

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

CUENCA LLANOS ORIENTALES

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

Diciembre 2012

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	13
1. INTRODUCCIÓN	16
1.1. Objetivo General.....	16
1.2. Objetivos Específicos.....	16
1.3. Alcance del proyecto de digitalización.....	16
1.3.1. Fase 1. Preservación digital y caracterización de facies deposicionales de núcleos ..	16
1.3.2. Fase 2. Análisis de porosidad y permeabilidad para determinar la calidad del reservorio.....	17
1.4. Alcance del proyecto hacia no convencionales.	17
1.5. Objetivos y alcance del proyecto de integración geológica.	17
1.6. Información utilizada.	18
1.7. Equipo de trabajo.....	18
1.8. Tiempo de ejecución del proyecto.....	19
1.9. Metodología general de selección de cuenca, unidades estratigráficas, pozos e integración de resultados.	19
1.10. Metodología aplicada por INGRAIN.	20
2. GENERALIDADES SOBRE RECURSOS DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES	28
3. INTEGRACIÓN GEOLÓGICA CUENCA LLANOS ORIENTALES	32
3.1. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	32
3.2. EVOLUCIÓN TECTÓNICA SEDIMENTARIA DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES...34	34
3.3. LITOESTRATIGRAFÍA REGIONAL DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.	41
3.3.1. Basamento Precámbrico.....	41
3.3.2. Paleozoico.	43
3.3.3. Mesozoico.....	45
3.3.3.1. Triásico – Jurásico.	45
3.3.3.2. Cretáceo.....	47
3.3.3.2.1. Formación Une.....	48
3.3.3.2.2. Formación Gachetá.....	48
3.3.3.2.3. Formación Guadalupe.....	48
3.3.4. Cenozoico.....	48
3.3.4.1. Terciario – Cuaternario.....	48
3.3.4.1.1. Paleoceno: Formaciones Barco y Los Cuervos.	49
3.3.4.1.2. Eoceno Tardío: Formación Mirador.	49
3.3.4.1.3. Oligoceno Temprano – Mioceno Medio: Formación Carbonera.....	49
3.3.4.1.4. Mioceno Medio: Formación León.....	52

3.3.4.1.5. Mioceno Tardío – Cuaternario: Formación Guayabo	52
3.4. EVALUACIÓN ESTRUCTURAL.....	53
3.4.1. Objetivo.....	53
3.4.2. Metodología	53
3.4.3. Interpretación.....	57
3.5. EVALUACIÓN ESTRATIGRÁFICA	87
3.5.1. Metodología	87
3.5.2. Interpretación	88
3.5.3. Correlaciones esquemáticas Regionales	92
3.5.4. Correlaciones Estratigráficas Locales	95
3.6. INTEGRACIÓN ESTRATIGRAFÍA – FASE I, INGRAIN.	113
3.7. EVALUACIÓN PETROFÍSICA	135
3.7.1. Características de los yacimientos lutíticos.	135
3.7.2. Metodología	135
3.7.2.1. Pre-interpretación.....	136
3.7.2.2. Cálculo empírico del contenido orgánico total (%TOC).....	137
3.7.2.3. Cálculo de Volúmenes y Mineralogía	144
3.7.2.4. Propiedades Mecánicas de las rocas	146
3.7.3. Fundamentos Geológicos para la Petrofísica, Cuenca Llanos Orientales	149
3.7.4. Alcance Evaluación Petrofísica	150
3.7.1. SECUENCIA PALEOZOICA (Potencial Yacimientos Lutíticos).	159
3.7.2. YACIMIENTOS HÍBRIDOS	162
3.7.3. Yacimientos Apretados Piedemonte	175
3.8. SISTEMA PETROLÍFERO	179
3.8.1. Metodología Para la Evaluación de la Roca Generadora.	179
3.8.2. Documentación de la Roca Generadora.	179
3.8.3. Tipo de Fluido Esperado.	186
3.9. INTEGRACIÓN ESTRUCTURAL, ESTRATIGRAFÍA, PETROFÍSICA Y GEOQUÍMICA CON LOS RESULTADOS DE LAS FASES II Y III DE INGRAIN.....	188
CONCLUSIONES	202
RECOMENDACIONES.....	207
BIBLIOGRAFÍA	208

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”.....	20
Figura 2.	Izquierda: uno de los tomógrafos usados en el proyecto.Derecha: secciones de núcleos a ser digitalizados.....	21
Figura 3.	Ejemplo de 3 pies de núcleo digitalizado, preservado en manga de aluminio.	22
Figura 4.	Registros continuos de alta resolución de <i>RHOB</i> y <i>PEF</i> , a lo largo del núcleo. Nota: $Z_{eff} = 10 * (PEF)^{1/3.6}$	23
Figura 5.	Gráfica de los datos de <i>PEF</i> vs. <i>RHOB</i> (cada color representa una Facies CoreHD).	24
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.	26
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.....	27
Figura 8.	Rango de permeabilidades de yacimientos convencionales y no convencionales (adaptado de Halliburton, 2010).....	30
Figura 9.	Variables mineralógicas claves en la fragilidad de la roca (adaptado de Halliburton, 2010).	31
Figura 10.	Parámetros físicos que definen la viabilidad económica de una acumulación de hidrocarburos asociada a lutitas (adaptado de Halliburton, 2010).....	31
Figura 11.	Cuenca Llanos Orientales (adaptado de ANH, 2012; Mapa Geológico de Colombia/Ingeominas, 2007).	33
Figura 12.	Localización de algunos pozos que alcanzaron basamento precámbrico y rocas paleozoicas, cuenca Llanos Orientales.....	42
Figura 13.	Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales (ANH, 2012)..	46
Figura 14.	Mapa de localización de líneas sísmicas, cuenca Llanos Orientales.	55
Figura 15.	Mapa geológico, cuenca Llanos Orientales (tomado de ANH, 2011).	58
Figura 16.	(Anexo 1) Transecta entre los pozos Arauca-4 y Chambery-1, cuenca Llanos Orientales.	60

Figura 17. Proyección del pozo Arauca-2 (a 2,3 km.) sobre la línea AU-1980-5, cuenca Llanos Orientales.	61
Figura 18. Proyección del pozo Arauca-4 (a 3 km.) sobre la línea AU-1980-12, cuenca Llanos Orientales.	62
Figura 19. Proyección del pozo Chambery-1 (a 0,5 km.) sobre la línea A-1975-20-5E, cuenca Llanos Orientales.	63
Figura 20. Proyección del pozo Camungo-1 sobre la línea CH-1987-15, cuenca Llanos Orientales.	64
Figura 21. (Anexo 2) Transecta entre el Piedemonte Llanero y el pozo La Gloria Norte-2, cuenca Llanos Orientales.	66
Figura 22. (Anexo 3) Transecta desde el pozo I al pozo Q, cuenca Llanos Orientales.	67
Figura 23. Proyección del pozo Las Maracas-1 (a 1,6 km.) sobre la línea RA-1985-02, cuenca Llanos Orientales.	70
Figura 24. Proyección del pozo Tocaría-1 sobre la línea LLC-1978-9, cuenca Llanos Orientales.	71
Figura 25. Proyección del pozo La Totuma-1 (a 2,3 km.) sobre la línea LS-2006-05, cuenca Llanos Orientales.	72
Figura 26. Proyección del pozo Cravo Este-1 sobre la línea BQ-1983-07, cuenca Llanos Orientales.	73
Figura 27. Proyección del pozo La Gloria Norte-2 (a 0,6 km.) sobre la línea YP-1983-05, cuenca Llanos Orientales.	74
Figura 28. Proyección del pozo I sobre la línea RE-1990-584, cuenca Llanos Orientales.	75
Figura 29. Proyección del pozo Q (a 1,5 km) sobre la línea C-1980-1840, cuenca Llanos Orientales.	76
Figura 30. Proyección del pozo Los Teques-1 sobre la línea sísmica FOR-1988-03, cuenca Llanos Orientales.	77
Figura 31. Proyección del pozo Pomarroso-1 sobre la línea L-1974-10, cuenca Llanos Orientales.	78
Figura 32. Proyección del pozo Buenos Aires H-15 (a 2,8 km.) sobre la línea sísmica, cuenca Llanos Orientales.	79
Figura 33. Proyección del pozo I sobre la línea sísmica en la dirección del rumbo, cuenca Llanos Orientales.	80
Figura 34. (Anexo 4) Transecta Lengupá 1 – E, cuenca Llanos Orientales.	82

Figura 35. Transecta desde el pozo Chichimene-3 al pozo Camoa-1, cuenca Llanos Orientales.	83
Figura 36. Proyección del pozo E sobre la línea sísmica BR-1990-04, cuenca Llanos Orientales.	84
Figura 37. Proyección del pozo Murujuy-1 (a 3,5 km.) sobre la línea PL-1988-116, cuenca Llanos Orientales.	85
Figura 38. Proyección del pozo Garibay-1 sobre la línea Q-1986-3500, cuenca Llanos Orientales.	86
Figura 39. Localización de pozos con corazones escaneados, cuenca Llanos Orientales.	90
Figura 40. Mapa de unidades estratigraficas de corazones escaneados de pozos, cuenca Llanos Orientales.	91
Figura 41. Secciones esquemáticas regionales, cuenca Llanos Orientales.	92
Figura 42. Secciones estratigráficas locales realizadas, cuenca Llanos Orientales.	96
Figura 43. Sección estratigráfica 1-1', cuenca Llanos Orientales.	98
Figura 44. Sección estratigráfica 2 -2', cuenca Llanos Orientales.	99
Figura 45. Sección estratigráfica 3-3' cuenca Llanos Orientales.	100
Figura 46. Sección estratigráfica 4-4'. cuenca Llanos Orientales.	101
Figura 47. Sección estratigráfica 5 -5', cuenca Llanos Orientales.	103
Figura 48. Sección estratigráfica 6 - 6', cuenca Llanos Orientales.	104
Figura 49. Sección Estratigráfica 7-7', cuenca Llanos Orientales.	105
Figura 50. Sección Estratigráfica 8-8', cuenca Llanos Orientales.	106
Figura 51. Sección estratigráfica 9-9', cuenca Llanos Orientales.	108
Figura 52. Sección estratigráfica 10-10', cuenca Llanos Orientales.	109
Figura 53. Sección estratigráfica 11-11', cuenca Llanos Orientales.	111
Figura 54. Intervalos corazonados en los pozos El Triunfo-1 y Río de Curia-1, cuenca Llanos Orientales.	112
Figura 55. Distribución de los pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Une, cuenca Llanos Orientales.	114
Figura 56. Secuencia estratigráfica, pozo I, cuenca Llanos Orientales.	116
Figura 57. Repuesta electrográfica, sección basal, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.	117
Figura 58. Respuestas electrográficas, areniscas intermedias, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.	118

Figura 59. Respuesta electrográfica, máxima inundación marina, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.....	118
Figura 60. Respuesta electrográfica, areniscas superiores, Formación Gachetá (pozo I), cuenca Llanos Orientales.....	119
Figura 61. Mapa isócoro, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.	120
Figura 62. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Gachetá (parte basal), cuenca Llanos Orientales.	122
Figura 63. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Gachetá (areniscas intermedias), cuenca Llanos Orientales.	123
Figura 64. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Gachetá (lutitas intermedias), cuenca Llanos Orientales.	124
Figura 65. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráfico de facies, Formación Gachetá (sección superior), cuenca Llanos Orientales.	125
Figura 66. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Guadalupe, cuenca Llanos Orientales.	126
Figura 67. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Barco, cuenca Llanos Orientales.	127
Figura 68. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráfico de facies, Formación Los Cuervos, cuenca Llanos Orientales.	128
Figura 69. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Mirador, cuenca Llanos Orientales.	130
Figura 70. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies Areniscas Basales (formaciones Barco, Los Cuervos y Mirador), cuenca Llanos Orientales..	131
Figura 71. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, unidad C8 de la Formación Carbonera, cuenca Llanos Orientales.	132
Figura 72. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Unidad C7 de la Formación Carbonera, cuenca Llanos Orientales.	133
Figura 73. Tendencias faciales en formaciones, unidades e intervalos de núcleos escaneados en del pozo Tocoragua-1, cuenca Llanos Orientales.	134
Figura 74. Flujo de trabajo de la evaluación petrofísica a partir de la herramienta <i>ShaleXpert</i>	136
Figura 75. Registros que muestran los gradientes y cambios en profundidad, de la temperatura, presión, presión de carga y presión de poro.	137

Figura 76. 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).....	139
Figura 77. Ilustración de efecto de la madurez en la roca <i>generadora</i> (Passey et al., 2010). ..	140
Figura 78. Correspondencia del <i>LOM</i> , y % <i>Ro</i> , con el tipo de hidrocarburo generado y madurez del carbón (Passey et al., 2010).	141
Figura 79. 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).	142
Figura 80. Diagrama de correlación de <i>Delta log R versus</i> madurez, para obtener el <i>TOC</i> (% wt) (Passey et al., 1990).	142
Figura 81. Ajustes de registros basados en el análisis probabilístico de minerales.....	146
Figura 82. Definición de <i>pseudo brittleness</i> , basada en el módulo de Young y relación de Poisson.....	148
Figura 83. Relación entre <i>Pseudo Brittleness</i> y <i>Mineral Brittleness</i>	149
Figura 84. Mapa de los pozos con corazones escaneados según tipo de interpretación petrofísica, cuenca Llanos Orientales.	152
Figura 85. Encabezado de las imágenes <i>ShaleXpert</i> que tienen un conjunto completo de registros.....	155
Figura 86. Interpretación <i>shalexpert</i> , que muestra derrumbes en zonas arcillosas, pozo Cupiagua-1, cuenca Llanos Orientales.	156
Figura 87. Comparación de registro de densidad de pozo en zonas de derrumbe con el registro de densidad <i>CoreHD</i> , pozo Cupiagua-1, cuenca Llanos Orientales.....	157
Figura 88. Correlación de registro de densidad de registro con la densidad <i>CoreHD</i> para la calibración en profundidad, pozo Cusiana-5, cuenca Llanos Orientales.	158
Figura 89. Interpretación <i>shalexpert</i> , secuencia paleozoica, pozo H, cuenca Llanos Orientales.	160
Figura 90. Interpretación <i>shalexpert</i> de la secuencia paleozoica, que muestra las zonas prospectivas en el pozo H, cuenca Llanos Orientales.	161
Figura 91. Evaluación <i>shalexpert</i> , Formación Gachetá, pozo H, cuenca Llanos Orientales....	164
Figura 92. Evaluación <i>ShaleXpert</i> , zona hídrida, Formación Gachetá, pozo Gaván-1, cuenca Llanos Orientales.....	170
Figura 93. Evaluación <i>shalexpert</i> , zona híbrida pozo C, formaciones Gachetá y Une, cuenca Llanos Orientales.....	172

Figura 94. Evaluación Shalexpert, Formación Gachetá, pozo Torcoragua-1, cuenca Llanos Orientales.174

Figura 95. Evaluación shalexpert, formaciones Mirador y Los Cuervos, pozo Cupiagua-1, Piedemonte cuenca Llanos Orientales.....176

Figura 96. Diagrama comparativo de algunas propiedades petrofísicas de la Formación Eagleford y la Formación Los Cuervos del pozo Cupiagua-1.....177

Figura 97. Comparación entre la Formación Eagleford y la Formación Gachetá, en el pozo, Galerón-1.178

Figura 98. Diagrama comparativo de algunas propiedades petrofísicas de la Formación Eagleford y la Formación Gachetá del pozo Galerón-1.....178

Figura 99. Mapa de isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% TOC), Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.182

Figura 100. Perfil de evolución de la materia orgánica medida a partir de la reflectancia de la vitrinita (% Ro), y el tipo de hidrocarburo relacionado (adaptado de Tissot y otros, 1984).183

Figura 101. Mapa de isovalores promedios de madurez, en función de temperatura máxima (Tmáx., °C), Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.184

Figura 102. Mapa de isovalores promedios de reflectancia de vitrinita (% Ro), Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.185

Figura 103. Tipo de fluido esperado a partir de la Formación Gachetá, sector occidental de la cuenca Llanos Orientales.187

Figura 104. Sección estratigráfica integrada con resultados de evaluación petrofísica *ShaleXpert*, y ubicación de la sección con mayor potencial para yacimientos no convencionales asociados a lutitas, sección basal, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.
190

Figura 105. Sección estratigráfica integrada con resultados de la evaluación petrofísica *ShaleXpert*, areniscas intermedias, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.
191

Figura 106. Sección estratigráfica integrada con resultados de la evaluación petrofísica *Shalexpert*, areniscas superiores, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.
192

Figura 107. Sección estratigráfica integrada con resultados de la evaluación petrofísica *ShaleXpert*, y ubicación de la sección con mayor potencial para yacimientos no

convencionales asociados a lutitas, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

194

- Figura 108.**Sección estratigráfica al sur de la cuenca Llanos Orientales y ubicación de la sección con mayor potencial para yacimientos no convencionales asociados a lutitas.195
- Figura 109.**Configuración estructural del área de generación, localizada en la parte occidental de la cuenca Llanos Orientales.....197
- Figura 110.**Ubicación del área de generación de hidrocarburos, pozos, núcleos relacionados y registro del intervalo de la Formación Gachetá y su nivel inferior, cuenca Llanos Orientales.198
- Figura 111.**Integración de la evaluación petrofísica *ShaleXpert* con resultados de análisis de las fases II y III de INGRAIN, pozos Gaván-1, I y Tocoragua-1, cuenca Llanos Orientales.200
- Figura 112.**Mapa isócoro de la sección inferior o basal de interés para yacimiento no convencional asociado a lutitas, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales...201

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1.	Lista de líneas sísmicas, cuenca Llanos Orientales.....	56
Tabla 2.	Valores de análisis <i>2D-SEM</i> de INGRAIN.....	143
Tabla 3.	Resultados promedios de elementos químicos de la roca, dados por los análisis <i>XRF</i> en muestras realizados de corazón de pozo Trinidad-1, cuenca Llanos Orientales.	145
Tabla 4.	Alcance de la evaluación petrofísica, cuenca Llanos Orientales.	150
Tabla 5.	Lista de pozos con evaluación petrofísica y formaciones o unidades atravesadas, cuenca Llanos Orientales.	153
Tabla 6.	Ajustes en profundidad entre registros y corazones en pozos, cuenca Llanos Orientales.	159
Tabla 7.	Datos de contenido orgánico y porosidad basados en imagen <i>2D -SEM</i> , pozo Trinidad-1, cuenca Llanos Orientales.....	162
Tabla 8.	Tabla de propiedades del yacimiento en la Formación Gacheta, pozo H (Reporte Geológico Final, Pozo H), cuenca Llanos Orientales.	165
Tabla 9.	Análisis <i>2D SEM</i> del corazón, pozo H, cuenca Llanos Orientales.....	166
Tabla 10.	Análisis <i>2D SEM</i> del ripios, pozo H, cuenca Llanos Orientales.	167
Tabla 11.	Análisis <i>2D SEM</i> del Corazón, pozo Gaván-1, cuenca Llanos Orientales.	168
Tabla 12.	Datos de contenido orgánico y porosidad basados en imagen <i>2D-SEM</i> , pozo Torcoragua-1, cuenca Llanos Orientales.	175
Tabla 13.	Parámetros geoquímicos para describir el potencial petrolífero de una roca fuente inmadura (tomado de PETERS & CASSA en MAGOON & DOW, 1994).	180
Tabla 14.	Parámetros geoquímicos para describir el nivel de madurez termal (modificado de PETERS & CASSA en MAGOON & DOW, 1994).	181

LISTA ANEXOS

- Anexo 1**_Transecta Arauca4_Chambery1.pdf
- Anexo 2**_Transecta Piedemonte_Gloria N2.pdf
- Anexo 3**_Transecta I_Q.pdf
- Anexo 4**_Transecta Lengupa_E.pdf
- Anexo 5**_Relación pozos_Llanos.xls
- Anexo 6**_Mapa unidades estratigráficas_Llanos.pdf
- Anexo 7**_Seccion Estratigráfica Esquemática R A-A_Llanos.pdf
- Anexo 8**_Seccion Estructural Esquemática R A-A_Llanos.pdf
- Anexo 9**_Seccion Estratigráfica Esquemática R B-B_Llanos.pdf
- Anexo 10**_Seccion Estructural Esquemática R B-B_Llanos.pdf
- Anexo 11**_Topes formaciones y unidades de pozos corazones escaneados Llanos.xls

RESUMEN

El presente informe corresponde a la integración geológica realizada para la cuenca Llanos Orientales 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 geológica fue realizada por Halliburton, a través de un contrato de consultoría firmado con INGRAIN. En el presente informe se incluyen datos obtenidos de corazones escaneados de 54 de pozos de la cuenca Llanos Orientales.

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

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

Desde el punto de vista estratigráfico se realizó una integración geológica con la finalidad de documentar los procesos regionales que afectaron los espesores y composición de las unidades atravesadas en el área. La evaluación estratigráfica se centró, teniendo en cuenta la distribución de los intervalos de los corazones escaneados, principalmente en la secuencia comprendida entre la parte inferior de la Formación Carbonera (Unidad C7) y la secuencia de edad Cretáceo, con un mayor énfasis en la Formación Gachetá, considerando el enfoque de los resultados, a seleccionar intervalos con mayor potencial como yacimientos no convencionales asociados a lutitas.

La sección cretácica conforma una secuencia estratigráfica, cuyos espesores, distribución y composición en la cuenca, estuvo basada en la interrelación entre el aporte de sedimentos y avances del nivel del mar. Hacia el este de la cuenca los espesores tienden a cero (0) pies, debido a progresivos acuñamientos y /o posibles eventos erosivos, mientras que hacia el oeste, los espesores se incrementan a valores que alcanzan varios cientos de pies. La Formación Gachetá muestra cambios notables en su composición, producto de los efectos de las paleobatimetrías alcanzadas durante procesos tectónicos que generaron grandes subsidencias en la cuenca. Desde el punto de vista estratigráfico, la sección inferior o basal de esta

formación reúne las mejores condiciones para ser evaluada como yacimiento no convencional. Este intervalo se sedimentó en condiciones de ambiente nerítico interno a medio, y se caracteriza por altos valores de rayos gamma, alta resistividad y altos valores en la curva de neutrón, cuyos parámetros indican una alta probabilidad de contener altos valores de materia orgánica. El espesor de este intervalo varía desde 0 pies, en el este, hasta más de 140 pies en el oeste de la cuenca, en los pozos escaneados.

La documentación de la roca generadora de hidrocarburos, para la cuenca Llanos Orientales, permite identificar como principal roca fuente, la Formación Gachetá, de la secuencia cretácica. Secundariamente la Formación Los Cuervos, del Paleoceno, y con algún potencial marginal, intervalos arcillosos de la Formación Une o equivalentes.

El mapa de promedio de riqueza orgánica (% TOC) actual, elaborado para la Formación Gachetá, permite visualizar que este parámetro aumenta de este a oeste y de sureste a noroeste, con valores pobres en el este y sureste (<0,5 %) y valores buenos (1 – 2 % TOC) a muy buenos (2 - 4% TOC), en el noroeste (sector occidental de Arauca). En el piedemonte central y sur los valores están en el rango de buenos.

En cuanto a la calidad y tipo de materia orgánica, los estudios de macerales permiten diferenciar, en muestras de la Formación Gachetá, un predominio de materia orgánica correspondiente a kerógeno tipo III, potencial generador de gas y condensado; con aportes menores de materia orgánica tipo II, potencial generadora de aceite.

En cuanto a la madurez termal de la Formación Gachetá, los mapas de isovalores promedios de temperatura máxima de pirolisis, y de reflectancia de vitrinita para la Formación Gachetá, son bastante parecidos en su distribución, y aumentan hacia el Occidente, definiendo una franja, localizada en el occidente en la cuenca, que cubre desde el suroeste hasta noroeste, donde esta formación habría entrado en ventana de generación de hidrocarburos. Los valores de temperatura máxima se ubican por encima de 435 - 445° C, y los de vitrinita entre 0,6 a 1,0% (Ro).

Teniendo en cuenta la información geoquímica en cuanto a tipo de materia orgánica (predominio de kerógeno tipo III) y la madurez alcanzada por las rocas generadoras de la Formación Gachetá en el sector occidental de la cuenca, se espera que el tipo de fluido sea condensado y gas.

La evaluación petrofísica realizada con la herramienta *ShaleXpert*, igualmente identifica la parte inferior de la Formación Gachetá, como el principal intervalo con potencial para hidrocarburos

asociados a lutitas en la cuenca Llanos Orientales. De otra parte, la evaluación petrofísica también visualiza la posibilidad de presencia de acumulaciones de hidrocarburos asociados a lutitas en la secuencia paleozoica; igualmente de yacimientos híbridos (convencionales y no convencionales) en la secuencia cretácica.

La franja madura, donde la Formación Gachetá ha alcanzado la ventana de generación de hidrocarburos, que corresponde a la margen occidental de la cuenca, colindante con la Cordillera Oriental, se visualiza como un área favorable, desde el punto de vista estructural, para el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales asociados a lutitas, teniendo en cuenta, por una parte, la baja intensidad de deformación estructural, cuyas manifestaciones corresponden a estructuras transpresionales al noreste y suroeste, y transtensionales sutiles en la parte central (sector de Casanare), y por otra, por la profundidad de la roca generadora.

De acuerdo con la información sísmica y de pozos, los rangos de profundidad para la Formación Gachetá, en la parte sur del área de generación, están en el orden de 10.500 pies (pozo Gaván-1); en la parte central de 14.000 pies (pozos La Totuma-1 y Fortaleza 1A); y el norte 18.000 a 19.000 pies (pozo Tocoragua-1 y campo Arauca).

La sobreposición del mapa de madurez de reflectancia de vitrinita de la Formación Gachetá marca el inicio (0,6 de % Ro) de la ventana de generación de hidrocarburos, a partir de espesor promedio de 90 pies, para el intervalo basal, con tendencia de incremento de estos dos parámetros hacia el occidente de la cuenca. Espesor máximo, de 140 pies, se alcanza en pozo Apiay-16.

Se recomiendan estudios adicionales para ahondar en la identificación de este tipo de acumulaciones de hidrocarburos no convencionales asociados a lutitas, entre otros, perforación de pozos, toma de corazones, análisis de laboratorio, toma de registros especiales para la evaluación de este tipo de yacimientos, cartografía de detalle de facies, calibrada con muestras de corazones, etc.

1. INTRODUCCIÓN

En agosto del presente año, 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.

1.1. Objetivo General

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

1.2. Objetivos Específicos

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

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 1.500 tomografías computarizadas por cada metro lineal, seguido de cálculos de densidad total y número atómico efectivo, que permita la visualización tridimensional de las heterogeneidades internas, laminaciones, estructuras y fracturamiento en el núcleo de roca y que a su vez permita 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, que permita 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.

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, el alcance 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 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.

1.6. 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*, UKOAS e imágenes), registros de velocidad (checkshots), disponible en la base de datos del 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 cuervas .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 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 periodo para la ejecución del proyecto comprendió el tiempo comprendido entre el 10 de agosto al 31 de diciembre de 2012.

1.9. Metodología general de selección de cuenca, 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 Johon 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.
- Solicitud por parte de INGRAIN, a través de Halliburton a la ANH, de información (informes técnicos, registros e imágenes) de los pozos seleccionados.
- Organización de carpetas con la información recibida (sísmica y pozos).
- Carga de información sísmica.
- Normalización y carga de curvas .LAS, para interpretación petrofísica, y montaje de correlaciones estratigráficas.
- Elaboración de mapas 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).
- 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 de 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.

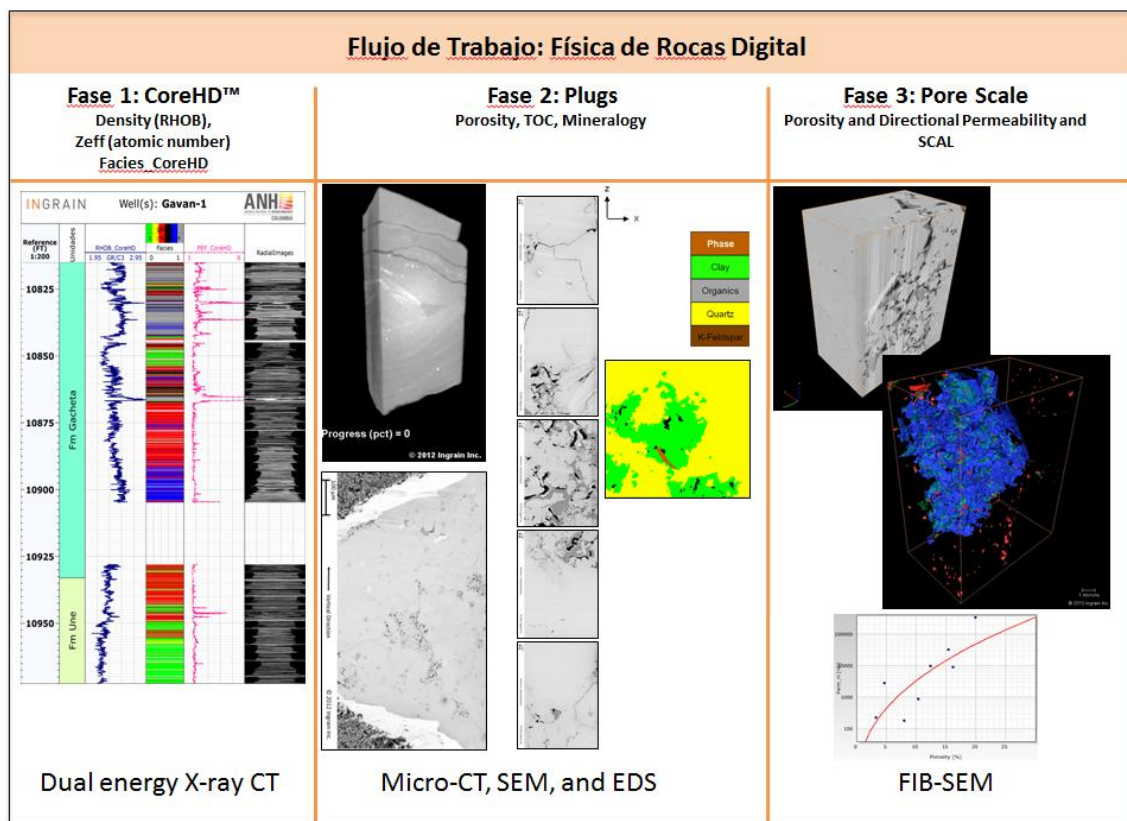


Figura 1. Esquema del flujo de trabajo usado por INGRAIN en la digitalización de los núcleos de la Litoteca Nacional “Bernardo Taborda”.



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

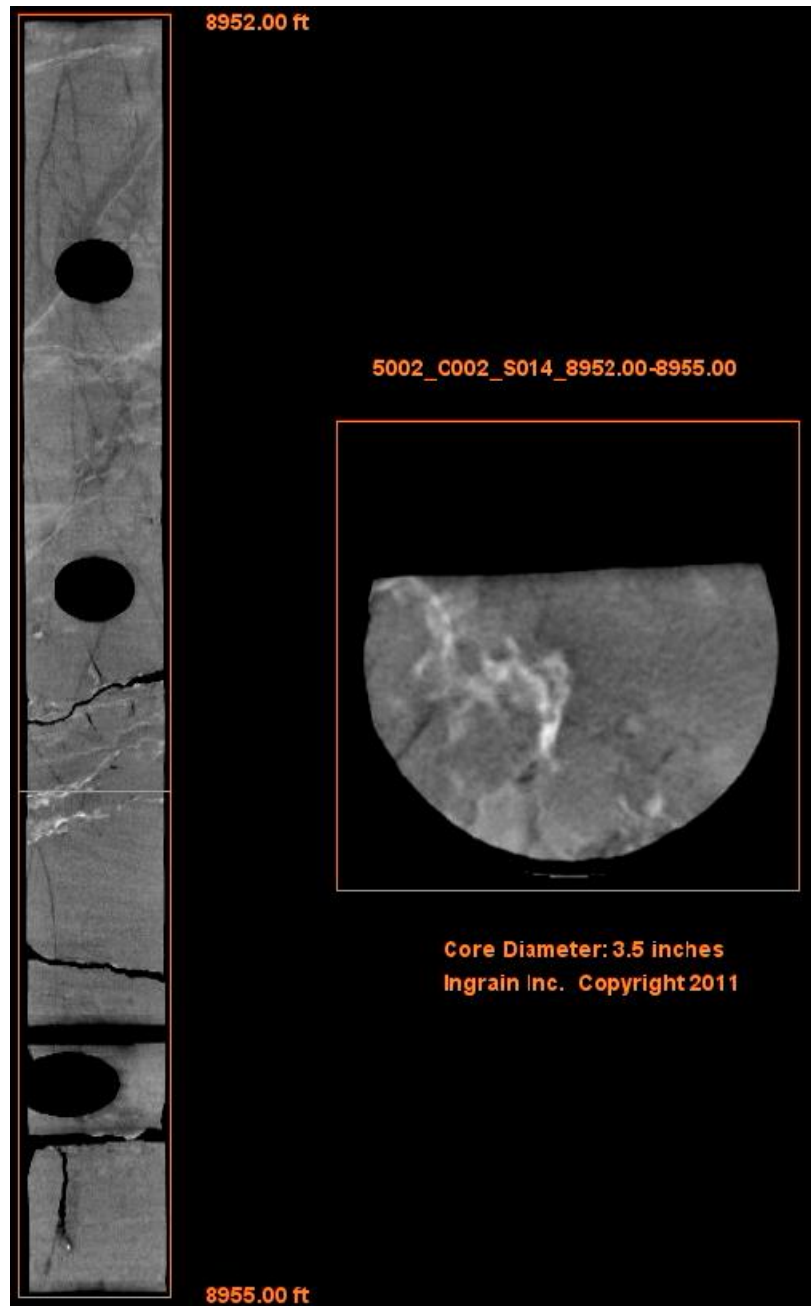


Figura 3. Ejemplo de 3 pies de núcleo digitalizado, preservado en manga de aluminio.

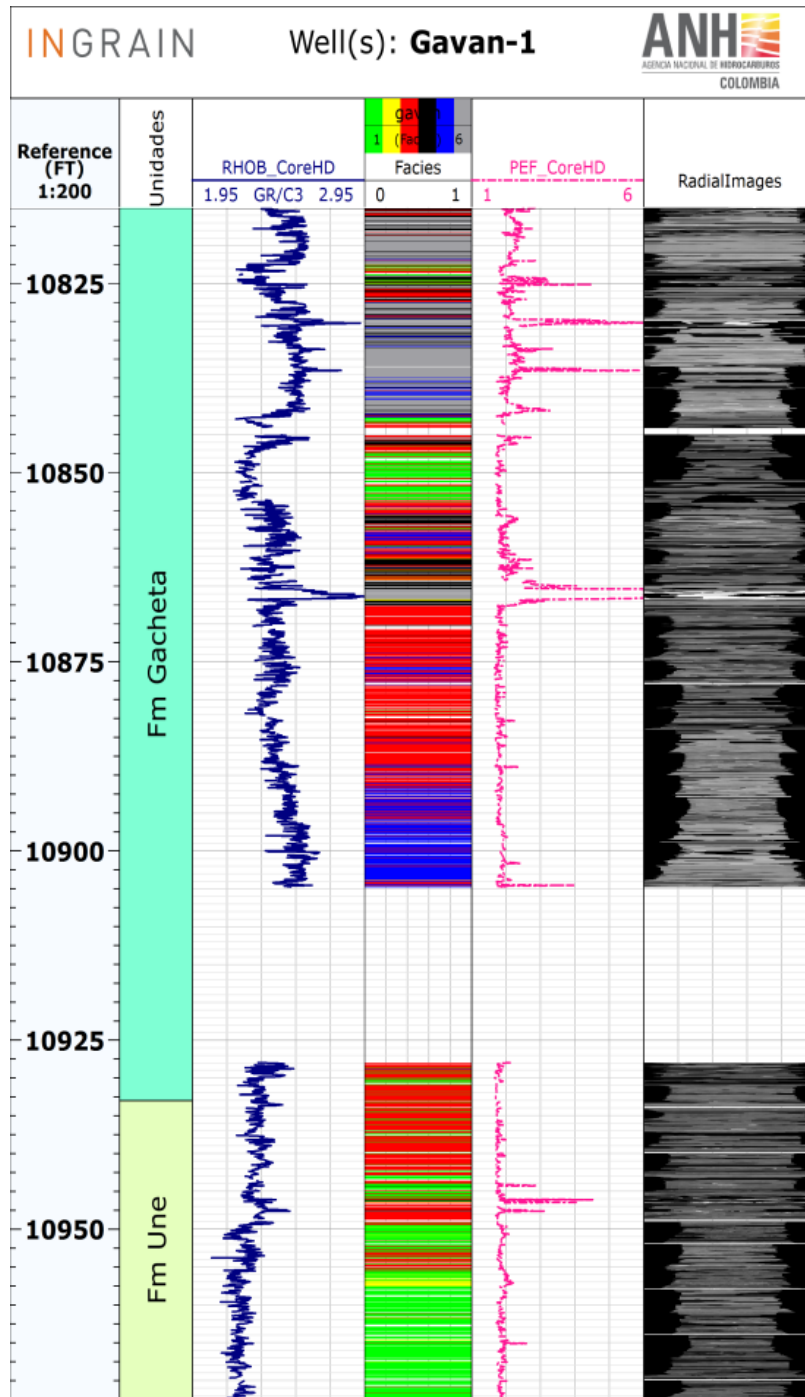


Figura 4. Registros continuos de alta resolución de *RHOB* y *PEF*, a lo largo del núcleo. Nota: $Z_{eff} = 10 * (PEF)^{1/3.6}$.

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.

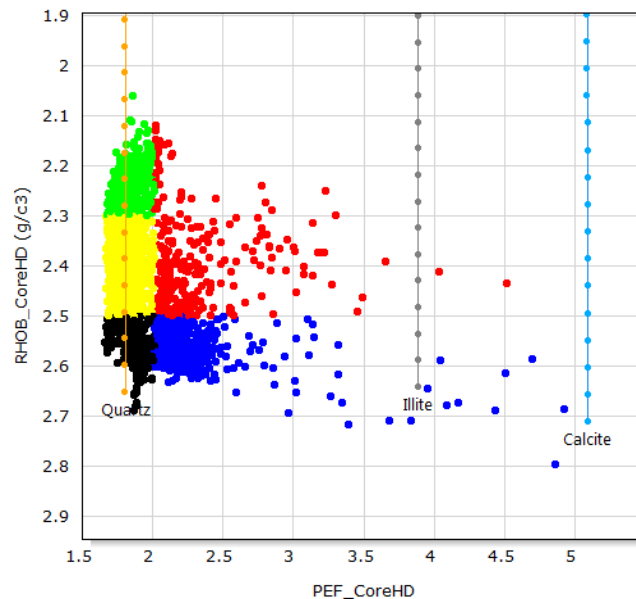


Figura 5. Gráfica de los datos de PEFvs. RHOB (cada color representa una Facies CoreHD).

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

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

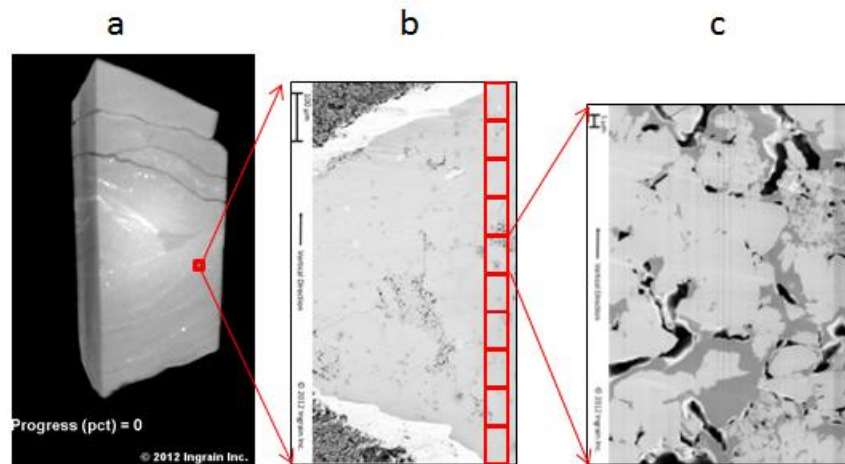


Figura 6. (a) Imagen micro-CT de una muestra extraída del núcleo. (b) Imagen SEM de la superficie pulida (área seleccionada corresponde al cuadrado rojo en la imagen). (c) Ejemplo de una de las 10 imágenes obtenidas sobre la sección pulida.

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).

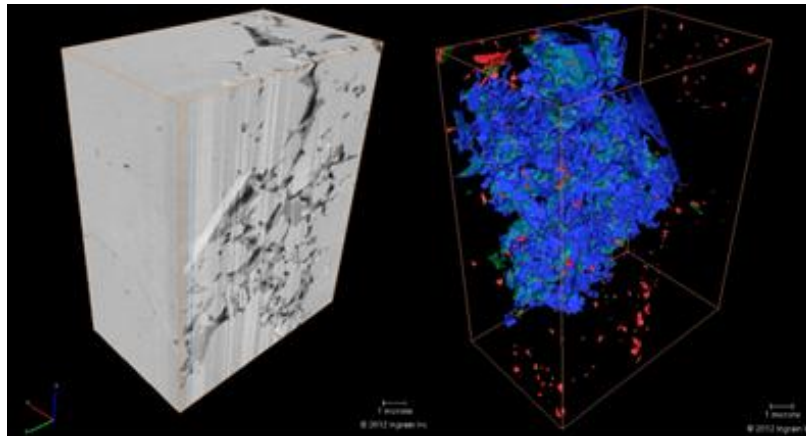


Figura 7. Ejemplo de una roca tridimensional vRock®. En la izquierda se puede ver la superficie externa de la muestra. A la derecha la roca segmentada. En azul la porosidad conectada, en rojo la porosidad no conectada y en verde la materia orgánica.

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 a 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.

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

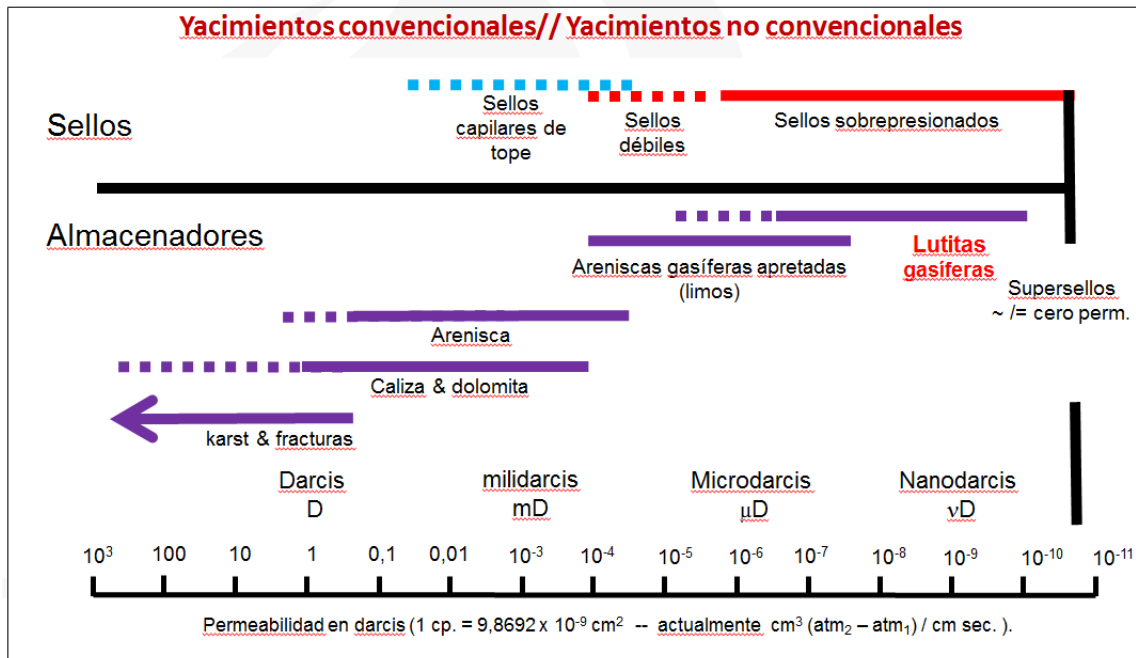


Figura 8. Rango de permeabilidades de yacimientos convencionales y no convencionales (adaptado de Halliburton, 2010).

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

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

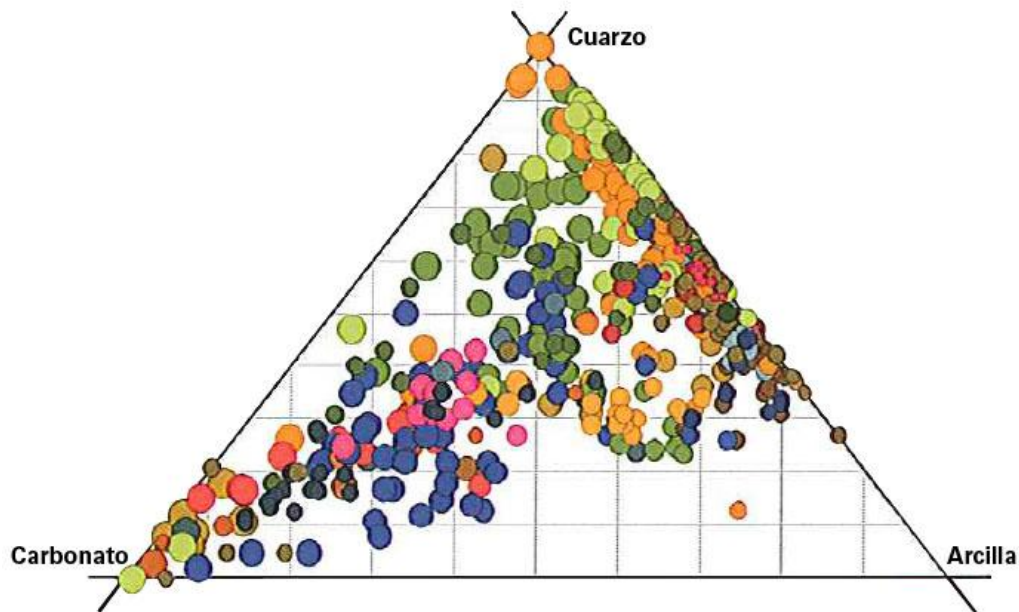


Figura 9. Variables mineralógicas claves en la fragilidad de la roca (adaptado de Halliburton, 2010).



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 LLANOS ORIENTALES

A continuación se presenta la integración geológica correspondiente a esta cuenca, la cual incluye la información de 54 pozos escaneados. 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 Llanos Orientales está localizada en el noreste de Colombia. De acuerdo con la ANH (2012) e ICP/ECOPETROL (1991), es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste - noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana. Cubre una extensión de 225.603 km² (22.560.327 hectáreas). Sus límites geomorfológicos son la cuenca Apure - Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guyana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario (figura 11).

Desde el punto de vista hidrocarburífero, la cuenca Llanos Orientales ha sido dividida en tres sectores que muestran características geológicas propias: Arauca, Casanare y Meta (Bueno, 1985). Estos coinciden aproximadamente con los límites políticos de los departamentos de Arauca, Casanare y Meta, respectivamente.

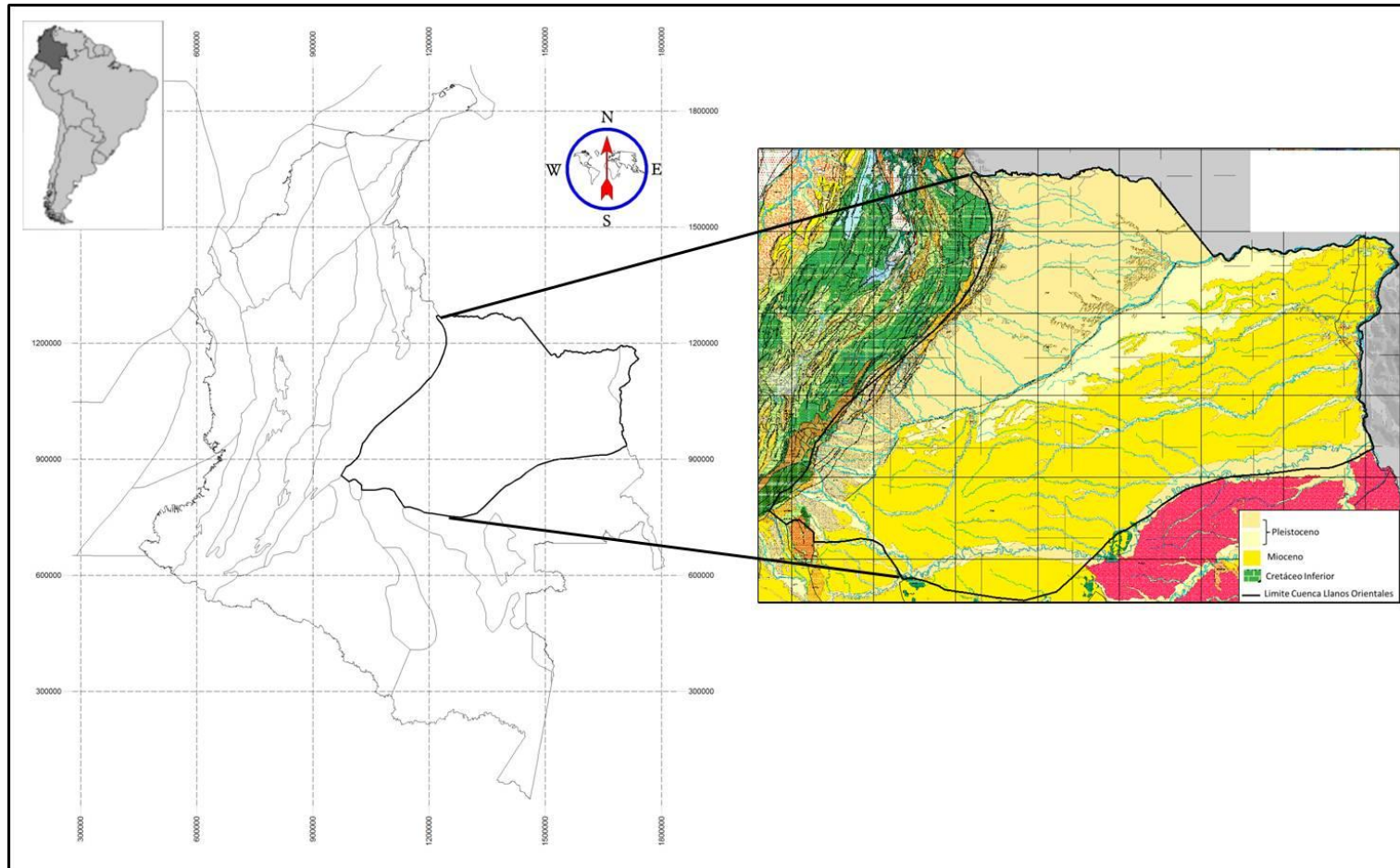


Figura 11. Cuenca Llanos Orientales (adaptado de ANH, 2012; Mapa Geológico de Colombia/Ingeominas, 2007).

3.2. EVOLUCIÓN TECTÓNICA SEDIMENTARIA DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.

De acuerdo con Wegener Alfred (1912), Pangea fue el supercontinente que existió al final de la era Paleozoica y comienzos de la Mesozoica, que agrupaba la mayor parte de las tierras emergidas del planeta. Se formó por el movimiento de las placas tectónicas, que se estima, hace unos 300 millones de años unió todos los continentes anteriores en uno solo; posteriormente, hace unos 200 millones de años (finales del Triásico inicio del Jurásico), éste, por fracturas o grietas (rifts) de la litosfera continental se partió en dos supercontinentes: Laurasia, al norte y Gondwana, al sur. Los separaba entonces el océano Tetis, que se extendía desde el sur de Asia, por la actual cuenca del Mediterráneo, hasta la actual América, separada en dos por sus aguas, pues Norteamérica estaba unida a Europa y Suramérica a África. A su vez Gondwana se fue subdividiendo en otros fragmentos, continentes o subcontinentes, de tal forma que, Suramérica se separó de África, aproximadamente entre el Jurásico y Cretáceo Temprano.

Dentro de la mencionada deriva continental, entre otros autores, ECOPEPETROL y Beicip (1995), argumentan que la tectónica actual de la región noroccidental del continente suramericano está definida por la interacción entre las placas oceánicas de Nazca y de El Caribe, y la placa continental de Suramérica. Esta relación tectónica ha tenido su impacto en la evolución y conformación de la cuenca Llanos Orientales.

Se piensa que durante la era Paleozoica, el límite oeste del continente Gondwana formó con la placa protopacífica un margen convergente, con la subducción de la placa bajo el continente y la generación de arcos magmáticos. Durante la era Mesozoica la margen actuó también como un margen de subducción con arcos magmáticos; mientras que el Cenozoico corresponde a un margen de colisión.

En particular, el Paleozoico Temprano (Cámbrico tardío-Ordovícico) estuvo dominado por depósitos marinos (Grupo Quetame – Güejar) de mar epicontinental conectado con el océano protopacífico que cubrieron el área. A fines del Ordovícico, una actividad tectónica marcada con metamorfismo de bajo grado e intrusiones localizadas (la orogénesis Caledónica), produjo un levantamiento y una separación con el océano protopacífico. Siguió un periodo de intensa erosión con denudación y nivelación del terreno del área, resultando en una extensa disconformidad. Un episodio de apertura (rifting) Triásico – Jurásico/Cretáceo Temprano, creó cuencas temporales de retro-arco (back-arc). La subducción estuvo interrumpida por periodos de quietud tectónica.

El basamento de Colombia puede ser dividido en tres zonas, separadas por importantes suturas (Suárez, 1990): 1) El escudo precámbrico de Guyana, en el este; 2) La Provincia Central del Precámbrico – rocas metamórficas del Paleozoico Temprano, las cuales subyacen las cordilleras Central y Oriental; y 3) fragmentos de corteza oceánica adicionada (acreción) y rocas relacionados con subducción y volcánicas (Barrero, 1979; Álvarez, 1973; Duque – Caro, 1990). Megard (1987) interpretó la acreción del terreno occidental, a lo largo de la sutura de Romeral, como una serie de colisiones discretas o moderadas que comenzaron en el Cretáceo Temprano y terminaron en el Eoceno. La sutura entre el escudo de Guyana y la provincia Central es el frente de cabalgamiento del Piedemonte Llanero.

En la cuenca Llanos Orientales la información sísmica y de pozos evidencia la presencia de rocas paleozoicas sedimentarias, metasidimentarias y metamórficas. La edad de estas rocas es incierta, pero la mayoría de autores las ubican como pertenecientes al Paleozoico Temprano, que debieron haberse depositado en cuencas pericratónicas, antes de la separación de Suramérica de África.).No se tiene mucha información sobre la presencia de la secuencia paleozoica superior. Algunos autores reportan presencia de esta secuencia en el sector sureste y central de la cuenca.

De acuerdo con Cooper (1995), el desarrollo de la cuenca de antepaís Llanos Orientales se enmarca en la evolución de las cuencas Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental, que constituyen las tres principales cuencas sedimentarias regionales desde el Triásico hasta el Mioceno medio. La evolución estructural puede dividirse en ocho eventos principales:

1. Triásico - Cretáceo Temprano: cuencas de *rift*, desarrolladas como resultado de la separación de Norte y Sur América por la apertura del Caribe (~ 235 - 130 Ma.). Esta es una megasecuencia *sinrift*.
2. Barremiano – Maastrichtiano: un período prolongado de extensión episódica se produjo, representado en una serie de fallas extensionales (por ejemplo, el sistema de fallas Guaicáramo), junto con la subsidencia pasiva regional en una cuenca de retro-arco (back-arc) (~ 125 - 74 Ma). Esta es una megasecuencia retro-arco (back-arc).
3. Maastrichtiano – Paleoceno temprano: el evento final de acreción de la Cordillera Occidental causó levantamiento y erosión de la Cordillera Central (~ 74 - 65 Ma.).Este es el inicio de la megasecuencia de cuenca de antepaís pre-andina.
4. Eoceno medio: un evento temprano de deformación compresiva afectó el Valle del Magdalena y la margen occidental de la Cordillera Oriental (~ 49 - 42 Ma.) debido a un aumento en la tasa de convergencia de la placas de Nazca y Suramérica (Pardo-Casas y Molinar, 1987; Daly, 1989).

5. Eoceno tardío-Oligoceno tardío: un período prolongado de subsidencia y fallamiento normal localizado ocurrió en respuesta a la flexión de la litosfera en la cuenca de antepaís, creado por la carga de deformación de las cordilleras Occidental y Central (~39-29 Ma.).
6. Oligoceno tardío - Mioceno temprano: deformación en el valles del Cauca y Magdalena causó continuación de la subsidencia en la cuenca Llanos Orientales (~ 29-16,5 Ma.).
7. Mioceno medio: una fase de subsidencia rápida ocurrió cuando deformación, levantamiento y erosión se iniciaron en la Cordillera Oriental, y se estableció el depocentro de cuenca de antepaís en el piedemonte de Llanos Orientales (~ 16,5-10,5 Ma). Esta es una megasecuencia de cuenca de antepaís.
8. Mioceno tardío – Reciente: la última fase de compresión y de inversión asociados con el plegamiento frontal y cinturón de cabalgamiento de la Cordillera Oriental (10,5 Ma. Hasta el Presente).

En particular, de acuerdo con Cooper y otros (1995), las rocas sedimentarias en el Piedemonte Llanero y cuenca Llanos Orientales fueron depositadas en una cuenca que se desarrolló de otra de tipo retro-arco, en el Cretáceo Tardío, hasta una cuenca de antepaís o premontana en el Terciario Temprano, cuyo depocentro se movió progresivamente hacia el Este durante el transcurso del Terciario. La estratigrafía resultante es una sucesión, muy marcada de estratos del Cretáceo Superior – Terciario, que representan deposición marginal periódica en los principales depocentros existentes al oeste y al norte. El registro estratigráfico por esto fue más completo hacia el Oeste, en la Cordillera Oriental y el Valle del Magdalena, a pesar de que las rocas del Terciario están escasamente conservadas en la Cordillera Oriental, debido al evento de levantamiento y erosión de área en Mioceno tardío y Plioceno.

Rocas más antiguas que del Cretáceo Tardío incluyen una sucesión de rocas metamórficas y sedimentarias del Paleozoico que sólo se han penetrado en algunos pozos en la cuenca Llanos Orientales. Rocas del Triásico - Cretáceo Inferior están ausentes en la zona, con excepción de pequeñas secuencias de *sinrift*, encontradas en el *graben* de Arauca. Los estratos del Cretáceo Superior descansan directamente sobre rocas paleozoicas o sobre el basamento ígneo metamórfico.

La deposición de la megasecuencia de retro-arco, del Cretáceo Tardío, inició en el tiempo Cenomaniano (98 - 93 Ma.), durante una transgresión regional que cubrió las rocas paleozoicas expuestas en la región de los Llanos Orientales, que dio como resultado la deposición de una serie marina basal, poco profunda, de areniscas costeras cretácicas (Formación Une y equivalentes de Hubach, 1931), que progresivamente solaparon hacia el Este, sobre el Escudo de Guyana.

En el Turoniano temprano – Coniaciano (93 - 89 Ma.), un aumento global del nivel del mar (Haq y otros, 1987), combinado con condiciones anóxicas de resurgencia, produjo la deposición de una sucesión de arcillolitas y lutitas marinas, sílex (chert) y fosfatos. Estos sedimentos formaron una excelente roca madre marina (secuencia, Formación Gachetá) (Miller, 1979) en el área de Llanos Orientales. Esta secuencia es equivalente a la prolifera roca generadora, Formación La Luna, de los valles Superior y Medio del Magdalena y del occidente de Venezuela.

La deposición de la secuencia de la Formación Gachetá termina con una caída del nivel relativo del mar, en el Coniaciano - Santoniano temprano (89 a 83 Ma.). El área del piedemonte de los Llanos Orientales, estaba en la margen oriental del sistema de cuenca. La siguiente secuencia, que es aproximadamente equivalente a la Formación Guadalupe (Hettner, 1892), se depositó en este momento y representa dos grandes ciclos de progradación, agradación y retrogradación, de la línea de costa hacia el Este. Dichos ciclos están dominados por areniscas litorales de alta energía, ricas en cuarzo, correspondientes a aportes, hacia el Oeste, desde el escudo de Guyana. Estas areniscas tienen amplia distribución en la cuenca y piedemonte. La unidad superior de este ciclo (Formación Guadalupe), correspondiente a areniscas del Campaniano, representan el almacenador comercial más viejo probado en el piedemonte.

El evento final de acreción en la Cordillera Occidental se inició a finales del Cretáceo. Una caída relativa del nivel del mar, probablemente relacionada con el inicio de compresión, a partir de esta acreción, en el oeste, dio lugar a un cambio fundamental en la deposición no marino de la megasecuencia de la cuenca pre-andina de antepaís, de tal manera que entre el límite del Cretáceo – Terciario, en la cuenca Llanos Orientales y piedemonte, se tiene un hiato de aproximadamente 20 Ma.

Una sedimentación renovada comenzó aproximadamente en el Paleoceno tardío (60 Ma.), en respuesta a una transgresión de largo alcance. La Formación Barco (Notestein y otros, 1944) se constituyó en la parte basal de dicha secuencia transgresiva, que fue depositada sobre una superficie de discordancia importante. Comprende principalmente areniscas ricas en depósitos de estuarios. La influencia marina es fuerte en toda la Formación Barco, en el área del piedemonte, pero hacia el tope de la formación hay una transición relativamente abrupta hacia una litología más heterogénea, de planicies costeras y depósitos de llanura aluvial. La deposición del Paleoceno tardío terminó como una transgresión debilitada, y un sistema o tracto relativo de mar alto (highstand) se estableció aproximadamente a los 59 Ma. Durante la regresión posterior, la línea de costa regional se desplazó gradualmente hacia el Oeste. Los sedimentos depositados durante este nivel alto del mar (highstand) fueron depósitos arcillosos, bajos de planicie costera (Formación Los Cuervos) (Notestein y otros, 1944). En los Llanos

Orientales, un hiato de aproximadamente 20 Ma., separa la Formación Los Cuervos y la Formación Mirador. La distribución de esta secuencia en la cuenca Llanos Orientales está restringida a parte occidental de la misma.

La sedimentación en el área continuó a finales del Eoceno (~40 Ma. Eoceno tardío), con la deposición de secuencia de la Formación Mirador (Notestein y otros, 1944), la cual se inició en respuesta a una transgresión de gran avance que se extendió fuera de las cuencas de antepaís, al oeste y al norte. La deposición inicial de esta formación incluyó depósitos de relleno de valles, ricos en arena y de influencia marina, que cambian hacia el tope a depósitos arcillosos de planicie costera. La transgresión continua, eventualmente sumergió esta planicie aluvial de esta secuencia media de la Formación Mirador, y estableció una plataforma marina poco profunda en toda el área de piedemonte. Arcillas de costa afuera y ciclos de progradación, arenosos y bioturbados de frente de costa, marcados por depósitos arenosos fluviales y de relleno de valle de estuario, representan la sedimentación de la parte superior de la Formación Mirador, durante el Eoceno tardío.

Luego de la deposición de la Formación Mirador, cuatro grandes ciclos de depósitos de influencia marina de llanura costera baja ocurrieron en la cuenca Llanos Orientales y en el piedemonte. Estas secuencias se ubican en el intervalo de tiempo ~ 34 -16,5 Ma. (Oligoceno – Mioceno medio) y corresponden a la tradicionalmente denominada Formación Carbonera (Notestein y otros, 1944). Estos ciclos están delimitados por amplias superficies de máximas inundación. Cada ciclo consta de un tracto de sistema de mar alto (highstand systems tract) con predominio de arcillolitas, seguido por un delgado, sistema de tracto retrogradacional (retrogradational systems tract), y termina con un tracto de sistema transgresivo (transgressive systems tract) potencial para arena, que culmina con la superficie de máxima inundación.

Las secuencias mencionadas no son secuencias verdaderas en el sentido de Mitchum y otros (1977), pero son unidades estratigráficas genéticas en el sentido de Galloway (1989). Las unidades pueden ser correlacionadas a lo largo de la cuenca Llanos Orientales y muestran un aumento gradual en el porcentaje de arena en la medida de la proximidad al área de aporte en el Escudo de Guyana.

En el Mioceno medio, el aumento global del nivel del mar coincidió con la primera deformación significativa y levantamiento en la Cordillera Oriental, y por lo tanto con un significativo evento de carga, que tectónicamente mejoró el relativo aumento del nivel del mar y el tracto de sistema de mar alto (highstand systems tract) que resultó (arcillolitas y lutitas de la Formación León) (Notestein y otros, 1944).

Evidencia del surgimiento parcial de la Cordillera Oriental es que la Formación León se hace más arenosa en la parte occidental del piedemonte, lo que sugiere que había un suministro de clásticos gruesos derivados de la parte oeste. El episodio final de deposición en la cuenca Llanos Orientales son unos 3.000 m de clásticos continentales gruesos que conforman la Formación Guayabo (Hubach, 1957) de ~ 10 a 2 Ma. Esta última fase de deposición marca el levantamiento de la Cordillera Oriental inmediatamente al oeste del piedemonte y la migración del eje de cuenca de antepaís a la ubicación actual del piedemonte de la Cordillera Oriental. La deposición de esta unidad molásica causó etapa de enterramiento tardío de la sección estratigráfica del Cretáceo Superior - Terciario inferior en el piedemonte y en la cuenca Llanos Orientales.

En resumen, la cuenca actual de los Llanos Orientales es una cuenca de antepaís (foreland) desarrollada entre el Escudo de Guyana (el cratón) y la Cordillera Oriental (el orógeno). La historia tectónica de la margen noroccidental de Suramérica empieza con la formación del cratón (supercontinente precámbrico) generado por la aglutinación o unión de microplacas. Desde este tiempo el área sufrió múltiples fases tectónicas durante el Paleozoico y el Mesozoico, sobrepuestas por la deformación terciaria andina, la cual empezó en el Cretáceo tardío (Maastrichtiano) y culminó en el Mioceno - Plioceno. Estas últimas fases compresivas crearon la Cordillera Oriental y su cuenca de asociada de antepaís.

ECOPETROL – Beicip (1995) diferencian cinco provincias estructurales en la cuenca Llanos Orientales:

1. Provincia de Arauca: corresponde a la parte norte de la cuenca de antepaís, Llanos Orientales. Se caracteriza por fallas transcurrentes de dirección ENE-WSW. La sección paleozoica es espesa en toda esta provincia. Consta de dos elementos estructurales mayores: el arco de Arauca y el graben de Arauca.
2. Provincia de Casanare: ubicada en la parte central de la cuenca, corresponde a una extensa zona de plataforma con predominio de fallas normales antitéticas de dirección N – S y ENE – WSW. El Paleozoico representa, generalmente, una sección delgada que se engrosa hacia el Oeste. La provincia corresponde a un gran monoclinial.
3. Provincia Oriental o del Vichada: abarca el sector este de la cuenca y se caracteriza por la baja deformación estructural. El basamento cristalino es muy somero (Escudo de Guyana) está cubierto por una delgada secuencia de rocas clásticas terciarias a recientes. El área corresponde a un monoclinial buzando hacia el oeste. Existen también paleoaltos del Paleozoico o del basamento cristalino. Las fallas son semejantes a las de la provincia de Casanare, sin embargo, éstas son generalmente más suaves y más escasas.

4. Provincia del Meta: se localiza en el sector sur y sureste de la cuenca. Consta de los paleoaltos de Vorágine, Candilejas y La Macarena, de este a oeste, respectivamente. Una gruesa sección paleozoica está presente. El occidente de la provincia se caracteriza por una secuencia del Cámbrico – Ordovícico, tectonizada, la cual corresponde a un cinturón plegado (Orogenia Caledoniana) de dirección N-S. El frente de deformación descansa sobre el flanco NW del paleoalto de Vorágine. Este cinturón orogénico paleozoico está afectado por fallas normales del Jurásico/ Cretáceo tardío. En el oriente de la provincia predominan las fallas de orientación N-S, ya sean fallas normales o inversas. En el occidente, las estructuras se caracterizan por fallas inversas de dirección NE-SSW y pliegues asociados; fallas normales de dirección semejante y fallas de rumbo dextrales de dirección NE-SW; son posibles pliegues de arrastre. El área al oriente, presenta fallas de rumbo de dirección N-S con pliegues de arrastre e inversiones estructurales.
5. Provincia del Piedemonte Llanero: la Cordillera Oriental resultó de la inversión estructural de una cuenca del Triásico - Jurásico y Cretáceo temprano. El límite entre la Cordillera Oriental y el piedemonte es el sistema de fallas de Guaicáramo. El piedemonte tiene alrededor de 15 – 20 km de ancho, y está separado del antepaís, al norte y sur del área, por el sistema de fallas inversas de Cusiana – Yopal. En el cinturón de fallamiento y plegamiento del frente oriental de la Cordillera, se han identificado cuatro estilos estructurales dominantes:

Un estilo de tectónica de cobertura delgada (thin- skin deformation): este estilo se caracteriza por fallas inversas de bajo ángulo que sólo involucran la sección sedimentaria (fallas de Aguaclara, de Yopal). Esta tectónica genera estructuras de tipo pliegues por propagación de fallas, pliegues por flexión de fallas, sinclinales pasivos, tales como los sinclinales de Nunchía y Zamaricote; abanicos imbricados de cabalgamientos, zonas triangulares y zonas de dúplex.

Un estilo de tectónica de cobertura gruesa (thick-skin deformation): el estilo es semejante al anterior pero involucra rocas del Paleozoico y el basamento precámbrico (cabalgamientos de Santa María y Lengupá). Esta deformación genera pliegues por flexión de fallas (anticlinal de Guavio), zonas de dúplex. A menudo se encuentran fallas fuera de secuencia con respecto a las fallas de la tectónica de cobertura delgada, tales como la falla de Guaicáramo.

Un estilo de fallamiento de alivio: las fallas de superficie ubicadas en las escamas de cabalgamiento, perpendiculares u oblicuas al frente de deformación, corresponden a fallas de desgarre (tear faults) y rampas laterales.

Un estilo de inversión tectónica: la deformación resulta de la reactivación de antiguas fallas normales o fallas inversas (fallas de Cumaral, Chaparral).

3.3. LITOESTRATIGRAFÍA REGIONAL DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.

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

A continuación se presenta un resumen de las rocas precámbricas, paleozoicas, cretácicas y terciarias, extraído principalmente del Estudio Geológico Regional, Cuenca Llanos Orientales (volumen 1), ECOPETROL y Beicip-Franlab (1995); y del Proyecto de Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales, ICP/ECOPETROL (1991), disponibles en la información proporcionada por la ANH para el presente proyecto.

3.3.1. Basamento Precámbrico.

En el área del Meta se reportan dos tipos de basamento (Obando y Pérez, 1988): un basamento ígneo-metamórfico (pozos Negritos-1 y Vorágine-1), de composición diorítica - sienítica, cuyo fallamiento normal causó relieve positivo que controló los depósitos pre-ordovícicos; y filitas (metamorfismo de bajo grado, en los pozos Suria-1, Castilla-2, 12 y 18, y Quenane-1127-1X; cuarcitas (pozo Candilejas-1), las cuales podrían ser prolongación del macizo de Quetame, bajo la secuencia sedimentaria (figura 12).

En el área de Guape, se reportan rocas ígneas ácidas e intermedias y metamórficas de edad precámbrica, relacionadas con el Escudo de Guyana. Se tienen reportes de superficie en algunos sectores de la serranía de La Macarena y borde este de la Cordillera Oriental, en los cuales se describen gneises pertenecientes, probablemente a las facies anfíbolita (Bogotá, 1988), esquistos sericíticos y rocas intrusivas granosieníticas.

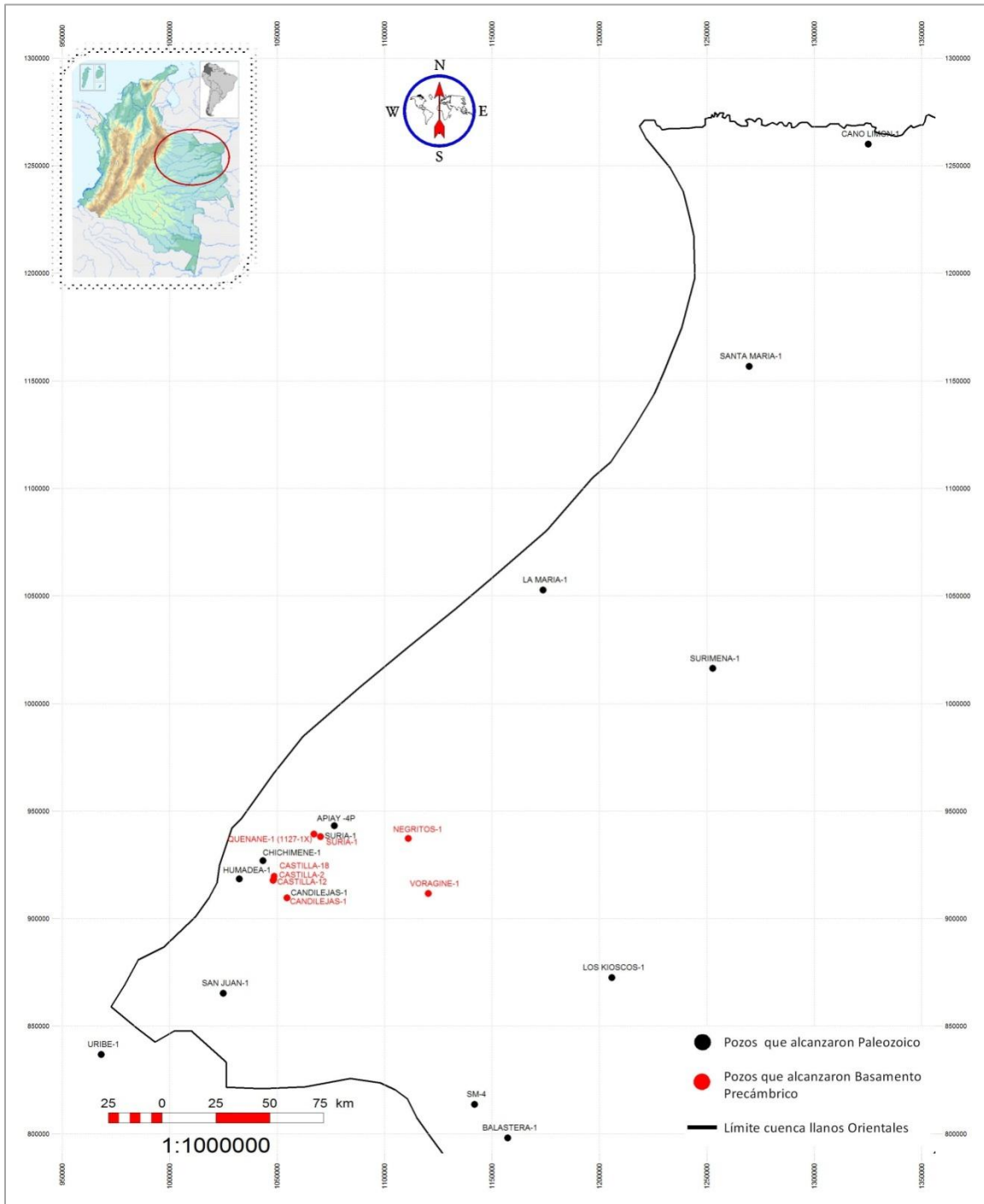


Figura 12. Localización de algunos pozos que alcanzaron basamento precámbrico y rocas paleozoicas, cuenca Llanos Orientales.

3.3.2. Paleozoico.

La estratigrafía del Paleozoico, en la cuenca Llanos Orientales, no se conoce muy bien, pues pocos pozos han perforado dicha secuencia completamente hasta el basamento. De acuerdo con Pérez y *otros* (1982), sobre el basamento ígneo o metamórfico descansa, en forma discordante, la secuencia paleozoica, la cual según estos mismos autores inició su deposición a finales del Cámbrico o comienzos del Ordovícico, con una transgresión marina. Rocas cámbricas han sido reportadas en La Macarena (Trumpy, 1943). También se mencionan posibles rocas cámbricas bajo la discordancia, datada como ordovícica, en las interpretaciones sísmicas (Pérez y Bolívar, 1985). Según estos mismos autores, la secuencia más completa del Paleozoico Inferior se halla en el pozo Negritos-1, donde alcanza un espesor de 1.350 pies, limitados por contactos discordantes. Molina (1986) reporta la presencia de un *graben* al noreste de la cuenca, en Arauca, el cual parece continuar hacia Venezuela, como *graben* de El Espino. Las rocas en este *graben* serían esencialmente cámbrico – ordovícicas, y posiblemente devónicas, en algunos lugares.

Generalizando, de este a sureste, a partir de donde se encuentra el límite de erosión o no deposición del Paleozoico, el espesor aumenta hasta más de 6.000 pies en los sectores centro, sur y pie del frente de la Cordillera Oriental, hasta más de 15.000 pies al norte, en el *graben* de Arauca.

En la cuenca se definen dos secuencias “ECOPETROL – Beicip/Franlab (1995)”:

Secuencia 1. Está representada, principalmente, por metasedimentos y se encuentra limitada por dos importantes discordancias regionales. La superior separa el Paleozoico Inferior (Cámbrico - Ordovícico) del Paleozoico Superior (Devónico - Pérmico). La inferior separa el Paleozoico Inferior del basamento. Esta secuencia sería la misma que aflora en la Serranía de La Macarena (Grupo Güejar). Varios pozos han encontrado metasedimentos, especialmente aquellos situados hacia la margen oeste o suroeste de la cuenca: Humadea-1, Chichimene-1, Candilejas-1, Uribe-1, Apiay-4P, San Juan-1, Ariari-1, lo mismo que varios de los pozos exploratorios y estratigráficos perforados al noreste de la serranía de La Macarena (Córdoba y Lamilla, 1989). Igualmente, más al sur, en el borde oriental de la serranía de La Macarena, en reposo sobre gneises precámbricos, se ubican rocas del Ordovícico, sin evidencia de metamorfismo (Bogotá, 1988). Depósitos marinos pre-ordovícicos recubren al sureste, sobre el alto de Vorágine, y no son identificados al oeste del alto de Pachaquiario (Obando y Pérez, 1988). En el sector de Arauca, el pozo Centellas-1 perforó metasedimentos. El espesor de la secuencia paleozoica inferior es variable, y aumenta de Este a Oeste.

La parte superior de la Secuencia 1, que ocupa aproximadamente el 70 % de la cuenca, se compone de sedimentos ordovícicos marinos, en su mayoría lutitas grises a negras, fosilíferas, con intercalaciones de areniscas y limolitas. Otro ejemplo de esta secuencia se encuentra en el pozo Chigüiro-1 que atravesó más de mil metros de Ordovícico lutítico. Particularmente, en los pozos Chaviva-1 y Trinidad-1 se han descrito capas paleozoicas rojizas, de facies similares a las del Triásico del sector de Arauca. En el área del Meta presenta un bajo grado de metamorfismo. El espesor de la secuencia paleozoica inferior es variable, y aumenta de Este a Oeste. La mayoría de las rocas del Paleozoico Temprano son del Ordovícico temprano. Las rocas paleozoicas más jóvenes (pozo Los Kioskos-1) corresponden al Ordovícico tardío.

Secuencia 2. Esta secuencia del Devónico - Carbonífero no está bien identificada. En la cuenca sólo se ha reconocido la presencia del Devónico en cuatro pozos: La María-1, Surimena-1, SM-4 y Balastrea-1. Litológicamente puede correlacionar con el Grupo Farallones de la Cordillera Oriental. El Carbonífero que aflora en los macizos Quetame, Floresta y Santander no ha sido reportado en la cuenca Llanos Orientales. Según Robertson (1986), en el Carbonífero temprano (Misisipiano) hubo transgresión sobre la precordillera Oriental y luego una regresión gradual en el Pensilvaniano.

En lo que al Paleozoico Superior respecta, se acepta que en Colombia no hay rocas del Silúrico; sin embargo, Jacobs y otros (1963) mencionan rodados con fósiles silúricos al este del macizo de Garzón, en la Cordillera Oriental. De otra parte, en el pozo San Juan-1, a 6.005 pies, fueron encontrados palinomorfos que indican edad Silúrico tardío (Robert Research, 1988).

El Devónico, ampliamente distribuido en la Cordillera Oriental, macizos de Quetame y Floresta, comprende lutitas negras y areniscas micáceas grises, intercaladas con algunas calizas fosilíferas. Las rocas basales son conglomerados u otras rocas clásticas de grano grueso, depositados en un mar somero, uniforme, transgresivo. Deformación y metamorfismo en la Formación Floresta (Devónico) y ausencia de rocas del Carbonífero temprano indicarían una orogénesis en el Devónico tardío a Carbonífero temprano, que originaría discordancias locales. Dichos levantamientos estarían aparentemente asociados a facies clásticas gruesas, regresivas (Robertson, 1986). No se tiene mucha información sobre la presencia de la secuencia paleozoica superior, en la cuenca, sólo posibles fósiles en el pozo Santa María-1 y en Caño Limón-1, indican Devónico – Jurásico (Geotec, 1986). Igualmente, rocas del Paleozoico tardío (Devónico – Pérmico) que aflora en la Cordillera Oriental han sido identificadas palinológicamente al sur de la cuenca, en los pozos SM-4 y Balastera-1 (Bogotá, 1988). En el área de Casanare, areniscas finas, arcillosas de la secuencia paleozoica presente en el pozo Rancho Hermoso-2P presentó manifestaciones de aceite.

3.3.3. Mesozoico.

En la cuenca Llanos Orientales se tiene registro de rocas del Triásico – Jurásico y Cretáceo (figura13).

3.3.3.1. Triásico – Jurásico.

Las rocas pertenecientes al Triásico – Jurásico son muy poco conocidos en la cuenca Llanos Orientales. Algunas capas rojas encontradas en el área de Arauca, en los pozos Araquita-1, Matanegra-5 y Guafita-5X, fueron datadas de esta edad. Estas capas, preservadas en *grabens* aislados, pueden asociarse con fenómenos de distensión, de tipo *rift*. En ningún otro sector de la cuenca se han observado rocas de edad similar.

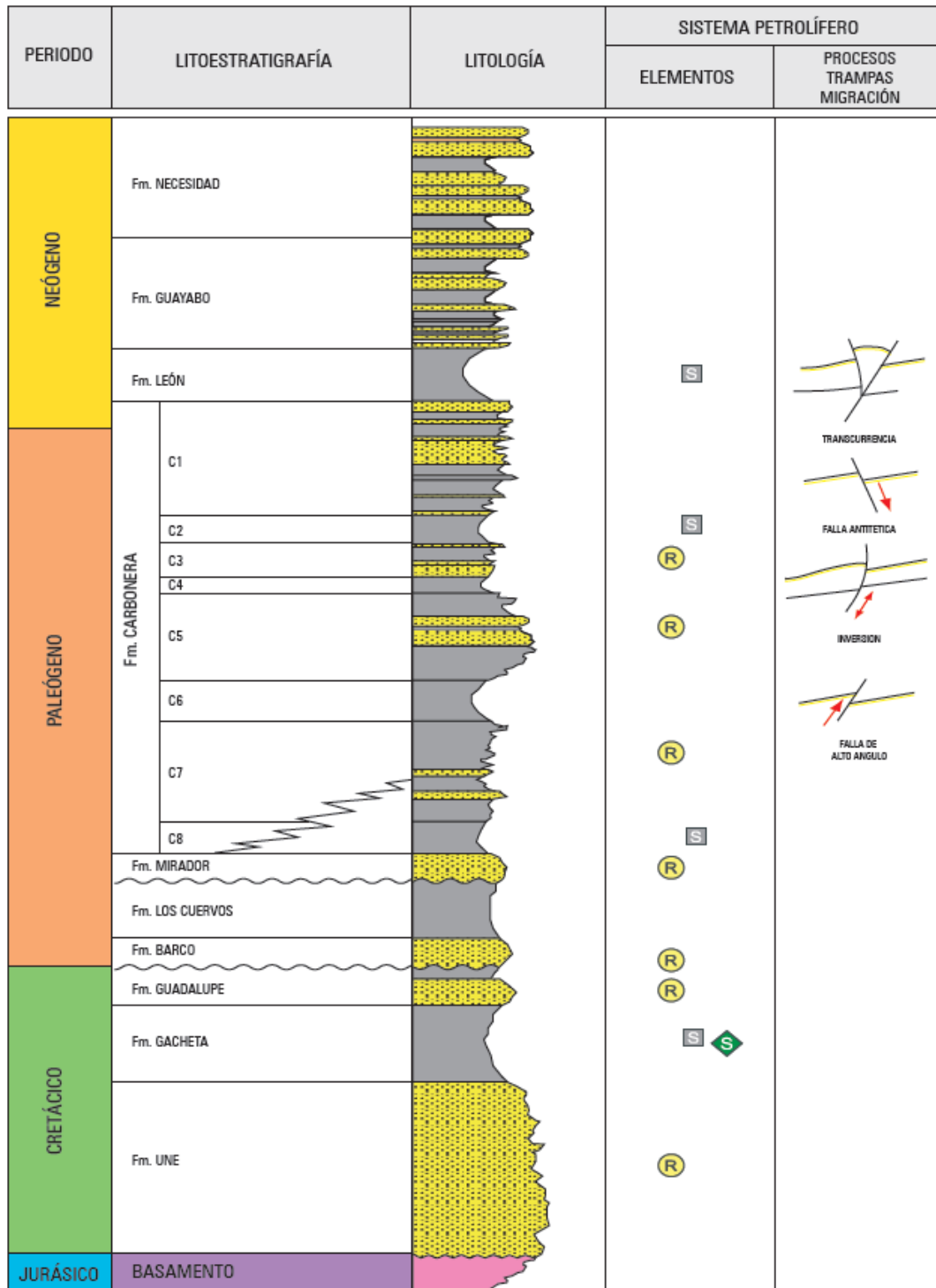


Figura 13. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales (ANH, 2012).

3.3.3.2. Cretáceo.

La secuencia cretácica, del Cenomaniano hasta Campaniano, está compuesta esencialmente de detritos finos y gruesos y suprayace discordantemente sobre rocas triásico – jurásicas, paleozoicas o basamento ígneo metamórfico. Dichas rocas forman una cuña sedimentaria que se adelgaza progresivamente hacia el Suroriente y Oriente. No se descarta la posibilidad de encontrar rocas cretácicas más antiguas, hacia el Occidente, en el Piedemonte Llanero. Charitat y otros (1985) subdividen las rocas cretácicas en las unidades: Areniscas Inferiores, Formación Gachetá y Formación Guadalupe. Operacionalmente, y dependiendo del área (Meta, Casanare y Arauca), la secuencia cretácica ha recibido, operacionalmente varias denominaciones: en el área del Meta se denomina K2 a la unidad de areniscas correspondientes a la Formación Une, de edad Cenomaniano a Turoniano temprano o Areniscas Inferiores, de Charitat y otros (1985), de Casanare. En el sector de Casanare también a la Formación Une se le llama Formación Ubaque, y a la secuencia de edad Turoniano temprano – Santoniano, que la infrayace, Formación Gachetá, equivalente en el sur a la parte inferior de la Unidad K1, y en la región de Arauca y Caño Limón a la Formación Chipaque.

En el área de Arauca, la secuencia cretácica se divide operacionalmente en: K3 (Formación Une o Ubaque, o K2 del área del Meta; K2 o Formación Gachetá/Chipaque equivalente a la Unidad K1 (inferior y medio, del área del Meta); y K1 o Formación Guadalupe (K1 superior, del área del Meta).

En el sector del Meta, algunos autores incluyen dentro de la Unidad K1, las formaciones Gachetá y Guadalupe. Otros dividen la Unidad K1 en tres partes: K1 inferior y K1 medio (que serían equivalentes a la Formación Gachetá), y K1 superior (Formación Guadalupe).

En el presente trabajo, la unidad K1 hace referencia, operacionalmente, únicamente a la Formación Gachetá (K1 inferior y K1 medio, del área del Meta). Formación Une del Cenomaniano, equivalente en el sur a la unidad K2, y en el sector de Arauca a la unidad K-3. Formación Guadalupe del Campaniano, correspondiente a la parte superior de la unidad K1, en el sector de Meta.

Igualmente, la Formación Guadalupe mencionada en el presente trabajo es la usada por Elf Aquitaine en el área de Casanare y no la usada, en el trabajo de ECOPETROL (Pérez y otros, 1984), que incluye todas las rocas cretácicas del área del Meta.

3.3.3.2.1. Formación Une

Litológicamente consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. Su espesor aumenta, en general, hacia el Noroeste. Presenta valor de cero en el límite de erosión o no deposición en el oriente y sureste; de 50 a 350 pies, en promedio, en área del Meta; 300 a 600 pies en Arauca; y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero, con un valor máximo en los pozos Santa María-1, Casanare-1 y Tame-1, cerca del frente de montaña. Es productora de aceite en el sector de los campos Apiay – Suria.

3.3.3.2.2. Formación Gachetá.

Representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el Escudo de Guyana. Esto implica que el límite de erosión o deposición oriental se localiza siempre más al este que los límites sedimentarios de las formaciones Une y Guadalupe. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos. Esta formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca. El espesor aumenta hacia el noroccidente, y el valor máximo encontrado en el sector suroccidental de la cuenca, en las proximidades Chichimene-1, Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, es superior a 600 pies. Hacia el noreste el espesor máximo se encuentra en el pozo Chigüiro-1. Esta formación es productora en varios campos de la cuenca.

3.3.3.2.3. Formación Guadalupe.

Consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. Los datos palinológicos de algunos pozos indican una edad Campaniano. El espesor máximo observado en la cuenca Llanos Orientales se encuentra en el pozo La Coral-1 (600 pies), en el sector de Arauca, y al sur en el área de Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, con más de 600 pies. En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del escudo guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte. Esta formación es productora en la cuenca.

3.3.4. Cenozoico.

El Cenozoico en la cuenca Llanos Orientales está representado por rocas del Terciario, y Cuaternario.

3.3.4.1. Terciario – Cuaternario.

Durante el Terciario Temprano, correspondiente al Paleoceno tardío se depositaron las formaciones Barco – Los Cuervos, en un ambiente regresivo; la Formación Mirador del Eoceno

tardío en ambiente fluvial deltaico y la Formación Carbonera del Oligoceno – Mioceno tardío como consecuencia de eventos transgresivos y regresivos.

3.3.4.1.1. Paleoceno: Formaciones Barco y Los Cuervos.

Estas formaciones están ausentes en los sectores de Apiay – Ariari, en el sur, y Caño Limón, al norte, y están presentes únicamente en el borde occidental de la cuenca. En el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base, para la primera de ellas; suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas en la Formación Los Cuervos. En el área de Arauca la Formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. La secuencia sedimentaria de la Formación Los Cuervos corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. Ambos contactos de estas rocas con las secuencias inferiores y superiores son discordantes. Los espesores de estas formaciones aumentan regular y rápidamente hacia el Occidente, y superan los 1.000 pies en los primeros corrimientos de la cordillera. El máximo espesor se registra en el pozo Medina-1, donde tiene 1.710 pies.

3.3.4.1.2. Eoceno Tardío: Formación Mirador.

Hasta el presente, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecipientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia.

Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. Persisten aún problemas en su datación y existe la posibilidad de que la Formación Mirador, que aflora en la Cordillera Oriental y en los Andes de Mérida, no sea de la misma edad de la identificada en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta formación se acuña hacia el sureste y este de la cuenca y su límite litológico, a veces es difícil de precisar, debido a que sin información bioestratigráfica se puede confundir con areniscas de la base de la Formación Carbonera. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies en el pozo Floreña-1.

3.3.4.1.3. Oligoceno Temprano – Mioceno Medio: Formación Carbonera.

Esta espesa secuencia litológica, que en el pozo Llanos-1 alcanza cerca de 6.000 pies, está ampliamente distribuida a través de la cuenca. Corresponde a depósitos transgresivos y

regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat y otros, 1985), depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental. Elf Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la cuenca.

En área sur de la cuenca, la Formación Carbonera y base de la secuencia terciaria ha sido dividida por ECOPETROL en nueve unidades operacionales, que de base a techo se denominan:

Unidad T2 (Areniscas Basales de Carbonera), que en otras partes de la cuenca Llanos Orientales es denominada Formación Mirador. Entre aproximadamente la Unidad C8 y la Unidad C1 de la nomenclatura de Elf Aquitaine para la Formación Carbonera del sector del Casanare, la secuencia se hace bastante arenosa en el sector del Meta, por lo que estas unidades son difíciles de correlacionar, por lo tanto, ECOPETROL usa las unidades operacionales: Lutita E4, Unidad T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas de Carbonera, Conjunto C1, Lutita E (Unidad C2) y Areniscas Superiores de Carbonera (Unidad C1). Igualmente, de base a techo, estas unidades se van acuñando a medida que se avanza hacia el sureste y este de la cuenca.

En el sector sur y sureste de la cuenca, las formaciones León y Guayabo, lo mismo que la Formación Carbonera y sus unidades operacionales, como ya se mencionó se vuelven más arenosas, por lo que son difíciles de diferenciar, por lo tanto, se ha generalizado el uso de la nomenclatura de Chevron en el área de Castilla, donde:

“Formación Caja” comprende desde superficie hasta la base de la unidad operacional “Areniscas de Carbonera” de la Formación Carbonera, en la nomenclatura del sector del campo Apiay/ECOPETROL. “Formación Diablo” desde las “Areniscas de Carbonera” hasta el tope de la unidad operacional “Lutita E3”, de Apiay/ECOPETROL, y “Formación San Fernando” desde aquí hasta el tope del Cretáceo.

Unidad C8 (Unidad E4): el carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la Formación Carbonera. Esta

Unidad, presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña.

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

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

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

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

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

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

Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera): es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Correlaciona estratigráficamente con las Areniscas Superiores de Carbonera (ECOPELROL). Su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte, en el sector de Guacavía-1y Cumaral-1.

3.3.4.1.4. Mioceno Medio: Formación León.

Representa la última invasión de los mares terciarios en la cuenca. Está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en gran parte. Los máximos espesores observados se encuentran en los sectores de Chaparral-1 (más de 2.500 pies) y Arauca-1 (1.980 pies). En el sector suroeste de la cuenca, como ya se ha mencionado, este intervalo cronoestratigráfico se vuelve muy arenoso, por lo que es difícil diferenciarlo.

3.3.4.1.5. Mioceno Tardío – Cuaternario: Formación Guayabo.

Representa la última sedimentación de la cuenca. Es una secuencia espesa de más de 13.000 pies, en el piedemonte de la cordillera. Está constituido por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, ocasionalmente, hacia el tope presentan niveles carbonosos. Hacia la base tiene influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental. En el sector de Arauca se tienen diferentes denominaciones para la secuencia de rocas de la Formación Guayabo: Formación Isnotu, Formación Palmar y Formación Bejitoque, que fueron utilizadas en este sector por INTERCOL (Navas, 1985). En la parte central de la cuenca, está representada por una sección de 2.000 a 8.000 pies, de arcillolitas varicoloreadas y areniscas masivas de grano grueso. En el área de Meta esta formación tiene mayor dominio continental. Regionalmente se adelgaza hacia el sur de la cuenca.

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, 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 de los cuales se escanearon corazones en 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 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, ilustrando, a su vez, en la proyección de los pozos sobre las respectivas líneas sísmicas, sus relaciones estructurales y estratigráficas, de acuerdo con la correspondencia de los perfiles eléctricos, coherentemente con las facies sísmicas que caracterizan las diferentes unidades estratigráficas.

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 cuenca Llanos Orientales fue establecida por la ANH como prioridad en su cubrimiento para la evaluación de prospectividad relacionada con acumulaciones de hidrocarburos no convencionales asociados a lutitas como roca generadora.

La Figura 14 corresponde al mapa base de localización de las líneas sísmicas y pozos para los sectores pertinentes en la cuenca. La selección de líneas se hizo en número ligeramente excedido de lo mínimo, como precaución a eventuales líneas de baja resolución o con

problemas para su carga efectiva. La información sísmica seleccionada hace parte de 78 programas sísmicos registrados en la cuenca entre 1970 y 2010. En la Tabla 1 se presenta la lista de líneas cargadas en la plataforma Open Works. La calidad de la información, en términos generales, es buena en todos los programas sísmicos, sin embargo una alta proporción de líneas de la cuenca Llanos Orientales resultó con defectos de archivos, que impidieron su carga.

El plano de referencia (datum) aplicado fue 656 pies (200 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.

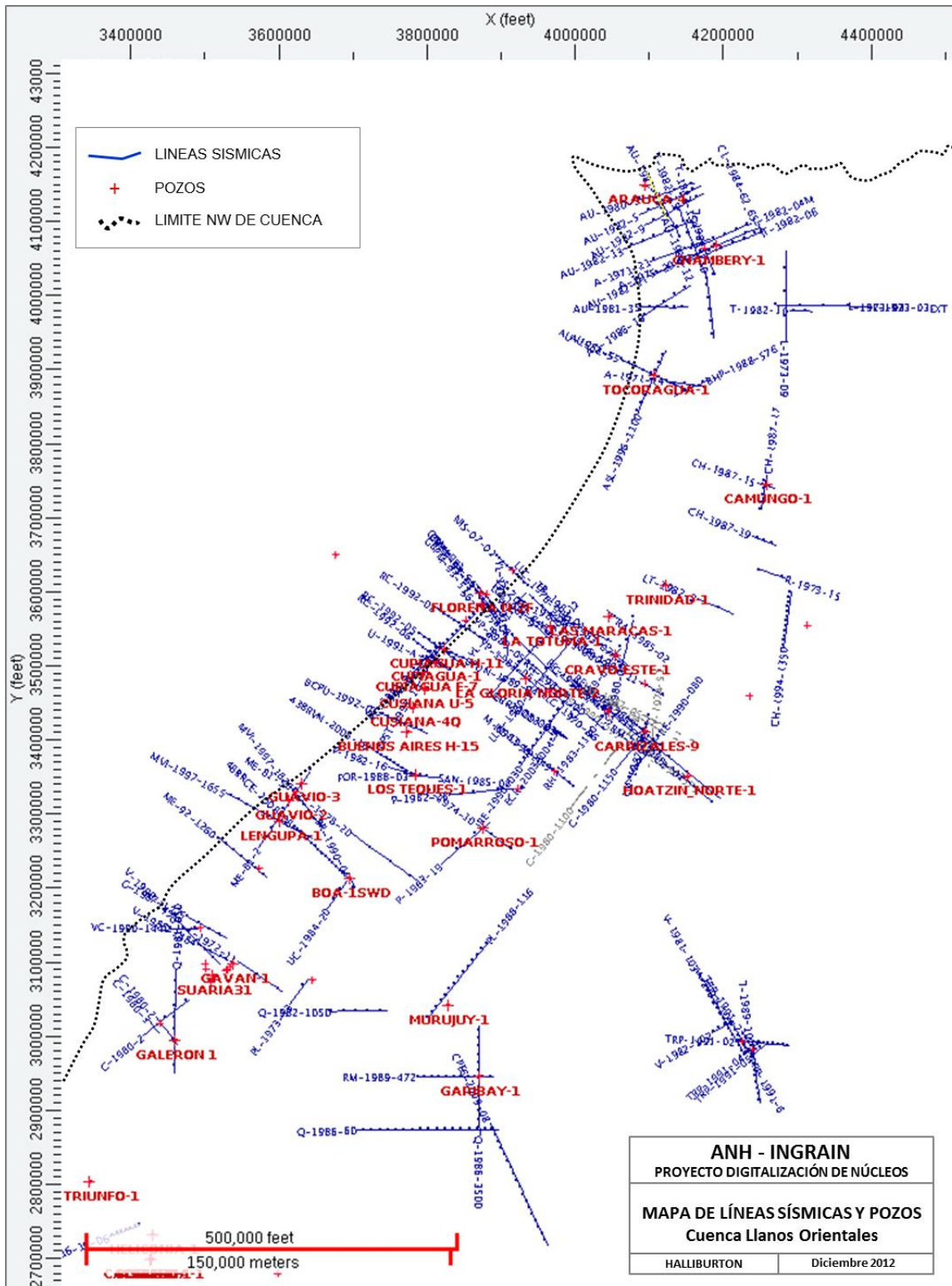


Figura 14. Mapa de localización de líneas sísmicas, cuenca Llanos Orientales.

Tabla 1.Lista de líneas sísmicas, cuenca Llanos Orientales.

LLANOS ORIENTALES				LLANOS ORIENTALES			
Nr.	POZOS DE REF.	LÍNEAS SÍSMICAS	PROGRAMA SÍSMICO	Nr.	POZOS DE REF.	LÍNEAS SÍSMICAS	PROGRAMA SÍSMICO
1	Arauca-2	AU-1980-12	ARAUCA-80	68		Q-1982-1050	QUENANE-82
2		AU-1980-05	ARAUCA-80	69		PL-1988-116	PUERTO LOPEZ-88
3		AU-1982-05	ARAUCA-82	70	Vanguardia-1	V-1988-1470	VILLAVICENCIO-88
4	Fortul-1	AU-1982-09	ARAUCA-82	71		VC-1990-1440	CUMARAL-90
5		AU-1981-32	ARAUCA-81	72		G-1987-1275	GUACAVIA-87
6		AU-1982-13	ARAUCA-82	73	Castilla-18	C-1980-07	CASTILLA-80
7		T-1982-15	ARAQUITA-82	74		C-1980-02	CASTILLA-80
8		A-1971-21	ARAUCA OESTE-71	75	Coporo-1	ME-1992-1260	MEDINA-92
9		T-1982-04M	ARAQUITA-82	76	Guavio-1	ME-1981-05	MEDINA-81
10	Rio Ele-1	T-1982-15A	ARAQUITA-82	77		ME-1981-02	MEDINA-81
11	Chambery-1	A-1975-20.5E	ARAUCA ESTE-75	78	Lengupá-1	MVI-1997-1655	MEDINA VILLAV-97
12		T-1982-06	ARAQUITA-82	79	Cóndor-1	MVI-1997-1870	MEDINA VILLAV-97
13		AU-1982-21	ARAUCA-82	80	Fortaleza-1A	43BRVN-2005-16	VILLANUEVA 2D-2005
14	Caño Caranal-1	CL-1984-62.65	CRAVO NORTE III-84	81	Pomarroso-1	P-1983-19	UPIA-83
15	Tame-1 *	AU-1981-35	ARAUCA-81	82		L-1974-10	SANTIAGOATLAYAS-74
16		T-1982-15B	ARAQUITA-82	83		P-1982-28	UPIA-82
17		T-1982-10	ARAQUITA-82	84	Floreña N-4F	GBPM-1993-51	
18	Tocoraqua-1	AU-1981-55	ARAUCA-81	85		GBPM-1993-53	
19		ASL-1996-1100	ASOCIA SANLOPE-96	86	Garibay-1	Q-1986-3500	QUENANE-86
20		A-1971-14	ARAUCA OESTE-71	87		RM-1989-472	RIO MELUA-89
21		BHP-1988-576	PAZ DE ARIPORO-88	88		Q-1986-60	QUENANE-86
22		S6-1975-08	SECTOR 6-75	89		CPE6-2009-08	CPE6 2D-2009
23	Volcanera C-2	RC-1992-02	RECETOR-92	90		CPE6-2009-19	CPE6 2D-2009
24		RC-1993-01	RECETOR-93	91		Q-1981-950	QUENANE-81
25		RC-1992-01	RECETOR-92	92	Rubiales-11	TRP-1991-02	RUBIALES-91
26		YL-1985-09	YOPAL-85	93		TRP-1991-05	RUBIALES-91
27		LS-2006-05	LOS SAUCES-2D-2006	94		T-1989-10	RUBIALES-89
28		LC-1981-09	TOCARIA-81	95		V-1981-102	VICHADA-81
29	Tocaria-1	LLC-1978-09	LLANOS CENTRAL-78	96		V-1981-103	VICHADA-81
30		TB-1986-04	TIERRA BLANCA-86	97		V-1982-102	VICHADA-81
31	Las Maracas-1	RA-1985-02	RIO ARIPORO-85	98		V-1982-107	VICHADA-81
32		LT-1982-02	TRINIDAD-82	99		TRP-1991-04	RUBIALES-91
33		BPST-1993-10	CUPIAGUA II-93	100	Entreríos-1	M-1983-1220	MANI-83
34	Cupiagua-1	U-1991-A	UNETE-91	101		RE-1990-449	RANCHO HERMOSO-90
35	Mirador-1A	RC-1992-06	RECETOR-92	102	Puinaves-1	CH-1987-19	CANO LaHERMOSA I Y II-87
36	Cupiagua H-15	RC-1992-05	RECETOR-92	103		CH-1986-09	CANO LaHERMOSA-86
37		BPUN-1989-04	UNETE-89	104		R-1973-15	RONDON-73
38		BPCU-1992-03	CUSIANA SUR-92	105		CH-1994-1350	COROCORA-94
39		TT-1989-07	TAURAMENA-89	106		PM-1993-54	PIEDEMONTESUR-93
40		TB-1983-02	TIERRA BLANCA-83	107	Camunco-1	CH-1987-15	CAÑO LaHERMOSA I y II-87
41	Cravo Este-1	CE-1989-04	CRAVO ESTE-89	108		CH-1987-17	CAÑO LaHERMOSA I y II-88
42		BQ-1983-07	BARQUERENA-83	109	Boa-2	BR-1990-04	COROCITO-90
43		LG-1980-08	CASANARE PAUTO-80	110		48BRCE-2008-08	CERRERO 2D-2008
44	Rancho Hermoso-1	RE-1990-581	RANCHO HERMOSO-90	111		UC-1984-20	UPIA C-84
45	Carrizales-9	C-1980-1150	CUSIANA-80	112	Los Teques-1	P-1982-16	UPIA-82
46	Carrizales-6	LM-1987-03	LA MACOYA-87	113	Los Teques-1	SAN-1985-08	SANTIAGO-85
47		LM-1987-02	LA MACOYA-87	114	Fortaleza-1A	FOR-1988-03	FORTALEZA-88
48		RE-1990-584	RANCHO HERMOSO-90	115		LLC-1970-J	LLANOS CENTRAL-70
49	Viqia-1 (2y4)	ECR-2003-03	CAMPO RICO A 2D-2003	116	Tilodirán-1	YP-1983-06	YOPAL-83
50		ECR-2003-04	CAMPO RICO A 2D-2003	117		CPO16-2010-06	CPO16-2D-2010
51		RM-1988-03	OROCUE-88 META	118		L-1972-11	LLANOS-CUMARAL-72
52		TX-1985-102	RIO META-85	119		PL-1974-13	PUERTO LOPEZ-74
53	Tocaria-1	YL-1985-12	YOPAL-85	120	Neqritos-1	PL-1975-28	PUERTO LOPEZ-75
54		YL-1984-09	YOPAL-84	121	Arión-1	LLC-1978-20	LLANOS CENTRAL-78 WAI
55		YL-1984-01	YOPAL-84	122		C-1980-03	CASTILLA-80
56		YP-1983-05	YOPAL-83	123		C-1980-1100	CUSIANA-80
57		YP-1983-12	YOPAL-83	124		CH-1988-03	CANO LaHERMOSA I Y II-88
58	La Gloria Norte-2	RE-1990-30	RANCHO HERMOSO-90	125		LLC-1970-06	LLANOS CENTRAL-71
59	RanchoHermoso-2P	RH-1983-1200	RANCHO HERMOSO-83	126		LM-1987-04	LA MACOYA-87
60		RH-1983-1120	RANCHO HERMOSO-83	127		LM-1987-05	LA MACOYA-87
61	Carrizales-6	RE-1990-80	RANCHO HERMOSO-90	128		RE-1990-577	RANCHO HERMOSO-90
62		C-1980-1840	CUSIANA-80	129		RE-1990-579	RANCHO HERMOSO-90
63	Tame-1	AU-1986-18	ARAUCA CENTRAL-86	130		TRP-1991-06	RUBIALES-91
64	SeccRegional	L-1973-09	ARAUCA SECTOR 16-73	131		TRP-1991-07	RUBIALES-91
65		L-1973-03	ARAUCA SECTOR 16-73	132		YP-1974-53	YOPAL-74
66		L-1973-03EXT	ARAUCA SECTOR 16-73	133		YP-1983-08	YOPAL-75
67	Gaván-5	V-1988-1484	VILLAVICENCIO-88				

Los pozos fueron desplegados sobre sus líneas sísmicas correspondientes, de acuerdo con la ilustración en el mapa índice de cada figura. En la descripción del pie de cada figura se indica la distancia de proyección en los casos en que los pozos no están localizados sobre la línea sísmica.

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 los registros *SP* (potencial espontáneo) y resistividad.

3.4.3. Interpretación

En la cuenca Llanos Orientales el proyecto se desarrolló en el sector de mayor profundidad de la cuenca, teniendo en cuenta que el objetivo prioritario es la evaluación de prospectividad relacionada con acumulaciones de hidrocarburos no convencionales asociados a lutitas como roca generadora, esto es, a lo largo de la franja paralela al Piedemonte Llanero, límite con la Cordillera Oriental, ya que de acuerdo con la información geoquímica disponible, algunas rocas, entre ellas la Formación Gachetá, del Cretáceo, han alcanzado en este sector la ventana de generación de hidrocarburos.

En general, esta es la franja de mayor deformación estructural de la cuenca debido a que se localiza cerca del límite entre las provincias características de basamento Escudo de Guayana y la Provincia Central compuesta por las ramas Oriental y Central de la Cordillera de Los Andes (figura 15) (Cooper, M. et al., 1995).

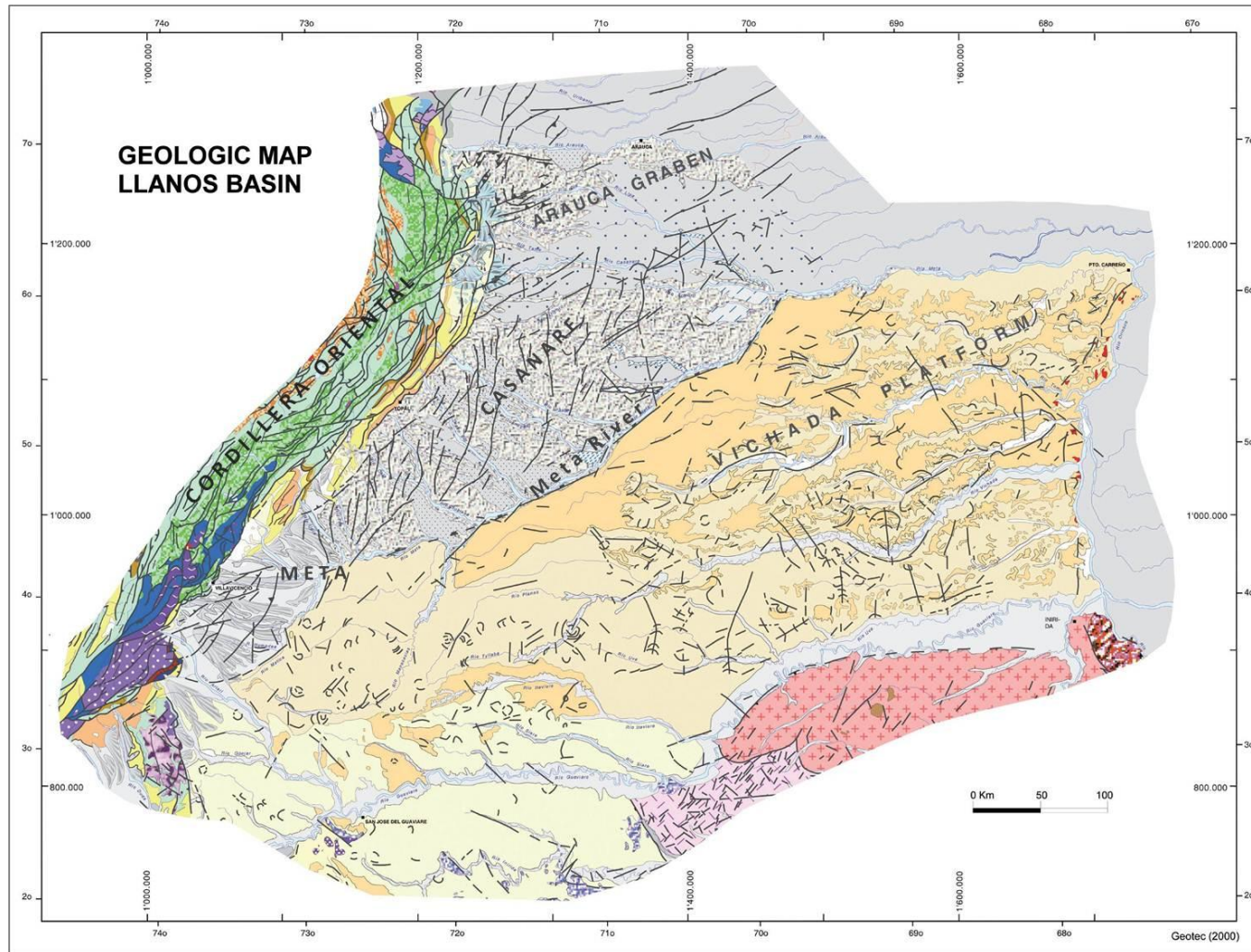


Figura 15. Mapa geológico, cuenca Llanos Orientales (tomado de ANH, 2011).

El análisis de esta cuenca se presenta de NE a SW, a través de los sectores de Arauca, Casanare y Meta.

El sector de Arauca se caracteriza por las mayores profundidades de los objetivos de hidrocarburos en la cuenca. En el campo Arauca la Formación Gachetá se encuentra a una profundidad del orden de 19.300 pies y en el pozo Tocoragua-1 a 18.275 pies, por lo cual es de gran interés hacer el análisis de la evolución de la ventana de generación para establecer oportunidades de desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

Los yacimientos de tipo convencional se encuentran a profundidades que varían de 17.800 pies (Formación Mirador) a 18.700 pies (Formación Guadalupe).

El principal rasgo estructural es el *graben* de Arauca, el cual se encuentra en dirección este - noreste a oeste - suroeste, consta de sistemas de fallas de rumbo, en esa misma dirección, que son los responsables de la generación de las principales trampas estructurales de hidrocarburos de campos, tales como Caño Limón y Arauca (Beicip-Franlab, 1995).

La figura 16 es una transecta (sección sísmica compuesta), aproximadamente transversal, del sector en que se puede apreciar la parte más profunda y el flanco ascendente hacia el Sureste. De igual manera se puede observar la tendencia de adelgazamiento de las unidades estratigráficas pendiente arriba de la cuenca. Esta figura se presenta a mayor escala en el anexo 1.

La deformación dio lugar a pliegues asociados con fallas de ángulo alto, lo que corresponde a estructuras en flor positivas y son características de los sistemas transpresionales de deformación. Ejemplos de estas estructuras en flor se pueden observar de acuerdo con los conjuntos de fallas trazadas en las secciones sísmicas de la figura 17 a 20, donde se ilustran los pozos Arauca-2, Arauca-4, Chambery-1 y Camungo-1, en las cuales se pueden observar las facies sísmicas características de las unidades estratigráficas de interés y los rasgos estructurales de bajo buzamiento hacia el noroeste y deformación relativamente baja.

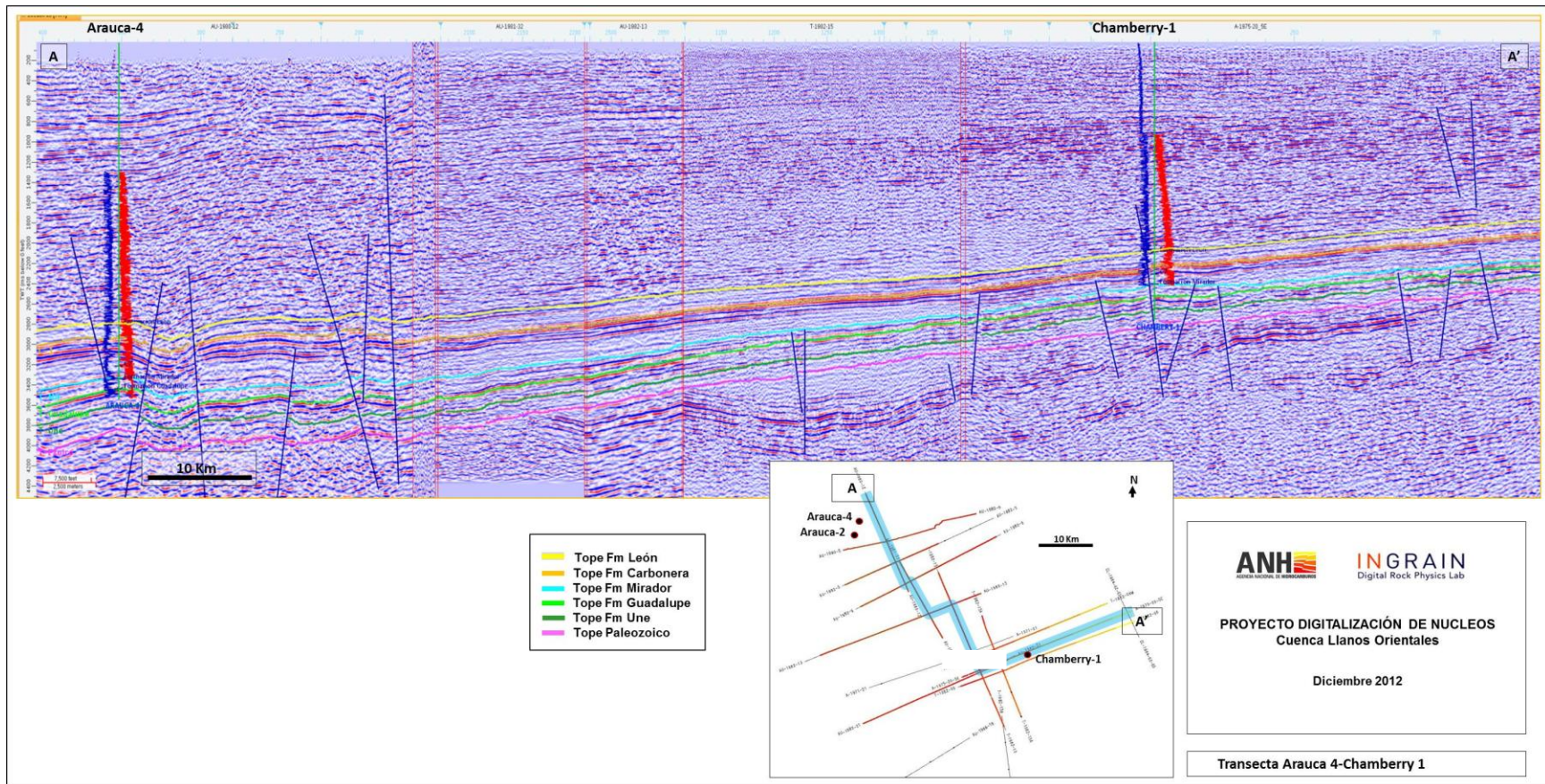


Figura 16. (Anexo 1) Transecta entre los pozos Arauca-4 y Chamberry-1, cuenca Llanos Orientales.

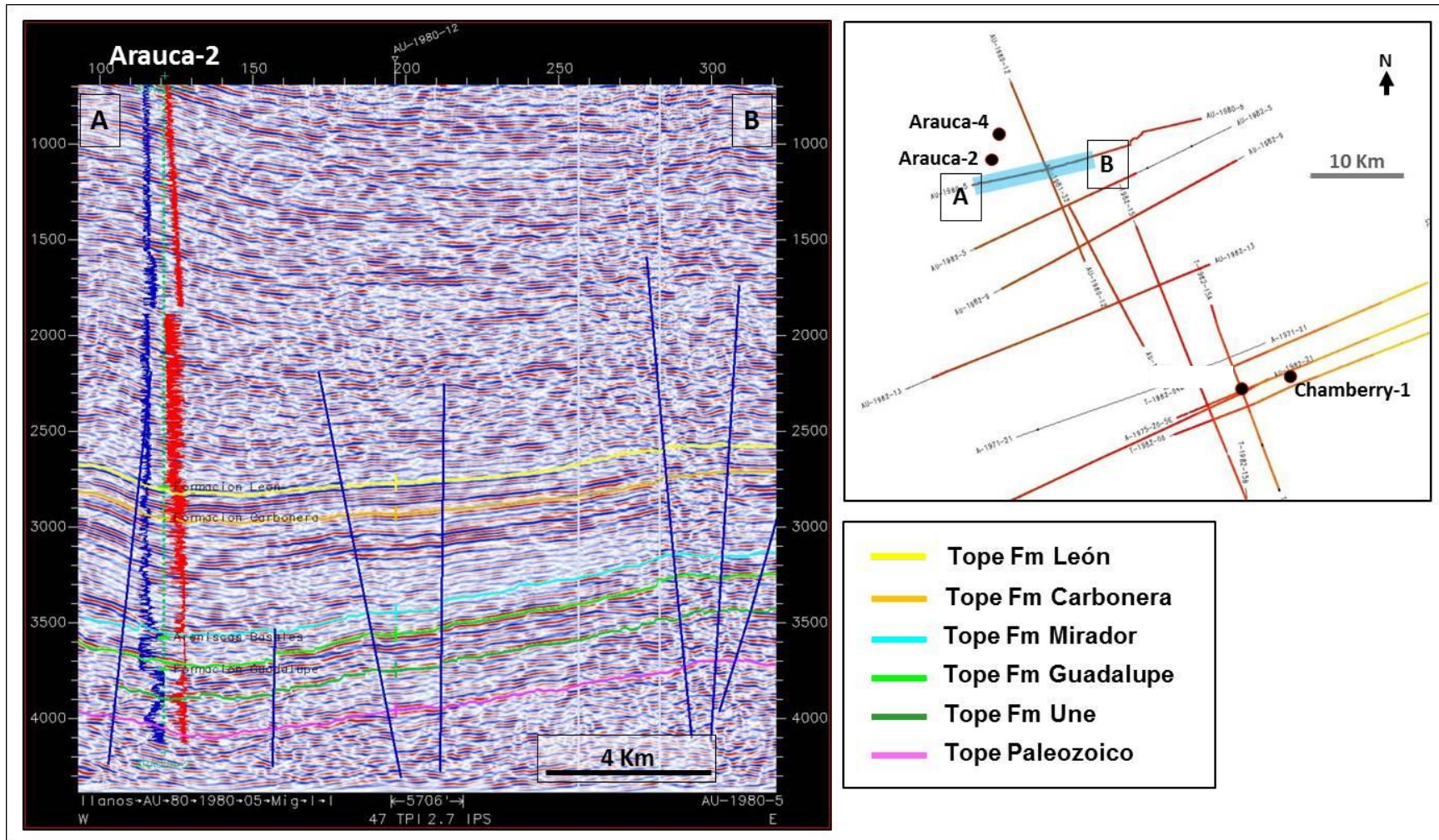


Figura 17. Proyección del pozo Arauca-2 (a 2,3 km.) sobre la línea AU-1980-5, cuenca Llanos Orientales.

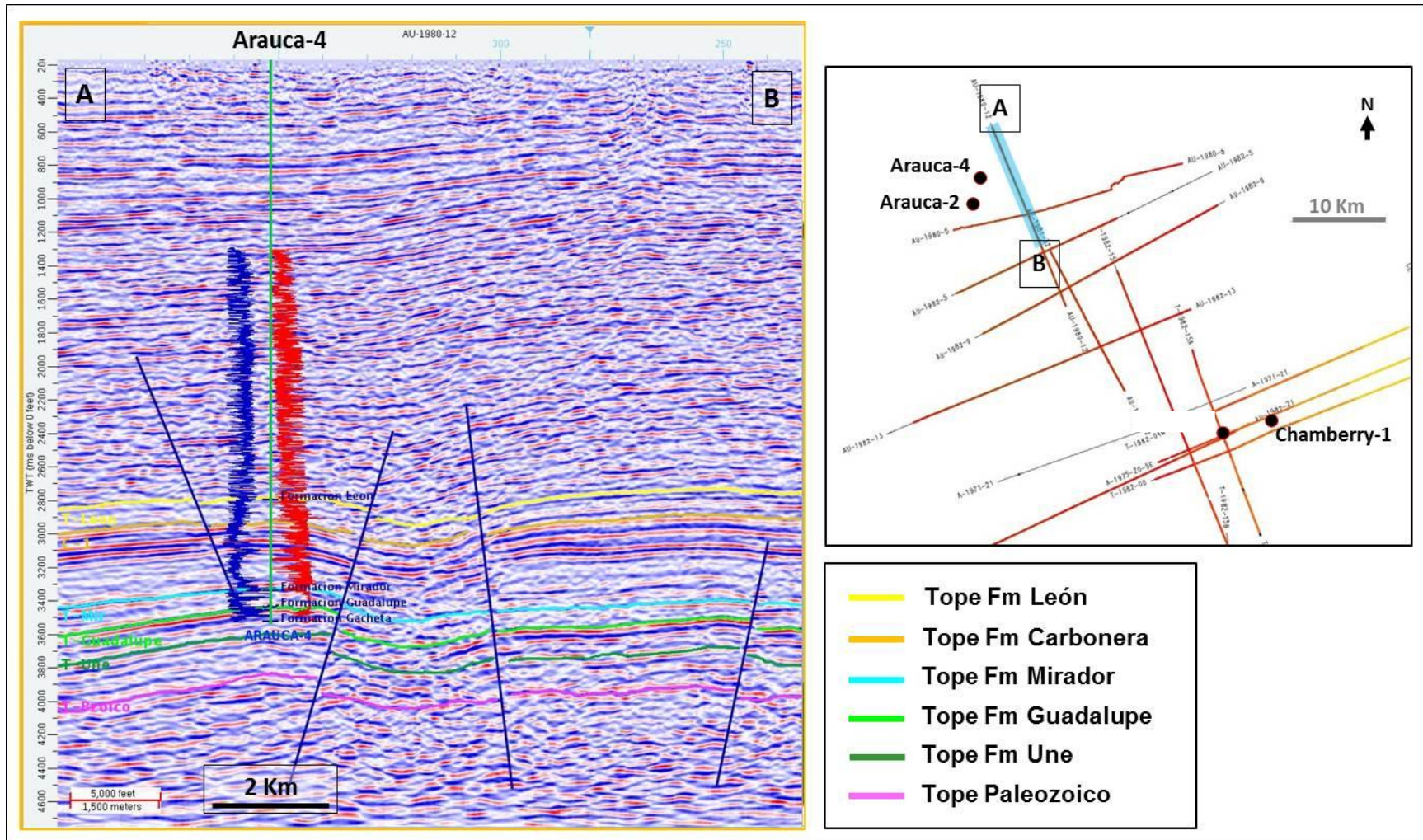


Figura 18. Proyección del pozo Arauca-4 (a 3 km.) sobre la línea AU-1980-12, cuenca Llanos Orientales.

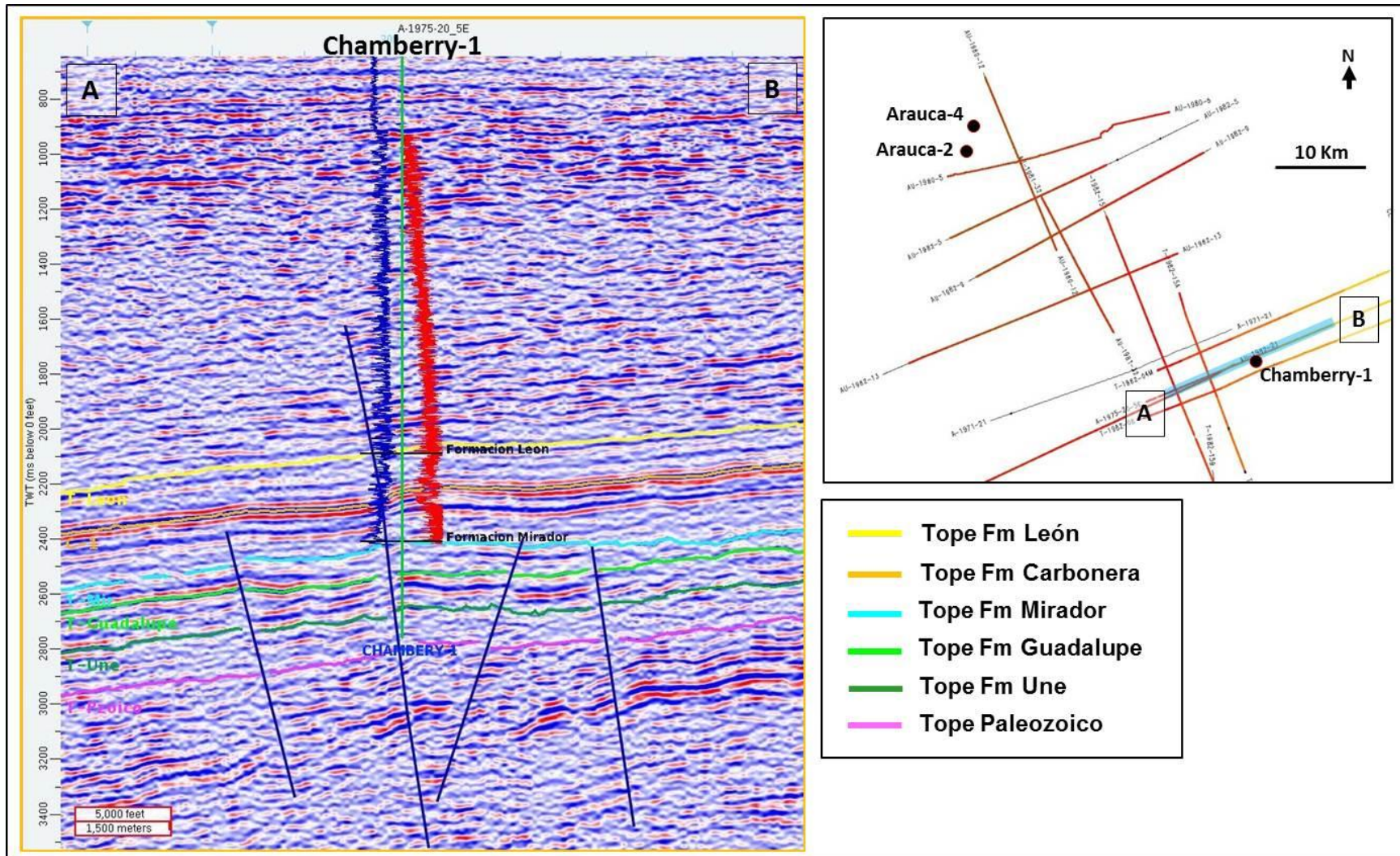


Figura 19. Proyección del pozo Chamberry-1 (a 0,5 km.) sobre la línea A-1975-20-5E, cuenca Llanos Orientales.

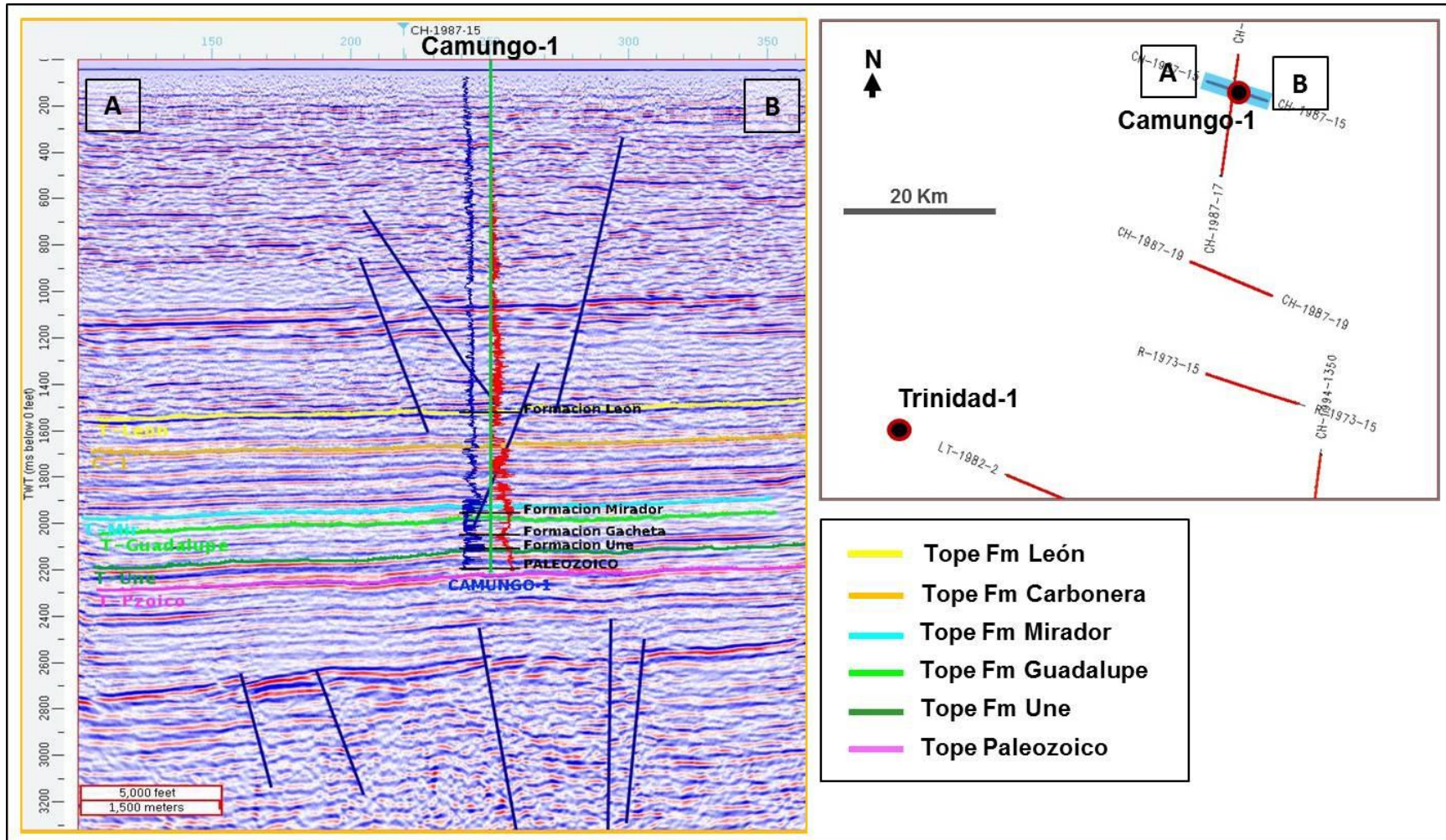


Figura 20. Proyección del pozo Camungo-1 sobre la línea CH-1987-15, cuenca Llanos Orientales.

El sector de Casanare, parte central de la cuenca en la franja que se evalúa, se caracteriza por un estilo de lineamientos estructurales subparalelos al borde del Piedemonte Llanero, y paralelos o subparalelos entre sí en toda la franja hasta un poco más al sureste del lineamiento del río Meta. Estos lineamientos corresponden a sistemas de fallas normales denominadas fallas antitéticas las cuales se caracterizan por ser de alto ángulo (mayor de 45°) y plano con buzamiento contrario a la pendiente estructural de la cuenca.

Dos transectas en línea transversal del sector de Casanare que va desde el Piedemonte Llanero hasta el campo Hoatzín se muestran en las figuras 21 y 22. La primera va desde el Piedemonte hasta el pozo La Gloria Norte-2, en la cual se ilustran las características estructurales del límite entre la cuenca Cordillera Oriental con fallas de cabalgamiento y la cuenca Llanos Orientales con baja deformación estructural y bajo buzamiento hacia el noroeste. También se observan varias fallas antitéticas como la que caracteriza al campo La Gloria Norte. La otra transecta es continuación de la anterior hacia los pozos I y Q, en la cual se pueden apreciar las fallas antitéticas que caracterizan las respectivas trampas de los campos correspondientes a estos pozos. En estas dos transectas se observan las características de pendiente estructural de la cuenca (buzamiento hacia el Piedemonte) y el adelgazamiento de las unidades estratigráficas hacia el Sureste de la cuenca. Estas figuras se presentan a mayor escala en los anexos 2 y 3.

La relación del límite con la cuenca Cordillera Oriental, denominado Piedemonte Llanero, está dada por un sistema de fallas de cabalgamiento proveniente de la Cordillera Oriental. Los elementos de este cabalgamiento afloran, mientras que los elementos de interés petrolífero del lado de la cuenca Llanos Orientales quedaron enterrados por el cabalgamiento, de tal manera que este sector ha sido confirmado como el área de generación de los hidrocarburos que han migrado y han sido descubiertos en estas regiones de los Llanos Orientales.

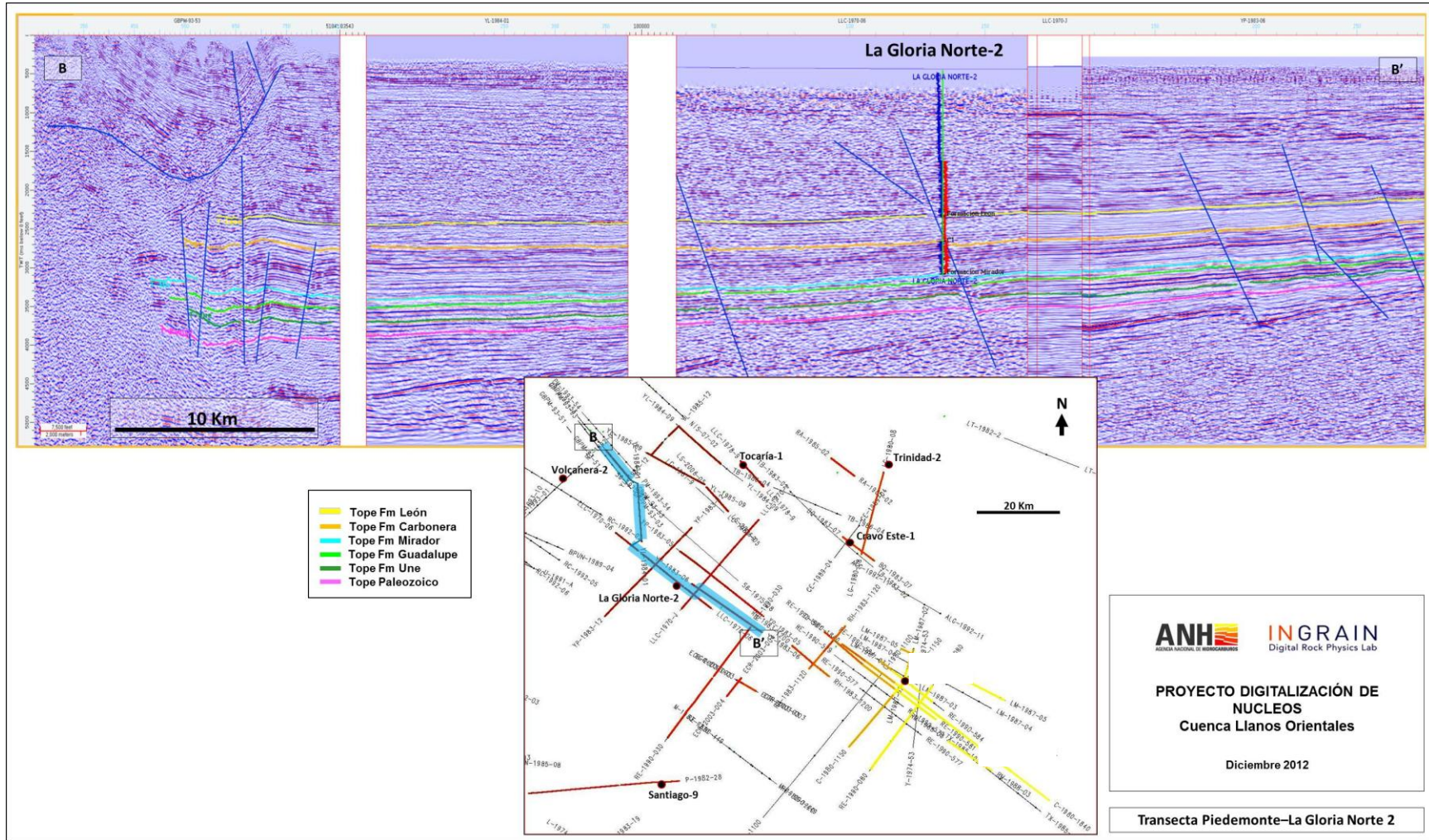


Figura 21. (Anexo 2) Transecta entre el Piedemonte Llanero y el pozo La Gloria Norte-2, cuenca Llanos Orientales.

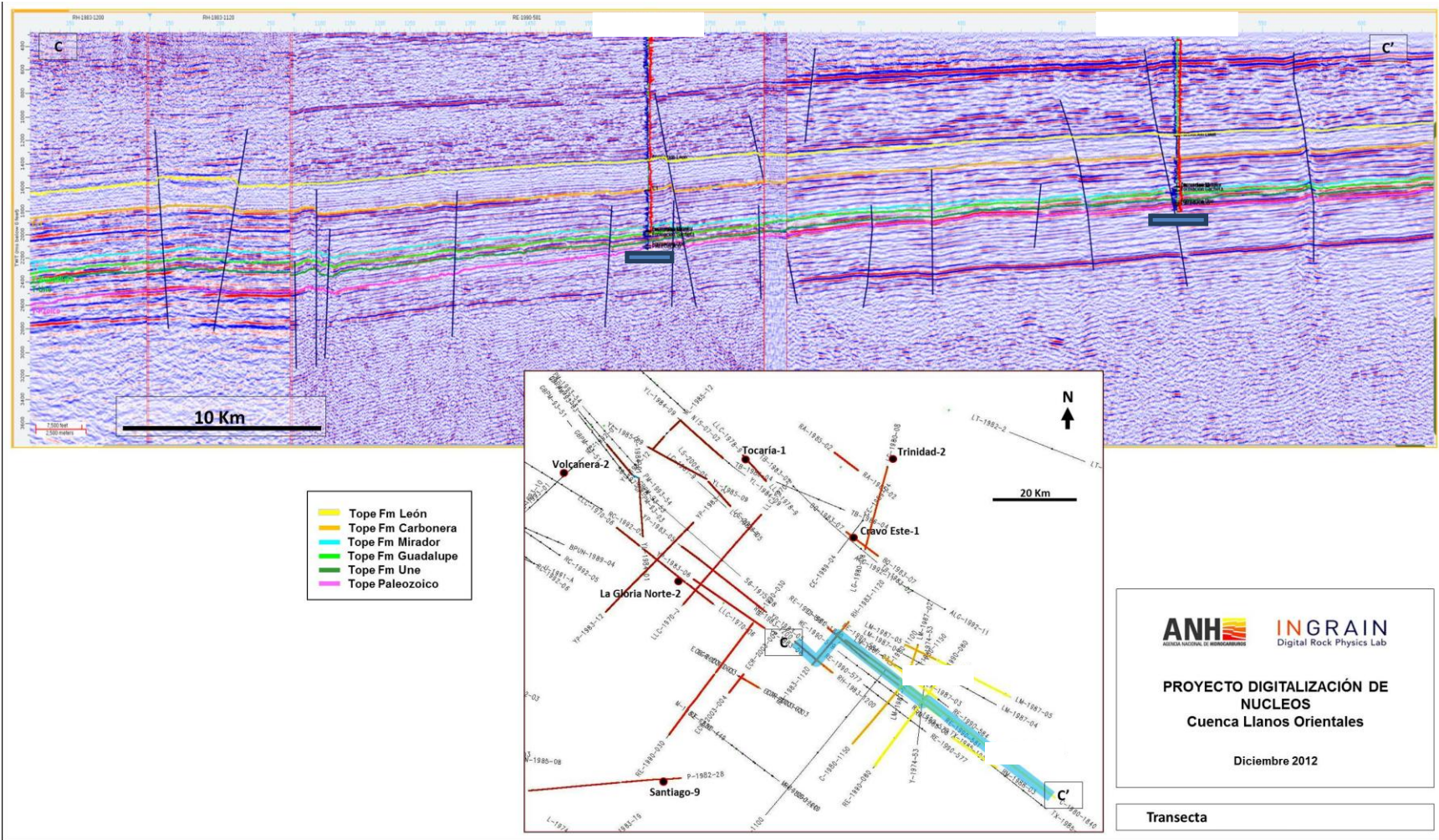


Figura 22. (Aenxo 3) Transecta desde el pozo I al pozo Q, cuenca Llanos Orientales.

En las figuras 23 a 33 se ilustran los pozos Las Maracas-1, Tocaría-1, La Totuma-1, Cravo Este-1, La Gloria Norte-2, I, Q, Los Teques-1, Pomarroso-1 y Buenos Aires H-15.

Casi todos estos pozos tuvieron como *play* exploratorio el concepto de trampas de hidrocarburos asociadas a fallas antitéticas. Ejemplos de estas fallas se pueden apreciar en las figuras 25 a 31, las cuales en conjunto se pueden asimilar a un sistema de rumbo con componente extensional.

Estos sistemas de fallas son los responsables de la mayoría de las acumulaciones de hidrocarburos en este sector de la cuenca, en las cuales el entrampamiento tiene ocurrencia a lo largo del borde del bloque alto de la falla, por lo cual los yacimientos son elongados, paralelos a las fallas. En algunos de ellos se formaron pliegues de arrastre muy sutiles en el proceso de deformación, los cuales favorecen la circunstancia de que las trampas sean un poco más amplias (ejemplo campo Santiago).

Los ejemplos de tipo de trampa asociada a fallas antitéticas que se muestran, son los correspondientes a los campos Carrizales, Hoatzín, Cravo Este, Las Maracas, Tocaría, que se ilustran en las figuras 23 a 31. Otros ejemplos que no se muestran aquí, por falta de líneas sísmicas, son los campos Santiago, La Gloria, La Gloria Norte, Rancho Hermoso, Cravo Sur, Barquereña, Trinidad, La Punta, etc.

En los pozos de la parte más profunda de este sector de la cuenca, la Formación Gachetá se encuentra a profundidades ligeramente mayores que 14.000 pies, tal como en los pozos La Totuma-1, Tocaría-1 y Fortaleza-1A, lo cual coherentemente con la documentación geoquímica, nos indica que esta franja de la cuenca tiene una alta probabilidad de ser favorable para el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

La figura 32 ilustra el pozo Buenos Aires H-15, del campo Cusiana, en el cual se pueden apreciar las estructuras de cabalgamiento del Piedemonte Llanero.

Teniendo en cuenta que los análisis de petrofísica en *ShaleXpert* han destacado la importancia de la secuencia estratigráfica del Paleozoico en los pozos del campo Carrizales como probable objetivo de exploración no convencional y la circunstancia de que estos horizontes estratigráficos son productores de petróleo en el campo Rancho Hermoso, se ilustra el pozo I en líneas sísmicas en la dirección del buzamiento y en la dirección del rumbo, para observar sus características estructurales.

La figura 33 ilustra la proyección del pozo I sobre una línea que se encuentra aproximadamente en la dirección del rumbo. La figura 28, así como todas las demás líneas que se muestran aquí, corresponde a una línea sísmica en dirección del buzamiento, en la cual se puede observar la falla antitética que facilitó la formación de la trampa de hidrocarburos. La importancia de incluir estas dos líneas de I es con el fin de ilustrar, de manera simple, las características estructurales y de estratificación de la secuencia paleozoica, la cual infrayace discordantemente a la Formación Une. La estratificación es de tipo paralelo y estructuralmente está afectada por los mismos eventos que afectan las secuencias que le suprayacen, esto es, un probable basculamiento hacia el Noroeste y el efecto de las fallas antitéticas como se puede observar en la sección de buzamiento (figura 28). La profundidad del tope del Paleozoico en I es del orden de 9.000 pies y su espesor es del orden de 2.000 pies.

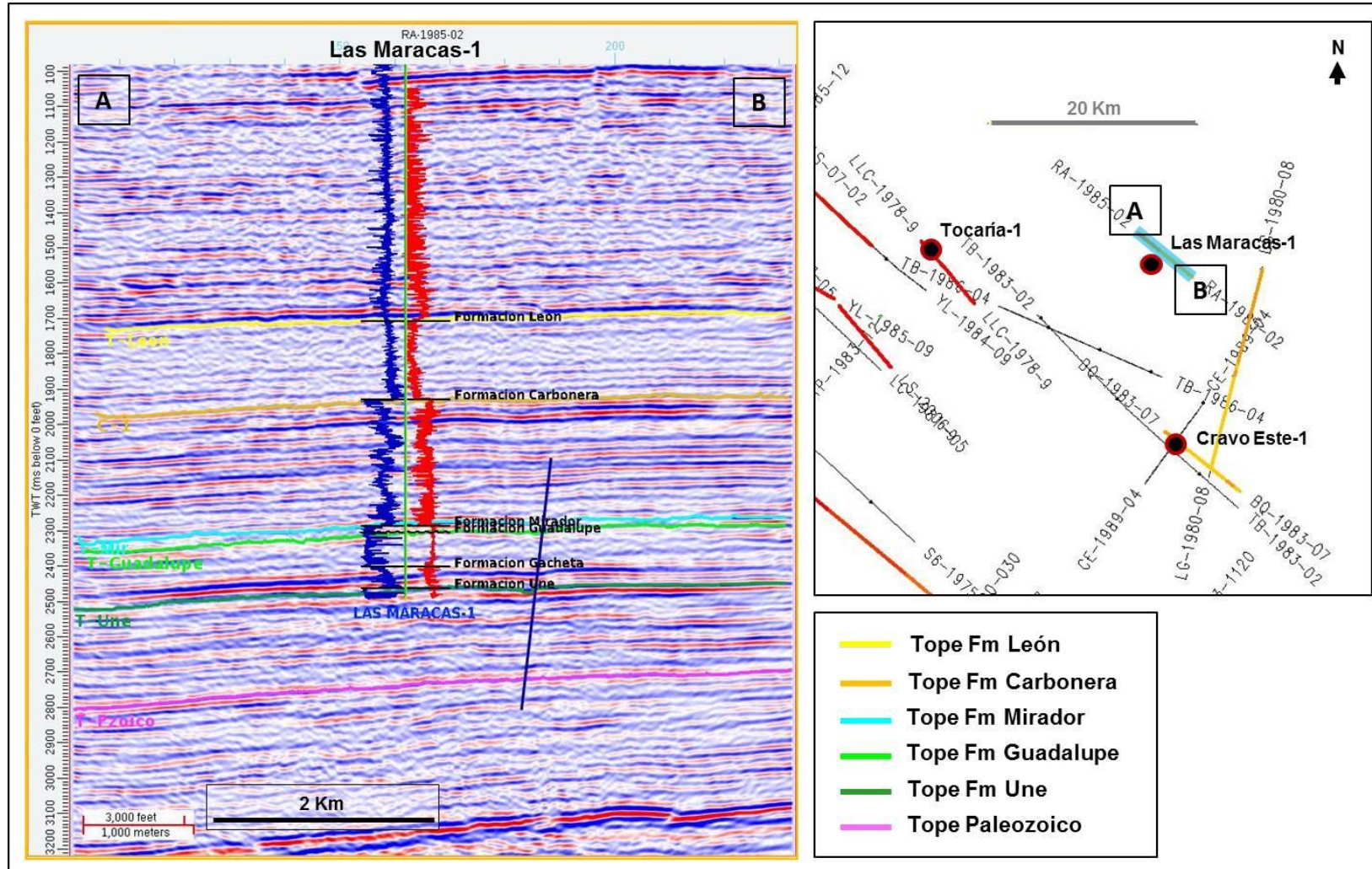


Figura 23. Proyección del pozo Las Maracas-1 (a 1,6 km.) sobre la línea RA-1985-02, cuenca Llanos Orientales.

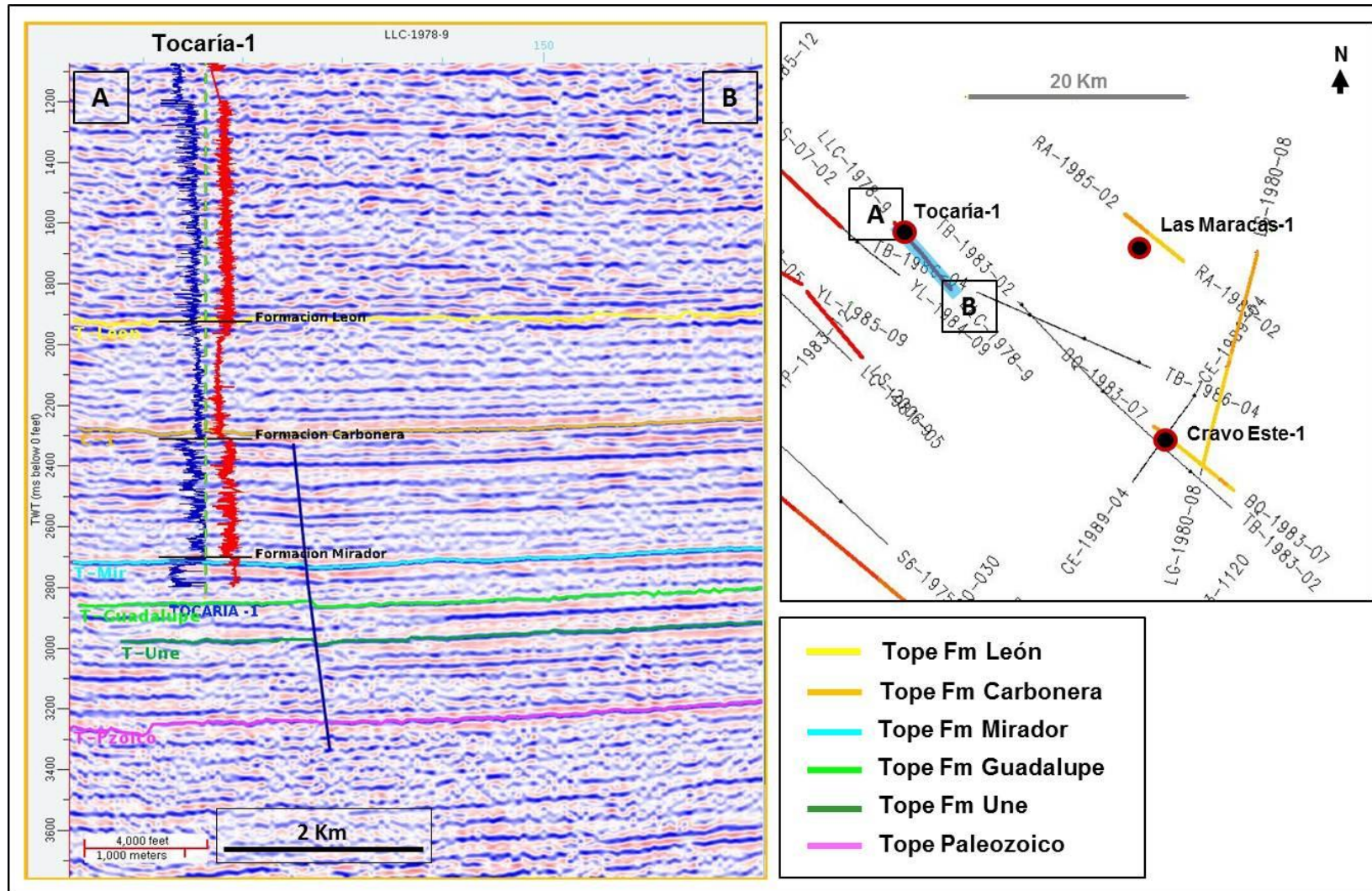


Figura 24. Proyección del pozo Tocaría-1 sobre la línea LLC-1978-9, cuenca Llanos Orientales.

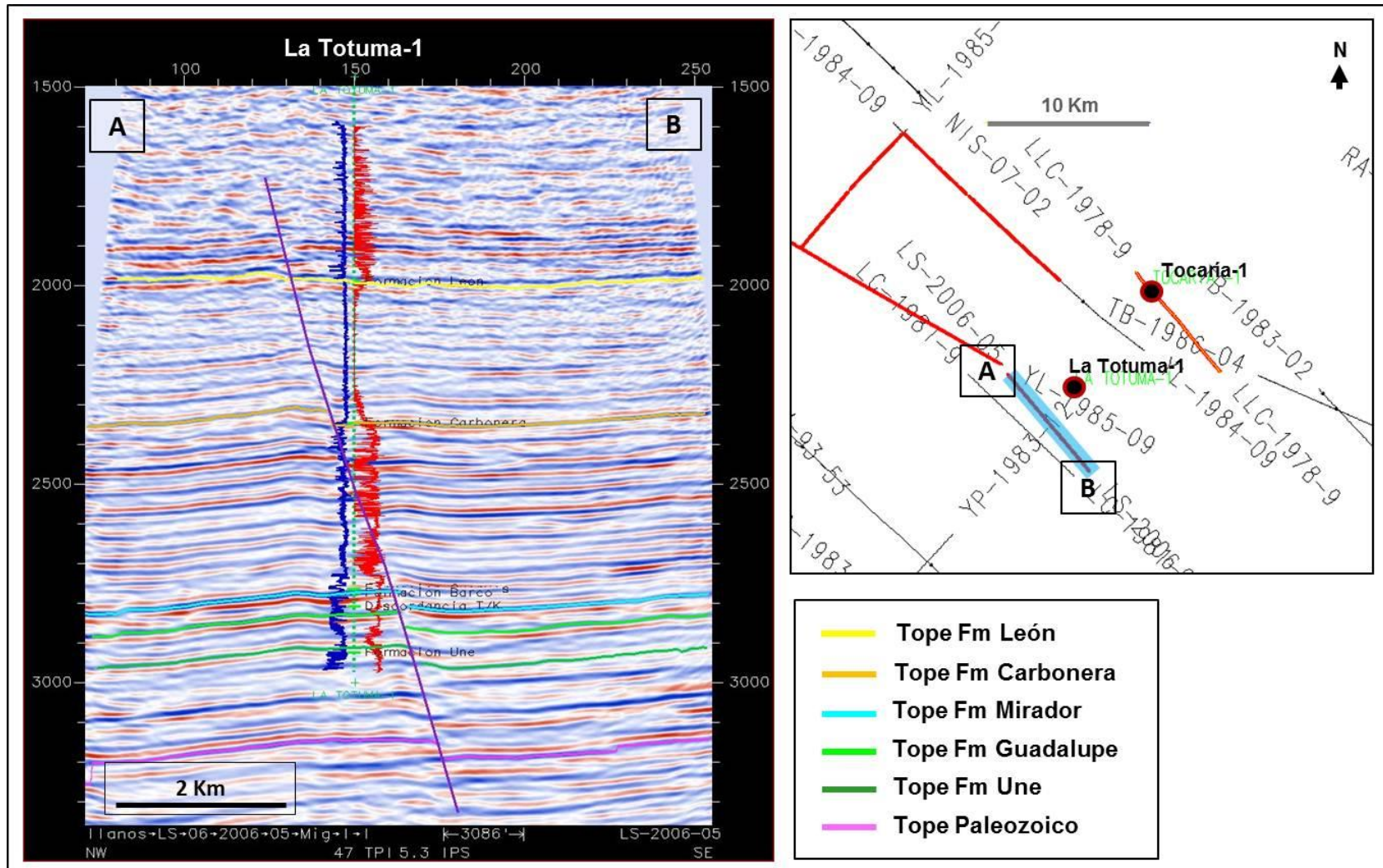


Figura 25. Proyección del pozo La Totuma-1 (a 2,3 km.) sobre la línea LS-2006-05, cuenca Llanos Orientales.

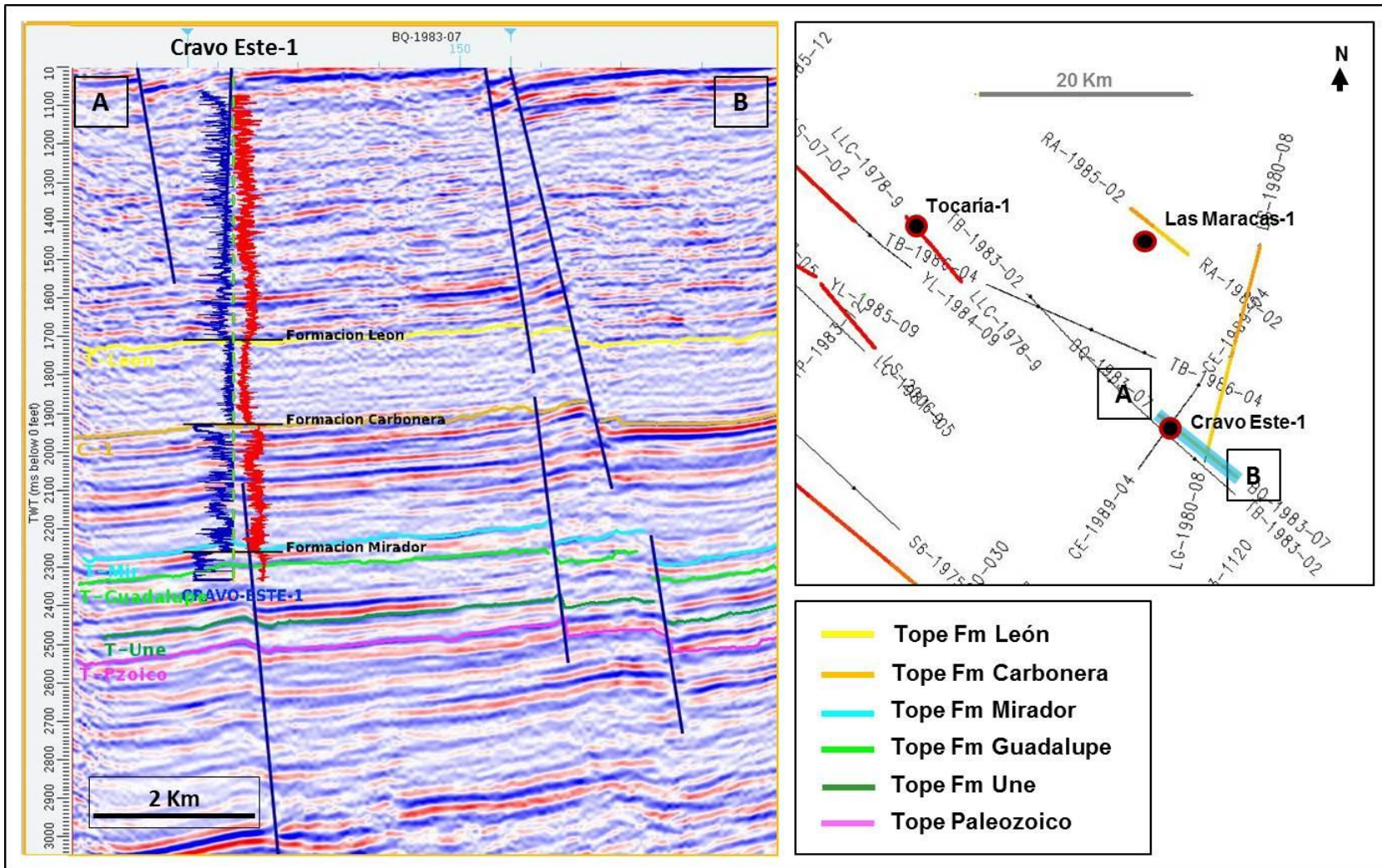


Figura 26. Proyección del pozo Cravo Este-1 sobre la línea BQ-1983-07, cuenca Llanos Orientales.

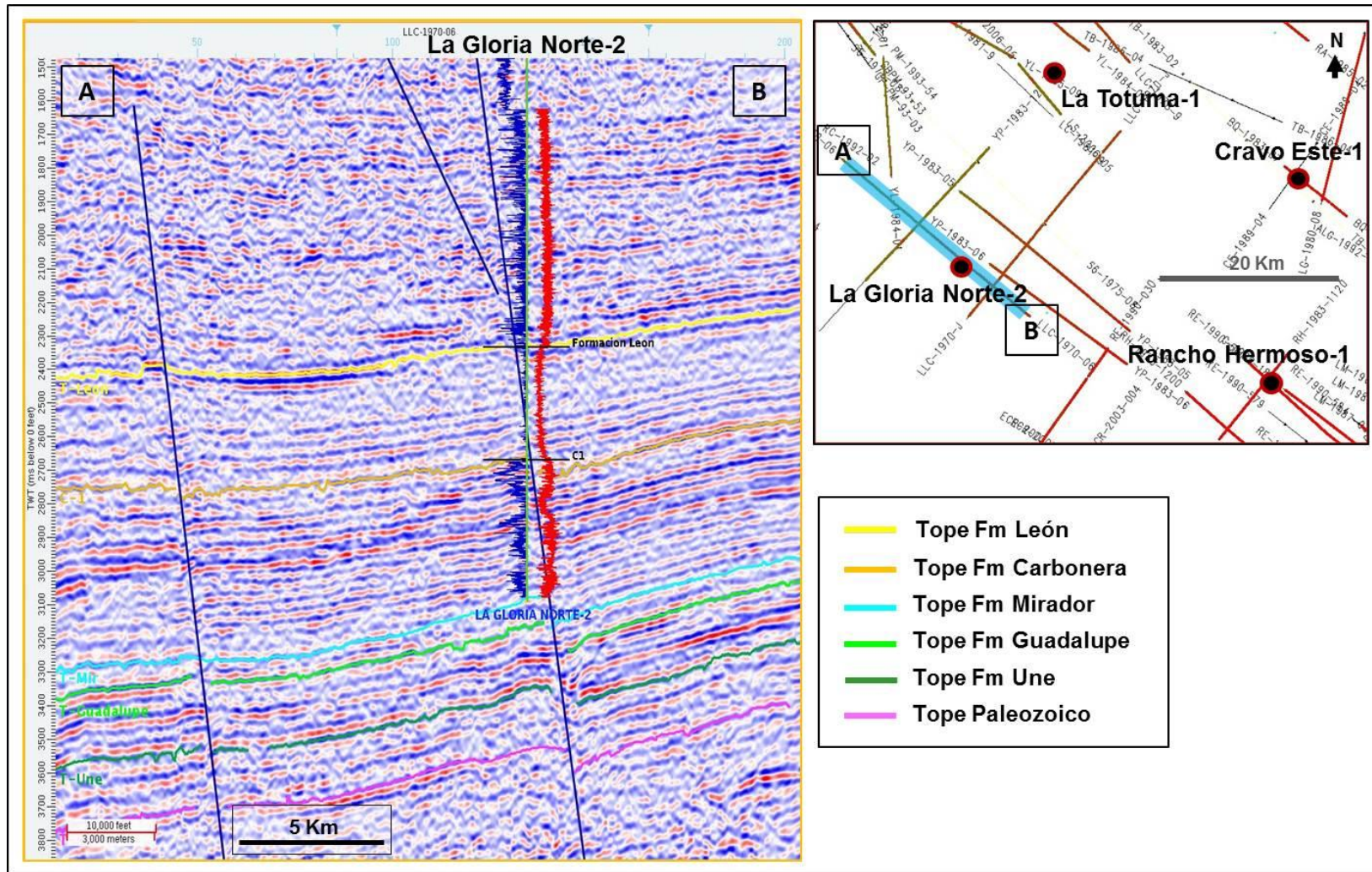


Figura 27. Proyección del pozo La Gloria Norte-2 (a 0,6 km.) sobre la línea YP-1983-05, cuenca Llanos Orientales.

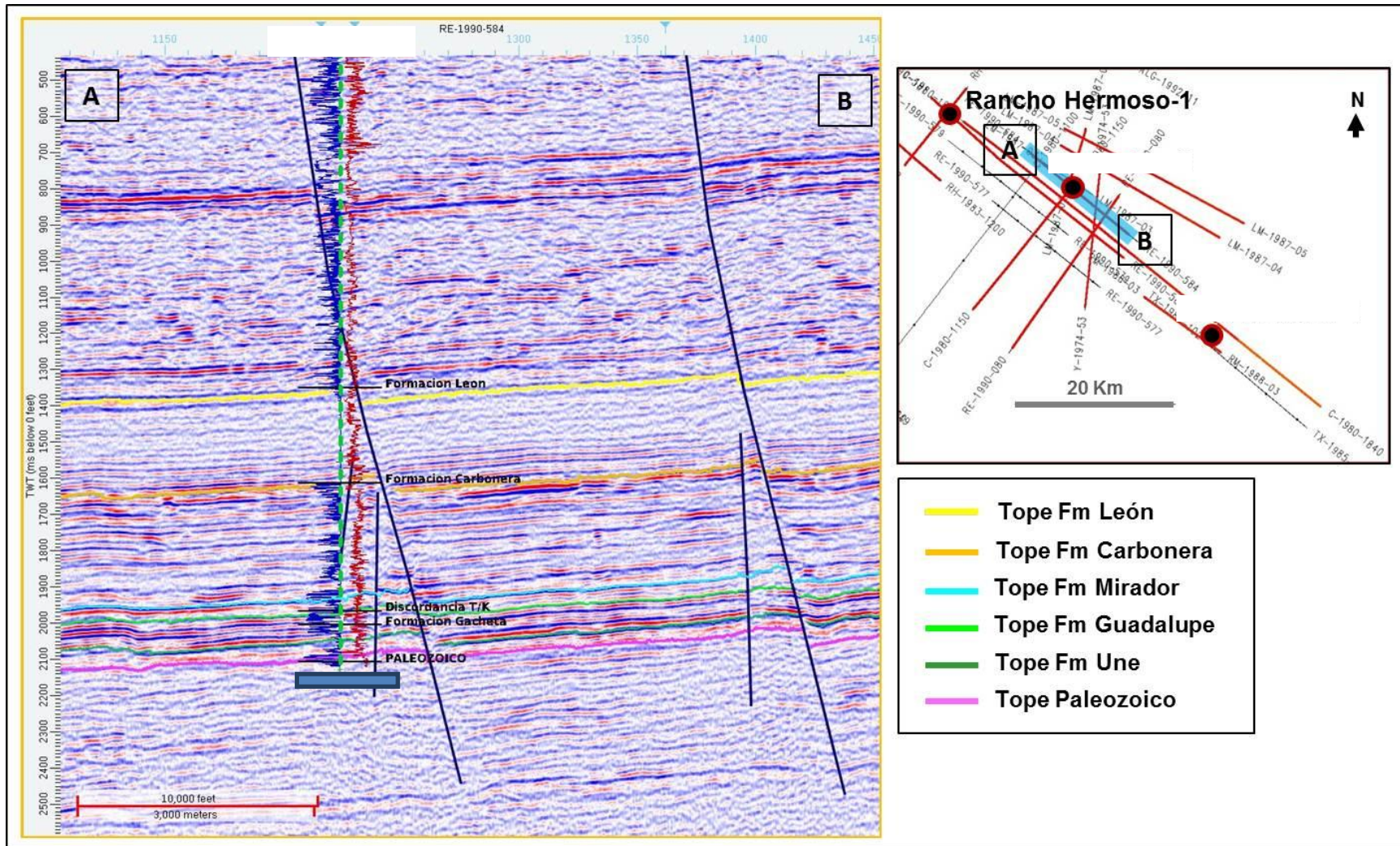


Figura 28. Proyección del pozo I sobre la línea RE-1990-584, cuenca Llanos Orientales.

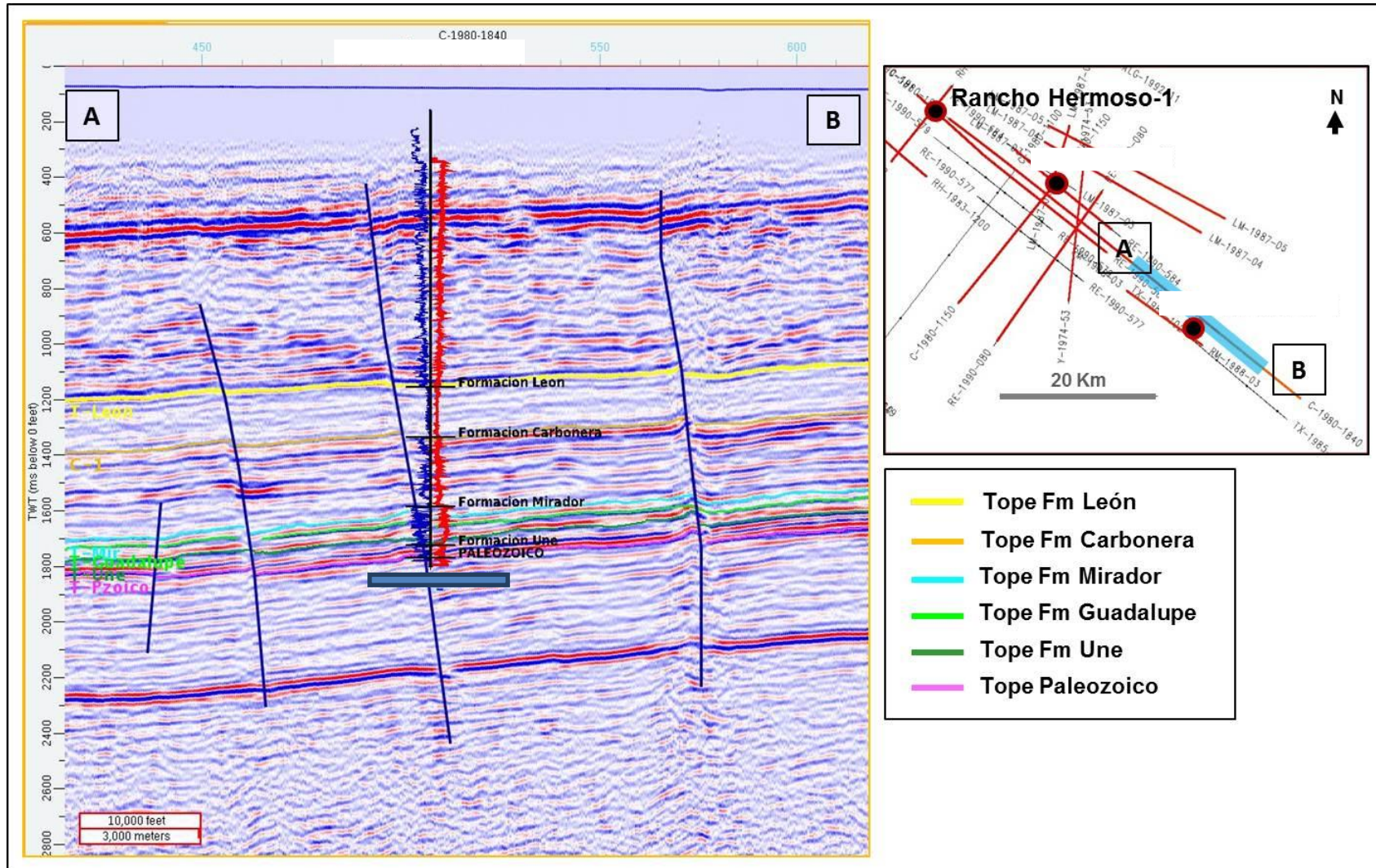


Figura 29. Proyección del pozo Q (a 1,5 km) sobre la línea C-1980-1840, cuenca Llanos Orientales.

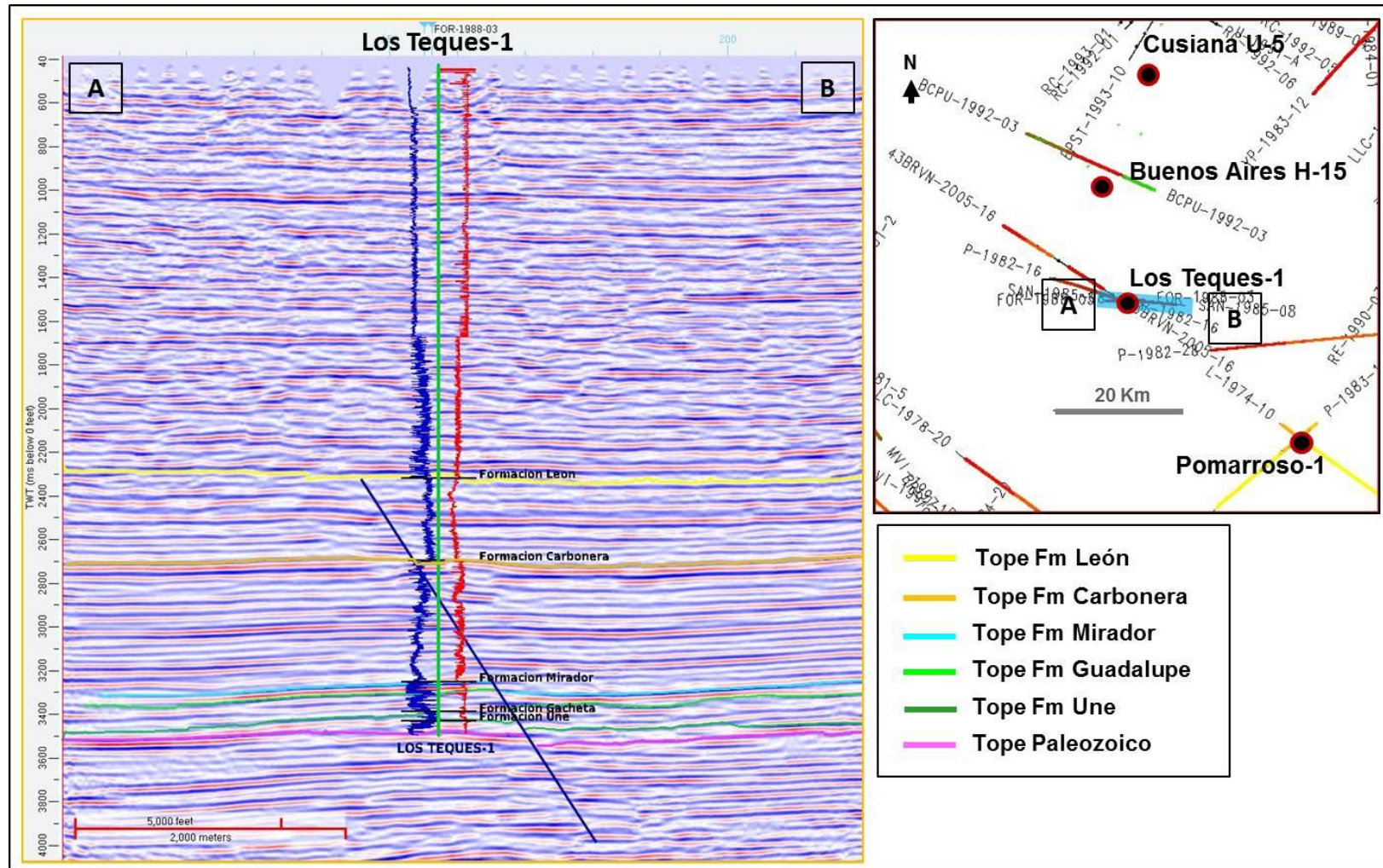


Figura 30. Proyección del pozo Los Teques-1 sobre la línea sísmica FOR-1988-03, cuenca Llanos Orientales.

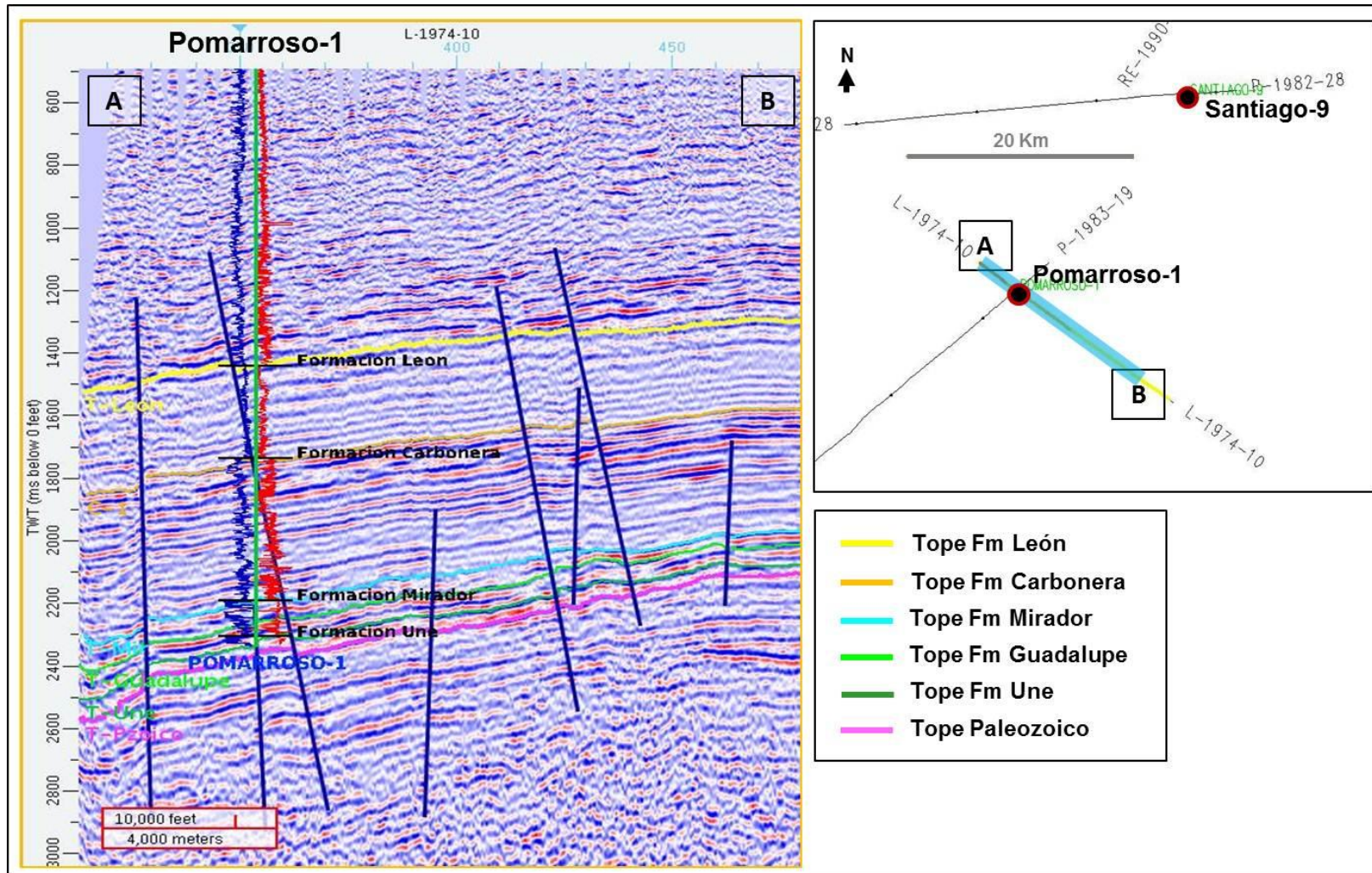


Figura 31. Proyección del pozo Pomarroso-1 sobre la línea L-1974-10, cuenca Llanos Orientales.

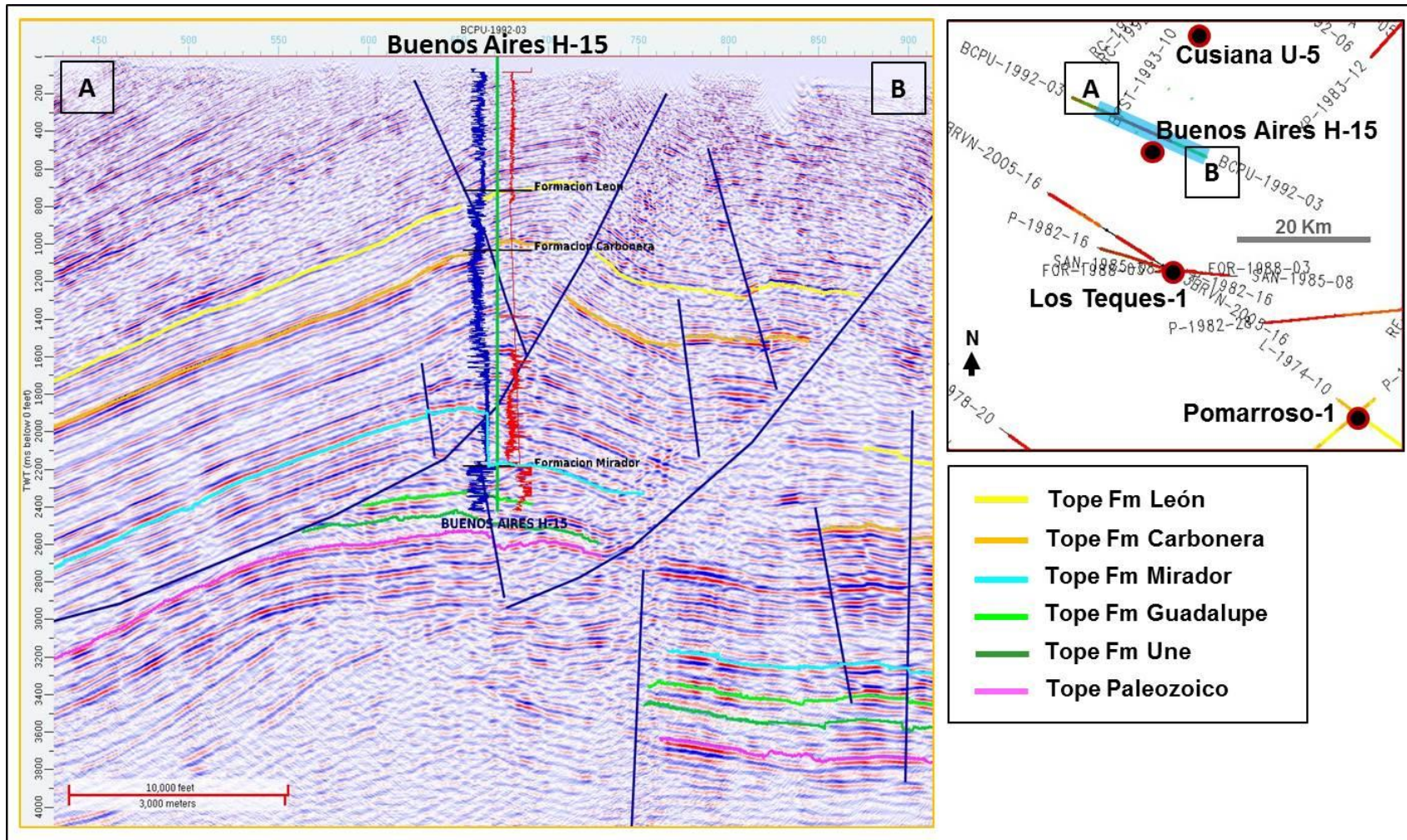


Figura 32. Proyección del pozo Buenos Aires H-15 (a 2,8 km.) sobre la línea sísmica, cuenca Llanos Orientales.

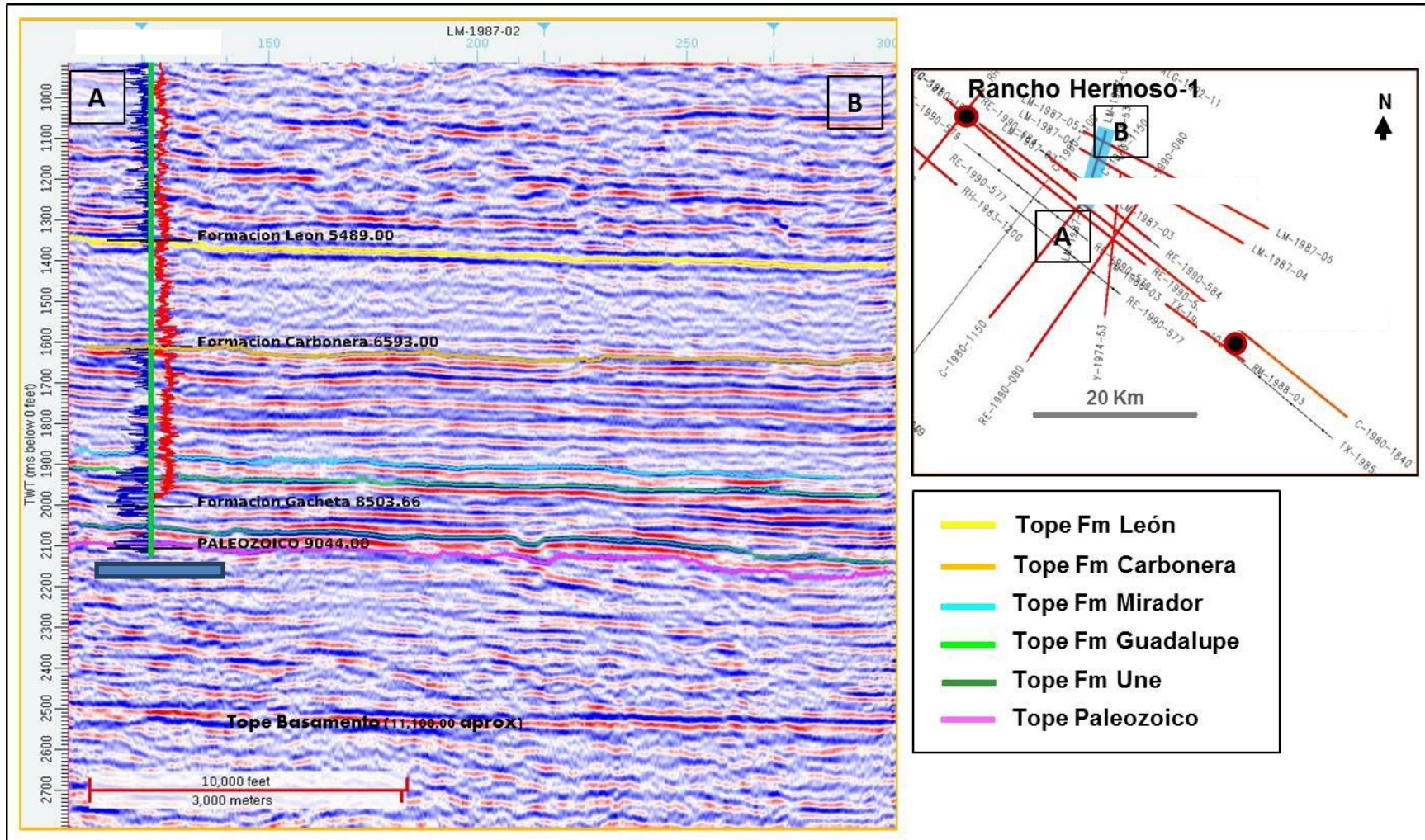


Figura 33. Proyección del pozo I sobre la línea sísmica en la dirección del rumbo, cuenca Llanos Orientales.

El sector del Meta es la parte suroeste de la cuenca, en el cual las mayores profundidades de la Formación Gachetá son del orden de 10.500 pies (campo Gaván). En los pozos Guacavía-1 y Vanguardia-1 esta formación se encuentra a mayor profundidad.

El estilo estructural que caracteriza esta parte de la cuenca (campos Castilla, Chichimene, Suria, Apiay, Gaván y Guatiquía) corresponde a sistemas transpresionales (sistema de fallas Castilla-Apiay) que dieron lugar a pliegues y fallas tanto inversas como normales y son los responsables de los entrampamientos de los campos enumerados. Estos sistemas estructurales tienen relación de origen con el frente de deformación andina (Halliburton, 2007; Beicip-Franlab, 1995).

Otros tipos de entrampamiento tienen ocurrencia por acuñamiento de las formaciones Guadalupe y Mirador contra paleoaltos de rocas del Paleozoico (campos Almagro - Valdivia y objetivos de los pozos Murujuy-1 y Garibay-1).

De este sector no hubo disponibilidad de líneas sísmicas para elaborar una transecta que ilustre las principales características estructurales que constituyen los *plays* exploratorios, sin embargo en la figura 34 se presenta la transecta Lengupá 1 - Eque ilustra una vez más las relaciones estratigráficas y estructurales en el límite de la cordillera Oriental con la cuenca Llanos. Esta figura se presenta a mayor escala en el anexo 4.

La figura 35 corresponde a una transecta tomada de Halliburton (2007) que va desde el pozo Chichimene-3 hasta el pozo Camoa-1, en la cual se puede observar la mayor deformación estructural en el área de Chichimene, la cual corresponde a estructuras, pliegues y fallas, de un sistema transpresional. Hacia el Sureste se observa el adelgazamiento de las unidades estratigráficas pendiente arriba, con poca deformación estructural en el Cretáceo y Terciario, pero sí muy alta en el Paleozoico y el basamento.

En las figuras 36 a 38 se ilustran los pozos E, Murujuy-1 y Garibay-1. En la figura del pozo Garibay-1 se observa la ausencia del horizonte de la Formación Guadalupe, cuyo acuñamiento fue el objetivo del pozo, mientras que en el extremo de la línea del pozo Murujuy-1 se ve que este horizonte está acuñándose contra la secuencia paleozoica, con lo cual se destaca que los acuñamientos de las unidades estratigráficas constituyen objetivos exploratorios en este sector de la cuenca.

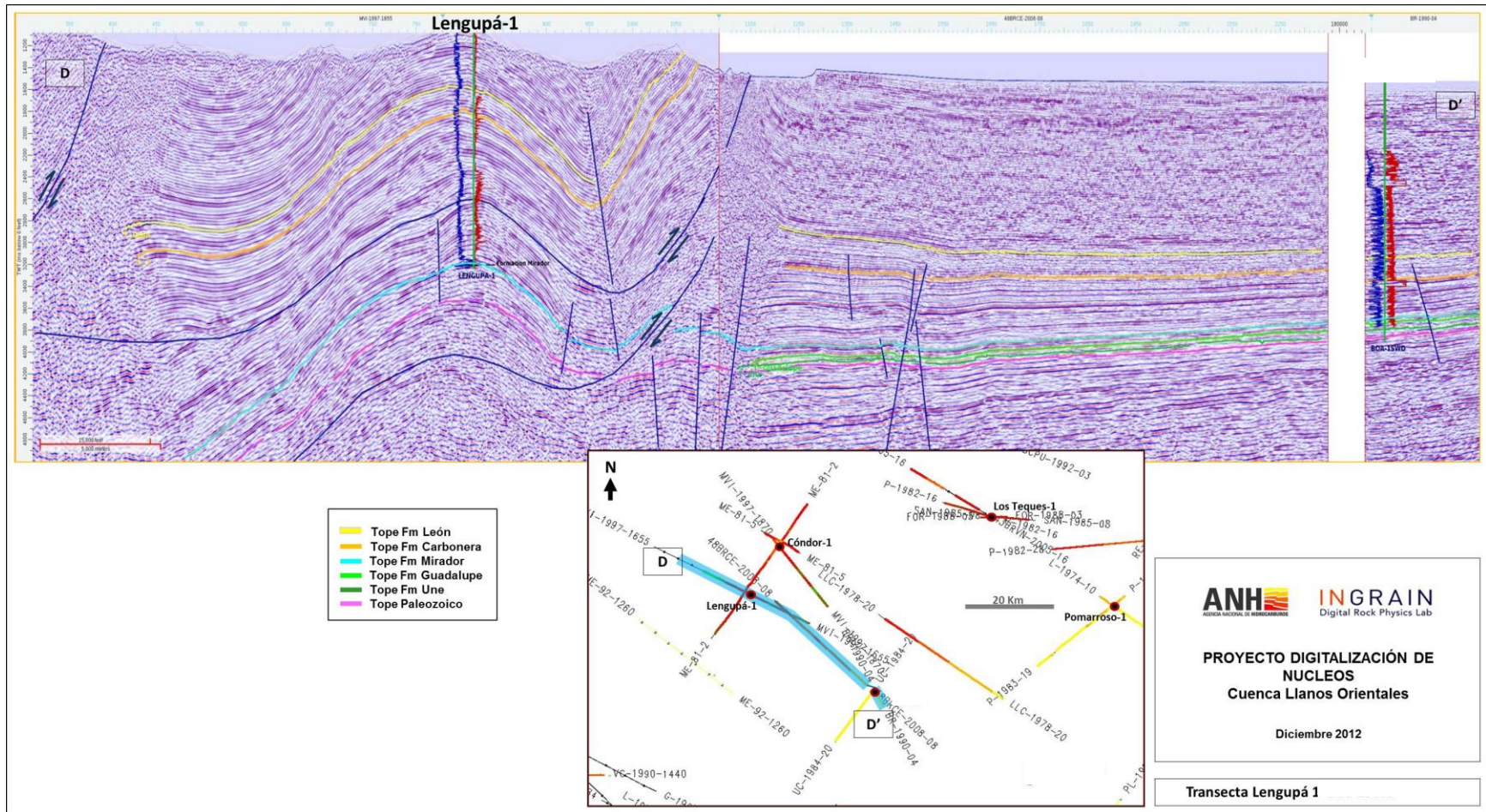


Figura 34. (Anexo 4) Transecta Lengupá 1 – E, cuenca Llanos Orientales.

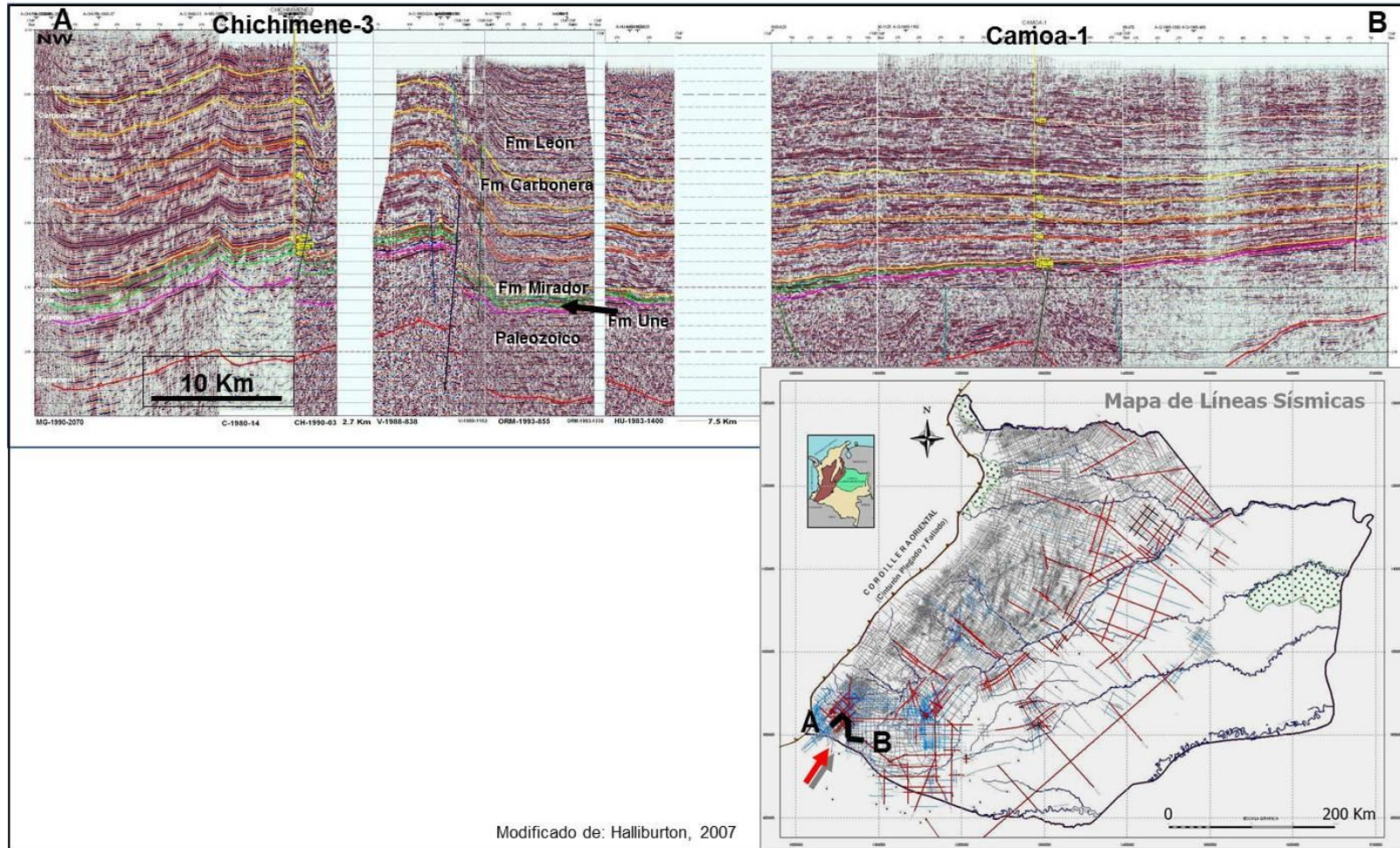


Figura 35. Transecta desde el pozo Chichimene-3 al pozo Camoa-1, cuenca Llanos Orientales.

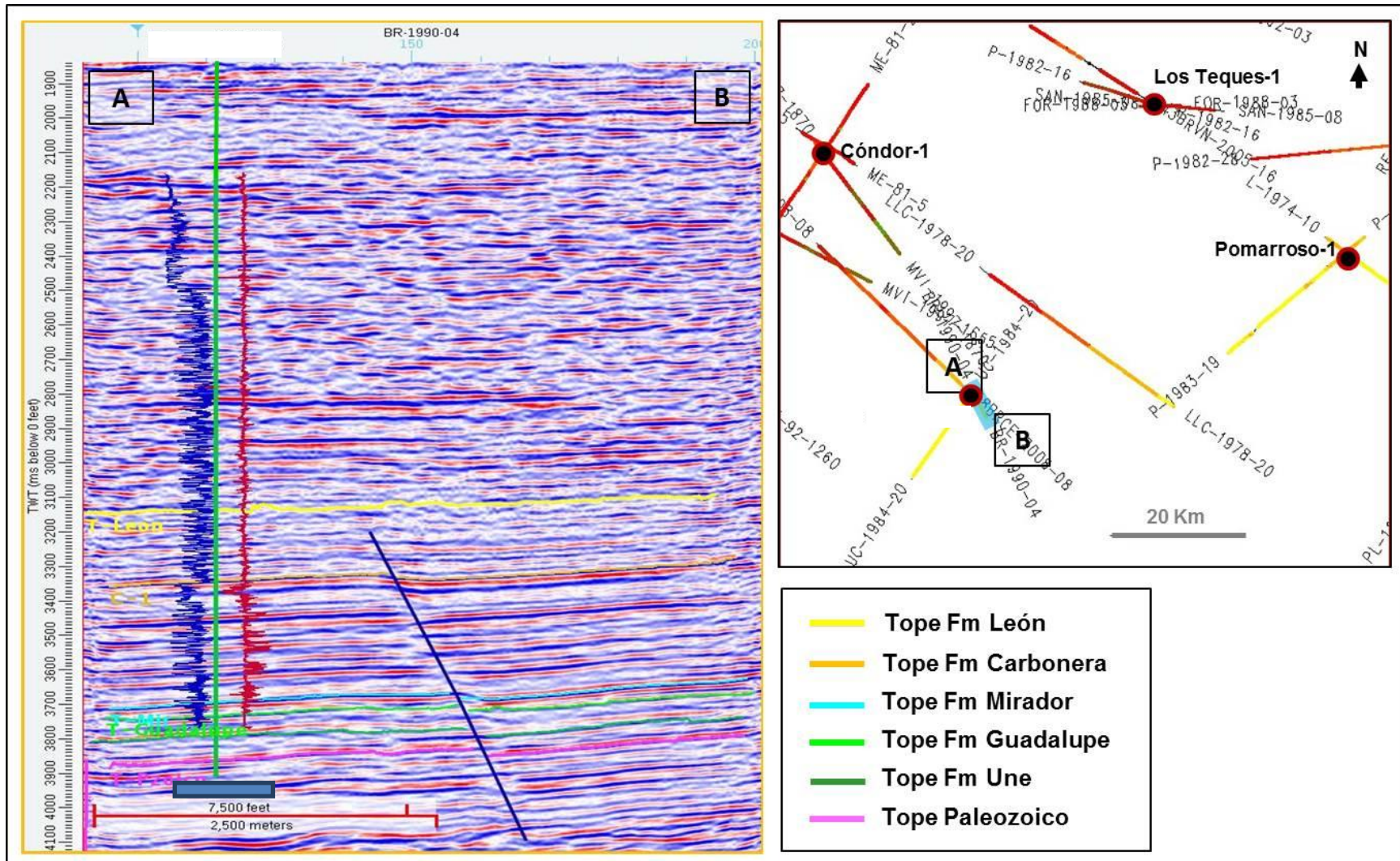


Figura 36. Proyección del pozo E sobre la línea sísmica BR-1990-04, cuenca Llanos Orientales.

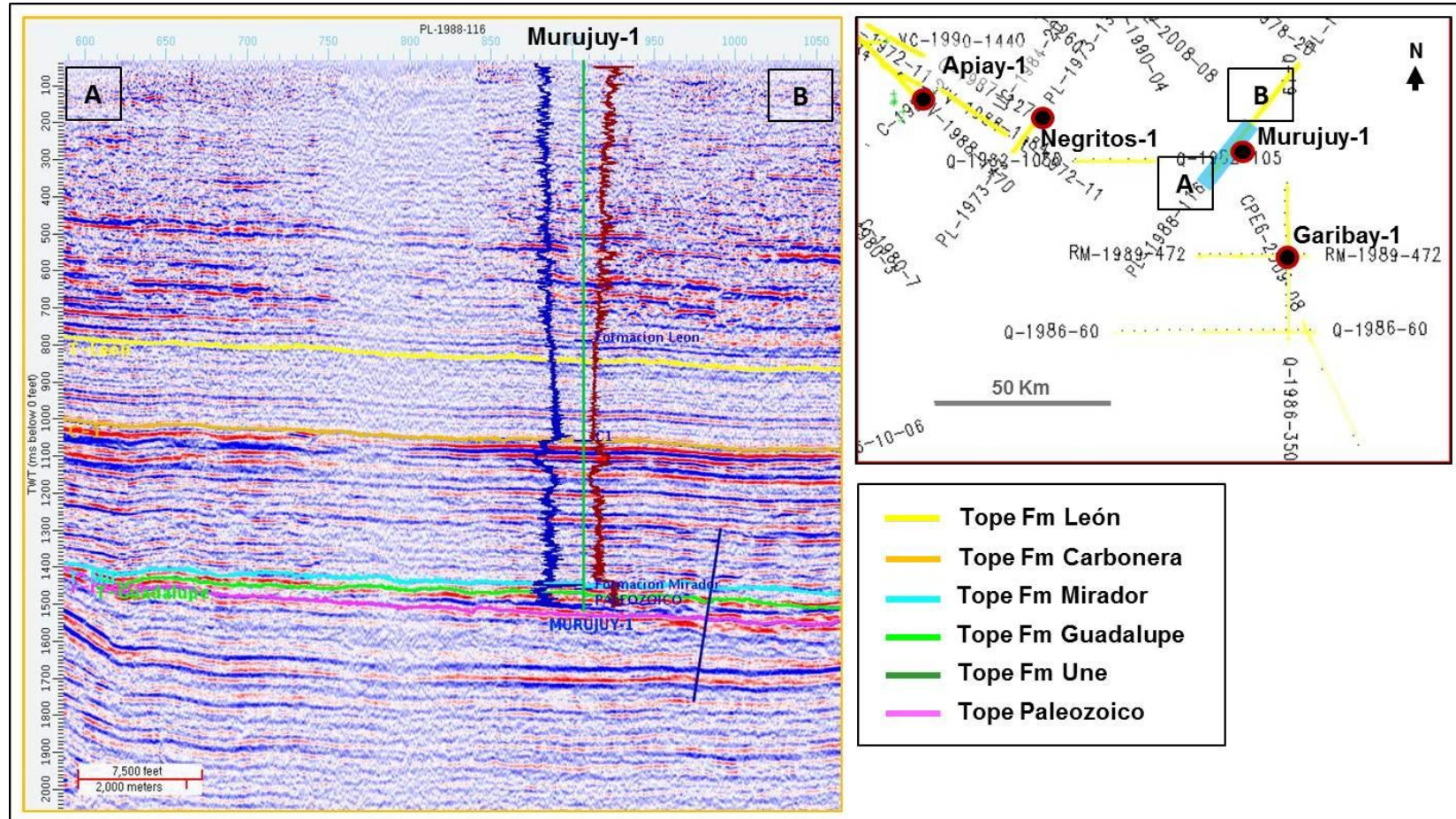


Figura 37. Proyección del pozo Murujuy-1 (a 3,5 km.) sobre la línea PL-1988-116, cuenca Llanos Orientales.

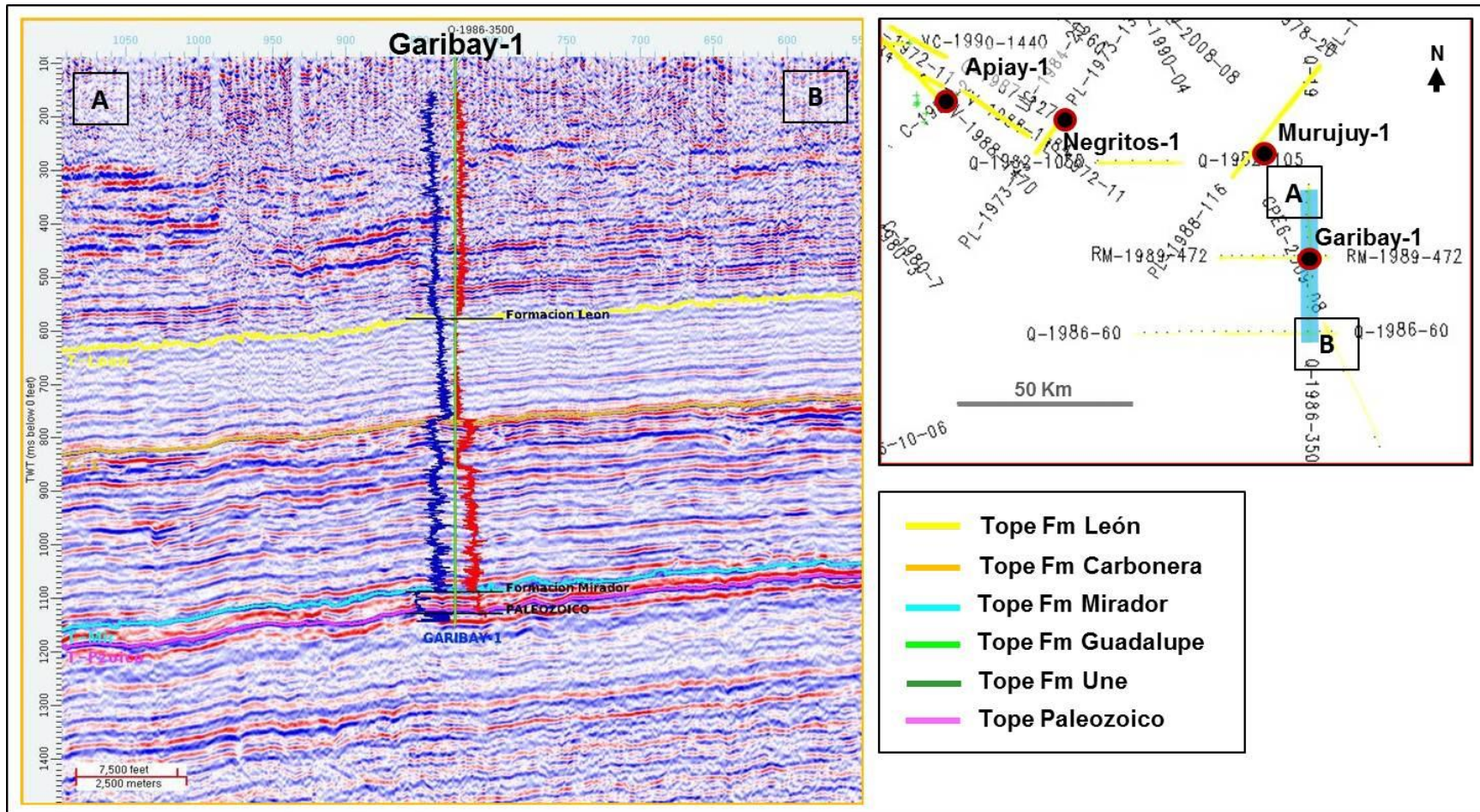


Figura 38. Proyección del pozo Garibay-1 sobre la línea Q-1986-3500, cuenca Llanos Orientales.

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 Llanos Orientales. Se definió el contexto litoestratigráfico, paleobatimetrías y ambientes de sedimentación, para posteriormente asociar los resultados generados por INGRAIN de los análisis realizados en las fases I, II y III. En este reporte se integraron 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 y petrofísicos.

La evaluación estratigráfica se centró principalmente en la secuencia comprendida entre la parte inferior de la Formación Carbonera (Unidad C6) y la secuencia de edad Cretáceo, con un mayor énfasis en la Formación Gachetá, considerando el enfoque de los resultados, a identificar intervalos con mayor potencial como yacimientos no convencionales asociados a lutitas.

Considerando la búsqueda de potencial de yacimientos de tipo no convencional, se realizó un mayor detalle estratigráfico en la secuencia correspondiente a la Formación Gachetá, el cual se ilustró con secciones estratigráficas integradas 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, en lo posible, todos los elementos necesarios para concluir qué secciones de la secuencia reúnen condiciones como yacimiento de hidrocarburos no convencionales asociados a lutitas.

3.5.1. Metodología

El procedimiento llevado a cabo para la evaluación estratigráfica en la cuenca Llanos Orientales podría resumirse de la siguiente manera:

1. Se realizó una revisión de estudios regionales elaborados para la cuenca: *Estudio Geológico Regional*, Cuenca Llanos Orientales (volumen 1), ECOPETROL y Beicip-Franlab (1995); Proyecto de Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales, ICP/ECOPETROL (1991); *Sedimentary Facies Distribution and Tectonic Setting of Colombia Through Phanerozoic*, Ingeominas (Etayo, et al., 2003). En esta fase se obtuvo una visión regional de la composición litoestratigráfica, evolución estructural, estratigrafía regional y paleogeografía propuesta para la cuenca Llanos Orientales.

2. Se revisaron, desde el punto de vista litológico, sedimentológico y bioestratigráfico, un total de 54 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 utilizados para interpretar las edades y las condiciones paleobatimétricas. En algunos pozos esta información fue fundamental para determinar o ajustar el contacto Terciario – Cretáceo.
5. Se realizaron cuatro secciones esquemáticas regionales (estratigráfica y estructural) que muestran, en conjunto, todos los pozos estudiados en la cuenca y la ubicación de la sección del núcleo.
6. Se realizaron once (11) secciones estratigráficas en diferentes direcciones, para interpretar regionalmente las relaciones estratigráficas, tanto lateral como verticalmente. Esta actividad se realizó en conjunto con el intérprete sísmico.
7. Se realizó una integración con la descripción litológica de las secciones de núcleos y los resultados de INGRAIN en la Fase I, con la finalidad de identificar tendencias en los diferentes gráficos cruzados o de dispersión (cross - plot), que permitieran adicionar elementos para ajustar contactos litoestratigráficos y definir patrones tipo, por cada unidad formacional.
8. Se utilizaron gráficos integrados con 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

Como parte complementaria del proyecto de digitalización de núcleos de la cuenca Llanos Orientales, se realizó una integración geológica estructural y sedimentológica, con la finalidad de documentar los procesos regionales que hayan afectado los espesores y composición de las unidades atravesadas en el área. 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 estudios y análisis de los núcleos realizados por INGRAIN en las fases I, II y III.

Para iniciar la caracterización estratigráfica en este estudio se tomaron en cuenta los resultados de estudios regionales realizados en la cuenca. En esta fase se obtuvo una visión de la evolución estructural, estratigrafía regional y paleogeografía propuesta en la cuenca. 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. Integrar la evolución geológica al estudio estratigráfico fue fundamental para visualizar elementos geológicos que pudieron influir en la sedimentación, composición, espesores y distribución de las unidades presentes en la secuencia estudiada. Los resultados de los análisis bioestratigráficos fueron fundamentales 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 50 pozos revisados, nueve (9) pozos presentan análisis bioestratigráficos (Gaván-1, Murujuy-1, Trinidad-1, Tocoragua-1, Río Ele-1, Arauca-2, Arauca-4, Libertad-1 y SA-15).

El intervalo analizado en este estudio corresponde principalmente a la secuencia de edad cretácica, sección considerada por el equipo de trabajo como la de mayor interés, en cuanto a potencial relacionado con yacimientos de hidrocarburos asociados a lutitas. En menor proporción se analizaron secciones de núcleos en las formaciones Barco, Los Cuervos y Mirador (Areniscas Basales), y las unidades basales de la Formación Carbonera (unidades C7 y C8). Se revisaron un total de 54 pozos, cuya cantidad corresponde al número de pozos que INGRAIN escaneó, de los localizados en los límites de esta cuenca, los cuales se integran al marco estratigráfico del presente informe (0). El anexo 5 y la Figura 40 (anexo 6) presentan la relación de pozos y mapa de formaciones o unidades e intervalos de corazones escaneados de los 54 pozos.

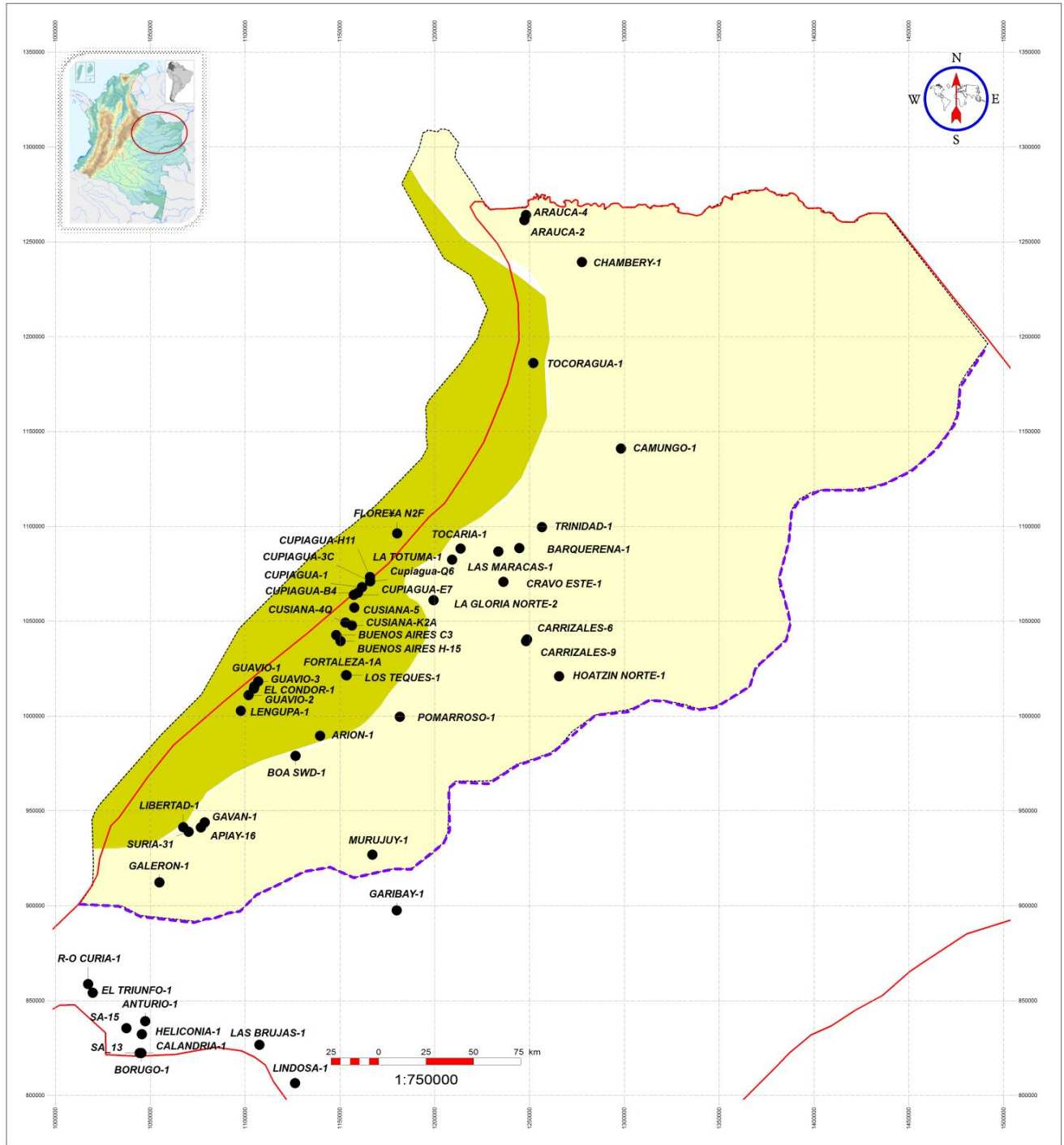


Figura 39. Localización de pozos con corazones escaneados, cuenca Llanos Orientales.

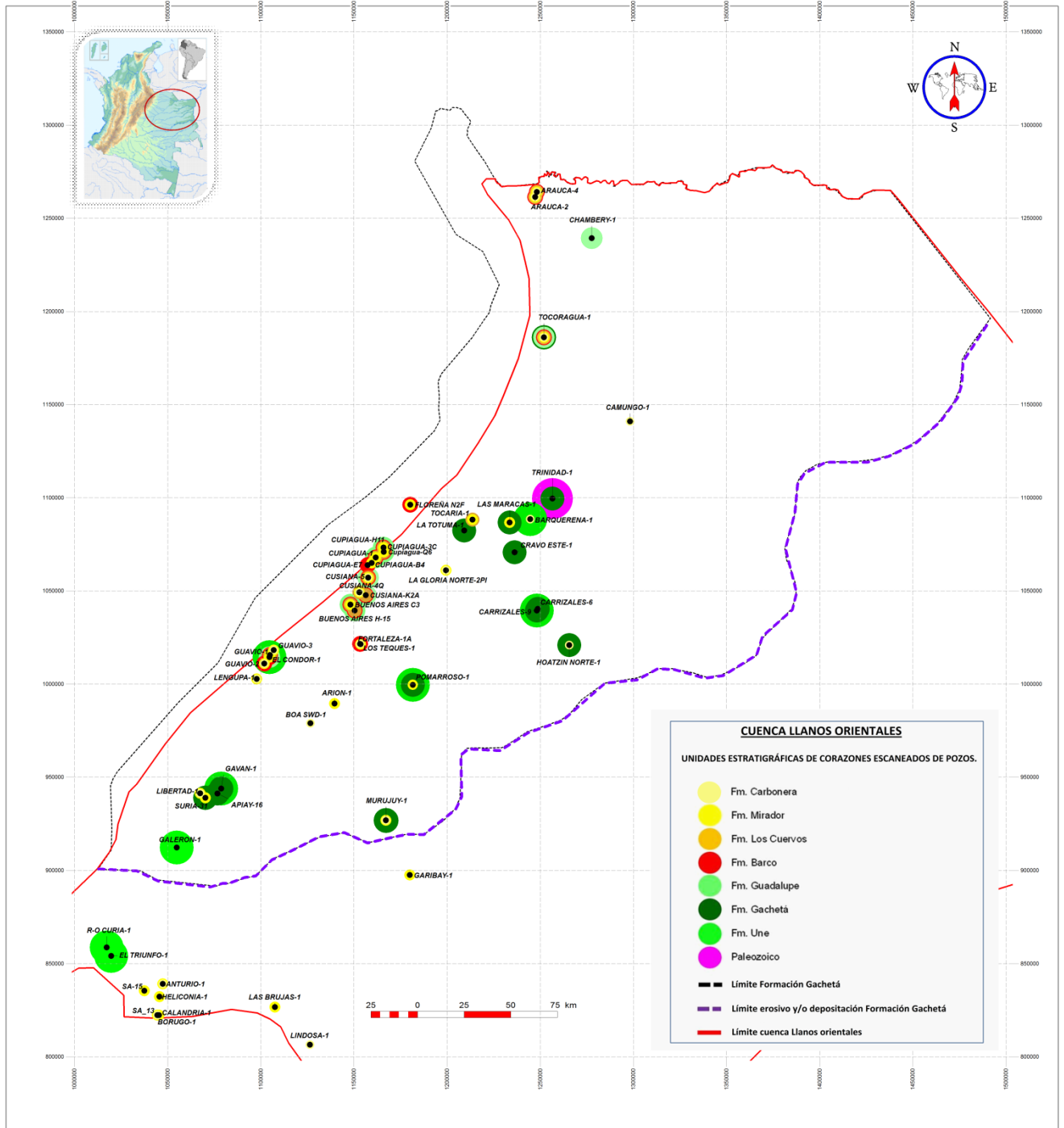


Figura 40. Mapa de unidades estratigráficas de corazones escaneados de pozos, cuenca Llanos Orientales.

3.5.3. Correlaciones esquemáticas Regionales

Con la finalidad de visualizar el marco estructural y postular direcciones de sedimentación y continuidad lateral de los cuerpos, se elaboraron dos (2) secciones esquemáticas regionales (Figura 41).

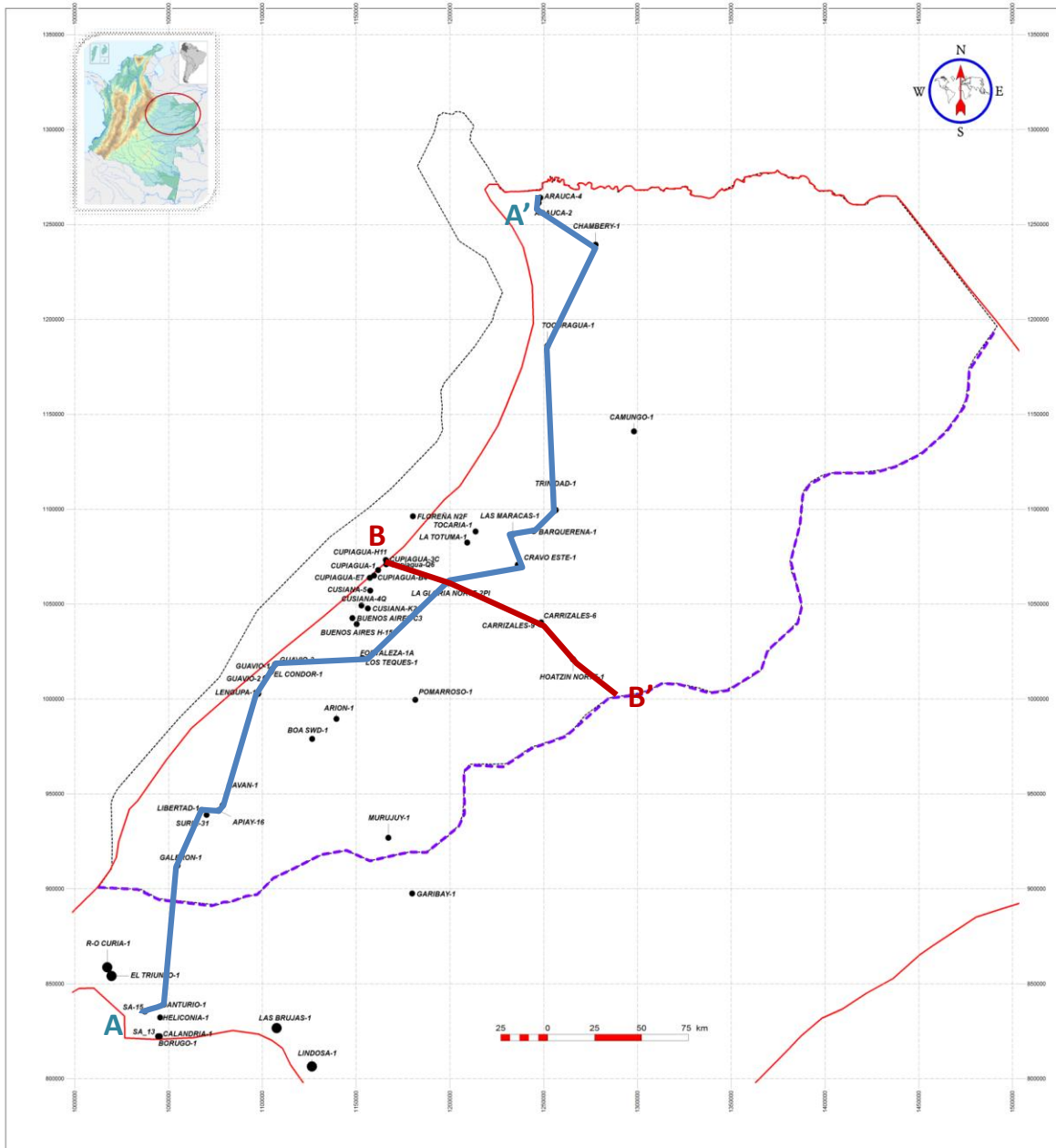


Figura 41. Secciones esquemáticas regionales, cuenca Llanos Orientales.

En las secciones esquemáticas, estratigráfica y estructural, A-A' (anexos 7 y 8), la secuencia cretácica, al sur de la cuenca Llanos Orientales, se ve afectada por no deposición, o por los eventos erosivos que sucedieron a finales del Mesozoico, que eliminaron en su totalidad la Formación Guadalupe y la parte superior de la Formación Gachetá. El pozo B se encuentra dentro del límite erosivo y/o de no deposición de la Formación Gachetá. Este pozo sólo muestra pequeños cuerpos arenosos basales de la Formación Une, del Cretáceo Superior. A medida que se profundiza en la cuenca, se visualiza un aumento en los espesores cretácicos de la Formación Gachetá en los pozos Galerón-1, Libertad-1, Apiay-16 y Gaván-1.

En este mismo sector suroeste no se tiene registro paleoceno por no deposición o por efecto erosivo de la discordancia correspondiente al Paleoceno - Eoceno, la cual eliminó en su totalidad las formaciones Barco y Los Cuervos; además ésta controló la deposición de la Formación Mirador. A nivel de la Formación Carbonera se visualizan dos nuevas unidades que solamente se encuentran en esta área, la Lutita E3 y Arenisca T1.

A partir de esta sección se observa que los pozos ubicados en el oeste (El Cóndor-1 y Guavio-1) de la cuenca Llanos Orientales presentan los mayores espesores estratigráficos de las secuencias deposicionales de edad Terciario y Cretáceo, debido a que se ubican en esta área los principales depocentros, habiéndose depositado toda la sucesión de la columna estratigráfica. En el pozo El Cóndor-1 se cortaron los mayores espesores de las formaciones cretácicas, entre éstas la Formación Gachetá; igualmente las formaciones Barco y Los Cuervos, del Paleoceno, la Formación Mirador, del Eoceno tardío y Formación Carbonera, del Oligoceno, alcanzan espesores importantes.

En la parte central de la cuenca, ilustrada en la sección, se observa la influencia erosiva de la discordancia del Paleoceno – Eoceno, que paulatinamente va degradando y disminuyendo los espesores a medida que se avanza hacia el este de la cuenca. Los pozos Los Teques-1 y Fortaleza-1A muestran acuñamiento de las formaciones Barco y Los Cuervos, a medida que se avanza en dirección al Este.

En la porción este de la cuenca, sobre la sección, se observan fuertes acuñamientos e intervalos erosionados, debido a los controles estructurales imperantes en el área para la época cretácica; así como también, se hace más marcado y evidente el efecto erosivo de la discordancia correspondiente al Paleoceno – Eoceno, destacada anteriormente en la zona suroeste y central, que afectó las formaciones Barco y Los Cuervos, y que controló fuertemente la deposición de la Formación Mirador y las unidades del Oligoceno. En los pozos Cravo Este-1, Las Maracas-1 y D no se tiene presencia de las formaciones paleocenas. En el pozo

Trinidad-1, el control estructural aunado al poco espacio de acomodación imposibilitó la deposición de la Formación Mirador, y la unidad basal C8 de la Formación Carbonera.

Hacia el costado norte de la sección el patrón estructural jugó un factor importante en la preservación de la Formación Mirador y unidades basales de la Formación Carbonera ya que los paleorrelieves, al estar estructuralmente más profundos, el espacio de acomodación de sedimentos fue mayor, pudiendo conservar espesores estratigráficos de mayor potencia. Los pozos más al norte, Arauca-2 y Arauca-4, muestran los mayores espesores preservados de las “Areniscas Basales” donde no se diferencian las formaciones paleocenas, Barco ni Los Cuervos, ni tampoco la Formación Mirador del Eoceno; así mismo, se evidencia un incremento considerable en el espesor de la Formación Gachetá.

En las secciones esquemáticas, estratigráfica y estructural, B-B' (anexos 9 y 10), que atraviesa la cuenca Llanos Orientales en dirección noroeste – sureste, muestra el mismo comportamiento visto en la sección anterior: el extremo noroeste está representado por espesores espesos, donde existe mayor preservación de las secuencias deposicionales terciarias y cretácicas. En contraste, a medida que se avanza hacia el Sureste, existe un incremento considerable de la pendiente, que colocó las formaciones estructuralmente más someras, haciéndolas muy susceptibles a los procesos erosivos.

Al noroeste de la sección, específicamente el pozo K perforó areniscas de grano grueso de la Formación Guadalupe, y posteriormente se introdujo en una zona estructuralmente compleja que intercepta diversas fallas inversas de bajo ángulo que repiten secuencias de los miembros basales de la Formación Carbonera, por debajo de las formaciones cretácicas superiores. Como es característico en la margen oeste, se tienen espesores considerables de las formaciones Barco y Los Cuervos, y suprayacente a éstas se depositó discordantemente la Formación Mirador.

En la parte central de la cuenca Llanos Orientales, como muestra la sección, se van acuñando las unidades correspondientes a la Formación Carbonera, reduciendo gradualmente los espesores de las mismas. El pozo La Gloria Norte-2 sólo perforó, escasamente, la Formación Mirador. Levantamiento estructural expuso las formaciones paleocenas, como Barco y Los Cuervos que posteriormente fueron erosionadas durante intervalo de tiempo Paleoceno – Eoceno, limitando la deposición de la unidad basal C8 de la Formación Carbonera y la Formación Mirador, las cuales se van acuñando y degradando su calidad de arena. Más al este, se alcanzan rocas paleozoicas (pozos H y 9 y Q), debido a los altos estructurales

dominantes en el área. La Formación Une, del Cretáceo (Cenomaniano), se va acuñando paulatinamente hacia el este de la cuenca.

Hacia el sureste, particularmente en el pozo Q, situado en la parte más distal de la franja, éste estuvo estructuralmente más arriba, exponiendo mayor fracción de rocas paleozoicas. La Formación Gachetá mantiene su espesor total, pero va haciéndose más arenosa hacia la base de la secuencia. A nivel del Terciario, no se tiene evidencia de la Unidad C8, de la Formación Carbonera, y sobre Formación Mirador yace discordantemente la Unidad C7, del Oligoceno, y la Formación Guadalupe del Cretáceo Superior.

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 once (11) secciones estratigráficas en diferentes direcciones que incluyen los 54 pozos revisados, abarcando en su totalidad el área analizada, haciendo énfasis en la columna estratigráfica desde la Unidad C6 de la Formación Carbonera hasta la sección paleozoica (Figura 42). En cada una de estas secciones están representados los intervalos de núcleos estudiados para cada pozo.

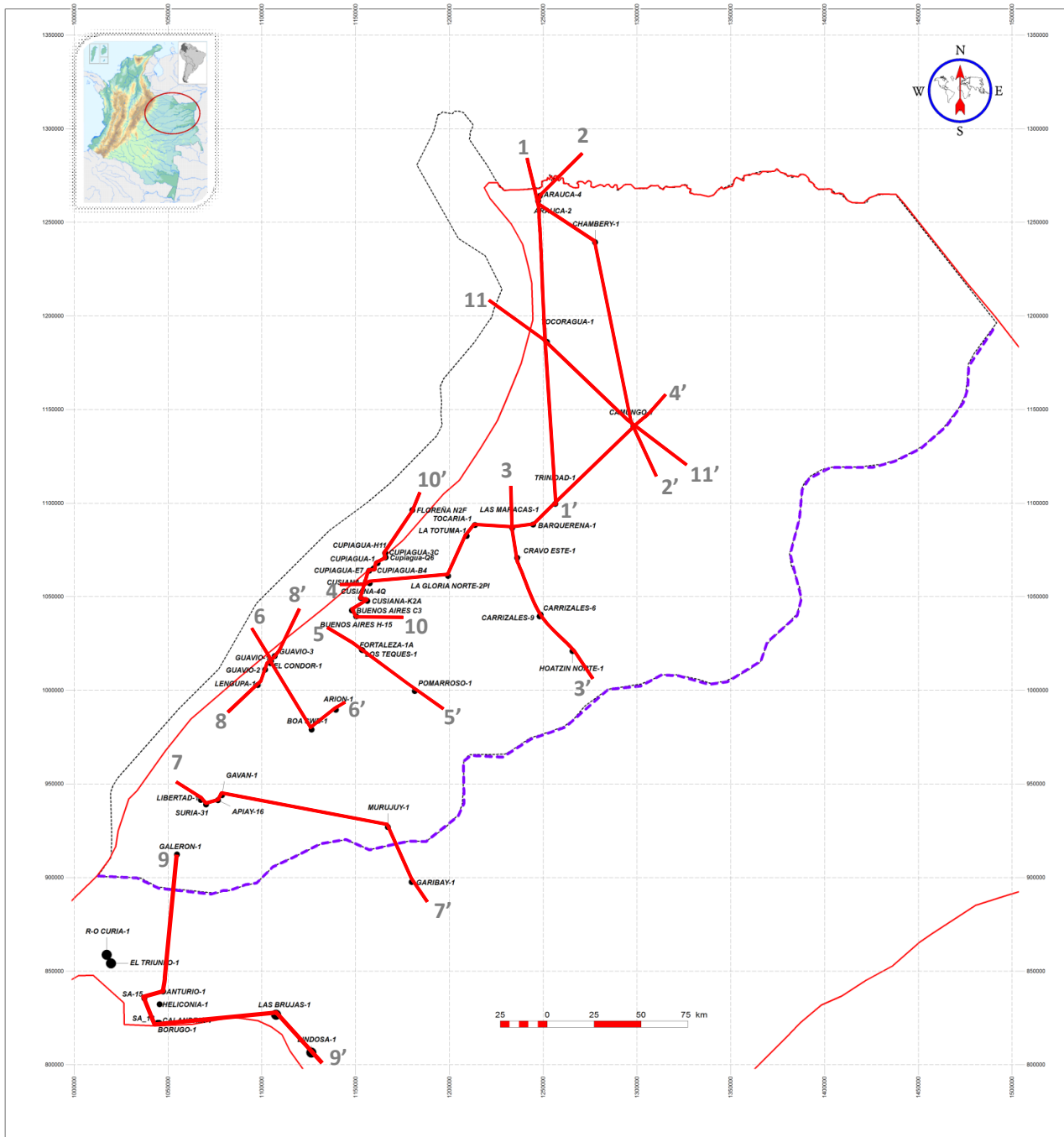


Figura 42. Secciones estratigráficas locales realizadas, cuenca Llanos Orientales.

En los pozos ubicados al occidente de la cuenca (Gaván-1, El Cóndor-1, Cusiana-5, Tocaría-1, La Totuma-1, Tocaragua-1, Arauca-1 y Arauca-4), se visualizan los mayores espesores en las secuencias de edad Terciario y Cretáceo, mientras que en los pozos ubicados al oriente, con respecto a los mencionados, se pueden interpretar secciones erosionadas y acuñamientos, debido al control ejercido por altos estructurales, preexistentes a la época del Cretáceo.

La sección 1-1' incluye los pozos Arauca-2, Arauca-4, Tocaragua-1 y Trinidad-1, realizada con la finalidad de visualizar el comportamiento de la secuencia desde la parte central de la cuenca, hacia el noroeste de la misma (Figura 43). En la sección se pueden visualizar los mayores espesores de la secuencia terciaria y cretácica hacia los pozos Arauca-2 y Arauca-4, con progresivos acuñamientos hacia el sureste, hacia los pozos Tocaragua-1 y Trinidad-1, debido a paleoaltos preexistentes al período precretácico, que controlaron la sedimentación hacia esta zona. Efectos similares se pueden observar en la sección 2-2' (Figura 44), la cual incluye los pozos Arauca-2, Río Ele-1, Chambery-1 y Camungo-1.

La siguiente sección (3-3'), localizada en la parte central de la cuenca, en sentido noroeste-sureste, incluye los pozos Las Maracas-1, Cravo Este-1, I, H y Q (Figura 45). El espesor de la Formación Une aumenta desde el sureste hacia el noreste, controlado por la superficie de erosión de la secuencia paleozoica sobre la cual se depositó. El espesor de la Formación Gachetá se mantiene más o menos constante, mientras que para Formación Guadalupe, se observa una reducción de su espesor hacia el sureste, como consecuencia del proceso de erosión ocurrido durante el intervalo de tiempo Paleoceno – Eoceno, que definió la topografía sobre la cual se depositó la Formación Mirador, la cual presenta aumento de espesor hacia el noroeste y acuñamiento hacia el sector del pozo Q. El espesor de las unidades C8, C7 y C6, de la Formación Carbonera, aumenta hacia el Noroeste, y estuvo controlado, igualmente, por la geometría de dicho evento erosivo y por la pendiente de la cuenca.

En la sección 4-4' (Figura 46) localizada en la parte central de la cuenca, de dirección sureste – noreste, que incluye los pozos Cusiana-U5, La Gloria N-2, La Totuma-1, Tocaría-1, D, Trinidad-1 y Camungo-1, se visualiza en general un aumento de toda la secuencia sedimentaria hacia el Suroeste, acuñándose progresivamente las secuencias terciarias en dirección noreste en la cuenca. Se observa la presencia, desde el sector del pozo Tocaría-1, de las formaciones Barco y Los Cuervos, las cuales igualmente aumentan de espesor hacia el Suroeste.

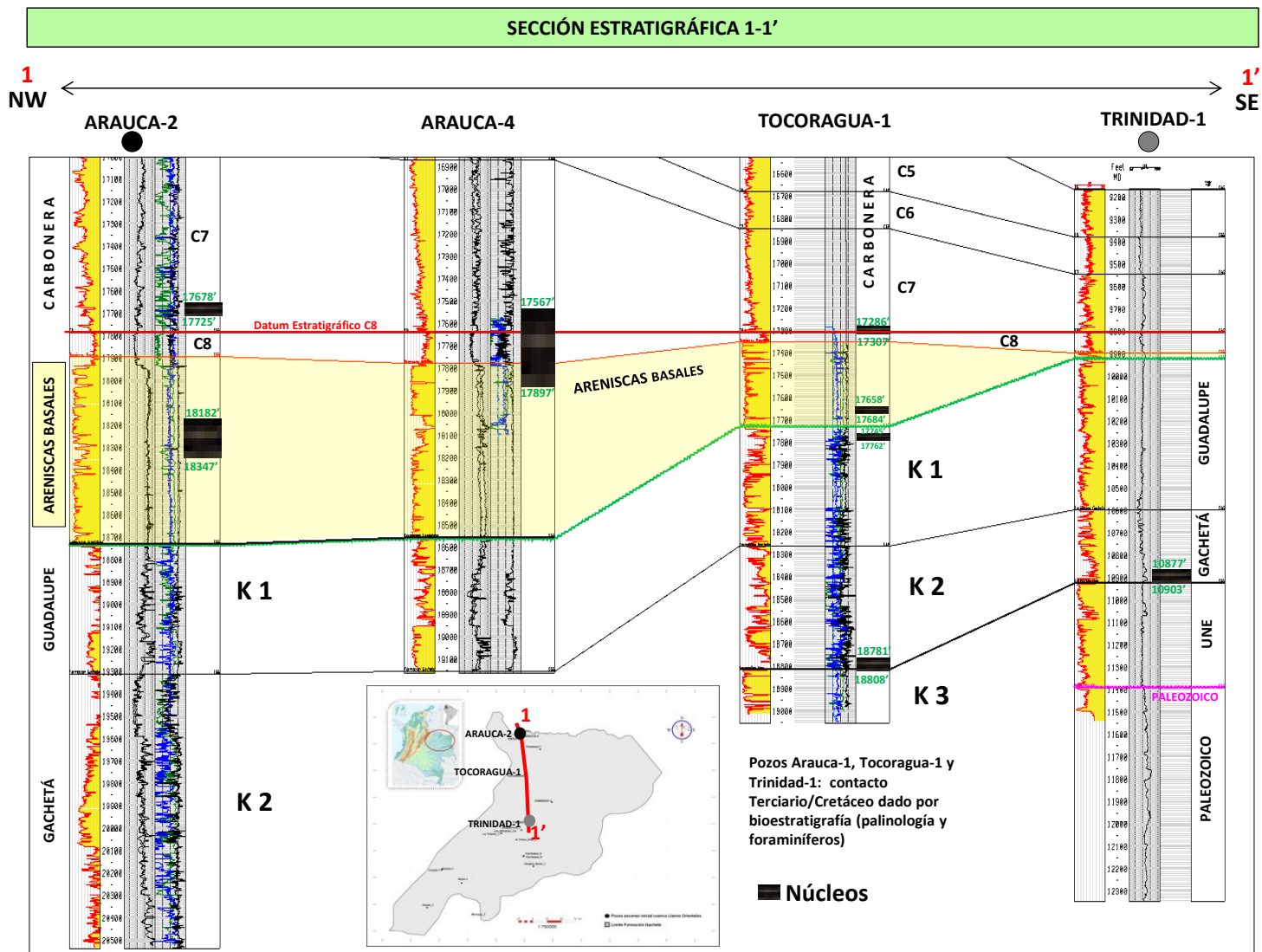


Figura 43. Sección estratigráfica 1-1', cuenca Llanos Orientales.

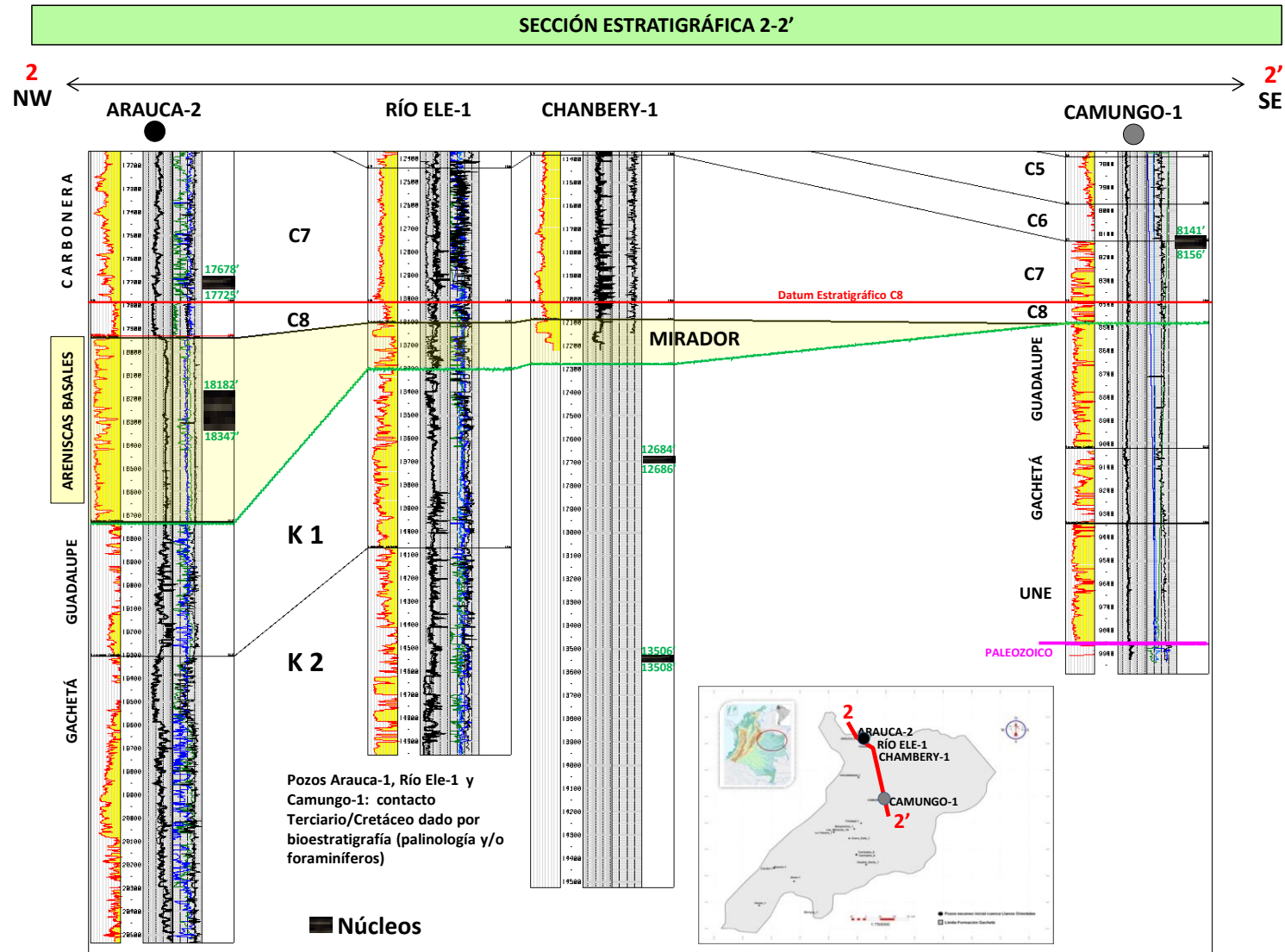


Figura 44. Sección estratigráfica 2-2', cuenca Llanos Orientales.

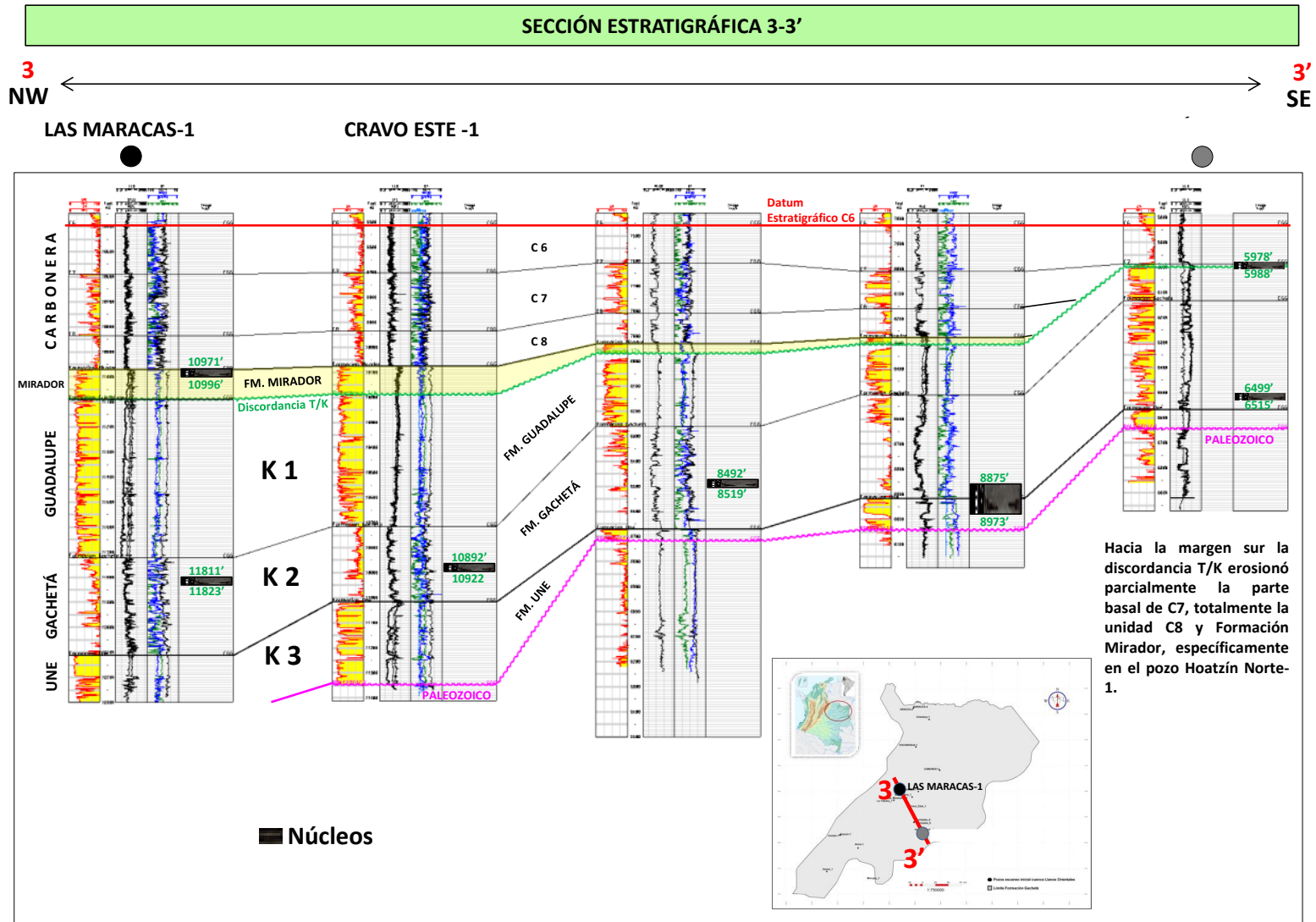


Figura 45. Sección estratigráfica 3-3' cuenca Llanos Orientales.

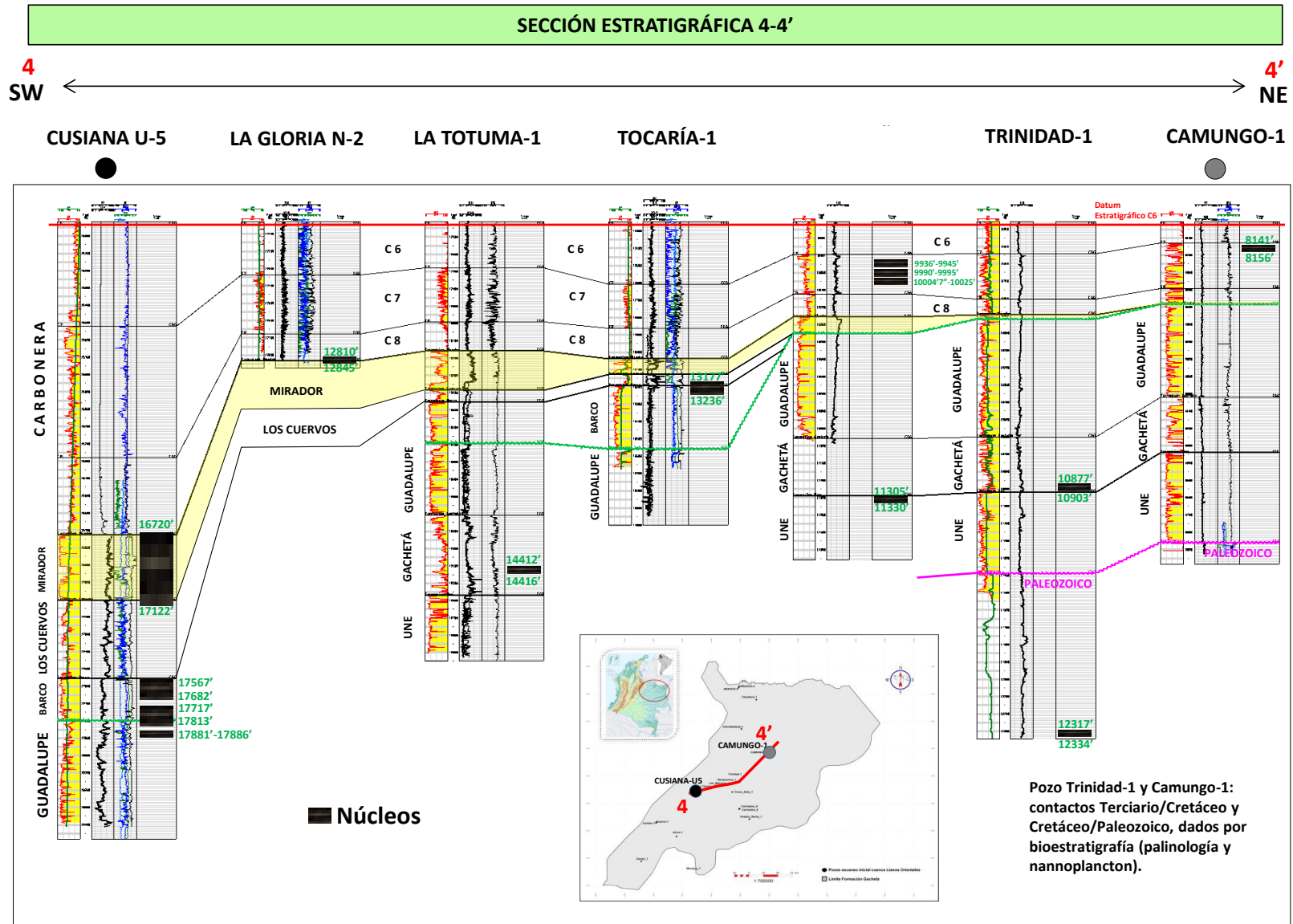


Figura 46. Sección estratigráfica 4-4'. cuenca Llanos Orientales.

En la sección 5-5' (Figura 47) orientada en sentido noroeste-sureste, que está representada por los pozos Fortaleza-1A, Los Teques-1 y Pomarroso-1 se evidencia disminución considerable de los espesores de las formaciones Barco y Los Cuervos, las cuales se acuñan hacia el sureste de la cuenca. En el caso de la Formación Mirador, reduce significativamente el espesor hacia el sector del pozo Pomarroso-1, probablemente relacionado con el levantamiento de este sector, que también controló la deposición de la Formación Une.

La sección 6-6' se localiza hacia el sur de la cuenca, en sentido noroeste-sureste e incluye los pozos Guavio-1, El Cóndor-1, E y C (Figura 48). En esta sección se pueden observar de una manera más clara los acuñamientos de espesores de las secuencias terciarias y cretácicas hacia el este de la cuenca, debido a los efectos de paleoaltos estructurales preexistentes que controlaron la sedimentación y generaron menores espacios de acomodo. Hacia el este de la cuenca se acuñan las secuencias correspondientes a las formaciones Une, Gachetá, Barco y Los Cuervos, con una tendencia a desaparecer, casi en su totalidad, la secuencia correspondiente a la Formación Mirador. El pozo E no fue perforado completamente hasta los intervalos de interés. Perforó parcialmente rocas de la unidad C6 de la Formación Carbonera.

Procesos similares a los descritos anteriormente se manifiestan en la sección 7-7' (Figura 49Figura 48) realizada al sur de la cuenca, la cual incluye los pozos Libertad-1, R, Apiay-16, Gaván-1, Murujuy-1 y Garibay-1. Hacia el sureste las unidades basales de la Formación Carbonera, específicamente la Lutita E3, Arenisca T1 y Unidad C8 reducen su espesor de manera considerable debido a acuñamientos. Los pozos ubicados al sureste, cortaron una secuencia sedimentaria de menor espesor, y alcanzaron rocas paleozoicas en los pozos Murujuy-1 y Garibay-1. Es importante destacar que el pozo Garibay-1, no muestra evidencia de formaciones cretácicas, debido a que se encuentra fuera del límite de depósito de la Formación Gachetá.

La sección 8-8' (Figura 50) incluye los pozos Lengupá-1, Guavio-2, El Cóndor-1, Guavio-1 y Guavio-3, con orientación suroeste-noreste, muestra cierta semejanza en las respuestas electrográficas y espesores promedios en la secuencia terciaria, debido a la cercanía entre pozos. El pozo El Cóndor-1 perforó toda la secuencia estratigráfica cretácica, donde muestra espesores considerables de las formaciones Une y Gachetá, teniéndose en éste uno de los principales depocentros del oeste de la cuenca. Los demás pozos perforaron sólo las secuencias terciarias, e incluso dos de ellos parcialmente.

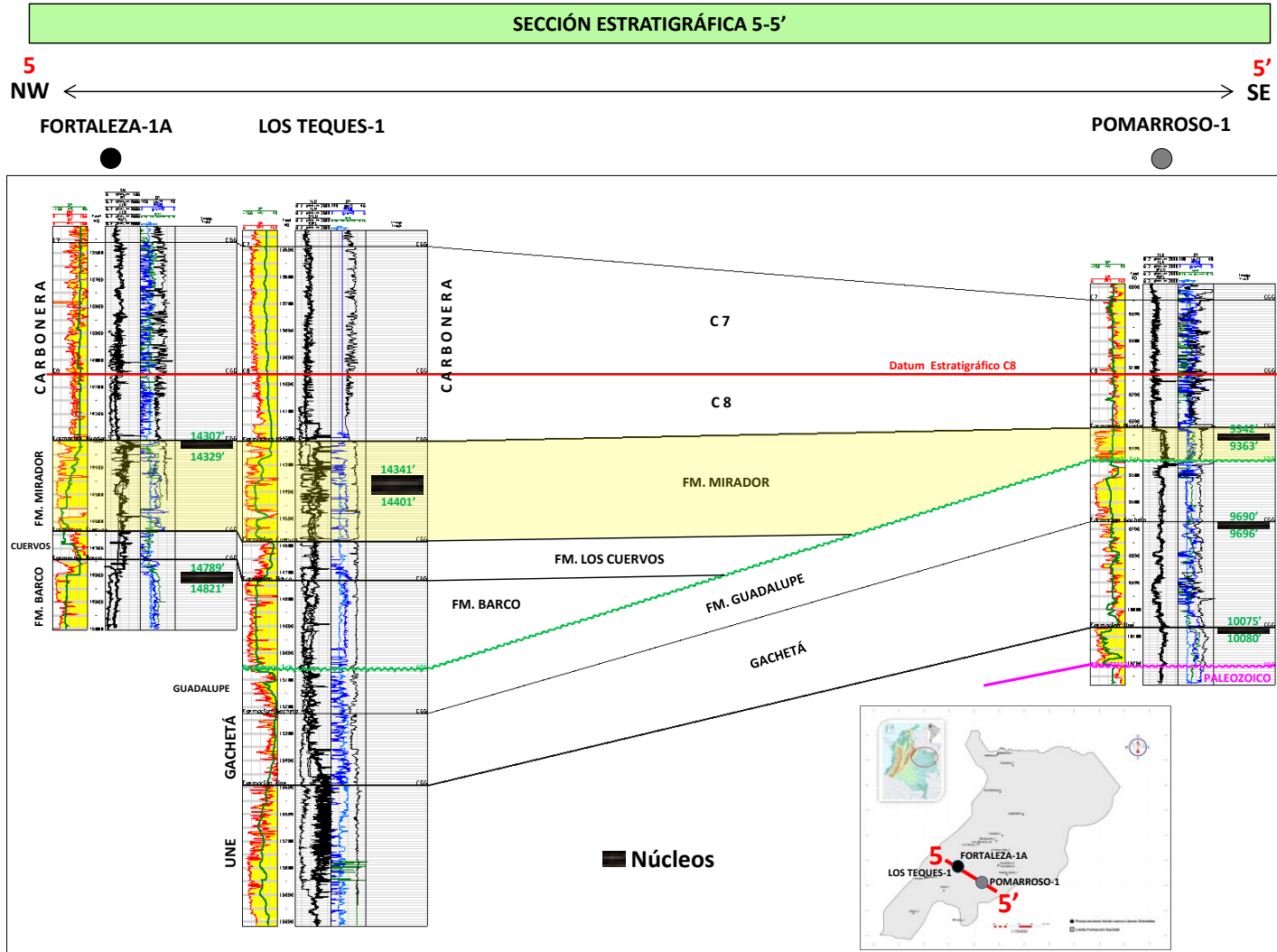


Figura 47. Sección estratigráfica 5 -5', cuenca Llanos Orientales.

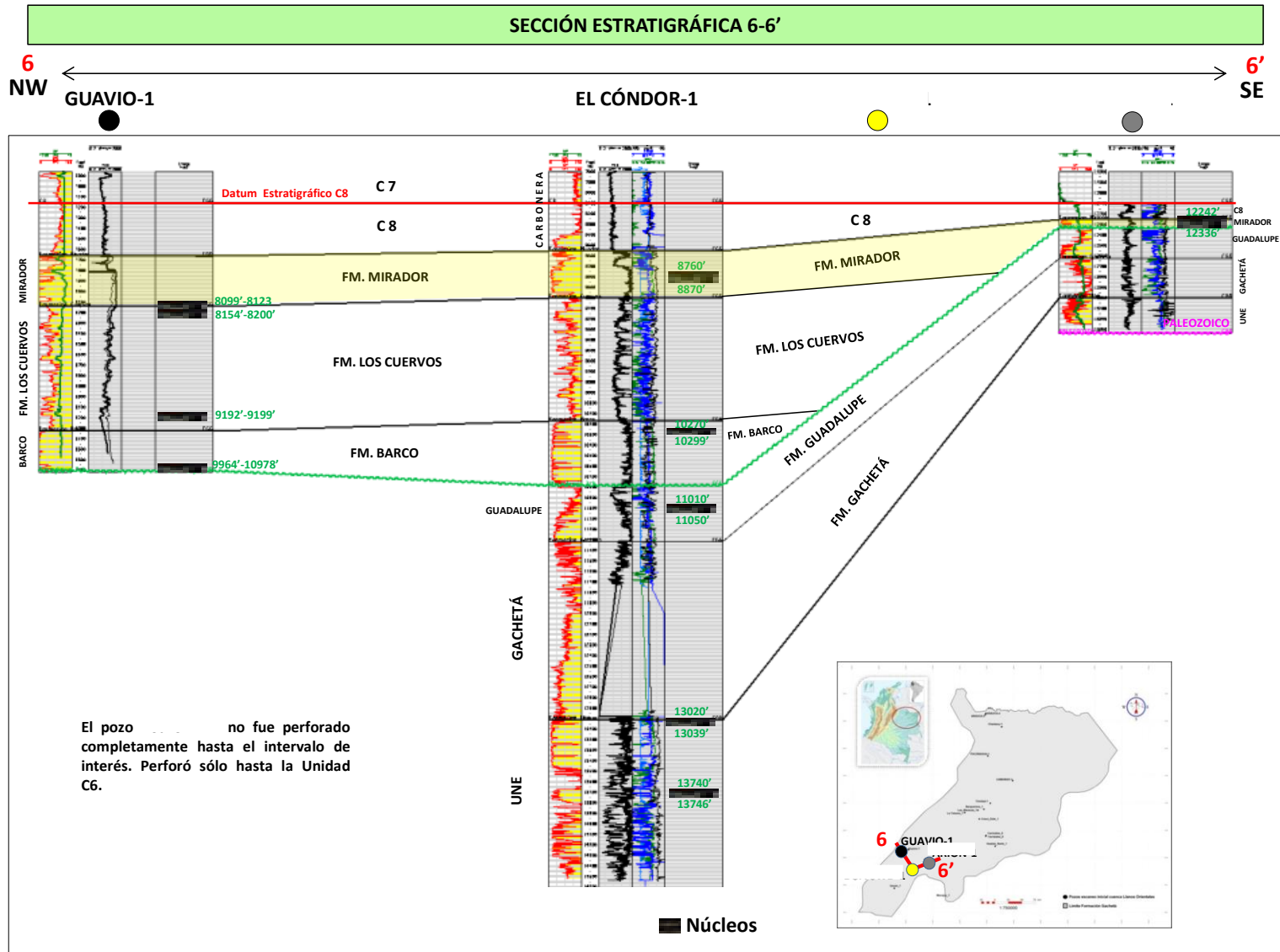


Figura 48. Sección estratigráfica 6 - 6', cuenca Llanos Orientales.

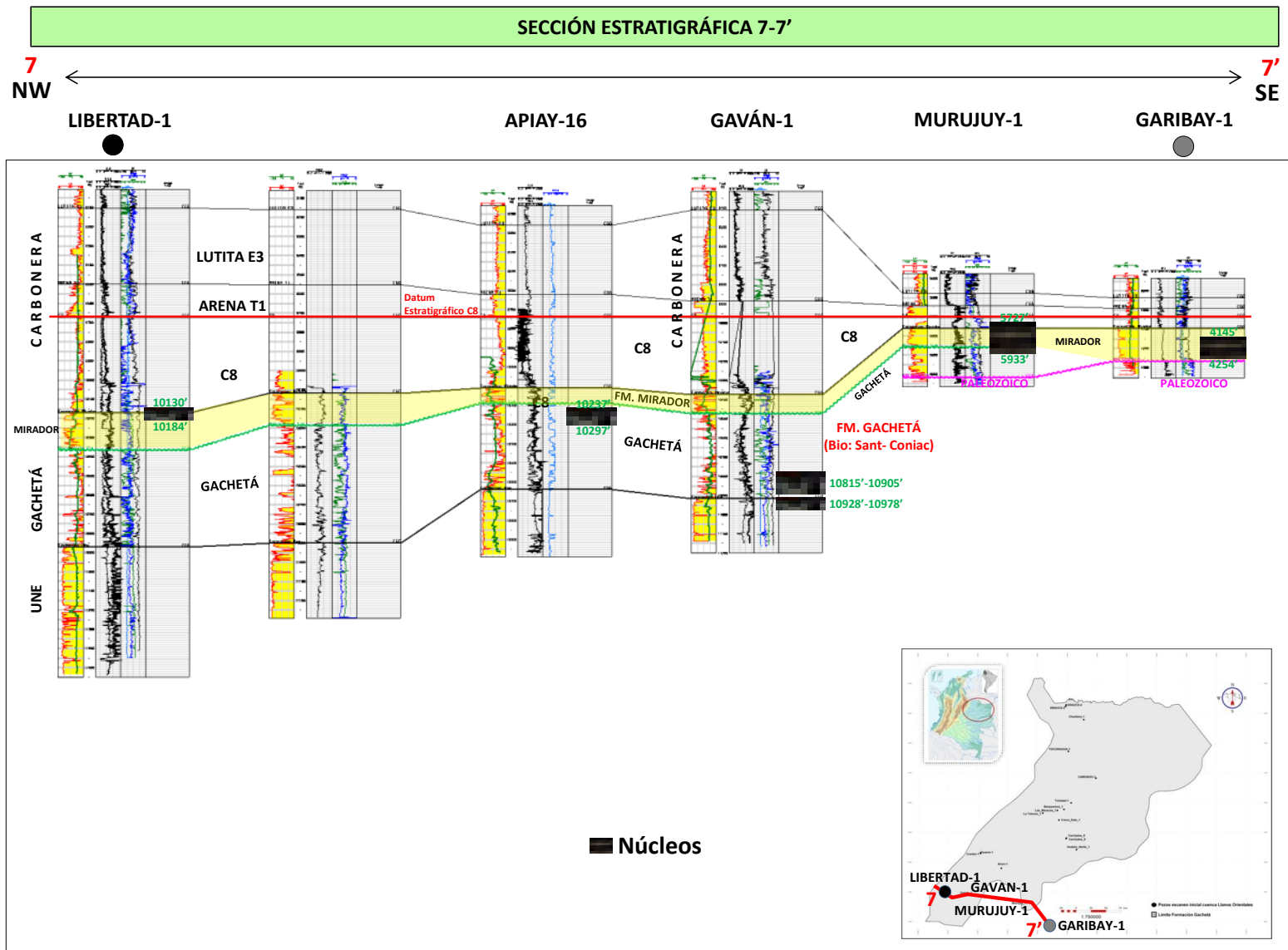


Figura 49. Sección Estratigráfica 7-7', cuenca Llanos Orientales.

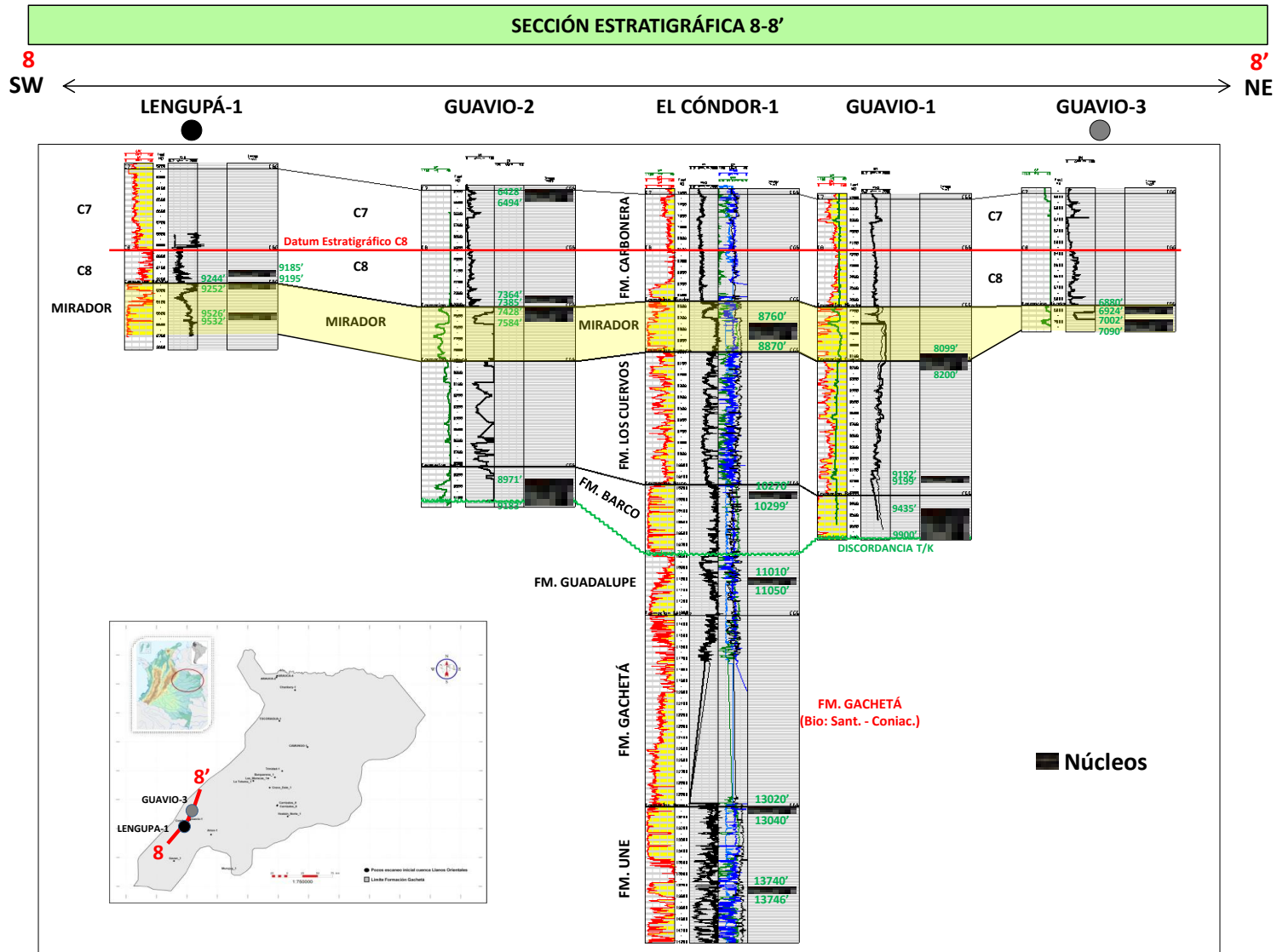


Figura 50. Sección Estratigráfica 8-8', cuenca Llanos Orientales.

En la siguiente sección (9-9') (Figura 51) que se localiza en la parte más distal de la cuenca, específicamente al suroeste de la misma e incluye los pozos Galerón-1, B, SA-15, G, F, SA-13, Las Brujas-1 y Lindosa-1, se observa que el evento erosivo ocurrido a finales del Cretáceo eliminó casi en su totalidad las formaciones cretácicas, conservando pequeños remanentes arenosos basales de la Formación Une, excepto en los pozos Las Brujas-1 y Lindosa-1, los cuales se encuentran en un alto estructural bastante marcado, donde este efecto controló la no deposición de las formaciones cretácicas y condicionó los espesores de las secuencias estratigráficas terciarias. El pozo Galerón-1, ubicado más al norte, muestra un intervalo más espeso de la Formación Une y parte basal de la Formación Gachetá ya que al encontrarse estructuralmente más profundo, el evento erosivo registrado a ese nivel estratigráfico fue parcial.

Posteriormente, de manera suprayacente y discordante se depositaron los sedimentos terciarios de la Formación Mirador, con espesores constantes a lo largo de la sección estratigráfica. En esta área al suroeste de la cuenca, cercana al límite deposicional de la Formación Gachetá, se visualizan dos unidades características correspondientes a la parte profunda de la Formación Carbonera, una de las unidades basales, denominada arenisca T1, con espesor similar en cada uno de los pozos correlacionados, y la superior denominada Lutita E3, que tiende a incrementar su espesor al noreste de la sección. Con la información disponible y debido al cambio facial arenoso, en el pozo Lindosa-1, se hace imposible identificar las unidades inferiores correspondientes a la Formación Carbonera.

La sección 10-10' (Figura 52) de dirección sureste – noroeste, localizada en el sector suroccidental de la cuenca, está compuesta por los pozos Buenos Aires-H15, Buenos Aires-C3, O, M, Cusiana-4Q, L, Cupiagua-1, N, LL, K y Floreña-N2F, básicamente integra pozos ubicados hacia la margen oeste de la cuenca, la cual se caracteriza por tener zonas de paleorelieves profundos, donde los pozos a pesar de ser bastantes profundos, sólo perforaron la secuencia cretácica superior de la Formación Guadalupe los pozos L y M presentan el mejor desarrollo de espesores y calidad de las areniscas, a nivel de la Formación Mirador, y reducen los espesores hacia las márgenes de la sección. Las secuencias terciarias y cretácicas presentan alta complejidad estructural, pudiendo haber estado expuestas a regímenes de esfuerzos compresivos, teniendo en cuenta la alta cantidad de fallas inversas con saltos considerables, que repiten secciones terciarias. El pozo L cortó tres fallas inversas a nivel de la Formación Barco, repitiendo parte de las formaciones Mirador y Carbonera.

En la sección estratigráfica 11-11' (Figura 53) localizada en el sector nortecentral, con orientación noroeste – sureste, que incluye los pozos Tocoragua-1 y Camungo-1, se observan, hacia el Sureste, perfectamente, los acuíferos de la secuencia terciaria, donde se pierde en su totalidad la Formación Mirador y la unidad basal de la Formación Carbonera (Unidad C8), debido al paleorrelieve del proceso erosivo Paleoceno – Eoceno, sobre el cual se depositaron. En el sector del pozo Camungo, la Unidad C7 de la Formación Carbonera, yace sobre la secuencia cretácica, representada por la Formación Guadalupe. De la misma manera se pueden observar hacia el noroeste, hacia el pozo Tocoragua-1, buenos espesores de la Formación Gachetá, que se van degradando y acuíferándose hacia el sureste.

Los pozos Río Curia-1 y El Triunfo-1, que se encuentran ubicados en el costado suroeste de la cuenca Llanos Orientales, sólo cortaron la Formación Une, ya que las demás unidades (cretácicas y terciarias) no están presentes, debido a no deposición o erosión de las mismas (Figura 54).

El anexo 11 presenta los topes de las formaciones y unidades estratigráficas de pozos con corazones escaneados, definidos a partir de las correlaciones elaboradas.

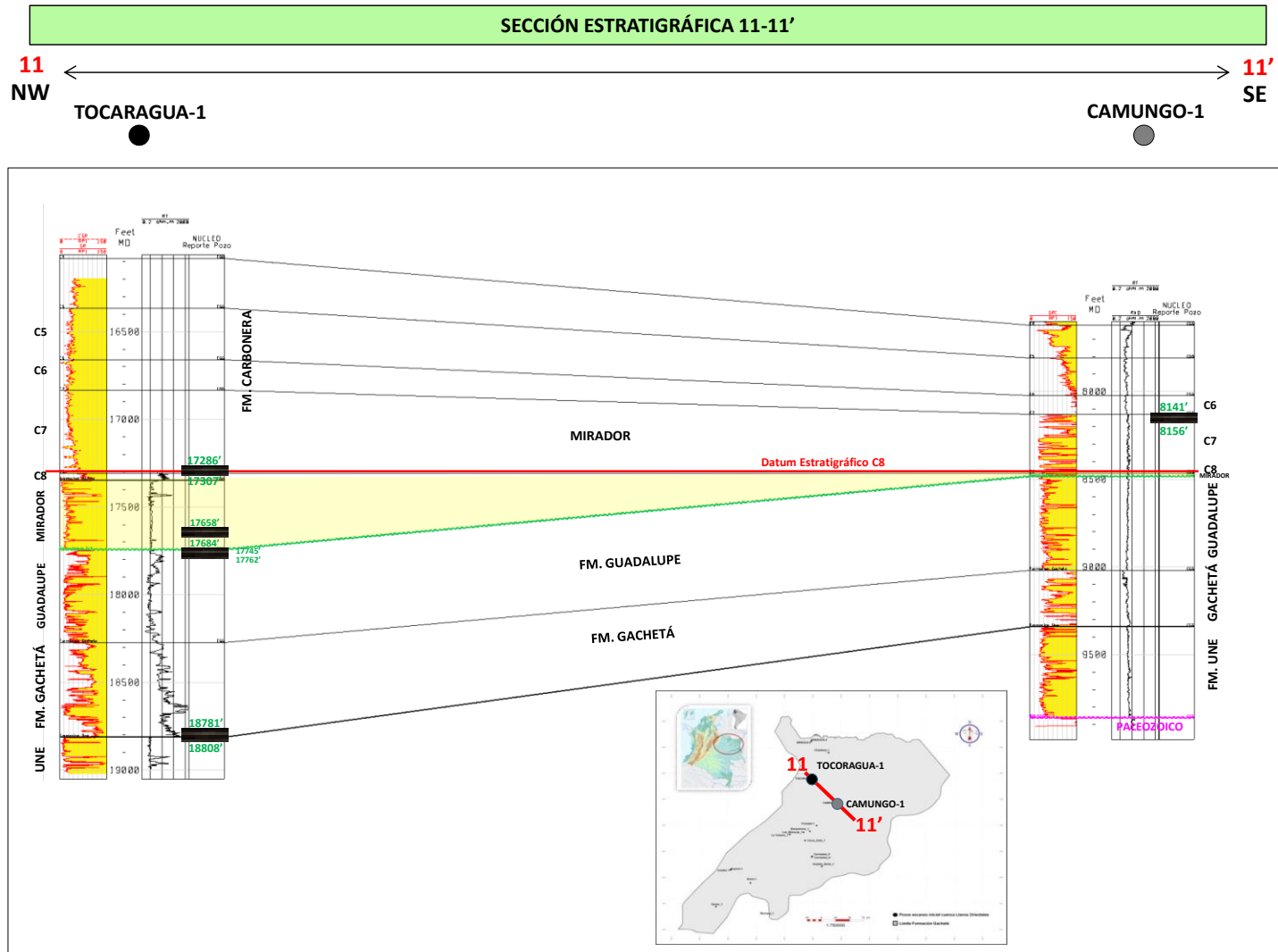


Figura 53. Sección estratigráfica 11-11', cuenca Llanos Orientales.

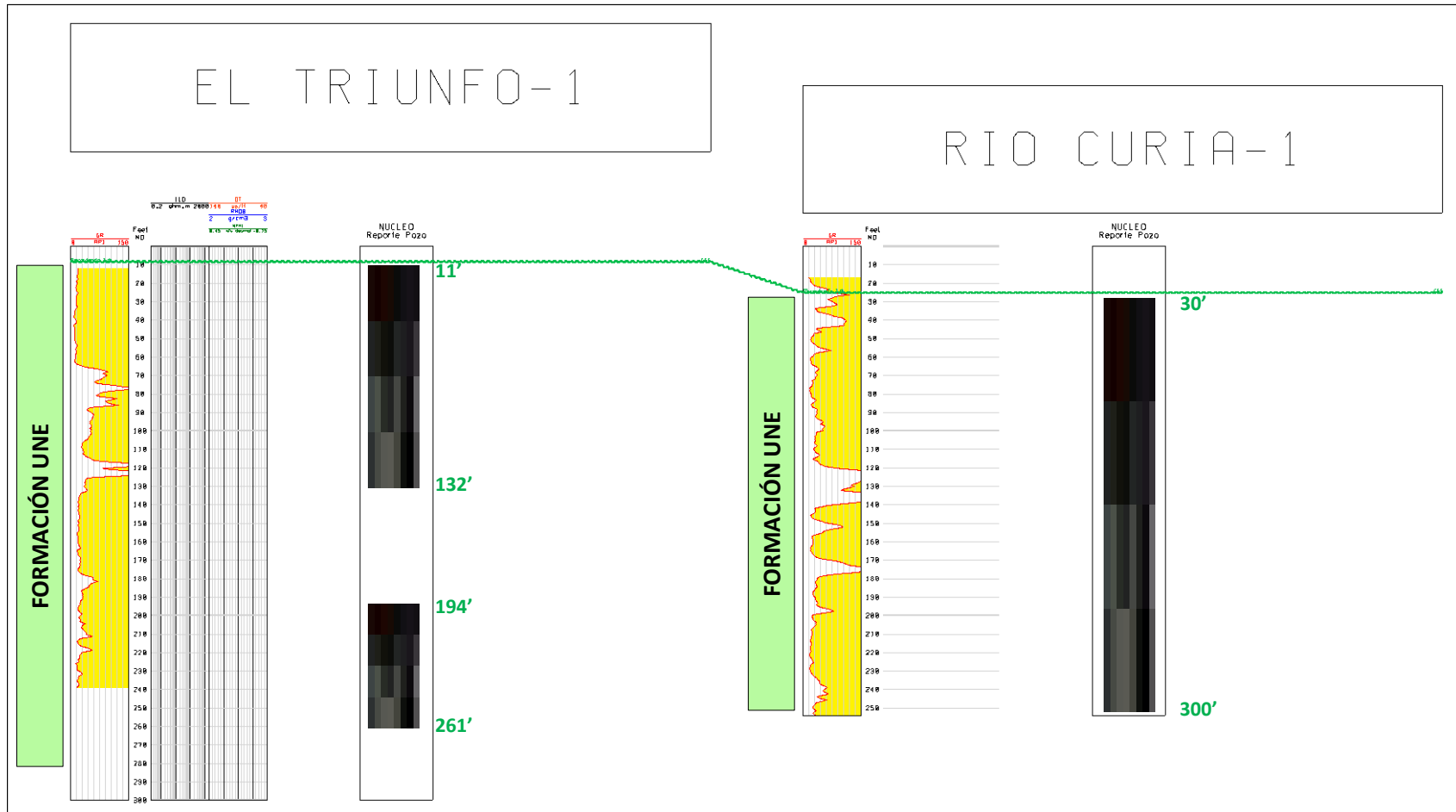


Figura 54. Intervalos corazonados en los pozos El Triunfo-1 y Río de Curia-1, cuenca Llanos Orientales.

3.6. INTEGRACIÓN ESTRATIGRAFÍA – FASE I, INGRAIN.

La información de la Fase I, generada por INGRAIN, es una herramienta que integrada las relaciones estratigráficas y variaciones composicionales locales y regionales, complementa los argumentos para concluir la interpretación de los topes y relaciones estratigráficas de las unidades litoestratigráficas analizadas.

A continuación se realizará una descripción tanto vertical como lateral de las características de las unidades que conforman la columna atravesada en la cuenca de Llanos Orientales, considerando la variación litológica explicada en el capítulo de las generalidades, los ambientes de sedimentación y las variaciones mineralógicas generadas por INGRAIN en las secciones de núcleos analizadas, expresada en términos de densidad y número atómico. En este resumen se caracterizó principalmente la secuencia de edad Cretáceo, las formaciones Barco, Los Cuervos, Mirador, y la secuencia basal de la Formación Carbonera (unidades C7 y C8). La siguiente descripción, se realizará de base a tope:

Formación Une

En el área de estudio, se depositó durante el Cenomaniano, en condiciones que variaron de continental a nerítico interno. La representación de esta unidad es variable en la cuenca, considerando que su espesor fue afectado por los depocentros y paleoaltos generados en la época precretácica. Hacia el norte y occidente de la cuenca (pozos Arauca-2 y Tocoragua-1), hacia donde se desarrollan los mayores espesores, se identifica como la unidad operacional K3; mientras que hacia la zona central, oriental y sur de la cuenca se corresponde con la Formación Une o unidad operacional K2.

De los pozos analizados, los que presentan núcleo en la Formación Une son: Pomarroso-1, I, D, El Cóndor-1, Gaván-1, Río Curia-1, El Triunfo-1 y Galerón-1. En la siguiente gráfica se muestra la asociación mineralógica identificada en los *cross - plots* de la sección del núcleo generada por INGRAIN para cada pozo (Figura 55).

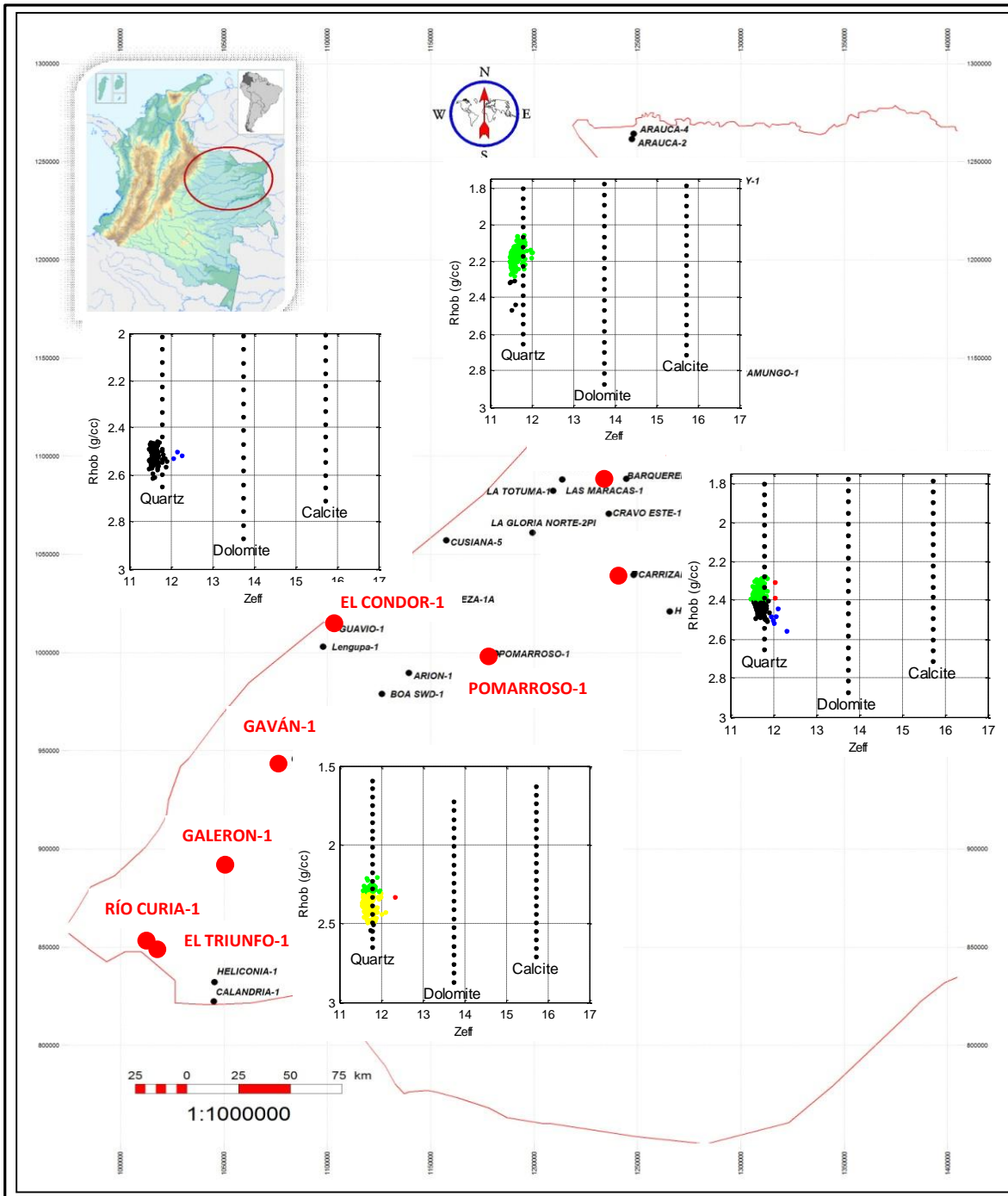


Figura 55. Distribución de los pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Uña, cuenca Llanos Orientales.

En la gráfica se puede observar que la asociación mineralógica se mantiene en cada pozo con alto contenido de sílice, considerando que los valores de Z_{eff} oscilan en cada caso entre 11 y

12. No obstante, si se toman en cuenta los valores de densidad total (RHOB_{CoreHD}), la porosidad disminuye hacia el oeste de la cuenca. Hacia los pozos D, I y Gaván-1, la densidad oscila entre 2 y 2,5 g/cc, mientras que hacia el pozo El Cóndor-1 la densidad se incrementa a valores entre 2,5 y 2,7 g/cc. Estos cambios coinciden con los cambios litológicos observados en el área. Hacia el pozo D, la arenisca es más limpia, blanca, lechosa, de grano fino a medio, cemento silíceo, con materia orgánica laminar; hacia el pozo Gaván-1 se compone de un nivel masivo de areniscas, con niveles de caolinita e intercalaciones de lutitas, regular selección y ligeramente calcárea, mientras que hacia El Cóndor-1, las areniscas tienden a ser más compactadas, bioturbadas y ligeramente calcáreas.

Formación Gachetá

Esta formación se depositó durante el intervalo de tiempo Turoniano temprano – Coniaciano, mientras se originaba un proceso tectónico que generó la mayor subsidencia en la cuenca. Durante la sedimentación de esta formación el avance del nivel del mar alcanzó su máximo nivel, controlando el aporte de clásticos gruesos, permitiendo la sedimentación de intervalos lutíticos ricos en materia orgánica.

Considerando un enfoque hacia la investigación de yacimientos no convencionales en la cuenca de Llanos Orientales, la Formación Gachetá reuniría los parámetros mínimos para ser considerada con potencial para ser caracterizada desde este punto de vista. La Formación Gachetá conforma una secuencia estratigráfica en función de los avances y retrocesos del nivel del mar (Figura 55). Cambios litológicos muy marcados se desarrollaron debido a los diferentes procesos de sedimentación durante los eventos transgresivos y regresivos ocurridos durante este período. Los diferentes ambientes de sedimentación generados en diferentes paleobatimetrías, incidieron en la composición del kerógeno, que pudo haberse desarrollado desde paleobatimetrías muy someras, con una mezcla de materia orgánica continental y marina, a condiciones de materia orgánica estrictamente marinas, cuando la sedimentación ocurrió en paleobatimetrías de mayores profundidades.

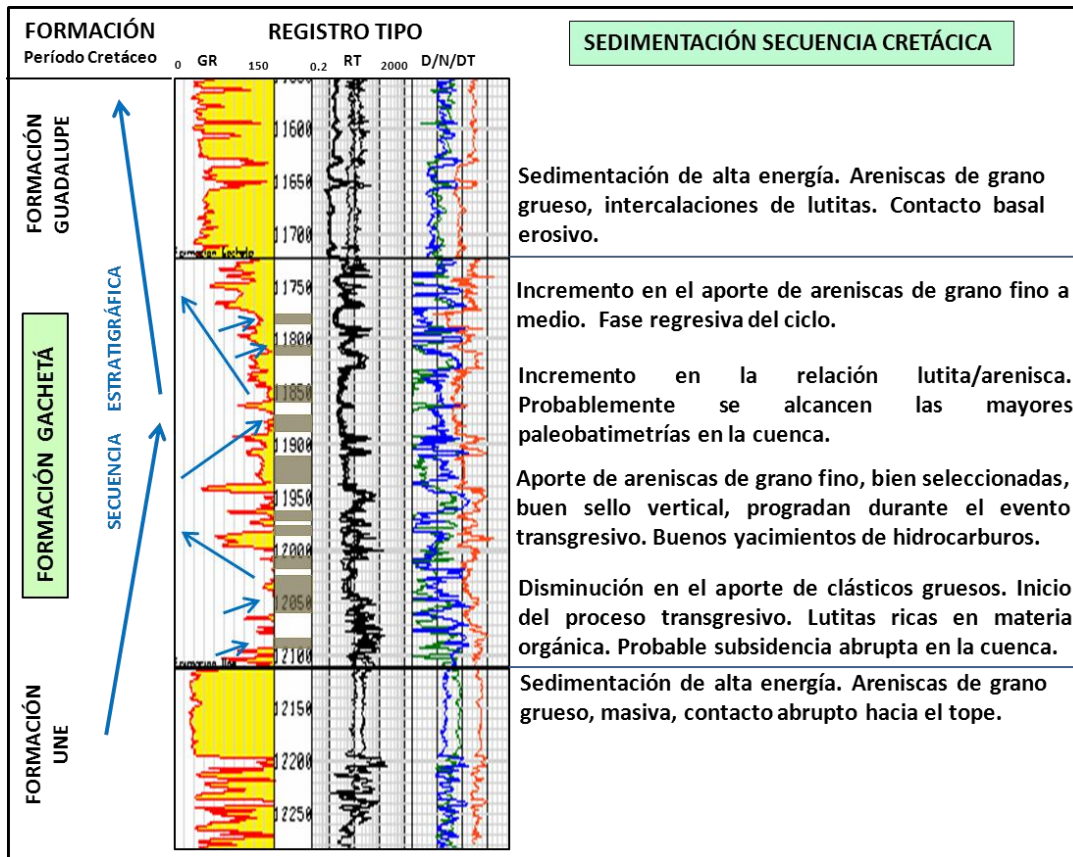


Figura 56. Secuencia estratigráfica, pozo I, cuenca Llanos Orientales.

Luego de la sedimentación de la Formación Une, debido a una subsidencia brusca en la cuenca, se inició un proceso de sedimentación de baja energía durante el cual disminuyó el aporte de clásticos gruesos. Este evento se manifiesta en la cuenca como un contacto entre las areniscas de grano medio a grueso y un intervalo completamente lutítico, depositado en paleobatimetrías que variaron de nerítico interno a medio, rico en materia orgánica, el cual se refleja en los registros eléctricos con altos valores en las curvas de rayos gamma, resistividad y neutrón. Estas manifestaciones indican el inicio de la fase transgresiva del ciclo que se corresponde con el inicio del evento tectónico asociado a las mayores subsidencias originadas en la cuenca (Figura 57).

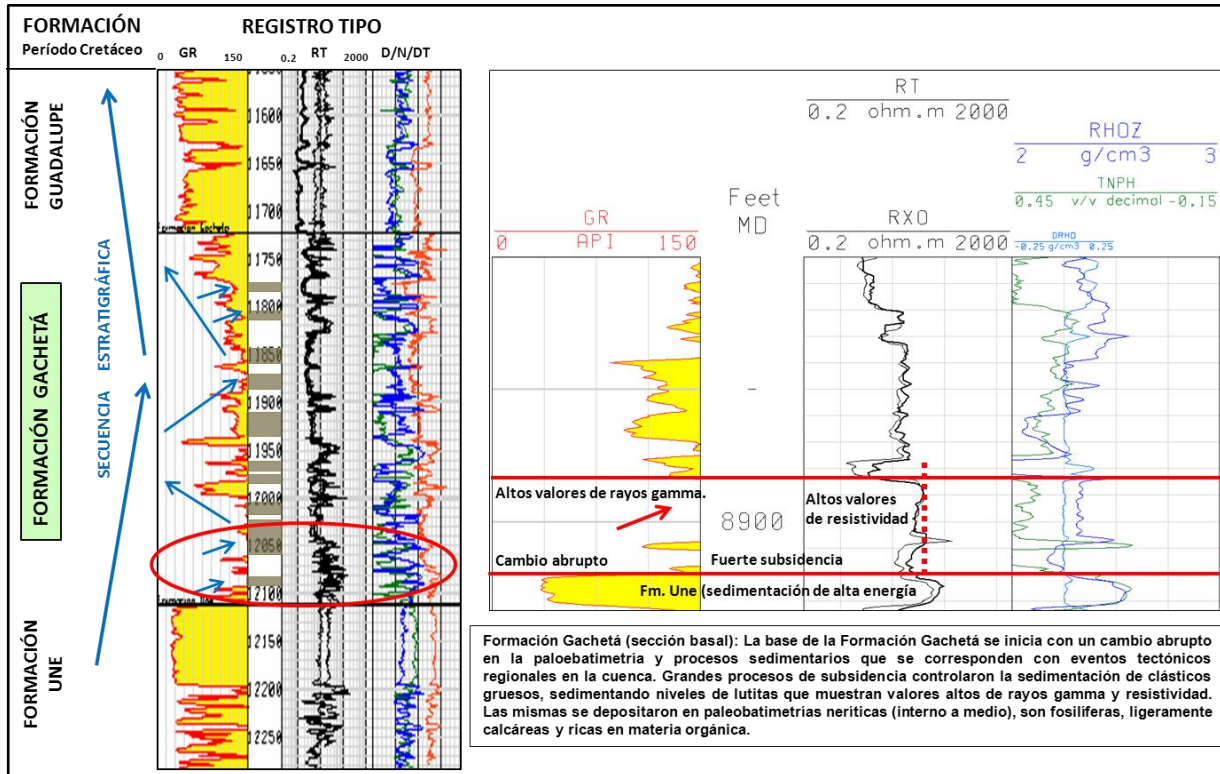


Figura 57. Repuesta electrográfica, sección basal, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

Durante el evento transgresivo ocurrieron aportes de areniscas, que progradaron en gran parte de la cuenca. Estas areniscas son de grano fino, bien seleccionadas, las cuales presentan buen sello vertical y conforman excelentes yacimientos de hidrocarburos (Figura 58).

Posterior a la sedimentación de las areniscas, el mar continuó su avance alcanzando un nivel máximo hacia la parte superior de las mismas. Este evento se manifiesta en las curvas con altos valores de rayos gamma, bajos valores de resistividad y altos valores de neutrón. Esta sección se depositó bajo condiciones neríticas, probablemente media a externa, donde no se desarrollaron importantes cantidades de carbonatos, y debido a condiciones de mayor anoxia, el porcentaje de materia orgánica es bajo (Figura 59).

Posteriormente se inició un proceso de somerización hacia el tope de la secuencia, el cual está representado en la mayoría de los pozos estudiados como areniscas progradantes de grano fino a medio, las cuales se encuentran en contacto abrupto con las areniscas de la Formación Guadalupe, depositadas en un proceso de mayor energía (Figura 60).

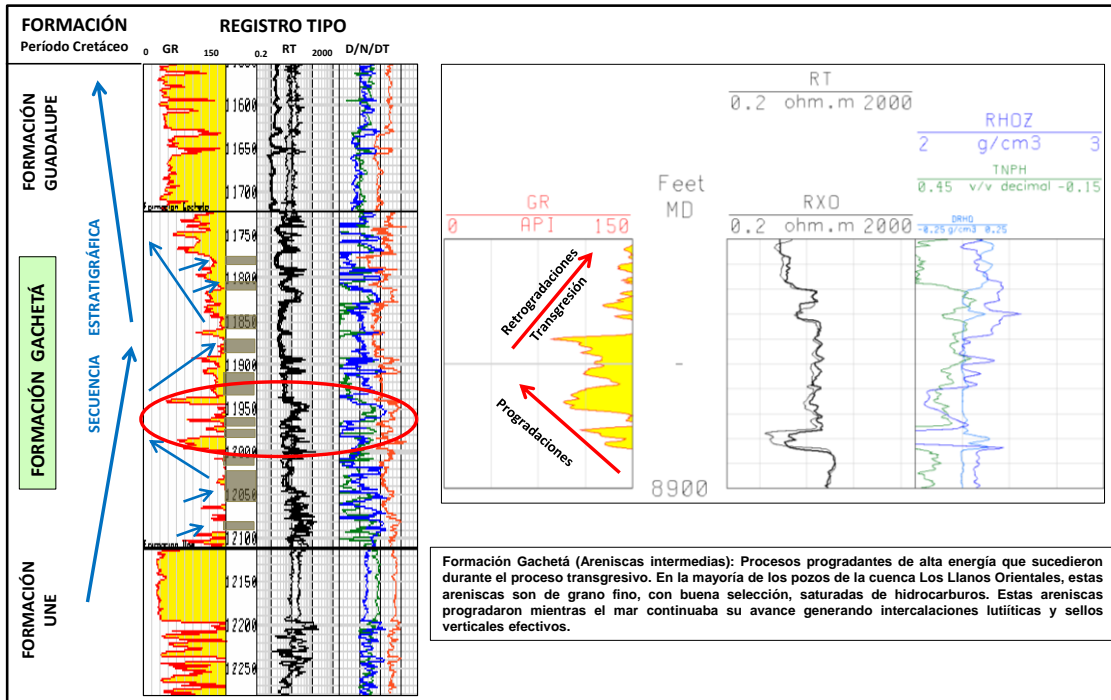


Figura 58. Respuestas electrográficas, areniscas intermedias, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

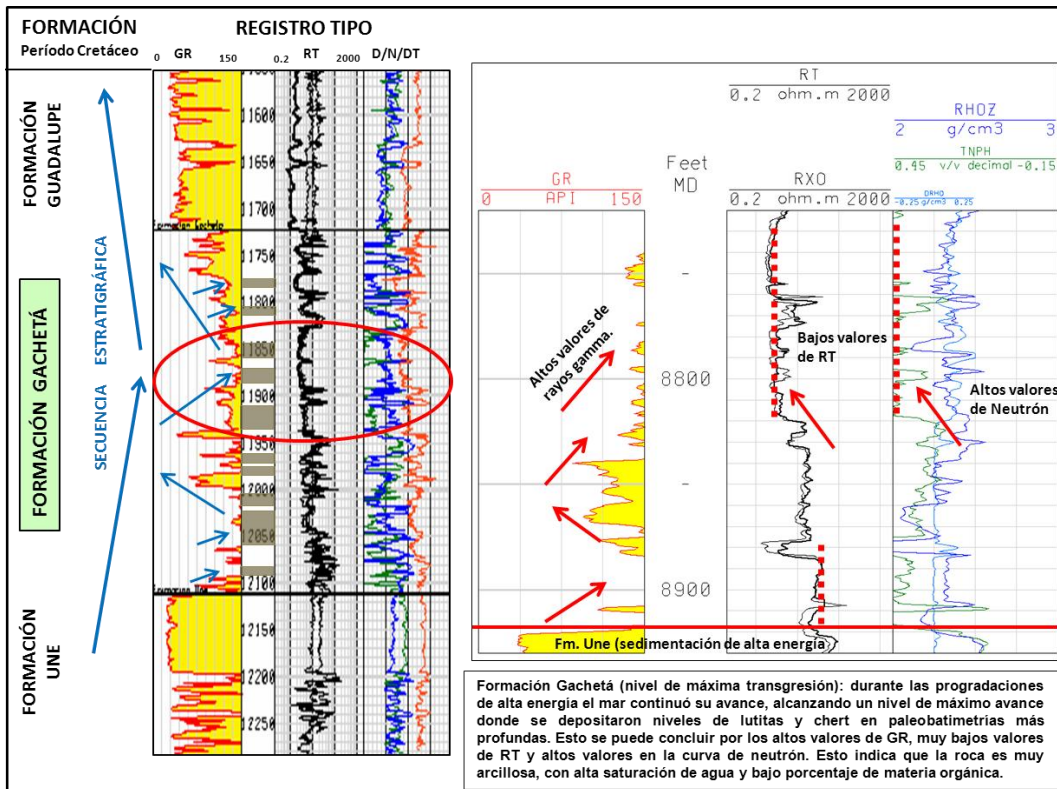


Figura 59. Respuesta electrográfica, máxima inundación marina, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

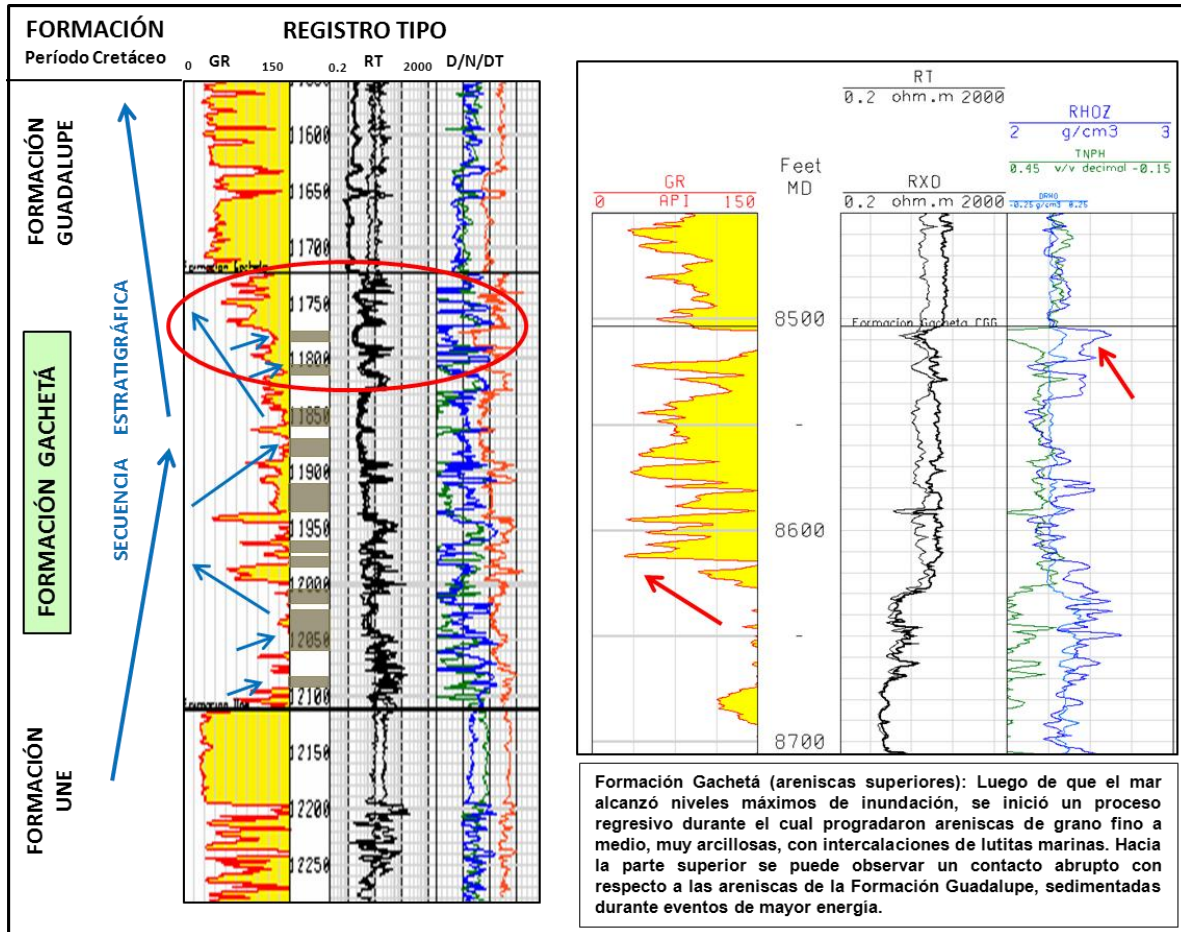


Figura 60. Respuesta electrográfica, areniscas superiores, Formación Gachetá (pozo I), cuenca Llanos Orientales.

Para la Formación Gachetá se elaboró un mapa isócoro, cuyo espesor aparente se tomó a partir de la resta de topes definidos para las formaciones Une y Gachetá, de las correlaciones de los pozos escaneados, y se complementó con los topes extraídos del informe de ECOPETROL – Beicip (1995) (Figura 61). Debido a la configuración paleogeográfica presente durante la sedimentación de la Formación Gachetá, los espesores varían desde cero (0) pies, al este, probablemente controlados por paleoaltos preexistentes o procesos erosivos durante la época Paleoceno – Eoceno, a espesores iguales o mayores a 500 pies hacia el occidente, hacia donde se ubicaban los principales depocentros en la cuenca.

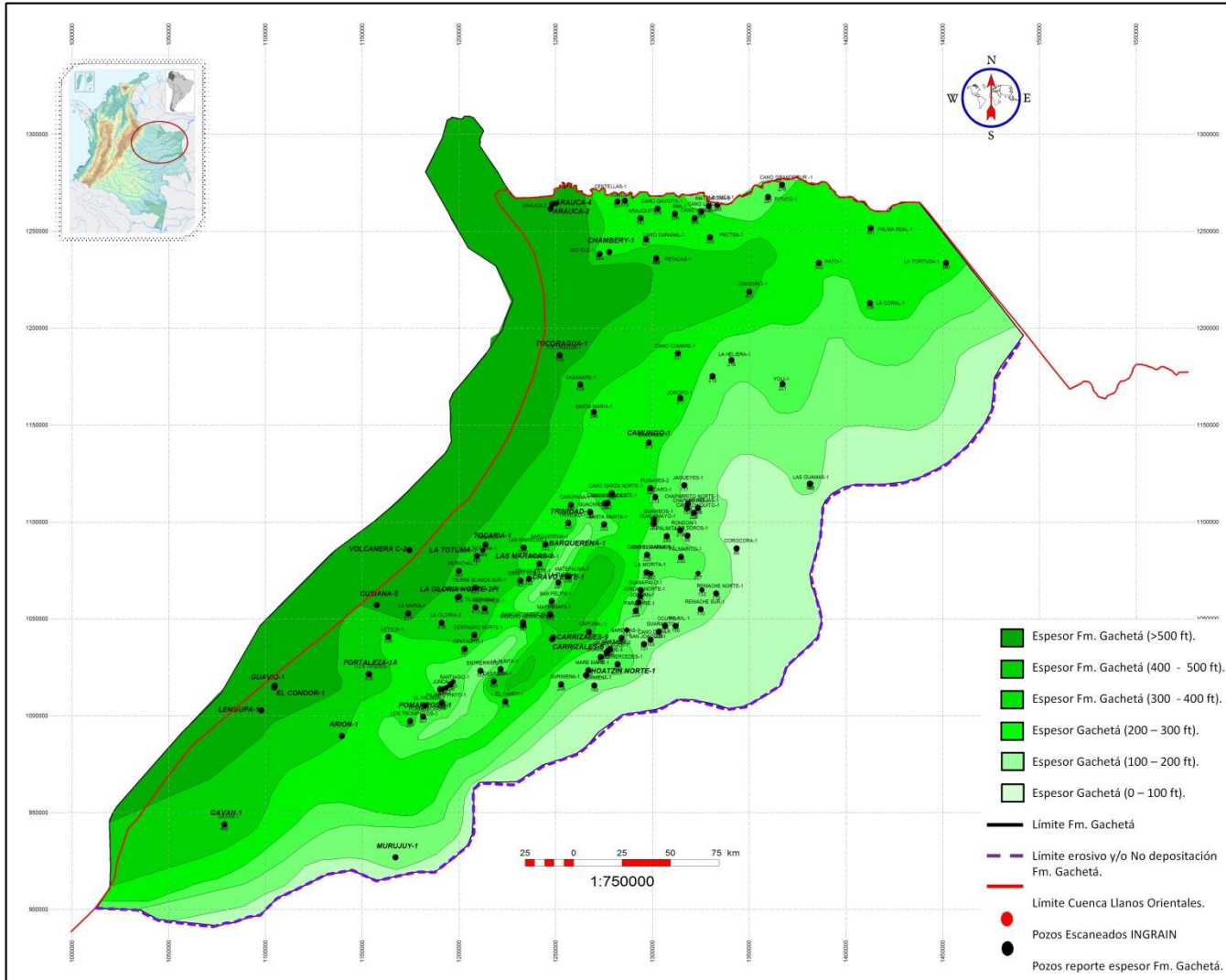


Figura 61. Mapa isócoro, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

Uno de los principales resultados generados por INGRAIN en la Fase I son los gráficos de dispersión (cross - plot) donde se muestra la variación entre el número atómico y la densidad total de la roca. En el proceso de integración las variaciones de estos parámetros deben coincidir con los cambios litológicos que se generaron durante los procesos sedimentarios ocurridos en el período Turoniano - Campaniano, durante el cual se depositó la sección correspondiente a la Formación Gachetá. A continuación se realizará un resumen con la finalidad de correlacionar los resultados de INGRAIN, Fase I.

De los pozos analizados, los que presentan núcleo en la base de la Formación Gachetá son: Trinidad-1, Tocaragua-1, I, Gaván-1 y Q. En la siguiente gráfica se muestra la asociación mineralógica identificada en los *cross - plots* de la sección del núcleo, generada por INGRAIN para cada pozo (Figura 62).

En la gráfica se puede observar que la asociación mineralógica es variable, considerando que los valores de número atómico oscilan entre 11,5 y 15, con un incremento en el contenido de sílice hacia los pozos Trinidad-1 y Gaván-1, lo cual coincide con un mayor porcentaje de areniscas que progradaron hacia la base de la formación. No obstante, si se toman en cuenta los valores de densidad total (RHOB CoreHD), la porosidad disminuye hacia los pozos I y Trinidad-1, cuyos valores oscilan entre 2,3 y 2,8; mientras que hacia los pozos Tocaragua-1 y Gaván-1, los valores están entre 2 y 2,6

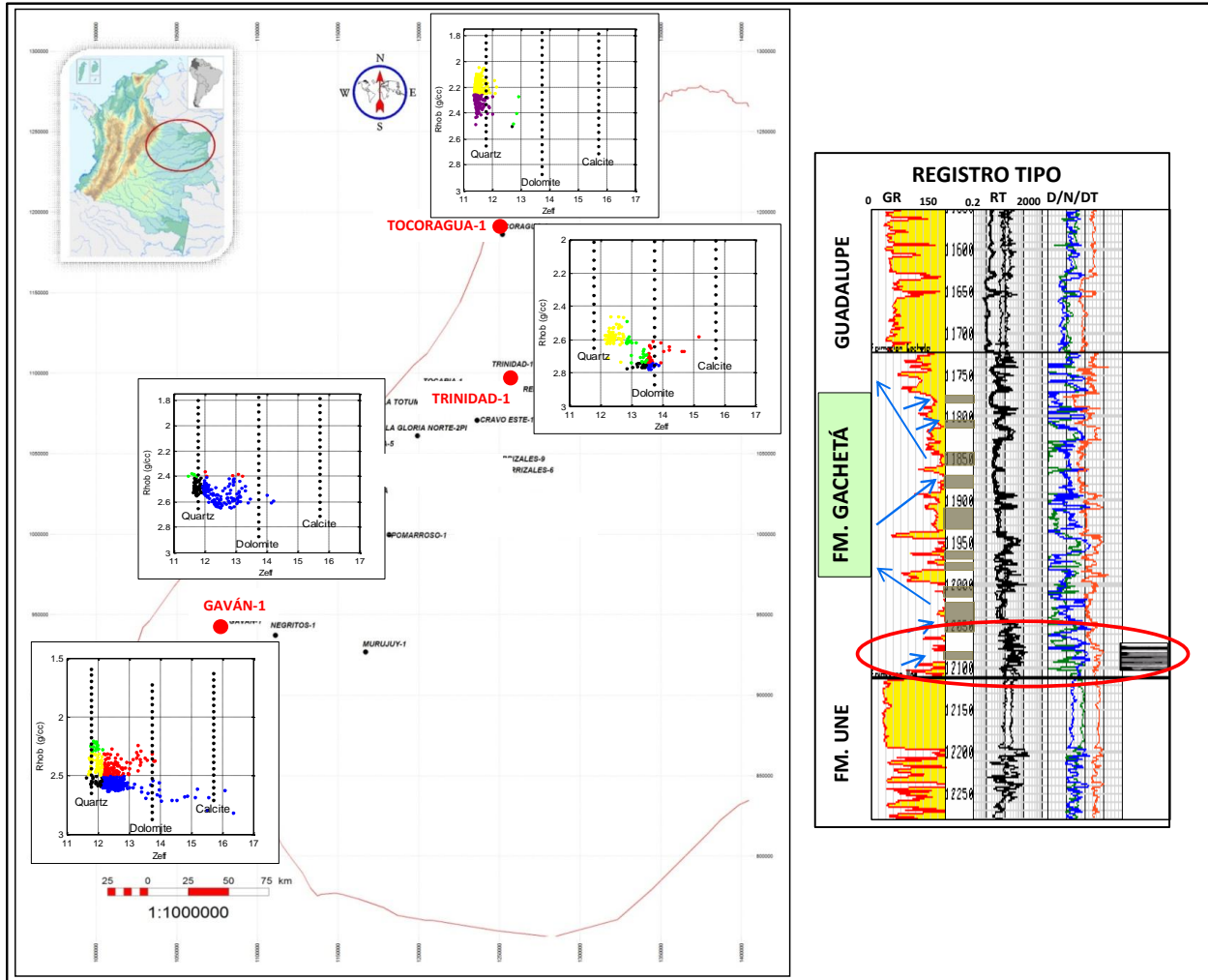


Figura 62. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Gachetá (parte basal), cuenca Llanos Orientales.

Estos cambios coinciden con los cambios litológicos observados en los pozos si se considera que en los pozos I y Tocoragua-1, los núcleos fueron tomados principalmente en las lutitas interpretadas de origen intermareal, oscuras, en bloque, duras, ricas en materia orgánica y bioturbadas; mientras que hacia el pozo Trinidad-1 la sección de núcleos está descrita como arcillolitas negras, limolitas y cuarzoarenitas con buena selección y alta esfericidad. Hacia el pozo Gaván-1 el aporte de areniscas es mayor hacia la base de la secuencia. Son interpretadas como cuarzoarenitas bien seleccionadas, cementadas por sílice, compuestas, principalmente, por cuarzo, feldspatos (2%) y líticos (3%), intercaladas con arcillolitas con laminaciones de cuarzo cementadas por sílice y nódulos de siderita. Hacia el pozo Murujuy-1 son cuarzoarenitas de alta esfericidad, buena selección y arcillolitas con laminación de óxidos

de hierro. Los porcentajes de siderita y óxidos de hierro en estos pozos podrían explicar las altas densidades dentro de una secuencia con alto porcentaje de areniscas.

En la mayoría de los pozos estudiados, se manifiesta un aporte importante de areniscas hacia la parte media de la secuencia. Esta sección fue corazonada en los pozos La Totuma-1, H y Cravo Este-1 (Figura 63). En los gráficos se puede observar una asociación mineralógica, cuyos números atómicos oscilan entre 12 y 14, con densidades que varían entre 2,0 y 2,8 gr/cc. De acuerdo con estos parámetros se puede interpretar una mezcla de elementos, que de acuerdo con las progradaciones de areniscas e intercalaciones de lutitas y arcillolitas, estaría presente una alta variabilidad mineralógica.

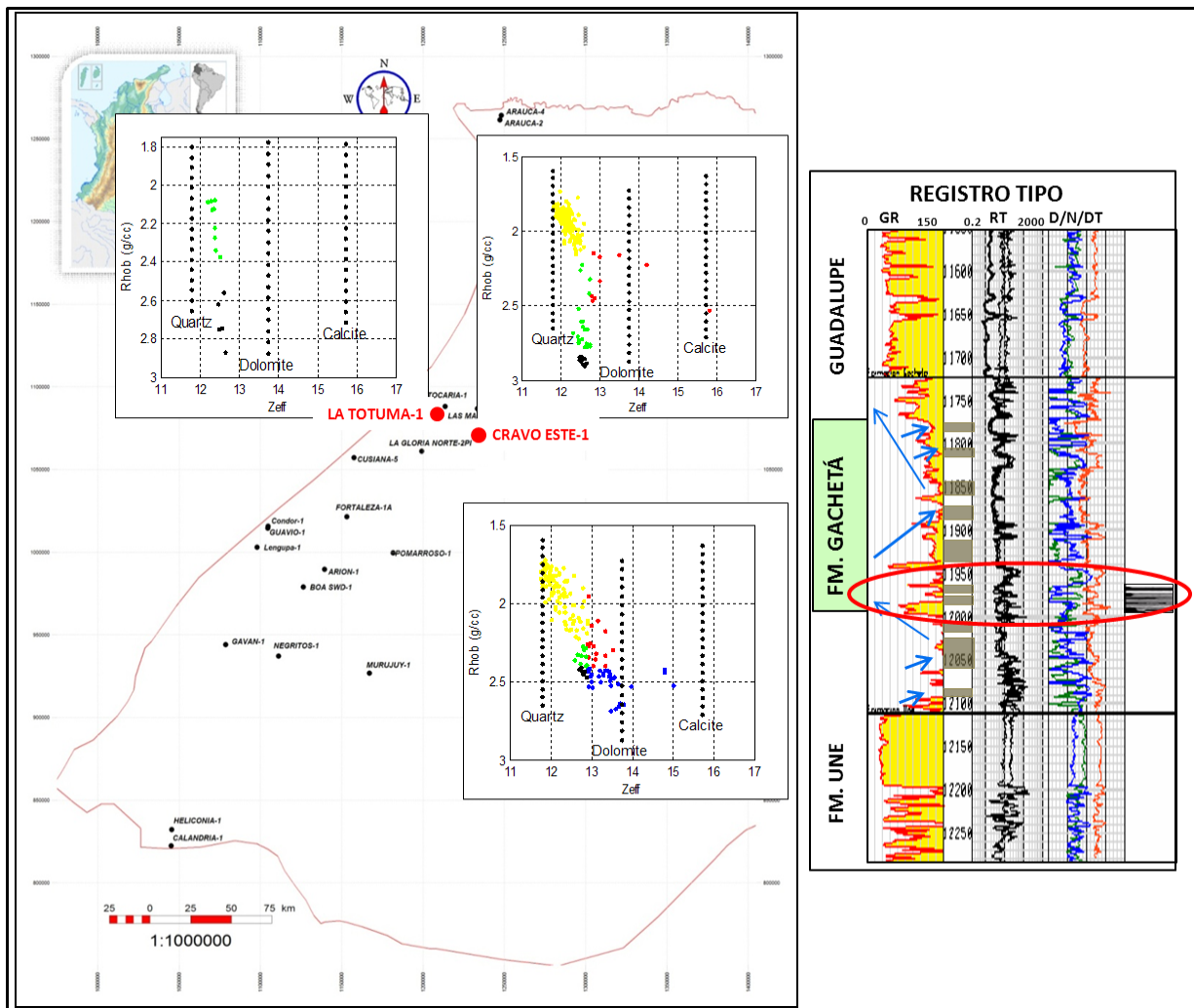


Figura 63. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Gachetá (areniscas intermedias), cuenca Llanos Orientales.

Los núcleos tomados en la sección intermedia, también incluyeron secciones principalmente lutíticas o arcillolíticas. Este contraste se puede observar de la misma manera en los *cross-plots CoreHD*, donde se visualiza la disminución en el contenido de sílice y el incremento en los valores de densidad, los cuales podrían ser explicados por el incremento en los porcentajes de minerales accesorios como glauconita, siderita y pirita, ya que estas secciones se corresponderían con los avances del nivel del mar y disminución en el aporte de clásticos gruesos (Figura 64).

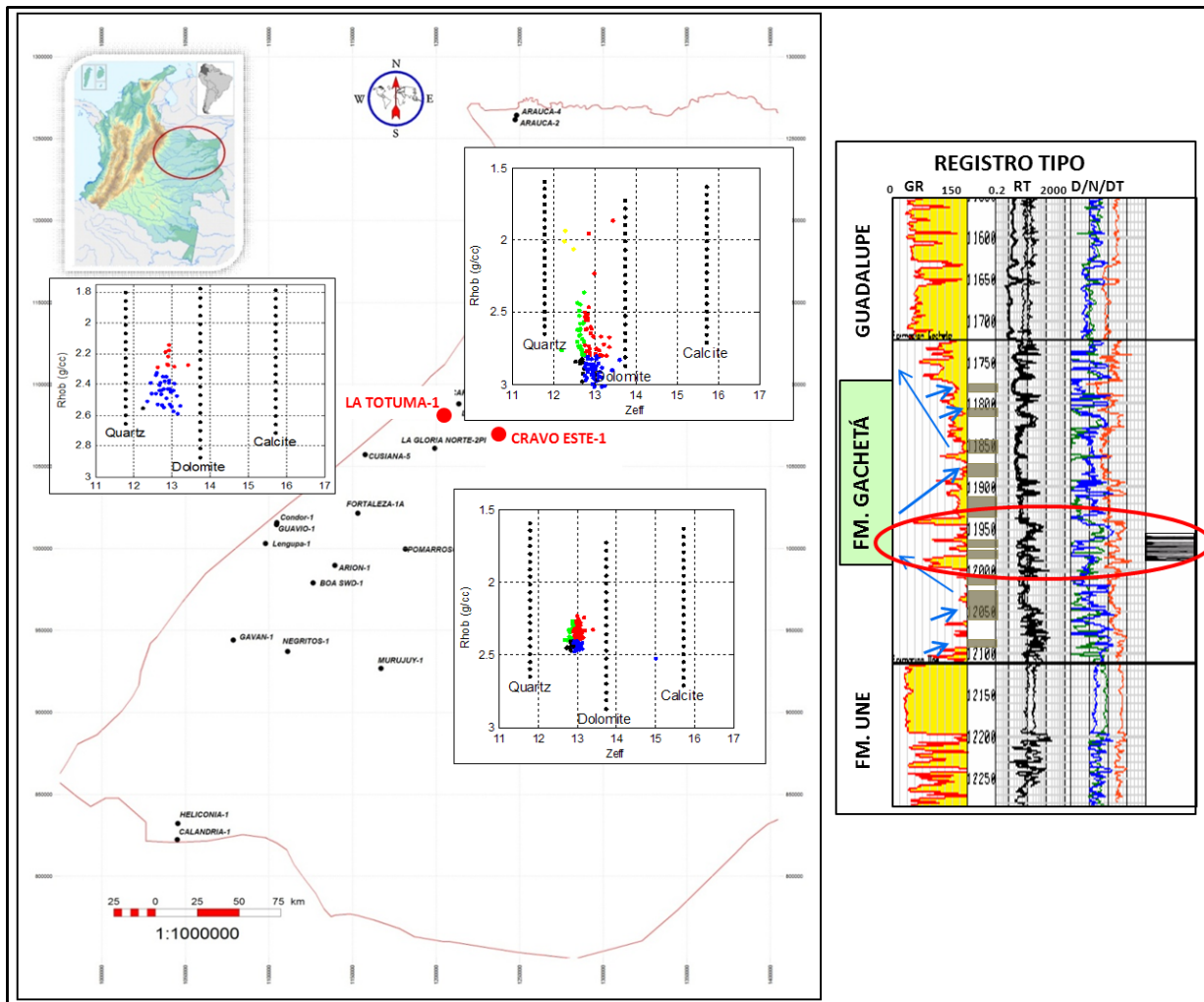


Figura 64. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Gachetá (lutitas intermedias), cuenca Llanos Orientales.

Posterior a la sedimentación de las areniscas intermedias, el proceso transgresivo disminuyó el aporte de clásticos gruesos incrementando nuevamente la relación lutita/arenisca. En esta sección no se tomaron núcleos.

Hacia la parte superior de la secuencia correspondiente a la Formación Gachetá, en la fase regresiva del ciclo, se incrementó el porcentaje de areniscas de grano fino. Este proceso terminó con una retirada brusca del nivel del mar, generando un contacto abrupto, que define el inicio de la sedimentación de la Formación Guadalupe. La sección superior de la Formación Gachetá fue nucleada en los pozos Las Maracas-1, Pomarroso-1, Murujuy-1 y Apiay-16 (Figura 65). Estas areniscas superiores son arcillosas con intercalaciones de cuarzoarenitas blancas, de grano fino, buena selección, con inclusiones de glauconita, composición que se corresponde con las densidades y números atómicos mostrados en los gráficos.

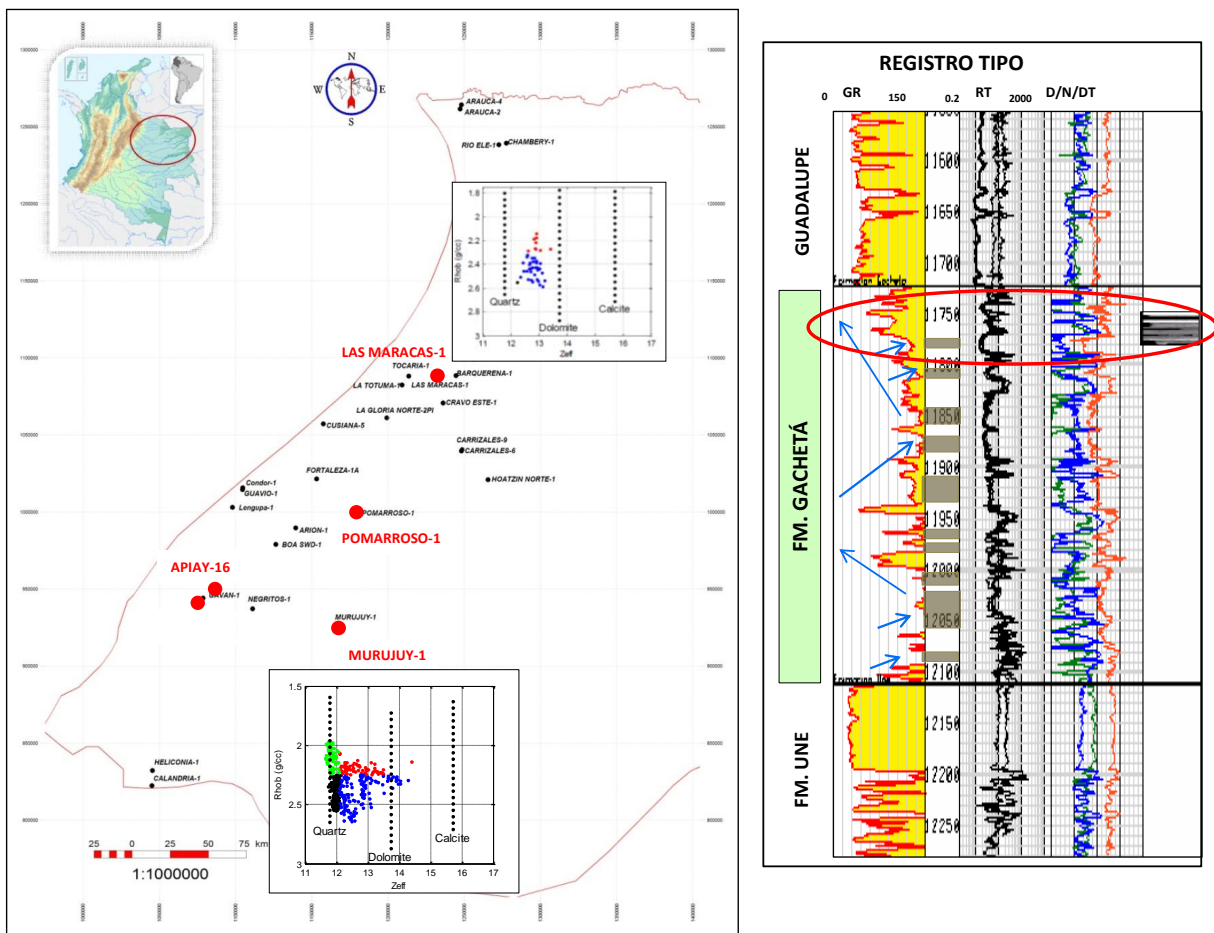


Figura 65. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráfico de facies, Formación Gachetá (sección superior), cuenca Llanos Orientales.

Formación Guadalupe

Sección sedimentada durante el Cretáceo / Campaniano conforma la parte más superior de la secuencia cretácica y se caracteriza en la mayoría de los pozos analizados como

cuarzoarenitas, con escasas intercalaciones de arcillolitas y lutitas que separan los paquetes arenosos. Fue nucleada en la parte superior de los pozos Tocaragua-1, Chambery-1, El Cóndor-1, Cusiana-5, Cupiagua-1, N, K, Buenos Aires-H15 y Buenos Aires-C3. Hacia el pozo Tocaragua-1, la arenisca es cuarzosa, de grano medio a fino, redondeado, esférico, con buena selección, mientras que hacia el pozo El Cóndor-1 es un *mudstone* (lodolita), cementada, bioturbada, y las areniscas son cuarzosas, de grano fino, ligeramente calcáreas. En la gráfica siguiente se muestra la asociación mineralógica en el pozo Tocaragua-1 y El Cóndor-1 (Figura 66).

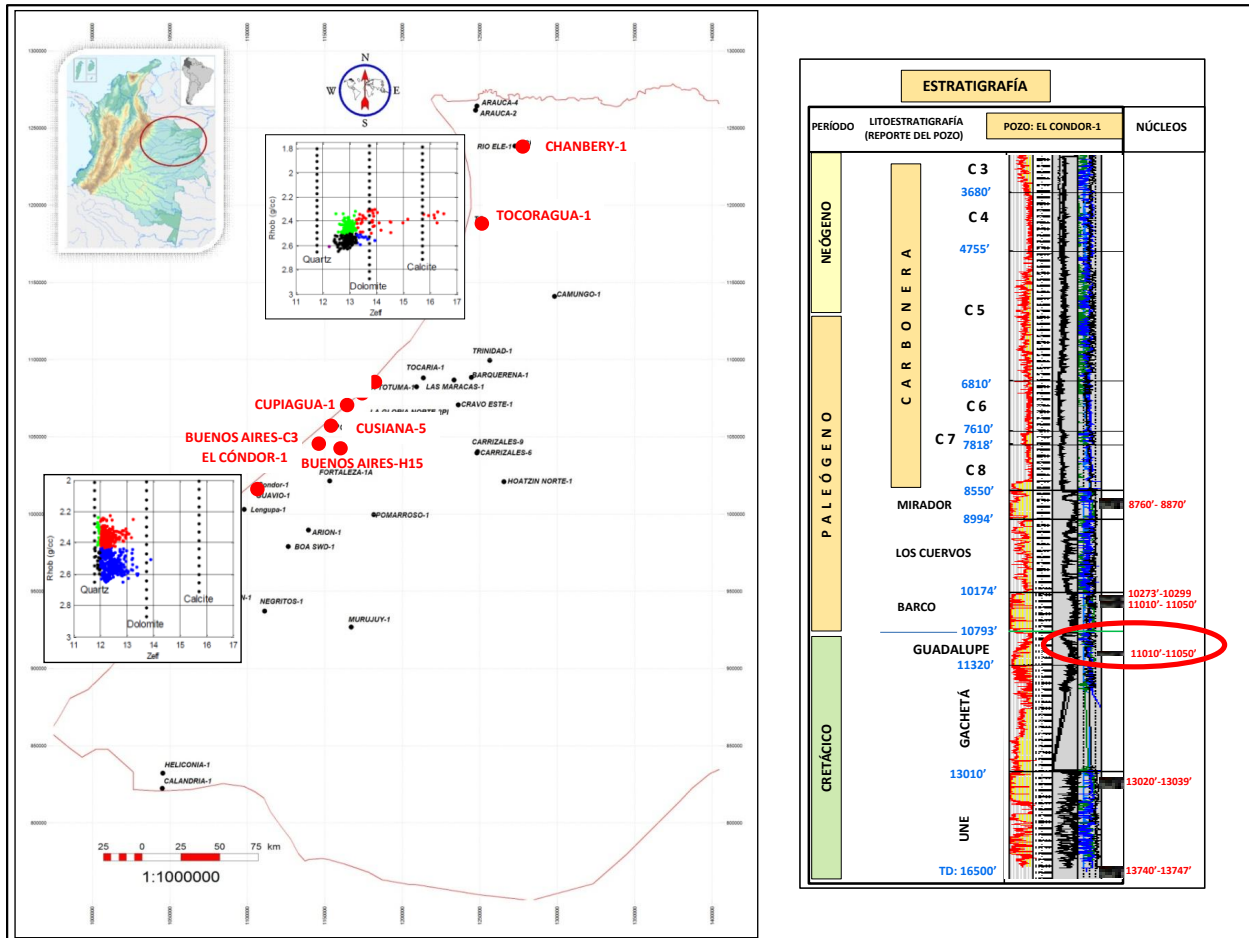


Figura 66. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Guadalupe, cuenca Llanos Orientales.

Formación Barco

Ésta fue depositada discordantemente sobre las rocas erosionadas de las formaciones cretácicas. Corresponde a la secuencia del Paleoceno Temprano. Hacia la parte basal de la

formación el dominio marino es bastante marcado y a medida que se asciende hacia el tope, la litología tiende a comportarse más heterogénea.

Los pozos que presentan núcleos escaneados en este nivel estratigráfico son El Condor-1, Guavio-1, Cusiana-5, Fortaleza-1, K, Guavio-2, M, Cupiagua-1, Buenos Aires-H15, N y Buenos Aires-C3 (Figura 67).

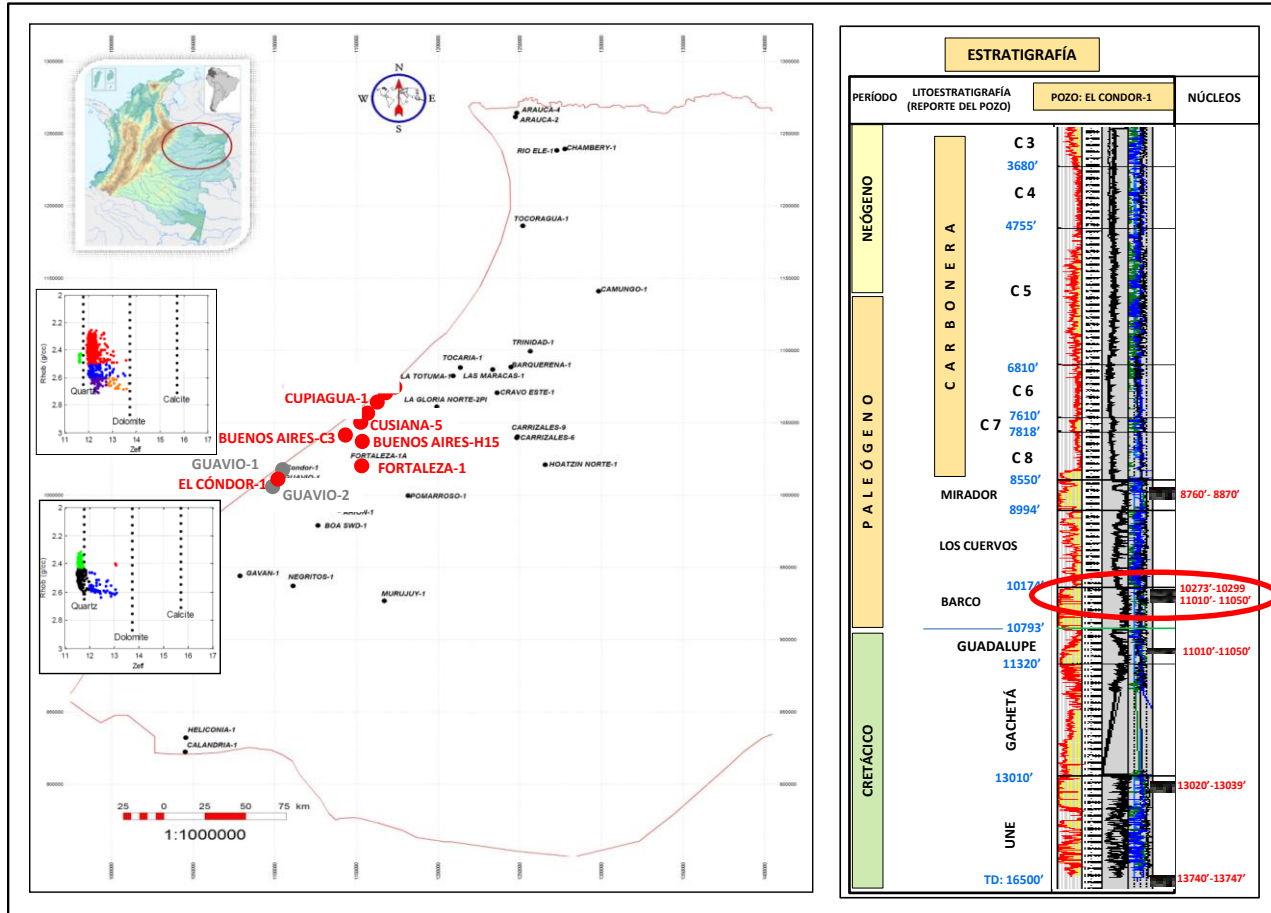


Figura 67. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Barco, cuenca Llanos Orientales.

Hacia el pozo Guavio-1 se tienen areniscas con mayor porcentaje calcáreo y mayor contenido de materia orgánica, mientras que en el pozo El Cónдор muestra areniscas más cuarzosas con menor contenido calcáreo. Estos cambios coinciden con los cambios litológicos observados en los pozos si se considera que en el pozo Guavio-1 el núcleo fue tomado principalmente en las areniscas basales, con mayor influencia marina; mientras que hacia el pozo El Cónдор la

sección de núcleos fue recuperada al tope de la formación donde el dominio es más continental.

Formación Los Cuervos

Las rocas que conforman la Formación Los Cuervos se definen como lutitas intercaladas con delgados lentes de areniscas. Éstas se encuentran suprayaciendo las rocas de la Formación Barco. Los pozos que presentan núcleos en este nivel estratigráfico son Guavio-1, LL(Figura 68).

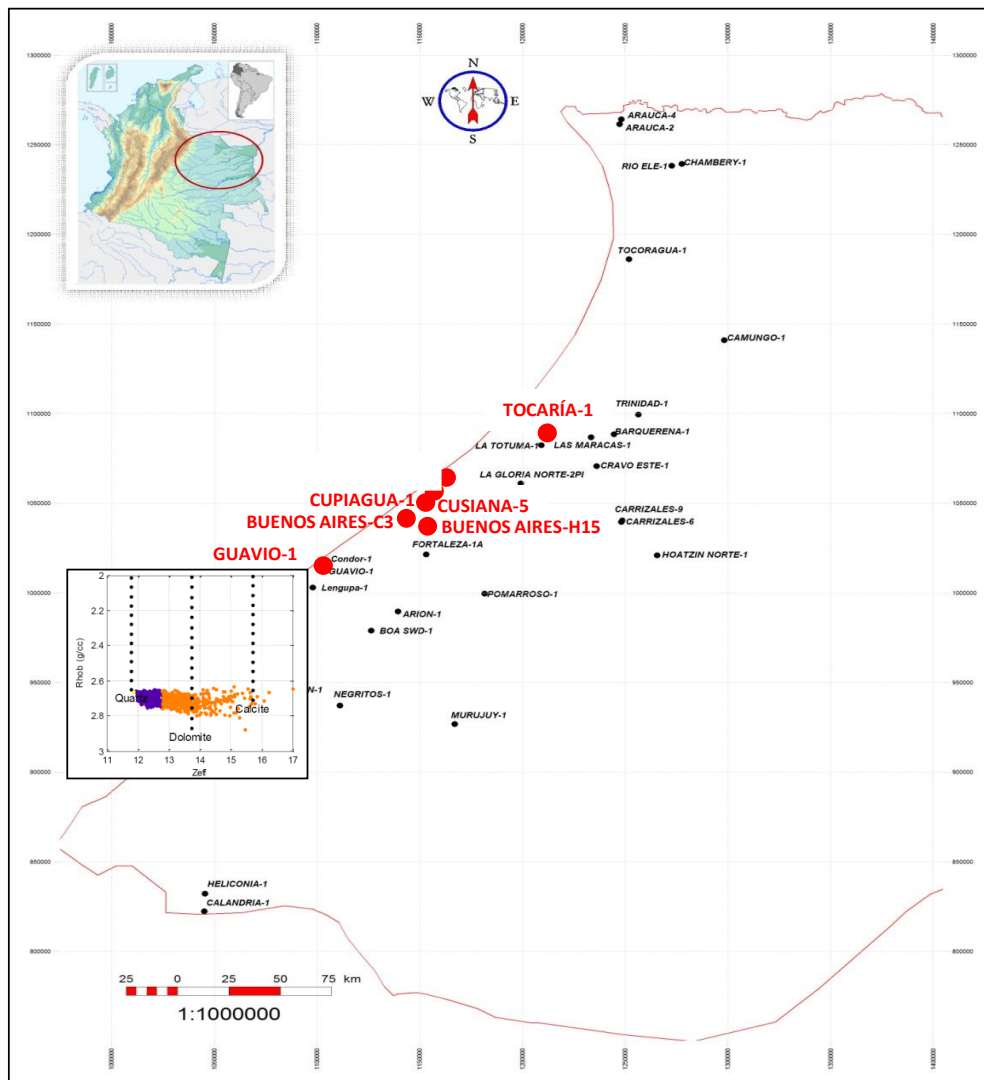


Figura 68. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráfico de facies, Formación Los Cuervos, cuenca Llanos Orientales.

Estas lutitas basales muestran asociaciones mineralógicas que evidencian un amplio rango de números atómicos que varían desde 12 a 17, predominando minerales silíceos a dolomíticos, con densidades que se encuentran entre 2,6 y 2,8 gr/cc, indicando esto, reducciones en los espacios porosos.

Formación Mirador

Su contacto inferior es discordante con la Formación Los Cuervos, mientras que el contacto superior es concordante con la Formación Carbonera. Está constituida por areniscas masivas compuestas principalmente por cuarzo de grano medio a grueso, a veces conglomerático, con proporciones bajas de feldespato, pequeños lentes de limolitas, con pequeñas porciones micáceas y glauconíticas.

Para esta formación se escanearon núcleos en los siguientes pozos: Las Maracas-1, El Cóndor-1, Guavio-1, C, Murujuy-1, Cusiana-5, Fortaleza-1, Lengupá-1, Pomarroso-1, La Gloria Norte-2, Tocaría-1, P, Libertad-1, B, K, G, F, Los Teques-1, SA-15, Guavio-2, Guavio-3, Cupiagua-1, SA-13, LL, N, Buenos Aires C3, L, Floreña-N2F, Las Brujas-1 y Garibay-1 (Figura 69).

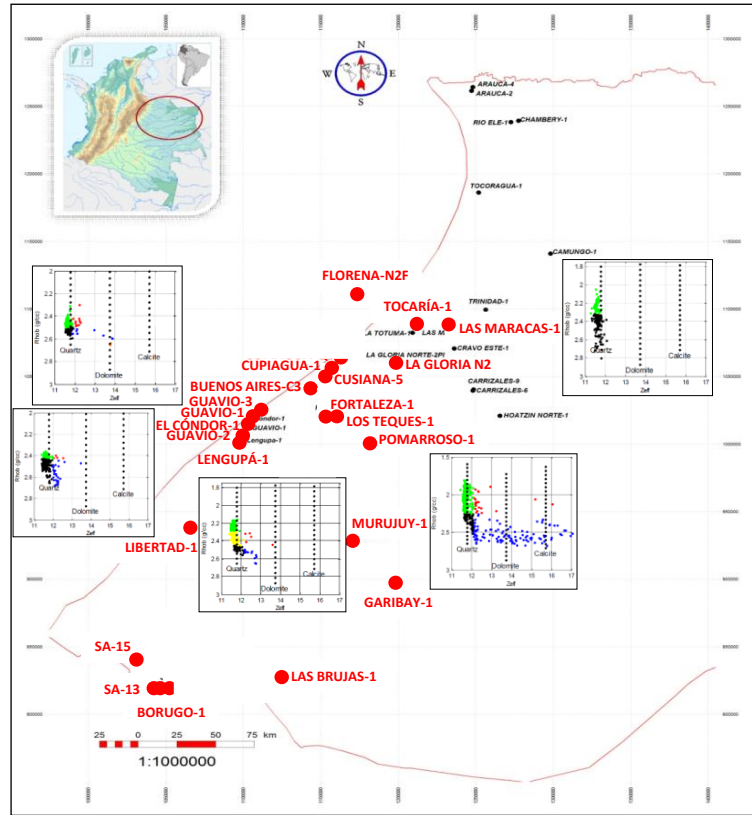
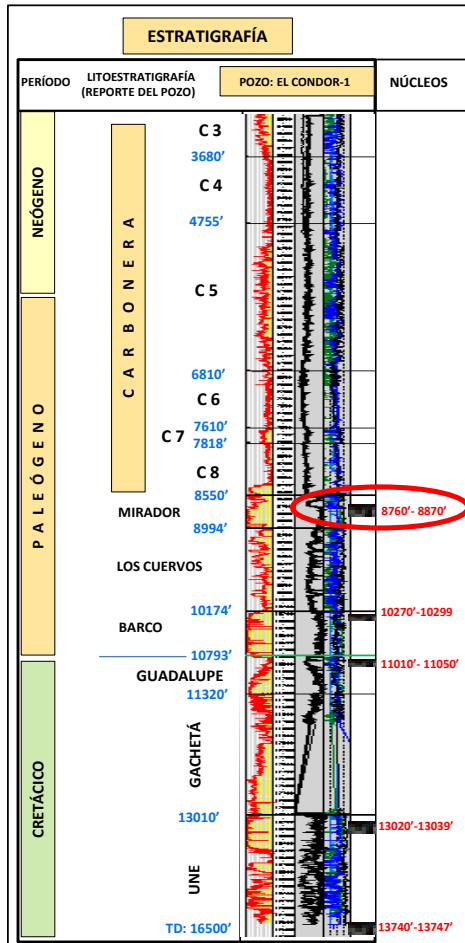


Figura 69. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Formación Mirador, cuenca Llanos Orientales.

En general el contenido mineralógico de la Formación Mirador es poco variable. Se tienen areniscas siliciclásticas, con abundantes minerales de cuarzo y materia orgánica, solamente hacia la margen sureste de la cuenca. Específicamente en el pozo Murujuy-1 se visualiza un leve incremento en el contenido de calcita. Al oeste de la cuenca se tienen valores de densidades mayores que varían alrededor de 2,45 a 2,55 gr/cc, presentando porosidades más bajas en esta área.

Areniscas Basales (coalescencia entre Formaciones Barco, Los Cuervos y Mirador)

El término "Areniscas Basales" ha sido utilizado por algunos autores en algunas partes de la cuenca Llanos Orientales, donde se hace difícil identificar los límites formacionales de las secuencias terciarias correspondientes a las formaciones Barco, Los Cuervos y Mirador. En los pozos ubicados en las vecindades del área norte (Arauca), se genera una coalescencia entre

las secciones equivalentes de las formaciones mencionadas anteriormente, dificultando así la identificación de los topes estratigráficos.

Los pozos que presentan núcleos escaneados a este nivel estratigráfico son Arauca-2, Arauca-4 y Tocoragua-1 (Figura 70). En los diferentes gráficos se puede observar que la asociación mineralógica, hacia el pozo Tocoragua-1, presenta alto contenido de cuarzo y arcilla; mientras que, hacia los pozos Arauca-2 y Arauca-4 tiende a mantenerse el porcentaje de cuarzo pero con mayor presencia de minerales dolomíticos. Existe similitud en el porcentaje de minerales con mayor densidad, induciendo así posibles reducciones en los espacios porosos. Esta composición está acorde con las variaciones litológicas interpretadas en los pozos mencionados. Hacia el pozo Arauca-2 el núcleo escaneado fue tomado en una sección de areniscas de grano fino, compuesta por caolinita y fragmentos líticos; mientras que hacia el pozo Tocoragua-1 fue recuperado en la parte basal de estas areniscas.

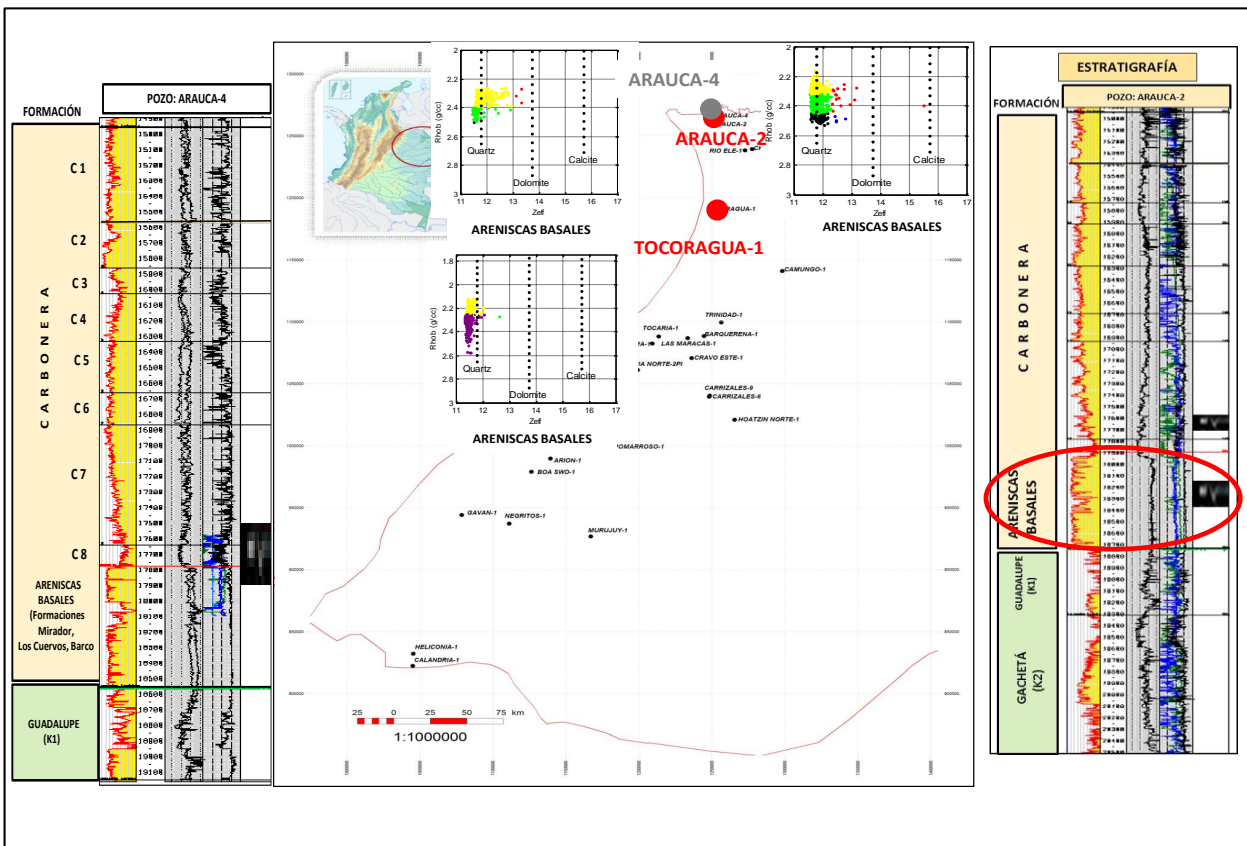


Figura 70. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies Areniscas Basales (formaciones Barco, Los Cuervos y Mirador), cuenca Llanos Orientales.

Formación Carbonera (Unidad C8)

Esta unidad fue nucleada en los pozos Arauca-4, Tocaragua-1, Cusiana-5, La Gloria Norte-2, Guavio-2, Lengupá-1, C, Libertad-1, Murujuy-1, B, G y SA-13 (Figura 71).

Estos gráficos indican asociaciones mineralógicas cuyos números atómicos oscilan entre 12 y 17 gr/cc, y densidades entre 2,0 y 2,7 gr/cc. Comparando estos gráficos con los de las Formación Mirador y Areniscas Basales, se puede observar un cambio abrupto en la composición de la roca nucleada en la unidad C8. De aquí, se puede concluir que los aportes de alta energía de la Formación Mirador y areniscas basales son principalmente continentales, mientras que las areniscas de la Formación Carbonera (Unidad C8) fueron sedimentadas en un régimen de mayor influencia marina, mostrando mayores concentraciones de contenido calcáreo.

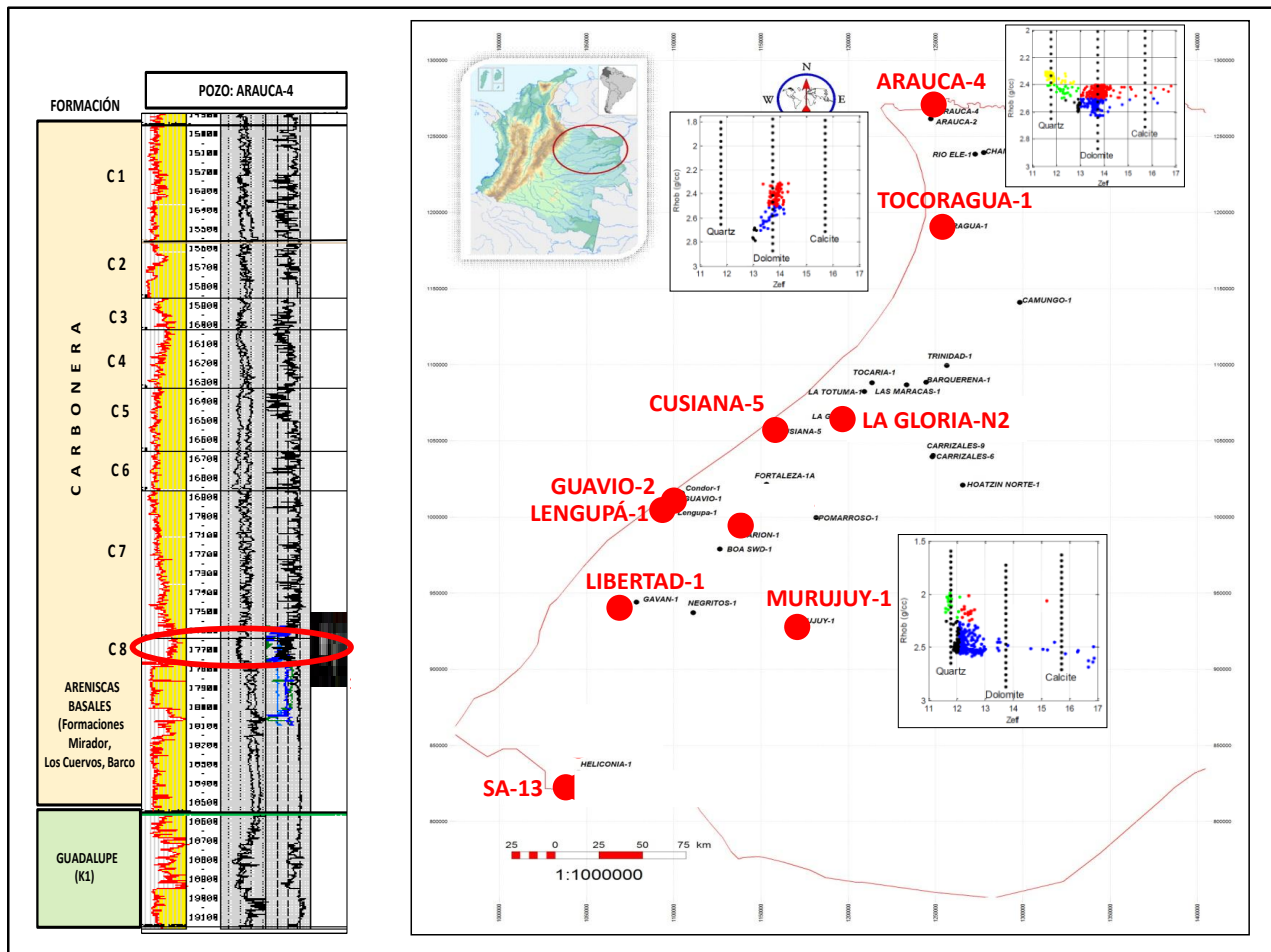


Figura 71. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, unidad C8 de la Formación Carbonera, cuenca Llanos Orientales.

Formación Carbonera (Unidad C7)

Para esta unidad se escanearon núcleos en los siguientes pozos: Arauca-2, Arauca-4, Tocoragua-1, Camungo-1, D, Q, Guavio-2, Guavio-3 y Lindosa-1. Similar a lo evidenciado en la Unidad C8, se tienen asociaciones mineralógicas cuyos números atómicos oscilan entre 12 y 16 gr/cc, y densidades entre 2,2 y 2,8 gr/cc, mostrando areniscas más calcáreas, con mayores concentraciones de minerales de calcita a dolomita (Figura 72).

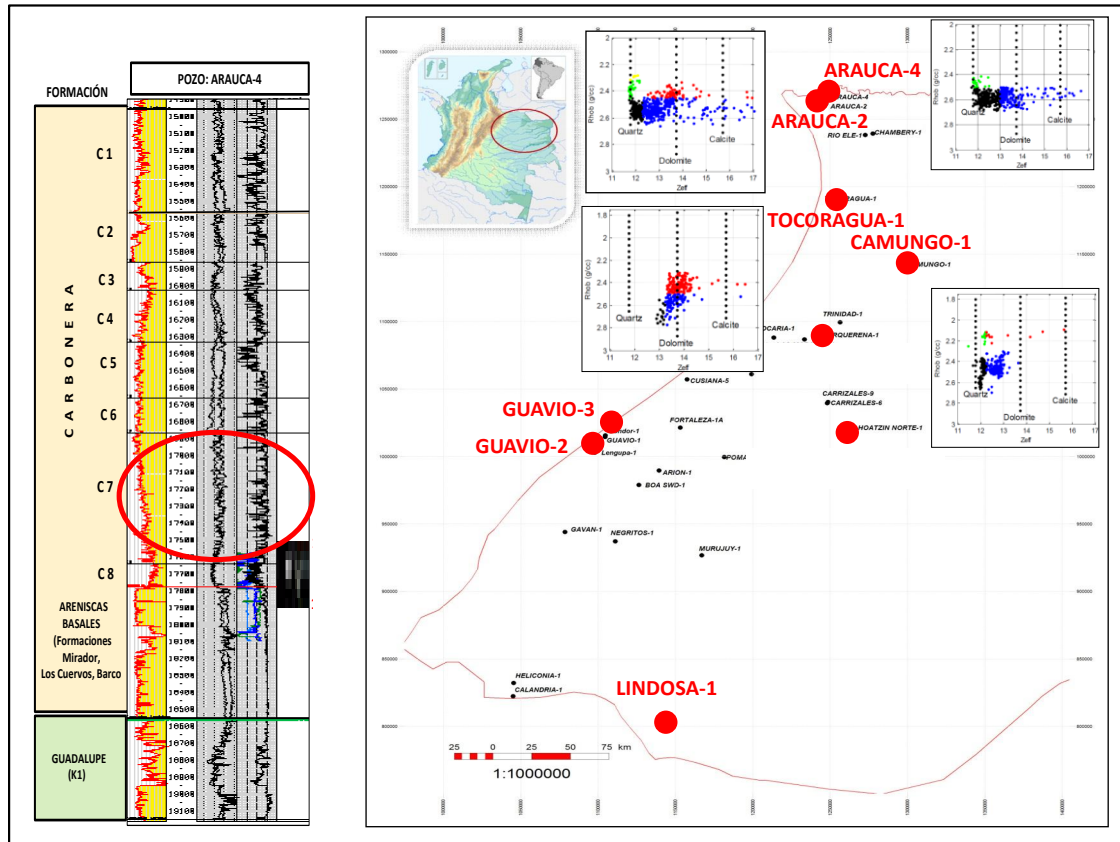


Figura 72. Distribución de pozos con núcleos escaneados y gráficos de facies, Unidad C7 de la Formación Carbonera, cuenca Llanos Orientales.

Analizando las asociaciones interpretadas en las secuencias terciaria y cretácica, se puede concluir que existen tendencias en la asociación mineralógica que podrían relacionarse con los procesos de sedimentación y por consiguiente con las unidades litoestratigráficas (Figura 73). En ambientes de sedimentación desarrollados en condiciones continentales a transicionales, los valores en los gráficos (cross - plots), tanto de densidad como número atómico, están agrupados hacia la izquierda, indicando mayor porcentaje de cuarzo y arcillosidad. En esta tendencia se podrían agrupar la composición de las formaciones Une, Mirador, Barco y Los Cuervos (Areniscas Basales) y las areniscas superiores de la Formación Gacheta; mientras

que en las unidades cuya sedimentación se desarrolló con mayor influencia marina, la tendencia en los gráficos es hacia las líneas de calcita y dolomía, y mayor densidad de los elementos. En esta tendencia se podrían agrupar las formaciones Gachetá (sección basal), lutitas de la Formación Guadalupe y las unidades C8 y C7 de la Formación Carbonera.

Para los pozos H, Gaván-1, La Totuma-1, Tocaragua-1 y Trinidad-1 INGRAIN realizó análisis 2D y 3D, a partir de muestras de zanja (cuttings).

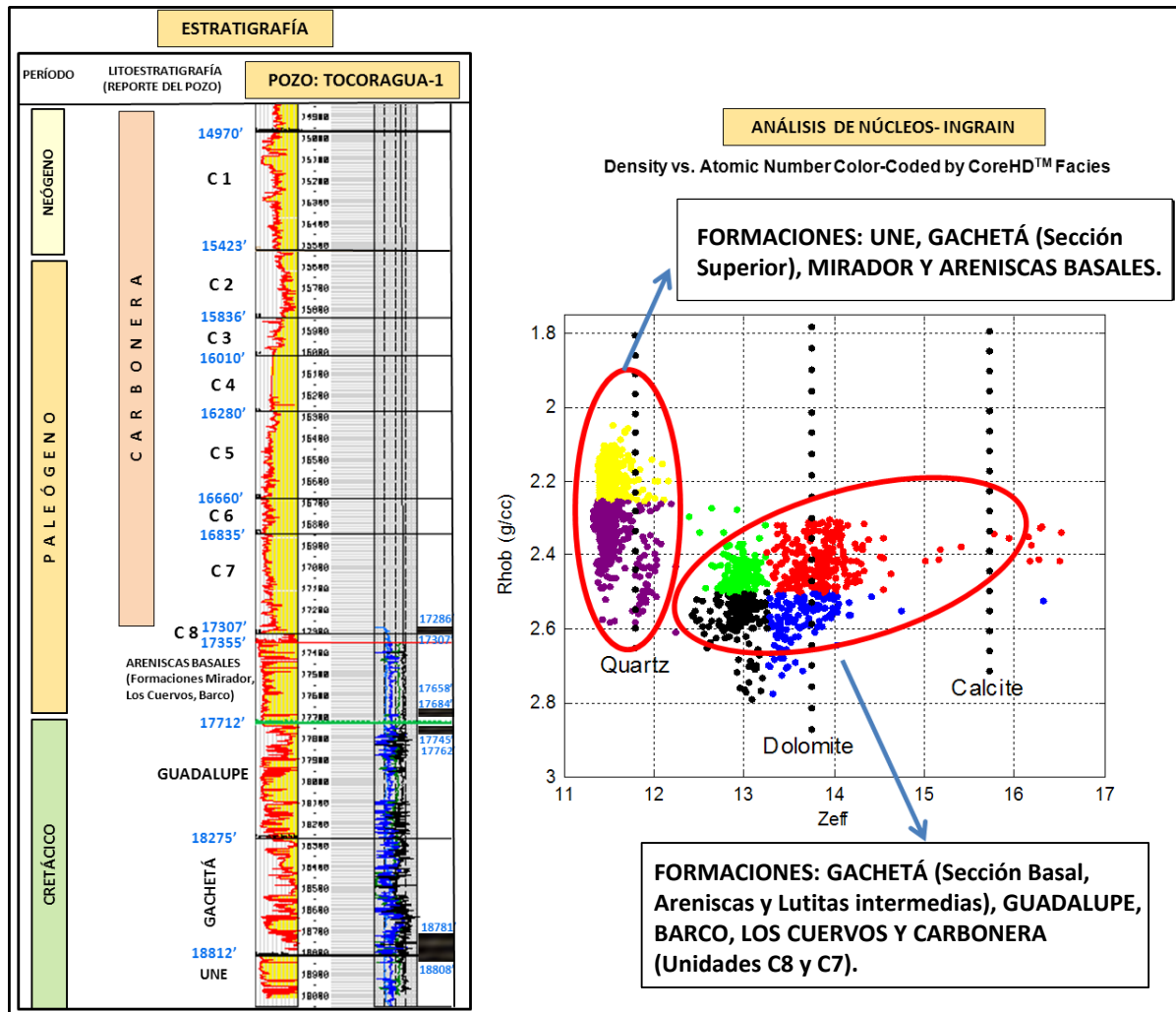


Figura 73. Tendencias faciales en formaciones, unidades e intervalos de núcleos escaneados en del pozo Tocoragua-1, cuenca Llanos Orientales.

3.7. EVALUACIÓN PETROFÍSICA

Se presentan a continuación los principales resultados de la evaluación petrofísica de la cuenca Llanos Orientales. El enfoque de la evaluación petrofísica es la identificación de yacimientos no convencionales en la cuenca. En esta sección se da una introducción del enfoque petrofísico hacia los yacimientos no convencionales, la metodología, el alcance y un resumen de las principales oportunidades identificadas en la evaluación por formación.

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 carbon) 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:

4. Pre-interpretación (normalización de curvas para la generación del registro compuesto y cálculo de propiedades básicas del pozo).
5. Cálculo empírico del contenido orgánico total (%TOC).
6. Cálculo de volúmenes de minerales, saturaciones y porosidad.

7. Cálculo mineralógico basado en análisis probabilísticos [si el registro de densidad es de buena calidad (pozo con pocos derrumbes)].
8. Cálculo de propiedades mecánicas de las rocas, para lo cual se requiere, por lo menos, un registro sísmico.
9. Cálculo de permeabilidad (a partir de Timur y Coates) (en este proyecto no se estimaron las permeabilidades).

En la figura 74 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.

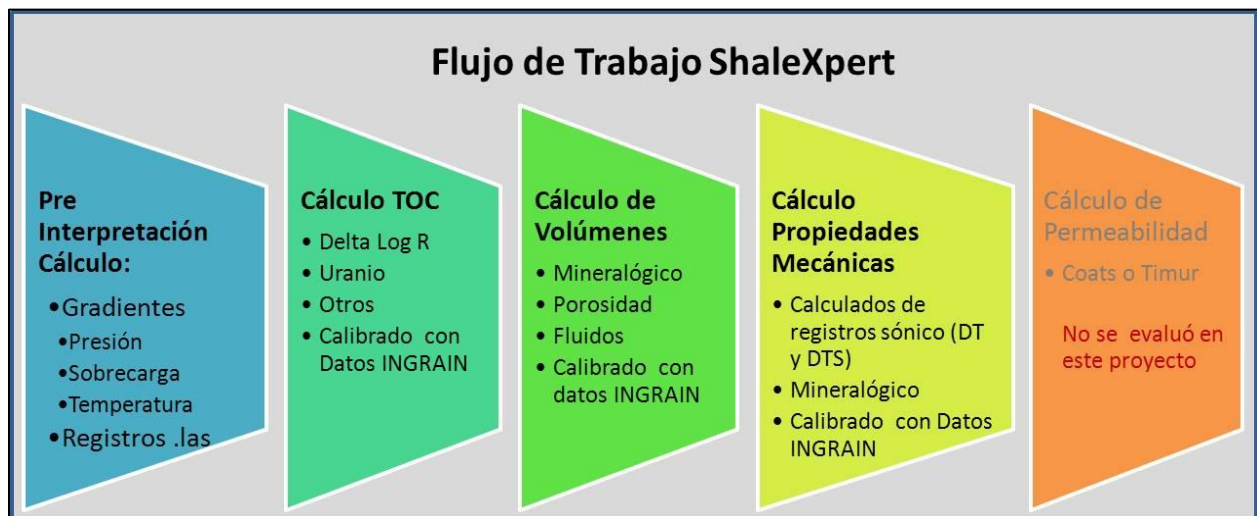


Figura 74. Flujo de trabajo de la evaluación petrofísica a partir de la herramienta *ShaleXpert*.

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 75). 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.

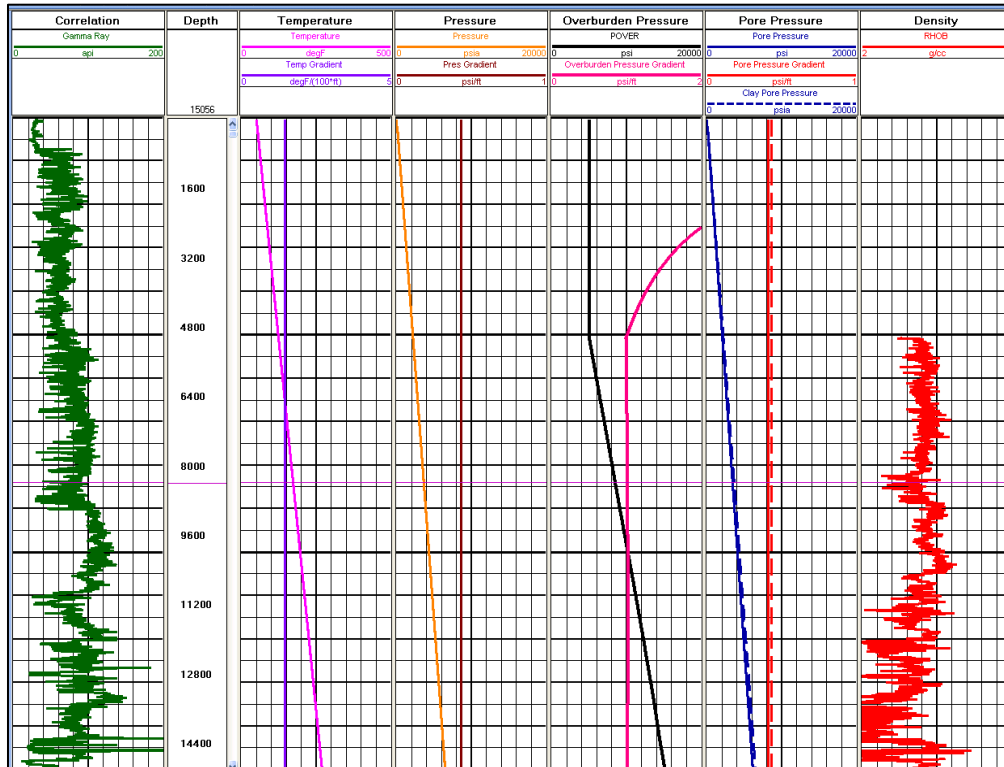


Figura 75. Registros que muestran los gradientes y cambios en profundidad, de la temperatura, presión, presión de carga y presión de poro.

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 76). 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.

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).

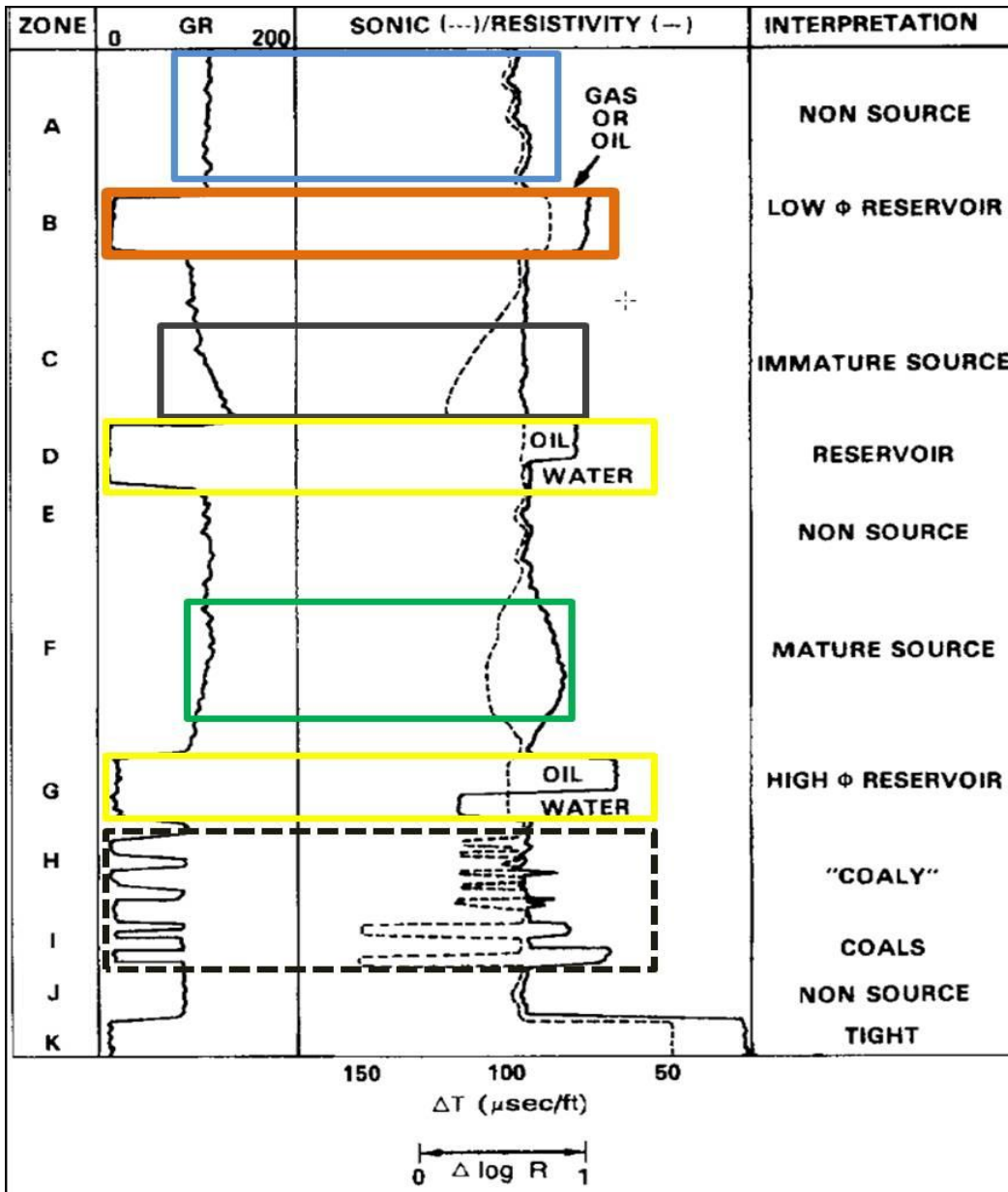


Figura 76. Diagrama esquemático de las respuestas de los registros GR, DT y RT, en rocas generadoras y yacimientos convencionales (tomado de Passey et al., 1990).

En 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 77).

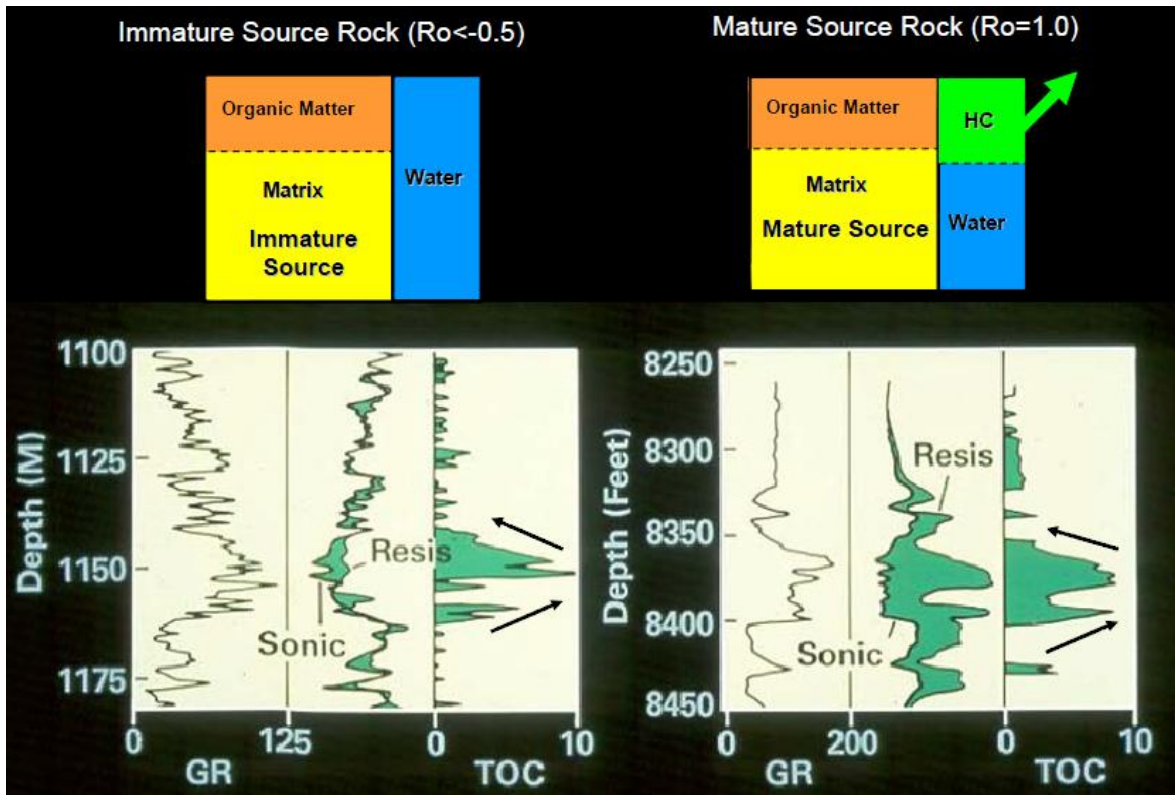


Figura 77. Ilustración de efectode la madurez en la roca generadora (Passey et al., 2010).

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 78. 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.

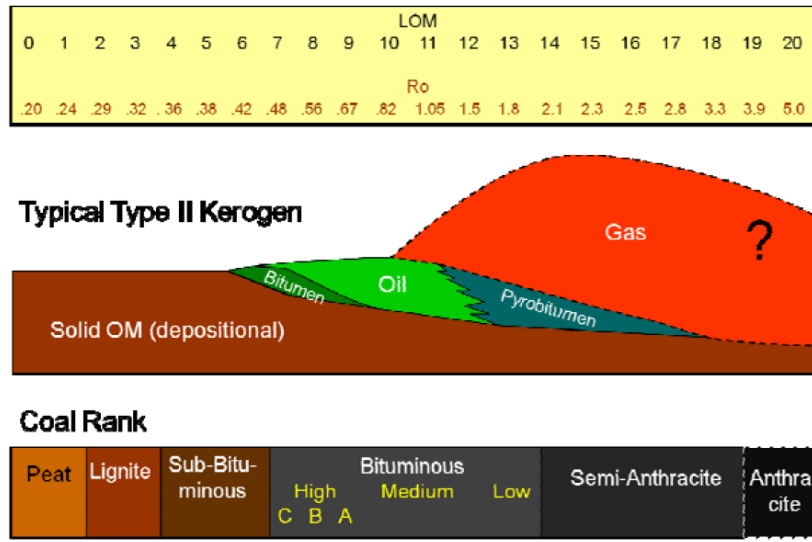


Figura 78. Correspondencia del LOM, y % Ro, con el tipo de hidrocarburo generado y madurez del carbón (Passey et al., 2010).

En la figura 79 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.

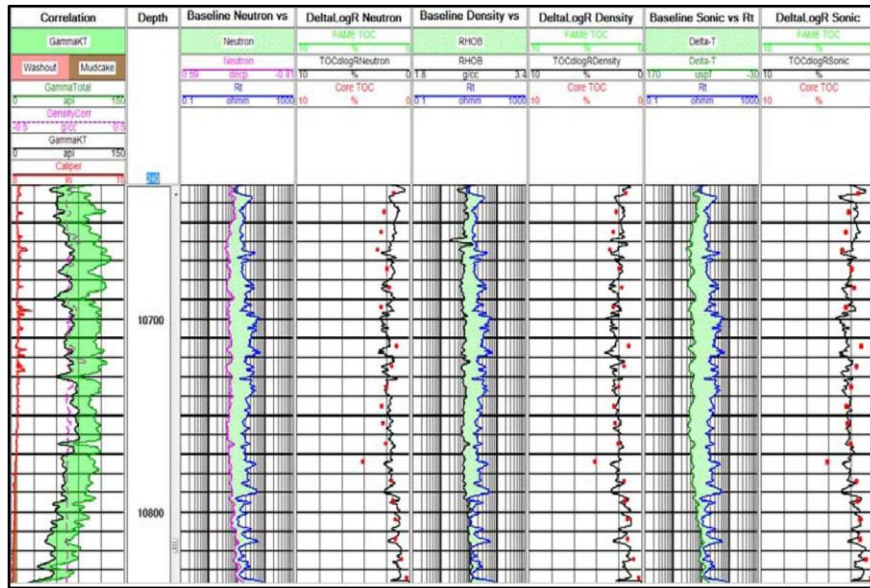


Figura 79. Estimación de *Delta Log R*, usando los tres registros de porosidad (los puntos rojos son valores medidos en laboratorio) (tomado de Halliburton 2010).

Para obtener el TOC en porcentaje de peso (% wt) de la roca generadora, se usa el diagrama en la figura 80, 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.

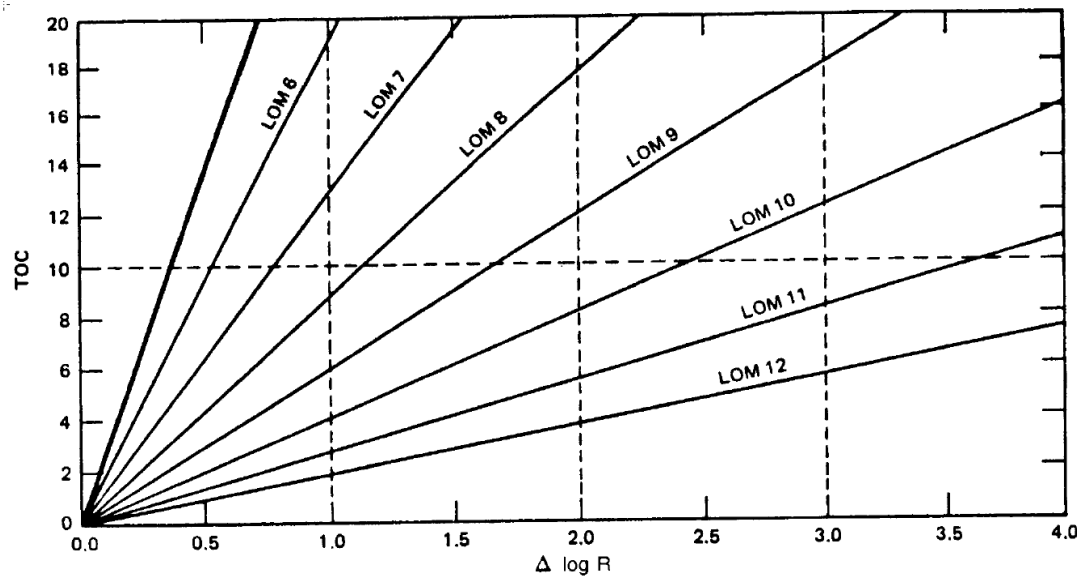


Figura 80. Diagrama de correlación de *Delta log R* versus madurez, para obtener el TOC (% wt) (Passey et al., 1990).

En los análisis de corazones realizados por INGRAIN, las Imágenes de *2D- SEM*, en porcentaje del volumen de roca incluyen el contenido de materia orgánica, la porosidad de la matriz, porosidad de la materia orgánica y materiales de alta densidad (tabla 2). Es importante notar la rápida variación de los valores del % de volumen de materia orgánica en cortas distancias, en la vertical del corazón. Estas variaciones son típicas en yacimientos lutíticos ya que son rocas altamente laminadas.

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* (core high-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 representa 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 2. Valores de análisis *2D-SEM* de INGRAIN.

Trinidad-1		<i>2D SEM Images - AVERAGE VALUES</i>			
<i>Sample #</i>	<i>Depth (ft)</i>	<i>Porosity (%)</i>	<i>Organic Matter (%)</i>	<i>Porosity in Organic Matter (%)</i>	<i>High Dense Material (%)</i>
51	10882,70	0,08	4,06	0,02	0,11
52	10885,65	0,15	6,61	0,06	0,79
53	10886,58	0,14	12,82	0,07	0,01
54	10887,33	4,66	0,00	0,00	0,00
55	10890,55	17,09	0,00	0,00	0,00
56	10895,00	0,19	8,50	0,07	0,52
57	10897,25	0,16	6,24	0,07	0,74
58	12317,60	6,55	0,00	0,00	0,23
59	12319,10	0,45	0,01	0,00	0,65
60	12322,50	0,41	0,09	0,00	2,71
61	12328,20	0,51	0,02	0,02	2,01
62	12331,45	0,37	0,04	0,04	0,80

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

En la cuenca Llanos Orientales se debe tener en cuenta la resistividad de las aguas de formación, que tienden a ser dulces, y por lo tanto resistivas. Otro aspecto que aumenta la incertidumbre del cálculo del contenido orgánico, en la cuenca, es el frecuente derrumbamiento del pozo, en zonas arcillosas.

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 3 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 3. Resultados promedios de elementos químicos de la roca, dados por los análisis *XRF* en muestras realizados de corazón de pozo Trinidad-1, cuenca Llanos Orientales.

Trinidad-1		<i>Elements - AVERAGES (%)</i>									
<i>Sample #</i>	<i>Depth (ft)</i>	<i>Mg</i>	<i>Al</i>	<i>Si</i>	<i>Ca</i>	<i>K</i>	<i>Ba</i>	<i>Ti</i>	<i>Fe</i>	<i>Th (ppm)</i>	<i>U (ppm)</i>
51	10882,70	0,3753	10,8411	26,3116	0,3227	1,7346	0,0000	0,5520	3,1229	10,8299	0,2887
52	10885,65	0,3120	10,8258	27,7844	0,3926	2,1668	0,0000	0,5033	1,5118	9,9865	5,2609
53	10886,58	0,3178	12,0631	26,3668	0,6978	2,1795	0,0000	0,5102	1,4977	10,2617	9,3998
54	10887,33	0,0029	2,4335	37,3843	0,0000	0,0000	0,0977	0,1469	0,6054	2,3735	3,4985
55	10890,55	0,0000	1,1326	38,5483	0,0000	0,0000	0,1039	0,1916	1,0643	2,1563	2,3183
56	10895,00	0,2398	9,6303	28,9703	0,2513	1,8935	0,0000	0,4553	0,8364	8,6097	10,6024
57	10897,25	0,0433	4,1258	34,7100	0,0046	1,2307	0,1017	0,2296	0,2326	7,2176	7,1891
58	12317,60	0,0755	1,5012	38,2266	0,0722	0,2017	0,1016	0,1975	1,3006	2,9480	1,1612
59	12319,10	0,5176	6,4975	28,4263	0,1636	2,6887	0,0192	0,4907	4,1631	9,3243	8,5381
60	12322,50	0,3889	6,0422	29,4842	0,1270	2,2088	0,0000	0,5081	4,1320	9,4894	8,2585
61	12328,20	0,1573	3,8322	32,1778	0,1452	1,2044	0,0957	0,3231	2,3703	7,8347	5,7140
62	12331,45	0,7609	9,3218	22,7909	0,1895	4,3037	0,0098	0,5665	4,6067	17,1193	6,8378

El programa probabilístico calcula, basado en la respuesta teórica, un conjunto de nuevos registros (figura 81), 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).

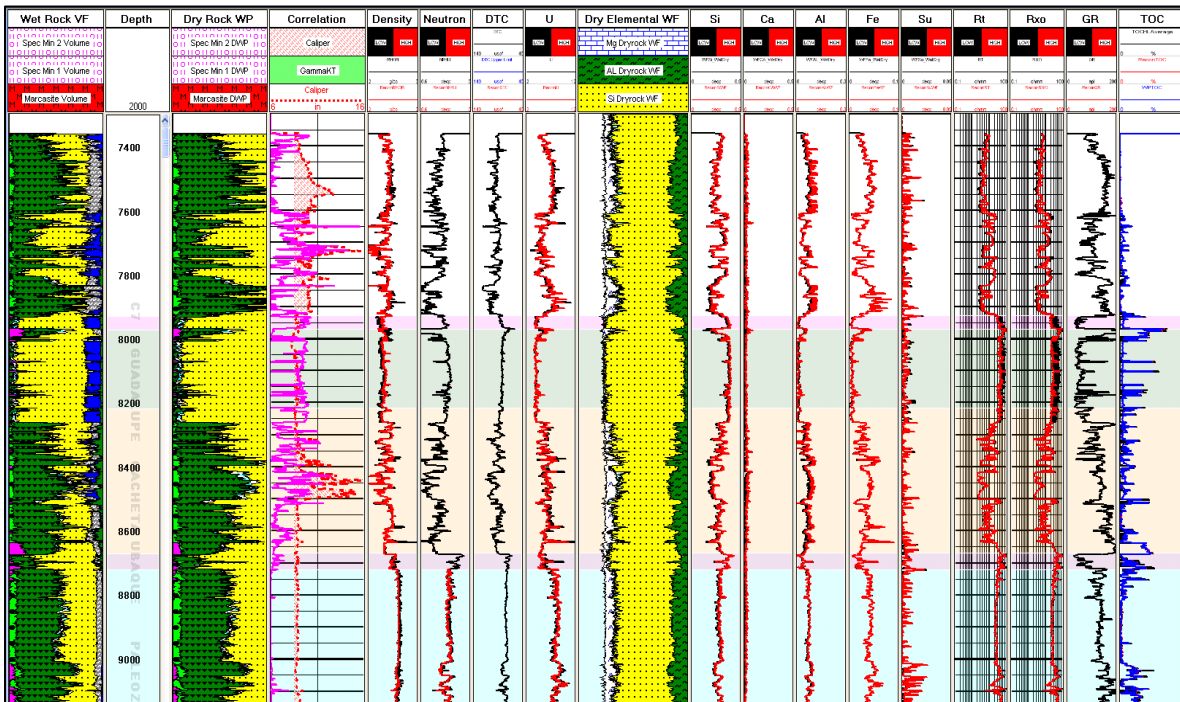


Figura 81. Ajustes de registros basados en el análisis probabilístico de minerales.

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 o 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* (Diagnosisitic 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.

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

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

Dónde:

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

RHOB o densidad volumétrica (g/cc)

DTS: Lentitud de cizalla (us/ft)

En el gráfico de dispersión, entre la relación de Poisson (X) y el módulo de Young (Y), figura 82, 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:

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

Donde E = Módulo de Young (10^6 psi)

v = Relación de Poisson

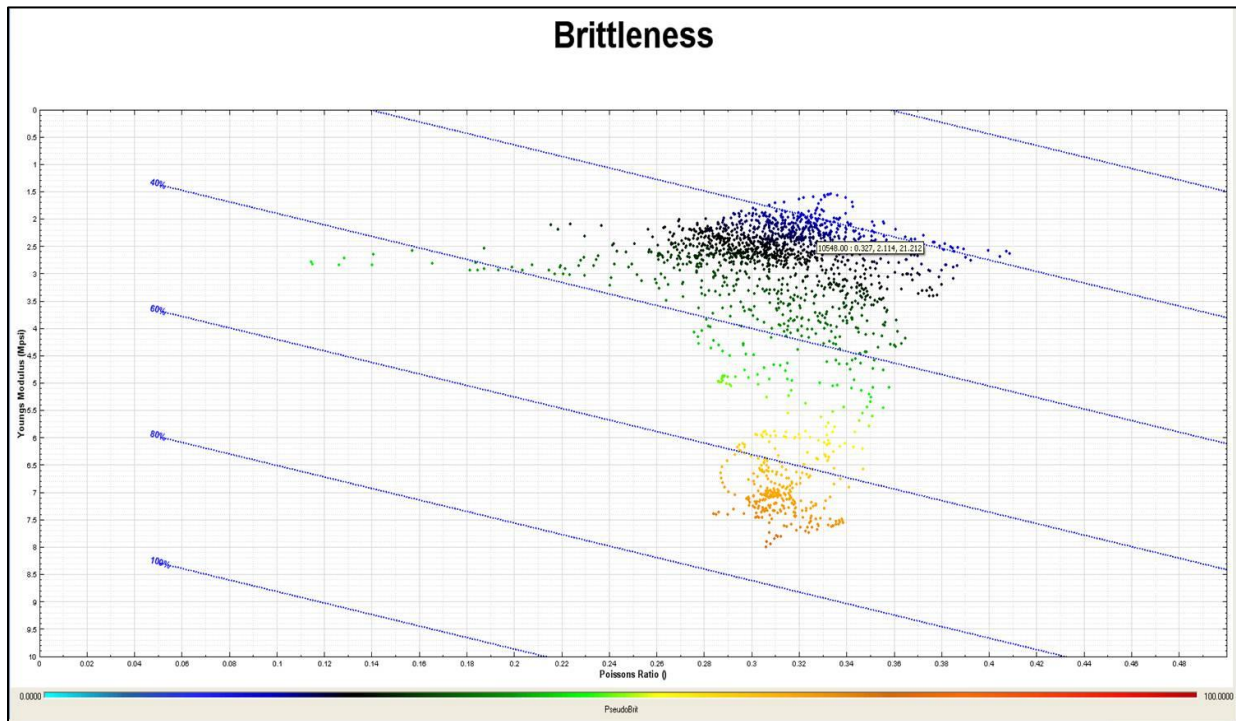


Figura 82. Definición de *pseudo brittleness*, basada en el módulo de Young y relación de Poisson.

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 pseudofragilidad y la fragilidad mineral, como se muestra en la figura 83.

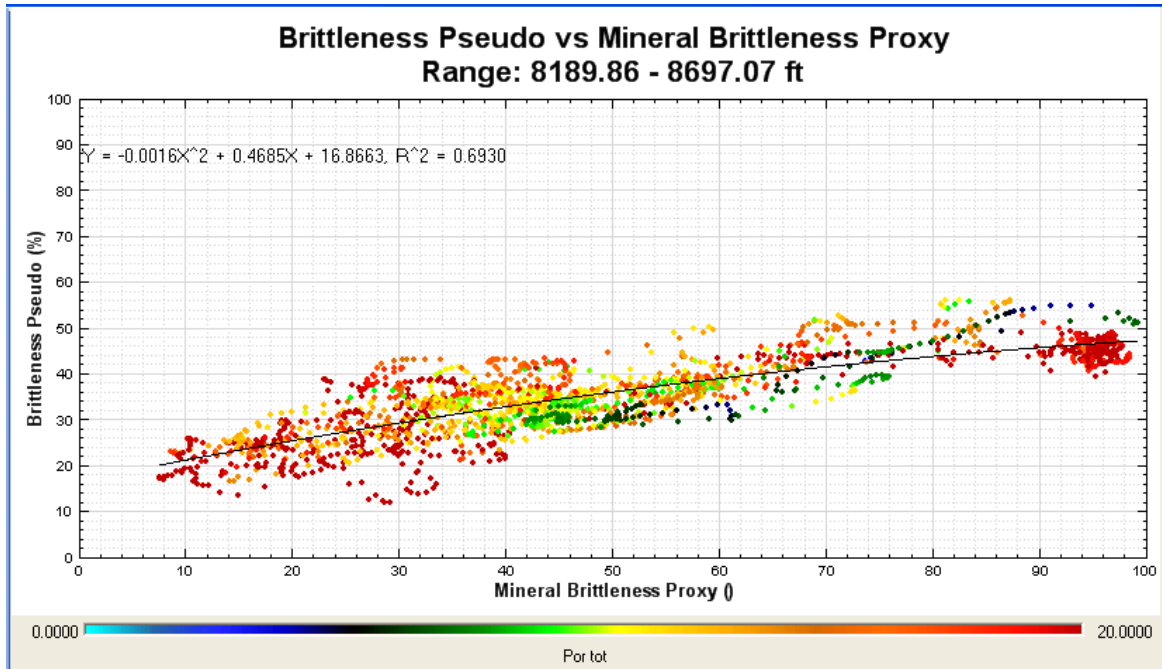


Figura 83. Relación entre Pseudo *Brittleness* y Mineral *Brittleness*.

3.7.3. Fundamentos Geológicos para la Petrofísica, Cuenca Llanos Orientales

El énfasis del estudio es analizar el potencial en cuanto a prospectividad de yacimientos no convencionales asociados a lutitas, que apunta a la evaluación de las rocas generadoras de las formaciones Gachetá y Los Cuervos. La cuenca sólo alcanzó madurez termal en la parte occidental de la cuenca, cerca al piedemonte. La Formación Los Cuervos apenas alcanzó la ventana de generación cerca al límite con la cuenca Cordillera Oriental. Toda la secuencia estratigráfica cretácica y terciaria está compuesta de un sistema siliciclástico con yacimientos convencionales en varias formaciones. El potencial de yacimientos lutíticos en esta cuenca es bastante limitado debido a la madurez termal de la cuenca y buenas porosidades y permeabilidades de las areniscas en la cuenca. Una excepción es el potencial identificado en la secuencia paleozoica en el pozo H.

3.7.4. Alcance Evaluación Petrofísica

En la cuenca Los Llanos Orientales 54 pozos fueron digitalizados. En la columna de *CoreHD* INGRAIN (tabla 4) todos los pozos están marcados como una X indicando que la evaluación fue realizada. Para la segunda columna, “Archivos *.las* Compuesto” se recolectó toda la información disponible de los pozos y se generaron registros compuestos para 53 pozos marcados con una X. Del pozo P no se recibieron registros de pozo, ya que no existen en la base de datos *EPIS*. En la columna “Reporte INGRAIN” se marcaron con una X los 26 pozos con análisis que pueden incluir *Miro-CT*, *SEM*, Mineralogía Cuantitativa, 3D de porosidad y permeabilidad, y 2D y 3D de distribución del tamaño de poro. En la columna de “Evaluación Petrofísica” se marcan con una X los 37 pozos a los cuales se les realizó una interpretación, en particular, de yacimientos lutíticos. Para los 37 pozos evaluados se generaron imágenes y archivos *.las* de las interpretaciones; 28 pozos tienen evaluación *shalexpert*, con cálculo de mineralogía y fragilidad; 7 pozos sólo tienen interpretación de *Vshale* (volumen de arcilla); y 2 pozos tienen interpretación *Vshale* con porosidad y volumen de kerógeno.

Tabla 4. Alcance de la evaluación petrofísica, cuenca Llanos Orientales.

Evaluación Petrofísica Cuenca Llanos Orientales					
#	Pozo	CoreHD INGRAIN	Archivo <i>.las</i> Compuesto	Reporte INGRAIN*	Evaluación Petrofísica
1	B	X	X	0	No
2	Apiay-16	X	X	X	ShaleXpert
3	Arauca-2	X	X	X	ShaleXpert
4	Arauca-4	X	X	X	ShaleXpert
5	C	X	X	X	ShaleXpert
6	D	X	X	X	Vsh
7	E	X	X	0	No
8	F	X	X	0	No
9	Buenos Aires H15	X	X	0	ShaleXpert
10	Buenos Aires-C3 (3)	X	X	0	ShaleXpert
11	G	X	X	0	ShaleXpert
12	Camungo-1	X	X	X	Vsh-phi-Ker
13	H	X	X	X-X	ShaleXpert
14	I	X	X	X	ShaleXpert
15	Chambery-1	X	X	0	Vsh
16	Cravo Este-1	X	X	X	ShaleXpert
17	Cupiagua -1, & ST-1	X	X	0	ShaleXpert
18	L	X	X	0	ShaleXpert

19	M	X	X	0	No
20	K	X	X	0	ShaleXpert
21	LL (3)	X	X	0	No
22	N	X	X	0	No
23	O	X	X	0	No
24	Cusiana-5	X	X	X	ShaleXpert
25	Cusiana-Q4 (4)	X	X	0	ShaleXpert
26	El Cóndor-1	X	X	X	ShaleXpert
27	El Triunfo-1	X	X	0	No
28	Floreña N-2F	X	X	0	Vsh
29	Fortaleza-1A	X	X	X	Vsh-phi-Ker
30	Galerón-1	X	X	0	ShaleXpert
31	Garibay-1	X	X	0	ShaleXpert
32	Gaván-1	X	X	X-X	ShaleXpert
33	Guavio-1	X	X	X	Vsh
34	Guavio-2	X	X	X	No
35	Guavio-3	X	X	0	No
36	P	X	No Logs	0	No
37	Q	X	X	0	Vsh
38	La Gloria Norte-2	X	X	X	No
39	La Totuma-1	X	X	0	ShaleXpert
40	Las Brujas-1	X	X	0	No
41	Las Maracas-1	X	X	X	ShaleXpert
42	Lengupá-1	X	X	X	Vsh
43	Libertad-1	X	X	X	ShaleXpert
44	Lindosa-1	X	X	0	No
45	Los Teques-1	X	X	X	No
46	Murujuy-1	X	X	X	ShaleXpert
47	Pomarroso-1	X	X	0	ShaleXpert
48	Río Curia-1	X	X	0	No
49	SA-13	X	X	0	ShaleXpert
50	SA-15	X	X	X	ShaleXpert
51	R	X	X	X	No
52	Tocaría-1	X	X	X	ShaleXpert
53	Tocoragua-1	X	X	X-X	ShaleXpert
54	Trinidad-1	X	X	X-X	Vsh

La distribución de los 37 pozos evaluados, petrofísicamente, se ilustra en el mapa de la figura 84, con el área de distribución de la Formación Gachetá en la cuenca, incluyendo áreas donde

ésta se encuentra madura e inmadura. El tipo de evaluación petrofísica realizada está marcada por el color del círculo que define la locación del pozo: en verde se muestran los 28 pozos con evaluación *shalexpert*; en azul se muestran los pozos que sólo tienen evaluación *Vshale*, y en verde claro los pozos con evaluación *Vshale*, porosidad y kerógeno.

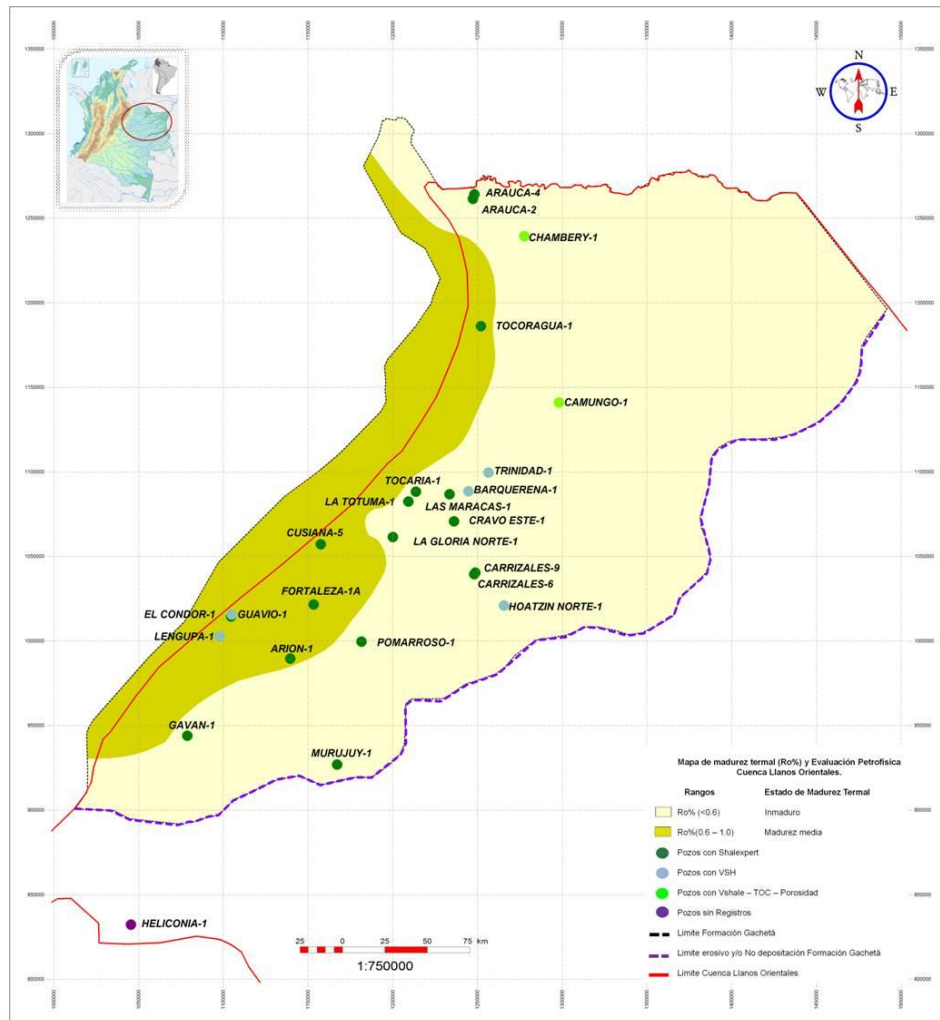


Figura 84. Mapa de los pozos con corazones escaneados según tipo de interpretación petrofísica, cuenca Llanos Orientales.

En la tabla 5 se indican que formaciones fueron corazonadas y procesadas para los 37 pozos evaluados, de tal manera que se pueden revisar, rápidamente, los pozos de interés.

Tabla 5. Lista de pozos con evaluación petrofísica y formaciones o unidades atravesadas, cuenca Llanos Orientales.

Formaciones o Unidades atravesadas										
#	Pozo	Fm. Carbonera	Areniscas Basales	Fm. Mirador	Fm. Los Cuervos	Fm. Barco	Fm. Guadalupe	Fm. Gachetá	Fm. Une	Paleozoico
1	Apiay-16									
2	Arauca-2									
3	Arauca-4									
4	C									
5	D									
6	Buenos Aires- C3									
7	Buenos Aires H15									
8	G									
9	Camungo-1									
10	H									
11	I									
12	Chambery-1									
13	Cravo Este-1									
14	Cupiagua-1									
15	L									
16	K									
17	Cusiana-5									
18	Cusiana- Q4									
19	El Cóndor-1									
20	Floreña-N2F									
21	Fortaleza-1									
22	Galerón-1									
23	Garibay-1									
24	Gaván-1									
25	Guavio-1									
26	Q									
27	La Totuma-1									
28	Las Maracas-1									
29	Lengupá-1									
30	Libertad-1									
31	Murujuy-1									
32	Pomarroso-1									
33	SA-13									
34	SA-15									
35	Tocaría-1									
36	Tocoragua-1									
37	Trinidad-1									

La interpretación petrofísica se realizó, como ya se ha mencionado, con la herramienta *ShaleXpert*, diseñada para la evaluación de yacimientos no convencionales. Para los 37 pozos, evaluados, 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 85: 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, denominado *Brittleness* (fragilidad), se presentan los valores de pseudofragilidad; en el treceavo carril, denominado *Core*, se presenta la marquilla del intervalo corazonado, en profundidad.

Correlation	Depth	Resistivity	Porosity	CoreHD	Flags	Minerals	Fluids	Organics	Sonic	Moduli	Brittleness	Cores	
						0 1							
						Volme Free Water							
						Volume Oil							
						Volume Gas							
						Volume Clay Water							
						Quartz Volume							
			DRHO			Volme Free Water							
			-0.75 g/cc 0.25			Volume Oil	40 0						
			PE			Volume Gas	40 pu 0						
			0 b/e 20			Volume Clay Water							
			NPHI			Quartz Volume							
			0.45 vV -0.15			Volume Free Water	100 % -100						
			RHOB	PE	WashOutFlag	Volume Clay Water	volGas			DTSFAST_syn			
			1.95 g/cc 2.95	0 b/e 10	0 5	Volume Gas				240 uspf 40			
			DTC	PE	Pay Flag	Quartz Volume	volOil			DTSFAST_input			
			111.23 uspf 26.4	0 b/e 10	5 0	Illite Volume		Organics_2D		240 uspf 40		Core Position	
			DRHO>0.07	RHOB	Washout	BVWaterMobile		% 0		DTC_syn	YM_V	MinBritNorm	
			1.95 g/cc 2.95	1.95 g/cc 2.95		Kerogen Volume	BVWaterImmoble	20 % 0		240 uspf 40	psf 000000	0 % 100	Core Position
			Rt	RHOB	Pay			TOCMean		DTC_input	PR_V	0 MinBritNorm	Core Interval
			0.2 ohmm 2000	1.95 g/cc 2.95				% 20	240 uspf 40	0	0.5		
			Rxo										
			0.2 ohmm 2000										

Figura 85. Encabezado de las imágenes *ShaleXpert* que tienen un conjunto completo de registros.

En la cuenca Llanos Orientales es común que el hueco del pozo presente derrumbes de grandes dimensiones en las zonas más arcillosas, como se ve el carril de “correlaltion” por el registro de calibre o diámetro (caliper) que está sombreado con color terracota (figura 86). Esta condición del pozo causa gran incertidumbre en la evaluación petrofísica, sobre todo con el registro de densidad, que es de gran valor para la definición de la mineralogía. Para indicar la incertidumbre causada por esta condición, en el carril de “Flags,” se incluye una marquilla resaltada con óvalos oscuros.

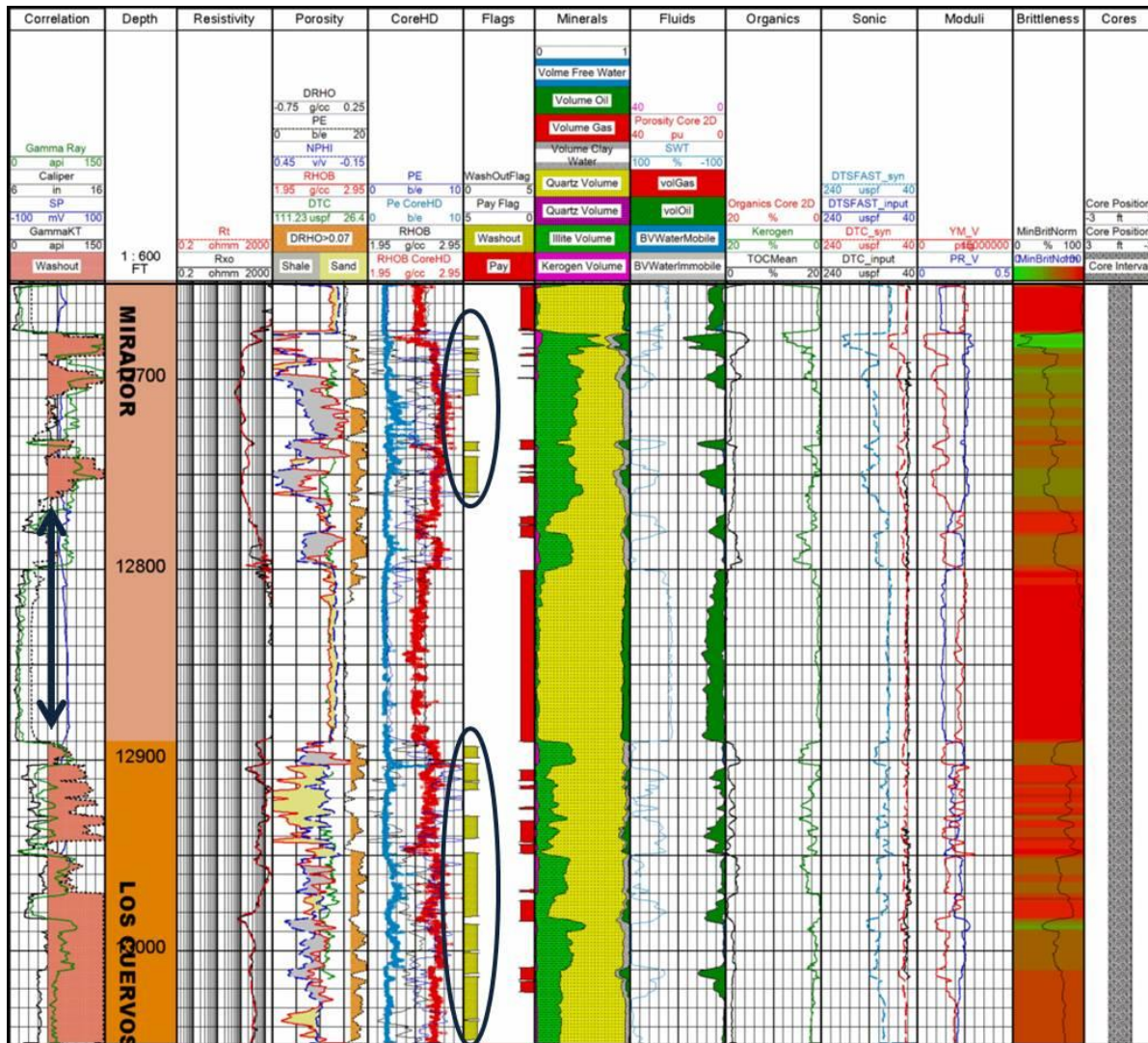


Figura 86. Interpretación *shalexpert*, que muestra derrumbes en zonas arcillosas, pozo Cupiagua-1, cuenca Llanos Orientales.

En el caso que el pozo tiene un corazón continuo, de la formación con derrumbes, y se tengan mediciones de densidad *CoreHD*, se generó un registro de densidad con esta información para la interpretación *shalexpert*. En azul se ve el registro de densidad del pozo y en rojo el registro de densidad, generado con la información de *CoreHD* del pozo Cupiagua-1 (figura 87).

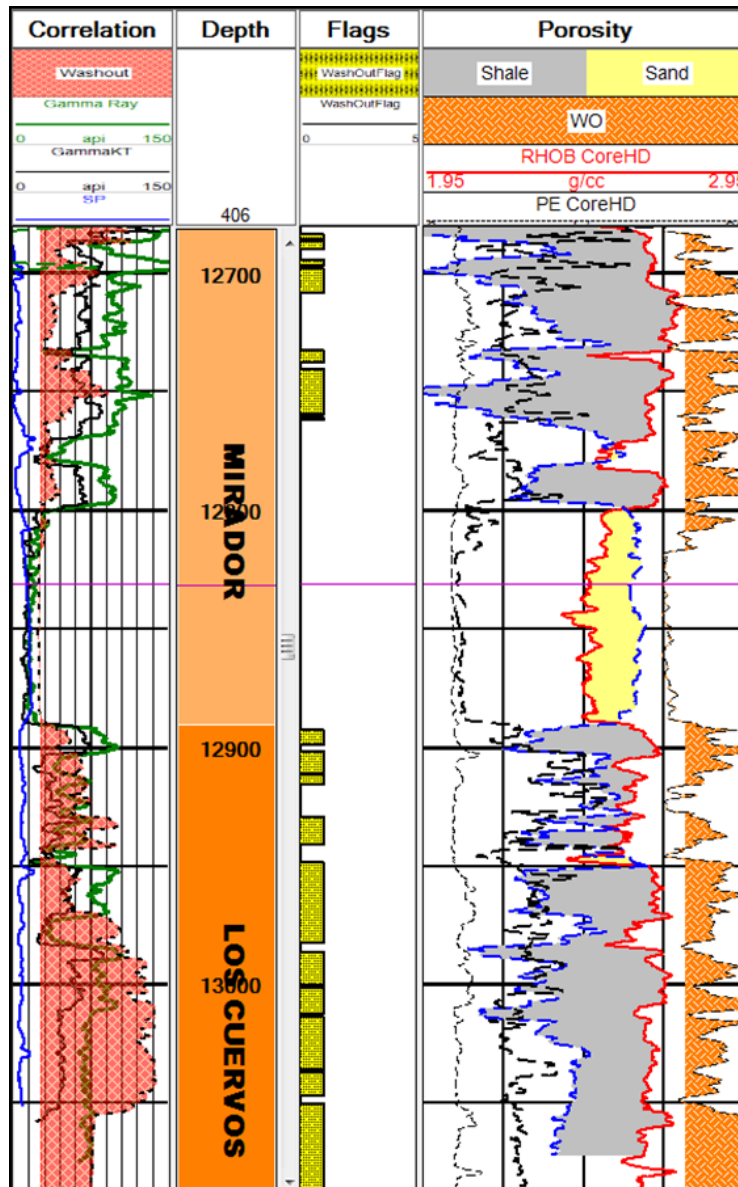


Figura 87. Comparación de registro de densidad de pozo en zonas de derrumbe con el registro de densidad *CoreHD*, pozo Cupiagua-1, cuenca Llanos Orientales.

Se compararon los registros de densidad del pozo con los valores de *CoreHD* para ver si había necesidad de ajustar las profundidades de los corazones, para que cuadraran en profundidad con los registros. En varios pozos se pudieron determinar cambios de profundidad, correlacionado ambas curvas, como se en el ejemplo en la figura 88, pozo Cusiana-5. En el carril “before shift” se muestran ambas curvas sin ajustar la profundidad; mientras que, en el carril “After Shift” se muestran las curvas con el ajuste de profundidad. Los valores de los ajustes aplicados en la cuenca Llanos orientales se muestran en la tabla 6.

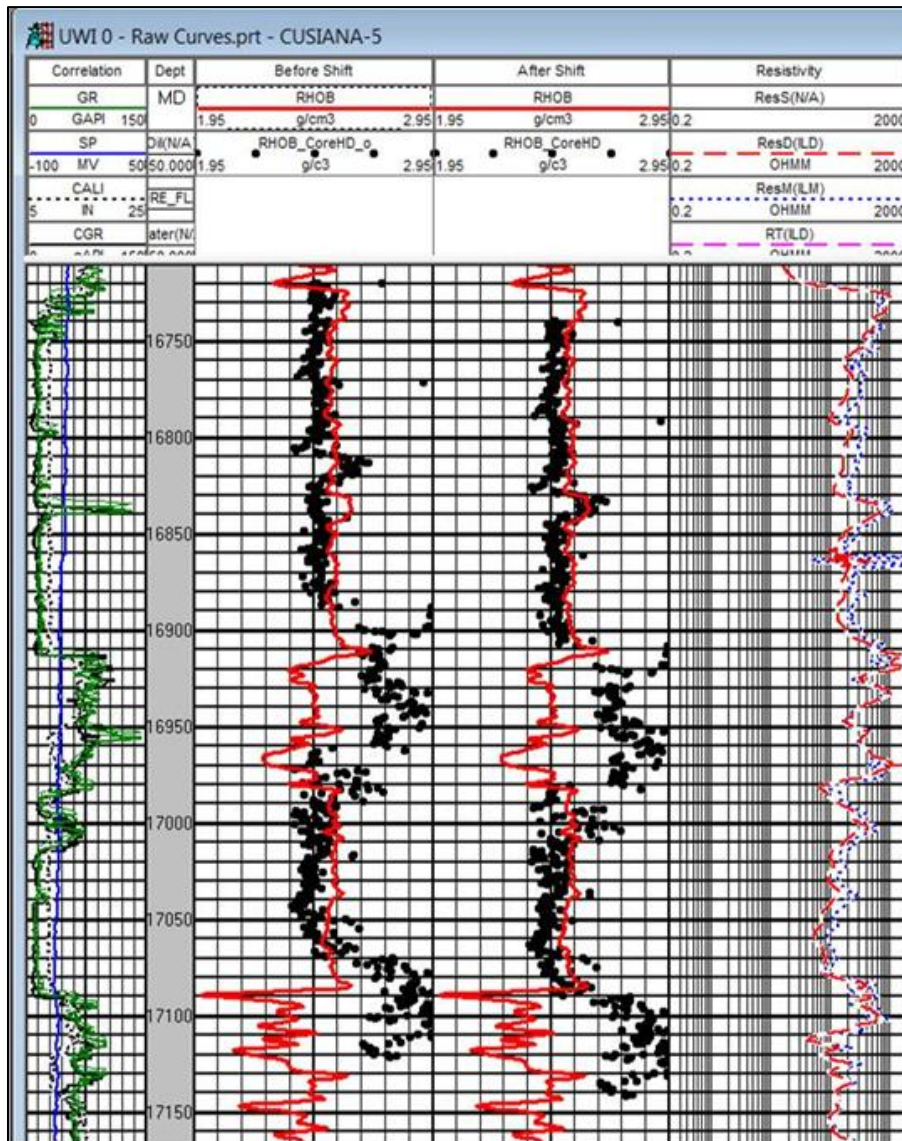


Figura 88. Correlación de registro de densidad de registro con la densidad *CoreHD* para la calibración en profundidad, pozo Cusiana-5, cuenca Llanos Orientales.

Tabla 6. Ajustes en profundidad entre registros y corazones en pozos, cuenca Llanos Orientales.

Pozo	Ajuste de Corazón a registro (pies)
Apiay-16	-3
Arauca-4	-24
Buenos Aires C3	-14
Buenos Aires H15	+20
G	+6
K	+20
Cupiagua-1	+6
Cusiana-5	+20
Cusiana-Q4	+18
Libertad-1	+1

3.7.1. SECUENCIA PALEOZOICA (Potencial Yacimientos Lutíticos).

La secuencia paleozoica tiene muy poca información disponible en la cuenca. Algunos pozos han penetrado el tope de la secuencia pero pocos han perforando intervalos considerables. La baja cantidad de pozos exploratorios en esta secuencia está probablemente relacionada con las pobres características para yacimientos convencionales en ésta. En yacimientos lutíticos se buscan los intervalos con buen contenido de materia orgánica, que hayan alcanzado una madurez termal para la generación de hidrocarburos, y con una fragilidad para poder propagar fracturas y generar una red de permeabilidad para extraer el hidrocarburo atrapado en la roca generadora. En el pozo H, con base en la interpretación *shalexpert*, se identificó un área prospectiva en la secuencia paleozoica. En la figura 89 se muestra la interpretación *shalexpert* de la secuencia paleozoica. De interés es el intervalo entre 9.000 pies a *TD* (*Total depth/profundidad final*) del pozo. En el carril “Minerals”, el color rosado fucsia muestra el volumen relativo del kerógeno. La curva verde en el carril “Organics” muestra el alto contenido orgánico en el intervalo identificado. En el Carril “Fluids” se tienen porosidades de 4%, entre 9.185 a 9.230, con saturaciones de aceite que fueron detectadas durante la perforación. La zona prospectiva puede abarcar para yacimientos lutíticos el intervalo entre 9.115 pies a *TD*. Por encima de este intervalo, aun cuando el contenido de materia orgánica es bueno, la formación es muy arcillosa para instalar una red de fracturas efectivas para drenar el yacimiento.

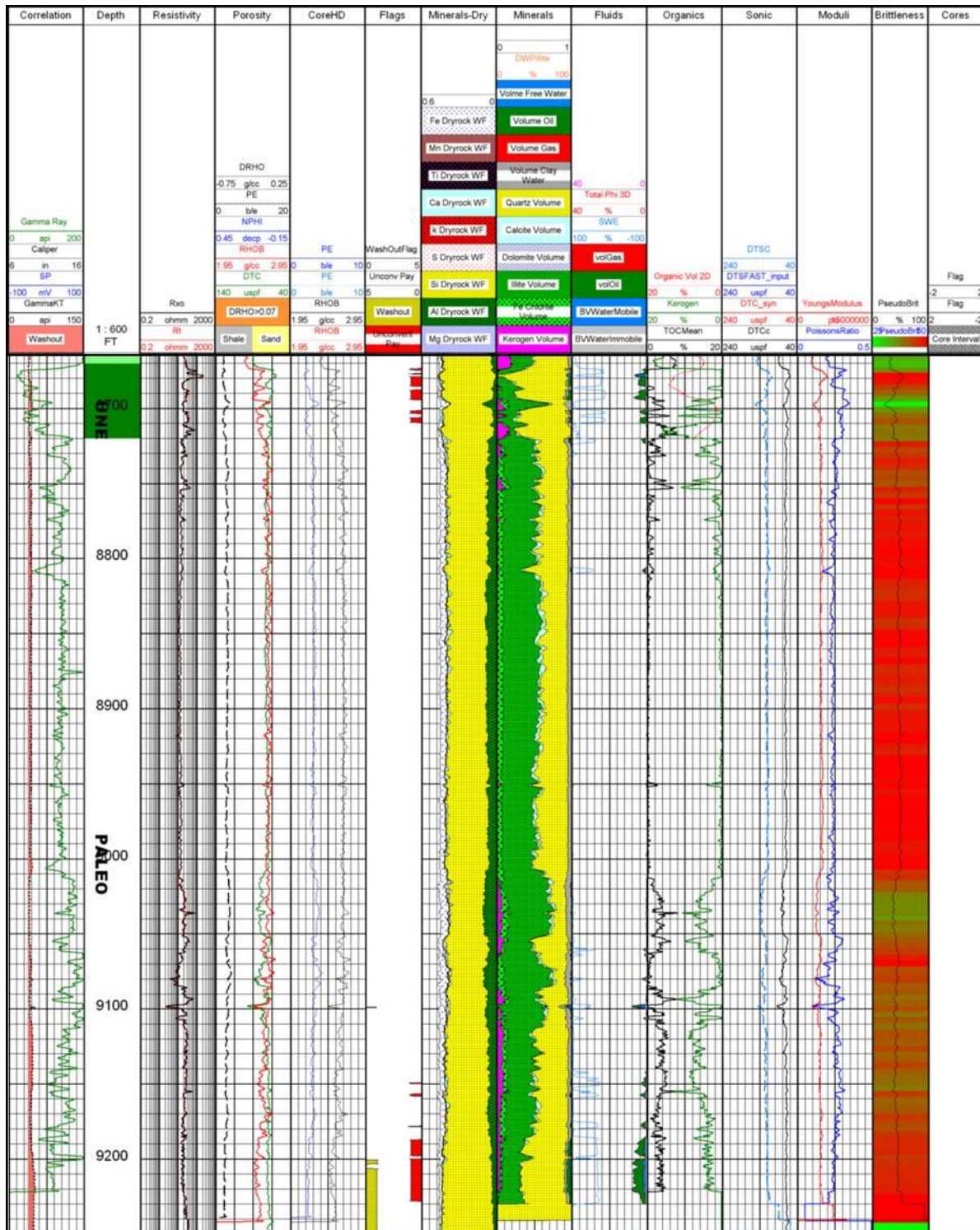


Figura 89. Interpretación *shalexpert*, secuencia paleozoica, pozo H, cuenca Llanos Orientales.

En la figura 90 se muestra la interpretación *shalexpert* de la secuencia paleozoica en el pozo H, que se indica en el rectángulo rojo, como la zona más prospectiva, y en anaranjado una zona potencial como yacimiento lutítico con alto % de kerógeno o TOC.

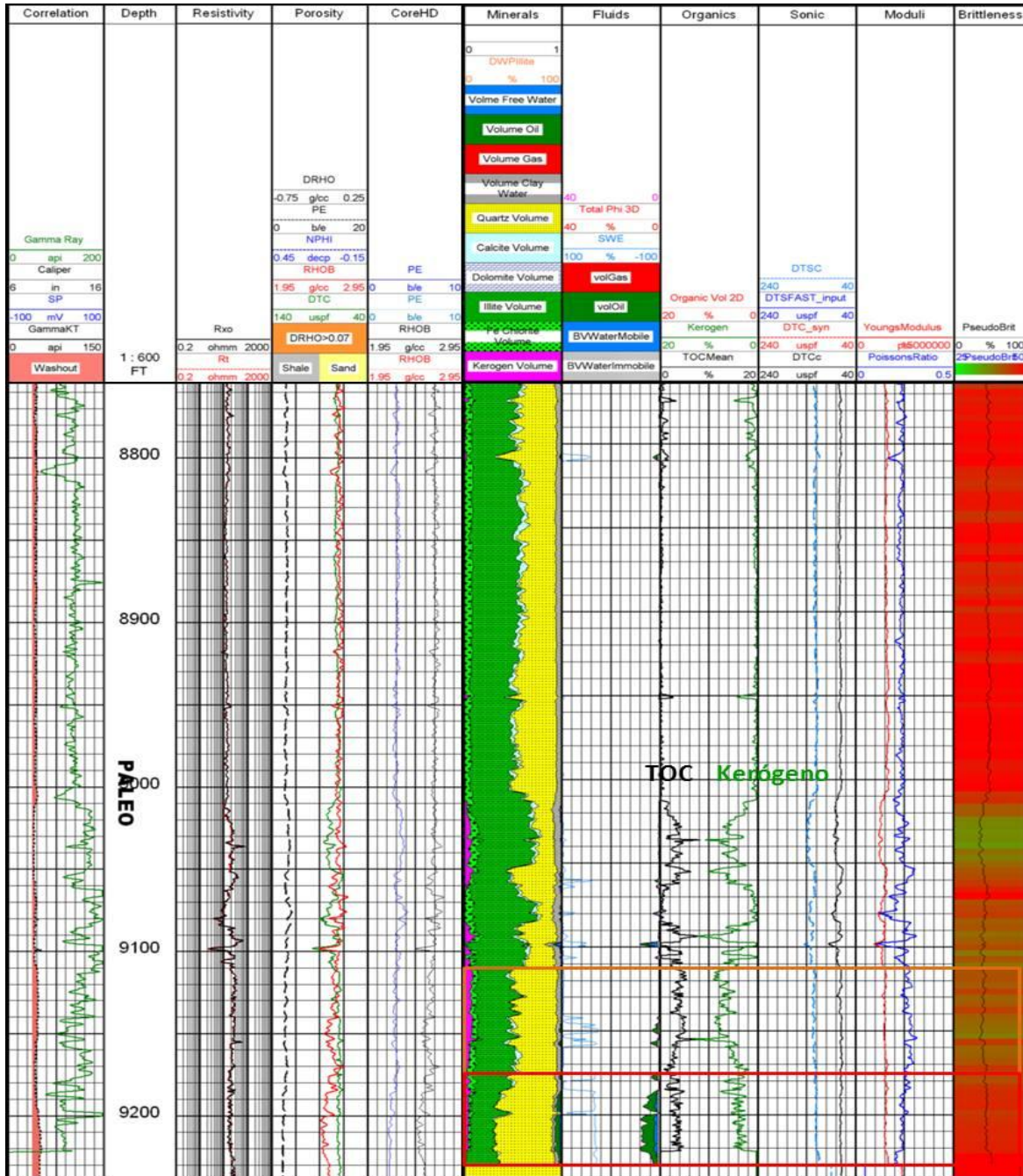


Figura 90. Interpretación *shalexpert* de la secuencia paleozoica, que muestra las zonas prospectivas en el pozo H, cuenca Llanos Orientales.

El pozo Trinidad-1 es, hasta el momento, el único pozo evaluado que tiene corazón de la secuencia paleozoica. El intervalo corazonado es de menos de 12 pies y por lo tanto no es representativo de la sección. Los resultados se muestran en la tabla 7. Este pozo sólo tiene registros de resistividad y *SP* de la secuencia paleozoica, que no ayudan a definir áreas de interés. El análisis 2D de porosidad de INGRAIN indica que las rocas son probablemente sedimentarias ya que se encontró un valor de porosidad del 6%.

Tabla 7. Datos de contenido orgánico y porosidad basados en imagen 2D -SEM, pozo Trinidad-1, cuenca Llanos Orientales.

Trinidad-1		2D SEM Images - AVERAGE VALUES			
Sample #	Depth (ft)	Porosity (%)	Organic Matter (%)	Porosity in Organic Matter (%)	High Dense Material (%)
51	10882,70	0,08	4,06	0,02	0,11
52	10885,65	0,15	6,61	0,06	0,79
53	10886,58	0,14	12,82	0,07	0,01
54	10887,33	4,66	0,00	0,00	0,00
55	10890,55	17,09	0,00	0,00	0,00
56	10895,00	0,19	8,50	0,07	0,52
57	10897,25	0,16	6,24	0,07	0,74
58	12317,60	6,55	0,00	0,00	0,23
59	12319,10	0,45	0,01	0,00	0,65
60	12322,50	0,41	0,09	0,00	2,71
61	12328,20	0,51	0,02	0,02	2,01
62	12331,45	0,37	0,04	0,04	0,80

3.7.2. YACIMIENTOS HÍBRIDOS

Las formaciones Gachetá y Los Cuervos son consideradas como las formaciones con el mayor potencial de rocas generadoras en la cuenca. Se tienen doce pozos con corazones de intervalos de la Formación Gachetá. Los corazones en esta formación fueron adquiridos para evaluar yacimientos convencionales dentro de la formación más no las lutitas orgánicas. La evaluación de los registros, usando la metodología *Delta log R*, identificó la zona basal de la Formación Gachetá, y en ocasiones el tope de la Formación, Une como la zona de mayor contenido orgánico.

La base de la Formación Gachetá, como fue documentada en la sección de estratigrafía, consistentemente tiene buen contenido de materia orgánica. Por medio de la herramienta *ShaleXpert* se calculó empíricamente el contenido de materia orgánica. En el pozo H, donde se calculó el *TOC* % de peso (wt) y kerógeno en % de volumen, que se despliegan en el carril de “Organics”, con los datos medidos de materia orgánica por *2D SEM* (INGRAIN) del corazón, y de ripios, en puntos rojos unidos por una línea roja (figura 91). En el carril de “Minerals” en color fucsia, también se despliega el volumen de materia orgánica. El mejor intervalo de materia orgánica está en la base de la Formación Gachetá, entre 8.640 y 8.670 pies, con un valor promedio que sobrepasa el 12% de volumen. En el resto de la formación existen intervalos delgados y puntuales de materia orgánica.

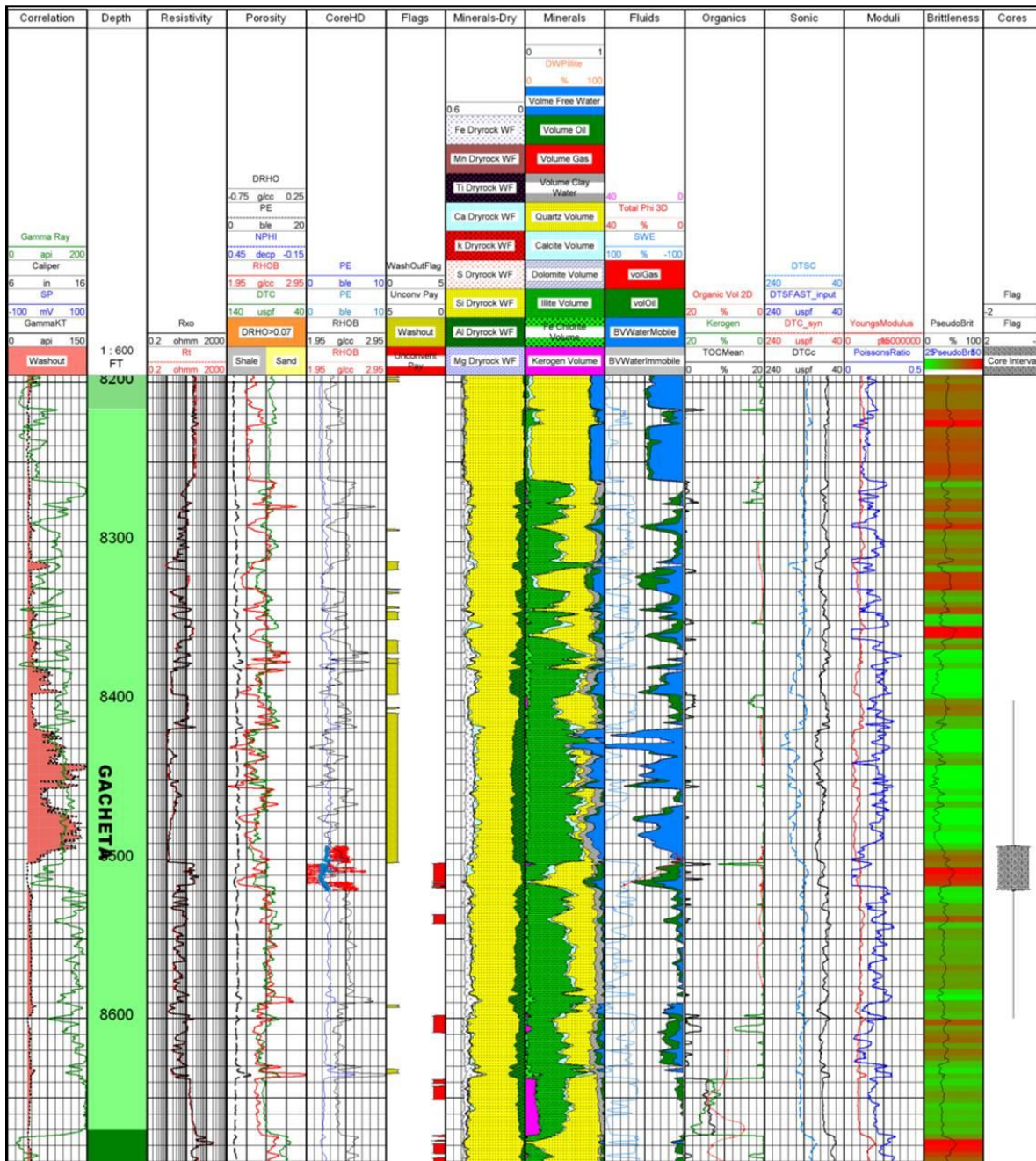


Figura 91. Evaluación shalexpert, Formación Gachetá, pozo H, cuenca Llanos Orientales.

En la evaluación *shalexpert*, las marquillas rojas en el carril de “Flags” que indican un potencial de hidrocarburos, son relacionadas a yacimientos convencionales, tanto por la porosidad como por la probabilidad de que el hidrocarburo sea migrado de largas distancias si se tiene en la cuenta la inmadurez de la formación para la generación de hidrocarburos en el área donde se localiza el pozo.

En la Formación Gachetá, las areniscas, en medio de las arcillolitas, son convencionales. En el intervalo corazonado alrededor de los 8.500 pies se muestran las propiedades del yacimiento, sacadas del reporte final del pozo H (tabla 8). Los valores estimados, por petrofísica de registros, son inferiores a los análisis de laboratorio, ya que las areniscas son altamente laminadas y los registros leen un promedio por encima de los 2 pies.

Tabla 8. Tabla de propiedades del yacimiento en la Formación Gacheta, pozo H (Reporte Geológico Final, Pozo H), cuenca Llanos Orientales.

Sample No.	Depth (ft)	800 psi Overburden			3000 Overburden			Dean Stark Fluids Saturation		Grain Saturation
		Ø (%)	Ka (mD)	KI(Md)	Ø (%)	Ka (mD)	KI(Md)	Sw(%)	So(%)	(g/cc)
1	8503.42	31.7	5.681	5.558	30.7	5.167	5.042	21.0	40.3	2.683
2	8504.92	33.1	4.749	4.624	32.0	4.162	4.040	12.1	48.5	2.677
3	8505.17	32.9	5.615	5.492	32.0	5.103	4.978	14.5	50.0	2.680
4	8506.50	35.7	15.488	15.913	34.4	13.716	13.970	21.8	43.9	2.716
5	8508.25	32.8	9.060	9.017	31.3	6.957	6.851	47.6	33.1	2.730
6	8509.17	34.1	1.379	1.320	33.2	1.258	1.203	25.7	40.8	2.686
7	8510.75	36.2	679	647	34.8	665	634	36.7	37.7	2.692
8	8511.25	33.0	1.672	1.602	32.1	1.266	1.210	32.9	34.0	2.662
9	8512.33	35.5	5.774	5.652	33.0	4.687	4.562	29.6	47.9	2.717
10	8513.58	32.7	5.890	5.769	31.7	4.945	4.820	58.9	16.5	2.537

El corazón del pozo H fue escaneado por INGRAIN y se escogieron intervalos para análisis de 2D SEM, en el cual se busca identificar intervalos con buen contenido orgánico (los más arcillosos). El muestreo es lo opuesto a un análisis convencional de corazón: se buscan intervalos arcillosos para analizar. En la tabla 9 se presentan los análisis del mismo corazón, realizados por INGRAIN.

Tabla 9. Análisis *2D SEM* del corazón, pozo H, cuenca Llanos Orientales.

H		<i>2D SEM Images - AVERAGE VALUES</i>			
<i>Sample #</i>	<i>Depth (ft)</i>	<i>Porosity (%)</i>	<i>Organic Matter (%)</i>	<i>Porosity in Organic Matter (%)</i>	<i>High Dense Material (%)</i>
187	8494,3	1,34	0,35	0,03	0,22
188	8497	0,52	0,32	0,03	0,27
189	8499,6	0,91	0,92	0,34	0,16
190	8505,5	0,44	0,74	0,05	0,1
191	8516,21	17,93	0,99	0,11	0,25
192	8518,6	0,22	0,49	0,06	0,23
129	8492,5	1,14	0,53	0,02	0,65
130	8496,33	1,4	0,42	0,12	0
131	8498,75	1,85	0,78	0,05	0,35
132	8500,7	0,94	1,74	0,29	0,21
133	8515,25	2,43	0,47	0,04	0,05
134	8517,15	1,14	0,4	0,4	0,17
4425	8514,8	0,49	2	0,08	0,03

INGRAIN realizó pruebas *2D SEM* en ripios del pozo H para evaluar las zonas que tienen mejor contenido orgánico, que por lo general no son corazonadas en un pozo convencional. Los resultados se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Análisis 2D SEM del ripios, pozo H, cuenca Llanos Orientales.

H	2D SEM Images - AVERAGE VALUES			
	Depth (ft)	Porosity (%)	Organic Matter (%)	Porosity in Organic Matter (%)
8260-8270	2,64	1,51	0,56	0,25
8300-8310	1,36	1,43	0,46	0,39
8310-8320	0,97	1,34	0,3	1,42
8330-8340	3,41	0,44	0,54	0,28
8350-8360	0,64	1,01	0,17	0,42
8410-8420	1,85	0,8	0,47	0,32
8420-8430	1,55	0,95	0,54	0,39
8430-8440	0,46	0,6	0,17	0,25
8440-8450	1,7	0,51	0,1	0,45
8520-8530	0,71	0,78	0,1	0,1
8530-8540	0,21	0,61	0,08	0
8540-8550	1,98	1,23	0,55	1,28
8550-8560	0,52	0,44	0,04	0,15
8560-8570	2,7	1,74	0,38	0,1
8580-8590	0,95	0,44	0,33	0,33
8620-8630	0,93	9,11	0,55	0,04
8640-8650	2,64	10,21	1,42	0,62
8650-8660	1,36	14,03	0,7	0
8660-8670	1,23	11,6	1,06	0
8670-8680	2,71	5,05	1,27	0
8680-8690	0,75	13,16	0,53	0
8690-8700	0,93	10,55	0,37	0,08
8700-8710	1,11	1,67	0,24	0,12
8720-8730	2,67	7,65	1,02	0,3

El pozo con el corazón, mejor ubicado en esta zona basal de la Formación Gachetá y tope de la Formación Une, es el pozo Gaván-1. En los análisis de 2D SEM INGRAIN del pozo Gaván-1, existe gran variabilidad en el contenido de materia orgánica, indicando que la formación es altamente laminada con un par de valores individuales que llegan al 12% volumen (tabla 11). En la Formación Gachetá el enfoque de la evaluación es definir la materia orgánica y por lo tanto los análisis de INGRAIN no se enfocan en areniscas sino en lutitas. Es muy posible que

este intervalo tenga varias capas de areniscas delgadas, convencionales que no se diferencien con los registros. De interés es mirar las películas o videos realizados por INGRAIN, de los corazones para esta definición. En la Formación Une se hacen mediciones de porosidad en este yacimiento convencional que se aproximan al 20%. Se espera que las areniscas intercaladas en la Formación Gachetá tengan valores similares.

Tabla 11. Análisis 2D SEM del Corazón, pozo Gaván-1, cuenca Llanos Orientales.

H	2D SEM Images - AVERAGE VALUES			
Depth (ft)	Porosity (%)	Organic Matter (%)	Porosity in Organic Matter (%)	High Dense Material (%)
8260-8270	2,64	1,51	0,56	0,25
8300-8310	1,36	1,43	0,46	0,39
8310-8320	0,97	1,34	0,3	1,42
8330-8340	3,41	0,44	0,54	0,28
8350-8360	0,64	1,01	0,17	0,42
8410-8420	1,85	0,8	0,47	0,32
8420-8430	1,55	0,95	0,54	0,39
8430-8440	0,46	0,6	0,17	0,25
8440-8450	1,7	0,51	0,1	0,45
8520-8530	0,71	0,78	0,1	0,1
8530-8540	0,21	0,61	0,08	0
8540-8550	1,98	1,23	0,55	1,28
8550-8560	0,52	0,44	0,04	0,15
8560-8570	2,7	1,74	0,38	0,1
8580-8590	0,95	0,44	0,33	0,33
8620-8630	0,93	9,11	0,55	0,04
8640-8650	2,64	10,21	1,42	0,62
8650-8660	1,36	14,03	0,7	0
8660-8670	1,23	11,6	1,06	0
8670-8680	2,71	5,05	1,27	0
8680-8690	0,75	13,16	0,53	0
8690-8700	0,93	10,55	0,37	0,08
8700-8710	1,11	1,67	0,24	0,12
8720-8730	2,67	7,65	1,02	0,3

En la interpretación de registros en *ShaleXpert* del pozo Gaván-1 se definen intervalos con alto contenido de materia orgánica en el carril "Organics", los cuales fueron calibrados con los datos medidos de INGRAIN (.2D SEM). Los intervalos están intercalados con areniscas delgadas con

porosidad y saturaciones de aceite buenas, los cuales son indicados como prospectivos con la marquilla roja en el carril de “Flags”. En la Formación Une hay un contacto de transición entre el agua y aceite, cerca de los 11000 pies. Las porosidades medidas en las arenas de Une se aproximan al 20% y por lo tanto se estiman valores similares en la Formación Gacheta, siendo estas convencionales. El factor que las areniscas son delgadas y hay que completar estos intervalos de una manera no convencional se les denomina como un potencial híbrido (figura 92).

Es importante resaltar la mala calidad del hueco del pozo Gaván-1 en la Formación Gachetá, identificada por la marquilla amarilla en el carril de “Flags”. Este efecto causa incertidumbre en la evaluación petrofísica.

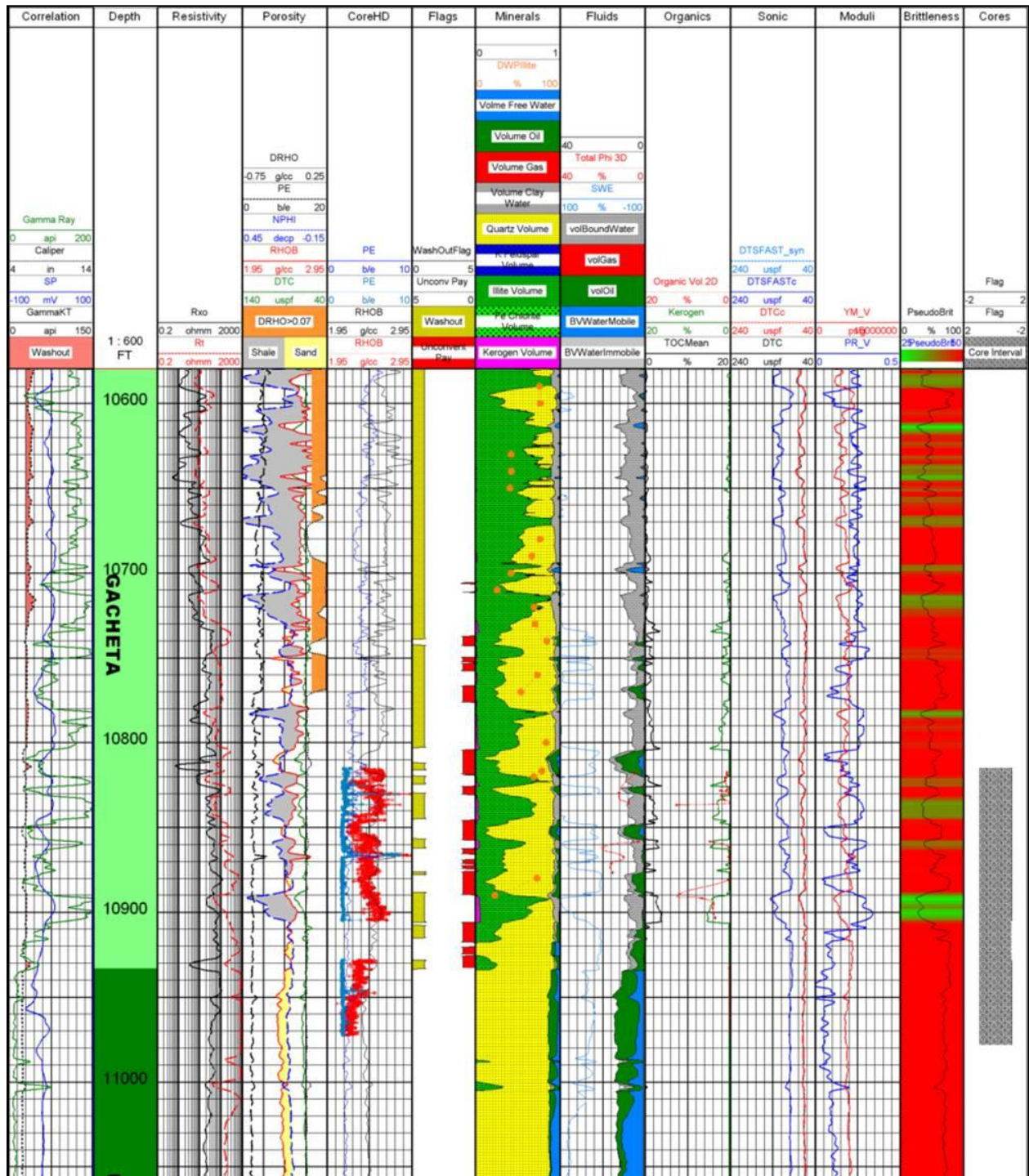


Figura 92. Evaluación *ShaleXpert*, zona hídrica, Formación Gacheta, pozo Gaván-1, cuenca Llanos Orientales.

Otro ejemplo de este tipo de yacimiento híbrido, se identifica en el pozo C en la Formación Gachetá y tope de la Formación Une, que contiene un alto contenido de materia orgánica definido en el carril “Organics” (figura 93). El intervalo con la marquilla roja en el carril de “Flags” cerca de 13.000 pies se estima que es una arenisca convencional. Los intervalos 13.040 a 13.070 y 12.950 a 13.000 pies, posiblemente sean un yacimiento altamente laminado y tengan potencial para producir convencionalmente hidrocarburo. Hay necesidad de conectar estos intervalos para que produzcan económicamente en conjunto. La interpretación *shalexpert* de este pozo también identifica un yacimiento laminado entre 12.680 y 12.780 pies, con saturaciones de aceite, intercalado con algo de materia orgánica. Los pozos en el sur de la cuenca Llanos tienen un comportamiento similar (Apiay-16, Galerón-1) y La Totuma-1 y Tocoragua-1, en noroeste.

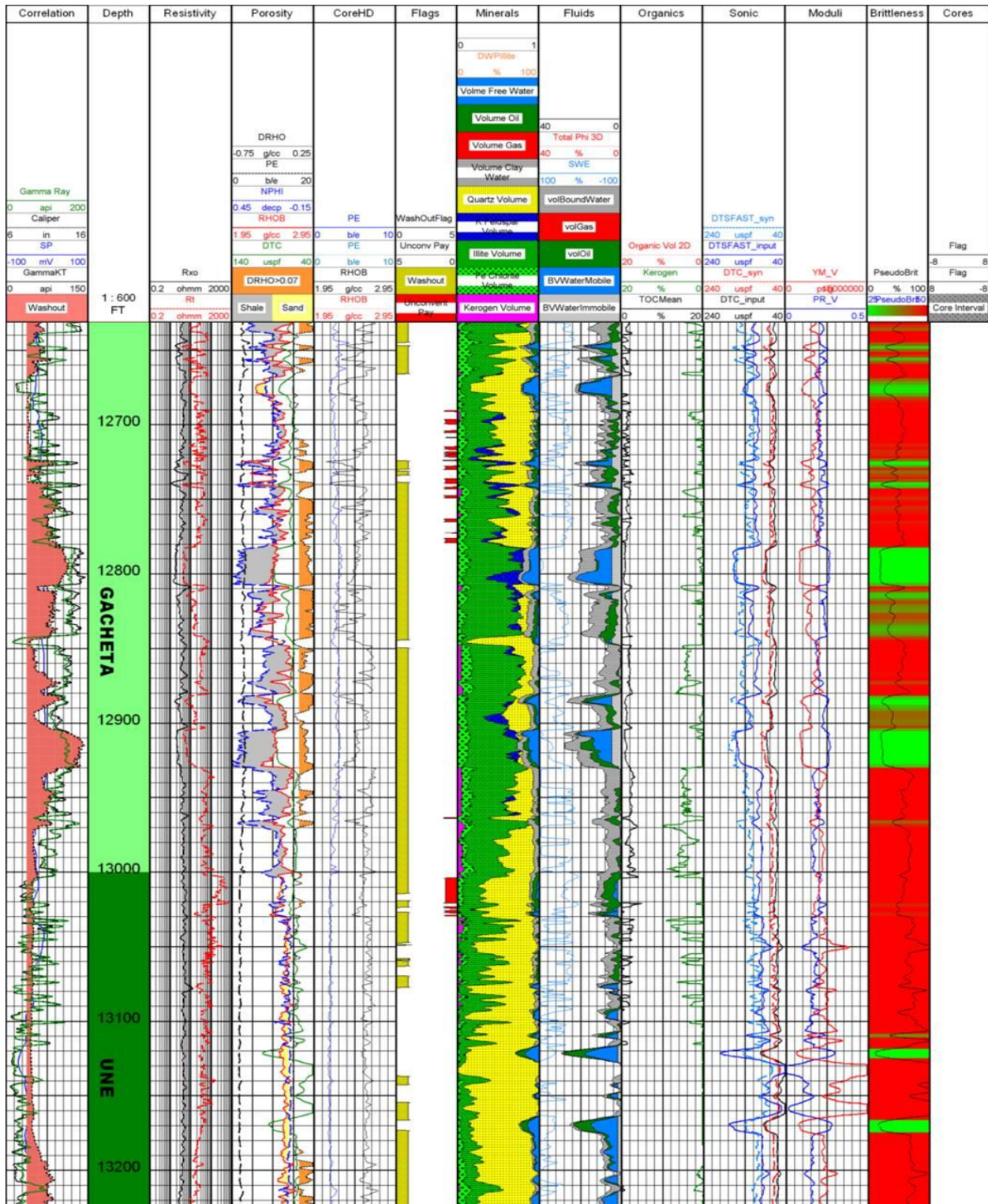


Figura 93. Evaluación shalexpert, zona híbrida pozo C, formaciones Gacheté y Une, cuenca Llanos Orientales.

Hacia la parte norte de la cuenca, a medida que las formaciones han tenido mayor enterramiento, las areniscas tienden a ser más apretadas. La Formación Gachetá en el pozo Torcoragua-1 se encuentra a más de 18.000 pies de profundidad, y estaría en la ventana de generación de hidrocarburos. En la figura 94 se muestra la interpretación *shalexpert* para este pozo. Entre 18.630 a 17.700 pies se encuentra una arenisca apretada en medio de dos zonas más arcillosas que contienen materia orgánica intercalada con areniscas. La Formación Une contiene agua libre. En los análisis *2D SEM* de INGRAIN se muestra que, en las areniscas intercaladas con las lutitas, se tienen buenas porosidades, que pueden superar el 15% (tabla 12).

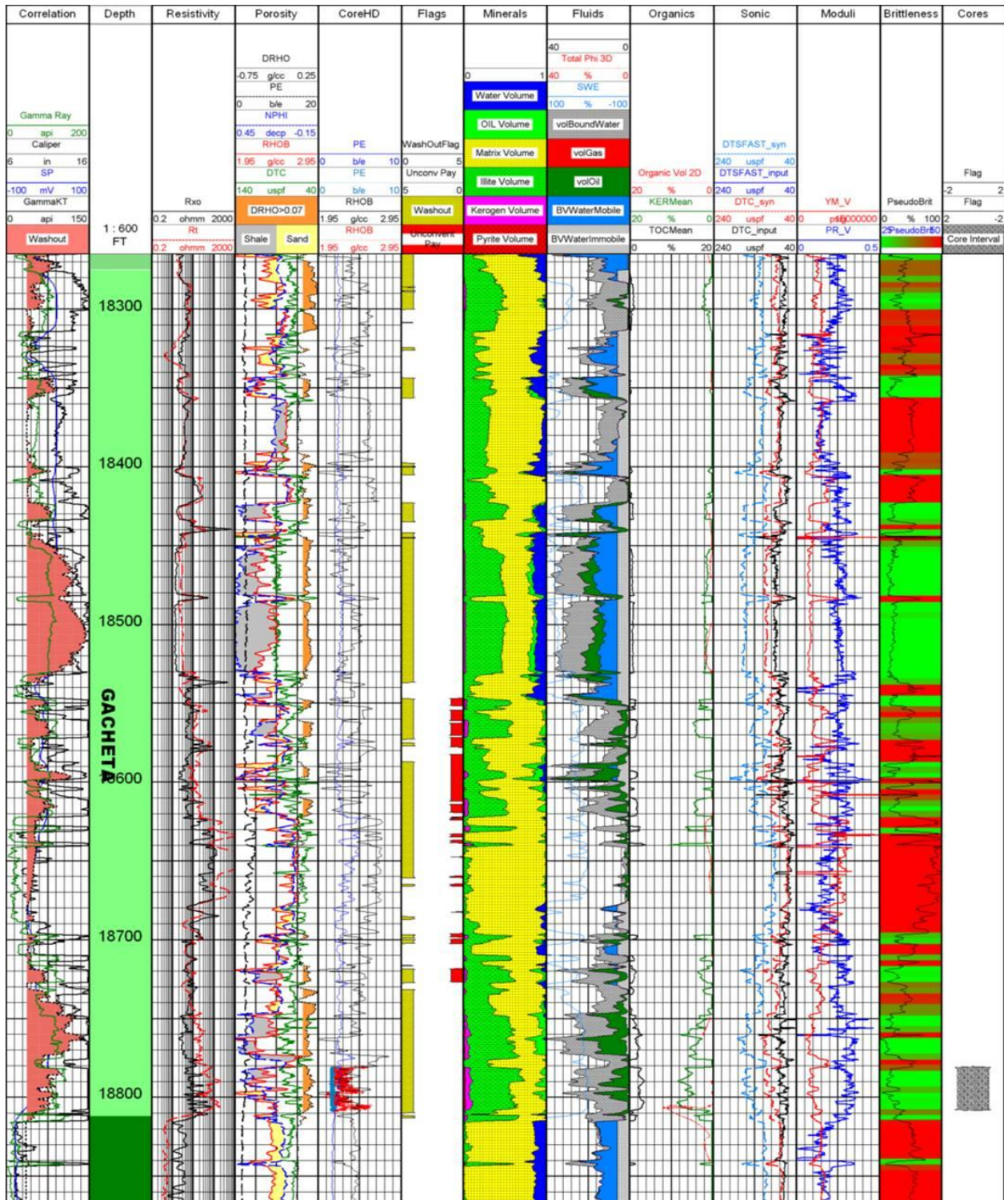


Figura 94. Evaluación Shalexpert, Formación Gachetá, pozo Tocoragua-1, cuenca Llanos Orientales.

Tabla 12. Datos de contenido orgánico y porosidad basados en imagen 2D-SEM, pozo Torcoragua-1, cuenca Llanos Orientales.

Tocoragua - 1		2D SEM Images - AVERAGE VALUES			
Sample #	Depth (ft)	Porosity (%)	Organic Matter (%)	Porosity in Organic Matter (%)	High Dense Material (%)
107	17287,3	0,05	0,42	0,01	0,00
108	17289,7	0,06	0,09	0,00	0,38
109	17293,2	0,12	0,16	0,00	0,22
110	17296,3	0,08	0,29	0,01	0,15
111	17297,9	0,07	0,21	0,00	0,03
112	17301,4	0,04	0,43	0,00	0,65
113	17304,7	0,09	0,77	0,21	0,19
114	17306,4	0,06	0,39	0,00	0,13
115	17746,3	0,23	0,21	0,00	0,53
116	17747,8	2,21	0,00	0,00	0,00
117	17751,2	2,17	0,00	0,00	0,00
118	17753,4	1,12	0,00	0,00	0,11
119	17756,9	1,59	0,00	0,00	0,32
120	17760,1	0,64	0,40	0,02	0,16
121	17761,6	1,46	0,49	0,03	0,24
122	18790,9	15,36	0,00	0,00	0,04
123	18797	16,00	0,00	0,00	0,14
124	18807	0,02	10,86	0,01	0,76
212	17294,6	0,02	0,17	0,00	0,00
213	17297,3	0,08	0,13	0,00	1,24
214	17299,3	0,17	0,17	0,00	0,00
215	17300,5	0,85	0,49	0,02	0,03
216	17302,9	0,05	0,30	0,00	1,15
217	17745,1	0,06	0,14	0,00	1,14
218	17749,4	8,42	0,09	0,03	0,64
219	17755,1	0,77	0,42	0,02	0,13
220	17758,7	0,42	0,33	0,01	0,62

3.7.3. Yacimientos Apretados Piedemonte

En los pozos del piedemonte, en los yacimientos convencionales, las porosidades son bajas, hasta 6%, pero con buena permeabilidad por la poca arcillocidad de las areniscas productoras, como se ve en el rectángulo rojo en la evaluación *shalexpert* del pozo Cupiagua (figura 95). La

baja porosidad de las formaciones de las secuencias paleocena y cretácica, se deben al enterramiento que alcanzaron estas formaciones. El tercer grupo de oportunidades son yacimientos entre lutíticos y apretados. Son areniscas donde la permeabilidad está ocluida por un contenido más alto de arcilla, atrapando el hidrocarburo dentro de la matriz de la roca, como se muestra en el rectángulo anaranjado en la Formación Los Cuervos. Esta formación muestra atributos petrofísicos relacionados con yacimientos lutíticos como, alta resistividad, alta fragilidad, buen TOC, moderada porosidad total, espesores altos; como se muestra en la figura 96, que es una comparación con la Formación *Eagleford*. Aun cuando, se debe tener cuidado con las comparaciones, pues no siempre corresponden a una realidad.

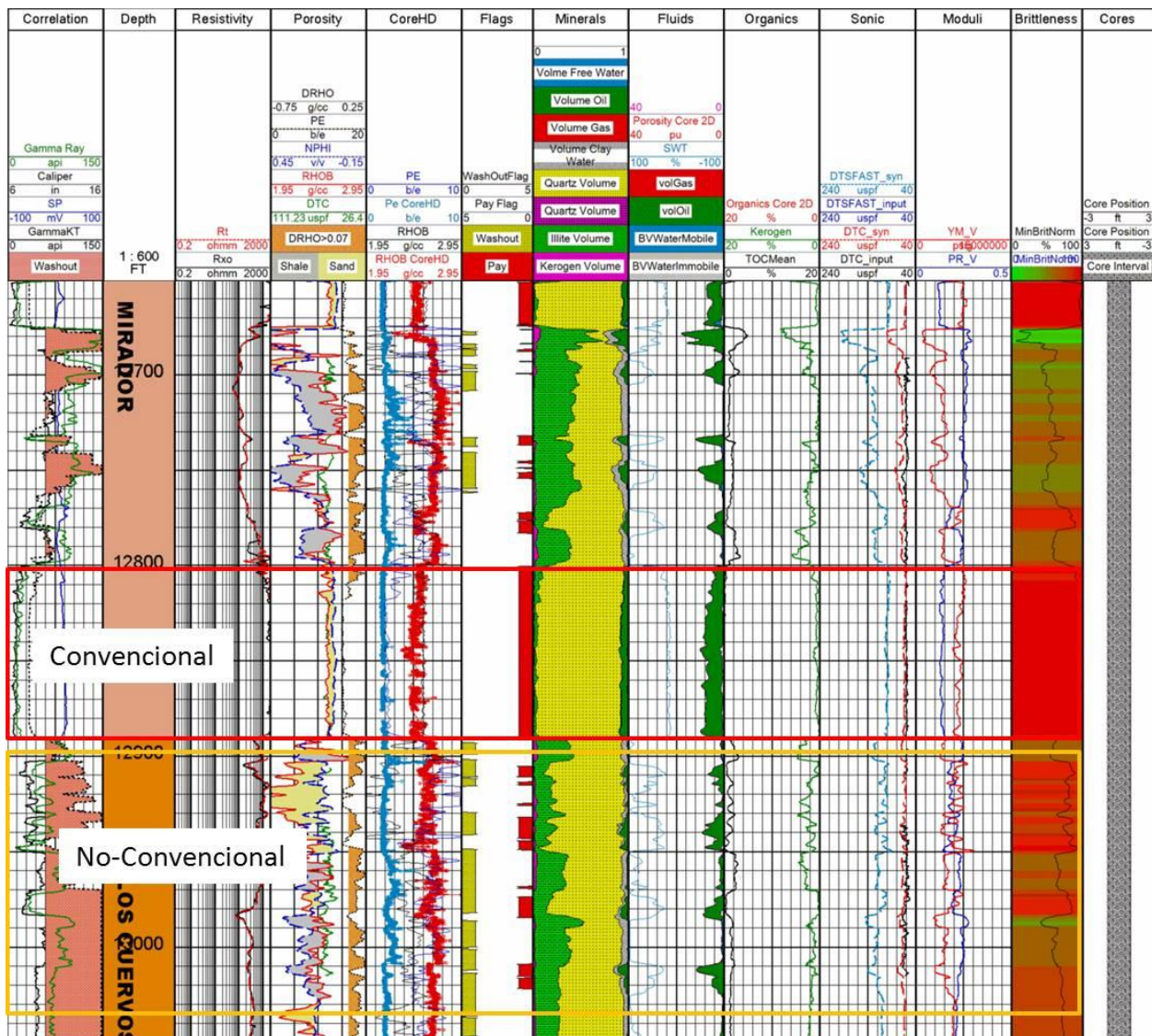


Figura 95. Evaluación shaleexpert, formaciones Mirador y Los Cuervos, pozo Cupiagua-1, Piedemonte cuenca Llanos Orientales.

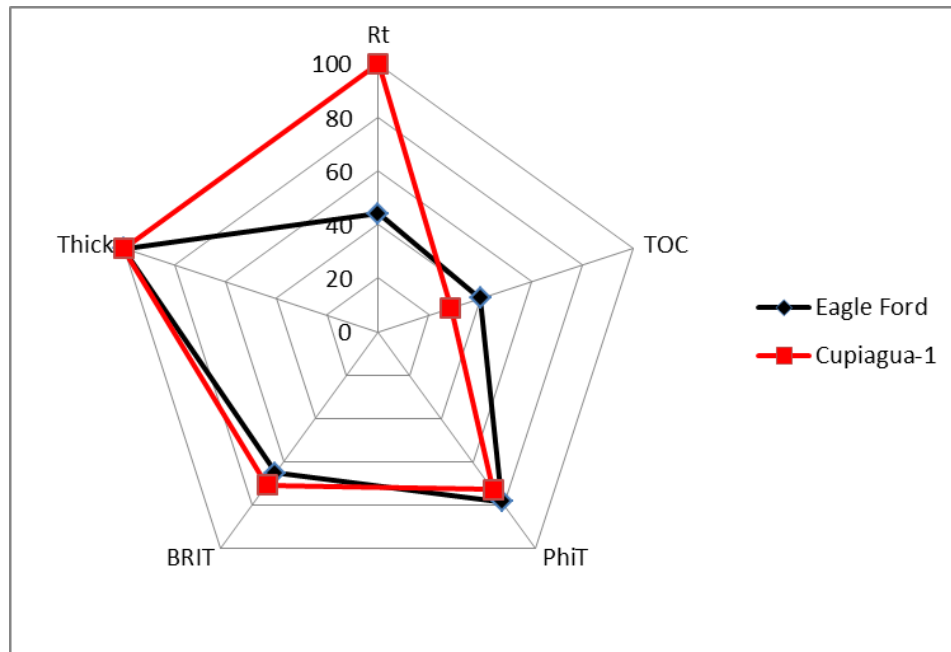


Figura 96. Diagrama comparativo de algunas propiedades petrofísicas de la Formación Eagleford y la Formación Los Cuervos del pozo Cupiagua-1.

Los atributos petrofísicos de la Formación Gachetá en el pozo Galerón-1, en el piedemonte, también se compararon con la Formación *Eagleford*, que se muestra en la figura 98. La comparación tal vez no sea la más adecuada por las características tan diferentes de las formaciones, pero si indican unas tendencias. Este diagrama se genera para el intervalo de la Formación Gachetá, en el pozo Galerón-1 (figura 97).

Los atributos petrofísicos de la Formación Gachetá, comparados con los de Formación *Eagleford*, se muestran en la figura 98. La comparación tal vez no sea la más adecuada por las características tan diferentes de las formaciones, pero si se visualizan tendencias. Este diagrama se genera para el intervalo de Galerón-1, en la Formación Gachetá.

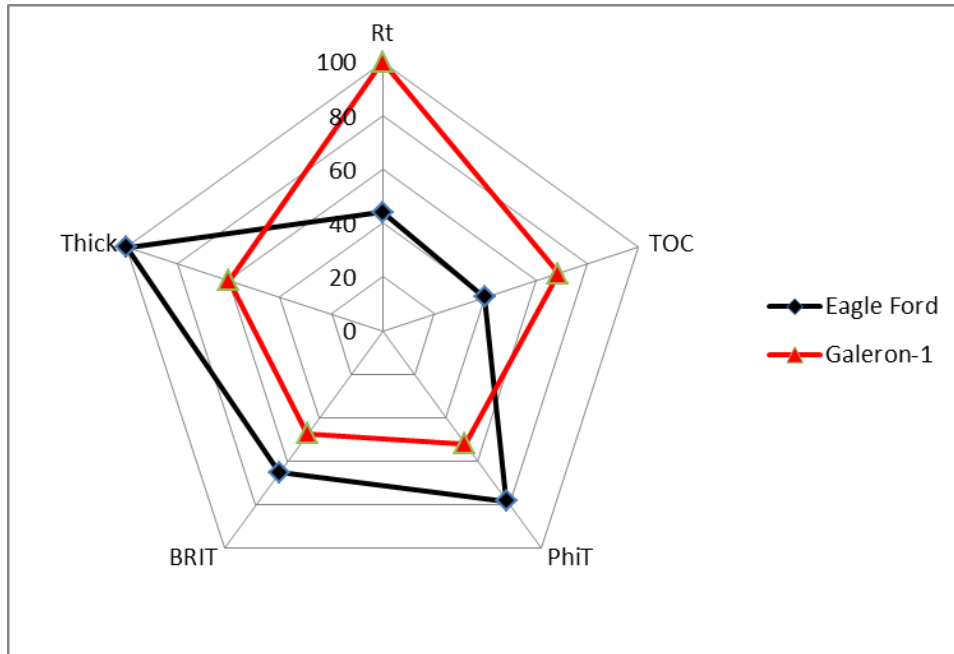


Figura 97. Comparación entre la Formación Eagleford y la Formación Gachetá, en el pozo, Galerón-1.

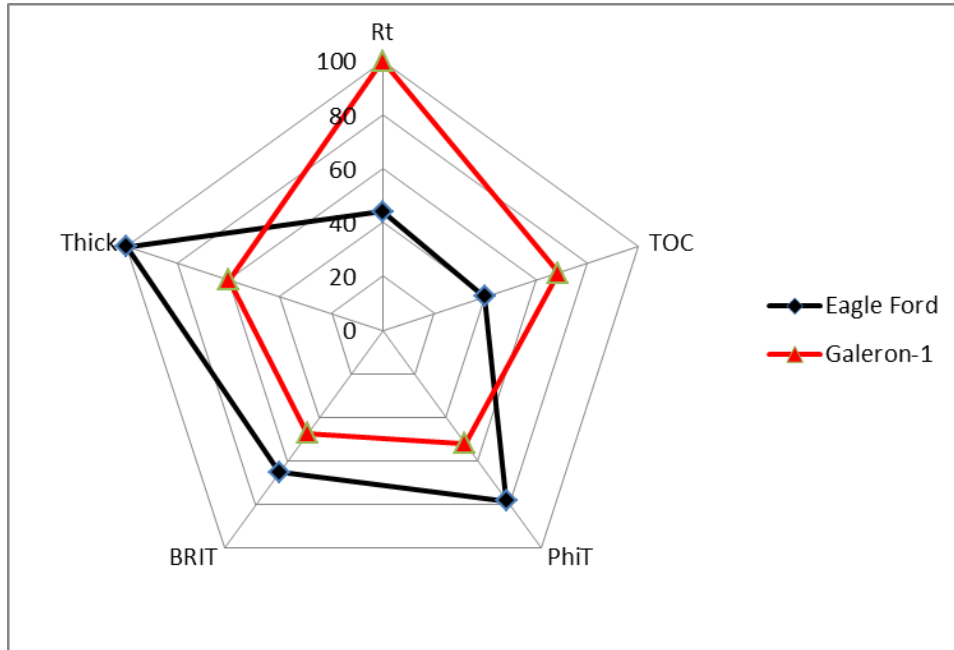


Figura 98. Diagrama comparativo de algunas propiedades petrofísicas de la Formación Eagleford y la Formación Gachetá del pozo Galerón-1.

3.8. SISTEMA PETROLÍFERO

En la evaluación de la carga de hidrocarburos para de la cuenca Llanos Orientales, estudios realizados, postulan que esta cuenca ha estado bajo el aporte de hidrocarburos, desde dos sectores geográficos diferentes, a partir de varias rocas generadoras cretácicas: área de la actual Cordillera Oriental, antes del levantamiento de la misma, en el intervalo de tiempo geológico, comprendido aproximadamente, entre el Eoceno temprano (55 Ma.), hasta el Mioceno tardío (~11 Ma.), y desde el piedemonte de la actual cuenca, entre el Mioceno tardío (~11 Ma.) al Presente. Las rocas generadoras del primer evento se ubican estratigráficamente en el Cretáceo Inferior y Superior, Formación Fómeque e equivalentes (Aptiano – Albiano), y de la Formación Chipaque e equivalentes (Turoniano – Coniaciano), respectivamente.

Desde el punto de vista de hidrocarburos no convencionales asociados a lutitas (roca generadora madura), la roca de interés correspondería a la del segundo evento, la cual como se mostrará más adelante, está localizada en la parte occidental de la cuenca Llanos Orientales.

3.8.1. Metodología Para la Evaluación de la Roca Generadora.

Para la documentación de la roca generadora, se tomó como base el informe del “Proyecto Evaluación Geoquímica, cuenca Llanos Orientales” (ECOPETROL/ICP, 1991). Teniendo en cuenta que en la información disponible no se contaba con datos digitales tabulados, que permitieran utilizarlos, se recurrió a leer de los gráficos de riqueza orgánica actual [*total organic carbon*, expresado en porcentaje (%TOC)], de madurez, a partir de la temperatura máxima de pirólisis ($T_{m\acute{a}x.}$, °C), y de reflectancia de vitrinita (% R_o), los datos de valores promedios de la Formación Gachetá, de los pozos incluidos en el informe, y se generó una tabla en *Excel*, que luego fue utilizada para elaborar los mapas de isovalores de estos tres parámetros, para esta formación. El mapa de porcentaje de reflectancia de vitrinita y de temperatura máxima, permitió refinar la selección de los pozos a escanear, localizados en el área donde la Formación Gachetá ha entrado en ventana de generación de hidrocarburos.

3.8.2. Documentación de la Roca Generadora.

Los análisis de laboratorio realizados a muestras de zanja y algunas de corazones, evaluaciones geoquímicas llevadas a cabo, entre otros, por ECOPETROL/ICP (1991), y los estudios de interpretación geoquímica adelantados por ECOPETROL – Beicip (1995), de la secuencia sedimentaria de la cuenca Llanos Orientales, permiten identificar unidades regulares a buenas (PETERS & CASA, 1994; tablas 13 y 14), en cuanto a riqueza orgánica y potencial generador. Entre los intervalos con potencial generador sobresalen las formaciones Gachetá (Turoniano temprano – Coniaciano), la Formación Une (Cenomaniano) y la Formación Los

Cuervos, de edad Paleoceno Tardío. Entre estas rocas, sobresale la Formación Gachetá como la principal, secundariamente la Formación Los Cuervos, y en menor medida la Formación Une.

Una conclusión, luego de la revisión y evaluación de la información disponible, es que estas unidades no presentan una distribución continua vertical y horizontal en el contexto regional, y corresponden a intercalaciones arcillosas y de arenisca. En el caso de la Formación Gachetá el intervalo potencial generador se ubica en la parte inferior de la unidad, y alcanza espesores de hasta 140 pies en el sector suroeste. En el caso de la Formación Une, los desarrollos de intercalaciones arcillosas se ubican especialmente hacia la parte media de la unidad.

El mapa (Figura 99) de isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% COT), para la Formación Gachetá, en la cuenca Llanos Orientales, permite visualizar que éstos aumentan de este a oeste y de sureste a noroeste, con valores pobres en el este y sureste (<0,5 %) y valores buenos (1 – 2 % TOC) a muy buenos (2 - 4% TOC), en el noroeste (sector occidental de Arauca). En el piedemonte central y sur los valores están en el rango de buenos.

En cuanto a la calidad y tipo de materia orgánica, los estudios de macerales realizados por ECOPETROL/ICP (1991) permiten diferenciar, en muestras de la Formación Gachetá, un predominio de materia orgánica correspondiente a kerógeno tipo III, potencial generador de gas y condensado; con aportes menores de materia orgánica tipo II, potencial generadora de aceite.

Tabla 13. 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 14. 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 (%)	T _{máx} (°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	
Tardío	0,9-1,35	450-470	2,9-3,3	
Posmaduro	1,35-2,0	>470	>3,3	Zona de condensado Gas seco
	2,0-3,0			Metamorfismo orgánico intenso
	>3,0			

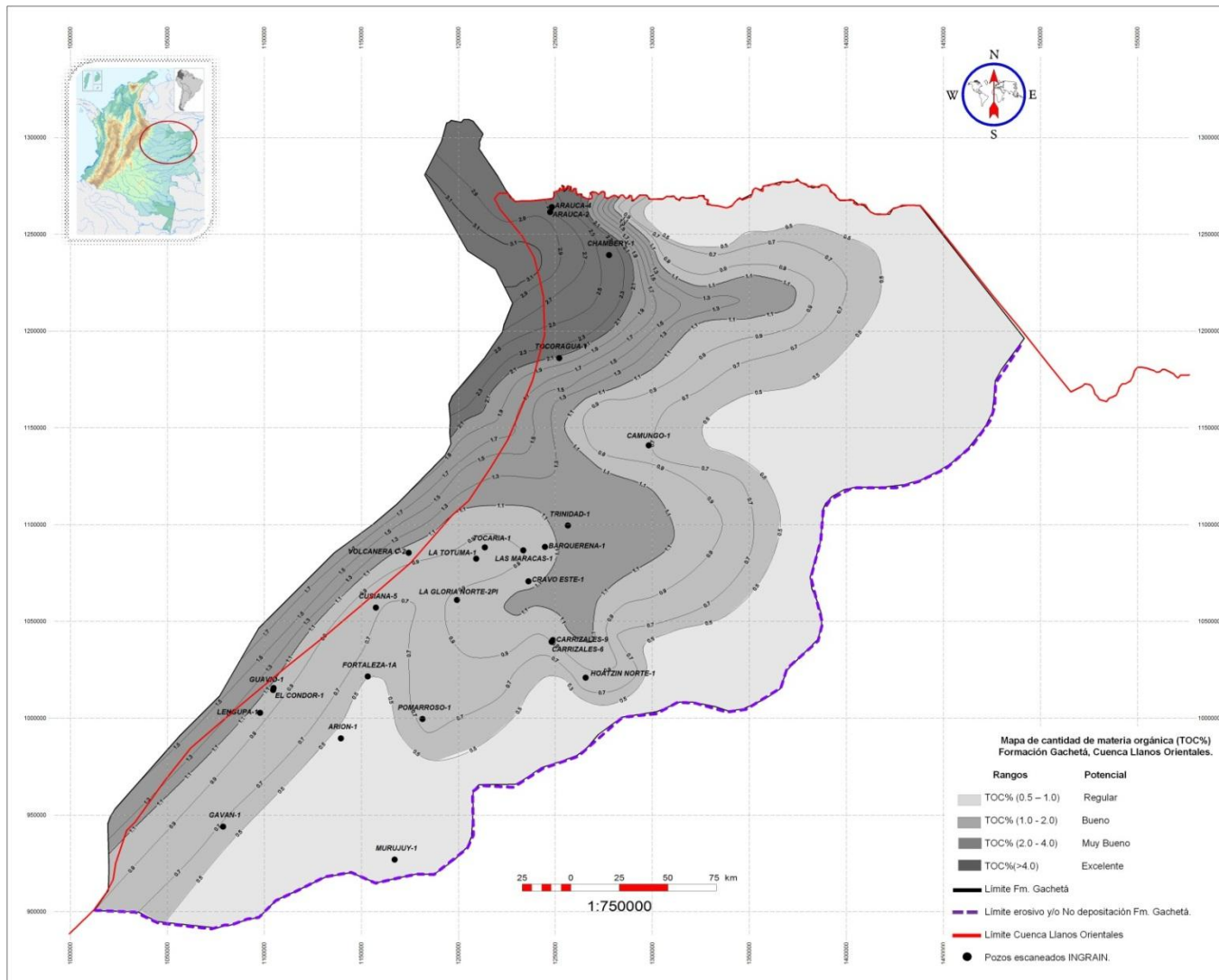


Figura 99. Mapa de isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% TOC), Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

La Figura 100 corresponde al perfil de evolución de madurez de la materia orgánica y el tipo de hidrocarburo relacionada con la misma.

En cuanto a madurez de la Formación Gachetá, en el mapa de temperatura máxima de pirólisis (Figura 101), se define una franja, localizada hacia el occidente en la cuenca, que cubre desde el suroeste hasta noroeste, donde esta formación habría entrado en ventana de generación de hidrocarburos ($T_{\text{máx}} > 435^\circ \text{C}$). Esta franja de madurez correlaciona bastante bien con la definida a partir de la reflectancia de vitrinita, con valores entre 0,6 a 1,0% (R_o) (Figura 102).

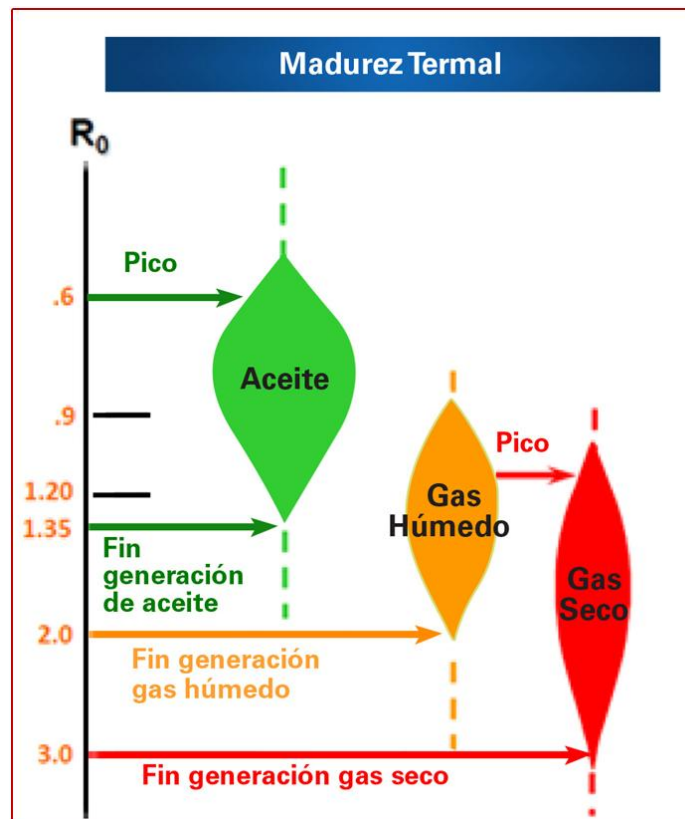


Figura 100. Perfil de evolución de la materia orgánica medida a partir de la reflectancia de la vitrinita (% R_o), y el tipo de hidrocarburo relacionado (adaptado de Tissot y otros, 1984).

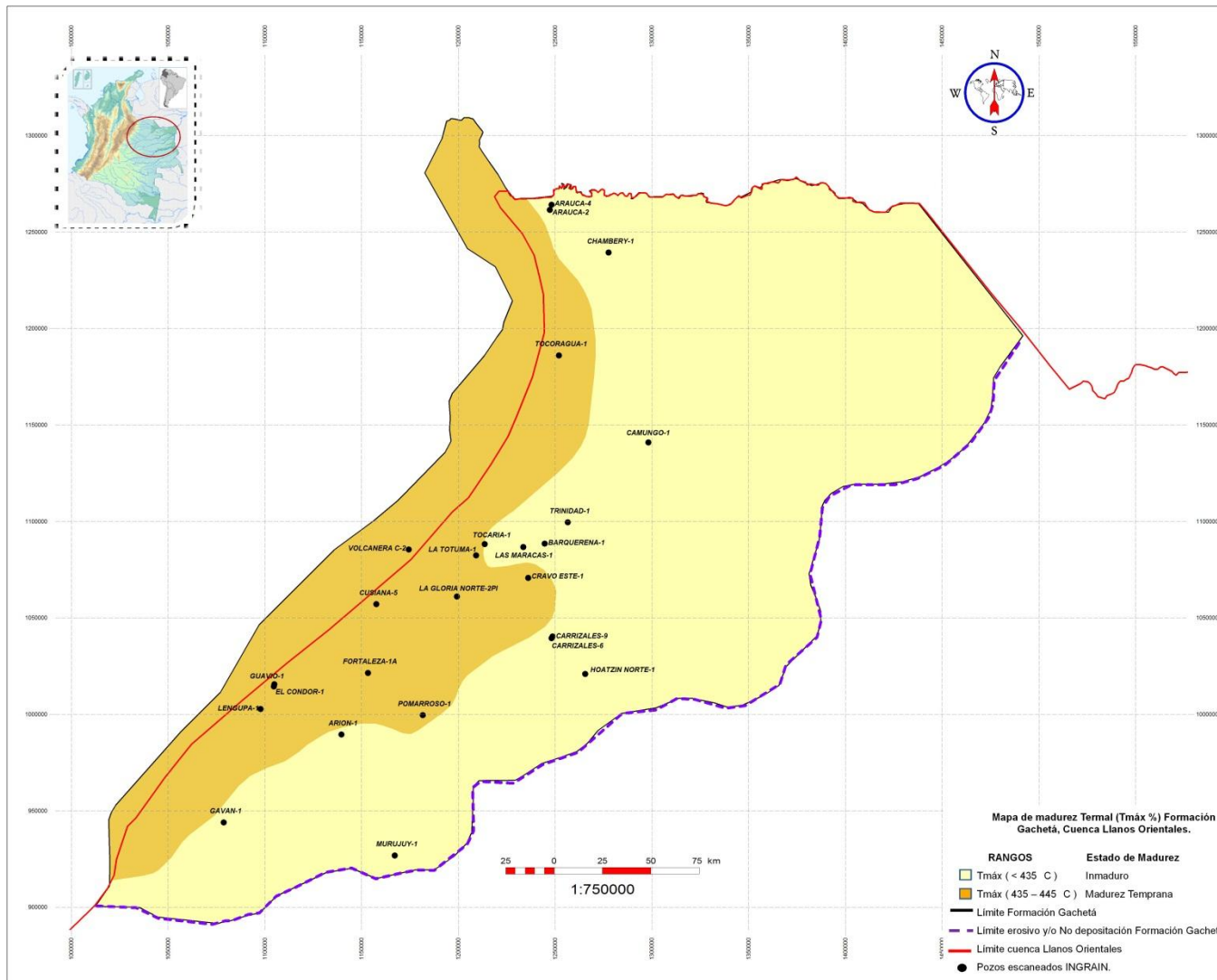


Figura 101. Mapa de isovalores promedios de madurez, en función de temperatura máxima (Tmáx., °C), Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

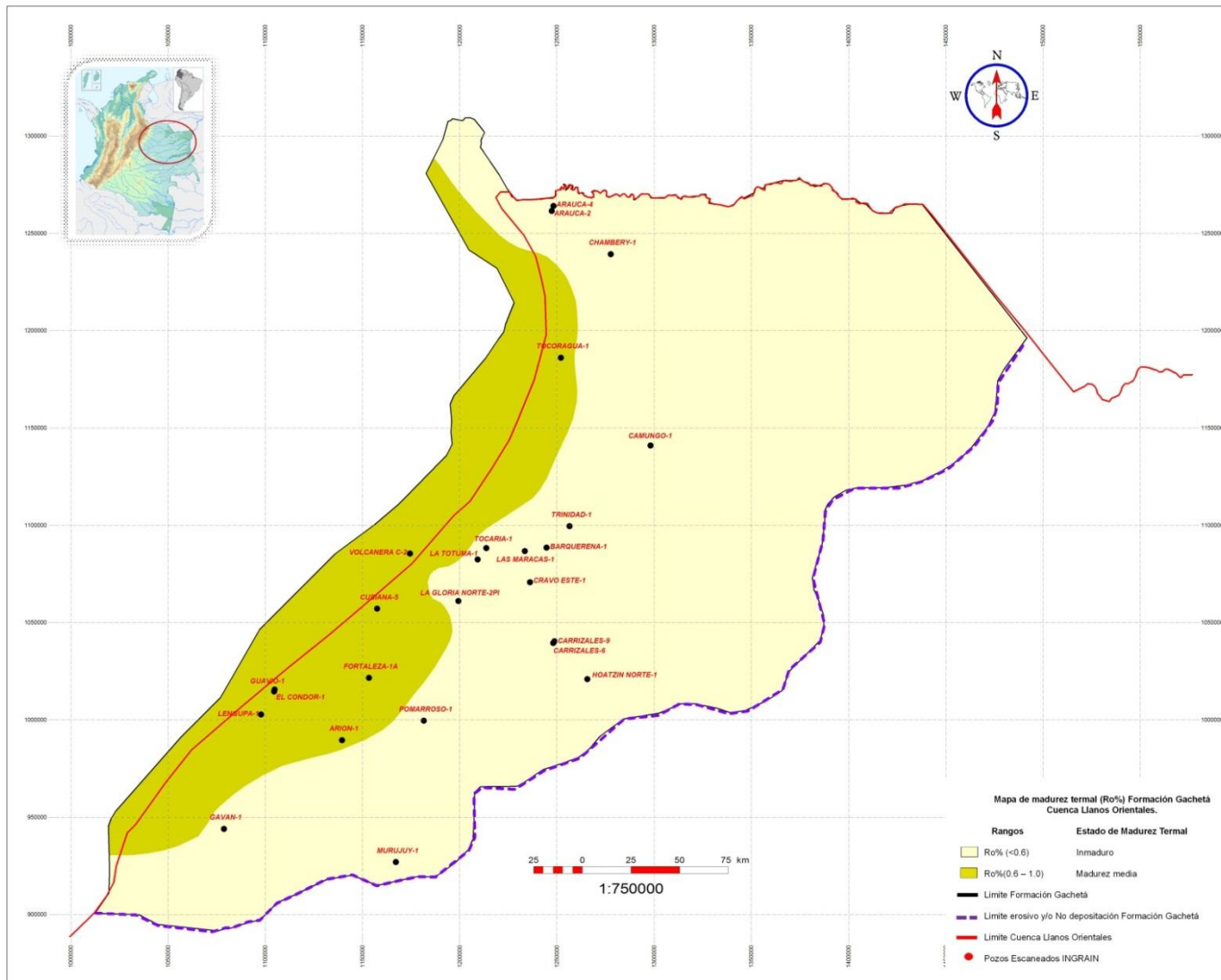


Figura 102. Mapa de isovalores promedio de reflectancia de vitrinita (% Ro), Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

3.8.3. Tipo de Fluido Esperado.

Teniendo en cuenta la información geoquímica tipo de materia orgánica (predominio de kerógeno tipo III) y la madurez alcanzada por las rocas generadoras de la Formación Gachetá en el sector occidental de la cuenca, se espera que el tipo de fluido sea gas y condensado (Figura 103).

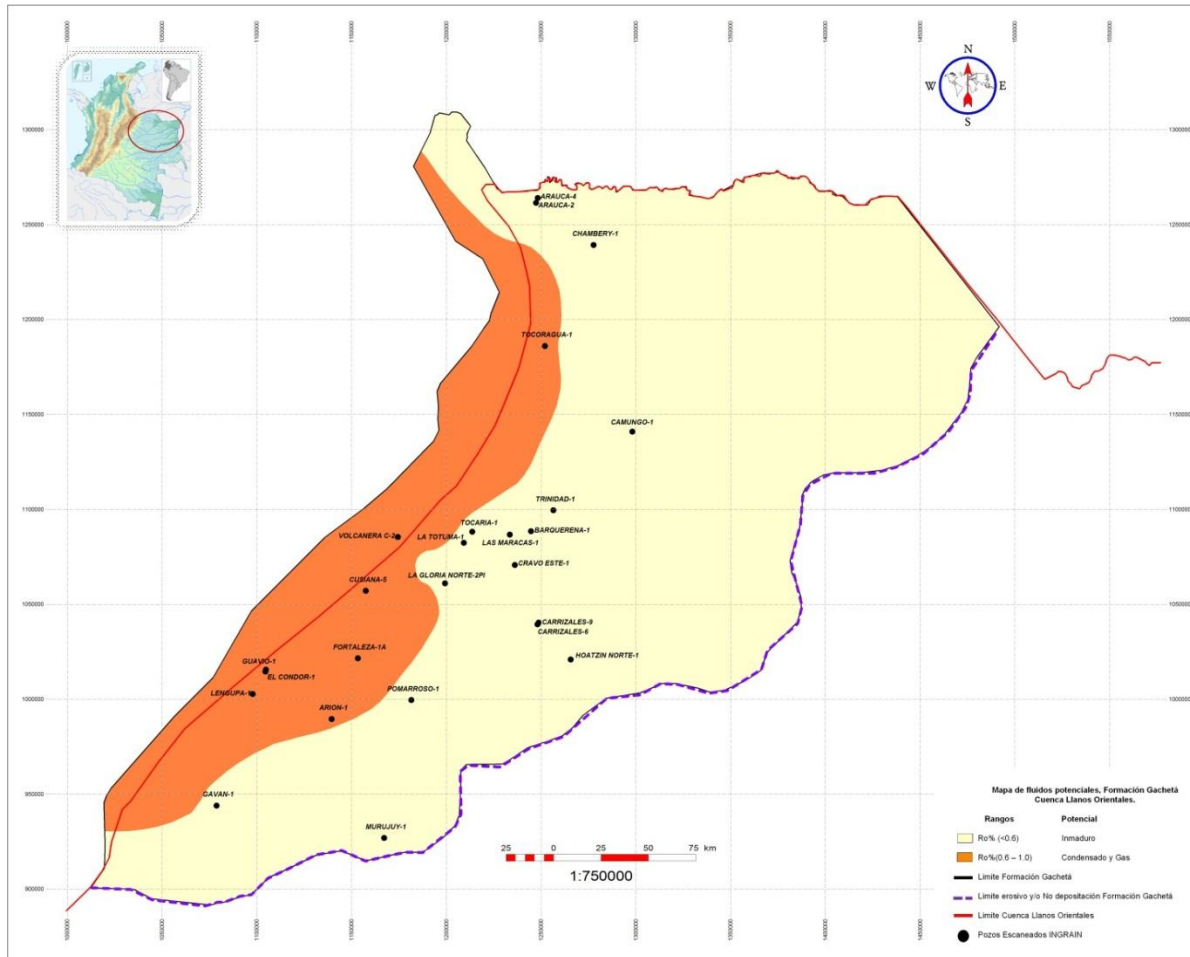


Figura 103. Tipo de fluido esperado a partir de la Formación Gachetá, sector occidental de la cuenca Llanos Orientales.

3.9. INTEGRACIÓN ESTRUCTURAL, ESTRATIGRÁFICA, PETROFÍSICA Y GEOQUÍMICA CON LOS RESULTADOS DE LAS FASES II Y III DE INGRAIN

Con el propósito de identificar los posibles intervalos con potencial de acumulación de hidrocarburos no convencionales asociados a lutitas, se hizo la integración de las evaluaciones estructural, estratigráfica y petrofísica, de la documentación geoquímica y de los resultados con los resultados de análisis de las fases II y III realizadas por INGRAIN, para la sección cretácica, y en particular para la Formación Gachetá.

Como se explicó en capítulos anteriores, los análisis de corazones de las fases II y III, realizados por INGRAIN, incluyen evaluación mineralógica detallada, a partir de 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 permitieron identificar niveles prospectivos para yacimientos no convencionales.

En el proceso de identificación de intervalos con potencial para yacimientos no convencionales, es indispensable realizar una evaluación e integración de las siguientes disciplinas geológicas: Estratigrafía, la cual indica la composición, distribución y variación de espesores de la secuencia estudiada; Geoquímica, que indica la cantidad y distribución de la riqueza orgánica de la roca generadora, con sus valores de TOC (%) y reflectancia de vitrinita (% Ro) para cuantificar la madurez de la misma, así como el tipo de 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 tuvieron 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. Una de las principales limitaciones en el uso de los resultados de INGRAIN al llevar a cabo la integración, es la poca longitud de las secciones de núcleos tomados en la Formación Gachetá. Por tal razón, al inicio se deben considerar los resultados de la evaluación de la Petrofísica, realizada a todo el intervalo de la Formación Gachetá, y luego realizar una calibración con los resultados puntuales dados por INGRAIN en las fases I y II para cada sección de núcleo.

En la cuenca Llanos Orientales la documentación geoquímica permitió cartografiar un área, localizada al occidente de la cuenca, donde la Formación Gachetá ha alcanzado la ventana de generación de hidrocarburos. De acuerdo con el tipo de materia orgánica predominante (tipo III) el hidrocarburo generado sería condensado y gas, con aportes secundarios de materia orgánica tipo II (potencial generador principalmente de aceite).

Esta área de generación se extiende desde el suroeste hasta el noroeste de la cuenca. En el suroeste, su anchura es de aproximadamente 40 km.; en el extremo norte se adelgaza con promedio de 10 km. de anchura, y en la parte media sur alcanza una anchura máxima de 80 km. La extensión de esta área es de aproximadamente 19.600 km² (1.960.000 hectáreas).

En el estudio de evaluación geoquímica realizado para la cuenca (ECOPETROL/ICP, 1991), se identificó la parte inferior de la Formación Gachetá, 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 una interpretación preliminar de la ubicación vertical y extensión de los posibles intervalos seleccionados como no convencionales, se realizaron cinco secciones estratigráficas integradas con los parámetros generados de la evaluación petrofísica (ShaleXpert). La sección 12-12' (Figura 104) posee orientación suroeste-noreste e incluye los pozos Gaván-1, I y Tocoragua-1. Se realizó haciendo énfasis en la sección basal de la Formación Gachetá, la cual reúne los mejores valores en los parámetros calculados, altos valores de *TOC*, kerógeno, arcillosidad y fragilidad. Los espesores en este nivel, tienden a incrementarse hacia el oeste de la cuenca, mientras que hacia el este disminuyen gradualmente.

La siguiente sección 13-13' (Figura 105) está compuesta por los pozos Cravo Este-1 y H, visualizándose disminución de variables importantes como *TOC* y kerógeno (en el nivel estratigráfico de interés, las areniscas son bastante sucias, con alto volumen de arcillosidad).

La sección 14-14' (Figura 106) integra pozos con núcleo a nivel de las areniscas superiores de la Formación Gachetá, caracterizándose por definir areniscas más limpias, con mayor contenido de cuarzo y valores más reducidos de arcillosidad. Los parámetros de *TOC* y kerógeno tienden a ser bastante pobres al tope. En el pozo Apiay-16, específicamente al oeste de la cuenca, las medidas correspondientes a *TOC* se incrementan, presumiéndose que hacia el oeste se tendrían mejores valores de riqueza orgánica y mayor madurez termal, de acuerdo con la tendencia regional cartografiada.

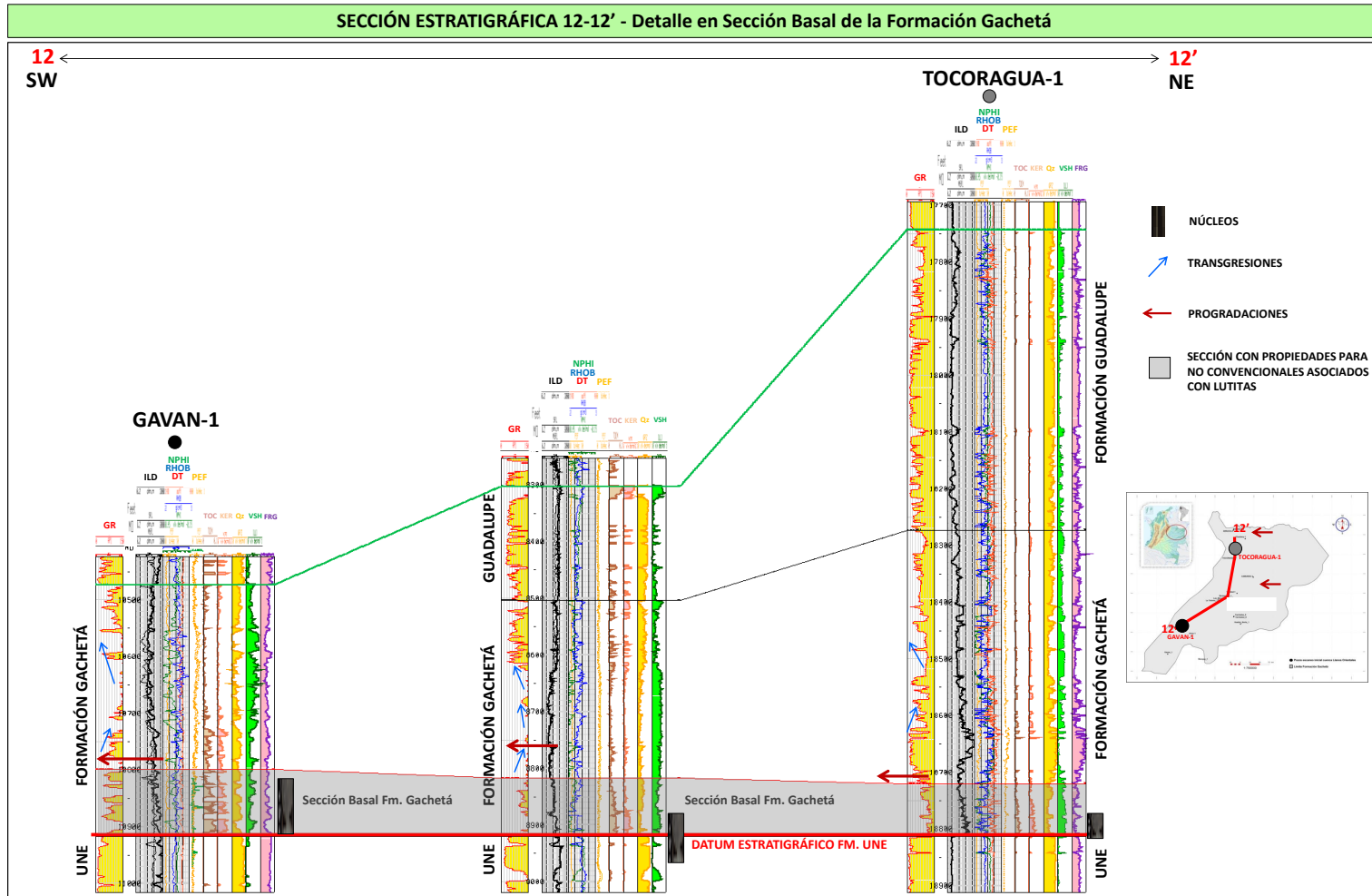


Figura 104. Sección estratigráfica integrada con resultados de evaluación petrofísica *ShaleXpert*, y ubicación de la sección con mayor potencial para yacimientos no convencionales asociados a lutitas, sección basal, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

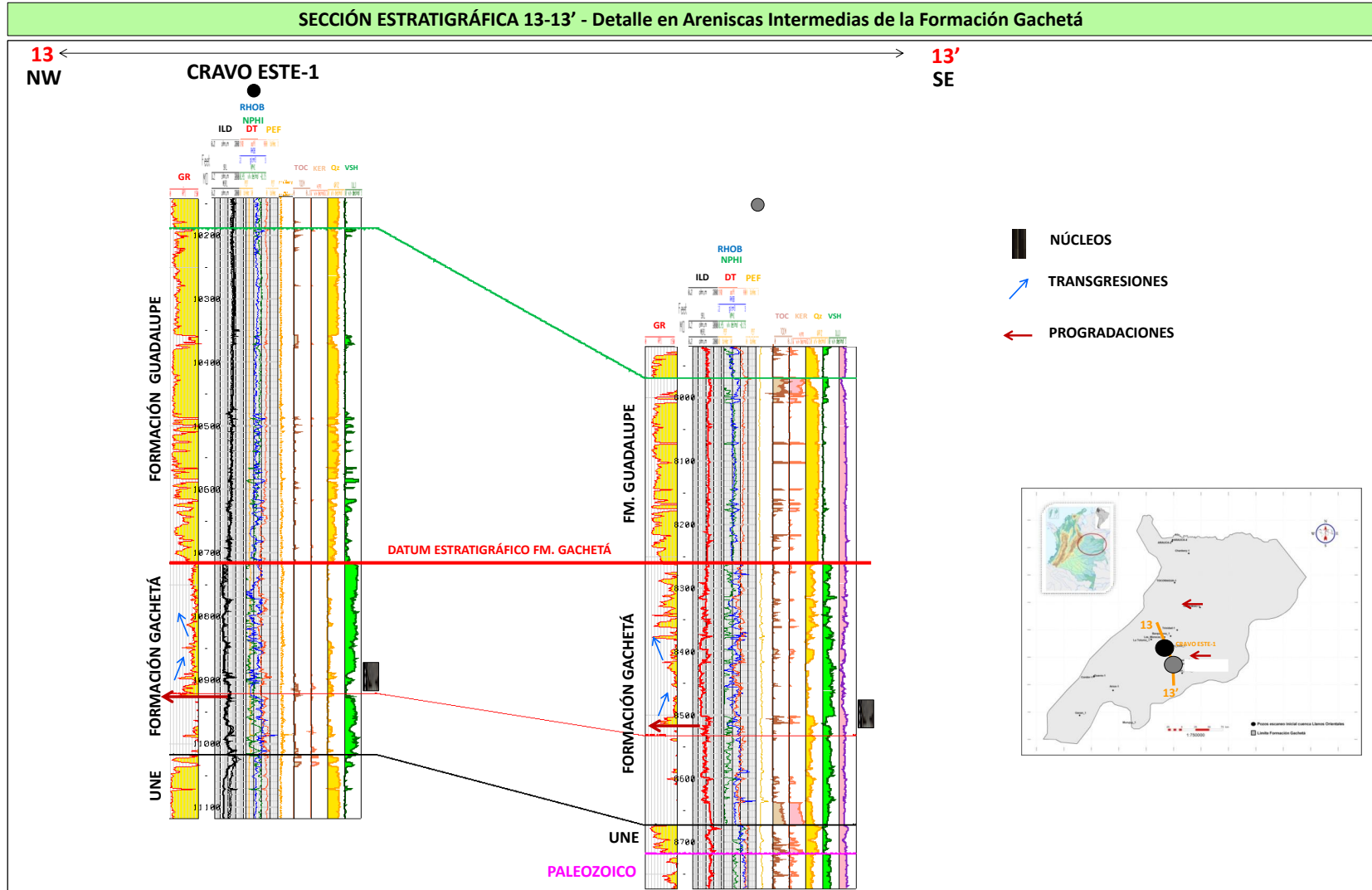


Figura 105. Sección estratigráfica integrada con resultados de la evaluación petrofísica ShaleXpert, areniscas intermedias, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

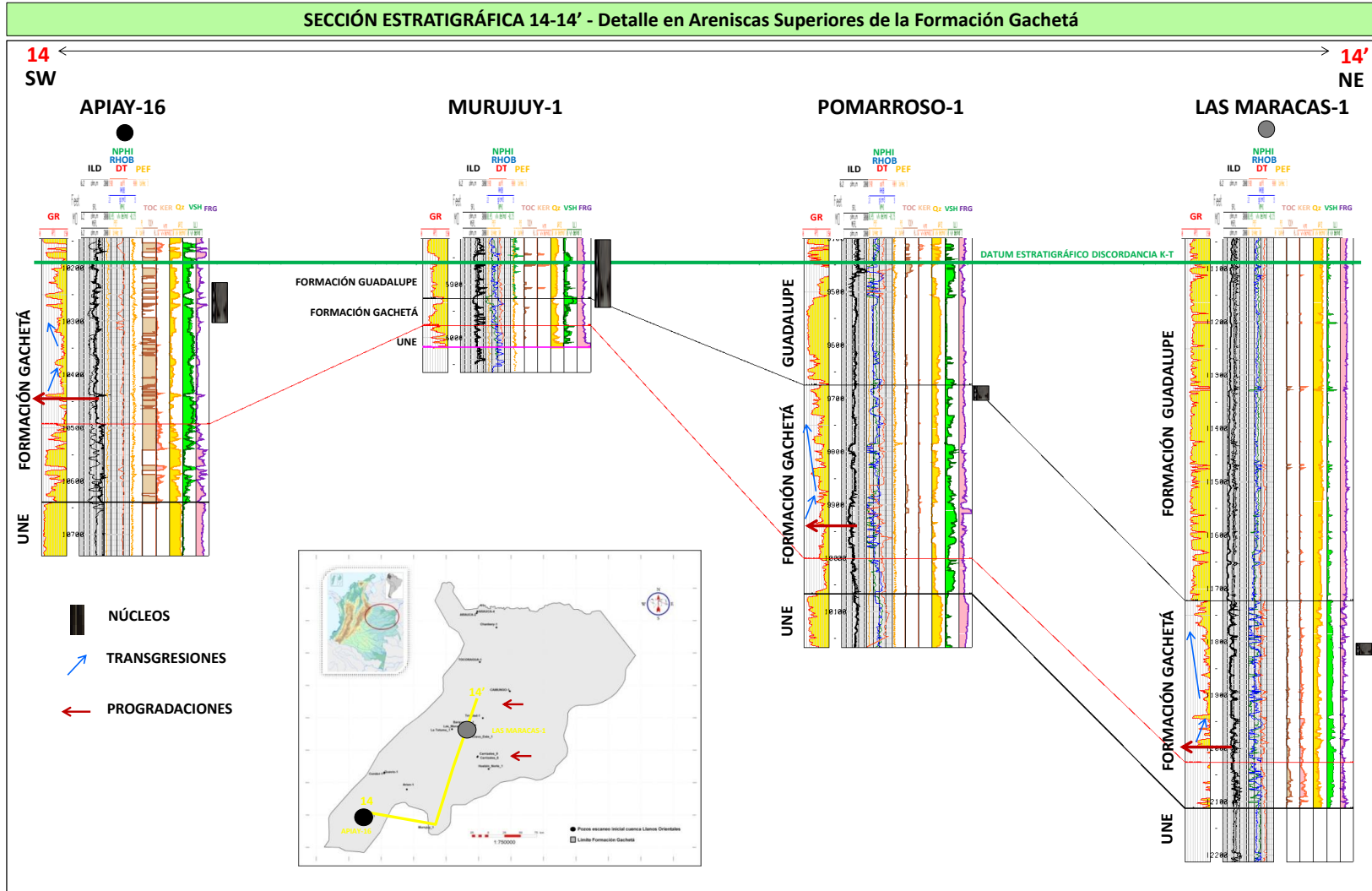


Figura 106. Sección estratigráfica integrada con resultados de la evaluación petrofísica *Shalexpert*, areniscas superiores, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

En la sección 15-15' conformada por los pozos Arauca-2, Tocoragua-1, Las Maracas-1, Cravo Este-1 y H (Figura 107), se demarca el nivel estratigráfico basal de la Formación Gachetá, el cual representa el mayor potencial como yacimiento no convencional asociado a lutitas, visualizándose los mejores valores en parámetros como *TOC*, kerógeno, porcentajes de cuarzo, arcillosidad y fragilidad. Igual comportamiento se observa en la sección 16 – 16', realizada al sur de la cuenca, que incluye los pozos Gaván-1 y Murujuy-1 (Figura 108). Estos resultados coinciden con los resultados obtenidos en los estudios geoquímicos, con respecto a la sección más prospectiva como yacimiento no convencional.

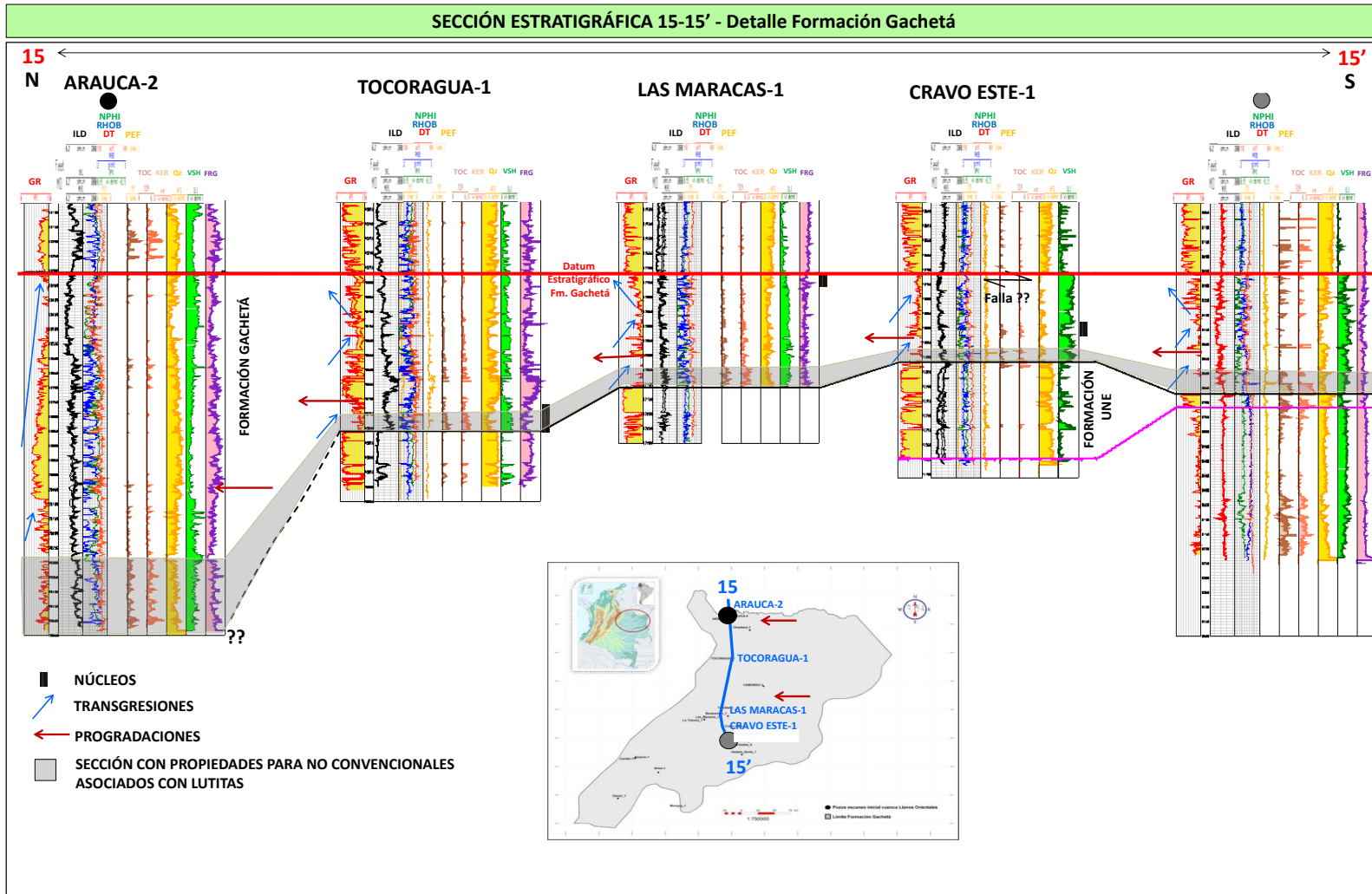


Figura 107. Sección estratigráfica integrada con resultados de la evaluación petrofísica *ShaleXpert*, y ubicación de la sección con mayor potencial para yacimientos no convencionales asociados a lutitas, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

16
NE

16'
SW

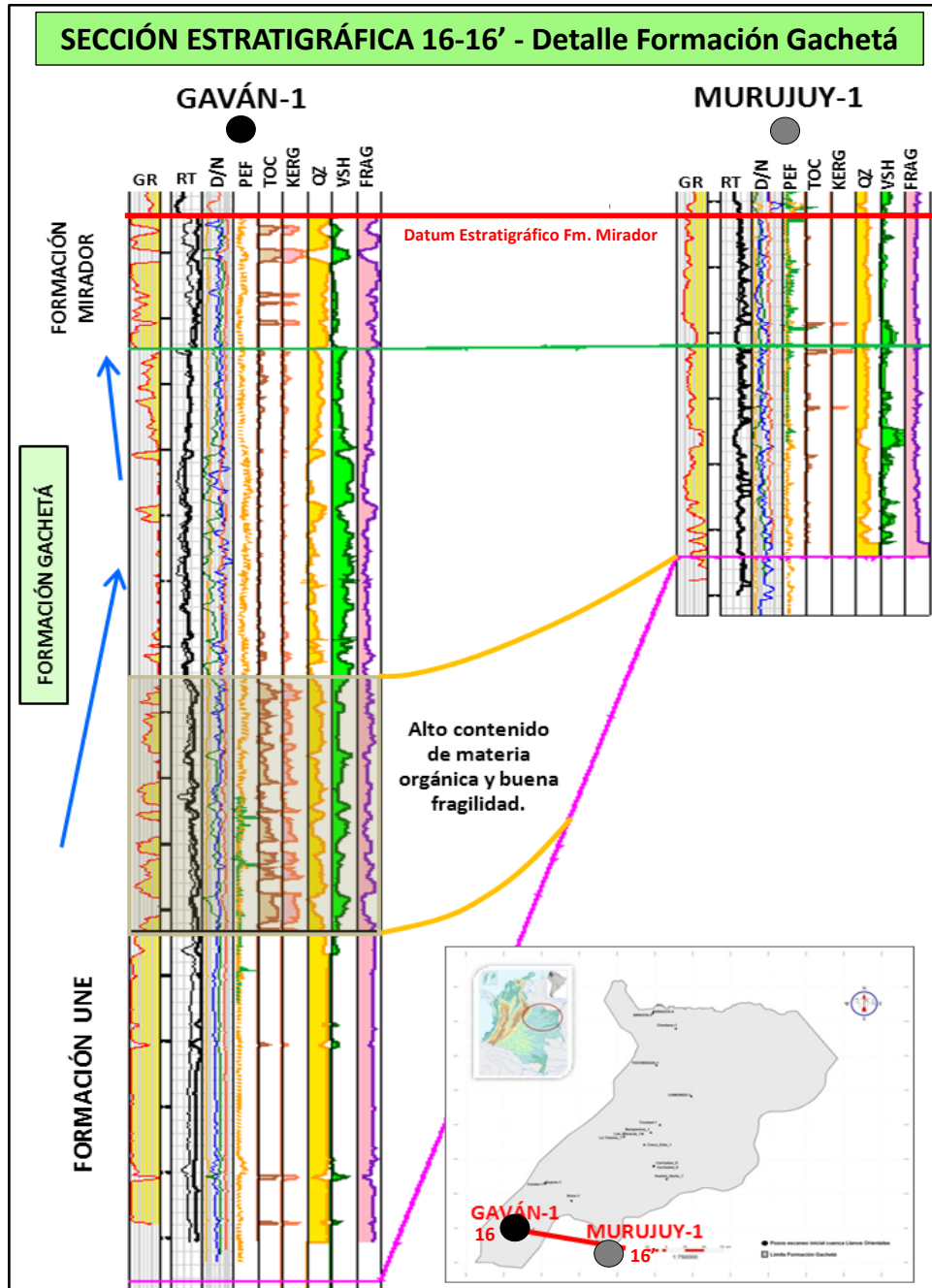


Figura 108. Sección estratigráfica al sur de la cuenca Llanos Orientales y ubicación de la sección con mayor potencial para yacimientos no convencionales asociados a lutitas.

Desde el punto de vista de configuración estructural, la franja madura, donde la Formación Gachetá ha alcanzado la ventana de generación de hidrocarburos, ubicada hacia la margen occidental de la cuenca, colindante con la Cordillera Oriental, se visualiza como un área

favorable, desde el punto de vista estructural, para el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Por una parte, la baja intensidad de deformación estructural se asocia a estructuras transpresionales al noreste y suroeste, y transtensionales sutiles en la parte central (sector de Casanare), y por otra, a la profundidad de la roca generadora (Figura 109).

Los rangos de profundidad para la Formación Gachetá, en la parte sur de esta área madura, están en el orden de 10.200 a 10.900 pies (pozos Apiay-16 y Gaván-1); en la parte central de 14.000 pies (pozos La Totuma-1 y Fortaleza -1A); y el norte 18.000 a 19.000 pies (pozo Tocoragua-1 y campo Arauca).

Considerando la integración de las disciplinas geológicas, mencionadas previamente, se concluye que el intervalo con mayor potencial como yacimiento no convencional asociado a lutitas, está ubicado en la sección inferior de la Formación Gachetá.

La Figura 110 muestra la ubicación y distribución del área de generación de hidrocarburos, y los pozos con núcleos disponibles, del intervalo inferior de la Formación Gachetá.

Los intervalos de lutitas seleccionados con potencial para no convencionales son estudiados por INGRAIN en las fases I y II a escalas muy pequeñas generando parámetros tales como: porcentajes de materia orgánica, porosidad total, porosidad no conectada, porosidad de la materia orgánica, un resumen muy completo de la mineralogía, etc. Una de las principales limitaciones en el uso de los resultados de INGRAIN al llevar a cabo la integración en este estudio, es la poca longitud de las secciones de núcleos tomados en la Formación Gachetá. Por tal razón, al inicio se deben considerar los resultados de la evaluación petrofísica, realizada a toda la unidad, y luego realizar una calibración con los resultados puntuales dados por INGRAIN en las fases I y II para cada sección de núcleo. Estos resultados permiten concluir en forma detallada sobre cómo es la composición en este tipo de yacimientos y estimar un factor de extrapolación de propiedades a toda la sección, cuando el intervalo de la sección nucleada sea muy pequeño.

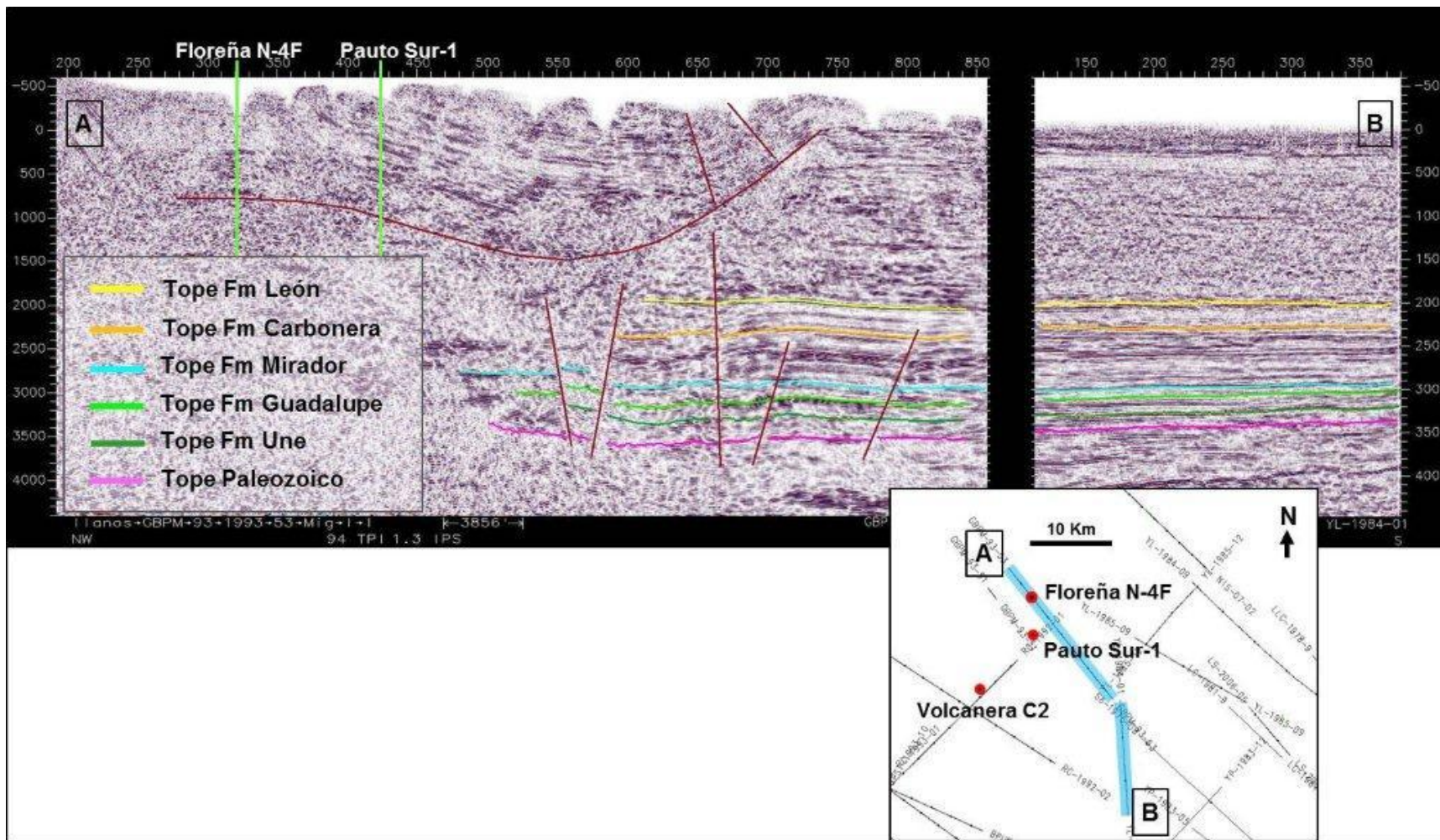


Figura 109. Configuración estructural del área de generación, localizada en la parte occidental de la cuenca Llanos Orientales.

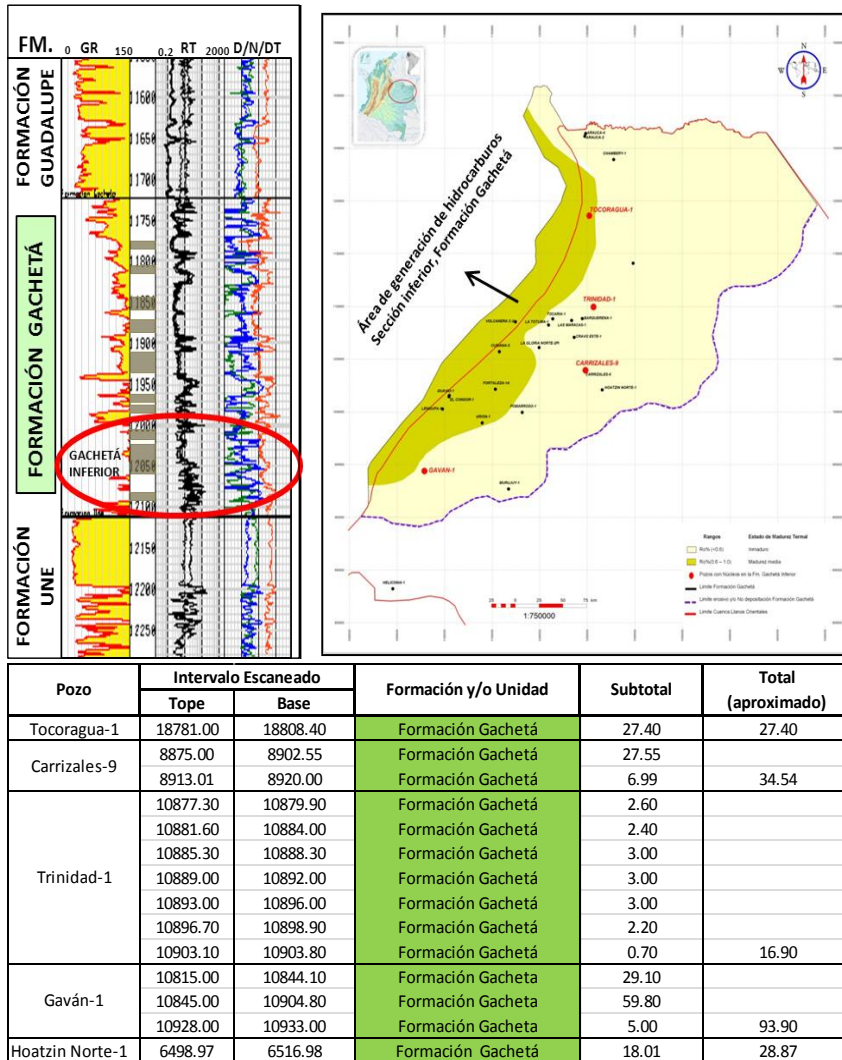


Figura 110. Ubicación del área de generación de hidrocarburos, pozos, núcleos relacionados y registro del intervalo de la Formación Gachetá y su nivel inferior, cuenca Llanos Orientales.

Núcleos tomados en la
Formación Gachetá
(Sección Basal).

La Figura 111 muestra la comparación de resultados con gráficos integrados realizados a los pozos Tocoragua-1, I y Gaván-1, los cuales presentan núcleos en la sección inferior de la Formación Gachetá. Estos gráficos muestran para cada pozo los resultados de los análisis de INGRAIN y la evaluación petrofísica. Se destacan dos columnas, una donde se puede visualizar los porcentajes mineralógicos, materia orgánica, arcilla y porcentajes de agua móvil e inmóvil, y otra que muestra los porcentajes de materia orgánica, generados de la evaluación petrofísica (Shalexpert) en las fases II y III de INGRAIN.

De acuerdo con el mapa, el pozo Tocoragua-1 está ubicado en la zona madura, el I en la inmadura y el pozo Gaván-1 en la zona de transición. En el pozo I el gráfico integrado muestra altos valores de materia orgánica, resultados que podrían estar relacionados con la no generación de hidrocarburos. Caso contrario ocurre en los pozos Tocoragua-1 y Gaván-1, donde el porcentaje de materia orgánica es bajo, que indicaría, considerando la ubicación de los pozos, que parte de la materia orgánica se ha transformado.

Si se detallan los porcentajes de los parámetros obtenidos para cada pozo, se podría concluir que se está en presencia de tres casos, donde dichos elementos indican claramente cuales intervalos reúnen condiciones como yacimientos no convencionales. Los parámetros de la sección basal de la Formación Gachetá en el pozo Tocoragua-1, varían de la siguiente manera: altos valores de rayos gamma, hasta 2% de materia orgánica, promedio de 40 - 50% de illita y una mineralogía que da buena fragilidad a la roca. Estas condiciones indican que en este pozo, la sección inferior reúne condiciones para este tipo de yacimientos. De la misma manera se concluye para las intercalaciones de lutitas en la sección inferior en el pozo Gaván-1, donde los valores mencionados previamente son semejantes a los obtenidos en la sección basal de la Formación Gachetá para este pozo. Caso contrario ocurre en el pozo I, el cual no reúne condiciones para yacimientos no convencionales. En primer lugar se encuentra en una zona inmadura y de acuerdo al porcentaje de illita (>50%) se podría interpretar como una sección muy dúctil.

Estos resultados confirman la potencialidad de la sección inferior de la Formación Gachetá concluida de la integración de las disciplinas geológicas.

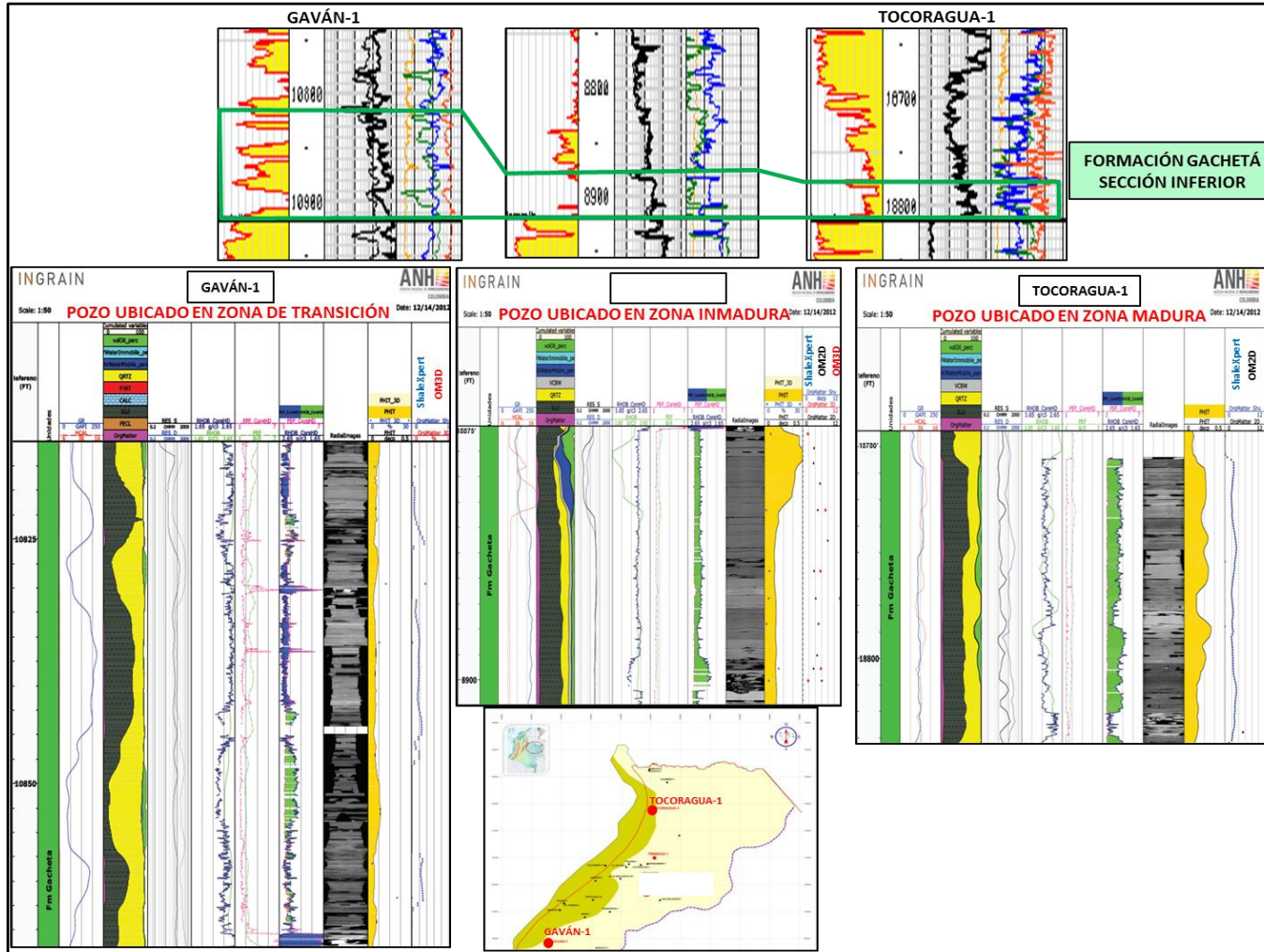


Figura 111. Integración de la evaluación petrofísica *ShaleXpert* con resultados de análisis de las fases II y III de INGRAIN, pozos Gaván-1, I y Tocoragua-1, cuenca Llanos Orientales.

Finalmente, el mapa isócoro de la sección inferior o basal de la Formación Gachetá (Figura 112), elaborado a partir de los registros disponibles de algunos pozos, con corazones escaneados, muestra que los espesores de este intervalo van desde cero en el sector oriental, hasta más de cien pies en el occidente de la cuenca, con valor máximo de 140 pies en el pozo Apiay-16. La sobreposición del mapa de madurez de reflectancia de vitrinita de la Formación Gachetá marca el inicio (0,6 de % Ro) de la ventana de generación de hidrocarburos, a partir de espesor promedio de 90 pies, con tendencia de incremento de estos dos parámetros hacia el occidente de la cuenca.

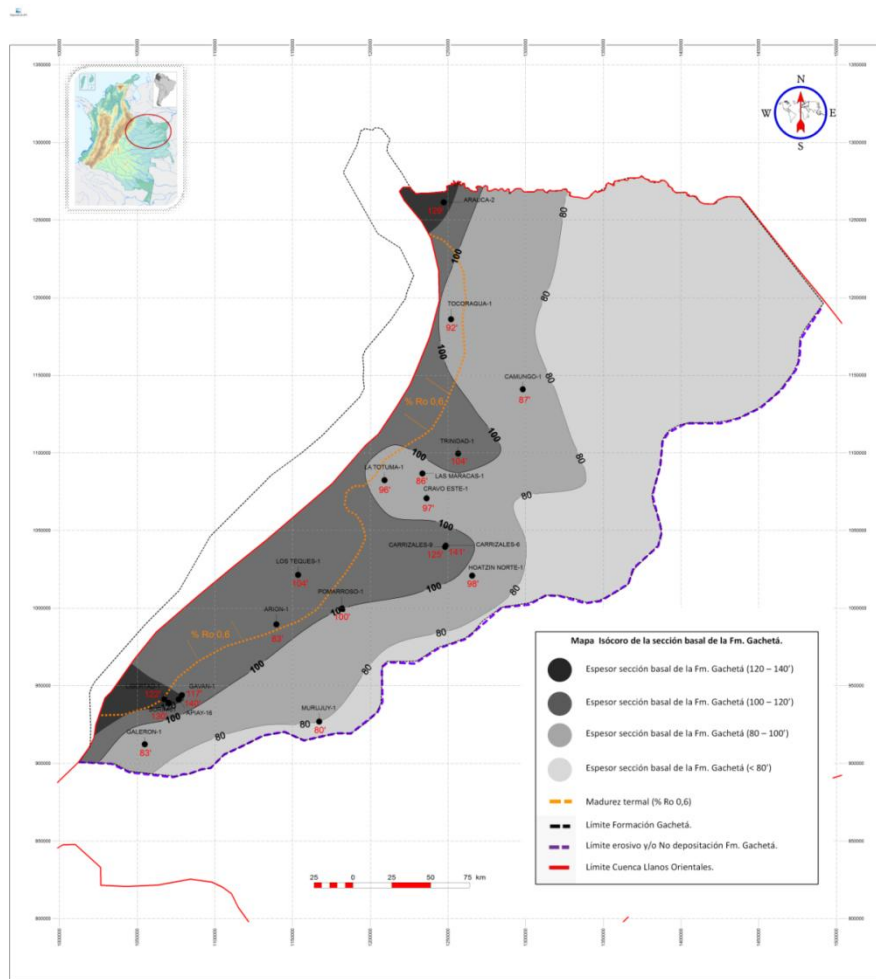


Figura 112. Mapa isócoro de la sección inferior o basal de interés para yacimiento no convencional asociado a lutitas, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales.

CONCLUSIONES

- En la cuenca Llanos Orientales 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.
- Desde el punto de vista estratigráfico, la Formación Gachetá es la secuencia con mayor potencial para yacimientos no convencionales. La interrelación entre el avance del nivel del mar y el aporte de sedimentos determinaron intervalos de lutitas ricos en materia orgánica, y con una composición mineralógica apta para este tipo de yacimientos.
- Lutitas con altos valores de rayos gamma, altas resistividades, baja arcillosidad y sedimentadas en condiciones paleobatimétricas neríticas someras, son indicios preliminares que podrían relacionarse con yacimientos no convencionales asociados a lutitas. La parte inferior de la Formación Gachetá cumple con estos parámetros.
- La configuración paleogeográfica controló la sedimentación de la Formación Gachetá. Los espesores varían desde cero (0 pies) al este, generados por procesos de erosión o no sedimentación, a espesores que alcanzan hasta 1.000 pies al occidente de la cuenca.
- 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 seleccionar intervalos lutíticos, para ser analizados en las fases II y III de INGRAIN, con la finalidad de determinar su potencial como yacimientos no convencionales.
- Es importante recordar que los factores críticos para la definición de yacimientos lutíticos son:
 1. Contenido de materia orgánica 2 % o mayor.
 2. Madurez termal (roca que haya generado aceite o gas)
 3. Intervalo lutítico con contenido de arcilla menor del 40%.
 4. Permeabilidades por debajo de los microdarcies.
 5. Intervalos continuos con baja permeabilidad, sin ser hidrocarburo migrado.
 6. Espesores mayores a 40 pies.
- En la cuenca Llanos Orientales, a partir de la evaluación petrofísica *shalexpert*, se identificaron tres tipos de oportunidades
 1. Secuencia paleozoica en el área del campo Carrizales

2. Yacimientos híbridos con areniscas delgadas convencionales intercaladas con lutitas orgánicas en la base de la Formación Gachetá y tope de la Formación Une (pozos, Apiay-16, Tocaragua-1, Gaván-1 y La Totuma-1).
 3. Yacimientos apretados en el piedemonte.
- La oportunidad no convencional de la secuencia paleozoica está definida por la interpretación *shalexpert* del pozo H.
 - a) La madurez termal de la secuencia paleozoica probablemente esté en la ventana de aceite con base en los hidrocarburos encontrados en dicha secuencia.
 - b) El contenido orgánico total estimado por medio de los registros está entre 3 y 8% del volumen. No hay datos de *2D SEM* para calibración.
 - c) La zona de interés tiene subzonas con base en la arcillosidad. El nivel superior es el más arcilloso y también presenta el mayor contenido de materia orgánica 9.110-9.173 pies.
 - d) La zona con mayor porosidad, hasta 8%, y menor arcillosidad es el nivel inferior (9.173-9.230 pies).
 - e) El nivel inferior tiene saturaciones de aceite estimadas por la evaluación petrofísica y fluorescencia en rípios
 - f) El impacto económico de esta oportunidad puede ser grande pero tiene gran incertidumbre por falta de información.
 - Se postula la presencia de yacimientos híbridos en la Formación Gachetá, para este mismo sector de Carrizales, en aquellos intervalos laminados donde hay un buen contenido de materia orgánica intercalada con areniscas de buena porosidad y permeabilidad (convencional). La dificultad para producir este tipo de yacimiento está relacionada con el hecho de que los intervalos de areniscas son muy delgados y separados (en este tipo de yacimiento se debe buscar la mejor manera de completamiento, para poder producirlo económicamente).
 - a) La madurez de la materia orgánica de la Formación Gachetá es incipiente.
 - b) El contenido orgánico total es variable, con promedios buenos, e intervalos por encima de 12 % de volumen, calibrados con datos de *2D SEM* de INGRAIN.
 - c) Las zonas de interés pueden ser variables, con una concentración de oportunidades en la base de la Formación Gacheta y tope de la Formación Une.
 - d) En algunos pozos las porosidades sobrepasan 18% y pueden llegar, en algunos casos, a más de 30%, pero en niveles delgados calibrados con datos de laboratorio.
 - e) El nivel inferior presenta saturaciones de aceite, de acuerdo la evaluación *shalexpert*.
 - f) El impacto económico de esta oportunidad puede ser pequeño a mediano en campos ya productivos.

- De los 54 pozos evaluados, sólo 8 pozos han entrado la secuencia paleozoica, y éstos sólo dos pozos han penetrado más de 300 pies de dichas rocas, que son los pozos H y Trinidad-1. La secuencia paleozoica tiene indicios de tener un buen potencial para yacimientos lutíticos en la cuenca Llanos Orientales.
- La configuración de la cuenca corresponde a una pendiente estructural hacia el lado noroeste, donde limita con el Piedemonte Llanero, el cual constituye el borde sureste de la Cordillera Oriental.
- La roca potencial generadora, del lado de la cuenca Llanos Orientales, quedó enterrada por el cabalgamiento proveniente de la cordillera, creando condiciones para la generación de los hidrocarburos que han sido descubiertos en el piedemonte.
- La franja ubicada al margen de la cuenca, colindante con la Cordillera Oriental, se visualiza como un área favorable para el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, teniendo en cuenta la baja intensidad en la deformación estructural y la profundidad de la roca generadora.
- La documentación de la roca generadora de hidrocarburos, para la cuenca Llanos Orientales, permite identificar como principal roca fuente, la Formación Gachetá, de la secuencia cretácica. En segundo lugar la Formación Los Cuervos, del Paleoceno, y con algún potencial marginal, intervalos arcillosos de la Formación Une o equivalentes.
- El mapa de promedio de riqueza orgánica (% TOC) actual, elaborado para la Formación Gachetá, permite visualizar que este parámetro aumenta de este a oeste y de sureste a noroeste, con valores pobres en el este y sureste (<0,5 %) y valores buenos (1 – 2 % TOC) a muy buenos (2 - 4% TOC), en el noroeste (sector occidental de Arauca). En el piedemonte central y sur los valores están en el rango de buenos.
- La calidad y tipo de materia orgánica, los estudios de macerales permiten diferenciar, en muestras de la Formación Gachetá, un predominio de materia orgánica correspondiente a kerógeno tipo III, potencial generador de gas y condensado; con aportes menores de materia orgánica tipo II, potencial generadora de aceite.
- En cuanto a la madurez termal de la Formación Gachetá, los mapas de isovalores promedios de temperatura máxima, de pirolisis, y de reflectancia de vitrinita para la Formación Gachetá, son bastante parecidos en su distribución, y aumentan hacia el occidente, definiendo una franja, localizada hacia el occidente en la cuenca, que cubre

desde el suroeste hasta noroeste, donde esta formación habría entrado en ventana de generación de hidrocarburos. Los valores temperatura máxima se ubican por encima de 435 - 445° C, y los de vitrinita entre 0,6 a 1,0% (Ro).

- Teniendo en cuenta la información geoquímica tipo de materia orgánica (predominio de kerógeno tipo III) y la madurez alcanzada por las rocas generadoras de la Formación Gachetá en el sector occidental de la cuenca, se espera que el tipo de fluido sea condensado y gas.
- Con referencia a roca generadora para hidrocarburos asociados a lutitas, se puede decir que la principal corresponde a la Formación Gachetá, y en particular la parte inferior de la misma. Igualmente, que el fluido principal generado debe ser condensado y gas.
- La zona de generación de la Formación Gachetá se ubica en la parte occidental de la cuenca, y va desde el suroeste hasta el noroeste de la cuenca.
- En segundo lugar, no se pueden descartar las formaciones Los Cuervos y Une. Estas rocas maduras se localizan, igualmente, en el sector occidental de la cuenca.
- Los resultados generados por INGRAIN en las fases II y III, muestran una composición detallada de los intervalos lutíticos, que permitió visualizar el potencial de los mismos para ser clasificados como yacimientos no convencionales.
- La integración de resultados de las disciplinas geológicas evaluadas, en conjunto con los resultados de las fases II y III de INGRAIN, permitió confirmar que la sección con mayor potencial como yacimiento no convencional asociado a lutitas, se corresponde con la parte inferior de la Formación Gachetá.
- El mapa isócoro de la sección inferior o basal de la Formación Gachetá elaborado a partir de los registros disponibles de algunos pozos, con corazones escaneados, muestra que los espesores de este intervalo van desde cero en el sector oriental, hasta más de cien pies en el occidente de la cuenca.
- Espesor máximo de 140 pies, del intervalo basal, se alcanza en pozo Apiay-16.

- La sobreposición del mapa de madurez de reflectancia de vitrinita de la Formación Gachetá marca el inicio (0,6 de % Ro) de la ventana de generación de hidrocarburos, a partir de espesor promedio de 90 pies, para el intervalo basal de interés, con tendencia de incremento de estos dos parámetros hacia el occidente de la cuenca.

RECOMENDACIONES

- Realizar corazonamiento continuo de la Formación Gachetá, o por lo menos del intervalo inferior de mayor interés.
- Realizar análisis geoquímicos de contenido de riqueza orgánica, pirólisis (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.
- Para el intervalo de la Formación Gachetá, como mínimo 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. Si la economía lo permite, se podrían incluir las formaciones Los Cuervos y Une, dentro de cubrimiento con esta información.
- Realizar estudio detallado de litofacies para la Formación Gachetá, calibrado con la información de nuevos corazones, especialmente para pozos localizados en el área madura.
- Perforar nuevos pozos en zonas de la cuenca donde la profundidad diagnosticada de la roca generadora sea del orden de 10.000 a 13.000 pies, considerando que han sido las profundidades más favorables en los análogos de Norte América, tales como el *Eagle Ford Shale*, *Marcellus Shale* y *Barnett Shale*, entre otros.
- Se recomienda realizar estudios de mineralogía, contenido orgánico, porosidad, permeabilidad y madurez termal, basados en ripios para el intervalo paleozoico en los pozos H, I y Trinidad-1, y otros pozos que hayan penetrado esta secuencia y posean buenos registros.
- Evaluar con ingeniería, yacimientos del piedemonte que no fluyen, pero tienen hidrocarburo.

BIBLIOGRAFÍA

- *Alfred Wegener, 1912. Die Entstehung der Kontinent (El Origen de los continentes).*
- ANH/EPIS, 2012. Líneas sísmicas (archivos Seg – Y, UKOOAS e imágenes) disponibles y registros de velocidad (checkshots).
- ANH/EPIS, 2012. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Llanos Orientales.
- *Cooper M. A., Addison F. T., Álvarez R., Coral M., Graham R. H., Hayward A. B., Howe S., Martínez J., Naar J. Peñas R., Pulham A. J., Taborda A, 1995. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG, Bull v.79, n. 10, pp. 1421-1443.*
- *Dillon William/U.S. Geological Survey, 1992. Gas (Methane) Hydrates A New Frontier.*
- *Etayo et al., 2003. Sedimentary Facies Distribution and Tectonic Setting of Colombia Through Phanerozoic, Ingeominas.*
- ECOPETROL – Beicip/Franlab, 1995. Estudio Geológico Regional, Cuenca Llanos Orientales.
- ECOPETROL/ICP, 1991. Proyecto Evaluación Geoquímica, cuenca Llanos Orientales.
- *Grover, P., 2010: Petrophysics MSc Course Notes.*
- Halliburton/ANH, 2006-2007. Proyecto de Evaluación de Crudos Pesados, Cuenca Llanos Orientales. Realizado para la ANH.
- *Jarvie, D. M., 2011 Unconventional Shale Gas and Oil Resource Systems; Presentation 31st Oil Shale Symposium, Golden Co.*
- *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 V74. No 12 (December 1990) p. 1777-1794.*

- *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 Shale-Gas Reservoirs: SPE 131350 pp 1-29.*
- *Tölke J., De Prisco G., Mu Y.: A lattice Boltzmann method for immiscible two-phase Stokes flow with a local collision operator, Computers & Mathematics with Applications, <http://dx.doi.org/10.1016/j.camwa.2012.05.018>.*