

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

CUENCA CATATUMBO

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

Diciembre de 2012

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	10
1. INTRODUCCIÓN	13
1.1. Objetivo General	13
1.2. Objetivos Específicos	13
1.3. Alcance del proyecto de digitalización	13
1.3.1. Fase 1. Preservación digital y caracterización de facies deposicionales de núcleos	13
1.3.2. Fase 2. Análisis de porosidad y permeabilidad para determinar la calidad del reservorio.	14
1.4. Alcance del proyecto hacia no convencionales.....	14
1.5. Objetivos y alcance del proyecto de integración geológica.	15
1.6. Información utilizada.....	15
1.7. Equipo de trabajo	15
1.8. Tiempo de ejecución del proyecto.	16
1.9. Metodología general de selección de cuencas, unidades estratigráficas, pozos e integración de resultados.....	16
1.10. Metodología aplicada por INGRAIN	17
2. GENERALIDADES SOBRE RECURSOS DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES	26
3. INTEGRACIÓN GEOLÓGICA CUENCA CATATUMBO	31
3.1. Localización del Área de Estudio.....	31
3.2. Evolución tectónica y sedimentaria de la cuenca Catatumbo.	33
3.2.1. Fase de Tectónica Extensional (Triásico – Jurásico).....	33
3.2.2. Fase de Margen Pasiva (Aptiano - Campaniano Temprano).	33
3.2.3. Fase Transicional de Margen Pasiva - Activa (Cretáceo Tardío - Paleoceno). .	34
3.2.4. Fase de Cuenca Antepaís (Foreland) – Terciario (Paleoceno Tardío – Mioceno Tardío).	35
3.3. Litoestratigrafía Regional de la Cuenca Catatumbo.....	36
3.3.1. Basamento.....	36
3.3.2. Precretáceo (Triásico – Jurásico).	36
3.3.3. Cretáceo.	38
3.3.3.1. Grupo Uribante.....	38
3.4. Evaluación Estructural.....	44
3.4.1. Objetivo.....	45
3.4.2. Metodología.	45
3.4.3. Interpretación.	48

3.5.	Evaluación Estratigráfica.....	66
3.5.1.	Metodología.....	66
3.5.2.	Interpretación.....	67
3.5.3.	Correlaciones Esquemáticas Regionales.....	71
3.5.4.	Correlaciones Estratigráficas Locales.....	73
3.6.	Integración Estratigrafía – Fase I INGRAIN.....	82
3.7.	Evaluación Petrofísica.....	91
3.7.1.	Características de los yacimientos lutíticos.....	91
3.7.2.	Metodología.....	92
3.7.2.1.	Pre-interpretación.....	93
3.7.2.2.	Cálculo empírico del contenido orgánico total (%TOC).....	94
3.7.2.3.	Cálculo de Volúmenes y Mineralogía.....	101
3.7.2.4.	Propiedades Mecánicas de las Rocas.....	103
3.7.3.	Fundamentos geológicos para la petrofísica, Cuenca Catatumbo.....	106
3.7.4.	Alcance evaluación petrofísica cuenca Catatumbo.....	111
3.7.5.	Formación La Luna (Mejor Prospectividad Para Yacimiento Lutítico).....	118
3.7.6.	Formación Capacho (Pobre Prospectividad).....	128
3.7.7.	Formación Aguardiente (Yacimiento Apretado).....	130
3.7.8.	Formación Mercedes (¿Yacimiento Apretado?).....	135
3.7.9.	Resumen resultados 3D SEM (INGRAIN) por formación.....	145
3.8.	Sistemas Petrolíferos.....	156
3.8.1.	Metodología.....	156
3.8.2.	Documentación de la Roca Generadora.....	157
3.9.	Integración estructural, estratigráfica, petrofísica, geoquímica y resultados de las fases II y III de INGRAIN.....	162
	CONCLUSIONES.....	172
	RECOMENDACIONES.....	176
	BIBLIOGRAFÍA.....	178

LISTADO DE FIGURAS

- Figura 1.** Esquema del flujo de trabajo usado por INGRAIN en la digitalización de los núcleos de la Litoteca Nacional “Bernardo Taborda”..... 18
- Figura 2.** Izquierda: uno de los tomógrafos usados en el proyecto. Derecha: secciones de núcleos a ser digitalizados..... 18
- Figura 3.** Ejemplo de 3 pies de núcleo digitalizado, preservado en manga de aluminio..... 20

Figura 4.	Registros continuos de alta resolución de RHOB y PEF, a lo largo del núcleo. Nota: $Z_{eff} = 10 * (PEF)^{1/3.6}$	21
Figura 5.	Gráfica de los datos de PEF vs. RHOB. Cada color representa una Facies CoreHD.	22
Figura 6.	(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.	24
Figura 7.	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.....	25
Figura 8.	Rango de permeabilidades de yacimientos convencionales y no convencionales (adaptado de Halliburton, 2010).....	28
Figura 9.	Variables mineralógicas clave en la fragilidad de la roca (adaptado de Halliburton, 2010).	29
Figura 10.	Parámetros físicos que definen la viabilidad económica de una acumulación de hidrocarburos asociada a lutitas (adaptado de Halliburton, 2010).....	30
Figura 11.	Cuenca Catatumbo (adaptado de ANH, 2012; Mapa Geológico de Colombia/Ingeominas, 2007).	32
Figura 12.	Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Catatumbo (ANH, 2012).....	37
Figura 13.	Mapa de localización de líneas sísmicas y pozos, cuenca Catatumbo.....	47
Figura 14.	Mapa de lineamientos estructurales (modificado de: Pedraza y Ramírez, 2011), cuenca Catatumbo.....	49
Figura 15.	Transecta desde la Flexión de Catatumbo, hasta el pozo Tibú-36, cuenca Catatumbo.....	51
Figura 16.	Transecta Petrólea 224 - Río Zulia 1, cuenca Catatumbo.....	52
Figura 17.	Transecta Cerro Gordo 3 –Tasajero 1, cuenca Catatumbo.....	53
Figura 18.	Proyección del pozo Río de Oro-14 (a 8,5 km.) sobre la línea CAT-1976-30, cuenca Catatumbo.....	55
Figura 19.	Proyección del pozo Tibú-108K sobre la línea CAT-1978-18, cuenca Catatumbo. ..	56
Figura 20.	Proyección del pozo Tibú-36 sobre la línea CAT-1978-14.5, cuenca Catatumbo.....	57
Figura 21.	Proyección de los pozos Tibú-490, Uribante-1, Tibú-1 y Tibú-182K sobre la línea CAT-1978-E, cuenca Catatumbo.	58
Figura 22.	Proyección del pozo Tibú-178K (a 1,3 km.) sobre la línea CAT-1978-14, cuenca Catatumbo.....	59
Figura 23.	Proyección de los pozos Tibú-187 (a 2,3 km.) y Tibú-182K sobre la línea CAT-1978-E, cuenca Catatumbo.	60
Figura 24.	Proyección del pozo Guasimales-1 (a 3 km.) sobre la línea CAT-1978-C, cuenca Catatumbo.....	61

Figura 25. Proyección de los pozos Sardinata-4K y 3K sobre la línea NL-1999-0980, cuenca Catatumbo.....	62
Figura 26. Proyección de los pozos Sardinata-4K y Petrólea-224 sobre la línea NL-1999-1650, cuenca Catatumbo.....	63
Figura 27. Proyección del pozo Cerro Gordo-3 sobre la línea CAT-1977-01, cuenca Catatumbo.	64
Figura 28. Proyección del pozo Tasajero-1 sobre la línea W-1981-05.....	65
Figura 29. Localización de los pozos escaneados,cuenca Catatumbo.	69
Figura 30. (Anexo 5) Relación de pozos con las unidades estratigráficas corazonadas escaneadas, cuenca Catatumbo.....	70
Figura 31. Sección regional (estratigráfica y esquemática estructural), cuenca Catatumbo.....	71
Figura 32. Secciones estratigráficas locales realizadas, cuenca Catatumbo.	73
Figura 33. Sección estratigráfica 1-1', cuenca Catatumbo.	75
Figura 34. Sección estratigráfica 2-2', cuenca Catatumbo.	77
Figura 35. Sección estratigráfica 3-3', cuenca Catatumbo.	78
Figura 36. Sección estratigráfica 4-4', cuenca Catatumbo.	80
Figura 37. Sección estratigráfica 5-5', cuenca Catatumbo.	81
Figura 38. Integración Fase I y Estratigrafía, pozo Sardinata Norte-2, cuenca Catatumbo.	83
Figura 39. Integración Fase I y Estratigrafía, pozo Cerro Gordo-3, cuenca Catatumbo.	85
Figura 40. Integración Fase I y Estratigrafía, pozo Tasajero-1, cuenca Catatumbo.	86
Figura 41. Integración Fase I y Estratigrafía, pozo Tibú-2K, cuenca Catatumbo.....	87
Figura 42. Integración Fase I y Estratigrafía, pozo Petrólea-224, cuenca Catatumbo.	89
Figura 43. Composición Formación La Luna, pozos Sardinata Norte-2 y Cerro Gordo-3, cuenca Catatumbo.....	90
Figura 44. Flujo de trabajo de la evaluación petrofísica a partir de la herramienta <i>ShaleXpert</i> . 92	
Figura 45. Registros que muestran los gradientes y cambios en profundidad, de la temperatura, presión, presión de carga y presión de poro.	93
Figura 46. Diagrama esquemático de las respuestas de los registros <i>GR</i> , <i>DT</i> y <i>RT</i> , en rocas generadoras y yacimientos convencionales (tomado de Passey et al., 1990).....	95
Figura 47. Ilustración de efecto de la madurez en la roca generadora (Passey <i>et al.</i> , 2010). ...	96
Figura 48. Correspondencia del <i>LOM</i> , y % <i>Ro</i> , con el tipo de hidrocarburo generado y madurez del carbón (Passey et al., 2010).	97
Figura 49. Estimación de <i>Delta Log R</i> , usando los tres registros de porosidad (los puntos rojos son valores medidos en laboratorio) (tomado de Halliburton 2010).	98
Figura 50. Diagrama de correlación de <i>Delta log R versus</i> madurez, para obtener el <i>TOC</i> (% wt) (Passey <i>et al.</i> , 1990).	98
Figura 51. Ajustes de registros basados en el análisis probabilístico de minerales.....	103

Figura 52. Definición de <i>pseudo brittleness</i> , basada en el módulo de Young y relación de Poisson.....	105
Figura 53. Relación entre Pseudo Brittleness y Mineral Brittleness.	106
Figura 54. Registro tipo para las formaciones de interés (pozo Cerro Gordo-3) con mapa de madurez termal (Formación La Luna), cuenca Catatumbo.	107
Figura 55. Registro <i>FMI</i> (Formation Micro Imager), que muestra fracturas abiertas en la Formación Aguardiente, pozo Petrólea- 224, cuenca Catatumbo.	110
Figura 56. Mapa de los pozos con corazones escaneados según tipo de interpretación petrofísica, cuenca Catatumbo.	112
Figura 57. Encabezado de las imágenes <i>ShaleXpert</i> que tienen un conjunto completo de registros.....	117
Figura 58. Interpretación <i>shalexpert</i> , Formación La Luna, pozo Cerro Gordo-3, cuenca Catatumbo.....	119
Figura 59. Interpretación <i>shalexpert</i> , Formación La Luna, pozo Tibú-408K, cuenca Catatumbo.	120
Figura 60. Interpretación <i>shalexpert</i> , Formación La Luna, pozo Petrólea-224, cuenca Catatumbo.....	122
Figura 61. Interpretación petrofísica <i>Vsh-phi-ker.</i> , con datos de INGRAIN, Formación La Luna, pozo Tibú-176, cuenca Catatumbo.	123
Figura 62. Interpretación petrofísica <i>Vsh-phi-ker.</i> , con datos de INGRAIN, Formación La Luna, pozo Sardinata Norte-2, cuenca Catatumbo.	124
Figura 63. Interpretación petrofísica <i>Vsh-phi-ker.</i> , con datos de INGRAIN, Formación La Luna, pozo Río de Oro-14, cuenca Catatumbo.....	125
Figura 64. Correlación de intervalos orgánicos en los pozos Río de Oro-14, Tibú 176 y Cerro Gordo -3, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.	126
Figura 65. Ilustración de las tendencias de los elementos y materia orgánica en el pozo Tibú-176, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.	127
Figura 66. <i>ShaleXpert</i> , Formación Capacho, pozo Cerro Gordo-3, cuenca Catatumbo.	129
Figura 67. <i>ShaleXpert</i> , Formación Aguardiente, pozo Uribante-1, cuenca Catatumbo.....	131
Figura 68. Interpretación <i>shalexpert</i> usando datos de <i>CoreHD</i> , Formación Aguardiente, pozo Sardinata Norte-2 (3K), cuenca Catatumbo.	132
Figura 69. Interpretación <i>Vsh-phi-ker.</i> , Formación Aguardiente, pozo Río de Oro-14, cuenca Catatumbo.....	133
Figura 70. Evaluación petrofísica <i>CoreHD - shalexpert</i> , Formación Aguardiente, pozo Río de Oro-14, Cuenca Catatumbo.....	134
Figura 71. <i>ShaleXpert</i> , Formación Mercedes, pozo Cerro Gordo-3.cuenca Catatumbo.....	136
Figura 72. <i>ShaleXpert</i> con registros de densidad y PEF sacados de <i>CoreHD</i> , Formación Mercedes, pozo Sardinata Norte-2, cuenca Catatumbo.....	137

Figura 73. Evaluación petrofísica Vsh-phi-ker., Formación Mercedes, pozo Río de Oro-14, cuenca Catatumbo.....	139
Figura 74. Evaluación petrofísica <i>CoreHD - shalexpert</i> , Formación Mercedes, pozo Río de Oro-14, Cuenca Catatumbo.....	140
Figura 75. Evaluación petrofísica <i>shalexpert</i> , Formación Tibú, pozo Tibú-408K, cuenca Catatumbo.....	142
Figura 76. Evaluación petrofísica <i>shalexpert</i> , Formación Tibú, pozo Cerro Gordo-3, cuenca Catatumbo.....	143
Figura 77. Evaluación petrofísica Vsh-phi-ker., Formación Tibú, pozo Río de Oro-14, cuenca Catatumbo.....	144
Figura 78. Gráfico de dispersión de porosidad vs. materia orgánica, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.....	145
Figura 79. Gráfico de dispersión de porosidad vs. porosidad asociada a la materia orgánica, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.	146
Figura 80. Porosidad vs. permeabilidad absoluta, Formación La Luna, cuenca Catatumbo. ..	147
Figura 81. Porosidad vs materia orgánica, Formación Capacho, cuenca Catatumbo.	148
Figura 82. Porosidad vs porosidad asociada a la materia orgánica, Formación Capacho, cuenca Catatumbo.....	149
Figura 83. Porosidad vs., permeabilidad en la Formación Capacho, cuenca Catatumbo.....	150
Figura 84. Porosidad vs materia orgánica, formaciones Aguardiente y Mercedes, cuenca Catatumbo.....	151
Figura 85. Porosidad vs porosidad asociada a la materia orgánica, formaciones Aguardiente y Mercedes, cuenca Catatumbo.....	152
Figura 86. Porosidad vs permeabilidad en las formaciones Aguardiente Mercedes, cuenca Catatumbo.....	153
Figura 87. Porosidad vs materia orgánica, Formación Barco, cuenca Catatumbo.	154
Figura 88. Porosidad vs porosidad asociada a la materia orgánica, Formación Barco, cuenca Catatumbo.....	155
Figura 89. Porosidad vs permeabilidad, Formación Barco, cuenca Catatumbo.	156
Figura 90. Mapa de tendencias de isovalores promedios de %TOC, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.....	159
Figura 91. Mapa de tendencias de madurez y posible tipo de fluido relacionado, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.....	160
Figura 92. Perfil de evolución de la materia orgánica medido a partir de la reflectancia de la vitrinita, y el tipo de hidrocarburo relacionado (adaptado de Tissot y otros, 1984). 162	
Figura 93. Sección estratigráfica integrada con los resultados de la evaluación petrofísica (ShaleXpert), Fm. La Luna, cuenca Catatumbo.	165

Figura 94. Sección estratigráfica integrada con los resultados de la evaluación petrofísica (ShaleXpert), Grupo Uribante, cuenca Catatumbo.....	166
Figura 95. Integración de las disciplinas geológicas para la selección de intervalos prospectivos.	168
Figura 96. Integración fases II y III de INGRAIN y evaluación petrofísica (ShaleXpert), pozo Petrólea-224, cuenca Catatumbo.	170
Figura 97. Mapa isócoro de la Formación La Luna para yacimiento no convencional asociado a lutitas, cuenca Catatumbo.	171

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Eventos tectónicos, tiempo geológico y registro sedimentario asociado a la evolución de la parte norte de Suramérica (adaptado de Alfonso y Mondragón, 2000).....	34
Tabla 2. Lista de líneas sísmicas solicitadas, cuenca Catatumbo.....	46
Tabla 3. Valores de análisis <i>2D-SEM</i> de INGRAIN, pozo Tibú-182K, cuenca Catatumbo. ..	100
Tabla 4. Resultados promedios de elementos químicos de la roca, dados por los análisis <i>XRF</i> en las profundidades medidas del corazón, pozo Tibú-182K, cuenca Catatumbo.	102
Tabla 5. Distribución de porosidades por formaciones, cuenca Catatumbo.....	109
Tabla 6. Longitud aproximada de corazones de pozos escaneados por INGRAIN.	111
Tabla 7. Lista de pozos evaluados en Petrofísica e información disponible, cuenca Catatumbo.....	113
Tabla 8. Tabla. Formaciones con corazones escaneados por INGRAIN, cuenca de Catatumbo.....	115
Tabla 9. Parámetros geoquímicos para describir el potencial petrolífero de una roca fuente inmadura (tomado de PETERS & CASSA en MAGOON & DOW, 1994).	158
Tabla 10. Parámetros geoquímicos para describir el nivel de madurez termal (modificado de PETERS & CASSA en MAGOON & DOW, 1994).	158

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1_Flexion Tibu36_Cat.pdf

Anexo 2_Transecta petrolera 224-Rio Zulia1.pdf

Anexo 3_Transecta Cerro Gordo 3-Tasajero 1.pdf

Anexo 4_Relacion pozos_Catatumbo.xls

Anexo 5_Mapa unid estratigráficas_Catatumbo.pdf

Anexo 6_Seccion Estratigráfica Esquemática R A-A_Cat.pdf

Anexo 7_Seccion Estructural Esquemática R A-A_Cat.pdf

Anexo 8_Topes litoestratigraficos_Catatumbo.xls

RESUMEN

El presente informe corresponde a la integración geológica realizada para la cuenca Catatumbo de la 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 cuantitativos realizados por INGRAIN.

Dentro de este proyecto de digitalización, contratado por la ANH, además de tener como objetivo la preservación de los corazones, 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 evaluación estratigráfica 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 la Formación Carbonera, de la secuencia terciaria y toda la secuencia de edad Cretáceo. Considerando la búsqueda de yacimientos de tipo no convencionales, se realizó un mayor detalle estratigráfico en la secuencia correspondiente a las formaciones La Luna, Capacho y Tibú, consideradas las principales rocas generadoras en la cuenca. La sección cretácica conforma una secuencia estratigráfica que estuvo sometida a procesos tectónicos de subsidencia que no afectaron en gran parte los espesores de las unidades atravesadas en el área de estudio, aunque en las secciones estratigráficas se puede observar una tendencia en el incremento de los espesores en sentido norte-sur y este-oeste de la cuenca. La integración con los resultados de *CoreHD*[™] generados por INGRAIN, permitió ajustar los topes de las unidades, ambientes y composición de las unidades atravesadas en la cuenca.

Los resultados de los análisis *2D SEM* y *3D SEM* de INGRAIN, se integraron con la evaluación petrofísica (ShaleXpert), obteniendo así propiedades calibradas de las rocas tales como cantidad de materia orgánica, porosidad total, porosidad asociada con la materia orgánica, asociación mineralógica, permeabilidad, etc., que contribuyó a la selección de intervalos con potencial para yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

Desde el punto de vista estructural, la cuenca Catatumbo consta de amplios bloques limitados por lineamientos con dirección aproximadamente norte y norte - noreste correspondientes a sistemas de fallas transpresionales que se caracterizan por estructuras en flor, amplias, y con profundo enraizamiento en el basamento. Los sistemas de fallas, son en general, de ángulo alto, propio de los sistemas de rumbo. De acuerdo a la interpretación, la intensidad de deformación estructural es alta en los sectores de los lineamientos conformados por las estructuras en flor, pero en toda la extensión de los bloques intermedios entre los lineamientos, la intensidad de deformación es baja. De aquí se concluye que en gran parte de la cuenca las condiciones para el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales son óptimas, principalmente en los bloques limitados por alineamientos estructurales.

La información disponible permite postular que la cuenca Catatumbo ha estado bajo la carga de hidrocarburos, principalmente del Sistema Petrolífero La Luna – Mirador. Se identifican, igualmente como rocas generadoras, en la secuencia cretácica, la Formación Capacho, la Formación Tibú, del Grupo Uribante, y la Formación Los Cuervos del Terciario. Esto plantea la posible existencia e influencia de varios sistemas petrolíferos, en el contexto de la cuenca. Las rocas generadoras cretácicas, entre las que sobresale la Formación La Luna, han alcanzado grados de madurez, desde aceite en la parte norte, hasta gas en la parte sur de la cuenca.

Con base en los datos *3D SEM* INGRAIN de la Formación La Luna se observa que la mayoría de las muestras tienen porosidades entre 3 - 12% y permeabilidades entre 5 – 10000 nD. El contenido orgánico, usando datos *2D SEM* y *3D SEM* INGRAIN, es en promedio alto, variando entre 5 – 27% en volumen. Igualmente, con base en los datos de *3D SEM* INGRAIN se obtuvieron rangos de porosidad asociada a la materia orgánica (PA_OM), los cuales varían en la cuenca. Por ejemplo los pozos Tibú-178 y Sardinata Norte-2 tienen valores entre el 60 - 100% PA_OM de la porosidad total. Mientras que en el pozo Tibú-2K, la porosidad es predominantemente intergranular, con valores de PA_OM de la porosidad total menores del 10%.

En el área del campo de Tibú la Formación La Luna tiene los mejores contenidos de materia orgánica en la cuenca, que a su vez correlaciona con los menores espesores de la misma, donde la formación es más arcillosa, afectando la fragilidad de la formación.

Para las formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú, los datos de permeabilidad y porosidad, con base en los datos *3D SEM* INGRAIN, exhiben una tendencia de porosidades que varían entre 3 - 9%, y permeabilidades entre 10 – 1000 nD.

El contenido orgánico de las formaciones está disperso, en pequeños intervalos, en las zonas más arcillosas y dúctiles de las formaciones. Valores puntuales pueden subir por encima de 15%, pero en intervalos delgados y arcillosos. La porosidad en su mayoría es intergranular, con un PA_{OM} de la porosidad total menor de 5%.

La Formación Capacho en general es muy arcillosa. Existen áreas discretas, especialmente hacia la base y tope de la formación, en las cuales se vuelve más calcárea, y también tiene tendencia a tener un mayor contenido orgánico. Los datos de *3D SEM* INGRAIN muestran porosidades entre 2 - 11%, permeabilidades entre 3 – 18000 nD., materia orgánica entre 0 - 11%. Los valores de PA_{OM} son muy variables, entre 0 -100% de la porosidad total, indicando diferencias en la morfología poral (asociada a la materia orgánica y/o intergranular).

De la integración de todas las disciplinas geológicas y los resultados de los análisis realizados por INGRAIN, se concluye que el intervalo con mayor potencial como yacimiento de hidrocarburos no convencionales, corresponde a la Formación La Luna, y en forma secundaria las formaciones Capacho, Aguardiente, Mercedes y Tibú.

1. INTRODUCCIÓN

En agosto de 2012, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la UNIÓN TEMPORAL INGRAIN INC. Y CARL ZEISS LLC., firmaron el contrato N° 207 de 2012, para la prestación de los servicios profesionales especializados de digitalización y análisis de los núcleos existentes en la Litoteca Nacional Bernardo Taborda, como método de preservación y medición no destructiva, a ser realizada por esta última.

1.1. Objetivo General

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

1.2. Objetivos Específicos

- Integración geológica, en el contexto de la cuenca evaluada, de la digitalización y análisis de núcleos realizados.

1.3. Alcance del proyecto de digitalización

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

1.3.1. 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 cómputos 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.

1.3.2. 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.

1.4. 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.

1.5. 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.

1.6. 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, UKOOAS e imágenes), disponible en la base de datos *EPIS* (Exploration & Production Information Service) de la ANH.

1.7. 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 Kozlowski 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.

1.8. 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.

1.9. 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 INGRAIN, a través 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.
- Elaboración de mapa de localización de los pozos escaneados en los límites de la cuenca.
- Elaboración 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 para la 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.

1.10. 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.

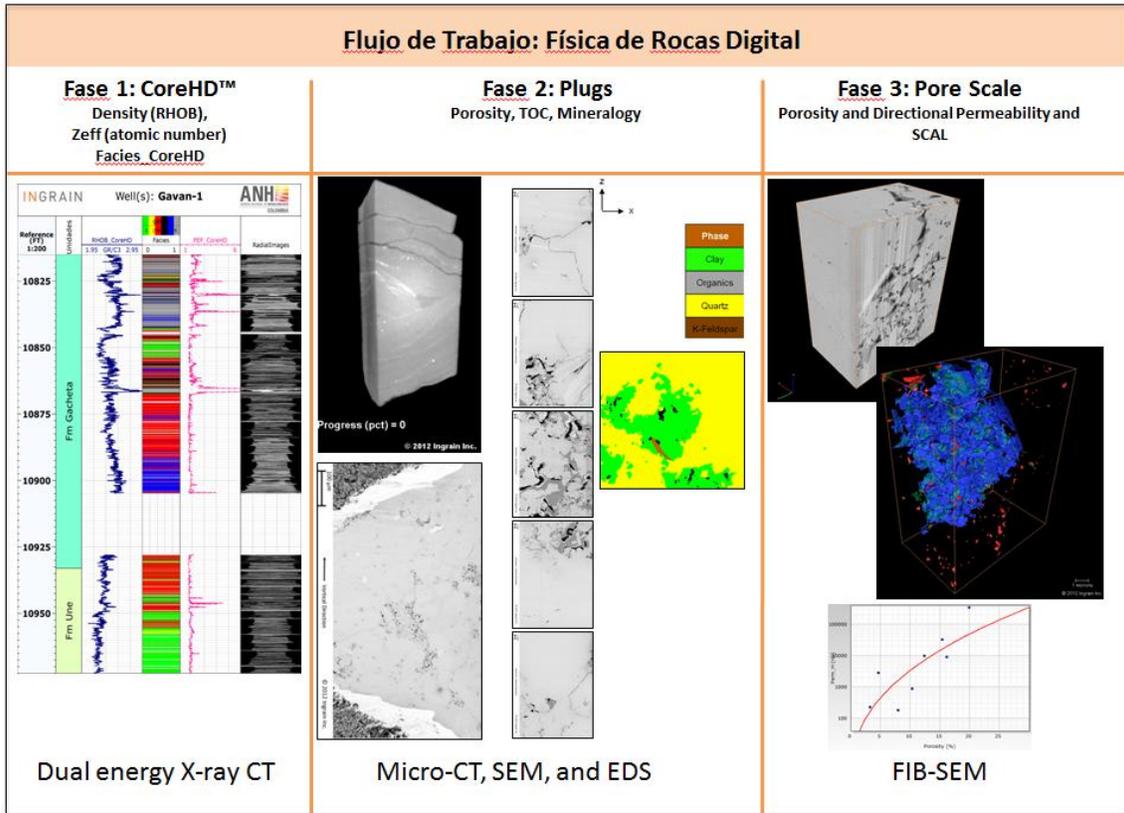


Figura 1. Esquema del flujo de trabajo usado por INGRAIN en la digitalización de los núcleos de la Litoteca Nacional “Bernardo Taborda”.



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: $Z_{eff} = 10 * (PEF)^{1/3.6}$.

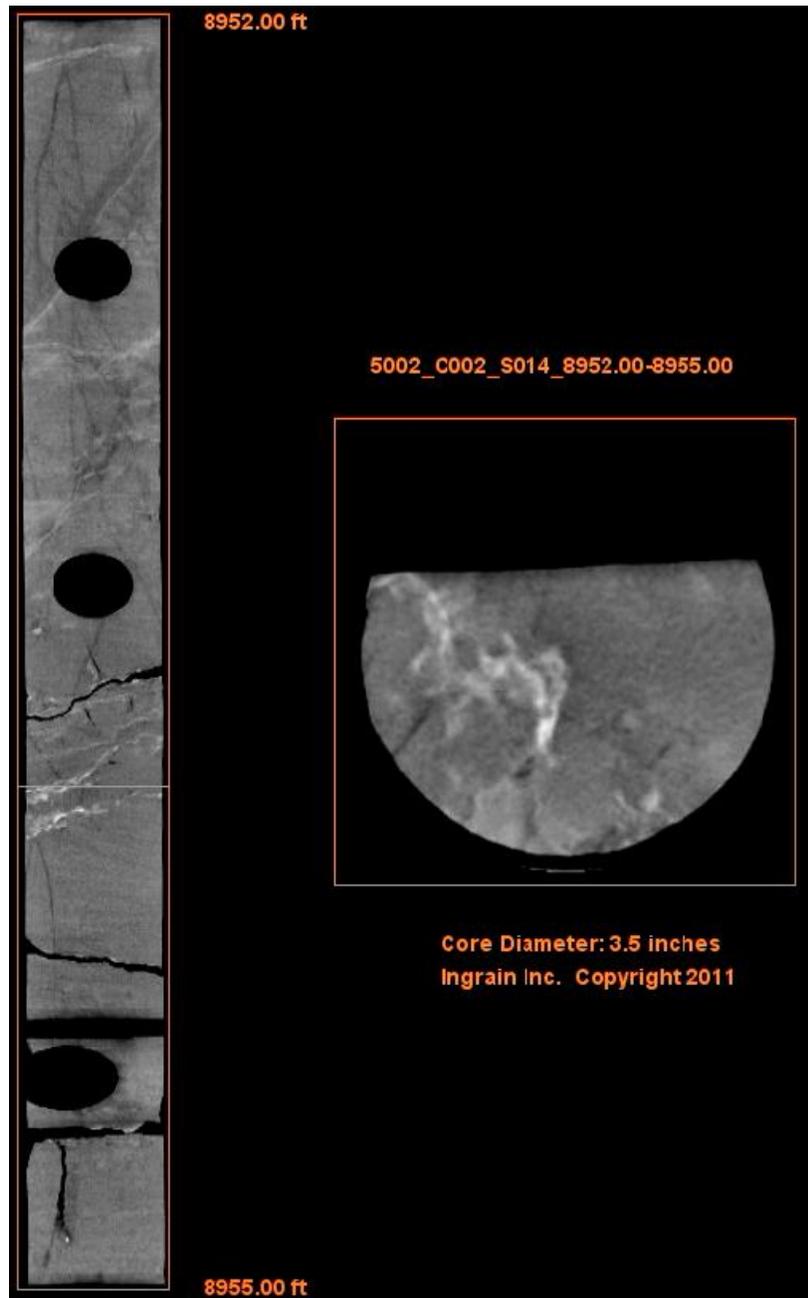


Figura 3. Ejemplo de 3 pies de núcleo digitalizado, preservado en manga de aluminio.

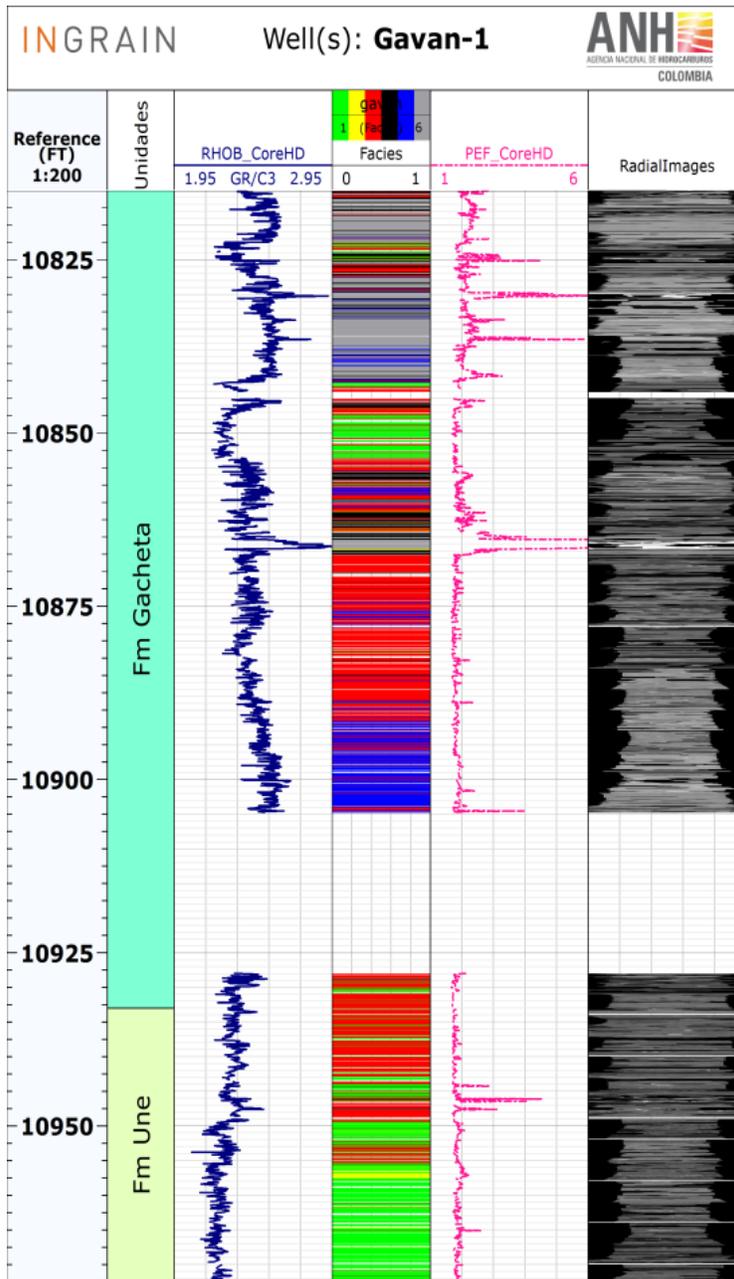


Figura 4. Registros continuos de alta resolución de RHOB y PEF, a lo largo del núcleo.
Nota: $Z_{eff} = 10 * (PEF)^{1/3.6}$.

Una vez se obtienen los registros continuos de *RHOB* y *PEF*, se hace una clasificación de Facies *CoreHD™*. Esta clasificación es un método de análisis cualitativo de los datos *CoreHD™*. 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.

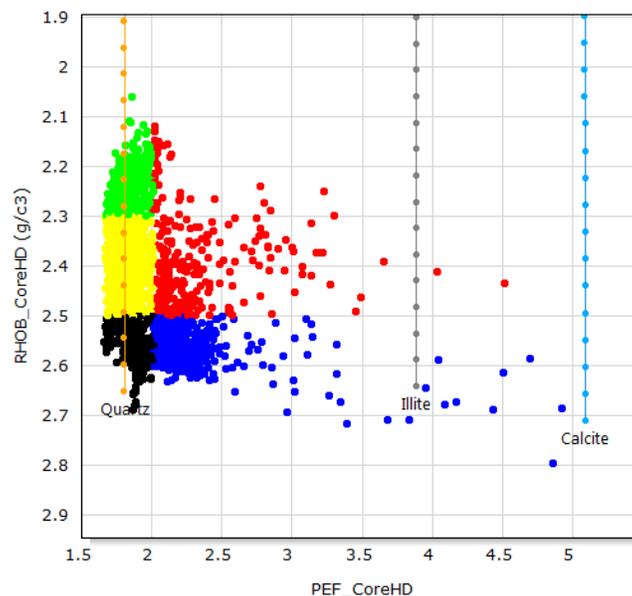


Figura 5. Gráfica de los datos de PEF vs. RHOB. Cada color representa una Facies CoreHD.

Una descripción muy general de las *Facies CoreHDTM* 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 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).

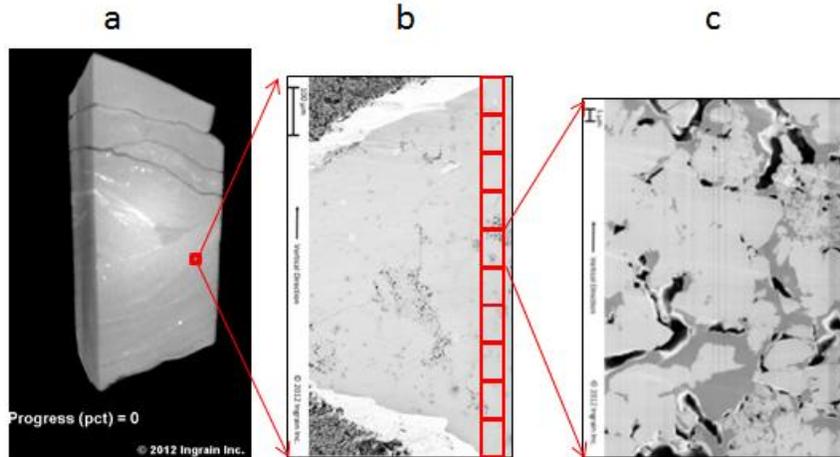


Figura 6. (a) Imagen *micro-CT* de una muestra extraída del núcleo. (b) Imagen *SEM* de la superficie pulida (área seleccionada corresponde al cuadrado rojo en la imagen). (c) Ejemplo de una de las 10 imágenes obtenidas sobre la sección pulida.

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™) 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™ 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).

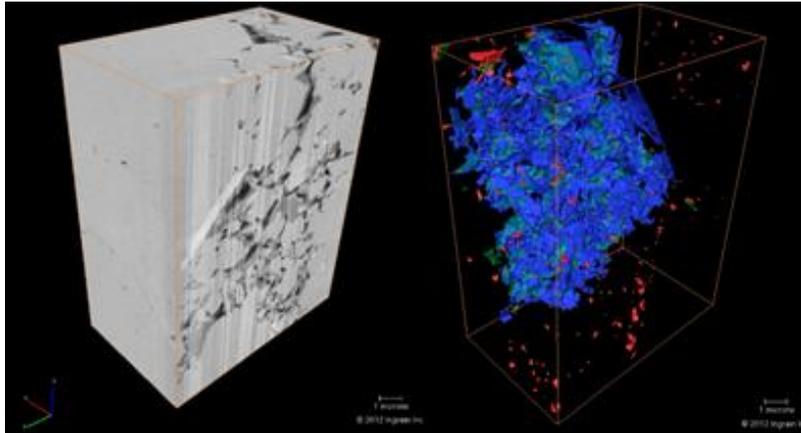


Figura 7. Ejemplo de una roca tridimensional *vRock*®. En la izquierda se puede ver la superficie externa de la muestra. A la derecha la roca segmentada. En azul la porosidad conectada, en rojo la porosidad no conectada y en verde la materia orgánica.

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 (Coal bed 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.

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.

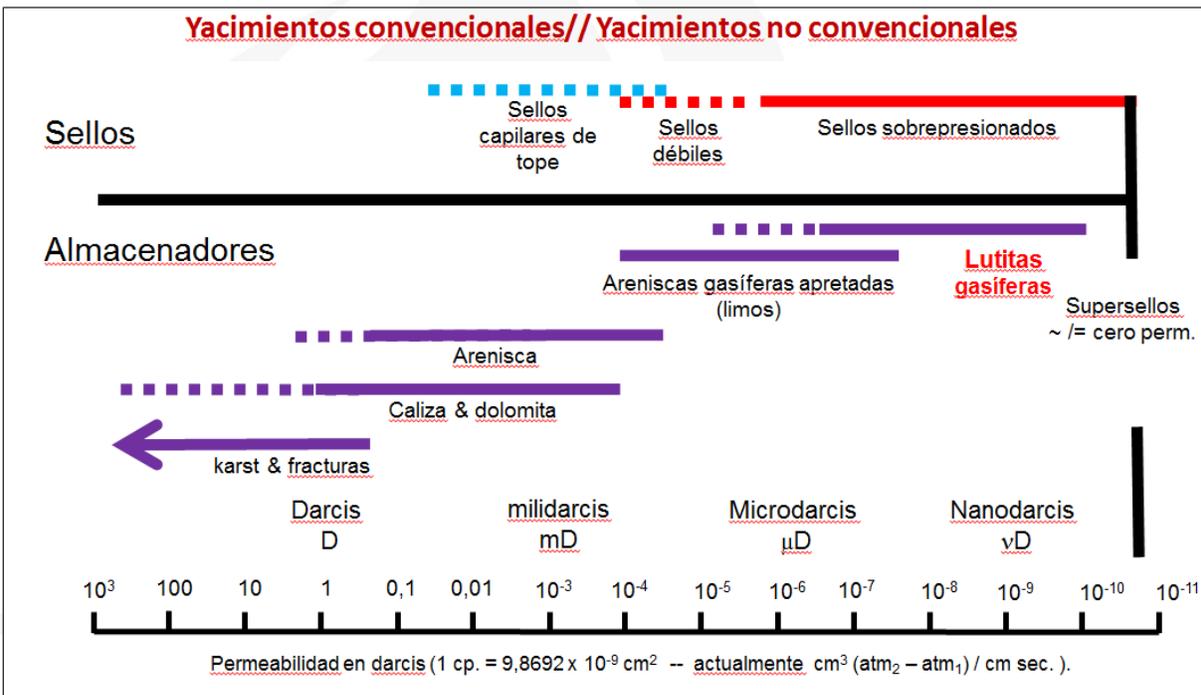


Figura 8. Rango de permeabilidades de yacimientos convencionales y no convencionales (adaptado de Halliburton, 2010).

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.

En general, los factores críticos para la definición de yacimientos lutíticos son:

- Contenido de materia orgánica 2 % o mayor.
- Madurez termal (roca que haya generado aceite o gas)
- Intervalo lutítico con contenido de arcilla menor del 40%.
- Permeabilidades por debajo de los microdarcies.
- Intervalos continuos con baja permeabilidad, sin ser hidrocarburo migrado.
- Espesores mayores a 40 pies.

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

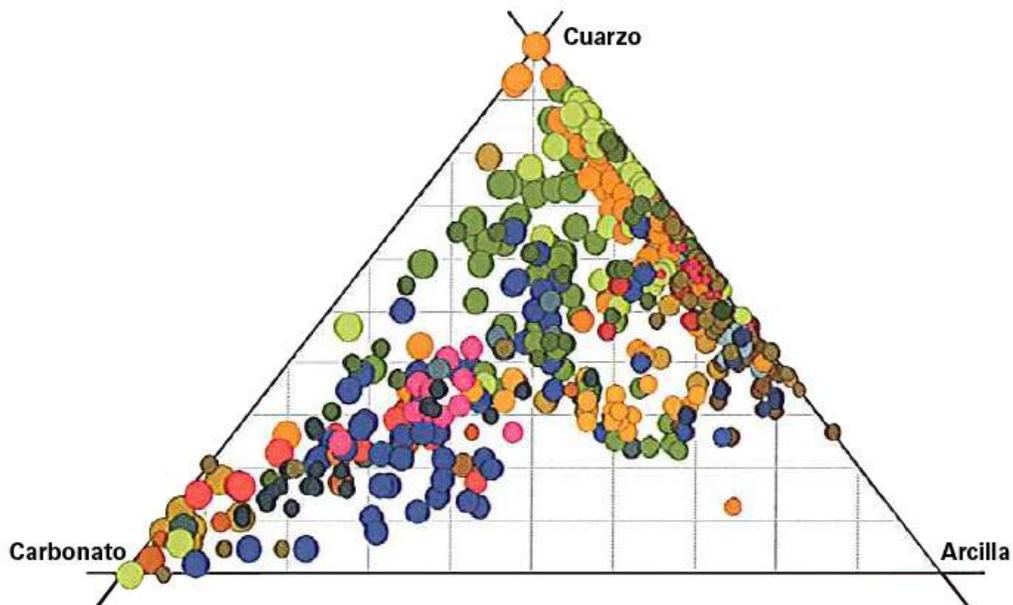


Figura 9. Variables mineralógicas clave en la fragilidad de la roca (adaptado de Halliburton, 2010).



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

3. INTEGRACIÓN GEOLÓGICA CUENCA CATATUMBO

A continuación se presenta la integración geológica correspondiente a esta cuenca, la cual incluye la información escaneada de corazones de 24 pozos. 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 y 2 del contrato.

3.1. Localización del Área de Estudio

La cuenca (subcuenca) Catatumbo es la extensión suroeste, dentro de territorio colombiano, de la cuenca de Maracaibo (figura 11). De acuerdo con la ANH (2012), está limitada, al oeste, por la Serranía de Perijá y el Macizo de Santander (Cordillera Oriental), y por los Andes de Mérida, al sureste. Es una cuenca de antepaís, con una extensión de aproximadamente 7700 km² (7.700.000 hectáreas). La cobertura sedimentaria alcanza cerca de 15.000 pies. La producción de hidrocarburos proviene, principalmente, del Grupo Uribante y de la Formación Capacho de la secuencia de edad Cretáceo, y de las formaciones Barco, Mirador y Carbonera, del Terciario. Las principales rocas generadoras son las formaciones La Luna, Capacho y Tibú. Se postulan como sellos regionales las formaciones Colón, Los Cuervos y León. El tipo de hidrocarburo encontrado corresponde a aceite y gas.

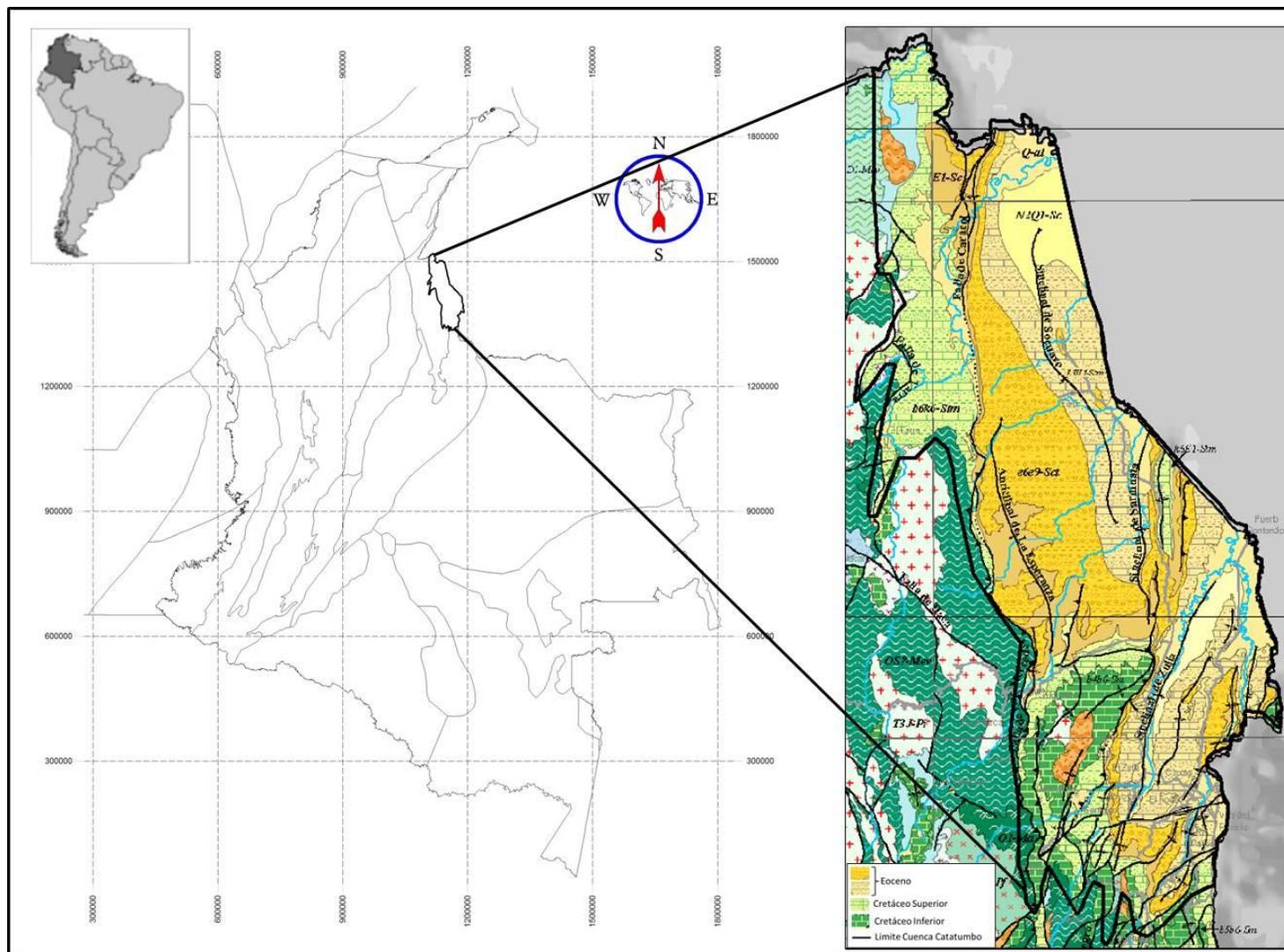


Figura 11. Cuenca Catatumbo (adaptado de ANH, 2012; Mapa Geológico de Colombia/Ingeominas, 2007).

3.2. Evolución tectónica y sedimentaria de la cuenca Catatumbo.

De acuerdo con Rangel y Hernández (2007), la historia tectónica - sedimentaria y térmica de la cuenca (subcuenca) de Catatumbo está ligada al desarrollo de la cuenca de Maracaibo, y en general a la evolución de la parte norte de América del Sur, y puede resumirse en cuatro eventos principales: etapa de extensión de tipo *rift*, etapa de margen pasivo, etapa de transición hacia cuenca de antepaís y una etapa de cuenca de antepaís (Alfonso y Mondragón, 2000) (tabla 1).

3.2.1. Fase de Tectónica Extensional (Triásico – Jurásico)

El basamento cratónico de la cuenca Catatumbo, expuesto ampliamente en el núcleo de las cordilleras andinas, que circundan la cuenca, está constituido por rocas ígneas y metamórficas precámbricas - paleozoicas. Diferentes autores coinciden en que este complejo de basamento cratónico fue involucrado durante la ruptura de Pangea y la separación de América del Norte y América del Sur, en una fase extensional ocurrida durante el Triásico – Jurásico. Esta fase extensional dio como resultado un complejo mosaico de cuencas extensionales (rifts) con vulcanismo asociado, controlados por fallas normales, a lo largo de la margen del Atlántico, Golfo de México y norte de Suramérica (Pindell, J., 1985; Bartok, 1993; Pindell y otros, 1988). En las áreas circunvecinas a la cuenca de Catatumbo, el basamento precámbrico - paleozoico está suprayacido por capas rojas jurásicas, localmente asociadas con vulcanitas y plutones granitoides mesozoicos. Desde el punto de vista sedimentario, la megasecuencia del Triásico - Jurásico comprende las formaciones Girón, La Quinta y equivalentes, que constituyen el basamento económico.

3.2.2. Fase de Margen Pasiva (Aptiano - Campaniano Temprano).

Posterior a la expansión jurásica, se da un período de subsidencia térmica que permitió que la margen occidental de Suramérica se convirtiera en una plataforma poco profunda, que fue cubierta por sucesivos avances marinos durante el período Cretáceo, cuya influencia es reconocida desde el oeste de Venezuela hasta el Perú (Macellari, 1988). Hacia el final del Cretáceo, la colisión de la placa del Pacífico, contra la margen occidental de la Placa Sudamericana, transformó la margen pasiva, en un cinturón orogénico activo que dio lugar al desarrollo de un sistema deposicional de antepaís (Parnaud, Gou, Pascal, Capella, Truskowski, & Passalacqua, 1995; Pindell y otros, 1998).

Tabla 1. Eventos tectónicos, tiempo geológico y registro sedimentario asociado a la evolución de la parte norte de Suramérica (adaptado de Alfonso y Mondragón, 2000).

Evento Tectónico	Tiempo Geológico	Registro Sedimentario Asociado
Desarrollo de Cuenca de Antepaís	Plioceno – Eoceno tardío	Formaciones Carbonera, León y Guayabo
Fase de Transición (Margen Pasiva – Antepaís)	Paleoceno – Campaniano tardío	Formaciones Catatumbo Barco Los Cuervos
		Formaciones Colón y Mito Juan
Fase de Margen Pasiva	Campaniano temprano - Aptiano	Formaciones Capacho y La Luna
		Grupo Uribante
		Representado en zonas aledañas por la Formación Río Negro
Fase de Tectónica Extensional (rift)	¿Cretáceo Temprano ?/Jurásico - Triásico	Representado en las zonas aledañas a la cuenca Catatumbo por las formaciones Girón, La Quinta y equivalentes

Las rocas depositadas durante estos eventos están ampliamente expuestas a lo largo de los Andes, con una tendencia de deposición NE/SW, que coincide con la distribución de los depocentros jurásicos, los cuales fueron preservados en las cuencas subandinas. Hacia el final del Cretáceo Temprano, fueron depositadas las lutitas, arcillolitas, calizas y areniscas de las formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente. Éstas representan las principales rocas almacenadoras de la cuenca.

3.2.3. Fase Transicional de Margen Pasiva - Activa (Cretáceo Tardío - Paleoceno).

Una nueva fase de evolución tectónica es marcada por la colisión de la placa pacífica y la margen occidental de la placa de Suramérica durante finales del Cretáceo. Este evento, transformó la antigua margen pasiva en un activo cordón orogénico, generando un sistema antepaís (foreland) con su piedemonte (foredeep) asociado al oeste del área de Perijá y su correspondiente alto periférico (peripheral forebulge) en el área de Barinas (Parnaud et al., 1995; Pindell et al., 1998). El cierre del margen pasivo durante finales del Cretáceo y comienzos del Paleoceno, fue progresivo, de oeste a este, lo cual permitió la existencia de la margen pasiva en el noreste, hasta finales del Paleoceno.

Durante este evento se depositaron, en un ambiente marino anóxico, las formaciones Capacho y La Luna. Estas rocas constituyen las principales rocas generadoras de la cuenca. Esta fase tectónica transicional fue dominada por la progradación de las secuencias Colón – Mito Juan, que suprayacen la Formación La Luna, desde el sureste hacia el noreste de la cuenca. La etapa de antepaís está representada por rocas de origen deltaico y marino somero de las formaciones Barco y Los Cuervos. Algunos intervalos de la Formación Los Cuervos se postulan como rocas generadoras secundarias.

3.2.4. Fase de Cuenca Antepaís (Foreland) – Terciario (Paleoceno Tardío – Mioceno Tardío).

La colisión oblicua y deformación transcurrente de la placa Caribe y del Arco de Panamá a lo largo del margen pasivo del norte de Suramérica, generó varios eventos tectónicos a escala regional como la reactivación de antiguas estructuras durante la colisión y deformación transcurrente del Cenozoico, el levantamiento de las cordilleras Andinas, Serranía de Perijá, Macizo de Santander y Andes de Mérida, la separación de la cuenca de Maracaibo - Catatumbo de Barinas- Apure. El registro sedimentario de la fase de antepaís fue dominado por subsidencia flexural y caracterizado por un conjunto de ciclos transgresivos y regresivos, limitados por mayores inconformidades generalmente bien reflejados en sísmica.

En el inicio de esta fase, de acuerdo con Parnaud y otros (1995), durante el Paleoceno Tardío – Eoceno Temprano, con dominios sedimentarios bien diferenciados, hacia el sector suroeste del Lago de Maracaibo persiste la sedimentación continental incluyendo la Formación Mirador y las areniscas C de la Formación Misoa. Un dominio de plataforma interna a zona de costa en la parte central de la cuenca de Maracaibo, reflejado en las areniscas y arcillolitas de la Formación Misoa, y el tercer dominio de sedimentación, en el norte, representado por lutitas marinas, profundas y turbiditas de la Formación Trujillo.

En este período, ocurrió un evento mayor, caracterizado por el desarrollo de varios episodios deposicionales que incluyen depósitos marinos poco profundos, fluviales y lacustres, producto de la rápida erosión y sedimentación de las jóvenes cadenas montañosas andinas. Estos sedimentos constituyen el relleno sedimentario más reciente de la cuenca intramontana de Maracaibo - Catatumbo. Estos episodios de sedimentación incluyen los depósitos fluviales y deltaicos de la Formación Carbonera, hacia el sur y oeste, y los sedimentos de la Formación León, producto de una amplia inundación marina durante el Oligoceno - Mioceno Temprano. El rápido levantamiento de las cordilleras andinas dio como resultado el desarrollo de una gruesa molasa continental hacia los márgenes de los orógenos, representados por las formaciones Guayabo, Necesidad y Betijoque, en el norte. En tanto que la sedimentación marina persistió en el área del Lago de Maracaibo, la cual cambia gradualmente a un dominio de ambiente

parálico y de pantano hacia el norte (Formación La Puerta y Los Ranchos). Los depósitos molásicos son de una amplia distribución, gran espesor y reflejan una rápida subsidencia a lo largo de los frentes orogénicos

3.3. Litoestratigrafía Regional de la Cuenca Catatumbo.

El resumen estratigráfico que se presenta a continuación ha sido extraído, en gran parte, del trabajo de Alfonso, C. A., and J. C. Mondragón, (2000), “Nuevos Conceptos exploratorios en la Cuenca de Catatumbo, Colombia”: VII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Caracas. Igualmente del trabajo de Yurewicz D. A., Advocate D. M., Lo H. B. and Hernández E. A., 1998. *Source Rocks and Oil Families, Southwest Maracaibo Basin (Catatumbo Subbasin), Colombia*.

La secuencia sedimentaria de la cuenca Catatumbo está representada por rocas del Mesozoico y Cenozoico, que van desde el Cretáceo Inferior hasta el Plioceno – Pleistoceno. Esta secuencia sobrepasa los 15.000 pies, y yace sobre rocas ígneas y metamórficas que constituyen el basamento (figura 12).

3.3.1. Basamento.

Rocas ígneas y metamórficas, similares a las presentes en el Macizo de Santander, Serranía de Perijá o Serranía de Los Motilones y Andes de Mérida conforman el basamento. Las rocas ígneas corresponden a granodioritas y dioritas; mientras que, las metamórficas consisten predominantemente de gneises y esquistos, cuyas edades van desde Precámbrico al Triásico (Notestein y otros, 1944). Son varios los pozos exploratorios y de desarrollo que han alcanzado Basamento. Es importante resaltar que en el campo Río de Oro, este Intervalo, es productor.

3.3.2. Precretáceo (Triásico – Jurásico).

En el estudio adelantado por Yurewicz, D. A. y otros (1993), se menciona que las rocas más antiguas, no afectadas por metamorfismo en la cuenca Catatumbo son triásicas – jurásicas, representadas por la Formación Girón, la cual está conformada por areniscas rojas, lutitas y rocas volcánicas, que yacen sobre el basamento. De otra parte Pedraza y Ramírez (2011), infieren que el relleno sedimentario del *rift* reactivado del Triásico y activo del Jurásico corresponde a la Formación La Quinta, que fue depositada en áreas cercanas a la cuenca Catatumbo en lo que es actualmente el macizo de Santander, y en los Andes de Mérida, la cual, igualmente, está compuesta de areniscas, lutitas y vulcanitas derivadas de la erosión de bloques metamórficos fracturados del Paleozoico. De otra parte, de acuerdo con Mondragón (2002), ningún pozo perforado en los límites de la cuenca ha alcanzado rocas más antiguas que el Cretáceo Temprano (Aptiano), y que, con base en las historias de pozo y la geología de

superficie, las rocas del Aptiano - Albiano (Grupo Uribante) reposan directamente sobre basamento ígneo-metamórfico.

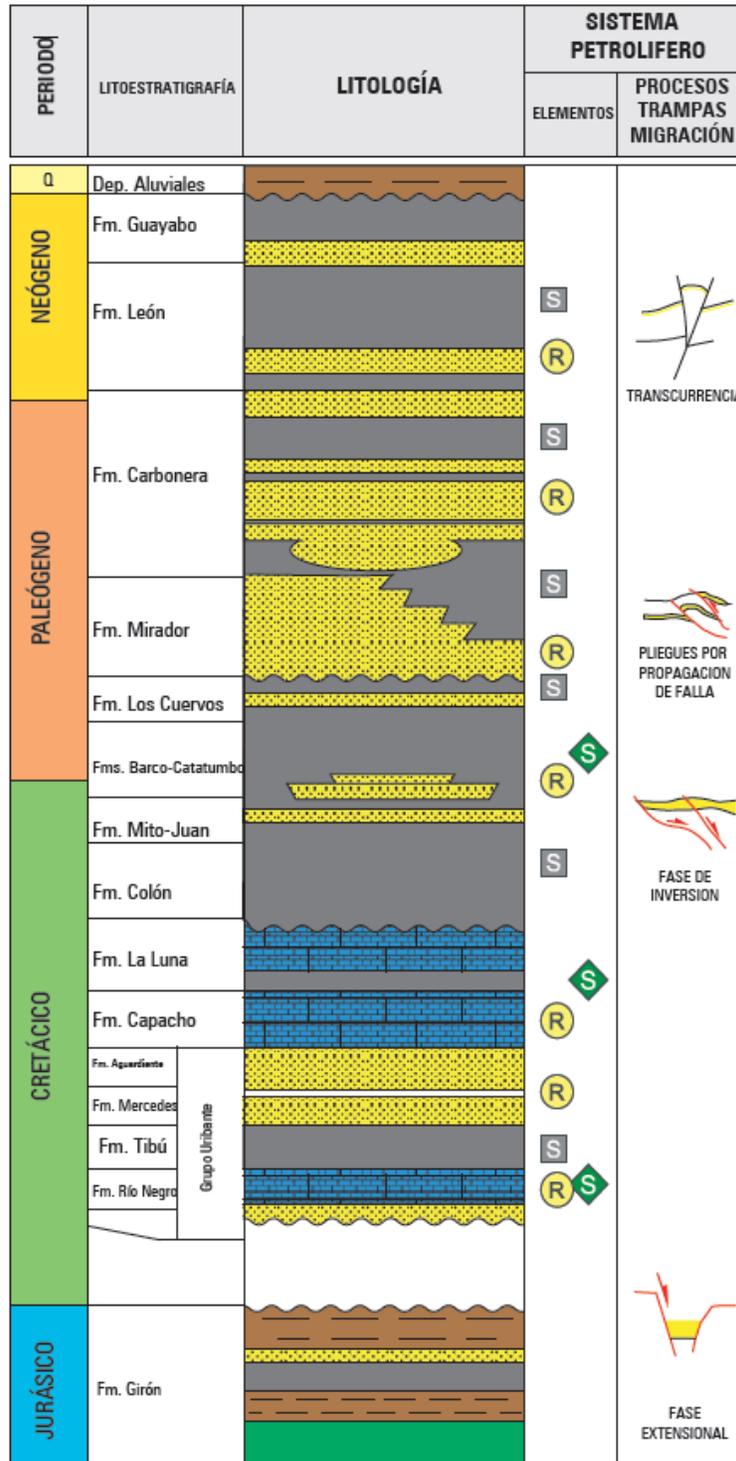


Figura 12. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Catatumbo (ANH, 2012).

3.3.3. Cretáceo.

La secuencia cretácica está representada por rocas de origen fluvial a marino profundo, constituidas por areniscas, arcillolitas, lutitas y calizas, que fueron sedimentados en una plataforma amplia y estable, en un ambiente tectónico de cuenca marginal. La deposición de la secuencia cretácica se inicia en el Aptiano con depósitos detríticos de origen continental (¿Formación Río Negro?), sobre rocas del basamento, que marcan el hundimiento de la cuenca, permitiendo la acumulación de sedimentos de origen marino, que alcanzan el mayor cubrimiento de la cuenca durante el lapso Turoniano – Coniaciano, representado por las rocas correspondientes a la Formación Capacho y La Luna. No obstante, la presencia de la Formación Río Negro en la cuenca Catatumbo es discutida.

3.3.3.1. Grupo Uribante.

El término Formación Uribante fue introducido por Sievers (1888 en Getty, 1982) para describir las rocas que afloran cerca al río Uribante en el estado Táchira, Venezuela. En Colombia su redefinición fue hecha por Notestein y otros (1944), quienes lo subdividen en tres unidades, los miembros cartografiables: Tibú, Mercedes y Aguardiente. Posteriormente Sutton (1946, en Castillo y Ceballos, 1990) eleva el rango de Miembro Aguardiente a Formación, mientras que Renz (1959) hace lo correspondiente con los Miembros Tibú y Mercedes.

El Grupo Uribante presenta un espesor promedio de 2.000 m. y se caracteriza por su baja permeabilidad y porosidad (5% promedio). La producción en esta unidad depende exclusivamente de fracturamiento e involucra todas las formaciones que conforman el grupo como se ha comprobado en los campos del área. Las acumulaciones encontradas corresponden a yacimientos independientes con porosidad secundaria debido al fracturamiento, Castillo y Ceballos (1990).

A continuación se describen las formaciones que conforman el Grupo Uribante (Tibú, Mercedes y Aguardiente):

Formación Río Negro (¿Aptiano?): está compuesta por intercalaciones de areniscas, grises a amarillas, arcillosas, de grano fino a grueso, a veces conglomerático, cuarzosas y subarcosas, en capas delgadas onduladas a plano paralelas. Se presentan pequeños niveles de arcillolitas grises con laminación plano paralela (ICP, 1998). El espesor varía considerablemente de 4.500 pies en la sección tipo en la Serranía del Perijá, hasta cerca de 8.000 pies en la depresión de Uribante (Yurewicz y otros, 1993). Hacia la parte sur de la cuenca, oscila entre los 7 metros.

Contactos: se encuentra en contacto discordante sobre el basamento ígneo, en algunas áreas, y en contacto transicional (cubierto en ambas secciones) con la Formación Tibú, en otras (Richards, 1968).

Formación Tibú (Aptiano): está compuesta de lutitas de color gris oscuro, negro y marrón, con laminación plano paralela, fisibles, con abundantes restos de conchas y de peces; intercaladas con pequeños niveles de calizas lumaquéllicas en bancos de 30 cm., presenta estratificación ondulada; y areniscas cuarzosas, grises, calcáreas, con abundantes fósiles, bioturbadas, en bancos gruesos macizos. De acuerdo con Alfonso, C. A., and J. C. Mondragón, (2000), en La Donjuana es de 83 m. (~272 pies) y en Sardinata de 13 m. (~42 pies).

Contacto superior: se encuentra en contacto con la Formación Mercedes (Richards, 1968).

Producción: la Formación Tibú es productora en el anticlinal Tibú (Getty, 1982).

Formación Mercedes (Albiano Temprano): consiste de calizas arenosas y fosilíferas, intercaladas con lutitas, dolomitas y areniscas. Las calizas clasifican en un rango entre *mudstones* y *grainstones*. Se presentan en capas delgadas, ricas en materia orgánica con abundante foraminíferos plantónicos (Yurewicz y otros, 1993). Según Mondragón (2002), en la columna, levantada en el área de Sardinata, por el ICP (1998), consiste de calizas lumaquéllicas grises oscuras, en capas hasta de 1m., onduladas, no paralelas, continuas, ocasionalmente *pellets*, restos de peces y fosfatos. Estas calizas están intercaladas con arcillolitas grises a negras, con laminación ondulada, en ocasiones calcáreas, con concreciones. Es frecuente encontrar restos de peces, bivalvos y gasterópodos; y óxidos de hierro. El espesor medido en dicha localidad es de 45 m. (~148 pies).

Contacto superior: se encuentra en contacto transicional con la Formación Aguardiente (Richards, 1968).

Producción: la Formación Mercedes es productora en el campo Tibú.

Formación Aguardiente (Albiano medio a tardío): a escala regional consiste predominantemente de areniscas cuarzosas, de grano grueso, con niveles de glauconita y fosfatos, intercaladas con lutitas y calizas. Algunas lutitas presentan alto contenido de materia orgánica y pueden ser potenciales generadores en el área (Yurewicz y otros, 1993). En el sector sur, consiste de intercalaciones de areniscas cuarzosas, de grano fino a grueso, grises claras, con estratificación ligeramente ondulada, no paralela, y laminación inclinada de bajo ángulo. Estas areniscas son a veces arcillosas e intensamente bioturbadas, con restos

carbonosos. El espesor medido oscila entre los 563 m (~1850 pies) en el sector de La Donjuana y de 313 m. (~1030 pies) en Sardinata (en Mondragón 2002).

Contacto superior: el contacto superior es gradacional con la suprayacente Formación Capacho (Getty1982).

Producción: la Formación Aguardiente produce en el campo Tibú, principalmente por fracturamiento, Getty (1982).

Formación Capacho (Cenomaniano - Turoniano): el término Formación Capacho fue inicialmente introducido por Sievers (1888, en Richards 1968), para designar las lutitas intercaladas con calizas que infrayacen a la Formación La Luna y suprayacena la Formación Aguardiente en el área de la Concesión Barco.

El espesor de la Formación Capacho oscila, de norte a sur, entre 300 y 1.100 pies de espesor, Bouman y Gibson (1964). En secciones levantadas en La Donjuana y Sardinata, el espesor medido oscila entre los 326 m. (~1.070 pies) y los 349 m. (~1.150 pies), respectivamente. Allí consiste de arcillolitas grises oscuras a negras, con laminación plano-paralela a ondulada, con impresiones de bivalvos y restos de peces; intercaladas con arcillolitas arenosas, grises a marrones, calcáreas, bioturbadas, y calizas lumaquéticas (*wackestone* y *packstone* de bivalvos), grises, onduladas, y calizas micríticas, en capas hasta de 70 cm., plano-paralelas. Estas calizas son muy similares a las presentes en la Formación La Luna, las cuales son productoras en el campo Petrólea y en varios campos de la cuenca de Maracaibo.

Contacto superior: según Getty (1982) y Richards (1968) la Formación Capacho infrayace en forma concordante la Formación La Luna. No obstante, de acuerdo con los trabajos de la Robertson Research (1985) e ICP (1998), este contacto es discordante.

Producción: la Formación Capacho es productora en el campo Petrólea. La producción es controlada por fracturas (Getty, 1982).

Formación La Luna (Coniaciano - Campaniano temprano): está constituida por calizas delgadas, grises oscuras, intercaladas con lutitas. Hacia la parte inferior presenta calizas tipo *mudstones*, de color gris oscuro, que ocasionalmente se presentan como lentes o concreciones, intercaladas con arcillolitas calcáreas, grises oscuras, laminadas, en capas con estratificación planoparalela a ondulada, ricas en materia orgánica.

La Formación La Luna presenta un rango de espesor entre 180 y 300 pies (Bouman y Gibson, 1964). En la localidad de Sardinata presenta un *espesor de 76 m. (~250 pies)*, y en La Donjuana de 80 m. (~260 pies). Sin embargo, un promedio de espesor regional de 200 pies puede asumirse para el área del Catatumbo. Este intervalo estratigráfico es la roca generadora por excelencia de hidrocarburos en las cuencas Catatumbo y Maracaibo. Igualmente es productora en las calizas fracturadas en los campos Petróleá, Tibú, Cerro Gordo y Cerrito.

Contacto superior: según Getty (1982), la Formación La Luna infrayace en forma concordante la Formación Colón. No obstante, en el trabajo de Sorzano y Navarrete (en, Yurewicz y otros, 1993), determinan la presencia de un hiato estratigráfico entre las formaciones La Luna y Colón (ausencia del lapso campaniano), lo cual es evidenciado por la existencia de una superficie de erosión cerca al límite estratigráfico entre estas dos formaciones.

Producción: la Formación La Luna produce en el campo Petróleá (Getty, 1982).

Formación Colón (Campaniano tardío a Maastrichtiano temprano): está compuesta por lutitas, grises a grises oscuras, ligeramente calcáreas. Hacia la base se presenta una arenisca glauconítica, que contiene foraminíferos retrabajados y restos de peces (Miembro Tres Esquinas). Bouman y Gibson (1964), reportan para la Formación Colón un rango de espesor entre 700 pies, al este, y 1.400 pies, al oeste.

Contacto superior: el contacto con la suprayacente Formación MitoJuan es gradacional (Bouman y Gibson, 1964).

Formación Mito Juan (Maastrichtiano temprano - Maastrichtiano tardío): consiste principalmente de lutitas grises verdosas, arcillolitas limolíticas, limolitas y calizas que llegan a ser más frecuentes hacia la parte superior. Bouman y Gibson (1964), reportan para esta unidad un espesor promedio de 1.450 pies.

Contacto superior: el contacto con la suprayacente Formación Catatumbo es gradacional y difícil de precisar debido a la similitud en la litología (Getty, 1982).

Producción: existe producción de la Formación Mito Juan, en el campo Río de Oro, a partir de los horizontes calcáreos y limolíticos ubicados hacia la parte superior.

3.3.4. Terciario

Durante este periodo las condiciones de deposición se hacen más continentales. El registro litológico está representado por arcillolitas, areniscas y horizontes de carbón, depositados en sistemas fluviales de ríos trezados, deltas y planicies costeras. Desde el punto de vista

tectónico coincide con el desarrollo de una cuenca antepaís (foreland) relacionada con el levantamiento y erosión de la cordillera Oriental. Varias de las areniscas dentro de este intervalo sedimentario constituyen yacimientos de hidrocarburos, pero la mayor parte de la producción de la sección terciaria es de almacenadores fluviales o deltaicos, de las formaciones Barco y Mirador. Algunas lutitas interestratificadas y carbones (en particular, de las formaciones Barco y Catatumbo) tienen altos contenidos orgánicos, pero son inmaduros para la generación de aceite y gas.

Formación Catatumbo (Maastrichtiano tardío a Paleoceno temprano): está compuesta de intercalaciones de lutitas y arcillolitas un poco carbonosas. Hacia la base y parte media, con frecuencia, se tienen intercalaciones de areniscas micáceas, de carácter lenticular. A veces, localmente se presentan capas de carbón. El espesor de esta unidad es de 300 pies, hacia el noreste, y de cerca de 900 pies hacia el suroeste (Bouman y Gibson, 1964).

Contacto superior: el contacto con la suprayacente Formación Barco es concordante y gradacional (Bouman y Gibson, 1964).

Producción: se ha reportado producción a partir de la Formación Catatumbo en los campos Río de Oro, Tibú - Socuavó y Sardinata. Adicionalmente, se han reportado producciones marginales en el campo Yuca y en el monoclinal de Orú.

Formación Barco (Paleoceno): está constituida por areniscas de grano fino a medio, intercaladas con arcillolitas. Estas areniscas presentan, por lo general, un contenido de arcilla menor que las areniscas de la Formación Catatumbo. Algunos horizontes delgados de carbón se presentan principalmente hacia el tope. El espesor de la unidad varía a escala regional entre 500 pies, hacia el noreste, a 700 pies, hacia el suroeste (Bouman y Gibson, 1964).

Contacto superior: el contacto con la suprayacente Formación LosCuervos es gradacional (Getty, 1982 y Bioestratigráfica, 1998).

Producción: con excepción del campo Río Zulia, la Formación Barco es el almacenador principal en los campos de la cuenca Catatumbo. Específicamente, la Formación Barco es productora en el campo Río de Oro y Sardinata (Notestein y otros, 1944), y en los campos Petrólea y Tibú - Socuavó (Getty, 1982).

Formación Los Cuervos (Paleoceno tardío): consiste, en general, de lutitas con capas de areniscas delgadas, limolitas y mantos de carbón. El espesor a escala regional varía entre 600

pies, hacia el este de la cuenca, a 1.100 hacia el occidente, en el sector de Santa Helena (Bouman y Gibson, 1964).

Contacto superior: de acuerdo con estudios adelantados Getty, (1982) y Robertson Research (1985), la Formación Los Cuervos infrayace en forma concordante a la Formación Mirador.

Producción: es roca almacenadora productora en el campo Río Zulia (Stauffer, 1982) y en el campo Carbonera (Notestein, 1944).

Formación Mirador (Eoceno): consiste de areniscas cuarzosas, de grano fino a medio, blancas, en capas hasta de 50 cm., cuneiformes, con laminación inclinada tangencial de bajo ángulo o en artesa, bioturbadas hacia la parte superior. Presentan intercalaciones de grano fino a medio, grises, bioturbadas, localmente con intraclastos de arcillolita. Se observan ondulitas hacia el tope, en algunos niveles. De acuerdo con Bouman y Gibson (1964), la parte inferior de la unidad está constituida por areniscas de grano fino y moderadamente limpias. Hacia la parte media una capa de arcillolita, de variable espesor, separa las areniscas inferiores de las superiores. Sin embargo, el nivel arenoso superior se encuentra ausente o pobremente desarrollado en muchas áreas. El espesor, a escala regional, varía entre 2.000 pies, hacia el norte de cuenca, a 500 pies hacia el sur (Bouman y Gibson, 1964).

Contacto superior: el contacto con la suprayacente Formación Carbonera es concordante (Robertson Research, 1985).

Producción: la Formación Mirador es el segundo almacenador en importancia en la cuenca. Produce en el campo Río Zulia y en los campos venezolanos Los Manueles y Las Cruces (Getty, 1982).

Formación Carbonera (Eoceno tardío a Mioceno temprano): consiste de una secuencia gruesa de intercalaciones de arcillolitas, lutitas grises, limolitas, areniscas de grano fino a grueso, en delgadas capas y en menor proporción horizontes de carbón. Intercalaciones de areniscas y mantos de carbón. Hacia el tope y base de la formación se presentan capas delgadas de areniscas glauconíticas y calizas, las cuales registran incursiones marinas. El espesor de esta unidad varía entre 1.300 y 1.800 pies, en el área de la cuenca Catatumbo (Notestein y otros, 1944).

Contacto superior: el contacto con la Formación León es concordante y gradacional Robertson Research (1985).

Producción: intervalo productor en el campo Tibú (Yurewicz y otros, 1993). De igual forma, es productor en los campos venezolanos Los Manueles y Las Cruces.

Formación León (Mioceno temprano - Mioceno medio): está constituida por lutitas grises, con delgadas capas de limolitas y localmente lentes de arenisca. El espesor en la cuenca varía entre 1.200, hacia el occidente, a 1.400 pies, hacia el oriente.

Contacto superior: el contacto superior es concordante con la Formación Guayabo (Getty, 1982).

Producción: no hay producción asociada a este intervalo. Por sus características litológicas la Formación León es considerada como un sello regional en la cuenca.

Formación Guayabo (Mioceno medio- Plioceno temprano): el Grupo Guayabo consiste de lutitas arenosas, grises, limolitas y lutitas, las cuales representan la deposición de sedimentos asociados a un plano aluvial y un complejo deltaico de baja energía (Van Houten y James, 1984). El espesor de la unidad se incrementa rápidamente de norte a sur y también de oeste a este. Se han reportado 1.500 pies en el sector de los pozos Veta-La Raya, y se incrementa hasta cerca de 4.700 pies en el área del campo Rosario y de alrededor de 8.500 pies en las zonas aledañas a Cúcuta.

Contacto superior: se evidencia discordancia angular con la Formación Necesidad.

Producción: no hay producción asociada a este intervalo.

Formación Necesidad (depósitos recientes): están representados por arenas, gravas y arcillas que representan depósitos fluviales y de abanicos aluviales.

La cartografía de la configuración estructural, relacionada con la roca de interés para yacimientos de hidrocarburos asociados a lutitas, es una componente importante en la definición de la prospectividad, donde la alta complejidad es un factor desfavorable, mientras que la baja complejidad la hace atractiva, ya que evitaría conexiones con acuíferos, que afecten negativamente la producción.

3.4. Evaluación Estructural.

La cartografía de la configuración estructural, relacionada con la roca de interés para yacimientos de hidrocarburos asociados a lutitas, es una componente importante en la definición de la prospectividad, donde la alta complejidad es un factor desfavorable para la

exploración de yacimientos no convencionales, mientras que la baja complejidad la hace atractiva, ya que evitaría conexiones con acuíferos, que afecten negativamente la producción.

La evaluación estructural realizada consta de una síntesis de los rasgos estructurales de los sectores de la cuenca donde se localizan los pozos que son objetivo del presente proyecto, con fundamento en la bibliografía y en las observaciones directas de la información sísmica seleccionada. Los estilos estructurales y la posición estructural de los pozos se ilustran con su proyección sobre líneas sísmicas sencillas y secciones compuestas.

3.4.1. Objetivo.

Como parte del marco geológico de los sectores de las cuencas donde se localizan los pozos cuyos corazones fueron escaneados, se estableció el compromiso de hacer una síntesis de las características estructurales, con base en la interpretación de la información sísmica 2D, la cual está representada mediante transectas (secciones sísmicas compuestas) a manera de secciones estructurales regionales o semirregionales, y también con la proyección de los pozos sobre las respectivas líneas sísmicas, de acuerdo con la correspondencia de los perfiles eléctricos, coherentemente con las facies sísmicas que caracterizan las diferentes unidades estratigráficas. Mediante estos elementos se ilustran las características estructurales de los sectores donde se localizan los pozos escaneados.

La cuenca Catatumbo es el segundo objetivo prioritario en el desarrollo del presente proyecto, de acuerdo con su alta probabilidad como objetivo de exploración de hidrocarburos no convencionales, en virtud de su característica de preservación de la principal roca generadora que es la Formación La Luna.

3.4.2. Metodología.

Para realizar la evaluación estructural como parte del contexto geológico regional se seleccionaron líneas sísmicas del inventario del *EPIS - Exploration and Production Information Service-*, que dieran un cubrimiento de los pozos, de tal forma, que se pudiera ilustrar la localización de los pozos con sus características estructurales, así como para la elaboración de transectas (secciones sísmicas compuestas) que muestren en forma de corte transversal las características estructurales de la cuenca.

La figura 13 corresponde al mapa base de líneas sísmicas y pozos para el cubrimiento de esta cuenca. La información sísmica cargada en la plataforma *OpenWorks* fue de 32 líneas. Las líneas corresponden a 10 programas sísmicos registrados en la cuenca entre 1976 y 2006. En la tabla 2 se presenta la lista de líneas seleccionadas.

En la cuenca Catatumbo el nivel de referencia (*datum*) aplicado fue 1640 pies (500 m), aunque no se hizo un control estricto de elevaciones, teniendo en cuenta que en el alcance de la interpretación no se contemplaba la elaboración de mapas estructurales.

Se hizo amarre de la información de los pozos con la información sísmica mediante los *checkshots* (registros de velocidad sísmica) y los marcadores geológicos suministrados por la sección de estratigrafía del proyecto y fue verificado el amarre por la correspondencia de las facies sísmicas con los perfiles eléctricos característicos de cada unidad estratigráfica, los cuales son rayos gamma y sónico, y en su defecto, en algunos casos, se utilizaron las de SP (spontaneous potential) y resistividad.

Los pozos se despliegan sobre sus líneas sísmicas correspondientes, para lo cual se indica la distancia desde la cual se proyectan, en los casos en que los pozos no se localizan sobre la línea.

Tabla 2. Lista de líneas sísmicas solicitadas, cuenca Catatumbo.

CUENCA CATATUMBO			
Nr.	POZOS DE REFERENCIA	LINEAS SÍSMICAS	PROGRAMA SÍSMICO
1		CAT-1976-BN	CATATUMBO-76
2		CAT-1976-14.5	CATATUMBO-76
3		CAT-1976-24	CATATUMBO-76
4		CAT-1976-30	CATATUMBO-76
5		CAT-1976-32	CATATUMBO-76
6		CAT-1976-34	CATATUMBO-76
7	Cerro Gordo-3	CAT-1977-01	CATATUMBO-77
8		CAT-1977-A	CATATUMBO-77
9	Tibú-178K	CAT-1978-14	CATATUMBO-78
10	Tibú-176, 2K	CAT-1978-14.5	CATATUMBO-78
11	Tibú-108, -478C, -488C	CAT-1978-18	CATATUMBO-78
12	Tibú-87, Guasimales-1	CAT-1978-C	CATATUMBO-78
13		CAT-1978-D	CATATUMBO-78
14	Tibú-182K, Tibú-1	CAT-1978-E	CATATUMBO-78
15		CAT-1987-1120	CATATUMBO-87
16		CAT-1987-1200	CATATUMBO-87
17		CAT-1987-1435	CATATUMBO-87
18		TX-1988-201	CERRO GOR SUR ORU-88
19	Mucurera-1	TX-1988-206	CERRO GOR SUR ORU-88
20		W-1981-01	CUCUTA-81
21	Tasajero-1	W-1981-05	CUCUTA-81
22	Tasajero Norte-1	NL-1999-1410	LEONCITO-99
23	Sardinata-4K	NL-1999-1650	LEONCITO-99
24	Sardinata-3K	NL-1999-1800	LEONCITO-99
25		NL-1999-980	LEONCITO-99
26	Petrólea-224	NRZ-1998 1310	RIO ZULIA-98
27		NRZ-1998 5310	RIO ZULIA-98
28		NRZ-1998 1560	RIO ZULIA-98
29	Rio Zulia-1, -2	NRZ-1998-1200	RIO ZULIA-98
30		TSF-1990-103	SAN FAUSTINO-90
31		CU-2006-1400	URIBANTE 2D-2006
32		CU-2006-1440	URIBANTE 2D-2006

3.4.3. Interpretación.

La cuenca Catatumbo consta de amplios bloques estructurales limitados por lineamientos estructurales con dirección aproximadamente norte y norte - noreste (figura 14), correspondientes a sistemas de fallas transpresionales que se caracterizan por estructuras en flor, amplias, y con profundo enraizamiento en el basamento. Los pliegues y fallas correspondientes a estas estructuras en flor dieron lugar a atrapamientos de hidrocarburos de grandes dimensiones. Son ejemplos los campos Río de Oro, Petrólea, Cerro Gordo, Río Zulia, etc.

El transporte tectónico lateral es de tal magnitud que la secuencia estratigráfica de un bloque con respecto al otro, presenta diferencias notables en espesor y en los rasgos de sus facies sísmicas (línea CAT-1976-30). Adicionalmente, se presentan saltos verticales de hasta 2 y 2,5 km. en magnitud (figuras 15, 16, 17, 18 y 26).

Por otra parte, los lineamientos de los sistemas transpresionales están separados por amplias franjas o bloques estructurales, en los cuales, a su vez, se encuentran preservadas las rocas generadoras a profundidades adecuadas para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales (figura 14). Entre éstas se destaca la Formación La Luna como la principal roca generadora.

Dichos bloques reúnen las mejores condiciones estructurales y de sistema petrolífero para posibles *plays* de yacimientos lutíticos, tales como profundidad entre 8.000 y 14.000 pies, y las condiciones de generación de hidrocarburos probadas en esta cuenca por la abundante producción histórica de campos como los de Tibú, Río de Oro y Petrólea.

El análisis de esta cuenca se presenta de norte a sur, desde el sector de Río de Oro, hasta el sector de Tasajero.

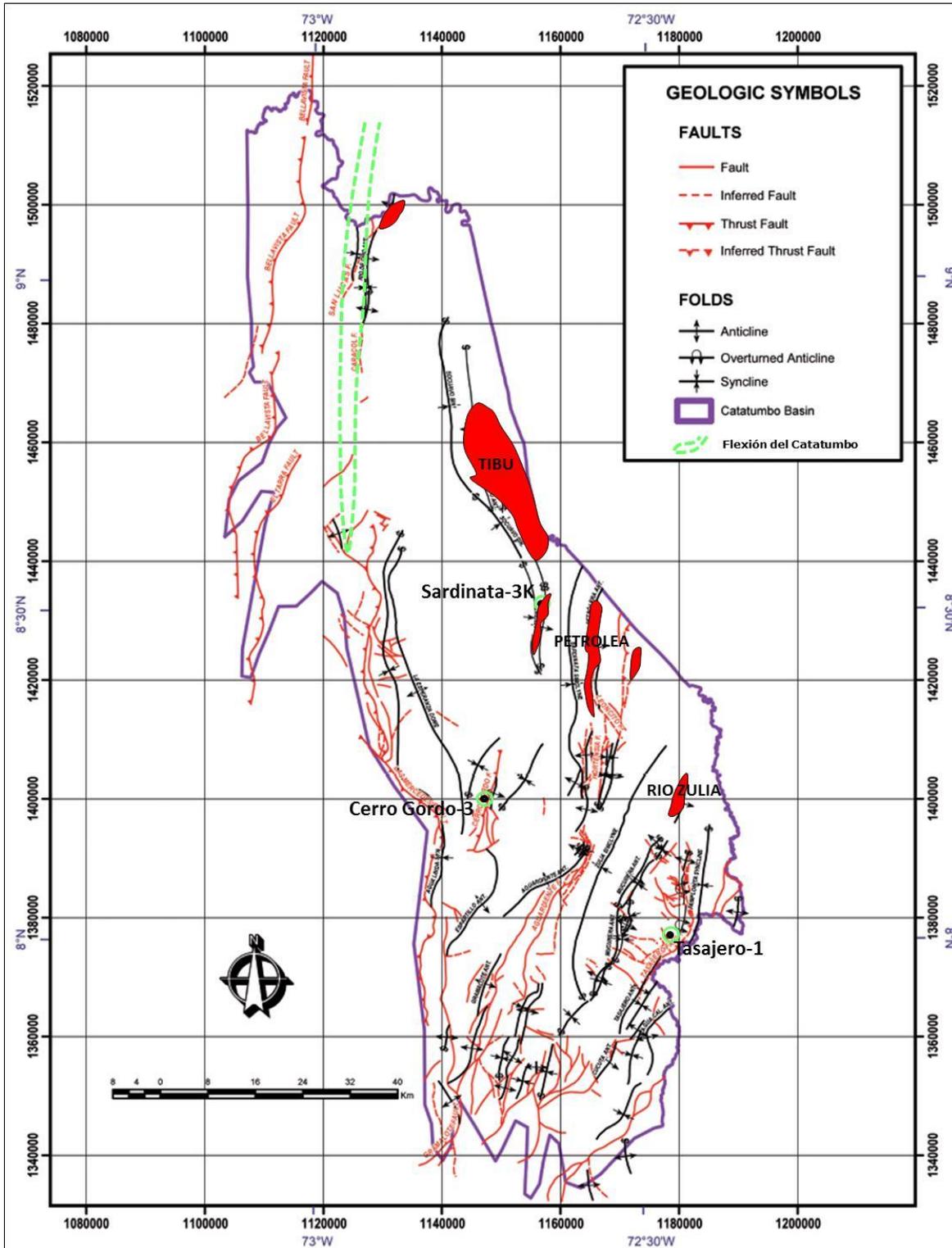


Figura 14. Mapa de lineamientos estructurales (modificado de: Pedraza y Ramírez, 2011), cuenca Catatumbo.

La figura 15 (anexo 1) corresponde a la transecta que va desde la Flexión del Catatumbo, al noroeste de la cuenca hasta el pozo Tibú-36. La Flexión del Catatumbo como se puede observar corresponde a una estructura en flor de grandes dimensiones, con un salto de falla de una magnitud de más 1 Km. En el bloque alto de este sistema de fallas se encuentran los campos Río de Oro y Puerto Barco.

En el bloque oriental de este sistema de fallas se localiza un bloque muy amplio con grandes ondulaciones, las cuales contienen extensos anticlinales que son los que albergan los yacimientos del campo Tibú (figuras 15 y 19 a 23).

Al sureste del campo Tibú, se encuentran otros grandes lineamientos correspondientes a otros sistemas de fallas sucesivos que son el sistema de Petróleá, el de Zulia y el de Tasajero, paralelos entre sí y similares en características y dimensiones a la Flexión del Catatumbo. Esta configuración probablemente obedece a un relevo de líneas de deformación de tipo transpresional, a escala regional [figuras 16 (anexo 2), 17 y 26 a 28]. En este complejo estructural se encuentran los campos Petróleá, Cerro Gordo y Río Zulia, entre otros.

La figura 17 (anexo 3) corresponde a la transecta Cerro Gordo - Tasajero. Se observan los rasgos estructurales transversales de bloques altos y bajos, separados por los elementos de fallamiento de rumbo, con componente compresional: Cerro Gordo, al oeste, Río Zulia en el intervalo central, faltante (*gap*) de información en la sección, y Tasajero, al este.

En las secciones sísmicas compuestas, mencionadas previamente, se puede apreciar una configuración estructural de fallas de alto ángulo y bloques intermedios en los que las rocas generadoras (formaciones cretácicas) se encuentran preservadas ampliamente y a diversas profundidades, desde 5.000 hasta más de 12.000 pies. En cuanto a la intensidad de deformación estructural se puede concluir que es alta en los sectores de los lineamientos conformados por las estructuras en flor, pero es baja en toda la extensión de los bloques intermedios limitados por los lineamientos.

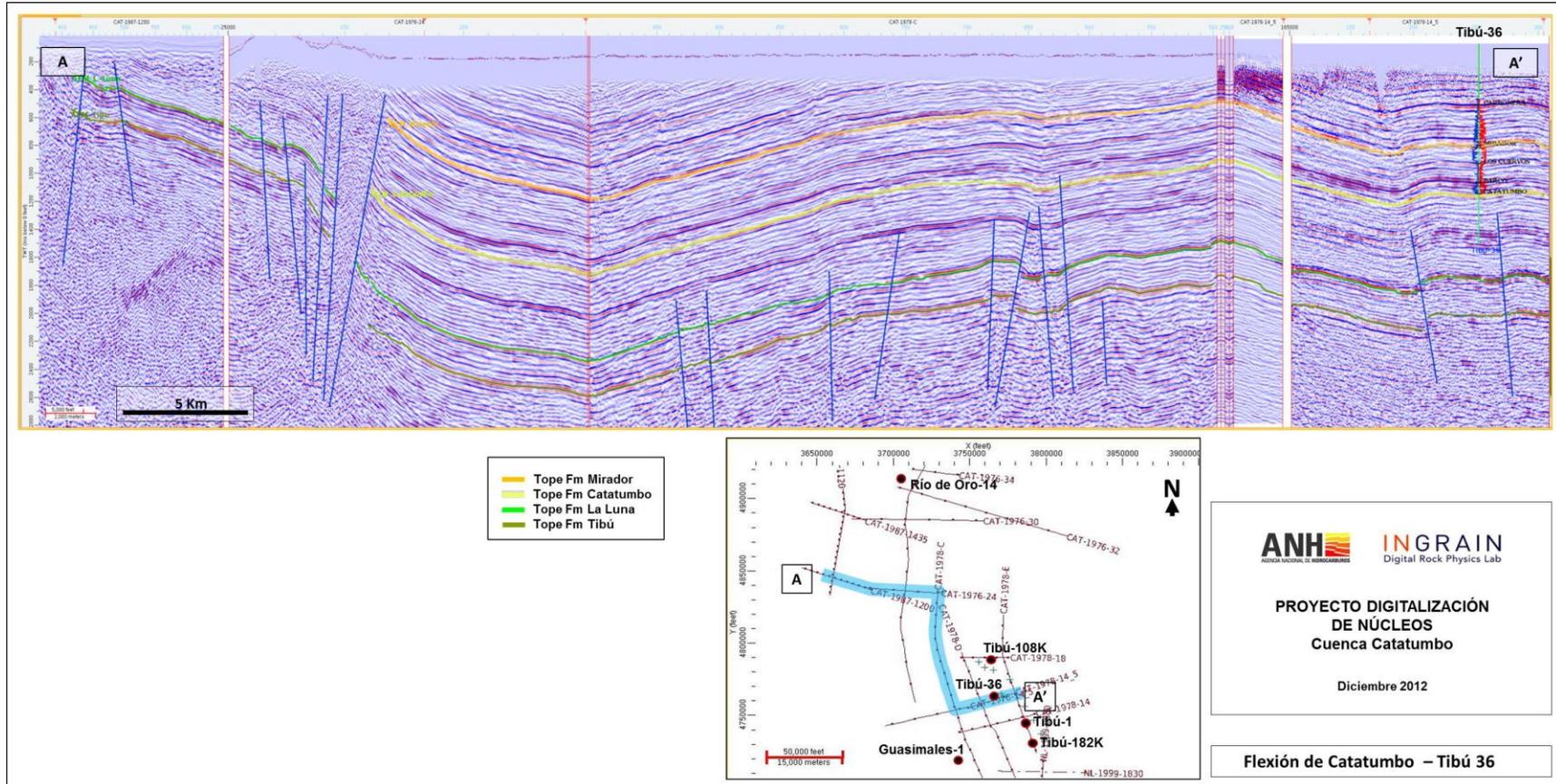


Figura 15. Transecta desde la Flexión de Catatumbo, hasta el pozo Tibú-36, cuenca Catatumbo.

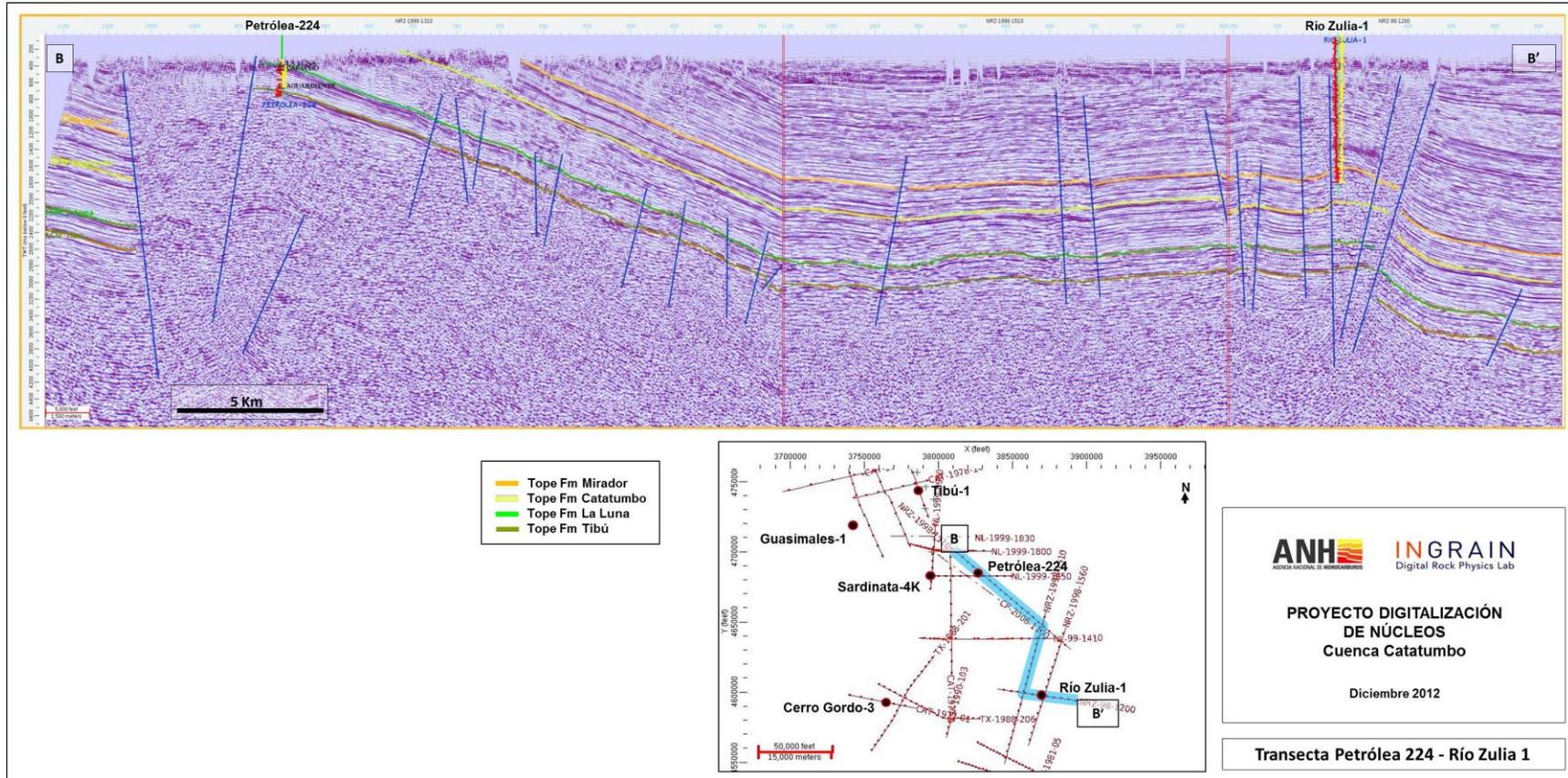


Figura 16. Transecta Petrólea 224 - Río Zulia 1, cuenca Catatumbo.

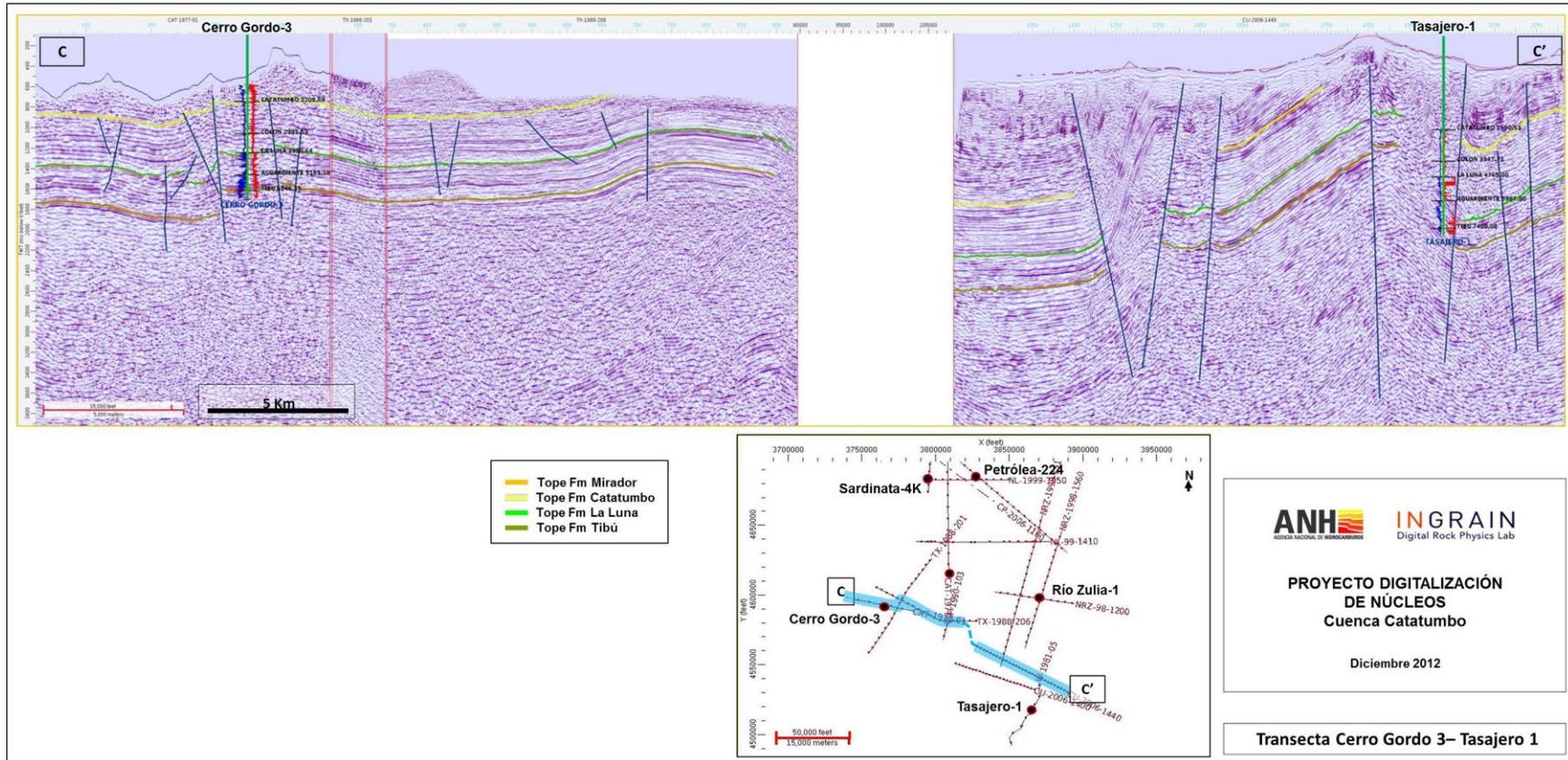


Figura 17. Transecta Cerro Gordo 3 –Tasajero 1, cuenca Catatumbo.

Las figuras 18 a 28 ilustran la localización estructural de los pozos sobre las respectivas líneas sísmicas, en las cuales se pueden apreciar las características particulares de cada una de las facies sísmicas que representan las diferentes unidades estratigráficas. Como es conocido, en esta cuenca casi todas las unidades de la columna estratigráfica albergan yacimientos de hidrocarburos desde la más profunda (Formación Tibú), hasta la más somera (Formación Carbonera), por esta razón se encuentra que los pozos han sido perforados con diferentes objetivos, muchos con destino a las unidades del Cretáceo, y muchos otros con destino solamente a unidades del Terciario.

Los sistemas de fallas, son en general, de ángulo alto, propio de los sistemas de rumbo, y al considerar que las vías de migración son los planos de falla, esto explicaría la causa de que haya ocurrido migración de hidrocarburos a unidades estratigráficas de toda la columna.

Entonces tomando estos conceptos de profundidad de las rocas generadoras, su intensidad de deformación estructural y el área de los bloques estructurales, se concluye que las condiciones para desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales son óptimas. En la parte sur de la cuenca la densidad de fallamiento es mayor que en el norte, sin embargo el área de preservación de las rocas generadoras es bastante extensa.

En conclusión, tomando estos conceptos de profundidad de las rocas generadoras y la intensidad de deformación estructural, se concluye que las condiciones para desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales son óptimas casi en toda la extensión de la cuenca.

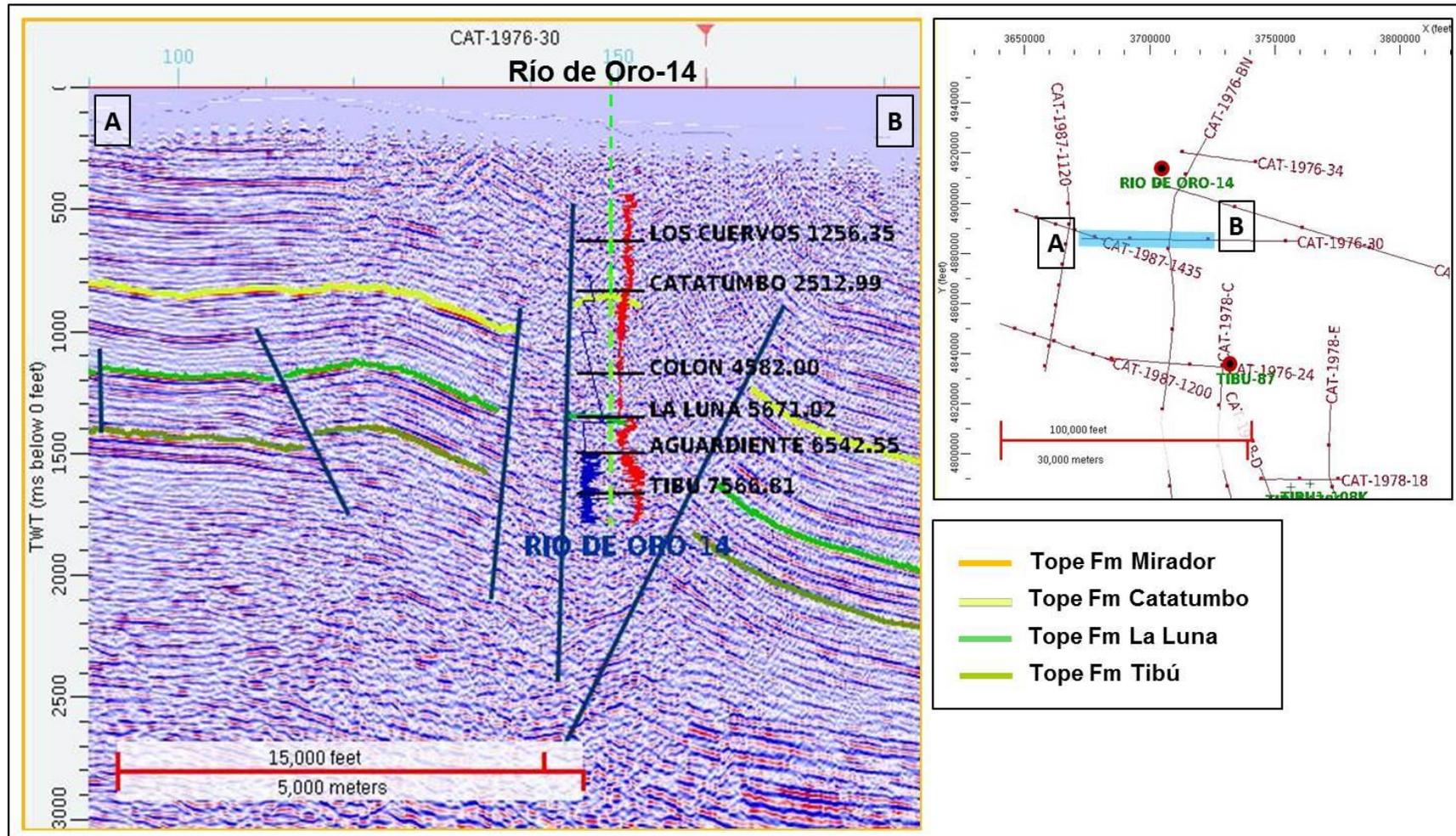


Figura 18. Proyección del pozo Río de Oro-14 (a 8,5 km.) sobre la línea CAT-1976-30, cuenca Catatumbo.

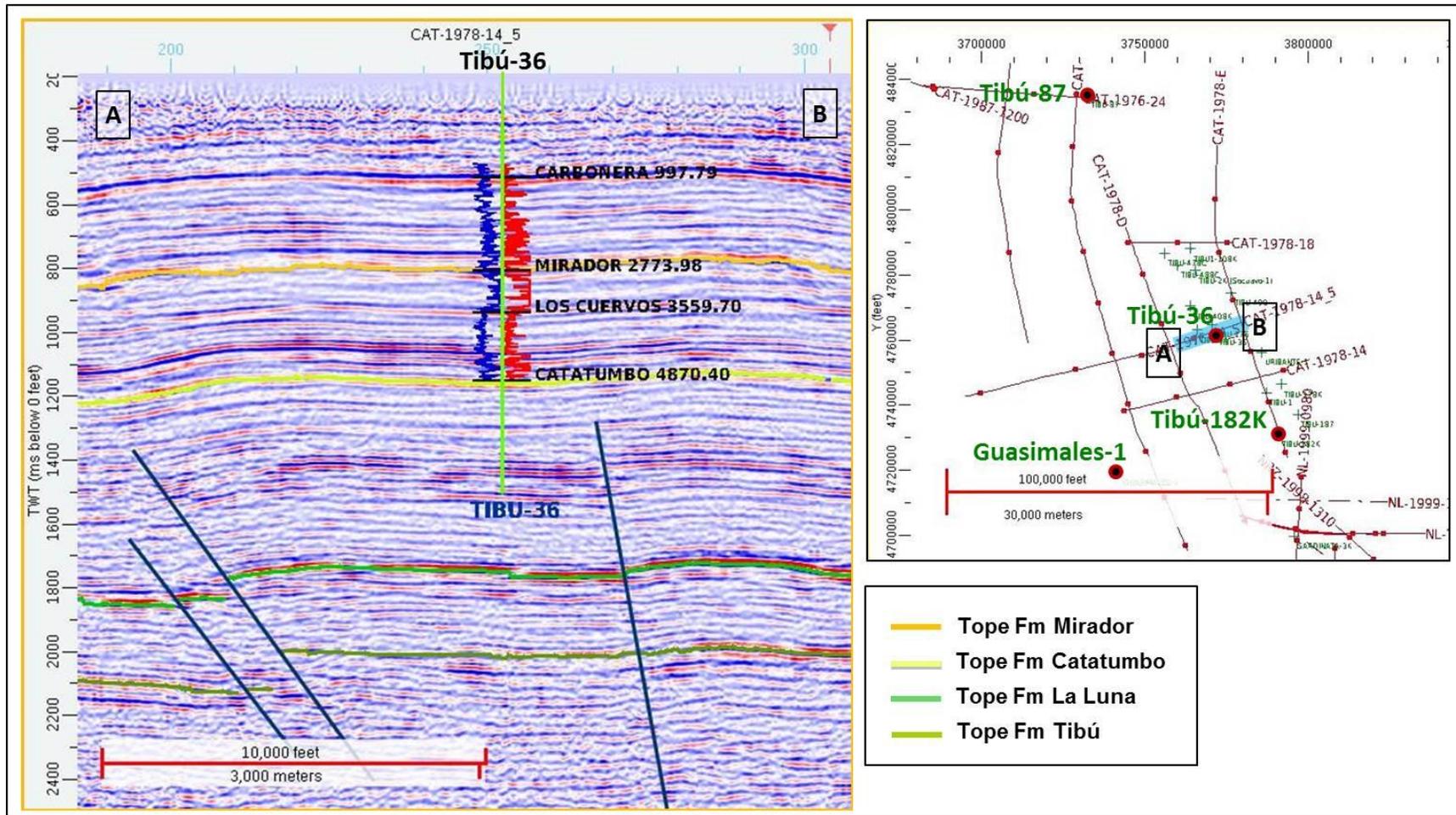


Figura 20. Proyección del pozo Tibú-36 sobre la línea CAT-1978-14.5, cuenca Catatumbo.

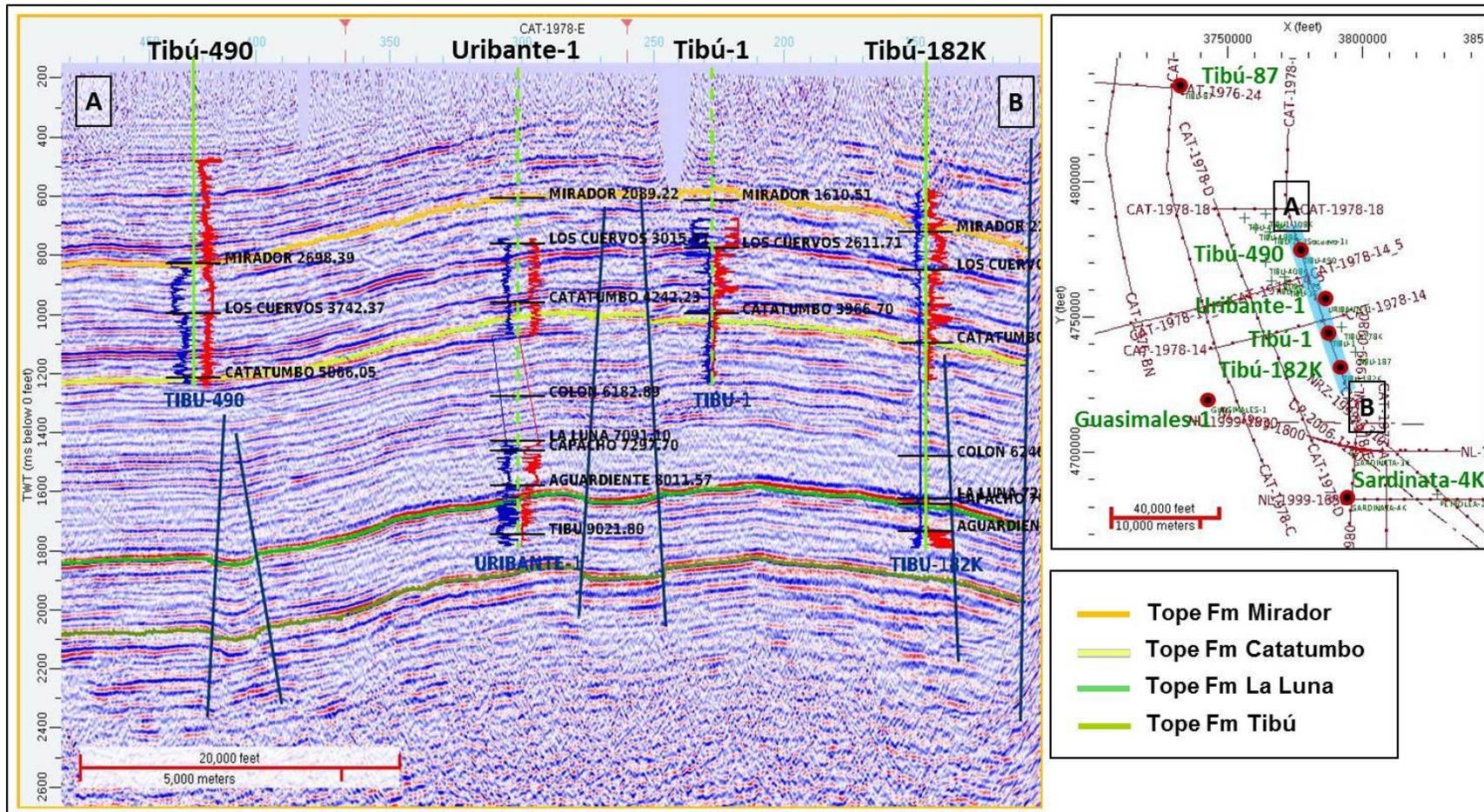


Figura 21. Proyección de los pozos Tibú-490, Uribante-1, Tibú-1 y Tibú-182K sobre la línea CAT-1978-E, cuenca Catatumbo.

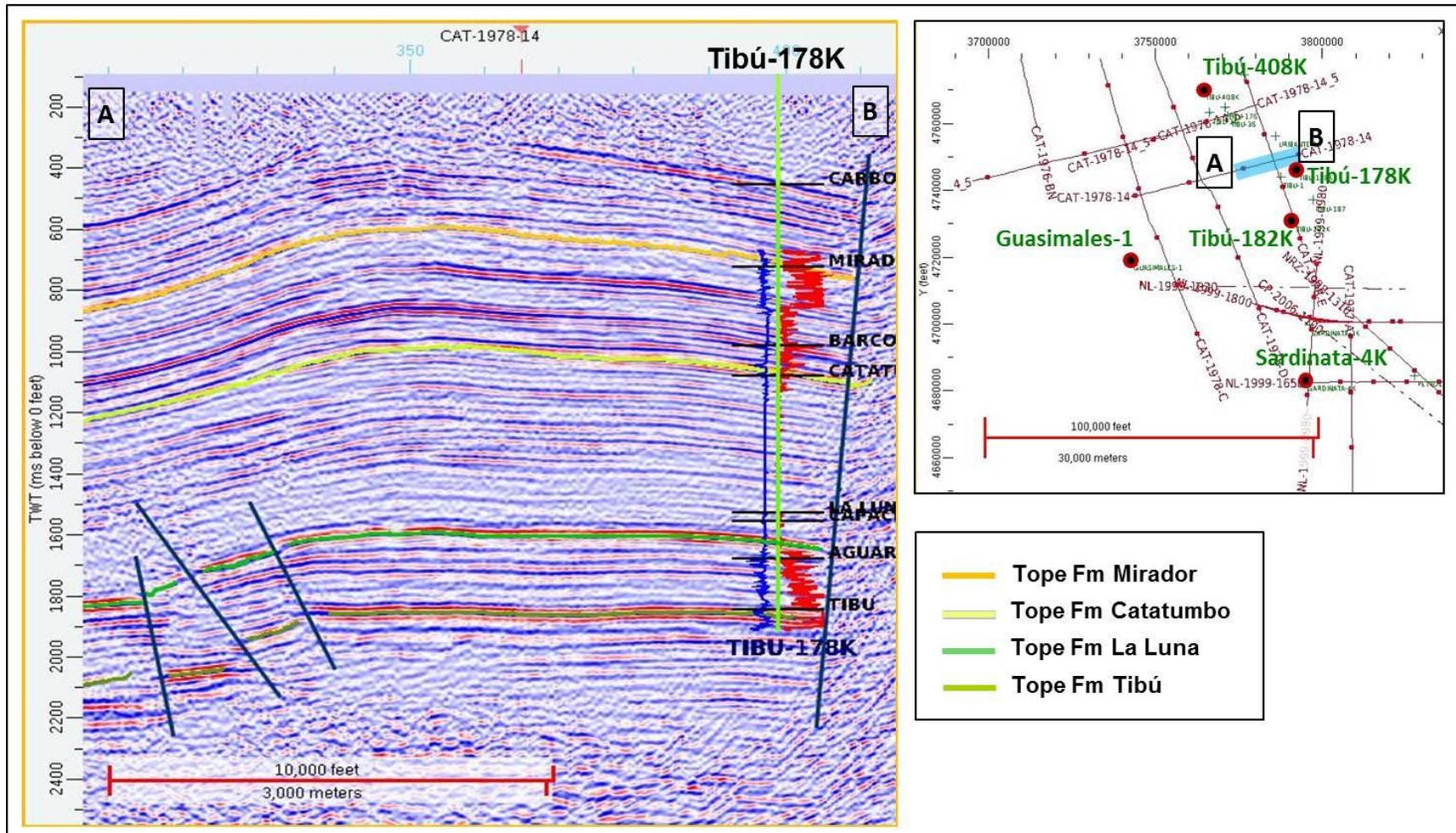


Figura 22. Proyección del pozo Tibú-178K (a 1,3 km.) sobre la línea CAT-1978-14, cuenca Catatumbo.

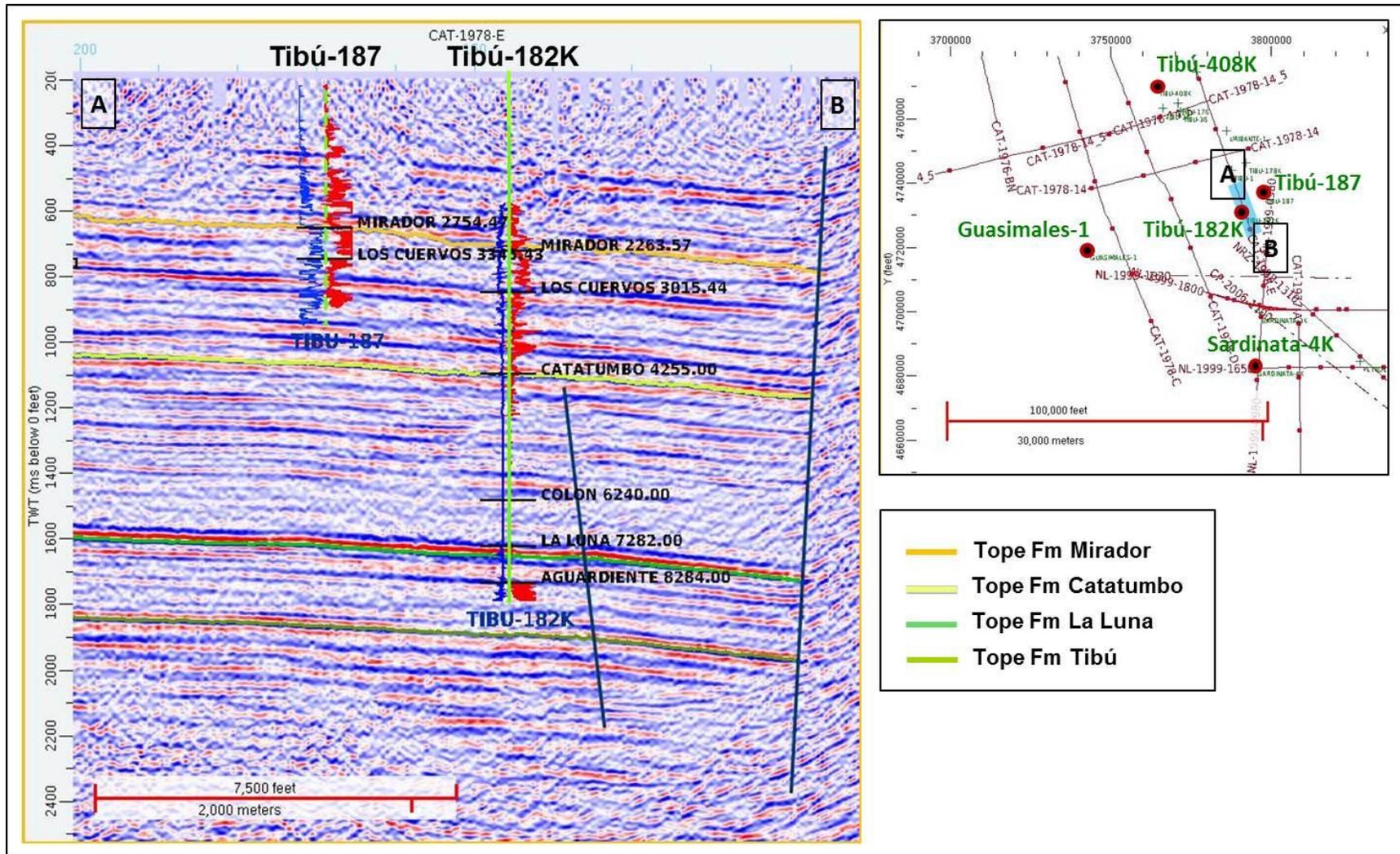


Figura 23. Proyección de los pozos Tibú-187 (a 2,3 km.) y Tibú-182K sobre la línea CAT-1978-E, cuenca Catatumbo.

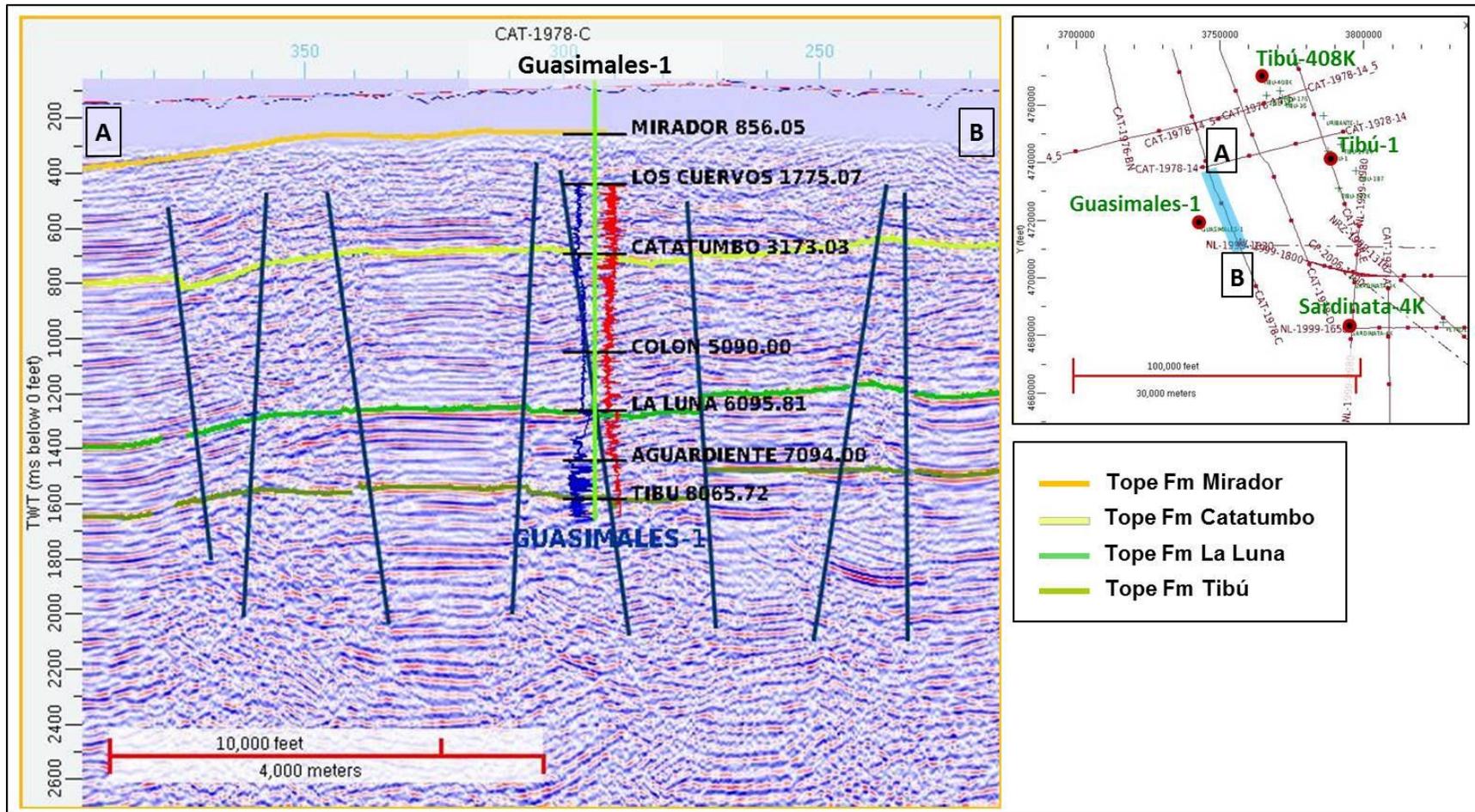


Figura 24. Proyección del pozo Guasimales-1 (a 3 km.) sobre la línea CAT-1978-C, cuenca Catatumbo.

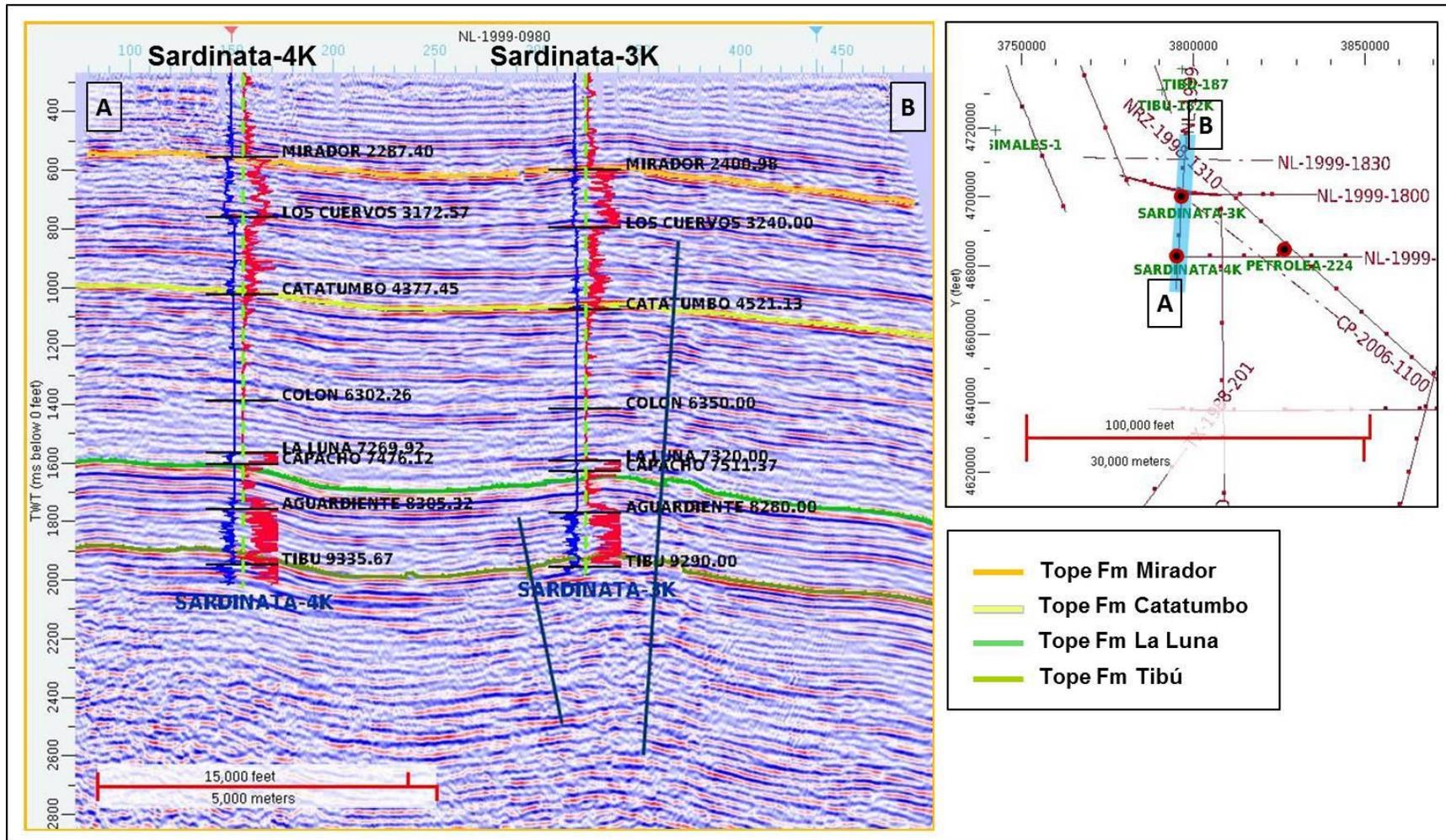


Figura 25. Proyección de los pozos Sardinata-4K y 3K sobre la línea NL-1999-0980, cuenca Catatumbo.

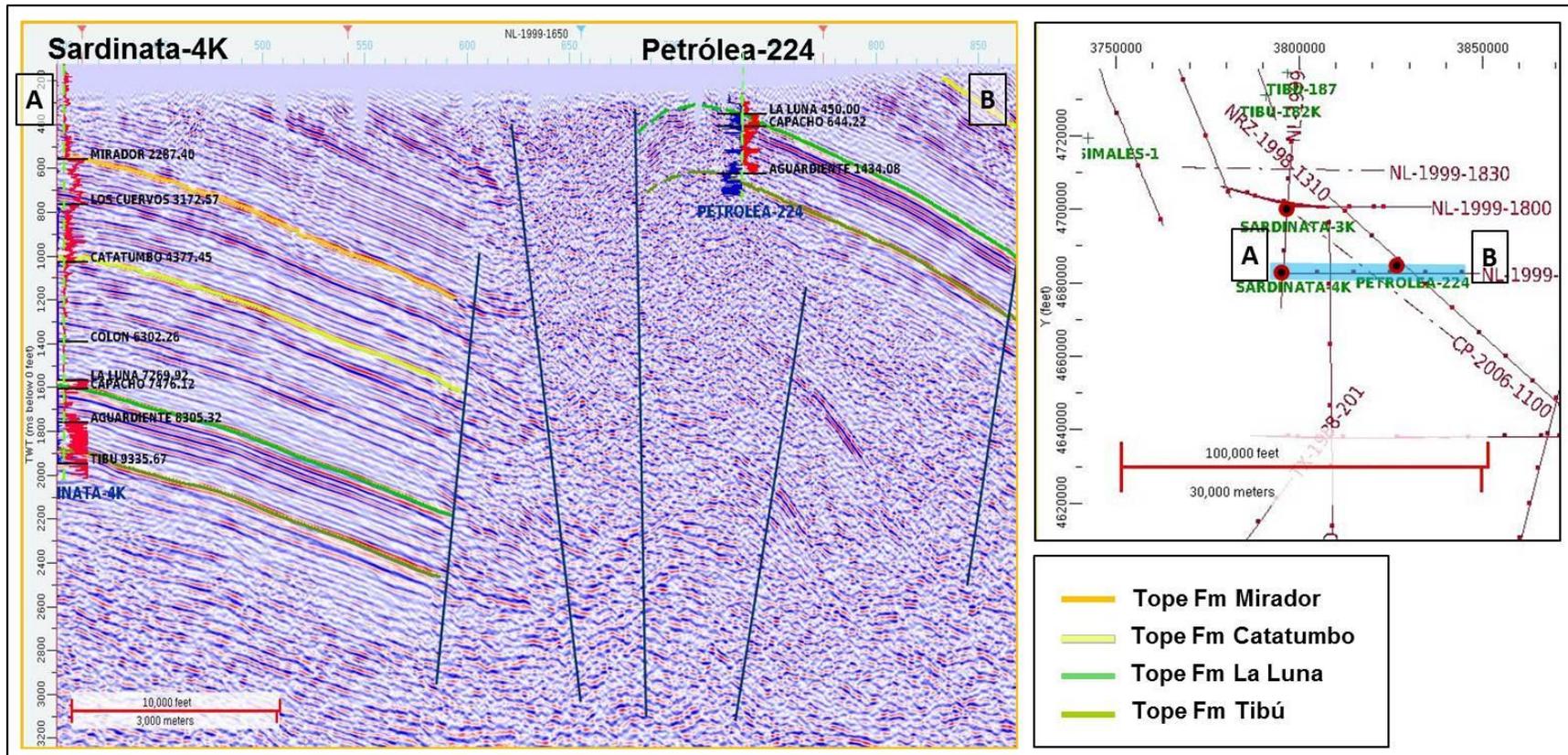


Figura 26. Proyección de los pozos Sardinata-4K y Petrólea-224 sobre la línea NL-1999-1650, cuenca Catatumbo.

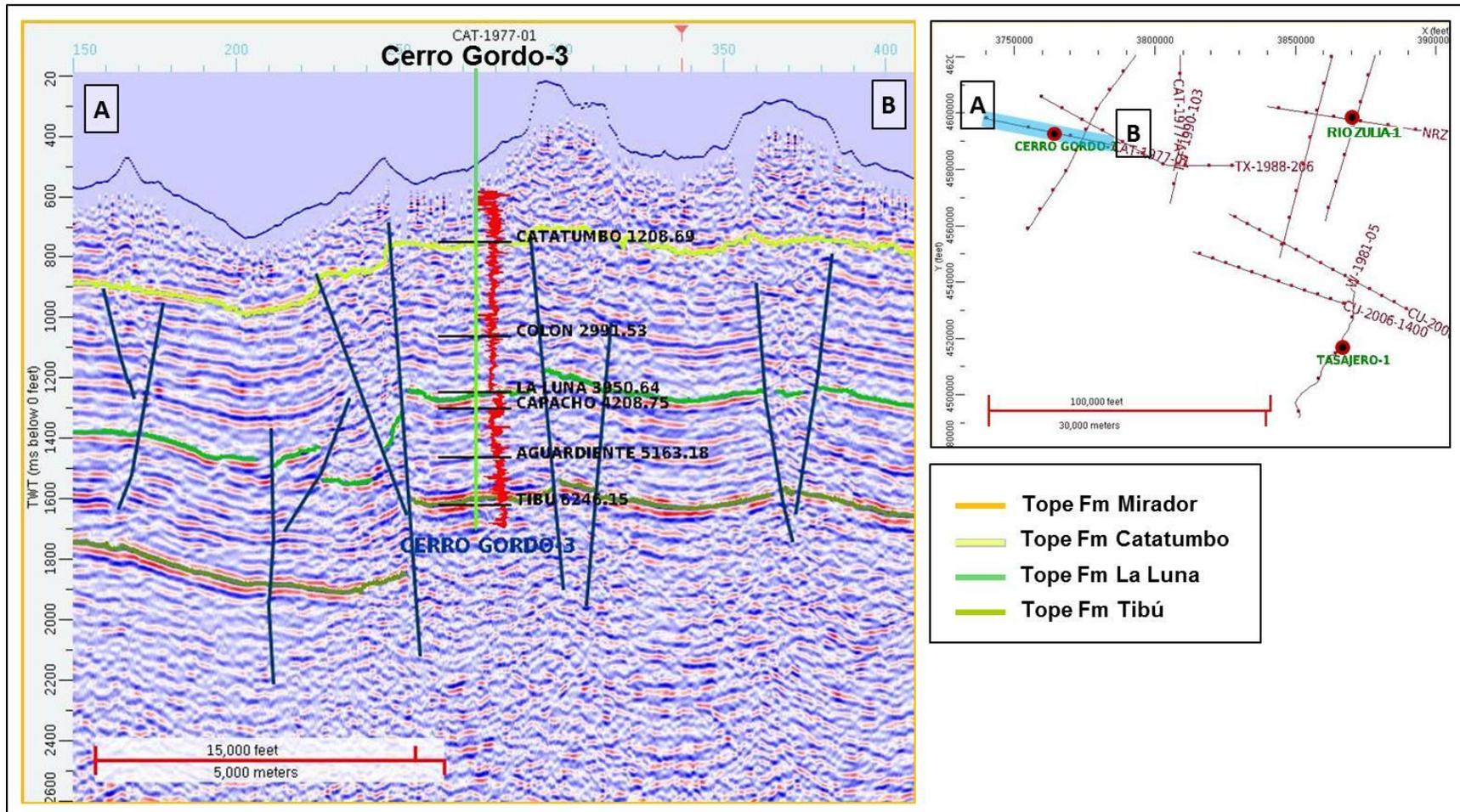


Figura 27. Proyección del pozo Cerro Gordo-3 sobre la línea CAT-1977-01, cuenca Catatumbo.

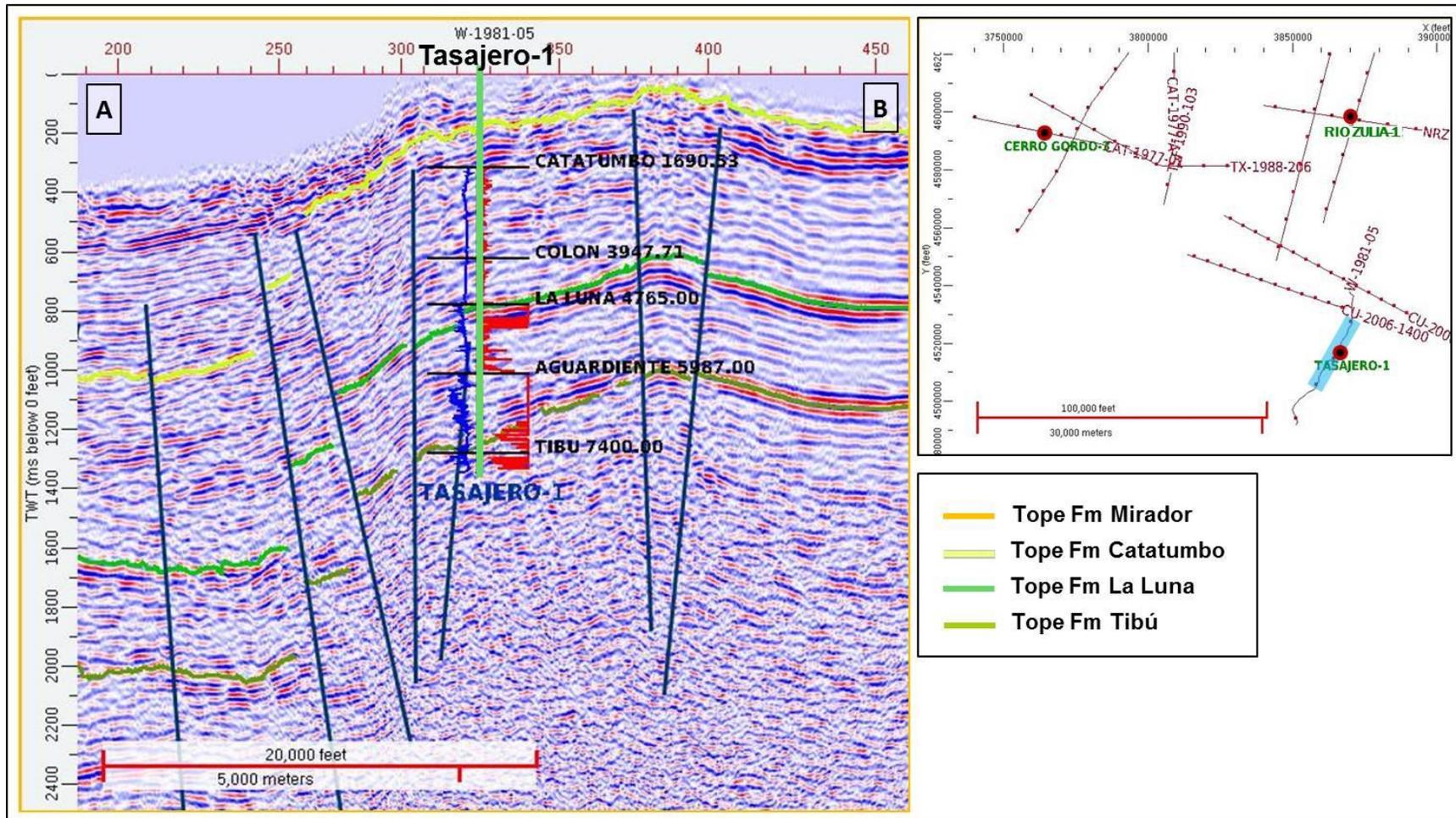


Figura 28. Proyección del pozo Tasajero-1 sobre la línea W-1981-05.

3.5. Evaluación Estratigráfica.

Con la finalidad de ubicar las características de los intervalos de núcleos estudiados por INGRAIN, se realizó una evaluación estratigráfica regional para definir las variaciones verticales y laterales de la columna atravesada en la cuenca Catatumbo. Se definió el contexto litoestratigráfico, paleobatimetrías y ambientes de sedimentación, para posteriormente asociar los resultados generados por INGRAIN en las fases I, II y III.

El análisis se centró principalmente en la secuencia comprendida entre la Formación Carbonera, de la secuencia terciaria, y toda la secuencia de edad Cretáceo. Considerando la búsqueda de yacimientos de tipo no convencionales, se realizó un mayor detalle estratigráfico en la secuencia correspondiente a las formaciones La Luna, Capacho y Tibú, consideradas las principales rocas generadoras 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.), con la finalidad de incluir todos los elementos necesarios para concluir qué secciones de la secuencia reúnen condiciones como yacimiento de hidrocarburos no convencionales asociados a lutitas. Estas variaciones se integraron con 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.

3.5.1. Metodología.

El procedimiento llevado a cabo para la evaluación estratigráfica en la cuenca Catatumbo 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); Nuevos Conceptos Exploratorios en la Cuenca de Catatumbo, Colombia”: VII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Alfonso, C. A., and J. C. Mondragón, (2000), Caracas. 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, un total de 24 pozos. 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. En algunos pozos esta información fue fundamental para determinar o ajustar el contacto Terciario – Cretáceo.
5. Se realizaron cinco (5) secciones estratigráficas locales y una (1) esquemática regional con la finalidad de interpretar 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 de dispersión (cross - plot), que permitieran adicionar elementos para ajustar contactos litoestratigráficos y definir patrones tipos por cada unidad formacional.
7. Se utilizaron gráficos integrados los cuales incluyeron la estratigrafía, evaluación petrofísica (ShaleXpert) y curvas generadas por INGRAIN (Fases I y II). Se compararon con pozos vecinos 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 asociados a lutitas.

3.5.2. Interpretación.

En este reporte se integran 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 de los núcleos 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 para la cuenca. 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. De los 24 pozos revisados, 10 presentan análisis bioestratigráficos.

El intervalo analizado en este estudio corresponde principalmente a la secuencia de edad Cretáceo. Esta sección fue considerada por el equipo de trabajo como la de mayor interés para ser evaluada como yacimiento no convencional, considerando que la misma incluye las principales rocas generadoras en la cuenca. En menor proporción se analizaron secciones de núcleos en las formaciones Barco, Los Cuervos, Mirador y Carbonera. Se revisaron un total de 24 pozos, cuya cantidad corresponde de número de pozos de los cuales INGRAIN escaneó corazones (Figura 29). Los anexos 4 y 5, y la Figura 30 presentan la relación de pozos, formaciones o unidades e intervalos de corazones escaneados de los 24 pozos.

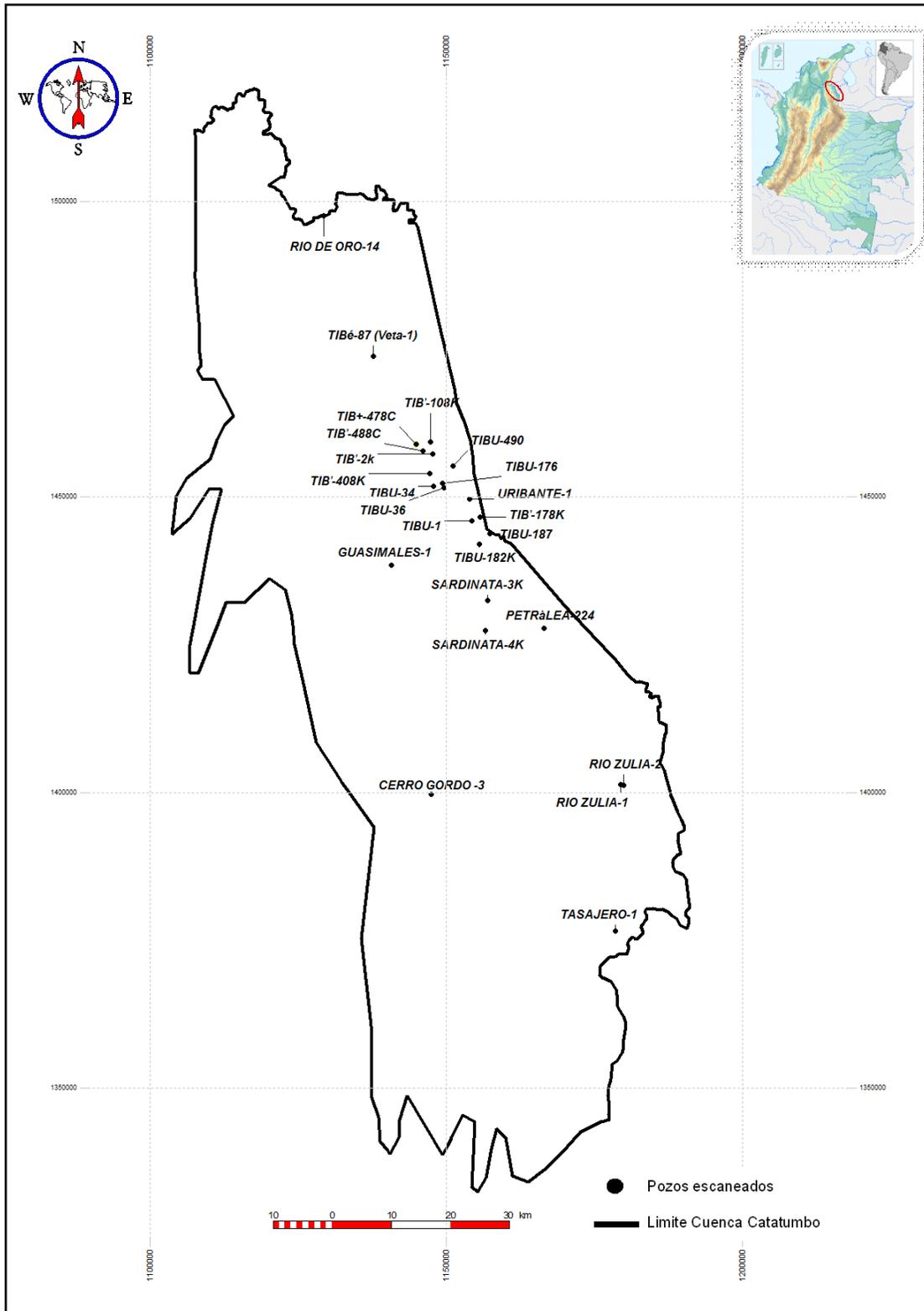


Figura 29. Localización de los pozos escaneados, cuenca Catatumbo.

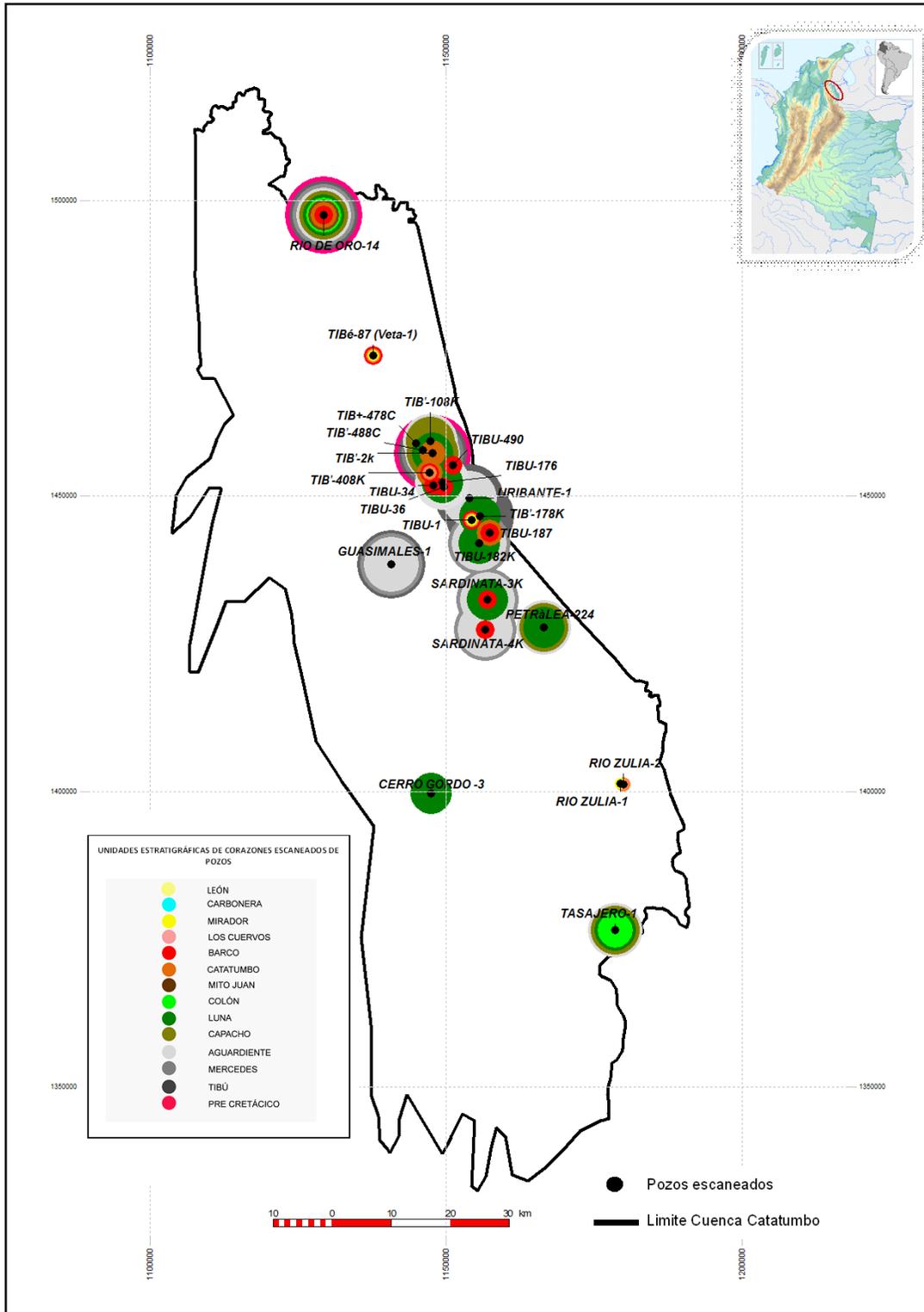


Figura 30. (Anexo 5) Relación de pozos con las unidades estratigráficas corazonadas escaneadas, cuenca Catatumbo.

3.5.3. Correlaciones Esquemáticas Regionales.

Con la finalidad de visualizar el comportamiento de las fuentes de aporte, dirección de sedimentación, continuidad lateral de los cuerpos sedimentarios y la dinámica estructural, se elaboraron dos secciones regionales (A-A') (Figura 31): una estratigráfica y una esquemática estructural, sobre el mismo trazo.

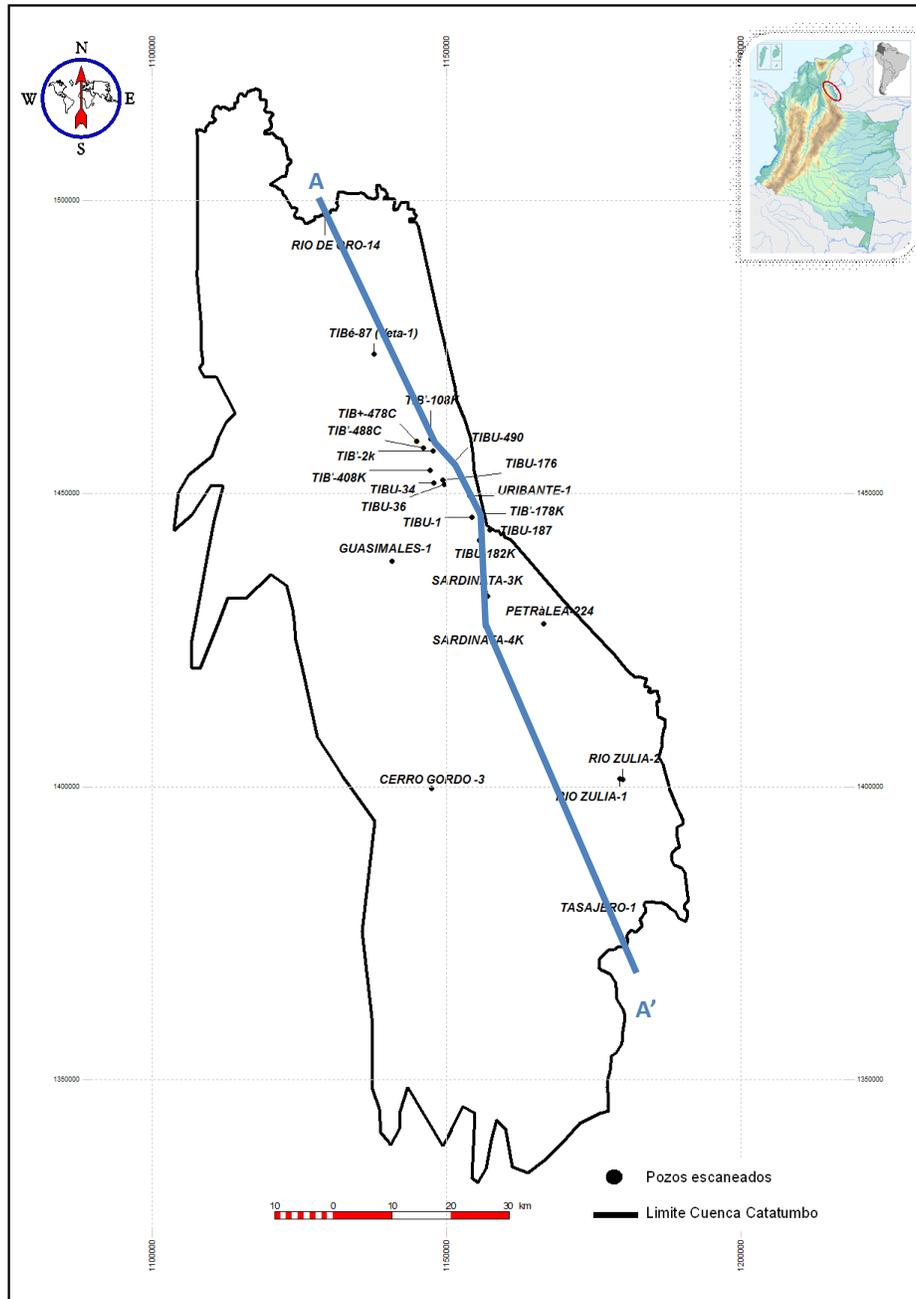


Figura 31. Sección regional (estratigráfica y esquemática estructural), cuenca Catatumbo.

De la sección A – A' en su versión estratigráfica y esquemática estructural (anexos 6 y 7) se tiene que la secuencia cretácica basal de la cuenca Catatumbo fue depositada en una fase de margen pasiva, superponiéndose concordantemente las formaciones que integran el Grupo Uribante. En una fase más transicional de margen pasiva a activa, se depositaron las formaciones La Luna y Capacho, ambas de carácter marino. Posteriormente, de manera progradante y suprayacente se colmatan las formaciones Colón y Mito Juan. Los espesores a nivel del Cretáceo se mantienen constantes a lo largo de la cuenca, existiendo un aumento de los mismos hacia el costado sur-sureste de la cuenca.

La etapa incipiente de cuenca antepaís está representada por las formaciones Catatumbo, Barco y Los Cuervos, de carácter deltaico y marino somero; mientras que, en el desarrollo de la cuenca de antepaís se depositaron las formaciones Mirador y Carbonera. Los espesores estratigráficos de las secuencias terciarias también se mantienen invariables. Al noroeste de la cuenca, específicamente en el pozo Río de Oro-14, se evidencia toda la deposición de la secuencia cretácica, mostrando los mayores espesores en las formaciones Colón y Mito Juan. A nivel del Terciario, al encontrarse en un alto estructural, la marcada pendiente colocó las formaciones estructuralmente arriba, haciéndolas muy susceptibles a los procesos erosivos, eliminando parte de la Formación Mirador y en su totalidad la Formación Carbonera.

Los pozos Tibú-490, Uribante-1 y Tibú-178K ubicados cerca al límite oeste de la cuenca, arrojan poca variación en los espesores estratigráficos de las formaciones correspondientes al Cretáceo y Terciario, manteniéndose constantes con respecto a la zona norte. Los objetivos del pozo Tibú-490, fueron enfocados en perforar solamente las formaciones terciarias, penetrando parcialmente las intercalaciones de lutitas y arcillolitas correspondientes a la Formación Catatumbo. En dirección al Sur, los pozos Sardinata-3K y Sardinata-4K exhiben escasas variaciones en la continuidad lateral de las formaciones perforadas, debido a la cercanía entre los mismos. La estructura de la cuenca en esta zona, tiende a mantenerse bastante suave e invariable.

Al suroeste, muy cerca al límite de la cuenca, el pozo Tasajero-1, muestra un incremento considerable en las formaciones cretácicas basales, concretamente en las formaciones Mercedes, Aguardiente y Capacho, infiriéndose que la tendencia principal de los depocentros se manifiesta al sur de la cuenca Catatumbo. La zona sur, presenta rocas con mayor madurez termal, mostrando mejor calidad y prospectividad, lo que hace pensar que dicha zona estuvo sometida a condiciones de presiones y temperaturas elevadas en profundidades considerables, que posteriormente, debido a los patrones de esfuerzos predominantes, ubicaron esta área estructuralmente más arriba que las otras áreas de la cuenca.

3.5.4. Correlaciones Estratigráficas Locales

Para interpretar las relaciones estratigráficas y visualizar la continuidad y variación de los espesores en el área de estudio, se realizaron cinco (5) secciones estratigráficas locales en diferentes direcciones que incluyen pozos representativos de cada zona de la cuenca, y muestran un detalle de la sección comprendida entre las formaciones Carbonera y Tibú (Figura 32). En cada una de estas secciones están representados los intervalos de núcleos estudiados de cada pozo.

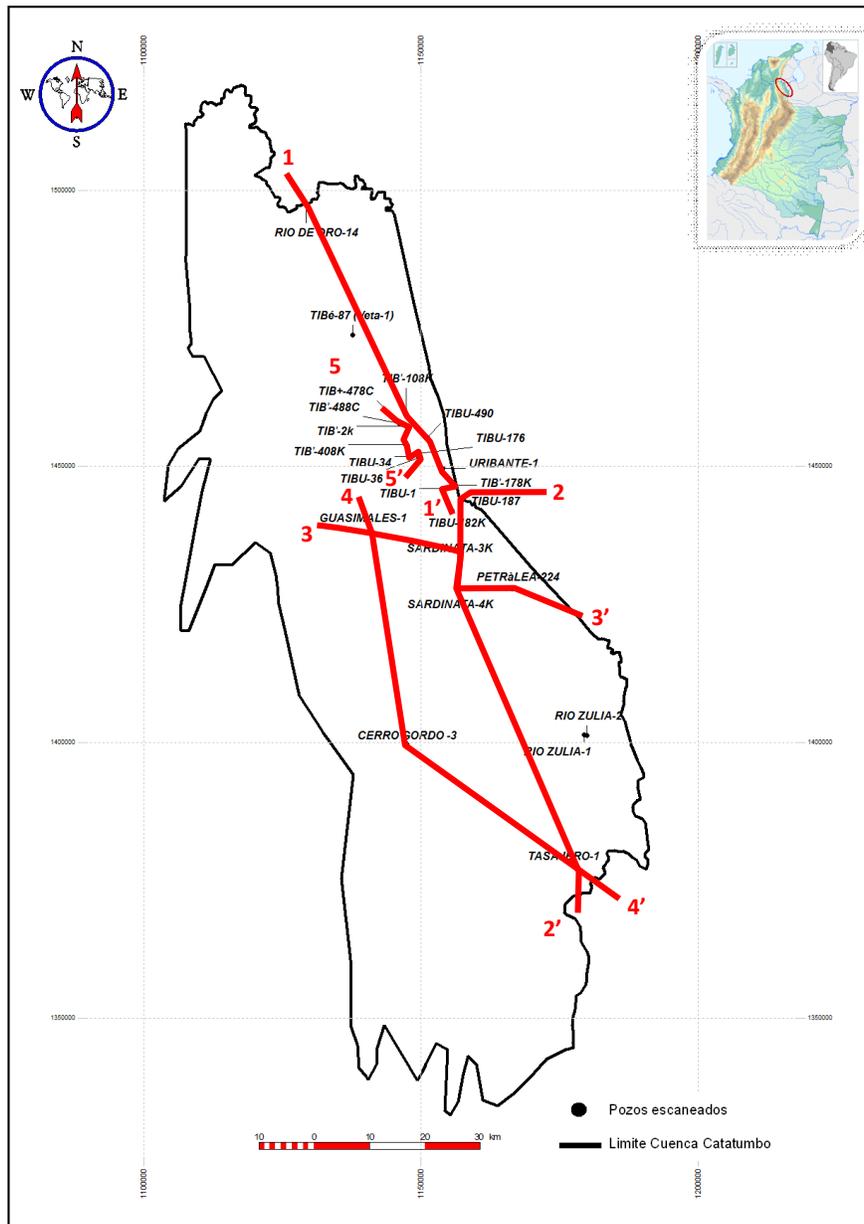
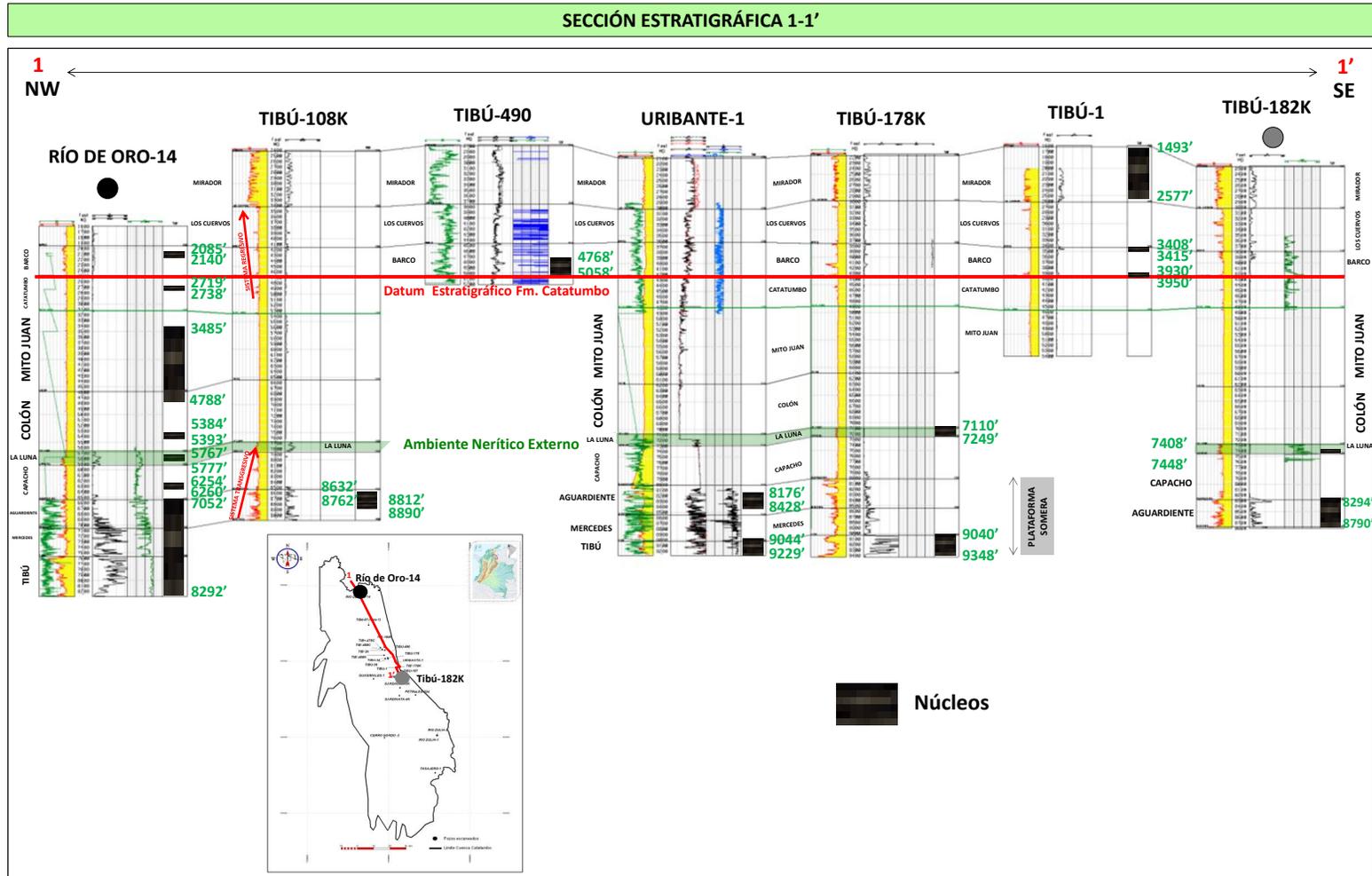


Figura 32. Secciones estratigráficas locales realizadas, cuenca Catatumbo.

La sección 1-1' (Figura 33) está integrada por los pozos Río de Oro-14, Tibú-108K, Tibú-490, Uribante-1, Tibú-178K, Tibú-1 y Tibú-182K, realizada con la finalidad de visualizar las relaciones estratigráficas desde el norte a la parte central de la cuenca. En la sección se puede visualizar que la composición de la secuencia cretácica se debió principalmente a la interrelación entre los cambios relativos del nivel del mar y al aporte de sedimentos. La sección que representa los máximos niveles de inundación alcanzados por el mar se corresponde con las formaciones Capacho y La Luna, depositadas en paleobatimetrías que variaron entre nerítico externo a batial. Las formaciones Tibú y Mercedes, ambas correspondientes al Cretáceo Temprano se van tornando más arcillosas al este de la cuenca. Con respecto a los espesores, no existen cambios marcados a lo largo de la sección, se conservan los espesores de las secuencias cretácicas y terciarias. El pozo Río de Oro-14 cuenta con intervalos de corazón en todas las formaciones cretácicas y en las secuencias deposicionales basales del Terciario. Además los pozos Tibú-178K y Tibú-182K, poseen corazones a nivel de la Formación La Luna.



La sección estratigráfica 2-2' (Figura 34) realizada en dirección noroeste – sureste, incluye los pozos Tibú-187, Sardinata-3K, Sardinata-4K y Tasajero-1. En esta dirección se observa un incremento de espesores hacia el pozo Tasajero-1. Se asume que una de las tendencias principales de los depocentros en la cuenca Catatumbo durante el periodo Aptiano – Campaniano se manifestó al sur, específicamente en el sector del pozo Tasajero-1. En la margen sur la secuencia deposicional cretácica se encuentra ubicada en un marcado alto estructural. En contraste, en esa área se tienen rocas con mayor madurez termal, asumiéndose que el proceso diagenético se dio en un nivel más profundo y posteriormente existió un levantamiento estructural que elevó dicha secuencia. Los pozos Sardinata-3K y Tasajero-1 cortaron corazones a nivel de la Formación La Luna.

La sección estratigráfica 3-3 (Figura 35) incluye los pozos ubicados en la parte central de la cuenca (Guasimales-1, Sardinata-3K, Sardinata-4K y Petrólea-224). En esta sección se pueden observar características electrográficas semejantes de las unidades atravesadas en todos los pozos incluidos. Los espesores de las secuencias cretácicas y terciarias son constantes; sólo tienden a variar pocos pies en las secuencias cretácicas basales, específicamente en la Formación Aguardiente del pozo Guasimales-1, ubicado en la parte central de la cuenca. El pozo Petrólea-224 no muestra evidencia de la secuencia deposicional terciaria y parte de las formaciones del Cretáceo Tardío debido a los eventos erosivos de finales del Mesozoico, ya que éste se encontraba ubicado en elevadas posiciones estructurales cercanas al límite este de la cuenca Catatumbo.

SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA 3-3'

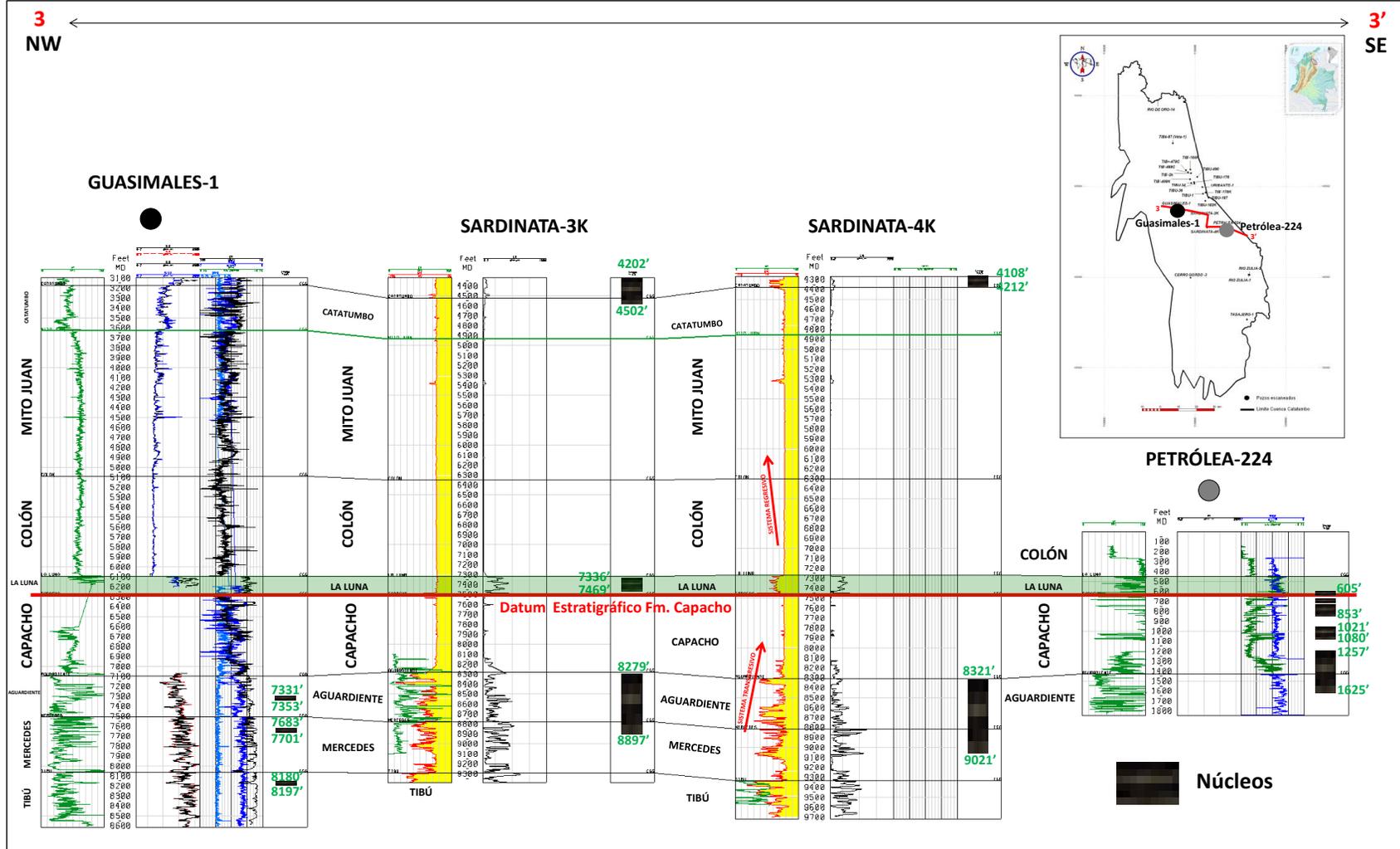


Figura 35. Sección estratigráfica 3-3', cuenca Catatumbo

La siguiente sección 4 – 4' (Figura 36) está conformada por los pozos Guasimales-1, Cerro Gordo-1 y Tasajero-1, con orientación noroeste – sureste. Al igual que en la sección 2 – 2', se evidencia la tendencia de los depocentros en la cuenca Catatumbo hacia el Sur, específicamente en los pozos Cerro Gordo-1 y Tasajero-1. En ellos se visualiza un incremento en los espesores de las formaciones Capacho, Mercedes y Aguardiente, al sureste, siendo más arcillosas hacia el sur de la cuenca. El levantamiento estructural expuso la parte superior de la Formación Mito Juan a nivel del pozo Cerro Gordo-1, la cual fue erosionada parcialmente por la discordancia de finales del Mesozoico, disminuyendo su espesor con respecto a los pozos colindantes. Las formaciones terciarias presentan espesores constantes y poco variables en la mayoría de las áreas de la cuenca Catatumbo.

La sección 5-5' (Figura 37) incluye los pozos Tibú-2K, Tibú-408K, Tibú-34, Tibú-176 y Tibú-36, ubicada muy cerca del límite este de la cuenca Catatumbo, muestra bastante semejanza en las respuestas electrográficas y espesores análogos en las secuencias cretácica y terciaria, debido a la cercanía entre pozos. Los pozos Tibú-34 y Tibú-36 perforaron sólo hasta la Formación Barco.

El anexo 8 presenta los topes de formaciones y unidades de pozos con corazones escaneados.

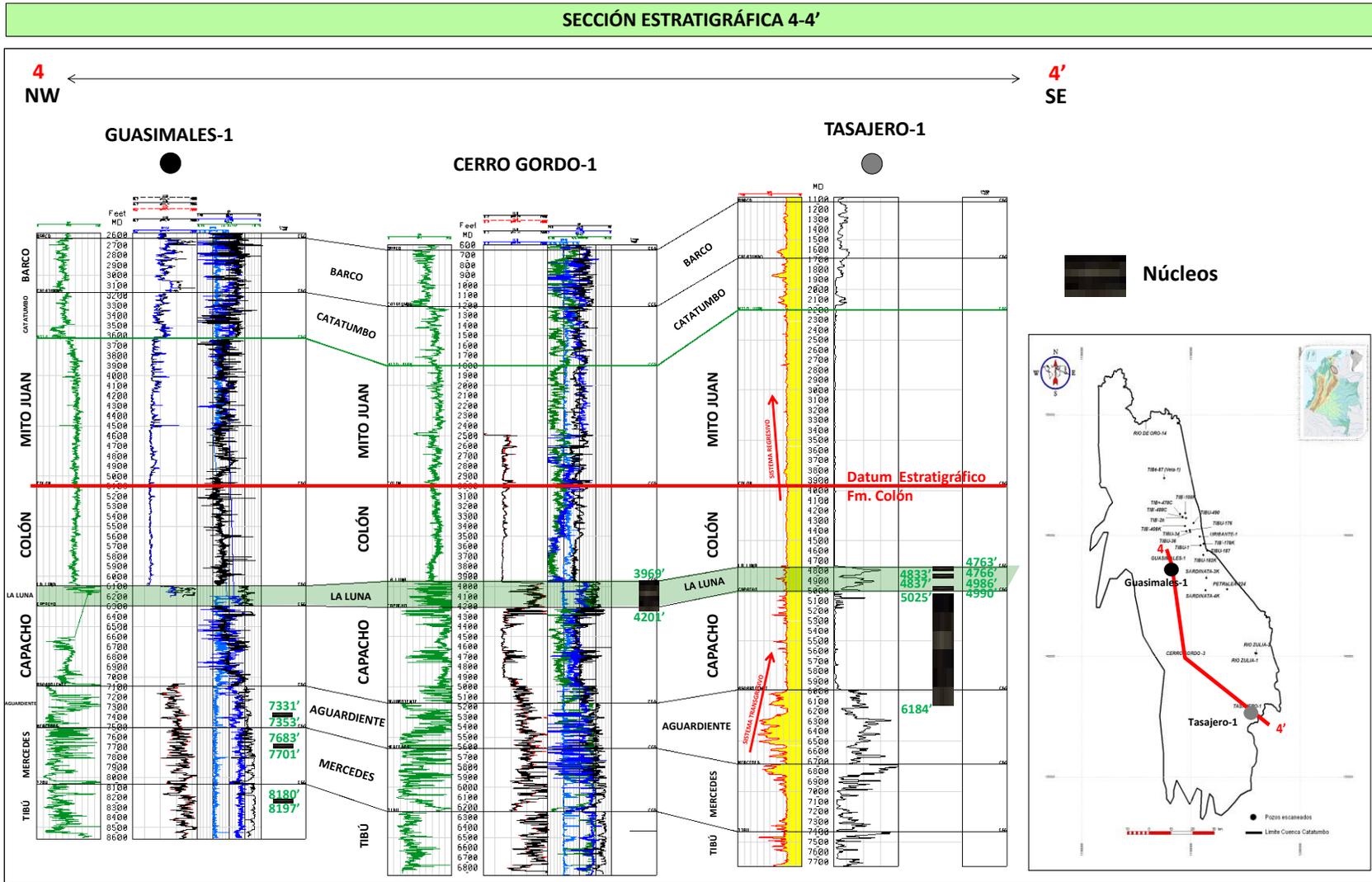


Figura 36. Sección estratigráfica 4-4', cuenca Catatumbo.

SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA 5-5'

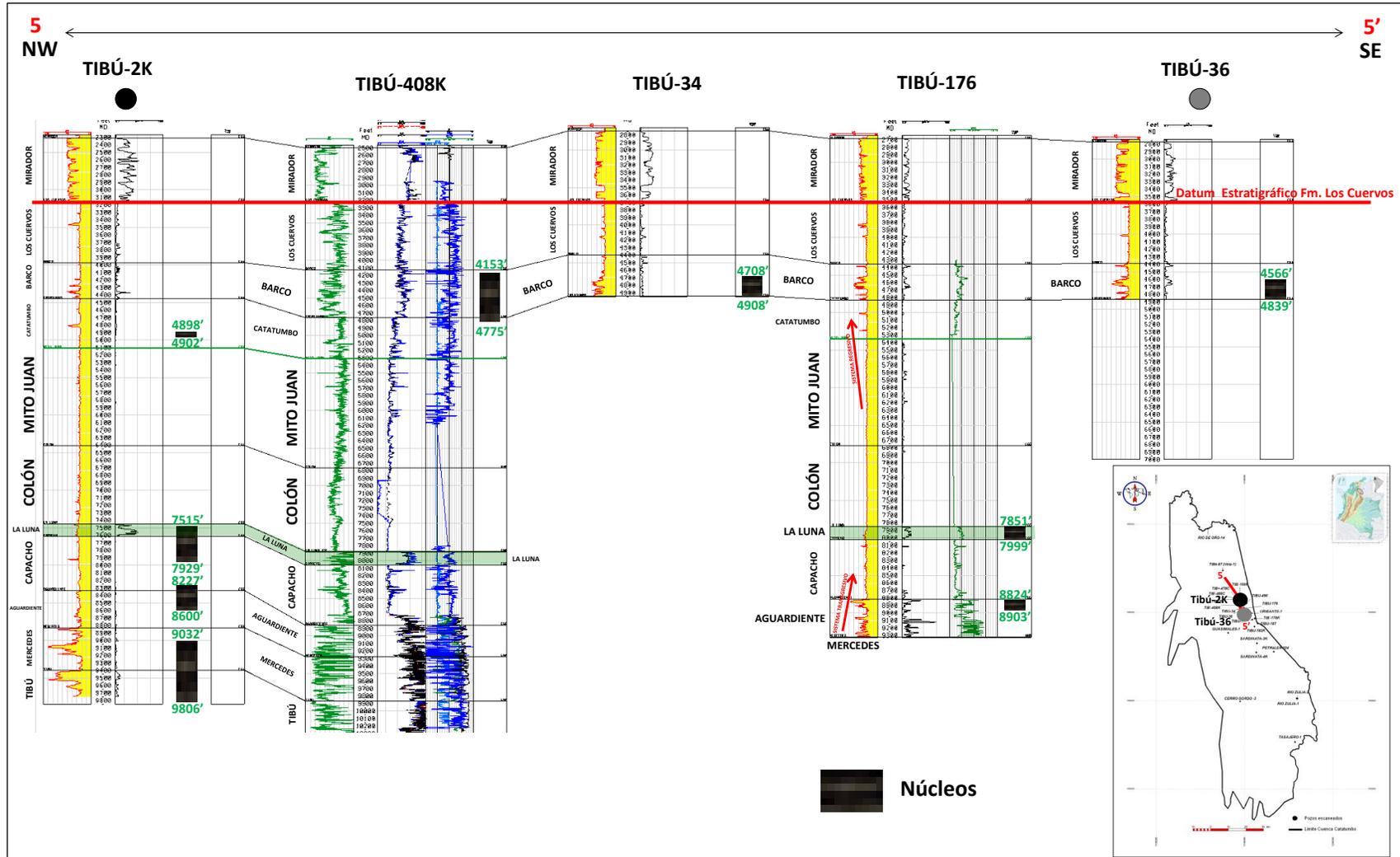


Figura 37. Sección estratigráfica 5-5', cuenca Catatumbo.

3.6. Integración Estratigrafía – Fase I INGRAIN.

La información de la Fase I generada por INGRAIN, se integró a las relaciones estratigráficas y variaciones composicionales locales y regionales, con la finalidad de complementar los argumentos para concluir la interpretación de los topes y relaciones estratigráficas de las unidades litoestratigráficas analizadas.

No se contó con la descripción de facies a nivel formacional preciso, en las cuales se detallan las variaciones mineralógicas expresadas en términos de densidad y número atómico. Sólo se cuenta con las facies combinadas de todos los intervalos de corazones cortados por pozo. Se realizó la integración con la información y las descripciones litológicas disponibles para cada formación estratigráfica corazonada. Se hizo énfasis en los pozos con corazones a nivel de la Formación La Luna, que tuvieran una descripción de litología en los informes de pozos.

La Figura 38 muestra la columna atravesada por el pozo Sardinata Norte-2 (3K), los intervalos de núcleos tomados, gráficos integrados, donde se visualizan las curvas de densidad (RHOB CoreHD) y número atómico (ZEFF CoreHD), la descripción litológica de cada núcleo y el gráfico de dispersión integrado, de los corazones evaluados, donde se muestra la tendencia de los valores en el pozo. Al mismo tiempo se muestra el código de colores propuesto basado en los rangos de valores de densidad y número atómico, el cual se refleja en el pozo en la columna de facies para cada sección del núcleo.

El corazón tomado en la Formación Barco en el pozo Sardinata Norte-2, refleja una composición mineralógica clástica, donde predominan limolitas con fragmentos leñosos, presencia de láminas de siderita, nódulos de hierro, litoarenitas bioturbadas, conglomerados y algunas trazas de moscovita. Con base en la mineralogía predominante, se puede inferir que los rangos aproximados de números atómicos varían entre 12 y 14, mientras que el rango de densidad varía entre 2,2 y 2,7 gr/cc. El porcentaje de hierro explica las altas densidades alcanzadas. La sección nucleada en la Formación La Luna se caracteriza por estar conformada por calizas tipo *packstone* – *wackstone*, este cambio litológico muestra mayor porcentaje de calcitas, materia orgánica, muy fosilífera y glauconita. Se caracteriza por Las asociaciones mineralógicas presentan densidades entre 2,4 y 2,6, y números atómicos entre 14 y 16. La composición en los núcleos tomados en las formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú, es variable entre los colores amarillo y azul, cuyos cambios coinciden con la composición de estas unidades, las cuales van desde cuarzo- arenitas hasta calizas de tipo *packstone* – *wackstone*.

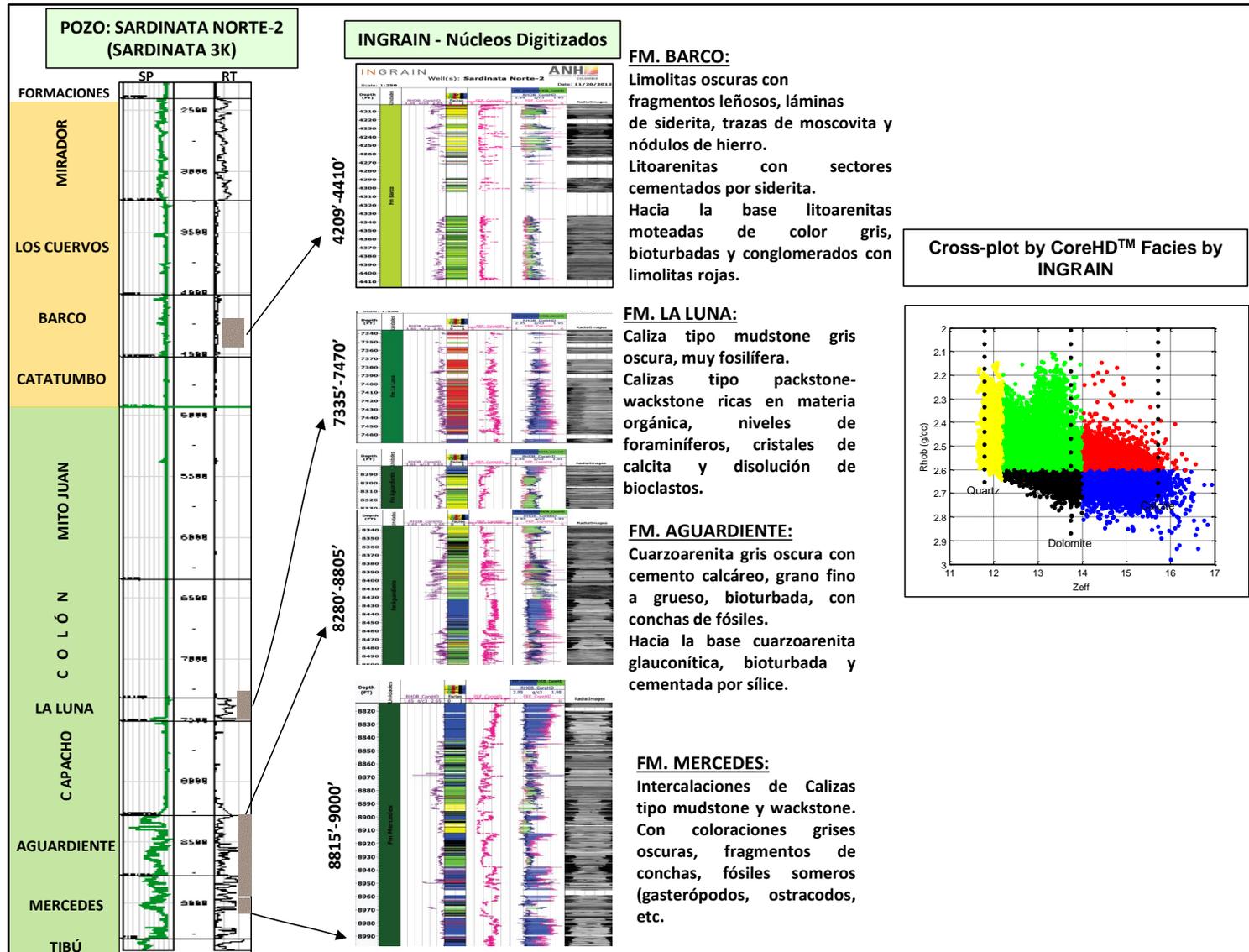


Figura 38. Integración Fase I y Estratigrafía, pozo Sardinata Norte-2, cuenca Catatumbo.

La Figura 39 muestra las características del núcleo tomado en la Formación La Luna del pozo Cerro Gordo-3. Hacia este pozo esta unidad se caracteriza por calizas micríticas, fosilíferas, ligeramente calcáreas y *chert*. Las condiciones paleobatimétricas de esta sección varían de nerítico externo a batial, que correlaciona con los máximos niveles de inundación marina alcanzados en la secuencia cretácica. Las altas paleobatimetrías probablemente permitieron baja actividad biológica por la anoxia generada, así como también condiciones no aptas para la generación de carbonatos y posiblemente, condiciones de temperaturas adecuadas que originaron la precipitación de sílice. De allí, que en los gráficos de dispersión se manifieste una asociación mineralógica con un buen porcentaje de sílice, variando progresivamente con la profundidad, hacia una asociación con mayor porcentaje de carbonatos.

En la gráfica (Figura 40) se detallan las características del núcleo cortado a nivel de la Formación La Luna en el pozo Tasajero-1, caracterizándose por poseer calizas duras, cristalinas y fosilíferas, abundante *chert* e intercalaciones lutíticas muy calcáreas. En la parte superior se manifiesta una asociación mineralógica variable, con porcentaje moderado de sílice con rangos aproximados de números atómicos entre 12 y 15. Las densidades varían desde 2,2 a 2,6 gr/cc. En la parte inferior de la formación existe un aumento considerable de minerales calcáreos con rangos equivalentes entre 14 y 16, para los números atómicos y 2,3 a 2,9 gr/cc con respecto a las densidades.

Para el núcleo tomado en la Formación Capacho se tienen rangos percibidos para los números atómicos entre 12 y 14; mientras que las densidades varían desde 2,2 a 2,6 gr/cc, lo cual coincide con la composición litológica de la formación, caracterizada por poseer lutitas negras, no calcáreas en mayor proporción, limolitas localmente calcáreas y bajos porcentajes de caliza cristalina. Con respecto al núcleo tomado en la Formación Aguardiente, se tiene una asociación mineralógica netamente clástica con valores de número atómico cercanos a 12 y densidades entre 2,2 y 2,6 gr/cc, concordando con la litología correspondiente a areniscas de grano medio a fino, con alto porcentaje de cuarzo, a veces glauconíticas y lutitas no calcáreas.

La siguiente gráfica (Figura 41) denota el núcleo correspondiente al pozo Tibú-2K, a nivel de la Formación La Luna. Éste muestra calizas masivas, con concreciones, presencia de foraminíferos; pequeñas intercalaciones lutíticas negras y grises, ligeramente calcáreas, y valores de número atómico que rondan entre 13 y 16; mientras que, las densidades se ubican entre 2,2 y 2,7 gr/cc. El núcleo tomado a nivel de la Formación Capacho posee una asociación mineralógica claramente clástica, conformada por lutitas negras físciles, no calcáreas, limolitas muy finas y pequeñas intercalaciones de caliza cristalina. Los valores correspondientes a los números atómicos varían entre 12 y 14; mientras que, las densidades se ubicaron por encima de 2,5 gr/cc.

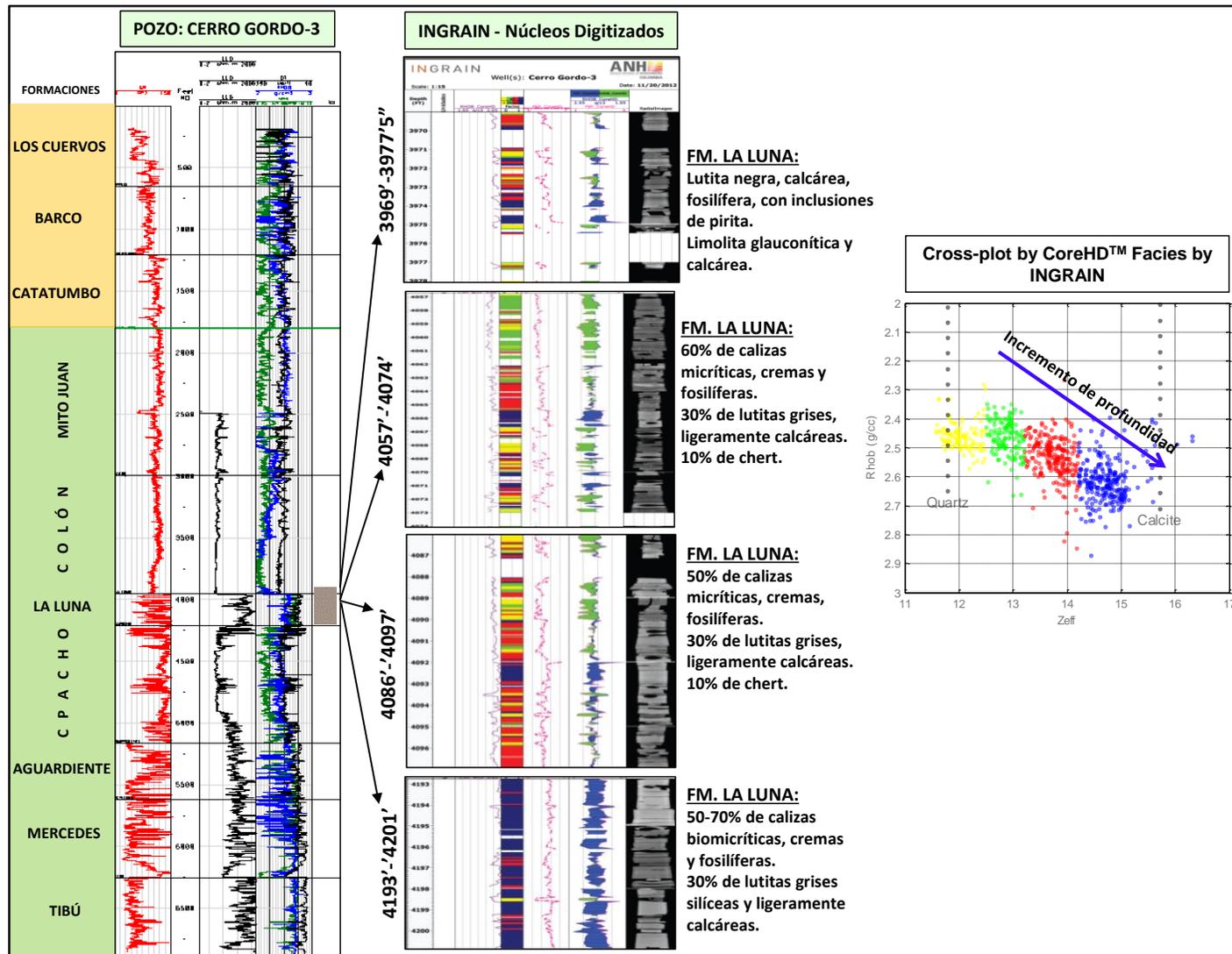


Figura 39. Integración Fase I y Estratigrafía, pozo Cerro Gordo-3, cuenca Catatumbo.

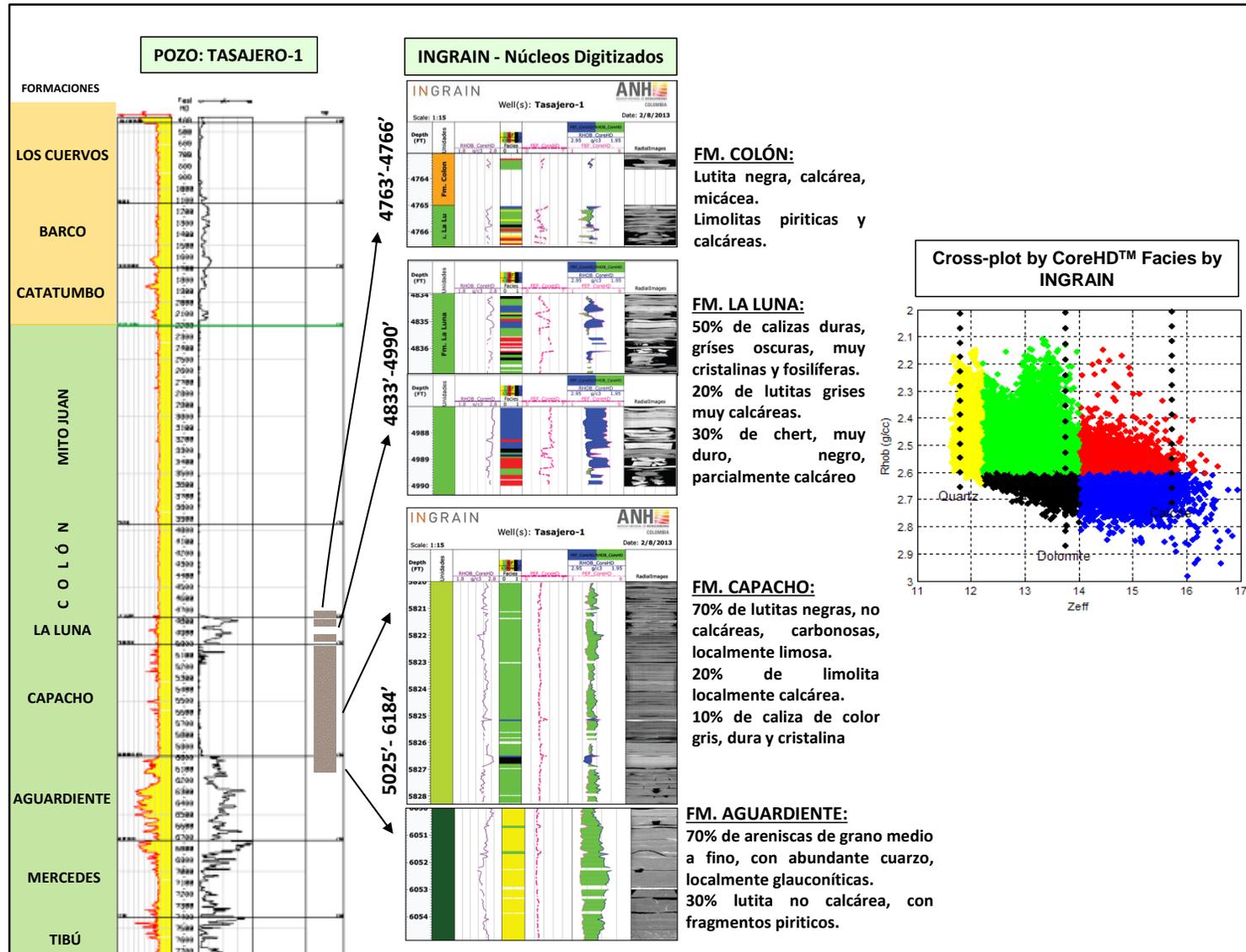


Figura 40. Integración Fase I y Estratigrafía, pozo Tasajero-1, cuenca Catatumbo.

La Formación Aguardiente se compone de areniscas blancas, glauconíticas, con delgadas intercalaciones de lutitas; y valores de números atómicos que rondan entre 13 y 14, con densidades entre 2,3 y 2,7 gr/cc. Finalmente en la Formación Mercedes se evidencia un cambio litológico con mayor porcentaje de calizas arenosas, con pequeñas lentes de areniscas cuarcíticas, y moderado contenido de glauconita y lutitas limosas. Las densidades tienden a ser mayores de 2,6 gr/cc y los números atómicos se sitúan entre 14 y 16.

En la Figura 42 se detalla el intervalo del núcleo correspondiente al pozo Petrólea-224, tomado en la Formación La Luna, el cual presenta una composición únicamente calcárea, debido a alternancias rítmicas de calizas bioesparíticas y biomicríticas, con inclusiones de foraminíferos; además, existen pequeñas evidencias lutíticas calcáreas, microcarbonosas y localmente micromicáceas, donde las densidades son mayores a 2,6 gr/cc y los números atómicos se ubican entre 14,5 y 16.

El núcleo cortado en la Formación Capacho se caracteriza por presentar un cuerpo grueso de lutitas no calcáreas, firmes, homogéneas, con porciones micropirítica y microcarbonosas; con números atómicos que presentan un rango de variabilidad desde 12 a 14,5 y densidades menores a 2,5 gr/cc. Con respecto al núcleo ubicado en la Formación Aguardiente, compuesta en su mayoría por areniscas cuarzosas limpias y homogéneas con algunos niveles calcáreos intraesparíticos a esparíticos, con posibles ocurrencias dolomitizadas e inclusiones de cuarzo, muestran números atómicos por debajo de 12,5 y densidades menores a 2,6 gr/cc.

La gráfica (Figura 43) muestra una comparación entre las características de los núcleos tomados en la Formación La Luna en los pozos Sardinata Norte-2 y Cerro Gordo-3, con la finalidad de visualizar cómo se presentan los cambios en las condiciones de sedimentación en función de la composición observada en los gráficos de facies CoreHD. En el pozo Sardinata Norte-2 la unidad es principalmente calcárea. Se tienen *mudstone* gris oscuro y calizas tipo *packstone* y *wackstone*, ricas en materia orgánica y fosilífera; mientras que hacia el pozo Cerro Gordo-3, se incrementa el porcentaje de sílice y las calizas son micríticas, con intercalaciones de lutitas ligeramente calcáreas, *chert* y presencia de sílex; hacia la base se incrementa el porcentaje de minerales asociados a calizas. Estos cambios composicionales se corresponden con una profundización de la cuenca hacia el pozo Cerro Gordo-3. De la misma manera, los gráficos de dispersión muestran con claridad estos cambios: mayor porcentaje de calcitas en el pozo Sardinata Norte-2, y mayor porcentaje de sílice hacia el pozo Cerro Gordo-3.

Es importante destacar, que los pozos Tibú-178K, Tibú-176K, Tibú-182K y Río de Oro-14 poseen núcleos a nivel de la Formación La Luna, pero no se cuenta con la descripción litológica proveniente de los informes de pozos, por lo que se dificulta la integración estratigráfica.

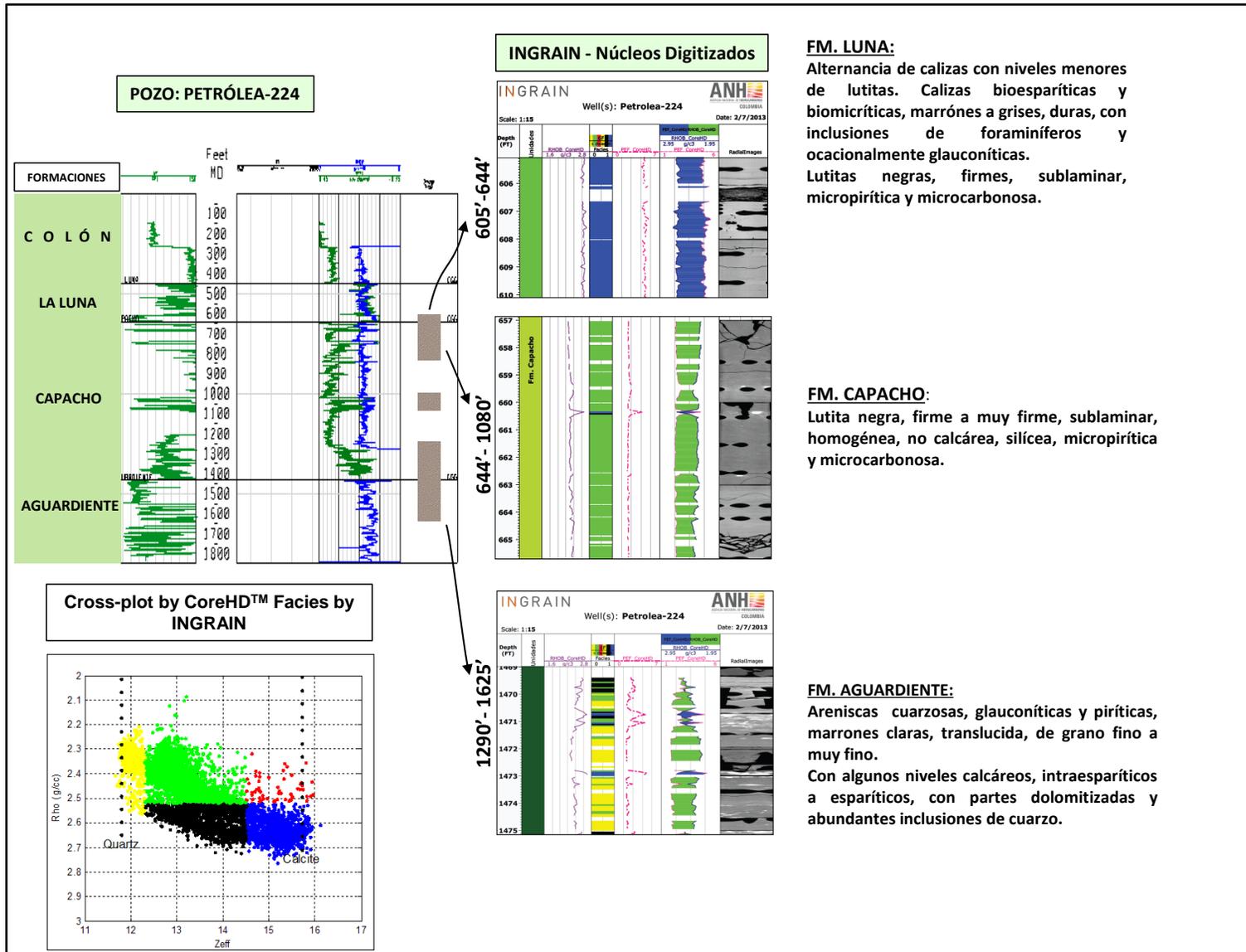


Figura 42. Integración Fase I y Estratigrafía, pozo Petrólea-224, cuenca Catatumbo .

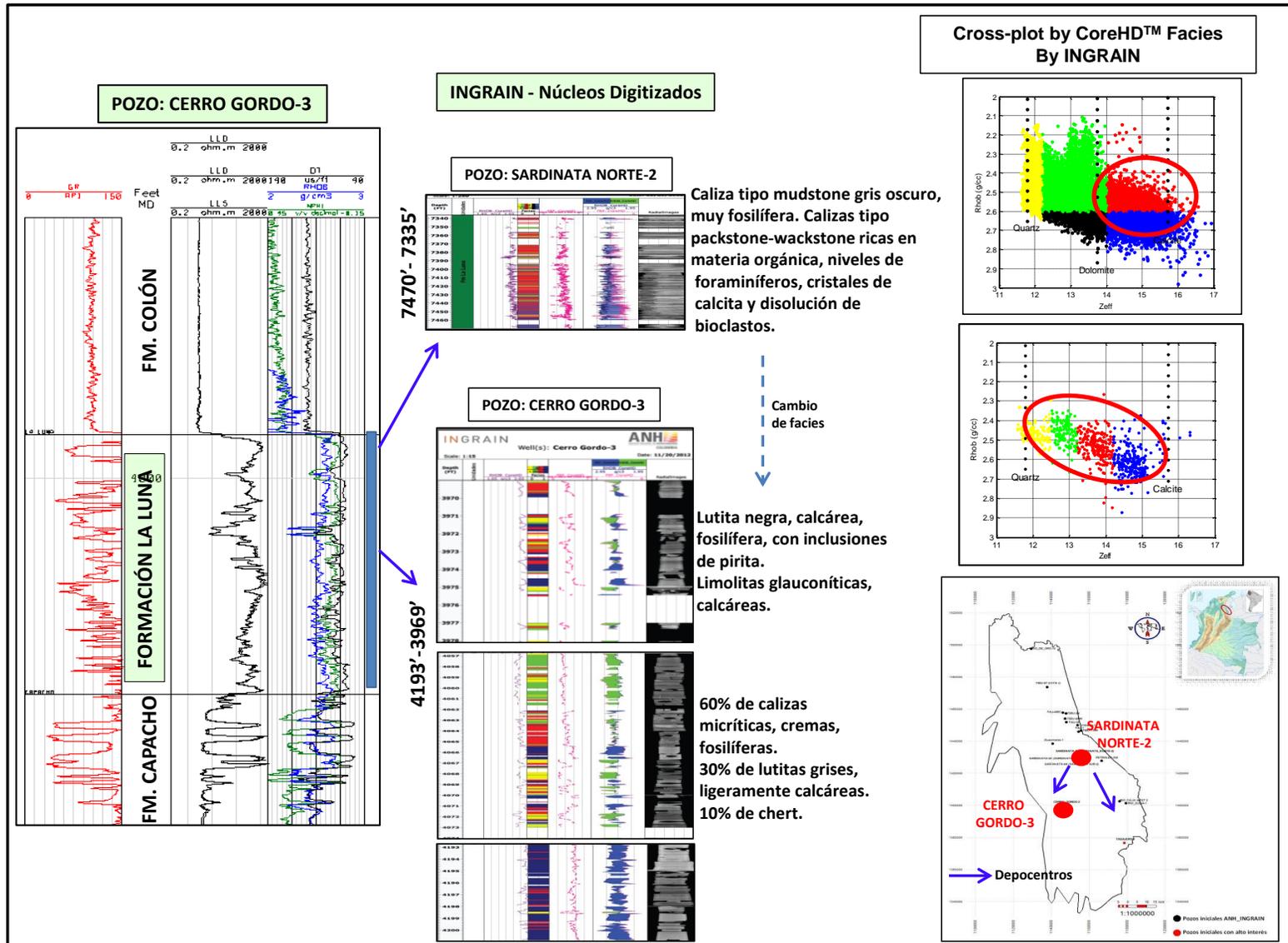


Figura 43. Composición Formación La Luna, pozos Sardinata Norte-2 y Cerro Gordo-3, cuenca Catatumbo.

3.7. Evaluación Petrofísica

Se presentan a continuación los resultados de la evaluación petrofísica de 24 pozos de la cuenca Catatumbo. Esta cuenca tiene un alto potencial para yacimientos de hidrocarburos lutíticos y apretados. De interés para yacimientos lutíticos en la cuenca es la Formación La Luna, que tiene el mayor contenido de materia orgánica de la secuencia sedimentaria cretácica. Las formaciones del Grupo Uribante son objetivos secundarios, que pueden tener un alto contenido de materia orgánica en intervalos discretos. Las formaciones La Luna, Tibú y Mercedes son rocas carbonáticas, intercaladas con sílex y arcillolitas. La Formación Aguardiente es una secuencia de areniscas calcáreas, intercalada por arcillolitas, con variable contenido orgánico. El Cretáceo, en toda la cuenca, alcanzó la ventana de generación de hidrocarburos líquidos, y en la parte sur ha alcanzado la ventana de gas seco. En la secuencia terciaria predomina una litología siliciclástica, caracterizada por propiedades petrofísicas aptas para yacimientos convencionales y posiblemente areniscas apretadas. La materia orgánica es predominantemente de origen continental, tipo III. Las formaciones paleocenas (Barco – Los Cuervos) sólo alcanzan madurez termal, para aceite, en la parte sur de la cuenca.

La evaluación petrofísica se llevó a cabo utilizando la herramienta *ShaleXpert* (Halliburton), que es una aplicación desarrollada especialmente, para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos asociados con lutitas. En esta cuenca existen varios pozos con bastante sección corazonada, pero los registros petrofísicos tienden a ser muy básicos (SP, GR y conjunto de resistivos), que sólo permiten realizar evaluaciones básicas como *Vshale* (volumen de arcilla).

3.7.1. Características de los yacimientos lutíticos.

La roca almacenadora en los yacimientos lutíticos es la misma roca generadora del hidrocarburo. Estas rocas se caracterizan por tener un alto contenido de materia orgánica (%TOC- total organic carbón) y permeabilidades muy bajas, que no permiten la migración completa del hidrocarburo generado, conservando parte del mismo en el espacio poroso de la materia orgánica, adherida a ella o entre partículas y fracturas. Para lograr la producción de estos yacimientos se necesita instalar o crear permeabilidad, por medio de una red de fracturas inducidas. Para lograr un fracturamiento efectivo y mantener la permeabilidad a partir de las fracturas, se requiere que la roca sea relativamente frágil y por lo tanto contenga una relativa baja arcillosidad. El contenido de materia orgánica en la roca frágil, puede ayudar al almacenamiento y son prospectivas si las fracturas se pueden mantener abiertas; por lo tanto, con el propósito de mantener abiertas dichas fisuras o fracturas, por un periodo extendido de tiempo, en fracturamiento hidráulico se usa apuntalante (*proppant*, en inglés): arena o material similar, suspendido en agua o mezclas de otros líquidos o materiales. La fragilidad de la roca

puede ser estimada por medio de la mineralogía y las propiedades mecánicas de la roca. Las zonas dúctiles son importantes como barreras para enfocar el fracturamiento lateralmente.

3.7.2. Metodología.

El flujo de trabajo de la evaluación petrofísica con *ShaleXpert* es:

1. Pre-interpretación (normalización de curvas para la generación del registro compuesto y cálculo de propiedades básicas del pozo).
2. Cálculo empírico del contenido orgánico total (%TOC).
3. Cálculo de volúmenes de minerales, saturaciones y porosidad.
4. Cálculo mineralógico basado en análisis probabilísticos [si el registro de densidad es de buena calidad (pozo con pocos derrumbes)].
5. Cálculo de propiedades mecánicas de las rocas, para lo cual se requiere, por lo menos, un registro sísmico.
6. Cálculo de permeabilidad (a partir de Timur y Coates) (en este proyecto no se estimaron las permeabilidades).

En la figura 44 se visualiza rápidamente el flujo de trabajo. En rojo se muestran los datos de INGRAIN que serán calibrados en el modelo petrofísico definido con *ShaleXpert*, a partir de registros. En el módulo del cálculo de volúmenes, la evaluación es probabilística y requiere varias iteraciones para lograr una conversión del modelo.

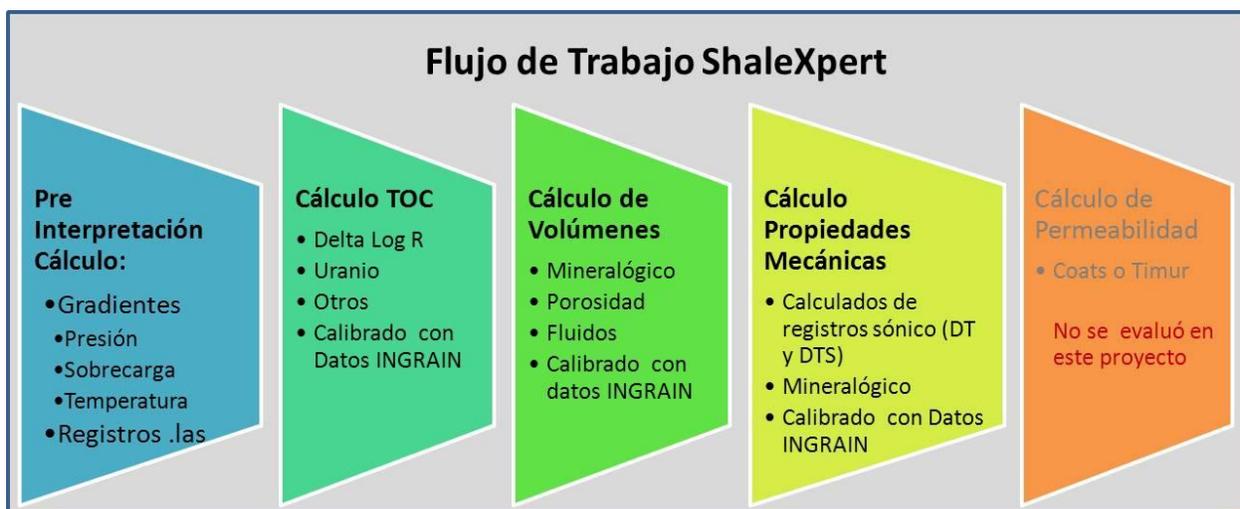


Figura 44. Flujo de trabajo de la evaluación petrofísica a partir de la herramienta *ShaleXpert*.

3.7.2.1. Pre-interpretación

Antes de comenzar la interpretación petrofísica, es necesario realizar varios pasos previos:

1. Recolección de la información.
2. Carga de los registros a la base de datos.
3. Revisión de informes e imágenes de registros.
4. Revisión y edición o normalización de registros, generación de registro compuesto.
5. Definición del gradiente y cambios, con profundidad, de temperatura y presión, presión de carga y presión de poro.
6. Marcación en el registro de los intervalos corazonados (core_flag).

Un requerimiento de interés para los yacimientos lutíticos, es la generación en los registros del gradiente de temperatura, presión, presión de poro, y presión de carga (figura 45). La definición de estos perfiles es importante para el cálculo de las propiedades mecánicas de las rocas en el intervalo de interés en el subsuelo.

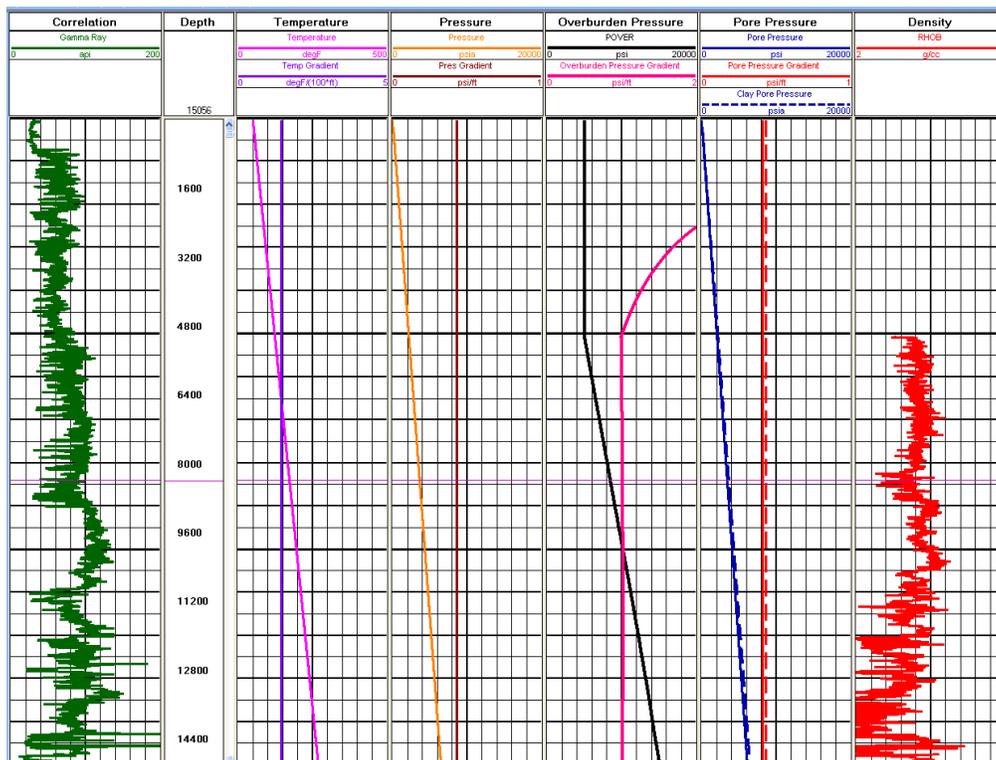


Figura 45. Registros que muestran los gradientes y cambios en profundidad, de la temperatura, presión, presión de carga y presión de poro.

3.7.2.2. Cálculo empírico del contenido orgánico total (%TOC)

Una de las maneras básicas para la detección del contenido orgánico total de la roca es usando el registro rayos gamma (GR). En arcillolitas o lutitas el contenido de rayos gamma es relativamente alto. Si el valor de rayos gamma es anormalmente alto, es un indicador de que la lutita o arcillolita tiene un alto contenido de materia orgánica, generalmente asociado al elemento uranio. Si el pozo tiene un registro de rayos gamma espectral, se puede definir en detalle el aporte de rayos gamma asociado al uranio, correlativo con la materia orgánica.

Existen varios otros métodos empíricos propuestos para detectar el contenido orgánico total de la roca como: registro carbón/oxígeno - neutrón (Herron, 1986). La baja densidad del kerógeno, en una arcillolita o lutita, fue relacionado por Schmoker (1979), al alto contenido de materia orgánica; sin embargo, el contenido de pirita (alta densidad) contrarresta la respuesta del registro de densidad. El método *L-X* para la detección de zonas con alto contenido de materia orgánica, se basa en las bajas velocidades de intervalo, medidas a partir del registro sísmico, en zonas arcillosas donde el registro rayos gamma lee altos niveles de radioactividad (Dellenbach et al., 1983). En 1994 y 1995 Autric y Dumesnil introdujeron el registro de la resistividad al modelo *L-X*. La resistividad de la roca generadora varía con respecto a la madurez de la roca. La respuesta del registro resistivo correlacionado con la madurez de la roca fue observada por varios investigadores (Meissner, 1978; Schmoker & Hester, 1989; Nixon, 1973).

Para la estimación, más que para la detección del contenido orgánico total de la roca generadora, se creó la metodología *Delta Log R* (Passey et al., 1990). Para esta interpretación se requiere por lo menos de un registro de porosidad, resistividad profunda y un registro de rayos gamma. La lógica básica del modelo de predicción está ilustrada en la (figura 46). Los registros de porosidad (ΔT) y resistividad se calibran en la arcillolita o lutita inorgánica (no generadora), zona A (rectángulo azul), de tal manera que ambos registros se superpongan. En una roca generadora el registro ΔT se incrementa, proporcionalmente a la cantidad y densidad de materia orgánica, dado la baja densidad de la misma como se ve en los rectángulos negro y verde; pero el registro de resistividad, que percibe los fluidos, permanece relativamente bajo, si el kerógeno está inmaduro, rectángulo negro de la zona C, porque la roca está saturada con agua; mientras que en la roca generadora madura, rectángulo verde, zona F, las resistividades son altas debido al hidrocarburo generado que desplazó el agua.

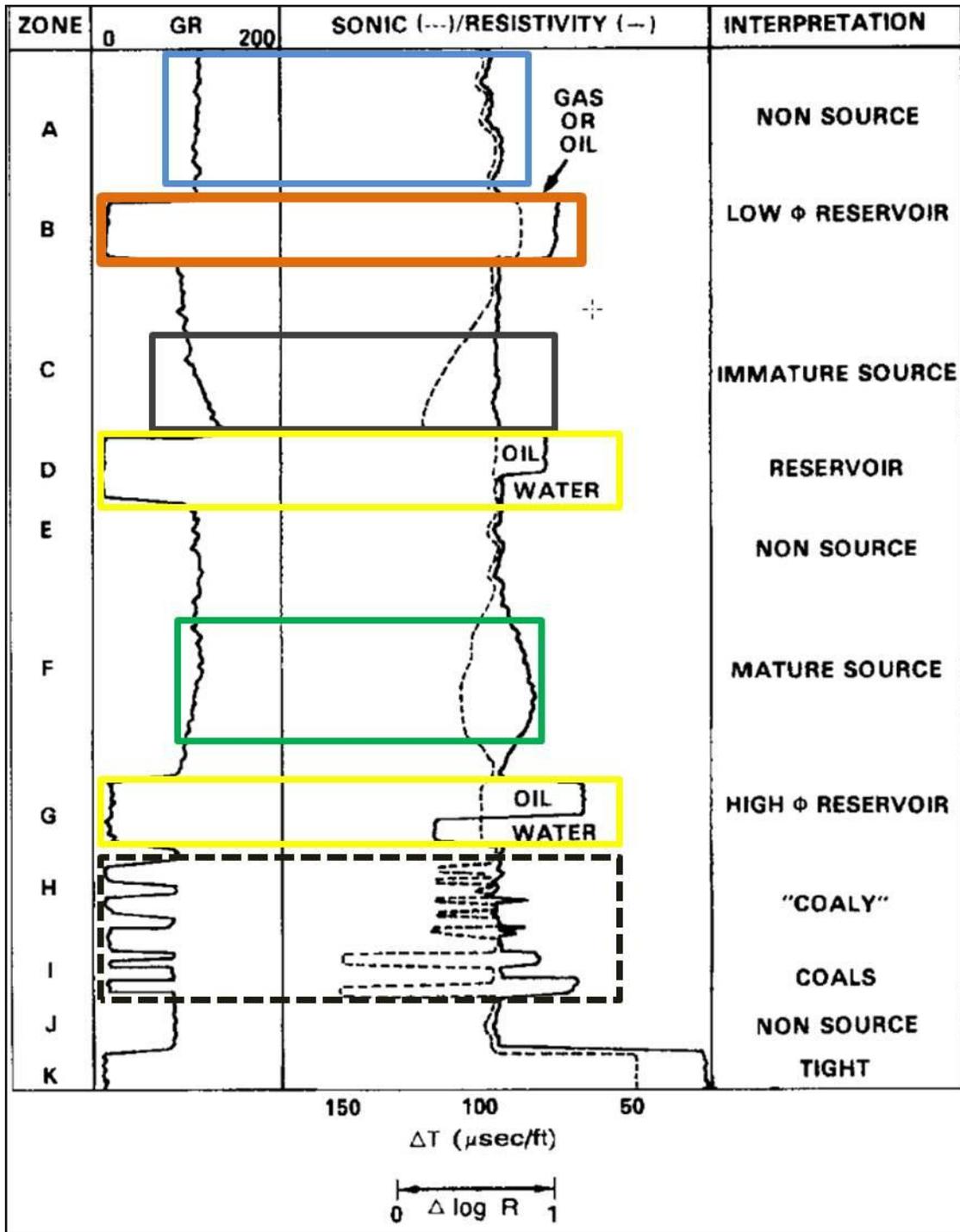


Figura 46. Diagrama esquemático de las respuestas de los registros *GR*, *DT* y *RT*, en rocas generadoras y yacimientos convencionales (tomado de Passey et al., 1990).

En un yacimiento convencional apretado, el registro ΔT baja en valor, indicando un incremento en la velocidad de intervalo de la roca y densidad; mientras que, la resistividad se incrementa, como se muestra en el rectángulo anaranjado, zona B. En los yacimientos convencionales la respuesta en los registros de porosidad y resistividad son similares a las arcillolitas o lutitas orgánicas, pero se diferencian por el registro *GR* tiene lecturas muy bajas de radioactividad, indicando un muy bajo contenido de arcillas (rectángulos amarillos, zona G).

En áreas con carbones, los registros de ΔT leen valores más altos, indicando baja densidad, debido a la alta concentración de materia orgánica en los mismos, que normalmente sobrepasan el 80% (rectángulo negro, en línea a trazos cortos).

En una roca generadora madura, parte de la materia orgánica se ha transformado en hidrocarburo, expulsando parte del agua en la formación. El registro más afectado por esta transformación es el registro de resistividad el cual incrementa su respuesta (figura 47).

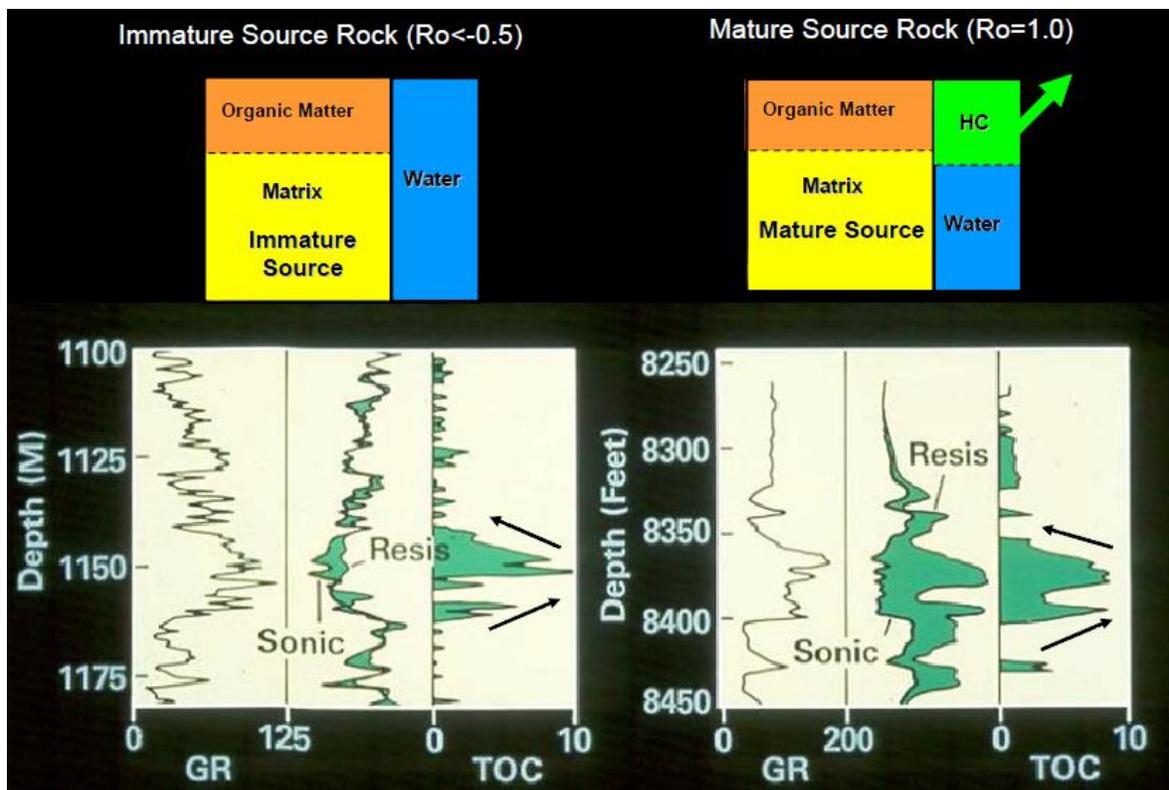


Figura 47. Ilustración de efecto de la madurez en la roca generadora (Passey *et al.*, 2010).

La separación de las curvas de porosidad, con respecto a la resistividad profunda, en el yacimiento lutítico, está linealmente relacionada al % de *TOC*, en función de la madurez *LOM*

(Level of Organic Maturity). Para obtener esta información es necesario adquirir datos de madurez, medidos en laboratorio, como reflectancia de vitrinita (% Ro) o T_{máx.} (pirólisis). La correspondencia del *LOM* con la reflectancia de vitrinita e hidrocarburo generado, se muestra en la figura 48. La unidad de *Delta Log R* corresponde a un ciclo en la escala de resistividad o a un *Delta T* de 50 microsegundos/pie. Los registros de resistividad y porosidad tienen que estar en la escala definida en Passey *et. al.*, 1990.

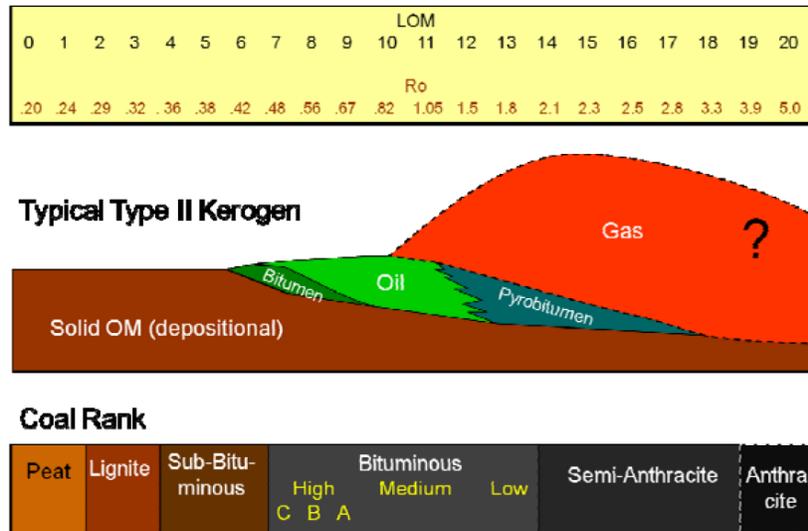


Figura 48. Correspondencia del *LOM*, y % Ro, con el tipo de hidrocarburo generado y madurez del carbón (Passey *et al.*, 2010).

En la figura 49 se muestran los tres registros de porosidad con respecto a la resistividad, donde las escalas están calibradas de acuerdo con la metodología *Delta Log R* de Passey *et al.*, 1990. La deflexión entre las curvas es la medición de *Delta Log R* basada en el ciclo logarítmico de resistividad como una unidad. Los puntos rojos en las tres curvas *Delta Log R* (basadas en registros neutrón, densidad y sónico) son valores de *TOC % wt*, (porcentaje de peso), medidos de la roca, mostrando una buena calibración del estimado de *TOC* con datos medidos.

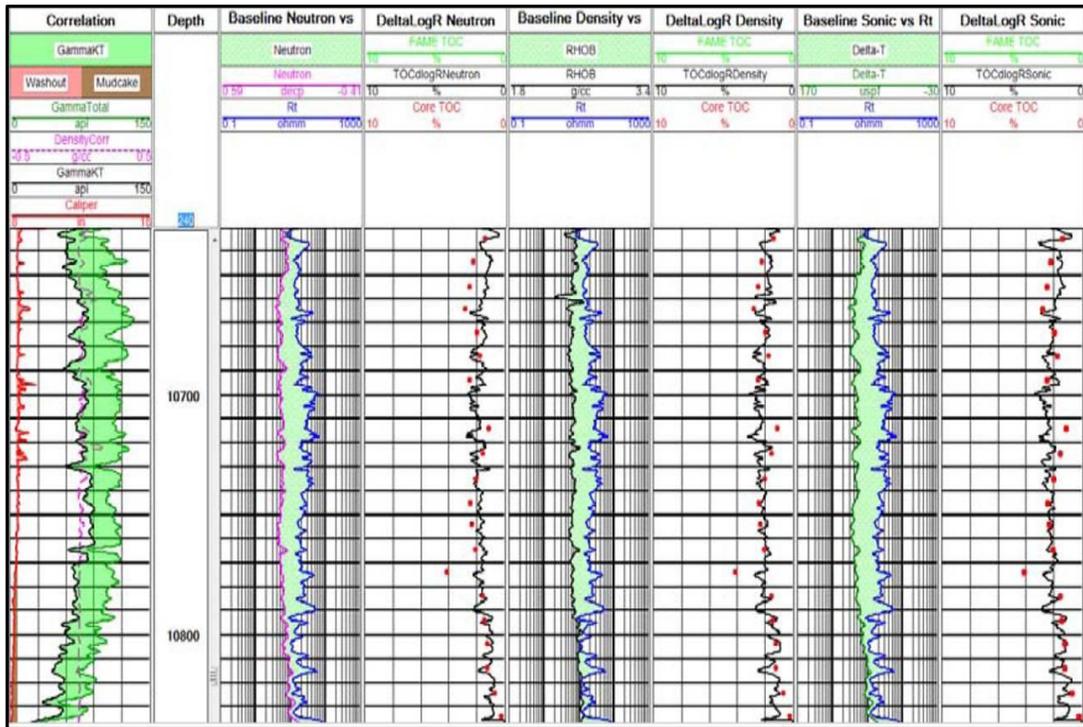


Figura 49. Estimación de *Delta Log R*, usando los tres registros de porosidad (los puntos rojos son valores medidos en laboratorio) (tomado de Halliburton 2010).

Para obtener el *TOC* en porcentaje de peso (% wt) de la roca generadora, se usa el diagrama en la figura 50, donde es necesario tener un buen estimado de la madurez de la roca. El valor de *Delta Log R* se lee en la abscisa X, y se cruza con el valor del *LOM*, para obtener el valor de *TOC* (% wt) en la ordenada Y.

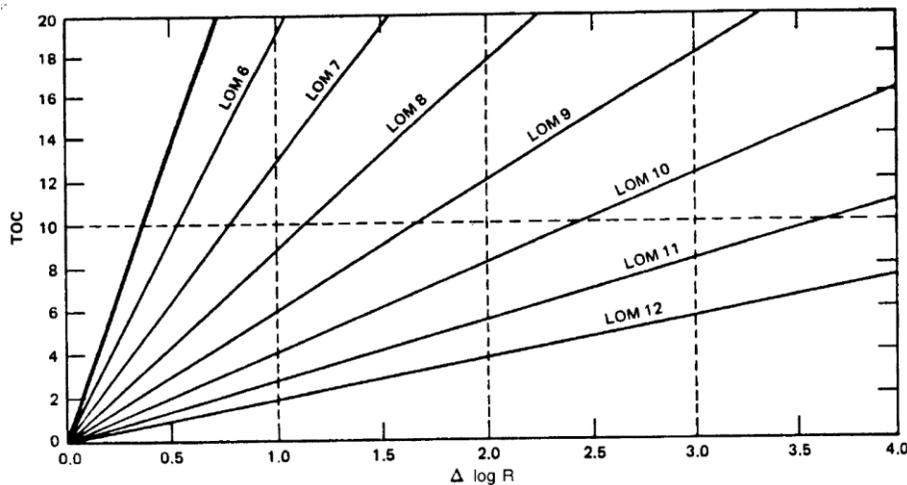


Figura 50. Diagrama de correlación de *Delta log R* versus madurez, para obtener el *TOC* (% wt) (Passey et al., 1990).

En los análisis de corazones realizados por INGRAIN, las Imágenes de *2D- SEM* incluyen el contenido de materia orgánica, calculado como un porcentaje del volumen de roca y la porosidad (tabla 3). En la cuenca Catatumbo los valores de materia orgánica son buenos. Por ejemplo en el pozo Tibú-182K, en el intervalo 7408,70 a 7444,68 pies, para la Formación La Luna, presenta 3 valores excelentes y uno pobre, para el porcentaje del volumen de materia orgánica.

La herramienta *ShaleXpert* utiliza varios módulos para la estimar la materia orgánica, dependiendo de los registros disponibles. Con un conjunto completo de registros, en general, se calcula la cantidad de *TOC % wt* o materia orgánica con *Delta Log R* (Passey et al., 1990) y se convierte a kerógeno en porcentaje (%) de volumen en *FAME* (fluid and mineral evaluación). INGRAIN mide directamente el contenido de materia orgánica con *2D SEM* y *3D SEM*, que se muestra en la misma tabla ya mencionada. La resolución de las mediciones de densidad y *PEF* (photo-electric-absorption factor) en *CoreHD* (corehigh-definition) de INGRAIN está por debajo de 1 mm que es muy superior a una resolución por encima de 400 mm de un registro de densidad corriente de pozo. El cálculo de materia orgánica por medio de registros va a representar un promedio de la resolución de la herramienta de densidad, mientras que con *CoreHD* se pueden definir los mejores intervalos a ser muestreados a una escala mucho menor, en general en capas de unos 10 a 20 milímetros.

Tabla 3. Valores de análisis 2D-SEM de INGRAIN, pozo Tibú-182K, cuenca Catatumbo.

Tibú - 182K		2D SEM Images - AVERAGE VALUES			
Sample #	Depth (ft)	Porosity (%)	Organic Matter (%)	Porosity in Organic Matter (%)	High Dense Material (%)
1831	7408,70	0,63	13,02	0,52	0,50
1834	7421,50	0,71	0,25	0,14	0,00
1837	7429,55	0,95	11,07	0,75	0,46
1843	7444,68	1,45	10,82	1,02	0,19
1863	8369,10	1,00	0,33	0,07	0,34
1870	8443,93	0,46	2,65	0,11	0,32
1871	8448,00	0,35	0,04	0,04	0,34
1872	8451,30	0,25	0,12	0,02	0,01
1873	8453,95	0,32	0,03	0,01	0,06
1874	8455,65	0,29	0,06	0,02	0,00
1875	8469,00	1,05	0,39	0,19	0,79
1876	8485,95	0,20	1,07	0,07	0,25
1877	8488,95	0,35	0,79	0,08	0,04
1914	8763,15	0,77	0,93	0,03	0,00
1915	8764,15	2,13	8,90	0,42	0,00
1922	8786,00	0,61	0,81	0,06	0,94
1923	8790,75	1,83	0,23	0,06	0,09

El contenido orgánico total (%TOC), medido en laboratorio, da el valor como un porcentaje del peso de la roca. Como la materia orgánica tiene una densidad aproximada de 1,1 a 1,4 g/cc, comparado con 2,4 a 2,6 g/cc del mineral de la roca para convertir el % de volumen de materia orgánica de INGRAIN, a % de peso de la materia orgánica, se divide, el valor obtenido por INGRAIN, entre 2. En este proyecto se calibra la materia orgánica de INGRAIN que es correlativa con el kerógeno calculado por *ShaleXpert*, que incluye el bitumen.

Es importante saber que hay varias condiciones donde el método *Delta Log R* muestra una separación de las curvas sin ser indicativo del contenido orgánico de la roca (Passey et al., 1990), que son:

1. Derrumbes en el pozo
2. Secciones sobrepresionadas con baja compactación de sedimentos.
3. Rocas ígneas
4. Evaporitas
5. Características resistivas del agua en yacimientos convencionales

3.7.2.3. Cálculo de Volúmenes y Mineralogía.

La esencia del cálculo de volúmenes con la herramienta *ShaleXpert*, es un programa probabilístico *FAME* (fluid and mineral evaluación) en el cual se busca optimizar la respuesta de los registros con la solución teórica de la herramienta, minimizando los errores o incertidumbres, para determinar fluidos y volúmenes de minerales.

En la tabla 4 se presentan los análisis 2D realizados por INGRAIN. Se utilizó *X-Ray-Fluorescence* (XRF), para determinar la composición química de las muestras de roca y poder usar esta información como puntos de entrada en el análisis probabilístico.

Tabla 4. Resultados promedios de elementos químicos de la roca, dados por los análisis *XRF* en las profundidades medidas del corazón, pozo Tibú-182K, cuenca Catatumbo.

Tibú - 182K		Elements - AVERAGES (%)									
Sample #	Depth (ft)	Mg	Al	Si	Ca	K	Ba	Ti	Fe	Th (ppm)	U (ppm)
1831	7408,70	0,93	1,14	8,55	34,67	0,26	0,00	0,07	0,73	1,56	10,33
1834	7421,50	1,01	0,12	0,32	47,16	0,00	0,01	0,04	0,30	1,62	2,09
1837	7429,55	1,43	0,86	13,92	27,47	0,21	0,02	0,08	0,85	1,18	29,92
1843	7444,68	0,92	0,70	4,27	37,90	0,14	0,00	0,07	0,74	1,88	13,77
1863	8369,10	0,73	8,92	18,60	0,42	3,73	0,00	0,63	5,06	14,95	3,35
1870	8443,93	0,83	8,79	23,97	0,20	2,87	0,00	0,67	3,32	12,87	10,46
1871	8448,00	0,94	1,47	3,05	42,56	0,56	0,00	0,09	1,42	2,99	0,00
1872	8451,30	0,90	1,04	2,26	43,16	0,39	0,00	0,08	1,16	2,90	0,00
1873	8453,95	0,93	0,93	2,23	43,52	0,38	0,00	0,08	1,16	3,20	0,00
1874	8455,65	0,76	0,97	2,51	39,04	0,45	0,00	0,08	1,37	3,49	0,51
1875	8469,00	0,14	6,73	20,71	0,01	2,52	0,00	0,70	2,37	13,23	8,23
1876	8485,95	0,23	11,08	20,65	0,04	3,43	0,00	0,80	3,05	16,25	4,54
1877	8488,95	0,23	12,39	22,23	0,11	3,31	0,00	0,75	3,22	15,51	6,32
1914	8763,15	0,91	6,05	11,74	0,02	2,54	0,08	0,54	4,22	10,69	6,20
1915	8764,15	0,24	7,17	18,82	0,03	3,45	0,03	0,59	4,81	14,31	13,31
1922	8786,00	0,83	5,66	23,52	1,19	2,85	0,00	0,55	4,08	10,09	7,60
1923	8790,75	0,55	3,46	24,80	3,89	1,62	0,04	0,36	3,56	7,07	4,41

El programa probabilístico calcula, basado en la respuesta teórica, un conjunto de nuevos registros (figura 51), donde, en color negro, se observan los registros originales y, sobrepuestos, en rojo, se encuentran los registros optimizados, basados en probabilidades. De importancia para el análisis mineralógico probabilístico, es tener un registro de densidad de buena calidad (pozo con pocos derrumbes).

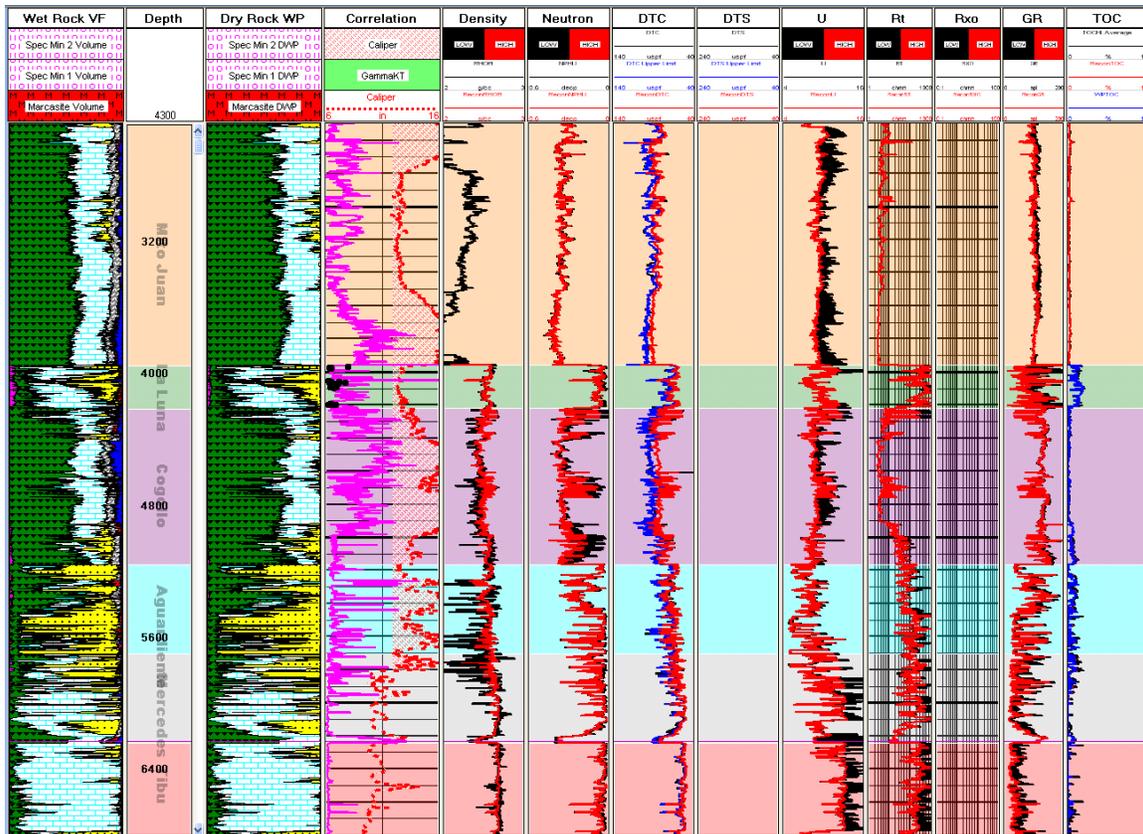


Figura 51. Ajustes de registros basados en el análisis probabilístico de minerales.

El cálculo de volúmenes y mineralogía depende de la calidad y disponibilidad de registros. Si sólo se dispone de registros de resistividad y *GR*, lo único que se puede calcular es un *Vshale* (volumen de arcilla). Si además se tienen registros de porosidad, se puede calcular porosidad y saturación. Para las saturaciones se usa la ecuación Simandoux y Archie.

3.7.2.4. Propiedades Mecánicas de las Rocas.

Hay dos maneras de estimar la fragilidad de las rocas. El cálculo empírico convencional vertical del Módulo de Young y Relación de Poisson o seudofragilidad (Pseudo Brittleness); y el cálculo basado en mineralogía (fragilidad mineral o *Mineral Brittleness*). La seudofragilidad se calcula con los registros sísmico (DT) y sísmico de cizalla (DTS). Estos modelos, si la información está

disponible, son calibrados con los análisis mecánicos de laboratorio y *DIFT* (Diagnostic Injection Fracture Test), realizados en el pozo. La herramienta *ShaleXpert* calcula la presión de iniciación de una fractura, presión de cierre de la fractura, y el gradiente de esfuerzo, para el cierre de la fractura.

$$\text{Relación de Poisson} = 0.5 * \frac{(xDTS^2 - 2 * DTC^2)}{(DTS^2 - DTC^2)}$$

$$\text{Módulo de Young} = 2 * 13475 * \frac{\text{RHOB} + (1 + \text{Relación de Poisson})}{DTS^2}$$

Dónde:

Módulo de Young es dado en unidades a 10^6 *psi*

RHOB o densidad volumétrica (g/cc)

DTS: Onda de cizalla (us/ft)

En el gráfico de dispersión, entre la relación de Poisson (X) y el módulo de Young (Y), figura 52, se define la seudofragilidad. Las líneas azules definen los isovalores del porcentaje de fragilidad, y los colores dan la escala de seudofragilidad o *pseudo brittleness*.

La ecuación de seudofragilidad (*BRIT*) en es:

$$\text{BRIT} = \frac{\left(\frac{E}{0.05} + 100 * \frac{(v-0.45)}{(0.05-0.45)} \right)}{2}$$

Donde E = Módulo de Young (10^6 *psi*)

v = Relación de Poisson

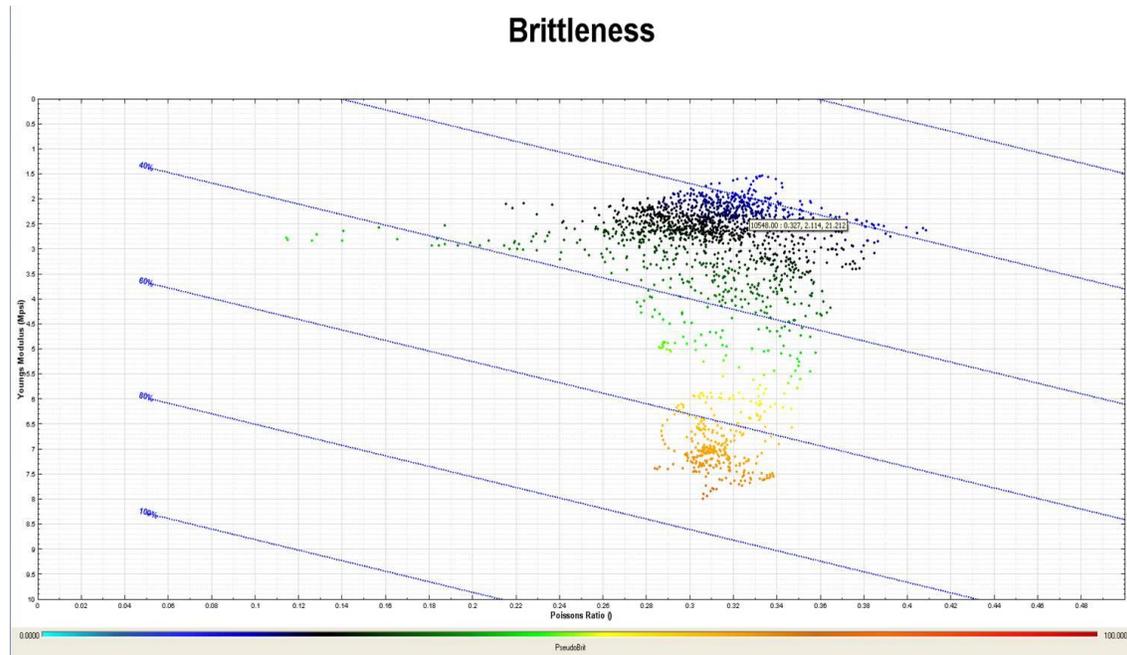


Figura 52. Definición de *pseudo brittleness*, basada en el módulo de Young y relación de Poisson.

Basado en el gráfico, se ve que entre más bajo sea la Relación de Poisson y más alto sea el Módulo de Young, más frágil es la formación. La escala del módulo de Young va entre 10 Mpsi, en la intersección, a 0, en el tope.

Basado en la mineralogía, la herramienta *ShaleXpert* también calcula la fragilidad de la roca a partir de la siguiente ecuación:

$$RBI^{SM} = (\alpha\beta C + \alpha\beta Q) / (\alpha\beta C + \alpha\beta Q + \alpha\beta CI), \text{ donde:}$$

RBI^{SM} = Índice de fragilidad relativa.

Q = Cuarzo.

C = Carbonato.

CI = Arcilla.

α = Factor de fragilidad específica del mineral.

β = Factor de distribución mineral.

De las dos tipos de fragilidad se puede estimar su relación como se muestra en el gráfico de dispersión entre seudofragilidad y la fragilidad mineral, como se muestra en la figura 53.

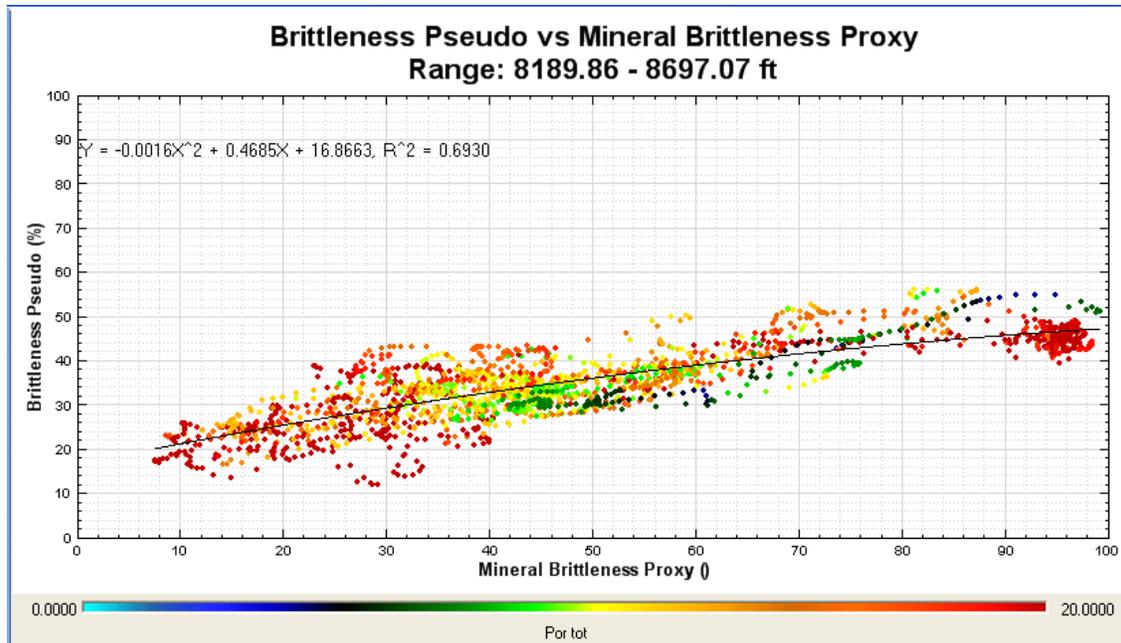


Figura 53. Relación entre Pseudo Brittleness y Mineral Brittleness.

3.7.3. Fundamentos geológicos para la petrofísica, Cuenca Catatumbo

La cuenca Catatumbo es una subcuenta de la cuenca Maracaibo. De interés para yacimientos lutíticos es la sección cretácica por el contenido orgánico de las formaciones y la madurez termal alcanzada, además del componente mineralógico de las formaciones. La producción, a partir de almacenadores cretácicos en la cuenca, está ligada a yacimientos fracturados dado la baja porosidad y permeabilidad de estas formaciones.

El pozo tipo que se presenta para la sección cretácica de la cuenca, es el pozo Cerro Gordo-3 por los registros disponibles (figura 54). En la misma figura se muestra el mapa de los pozos evaluados con la interpretación de la madurez termal para la Formación La Luna. Las formaciones La Luna, Mercedes y Tibú tienen un componente mineralógico donde predomina la calcita. En las formaciones Mito Juan, Colón y Capacho predomina la arcillolita. En la Formación Aguardiente predominan las areniscas, posiblemente calcáreas y arcillolitas. En la secuencia terciaria, el predominio litológico es continental, con secuencias de areniscas, arcillolitas y esporádicamente carbones o material orgánico carbonoso.

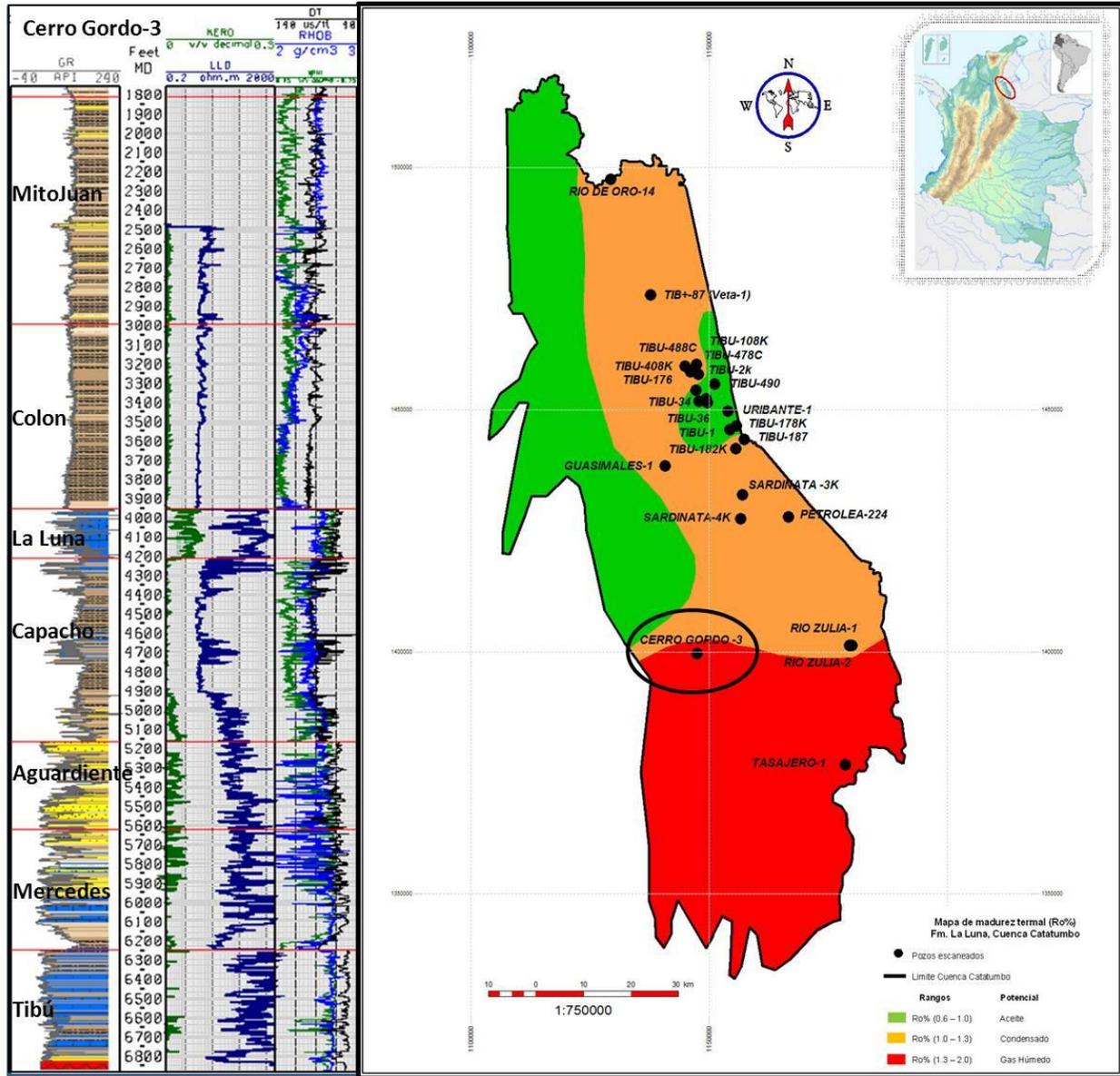


Figura 54. Registro tipo para las formaciones de interés (pozo Cerro Gordo-3) con mapa de madurez termal (Formación La Luna), cuenca Catatumbo.

Con base en la buena calidad de los registros de porosidad presentados en el cuarto carril, la resistividad en el tercer carril y un registro *Spectral Gamma Ray* se estimó la cantidad de materia orgánica (TOC) del pozo, con *ShaleXpert*, basándose en una variación de la ecuación *Delta Log R* de Passey *et al.*, 1990. Los resultados del TOC fueron convertidos a volumen de kerógeno por el programa probabilístico de *FAME* en *ShaleXpert* y se muestra como la curva verde en el carril 3 en la figura anterior. Es importante aclarar que el kerógeno, en esta

herramienta, representa en realidad el contenido de materia orgánica total de la roca en volumen, ya que no diferencia kerógeno de bitumen.

La Formación La Luna tiene el valor promedio más alto de contenido de materia orgánica, con relativamente baja variación en sus valores. Para las formaciones Colón y Mito Juan los valores de materia orgánica son muy bajos y arcillosos para un yacimiento lutítico. La Formación Capacho aun cuando es bastante arcillosa muestra que existe tendencia a tener un alto contenido de materia orgánica hacia la base de la formación. Las formaciones del Grupo Uribante (Aguardiente, Mercedes y Tibú) muestran una tendencia a tener varios intervalos con buen contenido de materia orgánica, definidos por para-secuencias en las secciones más arcillosas

El patrón de la curva de contenido de materia orgánica indica que la Formación La Luna se depositó en un medio ambiente pelágico, durante un evento de máxima transgresión, si se tienen en cuenta los estudios de Bohacs (1990); mientras que las formaciones de Aguardiente, Mercedes y Tibú fueron depositadas en ambientes hemipelágicos, donde los paquetes de materia orgánica son más localizados por los cambios de condiciones de ambiente.

Es importante resaltar que para toda la cuenca, la Formación La Luna, alcanzó ventana de generación de aceite, y en la parte sur de la cuenca llegó a la ventana de generación de gas seco como se ve en el mapa de madurez como se muestra en la figura anterior; por lo tanto las formaciones subyacentes han alcanzado una madurez aún mayor. En la secuencia terciaria existe posibilidad de tener un buen contenido de materia orgánica en las formaciones Carbonera, Mirador, Los Cuervos y Barco, pero en general estas rocas no han llegado a la ventana de generación de hidrocarburos, excepto en el depocentro de rocas terciarias localizado en la cercanías a los pozos de Río Zulia. Los yacimientos en la secuencia terciaria son convencionales.

La cuenca Catatumbo, con base en una rápida visualización de las porosidades maximas por formaciones, se puede subdividir en dos intervalos (tabla 5):

1. De la superficie, a la Formación Mito Juan, los yacimientos son areniscas con porosidades convensionales. La materia orgánica está por lo general inmadura y es de origen continental, kerogeno tipo III, que incluye mantos de carbón.
2. De la Formación La Luna a la Formación Tibú, Los yacimientos son apretados con porosidades en el rango del 4%, con un predominio calcáreo; con excepción de la Formación Aguardiente. La materia orgánica en este intervalo es de origen marino, kerógeno tipo II.

Tabla 5. Distribución de porosidades por formaciones, cuenca Catatumbo.

Formación	Pozo	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	Porosidades Máximas (DEC)
León	Río Zulia-2	3304,0	4736,0	1432.5	0.04
Carbonera	Tibú-490	2647.5	2698,0	51,0	0.17
Carbonera	Río Zulia-2	4990,0	6103,0	1075,0	0.25
Mirador	Tibú-490	2698,0	3754,0	1056.5	0.23
Mirador	Río Zulia-2	6103,0	6550,0	445,0	0.29
Los Cuervos	Tibú-490	3754,0	4730,0	976.5	0.21
Los Cuervos	Río Zulia-2	6550,0	7428,0	878.5	0.17
Barco	Tibú-176K	4482,0	4828,0	346.5	0.20
Barco	Tibú-182K	3940,0	4255,0	315.5	0.19
Barco	Tibú-490	4730,0	5066,0	336.5	0.21
Barco	Tibú-178K	3875,0	4185,0	310.25	0.17
Barco	Río Zulia-2	7428,0	7610,0	182.5	0.17
Catatumbo	Tibú-176K	4828,0	5286,0	458.5	0.02
Catatumbo	Tibú-182K	4255,0	4815,0	558,0	0.09
Mito Juan	Tibú-182K	4815,0	4860,0	45.5	0.11
Colón	Tibú-182K	6998,0	7282,0	284.5	0.03
La Luna	Tibú-176K	7845,0	8012,0	167.5	0.04
La Luna	Tibú-182K	7282,0	7458,0	173.5	0.06
La Luna	Sard-4K	8121.5	8300,0	179,0	0.06
Cogollo	Tibú-176K	8012,0	8780,0	768.5	0.04
Cogollo	Tibú-182K	7458,0	7600,0	142.5	0.05
Cogollo	Tibú-178K	7852.75	8016.5	164,0	0.07
Cogollo	Sard-4K	8316,0	8819,0	494.5	0.06
Aguardiente	Tibú-176K	8820,0	9340,0	520.5	0.04
Aguardiente	Tibú-178K	8016.5	8545,0	528.75	0.07
Aguardiente	Sard-4K	8819,0	9338,0	505,0	0.06
Mercedes	Tibú-178K	8545,0	8910,0	365.25	0.07
Mercedes	Sard-4K	9338,0	9596,0	258.5	0.06

La secuencia terciaria en la cuenca de Catatumbo presenta yacimientos convencionales, por lo tanto no es parte del alcance de este reporte. Para la secuencia entre las formaciones La Luna y Tibú, la producción viene exclusivamente de yacimientos fracturados. En la figura 55 se muestran las fracturas que son la parte fundamental del yacimiento en una imagen del registro

FMI (Formation Micro Imager) de la Formación Aguardiente, en el pozo Petrólea-224. Este sistema de fracturamiento es lo que genera parte del almacenador y toda la permeabilidad para mover el hidrocarburo en estas formaciones. Las rocas duras, que son más frágiles, están representadas por los colores blanco y amarillo clarito, las cuales se fracturan con facilidad y se mantienen abiertas; mientras que, las rocas dúctiles, representadas por los colores anaranjados hacia el negro, no se fracturan o las fracturas se cierran una vez la presión baja.

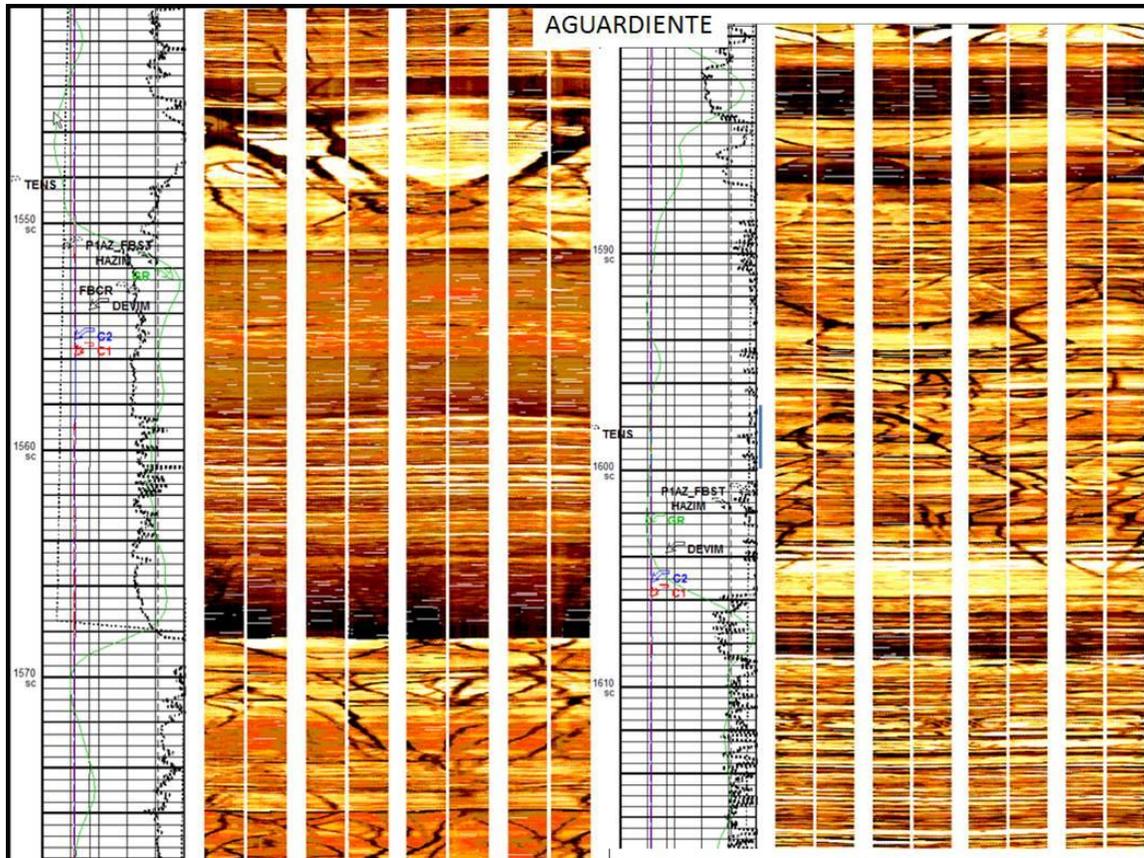


Figura 55. Registro *FMI* (Formation Micro Imager), que muestra fracturas abiertas en la Formación Aguardiente, pozo Petrólea- 224, cuenca Catatumbo.

En la actividad exploratoria convencional, los pozos siempre se perforaron en las zonas estructurales más complejas, para encontrar yacimientos naturalmente fracturados. En yacimientos lutíticos lo que se busca es encontrar un área de baja complejidad estructural para inducir el fracturamiento, crear una red de permeabilidad y poder producir el yacimiento económicamente.

3.7.4. Alcance evaluación petrofísica cuenca Catatumbo

En la cuenca de Catatumbo, corazones de 24 pozos fueron digitalizados. La tabla 6 muestra los pozos escaneados y la longitud aproximada de los mismos; y el mapa (figura 56), muestra los pozos con corazones escaneados según el tipo de interpretación petrofísica. El color de los círculos definen la posición del pozo indicando el tipo de interpretación realizada, con base a los registros disponibles: los pozos con círculos verde oscuro, poseen buenos registros para una interpretación avanzada *shalexpert*; los pozos en verde claro tienen interpretación de *Vshale* - porosidad (ϕ) (neutrón) y % kerógeno; en morado tienen *Vshale* y porosidad (ϕ) y los pozos azules sólo tienen interpretación *Vshale*.

Tabla 6. Longitud aproximada de corazones de pozos escaneados por INGRAIN.

Cuenca Catatumbo		
Pozos escaneados por INGRAIN		
#	Pozo	Longitud aprox. Corazones (pies)
1	Cerro Gordo-3	44.62
2	Guasimales-1	55.76
3	Petrólea-224	415.00
4	Río de Oro-14	1717.99
5	Río Zulia-1	13.92
6	Río Zulia-2	10.50
7	Sardinata Norte-2	1264.96
8	Sardinata-4K	526.59
9	Tasajero-1	930.82
10	Tibú-1	246.57
11	Tibú-108K	106.67
12	Tibú-176	121.00
13	Tibú-178K	247.35
14	Tibú-182K	319.57
15	Tibú-187	75.50
16	Tibú-2k (Socuavó-1)	81.78
17	Tibú-34	59.33
18	Tibú-36	113.67
19	Tibú-408K	482.12
20	Tibú-478C (Tibú-478 K)	101.08
21	Tibú-488C	28.16

22	Tibú-490	168.58
23	Tibú-87 (Veta-1)	290.49
24	Uribante-1	47.49
Total (pies):		7469.52
Total (metros):		2276.71

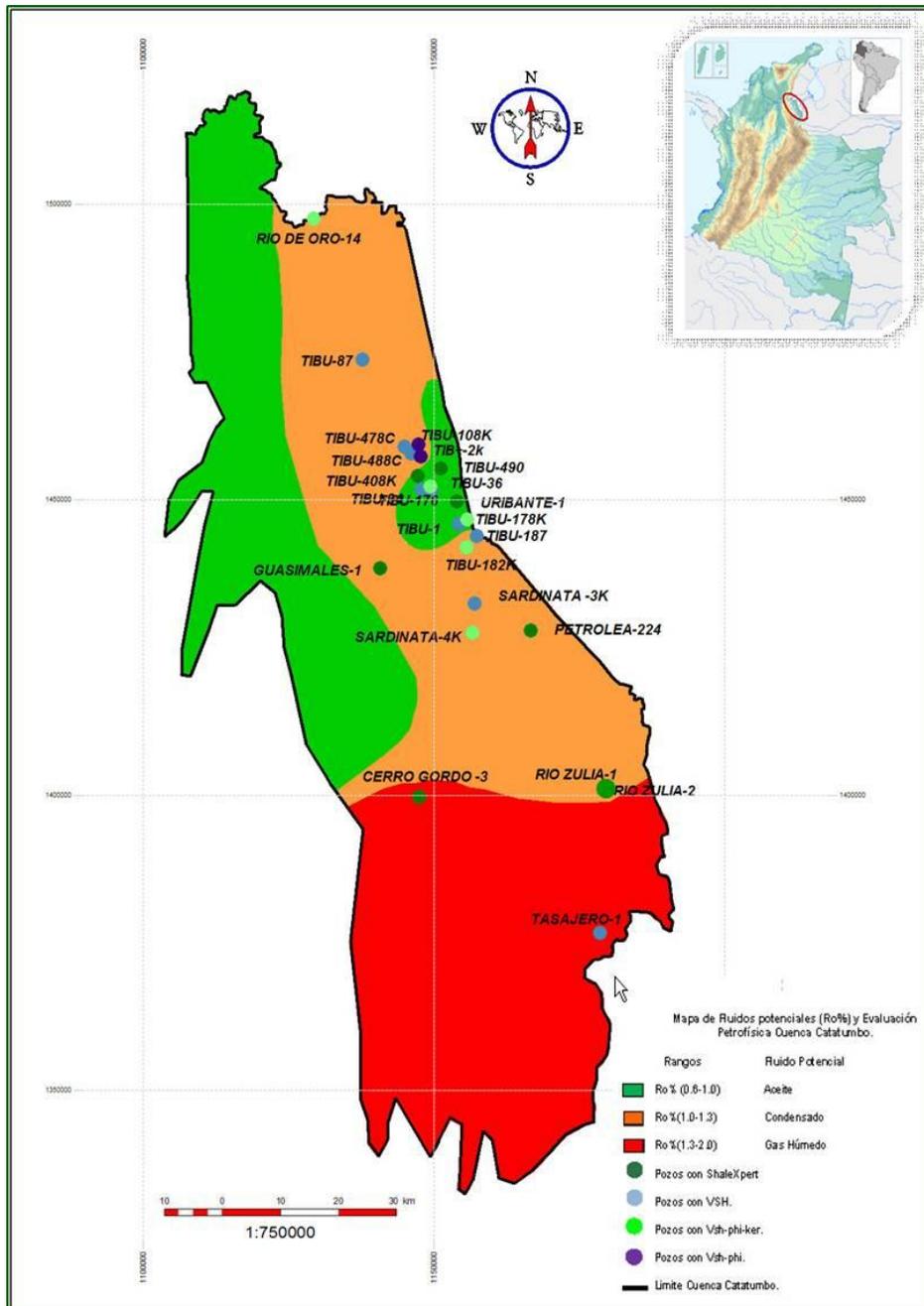


Figura 56. Mapa de los pozos con corazones escaneados según tipo de interpretación petrofísica, cuenca Catatumbo.

La tabla 6 muestra la lista de los 24 pozos y el trabajo correspondiente realizado para cada uno de ellos. Todos los pozos tienen *CoreHD* y registros compuestos como se muestra en las columnas de *CoreHD*, y archivos .las. En la columna de reportes INGRAIN se muestra que, 15 pozos tienen análisis de laboratorio para la definición de por lo menos materia orgánica y porosidades 2D. En la última columna denominada interpretación petrofísica, se muestra que 9 pozos disponen de suficientes registros para hacer una evaluación *shalexpert*. Dos pozos (Cerro Gordo-3 y Tibú- 408 K) tienen un conjunto de registros completos, del intervalo de las formaciones de La Luna a Tibú. Para la Formación La Luna, que es la formación de mayor interés en la cuenca debido a su alto contenido de materia orgánica, el único pozo adicional con suficientes registros, es el pozo Petrólea-224. En el pozo Sardinata Norte 2 (3K) se realizó un análisis *shalexpert* con los datos de densidad y *PEF* de *CoreHD* por el buen intervalo de corazonamiento. Los pozos Guasimales-1, Tibú-408y Uribante-1 tienen un conjunto de registros completos, sólo para la parte de las formaciones Aguardiente Mercedes y Tibú. El pozo Tibú-490, Río Zulia-1 y Río Zulia-2 tienen suficientes curvas completas para una interpretación *shalexpert* de la secuencia terciaria (formaciones Mirador a Barco). Adicionalmente, cinco pozos tienen registros neutrón para el cálculo de kerógeno y porosidad (Vsh-phi-ker.). Dos pozos tienen registro de porosidad calculada (Vsh-phi), y ocho pozos sólo tienen información *SP* y resistivos para calcular (Vsh).

Tabla 7. Lista de pozos evaluados en Petrofísica e información disponible, cuenca Catatumbo.

Evaluación Petrofísica Cuenca de Catatumbo					
#	Pozo	Core HD INGRAIN	Archivo .Las Compuesto	Reporte INGRAIN	Interpretación petrofísica
1	Cerro Gordo-3	X	X	X	<i>ShaleXpert</i>
2	Guasimales-1	X	X	X	<i>ShaleXpert</i>
3	Petrólea-224	X	X	X	<i>ShaleXpert</i>
4	Río de Oro-14	X	X	X	<i>ShaleXpert/Vsh-phi-ker</i>
5	Río Zulia-1	X	X	0	<i>ShaleXpert</i>
6	Río Zulia-2	X	X	0	<i>ShaleXpert</i>
7	Sardinata Norte-2 (3K)	X	X	X	<i>Vsh CoreHD SX</i>
8	Sardinata-4k	X	X	X	<i>Vsh-phi-ker</i>
9	Tasajero-1	X	X	X	<i>Vsh</i>
10	Tibú-1	X	X	0	<i>Vsh</i>
11	Tibú-108K	X	X	X	<i>Vsh-phi</i>
12	Tibú-176	X	X	X	<i>Vsh-phi-ker</i>
13	Tibú-178K	X	X	X	<i>Vsh-phi-ker</i>

14	Tibú-182K	X	X	X	<i>Vsh-phi-ker</i>
15	Tibú-187	X	X	0	<i>Vsh</i>
16	Tibú-2K (Socuvó-1)	X	X	X	<i>Vsh-phi</i>
17	Tibú-34	X	X	0	<i>Vsh</i>
18	Tibú-36	X	X	X	<i>Vsh</i>
19	Tibú-408k	X	X	X	<i>ShaleXpert</i>
20	Tibú-478C	X	X	0	<i>Vsh</i>
21	Tibú-488C	X	X	0	<i>Vsh</i>
22	Tibú-490	X	X	X	<i>ShaleXpert</i>
23	Tibú-87 (Veta)	X	X	0	<i>Vsh</i>
24	Uribante-1	X	X	0	<i>ShaleXpert</i>
X	Información disponible				
0	No disponible				

En la tabla 8 se indica qué formaciones fueron corazonadas y procesadas para cada pozo, de tal manera que se puedan revisar rápidamente los pozos de interés, con base en la formación que se esté evaluando.

Tabla 8. Tabla. Formaciones con corazones escaneados por INGRAIN, cuenca de Catatumbo.

Formaciones Escaneadas - Cuenca de Catatumbo											
#	Pozo	Carbonera	Mirador	Los Cuervos	Barco	Catatumbo Mito Juan Colón	La Luna	Capacho	Aguardiente	Mercedes	Tibú
1	Cerro Gordo-3						X				
2	Guasimales-1								X	X	X
3	Petróleas-224						X	X	X		
4	Río de Oro-14				X	X	X	X	X	X	X
5	Río Zulia-1		X								
6	Río Zulia-2			X							
7	Sardinata Norte-2 (3K)				X		X		X	X	
8	Sardinata-4k				X				X	X	
9	Tasajero-1					X	X	X	X		
10	Tibú-1	X	X	X	X						
11	Tibú-108K							X	X		
12	Tibú-176						X		X		
13	Tibú-178K						X				X
14	Tibú-182K						X		X	X	
15	Tibú-187				X	X					
16	Tibú-2K (Socuvavó-1)	X				X	X		X	X	X
17	Tibú-34				X						
18	Tibú-36				X						
19	Tibú-408k			X	X	X					
20	Tibú-478C	X									
21	Tibú-488C	X									
22	Tibú-490				X						
23	Tibú-87 (Veta)	X	X	X	X						
24	Uribante-1								X		X

La interpretación petrofísica se realizó, como ya se ha mencionado, con la herramienta *ShaleXpert*, diseñada para la evaluación de yacimientos no-convencionales. Para todos los pozos, con registros, se generaron archivos *.las* de las interpretaciones y sus respectivas imágenes. El encabezado de la interpretación petrofísica *ShaleXpert*, cuando tiene un conjunto de registros completos, se presenta como se despliega en la figura 57: en el primer carril (Correlation) se presentan los registros de *Gamma Ray*, *SP* y *Caliper*; en el segundo carril (Depth) se presenta la profundidad (pies) *MD*; en el tercer carril (Resitivity) se presentan los registros de resistividad; en el cuarto carril (Porosity) se presentan los registros de porosidad; en el quinto carril (CoreHD) se presentan los registros de densidad y *PEF*, comparados con los valores de *CoreHD* de INGRAIN; en el sexto carril (Flags) se presentan las marquillas que definen: pozo derrumbado (amarillo) y zonas con potencial de hidrocarburos (rojo); en el séptimo carril (Minerals) se da la estimación de los volúmenes de mineralogía y fluidos, incluyendo kerógeno (materia orgánica); en el octavo carril (Fluids) se da el estimativo del volumen de fluidos; en el noveno carril (Organics) se dan los estimativos de kerógeno, *TOC* y los datos de los análisis *2D SEM*, definidos por INGRAIN; en el décimo carril (Sonic) se presentan los registros sónico y derivados; en el onceavo carril denominado *Moduli*, se presentan los valores estimados del Módulo de Young y la relación de Poisson; en el doceavo carril, llamado *Brittleness* (fragilidad), se presentan los valores de pseudofragilidad; en el treceavo carril, llamado *Core*, se presenta la marquilla del intervalo corazonado, en profundidad.

3.7.5. Formación La Luna (Mejor Prospectividad Para Yacimiento Lutítico)

El mayor potencial como yacimiento lutítico en la cuenca de Catatumbo, lo presenta la Formación La Luna en toda la cuenca. Siendo un yacimiento lutítico el potencial está definido estratigráficamente por el contenido orgánico y fragilidad de la roca (capacidad de fracturamiento de la roca). Las razones por la cual la Formación La Luna tiene un gran potencial son las siguientes:

1. Alto contenido promedio de materia orgánica
2. Madurez termal de la formación en toda la cuenca
3. La fragilidad de la roca es adecuada para la instalación de permeabilidad por medio de fracturamiento hidráulico, con intervalos frágiles considerables.

El pozo Cerro Gordo-3 muestra buenas condiciones tanto de materia orgánica y espesores de intervalos frágiles fracturables; mientras que el pozo Tibú-408K muestra excelentes condiciones de materia orgánica pero los espesores fracturables de roca frágil son limitados. En el pozo Sardinata- 3K, con registros pobres de *SP* y resistividad, se usó el registro de densidad *CoreHD* para calcular fragilidad y kerógeno (materia orgánica). El único pozo que definitivamente no tiene potencial como yacimiento lutítico, en la cuenca, es el pozo Petrólea-224 que se comporta como un yacimiento convencional.

La evaluación *ShaleXpert* del pozo Cerro Gordo-3 se presenta en la figura 58. En esta evaluación se destaca:

1. Los corazones tomados en Formación La Luna corresponden a cuatro intervalos en el carril "Core".
2. Registros de *CoreHD* calibrados con los registros de pozo se muestran en el carril *CoreHD*.
3. Alto contenido de materia orgánica que se evidencia en el carril de la mineralogía por el volumen, en color fucsia. En el carril de "organics" se despliegan los datos medidos por INGRAIN en *2D SEM*, como puntos rojos, y se compara la curva de kerógeno. Posiblemente hay que ajustar la profundidad de los corazones al registro.
4. La fragilidad en esta formación es buena (rojo) con 3 potenciales intervalos fracturables, separados por los intervalos dúctiles (verde).
5. Los espesores de los intervalos facturables son considerables.
6. En el carril de minerales se calibra con los datos de INGRAIN (en puntos anaranjados se muestra la cantidad de ilita).
7. Cerro Gordo-3 produjo gas pero en cantidades no comerciales durante las pruebas de producción de yacimiento fracturado. Fracturamiento hidráulico masivo puede conectar mucho más yacimiento.

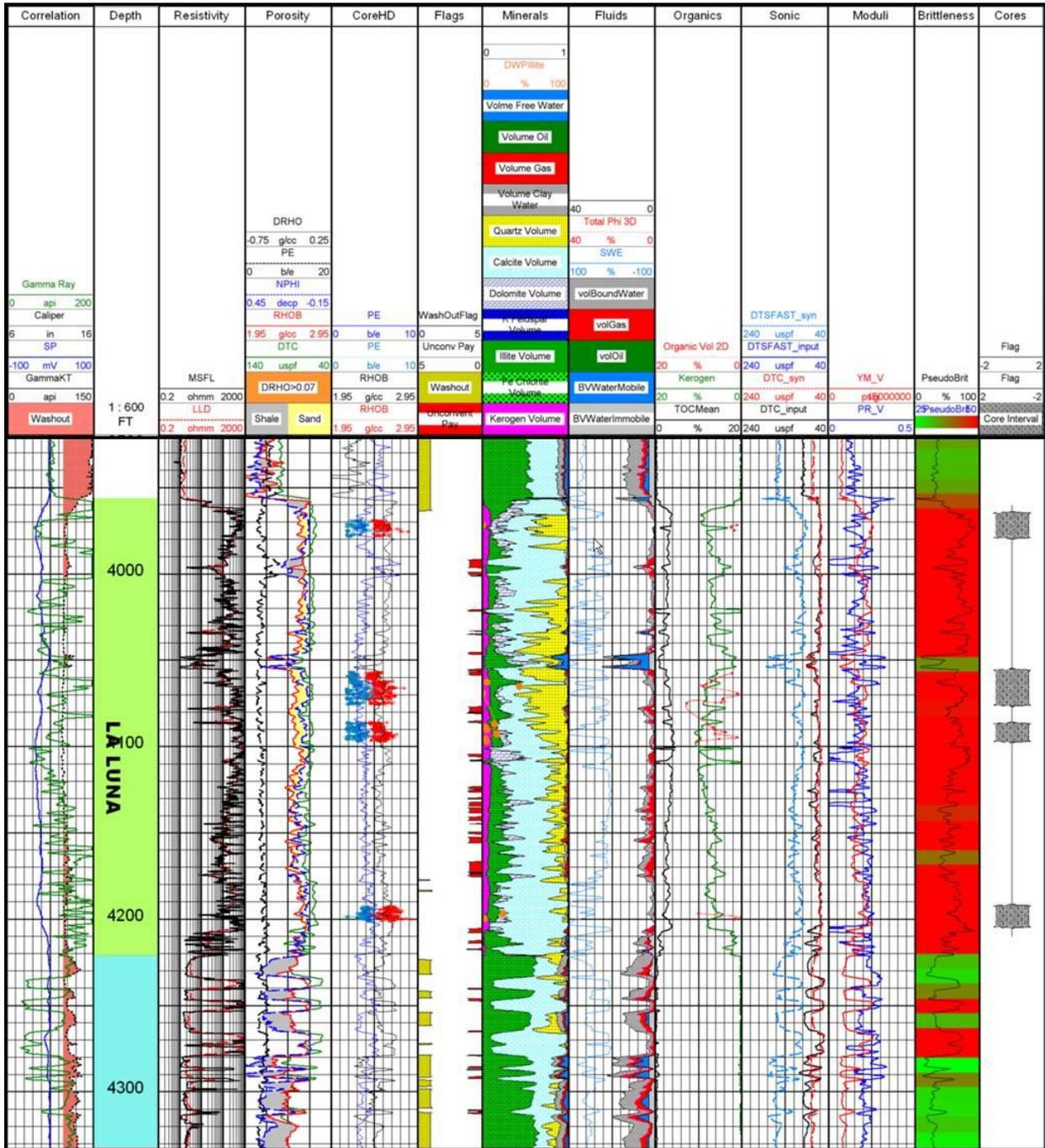


Figura 58. Interpretación shaleexpert, Formación La Luna, pozo Cerro Gordo-3, cuenca Catatumbo.

El pozo Tibú-408K tiene registros de pozo completos a lo largo de la Formación la Luna, pero no tiene corazones para calibrar la interpretación (figura 59). Es importante notar que el

espesor de la Formación La Luna es relativamente delgado en la cuenca, y está por debajo de los 200 pies, pero tiene un gran contenido de materia orgánica que se muestra en dos carriles: “Organics y Minerals”. En esta interpretación de la materia orgánica (Kerógeno), no está calibrada por datos de INGRAIN y muestra valores promedios más altos que los valores medidos calibrados en otros pozos en el área de Tibú, que se describen más abajo. Es importante anotar que la Formación La Luna es más arcillosa en esta área y que para poder evaluar la arcillosidad se necesita un buen conjunto de registros, que incluya densidad.

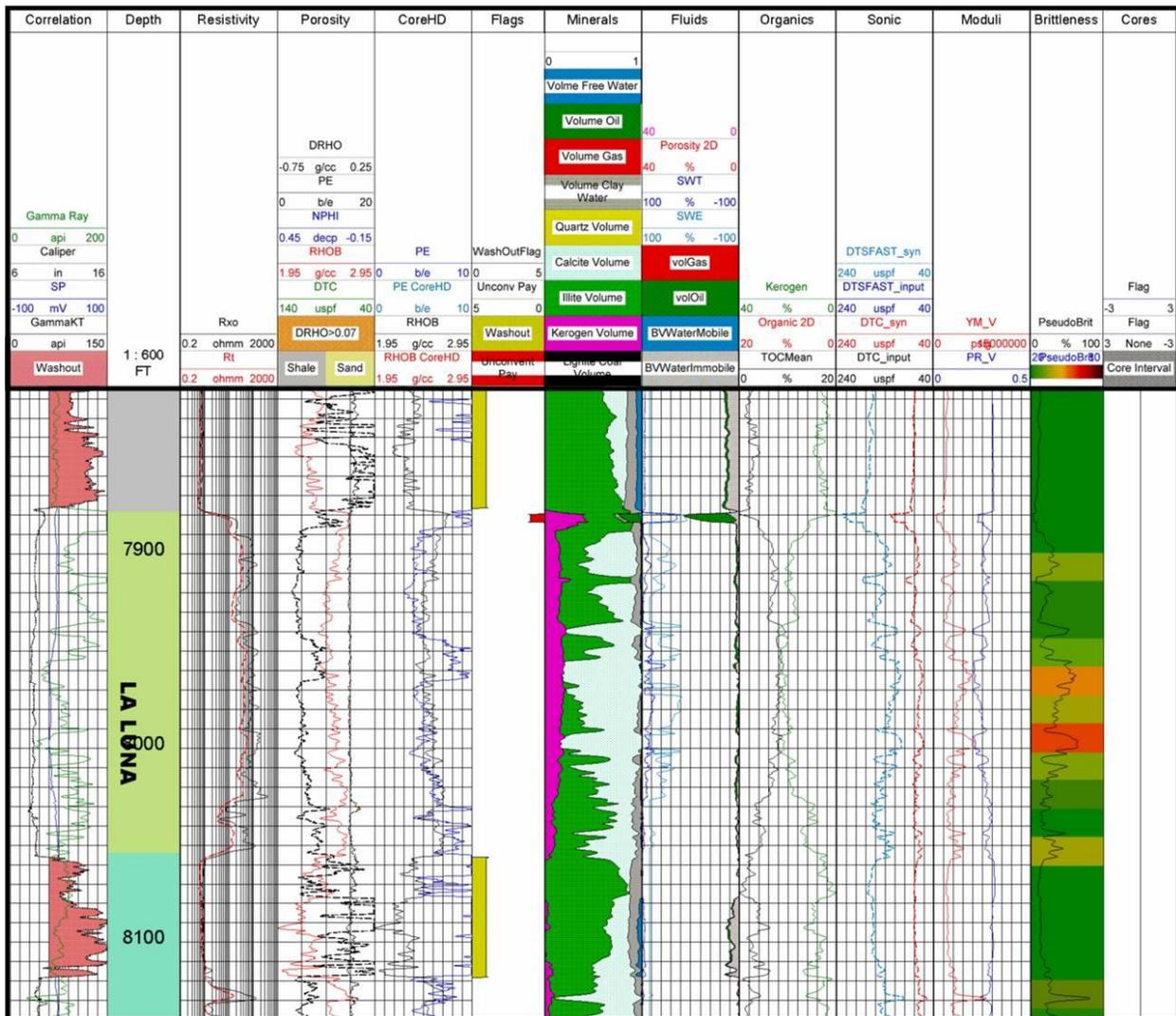


Figura 59. Interpretación shalexpert, Formación La Luna, pozo Tibú-408K, cuenca Catatumbo.

El pozo Petrólea-224 tiene un buen conjunto de registros, menos el sónico, para la Formación La Luna. Una interpretación avanzada *shaleXpert* fue realizada, sin el cálculo de fragilidad

(brittleness) (figura 60). En este pozo se destaca que la Formación La Luna está alrededor de 500 pies de profundidad y no tiene una buena presión de sobrecarga; el yacimiento produjo hidrocarburo convencional con acuífero. Se interpreta que, con el levantamiento y pérdida de la presión de sobrecarga, la roca se fracturó, y agua se percoló, permitiendo la biodegradación de la materia orgánica. El contenido de materia orgánica de este pozo está por debajo del promedio para la cuenca, con valores entre el 3 al 5%, en volumen.

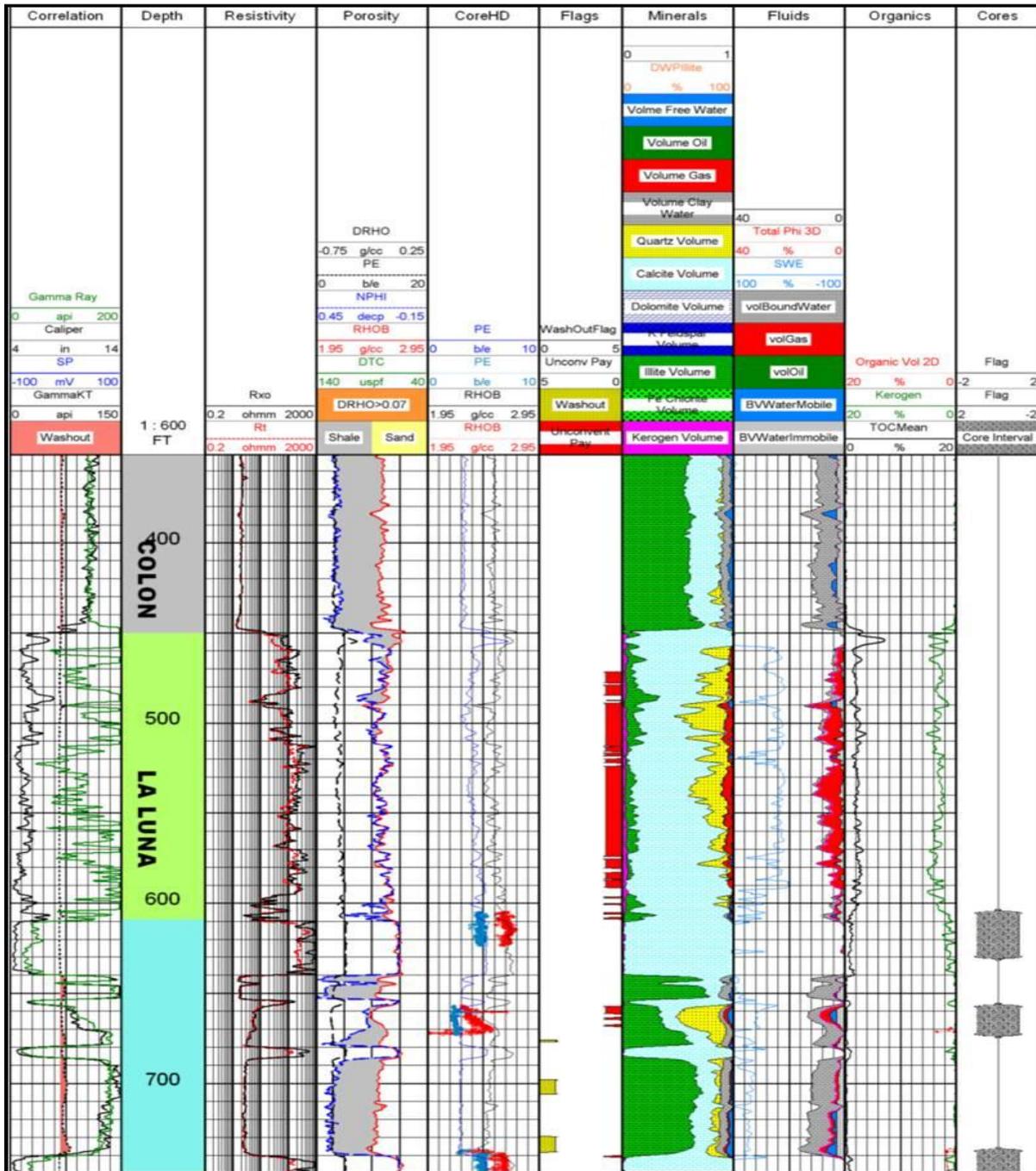


Figura 60. Interpretación shalexpert, Formación La Luna, pozo Petrólea-224, cuenca Catatumbo.

En el área de Tibú, muchos pozos tienen registros muy básicos para el cálculo de mineralogía. El pozo Tibú-176 tiene la mayoría de la formación corazonada y se tienen los registros de densidad *HD* y *PEF* como se muestra en la figura 61. En este pozo el volumen de materia

orgánica (kerógeno) está calibrada con datos medidos por INGRAIN y los valores están alrededor del 10% por volumen. Los valores de porosidad dados por 2D SEM son bajos comparados con los valores obtenidos a partir de la evaluación petrofísica convencional, con base en el registro neutrón.

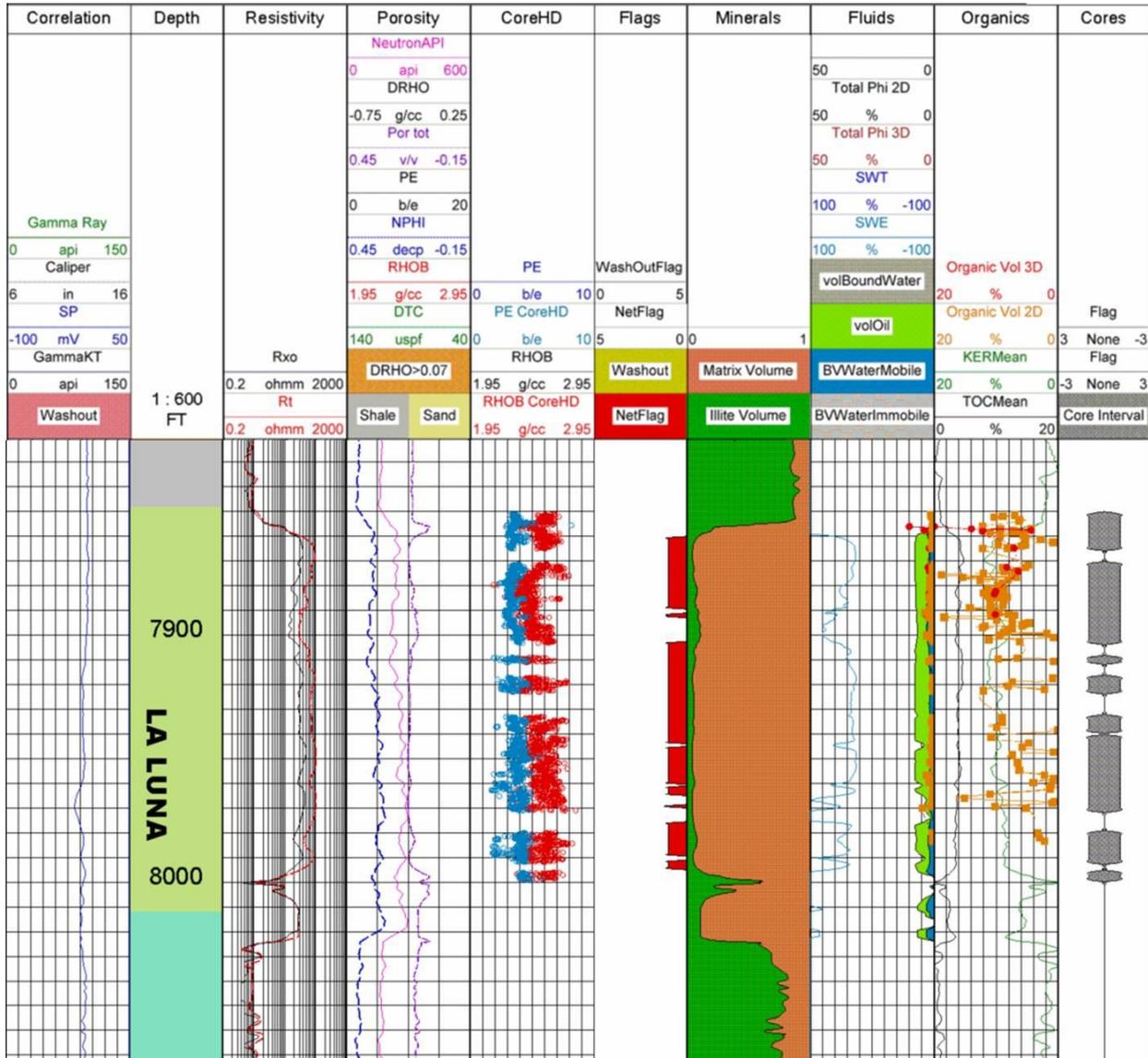


Figura 61. Interpretación petrofísica Vsh-phi-ker., con datos de INGRAIN, Formación La Luna, pozo Tibú-176, cuenca Catatumbo.

En el campo Sardinata, el pozo Sardinata Norte-2, lo mismo que Sardinata-3K, en el cual sólo existen registros básicos de SP y resistividad, se usaron los registros de densidad y PEF, calculados de CoreHD para la evaluación petrofísica, para la parte de la formación con un

corazonamiento continuo de la Formación La Luna (figura 62). Con base en estos registros se obtiene una definición más detallada de la mineralogía, limitando el intervalo prospectivo de la formación a los niveles más calcáreos. A partir de la litología se calculó la fragilidad de la formación, que se muestra en el carril de *brittleness*. Es importante notar que en las evaluaciones basadas en sólo *SP*, resistividad y neutrón, los intervalos prospectivos tienden a ser más optimistas, dado la baja resolución mineralógica, como se ve en la figura anterior del pozo Tibú-176, o en el pozo Río de Oro-14 (figura 63). En todo el intervalo escaneado el resultado del contenido orgánico estimado por registros y calibrado de la formación está por encima de 4% de volumen, llegando hasta un 10%. Las mediciones puntuales de INGRAIN se muestran como puntos rojos en el carril de “Organics”. La porosidad 3D de INGRAIN está anotada como puntos rojos en el carril de fluidos.

En el norte de la cuenca Catatumbo, en el pozo Río de Oro-14 también se evaluó la Formación La Luna, donde sólo se corazonó una sección aproximada de 30 pies (figura 63). La baja resolución de los registros disponibles indica un buen potencial para yacimientos lutíticos. Es importante anotar la baja resolución de la mineralogía basándose en los registros disponibles. La materia orgánica medida por INGRAIN en este intervalo llega hasta un 12% de volumen.

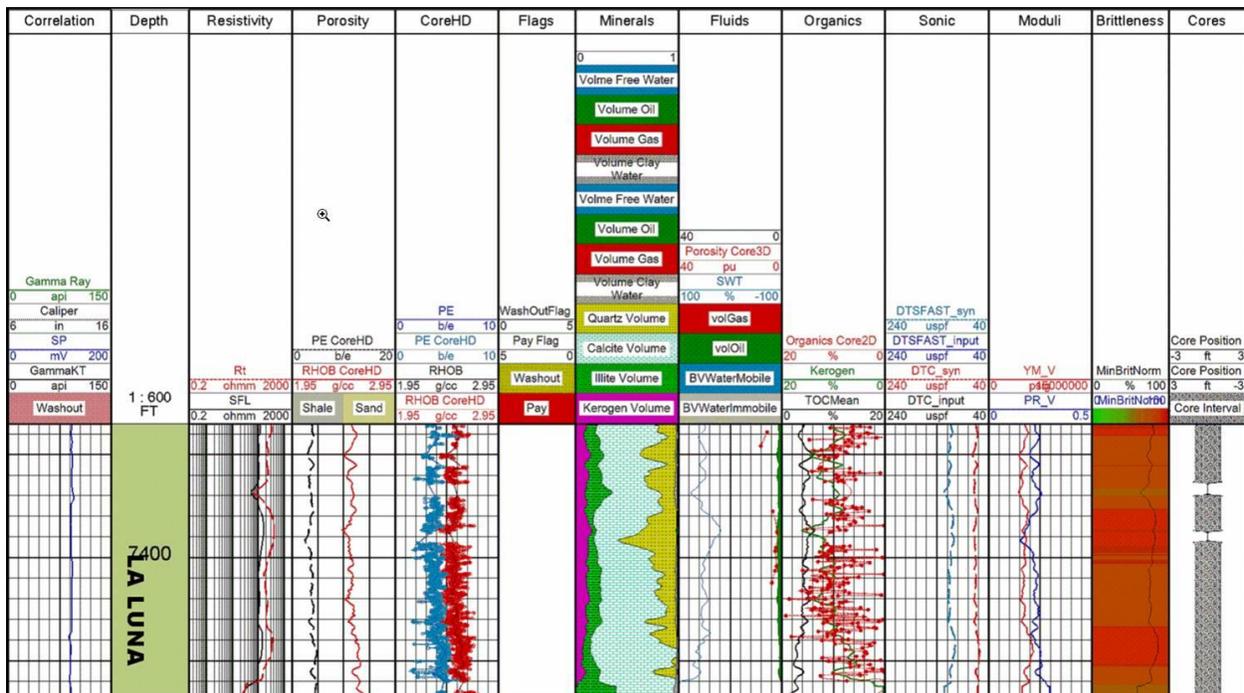


Figura 62. Interpretación petrofísica *Vsh-phi-ker.*, con datos de INGRAIN, Formación La Luna, pozo Sardinata Norte-2, cuenca Catatumbo.

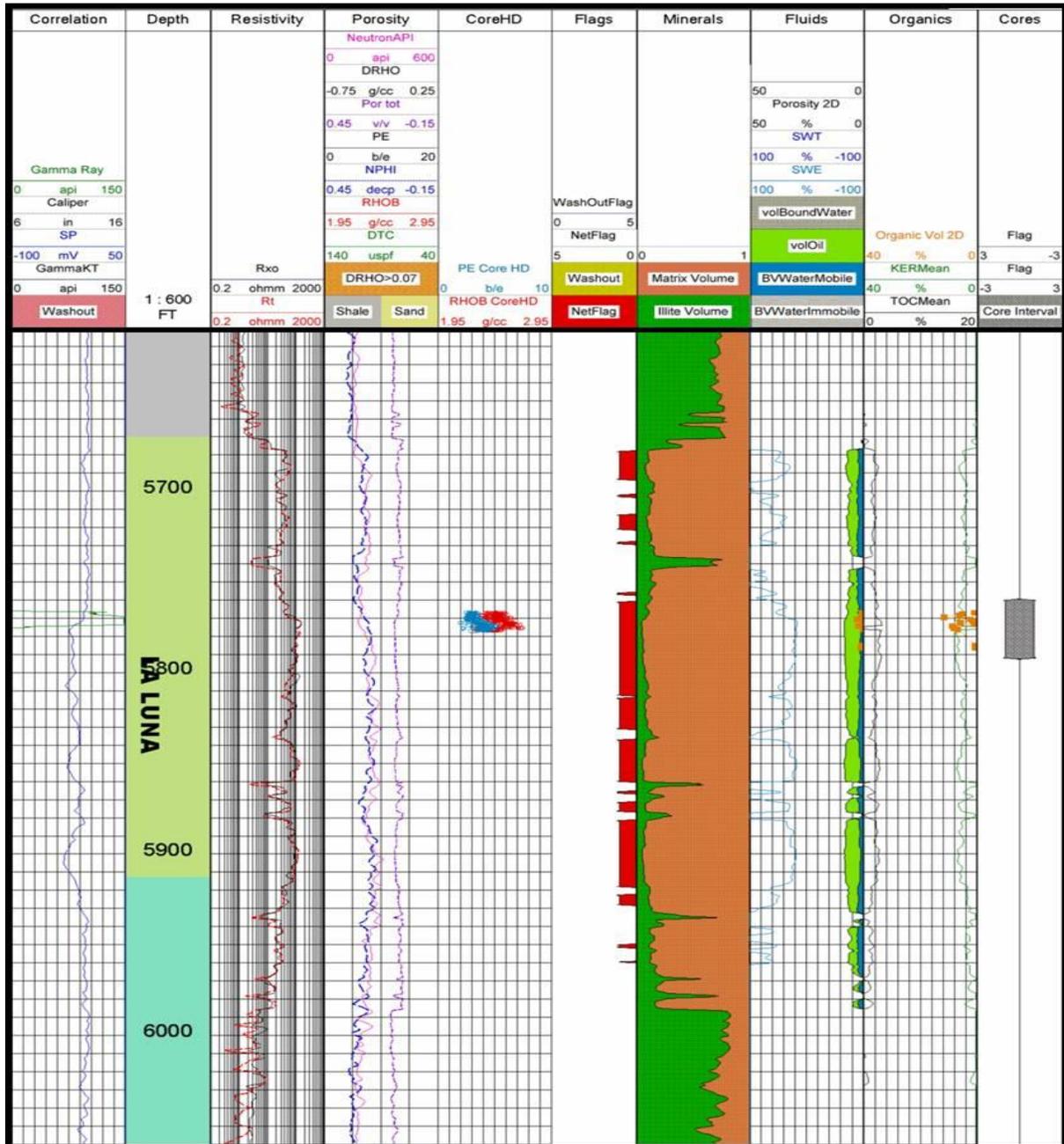


Figura 63. Interpretación petrofísica Vsh-phi-ker., con datos de INGRAIN, Formación La Luna, pozo Río de Oro-14, cuenca Catatumbo.

En la sección de correlación, al tope de la Formación La Luna, que incluye los pozos Río de Oro-14, Tibú-176 y Cerro Gordo-3, se muestra que los ciclos de deposición de materia orgánica a lo largo de la cuenca son consistentes (figura 64). Estas tendencias se basan en el balance

de la generación, dilución y destrucción de la materia orgánica por biodegradación (Bohacs et al., 2005; Passey et al., 2010).

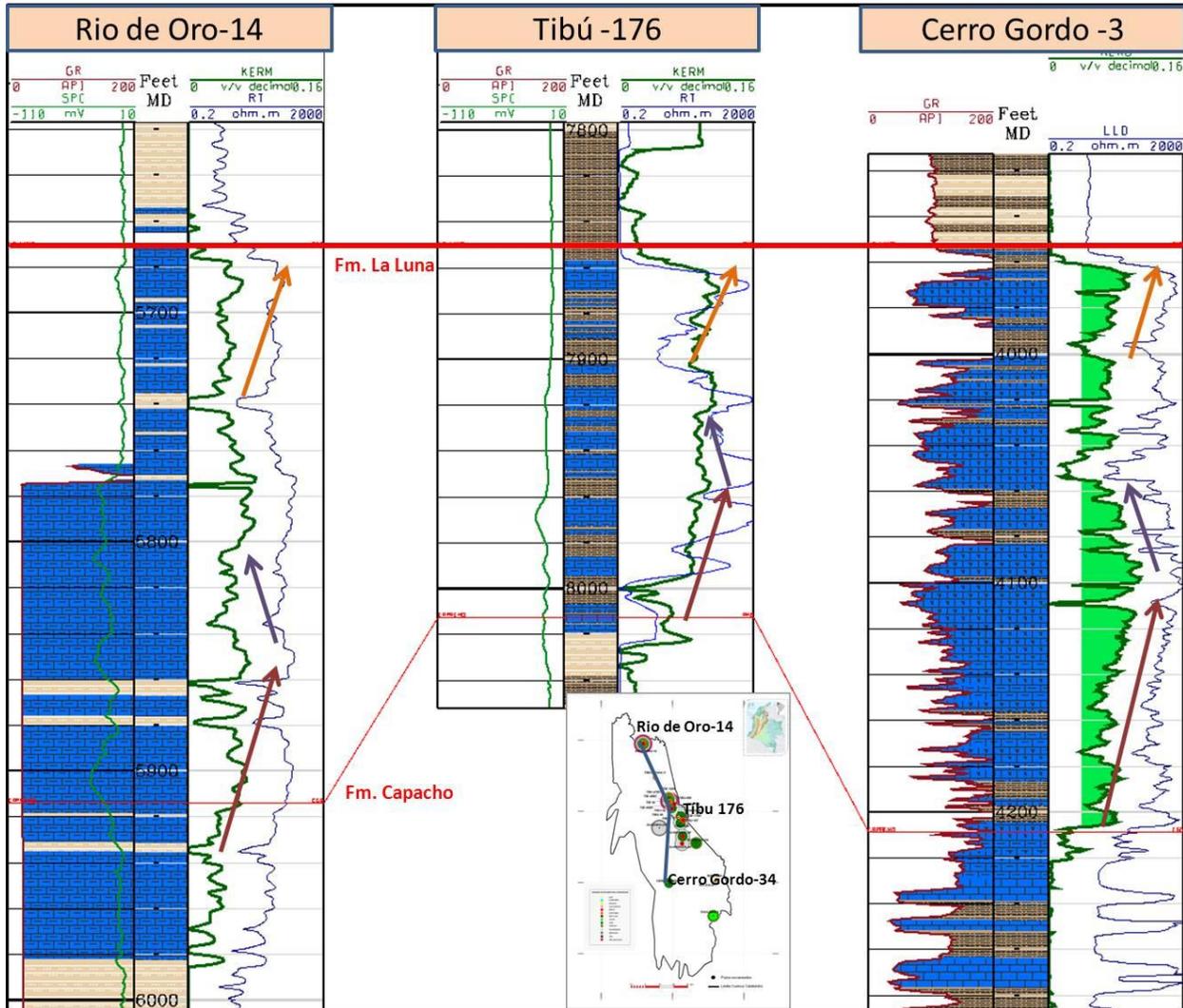


Figura 64. Correlación de intervalos orgánicos en los pozos Río de Oro-14, Tibú 176 y Cerro Gordo -3, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.

Los contenidos de materia orgánica para estos pozos fueron calibrados con los datos medidos por INGRAIN. Es importante notar que el pozo con mayor contenido orgánico en la Formación La Luna es el pozo Tibú-176, pero que a la vez es el pozo con el menor espesor. Se interpreta, con base en los espesores, que los otros pozos fueron más afectados por dilución. Se debe tener en cuenta que el pozo Cerro Gordo-3 puede tener un contenido de materia orgánica más bajo, debido a la transformación del kerógeno en hidrocarburo, teniendo en cuenta la madurez de la formación en esta localidad, que alcanzó ventana de gas seco.

Tres de los elementos dados (Al, Si, Ca) en el reporte de XRF (X-Ray-Fluorescence) y la materia orgánica del 2D SEM en los reportes de INGRAIN se despliegan en la Tablas X4 Formaciones con corazones escaneados por INGRAIN, cuenca de Catatumbo figura 65. Es importante notar que la profundidad del corazón puede ser ajustada a los registros basándose en las tendencias de la materia orgánica, calculada de los registros y resultados de análisis del corazón. La curva de la materia orgánica está sombreada, cuando los valores están por encima del 4% del volumen de la roca. En este gráfico se puede observar que existe una posible correlación que muestra que la zona con mayor contenido orgánico es la zona con mayor contenido del elemento aluminio. El porcentaje de estos elementos puede ayudar a analizar y calibrar en más detalle el sistema de deposición. Estos resultados pueden ser integrados regionalmente a un estudio de secuencias para la predicción de ambiente de deposición, contenido y calidad de materia orgánica. En estudios de Estratigrafía de Secuencias, por Bohacs (1990), se muestra que la calidad del kerógeno está relacionada con el contenido de aluminio, como se evidencia en la Formación Monterrey, en California, Estados Unidos.

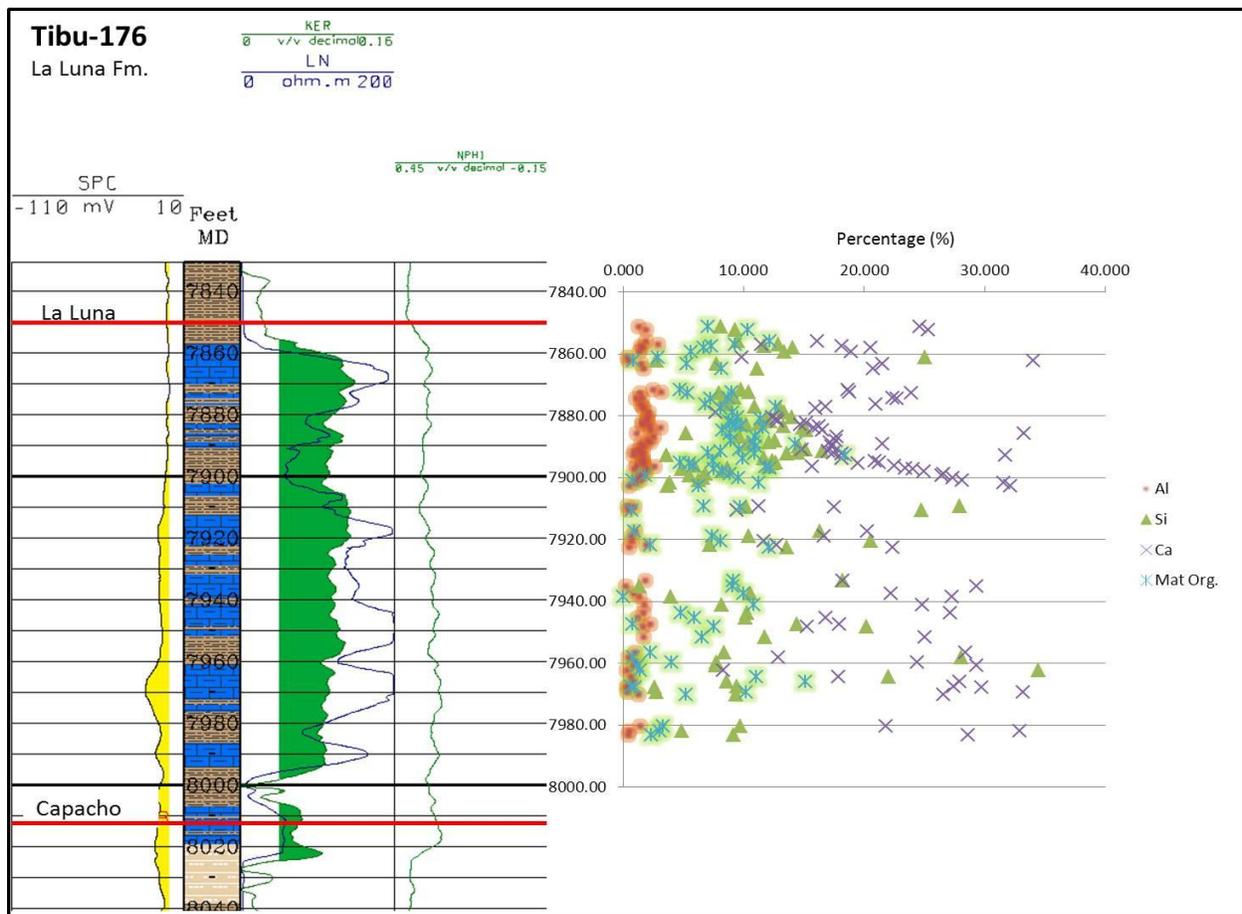


Figura 65. Ilustración de las tendencias de los elementos y materia orgánica en el pozo Tibú-176, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.

3.7.6. Formación Capacho (Pobre Prospectividad)

La Formación Capacho es de poco interés para yacimientos no convencionales. El espesor está por encima de los 800 pies, pero es muy arcillosa como se ve en el carril de mineralogía (figura 66) del pozo Cerro Gordo-3. En la Formación Cogollo existen tres intervalos que tienden a ser menos arcillosos que son: el tope, la base y una zona en la parte media de la formación, que se distinguen en el carril de *brittleness* como intervalos rojos. La zona con el mayor contenido orgánico es la base de la formación (Carril Organics). El pozo en esta formación tiene mucho derrumbe, que trae incertidumbre a la evaluación.

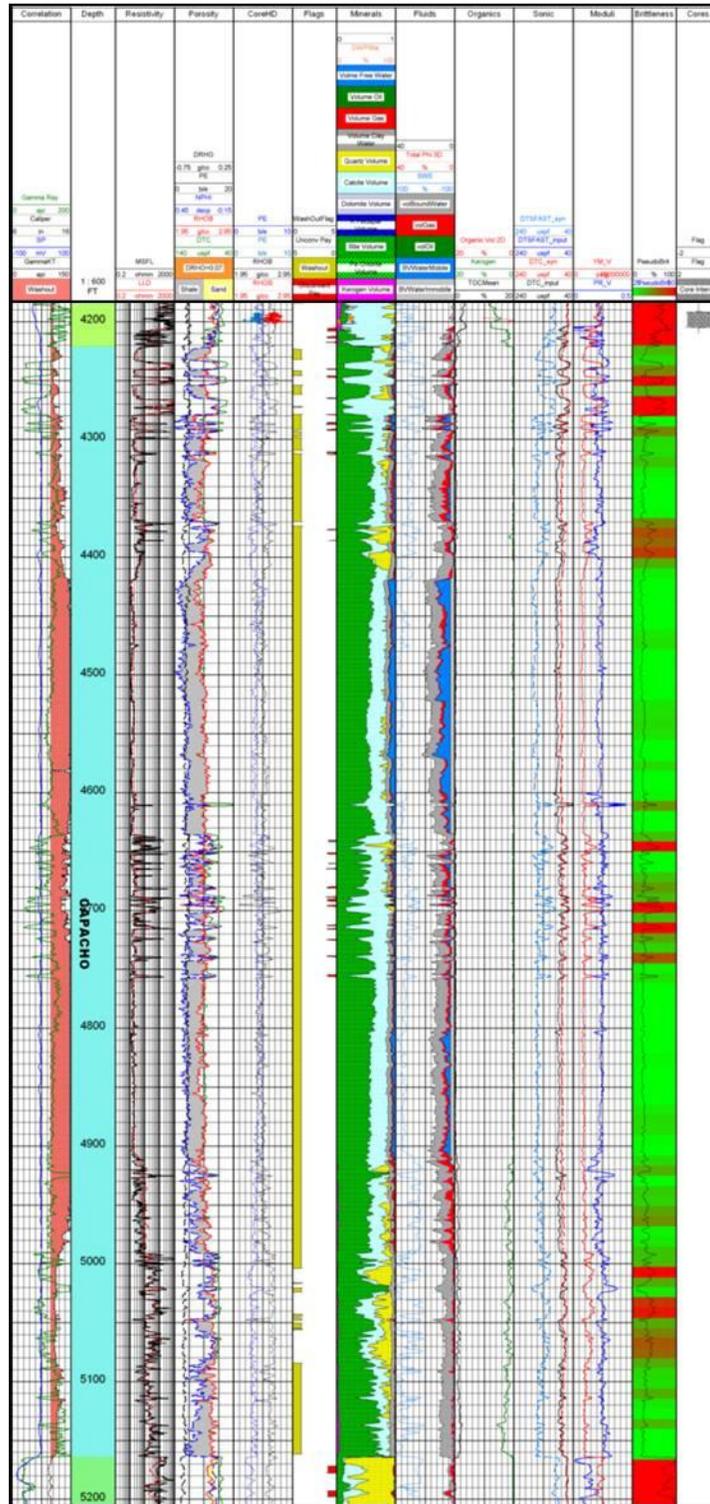


Figura 66. ShaleXpert, Formación Capacho, pozo Cerro Gordo-3, cuenca Catatumbo.

3.7.7. Formación Aguardiente (Yacimiento Apretado)

La Formación Aguardiente se caracteriza por ser una sección siliciclástica. Las areniscas pueden ser calcáreas. La porosidad en la formación es limitada y han permitido fluir hidrocarburos sólo cuando éstas están naturalmente fracturadas. Las arcillolitas en medio de las areniscas pueden tener un buen contenido de materia orgánica, pero la distribución es limitada a pequeños intervalos. El patrón de distribución indica un medio ambiente hemipelágico como describe Bohacs (1990). Las areniscas son frágiles a muy frágiles, pero no contienen materia orgánica para ayudar en el almacenamiento de hidrocarburos, y por lo tanto este yacimiento se clasifica como un yacimiento apretado. La materia orgánica está en las arcillolitas o lutitas dúctiles (fucsia). Para evaluar el potencial de los yacimientos apretados se necesita realizar una evaluación integrada del comportamiento de la producción. Si no existe agua asociada con la producción de hidrocarburos en estas formaciones, el potencial de estos yacimientos no convencionales es bueno. La parte basal de la formación contiene intervalos con mejores porosidades y con fracturamiento hidráulico pueden ser productores.

En la interpretación *shalexpert* del pozo Uribante-1, sólo se tiene un corazón de menos de 20 pies en la arenisca más apretada de la Formación Aguardiente (figura 67). En las arcillolitas el hueco tiene derrumbes y por lo tanto los registros e interpretaciones no son muy confiables donde aparece la marquilla de *washout* (erosión, abrasión por lavado) en el carril de “flag”. En el intervalo 8130 a 8170 pies, la interpretación indica presencia de hidrocarburos, como lo corrobora la producción histórica de la formación. El comportamiento de los registros indica que el yacimiento es fracturado. La fragilidad de este intervalo es menor que el intervalo muy apretado representado por el color negro en el carril de *brittleness*, debajo de esta arenisca.

De posible interés a evaluar son los intervalos entre 8400 y 8500 pies que muestran saturaciones potenciales de hidrocarburos con algo de porosidad. Es importante notar que las areniscas más frágiles, son las más apretadas y por lo tanto con el menor volumen de hidrocarburo. Más prospectivas son los intervalos con fragilidades medias.

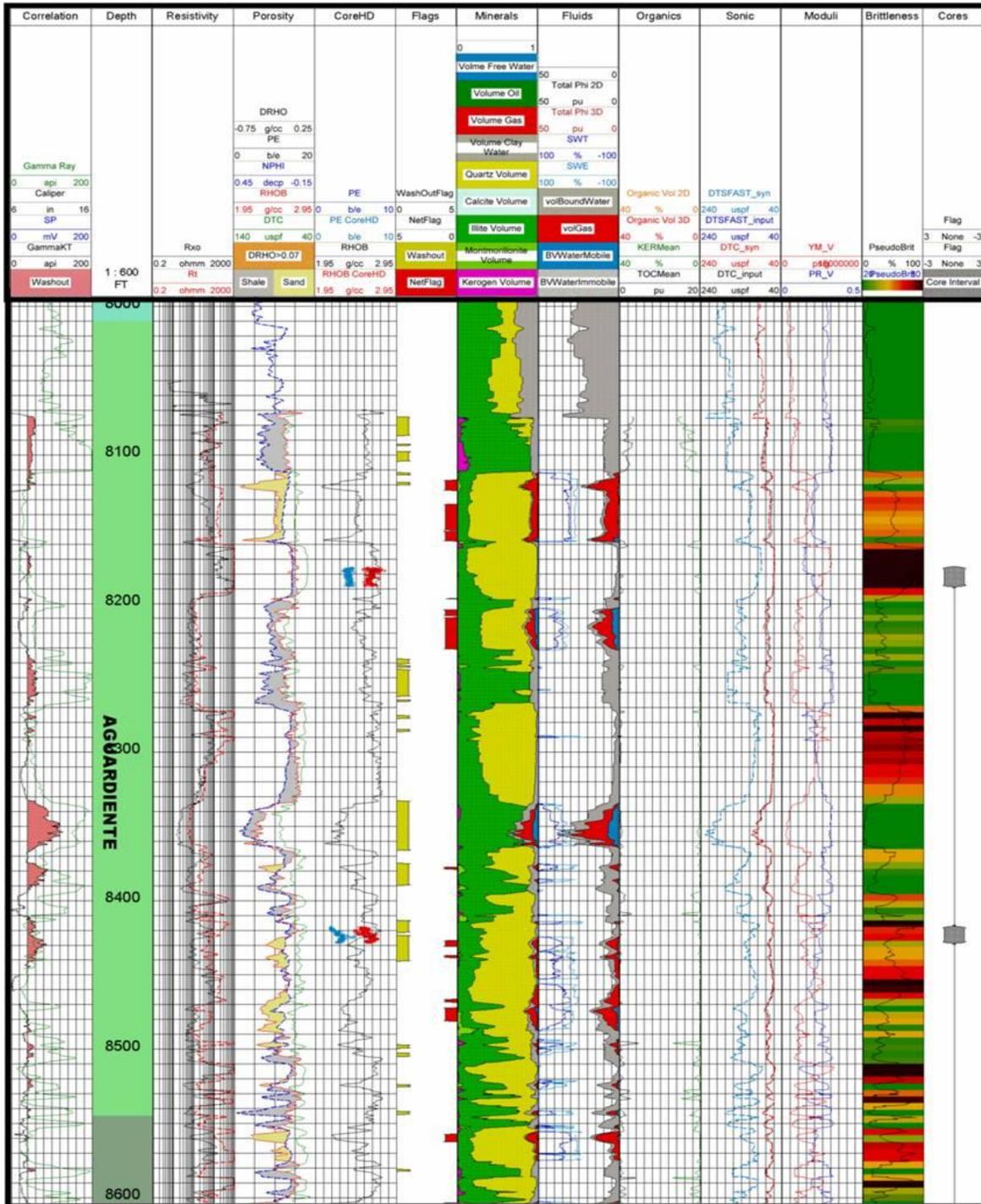


Figura 67. ShaleXpert, Formación Aguardiente, pozo Uribante-1, cuenca Catatumbo.

En el pozo Sardinata Norte-2 o 3K, que tiene sólo registros básicos de SP y resistividad, se realizó la interpretación con los registros de densidad y PEF (CoreHD), obtenidos de los

núcleos por INGRAIN (figura 68). Las marquillas, en el carril de *flags*, indican intervalos potencialmente prospectivos. Se tienen varias muestras de 2D SEM de INGRAIN que indican el patrón de distribución de la materia orgánica en la Formación Aguardiente, que se puede correlacionar con un ambiente hemipelágico.

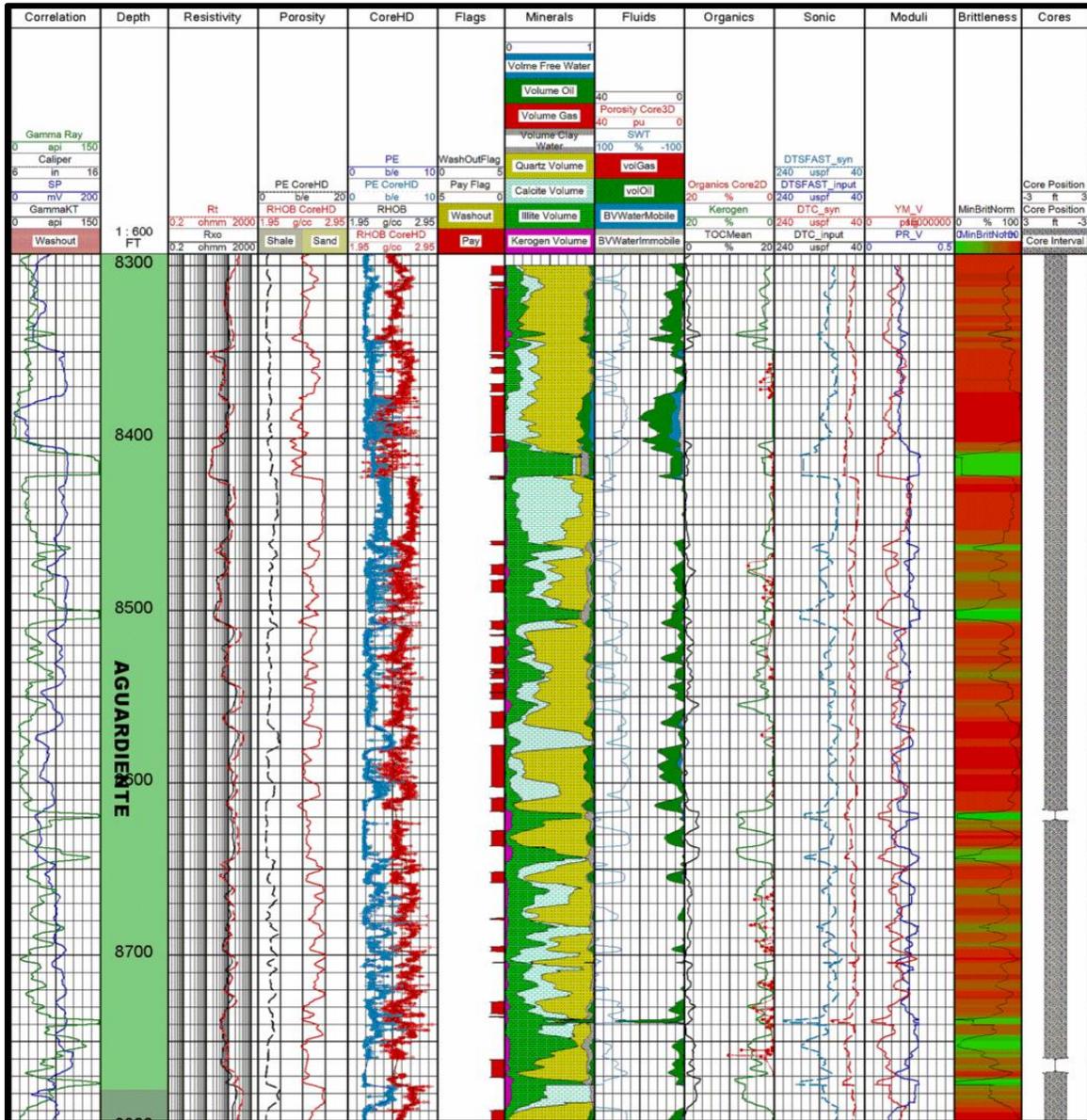


Figura 68. Interpretación shaleexpert usando datos de CoreHD, Formación Aguardiente, pozo Sardinata Norte-2 (3K), cuenca Catatumbo.

El pozo Río de Oro -14, con sólo registros básicos de *SP*, *GR*, resistividad y neutrón, localizado en la parte más norte de la cuenca, sugieren que la parte basal de la formación tiene un mejor

potencial como roca almacenadora y saturaciones (figura 69). Con base en las descripciones litológicas esta área es la más calcárea de la formación.

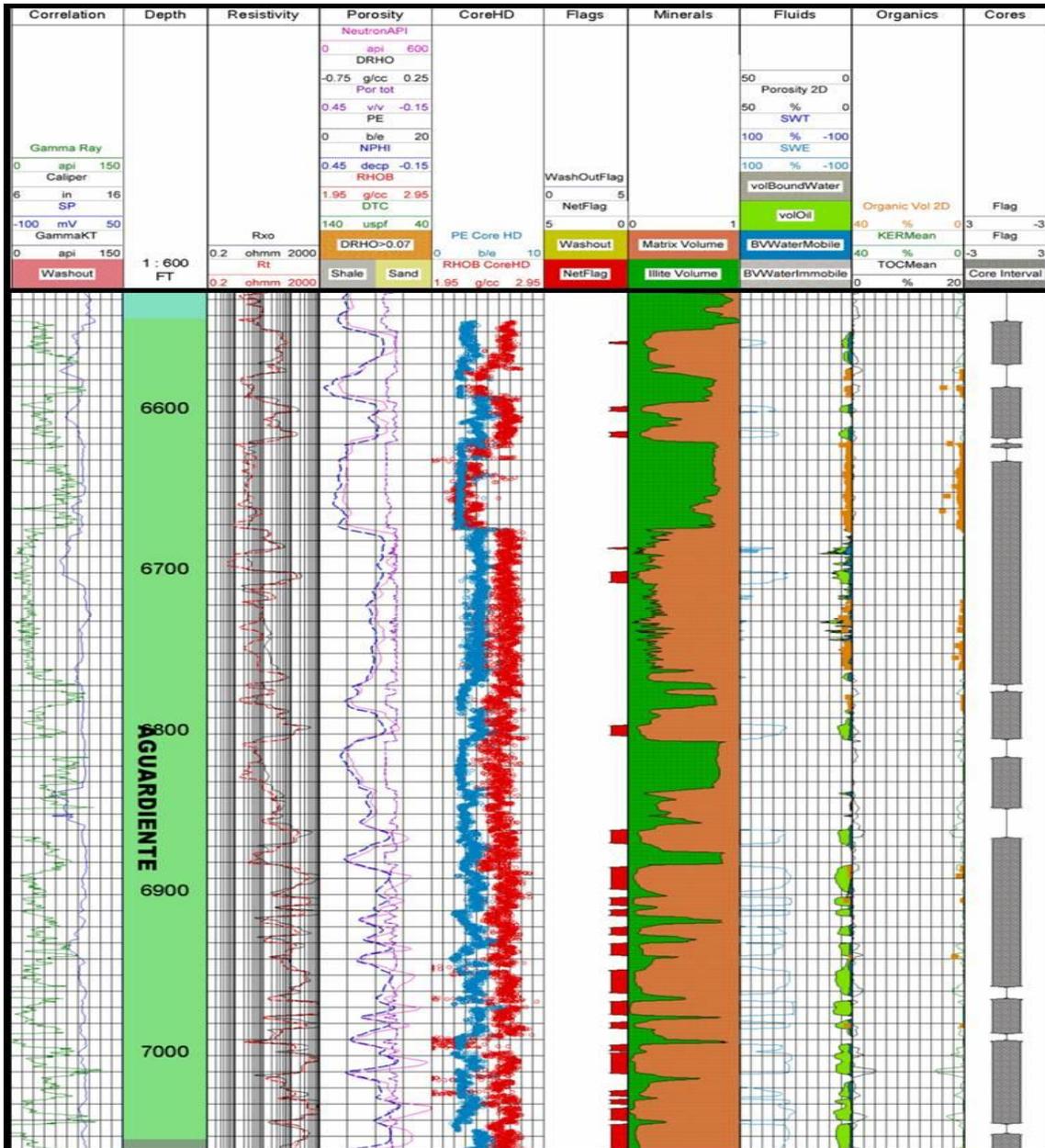


Figura 69. Interpretación Vsh-phi-ker., Formación Aguardiente, pozo Río de Oro-14, cuenca Catatumbo.

3.7.8. Formación Mercedes (¿Yacimiento Apretado?)

La Formación Mercedes vuelve a ser más calcárea, con algo de materia orgánica estimada, por *Delta Log R* en los intervalos más arcillosos. Existe poca información sobre la distribución de la materia orgánica pero se puede inferir que tiene un patrón de deposición similar a la Formación Aguardiente (hemipelágico). No existe evidencia de que el contenido orgánico esté en la roca frágil y por tal se considera como un yacimiento apretado de baja porosidad y permeabilidad. El intervalo con el mayor contenido de materia orgánica es el basal, en la mayoría de los pozos.

El pozo Cerro Gordo-3, localizado al sur de la cuenca, se utiliza como ejemplo de evaluación *shalexpert* para esta formación (figura 71). La mineralogía de la formación, al tope, es mixta, entre caliza y cuarzo, con intervalos de arcillolitas. El contenido orgánico de la formación se encuentra en la base y el tope de la formación. El intervalo de la formación con mayor prospectividad, por la existencia de porosidad y saturación, está entre 5750 y 5850 pies. El mismo patrón se observa en la evaluación *shalexpert* del pozo Tibú-498K.

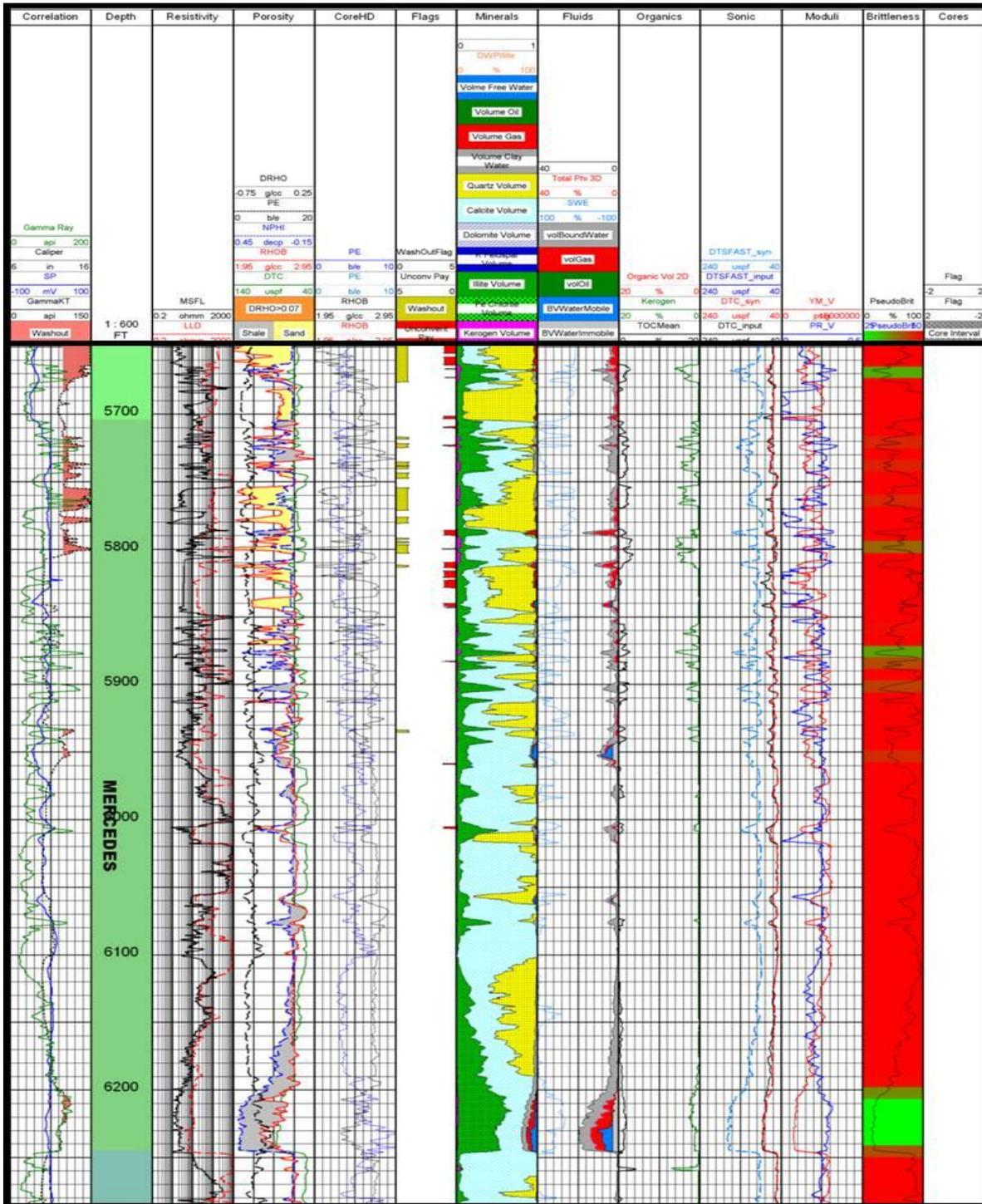


Figura 71. ShaleXpert, Formación Mercedes, pozo Cerro Gordo-3.cuenca Catatumbo.

En el pozo Sardinata Norte-2 (3K), la parte superior de la Formación Mercedes fue corazonada casi continuamente. Este pozo sólo tiene registros originales básicos de *GR*, *SP* y resistividad. De los datos *coreHD*, generados por INGRAIN, se generó un registro de porosidad y *PEF*. Con base en estos resultados se estimó la mineralogía, porosidad y fragilidad para el intervalo corazonado (figura 72). Los resultados, basados en estos datos, muestran buena prospectividad en la Formación Mercedes. El intervalo de mayor interés está entre 8850 a 8900 pies. Es de anotar que no existen muchos datos de materia orgánica para calibrar el modelo de kerógeno en este pozo.

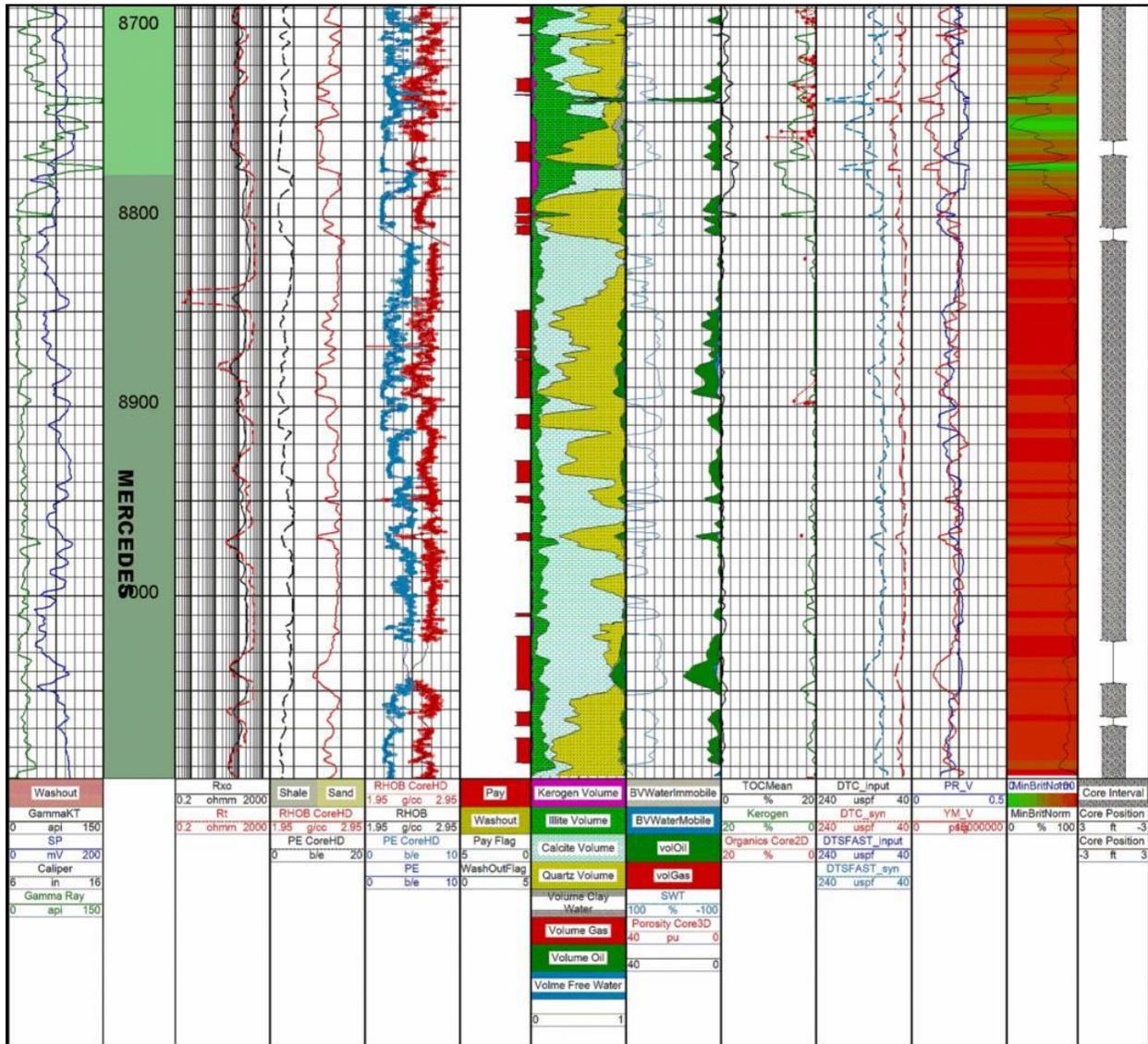


Figura 72. ShaleXpert con registros de densidad y PEF sacados de CoreHD, Formación Mercedes, pozo Sardinata Norte-2, cuenca Catatumbo.

En la parte norte de la cuenca, en el pozo Río de Oro-14 la Formación Mercedes (figura 73) fue corazonada casi en su totalidad. El registro de porosidad en este pozo es el neutrón. Los valores de % de materia orgánica obtenidos por INGRAIN fueron extraídos para los intervalos más arcillosos. En estos intervalos los valores varían entre menos de 1 a 8%, pero con valores promedios bajos en materia orgánica. No se sabe si existe materia orgánica en los intervalos menos arcillosos ya que no se tienen mediciones en estos intervalos. Este pozo, con la evaluación disponible, tiene un potencial como yacimiento apretado, en la mayoría del pozo. Se recomienda usar información de *CoreHD* en la evaluación final de este pozo para reducir incertidumbres.

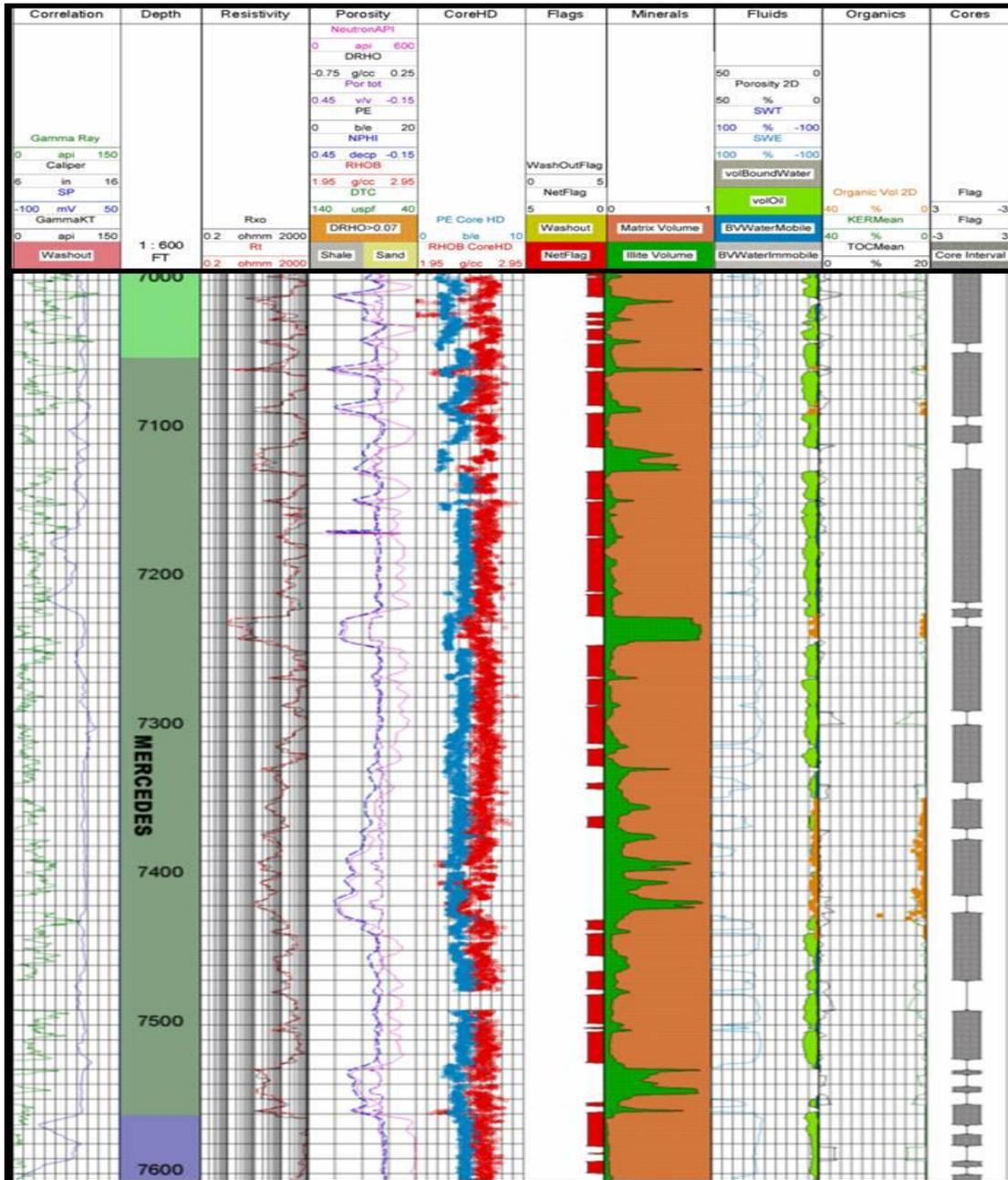


Figura 73. Evaluación petrofísica Vsh-phi-ker., Formación Mercedes, pozo Río de Oro-14, cuenca Catatumbo.

Basado en los datos de *CoreHD* se generó un registro de densidad y *PEF* para poder realizar una evaluación *ShaleXpert* para la formación Mercedes en el pozo Río De Oro -14 (figura 74). Es importante notar que la calidad de la información mejora y por lo tanto se discriminan mejor las zonas prospectivas.

núcleos. A su vez, esta es la formación más madura en la cuenca, por ser la más profunda. Con base en la información existente se puede asumir que en el área de Tibú el yacimiento puede ser lutítico, y hacia el pozo Cerro Gordo-3 el yacimiento es apretado. La información para esta formación es bastante limitada.

La evaluación *shalexpert* de la formación Tibú en el pozo Tibú-408K muestra un contenido orgánico relativamente bueno, con mejor desarrollo hacia la base (figura 75). Como en la Formación La Luna, en esta área se tiene el espesor más delgado de la formación, y así mismo esta es el área con mayor cantidad de arcilla. El sistema de porosidad no está bien definido y las calizas parecen ser muy apretadas. Los intervalos más frágiles son los que tienen menor cantidad de materia orgánica.

La evaluación *shalexpert* del pozo Cerro Gordo-3 muestra una formación mucho más calcárea que en el área de Tibú (figura 76). De la misma manera el contenido orgánico es mucho menor, infiriendo el potencial sólo de yacimiento apretado en este pozo. No se identifica un área donde haya porosidad mayor al 3 %, como un almacenador.

En el área de Río de Oro-14, los espesores de la Formación Tibú son los mayores en la cuenca, pero la información de registros es limitada a una interpretación Vsh-phi-ker., basada sólo en un registro de porosidad neutrón, y no existen reportes de materia orgánica en la formación (figura 77).

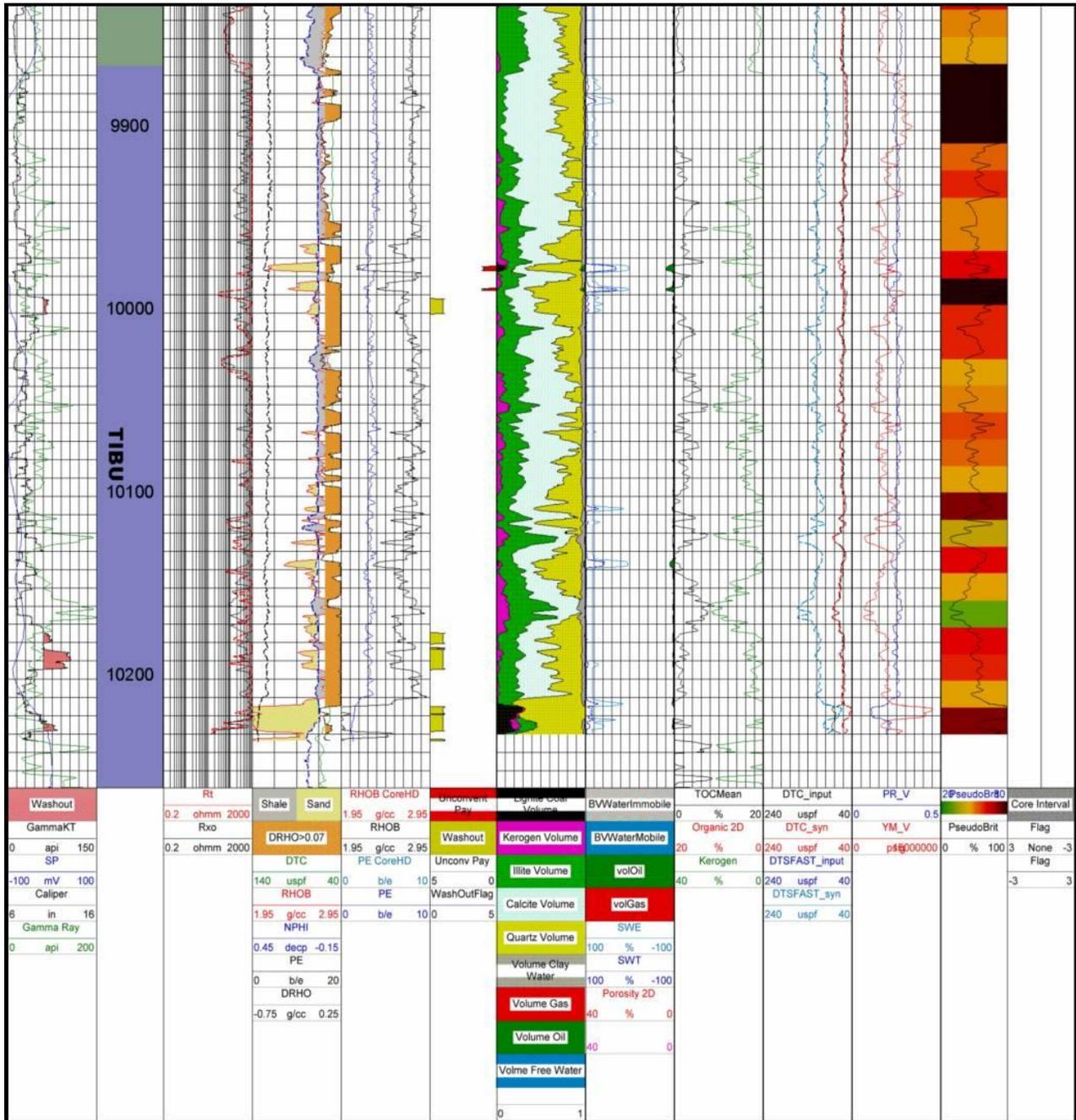


Figura 75. Evaluación petrofísica shalexpert, Formación Tibú, pozo Tibú-408K, cuenca Catatumbo.

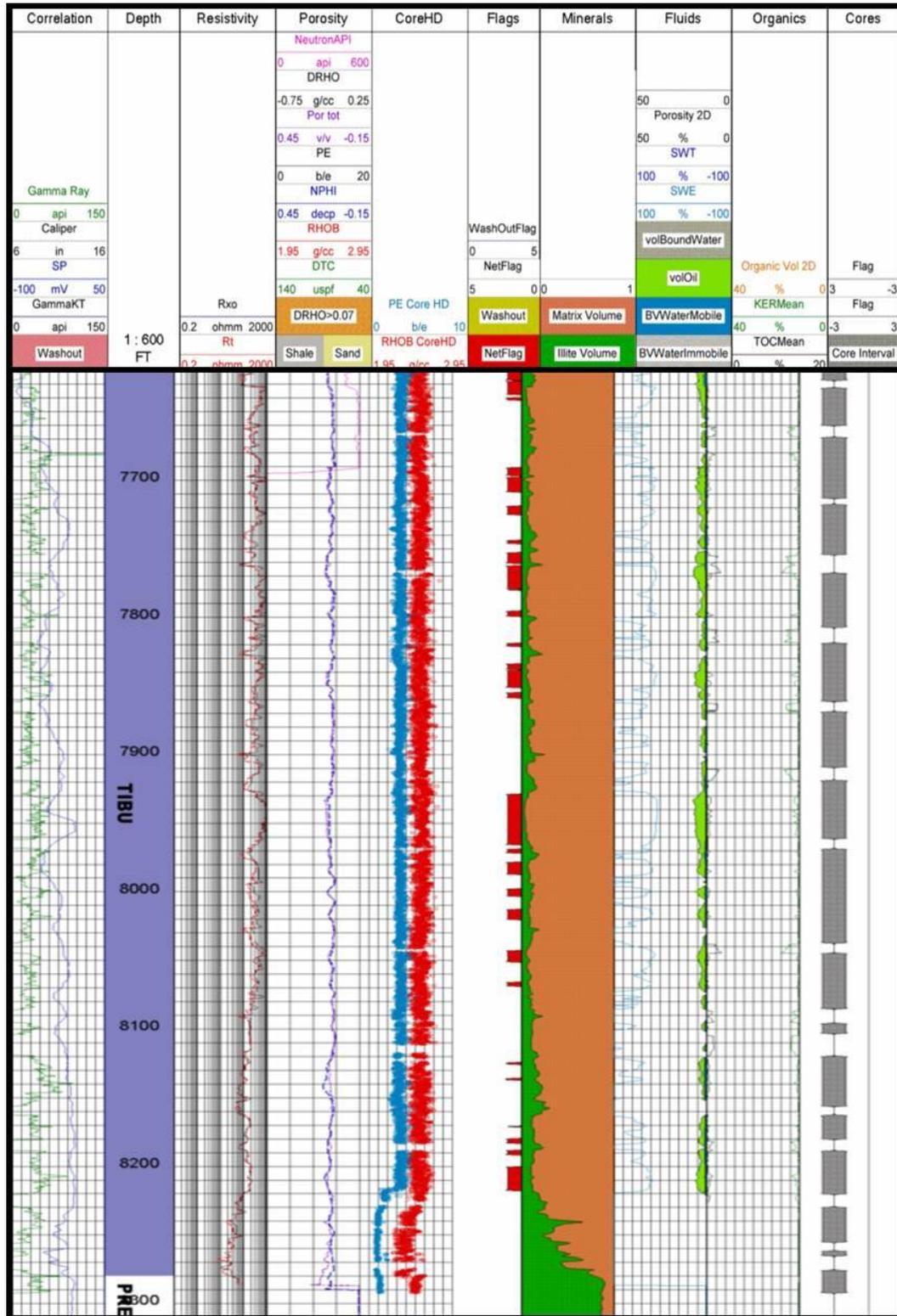


Figura 77. Evaluación petrofísica Vsh-phi-ker., Formación Tibú, pozo Rio de Oro-14, cuenca Catatumbo.

3.7.9. Resumen resultados 3D SEM (INGRAIN) por formación

A continuación se presenta un resumen de resultados, por formación, de los análisis 3D SEM, con respecto al porcentaje del contenido orgánico porosidad y permeabilidad.

3.7.9.1 Formación La Luna

En el gráfico de dispersión (figura 78) se muestra la relación de porosidad y materia orgánica en porcentaje de volumen para la Formación La Luna. Los puntos que se definen con materia orgánica, casi cero, y buena porosidad, son yacimientos convencionales o apretados dependiendo de la permeabilidad.

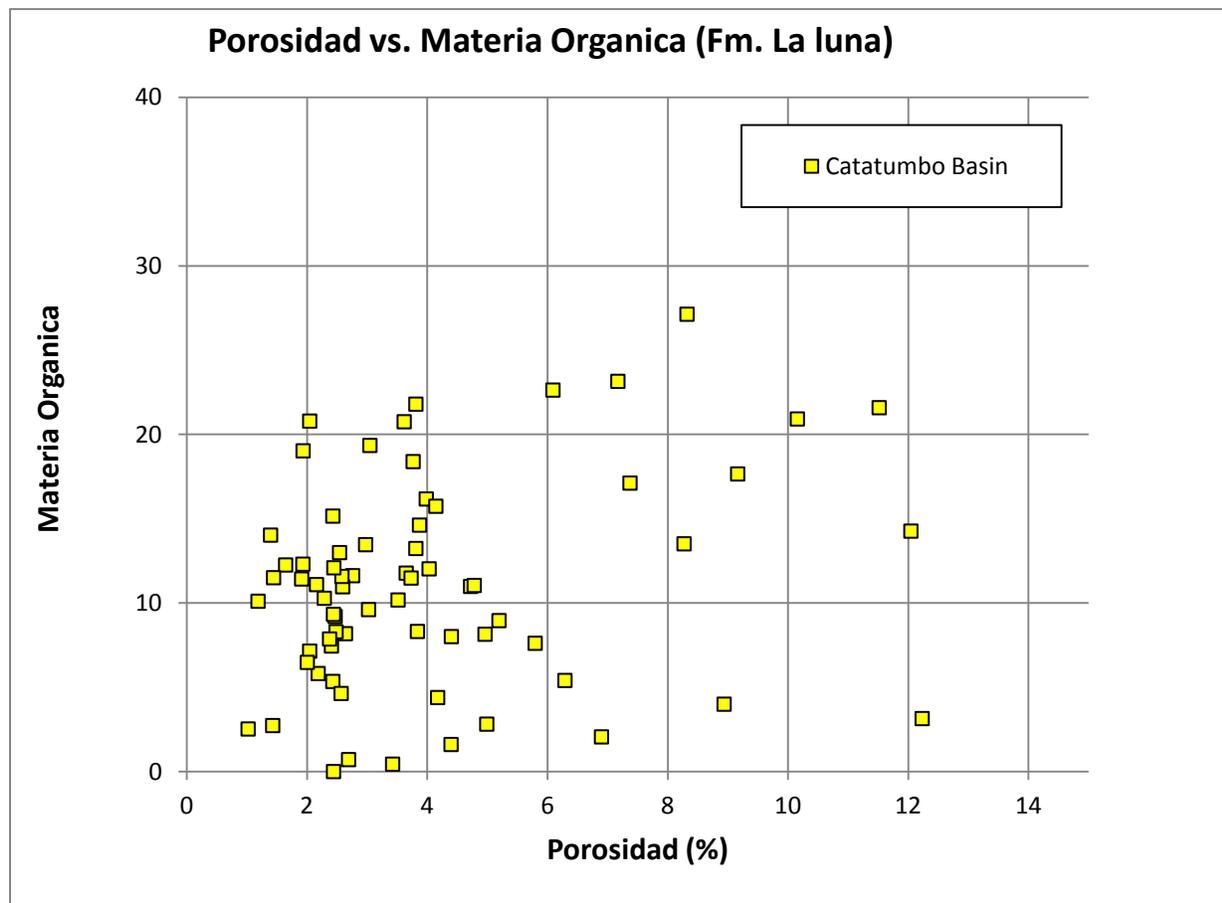


Figura 78. Gráfico de dispersión de porosidad vs. materia orgánica, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.

En el gráfico de porosidad vs., porosidad asociada a la de la materia orgánica (PA-OM) (figura 79), se muestra la componente de porosidad en el almacenador. Los puntos que se encuentran entre 80% y 100% indican que la componente del almacenador está en esa proporción en la materia orgánica y por lo tanto son yacimientos lutíticos. De otra parte, los puntos que están por

debajo de la línea de 10% son en realidad yacimientos apretados a convencionales dependiendo de la permeabilidad.

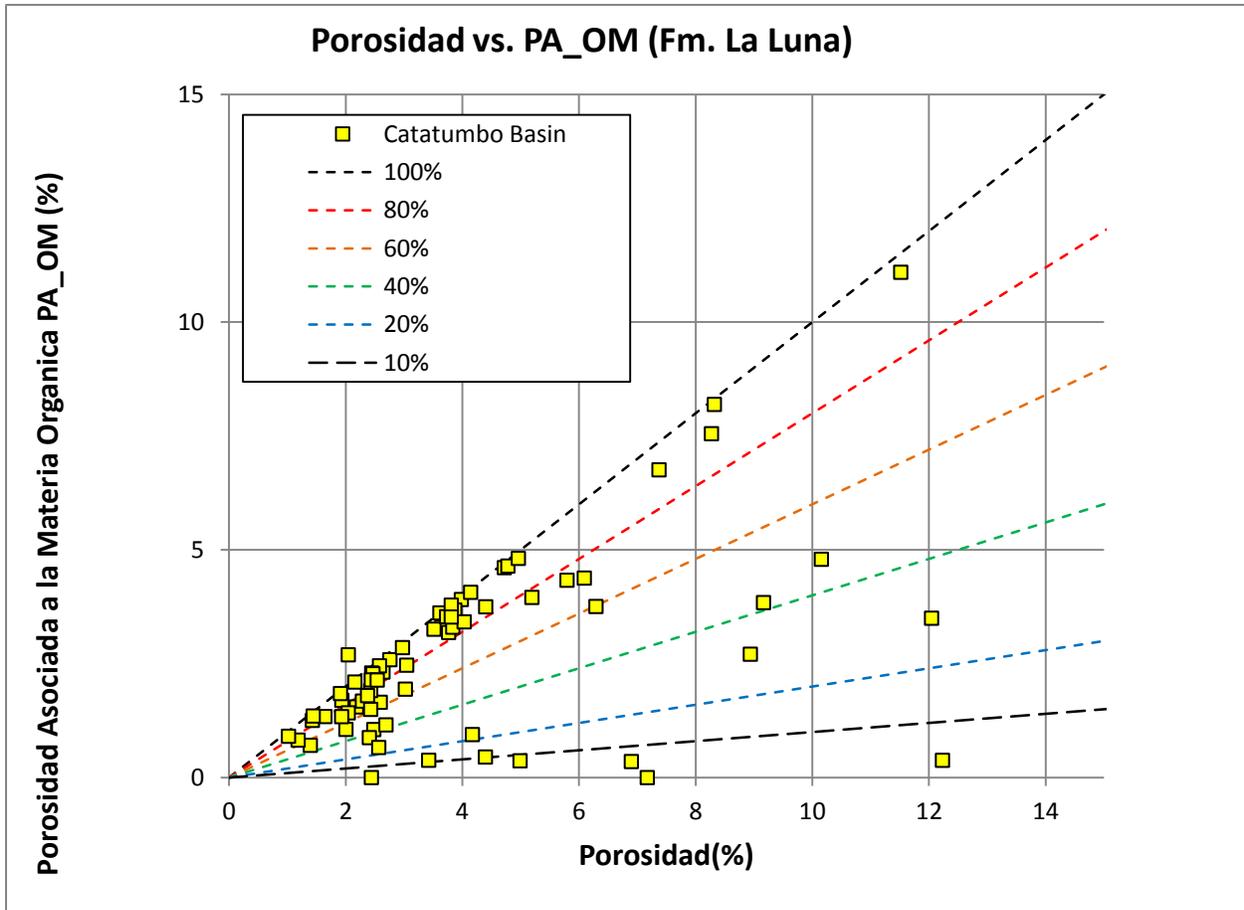


Figura 79. Gráfico de dispersión de porosidad vs. porosidad asociada a la materia orgánica, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.

La figura 80 muestra la porosidad vs., permeabilidad absoluta de la Formación La Luna. En varios análogos de yacimientos lutíticos, permeabilidades por debajo de 100 nD, no son consideradas prospectivas. Esta información es fundamental para enfocar la evaluación a las rocas o facies prospectivas.

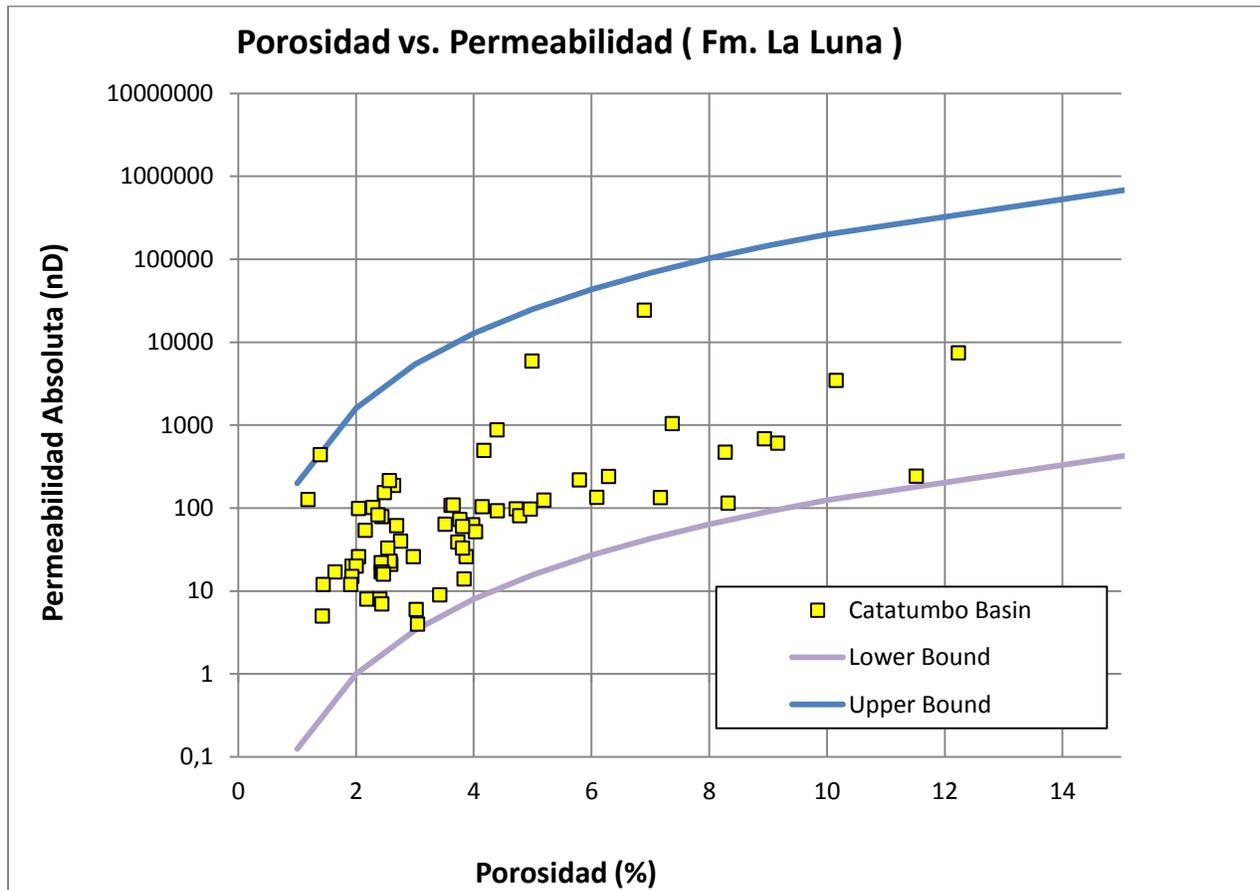


Figura 80. Porosidad vs. permeabilidad absoluta, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.

3.7.9.2 Formación Capacho

En el gráfico de la figura 81 se muestra la relación de porosidad contra materia orgánica en porcentaje de volumen para la Formación Capacho. Los puntos que se definen con materia orgánica casi cero y buena porosidad son yacimientos convencionales y apretados, dependiendo de la permeabilidad. En realidad son pocos los corazones en esta formación y sólo cubren una parte mínima parte.

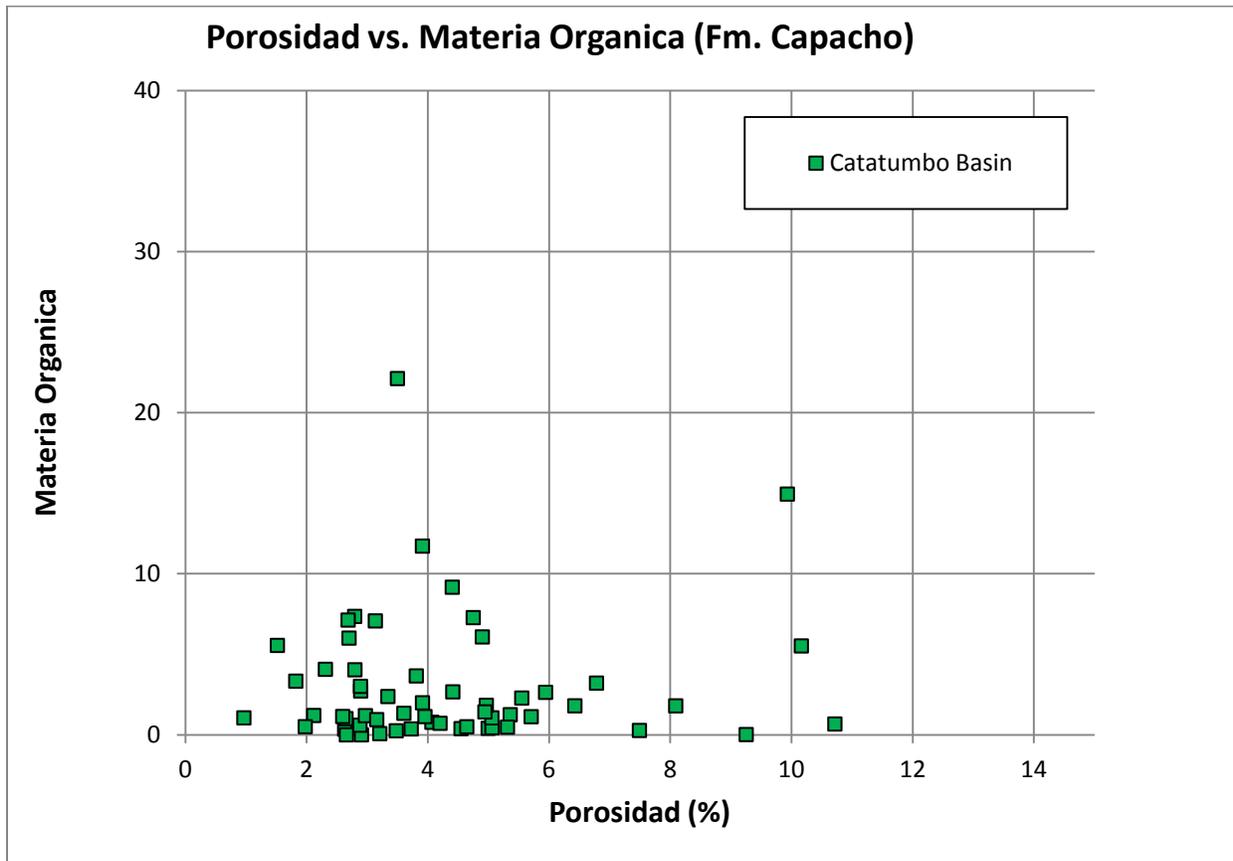


Figura 81. Porosidad vs materia orgánica, Formación Capacho, cuenca Catatumbo.

En la figura 82, de porosidad promedio contra materia orgánica, se muestra la componente de porosidad en el almacenador. En los puntos que se encuentran entre 80% y 100% se indica que la componente del almacenador está en esa proporción en la materia orgánica y por lo tanto son yacimientos lutíticos. Por el contrario, los puntos que están por debajo de la línea de 10% son en realidad yacimientos apretados a convencionales.

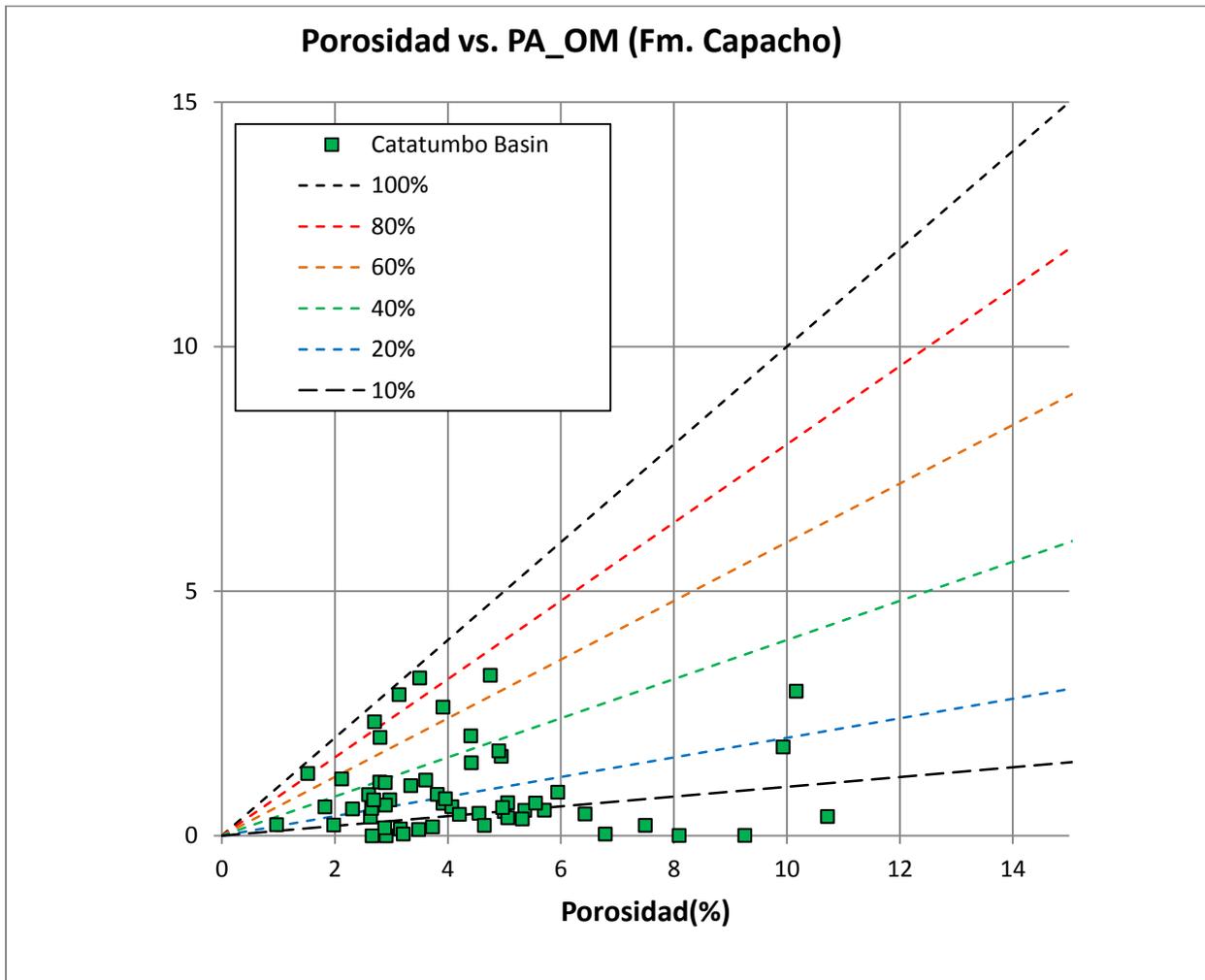


Figura 82. Porosidad vs porosidad asociada a la materia orgánica, Formación Capacho, cuenca Catatumbo.

En la figura 83, de porosidad contra permeabilidad absoluta, se muestra la relación entre estos dos parámetros para la Formación Capacho. En varios análogos de yacimientos lutíticos permeabilidades por debajo de 100 nD., no son consideradas prospectivas. Esta información es fundamental para enfocar la evaluación de las rocas o facies prospectivas.

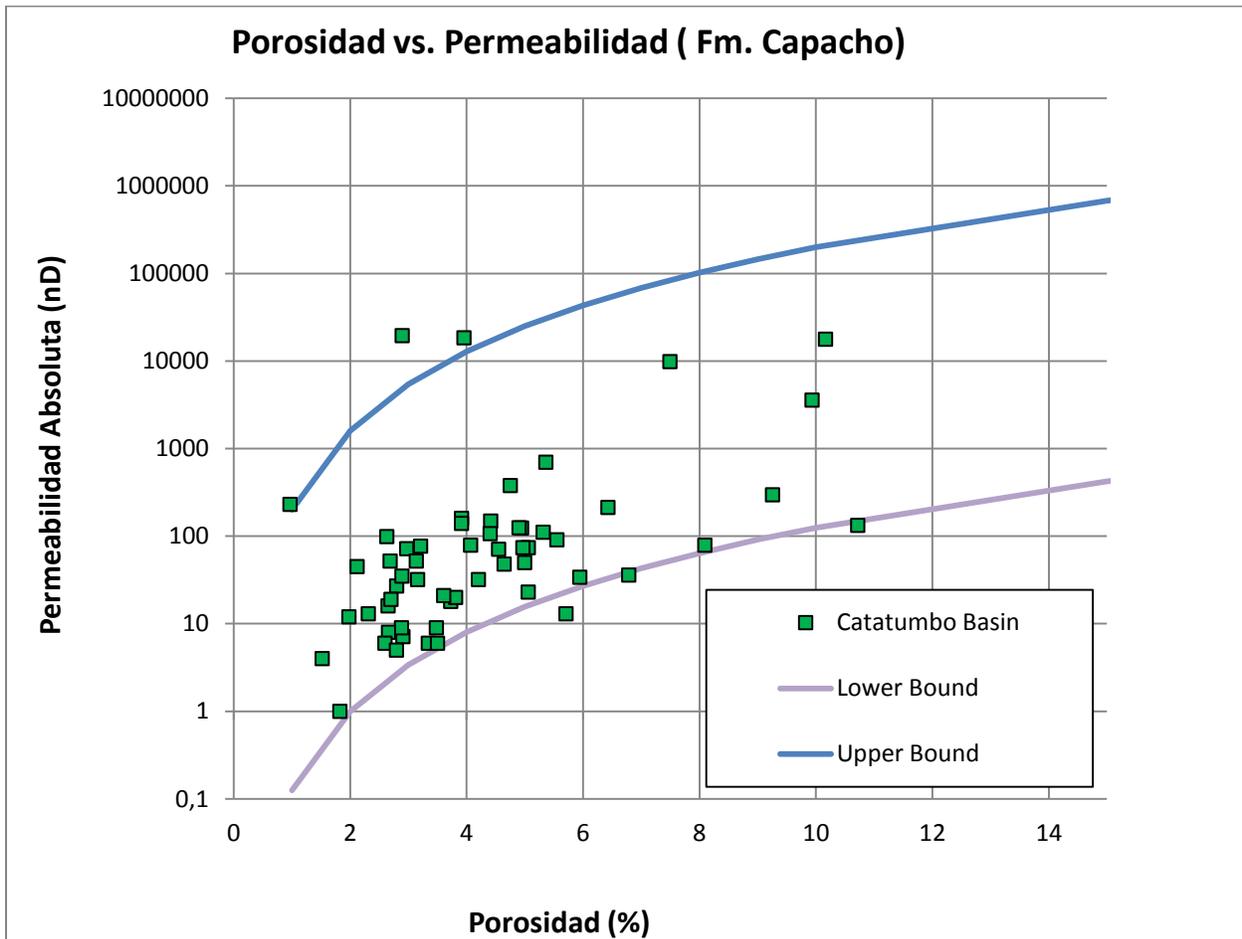


Figura 83. Porosidad vs., permeabilidad en la Formación Capacho, cuenca Catatumbo.

3.7.9.3 Formaciones Aguardiente y Mercedes

Estas formaciones tienen muy pocos datos de *3D SEM*. En el gráfico de dispersión, figura 84, se muestra la relación de porosidad y materia orgánica en porcentaje de volumen para las formaciones Aguardiente y Mercedes. Los puntos que se definen con materia orgánica casi cero y buena porosidad son yacimientos convencionales o apretados dependiendo de la permeabilidad. Los 6 puntos medidos no tienen condiciones de yacimientos lutíticos, por la baja cantidad de materia orgánica.

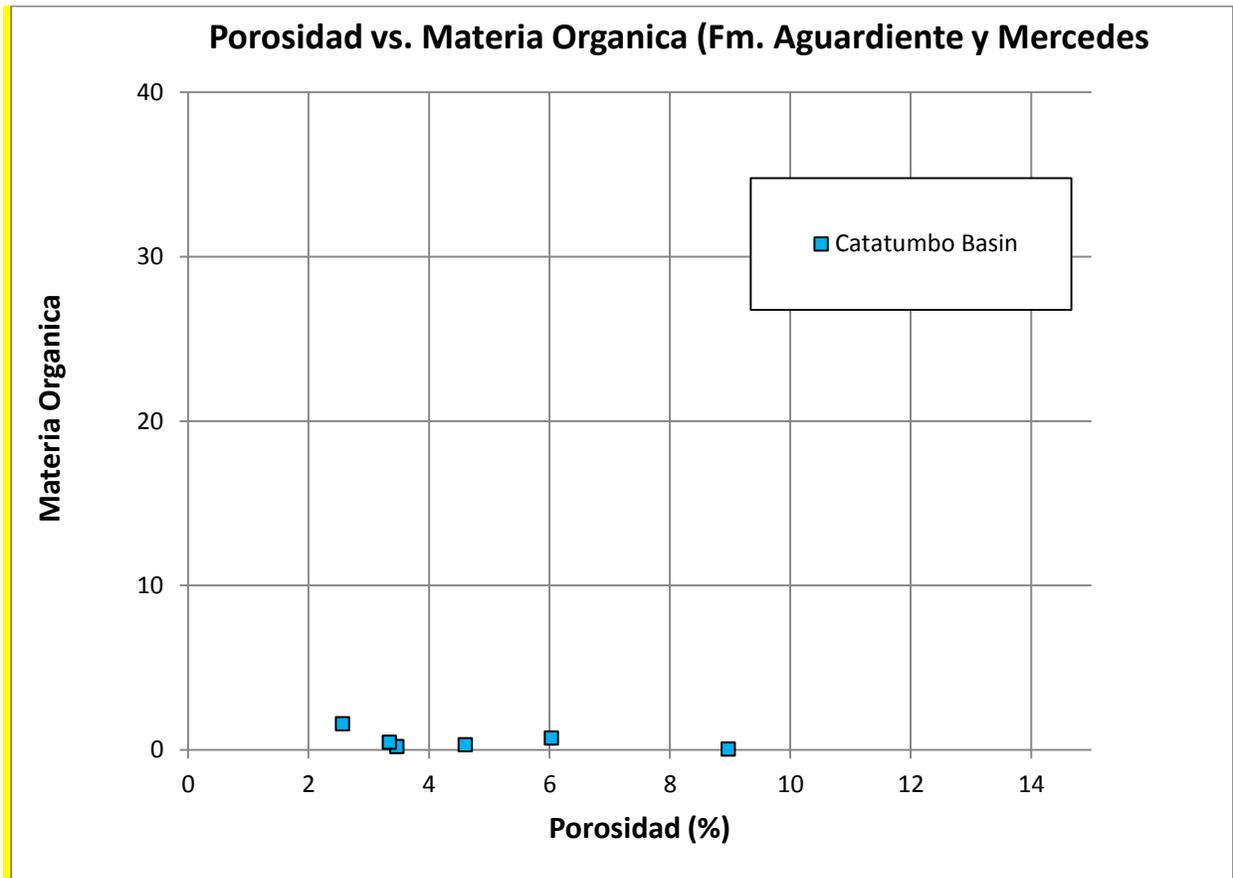


Figura 84. Porosidad vs materia orgánica, formaciones Aguardiente y Mercedes, cuenca Catatumbo.

En la figura 85 de porosidad promedio contra porosidad asociada a la materia orgánica se muestra la componente de porosidad en el almacenador. Todos los puntos están por debajo de la línea de 10% por lo que son en realidad yacimientos apretados a convencionales.

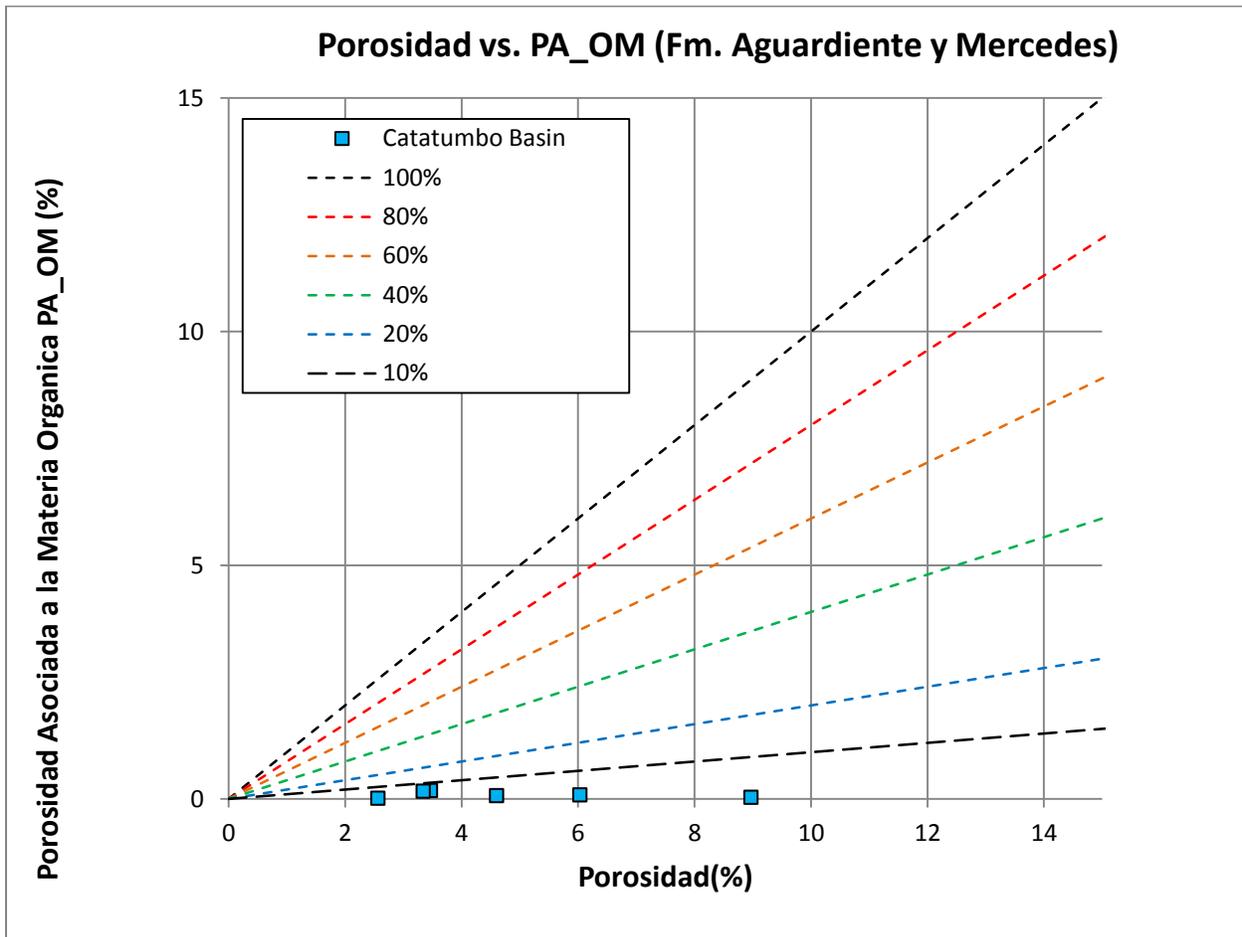


Figura 85. Porosidad vs porosidad asociada a la materia orgánica, formaciones Aguardiente y Mercedes, cuenca Catatumbo.

En el gráfico de porosidad contra permeabilidad absoluta se muestra la relación entre estos dos parámetros (figura 86). En varios análogos de yacimientos apretados permeabilidades por debajo de 100 nD, no son consideradas prospectivas. Esta información es fundamental para enfocar la evaluación de las rocas o facies prospectivas.

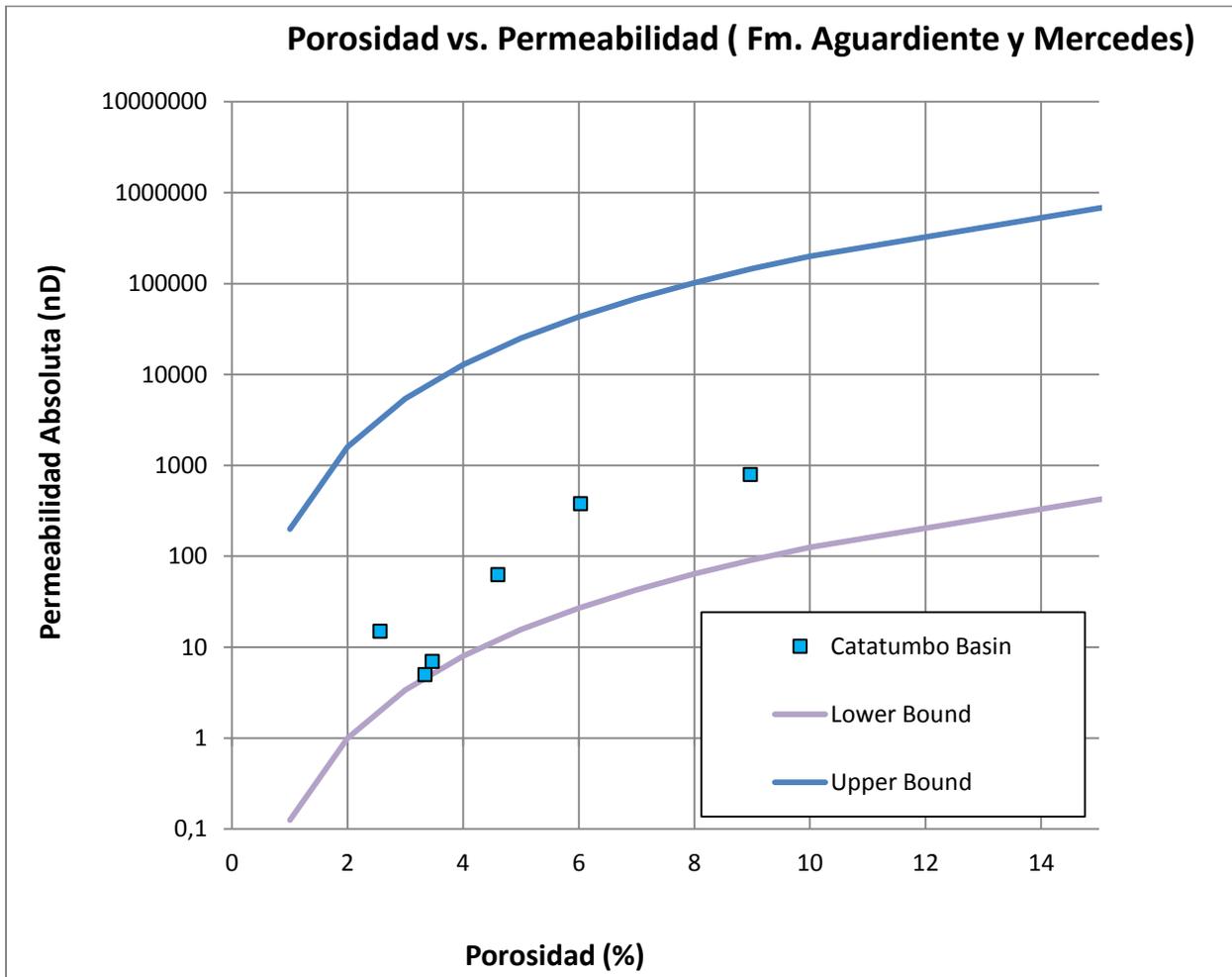


Figura 86. Porosidad vs permeabilidad en las formaciones Aguardiente Mercedes, cuenca Catatumbo.

3.7.9.4 .Formación Barco (Terciario)

Esta formación tiene muy pocos datos de *3D SEM*. En el gráfico de dispersión de la figura 86 se muestra la relación de porosidad y materia orgánica en porcentaje de volumen para la Formación Barco. Sólo un punto de los tres medidos contiene materia orgánica.

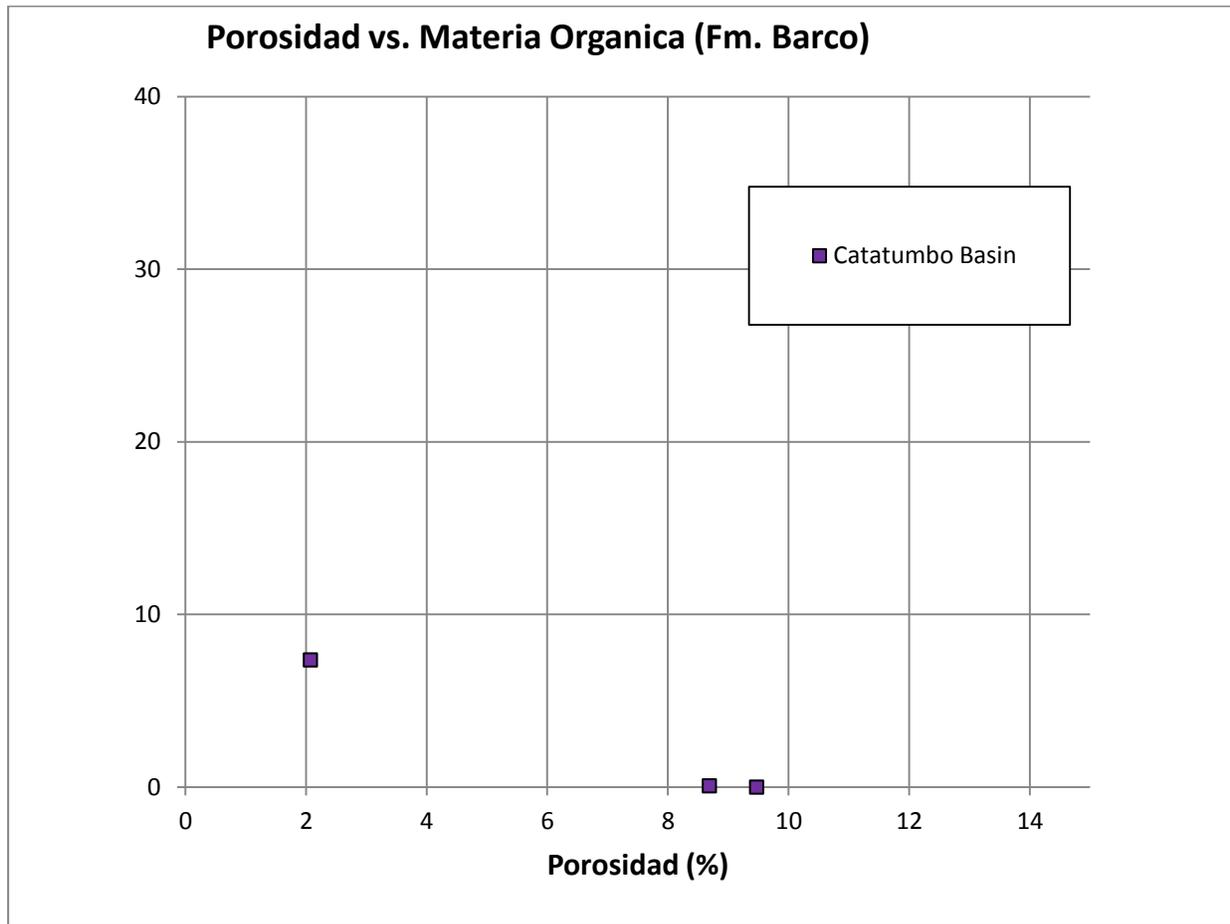


Figura 87. Porosidad vs materia orgánica, Formación Barco, cuenca Catatumbo.

En el gráfico de porosidad contra la porosidad promedio de la materia orgánica, figura 88, se muestra la componente de porosidad en el almacenador. Todos los puntos están por debajo de la línea de 10%, por lo que corresponderían en realidad a yacimientos apretados o convencionales dependiendo de la permeabilidad.

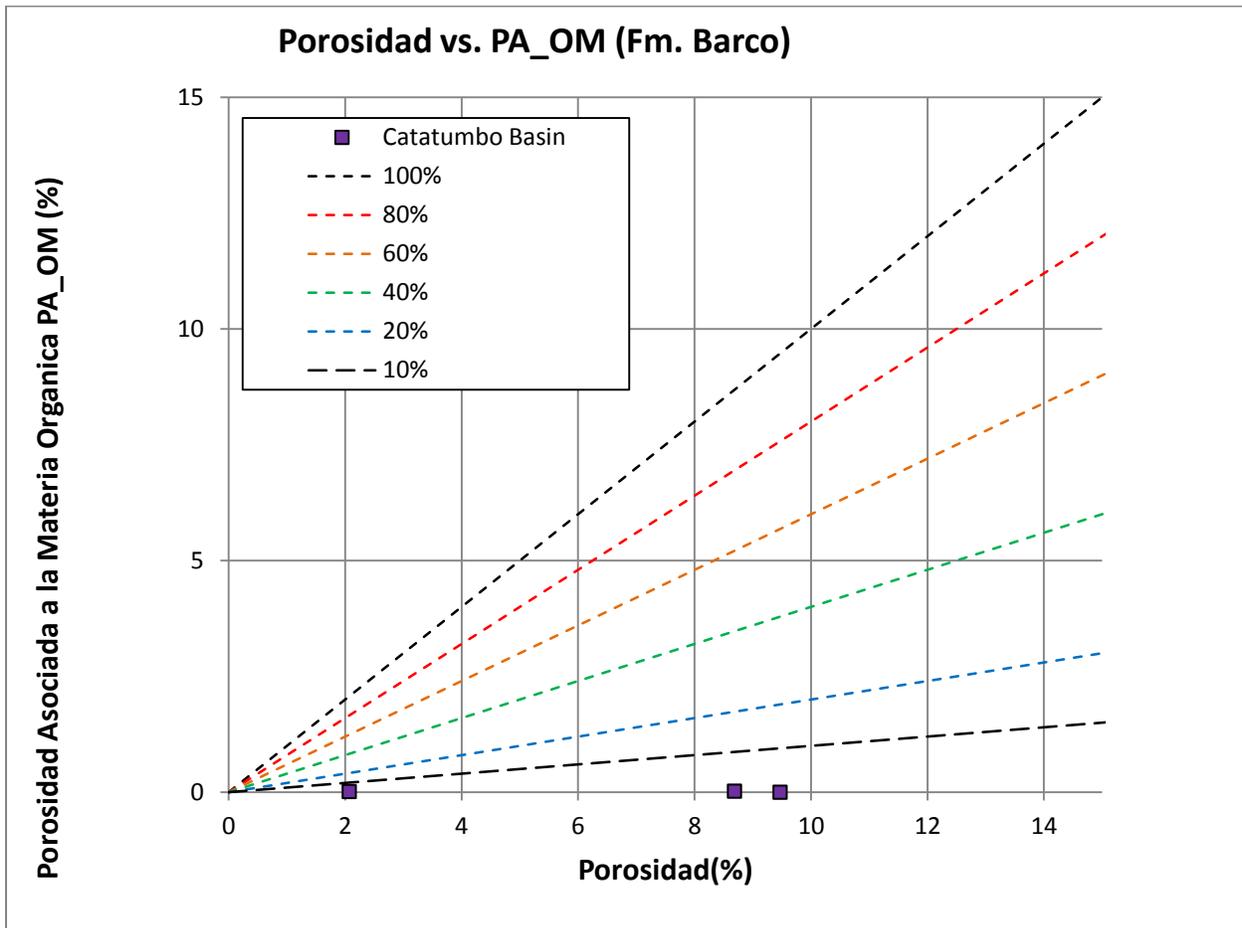


Figura 88. Porosidad vs porosidad asociada a la materia orgánica, Formación Barco, cuenca Catatumbo.

En el gráfico de porosidad y permeabilidad se muestra la relación entre estos dos parámetros (figura 89). En varios análogos de yacimientos apretados permeabilidades por debajo de 100 nD., no son consideradas prospectivas. Esta información es fundamental para enfocar la evaluación d las rocas o facies prospectivas. Se requiere más información para definir el potencial.

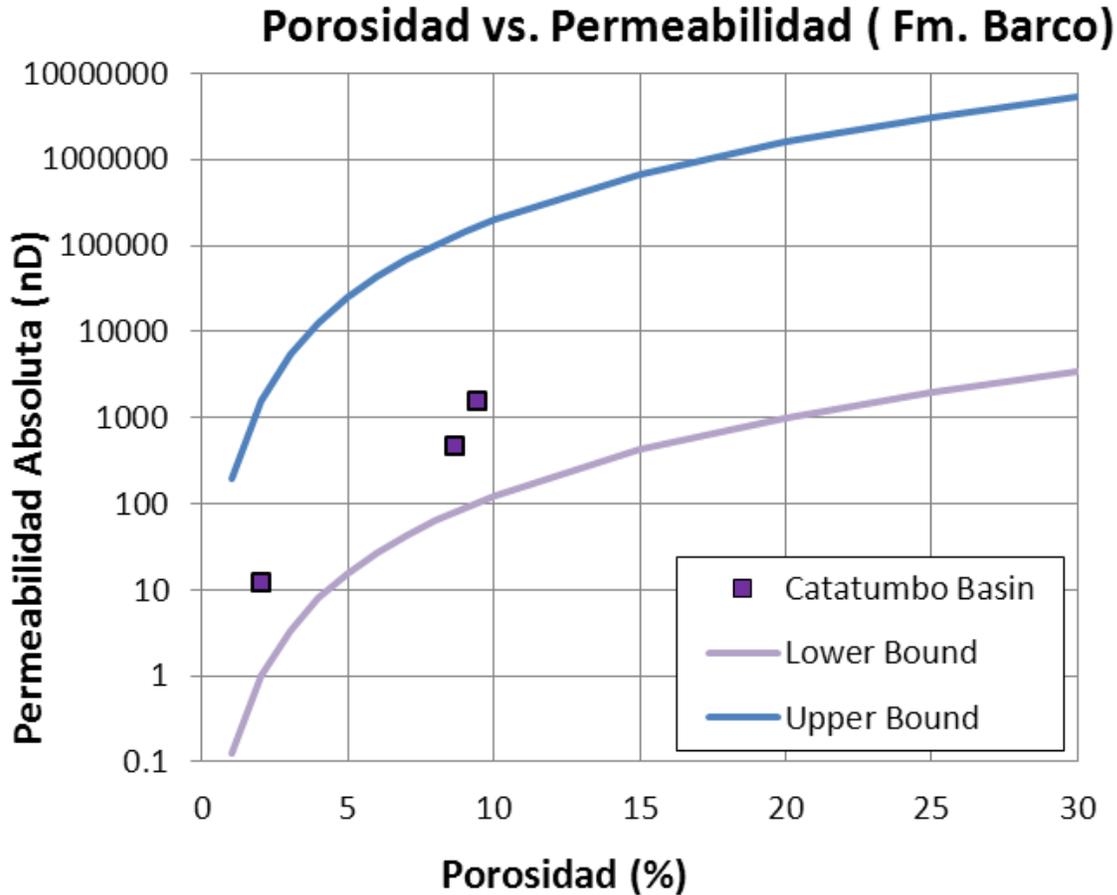


Figura 89. Porosidad vs permeabilidad, Formación Barco, cuenca Catatumbo.

3.8. Sistemas Petrolíferos

Se postula que la cuenca Catatumbo ha estado bajo la carga de hidrocarburos, principalmente del Sistema Petrolífero La Luna – Mirador, sin embargo, se han identificado otras rocas generadoras (formaciones Capacho y Tibú, esta última dentro del Grupo Uribante), las cuales están estratigráficamente más abajo que la Formación La Luna, lo que plantea que éstas sean rocas generadoras de otros sistemas petrolíferos. Igualmente se plantea la posibilidad de un sistema petrolífero, con roca generadora en la sección terciaria, Formación Los Cuervos, (Rangel y Hernández, 2007).

3.8.1. Metodología.

Para la documentación de la roca generadora se tomaron como base los estudios de Rangel y Hernández (2007), “*Thermal Maturity History and Implications for Hydrocarbons Exploration in the Catatumbo Basin, Colombia*”, el estudio “*Source Rocks and Oil Families, Southwest*

Maracaibo Basin (Catatumbo Subbasin), Colombia”, de Yurewicz y otros, 1998; y The Organic Geochemistry Atlas of Colombia, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias/ANH, 2010.

3.8.2. Documentación de la Roca Generadora

Los análisis geoquímicos (Yurewicz y otros, 1993; Rangel y Hernández, 2007), indican que en la cuenca Catatumbo existen varios estratos ricos en materia orgánica. Estos intervalos se localizan en las secciones estratigráficas cretácica y paleocena. Entre las rocas cretácicas sobresalen La Formación La Luna (Coniánico – Campaniano Tardío) y la Formación Capacho (Cenomaniano – Turoniano), como las principales rocas generadoras. Los valores promedios, de riqueza orgánica actual para la Formación La Luna se distribuyen así: un sector central y nororiental con valores de *TOC* (total organic carbon), muy buenos (2 a 4%)(PETERS & CASA, 1994; (tablas 9 y 10), y en una franja que se extiende desde el noroccidente hasta el sur y sureste de la cuenca, los valores están en rango de buenos (1 a 2%) (Figura 90 90); mientras que la Formación Capacho, presenta en los sectores noroccidental, nororiental y centro suroccidental valores promedios de riqueza orgánica actual de 1,5 a 3 % de *TOC*. En la parte central y sur presenta valores entre 1,5 a 0,5 %. El índice de hidrógeno (IH) actual es bajo para las dos formaciones mencionadas, con valores, en general, menores del 200 mg HC/g *TOC*, lo cual puede ser atribuido a la alta madurez alcanzada por estas dos formaciones. El kerógeno predominante de la Formación La Luna es tipo II, en tanto que para la Formación Capachos es una mezcla tipo II/III.

Tabla 9. Parámetros geoquímicos para describir el potencial petrolífero de una roca fuente inmadura (tomado de PETERS & CASSA en MAGOON & DOW, 1994).

Potencial Petrolífero	COT (%)	Pirólisis rock-Eval	
		S1 (mg HC/ g roca)	S2 (mg HC/ g roca)
Pobre	0-0,5	0-0,5	0-2,5
Regular	0,5-1	0,5-1	2,5-5
Bueno	1-2	1-2	5-10
Muy bueno	2-4	2-4	10-20
Excelente	>4	>4	>20

Tabla 10. Parámetros geoquímicos para describir el nivel de madurez termal (modificado de PETERS & CASSA en MAGOON & DOW, 1994).

Estado de madurez termal	Madurez			Tipo de Hidrocarburo Generado
	Ro (%)	Tmáx (°C)	TAI (Esc. 1-5)	
Inmaduro	0,2—0,6	<435	1,5-2,6	Generación de hidrocarburo Líquido
Maduro				
Temprano	0,6-0,65	435-445	2,6-2,7	
Medio	0,65-0,9	445-450	2,7-2,9	Zona de condensado Gas seco
Tardío	0,9-1,35	450-470	2,9-3,3	
Postmaduro	1,35-2,0	>470	>3,3	Metamorfismo orgánico intenso
	2,0-3,0			
	>3,0			

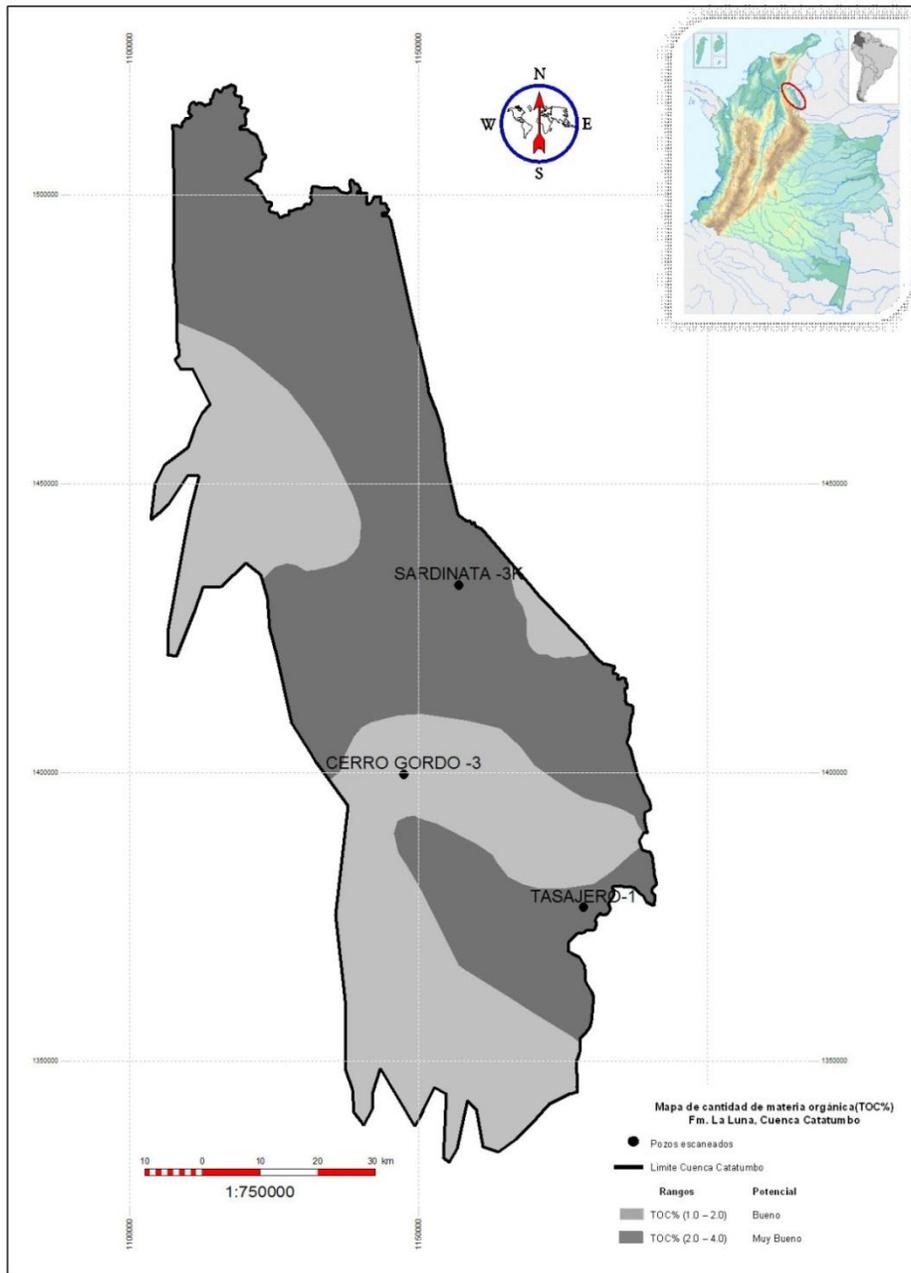


Figura 90. Mapa de tendencias de isovalores promedios de %TOC, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.

La madurez termal, a partir de la reflectancia de vitrinita (% Ro) de la Formación La Luna en la cuenca Catatumbo muestra una tendencia de mayor madurez de occidente a oriente, con valores que van desde 0,8% hasta 1,0%, y de norte a sur, con valores que van de 1,0% en la parte norte, hasta 2,0% en la parte sur. Dentro de estos rangos el tipo de fluido esperado

predomina condensado en la parte central y norte, gas en la parte sur, y en menor proporción aceite en sectores (occidente y oriente) de la parte central (Figura 91 91).

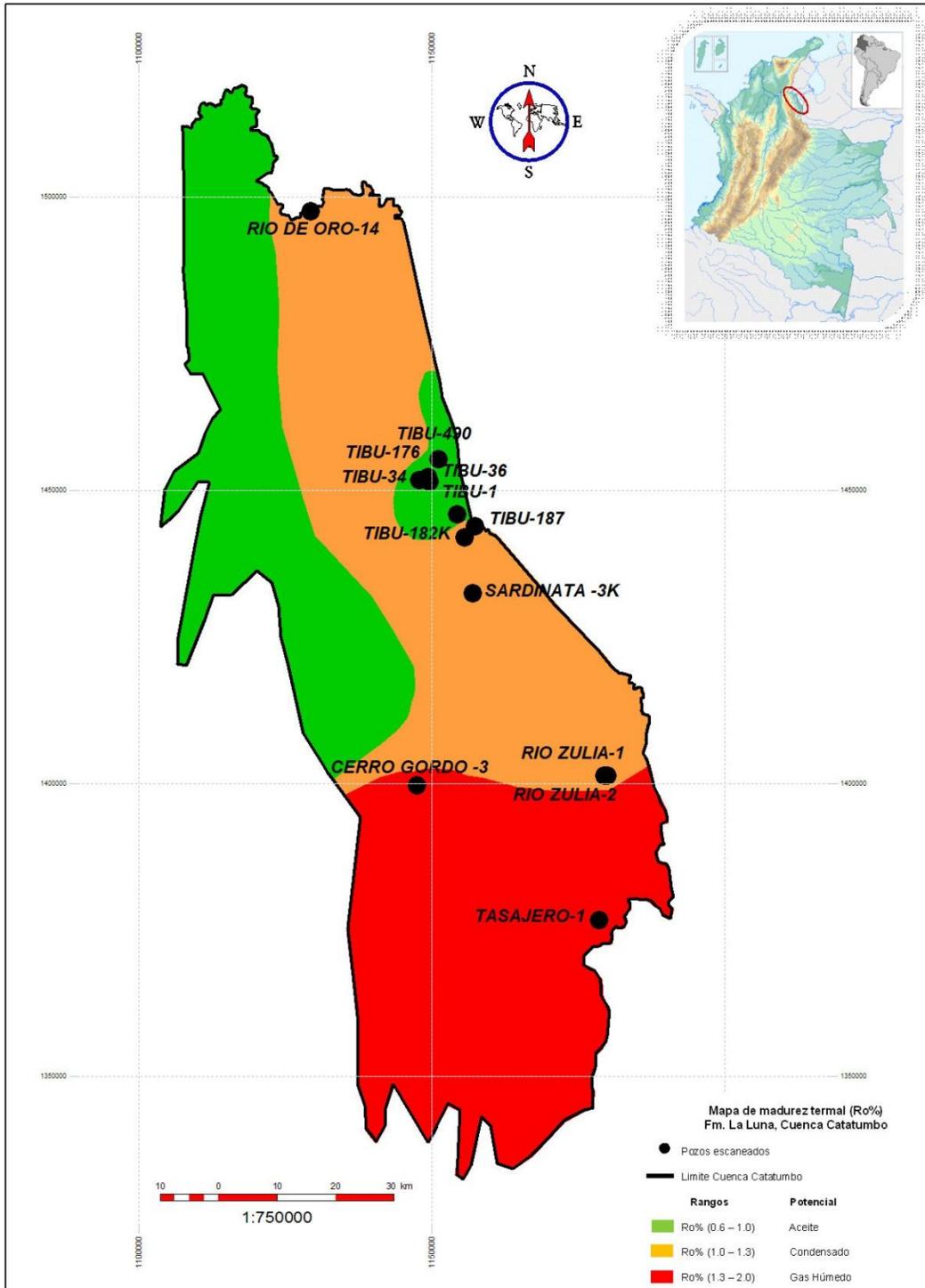


Figura 91. Mapa de tendencias de madurez y posible tipo de fluido relacionado, Formación La Luna, cuenca Catatumbo.

El espesor promedio de la Formación La Luna es de aproximadamente 183 pies (~60 m.) y consiste de calizas intercaladas con lutitas de plataforma marina distal. Esta formación varía de facies calcárea a facies calcárea – arcillosa, con contenido clástico de hasta 30%. La facies menos calcárea está localizada en la parte occidental de la cuenca.

Para la Formación Capacho la tendencia es la misma, mayor madurez de occidente a oriente, con valores que van desde 1,0% hasta 1,3%, y de norte a sur, con valores que van de 1,0% en la parte norte hasta 2,6% en la parte sur. De acuerdo con esto se tendría igualmente la misma tendencia del tipo de fluido, con un incremento de gas en el sur y algo de aceite en la parte norte-central de la cuenca.

Adicionalmente dentro del Grupo Uribante (Aptiano – Albiano tardío), sobresale con potencial generador de menor importancia, la Formación Tibú (Aptiano). Se tienen valores buenos (1 a 2 % TOC) en la parte central (occidente a oriente) y la parte sur de cuenca. Valores pobres (< 05 %) predominan en el norte y el centro – oriente de la cuenca. La madurez de esta formación, igualmente aumenta de norte a sur, con valores 1,0 % Ro, en el norte; 1,0 a 2,0% en la parte central y valores ligeramente por encima de 2,5% en la parte sur. De acuerdo con esta madurez, el tipo de fluido esperado, en esta roca generadora, sería gas en la parte sur y central de la cuenca, y condensado en el norte de la misma.

La secuencia paleocena (formaciones Catatumbo y Los Cuervos) consiste de lutitas y carbones ricos en materia orgánica, tipo II/III. El contenido de TOC presenta valores buenos (1 a 1,8 %) en la parte sur; valores pobres a regulares (0,5 a 1%) en la parte central, y nuevamente valores en el rango de buenos (1 a 1,3%) en el sector norte de la cuenca. El contenido de carbón alcanza el 69%. El espesor de la Formación Los Cuervos (Paleoceno tardío - Eoceno temprano) varía de 200 m. al este (campo Petrólea) a 500 m en el campo Río de Oro. En cuanto madurez termal alcanzada por esta secuencia, se tiene una tendencia de mayor madurez, de norte a sur, con valores que van de 0,4% (inmaduro) en la parte norte, hasta 0,7% (aceite) en la parte sur.

La figura 92 corresponde al perfil de evolución de madurez de la materia orgánica y el tipo de hidrocarburo relacionada con la misma.

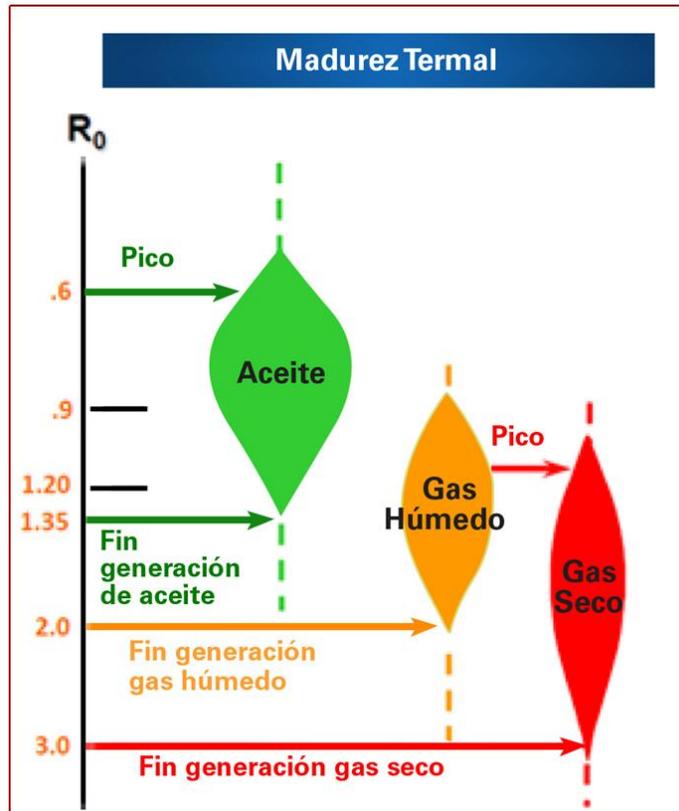


Figura 92. Perfil de evolución de la materia orgánica medido a partir de la reflectancia de la vitrinita, y el tipo de hidrocarburo relacionado (adaptado de Tissot y otros, 1984).

3.9. Integración estructural, estratigráfica, petrofísica, geoquímica y resultados de las fases II y III de INGRAIN

Con la finalidad de evaluar todos los parámetros geológicos y seleccionar las secciones con mayor potencial como yacimientos no convencionales, se realizó la integración de todas las disciplinas consideradas en el proyecto, en conjunto con los resultados de las Fases I, II y III de INGRAIN. Como se explicó en el capítulo anterior, las Fases II y III de los análisis de núcleos realizado por INGRAIN, incluye un análisis mineralógico detallado, generado por los análisis de microscopía electrónica (SEM) y difracción de rayos X (DXRF), 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 de los niveles más prospectivos a ser analizados como yacimientos no convencionales.

Antes de un proceso de integración para la selección de intervalos con potencial como yacimientos no convencionales, es indispensable realizar una evaluación de las siguientes

disciplinas geológicas: Estratigrafía, la cual indica la composición, distribución y variación de espesores de la secuencia estudiada; Geoquímica, que indica la distribución de riqueza orgánica de la roca generadora, con sus valores de *TOC* (%) y reflectancia de vitrinita % *R_o*) para la madurez de la misma, así como tipos materia orgánica; la interpretación estructural a partir de la sísmica, que permite visualizar el grado de intensidad de deformación estructural de la posible zona prospectiva, y la evaluación petrofísica, realizada en este estudio con el programa *ShaleXpert*, que da valores empíricos de materia orgánica (% *TOC*, kerógeno) porosidad, mineralogía y permite tener una estimación de la fragilidad de la roca. Asociado a este procedimiento se debe tener en cuenta los resultados de las fases I, II y III de INGRAIN, en los cuales se generan resultados detallados para cada núcleo, tales como porcentajes de materia orgánica, porosidad total, porosidad no conectada, porcentajes de la mineralogía, etc., cuyos resultados son utilizados para calibrar la evaluación petrofísica e interpretar el potencial de los yacimientos, los cuales a su vez son calibrados dentro del contexto geoquímico regional de la cuenca.

En este estudio, en función de los parámetros geoquímicos interpretados, se identificó la Formación La Luna, como el intervalo con el mayor contenido de materia orgánica; por consiguiente, este intervalo se postula como el más importante, desde el punto de vista de posibles yacimientos no convencionales asociados a lutitas.

Con la finalidad de mostrar regionalmente las variaciones de los parámetros obtenidos en la evaluación petrofísica y obtener una interpretación de la ubicación vertical y extensión de los posibles intervalos seleccionados como no convencionales, se realizó una sección estratigráfica en sentido norte-sur, integrada con los parámetros generados de la evaluación petrofísica (*ShaleXpert*).

La sección (6 - 6') incluye (figura 93) los pozos Río de Oro-14, Tibú-176, Tibú-178K, Tibú-182K, Petrólea-224 y Cerro Gordo-3. En la misma se puede visualizar que el intervalo que reúne los valores óptimos para ser seleccionado con potencial como yacimiento no convencional asociado a lutitas, es la Formación La Luna. Esta unidad presenta altos valores de materia orgánica, los cuales se incrementan hacia el pozo Cerro Gordo-3, altos valores de calcita y cuarzo, y bajos porcentajes de arcillosidad, que la hacen una roca con buena fragilidad. Con respecto a las unidades inferiores el potencial es bajo a nulo. En la Formación Capacho, el porcentaje de materia orgánica es muy bajo, mientras que las formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú, presentan altos porcentaje de areniscas, mientras que en las intercalaciones lutíticas, aunque la cantidad de materia orgánica se incrementa, la proporción de arcillas es muy alta.

La siguiente sección (7 - 7') (figura 94) está conformada por los pozos Guasimales-1, Uribante-1 y Tibú-408, de manera similar a lo anteriormente descrito, la Formación La Luna representa el mayor potencial como yacimiento no convencional en lutitas, se visualizan los mejores valores en parámetros como *TOC* y kerógeno, altos porcentajes en calcita. La Formación Capacho muestra más arcillosidad y mayor presencia de minerales cuarzosos. A nivel del Grupo Uribante, en la parte superior, la Formación Aguardiente evidencia porcentajes más altos de cuarzo, con volúmenes moderados de arcillosidad. Hacia la parte basal del grupo, hay un incremento en la presencia de minerales de calcita, visualizándose un incremento en la materia orgánica, así como también el porcentaje de arcillosidad.

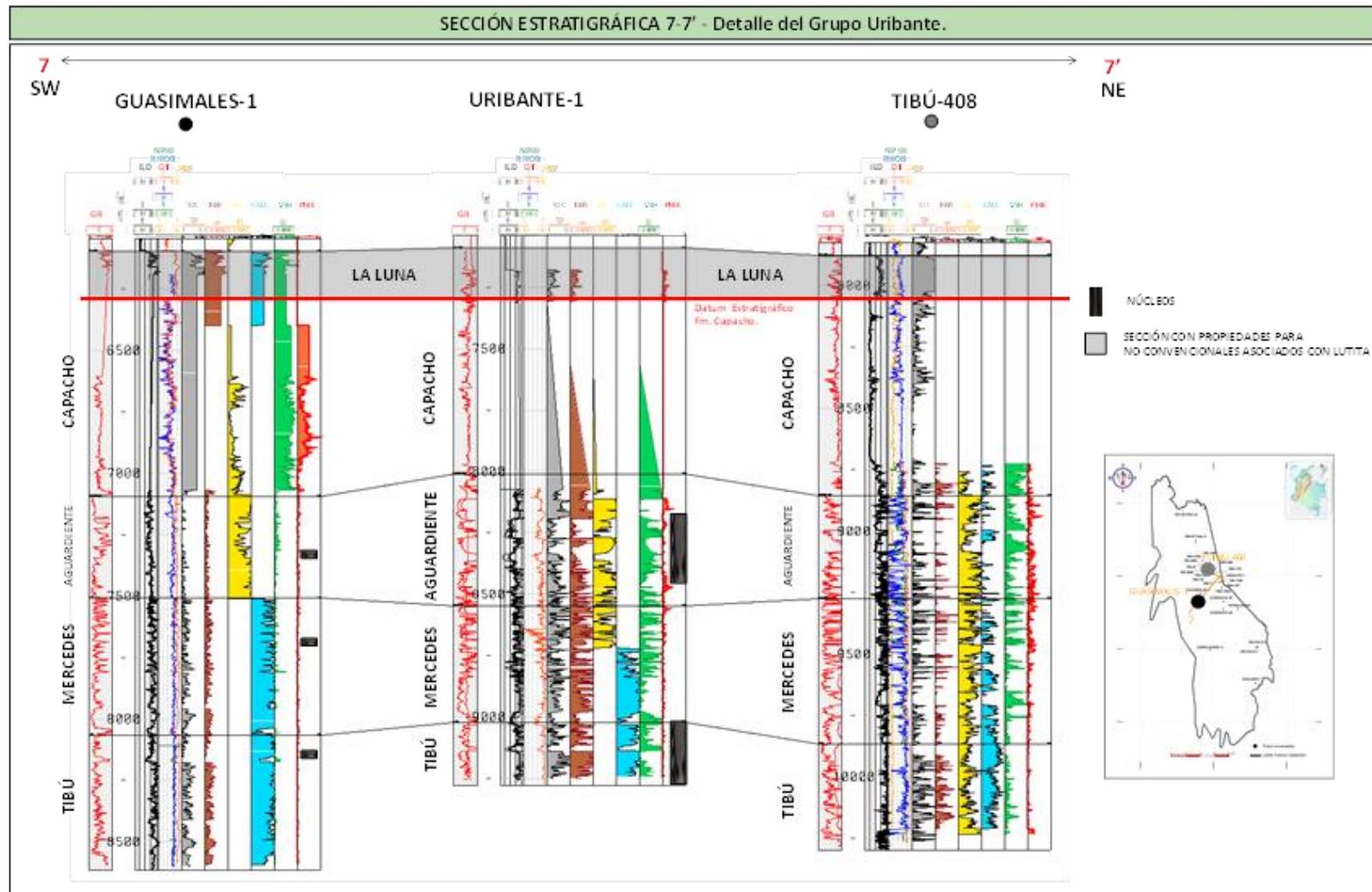


Figura 94. Sección estratigráfica integrada con los resultados de la evaluación petrofísica (ShaleXpert), Grupo Uribante, cuenca Catatumbo.

Desde el punto de vista estructural, el área de los bloques estructurales cuya extensión está comprendida entre los lineamientos estructurales, ubicados entre los pozos Petrólea-224 y Río Zulia-1, se concluye que las condiciones para desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales son óptimas. Al sur de la cuenca la densidad de fallamiento es mayor que en la parte norte, como se ha indicado en figuras anteriores, sin embargo el área de preservación de las rocas generadoras es bastante extensa.

Considerando la integración de las disciplinas geológicas, se concluye que el intervalo con mayor potencial como yacimiento no convencional asociado a lutitas en la cuenca Catatumbo, corresponde a la Formación La Luna. El gráfico siguiente muestra los parámetros geológicos utilizados para llegar a esta conclusión. En el pozo Petrólea-224, se muestra la unidad estratigráfica con respuestas electrográficas que se asocian a calizas tipo *mudstones*, fosilíferas, ricas en materia orgánica, con buenos porcentajes de materia orgánica, cuarzo, calcita y bajos porcentajes de arcillas, que la convierten en un nivel con alta fragilidad. En el mapa geoquímico se muestra el grado de madurez alcanzado en la cuenca y los hidrocarburos generados de la transformación de las respectivas materias orgánicas. Adicionalmente, en la interpretación sísmica se puede observar la zona con baja intensidad estructural, propuesta como el área con mayor posibilidad para evaluar yacimientos no convencionales (figura 95).

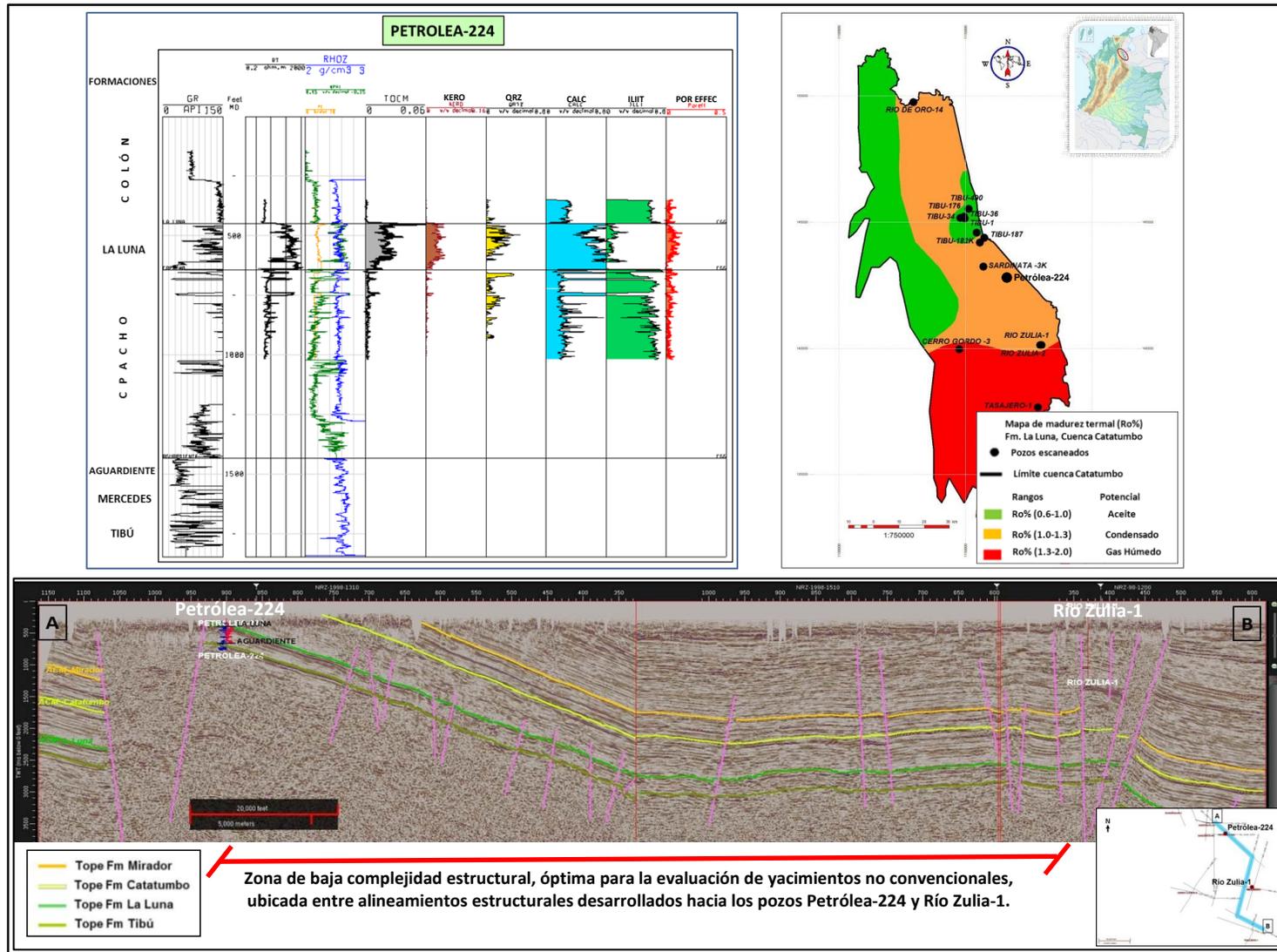


Figura 95. Integración de las disciplinas geológicas para la selección de intervalos prospectivos.

La figura 96 muestra los resultados generados de la fase II de INGRAIN integrados con la evaluación petrofísica (ShaleXpert), para el pozo Cerro Gordo-3. En el mismo, se destacan las columnas de los porcentajes mineralógicos, y porcentajes de materia orgánica, donde se comparan los porcentajes generados en la fase II de INGRAIN y de la evaluación petrofísica. Adicionalmente, se muestra una sección estratigráfica entre los pozos Petrólea-224 y Cerro Gordo-3, donde se muestra la variación de los parámetros generados de la evaluación petrofísica, espesores y extensión de las unidades atravesadas en el área.

Con este gráfico se puede inferir el potencial de la Formación La Luna como yacimiento no convencional. Los porcentajes mineralógicos muestran altos valores de calcita, cuarzo y bajos de illita, que dan alta fragilidad a la roca, y en la última columna se muestra un promedio de 3% de materia orgánica, cuyos valores coinciden, tanto en los análisis de INGRAIN como en la evaluación petrofísica con *ShaleXpert*. Asociando estos resultados a la interpretación sísmica, que permitió ubicar una zona de baja deformación estructural, se puede concluir que la Formación La Luna reúne alto potencial para ser evaluada como yacimiento no convencional.

Finalmente, Para la Formación La Luna se elaboró un mapa isócoro, cuyo espesor aparente se tomó a partir de la resta de topes definidos para las formaciones Capacho y La Luna, de las correlaciones realizadas a los pozos escaneados. Se tomaron sólo los 9 pozos que poseen núcleos a nivel de la Formación La Luna. Éstos son Cerro Gordo-3, Petrólea-224, Río de Oro-14, Sardinata-3K, Tasajero-1, Tibú-2K, Tibú-176, Tibu-178Ky Tibú-182K. La concentración de los pozos detallados anteriormente está fuertemente orientada a la margen oeste de la cuenca; mientras que, hacia los extremos norte, sur y oeste se tiene muy poca información, lo que genera indiscutible incertidumbre.

En el mapa isócoro de la Formación La Luna, Los pozos Cerro Gordo-3 y Río de Oro-14 muestran los mayores espesores de la Formación La Luna al sur y norte, respectivamente; mientras que, hacia el costado, este el pozo Tibú-178K evidencia el espesor más bajo de la formación de interés. En conjunto, los espesores varían desde 150 pies, al este-noreste, bastante cercanos al límite de la cuenca, aumentando a espesores iguales o mayores de 250 pies en dirección hacia el oeste-suroeste del área de interés (figura 97).

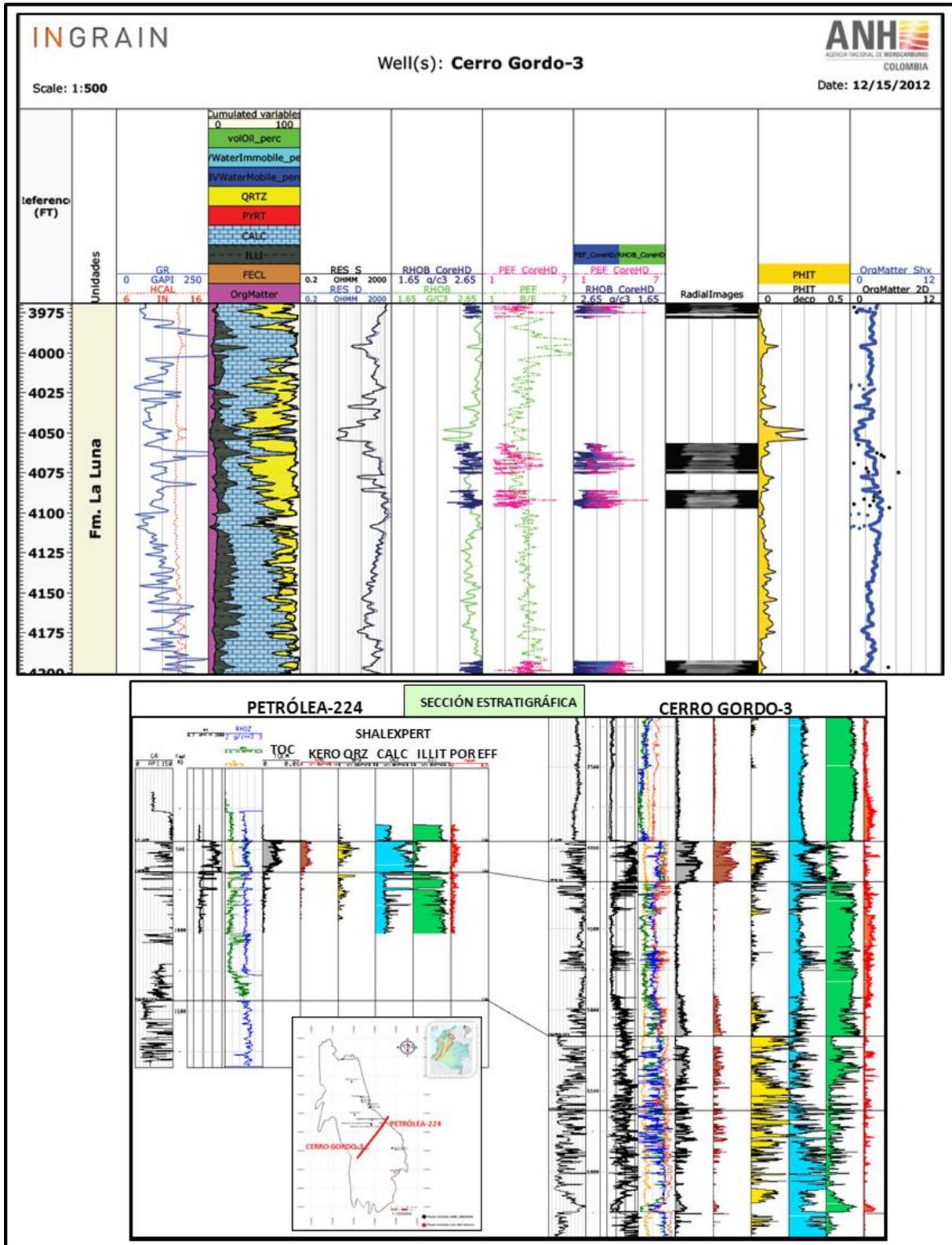


Figura 96. Integración fases II y III de INGRAIN y evaluación petrofísica (ShaleXpert), pozo Petrólea-224, cuenca Catatumbo.

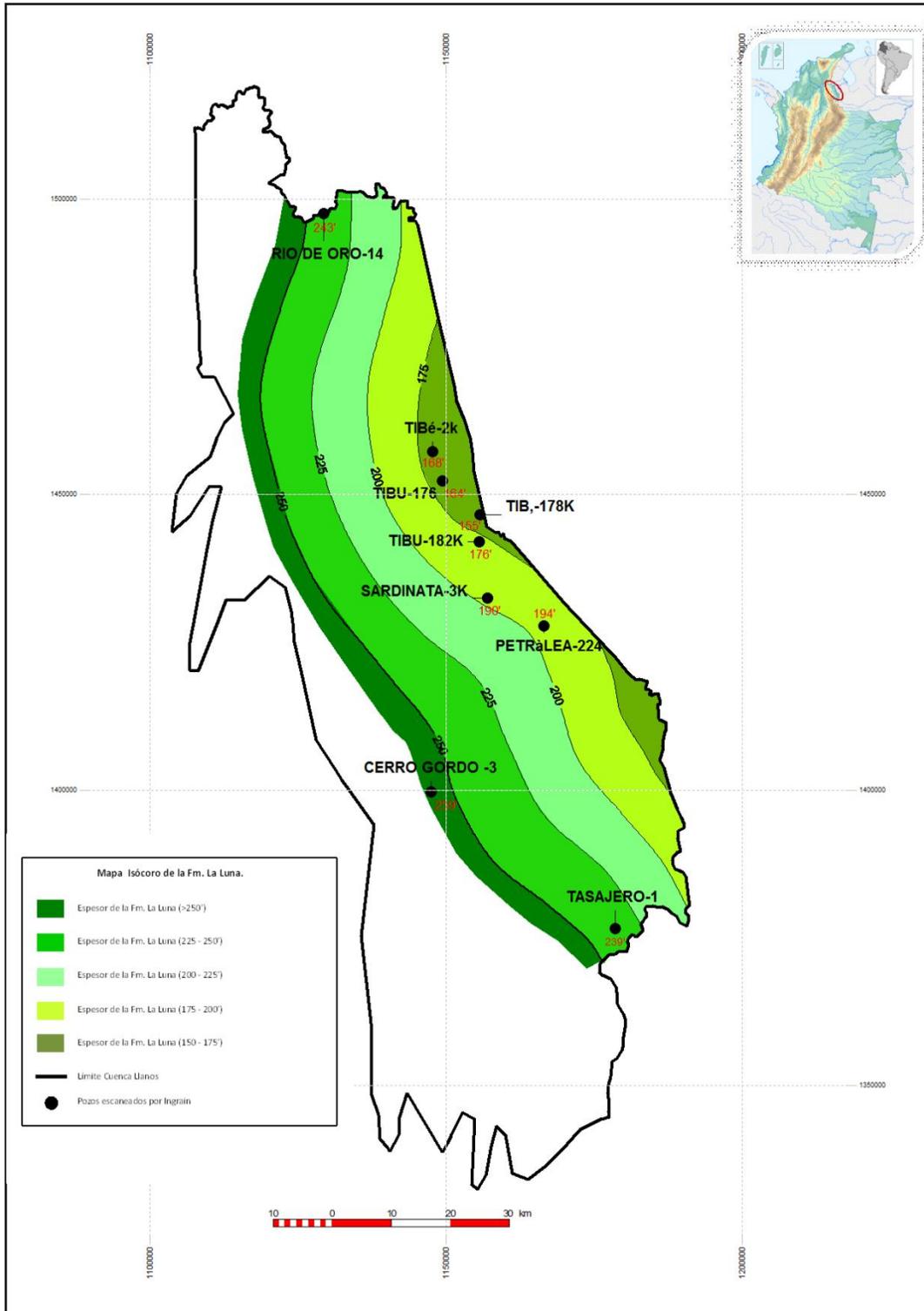


Figura 97. Mapa isócoro de la Formación La Luna para yacimiento no convencional asociado a lutitas, cuenca Catatumbo.

CONCLUSIONES

- En la cuenca Catatumbo la evaluación geológica fue fundamental para ubicar en un contexto geológico regional los resultados de los análisis puntuales de núcleos realizados por INGRAIN en las fases I, II y III.
- La configuración paleogeográfica controló la sedimentación de las unidades atravesadas en la cuenca. Durante la sedimentación de la secuencia cretácica, los depocentros tenían dirección norte-sur y este-oeste.
- La interrelación entre el avance del nivel del mar y el aporte de sedimentos determinó la composición y distribución de niveles con alto potencial como yacimientos no convencionales. La Formación La Luna reúne valores óptimos en los parámetros obtenidos de las diferentes evaluaciones geológicas.
- Los parámetros generados de la evaluación de INGRAIN en la fase I, aporta información mineralógica fundamental para concluir sobre las relaciones estratigráficas, topes y ambientes de sedimentación. Esta fase permitió realizar una selección de muestras, para ser analizadas en las fases II y III de INGRAIN, con la finalidad de determinar su potencial como yacimientos no convencionales.
- Los gráficos integrados con los análisis de INGRAIN en las fases I y II, y la evaluación petrofísica con el herramienta *ShaleXpert*, permite visualizar la correspondencia entre los diferentes parámetros en la secuencia analizada, tener una idea de los intervalos con posible potencial como yacimientos no convencionales.
- La Formación La Luna tiene las mejores condiciones en la cuenca de Catatumbo para el desarrollo de un yacimiento lutítico. Algunas observaciones son:
 1. Basados en los datos *3D SEM* INGRAIN se observa que la mayoría de las muestras tienen porosidades entre 3 - 12% y permeabilidades entre 5 – 10000 nD. El contenido orgánico, usando datos *2D SEM* y *3D SEM* INGRAIN, de la Formación La Luna es en promedio alto, variando entre 5 – 27% en volumen, para todo el espesor de la formación en toda la cuenca. Los datos de porosidad y cantidad de materia orgánica en volumen fueron utilizados para la calibración en la evaluación petrofísica.
 2. Igualmente basados en los datos de *3D SEM* INGRAIN se obtuvieron rangos de porosidad asociada a la materia orgánica (PA_OM), los cuales varían en la cuenca.

- Por ejemplo los pozos Tibu-178 y Sardinata Norte-2 tienen valores entre el 60 - 100% PA_{OM} de la porosidad total. Mientras que en el pozo Tibu-2K la porosidad es predominantemente intergranular, con valores de PA_{OM} de la porosidad total menores del 10%.
3. Los datos *CoreHD* de INGRAIN adhirieron valor en las evaluaciones de las formaciones con corazonamiento continuo (Sardinata Norte-2 o (3K)). Se extrajeron registros detallados de densidad y *PEF* para una definición detallada de mineralogía y así poder estimar propiedades mecánicas de la roca y discriminar las mejores zonas a evaluar.
 4. En el área del campo de Tibú la formación tiene los mejores contenidos de materia orgánica en la cuenca, que correlaciona con los menores espesores de la cuenca, donde la formación es más arcillosa afectando la fragilidad de la formación.
- Las formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú tienen un potencial no convencional como yacimientos apretados; la materia orgánica no se encuentra en las zonas frágiles. Estas formaciones han sido producidas en la cuenca de yacimientos naturalmente fracturados en las zonas estructuralmente complejas:
 1. Los datos de permeabilidad y porosidad, basados en los datos *3D SEM* INGRAIN, exhiben una tendencia de porosidades que varían entre 3 - 9% y permeabilidades entre 10 – 1000 nD.
 2. El contenido orgánico de las formaciones están dispersos en pequeños intervalos en las zonas más arcillosas y dúctiles de las formaciones. Valores puntuales pueden subir por encima de 15% pero en intervalos delgados y arcillosos como documentados en los análisis *2D SEM* de INGRAIN en varios pozos y valores estimados en la evaluación petrofísica.
 3. Los datos *CoreHD* de INGRAIN adhirieron valor en las evaluaciones de las formaciones con corazonamiento continuo (Río de Oro-14). Se extrajeron registros detallados de densidad y *PEF* para una evaluación *shaleXpert*, y así discriminar mejor los intervalos prospectivos basados en una definición detallada de mineralogía y por consiguiente poder estimar propiedades mecánicas de la roca.
 4. Basados en los datos de *3D SEM* INGRAIN se observa que la porosidad en su mayoría es intergranular, con un PA_{OM} de la porosidad total menor de 5%.
 5. Estas formaciones tienen historia de producción de hidrocarburos de yacimientos fracturados que no fue evaluada en este proyecto.
 - La Formación Capacho en general es muy arcillosa. Se tienen áreas discretas, especialmente hacia la base y tope de la formación en la cual se vuelve más calcárea, y

también tiene tendencia a tener un mayor contenido orgánico. Los datos de *3D SEM* INGRAIN muestran porosidades entre 2 - 11%, permeabilidades entre 3 – 18000 nD, materia orgánica entre 0 -11%. Valores de *PA_OM* son muy variable, entre 0 -100% de la porosidad total, indicando diferencias en la morfología poral (asociada a la materia orgánica y/o intergranular).

- La secuencia terciaria contiene yacimientos convencionales en todas las formaciones. La secuencia aun cuando puede tener intervalos con materia orgánica en la mayoría de la cuenca está inmadura. Hay posibles intervalos de yacimientos apretados, adyacentes a los yacimientos convencionales, pero su definición es compleja y fuera del alcance por la posibilidad de que las fracturas conecten con un acuífero. Solo tres muestras *3D SEM* INGRAIN se obtuvieron en este intervalo cuyas porosidades están entre 2 – 10%, permeabilidades entre 10 – 100 nD y materia orgánica entre 0 – 8%. La porosidad es intergranular.
- La cuenca Catatumbo se caracteriza tectónicamente por grandes lineamientos con dirección norte y norte – noreste, que delimitan extensos bloques estructurales que preservaron las unidades estratigráficas responsables de la acumulación de hidrocarburos a profundidades entre 5.000 hasta más de 12.000 pies.
- Los lineamientos pueden ser relevos de sistemas transpresionales que han transportado longitudinal y tectónicamente los bloques, y que su expresión es de estructuras en flor, con saltos de falla que pueden ser del orden de 3.000 a 4.000 pies. Esta estructuración ha favorecido el entrapamiento de hidrocarburos en toda la cuenca.
- La intensidad de deformación estructural es alta en los sectores de los lineamientos conformados por las estructuras en flor, y baja en la parte extensa de los bloques que son limitados por los lineamientos.
- Tomando estos conceptos de profundidad actual de las rocas generadoras y la intensidad de deformación estructural, se concluye que las condiciones para desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales son óptimas, principalmente en los bloques limitados por los alineamientos estructurales, por ejemplo entre los campos Petrólea y Río Zulia.
- Entre las rocas cretácicas sobresalen La Formación La Luna (Conienciano – Campaniano Tardío) y la Formación Capacho (Cenomaniano – Turoniano), como las principales rocas generadoras. Adicionalmente dentro del Grupo Uribante (Aptiano – Albiano tardío), sobresale con potencial generador de menor importancia, la Formación Tibú (Aptiano).

Dentro de la secuencia paleocena sobresale como roca generadora la Formación Los Cuervos.

- En cuanto al tipo de fluido esperado, para la Formación La Luna, predomina condensado en la parte central y norte, gas en la parte sur, y en menor proporción aceite en sectores (occidente y oriente) de la parte central. Para la Formación Capacho se tendría, igualmente, la misma tendencia del tipo de fluido, con un incremento de gas en el sur y algo aceite en la parte norte-central de la cuenca.
- Para la Formación Tibú, el tipo de fluido esperado, en esta roca generadora, sería gas en la parte sur y central de la cuenca, y condensado en el norte de la misma. Para la Formación Los Cuervos se tendría generación de aceite en el sector sur de la cuenca.
- Los resultados generados por INGRAIN en las fases II y III, muestran una composición detallada de las unidades atravesadas, que permitieron visualizar el potencial de las mismas como yacimientos no convencionales.
- La integración de resultados de las disciplinas geológicas evaluadas, en conjunto con los resultado de las fases II y III de INGRAIN, permitió concluir que la sección con mayor potencial como yacimiento no convencional se corresponde principalmente con la Formación La Luna y en forma secundaria, a las formaciones Capacho, Aguardiente, Mercedes y Tibú.

RECOMENDACIONES

- Realizar corazonamiento continuo en la Formación La Luna, especialmente en pozos a ser perforados en el área madura, y un estudio detallado de litofacies, para determinar la distribución de los cambios composicionales.
- Realizar análisis geoquímicos de contenido de riqueza orgánica, pirolisis (cada pie) del corazón recuperado, y reflectancia de vitrinita de muestras de zanja de todo el pozo (cada 200 o 500 pies), incluyendo muestras del intervalo corazonado.
- Con la finalidad de realizar evaluaciones más completas en las fases I, II y III de INGRAIN y una evaluación petrofísica con la herramienta *ShaleXpert*, así como una caracterización geológica detallada, disponer de los siguientes registros mínimos: resistivos (GR-RT-RM-RS), densidad-neutrón (CAL-RHOB-PHIN), sínico (DTC), FEL (masterlog). Los resultados pueden ser mucho más precisos si se tienen: GR espectral (CGR, SGR), sínico dipolar (DTCO, DTS), registro de mineralogía, difracción de rayos X, registro de imágenes.
- Continuar con la evaluación de núcleos y petrofísica para una definición más robusta de los intervalos prospectivos.
- Llegar a cabo evaluación del desarrollo de porosidades de matriz y fracturas para la cuenca.
- Adelantar estudios de Estratigrafía Secuencial para definir los intervalos con mayor contenido orgánico y zonas con mejor desarrollo de porosidad de matriz.
- Realizar, para el Grupo Uribante (formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú), un estudio integrado, con ingeniería de producción, de los objetivos dados para estas formaciones, teniendo en cuenta los resultados y experiencia convencional.
- Evaluar el potencial de fracturamiento de las diferentes zonas para estimar el volumen de roca a ser estimulada con una nueva red de permeabilidad.
- Realizar evaluación geomecánica para estimar presiones y dirección de esfuerzos.

- Reprocesar de manera homogénea todos los programas sísmicos que cubren la cuenca.
- Realizar un proyecto de factibilidad de desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales y cartografiar los horizontes de las formaciones generadoras.
- Delimitar áreas de alta y baja deformación estructural, con el propósito de localizar geográficamente, sectores o zonas de interés desde el punto de vista de posibles acumulaciones de hidrocarburos asociadas a lutitas (roca generadora).

BIBLIOGRAFÍA

Alfonso, C. A., y Mondragón J. C., 2000. Nuevos Conceptos Exploratorios en la Cuenca de Catatumbo, Colombia: VII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Caracas.

ANH/EPIS, 2012. Líneas sísmicas (archivos Seg – Y, UKOOAS e imágenes) disponibles y registros de velocidad (checkshots), cuenca Catatumbo.

ANH/EPIS, 2012. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada de pozos de la cuenca Catatumbo.

Bartok, P., Reijers, T.J.A. y Juhasz, Y., 1981. Lower Cogollo Group, Maracaibo Basin, Venezuela: Sedimentology, Diagenesis, and Petrophysics. AAPG Bulletin, V. 65, N° 6. P. 1110 - 1134.

Etayo et al., 2003. Sedimentary Facies Distribution and Tectonic Setting of Colombia Through Phanerozoic, Ingeominas.

Grover, P., 2010: Petrophysics MSc Course Notes

Jarvie, D. M., 2011 Unconventional Shale Gas and Oil Resource Systems; Presentation 31st Oil Shale Symposium, Golden Co.

Lasmo 1993, Geochemical analysis of cuttings from Cerro Gordo-3 Well; Catatumbo project, Colombia.

Macellari, C.E., 1988. Cretaceous paleogeography and depositional cycles of western South America: Journal of South American Earth Sciences. V. 1. P.373 - 418.

Notestein, F., Hubman C. and Bowler J., 1944. Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America. GSA Bulletin. V. 55. P.

Parnaud, F., Gou Y., Pacual J.C., Capello M., Trukowski I., Passalacqua H. 1995. Stratigraphic Synthesis of Western Venezuela..... In A. Tankard, R. Suárez., and H.J. Welsink. Petroleum Basin of South America: AAPG Memoir 62. P. 681-698.

Passey Q.R., Bohacs, K.M., Esch, W.L., Klimentidis, R., Sinha, S., 2010; From Oil-Prone Source Rock to Gas Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Dhale-Gas Reservoirs: SPE 131350 pp 1-

Passey, Q.R., Creany, S., Kulla, J.B., Moretti, F. J., and Stroud, J.D., 1990, A practical model for organic richness estimation from porosity and resistivity logs: AAPG bulletin V. 74. N° 12 (December, 1990) p. 1777-1794.

Pedraza P. y Ramírez Y., 2011 (ANH). Geology and Hydrocarbon Potential, Catatumbo Basin. ANH papers, V. 5.

Pindell J., Roger H. Y Dewey J., 1998. Cenozoic Palinspatic Reconstruction, Paleogeographic Evolution and Hydrocarbon Setting of the Northern Margin of South America P. 45-85. In Paleogeographic Evolution and Non-Glacial Eustacy, Northern South America. SEPM Special Publication N° 58.

Rangel A. and Hernández R., 2007. Thermal maturity history and implications for hydrocarbon exploration in the Catatumbo Basin, Colombia.

Yurewicz D. A., Advocate D. M., Lo H. B. and Hernández E. A., 1998. Source Rocks and Oil Families, Southwest Maracaibo Basin (Catatumbo Subbasin), Colombia.