

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL REGISTRO SÓNICO Y CÁLCULO DE
IMPEDANCIAS ACÚSTICAS PARA LAS ARENISCAS BITUMINOSAS DE LA
FORMACIÓN UNE EN RÍO GÜEJAR.**

**HUGUES LEONARDO HERNÁNDEZ MANOSALVA
YESIKA BEATRIZ MORA SUÁREZ**

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

2015

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL REGISTRO SÓNICO Y CÁLCULO DE
IMPEDANCIAS ACÚSTICAS PARA LAS ARENISCAS BITUMINOSAS DE LA
FORMACIÓN UNE EN RÍO GÜEJAR.**

**HUGUES LEONARDO HERNÁNDEZ MANOSALVA
YESIKA BEATRIZ MORA SUÁREZ**

Trabajo de Grado para optar al título de Geólogo

Director

CAMILO ANDRES DÍAZ MORALES

Geólogo

Candidato a Msc. En Geología

Codirector

HÉCTOR HUGO PÉREZ

Ingeniero de Petróleos

Msc. En Ingeniería de Petróleos

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

2015

DEDICATORIA

A Dios por estar conmigo en cada paso que doy, por bendecir mi alma, fortalecer mi corazón e iluminar mi mente.

A mi mamá por ser mi fortaleza, por su confianza, comprensión y sus deseos de hacer de mi vida lo mejor.

A mi papá por su esfuerzo, apoyo y sacrificio para ser de mí una persona de bien con ansias de superación.

A mis hermanas Erika, Patricia y Paola por todo el amor incondicional que me han brindado.

A mi hermanito Daniel Santiago por llenar mi vida de alegría y darme un motivo para seguir luchando.

A mis sobrinitos Daniel Felipe y Ana Sofía que los amo y son la alegría en mi familia.

A mis amigos, Gina por su constante motivación, Diego mi compañero de aventuras y lucha por más de 20 años, Jaime por su apoyo incondicional, Niray por sus consejos, Adriana mi gran amiga de infancia, Mauricio que desde el cielo estas festejando conmigo este triunfo.

Son muchas las personas especiales que están aquí conmigo, en mis recuerdos o en mi corazón a quienes me gustaría dedicar este triunfo, por su apoyo incondicional, ánimo y compañía en las diferentes etapas de mi vida.

Leonardo Hernández Manosalva.

*“Cuanto mayor sea el esfuerzo, mayor es la gloria”
-Pierre Corneille-*

DEDICATORIA

Quiero dedicar primeramente mi trabajo a Dios porque su guía y dirección me han permitido llegar hasta este punto. Por cuidar cada día de mis pasos y darme la salud y energía que me han impulsado a trabajar incansablemente para lograr las metas que me he planteado y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante este periodo de estudio.

Han sido muchas las personas que han dejado huella a lo largo de mi carrera profesional y a quienes me gustaría agradecerles de manera sincera por su amistad, apoyo, ánimo y compañía.

A mis padres, Gabriel Mora e Iris Mancini por su incondicional apoyo, por sus valores, por la motivación constante, por haber dado todo de sí, para lograr cumplir este sueño, por todo su sacrificio y dedicación, pero más que nada por su amor y confianza.

A mis hermanos, Marcela, Keila, Belkis y Luis por su ayuda, sus consejos, por la alegría y la fortaleza necesaria que me han dado para seguir adelante.

A mis sobrinos, María José, Santiago, Isabella, Valeria y Salomé, quienes han sido un motor en mi vida y que con su alegría, ocurrencias y detalles han hecho este proceso más llevadero.

A mi novio, Jason Silva, por creer en mí, en mis sueños, por alegrar mi vida y demostrarme siempre que yo hacía parte importante de la suya.

A mis amigos de siempre, Anita, Yenny, Gabrielito, Yoce, Andre y Goyes, porque siempre he contado con su valiosa amistad.

A mis profesores, no solo de carrera sino a todos los que de una u otra forma aportaron a formar parte de lo que soy, hoy son parte fundamental de este crecimiento como persona y como profesional.

A mi director de tesis, gracias por su dedicación tiempo, por su paciencia, sus conocimientos compartidos y comprensión.

El peldaño más alto ahora está frente a mí y lo que parecía lejano hoy hace parte de mi presente. Son tantas las palabras de gratitud a todos aquellos que han contribuido a que este sueño sea hoy una realidad que ahora solo me resta repetir una y otra vez muchas gracias.

Yesíka Beatríz Mora Suarez

AGRADECIMIENTOS

A Dios por estar de nuestro lado en todo momento, por darnos la sabiduría y permitirnos cumplir esta meta.

A la Universidad Industrial De Santander por brindarnos la oportunidad de crecer y cumplir nuestros sueños, “ser profesionales”.

A la escuela de Geología por brindarnos el conocimiento adquirido a través de sus enseñanzas y experiencias en nuestra formación.

A Camilo Andrés Díaz Morales por compartir sus conocimientos, por su confianza, disposición de tiempo y por su interés en el buen desarrollo de este proyecto.

Al Ingeniero Héctor Hugo Pérez por compartirnos su experiencia y colaboración, valioso aporte para este proyecto.

A ECOPETROL-ICP por brindarnos el apoyo y los recursos necesarios para realizar esta investigación.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
<i>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</i>	<i>20</i>
<i>HIPÓTESIS</i>	<i>22</i>
<i>JUSTIFICACIÓN</i>	<i>22</i>
1 OBJETIVOS	24
1.1 <i>OBJETIVO GENERAL</i>	<i>24</i>
1.2 <i>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</i>	<i>24</i>
2 ANTECEDENTES	25
3 MARCO DE REFERENCIA	28
3.1 <i>MARCO ESPACIAL Y TEMPORAL</i>	<i>28</i>
3.1.1 Configuración Geológica Regional.	28
3.1.2 Origen y evolución tectónica de la cuenca de los llanos orientales.	29
3.1.3 Geología estructural.	31
3.1.4 Estratigrafía Regional.	32
3.1.5 Ubicación del área de estudio.	34
3.1.6 Geología estructural local.	37
3.1.7 Estratigrafía local.	38
3.1.8 Caracterización sedimentológica de la Formación Une.	41
3.2 <i>MARCO TEÓRICO</i>	<i>43</i>
3.2.1 Generalidades de los registros.	43
3.2.2 Registro Gama Ray (<i>GR</i>).	43
3.2.3 Registro Potencial Espontáneo (<i>SP</i>).	44
3.2.4 Registro Caliper.	45
3.2.5 Registros Nucleares.	47
3.2.6 Perfil de Densidad.	47
3.2.7 Registro de Porosidad- Neutrón.	48
3.2.8 Registro Fotoeléctrico.	51
3.2.9 Registros Resistivos.	51
3.2.10 Registro de Micro-resistividad.	53

3.2.11	Registro Sónico.	54
3.2.12	Presentación del registro sónico.	59
3.2.13	Profundidad de investigación.	60
3.2.14	Resolución vertical.	61
3.2.15	Unidades de Medida.	61
3.2.16	Factores que influyen la medida.	62
3.2.17	Velocidad del sonido en diferentes materiales de roca.	62
3.2.18	Registro de Resonancia Magnética Nuclear.	65
3.2.19	Impedancia acústica.	66
4	METODOLOGÍA Y PROCEDIMIENTO	69
4.1	<i>MODELAMIENTO PETROFÍSICO</i>	<i>70</i>
4.1.1	Carga de Base de Datos.	71
4.1.2	Control de calidad de los registros.	71
4.1.3	Correcciones Ambientales.	71
4.1.4	Corrección por Profundidad.	72
4.1.5	Recorte de Curvas.	73
4.1.6	Renombre de Curvas.	76
4.1.7	Corrección de la Curva SP.	77
4.1.8	Asignación de Topes.	78
4.1.9	Amarre de Registros y Núcleos.	80
4.1.10	Modelo de Arcillosidad (Vclay).	80
4.1.11	Modelo de Porosidad.	83
4.1.12	Relaciones petrofísicas entre la porosidad y la textura.	85
4.1.13	Modelo de Saturación de Agua.	86
4.1.14	Modelo de Velocidad de Propagación del Sonido.	98
4.1.15	Modelo de Impedancia Acústica.	99
4.2	<i>DELIMITACIÓN DE ZONAS RESERVORIO.....</i>	<i>100</i>
4.3	<i>DELIMITACIÓN DE ZONAS PAY</i>	<i>101</i>
5	PRESENTACION DE RESULTADOS.....	102
5.1	<i>MODELO PETROFÍSICO DE SATURACIÓN DE AGUA (SW).....</i>	<i>102</i>
5.2	<i>MODELO PETROFÍSICO DE VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DEL SONIDO.....</i>	<i>108</i>
5.2.1	Rangos de Velocidad del Sonido en Función de la Saturación de Bitumen.	110
5.3	<i>MODELO PETROFÍSICO DE IMPEDANCIA ACÚSTICA</i>	<i>114</i>

5.3.1 Rangos de impedancias acústicas en función de la saturación de bitumen. 116

6	ANÁLISIS DE RESULTADOS	120
6.1	<i>PAY 1. MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA.</i>	<i>120</i>
6.2	<i>PAY 2. MODELO DE VELOCIDAD DEL SONIDO.</i>	<i>120</i>
6.3	<i>PAY 3. MODELO DE IMPEDANCIA ACÚSTICA.</i>	<i>121</i>
7	CONCLUSIONES.....	122
8	RECOMENDACIONES.....	125
	BIBLIOGRAFIA	126
	ANEXOS.....	130

LISTA DE FIGURAS

Figura. 1. Configuración estructural del yacimiento de areniscas bituminosas en Río Güejar.....	21
Figura. 2. Núcleos de la Formación Une en Río Güejar clasificados por su saturación de bitumen.	21
Figura. 3. Mapa de las principales provincias tectónicas de Colombia	29
Figura 4. Esquema del desarrollo tectónico de la Cordillera Oriental durante el Cenozoico dando lugar a la formación de la Cuenca Antepaís Andina de los Llanos Orientales, el recuadro negro enmarca el área de estudio.....	30
Figura. 5. Cronoestratigrafía y Tectonoestratigrafía del Jurásico superior hasta el presente en el flanco este de la cordillera oriental. En el recuadro rojo se muestra la estratigrafía correspondiente a la zona de estudio.....	35
Figura 6. Localización y límites de la cuenca. SM: Serranía de la Macarena, GFS: Sistema de fallas Guaicáramo, GS: Escudo de Guyana, PM: Rocas metamórficas precámbricas, VA: Arco Vaupés. Tomado y modificado de ANH 2007. Y ubicación geográfica de la zona de estudio, bloque CPO-16 con ubicación de pozos estratigráficos del presente proyecto.	36
Figura. 7. Ubicación geográfica de la zona de estudio, bloque CPO-16 con ubicación de pozos estratigráficos del presente proyecto.	37
Figura 8. Perfil del yacimiento de Arenas Bituminosas en Río Güejar.	38
Figura 9. Formaciones litológicas de los registros eléctricos del pozo CPO 16–EST 8 mostrando las Formaciones en el área de estudio.	40
Figura 10. Morfologías de la arcilla caolinita a nivel de Microscopía Electrónica de Barrido (SEM).	42
Figura 11. Herramienta utilizada para registrar la curva de SP.	45
Figura 12. Comportamiento del Registro Caliper en diferentes litologías	46
Figura 13. Registros Densidad, Neutrón y Fotoeléctrico.....	48
Figura 14. Registro de Resistividad.	53
Figura 15. Representación esquemática de la señal emitida por el transductor. ...	55
Figura 16. Propagación de las ondas acústicas en un pozo mostrando el principio para la medición del tiempo de tránsito de un intervalo (herramienta con dos receptores).....	57
Figura 17. Herramienta sónica configurada con un sistema doble de receptores y transmisores	58
Figura 18. Presentación de registro sónico. Los valores de I_n expresados en pulgadas y DT en microsegundos/pie.....	60

Figura 19. Registros de velocidad (v) y densidad (ρ) y su producto impedancia acústica (z).	66
Figura 20. Mapa conceptual mostrando la metodología para el desarrollo del proyecto.	69
Figura 21. Corrección por profundidad del pozo CPO16 EST-6	73
Figura 22. Registros sin editar de la superficie del pozo CPO16 EST-1. Indicando zona a recortar.....	74
Figura 23. Registros sin editar del sector más profundo del pozo CPO16 EST-1. Indicando zona a recortar.	74
Figura 24. Registros recortados de la superficie del pozo CPO16 EST-1.	75
Figura 25. Registros recortados del sector más profundo del pozo CPO16 EST-1.	76
Figura 26. Contacto entre las formaciones Mirador y Une en el pozo CPO EST-7 delimitando el tope con la línea verde.	79
Figura 27. Diferentes relaciones entre el GR y el Vclay.....	82
Figura 28. Visualización de un plot con doble indicadores de arcilla	83
Figura 29. Definición de los volúmenes en la formación como se utiliza en análisis de registros eléctricos.....	85
Figura 30. Exponente de cementación para la Formación Mirador.....	90
Figura 31. Exponente de cementación para la Formación Une	91
Figura 32. Exponente de saturación para la Formación Mirador.	92
Figura 33. Exponente de saturación para la Formación. Une.....	93
Figura 34. Cross Plot $GR-RwApp$ de la Fm. Une del CPO EST – 6.....	94
Figura 35. Pickett plot para determinar Rw	95
Figura 36. $RwApp$ y Temperatura de $RwApp$ en zona de contacto Petróleo–Agua	96
Figura 37. Plot Saturaciones para el pozo CPO EST – 6.	97
Figura 38. Curva de la Impedancia Acústica (IMP) y la velocidad (VEL) del pozo EST-6.....	100
Figura 39. Plot Modelo petrofísico de Saturación.	102
Figura. 40. Histograma del VCLAV en el pozo EST-6	104
Figura. 41. Histograma de la Porosidad en el pozo EST-6.	106
Figura 42. Histograma de la Saturación de Agua del pozo EST-6.....	107
Figura 43. Plot del Modelo de Velocidad del Pozo EST-6.	108
Figura. 44. Histogramas de rangos de velocidad del sonido en función de la saturación de bitumen	111
Figura. 45. Crossplot Porosidad–velocidad–Impregnación visual, para las areniscas de la formación Une del pozo EST–6.	111

Figura. 46. Crossplot Porosidad–velocidad–Sw, para las areniscas de la formación Une del pozo EST–6.....	112
Figura. 47. Histograma de la VEL en el Pozo EST-6.....	113
Figura. 48. Histograma de la Impregnación Visual en el Pozo EST-6.	113
Figura. 49. Plot del Modelo por Impedancia Acústica en el Pozo EST-6.....	115
Figura. 50. Crossplot Porosidad–Impedancia acústica–Impregnación visual, para las areniscas de la formación Une del pozo EST–6.	117
Figura. 51. Crossplot Porosidad–Impedancia acústica–Saturación para las areniscas de la formación Une del pozo EST–6.....	119

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Velocidad del sonido en materiales rocosos.....	63
Tabla 2. Velocidad y tiempo de tránsito del sonido, en fluidos de interés para la industria petrolera.....	64
Tabla 3. Impedancias acústicas en fluidos de interés en registro de pozos.	67
Tabla 4. Impedancias Acústicas en diferentes litologías.....	68
Tabla 5. Información de registros y núcleos de los pozos utilizados en el desarrollo del proyecto.	70
Tabla 6. Nombre unificado de las curvas.....	77
Tabla 7. Parámetros de entrada para el cálculo de $Rw App$	94
Tabla 8. Características de las Zonas Reservorio del pozo EST-6.....	103
Tabla 9. Características de las Zonas Pay del pozo EST-6.....	103
Tabla 10. Valores estadísticos de V_{clay}	104
Tabla 11. Valores estadísticos de porosidad.	106
Tabla 12. Valores máximos y mínimos del modelo de Saturación de agua.....	107
Tabla 13. Características de las Zonas Reservorio del Modelo de Velocidad en el pozo EST-6.....	109
Tabla 14. Características de las Zonas Reservorio del Modelo de Velocidad en el pozo EST-6.....	110
Tabla 15. Características de las Zonas Reservorio en el Modelo de Impedancia Acústica	116
Tabla 16. Características de las Zonas Pay en el Modelo de Impedancia Acústica	116

RESUMEN

TITULO

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL REGISTRO SÓNICO Y CÁLCULO DE IMPEDANCIAS ACÚSTICAS PARA LAS ARENISCAS BITUMINOSAS DE LA FORMACIÓN UNE EN RÍO GÜEJAR.*

AUTORES

HUGUES LEONARDO HERNÁNDEZ MANOSALVA
YESIKA BEATRIZ MORA SUÁREZ.**

PALABRAS CLAVES

Registro sónico, Tiempo de propagación, Impedancia acústica, Bitumen, Zonas Reservorio, Zonas Pay.

CONTENIDO

En la evaluación petrofísica de yacimientos existen diversas técnicas utilizadas para realizar el cálculo de los recursos de petróleo y gas, que involucran el análisis de registros eléctricos, el análisis de núcleos de perforación y diferentes métodos para determinar las propiedades físicas de las rocas y los fluidos como la saturación de agua, la permeabilidad y la porosidad.

En esta práctica empresarial se realizó una evaluación petrofísica convencional en la zona de estudio correspondiente a la Formación Une en Río Güejar, situado en el municipio de San Juan de Arama en el departamento del Meta-Colombia; Con el fin de crear un modelo petrofísico y calcular las impedancias acústicas que permitieran con base en registros eléctricos y núcleos de perforación de pozos stratigráficos del bloque CPO-16 del yacimiento, relacionar la respuesta de la herramienta sónica con el contenido de bitumen en la Formación Une en Río Güejar, y poder cuantificar los recursos de las arenas bituminosas en el área.

A partir de la respuesta del registro sónico en las arenas bituminosas se evidencian tiempos de propagación altos cercanos a los 130 ($\mu\text{s}/\text{ft}$), y los rangos de impedancias acústicas oscilan entre valores de 19.000 ft.gr/s.cc y 23.000 ft.gr/s.cc de acuerdo al contenido de bitumen hospedado en los poros.

* Práctica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología, Director Camilo Andrés Díaz Morales.

ABSTRACT

TITLE

ANALYSIS OF THE BEHAVIOR OF SONIC LOG AND CALCULATION OF ACOUSTIC IMPEDANCES FOR THE TAR SANDS FORMATION IN GÜEJAR RIVER.*

AUTHORS

HUGUES LEONARDO HERNANDEZ MANOSALVA
YESIKA BEATRIZ MORA SUAREZ.**

KEYWORDS

Sonic log, Propagation time, Acoustic Impedance, Bitumen, Reservoir Areas, Pay Areas

CONTENT

In petrophysical evaluation of well there are many techniques used to calculate oil and gas resources, involving the analysis of electric logs, analysis of drilling cores and different methods to determine the physical properties of rocks and fluids as water saturation, permeability and porosity.

In this business practice was conducted a conventional petrophysical evaluation in the area corresponding to the formation of Güejar River, located in the town of San Juan de Arama in the department of Meta-Colombia, with the main aim create a petrophysical model and calculate the acoustic impedances that allow based on electric logs and cores drilling of stratigraphic wells, in block CPO -16 reservoir, relate the response of the sonic tool with bitumen content in GUEJAR river and to quantify the oil sands resources in the área.

From the sonic log response in the oil sand, it evident high propagation times around 130 ($\mu\text{s}/\text{ft}$) and ranges of acoustic impedance between 19,000 ft.gr/s.cc and 23,000 ft.gr/s.cc, According with the bitumen content hosted in the pores.

* Práctica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología, Director Camilo Andrés Díaz Morales.

INTRODUCCIÓN

El registro de pozos es una técnica utilizada en la industria petrolera para medir las propiedades petrofísicas de las formaciones rocosas atravesadas en el pozo mediante un dispositivo de medida. Estas mediciones tienen diferentes usos, se pueden utilizar para evaluar los reservorios en un yacimiento (evaluación petrofísica) y también como fuente de información complementaria. En un análisis petrofísico se evalúan las características de las formaciones en el subsuelo y de esta manera se pueden determinar las profundidades, las propiedades y cuantificar las zonas potencialmente contenedoras de hidrocarburos.

Las areniscas bituminosas son una fuente importante de petróleo no convencional, los mayores depósitos se encuentran en Athabasca al norte de Alberta, en Canadá, donde se han realizado una serie de estudios y evaluaciones sistemáticas, que han permitido presentar las diferentes técnicas y métodos prácticos para evaluar formaciones y aprovechar al máximo la producción del yacimiento.

En el área Río Güejar se encuentran las areniscas bituminosas de la Formación Une, donde se realizó un modelo petrofísico y se determinaron las principales propiedades petrofísicas de la zona de interés (Pérez, 2013).

Esta práctica de análisis del comportamiento del registro sísmico, se desarrolló en tres etapas, iniciando con un modelamiento petrofísico convencional analizando núcleos de perforación e interpretando registros eléctricos, también se obtuvieron las impedancias acústicas; Seguido, se realizó la delimitación de las zonas

reservorios y las zonas de Pay a partir de la integración de los parámetros petrofísicos, y terminando con la presentación y análisis de resultados.

Utilizar la herramienta sónica y entender el comportamiento de las ondas acústicas en las areniscas bituminosas de la Formación Une en Río Güejar nos permitirá definir los rangos de velocidad del sonido y de impedancia acústica en función de su saturación de bitumen y poder cuantificar verticalmente la saturación de bitumen en la zona de interés.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El contenido de bitumen en las areniscas de la Formación Une en Río Güejar, situado en la cuenca de los Llanos Orientales Colombia, departamento del Meta, municipio San Juan de Arama, al noreste de la serranía de la Macarena, se hace notable en los núcleos de perforación. El yacimiento desde el punto de vista estructural es un monoclinal buzando al noreste, aflorando al este de la serranía de la Macarena y el Río Güejar, en este afloramiento se expone la Formación Une (fig. 2). El bitumen como material hospedado en los poros de estas areniscas, afectaría la velocidad de propagación de las ondas acústicas en estas rocas.

Con el fin de determinar el espesor vertical de las areniscas de la Formación Une con una saturación importante de bitumen (mayor al 50%), por medio de los registros convencionales, y evaluar la distribución del bitumen en Río Güejar por medio del modelamiento petrofísico, es necesario saber si la impedancia acústica en las areniscas con mayor saturación de bitumen, se diferencia de las areniscas con menor saturación de bitumen y de las areniscas sin saturación de bitumen. (Figura 1 y 2).

Figura. 1. Configuración estructural del yacimiento de areniscas bituminosas en Río Güejar.

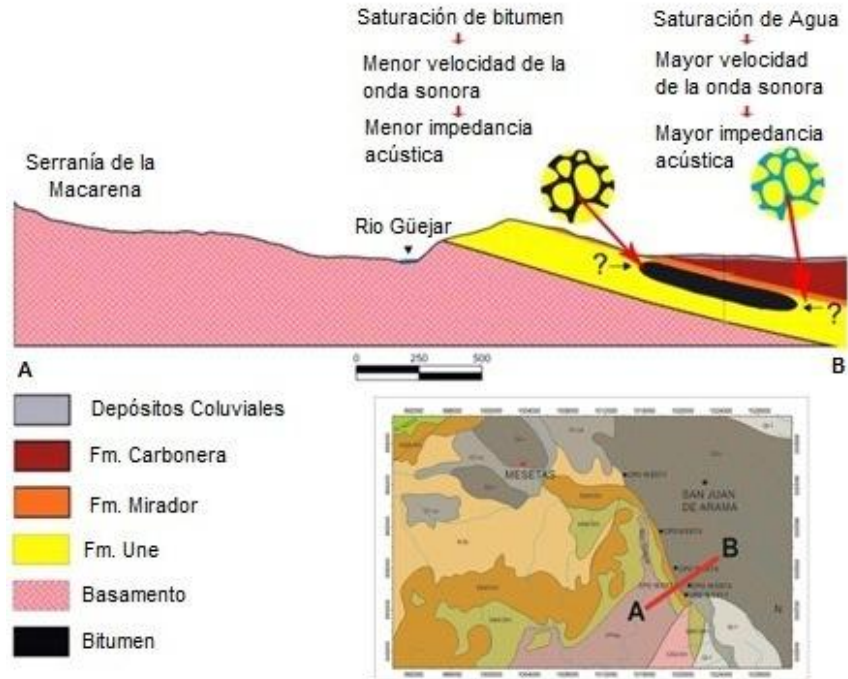
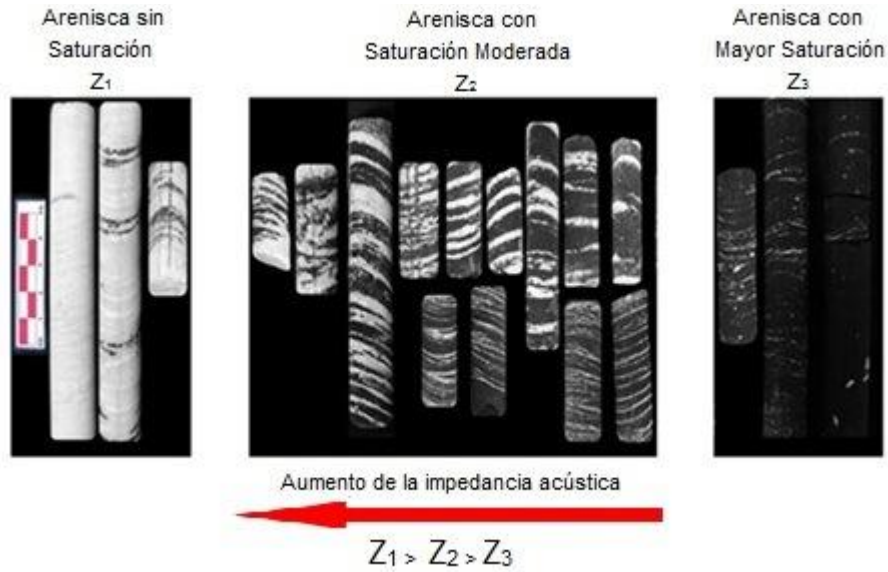


Figura. 2. Núcleos de la Formación Une en Río Güejar clasificados por su saturación de bitumen.



Tomado y modificado de Pérez 2013.

HIPÓTESIS

Las ondas acústicas se propagan con una velocidad que depende de las propiedades elásticas del medio o material donde tiene lugar dicha propagación y no de la fuerza que genera la onda.

Los materiales que conforman las rocas (litología y fluidos contenidos en el espacio poroso) son los que le dan las propiedades a las rocas, en el caso de las areniscas bituminosas de la Formación Une en Rio Güejar, los fluidos contenidos en el espacio poroso de la roca son agua y bitumen, este último por su alta viscosidad, cambia las propiedades acústicas de la roca generando una variación en la velocidad de propagación del sonido en la roca de acuerdo a la cantidad de bitumen contenida en la misma. En las rocas saturadas con bitumen, a mayor contenido de bitumen: 1). menor velocidad del sonido y 2). Menor impedancia acústica. Por lo tanto por medio del registro sísmico se podrá cuantificar la saturación de bitumen verticalmente y calcular las impedancias acústicas.

JUSTIFICACIÓN

En estudios anteriores (PÉREZ H., Santos C., Díaz C., y Carreño Y., 2013), se evidenció que las zonas saturadas con bitumen afectaba la respuesta del registro sísmico.

La velocidad del sonido en las rocas depende de los materiales que las conforman (litología y fluidos contenidos en el espacio poroso). Si se logra establecer que efecto tiene la saturación de bitumen de la roca en la respuesta del registro sísmico, este permitirá identificar los intervalos de mayor y menor saturación.

De esta manera por medio del registro sónico se podrán estimar rangos de velocidades e impedancias acústicas que caractericen a la formación en función de su saturación.

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Entender el comportamiento de la velocidad de propagación de las ondas acústicas en las areniscas bituminosas de la formación Une en Río Güejar, en función de su saturación de bitumen a partir de la respuesta del registro sísmico de pozo, y determinar si la impedancia acústica permite diferenciar las rocas con mayor saturación de bitumen.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un modelo petrofísico para el área de Río Güejar.
- Obtener rangos de velocidad del sonido en las areniscas bituminosas de la Formación Une en Río Güejar, en función a su saturación de bitumen.
- Calcular las impedancias acústicas con información de registros eléctricos en el área de Río Güejar.
- Obtener rangos de impedancias acústicas para las areniscas bituminosas de la Formación Une en Río Güejar, en función de su saturación de bitumen.

2 ANTECEDENTES

Sah y otros, 1974, En este proyecto se realizó una evaluación sistemática basada en los diversos registros de pozo. Se realizó un análisis computarizado especialmente para calcular las reservas de areniscas bituminosas de Athabasca en Alberta, Canadá, la evaluación de los análisis se comparó favorablemente con los resultados de los análisis de núcleos y los ensayos convencionales de registros eléctricos, que utilizaron un modelo de saturación de agua (S_w) de Simandoux modificado, el resultado de contenido de bitumen es presentado como un porcentaje en peso de bitumen BW_t/ρ_b por medio de la siguiente ecuación

$$\frac{BW_t}{\rho_b} = \frac{\phi S_t \rho_t}{\rho_b} \quad (1)$$

Donde ϕ es la porosidad efectiva del reservorio, S_t es la saturación de bitumen que es igual a $(1 - S_w)$ en % y ρ_t que es la densidad del bitumen y ρ_b que es la densidad total de la roca.

Fertl, 1978, Presenta las técnicas para calcular reservas en las areniscas bituminosas de Athabasca en Alberta, Canadá. Este estudio fue realizado por medio de una evaluación de registros eléctricos de manera convencional, utilizando el modelo de saturación de agua (S_w) de Simandoux y el análisis de núcleos de perforación. En esta práctica se realizó un modelamiento petrofísico de saturación de agua pero a diferencia de Fertl utilizamos la ecuación de Archie.

Britton, 1987, Trabajó en un yacimiento de bitumen de San Miguel en Texas y presentó los problemas encontrados en las propiedades petrofísicas cuando son diferentes a las de un yacimiento convencional.

Expuso los errores e inconsistencias generadas en la evaluación de recursos no convencionales como son las arenas bituminosas y afirma que las técnicas utilizadas en las mediciones de la porosidad y saturación de fluidos en los núcleos y en pozo (registros eléctricos), fueron desarrolladas para recursos de petróleo y gas convencionales. En el presente trabajo realizamos un modelamiento petrofísico convencional y a partir de la respuesta del registro sínico calculamos la velocidad de propagación en función de su saturación de bitumen, prevenidos por Britton que evidenciar el comportamiento anómalo de la herramienta sínica, en el cálculo de la porosidad.

Niu, 2008, En este proyecto se utiliza la herramienta de resonancia magnética nuclear (NMR) para la caracterización de agua y aceite, Niu la utilizó para determinar la cantidad de bitumen en yacimientos de arenas bituminosas no consolidadas, y el resultado obtenido por la NMR es comparado con los núcleos. Al igual que Niu realizamos una comparación y posterior amarre entre la respuesta de los registros eléctricos y los núcleos de perforación de los pozos estratigráficos.

Crain, 2011, Expone una serie de artículos donde realizan revisiones para el análisis de registros eléctricos en yacimientos no convencionales, Este es el sexto artículo y trata sobre arenas bituminosas, los métodos prácticos y las técnicas utilizada para evaluar los recursos por medio de un cálculo convencional aplicando modelos de porosidad, litología, saturación de agua y la ecuación de simandoux, presenta los resultados en porcentaje en peso de Bitumen al igual que Fertl 1978 y Sah y otros 1974.

Alford, 2012, En este trabajo examina la utilización de los datos sísmicos en las operaciones de yacimientos convencionales concentrándose en las herramientas LWD, incluye análisis de las mediciones cuadripolares y el proceso de derivación de propiedades mecánicas a partir de datos sísmicos, los cuales son computados con los datos de corte para luego utilizarlas en el diseño de los pozos asegurar su estabilidad y así optimizar las operaciones con las areniscas no consolidadas de la Cuenca inferior del Congo en el área marina de Angola. Este trabajo nos sirvió para entender mejor el funcionamiento de la herramienta sísmica en la adquisición y procesamiento de datos de pozos, a su vez nos informa los avances de la misma que pueden ser utilizados en futuras investigaciones.

Pérez, 2013, Presenta un trabajo donde realizó modelamiento petrofísico de la Formación Une, se evidenció tiempos de propagación altos sobre $100 \mu/ft$ en la medida del registro sísmico en las areniscas bituminosas de la Formación Une y también expone que en este yacimiento las características estructurales y texturales de la roca condicionan la saturación de bitumen en el mismo. A partir de la investigación realizada por Pérez surge el interrogante que resolveremos en esta práctica empresarial, donde se pretende a partir de la respuesta del registro sísmico entender el comportamiento de las ondas acústicas en función de la saturación de bitumen y calcular las impedancias acústicas para definir zonas con mayores saturaciones de bitumen.

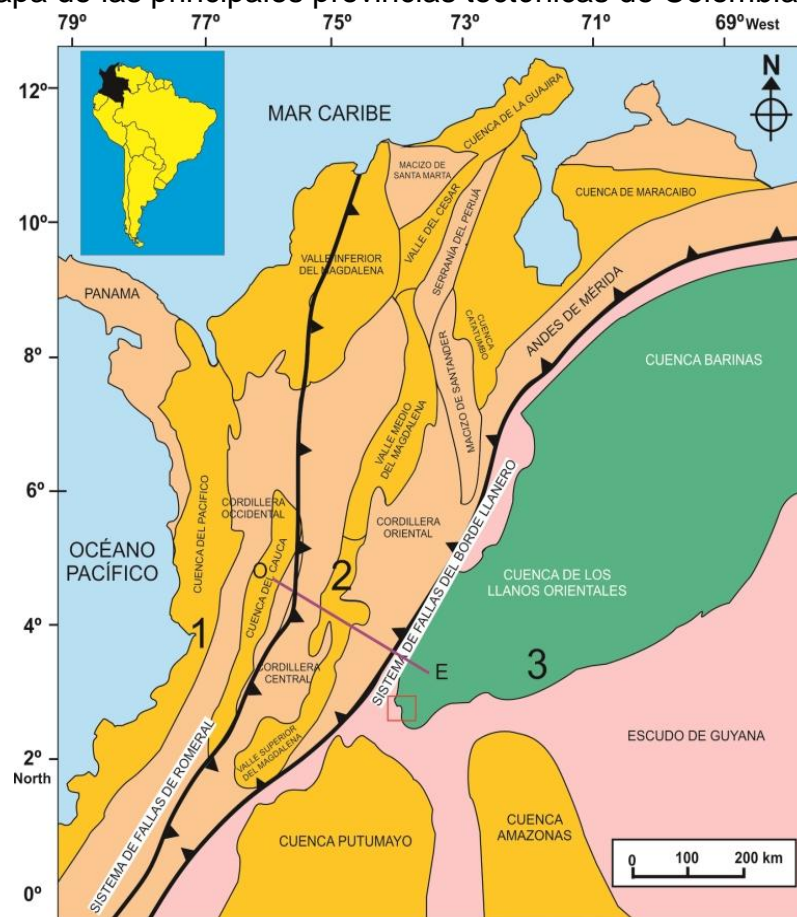
3 MARCO DE REFERENCIA

3.1 MARCO ESPACIAL Y TEMPORAL

3.1.1 Configuración Geológica Regional. Los andes colombianos consisten en tres principales provincias geológicas orientadas noreste-suroeste: (1) La provincia Occidental, formada por un sector alóctono de la corteza oceánica Paleo-Pacífica acresionado al oeste del sistema de Fallas de Romeral, constituido por la Cordillera Occidental al sur y la Serranía del Baudó al norte; (2) La provincia Central está constituida por un basamento continental Proterozoico cubierto por secuencias de plataforma del Paleozoico superior, sedimentos Mesozoicos relacionados al rift, y rocas sedimentarias marinas y no-marinas del Cenozoico. Está delimitada por el sistema de Fallas del Borde Llanero al E y por el sistema de Fallas de Romeral al O, e incluye el basamento de las Cordilleras Oriental y Central, parte SE del basamento de la Sierra Nevada de Santa Marta, basamento de la Serranía de Perijá y los Andes de Mérida y; (3) La provincia Oriental conformada por un basamento Proterozoico cristalino de rocas pertenecientes al escudo de Guyana, estratos del Paleozoico inferior a superior, Mesozoico (pos-Cenomaniano) y Cenozoico descansando bajo una capa de sedimentos Cuaternarios (Parra y otros., 2009; Caballero y otros., 2010). (Ver Figura 3).

3.1.2 Origen y evolución tectónica de la cuenca de los llanos orientales. El origen y la evolución geológica de la cuenca de los Llanos Orientales se debe a una serie de eventos tectono-sedimentarios; La evolución de la cuenca de los Llanos Orientales puede dividirse en ocho eventos principales, el desarrollo comenzó durante el Triásico-Cretáceo Temprano: con una megasecuencia synrift, seguido por el Barremiano–Maastrichtiano donde se produjo un periodo

Figura. 3. Mapa de las principales provincias tectónicas de Colombia

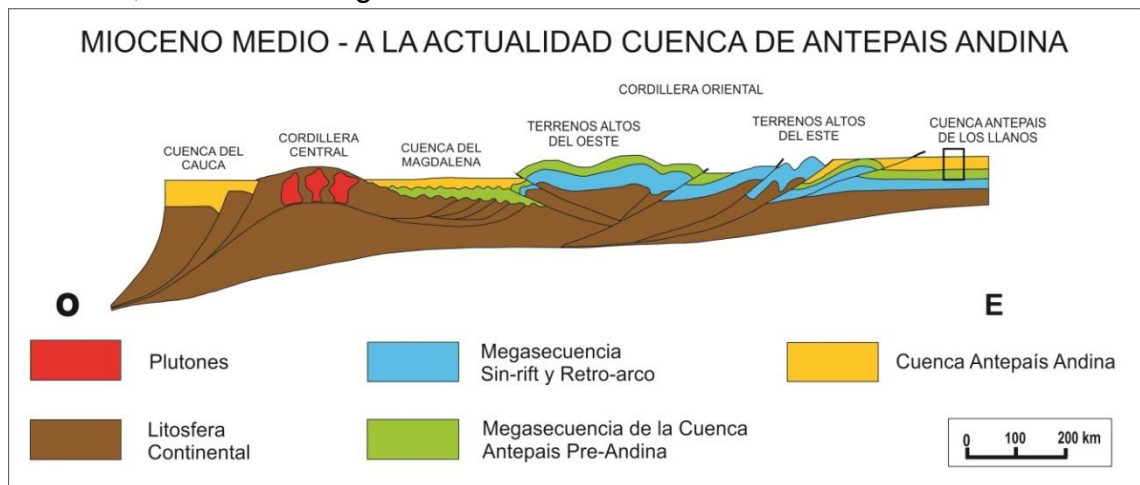


Tomado y modificado de Cooper y otros., 1995.

prolongado de extensión episódica conocida como una megasecuencia retro-arco (*back-arc*), luego en el Maastrichtiano–Paleoceno temprano: se dio el evento final

de acreción de la Cordillera Occidental conocido como el inicio de la megasecuencia de la cuenca antepaís pre-andina, en el Eoceno medio: se generó un evento temprano de deformación compresiva, continuando en el Eoceno tardío-Oligoceno tardío donde ocurrió un período prolongado de subsidencia y fallamiento normal localizado; En el Oligoceno tardío-Mioceno temprano: continuo la subsidencia en la cuenca Llanos Orientales hasta el Mioceno medio donde ocurrió una fase de subsidencia rápida conocida como una megasecuencia de la cuenca de antepaís y finalizando en el Mioceno Tardío – Reciente con un evento de compresión e inversión asociada con el plegamiento frontal y cinturón de cabalgamiento de la Cordillera Oriental (Cooper y otros., 1995).(Figura 4)

Figura 4. Esquema del desarrollo tectónico de la Cordillera Oriental durante el Cenozoico dando lugar a la formación de la Cuenca Antepaís Andina de los Llanos Orientales, el recuadro negro enmarca el área de estudio.



Tomado y modificado de Cooper y otros, 1995.

3.1.3 Geología estructural. En la geología estructural de la cuenca de los Llanos Orientales, se pueden definir claramente de Oriente a Occidente dos estilos estructurales en general, presentándose principalmente hacia el Oeste esfuerzos compresivos en el Piedemonte Llanero y hacia el Este esfuerzos distensivos en la Cuenca de los Llanos Orientales. Regionalmente el área está dominada por un extenso monoclinal buzando suavemente hacia el noreste. El Piedemonte Llanero está caracterizado por ser una zona muy compleja de fallas inversas de gran desplazamiento estratigráfico, con presencia de estructuras falladas con predominio de sinclinales amplios y anticlinales apretados (Linares y otros, 2002).

Beicip-Franlab y Ecopetrol, (1995) diferencian cinco provincias estructurales en la cuenca Llanos Orientales: La provincia de Arauca corresponde a la parte norte de la cuenca de antepaís, Llanos Orientales y se caracteriza por fallas transcurrentes de dirección *NE-SW*; La provincia de Casanare ubicada en la parte central de la cuenca, corresponde a una extensa zona de plataforma con predominio de fallas normales antitéticas de dirección *N-S* y *NE-SW*; La provincia Oriental o del Vichada abarca el sector *este* de la cuenca y se caracteriza por la baja deformación estructural. El área corresponde a un monoclinal buzando hacia el oeste; La provincia del Meta se localiza en el sector sur y sureste de la cuenca y consta de un cinturón plegado (Orogenia Caledoniana) de dirección *N-S*, este cinturón orogénico paleozoico está afectado por fallas normales o inversas y fallas de rumbo dextrales de dirección *NE-SW*, con pliegues de arrastre e inversiones estructurales; En la provincia del Piedemonte Llanero la Cordillera Oriental resultó de la inversión estructural de una cuenca límite entre la Cordillera Oriental y el piedemonte que es el sistema de fallas de Guaicáramo, el piedemonte está separado del antepaís al norte y sur del área, por el sistema de fallas inversas de Cusiana–Yopal.

3.1.4 Estratigrafía Regional. La Estratigrafía de la cuenca actual de los Llanos Orientales corresponde a la superposición de varias cuencas de diferentes edades. A partir de pozos perforados en la Cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales se ha determinado la columna sedimentaria, está representada por rocas precámbricas, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, las cuales están separadas por tres grandes discordancias regionales, que se localizan en la base del Paleozoico, Cretáceo Superior y Eoceno Medio.

El Basamento Precámbrico es un basamento ígneo-metamórfico, de composición diorítica–sienítica, con rocas ígneas ácidas e intermedias y metamórficas de edad precámbrica con gneises pertenecientes, probablemente a las facies anfibolita (Bogotá, 1988), esquistos sericíticos y rocas intrusivas granosieníticas. (Obando y Pérez, 1988); En el Paleozoico sobre el basamento ígneo-metamórfico descansa en forma discordante la secuencia paleozoica (ANH, 2012).

Se definen dos secuencias, la primera está representada, principalmente, por metasedimentos y sería la misma que aflora en la Serranía de La Macarena (Grupo Güejar) y la segunda sólo se ha correlacionado litológicamente con el Grupo Farallones de la Cordillera Oriental, macizos de Quetame y Floresta, comprende lutitas negras y areniscas micáceas grises, intercaladas con algunas calizas fosilíferas. Las rocas basales son conglomerados u otras rocas clásticas de grano grueso, depositados en un mar somero, uniforme y transgresivo. (Beicip-Franlab y Ecopetrol, 1995).

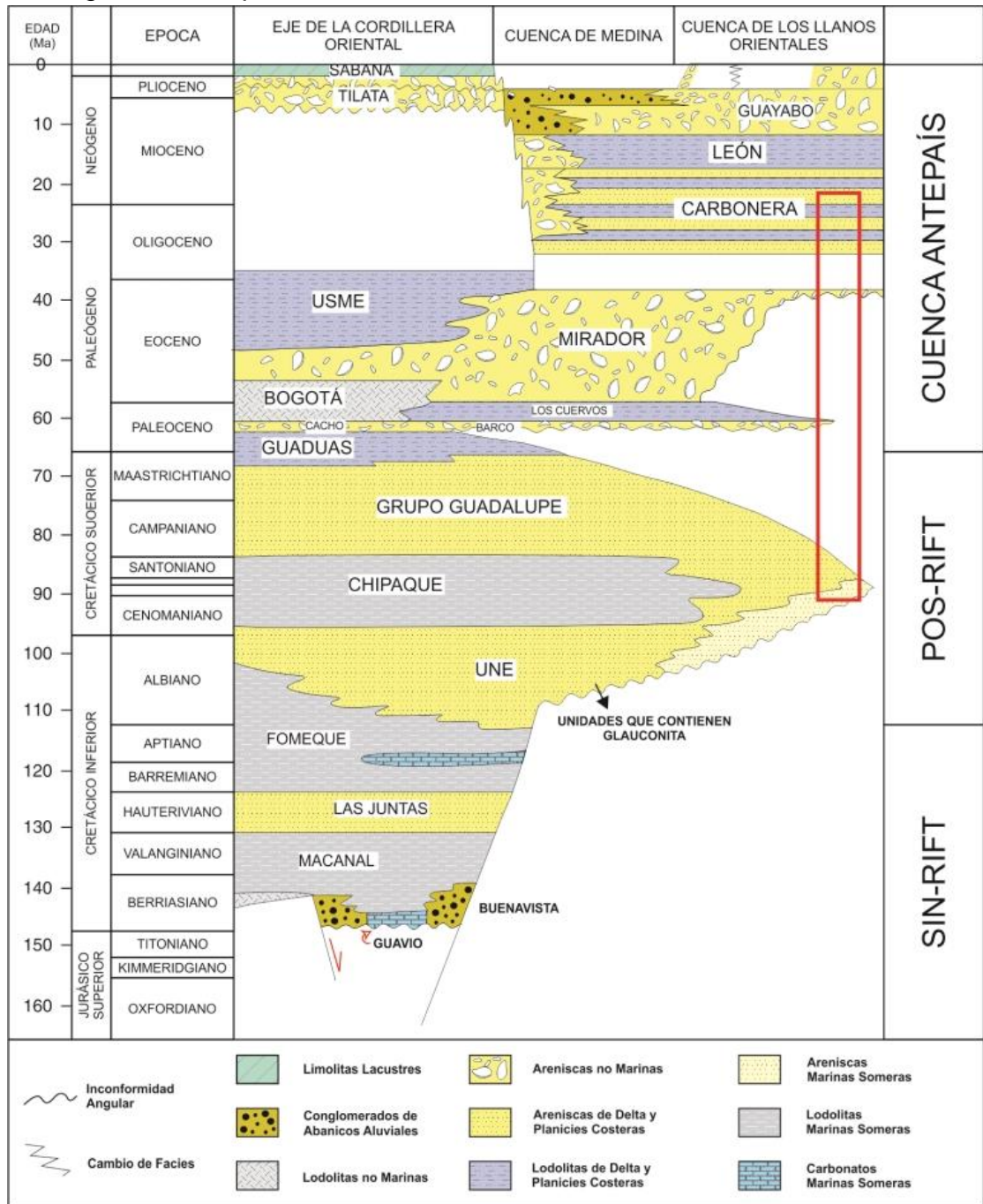
En el Mesozoico en la cuenca Llanos Orientales se tiene registro de rocas del Triásico–Jurásico y Cretáceo. En el Triásico–Jurásico se presentan algunas capas rojas encontradas en el área norte de la cuenca, La secuencia cretácica, del Cenomaniano hasta Campaniano, está compuesta esencialmente de detritos finos y gruesos y suprayace discordantemente sobre rocas triásico–jurásicas, paleozoicas o basamento ígneo.

En el Cenozoico la cuenca Llanos Orientales está representada por rocas del Terciario, y Cuaternario, donde se depositaron en un ambiente regresivo las Formaciones Barco que consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas y la Formación Cuervos corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio, en ambiente fluvial deltaico se depositó la Formación Mirador que es un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, y hacia la parte superior de la secuencia en el Eoceno tardío y como consecuencia de eventos transgresivos y regresivos en el Oligoceno–Mioceno tardío se depositó la Formación Carbonera que consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat y otros, 1985). Sobre esta unidad se encuentra la arcillolita de la Formación León el cual constituye un horizonte continuo que muestra el último evento depositacional marino en el área (Cooper y otros, 1995; Mora y otros, 2010).

La Formación León la suprayace una sucesión de estratos de areniscas continentales y conglomerados agrupados en la Formación Guayabo del Mioceno superior (Mora y otros, 2010). Finalmente conglomerados y areniscas han sido depositados en la Formación Guayabo superior desde el Plioceno hasta la actualidad (Mora y otros, 2010) (Figura 5).

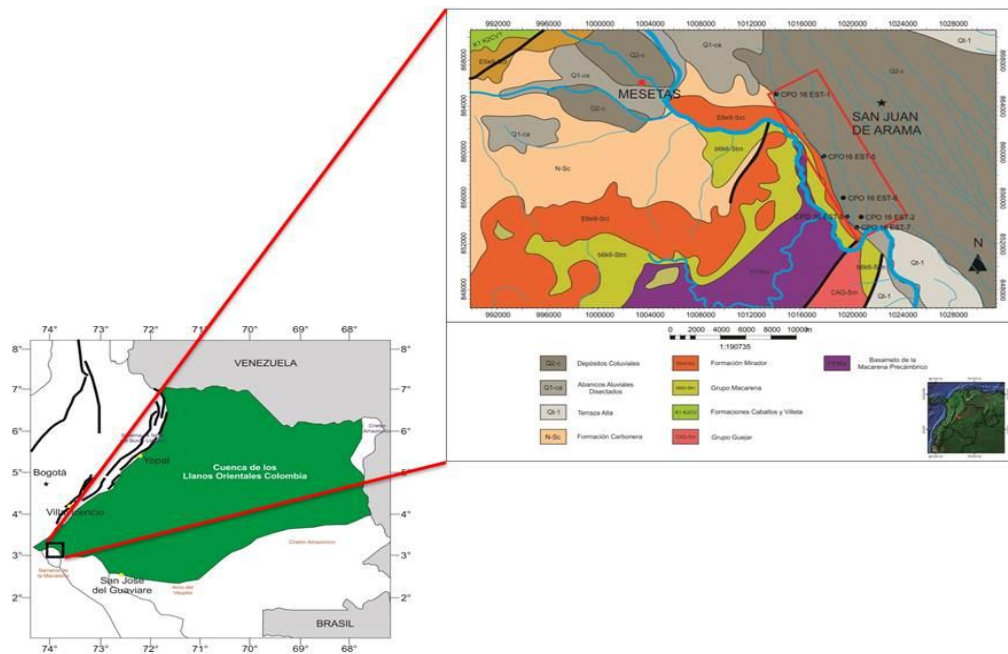
3.1.5 Ubicación del área de estudio. La cuenca de los Llanos Orientales de Colombia se encuentra ubicada al oriente del país limitando al norte con la frontera Colombo-Venezolana que está representada geomorfológicamente por la cuenca de Barinas; Al sur, la cuenca se extiende hasta la Serranía de la Macarena, el Arco del Vaupés y las Rocas metamórficas del Precámbrico que afloran al sur del río Guaviare; el límite oriental está marcado por los afloramientos de rocas plutónicas precámbricas del Escudo de Guayanas y hacia el oeste, el Arco del Vaupés y las Rocas metamórficas del Precámbrico que afloran al sur del Río Guaviare, el límite oriental está marcado por los afloramientos de rocas Plutónicas precámbricas del Escudo de Guayanas y hacia el oeste, la cuenca está limitada por el Sistema de Fallas Guaicáramo (Figura 6). (Etayo-Serna y otros, 1983., Cooper y otros, 1995.)

Figura. 5. Cronoestratigrafía y Tectonoestratigrafía del Jurásico superior hasta el presente en el flanco este de la cordillera oriental. En el recuadro rojo se muestra la estratigrafía correspondiente a la zona de estudio.



Tomado de Parra y otros, 2009.

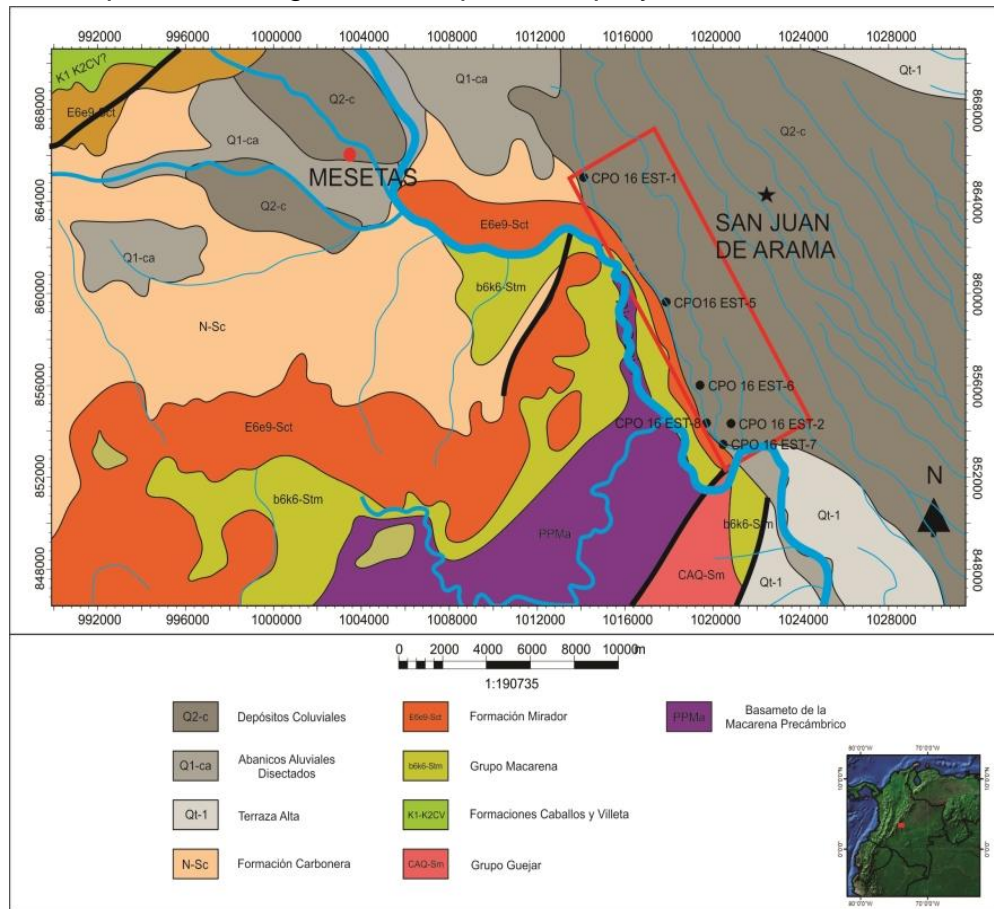
Figura 6. Localización y límites de la cuenca. SM: Serranía de la Macarena, GFS: Sistema de fallas Guaicáramo, GS: Escudo de Guyana, PM: Rocas metamórficas precámbricas, VA: Arco Vaupés. Tomado y modificado de ANH 2007. Y ubicación geográfica de la zona de estudio, bloque CPO-16 con ubicación de pozos estratigráficos del presente proyecto.



Tomado y modificado de Rodríguez y otros, 2009

El área de estudio es llamada Río Güejar por su cercanía al río con el mismo nombre, se encuentra ubicada en el Municipio San Juan de Arama, en el Departamento del Meta en la esquina suroeste de Caño Sur y al noreste de la Serranía de la Macarena, se encuentra incluida dentro del bloque CPO-16 (HOCOL) perteneciente a la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. (Figura 7).

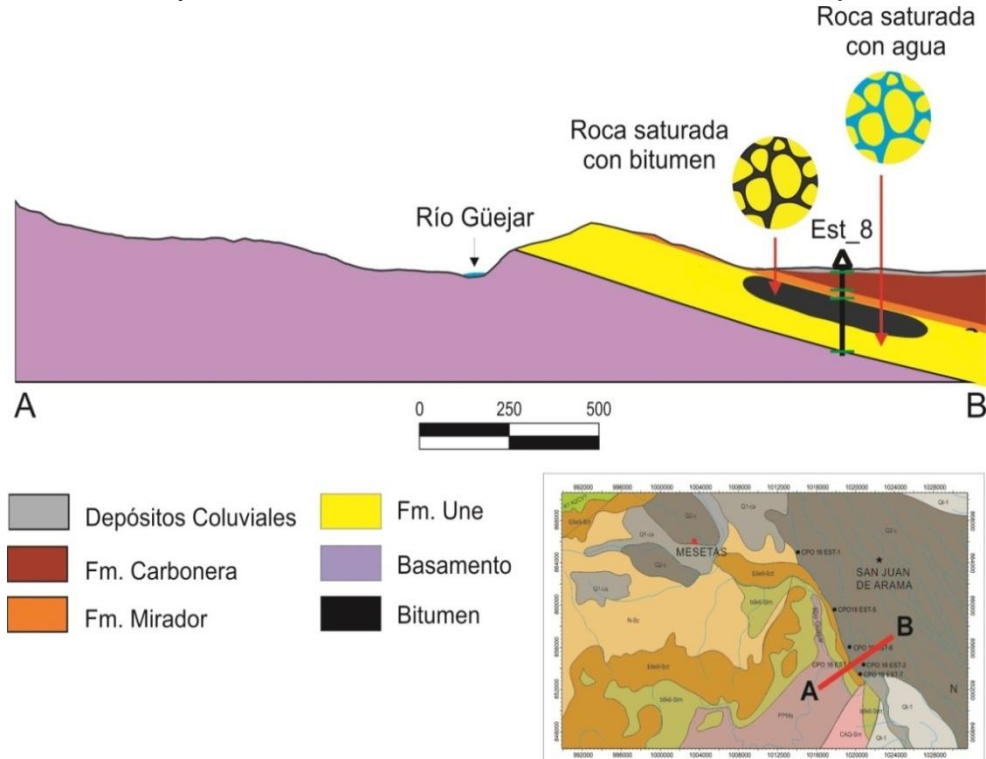
Figura. 7. Ubicación geográfica de la zona de estudio, bloque CPO-16 con ubicación de pozos estratigráficos del presente proyecto.



Tomado y modificado de Rodríguez y Otros, 2009.

3.1.6 Geología estructural local. El sector del Meta, donde se encuentra la zona de estudio, corresponde a la parte suroeste de la cuenca de los Llanos Orientales. El estilo estructural que caracteriza esta área de la cuenca corresponde a sistemas transpresionales. Estructuralmente la zona de estudio es un monoclin al buzando al noreste, que aflora al noreste de la serranía de la Macarena. La figura 8, muestra un perfil transversal de la zona de estudio.

Figura 8. Perfil del yacimiento de Arenas Bituminosas en Río Güejar.



Tomado y modificado de Díaz, 2014.

3.1.7 Estratigrafía local. De acuerdo con la información de 6 pozos estratigráficos perforados en el área de trabajo, las areniscas de la Formación Une descansan sobre el basamento (Grupo Quetame). Suprayaciendo a la Formación Une, se encuentran los conglomerados de la Formación Mirador y una intercalación de areniscas y Lodolitas de la Formación Carbonera (Figura 9). Finalmente depósitos Cuaternarios cubren la Formación Carbonera.

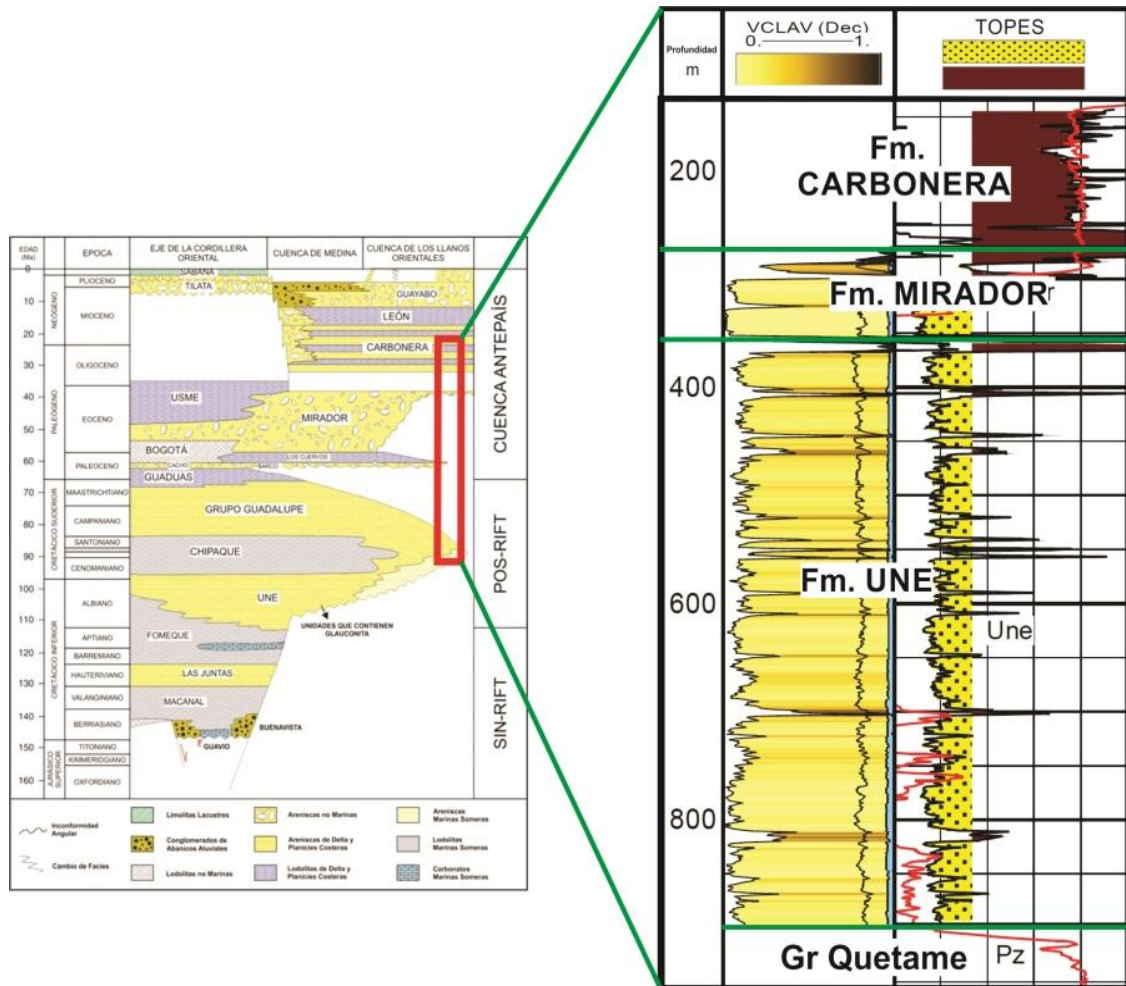
Formación Une: litológicamente consiste de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. Su espesor aumenta, en general hacia el Noroeste. Presenta valor de cero en el límite de erosión o no deposición en el oriente y sureste; y un valor de 50 a 350 pies en promedio en el área del Meta (ANH 2012). Las areniscas de la Formación Une del Cretácico

Superior en el sistema petrolífero están consideradas como la roca reservorio y en el área de trabajo se encuentran impregnadas con bitumen.

Formación Mirador: conformada por areniscas que poseen buenas propiedades petrofísicas por lo cual se les constituyen también como una roca reservorio. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecipientes de base a techo, compuestas por cuarzo algunas veces feldespatos, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies (ANH 2012).

Formación Carbonera: representa una espesa secuencia litológica que 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. Básicamente la formación consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón depositados en ambientes que varían de marino transicional a continental. (ANH 2012).

Figura 9. Formaciones litológicas de los registros eléctricos del pozo CPO 16-EST 8 mostrando las Formaciones en el área de estudio.



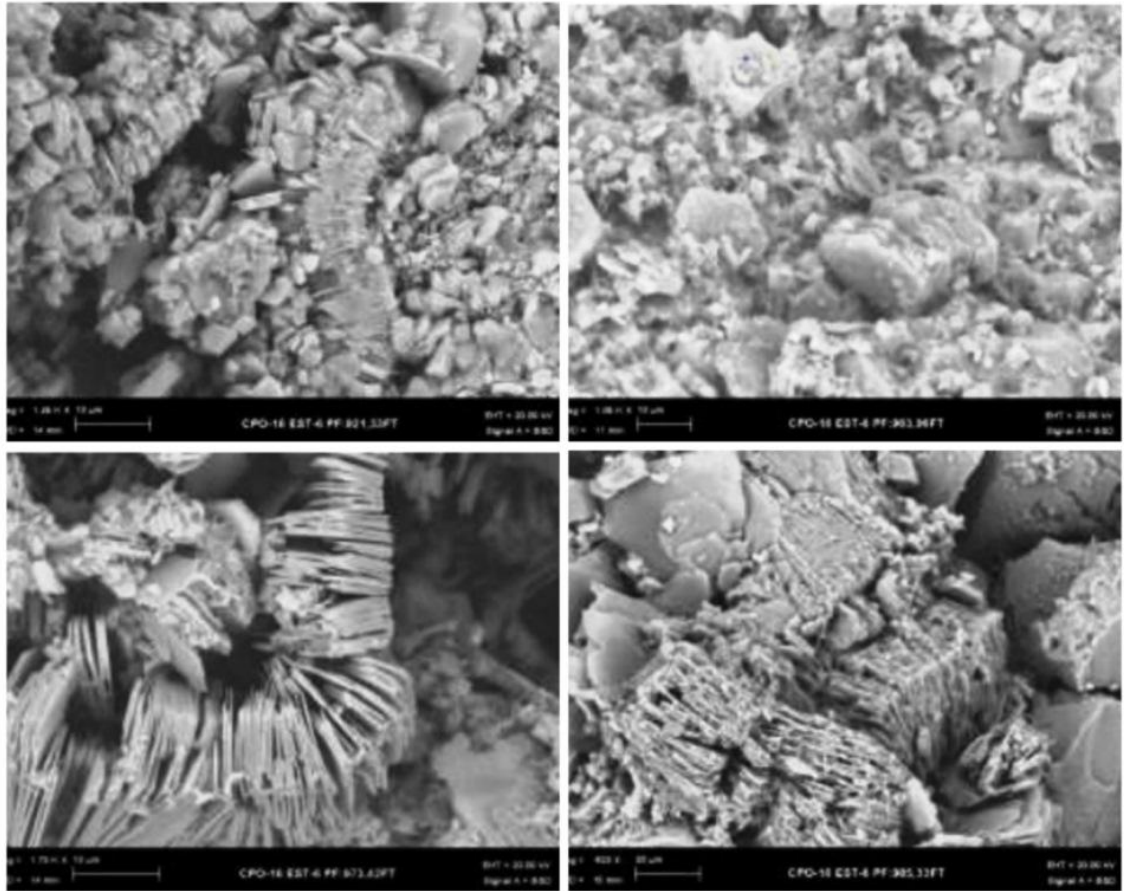
Editado por los autores.

3.1.8 Caracterización sedimentológica de la Formación Une. La caracterización sedimentológica se determinó de acuerdo a la realizada anteriormente y expresada en Pérez, y otros 2013. Dicha caracterización de las areniscas de la Formación Une del Bloque CPO-16, del área de Rio Güejar, expuesta por los autores mencionados anteriormente, se realizó con la información disponible del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) quien realizó los análisis de núcleos a los Pozos Est-1, Est-6, Est-7 y Est-8; Algunos de los análisis realizados consistieron en: descripción Sedimentológica de los Núcleos, descripción de Secciones Delgadas (incluyendo análisis de Conteo de 300 puntos), análisis de Difracción de Rayos-X (DRX) y análisis de Microscopía Electrónica de Barrido (SEM). Los resultados más relevantes obtenidos en el informe de (Pérez, y otros 2013) mediante las técnicas de análisis mencionadas anteriormente se presentan a continuación.

El conjunto de muestras analizadas petrográficamente con la mejor impregnación visual presentan valores relativamente altos de porosidad intergranular primaria con valores según el análisis de conteo de punto entre 13.2% para las areniscas saturadas moderadamente y 25.0% para las areniscas con mayor saturación.

Los poros intergranulares primarios son mayoritariamente de tamaño mesoporo (62-250 μm) y megaporos (250-1000 μm -Tamaños porales según Choquette y Parra, 1970 y su relación con la Escala de Udden-Wentworth), bien interconectados, favorecidos por el bajo a moderado grado de empaquetamiento y baja cementación entre los granos. La interconexión entre los poros (permeabilidad) es reducida en la medida que el contenido de material arcilloso caolinítico que se encuentra entre los poros rellenando y ocluyendo los poros (cemento autigénico) sea mayor. El Análisis de DRX reporta que la arcilla presente en las areniscas de acuerdo a su ordenamiento estructural (Cristalinidad), corresponde predominante a la Caolinita (Figura 10).

Figura 10. Morfologías de la arcilla caolinita a nivel de Microscopía Electrónica de Barrido (SEM).



Tomado de Pérez, y otros 2013).

El rango de porosidad total a 800 psi reportada en el Análisis de Núcleos (Ecopetrol-ICP, Laboratorio de Análisis Básicos CPO-16, Pozos Est-1, Est-6, Est-7 y Est-8) para este set de muestras analizadas petrográficamente con mejor impregnación visual varía de 19.4% a 27.6% y una porosidad promedio 24.6%.

3.2 MARCO TEÓRICO

3.2.1 Generalidades de los registros

3.2.2 Registro Gama Ray (GR). El registro de *GR* es una medición de la radioactividad natural de las rocas. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las calizas, generalmente tienen un nivel muy bajo de radiactividad, mientras que las areniscas pueden ser pocas o muy radioactivas dependiendo de su contenido de feldespatos potásicos y micas. (Khatcikian, 2011).

El registro de *GR* puede ser corrido en pozos entubados lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro del *SP* y como sustituto para la curva *SP* en pozos perforados en lodo salado, aire o lodos a base aceite, En cada caso, es útil para la localización de capas con y sin arcilla. (Khatcikian, 2011).

Los registros de *GR* usan como unidad de medida de intensidad, las unidades *API* de radiactividad, dicha medida proviene de una formación radiactiva artificial construida en la Universidad de Houston para simular aproximadamente dos veces la radioactividad de una pizarra típica. Esta formación que contiene aproximadamente 4% K, 24 ppm Th y 12 ppm U, se definió como 200 unidades del *API* (Ellis y Singer 2007).

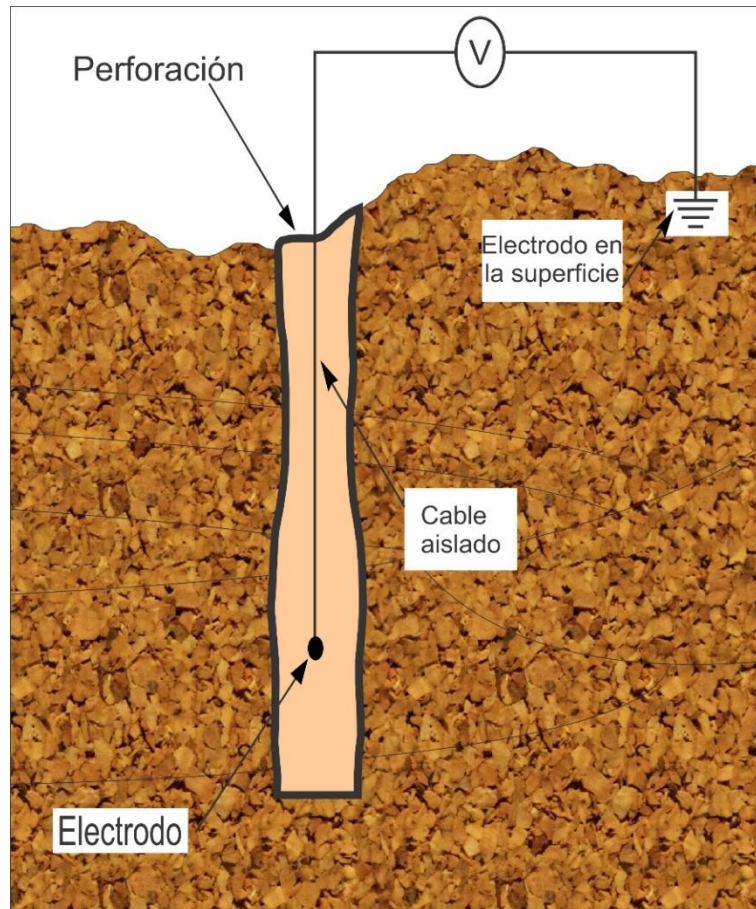
3.2.3 Registro Potencial Espontáneo (SP). El potencial espontáneo, habitualmente llamado SP (*Spontaneous Potential*) es un fenómeno físico que ocurre naturalmente en el pozo en formaciones permeables por la interacción del agua de formación y el fluido de perforación. (Khatchikian, 2011). El potencial espontáneo se mide a lo largo de la trayectoria del pozo y se origina a partir de las diferencias en la concentración de sal entre filtrado de lodo y el agua connata de la formación.

Las mediciones *SP* se adquieren con un voltímetro que conecta dos electrodos de contacto. Uno de estos electrodos está situado en el extremo de la cadena de herramienta mientras que el otro está conectado a la tierra en la superficie (Figura 11). La sarta de herramientas se mueve a través del pozo y pasa por todas las unidades de roca, el voltímetro registra la diferencia de potencial entre el electrodo de tierra y el electrodo situado en el extremo de la sarta de herramientas (Rider, 2002).

Entre las aplicaciones más importantes del registro *SP* están: Diferenciar rocas porosas y permeables de rocas no permeables y lutitas, definir los límites de las capas y permitir la correlación entre las capas, proporcionar un índice de arcillosidad y determinar la resistividad del agua de formación R_w . Esta última cantidad es uno de los parámetros necesarios para el cálculo de la saturación de agua que finalmente permite llegar a la saturación de hidrocarburos.

La curva *SP* se presenta habitualmente en la pista 1 y se mide en milivoltios (*mV*). Dentro de las capas impermeables (shale) no se genera ninguna corriente y el *SP* se comporta como una línea recta. Al aproximarse al contacto entre capas se genera la máxima corriente. Al salir de la capa permeable, la intensidad de corriente en el lodo disminuye hasta desaparecer.

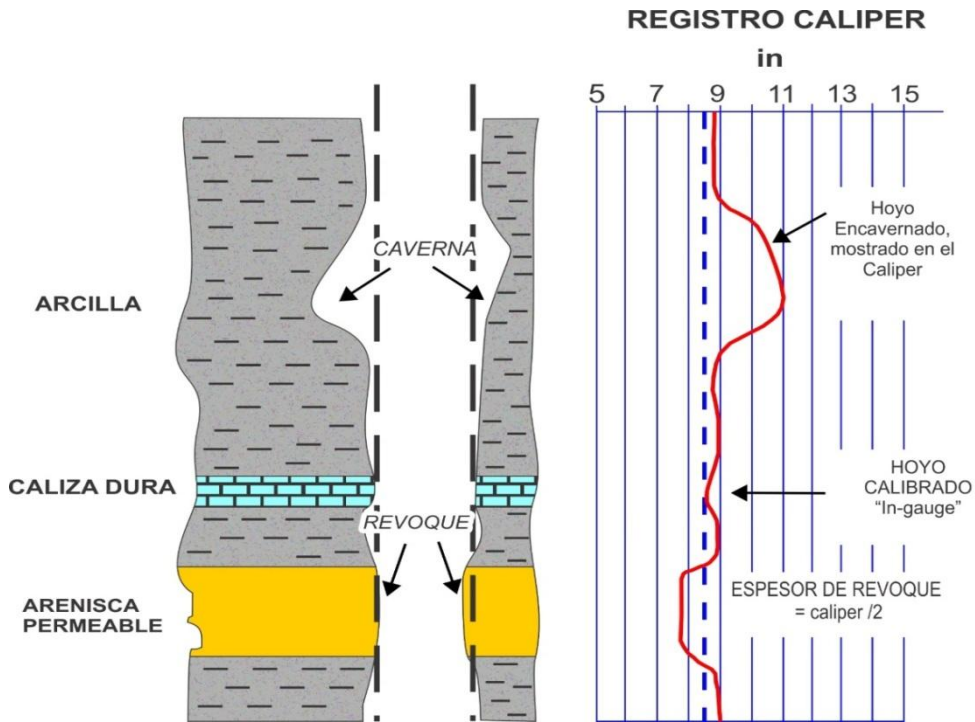
Figura 11. Herramienta utilizada para registrar la curva de SP.



Tomado y Modificado de Khatickian 2011.

3.2.4 Registro Caliper. Los registros calibradores miden el tamaño (diámetro) y la forma de la perforación a lo largo de la trayectoria del pozo. Las mediciones se pueden hacer con uno o más brazos mecánicos (Figura 12). Cuando la forma de la perforación es muy irregular se prefiere los registros de múltiples brazos, caso contrario a cuando se tienen pozos ovalizados donde son suficientes los registros de pinza de dos brazos para realizar el diagnóstico.

Figura 12. Comportamiento del Registro Caliper en diferentes litologías



Tomado y modificado de Torres 2010.

A menudo, se muestran las mediciones de Caliper, como un Caliper diferencial, el cual muestra la diferencia entre el diámetro de la perforación y el diámetro de la broca. Cuando los valores del Caliper diferencial son positivos, estos son indicativos de deslaves o derrumbes de pozo (comunes en las secciones de shale), mientras que los valores negativos pueden deberse a la presencia de revoque o costra (común en rocas porosas y permeables). La presencia de fracturas abiertas a veces puede causar variaciones erráticas del Caliper (Torres, 2010).

3.2.5 Registros Nucleares.

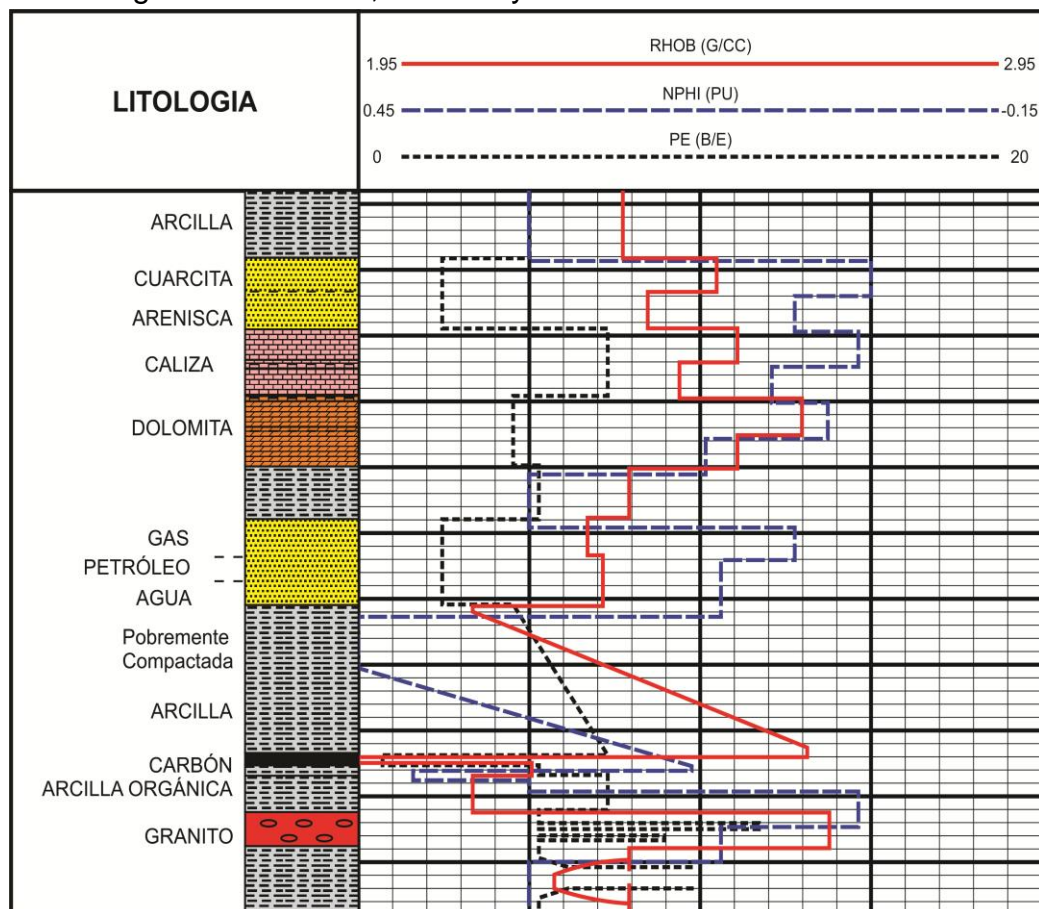
3.2.6 Perfil de Densidad. El registro de densidad es una grabación continua donde aparecen los valores de densidad total de la roca incluyendo su matriz sólida (minerales que forman la roca) y el volumen de fluidos libres encerrados en los poros (porosidad). Este registro se utiliza para calcular valores de porosidad, impedancia acústica e indirectamente densidad de hidrocarburos; también resulta muy útil como indicador litológico. Como se muestra en la figura 13, esta medida de densidad se da en unidades de g/cm^3 ; este registro se presenta en una escala lineal, generalmente entre 1,95 y 2,95 g/cm^3 (Rider, 2002).

Este perfil se usa principalmente como perfil de porosidad. Básicamente este registro permite estimar la densidad de electrones de una formación. El dispositivo de dicho registro es una herramienta que consiste en una fuente que emite rayos gamma. Dicha fuente puede ser Cobalto-60 o Cesio-137 (Bassiouni, 1994). La fuente radioactiva emite a la formación rayos gamma de mediana energía. Los rayos gamma se consideran como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones en la formación. El número de colisiones está directamente relacionado con el número de electrones de la formación (Khatchikian, 2011).

3.2.7 Registro de Porosidad- Neutrón. El registro neutrónico responde principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación. En formaciones limpias sin gas el registro neutrónico leerá la porosidad efectiva, mientras que en capas con gas en la zona invadida el registro leerá una porosidad inferior a la efectiva ya que es menor la concentración de hidrógeno. Su principal aplicación es la detección de gas y estimación del volumen de arcilla en combinación con el registro de densidad.

El registro puede correrse tanto en pozo abierto como entubado (Khatchikian, 2011).

Figura 13. Registros Densidad, Neutrón y Fotoeléctrico



Tomado y modificado de Rider, 2012.

El hidrógeno en las rocas se encuentra sobre todo en forma de líquido. Sin embargo, la composición química de algunas rocas también incluye átomos de hidrógeno en la forma de hidroxilos, o radicales OH, más notablemente en el caso de las arcillas. Por lo tanto, la pérdida de energía de los neutrones (que se refleja en sus tasas de conteo en los detectores) puede no siempre estar asociada con el componente de fluido de la roca. (Torres, 2010)

La resolución vertical típica de la herramienta neutrón compensado (tiene una fuente de neutrones y dos detectores de neutrones térmicos) es de 2 pies y la profundidad de investigación depende de la porosidad de la formación, ya que a mayor contenido de hidrógeno es menor la cantidad de neutrones que penetran en la formación. En formaciones de alta porosidad la profundidad de investigación para la herramienta neutrón compensado es de aproximadamente 15cm, es decir, mayor a la herramienta de densidad. (Khatchikian, 2011).

El registro neutrón, generalmente se presenta en las pistas 2 y 3, en un rango de 0.45 a 0.15 pu “porosity units”, con mnemónico NPHI.

La curva del registro neutrón, se presenta en escala coherente con la del registro de densidad, la cual varía en un rango de 1 g/cm^3 , de esta manera se demuestra que, un cambio en la densidad aparente de 1 g/cm^3 en una formación llena de agua, corresponde a un cambio de porosidad de aproximadamente 60 pu. La traza de la densidad se desplaza, de modo que el punto cero en la traza de neutrones corresponde a la densidad de la matriz, en la cual el registro está calibrado (Ellis y Singer, 2007).

Hay dos escalas compatibles de uso común: Una es para la matriz arenisca, en cuyo caso el punto cero de porosidad equivale a $2,65 \text{ g/cm}^3$; la otra escala usada es para la matriz caliza, donde la porosidad en el punto cero corresponde a una densidad de $2,7 \text{ g/cm}^3$, como se muestra en la figura 13.

La herramienta de neutrón, si está calibrada en depósitos o tanques de caliza llenos de agua, producirá una lectura de porosidades de matriz caliza, que numéricamente sería igual a la porosidad llena de agua. En las mismas condiciones, este efecto no ocurriría para ningún otro tipo de roca. Si se usa esta calibración en una formación de arenisca con la misma porosidad llena de agua, la herramienta leerá algo inferior a la porosidad real. Para el caso de una formación dolomítica, la herramienta calibrada en matriz caliza leerá una porosidad ligeramente más grande. De esta manera, el registro de neutrones que está marcado tradicionalmente en unidades de "matriz caliza", tenderá a leer correctamente sólo en formaciones de caliza llena de agua fresca. Si el registro está marcado en unidades de "matriz arenisca", la lectura sólo será correcta en formaciones de arenisca (Ellis y Singer, 2007).

El registro de Neutrón, lee la porosidad de acuerdo en la matriz en la que esta calibrada.

3.2.8 Registro Fotoeléctrico. El registro factor fotoeléctrico es generalmente llamado el registro PEF (Photo Electric Factor). La escala usada es barns por electrón. Un barn es 10^{-24} cm^2 . La curva del PEF es normalmente ploteada en combinación con los registros de densidad y neutrón en las pistas 3 y 4, siendo la escala de 0 a 20 o de 0 a 15 barns. La mayoría de los minerales tienen valores por debajo de 6, esto significa que la curva del PEF es ploteada cercano al valor cero o el extremo izquierdo de la escala. El índice de absorción fotoeléctrica se utiliza principalmente en una manera cuantitativa como indicador de la matriz. Cualitativamente, este registro puede ser utilizado para indicar litología y ciertos minerales, principalmente diagenéticos. El uso del registro de litodensidad está severamente restringido por el hecho de que es ineficaz en lodos con contenido de barita, ya que el índice de absorción fotoeléctrica para la barita es casi 150 veces mayor que la de la mayoría de los minerales comunes y cuando está presente domina la respuesta del registro. Si el registro se va a utilizar de manera eficaz, el lodo de perforación no debe contener barita. (Rider, 2012).

3.2.9 Registros Resistivos. La resistividad de una formación representa el parámetro clave para determinar la cantidad de hidrocarburo presente en dicha formación. La electricidad fluye en las rocas, a través de los componentes conductivos como el agua y algunos minerales. Gracias a estos componentes conductivos, las rocas tienen resistividades susceptibles a ser medidas.

Los registros de resistividad proporcionan información como su nombre lo indica sobre el valor de la resistividad de la roca, esta se define como la resistencia que presenta la formación al paso de una corriente eléctrica. Dicha resistividad eléctrica se mide en ohmios·m ó $\Omega \cdot m$. Dependiendo de la temperatura y la concentración volumétrica de NaCl, la resistividad eléctrica del agua podría fluctuar entre 0,0001 y 10000 Ohm m. El rango de valores de la resistividad

eléctrica de los materiales del subsuelo es tan grande que a menudo se muestra con una escala logarítmica. (Torres, 2010).

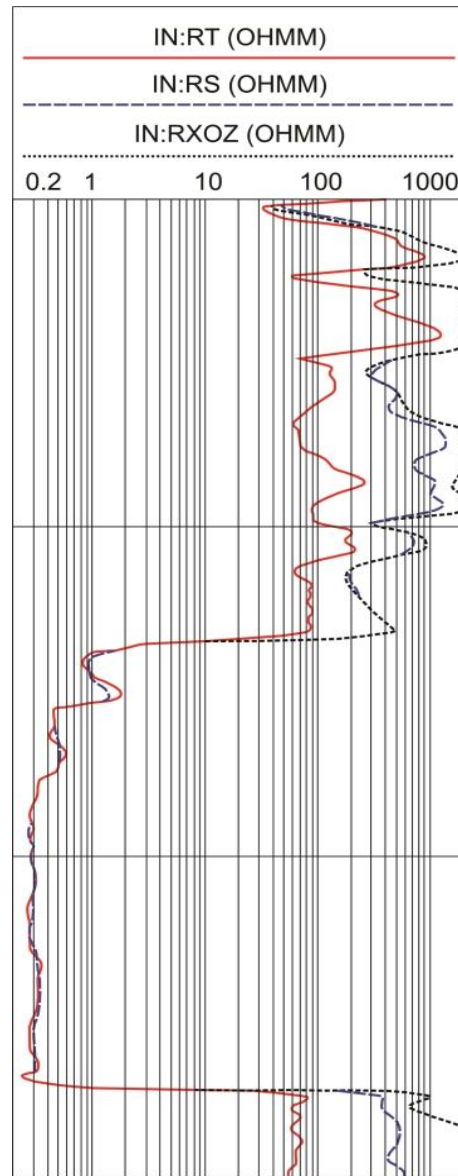
La importancia de estos registros radica en que indican zonas contenedoras de hidrocarburo. El agua congénita presente en las rocas tiene una naturaleza conductora de la electricidad mientras que los hidrocarburos son aislantes eléctricamente, lo cual conlleva a que los valores de resistividad se vean incrementados en los registros cuando una formación porosa contiene hidrocarburos (Rider, 2002).

La resistividad de la formación puede medirse enviando corriente a la formación a través de electrodos para medir la facilidad con que el flujo eléctrico la atraviesa, o induciendo dichas corrientes mediante ondas electromagnéticas para medir la amplitud del campo magnético creado por éstas. Los dispositivos del primer tipo se llaman latero-perfil y solo pueden funcionar cuando el lodo es conductivo. Los dispositivos del segundo tipo se llaman Inducción y funcionan con toda clase de lodos. (Khatchikian, 2011).

En la figura 14 se presenta un registro de Resistividad compuesto por la Normal Corta (RS), curva de color azul de 16", esta mide la resistividad de la zona lavada (Rxo), es decir, la zona que fue invadida por el filtrado de lodo; la Normal Larga (RT), curva de color rojo de 64", ésta mide la resistividad en la zona virgen (Rt).

En formaciones arcillosas no hay separación entre las líneas de resistividad profunda y somera porque la arcilla es una zona no permeable, de esta manera no habrá filtración de lodo hacia la formación. Por lo cual la separación entre las líneas de resistividad profunda y somera se pueden ver en zonas permeables, como arenas.

Figura 14. Registro de Resistividad.



Tomado y modificado de Rider 2002.

3.2.10 Registro de Micro-resistividad. Los instrumentos de microresistividad se utilizan para medir la resistividad de la zona lavada, R_{xo} , y para describir capas permeables por medio de la detección del revoque.

Las mediciones de R_{xo} son importantes por varias razones. Cuando la invasión varía de moderada a profunda, conocer R_{xo} permite corregir la medición de resistividad profunda de acuerdo a la resistividad real de la formación; Del mismo modo, algunos métodos para calcular la saturación necesitan la relación R_{xo}/R_t . Para medir R_{xo} , la herramienta debe tener una profundidad de investigación muy baja debido a que la zona invadida puede extenderse a solo unas pocas pulgadas más allá de la pared del pozo, ya que el pozo no debe afectar la lectura se utiliza una herramienta con patín. El patín, que lleva electrodos a intervalos cortos, se presiona contra la formación y reduce el efecto de cortocircuito del lodo (Khatchikian, 2011).

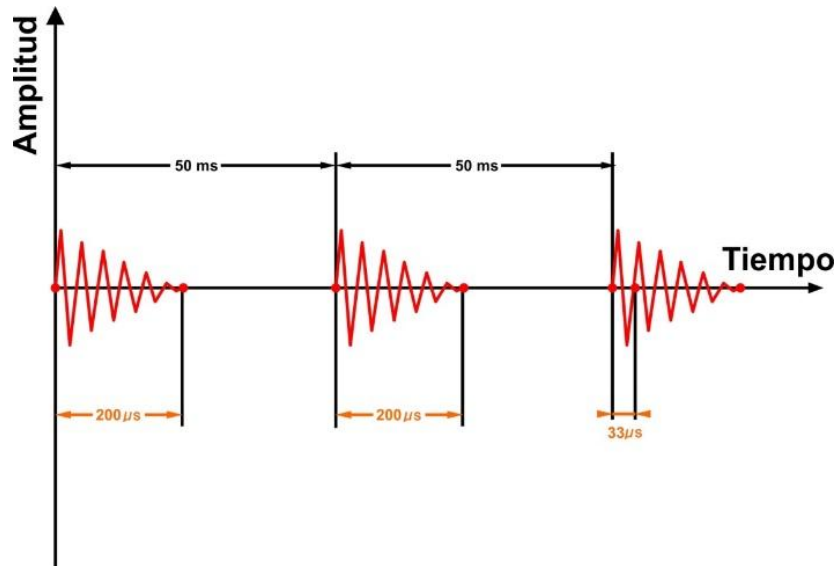
3.2.11 Registro Sónico

3.2.11.1 Medida de la velocidad de propagación del sonido en la roca a partir del registro sónico.

Principio de la medición: Un transductor magnetoestrictivo excitado desde la superficie por una señal, emite una onda sonora en ráfagas cortas en un rango de frecuencia aproximadamente de 20 a 40 kHz. La duración de la emisión es corta pero se repite muchas veces por segundo (de 10 a 60 veces dependiendo de la herramienta), (Serra, 1984) (Figura 15).

La onda acústica se propaga en todas las direcciones desde el transmisor produciendo frentes de onda esféricos (Figura 16 frentes de onda azules) El frente de onda pasa a través de la columna de lodo, entra en la formación, regresa a la columna de lodo y se registra en los receptores (Figura 16 frentes de onda verdes).

Figura 15. Representación esquemática de la señal emitida por el transductor.



Tomado y modificado de Serra 1984.

El tiempo de propagación (Δt) (también conocido como *slowness* en el círculo de los registros acústicos), se determina mediante la diferencia en el tiempo de arribo en los dos receptores, finalmente esta diferencia es reportada por la herramienta. Para que esta medida sea válida, el tiempo de propagación de la onda en el lodo de perforación desde el transmisor a la pared del pozo y desde la pared del pozo al receptor debe ser el mismo (Serra, 1984; Bassiouni, 1994; Ellis y Singer, 2007).

El frente de onda que pasa a través del lodo incide sobre la pared del pozo con un incremento del tiempo de propagación y del ángulo de incidencia a medida que la distancia del transmisor incrementa (Figura 16 transmisor **E**). Cuando el ángulo de incidencia es menor que el ángulo crítico, cada onda longitudinal incidente da origen a dos ondas longitudinales, una reflejada (Figura 16 frentes de onda morados), y una refractada (Figura 16 frentes de onda amarillos). Las ondas longitudinales reflejadas que se propagan a través del lodo, son más lentas que las ondas compresionales refractadas que se propagan en la formación, desde que la velocidad del sonido en la roca sea mayor que en el lodo. (Serra, 1984).

Entre las ondas longitudinales refractadas, existen unas “ondas refractadas en el ángulo crítico” (Figura 16 rayos verdes), estas ondas se refractan con un ángulo de 90° y el rayo refractado se propagará por la superficie de separación de ambos medios, en este caso, dicha superficie de separación correspondería a la pared del pozo, donde las ondas viajan a velocidad $VL2$.

Debido a que el trayecto por el que viajan las “ondas refractadas en el ángulo crítico” es el más corto, estas ondas serán las primeras detectadas por el receptor.

Cada punto alcanzado por esta onda actúa como una nueva fuente transmisora de ondas, creando efectivamente conos de ondas en el lodo viajando con velocidad $VL1$ (Figura 16 frentes de onda verdes).

El tiempo de propagación de la onda sonora en el intervalo rocoso se determina hallando la diferencia entre los tiempos $TR1$ y $TR2$ (Figura 16) (Ecuación 4). El $TR1$ es el tiempo registrado por el receptor $R1$; Esta lectura detectada, corresponde a la suma de cada intervalo de distancia recorrida por la onda (desde el transmisor hasta el receptor atravesando la formación rocosa) multiplicado por la velocidad respectiva de cada trayecto. (Ecuación 2).

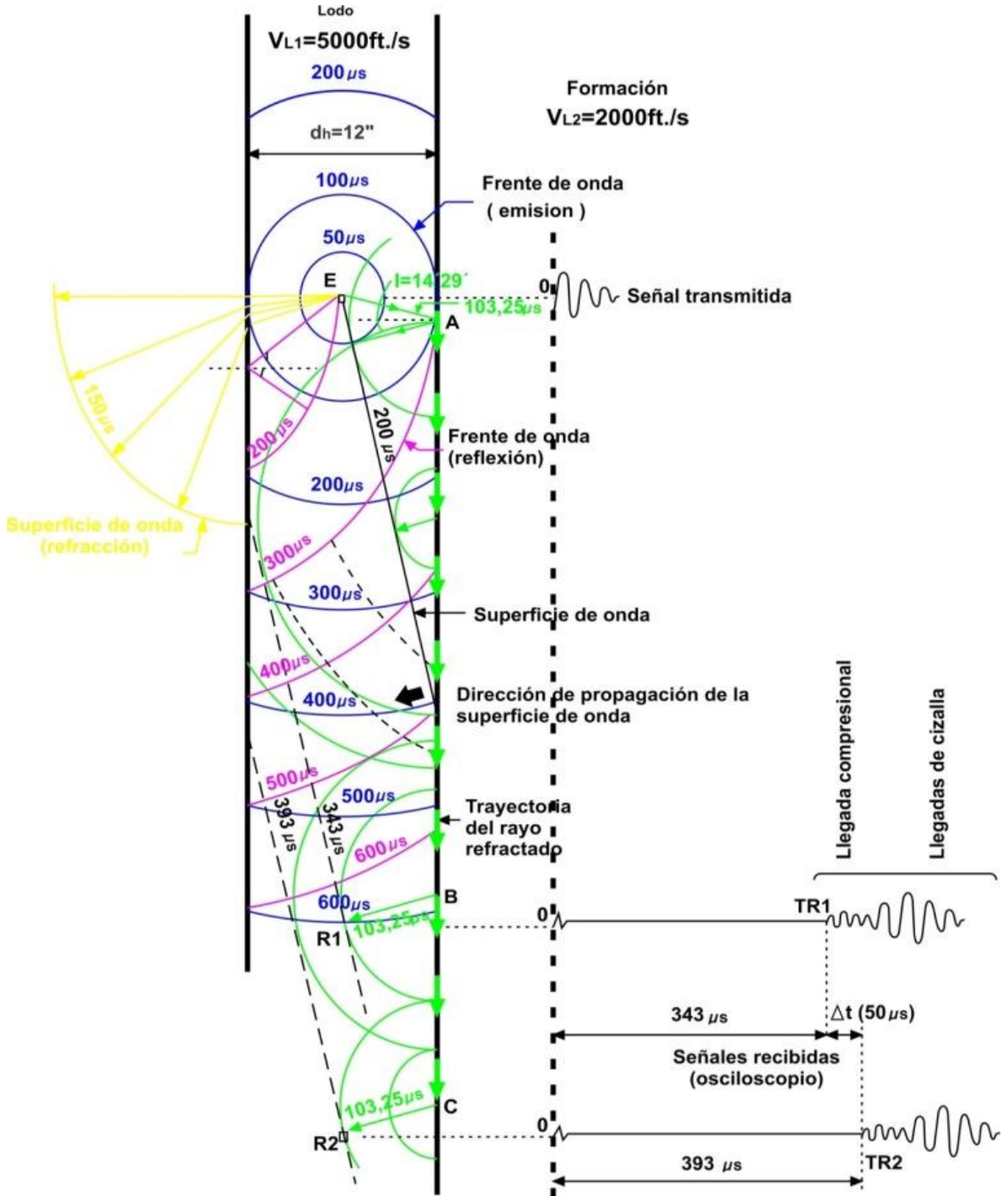
De igual manera, el $TR2$ corresponde al tiempo detectado por un segundo receptor $R2$. (Ecuación 3).

$$TR1 = (EA \cdot VL1) + (AB \cdot VL2) + (BR1 \cdot VL1) \quad (2)$$

$$TR2 = (EA \cdot VL1) + (AB \cdot VL2) + (BC \cdot VL2) + (CR2 \cdot VL1) \quad (3)$$

$$\Delta t = TR2 - TR1 \quad (4)$$

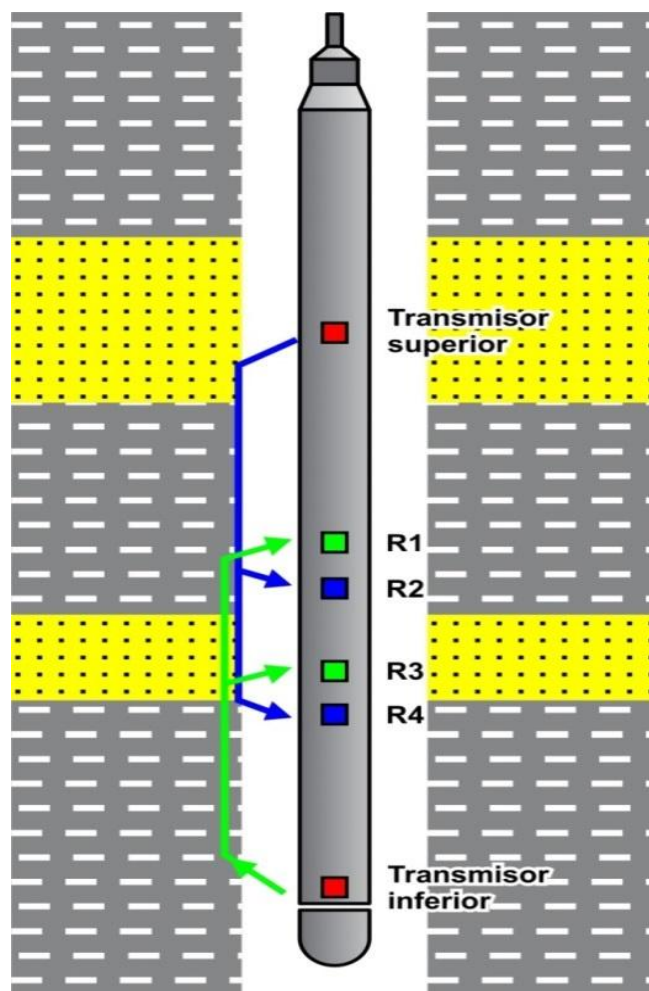
Figura 16. Propagación de las ondas acústicas en un pozo mostrando el principio para la medición del tiempo de tránsito de un intervalo (herramienta con dos receptores).



Tomado y modificado de Serra 1984.

Registro sónico compensado. Si existen cambios de diámetro en la perforación (debido a posibles derrumbes), o la herramienta no está centrada en el pozo (se inclina con respecto al eje del pozo), la herramienta registrará una lectura errónea, ya que el tiempo de propagación de la onda en el lodo de perforación será diferente en cada receptor.

Figura 17. Herramienta sónica configurada con un sistema doble de receptores y transmisores



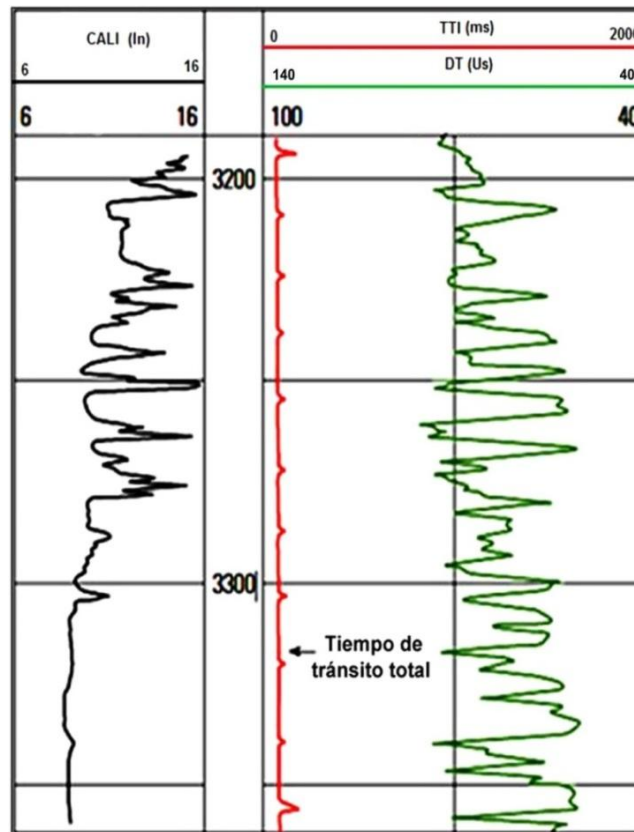
Tomado y modificado de Bassiouni 1994.

Esta situación puede ser resuelta si se usa una configuración especial de la herramienta que consta de dos transmisores y dos pares de receptores estrechamente espaciados, un par de receptores para cada transmisor. (Figura 17). De esta manera se obtienen dos mediciones diferenciales de tiempo de tránsito. Al promediar los dos resultados, el efecto de los recorridos desiguales de desplazamiento de la onda en el lodo se elimina, y así la medición refleja el tiempo de tránsito de la formación. Herramientas de este tipo son llamadas Registro sísmico compensado o ("*Bore-Hole-Compensated*", *BHC*). (Serra, 1984; Ellis y Singer, 2007).

3.2.12 Presentación del registro sísmico. En la figura 18 se muestra el formato de presentación para un registro sísmico estándar. El tiempo de propagación (Δt) se muestra en la pista 3 por la curva de color verde con mnemónico DT.

Los tiempos de propagación aumentan hacia la izquierda, que es también la tendencia de incremento de la porosidad. Al principio de la pista 3 se muestra una traza de color rojo que tiene una serie de picos cada cierto tiempo (1 milisegundo), esta representa el tiempo de tránsito integrado o total (TTI), dicho de otro modo el tiempo de tránsito de toda la columna de roca por encima del punto donde se tome la lectura, y sirve para recordar el origen de los registros acústicos, que fueron desarrollados para correlacionar el tiempo con la profundidad en las secciones sísmicas.

Figura 18. Presentación de registro sísmico. Los valores de In expresados en pulgadas y DT en microsegundos/pie.



Tomado y modificado de Ellis y Singer 2007.

3.2.13 Profundidad de investigación. La profundidad de investigación de la herramienta es proporcional al espaciamiento entre el receptor y el transmisor. Por tanto a mayor espaciamiento entre los receptores, mayor será la profundidad registrada. (Bassiouni, 1994). Según Serra, 1984, teniendo en cuenta que el principio de funcionamiento de la herramienta se encuentra ligado a las ondas longitudinales refractadas en el ángulo crítico, la profundidad de investigación debería ser del orden de pocos centímetros. Sin embargo, se debe tener en cuenta la longitud de la onda λ .

Experimentos de laboratorio muestran que se necesita un espesor de por lo menos 3λ para la propagación de una onda longitudinal a través de varios pies de formación (Serra, 1984). Conociendo la frecuencia f y sabiendo que la velocidad varía entre 5000 y 25.000 ft/s , λ varía entre 8 y 40 cm (para f igual a 20 kHz) y desde 4 a 20 cm (para f igual a 40 kHz). Por lo tanto, la profundidad de investigación varía entre 12 cm y 100 cm y es una función de la velocidad de la formación. Además, cuando la zona invadida es profunda y llena de fluido cuya velocidad sónica es menor que la del fluido en una zona virgen, un corto espaciado dará la velocidad del sonido en la zona invadida y un largo espaciado en la formación virgen. (Serra, 1984).

3.2.14 Resolución vertical. En el registro sónico la resolución vertical es casi igual a la distancia entre los pares de receptores, generalmente 2 pies, pero a veces, 1, 3 o 6 pies. (Serra, 1984).

3.2.15 Unidades de Medida. El tiempo de propagación recorrido por la onda se expresa en microsegundos. En la industria petrolera se registra el valor recíproco de la velocidad y los resultados se dan en microsegundos/pie ($\mu s/ft$), para evitar el uso de fracciones decimales pequeñas. Los tiempos de viaje compresionales varían desde 40 $\mu s/ft$ en formaciones duras hasta 150 $\mu s/ft$ en rocas blandas. Los resultados se pueden expresar también en unidades de microsegundos/metro ($\mu s/m$), En este caso es necesario multiplicar por 3,2808399. Para este trabajo, el tiempo de propagación (Δt) se expresará en unidades ($\mu s/ft$) ya que corresponden a las más utilizadas en la industria del petróleo.

3.2.16 Factores que influncian la medida. La velocidad de propagación de la onda acústica depende de factores como (Serra, 1984):

La matriz: la velocidad del sonido en la formación depende del tipo de mineral que conforma la roca. El efecto de los minerales es determinado por sus densidades y sus parámetros de elasticidad.

Porosidad y fluidos: La velocidad del sonido también depende de la porosidad y de los fluidos en el espacio poroso, a mayor porosidad menor velocidad. Generalmente, si para una porosidad y matriz constante reemplazamos agua por aceite o aceite por gas, la velocidad disminuye, al menos hasta cierta profundidad. La velocidad del sonido en el agua depende de la salinidad (a mayor salinidad mayor velocidad). La variación en la velocidad también varía con la compresibilidad.

Textura: La manera en que los granos y la porosidad de una formación están organizados, tiene una influencia en la velocidad del sonido. El tipo, tamaño y distribución de los poros (intergranular, oquedades y fracturas) todos tienen efecto en la velocidad: “Bajo un cierto tamaño los poros son incluidos en las características elásticas de las rocas, pero para poros más grandes, u oquedades, es probable que la vibración del sonido siga el camino más corto en la matriz, así alrededor de los poros más que a través de ellos. El tamaño critico de los poros está directamente relacionado con la longitud de onda” (Sarmiento 1961)

3.2.17 Velocidad del sonido en diferentes materiales de roca. Cualquier sustancia elástica, ya sea sólida, líquida, gas o plasma puede transmitir el sonido.

La elasticidad es la propiedad que tiene un material para cambiar de forma en respuesta a una fuerza aplicada y después regresar a su forma inicial cuando se retira dicha fuerza (Hewitt, 2007).

Las ondas sonoras están dentro de la categoría de las ondas elásticas en las cuales la perturbación se propaga con una velocidad, que depende de las propiedades elásticas del medio o material donde tiene lugar dicha propagación y no de la fuerza que genera la onda. La tabla 1 muestra los valores de las velocidades acústicas y los tiempos de tránsito en algunos tipos de roca.

En general, la velocidad del sonido es mayor en los sólidos que en los líquidos y en los líquidos es mayor que en los gases. Esto se debe al mayor grado de cohesión que tienen los enlaces atómicos o moleculares, conforme más sólida es la materia. (Ellis y Singer, 2007). La Tabla 2 muestra las velocidades de ondas acústicas y tiempos de tránsito para fluidos de interés en la industria petrolera.

Tabla 1. Velocidad del sonido en materiales rocosos.

VELOCIDADES COMPRESIONALES ACÚSTICAS Y TIEMPOS DE TRÁNSITO EN LAS MATRICES DE LAS ROCAS EN LOS REGISTROS DE POZO			
Material	Velocidad del Sonido		Δt ($\mu s/ft$)
	(ft/sec)	(m/s)	
Arenisca	18,000 a 19.500	5,4864 – 5,9436	55.5 a 51.
Caliza	21,000 a 23,000	6,4008 – 7,0104	47.6 a 43.5
Dolomita	23	7,0104	43.5
Anhidrita	20	6,0960	50
Lutita	5,900 a 17.000	1,7983 – 5,1816	170 a 60
Sal	15	4,5720	66.7

Tomado y modificado de Bassiouni 1994.

Tabla 2. Velocidad y tiempo de tránsito del sonido, en fluidos de interés para la industria petrolera.

VELOCIDADES COMPRESIONALES ACÚSTICAS Y TIEMPOS DE TRÁNSITO PARA FLUIDOS DE INTERÉS EN LOS REGISTROS DE POZO			
Fluido	Velocidad del Sonido		Δt ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
	(ft/sec)	(m/s)	
Agua			
200 kppm, 15 psia	5,54	1,6885	180.5
150 kppm, 15 psia	5,375	1,6383	186.0
100 kppm, 15 psia	5,200	1,5849	192.3
Pura	4,380	1,3350	207.0
Lodo. de Sondeo (26°C)	4,870	1,4843	205.3
Torta Lodo de perforación	4,980	1,5179	200.8
Aceite	4,200	1,2801	238.0
Metano (15 psia)	1,600	0,4876	626.0
Aire (15 psia)	1,088	0,3316	919.0
Etano ($\rho= 0.00125 \text{ g/cm}^3$)	1,010	0,3078	989.6
Dióxido de Carbono ($\rho= 0.0019776 \text{ g/cm}^3$)	850,000	259,08	1176.5

- Kppm: Kilo partes por millón
- Psia: (pounds–Force per square inch absolute) Libra–Fuerza por pulgada cuadrada a presión ambiente.

Tomado y modificado de Bassiouni 1994.

En un sólido la velocidad de propagación de las ondas sonoras elásticas longitudinales y transversales es diferente, y depende de los módulos de elasticidad de Young (E), y Poisson (V) y del módulo de rigidez (G), así como de la densidad del medio (ρ). (Serra 1984). Para este trabajo solo se hará referencia a las velocidades de propagación de las ondas compresionales.

3.2.18 Registro de Resonancia Magnética Nuclear. Los registros de resonancia magnética nuclear (*RMN*) miden la cantidad total de hidrógeno en el espacio poral y una curva de relajación relacionada con la distribución del tamaño de poros, lo que permite subdividir empíricamente la porosidad total en agua ligada a la arcilla, porosidad efectiva, agua adherida a los granos por presión capilar y fluidos movibles. A partir de la distribución de tamaños de poros se puede estimar la permeabilidad mediante relaciones empíricas. Los registros modernos de *RMN* también permiten detectar gas y petróleo e inclusive estimar la viscosidad del petróleo. (Khatchikian, 2011).

Las compañías petroleras utilizan las mediciones de *RMN* en una variedad de aplicaciones cada vez más numerosas; por ejemplo, para caracterizar los fluidos de las formaciones durante la evolución de los yacimientos y determinar la producibilidad de la formación. Hoy en día, las mediciones obtenidas con estas herramientas permiten transformar completamente los diseños de las terminaciones de los pozos y los desarrollos de los yacimientos. La identificación y cuantificación de la geometría de la roca y la movilidad de los fluidos, sobre la base de las características de la relajación de la resonancia magnética nuclear, se encuentran entre los aportes más importantes del perfilaje de *RMN*.

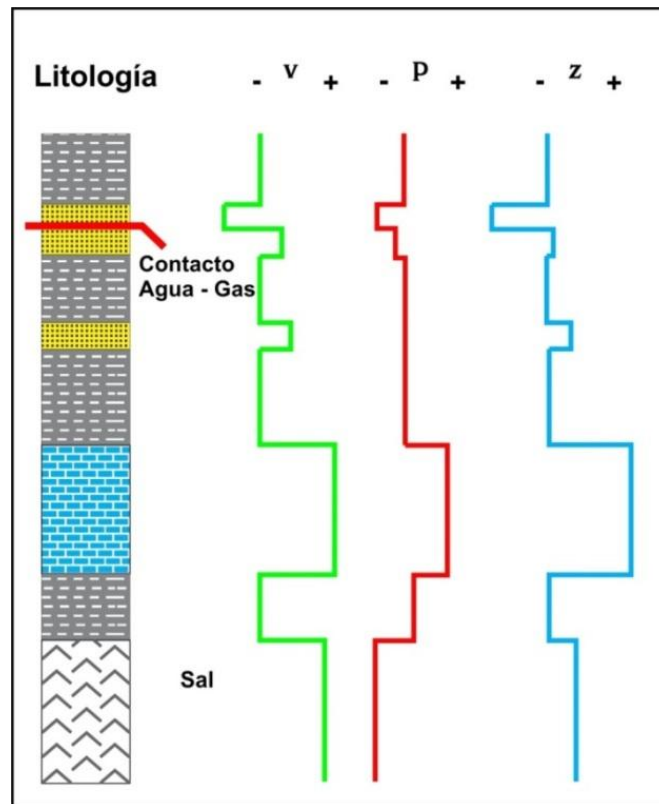
Las herramientas *MRIL-PRIME* estudian los fluidos en una zona delgada a pocas pulgadas de la pared del pozo. Estas herramientas *MRIL* pueden determinar la presencia y las cantidades de diferentes fluidos (agua, petróleo, y gas), y también algunas de las propiedades específicas de los fluidos como la viscosidad. Los hidrocarburos también difieren entre sí y de las salmueras en viscosidad y difusividad. El perfilaje de *RMN* utiliza estas diferencias para caracterizar los fluidos en el espacio poral. (Landi, 2010).

3.2.19 Impedancia acústica. La impedancia acústica (Z) se define como el producto de la velocidad de propagación de las ondas compresionales (v_p), por la densidad del medio de propagación (ρ). (Ecuación 5).

$$Z = v\rho \quad (5)$$

Debido a que la impedancia es función de la densidad y la velocidad y estos parámetros a su vez dependen de la porosidad, litología, tipo de fluido, entre otros, resulta de utilidad para identificar rocas de interés (Ruiz, 2007).

Figura 19. Registros de velocidad (v) y densidad (ρ) y su producto impedancia acústica (z).



Tomado y modificado de Ruiz.2007.

La impedancia es una excelente propiedad para discriminar litologías, cambios de porosidad y en algunos casos presencia de hidrocarburos, sin embargo, se debe tener cuidado ya que la porosidad, litología y tipo de fluido pueden variar al mismo tiempo y mostrar impedancias acústicas similares en rocas diferentes.

Las Tablas 3 y 4, muestran las impedancias acústicas de algunos fluidos de interés en la industria petrolera y para algunas litologías respectivamente.

Tabla 3. Impedancias acústicas en fluidos de interés en registro de pozos.

Sólido no Poroso					
Material	Δt ($\mu s/ft$)	velocidad del Sonido		Impedancia Acústica	
		(ft/s)	(m/s)	(Mrayl)	(Kg/ m^2s)
Agua	208	4,8	1,463	1.46	0.013
Agua +10%NaCl	192.3	5,2	1,585	1.66	0.015
Agua +20%NaCl	181.8	5,5	1,676	1.84	0.017
Agua de Mar	199	5,02	1,531	1.57	0.148
Keroseno	230	4,34	1,324	1.07	0.010
Aire de 15 psi, 32°F(0°C)	920	1,088	331	0.0004	3.7x10-6
Aire de 3,000 psi, 212°F(100°C)	780	1,28	390	0.1	9.4x10-4

Tomado y modificado de Schlumberger, 2005.

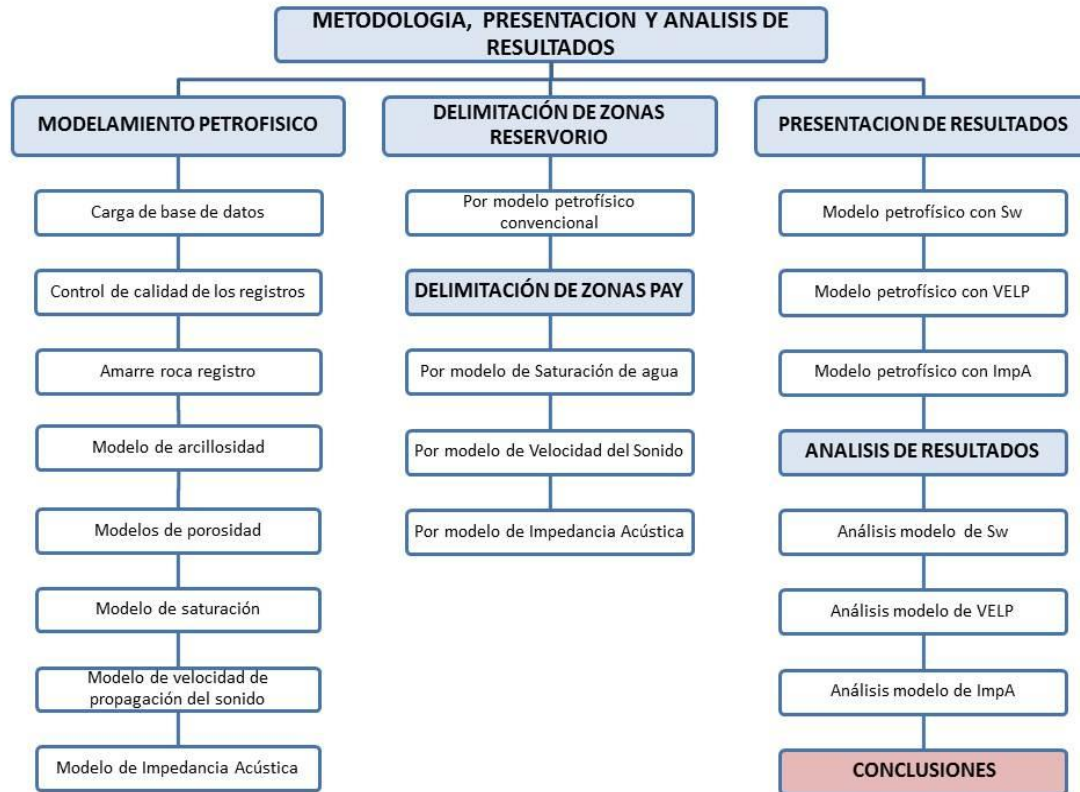
Tabla 4. Impedancias Acústicas en diferentes litologías.

Roca Porosa Saturada de Agua						
Material	Porosidad (%)	Δt ($\mu s/ft$)	velocidad del Sonido		Impedancia Acústica	
			(ft/s)	(m/s)	($Mrayl$)	(Kg/m^2s)
Dolomita	5 – 20	50.0 - 66.6	20,000 - 15,000	6,096 - 4,572	16.95 - 11.52	0.159 – 0.108
Caliza	5 – 20	54.0 - 76.9	18,500 - 13,000	5,639 - 3,962	14.83 - 9.43	0.139 – 0.088
Arenisca	5 – 20	62.5 - 86.9	16,000 - 11,500	4,877 - 3,505	12.58 - 8.20	0.118 – 0.086
Arena	20 – 30	86.9 - 111.1	11,500 - 9,000	3,505 - 2,743	8.20 - 6.0	0.077 – 0.056
Lutitas		58.8 - 143.0	17,000 - 7,000	5,181 - 2,133	12.0 - 4.3	0.113 – 0.040

Tomado y modificado de Schlumberger, 2005.

4 METODOLOGÍA Y PROCEDIMIENTO

Figura 20. Mapa conceptual mostrando la metodología para el desarrollo del proyecto.



El proyecto realizado en la práctica empresarial se desarrolló en 3 etapas, la primera etapa contempla la realización del modelamiento petrofísico convencional del área de estudio, basándonos en el análisis de los núcleos de perforación y los registros de pozo, se estudió el comportamiento de la velocidad de propagación de las ondas acústicas en las areniscas bituminosas de la formación Une en Rio Güejar. En esta etapa también se obtuvieron las impedancias acústicas de acuerdo a la curva de velocidad del sonido que permitió diferenciar las rocas con mayor saturación de bitumen. La segunda etapa comprendió la delimitación de las zonas de reservorio a partir de los parámetros de porosidad y de volumen de

arcilla y la delimitación de las zonas de Pay a partir de la saturación de agua, la velocidad de propagación del sonido, y las impedancias acústicas. En la tercera y última etapa se realizó la presentación de los resultados obtenidos en cada uno de los modelos petrofísicos, se analizaron los rangos de porosidad y saturación en las zonas de Pay, al igual que los rangos de velocidad del sonido e impedancias acústicas en función de la saturación de bitumen y se expusieron las conclusiones de esta práctica empresarial.

4.1 MODELAMIENTO PETROFÍSICO

Los yacimientos presentan variaciones complejas de continuidad en las propiedades físicas y químicas de las rocas y los fluidos, reflejando los procesos originales de depositación, los cambios diagenéticos y tectónicos. La optimización en la producción y rendimiento depende directamente de la descripción del yacimiento, siendo clave la integración de los datos existentes y la determinación cuantitativa de las propiedades de las rocas y los fluidos generando un modelo petrofísico que mejor represente los datos. Para la realización de este proyecto utilizamos la información de registros y núcleos de 7 pozos estratigráficos

Tabla 5. Información de registros y núcleos de los pozos utilizados en el desarrollo del proyecto.

Pozo	Registros Eléctricos	Core Gamma	Laboratorio		Foto Núcleos	Informes de Perforación	Análisis de Fluidos
			Básicos	Especiales			
Estratigráfico -1	Set completo	X			X	X	
Estratigráfico -2	Set completo		X	X			X
Estratigráfico -3A	Set completo						X
Estratigráfico -5	Set completo	X					
Estratigráfico -6	Set completo	X	X	X	X	X	
Estratigráfico -7	Set completo	X	X		X		
Estratigráfico -8	Sin Sónico	X	X				

4.1.1 Carga de Base de Datos. En esta etapa se cargan los archivos LAS (Log ASCII *Standard*) de cada pozo. Este formato es el más común en el que se presentan los registros de pozo. El encabezado de los archivos LAS contiene información acerca de la versión del formato, el pozo y las curvas.

El software utilizado en este proyecto es el Interactive Petrophysics (IP), dicho programa lee los encabezados de los archivos LAS y extrae el nombre del pozo, el número de curvas, el intervalo de profundidad del registro, el punto de pozo entre otros parámetros. IP es una herramienta de análisis de registros que permite calcular parámetros petrofísicos para finalmente establecer un volumen estimado del hidrocarburo presente.

4.1.2 Control de calidad de los registros. Cuando se realiza la perforación del pozo, las condiciones de presión y temperatura de las formaciones son alteradas, esto provoca que el perfilaje se lleve a cabo en un ambiente que es resultado de la interacción de dichas condiciones. Por lo anterior los registros son revisados y editados para garantizar la veracidad y confiabilidad de los datos.

4.1.3 Correcciones Ambientales. Debido a que la calidad de los datos está sujeta al ambiente donde se realice el perfilaje del pozo, se hace necesario aplicar una serie de correcciones ambientales a los registros y de esta manera obtener unas medidas sin errores. Dentro de este grupo se incluyen correcciones por efectos de las condiciones del pozo, invasión, capas adyacentes, anisotropía, temperatura, presión, entre otros.

Algunos registros requieren más correcciones ambientales que otros y para cada registro pueden ser diferentes las correcciones, aunque no todas resultan significativas en todos los casos. (Schlumberger, 2011).

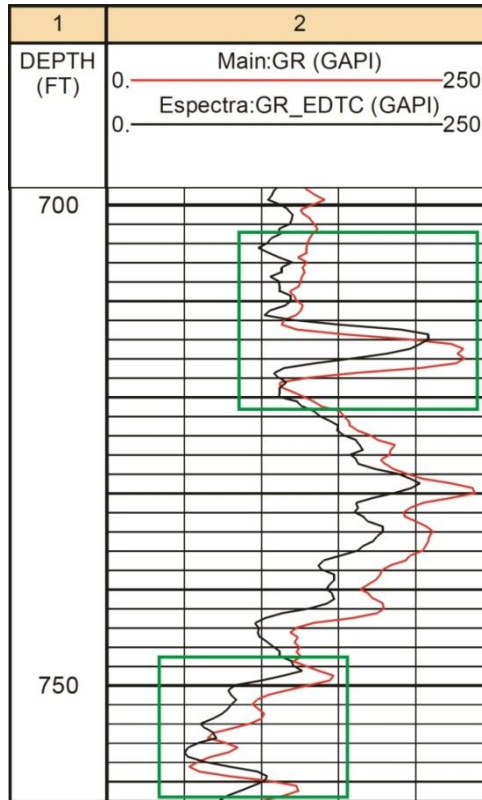
Las correcciones ambientales son realizadas por la empresa que realiza el registro, según sea la compañía operadora, esta utiliza un libro que contiene una serie de gráficas, cartas y nomogramas a partir de los cuales se calculan dichas correcciones.

4.1.4 Corrección por Profundidad. En curvas de un mismo registro se pueden encontrar diferencias de profundidad debido a ciertos factores como: una memorización errónea de la herramienta, alargamiento del cable entre un registro y el otro, por diferencia de peso de las herramientas y/o diferencia de fricción de las herramientas con la pared del pozo, cambio en la velocidad de la herramienta entre una primera y segunda corrida del registro.

Todas esas causas generan un error en la lectura, lo cual conlleva a un desfase en el intervalo de profundidad donde ocurrió dicho error. Estas deficiencias pueden subsanarse a través de una edición necesaria para el procesamiento de los datos. Esta corrección permitió realizar cambios en las curvas modificando cada punto de profundidad que se encontraba desfasado con respecto a una curva de referencia. Por lo general y en nuestro caso se tomó la curva GR (la cual está presente en la mayoría de corridas de los registros) para realizar dicha corrección.

En la Figura 21 se pueden observar algunos intervalos de profundidad (702 - 722ft y 746 – 762 ft) enmarcados en el recuadro de color verde, en los cuales el pozo 6 CPO16 EST-6 se encuentra desfasado.

Figura 21. Corrección por profundidad del pozo CPO16 EST-6

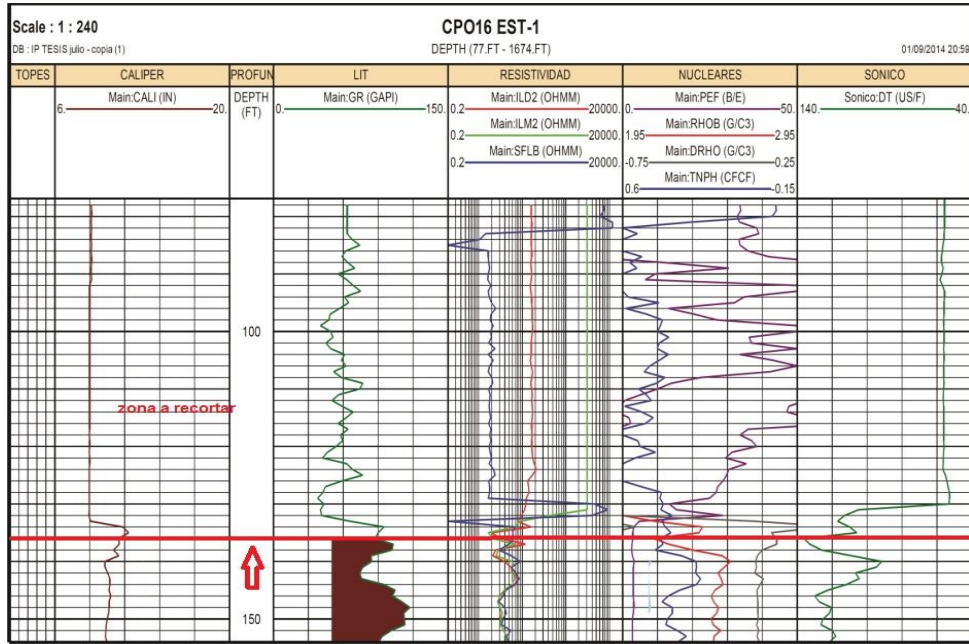


Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

4.1.5 Recorte de Curvas. Una vez corregidas las curvas se procedió a realizar un recorte al inicio y final de los registros. Normalmente en los primeros metros de registro la herramienta arroja una lectura anómala debido a las condiciones del pozo o al choque de la herramienta contra el casing. Así mismo ocurre en la parte más profunda, la herramienta tiende a registrar una medida inexacta provocando un error en dicha lectura.

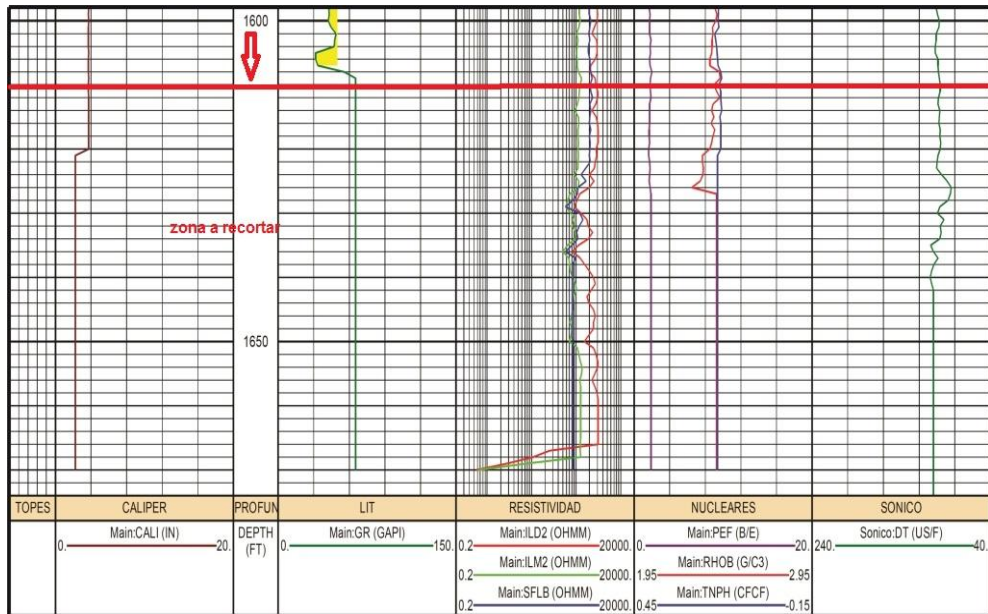
Para cada registro se determinó una profundidad de recorte que correspondía a lecturas erróneas. En las figuras 22 y 23 se puede observar el inicio y final respectivamente, de los registros que no han sido recortados (Registros pertenecientes al set "Main". Mirar encabezado del registro).

Figura 22. Registros sin editar de la superficie del pozo CPO16 EST-1. Indicando zona a recortar



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Figura 23. Registros sin editar del sector más profundo del pozo CPO16 EST-1. Indicando zona a recortar.

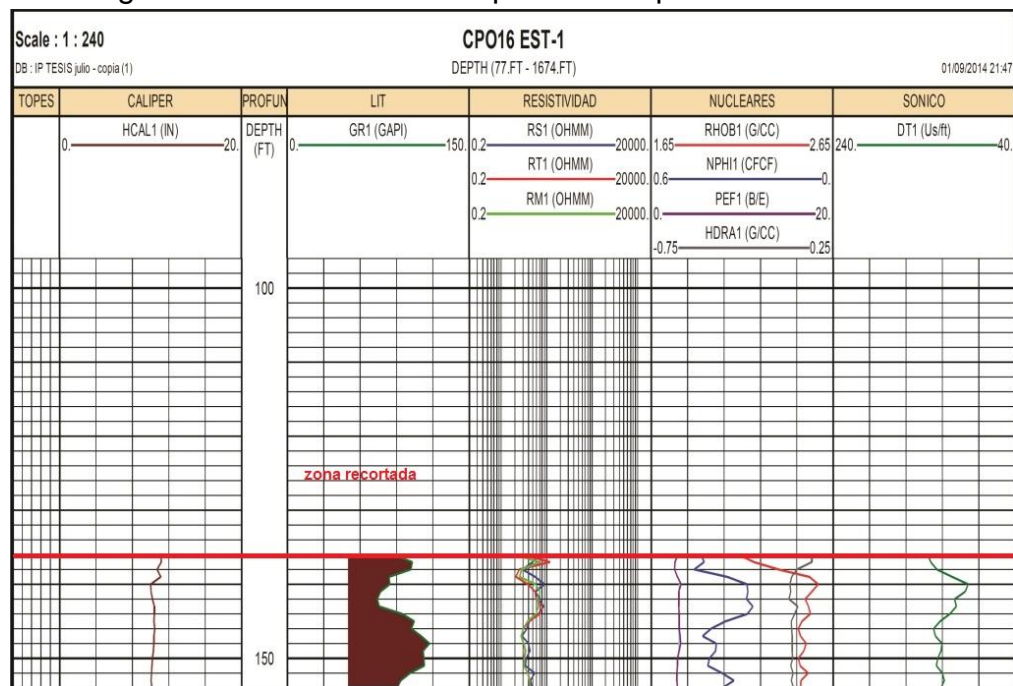


Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

En la figura 22 se observa que superior a los 136 *ft*, todos los registros correspondientes al pozo 1 (CPO16 EST-1) responden erróneamente, esta profundidad fue tomada como referencia para el recorte de los registros en dicho pozo (Figura 22).

En la figura 23 se ve, que a una profundidad de 1618 *ft* aproximadamente, el registro Caliper (Main: CALI) comienza a registrar lecturas con error, lo mismo sucede con los registros nucleares a la misma profundidad. Por tanto, esta profundidad fue tomada como referencia para el recorte de los registros anteriormente mencionados.

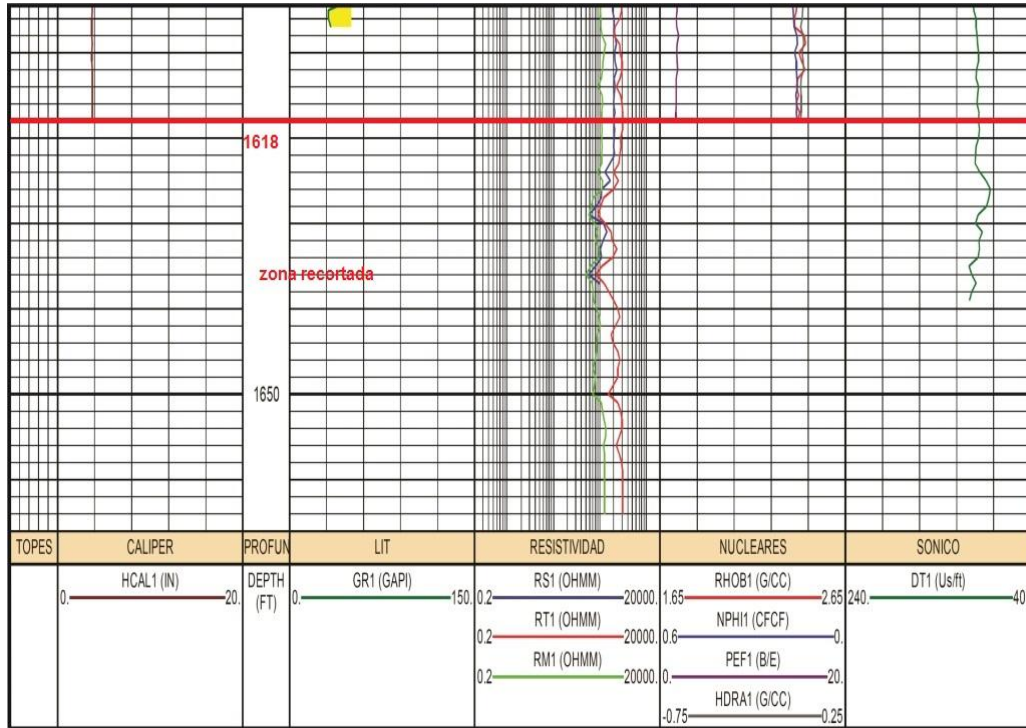
Figura 24. Registros recortados de la superficie del pozo CPO16 EST-1.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Los registros finalmente recortados del pozo CPO16 EST-1 se ven en las figuras 24 y 25. Donde respectivamente se presenta la superficie del pozo, y el trayecto más profundo de este.

Figura 25. Registros recortados del sector más profundo del pozo CPO16 EST-1.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

4.1.6 Renombre de Curvas. Dentro del proceso de edición de curvas y para tener un mejor manejo de la información en el software, se procede a renombrar cada una de las curvas que se encuentran cargadas en el set de registros eléctricos que son pertenecientes a los pozos estratigráficos del Bloque: *CPO-16 EST-1, CPO-16 EST-2, CPO-16 EST-3, CPO-16 EST-5, CPO-16 EST-6, CPO-16 EST-7, CPO-16 EST-8.*

Tabla 6. Nombre unificado de las curvas.

CURVA	NOMBRE UNIFICADO EN EL PROYECTO
CALIPER	CALI
GR	GR
SP	SPC
RESISTIVO SOMERO	RS
RESISTIVO PROFUNDO	RT
MICORORESISTIVO	RXOZ
DENSIDAD	RHOB
NEUTRON	NPHI- NPHILS
CORRECCION DEL DENSIDAD	DRHOB
PEF	PEF
SÓNICO	DT

4.1.7 Corrección de la Curva SP. Al momento de sondear un pozo la herramienta SP es tomada como estándar, pero el comportamiento de la curva puede ser influenciada por varios factores en el momento de la perforación o por la misma formación, estos factores pueden causar una inversión de la curva o la desviación según sea la situación.

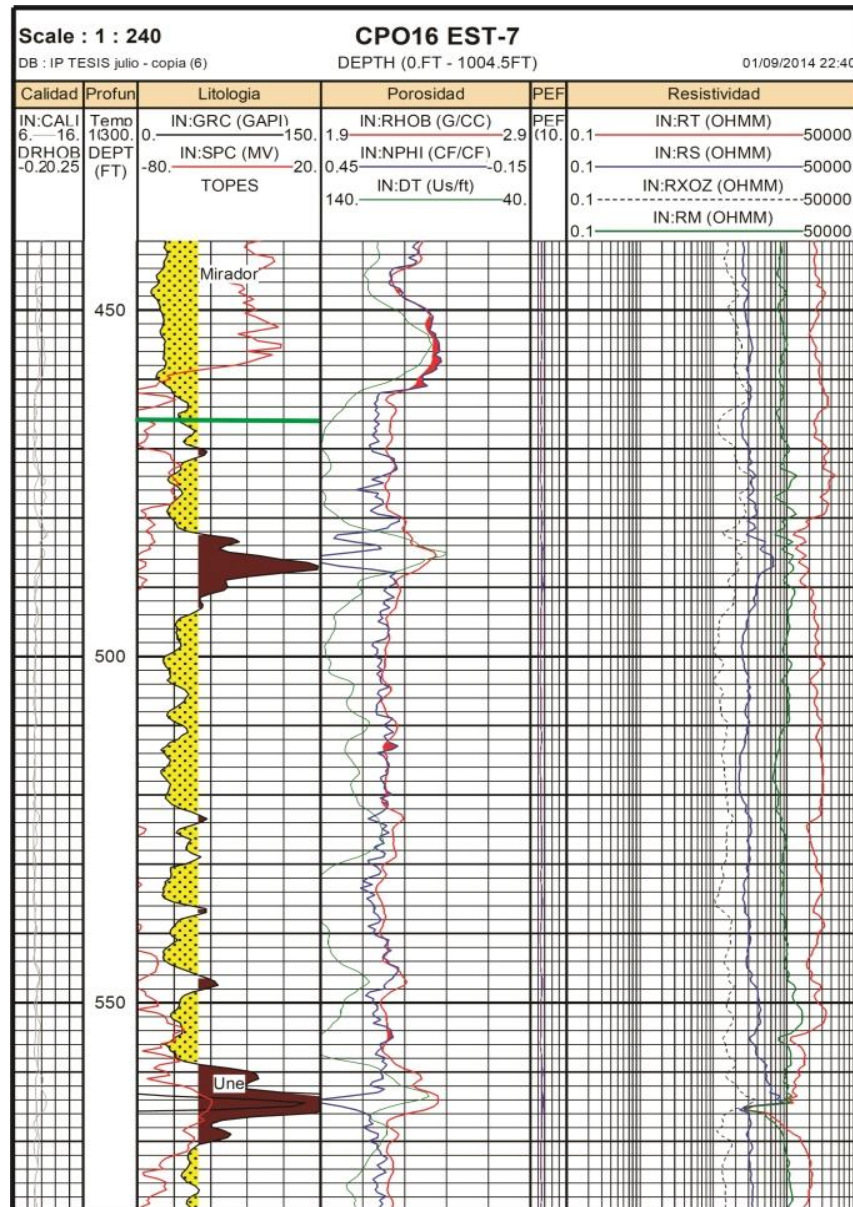
De acuerdo a la forma y la amplitud de la curva SP se pueden diferenciar las capas arcillosas de las capas permeables, debido al desplazamiento que hace la curva de izquierda a derecha. En este procedimiento se ajustó este desplazamiento con la línea base de arcillas.

4.1.8 Asignación de Topes. Para definir los topes de las formaciones principalmente se usan los registros de densidad y porosidad junto a aquellos que proporcionan información de la litología presente en cada intervalo de profundidad.

La selección de los topes en las formaciones se realiza una vez que se identifica la litología. Para dibujar los límites se tiene en cuenta algunas consideraciones teóricas. Generalmente esos límites muestran un cambio abrupto en parámetros como la densidad y la porosidad (Figura 26). Cada variación significativa en los parámetros de los registros mencionados proviene de cambios en las características de la formación.

En la figura 26 se puede observar cómo el límite entre la Fm. Mirador y la Fm. Une (línea de color verde) en el pozo *CPO16 EST-7*, está marcado por un cambio significativo en la densidad y porosidad de los registros. Es necesario que antes de la definición de estos topes se conozca la litología presente en el área para realizar una interpretación acertada. Las profundidades a las que se encontraban los topes de cada formación, fueron tomadas de Pérez 2013.

Figura 26. Contacto entre las formaciones Mirador y Une en el pozo CPO EST-7 delimitando el tope con la línea verde.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

4.1.9 Amarre de Registros y Núcleos. El amarre roca-registro del yacimiento de arenas bituminosas de la Formación Une en Rio Güejar, se llevó a cabo observando las fotografías de los núcleos de perforación de los pozos estratigráficos 6,7 y 8 del bloque CPO-16 y según su impregnación visual de bitumen, se logró determinar las zonas prospectivas del yacimiento.

De acuerdo a la observación de las fotografías de núcleos de perforación y de la información suministrada por el ICP, se pudo comprobar que el yacimiento es muy heterogéneo y la roca presenta variaciones verticales del orden de centímetros, en general la roca corresponde a areniscas arcillosas principalmente caoliníticas. Al realizar el análisis de los registros eléctricos, se determinó que responden a un yacimiento arenoso, la caolinita al no contener minerales radioactivos no es detectada por el GR y su densidad es cercana a la del cuarzo, lo que dificulta su discriminación por la herramienta Densidad-Neutrón (D-N), y las resistividades en general responden a la impregnación visual de la roca, determinando que a mayor impregnación visual se registran mayores resistividades.

4.1.10 Modelo de Arcillosidad (Vclay). La presencia de arcillas en las rocas de un yacimiento ejerce una gran influencia en la lectura de todos los registros eléctricos, causando una notable reducción en la resistividad de las arenas.

El volumen de arcilla (VClay) es considerado como la fracción volumétrica de arcilla presente en un medio poroso en relación al volumen total del mismo; es calculado para definir los posibles reservorios de arenas o formaciones limpias, diferenciar las arcillas de las arenas y determinar la arcillosidad de los reservorios encontrados. La arcillosidad en las arenas es aproximadamente del 10%.

La apropiada evaluación de las Formaciones arcillosas se hace conociendo el volumen de arcilla (VClay) que puede ser determinado por medio de la lectura de los perfiles o de cada una de las curvas; en este caso para realizar el cálculo del volumen de arcilla utilizamos las curvas de rayos gamma y densidad-neutrón.

✓ **Determinación del volumen de arcilla a partir de rayos gama (GR).**

El volumen de arcilla a partir de la curva de rayos gama se calcula por medio del método lineal así:

$$V_{cl} = \frac{GR_{leido} - GR_{arena}}{GR_{arcilla} - GR_{arena}} \quad (6)$$

Dónde:

GR_{leido} : Lectura del registro de rayos gamma.

GR_{arena} : Lectura en arenas del registro de rayos gamma.

$GR_{arcilla}$: Lectura en arcillas del registro de rayos gamma.

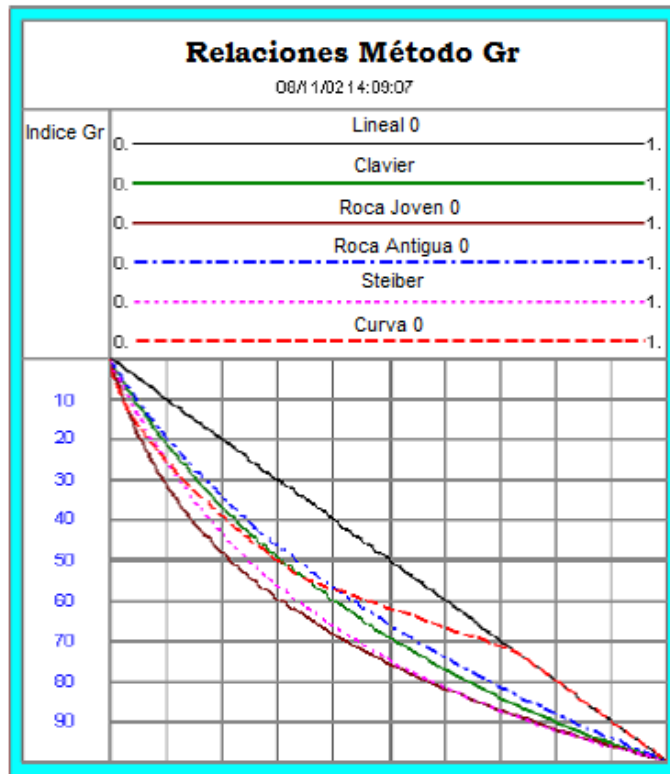
V_{cl} : Volumen de Arcilla.

Esta herramienta presenta algunas limitaciones como son:

- El volumen de arcilla aparece demasiado alto en las arcillas dispersas.
- El cambio del tipo de minerales de arcilla afecta los cálculos del volumen de arcilla.
- Cualquier arena radioactiva afectará los cálculos del volumen de arcilla

El volumen de arcilla se calculó a partir de un indicador simple de arcilla Gamma Ray, para el cual los valores por defecto son generalmente las lecturas máximas y mínimas para el indicador; un indicador doble de arcilla Densidad/Neutrón para el cual los valores por defecto son la línea de representa las arenas limpias.

Figura 27. Diferentes relaciones entre el GR y el Vclay.



Tomado de Interactive Petrophysics.

- ✓ **Determinación del volumen de arcilla obtenido a partir de las curva de densidad–neutrón.**

El volumen de arcilla calculado a partir de la combinación de las curvas de densidad-neutrón está determinado por:

$$Vcl_{DN} = \frac{(\phi N - \phi D)}{\phi N_{arcillas} - \phi D_{arcillas}} \quad (7)$$

Dónde:

ϕN : Porosidad neutrón leída en la zona a evaluar.

ϕD : Porosidad densidad leída en la zona a evaluar.

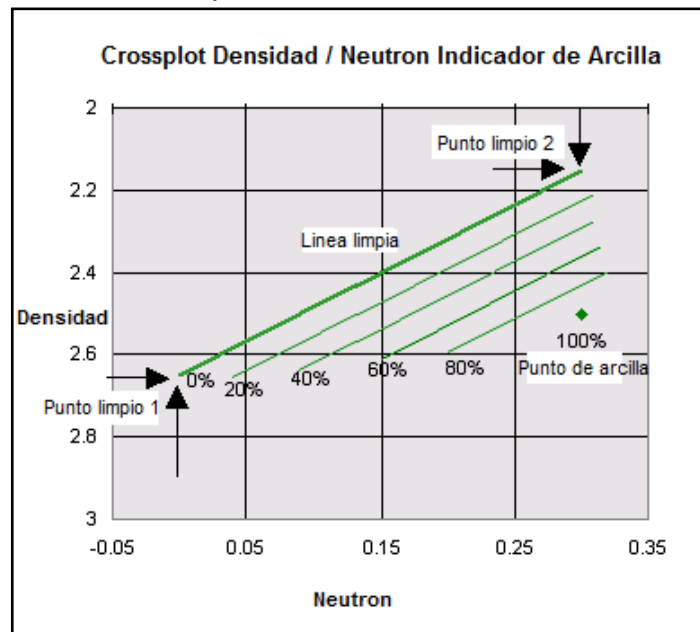
$\phi N_{arcillas}$: Porosidad neutrón de la arcilla.

$\phi D_{arcillas}$: Porosidad densidad de la arcilla.

$V_{cl_{DN}}$: Volumen de arcilla a partir de la densidad-neutrón.

El volumen de arcilla se calcula como la distancia de los datos de entrada que se encuentran entre el punto de la arcilla y la arena limpia.

Figura 28. Visualización de un plot con doble indicadores de arcilla



Tomado de Interactive Petrophysics.

4.1.11 Modelo de Porosidad. La porosidad de las formaciones del subsuelo puede variar considerablemente, las areniscas bien consolidadas pueden tener de 10% a 15% de porosidad, mientras que las no consolidadas pueden tener un 30% o más de porosidad.

En una roca la porosidad es la fracción del volumen total de la roca que no está ocupado por constituyentes sólidos; Como los poros están llenos y ocupados por fluidos, puede definirse la porosidad como la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por fluidos (Khatchikian, 2011).(Ecuación 8).

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (8)$$

Dónde:

V_b Es el Volumen total de la roca

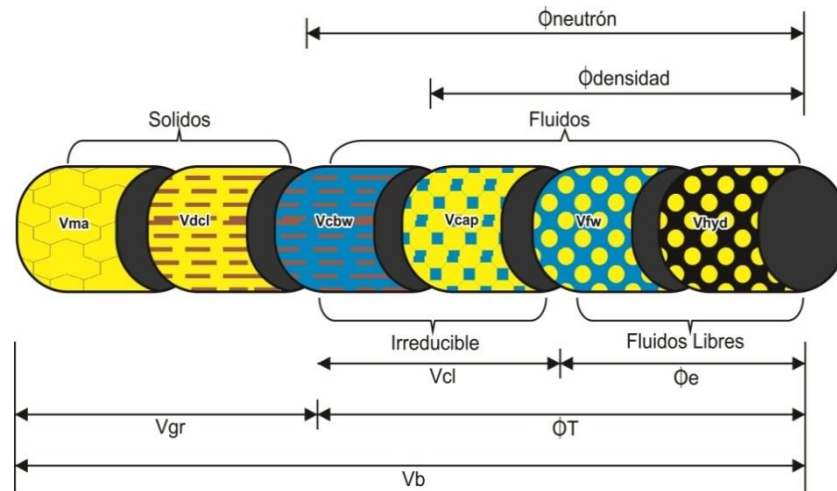
V_{gr} Es el volumen ocupado por los sólidos en la roca

V_p Es el volumen poroso de la roca y ϕ es la porosidad.

En análisis de registros se manejan dos tipos de porosidad, la porosidad total (ϕ_T) y la porosidad efectiva (ϕ_e) La porosidad efectiva es la porosidad total menos el volumen de agua ligado a las arcillas en la roca. El concepto de la porosidad total y efectiva separando la roca en cada uno de sus componentes es explicado en la en la figura 29.

Por definición, la porosidad es adimensional y menor a la unidad y debe usarse de esta manera en los cálculos. La porosidad que interviene en el cálculo de saturación de agua es la porosidad efectiva, es decir la que corresponde a poros interconectados. (Khatchikian, 2011).

Figura 29. Definición de los volúmenes en la formación como se utiliza en análisis de registros eléctricos.



Tomado y modificado de Ellis y Singer, 2007.

Dónde:

V_{ma} : es el volumen de todos los componentes sólidos de tamaños mayores a arcilla (en análisis de registros eléctricos a esto se le llama matriz).

V_{dcl} : es el volumen de las arcillas secas.

V_{cbw} : es el volumen del agua ligada a las arcillas.

V_{cap} : es el volumen de agua irreducible.

V_{fw} : es el volumen de agua libre y

V_{hyd} : es el volumen de hidrocarburo,

Además se muestra el volumen poroso medido por la herramienta neutrón

$\phi_{Neutrón}$ y por la herramienta de densidad $\phi_{Densidad}$.

4.1.12 Relaciones petrofísicas entre la porosidad y la textura. La porosidad en areniscas varía principalmente con la distribución del tamaño de grano, la forma del grano, empaquetamiento, cementación, y el contenido de arcilla.

Estos parámetros controlan la geometría global de los poros, así como el valor de porosidad. La porosidad típica de areniscas productivas de hidrocarburo oscila entre 3 y 38 % en yacimientos de gas y de 10 a 38 % en yacimientos de petróleo (Bowen 2003).

La porosidad en las rocas carbonatadas en comparación con las areniscas, puede ser mucho más variable en magnitud. En algunos carbonatos, tales como acumulaciones de arrecifes y calizas, es muy alta, en algunos casos superiores a 50 %. Sin embargo, las fracturas comúnmente encontradas en rocas carbonatadas contribuyen poco a la porosidad. El desarrollo de cavidades y fracturas encontradas en las rocas del yacimiento de carbonato se denomina porosidad secundaria y es función de la historia deposicional y diagénesis de las rocas. A menudo, la porosidad de las rocas carbonatadas se puede correlacionar con el grado de dolomitización. En una caliza, la dolomitización puede generar hasta un 12% adicional de porosidad debido a la contracción de la red cristalina. (Bowen, 2003).

4.1.13 Modelo de Saturación de Agua. La saturación de agua S_w de la zona no invadida de un reservorio, a partir de registros de resistividad en formaciones limpias (sin arcilla) con porosidad intergranular homogénea, es calculada por la fórmula de Archie (Archie, 1942). Esta ecuación es el parámetro más fundamental para la evaluación de registros.

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \quad (9)$$

Dónde:

S_w : Saturación de agua de la zona invadida.

R_w : Resistividad del agua de formación a temperatura de la formación.

R_t : Resistividad verdadera de la formación.

Φ : Porosidad.

a : Factor de tortuosidad.

m : Constante de cementación.

n : Exponente de saturación, el cual varía de 1.8 a 2.5, pero normalmente es igual a 2.

De forma similar puede calcularse la saturación de agua en la zona lavada S_{xo}

$$S_{xo}^n = \frac{a \cdot R_{mf}}{\Phi^m \cdot R_{xo}} \quad (10)$$

Dónde:

R_{mf} : Resistividad del filtrado de lodo a la temperatura correspondiente en la profundidad estudiada.

R_{xo} : Resistividad de la zona lavada medida por un dispositivo de microresistividad.

Resistividad de la Formación (R_o). Mediante experimentos se ha establecido que la resistividad propia medida de la formación (R_o , la resistividad, cuando el 100% de la porosidad se llena de agua) dependerá directamente proporcional de R_w , la resistividad del agua de formación (Ecuación 12). La constante de proporcionalidad se llama factor de resistividad de Formación, F .

$$R_o = Fr \cdot R_w \quad (11)$$

Resistividad del agua de Formación (R_w). La resistividad del agua depende de su Salinidad, temperatura y volumen. A mayor concentración salina significa que más iones están disponibles para conducir la electricidad por lo tanto R_w

disminuye. La conductividad de una solución aumenta con la temperatura, debido a la mayor movilidad de los iones por la disminución de la viscosidad del agua. Por otro lado cuando el agua en el espacio poroso de una roca aumenta, la resistividad disminuye. Si algún volumen de agua es desplazado por hidrocarburos (aislante), la saturación de agua disminuye y por lo tanto la resistividad aumenta (Khatchikian 2011).

Existen varios métodos para calcular el parámetro R_w , entre los cuales están: Determinar R_w según análisis de aguas, cálculo de R_w a partir del SP , cálculo de R_w a partir del Pickett plot. Más adelante se describen los métodos empleados en este proyecto para el cálculo de este parámetro.

Factor de Formación (F). El factor de formación F de una muestra puede medirse en laboratorio saturando la roca completamente con una agua de resistividad conocida R_w , seguidamente se mide la resistividad R_o de la muestra.

Archie, basándose en mediciones de laboratorio propuso la siguiente relación entre el factor de formación F y la porosidad ϕ :

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (12)$$

El exponente m depende fundamentalmente de la geometría del espacio poral, es decir que tiene también una relación directa con la permeabilidad. Cuando hay fracturas (incremento en la permeabilidad) el exponente de cementación es bajo, mientras que en rocas donde la permeabilidad es nula, m tiende a infinito (Winsaucer H. y otros. 1952)

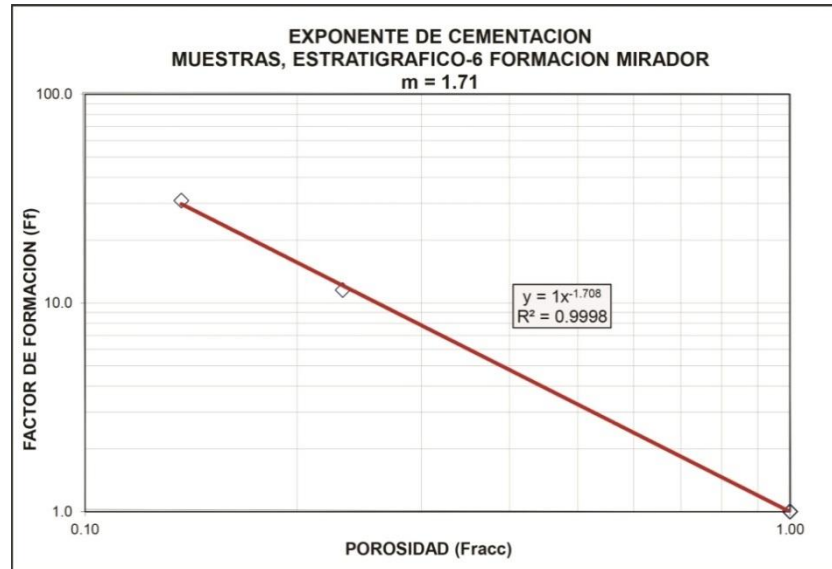
Los equipos utilizados en el estudio petrofísico realizado por Ecopetrol - Hocol, fueron los electrocapilarómetros convencional y automático, que cuentan con sistemas de inyección de fluidos, resistómetro, sistema de confinamiento, manómetros y recolectores de efluentes. El procedimiento que se desarrolló en dicho estudio fue con el fin de determinar el coeficiente “ a ” y el exponente de cementación “ m ” para un conjunto de muestras de roca de yacimiento.

Para determinar el exponente m de cada formación, se tomaron los valores de Factor de formación (R_w/R_o) y Porosidad, suministrados por el estudio de Pérez H., y otros 2013. La ecuación 14 que relaciona el factor de formación con la porosidad, fue expresada y graficada en forma logarítmica, ecuación 13 (Ver figura 30)

$$\text{Log } (F) = \log(a) - m \log(\Phi) \quad (13)$$

Se realizaron dos gráficas una para cada formación, Formación Mirador y Formación Une, las cuales se pueden observar en las figuras 30 y 31 respectivamente. Para cada gráfico se halló la recta representativa de los datos de cada formación mediante la técnica de mínimos cuadrados. Como se puede observar, la ecuación 13 obedece a la estructura de una ecuación de primer grado, donde m , el coeficiente de cementación representa la pendiente, y $\log(a)$ es la intersección de la recta con el eje y, cuando la porosidad es del 100% ($\log(\Phi)=0$, porosidad en fracción).

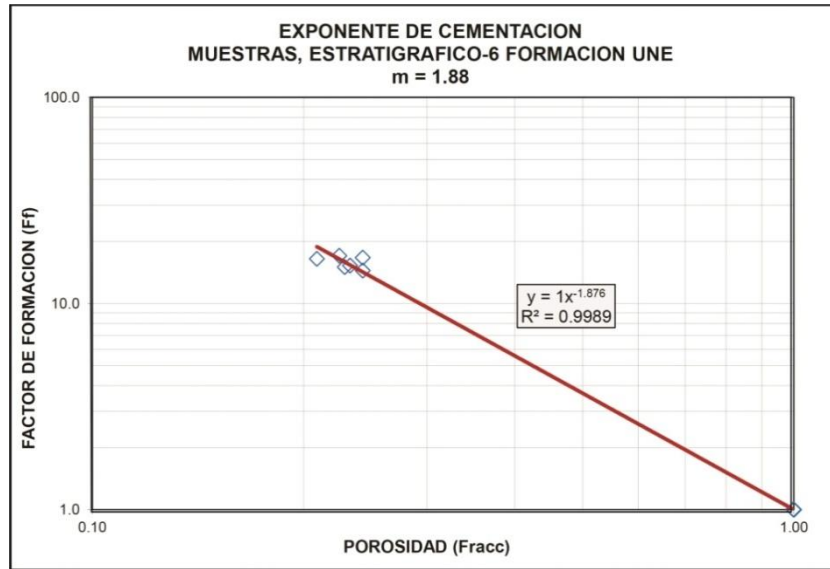
Figura 30. Exponente de cementación para la Formación Mirador.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

En la ecuación de Archie, (ecuación 14) n representa el exponente de saturación, este depende de la mojabilidad de la roca (Archie, 1942) Normalmente en los cálculos de la saturación, es habitual tomar el valor de $n = 2$, sin embargo pruebas de laboratorios han determinado que este valor oscila entre 1.3 y 2.5. Si la ecuación de Archie, es calculada con el valor de $n = 2$, pero el valor de n real es inferior, se habrá sobrestimado la cantidad de Agua y de esta manera el cálculo de la saturación de hidrocarburo será subvalorado (Khatchikian, 2011).

Figura 31. Exponente de cementación para la Formación Une



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Para determinar el parámetro n en el laboratorio, se mide inicialmente la R_o de la muestra la cual se va a examinar, dicha muestra ha sido saturada totalmente en agua, luego se le inyecta gradualmente un fluido no conductor, y se mide la resistividad de la roca R_t para cada saturación de agua S_w (Archie, 1942).

Archie relacionó esas resistividades en un cociente llamado índice de resistividad (R_t/R_o) (Ecuación 14)

De la Ecuación 14 se tiene que R_t es igual a la ecuación 15 asumiendo la constante de tortuosidad a igual a 1, y R_o está dado por la ecuación 12. De esta manera el índice de resistividad está dado por:

$$R_t = \frac{R_w}{\phi^m \cdot S_w^n} \quad (14)$$

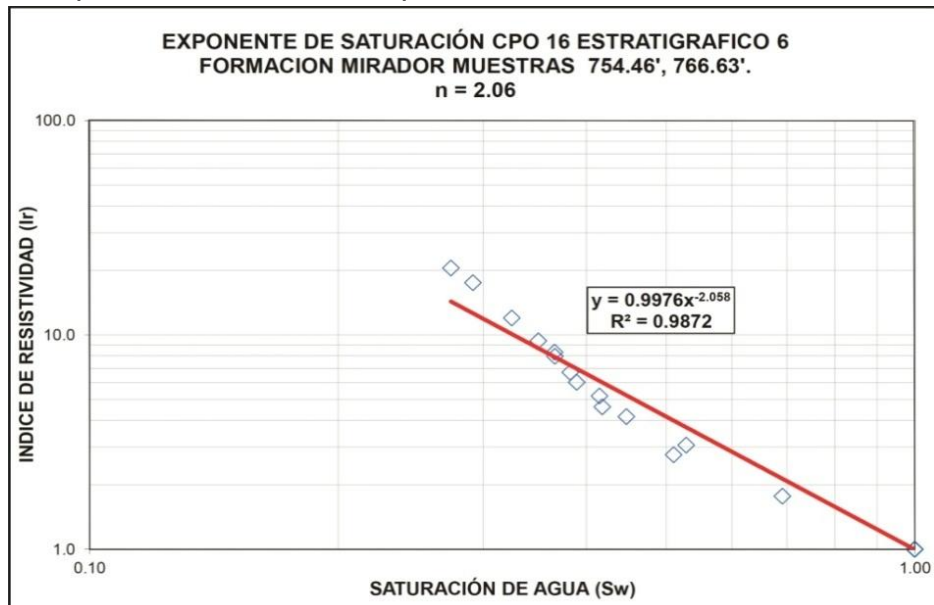
$$I = \frac{1}{S_w^n} \quad (15)$$

Graficando la ecuación 15, representada en forma logarítmica se tiene que $\log I$ es función de $\log S$ ecuación 16, y mediante la recta se determina la pendiente $-n$.

$$\text{Log}(I) = -n \log(S_w) \quad (16)$$

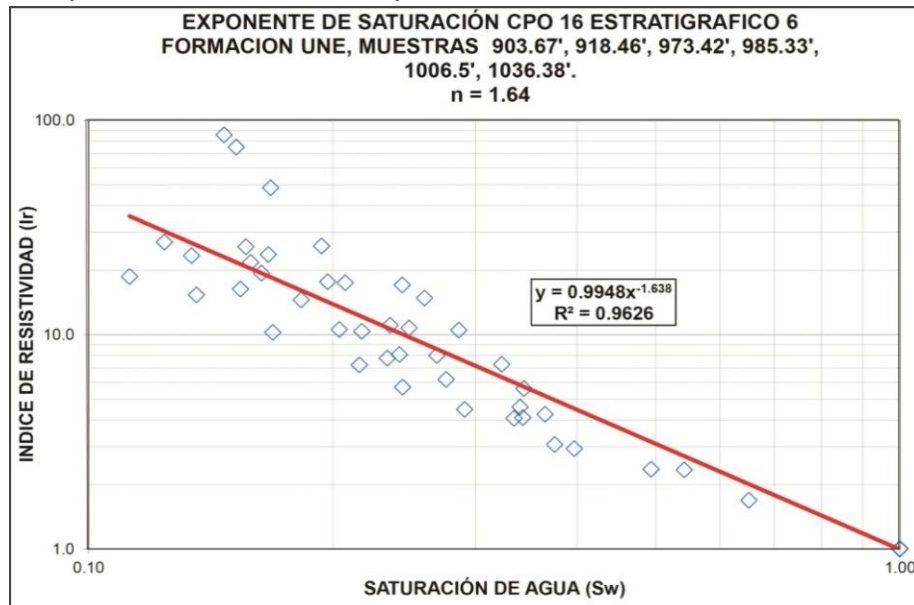
Se realizaron dos gráficas una para cada formación, Formación Mirador y Formación Une, las cuales se pueden observar en las figuras 32 y 33 respectivamente.

Figura 32. Exponente de saturación para la Formación Mirador.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Figura 33. Exponente de saturación para la Formación. Une.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Los parámetros hallados anteriormente (constante de tortuosidad a , exponente de cementación m y exponente de saturación n) son usados como datos de entrada para hallar un R_w aparente asociado a una curva de temperatura.

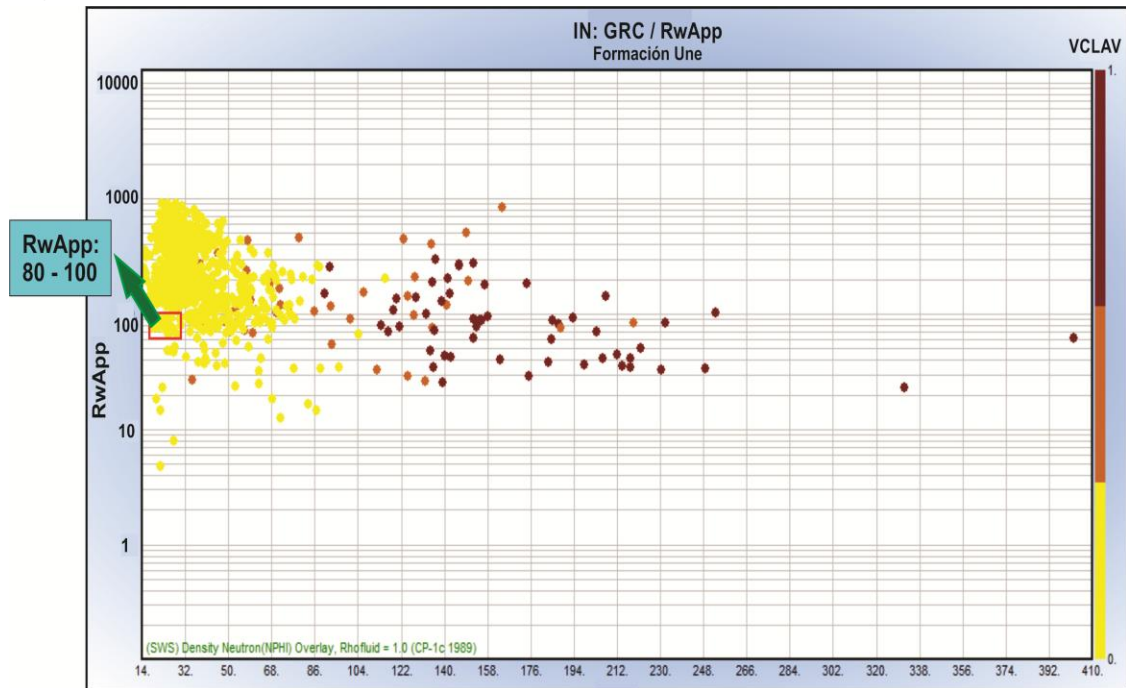
Inicialmente el software crea mediante los parámetros establecidos que aparecen en la tabla 7, una curva R_{wapp} , (Figura 34).

Los valores de R_{mf} y $R_{mf Temp}$ se obtienen en el encabezado de los registros de pozos. Finalmente cuando se ha validado el $R_{mf App}$ para una zona saturada 100% con agua mediante diferentes métodos, este parámetro es modificado en los valores de entrada, para que finalmente por medio del software IP se calcule la saturación de Agua y mediante esta, la Saturación de hidrocarburo.

Tabla 7. Parámetros de entrada para el cálculo de *Rw App*.

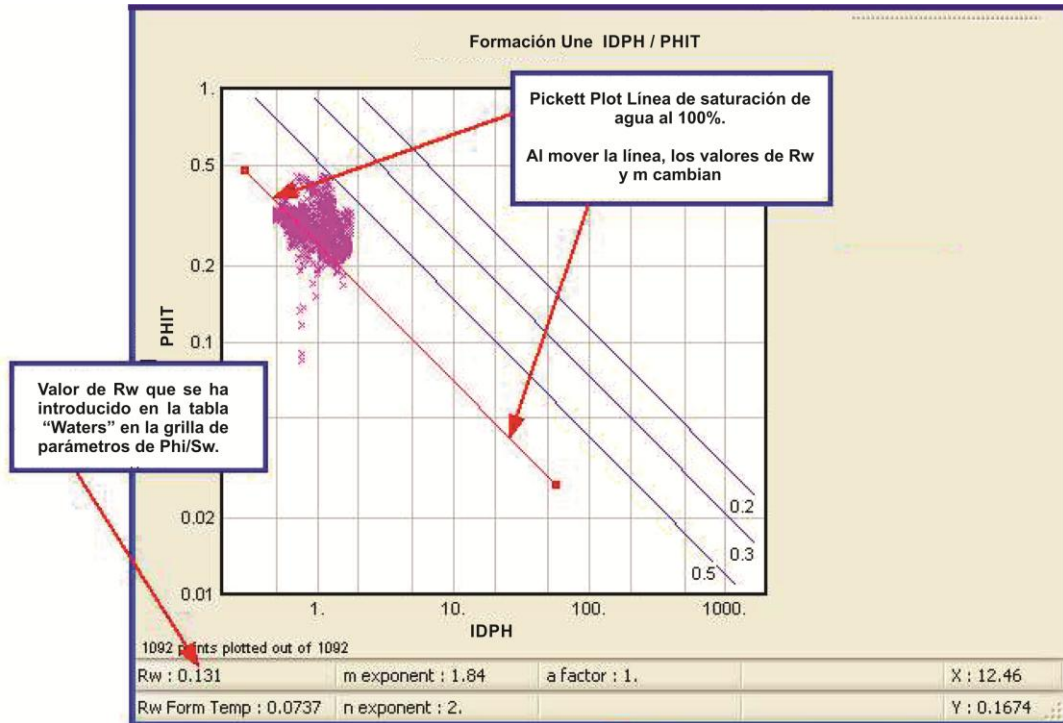
	Fm. Mirador	Fm. Une
A	1	1
M	1.71	2.06
N	1.88	1.64
Rmf	3.78	3.78
Rmf Temp (°F)	80	80
Rw Temp (°F)	70	82

Figura 34. Cross Plot *GR–RwApp* de la Fm. Une del CPO EST – 6



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

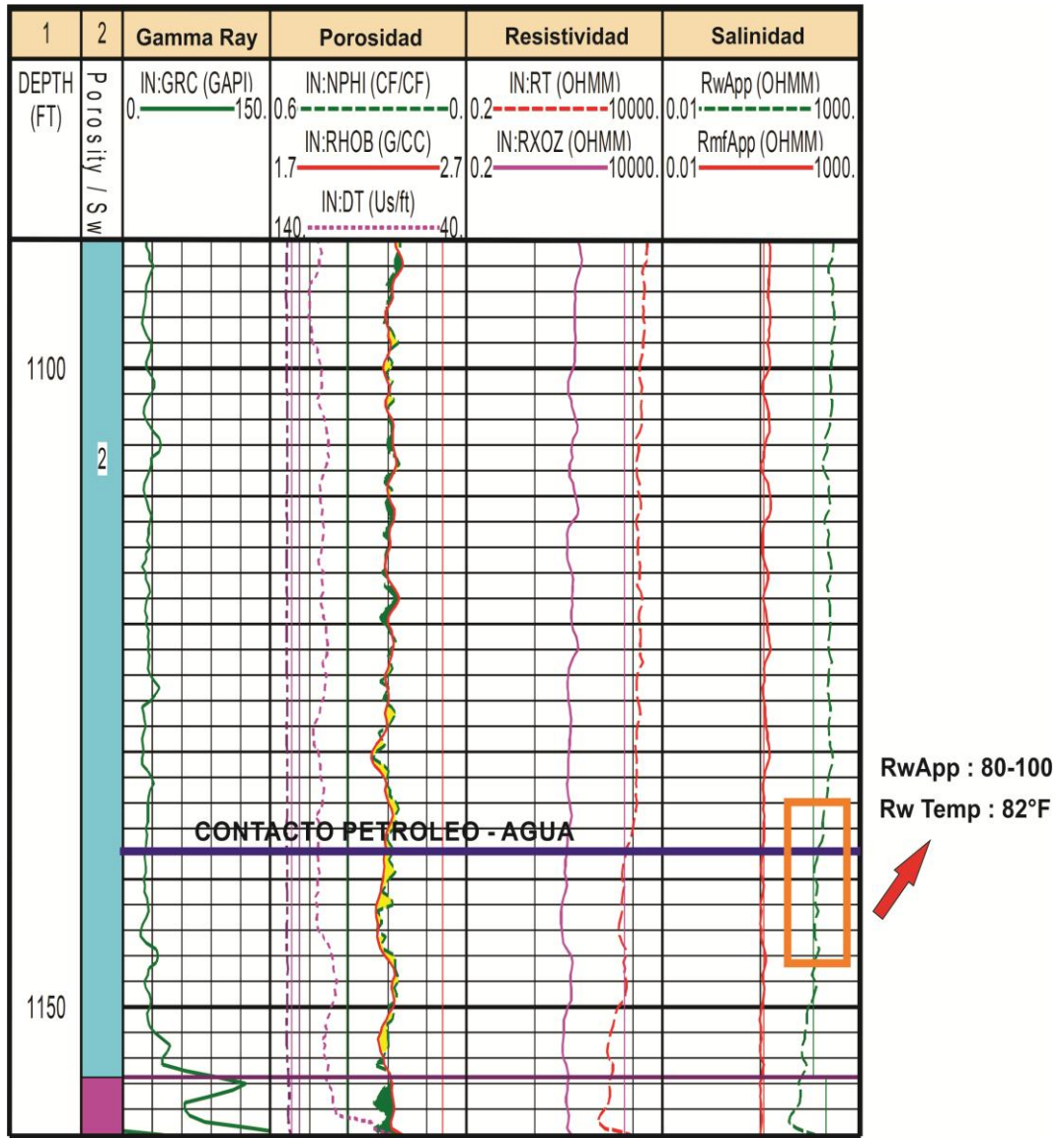
Figura 35. Pickett plot para determinar R_w .



Tomado de Interactive Petrophysics.

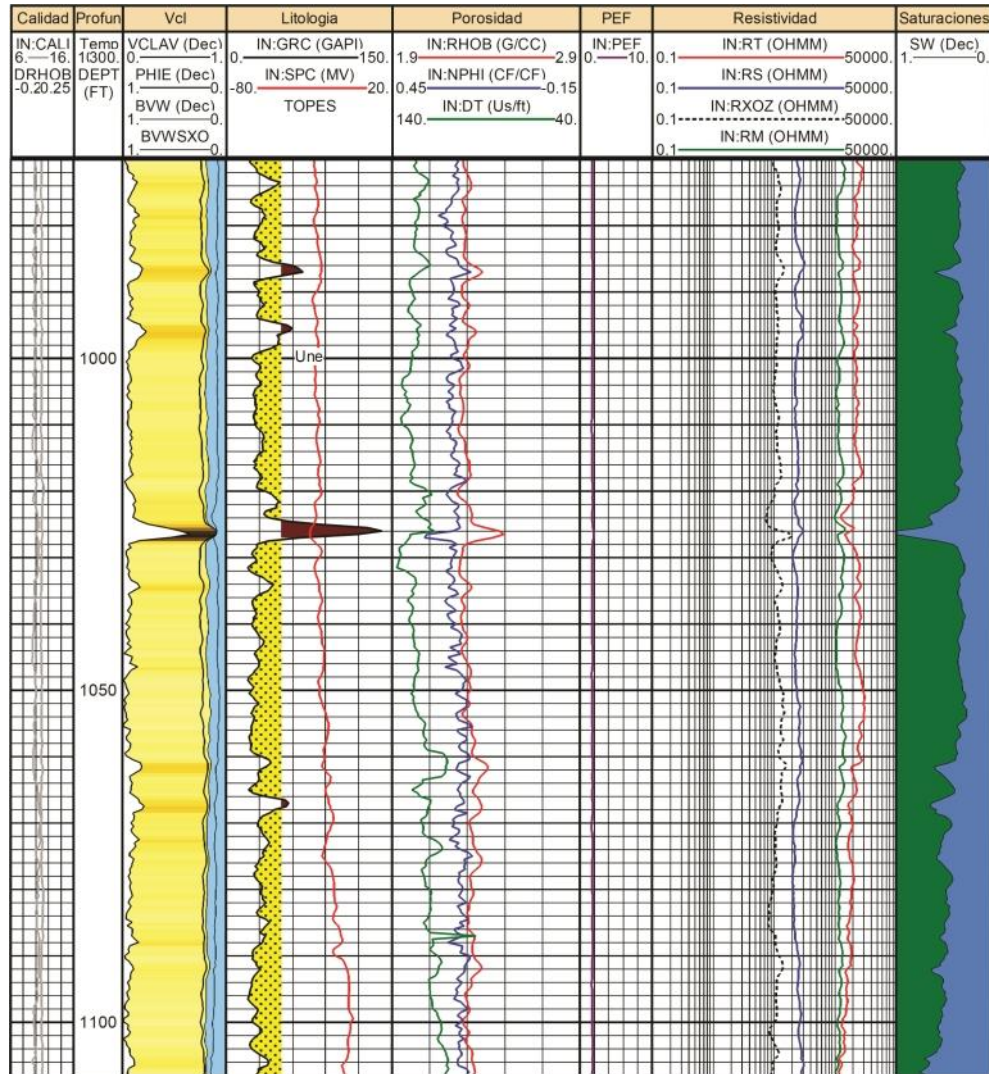
R_w mediante el Pickett Plot. La Resistividad R_t versus la porosidad puede ser usada para determinar la resistividad del agua de formación R_w . Como se observa en la figura 35, hay unas líneas paralelas que representan los porcentajes de saturación del agua. Las zonas con altas resistividades corresponden a saturaciones de agua del orden del 20%, indicando que las altas resistividades responden a la presencia de hidrocarburos.

Figura 36. R_w App y Temperatura de R_w App en zona de contacto Petróleo–Agua



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Figura 37. Plot Saturaciones para el pozo CPO EST – 6.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Las saturaciones de agua obtenidas mediante el tratamiento del Software con los parámetros establecidos, fueron entre 60% y 80%.

$$S_o = 1 - S_w \quad (17)$$

Según la Ecuación 17, se indica que hay saturaciones de hidrocarburos del orden de 20% y 40 %. Es importante tener en cuenta que la saturación de agua (S_w)

representa el porcentaje de agua presente en los poros de una formación, y no representa la relación de agua e hidrocarburos que se producen a partir de un depósito. Yacimientos de areniscas arcillosas con minerales arcillosos que retienen una gran cantidad de agua de formación pueden tener altas saturaciones de agua, sin embargo, sólo producen hidrocarburos. Las saturaciones simplemente reflejan las proporciones relativas de estos fluidos contenidos en el depósito. No obstante, la obtención precisa de valores de saturación de agua es el principal objetivo del análisis de registros de pozo abierto. Ya que a partir de este parámetro, es posible determinar qué porcentaje de porosidad se llena con un fluido distinto del agua es decir, con hidrocarburos.

4.1.14 Modelo de Velocidad de Propagación del Sonido. Para desarrollar el modelo de velocidad de propagación del sonido fue necesario crear la curva de velocidad ya que esta última como lo muestra la ecuación 18, es un parámetro indispensable en el cálculo de las impedancias. Esta curva nombrada como VEL, con unidades de pies sobre segundos, fue obtenida a partir del registro sísmico, el cual se multiplica por un factor de conversión (ecuación 18), para de esta manera obtener datos de velocidad, y a partir de estos, generar dicha curva.

$$\frac{1}{DT \left(\frac{\mu s}{ft} \right)} \cdot \frac{1.000.000 \mu s}{1s} \quad (18)$$

Este proceso se realizó en todos los pozos con excepción del CPO 16 EST-8, debido a que no se tenía el registro sísmico, y por tanto este pozo, no contaba con la información necesaria para realizar dicho estudio.

Se generó una curva de impregnación visual que nos muestra las saturaciones de bitumen en el pozo, esta curva fue determinada con la ayuda del registro fotográfico de los núcleos pertenecientes a los pozos EST-5, EST-6 y EST-7.

4.1.15 Modelo de Impedancia Acústica. Para calcular la impedancia acústica fue necesario utilizar la curva de velocidad descrita en el modelo de velocidad de propagación del sonido.

La impedancia acústica de una formación, Z , es definida por la ecuación 19

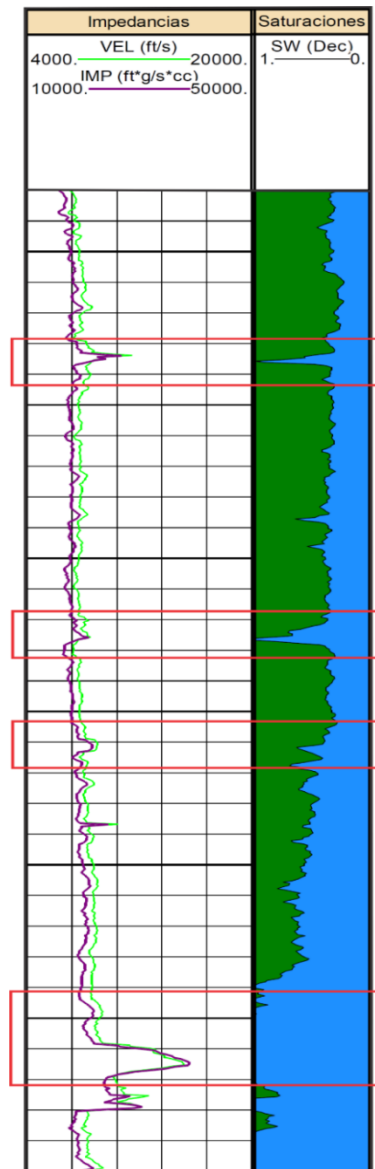
$$Z = \rho \cdot V \quad (19)$$

Donde ρ es la densidad expresada en unidades de g/cm^3 y V la velocidad de la onda compresional medida en ft/s . Haciendo uso de la ecuación 19, se calcularon los valores de impedancia acústica para las diferentes litologías en cada pozo.

La figura 38, nos muestra el resultado de la curva de velocidad, la cual se muestra de color verde, y la curva de las impedancias acústicas en color morado para el pozo EST-6.

Los rangos de valores para la velocidad en la mayoría de los pozos, varían entre 4000 y 19000 ft/s , siendo el primer valor característico en litologías saturadas con bitumen, y el último valor correspondiente al máximo, representa litologías saturadas en agua. Para la impedancia acústica, los valores oscilan entre 10000 y 50000 $\text{ft}\cdot\text{g/s}\cdot\text{cm}^3$. Como se puede apreciar en la figura 38, la curva de la impedancia tiene el mismo comportamiento de la curva de velocidad, mostrando su directa proporcionalidad.

Figura 38. Curva de la Impedancia Acústica (IMP) y la velocidad (VEL) del pozo EST-6.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

4.2 DELIMITACIÓN DE ZONAS RESERVORIO

A partir del modelo petrofísico convencional se podrán delimitar las zonas que presentan características de reservorio, se tomarán en cuenta, las áreas que cumplen con las siguientes condiciones:

- Tener valores de volumen de arcilla (VCLAY) menores al < 0.25
- Presenta porosidades (PHIE) mayores al >0.1 .

La delimitación de las zonas reservorio, junto con el cálculo de las propiedades petrofísicas, fueron realizados para todos los pozos estratigráficos, y los resultados se presentan en los anexos.

4.3 DELIMITACIÓN DE ZONAS PAY

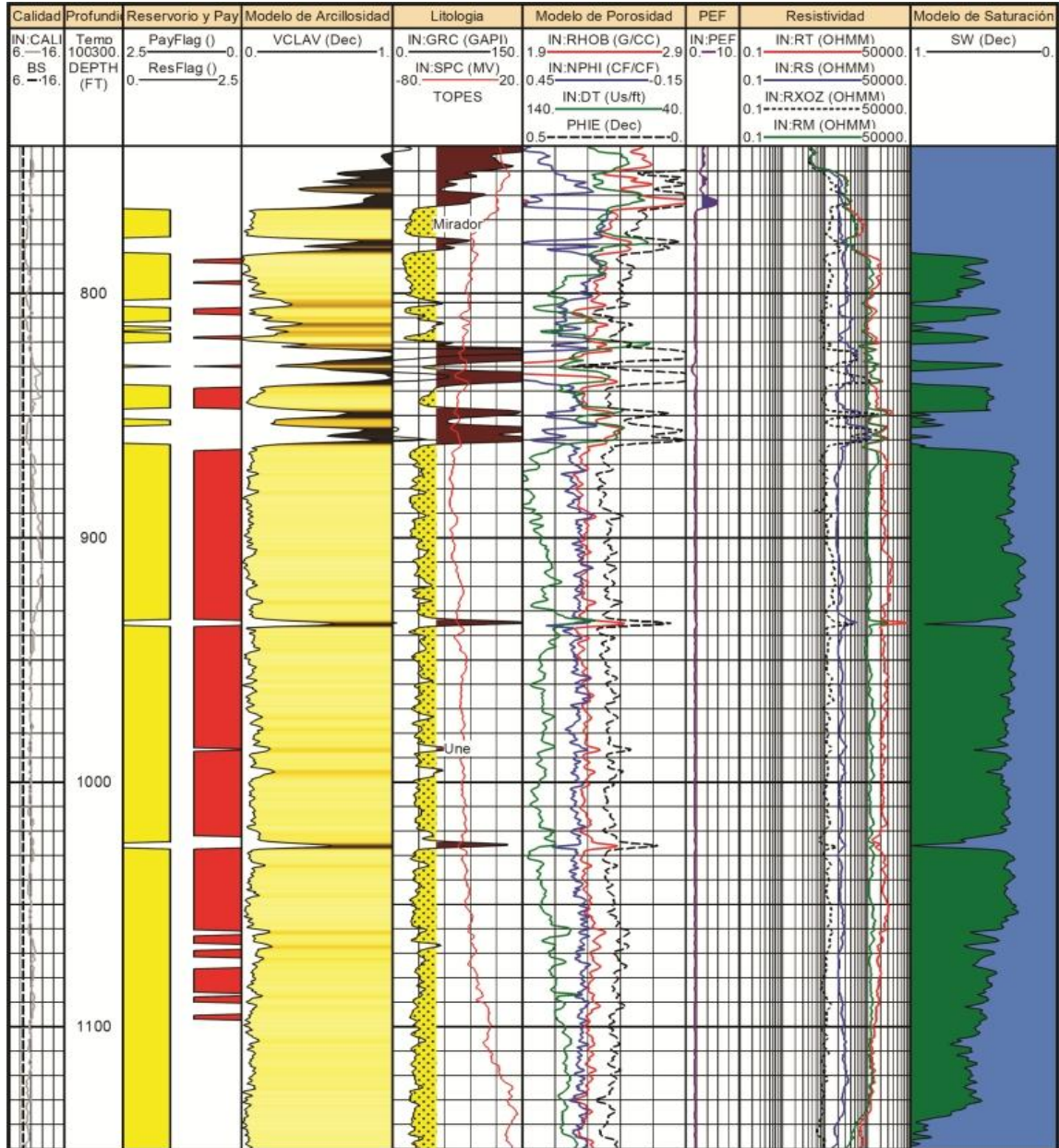
En la delimitación de zonas netas con potencial petrolífero o zonas de Pay, se utilizaron las zonas delimitadas anteriormente como zonas de reservorio y fueron determinadas por medio de 3 métodos.

- Por medio del modelo de Saturación de agua: a partir del modelo petrofísico convencional se delimitan las zonas de Pay utilizando los valores de corte de las saturaciones de agua menores a <0.5 .
- Por medio del modelo de la velocidad del sonido: se generara un crossplot de porosidad contra velocidad coloreado por la impregnación visual, y se tomaron las zonas de reservorio con valores de velocidad de propagación del sonido inferiores a 8000 ft/s, el cual fue determinado en el modelo de velocidad del sonido para diferenciar las areniscas con mayor saturación de petróleo, las moderadamente saturadas y las pobremente saturadas.
- Por medio del modelo de impedancia acústica: la zona de Pay se determinó generando un crossplot de porosidad contra impedancia acústica coloreado por la impregnación visual que permite clasificar las zonas reservorios con valores de impedancias inferiores a 19000 ft.gr/s.cc, este valor fue determinado en el modelo de impedancias acústicas y permitió diferenciar las areniscas con valores importantes de bitumen.

5 PRESENTACION DE RESULTADOS

5.1 MODELO PETROFÍSICO DE SATURACIÓN DE AGUA (SW).

Figura 39. Plot Modelo petrofísico de Saturación.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

En la figura 39, se presenta el plot del modelo petrofísico convencional de Saturación de agua. En el track 1 se muestra el registro Caliper y el diámetro de la broca (BS) que utilizaron durante toda la perforación (8.5 in). Estas curvas permiten realizar un control de calidad del pozo. En el intervalo de profundidad entre 890–930ft se evidencia el mayor aumento en el Caliper indicando pequeños derrumbamientos, pero en general, se observa que la curva del Caliper no difiere en gran medida a lo largo de todo el trayecto, en comparación con la Bit size, lo cual indica un buen estado del pozo.

En el segundo track de la figura 39 se muestra la profundidad registrada del pozo, que presenta un intervalo de profundidad entre 700 y 1120 ft para el pozo EST-6. En el track número 3, aparecen las zonas de reservorio y Pay, delimitadas según los parámetros expuestos en los numerales 5.2 y 5.3. Las tablas 8 Y 9 presentan una síntesis de las propiedades más importantes de estas zonas potenciales.

Tabla 8. Características de las Zonas Reservorio del pozo EST-6

Zona	Tope	Base	Espesor	Espesor Reservorio	Porosidad Promedio	Saturación promedio	Vclav Promedio
Mirador	736.00	804.00	68.00	30.50	0.172	0.732	0.066
Une	804.00	1392.00	588.00	513.50	0.220	0.632	0.082
Pz	1392.00	1407.50	15.50	0.00	---	---	---
TOTAL	736.00	1407.50	671.50	544.00	0.217	0.636	0.082

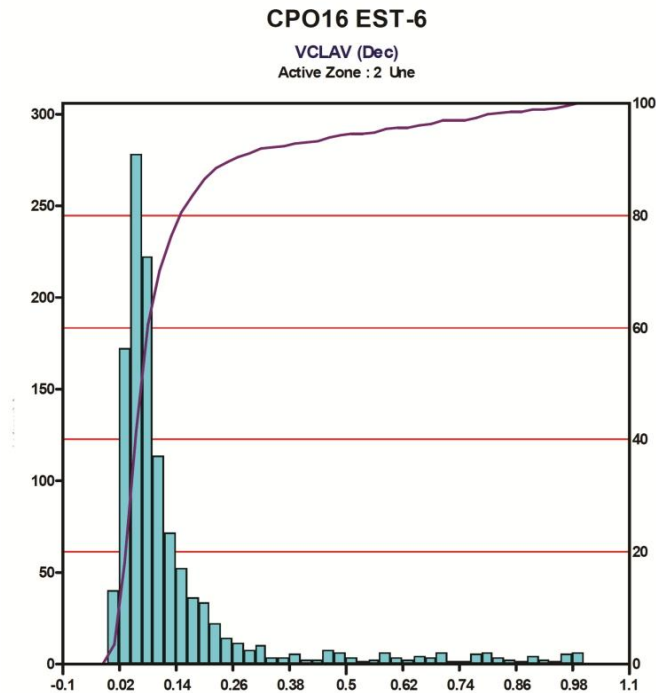
Tabla 9. Características de las Zonas Pay del pozo EST-6

Zona	Tope	Base	Espesor	Espesor Pay	Porosidad Promedio	Saturación promedio	Vclav Promedio
Mirador	736.00	804.00	68.00	2.50	0.204	0.486	0.040
Une	804.00	1392.00	588.00	161.50	0.234	0.345	0.072
Pz	1392.00	1407.50	15.50	0.00	---	---	---
TOTAL	736.00	1407.50	671.50	164.00	0.233	0.346	0.072

Usando como parámetro la saturación de agua, se identificó una zona reservorio con un espesor de 544 ft y una zona de Pay con un espesor de 164 ft para el pozo EST-6.

En el cuarto track se presenta el Modelo de arcillosidad, el Vclav promedio en general para este pozo fue del 7 al 8 %. La figura 40 muestra un histograma donde se presenta la frecuencia del Vclav para la Fm Une en el pozo EST-6. La tabla 10 resume los valores estadísticos de interés.

Figura. 40. Histograma del VCLAV en el pozo EST-6



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Tabla 10. Valores estadísticos de Vclay.

Curva	Pozo	Zona	Min	Max	Desviación Std	P10	P50	P90
VCLAV	CPO16 EST-6	Une	0	1	0.17626	0.033954	0.078473	0.2712

El quinto track muestra la litología general del pozo y se delimitan los topes de cada formación registrada. Se observa que La formación Mirador en este pozo, se extiende entre los 736 y 804 ft de profundidad con un espesor de 68 ft, y la Formación Une va desde los 804 hasta los 1392 ft, con un espesor total de 588 ft.

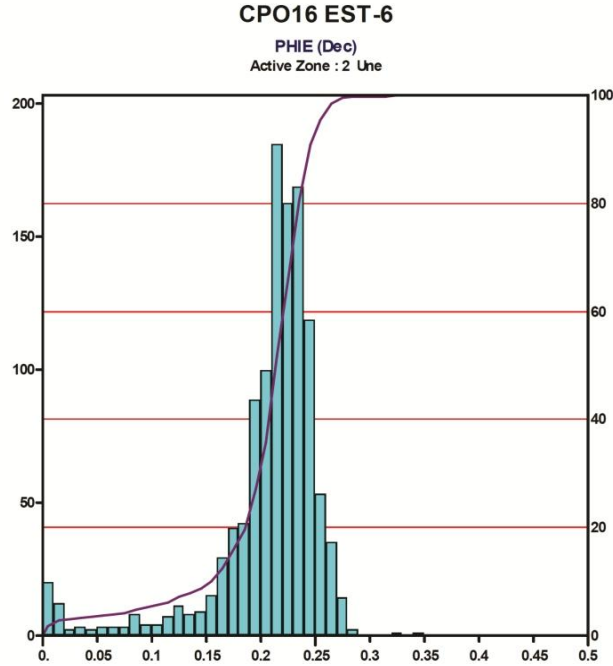
El track número 6 muestra la curva del registro sónico en la cual se observa grandes aumentos en los intervalos más saturados de bitumen. Las curvas de neutrón y densidad también aparecen en esta pista, y a partir de estas curvas fue calculada la curva de porosidad, que se presenta en el mismo track. La porosidad en promedio para este pozo estratigráfico varía entre el 18 y 25% como se muestra en el histograma de la figura 41.

La tabla 11 resume los valores estadísticos de interés de la porosidad donde se muestra el P10, P50, P90.

En el track 7 aparece el registro fotoeléctrico PEF, la curva se mueve entre el intervalo de 1.7 y 3.8, indicando litologías existentes como shale, cuarcitas y areniscas con diferentes porosidades y saturaciones. En el track 8, aparecen los registros de resistividad, se observa el comportamiento de la curva RT, con la presencia del bitumen llegando al orden de los 40.000 ohm·m. Este bitumen actúa como un aislante por completo de la corriente eléctrica lo cual eleva a esta magnitud las curvas de resistencia. El contacto agua-petróleo se da a una profundidad aproximada de 1140 ft, este valor es identificado por el descenso brusco de las curvas de resistividad.

Finalmente en el track 9 se presenta el modelo de saturación. El histograma de la figura 42 muestra como este parámetro varía. La Saturación de Agua para el 20% de las zonas, varía entre el 30 y 35 %, indicando saturaciones de bitumen entre el 70 y 65 %. Por otro lado, la mayoría de las zonas tienen saturaciones de agua del 100 %, indicando ausencia de bitumen.

Figura. 41. Histograma de la Porosidad en el pozo EST-6.



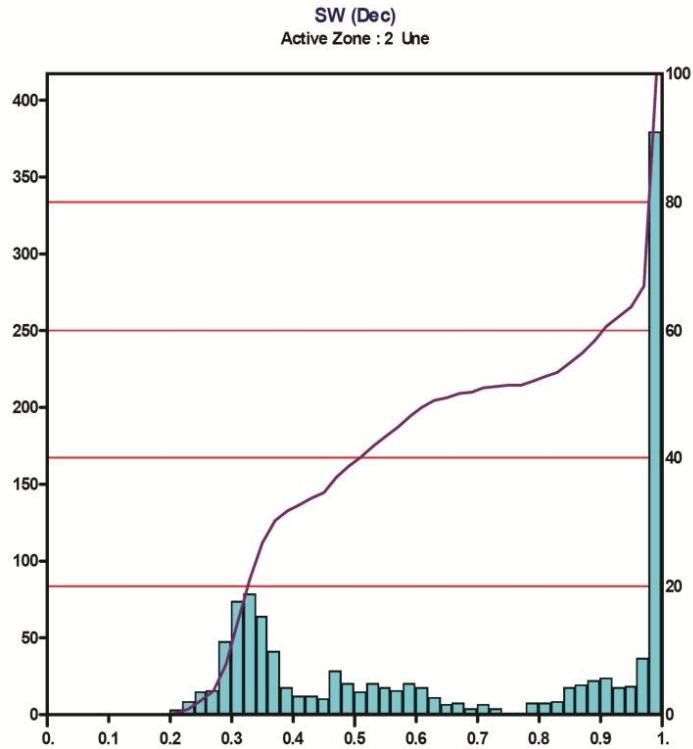
Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Tabla 11. Valores estadísticos de porosidad.

Curva	Pozo	Zona	Min	Max	Desviación Std	P10	P50	P90
PHIE	CPO16 EST-6	Une	804 FT	1392 FT	0.0001	0.16099	0.21923	0.24909

La tabla 12 presenta un resumen de las características principales del modelo de saturación en el pozo EST-6, donde se muestran los valores mínimos y máximos de saturación, el P10, P50 y el P90, la desviación estándar para este pozo estratigráfico, en la formación Une.

Figura 42. Histograma de la Saturación de Agua del pozo EST-6



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

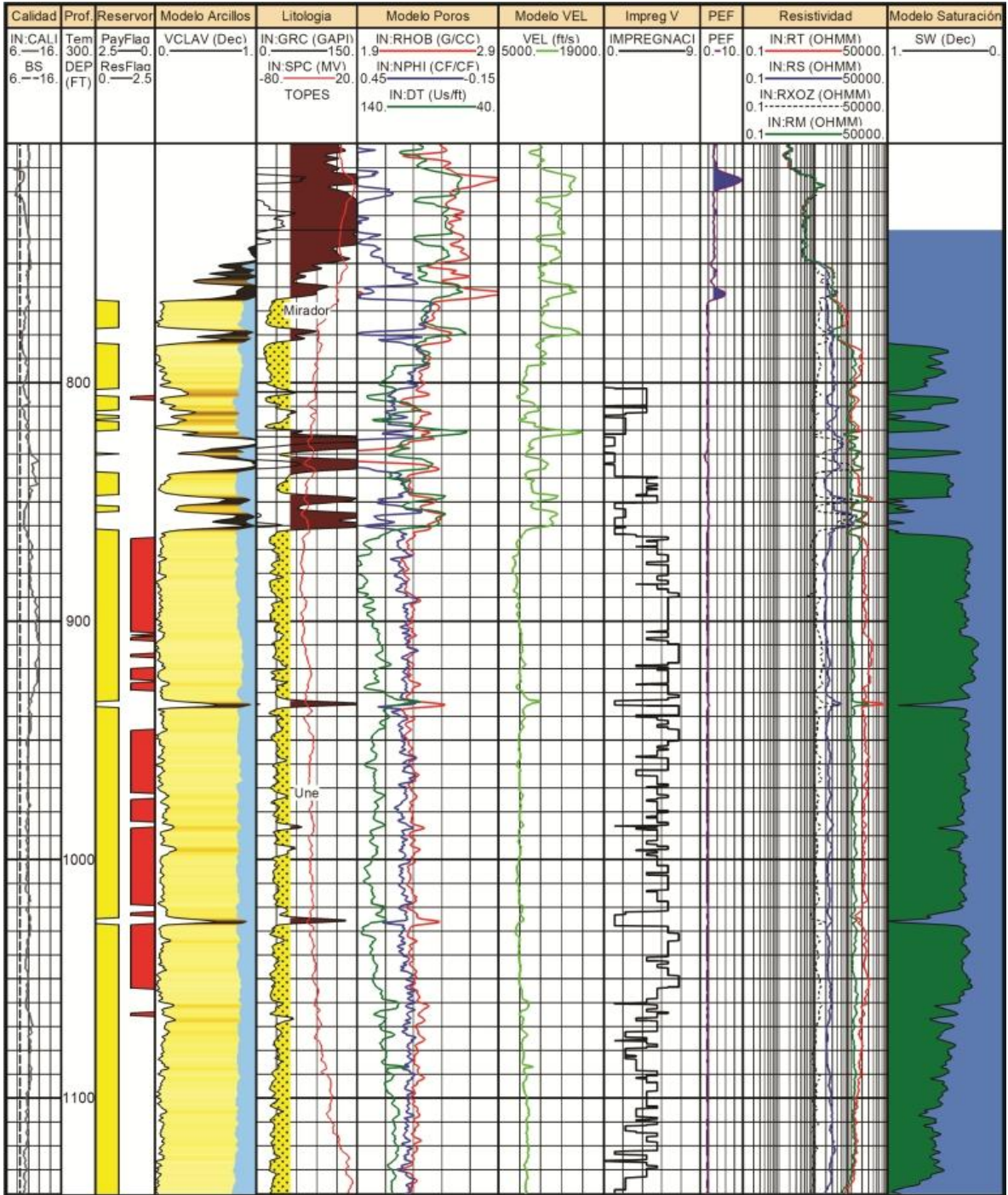
Tabla 12. Valores máximos y mínimos del modelo de Saturación de agua

Curva	Pozo	Zona	Min	Max	Desviación Std	P10	P50	P90
SW	CPO16 EST-6	Une	0.21237	1	0.29682	0.30837	0.674	1

En la figura 43, se muestra la presentación del modelo petrofísico de Velocidad. A diferencia del modelo petrofísico convencional de saturación, en el track 3 se muestran las zonas reservorio (color amarillo), y las zonas Pay (color rojo) determinadas a partir del modelo de velocidad.

5.2 MODELO PETROFÍSICO DE VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DEL SONIDO

Figura 43. Plot del Modelo de Velocidad del Pozo EST-6.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

En la delimitación de las zonas reservorio, se tomaron en cuenta las mismas zonas que en el modelo de saturación, es decir, las áreas que cumplieran con la condición de tener porcentajes de volumen de arcilla (VCLAV) inferiores al 0.25, y cuyas porosidades superaran o igualaran el 0.10.

Para delimitar las zonas Pay en este modelo de velocidad, se clasificaron las zonas reservorio, calculadas anteriormente, con potencial petrolífero, expresado en pies netos. En lugar de usar el parámetro de la saturación de agua, fue usada la curva de velocidad, y como condicionante, se tomó las zonas reservorio, con velocidades de propagación del sonido, inferiores a 8000 ft/s, dicho valor de velocidad, fue determinado anteriormente y es representado en las figuras 43, y a partir de este valor de velocidad, se diferencian las areniscas saturadas con petróleo, y las no saturadas, o muy pobremente saturadas.

Las tablas 13 y 14 presentan una síntesis de las propiedades más importantes de estas zonas potenciales. Usando como parámetro la velocidad de propagación, se destacó una zona reservorio con un espesor de 544 ft y una zona Pay con un espesor de 189 ft.

A este modelo se añadieron dos nuevas pistas, en el track 7 aparece la curva de velocidad expresada en unidades de ft/s. Las velocidades como se puede observar en el plot de este modelo, disminuyen en los intervalos con mayor saturación.

Tabla 13. Características de las Zonas Reservorio del Modelo de Velocidad en el pozo EST-6

Zona	Tope	Base	Espesor	Espesor Reservorio	Porosidad Promedio	Vclav Promedio	VEL Promedio
Mirador	736.00	804.00	68.00	30.50	0.172	0.066	1000
Une	804.00	1392.00	588.00	513.50	0.220	0.082	1000
Pz	1392.00	1407.50	15.50	0.00	---	---	---
TOTAL	736.00	1407.50	671.50	544.00	0.217	0.082	---

Tabla 14. Características de las Zonas Reservorio del Modelo de Velocidad en el pozo EST-6.

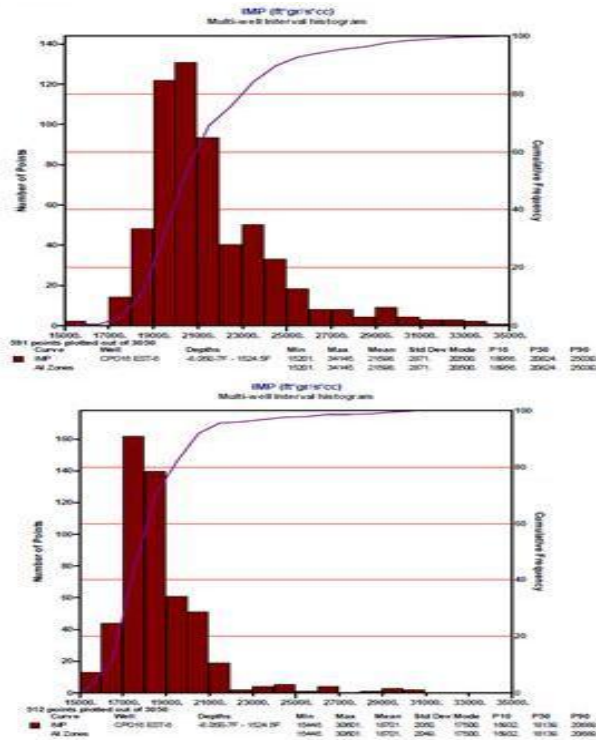
Zona	Tope	Base	Espesor	Espesor Pay	Porosidad Promedio	Vclav Promedio	VEL Promedio
Mirador	736.00	804.00	68.00	0.00	---	---	---
Une	804.00	1392.00	588.00	189.00	0.235	0.071	1000
Pz	1392.00	1407.50	15.50	0.00	---	---	---
TOTAL	736.00	1407.50	671.50	189.00	0.235	0.071	---

5.2.1 Rangos de Velocidad del Sonido en Función de la Saturación de Bitumen.

Para determinar el punto de corte de los Rangos de velocidad en función de la saturación de bitumen fue necesario hacer una correlación entre los histogramas de los rangos de velocidad los cuales fueron generados en el software IP; se ubican los dos histogramas, el histograma de la parte superior presenta un discriminador de impregnación visual < 3.5 y el histograma de la parte inferior presenta un discriminador de impregnación visual >3.5. después de ubicados se analiza la curva de saturación de bitumen y donde esta comienza a disminuir se delimita el punto de corte. Ver figura 44.

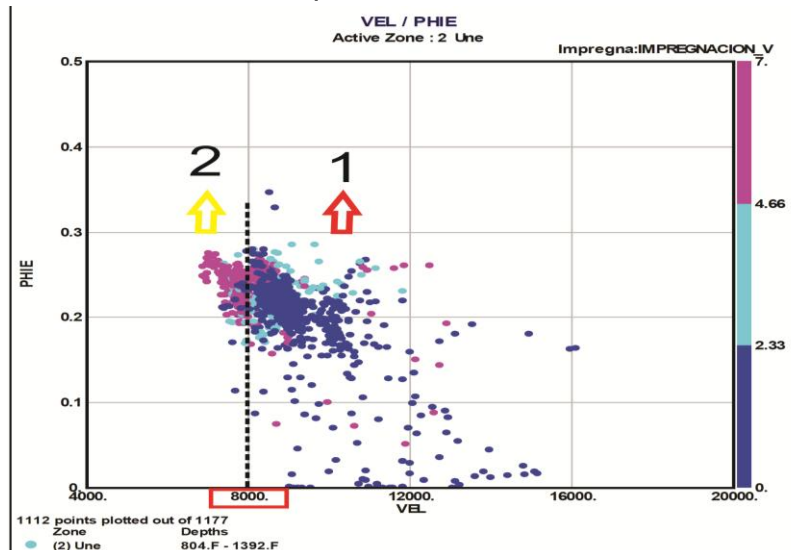
Los rangos de velocidad en función de la saturación de bitumen para el pozo EST-6, se pueden observar en los crossplots de las figuras 45 y 46. En los crossplot se cruzan parametros de porosidad-velocidad del sonido-saturacion de agua.

Figura. 44. Histogramas de rangos de velocidad del sonido en función de la saturación de bitumen



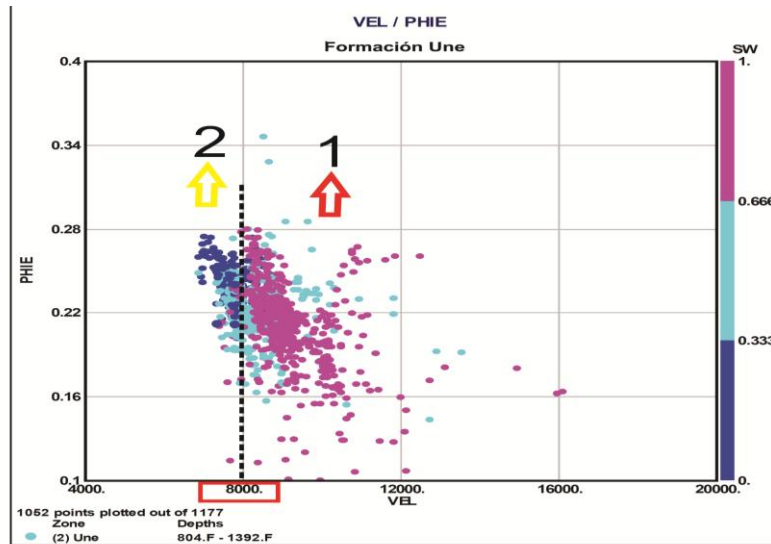
Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Figura. 45. Crossplot Porosidad–velocidad–Impregnación visual, para las areniscas de la formación Une del pozo EST–6.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Figura. 46. Crossplot Porosidad–velocidad–Sw, para las areniscas de la formación Une del pozo EST–6



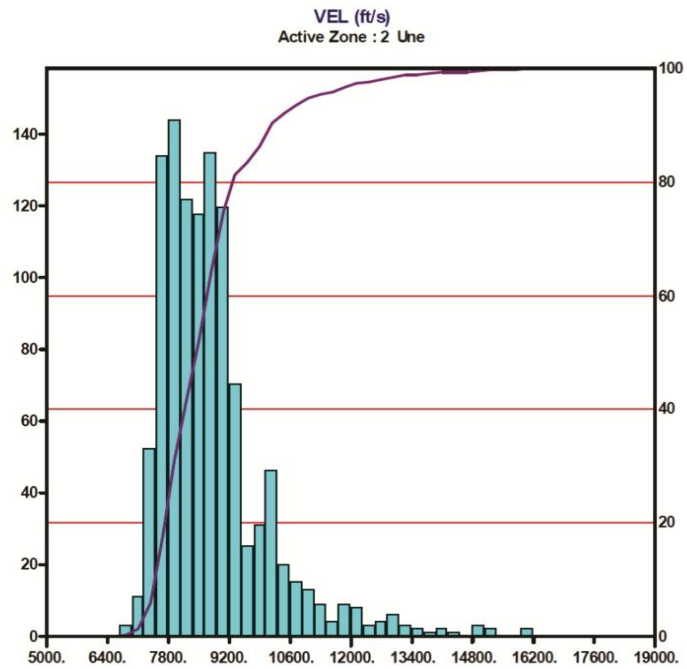
Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Se diferenciaron dos conjuntos que nos muestran el comportamiento de las areniscas de la Formación Une que nos permitieron establecer los rangos de valores de valores de la velocidad de las ondas en función de la saturación de bitumen. Las zonas que presentan velocidades de propagación del sonido, menores a 8000 ft/s, son las zonas definidas como zonas de Pay.

En el histograma de la figura 47 se observa como la velocidad predominante varia en el rango de los 7800 y 9200 ft/s. El nuevo track de este modelo es el número 8, donde aparece la curva de impregnación visual la cual va de 0 a 10 como se muestra en el modelo de velocidad.

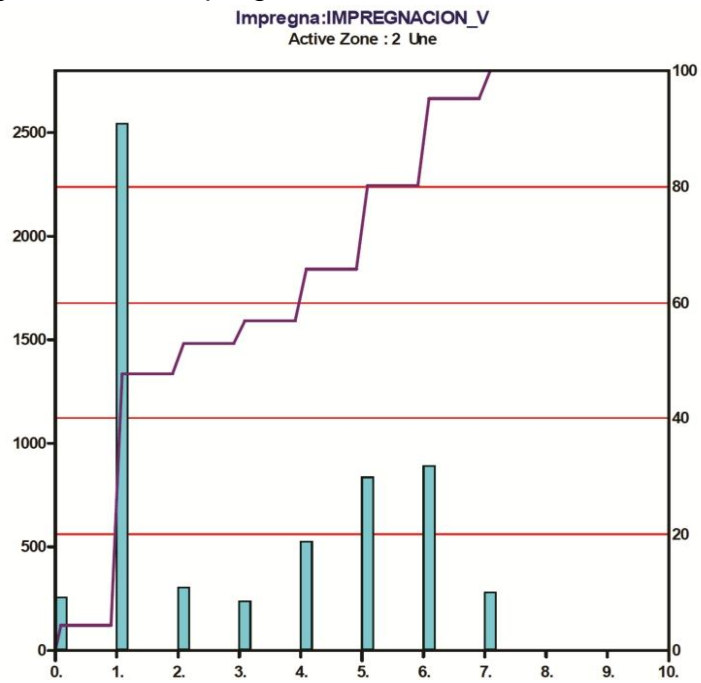
El valor de impregnación predominante en este pozo es de 1, indicando zonas poco impregnadas con bitumen, por otro lado se observa que aproximadamente superior al 20% de los puntos estudiados, presentan impregnación de 5 y 6, indicando buena saturación de bitumen para estas zonas. Figura 48.

Figura. 47. Histograma de la VEL en el Pozo EST-6.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Figura. 48. Histograma de la Impregnación Visual en el Pozo EST-6.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

5.3 MODELO PETROFÍSICO DE IMPEDANCIA ACÚSTICA

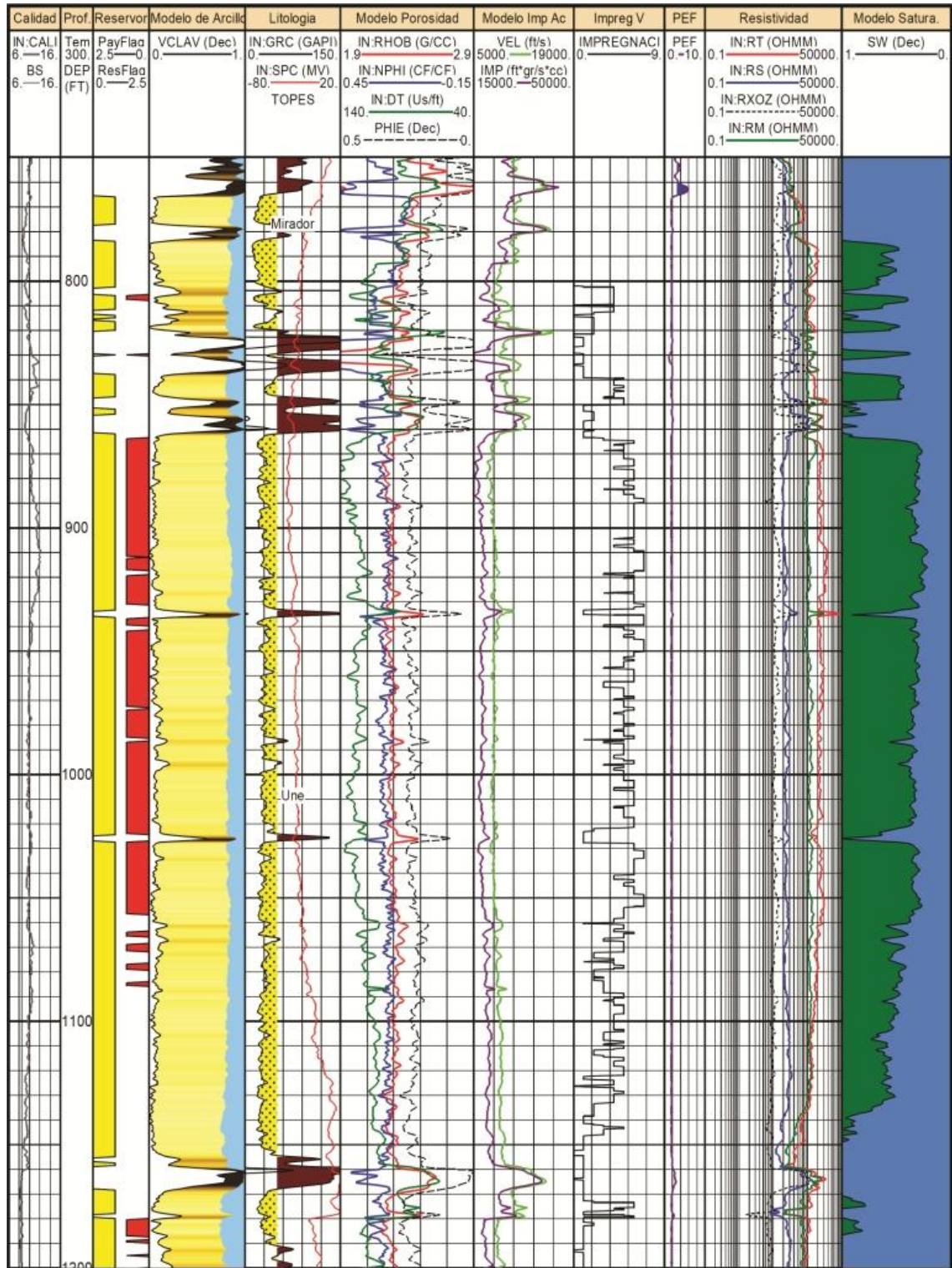
La figura 49, muestra el plot del modelo petrofísico de Impedancia Acústica. En este modelo en el track 3 aparecen las zonas de reservorio (color amarillo), y las zonas de Pay (color rojo) determinadas a partir del modelo de Impedancias acústicas.

En la delimitación de las zonas reservorio, se tomaron en cuenta las mismas zonas que en el modelo de saturación y de velocidad, es decir, las áreas que cumplieran con la condición de tener porcentajes de volumen de arcilla (VCLAV) inferiores al 0.25, y cuyas porosidades superaran o igualaran el 0.10.

Para delimitar las zonas Pay en este modelo de Impedancia Acústica, se clasificaron las zonas reservorio, calculadas anteriormente, con potencial petrolífero, expresado en pies netos. En lugar de usar el parámetro de la saturación de agua, se usó como factor condicionante, la impedancia acústica. De esta manera se clasificaron las zonas reservorio que cumplieran con la condición de tener impedancias inferiores a 19000 ft.gr/s.cc. Este valor fue determinado en el capítulo de modelo de impedancias acústicas, ya que a partir de este, se diferenciaba las areniscas con saturación de bitumen superior a 0.50, es decir saturadas en un porcentaje mayor al 50%.

Las tablas 15 y 16 presentan una síntesis de las propiedades más importantes de estas zonas potenciales. Usando como parámetro las impedancias acústicas, se destacó una zona reservorio con un espesor de 544 ft y una zona Pay con un espesor de 207 ft.

Figura. 49. Plot del Modelo por Impedancia Acústica en el Pozo EST-6



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

Tabla 15. Características de las Zonas Reservorio en el Modelo de Impedancia Acústica

Zona	Tope	Base	Espesor	Espesor Reservorio	Porosidad Promedio	Vclav Promedio	IMP AC Promedio
Mirador	736.00	804.00	68.00	30.50	0.172	0.066	1000
Une	804.00	1392.00	588.00	513.50	0.220	0.082	1000
Pz	1392.00	1407.50	15.50	0.00	---	---	---
TOTAL	736.00	1407.50	671.50	544.00	0.217	0.082	---

En el plot de la figura 49, se observa en el track 7, la nueva curva de este modelo de Impedancia Acústica, va en un rango de 15.000 a 40.000 ft.gr/s.cc, en las zonas con mayor saturación de bitumen, la curva de Impedancia, al igual que la de velocidad se desplaza a la izquierda disminuyendo su valor.

Tabla 16. Características de las Zonas Pay en el Modelo de Impedancia Acústica

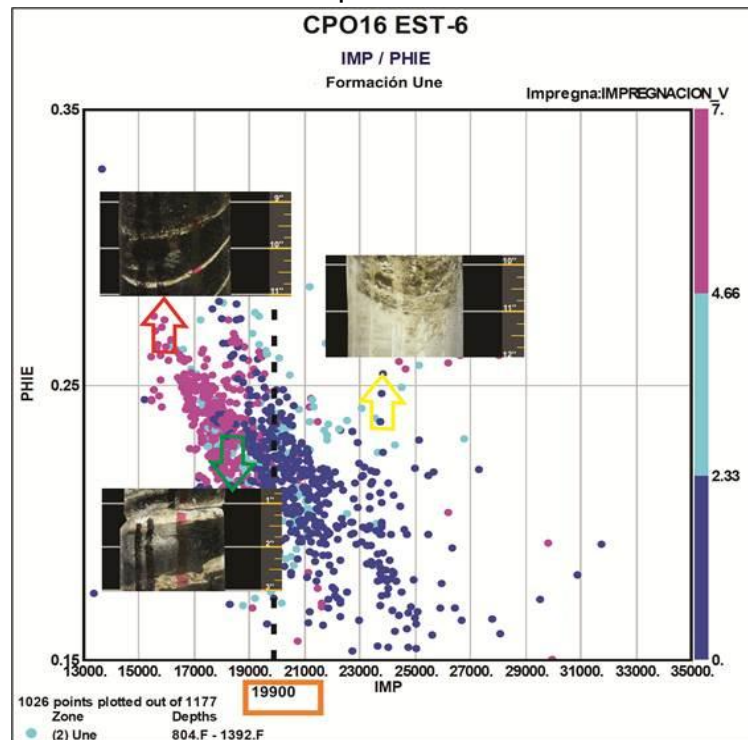
Zona	Tope	Base	Espesor	Espesor Pay	Porosidad Promedio	Vclav Promedio	IMP AC Promedio
Mirador	736.00	804.00	68.00	0.00	---	---	---
Une	804.00	1392.00	588.00	207.00	0.236	0.072	1000
Pz	1392.00	1407.50	15.50	0.00	---	---	---
TOTAL	736.00	1407.50	671.50	207.00	0.236	0.072	---

5.3.1 Rangos de impedancias acústicas en función de la saturación de bitumen. Los rangos de las impedancias acústicas en función de la saturación de bitumen para el pozo EST-6, se pueden observar en los crossplots de las figuras 50 y 51. En la Figura 49, se cruzan parámetros como la impedancia acústica-la porosidad y la impregnación visual, para observar el comportamiento o tendencia de las areniscas de la Formación Une, bajo ciertas condiciones.

En esta imagen se diferencian dos conjuntos de datos, cada uno con características propias, las cuales permiten establecer ciertos rangos en los valores de impedancia que obedecen a la cantidad de bitumen que satura a las areniscas.

El primer conjunto (1) lo conforman las areniscas sin saturación de bitumen ó con poca saturación (puntos dentro de la esfera de color rojo), estas se ubican en un rango de impedancias superiores a los 19.000 ft.gr/s.cc, aproximadamente.

Figura. 50. Crossplot Porosidad–Impedancia acústica–Impregnación visual, para las areniscas de la formación Une del pozo EST–6.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

El tiempo de tránsito en estas areniscas varía de 80 a 120 μ s. Al segundo grupo (2) pertenecen las areniscas que tienen la mayor saturación de bitumen, (puntos

dentro de la esfera de color amarillo). En la clasificación realizada en la Figura 2, correspondería al grupo de núcleos con una apariencia totalmente negra, otorgada por la cantidad de bitumen contenido. Estas areniscas tienen las menores impedancias, generalmente inferiores a 19000 ft.gr/s.cc, y son caracterizadas por tener los tiempos de tránsito más grandes, superiores a los 120 μ s. Este comportamiento se debe al contenido de bitumen hospedado en los poros de estas areniscas, el cual disminuye las propiedades elásticas de las rocas, afectando la velocidad de propagación de las ondas acústicas en estas rocas, de esta manera el bitumen actúa como un impedimento para que dicha onda acústica atraviese la formación litológica.

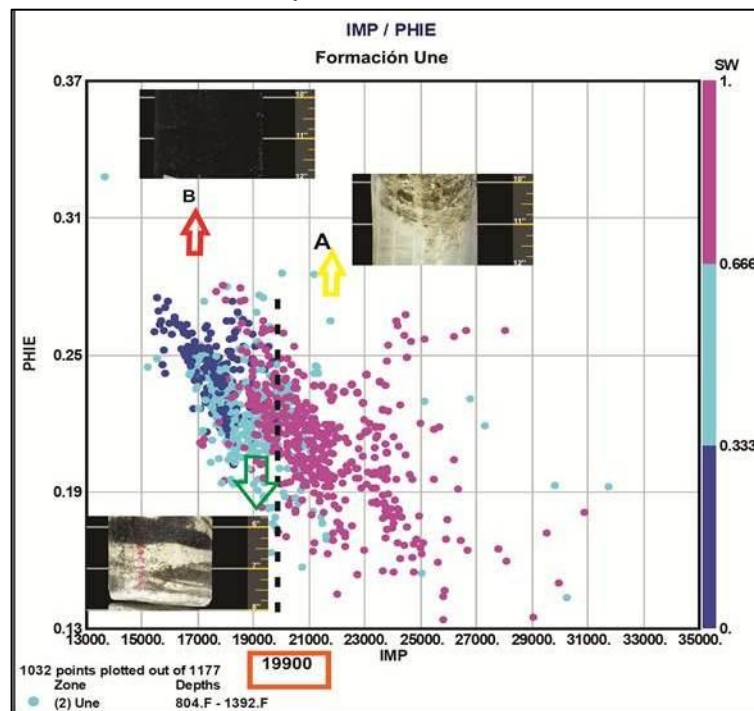
Para el grupo de las areniscas moderadamente saturadas (puntos de color azul celeste), no se puede definir un rango de impedancias acústicas, ya que se encuentran ampliamente distribuidas. En la clasificación de la Figura 2, corresponden a los núcleos caracterizados por tener una apariencia tipo cebrá, formada de la intercalación de pequeñas capas saturadas con bitumen y capas sin saturación (arenas blancas).

En la figura 51, se cruzan parámetros como la impedancia acústica-la porosidad y la saturación de agua, para observar el comportamiento o tendencia de las areniscas de la Formación Une, bajo ciertas condiciones. En esta imagen se diferencian, al igual que en la anterior imagen, dos conjuntos de datos, cada uno con características propias, las cuales permiten establecer ciertos rangos en los valores de impedancia acústica que varían según la cantidad de bitumen presente a las areniscas.

El primer conjunto (**A**) lo conforman las areniscas con saturación de agua entre el 66 y 100% (puntos dentro de la esfera de color amarillo), según la Ecuación 17, estas areniscas contienen un rango de porcentaje que varía entre el 36 y el 0% de saturación de bitumen. Las impedancias acústicas para este grupo **A**, que sería

equivalente al grupo 1 de la Figura 51, corresponden a valores superiores a los 19.000 ft.gr/s.cc, aproximadamente. Al segundo grupo (B) pertenecen las areniscas que tienen la menor saturación de agua, (puntos dentro de la esfera de color rojo). Estas areniscas tienen las menores impedancias, generalmente inferiores a 19000 ft.gr/s.cc, y al igual que las areniscas del conjunto 2, de la figura 49, son caracterizadas por tener los tiempos de tránsito más grandes, superiores a los 120 μ s. En ambas figuras 50 y 51, se observa que el valor límite de impedancia acústica que separa a los conjuntos 1 y 2, y A y B es 19000 ft.gr/s.cc, aproximadamente.

Figura. 51. Crossplot Porosidad–Impedancia acústica–Saturación para las areniscas de la formación Une del pozo EST–6.



Generado en Interactive Petrophysics V3.5.

6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 PAY 1. MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA.

La Saturación de Agua para el 20% de las zonas, varía entre el 40 y 50 %, indicando saturaciones de bitumen entre el 60 y 50 %. Por otro lado, la mayoría de las zonas tienen saturaciones de agua del 100 %, indicando ausencia de bitumen. Para el pozo EST-5, se observa una amplia variación en el rango de saturación de agua, la cual varía entre el 35 y 100 %, indicando saturaciones de bitumen desde el 65 al 0 % a lo largo del pozo.

6.2 PAY 2. MODELO DE VELOCIDAD DEL SONIDO.

La velocidad del sonido que predomina en el área de Rio Güejar según el modelo de velocidad está en el rango de los 7800 y 9200 ft/s. Según los datos arrojados en la curva de impregnación visual del modelo de velocidad el valor de impregnación predominante en este pozo CPO-EST-6 es de 1, indicando zonas poco impregnadas con bitumen, por otro lado se observa que aproximadamente más del 20% de los puntos estudiados presentan impregnación de 5 y 6, los cuales indican una buena saturación de bitumen para estas zonas.

Los valores medidos con la herramienta sónica la cual mide el tiempo de propagación de las ondas acústicas en el medio, arrojaron valores altos los cuales son obtenidos en medios poco elásticos como las arcillas donde las velocidades de propagación del sonido disminuye y valores bajos se obtuvieron en medios sólidos como rocas ricas en cuarzo donde la velocidad del sonido se propaga rápidamente.

Los valores medidos con la herramienta sónica en las areniscas son altos y es debido al contenido de bitumen que se comporta como un material menos elástico presentando valores cercanos a 130 ($\mu\text{s/m}$).

6.3 PAY 3. MODELO DE IMPEDANCIA ACÚSTICA.

En el modelo de impedancia acústica, los valores oscilan entre 10000 y 50000 ft.gr/s.cc, la curva obtenida de la impedancia acústica presenta el mismo comportamiento de la curva de velocidad, la cual nos muestra una directa proporcionalidad.

En particular para el pozo estratigráfico 6, los valores de las impedancias acústicas predominan con una frecuencia mayor al 50%, en el rango de 17.000 a 20.000 ft.gr/s.cc.

7 CONCLUSIONES

El porcentaje de arcilla, llamado *VCLAV*, en el modelo petrofísico elaborado en el presente trabajo, representa el promedio del cálculo de la arcillosidad, determinado mediante el registro *GR* y los registros densidad–neutrón. Dicho porcentaje varía con una tendencia general en todos los pozos, entre el 7% para las areniscas más limpias y el 23% para las más arcillosas. Estos valores de *VCLAV*, concuerdan con los análisis de laboratorio presentados en el informe de Pérez H., y otros 2013, donde los porcentajes de arcilla en las rocas varían desde 20% al 8%.

La porosidad a lo largo de las areniscas de la Formación Une se puede considerar muy uniforme. Dicho parámetro petrofísico, fue obtenido mediante los registros de neutrón y densidad, y el rango obtenido en todos los pozos estratigráficos del bloque CPO 16, fue en promedio entre el 16% y 25%. El pozo CPO 16 EST–6, presentó los mayores valores de porosidad, los cuales alcanzaban el 30%. Dichos porcentajes de porosidad, concuerdan con los análisis de laboratorio presentados en el informe de Pérez H., y otros, 2013, donde los valores correspondientes a la porosidad intergranular primaria, calculados mediante el Análisis de Conteo de punto, varía entre el 13.2% a 25.0%

El cálculo de saturación de agua, por las características de arcillosidad de las areniscas, permitieron aplicar el Modelo de Archie con un previo ajuste de los parámetros de R_w , R_m y n . Dicho modelo respondió de manera apropiada, respaldando los datos que se tenían de los análisis petrofísicos.

Se evidencia que los intervalos con presencia de bitumen, están asociados a niveles con altos tiempos de tránsito, de esta manera se puede establecer la

relación de que entre mayor sea el contenido de bitumen, menor será la velocidad del sonido. Se concluye así, que por medio del registro sónico, es posible diferenciar las rocas impregnadas con bitumen de las rocas no impregnadas.

Las velocidades e impedancias acústicas permiten establecer una relación en cuanto a la saturación de bitumen. De esta manera se concluye que, las areniscas sin saturación de bitumen, o con poca saturación, tienen valores superiores a 8000 ft/s y 19.000 ft.gr/s.cc, el tiempo de propagación en estas areniscas varía de 80 a 100 microsegundos. Por otro lado, las areniscas que tienen la mayor saturación de bitumen, presentan las menores velocidades e impedancias, generalmente inferiores a 8000 ft/s y 19.000 ft.gr/s.cc respectivamente, y son caracterizadas por tener los tiempos de tránsito más grandes, superiores a los 120 μ s.

Los intervalos de velocidades e impedancias obtenidos, se deben al contenido de bitumen hospedado en los poros de estas areniscas, el cual disminuye las propiedades elásticas de las rocas, afectando la velocidad de propagación de las ondas acústicas a través de estas formaciones rocosas. Tal que, el bitumen actúa como un impedimento para que dicha onda sonora atraviese la formación litológica, dando como resultado, incrementos en los tiempos de tránsito, evidenciados en los registros sónicos.

Los valores de impregnación visual 7, 6, 5, y 4 se pueden diferenciar de las rocas saturadas en agua mediante la velocidad de propagación del sonido y la impedancia acústica mientras que los valores de impregnación visual 3, 2 no se alcanzan a diferenciar de las zonas saturadas en agua.

8 RECOMENDACIONES

Obtener un registro fotográfico de los núcleos de los pozos EST-2, EST-3, EST-5 Y EST-8 para poder correlacionar visualmente los rangos de mayor saturación, con el comportamiento del registro sónico, y de esta manera poder establecer rangos de velocidad e impedancias acústicas, más precisos.

Calcular las impedancias elásticas y determinar cómo influyen en el registro del tiempo de tránsito de las ondas acústicas.

BIBLIOGRAFIA

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Cuenca Llanos Orientales. ANH, 2012. p. 32-52.
- ALFORD, J.; BLYTH, M.; TOLLEFSEN E.; Perfilaje Sónico Durante la Perforación. Schlumberger; vol. 24, no 1. Houston, Texas. Oilfield Review Primavera. 2012. p. 4-17.
- ARCHIE, G.E., The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Trans AIME., vol. 1, p. 54-67.
- BASSIOUNI, Z., Acoustic Properties of Rocks. In: Theory, Measurement, and interpretation of well logs, Society of Petroleum Engineers (SPE), Textbook Series, vol. 4, 1994, p. 45-54.
- BOGOTA, R., Contribución al conocimiento estratigráfico de la cuenca de Los Llanos (Colombia). 3 Simp. Bolivariano, exploración petrolera de las cuencas Subandinas, 1: 309-345. Caracas, citado por AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Cuenca Llanos Orientales. ANH, 2012. p. 32-52.
- BOWEN, DG., Core Laboratories. En: Formation Evaluation and Petrophysics, Jakarta, Indonesia, 2003. p. 154 – 157.
- BRITTON M., Problems frequently encountered in evaluating tar sands resources – the south Texas San Miguel deposit, American Association of Petroleum Geologists (AAPG), edición especial Exploration for heavy crude oil and natural bitumen: AAPG Studies in Geology; No. 25, 1987. p. 489-506.
- CABALLERO V., Parra M., y Mora A., Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia Durante el Eoceno Tardío – Oligoceno Temprano: Proveniencia Sedimentaria en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca Valle

Medio del Magdalena, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga-Colombia, Boletín de Geología, v. 32, No. 1, 2010. p. 45-77.

- CHARITAT, P., CARVAJAL, I. & RUIZ, J; Tocaria Oil and Gas Field and la Gloria Norte Oil Field, two examples of Casanare Hydrocarbon Fields. II Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Vol. I, Bogotá, citado por AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Cuenca Llanos Orientales. ANH, 2012. p. 32-52.
- COOPER M, et al. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia: AAPG Bulletin, v. 79, No. 10. 1995. p. 1421–1443.
- CRAIN R., Unicorns in the garden of good and evil: part 6 – Tar Sands, Reservoir Issue 4, 2011. p. 19-23.
- Díaz, Camilo. Impacto de la respuesta del registro sísmico en la cuantificación de recursos para las areniscas bituminosas de la Formación Une en Río Güejar. Tesis de Maestría en Geología. Bucaramanga. . Universidad Industrial de Santander. Facultad de Geología, 2015.
- BEICIP-FRANLAB y ECOPEPETROL. Cuenca de los Llanos Orientales, Estudio Geológico Regional. Vol.1. Texto, Santa Fe de Bogotá, 1995. p. 202.
- ELLIS, D., and SINGER, J., Introduction to Acoustic Logging in: Well Logging for Earth Scientists. 2007. p 479 - 497
- Etayo-Serna, et al, 1983, Mapa de terrenos geológicos de Colombia: Publicaciones Geológicas Especiales del INGEOMINAS, n. 14. 2007.p. 235
- FERTL, W., CHILINGARIAN, G., Formation Evaluation of Tar Sands using Geophysical Well-Logging Techniques, Developments in Petroleum Science, v. 7, 1978. p. 259-276.
- HALLIBURTON/ANH. Proyecto de Evaluación de Crudos Pesados, Cuenca Llanos Orientales. Realizado para la ANH. , 2006-2007.

- HEWITT, P., Física Conceptual, Pearson Education, 3 edición, México, 1992. p. 392-400.
- HEWITT, P., Física Conceptual, México, Pearson Education, 10 edición, 2007. p. 362-397.
- KHATCHIKIAN, A., Registro de pozo: principios y aplicaciones. Buenos Aires, Argentina. 2011.
- LANDI, R., y TERÁN, H., Aplicaciones de los registros de resonancia magnética nuclear (NMRL) en la evaluación de yacimientos, Guayaquil, Ecuador. 2010.
- LINARES, R., y SOTO, C. P. “Modelamiento estructural en zonas complejas”. Escala de laboratorio. ECOPETROL- ICP. 2002.
- MORA A., Parra M., et al. The eastern foothills of the Eastern Cordillera of Colombia: An example of multiple factors controlling structural styles and active tectonics, Geological Society of America Bulletin, v. 122, No. 11-12, 2010. p. 762-779.
- NIU Y.; KANTZAS, A; BRYAN, J; , Determining bitumen, water and solids in oil sands ore by using low-field NMR. Tomographic Imaging and porous Media Laboratory. Canada. V, 47. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2008, No. 7, p. 40-47.
- OBANDO, G.J.; PEREZ, W.H. Interpretación geológica y geofísica del extremo NW del Departamento del Meta, 1988, citado por AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Cuenca Llanos Orientales. ANH, 2012. p. 32-52.
- PARRA M., et al. Orogenic wedge advance in the northern Andes: Evidence from the Oligocene-Miocene sedimentary record of the Medina Basin, Eastern Cordillera, Colombia, Geological Society of America Bulletin, v. 121, No. 5-6, 2009. p. 760-779.

- PÉREZ H., Santos C., Díaz C., y Carreño Y., 2013, Modelamiento Petrofísico del Área Rio Güejar, Colombia, UP Consultorías, Informe Técnico No. 009, p. 11-21.
- RIDER, M., The Geological Interpretation of Well Logs. Second Edition. Rider-French Consulting, Sutherland. Gulf Publishing Company. 2002. p. 55-99.
- RODRIGUEZ C., et al. Cartografía geológica de 51267.45 Km² a escala 1:100.000, con 739 Km² de control cartográfico a escala 1:50.000 en un sector de la cuenca del Caguan-Putumayo, localizado en los departamentos de Meta, Caquetá, y Putumayo, Mapa geológico a escala 1:500.000 de la Cuenca Caguan-Putumayo. 2009.
- RUIZ OCHOA, C. Inversión Sísmica y Estudio de Atributos Sísmicos Post Apilamiento de los Niveles I3 y TU de la Formación Oficina en el Campo Guico Guara, Estado Anzoategui. Universidad Simón Bolívar. Venezuela. 2007.
- SARMIENTO, R., Geological factors in influencing porosity estimates from velocity logs 1961, citado por SERRA, O., Fundamentals of Well-Log Interpretation. Elsevier. Amsterdam, 1984. p 213-218
- SCHLUMBERGER, Log interpretation charts. Schlumberger, Houston, TX 2005.
- SERRA, O., 1984. Acoustic Log Generalities in: Fundamentals of Well-Log Interpretation. Elsevier. Amsterdam, p. 213-218
- TORRES, C., Integrated Geological-Petrophysical Interpretation of Well Logs. Texas, Austin. 2010. p.
- WINSAUCER H. et al. Resistivity of Brine-Saturated Sands in relation to Pore Geometry. AAPG Bulletin, v. 36(2), 1952. p. 253-277.

ANEXOS

Anexo 1. Modelo petrofísico convencional de los pozos estratigráficos CPO 16 EST-1, EST-2, EST-3, EST-5, EST-6, EST-7 y EST-8

Anexo 2. Modelo de Saturación de los pozos estratigráficos CPO 16 EST-1, EST-2, EST-3, EST-5, EST-6, EST-7 y EST-8

Anexo 3. Modelo de Velocidad de los pozos estratigráficos CPO 16 EST-1, EST-2, EST-3, EST-5, EST-6 y EST-7

Anexo 4. Modelo de Impedancia Acústica de los pozos estratigráficos CPO 16 EST-1, EST-2, EST-3, EST-5, EST-6 y EST-7