

**Análisis de los arribos de ondas compresionales y de corte en rocas no consolidadas a partir de registros acústicos en la Formación Carbonera - Cuenca de los Llanos Orientales**

**Autor**

**Mac Gabriel Vega Yance**

**Trabajo de grado para optar al título de Magister en Geofísica**

**Director**

**Mario García González**

**Doctor en Geología**

**Codirector**

**Daniel Sierra Bueno**

**Doctor en Ingeniería Biomédica**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ciencias**

**Escuela de Física**

**Maestría en Geofísica**

**Bucaramanga**

**2018**

### **Dedicatoria**

*Al ser todo poderoso que me ha cambiado y cada día me enseña a ser mejor... Dios*

*A Nelly y Frank mis seres queridos, siempre están apoyándome y dándome fuerzas.*

*A mi guía, orientador y casi un padre en los momentos más difíciles, Benito Javier Vega.*

*Mac Gabriel Vega Yance*

### **Agradecimientos**

A Dios por darme la fuerza, valor y energías de terminar con éxito este proceso profesional.

Al Doctor Martínez, quien me invito y me sugirió realizar esta fabulosa maestría; al Doctor José David Sanabria por su valiosa colaboración; al Doctor Daniel Sierra, a mi Director el Doctor Mario García, a las señoritas de la escuela de Física, Cecilia y Jessica, la señorita de Admisiones Luz Amparo siempre amable y dispuesta a colaborar y en especial a la Ingeniera María Claudia Orozco Cujia por sus valiosas observaciones y aportes.

A Mauricio Clopatosfky y Carlos Chaffie gerentes de Drilling Service para Colombia Weatherford.

A mis evaluadores el Geólogo Hernán Madero y el Doctor Emiliano Ariza por sus valiosas recomendaciones.

A mi hermano Frank por darme ánimos.

A mi primo Benito Javier Vega por ser una guía, orientador y apoyo emocional en cada proyecto.

A la persona que en cada proyecto que emprendo me apoya, me da ánimos y me hace creer que soy capaz, la Sra. Nelly Yance, mi madre.

**Tabla de Contenido**

Introducción .....	14
1. Marco geológico .....	16
1.1. Localización regional cuenca de los Llanos orientales .....	16
2. Marco Teórico.....	25
2.1. Ondas de Compresión y de Corte.....	25
3. Registro Sónico.....	30
3.1. Generalidades .....	30
3.2. Principio del registro sónico .....	30
3.2.1. Principios de medición.....	35
3.2.2. Propagación del sonido en las rocas.....	36
3.2.3. Propagación de las ondas acústicas en los pozos .....	46
3.2.4. Velocidades acústicas en los diferentes materiales.....	54
3.2.5. Descripción de la medición del tiempo de tránsito .....	56
3.2.6. Herramientas acústicas de porosidad .....	58
4. Metodología: Identificación del tipo de litología presente en la formación carbonera a.....	60
partir de registros sínicos.....	60
5. Condiciones operacionales - Estado actual del pozo.....	63
6. Resultados y Análisis .....	64

6.1. Análisis de arribos de ondas compresionales y de corte en la Formación Carbonera. ....	65
6.2. Interpretaciones de Hidrocarburos .....	86
6.3. Manifestaciones de Gas en cada miembro de la formación Carbonera .....	92
6.3.1. Miembro C1.....	92
6.3.2. Miembro C2.....	92
6.3.3. Miembro C3.....	92
6.3.4. Miembro C4.....	93
6.3.5. Miembros C5 .....	93
6.3.6. Miembros C6.....	93
6.3.7. Miembro C7.....	93
6.4. Evaluación e interpretación de relaciones de gases y gráficas de Pixler .....	95
7. Conclusiones.....	101
8. Recomendaciones .....	103
Referencias Bibliográficas .....	105

**Lista de Figuras**

Figura 1: Localización regional Cuenca de los Llanos Orientales - Formación Carbonera .....	16
Figura 2: Localización geográfica Cuenca de los Llanos Orientales - Pozo Carbonera .....	20
Figura 3: Registro sísmico. Topes de las formaciones de la Cuenca de los Llanos Orientales .....	21
Figura 4: Columna estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales .....	22
Figura 5: Sísmico Formación Carbonera .....	23
Figura 6: Columna Estratigráfica Formación Carbonera .....	24
Figura 7: Columna estratigráfica generalizada y sección transversal esquemática.....	24
Figura 8: Comportamiento Onda P y Onda S .....	29
Figura 9: Ondas sísmicas tipos internas: ondas primarias (P) y secundarias (S).....	29
Figura 10: Formas de ondas típicas .....	31
Figura 11: Respuesta típica que se puede generar en el tiempo de tránsito medido .....	35
Figura 12: Dirección de propagación de Ondas P y S.....	38
Figura 13: Movimiento y propagación de las ondas P y S. ....	39
Figura 14: Propagación de las ondas híbridas en el pozo. ....	40
Figura 15: Propagación de las ondas acústicas en el pozo. ....	41
Figura 16: Tren de onda registrado por medio de las herramientas sónicas .....	43
Figura 17: Registro de ondas completa .....	43
Figura 18: Efectos mecánicos de las ondas sísmicas. ....	44
Figura 19: Tren de ondas completo recibido en el receptor herramienta acústica. ....	45
Figura 20: Rangos de frecuencia y longitudes de onda típicas de las distintas mediciones acústicas. ....	47

Figura 21: Geometría que se obtiene de las ondas acústicas propagadas en un pozo.....	49
Figura 22: Frentes de onda en la interfase de los medios M1 y M2.....	49
Figura 23: Ángulos críticos de refracción de las ondas compresionales incidentes.....	50
Figura 24: Camino que siguen los frentes de onda compresionales y transversales en el agujero	57
Figura 25: Esquema que muestra la configuración de la herramienta acústica que operan con un sistema de 1 transmisor -1 receptor. ....	59
Figura 26: Descripción Metodología de análisis de ondas P y S en la formación Carbonera .....	62
Figura 27: Formación C1 - DTC vs V (FT/SEG).....	66
Figura 28: Formación C2 – DTC vs V (FT/SEG) .....	68
Figura 29: Formación C3 - DTC vs V (FT/SEG).....	71
Figura 30: Formación C4- DTC vs V (FT/SEG).....	73
Figura 31: Formación C5 - DTC vs V (FT/SEG).....	75
Figura 32: Formación C5 D1 - DTC vs V (FT/SEG).....	77
Figura 33: Formación C5 D2 - DTC vs V (FT/SEG).....	79
Figura 34: Formación C6 - DTC vs V (FT/SEG).....	81
Figura 35: Formación C7A - DTC vs V (FT/SEG).....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 36: Formación C7B - DTC vs V (FT/SEG) .....	85
Figura 37: Interpretación litológica a partir registros eléctricos. ....	89
Figura 38: Profundidad vs Relación de gases FM C5 .....	98
Figura 39: Interpretación del Método de Pixler.....	99
Figura 40: Porosidad vs Permeabilidad en función de la profundidad de la FM C5.....	100

**Lista de Tablas**

Tabla 1: Dirección de propagación de las ondas.....	32
Tabla 2: Velocidades de compresión y tiempos de tránsito de las rocas porosas.....	55
Tabla 3: Topes definidos de las formaciones.....	63
Tabla 4: Intervalos perforados por pies de formación.....	64
Tabla 5: DTC vs V (FT/SEG) – Formación C1.....	65
Tabla 6: DTC vs V (FT/SEG) - Formación C2.....	67
Tabla 7: DTC vs V (FT/SEG) - Formación C3.....	69
Tabla 8: Formación C4- DTC vs V (FT/SEG).....	72
Tabla 9: Formación C5 - DTC vs V (FT/SEG) .....	74
Tabla 10: Formación C5 D1 - DTC vs V (FT/SEG).....	76
Tabla 11: Formación C5 D2 - DTC vs V (FT/SEG).....	78
Tabla 12: Formación C6 - DTC vs V (FT/SEG) .....	80
Tabla 13: Formación C7A - DTC vs V (FT/SEG).....	82
Tabla 14: Formación C7B - DTC vs V (FT/SEG).....	84
Tabla 15: Topes Tomas de Registros Eléctricos .....	86
Tabla 16: Interpretación litológica de la formación Carbonera. ....	90
Tabla 17: Interpretación de hidrocarburos livianos .....	94
Tabla 18: Resultados del tipo de fluido y gravedad obtenidos de la relación C1/C2.....	96
Tabla 19: Manifestaciones de gases en la formación C5 .....	97
Tabla 20: Relación de gases en función de la profundidad FM C5.....	97
Tabla 21: Datos de variación de Permeabilidad y porosidad con la profundidad en la FM C5 ....	99

**Lista de Apéndices**

Apéndice A: Registro Sónico - Pozo Carbonera.....110

Apéndice B: Well Plan – Trayectoria direccional Pozo Carbonera .....119

## Resumen

**Título:** Análisis de los arribos de ondas compresionales y de corte en rocas no consolidadas, a partir de registros acústicos en la Formación Carbonera - Cuenca de los Llanos Orientales\*

**Autor:** Mac Gabriel Vega Yance\*\*

**Palabras claves:** registro, formación, sónico, ondas, compresionales, corte.

### Descripción:

Una de las zonas de mayor incertidumbre del territorio nacional en la producción de Hidrocarburos es la formación carbonera cuenca de los llanos orientales. Esto se debe a la presencia de roca no consolidada originada por canales fluviales. Además, su perforación es un reto dificultando su avance y generando grandes pérdidas en tiempo de no productivos y recursos. En ese sentido para resolver este problema y obtener una producción en forma eficaz y efectiva se requieren conocer las rocas, fluidos presentes, sus formaciones adyacentes y definir un modelo Geomecánico estable para este tipo de formación fluvial, lo cual es posible lograr a partir de mediciones electromagnéticas, nucleares y sínicas.

La importancia de las mediciones sínicas revelan una multitud de propiedades de pozo que pueden utilizarse para inferir la porosidad primaria y secundaria, la permeabilidad, la litología, la mineralogía, la presión de poro y el tipo de fluido. Las formas de onda de alta calidad compresionales (P), de corte (S) y las técnicas de procesamiento de avanzada se traducen en estimaciones de la lentitud más precisas que coadyuvan a comprender mejor el cambio de las formaciones e incluso en sedimentos no consolidados, lo que contribuye a la caracterización de las rocas del subsuelo y de las propiedades de los fluidos obteniendo pozos estables, terminaciones más duraderas y mayor producción en nuestros campos.

No obstante, esta investigación busca aclarar la incertidumbre o desconocimiento de las ondas de arribo y de corte. Sin embargo cabe resaltar que por muchos años esta zona ha sido estudiada y aún se desconoce el comportamiento de la onda compresional y de corte en la formación Carbonera.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ciencias. Escuela de Física. Director PhD (c) Mario García González. Co-director PhD. (c) Daniel Sierra Bueno.

## Abstract

**Title:** Analysis of the elements of compressional waves and cutting in non - consolidated rocks, from acoustic records in the Carbonera - basin training of the eastern llanos\*

**Author:** Mac Gabriel Vega Yance\*\*

**Key words:** Logging, formation, sonic, waves, compressional, cut, unconsolidated.

### Description:

One of the zones of greater uncertainty of the national territory in the production of Hydrocarbons is the coal formation basin of the eastern plains. This is due to the presence of unconsolidated rock originated by river channels. In addition, drilling is a challenge making drilling difficult and generating large losses in drilling time and resources. In order to solve this problem and to obtain a production in an effective and effective way, it is necessary to know the rocks, present fluids, their adjacent formations and a stable Geomechanical model for this type of fluvial formation, to achieve this objective electromagnetic measurements are taken, nuclear and sonic.

However, the importance of sonic measurements reveal a multitude of well properties that can be used to infer primary and secondary porosity, permeability, lithology, mineralogy, pore pressure and fluid type. High-quality compressional (P), cutting (S) waveforms and advanced processing techniques result in more accurate slowness estimates that contribute to a better understanding of shifting formations and even unconsolidated sediments, these improvements result in a better characterization of subsoil rock and fluid properties by obtaining stable wells, longer durations and greater production in our fields.

However, this research seeks to clarify the uncertainty or ignorance of the waves of arrival and of cut. However, it should be noted that for many years this zone has been studied and the behavior of the compressional and cut wave in the Carbonera formation.

It can be expressed that, from the results obtained from the velocity values, gas manifestations were observed in each member of the Carbonera formation, such as member C1 (sand, shale, arcillaillite and coal), which registered an average gas of 11 ppm. total gas.

---

\* Master's Thesis

\*\* Science Faculty. School of Physics

Director PhD (c) Mario García González. Co-director PhD. (c) Daniel Sierra Bueno.

## **Introducción**

El presente trabajo de investigación tiene por objeto el análisis de los arribos de ondas compresionales y de corte en rocas no consolidadas a partir de registros acústicos en la formación Carbonera Cuenca de los Llanos Orientales; el cual es una tema que toma relevancia con la problemática en una de las zonas de perforación de mayor riesgo y dificultad que se presenta en el momento de perforar, debido a su compleja estructura geológica formada por rocas no consolidadas existente en la formación.

Por tanto, la finalidad de esta investigación es calcular la velocidad característica de la roca, para poder determinar el tipo de litología presente en la formación carbonera a partir de registros sínicos. Este objetivo principal será alcanzado mediante los objetivos específicos; como la determinación de las litologías a partir del registro sínico en la formación carbonera. En segundo lugar, calcular la velocidad de la onda mediante la diferencia de estos tiempos de tránsito, Slowtnnes o tiempos de viaje por unidad de longitud y por último identificar las diferentes capas litológicas a partir de las velocidades calculadas en el objetivo específico anterior y del modelo de densidades de roca presentes en la formación carbonera.

Además, la metodología planteada para esta investigación en un primer paso es la recopilación de la información geológica de la formación carbonera y regional, uso de los registros sínicos para develar los TPM (tiempos muertos de perforación), acompañados de los registros de resistividad, gamma Ray y el set de registros anexados como el de cromatografía para la determinación y corroboración de la presencia de Gas y la interpretación gráfica de los resultados obtenidos.

Sin embargo, no hay que desconocer que para las compañías operadoras en la perforación este es el mayor riesgo que se presenta, por tanto se busca minimizar este riesgo mediante los DTC (Tiempo de tránsito de la onda sónica). Donde la problemática se presenta en el momento de la perforación con una gran incertidumbre geológica al no conocer con certeza que capas o estructuras litológicas se está atravesando, por esto surge una gran cantidad de imprevistos que generan pérdidas de recursos económicos, tiempo y dificultades en la producción del pozo perforado.

Ahora bien, se puede expresar que, a partir de los resultados obtenidos de los valores de velocidades se observó manifestaciones de Gas en cada miembro de la formación Carbonera como el miembro C1 (Arena, lutita, arcillolita y Carbón) que registró un gas promedio de 11 ppm de gas total.

## 1. Marco geológico

### 1.1. Localización regional cuenca de los Llanos orientales

En la Figura 1, se muestra la cuenca de los llanos orientales donde está ubicada la formación carbonera.

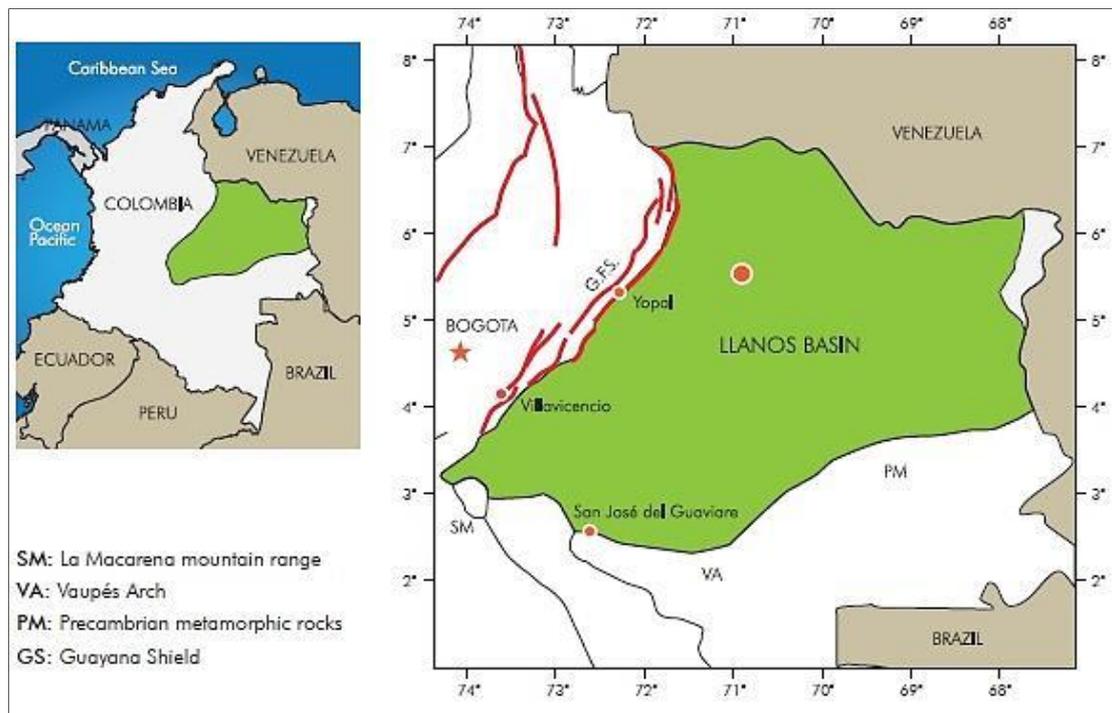


Figura 1: Localización regional Cuenca de los Llanos Orientales - Formación Carbonera. Adaptado de Moncayo, I, Tchegliakova & Montes, L. (2012). Pre-stack seismic inversion based on a genetic algorithm: a case from the llanos basin (Colombia) in the absence of well information. Mayo 15, 2012, de Scielo. Sitio web: [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0122-53832012000100001](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832012000100001).

De acuerdo con la descripción regional de la cuenca de los Llanos Orientales, se evidencia en esta secuencia litológica de gran espesor, que en el pozo Carbonera alcanza cerca de 6.000 pies, está ampliamente distribuida a través de la cuenca. Corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de

arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat y otros, 1985), depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental. Elf Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la cuenca. En área sur de la cuenca, la Formación Carbonera y base de la secuencia terciaria ha sido dividida por ECOPETROL en nueve unidades operacionales, que de base a techo se denominan:

Unidad T2 (Areniscas Basales de Carbonera), que en otras partes de la cuenca Llanos Orientales es denominada Formación Mirador. Entre aproximadamente la Unidad C8 y la Unidad C1 de la nomenclatura de Elf Aquitaine para la Formación Carbonera del sector del Casanare, la secuencia se hace bastante arenosa en el sector del Meta, por lo que estas unidades son difíciles de correlacionar, por lo tanto, ECOPETROL usa las unidades operacionales: Lutita E4, Unidad T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas de Carbonera, Conjunto C1, Lutita E (Unidad C2) y Areniscas Superiores de Carbonera (Unidad C1). Igualmente, de base a techo, estas unidades se van acuñando a medida que se avanza hacia el sureste y este de la cuenca. En el sector sur y sureste de la cuenca, las formaciones León y Guayabo, lo mismo que la Formación Carbonera y sus unidades operacionales, como ya se mencionó se vuelven más arenosas, por lo que son difíciles de diferenciar, por lo tanto, se ha generalizado el uso de la nomenclatura de Chevron en el área de Castilla, donde: “Formación Caja” comprende desde superficie hasta la base de la unidad operacional “Areniscas de Carbonera” de la Formación Carbonera, en la nomenclatura del sector del campo

Apiay/ECOPETROL. “Formación Diablo” desde las “Areniscas de Carbonera” hasta el tope de la unidad operacional “Lutita E3”, de Apiay/ECOPETROL, y “Formación San Fernando” desde aquí hasta el tope del Cretáceo.

Unidad C8 (Unidad E4), el carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la Formación Carbonera. Esta Unidad, presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña.

Unidad C7 (Unidad T1), se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita de color gris a verduzco. Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor en la parte central de la cuenca.

Unidad C6 (Lutita E3), el máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa se encuentra en el sector de Cumaral-1, con 600 pies. Hacia el Este se reduce rápidamente, hasta tener un promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.

Unidad C5, está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies. En el sector de Apiay es difícil diferenciarla y estaría incluida en la Conjunto C2 (ECOPETROL), en el cual estaría también el intervalo crono estratigráfico correspondiente a la Unidad C4, no diferenciable en este sector, ya que litológicamente el Conjunto C2 presenta aproximadamente un espesor de 1.000 pies, correspondiente a una intercalación de arcillolitas, y areniscas de poco espesor, con un nivel un poco más arcilloso hacia el tope del mismo.

Unidad C4, no siempre son evidentes las características litológicas de esta unidad, especialmente en el sector suroeste de la cuenca. Está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero entre Vanguardia-1, al suroeste y Tauramena -1, al noreste. El máximo espesor registrado en este sector se encuentra en el pozo Guacavía-1 con 1.050 pies. Generalizando, la Unidad C4 presenta un espesor comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca.

Unidad C3, esta unidad se encuentra poco desarrollada en la parte centro norte de la cuenca, donde presenta un espesor promedio de 150 pies y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste alcanzando más de 700 pies en el frente de montaña, cerca de Medina-1. Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca. En el sector de Apiay, puede ser equivalente crono-estratigráficamente a las Areniscas de Carbonera, y Conjunto C1, que corresponde a una intercalación de areniscas y arcillolitas.

Unidad C2 (Lutita E), después de la Formación León, es el sello mejor desarrollado, y el de mayor extensión hacia el Este. Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, donde alcanza más de 900 pies (pozo Medina-1). La Unidad C2, correlaciona con la lutita E del sector del Apiay. En sus límites norte y noreste de la cuenca, el porcentaje de arena aumenta, relacionado probablemente con ambiente deltaico en este sector.

Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera), es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Correlaciona estratigráficamente con las Areniscas Superiores de Carbonera (ECOPETROL). Su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte, en el sector de Guacavía-1 y Cumaral-1. No obstante, el pozo Carbonera de objeto de estudio se encuentra ubicado en el Municipio de San Luis de Palenque (Figura 2) en el Departamento del Casanare, con una estructura Homoclinal.

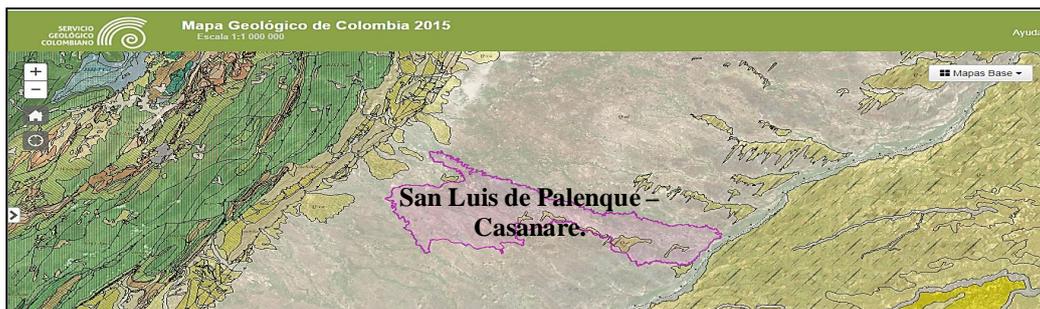


Figura 2: Localización geográfica Cuenca de los Llanos Orientales - Pozo Carbonera. Adaptado de Fuente: Gómez, Jorge. (2015). Mapa Geológico de Colombia 2015. En Servicio Geológico Colombiano. Bogotá, Colombia: SGC.

Seguidamente en la Figura 3, se muestran los límites de secuencias sísmicas asociados a topes de formaciones de la Cuenca de los Llanos Orientales.

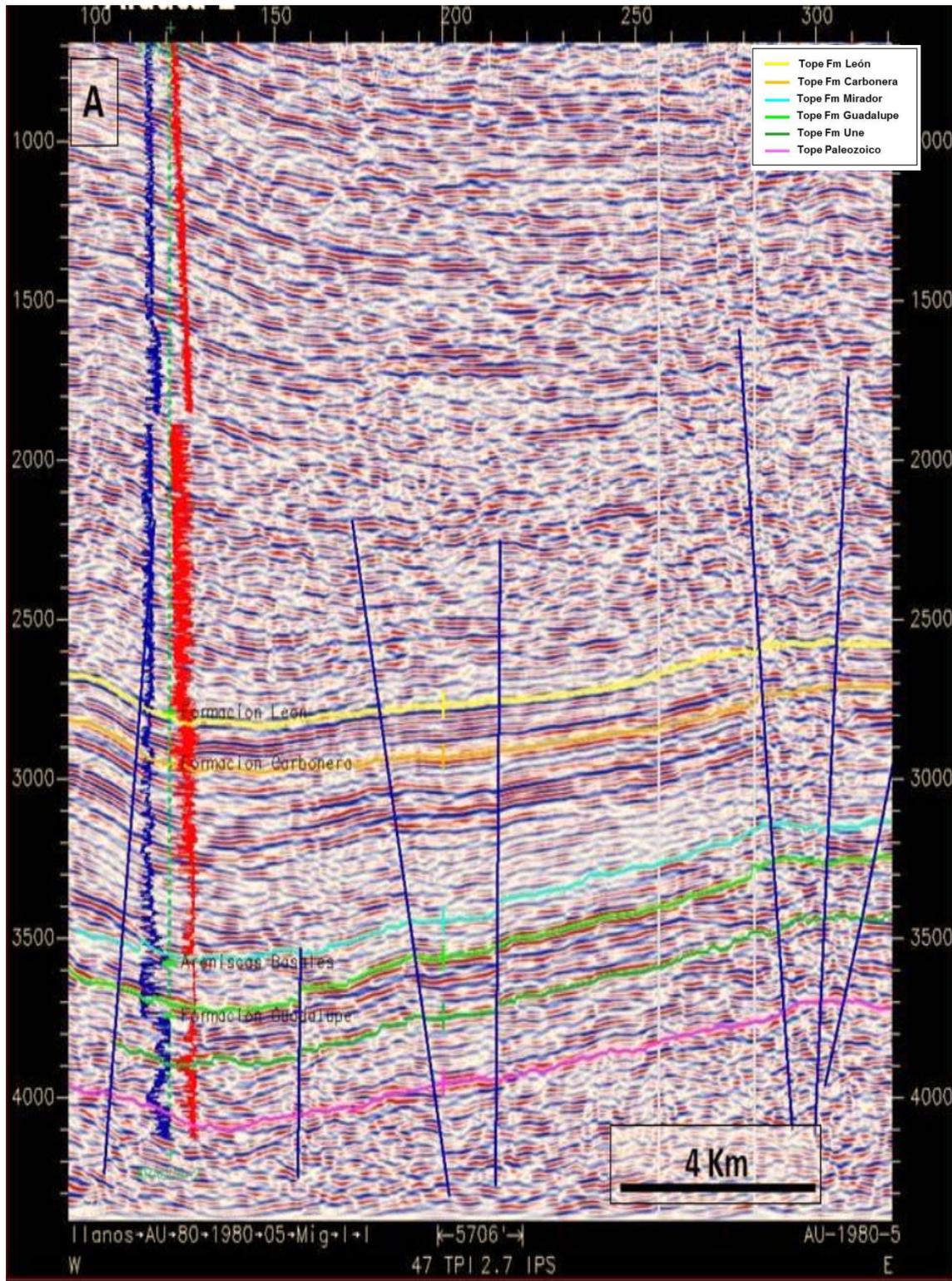


Figura 3: Registro sísmico. Topes de las formaciones de la Cuenca de los Llanos Orientales. Adaptado de Agencia nacional de hidrocarburos. (2012). Cuenca llanos orientales. En Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos (209). Bogotá: ANH

Por otro lado en la figura 4, se observa la columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales.

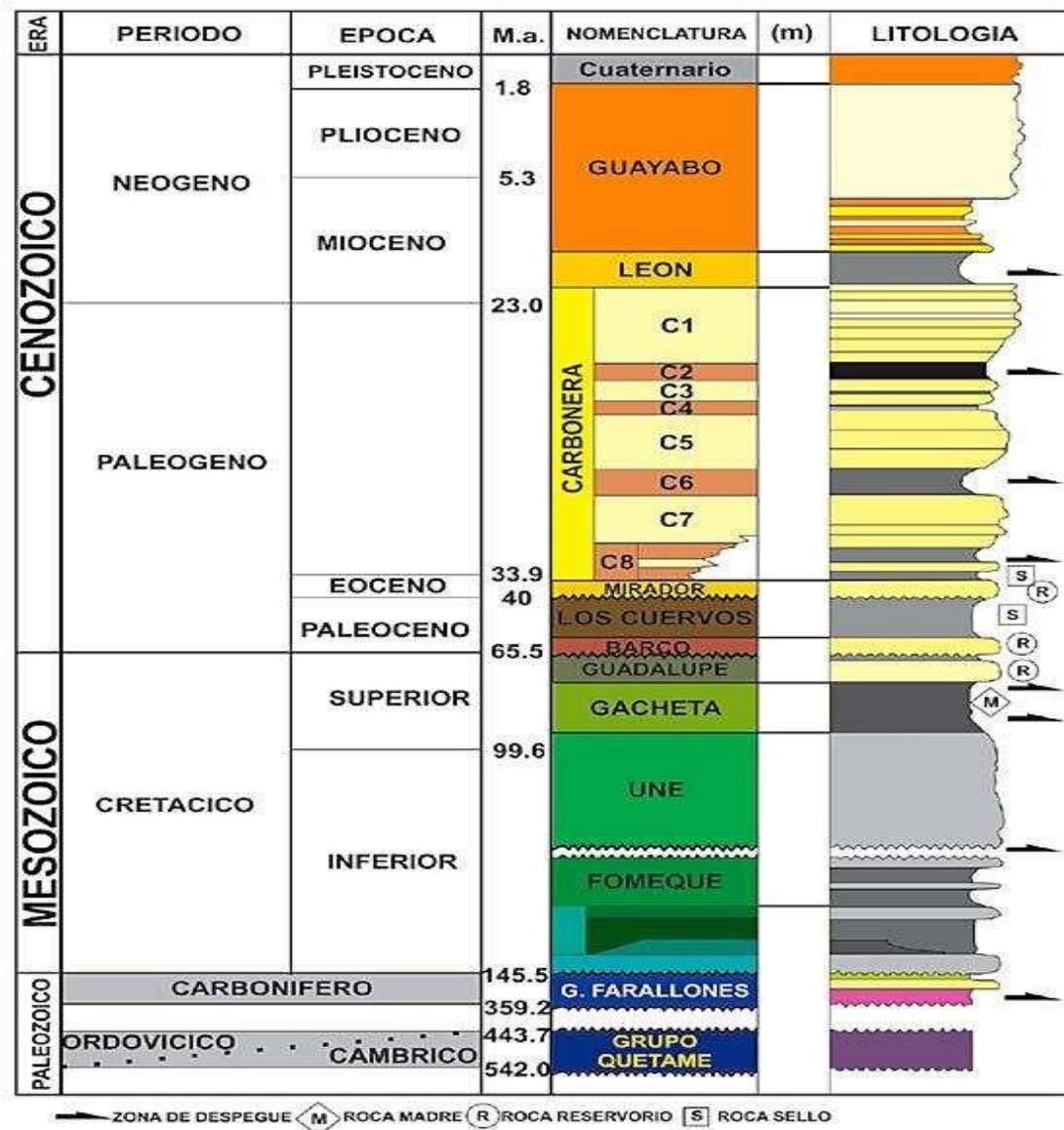


Figura 4: Columna estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales. Adaptado de Agencia nacional de hidrocarburos. (2012). Cuenca llanos orientales. En Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos (209). Bogotá: ANH.

Conforme a la Figura 5, se evidencia que en el nivel C7 se identifica por un máximo positivo. Sin embargo, este horizonte no está bien definido, ya que la alta porosidad de esta unidad reduce la densidad y en consecuencia se produce un bajo coeficiente de reflexión, por lo que este horizonte pierde continuidad y cambia su fase en algunos sectores.

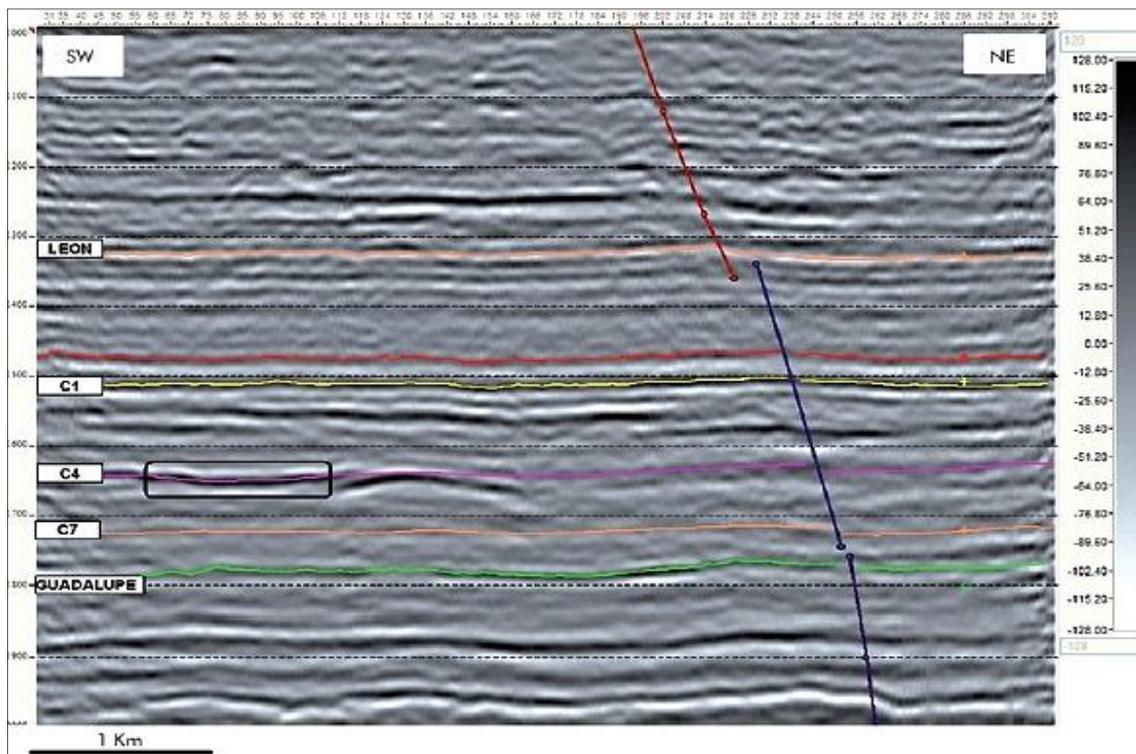


Figura 5: Sísmico Formación Carbonera Adaptado de Moncayo, I, Tchegliakova & Montes, L. (2012). Pre-stack seismic inversion based on a genetic algorithm: a case from the llanos basin (Colombia) in the absence of well information. Mayo 15, 2012, de Scielo. Sitio web: [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0122-53832012000100001](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832012000100001).

De acuerdo con la Figura 6, se deja entrever, las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) de edad paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10 al 30%. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la

Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales (lutitas). Mientras que en la Figura 7, se detalla la Columna estratigráfica generalizada y sección transversal esquemática.

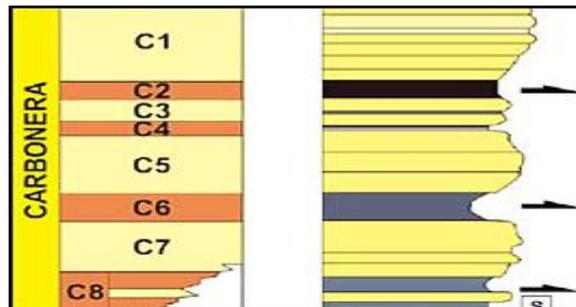
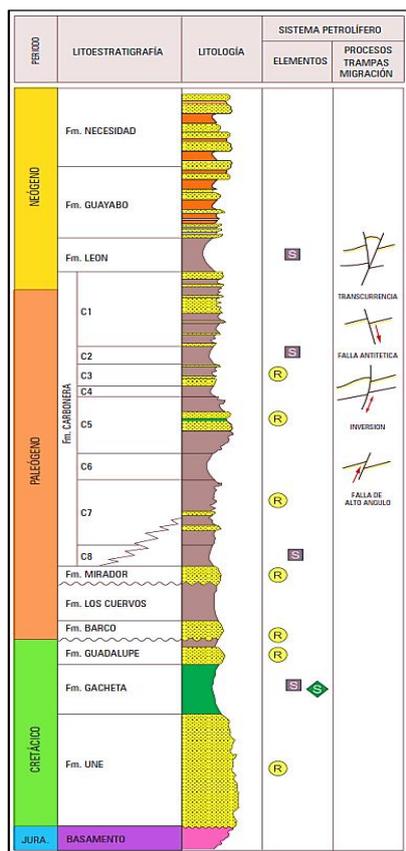


Figura 6: Columna Estratigráfica Formación Carbonera. Adaptado de Agencia nacional de hidrocarburos. (2012). Cuenca llanos orientales. En Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos (209). Bogotá: ANH.



Las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador, de edad paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10 al 30%.

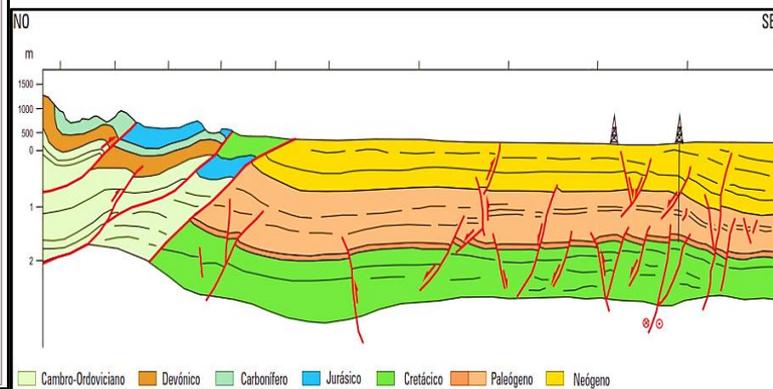


Figura 7: Columna estratigráfica generalizada y sección transversal esquemática. Adaptado de B&M Exploration Ltda. & ANH (2008)

## **2. Marco Teórico.**

### **2.1. Ondas de Compresión y de Corte**

Las rocas no consolidadas son los suelos y los sedimentos sueltos como arcilla, limo, arena y grava, de origen fluvial, aluvial y glacial (entre otros). De ahí el interés del análisis de ondas compresionales y corte en este tipo de zonas en la formación Carbonera de los Llanos Orientales donde se presumen grandes reservas de hidrocarburos, es ahí donde toma importancia; el registro acústico el cual basa su funcionamiento, en las propiedades elásticas de las formaciones. El registro de la herramienta da una medida del tiempo de tránsito que la onda de propagación de un impulso acústico (las ondas P o de compresión) necesita para llegar del emisor al receptor, atravesando por la formación rocosa. El emisor acústico consiste en un transductor piezoeléctrico, que convierte la energía eléctrica en energía vibratoria. La sonda lleva dos receptores que funcionan en sentido contrario y transforman la energía de vibración de la onda acústica en señales eléctricas. El emisor y los detectores están mecánicamente desconectados entre sí, por una sección aislante. (Ministerio de Industria Energía, 1991, p. 64).

En su trayecto por la roca, la señal acústica genera una serie de ondas de distintas características. Los registros acústicos se basan en la medida de la lentitud de las ondas P compresionales. La onda P es la primera en llegar a los receptores. La diferencia del tiempo de tránsito de la onda P entre los dos receptores, se usa para calcular la velocidad característica de la roca. La llegada de la onda P es automáticamente registrada por el sistema electrónico que se encuentra en la superficie. (Ministerio de Industria y Energía, 1991, p. 64).

Bajo condiciones ideales, puede considerarse el tiempo de tránsito como la suma del tiempo que la onda ha pasado dentro de la matriz sólida y el tiempo de viaje dentro de los fluidos que

rellenan los poros. En consecuencia los registros del método sónico están relacionados de forma lineal con el contenido de agua (o fluidos en general), que es equivalente a la porosidad, suponiendo la saturación de la roca. (Ministerio de Industria y Energía, 1991, p. 64).

Así mismo, las ondas acústicas de los pozos pueden ser simples o complejas como las formaciones en las que se propagan. Comprender los principios de la propagación de ondas es esencial para poder apreciar la moderna tecnología de los registros sínicos. (Haldorsen, et al., 2006, p.36).

Por otro lado, (Muñoz, 2014), referencia con respecto la velocidad de propagación de una onda interna o de volumen e cualquier material viene dada por:

$$(1) \quad V = \sqrt{\frac{\text{Módulo elástico apropiado del material}}{\text{Densidad del material}}}$$

De este modo, la velocidad de las ondas P (V) de las ondas internas compresivas, que involucran deformación compresiva, viene dada por:

$$(2) \quad Vp = \sqrt{\frac{y}{r}}$$

y dado que  $y = K + \frac{4}{3}m$ , VP pasa a ser:

$$(3) \quad Vp = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}m}{r}}$$

Dónde:

Vp: velocidad de propagación de las ondas P

K: es el módulo de compresibilidad

y: es el módulo de compresibilidad +  $\frac{4}{3}$  \* el módulo de corte o rigidez

r: la densidad del material a través del cual se propaga la onda mecánica

m: es el módulo de corte o rigidez

De acuerdo con (Tarbuck, 2005, p.316), como se ilustra en la Figura 8 con un muelle, las ondas P son ondas compresionales que alternan la compresión y la expansión del material que atraviesan. El movimiento hacia delante y hacia atrás producido cuando las ondas compresionales recorren la superficie puede hacer que el terreno se doble y se fracture, y pueden provocar la rotura de las líneas eléctricas.

No obstante, para determinar las velocidades se necesita obtener ciertos parámetros que son base para el cálculo de las velocidades de onda P y S. Los primeros parámetros se van obtener a partir de datos del registro acústico. (Nava, A, & Sandoval, J., 2014, p. 7).

En ese mismo orden de ideas se utilizarán para el análisis las siguientes ecuaciones:

1. Para el cálculo del módulo de corte:

$$(4) \quad \mu = \frac{1000 * \rho}{DTS^2}$$

En donde,  $\mu$  es el módulo de corte,  $\rho$  es la densidad que se obtiene del registro (RHBO) y  $DTS^2$  es la velocidad sónica de la onda P elevado al cuadrado.

2. Cálculo del Coeficiente de Poisson, en donde  $v$  es el coeficiente de Poisson, DTS es la Velocidad sónica y DTC es la velocidad sónica de la onda S.

$$(5) \quad V = \frac{0.5 * \left(\frac{DTS}{DTC}\right)^2 - 1}{\frac{DTS^2}{DTC} - 1}$$

3. Seguidamente para calcular el módulo volumétrico, se presenta la siguiente ecuación. Donde  $M_{kb}$  es el módulo volumétrico,  $\rho$  es la densidad, DTS es la velocidad sónica de la onda P y DTC es la velocidad sónica de la onda S.

$$(6) \quad M_{kb} = 1000 * \rho * \left(\frac{1}{DTC^2} - \frac{4}{3}\right) * \left(\frac{1}{DTS^2}\right)$$

4.  $M_{cb}$  es el módulo compresional y  $M_{kb}$  es el módulo volumétrico.

$$(7) \quad M_{cb} = \left(\frac{1}{M_{kb}}\right)$$

5. Cálculo del Módulo de Young, donde  $\mu$  es el módulo de corte y  $V$  es el coeficiente de Poisson.

$$(8) \quad E = 2 * \mu * (1 + V)$$

6. Parámetro de Lamé, donde  $\lambda$  es el Parámetro de Lamé,  $E$  es el módulo de Young y  $v$  coeficiente de Poisson.

$$(9) \quad \lambda = \mu * \frac{2V}{1-2V}$$

7. También se tiene en cuenta la impedancia de corte  $I_s$ , donde  $\mu$  es el módulo de corte y  $\rho$  es la densidad.

$$(10) \quad I_s = \sqrt{\mu\rho}$$

8. La impedancia compresional  $I_p$ , donde  $\lambda$  es el primer parámetro de Lamé y  $\rho$  es la densidad y  $\mu$  es el módulo de corte.

$$(11) \quad I_p = \sqrt{\lambda\rho + 2\mu\rho}$$

9. Por tanto la velocidad de la Onda P,  $V_p$ . Donde  $I_p$  es la impedancia compresional y  $\rho$  es la densidad.

$$(12) \quad V_p = \frac{I_p}{\rho}$$

10. Velocidad de la onda S es  $V_s$ . Donde  $I_s$  es la impedancia de corte y  $\rho$  es la densidad.

$$(13) \quad V_s = \frac{I_s}{\rho}$$

11. Relación de las velocidades, la cual es el cociente de la velocidad de la onda P y la velocidad de la onda S.

$$(14) \quad \text{Relación} = \frac{V_p}{V_s}$$

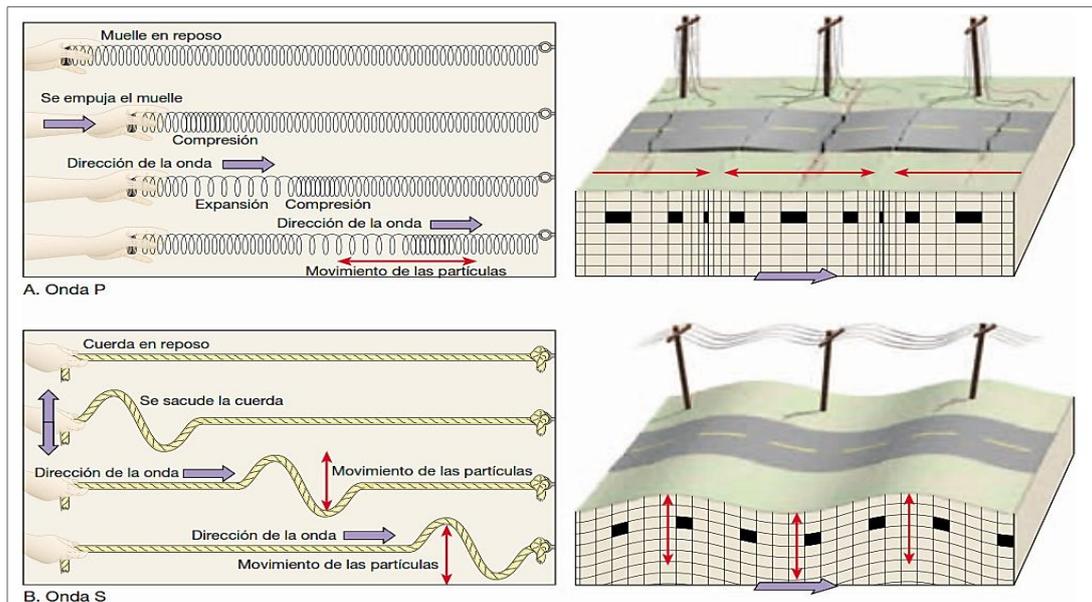


Figura 8: Comportamiento Onda P y Onda S. Adaptado de Tarbuck, Edward J.T & Lutgens, Frederick K. (2005). Ciencias de la Tierra. Madrid: Pearson

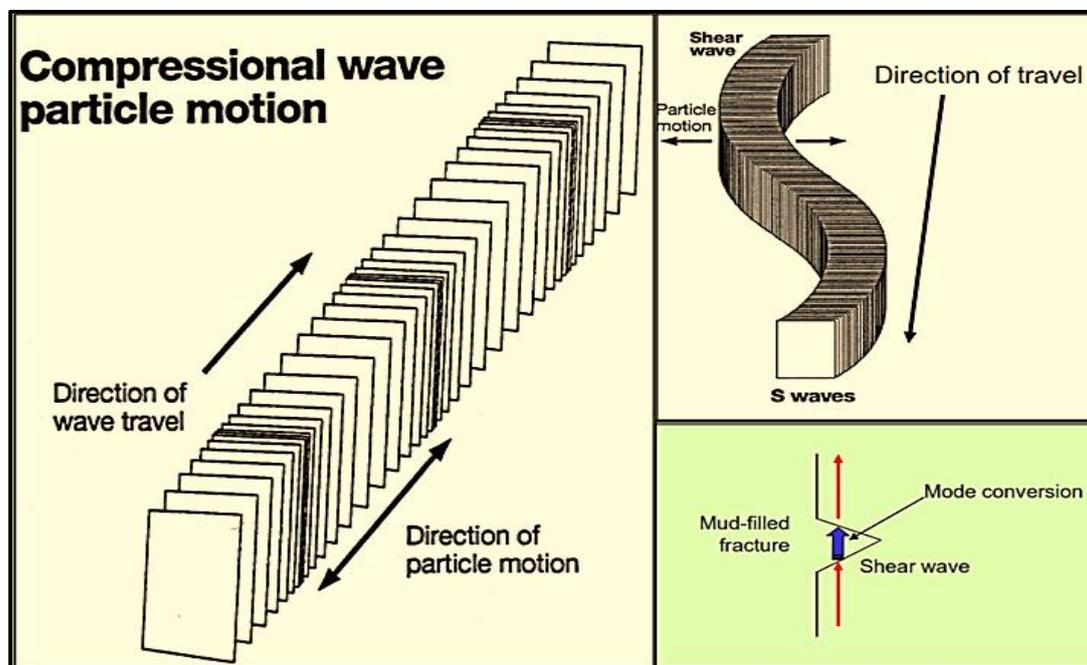


Figura 9: Ondas sísmicas tipos internas: ondas primarias (P) y secundarias (S). Adaptado de Halliburton. (2010). Formation Evaluation Pete 663. Summer 2010, de Halliburton. Sitio web: <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Engler370/fmev-chap12-soniclog.pdf>

### **3. Registro Sónico**

#### **3.1. Generalidades**

Una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo ( $t$ ) que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito ( $\Delta t$ );  $t$  es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos. El registro sónico puede correrse en pozo simultáneamente con otros servicios. SLB, (2010).

#### **3.2. Principio del registro sónico**

La propagación del sonido en un pozo es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes. Estos incluyen la formación, la columna del fluido del pozo y la misma herramienta de registro. El sonido emitido del transmisor choca contra las paredes del agujero. Esto establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido.

En el caso de registros de pozos, la pared y rugosidad del agujero, las capas de la formación y las fracturas pueden representar discontinuidades acústicas significativas. Por lo tanto, los fenómenos de refracción, reflexión y conversión de ondas dan lugar a la presencia de muchas ondas acústicas en el agujero cuando se está corriendo un registro sónico. Teniendo en cuenta

estas consideraciones, no es sorprendente que muchas llegadas de energía acústica sean captadas por los receptores de una herramienta de registro sísmico. Puede observarse en la Figura 10 los distintos cambios que corresponden al inicio de llegadas de compresión y cizallamiento y la llegada de la onda Stoneley donde la velocidad de esta misma depende de la frecuencia del pulso de sonido. Estas formas de ondas típicas son un ejemplo proveniente de un transmisor monopolar en una formación rápida, donde las líneas de guiones rosas corresponden a los tiempos de arribo. A la izquierda se muestra un conjunto de receptores de la herramienta de adquisición de registros sísmicos. SLB (2010).

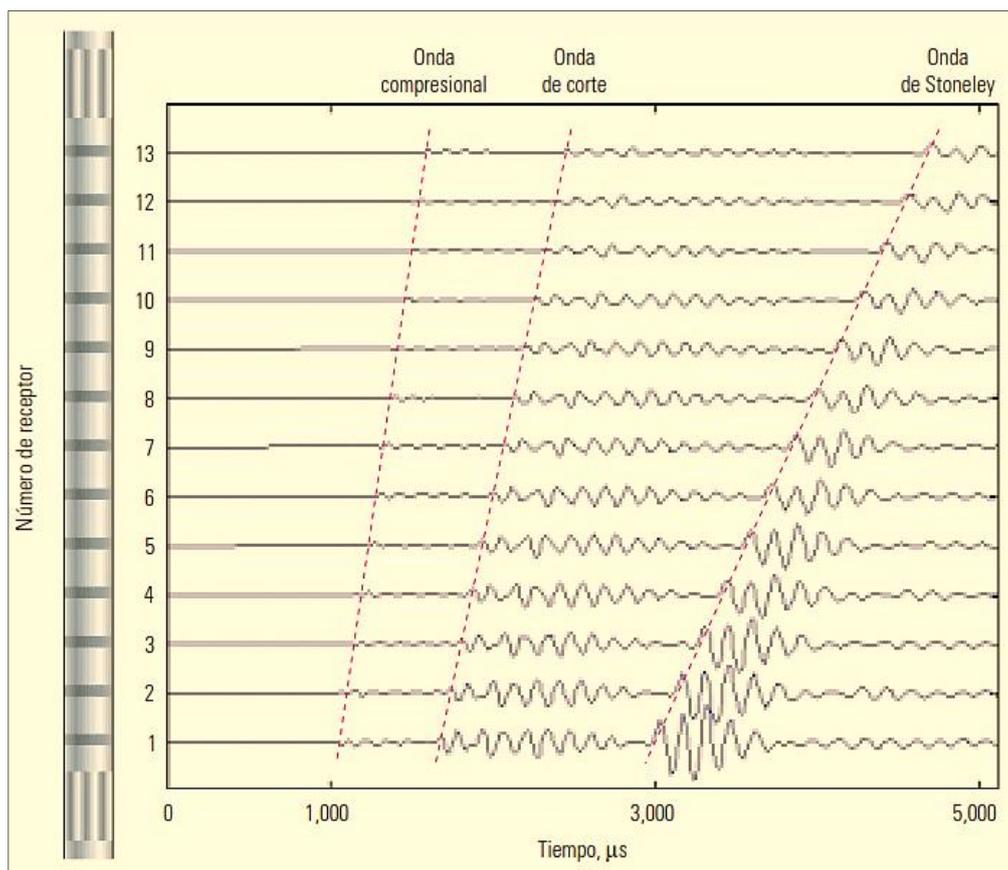


Figura 10: Formas de ondas típicas . Adaptado de Schlumberger. (2006). "OBMI Borehole Imaging in Oil Base Mud". Oildfield Review.

El **primer arribo u onda compresional** es la que ha viajado desde el transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, se refracta en la pared del pozo, viaja dentro de la formación a la velocidad de onda compresional de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

La **onda de cizallamiento** es la que viaja del transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, viaja dentro de la formación a la velocidad de onda de cizallamiento de la formación y regresa al receptor como una onda de presión del fluido.

La **onda de lodo**, (no muy evidente en estos trenes de ondas) es la que viaja directamente del transmisor al receptor en la columna de lodo a la velocidad de onda de compresión del fluido del agujero.

La **onda Stoneley** es de gran amplitud y viaja del transmisor al receptor con una velocidad menor a la de las ondas de compresión en el fluido del agujero. La velocidad de la onda Stoneley depende de la frecuencia del pulso de sonido, del diámetro del agujero, de la velocidad de cizallamiento de la formación, de las densidades de la formación y del fluido y de la velocidad de la onda de compresión en el fluido. SLB (2006).

**Tabla 1: Dirección de propagación de las ondas**

TIPO DE ONDA	DIRECCIÓN DE PROPAGACIÓN DE LA ONDA	DIRECCIÓN DE OSCILACIÓN DE LAS PARTÍCULAS DEL MEDIO
Compresional		
Cizallamiento		

Como muestra la tabla 1. Las ondas compresionales son las propagadas por el movimiento de las partículas del medio oscilando en dirección de propagación de la onda; las ondas de cizallamiento son las propagadas por el movimiento de las partículas del medio oscilando en dirección perpendicular a la propagación de la onda.

El registro sónico o acústico es una de las herramientas más importantes con las que se cuenta hoy en día dentro de la gama de registros geofísicos de pozos para la evaluación de la porosidad de las formaciones. Este registro se toma únicamente en agujeros descubiertos (a diferencia de los registros sónicos de cementación CBL-VDL) y su principio de medición se basa en la propagación de trenes de ondas acústicas que viajen a través de las formaciones en todas direcciones alrededor del agujero a diferentes frecuencias e intervalos de tiempo, para la medición de algunas de las propiedades acústicas de las formaciones tales como las velocidades y las atenuaciones que presentan las ondas compresionales P y las ondas transversales S, así como la amplitud de las ondas reflejadas. SLB, (2010).

La medición de las velocidades acústicas puede ser de utilidad para la evaluación de la porosidad de la formación, así como determinaciones de las litologías y las compresibilidades en los poros de las rocas. La atenuación de las ondas acústicas por otro lado, se centra en la determinación de la calidad con la que fueron realizados los trabajos de cementación (aplicación de importancia para los registros CBL (*Cement Bond Log*)), así como la identificación de zonas fracturadas en las formaciones. Por otro lado, la medición de la amplitud de las ondas reflejadas es de utilidad para la identificación de fracturas, localización de vóculos, determinación de la orientación de las fracturas y para labores de inspección de las tuberías de revestimiento. SLB, (2010).

Desde mediados de los años 30's Conrad Schlumberger especificó cómo es que podría utilizarse un transmisor y 2 receptores para las mediciones de la velocidad del sonido en un intervalo de roca penetrado por un pozo. Sostenía que la velocidad y la atenuación del sonido permitían caracterizar el tipo de litología que se tuviese a profundidad. Sin embargo, su invento falló debido a las limitantes tecnológicas que existían en ese tiempo para medir la breve diferencia de tiempo existente entre las señales que viajan a la velocidad del sonido (de unos cuantos microsegundos) y los receptores de la herramienta. Históricamente se tienen antecedentes de que el registro sísmico fue desarrollado originalmente como un método complementario para la evaluación de tendidos sísmicos sin embargo, los grandes avances tecnológicos que se han generado en los últimos 30 años han permitido que el registro sísmico sea ahora de gran importancia e implementación en la industria petrolera para la evaluación de las formaciones, especialmente para la determinación de la porosidad a partir de las mediciones de los tiempos de tránsito ( $\Delta t$ ) registrados de las ondas acústicas, siendo este parámetro el valor recíproco de la velocidad de la onda compresional del sonido (u onda P). El tiempo de tránsito es una medición de la capacidad de las formaciones para transmitir ondas acústicas, la cual se encuentra geológicamente relacionada al tipo de litología que se tenga así como la textura de la roca, lo que por ende permite determinar su porosidad. SLB, (2010).

Cuantitativamente el registro sísmico permite realizar evaluaciones de porosidad en agujeros y formaciones con algún contenido de fluidos, así como también puede ser utilidad como complemento en las interpretaciones de secciones sísmicas por medio de perfiles e intervalos de velocidades, y en conjunto con el registro de densidad, puede generar un registro de impedancias acústicas, lo cual es el primer paso para generar trazas sísmicas sintéticas. Cualitativamente, es de utilidad para los geólogos en la determinación de zonas con sutiles

variaciones texturales tanto en areniscas como en las lutitas, identificación de zonas compactadas o con presiones anormales, así como posibles fracturamientos presentes en las rocas (Figura 11). SLB, (2010).

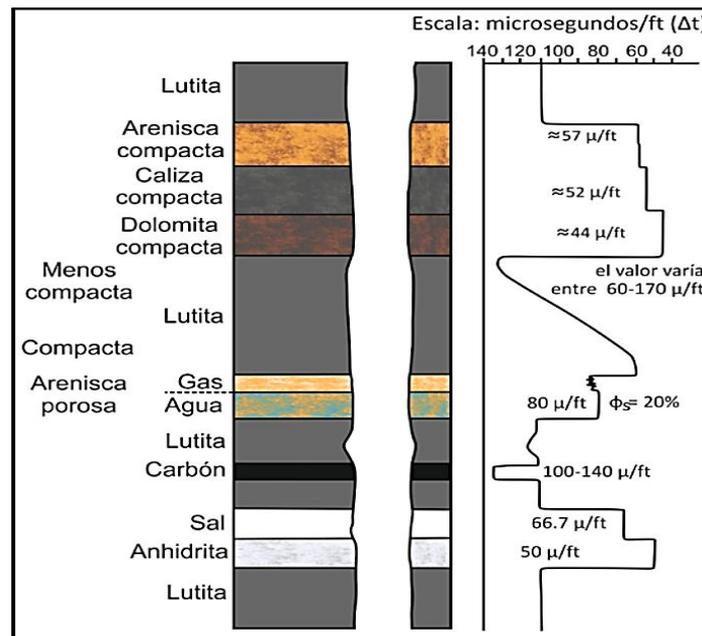


Figura 11: Respuesta típica que se puede generar en el tiempo de tránsito medido. Adaptado de Ricco, Gustavo. (2012). Principios de medición de los Registros Geofísicos de pozos. México D.C: UNAM

**3.2.1. Principios de medición.** Para poder entender el principio de medición con el cual operan todas las herramientas acústicas de porosidad, primero es necesario definir algunas propiedades de las rocas y/o formaciones. La velocidad de las ondas acústicas depende directamente de algunas propiedades elásticas presentes en las rocas. Si dentro de una masa de cualquier material elástico, un agente físico desplaza momentáneamente una de sus moléculas o partículas una cierta distancia de su posición de equilibrio, la molécula tenderá a regresar a su posición original una vez que cese la acción que le alteró. Esta molécula a su vez transmite su movimiento a sus vecindades ocasionando un movimiento vibratorio

denominado onda acústica. El movimiento vibratorio de estas partículas obedece las leyes de un movimiento armónico simple, por lo tanto, el desplazamiento de la partícula con respecto al tiempo se puede representar como una curva senoidal. SLB, (2010).

Una onda completa o ciclo de una onda acústica es el tramo de la curva senoidal que comprende una cresta con su correspondiente depresión o valle. El periodo de una onda, definido como  $T$ , es el tiempo que tarda una partícula en hacer una oscilación completa o dicho de otra manera, el tiempo que tarda en completarse un ciclo, y corresponde al tiempo que separa 2 crestas o 2 valles sucesivos. La frecuencia de la onda acústica corresponde al número total de ciclos que son generados por unidad de tiempo, y es medida en Hertz (1 ciclo/segundo). La frecuencia es el inverso del periodo ( $1/T$ ) y en los registros sónicos para determinación de porosidad, esta frecuencia es constante. La amplitud de una onda acústica es la distancia que existe entre el punto más alto de la onda hasta la base de la misma, mientras que la longitud de una onda acústica se define como la distancia lineal que existe entre 2 crestas o 2 valles consecutivos. SLB, (2010).

**3.2.2. Propagación del sonido en las rocas.** Las ondas acústicas que pueden ser transmitidas en un medio finito e isotrópico al producirse un disturbio elástico, pertenecen a 2 tipos de ondas: las compresionales y las transversales, siendo ambas denominadas como ondas de cuerpo. SLB, (2010).

**Ondas compresionales o longitudinales:** a estas ondas también se les llama ondas de presión u ondas P, pues corresponden a compresiones y expansiones de la roca y se originan, por ejemplo, cuando la roca es comprimida en forma instantánea, como sucedería si se golpease a ésta con un martillo. El movimiento de esta onda se caracteriza porque las vibraciones de las

partículas ocurren en la misma dirección de la transmisión de la onda, es decir, se propagan paralelamente al desplazamiento de las partículas. La velocidad con la que se propagan es la más rápida de todas comparadas con las demás, por lo que siempre son las primeras ondas en llegar a los receptores, además de ser las únicas que se pueden propagar tanto en los sólidos, líquidos y gases, ya que los 3 estados de la materia pueden soportar la compresión (Figura 12). Sin embargo, la energía transmitida por este tipo de onda es muy débil en comparación con las ondas transversales. SLB, (2010).

**Ondas transversales u ondas de corte:** en los sólidos, las ondas transversales también conocidas como ondas de distorsión, ondas S u ondas de cizallamiento, se caracterizan porque la dirección de propagación es perpendicular al desplazamiento de las partículas. Es decir, las vibraciones de las partículas se dan en una dirección perpendicular a la de la propagación de la onda. Estas ondas tienen una velocidad menor que las ondas compresionales (P), incluso puede ser 1.5 a 2.4 veces menores que una onda P, es necesario que el medio por donde se propague este tipo de onda tenga rigidez, es decir, resistencia al esfuerzo cortante, característica con la que no cuentan ni los líquidos ni los gases (Figura 12). Además, la energía transmitida por esta onda (su amplitud) es mucho mayor que la de las ondas compresionales. SLB, (2010).

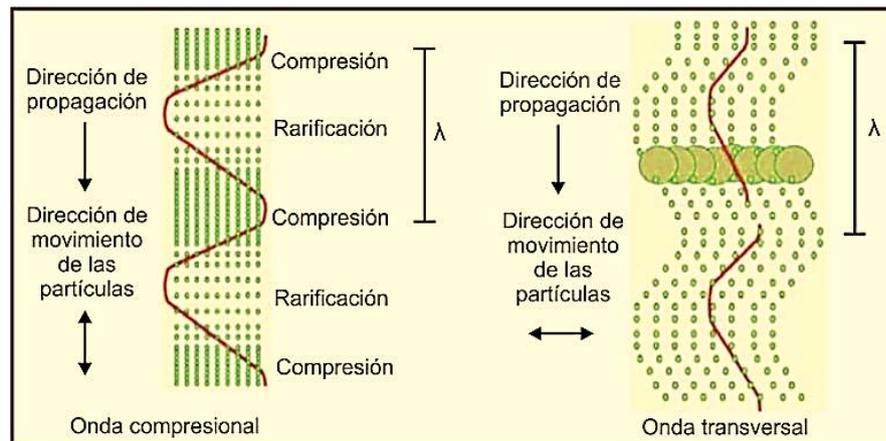


Figura 12: Dirección de propagación de Ondas P y S. Adaptado de Ricco, Gustavo. (2012). Principios de medición de los Registros Geofísicos de pozos. México D.C: UNAM.

En las formaciones de roca, la energía de ambos tipos de ondas, las de compresión y las de cizallamiento se propagan en la misma dirección. Sin embargo, en los sólidos solo se tendrán los arribos de las ondas transversales, mientras que en los líquidos (lodo, agua y aceite) se podrán detectar los arribos tanto de las ondas transversales S como de las ondas compresionales P, mientras que la velocidad con la que éstas se propaguen se encuentra directamente relacionada a las propiedades mecánicas de las rocas tales como su rigidez y su compresibilidad. SLB, (2010).

Las ondas S son principalmente afectadas por la rigidez, mientras que las ondas P son afectadas tanto por la rigidez como por la compresibilidad que pueda tener la roca (Figura13). Mientras más denso sea el medio, mayor será en éste la velocidad de compresión en comparación con aquellas rocas que se encuentren pobremente consolidadas o sean suaves, dando como resultado el que las ondas P tiendan a viajar más lentamente en las rocas suaves que en las duras, así como también en los fluidos debido a que no existe en ellos la suficiente rigidez como para permitir la transmisión de las ondas S. Este puede ser un caso particular de

las lutitas debido a su baja rigidez, por lo que las ondas S no se transmitirán adecuadamente a través de este tipo de litología. SLB, (2010).

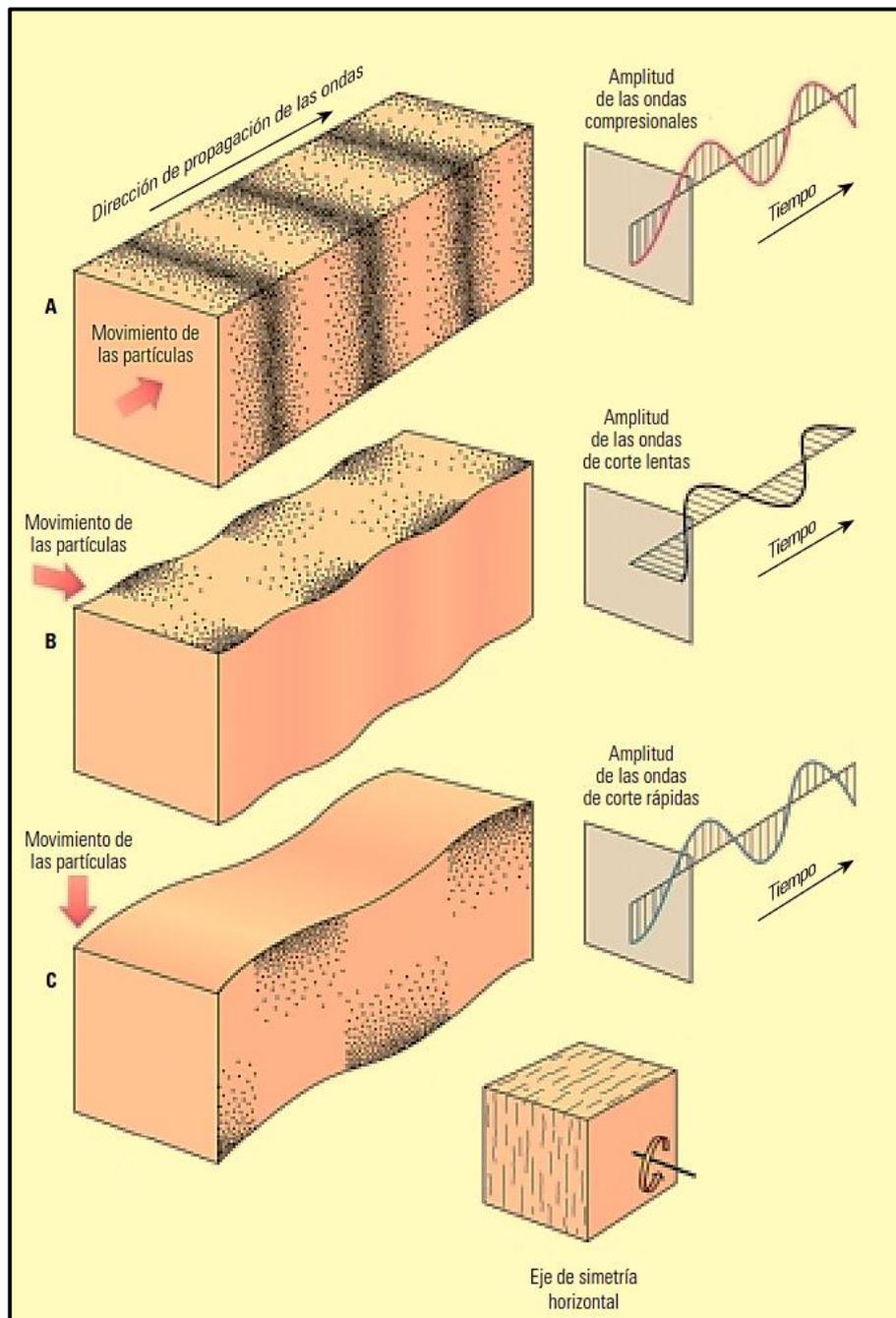


Figura 13: Movimiento y propagación de las ondas P y S. Adaptado de Schlumberger. (2006). "OBMI Borehole Imaging in Oil Base Mud". Oildfield Review

Además de su uso clásico en la determinación de la porosidad, las velocidades de ambas ondas contienen información respecto al contenido de fluido y la litología, por lo que son de particular ayuda en la interpretación de los estudios sísmicos de superficie. Por otro lado, bajo ciertas condiciones de velocidad y de la geometría con la que cuente el agujero, es posible que se generen otro tipo de ondas denominadas ondas híbridas (leaky waves). Este tipo de ondas se generan a partir de las ondas compresionales iniciales con ángulos entre  $\alpha_{pc}$  y  $\alpha_{sc}$  ambas experimentando reflexiones con las paredes del agujero y convirtiéndose a la vez en ondas refractadas de cizallamiento (Figura 14 y 15).

Las ondas reflejadas se propagan a través del lodo en el agujero en forma de ondas cónicas cuya amplitud decrece con la distancia a medida que va perdiendo energía en cada reflexión que se genera en las formaciones. SLB (2006).

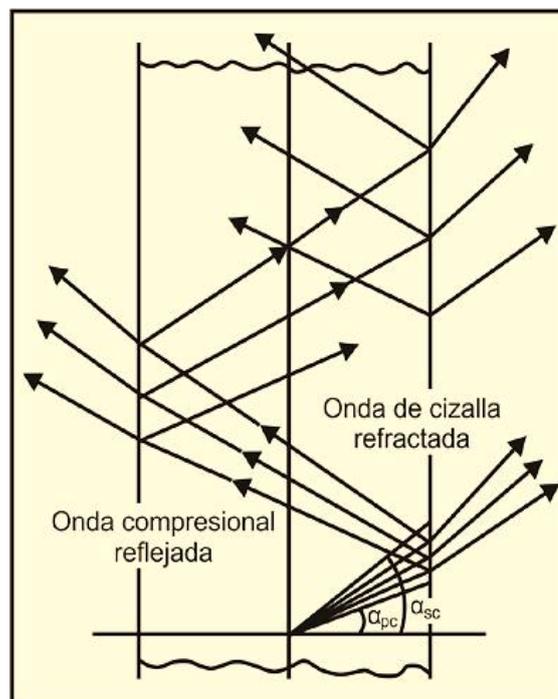


Figura 14: Propagación de las ondas híbridas en el pozo. Adaptado de Ricco, Gustavo. (2012). Principios de medición de los Registros Geofísicos de pozos. México D.C: UNAM.



En un pozo en cuyas características destacan ser un medio finito y heterogéneo, se pueden presentar también otro tipo de ondas denominadas ondas secundarias u ondas de superficie, entre las cuales destacan las y las Ondas Rayleigh, las Ondas Stoneley y Love.

**Ondas Rayleigh:** las ondas Rayleigh se encuentran formadas por 2 tipos de desplazamientos: uno paralelo y otro perpendicular a la superficie (como movimientos elípticos), y retrogrado respecto a la dirección de propagación. Estas se originan de aquellas porciones de las ondas que inciden en las paredes del agujero a ángulos mayores que el ángulo crítico de refracción  $\alpha$  de la onda de cizallamiento, experimentando así una reflexión total. Estas ondas no pueden transmitirse en líquidos y se propagan en el agujero en forma de ondas cónicas, además de contar con la gran particularidad de que estas no pierden su energía a medida que se realizan las refracciones a lo largo de toda la superficie cilíndrica del agujero. Su velocidad generalmente es de 90% de la velocidad de las ondas transversales, además de variar conforme a la frecuencia, de tal manera que se atenúan rápidamente conforme a la distancia que exista a partir de la interfase. Esta variación en la velocidad con base a la frecuencia se le conoce como dispersión, es decir, cambian su forma en el proceso de propagación. SLB (2006).

**Ondas Stoneley:** las ondas Stoneley, ondas de frontera, ondas de tubo u ondas guía, son ondas que se propagan solo a lo largo de la superficie de frontera que separa 2 medios de diferentes propiedades elásticas (líquidos-sólidos). Estas se generan en la interfase lodo formación, y aunque son muy sensibles a la rigidez que tenga la pared del pozo, sufren poca atenuación por ser ondas de bajas frecuencias, siendo su velocidad de propagación menor que la de las ondas transversales en los líquidos, menor que las ondas compresionales en los sólidos y menor que la velocidad del lodo (Figura 16 y 17). Al igual que las ondas Rayleigh,

se puede decir que también sufre del efecto de la dispersión, sin embargo, dicha dispersión es mucho menor en comparación con las ondas Rayleigh. SLB (2006).

**Ondas Love:** estas ondas se caracterizan porque el desplazamiento de las partículas en ellas es transversal a la dirección de propagación pero sin una componente vertical. Normalmente son más rápidas que las ondas Rayleigh. SLB (2006). Ver Figura 18.

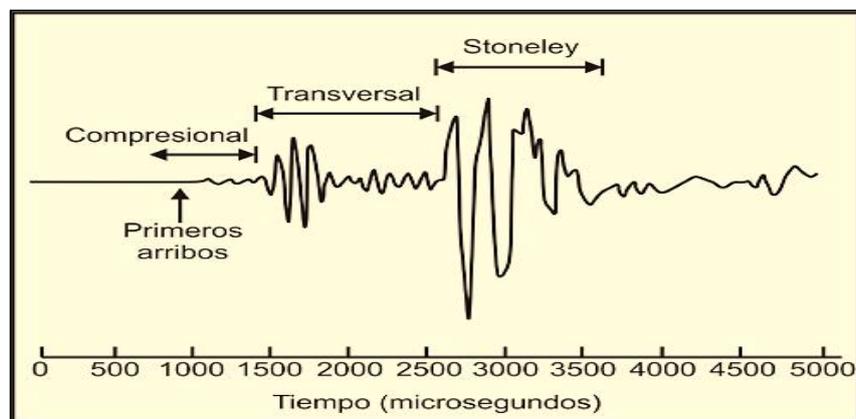


Figura 16: Tren de onda registrado por medio de las herramientas sónicas. Adaptado de Ricco, Gustavo. (2012). Principios de medición de los Registros Geofísicos de pozos. México D.C: UNAM

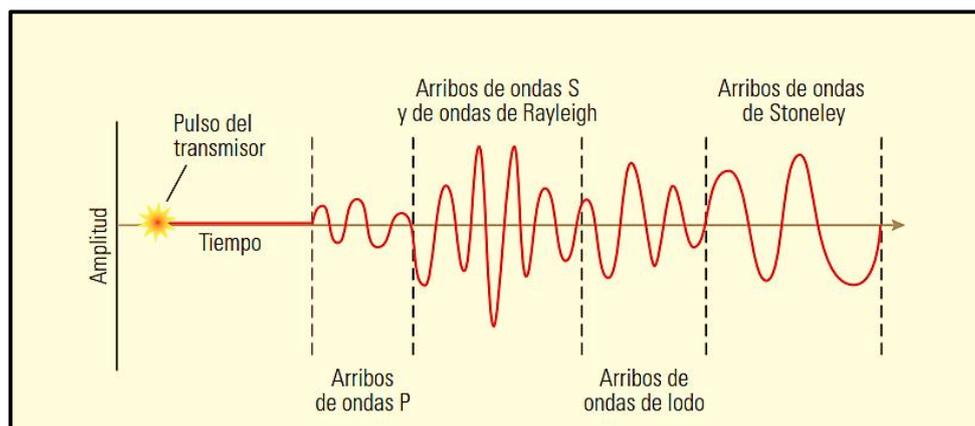


Figura 17: Registro de ondas completa. Adaptado de Schlumberger. (2012). Perfilaje Sónico durante la perforación – Respuesta de Corte. 1, primavera 2012: 24, 14.

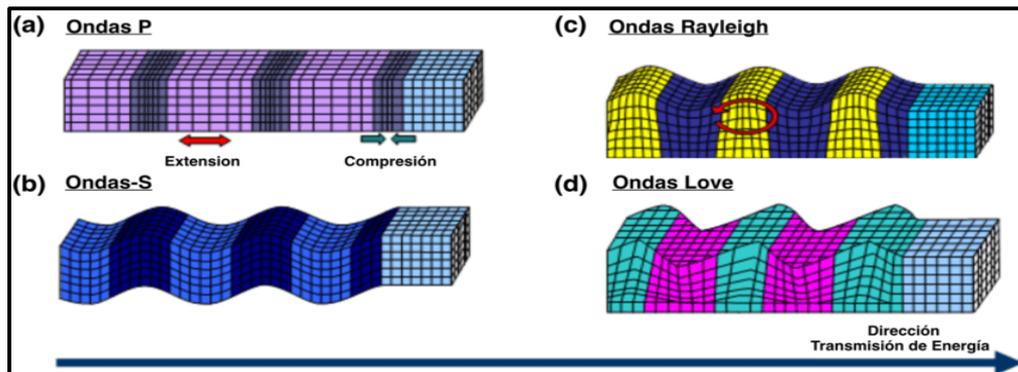


Figura 18: Efectos mecánicos de las ondas sísmica. Adaptado de Sáez, Miguel. (2016). Efectos mecánicos de las ondas sísmicas. . Marzo, 2016, de ResearchGate Sitio web: [https://www.researchgate.net/figure/Figura-41-Efectos-mecanicos-de-las-ondas-sismicas-Ondas-de-cuerpo-a-ondas-P-y-b\\_fig3\\_301779521](https://www.researchgate.net/figure/Figura-41-Efectos-mecanicos-de-las-ondas-sismicas-Ondas-de-cuerpo-a-ondas-P-y-b_fig3_301779521).

En la figura 19, representa un tren de onda que puede ser registrado por medio de las herramientas sónicas de porosidad. Estas generalmente registran solo los primeros arribos correspondientes a la onda compresional (P), mientras que herramientas sónicas más modernas permiten registrar la onda completa. SLB (2012).

**Ondas de lodo:** se trata de ondas compresionales que viajan por la columna de lodo a una velocidad menor que las ondas transversales y las compresionales, pero a velocidades mayores a las ondas Stoneley. SLB (2012).

**Ondas flexurales:** este tipo de ondas son ondas superficiales de tipo especial ya que solo se presentan cuando se utilizan transmisores acústicos tipo dipolo tal como lo hace la herramientas digital DSI de la que se hablará más adelante. En estas ondas, al igual que en las ondas de cizalla, el desplazamiento de las partículas es perpendicular a la dirección de propagación y solo viajan por las paredes del pozo a una velocidad similar a la de las ondas transversales de la formación. Normalmente se emplean en el procesamiento de las señales acústicas en el lugar de las ondas transversales cuando el tipo de formación no permite detectar normalmente estas últimas. SLB (2012).

Conociendo los tipos de ondas acústicas que pueden ser propagadas a través de medios elásticos, se puede decir que el meticuloso análisis de la señal acústica total permite que sea posible analizar y detectar sus diferentes componentes interactuando de una manera un tanto complicada a medida que estas se propagan desde la fuente (el transmisor) hasta los receptores para producir la señal acústica observable. Esto permite que se pueda realizar una determinación completa de las propiedades acústicas de las formaciones tales como la velocidad acústica, el coeficiente de atenuación, la amplitud y la frecuencia que tengan las diferentes ondas si se combina la información obtenida junto con las mediciones de las herramientas de densidad. SLB (2012).

Generalmente las primeras ondas en arribar a los receptores son las ondas compresionales, seguidas posteriormente de las ondas híbridas en el caso de que estas puedan presentarse en el tren de ondas. Al poco tiempo de finalizar estas últimas llegan las ondas transversales o de cizalla que son seguidas casi inmediatamente por las ondas Rayleigh y las ondas Stoneley (Figura 19). De esta manera se puede decir que es posible obtener todo el tren de ondas completo en los receptores de las herramientas acústicas solo si la velocidad de cizallamiento de la formación (su onda S) es mayor a la velocidad del lodo, de tal forma que si dicha velocidad es menor, es decir, si la velocidad de las ondas de cizalla de la formación son menores a la velocidad del lodo ( $V$ ), solo serán captadas las ondas compresionales y las ondas Stoneley. Donde las ondas de goteo representan el tiempo de tránsito intermedio entre la Onda P y S. SLB (2012).

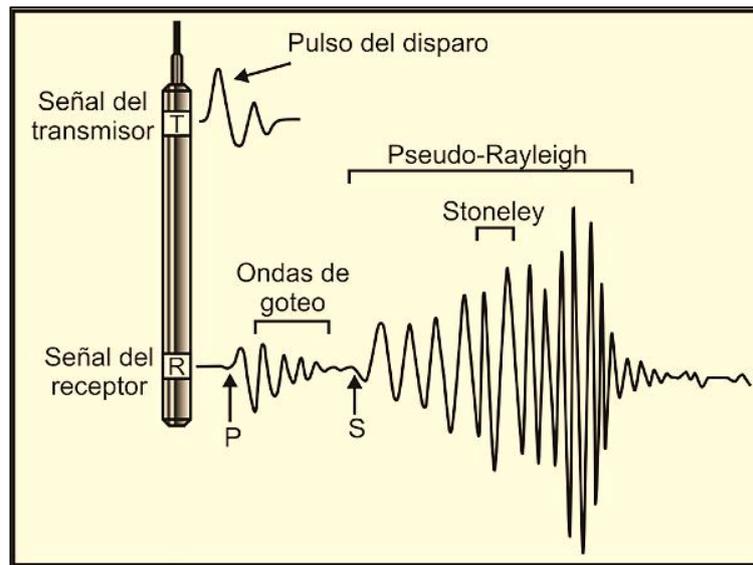


Figura 19: Tren de ondas completo recibido en el receptor herramienta acústica. Adaptado de Ricco, Gustavo. (2012). Principios de medición de los Registros Geofísicos de pozos. México D.C: UNAM.

**3.2.3. Propagación de las ondas acústicas en los pozos.** Las ondas acústicas que se propagan en un pozo son un caso especial dentro de las mediciones que pueden ser realizables a las ondas acústicas. Existen varias aplicaciones para las mediciones de ondas acústicas en áreas como la sísmica de superficie y la sísmica de pozo, así como en herramientas de registros ultrasónicos que son principalmente utilizadas para la generación de imágenes acústicas. La principal diferencia física entre estas mediciones es la frecuencia de la señal utilizada, y por ende la longitud de onda empleada para la realización de las mediciones acústicas. Ricco, (2012)

La longitud de onda expresada en metros ( $\lambda$ ), se encuentra relacionada a la velocidad de propagación ( $V$  en m/seg) y al periodo de la señal ( $T$  en seg) por medio de la Ecuación 15.

$$(15) \quad \lambda = V * T$$

En particular la longitud de onda, junto con la geometría que tengan los sensores de las diferentes herramientas acústicas que existen, será lo que controlará la resolución vertical de las mediciones realizadas por las herramientas (Figura 20). Las ondas acústicas se propagan en el pozo como vibraciones en un medio elástico compuesto por agujero pozo y la(s) formación(es) que le rodea(n). Cuando el medio en el que se produce el disturbio elástico es uniforme, los rayos acústicos se propagan en línea recta. Sin embargo, si en su trayectoria la onda acústica se encuentra con un medio de mayor densidad, por ejemplo el pasar del lodo a la formación, el rayo u onda acústica cambia de dirección experimentando los efectos de interferencia, difracción, reflexión y refracción de los rayos de una forma muy similar a como ocurre con los rayos de luz. Ricco, (2012).

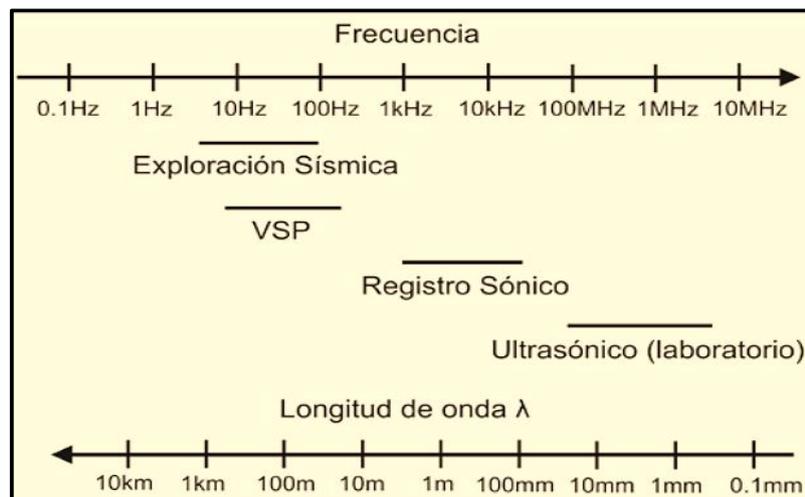


Figura 20: Rangos de frecuencia y longitudes de onda típicas de las distintas mediciones acústicas. Adaptado de Ricco, Gustavo. (2012). Principios de medición de los Registros Geofísicos de pozos. México D.C: UNAM.

La mejor manera de poder entender la propagación sónica es usar la teoría elástica. Como la longitud de onda de la mayoría de las mediciones sónicas están en el rango de 1 pie, y por lo tanto es similar o mayor al diámetro que tiene el pozo, tratar de visualizar las ondas sónicas

como rayos cruzando el pozo no es físicamente correcto. La transmisión del sonido de un medio a otro, dependerá de sus respectivas impedancias acústicas. La impedancia acústica ( $Z$ ) puede definirse como el producto de la velocidad de una onda acústica ( $V$ ), por la densidad del medio en el que ésta se propaga ( $\rho$ ) de acuerdo a la Ecuación 16. Ricco, (2012).

$$(16) \quad Z = V * \rho$$

Sean por ejemplo, 2 medios  $M_1$  y  $M_2$ , con distintas velocidades  $V_1$  y  $V_2$  y diferentes impedancias acústicas  $Z_1$  y  $Z_2$ , siendo la velocidad  $M_1$  menor a la del medio  $M_2$ , y una onda acústica de compresión incidiendo oblicuamente entre ambos medios con un ángulo  $\theta_1$ , parte de la energía acústica de la onda original continua viajando a través del segundo medio convirtiéndose en un rayo de compresión refractado hacia  $M_2$  con un ángulo  $\theta_2$ , y el resto de la energía se convierte en un rayo de compresión reflejada de vuelta en  $M_1$  con un ángulo de  $\theta_3$ . Otra parte de la energía acústica de la onda de compresión se convierte en un rayo de cizallamiento refractado con un ángulo de  $\theta_4$  correspondiente a la onda transversal (Figura 21).

Si el medio no es un líquido o un gas, también se produce un rayo de cizallamiento reflejado. Si las impedancias acústicas de ambos medio son iguales, habrá acoplamiento acústico perfecto, de tal manera que no se genera una onda reflejada. Si ambos medios  $Z_1$  y  $Z_2$  tienen valores similares, se tendrá un buen acoplamiento, por ejemplo entre el lodo y arenas no consolidadas. En cambio, dicho acoplamiento será malo cuando el contraste que se tenga entre sus impedancias acústicas sea grande, por ejemplo, formaciones con contenido de gas. Ricco, (2012).

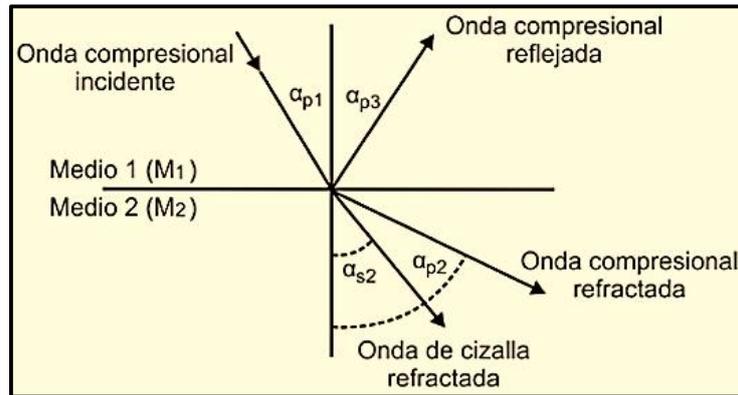


Figura 21: Geometría que se obtiene de las ondas acústicas propagadas en un pozo. Adaptado de Ricco, Gustavo. (2012). Principios de medición de los Registros Geofísicos de pozos. México D.C: UNAM.

Para los registros sónicos se utilizan principalmente las propiedades de los rayos acústicos refractados. Existe un valor para el ángulo de incidencia “ $i$ ” conforme éste aumenta, correspondiente a un valor de  $90^\circ$  del ángulo de refracción. A este ángulo se le llama ángulo crítico de incidencia  $i_c$  (Figura 22). El ángulo crítico se alcanza cuando el ángulo de refracción es mayor que el ángulo de incidencia, es decir, es igual a  $90^\circ$ . Mediante la Ley de Snell se establece la relación entre el ángulo de incidencia y el ángulo de refracción mediante la Ecuación 17. Ricco, (2012).

$$(17) \text{ Sen } (i_c) \frac{v_1}{v_2}$$

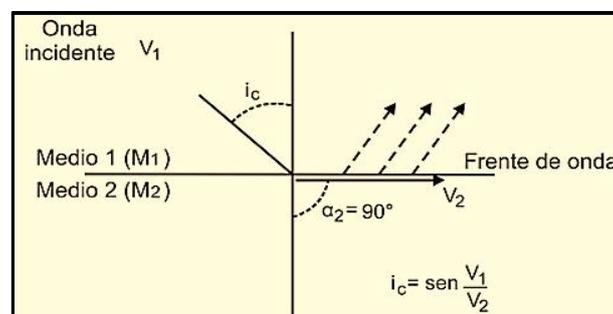


Figura 22: Frentes de onda en la interfase de los medios M1 y M2. Adaptado de Ricco, Gustavo. (2012). Principios de medición de los Registros Geofísicos de pozos. México D.C: UNAM.

La onda refractada en ángulo crítico no penetra el segundo medio pero se propaga paralelamente a lo largo de la interfase entre los medios  $M_1$  y  $M_2$  (generalmente la frontera entre la pared de pozo y el lodo) con una velocidad  $V_2$  debido a que viaja a lo largo de la interfase pero con la velocidad del medio infrayacente. Esta onda crítica refractada denominada también como frente de onda radiará energía hacia el lodo con un ángulo igual al ángulo de incidencia que lo generó a medida que se desplaza en la interfase. Si el ángulo incidente es mayor que el valor del ángulo crítico de incidencia, no se produce una refracción, por lo tanto la onda es totalmente reflejada. Ricco, (2012).

La energía que se propaga paralela a la pared de pozo está confinada a unas cuantas pulgadas de la formación, por lo que la profundidad de investigación de las herramientas acústicas es pequeña y depende en gran medida de la longitud de onda del sonido emitido.

Una onda compresional que viaja en  $M_1$  de menor velocidad genera un frente de onda compresional y un frente de onda transversal en  $M_2$  si el ángulo con el que incide la onda es crítico. Puesto que la velocidad de la onda transversal es menor que la compresional, a partir de la Ley de Snell se obtiene que el ángulo crítico de la onda transversal refractada ( $\alpha_{sc}$ ) es mayor al ángulo de la onda compresional refractada ( $\alpha_{pc}$ ) tal como se ilustra en la Figura 23. Ricco, (2012).

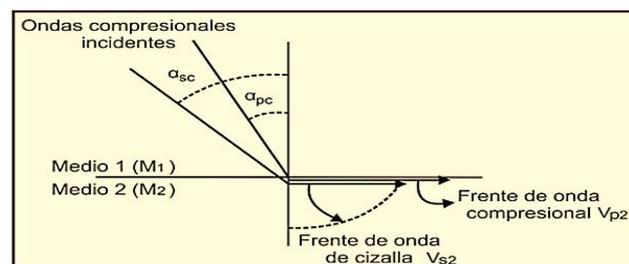


Figura 23: Ángulos críticos de refracción de las ondas compresionales incidentes. Adaptado de Ricco, Gustavo. (2012). Principios de medición de los Registros Geofísicos de pozos. México D.C: UNAM.

El registro sónico o acústico fue inicialmente desarrollado para realizar determinaciones de las velocidades sísmicas de las formaciones, de tal manera que su uso continuo en el desarrollo de las exploraciones petroleras, permitió visualizar su gran utilidad no solo dentro de los análisis de las velocidades sísmicas, sino que de ellos era posible obtener también información valiosa sobre la porosidad en las formaciones. Esto permitió que los registros acústicos se desarrollaran principalmente con esa finalidad. Los registros sónicos convencionales consisten fundamentalmente en la medición de las velocidades de las ondas acústicas propagadas en el pozo. Dichas mediciones son un registro del tiempo requerido por una onda acústica para viajar cierta distancia a través de las formaciones que rodean el agujero. Este parámetro se encuentra definido como el tiempo de tránsito acústico, que es el tiempo mínimo requerido por una onda compresional para recorrer 1 pie de formación, y usualmente queda expresado en unidades de microsegundos por pie ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ ). Ricco, (2012). El tiempo de tránsito es el valor recíproco de la velocidad de la onda compresional ( $V_p$ ), y dependerá en gran medida de la litología de la roca así como su porosidad, pudiendo ser incluso de mucha utilidad para realizar interpretaciones de registros sísmicos. La información de la velocidad de las ondas compresionales y las ondas de cizalla pueden ser además de utilidad para identificar ciertos tipos de litologías y ciertos tipos de fluidos.

Normalmente los equipos sónicos solo miden el tiempo de tránsito de la primera señal que llega al receptor, la cual viajó del transmisor a la formación a través del lodo como onda compresional, se refractó en la formación como onda compresional en ángulo crítico viajando paralelamente a la pared de pozo y se refractó nuevamente de la formación al pozo como onda compresional, llegando finalmente a los receptores. A esta técnica de detección se le conoce como FMD (*First Motion Detection*) o detección del primer arribo, y permite únicamente la

determinación de las ondas compresionales, mas no así las ondas restantes del tren de ondas, para las cuales se emplean otro tipo de técnicas como la STC (*Slowness Time Coherence*) y la *Labeling* en las herramientas sónicas LWD más modernas. Ricco, (2012).

A partir de la obtención del tiempo de tránsito es igualmente posible obtener la porosidad ( $\emptyset$ ) de aquellas formaciones que se encuentren consolidadas, así como también de las formaciones no consolidadas por medio de las Ecuaciones de Wyllie (Ecuación 18 y 19). Si se conoce el tipo de fluido existente en los poros de la formación y el tipo de material que constituye la matriz, el tiempo que le tomará a una onda viajar en la roca ( $\Delta t$ ) es proporcional tanto a la cantidad de fluido que se tenga en el espacio poroso, la cantidad de matriz que tenga la formación, así como también a un factor de corrección por compactación en las lutitas cercanas ( $B_{cp}$ ), quedando expresado como: Ricco, (2012).

$$(18) \quad \emptyset = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_m - \Delta t_{ma}}$$

$$(19) \quad \emptyset = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_m - \Delta t_{ma}} * \frac{1}{B_{cp}} \quad ; \quad B_{cp} = \frac{\Delta t_{sh}}{100}$$

Dónde:  $\Delta t_{ma}$  y  $\Delta t_m$  = tiempo que tarda la onda en pasar a través de la matriz y a través del fluido de perforación.

$\Delta t_{sh}$  = tiempo que tarda la onda en pasar a través de las lutitas.

$\Delta t$  = tiempo que le toma al pulso viajar en la roca, valor que se obtiene de la lectura del registro.

Cabe resaltar que los registros sónicos responden principalmente a la porosidad primaria de las formaciones. Para formaciones limpias y bien consolidadas con pequeños poros distribuidos uniformemente tal como puede ocurrir en ciertos tipos de areniscas, las porosidades que pueden alcanzar pueden ir de un 18% a un 25%, sin embargo, en ocasiones la porosidad puede ser de 30% y hasta del 35%. En general, tanto el tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ) como la porosidad de la formación ( $\emptyset$ ) pueden ser expresados por medio de la Ecuación lineal 20. Esta resulta útil para demostrar la relación entre  $\Delta t$  y  $\emptyset$  sin embargo, los coeficientes A y B de la ecuación no corresponden a parámetros físicos bien definidos como lo es la ecuación de Wyllie, sino que su relación se encuentra determinada empíricamente para cada caso en particular por medio de correlaciones entre los valores adquiridos en el registro sísmico y las porosidades obtenidas de núcleos de fondo o de pared, las cuales dependerán de la matriz de la roca y la compresibilidad de los poros. Ricco, (2012).

$$(20) \quad \Delta t = A * B\emptyset$$

En caso de que se tenga presencia de porosidad secundaria en las rocas (tales como fracturamientos, cavidades y vóculos), las Ecuaciones de Wyllie permitirán obtener solo una porosidad aparente de la formación, resultado de la porosidad primaria (intergranular). Si en consecuencia estos valores son bajos, será debido a la porosidad secundaria. Dichos valores se pueden comparar con las lecturas de los registros de densidad o los registros de neutrones con los cuales es comúnmente combinada la herramienta, de tal manera que se puede obtener un orden de magnitud sobre la porosidad secundaria ( $\emptyset_2$ ) la cual se puede expresar por medio de la Ecuación 21. Ricco, (2012).

$$(21) \quad \emptyset_2 = \emptyset_{total} * B_{sónico}$$

En el caso de intervalos constituidos de arenas no consolidadas y mal compactadas, el uso directo de la Ecuación 18 de Wyllie puede presentar valores de porosidad muy altos debido a la falta de compactación cuando la presión de las capas superpuestas y la del fluido en la formación es menor al rango de los 4,000 a 5,000 psi. Esta falta de compactación en las arenas puede quedar registrada en las lutitas adyacentes cuando las lutitas arrojan valores de  $\Delta t$  mayores a los  $100\mu\text{seg/ft}$ , de tal manera que se utiliza el factor de corrección por compactación de las lutitas ( $B_{cp}$ ) tal como se muestra en la Ecuación 19, siendo  $\Delta T_{sh}$  el tiempo de tránsito registrado en las lutitas adyacentes. Ricco, (2012).

**3.2.4. Velocidades acústicas en los diferentes materiales.** Las velocidades compresionales ( $V_p$ ) con las cuales se desplazan las ondas acústicas en los materiales dependen básicamente de si estos tienen porosidad, o bien, si no la tienen. En los materiales cuya porosidad es nula, las velocidades de propagación de las ondas acústicas dependen directamente de su composición química o mineralógica, de tal manera que ni la presión absoluta ni la temperatura les afectan considerablemente. En los materiales porosos por otro lado como lo son la gran mayoría de las formaciones sedimentarias, dichas velocidades dependen principalmente de la magnitud y distribución de la porosidad, la presión diferencial, la naturaleza de los fluidos que llenan los poros y la compactación.

Tratándose de las formaciones sedimentarias que constituyen los reservorios de hidrocarburos, la velocidad con la que se propaga el sonido en éstas depende además de diversos factores tales como el material que constituye la matriz y las propiedades elásticas de la misma, ya sea para una arenisca, una caliza porosa o una dolomita. En la tabla 2 se presentan los rangos de valores típicos de las velocidades de compresión medidas en varios materiales porosos y no porosos, que generalmente constituyen los sólidos o la matriz de las rocas, así

como el tiempo de tránsito correspondiente a la tubería de revestimiento. Las velocidades de cizallamiento para estos mismos materiales son, en general, del orden de la mitad de las velocidades de compresión. Ricco, (2012).

**Tabla 2**

*Velocidades de compresión y tiempos de tránsito de las rocas porosas*

	$\Delta t$ ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )		$v_L$ ( $\text{ft}/\text{s} \cdot 10^3$ )		Bulk modulus $k$
	Mean value	Extreme values	Mean value	Extreme values	
Hematite		42.9		23.295	
Dolomite	44.0	(40.0– 45.0)	22.797	(22.222–25.000)	82
Calcite	46.5	(45.5– 47.5)	21.505	(21.053–22.000)	67
Aluminium		48.7		20.539	
Anhydrite		50.0		20.000	54
Granite	50.8	(46.8– 53.5)	19.685	(18.691–21.367)	
Steel		50.8		19.686	
Tight limestone	52.0	(47.7– 53.0)	19.231	(18.750–21.000)	
Langbeinite		52.0		19.231	
Iron		51.1		19.199	
Gypsum	53.0	(52.5– 53.0)	19.047	(18.868–19.047)	40
Quartzite	55.0	(52.5– 57.5)	18.182	(17.390–19.030)	
Quartz	55.1	(54.7– 55.5)	18.149	(18.000–18.275)	38
Sandstone	57.0	53.8–100.0)	17.544	(10.000–19.500)	
Casing (steel)		57.1		17.500	
Basalt		57.5		17.391	
Polyhalite		57.5		17.391	
Shale		(60.0–170.0)		(5.882–16.667)	
Aluminium tubing		60.9		16.400	
Trona		65.0		15.400	
Halite		66.7		15.000	23
Sylvite		74.0		13.500	
Carnalite		83.3		12.000	
Concrete	95.0	(83.3– 95.1)	10.526	(10.526–12.000)	
Anthracite	105.0	(90.0–120.0)	9.524	(8.333–11.111)	
Bituminous coal	120.0	(100.0–140.0)	8.333	(5.906–10.000)	
Sulphur		122.0		8.200	
Lignite	160.0	(140.0–180.0)	6.250	(3.281–7.143)	
Lead		141.1		7.087	
Water, 200.000 ppm NaCl, 15 psi		180.5		5.540	
Water, 150.000 ppm NaCl, 15 psi		186.0		5.375	
Water, 100.000 ppm NaCl, 15 psi, 25°C		192.3		5.200	2.752
Water, pure (25°C)		207.0		4.830	2.239
Ice		87.1		11.480	
Neoprene		190.5		5.248	
Kerosene, 15 psi		214.5		4.659	
Oil		238.0		4.200	
Methane, 15 psi		626.0		1.600	
Air, 15 psi		910.00		1.100	

Nota: Bassiouni, Zaki (1994). Theory, Measurement and interpretation of Well Logs. SPE Textbook Series Vol 4. Richardson TX.

Por otro lado, las velocidades de compresión de las ondas acústicas en los líquidos dependen directamente de su densidad, y en el agua particularmente, también debido a otros factores tales como la temperatura, la salinidad y la presión a la que pueda estar sometida.

Mientras que en los aceites, dichas velocidades además de ser menores que la del agua, éstas se encuentran sujetas a factores tales como su composición química, gas en la solución, temperatura y presión del aceite. Ricco, (2012).

En la Tabla 2 se muestran los valores típicos de las velocidades de compresión en los fluidos, así como el tiempo de tránsito característico de los fluidos más importantes que podemos encontrar en las formaciones sedimentarias en el subsuelo. Ricco, (2012)

Como se puede observar en la tabla 2, es evidente que la velocidad acústica depende en gran medida de la porosidad y la compactación de las rocas y los materiales. A mayor porosidad hay una mayor cantidad de fluidos desacelerando las ondas, y por ende, el tiempo de tránsito en ellos es más corto. Mientras que a mayor compactación y consolidación de las rocas, dichos tiempos se incrementan al existir poco caminos por donde pueda ser atenuada la señal (baja o nula tortuosidad). En los gases, las velocidades de compresión de las ondas acústicas son incluso aún más lentas en comparación con las velocidades que se obtienen en los líquidos y en los sólidos. En la Tabla 2 se muestran los valores típicos alcanzables para los gases más comunes. Ricco, (2012).

**3.2.5. Descripción de la medición del tiempo de tránsito.** El propósito de las herramientas sónicas de porosidad se centra en la medición del tiempo que le toma a un pulso acústico viajar desde un transmisor hasta un receptor o varios receptores colocados a cierta distancia del transmisor. Esto se logra utilizando generalmente una fuente de emisión que va centrada en el agujero, tal como se ilustra en la Figura 24, y uno o varios receptores en la herramienta que le permitan la detección de las ondas compresionales (P) de las formaciones. Ya que los fluidos en el pozo no son capaces de generar una onda de cizallamiento por todos los factores descritos con anterioridad, la fuente acústica de transmisión (T) que es más frecuentemente

empleada es un transductor de presión monopolar omnidireccional (se propaga de la misma forma en todas las direcciones del pozo) que emite pulsos de presión compresionales por medio del lodo de perforación, a frecuencias que pueden variar de entre los 10 y los 40 kHz. Ricco, (2012).

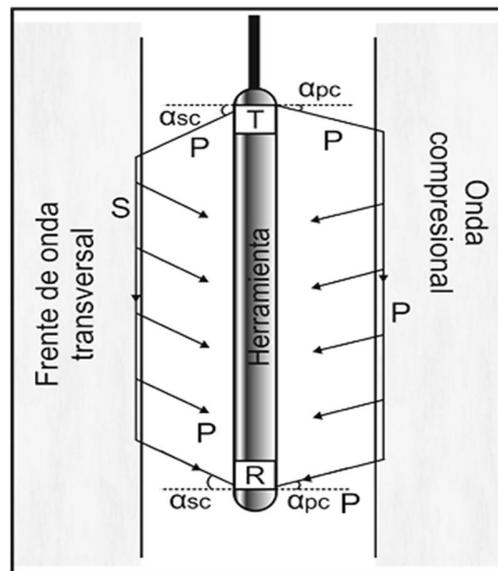


Figura 24: Camino que siguen los frentes de onda compresionales y transversales en el agujero. Adaptado de Ricco, Gustavo. (2012). Principios de medición de los Registros Geofísicos de pozos. México D.C: UNAM.

Comúnmente los transductores, transmisores y receptores se encuentran colocados a lo largo del eje de las herramientas acústicas, y funcionan bajo un mismo comportamiento de ciertos materiales. Estos pueden ser de 2 tipos: piezoeléctricos y magnetostrictivos. Los primeros son los más comunes y se encuentran constituidos por cristales de cuarzo o titanato de bario ( $\text{BaTiO}$ ) que permiten el que puedan modificar su volumen una vez que son excitados por medio de un pulso eléctrico, generando así ondas elásticas o perturbaciones de presión que se convierten en señales eléctricas. Por otro lado, los transductores magnetostrictivos son aleaciones de metales tales como el níquel, el cobalto y el hierro, que permiten el que

puedan cambiar su volumen cuando son sometidos a un campo magnético, generando de esta manera un pulso de presión y un campo magnético cuando son sometidos a un estrés compresional. Ricco, (2012).

El transductor de transmisión comúnmente es activado desde superficie por medio de un pulso eléctrico o un pulso magnético, generando con ello ondas acústicas de compresión en forma de vibraciones ultrasónicas que se propagan uniformemente en todas las direcciones alrededor del agujero hacia las formaciones, mientras que el o los transductores receptores igualmente piezoeléctricos, son activados por medio de las ondas acústicas, generando con ello un voltaje o un campo magnético que es convertido posteriormente a voltaje, y es transmitido a superficie. Ricco, (2012).

**3.2.6. Herramientas acústicas de porosidad.** Para el año de 1957, habiendo concedido la licencia de Humble Oil Research, la compañía Schlumberger introdujo la primera herramienta sónica denominada, herramienta de adquisición de registros de velocidad o VLT (Velocity Log Tool) por sus siglas en inglés. La primera sonda sónica o acústica de porosidad se encuentra constituida por medio de 1 solo transmisor y 1 solo receptor, y funciona bajo el principio acústico de producir un pulso de presión en el transmisor alojado a cierta distancia del receptor, siendo las trayectorias seguidas por el sonido, las distancias A y C a través del lodo con una velocidad de  $V_m$  y la distancia B a través de la formación con la velocidad de la formación V tal como se ilustra en la Figura 25. La medición del tiempo de tránsito o retardo de las ondas acústicas quedará expresada de la siguiente manera por la Ecuación 22. Ricco, (2012).

$$(22) \quad \Delta t = \frac{A}{V_m} + \frac{B}{V} + \frac{C}{V_m}$$

Posteriormente se introdujo una nueva herramienta sónica de porosidad que utiliza un sistema de receptores duales, esto para eliminar el efecto que tiene el tiempo de tránsito del lodo de perforación en las mediciones realizadas por la herramienta (Figura 25). La herramienta se encuentra constituida por medio de 1 transductor transmisor y 2 o 3 transductores receptores alojados a 3, 4 y 6 pies de distancia del transmisor. El transmisor emite ondas acústicas a 10 ciclos/segundo en donde los primeros arribos de las ondas acústicas que llegan a los detectores permitirán la elaboración de la respuesta de las formaciones en el agujero. Con este sistema lo que se hace es usar la diferencia de los tiempos de tránsito medidos por cada uno de los receptores (Ecuación 23 y 24), de manera que puede ser cancelado el tiempo de tránsito del lodo. Ricco, (2012).

$$(23) \quad t_1 = \frac{A}{V_m} + \frac{B}{V} + \frac{C}{V_m} \quad ; \quad t_2 = \frac{A}{V_m} + \frac{B}{V} + \frac{D}{V} + \frac{E}{V_m}$$

$$(24) \quad t_2 - t_1 = \frac{D}{V} \quad ; \quad \Delta t = \frac{t_2 - t_1}{L_S - D} = \frac{1}{V}$$

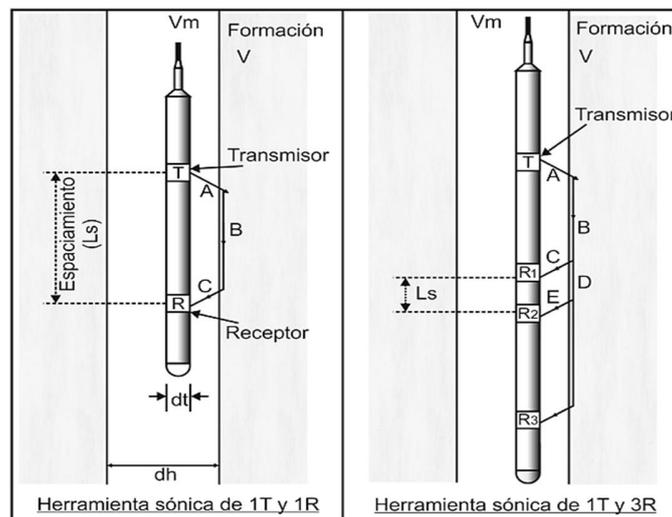


Figura 25: Esquema que muestra la configuración de la herramienta acústica que operan con un sistema de 1 transmisor -1 receptor. Adaptado de Bassiouni, Zaki (1994). Theory, Measurement and interpretation of Well Logs. SPE Textbook Series Vol 4. Richardson TX

#### **4. Metodología: Identificación del tipo de litología presente en la formación carbonera a partir de registros sínicos**

Para la identificación de litología de la formación en estudio en el presente se planteó la siguiente metodología (Figura 26):

**Paso 1.** Recopilación y discretización de la información obtenida: Registros geofísicos, estado actual de los pozos, información geológica: Los registros geofísicos de pozos aportan información de los yacimientos por medio de mediciones indirectas, realizadas en la pared del pozo. El aspecto relevante de esta información es la posibilidad de realizar una estimación de las propiedades, de manera casi continua y a condiciones de yacimiento. Su desventaja principal consiste en que es una información indirecta que se obtiene en la pared del pozo.

**Paso 2.** Correlación de los valores de lentitud de ondas compresionales y de corte en combinación con la densidad volumétrica de la roca: El propósito es correlacionar la densidad de los materiales con la velocidad acústica. Partiendo del principio de las ondas acústicas que se propagan a través de un medio sólido de diversos modos, tales como las ondas compresionales y de corte y estos modos poseen diferentes velocidades. Además de estos, en la señal sínica se pueden identificar otros modos, tales como las ondas de Rayleigh, de lodo y de Stoneley.

**Paso 3.** Calcular la velocidad característica de la roca, mediante la diferencia del tiempo de tránsito de la onda P entre los dos receptores: La velocidad de la onda acústica medida a lo largo del arreglo de receptores, es la velocidad del sonido que atraviesa las formaciones directamente opuestas a los receptores. A esta medida se denomina lentitud, esta se expresa como tiempo de viaje por unidad de longitud. Esta medición se conoce también como medición

delta porque es el tiempo de tránsito interválico que requiere la onda acústica para recorrer 1 m o 1 pie de formación.

**Paso 4.** Determinar e identificar las diferentes capas litológicas a partir del modelo de densidades y las propiedades mecánicas de la roca en la formación Carbonera a partir del tiempo de arribos de ondas compresionales y de corte: La herramienta sónica mide el tiempo que requiere un pulso acústico de sonido para viajar desde un transmisor hasta un arreglo de receptores. Esta onda acústica impacta el pozo viaja a través de la formación y luego vuelve a arribar a la herramienta en la que los receptores miden la amplitud de la señal versus el tiempo. A medida que la onda acústica atraviesa la roca, se genera diferentes tipos de ondas. Donde los primeros arribos son las ondas compresionales seguidas de las ondas S, estas dos son las más importantes para las aplicaciones petroleras, también se pueden observar variaciones de porosidad y permeabilidad en las rocas debido a los cambios litológicos y diferentes valores de velocidad de onda como por ejemplo ver figura 31, 39 y tabla 21.

**Paso 5.** Compilación, interpretación y resultados obtenidos en el análisis de los arribos de ondas compresionales y de corte en rocas a partir de registros acústicos en la formación Carbonera perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales. Ver Figura 26.

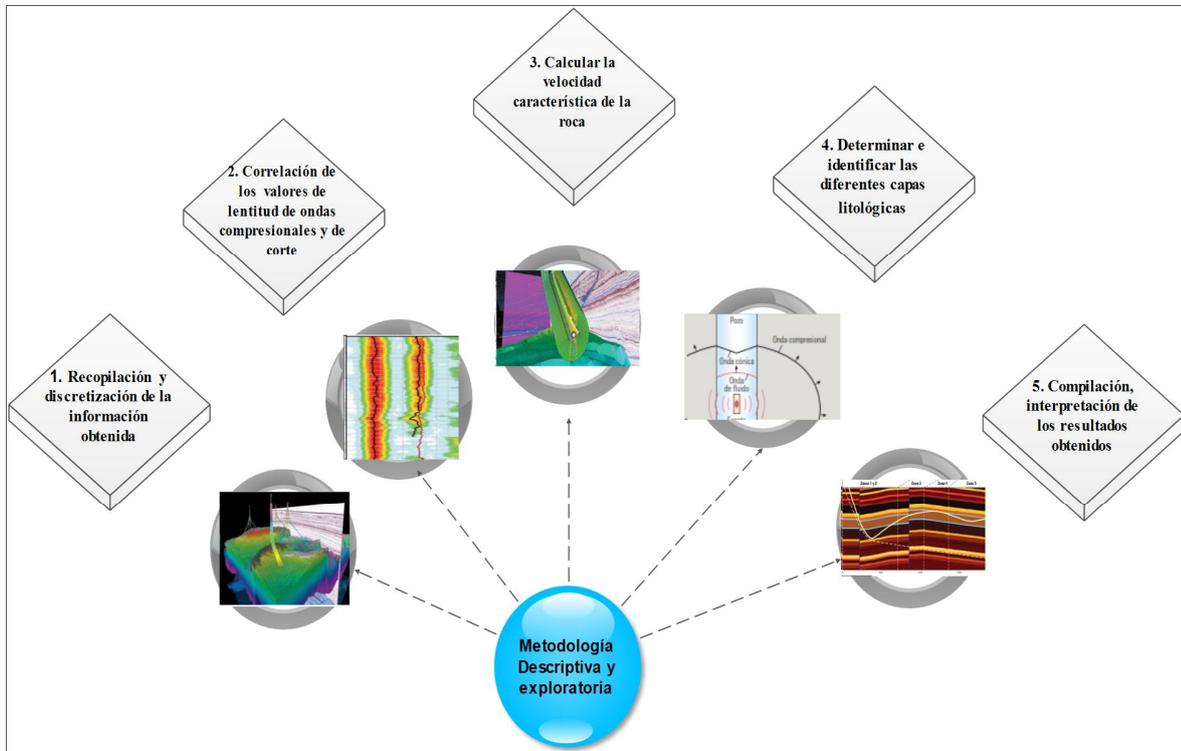


Figura 26: Descripción Metodología de análisis de ondas P y S en la formación Carbonera

### 5. Condiciones operacionales - Estado actual del pozo

El pozo Carbonera es un pozo de Avanzada – (A1) direccional que hace parte de los trabajos ubicado en la cuenca Llanos Orientales, Departamento del Casanare, en jurisdicción del municipio (San Luis de Palenque). Carbonera A1 es un pozo con una profundidad total estimada de 6619 pies. El objetivo principal del pozo Carbonera es corroborar la acumulación de hidrocarburos en la Formación Carbonera en el miembro C5.

En la tabla 3 se detallan los topes definidos por prognosis. Weatherford, 2013.

**Tabla 3**

*Topes definidos de las formaciones*

FORMACION	PROGNOSIS		REAL	
	MD	TVD	MD	TVD
C1	5436.43	4395	5255	4245
C2	5780.34	4645	5628	4518
C3	5856	4700	5705	4575
C4	6034.83	4830	5938	4753
C5	6089.86	4870	6000	4799
C5 D1	6367.74	5072	6260	4983
C5 D2	6406.26	5100	6309	5019
C6	6420.01	5110	6347	5045
C7 A	6532.81	5192	6436	5109
C7 B	6549.32	5204	6453	5121

Nota: Weatherford, Departamento de Operaciones, (2014)

## 6. Resultados y Análisis

Una vez analizado los datos del pozo Carbonera A1 y los resultados obtenidos de los arribos de ondas compresionales y de corte en rocas no consolidadas en la formación Carbonera perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales. Se resumen a continuación las tendencias observadas de la siguiente forma: Weatherford, 2013.

**Tabla 4**

*Intervalos perforados por pies de formación*

FORMACIÓN	B.Rate (°/100 ft)	T.Rate (°/100 ft)	COMENTARIOS
C1	-0.8	-1 a -1.8	Tendencia a tumbar inclinación y giro a la izquierda. La tendencia a tumbar puede estar influenciada por los altos tiempos en los que se circuló y reciproco la sarta antes y después del viaje.
C2	--	--	No cuantificable debido a su limitado espesor en esa zona.
C3	0.3	-0.2 a -2	Se observa tendencia a construir inclinación y girar a la izquierda
C4	--	--	No cuantificable debido a su limitado espesor y slides en esa zona.
C5	0.2	-0.5	Se observa tendencia a construir inclinación y girar a la izquierda
C6	0.83	-0.66	Se observa tendencia a construir inclinación y girar a la izquierda
C7	--	--	No cuantificable debido a slides en esa zona.

Nota: Weatherford, Departamento de Operaciones (2014)

### 6.1. Análisis de arribos de ondas compresionales y de corte en la Formación Carbonera.

En la tabla 5, se muestran los datos del tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) vs Velocidad del sonido (V) en la Formación C1; estos datos fueron tomados con el registro sísmico y así mismo está asociado este cálculo matemáticamente a la siguiente ecuación.

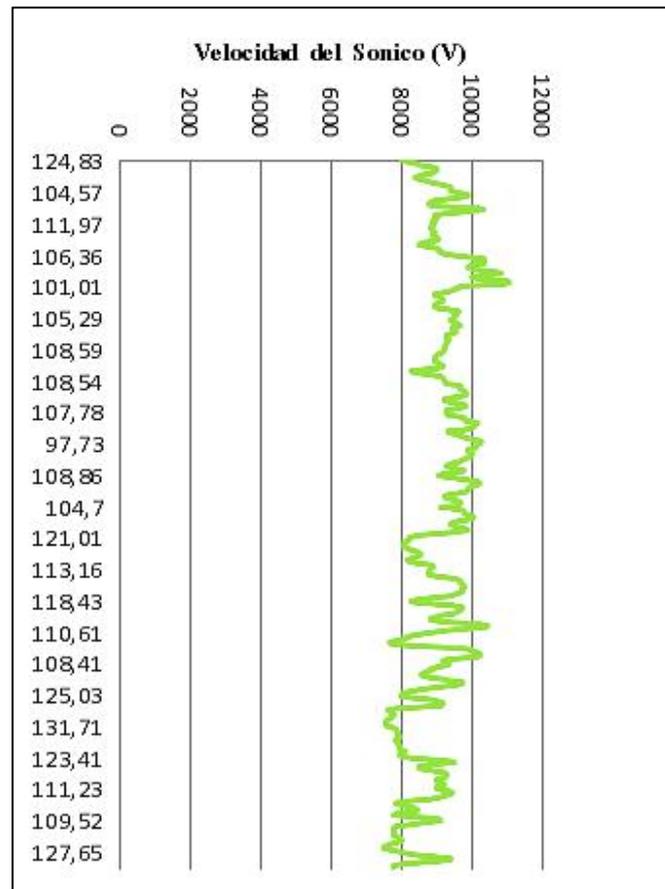
$$(25) \quad DTC = \frac{1000000}{V} \quad \longrightarrow \quad V = \frac{1000000}{DTC}$$

**Tabla 5**

*DTC vs V (FT/SEG) – Formación C1.*

DTC (MICROSEG/FT)- TIEMPO DE TRANSITO	V (FT/SEG)				
		109,08	9167,58	100,37	9963,13
		108,44	9221,68	101,73	9829,94
		106,67	9374,70	105,1	9514,74
124,83	8010,89	106,56	9384,38	108,04	9255,83
123,52	8095,85	106,55	9385,26	110,61	9040,77
121,29	8244,70	106,6	9380,86	111,37	8979,07
119,53	8366,10	106,64	9377,34	111,56	8963,78
117,85	8485,36	105,81	9450,90	110,98	9010,63
117,52	8509,18	104,57	9562,97	110,95	9013,06
114,88	8704,73	103,43	9668,37	110,96	9012,25
112,76	8868,39	101,74	9828,97	111,81	8943,74
110,77	9027,71	100,91	9909,82	112,04	8925,38
110,77	9027,71	100,72	9928,51		
110,77	9027,71	102,4	9765,62		
111,98	8930,16	103,91	9623,71		
113,13	8839,38	106,58	9382,62		
113,13	8839,38	109,23	9154,99		
115,45	8661,75	111,51	8967,80		
116,45	8587,37	111,21	8991,99		
117,4	8517,88	112,99	8850,34		
119,23	8387,15	114,06	8767,31		
117,88	8483,20	113,89	8780,40		
117,37	8520,06	113,09	8842,51		
116,15	8609,55	110,15	9078,52		
114,28	8750,43	104,34	9584,05		
113,41	8817,56	98,12	10191,60		
112,55	8884,94	97,72	10233,31		
110,77	9027,71	96,64	10347,68		

La figura 27 es el resultado gráfico de los datos contenidos en la tabla 5.



**Figura 27: Formación C1 - DTC vs V (FT/SEG)**

**Interpretación:** Teniendo en cuenta la velocidad del sonido en función del tiempo de tránsito de la onda compresional, se evidencia un comportamiento de intercalaciones de areniscas y lutitas; con niveles de carbón, conforme la interpretación de registros acústicos (sónico); y de acuerdo con la tabla 2 que indica los rangos entre 8010 y 10347 ft/seg que está dentro de valores típicos de las velocidades de compresión medidas en varios materiales porosos para este caso corresponde a los rangos establecidos para areniscas entre (10000 - 19500 ft/seg) y lutitas entre (5882 - 16667 ft/seg).

En la tabla 6, se muestran los datos del tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) vs Velocidad del sonido (V) en la Formación C2; estos datos fueron tomados con el registro sísmico y así mismo está asociado este cálculo matemáticamente a la ecuación 25, mencionada anteriormente.

**Tabla 6***DTC vs V (FT/SEG) - Formación C2*

FORMACIÓN C2			
DTC (MICROSEG/FT)- TIEMPO DE TRANSITO	V (FT/SEG)		
128,33	7792,41	128,52	7780,89
128,37	7789,98	128,14	7803,96
128,59	7776,65	127,62	7835,76
128,82	7762,76	126,16	7926,44
128,92	7756,74	123,98	8065,81
128,91	7757,35	121,37	8239,26
129,02	7750,73	118,71	8423,89
129,53	7720,21	116,11	8612,52
130,08	7687,57	115,02	8694,14
130,74	7648,76	115,89	8628,87
130,88	7640,58	118,39	8446,65
130,81	7644,67	120,89	8271,98
130,3	7674,59	124,96	8002,56
129,26	7736,34	127,42	7848,06
128,42	7786,94	129,03	7750,13
127,92	7817,38	130,87	7641,17
127,63	7835,14	131,5	7604,56
127,33	7853,60	130,98	7634,75
127,11	7867,20	128,65	7773,02
126,98	7875,25	125,17	7989,13
127,04	7871,53	121,72	8215,57
127,49	7843,75	118,15	8463,81
127,97	7814,33	114,97	8697,92
128,35	7791,19	113,21	8833,14
		111,83	8942,14
		111,02	9007,38

La figura 28 es el resultado gráfico de los datos contenidos en la tabla 6.

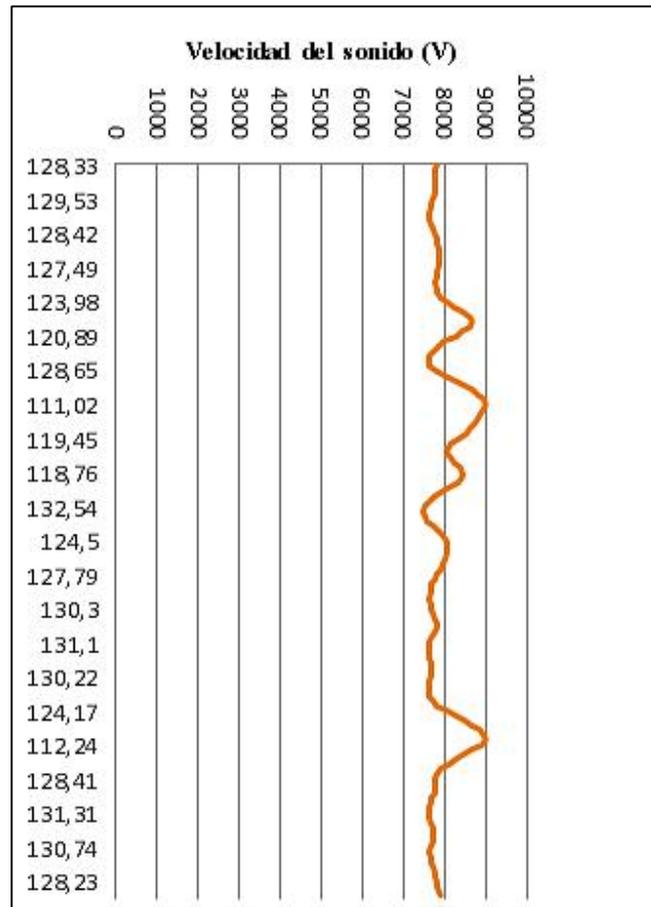


Figura 28: Formación C2 – DTC vs V (FT/SEG)

**Interpretación:** Como muestra la Figura 28; la velocidad del sonido en función del tiempo de tránsito de la onda compresional evidencia un comportamiento de alto porcentaje de lutitas, esta formación está compuesta por lutita intercalada localmente con niveles delgados de arcillolita y arena. De acuerdo con la tabla 2 y para este caso los rangos establecidos para lutitas entre (5882 – 16667 ft/seg).

En la tabla 7, se muestran los datos del tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) vs Velocidad del sonido (V) en la Formación C3; estos datos fueron tomados con el registro sísmico y así mismo está asociado este cálculo matemáticamente a la ecuación 25, mencionada anteriormente.

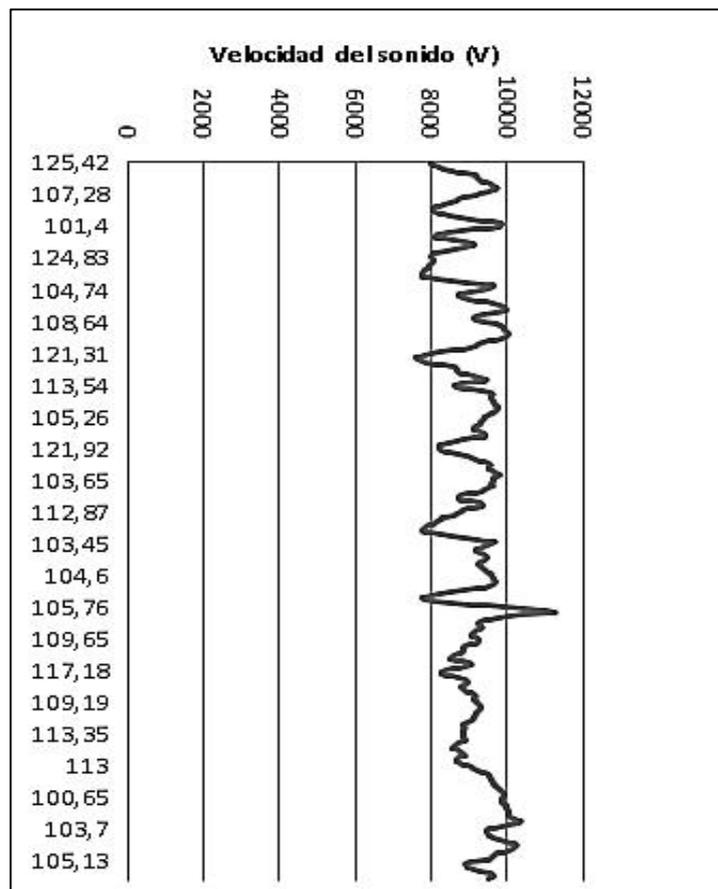
**Tabla 7**

DTC vs V (FT/SEG) - Formación C3

FORMACIÓN C3			
DTC (MICROSEG/FT)- TIEMPO DE TRANSITO	V (FT/SEG)		
125,42	7973,21	121,54	8227,74
124,83	8010,89	123,11	8122,81
124,52	8030,83	124	8064,51
123,07	8125,45	124,16	8054,12
121,62	8222,33	123,31	8109,64
119,68	8355,61	121,94	8200,75
116,8	8561,64	119,88	8341,67
114,52	8732,09	117,89	8482,48
112,14	8917,42	107,11	9336,19
109,21	9156,67	103,93	9621,86
108,76	9194,55	101,61	9841,55
108,22	9240,43	101,4	9861,93
107,54	9298,86	102,03	9801,03
106,87	9357,16	104,75	9546,53
105,68	9462,52	109,31	9148,29
104,6	9560,22	114,12	8762,70
103,74	9639,48	118,68	8426,01
102,84	9723,84	122,54	8160,60
102,95	9713,45	123,48	8098,47
103,95	9620,00	123,4	8103,72
105,07	9517,46	120,26	8315,31
107,28	9321,40	116,02	8619,20
108,75	9195,40	112,52	8887,30
112,56	8884,15	109,76	9110,78
112,96	8852,69	109,33	9146,62
114,26	8751,96	110,06	9085,95
115,45	8661,75	112,88	8858,96
117,4	8517,88	116,1	8613,26
119,77	8349,33	119,19	8389,96
		123,41	8103,07
		124,31	8044,40
		124,59	8026,32
		124,83	8010,89

124,53	8030,19
123,96	8067,11
124,04	8061,91

La figura 29 es el resultado gráfico de los datos contenidos en la tabla 7.



**Figura 29:** Formación C3 - DTC vs V (FT/SEG)

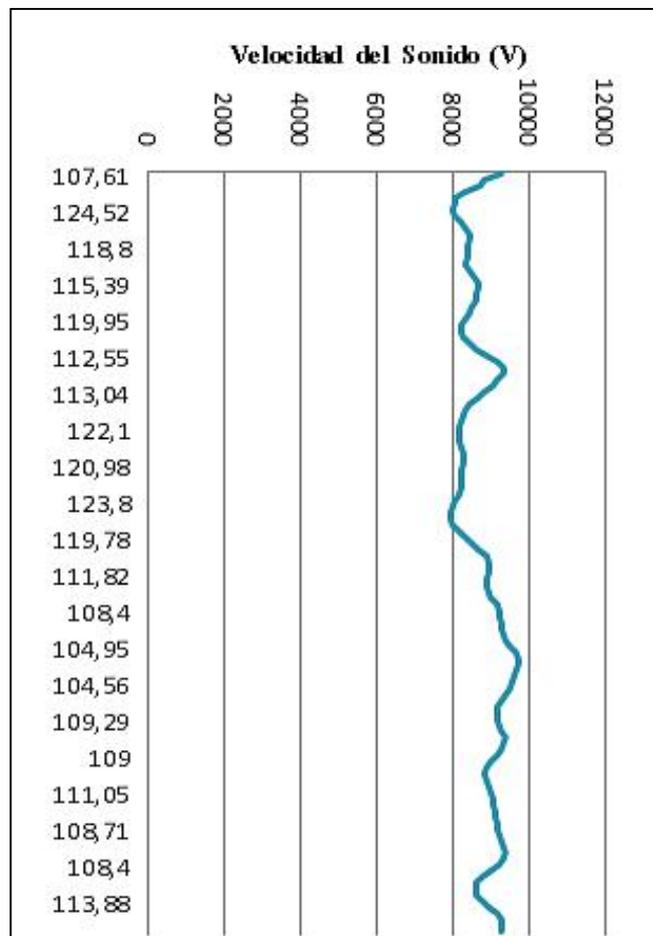
**Interpretación:** Como muestra la Figura 29; la velocidad del sonido en función del tiempo de tránsito de la onda compresional evidencia un comportamiento típico compuesto por arena, intercalada con lutita, localmente arcillolita y limolita carbonosa; con trazas de pirita y de carbón. De acuerdo con la tabla 2 y para este caso los rangos establecidos para areniscas entre (10000 - 19500 ft/seg) y lutitas entre (5882 - 16667 ft/seg).

En la tabla 8, se muestran los datos del tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) vs Velocidad del sonido (V) en la Formación C4; estos datos fueron tomados con el registro sísmico y así mismo está asociado este cálculo matemáticamente a la ecuación 25, mencionada anteriormente.

**Tabla 8***Formación C4- DTC vs V (FT/SEG)*

FORMACIÓN C4			
DTC (MICROSEG/FT)- TIEMPO DE TRANSITO	V (FT/SEG)		
107,61	9292,81	108,66	9203,01
112,94	8854,25	107,35	9315,32
114,67	8720,67	106,97	9348,41
119,7	8354,21	108,68	9201,32
123,92	8069,72	110,49	9050,59
124,41	8037,93	113,04	8846,42
124,52	8030,83	115,61	8649,77
123,63	8088,65	118,13	8465,25
121,79	8210,85	119,83	8345,15
119,88	8341,67	120,94	8268,56
118,56	8434,54	121,53	8228,42
118,65	8428,15	122,1	8190,00
118,8	8417,50	122,3	8176,61
119,04	8400,53	121,99	8197,39
119,47	8370,30	121,55	8227,06
119,57	8363,30	121,08	8259,00
118,34	8450,22	120,95	8267,87
116,47	8585,90	120,98	8265,82
115,39	8666,26	121,2	8250,82
115,21	8679,80	121,3	8244,02
115,71	8642,29	121,35	8240,62
116,17	8608,07	121,85	8206,81
117,32	8523,69	122,47	8165,26
118,55	8435,25	123,8	8077,54
119,95	8336,80	124,87	8008,32
121,59	8224,36	126,14	7927,69
121,79	8210,85	125,74	7952,91
120,45	8302,20	124,73	8017,31
118,58	8433,12	122,05	8193,36
116,1	8613,26	119,78	8348,63
112,55	8884,94	117,33	8522,96
		115,1	8688,09

La figura 30 es el resultado gráfico de los datos contenidos en la tabla 8.



**Figura 30: Formación C4- DTC vs V (FT/SEG)**

**INTERPRETACIÓN:** Como muestra la Figura 30; la velocidad del sonido en función del tiempo de tránsito de la onda compresional evidencia un comportamiento típico compuesto por arena, intercalada con lutita, localmente arcillolita y limolita carbonosa; con trazas de pirita y de carbón. De acuerdo con la tabla 2 y para este caso los rangos establecidos para areniscas entre (10000 - 19500 ft/seg) y lutitas entre (5882 – 16667 ft/seg).

En la tabla 9, se muestran los datos del tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) vs Velocidad del sonido (V) en la Formación C5; estos datos fueron tomados con el registro sísmico y así mismo está asociado este cálculo matemáticamente a la ecuación 25, mencionada anteriormente.

**Tabla 9***Formación C5 - DTC vs V (FT/SEG)*

FORMACIÓN C5			
DTC (MICROSEG/FT)- TIEMPO DE TRANSITO	V (FT/SEG)		
108	9259,25	107,1	9337,06
108,43	9222,53	108,06	9254,11
108,8	9191,17	107,99	9260,11
108,66	9203,01	107,94	9264,40
107,98	9260,97	107,03	9343,17
107,24	9324,87	106,66	9375,58
106,7	9372,07	106,3	9407,33
106,91	9353,66	105,89	9443,76
107,66	9288,50	105,35	9492,16
108,52	9214,89	105,44	9484,06
109,25	9153,31	105,38	9489,46
109,44	9137,42	105,92	9441,08
109,33	9146,62	106,48	9391,43
109,24	9154,15	106,51	9388,78
109,14	9162,54	106,39	9399,37
109,26	9152,48	105,24	9502,09
110,53	9047,31	104,27	9590,48
111,17	8995,23	103,58	9654,37
111,94	8933,35	103,35	9675,85
112,66	8876,26	103,9	9624,63
113,19	8834,70	104,07	9608,91
113,27	8828,46	103,61	9651,57
112,45	8892,84	102,4	9765,62
111,65	8956,56	99,93	10007,00
110,25	9070,29	96,88	10322,04
107,64	9290,22	94,34	10599,95
105,26	9500,28	92,78	10778,18
102,58	9748,48	94,09	10628,12
100,98	9902,95	95,71	10448,22
101,1	9891,19	97,16	10292,30
102,2	9784,73	98,14	10189,52
104,07	9608,91	99,59	10041,16
105,71	9459,84	100,74	9926,54
		101,94	9809,69

La figura 31 es el resultado gráfico de los datos contenidos en la tabla 9.

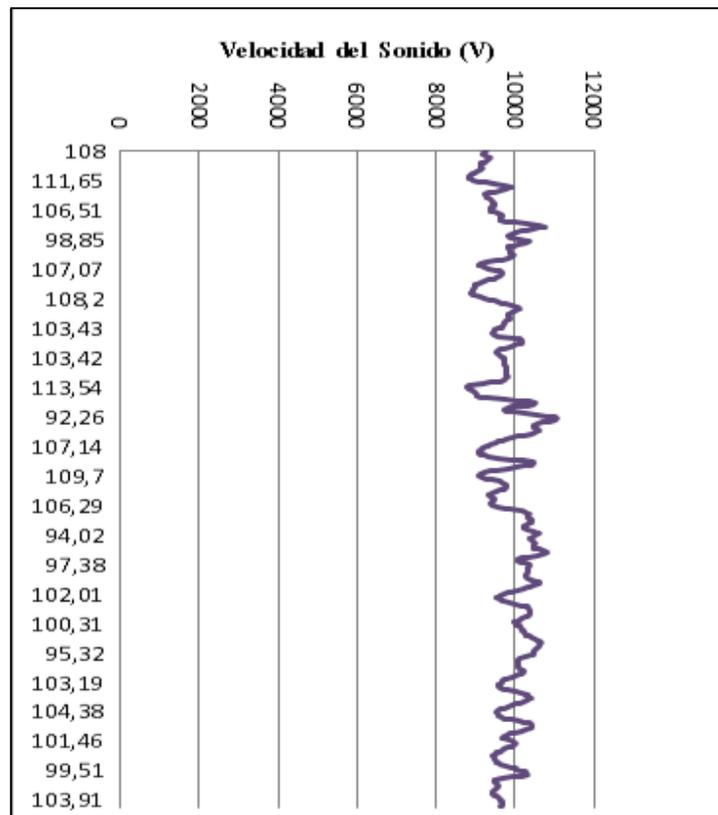


Figura 31: Formación C5 - DTC vs V (FT/SEG)

**INTERPRETACIÓN:** Como muestra la Figura 31; la velocidad del sonido en función del tiempo de tránsito de la onda compresional evidencia un comportamiento de alto porcentaje de arenas, acompañadas de lutitas y arcillolitas en menor proporción; de igual forma se encontraron niveles localizados de areniscas manchadas con aceite con ayudas de registro sísmico. De acuerdo con la tabla 2 y para este caso los rangos establecidos para areniscas entre (10000 - 19500 ft/seg) y lutitas entre (5882 - 16667 ft/seg).

En la tabla 10, se muestran los datos del tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) vs Velocidad del sonido (V) en la Formación C5 D1; estos datos fueron tomados con el registro sísmico y así mismo está asociado este cálculo matemáticamente a la ecuación 25, mencionada anteriormente.

**Tabla 10**  
*Formación C5 D1 - DTC vs V (FT/SEG)*

FORMACIÓN C5 D1					
DTC (MICROSEG/FT)- TIEMPO DE TRANSITO	V (FT/SEG)				
		101,69	9833,80	102,17	9787,60
		101,63	9839,61	102,27	9778,03
104,08	9607,99	101,55	9847,36	101,96	9807,76
104,47	9572,12	101,82	9821,25	102,01	9802,96
104,75	9546,53	102,47	9758,95	102,22	9782,82
104,59	9561,14	104,36	9582,21	102,62	9744,68
103,87	9627,41	106,29	9408,22	102,71	9736,15
103,4	9671,17	107,89	9268,69	102,66	9740,89
102,98	9710,62	108,53	9214,04	102,41	9764,67
103,28	9682,41	109,03	9171,78	102,01	9802,96
104,03	9612,61	108,22	9240,43	101,46	9856,10
104,78	9543,80	107,37	9313,588	101,06	9895,11
104,93	9530,16	106,88	9356,28	100,94	9906,87
104,15	9601,53	106,56	9384,38	101,01	9900,00
103,66	9646,92	106,18	9417,96	101,21	9880,44
103,45	9666,50	105,86	9446,43	101,42	9859,98
103,07	9702,14	105,5	9478,67	102,18	9786,65
102,75	9732,36	104,97	9526,53	103,31	9679,60
102,57	9749,43	104,75	9546,53	104,68	9552,92
101,87	9816,43	104,37	9581,29	107,34	9316,19
102,59	9747,53	104,15	9601,53	109,32	9147,45
102,71	9736,15	103,83	9631,12	111,34	8981,49
102,91	9717,22	103,53	9659,03	112,78	8866,82
103,17	9692,74	103,23	9687,10	112,61	8880,20
103,54	9658,10	103,16	9693,67	112,06	8923,79
104,31	9586,80	103,54	9658,10	110,9	9017,13
104,53	9566,63	104,13	9603,38	109,88	9100,83
104,45	9573,95	104,99	9524,71	109	9174,31
104,2	9596,92	105,76	9455,37	108,46	9219,98
103,76	9637,62	105,57	9472,38	108,33	9231,05
103,23	9687,10	105,27	9499,38	108,14	9247,27
102,32	9773,26	104,25	9592,32	107,26	9323,14
101,75	9828,00	103,38	9673,05	106,38	9400,26
101,72	9830,90	102,89	9719,11	105,05	9519,27

La figura 32 es el resultado gráfico de los datos contenidos en la tabla 10.

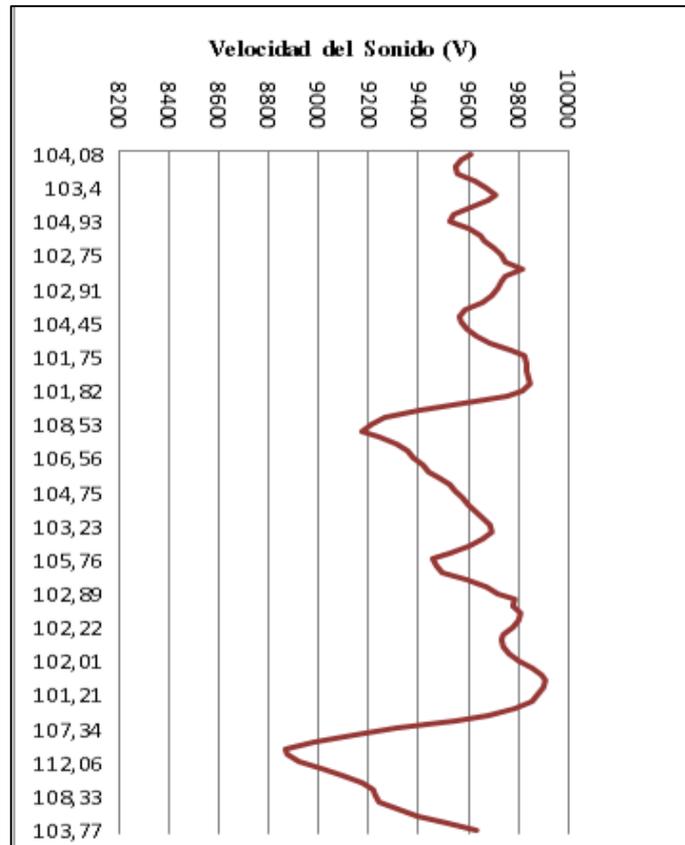


Figura 32: Formación C5 D1 - DTC vs V (FT/SEG)

**INTERPRETACIÓN:** Como muestra la Figura 32; la velocidad del sonido en función del tiempo de tránsito de la onda compresional evidencia un comportamiento típico de lutitas y arcillolitas en menor proporción pero una alta proporción de areniscas. De acuerdo con la tabla 2 y para este caso los rangos establecidos para areniscas entre (10000 - 19500 ft/seg) y lutitas entre (5882 – 16667 ft/seg).

En la tabla 11, se muestran los datos del tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) vs Velocidad del sonido (V) en la Formación C5 D2; estos datos fueron tomados con el registro sísmico y así mismo está asociado este cálculo matemáticamente a la ecuación 25, mencionada anteriormente.

**Tabla 11***Formación C5 D2 - DTC vs V (FT/SEG)*

FORMACIÓN C5 D2			
DTC (MICROSEG/FT)- TIEMPO DE TRANSITO	V (FT/SEG)		
102,23	9781,86	99,11	10089,79
101,41	9860,96	101,9	9813,54
101,15	9886,30	104,78	9543,80
101,8	9823,18	106,54	9386,14
102,98	9710,62	106,78	9365,04
104,07	9608,91	104,94	9529,25
105,33	9493,97	101,89	9814,50
105,3	9496,67	98,86	10115,31
105,14	9511,12	96,98	10311,40
104,46	9573,04	96,58	10354,11
103,66	9646,92	96,77	10333,78
102,81	9726,68	97,19	10289,12
101,35	9866,79	97,81	10223,90
99,84	10016,02	98,58	10144,04
98,56	10146,10	99,38	10062,38
97,38	10269,04	100,32	9968,10
97,53	10253,25	100,76	9924,57
98,1	10193,67	100,63	9937,39
98,42	10160,53	100,54	9946,29
98,22	10181,22	100,45	9955,20
97,32	10275,38	100,55	9945,30
96,48	10364,84	100,65	9935,41
95,69	10450,41	101,13	9888,26
95,13	10511,93	102,03	9801,03
94,69	10560,77	102,8	9727,62
94,29	10605,57	103,87	9627,41
94,09	10628,12	104,27	9590,48
94,96	10530,74	104,06	9609,84
96,61	10350,89	103,7	9643,20
		104,16	9600,61
		104,71	9550,18
		106,97	9348,41

La figura 33 es el resultado gráfico de los datos contenidos en la tabla 11.

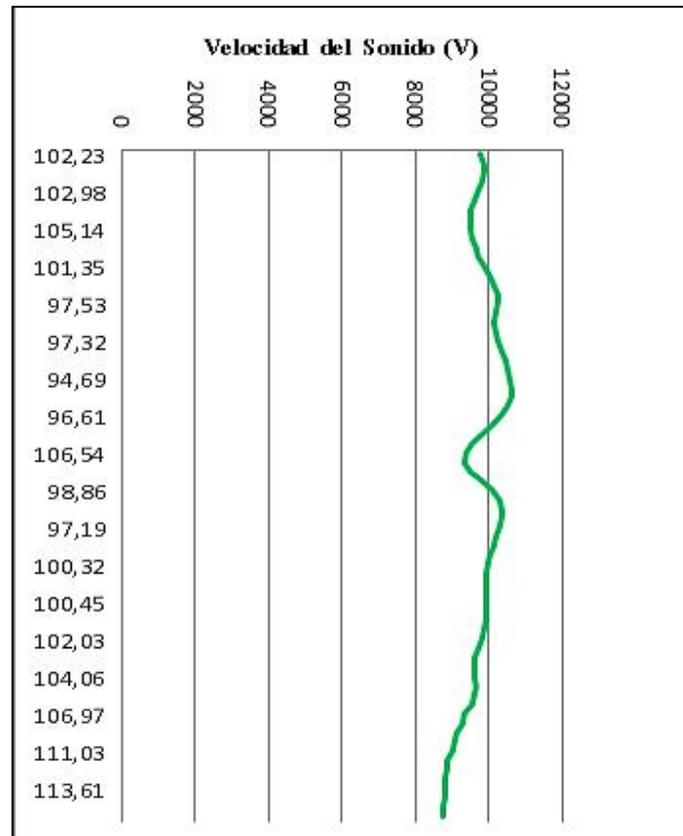


Figura 33: Formación C5 D2 - DTC vs V (FT/SEG)

**INTERPRETACIÓN:** Como muestra la Figura 33; la velocidad del sonido en función del tiempo de tránsito de la onda compresional evidencia un comportamiento de lutitas y arcillolitas con presencia de trazas de carbón y limolita carbonosa. De acuerdo con la tabla 2 y para este caso los rangos establecidos para lutitas entre (5882 – 16667 ft/seg).

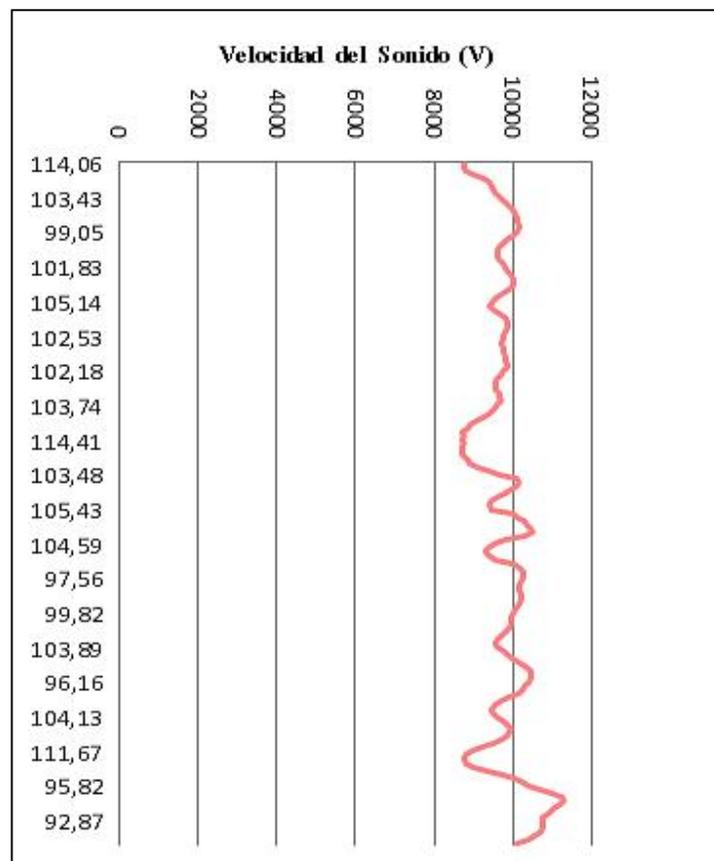
En la tabla 12, se muestran los datos del tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) vs Velocidad del sonido (V) en la Formación C6; estos datos fueron tomados con el registro sísmico y así mismo está asociado este cálculo matemáticamente a la ecuación 25, mencionada anteriormente.

**Tabla 12**

*Formación C6 - DTC vs V (FT/SEG)*

FORMACIÓN C6			
DTC (MICROSEG/FT)- TIEMPO DE TRANSITO	V (FT/SEG)		
114,06	8767,31	100,88	9912,76
113,97	8774,23	102,5	9756,09
113,1	8841,73	104,09	9607,07
111,09	9001,71	105,14	9511,12
107,82	9274,71	106	9433,96
106,01	9433,07	104,99	9524,71
105,59	9470,59	103,32	9678,66
104,92	9531,07	102,06	9798,15
104,31	9586,80	101,3	9871,66
103,43	9668,37	101,3	9871,66
102,24	9780,90	101,58	9844,45
100,95	9905,89	102,09	9795,27
99,94	10006,00	102,53	9753,24
99,22	10078,61	102,63	9743,73
98,74	10127,60	102,72	9735,20
98,66	10135,82	102,56	9750,39
98,55	10147,13	102,36	9769,44
98,47	10155,37	101,81	9822,21
99,05	10095,91	101,74	9828,97
99,89	10011,01	101,56	9846,39
101,14	9887,28	101,44	9858,04
102,14	9790,48	102,18	9786,65
103,34	9676,79	103,03	9705,91
103,99	9616,30	104,19	9597,85
104	9615,38	104,35	9583,13
103,28	9682,41	104,33	9584,970
102,55	9751,34	104,32	9585,88
101,83	9820,28	103,53	9659,03
101,22	9879,47	103,29	9681,47
100,38	9962,14	103,09	9700,26
99,72	10028,07	103,74	9639,48
99,8	10020,04	105,09	9515,65
99,85	10015,02	106,33	9404,68
		107,96	9262,68
		110,33	9063,71

La figura 34 es el resultado gráfico de los datos contenidos en la tabla 12.



**Figura 34: Formación C6 - DTC vs V (FT/SEG)**

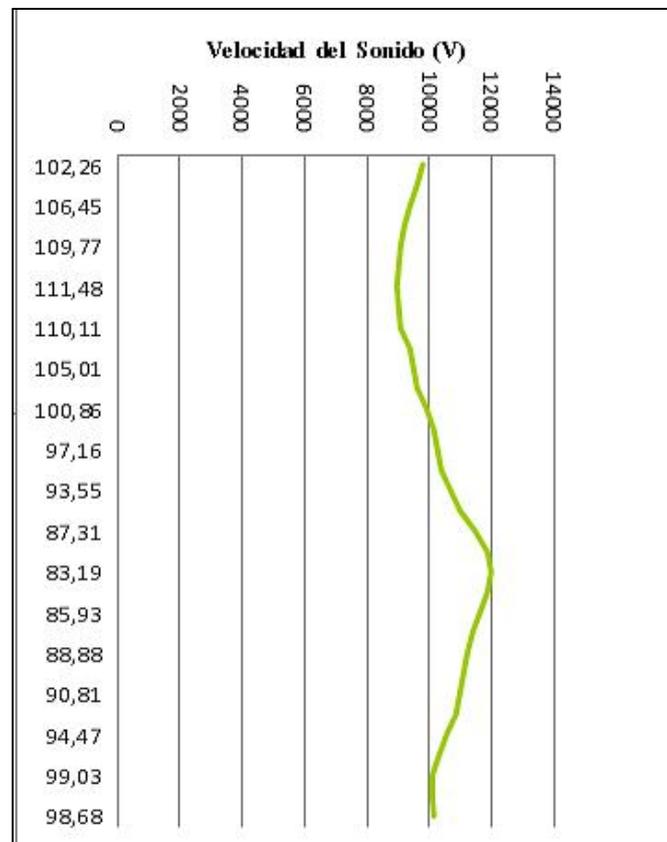
**INTERPRETACIÓN:** Como muestra la Figura 34; la velocidad del sonido en función del tiempo de tránsito de la onda compresional evidencia un comportamiento de aumento del porcentaje de arcillolita y lutita determinado con la ayuda de los registros acústicos. Así mismo constituida por arcillolita de colores muy claros intercalada con lutita y niveles pequeños de arena cuarzosa. De acuerdo con la tabla 2 y para este caso los rangos establecidos para areniscas entre (10000 - 19500 ft/seg) y lutitas entre (5882 – 16667 ft/seg).

En la tabla 13, se muestran los datos del tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) vs Velocidad del sonido (V) en la Formación C7A; estos datos fueron tomados con el registro sísmico y así mismo está asociado este cálculo matemáticamente a la ecuación 25, mencionada anteriormente.

**Tabla 13**  
*Formación C7A - DTC vs V (FT/SEG)*

FORMACIÓN C7A	
DTC (MICROSEG/FT)- TIEMPO DE TRANSITO	V (FT/SEG)
102,26	9778,99
104,15	9601,53
106,45	9394,08
108,89	9183,57
109,77	9109,95
110,42	9056,33
111,48	8970,21
110,63	9039,13
110,11	9081,82
106,49	9390,55
105,01	9522,90
103,62	9650,64
100,86	9914,73
98,57	10145,07
97,16	10292,30
95,98	10418,83
93,55	10689,47
91	10989,01
87,31	11453,44
83,99	11906,17
83,19	12020,67
84,33	11858,17
85,93	11637,37
87,69	11403,80
88,88	11251,12
90,23	11082,78
90,81	11012,00
92,15	10851,87
94,47	10585,37
96,95	10314,59

La figura 35 es el resultado gráfico de los datos contenidos en la tabla 13.



**Figura 35: Formación C7A - DTC vs V (FT/SEG)**

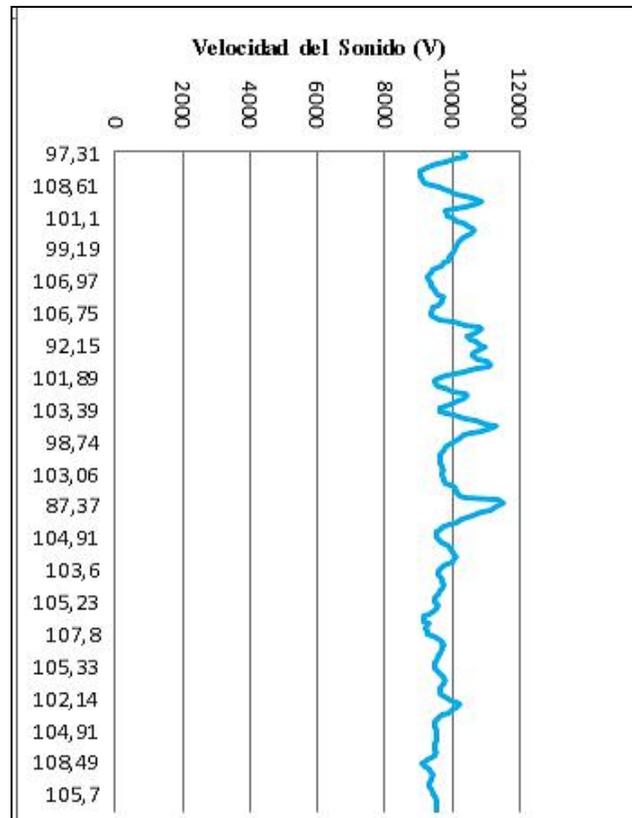
**INTERPRETACIÓN:** Como muestra la Figura 35; la velocidad del sonido en función del tiempo de tránsito de la onda compresional evidencia un comportamiento de un alto porcentaje de arena determinado con la ayuda de los registros acústicos. De acuerdo con la tabla 2 y para este caso los rangos establecidos para areniscas entre (10000 - 19500 ft/seg) y lutitas entre (5882 - 16667 ft/seg).

En la tabla 14, se muestran los datos del tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) vs Velocidad del sonido (V) en la Formación C7B; estos datos fueron tomados con el registro sísmico y así mismo está asociado este cálculo matemáticamente a la ecuación 25, mencionada anteriormente.

**Tabla 14***Formación C7B - DTC vs V (FT/SEG)*

FORMACIÓN C7B			
DTC (MICROSEG/FT)- TIEMPO DE TRANSITO	V (FT/SEG)		
97,31	10276,43	93,73	10668,94
95,94	10423,18	94,49	10583,13
96,23	10391,76	95,4	10482,18
98,52	10150,22	96,62	10349,82
102,08	9796,23	97,44	10262,72
104,81	9541,07	97,97	10207,20
107,86	9271,27	98,51	10151,25
109,27	9151,64	99,19	10081,66
110,58	9043,22	99,47	10053,28
110,4	9057,97	99,82	10018,03
110,27	9068,64	100,33	9967,10
110	9090,90	100,73	9927,52
109,38	9142,43	101,03	9898,05
108,61	9207,25	102,49	9757,04
103,79	9634,83	103,08	9701,20
102,41	9764,67	104,54	9565,71
100,65	9935,41	105,79	9452,68
98,71	10130,68	106,58	9382,62
96,27	10387,45	106,97	9348,41
94,18	10617,96	106,68	9373,82
91,75	10899,18	106,47	9392,31
92,99	10753,84	106,19	9417,08
95,96	10421,00	105,59	9470,59
99,37	10063,39	104,75	9546,53
102,19	9785,69	103,99	9616,30
101,17	9884,35	102,74	9733,30
101,1	9891,19	102,84	9723,84
99,88	10012,01	103,18	9691,80
98,59	10143,01	104,24	9593,24
96,86	10324,17	105,95	9438,41
94,99	10527,42	105,85	9447,33
94	10638,29	106,75	9367,68
		106,74	9368,55
		105,78	9453,58
		103,69	9644,13

La figura 36 es el resultado gráfico de los datos contenidos en la tabla 14.



**Figura 36:** Formación C7B - DTC vs V (FT/SEG)

**INTERPRETACIÓN:** Como muestra la Figura 36; la velocidad del sonido en función del tiempo de tránsito de la onda compresional evidencia un comportamiento compuesto por un gran paquete de arena cuarzosa con intercalaciones de lutita, arcillolita y de limolita. De acuerdo con la tabla 2 y para este caso los rangos establecidos para areniscas entre (10000 - 19500 ft/seg) y lutitas entre (5882 - 16667 ft/seg).

## 6.2. Interpretaciones de Hidrocarburos

La columna estratigráfica atravesada durante la perforación del pozo Carbonera A1, se correlaciona con las formaciones ya establecidas para esta área de la cuenca de los Llanos Orientales. En la siguiente tabla se muestra la secuencia de unidades litológicas por prognosis y las determinadas mediante la descripción de muestras de zanja analizadas bajo el microscopio y por medio de los registros eléctricos.

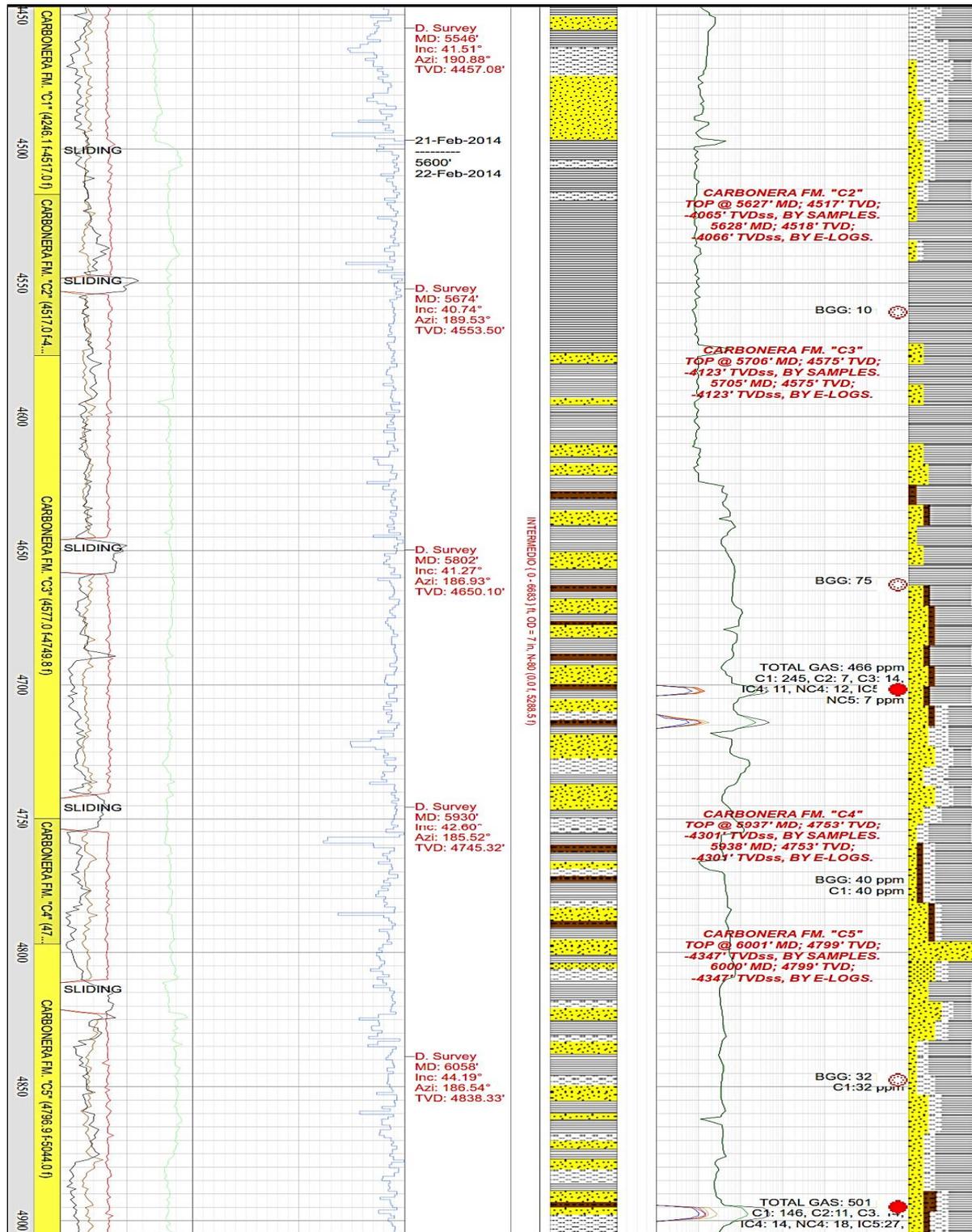
**Tabla 15**

*Topes Tomas de Registros Eléctricos*

FORMACIÓN	PROGNOSIS			MUESTRAS			REGISTROS ELÉCTRICOS			
	MD	TVD	TVDss	MD	TVD	TVDss	MD	TVD	TVDss	
GUAYABO	Sup.	Sup	452'	Sup .	Sup .	452'	Sup.	Sup.	452'	
LEON	4577'	3768'	-3316'	4519'	3722'	-3270'	4472	3688	-3236	
FM. CARBONERA	MIEMBRO C1	5436'	4393'	-3941'	5258'	4247'	-3795'	5255	4244	-3792
	MIEMBRO C2	5780'	4643'	-4191'	5627'	4517'	-4065'	5628'	4518'	-4066
	MIEMBRO C3	5856'	4698'	-4246'	5706'	4575'	-4123'	5705'	4575'	-4123
	MIEMBRO C4	6035'	4828'	-4376'	5937'	4753'	-4301'	5938'	4753'	-4301
	MIEMBRO C5	6070'	4868'	-4416'	6001'	4799'	-4347'	6000'	4799'	-4347'
	MIEMBRO C5 – D1	6368'	5070'	-4618'	---	---	---	6260'	4983'	-4531'
	MIEMBRO C5 – D2	6406'	5098'	-4646'	---	---	---	6309'	5019'	-4567'
	MIEMBRO C6	6420'	5108'	-4656'	6346	5044'	-4592'	6347'	5045'	-4593'
	MIEMBRO C7 A	6533'	5190'	-4738'	6435'	5108'	-4656'	6436'	5109'	-4657'
	MIEMBRO C7 B	6549'	5202'	-4750'	---	---	---	6453'	5121'	-4669'
PROFUNDIDAD FINAL	6619'	5255'	-4803'	6686'	5291'	-4839'	6686'	5291'	-4839'	

El tope de esta formación se determinó por el cambio litológico; donde desaparece la monótona sucesión de lutita gris verdosa y aparece un paquete de arena cuarzosa; también por el cambio de los parámetros de perforación (ROP). La formación Carbonera se encuentra dividida en siete miembros, los cuales son: C1, C2, C3, C4, C5, C6 y C7. Por lo





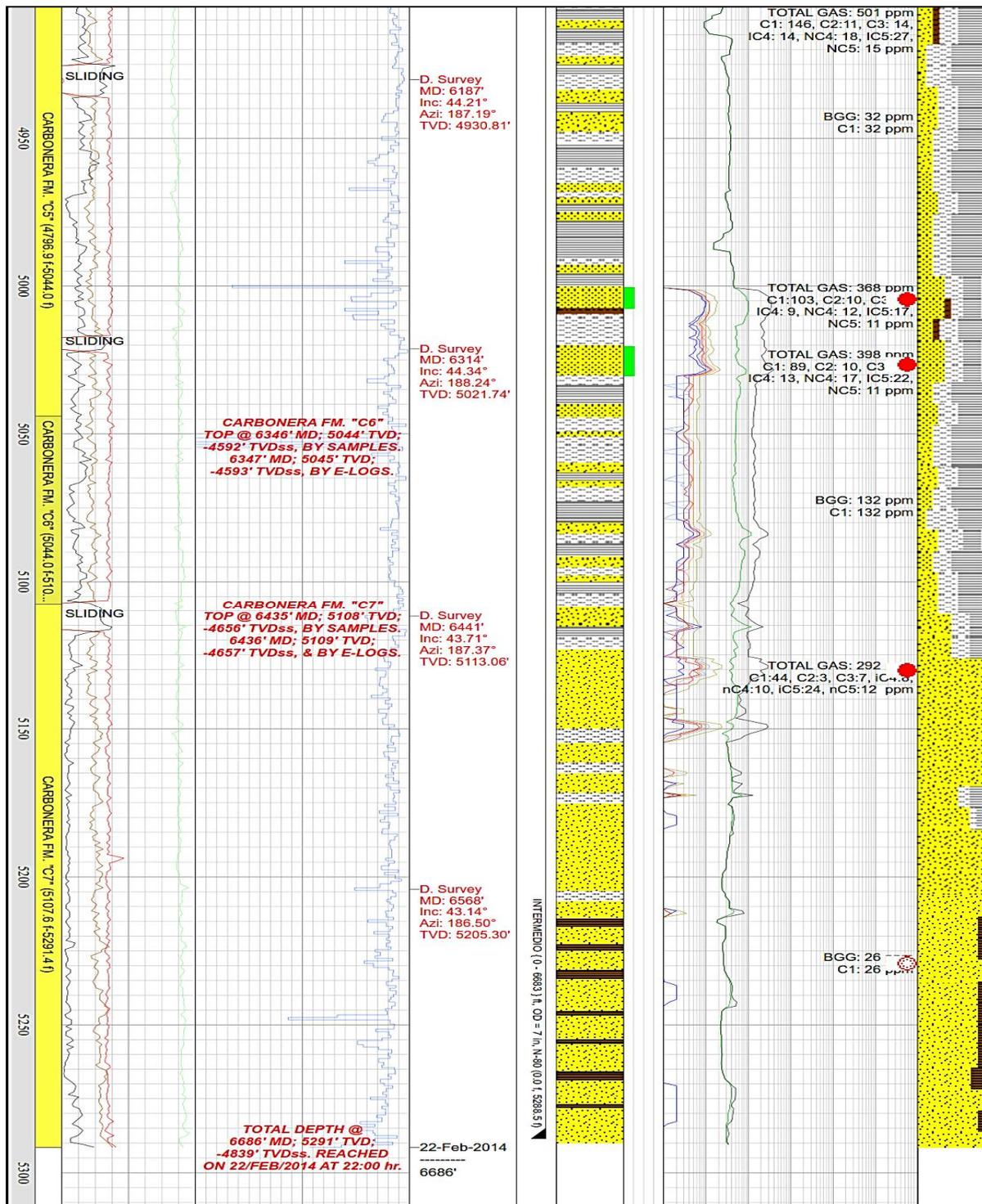


Figura 37: Interpretación litológica a partir registros eléctricos. Adaptado de Weatherford, Departamento de Operaciones (2014)

Tabla 16

*Interpretación litológica de la formación Carbonera.*

<b>LITO ESTRATIGRAFÍA</b>	<b>INTERPRETACIÓN LITOLÓGICA.</b>
<b>FORMACIÓN C1</b>	<p>Litológicamente está constituido por arena cuarzosa de grano medio a grueso en el techo; cambiando hacia la parte media y la base del miembro a grano fino y muy fino siendo una secuencia grano decreciente; donde esta intercalada con lutita gris verdosa y arcillolita gris clara; con algunos pequeños niveles de carbón; las trazas presentes en esta unidad fueron de carbón.</p> <p>a) La arena es gris clara, translúcida, hialina, grano medio a grueso, menor muy grueso, hacia la parte media y base grano fino a muy fino; subangular a subredondeado, subesférico, pobre selección, compuesta por 100% de cuarzo. Sin manifestación visible de aceite.</p> <p>b) La lutita es gris verdosa media, gris verdosa clara, menor gris clara, verde oliva; moderadamente firme, menor blanda, sublaminar, menor astillosa, blocosa a subblocosa, subfísil, no calcárea.</p> <p>c) La arcillolita es gris clara, gris medio, moderadamente blanda, en bloque, ligeramente limosa, no calcárea.</p> <p>d) El carbón es negro, menor pardo oscuro, moderadamente duro, quebradizo, en bloque, ocasionalmente con pirita.</p>
<b>FORMACIÓN C2</b>	<p>El tope de este miembro se definió por el aumento en el porcentaje de lutita, cambios de parámetros de perforación (ROP) y con la ayuda de registros eléctricos. Está compuesta por lutita intercalada localmente con niveles delgados de arcillolita y arena.</p> <p>a) La lutita es gris verdosa media, gris verdosa clara, menor gris clara, verde oliva; moderadamente firme, menor blanda, sublaminar, menor astillosa, blocosa a subblocosa, subfísil, no calcárea.</p> <p>b) La arcillolita es de color gris clara, gris medio, menor parda rojiza y parda amarillenta, moderadamente blanda, en bloque, ligeramente limosa, no calcárea.</p> <p>c) La arena es gris clara, translúcida, hialina, grano muy fino, menor medio, subangular a subredondeado, subesférico, buena selección, compuesta por 100% de cuarzo. Sin manifestación visible de aceite.</p>
<b>FORMACIÓN C3</b>	<p>El tope de este miembro se determinó por el aumento del porcentaje de arena y con la ayuda de los registros eléctricos. Compuesto por arena, intercalada con lutita, localmente arcillolita y limolita carbonosa; con trazas de pirita y de carbón.</p> <p>a) La arena es gris clara, translúcida, hialina, grano muy fino, menor medio, subangular a subredondeado, subesférico, buena selección, compuesta por 100% de cuarzo. Sin manifestación visible de aceite</p> <p>b) La lutita es : gris verdosa media, gris verdosa clara, menor gris clara, verde oliva; moderadamente firme, menor blanda, sublaminar, menor astillosa, blocosa a subblocosa, subfísil, no calcárea.</p> <p>c) La arcillolita gris clara a blanca; menor pardo amarillenta muy clara; blanda; amorfa; no calcárea.</p>

	<p>d) La limolita es marrón oscura a negra; moderadamente firme; blocosa; con inclusiones carbonosas; no calcárea.</p>
<b>FORMACIÓN C4</b>	<p>El tope de este miembro se definió por cambio litológico donde desaparece la arena y aparecen capas de lutita y arcillolita; también con la ayuda de registros eléctricos. El miembro está constituido por lutita intercalada con niveles pequeños de arcillolita, arena y de limolita; con trazas de pirita y carbón.</p> <p>a) La lutita es gris verdosa media, gris verdosa clara, menor gris clara, verde oliva; moderadamente firme, menor blanda, sublamina, menor astillosa, blocosa a subblocosa, subfísil, no calcárea.</p> <p>b) La arcillolita es gris clara a blanca; menor pardo amarillenta muy clara; blanda; amorfa; no calcárea.</p> <p>c) La arena es gris clara, translúcida, hialina, grano muy fino, subredondeado, subesférico, buena selección, compuesta por 100% de cuarzo. Sin manifestación visible de aceite.</p> <p>d) La limolita carbonosa es marrón oscura a negra; moderadamente firme; blocosa; con inclusiones carbonosas; no calcárea.</p>
<b>FORMACIÓN C5</b>	<p>El tope de este miembro fue determinado por el aumento en el porcentaje de arena con respecto al miembro suprayacente (C4); y por la ayuda de los registros eléctricos. La litología predominante como se mencionó corresponde a arenas, acompañadas de lutitas y arcillolitas en menor proporción; de igual forma se encontraron niveles localizados de areniscas manchadas con aceite, en los intervalos 6285' – 62952' y 6313' – 6327', manifestaciones de aceite calificadas como pobres; lo largo de la perforación de este nivel se encontraron trazas de carbón y limolita carbonosa.</p> <p>a) La arena es gris clara, translúcida, hialina, grano muy fino, local grano muy grueso; subredondeado, subesférico, regular selección, compuesta por 100% de cuarzo. Sin manifestación visible de aceite.</p> <p>b) La lutita Gris verdosa media, gris verdosa clara, menor gris clara, verde oliva; moderadamente firme, sublamina, menor astillosa, blocosa a subblocosa, subfísil, no calcárea.</p> <p>c) La arcillolita gris clara a blanca; menor pardo amarillenta muy clara; blanda; amorfa; no calcárea.</p> <p>d) La arenisca se observó cuarzosa; gris, blanca, friable; grano muy fino, subredondeado, subesférico, buena selección, matriz arcillosa, pobre porosidad visible. Manchamiento de aceite no visible; 10% Fluorescencia natural en puntos, amarillo dorado, fuerte; corte lento, blanco, débil, en corrientes; anillo residual amarillo muy pálido (LUV), no visible (LN). Manifestación pobre de aceite.</p> <p>e) La limolita es de color marrón oscura a negra; moderadamente firme; blocosa; con inclusiones carbonosas; no calcárea.</p>
<b>FORMACIÓN C6</b>	<p>El tope de este miembro se determinó por el aumento del porcentaje de arcillolita y lutita; además con la ayuda de los registros eléctricos. Constituido por arcillolita de colores muy claros intercalada con lutita y niveles pequeños de arena cuarzosa.</p> <p>a) La arcillolita es gris clara a blanca; menor pardo amarillenta muy clara; blanda; amorfa; no calcárea.</p>

	<p>b) La lutita gris verdosa media, gris verdosa clara, menor gris clara, verde oliva; moderadamente firme, sublaminar, menor astillosa, blocosa a subblocosa, subfísil, no calcárea.</p> <p>c) La arena cuarzosa; gris clara, translúcida, hialina, grano muy fino, local grano muy grueso; subredondeado, subesférico, regular selección, compuesta por 100% de cuarzo. Sin manifestación visible de aceite.</p>
<b>FORMACIÓN C7</b>	<p>El tope de este miembro se definió por el aumento del porcentaje de arena. Compuesto por un gran paquete de arena cuarzosa con intercalaciones de lutita, arcillolita y de limolita.</p> <p>a) La arena es cuarzosa; gris clara, translúcida, blanca, grano muy fino a fino, ocasionalmente grueso, subredondeado, subesférico, buena selección, cuarzosa.</p> <p>b) La lutita es de color gris verdosa media, gris verdosa clara, menor gris clara, verde oliva; moderadamente firme, sublaminar, menor astillosa, blocosa a subblocosa, subfísil, no calcárea.</p> <p>c) La arcillolita es gris clara a blanca; menor parda rojiza, pardo amarillenta muy clara; blanda; amorfa; no calcárea.</p> <p>d) La limolita parda a parda oscura, moderadamente blanda, en bloque, localmente sublaminar, con abundante inclusiones de láminas carbonosas, no calcárea.</p>

Teniendo en cuenta lo mostrado en la Figura 37, se podría inferir acerca del alto potencial de hidrocarburos livianos presentes en la formación Carbonera.

### 6.3. Manifestaciones de Gas en cada miembro de la formación Carbonera

**6.3.1. Miembro C1.** El miembro C1 registró un gas promedio de 11 ppm de gas total constituido por metano.

**6.3.2. Miembro C2.** El miembro C2 registró un gas promedio de 10 ppm y estaba constituido exclusivamente por metano.

**6.3.3. Miembro C3.** El miembro C3 registró un gas promedio inicial de 9 ppm que a partir de 5875' se incrementa a 75 ppm, constituido por metano. Entre 5868' y 5893' se presentan dos gases de Formación de 466 y 486 ppm respectivamente, constituido por metano (C1) a normal pentano (nC5).

**6.3.4. Miembro C4.** El miembro C4 registró un gas de promedio de 40 ppm, constituido por metano, no se presentó gas de Formación.

**6.3.5. Miembros C5.** En este miembro se presentó un gas promedio de 32 ppm, constituido por toda la serie de gases entre metano (C1) y normal pentano (nC5), a partir de 6285'. Se presentaron varias manifestaciones de gases de formación, la mayor lectura se dio entre 6137' y 6145' con 501 ppm, las restantes lecturas variaron entre de 368 y 398 ppm constituidos por toda la serie de gases entre metano (C1) y normal pentano (nC5).

**6.3.6. Miembros C6.** En este miembro se presentó un gas promedio de 132 ppm, constituida por toda la serie de gases entre metano (C1) y normal pentano (nC5), con valor máximo de 192 ppm de gas total entre 6461' y 6466' de profundidad, constituido por la cadena completa de metano (C1) a normal pentano (nC5).

**6.3.7. Miembro C7.** En este miembro el gas promedio fue de 26 ppm de gas total, constituido por gas metano (C1) a normal pentano (C5) en el tope y hacia la base solamente gas metano (C1).

En la tabla 17, se muestran los datos que son el resultado del registro de cromatografía. Donde para su respectiva interpretación de hidrocarburos livianos (C1-C6) fue usada la relación de J. H. Haworth: M. Sellens & A. Whittaker, la cual es una técnica de cromatografía para el análisis de gases.

Tabla 17

Interpretación de hidrocarburos livianos

Intervalo	Litología	Gas Total Ppm	Promedio BGG	Gas Neto ppm	Cromatografía (ppm)								Observaciones			
					C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	IC <sub>4</sub>	NC <sub>4</sub>	IC <sub>5</sub>	NC <sub>5</sub>	Wh	Bh	Ch	Tipo	
<b>FORMACIÓN CARBONERA MIEMBRO C1 (5258' – 5627')</b>																
5258'	5627'	---	11	11	0	11	---	---	---	---	---	---	---	---	Promedio	
<b>FORMACIÓN CARBONERA MIEMBRO C2 (5627' – 5706')</b>																
5627'	5706'	---	10	10	0	10	---	---	---	---	---	---	---	---	Promedio	
5706'	5769'	Arena	9	9	0	9	---	---	---	---	---	---	---	---	Promedio	
5769'	5937'	Arena	75	75	0	75	---	---	---	---	---	---	---	---	Promedio	
5868'	5875'	Limolita	466	65	401	245	7	14	11	12	13	7	20.7	5.0	3.1	Aceite liv.
5885'	5893'	Limolita	486	75	411	234	6	12	11	14	18	9	23.0	4.4	4.3	Aceite liv.
<b>FORMACIÓN CARBONERA MIEMBRO C4 (5937'– 6001')</b>																
5870'	5875'	Arena	40	40	---	40	---	---	---	---	---	---	---	---	Promedio	
<b>FORMACIÓN CARBONERA MIEMBRO C5 (6001'– 6346')</b>																
6138'	6143'	Arena	501	43	458	146	11	14	14	18	27	15	40.4	2.2	5.3	Aceite residual
6285'	6304'	Arena	368	43	325	103	10	12	9	13	17	11	41.1	2.2	4.2	Aceite residual
6321'	6328'	Arena	398	235	163	89	10	14	13	17	22	11	49.4	1.5	4.5	Aceite residual
<b>FORMACIÓN CARBONERA MIEMBRO C6 (6346'– 6435')</b>																
6346'	6435'	Arena	132	132	---	132	---	---	---	---	---	---	---	---	Promedio	
6461'	6466'	Arena	292	107	185	44	3	7	8	10	24	12	62.1	0.8	8.9	Aceite residual
<b>FORMACIÓN CARBONERA MIEMBRO C7 (6435'– 6686')</b>																
6435'	6686'	Arena	26	26	---	26	---	---	---	---	---	---	---	---	Promedio	

Con base en los análisis de cromatografía continuos (pie a pie) realizados durante la perforación del pozo Carbonera A-1 se puede dar una indicación previa de las características del contenido del reservorio. Para dicha interpretación, se utiliza el método de cálculo de Wh, Bh & Ch según J.H Haworth, M. Sellens, & A. Whittaker 1985. La base de esta interpretación se da a continuación:

$$\text{Wh (Wetness ratio)} = [(C_2+C_3\dots+C_5) / (C_1+C_2+\dots+C_5)] \times 100$$

$$\text{Bh (Balance ratio)} = (C_1+C_2) / C_3+iC_4+nC_4+C_5)$$

$$\text{Ch (Character ratio)} = (iC_4+nC_4+C_5) / C_3$$

La interpretación básica está dada por:

Si  $\text{Wh} < 0.5$  = VERY DRY GAS

Si  $0.5 < \text{Wh} < 17.5$  = GAS

Si  $17.5 < W_h < 40$  OIL (Densidad se incrementa al aumentar  $W_h$ )

Si  $W_h > 40 =$  HEAVY OR RESIDUAL OIL

El cálculo de  $B_h$  se realiza para identificar gas proveniente del carbón ya que éste es rico en C1 y C2.

- Si  $B_h > 100$ , la zona es de VERY DRY GAS
- Si  $W_h$  indica gas y  $B_h > W_h$ , la interpretación de gas es correcta y la densidad del gas se incrementa a medida que las curvas se aproximan la una a la otra.
- Si  $W_h$  indica Gas y  $B_h > W_h$ , gas /aceite o gas/ o condensado podría interpretarse.
- Si  $W_h$  indica aceite y  $B_h < W_h$ , la interpretación de aceite es correcta y la densidad del aceite se va incrementando a medida que las curvas se separan.
- Cuando  $W_h > 40$ ,  $B_h$  deberá ser mucho menor que  $W_h$ , indicando aceite muy pesado o residual.

El cálculo del  $Ch$  se hace para clarificar la interpretación de  $W_h$  y  $B_h$  en donde ellos indican gas.

- Si  $Ch < 0.5$ , entonces la interpretación de gases dada por  $W_h$  y  $B_h$ , es correcta.
- Si  $Ch > 0.5$ , entonces la interpretación de gases dada por  $W_h$  y  $B_h$ , indica que el gas está asociado con aceite.

#### **6.4. Evaluación e interpretación de relaciones de gases y gráficas de Pixler**

A partir de lo anterior, se realizó un análisis de gases de los datos cromatográficos obtenidos en las diferentes Formaciones, durante la perforación del pozo Carbonera A-1. Adicionalmente al análisis de las relaciones de carácter, humedad y balance, se realizaron las gráficas de Pixler para cada uno de los gases de formación presentados durante la perforación, en los intervalos

posiblemente productivos. El análisis de Pixler se aplicó solo a las manifestaciones de gases de formación. (Ver gráfico de Gas Ratio y gráficas de Pixler).

El método de relaciones compara la cantidad de cada compuesto de hidrocarburo: (etano (C2), propano (C3), butano (C4) y pentano (C5)) con la cantidad de metano (C1) presente en la muestra de gas que se analiza. De este modo se hace la evaluación e interpretación de hidrocarburos en las zonas de interés donde se presenta la secuencia completa de gases desde metano (C1) hasta pentano (C5), tomando en cuenta método anteriormente mencionado. Para la interpretación de las gráficas de Pixler, se tienen en cuenta los resultados del tipo de fluido y gravedad obtenidos de la relación de C1/C2, en donde:

**Tabla 18**

*Resultados del tipo de fluido y gravedad obtenidos de la relación C1/C2*

RELACIÓN C1/C2	TIPO DE FLUIDO Y GRAVEDAD
<2	Crudo residual, (gravedad muy baja)
2 - 4	Crudo de baja gravedad, (API 10 - 15)
4 - 8	Crudo de gravedad media (API 15 - 35)
8 - 15	Crudo de alta gravedad (API > 35)
10 - 20	Condensado de gas
15 - 65	Gas
> 65	Gas ligero

En particular en el miembro C5: (6001' – 6346') – (4799' – 5044'); se presentó un gas promedio de 32 ppm, constituido por toda la serie de gases entre metano (C1) y normal pentano (nC5), a partir de 6285'. Así mismo, se evidenciaron varias manifestaciones de gases de formación, la mayor lectura se dio entre 6137' y 6145' con 501 ppm, las restantes lecturas variaron entre de 368 y 398 ppm constituidos por toda la serie de gases entre metano (C1) y normal pentano (nC5).

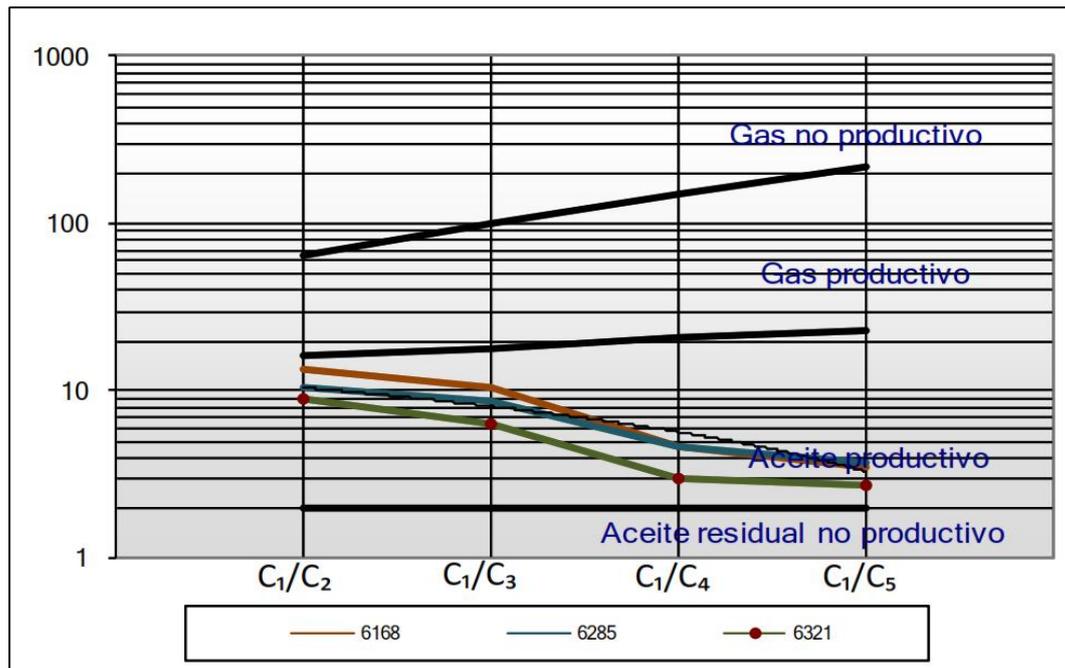
**Tabla 19***Manifestaciones de gases en la formación C5*

PROFUNDIDAD	CROMATOGRAFÍA							Wh	Bh	Ch	TIPO
	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5				
<b>6168</b>	146	11	14	14	18	27	15	40,4	2,2	5,3	Aceite residual
<b>6285</b>	146	11	14	14	18	27	15	40,1	2,2	5,3	Aceite residual
<b>6321</b>	103	10	12	9	13	17	11	49,4	2,2	5,3	Aceite residual

Como se puede observar en la tabla 19, las relaciones Wh, son mayores que 40.0 indicando aceite pesado y Bh mucho menor que Wh indicando una zona de crudo pesado, con densidad creciente en la medida que las curvas se separan.

**Tabla 20***Relación de gases en función de la profundidad FM C5*

PROFUNDIDAD	C1/C2	C1/C3	C1/4	C1/5
<b>6168</b>	13,3	10,4	4,6	3,5
<b>6285</b>	10,3	8,6	4,7	3,7
<b>6321</b>	8,9	6,4	3	2,7

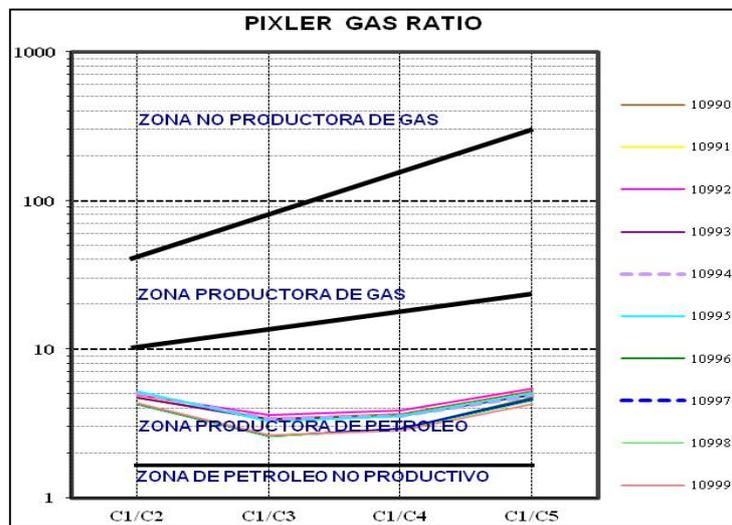


**Figura 38: Profundidad vs Relación de gases FM C5**

La figura 38 de Pixler indica la presencia de aceite de alta gravedad, con pendiente ligeramente negativa indicando presencia de agua y una formación con buena permeabilidad. El método de Pixler fue desarrollado en 1969, hace referencia a las relaciones del metano (C1) con cada uno de los otros componentes de hidrocarburos (Figura 39). Consiste en calcular las relaciones:  $C1 / C2$ ,  $C1 / C3$ ,  $C1 / C4$  y  $C1 / C5$ :

- La relación  $C1 / C2$  determina si el reservorio contiene gas, petróleo o agua.
- La pendiente de la recta  $C1 / C2$ ,  $C1 / C3$ ,  $C1 / C4$  y  $C1 / C5$ ; indica si el reservorio produce hidrocarburos o hidrocarburos y agua.
- Pendientes positivas indican producción de hidrocarburos.
- Pendientes negativas indican presencia de agua.
- Si  $C1 / C2$ , tiene valores entre 2 y 15, se interpreta como zona de petróleo.
- Si  $C1 / C2$ , tiene valores entre 15 y 65, se interpreta como zona de gas.

- Si  $C1 / C2$ , en menor a 2 y mayor a 65, se interpreta como zona no productiva.



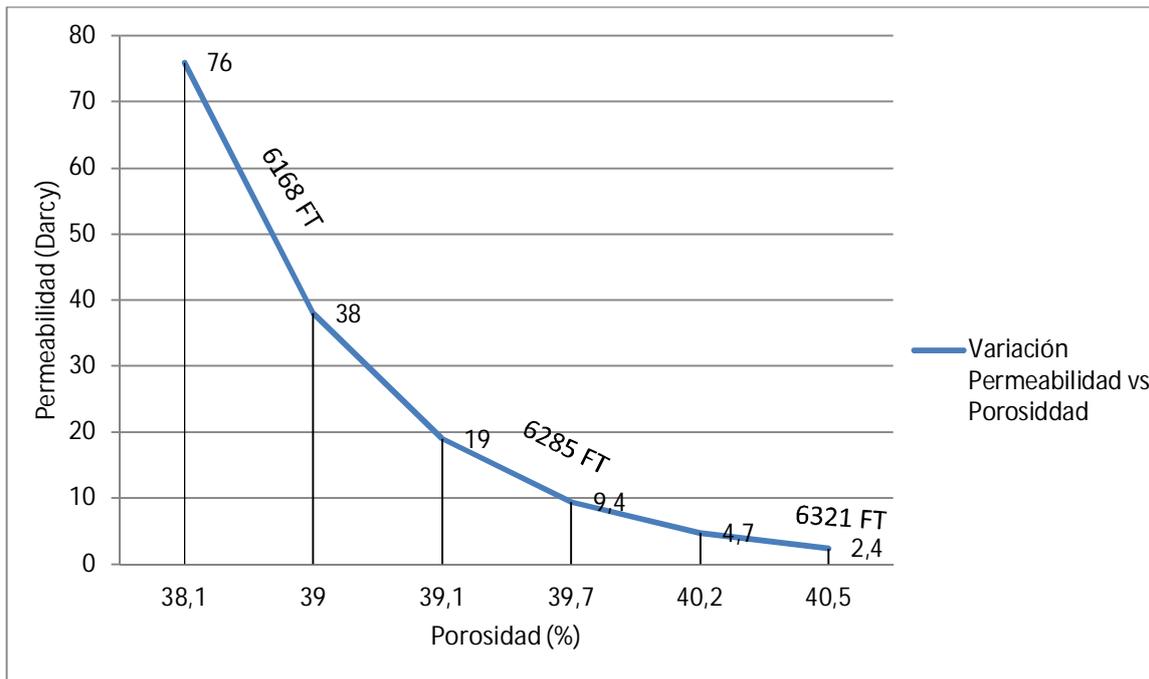
**Figura 39: Interpretación del Método de Pixler. Adaptado de Geoservices. Interpretación del Método Pixler. Presentación de Teoría de Gases. 2006.**

En la tabla 21 y figura 40 se observa el comportamiento de la permeabilidad y la porosidad con variaciones en función de la profundidad en la formación C5, teniendo en cuenta que son arenas intercaladas de lutitas 60%, Arcillolita 20% y un 20% de arena y trazas de lutitas carbonosa.

**Tabla 21**

*Datos de variación de Permeabilidad y porosidad con la profundidad en la FM C5*

Profundidad	Porosidad	Permeabilidad Darcy
6168.00	38,1	76
6168.50	39	38
6285.00	39,1	19
6285.50	39,7	9,4
6321.00	40,2	4,7
6321.50	40,5	2,4



**Figura 40: Porosidad vs Permeabilidad en función de la profundidad de la FM C5**

Con el software Drilling View y el método de Pixler, utilizados en la perforación del pozo Carbonera A-1 se determinó las zonas con presencia de gases, para un mejor entendimiento. Se resalta que los datos calculados de porosidad y permeabilidad que obedecen a relaciones puntuales y es una guía para analizar en conjunto las secciones litológicas perforadas de la formación Carbonera, teniendo que estas presentan intercalaciones de arenas, lutitas y arcillolita evidenciando una particularidad en el comportamiento de la permeabilidad (baja) en función de la porosidad (alta).

## 7. Conclusiones

Para la formación Carbonera se encontró que la velocidad del sonido en función del tiempo de tránsito de la onda compresional evidencia un comportamiento de un alto porcentaje de arenas valores típicos de velocidades correspondientes a rangos establecidos para areniscas entre (10000 - 19500 ft/seg) y lutitas entre (5882 – 16667 ft/seg). También se evidencia un comportamiento compuesto por un gran paquete de arenas con intercalaciones de lutita, arcillolita y de limolita en toda la formación. Además, a partir de los resultados obtenidos de los valores de velocidades se observó manifestaciones de Gas en cada miembro de la formación Carbonera como el miembro C1 (Arena, lutita, arcillolita y Carbón) que registró un gas promedio de 11 ppm de gas total. Todo el gas estaba constituido por metano, mientras el miembro C2 (Lutita, arcillolita y arena) registró un gas promedio de 10 ppm y estaba constituido exclusivamente por metano. Seguidamente, el miembro C3 (arena, lutita, arcillolita y limonita) registró un gas promedio inicial de 9 ppm que está constituido por metano. Sin embargo, el miembro C4 (lutita, arcillolita, arena, limolita) registró un gas promedio de 40 ppm, constituido por metano. Entre tanto, en el miembro C5 (arena, lutita, arcillolita, arenisca) se presentó un gas promedio de 32 ppm, constituido por metano (C1) y normal pentano (nC5). De igual forma, en el miembro C6 (arcillolita, lutita, arena) se presentó un gas promedio de 132 ppm, constituida por metano (C1) y normal pentano (nC5). Y por último, en el miembro C7 (arena, lutita, arcillolita, limonita) el gas promedio fue de 26 ppm de gas total, constituido por gas metano (C1) a normal pentano (C5) en el tope y hacia la base solamente gas metano (C1).

Los valores obtenidos de las velocidades de la onda compresional en los miembros impares (C1, C3, C5 y C7) muestra una tendencia predominantemente arenosa, en comparación con los miembros pares (C2, C4 y C6) donde la tendencia tiende a ser más arcillosa.

Se observó que la mayor dificultad en la perforación se presentó en la formación C1 por la presencia de carbones, disminuyendo las ROP (Rate of Penetration).

En toda la formación Carbonera las velocidades observadas en cada miembro de la formación del C1 al C7 de la onda compresional cambia abruptamente, no existe un valor promedio de las velocidades concluyendo que la formación Carbonera no está conformada por una sola capa litológica si no por intercalaciones entre ellas, por este motivo la perforación no es la más ideal a estos cambios de litologías presentando pérdidas de tiempo en la perforación. Debido a estos cambios de litologías se deben realizar cambios de broca para perforar y aparte de estas circunstancias se debe tener cuidado al riesgo de un reventón por la presencia de Gases en cada miembro de la formación.

Se estructuró una metodología que permitió determinar la identificación litológica de la Formación Carbonera a partir de la interpretación del registro sísmico y que puede ser utilizada para evaluar otras formaciones en diferentes cuencas Colombianas.

La interpretación de hidrocarburos de acuerdo al análisis de la relación de humedad (Wh), balance (Bh) y carácter (Ch), presentes en los Miembros C5 y C7 de la Formación Carbonera, indican la presencia de una zona de aceite muy pesado a residual.

Mientras que el análisis de los gráficos de Pixler en general para los Miembro C5 y C7 de la Formación Carbonera, los análisis muestran la presencia de crudo de gravedad alta con corte de agua, por la pendiente negativa de la relación C1/3 y C1/4.

## **8. Recomendaciones**

Integrar el mayor número de información confiable y útil para el proceso de la interpretación de las arenas, pruebas de laboratorio que permitan mitigar la incertidumbre y mejorar la calidad de los modelos del subsuelo desarrollados a partir de información de las ondas de arribo.

Asegurarse de poseer la mayor información de perforación, tiempos y contar con un set de diferentes tipos de registros como Gamma Ray, imágenes resistivas, etc.

Contar con más de un registro sínico en la toma de datos en las formaciones de estudio para poder correlacionar varios pozos en diferentes puntos.

Es muy importante incluir en el plan de perforación, en la corrida de registros como el sínico para el monitoreo y control en tiempo real de la estabilidad del pozo teniendo en cuenta que reduce sistemáticamente los riesgos de perforación asociados con la inestabilidad del pozo y otros riesgos geológicos. Este proceso en tiempo real suministra buenas recomendaciones en las prácticas de perforación y un análisis completo en la estabilidad de pozo.

Para un estudio más profundo de las causas de variaciones de velocidad de las ondas de arribo se deja entrever la posibilidad de desarrollar otros trabajos de investigación de estudios geológicos que permita conocer o caracterizar fallas y que estas conlleven a generar presiones anormales en la formación y poder realizar un estudio de análisis de presión de poro mediante registros sísmicos.

### Referencias Bibliográficas

- Agencia nacional de hidrocarburos. (2012). Cuenca llanos orientales. En Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos (209). Bogotá: ANH.
- American Association of Petroleum Geologist (1990). The integration of Geology, Geophysics and Petroleum Engineering in reservoir delineation, description and management. Tulsa, Oklahoma, USA.
- Arroyo, F & Roig F. (1987). Introducción a los registros geofísicos de pozos. Ciudad México: UNAM.
- Bassiouni, Zaki (1994). Theory, Measurement and interpretation of Well Logs. SPE Textbook Series Vol 4. Richardson TX.
- Bendeck, Jorge (1992). Una herramienta para la evaluación de formaciones. Asociación colombiana de geólogos y geofísicos del petróleo. Bogotá.
- Biblioteca digital. (2008). Ondas Sísmicas. 2008, de ILCE Sitio web: [http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/34/html/sec\\_8.html](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/34/html/sec_8.html)
- Catalán, O. (2006). Algunas consideraciones sobre el módulo de Poisson. San Salvador.
- Faust, L.Y (1953). A velocity functions including lithologic Variation. Geophysics, vol.18 (2), 271 p.
- Fonseca, C. (2002). Definición conceptual, experimental y aplicada de porosidad total, Porosidad efectiva y microporosidad. Tesis de grado. Universidad América. Bogotá.

- Gardner, G. et al. (1974). Formation velocity and Density; The diagnostic for Stratigraphic traps. *Geophysics*, Vol 39, 770 p.
- Jordan & Campell (1986). Well logging II: Electrical and Acoustic Logging with chart supplement. 111 p.
- Loren, et al. (1990). Reservoir Properties Inferred from Seismic response in Areas with Minimal Log Control.
- Osorio, J., (2003). Curso de geomecánica de Yacimientos, Capítulo 1-12.
- Paños, A. (2000). Reflexiones sobre el papel de la información como recurso competitivo de la empresa.
- Herrera, Y, & Cooper, N. (Enero 2010). Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia. Bogotá, D.C: UNAL.
- Halliburton. (2010). Formation Evaluation Pete 663. Summer 2010, de Halliburton Sitio web: <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Engler370/fimev-chap12-soniclog.pdf>
- Haldorsen, et al. (2006). Acústica de Pozo. Verano 2006, de SLB Oil Review. Sitio web: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/.../sum06/p36\\_45.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/.../sum06/p36_45.pdf)
- Martín, Alfonso Muñoz. (2014). Elementos de prospección sísmica. 2014, de Geodina. Sitio web: <http://pendientedemigracion.ucm.es/info/geodina/docencia/geofisica/SISMICApracticas.pdf>.
- Ministerio de Industria y Energía. (1991). Técnicas Geofísicas. Aplicación de técnicas especiales al estudio hidrológico de zonas de baja permeabilidad. Madrid: Instituto Tecnológico Geominero de España.

Moreno, Brenda. (2011). Aplicación e interpretación del registro sísmico compensado BHC. México: IPN.

Nava, A, & Sandoval, J. (2014). Análisis de Ecuaciones para obtener velocidades con registros geofísicos de Pozos. 2014, de Instituto Politécnico Nacional Sitio web:<http://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15090/An%C3%A1lisis%20de%20ecuaciones%20para%20obtener%20velocidades%20con%20registros%20geof%C3%ADsicos%20de%20pozos.pdf?sequence=3>

Pirson J. Sylvian. (1970). Geologic Well Log Analysis Second Edition. Austin, Texas.

Ramos Rodríguez Heberto.; Zinat Conte Daniel.; Ramírez Maldonado Tomás. (2008).

Registros Geofísicos en México Tomo I. Primera Edición. Villahermosa, Tabasco. México.

Ricco, Gustavo. (2012). Principios de medición de los Registros Geofísicos de pozos. México D.C: UNAM.

Rider, Malcolm. (2000). The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition. Scotland.

Rodríguez Salazar Jesús Pastor. (2004). Aplicación de la Técnica de Resonancia Magnética Nuclear y su Relación con la Calidad de Roca de Yacimiento en el Pozo VLA-1326. Tesis de Maestría. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Rotenco. (2010). Manual de Capacitación. Tiempo de atraso e Hidráulica de las Bombas, 2010.

Serra Oberto. (1984). Fundamentals of Well Log Interpretation 1. Acquisition of Logging Data. New York.

Serra Oberto. (2008). Well Logging Handbook. Paris, Francia.

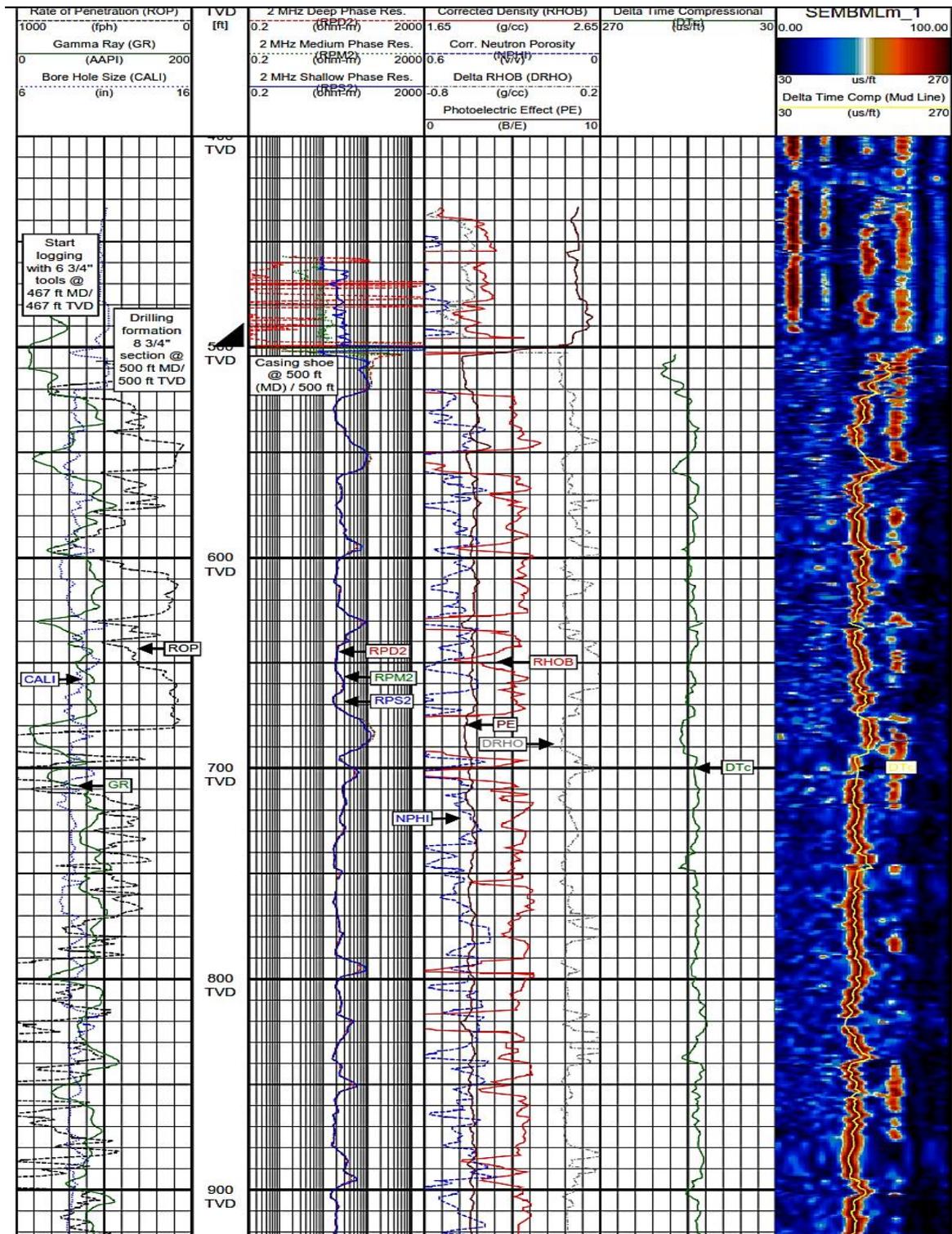
Schlumberger. (1984). Evaluación de Formaciones en México. México.

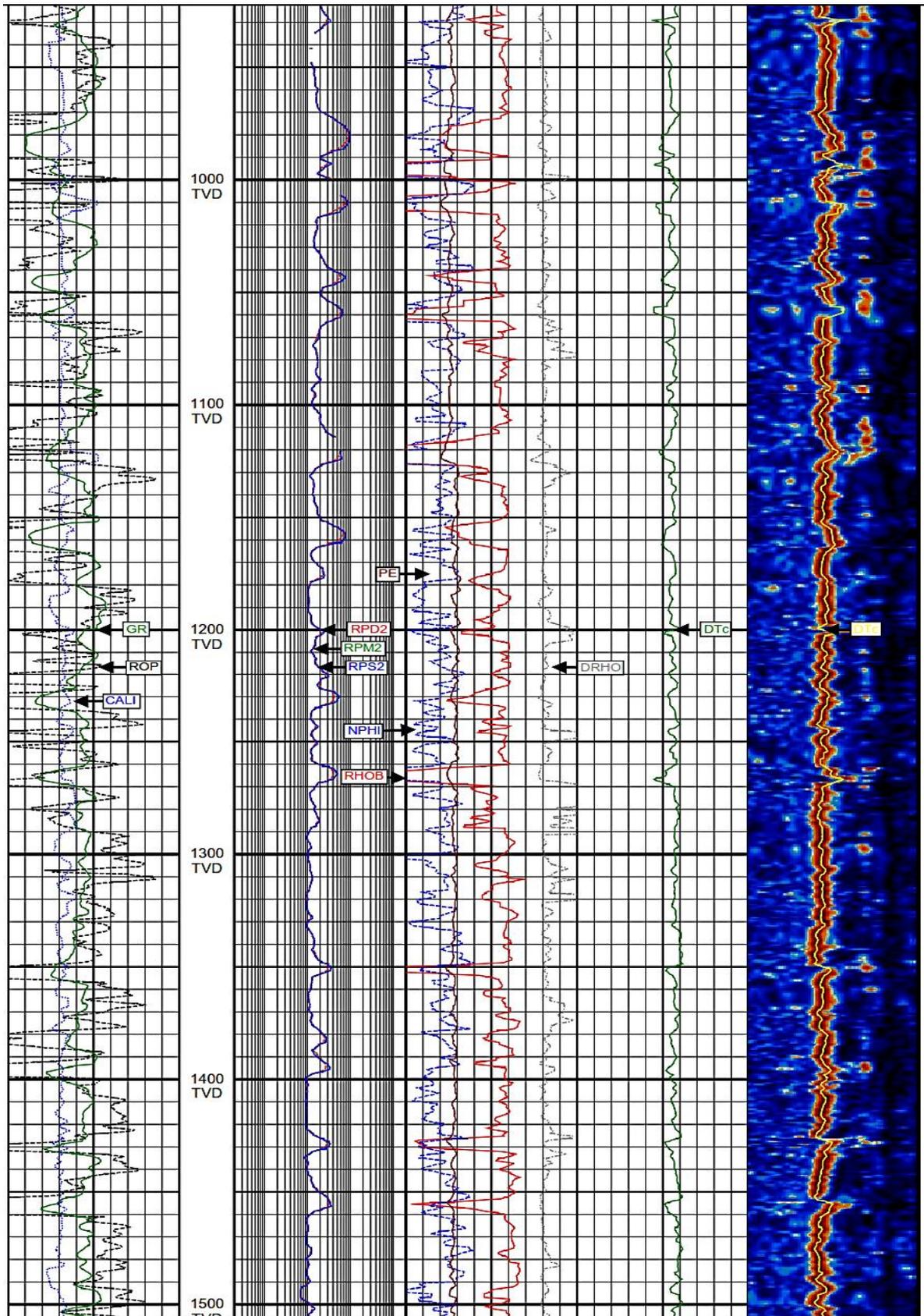
- Schlumberger. (1989). Cased Hole Log Interpretation Principles/ Applications. Houston, Texas.
- Schlumberger. (1993). Measurements at the Bit. A New Generation of MWD Tools, Oilfield Review.
- Schlumberger. (2000). Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros. New York.
- Schlumberger. (2001).Medición de la resistividad detrás del revestimiento. Oilfield Review.
- Schlumberger. (2001/2002). Advances in Borehole Imaging, Abandonment and Decomissioning, E&P Information Solution. Oilfield Review.
- Schlumberger. (2002). UBI, Advanced Borehole Imaging Independent of Mud Type.
- Schlumberger. (2002). Imágenes claras en lodos base aceite. Oilfield Review.
- Schlumberger. (2002). FMI Borehole Geometry, Geomechanics and 3D Reservoir Modeling.
- Schlumberger. (2003). ARI Azimuthal Resistivity Imager. Wireline & Testing. Houston, Texas.
- Schlumberger. (2004). Ultrasonic Imager Tool USI. Oilfield Review.
- Schlumberger. (2004). AIT Array Induction Imager Tools. Oilfield Review.
- Schlumberger. (2005). Log Interpretation Charts. Oilfield Review.
- Schlumberger. (2005).Sonic Scanner. Acoustic Scanning Platform. Oilfield Review.
- Schlumberger. (2006)."OBMI Borehole Imaging in Oil Base Mud". Oilfield Review.
- Schlumberger. (2008). Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida de la vida productiva del pozo. Oilfield Review.

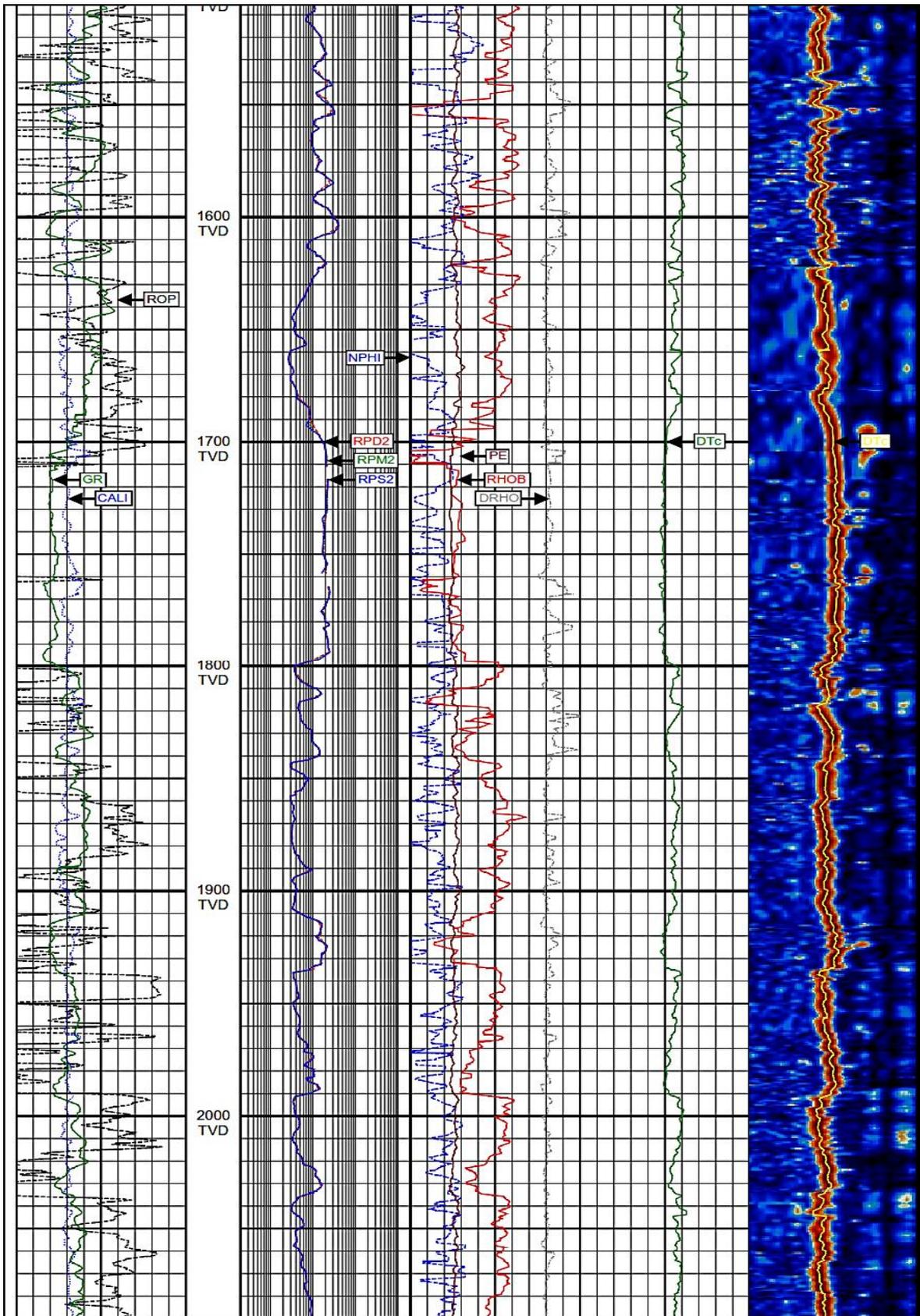
- Schlumberger. (2012). Perfilaje Sónico durante la perforación – Respuesta de Corte. 1, primavera 2012: 24, 14.
- Slatt, Roger. (2006). Handbook of petroleum exploration and production. Norman, Oklahoma: Elsevier.
- Tarback, Edward J.T & Lutgens, Frederick K. (2005). Ciencias de la Tierra. Madrid: Pearson.
- Universidad de Valladolid. (2007). Ondas. Junio 2007, de Laboratorio de Procesos de Imagen.Sitioweb:[https://www.lpi.tel.uva.es/~nacho/docencia/ing\\_ond\\_1/trabajos\\_06\\_07/io3/public\\_html/Ondas/Ondas.html](https://www.lpi.tel.uva.es/~nacho/docencia/ing_ond_1/trabajos_06_07/io3/public_html/Ondas/Ondas.html).
- Vargas & Valle, C. (Octubre - Diciembre 2012). Avances y aplicaciones en Física de rocas para exploración de hidrocarburos. Ingeniería Investigación y Tecnología, XIII (Nº4), 12.

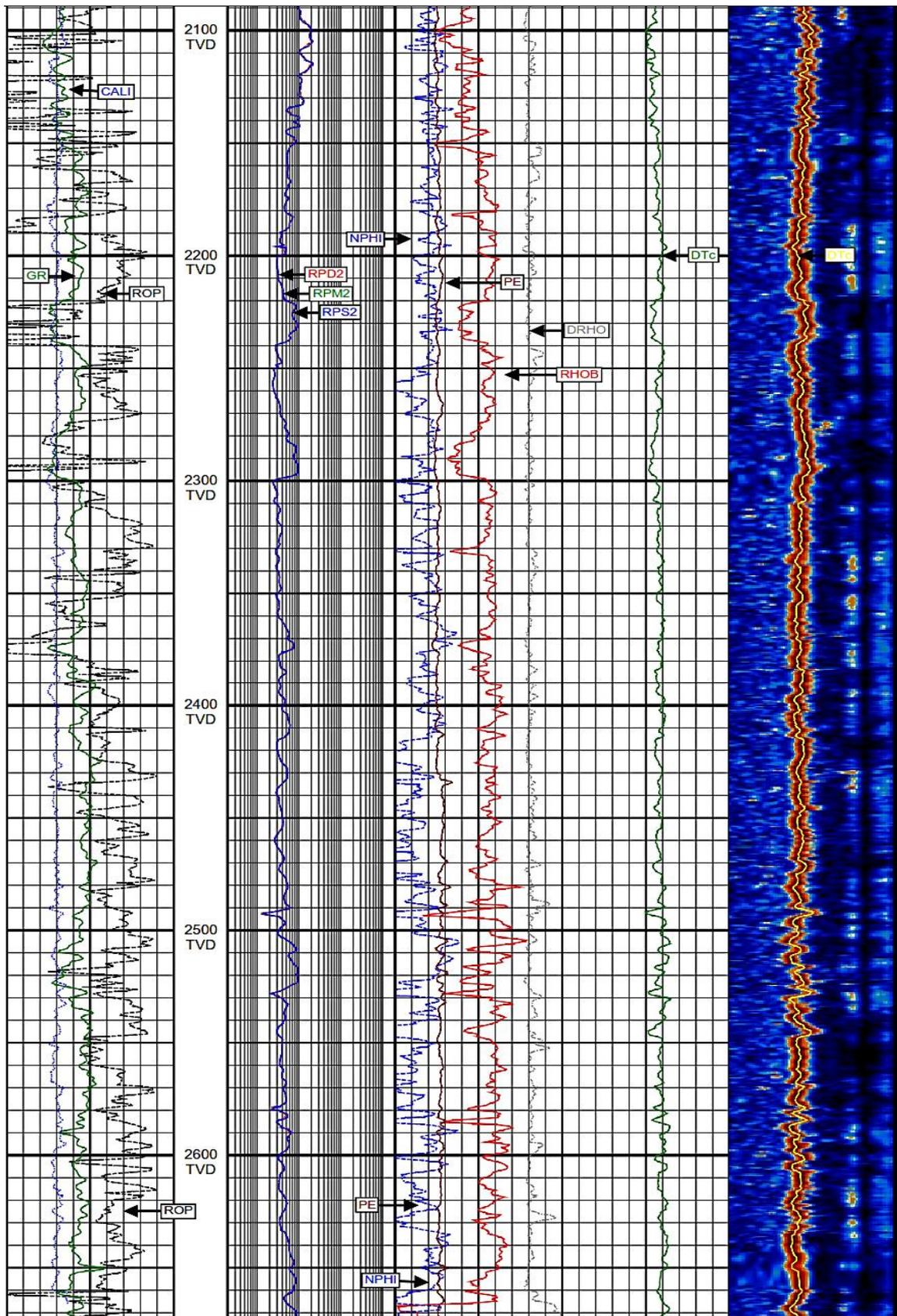
Apéndices

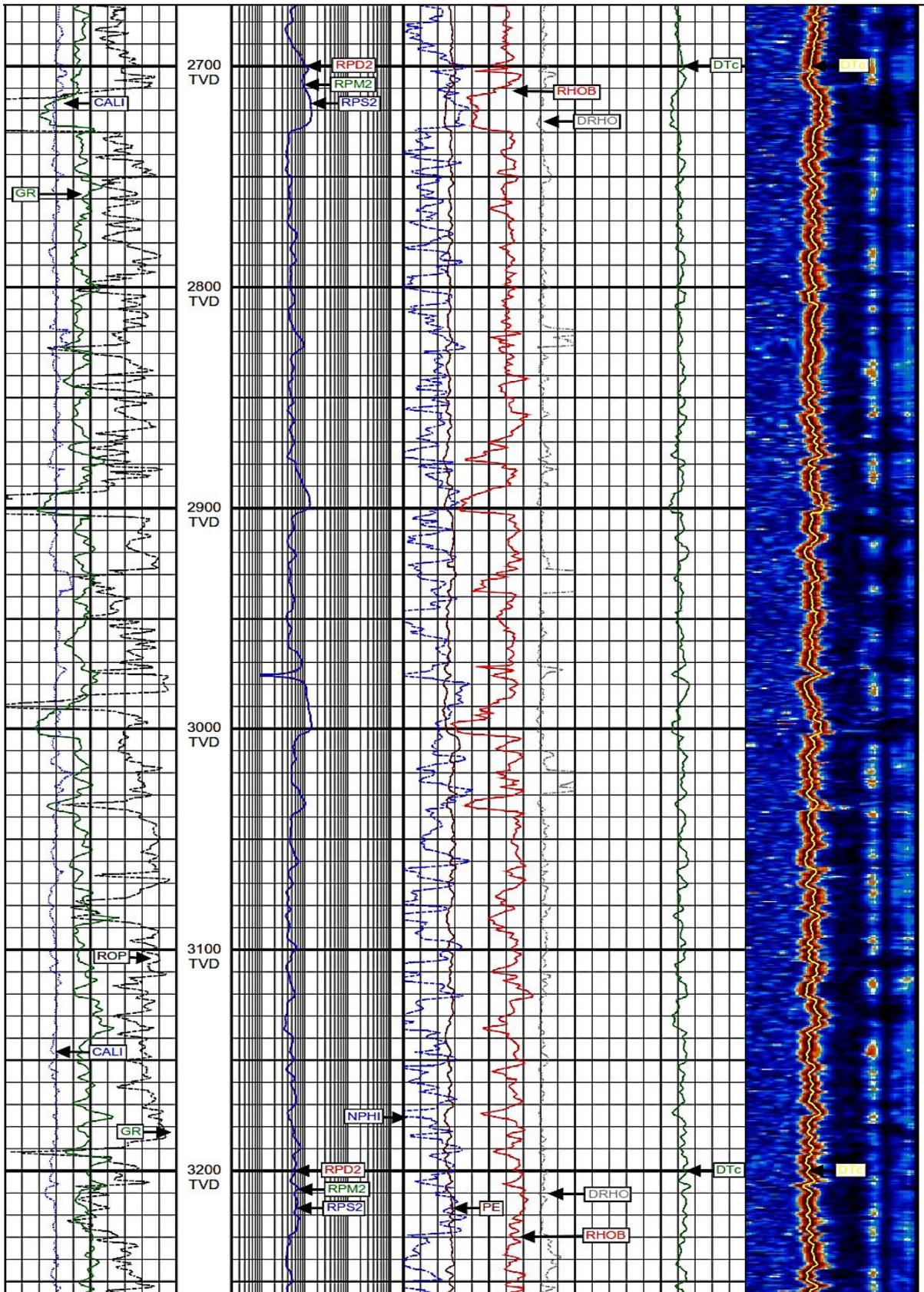
Apéndices 1: Registro Sónico - Pozo Carbonera

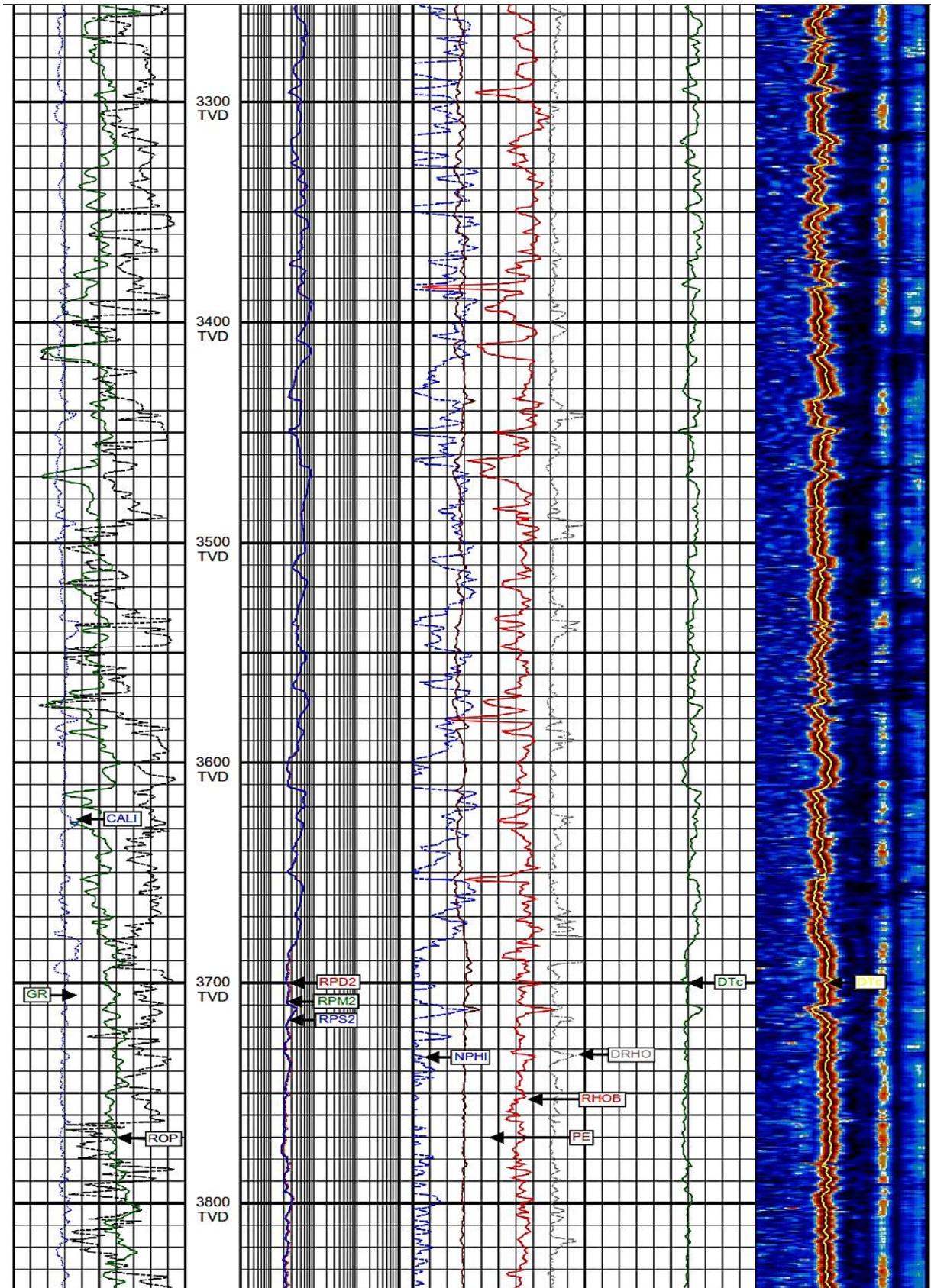


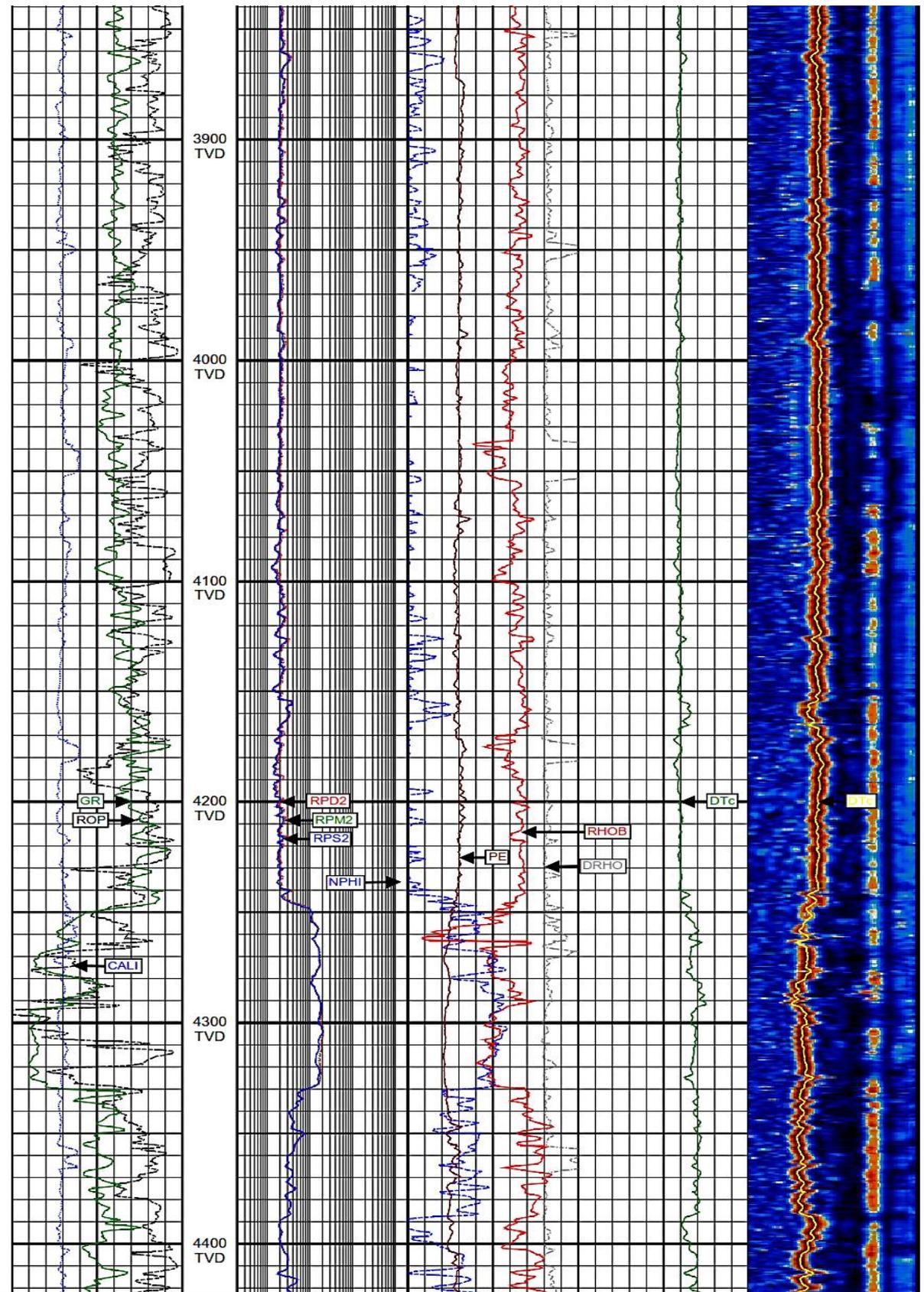


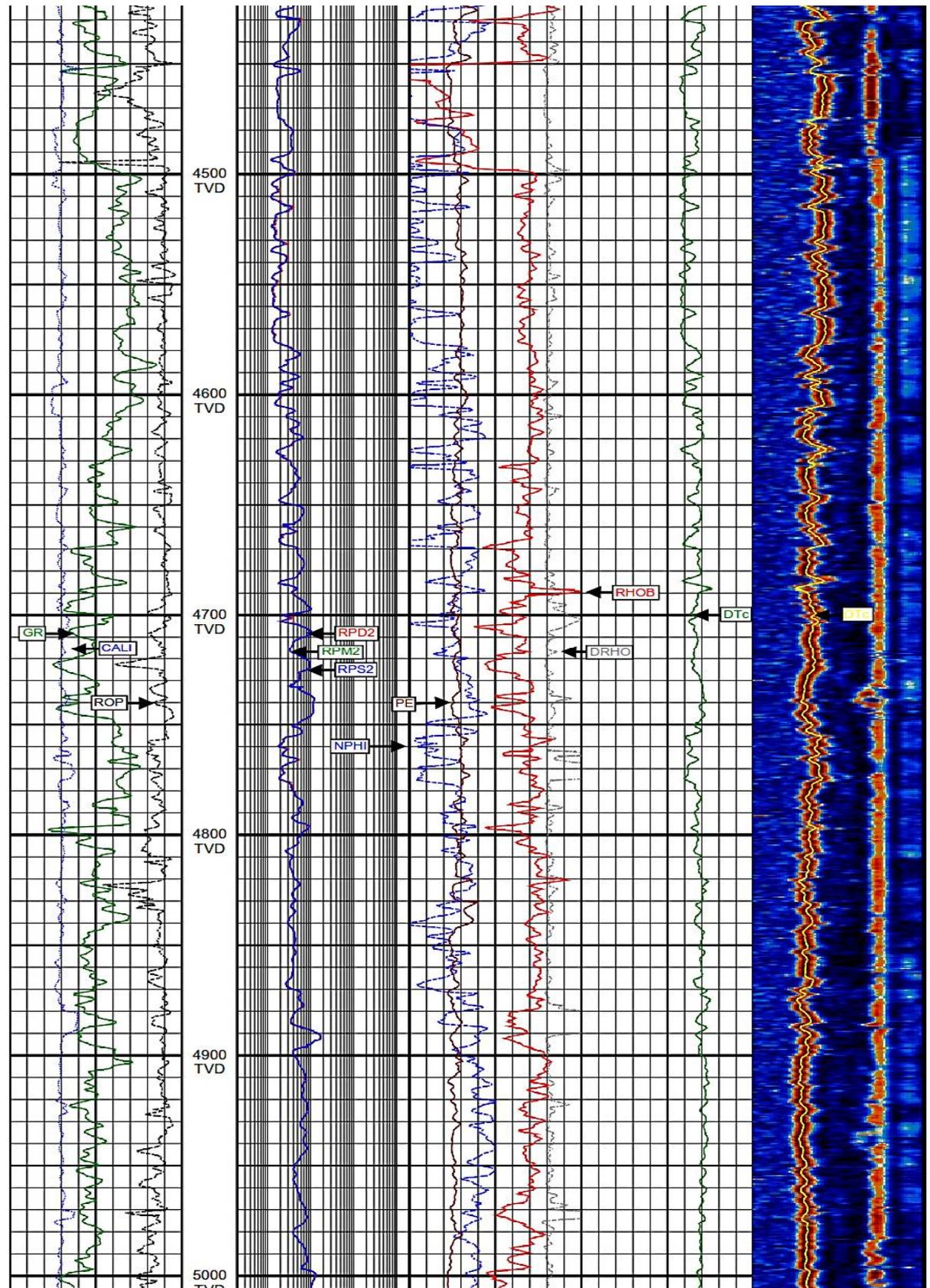


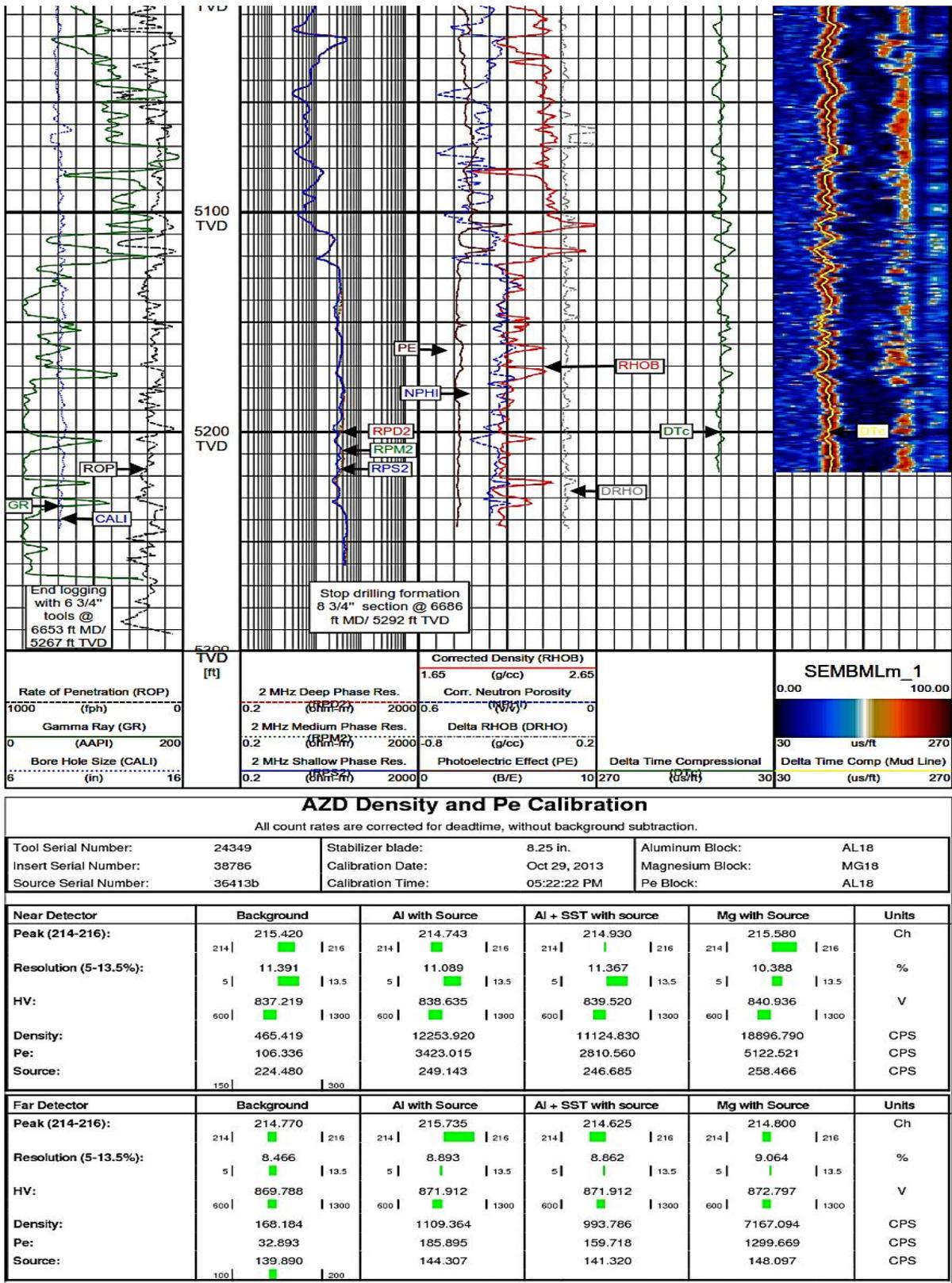






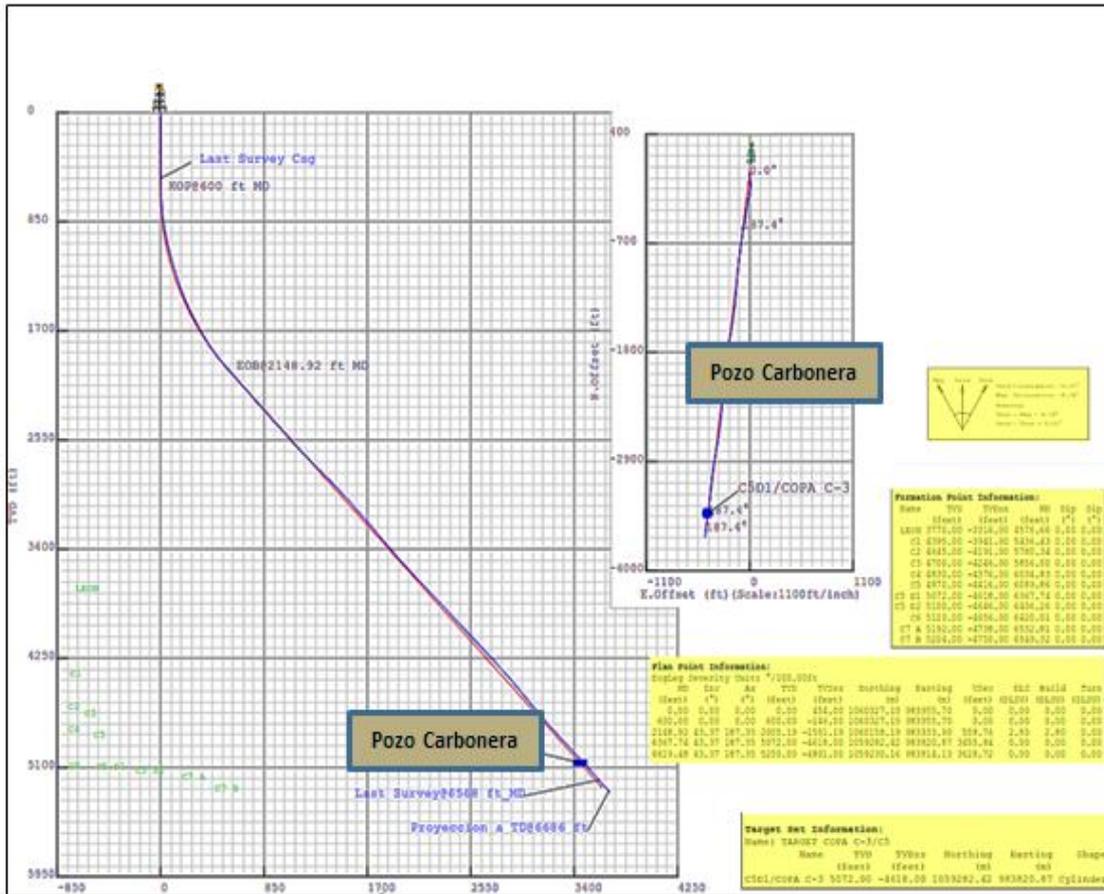






Fuente: Weatherford, Departamento de Operaciones (2014).

Apéndices 2: Well Plan – Trayectoria direccional Pozo Carbonera



Fuente: Weatherford, Departamento de Operaciones (2014).