

**AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS**

**CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**Integración Geológica de la Digitalización  
y Análisis de Núcleos**

**Pozo: Infantas-1613,**

**Evaluación Petrofísica *ShaleXpert***

**Pozos: Catalina-1 y Cocuyo-1**

**Diciembre de 2012**

**TABLA DE CONTENIDO**

<b>RESUMEN</b> .....	<b>6</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>8</b>
1.1. Objetivo General. ....	8
1.2. Objetivo Específico. ....	8
1.3. Alcance, información utilizada, equipo de trabajo y metodología. ....	8
1.4. Alcance del proyecto de digitalización.....	8
1.4.1. Fase 1. Preservación digital y caracterización de facies deposicionales de núcleos.....	8
1.4.2. Fase 2. Análisis de porosidad y permeabilidad para determinar la calidad del reservorio. ....	9
1.5. Alcance del proyecto hacia no convencionales. ....	10
1.6. Objetivos y alcance del proyecto de integración geológica. ....	10
1.7. Información utilizada. ....	10
1.8. Equipo de trabajo.....	10
1.9. Tiempo de ejecución del proyecto.....	11
1.10. Metodología general de selección de cuencas, unidades estratigráficas, pozos e integración de resultados.....	11
1.11. Metodología aplicada por INGRAIN.....	12
<b>2. GENERALIDADES SOBRE RECURSOS DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES</b> .....	<b>21</b>
<b>3. INTEGRACIÓN GEOLÓGICA</b> .....	<b>25</b>
3.1. Localización del Área de Estudio .....	25
3.1.1. Estratigrafía local de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en el pozo infantas-1613. ....	34
3.1.2. Metodología.....	34
3.1.3. Interpretación .....	35
3.1.4. Caracterización Litoestratigráfica.....	36
3.1.5. Correlación Estratigráfica. ....	41
3.2. Integración Estratigrafía-Fase I INGRAIN. ....	44
3.3. Evaluación Petrofísica Pozo Infantas-1613.....	48
3.3.1. Propiedades básicas. ....	51
3.3.2. Análisis de TOC.....	52
3.4. Análisis Determinístico (DEVA).....	56
3.5. Resultados del análisis petrofísico. ....	60
3.6. Documentación de la Roca Generadora .....	63

<b>4. INTEGRACIÓN DE RESULTADOS Y SELECCIÓN DE INTERVALOS COMO YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....</b>	<b>67</b>
<b>5. Evaluación petrofísica shalexpert pozos Catalina-1 y COCUYO-1 .....</b>	<b>69</b>
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>78</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>81</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>82</b>

### LISTADO DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Esquema del flujo de trabajo usado por INGRAIN en la digitalización de los núcleos de la Litoteca Nacional “Bernardo Taborda” .....	13
<b>Figura 2.</b> Izquierda: uno de los tomógrafos usados en el proyecto. Derecha: secciones de núcleos a ser digitalizados. ....	14
<b>Figura 3.</b> Ejemplo de 3 pies de núcleo digitalizado, preservado en manga de aluminio. ....	15
<b>Figura 4.</b> Registros continuos de alta resolución de RHOB y PEF, a lo largo del núcleo. Nota: $Z_{eff} = 10 * (PEF)^{1/3.6}$ . ....	16
<b>Figura 5.</b> Gráfica de los datos de PEF vs. RHOB. Cada color representa una Facies CoreHD. ....	17
<b>Figura 6.</b> (a) Imagen <i>micro-CT</i> de una muestra extraída del núcleo. (b) Imagen <i>SEM</i> de la superficie pulida (área seleccionada corresponde al cuadrado rojo en la imagen. (c) Ejemplo de una de las 10 imágenes obtenidas sobre la sección pulida. ....	19
<b>Figura 7.</b> Ejemplo de una roca tridimensional <i>vRock®</i> . En la izquierda se puede ver la superficie externa de la muestra. A la derecha la roca segmentada. En azul la porosidad conectada, en rojo la porosidad no conectada y en verde la materia orgánica. ....	20
<b>Figura 8.</b> Rango de permeabilidades de yacimientos convencionales y no convencionales (adaptado de Halliburton, 2010). ....	23
<b>Figura 9.</b> Variables mineralógicas clave en la fragilidad de la roca (adaptado de Halliburton, 2010). ....	24
<b>Figura 10.</b> Parámetros físicos que definen la viabilidad económica de una acumulación de hidrocarburos asociada a lutitas (adaptado de Halliburton, 2010). ....	24
<b>Figura 11.</b> Cuenca Valle Medio del Magdalena, y localización del pozo Infantas-1613. ....	26
<b>Figura 12.</b> Columna estratigráfica generalizada, cuenca Valle Medio del Magdalena (tomada de ANH, 2012). ....	29
<b>Figura 13.</b> Transecta que muestra la posición estructural del pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena. ....	32

<b>Figura 14.</b>	Proyección del pozo Infantas-1613 sobre la línea sísmica DM-1987-1510, cuenca Valle Medio del Magdalena. ....	33
<b>Figura 15.</b>	Núcleos tomados en el pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena... ..	36
<b>Figura 16.</b>	Descripción litológica en núcleos del pozo Infantas-1613 (primer hueco), cuenca Valle Medio del Magdalena. ....	38
<b>Figura 17.</b>	Descripción litológica en núcleos del pozo Infantas-1613 [pozo desviado (sidetrack)], cuenca Valle Medio del Magdalena.....	39
<b>Figura 18.</b>	Sección estratigráfica entre los pozos Infantas-1613 y Llanito-1, cuenca Valle Medio del Magdalena. ....	43
<b>Figura 19.</b>	Integración estratigrafía – INGRAIN. Contactos discordantes, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	45
<b>Figura 20.</b>	Integración estratigrafía – INGRAIN, formaciones Paja, Simití y Tablazo, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	46
<b>Figura 21.</b>	Integración estratigrafía – INGRAIN, Formación La Luna, pozo Infantas-1613, Valle Medio del Magdalena. ....	47
<b>Figura 22.</b>	Información disponible, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena. . . . .	48
<b>Figura 23.</b>	Flujo de trabajo <i>ShaleXpert</i> .....	50
<b>Figura 24.</b>	Módulo de <i>Pre-interpretation</i> .....	51
<b>Figura 25.</b>	Identificación de materia orgánica, Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	52
<b>Figura 26.</b>	Mapa de madurez termal para la Formación La Luna, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	53
<b>Figura 27.</b>	Ajuste de línea base de lutitas no orgánicas con la línea <i>Delta Log R = 0</i> , en el gráfico NPHI vs. Rt, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena. ....	54
<b>Figura 28.</b>	Resultados del cálculo integrado del TOC y kerógeno, mediante el método Passey, con los datos de corazones obtenidos por INGRAIN, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	55
<b>Figura 29.</b>	Gráfico de Pickett, para estimar Rw en la zona de agua del Miembro Galembo, Formación La Luna, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	57
<b>Figura 30.</b>	Valores de permeabilidad horizontal 3D medidos en corazones del pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	58
<b>Figura 31.</b>	Interpretación petrofísica <i>ShaleXpert</i> , pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	59
<b>Figura 32.</b>	Interpretación en el Miembro Galembo, Formación La Luna, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	60

<b>Figura 33.</b>	Interpretación en el Miembro Salada, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	61
<b>Figura 34.</b>	Interpretación en la Formación Tablazo, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	62
<b>Figura 35.</b>	Interpretación en la Formación Rosablanca, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	63
<b>Figura 36.</b>	Mapa de isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% TOC), Formación La Luna, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	65
<b>Figura 37.</b>	Mapa de isovalores promedios de reflectancia de vitrinita (% Ro), Formación La Luna, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	66
<b>Figura 38.</b>	Perfil integrado de petrofísica a partir de la herramienta ShaleXpert, con resultados de análisis de las fases I,II y III de INGRAIN.....	68
.	.....	68
<b>Figura 39.</b>	Mapa de localización de pozos con evaluación petrofísica <i>ShaleXpert</i> , cuenca Valle Medio del Magdalena.....	71
<b>Figura 40.</b>	Mapa de tendencias de isovalores promedios de %TOC, Formación La Luna, cuenca cuenca Valle Medio del Magdalena.....	72
<b>Figura 41.</b>	Mapa de tendencias de madurez y posible tipo de fluido relacionado, Formación La Luna, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	73
<b>Figura 42.</b>	Evaluación <i>shalexpert</i> , Formación La Luna (Miembro Galembó), pozo Cocuyo-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	74
<b>Figura 43.</b>	Evaluación <i>shalexpert</i> , Formación La Luna (Miembro Salada), pozo Cocuyo-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	75
<b>Figura 44.</b>	Evaluación <i>shalexpert</i> , pozo Catalina-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	76
<b>Figura 45.</b>	Evaluación <i>shalexpert</i> , pozo Catalina-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	77

### LISTADO DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b>	Resumen de propiedades petrofísicas, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	60
<b>Tabla 2.</b>	Lista de pozos escaneados, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	69
<b>Tabla 3.</b>	Información disponible para evaluación petrofísica <i>shaleXpert</i> de pozos escaneados, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	70

## RESUMEN

El presente es un informe de la integración geológica del pozo del pozo Infantas-1613, escaneado en desarrollo del proyecto de digitalización y análisis de núcleos, llevados a cabo por INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc., para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), como método de preservación y medición no destructiva de corazones de pozos de cuencas colombianas, almacenados en la Litoteca Nacional Bernardo Taborda, localizada en Piedecuesta, Santander. La presente integración fue realizada por Halliburton, a través de un contrato de consultoría firmado con INGRAIN.

La integración geológica incluye la interpretación estructural, estratigráfica, evaluación petrofísica, la documentación geoquímica de la roca generadora, y los resultados de los análisis de las fases 1, 2 y 3 ejecutados por INGRAIN.

Dentro de este proyecto de digitalización, contratado por la ANH, además de tener como objetivo la preservación de los corazones, en este medio, un primer alcance es la evaluación de la prospectividad, que puedan poseer las unidades estratigráficas escaneadas y analizadas en cuanto a yacimientos de hidrocarburos no convencionales asociados a lutitas o roca generadora.

La documentación de la roca generadora de hidrocarburos, para la cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) permite identificar como principal roca fuente, la Formación La Luna y en segundo lugar, el intervalo correspondiente a las formaciones Tablazo – Paja, de la secuencia cretácica. Los isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% TOC), de la Formación La Luna, en el pozo Infantas-1613, corresponden a valores muy buenos (2 - 4 % TOC). La Formación La Luna, en el pozo Infantas-1613, se localiza en un área de valores muy buenos (2 - 4 % TOC). La información disponible, respecto al tipo de materia orgánica, presenta un predominio de kerógeno tipo II, potencial generador de aceite, principalmente. En cuanto a madurez de la Formación La Luna, los isovalores promedios de reflectancia de vitrinita (% Ro) en este pozo corresponden a ventana de aceite. La extrapolación de estos valores de madurez a la Formación Tablazo, la ubica en la ventana de generación de aceite y condensado.

La evaluación estratigráfica del pozo Infantas-1613 se realizó con la finalidad de ubicar en un contexto geológico regional las características interpretadas en las secciones de núcleos analizadas por INGRAIN. El análisis se centró principalmente en la secuencia comprendida entre las formaciones Rosablanca y La Luna. La sección cretácica conforma una secuencia estratigráfica que estuvo sometida a procesos tectónicos que afectaron en gran parte los espesores, principalmente por procesos de erosión y/o no sedimentación. Los resultados de la

fase I, generados por INGRAIN, permitieron ajustar los topes de las unidades, ambientes y composición de las unidades atravesadas en la cuenca. Los generados en las fases II y III, integrados a la evaluación petrofísica, permitieron realizar una selección preliminar de los intervalos prospectivos como yacimientos no convencionales.

La evaluación petrofísica del pozo Infantas-1613, permite postular tres intervalos de posible potencial de acumulaciones no convencionales de hidrocarburos asociados a roca generadora: uno en el Miembro Salada (Formación La Luna) de 150 pies de espesor; dos en la Formación Tablazo: uno de 80 pies, hacia el tope de la unidad, y otro lutítico hacia la base, de 510 pies, del que se desconocen sus propiedades mecánicas y fragilidad.

En sector del pozo Infantas-1613, el basculamiento del bloque occidental, donde se ubica este pozo, permitió la preservación de las rocas generadoras, incluyendo la Formación La Luna, dentro de una franja que se extiende hacia el Norte, donde podría haber un potencial de acumulaciones de hidrocarburos asociados a estas rocas.

Se incluye también, en el presente informe, la evaluación *shalexpert* realizada para los pozos Catalina-1 y Cocuyo-1.

## 1. INTRODUCCIÓN

El presente es un informe de avance de la integración geológica prevista para la cuenca Valle Medio del Magdalena, que se hace, en particular, para el pozo Infantas-1613, escaneado en desarrollo del proyecto de digitalización y análisis de núcleos, llevados a cabo por INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc., para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), como método de preservación y medición no destructiva de corazones de pozos de cuencas colombianas, almacenados en la Litoteca Nacional Bernardo Taborda, localizada en Piedecuesta, Santander. La presente integración fue realizada por Halliburton, a través de un contrato de consultoría firmado con INGRAIN.

### 1.1. Objetivo General.

- Digitalización de corazones como método de preservación y medición no destructiva.

### 1.2. Objetivo Específico.

- Integración geológica de la evaluación petrofísica y de resultados de los análisis realizados, por INGRAIN, a muestras de corazón del pozo Infantas-1613, y la *evaluación shalexpert* de los pozos Catalina-1 y Cocuyo-1.

### 1.3. Alcance, información utilizada, equipo de trabajo y metodología.

El alcance, tipo de información, equipo de trabajo y metodología, aplicados o utilizados por Halliburton e INGRAIN para este pozo, se enmarcan dentro de los expuestos en los informes de integración geológica de las cuencas Llanos Orientales y Catatumbo, de las cuales se hace entrega de los informes integrados a la ANH.

### 1.4. Alcance del proyecto de digitalización

Dicho contrato comprendió el siguiente alcance, a ser realizado por parte de INGRAIN INC. Y CARL ZEISS LLC:

#### 1.4.1. Fase 1. Preservación digital y caracterización de facies deposicionales de núcleos.

- Definición de núcleos a digitalizar con base en la priorización de unidades estratigráficas, revisión del estado físico de los núcleos y evaluación de la pertinencia de la digitalización, recopilación de la información bibliográfica relacionada, tal como informes de perforación

y registros tomados en pozo, para su posterior integración en la base de datos con la información adquirida durante la ejecución del proyecto.

- Escaneo de alta resolución con información de dos niveles de energía que en conjunto diferencian densidades absolutas y número atómico en un rango de 1500 tomografías computarizadas por cada metro lineal, seguido de cálculos de densidad total y número atómico efectivo, que permitiera la visualización tridimensional de las heterogeneidades internas, laminaciones, estructuras y fracturamiento en el núcleo de roca y que a su vez permitiera determinar porosidad, litología, facies y secuencias deposicionales; además de la localización de los puntos de muestreo a realizar en la segunda fase.
- Digitalización detallada de los núcleos de roca, para la adquisición de imágenes tridimensionales de la matriz y los poros en el núcleo de roca, para lo cual se requiere que estos equipos deben operar con una resolución de 5 - 10 nanómetros/voxel, para imágenes tridimensionales y con capacidad de simultáneamente adquirir información de emisiones secundarias de electrones y complementar la medida de superficie del núcleo generando datos adicionales como la estructura, textura y forma de volúmenes digitales tridimensionales.

Para esta actividad INGRAIN firmó, adicionalmente, con Halliburton un contrato de soporte técnico para asesoría en la selección de las cuencas, pozos e intervalos a ser escaneados, en el proceso de digitalización e integración de los resultados de análisis en el contexto de las cuencas seleccionadas, de acuerdo con los objetivos establecidos por la ANH.

#### **1.4.2. Fase 2. Análisis de porosidad y permeabilidad para determinar la calidad del reservorio.**

- Digitalización y muestreo en la zona de interés, análisis 2D para proveer datos de porosidad y fracción de volumen de materia orgánica, porcentaje original de materia orgánica convertida, distribución de tamaño de poros, clasificación de poros y materia orgánica, y determinación de muestras representativas para análisis 3D.
- Análisis de mineralogía cuantitativa que permita determinar los porcentajes de minerales presentes en la roca.
- Análisis 3D que permita visualizar la matriz y los poros en la roca a escala nanométrica, con el fin de determinar la relación entre porosidad y permeabilidad, que permita caracterizar la calidad del reservorio.

### 1.5. Alcance del proyecto hacia no convencionales.

En esta primera etapa de ejecución del proyecto, la digitación y análisis, por decisión de la ANH, estuvo enfocado en la evaluación del potencial de unidades y cuencas de interés hacia yacimientos de hidrocarburos no convencionales relacionados con lutitas, por lo que la prioridad en cuanto a la digitalización de corazones, estuvo centrada en aquellas unidades con potencial generador y madurez, desde el punto de vista geoquímico, buscando intervalos arcillosos para cumplir con este alcance.

### 1.6. Objetivos y alcance del proyecto de integración geológica.

El objetivo de la integración geológica fue colocar en el contexto de la cuenca, los resultados de los análisis planeados, dentro de los objetivos y alcances del proyecto, a ser realizados por INGRAIN, junto con la evaluación estratigráfica, petrofísica, estructural y geoquímica, adelantada por Halliburton, con el objetivo de evaluar la prospectividad en cuanto a yacimientos de hidrocarburos no convencionales asociados a roca generadora (lutitas). Para la parte de integración geológica INGRAIN firmó un contrato de consultoría con Halliburton, el cual incluyó igualmente, la asesoría en la selección de cuencas, unidades estratigráficas y pozos con corazones para ser escaneados, de acuerdo con los objetivos establecidos por la ANH.

### 1.7. Información utilizada.

La información básica utilizada, además de los resultados de los análisis realizados por INGRAIN a las muestras de los corazones, fue la proporcionada por la ANH, representada por información de pozos (informes, registros e imágenes) y líneas sísmicas (archivos *Seg – Y*, UKOAS e imágenes), disponible en la base de datos *EPIS* (Exploration & Production Information Service) de la ANH.

### 1.8. Equipo de trabajo.

Por parte de la ANH, el proyecto estuvo liderado por la geóloga María Rosa Cerón, quien a su vez recibió el soporte de Johon Albert Restrepo en la litoteca Nacional Bernardo Taborda, localizada en el municipio de Piedecuesta, Santander.

Para la integración geológica, Halliburton conformó un equipo multidisciplinario, compuesto por los siguientes profesionales:

1. Clara Guevara y César Lugo: estratígrafos.
2. James Bray, Maciej Kozłowski y José Leal: petrofísicos.
3. Helen Pince: soporte en normalización de curvas .LAS
4. Alfredo Hosie: integrador de la evaluación petrofísica
5. Mario Augusto Moreno: soporte en Geoquímica, cartografía y aplicación *TechLog*.
6. Tito Hernández: interpretación sísmica.
7. Catalina Berrera: carga de información y soporte en organización de la misma.
8. Andrea Liliana Guzmán: soporte en edición de informe.
9. Fabio Córdoba: líder técnico del proyecto.

Adicionalmente, los profesionales Ányela Morcote Ríos, Elizabeth Díaz y Joel Walls, quienes interactuaron técnicamente con el equipo de Halliburton desde las oficinas de INGRAIN en Houston o en reuniones de trabajo en Bogotá.

#### **1.9. Tiempo de ejecución del proyecto.**

El tiempo para la ejecución del proyecto comprendió el periodo entre el 10 de agosto al 31 de diciembre de 2012.

#### **1.10. Metodología general de selección de cuencas, unidades estratigráficas, pozos e integración de resultados**

Las siguientes fueron las actividades realizadas y la metodología general aplicada:

- Selección de cuencas, unidades estratigráficas y pozos para lo cual se realizó una reunión de trabajo, presidida por los geólogos de la ANH María Rosa Cerón y John Albert Restrepo, con la participación por parte de INGRAIN del geólogo Gustavo Carpio y de los geólogos asesores de Halliburton Tito Hernández y Fabio Córdoba. Posteriormente, en desarrollo del escaneo, hubo refinamiento y se priorizaron pozos, en dependencia del acceso a los corazones en la litoteca, presencia de niveles lutíticos en unidades de interés y mapas geoquímicos.
- Selección de líneas sísmicas que cruzan por los pozos seleccionados o aledaños a ellos.
- Solicitud por parte de Halliburton a la ANH de información (informes técnicos, registros e imágenes) de los pozos seleccionados e información sísmica (archivos Seg – Y, UKOOAS e imágenes), lo mismo que registros de velocidad (checkshots).
- Organización de carpetas con la información recibida (sísmica y pozos).

- Carga de información sísmica.
- Normalización de curvas. *LAS*, para interpretación petrofísica y montaje de correlaciones estratigráficas.
- Generación de mapas de localización, por cuencas de los pozos escaneados.
- Generación de mapas geoquímicos (% porcentaje promedio de materia orgánica, madurez termal, a partir de datos promedios de reflectancia de vitrinita o de áreas de generación de una unidad de interés por cuenca), tomando como base informes o datos disponibles.
- Documentación de sistema petrolífero y roca generadora de la cuenca.
- Integración estratigráfica.
- Evaluación petrofísica a partir de la herramienta *ShaleXpert* (Halliburton).
- Interpretación sísmica de líneas localizadas geográficamente cerca de los pozos escaneados.
- Integración de resultados (evaluación estratigráfica, petrofísica, estructural y geoquímica y resultados de los análisis realizados por INGRAIN).
- Redacción del informe final de integración.

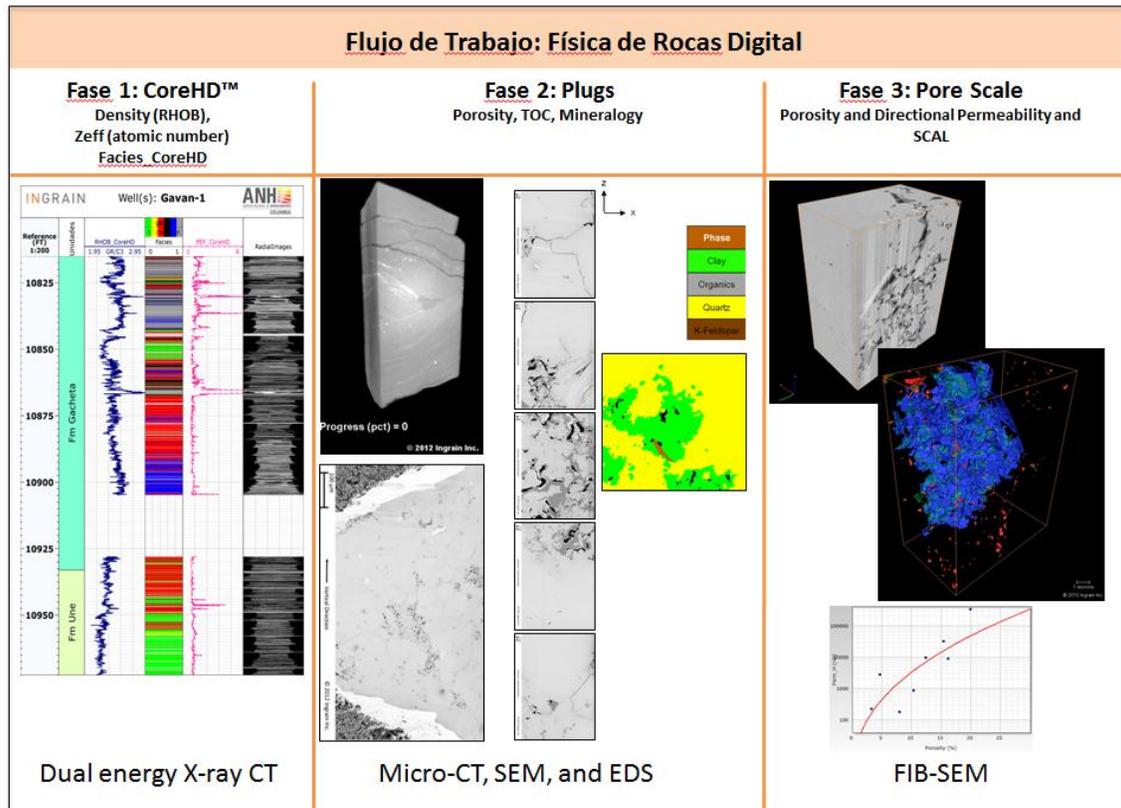
### 1.11. Metodología aplicada por INGRAIN

La tecnología de punta en física de rocas digital, *CoreHD™* de INGRAIN es una plataforma rápida y no destructiva aplicada para la digitalización de alta resolución en los núcleos de la Litoteca Nacional “*Bernardo Taborda*”. La adquisición y procesamiento de los datos se realizó en las instalaciones de INGRAIN - Bucaramanga.

El flujo de trabajo está especialmente diseñado para la caracterización de yacimientos no convencionales. Este flujo consiste de tres etapas o fases de análisis (figura 1).

**Fase 1: CoreHD™**

Durante la Fase 1 del análisis, la ANH proporcionó a INGRAIN secciones de núcleo de diferentes longitudes y diámetros. Cada núcleo fue digitalizado con un tomógrafo de energía dual de rayos-X (figura 2) a una resolución de 625 micras/voxel.



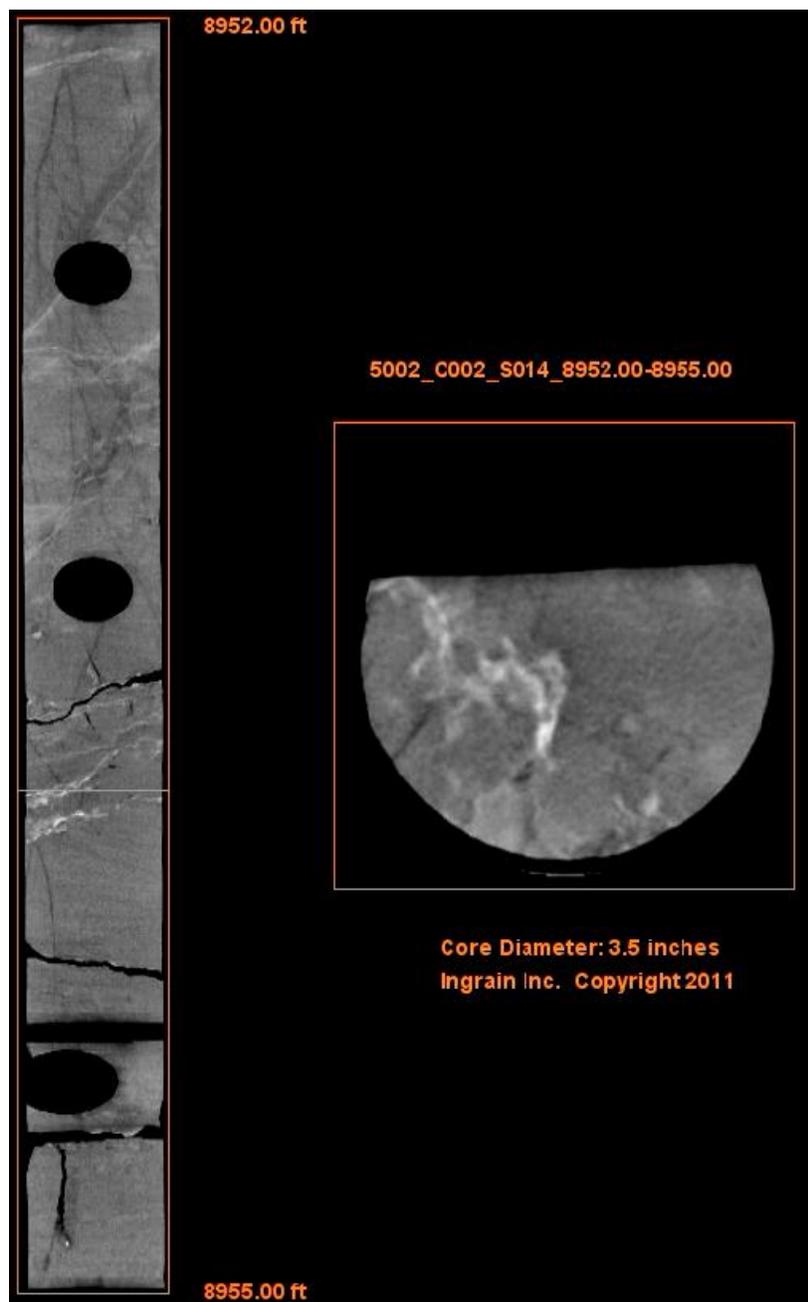
**Figura 1.** Esquema del flujo de trabajo usado por INGRAIN en la digitalización de los núcleos de la Litoteca Nacional “Bernardo Taborda”.



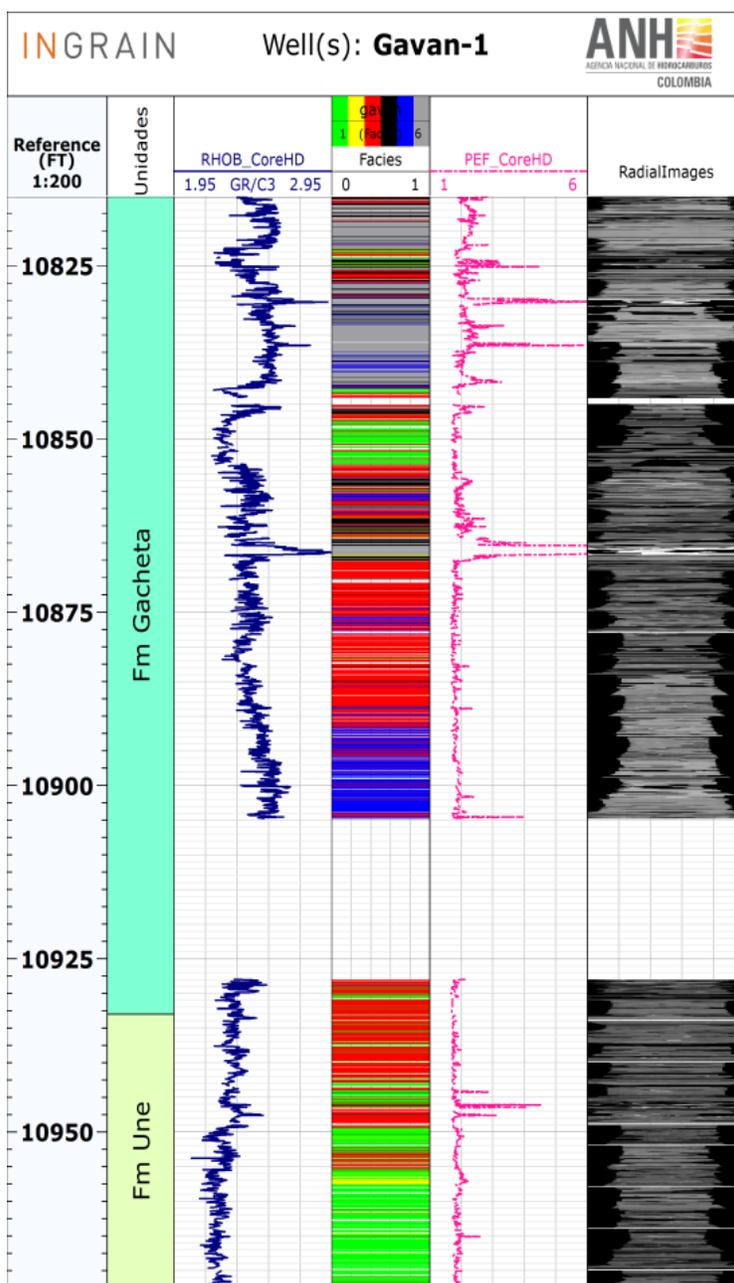
**Figura 2.** Izquierda: uno de los tomógrafos usados en el proyecto. Derecha: secciones de núcleos a ser digitalizados.

La digitalización produjo imágenes tridimensionales y registros continuos de densidad y número atómico. Las imágenes en escala de colores grises, resultan de la atenuación de rayos-x, en respuesta al contraste de densidad y número atómico efectivo de las rocas. En ellas los componentes de la roca de alta densidad (ej.: ricos en hierro) corresponden a tonos de colores muy claros, mientras que los componentes de baja densidad son representados por tonos de colores grises. Además, las imágenes permiten visualizar rasgos tales como la laminación e heterogeneidades internas del núcleo (figura 3).

Junto con las imágenes tridimensionales, INGRAIN produce registros de densidad (RHOB) y número atómico ( $Z_{eff}$ ) a lo largo del núcleo, a alta resolución (figura 4). Estas medidas directas de las propiedades físicas de las rocas son datos numéricos (CoreHD™) de energía dual y son el resultado del procesamiento, usando la tecnología y las metodologías patentadas por INGRAIN. El registro fotoeléctrico (PEF) también fue derivado de acuerdo a la relación:  $Z_{eff} = 10 * (PEF)^{1/3.6}$ .



**Figura 3.** Ejemplo de 3 pies de núcleo digitalizado, preservado en manga de aluminio.



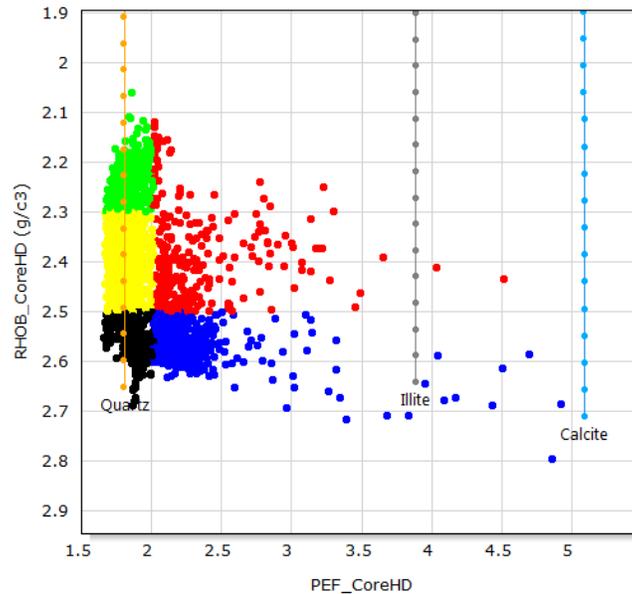
**Figura 4.** Registros continuos de alta resolución de RHOB y PEF, a lo largo del núcleo. Nota:  $Z_{eff} = 10 * (PEF)^{1/3.6}$ .

Una vez se obtienen los registros continuos de *RHOB* y *PEF*, se hace una clasificación de Facies *CoreHD<sup>TM</sup>*. Esta clasificación es un método de análisis cualitativo de los datos *CoreHD<sup>TM</sup>*. Para ello, en la gráfica de *PEF* vs. *RHOB* (figura 5) se establecen valores de corte en los dos ejes, que permiten dividir los datos en cuadrantes. Cada cuadrante representa

diferencias en litología de acuerdo al registro de *PEF* y a cambios en porosidad y/o materia orgánica, de acuerdo con el registro de densidad.

La gráfica muestra además, las propiedades teóricas de los minerales de cuarzo, calcita e illita en estado puro. La variación teórica a lo largo del eje de la densidad es debido a cambios en porosidad. Por ejemplo, el cuarzo con cero de porosidad tiene una densidad de 2.65 gr/cc, al aumentar la porosidad su densidad disminuye. Cada punto en las líneas teóricas de los minerales representa un cambio de 2% en porosidad.

La aplicación de este sistema de clasificación sobre los registros de *RHOB* y *PEF* proporciona una herramienta muy valiosa en términos de definir la calidad del yacimiento de una forma rápida y efectiva.



**Figura 5.** Gráfica de los datos de PEF vs. RHOB. Cada color representa una Facies CoreHD.

Una descripción muy general de las *Facies CoreHD<sup>TM</sup>* para este caso en particular puede ser hecha de la siguiente manera:

	Areniscas cuarzosas con alta porosidad
	Areniscas cuarzosas con porosidad intermedia
	Areniscas cuarzosas con baja porosidad
	Areniscas limolíticas a limolitas con algún contenido de materia orgánica
	Areniscas limolíticas a limolitas con baja porosidad

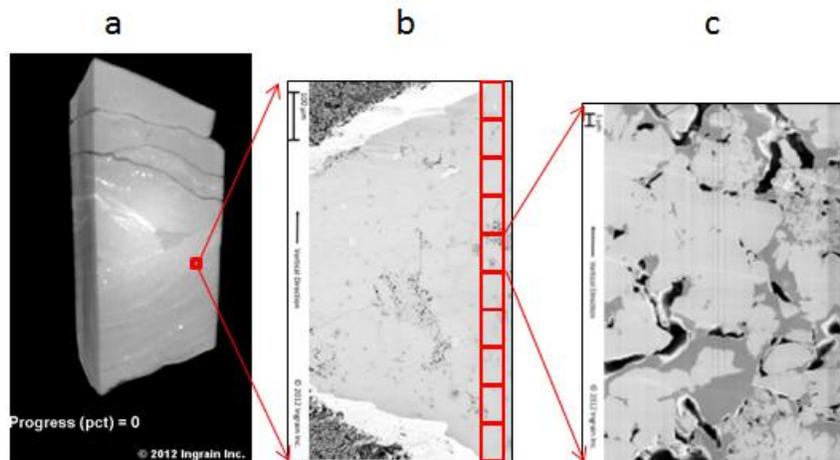
**Fase 2: análisis a la escala de *plug* (taco o tapón)**

En la **Fase 2** del proyecto se seleccionaron muestras a intervalos de 1 - 2 pies, en las zonas con mayor potencial de *shales* con hidrocarburos. Estas muestras corresponden a cubos de 2.5 \* 1.5 \* 1 cm. aproximadamente y fueron extraídos del núcleo en su totalidad por el personal técnico de INGRAIN – Bucaramanga. Posteriormente, estos cubos son digitalizados a una resolución de 40 micras/voxel, lo cual permite caracterizar heterogeneidades y el estado de dichas muestras (figura 6a).

La tomografía computarizada (CT) produce una imagen de colores grises basada en las densidades relativas de los agregados de la roca. Los materiales o minerales de más alta densidad están representados por el color blanco, mientras que los materiales de baja densidad que incluye la materia orgánica y los poros, están representados por colores grises oscuros a negro. La orientación de la laminación se preserva a lo largo de la dirección horizontal durante la extracción de los cubos y se mantiene durante el escaneo. Es así como el eje vertical es perpendicular a las láminas. Basados en estas imágenes de *micro-CT*, se recomendaron áreas de interés para los análisis de *2D-SEM* (Scanning Electron Microscopy).

Los análisis de *2D-SEM* se hicieron con microscopios electrónicos de barrido (SEM), equipados con varios detectores que permitieron obtener imágenes de muy alta resolución: 10 a 15 nanómetros/voxel. Los microscopios electrónicos de barrido de INGRAIN están equipados con varios detectores que permiten obtener imágenes de alta resolución (SE2 = Secondary Electron), al igual que imágenes de composición y topografía de la superficie (ESB = Back scattered Electron).

Un pequeño volumen de roca es removido de la muestra y una de las superficies de esta submuestra es pulida con los sistemas de microscopio electrónico de barrido de INGRAIN; de esta superficie lisa y plana (figura 6b) se obtiene un conjunto de imágenes 2D a lo largo del plano YZ, para cada muestra a una resolución de aproximadamente 10 nanómetros/pixel (figura 6c).



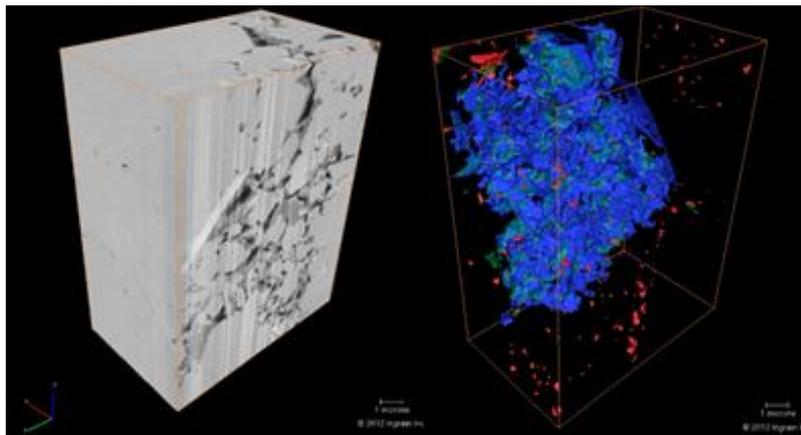
**Figura 6.** (a) Imagen *micro-CT* de una muestra extraída del núcleo. (b) Imagen *SEM* de la superficie pulida (área seleccionada corresponde al cuadrado rojo en la imagen). (c) Ejemplo de una de las 10 imágenes obtenidas sobre la sección pulida.

Estas imágenes son digitalmente analizadas para así cuantificar la cantidad de materia orgánica, porosidad y minerales de alta densidad presentes en la muestra.

### Fase 3: Análisis 3D-SEM (vRock®)

El análisis 3D comienza con imágenes de la matriz y poros a escala nanométrica. El sistema adquiere una imagen de SEM de una superficie pulida, después utiliza el haz de iones para cortar algunos nanómetros de roca y toma otra imagen de SEM; esto se hace varios cientos de veces para cada muestra, todas las imágenes individuales están alineadas y se combinan en un único volumen 3D.

El procesamiento y segmentación de estos volúmenes de alta resolución (*vRock*<sup>TM</sup>) permiten la separación y cuantificación de la componente mineral sólida, la materia orgánica y el espacio poroso en las muestras. La permeabilidad se calculó en cada *vRock*<sup>TM</sup> utilizando un método numérico conocido como *Lattice-Boltzmann* o método reticular de Boltzmann (Tolke, et al., 2010). De estas muestras se obtuvieron las siguientes propiedades: porosidad total, porosidad conectada, cantidad de materia orgánica, porosidad asociada con la materia orgánica, permeabilidad vertical, permeabilidad horizontal y la distribución de tamaño de poro (figura 7).



**Figura 7.** Ejemplo de una roca tridimensional *vRock*®. En la izquierda se puede ver la superficie externa de la muestra. A la derecha la roca segmentada. En azul la porosidad conectada, en rojo la porosidad no conectada y en verde la materia orgánica.

La porosidad fue analizada con más detalle para así cuantificar la cantidad de porosidad “conectada”, “no conectada” y “asociada con materia orgánica”. La porosidad conectada se utilizó para calcular la permeabilidad absoluta en las direcciones horizontales y verticales de las submuestras. La porosidad asociada con la materia orgánica puede ser un indicador de madurez de la misma y de la capacidad de flujo.

Debe reconocerse que los valores numéricos calculados en este análisis son altamente dependientes del área de interés (*FOV*, campo de visión) escogido para el análisis y no siempre o necesariamente, son representativos de la muestra más grande originalmente elegida.

## 2. GENERALIDADES SOBRE RECURSOS DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

Los recursos de hidrocarburos, en la naturaleza, son típicamente clasificados en dos categorías: convencionales y no convencionales.

Normalmente los hidrocarburos convencionales se encuentran en yacimientos con permeabilidades mayores de 1 milidarcy (mD), y pueden ser extraídos a través de técnicas tradicionales. La gran mayoría de la producción mundial de hidrocarburos es de tipo convencional, y es relativamente fácil y barato extraerlos.

Otra de las características de este tipo de acumulación es que son hidrocarburos migrados, es decir no se encuentran en el lugar donde fueron generados, sino que fueron expulsados de la roca generadora, y migraron a través de las rocas transportadoras del sistema petrolífero, hasta un almacenador local asociado con una trampa. De otra parte, las tasas de producción son medias a altas, sin necesidad de ser estimulados.

En contraste, los hidrocarburos no convencionales son hallados en yacimientos con relativas bajas permeabilidades (menos de 1 mD) y por lo tanto no pueden ser extraídos por métodos tradicionales. La mayoría son hidrocarburos no migrados (asociados a: lutitas, carbones o hidratos de metano), o de migración muy corta, dentro de la misma roca generadora. La mayoría no requiere de una trampa, con excepción de los hidrocarburos asociados con areniscas apretadas (tight sands). Las tasas de producción son bajas a muy bajas, y dada la baja permeabilidad de estos yacimientos, para ser desarrollados, requieren la aplicación de técnicas especiales, que incluyen perforación horizontal y la estimulación a través de fracturamiento, con el fin de ser producidos comercialmente.

En el caso del hidrocarburo (metano) asociado al carbón (Coalbed methane/CBM), también se llama, en la literatura inglesa: *coal seam gas (CSG)*/gas de vetas de carbón o *coal mine methane (CMM)*/ metano de minas de carbón, y es producido a partir de la materia orgánica que compone el carbón.

En cuanto a los hidratos de metano, entre otros autores, según Dillon William (1992), son acumulaciones, entre otros, de este tipo de gas, que se forman en medio marino, ya que el metano, que resulta de la descomposición de microorganismos vivientes en el agua, reacciona con el agua a punto de congelarse, y queda atrapado en estructuras de hielo, que se mantienen estables a bajas temperaturas y altas presiones. Estos recursos constituyen una alternativa energética mundial, que se estima duplica los convencionales actualmente

conocidos. Se localizan en dos ambientes geológicos y geográficos primarios: áreas de aguas profundas, en el talud continental, y en las regiones polares. Hasta la fecha, su explotación comercial está limitada a superar desafíos tecnológicos y ambientales.

De otra parte, en Ingeniería, muchas veces se tiende a incluir en yacimientos de hidrocarburos no convencionales el llamado gas apretado (tight gas), incluyendo cuatro fuentes: areniscas y carbonatos de baja permeabilidad, mantos de carbón y lutitas; e igualmente se incluye como no convencionales los yacimientos de aceite pesado (heavy oil).

Cuando se habla de hidrocarburos (gas y aceite) asociados a lutitas (*gas shale* o *shale gas* y *oil shale* o *shale oil*) se refiere a hidrocarburos encontrados en este tipo de roca, de grano muy fino, rico en materia orgánica. Una estricta definición de lutita, es cualquier roca laminada, fisible, dura (consolidada) con >67% de material de tamaño arcilla (<0,002 mm) o limo (0,002 - 0,006 mm).

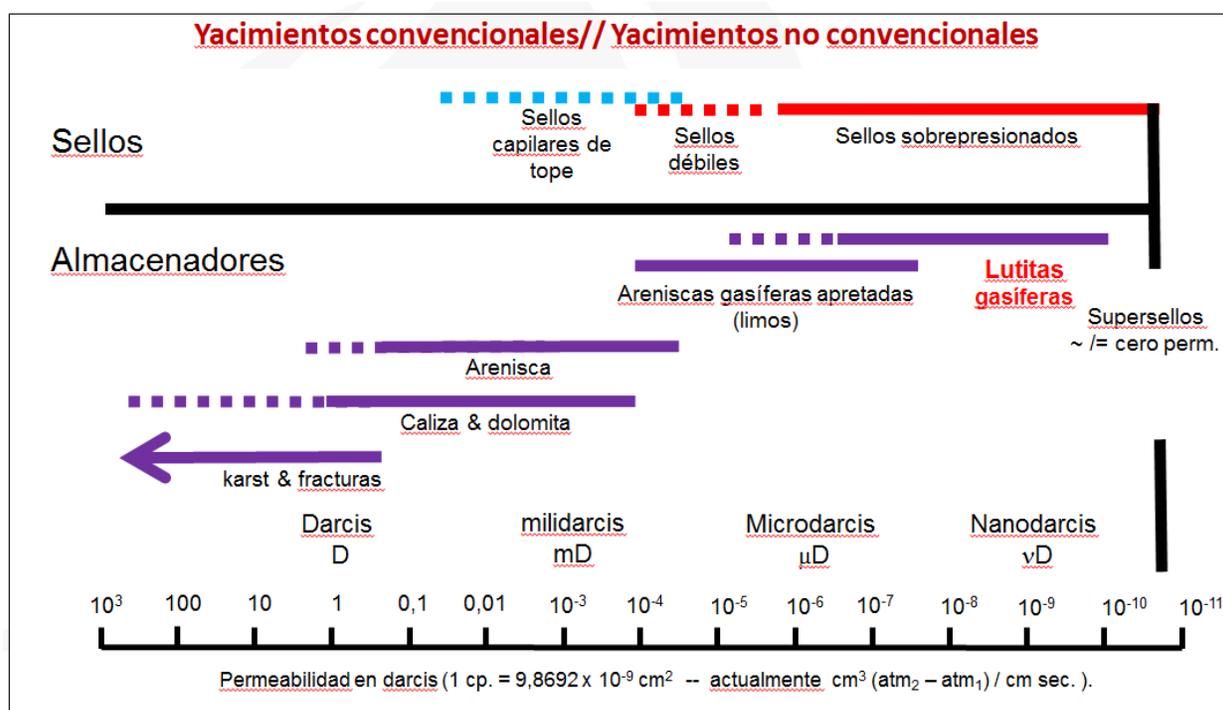
Aproximadamente 50% de todas las rocas sedimentarias son clasificadas como lutitas (shales). Como se sabe, las lutitas son depositadas en ambientes de baja energía donde las partículas de arcilla o limo se encuentran en suspensión. Otra característica de las lutitas son las laminaciones (<1mm), típicamente paralelas a la estratificación. Estas laminaciones, que se deben a la orientación paralela preferencial de los minerales de arcilla, se desarrollan durante la compactación y frecuentemente hacen la roca fisible. Si la roca tiene granos de tamaño arcilla o limo, pero no presenta laminaciones no se clasifica como lutita, sino como arcillolita o limolita.

En el caso de los hidrocarburos asociados a lutitas, el almacenador, es el mismo elemento roca generadora o fuente del sistema petrolífero, que no ha liberado o expulsado todo el hidrocarburo en ella generado, a partir de la transformación primaria de la materia orgánica, por temperatura; secundariamente por el fraccionamiento termogénico del aceite ya generado, o por la degradación biogénica de la materia orgánica. De hecho las rocas madres que son apretadas e ineficientes para la expulsión de hidrocarburos, representan los mejores prospectos como potencial de hidrocarburos asociados a ellas.

El hidrocarburo es almacenado en las lutitas en tres diferentes formas:

1. Gas adsorbido en la materia orgánica o material arcilloso.
2. Gas libre acumulado dentro de los pequeños espacios de la roca (poros, porosidad o microporosidad) o en los espacios creados por fracturamiento de la roca (fracturas o microfracturas).

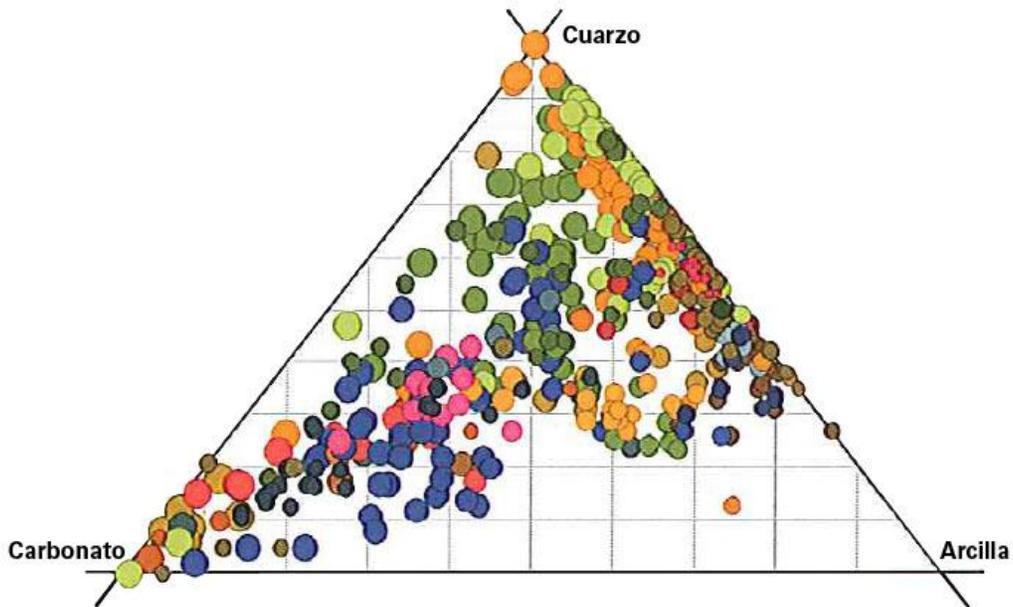
3. Gas en solución, contenido dentro de líquido, tal como bitumen o aceite.
4. La mayor permeabilidad efectiva en una lutita gasífera es típicamente menor de 0,1 milidarcis, pero en general, las permeabilidades están en el orden de los nanodarcis (figura 8). En la mayoría de los casos, es normal que el pozo requiera estimulación artificial, tal como fracturamiento, para incrementar la permeabilidad. Esto ayuda al pozo a producir gas en cantidades económicas. Se requiere de una caída de presión para que el gas adsorbido se desprenda de la materia orgánica o material arcilloso, lo mismo para hacer que el gas se separe del bitumen.



**Figura 8.** Rango de permeabilidades de yacimientos convencionales y no convencionales (adaptado de Halliburton, 2010).

Las variables mineralógicas: cuarzo, carbonato y arcilla son claves para el fracturamiento (figura 9). El contenido de arcilla debe ser moderado (<40%); la componente de fragilidad debe corresponder con baja ductibilidad, que se indica por una relación baja de Poisson y un módulo de Young alto, como potencial de fracturamiento.

El éxito en la producción está en dependencia de las variables que se resumen en la figura 10.



**Figura 9.** Variables mineralógicas clave en la fragilidad de la roca (adaptado de Halliburton, 2010).



**Figura 10.** Parámetros físicos que definen la viabilidad económica de una acumulación de hidrocarburos asociada a lutitas (adaptado de Halliburton, 2010).

### 3. INTEGRACIÓN GEOLÓGICA

Como parte de la integración geológica de la cuenca Valle Medio del Magdalena, en este informe se presenta la integración de los análisis de laboratorio realizados al pozo Infantas-1613. Dicha integración incluye la documentación geoquímica de la roca generadora, la evaluación estructural, a partir de interpretación sísmica, la evaluación estratigráfica, y la evaluación petrofísica, a partir de la herramienta *ShaleXpert*, junto con los resultados disponibles de los análisis de muestras, realizados por INGRAIN en las fases 1, 2 y 3 del proyecto.

#### 3.1. Localización del Área de Estudio

La cuenca del Valle Medio del Magdalena está localizada geomorfológicamente a lo largo de la porción central del valle cursado por el río Magdalena, entre las cordilleras Oriental y Central de Los Andes colombianos, cubriendo un área de 32.000 km<sup>2</sup>. Comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia, entre otros. El pozo Infantas-1613 se encuentra ubicado en la cercanías de Barrancabermeja, aproximadamente a 40 km. del pozo Llanito-1 (figura 11).

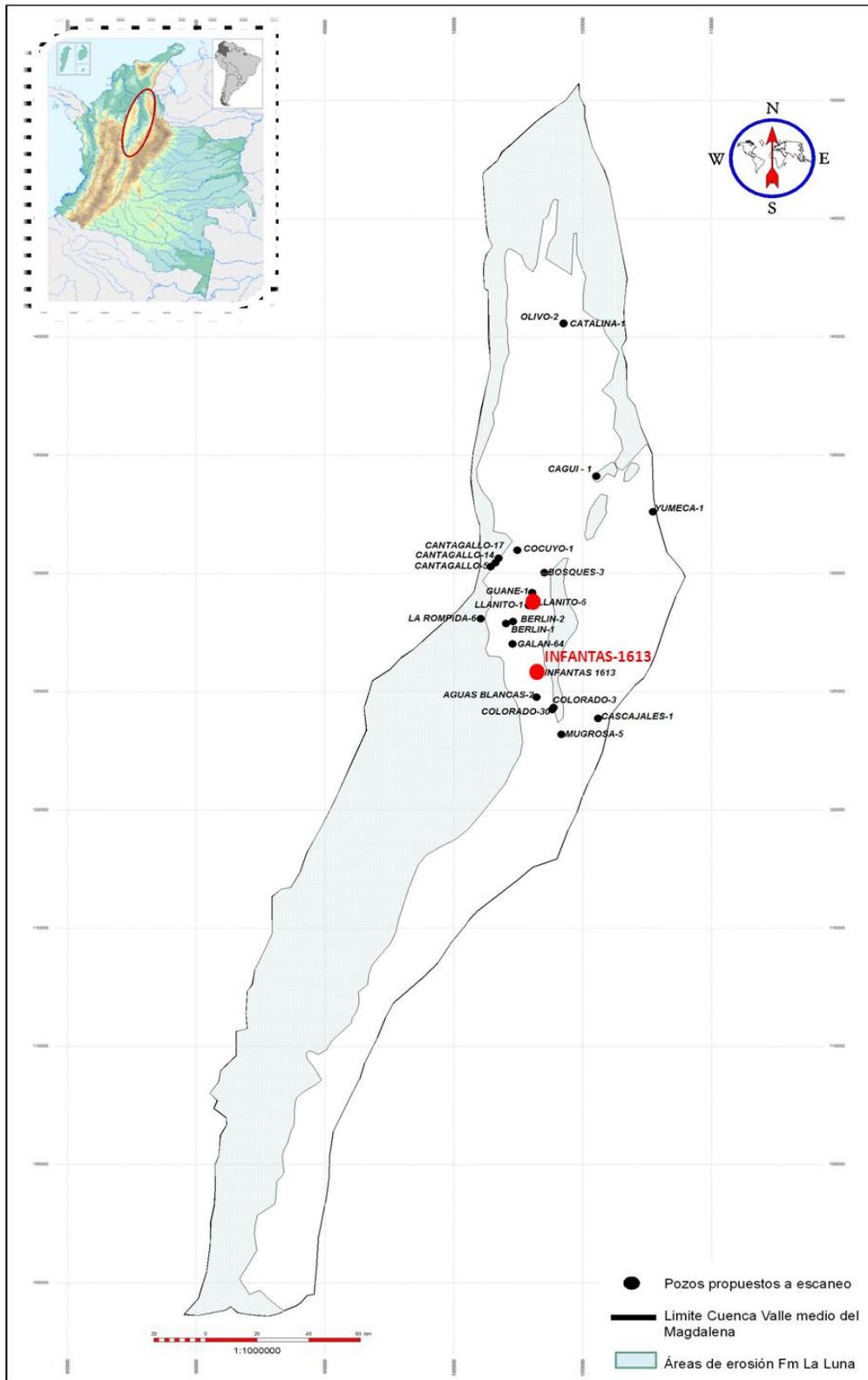


Figura 11. Cuenca Valle Medio del Magdalena, y localización del pozo Infantas-1613.

Evolución tectónica estructural de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

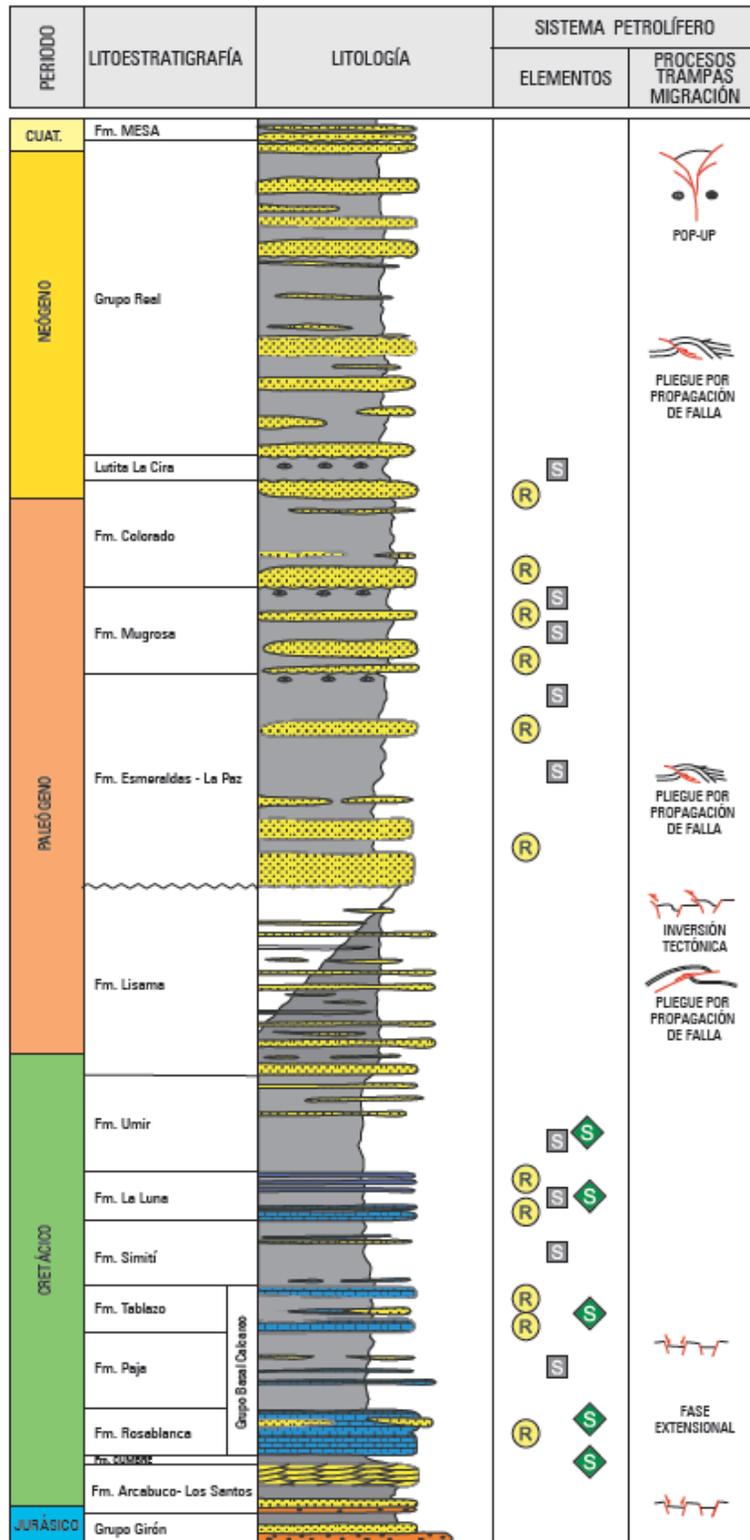
Geológicamente el Valle Medio del Magdalena es una cuenca compleja, formada como resultado de varios eventos geológicos. El período Jurásico Tardío a Cretáceo Temprano se caracterizó por procesos distensivos de bloques, permitiendo el desarrollo de *grabens*, en respuesta al proceso de *rifting* (fracturamiento o agrietamiento de la corteza terrestre) que ocurrió durante la separación del margen noroeste del continente suramericano, con respecto al norteamericano. Dicho evento generó el crecimiento de un gran aulacógeno dispuesto en sentido noroeste – sureste, que propició el ingreso del mar cretácico. La fase de sedimentación del sistema de *grabens* fue rellenado por depósitos calcáreos de carácter netamente continentales de origen fluvial (Córdoba F. *et al.*, 2000. Provincia Petrolífera del Valle Medio del Magdalena. AAPG).

Posteriormente, a comienzos del Berriasiano - Valanginiano ocurrió la sedimentación de eventos marinos someros en dos cuencas de *rift*, separadas por el alto del paleomacizo de Floresta-Santander (COOPER *et al.*, 1995). La tasa de subsidencia en estas dos cuencas fueron relativamente altas, especialmente en el lapso Valanginiano – Hauteriviano. Los eventos de subsidencia cesaron a comienzos del Aptiano y las dos cuencas se unen formando una cuenca macro en la cual se depositan sedimentos de plataforma media a externa, la máxima profundización de esta fase es alcanzada en el Albiano medio.

El comienzo de la sedimentación *posrift* se da a partir del Turoniano - Coniaciano y se mantiene hasta finales del Cretáceo, cuando se da una tectónica de esfuerzos compresivos en respuesta al emplazamiento de la Cordillera Occidental. Este evento tectónico estructural origina un cambio en los patrones sedimentarios durante el Paleoceno Temprano, desarrollándose entonces ambientes de pantanos y llanuras de inundación. A nivel del Paleoceno Tardío hasta el Oligoceno la sedimentación fue netamente controlada por los pulsos tectónicos del levantamiento de la Cordillera Central, generando en primer lugar espacio y en segundo lugar aporte de materiales en ambientes de carácter fluvial, predominando el desarrollo de facies clásticas arenosas en las áreas cercanas al oeste de la cuenca. Desde el Oligoceno Medio hasta el presente se está llevando a cabo el levantamiento de la cuenca Oriental de Colombia (Valentín *et al.*, 2000).

La columna estratigráfica en esta cuenca (**Error! Reference source not found.**) se inicia con el basamento ígneo – metamórfico en su parte más basal, rellenándose con sedimentos hasta depositarse los más jóvenes de edad Plioceno – Holoceno. En la cuenca se han interpretado tres secuencias de primer orden, sedimentadas sobre rocas ígneas y metamórficas de edad precretácica. La primera secuencia, fue sedimentada en ambientes continentales a marginales

durante un *rift* intracratónico durante el Triásico y comienzos del Jurásico; la segunda, ocurrida durante el Jurásico – Cretáceo, sedimentada en ambientes fluviales y litorales, durante una fase de extensión producto de un *rift* de retro-arco, y la tercera, identificada como la secuencia Cretáceo - Paleoceno, sedimentada en condiciones marinas, durante un proceso tectónico de subsidencia termal (Etayo et al., 2003).



**Figura 12.** Columna estratigráfica generalizada, cuenca Valle Medio del Magdalena (tomada de ANH, 2012).

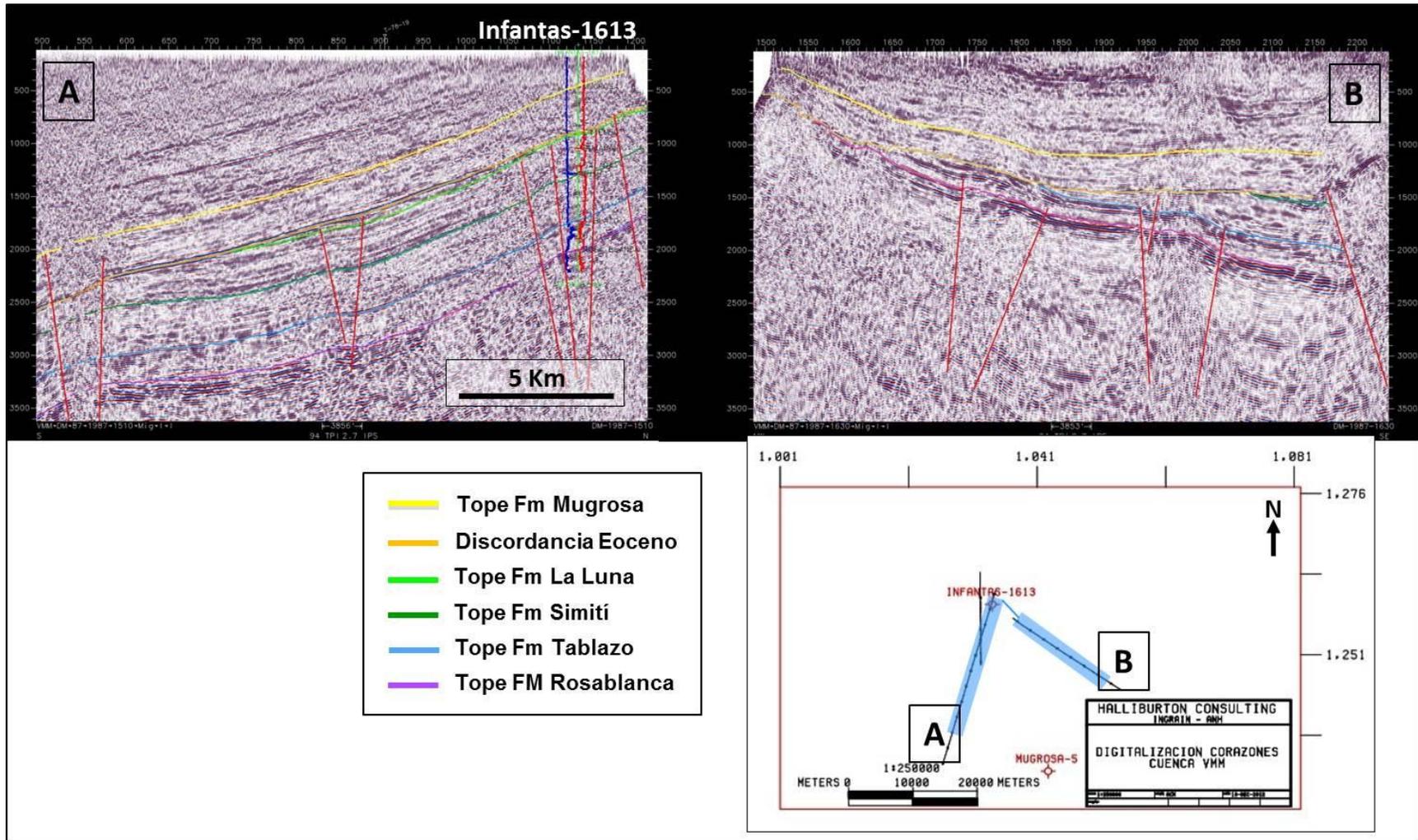
En el proceso expansivo de *rift* se sedimentaron la secuencia que conforma las formaciones Girón, Los Santos y Tambor. Posteriormente durante la fase de subsidencia termal, se depositaron las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y los Miembros de la Formación La Luna (Salada, Pujamana y Galembó), siendo ésta la que representa el nivel de máxima inundación marina en todo el Cretáceo. El ciclo sedimentario culminó con un periodo tectónico compresivo (Paleoceno – Eoceno) que dio origen a elevaciones estructurales y posteriormente se originaron los grandes procesos erosivos que afectaron enormemente la parte superior de la secuencia cretácica. Para finalmente depositarse de manera discordante las formaciones del Paleógeno tardío (formaciones La Paz y Esmeraldas), coincidiendo con el inicio de la inversión estructural (cabalgamiento), para posteriormente depositarse las formaciones Mugrosa, Colorado y la Unidad La Cira, en un episodio constante de crecimiento de las estructuras. Al final de la inversión estructural (cabalgamiento), en el Neógeno, se depositó el Grupo Real. Como cobertura o relleno cuaternario se asentaron los sedimentos sueltos de la Formación Mesa.

A continuación se documenta la configuración estructural del pozo Infantas-1613.

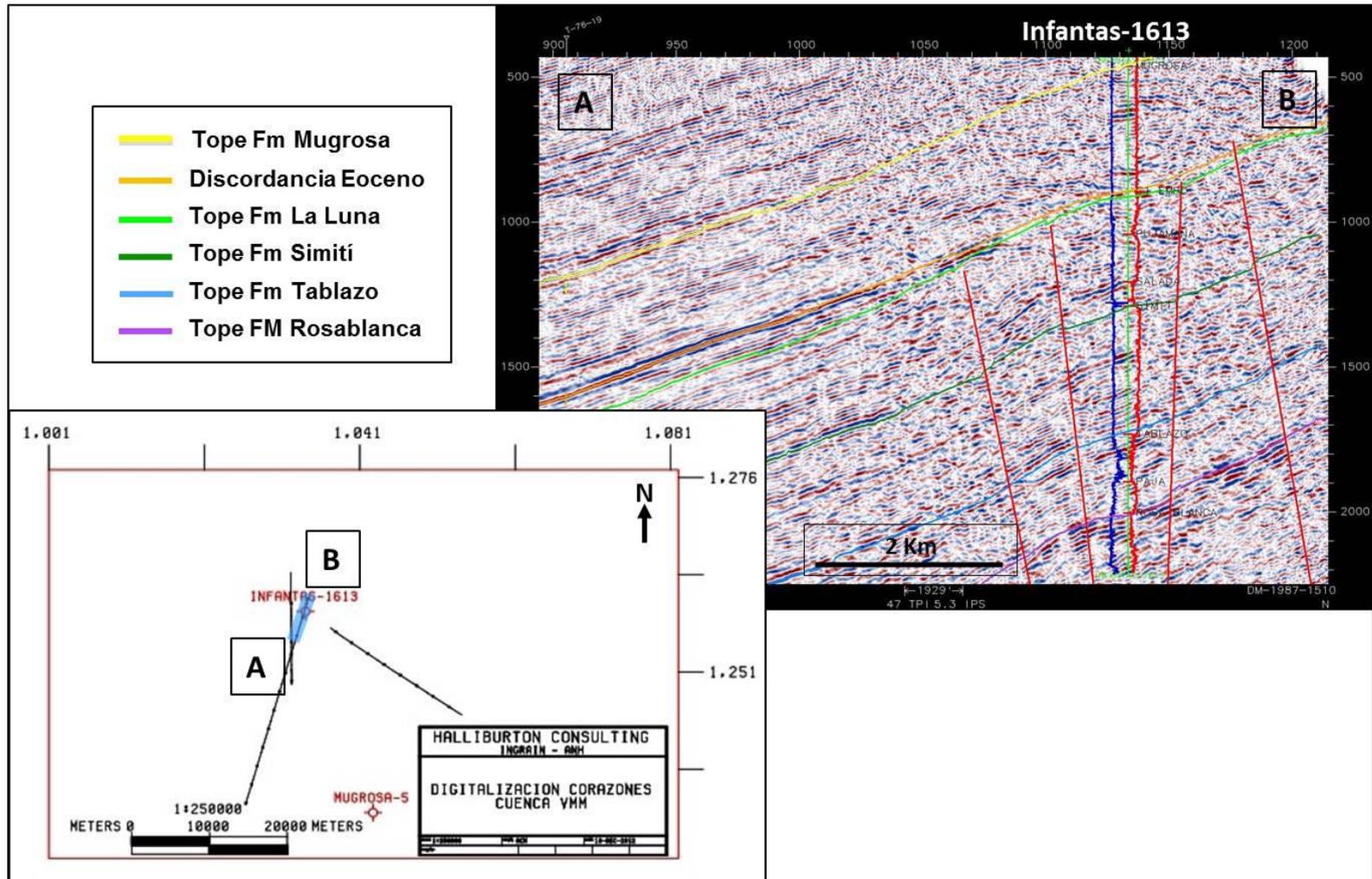
El campo La Cira - Infantas se encuentra sobre un lineamiento estructural de dirección aproximada norte - sur, el cual corresponde a un sistema de fallas de tipo transpresional de edad Pre-eoceno, cuyo bloque occidental es bajo con respecto al bloque oriental. La causa de la diferencia de profundidad de los bloques estructurales es probablemente el transporte tectónico longitudinal de uno con referencia al otro, durante el evento de deformación. Este episodio de deformación tectónica fue seguido por un período de erosión que dio lugar a la discordancia angular de edad Eoceno, posterior a la deposición de la Formación Lisama (Paleoceno).

La selección de líneas sísmicas para hacer el cubrimiento del pozo Infantas-1613 no fue suficiente para ilustrar estas características estructurales, pero con dos líneas cercanas y transversales entre sí, se puede observar la diferencia de elevación de los bloques estructurales (figura 13); se asume que la estructura en flor se localiza en la falta de información o cubrimiento que se encuentra entre las dos líneas sísmicas y es ciertamente un trayecto muy corto, como se ve en el mapa índice. Mientras en el lado oriental se observa una discordancia angular sobre unidades estratigráficas del Cretáceo, en el lado oeste se observa que hay preservación de dichas unidades incluyendo la roca generadora principal que es la Formación La Luna. La figura 14 ilustra la posición estructural del pozo Infantas-1613, así como las facies sísmicas y las características de los registros rayos gamma y sísmico. Este bloque bajo tiene preservadas las unidades del Cretáceo en toda la franja hacia el Norte, por lo cual dicha franja es un objetivo importante para el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no

convencionales asociados a roca generadora, teniendo en cuenta los factores estructurales tales como profundidad adecuada (entre 4.000 y 13.000 pies), baja densidad de deformación estructural en áreas fuera de las estructuras en flor del sistema transpresional y áreas de extensión considerable.



**Figura 13.** Transecta que muestra la posición estructural del pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.



**Figura 14.** Proyección del pozo Infantas-1613 sobre la línea sísmica DM-1987-1510, cuenca Valle Medio del Magdalena.

### 3.1.1. Estratigrafía local de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en el pozo infantas-1613.

Con la finalidad de realizar una caracterización de la columna atravesada por el pozo Infantas-1613 e interpretar las relaciones estratigráficas, se realizó una recopilación detallada de los análisis litológicos en muestras de zanja y núcleos, tanto en el primer hueco perforado como en hueco desviado (sidetrack), y una sección estratigráfica donde se visualizan cambios verticales y laterales de las unidades atravesadas por el pozo.

El análisis se centró principalmente en la secuencia comprendida entre las formaciones Rosa Blanca y La Luna. Considerando la búsqueda de yacimientos de tipo no convencionales, se realizó un mayor detalle estratigráfico en la secuencia correspondiente a la Formación La Luna, considerada la principal roca generadora en la cuenca. Las características de estas formaciones se muestran en secciones estratigráficas y en gráficos integrados con la evaluación petrofísica (curvas de materia orgánica, cuarzo, porcentaje de arcillas y fragilidad) y la información de las curvas generadas por INGRAIN (PEF CoreHD, porcentaje de materia orgánica, porosidad total, porosidad conectada, porosidad de la materia orgánica, etc.). Estas variaciones se integraron a la evaluación petrofísica e interpretación sísmica con la finalidad de ajustar los topes litoestratigráficos y ubicar los resultados generados por INGRAIN dentro del contexto geológico regional.

### 3.1.2. Metodología.

El procedimiento llevado a cabo para la evaluación estratigráfica del pozo La Cira Infantas-1613 puede resumirse de la siguiente manera:

1. Se realizó una revisión de estudios regionales realizados en la cuenca: *Sedimentary Facies Distribution and Tectonic Setting of Colombia Through Phanerozoic*, Ingeominas (Etayo, et al., 2003). En esta fase se obtuvo una visión regional de la composición litoestratigráfica, evolución estructural, estratigrafía regional y paleogeografía propuesta para la cuenca
2. Se revisaron, desde el punto de vista litológico, sedimentológico y bioestratigráfico, la secuencia atravesada por el pozo Infantas-1613 y el pozo Llanito-1. Se revisaron estudios de núcleos y reportes generales suministrados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
3. Se hizo énfasis en la caracterización litológica, con miras a sustentar las características que definen las unidades litoestratigráficas en la cuenca e identificar cambios de facies, que pudieran utilizarse para identificar los contactos formacionales, así como también integrar a estos cambios, los resultados de la Fase I (CoreHD) de INGRAIN.

4. Desde el punto de vista bioestratigráfico, se tomó en consideración la asociación de microfósiles con la finalidad de interpretar las edades y condiciones paleobatimétricas. Esta información fue fundamental para determinar o ajustar el contacto Terciario – Cretáceo.
5. Se realizó una (1) sección estratigráfica en diferentes direcciones para interpretar regionalmente las relaciones estratigráficas, tanto lateral como verticalmente. Esta actividad se realizó en conjunto con el intérprete sísmico.
6. Se realizó una integración con la descripción litológica de las secciones de núcleos y los resultados de INGRAIN en la Fase I, con la finalidad de identificar tendencias en los diferentes gráficos cruzados (cross - plots), que permitieran adicionar elementos para ajustar contactos litoestratigráficos y definir patrones tipos por cada unidad formacional.
7. Se generó un gráfico integrado para el pozo Infantas-1613, con los parámetros generados por INGRAIN y *ShaleXpert* con la finalidad de observar cambios mineralógicos y variaciones en los porcentajes de materia orgánica y fragilidad, para seleccionar los niveles con mayor potencial como yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

### 3.1.3. Interpretación

En este reporte se integrarán resultados de las interpretaciones basadas en la sísmica, análisis sedimentológicos (descripción litológica detallada en muestras de núcleos, zanja y pared, petrografía, interpretación sedimentológica del núcleo, análisis convencionales y especiales, etc.), análisis bioestratigráficos, petrofísicos y los resultados de la evaluación del núcleo realizada por INGRAIN en sus Fases I, II y III.

Para iniciar la caracterización estratigráfica en este estudio, se tomaron en cuenta los resultados de estudios regionales realizados en la cuenca. En esta fase se obtuvo una visión de la evolución estructural, estratigrafía regional y paleogeografía propuesta en la cuenca. Para los pozos Infantas-1613 y Llanitos-1, se revisaron reportes generales de los pozos, imágenes de registros, descripción de muestras de zanja, estudios sedimentológicos, análisis convencionales de núcleos, estudios petrofísicos y bioestratigráficos. La integración de la evolución geológica a la evaluación estratigráfica, fue fundamental para visualizar elementos geológicos que influyeron en la sedimentación, composición, espesores y distribución de las unidades presentes en la secuencia estudiada. De la misma manera, los resultados de los análisis bioestratigráficos fueron básicos para caracterizar los períodos de sedimentación de las secuencias atravesadas, ajustar los topes formacionales y determinar con más claridad el contacto Terciario – Cretáceo.

### 3.1.4. Caracterización Litoestratigráfica.

Con la finalidad de asociar los cambios litológicos a las variaciones laterales y verticales de las unidades atravesadas por el pozo Infantas-1613, se realizó una revisión detallada de los análisis litológicos en muestras de zanja, pared y núcleos, así como también una revisión de los estudios sedimentológicos y bioestratigráficos.

En el pozo Infantas-1613 los núcleos fueron tomados en dos fases: los comprendidos en el intervalo 4.255 – 8.653 pies, en la primera sección perforada y los comprendidos en el intervalo 5.985 -11.100 pies, tomados en la sección correspondiente al nuevo hueco desviado (sidetrack) (figura 15).

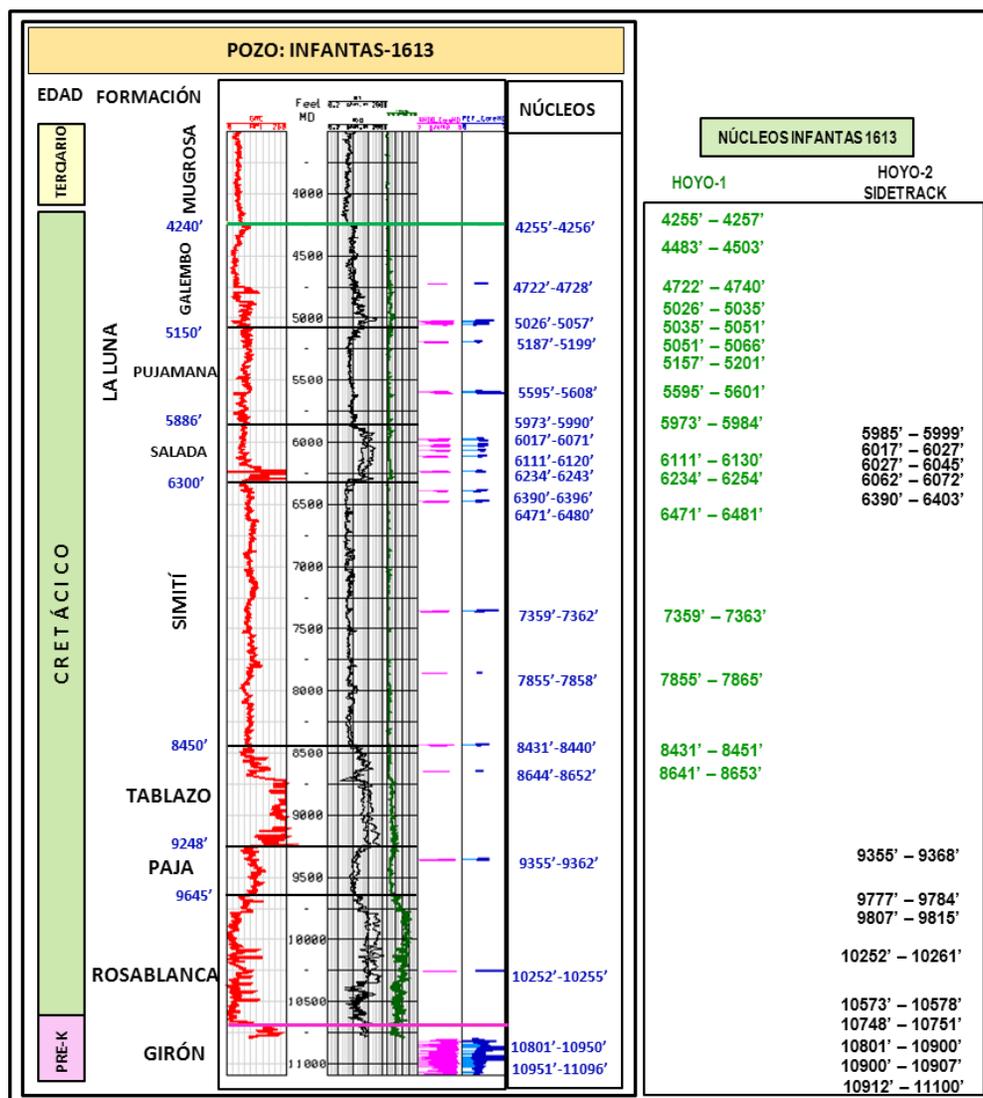


Figura 15. Núcleos tomados en el pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

A continuación se hace una descripción generalizada de las unidades atravesadas, considerando la información en muestras de núcleos descritas en el pozo Infantas-1613 (figuras 16 y 17), y la descripción reflejada en el núcleo del pozo Llanito-1.

**Formación Arcabuco:** Se definen como areniscas cuarzosas, con coloraciones muy duras, parcialmente calcárea, densas con presencia de pequeñas fracturas. Localmente se tienen inclusiones variables de glauconita color verde oscuro y parcialmente calcárea. En la parte media de la formación, se evidencian algunas calizas con colores que varían desde pardo a marrones, con muchas venas de calcita y trazas de glauconita. Hacia la base se tienen cuerpos de cuarcita muy dura, no calcárea a ligeramente calcárea con finos episodios lutíticos con alta influencia calcárea de coloraciones rojizas a verdes, se presentan algunas trazas de mica (muscovita).

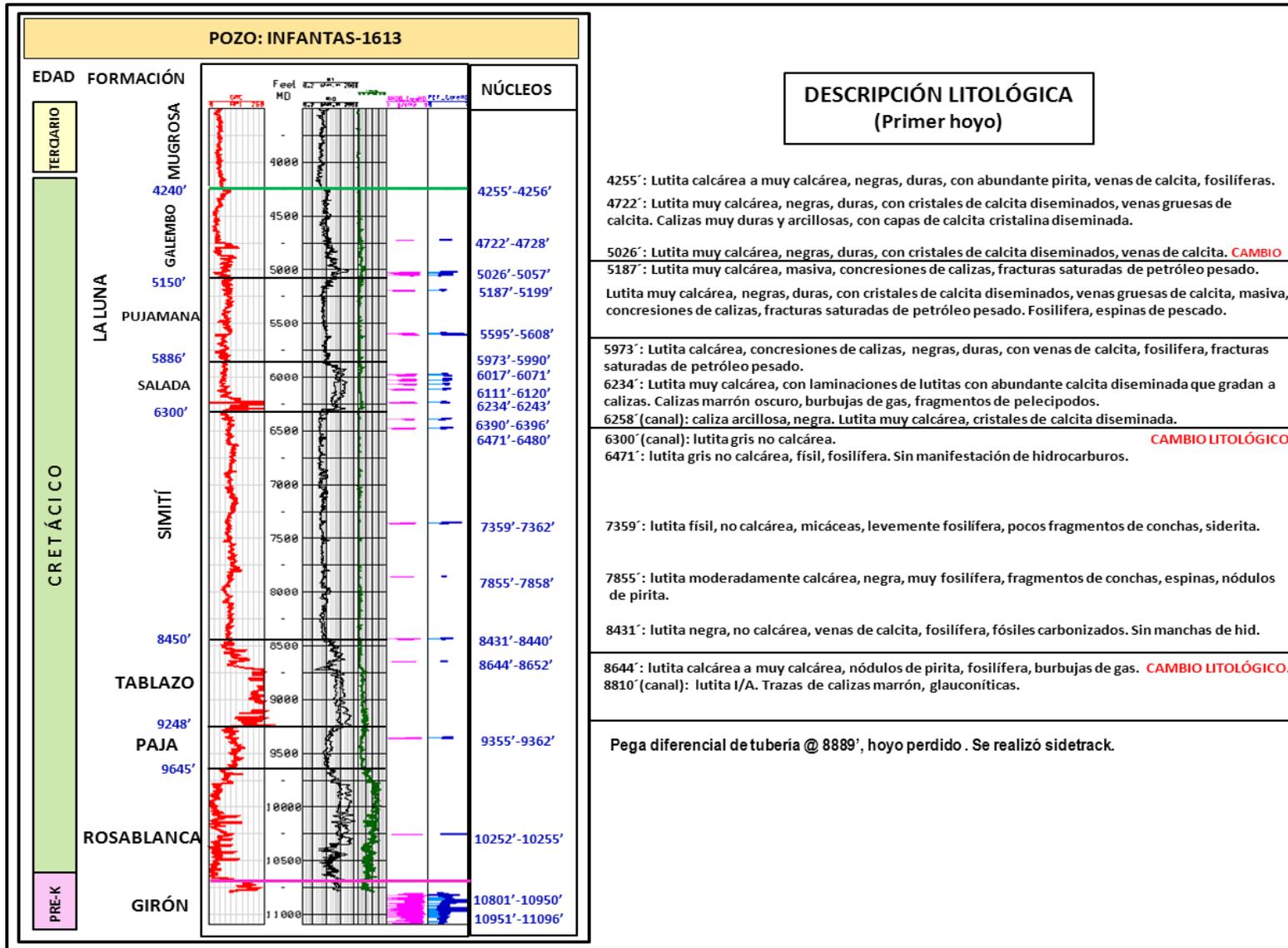
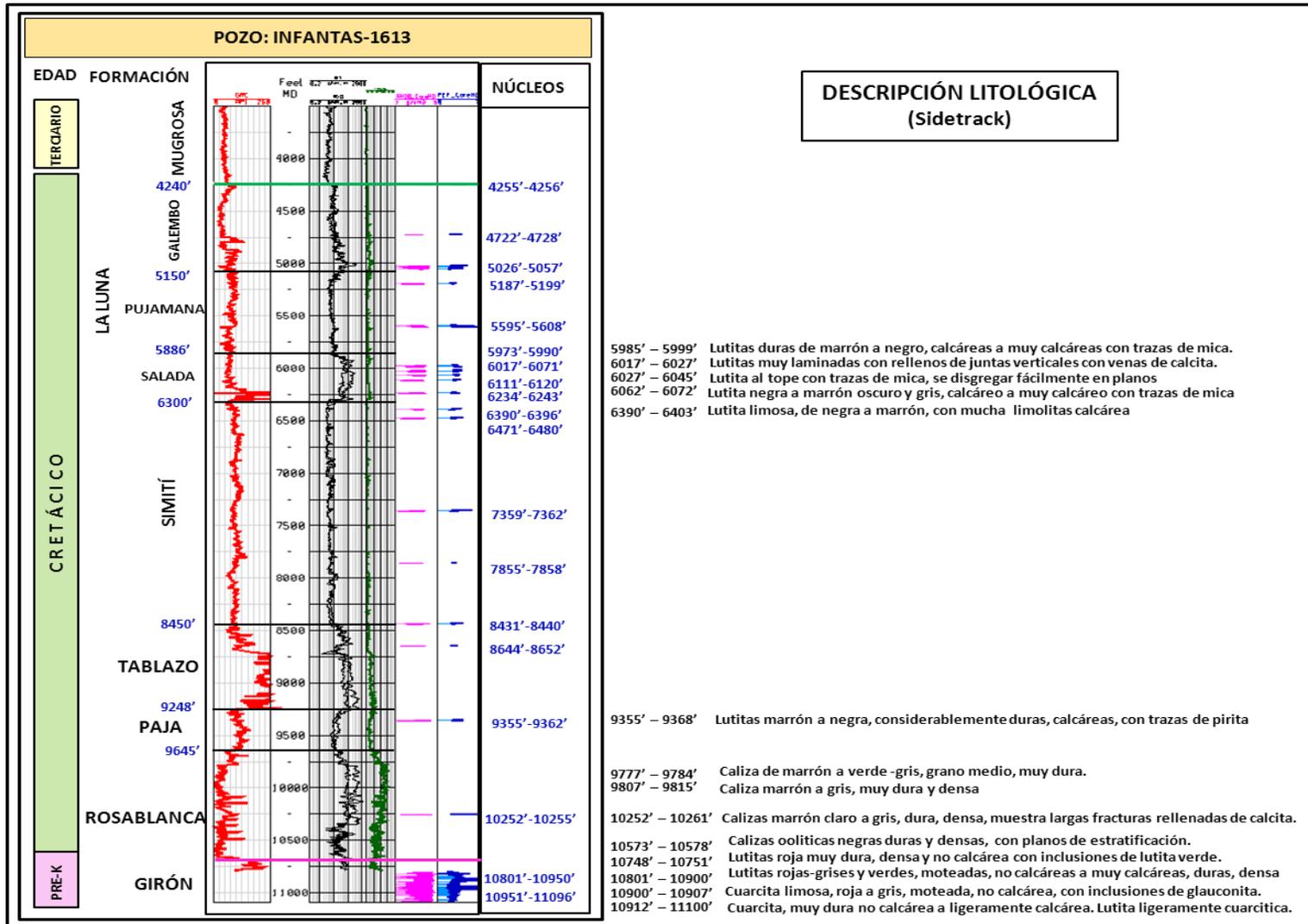


Figura 16. Descripción litológica en núcleos del pozo Infantas-1613 (primer hueco), cuenca Valle Medio del Magdalena.



**Figura 17.** Descripción litológica en núcleos del pozo Infantas-1613 [pozo desviado (sidetrack)], cuenca Valle Medio del Magdalena.

**Formación Rosablanca:** de edad Hauterviano – Barremienso, se depositó en condiciones que variaron de transicional a nerítico interno (0 - 30 m). En la sección estratigráfica el nivel basal de esta formación muestra correlación y conservación de los espesores, presentando similitud en la respuesta de la curva de rayos gamma. Esta se caracteriza por presentar niveles de caliza oolítica negras duras y densas, hacia el tope se evidencia degradación en la calidad de las calizas al tope del miembro, las calizas son oolíticas con coloraciones marrones a gris y trazas de minerales pesados (pirita).

**Formación Paja:** se depositó a finales del Barremiano tardío hasta el Aptiano temprano; probablemente correlaciona con el máximo nivel de inundación que se ha interpretado en la cuenca aproximadamente a 120 Ma. Se caracteriza por poseer lutitas marrones oscuras a negras, de ligeramente calcáreas a calcáreas, bastantes duras con trazas de calizas y en algunos casos se presentan micas y piritas como minerales accesorios, es rica en materia orgánica. Presenta buena continuidad en área de estudio.

**Formación Simití:** representa un marcador regional en toda la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Se depositó durante el período Albiano y se caracteriza por lutitas marrones a grises, que varían de no calcáreas a moderadamente calcáreas, duras, compactas, laminadas con venas de calcita. Se depositó en paleobatimetrías que variaron de nerítico externo a batial, lo cual probablemente pudo afectar la generación de carbonatos y la disminución en la actividad biológica por las condiciones de anoxia presentes durante la sedimentación. De la misma manera, el incremento de sílice en esta sección principalmente lutítica, podría deberse a un reemplazo de calcio por sílice por transformaciones diagenéticas a altas temperaturas.

**Miembro Salada:** compuesto principalmente por calizas de color marrón a negra, muy densa con intercalaciones lutíticas y calcáreas, con abundantes trazas de pirita. Hacia el tope de la secuencia se compone de intervalos de lutitas duras, que varían de calcárea a muy calcárea.

**Miembro Pujamana:** se sedimentó durante el período Turoniano, en paleobatimetrías nerítico externo. Su litología se corresponde con lutitas con coloraciones que van desde marrón a gris oscuro, muy fisibles, con concentraciones de material cristalino, posible gilsonita (posible asfalto natural), con abundantes nódulos.

**Miembro Galemo:** esta sección se sedimentó durante el Coniaciano - Santoniano. En esta sección se evidencian calizas con coloraciones que van desde el marrón claro al oscuro, son duras, densas y cristalinas, en algunas secciones se muestran intercalaciones de pequeños lentes de areniscas y cuerpos lutíticos, muy calcáreos, de coloraciones negro oscuro, con frecuentes trazas de pirita y calcita relleno de fracturas.

**Formación La Luna:** se depositó durante el período Turoniano - Santoniano, en paleobatimetrías que variaron de nerítico externo a batial. Consta de tres miembros denominados Salada, Pujamana y Galembo. De la integración bioestratigráfica, los miembros Salada y Pujamana se depositaron durante el Turoniano, y el Miembro Galembo durante el período Coniaciano – Santoniano.

**Formación Mugrosa:** se depositó durante el periodo Terciario, probablemente durante el Oligoceno Temprano. Está definida como areniscas levemente calcáreas de grano muy fino a fino, masivas con intercalaciones parciales de lutitas y limolitas. En el pozo Infantas-1613 existe una zona demarcada como “*Mugrosa fossil zone*” donde se manifiestan abundantes fragmentos de fósiles no identificados, a una profundidad no específica cercana a 2060 pies.

**Formación Colorado:** sedimentada durante el Mioceno temprano. Se caracteriza por presentar areniscas de grano fino a muy fino, con abundantes intercalaciones de lutitas y limolitas, no consolidadas con finos lentes esporádicos de caliza.

**Grupo Real:** esta unidad corresponde a lodolitas arenosas abigarradas con intercalaciones de cuarzoarenitas arcillosas de grano fino a medio y litoarenitas arcillosas friable. Esta formación suprayace a la Formación Colorado.

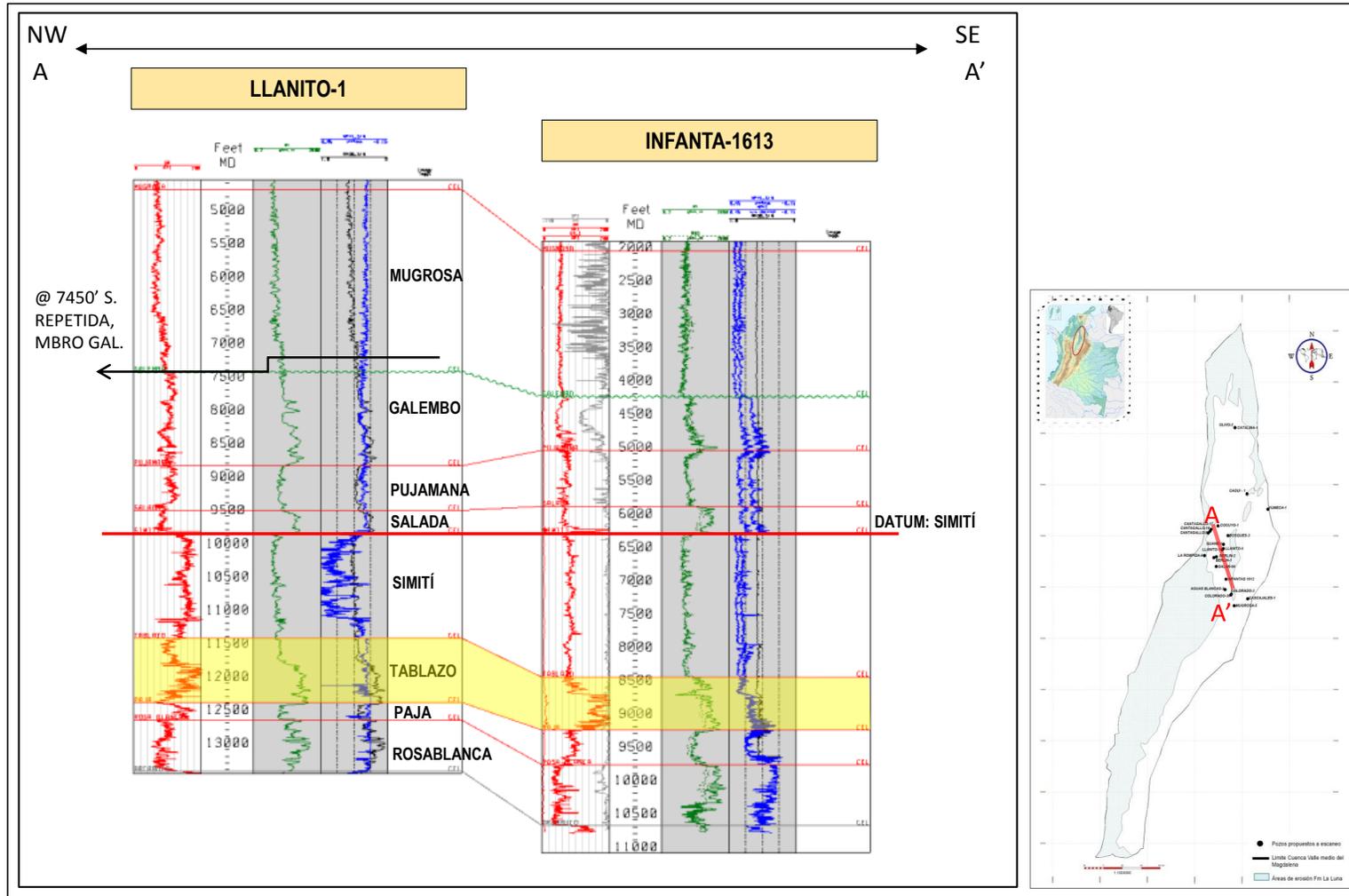
### 3.1.5. Correlación Estratigráfica.

La alta variabilidad de los procesos tectono - estructurales ocurridos en los diferentes períodos, sirvieron de control a la sedimentación en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. La interrelación entre el avance del nivel del mar y el aporte de sedimentos definió la composición, espesores y distribución de las unidades litoestratigráficas atravesadas.

La siguiente gráfica (figura 18) es una sección estratigráfica en dirección noroeste - sureste, que incluye los pozos Infanta-1613 y Llanito-1. En esta sección se puede observar la semejanza en las respuestas electrográficas y los espesores entre los dos pozos. La Formación Rosablanca presenta contactos abruptos, tanto en la base como en el tope de la secuencia. La Formación Paja presenta buena continuidad en el área de estudio, y es utilizada, en la cuenca, como marcador estratigráfico, y sirve como sello vertical a las secuencias inferiores. La Formación Tablazo, se mantiene preservada con espesores promedios de 800 pies, con un leve incremento hacia el norte del área, mientras que en la sección correspondiente a la Formación Simití se observan secuencias espesas de lutitas cuyo espesor es mayor hacia el sur de la cuenca. Los miembros correspondientes a la Formación La Luna presentan espesores semejantes. En el pozo Infantas-1613 el tope del Miembro Galembo es cortado por una falla inversa que repite la secuencia estratigráfica del Miembro Galembo a una

profundidad de 7450 pies, esto fue corroborado en la interpretación sísmica. De manera discordante suprayacen las areniscas calcáreas de la Formación Mugrosa, sedimentadas durante el período Oligoceno.

Características estratigráficas de las formaciones Tablazo y La Luna, permiten inferir preliminarmente, que las mismas poseen condiciones para ser evaluadas como yacimientos no convencionales. En la Formación Tablazo, cuyo espesor inferior tiene un promedio de 500 pies, se manifiestan altos valores de rayos gamma, altas resistividades, son altamente fosilíferas y ricas en materia orgánica; mientras que la Formación La Luna, caracterizada por ser una caliza tipo mudstone, presenta un espesor promedio de 500 pies, condiciones neríticas de sedimentación, baja arcillosidad, calcárea, altamente fosilíferas y ricas en materia orgánica.



**Figura 18.** Sección estratigráfica entre los pozos Infantas-1613 y Llanito-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.

### 3.2. Integración Estratigrafía-Fase I INGRAIN.

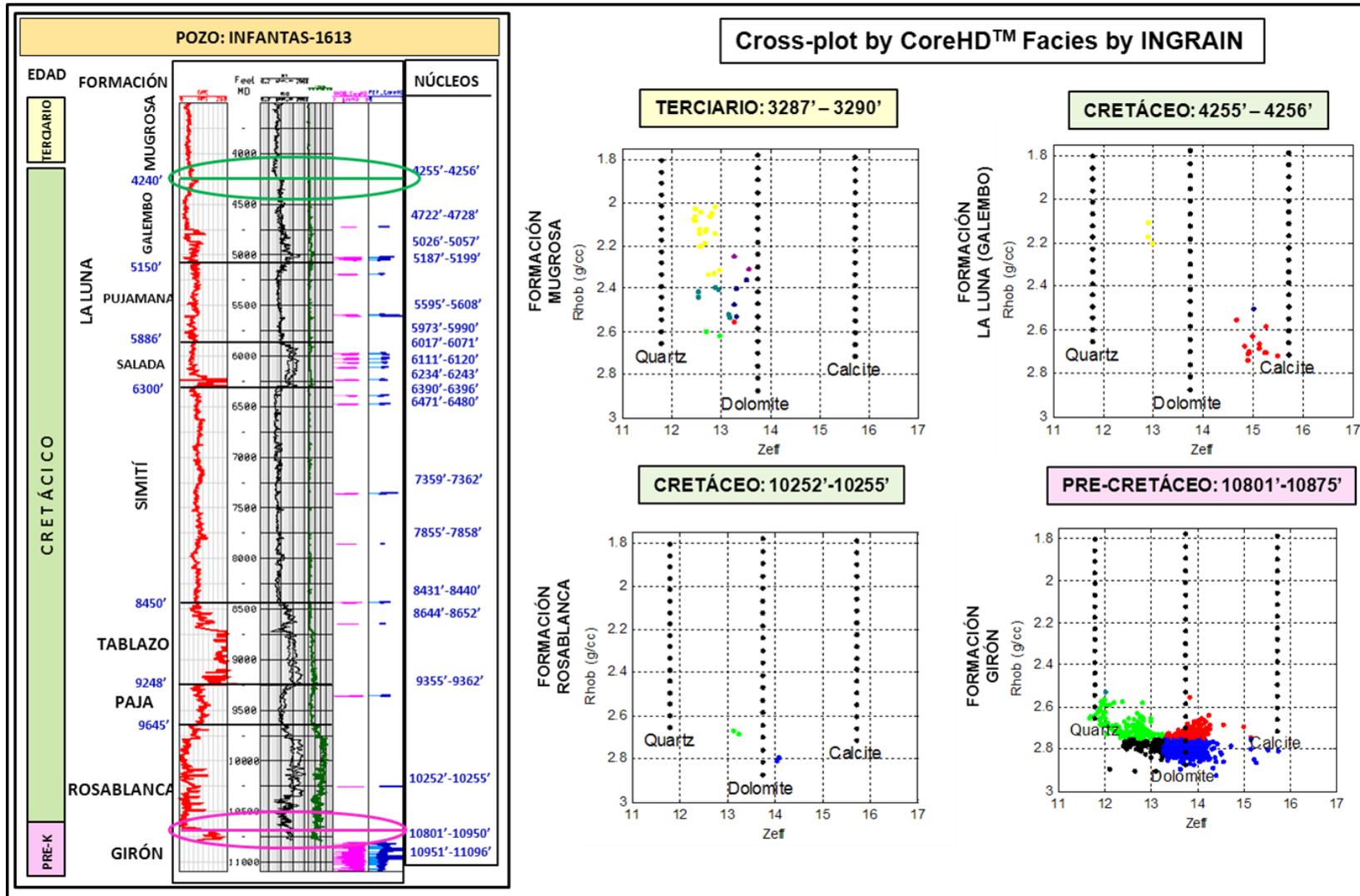
Uno de los principales resultados generados por INGRAIN en la Fase I son los gráficos de dispersión (cross - plots) donde se muestra la variación entre el número atómico y la densidad total de la roca. En el proceso de integración las variaciones de estos parámetros deben coincidir con los cambios litológicos que se generaron durante la sedimentación de la secuencia cretácica.

La información suministrada por INGRAIN, es un elemento adicional que integrado con los diferentes elementos geológicos, permite concluir con menos incertidumbre los topes de las unidades litoestratigráficas y ambientes de sedimentación de las mismas.

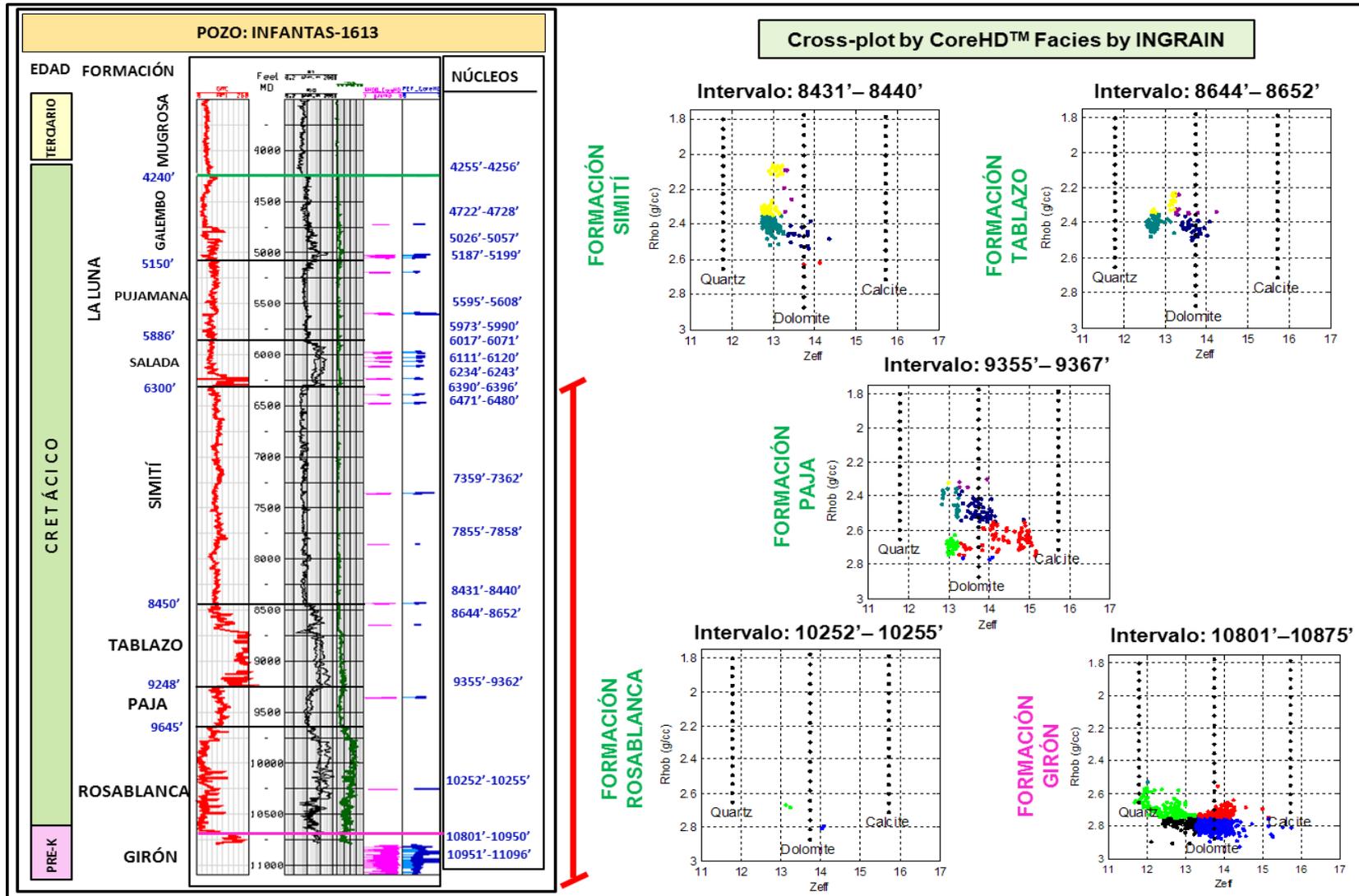
A continuación se realiza un resumen con la finalidad de correlacionar los resultados de en la Fase I de I INGRAIN.

La determinación de los contactos discordantes Terciario-Cretáceo y precretáceo – Cretáceo, fueron determinados previamente por análisis bioestratigráficos y cambios litológicos como se mencionó anteriormente. En este caso, los cambios mineralógicos originados del escaneo, también muestran cambios abruptos en ambos contactos que contribuyen a confirmar esta interpretación. Estos gráficos indican que en el contacto Terciario-Cretáceo la asociación varía, de un mayor contenido de cuarzo y arcillas a un mayor contenido de calcita. Mientras que hacia el contacto precretáceo – Cretáceo, la asociación en la sección correspondiente a la Formación Arcabuco se muestra con minerales de mayor densidad, los cuales podrían estar relacionados con un mayor contenido de hierro en este intervalo (figura 19). En los gráficos (cross - plot) de las formaciones Paja, Tablazo y Simití se observa una variación que va desde una asociación rica en carbonatos a una asociación con predominancia de sílice y arcillas (figura 20). Estos resultados coinciden con la variación en la composición dada previamente para estas unidades. De igual manera, en la asociación mineralógica correspondiente a la Formación La Luna, se observan cambios que coinciden con la variación litológica realizada previamente en los respectivos miembros. Mayor porcentaje de carbonatos en el miembro Salada y un incremento de sílice hacia la parte superior (figura 21).

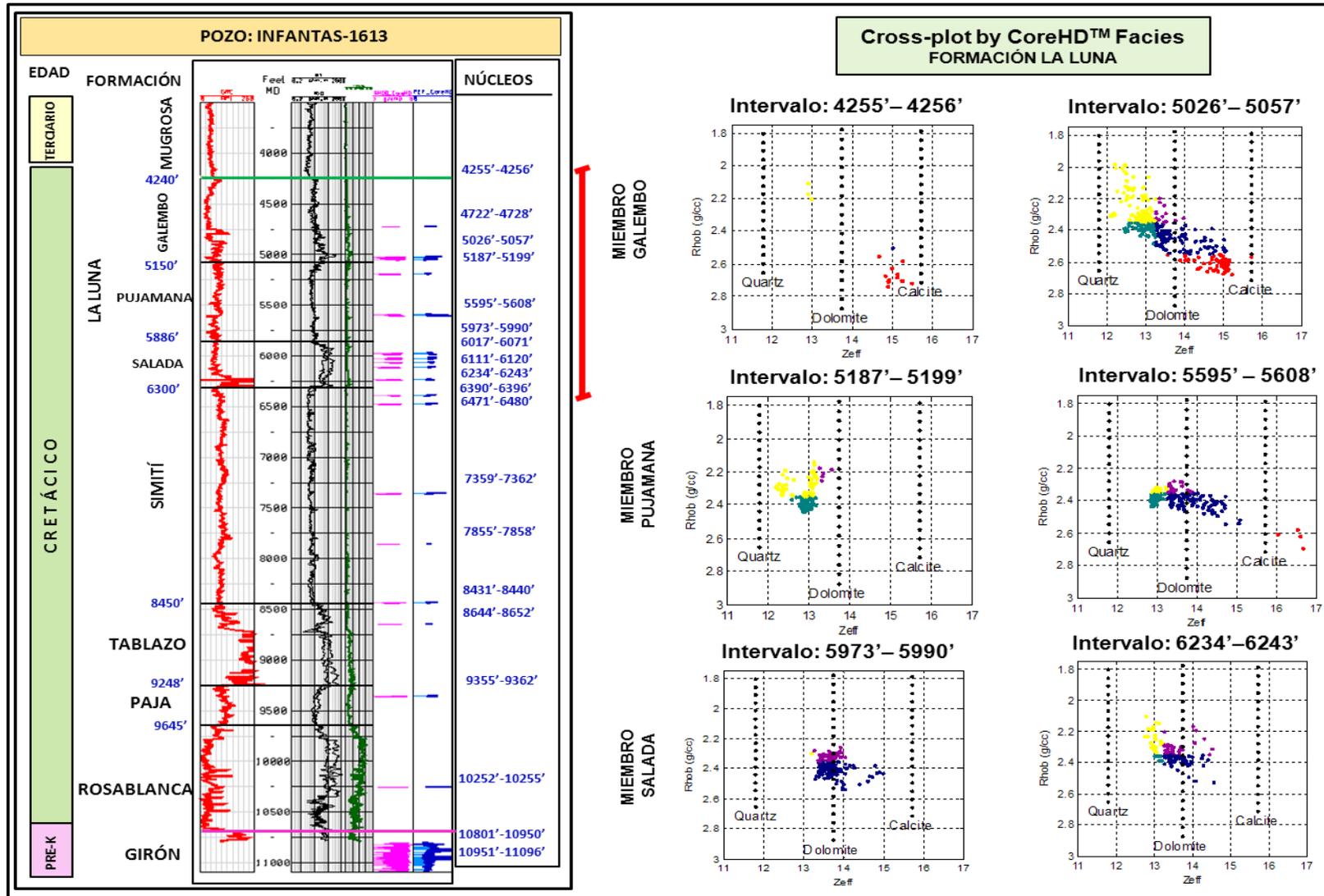
La calibración entre los resultados de la Fase I y la descripción litológica de la secuencia cretácica, es fundamental para pronosticar la certidumbre de los resultados de la Fase II y III de INGRAIN.



**Figura 19.** Integración estratigrafía – INGRAIN. Contactos discordantes, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.



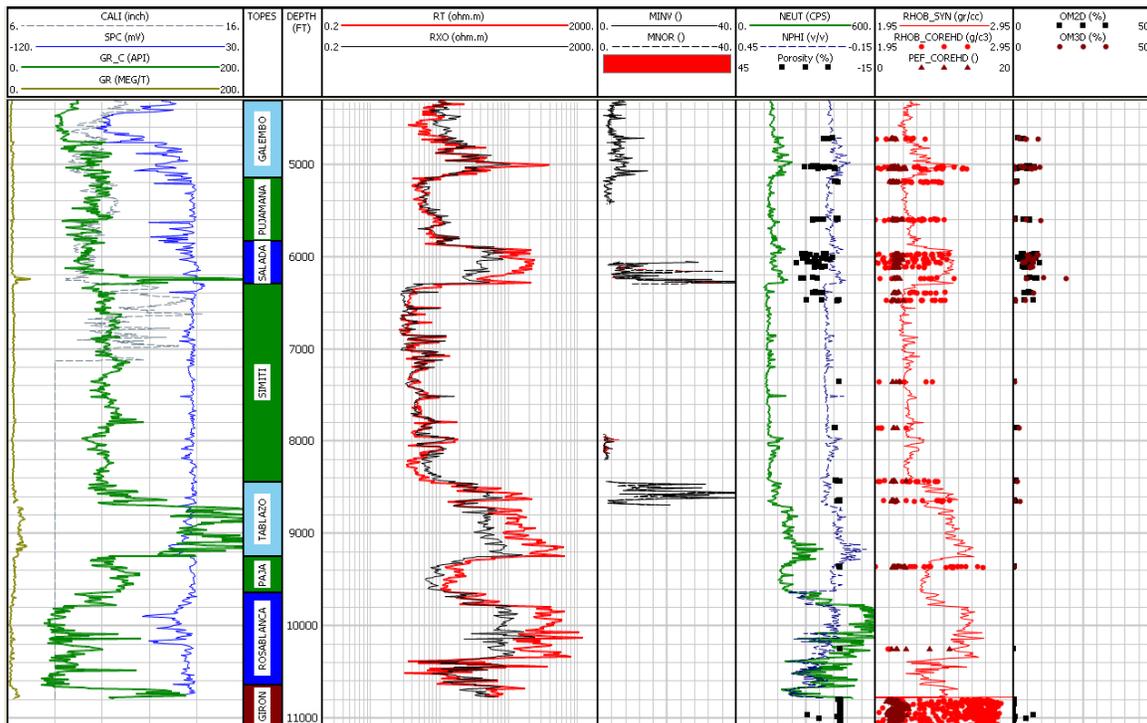
**Figura 20.** Integración estratigrafía – INGRAIN, formaciones Paja, Simití y Tablazo, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.



### 3.3. Evaluación Petrofísica Pozo Infantas-1613

El pozo Infantas-1613 fue perforado en 1954, la información de registros que se dispone para el análisis petrofísico es muy vieja: registros eléctricos: *Lateral (LAT 18.8")*, *Short Normal (SN 16")*, *Long Normal (LN 64")*, *Microlog (MCAL, MINV, MNOR)*, y Potencial Espontáneo (SP), también se tomaron registros nucleares: Gamma Ray (Meq/Ton) y Neutron (cps). Con la información disponible de registros se procedió a realizar una interpretación petrofísica determinística, usando la herramienta *ShaleXpert*. Para concluir esta tarea se calibró con la información medida en corazones, por INGRAIN: *coreHD*, porosidad, materia orgánica. Como no se tienen datos de desviación, todas las profundidades están referidas a pies medidos (MD).

El primer paso fue acondicionar la información de registros: edición y corrección de los registros eléctricos *SP*, *SN*, *LN* y *LAT*, conversión de la curva *GR*, disponible en unidades *Meq/Ton*, a unidades *API*, y el re-escalamiento de la curva neutrón en cuentas por segundo, a unidades de porosidad (NPHI). La figura 22 muestra la información disponible para la evaluación en la zona de interés:



**Figura 22.** Información disponible, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

En la pista 1 se muestran las curvas de correlación: *GR*, *SP*. La curva *GR* original, calibrada en micro-radios equivalentes, por tonelada, se ha convertido a unidades *API* mediante la conversión  $1 \text{ MEG/Ton} = 16.5 \text{ API}$ , resultando la curva *GR\_C* (en verde). La curva *SP* fue corregida por línea base de lutitas, resultando *SPC*. En la pista 3 (resistividad) se observan las curvas *RT* y *RXO*, obtenidas de las curvas eléctricas normales y corregidas. En la pista 4 se muestran las micro-resistivas.

En las pista 6 se observa la curva neutrón (cps), en verde, que fue re-escalada a unidades de porosidad (NPHI, curva azul segmentada). El re-escalado se hizo por secciones para ajustar, en lo posible, con los datos de porosidad 2D (puntos en negro), proporcionados por INGRAIN, de otra manera no sería posible utilizar esta información para una evaluación determinística, y semicuantitativa, al disponer de registros tan viejos. El re-escalado de la curva neutrón fue llevado en tres secciones:

- Profundidad 765 - 8.400 pies: neutrón 0 a 600 (cps), NPHI 0.2 a -0.4 (v/v)
- 8.400 - 9.640 pies: neutrón 0 a 600 (cps), NPHI 0.2 a -0.3 (v/v)
- 8.640 - 10.800 pies: neutrón 0 a 600 (cps), NPHI 0.35 a 0.01 (v/v)

En la pista 7 se muestra la información del *CoreHD*, *RHOB* y *PEF*, y en la pista 8 el contenido de materia orgánica medido por INGRAIN. Para efectos de realizar una comparación con los datos de INGRAIN, se construyó una curva acústica sintética *DT\_syn*, partiendo de la ecuación de Faust, y seguidamente otra curva sintética de la densidad partiendo de la ecuación de Gardner, *RHOB\_syn* (en rojo, pista 7), puede verse la comparación en la pista 7. Como se puede observar, sería redundante hacer un análisis de propiedades mecánicas a partir de la misma curva.

Los valores medidos de materia orgánica (tanto 2D como 3D) pueden verse en la pista 8, estos valores de materia orgánica están en porcentaje en volumen (% Vol) y fueron llevados a porcentaje en peso (%WT), para poder ser usados en la calibración del *TOC* calculado mediante el método de Passey (Delta Log R).

En síntesis, la información disponible para el análisis del pozo Infantas-1613 se resume como sigue:

Curvas originales:                    *GR*, *Gamma Ray (MEG/T)*  
     *SP*, *Potencial espontáneo (mV)*  
     *LN*, *Long Normal (ohm-m)*  
     *LAT*, *Lateral (ohm-m)*  
     *SN*, *Short Normal (ohm-m)*

*NEUT*, *Neutron (CPS)*

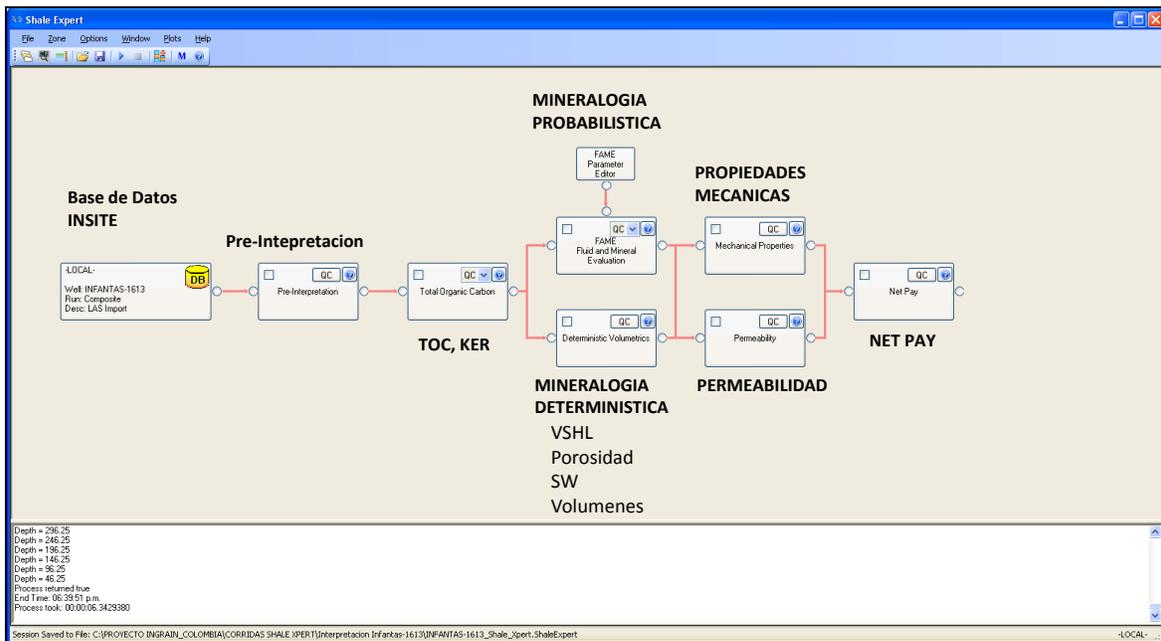
Curvas re-escaladas: *GR\_C (api)*, *NPHI (dec)*

Curvas sintéticas: *DTC\_syn*, sónico (uS/ft), ecuación de Faust.  
*RHOB\_syn*, densidad (uS/ft), ecuación Gardner.

Mediciones en corazones: porosidad (% 2D, 3D), *coreHD (RHOB, PEF)*, materia orgánica (% OM2D, 2D), permeabilidad nD (3D: vertical, horizontal).

El resto de la información disponible consta de reportes de completamiento, perforación, imágenes de registros eléctricos con algunos datos de cabezal, lo que permitió revisar los parámetros del lodo, las pruebas *DST* realizadas y el fluido contenido en la formación.

Con base en la información revisada se procedió a realizar la interpretación usando la herramienta *ShaleXpert*, cuyo flujo de trabajo se muestra en la figura 23:



**Figura 23.** Flujo de trabajo *ShaleXpert*.

Se cargó la información de registros y datos de INGRAIN, medidos en corazones en la base de datos *Insite*, para aplicar los módulos correspondientes del *ShaleXpert*: *Pre-interpretation*, *Total Organic Carbon*, *Deterministic Volumetrics Analysis (DEVA)*, *Permeability*, y *Net Pay*. Los

módulos de mineralogía probabilística (FAME: fluid and mineral evaluación) y propiedades mecánicas no se pueden aplicar con la información de registros disponible.

### 3.3.1. Propiedades básicas.

El módulo *Pre-interpretation* permite estimar los gradientes de temperatura, presión, sobrecarga y de presión de poro, con la información disponible, haciendo uso de la curva *RHOB\_syn*. Las presiones de poro y sobrecarga no es posible estimarlas con esta información, sólo se hizo un estimado de la presión de formación.

Para el pozo Infantas-1613 se tienen los gradientes:

- Temperatura: 1.1° F/pie
- Presión: 0.82 psi/ft
- Sobrecarga: 1.16 psi/ft
- Poro: 0.43 psi/ft

Una imagen del módulo *Pre - interpretation* se muestra en la figura 24, en donde se muestran los gradientes y la presión de formación estimada. El módulo de *Pre- interpretation* sirve de base para estimar las propiedades mecánicas dinámicas de la roca tales como módulos de Young, Poisson, de corte, fragilidad, etc.

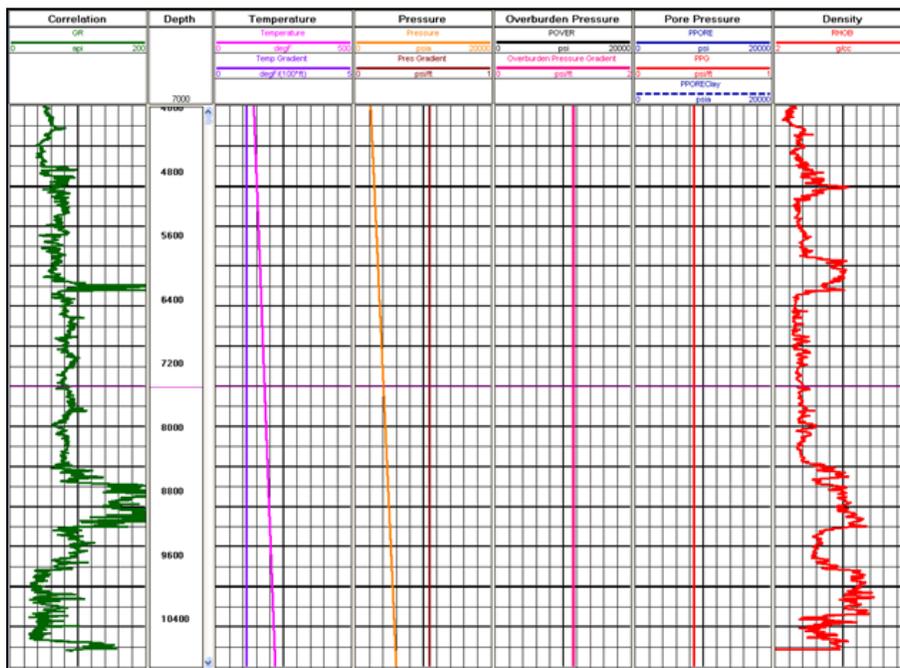
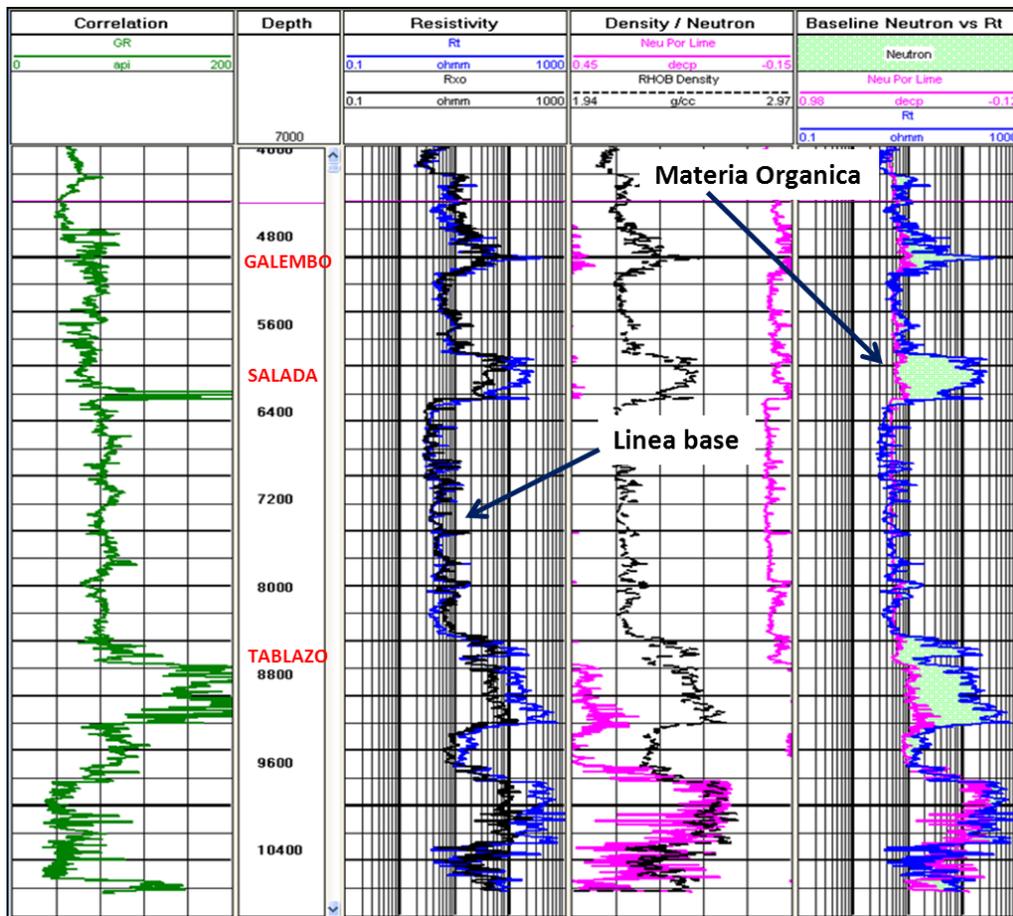


Figura 24. Módulo de *Pre-interpretation*.

### 3.3.2. Análisis de TOC.

Para la aplicación del módulo de TOC/kerógeno, se procedió a aplicar la técnica *Delta Log R* (Passey, 1990) y calibrar con las mediciones de materia orgánica de INGRAIN. Un análisis, usando la curva neutrón original versus  $R_t$ , permite identificar las zonas con mayor contenido en materia orgánica, según se puede notar en la figura 25. Para poder aplicar el método Passey se tomó la curva NEUT tal como viene y se le re-escaló para una escala normal de porosidad NPHI (0.45 a - 0.15, decimal), esto no debe confundirse con el re-escalamiento anterior para convertirla en porosidad.

El gráfico logarítmico mostrado en la pista 5, en la figura 26, permite identificar cualitativamente en las zonas sombreadas de verde claro, la posible presencia de materia orgánica, específicamente en los miembros: Galembo (4.720 - 5.034 pies), intervalo calcáreo; Salada (5.890 - 6.332 pies), intervalo calcáreo, y Formación Tablazo (8.468 – 9.270 pies), intervalo calcáreo - lutítico, con alto  $GR$  y alta  $R_t$ .



**Figura 25.** Identificación de materia orgánica, Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

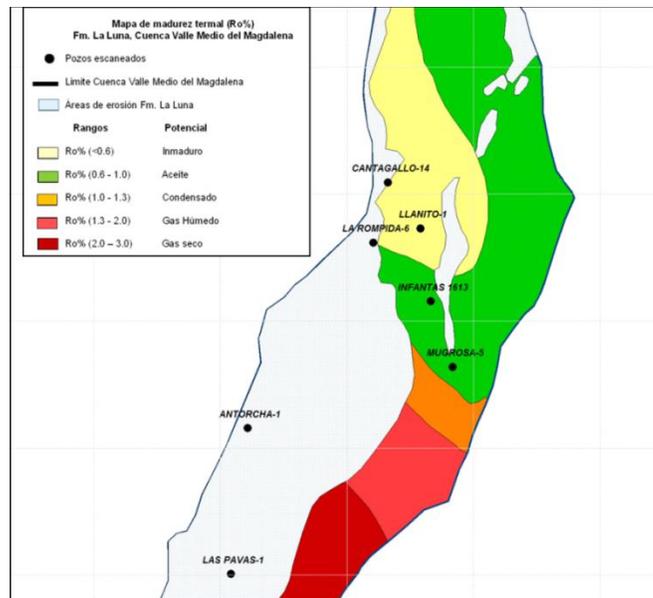
A pesar de la pobre información de registros en el pozo Infantas-1613, se tiene que es un buen ejemplo de calizas y lutitas con alto contenido en materia orgánica, para este estimado se utilizó la Formación Simití como un indicador de lutitas pobres en materia orgánica. Este resultado parcial va en consonancia con las pruebas DST tomadas en su tiempo, según lo que se logró ver en el archivo gráfico del registro compuesto. Los intervalos son los siguientes:

Miembro Galembó: 4.895 - 4.943 pies, lodo más agua salada de 7.000 ppm Cl<sup>-</sup>  
4.966 - 5.014 pies, lodo más agua salada de 24.800 ppm Cl<sup>-</sup>  
5.026 - 5.074 pies, 1.700 barriles de agua salada de 24.800 ppm Cl<sup>-</sup>  
5.618 - 5.636 pies, agua salada 14.200 ppm Cl<sup>-</sup>

Formación Tablazo: 7.966 – 8.099 pies lodo cortado con gas y aceite  
7.950 – 7.960 pies; 150 barriles de aceite, 37° API

A la profundidad de 4.436 pies (Miembro Galembó) se reporta que fluyó agua salada de 70.000 ppm Cl<sup>-</sup>, sin corte de lodo, valor que se considera menos afectado y el más probable, lo cual daría una salinidad equivalente de NaCl de 11.5000 ppm. Existen otros intervalos probados en el pozo a nivel de la secuencia terciaria que probaron agua y algo de gas.

Según la información geoquímica disponible, el pozo Infantas-1613 se ubica en una zona de madurez termal, donde la Formación La Luna presenta valores isovalores de Ro<sub>o</sub>, entre 0,6 y 1 % que corresponde a ventana de aceite. La figura 26 muestra un segmento del mapa de madurez termal en la zona del pozo Infantas-1613:

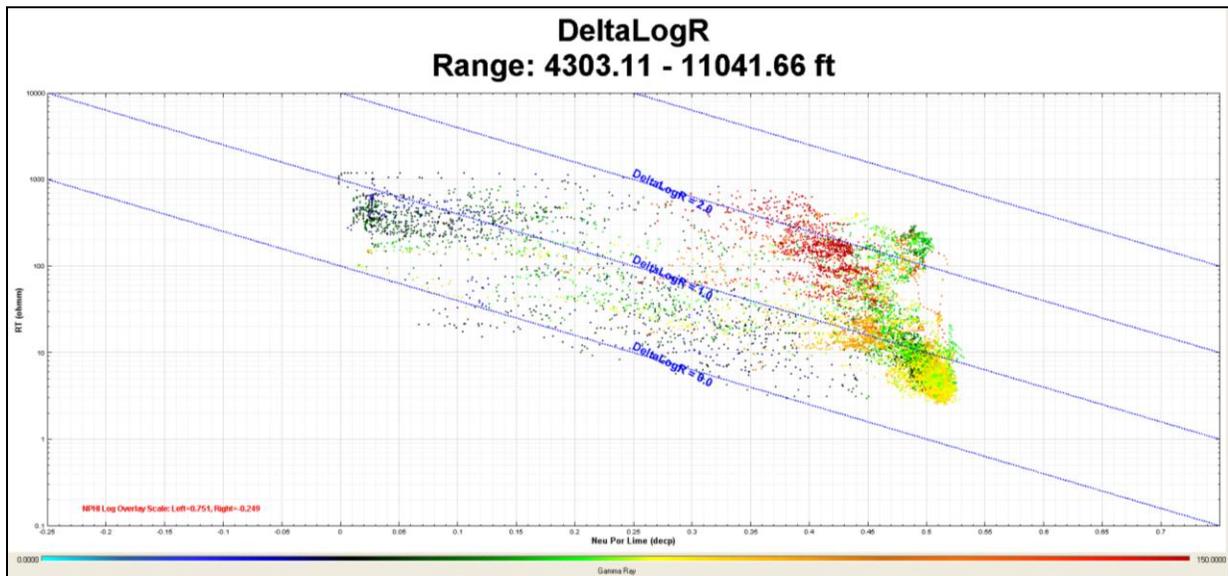


**Figura 26.** Mapa de madurez termal para la Formación La Luna, cuenca Valle Medio del Magdalena.

Para el cálculo del *TOC*, se procedió a comparar el contenido de materia orgánica medido en corazones por INGRAIN, con lo que se obtiene del método Passey (% en peso).

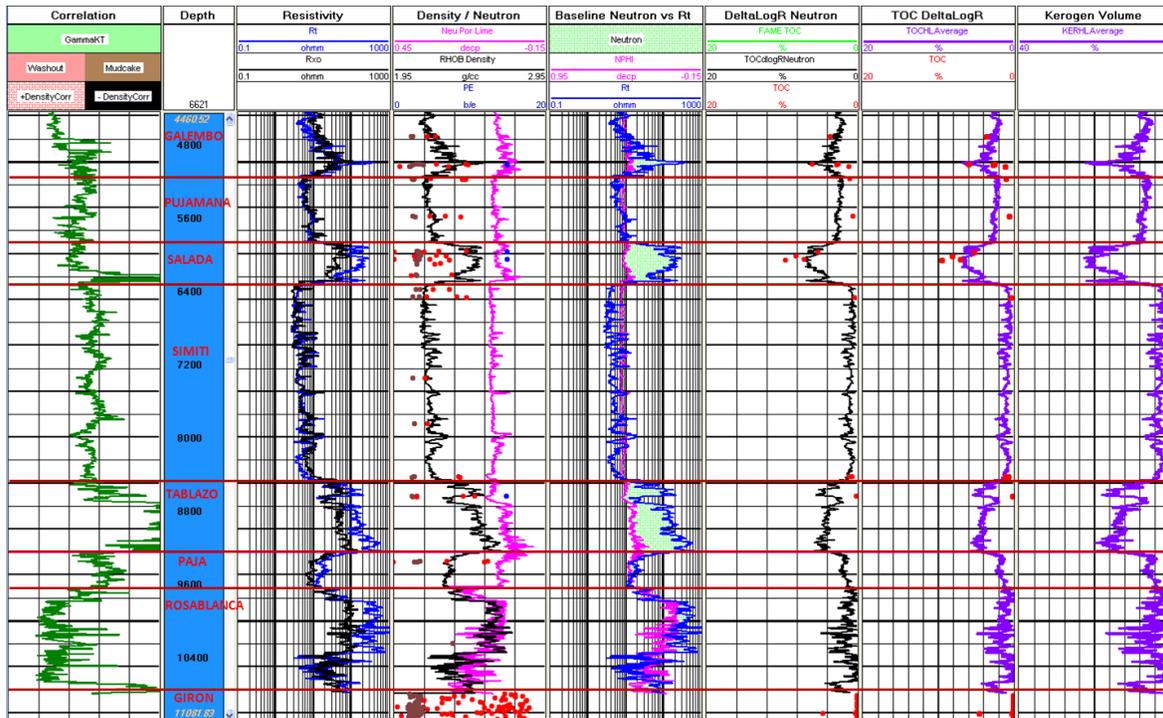
Se tomó una línea base de *Rt* (4 ohm-m) en una zona considerada pobre en materia orgánica, como lo la Formación Simití, por poseer alto GR con baja *RT*, obteniéndose como resultado un ajuste en los datos de las lutitas de la Formación Simití, con la región donde *Delta Log R = 0*. En la figura 27 se muestra la calibración de la línea base de arcilla o lutita con la línea *Delta Log R*.

Luego del ajuste de línea base, se procedió a ajustar la curva neutrón re-escalada con la curva *RT* de tal manera que el método de Passey calcule bajos niveles de *TOC* en la lutitas no orgánicas. Esta segunda iteración dio como resultado un ajuste muy bueno con relación a lo que se obtuvo en las mediciones de corazones. Sin embargo hay que destacar que se ha usado una curva vieja de neutrón y por lo tanto no es un estimado perfecto al no disponer de registros medidos de *RHOB* y *DT*. También, en este análisis no fue posible utilizar métodos alternativos como Schmoker, al no tener los registros adecuados.



**Figura 27.** Ajuste de línea base de lutitas no orgánicas con la línea *Delta Log R = 0*, en el gráfico NPHI vs. *Rt*, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

La figura 28 muestra la integración de resultados del análisis *TOC* y kerógeno con los datos suministrados por INGRAIN:



**Figura 28.** Resultados del cálculo integrado del TOC y kerógeno, mediante el método Passey, con los datos de corazones obtenidos por INGRAIN, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

La pista 1 se observa el registro *GR* que indica valores muy altos de radiactividad natural a nivel de la Formación Tablazo, y menores manifestaciones en los miembros Galembó y Salada, la resistividad es alta en las tres unidades (pista 3). La pista 4 muestra la comparación de la porosidad re-escalada con las mediciones en corazones (puntos azules), así como las mediciones del *CoreHD RHOB* y *PEF*, con relación a la pseudocurva *RHOB\_syn*. En la pista 5 se muestra el ajuste final del método Delta Log R, y el cálculo definitivo de *TOC* integrado con las mediciones en corazones (puntos rojos) se muestran en la pista 6. Se puede observar un ajuste bastante aproximado a pesar de contar con registros viejos. Como no hay más registros para aplicar el método Passey se muestra el promedio en la pista 7, *TOC Delta Log R*. Al final se estima el volumen de kerógeno, a partir del *TOC* estimado y se presenta en la pista 8.

De este análisis se pueden identificar zonas con presencia de hidrocarburos, en los miembros Galembó, Salada y Formación Tablazo, como parte del contenido de carbón orgánico total, así mismo las curvas de resistividad corregidas indican algún efecto de movilidad de fluidos. Se pueden observar valores de *TOC* de 4 - 7% en los miembros Galembó y Salada, y de 4 - 5% en la Formación Tablazo. Como los valores más altos de *GR* están en Tablazo, se presume que el cruce *Rt* vs. Neutrón en los miembros Galembó y Salada obedecen a la presencia de hidrocarburos.

### 3.4. Análisis Determinístico (DEVA)

Al disponer de unas curvas de *GR*, porosidad, resistividad y salinidades, es posible hacer un estimado determinístico de las propiedades de roca presentes en dichas unidades mediante el módulo determinístico *DEVA*.

Se hizo un cálculo lineal de la arcillosidad (*VSh*) y mediante la curva *GR*, se procedió a corregir por efecto de las arcillas la porosidad total (*PHIT*), que es la curva de neutrón re-escalada para obtener la porosidad (calibrada con la porosidad 3D, de los datos de INGRAIN, y se obtuvo un estimado de la porosidad efectiva o *PHIE*.

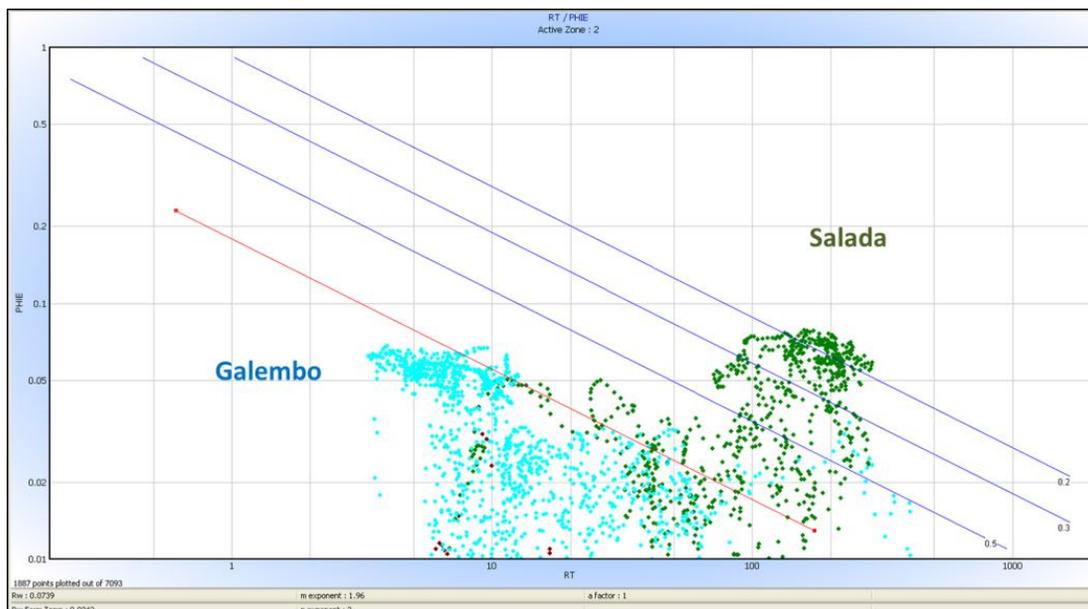
Para efectos de no tener más incertidumbre en relación con los resultados determinísticos de litología y fluidos, se procuró hacer uso de modelos sencillos y así no incorporar más variables al sistema. Para este fin se utilizó como indicador de saturación al modelo de Archie, que sólo requiere *PHIE*, *RT* y la *Rw*.

La resistividad del agua de formación se estimó en el Miembro Galembó, el método de Pickett, en  $R_w = 0.034 \text{ ohm-m @ } 136^\circ \text{ F}$ , con salinidad = 131.800 ppm NaCl, un poco mayor a la muestreada con DST. Para el Miembro Salada se estima una salinidad de 11.6000 ppm NaCl, y

para la Formación Tablazo una salinidad de 96.000 ppm NaCl, todas con una  $R_w$  de 0.074 ohm-m @ 60° F. Es decir que el Miembro Galembó sirve de base para estimar la  $R_w$  mediante Pickett, por causa de una muestra de agua tomada con *DST* que da valores bastante cercanos. Los exponentes de cementación y saturación se consideraron igual a 2, la constante de Archie se tomó como la unidad ( $m=n=2$ ,  $a=1$ ), a falta de mayor información.

Un gráfico de Pickett se muestra en la figura 29, donde se muestra la  $R_w$  obtenida (0.074 @ 60° F) en la zona de agua muestreada en el Miembro Galembó (puntos azules) y los valores considerados en zona de aceite del Miembro Salada (puntos verdes). La línea roja representa, que por debajo de ella, se está en 100% de saturación de agua. Debido a este comportamiento se estima que la  $R_w$  es muy similar en ambas zonas y que puede ser extrapolable a la Formación Tablazo, porque la  $R_w$  varía con la temperatura.

En resumen, se tienen pruebas de producción *DST* reportadas para el Miembro Galembó, como zona de agua, y en el Miembro Salada como zona de hidrocarburos y agua, no se tiene información de pruebas de la Formación Tablazo, pero el comportamiento de la  $R_w$  según Pickett es similar a la del Miembro Galembó. En lo referente a la Formación Rosablanca, no se tiene nada, pero cualitativamente pareciera estar en agua con algo de aceite y en una zona muy apretada si se usan los mismos parámetros que para la Formación Tablazo.



**Figura 29.** Gráfico de Pickett, para estimar  $R_w$  en la zona de agua del Miembro Galembó, Formación La Luna, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

Por causa de la poca información disponible no se dispone de un análisis de litología muy exacto, ya que sólo se tiene VSh, por lo que se hizo un estimado de volumen de matriz, limo y de arcilla; también se estimó el contenido de fluidos tales como agua y aceite, mediante el uso de la herramienta *ShaleXpert*.

La permeabilidad fue estimada usando la ecuación de Timur, y considerando una saturación de agua irreducible de  $Sw_{irr} = 0.01/PHIE$ , según el método de Buckles. Esto da como resultado un estimado muy grueso de la permeabilidad que no puede ser ajustado con los valores de INGRAIN por ser estos muy bajos, por debajo de 1 mD. La figura 30 muestra un histograma de frecuencias de la permeabilidad horizontal estimada en corazones, mediante la técnica de escaneo *XRF* de INGRAIN:

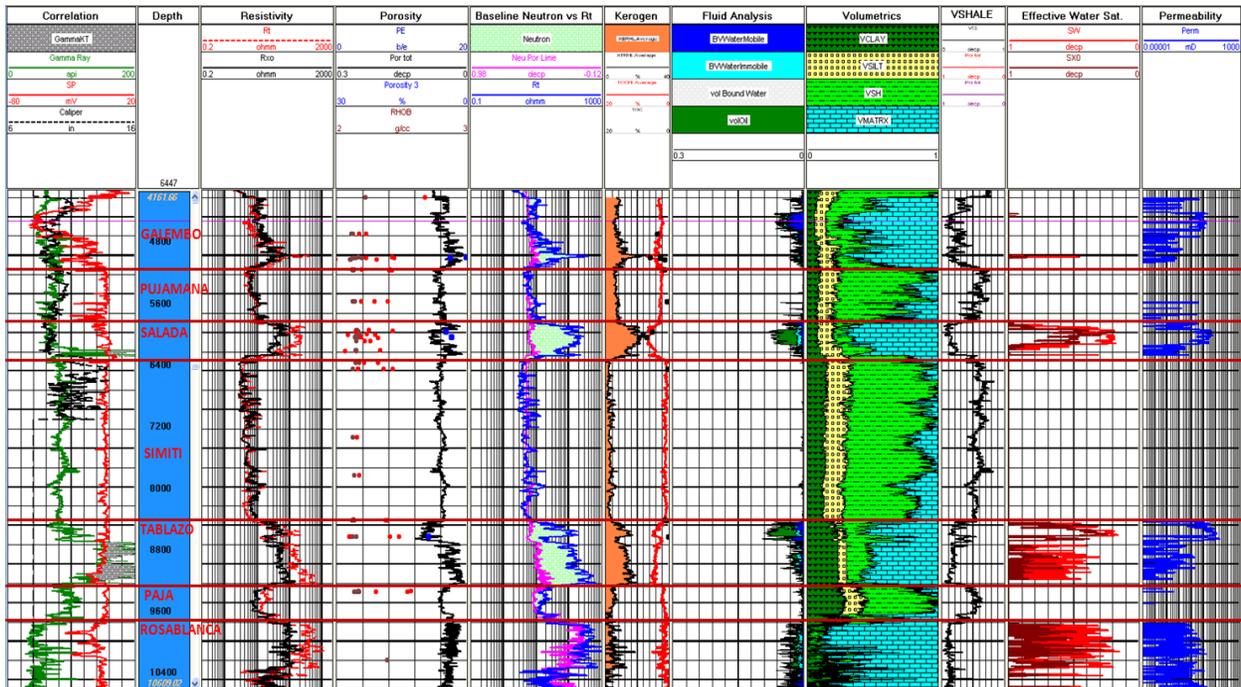


**Figura 30.** Valores de permeabilidad horizontal 3D medidos en corazones del pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

Se estima que la permeabilidad de Timur, está muy sobreestimada en el caso de las calizas del pozo Infantas-1613, pero hay que tener en cuenta que se está haciendo un análisis considerando el efecto de posibles fracturas naturales, presentes en estas formaciones, y que los valores proporcionados de corazones se aproximan a la permeabilidad en la matriz.

El análisis determinístico y volumétrico de propiedades (DEVA) permite visualizar que las zonas identificadas con contenido significativo de materia orgánica, alto *GR* y alta *RT*, generalmente son rocas con alto contenido calcáreo, con porosidad efectiva suficiente para albergar fluidos, que en este caso puede ser agua a hidrocarburos livianos o gas.

Se ilustra la interpretación petrofísica del pozo Infantas-1613 en la figura 31:



**Figura 31.** Interpretación petrofísica *ShaleXpert*, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

En la pista 1 de correlación se muestran las curvas GR (corregida), SPC y *caliper*, seguidamente de la pista de resistividad. La porosidad total se muestra en la pista 4 de porosidad, curva negra. Se le superponen los puntos de porosidad 2D medidos en corazones. En la pista 5 se muestra el ajuste del método *Delta Log R*, indicando las zonas que sobresalen con presencia de materia orgánica (en relleno verde). Los contenidos de kerógeno (relleno naranja) y TOC (línea roja) se muestran en la pista 6.

Se indican en puntos negros los valores de materia orgánica (en %WT) medidos en corazones. La distribución de fluidos se indica en la pista 7, con los volúmenes estimados de agua libre, agua irreducible e hidrocarburos. La suma de estos volúmenes sería igual a PHIE. La litología se ilustra en la pista 8, seguida del estimado de VSH, pista 9. La saturación de agua, SW (en rojo), y la Sxo se indican en la pista 10. Finalmente la permeabilidad según modelo Timur, en la pista 11. Se considera que es lo mejor que se puede hacer con la información disponible de registros y sin entrar a utilizar curvas sintéticas, para estimar innecesariamente otras propiedades, como las mecánicas, lo que sería redundante.

### 3.5. Resultados del análisis petrofísico.

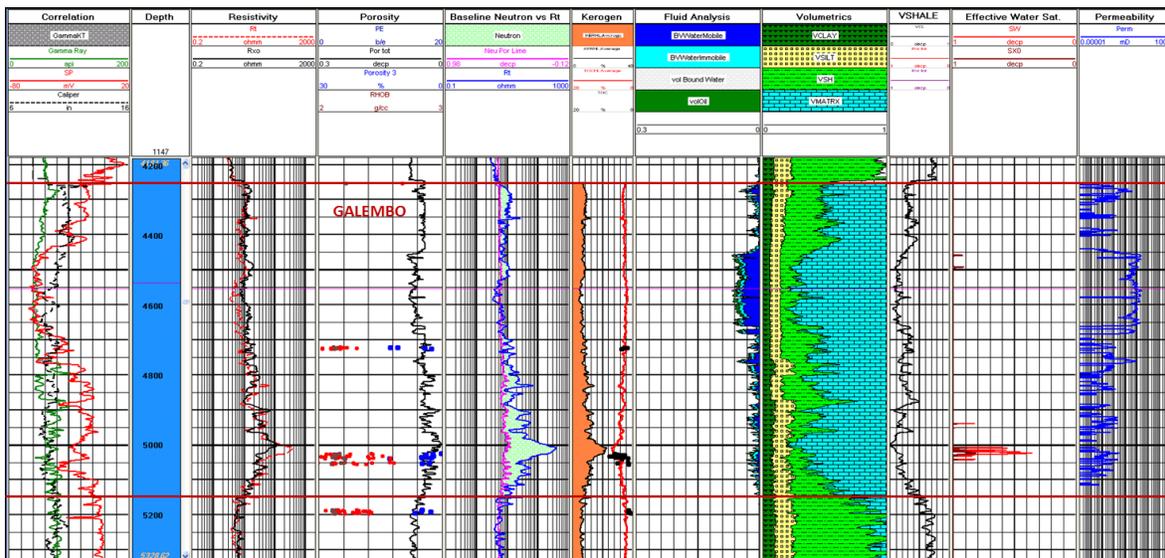
La tabla 1 muestra un resumen de propiedades petrofísicas estimadas para las unidades cretácicas del pozo Infantas-1613. Se consideró un corte de  $Sw < 30\%$ ,  $PHIE > 2\%$ ,  $VSH < 30\%$ , para estimar los espesores netos (net pay).

**Tabla 1.** Resumen de propiedades petrofísicas, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

FORM/MBR	GROSS	NET RES	NET/GROSS	NET PAY	PHIE	SW	VSH	K	TOC	KER
	(ft)	(ft)		(ft)	(dec)	(dec)	(dec)	(mD)	(%)	(%)
Galembó	918	379	0.413	0	0.042	0.988	0.174	0.117	2.7	7.78
Pujamana	688	13	0.019	0	0.045	1	0.585	0.074	2.7	7.59
Salada	467	310	0.664	150	0.048	0.215	0.141	0.577	6.5	20.823
Simití	2147	0	0	0	0	1	0.6	0.027	3	8.52
Tablazo	798	334	0.419	80(610)	0.047	0.206	0.198	1.649	4.6	14.913
Paja	395	0	0	0	0	1	0.554	0	1.3	5.12
Rosablanca	993	495	0.498	70	0.032	0.237	0.098	0.046	2.2	7.734

Los resultados estimados de propiedades de roca se ilustran a continuación, según la zona analizada, en las figuras 32, 33, 34 y 35:

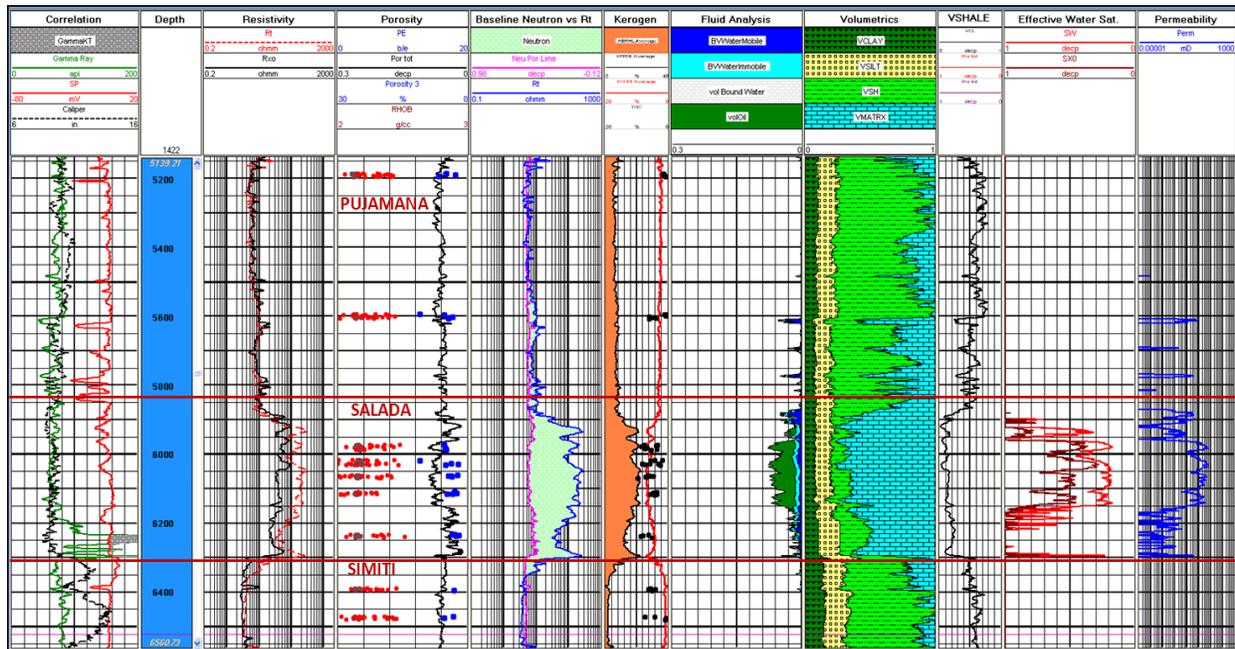
Interpretación en el Miembro Galembó (Formación La Luna):



**Figura 32.** Interpretación en el Miembro Galembó, Formación La Luna, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

Posiblemente se trate de una caliza arcillosa fracturada con presencia de agua en la zona superior y algo e materia orgánica en la parte inferior del intervalo, más arcillosa y a 5.000 pies aproximadamente. El análisis considera que se está en una zona de agua según pruebas DST.

Interpretación en el miembro Salada (Formación La Luna):



**Figura 33.** Interpretación en el Miembro Salada, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

Se observa bajo contenido de TOC en las lutitas del Miembro Pujamana, pero hacia la caliza arcillosa del Miembro Salada se incrementa significativamente el TOC, posiblemente por efecto del hidrocarburo presente en la formación (5.920 – 6.151 pies). Se considera que esta zona sería un yacimiento *shale gas/oil*, por presentar baja porosidad y muy baja permeabilidad. Las pruebas *DST* reportan presencia de aceite liviano y gas.

Interpretación en la Formación Tablazo:

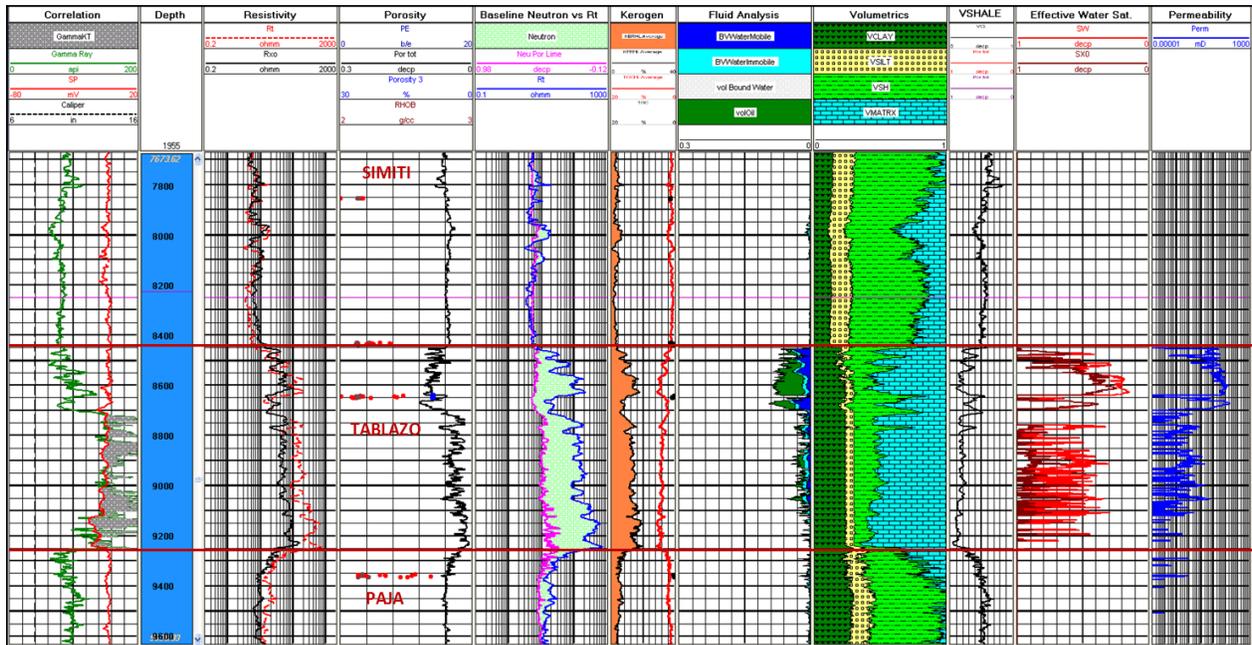
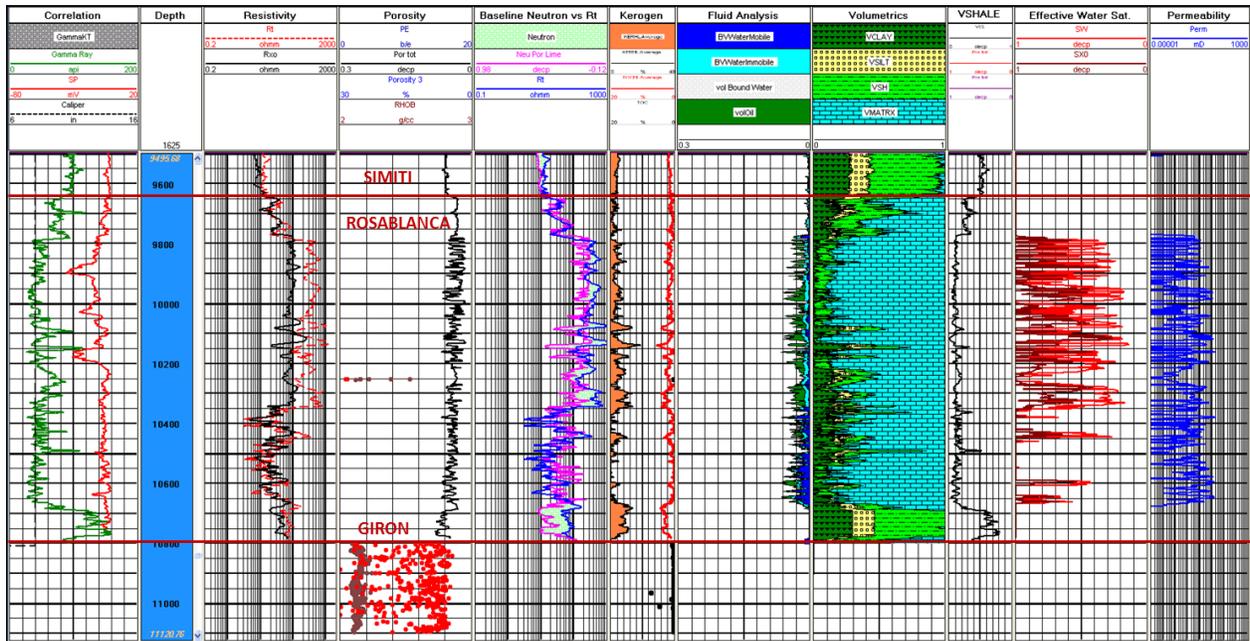


Figura 34. Interpretación en la Formación Tablazo, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

La formación arcillosa, Simití, muestra muy bajos valores de TOC. Se incrementa esta variable hacia el tope de la zona calcárea de la Formación Tablazo (8.458 – 8.640 pies). Se observa un interesante alto contenido de TOC entre 8.450 y 9.260 pies, aproximadamente. La porosidad disminuye de 3 - 4% a 1% desde los 8.120 pies, hacia la base, siendo esta una zona muy apretada, que coincide con valores muy altos del GR y alta Rt. Esto sería considerado un *shale gas*, en teoría. De ser así, se incrementaría el *net pay* en unos 530 pies, los cuales sumados a los 80 pies estimados, de la manera convencional, serían en total unos 610 pies de espesor neto de un posible *shale oil*. Sin conocimiento de las propiedades mecánicas de este intervalo, así como la fragilidad/ductilidad, su interés como yacimiento estaría sujeto a la toma de mayor información en el área.

Interpretación en la Formación Rosablanca:



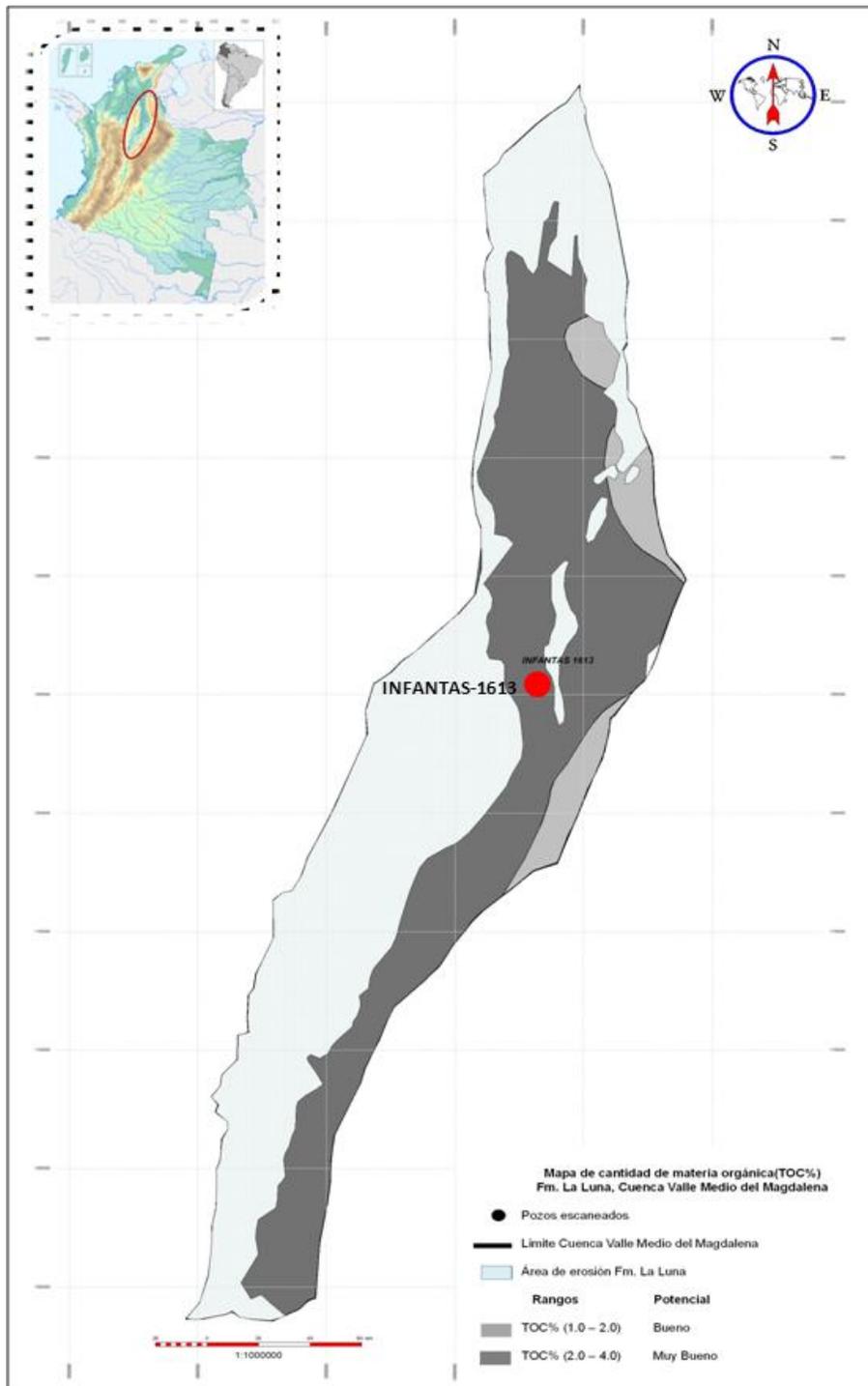
**Figura 35.** Interpretación en la Formación Rosablanca, pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

Si se consideran las mismas premisas que para la Formación Tablazo. Esta unidad calcárea, limpia, de muy baja porosidad y permeabilidad, y bajo *TOC* sería considerada como una caliza posiblemente fracturada, con posible presencia de hidrocarburos y presencia de agua por debajo de los 10.345 pies (MD). Se requiere tener mayor información de registros y pruebas de formación para mejorar este análisis. Se requiere tener mayor información de registros y pruebas de formación para mejorar este análisis. Por debajo de los 10.800 pies se pueden observar las mediciones de corazones (CoreHD) realizadas en la Fm. Girón: muy alta densidad, alto PEF y bajo contenido de materia orgánica.

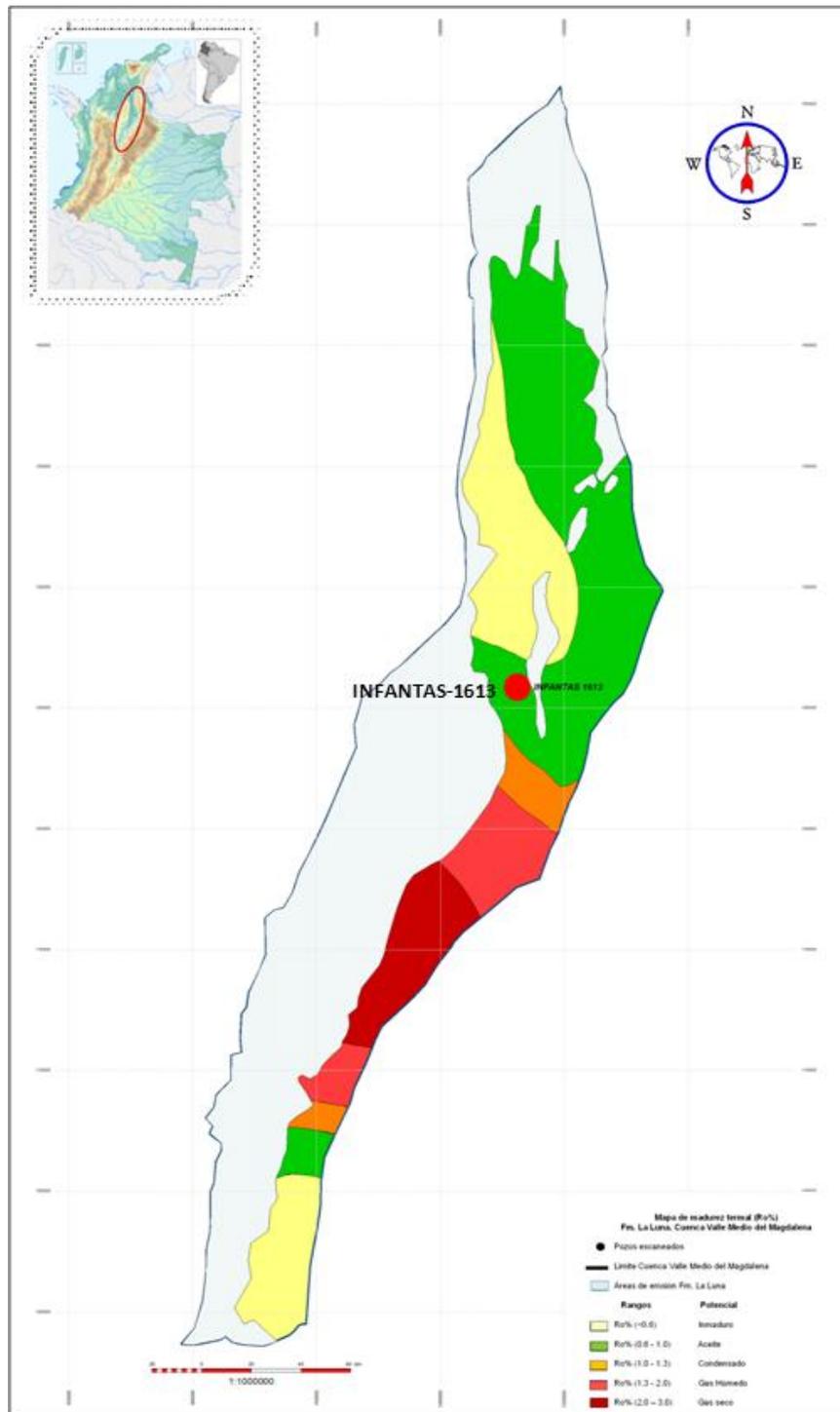
**3.6. Documentación de la Roca Generadora**

La información geoquímica disponible permite identificar las formaciones La Luna y el intervalo de las formaciones Tablazo – Paja, de la secuencia cretácica, como las principales rocas generadoras de la cuenca. La figura 36, corresponde al mapa de isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% *TOC*), de la Formación La Luna, en el pozo Infantas-1613, la cual se localiza en un área de valores muy buenos (2 - 4 % *TOC*). La información disponible, respecto al tipo de materia orgánica, presenta un predominio de kerógeno tipo II, potencial generador de aceite, principalmente.

En cuanto a madurez de la Formación La Luna, el mapa (figura 37) de isovalores promedios de reflectancia de vitrinita (% Ro) en el pozo Infantas-1613, corresponden a ventana de aceite. La extrapolación de estos valores de madurez a la Formación Tablazo, la ubican en la ventana de generación de aceite y condensado.



**Figura 36.** Mapa de isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% TOC), Formación La Luna, cuenca Valle Medio del Magdalena.



**Figura 37.** Mapa de isovalores promedio de reflectancia de vitrinita (% Ro), Formación La Luna, cuenca Valle Medio del Magdalena.

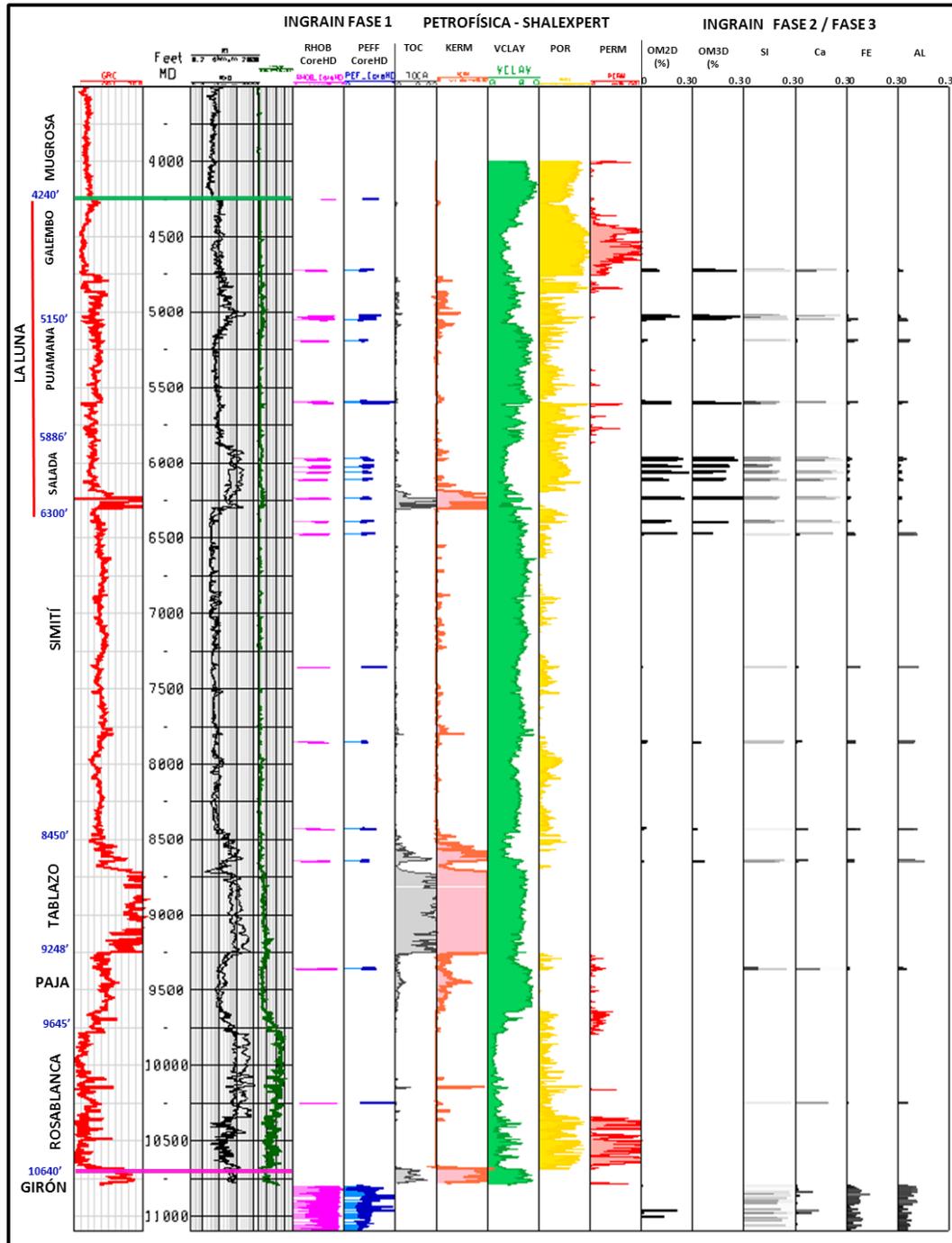
#### 4. INTEGRACIÓN DE RESULTADOS Y SELECCIÓN DE INTERVALOS COMO YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Con la finalidad de seleccionar las secciones con mayor potencial como yacimientos no convencionales, se realizó la integración de todas las disciplinas geológicas en conjunto con los resultados de las Fases I, II y III de INGRAIN.

Como se explicó en capítulos anteriores, las Fases II y III de los análisis de núcleos realizado por INGRAIN incluye un detalle de la mineralogía, generada de la microscopía electrónica (SEM) y difracción de rayos X (DXRF), valores de porosidad total, porosidad conectada, porosidad de la materia orgánica, *TOC*, etc. a una escala de alta densidad de muestreo (nanómetros). Estos resultados fueron utilizados para calibrar la evaluación petrofísica y permitió tener una interpretación preliminar de los niveles más prospectivos como yacimientos no convencionales. Estos resultados fueron integrados a la evaluación geoquímica y sísmica para seleccionar en forma definitiva los intervalos que reúnen mayor potencial como este tipo de yacimientos.

El siguiente gráfico integrado (figura 38), muestra la información estratigráfica, los núcleos escaneados por INGRAIN, la evaluación petrofísica (shalexpert) y los resultados de las fases II y III de INGRAIN expresados en los porcentajes de materia orgánica (OM 2D y (OM 3D) y los porcentajes mineralógicos generados con los análisis de XRF (difracción de rayos X). Con este gráfico se puede realizar una interpretación para la selección de yacimientos no convencionales. En el mismo se puede observar que las unidades que reúnen mejores condiciones para ser evaluadas como este tipo de yacimientos, corresponden a las formaciones La Luna y Tablazo. Las mayores proporciones en los porcentajes de *TOC* y bajos porcentajes de arcilla, dados por el ShaleXpert en los miembros Salada y Galembó, dan una primera aproximación para la selección de los yacimientos con mayor potencial. Estos resultados fueron confirmados en los análisis generados por INGRAIN, los cuales reflejan altos valores de materia orgánica, bajos valores de arcillosidad (bajos valores de aluminio), y altos valores en los porcentajes de sílice y calcita, los cuales indican alta fragilidad en estas unidades. De la misma manera los resultados de la evaluación petrofísica muestra excelentes valores de *TOC* y kerógeno en la Formación Tablazo. No obstante, los altos valores de arcilla pudieron generar una roca con alta ductibilidad. No se estudiaron núcleos por INGRAIN en este intervalo.

**INFANTAS 1613**



**Figura 38.** Perfil integrado de petrofísica a partir de la herramienta ShaleXpert, con resultados de análisis de las fases I,II y III de INGRAIN.

Integrando los resultados de todas las disciplinas geológicas evaluadas en el pozo Infantas 1613, se podría concluir que los yacimientos que reúnen condiciones para ser evaluados como no convencionales, asociados a roca generadora, están presentes en las formaciones La Luna y Tablazo.

## 5. EVALUACIÓN PETROFÍSICA SHALEXPert POZOS CATALINA-1 Y COCUYO-1

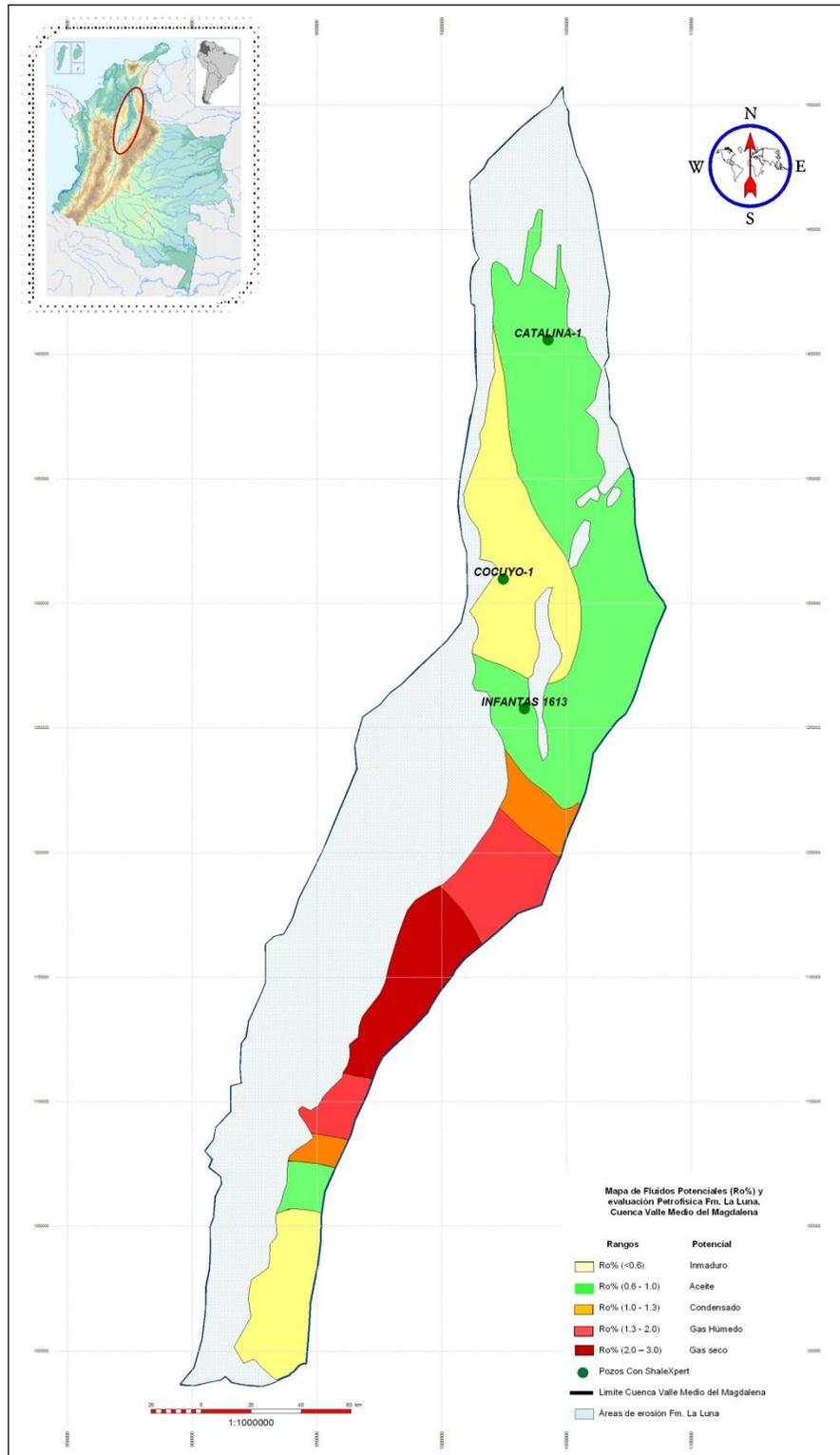
La tablas 2 y 3, y las figuras 39 a 45 documentan la evaluación petrofísica *shaleXpert* de los pozos Catalina-1 y Olivo-2, de 13 pozos escaneados por INGRAN en esta cuenca.

**Tabla 2.** Lista de pozos escaneados, cuenca Valle Medio del Magdalena.

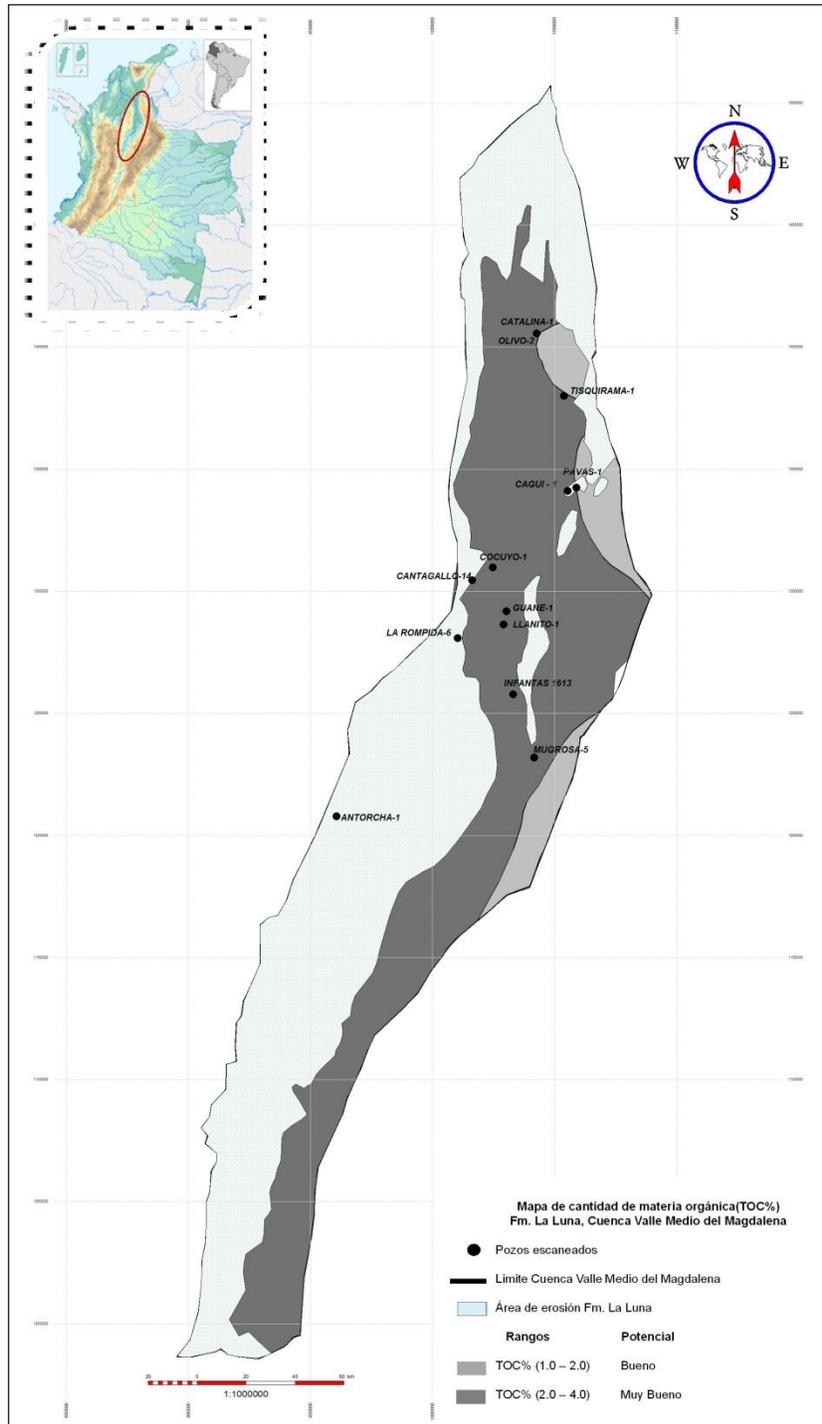
<b>Cuenca Valle Medio del Magdalena</b>		
<b>Pozos escaneados por INGRAN</b>		
<b>#</b>	<b>Pozo</b>	<b>Longitud aprox. Corazones (pies)</b>
1	Infantas-1613	369.16
2	Pavas-1	175.40
3	Catalina-1	329.58
4	Olivo-2	105.85
5	Mugrosa-5	127.88
6	Antorcha-1	77.40
7	La Rompida-6	72.98
8	Cantagallo-14	65.27
9	Llanito-1	85.94
10	Cocuyo-1	62.33
11	Cagüí-1	69.25
12	Guane-1	436.96
13	Tisquirama-1	39.25
Total (pies):		2017.25
Total (metros):		613.24

**Tabla 3.** Información disponible para evaluación petrofísica *shaleXpert* de pozos escaneados, cuenca Valle Medio del Magdalena.

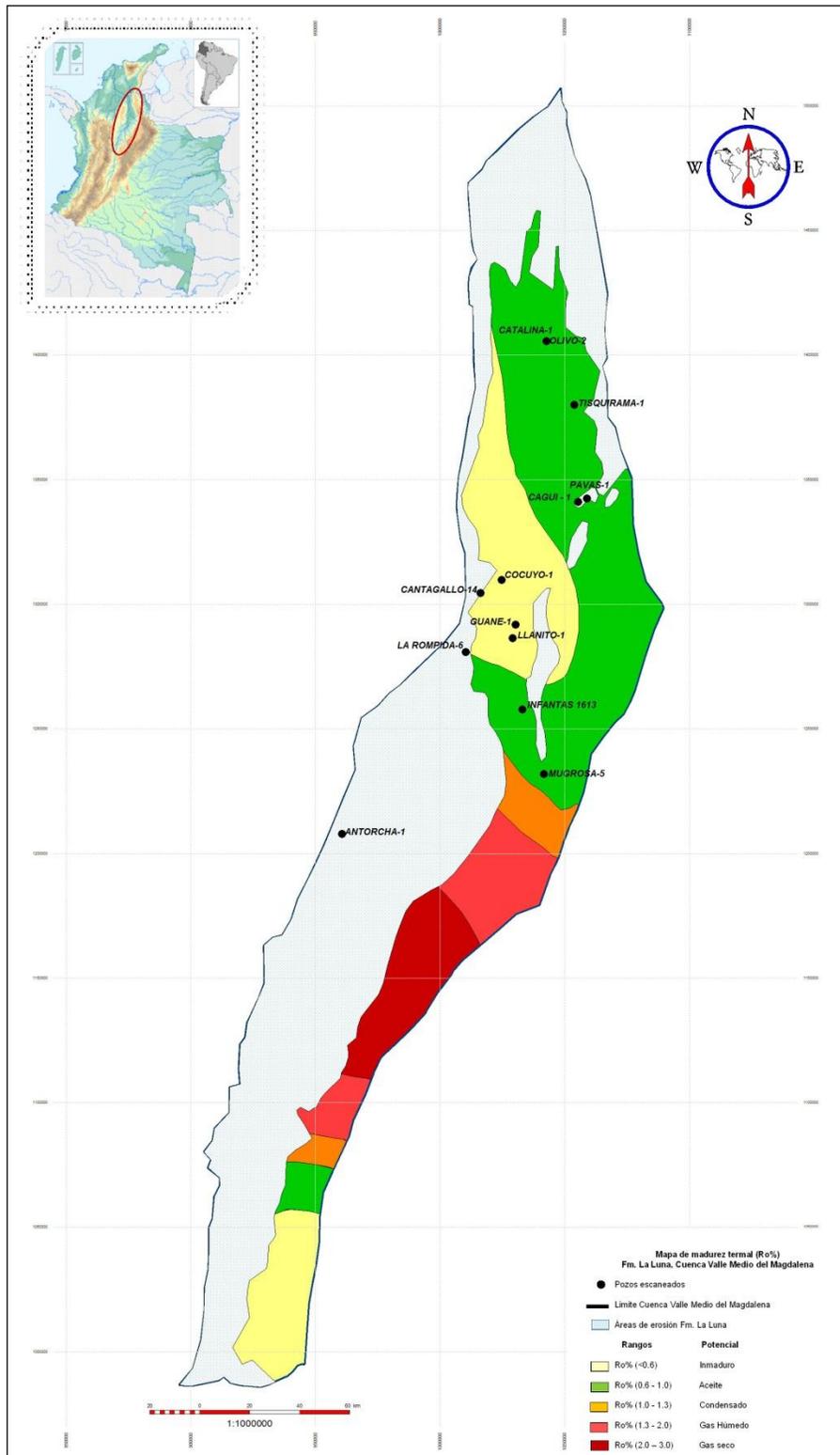
Evaluación Petrofísica Cuenca VMM					
#	Pozo	CoreHD INGRAIN	Archivo .Las Compuesto	Reporte INGRAIN*	Evaluación Petrofísica
1	Antorcha-1	X	X	0	0
2	Cagüí-1	X	X	0	0
3	Cantagallo-14	X	X	X	0
4	Catalina-1	X	X	X	X
5	Cocuyo-1	X	X	X	X
6	Guane-1	X	X	X	0
7	Infantas-1613	X	X	X	X
8	La Rompida-6	X	X	X	0
9	Llanito-1	X	X	X	0
10	Mugrosa-5	X	X	X	0
11	Olivo-2	X	X	X	0
12	Pavas-1	X	X	0	0
13	Tisquirama-1	X	X	0	0
X	Información disponible				
0	No disponible				



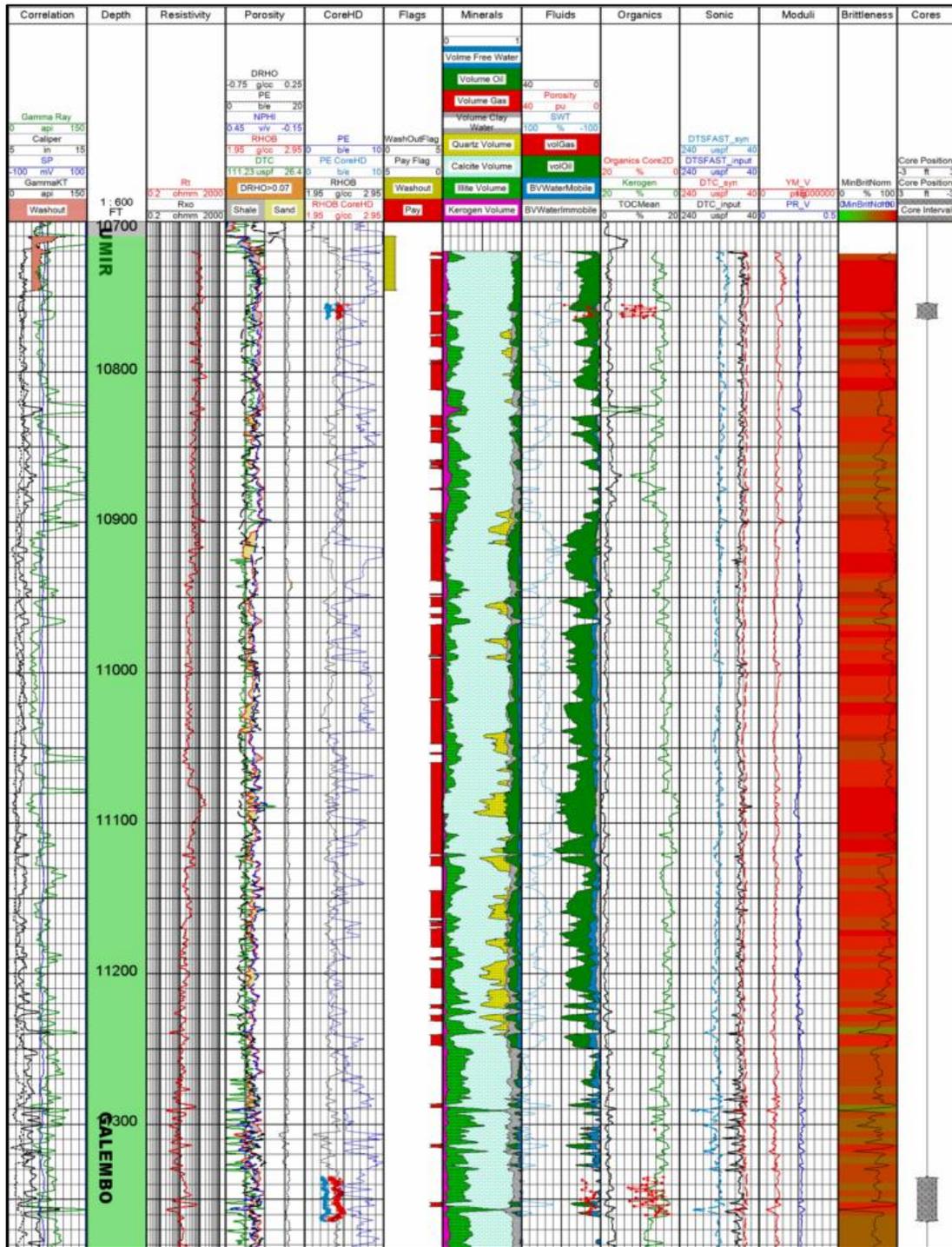
**Figura 39.** Mapa de localización de pozos con evaluación petrofísica *ShaleXpert*, cuenca Valle Medio del Magdalena.



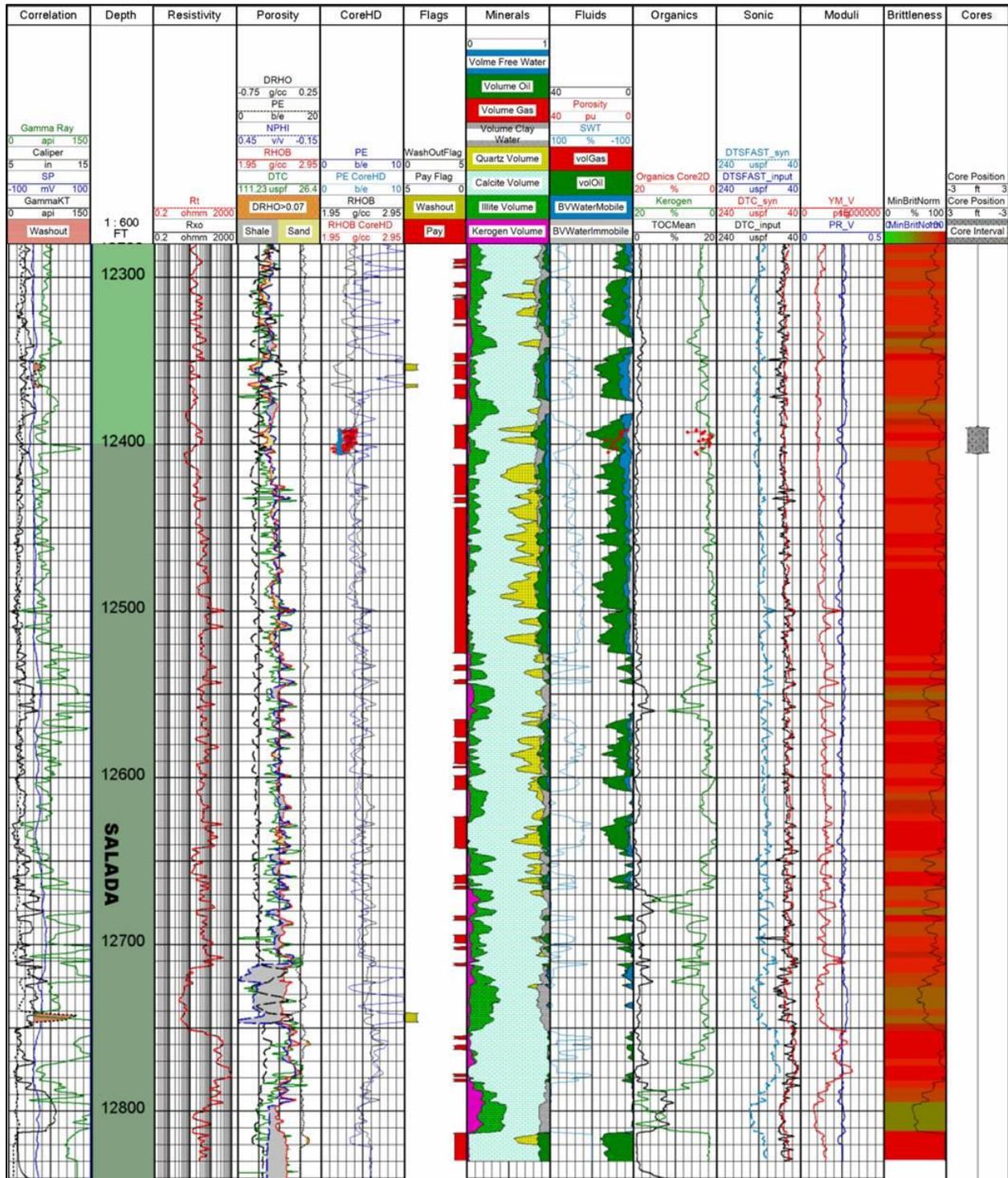
**Figura 40.** Mapa de tendencias de isovalores promedios de %TOC, Formación La Luna, cuenca valle Medio del Magdalena.



**Figura 41.** Mapa de tendencias de madurez y posible tipo de fluido relacionado, Formación La Luna, cuenca Valle Medio del Magdalena.



**Figura 42.** Evaluación *shalexpert*, Formación La Luna (Miembro Galembo), pozo Cocuyo-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.



**Figura 43.** Evaluación *shalexpert*, Formación La Luna (Miembro Salada), pozo Cocuyo-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.

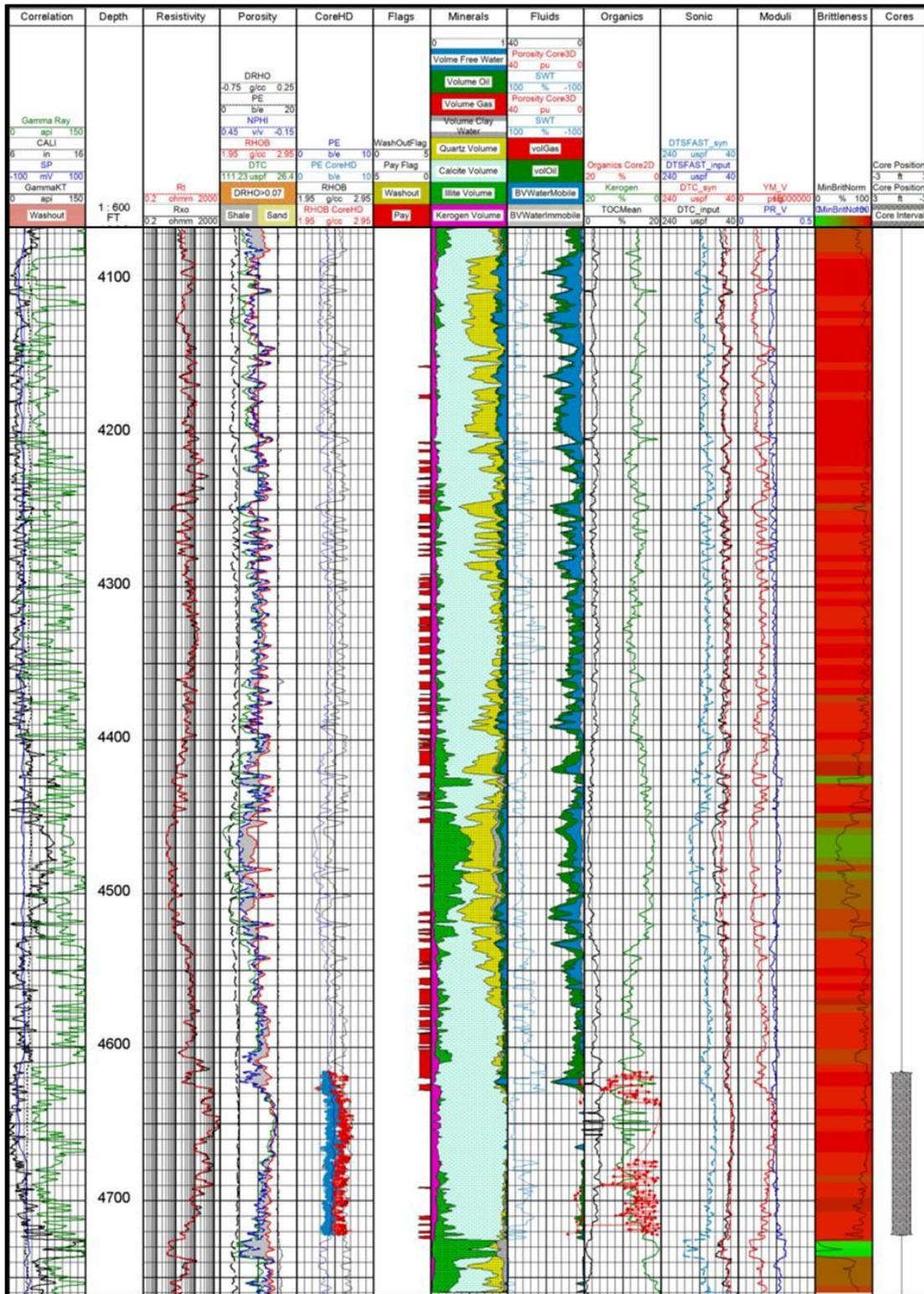


Figura 44. Evaluación *shalexpert*, pozo Catalina-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.

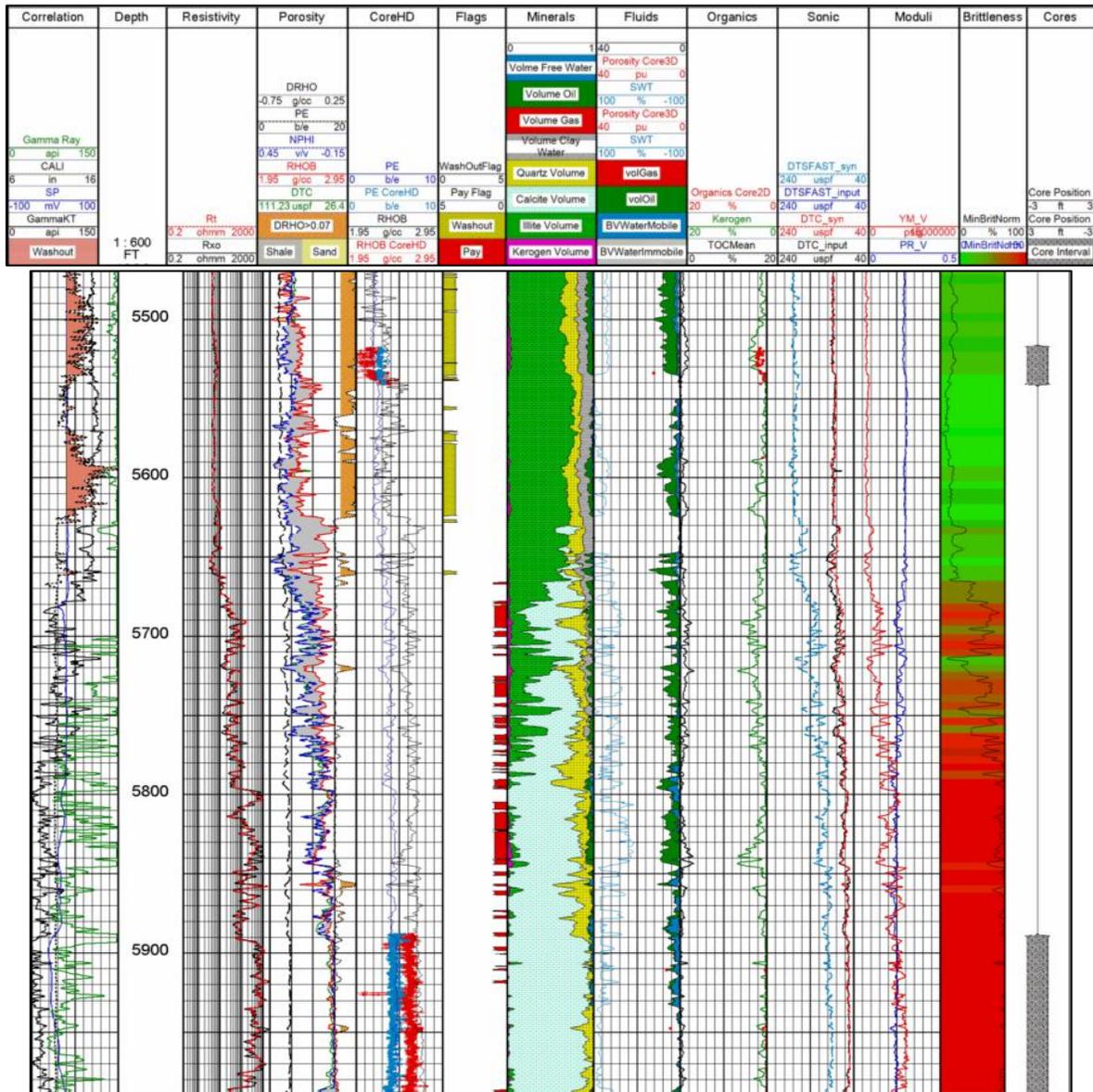


Figura 45. Evaluación *shalexpert*, pozo Catalina-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.

## CONCLUSIONES

- Desde el punto de vista estratigráfico, las formaciones Paja, Tablazo y La Luna muestran condiciones para ser seleccionadas, preliminarmente, con potencial como yacimientos no convencionales. Los espesores, contenido de materia orgánica y fragilidad, son parámetros que pueden interpretarse integrando información relacionada con las respuestas electrográficas, paleobatimetría, contenido de microfósiles y asociaciones mineralógicas.
- La sección cretácica es una secuencia estratigráfica, donde la composición, espesores y distribución, fueron determinadas por la interrelación entre el avance del nivel del mar y el aporte de sedimentos. En la cuenca Valle Medio la evaluación geológica fue fundamental para ubicar en el contexto geológico los resultados de los análisis puntuales de núcleos realizados por INGRAIN en las fases I, II y III en el pozo Infantas-1613.
- Los resultados en la fase 1 de INGRAIN, suministró una composición mineralógica más detallada de las unidades atravesadas. Estos resultados, integrados con la evaluación estratigráfica, permitieron ajustar topes de las formaciones y las relaciones estratigráficas verticales y laterales.
- El pozo Infantas-1613 presenta zonas de posible potencial de acumulaciones no convencionales de hidrocarburos asociados a roca generadora, así: Miembro Salada (Formación La Luna) 150 pies de espesor neto (intervalo 5.920 - 6.151 pies); Formación Tablazo dos zonas con interés, una de 80 pies (net pay) hacia el tope de la unidad (intervalo 8.458 - 8.640 pies) y otra de *shale* hacia la base, de 510 pies (intervalo 8.720 - 9.250 pies), del que se desconocen sus propiedades mecánicas y fragilidad.
- En la Formación Rosablanca, en cuanto a posible acumulación convencional de hidrocarburos, se estiman unos 70 pies de posible espesor neto (intervalo 9.785 - 10.345 pies), con probable contacto agua-aceite a la profundidad de 10.345 pies (MD).
- Se considera que los resultados aquí presentados, respecto a la evaluación petrofísica del pozo Infantas-1613 son de tipo semicuantitativo, por causa del nivel de incertidumbre, relacionado con los datos de entrada, debido al tipo y calidad de la información disponible.
- La integración entre los resultados de las fases 2 y 3 de INGRAIN y la evaluación petrofísica con la herramienta ShaleXpert, permitió seleccionar con alta certidumbre, intervalos óptimos para evaluarse como yacimientos no convencionales. De acuerdo a

estos resultados, se podría afirmar que la Formación La Luna es la unidad que reúne mejores condiciones para ser evaluada como este tipo de yacimientos.

- Los isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% TOC), de la Formación La Luna, en el pozo Infantas-1613, corresponden a valores muy buenos (2 - 4 % TOC).
- La información disponible, respecto al tipo de materia orgánica de la Formación La Luna, presenta un predominio de kerógeno tipo II, potencial generador de aceite, principalmente.
- En cuanto a madurez de la Formación La Luna, los isovalores promedios de reflectancia de vitrinita (% Ro) en el pozo Infantas-1613, corresponden a ventana de aceite. La extrapolación de estos valores de madurez a la Formación Tablazo, la ubican en la ventana de generación de aceite y condensado.
- En sector del pozo Infantas-1613, el basculamiento del bloque occidental, donde se ubica este pozo, permitió la preservación de las rocas generadoras, incluyendo la Formación La Luna, dentro de una franja que se extiende hacia el Norte, donde podría haber un potencial de acumulaciones de hidrocarburos asociados a estas rocas.
- Integrando los resultados de todas las disciplinas geológicas evaluadas en el pozo Infantas 1613, se podría concluir que los yacimientos que reúnen condiciones para ser evaluados como no convencionales están presentes en las formaciones La Luna y Tablazo. La información geoquímica disponible permite identificar las formaciones La Luna y la sección Tablazo – Paja, de la secuencia cretácica, como las principales rocas generadoras de la cuenca.
- En el pozo Cocuyo-1, en la Formación La Luna, Miembro Salada, parte basal, la evaluación *shaleXpert* indica buen contenido de materia orgánica hacia la base del del mismo. Los datos fueron calibrados con análisis 2D SEM de INGRAIN. La formación es relativamente frágil y se estiman buenas saturaciones de aceite. En la parte Superior hay posibilidad de agua libre
- En el pozo Catalina-1, en la evaluación *shalexpert*, las calizas superiores 4100-4200 pies (¿Miembro Galebo?) indican alto contenido de agua libre y por lo que este intervalo no sería de interés. El intervalo 4300 a 4400 pies es de interés como yacimiento lutítico. La caliza, en la base ¿Miembro Salada?, muestra un alto contenido de materia orgánica con datos de 2D SEM de INGRAIN graficados en el carril de “Organics”. De mayor interés para evaluar, está el intervalo entre 4500 a 4630 pies. En

el intervalo 4630 a 4700 pies, la caliza tiene baja porosidad, alto contenido orgánico y baja porosidad en la materia orgánica (de acuerdo con el reporte de 2D SEM de INGRAIN).

## **RECOMENDACIONES**

Se recomienda tomar más información, incluida la utilización de herramientas modernas, en el área de influencia de los pozos evaluados (registros especiales para evaluación no convencional, corazones, pruebas de formación, propiedades mecánicas de la roca, mineralogía y análisis de fragilidad/ductilidad etc.), con el fin de realizar evaluaciones integradas más completas, que permitan evaluar con mayor certidumbre el potencial en cuanto a acumulaciones no convencionales asociadas a roca generadora en el sector.

## BIBLIOGRAFÍA

- ANH/EPIS, 2012. Líneas sísmicas (archivos *Seg – Y*, UKOOAS e imágenes) disponibles y registros de velocidad (checkshots), cuenca Valle Medio del Magdalena.
- ANH/EPIS, 2012. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada de pozos de los pozos Infantas-1613, Cocuyo-1 y Catalina-1 de la cuenca Valle Medio del Magdalena.
- Malagón Rojas, F. E., Valentín Navarrete D. A., Córdoba Ortiz F. 2001. Evaluación del Potencial Generador de Hidrocarburos de las Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Tesis U. Nal.