2.446	78.147
14420.25	2.445	78.314
14420.5	2.443	78.54
14420.75	2.44	78.993
14421	2.434	79.734
14421.25	2.429	80.37
14421.5	2.426	80.744
14421.75	2.424	81.121
14422	2.423	81.239
14422.25	2.423	81.176
14422.5	2.425	80.904
14422.75	2.428	80.519
14423	2.429	80.335
14423.25	2.43	80.22
14423.5	2.431	80.09
14423.75	2.444	78.459
14424	2.467	75.582
14424.25	2.486	73.281

DEPTH (ft)	RHOB (g/cm ³)	DT (μs/ft)
14424.5	2.507	70.887
14424.75	2.521	69.262
14425	2.528	68.504
14425.25	2.532	68.12
14425.5	2.532	68.088
14425.75	2.526	68.712
14426	2.517	69.75
14426.25	2.508	70.728
14426.5	2.498	71.859
14426.75	2.488	72.984
14427	2.479	74.051
14427.25	2.471	75.067
14427.5	2.463	76.021
14427.75	2.461	76.328
14428	2.46	76.408
14428.25	2.46	76.438
14428.5	2.46	76.371
14428.75	2.461	76.302
14429	2.461	76.258
14429.25	2.458	76.625
14429.5	2.453	77.333
14429.75	2.444	78.432
14430	2.432	80.016
14430.25	2.42	81.529
14430.5	2.408	83.233
14430.75	2.403	83.88
14431	2.404	83.831
14431.25	2.403	83.9
14431.5	2.389	85.903
14431.75	2.38	87.279
14432	2.379	87.411
14432.25	2.379	87.349
14432.5	2.38	87.228
14432.75	2.381	87.05
14433	2.385	86.431
14433.25	2.388	86.107
14433.5	2.389	85.885
14433.75	2.391	85.659
14434	2.392	85.431
14434.25	2.394	85.201
14434.5	2.395	85.001

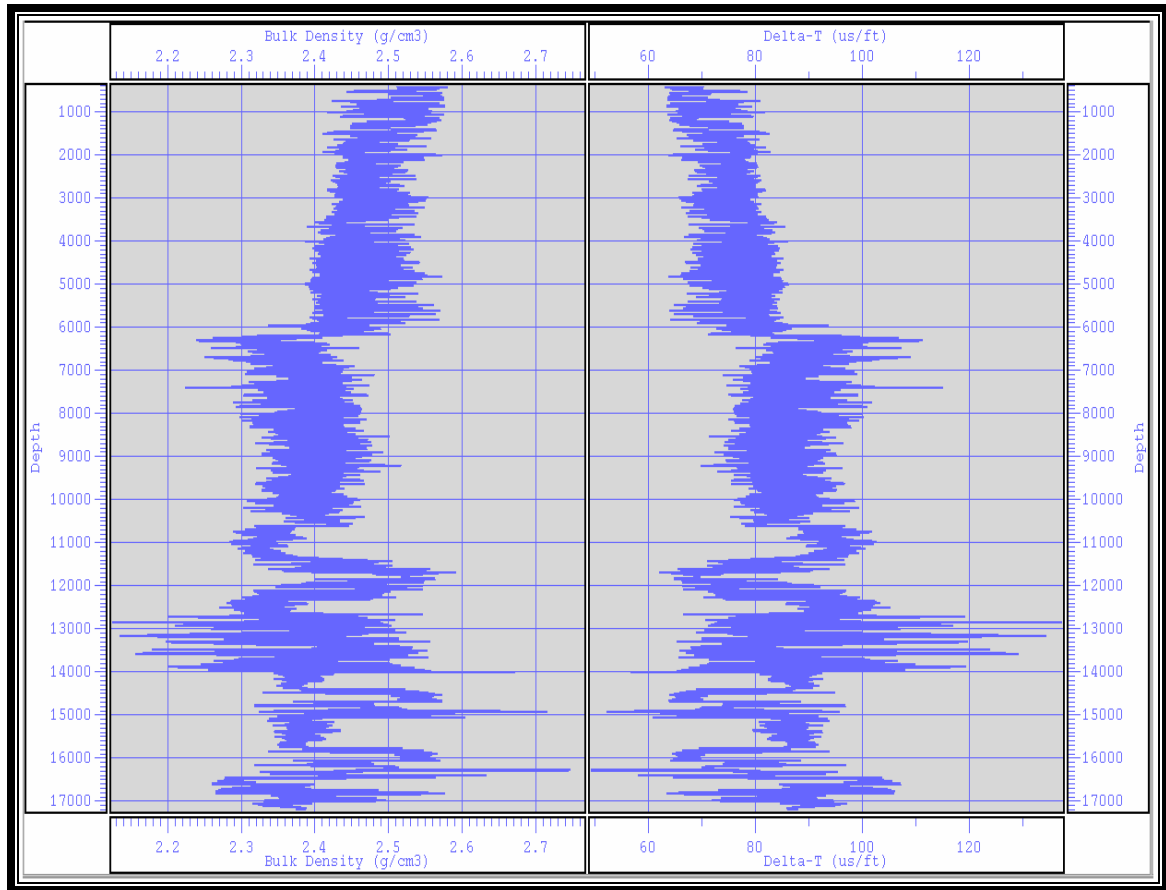
DEPTH (ft)	RHOB (g/cm ³)	DT (μs/ft)
14434.75	2.398	84.566
14435	2.403	83.874
14435.25	2.408	83.265
14435.5	2.411	82.774
14435.75	2.415	82.28
14436	2.418	81.901
14436.25	2.418	81.915
14436.5	2.415	82.205
14436.75	2.413	82.586
14437	2.411	82.818
14437.25	2.41	82.98
14437.5	2.409	83.13
14437.75	2.409	83.062
14438	2.412	82.694
14438.25	2.416	82.145
14438.5	2.42	81.569
14438.75	2.422	81.345
14439	2.421	81.443
14439.25	2.42	81.566
14439.5	2.419	81.729
14439.75	2.418	81.898
14440	2.416	82.091
14440.25	2.415	82.303
14440.5	2.413	82.513
14440.75	2.412	82.721
14441	2.41	82.927
14441.25	2.409	83.131
14441.5	2.407	83.334
14441.75	2.406	83.511
14442	2.405	83.653
14442.25	2.404	83.793
14442.5	2.403	83.932
14442.75	2.402	84.014
14443	2.402	83.998
14443.25	2.403	83.878
14443.5	2.405	83.663
14443.75	2.407	83.385
14444	2.41	83.014
14444.25	2.412	82.616
14444.5	2.415	82.308
14444.75	2.417	82.05

DEPTH (ft)	RHOB (g/cm ³)	DT (μs/ft)
14445	2.417	81.938
14445.25	2.417	81.987
14445.5	2.417	82.036
14445.75	2.416	82.08
14446	2.417	82.043
14446.25	2.418	81.858
14446.5	2.422	81.353
14446.75	2.426	80.842
14447	2.43	80.321
14447.25	2.434	79.793
14447.5	2.437	79.318
14447.75	2.437	79.29
14448	2.434	79.755
14448.25	2.43	80.195
14448.5	2.427	80.651
14448.75	2.424	81.099
14449	2.42	81.539
14449.25	2.417	81.966
14449.5	2.415	82.235
14449.75	2.415	82.328
14450	2.416	82.096
14450.25	2.416	82.067
14450.5	2.413	82.521
14450.75	2.412	82.707
14451	2.412	82.74
14451.25	2.411	82.885
14451.5	2.407	83.378
14451.75	2.405	83.596
14452	2.405	83.61
14452.25	2.406	83.547
14452.5	2.406	83.542
14452.75	2.406	83.575
14453	2.406	83.472
14453.25	2.407	83.37
14453.5	2.408	83.265
14453.75	2.41	82.97
14454	2.415	82.221
14454.25	2.417	81.946
14454.5	2.417	81.996
14454.75	2.418	81.812
14455	2.424	81.041

DEPTH (ft)	RHOB (g/cm³)	DT (μs/ft)
14455.25	2.424	81.027
14455.5	2.421	81.399
14455.75	2.42	81.656
14456	2.421	81.487
14456.25	2.418	81.886
14456.5	2.416	82.17
14456.75	2.416	82.145
14457	2.416	82.082
14457.25	2.416	82.07
14457.5	2.416	82.189
14457.75	2.415	82.303
14458	2.415	82.319
14458.25	2.416	82.098
14458.5	2.418	81.916
14458.75	2.417	81.979
14459	2.414	82.414
14459.25	2.41	82.946
14459.5	2.406	83.472
14459.75	2.403	83.898
14460	2.4	84.291
14460.25	2.398	84.677
14460.5	2.396	84.851
14460.75	2.395	85.02
14461	2.392	85.466
14461.25	2.389	85.941
14461.5	2.386	86.378
14461.75	2.385	86.43
14462	2.388	86.045
14462.25	2.39	85.698
14462.5	2.391	85.626
14462.75	2.393	85.336
14463	2.399	84.523
14463.25	2.402	84.002
14463.5	2.405	83.583
14463.75	2.409	83.155
14464	2.411	82.859

Fuente: TORRES, M. Y.

Figura 25. Registro de densidad y sónico cargados en el software.



Fuente: Módulo Well Log Input del software ProMAX 2003.19.1.

Generación de la curva de impedancia acústica. Con los datos de pozo, se calculó la curva de impedancia acústica en profundidad usando los registros sísmico y densidad. La impedancia ha sido definida como la propiedad que permite predecir cambios en secciones de porosidad y litología, debido a que está en función de la densidad y la velocidad ($Z = \rho \cdot V$).

Tabla 5. Algunos datos de la Impedancia Acústica ($\rho \cdot V_p$), correspondientes a la formación MIRADOR.

DEPTH	RHOB	DT	VELOCIDAD	IMPEDANCIA
(ft)	(g/cm³)	(μs/ft)	1/DT (ft/s)	(g*ft/cm³*s)
14409.000	2.398	84.661	11811.84208	28322.06245
14409.250	2.399	84.555	11826.6497	28366.45095
14409.500	2.399	84.466	11839.04113	28403.60718
14409.750	2.399	84.530	11830.13348	28376.89623
14410.000	2.398	84.618	11817.84447	28340.05402
14410.250	2.400	84.408	11847.20424	28428.08991
14410.500	2.401	84.171	11880.59056	28528.26581
14410.750	2.402	84.014	11902.80644	28594.96375
14411.000	2.403	83.893	11919.88881	28646.27069
14411.250	2.404	83.769	11937.61878	28699.54215
14411.500	2.405	83.624	11958.30379	28761.71731
14411.750	2.406	83.498	11976.30608	28815.85063
14412.000	2.407	83.413	11988.48147	28852.47387
14412.250	2.408	83.280	12007.71376	28910.34299
14412.500	2.409	83.146	12027.1091	28968.72622
14412.750	2.409	83.090	12035.1571	28992.95895
14413.000	2.409	83.133	12028.87411	28974.04035
14413.250	2.408	83.280	12007.62724	28910.08263
14413.500	2.406	83.442	11984.31493	28839.93999
14413.750	2.406	83.509	11974.82891	28811.40799
14414.000	2.406	83.455	11982.46247	28834.36772
14414.250	2.409	83.161	12024.93972	28962.19486
14414.500	2.411	82.825	12073.59095	29108.74011
14414.750	2.412	82.614	12104.47127	29201.8332
14415.000	2.414	82.401	12135.81923	29296.39683
14415.250	2.416	82.184	12167.84816	29393.07774
14415.500	2.417	81.942	12203.76877	29501.58156
14415.750	2.417	81.976	12198.72206	29486.33236
14416.000	2.416	82.076	12183.84447	29441.3872
14416.250	2.416	82.174	12169.29929	29397.45954
14416.500	2.415	82.261	12156.48804	29358.77935
14416.750	2.414	82.462	12126.76839	29269.08795
14417.000	2.411	82.814	12075.19465	29113.57322
14417.250	2.409	83.162	12024.75175	28961.62894
14417.500	2.407	83.331	12000.39361	28888.31426

DEPTH	RHOB	DT	VELOCIDAD	IMPEDANCIA
(ft)	(g/cm³)	(μs/ft)	1/DT (ft/s)	(g*ft/cm³*s)
14417.750	2.408	83.287	12006.69013	28907.26235
14418.000	2.411	82.828	12073.28484	29107.81758
14418.250	2.415	82.289	12152.23346	29345.93602
14418.500	2.419	81.668	12244.72803	29625.4029
14418.750	2.428	80.571	12411.41354	30130.36506
14419.000	2.438	79.216	12623.72832	30776.01501
14419.250	2.445	78.297	12771.89774	31228.21256
14419.500	2.447	78.105	12803.34321	31324.35018
14419.750	2.447	78.024	12816.63497	31365.00457
14420.000	2.446	78.147	12796.34741	31302.95695
14420.250	2.445	78.314	12769.06006	31219.53988
14420.500	2.443	78.540	12732.34946	31107.38639
14420.750	2.440	78.993	12659.30149	30884.46016
14421.000	2.434	79.734	12541.7798	30526.48504
14421.250	2.429	80.370	12442.53106	30224.82207
14421.500	2.426	80.744	12384.85184	30049.78405
14421.750	2.424	81.121	12327.27941	29875.27321
14422.000	2.423	81.239	12309.40426	29821.13231
14422.250	2.423	81.176	12318.89682	29849.88127
14422.500	2.425	80.904	12360.3894	29975.60983
14422.750	2.428	80.519	12419.44438	30154.73696
14423.000	2.429	80.335	12447.82804	30240.9069
14423.250	2.430	80.220	12465.65711	30295.05931
14423.500	2.431	80.090	12485.89094	30356.53916
14423.750	2.444	78.459	12745.51039	31147.58469
14424.000	2.467	75.582	13230.6984	32636.70439
14424.250	2.486	73.281	13646.17648	33922.79011
14424.500	2.507	70.887	14106.89926	35360.41003
14424.750	2.521	69.262	14438.03556	36400.97111
14425.000	2.528	68.504	14597.79427	36905.14233
14425.250	2.532	68.120	14680.01961	37165.17061
14425.500	2.532	68.088	14686.89738	37186.93729
14425.750	2.526	68.712	14553.41394	36764.94652
14426.000	2.517	69.750	14336.83534	36082.32034
14426.250	2.508	70.728	14138.73207	35460.17844
14426.500	2.498	71.859	13916.18006	34763.85145
14426.750	2.488	72.984	13701.55814	34094.96771

DEPTH	RHOB	DT	VELOCIDAD	IMPEDANCIA
(ft)	(g/cm³)	(μs/ft)	1/DT (ft/s)	(g*ft/cm³*s)
14427.000	2.479	74.051	13504.26127	33482.38422
14427.250	2.471	75.067	13321.39736	32916.60718
14427.500	2.463	76.021	13154.2081	32401.0229
14427.750	2.461	76.328	13101.36922	32238.4159
14428.000	2.460	76.408	13087.56629	32195.96555
14428.250	2.460	76.438	13082.48112	32180.32914
14428.500	2.460	76.371	13094.0269	32215.83349
14428.750	2.461	76.302	13105.74766	32251.88392
14429.000	2.461	76.258	13113.37827	32275.35831
14429.250	2.458	76.625	13050.5369	32082.13852
14429.500	2.453	77.333	12931.09022	31715.51466
14429.750	2.444	78.432	12749.898	31160.98836
14430.000	2.432	80.016	12497.51612	30391.87316
14430.250	2.420	81.529	12265.54412	29688.37041
14430.500	2.408	83.233	12014.46542	28930.66394
14430.750	2.403	83.880	11921.80725	28652.03388
14431.000	2.404	83.831	11928.7899	28673.01241
14431.250	2.403	83.900	11919.00796	28643.62459
14431.500	2.389	85.903	11641.10474	27811.25468
14431.750	2.380	87.279	11457.52295	27264.10564
14432.000	2.379	87.411	11440.23393	27212.68956
14432.250	2.379	87.349	11448.32797	27236.75814
14432.500	2.380	87.228	11464.24817	27284.11111
14432.750	2.381	87.050	11487.59799	27353.59247
14433.000	2.385	86.431	11569.88267	27598.72566
14433.250	2.388	86.107	11613.40373	27728.55519
14433.500	2.389	85.885	11643.53097	27818.50036
14433.750	2.391	85.659	11674.21015	27910.15316
14434.000	2.392	85.431	11705.32545	28003.17037
14434.250	2.394	85.201	11736.99277	28097.90129
14434.500	2.395	85.001	11764.51211	28180.27569
14434.750	2.398	84.566	11825.11133	28361.83877
14435.000	2.403	83.874	11922.71695	28654.76678
14435.250	2.408	83.265	12009.92019	28916.98355
14435.500	2.411	82.774	12081.05907	29131.24837
14435.750	2.415	82.280	12153.59224	29350.03765
14436.000	2.418	81.901	12209.90785	29520.13362

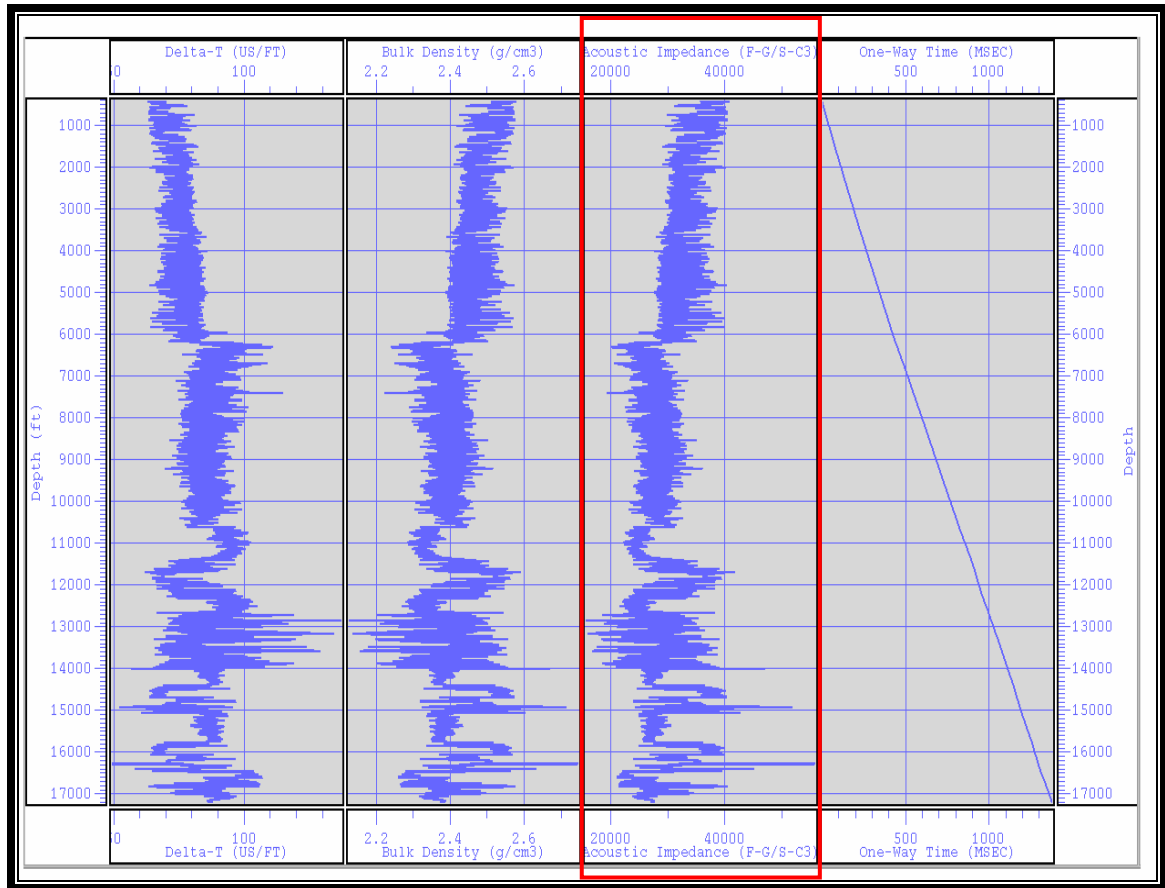
DEPTH	RHOB	DT	VELOCIDAD	IMPEDANCIA
(ft)	(g/cm³)	(μs/ft)	1/DT (ft/s)	(g*ft/cm³*s)
14436.250	2.418	81.915	12207.76145	29513.64702
14436.500	2.415	82.205	12164.73977	29383.69211
14436.750	2.413	82.586	12108.57517	29214.20947
14437.000	2.411	82.818	12074.66976	29111.99132
14437.250	2.410	82.980	12051.1257	29041.05279
14437.500	2.409	83.130	12029.33715	28975.43452
14437.750	2.409	83.062	12039.18514	29005.089
14438.000	2.412	82.694	12092.80502	29166.65666
14438.250	2.416	82.145	12173.56583	29410.3435
14438.500	2.420	81.569	12259.58945	29670.35513
14438.750	2.422	81.345	12293.36392	29772.56546
14439.000	2.421	81.443	12278.46578	29727.47115
14439.250	2.420	81.566	12260.05539	29671.76471
14439.500	2.419	81.729	12235.57395	29597.72078
14439.750	2.418	81.898	12210.38493	29521.57544
14440.000	2.416	82.091	12181.57366	29434.52832
14440.250	2.415	82.303	12150.19586	29339.78551
14440.500	2.413	82.513	12119.3171	29246.60921
14440.750	2.412	82.721	12088.79949	29154.58096
14441.000	2.410	82.927	12058.74054	29063.99261
14441.250	2.409	83.131	12029.14903	28974.86812
14441.500	2.407	83.334	11999.9616	28887.0143
14441.750	2.406	83.511	11974.41307	28810.15737
14442.000	2.405	83.653	11954.21536	28749.42614
14442.250	2.404	83.793	11934.14263	28689.09614
14442.500	2.403	83.932	11914.47788	28630.01694
14442.750	2.402	84.014	11902.83478	28595.04884
14443.000	2.402	83.998	11905.00284	28601.5596
14443.250	2.403	83.878	11922.0773	28652.84516
14443.500	2.405	83.663	11952.75792	28745.04486
14443.750	2.407	83.385	11992.57899	28864.8012
14444.000	2.410	83.014	12046.14638	29026.05449
14444.250	2.412	82.616	12104.17824	29200.94955
14444.500	2.415	82.308	12149.47253	29337.60219
14444.750	2.417	82.050	12187.70529	29453.04941
14445.000	2.417	81.938	12204.31984	29503.24678
14445.250	2.417	81.987	12197.011	29481.16255

DEPTH	RHOB	DT	VELOCIDAD	IMPEDANCIA
(ft)	(g/cm ³)	(μs/ft)	1/DT (ft/s)	(g*ft/cm ³ *s)
14445.500	2.417	82.036	12189.84464	29459.51205
14445.750	2.416	82.080	12183.29524	29439.72825
14446.000	2.417	82.043	12188.71544	29456.10089
14446.250	2.418	81.858	12216.29189	29539.4284
14446.500	2.422	81.353	12292.09459	29768.72285
14446.750	2.426	80.842	12369.82307	30004.20997
14447.000	2.430	80.321	12450.1217	30247.87237
14447.250	2.434	79.793	12532.42766	30498.03398
14447.500	2.437	79.318	12607.49465	30726.55189
14447.750	2.437	79.290	12611.99451	30740.26113
14448.000	2.434	79.755	12538.35168	30516.05541
14448.250	2.430	80.195	12469.57424	30306.95942
14448.500	2.427	80.651	12399.11768	30093.05739
14448.750	2.424	81.099	12330.59306	29885.3119
14449.000	2.420	81.539	12264.03987	29683.81924
14449.250	2.417	81.966	12200.21033	29490.82917
14449.500	2.415	82.235	12160.30196	29370.29342
14449.750	2.415	82.328	12146.49155	29328.60465
14450.000	2.416	82.096	12180.84659	29432.3323
14450.250	2.416	82.067	12185.19547	29445.46803
14450.500	2.413	82.521	12118.14219	29243.06511
14450.750	2.412	82.707	12090.83116	29160.70583
14451.000	2.412	82.740	12086.12573	29146.52081
14451.250	2.411	82.885	12064.90921	29082.57848
14451.500	2.407	83.378	11993.54268	28867.70058
14451.750	2.405	83.596	11962.26623	28773.63072
14452.000	2.405	83.610	11960.30614	28767.73742
14452.250	2.406	83.547	11969.29636	28794.76983
14452.500	2.406	83.542	11970.09869	28797.18258
14452.750	2.406	83.575	11965.32926	28782.84067
14453.000	2.406	83.472	11980.10823	28827.2864
14453.250	2.407	83.370	11994.72232	28871.24979
14453.500	2.408	83.265	12009.8625	28916.8099
14453.750	2.410	82.970	12052.50554	29045.20931
14454.000	2.415	82.221	12162.31337	29376.36613
14454.250	2.417	81.946	12203.18796	29499.8265
14454.500	2.417	81.996	12195.65737	29477.07282

DEPTH	RHOB	DT	VELOCIDAD	IMPEDANCIA
(ft)	(g/cm³)	(μs/ft)	1/DT (ft/s)	(g*ft/cm³*s)
14454.750	2.418	81.812	12223.11587	29560.05561
14455.000	2.424	81.041	12339.4179	29912.04992
14455.250	2.424	81.027	12341.50423	29918.37192
14455.500	2.421	81.399	12285.10284	29747.55878
14455.750	2.420	81.656	12246.45251	29630.61833
14456.000	2.421	81.487	12271.95637	29707.77249
14456.250	2.418	81.886	12212.1594	29526.9383
14456.500	2.416	82.170	12169.84726	29399.1142
14456.750	2.416	82.145	12173.61029	29410.47776
14457.000	2.416	82.082	12182.90933	29438.56261
14457.250	2.416	82.070	12184.77975	29444.21228
14457.500	2.416	82.189	12167.13753	29390.93197
14457.750	2.415	82.303	12150.28444	29340.05287
14458.000	2.415	82.319	12147.90807	29332.88009
14458.250	2.416	82.098	12180.6092	29431.61529
14458.500	2.418	81.916	12207.59752	29513.15162
14458.750	2.417	81.979	12198.20125	29484.75877
14459.000	2.414	82.414	12133.93437	29290.70925
14459.250	2.410	82.946	12055.97832	29055.67097
14459.500	2.406	83.472	11980.03647	28827.07056
14459.750	2.403	83.898	11919.23526	28644.30741
14460.000	2.400	84.291	11863.60649	28477.29618
14460.250	2.398	84.677	11809.65203	28315.49855
14460.500	2.396	84.851	11785.36493	28242.72711
14460.750	2.395	85.020	11761.96604	28172.65242
14461.000	2.392	85.466	11700.53191	27988.83633
14461.250	2.389	85.941	11635.95744	27795.88402
14461.500	2.386	86.378	11577.06214	27620.13464
14461.750	2.385	86.430	11570.01653	27599.12481
14462.000	2.388	86.045	11621.89332	27753.89507
14462.250	2.390	85.698	11668.91099	27894.31781
14462.500	2.391	85.626	11678.723	27923.6402
14462.750	2.393	85.336	11718.43873	28042.3902
14463.000	2.399	84.523	11831.14122	28379.91784
14463.250	2.402	84.002	11904.45012	28599.89974

Fuente: TORRES, M. Y.

Figura 26. Curva de impedancia acústica.



Fuente: Módulo Acoustic Impedance Log del software ProMAX 2003.19.1.

Cálculo de coeficientes de reflexión. Una vez generada la curva de impedancia se calcularon los coeficientes de reflexión, los cuales están gobernados por el contraste de impedancias acústicas de dos masas de rocas contiguas ($R = (Z_2 - Z_1) / (Z_2 + Z_1)$). Estos coeficientes de reflexión constituyen el modelo geológico del subsuelo debido a que representan la ubicación y magnitud de los cambios litológicos.

Tabla 6. Algunos datos de los Coeficientes de Reflexión obtenidos a partir de la impedancia acústica, correspondientes a la formación MIRADOR.

DEPTH (ft)	IMPEDANCIA (g*ft/cm ³ *s)	COEFICIENTES DE REFLEXIÓN (g*ft/cm ³ *s)
14409.000	28322.06245	
14409.250	28366.45095	0.000783025
14409.500	28403.60718	0.000654504
14409.750	28376.89623	-0.000470425
14410.000	28340.05402	-0.00064958
14410.250	28428.08991	0.001550797
14410.500	28528.26581	0.001758819
14410.750	28594.96375	0.001167615
14411.000	28646.27069	0.000896328
14411.250	28699.54215	0.000928951
14411.500	28761.71731	0.001082036
14411.750	28815.85063	0.000940181
14412.000	28852.47387	0.000635067
14412.250	28910.34299	0.00100184
14412.500	28968.72622	0.001008711
14412.750	28992.95895	0.000418082
14413.000	28974.04035	-0.000326368
14413.250	28910.08263	-0.001104927
14413.500	28839.93999	-0.001214591
14413.750	28811.40799	-0.000494906
14414.000	28834.36772	0.00039829
14414.250	28962.19486	0.002211674
14414.500	29108.74011	0.002523556
14414.750	29201.8332	0.001596505
14415.000	29296.39683	0.001616521
14415.250	29393.07774	0.00164733
14415.500	29501.58156	0.001842337
14415.750	29486.33236	-0.000258514
14416.000	29441.3872	-0.000762717
14416.250	29397.45954	-0.000746576
14416.500	29358.77935	-0.000658316
14416.750	29269.08795	-0.001529842
14417.000	29113.57322	-0.002663714

DEPTH	IMPEDANCIA	COEFICIENTES DE REFLEXIÓN
(ft)	(g*ft/cm³*s)	(g*ft/cm³*s)
14417.250	28961.62894	-0.002616337
14417.500	28888.31426	-0.001267325
14417.750	28907.26235	0.000327847
14418.000	29107.81758	0.00345695
14418.250	29345.93602	0.004073621
14418.500	29625.4029	0.004739029
14418.750	30130.36506	0.008450434
14419.000	30776.01501	0.010600695
14419.250	31228.21256	0.007293012
14419.500	31324.35018	0.001536909
14419.750	31365.00457	0.000648505
14420.000	31302.95695	-0.000990101
14420.250	31219.53988	-0.001334193
14420.500	31107.38639	-0.001799439
14420.750	30884.46016	-0.003596057
14421.000	30526.48504	-0.005829175
14421.250	30224.82207	-0.004965539
14421.500	30049.78405	-0.002904009
14421.750	29875.27321	-0.002912151
14422.000	29821.13231	-0.000906937
14422.250	29849.88127	0.000481791
14422.500	29975.60983	0.002101588
14422.750	30154.73696	0.002978981
14423.000	30240.9069	0.001426758
14423.250	30295.05931	0.000894549
14423.500	30356.53916	0.001013656
14423.750	31147.58469	0.012861667
14424.000	32636.70439	0.023346183
14424.250	33922.79011	0.019322348
14424.500	35360.41003	0.020749906
14424.750	36400.97111	0.014500293
14425.000	36905.14233	0.006877615
14425.250	37165.17061	0.00351056
14425.500	37186.93729	0.000292751
14425.750	36764.94652	-0.005706288
14426.000	36082.32034	-0.009370649
14426.250	35460.17844	-0.008696116

DEPTH	IMPEDANCIA	COEFICIENTES DE REFLEXIÓN
(ft)	(g*ft/cm³*s)	(g*ft/cm³*s)
14426.500	34763.85145	-0.009915794
14426.750	34094.96771	-0.009713843
14427.000	33482.38422	-0.009064923
14427.250	32916.60718	-0.008520868
14427.500	32401.0229	-0.007893493
14427.750	32238.4159	-0.0025156
14428.000	32195.96555	-0.000658815
14428.250	32180.32914	-0.000242891
14428.500	32215.83349	0.000551343
14428.750	32251.88392	0.000559201
14429.000	32275.35831	0.00036379
14429.250	32082.13852	-0.003002289
14429.500	31715.51466	-0.005746667
14429.750	31160.98836	-0.008819293
14430.000	30391.87316	-0.012495198
14430.250	29688.37041	-0.011709386
14430.500	28930.66394	-0.012925946
14430.750	28652.03388	-0.004838781
14431.000	28673.01241	0.000365958
14431.250	28643.62459	-0.000512728
14431.500	27811.25468	-0.014743985
14431.750	27264.10564	-0.009934552
14432.000	27212.68956	-0.000943816
14432.250	27236.75814	0.000442035
14432.500	27284.11111	0.000868529
14432.750	27353.59247	0.001271674
14433.000	27598.72566	0.004460834
14433.250	27728.55519	0.002346573
14433.500	27818.50036	0.001619261
14433.750	27910.15316	0.001644626
14434.000	28003.17037	0.001663597
14434.250	28097.90129	0.001688576
14434.500	28180.27569	0.001463701
14434.750	28361.83877	0.003211112
14435.000	28654.76678	0.005137591
14435.250	28916.98355	0.004554608
14435.500	29131.24837	0.003691152

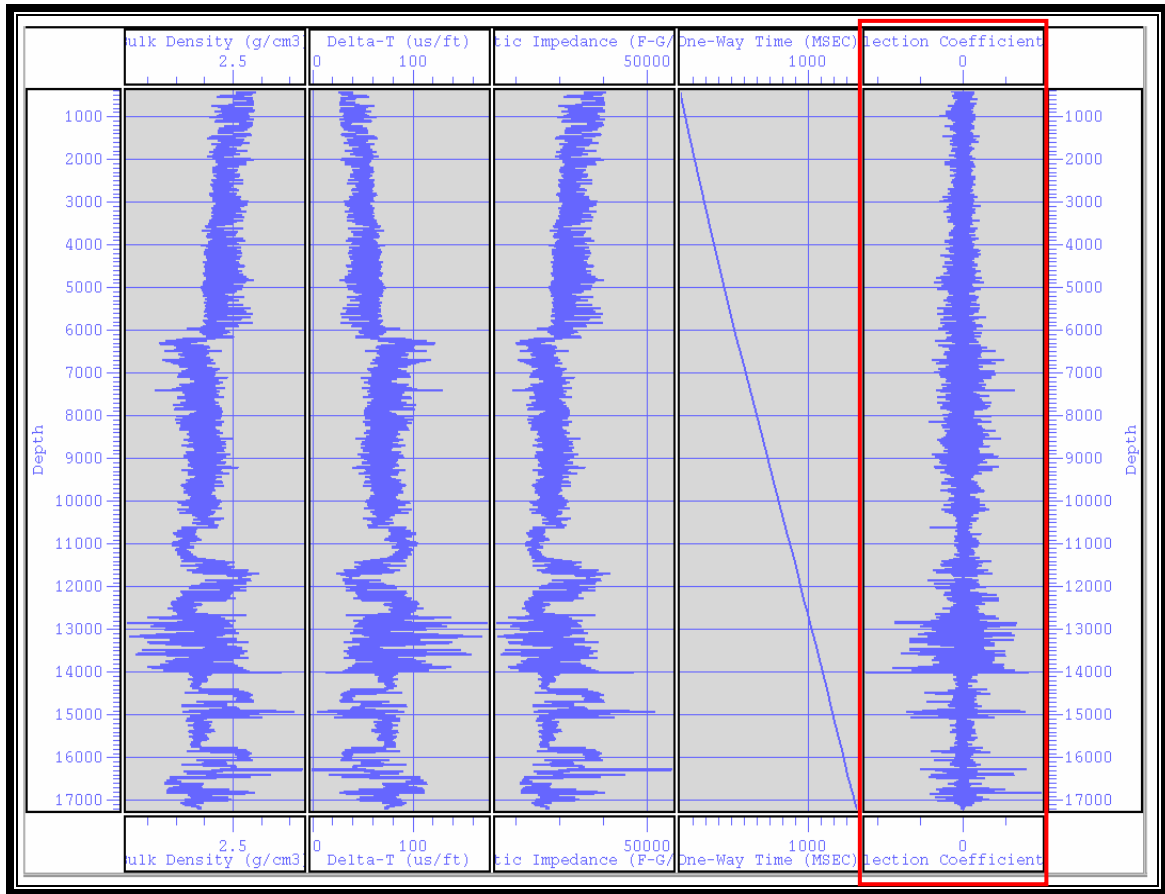
DEPTH	IMPEDANCIA	COEFICIENTES DE REFLEXIÓN
(ft)	(g*ft/cm³*s)	(g*ft/cm³*s)
14435.750	29350.03765	0.003741184
14436.000	29520.13362	0.002889341
14436.250	29513.64702	-0.00010988
14436.500	29383.69211	-0.002206465
14436.750	29214.20947	-0.002892299
14437.000	29111.99132	-0.001752525
14437.250	29041.05279	-0.001219859
14437.500	28975.43452	-0.001131028
14437.750	29005.089	0.000511456
14438.000	29166.65666	0.002777425
14438.250	29410.3435	0.004160111
14438.500	29670.35513	0.004400957
14438.750	29772.56546	0.00171947
14439.000	29727.47115	-0.000757887
14439.250	29671.76471	-0.000937831
14439.500	29597.72078	-0.001249276
14439.750	29521.57544	-0.001287995
14440.000	29434.52832	-0.001476473
14440.250	29339.78551	-0.001611977
14440.500	29246.60921	-0.001590408
14440.750	29154.58096	-0.001575794
14441.000	29063.99261	-0.001556004
14441.250	28974.86812	-0.0015356
14441.500	28887.0143	-0.001518337
14441.750	28810.15737	-0.001332074
14442.000	28749.42614	-0.001055102
14442.250	28689.09614	-0.00105034
14442.500	28630.01694	-0.001030707
14442.750	28595.04884	-0.000611063
14443.000	28601.5596	0.000113831
14443.250	28652.84516	0.000895749
14443.500	28745.04486	0.001606326
14443.750	28864.8012	0.002078748
14444.000	29026.05449	0.002785471
14444.250	29200.94955	0.003003676
14444.500	29337.60219	0.002334404
14444.750	29453.04941	0.0019637

DEPTH	IMPEDANCIA	COEFICIENTES DE REFLEXIÓN
(ft)	(g*ft/cm³*s)	(g*ft/cm³*s)
14445.000	29503.24678	0.000851434
14445.250	29481.16255	-0.000374408
14445.500	29459.51205	-0.000367327
14445.750	29439.72825	-0.000335892
14446.000	29456.10089	0.000277993
14446.250	29539.4284	0.001412438
14446.500	29768.72285	0.003866154
14446.750	30004.20997	0.003939695
14447.000	30247.87237	0.004044049
14447.250	30498.03398	0.004118164
14447.500	30726.55189	0.003732453
14447.750	30740.26113	0.000223035
14448.000	30516.05541	-0.003660124
14448.250	30306.95942	-0.003437777
14448.500	30093.05739	-0.003541423
14448.750	29885.3119	-0.003463674
14449.000	29683.81924	-0.003382501
14449.250	29490.82917	-0.003261364
14449.500	29370.29342	-0.002047799
14449.750	29328.60465	-0.000710214
14450.000	29432.3323	0.001765248
14450.250	29445.46803	0.000223102
14450.500	29243.06511	-0.003448764
14450.750	29160.70583	-0.001410171
14451.000	29146.52081	-0.000243281
14451.250	29082.57848	-0.001098116
14451.500	28867.70058	-0.00370797
14451.750	28773.63072	-0.001631986
14452.000	28767.73742	-0.000102419
14452.250	28794.76983	0.000469618
14452.500	28797.18258	4.18939E-05
14452.750	28782.84067	-0.000249078
14453.000	28827.2864	0.000771492
14453.250	28871.24979	0.00076195
14453.500	28916.8099	0.0007884
14453.750	29045.20931	0.002215233
14454.000	29376.36613	0.005668399

DEPTH	IMPEDANCIA	COEFICIENTES DE REFLEXIÓN
(ft)	(g*ft/cm³*s)	(g*ft/cm³*s)
14454.250	29499.8265	0.002096949
14454.500	29477.07282	-0.000385807
14454.750	29560.05561	0.001405604
14455.000	29912.04992	0.005918645
14455.250	29918.37192	0.000105665
14455.500	29747.55878	-0.002862825
14455.750	29630.61833	-0.001969418
14456.000	29707.77249	0.00130024
14456.250	29526.9383	-0.003052842
14456.500	29399.1142	-0.002169229
14456.750	29410.47776	0.000193226
14457.000	29438.56261	0.000477235
14457.250	29444.21228	9.59478E-05
14457.500	29390.93197	-0.000905586
14457.750	29340.05287	-0.000866308
14458.000	29332.88009	-0.00012225
14458.250	29431.61529	0.001680185
14458.500	29513.15162	0.001383267
14458.750	29484.75877	-0.000481252
14459.000	29290.70925	-0.003301539
14459.250	29055.67097	-0.004028327
14459.500	28827.07056	-0.003949371
14459.750	28644.30741	-0.003180072
14460.000	28477.29618	-0.002923784
14460.250	28315.49855	-0.002848911
14460.500	28242.72711	-0.001286664
14460.750	28172.65242	-0.00124212
14461.000	27988.83633	-0.003272992
14461.250	27795.88402	-0.003458874
14461.500	27620.13464	-0.003171455
14461.750	27599.12481	-0.00038048
14462.000	27753.89507	0.002796058
14462.250	27894.31781	0.002523401
14462.500	27923.6402	0.000525322
14462.750	28042.3902	0.002121823

Fuente: TORRES, M. Y.

Figura 27. Generación de los coeficientes de reflexión.

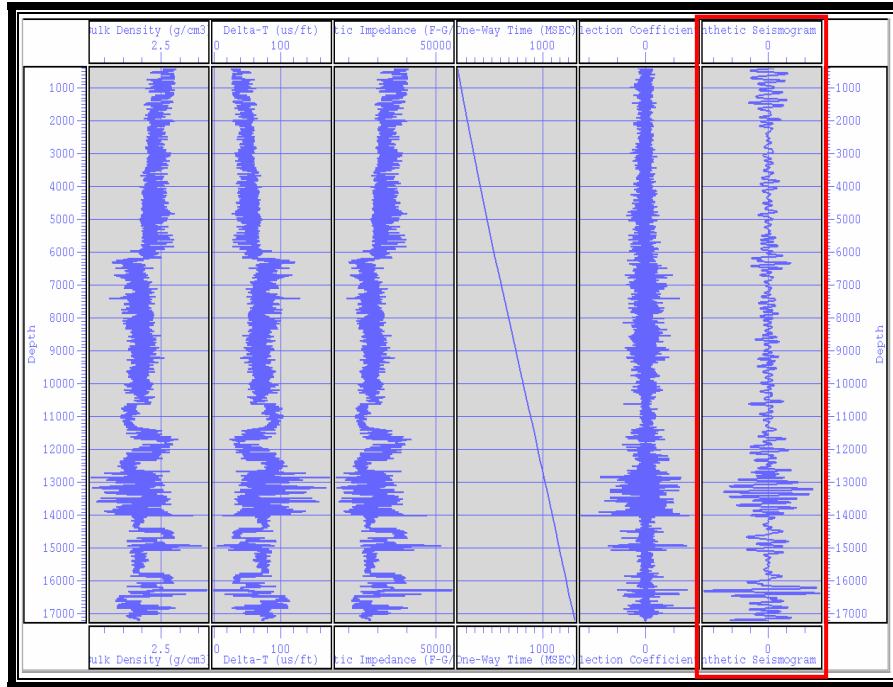


Fuente: Módulo Reflectivity/Synthetic Logs del software ProMAX 2003.19.1.

3.2 GENERACIÓN DEL SISMOGRAMA SINTÉTICO

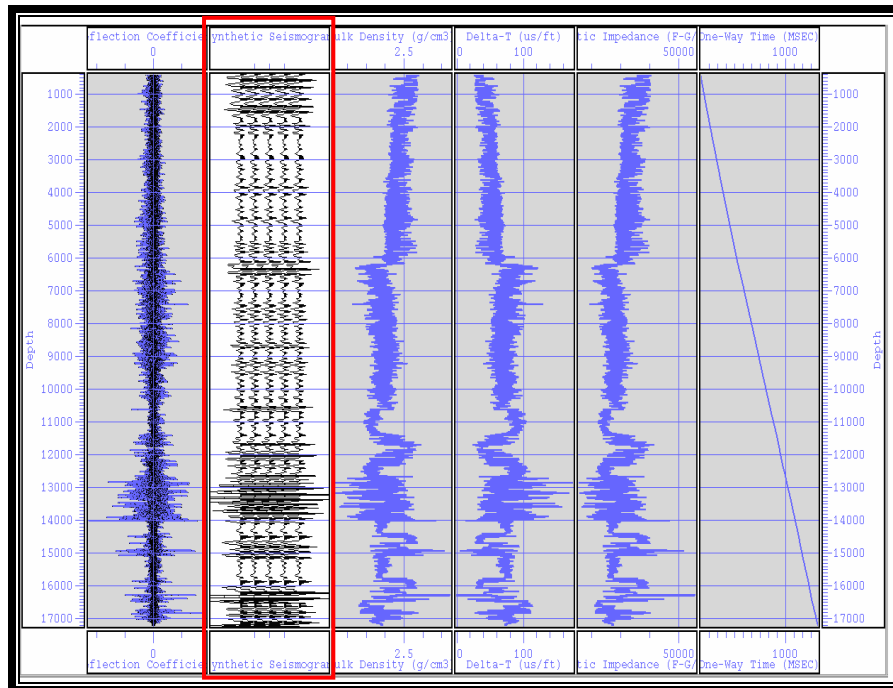
El sismograma sintético se generó usando el módulo de Reflectivity/Synthetic Logs de ProMAX 2003.19.1 después de haber estimado la mejor ondícula, que para el caso corresponde a la de tipo Ricker de frecuencia 40 Hz. y fase cero. Este módulo realiza el proceso de convolución aplicando el efecto de la ondícula a los coeficientes de reflexión para obtener la traza sintética que luego será relacionada con la data sísmica.

Figura 28. Sismograma sintético.



Fuente: Modulo Reflectivity/Synthetic Logs del software ProMAX 2003.19.1.

Figura 29. Sismograma sintético representado en trazas.

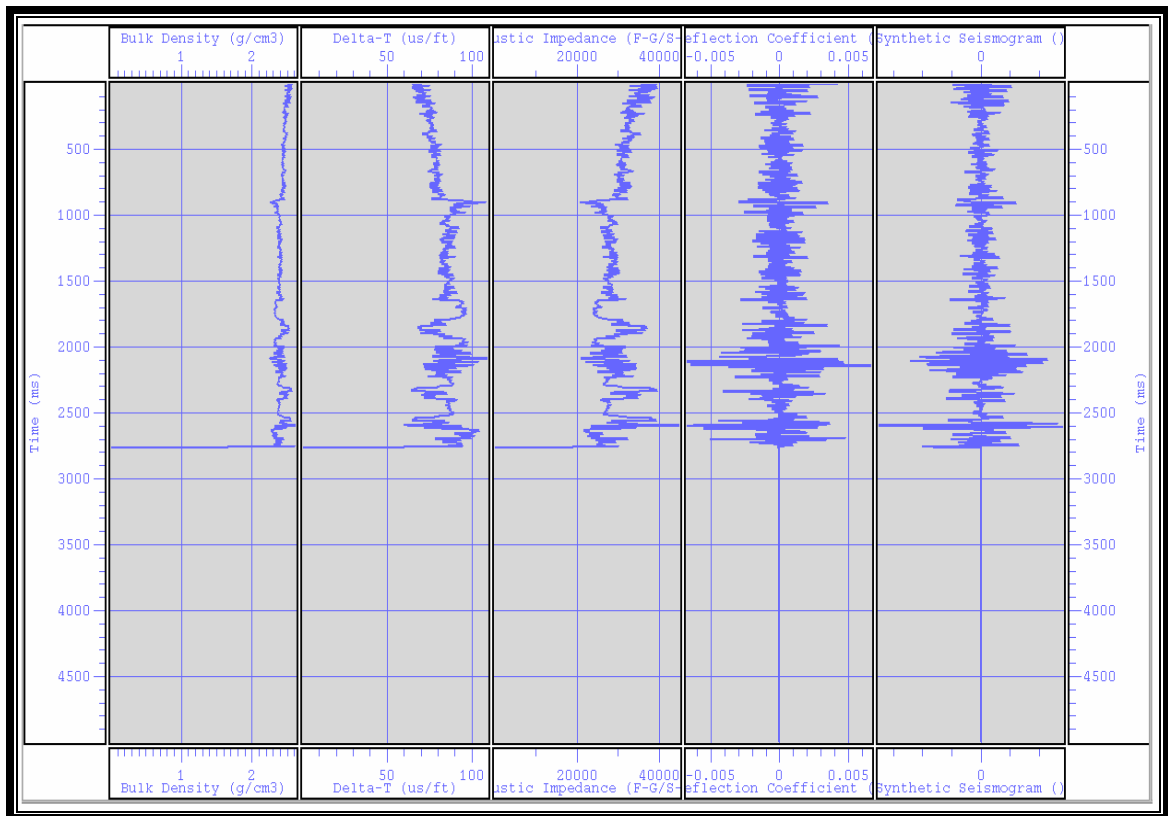


Fuente: Modulo Reflectivity/Synthetic Logs del software ProMAX 2003.19.1.

3.3 DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN PROFUNDIDAD-TIEMPO

A partir de la ecuación ($tiempo = profundidad / velocidad$), se obtuvo la escala en tiempo correspondiente a los datos de profundidad. La velocidad utilizada fue de 2200 m/s.

Figura 30. Gráficas en tiempo.



Fuente: Modulo Time Depth Log del software ProMAX 2003.19.1.

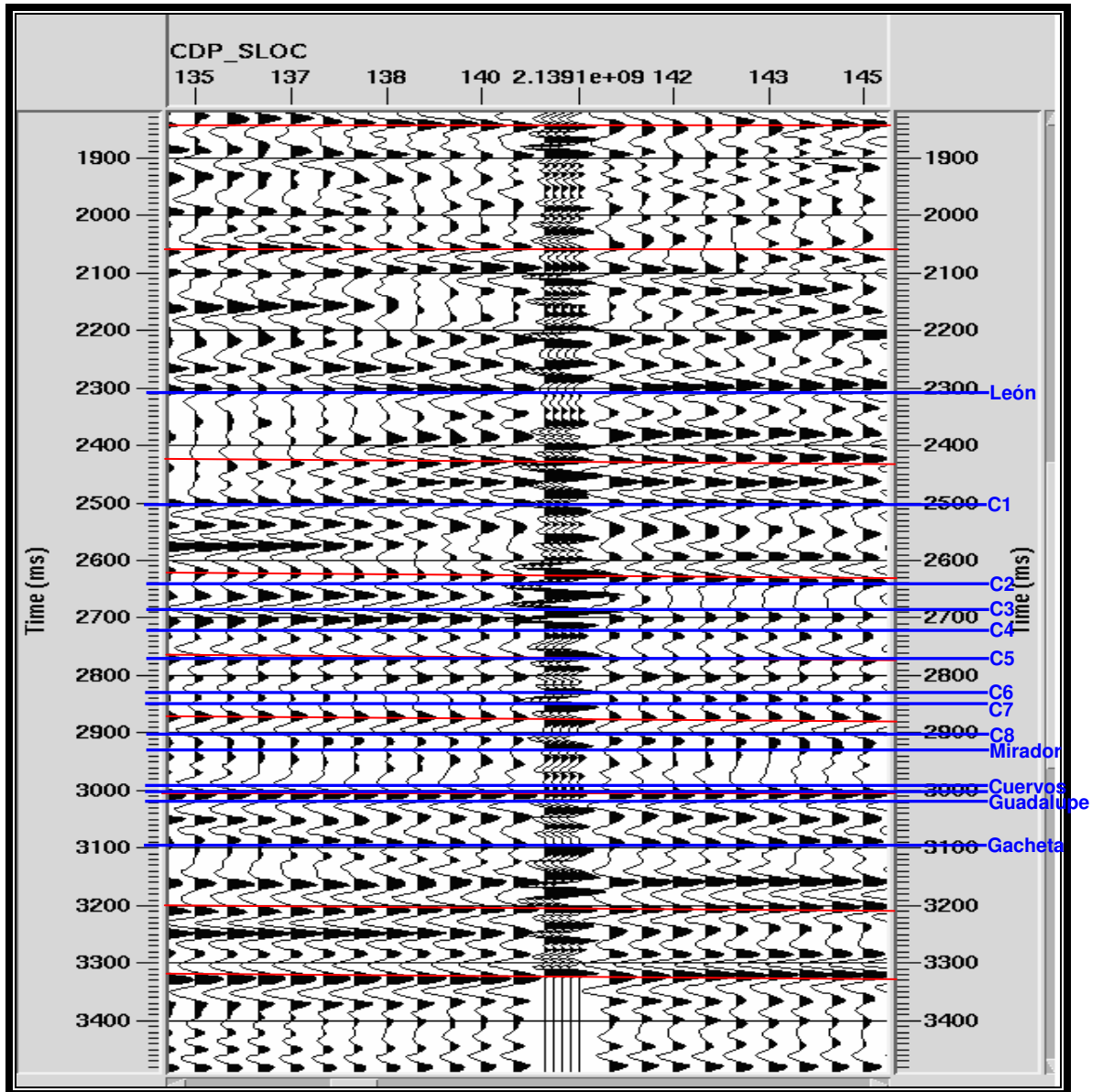
Tabla 7. Topes de las formaciones correspondientes al pozo.

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (ft)
GUAYABO SUPERIOR	1000
GUAYABO INFERIOR	4669
LEON	9946
CARBONERA	11.362
C1	11.362
C2	12.316
C3	12.640
C4	12.920
C5	13.268
C6	13.682
C7	13.810
C8	14.207
MIRADOR	14.409
CUERVOS	14.849
BARCO	14.934
GUADALUPE	15.049
GACHETA	15.616

Fuente: TORRES, M. Y.

Con el sismograma sintético y los topes de las formaciones, se realizó el amarre del pozo con la sísmica para extraer información acerca de la ubicación de cada sección al relacionar el comportamiento de los reflectores.

Figura 31. Amarre del pozo (sismograma sintético) con la sísmica.



Fuente: Modulo Trace display del software ProMAX 2003.19.1.

3.4 INVERSIÓN SÍSMICA

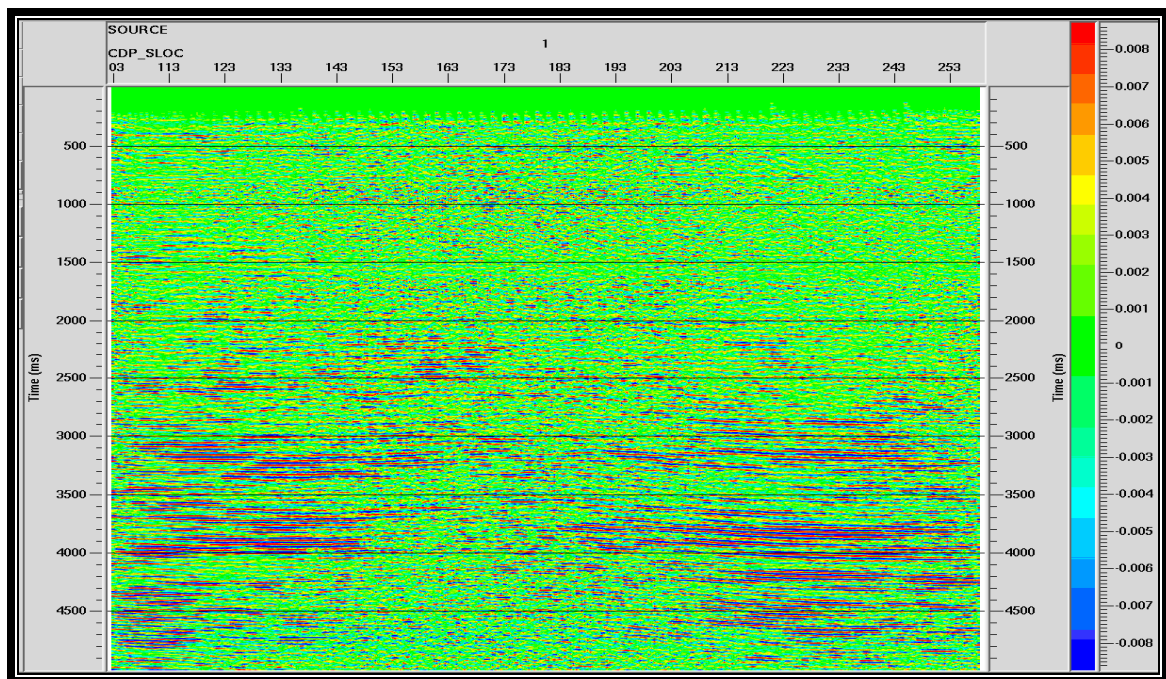
El proceso de inversión sísmica se realizó en el módulo de inversión post-Apilamiento (Poststack Inversion) del software ProMAX 2003.19.1, el cual calcula la impedancia acústica a partir de la relación:

$$E(t) = E(0) * \exp\left(2 * \sum [r(t)]\right) \quad (2.22)$$

Donde, $r(t)$ es la función de reflectividad obtenida de la data sísmica.

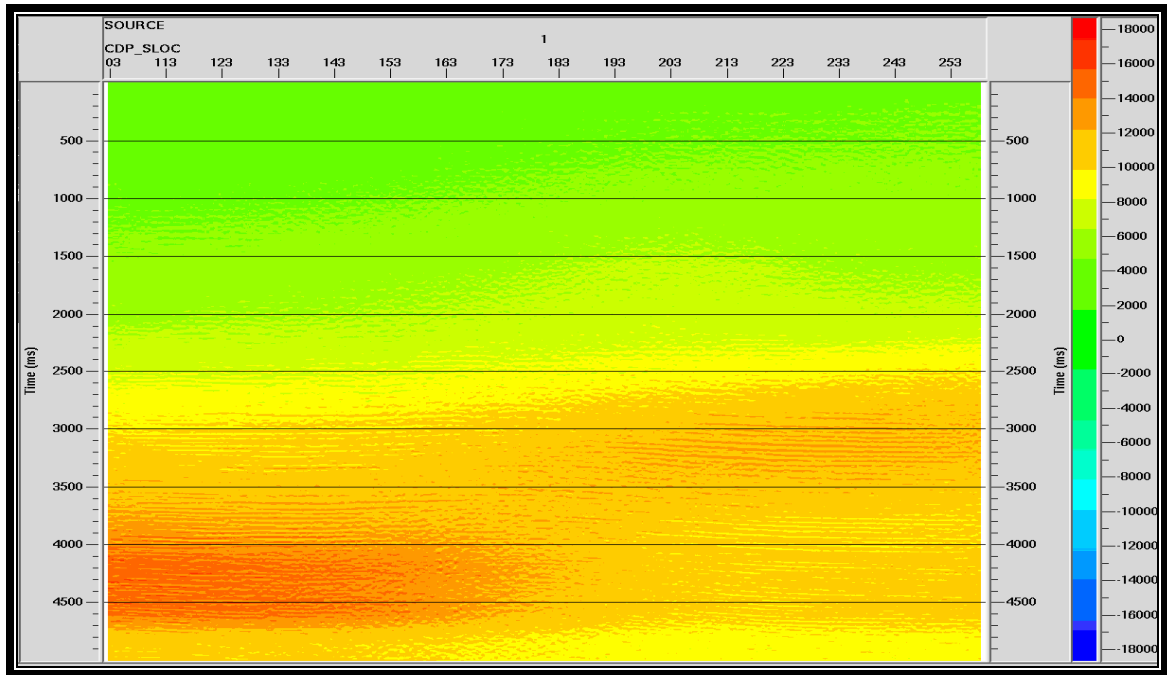
En este estudio se utilizó una inversión de tipo *Recursive* cuyo dominio es el tiempo. El proceso de inversión se realiza eliminando el efecto de ondícula en los datos sísmicos y de esta forma se calculan los correspondientes coeficientes de reflexión para finalmente obtener los valores de impedancia.

Figura 32. Coeficientes de reflexión extraídos de la sísmica.



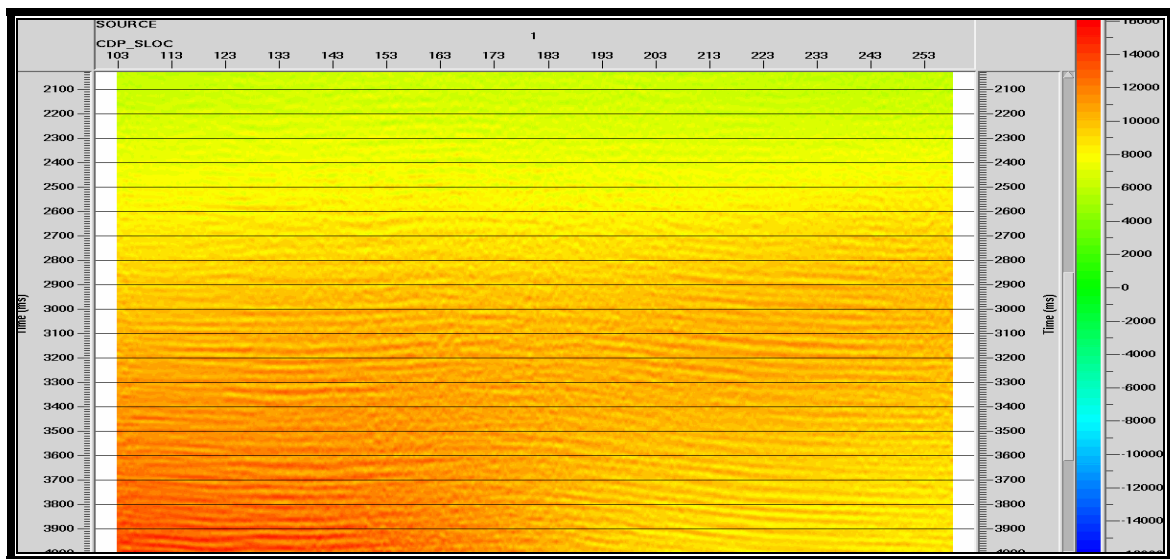
Fuente: Modulo de Inversión Post-Apilamiento (Poststack Inversion) del software ProMAX 2003.19.1.

Figura 33. Sección de Impedancia acústica extraída de la sísmica ($\text{gr} \cdot \text{ft} / \text{cm}^3 \cdot \text{s}$).



Fuente: Modulo de Inversión Post-Apilamiento (Poststack Inversion) del software ProMAX 2003.19.1.

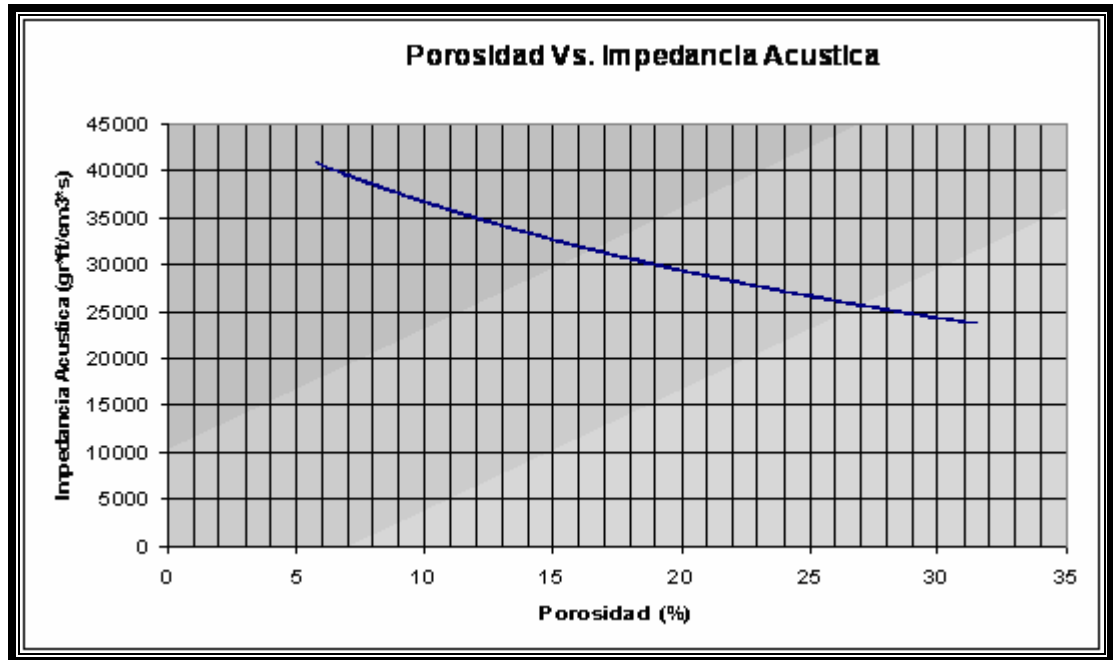
Figura 34. Zoom realizado a la sección de Impedancia acústica ($\text{gr} \cdot \text{ft} / \text{cm}^3 \cdot \text{s}$).



Fuente: Modulo de Inversión Post-Apilamiento (Poststack Inversion) del software ProMAX 2003.19.1.

Luego se relacionaron los datos de impedancia acústica con valores de porosidad obtenidos del registro sísmico correspondientes a porosidades totales.

Figura 35. Relación entre Porosidad e Impedancia acústica.



Fuente: TORRES, M. Y.

3.5 INTERPRETACIÓN

A través de la impedancia se puede diferenciar entre litologías arcillosas y arenosas respectivamente, puesto que las velocidades de propagación en las arcillas son bastante menores que en arenas. La grafica 35 evidencia este comportamiento mostrando que a mayor porosidad total se tiene menor impedancia acústica

En general se observan hasta los 2 segundos aproximadamente, valores de impedancia bajos teniendo datos hasta de 8000 (gr*ft/cm³*s). Entre los 2 y 5 segundos se da un incremento de la impedancia llegando inclusive a valores de 13000 (gr*ft/cm³*s). Este mismo comportamiento se presenta en la serie de reflectividad, donde inicialmente (hasta 2 segundos), los contrastes no son muy marcados como lo demuestra también el comportamiento del registro de densidad con muy baja dispersión hasta los 9000 pies de profundidad.

Tanto a nivel de sísmica como del pozo los valores de reflectividad presentan un incremento desde los 2 y hasta aproximadamente 2.8 segundos lo que muestra una buena correlación entre los coeficientes de reflexión obtenidos por métodos diferentes.

CONCLUSIONES

Se desarrolló una metodología adecuada a las condiciones de la zona adelantando un trabajo de inversión utilizando información sísmica 2D tal como se contempló desde un principio en el objetivo general.

Con el fin de mejorar la data de pozo se generaron los pseudo registros sísmico y de densidad ajustados al área de estudio documentando los procedimientos recomendados para condiciones en las que la información es deficiente, utilizando para el primero de ellos los datos de los registros gamma ray y resistivo tal como se muestra en la metodología enunciada en la pagina 54. A partir de los valores de velocidad derivados del sísmico modelado se creó el pseudo registro de densidad.

Con el registro sísmico generado se logró obtener la curva de impedancia acústica y de ésta, la serie de reflectividad. A continuación por medio del proceso de convolución de la serie de reflectividad con una ondícula tipo Ricker se llegó al sismograma sintético.

Se llevó a cabo el procesamiento de los datos sísmicos obteniendo como resultado final una migración Post apilado.

Se realizó la aplicación de la técnica de inversión utilizando los datos de velocidad extraídos del procesamiento sísmico para obtener tanto la serie de reflectividad mostrada en la figura 32 como los valores de impedancia representados en la figura 33.

Aunque el amarre del pozo con la sísmica muestra algunos enlaces, no es muy representativo para el estudio, debido a que no evidencia los intervalos correspondientes a los topes y bases de las formaciones.

RECOMENDACIONES

Los resultados pueden mejorarse apreciablemente si se tiene acceso a un software especializado para este tipo de trabajos, como Syntool, para sismogramas sintéticos y Hampson y Russell para Inversión y AVO.

Es de gran importancia contar con un amplio set de datos de buena calidad tanto de pozo (información de los registros y análisis de núcleos) como de sísmica, ya que esto permite llegar a mejores resultados que contribuyan a una representación más real de la estructura del subsuelo.

BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO, H. y WAYNE, D. Porosity and lithology prediction at Caballos Formation in the Puerto Colón Oil Field in Putumayo (Colombia). Ecopetrol, Bogotá, Colombia. Michigan Technological University, Houghton, Michigan, U.S. The Leading Edge, (2003).

ALCÁNTARA, Nehomar. Inversión de Impedancias Acústicas utilizando el método del Gradiente Espectral Proyectado. Sartenejas, Julio de 2006, 76 p. Trabajo de Grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Simón Bolívar.

BROUWER, J. y HELBIG, K. Shallow High-Resolution Reflection Seismics. Handbook of Geophysical Exploration, Vol. 19, 1998.

CONOLLY, Patrick. Elastic Impedance. BP Amoco, Houston, Texas, U.S. The Leading Edge, (1999).

COOKE, D. y SCHNEIDER, W. Generalized linear inversion of reflection seismic data. Geophysics, Vol. 48, (1983).

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS - ECOPETROL. Gerencia de Exploración. Cuenca de los Llanos Orientales. Estudio Geológico Regional. Volumen 1. Santafé de Bogotá, Julio 1995.

FUNDACIÓN VENEZOLANA DE INVESTIGACIONES SISMOLÓGICAS - FUNVISIS. Glosario Sismológico. www.funvisis.gob.ve

CHAPARRO, Erwin. Presión de Poro en base a Tomografía Sísmica y Registros de pozo. Bucaramanga, Julio de 2006. Informe de Avance. Grupo de Investigación, Estabilidad de pozo.

KNOTT, C. Reflexión y Refracción de ondas elásticas con aplicaciones sísmológicas. Philosophical Magazine 48, 1989.

ESCAMILLA, Rocío. Modelamiento de registros sísmico y densidad para la elaboración de modelos geomecánicos del área de Piedemonte. Bucaramanga, 2007. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.

LANDMARK. Software de procesamiento sísmico ProMAX 2003.19.1.

LÁREZ, O. Caracterización Petrofísica de las arenas L2M, L2L y O2L de la Formación Oficina. Campo Trico-Yopales. Cuenca Oriental de Venezuela, Estado Anzoátegui. Sartenejas, 2002, 95 p. Trabajo de Grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Simón Bolívar.

LAVERGNE, Michel. Seismic Methods. Institut Français du Pétrole, 1989.

MATA, Orietta. Implementación de Algoritmos para estudios de Factibilidad de Atributos Sísmicos utilizando datos sintéticos. Sartenejal, Marzo de 2005, 124 p. Trabajo de Grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Simón Bolívar.

ÖZDOGAN, Yilmaz. Seismic Data Processing. Society of Exploration Geophysicist. Volumen 2. EEUU, 2000.

PENDREL, J. Seismic Inversion: The best tool for Reservoir Characterization, CSEG Recorder, 2001.

PENDREL, J. y RIEL, P. Methodology for Seismic Inversion and Modeling: A Western Canadian Reef Example. CSEG Recorder, S/F.

QUILEN, Keyla del C. Integración de Atributos Sísmicos con datos Petrofísicos para determinar Zonas Prospectivas, Arena L2M, Área de Finca-Yopales, Edo Anzoátegui. Sartenejas, Marzo de 2006, 144 p. Trabajo de Grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Simón Bolívar.

REQUENA, Neptalí. Análisis de velocidad de sísmica de superficie y de pozos para la migración en profundidad, utilizando datos 3D de los campos el Furrial y Carito. Proyecto de Grado, UCV, 2000.

REYNOLDS, J. M. An Introduction to Applied and Environmental Geophysics. Reynolds Geo-Sciences Ltda, UK, 1997.

ROJAS, Luis E. Empresa Colombiana de Petróleos. Vicepresidencia adjunta de exploración Gerencia de prospección. Interpretación estructural Piedemonte central Cuenca Llanos Orientales. Bogotá, Mayo de 2002.

RUIZ, Cristina. Inversión sísmica y estudio de Atributos sísmicos post apilamiento de los niveles I3 y TU de la formación Oficina en el campo Guico Guara, Estado Anzoátegui. Sartenejas, Febrero 2007, 83 p. Trabajo de Grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Simón Bolívar.

SAVIC, M., VERWEST, B., MASTERS R., SENA, A. y GINGRICH, D. Elastic Impedance Inversion in Practice. ARCO British Ltd. ARCO Exploration. ARCO Alaska Inc. SEG, (2000).

SCHLUMBERGER. Interpretación de Perfiles, Volumen 1, New York.

SCHLUMBERGER. Glossary Oilfield (2005). www.slb.com

SHERIFF, R. Seismic Resolution a key Element. Explorer, Geophysical Corner, 1997.

TANER, M. T y SHERIFF, E. Application of Amplitude, Frequency, and Other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination. AAPG Memoir 26, Seismic Stratigraphy-Applications to Hydrocarbon Exploration, 1997.

TELFORD, W., GELDART, L. y SHERIFF, R. Applied Geophysics. Cambridge University Press, 1990.

TEIXIDO, T. Caracterización del Subsuelo Mediante Sísmica de Reflexión de Alta Resolución. Memoria de Tesis Doctoral. Universidad de Barcelona, 2000.

ANEXOS

ANEXO A: LINEALIZACIÓN DE SHUEY A LA ECUACIÓN DE ZOEPPRITZ.

$$R(\theta) = A + B \operatorname{sen}^2 \theta + C \operatorname{sen}^2 \theta \tan^2 \theta$$

Donde, $A = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$, $B = \frac{\Delta V_p}{2V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta \rho}{\rho}$ **y** $C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p}$

Además, $\bar{V}_p = (V_p(t_i) + V_p(t_i - 1))/2$ **y** $\Delta V_p = V_p(t_i) - V_p(t_i - 1)$

$$\frac{V_s^2}{V_p^2} = \left(\frac{V_s^2(t_i)}{V_p^2(t_i)} + \frac{V_s^2(t_i - 1)}{V_p^2(t_i - 1)} \right) / 2$$

La serie de reflectividad esta dada por: $R(\theta) = \frac{f(t_i) - f(t_i - 1)}{f(t_i) + f(t_i - 1)}$

$$R(\theta) \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{1}{2} \Delta \ln(EI), \text{ donde } EI \text{ es la impedancia elástica.}$$

Entonces:

$$\begin{aligned} \frac{1}{2} \Delta \ln(EI) &= \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \left(\frac{\Delta V_p}{2V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \operatorname{sen}^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \operatorname{sen}^2 \theta \tan^2 \theta \\ &= \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} (1 + \operatorname{sen}^2 \theta) + \frac{\Delta \rho}{\rho} \left(1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \operatorname{sen}^2 \theta \right) - \frac{\Delta V_s}{V_s} 8 \frac{V_s^2}{V_p^2} \operatorname{sen}^2 \theta + \frac{\Delta V_p}{V_p} \operatorname{sen}^2 \theta \tan^2 \theta \right] \end{aligned}$$

Como: $\operatorname{sen}^2 \theta \tan^2 \theta = \tan^2 \theta - \operatorname{sen}^2 \theta$

Se tiene que:

$$\frac{1}{2} \Delta \ln(EI) = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} (1 + \tan^2 \theta) - \frac{\Delta V_s}{V_s} 8 \frac{V_s^2}{V_p^2} \operatorname{sen}^2 \theta + \frac{\Delta \rho}{\rho} \left(1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \operatorname{sen}^2 \theta \right) \right]$$

$$\Delta \ln(EI) = (1 + \tan^2 \theta) \Delta \ln(V_p) - 8 \frac{V_s^2}{V_p^2} \operatorname{sen}^2 \theta \Delta \ln(V_s) + \left(1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \operatorname{sen}^2 \theta \right) \Delta \ln(\rho)$$

Tomando, $\frac{V_s^2}{V_p^2} = K = \text{una constante}$

$$\Delta \ln(EI) = \Delta \ln(V_p^{(1+\tan^2 \theta)}) - \Delta \ln(V_s^{(8K \operatorname{sen}^2 \theta)}) + \Delta \ln(\rho^{(1-4K \operatorname{sen}^2 \theta)})$$

$$= \Delta \ln(V_p^{(1+\tan^2 \theta)} V_s^{(-8K \operatorname{sen}^2 \theta)} \rho^{(1-4K \operatorname{sen}^2 \theta)})$$

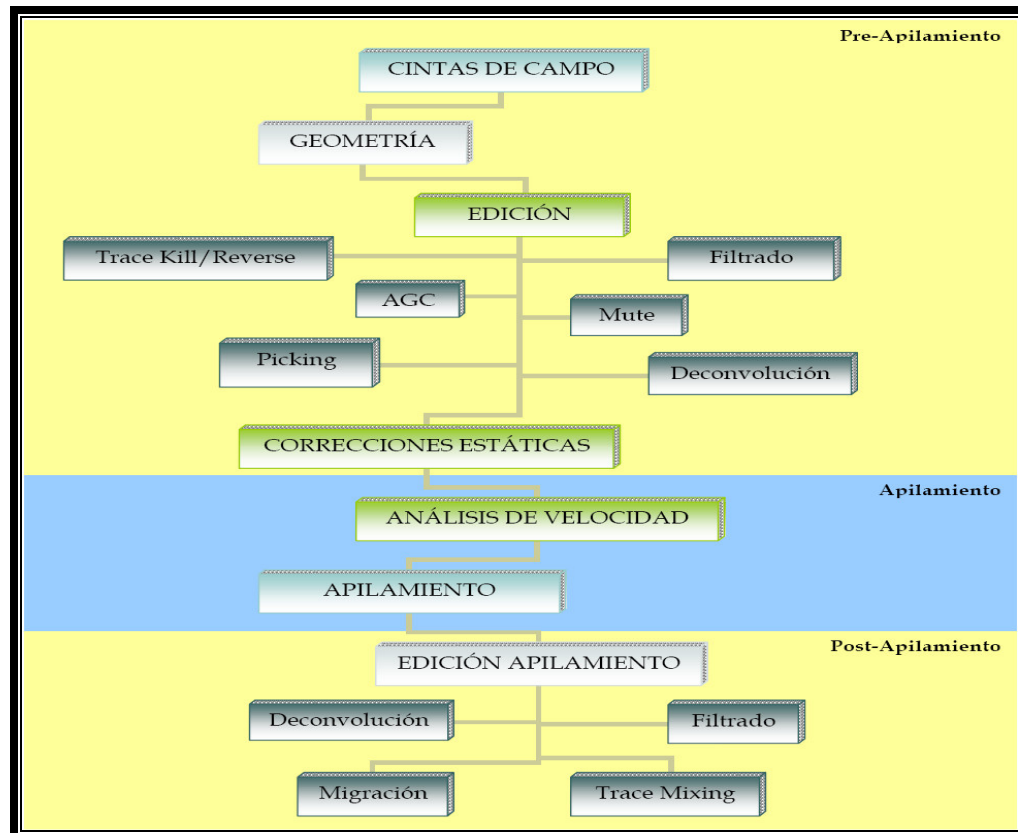
Finalmente, integrando y aplicando exponencial a ambos lados de la ecuación se tiene:

$$EI = V_p^{(1+\tan^2 \theta)} V_s^{(-8K \operatorname{sen}^2 \theta)} \rho^{(1-4K \operatorname{sen}^2 \theta)}$$

ANEXO B: SECUENCIA CONVENCIONAL DE PROCESO DE DATOS

Desde el momento en que los datos de campo (registros sísmicos) son introducidos en una estación de trabajo la secuencia de procesamiento comienza su desarrollo. Según Yilmaz, hay tres etapas en el procesamiento de datos: 1) La etapa de pre-apilamiento (*pre-stack*); en donde una de las operaciones más significativas es la deconvolución. 2) La etapa de apilamiento (*stack*); con el análisis de velocidad como punto fundamental. Y 3) la etapa de post-apilamiento (*post-stack*); siendo la migración uno de los algoritmos finales que se aplican.

Figura B. Secuencia básica del procesamiento de datos sísmicos de reflexión.



Fuente: Philosophical Magazine 48. 1989.