

**DETERMINACIÓN DEL ÁREA Y EL ESPESOR DEL
YACIMIENTO Y CUANTIFICACIÓN DE LOS
RECURSOS EN LAS ARENISCAS BITUMINOSAS DE
LA FORMACIÓN UNE (CRETÁCICO) EN RÍO GÜEJAR
(DEPARTAMENTO DEL META, COLOMBIA) A
PARTIR DE LA RESPUESTA DEL REGISTRO SÓNICO**

CAMILO ANDRÉS DÍAZ MORALES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
MAESTRÍA EN GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2016**

**DETERMINACIÓN DEL ÁREA Y EL ESPESOR DEL YACIMIENTO Y CUANTIFICACIÓN DE
LOS RECURSOS EN LAS ARENISCAS BITUMINOSAS DE LA FORMACIÓN UNE
(CRETÁCICO) EN RÍO GÜEJAR (DEPARTAMENTO DEL META, COLOMBIA) A PARTIR DE LA
RESPUESTA DEL REGISTRO SÓNICO**

CAMILO ANDRÉS DÍAZ MORALES

Tesis de grado para optar el título de Master en Geología

Directores

HÉCTOR HUGO PÉREZ VEGA

MSc., Ingeniería de Petróleos

SAIT KHURAMA

MSc., Geología

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE GEOLOGÍA

MAESTRÍA EN GEOLOGÍA

BUCARAMANGA

2016

DECICATORIA

A mi papá **Gentil Diaz**
A mi mamá **Isabel Morales**
A mi tío **Fabio Falck**
A mi tía **Rosa Morales**
A mis hermanos **Santiago y Cristina**

AGRADECIMIENTOS

Hay muchas personas valiosas a las que quisiera agradecer, a mi director Héctor Hugo Pérez por enseñarme como profesor y como amigo, por haberme dado las bases para emprender este proyecto, y guiarme para resolver los problemas que se presentaron en el desarrollo del mismo. A mi codirector el profesor Sait Khurama al igual que mis calificadores el profesor Luis Castillo y el profesor Jairo Torres por sus críticas constructivas, que finalmente hacen que el resultado final de este proyecto sea satisfactorio.

A mis todos mis profesores y compañeros de la maestría con quienes aprendí y compartí momentos muy agradables, en especial a Eduardo Roselló, Mauricio Parra, German Bayona, Luis Carlos Mantilla, Davis Suarez, Andrés Martínez, José Ricardo Sandoval, Rolando Ramírez.

Mis estudios de maestría se realizaron con el apoyo económico del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) mediante un convenio con la Universidad Industrial de Santander (UIS), a estas dos instituciones quiero agradecer por haberme brindado esta oportunidad, y poner a mi disposición todo el personal, y los materiales necesarios para realizar este proyecto.

Al Doctor Andrés Roberto Mora, funcionario de Ecopetrol, por transmitirme su conocimiento, compartir sus experiencias en el campo.

A todas las personas de la parte administrativa de la UIS, por brindarme el apoyo necesario para llevar a buen término este proyecto.

Índice general

INTRODUCCIÓN	15
1. OBJETIVOS	18
1.1. Objetivo general	18
1.2. Objetivos específicos	18
2. ANTECEDENTES	19
3. MARCO DE REFERENCIA	21
3.1. Marco espacial y temporal	21
3.1.1. Configuración Geológica Regional	21
3.1.2. Columna estratigráfica general de la Cuenca de la Cordillera Oriental y la Cuenca de los Llanos Orientales Colombia	21
3.1.3. Localización del área estudio	24
3.2. Marco Teórico y Conceptual	24
3.2.1. Generalidades y fundamentos de los registros acústicos	24
3.2.2. Medición de la velocidad del sonido en la roca por medio del registro sísmico de pozo	30
3.2.3. Modelo sísmico básico	35
3.2.4. Inversión Sísmica	38
4. METODOLOGÍA Y PROCEDIMIENTO	45
4.1. Modelamiento petrofísico	45
4.1.1. Control de calidad de los registros	47
4.1.2. Modelo de arcillosidad	47
4.1.3. Modelo de Porosidad	49
4.1.4. Modelo de Saturación de Agua	59
4.1.5. Modelo de velocidad de propagación del sonido e impedancia acústica	70
4.1.6. Delimitación de la zona reservorio	71
4.1.7. Delimitación de la zona de <i>pay</i>	71
4.2. Modelo de inversión sísmica	73
4.2.1. Procesamiento de líneas sísmicas	73
4.2.2. Inversión sísmica	74
5. ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	84
5.1. Modelo petrofísico	84
5.1.1. Cálculo de saturación de fluidos mediante la ecuación de Archie	84
5.1.2. Identificación de zonas petrolíferas mediante la respuesta del registro sísmico y la impedancia acústica	92

5.1.3. Procedimiento final para definir la zona petrolífera y su saturación de hidrocarburo	96
5.2. Inversión sísmica	101
5.2.1. Resultados de la inversión sísmica	102
5.3. Cálculo de recursos	109
CONCLUSIONES	116
BIBLIOGRAFÍA	119
ANEXOS	120

Índice de figuras

1.	Perfil del yacimiento de Arenas Bituminosas en Río Güejar	16
2.	Areniscas de la Formación Une en Río Güejar clasificadas por su impregnación visual	17
3.	Mapa de las principales provincias tectónicas de Colombia mostrando la configuración actual de las cuencas sedimentarias	22
4.	Esquema del levantamiento de la Cordillera Oriental en el Cenozoico dando lugar a la formación de la Cuenca Antepaís Andina de los Llanos Orientales	23
5.	Mapa de localización de la cuenca de los Llanos Orientales Colombia	23
6.	Cronoestratigrafía y Tectonoestratigrafía desde el Jurásico superior hasta el Presente en el flanco este de la Cordillera Oriental	25
7.	Ubicación geográfica de la zona de estudio sobre el mapa geológico	26
8.	Información de registros eléctricos del pozo Estratigráfico 6, mostrando las formaciones en el área de estudio	27
9.	Elementos de una onda	28
10.	Ondas compresionales	29
11.	Coefficientes de reflexión R calculados para un perfil litológico por medio de las curvas de velocidad (v) y densidad (ρ)	30
12.	Esquema del principio utilizado para medir el tiempo de tránsito (Δt) en un intervalo de formación	32
13.	Propagación de las ondas acústicas en un pozo mostrando el principio para la medición del tiempo de tránsito de un intervalo	33
14.	Influencia de los derrumbes en la medida del tiempo de tránsito Δt y b) Influencia de la inclinación de la herramienta en la medida de Δt	34
15.	Principio de la medición del tiempo de tránsito Δt para la herramienta sónica compensada por perforación (BHC)	34
16.	Modelo sísmico	35
17.	Walden y White (1998).	35
18.	Coefficiente de reflexión e impedancia acústica	36
19.	Espectro de fase mostrando la constante de rotación de fase y el desplazamiento en tiempo	37
20.	Ondículas de fase cero y de fase mínima pasando a través de un reflector	38
21.	Modelado e inversión, modelado directo (izquierda), inversión (derecha)	39
22.	Esquema mostrando el ancho de banda de la información sísmica	42
23.	Mapa conceptual mostrando la metodología para el desarrollo del proyecto	46
24.	Areniscas de la Formación Une en Río Güejar mostrando el porcentaje de arcillosidad	48
25.	Volúmenes de materiales en la roca reservorio como se utiliza en análisis de registros eléctricos	50
26.	Clasificación de la arcilla por su distribución en la roca	51
27.	Secciones delgadas tomadas a los núcleos del pozo CPO 16 Estratigráfico-6 en la Formación Une en Río Güejar mostrando la distribución dispersa de las arcillas en la roca	52

28.	Representatividad de las porosidades de la roca medidas en laboratorio	55
29.	Gráfico de dispersión Neutrón-Densidad para la Formación Une	56
30.	Zonas de invasión y de registro en un pozo	60
31.	Líneas eléctricas en una roca saturada con agua e hidrocarburo	61
32.	Gráfico de dispersión de porosidad contra factor de formación	64
33.	Gráfico de dispersión de saturación de agua contra índice de resistividad	67
34.	Gráfico de dispersión de gamma ray contra resistividad del agua aparente	68
35.	Gráfico de dispersión de Pickett resistividad total contra porosidad efectiva	69
36.	Visualización de los registros eléctricos del pozo estratigráfico-6, mostrando la curva de impregnación visual creada a partir del núcleo	72
37.	Mapa geológico del área de trabajo mostrando la ubicación de los pozos y las líneas sísmicas	73
38.	Proceso de amarre de un pozo con la información sísmica mediante la correlación de un sismograma sintético con una traza sísmica real	76
39.	Pozo amarrado mediante la correlación de un sismograma sintético con una traza sísmica real	77
40.	Ondícula extraída a partir de los pozos CPO16 EST-6 y SA-16, previamente correlacionados con la línea sísmica 2 mediante una ondícula estadística	78
41.	Gráfico de frecuencia de la ondícula extraída	78
42.	Modelo inicial para la línea sísmica 2 generado a partir de los pozos CPO 16 Estratigráfico-6 Y SA-16 y los horizontes Une y Pz	80
43.	Análisis de inversión para la ubicación del pozo CPO EST-6	81
44.	Error entre el registro de impedancia original y el registro de impedancia resultante de la inversión	81
45.	Inversión final de la línea 2 controlada por los pozos CPO 16 Estratigráfico-6 Y SA-16 válida para la Formación Une	83
46.	Líneas eléctricas en yacimientos que presentan alta mojabilidad al agua, y alta mojabilidad al aceite.	85
47.	Perfil del yacimiento de Arenas Bituminosas en Río Güejar, mostrando el ingreso de aguas superficiales al yacimiento y la variación de la resistividad del agua en el yacimiento.	85
48.	Variación vertical en la saturación de bitumen dentro de la Formación Une	86
49.	Representatividad de la medida de resistividad y la curva de S_w teniendo en cuenta la resolución vertical de la herramienta de resistividad y las variaciones de saturación de bitumen en una zona petrolífera de la Formación Une	87
50.	Gráfico de dispersión de saturación de agua contra porosidad coloreado por la impregnación visual de bitumen solo para los valores de impregnación de bitumen 4,5,6 y 7	87
51.	Modelo petrofísico para el pozo CPO 16 Estratigráfico-7 presentado gráficamente, comparando las zonas con alta impregnación visual de bitumen con las zonas petrolíferas encontradas por el modelo de saturación de agua	89
52.	Impregnación visual de hidrocarburo a partir de los núcleos	92
53.	Gráfico de dispersión estilo matriz de velocidad de propagación del sonido contra porosidad coloreado por la impregnación visual de bitumen	94
54.	Histograma de velocidad de propagación del sonido separando los datos por la impregnación visual de bitumen	95
55.	Gráfico de dispersión estilo matriz de impedancia acústica contra porosidad coloreado por la impregnación visual de bitumen	95
56.	Histograma de impedancia acústica separando los datos por la impregnación visual de bitumen	96

57. Modelo petrofísico para el pozo CPO 16 Estratigráfico-7 presentado gráficamente, comparando las zonas con alta impregnación visual de bitumen con las zonas petrolíferas encontradas por el modelo de impedancia acústica	97
58. Modelo petrofísico final para el pozo CPO 16 Estratigráfico-5 presentado gráficamente	99
59. Correlación final entre la traza sintética y la traza real para la línea sísmica 1 y la línea sísmica 2	101
60. Correlación entre la traza sintética generada a partir de la inversión y la traza real para la ubicación de los pozos, para las líneas sísmicas 1 y 2	102
61. Gráfico de dispersión de impedancia original contra impedancia invertida	103
62. Línea sísmica 2 invertida mostrando la distribución de impedancias acústicas mediante una escala de colores	105
63. Línea sísmica 1 invertida mostrando la distribución de impedancias acústicas mediante una escala de colores	106
64. Línea sísmica 2 invertida diferenciando las zonas con mejores probabilidades de encontrar altos contenidos de bitumen amarillo	107
65. Línea sísmica 1 invertida diferenciando las zonas con mejores probabilidades de encontrar altos contenidos de bitumen amarillo	108
66. Área en superficie con mejores probabilidades de contener altas saturaciones de bitumen según el modelo de inversión sísmica	109
67. Cálculo volumétrico para un estrato rocoso horizontal	110
68. Cálculo volumétrico para un estrato rocoso buzante	110
69. Esquema del cálculo final de recursos para la Formación Une en Río Güejar	112
70. Distribución de valores utilizada para la variable área en la ecuación 5.1	112
71. Distribución de valores utilizada para la variable espesor de la zona <i>pay</i> 1 en la ecuación 5.1	113
72. Distribución de valores utilizada para la variable espesor de la zona <i>pay</i> 2 en la ecuación 5.1	113
73. Distribución de valores utilizada para la variable porosidad de la zona <i>pay</i> 1 en la ecuación 5.1	113
74. Distribución de valores utilizada para la variable porosidad de la zona <i>pay</i> 2 en la ecuación 5.1	114
75. Distribución de valores utilizada para la variable S_w de la zona <i>pay</i> 1 en la ecuación 5.1	114
76. Distribución de valores utilizada para la variable S_w de la zona <i>pay</i> 2 en la ecuación 5.1	114
77. Cálculo probabilístico de recursos para Río Güejar	115

Índice de cuadros

1.	Información de registros y núcleos para el desarrollo del proyecto.	46
2.	Nombres finales de las curvas.	47
3.	Resultados de pruebas de laboratorio en núcleos del pozo CPO 16 Estratigrafico-6, factor de formación y porosidad	64
4.	Resultados de pruebas de laboratorio en núcleos del pozo CPO 16 Estratigrafico-6, índice de resistividad (I), y saturación de agua S_w	65
5.	Pruebas de laboratorio en agua de formación del pozo CPO 16 Estratigrafico-2.	69
6.	Valores finales de R_w por pozo para la Formación Une en Río Güejar.	70
7.	Resultados obtenidos de la zona reservorio y pay por pozo para la Formación Une en Río Güejar a partir del modelo de saturación de agua.	91
8.	Resultados finales obtenidos de la zona reservorio y pay por pozo para la Formación Une en Río Güejar.	100
9.	Cálculo final de recursos en percentiles de probabilidad.	115

RESUMEN

TÍTULO: DETERMINACIÓN DEL ÁREA Y EL ESPESOR DEL YACIMIENTO Y CUANTIFICACIÓN DE LOS RECURSOS EN LAS ARENISCAS BITUMINOSAS DE LA FORMACIÓN UNE (CRETÁCICO) EN RÍO GÜEJAR (DEPARTAMENTO DEL META, COLOMBIA) A PARTIR DE LA RESPUESTA DEL REGISTRO SÓNICO *

AUTOR: CAMILO ANDRÉS DÍAZ MORALES **

PALABRAS CLAVE: PETROFÍSICA, ARENAS BITUMINOSAS, REGISTRO SONICO, INVERSIÓN SÍSMICA.

DESCRIPCIÓN:

A partir de un análisis petrofísico en un yacimiento no convencional de arenas bituminosas, se propone una metodología para utilizar la respuesta del registro sónico como indicador de zonas petrolíferas a nivel de pozo en este tipo de yacimientos. Además, se implementa una inversión sísmica con el fin de extrapolar las propiedades de los pozos a todo el yacimiento. Finalmente se calcula el petróleo original en el yacimiento teniendo en cuenta todos los parámetros petrofísicos y geofísicos encontrados durante el desarrollo del proyecto.

Este proyecto explica de manera detallada como se realiza un modelo petrofísico paso a paso, y hace énfasis en la importancia de amarrar los datos de registros eléctricos a la roca, ya que finalmente el modelo debe mostrar una simplificación de las propiedades físicas de la misma. También explica de manera sencilla como se realiza una inversión sísmica basada en un modelo de impedancias inicial, y como se pueden extrapolar las propiedades encontradas en pozo a la información sísmica.

Los resultados obtenidos son producto del análisis detallado de: las muestras de núcleos, la correlación de estas con los registros eléctricos y la información sísmica. Estos resultados, ayudaran a la hora de tomar decisiones que representen inversiones importantes por parte de compañías petrolíferas en este tipo de yacimientos, en este caso ECOPETROL.

* Tesis de Maestría

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Juan Diego Colegial Gutiérrez, Geólogo.

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF AREA AND THICKNESS RESERVOIR, AND OIL QUANTIFYING IN THE UNE FORMATION TAR SANDS (CRETACEUS) IN RÍO GÜEJAR (META DEPARTMENT, COLOMBIA) BY SONIC LOG RESPONSE *

AUTHOR: CAMILO ANDRÉS DÍAZ MORALES **

KEYWORDS: PETROPHYSIC, TAR SANDS, SONIC LOG, SEISMIC INVERSION.

DESCRIPTION:

From a petrophysical analysis in an unconventional tar sands deposit, a methodology for sonic log response use as an indicator of oil zones in tar sands deposits is proposed. In addition, seismic inversion is implemented in order to extrapolate the properties of the wells throughout the reservoir. Finally, quantify the original oil in place considering petrophysical and geophysical parameters founds during project development.

This project explain a detailed way how make a petrophysical model step to step, and emphasizes importance of well logs correlate with core data, because, finally the model due show physical properties of the rock. Also, explains simple way how make a seismic inversion based on impedance initial model and how the properties found in well extend to seismic information.

The obtained results are product to detailed analysis of: core samples, correlation between these and well logs and seismic information. This results help in making decisions that represent significant investments by oil companies in such fields, in this case ECOPETROL.

* Master Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Juan Diego Colegial Gutiérrez, Geólogo.

INTRODUCCIÓN

La estimación de recursos es uno de los aspectos más esenciales en la industria del petróleo. Es el proceso por el cual se evalúan cuantitativamente el total de hidrocarburos, en un campo, área o una región. Para determinar la cantidad de recursos se utiliza la ecuación 1, la cual presenta el resultado en barriles de petróleo (Demirmen, 2007):

$$Recursos = 7748 * \frac{A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_o}, \quad (1)$$

dónde:

A = Área del yacimiento en acres,

h = Espesor vertical de las arenas impregnadas con bitumen en ft ,

ϕ = Porosidad del reservorio en fracción,

S_w = Saturación de agua del espacio poroso en fracción, y

B_o = Factor volumétrico.

La estimación de recursos se ve fuertemente afectada por incertidumbres técnicas. El primer nivel de incertidumbre está asociado con los datos unidimensionales (registros de pozo, núcleos, pruebas de pozo). Estos datos proporcionan propiedades del reservorio como ϕ , S_w y otras en las vecindades del pozo. El segundo nivel de incertidumbre surge cuando estas propiedades del reservorio unidimensionales son extrapoladas a dos o tres dimensiones con ayuda de la geología, la información sísmica o pruebas de producción extensas. Sin embargo, aunque siempre van a existir errores debido a las incertidumbres inherentes en los datos y las asunciones a la hora de construir un modelo, la combinación de todos los datos disponibles permitirá construir un modelo simplificado con el cual se podrán estimar los recursos petrolíferos de la mejor manera posible.

En Colombia en la parte sur de la Cuenca de los Llanos Orientales, se encuentra la Serranía de la Macarena, entre esta y un escarpe sedimentario al este, donde aflora la Formación Une (Cretácico Superior) y la Formación Mirador (Eoceno) se encuentra el cañón del Río Güejar (fig. 7). Mediante la perforación de una serie de pozos antiguos al este del escarpe sedimentario, se conocía la existencia de una acumulación de crudo extrapesado (Bitumen) en las cuarzoareniscas de la Formación Une y en los conglomerados de la Formación Mirador.

Este yacimiento está catalogado como un yacimiento de petróleo no convencional de arenas bituminosas, lo que trae nuevos desafíos a la hora de cuantificar los recursos en el mismo. El primer desafío es geológico: desde el punto de vista estructural, el yacimiento es un monoclinal buzando al noreste

que aflora al este de la Serranía de la Macarena y del Río Güejar, en dicho afloramiento se expone la Formación Une y Formación Mirador, estas Formaciones, en el sistema petrolífero, están consideradas como la roca reservorio, siendo la Formación Une la que presenta las mejores condiciones para acumular este hidrocarburo. El sello se cree, es generado por el mismo bitumen que por su alta viscosidad no fluye quedando atrapado en la formación (fig.1). Esta condición hace que el yacimiento no tenga un cierre estructural, lo cual presenta un desafío al definir A. El segundo desafío también es geológico: la roca reservorio de la Formación Une, es una cuarzoarenisca con matriz arcillosa (principalmente caolinítica), el contenido de matriz varía desde trazas, a contenidos abundantes rellenando la mayoría del espacio poroso. Estos cambios texturales de la roca siguen los planos de estratificación de la misma y controlan el contenido de hidrocarburo en la roca. En las zonas con abundante matriz arcillosa el hidrocarburo no se acumula ya que el espacio poroso se encuentra ocupado por la matriz arcillosa, mientras que en las zonas con poca matriz arcillosa el hidrocarburo si se puede acumular. Esto, le da a la roca una variación de colores: 1. Blanco donde la matriz arcillosa es abundante y no se pudo acumular el hidrocarburo y 2. Negro donde la matriz arcillosa es escasa y el hidrocarburo se pudo acumular (fig. 2). Debido a que las características texturales de la roca condicionan el contenido de hidrocarburo en la misma determinar h presenta otro desafío.

En trabajos anteriores se evidencia un comportamiento inusual de la herramienta sónico cuando toma lecturas en arenas bituminosas (Britton, 1987; Perez *et al.*, 2013). Mediante el estudio de este comportamiento en este yacimiento en particular, y la combinación de todos los datos disponibles en el mismo (registros eléctricos, núcleos, dos líneas sísmicas, pruebas de laboratorio, entre otros) se pretenden resolver los dos desafíos importantes que presenta este trabajo y determinar la cantidad de recursos petrolíferos en este yacimiento.

Figura 1: Perfil del yacimiento de Arenas Bituminosas en Río Güejar.

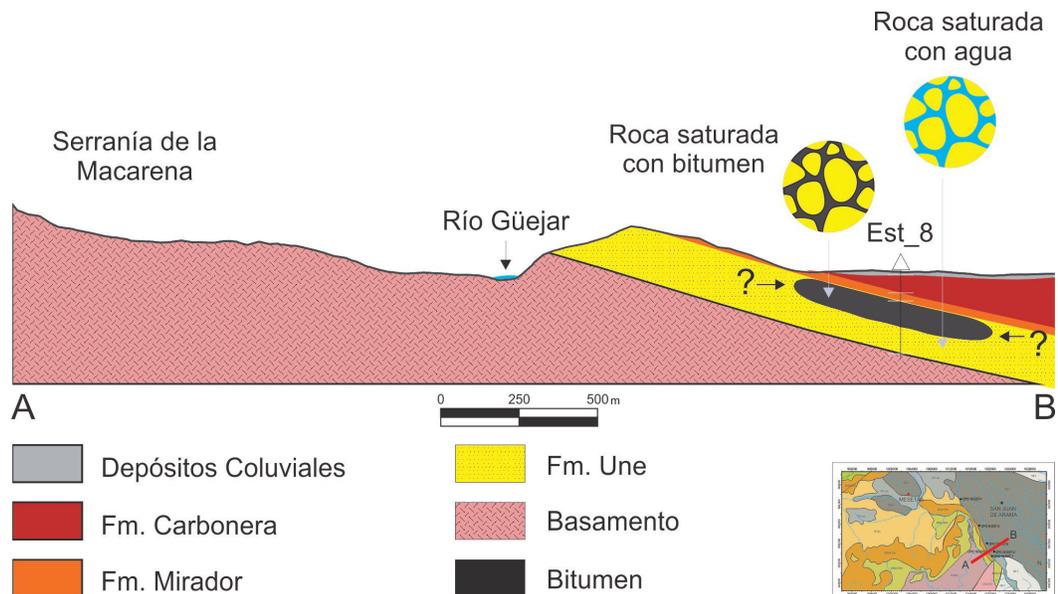
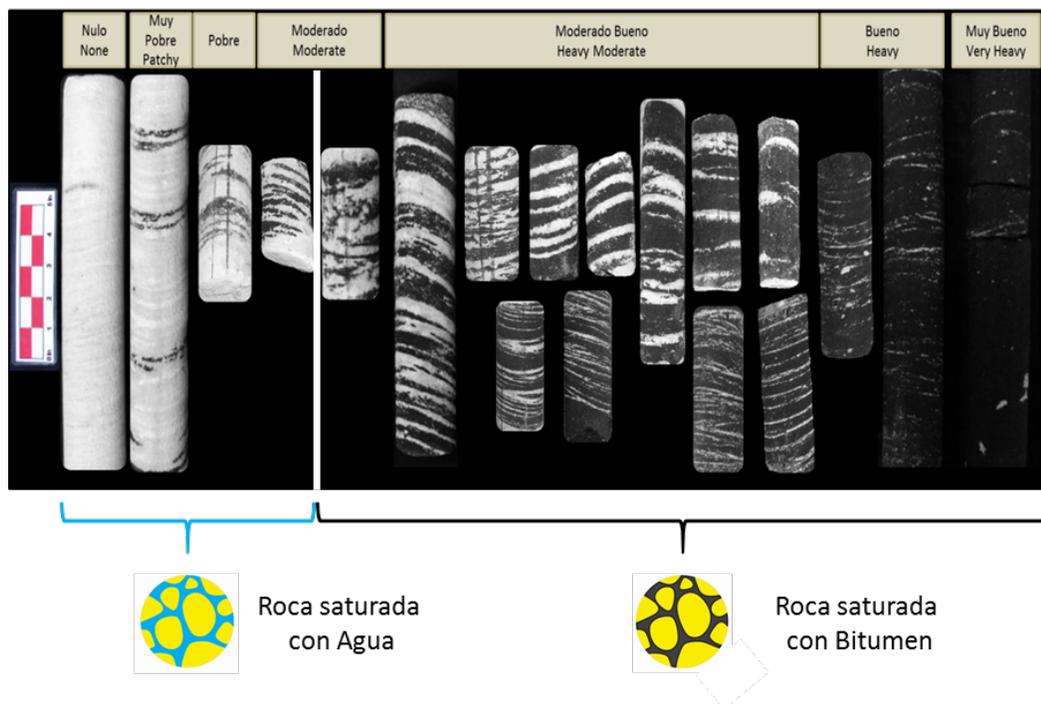


Figura 2: Areniscas de la Formación Une en Río Gúejar clasificadas por su impregnación visual.



Modificado de Perez *et al.* (2013).

Capítulo 1

OBJETIVOS

1.1. Objetivo general

- Definir el área y el espesor con mayor contenido de bitumen para la Formación Une (Cretácico) en la zona de Río Güejar (Departamento del Meta, Colombia) integrando la respuesta de impedancia acústica en la cuantificación de recursos.

1.2. Objetivos específicos

- Proponer un procedimiento adecuado que permita utilizar la respuesta del registro sísmico para determinar las zonas con contenido de bitumen en la Formación Une en Río Güejar, esto a partir de la compilación y el análisis de núcleos y registros eléctricos.
- Validar, mediante el análisis del comportamiento petrofísico de las rocas, si la respuesta al registro sísmico permite discriminar aquellas que poseen saturaciones importantes de bitumen, de aquellas en la que ésta es pobre o nula.
- Establecer la variabilidad de la saturación de bitumen, distribución areal y áreas de mayor concentración, mediante la interpretación de impedancias acústicas obtenidas a partir de sísmica de reflexión en la Formación Une, área del Río Güejar.
- Generar criterios técnicos geofísicos para optimizar el cálculo de recursos para hidrocarburos no convencionales. Caso de estudio: arenas bituminosas.

Capítulo 2

ANTECEDENTES

Las técnicas utilizadas para el cálculo de recursos en yacimientos no convencionales siempre han sido objeto de discusión. En el caso particular de las arenas bituminosas varios autores han utilizado diferentes enfoques con el fin de mejorar el cálculo de los recursos en este tipo de yacimientos. Britton (1987), mostró que las técnicas utilizadas en las mediciones de la porosidad y saturación de fluidos en los núcleos y en pozo (registros eléctricos), se desarrollaron para yacimientos de petróleo y gas convencionales, lo cual genera errores e inconsistencias en la evaluación de recursos no convencionales cuando se utilizan las mismas técnicas. En su trabajo presenta los problemas encontrados cuando las propiedades de los fluidos y la roca son diferentes a las de un yacimiento convencional, además, evidencia el comportamiento inusual de la herramienta sónica cuando toma lecturas en arenas bituminosas. Este trabajo se desarrolló en el yacimiento de arenas bituminosas de San Miguel en Texas. Sah *et al.* (1974) calcularon la saturación de agua (S_w) en las arenas bituminosas de Athabasca en Alberta, Canadá, utilizando la ecuación de Simandoux modificada y presentaron los resultados de saturación de bitumen (S_t) como un porcentaje en peso de bitumen BW_t/ρ_b por medio de la siguiente ecuación:

$$\frac{BW_t}{\rho_b} * 100 = \frac{\phi * S_t * \rho_t}{\rho_b} * 100, \quad (2.1)$$

dónde: ϕ es la porosidad efectiva del reservorio, S_t es la saturación de bitumen que es $(1 - S_w)$, ρ_t es la densidad del bitumen, y ρ_b es la densidad total de la roca. Fertl y Chilingarian (1978) trabajaron determinando la saturación de bitumen en las arenas bituminosas de Athabasca en Alberta, Canadá al igual que Sah *et al.* (1974), en su trabajo evalúan la saturación de bitumen utilizando núcleos, y argumentan que el cálculo de la porosidad en los núcleos de en las arenas bituminosas debe hacerse mediante porcentaje en peso, ya que al ser rocas no consolidadas la estimación de la porosidad en laboratorio no es confiable dando lugar a errores en el cálculo final de saturación de bitumen. Niu *et al.* (2008), Trabajaron determinando la cantidad de bitumen en yacimientos de arenas bituminosas no consolidadas utilizando la herramienta de resonancia magnética nuclear (NMR), en sus resultados muestran que la porosidad calculada por la herramienta (NMR) es menor a la calculada por las herramientas convencionales y argumentan que esto sucede porque esta herramienta mide la cantidad de líquidos y a partir de esta medida determina el espacio poroso en la roca, como el bitumen no se comporta como un líquido debido a su alta viscosidad, la herramienta no lee el espacio ocupado por este como espacio poroso. Perez *et al.* (2013) evaluaron los recursos para las arenas bituminosas de Río Güejar, Colombia. En su trabajo evidencian tiempos de propagación del

sonido altos para las arenas bituminosas (sobre $100\mu s/ft$). En este trabajo se pretende, además de utilizar toda la información disponible para mejorar el cálculo de recursos en la Formación Une en Río Güejar, Colombia, relacionar la respuesta de la herramienta sónica con el contenido de bitumen en la formación e integrar este análisis en la cuantificación de los recursos.

Capítulo 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 sur-oeste: 1) La provincia occidental, un sector alóctono de la corteza oceánica Paleo-Pacífica acrosionado al oeste del Sistema de Fallas de Romeral, constituido por la Cordillera Occidental al sur, y la Serranía de Baudó al norte; 2) La provincia central está constituida por un basamento continental Proterozoico cubierto por una secuencia de plataforma del Paleozoico superior, sedimentos Mesozoicos relacionados al *rift*, y rocas sedimentarias marinas y no marinas del Cenozoico. Esta provincia se encuentra delimitada por el Sistema de Fallas del Borde Llanero al este, y por el Sistema de Fallas de Romeral al oeste, e incluye el basamento de las Cordilleras Oriental y Central, parte sureste 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 con 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 *et al.*, 2009; Caballero *et al.*, 2010) (fig. 3).

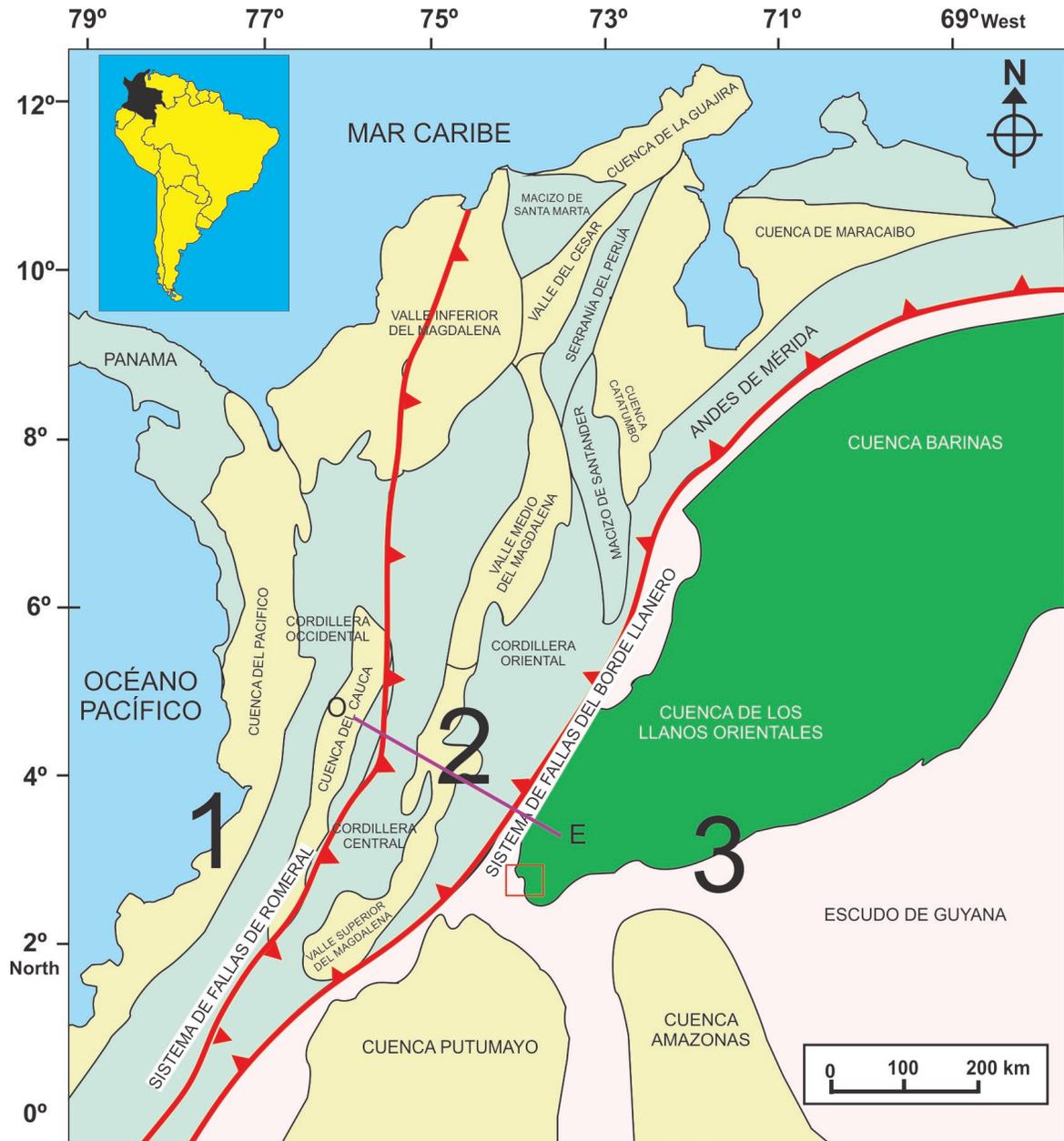
En el Cretácico Tardío la acreción de la Cordillera Occidental causó el levantamiento y la erosión de la Cordillera Central, permitiendo que al este de la Cordillera Central se formara una cuenca Antepaís (Cooper *et al.*, 1995). En el Cenozoico ocurre la reactivación e inversión de las estructuras de *rift* Cretácicas dando lugar al levantamiento de la Cordillera Oriental (Cooper *et al.*, 1995; Parra *et al.*, 2009). Este levantamiento causa la separación de lo que hoy se conoce como la Cuenca del Magdalena al oeste de la Cordillera Oriental, y la Cuenca de los Llanos Orientales al este de la Cordillera Oriental (fig. 4).

La Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia está localizada en la región oriental del país. Sus límites geomorfológicos y territoriales son el límite Colombo-Venezolano al norte, y el alto de la Macarena y el arco del Vaupés al sur, el Sistema de Fallas del Borde Llanero al oeste y el Cratón Amazónico al este (fig. 5). La cuenca se extiende hasta Venezuela donde toma el nombre de Cuenca Barinas, y está limitada al Norte por los Andes de Mérida (fig. 3).

3.1.2. Columna estratigráfica general de la Cuenca de la Cordillera Oriental y la Cuenca de los Llanos Orientales Colombia

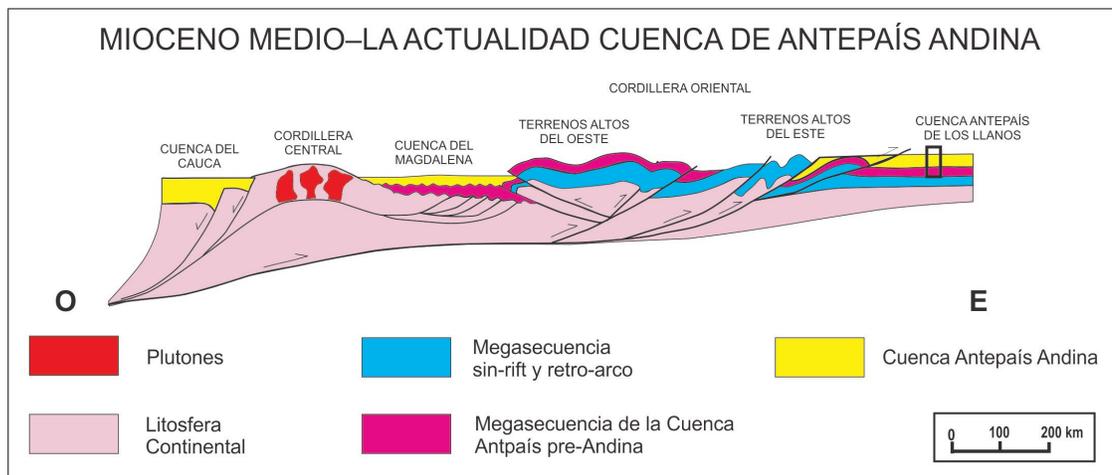
La Cordillera Oriental expone un basamento filítico cubierto por areniscas y arcillolitas del Paleozoico superior. Al este de la Cordillera Oriental en la Cuenca Antepaís de los Llanos Orientales,

Figura 3: Mapa de las principales provincias tectónicas de Colombia mostrando la configuración actual de las cuencas sedimentarias en verde claro y la cuenca de interés en verde oscuro. El área de desarrollo del proyecto se encuentra enmarcada en un recuadro rojo al sur oeste de la Cuenca de los Llanos Orientales, la recta OE muestra la ubicación aproximada del corte de la figura 4.



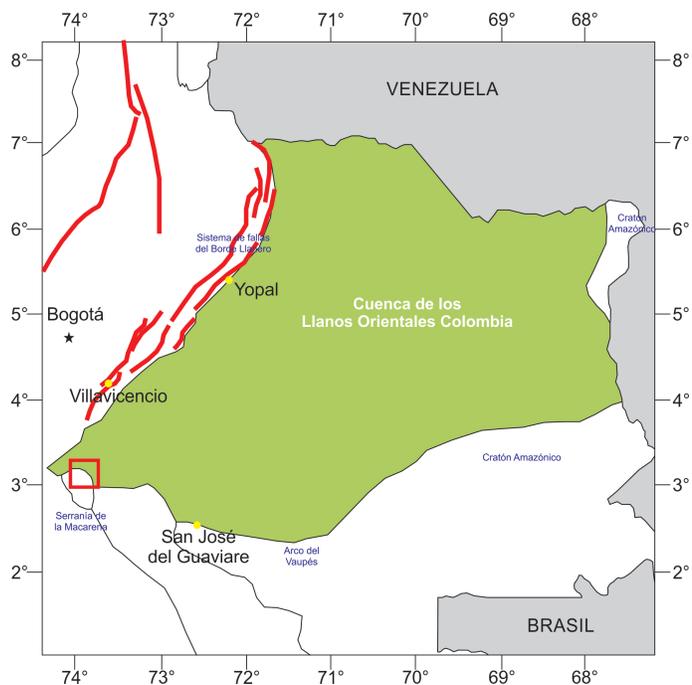
Modificado de Cooper *et al.* (1995).

Figura 4: Esquema del levantamiento de la Cordillera Oriental en el Cenozoico dando lugar a la formación de la Cuenca Antepaís Andina de los Llanos Orientales, el área de estudio se enmarca en un recuadro negro.



Cooper *et al.* (1995).

Figura 5: Mapa de localización de la cuenca de los Llanos Orientales Colombia. Enmarcada en un recuadro rojo se localiza el área de desarrollo del proyecto.



Barrero *et al.* (2007).

el basamento filítico andino es reemplazado por un basamento cristalino (Escudo de Guyana), y la secuencia del Paleozoico superior no ha sido reportada en las perforaciones cercanas al frente montañoso (Mora *et al.*, 2010). En las Rocas sedimentarias Cretácicas de la Cordillera Oriental y la Cuenca Antepaís de los Llanos Orientales hay una gran diferencia de espesor, 7 Km en la Cordillera Oriental, y 2 Km en la Cuenca Antepaís de Los Llanos Orientales disminuyendo su espesor hacia el este (Mora *et al.*, 2010). La mayoría de los estratos del Cenozoico han sido removidos por la erosión en los principales altos del basamento en el pie de monte de la Cordillera Oriental. Sin embargo, al este del pie de monte afloran areniscas continentales y arcillolitas del Paleoceno-Eoceno que corresponden a las Formaciones Barco, Los Cuervos, y Mirador (Mora *et al.*, 2010). Sobre estas descansa una secuencia de areniscas deltáicas a marinas proximales y arcillolitas del Oligoceno inferior al Mioceno y se conocen como la Formación Carbonera (Mora *et al.*, 2010). Sobre esta unidad se encuentra la Formación León el cual constituye un horizonte continuo que muestra el último evento depositacional marino en el área y esta caracterizada predominantemente por arcillolitas (Cooper *et al.*, 1995; Mora *et al.*, 2010). La Formación León la suprayacen una sucesión de estratos de areniscas continentales y conglomerados agrupados en la Formación Guayabo del Mioceno superior (Mora *et al.*, 2010). Finalmente conglomerados y areniscas han sido depositados en la Formación Guayabo superior desde el Plioceno hasta la actualidad (Mora *et al.*, 2010) (fig. 6).

3.1.3. Localización del área estudio

El área de estudio denominada Río Güejar, se encuentra en el Departamento del Meta, Municipio San Juan de Arama, Colombia, al noreste de la Serranía de la Macarena en la esquina suroeste de Caño Sur, se encuentra dentro del bloque CPO-16 de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia (fig. 7).

Geología general del área de estudio

Estructuralmente el área de estudio es un monoclinal buzando al noreste que aflora al noreste de la Serranía de la Macarena (fig. 1). De acuerdo con la información de 6 pozos stratigráficos 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 (fig. 8). Finalmente depósitos Cuaternarios cubren la Formación Carbonera.

3.2. Marco Teórico y Conceptual

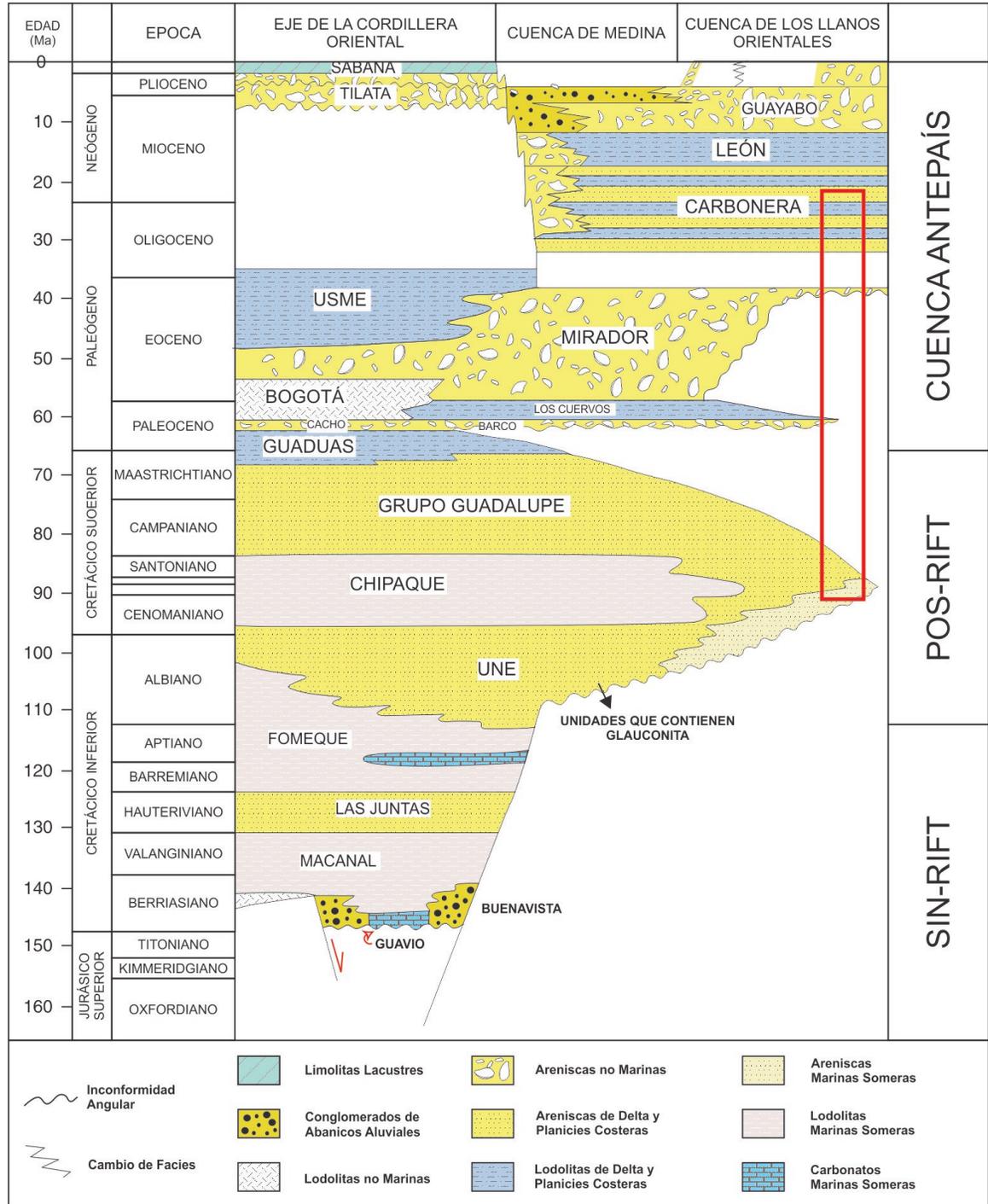
3.2.1. Generalidades y fundamentos de los registros acústicos

Se pueden agrupar como registros acústicos todos los que envuelven el registro de un parámetro ligado a la transmisión de las ondas sonoras en la formación. El parámetro que mide el registro sónico es la velocidad de propagación de una onda en la formación, calculada como el tiempo que le toma propagarse a través de cierto espesor de formación (Serra *et al.*, 1984).

Señales acústicas

Una señal acústica es la onda sonora resultante cuando se libera energía acústica (Serra *et al.*, 1984). Una onda consiste en la propagación de una perturbación de alguna propiedad de un medio, en una onda sonora hay una perturbación de densidad y presión en el medio a lo largo de la dirección de propagación de la onda (Serway *et al.*, 2009).

Figura 6: Cronoestratigrafía y Tectonoestratigrafía desde el 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.



Parra et al. (2010).

Figura 7: Ubicación geográfica de la zona de estudio sobre el mapa geológico. El recuadro rojo enmarca la zona de estudio.

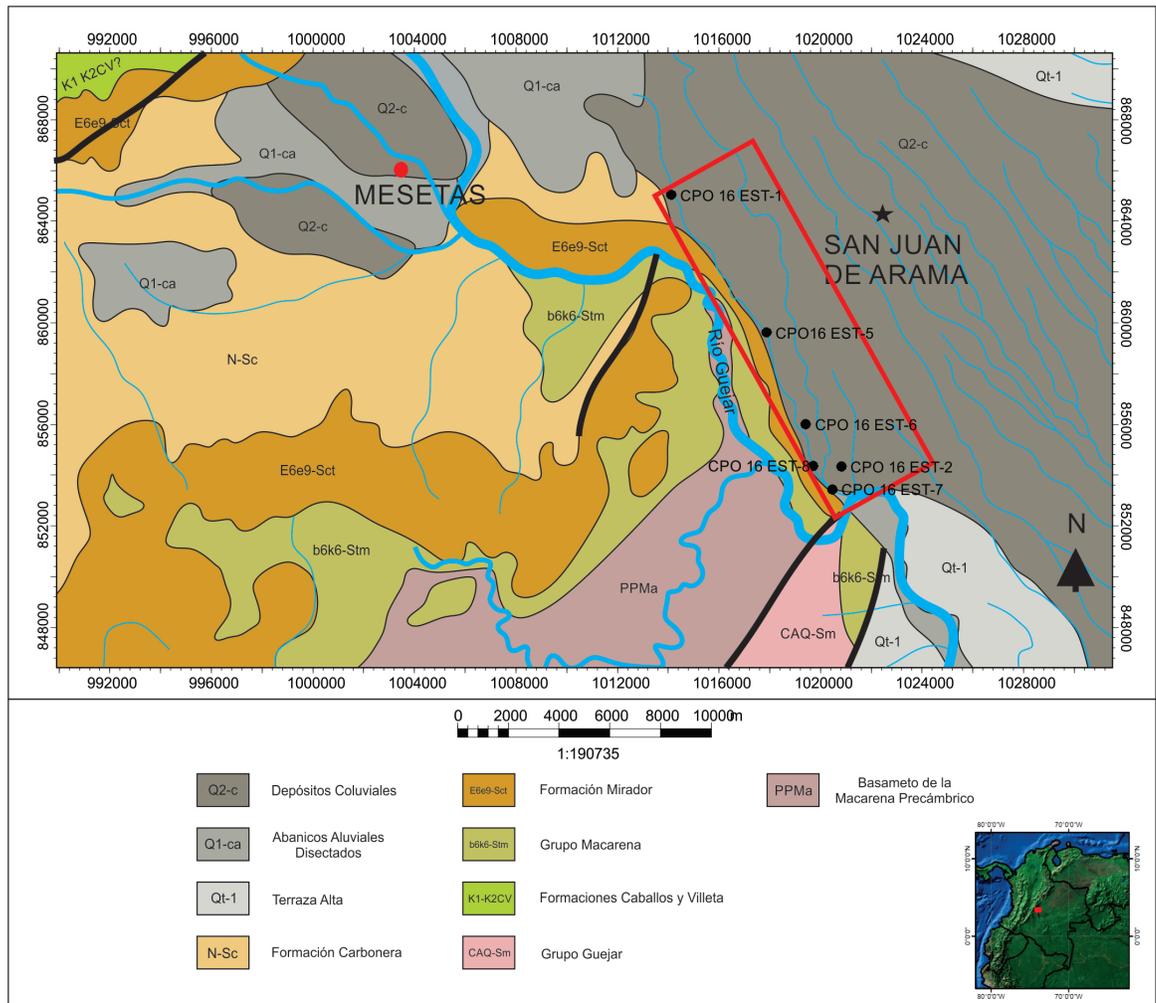
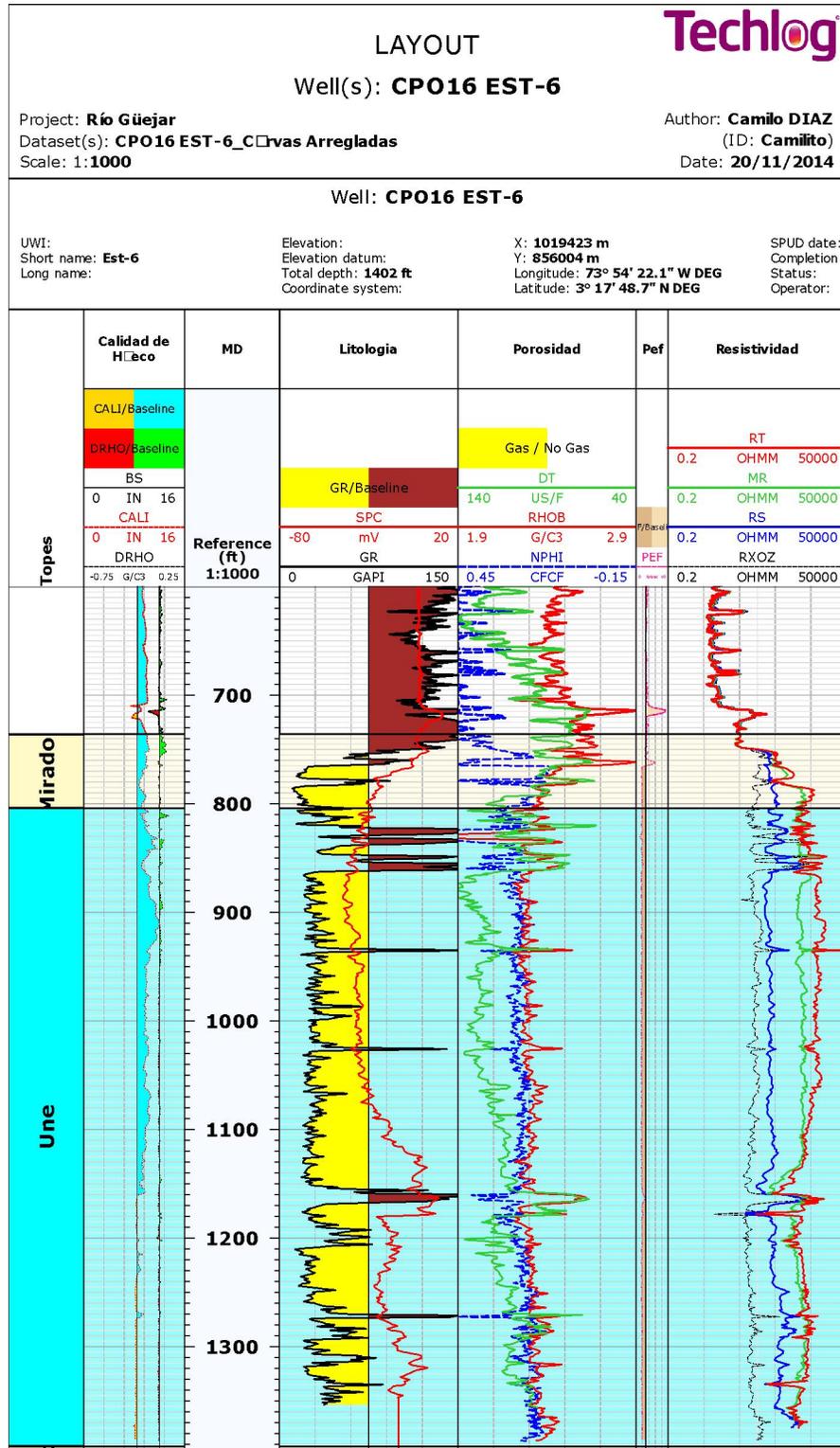


Figura 8: Información de registros eléctricos del pozo Estratigráfico 6, mostrando las formaciones en el área de estudio.



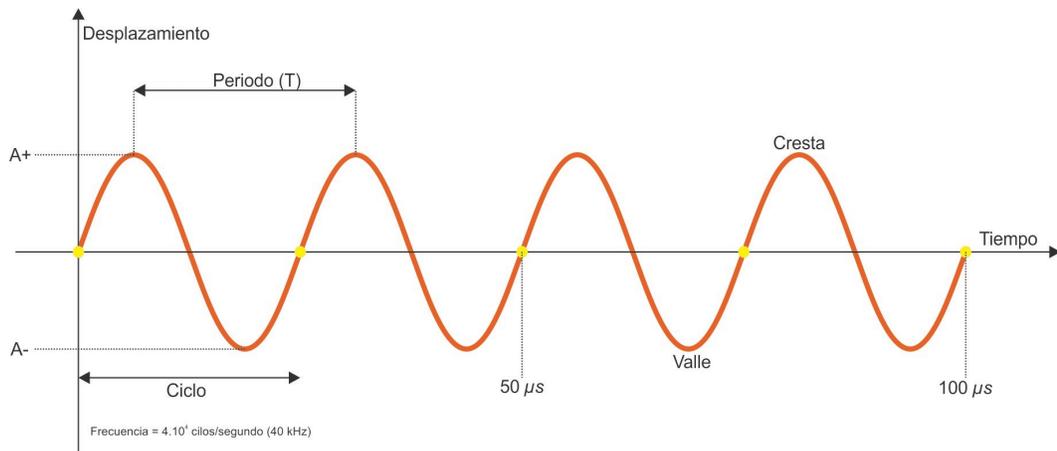
En una onda se deben distinguir varios elementos: Un ciclo en una onda está definido como el periodo (T), generalmente se mide en micro-segundos, este corresponde al tiempo de separación entre dos picos positivos sucesivos (o negativos) medidos en el mismo valor de amplitud (máxima elongación). El número de ciclos completos por segundo corresponde a la frecuencia (f) y se mide en Hertz (Hz), la frecuencia es el inverso del periodo (T) (ecu. 3.1):

$$f = \frac{1}{T}. \quad (3.1)$$

La distancia recorrida en un ciclo por un frente de onda corresponde a la longitud de onda (λ), y es igual a la relación entre la velocidad de propagación (v) y la frecuencia (f) (Serra *et al.*, 1984) (ecu. 3.2) (fig. 9):

$$\lambda = \frac{v}{f}. \quad (3.2)$$

Figura 9: Elementos de una onda.



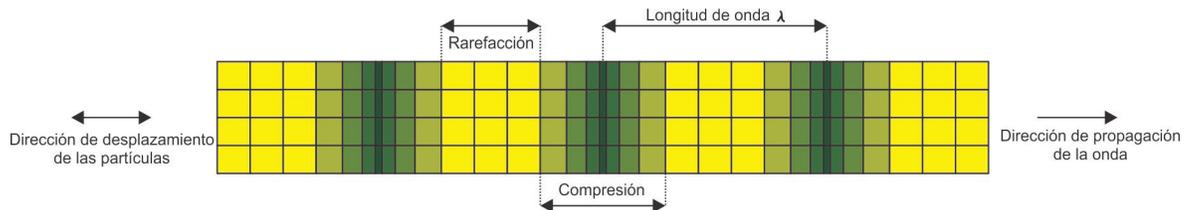
Serra *et al.* (1984).

Ondas acústicas

Hay varios tipos de ondas sonoras, cada uno se caracteriza por la forma como se mueven las partículas en el medio (Serra *et al.*, 1984), en este trabajo enfocaremos el análisis a las ondas longitudinales o compresionales también llamadas ondas P . En estas ondas las partículas se mueven en una dirección paralela a la dirección de propagación de la onda presionando a las partículas vecinas, esto provoca zonas de alta presión (zonas de compresión en verde), y zonas de baja presión (zonas de rarefacción en amarillo) en el medio (Hewitt, 2002)(fig. 10). La velocidad de propagación en este tipo de onda es

mayor comparada con las otras, por esta razón es la que llega primero. Este tipo de onda es la única onda que se propaga en líquidos (Serra *et al.*, 1984).

Figura 10: Ondas compresionales.



Hewitt (2002).

Propiedades elásticas de las rocas

Estas propiedades muestran la habilidad de un cuerpo de roca a resistir la deformación permanente cuando este es sometido a una ligera deformación. Todos los sólidos, incluidas las rocas, siguen la ley de Hooke (Serra *et al.*, 1984) “el alargamiento unitario que experimenta un material elástico es directamente proporcional a la fuerza aplicada sobre este”. Al ser las rocas un medio elástico tienen la capacidad de transmitir el sonido (Serra *et al.*, 1984; Smith *et al.*, 2003).

Impedancia Acústica

La impedancia acústica (Z) está definida como el producto de la densidad de un medio por la velocidad de propagación de las ondas sonoras compresionales en el mismo medio (Serra *et al.*, 1984; Ruiz, 2007; Barclay *et al.*, 2008):

$$Z = v\rho, \quad (3.3)$$

dónde v es la velocidad de propagación de las ondas compresionales en el medio, y ρ es la densidad del medio. Se puede decir que la impedancia acústica es la resistencia que ofrece un medio a la propagación del sonido.

En las rocas, debido a que la impedancia acústica es función de la densidad y la velocidad del sonido (ecu. 3.3), y estos parámetros dependen de la porosidad, litología y el tipo de fluido almacenado en la roca, la impedancia acústica resulta útil para diferenciar rocas de interés (fig. 11). Sin embargo, se debe tener cuidado ya que la porosidad, litología y tipo de fluido almacenado en la roca pueden variar al mismo tiempo y mostrar impedancias acústicas similares en rocas diferentes.

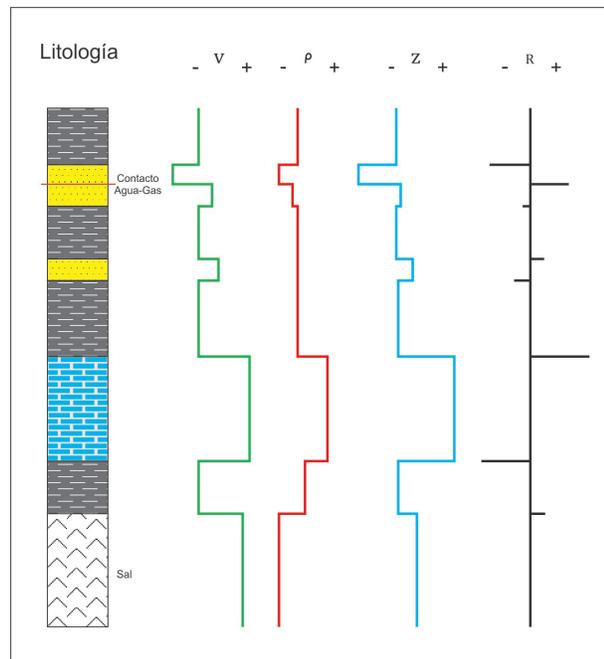
Coefficiente de Reflexión

El coeficiente de reflexión (R) es la relación entre la amplitud de la onda reflejada y la onda incidente o dicho de otra manera la cantidad de energía que se refleja (Serra *et al.*, 1984; Ruiz, 2007). Si

la onda incidente tiene magnitud 1, la reflejada va a tener magnitud R y la transmitida $1 - R$. R es una función de las velocidades y densidades de dos medios adyacentes a una interfaz (fig. 11). Para una onda con incidencia normal, que se propaga desde un medio 1 y se refleja desde la interfaz de un medio 2, R está dado por:

$$R = \frac{v_2 * \rho_2 - v_1 * \rho_1}{v_2 * \rho_2 + v_1 * \rho_1}. \quad (3.4)$$

Figura 11: Coeficientes de reflexión R calculados para un perfil litológico por medio de las curvas de velocidad (v) y densidad (ρ).



Modificado de Ruiz (2007).

3.2.2. Medición de la velocidad del sonido en la roca por medio del registro sísmico de pozo

Principio de la medición

Un transductor magnetoestrictivo o de imán, excitado desde superficie por una señal, emite una onda sonora con una frecuencia promedio de 20 a 40kHz, la duración de esta emisión es corta pero se repite muchas veces por segundo (de 10 a 60 veces dependiendo de la herramienta). Considerando que el lodo de perforación es un medio homogéneo e isotrópico, las ondas se propagan desde el transmisor a través del lodo en todas las direcciones, produciendo frentes de onda esféricos (fig. 13, frentes de onda azules). El frente de onda pasa a través del lodo e incide en la pared del pozo (Serra *et al.*, 1984; Ellis y Singer, 2007). Cada onda longitudinal incidente en la pared del pozo da lugar a

dos ondas longitudinales, una reflejada (fig. 13, frentes de onda amarillos) y una refractada (fig. 13, frentes de onda verdes). Las ondas longitudinales incidentes y reflejadas se propagan en el lodo a una velocidad v_L y su velocidad de propagación es más lenta que la de las ondas refractadas que se propagan en la formación (roca) a una velocidad v_R , ya que en general la velocidad del sonido en los medios sólidos es mayor que en los líquidos.

De todas las ondas longitudinales refractadas, las que se refractan en el ángulo crítico se van a propagar a lo largo de la pared del pozo a velocidad v_R (fig. 13, rayos rojos). Estas ondas, de todas las refractadas, serán las primeras en llegar al receptor ya que así viajen a la misma velocidad que las otras ondas refractadas su camino es más corto (fig. 13, rayos rojos y rayos verdes). Cada punto alcanzado por esta onda actúa como una nueva fuente de transmisión de ondas creando conos de ondas que viajan por el lodo a velocidad v_L (fig. 13, frentes de onda rojos), finalmente estos frentes de onda rojos alcanzan el receptor.

Dos receptores, r_1 y r_2 se encuentran a distancias conocidas del transmisor a lo largo del eje de la herramienta y del pozo (suponiendo que sea el mismo). Estos son alcanzados por la onda sonora a los tiempos T_{r1} y T_{r2} , respectivamente (fig. 12). La diferencia entre los tiempos T_{r2} y T_{r1} , será el tiempo de tránsito en el intervalo rocoso (fig. 12) (ecu. 3.5):

$$\Delta t = T_{r2} - T_{r1}. \quad (3.5)$$

Registro Sónico compensado

Si en la pared del pozo hay derrumbes, o si la herramienta se inclina con respecto al eje del pozo, el tiempo de tránsito (Δt) medido por la herramienta convencional, tendrá un error, ya que el tiempo de tránsito (Δt) en el lodo no va a ser el mismo en ambos receptores (Serra *et al.*, 1984; Ellis y Singer, 2007).

Una manera de contrarrestar esto es usar una herramienta con dos transmisores y cuatro receptores, configurados en pares, es decir para cada transmisor dos receptores, a esta herramienta se le conoce como sónico compensado (*BHC*). En la figura 14 a y b, se muestra el efecto que tienen los derrumbes o la inclinación de la herramienta en la medida del tiempo de tránsito, y se muestra como un segundo arreglo de transmisores y receptores contrarresta el efecto de los huecos y la inclinación de la herramienta.

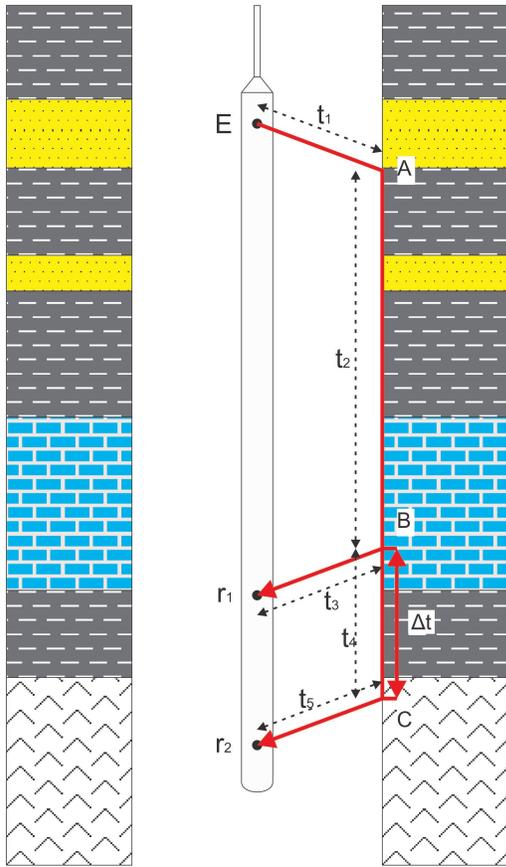
La herramienta primero transmite desde E_1 , usando los receptores r_1 y r_{11} , y luego desde E_2 , usando los receptores r_2 y r_{21} . Se toma el promedio de las dos medidas y este promedio se registra (fig. 15) (ecu. 3.6).

$$\Delta t = \frac{\Delta t_1 + \Delta t_2}{2}. \quad (3.6)$$

Resolución vertical de la herramienta

La resolución vertical de la herramienta es igual a la distancia entre el par de receptores, generalmente 2 pies, pero algunas veces 1, 3 o 6 pies.

Figura 12: Esquema del principio utilizado para medir el tiempo de tránsito (Δt) en un intervalo de formación.



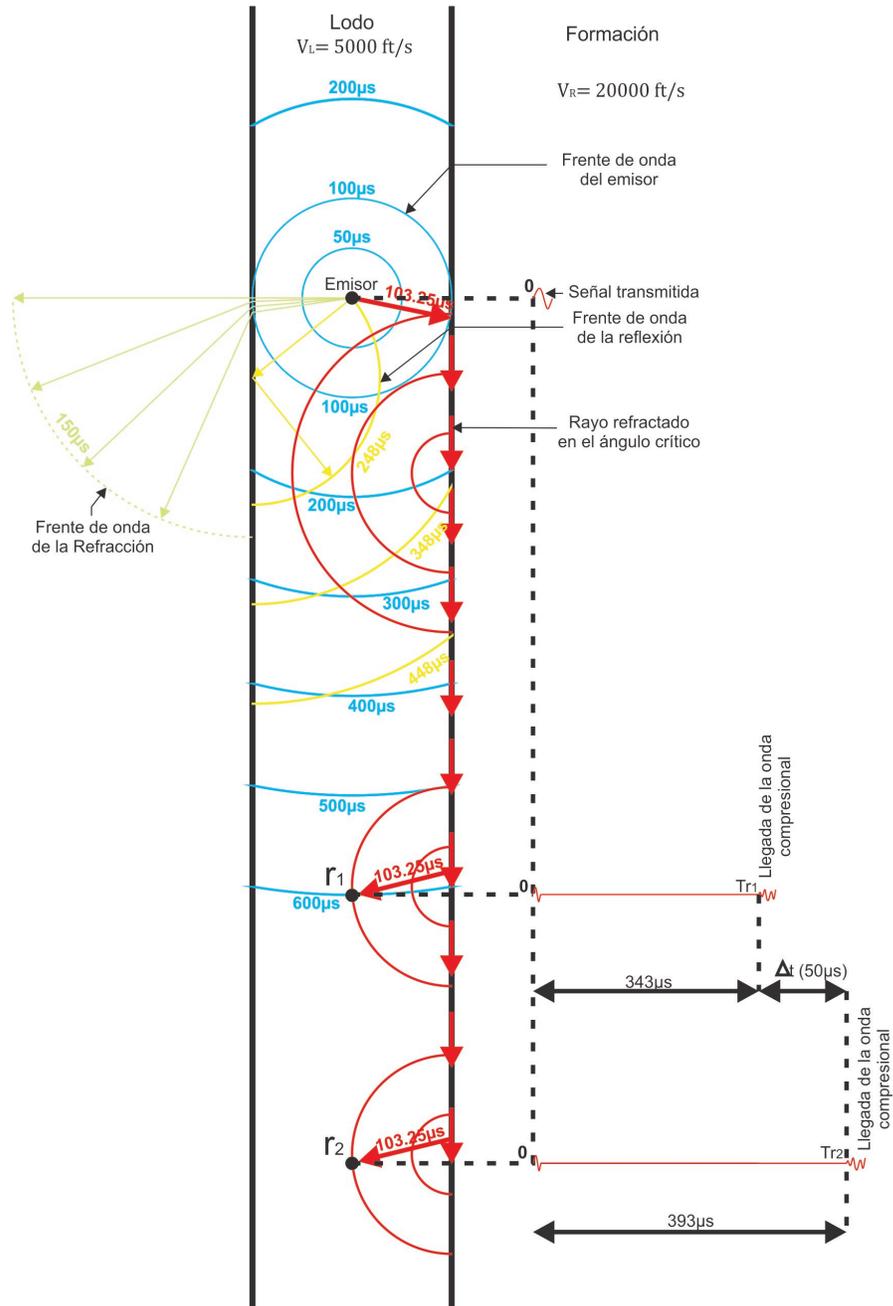
$$Tr_1 = t_1 + t_2 + t_3 \quad Tr_2 = t_1 + t_2 + t_4 + t_5$$

$$\Delta t = Tr_2 - Tr_1 = t_4$$

Si $t_5 = t_3$

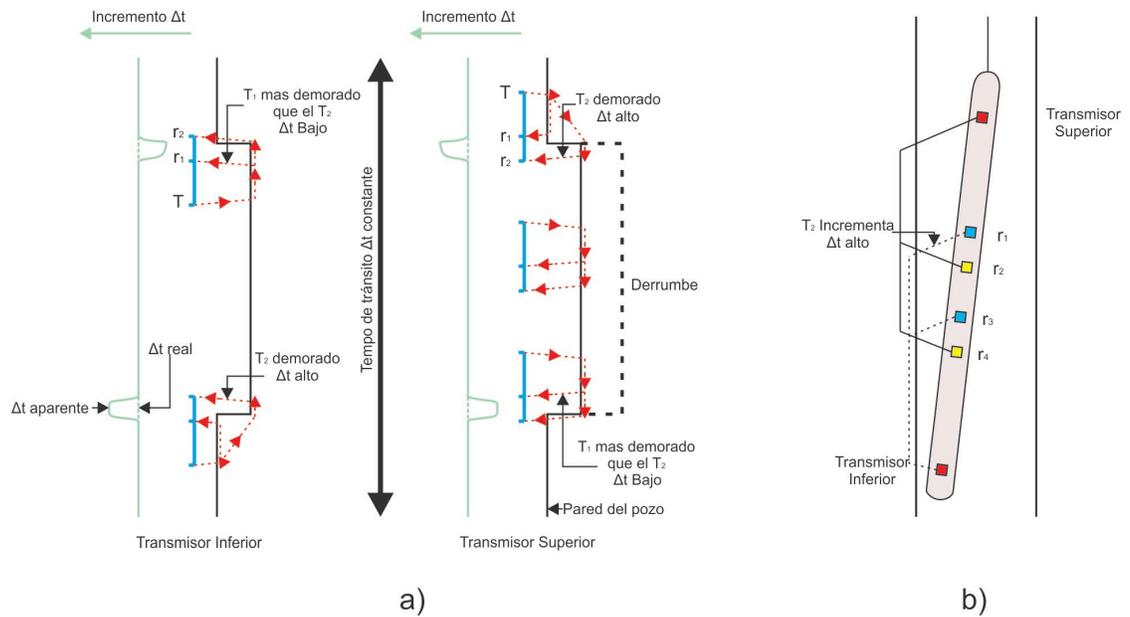
Serra *et al.* (1984).

Figura 13: 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).



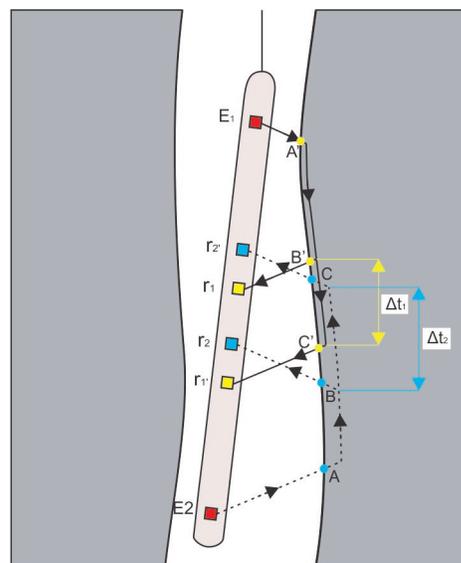
Serra *et al.* (1984).

Figura 14: Influencia de los derrumbes en la medida del tiempo de tránsito Δt y b) Influencia de la inclinación de la herramienta en la medida de Δt .



Serra *et al.* (1984).

Figura 15: Principio de la medición del tiempo de tránsito Δt para la herramienta sónica compensada por perforación (BHC).



Serra *et al.* (1984).

Unidades de medida

Las unidades utilizadas son ($\mu s/ft$) o tiempo de propagación. Esta medida se convierte comúnmente a unidades de velocidad de propagación del sonido (s/ft), a la hora de calcular registros de impedancia acústica (Z).

3.2.3. Modelo sísmico básico

Antes de empezar el modelo de inversión, es importante entender el modelo sísmico básico o modelo convolucional, y sus dos principales componentes: la ondícula y la reflectividad.

Modelo convolucional

La convolución es un operador matemático que transforma dos funciones f y g en una tercera función, esta tercera función representa de algún modo la magnitud en la que se superponen las dos funciones. En el modelo sísmico básico, se puede entender como el cambio en la forma de la ondícula sísmica cuando esta pasa a través de un filtro lineal, en este caso las formaciones en el subsuelo tratadas como capas de roca (fig. 16).

Figura 16: Modelo sísmico.

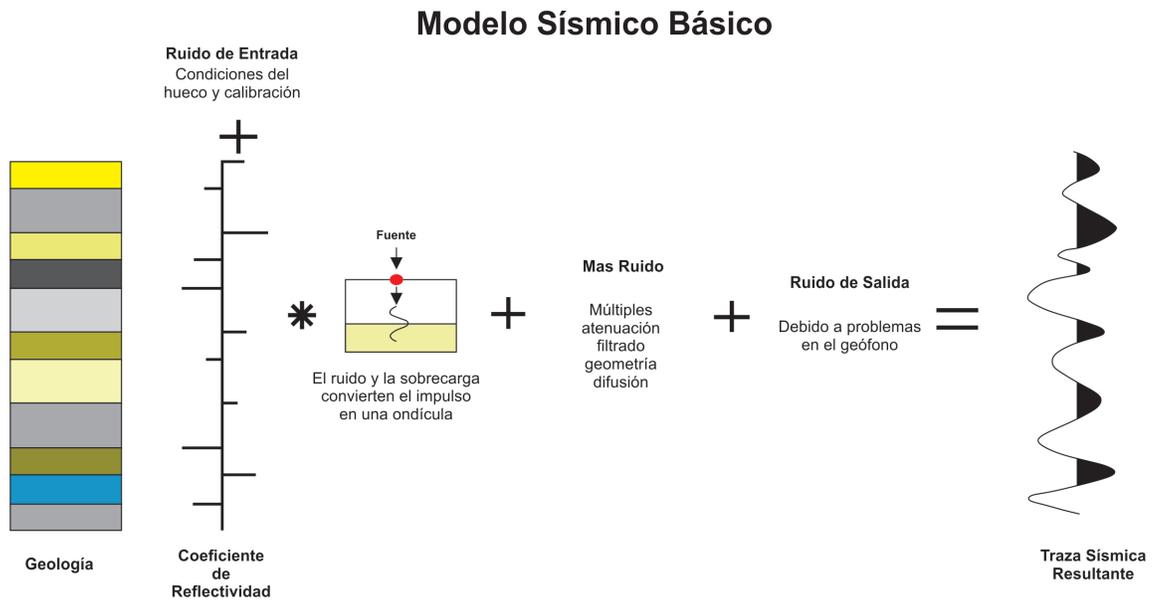


Figura 17: Walden y White (1998).

El modelo convolucional de una traza sísmica se puede escribir como la ecuación 3.7

$$T = RW + n, \tag{3.7}$$

dónde:

T = Es la traza sísmica,

R = La reflectividad cero *offset* de la Tierra,

W = La ondícula sísmica, y

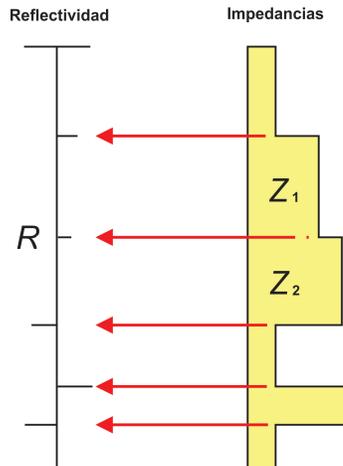
n = Una medición del ruido.

La reflectividad

Cuando la energía de una fuente sísmica es liberada, ya sea por una explosión o por vibración en la superficie, esta se trasmite a través de la Tierra como una onda elástica. La capacidad de la roca para permitir el paso de una onda acústica está dada por su impedancia acústica (Z), que es el producto de la velocidad de propagación de una onda compresional (V_p) con la densidad del medio, donde se propaga (ρ) (ecu. 3.3). En las rocas más competentes la impedancia acústica es mayor. Por ejemplo, una arenisca compactada, generalmente tiene una impedancia acústica mayor que un *shale* (la porosidad también tiene un efecto sobre la velocidad: mientras más alta sea, la velocidad de propagación de la onda disminuye).

Una reflexión sísmica se produce cada vez que hay un cambio de impedancia acústica. Si se considera una onda acústica de amplitud uno, la cual incide en el límite entre dos capas con diferentes impedancias acústicas (fig. 18), la amplitud reflejada se puede escribir como la ecuación del coeficiente de reflexión (R) (ecu. 3.4). Esta ecuación muestra que el coeficiente de reflexión puede ser positivo o negativo dependiendo de cuál de las impedancias Z_2 o Z_1 sea mayor, y que esta es una magnitud absoluta que nunca excede uno.

Figura 18: Coeficiente de reflexión e impedancia acústica.



El tamaño de la amplitud transmitida es la diferencia entre la amplitud incidente y la amplitud reflejada (ecu. 3.8). Según esta ecuación si R es negativo, T será más grande que uno, lo que significa que sería más grande que la amplitud incidente. La solución para esta aparente contradicción es que

en un sistema físico solo se conserva la energía y no la amplitud. La energía, está relacionada a los caminos que recorre hacia abajo y hacia arriba en el subsuelo.

$$A = 1 - R = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2}, \quad (3.8)$$

dónde:

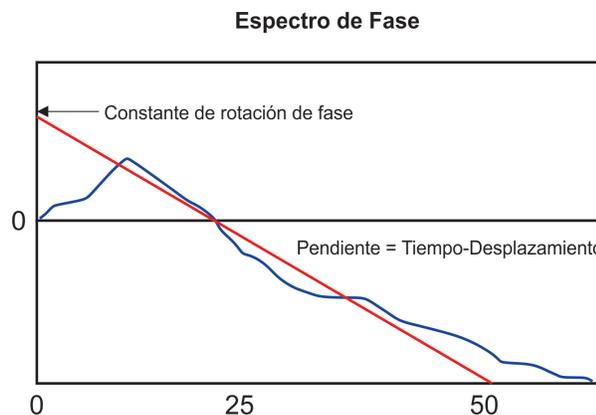
A = Es la amplitud transmitida en la interfase,
 Z_1 = Impedancia acústica de la capa superior,
 Z_2 = Impedancia acústica de la capa inferior, y
 r_j = Coeficiente de reflectividad.

Ondícula Sísmica

La ondícula sísmica es una parte importante en la teoría del modelo convolucional. El primer paso para el registro de datos sísmicos, es la generación de un pulso sísmico a partir de una fuente. En Tierra, las dos fuentes más comunes son: la dinamita, la cual es comúnmente enterrada para obtener una penetración más profunda, y el *vibroscis* que es una fuente de vibración de larga duración en superficie. Si se conoce la forma precisa de la fuente sísmica, se puede usar en el proceso de inversión. Sin embargo, normalmente no se conoce esta información, y se utiliza una extracción estadística a partir de la sísmica para estimar la forma de la ondícula inicialmente.

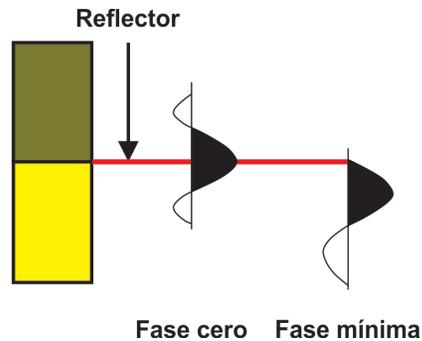
La ondícula está definida completamente por su espectro de amplitud (gráfico de dispersión de amplitud contra frecuencia), y por su espectro de fase (gráfico de dispersión de movimiento de fase contra frecuencia) (fig. 19). Las ondículas que tienen la misma forma, simetría y frecuencia, de modo que alcanzan las amplitudes mínimas y máximas al mismo tiempo, se encuentran en fase. Las ondículas que no están en fase, tienen una diferencia angular (por ejemplo 180° fuera de fase).

Figura 19: Espectro de fase mostrando la constante de rotación de fase y el desplazamiento en tiempo.



Las ondículas de fase cero no tienen grandes afectaciones por el filtrado de las altas frecuencias con la profundidad, por esto tienden a mantener su forma con la profundidad. Otros tipos de ondículas pueden cambiar significativamente con la profundidad. Para efectos de la inversión se asume que la ondícula es constante en tiempo y espacio. En la figura 20 se muestra un ejemplo de una ondícula fase cero y una ondícula fase mínima pasando a través de un reflector.

Figura 20: Ondículas de fase cero y de fase mínima pasando a través de un reflector.



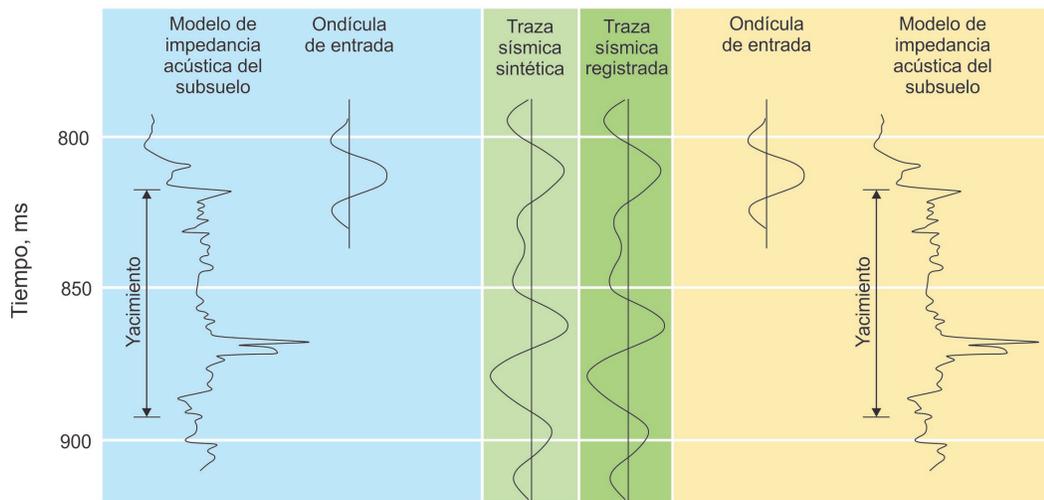
3.2.4. Inversión Sísmica

La aplicación original de los datos sísmicos, que aún hoy sigue siendo su uso principal, es la identificación de la geometría de los reflectores, y la determinación de sus profundidades. Esto, es posible gracias a que las ondas sísmicas se reflejan en las interfaces existentes entre los materiales que poseen propiedades acústicas diferentes, pero más allá de esta aplicación, los datos sísmicos contienen información que va más lejos de la localización y geometría de los reflectores (Barclay *et al.*, 2008). Cada reflexión cambia la amplitud de la onda de retorno. Este cambio producido en la interface es controlado por el contraste de impedancia (Z) entre los dos tipos de roca. La información de las amplitudes de las reflexiones sísmicas puede ser utilizada para obtener las impedancias acústicas de los materiales a ambos lados de la interface por medio de un proceso de inversión. Mediante una correlación de las propiedades obtenidas por métodos sísmicos con los valores medidos en pozo, se pueden extender las propiedades de las rocas a todo el volumen sísmico. Este proceso puede aportar información de las propiedades de las formaciones entre los pozos, y se le llama inversión sísmica para caracterización de yacimientos. En la industria del petróleo, muchas mediciones se basan en un proceso de inversión para su interpretación, esto debido a que las ecuaciones que relacionan las mediciones múltiples que incluyen ruido, pérdidas y otras imprecisiones no se pueden resolver con una única respuesta. Por lo tanto se recurre a la inversión, que es una forma matemática de estimar una respuesta, verificarla en función de las observaciones y modificarla hasta obtener una respuesta aceptable.

El proceso de inversión es la inversa del modelado directo. El modelado directo comienza con un modelado de las propiedades del subsuelo, luego simula matemáticamente un experimento o proceso físico en el modelo del subsuelo, por ejemplo electromagnético, acústico, nuclear, químico, entre otros, y finalmente proporciona como salida una respuesta modelada. Si el modelo y los supuestos son precisos, la respuesta modelada se asemeja a los datos reales. La inversión hace lo inverso: comienza con datos medidos reales, aplica una operación que retrocede a través del experimento físico y produce un modelo del subsuelo, si se realiza correctamente, el modelo del subsuelo se asemeja al real. En sísmica existen varios tipos de inversión, en este trabajo se tratará la inversión acústica. Esta utiliza el tiempo de arribo y la amplitud de las ondas sísmicas reflejadas en cada punto de reflexión,

para resolver las impedancias relativas de las formaciones, esta inversión se conoce como inversión sísmica para la caracterización de yacimientos y proporciona modelos detallados de las propiedades de las rocas. El primer paso es el modelado directo, comienza con un modelado de capas con las profundidades, espesores, densidades y velocidades de propagación del sonido, estimadas de las formaciones a partir de los registros eléctricos de pozo. Con esta información se genera un modelo de impedancia acústica del subsuelo. Este modelo de impedancia acústica se combina con un pulso sísmico para crear una traza sísmica modelada que se denomina traza sísmica sintética (fig. 21 izquierda). El proceso de inversión toma la traza sísmica real, remueve el pulso sísmico y genera un modelo del subsuelo para la localización de esta traza (fig. 21 derecha). Para llegar al modelo de mejor ajuste, la mayoría de procesos de inversión efectúan iteraciones entre el modelado directo y la inversión, procurando minimizar la diferencia entre la traza sísmica y los datos (Barclay *et al.*, 2008; Yilmaz, 2001).

Figura 21: Modelado e inversión, modelado directo (izquierda), inversión (derecha).



Barclay *et al.* (2008).

Proceso para realizar una inversión sísmica

Garantizar el amarre de los datos sísmicos con los datos de pozo y extraer una ondícula

Para llevar a cabo una inversión sísmica se requiere información de la ondícula sísmica. Sin embargo, para extraer una ondícula a través de registros, primero se debe garantizar un buen amarre entre los datos sísmicos y los datos de pozo, y para amarrar estos datos adecuadamente se debe conocer la ondícula. La solución práctica para este problema es:

1. Determinar la fase aproximada de la ondícula
2. Extraer una ondícula estadísticamente a través de la sísmica
3. Correlacionar los registros para amarrar con los datos sísmicos
4. Extraer una nueva ondícula utilizando los registros correlacionados y la sísmica

5. Repetir la correlación de los registros y la extracción de la ondícula a partir de los registros, hasta que se garantice un buen amarre y una ondícula final extraída a partir de los registros correlacionados y la información sísmica

Se pueden hacer las siguientes indicaciones generales, al momento de la extracción de ondículas:

1. En el dominio de frecuencia, se puede decir que el problema en la extracción de la ondícula consiste en dos partes:
 - Determinar el espectro de amplitud
 - Determinar el espectro de fase

De estas dos, determinar el espectro de fase es mucho mas difícil y presenta la principal fuente de error en la inversión.

2. Los métodos de extracción caen en tres categorías principales:

- **Puramente determinístico:** esto significa medir la ondícula directamente usando receptores en superficie y otros medios como las firmas marinas y el análisis VSP
- **Puramente estadístico:** esto significa determinar la ondícula directamente a partir de los datos sísmicos. Este procedimiento suele tener dificultades para determinar el espectro de fase en forma confiable
- **Usar un registro de pozo:** esto significa usar información de registros de pozo además de los datos sísmicos. En teoría, esto podría proporcionar información exacta acerca de la fase en la localización del pozo. El problema, es que este método depende críticamente de que exista un buen amarre entre los registros de pozo y la sísmica. Particularmente, la conversión tiempo profundidad, la cual convierte la profundidad muestreada en el pozo a tiempo de propagación doble, esto puede causar errores en el amarre con los datos sísmicos lo que degradaría el resultado.

Las ondículas pueden cambiar y cambian de traza a traza en función del tiempo de propagación. Esto quiere decir que en el proceso de extracción de la ondícula se debe determinar un gran conjunto de ondículas para cada sección sísmica. Tratar de determinar ondículas variables puede introducir más incertidumbre de la que los datos pueden resolver. Una solución para esto es extraer una sola ondícula promedio por cada sección.

Extracción estadística de la ondícula

Este procedimiento usa únicamente las trazas sísmicas para extraer la ondícula.

El espectro de amplitud se calcula mediante una autocorrelación entre las trazas sísmicas de la siguiente manera:

1. Extraer una ventana de análisis sobre la sección sísmica.
2. Disminuir el inicio y final de la ventana de análisis a una longitud igual a la menor entre: 10 muestras de la ventana o 1/4 de la ventana.
3. Calcular la autocorrelación en la ventana de datos. La longitud de la autocorrelación es igual a 1/2 de la longitud de la ondícula deseada.
4. Calcular el espectro de amplitud de la autocorrelación.

5. Tomar la raíz cuadrada del espectro de la autocorrelación. Este es aproximadamente el espectro de amplitud de la ondícula.
6. Adicionar la fase deseada.
7. Tomar la inversa de la transformada rápida de Fourier para generar la ondícula.
8. Sumar esta con las otras ondículas calculadas a partir de las otras trazas en la ventana de análisis.

El espectro de fase no se calcula por este método solo se asume un espectro de fase constante, o de fase mínima, el que se requiera. Normalmente se trabaja con un espectro cero fase.

Se debe tener en cuenta que en este procedimiento, la longitud de la ondícula es un parámetro crítico para determinar el suavizado eficaz que se realiza en el espectro de amplitud de la traza. A medida que aumenta la longitud de la ondícula, el espectro de la ondícula se aproxima al de la ventana de datos.

Extracción de la ondícula usando registros eléctricos

Este procedimiento envuelve el uso de registros eléctricos para extraer una ondícula. Se pueden usar los registros de dos maneras para extraer la ondícula. Una manera es usar los registros para determinar la amplitud total y el espectro de fase de la ondícula. La segunda manera es usar los registros solo para determinar la fase usada en combinación con el procedimiento estadístico descrito anteriormente.

Para el primer método es necesario que para cada traza analizada haya un registro sísmico y uno de densidad disponibles. El procedimiento a seguir para extraer la ondícula es (Hampson y Galbraith, 1981):

1. Extraer una ventana de análisis con los datos de densidad, sísmico y sísmica.
2. Multiplicar el registro sísmico y la densidad para obtener un registro de impedancia acústica y calcular la reflectividad a partir de la impedancia.
3. Disminuir el inicio y final de la ventana de análisis de los datos sísmicos y de reflectividad a una longitud igual o menor a: (10 muestras de la ventana o 1/4 de la ventana).
4. Calcular los mínimos cuadrados para el filtro de forma (W) que resuelve la ecuación $TRAZA = W * REFLECTIVIDAD$. Como el número de muestras de ondícula son generalmente menores que el número de muestras de trazas, esto es equivalente a resolver un sistema lineal sobre determinado utilizando mínimos cuadrados.
5. Calcular la envolvente de la amplitud de la ondícula utilizando la transformada de Hilbert. Si el pico de esta envolvente se desplaza desde el tiempo cero hay que cambiar la correlación entre el registro y la traza sísmica y volver a calcular la ondícula utilizando el paso 4. Esto asegura que los desplazamientos aleatorios en tiempo entre los registros y los datos serán corregidos de traza a traza antes de sumar.
6. Sumar esta ondícula con las otras ondículas calculadas a partir de las otras trazas.
7. Estabilizar la ondícula calculada mediante un filtrado de los componentes de alta frecuencia de la siguiente manera: para cada valor de frecuencia cuya amplitud sea menor que 1/4 de la amplitud máxima en el espectro de la ventana de datos original, se le pone cero al componente correspondiente de la ondícula extraída.

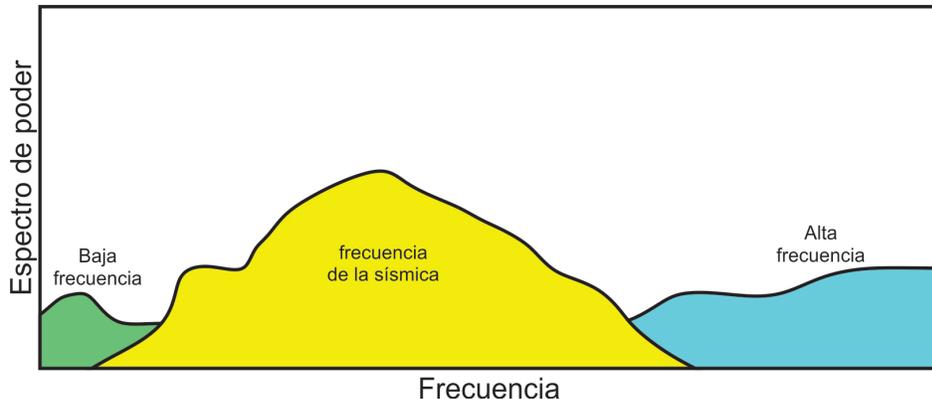
El procedimiento completo para calcular una ondícula tiene la ventaja de que se calcula una ondícula muy exacta, pero tiene la desventaja de ser muy sensible al amarre entre los registros y los datos sísmicos. Un error en tiempo o en el estiramiento de los registros causa una rápida degradación de la ondícula, caracterizada por la pérdida de los datos de la alta frecuencia, una distorsión del espectro de fase, y produce lóbulos laterales poco realistas.

Crear un modelo inicial e invertirlo

La información sísmica está limitada a una banda específica de frecuencias y no contiene ni bajas ni altas frecuencias. Esto significa que la información sísmica pierde los datos correspondientes a las altas y las bajas frecuencias, el rango de frecuencias típico de los datos sísmicos es de $10\text{Hz} - 80\text{Hz}$. La información de registros, por otra parte, incluye frecuencias que son más altas y bajas que las de la información sísmica como se muestra en la figura 22. Debido a la pérdida de las bajas y altas frecuencias en el procesamiento sísmico, la información requerida para reconstruir un perfil de impedancia inicial o modelo inicial no está presente en la información sísmica solamente. Por esto, se requieren dos tipos de datos de entrada para el proceso de inversión: 1) Son los datos sísmicos y 2) Un modelo de impedancia inicial. Este modelo de impedancia inicial representa una estimación de la estructura de las velocidades en el subsuelo y es generado a partir de la información de pozo y extrapolado entre los pozos mediante la información sísmica. En este modelo se incluyen los datos de bajas frecuencias que la información sísmica no tiene. No se utilizan frecuencias más altas que las de los datos sísmicos, ya que esto puede introducir demasiada influencia en el modelo de inversión la cual no puede ser confirmada por la información sísmica.

La inversión no puede encontrar una única solución. Un modelo de impedancia (la solución que se busca) hará un sismograma sintético que coincida con la información sísmica. Por desgracia esa misma información sísmica puede ser creada con un número infinito de modelos diferentes. Si bien, la mayoría de estos modelos no son realistas y se pueden descartar, siempre habrá varias alternativas razonables para cada entrada sísmica, por ejemplo: cuando se trata de determinar un grupo específico de números y solo se conoce la suma de esos números. Por esta razón se genera un modelo inicial a partir de información conocida, al invertir este modelo, el resultado final es un perfil de velocidades que se desvía lo menos posible de la estimación inicial, mientras que al mismo tiempo modela los datos reales lo más cerca que sea posible.

Figura 22: Esquema mostrando el ancho de banda de la información sísmica



Reglas del modelo

Las reglas básicas que se deben respetar en el modelo de inversión son:

- respetar los datos de registros eléctricos para la banda de bajas frecuencias, y
- respetar la asunción de capas geológicas para la banda de alta frecuencia y elegir el modelo que produzca el menor número de capas. Este es el requisito mínimo para la reflectividad.

Algoritmos de inversión

Basada en un Modelo

Este es el algoritmo de la inversión lineal generalizada. Primero se genera un modelo de impedancia inicial del subsuelo a partir de información conocida, y luego se intenta modificar este modelo hasta que la traza sintética derivada del mismo, coincide con la traza sísmica real dentro de unos límites aceptables. En otras palabras, se empieza con un modelo geológico y este se modifica hasta que se obtenga el error mínimo entre la traza sintética creada por el modelo modificado y la información sísmica original. Se debe asumir que la ondícula de la información sísmica se conoce. Para cada traza se calcula un sismograma sintético usando la impedancia estimada inicialmente y la ondícula conocida. La impedancia es modificada gradualmente, hasta que el resultado de la traza sintética coincide con la traza real dentro de algún nivel de tolerancia. Se debe controlar hasta qué punto el algoritmo puede cambiar la estimación inicial con el fin de coincidir con los datos reales.

Este algoritmo usa dos métodos:

- **modelo Estocástico:** Fusiona la traza y el modelo estimado inicial, y
- **modelo con Restricciones:** Establece límites de hasta donde se pueden desviar la estimación inicial.

La inversión basada en un modelo, es un buen método cuando se tiene un conocimiento considerable de la geología y se puede crear un modelo confiable.

Limitado a una banda específica de frecuencias

Este tipo de inversión, ignora el efecto de la ondícula sísmica y trata la traza como si esta fuera un grupo de coeficientes de reflexión. Se asume que la traza sísmica se puede tratar como una serie de coeficientes de reflexión que ha sido filtrada por una ondícula de fase cero. Como el componente de las bajas frecuencias de la velocidad ha sido removido desde la información sísmica, esta se restaura (Lindseth, 1979) mediante la adición de una versión suavizada del modelo con restricciones. La traza sísmica se integra para transformar la secuencia de reflectividad a impedancias acústicas y adicionar las bajas frecuencias restringidas. Como la ondícula se ignora en este proceso, la impedancia acústica resultante es suavizada como la traza sísmica.

La ventaja de este método es la simplicidad, tiempo corto de cálculo y es muy útil cuando hay ruido en la información. La desventaja es que por ignorar la ondícula, los efectos en la interface de las capas delgadas no se pueden explicar.

Mínimos Picos

Los algoritmos de inversión por mínimos picos son:

- **programación lineal:** Este algoritmo primero extrae una estimación de la reflectividad usando una técnica de programación lineal que usa el dominio de frecuencias restringido para recobrar las altas y las bajas frecuencias del espectro de la sísmica. Entonces la reflectividad se integra bajo las restricciones del modelo inicial. Esto crea una reflectividad mínima que produce el mejor amarre entre la traza sintética derivada y la traza real, sujeta a la restricción de que el número de picos sea el menor. Este asume que la ondícula de la información sísmica se conoce. Este método intenta recobrar un modelo de impedancia con la reflectividad mínima minimizando el error entre la traza modelada y la traza sísmica. Esto resulta en un modelo con el menor número de capas, y
- **máxima probabilidad:** Este algoritmo usa el modelo para modificar las series de reflectividad estimadas de la información sísmica. Este asume que la ondícula de la información sísmica se conoce. Para cada traza una secuencia de reflectividad mínima se estima por adición de los coeficientes de reflexión uno por uno hasta que se encuentre un grupo óptimo. El ancho de banda de la reflectividad se modifica gradualmente, hasta que el resultado de la traza sintética coincida con la traza real con algún nivel de tolerancia. Se debe controlar que tanto el algoritmo puede cambiar el modelo estimado inicial para que coincida con los datos reales.

Estos métodos son los mejores para áreas con pocos reflectores. No requieren modelo geológico, por esto son mejores para áreas donde el conocimiento geológico sea poco.

Red neuronal

Este algoritmo aplica una red neuronal probabilística a la traza sísmica para producir la traza de impedancia. Antes de utilizar este algoritmo se debe entrenar por lo menos una red.

Inversión coloreada

Este algoritmo se aproxima a una inversión por mínimos picos sin restricciones mediante la derivación de un operador de inversión que haga coincidir el espectro de amplitud de la sísmica con el de la impedancia acústica. La ventaja de este método es su simplicidad, corto tiempo de cálculo, y robustez en presencia de ruido este hace que el método sea adecuado para inversiones rápidas y preliminares.

Ventajas de la inversión sísmica

Los volúmenes de impedancia resultantes tienen las siguientes ventajas (Savic *et al.*, 2000):

- un ancho de banda más amplio maximiza la resolución vertical,
- cuando se invierte un volumen sísmico, se puede conocer la distribución de impedancias en el volumen sísmico. Mediante la correlación de estas impedancias con las impedancias de pozo, se puede extrapolar la información de pozo al volumen sísmico,
- El rango dinámico de los datos es amplio por esto al visualizarlos en una escala de colores mejora el reconocimiento de características delicadas, y
- al conocer las impedancias acústicas en los pozos, y correlacionar estas con los volúmenes de inversión sísmica, se pueden predecir propiedades petrofísicas del reservorio.

Capítulo 4

METODOLOGÍA Y PROCEDIMIENTO

El proyecto se desarrolló en 4 etapas (fig. 23):

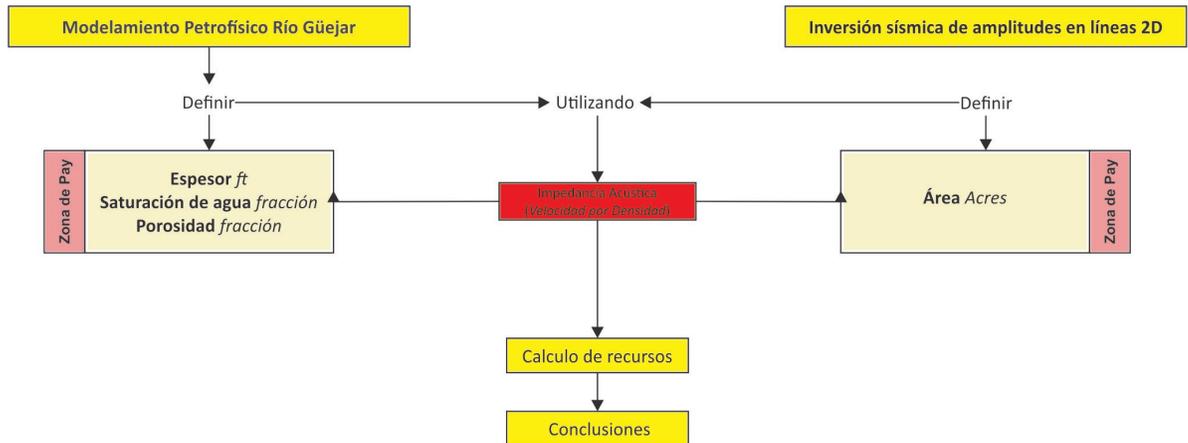
1. Modelamiento petrofísico detallado: en esta etapa se reúne toda la información de pozos disponible para realizar el proyecto. Se realiza el control de calidad y se estudia detalladamente la respuesta de los registros a la roca mediante la correlación de estos con los núcleos disponibles. Finalmente, se presenta un modelo petrofísico ajustado a toda la información disponible y un análisis de impedancias acústicas que determinará si mediante estas se puede diferenciar entre rocas con alto y bajo contenido de bitumen.
2. Inversión sísmica: en esta etapa se realiza una inversión sísmica de amplitudes de dos líneas sísmicas una en dirección del rumbo, y la otra en sentido del buzamiento de la estructura para la Formación Une. Finalmente se obtendrán dos perfiles de impedancias acústicas con los cuales se delimitará el área en superficie con mayores probabilidades de encontrar altas saturaciones de bitumen
3. Cálculo de recursos: en esta etapa mediante la información obtenida anteriormente, se realiza un cálculo probabilístico de recursos para la Formación Une en el área de Río Güejar
4. Conclusiones: en esta etapa se dará respuesta a los objetivos propuestos en el trabajo mediante las conclusiones del mismo.

4.1. Modelamiento petrofísico

El objetivo principal de un modelo petrofísico es determinar cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma, por esto es necesario utilizar toda la información disponible con el fin de llegar al modelo que mejor represente los datos. Para el desarrollo del proyecto se cuenta con la información de registros y núcleos de 8 pozos estratigráficos como se relaciona en la tabla 1.

Los pozos fueron corazonados en su totalidad, así que también se cuenta con suficiente información de roca.

Figura 23: Mapa conceptual mostrando la metodología para el desarrollo del proyecto.



Cuadro 1: Información de registros y núcleos para el desarrollo del proyecto.

	Registros Eléctricos	Core Gamma	Laboratorio		Fotos Núcleos	Informes de perforación	Análisis de Fluidos
			Básicos	Especiales			
Estratigrafico-1	Set completo	X			X	X	
Estratigrafico-2	Set completo		X	X			X
Estratigrafico-3A	Set completo						X
Estratigrafico-5	Set completo	X					
Estratigrafico-6	Set completo	X	X	X	X	X	
Estratigrafico-7	Set completo	X	X				
Estratigrafico-8	No Sónico	X	X				

4.1.1. Control de calidad de los registros

Los registros son revisados y editados para garantizar que la información con la que se trabaja es confiable y se encuentra ajustada en profundidad, las ediciones que se aplicaron son:

- edición y control de calidad,
- conversión de matriz del Registro Neutrón matriz arena (*NPHI*) a Neutrón matriz caliza (*NPHILS*),
- creación la curva de temperatura (*Temp*), para ser utilizada en las correcciones ambientales y en los cálculos S_w ,
- corrección ambiental por efecto del hueco y densidad del lodo para la curva *GR*. La nueva curva generada se denomina Rayo Gamma Corregido (*GRC*),
- corrección por línea base de la curva de Potencial Espontáneo (*SP*). La nueva curva generada se denomina Potencial Espontáneo Corregido (*SPC*), y
- corte de las lecturas de inicio y final de registro cuando presentaban valores fijos.

Los nombres finales de las curvas del *set* básico de registros se muestran en la tabla 2, algunos pozos cuentan con otro tipo de registros que no se relacionan en las tablas como resonancia magnética (*CMR*) y micro imágenes de formación (*FMI*).

Cuadro 2: Nombres finales de las curvas.

CURVA	NOMBRE
CALIPER	CALI
RAYOS GAMMA	GRC
POTENCIAL ESPONTANEO	SPC
RESISTIVO PROFUNDO	RT
RESISTIVO MEDIO	MR
RESISTIVO SOMERO	RS
MICRORESISTIVO	RXOZ
DENSIDAD	RHOB
NEUTRÓN	NPHI-NPHILS
CORRECCIÓN DEL DENSIDAD	DRHO
PEF	PEF
SÓNICO	DT

4.1.2. Modelo de arcillosidad

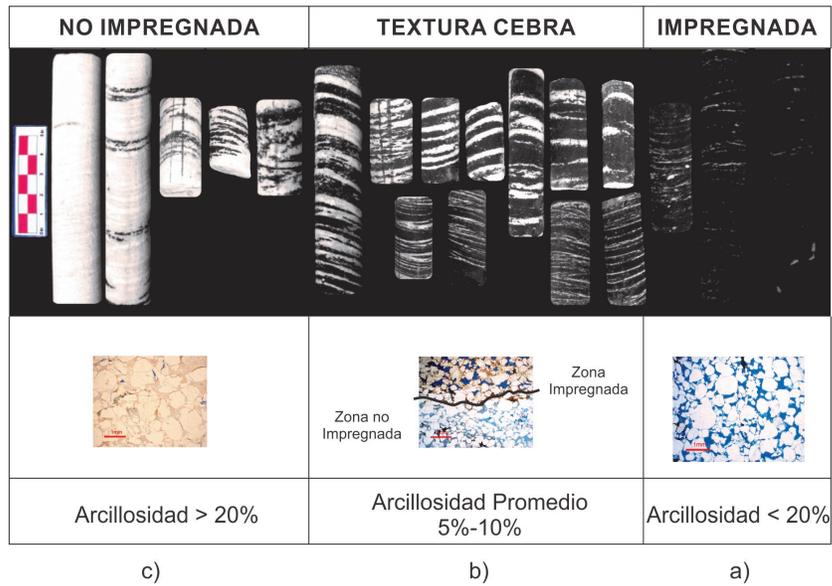
Con el objetivo de delimitar el reservorio y para usar en el cálculo posterior de la porosidad se crea una curva de contenido de arcilla con valores de 0 a 1 donde 1 es el 100% arcilla y 0 es el 0% arcilla. Esta curva se crea a partir de los registros eléctricos, comúnmente el *GR* y la combinación densidad-neutrón. Es importante conocer las características petrográficas de la formación antes de realizar el cálculo, de esta manera se puede ajustar el cálculo a partir de los registros con los valores reales en la roca.

Características texturales de las areniscas de la Formación Une en Río Güejar

La Formación Une en Río Güejar es un intervalo principalmente arenoso con algunas capas de arcillas de espesores menores. Las areniscas de la Formación Une según Folk (1980), se clasifican desde el punto de vista composicional como cuarzoarenitas, es decir más del 95% cuarzo y desde el punto de vista textural como inmaduras hasta submaduras, es decir presentan matriz arcillosa en porcentajes desde menores a 5% (submaduras) hasta un 25% (inmaduras), esta matriz arcillosa es principalmente caolinítica. El tamaño de grano predominante es medio, pero varía desde grano fino superior a grueso inferior, la selección de los granos varía de pobre a moderado con granos subangulares a subredondeados ocasionalmente redondeados.

Estas areniscas se encuentran impregnadas con crudo extrapesado (bitumen) y esta impregnación es controlada por las características texturales de la roca. Las rocas que visualmente tienen mayor contenido de bitumen (fig. 24a) presentan porcentajes de matriz arcillosa menores al 5%, mientras que las rocas que visualmente tienen menor contenido de bitumen (fig. 24c) presentan porcentajes de matriz arcillosa de hasta el 25%. Las rocas que visualmente tienen aspecto de zebra (fig. 24b), es decir intercalaciones de zonas con alto y bajo contenido de bitumen, en promedio presentan un porcentaje de matriz arcillosa de entre un 5% a un 10%.

Figura 24: Areniscas de la Formación Une en Río Güejar mostrando el porcentaje de arcillosidad.



Modificado de Perez *et al.* (2013).

Cálculo del volumen de arcilla

El modelo de arcilla se obtuvo por dos métodos diferentes:

1. Utilizando la curva de *rayos gamma* (GRC) para calcular un volumen de arcilla mediante la ecuación 4.1, esta ecuación supone una relación lineal entre el volumen de arcilla en la roca

(Vcl) y el volumen de arcilla calculado por la curva de rayos gamma ($VclGR$), $Vcl = VclGR$ (Serra *et al.*, 1984; Bassiouni, 1994).

$$VclGR = \frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{clay} - GR_{clean}}, \quad (4.1)$$

dónde:

GR_{log} = Lectura del GR ,
 GR_{clean} = Promedio de la lectura del GR en las formaciones limpias, y
 GR_{clay} = Promedio de la lectura del GR en las arcillas.

- Utilizando la combinación de curvas densidad y neutrón ($RHOB - NPHILS$) para calcular el volumen de arcilla mediante la ecuación 4.2

$$VclND = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nclay} - \phi_{Dclay}}, \quad (4.2)$$

dónde:

$VclND$ = Volumen de arcilla ND ,
 ϕ_N = Porosidad medida por el registro neutrón,
 ϕ_D = Porosidad medida por el registro densidad,
 ϕ_{Nclay} = Porosidad medida por el registro neutrón en las arcillas, y
 ϕ_{Dclay} = Porosidad medida por el registro densidad en las arcillas.

Finalmente, se utilizó el promedio de los dos cálculos anteriores como valor final de volumen de arcilla ($VSHFINAL$) (ecu. 4.3), ya que se ajustaba a los valores promedio encontrados en el análisis petrográfico (fig. 24). Los valores utilizados en los cálculos se reportan en el Anexo A

$$VSHFINAL = \frac{VclGR + VclND}{2}. \quad (4.3)$$

4.1.3. Modelo de Porosidad

La porosidad en una roca es la fracción del volumen total de la roca que no está ocupado por constituyentes sólidos, y se expresa matemáticamente por medio de la ecuación 4.4, donde 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

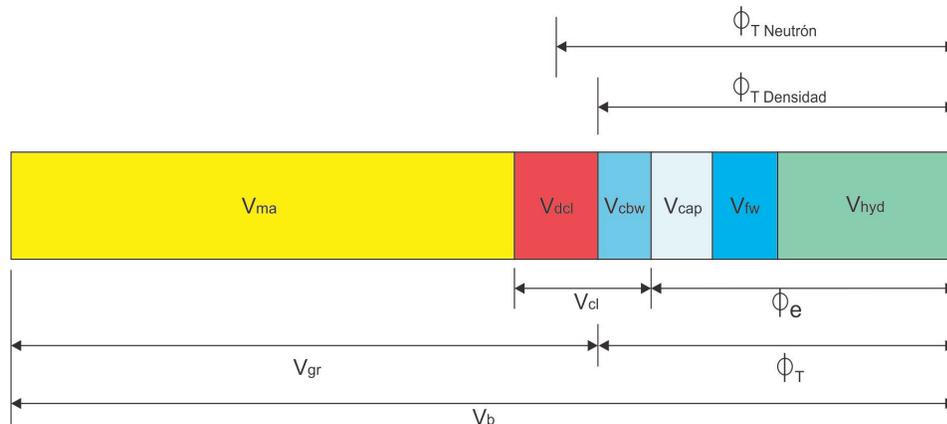
$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b}. \quad (4.4)$$

Porosidad total y efectiva

En análisis de registros se manejan dos tipos de porosidad, la porosidad total (ϕ_T) y la porosidad efectiva (ϕ_e). La porosidad total es la descrita anteriormente por la ecuación 4.4 y corresponde al volumen total de roca que no está ocupado por constituyentes sólidos. La porosidad efectiva es la porosidad total menos el volumen de agua ligada a las arcillas en la roca. En la figura 25 se explica el concepto de la porosidad total y efectiva separando la roca en cada uno de sus componentes, donde 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 total medido por la herramienta neutrón $\phi_{TNeutron}$ y por la herramienta de densidad $\phi_{TDensidad}$.

Figura 25: Volúmenes de materiales en la roca reservorio como se utiliza en análisis de registros eléctricos.

Modificado de Cosentino y Sabathier (2001); Ellis y Singer (2007).



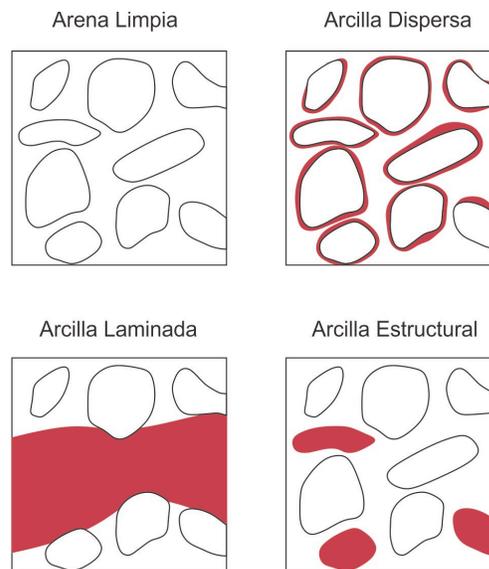
Distribución de las arcillas en la roca

La manera en la que están distribuidas las arcillas en la roca también tiene un efecto en la medida de la porosidad, por esto, en análisis de registros se debe identificar qué tipo de distribución presen-

tan las arcillas en la roca. Los tipos de distribución que pueden presentar las arcillas en la roca son: laminada, estructural y dispersa (Ellis y Singer, 2007).

Cuando la distribución de la arcilla en la roca es dispersa, la arcilla se encuentra en el espacio poroso alrededor de los granos de la roca y reduce la porosidad en la misma sin afectar el espacio de los granos. Cuando la distribución de la arcilla en la roca es estructural, la arcilla hace parte del armazón de la roca y no afecta la porosidad. Cuando la distribución de la arcilla en la roca es laminada, la arcilla se encuentra como capas formando laminaciones, esta reduce tanto el armazón de la roca como la porosidad (fig. 26). En el caso de estudio la arcilla presente se encuentra distribuida de manera dispersa en la roca reduciendo la porosidad, en algunos casos ocupando la mayoría del espacio poroso como se muestra en las secciones delgadas (fig. 27).

Figura 26: Clasificación de la arcilla por su distribución en la roca.



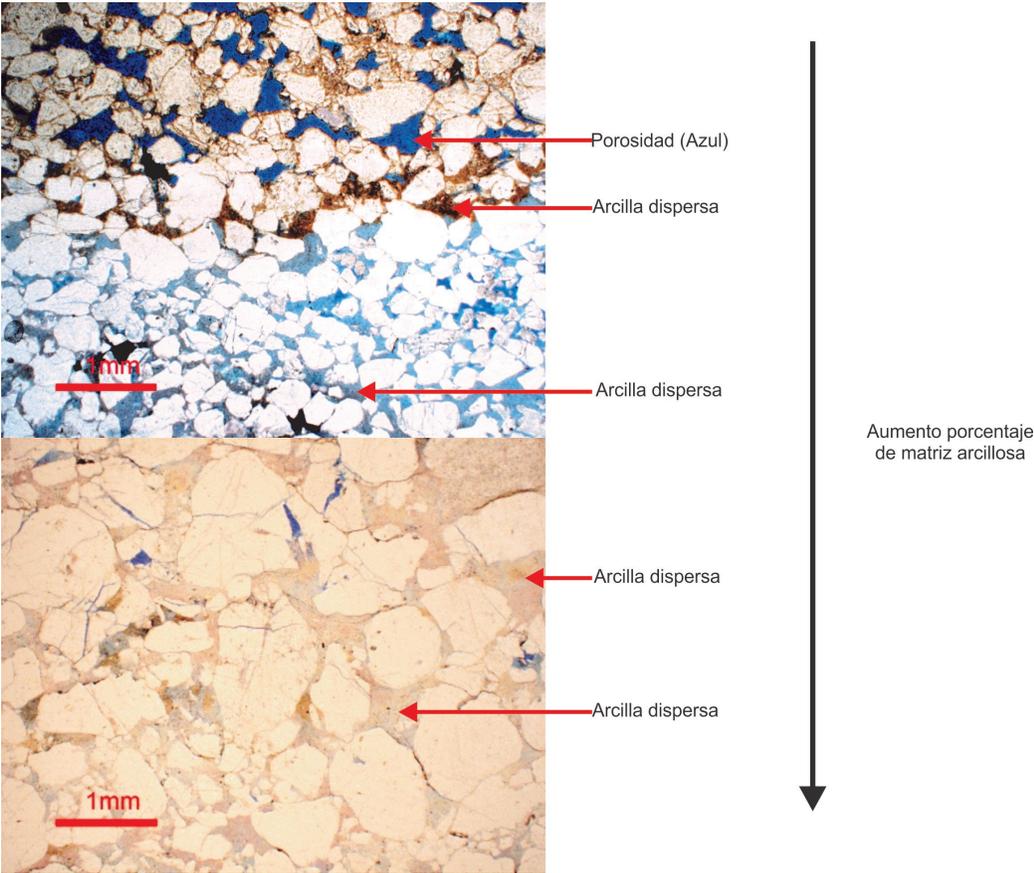
Ellis y Singer (2007).

Herramientas utilizadas para calcular la porosidad

Los registros más comunes para el cálculo de la porosidad son el sónico, el neutrón y la densidad. Diferentes generaciones de estas herramientas se han utilizado en operaciones de campo por más de 40 años, y son las mediciones que con más frecuencia se encuentran disponibles en la mayoría de pozos (Cosentino y Sabathier, 2001).

La herramienta sónica mide la velocidad de propagación de las ondas sonoras en las rocas. La velocidad de propagación de las ondas compresionales es una función de la rigidez y la densidad del material: el medio más rígido y de menor densidad tendrá una velocidad de propagación mayor. La porosidad tiende a reducir la rigidez global de la roca y por esto es inversamente proporcional a la velocidad (Cosentino y Sabathier, 2001). La relación empírica que permite el cálculo de la porosidad a partir del registro sónico se conoce como la ecuación de Willye ecuación:

Figura 27: Secciones delgadas tomadas a los núcleos del pozo CPO 16 Estratigrafico-6 en la Formación Une en Río Güejar mostrando la distribución dispersa de las arcillas en la roca.



$$\phi = \frac{t - t_{ma}}{t_f - t_{ma}}, \quad (4.5)$$

dónde: t_{ma} es el tiempo de propagación de la onda sonora en la matriz, t_f es el tiempo de propagación de la onda sonora en el fluido, y t es el tiempo de propagación del sonido medido en el sitio. Antes de calcular la porosidad por este método se requiere un conocimiento de la litología de la roca reservorio y de la saturación de fluidos. En el caso particular de la Formación Une en Río Güejar las areniscas están impregnadas con bitumen, este material de alta viscosidad rellena los poros en la roca afecta el tiempo de propagación de las ondas compresionales en la roca, así que para utilizar este método en el cálculo de la porosidad es necesario realizar estudios adicionales.

La herramienta de densidad proporciona una estimación de la densidad total de la roca por la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Los rayos gamma son dispersados y absorbidos en la formación como una función de la densidad electrónica de la formación, la cual está estrechamente relacionada con la densidad total (Serra *et al.*, 1984; Cosentino y Sabathier, 2001; Ellis y Singer, 2007). A su vez, la densidad está relacionada a la porosidad por:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (4.6)$$

dónde: ρ_{ma} es la densidad de la matriz, ρ_f es la densidad del fluido que ocupa el espacio poroso, y ρ_b es la densidad total medida por la herramienta en un punto, para esta ecuación se asume que la roca está constituida solo por dos materiales una matriz y un fluido. En este caso también se requiere conocer la litología de la roca reservorio y la saturación de fluidos. Como se mostró en la sección 4.1.2 las areniscas de la Formación Une en Río Güejar son cuarzoareniscas, es decir están compuestas principalmente de cuarzo que tiene una densidad de 2,65gr/cc, y menor cantidad de arcilla principalmente caolinita con una densidad de 2,41gr/cc. Los fluidos presentes en el espacio poroso de las areniscas son hidrocarburo pesado y agua, los dos fluidos tienen una densidad aproximada de 1gr/cc.

La herramienta de porosidad neutrón mide la tasa de absorción de neutrones rápidos emitidos continuamente a la formación por una fuente radioactiva. Estos neutrones viajan en la formación y son desacelerados por colisiones con los núcleos de los elementos en esta, hasta que alcanzan un muy bajo nivel de energía termal y finalmente son absorbidos. El elemento que contribuye más efectivamente a desacelerar estos neutrones es el hidrógeno, ya que su masa es parecida a la de un neutrón. Por lo tanto, la población de neutrones en la formación es inversamente proporcional a la porosidad, ya que, en formaciones limpias todos los hidrógenos se encuentran en los fluidos que ocupan el espacio poroso (Serra *et al.*, 1984; Cosentino y Sabathier, 2001; Ellis y Singer, 2007).

Al igual que las herramientas: sónico y densidad, el neutrón es sensible a la litología de la formación ya que la matriz contribuye a desacelerar y capturar los neutrones. El efecto de la litología en esta herramienta se refiere a que si la herramienta es calibrada en tanques de caliza saturados en agua, esta producirá una lectura numérica correspondiente al agua que ocupa el espacio poroso en una

caliza, pero no corresponderá si el tipo de roca que se está registrando es diferente al de la calibración (Ellis y Singer, 2007). Además de esto, esta herramienta es particularmente sensible a las condiciones ambientales y a la presencia de gas, ya que este disminuye la densidad de hidrógenos en el espacio poroso (Ellis y Singer, 2007). Al igual que la herramienta de densidad, el neutrón mide la porosidad total de la formación.

Con excepción de formaciones limpias saturadas con agua o aceite, la herramienta neutrón se ha usado con precaución para determinar la porosidad. Sin embargo, la combinación de las herramientas de densidad y neutrón proporciona un cálculo más acertado de la porosidad, ya que la porosidad puede ser calculada sin un conocimiento previo de la litología. Además, el uso combinado de las dos herramientas permite correcciones para los efectos de arcilla y gas. Por esta razón, la combinación de las herramientas de densidad y neutrón es la técnica más frecuentemente utilizada en la determinación de la porosidad.

Porosidad a partir de los núcleos

La porosidad a partir de los núcleos se mide rutinariamente en el laboratorio, la práctica actual más común es medir el volumen poroso a partir de la introducción de un fluido de densidad conocida comúnmente helio y determinar el volumen poroso, esta medida proporciona una estimación de la porosidad efectiva o interconectada de la roca (Cosentino y Sabathier, 2001). Los valores de porosidad obtenidos en laboratorio a partir de los núcleos usualmente se toman como una medida de referencia.

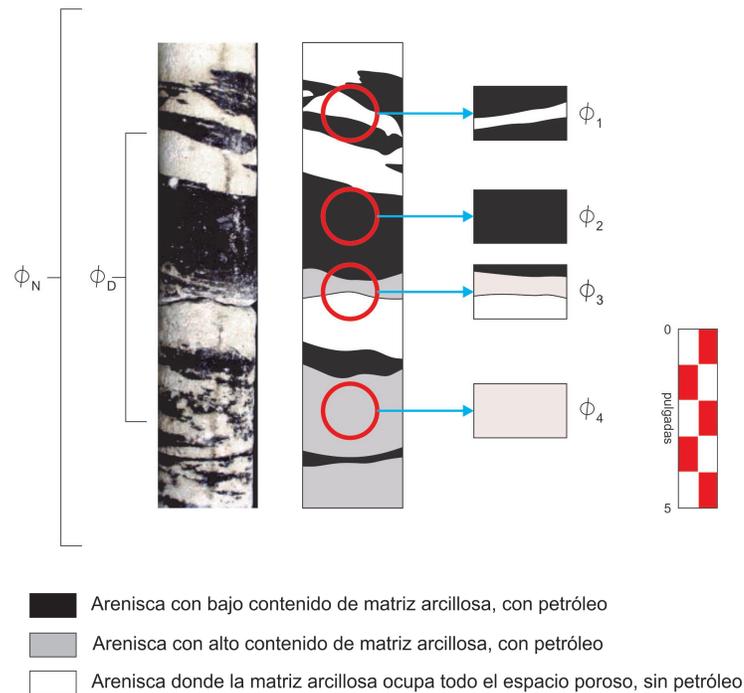
La representatividad de los valores de porosidad medidos en el laboratorio depende en gran medida del muestreo que se realiza en el núcleo. En el caso particular de las areniscas bituminosas en Río Güejar, la roca tiene una variabilidad textural importante que al parecer está controlando la saturación de bitumen en la roca. Al analizar los valores de porosidad obtenidos en laboratorio es importante saber en qué tipo de roca se tomó la muestra.

La figura 28 muestra un pie de núcleo del yacimiento (izquierda). Este pie de núcleo se representa gráficamente en el centro de la imagen de acuerdo a impregnación visual de hidrocarburo en el mismo, como se detalló en la sección 4.1.2. Las zonas con mayor impregnación corresponden a areniscas limpias con bajo contenido de arcillas, mientras que las zonas sin impregnación corresponden a areniscas con alto contenido de arcilla distribuida de manera dispersa en la roca disminuyendo la porosidad de la misma (fig 27). De este pie de núcleo se toma una muestra para medir porosidad en laboratorio, en la imagen se muestran cuatro posibles ubicaciones para tomar la muestra, una de estas finalmente representará la porosidad de todo el pie de núcleo. Por otra parte, se muestra la resolución vertical de las herramientas densidad y neutrón (izquierda), estas herramientas dan un promedio de la porosidad medida en toda la zona que se muestra en la imagen. Es por esto que las medidas de porosidad en laboratorio se toman como una medida de referencia que debe ser cercana a las medidas de porosidad arrojadas por las herramientas de registro en pozo. En este caso la mayoría de las muestras fueron tomadas en las rocas con impregnación visual de hidrocarburo más alta, por lo que las porosidades medidas en laboratorio deben ser un poco mayores que las porosidades medidas por las herramientas de registro en pozo.

Cálculo de la porosidad total

Como se explicó, para poder calcular la porosidad a partir de las herramientas de densidad y neutrón, se requiere un conocimiento previo de la litología de la formación, en este caso se cuenta con información de roca suficiente y de buena calidad como se explicó en la sección 4.1.2. Sin embargo, es bueno tratar de determinar la litología por medio de registros eléctricos, ya que generalmente las muestras de roca con las que se cuenta en este tipo de estudios son pocas y localizadas, y es complicado determinar si toda la formación a analizar se comporta de igual manera en toda su

Figura 28: Representatividad de las porosidades de la roca medidas en laboratorio.



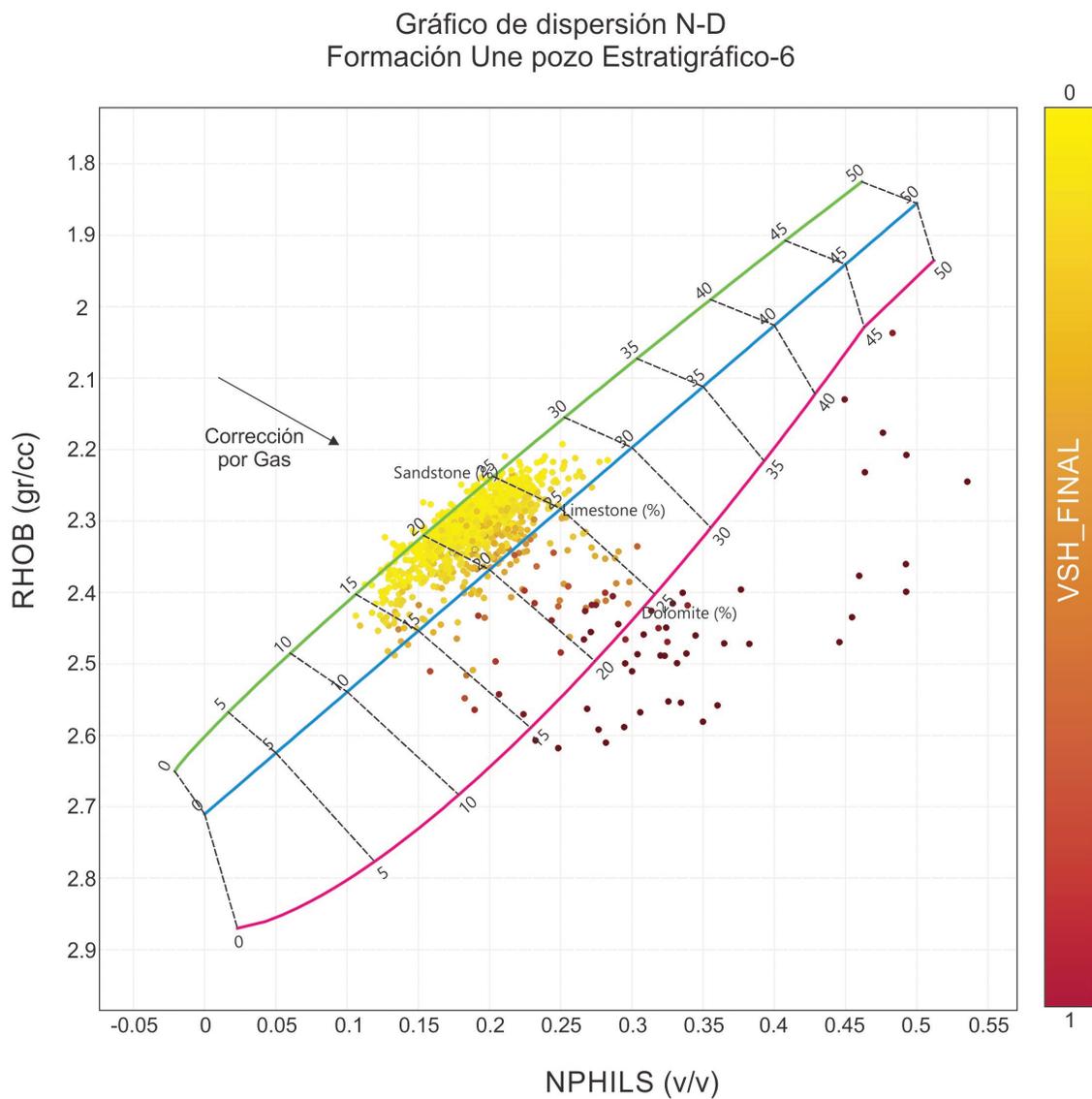
extensión vertical. Los registros eléctricos, por el contrario, permiten dar una visión general de toda la formación al tener un buen muestreo a lo largo del pozo. Para este fin, se utiliza un gráfico de dispersión neutrón-densidad. Como los dos registros densidad y neutrón, son función de la porosidad y de la litología, se puede conocer una variable utilizando la combinación de los dos registros, en este caso la litología (fig. 29). En el gráfico se muestran tres líneas de litología: 1). Verde (arena), 2). Azul (caliza) y 3). Magenta (dolomita), estas líneas de litología son tomadas de los gráficos de dispersión para litología y porosidad de Schlumberger (CP-1c y CP-1c).

Al graficar los datos del pozo Estratigráfico-6 para la Formación Une en el gráfico de dispersión, los puntos caen en la línea verde, lo que indica que la litología predominante en la formación es cuarzoarenisca y a medida que estos puntos se alejan perpendicularmente de la línea verde hacia abajo nos indica la presencia de zonas arcillosas pequeñas, los puntos están coloreados con el indicador de arcillosidad calculado anteriormente mostrando en amarillo las zonas arenosas y en marrón las arcillas, adicional a esto el gráfico muestra que la porosidad en esta formación entre el 13% y el 28%. Es importante saber que estos gráficos están hechos con la medida neutrón en matriz caliza, así que los datos de entrada deben tener el neutrón en matriz caliza.

■ Cálculo de porosidad total desde el registro de densidad

Para calcular el valor de la porosidad desde el registro de densidad, inicialmente se asume que la roca está compuesta solo por dos materiales, la matriz y el fluido, por lo tanto la densidad total de la roca estaría dada por la ecuación 4.7, donde la densidad total de la roca ρ_b es la suma de las densidades individuales de los materiales que la componen por la cantidad de cada material en la roca:

Figura 29: Gráfico de dispersión Neutrón-Densidad para la Formación Une pozo CPO 16 Estratigrafico-6.



$$\rho_b = \phi_D \rho_f + (1 - \phi_D) \rho_{ma}, \quad (4.7)$$

dónde:

ϕ_D = Porosidad total a partir del registro de densidad,
 ρ_f = Densidad del fluido normalmente agua 1gr/cc, y
 ρ_{ma} = Densidad de la matriz cuarzoarenisca 2,65gr/cc.

Si se despeja ϕ_D de la ecuación 4.7 se obtiene la ecuación 4.6, y esta sería la porosidad total calculada a partir del registro de densidad.

■ Cálculo de porosidad total desde el registro neutrón

Como ya se sabe, tanto por el gráfico de dispersión N-D (fig. 29), como por los análisis petrográficos de la roca, la matriz de la roca es cuarzoarenita. Por esto, para obtener la porosidad total de la roca mediante el registro neutrón, se debe transformar la medida de la herramienta neutrón a matriz arena (*NPFI*) y el valor que resulte de este registro en los intervalos arenosos definidos anteriormente en el modelo de arcillosidad, será entonces la porosidad total a partir del registro neutrón ϕ_N .

Cálculo de la porosidad efectiva

■ Cálculo de porosidad efectiva desde el registro de densidad

Las rocas reservorio de la Formación Une para el área de trabajo son cuarzoarenitas que contiene cantidades variables de arcilla. Se podría decir entonces, que la roca está compuesta por tres materiales principalmente: granos de cuarzo, arcilla y un fluido que rellena el espacio poroso (agua). En este orden de ideas, la densidad total de la roca (ρ_b) se podría escribir como la ecuación 4.8, que sería igual a la suma de todos los componentes de la roca, cada uno multiplicado por la cantidad de componente en la misma

$$\rho_b = \rho_f \phi_s + (1 - \phi_s - VSHFINAL) \rho_{ma} + VSHFINAL \rho_{clay}, \quad (4.8)$$

dónde:

ϕ_s = Porosidad de la fracción arena (sin tener en cuenta la arcilla),
 ρ_f = Densidad del fluido agua 1gr/cc,
 ρ_{ma} = Densidad de la matriz cuarzoarenita 2,65gr/cc,
 ρ_{clay} = Densidad medida por la herramienta en una arcilla, y
 $VSHFINAL$ = Volumen de arcilla final,

despejando la ecuación 4.8 se obtiene la ecuación 4.9

$$\phi_s = \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \right) - VSHFINAL \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{clay}}{\rho_{ma} - \rho_f} \right), \quad (4.9)$$

dónde: el primer término entre paréntesis es igual a la porosidad total medida por la herramienta de densidad ϕ_D (ver ecuación 4.6), el segundo término entre paréntesis es la porosidad medida por la herramienta de densidad en una zona 100% arcilla ϕ_{Dclay} y esta multiplicado por la cantidad de arcillas ($VSHFINAL$). Esta ecuación, básicamente muestra una resta entre la porosidad total de la roca y la porosidad medida en las arcillas multiplicada por la cantidad de arcillas en la roca, que corresponde a la definición de porosidad efectiva. La ecuación 4.9 se podría describir como la ecuación 4.10. Donde ϕ_e es la porosidad efectiva (porosidad total menos el agua ligada a las arcillas) a partir del registro de densidad:

$$\phi_{eD} = \phi_D - VSHFINAL\phi_{Dclay}, \quad (4.10)$$

dónde:

ϕ_D = Porosidad total a partir del registro de densidad,
 $VSHFINAL$ = Volumen de arcilla final, y
 ϕ_{Dclay} = Porosidad medida por el registro de densidad en una arcilla.

■ Cálculo de porosidad efectiva desde el registro neutrón

De igual manera que con el registro de densidad se puede utilizar la ecuación 4.10 para calcular la porosidad efectiva desde el registro neutrón reescribiéndola como la ecuación 4.11

$$\phi_{eN} = \phi_N - VSHFINAL\phi_{Nclay}, \quad (4.11)$$

dónde:

ϕ_N = Porosidad total a partir del registro neutrón,
 $VSHFINAL$ = Volumen de arcilla final, y
 ϕ_{Nclay} = Porosidad a partir del registro neutrón en una zona 100% arcilla.

Porosidad efectiva y total final combinación Neutrón-Densidad

Finalmente se utiliza la combinación de los registros densidad y neutrón de la siguiente manera:

1. Se calcula un promedio aritmético para la porosidad total y uno para la porosidad de la arcilla, utilizando los dos valores de porosidades obtenidos a partir de las dos herramientas densidad y neutrón ($\phi_D, \phi_N, \phi_{Dclay}, \phi_{Nclay}$), (ecu. 4.12 y 4.13) y se obtiene la porosidad total y la porosidad de la arcilla de la formación. En caso de necesitar corrección por efecto de gas en la formación, cuando los puntos en el gráfico de dispersión N-D se pasen hacia arriba de la línea verde donde lo indica la flecha (fig. 29), se utilizan las ecuaciones 4.14 y 4.15 para calcular las porosidades finales (Torres, 2012).

$$\phi_T = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad (4.12)$$

$$\phi_{Tclay} = \frac{\phi_{Dclay} + \phi_{Nclay}}{2} \quad (4.13)$$

$$\phi_T = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}} \quad (4.14)$$

$$\phi_{Tclay} = \sqrt{\frac{\phi_{Dclay}^2 + \phi_{Nclay}^2}{2}} \quad (4.15)$$

2. Se calcula la porosidad efectiva utilizando la ecuación 4.16

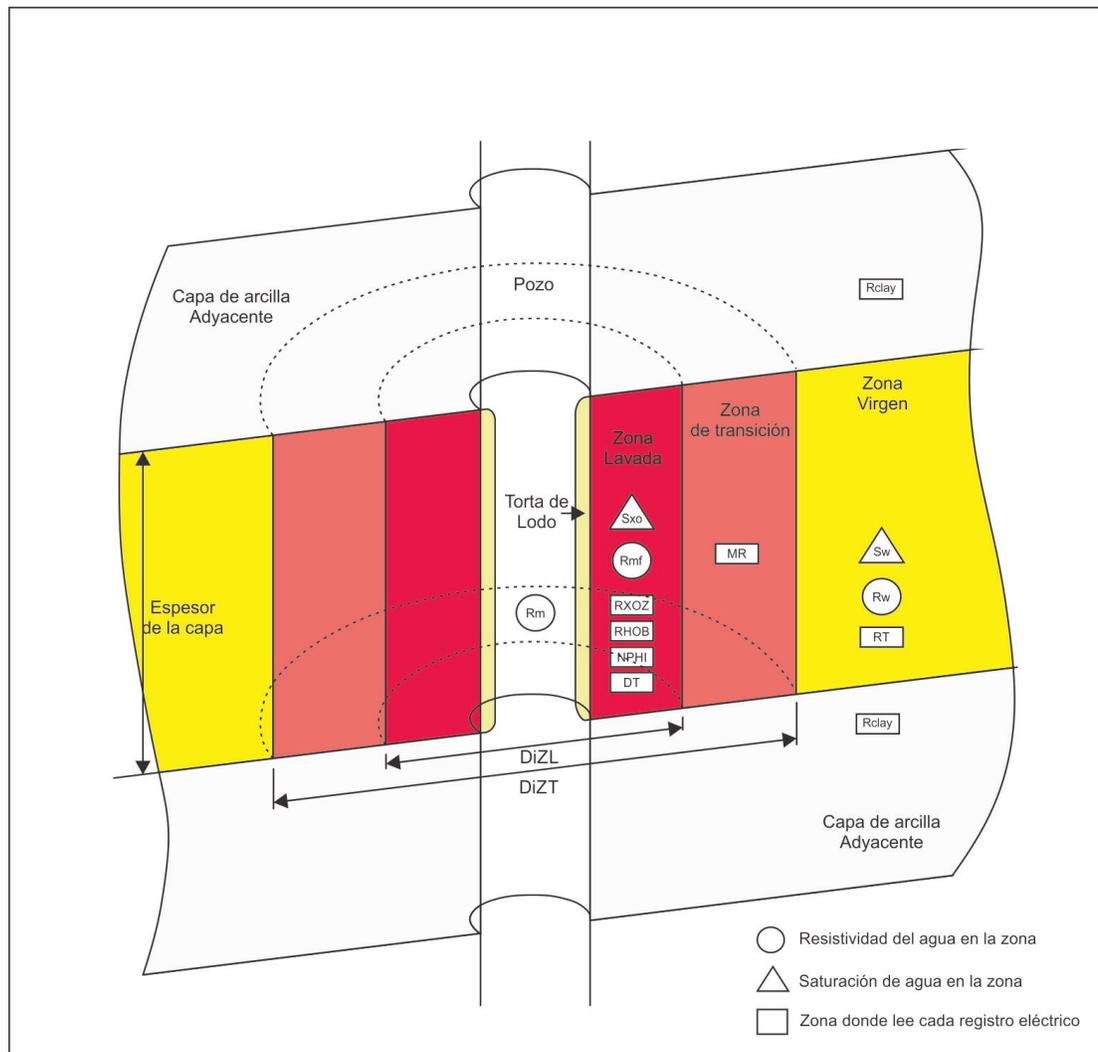
$$\phi_e = \phi_T - VSHFINAL\phi_{Tclay}. \quad (4.16)$$

4.1.4. Modelo de Saturación de Agua

Una vez calculada la porosidad total y efectiva de la formación debemos identificar los tipos de fluido que se encuentran llenando el espacio poroso. Las medidas de resistividad eléctrica de la formación, se adquieren con el fin de identificar los fluidos que se encuentran en las formaciones porosas y permeables. En la figura 30, se observan las zonas que se generan en un pozo debido a la invasión del lodo de perforación dentro de la formación: 1) zona lavada, donde el filtrado de lodo desplaza todos los fluidos móviles que se encontraban inicialmente en la formación, 2) zona de transición, donde el lodo de perforación desplaza parte de los fluidos móviles que inicialmente estaban en la formación y 3) zona virgen, donde el lodo de perforación no alcanza a desplazar los fluidos iniciales de formación. Para conocer la saturación de fluidos en la formación, es necesario obtener lecturas de resistividad eléctrica en la zona virgen, ya que esta zona muestra las condiciones iniciales de saturación en la formación sin alteración por invasión de lodo de perforación, por esto, las herramientas de resistividad

tienen diferentes profundidades de investigación. Los círculos en la figura 30, representan las resistividades del agua en la respectiva zona donde: R_m es la resistividad el lodo de perforación, R_{mf} es la resistividad del filtrado de lodo, R_w resistividad del agua de formación. Los triángulos, representan las saturaciones de agua de las diferentes zonas donde: S_{xo} saturación de agua de la zona lavada y S_w es la saturación de agua de la zona virgen. Las flechas en la parte inferior de la imagen representan los diámetros de invasión de la zona lavada $DiZL$ y la zona de transición $DiZT$.

Figura 30: Zonas de invasión y de registro en un pozo.



Modificado de Schlumberger (1991).

Basados en el trabajo de laboratorio realizado por Archie, como también en otros trabajos teóricos, la resistividad eléctrica de las rocas clásticas libres de arcilla depende de la porosidad, el grado de cementación, la saturación de agua y la resistividad eléctrica del agua connata (Serra *et al.*, 1984;

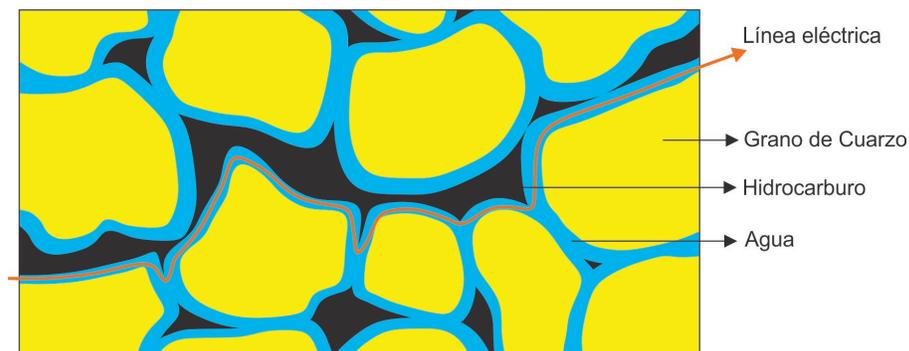
Cosentino y Sabathier, 2001; Ellis y Singer, 2007; Torres, 2012). Esta importante relación, permite el cálculo de la saturación de hidrocarburo en la roca basado en el conocimiento de la porosidad y la resistividad eléctrica de la misma.

La conductividad eléctrica, es una propiedad intrínseca de los materiales, comúnmente se mide en unidades *Siemens/m* o *mhos * m*. Su recíproco, es la resistividad eléctrica y se mide en *ohm * m* o Ωm . La resistividad eléctrica del agua varía entre 0,0001 y 10,000 *ohm * m*, dependiendo de la salinidad de esta. Por otra parte la resistividad del hidrocarburo, cuarzo y la calcita presenta valores más altos que 10^7 *ohm * m* (Torres, 2012).

La ecuación de Archie, asume que la conducción eléctrica en las rocas saturadas con fluidos, solo ocurre dentro del espacio poroso saturado con agua. Se asume que el agua connata es conductiva y los granos son aislantes eléctricos. Para todos los fines prácticos, los hidrocarburos son aislantes eléctricos, de manera que las medidas de resistividad eléctrica en rocas saturadas no pueden distinguir entre rocas saturadas con aceite y rocas saturadas con gas.

Cuando las rocas son sometidas a una diferencia de voltaje, líneas de flujo eléctrico cierran el circuito de transporte de carga eléctrica. Para bajas frecuencias (bajo 200KHz), líneas eléctricas continuas pueden ser llevadas a través del espacio poroso con una fase acuosa conectada y continua espacialmente (Torres, 2012). Los poros aislados, y en general la porosidad no conectada, no podrá contribuir a la conductividad eléctrica de la roca. La porción de espacio poroso saturado con hidrocarburos, no permitirá el paso de las líneas eléctricas, por lo tanto, no contribuirá a la conductividad eléctrica de la roca. Los poros saturados con hidrocarburo, solo permitirán el paso de las líneas eléctricas si hay un espacio de fase acuosa continua entre ellos (fig. 31). En rocas saturadas con agua, la razón por la cual se relaciona la porosidad a la conductividad eléctrica, es, porque cuando las rocas son sometidas a la conducción eléctrica, las líneas eléctricas tienen que moverse por el espacio ocupado por los poros conectados por una fase acuosa. La tortuosidad de las líneas eléctricas, también condiciona la resistividad eléctrica de las rocas, en líneas eléctricas más tortuosas (su longitud es mayor comparada con una línea recta) la resistividad eléctrica de la roca es más alta. Obviamente la tortuosidad de las líneas eléctricas depende de la distribución espacial y continuidad del espacio poroso.

Figura 31: Líneas eléctricas en una roca saturada con agua e hidrocarburo.



Saturación de fluidos en la roca

Para estimar la saturación de fluidos en una roca a partir de la resistividad eléctrica de la misma, se utiliza la ecuación de Archie. Para el caso de una roca saturada 100% en agua, la primera ley de Archie está dada por la ecuación 4.17

$$R_0 = R_w \frac{a}{\phi^m}, \quad (4.17)$$

dónde: R_0 es la resistividad de la roca totalmente saturada con agua, R_w es la resistividad del agua, a es la tortuosidad y m es el exponente de cementación de la roca. En esta ecuación el término a/ϕ^m es el factor de formación conocido como F , y depende de las características texturales de la roca: Tamaño de grano, cementación, distribución del espacio poroso (ecuación 4.18) (Serra *et al.*, 1984; Cosentino y Sabathier, 2001; Ellis y Singer, 2007; Torres, 2012)

$$F = \frac{a}{\phi^m}, \quad (4.18)$$

si se reemplaza la ecuación 4.18 en la ecuación 4.17, se obtiene la ecuación 4.19, a partir de esta ecuación se puede calcular el factor de formación en laboratorio

$$F = \frac{R_0}{R_w}. \quad (4.19)$$

Para una roca donde la porosidad se encuentra parcialmente saturada con hidrocarburo, la segunda ley de Archie está dada por la ecuación 4.20

$$R_T = R_w \frac{a}{\phi^m} \frac{1}{S_w^n}, \quad (4.20)$$

dónde: R_T es la resistividad total de la roca, S_w es la saturación de agua y n es el exponente de saturación, si de esta ecuación se despeja S_w se obtiene la ecuación 4.21

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{\phi^m R_T} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (4.21)$$

calculando esta ecuación se obtiene la fracción de agua que ocupa el espacio poroso el resto de espacio poroso estaría lleno de hidrocarburo ($S_h = 1 - S_w$), donde S_h es la saturación de hidrocarburo.

En la ecuación 4.21, los parámetros a , n , y m se obtienen mediante pruebas de laboratorio a los núcleos. La R_w se puede calcular por varios métodos: 1) registros eléctricos de resistividad, 2) a partir de la curva SP, 3) usando el diagrama de dispersión de pickett o 4) usando muestras de fluido de formación para calcular su resistividad. La porosidad se calculó previamente y la resistividad total de la roca R_T es el registro de resistividad de investigación más profunda (RT), que lee en la zona virgen.

Cálculo de la saturación de agua

Para poder utilizar la ecuación de Archie, es necesario calcular los parámetros a , n y m para la Formación Une, la cual funciona como reservorio en Río Güejar, además se debe calcular el valor de resistividad del agua R_w .

■ Cálculo de m y a

Para el cálculo de m y a , se utiliza un gráfico de dispersión de porosidad (ϕ) contra factor de formación (F) en escala logarítmica (Serra *et al.*, 1984; Torres, 2012). Los datos de porosidad y factor de formación, se obtuvieron a partir de pruebas de laboratorio practicadas a los núcleos del pozo CPO 16 Estratigráfico-6 y se muestran en el cuadro 3, donde R_0 es la resistividad de la roca totalmente saturada con agua y R_w es la resistividad del agua.

Aplicando logaritmo a la ecuación 4.18, se obtiene la ecuación 4.22, que es la ecuación de una recta donde la pendiente de la recta es m , y la intersección con el eje de las X (porosidad) es a . Se grafican en escala logarítmica los datos para la Formación Une (desde el tercer dato de la tabla 3 hacia abajo, los dos primeros son de la Formación Mirador) y se adiciona el punto donde la $\phi = 1$, para este punto $R_w = R_0$ por lo tanto el $F = 1$. Finalmente se calcula la recta que más se ajuste a los puntos graficados. La pendiente de esta recta será el valor de m (negativo), y la intersección con el eje de las X será el valor de a (fig. 32)

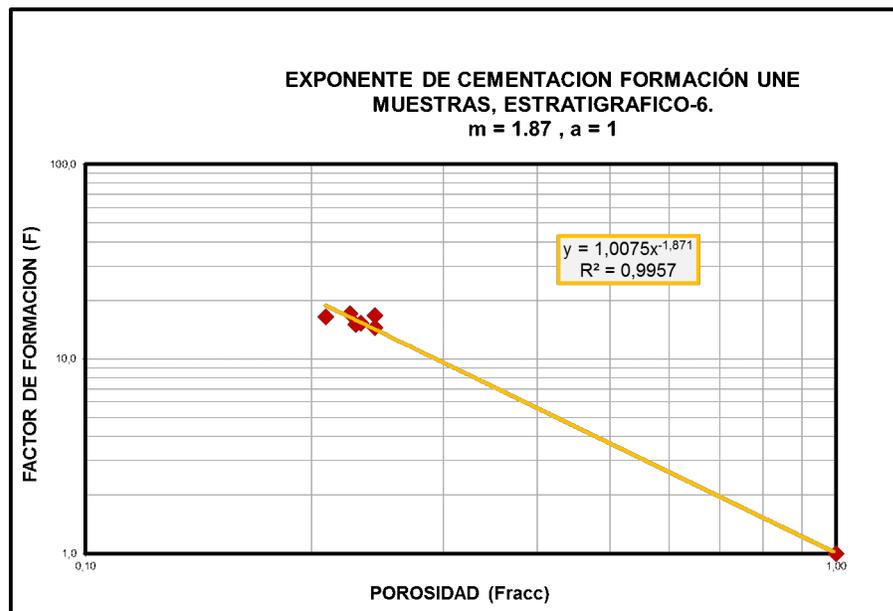
$$\log(F) = -m \log(\phi) + \log(a). \quad (4.22)$$

■ Cálculo de n

Cuadro 3: Resultados de pruebas de laboratorio en núcleos del pozo CPO 16 Estratigrafico-6, factor de formación y porosidad

Estratigrafico-6			
Profundidad	Porosidad	Factor de Formación	Ro
(ft)	Fracc	Ro/Rw	Ohm-mt
754,46	0,232	11,52	93,94
766,63	0,137	30,93	252,15
903,67	0,233	15,28	124,53
918,46	0,243	16,68	135,97
973,42	0,243	14,43	117,67
985,33	0,209	16,46	134,16
1006,5	0,229	15,02	122,46
1036,38	0,225	17,06	139,09

Figura 32: Gráfico de dispersión de porosidad contra factor de formación.



Para el cálculo de n , se utiliza un gráfico de dispersión de saturación de agua (S_w) contra índice de resistividad (I) en escala logarítmica (Serra *et al.*, 1984; Ellis y Singer, 2007). Los datos de saturación de agua e índice de resistividad, se obtuvieron a partir de pruebas de laboratorio practicadas a los núcleos del pozo CPO 16 Estratigráfico-6, y se muestran en el cuadro 4. Escribiendo la segunda ley de Archie (ecu. 4.20) como la ecuación de una recta, como se explica más adelante, se pueden graficar en escala logarítmica los datos de S_w contra I para la Formación Une (desde la profundidad 903,67 hacia abajo), y adicionando el punto donde $S_w = 1$, para este punto el $R_T = R_0$, por lo tanto $I = 1$. Finalmente se calcula la recta que más se ajuste a los puntos graficados, la pendiente de esta recta será el valor de n (fig. 33).

El índice de resistividad, es la relación entre la resistividad verdadera (R_T) y la resistividad de la misma roca saturada con agua (R_0), está dado por la ecuación 4.23

$$I = \frac{R_T}{R_0}. \quad (4.23)$$

Cuadro 4: Resultados de pruebas de laboratorio en núcleos del pozo CPO 16 Estratigráfico-6, índice de resistividad (I), y saturación de agua S_w .

Estratigráfico-6					
Profundidad	Sw	I	Profundidad	Sw	I
(ft)	Fracc	ohm*m/ohm*m	(ft)	Fracc	ohm*m/ohm*m
754,46	0,510	2,759	973,42	0,335	4,063
	0,418	4,616		0,276	6,175
	0,389	6,008		0,242	8,065
	0,366	7,953		0,217	10,365
	0,325	11,988		0,183	14,531
	0,291	17,528		0,163	19,349
	0,274	20,502		0,158	21,721
766,63	0,691	1,767	985,33	0,397	2,939
	0,529	3,062		0,365	4,245
	0,447	4,159		0,344	5,596
	0,415	5,187		0,323	7,264
	0,382	6,689		0,286	10,493
	0,366	8,311		0,259	14,823
	0,350	9,388		0,244	17,057
903,67	0,652	1,687	1006,5	0,375	3,070
	0,343	4,104		0,291	4,476
	0,234	7,763		0,244	5,685
	0,204	10,556		0,216	7,221
	0,154	16,332		0,169	10,240
	0,134	23,361		0,136	15,329
	0,124	27,010		0,112	18,668
918,46	0,542	2,339	1036,38	0,494	2,352
	0,235	11,049		0,340	4,589
	0,207	17,463		0,269	7,991
	0,194	25,922		0,248	10,748
	0,168	48,471		0,197	17,643
	0,152	74,954		0,166	23,661
	0,147	85,622		0,156	25,701

La segunda ley de Archie (ecu. 4.20), se puede escribir como la ecuación de una recta de la siguiente manera:

$$R_T = R_w \frac{a}{\phi^m} \frac{1}{S_w^n},$$

despejando S_w^n

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_T},$$

reemplazando con la ecuación 4.18

$$S_w^n = F \frac{R_w}{R_T},$$

reemplazando con la ecuación 4.19

$$S_w^n = \frac{R_0}{R_T},$$

$$S_w^{-n} = \frac{R_T}{R_0},$$

reemplazando con la ecuación 4.23

$$S_w^{-n} = I,$$

aplicando logaritmo

$$\log(I) = -n \log(S_w), \quad (4.24)$$

se obtiene la ecuación 4.24, que es la ecuación de una recta con pendiente n (negativa).

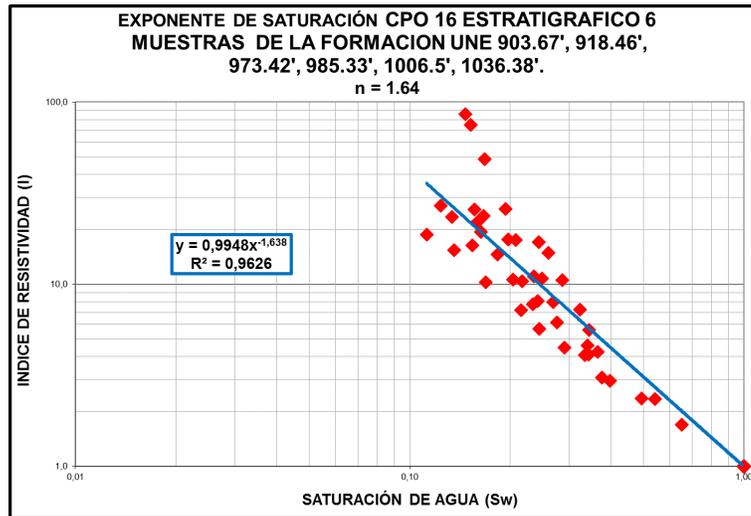
■ Cálculo de R_w

La resistividad del agua de formación (R_w) se calculó a partir de tres métodos diferentes:

1. Utilizando la resistividad profunda en una zona reservorio, totalmente saturada en agua, y la segunda ley de Archie (ecu. 4.20). Escrita de la siguiente manera (ecu. 4.25):

$$R_{wapp} = \frac{\phi^m R_T}{a}, \quad (4.25)$$

Figura 33: Gráfico de dispersión de saturación de agua contra índice de resistividad.



se puede escribir así, ya que se está suponiendo que la zona donde se está utilizando es una zona con $S_w = 1$. La porosidad que se utiliza es la porosidad total (ϕ_T), la resistividad del agua calculada se va a llamar resistividad de agua aparente (R_{wapp}), los parámetros m , n y a fueron calculados anteriormente. Finalmente se utiliza un gráfico de dispersión de rayos gamma (GRC) contra R_{wapp} para visualizar los datos, las zonas con GRC altos se descartan por arcillosidad, las zonas con GRC bajos corresponderán a las zonas de areniscas limpias donde los R_{wapp} bajos, corresponderán a zonas de agua, y los más altos a zonas de hidrocarburo.

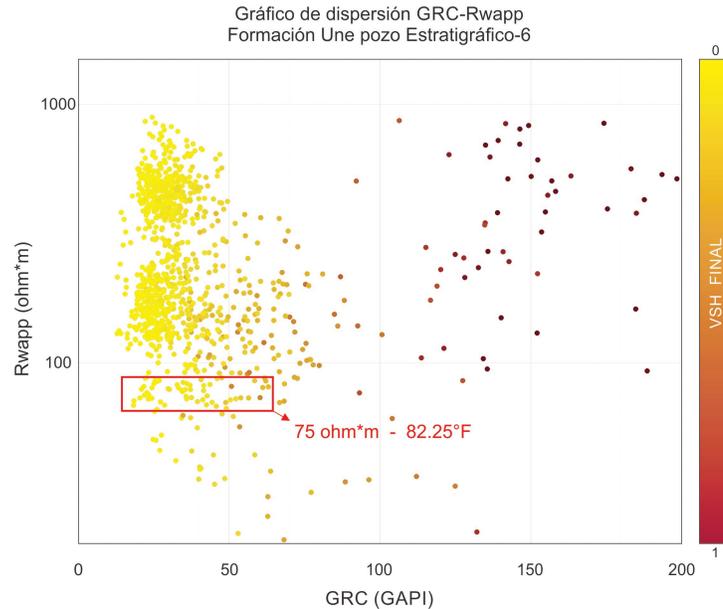
En la figura 34 se observa en un recuadro rojo el R_{wapp} obtenido por este método ($75\text{ohm}\cdot\text{m}$), los datos dentro del recuadro corresponden al intervalo ($1135\text{ft} - 1154\text{ft}$), este intervalo se encuentra a una temperatura de $82,25^\circ\text{F}$. Es importante tener en cuenta la temperatura, ya que las medidas de resistividad dependen de la temperatura a la que se tomen.

2. Utilizando un gráfico de dispersión de Pickett. El gráfico de Pickett es una representación visual de la segunda ley de Archie (ecu. 4.20) y se puede utilizar para calcular un R_w , el procedimiento para utilizar el gráfico es el siguiente (Pickett, 1973):

- graficar en escala logarítmica los puntos de R_T contra ϕ , obtenidos a partir de los registros eléctricos,
- graficar el punto de R_w , es decir cuando $\phi = 1$, inicialmente se escoge un valor de R_w calculado por otro método, o se puede escoger cualquier valor,
- se trabaja con la ecuación de Archie para una zona saturada 100% en agua (ecu. 4.25), se aplica logaritmo y se obtiene la ecuación 4.26. El valor de m en esta ecuación es la pendiente de la recta, se gráfica una recta con pendiente m negativa, empezando en el punto de R_w definido en el paso anterior. Esta recta representa todos los puntos con $S_w = 1$ (el valor de m fue calculado previamente)

$$\log(R_T) = -m \log(\phi) + \log(R_w), \quad (4.26)$$

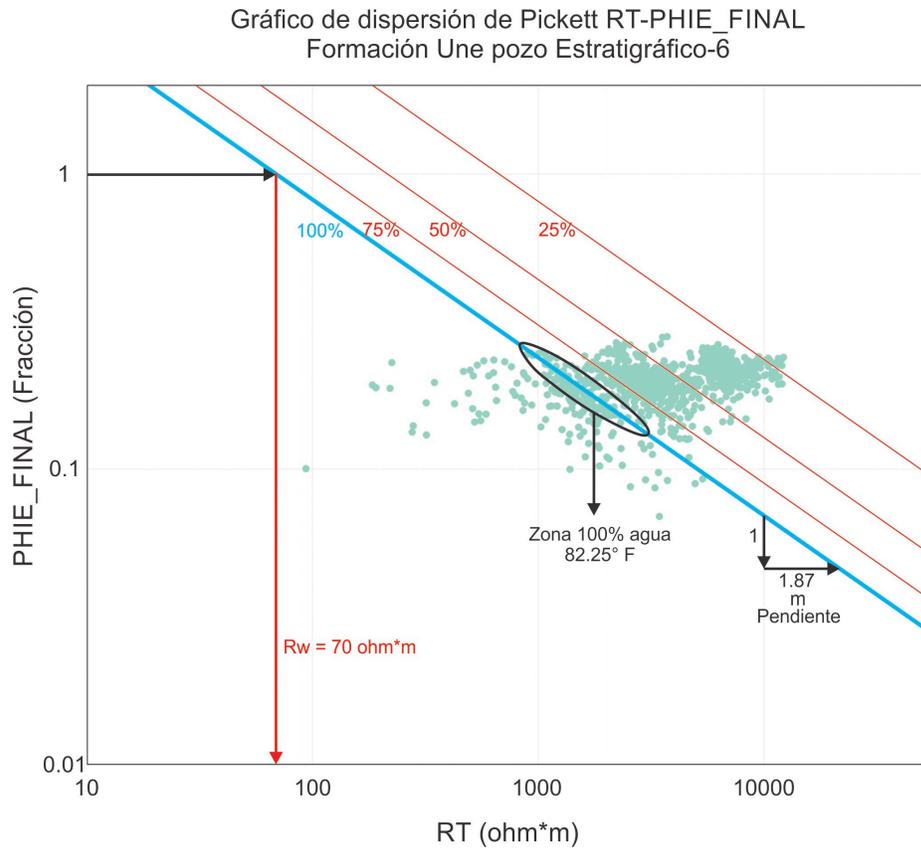
Figura 34: Gráfico de dispersión de *rayos gamma* contra resistividad del agua aparente.



- se dibuja una línea paralela al eje X que corte la recta de $S_w = 1$, anteriormente dibujada en un valor de porosidad característico del yacimiento, cualquier punto sobre esta línea tendrá la misma porosidad,
 - con los valores de R_w (el que se escogió inicialmente), ϕ (la que marca la línea paralela al eje X dibujada anteriormente), m , n y a (definidos en secciones anteriores), se utiliza la ecuación de la segunda ley de Archie (ecu.4.20) despejando R_T y se asignan valores de S_w de (0,75 – 0,50 – 0,25). Los valores de R_T obtenidos se grafican sobre la línea paralela al eje X graficada anteriormente y se trazan rectas paralelas a la recta de $S_w = 1$, estas rectas representarían los puntos con S_w de (0,75 – 0,50 – 0,25) respectivamente, y
 - finalmente las rectas que representan las saturaciones en el gráfico se mueven hasta ubicar la recta de $S_w = 1$ sobre los puntos que muestran una zona 100% saturada en agua, esta recta se extiende hasta $\phi = 1$ y se lee el R_w encontrado en el eje X (fig. 35).
3. Utilizando medidas de R_w tomadas en laboratorio a partir de muestras tomadas en pozo, los resultados de estas pruebas se relacionan en el cuadro 5.

Los R_w obtenidos a partir de las pruebas de laboratorio para el pozo CPO 16 Estratigráfico-2 en la parte superior de la Formación Une (dos primeros datos) muestran una buena correlación con los R_w obtenidos a partir de los otros dos métodos para el mismo pozo, para las medidas reportadas en las zonas inferiores del yacimiento la resistividad del agua empieza a disminuir. La explicación a esta diferencia se puede atribuir a las condiciones estructurales del yacimiento, ya que este no cuenta con un cierre estructural y la Formación reservorio se encuentra aflorando, esto permite que aguas superficiales entren al yacimiento desplazando el agua connata, lo que permite que haya aguas con diferentes características en el yacimiento. Por otra parte, los resultados de saturaciones obtenidos al utilizar el R_w de laboratorio de las zonas inferiores en el cálculo (ecu. 4.21), no coincidían con las saturaciones calculadas en laboratorio al núcleo del mismo pozo. Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones se calibraron los datos de R_w teniendo en cuenta los métodos 1 y 2 y las pruebas de laboratorio de la parte superior de la Formación Une como referencia.

Figura 35: Gráfico de dispersión de Pickett resistividad total contra porosidad efectiva.



Cuadro 5: Pruebas de laboratorio en agua de formación del pozo CPO 16 Estratigráfico-2.

Estratigráfico-2							
Archivo	Fecha	Profundidad	Observación	Cloruros	Salinidad expresada como NaCl	Conductividad a 77° F	Resistividad a 77° F
		ft	psi	mg/L	mg/L	uS/cm	ohm*m
1203639	22/12/2012	1462,5	Presión hidrostática 639,9 Presión de adquisición 622,33	28,5	47	108	92,54
1203639	22/12/2012	1560	Presión hidrostática 671,26 Presión de adquisición 661,78	44,9	74	168	59,54
1203639	22/12/2012	1560	Presión hidrostática 671,26 Presión de adquisición 661,78	64,3	106	236	42,44
1203639	22/12/2012	1756	Presión hidrostática 760,87 Presión de adquisición 740,88	229,8	379	795	12,58
1203639	22/12/2012	1916	Presión hidrostática 850,48 Presión de adquisición 807,56	226,2	373	782	12,78

Los resultados obtenidos a partir de los dos primeros métodos se llevan a una temperatura de 90°F y se promedian, esto se hace para cada pozo por separado, obteniendo un R_w final para cada pozo como se muestra en la tabla 6.

Cuadro 6: Valores finales de R_w por pozo para la Formación Une en Río Güejar.

Pozo	Método	Rw @ Temperatura °F	Rw Final @ Temperatura °F
Estratigrafico-1	Rwapp	70 @ 105	72,8 @ 90
	Pickett	56 @ 105	
Estratigrafico-2	Rwapp	146 @ 135	202 @ 90
	Pickett	146 @ 135	
Estratigrafico-5	Rwapp	90 @ 87	90,6 @ 90
	Pickett	97 @ 87	
Estratigrafico-6	Rwapp	75 @ 82,25	66,7 @ 90
	Pickett	70 @ 82,25	
Estratigrafico-7	Rwapp	113 @ 85	110 @ 90
	Pickett	120 @ 85	

Finalmente se calcula una curva de R_w en función de la temperatura del pozo utilizando la ecuación 4.27 (temperatura en °F)

$$R_2 = R_1 \frac{T_1 + 6,77}{T_2 + 6,77}, \quad (4.27)$$

dónde: R_1 es el R_w final obtenido, T_1 es la temperatura a la que fue tomada la R_1 y R_2 es la resistividad a una temperatura T_2 .

- **Cálculo de S_w final**

Con los parámetros a , m y n obtenidos anteriormente (1 – 1,87 – 1,64) respectivamente, la curva R_w calculada, la curva de ϕ_e final calculada, y el registro de resistividad profunda R_T se calcula una curva de S_w utilizando la ecuación de la segunda ley de Archie (4.21).

4.1.5. Modelo de velocidad de propagación del sonido e impedancia acústica

Para analizar la respuesta de la herramienta sónica (DT) en las arenitas bituminosas de la Formación Une, teniendo en cuenta la saturación de bitumen en las mismas, es necesario conocer la

saturación de bitumen en cada punto de lectura del registro sónico, así se podrá establecer la relación entre la saturación de bitumen y la velocidad de propagación del sonido en las arenitas. Para este fin se genera un registro de impregnación visual en tres pozos (CPO 16 Estratigráfico-5, CPO 16 Estratigráfico-6 y CPO 16 Estratigráfico-7). Este registro se genera a partir de los núcleos de los pozos y tiene una resolución vertical de $0,1ft$. A cada punto en el registro se le asigna un valor de 1 a 7 solo números enteros, donde 1 significa que no hay impregnación visual de bitumen y 7 la zona con mejor impregnación visual de bitumen. Finalmente el registro de impregnación visual es cargado con las demás curvas de registros eléctricos y se le aplica una corrección en profundidad con ayuda del *Gamma Ray Core* para asegurar la correspondencia en profundidad de todas las curvas.

El registro sónico (DT) mide el tiempo de propagación de una onda sonora en la roca, en unidades de ($\mu s/ft$). Esta medida es el inverso de la velocidad de propagación del sonido en la roca. Por esto, a partir del registro (DT) se calcula un nuevo registro de velocidad de propagación del sonido en la roca ($VELP$) el cual tendrá unidades de ft/s

$$VELP = \frac{1,000,000}{DT}. \quad (4.28)$$

La impedancia acústica es el producto entre la densidad de la roca y la velocidad de propagación del sonido (ondas P) en la misma. Para calcular la impedancia acústica en pozo se multiplica el registro de densidad ($RHOB$) con el registro de velocidad de propagación del sonido en la roca ($VELP$) calculado anteriormente, y se obtiene la curva de impedancia acústica ($RHOV$).

En la figura 36 se muestra la curva de impregnación visual llamada (Saturación Shift) al lado de los demás registros eléctricos para la Formación Une. También se muestran las curvas de velocidad de propagación del sonido ($VELP$) y la curva de impedancia acústica ($RHOV$).

4.1.6. Delimitación de la zona reservorio

El reservorio en una formación es la roca que tiene las propiedades físicas necesarias para almacenar hidrocarburo, en este caso se requiere que la roca sea porosa, y que el contenido de arcilla en la roca sea bajo, así que para definir la roca reservorio en la Formación Une se buscan las zonas dentro de esta formación que cumplan con las siguientes propiedades:

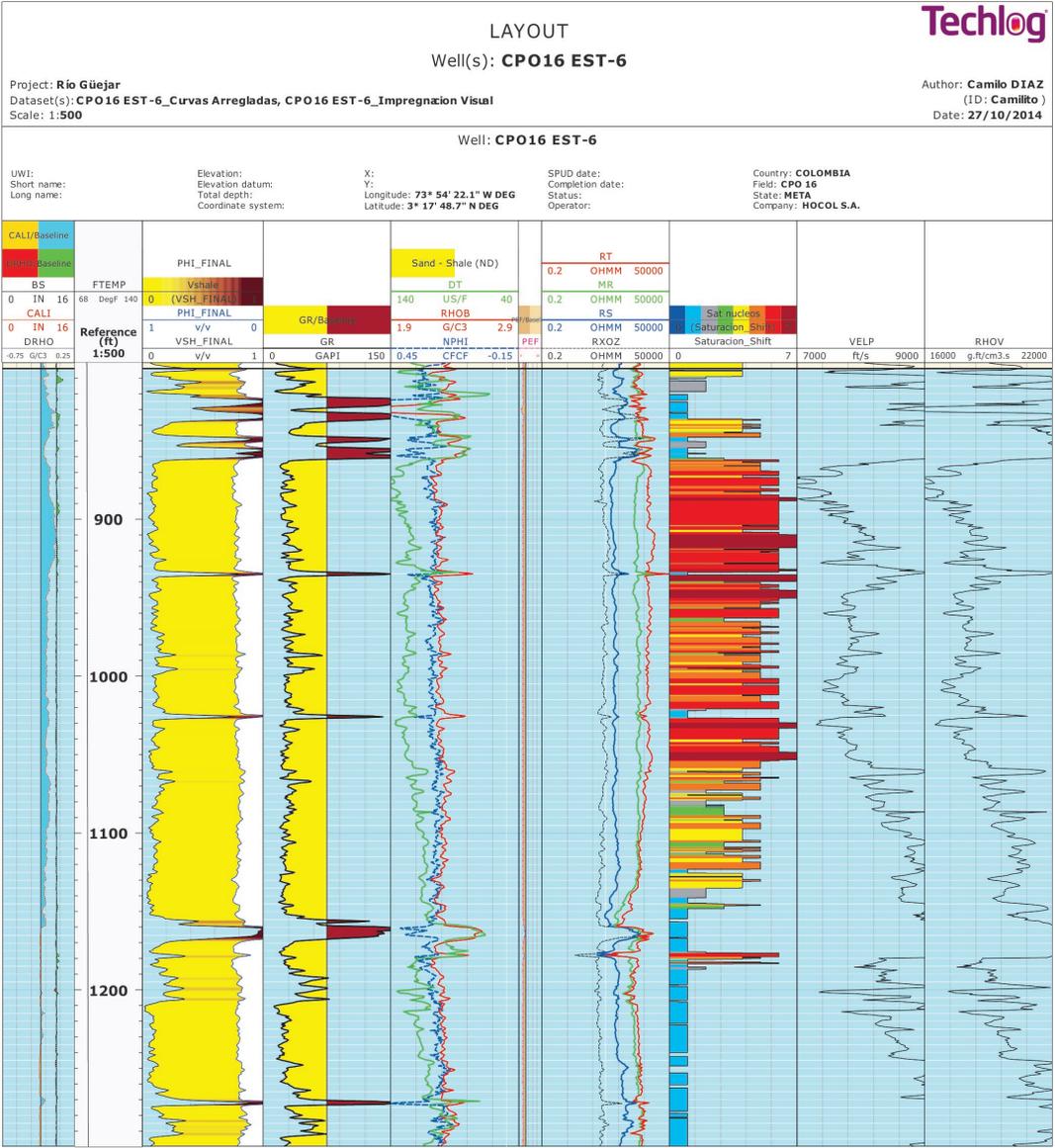
- Volumen de arcilla $VSHFINAL < 0,25$
- Porosidad efectiva $\phi_e > 0,1$

4.1.7. Delimitación de la zona de pay

El *pay* es la roca que además de ser reservorio tiene una saturación de hidrocarburo importante. En este caso, la zona de *pay* se delimita de dos maneras:

- Mediante el modelo de saturación de agua, delimitando las zonas que además de ser reservorio muestran $S_w < 0,5$,
- Mediante el modelo de velocidad de propagación del sonido e impedancia acústica, delimitando las zonas que además de ser reservorio muestran de mayor impregnación de bitumen por medio de la curva $VELP$ y $RHOV$.

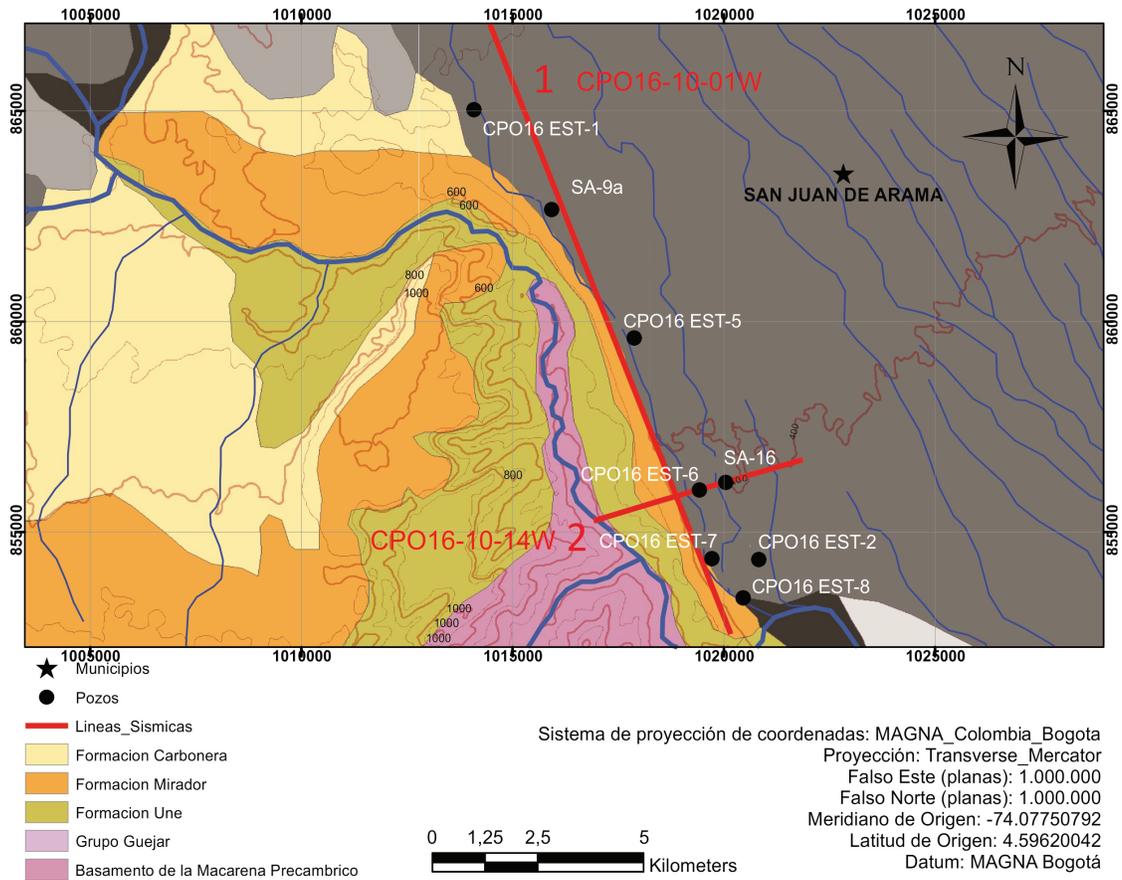
Figura 36: Visualización de los registros eléctricos del pozo CPO 16 Estratigráfico-6, mostrando la curva de impregnación visual creada a partir del núcleo.



4.2. Modelo de inversión sísmica

En este trabajo, se utilizaron 2 líneas sísmicas, una en el sentido del rumbo de la estructura sureste-noroeste (CPO16-10-01W línea 1), y otra en el sentido del buzamiento de la estructura noreste (CPO16-10-14W línea 2) (fig. 37).

Figura 37: Mapa geológico del área de trabajo mostrando la ubicación de los pozos y las líneas sísmicas.



4.2.1. Procesamiento de líneas sísmicas

Antes de empezar el proceso de inversión sísmica, se debe garantizar que los datos sísmicos de entrada sean adecuados para este tipo de trabajo. Es decir, que en el procesamiento de los datos sísmicos se hayan conservado las amplitudes reales de las reflexiones. En ocasiones se aplican procesos para mejorar la imagen sísmica, uno de estos procesos es el control de ganancia automático (AGC). Este proceso, hace que los datos de salida tengan una señal de amplitud controlada y por esto no se conserva la amplitud real de las reflexiones en los datos sísmicos.

La secuencia de procesamiento de las líneas sísmicas recibidas inicialmente, que se encuentra descrita en el encabezado de texto de los archivos SGY, indicaba que se utilizó AGC en el procesamiento.

Por esto, las dos líneas sísmicas fueron reprocesadas, garantizando que en este nuevo procesamiento no se aplicara AGC con el fin de conservar las amplitudes reales. La secuencia de procesamiento final aplicada a las líneas sísmicas fue:

- Recobro de amplitud verdadera
- Deconvolución
- Atenuación del ruido de la onda (Velocidad 100 – 1000m/s frecuencia 3 – 10Hz)
- Matar trazas
- Corrección de estáticas de refracción
- Corrección de estáticas residuales – corrección NMO
- Migración
- Ensamble y apilado por CDP
- Filtro pasa-banda variable en tiempo 5 – 10 – 100 – 110 (0 – 3,4s) 10 – 12 – 40 – 60 (2,4 – 5,0s)
- SEGY de salida

Como se puede ver en esta secuencia de procesamiento no se aplica AGC a los datos de salida. Esto, hace que la imagen sísmica resultante no sea la mejor pero garantiza que los datos de amplitud sean reales y se puedan usar para realizar una inversión sísmica de amplitudes.

4.2.2. Inversión sísmica

Para llevar a cabo el proceso de inversión sísmica se utilizó el software Hampson-Russell. El primer paso para realizar una inversión sísmica es correlacionar la información sísmica y la información de pozo. Es decir, garantizar que los datos sísmicos correspondan exactamente con los datos del pozo para la ubicación del pozo. Esta correlación, se realiza mediante la generación de un sismograma sintético para el pozo y la correlación de este con la traza sísmica más cercana a la ubicación del pozo. Como el proceso de correlación de los datos sísmicos y de pozo va de la mano con el proceso de extracción de la ondícula se explicará como un solo paso.

Correlación de pozos y sísmica y extracción de ondículas

El proceso de correlación de pozos y sísmica, mediante registros eléctricos, envuelve la correlación entre los eventos de las trazas sintéticas generadas a partir de los registros eléctricos y los datos sísmicos. En este caso para correlacionar se utilizan los registros eléctricos de densidad y sónico, el registro sónico se convierte a registro de velocidad en unidades de ft/s . Estos registros se multiplican para obtener un registro de impedancia acústica (ecu. 3.3). Seguido a esto, se genera un perfil de reflectividad a partir de la impedancia acústica del pozo (ecu.3.4), finalmente se hace pasar una ondícula sísmica por este perfil de reflectividad mediante un proceso de convolución, obteniendo así una traza sísmica sintética. Como inicialmente no se conoce la ondícula, esta se extrae estadísticamente a partir de los datos sísmicos (sec. 3.2.4).

En la figura 38 se muestra el proceso de amarre de un pozo utilizando una ondícula extraída a partir de la sísmica. La extracción de la ondícula se realiza en una ventana de datos sísmicos cercana al pozo, y que tome la zona de interés para la inversión, tratando de excluir información ruidosa. La traza sintética (azul) debe correlacionarse con la traza real en la ubicación del pozo (roja), para esto se mueve la traza sintética (hacia abajo en este caso) como lo muestra la flecha de color morado en la figura buscando la mejor correlación entre las dos trazas. Cuando la correlación entre la traza sintética y la real es aceptable, es decir se logra la mejor correlación tratando de no hacer cambios muy fuertes en el registro de velocidad del pozo, se termina el proceso generando un nuevo registro de velocidad con las correcciones realizadas (fig. 39). Un valor aceptable para la correlación entre la traza sintética y la traza real es mayor a 0.7, pero en los casos que no se pueda lograr este valor de correlación, se utiliza el más cercano posible.

Figura 38: Proceso de amarre de un pozo con la información sísmica mediante la correlación de un sismograma sintético con una traza sísmica real.

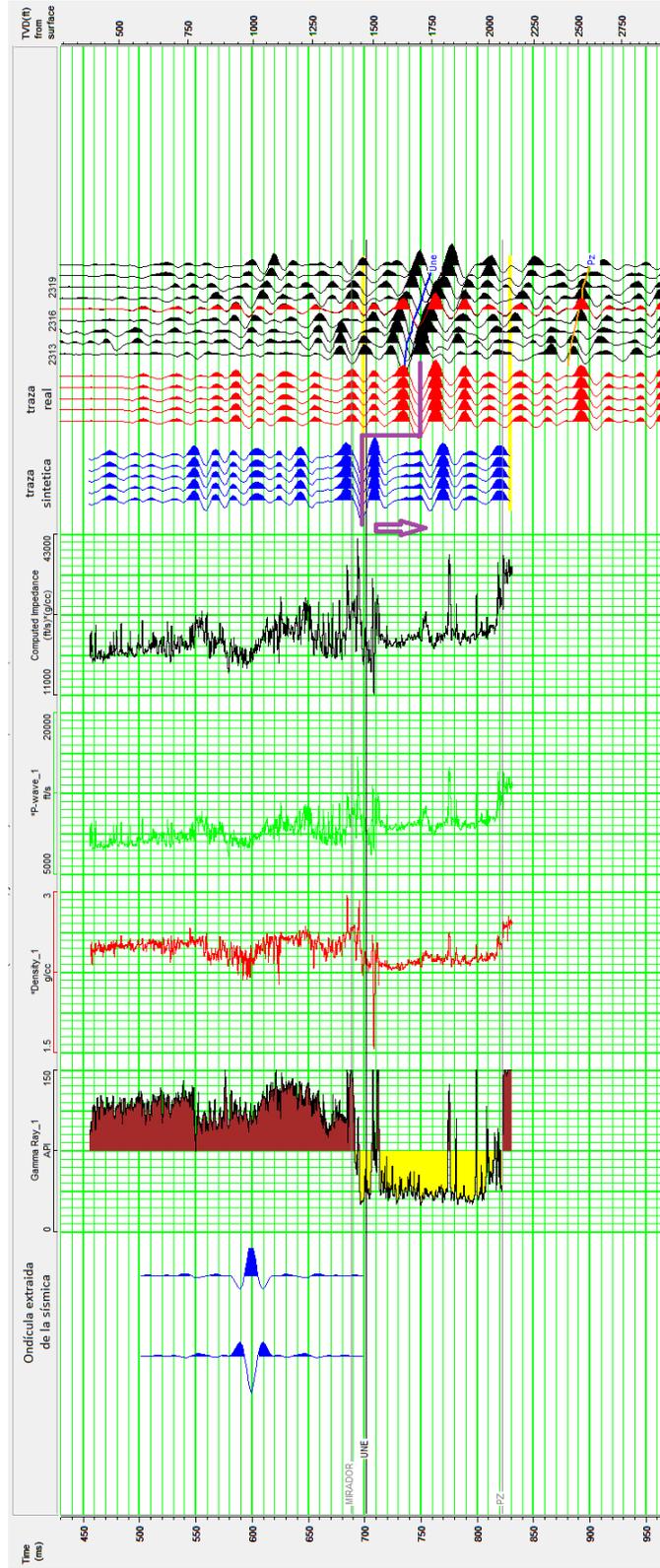
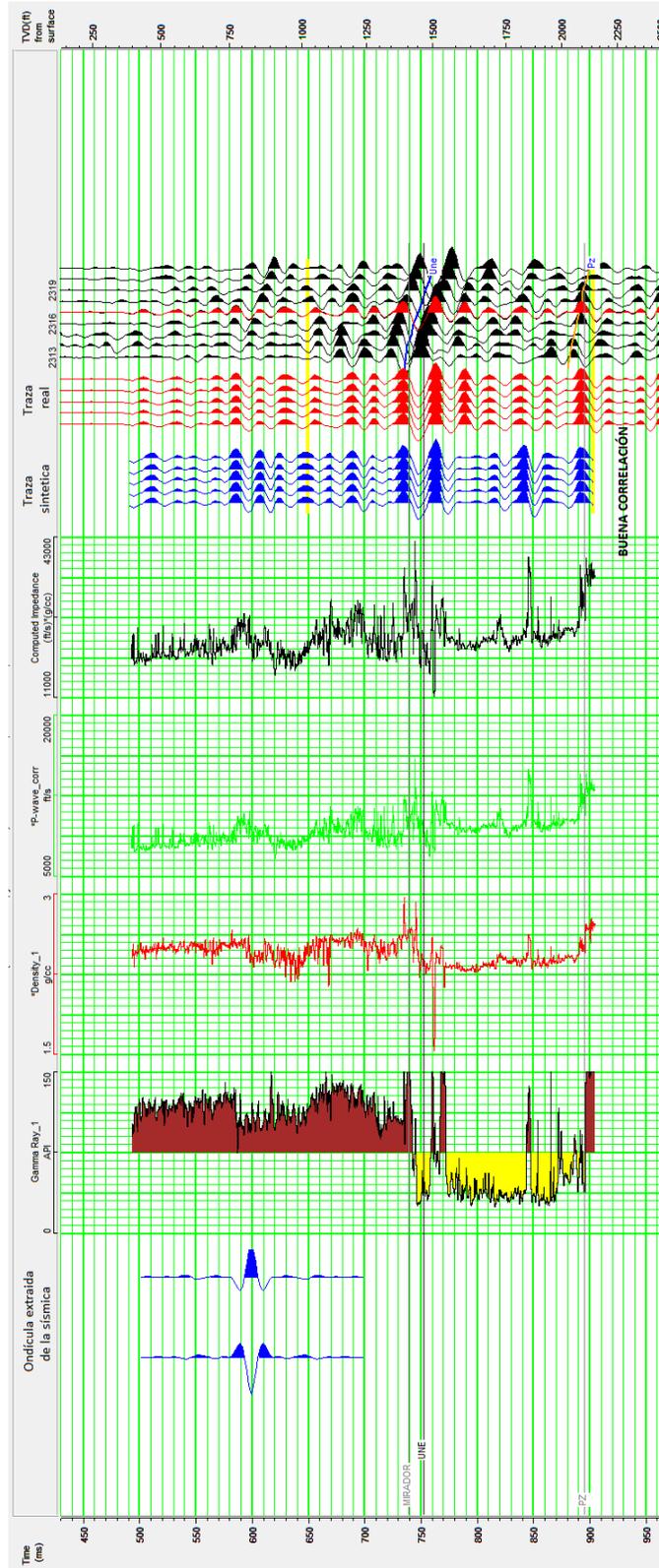


Figura 39: Pozo amarrado mediante la correlación de un sismograma sintético con una traza sísmica real.



Al extraer la ondícula estadísticamente, la fase de la misma se escoge arbitrariamente. Por esto, ahora que los registros se encuentran correlacionados con los datos sísmicos a partir de una ondícula inicial, se extrae una nueva ondícula, usando además de la información sísmica los registros eléctricos, con el fin de determinar la fase de la ondícula (sec. 3.2.4). En la figura 40 se muestra la ondícula extraída a partir de los pozos CPO16 Estratigráfico-6 y SA-16 y la línea sísmica 2, y en la figura 41 se muestra un gráfico de frecuencia de la ondícula donde se determina que la fase promedio de esta ondícula es -53 grados.

Figura 40: Ondícula extraída a partir de los pozos CPO 16 Estratigráfico-6 y SA-16, previamente correlacionados con la línea sísmica 2 mediante una ondícula estadística.

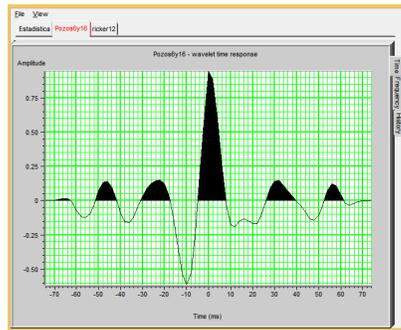
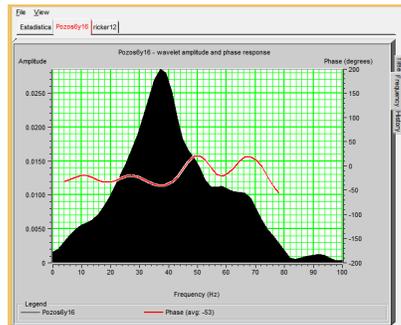


Figura 41: Gráfico de frecuencia de la ondícula extraída mostrando una fase promedio de -53 grados.



Como la nueva ondícula generada tiene información de la fase, ya que para obtener esta se utilizó tanto la información de pozo como la información sísmica. Es necesario correlacionar los datos nuevamente, y así se vuelve un proceso repetitivo hasta obtener la mejor correlación y la mejor ondícula a partir de los registros eléctricos y la sísmica. En resumen el flujo de trabajo sería:

1. Extraer una ondícula estadísticamente a partir de la sísmica utilizando una fase arbitraria para esta “cero fase”
2. Correlacionar el sismograma sintético de cada pozo con la traza sísmica más cercana a la ubicación del pozo

3. Extraer una nueva ondícula usando todos los pozos correlacionados previamente y la información sísmica, este paso generaría una ondícula con una fase definida a partir de los pozos
4. Correlacionar todos los pozos nuevamente
5. Repetir los pasos 3 y 4 hasta obtener una buena correlación a partir de una ondícula generada utilizando la información sísmica y la información de pozo.

Creación del modelo inicial

Como la inversión se va a realizar para una línea sísmica, el modelo inicial es un perfil de impedancias de bajas frecuencias generado a partir de los registros eléctricos (previamente correlacionados con los datos sísmicos) y los horizontes interpretados. Este modelo de impedancia representa una estimación inicial de la estructura de las velocidades en el subsuelo la cual se usa para construir la inversión, como este modelo se genera a partir de la información del subsuelo con la que se cuenta, se supone que es la mejor aproximación a las condiciones reales del subsuelo y por esto es la base para realizar la inversión. El resultado final de la inversión es un perfil de impedancias que se desvía lo menos posible del modelo inicial, pero al mismo tiempo modela los datos reales (trazas sísmicas) lo más cerca posible. En la figura 42 se presenta una gráfica mostrando el modelo inicial, la escala de colores obedece a la variación de impedancias a lo largo de la línea sísmica.

Inversión sísmica pos apilado

Ahora que se ha creado el modelo inicial, se procede a invertir los datos sísmicos. Esto se hace en dos etapas:

1. Un análisis en las localizaciones de los pozos para optimizar los parámetros de inversión:
 - la ondícula que se va a usar para la inversión,
 - limitar la zona objetivo para la inversión,
 - definir el máximo cambio permitido a partir del modelo inicial,
 - definir la resolución vertical en *ms* de las curvas de impedancia generadas a partir de la inversión (ejemplo *2ms*),
 - definir el número de iteraciones para calcular las curvas de impedancia invertidas, y
 - definir el factor escalar que se aplica a cada traza para optimizar el amarre entre las trazas invertidas y los registros de pozo.
2. Utilizar los parámetros definidos previamente para correr la inversión al volumen sísmico entero.

Análisis de inversión

En la figura 43 se muestra un análisis para la localización del pozo CPO Estratigráfico-6, donde la curva negra es la impedancia del modelo inicial, la curva azul es la impedancia calculada a partir de los registros de pozo y la curva roja es la impedancia generada a partir de la inversión sísmica. En este paso, se modifican los parámetros hasta que el ajuste entre la curva invertida (roja) y la curva calculada a partir de los registros (azul) tengan la mejor correlación posible. En la figura 44 se muestra el promedio de la diferencia entre la impedancia del pozo y la impedancia generada a partir de la inversión (error RMS).

Figura 42: Modelo inicial para la línea sísmica 2 generado a partir de los pozos CPO 16 Estratégico-6 Y SA-16 y los horizontes Une y Pz.

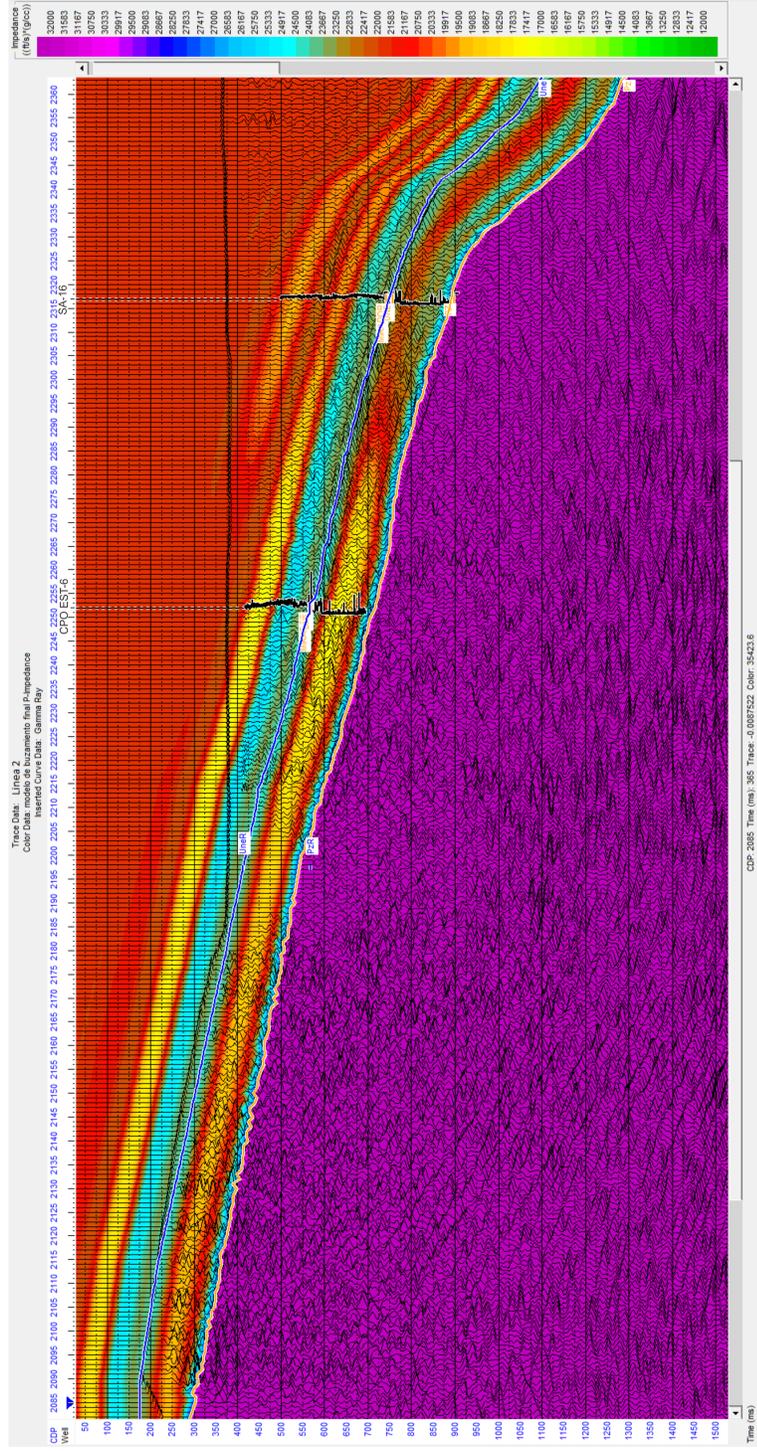


Figura 43: Análisis de inversión para la ubicación del pozo CPO Estratigráfico-6.

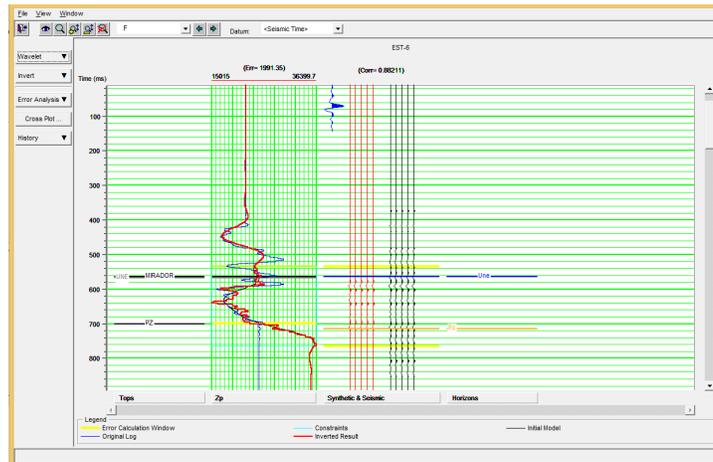
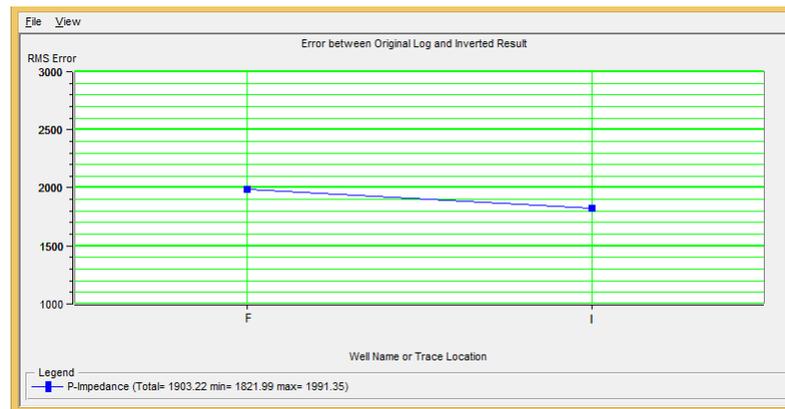


Figura 44: Error entre el registro de impedancia original y el registro de impedancia resultante de la inversión.



Inversión sísmica

Una vez se determinan los parámetros de inversión que mejor resultado generan, estos mismos parámetros se aplican a todo el volumen sísmico:

- la ondícula que se va a usar para la inversión es la última ondícula que se obtuvo a partir de los pozos y la línea sísmica, y con la que se generó el último sismograma sintético para la correlación final entre los pozos y la línea sísmica,
- los límites de la zona objetivo para la inversión son dos horizontes sísmicos más un rango de tiempo, el límite superior es el horizonte de la Formación Une menos 50ms y el límite inferior es el horizonte del basamento mas 50ms,

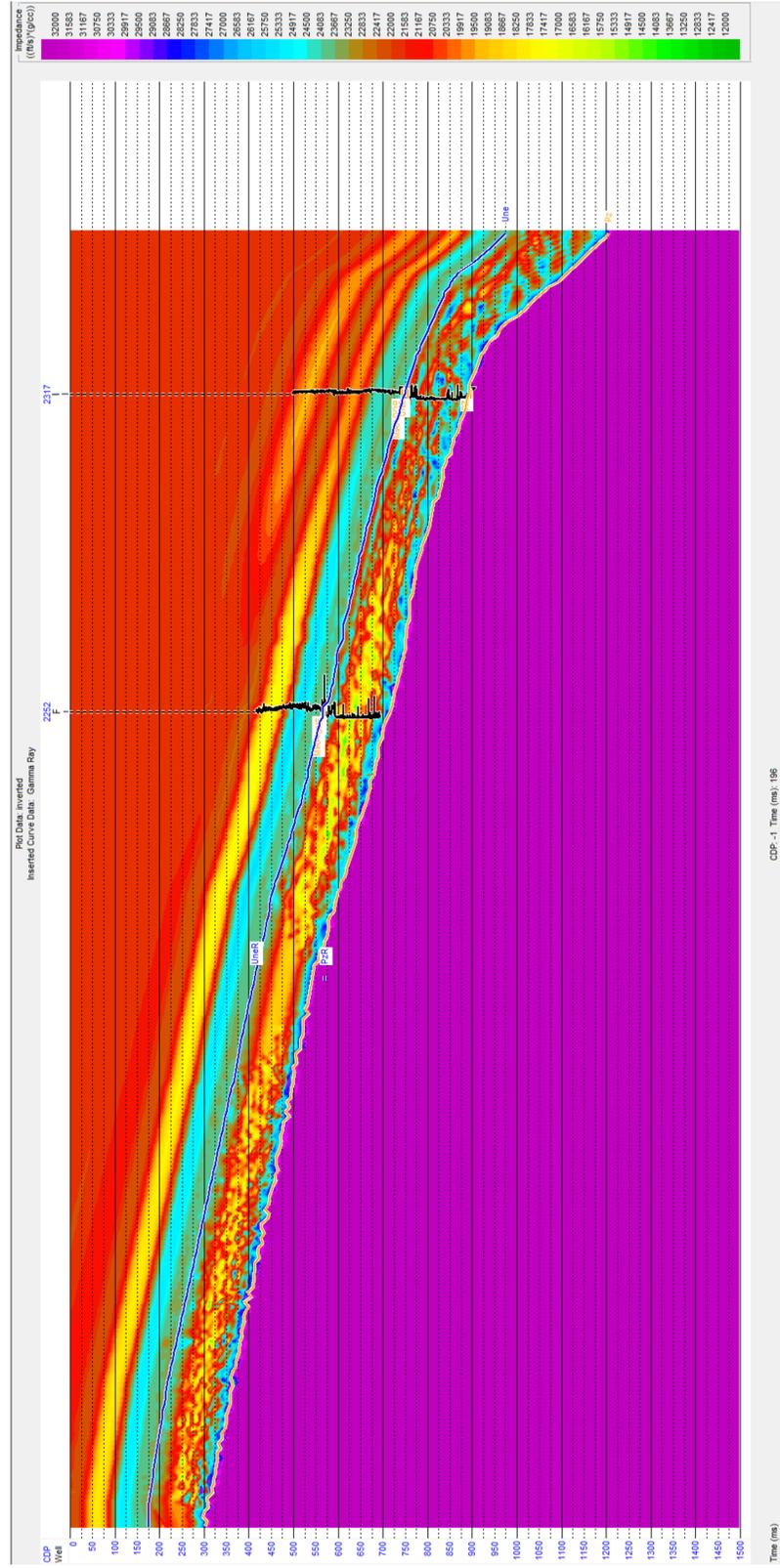
- el máximo cambio permitido a partir de la curva de impedancia del modelo inicial es: valores por debajo de la curva inicial 20% y valores por encima de la curva inicial 10%,
- la resolución vertical en *ms* de las curvas de impedancia generadas a partir de la inversión es *2ms*,
- el número de iteraciones para calcular las curvas de impedancia invertidas son 100, y
- el factor escalar que se aplica a cada traza para optimizar el amarre entre las trazas invertidas y los registros de pozo es de 0.62 y se aplica globalmente.

En la figura 45 se muestra el resultado de la inversión final para la línea 2, los colores muestran los cambios de impedancia, y el modelo solo es válido para zona de interés Formación Une.

Delimitación areal de la zona de *pay*

Una vez realizadas las inversiones de las dos líneas sísmicas, y con la información suministrada por el trabajo previo de petrofísica, donde se encontraron los rangos de impedancias para las zonas con buenas saturaciones de bitumen, se busca una escala de colores adecuada para delimitar estas zonas y conocer la distribución en el subsuelo de las mismas.

Figura 45: Inversión final de la línea 2 controlada por los pozos CPO 16 Estratigráfico-6 Y SA-16 válida para la Formación Une.



Capítulo 5

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

5.1. Modelo petrofísico

La finalidad de un modelo petrofísico es resumir las propiedades físicas del reservorio, en este caso:

- arcillosidad,
- porosidad, y
- saturación de fluidos en el espacio poroso.

Cada modelo petrofísico depende del tipo de yacimiento donde se aplique, es decir, dependiendo de las condiciones del yacimiento se debe escoger el método apropiado para obtener estas propiedades. En este caso, las arenitas bituminosas de la Formación Une en Río Güejar se agrupan dentro de los yacimientos petrolíferos no convencionales, y por lo mismo su evaluación petrofísica presenta variaciones con respecto a un yacimiento convencional. El problema más grande que se abordó en este trabajo fue el cálculo de saturación de fluidos; para determinar esta propiedad fue necesario combinar el cálculo de saturación de agua convencional, mediante la ecuación de Archie con la identificación de zonas petrolíferas, mediante la respuesta del registro sísmico y la impedancia acústica.

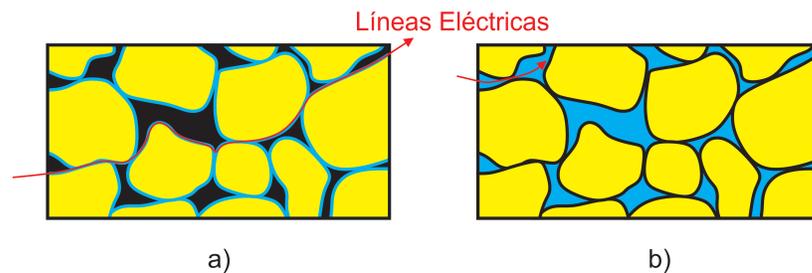
5.1.1. Cálculo de saturación de fluidos mediante la ecuación de Archie

La ecuación para el cálculo de S_w de Archie (ecu. 4.21), se hizo para evaluar la saturación de agua (S_w) en yacimientos convencionales y con cantidades muy bajas de arcilla en el reservorio, al obtener la S_w se puede conocer también la saturación de hidrocarburo (S_h), ya que se supone que el espacio poroso se encuentra saturado por dos fluidos agua e hidrocarburo, por lo tanto la $S_h = 1 - S_w$. En el caso de Río Güejar, la resistividad de la formación (RT), y la resistividad del agua de formación (R_w) presentaban valores por encima de lo convencional, estas dos variables se utilizan en la ecuación de Archie.

La RT presenta valores, mayores a $2000\text{ohm}\cdot\text{m}$ en las zonas menos resistivas de la Formación Une. Esto se puede explicar de la siguiente manera: en un yacimiento convencional con alta mojabilidad al agua, una película de agua se encuentra recubriendo todos los granos de la roca, esta película, permite el paso de una corriente eléctrica (fig. 46a). Aunque el camino que tendría que recorrer una línea eléctrica es tortuoso debido al empaquetamiento de los granos en la roca, este es continuo ya que los granos se encuentran conectados en algún punto unos con otros. En un yacimiento no

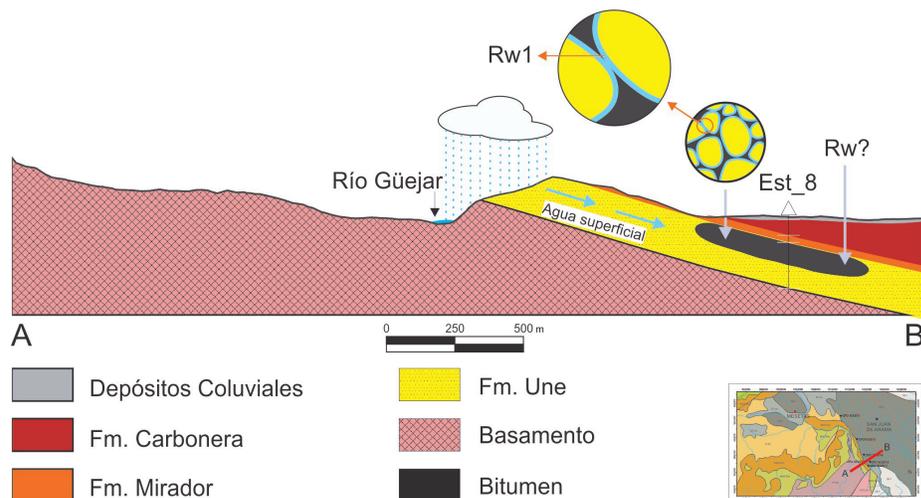
convencional de crudo extrapesado, como es el caso de estudio, la mojabilidad puede variar haciendo que el yacimiento tenga alta mojabilidad al aceite, en este caso la película que recubre los granos de la roca es de aceite y el agua se encuentra distribuida en el espacio poroso (fig. 46b). En este caso, el camino que tendría que recorrer una corriente eléctrica para pasar a través de la roca sería más discontinuo lo que generaría variaciones en la resistividad de la misma (Anderson, 1986), en este caso un aumento significativo.

Figura 46: Líneas eléctricas en a) yacimientos con alta mojabilidad al agua y b) alta mojabilidad al aceite.



La (R_w) de igual forma presenta valores muy altos por el orden de $90\text{ohm} \cdot \text{m}$ a 90°F . Esto se puede explicar porque la roca reservorio se encuentra aflorando en el cañón del Río Güejar, lo que permite el ingreso de aguas superficiales con bajo contenido de sales disueltas, propiciando que la (R_w) sea alta y además generando variaciones importantes de esta a lo largo del yacimiento (fig. 47). Esta variación en la resistividad del agua puede inducir errores en el cálculo de la saturación de agua utilizando la ecuación de Archie.

Figura 47: Perfil del yacimiento de Arenas Bituminosas en Río Güejar, mostrando el ingreso de aguas superficiales al yacimiento y la variación de la resistividad del agua en el yacimiento.



Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, el modelo se validó y ajustó con la información de núcleos para garantizar que las saturaciones de fluidos finales sean lo más cercano posible a la realidad del yacimiento. La zonas con mayores S_h que se obtienen a partir de la ecuación de Archie, deben corresponder con las zonas que visualmente presentan mayor saturación en los núcleos, esta comparación se presenta gráficamente en el anexo E. Las características texturales de la roca en Río Güejar hacen que haya una intercalación de zonas de mayor y menor saturación de hidrocarburo, estos cambios en el yacimiento se dan cada pocos centímetros en la vertical, en su mayoría los cambios se dan en intervalos menores a 20cm aproximadamente (fig. 48). Por otra parte, La resolución vertical de la herramienta de resistividad es de aproximadamente 60cm a 90cm (Serra *et al.*, 1984). Teniendo en cuenta esto, la resolución vertical de la herramienta no es la suficiente para evaluar a detalle el yacimiento. La medida de resistividad indicará entonces un promedio de la resistividad en una zona de más o menos 60cm a 90cm , como el cálculo de la S_w se hace a partir de esta medida, la S_w que se obtiene es un promedio en un zona de 60cm a 90cm de espesor vertical y posiblemente este promedio no alcance a entrar en la zona de *pay* delimitada a partir de este modelo (fig. 49).

Figura 48: Variación vertical en la saturación de bitumen dentro de la Formación Une.

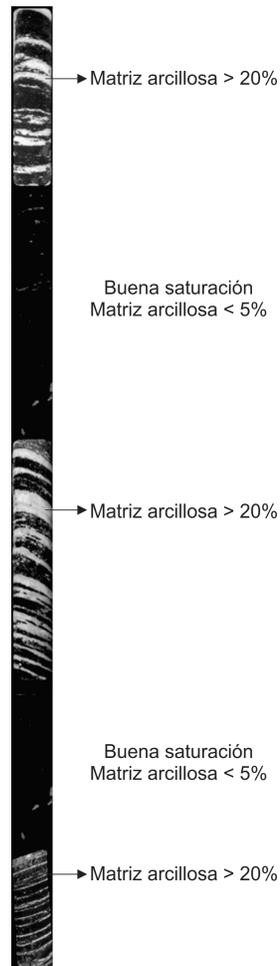


Figura 49: Representatividad de la medida de resistividad y la curva de S_w teniendo en cuenta la resolución vertical de la herramienta de resistividad y las variaciones de saturación de bitumen en una zona petrolífera de la Formación Une.

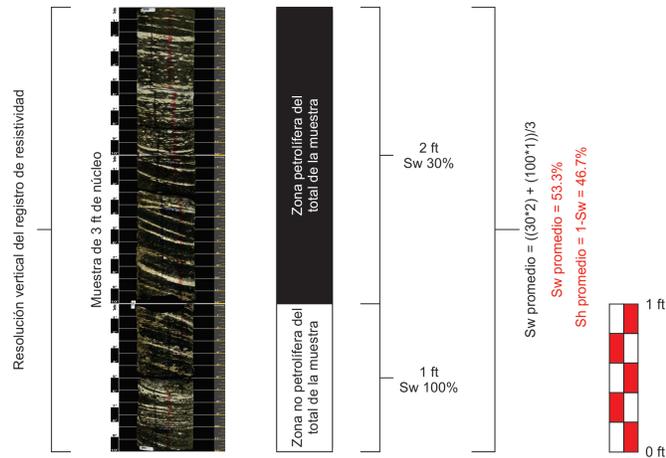
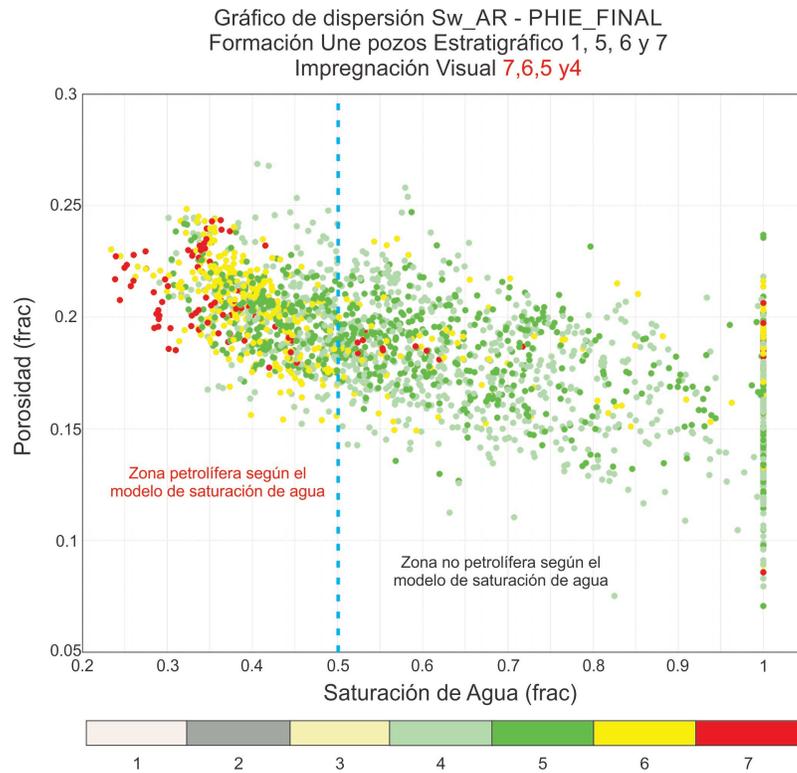


Figura 50: Gráfico de dispersión de saturación de agua contra porosidad coloreado por la impregnación visual de bitumen solo para los valores de impregnación de bitumen 4,5,6 y 7.



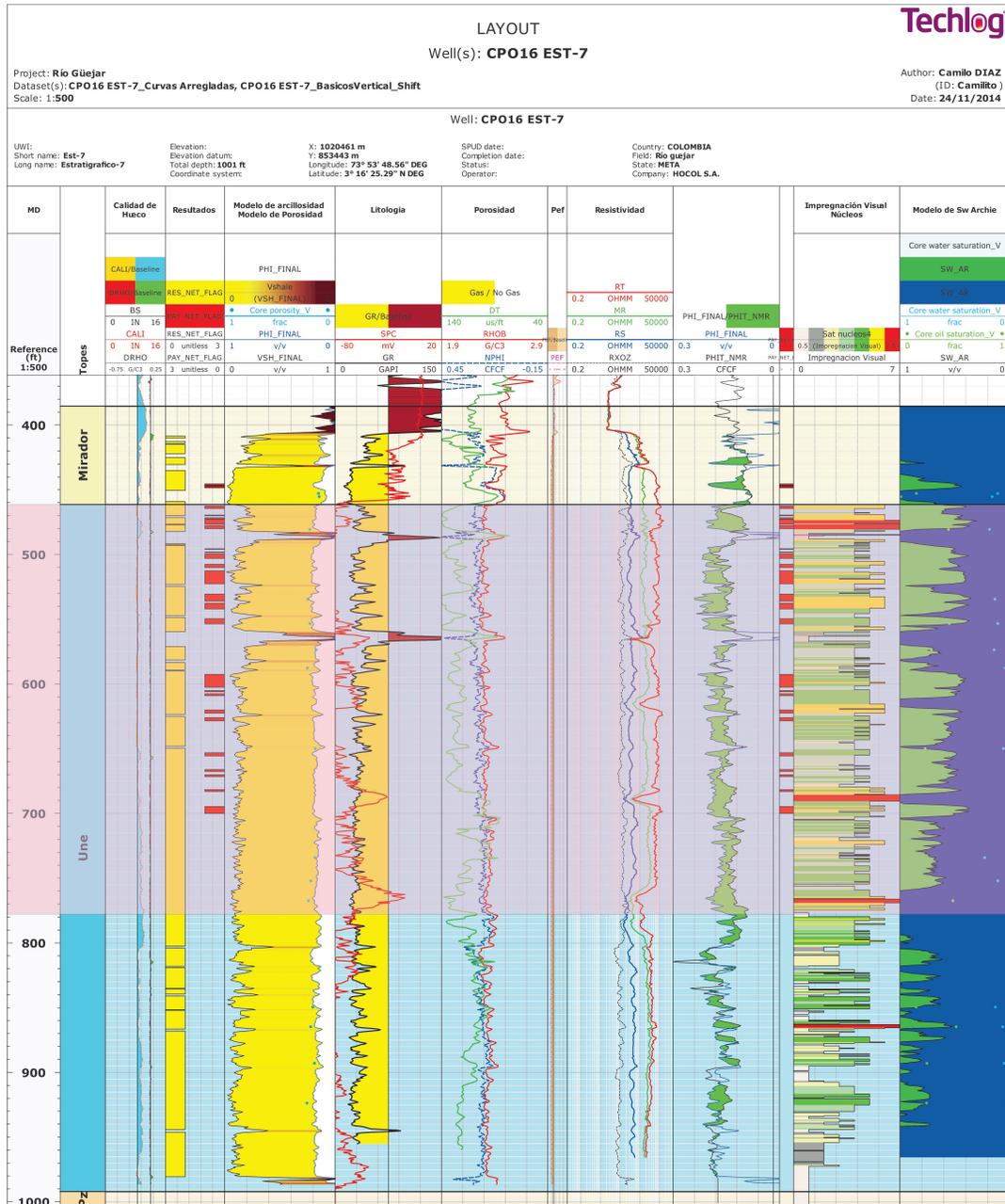
Resultados para la Formación Une

El modelo petrofísico utilizando la curva de S_w para identificar las zonas petrolíferas, se presenta gráficamente para cada pozo en el anexo B. La figura 51 muestra un ejemplo para el pozo CPO 16 Estratigrafico-7, en el recuadro rojo con transparencia se enmarca la zona con saturación visual de bitumen importante para este pozo, esta zona tiene principalmente valores de saturación visual de 4 a 7, dentro del mismo recuadro se puede observar una bandera roja al lado izquierdo de la curva de saturación visual, esta bandera, muestra las zonas petrolíferas encontradas por el modelo de saturación de agua. Estas zonas corresponden con las zonas de mayor saturación visual en el núcleo, valores 7 y 6 principalmente. Pero aun así, este modelo marca como zonas no petrolíferas muchas zonas con saturación visual buena, la mayoría con valores 4 y 5 como se muestra en el gráfico de dispersión (fig. 50), esto se puede explicar de la siguiente manera: las zonas con valores de saturación visual de 4 y 5 muestran intercalaciones de rocas con alta matriz arcillosa y rocas limpias, la saturación de hidrocarburo se concentra en las zonas limpias. Al momento de cuantificar se promedia la saturación en todo el intervalo contando las zonas arcillosas y las zonas limpias, este promedio hace que estas zonas tengan saturaciones menores al 50% y por esta razón no pasan como *pay* (fig. 49).

Cada *track* en el encabezado de la figura 51 tiene un título indicando la utilidad principal de las curvas que se presentan en él.

- **Topes:** Muestra los topes de las formaciones perforadas por el pozo.
- **Calidad de Hueco:** En este *track* se presentan las curvas caliper (*CALI*), tamaño de la broca (*BIT*) y la corrección del registro densidad (*DRHO*). La curva *CALI* se grafica junto con la curva *BIT* en la misma escala y se aplica un relleno de color entre las dos curvas, cuando el relleno es amarillo indica la formación de torta de lodo en la pared del pozo, cuando es azul indica a cavernas en la pared del pozo. La curva *DRHO* indica la corrección que se le aplicó a la medida de densidad por efecto de la torta de lodo o irregularidades en el hueco, a esta curva se le aplica un relleno de color mostrando en verde las correcciones positivas y en rojo las correcciones negativas. En general este *track* da información acerca de la calidad del hueco, y sirve para definir donde las lecturas de las herramientas pueden presentar errores.
- **MD:** En este *track* se presenta la profundidad del pozo medida desde el datum (*KB*) y en dirección del recorrido del pozo.
- **Resultados:** En este *track* se presentan las banderas de la zona reservorio y la zona *pay*, amarilla y roja, respectivamente.
- **Modelo de arcillosidad Modelo de porosidad:** En este *track* se presentan las curvas de contenido de arcilla (*VSHFINAL*), que se obtuvo a partir del modelo de arcillosidad, y de porosidad (*PHIFINAL*), que se obtuvo a partir del modelo de porosidad. Las dos curvas se presentan en la misma escala de 0 a 1, con el fin de mostrar gráficamente un resumen de las propiedades petrofísicas de la roca, también se aplican rellenos de color a las curvas con el fin de facilitar la interpretación. El relleno de color que se le aplica a la curva *VSHFINAL* muestra las zonas de arenas limpias (amarillas) y las zonas arcillosas (marrones) y sobre este se le aplica un relleno blanco a la curva de porosidad mostrando el espacio poroso de la roca en cada punto. También, se presentan los datos de porosidad de núcleo obtenidos en laboratorio, estos, se presentan en la misma escala que la curva de porosidad para facilitar su comparación.
- **Litología:** En este *track* se presentan las curvas rayos gamma (*GR*) y *SP*. A la curva *GR* se le aplica un relleno de color mostrando las zonas de arenas limpias de color amarillo y las zonas arcillosas de color marrón.
- **Porosidad:** En este *track* se presentan las curvas densidad (*RHOB*), porosidad neutrón (*NPFI*) y sónico (*DT*). Estas tres curvas son las tres principales mediciones que se utilizan para calcular

Figura 51: Modelo petrofísico para el pozo CPO 16 Estratigráfico-7 presentado gráficamente, comparando las zonas con alta impregnación visual de bitumen con las zonas petrolíferas encontradas por el modelo de saturación de agua.



la porosidad, como se explicó en la sección 4.1, las curvas *RHOB* y *NPFI* se presentan en escala equivalente de matriz arena, y se les aplica un relleno amarillo para identificar zonas con gas.

- **Pef:** En este *track* se presenta únicamente la curva de factor foto eléctrico (*PEF*) que es un buen indicador de litología.
- **Resistividad:** En este *track* se presentan las curvas de resistividad profunda (*RT*), resistividad media (*MR*), resistividad somera (*RS*) y micro resistividad (*RXOZ*) en escala logarítmica. A partir de estas curvas se determina el tipo de fluidos que se encuentran relleno el espacio poroso de la roca.
- **Bitumen:** Hay dos *tracks* con este nombre, el primero de izquierda a derecha muestra las curvas de porosidad final calculada a partir de los registros de neutrón y densidad (*PHIFINAL*) y la porosidad total del registro de resonancia magnética nuclear (*PHITNMR*). El relleno entre estas curvas indica el contenido de bitumen en la formación, el segundo *track* muestra la diferencia entre *PHIFINAL* y *PHITNMR* expresada en fracción de porosidad final *PHIFINAL*.

El registro *PHITNMR* mide la porosidad a partir de los fluidos en la roca, como el bitumen no se comporta como un fluido debido a su alta viscosidad, la fracción porosa ocupada por el bitumen no sería leída por esta herramienta como espacio poroso. Por esto, la diferencia entre las dos porosidades, se le atribuye al bitumen hospedado en el espacio poroso de la roca. En el primer *track* esta diferencia se muestra con un relleno de color verde entre las dos curvas, y en el segundo *track* se calcula una curva restando *PHITNMR* a *PHIFINAL*, y el resultado se divide en *PHIFINAL*, esta curva se rellena de color verde mostrando la saturación de bitumen del espacio poroso, también se muestran los datos de saturación de petróleo medidos a muestras de núcleo en laboratorio.

- **Impregnación visual:** En este *track* se muestra la curva de saturación visual generada a partir de una revisión de los núcleos en la litoteca, esta curva se generó con un intervalo de muestreo de 0,1 *ft*, y se correlacionó a los registros gracias al *Core Gamma* tomado al núcleo. La curva presenta valores de 1 a 7, donde 1 significa que no tiene saturación visual, y 7 es la mayor saturación visual, la curva tiene un relleno de color mostrando en rojo las zonas con mayor impregnación visual de hidrocarburo.
- **Modelo de S_w Archie:** En este *track* se presenta la curva de saturación de agua (S_w) que se obtuvo a partir del modelo de saturación de agua. A esta curva se le aplica un relleno de color mostrando en verde el hidrocarburo y en azul el agua. También se presentan los datos de saturación tanto de agua (azul) como de petróleo (verde) obtenidos en laboratorio a partir de muestras de núcleo.

En la tabla 7 se presentan cuantitativamente los resultados obtenidos para la zona reservorio y la zona *pay* en la Formación Une para cada pozo. Para el pozo CPO 16 Estratigrafico-8 no fue posible generar el modelo de saturación de agua ya que las herramientas de resistividad no registraron valores de resistividad mayores a 2000 *ohm * m* y cuando la resistividad de la formación tenía un valor mayor la herramienta registraba un valor continuo de 2000 *ohm * m* (ver anexo B pozo Estratigrafico-8); por esto no se presentan resultados de la zona de *pay* para este pozo.

Cuadro 7: Resultados obtenidos de la zona reservorio y *pay* por pozo para la Formación Une en Río Güejar a partir del modelo de saturación de agua.

Pozo	Formación	Bandera	Tope		Base		Gross		Net		Not Net		Desconocido		Net to Gross		Net to (Gross-Unknown)		Promedio de Vshale		Promedio de Porosidad		Promedio de saturación de agua	
			ft		ft		ft		ft		ft		ft		ft		frac		frac		frac		frac	
CPO16 EST-1	Une	Reservorio	916.000		1.650.100		734.100		528.500		177.000		30.600		0.717		0.748		0.125		0.153		1.000	
		<i>Pay</i>	916.000		1.650.100		734.100		0.000		703.500		30.600		0.000		0.000		0.000		0.000		0.000	
CPO16 EST-2	Une	Reservorio	1.441.454		1.932.773		491.319		431.250		60.069		0.000		0.878		0.878		0.117		0.182		0.632	
		<i>Pay</i>	1.441.454		1.932.773		491.319		192.750		298.569		0.000		0.392		0.392		0.101		0.192		0.427	
CPO16 EST-5	Une	Reservorio	802.000		1.501.500		699.500		575.500		124.000		0.000		0.823		0.823		0.125		0.180		0.646	
		<i>Pay</i>	802.000		1.501.500		699.500		181.000		518.500		0.000		0.259		0.259		0.094		0.198		0.427	
CPO16 EST-6	Une	Reservorio	804.000		1.392.000		588.000		488.500		96.000		5.500		0.827		0.835		0.112		0.191		0.626	
		<i>Pay</i>	804.000		1.392.000		588.000		184.500		387.000		16.500		0.314		0.323		0.103		0.208		0.380	
CPO16 EST-7	Une	Reservorio	461.400		992.000		530.600		478.100		47.500		5.000		0.901		0.910		0.124		0.179		0.740	
		<i>Pay</i>	461.400		992.000		530.600		70.500		434.600		25.500		0.133		0.140		0.113		0.204		0.435	
CPO16 EST-8	Une	Reservorio	354.220		897.170		542.950		479.920		63.030		0.000		0.884		0.884		0.122		0.189			
		<i>Pay</i>																						

5.1.2. Identificación de zonas petrolíferas mediante la respuesta del registro sísmico y la impedancia acústica

Perez *et al.* (2013) identificaron que la velocidad de propagación del sonido en las arenitas bituminosas de Río Güejar era baja, comparando ésta con arenitas de porosidades similares en otros yacimientos. Revisando más detalladamente este comportamiento, se encontró que las velocidades más bajas estaban asociadas a las zonas con mayores contenidos de bitumen. Por este motivo se planteó que la respuesta del registro sísmico permitiría identificar las zonas petrolíferas, además permitiría extrapolar estas zonas petrolíferas a la información sísmica, mediante una inversión sísmica de amplitudes. Con el objetivo de entender el comportamiento de la velocidad de propagación del sonido en la roca, teniendo en cuenta la saturación de bitumen en la misma, se generó una curva de saturación visual de hidrocarburo para tres pozos CPO 16 Estratigrafico-5, CPO 16 Estratigrafico-6 y CPO 16 Estratigrafico-7. Esta curva se generó a partir de los núcleos de cada pozo, y presenta valores de 1 a 7 enteros, donde 1 significa que no hay impregnación visual de hidrocarburo, y 7 significa la mayor impregnación visual de hidrocarburo (fig. 52). El pozo CPO 16 Estratigráfico-1, aunque no se le generó curva, se utilizó, ya que este presenta baja saturación visual en toda la columna.

Figura 52: Impregnación visual de hidrocarburo a partir de los núcleos.

Núcleo	Valor de impregnación visual						
	7		5		3		1
	6		4		2		

La impedancia acústica (Z) es la multiplicación entre la velocidad de propagación del sonido en la roca y la densidad de la misma (ecu. 3.3). En Río Güejar, cuando las arenitas presentan una saturación visual de hidrocarburo importante (valores entre 4 a 5 en la curva de saturación visual), los valores de velocidad de propagación del sonido son menores. Comúnmente los cambios en la velocidad de propagación del sonido en las rocas se atribuyen a cambios de porosidad, en el caso de estudio, la roca presenta en promedio porosidades de entre 15% a 25%. En general, la roca presenta intercalaciones de zonas con bajo contenido de matriz arcillosa y zonas con alto contenido de matriz arcillosa, esta matriz arcillosa tiene el efecto de disminuir la porosidad en la roca, pero además de esto no permite la acumulación de hidrocarburos ya que ocupa la mayoría del espacio poroso. En la figura 53 se presentan los datos en un gráfico de dispersión estilo matriz de velocidad de propagación del sonido ($VELP$) contra porosidad ($PHIEFINAL$). Los datos además se colorean de acuerdo a la curva de saturación visual. En este gráfico se nota claramente que el principal factor que afecta

la velocidad de propagación del sonido en la roca es su saturación de hidrocarburo, rocas con porosidades similares presentan velocidades de propagación del sonido diferentes, dependiendo de la saturación visual de hidrocarburo que presenten. La mayoría de las rocas con mayor saturación visual de hidrocarburo (7,6,5 y 4), presentan velocidades de propagación del sonido bajas (izquierda de la línea azul), mientras que la mayoría de las rocas con baja saturación visual de hidrocarburo (3,2 y 1), presentan velocidades de propagación del sonido más altas (derecha de la línea azul). Esto se puede explicar porque la roca esta almacenando hidrocarburo extrapesado (bitumen), el cual presenta características plásticas lo que genera la disminución de la velocidad de propagación del sonido en la roca. En la figura 54, se presentan dos histogramas mostrando: en la parte superior las velocidades de propagación del sonido en las rocas con saturaciones de hidrocarburo altas, valores de 4 a 7 en la curva de saturación visual, y en la parte inferior las rocas con saturaciones de hidrocarburo bajas, valores de 1 a 3. Estos histogramas muestran claramente que las rocas con mayores saturaciones de hidrocarburo presentan menores velocidades de propagación del sonido que las que tienen menores saturaciones de hidrocarburo, y por lo tanto es posible diferenciarlas mediante este registro. Por otra parte la densidad de la roca es similar para todo el reservorio, y no presenta cambios significativos por el tipo de fluidos en la misma, ya que tanto el agua como el hidrocarburo extrapesado presentan densidades similares cercanas a 1 gr/cm^3 , por lo tanto la impedancia acústica de la roca debería presentar la misma tendencia, como se puede verificar en las figuras 55 y 56. Ya que, tanto la velocidad de propagación del sonido en la roca, como la impedancia acústica, muestran la misma tendencia, se utilizó finalmente la impedancia acústica para diferenciar las zonas petrolíferas mediante el registro sísmico, además porque a partir de esta se correlacionó la información de pozo con la información sísmica mediante una inversión sísmica de amplitudes.

Aunque por medio de la impedancia acústica se pueden identificar las zonas con alto contenido de hidrocarburo extrapesado en Río Güejar, esta identificación tiene ciertas limitaciones:

- las características texturales de la roca en Río Güejar hacen que haya una intercalación de zonas de mayor y menor saturación de hidrocarburo, estos cambios en el yacimiento se dan cada pocos centímetros en la vertical, en su mayoría los cambios se dan en intervalos menores a 20cm aproximadamente (fig. 48). Por otra parte, la resolución vertical de la herramienta sísmica es de 60cm aproximadamente. Teniendo esto en cuenta esto, la resolución vertical de la herramienta no es la suficiente para evaluar a detalle el yacimiento, pero si logra distinguir entre zonas petrolíferas y no petrolíferas, y en los intervalos petrolíferos continuos muestra valores de impedancia acústica menores, y
- a medida que la roca reservorio se encuentra más enterrada, la compactación de la misma es mayor, lo que a su vez afecta la medida del registro sísmico. En estas rocas, la velocidad de propagación del sonido es mayor, como se puede apreciar en el pozo CPO 16 Estratigrafico-2 el cual fue perforado estructuralmente más profundo. Esto se ve cuando el reservorio se encuentra a profundidades mayores a 1500ft (ver anexo H pozo CPO 16 Estratigrafico-2).

Teniendo en cuenta estas limitaciones, la impedancia acústica puede distinguir la zona petrolífera de la no petrolífera para profundidades de yacimiento menores a 1500ft , y las zonas con saturación de petróleo continuas mayores a 60cm presentaran valores menores de impedancia acústica.

Resultados para la Formación Une

Para obtener las zonas petrolíferas a partir de la impedancia acústica se definió un valor de corte, este valor separa las zonas con buena saturación visual, valores de 4 a 7 y pobre saturación visual, valores de 1 a 3. El punto de corte se escogió mediante el histograma de la figura 56 y fue el percentil

Figura 53: Gráfico de dispersión estilo matriz de velocidad de propagación del sonido contra porosidad coloreado por la impregnación visual de bitumen.

Gráfico de dispersión (Matriz) VELP-PHIE_FINAL
Formación Una pozos Estratigráfico 5, 6, 7 y 1

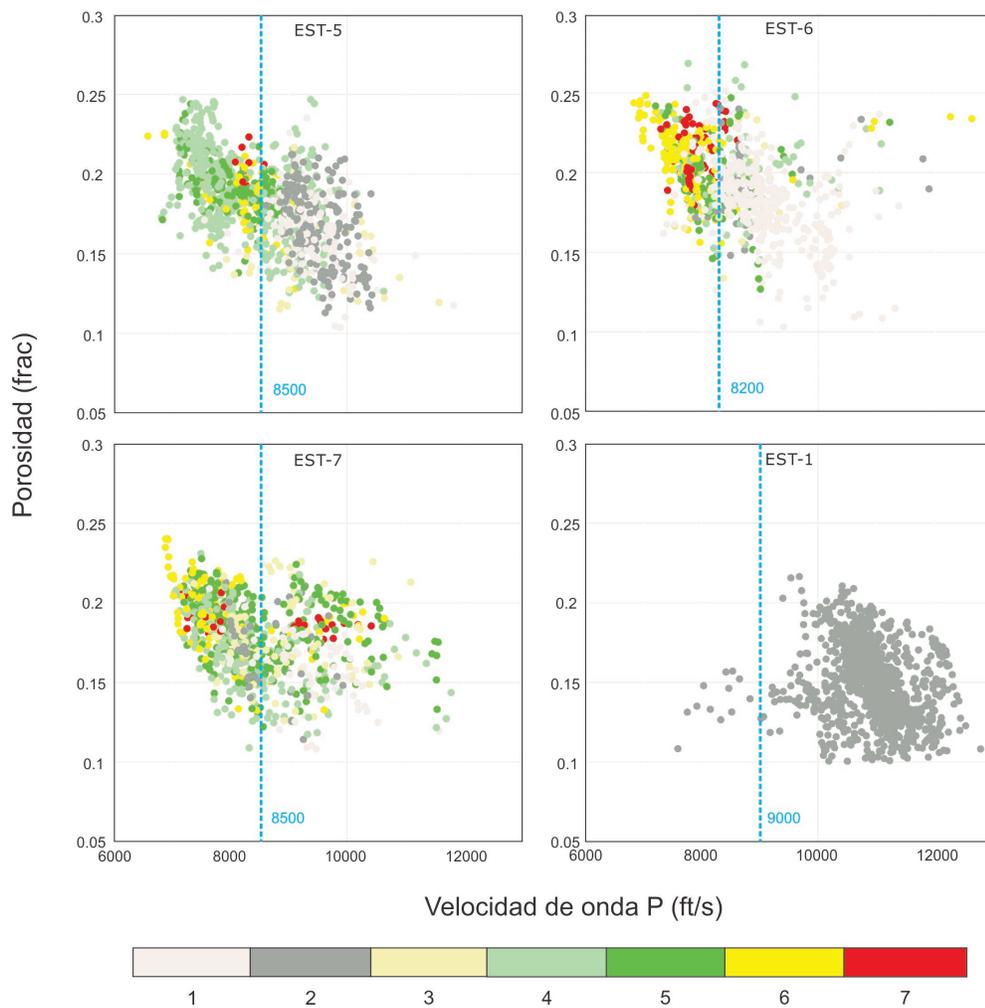


Figura 54: Histograma de velocidad de propagación del sonido separando los datos por la impregnación visual de bitumen.

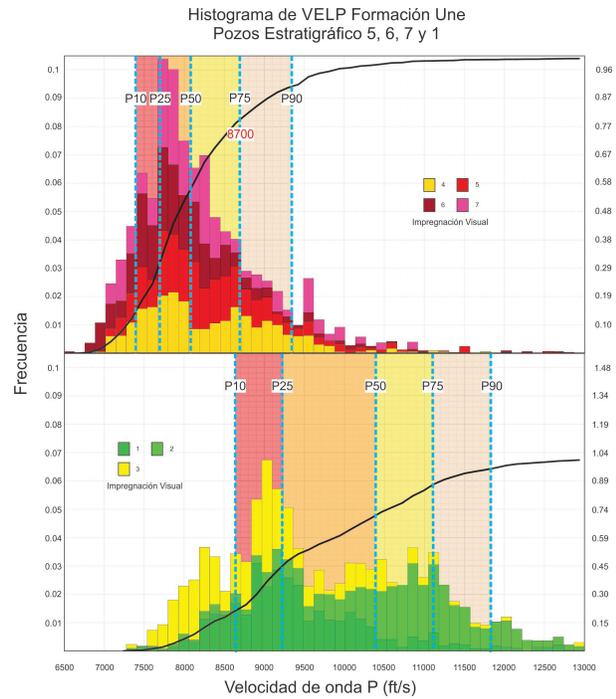


Figura 55: Gráfico de dispersión estilo matriz de impedancia acústica contra porosidad coloreado por la impregnación visual de bitumen.

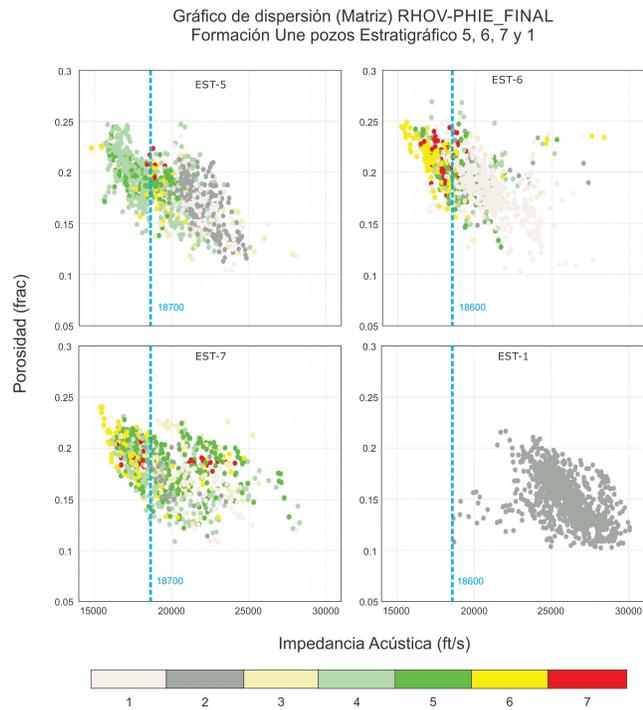
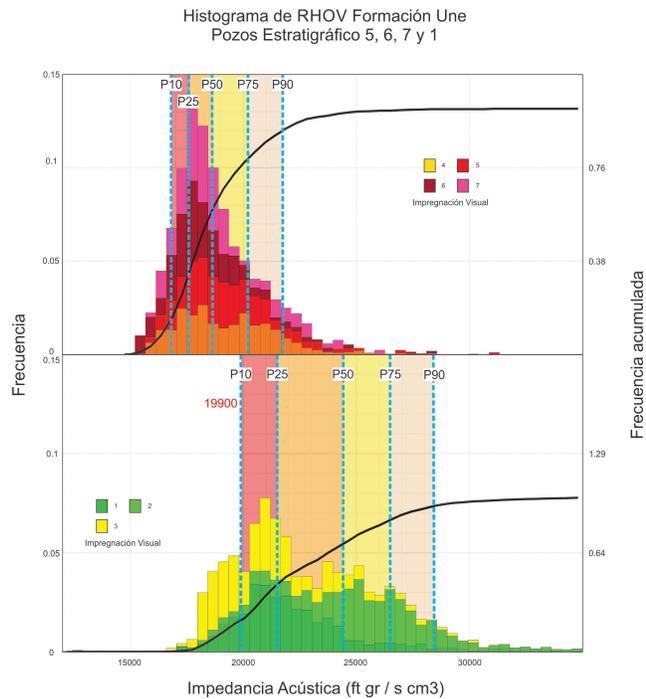


Figura 56: Histograma de impedancia acústica separando los datos por la impregnación visual de bitumen.



10 del histograma inferior ($19000 \text{ ft gr / s cm}^3$), este punto de corte garantiza que menos del 75% de los datos con buena impregnación de bitumen tienen un valor igual o inferior a este valor, mientras que solo un 10% de los datos con pobre saturación visual de bitumen muestran valores iguales o inferiores a este valor.

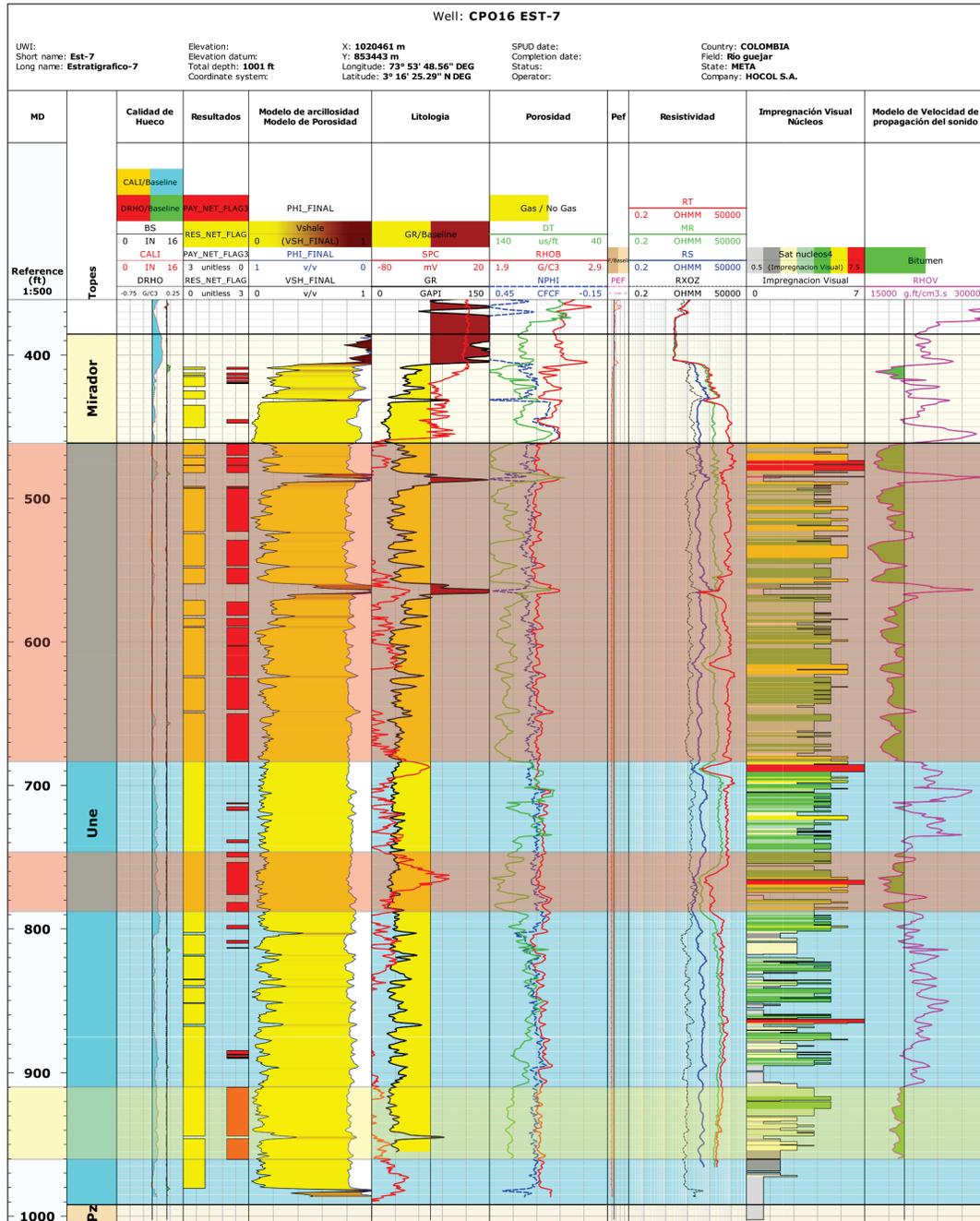
El modelo se presenta gráficamente mediante una correlación en el anexo G. En la figura 57 se muestra un ejemplo para el pozo CPO 16 Estratigráfico-7. La bandera roja en el tercer *track* muestra las zonas petrolíferas, el modelo delimita las zonas con saturación de bitumen alta (7, 6, 5, 4) como se puede observar en el recuadro con transparencia roja, pero también muestra como *pay* zonas con impregnaciones de bitumen bajas como se puede observar en el recuadro con transparencia amarilla.

5.1.3. Procedimiento final para definir la zona petrolífera y su saturación de hidrocarburo

Con base en los resultados obtenidos al calcular la saturación de agua mediante la ecuación de Archie, e identificar las zonas petrolíferas por medio de la impedancia acústica se pudo determinar que:

- el modelo de S_w identifica como *pay* todas las zonas con mayor saturación visual, valores de 7 y 6, pero en algunos casos no identifica como *pay* las zonas con saturaciones visuales de 4 y 5, y
- el modelo de impedancia acústica (Z) identifica como *pay* la mayoría de las zonas con valores de saturación visual altos 4, 5, 6 y 7, pero no logra diferenciar entre estos valores. Este modelo solo funciona para rocas reservorio con profundidades de enterramiento menores a 1500 ft .

Figura 57: Modelo petrofísico para el pozo CPO 16 Estratigráfico-7 presentado gráficamente, comparando las zonas con alta impregnación visual de bitumen con las zonas petrolíferas encontradas por el modelo de impedancia acústica.

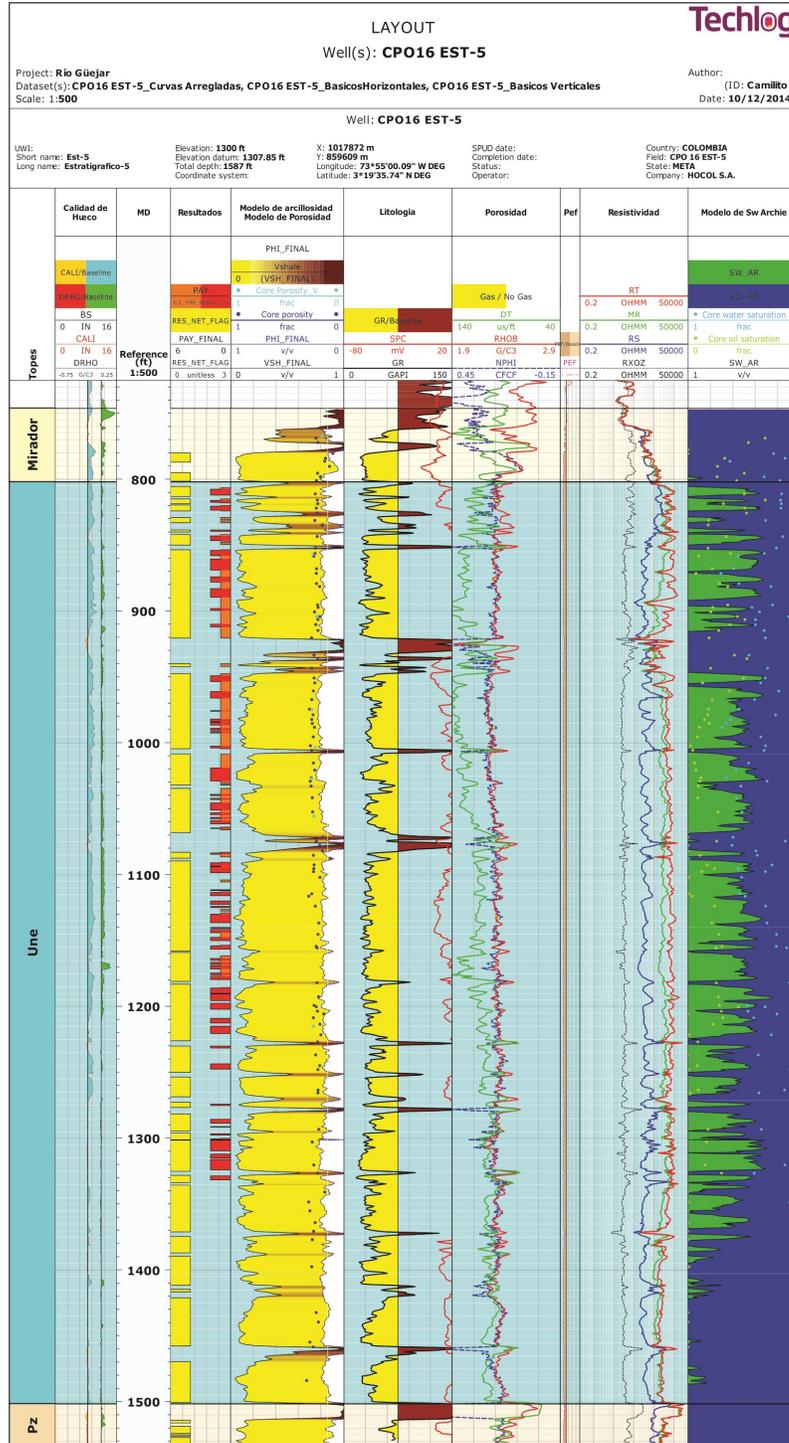


Por lo anterior se combinaron los resultados de los dos modelos para obtener una curva de *pay* que incluyera todas las zonas que presentaban una saturación visual alta (valores 4, 5, 6 y 7). El procedimiento para combinar los resultados fue el siguiente:

1. Las banderas de *pay* a partir de los dos modelos tienen un valor de 1, donde presentan la zona de *pay*, y un valor de 0 donde no hay *pay*, se cambia este valor de 1 por un valor de 2 a la bandera de *pay* a partir del modelo de saturación de agua S_w .
2. Unir las curvas de *pay* a partir del modelo de saturación de agua S_w con la curva de *pay* a partir del modelo de impedancia acústica aplicando la siguiente condición: donde el valor de la bandera del modelo de S_w sea 2, deje 2, y donde el valor de la bandera del modelo de S_w sea 0 deje el valor de la bandera de *pay* del modelo de impedancia acústica. Esta bandera creada será la bandera de *pay* final y representará las zonas de impregnación visual más alta 7 y 6 con un valor de 2, y las zonas con impregnaciones visuales de 5 y 4 con un valor de 1.
3. Buscar la zona donde coincida el aumento de resistividad de la formación con el inicio de una zona de *pay* continua en la parte superior de la Formación Une. De esta zona hacia abajo dejar 0 en el valor de la curva de *pay* para cada pozo. Esto con el fin de eliminar zonas frontera donde el modelo de impedancia acústica ve *pay*, pero en realidad no hay.

Los resultados finales se presentan gráficamente para cada pozo en el anexo H, en la figura 58, se muestra un ejemplo para el pozo Estratigráfico-5. Las propiedades finales para cada pozo se presentan en la tabla 8.

Figura 58: Modelo petrofísico final para el pozo CPO 16 Estratigráfico-5 presentado gráficamente.



Cuadro 8: Resultados finales obtenidos de la zona reservorio y *pay* por pozo para la Formación Une en Río Güejar.

Pozo	Formación	Bandera	Tope ft	Base ft	Gross ft	Net ft	Not Net ft	Desconocido ft	Net to Gross	Promedio de <i>Vshale</i>		Promedio de Porosidad		Promedio de saturación de agua	
										frac	frac	frac	frac	frac	frac
CPO16 EST-1	Une	Reservorio	916	1.650	734	527	177	31	0.717	0.125	0.153	1.000			
		<i>Pay_2</i>	916	1.650	734	0	704	31	0.000						
		<i>Pay_1</i>	916	1.650	734	0	704	31	0.000						
CPO16 EST-2	Une	Reservorio	1.441	1.933	491	431	60	0	0.878	0.117	0.182	0.632			
		<i>Pay_2</i>	1.441	1.933	491	193	299	0	0.392	0.101	0.192	0.427			
		<i>Pay_1</i>	1.441	1.933	491	0	491	0	0.000						
CPO16 EST-5	Une	Reservorio	802	1.502	700	576	124	0	0.823	0.125	0.180	0.646			
		<i>Pay_2</i>	802	1.502	700	176	524	0	0.251	0.094	0.198	0.426			
		<i>Pay_1</i>	802	1.502	700	141	559	0	0.201	0.139	0.190	0.654			
CPO16 EST-6	Une	Reservorio	804	1.392	588	487	96	6	0.827	0.112	0.191	0.626			
		<i>Pay_2</i>	804	1.392	588	185	398	6	0.314	0.103	0.208	0.380			
		<i>Pay_1</i>	804	1.392	588	33	550	6	0.056	0.152	0.179	0.623			
CPO16 EST-7	Une	Reservorio	461	992	531	478	48	5	0.901	0.124	0.179	0.740			
		<i>Pay_2</i>	461	992	531	71	455	5	0.133	0.113	0.204	0.435			
		<i>Pay_1</i>	461	992	531	152	374	5	0.286	0.143	0.181	0.704			
CPO16 EST-8	Une	Reservorio	354	897	543	480	63	0	0.884	0.122	0.189				
		<i>Pay_2</i>													
		<i>Pay_1</i>													

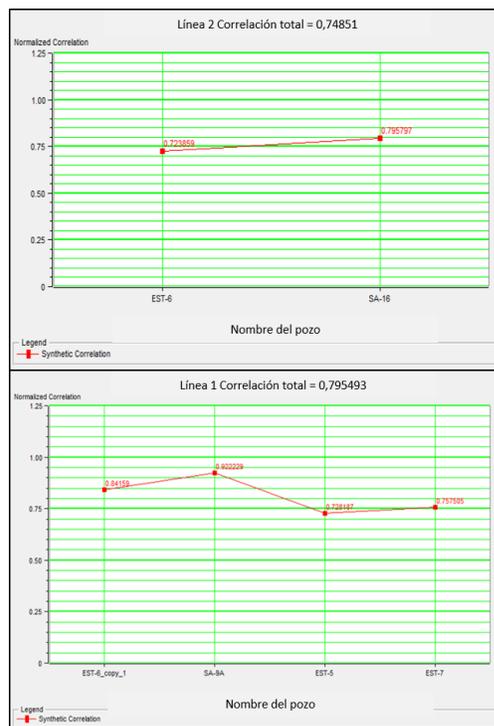
5.2. Inversión sísmica

La zona saturada con hidrocarburo pesado en la Formación Une en Río Güejar presenta una impedancia acústica característica, lo cual permite diferenciarla de las zonas sin saturación de hidrocarburo como se muestra en la sección 5.1. Mediante un proceso de inversión sísmica, se generó un perfil de impedancias acústicas para dos líneas sísmicas, esto con el fin de delimitar el área de extensión del yacimiento en superficie, y poder cuantificar el hidrocarburo presente en el yacimiento.

Cuando se realiza una inversión sísmica hay muchos factores que pueden afectar el resultado final de la misma, dando lugar a errores.

Al realizar el ajuste en profundidad de los pozos y la correlación con la información sísmica, es necesario conocer la ondícula que generó las trazas sísmicas reales. Como la ondícula no se conoce inicialmente, se realiza un proceso repetitivo, que finalmente permite correlacionar los pozos con la sísmica y obtener la ondícula de la manera más aproximada y ajustada posible. Sin embargo, al realizar este proceso la velocidad medida en pozo es modificada con el fin de correlacionar el pozo en profundidad, si estas modificaciones son excesivas, la información inicial no es confiable y generaría errores en el resultado final. En la figura 59 se presenta el gráfico de la correlación final entre la traza sintética y la traza real más cercana al pozo. Esta gráfica muestra el mejor amarre que se obtuvo, el cual se logró garantizando que el dato inicial no sufriera modificaciones exageradas. Como se puede observar el promedio de la correlación para las dos líneas sísmicas es de 0,75 aproximadamente, el cual es un valor aceptable para seguir con el proceso.

Figura 59: Correlación final entre la traza sintética y la traza real para la línea sísmica 1 y la línea sísmica 2.

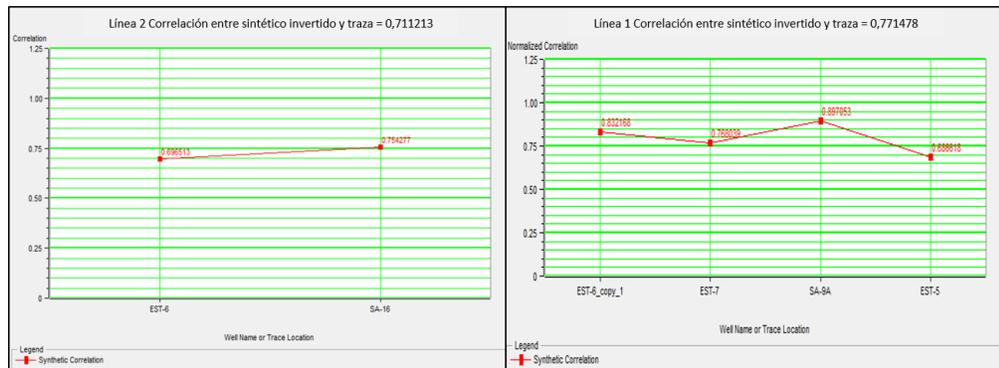


La cercanía de los pozos a la información sísmica es otro factor importante en la inversión. En teoría, el pozo debería estar sobre la línea sísmica para garantizar que tanto el pozo como la sísmica, muestren información de la misma zona. En este caso, la inversión se trabajó sobre dos líneas sísmicas y los pozos no pasan exactamente sobre las líneas sísmicas, para minimizar este error se trabajó con las líneas que pasaban más cerca a los pozos, la mayoría a menos de 50m, sin embargo el pozo CPO 16 Estratigrafico-5 estaba a 180m de la traza más cercana.

El modelo inicial que es la base para la inversión, se genera a partir de los pozos y los horizontes picados en la sísmica, mientras se cuente con mayor información de pozos, mejor resultará el modelo inicial y por lo mismo más ajustada será la inversión. En este caso se contó con 4 pozos para la línea 1 con una longitud de 16 Km aproximadamente, y 2 pozos para la línea 2 con una longitud de 5 Km aproximadamente.

Antes de realizar la inversión sísmica se lleva a cabo un análisis para determinar los parámetros que se van a utilizar, estos se presentan en la sección 4.2.2. Este proceso se realiza generando una inversión sísmica en la ubicación de cada pozo y buscando el error mínimo entre la impedancia acústica del pozo y la impedancia acústica generada mediante la inversión sísmica. En la figura 60, se muestra la correlación final que se obtuvo utilizando los parámetros definidos, esta fue de 0,74 aproximadamente, el cual es un valor aceptable para el proceso de inversión.

Figura 60: Correlación entre la traza sintética generada a partir de la inversión y la traza real para la ubicación de los pozos, para las líneas sísmicas 1 y 2.

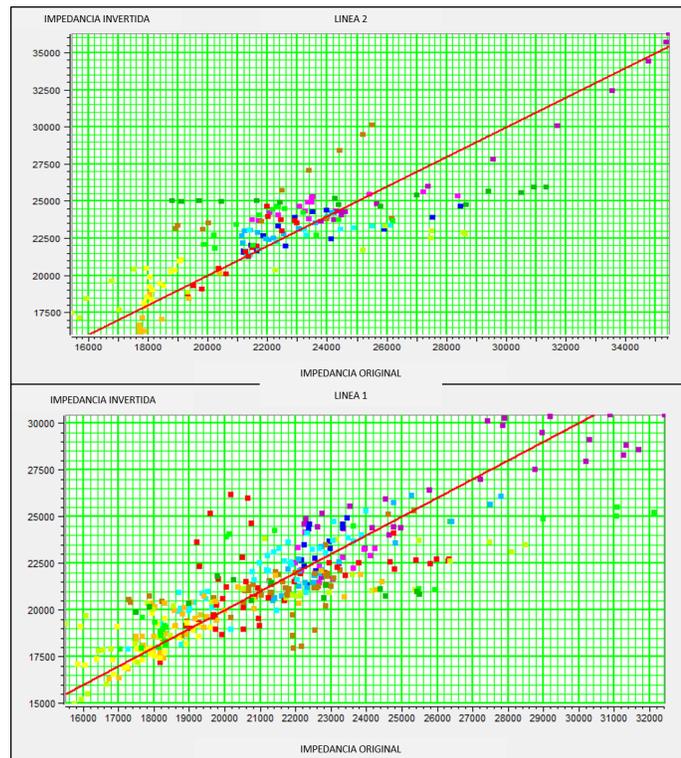


Finalmente se realiza la inversión sísmica de cada línea. Mediante un gráfico de dispersión se muestra la desviación de los datos invertidos contra los datos reales, los datos invertidos para la línea 1 muestran valores un poco por encima de los reales, la línea 2 presenta un poco más de ajuste pero también tiene más datos. El ajuste es el mejor que se obtuvo, tratando de no alterar los datos iniciales tanto, que perdiera validez el dato. En general la correlación por encima de 0.7 se considera aceptable, y la inversión se considera válida.

5.2.1. Resultados de la inversión sísmica

En la figura 62 se presenta la inversión sísmica para la línea 2. La distribución de valores de impedancia acústica se muestra mediante una escala de colores en el extremo derecho de la imagen, la

Figura 61: Gráfico de dispersión de impedancia original contra impedancia invertida.



inversión sísmica se llevó a cabo utilizando dos pozos CPO 16 Estratigrafico-6 Y SA-16, y sólo es válida para el intervalo limitado por los dos horizontes que se muestran en la gráfica Une y Pz. De igual forma en la figura 63 se presenta la inversión sísmica para la línea 1, la cual se realizó utilizando los pozos CPO 16 Estratigrafico-7, CPO16 Estratigrafico-6, CPO16 Estratigrafico-5 y SA-9a.

En cada gráfica se distingue una zona de impedancias menores hacia el tope de la Formación Une, esta zona de impedancias menores se extiende lateralmente hasta cierto punto, en el caso de la línea 2 se extiende desde el oeste del pozo CPO16 Estratigrafico-6, hasta un punto entre los pozos CPO16 Estratigrafico-6 Y SA-16 hacia el este, esta zona correspondería a la zona con mayores probabilidades de presentar alto contenido de hidrocarburo pesado. De igual forma en la línea 1 esta zona se extiende desde el norte en un punto entre el pozo SA-9a y el pozo CPO16 Estratigrafico-5, cercano al pozo CPO16 Estratigrafico-5, hasta el final de la línea sísmica al sur.

Como se estableció en el modelo petrofísico, las zonas con impedancias acústicas de valores menores a $19,000 \text{ ftgr/scm}^3$ tienen mayor probabilidad de presentar altos contenidos de hidrocarburo pesado, por esto se utilizó una escala de colores que mostrara solamente las zonas con impedancias acústicas de $19,000 \text{ ftgr/scm}^3$ o inferiores a este valor de un color amarillo y las zonas con impedancias superiores a ese valor de un color negro. En la figura 64 se muestra el resultado para la línea 2 y en el mapa de ubicación se limita entre dos líneas amarillas la zona, donde se presentan las mejores probabilidades de tener altos contenidos de bitumen. De igual forma se presenta la línea 1 (fig. 65).

Para el caso de la línea 2, la zona con mejores probabilidades de tener altos contenidos de bitumen tiene una extensión de 950 m en superficie. Para el caso de la línea 1 la zona con mejores probabilidades de tener altos contenidos de bitumen tiene una extensión en superficie de $8,750 \text{ m}$. En la figura 66

se puede observar el área en superficie (recuadro negro) delimitada a partir del modelo de inversión sísmica.

Figura 62: Línea sísmica 2 invertida mostrando la distribución de impedancias acústicas mediante una escala de colores.

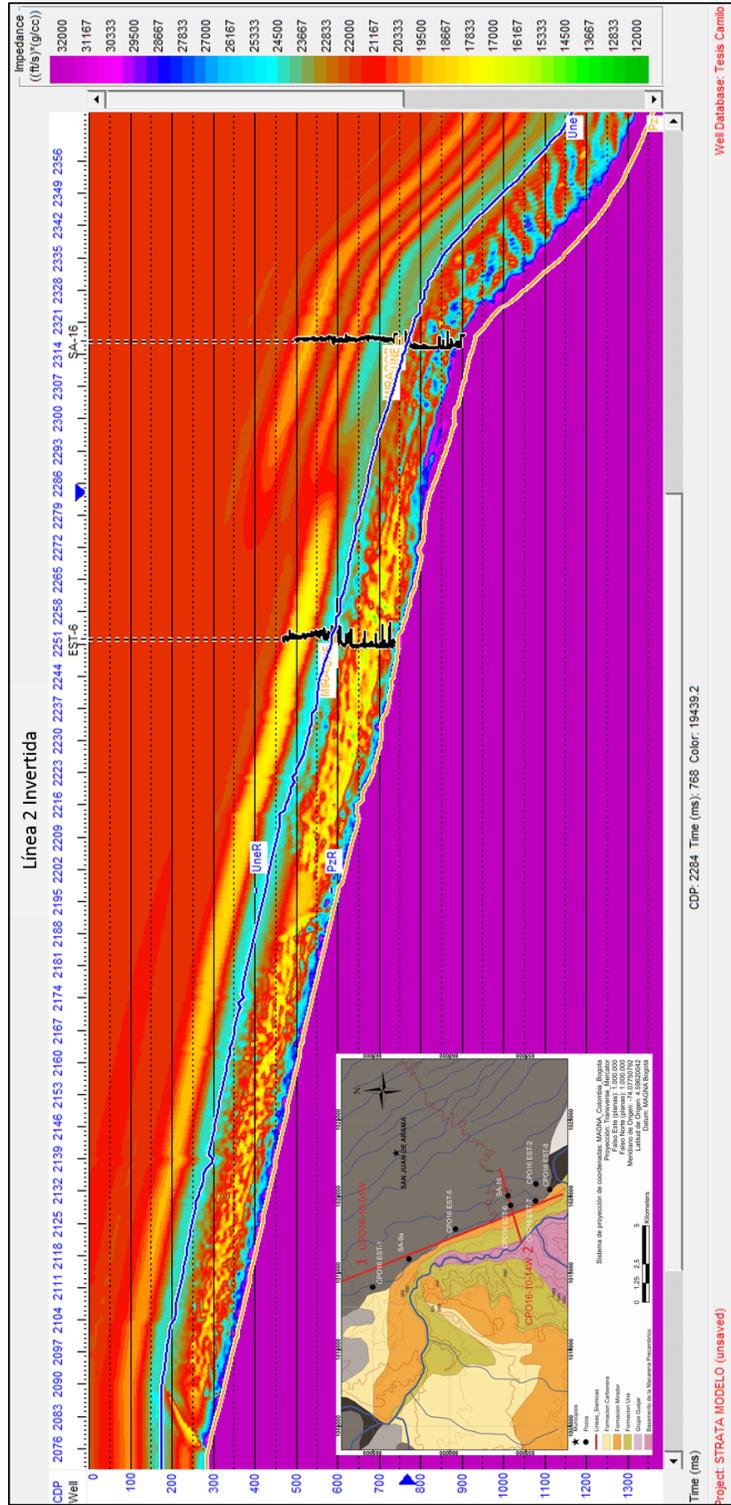


Figura 63: Línea sísmica 1 invertida mostrando la distribución de impedancias acústicas mediante una escala de colores.

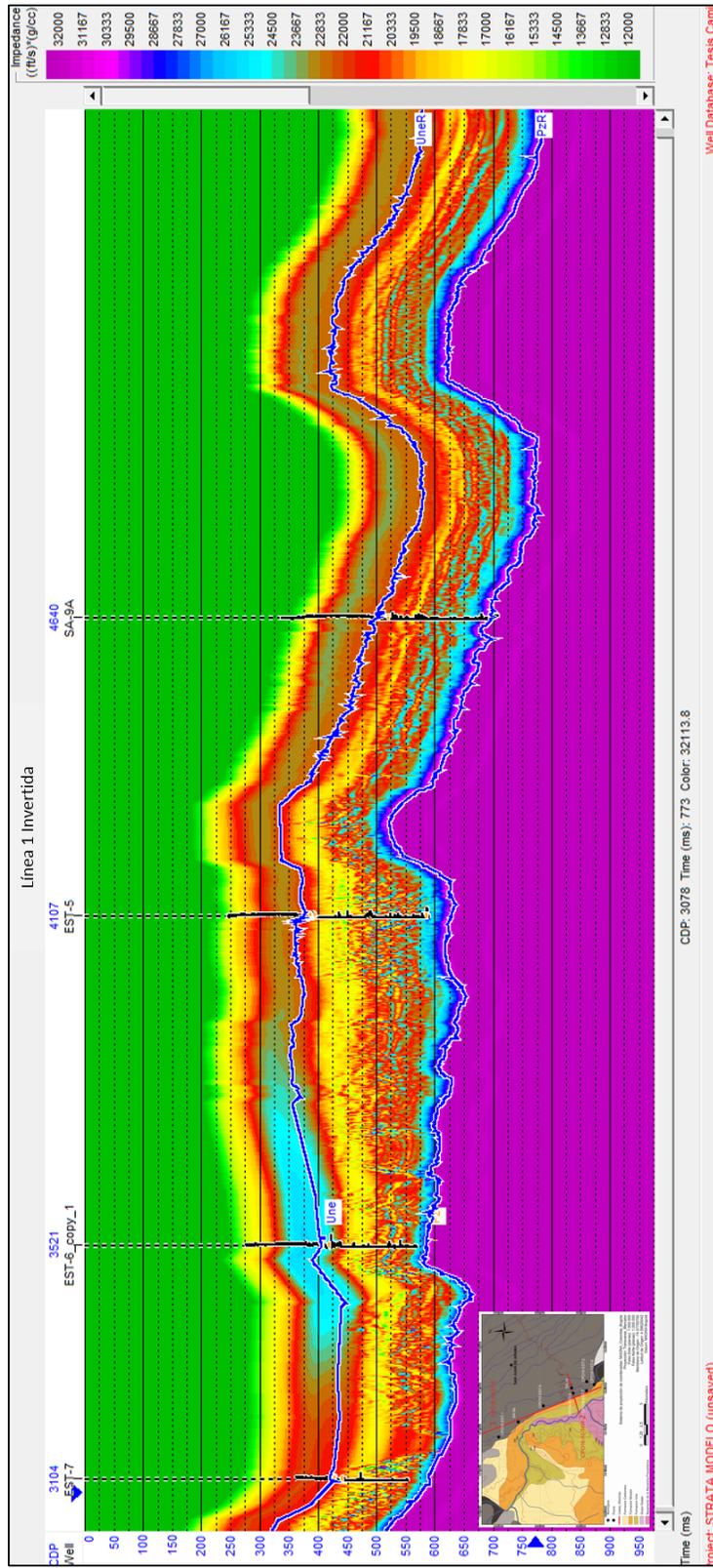


Figura 64: Línea sísmica 2 invertida diferenciando las zonas con mejores probabilidades de encontrar altos contenidos de bitumen amarillo.

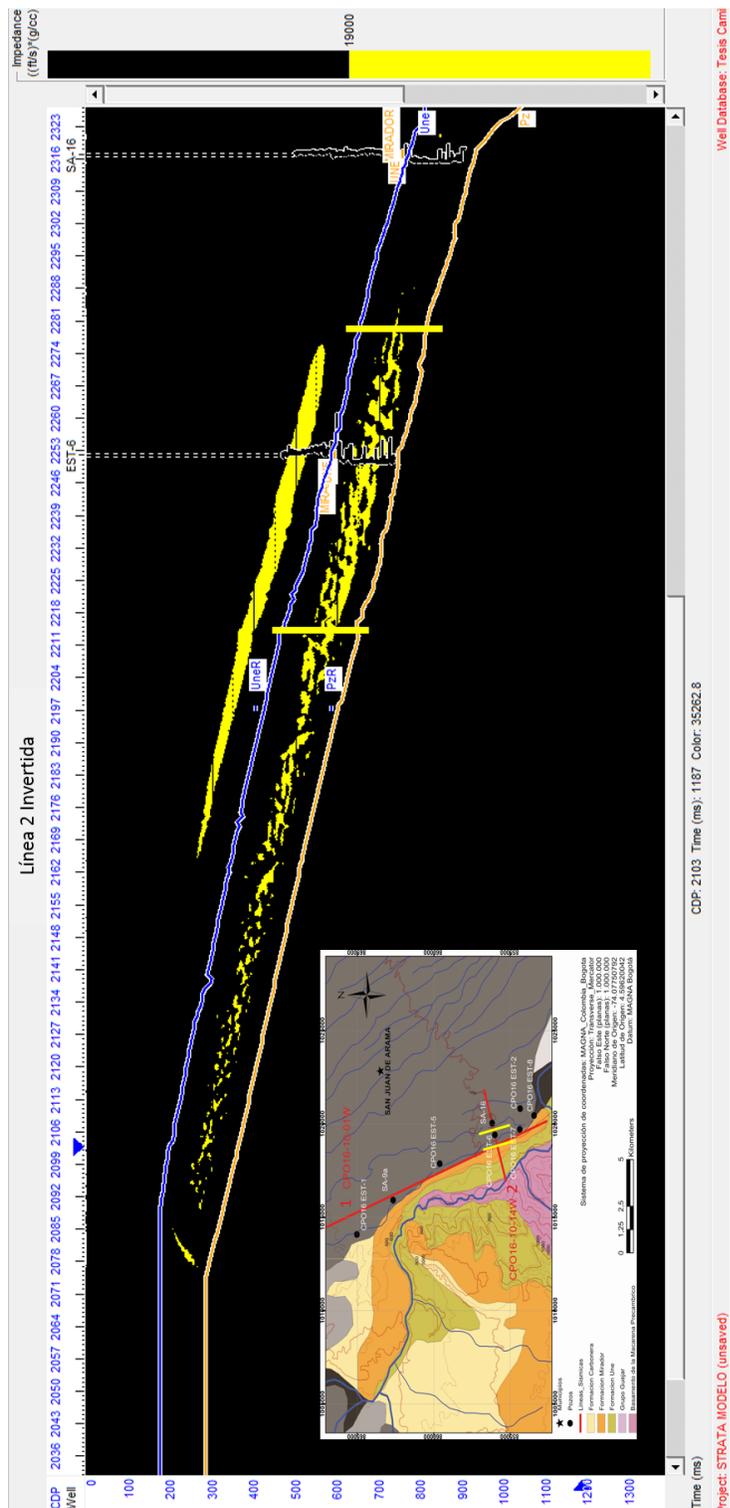


Figura 65: Línea sísmica 1 invertida diferenciando las zonas con mejores probabilidades de encontrar altos contenidos de bitumen amarillo.

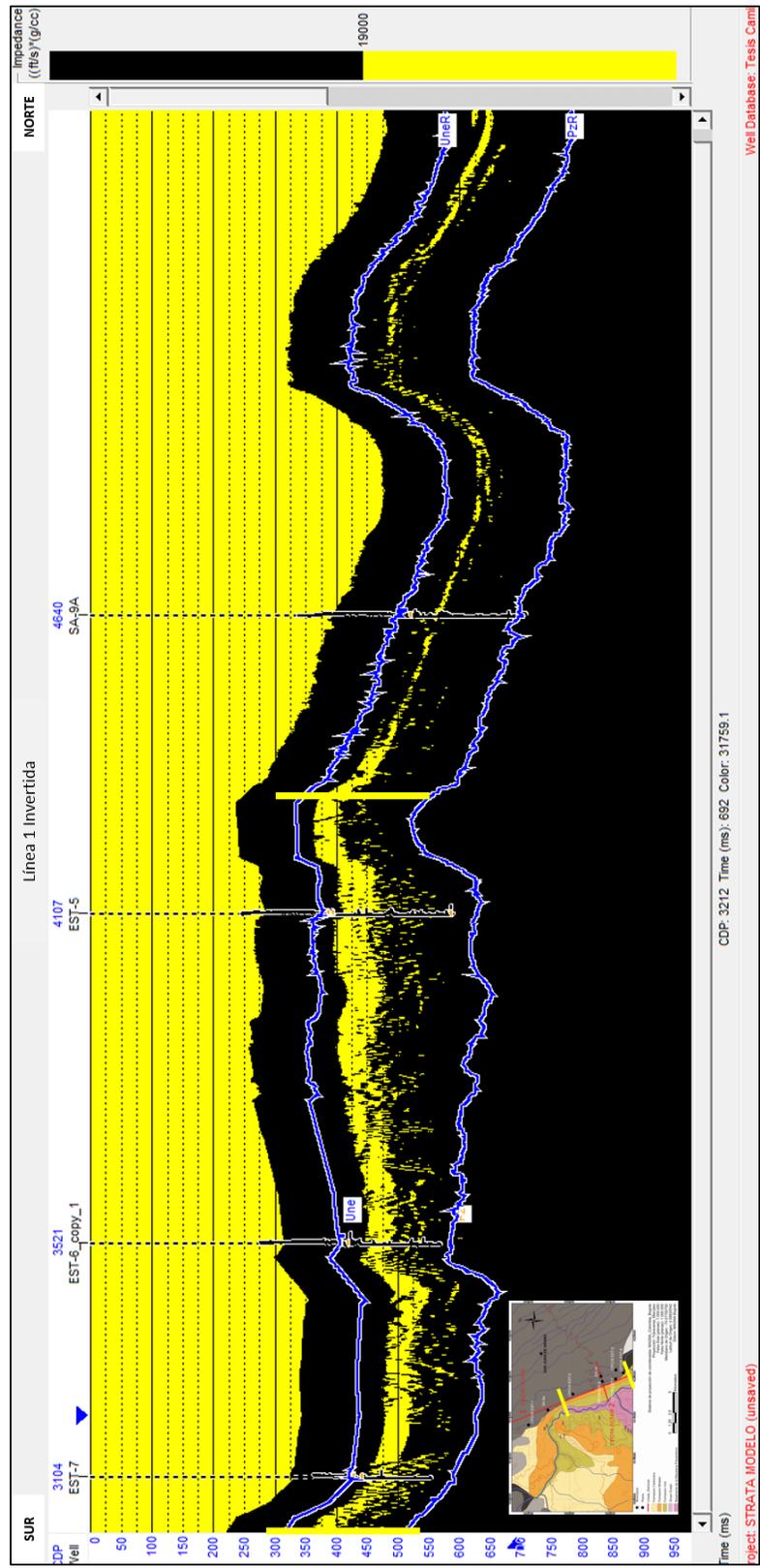
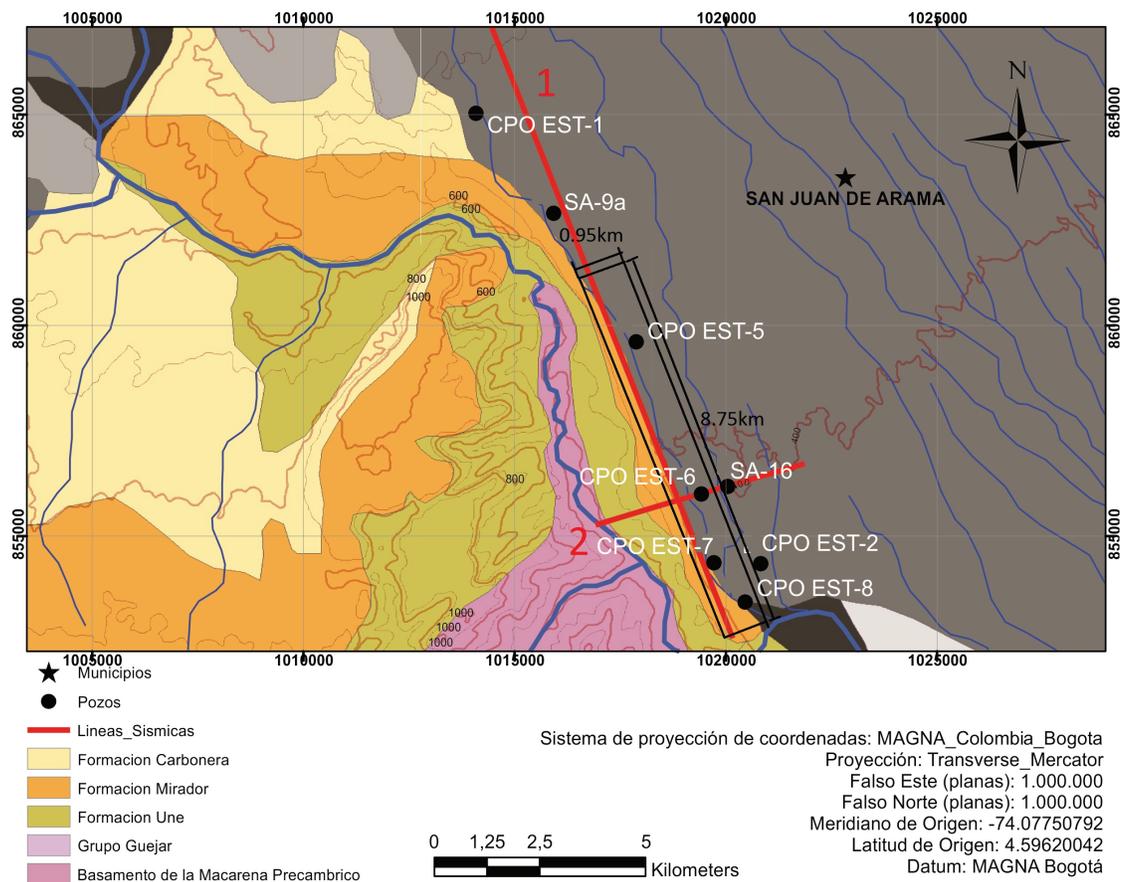


Figura 66: Área en superficie con mejores probabilidades de contener altas saturaciones de bitumen según el modelo de inversión sísmica.



5.3. Cálculo de recursos

Con el fin de realizar el cálculo probabilístico del “Original Oil in Place **OOIP**” se aplica la Ecuación 1 en el programa “Crystall Ball”. A cada variable se le dieron valores de distribución.

Para explicar cómo se define el área y el espesor final del yacimiento se presenta las figuras 67 y 68. En la figura 67 se muestra un ejemplo donde un prisma rectangular se presenta como un estrato de roca horizontal el cual representa el yacimiento, y a este lo perfora un pozo vertical. El volumen de este yacimiento se obtiene multiplicando el ancho (1000m) largo (100m) y espesor (10m) del prisma, el ancho y largo se obtienen de la medida en una vista de planta superior y corresponden al largo y ancho real del prisma, el espesor se obtiene del pozo vertical perforado a través del prisma y corresponde al espesor vertical real perforado por el pozo, en este caso sería igual al espesor estratigráfico.

En la figura 68 se presenta el mismo ejemplo, pero esta vez el prisma se encuentra inclinado 45° representando el buzamiento de la capa de roca, en este caso el volumen se obtiene utilizando las medidas de largo (100m) y ancho (710m), que se obtienen en una vista de planta superior al igual que el caso anterior, note que en el sentido del buzamiento de la capa el largo de la capa es menor que el largo real esto debido al buzamiento del estrato. El espesor (14,1m) se obtiene del espesor total de roca

que perforara un pozo vertical como lo muestra la imagen con la línea punteada azul y corresponde al espesor vertical verdadero. Note que en este caso el espesor estratigráfico es diferente. Al multiplicar estos tres valores se obtiene el mismo volumen que en el primer caso. Esto demuestra que si se tienen estas condiciones no es necesario hacer correcciones de espesor por efecto del buzamiento de la roca.

Figura 67: Cálculo volumétrico para un estrato rocoso horizontal.

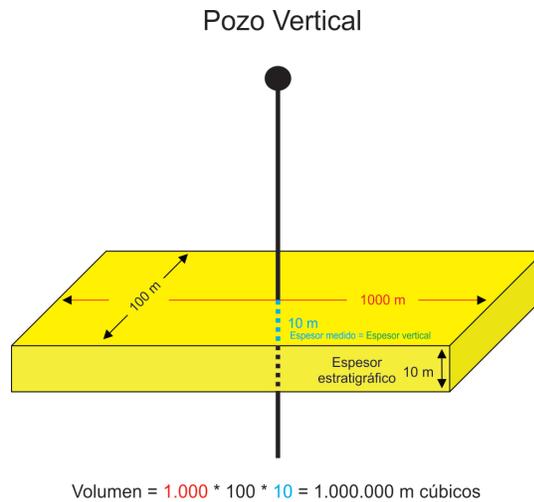
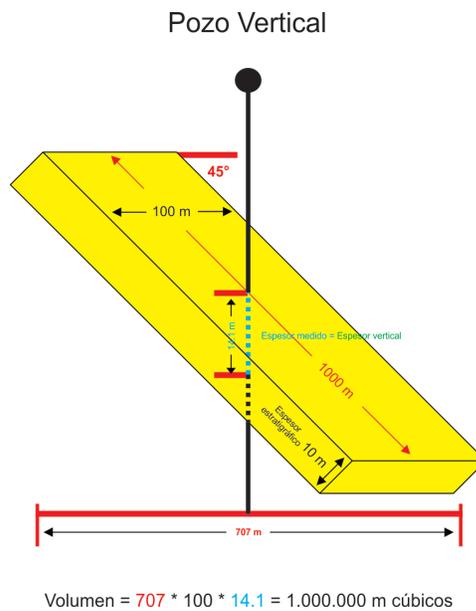


Figura 68: Cálculo volumétrico para un estrato rocoso buzante.



El área del yacimiento se obtuvo a partir del modelo de inversión sísmica. A partir de las líneas sísmicas que se utilizaron se obtienen unas extensiones sobre las líneas sísmicas donde es más probable encontrar buenas acumulaciones de bitumen en la Formación Une (una en la dirección del rumbo de la estructura y otra en la dirección del buzamiento de la misma), estas extensiones se mapean en superficie como lo muestra la figura 66. Esto correspondería al largo y ancho en el ejemplo de la figura 68.

En el caso de los pozos todos excepto el pozo EST-2 son verticales por lo tanto no se realizan correcciones, al pozo EST-2 se le aplica una corrección para encontrar el espesor vertical real los resultados de los espesores finales por pozo se presentan en la tabla 8, el espesor *pay 2* corregido para el pozo EST-2 es 208ft.

ϕ = Porosidad del reservorio en fracción

S_w = Saturación de agua del espacio poroso en fracción

Estas variables se obtienen del modelo petrofísico para pozo y se muestran en la tabla 8.

B_o = Factor volumétrico

El factor volumétrico al ser crudo pesado se trabajó como 1.

Para efectos del cálculo probabilístico a cada variable se le debe dar una distribución de valores más probables de acuerdo con los datos con que se cuentan, lo más común en la industria del petróleo es que se trabaje con distribuciones logarítmicas normales para cada variable. En la figura 69 se muestra un esquema del cálculo final de los recursos. La Formación Une que cumple como roca reservorio en este yacimiento estructuralmente es un monoclinal buzando al noreste y su espesor estratigráfico en esta zona no presenta grandes variaciones, por esto, se trabajó como un prisma rectangular inclinado como se muestra en la figura, el espesor de zona petrolífera se dividió en dos como se explicó en el modelo petrofísico, la zona *pay 1* y la zona *pay 2* cada una con características de saturación y porosidad diferentes. Los datos de porosidad saturación y espesor de cada zona *pay* se presentan en la tabla 8.

finalmente se realiza el cálculo de los recursos utilizando la siguiente:

$$Recursos = pay1 \left[7748 * \frac{A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_o} \right] + pay2 \left[7748 * \frac{A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_o} \right] \quad (5.1)$$

Para el área se utilizó una distribución uniforme con valor mínimo de 1854acres y valor máximo de 2054acres como lo muestra la figura 70. Estos valores, se definieron teniendo en cuenta los resultados de la inversión sísmica, para las dos líneas sísmicas, a partir de esto, se escogió un área mas conservadora y un área mas optimista.

Figura 69: Esquema del cálculo final de recursos para la Formación Une en Río Güejar.

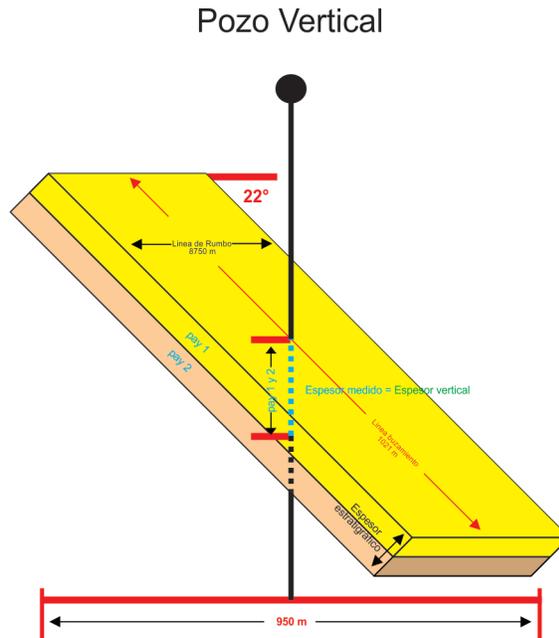
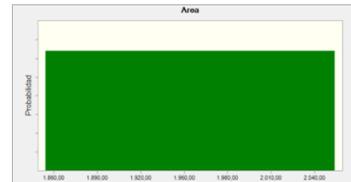


Figura 70: Distribución de valores utilizada para la variable área en la ecuación 5.1.

Uniforme distribución con parámetros:

Mínimo
Máximo

1.854,00
2.054,00



Para el espesor se utilizó una distribución logarítmica normal. Para *pay 1* se utilizó un valor mínimo de $71ft$, un promedio de $144ft$, y una desviación estándar de $63,7ft$, como lo muestra la figura 71. Para *pay 2* se utilizó un valor mínimo de $33ft$, un promedio de $108,6ft$, y una desviación estándar de $65,7ft$, como lo muestra la figura 72.

Figura 71: Distribución de valores utilizada para la variable espesor de la zona *pay 1* en la ecuación 5.1.

Logarítmico normal distribución con parámetros:
 Ubicación 71,00
 Media 144,00
 Desv est 63,70

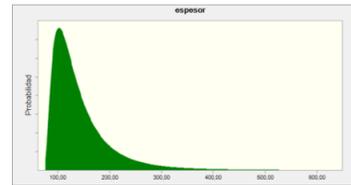
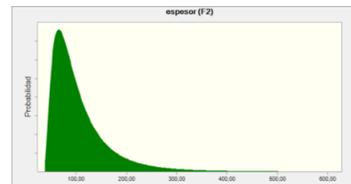


Figura 72: Distribución de valores utilizada para la variable espesor de la zona *pay 2* en la ecuación 5.1.

Logarítmico normal distribución con parámetros:
 Ubicación 33,00
 Media 108,60
 Desv est 65,70



Para la porosidad se utilizó una distribución logarítmica normal. Para la porosidad de la zona de *pay 1* se utilizó un valor mínimo de $0,19frac$, un promedio de $0,20frac$, y una desviación estándar de $0,01frac$, como lo muestra la figura 73. Para la porosidad de la zona de *pay 2* se utilizó un valor mínimo de $0,18frac$, un promedio de $0,183frac$, y una desviación estándar de $0,01frac$, como lo muestra la figura 74.

Figura 73: Distribución de valores utilizada para la variable porosidad de la zona *pay 1* en la ecuación 5.1.

Logarítmico normal distribución con parámetros:
 Ubicación 0,19
 Media 0,20
 Desv est 0,01

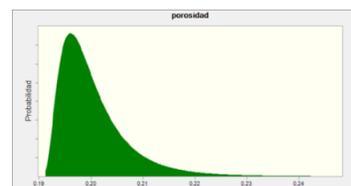
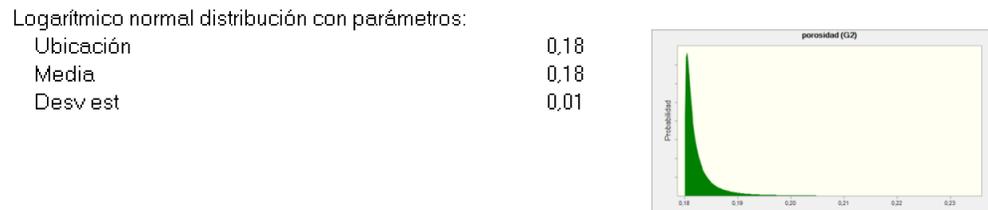


Figura 74: Distribución de valores utilizada para la variable porosidad de la zona *pay 2* en la ecuación 5.1.



Para la saturación de agua (S_w) se utilizó una distribución logarítmica normal. Para la S_w de la zona de *pay 1*, se utilizó un valor mínimo de $0,38frac$, un promedio de $0,42frac$, y una desviación estándar de $0,02frac$, como lo muestra la figura 75. Para la S_w de la zona de *pay 2*, se utilizó un valor mínimo de $0,6frac$, un promedio de $0,66frac$, y una desviación estándar de $0,04frac$, como lo muestra la figura 76.

Figura 75: Distribución de valores utilizada para la variable S_w de la zona *pay 1* en la ecuación 5.1.

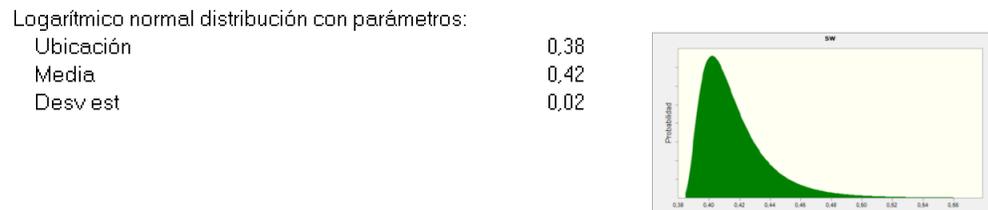
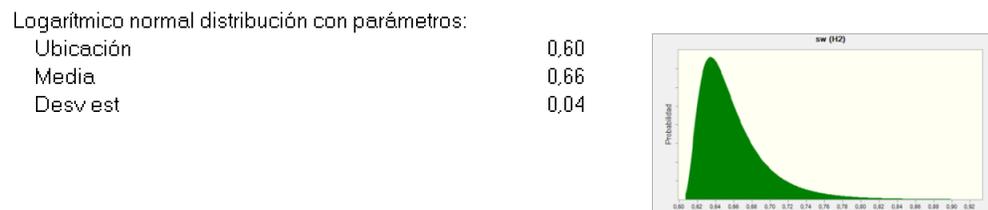
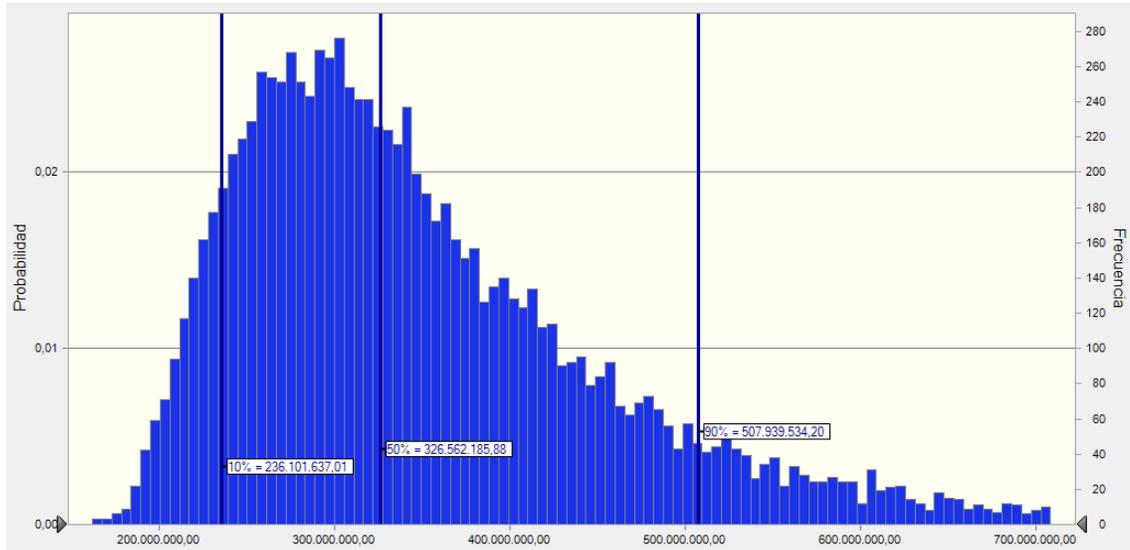


Figura 76: Distribución de valores utilizada para la variable S_w de la zona *pay 2* en la ecuación 5.1.



El cálculo final de recursos, se presenta gráficamente en la figura 77 y en él se muestran los percentiles 10 50 y 90. El percentil indica que hay un una probabilidad del número que indique el percentil, de encontrar menos petróleo que el indicado en este percentil. En el caso de este trabajo el percentil 50 ($P50$) se considera como una buena estimación de recursos en el yacimiento y es de 326.5 millones de barriles de petróleo. En la tabla 9 se muestran los valores de todos los percentiles.

Figura 77: Cálculo probabilístico de recursos para Río Güejar.



Cuadro 9: Cálculo final de recursos en percentiles de probabilidad.

Percentiles	Valores de previsión millones de barriles
10%	236,1
20%	261,15
30%	282,74
40%	303,77
50%	326,56
60%	351,61
70%	386,19
80%	429,96
90%	507,94

CONCLUSIONES

- El área con mejores probabilidades de tener altas saturaciones de bitumen se encuentra hacia la zona sur de la estructura y tiene entre 2054 acres a 1854 acres en superficie. El espesor vertical en *true vertical depth* (TVD) de la zona con bitumen se dividió en dos: 1. Una zona llamada *pay 2*, dónde la roca presenta bajo contenido de matriz arcillosa con algunas pocas intercalaciones de zonas con alto contenido de matriz arcillosa y por esto presenta mayor contenido de bitumen y 2. Una zona llamada *pay 1*, dónde la roca presenta intercalaciones continuas de zonas con alto contenido de matriz arcillosa, y bajo contenido de matriz arcillosa y por ende presenta menores contenidos de bitumen. Pero de igual forma importantes. El espesor promedio de la zona *pay 2* es de 108,6ft y el espesor promedio de la zona *pay 1* es de 144ft. El cálculo de recursos final para el yacimiento de Río Güejar en su P50 de 326,56 millones de barriles de petróleo.
- El procedimiento propuesto a partir de esta investigación para utilizar el registro sísmico en la delimitación de las zonas *pay* en el yacimiento es:
 1. Generar un modelo petrofísico convencional para cada pozo con los parámetros más ajustados al yacimiento.
 2. Calcular un registro de impedancia acústica para cada pozo a partir de la multiplicación del registro sísmico con el registro de densidad.
 3. Generar un registro de zonas *pay* con el siguiente parámetro: Donde la impedancia acústica sea menor a $(19000ftgr/scm^3)$ y el valor del VCLAY-FINAL se menor a 0,3 asignar un valor de 1 donde no asignar un valor de 0.
 4. Cambiar los valores de la curva de zonas *pay* generada a partir del modelo petrofísico convencional de la siguiente manera: los valores 1 volverlos 2.
 5. Combinar las curvas de zonas *pay* a partir del modelo convencional y a partir del modelo de impedancia acústica de la siguiente manera: si el valor de la curva de *pay* a partir del modelo convencional es 2 deje 2 y si es 0 deje el valor de la curva de *pay* generada a partir del modelo de impedancia acústica.

La curva de *pay* final muestra las zonas con un contenido de bitumen mayor con un valor de 2, las zonas con contenidos de bitumen menores pero importantes con un valor de 1, y las zonas con muy bajo a nulo contenido de bitumen con un valor de 0. Es importante tener en cuenta que este procedimiento funciona solo para las zonas donde la Formación Une se encuentra a una profundidad de enterramiento menor a 1500ft, a profundidades mayores la compactación de la roca hace que la respuesta del registro sísmico no muestre diferencias entre las zonas con bitumen y las zonas sin bitumen.

- En el caso del Río Güejar, es posible diferenciar las zonas con abundante bitumen de aquellas con poco o nulo contenido. Esta discriminación se logra gracias al hecho físico de la disminución de la velocidad de propagación del sonido en la roca cuando el espacio poroso de esta se encuentra saturado de una cantidad de bitumen importante. A partir del análisis petrofísico

se determinó que las areniscas de la Formación Une en Río Güejar con impedancias acústicas menores a $(19000 \text{ftgr}/\text{scm}^3)$ presentan contenidos de bitumen importantes, mientras que las rocas con impedancias acústicas mayores a este valor presentan contenidos de bitumen muy bajos o nulos. Esto, se aplica para profundidades de enterramiento de la roca menores a 1500ft , ya que a mayor profundidad, aumenta la compactación, esto genera a su vez el aumento en la velocidad de propagación del sonido en la roca, y no permite distinguir entre rocas saturadas con bitumen y rocas no saturadas.

- La extensión del yacimiento de Río Güejar en superficie es de $8,75 \text{Km}$ a lo largo de la línea 1 (línea de rumbo) y de $0,95 \text{Km}$ a lo largo de la línea 2 (línea de buzamiento). Esto, a partir de la distribución de impedancias acústicas. Con estos valores utilizados para formar un rectángulo en superficie, el área total con mejores probabilidades de presentar alta saturación de bitumen en Río Güejar es de 2054acres . Para los cálculos probabilísticos se utilizó una distribución uniforme para esta variable donde: El valor máximo de área fue 2054acres y el valor mínimo de área fue 1854acres . De acuerdo a los resultados de la inversión.
- El espesor promedio obtenido a partir del modelo petrofísico del *pay* 1 en el yacimiento es de 144ft , y el del *pay* 2 es de $108,6 \text{ft}$. Para los cálculos probabilísticos de recursos se utilizó una distribución logarítmica normal para esta variable donde: Para el *pay* 1 el valor mínimo fue 71ft el promedio fue 144ft , y la desviación estándar fue $63,7 \text{ft}$. Para el *pay* 2 el valor mínimo fue 33ft el promedio fue $108,6 \text{ft}$ y la desviación estándar fue $65,7 \text{ft}$. De acuerdo a los resultados del modelo petrofísico.
- La zona con mayor contenido de bitumen para la Formación Une en Río Güejar se encuentra hacia el sur, donde se encuentran los pozos **CPO16 EST-6, CPO16 EST-7, CPO16 EST-8, CPO16 EST-2 y SA-16**. La distribución de las impedancias acústicas mostrando los sitios más probables para presentar buenos contenidos de bitumen en la Formación Une se presenta en esta zona.
- Se proponen las siguientes recomendaciones clave en la aplicación de este método, con el fin de optimizar el cálculo de recursos en arenas bituminosas:
 1. El registro sónico muestra velocidades de propagación del sonido menores cuando se propaga a través de rocas con altos contenidos de bitumen. Esto, funciona para rocas con profundidades de enterramiento menores a 1500ft en el caso de Río Güejar.
 2. la impedancia acústica permite diferenciar entre areniscas con alto contenido de bitumen y areniscas con bajo o nulo contenido de bitumen a nivel de pozo, si se extrapola esta información a la información sísmica mediante inversión sísmica es posible obtener un volumen de roca con alto contenido de bitumen. Esto, funciona para rocas con profundidades de enterramiento menores a 1500ft en Río Güejar.
 3. La respuesta del registro sónico solo logra diferenciar entre rocas saturadas con bitumen y rocas con pobre o nula saturación de bitumen para diferenciar dentro de las rocas saturadas con bitumen (cual tiene mayor cantidad de bitumen y cual menor), es necesario combinar esta respuesta con modelos petrofísicos convencionales.
- Se determinó que el P50 de este cálculo es de 326.56 millones de barriles de petróleo, es decir hay un 50% de probabilidad de encontrar menos de 326.56 millones de barriles de petróleo en este yacimiento. Para realizar el cálculo fue necesario establecer dos zonas de *pay*.
- La predominancia de zonas saturadas o no saturadas con bitumen, en un espesor de aproximadamente 2ft de roca, permitirá ser definida o descartada como una zona de *pay*. Esto es posible al tener en cuenta que la resolución vertical de la herramienta sónico es de 2ft aproximadamente.

Bibliografía

- Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey-part 3: The effects of wettability on the electrical properties of porous media. *Journal of Petroleum Technology*, 38(12):1–371.
- Barclay, F., Bruun, A., Bolding, K., Camara, J., Cooke, A., Cooke, D., Salter, D., Godfrey, R., Lowden, D., McHugo, S., Özdemir, H., Pickering, S., González, F., Herwanger, J., Volterrani, S., Murineddu, A., Rasmussen, A., and Roberts, R. (2008). Inversión sísmica: lectura entre líneas. *Schlumberger, Oilfield Review*, 20(2):44–66.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., and Martínez, J. (2007). Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. *Agencia Nacional de Hidrocarburos*, page 92.
- Bassiouni, Z. (1994). Theory, measurement, and interpretation of well logs. *SPE textbook series*, 4.
- Britton, M. (1987). Problems frequently encountered in evaluating tar sand resources—the south texas san miguel deposit: Section v. exploration histories. *Santa Maria, California*, pages 489–506.
- Caballero, V., Parra, M., and Mora Bohorquez, A. R. (2010). Late eocene-early oligocene initial uplift of the oriental cordillera of colombia: Sedimentary provenance on the nuevo mundo sincline, middle magdalena basin. *Boletín de Geología*, 32(1):45–77.
- Cooper, M., Addison, F., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R., Hayward, A., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., and Peñas, R. (1995). Basin development and tectonic history of the llanos basin, eastern cordillera, and middle magdalena valley, colombia. *AAPG bulletin*, 79(10):1421–1442.
- Cosentino, L. and Sabathier, J.-C. (2001). *Integrated reservoir studies*. Editions Technip.
- Demirmen, F. (2007). Reserves estimation: the challenge for the industry. *Journal of Petroleum Technology*, 59(05):80–89.
- Ellis, D. V. and Singer, J. M. (2007). *Well logging for earth scientists*, volume 2. Springer.
- Fertl, W. H. and Chilingarian, G. V. (1978). Formation evaluation of tar sands using geophysical well-logging techniques. *Developments in Petroleum Science*, 7:259–276.
- Folk, R. L. (1980). *Petrology of sedimentary rocks*. Hemphill Publishing Company.
- Hampson, D. and Galbraith, M. (1981). Wavelet extraction by sonic log correlation. In *GEOPHYSICS*, pages 1341–1360. SOC EXPLORATION GEOPHYSICISTS 8801 S YALE ST, TULSA, OK 74137.
- Hewitt, P. G. (2002). *Conceptual physics*. Pearson Educación.
- Lindseth, R. O. (1979). Synthetic sonic logs—a process for stratigraphic interpretation. *Geophysics*, 44(1):3–26.

- Mora, A., Parra, M., Strecker, M. R., Sobel, E. R., Zeilinger, G., Jaramillo, C., Da Silva, S. F., and Blanco, M. (2010). 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*, 122(11-12):1846–1864.
- Niu, Y., Kantzas, A., and Bryan, J. (2008). Determining bitumen, water and solids in oil sands ore by using low-field nmr. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 47(7):40–47.
- Parra, M., Mora, A., Jaramillo, C., Strecker, M. R., Sobel, E. R., Quiroz, L., Rueda, M., and Torres, V. (2009). 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*, 121(5-6):780–800.
- Parra, M., Mora, A., Jaramillo, C., Torres, V., Zeilinger, G., and Strecker, M. (2010). Tectonic controls on cenozoic foreland basin development in the north-eastern andes, Colombia. *Basin Research*, 22(6):874–903.
- Perez, H., Santos, C., Diaz, C., and Carreño, Y. (2013). Modelamiento petrofísico del Área río Güejar, Colombia. Technical Report 009, UP Consultorias.
- Pickett, G. (1973). Pattern recognition as a means of formation evaluation. *The Log Analyst*, 14(04).
- Ruiz, C. (2007). 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. PDVSA.
- Sah, R., Chase, A., and Wells, L. (1974). Evaluation of the Alberta tar sands. *Society of Petroleum Engineers*.
- Savic, M., VerWest, B., Masters, R., Sena, A., and Gingrich, D. (2000). Elastic impedance inversion in practice. In *2000 SEG Annual Meeting*. Society of Exploration Geophysicists.
- Schlumberger (1991). Log interpretation charts. *Schlumberger Educational Services*. Houston, Texas, USA, 17] pp.
- Serra, O., Westaway, P., and Abbott, H. (1984). *Fundamentals of well-log interpretation*, volume 1. Elsevier Amsterdam.
- Serway, R. A., Jewett, J., and Olguín, V. (2009). *Física para ciencias e ingeniería*, volume 1-2. Cengage learning, 7 edition.
- Smith, T. M., Sondergeld, C. H., and Rai, C. S. (2003). Gassmann fluid substitutions: A tutorial. *Geophysics*, 68(2):430–440.
- Torres, C. (2012). Integrated geological-petrophysical interpretation of well logs. *Lecture Notes for Fundamentals of Well Logging*, The University of Texas at Austin, Unpublished.
- Walden, A. T. and White, R. E. (1998). Seismic wavelet estimation: a frequency domain solution to a geophysical noisy input-output problem. *Geoscience and Remote Sensing, IEEE Transactions on*, 36(1):287–297.
- Yilmaz, O. (2001). *Seismic data analysis*, volume 1-2. Society of Exploration Geophysicists Tulsa.

ANEXOS

- **Anexo A:** Parámetros utilizados para calcular el volumen de arcilla a partir de las herramientas de GR, y la combinación Neutrón-Densidad.
- **Anexo B:** Modelo petrofísico para cada pozo presentado gráficamente delimitando la zona de *pay* a partir del modelo de S_w .
- **Anexo C:** Modelo petrofísico para cada pozo presentado gráficamente delimitando la zona de *pay* a partir del modelo de *VELP*.
- **Anexo D:** Modelo petrofísico para cada pozo presentado gráficamente delimitando la zona de *pay* a partir del modelo de *RHOV*.
- **Anexo E:** Correlación comparando el modelo de S_w con la impregnación visual en los núcleos.
- **Anexo F:** Correlación comparando el modelo de *VELP* con la impregnación visual en los núcleos.
- **Anexo G:** Correlación comparando el modelo de *RHOV* con la impregnación visual en los núcleos.
- **Anexo H:** Modelo petrofísico final para cada pozo presentado gráficamente delimitando la zona de *pay* a partir de los modelos de S_w , *VELP*, *RHOV*.