

**MODELADO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS MULTI-1D DE LA CUENCA
LLANOS ORIENTALES, COLOMBIA**

**LEIDY LIZETH CASTRO VERA
LAURA MARCELA SERRANO CALDERÓN**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2014

**MODELADO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS MULTI-1D DE LA CUENCA
LLANOS ORIENTALES, COLOMBIA**

**LEIDY LIZETH CASTRO VERA
LAURA MARCELA SERRANO CALDERÓN**

**Trabajo de grado para optar al título de Geólogas modalidad práctica
empresarial**

**Director:
NELSON SÁNCHEZ RUEDA
Geólogo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2014



HOJA DE RESUMEN

- Entregables de Convenios -

- 1. ENTIDAD (ES) Y NÚMERO DEL CONVENIO:** UIS-ICP 002 de 2013

- 2. TÍTULO DEL PROYECTO DEL ICP QUE APOYA:** Evaluación del potencial de arenas bituminosas en Colombia

- 3. CÓDIGO DEL PROYECTO:**

- 4. TÍTULO DE LA TESIS:** Modelado de Sistemas Petrolíferos Multi-1D de La Cuenca Llanos Orientales, Colombia.

- 5. AUTOR(ES) E IDENTIFICACIÓN.** Leidy Lizeth Castro Vera. CC.1102351748 B/manga. Laura Marcela Serrano Calderón. CC.1098704197

- 6. DEPENDENCIA DEL ICP:** UIN UDE UST UGC OTRO

- 7. NIVEL DE CONFIDENCIALIDAD:**

Para Consulta de: ECP ICP Coordinación Unidad Dirección Sin Confidencialidad:
Autoriza la Consulta: Líder del proyecto: Coordinador: Jefe Unidad: Director:

8. TIEMPO QUE EL INFORME CONSERVARÁ LA CONFIDENCIALIDAD:

Años_3_ Meses_____

9. TIPO DE DOCUMENTO: Informe impreso_____, CD-ROM ___X___, Videocinta_____, Anexos:(Cantidad) _____ Mapa (Cantidad) _____, Planos (Cantidad) _____, Registros de Pozo (Cantidad) _____, Otros cuáles_____

10. QUÉ RESULTADOS SE OBTUVIERON: Se obtuvieron los parámetros cinéticos Bulk para la Formación Chipaque, y un comparativo entre las diferentes metodologías usadas para obtener los parámetros.

11. CÓMO SE APLICARON ESPECÍFICAMENTE AL PROYECTO DEL ICP (SINO HAN SIDO APLICADOS CUÁNDO SE APLICARÍAN): Evaluación de alternativas de zonas de generación de hidrocarburos responsables de las acumulaciones en la actualidad.

12. BENEFICIOS DE LA APLICACIÓN DE LOS RESULTADOS AL PROYECTO DEL ICP (IMPACTO): Permite descartar alternativas de zonas de generación de hidrocarburos responsables de las acumulaciones en la actualidad.

13. PALABRAS CLAVES: Cuenca Llanos Orientales, Sistemas petrolíferos, Modelado 1D, Historia de enterramiento, Transformación, Generación, Expulsión, Área de generación.

AGRADECIMIENTOS

Este logro que hoy alcanzamos es el resultado de todo el esfuerzo y dedicación que hemos puesto no sólo a lo largo de este trabajo sino de toda nuestra carrera universitaria. Sin duda esto se lo debemos en primer lugar a Dios quien ha iluminado siempre nuestro camino y es nuestra fortaleza, y al apoyo incondicional de las personas que nos aman y están junto a nosotras en todo momento.

En esta ocasión queremos expresar nuestros agradecimientos a las personas más importantes que son nuestros padres, Marta Vera, Elvinia Calderón, William Castro y Jesús Serrano, a quienes debemos todos lo que hoy somos. Es de ellos y para ellos este logro porque han sido quienes nos han apoyado y guiado en cada uno de los pasos que hemos dado en la vida y quienes nos han enseñado y corregido con sus sabios consejos y palabras para que seamos mejores personas cada día.

Agradecemos inmensamente a Nelson Sánchez por el apoyo que nos brindó para la realización de este trabajo, por habernos dado la oportunidad de trabajar con él, por su gran aporte para nuestro crecimiento en la vida profesional y formación como geólogas y por todo lo que nos enseñó que fue totalmente necesario para la realización de este trabajo.

También queremos reconocer y agradecer la ayuda que nos brindaron los geólogos Alejandra Naranjo, José Luis González, Hernán Madero, Leonardo Chaparro y Diego Martínez, quienes estuvieron prestos a ayudarnos y que sin duda hacen parte de este resultado. De igual forma a la Universidad Industrial de Santander y al Instituto colombiano del petróleo (ICP).

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
JUSTIFICACIÓN	25
OBJETIVOS	26
ESPECÍFICOS	26
LOCALIZACIÓN	27
1. GENERALIDADES	28
1.1. PARÁMETROS PARA EVALUACIÓN DE ROCA GENERADORA	28
1.2. MODELADO 1D	32
2. CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL	36
2.1. EVOLUCIÓN DE LA CUENCA	36
2.2. MARCO ESTRUCTURAL	41
2.3. MARCO ESTRATIGRÁFICO	44
2.3.1. Formación Une	47
2.3.2. Formación Gacheta	49
2.3.3. Formación Guadalupe	50
2.3.4. Formación Barco-Cuervos	53
2.3.5. Formación Mirador	55
2.3.6. Formación Carbonera	57
2.3.7. Formación León	59
2.3.8. Formación Guayabo	61
2.4. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CRUDOS	62
2.5. SISTEMA PETROLÍFERO	65
3. METODOLOGÍA	78
3.1. SELECCIÓN DE POZOS.	80
3.2. RECOPIACIÓN DE DATOS DE ENTRADA Y CONSTRUCCIÓN DE MODELOS 1D.	82

3.3. CONSTRUCCIÓN DE MAPAS PARA UNIDADES GENERADORAS: PARÁMETROS GEOQUÍMICOS (TOC, HI Y RO), GENERACIÓN, TRANSFORMACIÓN Y EXPULSIÓN.	91
4. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	92
4.1. SELECCIÓN DE LAS UNIDADES GENERADORAS	92
4.2. MODELOS 1D	112
4.3. FORMACIÓN GACHETÁ	142
4.3.1. Transformación	142
4.3.2. Generación	146
4.3.3. Expulsión	149
4.4. FORMACIÓN GUADALUPE	151
4.4.1. Transformación	151
4.4.2. Generación	156
4.4.3. Expulsión	159
4.5. FORMACIÓN BARCO-CUERVOS	161
4.5.1. Transformación	161
4.5.2. Generación	165
4.5.3. Expulsión	168
4.6. ÁREA DE GENERACIÓN: PRESENCIA Y EXTENSIÓN GEOGRÁFICA	171
5. CONCLUSIONES	173
6. RECOMENDACIONES	176
BIBLIOGRAFÍA	177

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del área de estudio donde se muestra la ubicación de los 10 pozos que se usaron en el presente trabajo ubicados en el <i>foredeep</i> central de la cuenca.	27
Figura 2. Diagrama de Van Krevelen que muestra los cambios producidos en el kerógeno por el incremento del calor asociado al proceso de enterramiento.	31
Figura 3. Imagen del módulo Global Mean Surface Temperature.	34
Figura 4. Sección esquemática que muestra el llenado del Graben del Cocuy durante la fase <i>rift</i> . La Falla Guaicáramo limita la sedimentación al este de las Fms Bata, Lutitas de Macanal, arenisca de Las Juntas y Fómeque, las cuales no están presentes en la Cuenca Llanos Orientales.	37
Figura 5. Sección esquemática que representa el fin de la fase <i>post-rift</i> . La sedimentación cubre La Cuenca Llanos Orientales.	38
Figura 6. Sección esquemática que muestra el inicio de la inversión tectónica y la formación de la cuenca <i>foreland</i> .	39
Figura 7. La carga tectónica se desplaza hacia el este generando mayor subsidencia tectónica y da inicio al proceso de inversión de antiguas fallas normales y la formación de La Cuenca Llanos Orientales.	40
Figura 8. Sección esquemática que muestra el levantamiento de la Cordillera Oriental y la formación de la cuenca de <i>foreland</i> (Cuenca Llanos Orientales); así como la erosión del Cretácico en la Cordillera Oriental y la depositación de la Fm Guayabo en el <i>foredeep</i> . La corteza aumenta de espesor.	41
Figura 9. Mapa geológico del área de estudio que muestra las principales características que sirven de límite para los dominios estructurales: Cordillera Oriental, el Piedemonte y el <i>foreland</i> .	42
Figura 10. Carta de estratigrafía regional.	46

Figura 11. Mapa isocoro de la Formación Une donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.	48
Figura 12. Mapa isocoro de la Formación Gachetá donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.	50
Figura 13. Mapa isocoro de la Formación Guadalupe donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.	52
Figura 14. Mapa isocoro de la Formación Barco-Cuervos donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.	54
Figura 15. Mapa isocoro de la Formación Mirador donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.	56
Figura 16. Mapa isocoro total de la Formación Carbonera donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.	59
Figura 17. Mapa isocoro de la Formación León donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.	61
Figura 18. Indicadores geoquímicos de afinidad terrestre en crudos de La Cuenca Llanos (LLAO) en comparación con las cuencas Valle Medio y Valle Superior del Magdalena (VMM y VSM, respectivamente).	63
Figura 19. Variación lateral de facies generadoras del intervalo Cenomaniano-Santoniano y su relación con los crudos acumulados en La Cuenca Llanos.	64
Figura 20. Diagrama de índice de Hidrógeno (HI) y pico S ₂ , indicando el potencial de generación de las Formaciones Chipaque, Une, Gachetá y Los Cuervos.	66
Figura 22. Diagrama de índice de Oxígeno vs índice de Hidrógeno (diagrama de Van Krevelen) donde se muestra el tipo de kerógeno (Formaciones Chipaque, Une, Gachetá, Guadalupe, Mirador, los Cuervos y Carbonera y muestras paleozoicas kerógeno tipo II-III, y Formación León kerógeno tipo III-IV).	68
Figura 23. Diagrama de índice de Oxígeno vs índice de Hidrógeno (diagrama de Van Krevelen) donde se muestra el tipo de kerógeno de las Formaciones Barco-Cuervos, Guadalupe y Gachetá en los 10 pozos estudiados.	70
Figura 24. Gráfico de T _{máx} vs Índice de Hidrógeno, presentando las condiciones de generación y la madurez termal.	71

Figura 25. Gráfica de reflectancia de la vitrinita vs profundidad de los pozos.	73
Figura 26. Carta del sistema petrolífero de La Cuenca Llanos Orientales.	77
Figura 27. Diagrama de flujo de la metodología.	79
Figura 28. Ejemplo del INPUT o datos de entrada requeridos por el paquete.	80
Figura 29. Zonación Palinológica del Cenozoico de Los Llanos y el Piedemonte Llanero de Colombia.	83
Figura 30. Ejemplo de histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras construidos para determinar el valor usado como dato de entrada.	85
Figura 31. Ejemplo de input para la simulación de la condiciones límite.	87
Figura 32. Perfiles batimétricos usados para el módulo de PWD.	88
Figura 33. Mapa de gradiente geotérmico para La Cuenca Llanos Orientales. Los pozos ubicados son los estudiados en el presente trabajo.	90
Figura 34. Histogramas de TOC de las unidades generadoras del pozo Surimena-1.	93
Figura 35 Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo Camungo-1.	93
Figura 36. Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo Rondón-1.	94
Figura 37 Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo Rancho Hermoso-2p.	94
Figura 38. Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo La Cabaña-1.	95
Figura 39. Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo La Gloria-2.	96
Figura 40. Histogramas de TOC de las unidades generadoras del pozo Santiago-3.	96
Figura 41. Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo La María-1.	97
Figura 42. Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo Leticia-1.	98

Figura 43. Histogramas de TOC de las unidades generadoras del pozo Pomarroso-1.	99
Figura 44. Mapa de TOC construido para la Formación Gachetá (Turoniano-Santoniano).	102
Figura 45. Mapa de HI construido para la Formación Gacheta (Turoniano-Santoniano).	103
Figura 46. Mapa de Ro construido para la Formación Gachetá (Turoniano-Santoniano).	104
Figura 47. Mapa de TOC construido para la Formación Guadalupe (Campaniano-Mastrichtiano).	106
Figura 48. Mapa de HI construido para la Formación Guadalupe (Campaniano-Mastrichtiano).	107
Figura 49. Mapa de Ro construido para la Formación Guadalupe (Campaniano-Mastrichtiano).	108
Figura 50. Mapa de TOC construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).	110
Figura 51. Mapa de HI construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).	111
Figura 52. Mapa de Ro construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).	112
Figura 53. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Camungo-1.	113
Figura 54. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo La Cabaña-1.	114
Figura 55. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo La Gloria-2.	115
Figura 56. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo La María-1.	116
Figura 57. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Leticia-1.	117

Figura 58. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Pomarroso-1.	118
Figura 59. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Rancho Hermoso-2p.	119
Figura 60. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Rondón-1.	120
Figura 61. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Santiago-3.	121
Figura 62. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Surimena-1.	122
Figura 63. Mapa construido para flujos de calor en la actualidad (0Ma).	125
Figura 64. Mapa construido para los flujos de calor del Mioceno Superior (12 Ma).	126
Figura 65. Mapa construido para los flujos de calor del Mioceno Medio (15 Ma).	127
Figura 66. Mapa construido para flujos de calor del Eoceno Superior (39 Ma).	128
Figura 67. Mapa construido para los flujos de calor del Eoceno Inferior (53 Ma).	129
Figura 68. Mapa construido para los flujos de calor del Paleoceno (65 Ma).	130
Figura 69. Mapa construido para flujos de calor del Campaniano (83 Ma).	131
Figura 70. Mapa construido para flujos de calor del Coniaciano (88 Ma).	132
Figura 71. Mapa construido para flujos de calor del Cenomaniano (96 Ma).	133
Figura 72. Mapa construido para flujos de calor del Paleozoico (299 Ma).	134
Figura 73. Curva de enterramiento del Pozo Camungo-1.	135
Figura 74. Curva de enterramiento del Pozo La Cabaña-1.	136
Figura 75. Curva de enterramiento del Pozo La Gloria-2.	136
Figura 76. Curva de enterramiento del Pozo La María-1.	137
Figura 77. Curva de enterramiento del Pozo Leticia-1.	137
Figura 78. Curva de enterramiento del Pozo Pomarroso-1.	138
Figura 79. Curva de enterramiento del Pozo Rancho Hermoso-2p.	138
Figura 80. Curva de enterramiento del Pozo Rondón-1.	139
Figura 81. Curva de enterramiento del Pozo Santiago-3.	139

Figura 82. Curva de enterramiento del Pozo Surimena-1.	140
Figura 83. Curva de transformación de la Formación Gachetá en el pozo La Cabaña-1.	143
Figura 84. Curva de transformación de la Formación Gachetá en el pozo La María-1.	143
Figura 85. Curva de transformación de la Formación Gachetá en el pozo Leticia-1.	144
Figura 86. Curva de transformación de la Formación Gachetá en el pozo Santiago-3.	144
Figura 87. Mapa de transformación construido para la Formación Gachetá (Turoniano-Santoniano).	145
Figura 88. Curva de generación de la Formación Gachetá en el pozo La Cabaña-1.	146
Figura 89. Curva de generación de la Formación Gachetá en el pozo La María-1.	147
Figura 90. Curva de generación de la Formación Gachetá en el pozo Leticia-1.	147
Figura 91. Mapa de generación construido para la Formación Gachetá (Turoniano-Santoniano).	148
Figura 92. Curva de expulsión de la Formación Gachetá en el pozo La María-1.	149
Figura 93. Mapa de expulsión construido para la Formación Gachetá (Turoniano-Santoniano).	150
Figura 94. Curva de transformación de la Formación Guadalupe en el pozo La Cabaña-1.	152
Figura 95. Curva de transformación de la Formación Guadalupe en el pozo La María-1.	152
Figura 96. Curva de transformación de la Formación Guadalupe en el pozo Leticia-1.	153
Figura 97. Curva de transformación de la Formación Guadalupe en el pozo Rondón-1.	153

Figura 98. Curva de transformación de la Formación Guadalupe en el pozo Santiago-3.	154
Figura 99. Mapa de transformación construido para la Formación Guadalupe (Campaniano- Mastrichtiano).	155
Figura 100. Curva de generación de la Formación Guadalupe en el pozo La Cabaña-1.	156
Figura 101. Curva de generación de la Formación Guadalupe en el pozo La María-1.	157
Figura 102. Curva de generación de la Formación Guadalupe en el pozo Leticia-1.	157
Figura 103. Mapa de generación construido para la Formación Guadalupe (Campaniano-Mastrichtiano).	158
Figura 104. Curva de expulsión de la Formación Guadalupe en el pozo Leticia-1.	159
Figura 105. Mapa de expulsión construido para la Formación Guadalupe (Campaniano-Mastrichtiano).	160
Figura 106. Curva de transformación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La Cabaña-1.	162
Figura 107. Curva de transformación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La María-1.	162
Figura 108. Curva de transformación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La Leticia-1.	163
Figura 109. Mapa de transformación construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).	164
Figura 110. Curva de generación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La Cabaña-1.	165
Figura 111. Curva de generación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La María-1.	166
Figura 112. Curva de generación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo Leticia-1.	166

Figura 113. Mapa de generación construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).	167
Figura 114. Curva de expulsión de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La Cabaña-1.	168
Figura 115. Curva de expulsión de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La María-1.	169
Figura 116. Curva de expulsión de la Formación Barco-Cuervos en el pozo Leticia-1.	169
Figura 117. Mapa de expulsión construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).	170
Figura 118. Mapa donde se ubica el área de generación actual en el área de estudio.	172

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Relación entre el % TOC, el pico S2 y la cualificación de potencial generador.	29
Tabla 2. Relación entre el HI, los productos expulsados y el tipo de kerógeno.	30
Tabla 3. Índice de producción para rocas generadoras de grado de madurez inicial a media.	30
Tabla.4. Relación del grado de madurez con los parámetros de reflectancia de la vitrinita y T _{máx} .	32
Tabla 5. Pozos seleccionados con las coordenadas de ubicación y la información geológica disponible para la construcción de los modelos y el desarrollo del presente trabajo.	81
Tabla 6. Zonación Palinológica Provisional del Cretácico Cuenca Llanos Orientales.	83
Tabla 7. Valores de PWD para diferentes ambientes de depósito, usando los descritos en el modelo estratigráfico de La Cuenca Llanos Orientales (Fajardo, et al. 2000).	89
Tabla 8. Gradientes geotérmicos usados en cada pozo para calcular los valores de BHT.	91
Tabla 9. Pozos seleccionados con sus respectivas unidades generadoras y los datos geoquímicos promediados utilizados. Algunos de estos pozos no presentaban ciertos datos geoquímicos, por esto se usa la convención NP para estos casos.	100
Tabla 10. Temperaturas que alcanzan las unidades generadoras en la actualidad en cada pozo.	141

RESUMEN

TITULO: MODELADO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS MULTI-1D DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES, COLOMBIA*.

AUTORES: LEIDY LIZETH CASTRO VERA Y LAURA MARCELA SERRANO CALDERÓN**.

PALABRAS CLAVE: Cuenca Llanos Orientales, Sistemas petrolíferos, Modelado 1D, Historia de enterramiento, Transformación, Generación, Expulsión, Área de generación.

Este trabajo se enfocó en coleccionar información geoquímica y geológica de informes internos de Ecopetrol, para construir modelos 1D de diez pozos, el área de estudio corresponde al *foredeep* central de la cuenca. El objetivo principal es establecer la presencia y tamaño de un área de generación activa en la zona de estudio.

Los resultados de los modelos construidos muestran curvas de enterramiento similares para todos los pozos, excepto para los pozos más distales de la cuenca donde la subsidencia constante durante el Cretácico se ve alterada a principios del Paleoceno por un evento de no depositación de la Formación Barco-Cuervos; las tasas de subsidencias más altas se presentan en el Mioceno medio con la rápida depositación de la Formación Guayabo. Las temperaturas actuales que alcanzan las formaciones generadoras, son mayores en los pozos cercanos al Piedemonte. Los flujos de calor que resultan de las calibraciones establecen geográficamente un aumento hacia el centro; Rondón-1 presenta una anomalía que puede deberse a la presencia de cuerpos intrusivos o altos de basamento; de acuerdo con los flujos de calor del pasado, a partir del Cretácico Superior hay un aumento regional alcanzando los valores más altos hasta el Eoceno Superior, y hacia el Mioceno Medio y Superior los valores disminuyen. Los pozos La María-1, Leticia-1 y La Cabaña-1 presentan el mayor contenido orgánico en las unidades generadoras caracterizándolas como buenas y muy buenas, la reflectancia de la vitrinita muestra en su mayoría sedimentos en condiciones de madurez temprana a tardía en estos mismos pozos y de inmadurez para los otros pozos. Según las curvas de transformación, generación y expulsión de las unidades generadoras, los pozos con las tasas más altas son La María-1 y Leticia-1. Se propone un área de generación actual localizada hacia el Piedemonte, entre los pozos La María-1 y Leticia-1.

* Modelado de Sistemas Petrolíferos Multi-1d de la Cuenca Llanos Orientales, Colombia.

** Facultad Físico-Química. Escuela de Geología. Director: Nelson Sánchez.

ABSTRACT

TITLE: PETROLEUM SYSTEMS MODELLING OF MULTI-1D EASTERN LLANOS BASIN, COLOMBIA*.

AUTHORS: LEIDY LIZETH CASTRO VERA AND LAURA MARCELA SERRANO CALDERON**.

KEYWORDS: Easterns Llanos Basin, Petroleum Systems, Modeling 1D, Burial history, Transformation, Generation, Expulsion, Area generation.

This work focused on collecting geochemical and geological internal reporting of Ecopetrol, to model 1D ten wells, the study area corresponds to the central foredeep basin. The main objective is to establish the presence and size of an area of active generation in the study area.

The results of the models constructed show similar burial curves for all wells, except for the most distal basin wells where the constant subsidence during the Cretaceous is altered by early Paleocen event of non-deposition of the Barco-Cuervos Formation. Higher rates of subsidence occur in the middle Miocene to the rapid deposition of Guayabo Formation. Current temperatures reaching generating formations are higher in wells near the foothills. Heat flows resulting from calibration set geographically increased toward the center; Rondon-1 presents an anomaly that may be due to the presence of intrusive bodies or high basement. According to the heat flows from the past, from the Upper Cretaceous there is a regional increase reaching the highest values to the Upper Eocene, and from the Middle Miocene and Higher values decrease. The Mary Wells-1, Leticia-1 and La Cabaña-1 have the highest organic content in characterizing generating units as good and very good, the reflectance of vitrinite shows mostly sediment conditions early maturity late in these same wells and immaturity to other wells. According transformation curves, generation and expulsion of generating units, the wells with the highest rates are La María-1 and Leticia-1. Current generation area located towards the foothills, between wells La María-1 and Leticia-1 is proposed.

* Petroleum Systems Modelling of Multi-1D Eastern Llanos Basin, Colombia.

** Faculty Physicochemical Sciences. Geology School. Directress: Nelson Sánchez.

INTRODUCCIÓN

Informes recientes sobre la evaluación de la carga y la calidad del petróleo en la cuenca llanos realizados por Ecopetrol (Sánchez, et al. 2009), describen los procesos de generación, expulsión y migración mediante modelos 1D y 3D, construidos en el software Petromod, con el objetivo principal de identificar temporal y espacialmente las áreas de cocina y la cantidad de petróleo expulsado. En este trabajo se confirma que las áreas de ante-país son cargadas desde rocas marinas del Cretácico Superior. Las cocinas se localizaron al occidente del trazo actual de la Falla de Guaicáramo, actuando desde el Oligoceno en la parte Sur de la Cordillera Oriental y desplazándose hacia el Norte, donde la generación se prolonga hasta el Mioceno Temprano. La generación inicia al final del Paleoceno (58 Ma.) en el Sur de la cuenca (actual Cordillera Oriental) y migra luego hacia el N, al tiempo que las cocinas se desplazan hacia el frente Oriental de deformación donde se ubican durante el Oligoceno y Mioceno Temprano. Los procesos de inversión tectónica de la Cordillera Oriental hacen que estas cocinas se exhumen y detengan el proceso de generación. Particularidades dentro de este esquema general de generación pueden encontrarse al examinar detalladamente bloques estructurales con historias de deformación complejas, especialmente en el Piedemonte.

Adicionalmente, en el modelo propuesto por García (2008) se concluye que la mayor cantidad de petróleo se produce por rocas del Cretácico, primero desde cocinas de generación ubicadas en la Cordillera Oriental y luego a partir de cocinas locales, después de los eventos de la deformación andina en las áreas del Piedemonte y el *foredeep*. Además, con la ayuda del modelado en tres dimensiones (3D) se determinaron las edades de generación. Se encontró un patrón general de desplazamiento temporal de las cocinas en dirección este. La primera área de generación se desarrolló en la Cordillera Oriental entre el Eoceno y Mioceno Temprano, mientras que los pulsos finales de generación ocurrieron en las áreas

más enterradas de la cuenca (sector occidental) durante los últimos 5 Ma (García 2008).

A pesar de estudios anteriores y modelos propuestos por diferentes autores, no se conoce con certeza la procedencia de los hidrocarburos encontrados en el área central del Piedemonte llanero y en el *foreland*, por esta razón existe la necesidad de determinar las cocinas de generación de hidrocarburos que dieron lugar a las acumulaciones presentes en la actualidad. De acuerdo a lo anterior, este trabajo busca evidenciar la presencia y tamaño de un área de generación activa en el *foredeep* central de La Cuenca Llanos, lo cual es de gran importancia para la prospectividad de la misma pues estas variables tienen implicaciones sobre las rutas de migración y volúmenes acumulados.

Este trabajo describe los procesos de transformación, generación y expulsión mediante modelos 1D, construidos en el software Petromod. El área de estudio para la simulación corresponde al *foredeep* central de la cuenca (Figura 1). Los modelos se construyeron para 10 pozos localizados sobre esta área, los cuales se seleccionaron teniendo en cuenta la información geológica disponible, los rasgos geoquímicos de las formaciones perforadas y la ubicación geográfica de estos.

JUSTIFICACIÓN

Establecer la presencia y tamaño de un área de generación activa en La Cuenca Llanos es de gran importancia para la prospectividad de la misma, estas variables tienen gran impacto en las rutas de migración y volúmenes acumulados. Este trabajo permitirá evidenciar si existe un área de generación activa en el *foredeep* central de la cuenca y delimitar su extensión de forma regional a través de la construcción de modelos 1D de sistemas petrolíferos.

OBJETIVOS

GENERAL

- Simular los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos para establecer la presencia y tamaño de un área de generación actual en el *foredeep* central de La Cuenca Llanos.

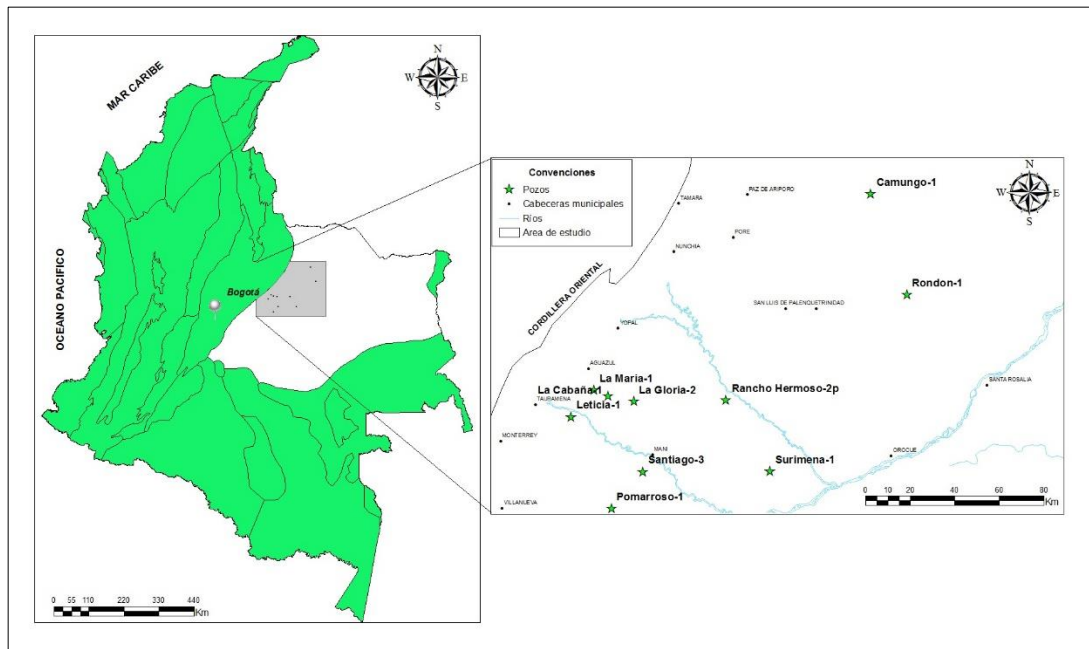
ESPECÍFICOS

- Construir modelos unidimensionales de generación y expulsión de petróleo para 10 pozos.
- Recrear la historia de enterramiento y compactación de la cuenca para ubicar en el tiempo el(los) evento(s) de transformación de la materia orgánica y generación y expulsión de hidrocarburos.
- Construir mapas a partir de los parámetros geoquímicos evaluados (TOC, HI y Ro) para cada roca generadora; mapas de flujo de calor para cada intervalo de tiempo estudiado a partir de la curva de la historia termal y enterramiento; y mapas de transformación, generación y expulsión para cada roca generadora.
- Finalmente, establecer la existencia de un área de generación actual de hidrocarburos en la zona de estudio y determinar geográficamente su extensión.

LOCALIZACIÓN

La Cuenca Llanos Orientales es la cuenca productora de hidrocarburos más prolífica en Colombia, su producción diaria es de 739.088 barriles de petróleo equivalentes, que representan el 75% de barriles promedio día calendario del país (ACIPET 2013). El límite norte de esta cuenca es la frontera colombo-venezolana; al sur la cuenca se extiende hasta la Serranía de la Macarena, el Arco de Vaupés y rocas metamórficas del Precámbrico que afloran al sur del río Guaviare; el límite oriental se caracteriza por afloramientos de rocas plutónicas precámbricas del Escudo de Guyana y al oeste la cuenca está limitada por el sistema de empuje frontal de la Cordillera Oriental (Etayo-Serna et al., 1983; Cooper et al., 1995; Casero et al., 1997; Gómez et al., 2005). Más específicamente, nuestra área de estudio corresponde al *foredeep* de la zona central de la cuenca (Figura 1).

Figura 1. Localización del área de estudio donde se muestra la ubicación de los 10 pozos que se usaron en el presente trabajo ubicados en el *foredeep* central de la cuenca.



1. GENERALIDADES

1.1. PARÁMETROS PARA EVALUACIÓN DE ROCA GENERADORA

Con el fin de mostrar la calidad y madurez de las rocas generadoras, se realizan procedimientos como pirólisis Rock-Eval y estudios de petrología orgánica. Los parámetros más comunes utilizados para estimar la calidad de la roca generadora son el contenido de materia orgánica (% TOC), Índice de Hidrógeno (HI), índice de oxígeno (OI), índice de producción (PI) y potencial de generación (pico S2) .Los parámetros de madurez principales son T_{máx} en grados Celsius, y la reflectancia de la vitrinita (% Ro) (McCarthy, et al. 2011).

La medición del TOC es la primera clasificación para la cuantificación de la riqueza orgánica. Los valores de TOC sólo proporcionan una escala semi-cuantitativa del potencial de generación de petróleo. El valor de TOC sólo indica la cantidad, pero no la calidad, de la materia orgánica. Por otro lado, una de las pruebas más utilizadas en la industria del petróleo es la Pirólisis Rock-Eval, la cual se ilustra mediante una serie de picos indicadores. El pico S1 registra los hidrocarburos libres, estos hidrocarburos se generaron en el subsuelo pero fueron expulsados de la roca durante el proceso de pirolisis. El pico S2 registra los hidrocarburos que son liberados de la muestra durante la segunda etapa del proceso, estos hidrocarburos son generados a partir del craqueo de los hidrocarburos pesados y la descomposición térmica del kerógeno; este es el pico más importante ya que indica la cantidad potencial de hidrocarburos que podría seguir produciendo la roca generadora si continuara el proceso de maduración térmica. Y el pico S3 representa el CO₂ que se libera a partir del craqueo térmico del kerógeno durante la pirolisis

(McCarthy, et al. 2011). En la Tabla 1.1.1 se presentan la relación entre el % TOC, el pico S2 y la cualificación de potencial generador.

Tabla 1. Relación entre el % TOC, el pico S2 y la cualificación de potencial generador.

POTENCIAL GENERADOR	% TOC	Pico S2 Rock-Eval (mg Hc/ g)
Pobre	< 0.5	0 - 2.5
Regular	0.5 - 1.0	2.5 - 5.0
Bueno	1.0 - 2.0	5.0 - 10.0
Muy bueno	2.0 - 4.0	10.0 - 20.0
Excelente	> 4.0	> 20

Tomado de Peters y Cassa, 1994.

Otro parámetro que se determina a partir de la Pirólisis Rock-Eval es el Índice de Hidrógeno (HI) (Tabla 1.1.2) que se obtiene a partir de la relación entre el hidrógeno y el TOC, este es proporcional a la cantidad de contenido de kerógeno; un HI alto indica un mayor potencial para la generación de petróleo. El Índice de Oxígeno (OI) se obtiene a partir de la relación entre el CO₂ y el TOC; el OI se relaciona con la cantidad de oxígeno contenido en el kerógeno y es útil para rastrear la maduración o el tipo de kerógeno. El índice de producción (PI) (Tabla 1.1.3) se define como $S1/(S1+S2)$ y se obtiene a partir de la relación existente entre los hidrocarburos generados durante la primera y la segunda etapa del proceso de pirólisis; esta relación se utiliza para caracterizar la evolución de la materia orgánica porque el índice PI tiende a incrementarse gradualmente con la profundidad en una roca de grano fino; además tiende a incrementarse con la maduración de la roca generadora antes de la expulsión de los hidrocarburos, conforme los componentes térmicamente degradables del kerógeno se convierten en hidrocarburos libres (McCarthy, et al. 2011).

Tabla 2. Relación entre el HI, los productos expulsados y el tipo de kerógeno.

TIPO DE KEROGENO	PRODUCTOS EXPULSADOS	HI (mg Hc/gr TOC)
I	Aceite	> 600
II	Aceite	300 – 600
II/III	Aceite y Gas	200 – 300
III	Gas	50 – 200
IV	Ninguno	< 50

Tomado de Peters y Cassa, 1994.

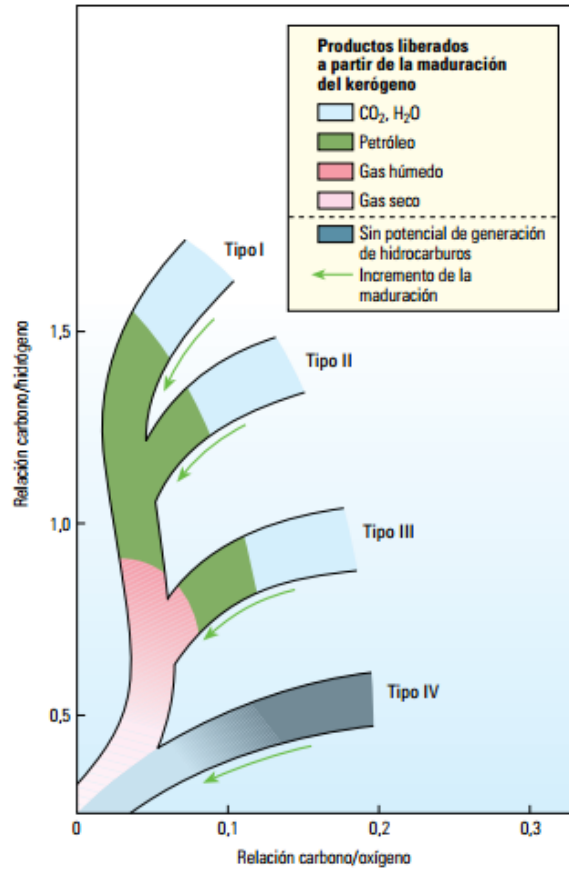
Tabla 3. Índice de producción para rocas generadoras de grado de madurez inicial a media.

POTENCIAL GENERADOR	PI
Con impregnación de petróleo	> 0.1
Sin impregnación de petróleo	< 0.1

Tomado de Robertson Research (US) INC. 1990.

Todos estos índices son especialmente útiles para el rastreo del tipo y la madurez del kerógeno. Al graficarlos en un diagrama de Van Krevelen (Figura 2), los kerógenos tipo I poseen un HI alto y un OI bajo. Los kerógenos tipo II se caracterizan por exhibir un HI bajo y un OI alto. Entre estos dos extremos se encuentran los kerógenos tipo II (McCarthy, et al. 2011). Durante la etapa de maduración, el OI tiende a reducirse, en tanto el HI inicialmente se mantiene casi constante. Cuando el kerógeno ingresa a la ventana de petróleo, el HI disminuye.

Figura 2. Diagrama de Van Krevelen que muestra los cambios producidos en el kerógeno por el incremento del calor asociado al proceso de enterramiento.



Tomado de McCarthy, et al. 2011.

Los parámetros más usados para determinar la madurez son la reflectancia de la vitrinita y el $T_{m\acute{a}x}$ (Tabla 1.1.4). Las temperaturas del proceso de pirólisis también se registran y producen un pico $T_{m\acute{a}x}$, que representa la temperatura del horno de pirólisis durante el periodo de máxima generación de hidrocarburos, punto máximo alcanzado por el pico S2; esto es importante para ayudar a comprender la historia de la roca y el grado de madurez térmica que ya ha experimentado. La reflectancia de la vitrinita (R_o) es una herramienta de diagnóstico clave para evaluar la madurez; como indicadores de la madurez térmica, los valores de R_o varían con el tipo de materia orgánica y, dado a que el rango de temperatura de la ventana de gas se extiende más allá del rango de petróleo, los valores de R_o para el gas mostrarán un

incremento correspondiente sobre los del petróleo; por lo tanto los valores de madurez altos ($R_o > 1.5\%$) generalmente indican la presencia de gas predominantemente seco; los valores de madurez intermedios ($1.1\% < R_o < 1.5\%$) indican la presencia de gas con una tendencia creciente hacia la generación de petróleo en el extremo inferior del rango; el gas húmedo puede encontrarse en la parte más inferior del rango ($0.8\% < R_o < 1.1\%$); los valores más bajos ($0.6\% < R_o < 0.8\%$) indican la presencia predominante de petróleo, mientras que $R_o < 0.6\%$ indica kerógeno inmaduro (McCarthy, et al. 2011).

Tabla.4. Relación del grado de madurez con los parámetros de reflectancia de la vitrinita y $T_{máx}$.

GRADOS DE MADUREZ	R_o (%)	$T_{máx}$ (°C)
Inmadura	0.2 - 0.6	< 435
Madurez Temprana	0.6 - 0.65	435 – 445
Pico de Madurez	0.65 - 0.9	445 – 450
Madurez Tardía	0.9 - 1.35	450 – 470
Sobremadura	> 1.35	> 470

Tomado de Peters y Cassa, 1994.

1.2. MODELADO 1D

El modelado de cuencas y sistemas petrolíferos se ha convertido en una herramienta fundamental para la evaluación del riesgo exploratorio en las grandes compañías de petróleo. De hecho, el modelado es la única herramienta que permite simular de forma consistente e integrada los fenómenos físicos y químicos que controlan la carga de hidrocarburos, generando una visión dinámica de la historia geológica del sistema petrolífero.

La síntesis que se presenta a continuación está basada en el informe de Sánchez, 2008:

La primera etapa en la simulación de los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos es la reconstrucción de la historia de subsidencia y la calibración de las condiciones límite para la simulación de los puntos de interés (modelos 1D). Con base en el modelo estratigráfico se puede reconstruir la historia de enterramiento para cada punto a modelar. Para reconstruir la historia de enterramiento el paquete necesita como datos de entrada las unidades, su espesor, edad de depositación, composición, datos de TOC y HI para aquellas formaciones que tengan carácter generador y, en caso de presentarse una erosión, se debe incluir el tiempo de esta y espesor erodado.

Después de ingresar los datos de entrada, los modelos se corren con las condiciones límite que el paquete tiene predeterminadas, obteniendo las historias de subsidencia. Estas curvas son analizadas posteriormente para determinar la evolución de la cuenca, procesos de levantamiento, enterramiento y velocidad de subsidencia.

La calibración de las condiciones límite para la simulación (Paleo Water Depth (PWD), Sediment Water Interface Temperature (SWIT) y Heat Flow History (HF)) se efectúa con módulos internos del paquete usando otra serie de datos de entrada: temperatura de fondo de pozo (BHT) y reflectancia de la vitrinita (%Ro) entre otros.

- Paleo Water Depth (PWD)

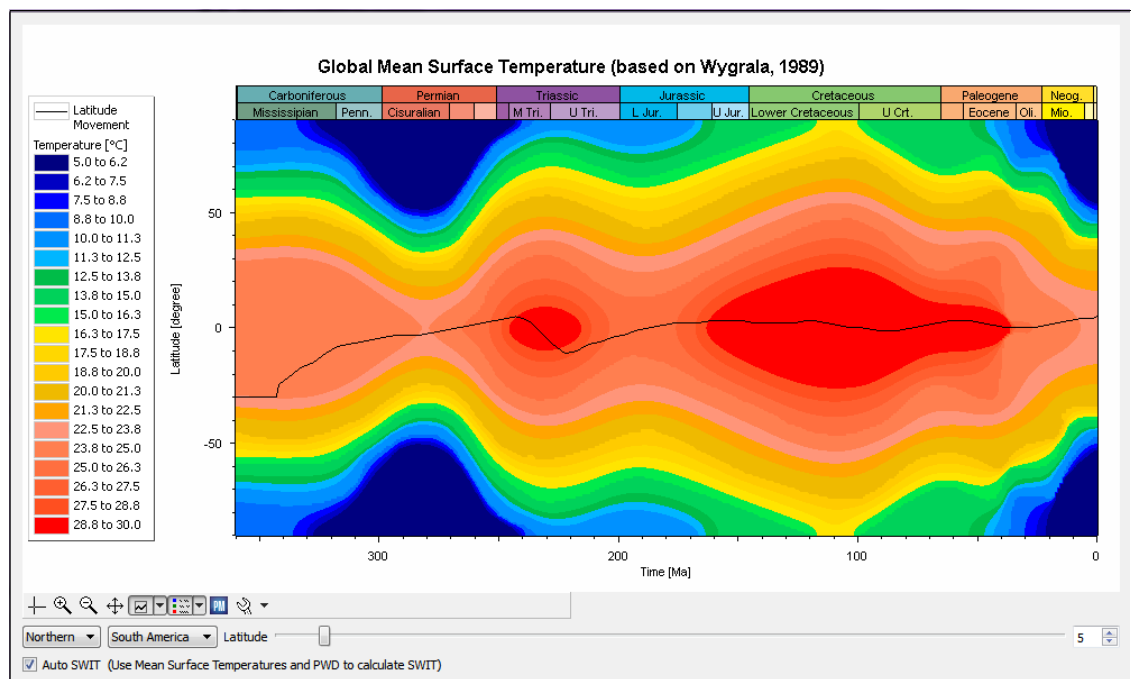
La tabla de agua en una cuenca sedimentaria tiene varios efectos; entre estos esta la compactación, pues impone una carga adicional a los sedimentos. Por esto para efectos de decompactación debe tenerse en cuenta. Errores en la paleo tabla de agua pueden tener efectos en la carga y en la predicción de las presiones en especial en ambientes de aguas profundas (Sánchez, 2009).

- Sediment Water Interface Temperature (SWIT)

La historia de la temperatura de superficie es condicionada por la paleolatitud, el paleoclima y la paleopropundidad de la tabla de agua. La alteración de la temperatura de superficie cambia sustancialmente la profundidad de la ventana de generación obtenida en las simulaciones (Sánchez, 2009).

Esta condición limite se calibrada generalmente con el modulo Global Mean Surface Temperature (Figura 3), al cual se ingresan los datos de la posición geográfica actual del área de estudio y automáticamente tabula los valores de la temperatura en el tiempo.

Figura 3. Imagen del módulo Global Mean Surface Temperature.



- **Heat Flow History (HF)**

La reconstrucción de la historia térmica es de gran importancia en la predicción de la carga de hidrocarburos, en una cuenca sedimentaria las reacciones que dan lugar a los procesos de generación, migración, acumulación y preservación están principalmente controladas por la temperatura, en donde la presión juega un papel secundario (Allen & Allen, 2005).

La historia térmica es controlada en primera instancia por el flujo de calor en la base de la litosfera (basal heat flow) en respuesta a los diferentes mecanismos de evolución tectónica de la cuenca (García, 2008).

2. CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

La configuración actual de las cuencas sedimentarias en Colombia está ligada a la evolución geológica del norte de América del Sur occidental. Esta evolución dio lugar al desarrollo de la Andes Septentrionales e implica un régimen tectónico con múltiples interacciones entre dos placas oceánicas (la de Nazca y el Caribe) y América del Sur, así como la influencia de un terreno acrecionado llamado Bloque Panamá-Chocó (Duque -Caro, 1990; Cortes y Angelier, 2005). Según Barrero (1979) y Sarmiento (2002), la subducción de la placa Farallón bajo la placa de América del Sur ha promovido varios eventos tectónicos en la región desde el Cretácico Inferior, lo que resulta en la formación de cuencas *back-arc*.

2.1. EVOLUCIÓN DE LA CUENCA

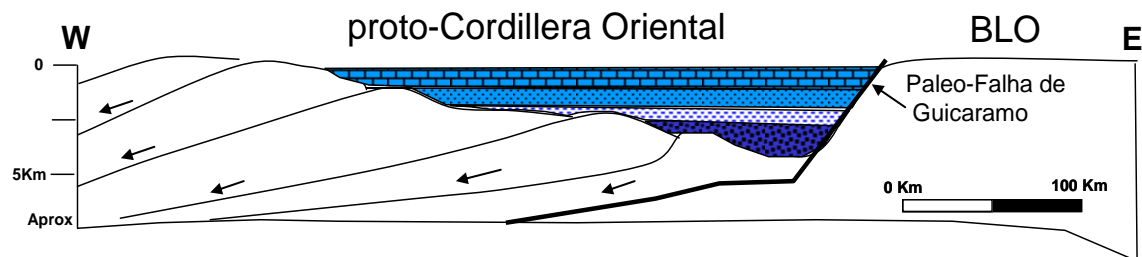
La evolución geológica de La Cuenca Llanos Orientales está relacionada con el desarrollo de los Andes del Norte. Aunque la formación y sedimentación de esta cuenca se ha generado por mecanismos de subsidencia tectónica y térmica asociados con eventos de extensión de la litosfera (*rift* intra-cratón y *back-arc*), la geometría y los procesos de carga de hidrocarburos actuales se asocian a mecanismos compresivos que causaron la inversión tectónica y el levantamiento de los Andes en el Neógeno (García, 2008).

La evolución geológica de la cuenca presentada a continuación es tomada de García (2008).

La cuenca tiene su origen en los procesos del *rift* mesozoico. En la provincia oriental de Colombia se forman dos grabens: al oeste el graben del Tablazo-Magdalena y al este el graben del Cocuy. Los depocentros de estos grabens se mantuvieron separados al norte, por altos del basamento conocidos como el Macizo Santander y Floresta (Cooper, 1995), pero convergieron al sur resultando la formación de una única cuenca hacia la región de Bogotá (Branquet, et al, 2002; Fabre, 1988).

Durante el Neocomiano, en el margen este del graben del Cocuy se depositaron más de 5000 m de sedimentos; Sin embargo, las secuencias de esta edad no fueron depositados en La Cuenca de los Llanos Orientales (Figura 4). Los cambios en el patrón de sedimentación sugieren que la graben del Cocuy ha tenido un ritmo más rápido de subsidencia en su parte oriental (Sarmiento, 2002) y que la característica estructural de la falla Guaicáramo actúa como un sistema de fallas normales, limitando la sedimentación de la fase *rift* del bloque colgante o *hangingwall* (Fabre, 1988).

Figura 4. Sección esquemática que muestra el llenado del Graben del Cocuy durante la fase *rift*. La Falla Guaicáramo limita la sedimentación al este de las Fms Bata, Lutitas de Macanal, arenisca de Las Juntas y Fómeque, las cuales no están presentes en la Cuenca Llanos Orientales.

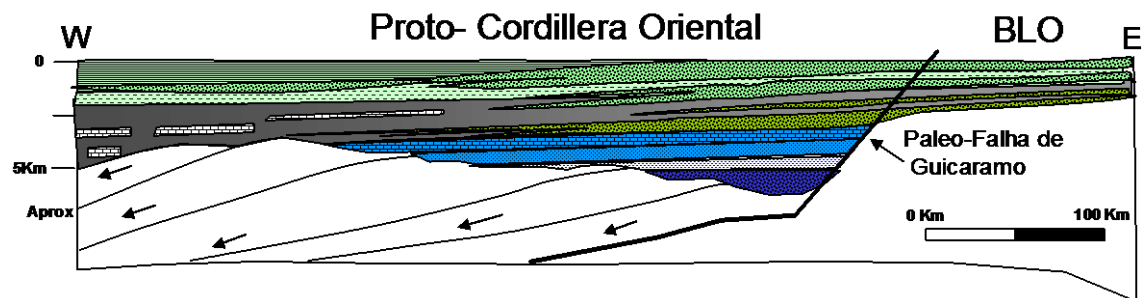


Tomado de García 2008

A partir del Aptiano, la creación de espacio de acomodación es causada principalmente por cambios eustáticos y subsidencia térmica de la litosfera después

de la fase *rift* (Villamil 1998). En la cuenca Llanos Orientales, el registro sedimentario comienza con depósitos de la fase *post-rift* o subsidencia térmica, durante el Albiano. Durante este período, la sedimentación pasa los límites originales de los grabens, llegando a regiones al este de la falla Guaicáramo y cubriendo altos topográficos que separan los grabens del Cocuy y Tablazo (Villamil, 1998). En el Turoniano-Coniaciano, ocurre la máxima inundación de la cuenca y los sedimentos cretácicos alcanzan su mayor extensión geográfica hacia el este (Figura 5). Se depositó la secuencia *post-rift* (Fm Une, Chipaque, Guadalupe y Guaduas) que contiene las principales generadoras en Colombia.

Figura 5. Sección esquemática que representa el fin de la fase *post-rift*. La sedimentación cubre La Cuenca Llanos Orientales.



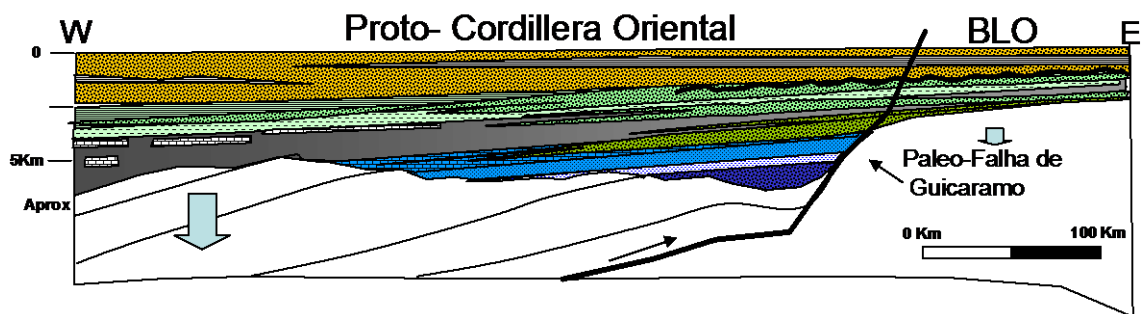
Tomado de García 2008.

La fase de subsidencia térmica termina en el Campaniano, como respuesta a la colisión de la placa proto-Caribe con América del Sur y la acreción de la Cordillera Occidental de Ecuador y Colombia. La dinámica de las placas genera un régimen tectónico compresivo y el levantamiento de las Cordilleras Central y Occidental de Colombia, el apilamiento de las cargas tectónicas provoca la flexión de la litosfera y la formación de la cuenca *foreland* pre-andina (Cooper et al 1995).

Durante el Cretácico y Cenozoico, los ejes de acumulación de sedimentos cambiaron su posición en la cuenca *foreland* en respuesta a los cambios regionales en la posición de cargas tectónicas (Villamil, 1999). En el Paleoceno, el depocentro

se encuentra a lo largo del borde oriental de la Cordillera Central, formando una cuenca asimétrica más amplia en la parte oriental (Figura 6); las áreas de aporte de sedimentos fueron las regiones levantadas de la Cordillera Central y el macizo de Santander al oeste, así como el Escudo Guayanés al este. Sin embargo, existen pruebas de que la cuenca se encontraba separada por cargas tectónicas locales.

Figura 6. Sección esquemática que muestra el inicio de la inversión tectónica y la formación de la cuenca *foreland*.



Tomado de García 2008.

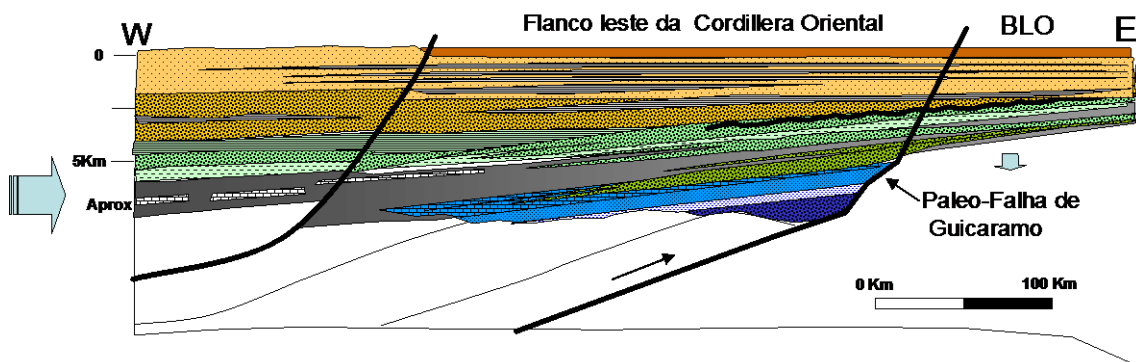
Sarmiento (2006); Gómez, et al, (2003) y Cortés (2006) mostraron evidencias de relieves estructurales en la Cordillera Oriental, formados en el Paleógeno como respuesta a los procesos de inversión tectónica incipientes. La subsidencia es más acentuada al oeste debido a la carga tectónica generada por la Cordillera Central. Se acumulan depósitos fluviales y deltáicos hacia la base de la secuencia terciaria (Fms Barco, Los Cuervos y Mirador inferior).

Un evento orogénico pre-Andino ocurre durante el Eoceno Medio, causado por una gran disminución del espacio de acomodación limitando la depositación de sedimentos en las áreas más próximas al depocentro. El levantamiento de la Cordillera Central hace que el eje de acumulación migre hacia el este.

En el período comprendido entre el Oligoceno y Mioceno la subsidencia puede atribuirse a un proceso de flexura, causado por la carga tectónica continua en la

Cordillera Central (Cooper, et al., 1995). Sin embargo, Toro, et al. (2005) presentan evidencia de eventos de inversión previos a la depositación de la Formación Carbonera (Oligoceno- Mioceno), lo que sugiere la existencia de una paleogeografía compleja y el inicio de la fase de inversión Andina, a finales del Oligoceno. Se depositan la parte media y superior de la Formación Mirador, y las Formaciones Carbonera y León (Figura 7).

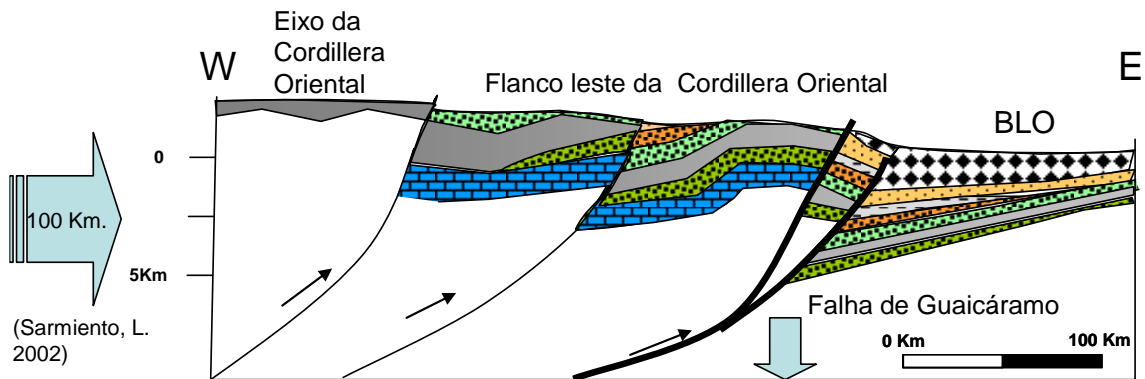
Figura 7. La carga tectónica se desplaza hacia el este generando mayor subsidencia tectónica y da inicio al proceso de inversión de antiguas fallas normales y la formación de La Cuenca Llanos Orientales.



Tomado de García 2008.

La acreción del bloque Panamá-Chocó durante el Mioceno da origen al evento principal de levantamiento de la Cordillera Oriental. El adelgazamiento de la litosfera en la zona central de la Cordillera Oriental permite la compresión de la corteza, aumentando su espesor e invirtiendo antiguas fallas normales. La carga tectónica causada por el levantamiento de la Cordillera Oriental genera dos nuevas cuencas: La Cuenca inter-montana del Río Magdalena y La Cuenca Llanos Orientales, con una configuración geométrica similar a la actual (Figura 8).

Figura 8. Sección esquemática que muestra el levantamiento de la Cordillera Oriental y la formación de la cuenca de *foreland* (Cuenca Llanos Orientales); así como la erosión del Cretácico en la Cordillera Oriental y la depositación de la Fm Guayabo en el *foredeep*. La corteza aumenta de espesor.



Tomado de García 2008.

Durante los últimos 10 millones de años, el espacio generado por flexura ha sido llenado por sedimentos de la Formación Guayabo, que alcanzan hasta 2 km de espesor en áreas del *foredeep*, en las proximidades a las principales cargas tectónicas.

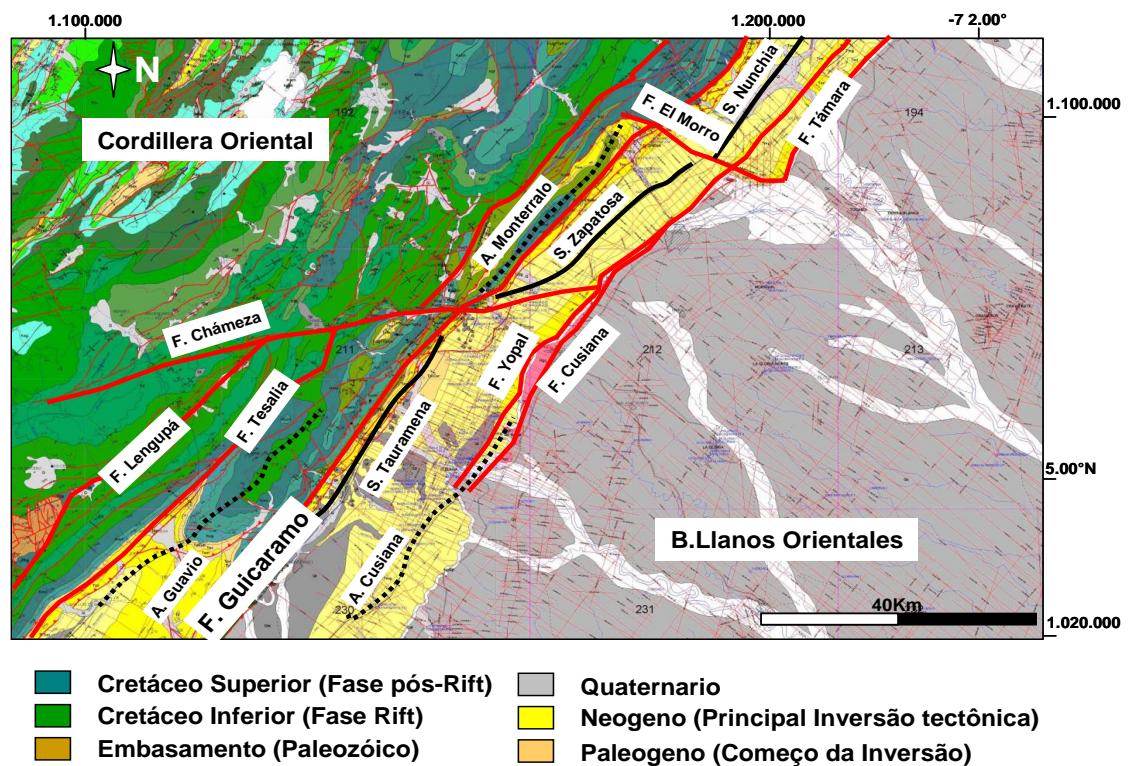
2.2. MARCO ESTRUCTURAL

La síntesis presentada a continuación se basa en el trabajo de García (2008):

Tanto en la cuenca Llanos como en el flanco oriental de la Cordillera Oriental, la deformación obedece al régimen compresivo que se impone en el extremo noroeste de América del Sur, al final del Cretácico. Pero el desarrollo de las principales características estructurales es controlado por la distribución y la geometría de las antiguas fallas normales generadas durante las primeras etapas del *rift*. Las antiguas fallas normales en el régimen de compresión actúan como zonas de debilidad en la corteza y en la columna sedimentaria; sufriendo inversión tectónica en la mayoría de los casos.

Una de las características importantes de la inversión tectónica es el sistema de fallas de Guaicáramo que actuó durante la fase de *rift* como una falla normal, limitando al este con el graben de El Cocuy. Hoy en día esta misma característica se comporta como un sistema de empuje con vergencia hacia el este, que sirve de límite entre las cuencas Cordillera Oriental y Llanos Orientales (Figura 9.).

Figura 9. Mapa geológico del área de estudio que muestra las principales características que sirven de límite para los dominios estructurales: Cordillera Oriental, el Piedemonte y el *foreland*.



Tomado de García, 2008.

La Cuenca Llanos está separada por la falla Cusiana (conocida como la falla de Borde Llanero) en dos áreas de diferente comportamiento estructural (Figura 91). El sistema de fallas de Guaicáramo hasta la falla Cusiana, que se conoce como el dominio estructural del Piedemonte, consiste en una arquitectura compleja de

pliegues y fallas de empuje que mezcla dos tipos de deformación. Fallas relacionados con el basamento (piel gruesa) como las fallas de Guaicáramo, Cusiana y Yopal, y otras más pequeñas presentes en los diferentes niveles del Cretácico (piel delgada) como las formaciones Chipaque y Gachetá (Branket et al. 2002) o en secuencias terciarias finas (Cooper, et al 1995).

El dominio estructural al este del frente de deformación (falla Cusiana) se conoce como antepaís (*foreland*). Las características estructurales más comunes en esta área son las fallas de alto ángulo. La mayoría de estas son fallas normales que sufrieron inversión simultánea con la sedimentación de secuencias superiores (Rubiano, 2005). En algunos casos, la compresión causa una inversión completa del desplazamiento relativo de los bloques, y las fallas originalmente normales se convierten en fallas inversas de alto ángulo. La mayoría de las fallas tienen dirección NE-SW, siendo las sintéticas (buzando hacia el este) las más extensas y continuas, y las antitéticas tienen ángulos inferiores (Rubiano, 2005). En la región de antepaís no se ha observado pliegues de alto relieve estructural. El entrampamiento de aceite se produce mediante la yuxtaposición estructural de litologías de baja permeabilidad y reservorios, a lo largo de las fallas.

Aunque la geometría heredada de la cuenca *rift* del Cretáceo habría controlado la ubicación y orientación de las fallas principales y el espesor de la columna sedimentaria, la estructura actual de la Cordillera Oriental y La Cuenca Llanos Orientales es producto principalmente de la deformación Andina (Cooper, et, al. 1995). Las trampas de petróleo alcanzaron su geometría actual sólo en los últimos 7 Ma a pesar de que su desarrollo ha ocurrido a lo largo del Terciario.

Al final del Cretácico, las cargas tectónicas se localizan en la Cordillera Central formando una única cuenca de antepaís que unía la Cordillera Oriental y la Cuenca Llanos Orientales. Los sedimentos generados por la erosión de la Cordillera Central al oeste y el cratón Guyana al este, fueron depositados junto a depocentros con

dirección N-S. La reactivación de las fallas normales y la creación de nuevas estructuras se produjeron primero al oeste, desplazándose hacia el este a medida que la deformación aumentaba por el movimiento de cargas tectónicas.

Por otro lado, en el Mioceno Tardío, el principal pulso de deformación causó el levantamiento de Cordillera Oriental y la aparición de cargas tectónicas que divide la cuenca original en dos cuencas menores, al oeste los Valles del Magdalena y al este La Cuenca Llanos Orientales.

Los principales movimientos relativos de los bloques estructurales ocurrieron durante la fase de la orogenia Andina. Además de sufrir grandes desplazamientos verticales (> 10 Km) los bloques fueron transportados hacia el este. La deformación generó la geometría actual y causó depositación de la Formación Guayabo, en zonas con mayor subsidencia producto de la flexión de la litosfera.

Aunque la deformación se ha concentrado en el área de Piedemonte, se extendió hacia el este, alcanzando también el *foreland*. Los efectos de la deformación se observan en la reactivación de fallas normales, donde se generan acumulaciones de petróleo en los bloques colgantes (*hangingwall*) de las fallas sintéticas.

2.3. MARCO ESTRATIGRÁFICO

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 (Informe ANH, 2012).

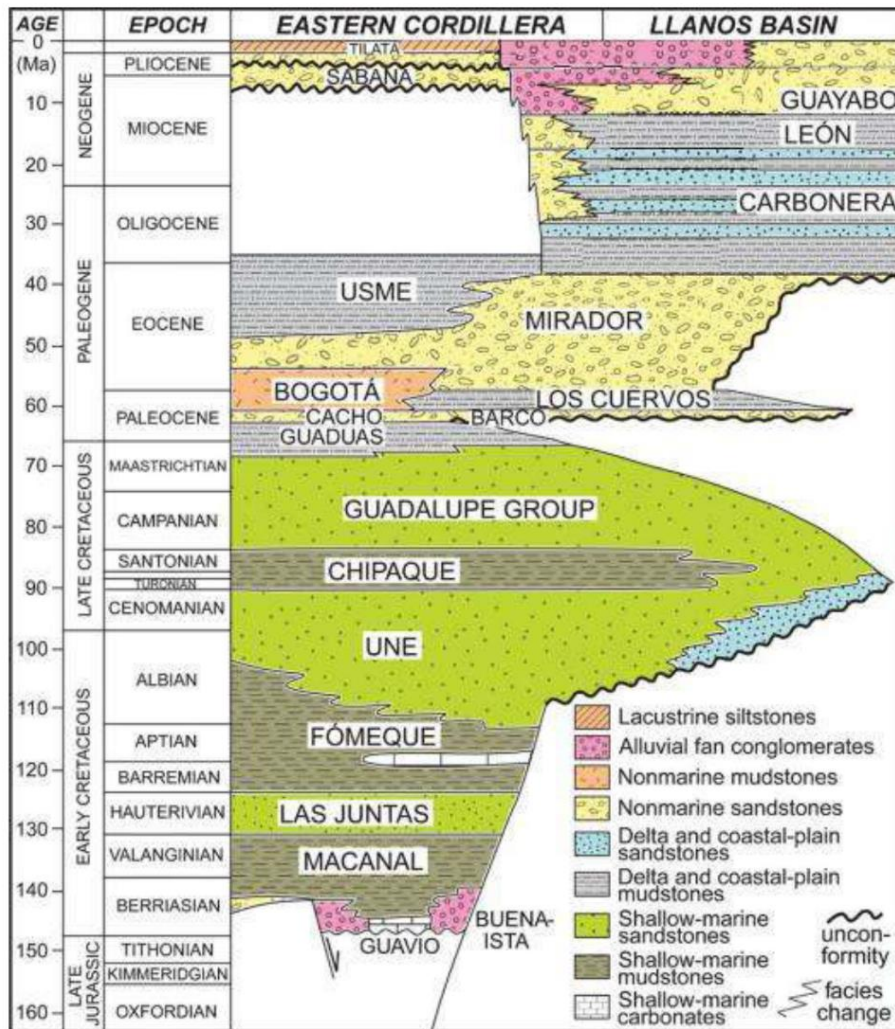
La depositación de unidades de ambientes marinos marginales a transicionales o incluso continentales es continua a lo largo de la cuenca de los Llanos durante el Cenozoico, aunque sólo es evidente hoy en las partes más occidentales. Por el contrario, estudios recientes muestran que la Cordillera Oriental ha estado activa durante la mayor parte del Cenozoico. Estas notables diferencias marcan propiedades muy diferentes de la corteza que presentan las dos provincias. Esto se apoya en el trabajo de Ojeda y Whitman (2002), que muestra diferentes espesores para estas dos áreas. De hecho Bayona et al. (2008) utiliza valores de espesor para la Cordillera Oriental cerca de 20 kilómetros, mientras que para los Llanos el valor utilizado es de unos 50 km.

Las unidades del Paleoceno corresponden a las areniscas fluviales de la Formación Barco y la intercalación de shales con areniscas de origen deltaico de la Formación Los Cuervos. Ambas unidades sólo se presentan en pozos en las partes proximales del *foreland*, cerca del frente de deformación. Las primeras unidades del Eoceno corresponden a las areniscas fluviales de la Formación Mirador Inferior, que infrayacen las areniscas marinas marginales de la Formación Mirador Superior y los shales del Mioceno Medio. El acuífero de la Formación Mirador también está cerca del actual frente de deformación y por lo tanto las unidades del Eoceno Inferior-Medio no se preservan en La Cuenca Llanos. (Delgado, et al., 2012).

Por otro lado las intercalaciones de areniscas y shales del Eoceno Tardío al Mioceno Temprano, conocidas como la Formación Carbonera, constituyen las unidades más extensas hacia el este en La Cuenca Llanos. Esta unidad se divide en 8 miembros, que van desde el Eoceno Tardío al miembro C8 del Oligoceno al miembro C1 del Mioceno Inferior. Por convención, los miembros de la Formación Carbonera nombrados con números pares (C8, C6, C4, C2) son unidades de shales, mientras que los miembros nombrados con números impares son principalmente areniscas (C7, C5, C3, C1). Estas intercalaciones de shales y areniscas le da a la Formación Carbonera un patrón distintivo en secciones sísmicas donde se alternan intervalos

de baja y alta amplitud, lo que corresponde a cada uno de los miembros de la Formación Carbonera. Parra et al. (2010) identificó la Formación Carbonera como un único ciclo granocreciente de ambientes de delta a estuario, cubierta por una unidad conglomerática fluvial (por ejemplo, C1). (Delgado, et al., 2012).

Figura 10. Carta de estratigrafía regional.



Tomado de Mora et al., 2006.

Los pozos seleccionados para el presente trabajo, ubicados en el *foredeep* central de la cuenca, muestran secuencias estratigráficas típicas de esta. Formaciones como Cuervos y Barco están ausentes en algunos de estos pozos como resultado

de no depositación de estas unidades pero no hay evidencia de procesos erosivos que hayan afectado la estratigrafía de dichos pozos. Basándonos en el modelo estratigráfico de La Cuenca Llanos Orientales y el Piedemonte, realizado por Fajardo, et al. (2000), el registro involucra rocas de edades desde el Cretácico Superior (Fms Une, Gachetá y Guadalupe), pasando por el Paleógeno (Fms Mirador, Barco-Cuervos y Carbonera) llegando hasta el Neógeno (Fms León y Guayabo).

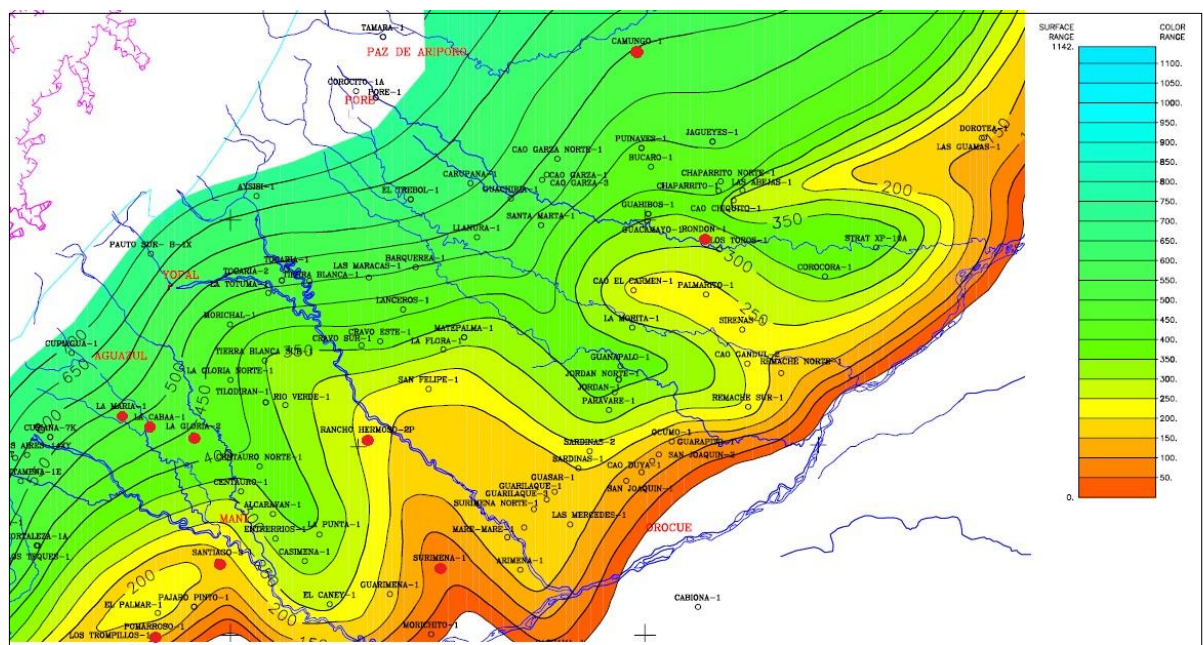
2.3.1. Formación Une. La base de esta formación corresponde a una superficie de inconformidad que pone en contacto rocas del Cretáceo Tardío (Cenomaniano a Aptiano) con rocas del Paleozoico. El tope de la formación está definido por un evento de profundización, que representa el principal evento de inundación en la cuenca durante el Cretáceo (Fajardo, et al. 2000).

Esta formación está conformada por rocas de edad Aptiano a Cenomaniano y está presente en la mayoría de los pozos seleccionados, con excepción del pozo Leticia-1, La Cabaña-1 y La María-1, donde la perforación se hizo hasta encontrar la formación Gachetá. Según información de dichos pozos reportada en informes internos del ICP, describen la Formación Une como constituida principalmente por areniscas cuarzosas, con delgadas intercalaciones lodosas hacia el tope. Las areniscas son cuarzosas, limpias y se interpretan como depósitos de canales fluviales, mientras que las intercalaciones lodosas corresponden a depósitos de un ambiente de llanura de inundación y de pantanos (Fajardo, et al. 2000). Fajardo, et al. (2000), concluyen que la Formación Une, en La Cuenca de los Llanos, muestra una transición de ambientes fluviales hacia la base a ambientes de bahías o estuarios hacia el tope, de oriente a occidente se espera una transición de ambientes continentales a ambientes parálisos.

El mapa isocoro de esta formación (Figura 11) muestra una tendencia de aumento de espesor hacia el NW. Se evidencia que el espesor de la Formación Une se hace

mayor hacia los sectores más cercanos al Piedemonte, siendo el caso de los pozos Camungo-1, La María-1, La Cabaña-1 y La Gloria-2, cuyos espesores son en promedio de 400 pies. Y aquellos pozos que se encuentran más alejados del Piedemonte como Surimena-1 y Pomarroso-1, presentan espesores menores a 100 pies.

Figura 11. Mapa isocoro de la Formación Une donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.



Tomado y modificado de Fajardo, et al. 2000.

Teniendo en cuenta sus características litológicas, la posición estratigráfica y las dataciones reportadas se plantea que la Formación Une correlaciona con las Areniscas Basales o Formación Ubaque de los sectores de Casanare y Arauca y con la unidad operacional K2 en el sector del Meta. La Formación Une contiene areniscas que se comportan como rocas almacenadoras de hidrocarburos. La continuidad lateral y grado de amalgamamiento de las areniscas no favorecen la conformación de trampas estratigráficas. Las oportunidades exploratorias están relacionadas con trampas estructurales. (Fajardo, et al. 2000).

2.3.2. Formación Gacheta. Esta formación está delimitada a la base por una superficie de inundación y al tope por una superficie de inconformidad que representa tiempo de erosión, exposición subaérea e incisión de valles (Fajardo, et al. 2000).

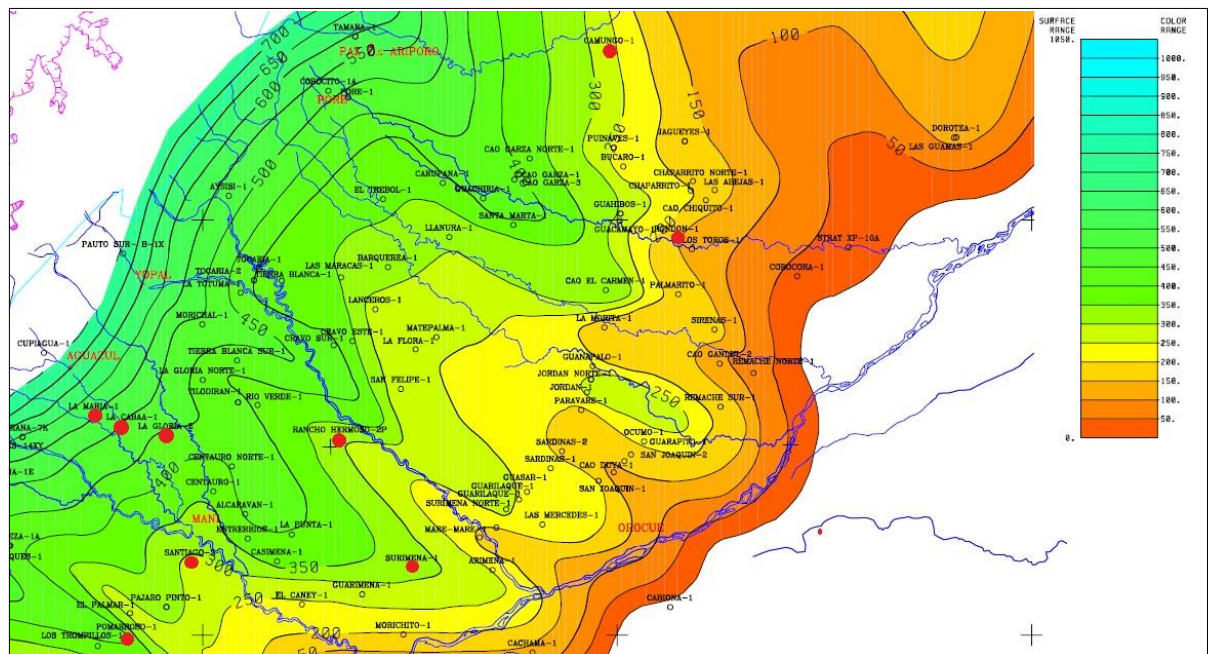
Esta formación está conformada por rocas de edades que van desde el Turoniano al Santoniano. Descripciones de corazonas del área del Meta presentadas en Munar y otros (1991) reportan esta unidad como constituida por shales, arcillolitas y limolitas con delgadas intercalaciones arenosas hacia la base y tope de la unidad (Fajardo, et al. 2000); información que se evidencia en los informes geológicos internos del ICP acerca de los pozos Camungo-1, La María-1, La Gloria-2, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p y Leticia-1. Por otra parte, el ambiente de depositación es interpretado como una llanura mareal o planicie deltáica con una significativa influencia marina. Los depósitos arenosos de interés como roca reservorio corresponden a canales mareales y cuerpos progradacionales en bahías (*mouth bars*) o estuarios (Fajardo, et al. 2000).

Los contornos del mapa isocoro de la formación Gachetá (Figura 12) al oeste son paralelos al eje de la Cordillera Oriental lo cual indica una rata de subsidencia similar a lo largo de La Cuenca de los Llanos (Fajardo, et al. 2000). Este mapa indica que los mayores espesores se encuentran hacia el occidente del departamento del Meta. Se muestra una tendencia de aumento del espesor hacia el NW, representado en pozos ubicados en cercanías al Piedemonte como lo son Camungo-1, La María-1, La Cabaña-1 y La Gloria-2, con espesores mayores a 400 pies; y espesores menores a 200 pies hacia el oriente de la cuenca como en el sector de Rondon-1.

La Formación Gachetá se correlaciona con la unidad operacional K1 del sector del Meta y con la Formación Chipaque en el área de Arauca. En las partes de la cuenca donde predomina el contenido lodoso, esta formación actúa como sello vertical para

las acumulaciones presentes en la Formación Une, situación que no se presenta en los pozos estudiados. Esta formación también contiene intervalos arenosos que han producido en los sectores del Meta y Casanare. No se espera la configuración de trampas estratigráficas debido a los cambios laterales de litologías lodosas a arenosas en dirección oriente y norte de la cuenca. El carácter de roca fuente de hidrocarburos destaca la importancia de esta formación en la industria del petróleo (Fajardo, et al. 2000). Este carácter de roca generadora se evidencia en la mayoría de los pozos seleccionados para este estudio, Camungo-1, La Gloria-2, La Cabaña-1, La María-1, Leticia-1, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p, Santiago-3 y Surimena-1, con excepción del pozo Rondón-1.

Figura 12. Mapa isocoro de la Formación Gachetá donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.



Tomado y modificado de Fajardo, et al. 2000.

2.3.3. Formación Guadalupe. Esta formación está limitada a la base y al tope por superficies de inconformidad. La discordancia de la base pone en contacto lodolitas de plataforma o areniscas de *shoreface* de la Formación Gachetá con areniscas de

canales estuarinos del Guadalupe; se considera que el origen de esta inconformidad está relacionado principalmente con procesos eustáticos. La superficie de inconformidad del tope pone en contacto esta formación con rocas del Paleoceno Tardío o del Eoceno Tardío; el origen de esta discordancia está relacionado con procesos tectónicos (Fajardo, et al. 2000).

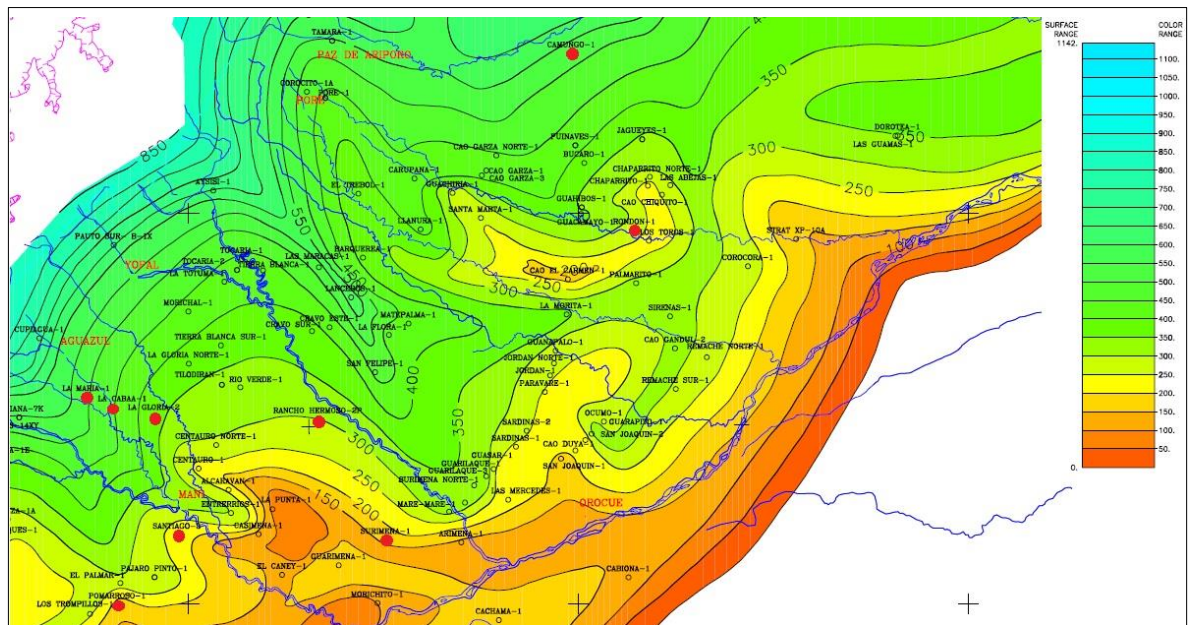
Esta formación está conformada por rocas de edad Campaniano a Mastrichtiano. Una revisión de corazonas en el campo Cusiana realizada por Naar (1995) identificó la presencia de areniscas cuarzosas, areniscas fosfáticas y niveles de lodolitas grises a negras (Fajardo, et al. 2000). Según la información encontrada en reportes internos del ICP la presencia de areniscas cuarzosas es evidente en los pozos Surimena-1 y Pomarroso-1, las areniscas fosfáticas están ausentes en todos los pozos y, por el contrario, los niveles de lodolitas se encontraron en todos los pozos para esta formación sin excepción.

El ambiente interpretado a partir de información bioestratigráfica es marino somero, salobre y de planicie costera. A la base del intervalo se encuentran depósitos arenosos agradacionales de canales y de estuarios, sobreyacidos por depósitos progradacionales de *shoreface* y que terminan en una superficie de inconformidad. Sobre esta superficie de inconformidad se depositaron canales estuarinos sobreyacidos por depósitos de *shoreface* y finalmente lodos de plataforma. Se considera que esta inconformidad intra-Guadalupe fue desarrollada por procesos eustáticos. En el evento de aumento en A/S del ciclo superior de baja frecuencia se identifica una sucesión que comienza con canales estuarinos pasando a depósitos de relleno de estuarios y finalmente a depósitos de plataforma marina (Fajardo, et al. 2000).

En algunos sectores de la cuenca y en especial hacia el sureste y norte los contornos del mapa isocoro (Figura 13) muestran tendencias irregulares, esto se explica por la presencia de superficies de inconformidad a la base y tope del intervalo mapeado (Fajardo, et al. 2000). Este mapa define una tendencia de

aumento de espesor hacia el noroeste, en los sectores más cercanos al Piedemonte como Camungo-1, La María-1, La Cabaña-1 y La Gloria-2 donde los espesores son mayores de 400 pies; y espesores menores a 150 pies hacia el SE en el sector de Pomarroso-1.

Figura 13. Mapa isocoro de la Formación Guadalupe donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.



Tomado y modificado de Fajardo, et al. 2000.

La Formación Guadalupe contiene areniscas de variados ambientes que conforman intervalos que se comportan como roca almacenadora. Se considera que los intervalos arenosos están amalgamados o interconectados y por lo tanto no se esperan trampas estratigráficas dentro de esta formación (Fajardo, et al. 2000). Esta formación tiene un importante carácter como roca generadora ya que cumple este papel para nueve de los diez pozos estudiados, la excepción es para el pozo Surimena-1.

2.3.4. Formación Barco-Cuervos. La diferenciación entre las Formaciones Barco y Los Cuervos ha sido históricamente basada en criterios litológicos, el límite entre las dos formaciones se define por el cambio de un intervalo predominantemente arenoso a uno predominantemente lodoso. Este criterio aplica con relativa buena confiabilidad en el sector del Piedemonte Llanero. Sin embargo, si se tiene en cuenta que hacia el oriente las facies de lodolitas de la Formación Los Cuervos pueden cambiar a areniscas, este criterio litológico pierde validez (Fajardo, et al. 2000). En el caso de los pozos estudiados en este trabajo, estas formaciones se trataron integradamente en la mayoría de estos con excepción del pozo Leticia-1.

El intervalo estratigráfico correspondiente a las Formaciones Barco-Cuervos está limitado a la base y tope por superficies de inconformidad, las cuales están asociadas a perturbaciones tectónicas regionales (Fajardo, et al. 2000).

Dicha formación está conformada por rocas de edad Paleoceno a Eoceno Inferior. Según la información encontrada en reporte geológicos internos del ICP, esta formación presenta areniscas con delgadas intercalaciones lodosas en su mayoría y en el tope un intervalo de lodolitas, esto se evidencia para los pozos Leticia-1, La María-1, La Cabaña-1, La Gloria-2 y Rancho Hermoso-2p. Por el contrario, para los pozos Camungo-1, Rondón-1, Surimena-1, Pomarroso-1 y Santiago-3 esta formación está ausente por no depositación.

Estas rocas se interpretaron como depositadas en un ambiente fluvial de corrientes meandriformes en el cual se diferencian depósitos de canales, rellenos de canal abandonado, lodolitas de pantanos y algunos paleosuelos (Fajardo, et al. 2000). El intervalo correspondiente a la Formación Barco está constituida por areniscas amalgamadas con estratificación cruzada y variados grados de bioturbación, que se interpretan como depósitos de canales estuarinos y de rellenos de estuarios. Los intervalos correspondientes a la parte basal y superior de la Formación Los Cuervos

Formaciones Mirador y Barco, por lo tanto se descarta la presencia de trampas estratigráficas (Fajardo, et al. 2000). La Formación Barco-Cuervos tiene un carácter de roca generadora en los pozos La Cabaña-1, La María-1 y Leticia-1.

2.3.5. Formación Mirador. La Formación Mirador está limitada a la base por una superficie de inconformidad cuyo origen se debe a eventos tectónicos regionales y que ha sido reconocida por muchos autores a lo largo no solo de toda La Cuenca de los Llanos Orientales, sino también en gran parte de Colombia. El tope de esta unidad se define en un evento de profundización que es fácilmente identificable en un buen número de pozos. Esta formación se depositó sobre una superficie de inconformidad y está en contacto con rocas del pre-Cretáceo, Cretáceo Tardío y del Paleoceno Tardío (Fajardo, et al. 2000).

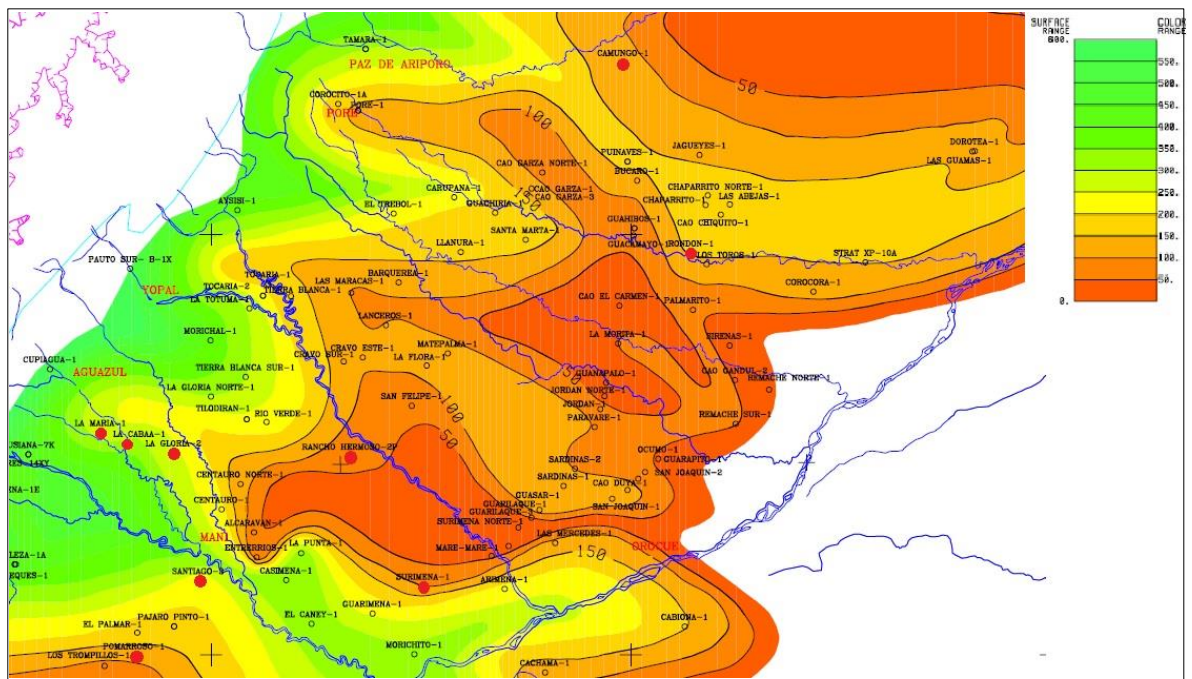
Esta formación se compone de rocas de edad Eoceno Inferior a Eoceno Medio. Corazones de la Formación Mirador han sido tomados en varios pozos del campo Cusiana y Cupiagua. Estos están constituidos por areniscas cuarzosas y areniscas conglomeráticas con delgadas intercalaciones lodosas (Fajardo, et al. 2000). Informes internos del ICP usados en este trabajo para el estudio de los pozos, reportan que pozos como la Gloria-2, Rancho Hermoso-2p y Santiago-3 evidencian la presencia de areniscas cuarzosas y todos los pozos presentan una litología muy similar a la descrita anteriormente.

En la parte inferior de esta formación se interpretan depósitos de canales fluviales, *crevasse splay* y de llanura de inundación de un ambiente continental. En la parte superior se identifican depósitos de canales, de *bay-head* deltas y de relleno de estuarios o bahías (Fajardo, et al. 2000). Con base en la integración de la información de afloramientos, corazones e interpretación de registros de pozo usada por Fajardo, et al. (2000), se identifica una variación de ambientes fluviales

en la parte basal del Mirador a ambientes transicionales (bahías o estuarios) en la parte superior.

El mapa isocoro de la Formación Mirador (Figura 15) presenta una tendencia regional de aumento de espesor en dirección NW o WNW; muestra mayores espesores de esta formación, aunque no se nota un patrón tan marcado como ocurre en los mapas isocoros de las formaciones anteriores. Sectores como La María-1, La Cabaña-1 y La Gloria-2 (cercanos al Piedemonte) presentan espesores mayores de 200 pies, y sectores hacia el oriente de la cuenca como Rancho Hermoso-2p y Surimena-1 (más alejados de la zona del Piedemonte) presentan espesores hasta de 50 pies.

Figura 15. Mapa isocoro de la Formación Mirador donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.



Tomado y modificado de Fajardo, et al. 2000.

Fajardo, et al. (2000) concluyen que la Formación Mirador presente en La Cuenca de los Llanos se depositó durante el Eoceno Tardío, y que en los sectores del

Piedemonte Llanero aparecen estratos depositados durante el Eoceno Temprano y Medio, los cuales están en relación de *onlap* contra la superficie de inconformidad de la base del Mirador.

Las areniscas de canales fluviales y estuarinos de la Formación Mirador constituyen la roca almacén más importante en La Cuenca de los Llanos Orientales y Piedemonte Llanero. No se espera la conformación de trampas estratigráficas debido al cambio lateral a facies más arenosas hacia el este del miembro basal de la Formación Carbonera (Fajardo, et al. 2000). En cuanto a los pozos estudiados, esta formación tiene un carácter de roca reservorio en todos ellos.

2.3.6. Formación Carbonera. La Formación Carbonera, en la mayor parte de la cuenca, está limitada a la base y al tope por superficies de máxima inundación, los contactos con la infrayacente Formación Mirador y la suprayacente Formación León son transicionales; sin embargo, hacia el este de la cuenca no aparece el Miembro C8 de esta formación y el contacto con la Formación Mirador es una superficie de inconformidad (Fajardo, et al. 2000).

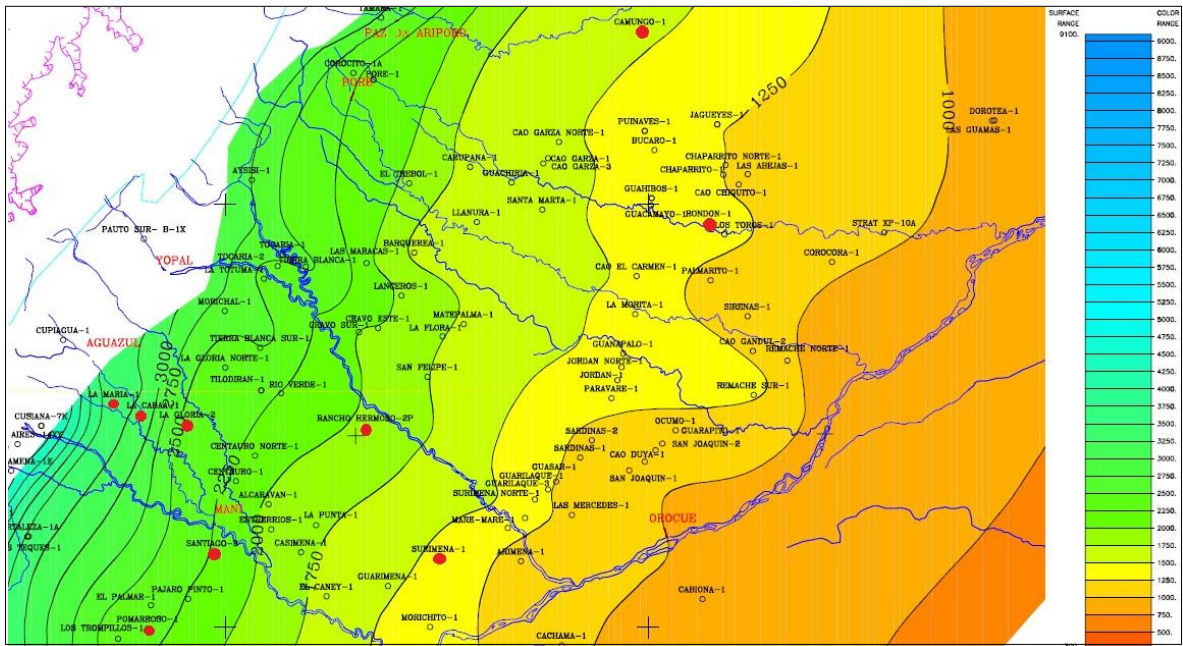
Esta formación está conformada por rocas de edad Oligoceno-Mioceno Medio. De forma general, la interpretación ambiental recopilada por Fajardo, et al. (2000), a partir de análisis bioestratigráficos, propone un ambiente continental, lacustre y de planicie costera (Rueda y Garzón, 1995; Rueda, 1996; y Fajardo y otros, 1997). Los miembros pares son predominantemente lodosos y corresponden a eventos progradacionales y los impares predominantemente arenosos que corresponden a eventos agradacionales o retrogradacionales. Por otro lado, basándose en la información de afloramientos y corazones, el mismo autor concluye que la Formación Carbonera se depositó en ambientes continentales y transicionales (Lagunas costeras, bahías o estuarios). A escala regional se considera que la Formación Carbonera muestra una transición de ambientes más continentales al

sureste y al este de la cuenca a ambientes más transicionales al noroeste y oeste de la cuenca (Fajardo, et al. 2000).

La nomenclatura estratigráfica de los miembros pares e impares del Carbonera, adoptada del trabajo de Fajardo, et al. (2000), divide a la Formación Carbonera en 10 miembros; de esta forma, las unidades pares del Carbonera (C10, C8, C6, C4 y C2) corresponden a eventos progradacionales y las unidades impares del Carbonera (C9, C7, C5., C3 y C1) corresponden a eventos agradacionales o retrogradacionales. En el área de estudio y los pozos seleccionados en este trabajo, las unidades C9 y C10 están ausentes, no hay depositación de estas unidades en esta zona, según lo muestra el mapa isocoro total de la Formación Carbonera tomados de Fajardo, et al. (2000).

El mapa isocoro total de la Formación Carbonera (Figura 16) presenta los mayores espesores en el sector occidental del Meta donde alcanza más de 9000 pies (Fajardo, et al. 2000). Este mapa muestra una tendencia regional de aumento de espesor hacia el NW (pozos más cercanos al Piedemonte), como se evidencia en el sector de La María-1, Leticia-1 y La Gloria-2, con espesores mayores a 3000 pies; mientras pozos ubicados más al este de la cuenca como Rondón-1 presentan espesores menores, 1000 pies.

Figura 16. Mapa isocoro total de la Formación Carbonera donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.



Tomado y modificado de Fajardo, et al. 2000.

La Formación Carbonera contiene litologías que se comportan como rocas almacenadoras (unidades más arenosas) y otras que se comportan como sello (unidades más lodosas), pero en general y para el presente trabajo, esta formación se toma como roca reservorio. En el caso de la unidad C8, esta presenta datos geoquímicos que la caracterizan como roca generadora, aunque para los pozos estudiados sólo el pozo Leticia-1 presentaba estas características.

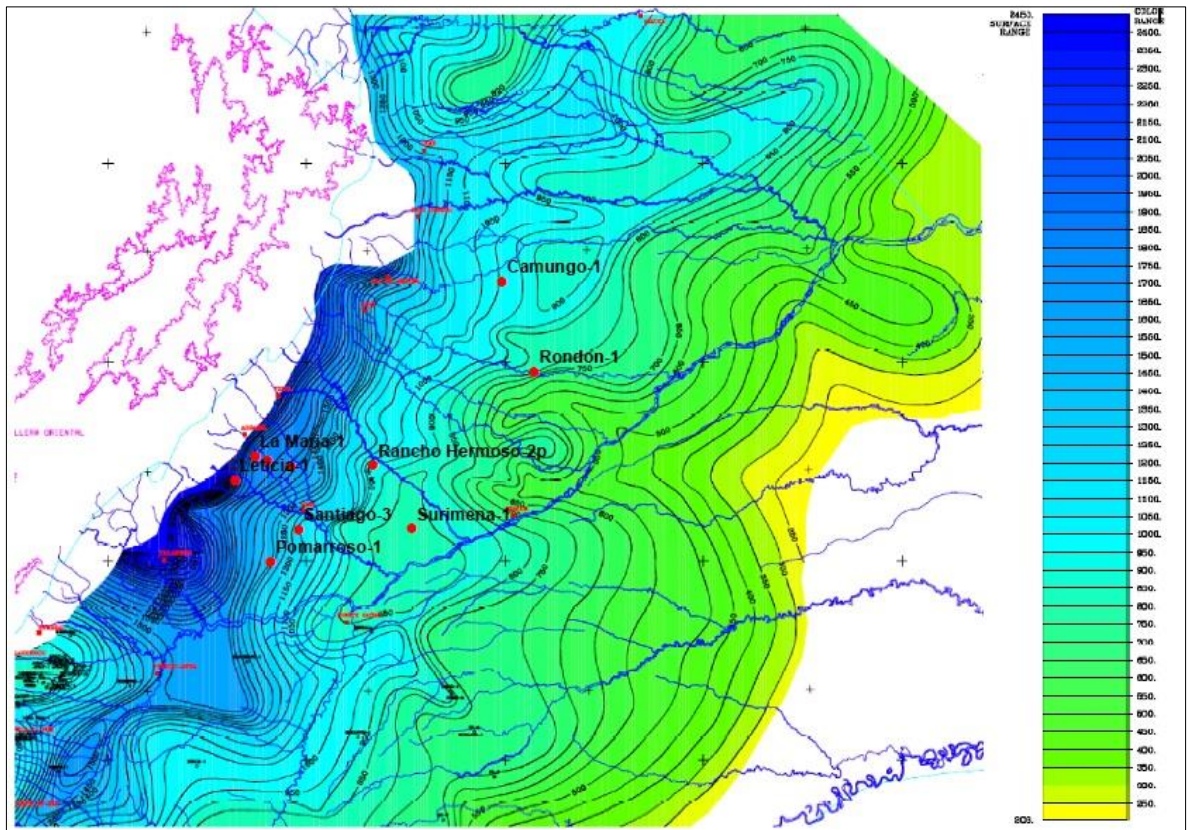
2.3.7. Formación León. La Formación León está limitada a la base por un evento de máxima relación A/S o superficie de inundación, este evento es fácilmente identificable en casi toda la cuenca de los Llanos. El tope de la Unidad se ha definido en un punto de máxima progradación o una superficie de mínima relación A/S (Fajardo, et al. 2000).

Esta formación está conformada por rocas de edad Mioceno Medio (Munar, et al. 1991; Rueda y Garzón 1995; Fajardo, et al. 1997; Reyes, et al. 1998). Con base en integración de información, Fajardo, et al. (2000) concluyen que la formación León se depositó en ambientes lacustres con predominio de aguas dulces hacia el sureste y este de la cuenca y en ambientes de lagunas costeras, bahías o estuarios con influencia salobre hacia el noroeste y oeste de la cuenca.

El mapa isocoro (Figura 17) muestra varias tendencias: la tendencia principal y que se puede considerar regional es el aumento de espesor hacia el NW, encontrándose los mayores espesores en el sector del Casanare (hasta 2400 pies) y en el caso de los pozos estudiados, esta condición se cumple para aquellos ubicados en cercanía al Piedemonte como lo son La María-1, Leticia-1, La Cabaña-1 y La Gloria-2. En el suroccidente del sector del Meta hay una tendencia a disminuir espesor hacia el oriente, lo cual indica que hay aporte de sedimento desde el occidente en este sector de la cuenca. Finalmente en el sector de Arauca se evidencia una tendencia a disminuir espesor hacia el norte, esto reflejaría una fuente de sedimento desde Venezuela (Fajardo, et al. 2000).

La Formación León está compuesta en su mayoría por shale, lo que le permite un carácter como roca sello en La Cuenca Llanos Orientales y, por consiguiente, en los pozos estudiados.

Figura 17. Mapa isocoro de la Formación León donde se muestra la tendencia de espesores de esta formación en La Cuenca Llanos Orientales.



Tomado y modificado de Fajardo, et al. 2000.

2.3.8. Formación Guayabo. Esta formación representa la última sedimentación de la cuenca. Es una secuencia espesa de más de 13.000 pies, en el Piedemonte de la Cordillera (Informe ANH, 2012). Está conformada por rocas de edad Mioceno Superior – Plioceno.

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 (Informe ANH, 2012). Según la información encontrada en reportes internos del ICP sobre los pozos seleccionados, la secuencia se compone de areniscas arcillosas, de grano fino a grano grueso y consecuentemente

conglomeráticas, con una matriz fundamentalmente arcillosa, evidenciando la descripción anterior.

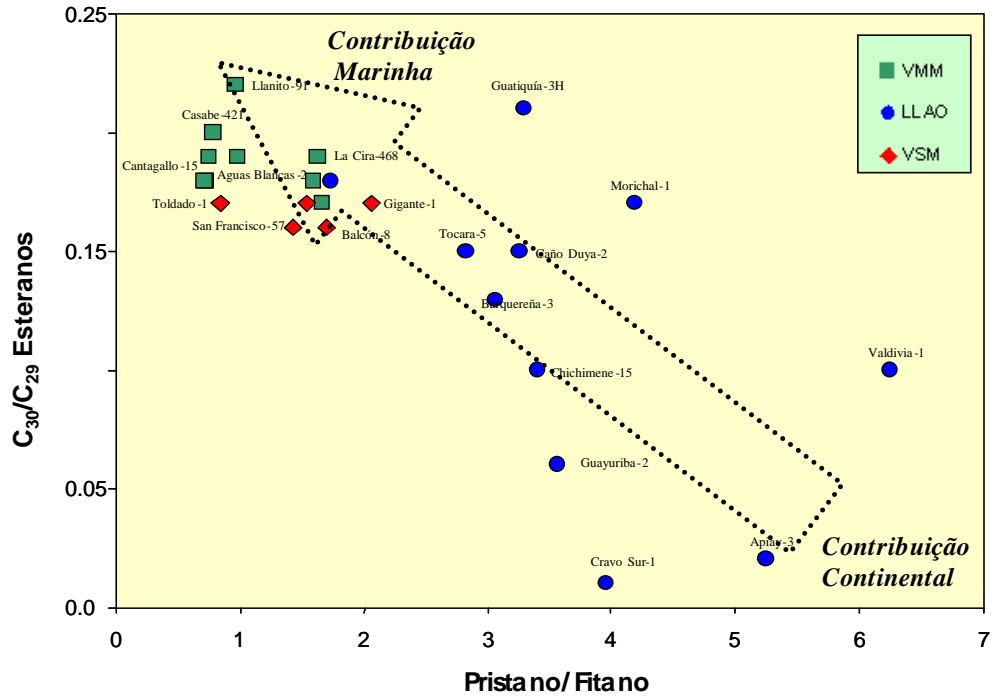
Hacia la base, la formación tiene influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental. En el sector de Arauca se tienen diferentes denominaciones para la secuencia de rocas de la Formación Guayabo: Formación Isnotu, Formación Palmar y Formación Bejitoque (Navas, 1985). En la parte central 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 (Informe ANH, 2012).

Regionalmente esta formación se adelgaza hacia el sureste de la cuenca, siguiendo los patrones de las formaciones anteriores, de esta forma los pozos Leticia-1, La María-1, La Cabaña-1 y La Gloria-2 presentan espesores mayores que los otros pozos, entre 10000 y 7000 pies. En los pozos Pomarroso-1, Surimena-1, Santiago-3, Camungo-1, Rancho Hermoso-2p y Rondón-1 esta formación tiene espesores menores a 5000 pies.

2.4. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CRUDOS

Dentro de las cuencas sub-Andinas de Colombia, Los Llanos Orientales es la que contiene crudos con una mayor proporción de compuestos de origen terrestre (Mora, 2003). La presencia generalizada de estos compuestos (Figura 18) genera una similitud geoquímica de los crudos acumulados, lo que sumado a los efectos de los procesos de alteración ha dificultado las interpretaciones sobre el origen del petróleo y su clasificación (García, 2008).

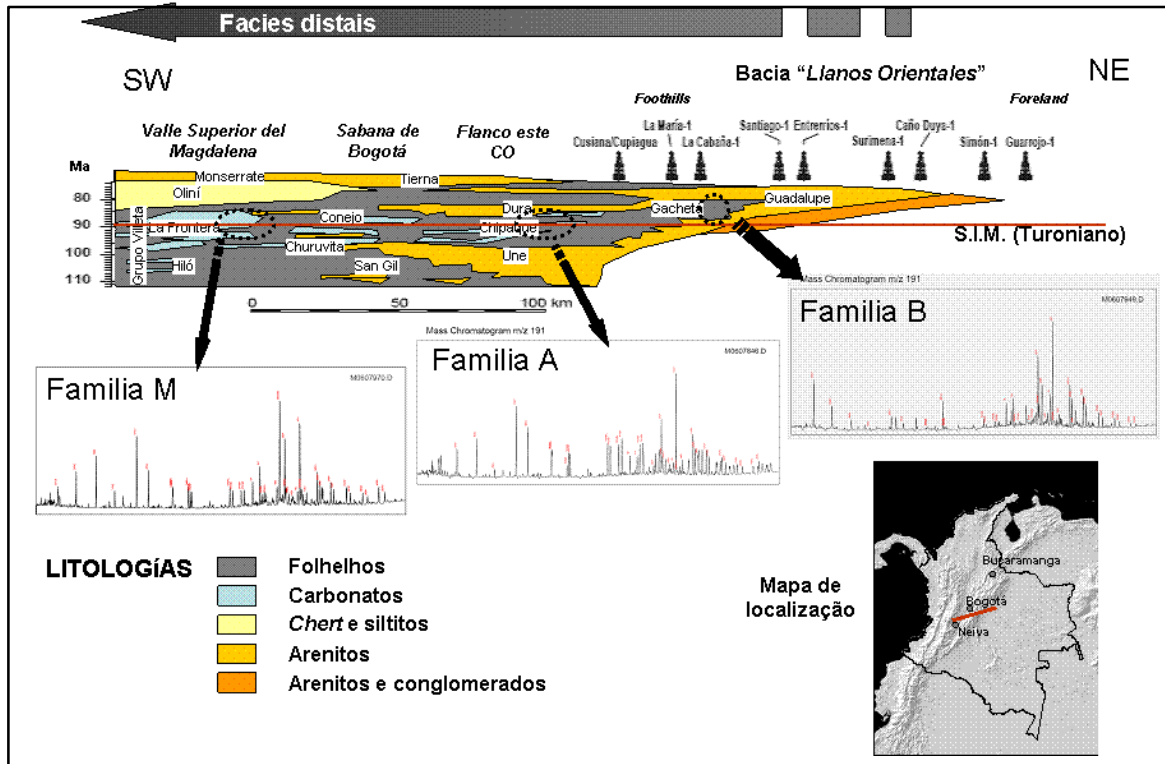
Figura 18. Indicadores geoquímicos de afinidad terrestre en crudos de La Cuenca Llanos (LLAO) en comparación con las cuencas Valle Medio y Valle Superior del Magdalena (VMM y VSM, respectivamente).



Tomado de García, 2008.

El trabajo realizado por García (2008) propone que aunque los aceites fueron proporcionados por diferentes facies orgánicas, tales facies no pertenecen a diferentes intervalos estratigráficos, sino que corresponden a variaciones laterales en ambientes de sedimentación dentro del intervalo Cenomaniano-Santoniano (Figura 19). Allí se identificaron tres familias de aceites, dos familias de origen marino (grupos M y A), en donde el grupo M proviene de facies sedimentadas en ambientes más anóxicos y restringidos comparados con las facies generadoras del grupo A. Una tercera familia (grupo B), que corresponde a aceites producidos por material orgánico de naturaleza continental, depositado en ambientes deltaicos y estuarinos (García 2008).

Figura 19. Variación lateral de facies generadoras del intervalo Cenomaniano-Santoniano y su relación con los crudos acumulados en La Cuenca Llanos.



Tomado de García, 2008.

Los crudos de afinidad continental (Familia B) son correlacionados con rocas inmaduras de la Formación Gachetá. Mientras que los crudos marinos (Familia M y A) se correlacionaron positivamente con los crudos de La Cuenca Putumayo (Gonçalves, 2002) y La Cuenca Valle Superior del Magdalena (RAMON, 1998), cuyas generadoras son las facies marinas de la Formación Villeta y La Frontera (García, 2008).

Los crudos de origen marino ocupan los reservorios de la zona de *foreland*, siendo el Grupo M dominante hacia el sur mientras el Grupo A se concentra en el norte. La ubicación geográfica de los grupos genéticos de petróleo fue controlada por la posición de las áreas de generación, por el mecanismo de migración dominante, los volúmenes de fluido disponible y la geometría de los reservorios. Los crudos del

Grupo M se generaron al sur de la Cordillera Oriental y la migración ocurre a través de las capas de arena de las formaciones cretácicas (Une y Guadalupe), este grupo genético domina acumulaciones al sur de la cuenca (García, 2008).

Las cocinas de generación migraron al norte en la Cordillera Oriental, y facies más siliciclásticas de rocas madre generaron los crudos del Grupo A. El mecanismo de migración también es lateral, rellenando primero las estructuras de la parte occidental (actual piedemonte) y estructuras del *foreland* (García, 2008).

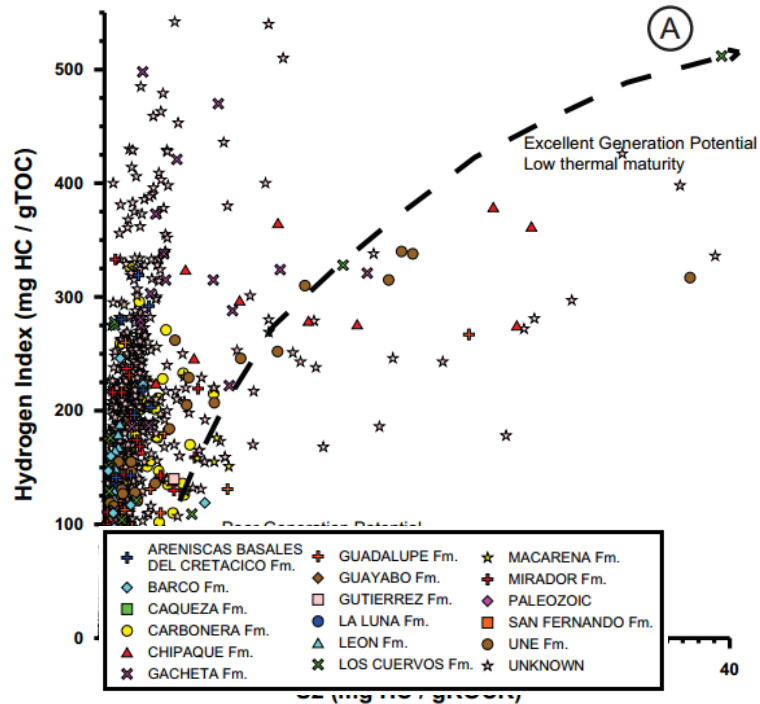
Finalmente las cocinas del Grupo B se comunican verticalmente con los reservorios por el sistema de fracturas y fallas que generó la deformación andina en la zona del Piedemonte. Este grupo está dominado por crudos livianos que se concentraron en la parte norte del Piedemonte. Estos fluidos se mezclaron con crudos biodegradados (crudos del Grupo A) que cargaron previamente los campos de la región sur, también se mezclaron con crudos intensamente alterados (Grupo M) acumulados en reservorios Cretácicos en la parte occidental del Piedemonte (García, 2008).

2.5. SISTEMA PETROLÍFERO

- **Rocas Generadoras**

Los datos obtenidos a partir de la pirólisis de muestras para determinar el índice de hidrógeno (HI) y el pico S2, indican que las muestras del Cretácico, Formaciones Chipaque, Une y Gachetá, y del Paleoceno, Formación Los Cuervos, tienen un buen potencial de generación ($HI > HC\ 200\ mg / g\ TOC$ y $S2 > 5\ mg\ HC / g\ de\ roca$) (Figura 20) (Aguilera, 2010).

Figura 20. Diagrama de índice de Hidrógeno (HI) y pico S2, indicando el potencial de generación de las Formaciones Chipaque, Une, Gachetá y Los Cuervos.



Tomado de Aguilera, et al., 2010.

Por otro lado, según García, et al. (2009) las rocas fuente de la cuenca son las lutitas de la Formación Gachetá (Formación Chipaque), la Formación Barco - Los Cuervos y la Formación Une, cuyos valores de TOC actuales se encuentran por debajo de 2% (Montes, 2009). La mayor madurez termal se encuentra hacia el SW de la cuenca asociada a la Falla Guaicáramo. Igualmente se considera el nivel C8 de la Formación Carbonera como roca fuente secundaria de carácter continental la cual ha generado aceite y gas.

En el presente estudio, basándonos en informes geoquímicos internos del ICP, se determina que las unidades que presentan carácter de roca generadora son la Fms Barco-Cuervos, Guadalupe y Gachetá. La unidad C8 de la Fm Carbonera presenta

un contenido de TOC importante (0.79%) en el pozo Leticia-1 aunque no presenta datos de HI por lo que no es posible determinar que esta unidad tenga potencial de generación en el área de estudio. La tabla 5 muestra los valores de TOC y HI de las posibles rocas generadoras para cada pozo seleccionado, determinando que formaciones se han tenido en cuenta para este trabajo según sus características geoquímicas.

Tabla 5. Datos geoquímicos de las posibles rocas generadoras para cada pozo.

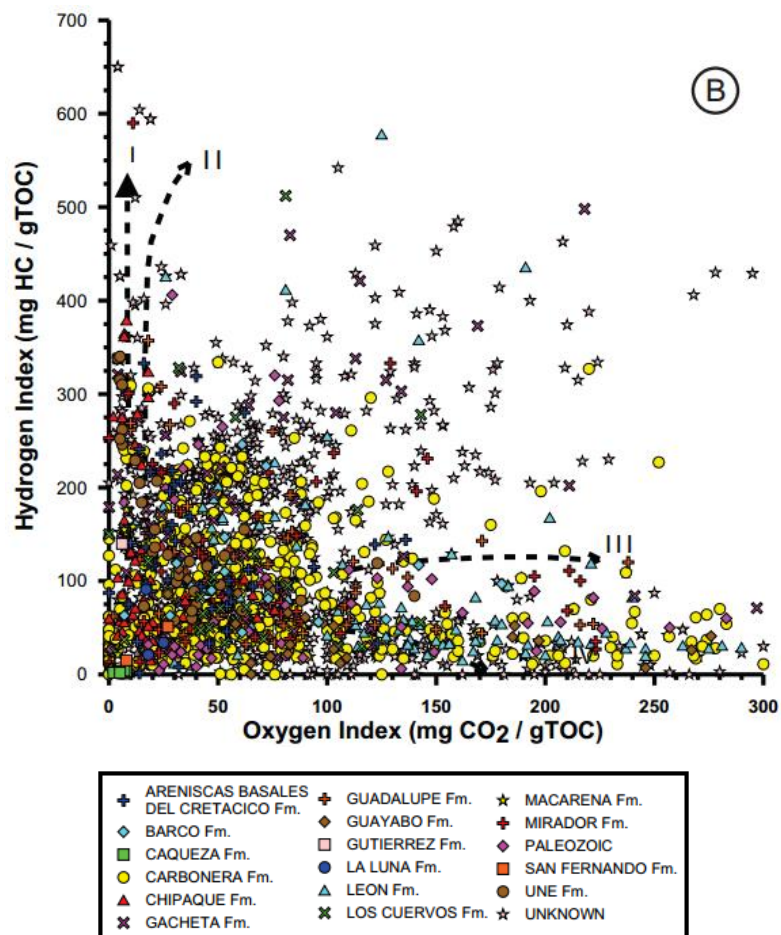
Pozo/ Formación	Camungo-1	La Cabaña-1	La Gloria-2	La María-1	Leticia-1	Pomarro-1	Rancho Hermoso-2p	Rondon-1	Santiago-3	Surimena-1
Carbonera (C8)	0,22 •	0,14 •	0,45 •	0,27 •	0,7 •	0,22 •	0,31 •	0,27 •	0,29 •	•
Barco-Cuervos	No deposito	0,78 149	0,42 •	0,95 197,67	0,67 146	No deposito	• •	No deposito	No deposito	No deposito
Guadalupe	0,97 91,32	1,96 153,25	1,35 84,19	0,74 158,5	2,23 195,66	1,51 •	1,25 108,5	0,69 300	0,72 •	0,32 •
Gacheta	0,57 50	0,96 137,75	0,65 61,41	2,3 505,22	0,87 136,68	1,22 •	0,5 96	• •	0,76 •	2,01 •
Une	0,59 49	NP	• •	NP	NP	• •	0,33 •	0,23 •	0,54 •	0,18 •

TOC	
HI	
Sin valor	•
NP	No perforado

La Fm Barco-Cuervos presenta un bajo potencial de generación en los pozos La María-1, Leticia-1 y La Cabaña-1; la Fm Guadalupe muestra un potencial de generación más alto que la formación anterior en los pozos Camungo-1, La Cabaña-1, La Gloria-2, Leticia-1, La María-1, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p y Rondón-1; y la Fm Gachetá presenta un potencial de generación de regular a bueno en los pozos Camungo-1, La Cabaña-1, La Gloria-2, Leticia-1, La María-1, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p y Surimena-1.

El diagrama de índice de Oxígeno vs índice de Hidrógeno (diagrama de Van Krevelen) (Figura 22) muestra que rocas del Cretácico, Formaciones Chipaque, Une, Gachetá y Guadalupe, junto con muestras del Cenozoico, Formaciones Mirador, Los Cuervos y Carbonera, y muestras paleozoicas, presentan kerógeno tipo II-III. Las muestras de la Formación León tienen valores de kerógeno tipo III-IV (Aguilera, 2010).

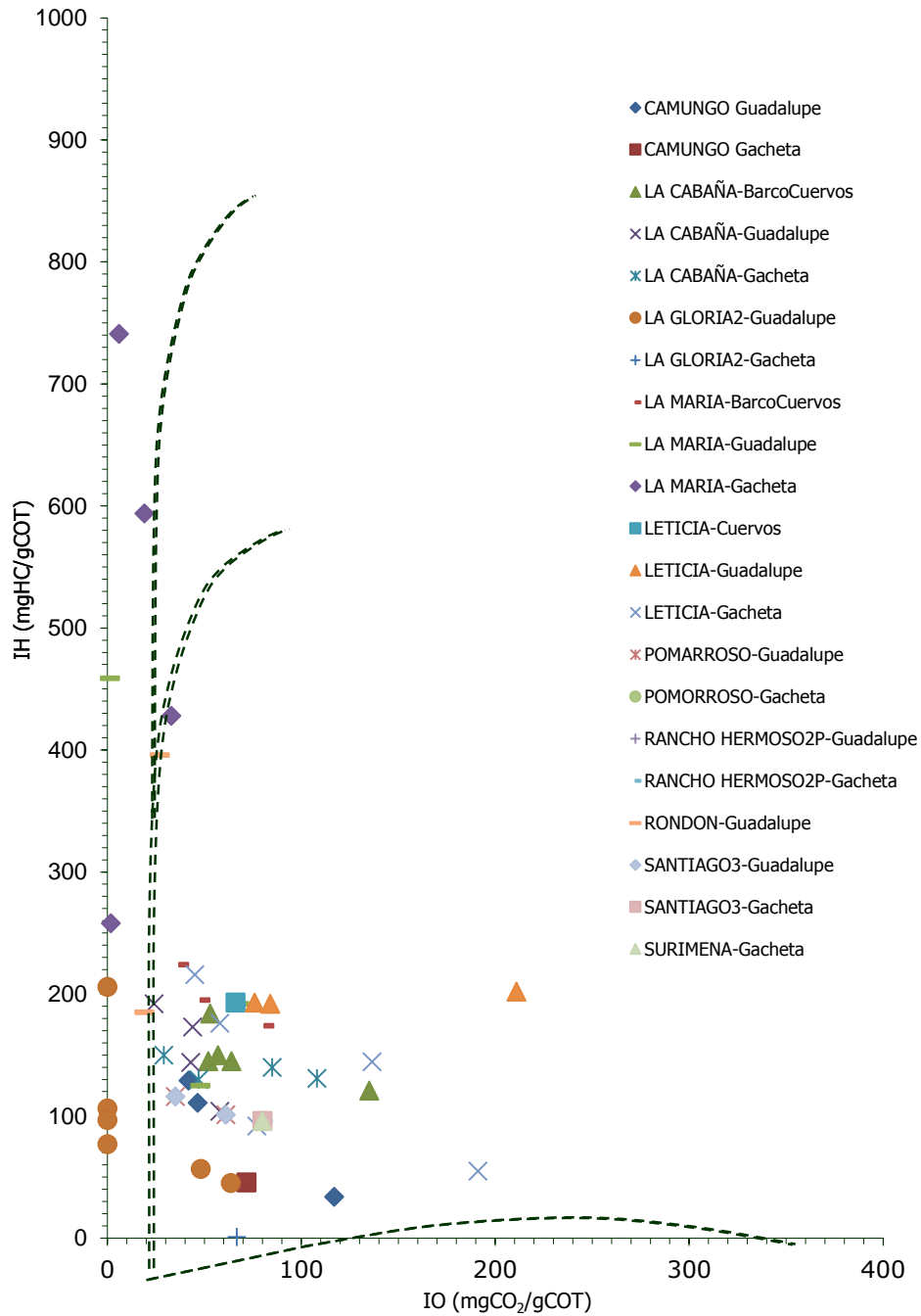
Figura 22. Diagrama de índice de Oxígeno vs índice de Hidrógeno (diagrama de Van Krevelen) donde se muestra el tipo de kerógeno (Formaciones Chipaque, Une, Gachetá, Guadalupe, Mirador, los Cuervos y Carbonera y muestras paleozoicas kerógeno tipo II-III, y Formación León kerógeno tipo III-IV).



Tomado de Aguilera, et al., 2010.

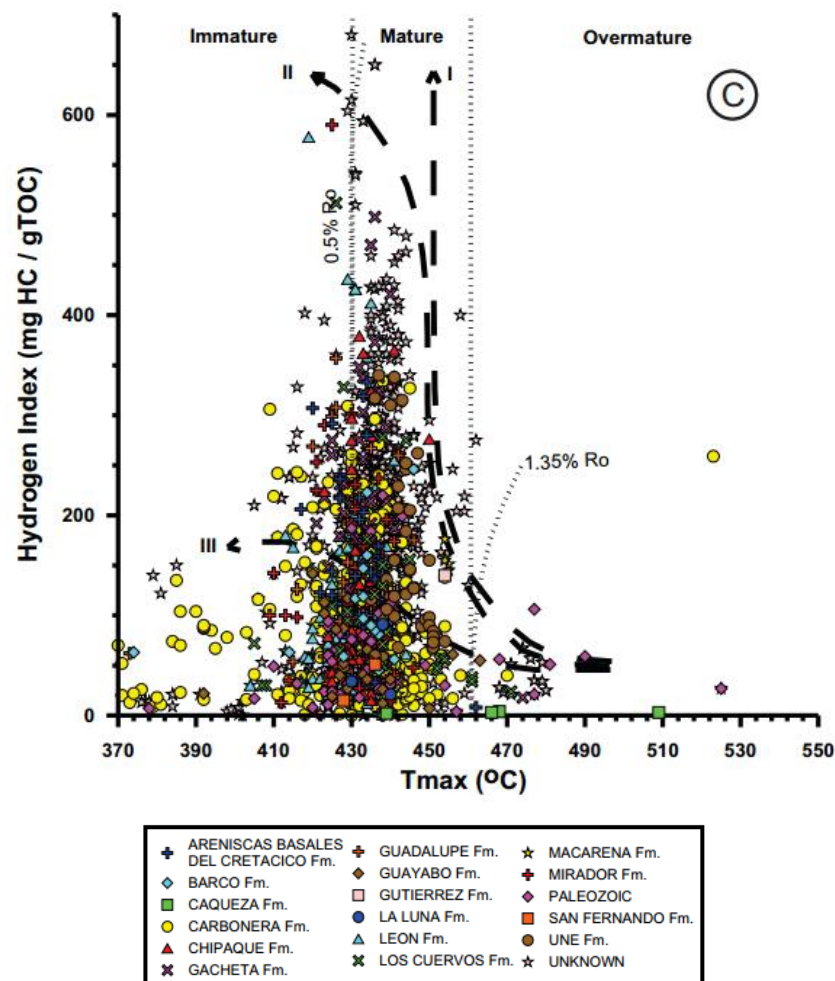
El tipo de kerógeno para las rocas generadoras de los pozos estudiados se determinó a partir de gráficas de Índice de Oxígeno vs Índice de Hidrógeno (diagramas de Van Krevelen) (Figura 23) igualmente, concluyendo que la Fm Barco-Cuervos presenta kerógeno tipo III en todos los pozos (La María-1, Leticia-1 y La Cabaña-1); la Fm Guadalupe presenta kerógeno tipo III en la mayoría de los pozos (Leticia-1, La María-1, La Cabaña-1, La Gloria-2, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p, Camungo-1 y Santiago-3) y kerógeno tipo II en uno de estos (Rondón-1); y por último la Fm Gachetá presenta kerógeno tipo III en la mayoría de los pozos pozos (Leticia-1, La Cabaña-1, La Gloria-2, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p, Camungo-1, Surimena-1 y Santiago-3) y tipo II en uno de estos (La María-1).

Figura 23. Diagrama de índice de Oxígeno vs índice de Hidrógeno (diagrama de Van Krevelen) donde se muestra el tipo de kerógeno de las Formaciones Barco-Cuervos, Guadalupe y Gacheta en los 10 pozos estudiados.



El gráfico de T_{máx} vs Índice de Hidrógeno muestra que muchas de las unidades desde el Cretácico al Cenozoico ya mencionadas, han alcanzado condiciones de generación de petróleo de tempranas a tardías. La alta madurez termal alcanzada por algunas muestras, explica la alta gravedad API de algunos crudos que se encuentran en la cuenca (Figura 24). Además esta alta madurez termal debe explicar el bajo potencial de generación de muchas muestras causado por el bajo contenido de hidrocarburos libres (Aguilera, 2010).

Figura 24. Gráfico de T_{máx} vs Índice de Hidrógeno, presentando las condiciones de generación y la madurez termal.

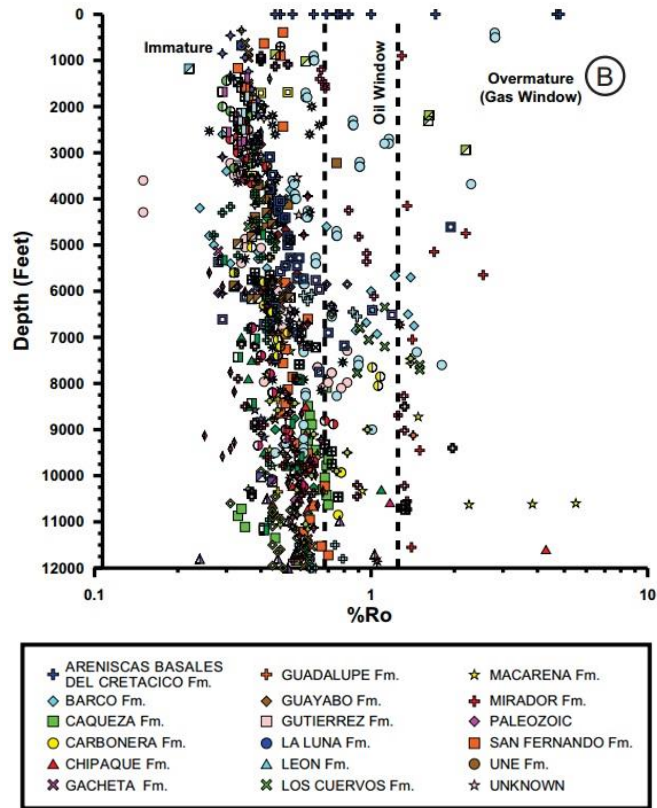


Tomado de Aguilera, et al., 2010.

El contenido orgánico (% TOC) y los valores del pico S2 indican el potencial de generación de crudo de la roca generadora, este gráfico señala que hay muestras de unidades del Cretáceo (Formaciones Chipaque, Une y Gachetá) y unidades Cenozoicas (Formaciones los Cuervos y Carbonera), con buen a excelente potencial de generación de crudo (S2 hasta 35 mg HC / g y % TOC hasta de 9). Algunas muestras de la Formación Barco presentan alto % TOC pero valores de S2 bajos (<5 mg HC / g de roca) que sugiere que el kerógeno en esta unidad tiene una baja proporción de compuestos lábiles y no debería ser una muy buena fuente de hidrocarburos en la cuenca (Aguilera, 2010).

La reflectancia de la vitrinita (% Ro) muestra que en los pozos del *foreland* la secuencia sedimentaria depositada en la Cuenca es en su mayoría inmadura, y es madura en pozos en o cerca de las estribaciones de la Cordillera Oriental en la parte occidental de la cuenca (Figura 25) (Aguilera, 2010).

Figura 25. Gráfica de reflectancia de la vitrinita vs profundidad de los pozos.



Tomado de Aguilera, et al., 2010.

En resumen, las mejores rocas generadoras en la cuenca, con intervalos de potencial de generación buenos a excelentes son las rocas cretácicas de las formaciones Chipaque, Une y Gachetá, y las rocas cenozoicas de las formaciones los Cuervos y Carbonera. Datos de madurez termal ($T_{m\acute{a}x}$ y $\% Ro$) indican que las rocas han alcanzado distintos niveles de madurez e historias termales, que junto con la biodegradación explican el amplio rango de gravedades API y mezclas de crudo en la cuenca (Aguilera, 2010).

• Reservorios

Los principales reservorios en la zona sur de la cuenca son las Formaciones Carbonera, Mirador (San Fernando o T2), Guadalupe (K1) y Gachetá (K2). Sin embargo, hacia el Oriente de los Llanos Orientales el petróleo se concentra en los

reservorios más jóvenes de la Formación Carbonera (Oligoceno, Mioceno Temprano), mientras que en el Piedemonte y las áreas del *foredeep* la carga de petróleo solo llega a reservorios del Eoceno. Esta diferencia en la edad de los reservorios que acumulan petróleo se puede explicar por la distribución geográfica de las unidades sello y especialmente de la Unidad C8. Hacia el Oriente de la cuenca esta unidad y los demás cuerpos arcillosos y lodosos de la Formación Carbonera van aumentando su contenido de arenas y simultáneamente se hacen menos espesos y continuos hasta “pincharse” estratigráficamente contra unidades más antiguas. Esta desaparición paulatina de las unidades y la pérdida de sus propiedades sellantes permite el paso del petróleo a los reservorios más jóvenes y someros en el Oriente de la cuenca (Sánchez, et al., 2009).

Adicionalmente, las areniscas Paleógenas de Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador son excelentes unidades reservorio (Figura 26). Dentro de la secuencia Cretácica, varios intervalos de arenisca también son excelentes reservorios. Sin excepciones, el espesor sedimentario aumenta en dirección este-oeste. La porosidad disminuye en la misma dirección de 30% a cerca de 10%. El espesor efectivo varía de unos pocos metros hasta 180 metros, dependiendo de la ubicación del pozo dentro de la cuenca. La gravedad API varía entre 12° - 42° (Barrero et al., 2007).

- **Sellos**

La unidad C-8 de la Formación Carbonera se ha considerado tradicionalmente como el sello regional de la cuenca, pero debido a su extensión el mejor sello es la Unidad Carbonera C-2. Las unidades de la Formación Carbonera con números pares se reconocen como sellos locales (Figura 26), así como las Formaciones del Cretácico Gachetá y Guadalupe que pueden ser auto-sellantes (Barrero et al., 2007).

- **Trampa**

La perforación exploratoria se ha concentrado en fallas normales y antitéticas. Anticlinales con fallas inversas poco probadas, anticlinales de bajo relieve y trampas

estratigráficas (acuñamientos, peleoaltos, canales, etc) son todos los objetivos de exploración de alto potencial (Barrero et al., 2007).

- **Migración**

Es claro que la edad de llenado de una trampa es siempre posterior a la edad del reservorio más joven que acumula petróleo, por lo tanto, en los Llanos Orientales y específicamente en el *foreland* podríamos decir que las actuales acumulaciones se formaron a edades que varían entre 50 y 20 Ma dependiendo del sector geográfico. Este intervalo de tiempo está dado por la edad de las principales formaciones reservorio del *foreland*, las Formaciones Barco y Mirador así como los diferentes intervalos arenosos de la Formación Carbonera (Sánchez, 2009).

Estudios anteriores han propuesto que la carga de petróleo en las zonas Sur y centro Oriental de la cuenca ocurre por la migración lateral de petróleo desde cocinas de generación localizadas al Occidente del trazo actual de la Falla de Guaicáramo (Sánchez, et al., 2009). La migración se dio probablemente a partir del Eoceno Tardío comenzando en la parte Sur y Occidental de la actual Cordillera Oriental y se desplazó hacia bloques más al Norte y al Este durante el Oligoceno y Mioceno Temprano. Esta migración temprana (pre-Andina) acumuló importantes volúmenes de petróleo en posiciones muy someras haciéndolos susceptibles a la biodegradación lo cual explica la existencia de petróleos pesados en reservorios que hoy tienen temperaturas mayores a 80°C (García, 2008).

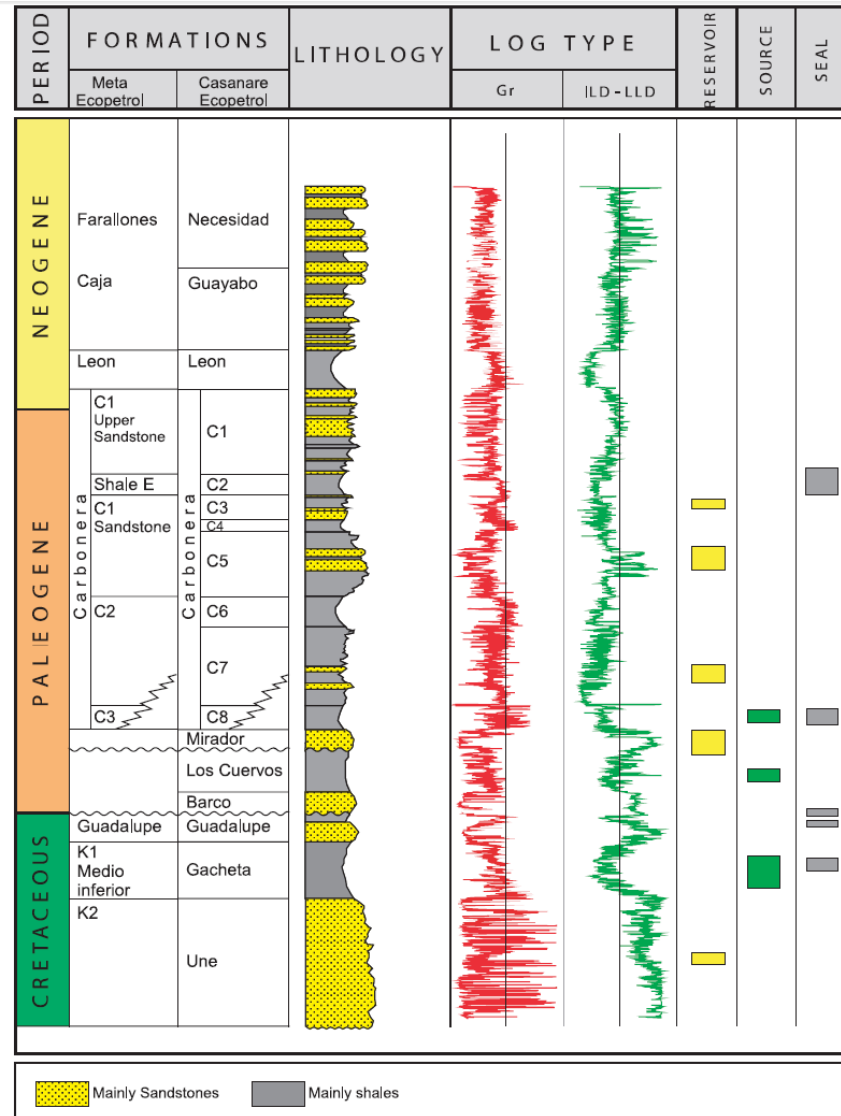
Informes realizados por Ecopetrol, muestran que se ha tratado de lograr mayor precisión para establecer la edad de la carga usando herramientas como inclusiones fluidas e isotopos de Re-Os en la fracción pesada de los aceites. Estas herramientas concluyen, por una parte, que la migración ocurre en una etapa diagenética temprana, a temperaturas similares a las temperaturas en las que ocurre la precipitación de cementos silíceos (70-96°C) las cuales ocurrieron a edades que van desde 27 a 21 Ma. Por otro lado, las dataciones Re-O en HC de algunos pozos

estudiados, sugieren que la migración-carga de los hidrocarburos ocurrió hace 27 ± 5 Ma. Con estos datos, el intervalo de tiempo dado por la edad de los reservorios se restringiría y se podría proponer que el llenado de las trampas ocurre entre 20 y 30 Ma (Sánchez, et al., 2009).

- **Prospectividad**

En esta cuenca las trampas estratigráficas no se han estudiado profundamente. Las áreas potenciales para la acumulación de hidrocarburos se encuentran en la parte sur y este de la cuenca, donde los acuíferos de reservorios están afectados por aguas meteóricas formando trampas hidrodinámicas. La parte al suroeste, al sur del campo de Castilla, es también un área altamente prospectiva (Barrero et al., 2007).

Figura 26. Carta del sistema petrolífero de La Cuenca Llanos Orientales.

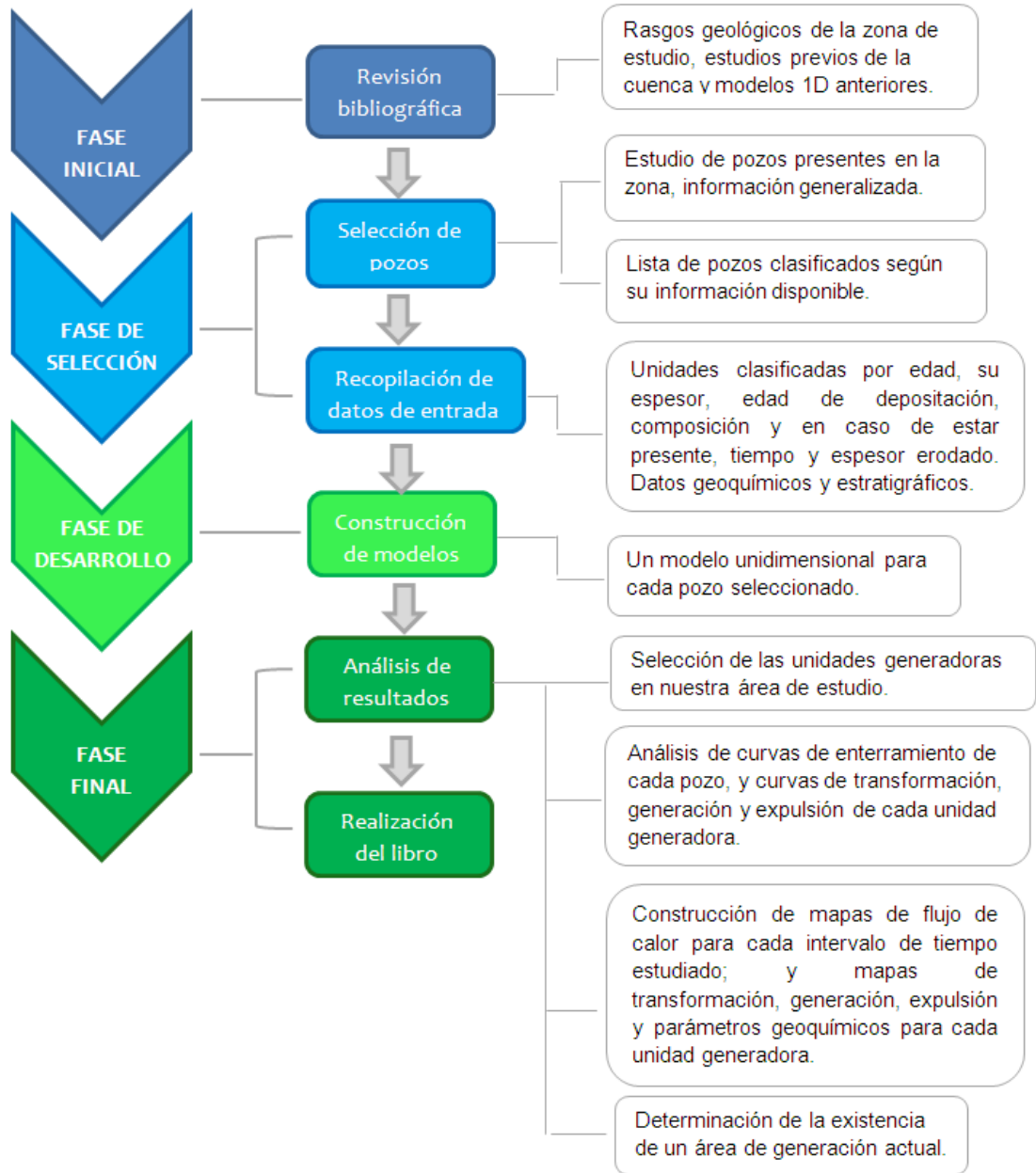


Tomado de Barrero et al., 2007.

3. METODOLOGÍA

Para la realización de este proyecto no se realizó adquisición de nuevos datos, se trabajó con la información existente en las bases de datos de Ecopetrol, trabajos previos, informes geológicos, entre otros. Por esta razón, el proyecto se limita a los pozos que presentan información estratigráfica, sedimentológica, bioestratigráfica y geoquímica en el área de estudio. A partir de esto, se seleccionaron 10 pozos y para cada uno se construyó un modelo 1D con el fin de determinar la existencia y tamaño de un área de generación actual, siguiendo el flujo de trabajo de la Figura 27. A continuación se explica las fases que se llevaron a cabo durante el desarrollo del proyecto.

Figura 27. Diagrama de flujo de la metodología.



El paquete que se usa en las fases de la simulación es Petromod 12.2 de la compañía Schlumberger. Para reconstruir la historia de enterramiento el paquete necesita como datos de entrada las unidades, su espesor, edad de depositación, composición, datos de TOC y HI para aquellas formaciones que tengan carácter

generador y, en caso de presentarse una erosión, se debe incluir el tiempo de esta y espesor erodado (Sánchez, 2008) (Figura 28).

Figura 28. Ejemplo del INPUT o datos de entrada requeridos por el paquete.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
Mioceno superior-Plioceno	0	10680	10680		12.00	0.00			Sn70-C118-S112	Overburden Rock			
Mioceno medio	10680	12083	1403		15.00	12.00			Sh100	Seal Rock			
Eoceno superior-Mioceno medio	12083	15325	3242		39.00	15.00			Sh50-Sn35-C110-S15	Reservoir Rock			
Eoceno inferior-Eoceno medio	15325	15668	343		53.00	39.00			Sn80-C110-S110	Reservoir Rock			
Paleoceno medio-Eoceno inferior	15668	15858	190		61.00	53.00			Sn60-C17-S133	Source Rock	0.67	Handil_MahakamDelta_TIII_Bulk	146.00
Paleoceno inferior	15858	15998	140		65.00	61.00			Sn60-C140	Reservoir Rock			
Campaniano-Mastrichtiano	15998	16558	560		83.00	65.00			Sn70-C115-S115	Source Rock	2.23	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)	195.66
Turoniano-Santoniano	16558	17119	561		88.00	83.00			Sh70-Sn30	Source Rock	0.87	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)	136.68
Precretacico Indiferenciado	17119	17319	200		299.00	251.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock			
						299.00							

3.1. SELECCIÓN DE POZOS.

Para determinar los diez pozos que se usaron en este trabajo en el modelado se tuvieron en cuenta aquellos con mayor información estratigráfica (topes, ambientes de depósito y edades) y geoquímica (TOC, HI, Tmax), especialmente donde hubiera datos de Ro ya que son muy importantes para calibrar los modelos, lo que determina la confiabilidad y certeza de los resultados. Como segundo parámetro de selección se usó la distribución de los pozos en la zona de estudio (*foredeep* central de la cuenca) para que al momento de determinar la existencia de un área de generación se hiciera de manera menos restringida o limitada.

Los pozos seleccionados son: Camungo-1, La Cabaña-1, La Gloria-2, La María-1, Leticia-1, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p, Rondón-1, Santiago-3 y Surimena-1, ubicados de tal forma que abarcan la mayor área en la zona de estudio, limitada por el pozo Camungo-1 hacia el norte y Pomarroso-1 hacia el sur. Estos son los pozos que cuentan con la mayor cantidad de información necesaria para la construcción de los modelos. Como se muestra en la Tabla 6, el pozo Rancho Hermoso-2p no dispone de descripción litológica detallada para cada unidad y por lo tanto esta

información se tomó del pozo más cercano, en este caso La Gloria-2; lo mismo ocurre con el pozo Santiago-3 que no posee información litológica, la cual se tomó del pozo más cercano, Entrerrios-1, aunque este pozo no hace parte de los seleccionados para este trabajo. Pozos como La Gloria-2, Rancho Hermoso-2p y Rondón-1 no presentan información bioestratigráfica. En cuanto a la información geoquímica, el pozo Santiago-3 no contaba con datos de Ro ni HI, por esto se usaron los valores de Ro del pozo Santiago-1 y de HI del pozo Rancho Hermoso-2p; los pozos Pomarroso-1 y Surimena-1 disponían de valores de Ro y HI para algunas muestras pero no presentaban estos valores para las unidades generadoras, por esta razón se tomaron estos valores del pozo más cercano, en este caso Rancho Hermoso-2p. Finalmente, todos los pozos cuentan con los datos necesarios para la calibración (BHT y Ro) con excepción del pozo Santiago-3 que no presenta valores de Ro y estos se tomaron del pozo más cercano Santiago-1, como se dijo anteriormente.

Tabla 6. Pozos seleccionados con las coordenadas de ubicación y la información geológica disponible para la construcción de los modelos y el desarrollo del presente trabajo.

POZO	COORDENADA X	COORDENADA Y	ESTRATIGRAFÍA (Topes, bases y espesores)	LITOLOGÍA	BIOESTRATIGRAFÍA	GEOQUÍMICA			DATOS DE CALIBRACIÓN	
						TOC	HI	Ro	BHT	Ro
Camungo-1	1298164,08	1140966,84	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
La Cabaña-1	1180028,8	1050130,66	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
La Gloria-2	1191608,22	1047717,69	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓
La María-1	1173730,32	1052838,85	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Leticia-1	1163511,41	1040708,5	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Pomarroso-1	1181523,63	999631,16	✓	✓	✓	✓	X	X	✓	✓
Rancho Hermoso-2p	1233098,64	1048306,56	✓	X	X	✓	✓	✓	✓	✓
Rondón-1	1314361,49	1095605,43	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓
Santiago-3	1195618,151	1016105,81	✓	X	✓	✓	X	X	✓	X
Surmiena-1	1252783,28	1016250,31	✓	✓	✓	✓	X	X	✓	✓

3.2. RECOPIACIÓN DE DATOS DE ENTRADA Y CONSTRUCCIÓN DE MODELOS 1D.

Para la construcción de los modelos en Petromod se requiere para cada pozo: topes, espesores, edades de depositación, parámetros litológicos de cada unidad presente en la secuencia estratigráfica y datos de TOC, HI y cinética para las unidades generadoras, la cual se organiza en un input principal de entrada (Main input) (ver Capítulo 3, Figura 29). Esta información se obtuvo de informes geológicos, historia de pozo, registros gráficos, columnas, análisis palinológicos y trabajos previos sobre la cuenca, encontrados en reportes internos del ICP.

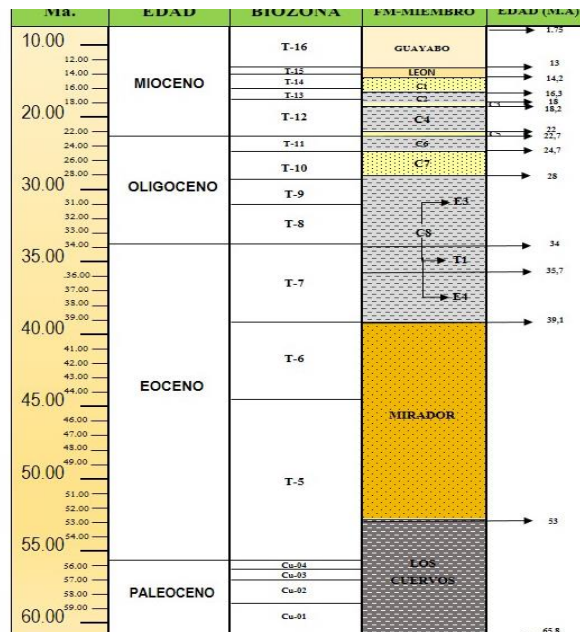
Las edades de depositación de cada unidad se determinaron a partir de informes palinológicos y bioestratigráficos internos del ICP. Para sedimentos cretácicos nos basamos en La Zonación Palinológica Provisional del Cretácico Cuenca Llanos Orientales (Tabla 7), tomado de *Palinological control Leticia-1 well- Llanos Orientales Basin. Volume I* (Dueñas y Moreno, 1985). Las edades de sedimentos cenozoicos se tomaron de Zonación Palinológica del Cenozoico de los Llanos y el Piedemonte Llanero de Colombia (Jaramillo C., Rueda M. y Torres V., 2011) (Figura 29).

Tabla 7. Zonación Palinológica Provisional del Cretácico Cuenca Llanos Orientales.

				ZONAS PALINOLÓGICAS	
				Polen y esporas	Dinoflagelados
CRETACICO	SENONIANO	SENONIANO TARDÍO	Mastrichtiano	PROTEACIDITES DEHAANI	PALAEOCYSTODINIUM SP.
			Campaniano	ARAUCARIACITES SP.	DINOGYMNIUM SP.
		SENONIANO TEMPRANO	Santoniano	DROSERIDITES SENONICUS	LEJEUNIA SP.
			Coniaciano		
			Aptiano-Cenomaniano		AFROPOLLIS SP.

Tomado de Dueñas y Moreno, 1985

Figura 29. Zonación Palinológica del Cenozoico de Los Llanos y el Piedemonte Llanero de Colombia.



Tomado de Jaramillo C., Rueda M. y Torres V., 2011.

Cada unidad recibió el nombre de la(s) edad(es) correspondiente(s) a su depositación; por ejemplo, la Formación Guayabo se identifica como Mioceno Superior-Plioceno. Los topes y las bases se tomaron de Fajardo, et al. (2000), con base en esto se dedujeron los espesores de cada unidad; en el caso del pozo Leticia-1, estos valores de topes, bases y espesores se tomaron de informes geológicos internos del ICP. La unidad más basal de la secuencia estratigráfica corresponde al Paleozoico, en este proyecto es identificada como Precretácico Indiferenciado, no presenta los datos correspondientes a la base y por esto se determinó un valor estándar de 200 pies de espesor para esta unidad en todos los pozos. Las unidades de medida que se usaron para los topes, bases y espesores fueron pies (ft). Para determinar la presencia de procesos erosivos nos basamos en informes bioestratigráficos y los mapas isocoros de cada unidad, encontrados en el proyecto antes mencionado; para este trabajo no se encontraron procesos erosivos en ninguno de los pozos. Las litologías son las definidas por el software PetroMod 12.2 de forma estándar en el editor de litologías; allí se generó una mezcla para cada unidad especificando el porcentaje para cada litología.

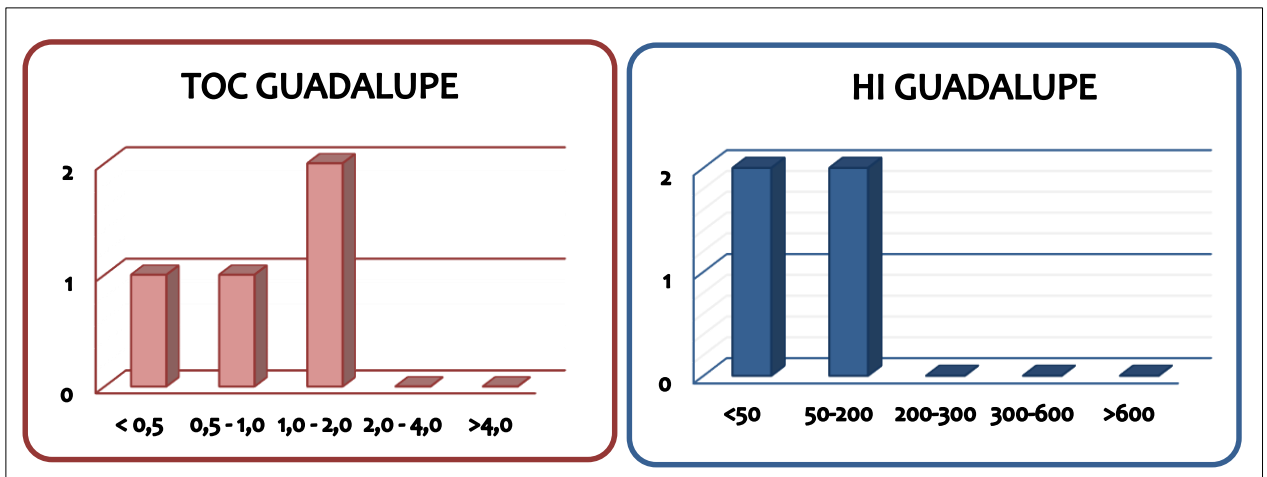
La determinación del factor PSE (*Petroleum system element*) se basó en la literatura de La Cuenca Llanos Orientales y, para el caso de las rocas generadoras en un análisis de informes geoquímicos internos del ICP. Se analizaron principalmente los parámetros de TOC y HI para determinar si la unidad contaba con un carácter generador. Las unidades que tuvieran un contenido orgánico mayor de 0,5%, valores de HI mayores a 50 mgHc/grTOC y que se reconocen como unidades generadoras en la literatura recopilada de la cuenca sobre sistemas petrolíferos, se consideraron unidades generadoras en nuestra área de estudio; pozos como Pomarroso-1, Santiago-3 y Surimena-1 no presentan valores de HI para ninguna formación, para estos casos se tomaron valores del pozo más cercano (Rancho Hermoso-2p). En la Tabla 5 (ver Capítulo 2) se presentan las formaciones generadoras con sus respectivos datos geoquímicos por pozo, determinando así

que las unidades generadoras en nuestra área de estudio son: Fm Barco-Cuervos, Fm Guadalupe y Fm Gachetá.

Los valores finales de TOC y HI que se usaron en la Tabla 21 y como datos de entrada en Petromod, se determinaron así: 1) Se clasificaron los datos disponibles en los informes geoquímicos de acuerdo con los rangos establecidos por Peters y Cassa (1994) para los parámetros de evaluación de rocas generadoras (ver Capítulo 1, Tabla 1 y 2). 2) Se construyeron histogramas (Figura 30) para verificar el rango con mayor cantidad de datos. 3) Estos datos que predominaban se promediaron y los datos inconsistentes o anómalos se descartaron.

En los histogramas que se presentan a continuación, el eje vertical corresponde al número de repeticiones de cada valor y en el eje horizontal los rangos para las propiedades de TOC y HI según Peters y Cassa (1994).

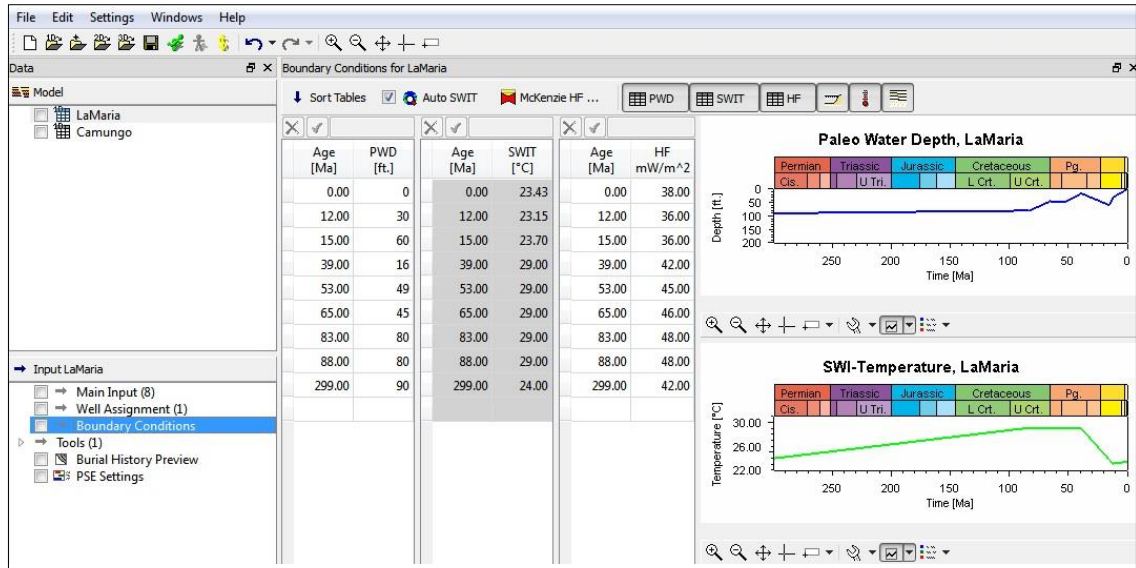
Figura 30. Ejemplo de histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras construidos para determinar el valor usado como dato de entrada.



El parámetro cinético es definido a partir del tipo de kerógeno y tomado de la librería del software en el editor de cinética (*Kinetic*). La cinética usada es *Bulk*, ya que describe la generación del petróleo total como un solo componente dado que el objetivo es evaluar si existe o no generación en el área de estudio y no predecir tipos o fases de hidrocarburos. Para aquellas unidades generadoras cretácicas (Fms Guadalupe y Gachetá) que presentaban kerógeno tipo III se empleó la cinética Tegelaar (1994)_TIII (Canada); para las unidades generadoras terciarias (Fm Barco-Cuervos) que presentaban kerógeno tipo III se empleó la cinética Handil_MahakamDelta_TIII_Bulk; por último, para las unidades que presentaban kerógeno tipo II se empleó la cinética Lewan (2002)_TII (WoodSh). Las cinéticas se seleccionaron teniendo en cuenta que la edad y litología de estas fueran muy similares a las de nuestras unidades generadoras.

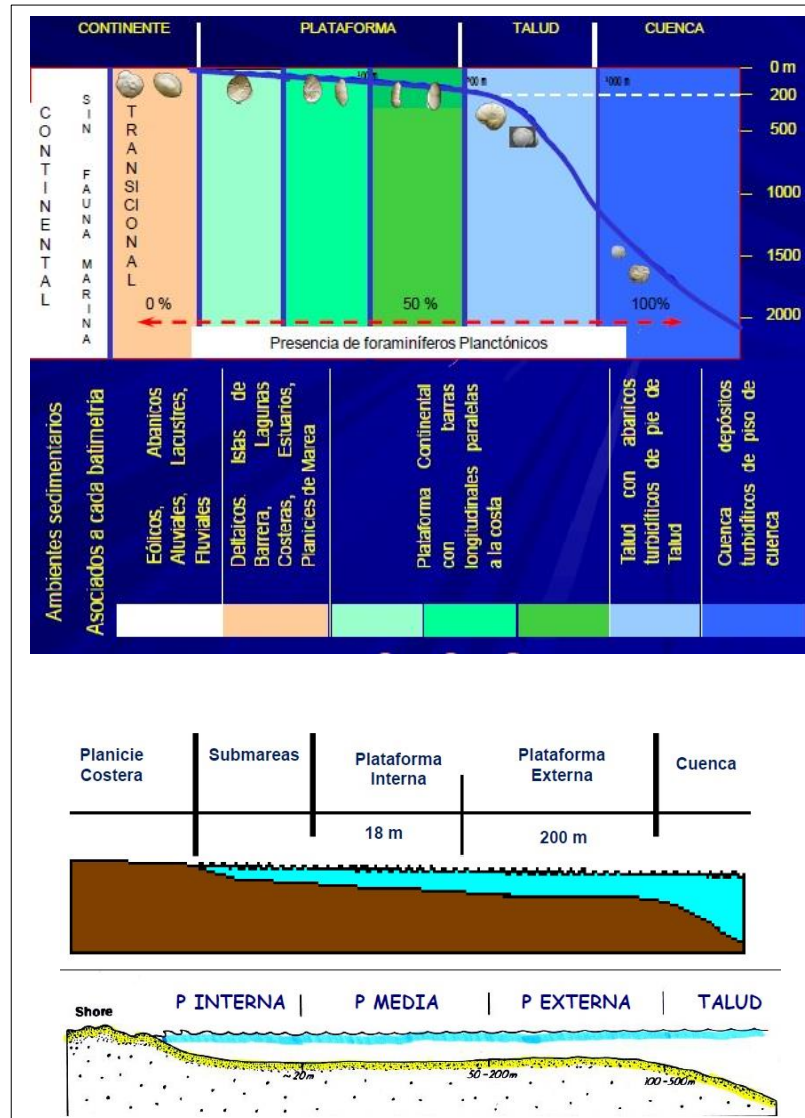
La calibración de las condiciones límite (*Boundary Conditions*) (Figura 31) para la simulación (Paleo Water Depth (PWD), Sediment Water Interface Temperature (SWIT) y Heat Flow History (HF)) se efectúa con módulos internos del paquete usando otra serie de datos de entrada: temperatura de fondo de pozo (BHT) y reflectancia de la vitrinita (%Ro).

Figura 31. Ejemplo de input para la simulación de la condiciones límite.



Los datos de paleopropundidad (*Paleo Water Depth-PWD*) de la columna de agua fueron tomados de perfiles batimétricos encontrados en recursos electrónicos (Figura 32). A partir de estos perfiles y basándonos en los ambientes de depositación de cada formación, se elaboró una tabla que integra ambientes y valores de PWD (Tabla 8). Estos ambientes se determinaron de la información recopilada de reportes bioestratigráficos, los mapas paleoambientales “*Facies distribution and tectonic setting*” (Etayo, et al. 1997) de cada edad y especialmente de Fajardo, et al. (2000).

Figura 32. Perfiles batimétricos usados para el módulo de PWD.



Tomados de. <http://geologiadexplotacion.files.wordpress.com/2012/03/6-ambientes-sedimentarios-1.pdf>.

Tabla 8. Valores de PWD para diferentes ambientes de depósito, usando los descritos en el modelo estratigráfico de La Cuenca Llanos Orientales (Fajardo, et al. 2000).

PROFUNDIDAD (m)	PROFUNDIDAD (Ft)	AMBIENTE
1-3	3.28-9.8	Abanico aluvial y llanura de inundación
3-5	9.8-16.4	Lacustre
5-10	16.4-32.8	Fluvial
10-15	32.8-49.2	Estuarino y bahía costera
15-20	49.2-65.6	Deltaico transicional
20-80	65.6-262.5	Plataforma interna o <i>shoreface</i>
80-200	262.5-656.2	Plataforma externa

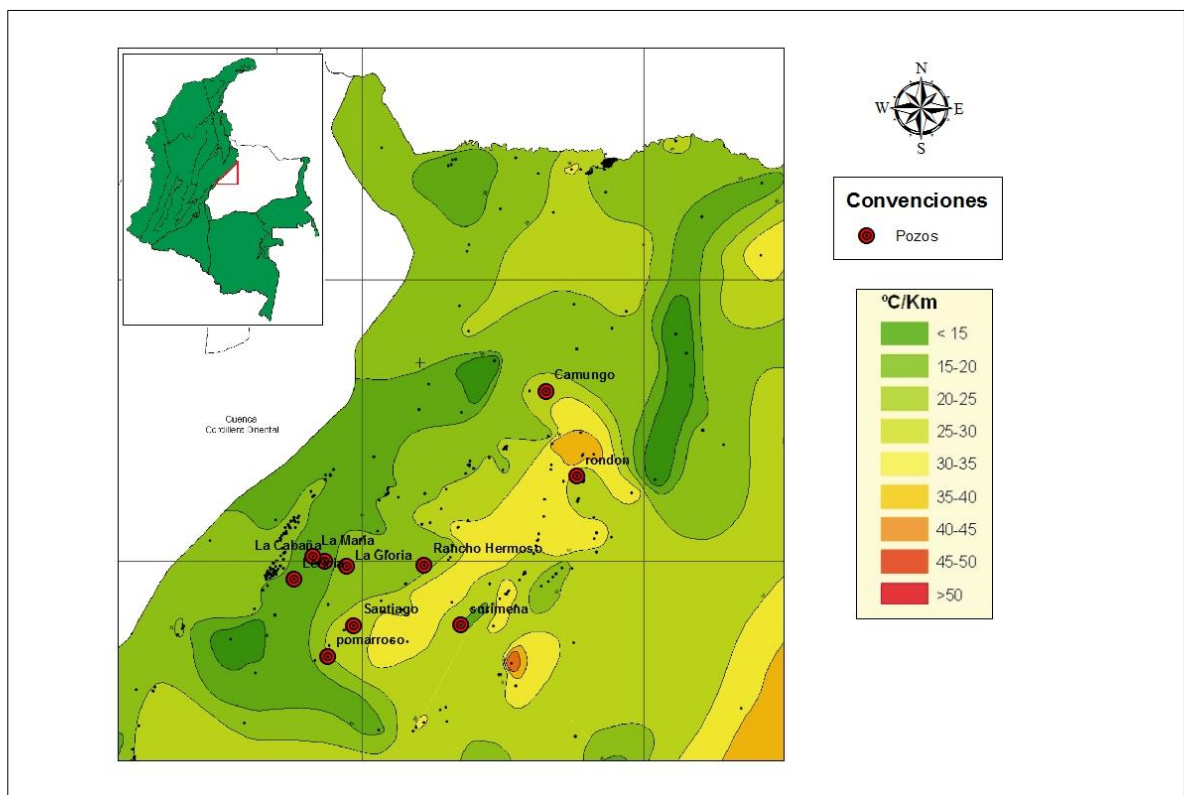
La condición limite SWIT (*Sediment Water Interface Temperature*) se calibró con el modulo Global Mean Surface Temperature (ver Capítulo 1, Figura 3) usando latitud 5°. Los flujos de calor empleados para el área de estudio corresponden a las tendencias realizadas para el Piedemonte Llanero por Sánchez (2009) en los modelos 1D; sin embargo, las calibraciones con estos datos no fueron inmediatas para el área de estudio, por lo que se hizo necesario modificar algunos valores de los flujos de calor hasta obtener la calibración de cada modelo.

Las calibraciones se realizaron en el editor de pozos con los datos disponibles de temperatura de fondo de pozo (BHT) y reflectancia de la vitrinita para cada pozo; sin embargo, los pozos Camungo-1, La Gloria-2, Leticia-1, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p, Rondón-1 y Surimena-1 fueron imposibles de calibrar con esos valores de BHT disponibles. Para dichos pozos se usó la siguiente fórmula para calcular los valores de BHT:

$$T = ((\text{Gradiente } (^{\circ}\text{C}/\text{Km}) \times \text{Profundidad (Km)}) + T_{\text{superficie}}),$$

tomada de González y Gómez (2002). Se tomó como temperatura actual de superficie un valor de 24°C, propuesto por Bachu, et al. (1995), y el valor del gradiente geotérmico de cada pozo se determinó ubicando los pozos en el mapa gradiente geotérmico Cuenca Llanos Orientales, Gonzáles y Gómez (2002) (Figura 33).

Figura 33. Mapa de gradiente geotérmico para La Cuenca Llanos Orientales. Los pozos ubicados son los estudiados en el presente trabajo.



Tomado y modificado de González y Gómez, 2002.

La siguiente tabla (Tabla 9) muestra los valores de gradiente geotérmico que se usaron para el cálculo de BHT para los pozos que fueron imposibles de calibrar con los valores de BHT ya disponibles. Para el caso del pozo Camungo-1, el rango de gradiente geotérmico es 25-30 °C/Km pero se tomó un valor de 24 °C/Km ya que la calibración no se obtenía con valores más altos.

Tabla 9. Gradientes geotérmicos usados en cada pozo para calcular los valores de BHT.

POZO	RANGO GRADIENTE GEOTERMICO (°C/Km)	GRADIENTE USADO (°C/Km)
Camungo-1	25-30	24
La Gloria-2	20-25	22
Pomarroso-1	20-25	22
Rancho Hermoso-2p	20-25	23
Rondón-1	25-35	35
Surimena-1	15-20	15
Leticia-1	15-20	20

Por otro lado, los valores de vitrinita (R_o) usados se tomaron de los informes geoquímicos internos del ICP. El pozo Santiago-3 no presentaba valores de R_o por lo que se tomaron de un pozo cercano (Santiago-1) en la misma estructura. La información general de los pozos, sus coordenadas, profundidad total y mesa rotaria, se encontró en los reportes de perforación y geológicos finales de cada pozo.

3.3. CONSTRUCCIÓN DE MAPAS PARA UNIDADES GENERADORAS: PARÁMETROS GEOQUÍMICOS (TOC, HI Y R_o), GENERACIÓN, TRANSFORMACIÓN Y EXPULSIÓN.

Se construyeron mapas de parámetros geoquímicos (TOC, HI y R_o) para cada formación generadora (Fm Barco-Cuervos, Fm Guadalupe y Fm Gachetá). Igualmente mapas para porcentaje de transformación de materia orgánica, hidrocarburo generado e hidrocarburo expulsado, en tiempo presente (0 Ma). Adicionalmente, se construyeron mapas de flujo de calor para cada intervalo de tiempo estudiado. En total se presentan 28 mapas que se crearon en el software ArcGIS.

4. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. SELECCIÓN DE LAS UNIDADES GENERADORAS

A partir del análisis de los parámetros geoquímicos, principalmente de TOC y HI, se determinaron las unidades generadoras en nuestra área de estudio. Para este trabajo la unidad C8 no se clasificó como generadora al presentar valores de TOC muy bajos ($< 0.5\%$) y ningún valor de HI; en el pozo Leticia-1 esta unidad presenta un TOC de 0.7% pero no valores de HI por lo que se descartó. La Formación Une presenta valores de TOC en algunos pozos aunque muy bajos ($< 0.5\%$) y ausencia de HI, por lo que no representa ninguna importancia como unidad generadora; en el pozo Camungo-1 el valor de TOC es 0.59% pero su HI es menor de 50 mg Hc/gr TOC , razón por la que se descartó. En el pozo La Gloria-2, la unidad Barco-Cuervos no se identificó como generadora al presentar valores muy bajos de TOC ($< 0.5\%$) y no presentar valores de HI; lo mismo ocurre en el pozo Surimena-1 con la Formación Guadalupe. El pozo Rancho Hermoso-2p no presenta valores de TOC y HI para la unidad Barco-Cuervos por lo que no se tuvo en cuenta esta unidad como generadora; esto ocurre también en el pozo Rondón-1 con la Formación Gachetá (ver Capítulo 2, Tabla 5). De esta forma, se concluyó que las unidades que cuentan con un carácter generador en nuestra área de estudio son las Formaciones Gachetá, Guadalupe y Barco-Cuervos.

Los histogramas construidos para determinar el valor promedio de TOC y HI usados como datos de entrada se muestran a continuación (Figuras 34 a 43). El eje vertical corresponde al número de repeticiones de cada valor y el eje horizontal a los rangos para las propiedades de TOC y HI según Peters y Cassa (1994) (ver Capítulo 1, Tablas 1 y 2).

Figura 34. Histogramas de TOC de las unidades generadoras del pozo Surimena-1.

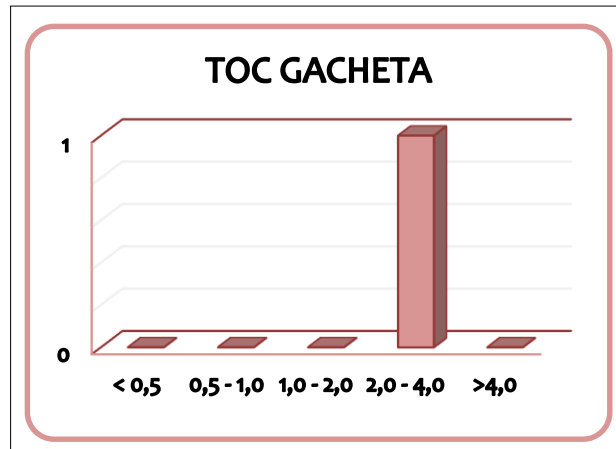


Figura 35 Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo Camungo-1.

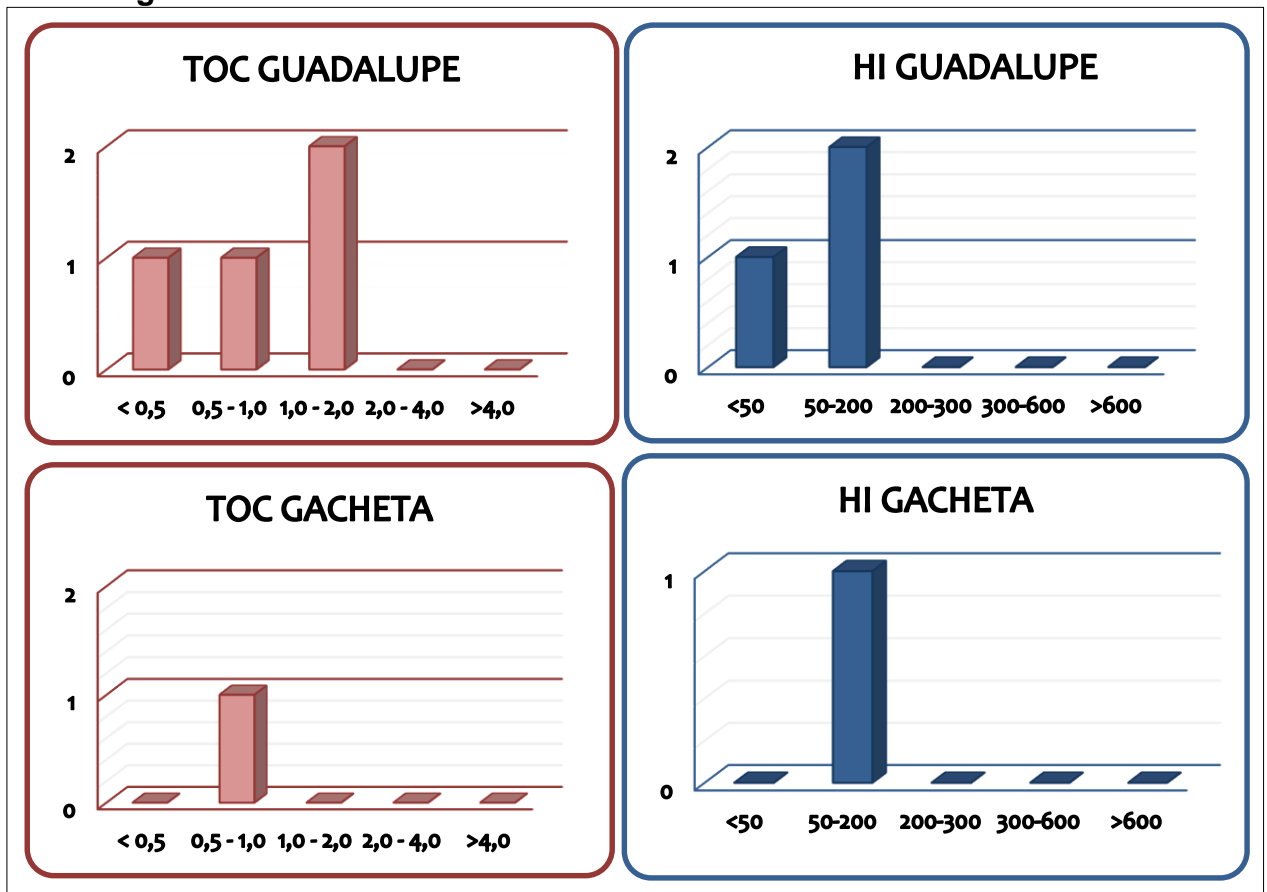


Figura 36. Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo Rondón-1.

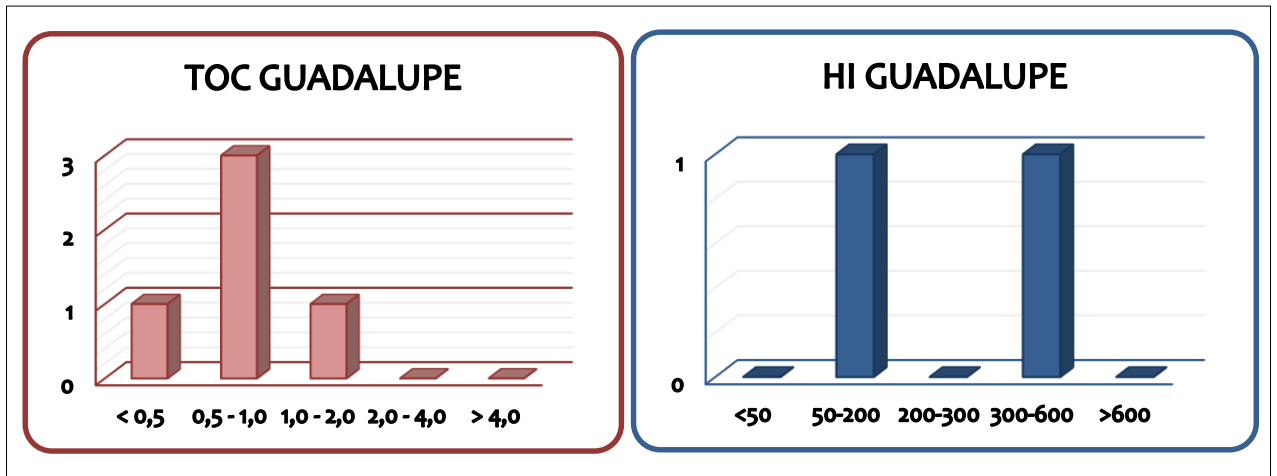


Figura 37 Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo Rancho Hermoso-2p.

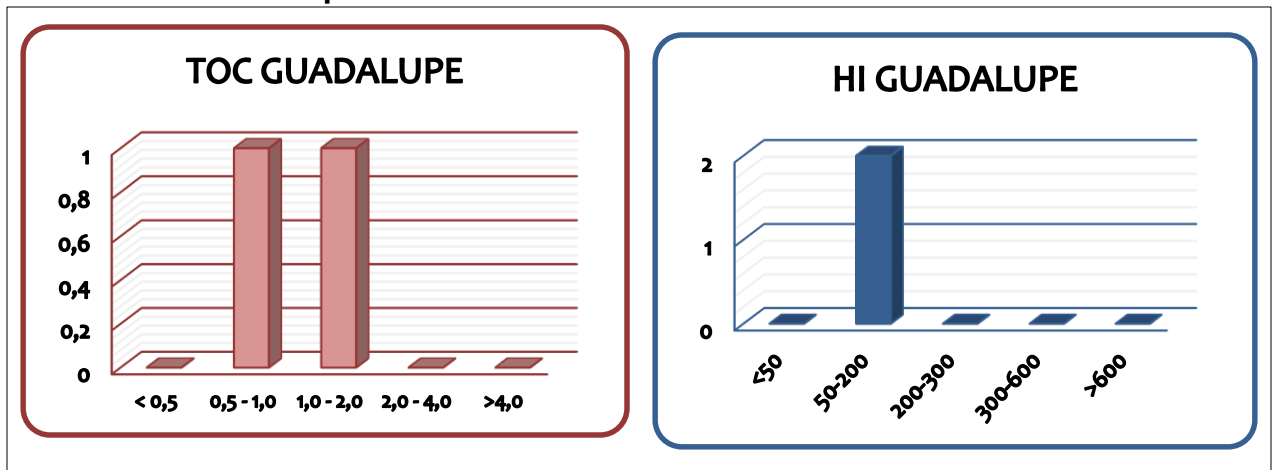


Figura 38. Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo La Cabaña-1.

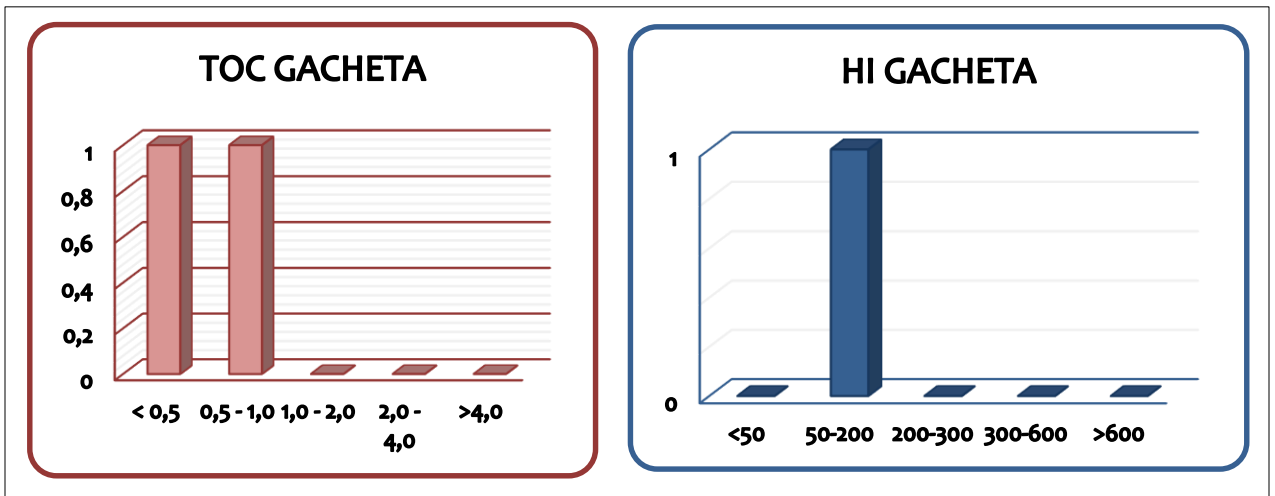


Figura 39. Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo La Gloria-2.

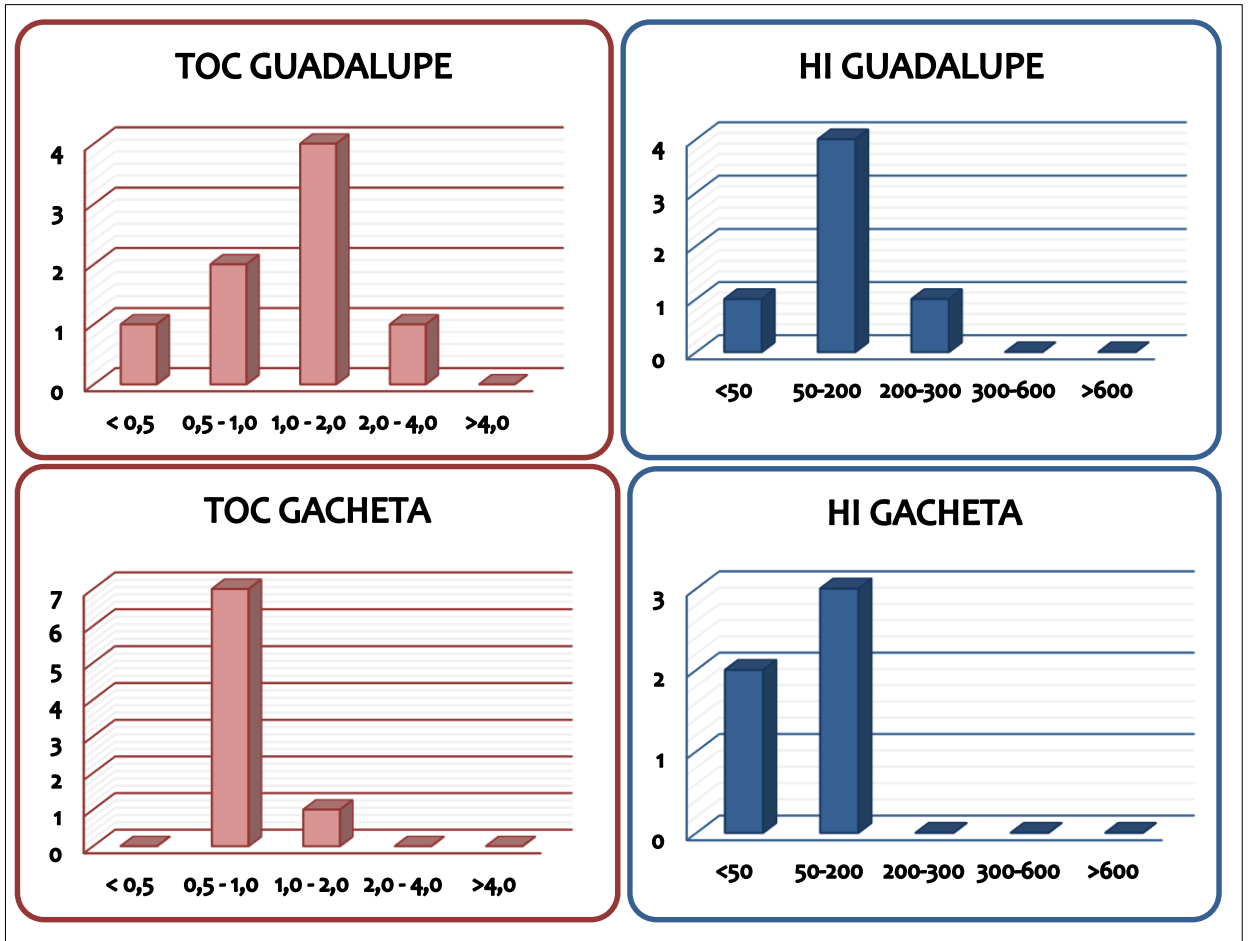


Figura 40. Histogramas de TOC de las unidades generadoras del pozo Santiago-3.

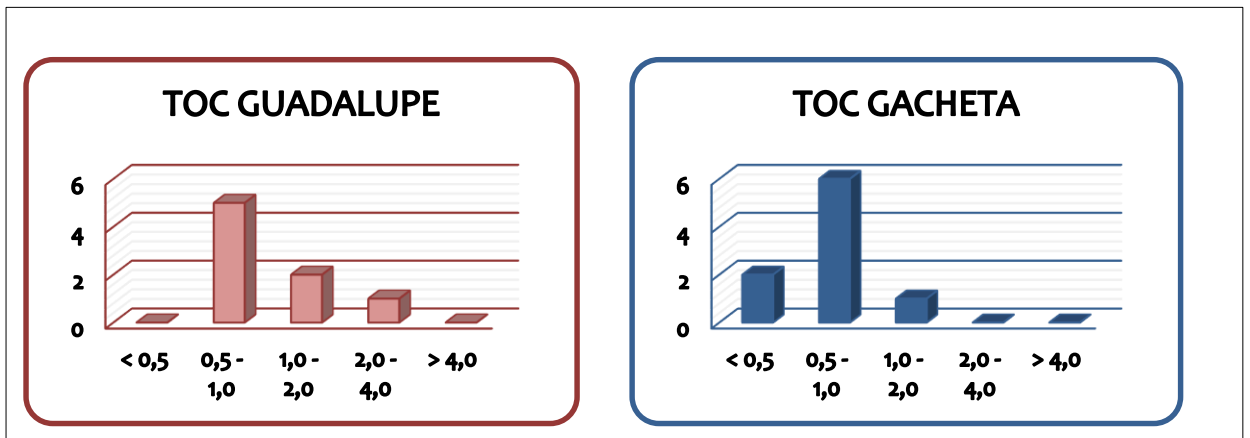


Figura 41. Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo La María-1.

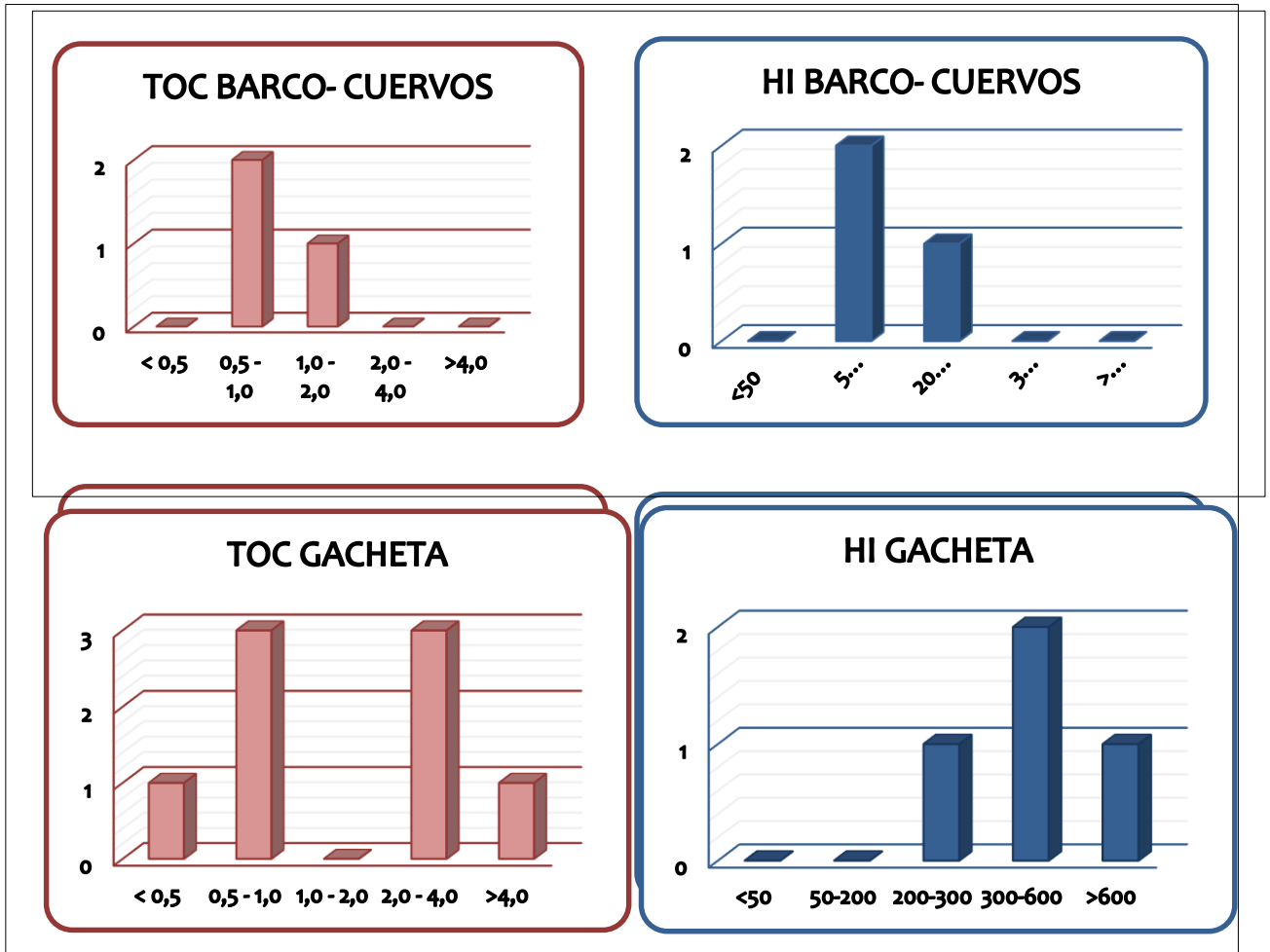


Figura 42. Histogramas de TOC y HI de las unidades generadoras del pozo Leticia-1.

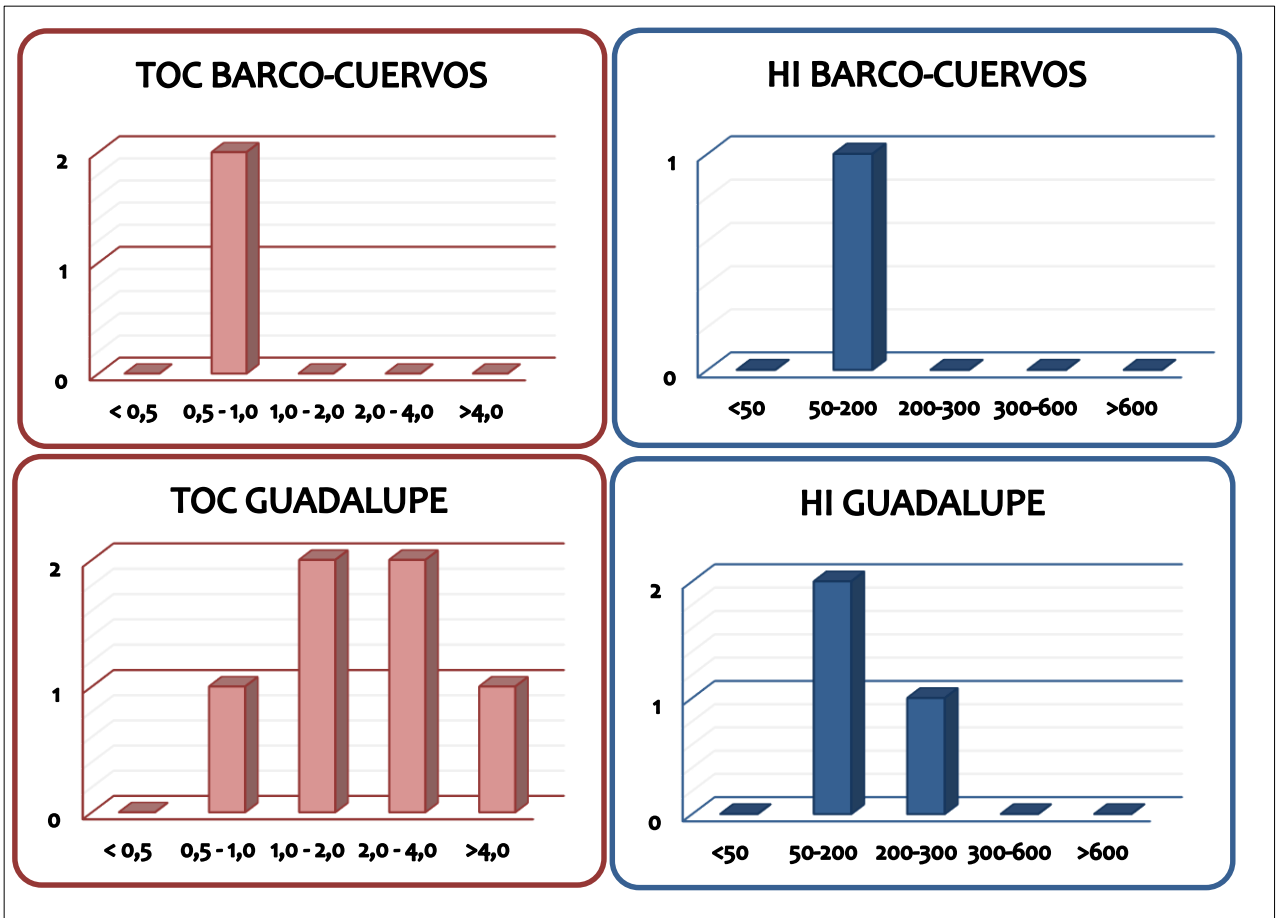
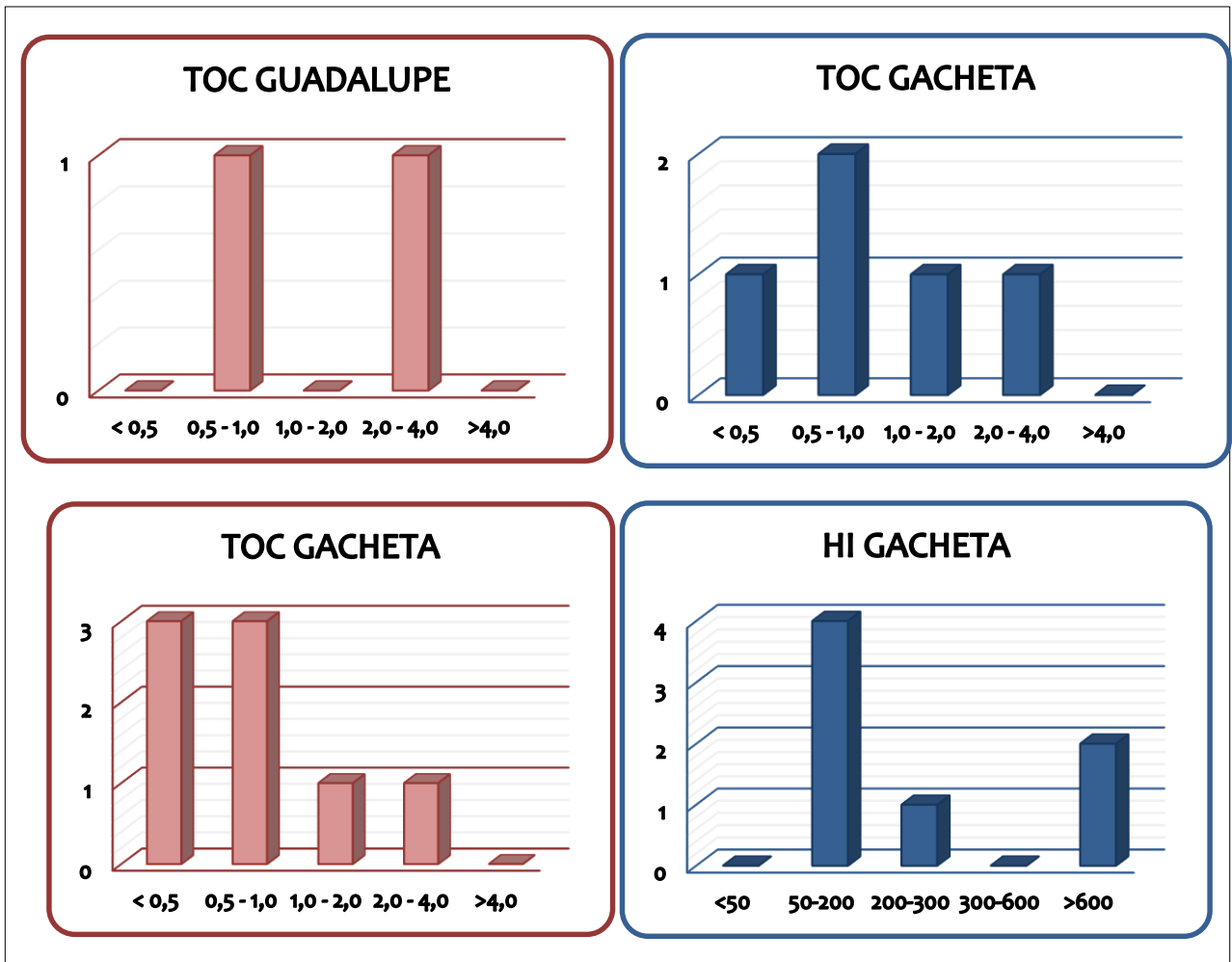


Figura 43. Histogramas de TOC de las unidades generadoras del pozo Pomarroso-1.



A continuación se muestra cada pozo con su(s) unidad(es) generadora(s) y un promedio de sus propiedades geoquímicas más importantes (aquellas usadas para el modelado) que resultan de los histogramas mostrados anteriormente.

Tabla 10. Pozos seleccionados con sus respectivas unidades generadoras y los datos geoquímicos promediados utilizados. Algunos de estos pozos no presentaban ciertos datos geoquímicos, por esto se usa la convención NP para estos casos.

POZO	UNIDAD GENERADORA	% TOC	HI (mg Hc/gr TOC)	Ro
Camungo-1	Fm Guadalupe	0,97	91,32	0,41
	Fm Gachetá	0,57	50	NP
La Cabaña-1	Fm Barco-Cuervos	0,78	149	0,67
	Fm Guadalupe	1,96	153,25	NP
	Fm Gachetá	0,96	137,75	0,72
La Gloria-2	Fm Guadalupe	1,35	84,19	0,528
	Fm Gachetá	0,65	61,41	0,53
La María-1	Fm Barco-Cuervos	0,95	197,67	0,72
	Fm Guadalupe	0,74	158,5	0,84
	Fm Gachetá	2,3	505,22	0,86
Leticia-1	Fm Barco-Cuervos	0,67	146	NP
	Fm Guadalupe	2,23	195,66	1,05
	Fm Gachetá	0,87	136,68	1,055
Pomarroso-1	Fm Guadalupe	1,51	NP	NP
	Fm Gachetá	1,22		0,49
Rancho Hermoso-2p	Fm Guadalupe	1,25	108,5	0,52
	Fm Gachetá	0,5	96	NP
Rondón-1	Fm Guadalupe	0,69	300	0,4
Santiago-3	Fm Guadalupe	0,72	NP	0,53
	Fm Gachetá	0,76		0,418
Surmiena-1	Fm Gachetá	2,01	NP	0,44

Según el análisis anterior, la Formación Gachetá se considera unidad generadora en los pozos Camungo-1, La Cabaña-1, La Gloria-2, La María-1, Leticia-1, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p, Santiago-3 y Surimena-1. En la mayoría de

estos tiene un carácter generador regular ($0,5\% < \text{TOC} < 1\%$), excepto el pozo Pomarroso-1 cuyo carácter es bueno ($1\% < \text{TOC} < 2\%$) y La María-1 muy bueno ($2\% < \text{TOC} < 4\%$), y el pozo Rondón-1 no presenta valores de TOC para esta unidad, como se muestra en el mapa de TOC construido (Figura 44). Presenta un kerógeno tipo III ($50\text{mgHc/grTOC} < \text{HI} < 200\text{mgHc/grTOC}$) en todos los pozos menos en La María-1 donde el kerógeno es tipo II ($300\text{mgHc/grTOC} < \text{HI} < 600\text{mgHc/grTOC}$) y los pozos Pomarroso-1, Santiago-3, Surimena-1 y Rondón-1 no presentan valores de HI para esta unidad, esto se evidencia en el mapa de HI construido (Figura 45). Por último, los sedimentos están inmaduros en los pozos La Gloria-2, Pomarroso-1, Santiago-3 y Surimena-1 ($0,2\% < \text{Ro} < 0,6\%$), en pico de madurez en La Cabaña-1 y La María-1 ($0,65\% < \text{Ro} < 0,9\%$), madurez tardía en Leticia-1 ($0,9\% < \text{Ro} < 1,35\%$) y los pozos Rancho Hermoso-2p, Camungo-1 y Rondón-1 no presentan valores de Ro para esta unidad, como muestra el mapa de Ro (Figura 46).

Figura 44. Mapa de TOC construido para la Formación Gachetá (Turoniano-Santoniano).

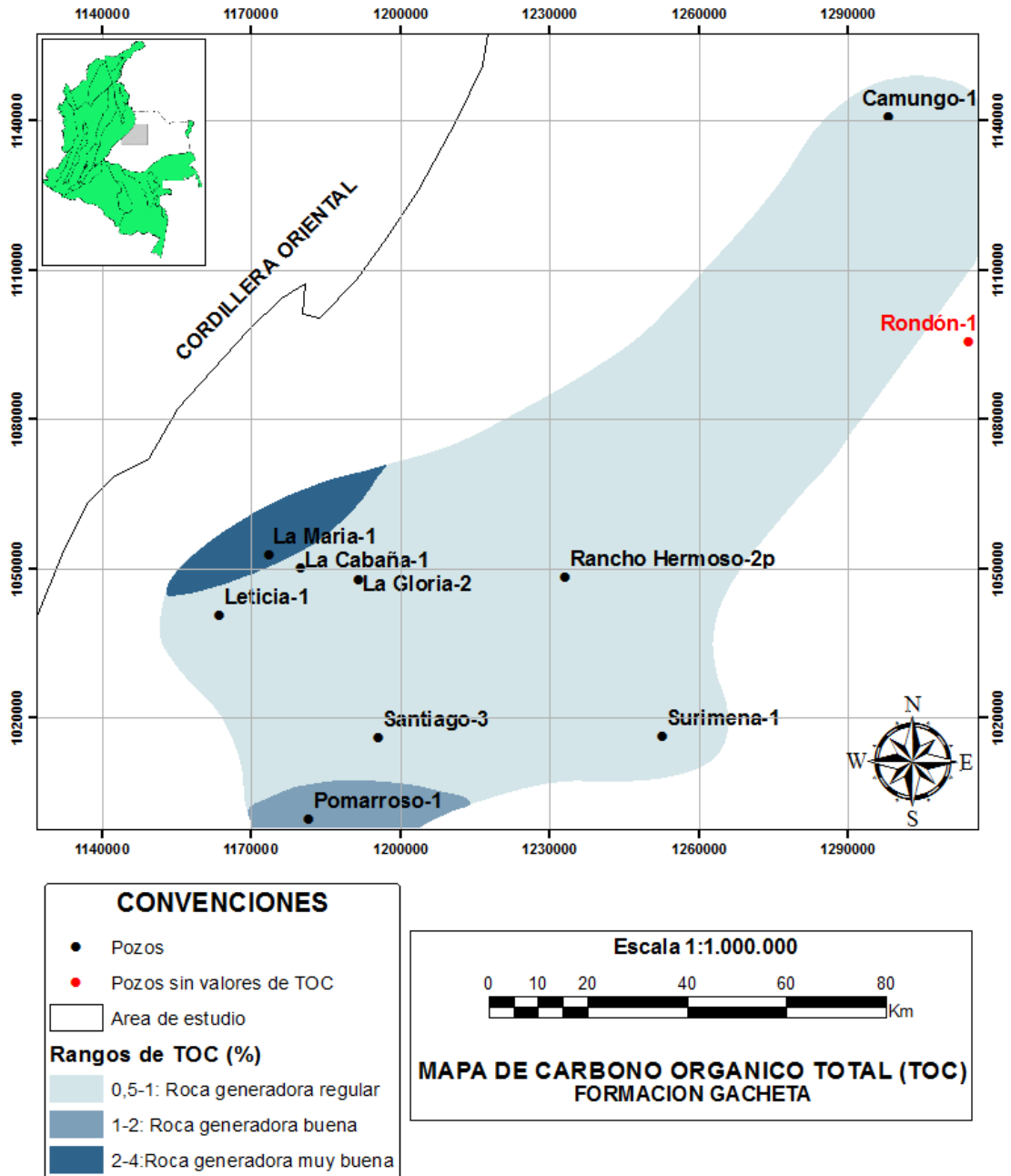


Figura 45. Mapa de HI construido para la Formación Gacheta (Turoniano-Santoniano).

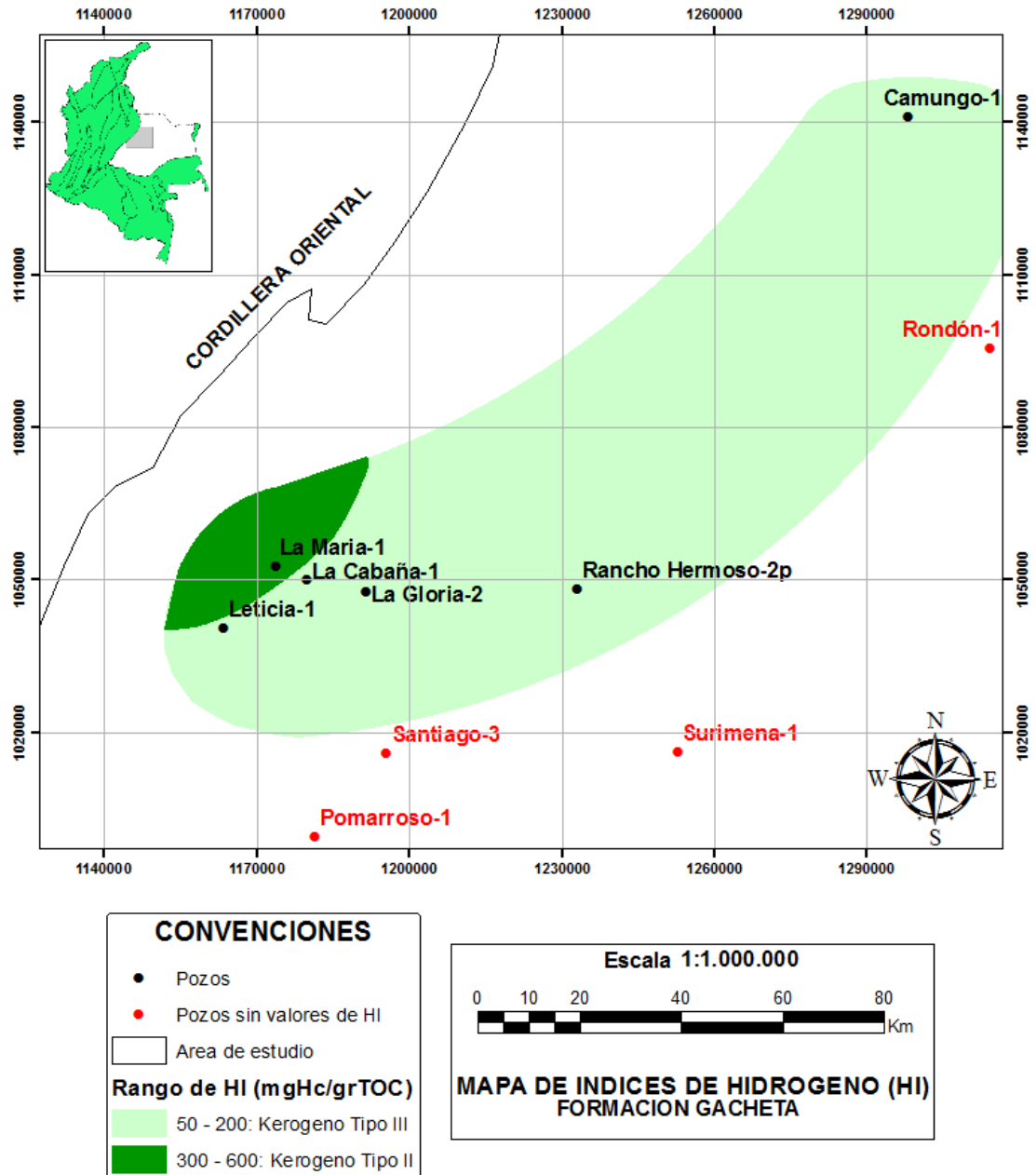
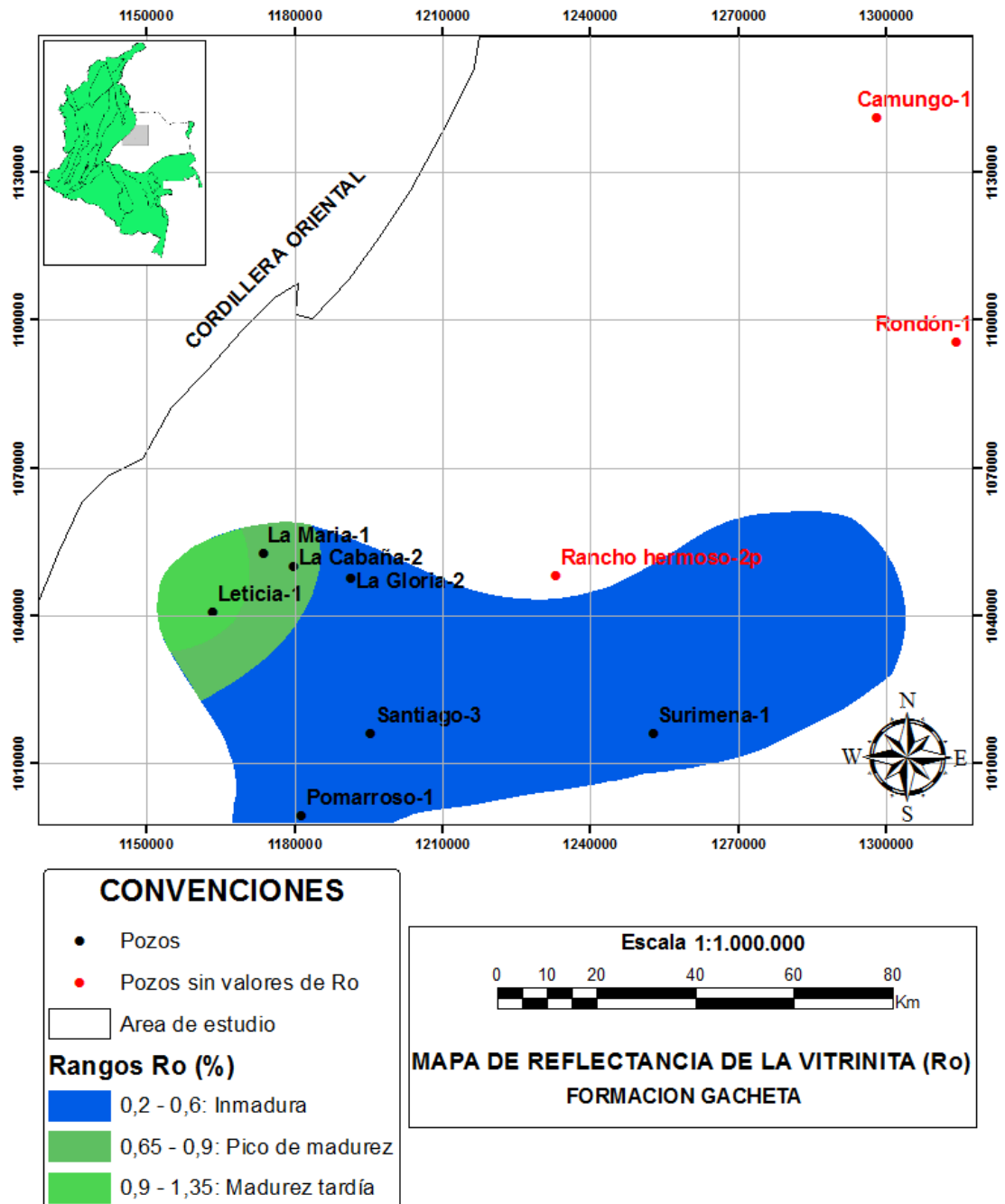


Figura 46. Mapa de Ro construido para la Formación Gachetá (Turoniano-Santoniano).



La Formación Guadalupe se considera unidad generadora en los pozos Camungo-1, La Cabaña-1, La Gloria-2, La María-1, Leticia-1, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p, Rondón-1 y Santiago-3. En donde presenta un carácter generador bueno ($1\% < \text{TOC} < 2\%$) en los pozos La Cabaña-1, La Gloria-2, Pomarroso-1 y Rancho Hermoso-2p, un carácter muy bueno en el pozo Leticia-1 ($2\% < \text{TOC} < 4\%$), un carácter regular ($0,5\% < \text{TOC} < 1\%$) en los demás pozos y no presentar carácter de roca generadora en el pozo Surimena-1 ($\text{TOC} < 0,5\%$), como muestra el mapa de TOC construido para esta unidad (Figura 47). Presenta un kerógeno tipo III ($50\text{mgHc/grTOC} < \text{HI} < 200\text{mgHc/grTOC}$) en todos los pozos menos en Rondón-1 donde el kerógeno es tipo II ($300\text{mgHc/grTOC} < \text{HI} < 600\text{mgHc/grTOC}$) y los pozos Pomarroso-1, Santiago-1 y Surimena-1 no presentan datos de HI para esta unidad, lo cual se evidencia en el mapa de HI construido (Figura 48). Por último, los sedimentos están inmaduros en los pozos Camungo-1, La Gloria-2, Rancho Hermoso-2p, Rondón-1, Santiago-3 y Surimena-1 ($0,2\% < \text{Ro} < 0,6\%$), en pico de madurez en La María-1 ($0,65\% < \text{Ro} < 0,9\%$), madurez tardía en Leticia-1 ($0,9\% < \text{Ro} < 1,35$) y los pozos La Cabaña-1 y Pomarroso-1 no presentan valores de Ro para esta unidad, esto se representa en el mapa de Ro (Figura 49).

Figura 47. Mapa de TOC construido para la Formación Guadalupe (Campaniano-Mastrichtiano).

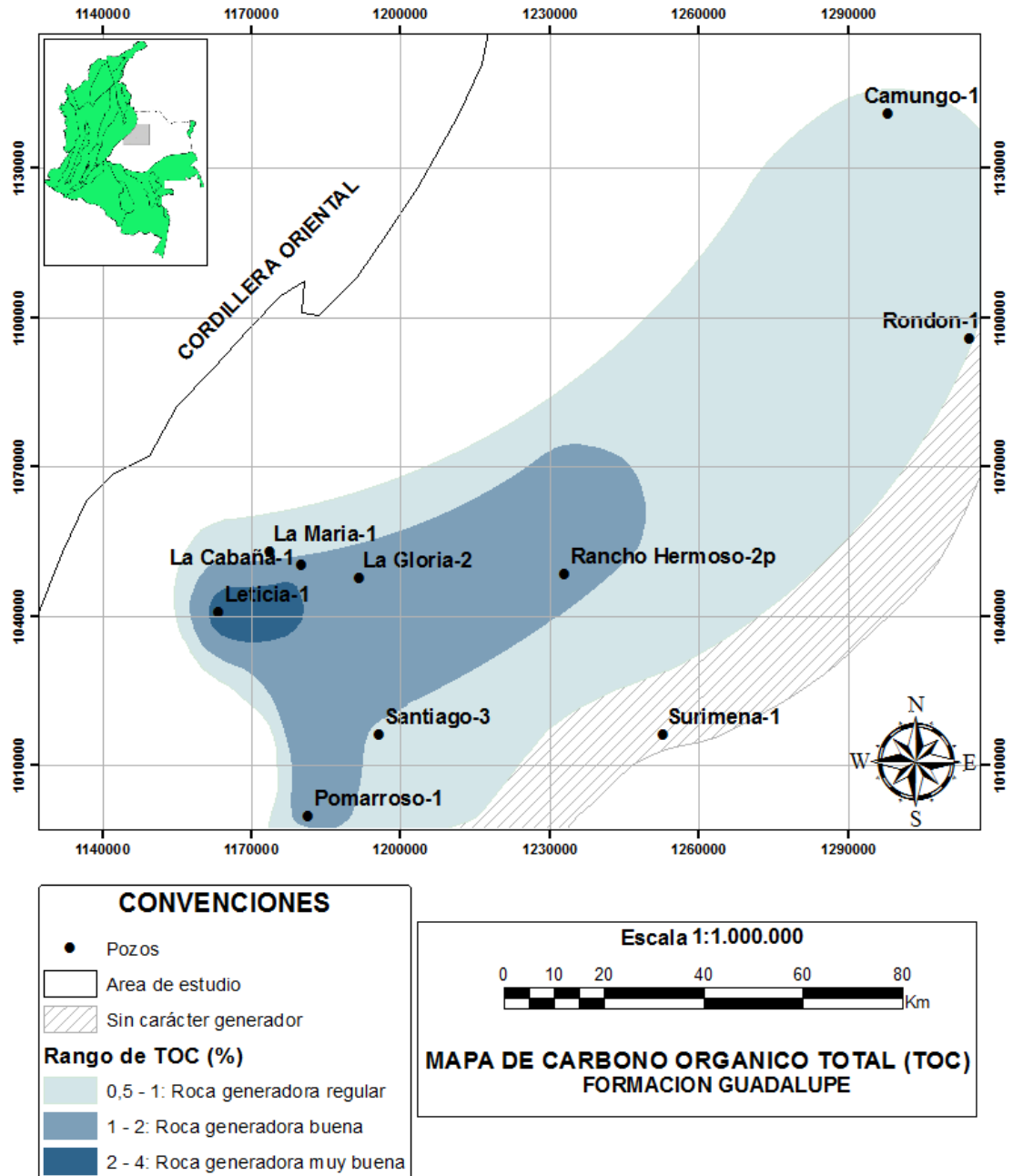


Figura 48. Mapa de HI construido para la Formación Guadalupe (Campaniano-Mastrichtiano).

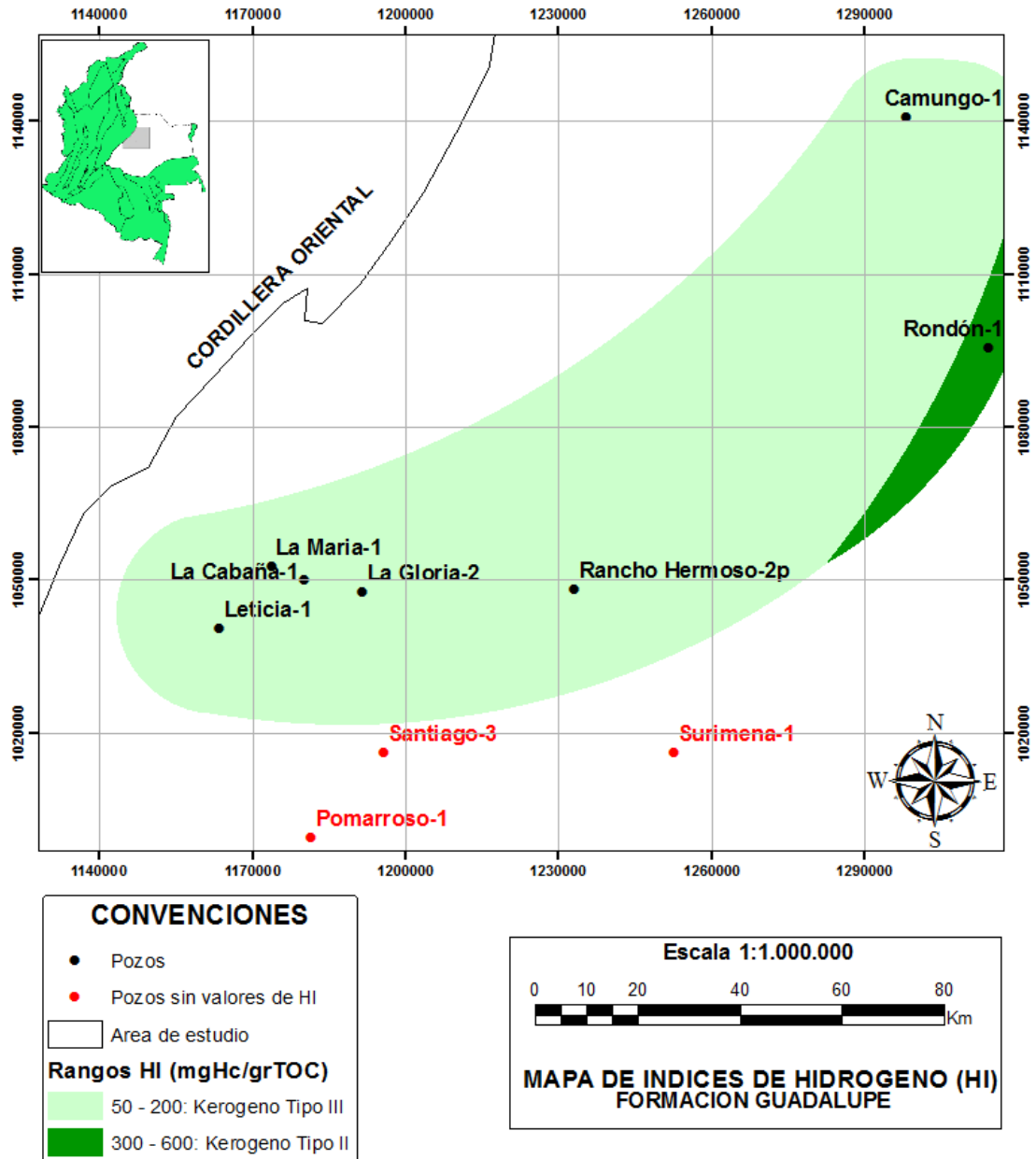
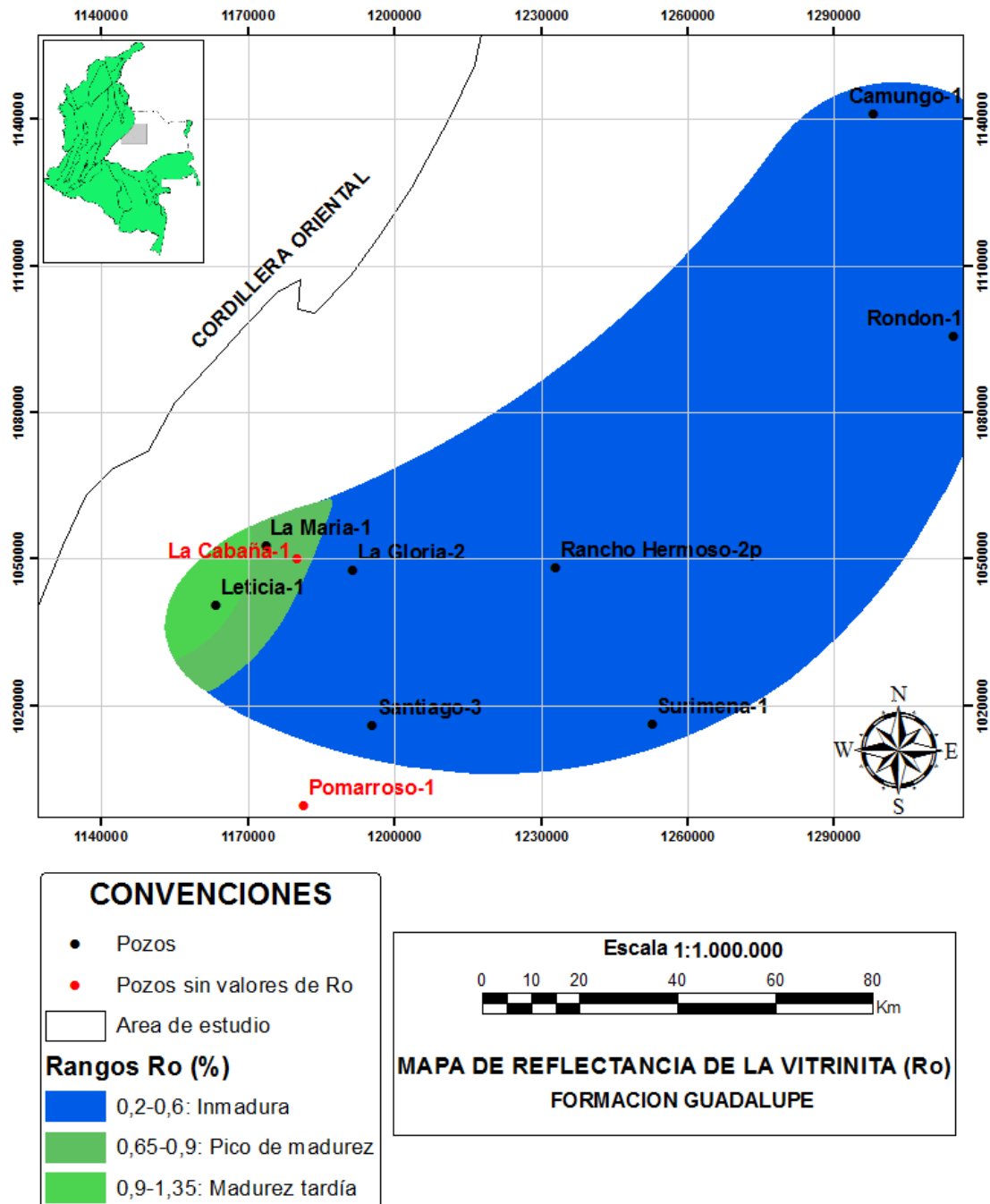


Figura 49. Mapa de Ro construido para la Formación Guadalupe (Campaniano-Mastrichtiano).



La Formación Barco-Cuervos se considera unidad generadora en los pozos La Cabaña-1, La María-1 y Leticia-1, en los cuales tiene un carácter generador regular ($0,5\% < \text{TOC} < 1\%$), no tiene carácter generador en el pozo La Gloria-2 ($\text{TOC} < 0,5\%$), y el pozo Rancho Hermoso-2p no presenta datos de TOC para esta unidad, como se muestra en el mapa de TOC (Figura 50). Presenta kerógeno tipo III ($50 \text{mgHc/grTOC} < \text{HI} < 200 \text{mgHc/grTOC}$) en todos los pozos y los pozos La Gloria-2 y Rancho Hermoso-2p no presentan datos de Ro para esta unidad, lo cual se representa en el mapa de HI construido (Figura 51). Por último, los sedimentos están en pico de madurez ($0,65\% < \text{Ro} < 0,9\%$) en los pozos La María-1 y La Cabaña-1, inmaduros en el pozo La Gloria-2 ($0,2\% < \text{Ro} < 0,6\%$) y los pozos Rancho Hermoso-2p y Leticia-1 no presentan valores de Ro para esta unidad, esto se evidencia en el mapa de Ro (Figura 52).

Figura 50. Mapa de TOC construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).

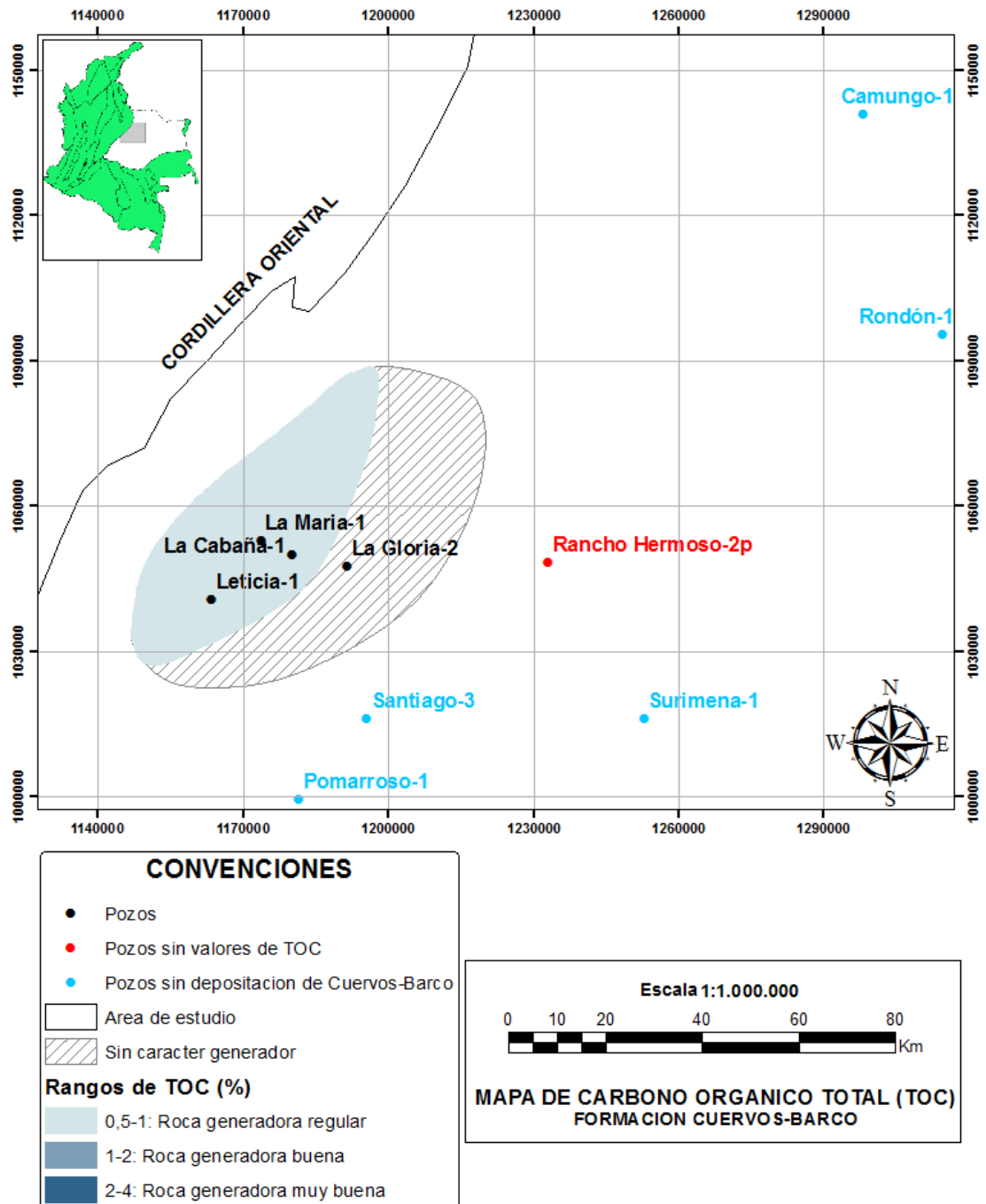


Figura 51. Mapa de HI construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).

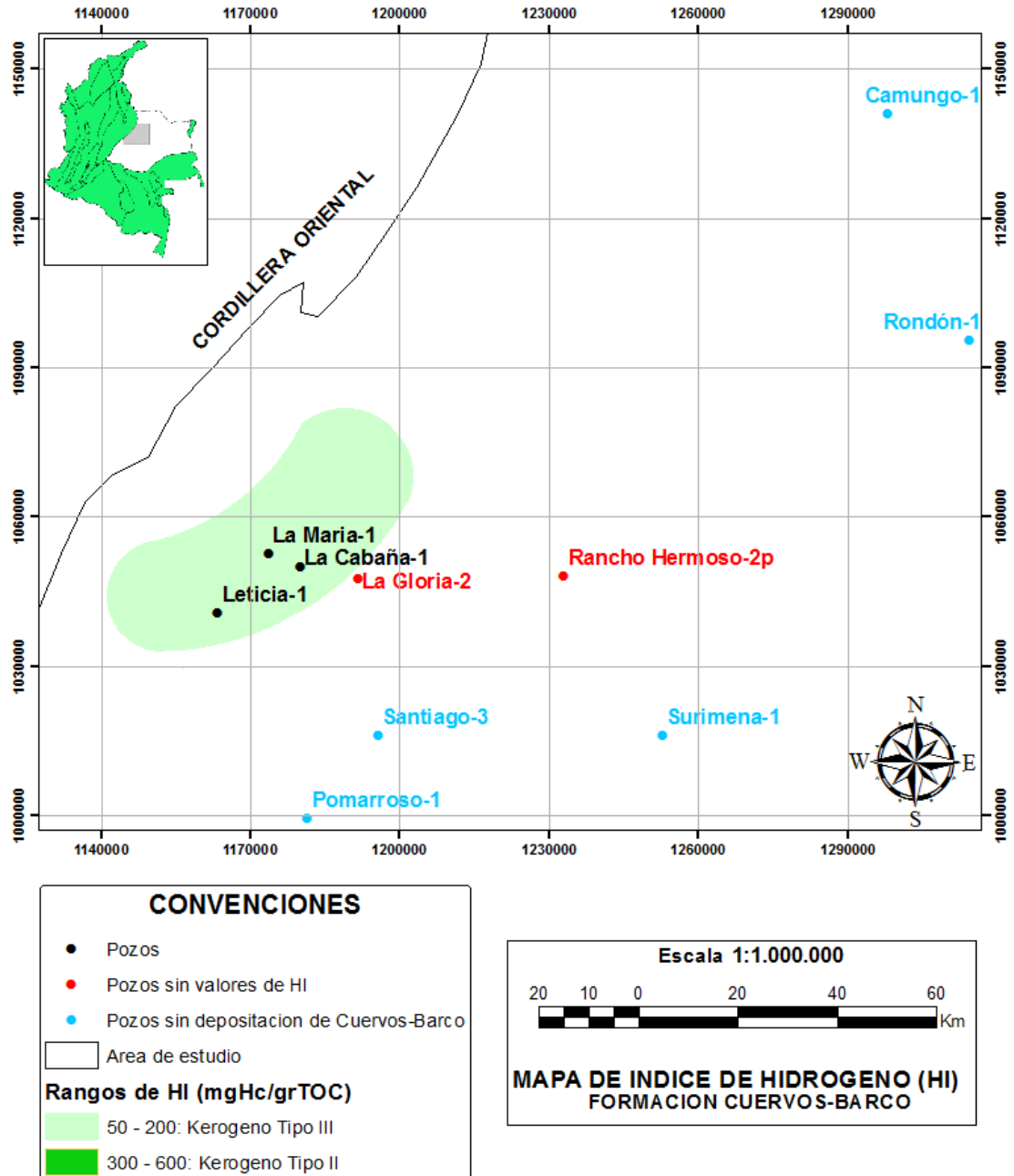
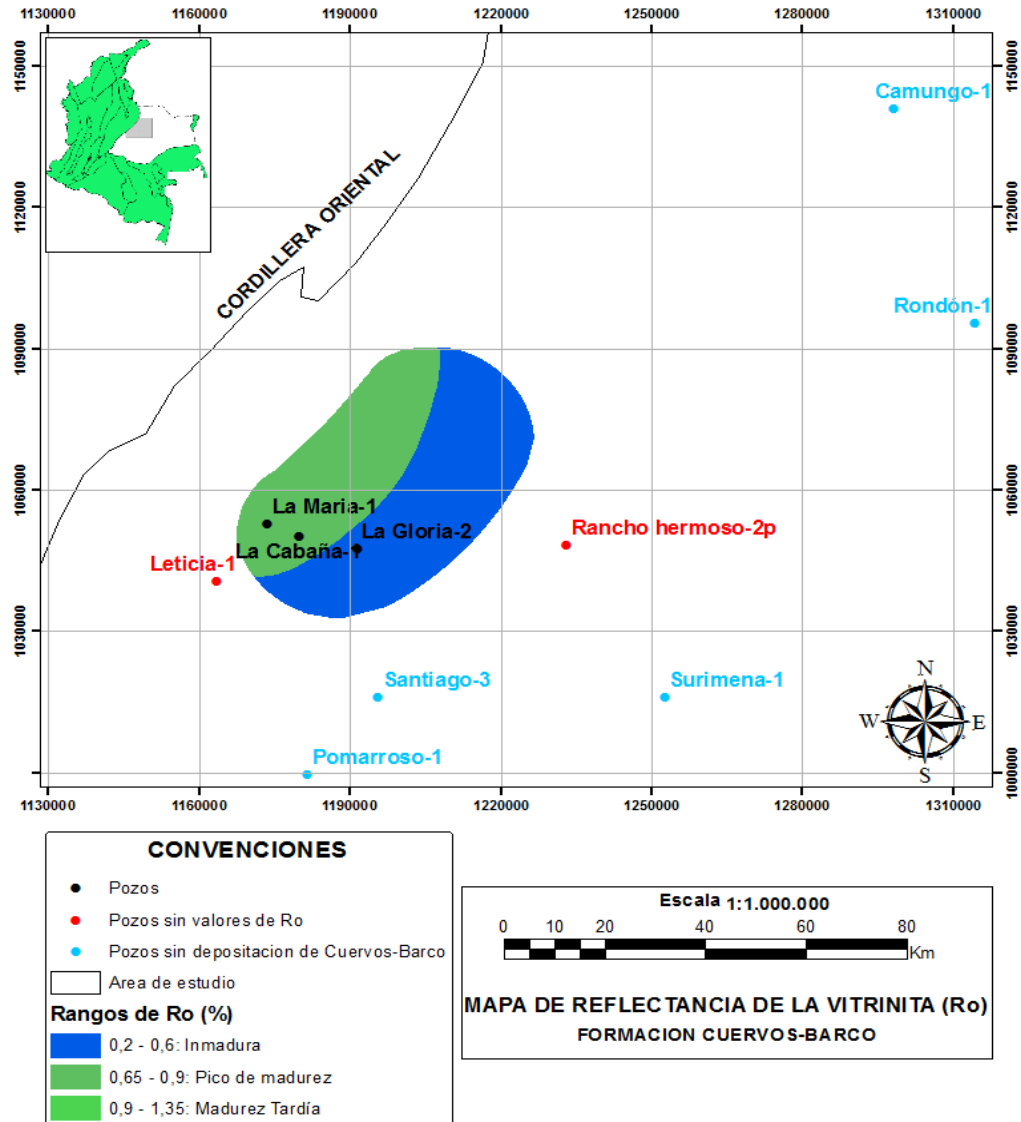


Figura 52. Mapa de Ro construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).



4.2. MODELOS 1D

A continuación se presentan los datos de entrada, condiciones límite y los resultados de las calibraciones de los flujos de calor a partir de los datos de temperatura de fondo de pozo (BHT) y los datos de vitrinita (Ro) para cada pozo.

- Pozo Camungo-1

Figura 53. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Camungo-1.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic
Mioceno superior - Plioceno	0	5500	5500		12.00	0.00			Cg10-Ch10-Sn80	Overburden Rock		
Mioceno Medio	5500	6421	921		15.00	12.00			Sh100_7	Seal Rock		
Eoceno superior-Mioceno medio	6421	7910	1489		39.00	15.00			Sn60-Sh35-Si5	Reservoir Rock		
Eoceno inferior-Eoceno medio	7910	7966	56		53.00	39.00			Sn60-SnCl40	Reservoir Rock		
Campaniano-Mastrichtiano	7966	8486	520		83.00	65.00			Sh60-Sn40	Source Rock	0.97	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Turoniano-Santoniano	8486	8785	299		88.00	83.00			Sh70-Sn30_2	Source Rock	0.57	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Aptiano-Cenomaniano	8785	9323	538		96.00	88.00			Sn60-Sh40	Underburden Rock		
Paleozoico indiferenciado	9323	9523	200		299.00	251.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock		
						299.00						

Datos de entrada

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF mW/m ²
0.00	0	0.00	23.43	0.00	34.00
10.00	25	10.00	22.93	12.00	37.50
12.00	47	12.00	23.15	15.00	37.50
15.00	47	15.00	23.70	39.00	39.38
39.00	33	39.00	29.00	53.00	39.38
53.00	25	53.00	29.00	83.00	45.00
75.00	40	75.00	29.00	88.00	45.00
83.00	66	83.00	29.00	96.00	43.12
88.00	66	88.00	29.00	299.00	39.38
92.00	40	92.00	29.00		
96.00	25	96.00	29.00		
299.00	80	299.00	24.00		

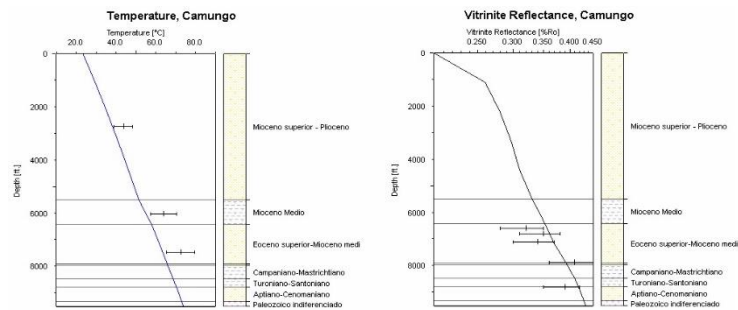
Measured Depth [ft.]	Value [%Ro]	Min [%Ro]	Max [%Ro]
7140	0.32	0.28	0.35
7350	0.35	0.31	0.38
7650	0.34	0.30	0.37
8430	0.41	0.36	0.45
9360	0.39	0.35	0.42

Reflectancia de la vitrinita

Measured Depth [ft.]	Corrected Temperatures [°C]	Uncorrected Temperatures [°C]	Min [°C]	Max [°C]
3280	44.00		39.00	48.40
6560	64.00		57.60	70.40
8000	72.60		65.34	79.80

Condiciones límite

Temperatura



Calibraciones

- Pozo La Cabaña-1

Figura 54. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo La Cabaña-1.

	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
erior-Plioceno	0	10154	10154		12.00	0.00			Sn48-CI35-SI10-SnQz7	Overburden Rock			
ioceno medio	10154	11824	1670		15.00	12.00			Sn28-CI60-SI9-Sh3	Seal Rock			
ioceno medio	11824	15044	3220		39.00	15.00			Sh42-Sn32-CI17-SI9	Reservoir Rock			
ioceno medio	15044	15392	348		53.00	39.00			Sh63-CI27-Sn10	Reservoir Rock			
oceno inferior	15392	15720	328		65.00	53.00			SnCI75-Sh15-SI10	Source Rock	0.78	Handil_MahakamDelta_TIII_Bulk	149.00
Mastrichtiano	15720	16170	450		83.00	65.00			Sh36-SnCI32-SI26-Sn6	Source Rock	1.96	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)	153.25
io-Santoniano	16170	16620	450		88.00	83.00			Sh70-Sn30	Source Rock	0.96	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)	137.75
ndiferenciado	16620	16820	200		299.00	251.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock			
						299.00							

Datos de entrada

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF mW/m ²
0.00	0	0.00	23.43	0.00	47.00
10.00	30	10.00	22.93	12.00	45.00
12.00	49	12.00	23.15	15.00	45.00
15.00	49	15.00	23.70	39.00	52.50
39.00	35	39.00	29.00	53.00	56.25
53.00	32	53.00	29.00	65.00	57.50
61.00	50	61.00	29.00	83.00	60.00
65.00	45	65.00	29.00	88.00	60.00
75.00	45	75.00	29.00	299.00	52.50
83.00	70	83.00	29.00		
88.00	70	88.00	29.00		
299.00	80	299.00	24.00		

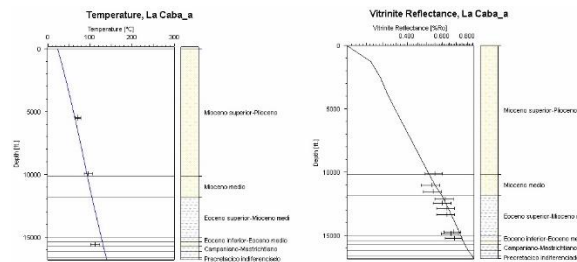
Condiciones límite

Measured Depth [ft.]	Value [%Ro]	Min [%Ro]	Max [%Ro]
10800	0.55	0.49	0.60
11700	0.53	0.47	0.58
12200	0.54	0.48	0.59
12800	0.62	0.55	0.68
13100	0.60	0.54	0.66
13500	0.63	0.56	0.69
14000	0.63	0.56	0.69
15400	0.68	0.61	0.74
15500	0.66	0.59	0.72
15900	0.69	0.62	0.75

Reflectancia de la vitrinita

Measured Depth [ft.]	Corrected Temperatures [°C]	Uncorrected Temperatures [°C]	Min [°C]	Max [°C]
526	39.20		35.12	42.92
6158	71.41		64.27	78.55
6224	71.56		64.41	78.71
10630	95.46		85.92	105.00
16267	112.55		101.30	123.80

Temperatura



Calibraciones

- Pozo La Gloria-2

Figura 55. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo La Gloria-2.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic
Mioceno superior-Plioceno	0	7920	7920		12.00	0.00			SnCg60-Sl15-Sh10-C115	Overburden Rock		
Mioceno Medio	7920	9516	1596		15.00	12.00			Sh100_10	Seal Rock		
Eoceno superior-Mioceno medio	9516	11912	2396		39.00	15.00			Sn45-C115-Sh30-Sl10	Reservoir Rock		
Eoceno inferior-Eoceno medio	11912	12170	258		53.00	39.00			SnQz70-C115-Sl15	Reservoir Rock		
Paleoceno-Eoceno inferior	12170	12330	160		65.00	53.00			SnQz50-C115-Sl15-Sh20	Reservoir Rock		
Campaniano-Mastrichtiano	12330	12688	358		83.00	65.00			Sn45-C115-Sh25-Sl15	Source Rock	1.35	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Turoniano-Santoniano	12688	13108	420		88.00	83.00			Sh70-Sn30_3	Source Rock	0.65	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Aptiano-Cenomaniano	13108	13508	400		96.00	88.00			Sn70-Sh15-C115	Underburden Rock		
Precretácico indiferenciado	13508	13708	200		299.00	251.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock		
						299.00						

Datos de entrada

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF mW/m ²
0.00	0	0.00	23.43	0.00	38.00
10.00	30	10.00	22.93	12.00	11.25
12.00	49	12.00	23.15	15.00	11.25
15.00	49	15.00	23.70	39.00	13.12
39.00	35	39.00	29.00	53.00	14.06
53.00	32	53.00	29.00	65.00	14.38
61.00	50	61.00	29.00	83.00	15.00
65.00	45	65.00	29.00	88.00	15.00
75.00	45	75.00	29.00	96.00	14.38
83.00	70	83.00	29.00	299.00	13.12
88.00	70	88.00	29.00		
92.00	45	92.00	29.00		
96.00	30	96.00	29.00		
299.00	80	299.00	24.00		

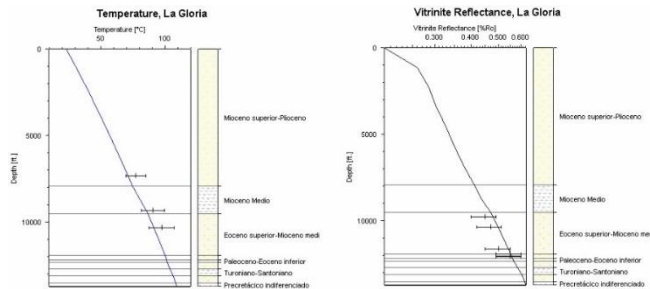
Measured Depth [ft.]	Value [%Ro]	Min [%Ro]	Max [%Ro]
10440	0.45	0.40	0.49
11050	0.47	0.42	0.51
12300	0.50	0.45	0.55
12600	0.55	0.49	0.60
12690	0.55	0.49	0.60
12750	0.55	0.49	0.60

Reflectancia de la vitrinita

Measured Depth [ft.]	Corrected Temperatures [°C]	Uncorrected Temperatures [°C]	Min [°C]	Max [°C]
8000	77.46		69.72	85.20
10000	90.88		81.80	99.96
11000	97.70		87.93	107.47

Condiciones límite

Temperatura



Calibraciones

- Pozo La María-1

Figura 56 Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo La María-1.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic
Mioceno superior-Plioceno	0	9860	9860		12.00	0.00			Cg50-Sh40-Sn10	Overburden Rock		
Mioceno Medio	9860	11460	1600		15.00	12.00			Sh100_9	Seal Rock		
Eoceno superior-Mioceno medio	11460	14728	3268		39.00	15.00			Sn50-Sh35-Sl15	Reservoir Rock		
Eoceno inferior - Eoceno medio	14728	14984	256		53.00	39.00			Sn45-Sl35-Cl20	Reservoir Rock		
Paleoceno-Eoceno inferior	14984	15384	400		65.00	53.00			Sn40-Cl45-Sl15	Source Rock	0.95	Handil_MahakamDelta_TIII_Bulk
Campaniano - Mastrichtiano	15384	15934	550		83.00	65.00			Sh48-Sn42-Cl10	Source Rock	0.74	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Turoniano-Santoniano	15934	16484	550		88.00	83.00			Sh70-Sn30	Source Rock	2.30	Lewan(2002)_TII(WoodSh)
Precretacico indiferenciado	16484	16684	200		299.00	251.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock		
						299.00						

Datos de entrada

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF mW/m^2
0.00	0	0.00	23.43	0.00	38.00
10.00	30	10.00	22.93	12.00	36.00
12.00	49	12.00	23.15	15.00	36.00
15.00	49	15.00	23.70	39.00	42.00
39.00	35	39.00	29.00	53.00	45.00
53.00	32	53.00	29.00	65.00	46.00
61.00	50	61.00	29.00	83.00	48.00
65.00	45	65.00	29.00	88.00	48.00
75.00	45	75.00	29.00	299.00	42.00
83.00	70	83.00	29.00		
88.00	70	88.00	29.00		
299.00	80	299.00	24.00		

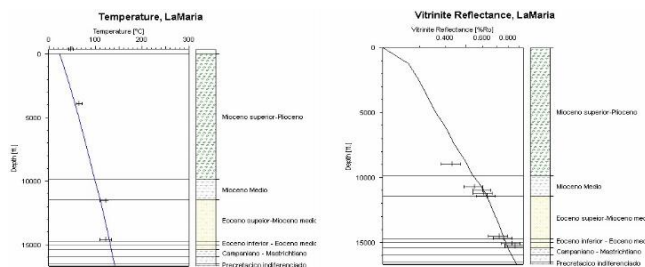
Measured Depth [ft.]	Value [%Ro]	Min [%Ro]	Max [%Ro]
9760	0.43	0.38	0.47
11500	0.55	0.49	0.60
11800	0.60	0.54	0.66
12000	0.61	0.54	0.67
12250	0.63	0.56	0.69
15300	0.72	0.64	0.79
15500	0.76	0.68	0.83
15900	0.83	0.74	0.91
16000	0.86	0.77	0.94
16100	0.86	0.77	0.94

Reflectancia de la vitrinita

Condiciones límite

Measured Depth [ft.]	Corrected Temperatures [°C]	Uncorrected Temperatures [°C]	Min [°C]	Max [°C]
424	47.12		42.41	51.83
4698	65.32		58.79	71.85
12368	122.35		110.12	122.35
15380	121.86		109.68	134.04

Temperatura



Calibraciones

- Pozo Leticia-1

Figura 57. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Leticia-1.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic
Mioceno superior-Plioceno	0	10680	10680		12.00	0.00			Sn70-C118-S112	Overburden Rock		
Mioceno medio	10680	12083	1403		15.00	12.00			Sh100	Seal Rock		
Eoceno superior-Mioceno medio	12083	15325	3242		39.00	15.00			Sh50-Sn35-C110-S15	Reservoir Rock		
Eoceno inferior-Eoceno medio	15325	15668	343		53.00	39.00			Sn80-C110-Sh10	Reservoir Rock		
Paleoceno medio-Eoceno inferior	15668	15858	190		61.00	53.00			Sn60-C17-S133	Source Rock	0.67	Handil_MahakamDelta_TIII_Bull
Paleoceno inferior	15858	15998	140		65.00	61.00			Sn60-C140	Reservoir Rock		
Campaniano-Mastrichtiano	15998	16558	560		83.00	65.00			Sn70-C115-S115	Source Rock	2.23	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Turoniano-Santoniano	16558	17119	561		88.00	83.00			Sh70-Sn30	Source Rock	0.87	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Precretacico Indiferenciado	17119	17319	200		299.00	251.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock		
						299.00						

Datos de entrada

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF mW/m ²
0.00	0	0.00	23.43	0.00	47.00
10.00	30	10.00	22.93	12.00	48.00
12.00	49	12.00	23.15	15.00	48.00
15.00	49	15.00	23.70	39.00	63.00
39.00	35	39.00	29.00	53.00	67.00
53.00	32	53.00	29.00	61.00	68.00
61.00	50	61.00	29.00	65.00	68.00
65.00	45	65.00	29.00	83.00	45.00
75.00	45	75.00	29.00	88.00	45.00
83.00	70	83.00	29.00	299.00	60.00
88.00	70	88.00	29.00		
299.00	80	299.00	24.00		

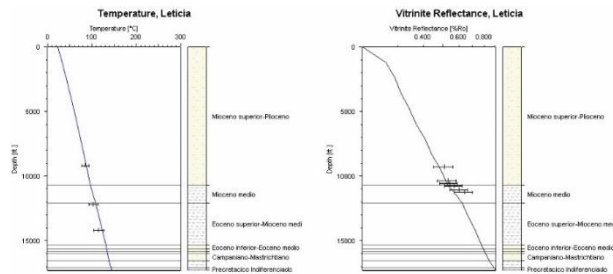
Condiciones límite

Measured Depth [ft.]	Value [%Ro]	Min [%Ro]	Max [%Ro]
10075	0.51	0.45	0.56
11150	0.53	0.47	0.58
11175	0.58	0.52	0.63
11350	0.54	0.48	0.59
11375	0.54	0.48	0.59
11550	0.57	0.51	0.62
11575	0.57	0.51	0.62
11850	0.60	0.54	0.66
11875	0.60	0.54	0.66
12050	0.64	0.57	0.70

Reflectancia de la vitrinita

Measured Depth [ft.]	Corrected Temperatures [°C]	Uncorrected Temperatures [°C]	Min [°C]	Max [°C]
10000	84.96		76.50	93.50
13000	103.20		93.00	113.50
15000	115.40		104.00	127.00

Temperatura



Calibraciones

- Pozo Pomarroso-1

Figura 58. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Pomarroso-1.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic
Mioceno superior-Plioceno	0	4935	4935		12.00	0.00			Cg80-Sn15-S15	Overburden Rock		
Mioceno medio	4935	6330	1395		15.00	12.00			Sh95-S15	Seal Rock		
Eoceno superior-Mioceno medio	6330	8720	2390		39.00	15.00			Sh40-Sn30-C125-S15	Reservoir Rock		
Eoceno inferior-Eoceno medio	8720	8860	140		53.00	39.00			Sn85-C115	Reservoir Rock		
Campaniano-Mastrichtiano	8860	9020	160		83.00	65.00			SnQz40-Sh30-Sn30	Source Rock	1.51	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Turoniano-Santoniano	9020	9460	440		88.00	83.00			Sh70-Sn30_1	Source Rock	1.22	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Aptiano-Cenomaniano	9460	9620	160		96.00	88.00			Sn70-Sh30	Underburden Rock		
Precretacico indiferenciado	9620	9820	200		299.00	251.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock		
						299.00						

Datos de entrada

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF mW/m^2
0.00	0	0.00	23.43	0.00	40.00
10.00	25	10.00	22.93	12.00	30.00
12.00	47	12.00	23.15	15.00	30.00
15.00	47	15.00	23.70	39.10	40.00
39.00	33	39.00	29.00	53.00	56.25
53.00	25	53.00	29.00	83.00	60.00
75.00	40	75.00	29.00	88.00	60.00
83.00	66	83.00	29.00	96.00	57.50
88.00	66	88.00	29.00	299.00	52.50
92.00	40	92.00	29.00		
96.00	25	96.00	29.00		
299.00	80	299.00	24.00		

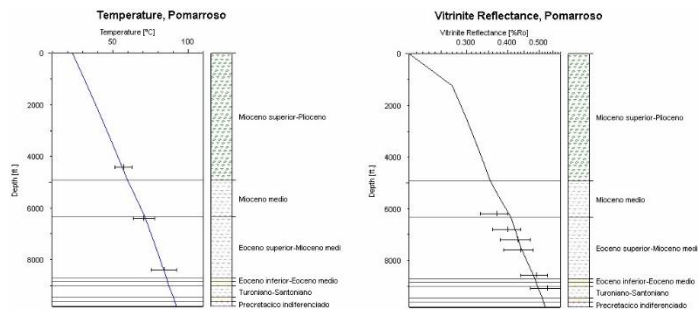
Measured Depth [ft.]	Value [%Ro]	Min [%Ro]	Max [%Ro]
6780	0.37	0.33	0.40
7390	0.40	0.36	0.44
7790	0.43	0.38	0.47
8190	0.44	0.39	0.48
9190	0.49	0.44	0.53
9690	0.53	0.47	0.58

Reflectancia de la vitrinita

Measured Depth [ft.]	Corrected Temperatures [°C]	Uncorrected Temperatures [°C]	Min [°C]	Max [°C]
5000	57.44		51.70	63.18
7000	70.86		63.78	77.94
9000	84.28		75.86	92.70

Condiciones límite

Temperatura



Calibraciones

- Pozo Rancho Hermoso-2p

Figura 59. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Rancho Hermoso-2p.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic
Mioceno superior-Plioceno	0	5505	5505		12.00	0.00			SnCg60-Sl15-Sh10-C115	Overburden Rock		
Mioceno medio	5505	6435	930		15.00	12.00			Sh100_10	Seal Rock		
Eoceno superior-Mioceno medio	6435	8383	1948		39.00	15.00			Sn45-C115-Sh30-Sl10	Reservoir Rock		
Eoceno inferior-Eoceno medio	8383	8445	62		53.00	39.00			SnQz70-C115-Sl15	Reservoir Rock		
Paleoceno-Eoceno inferior	8445	8595	150		65.00	53.00			Sn45-C115-Sh30-Sl10	Reservoir Rock		
Campaniano-Mastrichtiano	8595	8895	300		83.00	65.00			Sn45-C115-Sh25-Sl15	Source Rock	1.25	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Turoniano-Santoniano	8895	9197	302		88.00	83.00			Sh70-Sn30_3	Source Rock	0.50	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Aptiano-Cenomaniano	9197	9435	238		96.00	88.00			Sn70-Sh15-C115	Underburden Rock		
Precretacico indiferenciado	9435	9635	200		299.00	251.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock		
						299.00						

Datos de entrada

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF mW/m ²
0.00	0	0.00	23.43	0.00	47.00
10.00	25	10.00	22.93	12.00	57.44
12.00	47	12.00	23.15	15.00	57.44
15.00	47	15.00	23.70	39.00	60.28
39.00	33	39.00	29.00	53.00	64.54
53.00	25	53.00	29.00	65.00	65.97
61.00	49	61.00	29.00	83.00	68.81
65.00	39	65.00	29.00	88.00	68.81
75.00	40	75.00	29.00	96.00	65.97
83.00	66	83.00	29.00	299.00	85.31
88.00	66	88.00	29.00		
92.00	40	92.00	29.00		
96.00	25	96.00	29.00		
299.00	80	299.00	24.00		

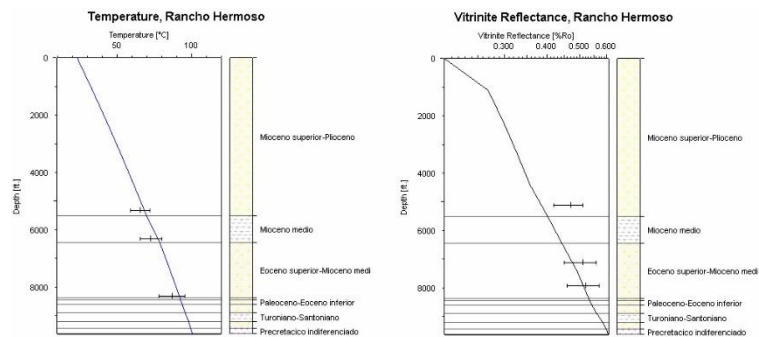
Measured Depth [ft.]	Value [%Ro]	Min [%Ro]	Max [%Ro]
5800	0.47	0.42	0.51
7800	0.51	0.45	0.56
8600	0.52	0.46	0.57

Reflectancia de la vitrinita

Measured Depth [ft.]	Corrected Temperatures [°C]	Uncorrected Temperatures [°C]	Min [°C]	Max [°C]
6000	65.86		59.28	72.44
7000	72.99		65.70	80.28
9000	87.02		78.32	95.72

Temperatura

Condiciones límite



Calibraciones

- **Pozo Rondón-1**

Figura 60. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Rondón-1.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic
Mioceno superior-Plioceno	0	3738	3738		12.00	0.00			Sn70-Ci20-Si10	Overburden Rock		
Mioceno medio	3738	4568	830		15.00	12.00			Sh100_6	Seal Rock		
Eoceno superior-Mioceno medio	4568	5896	1328		39.00	15.00			Sn55-Sh35-Ci10	Reservoir Rock		
Eoceno inferior-Eoceno medio	5896	6058	162		53.00	39.00			Sn80-Sh20	Reservoir Rock		
Campaniano-Mastrichtiano	6058	6338	280		83.00	65.00			Sn60-Sh20-Ci20	Source Rock	0.69	Lewan(2002)_TII(WoodSh)
Turoniano-Santoniano	6338	6488	150		88.00	83.00			Sh70-Sn30_2	Underburden Rock		
Aptiano-Cenomaniano	6488	6788	300		96.00	88.00			Sn60-Sh40	Underburden Rock		
Precretacico Indiferenciado	6788	6988	200		299.00	251.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock		
						299.00						

Datos de entrada

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF mW/m ²
0.00	0	0.00	23.43	0.00	80.00
10.00	18	10.00	22.93	12.00	75.60
12.00	42	12.00	23.15	15.00	75.60
15.00	42	15.00	23.70	39.00	88.20
39.00	33	39.00	29.00	53.00	94.50
53.00	18	53.00	29.00	83.00	100.80
75.00	35	75.00	29.00	88.00	100.80
83.00	65	83.00	29.00	96.00	96.60
88.00	65	88.00	29.00	299.00	88.20
92.00	35	92.00	29.00		
96.00	18	96.00	29.00		
299.00	80	299.00	24.00		

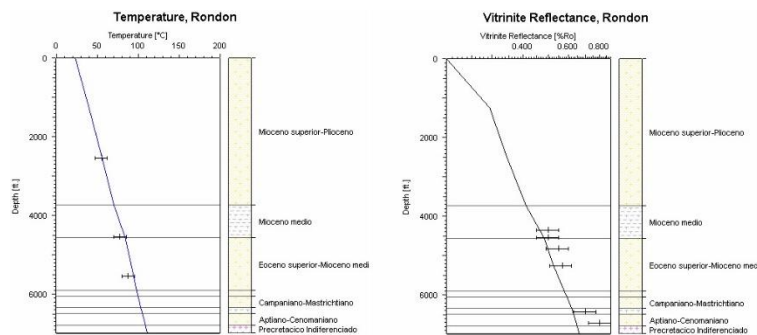
Measured Depth [ft.]	Value [%Ro]	Min [%Ro]	Max [%Ro]
4810	0.50	0.45	0.55
5000	0.50	0.45	0.55
5280	0.55	0.49	0.60
5730	0.57	0.51	0.62
6900	0.70	0.63	0.77
7180	0.80	0.72	0.88

Reflectancia de la vitrinita

Measured Depth [ft.]	Corrected Temperatures [°C]	Uncorrected Temperatures [°C]	Min [°C]	Max [°C]
3000	56.00		48.00	62.00
5000	78.00		70.00	86.00
6000	88.00		80.00	96.00

Condiciones límite

Temperatura



Calibraciones

- **Pozo Santiago-3**

Figura 61. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Santiago-3.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic
Mioceno superior-Plioceno	0	5622	5622		12.00	0.00			SnCg60-Sl15-Sh10-C115	Overburden Rock		
Mioceno medio	5622	6757	1135		15.00	12.00			Sh100_10	Seal Rock		
Eoceno superior-Mioceno medio	6757	8970	2213		39.00	15.00			Sn45-C115-Sh30-Sl10	Reservoir Rock		
Eoceno inferior-Eoceno medio	8970	9197	227		53.00	39.00			SnQz70-C115-Sl15	Reservoir Rock		
Campaniano-Mastrichtiano	9197	9407	210		83.00	53.00			Sn45-C115-Sh25-Sl15	Source Rock	0.72	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Turoniano-Santoniano	9407	9700	293		88.00	83.00			Sh70-Sn30_3	Source Rock	0.76	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Aptiano-Cenomaniano	9700	9877	177		96.00	88.00			Sn70-Sh15-C115	Underburden Rock		
Precretacico Indiferenciado	9877	10077	200		299.00	251.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock		
						299.00						

Datos de entrada

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF mW/m^2
0.00	0	0.00	23.43	0.00	55.00
10.00	25	10.00	22.93	12.00	45.00
12.00	47	12.00	23.15	15.00	45.00
15.00	47	15.00	23.70	39.00	52.50
39.00	33	39.00	29.00	53.00	56.25
53.00	25	53.00	29.00	83.00	60.00
75.00	40	75.00	29.00	88.00	60.00
83.00	66	83.00	29.00	96.00	57.50
88.00	66	88.00	29.00	299.00	52.50
92.00	40	92.00	29.00		
96.00	25	96.00	29.00		
299.00	80	299.00	24.00		

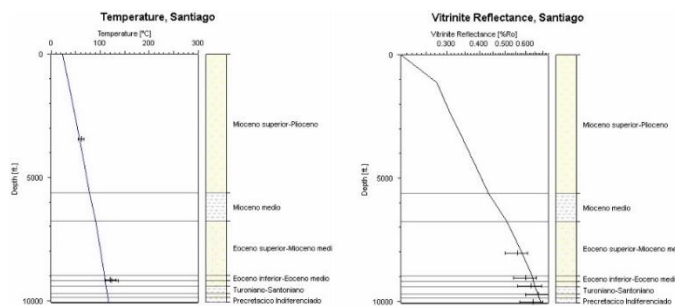
Measured Depth [ft.]	Value [%Ro]	Min [%Ro]	Max [%Ro]
8660	0.56	0.50	0.61
9660	0.60	0.54	0.66
9980	0.63	0.56	0.69
10340	0.67	0.60	0.73
10640	0.64	0.57	0.70

Condiciones límite

Reflectancia de la vitrinita

Measured Depth [ft.]	Corrected Temperatures [°C]	Uncorrected Temperatures [°C]	Min [°C]	Max [°C]
4040	62.15		55.04	67.26
9766	121.33		109.20	133.46
9794	124.07		111.67	136.47

Temperatura



Calibraciones

- Pozo Surimena-1

Figura 62. Datos de entrada final y resultados de calibraciones de pozo Surimena-1.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic
Mioceno superior - Plioceno	0	3683	3683		12.00	0.00			Sn60-Cg20-Si20	Overburden Rock		
Mioceno Medio	3683	4568	885		15.00	12.00			Sh100_8	Seal Rock		
Eoceno superior-Mioceno medio	4568	5988	1420		39.00	15.00			Sn35-Sh50-Si15	Reservoir Rock		
Eoceno inferior-Eoceno medio	5988	6083	95		53.00	39.00			Sn75-Si25	Reservoir Rock		
Campaniano-Mastrichtiano	6083	6238	155		83.00	65.00			Sn40-Sh35-SnQz25	Reservoir Rock		
Turoniano-Santoniano	6238	6563	325		88.00	83.00			Sh60-Si15-Sn25	Source Rock	2.01	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)
Aptiano-Cenomaniano	6563	6624	61		96.00	88.00			SnQz70-Sh15-Ci15	Underburden Rock		
Precretacico indiferenciado	6624	6824	200		299.00	251.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock		
						299.00						

Datos de entrada

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF mW/m ²
0.00	0	0.00	23.43	0.00	30.00
10.00	18	10.00	22.93	12.00	45.00
12.00	42	12.00	23.15	15.00	45.00
15.00	42	15.00	23.70	39.00	52.50
39.00	33	39.00	29.00	53.00	56.25
53.00	18	53.00	29.00	83.00	60.00
75.00	35	75.00	29.00	88.00	60.00
83.00	65	83.00	29.00	96.00	57.50
88.00	65	88.00	29.00	299.00	52.50
92.00	35	92.00	29.00		
96.00	18	96.00	29.00		
299.00	80	299.00	24.00		

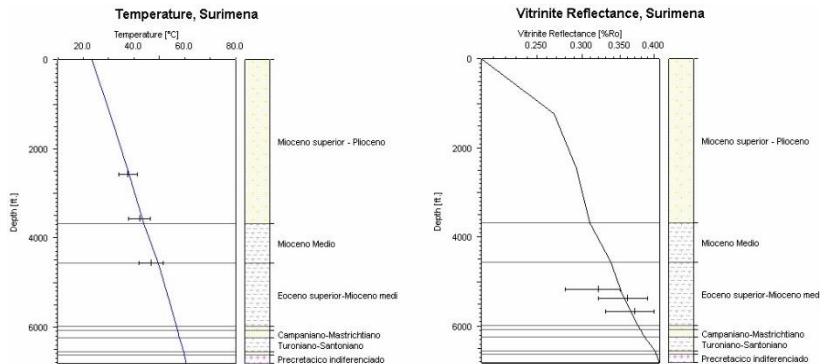
Condiciones límite

Measured Depth [ft.]	Value [%Ro]	Min [%Ro]	Max [%Ro]
8660	0.56	0.50	0.61
9660	0.60	0.54	0.66
9980	0.63	0.56	0.69
10340	0.67	0.60	0.73
10640	0.64	0.57	0.70

Reflectancia de la vitrinita

Measured Depth [ft.]	Corrected Temperatures [°C]	Uncorrected Temperatures [°C]	Min [°C]	Max [°C]
4040	62.15		55.04	67.26
9766	121.33		109.20	133.46
9794	124.07		111.67	136.47

Temperatura



Calibraciones

A partir de las curvas de calibraciones anteriores (Figuras 53 a 62) y como se muestra en el mapa de flujo de calor construido para el presente (0 Ma) (Figura 63), el flujo de calor actual presenta una tendencia de aumento hacia el centro de la zona de estudio, esto para los pozos Santiago-3 (55 mW/m²), La Cabaña-1 (47 mW/m²), Leticia-1 (47 mW/m²), Rancho Hermoso-2p (47 mW/m²) y Pomarroso-1 (40 mW/m²); y hacia la parte más externa de esta el flujo de calor se hace menor, en los pozos La María-1 (38 mW/m²), La Gloria-2 (38 mW/m²), Camungo-1 (34 mW/m²) y Surimena-1 (30 mW/m²). Además se presenta una anomalía en el pozo Rondón-1 mostrando el valor más alto de flujo de calor en la actualidad (80 mW/m²), esto puede deberse a la presencia de cuerpos intrusivos o altos de basamento. En la mayoría de los pozos se observa un aumento gradual del flujo de calor del presente con respecto a los del pasado, esta variación en el flujo de calor actual podría estar influenciada por procesos de circulación subterránea de agua (yacimientos hidrotermales), teniendo en cuenta que este factor también afecta el flujo de calor (Negredo et. al., 1996).

Los flujos de calor del pasado siguen la tendencia general donde los valores en el Cretácico son más altos y disminuyen hacia el Mioceno Medio. Los mapas construidos de flujos de calor para cada intervalo de tiempo estudiado (Figuras 64 a 72) muestran en forma general que hacia el pasado los valores de flujo de calor aumentan siguiendo la misma tendencia explicada anteriormente, hacia el centro de la zona de estudio. Entre el Mioceno Superior y Medio (12-15 Ma) (Figuras 64 y 65), los flujos de calor alcanzan hasta los 60 mW/m² (pozo Rancho Hermoso-2p) y se presenta una anomalía en el pozo Rondón-1 (75,6 mW/m²). A partir del Eoceno Superior (39 Ma) (Figuras 66) se evidencia un aumento regional del flujo de calor, donde se alcanzan valores hasta de 70 mW/m² (pozos Rancho Hermoso-2p y Leticia-1) y se sigue presentando una anomalía en el pozo Rondón-1 (88,20 mW/m²). Durante el Eoceno Inferior y Paleoceno (53-65 Ma) (Figuras 67 y 68) se mantiene una tendencia como la anterior, con flujos de calor hasta de 70 mW/m² (pozos Rancho Hermoso-2p y Leticia-1) pero la anomalía que presenta el pozo

Rondón-1 se hace mayor alcanzando casi a los 100 mW/m². Durante el Campaniano y Coniaciano (83-88 Ma) (Figuras 69 y 70) una mayor cantidad de pozos alcanzan flujos de calor hasta de 70 mW/m² (Santiago-3, Pomarroso-1, Leticia-1, Rancho Hermoso-2p y Surimena-1) y se mantiene la anomalía del pozo Rondón-1 (100.8 mW/m²). En el Cenomaniano (96 Ma) (Figura 71) se presenta una tendencia similar a la anterior pero ahora solo el pozo Rancho Hermoso-2p alcanza valores de flujo de calor hasta de 70 mW/m², los demás pozos presentan valores que varían entre 14 y 59 mW/m², y la anomalía en el pozo Rondón-1 sigue presente pero disminuye el valor del flujo de calor (96.60 mW/m²). Finalmente, en el Paleozoico (299 Ma) (Figura 72) se presenta una disminución regional del flujo de calor y la anomalía presente en el pozo Rondón-1 disminuye también alcanzando un valor de 88,20 mW/m². De acuerdo con los flujos de calor calibrados podemos establecer que geográficamente los más bajos se encuentran hacia la parte más externa del área de estudio y los valores más altos en la parte más central de esta; a partir del Cretácico Superior se presenta un aumento regional del flujo de calor alcanzando los valores más altos, esto continua hasta el Eoceno Superior, y hacia el Mioceno Medio y Superior los valores disminuyen.

Figura 63. Mapa construido para flujos de calor en la actualidad (0Ma).

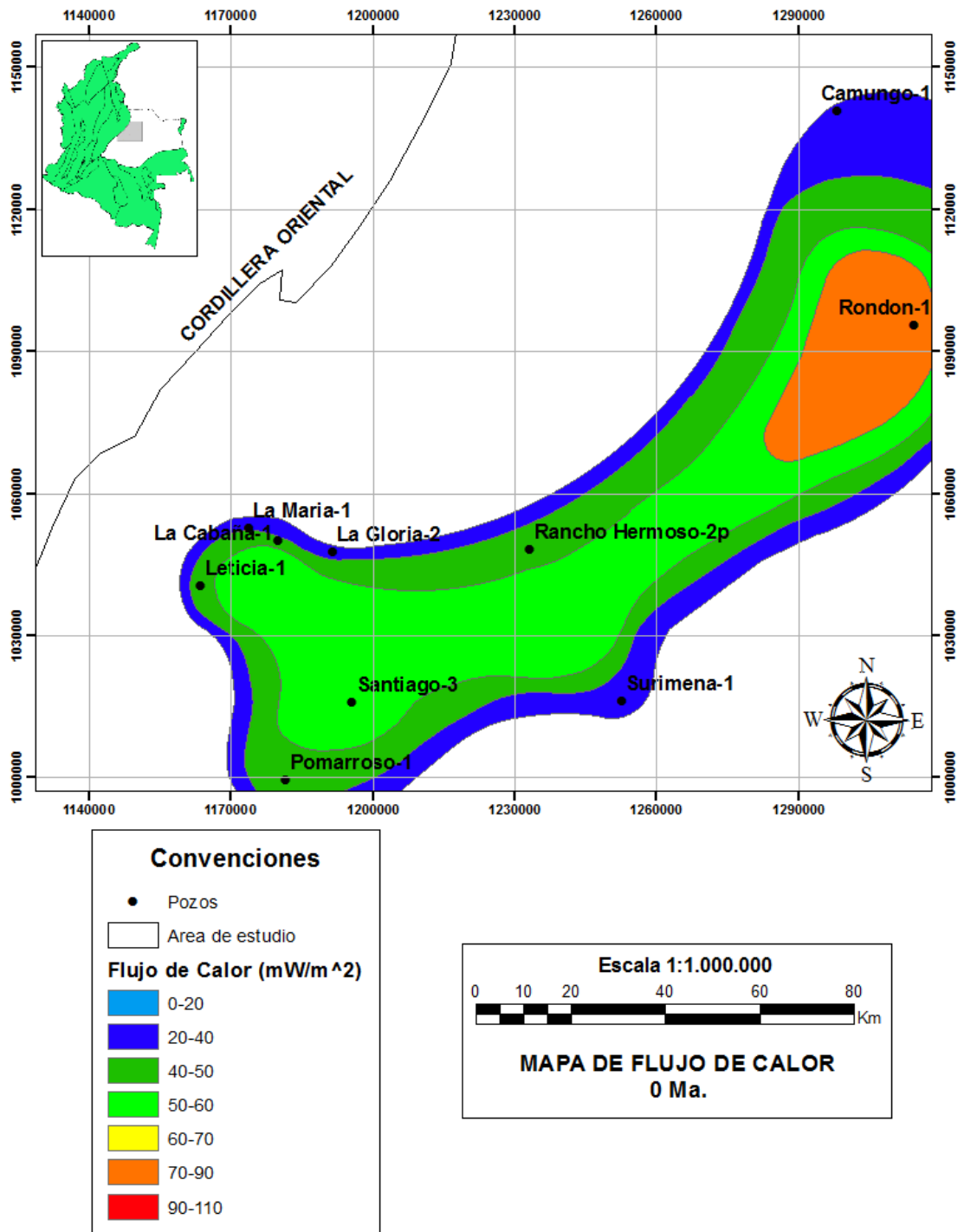


Figura 64. Mapa construido para los flujos de calor del Mioceno Superior (12 Ma).

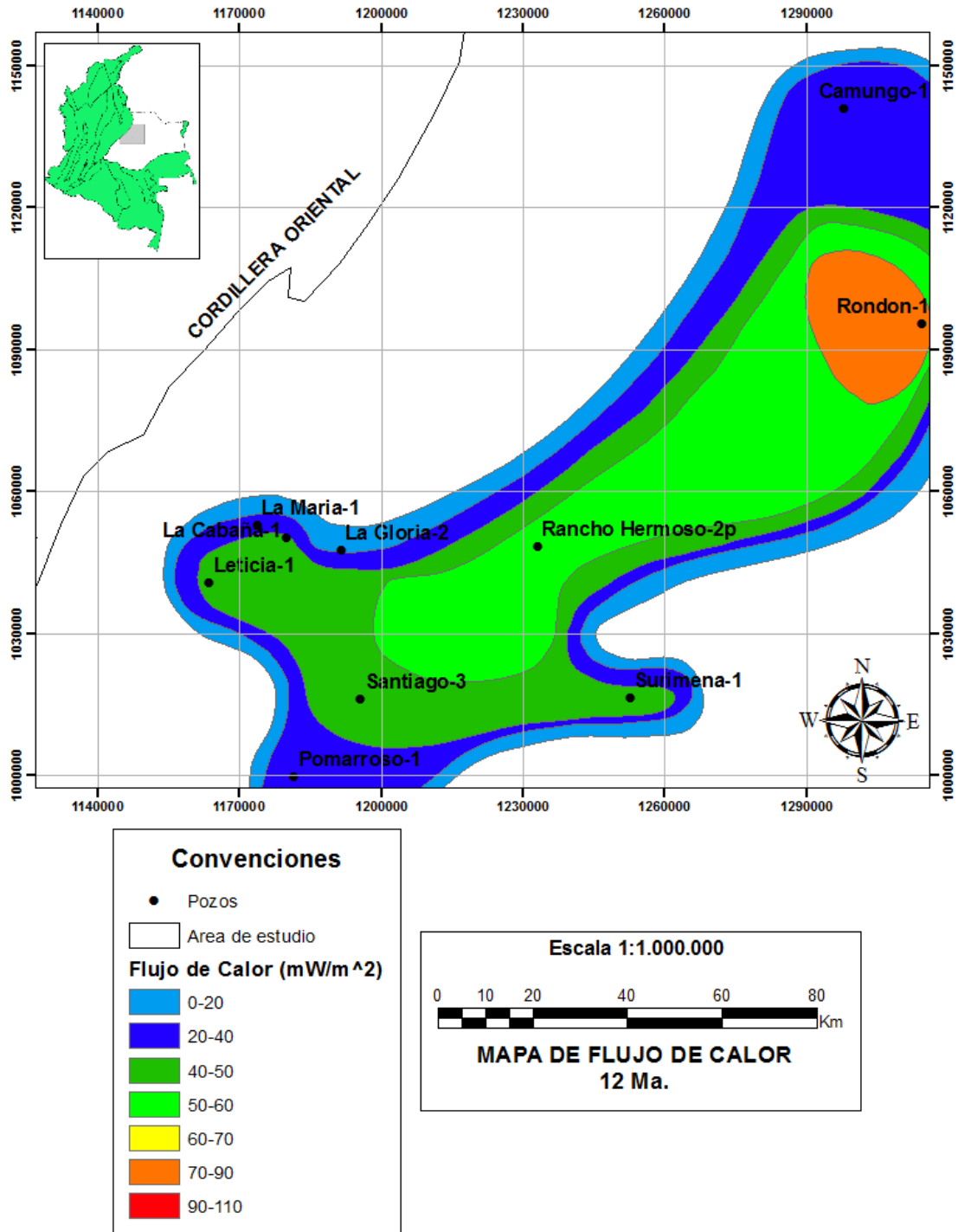


Figura 65. Mapa construido para los flujos de calor del Mioceno Medio (15 Ma).

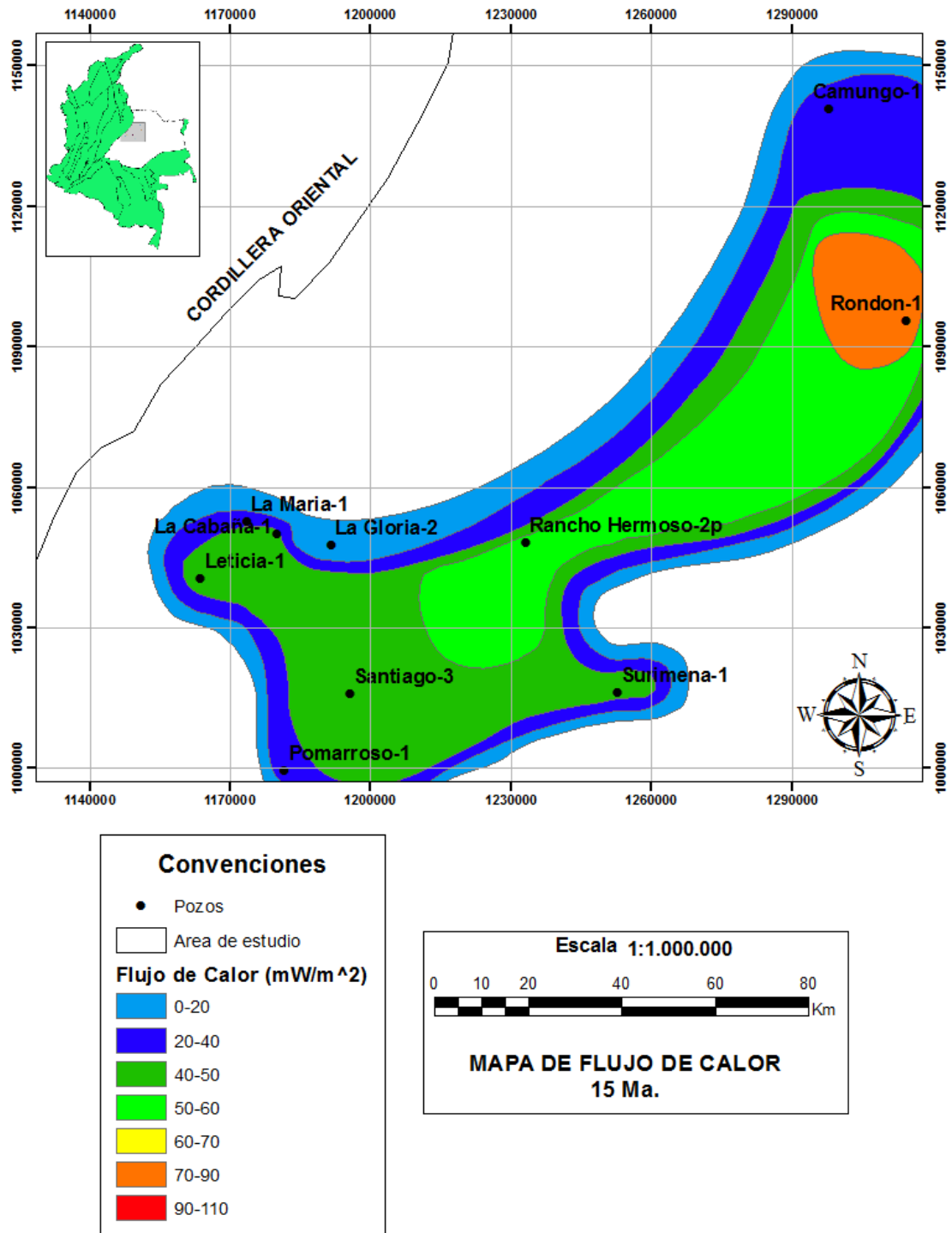


Figura 66. Mapa construido para flujos de calor del Eoceno Superior (39 Ma).

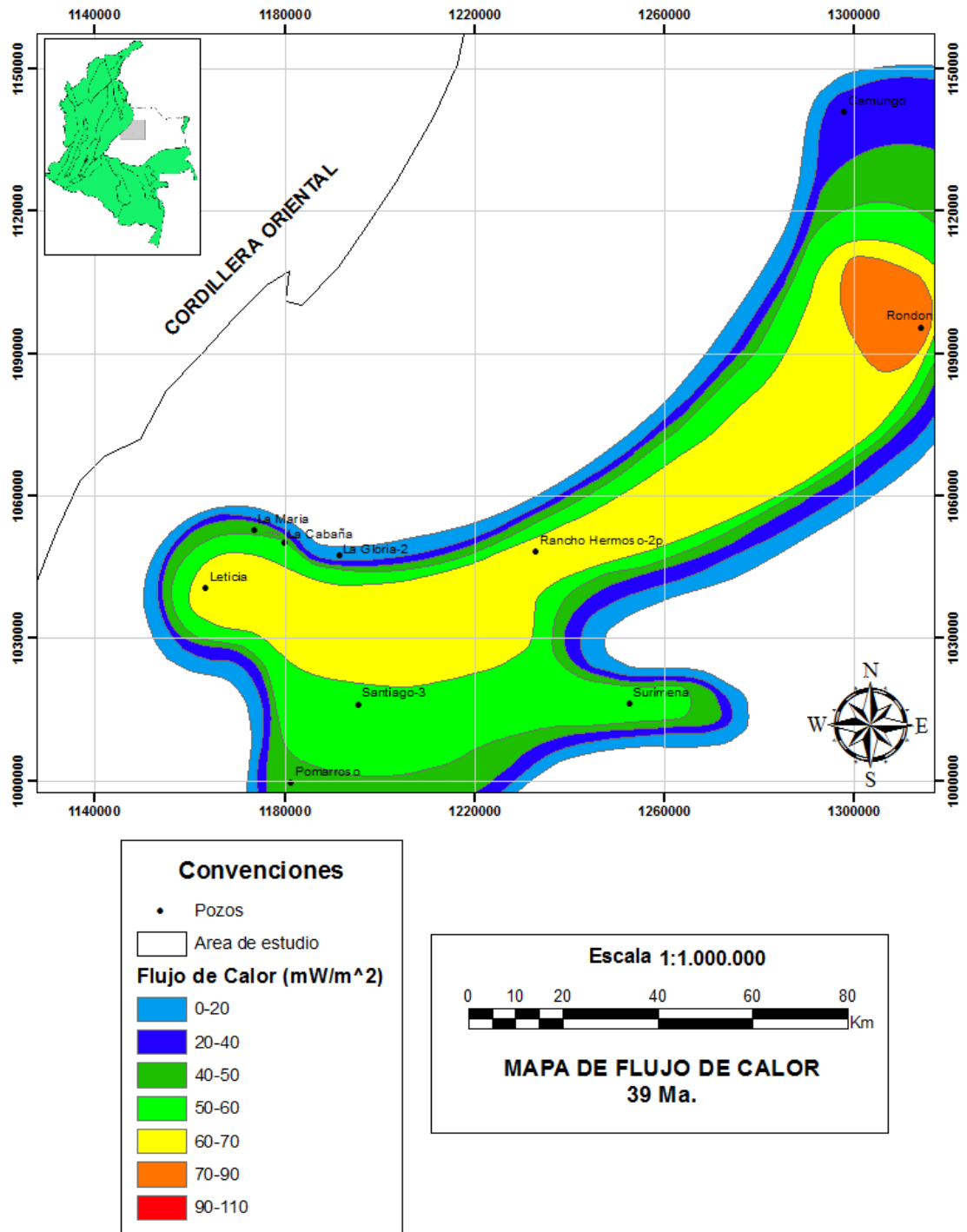


Figura 67. Mapa construido para los flujos de calor del Eoceno Inferior (53 Ma).

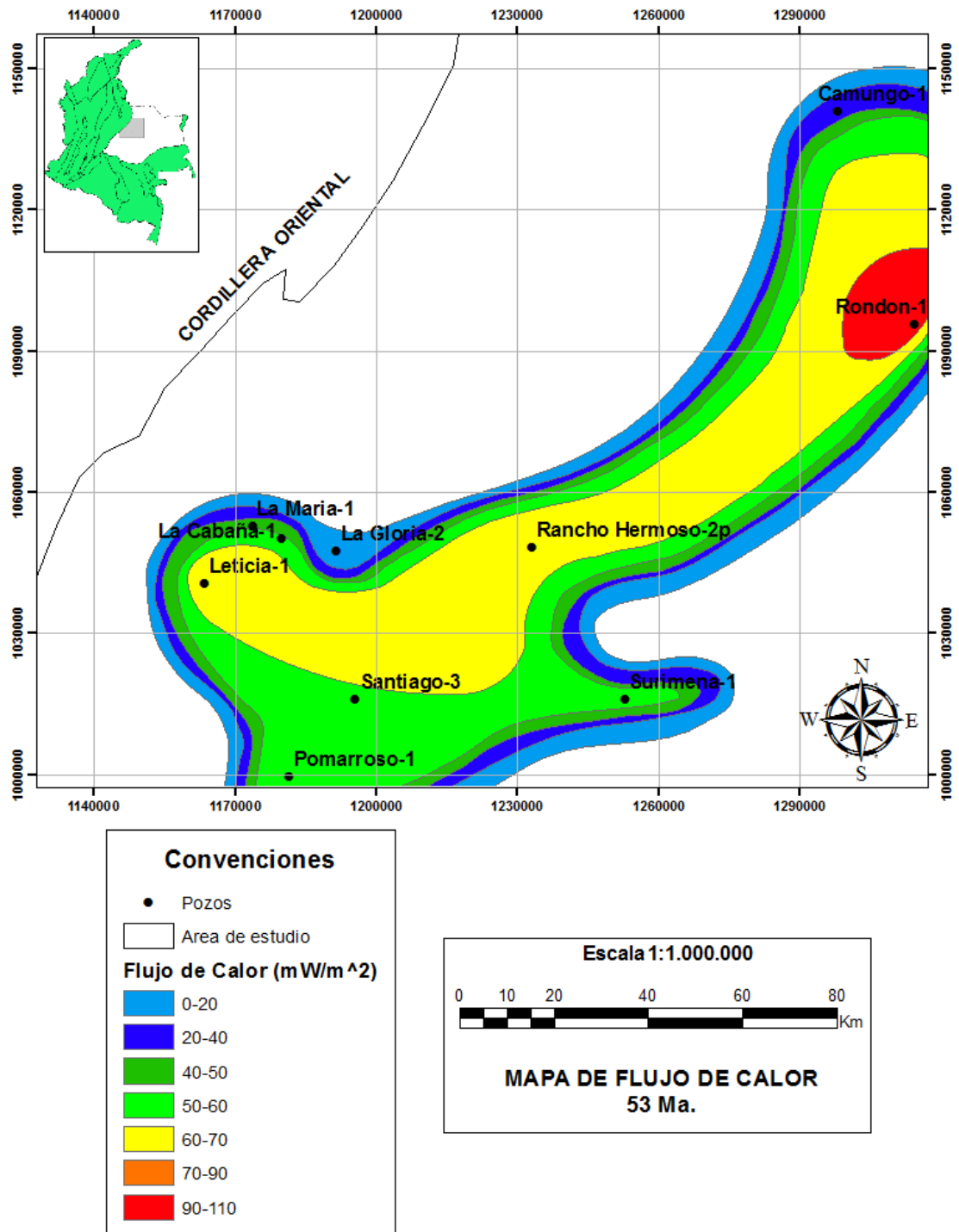


Figura 68. Mapa construido para los flujos de calor del Paleoceno (65 Ma).

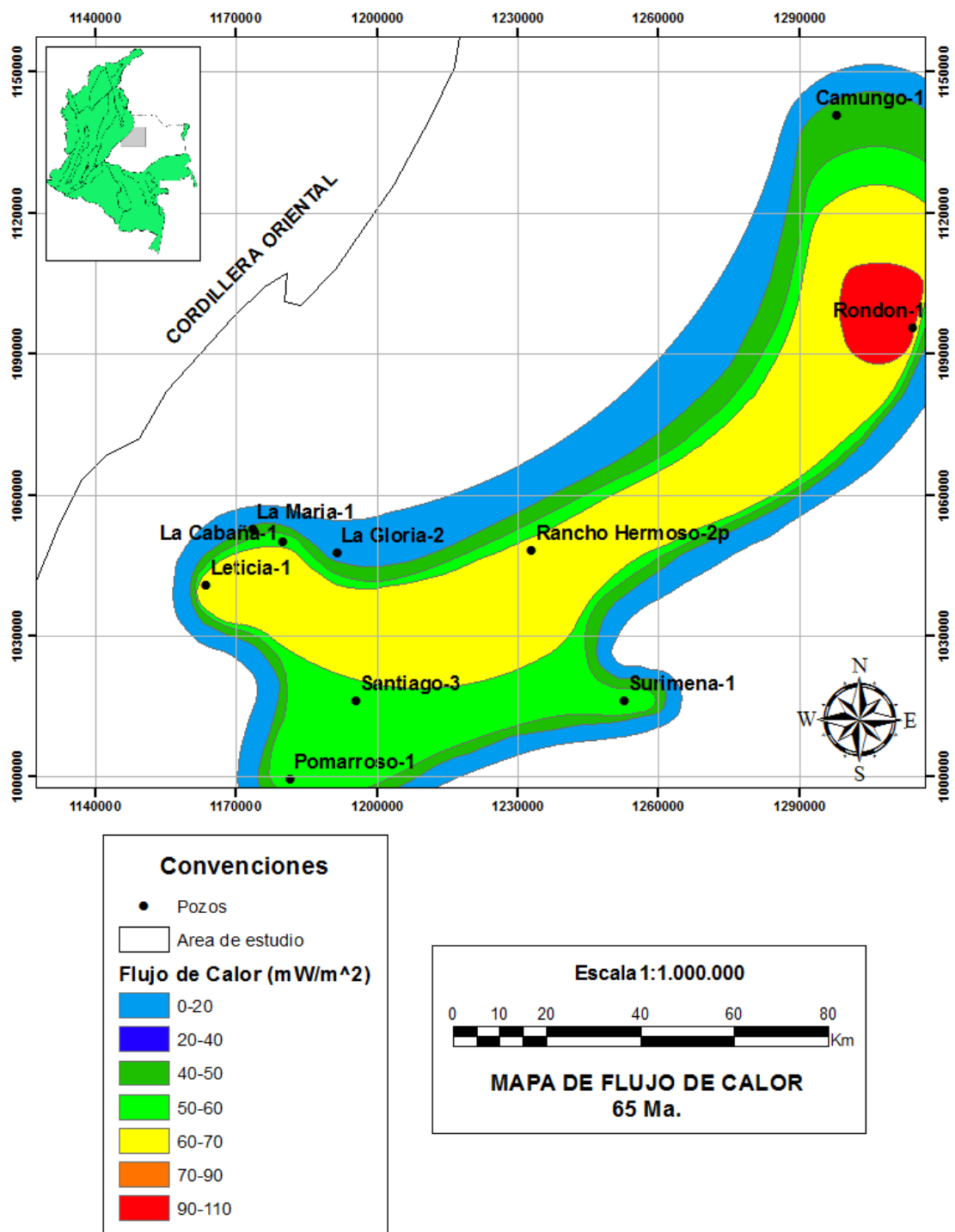


Figura 69. Mapa construido para flujos de calor del Campaniano (83 Ma).

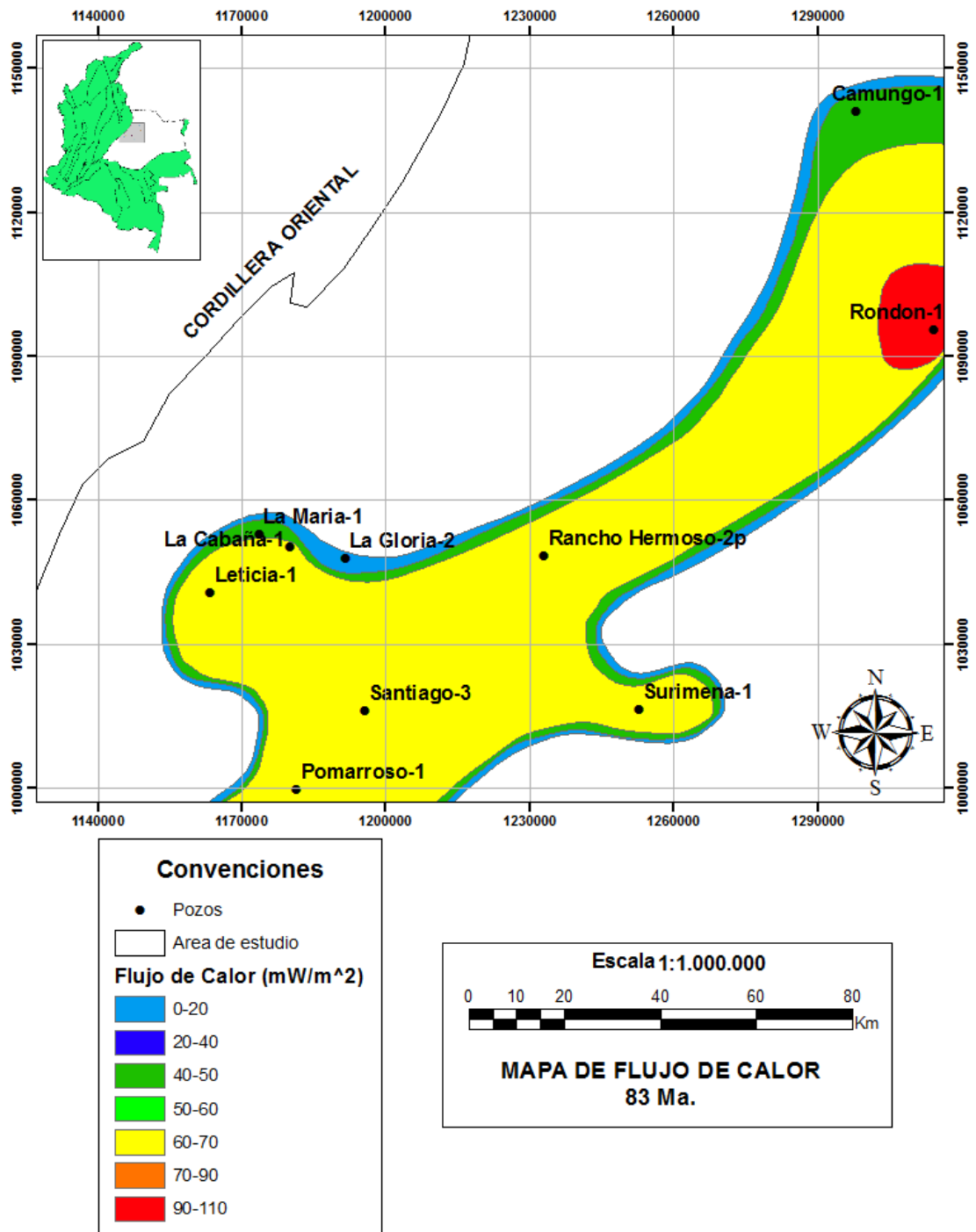


Figura 70. Mapa construido para flujos de calor del Coniaciano (88 Ma).

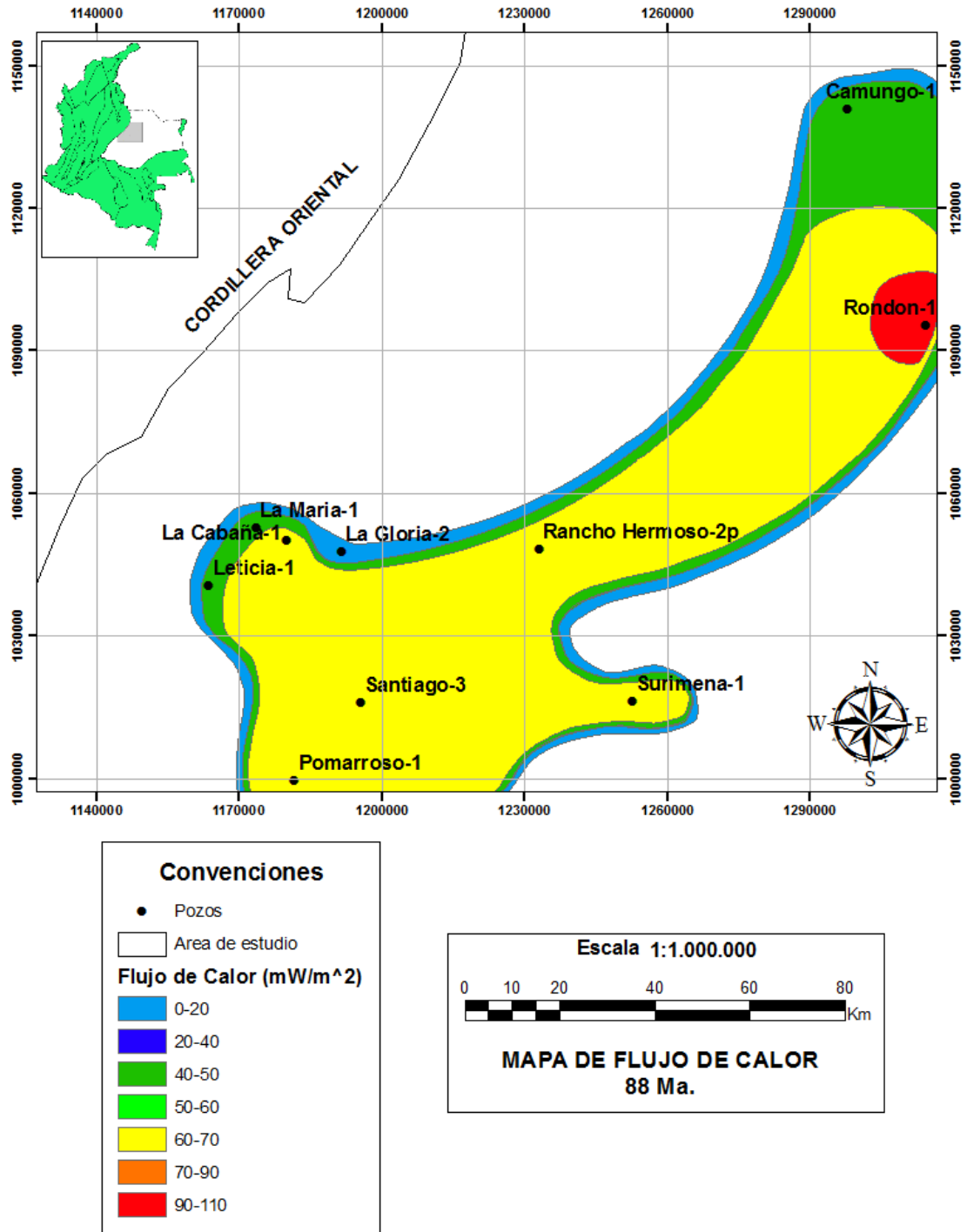


Figura 71. Mapa construido para flujos de calor del Cenomaniano (96 Ma).

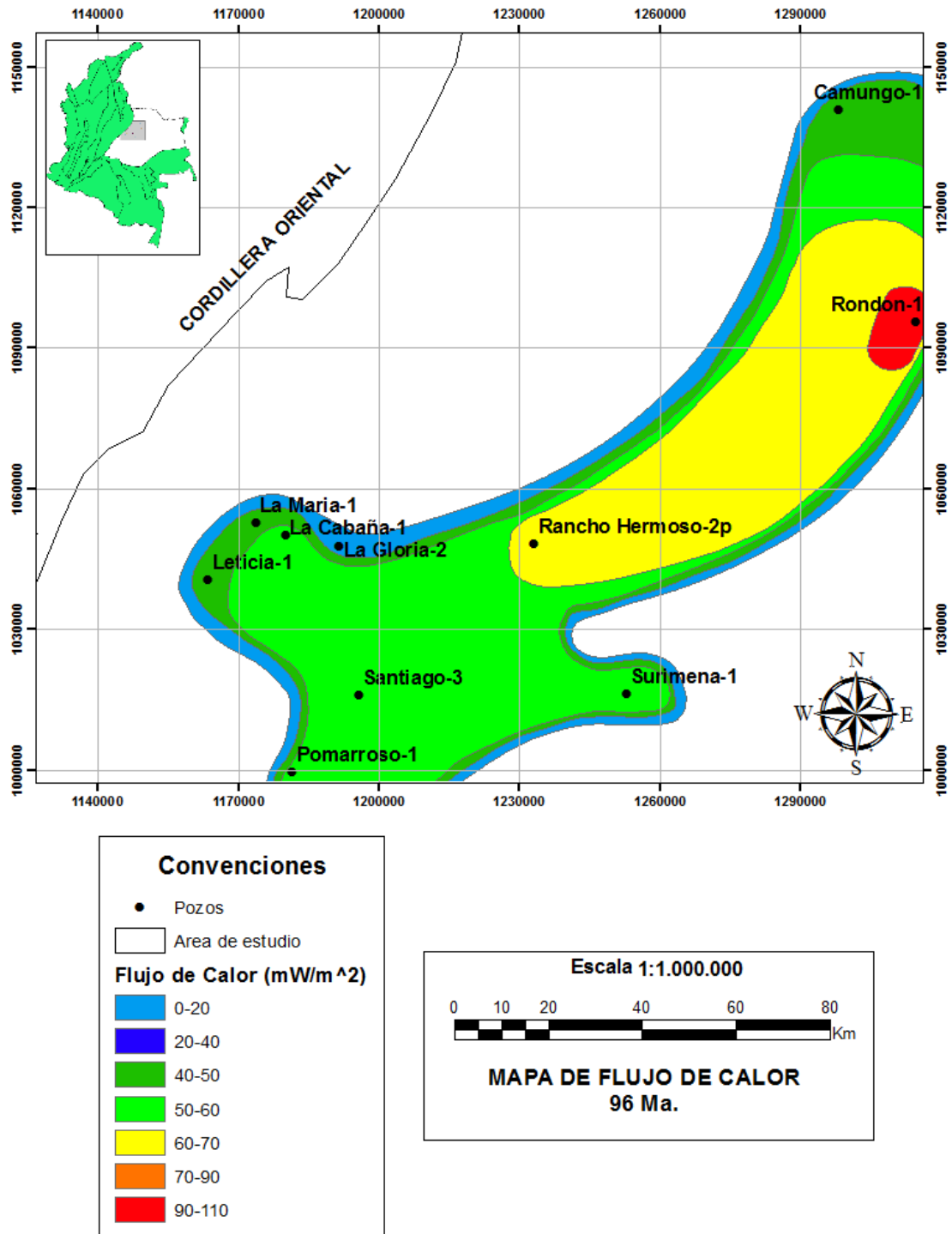
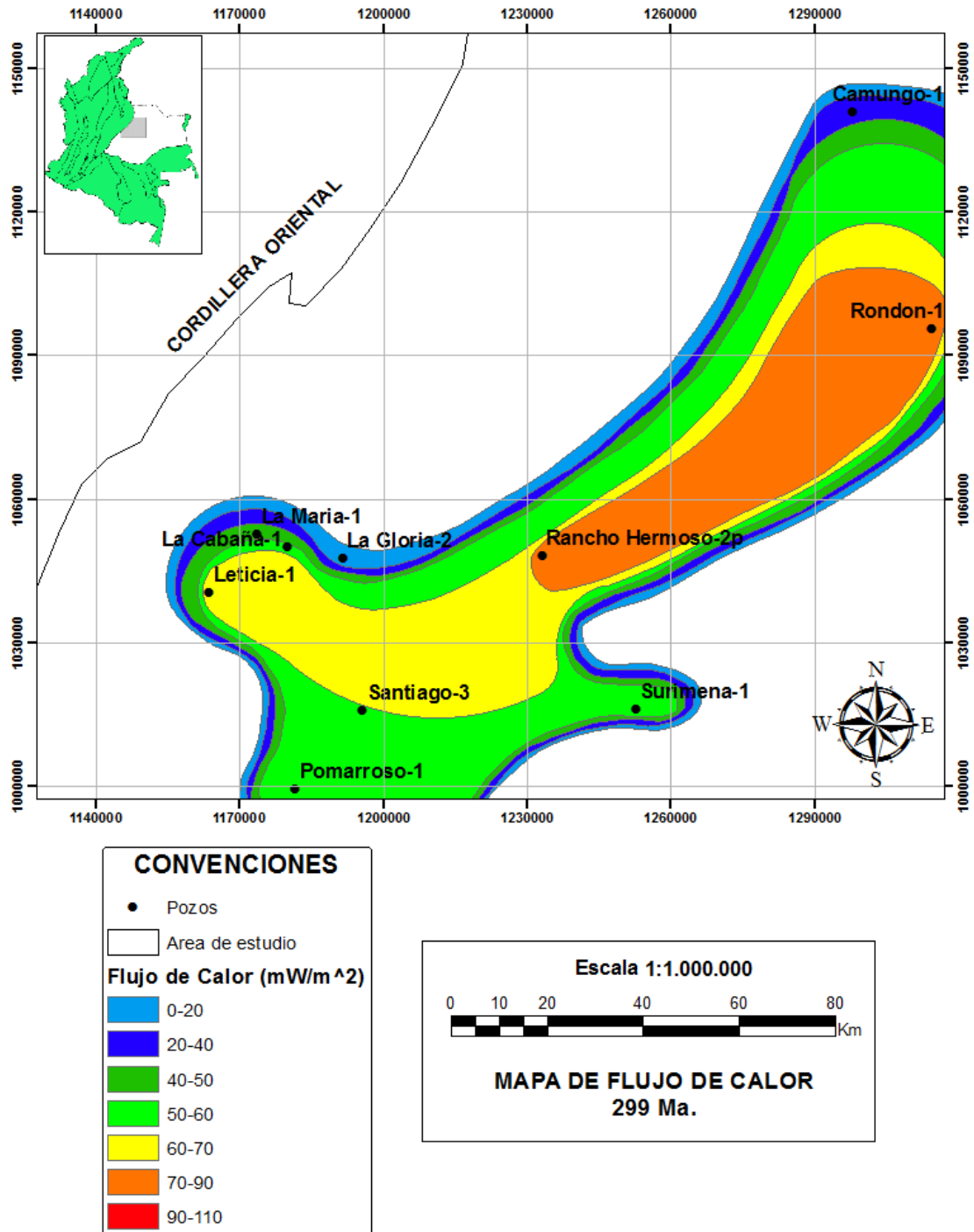


Figura 72. Mapa construido para flujos de calor del Paleozoico (299 Ma).



Por otro lado, las curvas de enterramiento en los diferentes pozos (Figuras 73 a 82) describen en términos generales una rápida subsidencia a principios del Cretácico Tardío que cambia rápidamente a tasas de subsidencia menores representando la depositación de las Formaciones Une, Gachetá y Guadalupe en todos los pozos. La subsidencia continúa de la misma forma durante el Paleoceno y Eoceno Inferior depositándose la Formación Barco-Cuervos, esto en los pozos La Cabaña-1, La Gloria-2, La María-1, Leticia-1 y Rancho Hermoso-2p; en los pozos Camungo-1, Pomarroso-1, Rondón-1, Santiago-3 y Surimena-1, la subsidencia constante durante el Cretácico se ve alterada a principios del Paleoceno por un evento de no depositación de la Formación Barco-Cuervos que está ausente en estos pozos. Las tasas bajas de subsidencia siguen durante el Eoceno Inferior y Medio con la depositación de la Formación Mirador, y se hacen mayores a finales del Eoceno hasta el Mioceno Medio, representando la depositación de la Formación Carbonera. En el Mioceno Medio se presentan tasas de subsidencia más altas que corresponden a la rápida depositación de las Formaciones León y Guayabo.

Figura 73. Curva de enterramiento del Pozo Camungo-1.

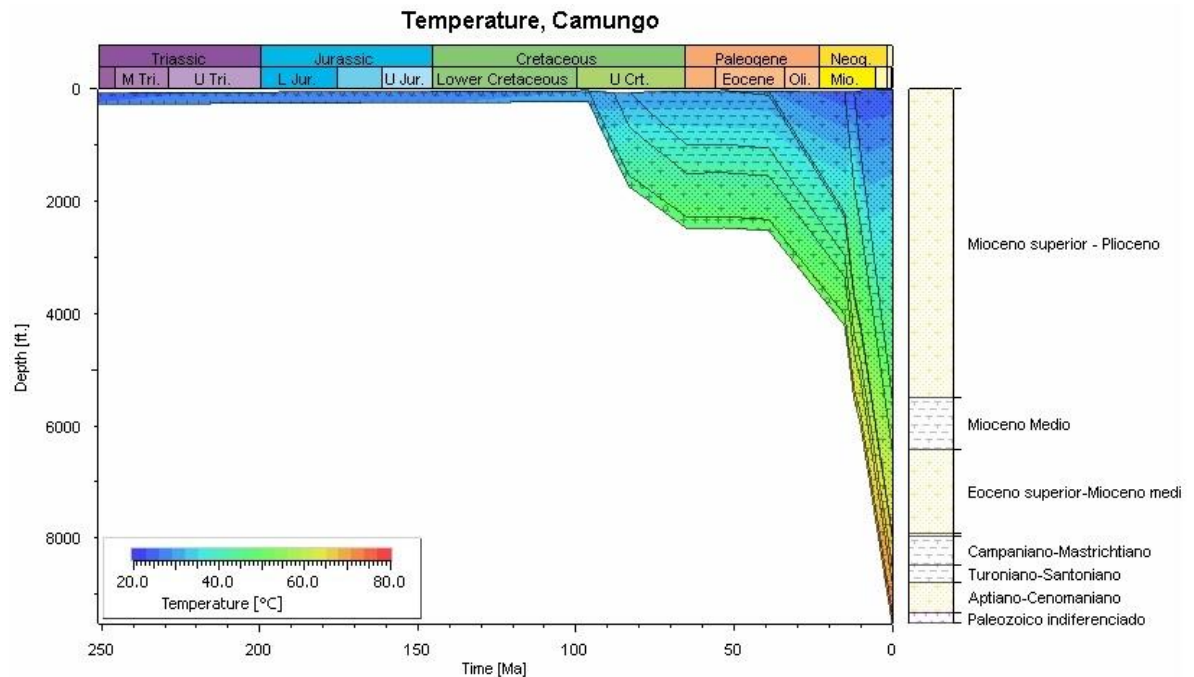


Figura 74. Curva de enterramiento del Pozo La Cabaña-1.

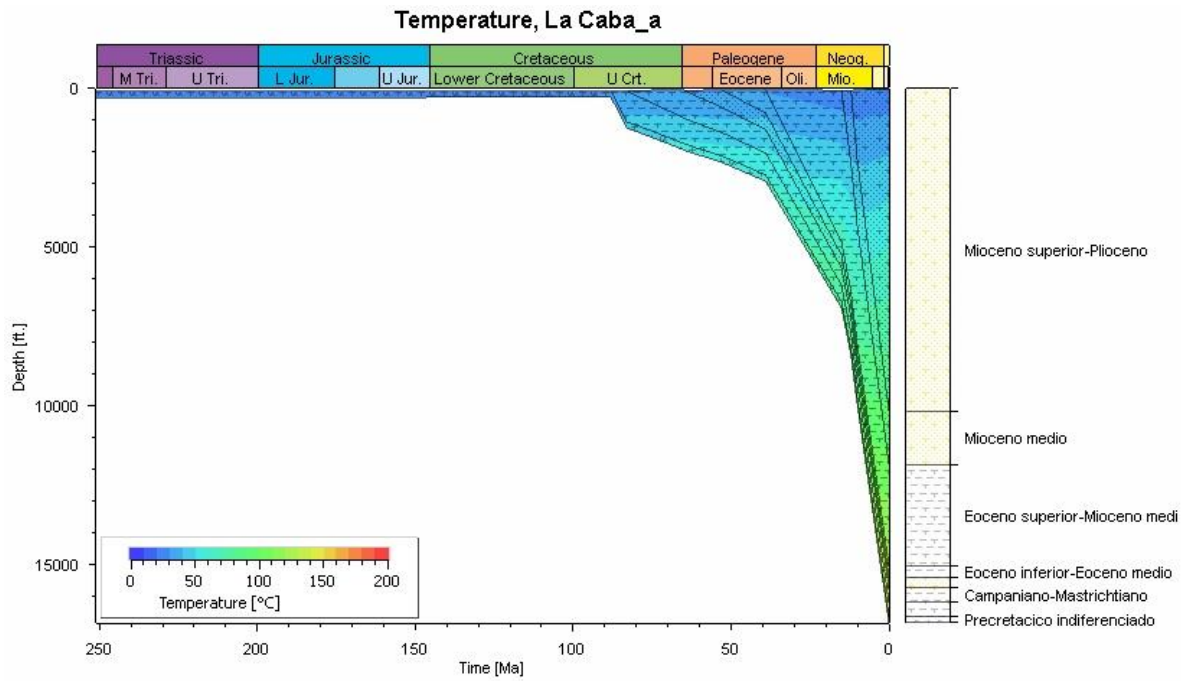


Figura 75. Curva de enterramiento del Pozo La Gloria-2.

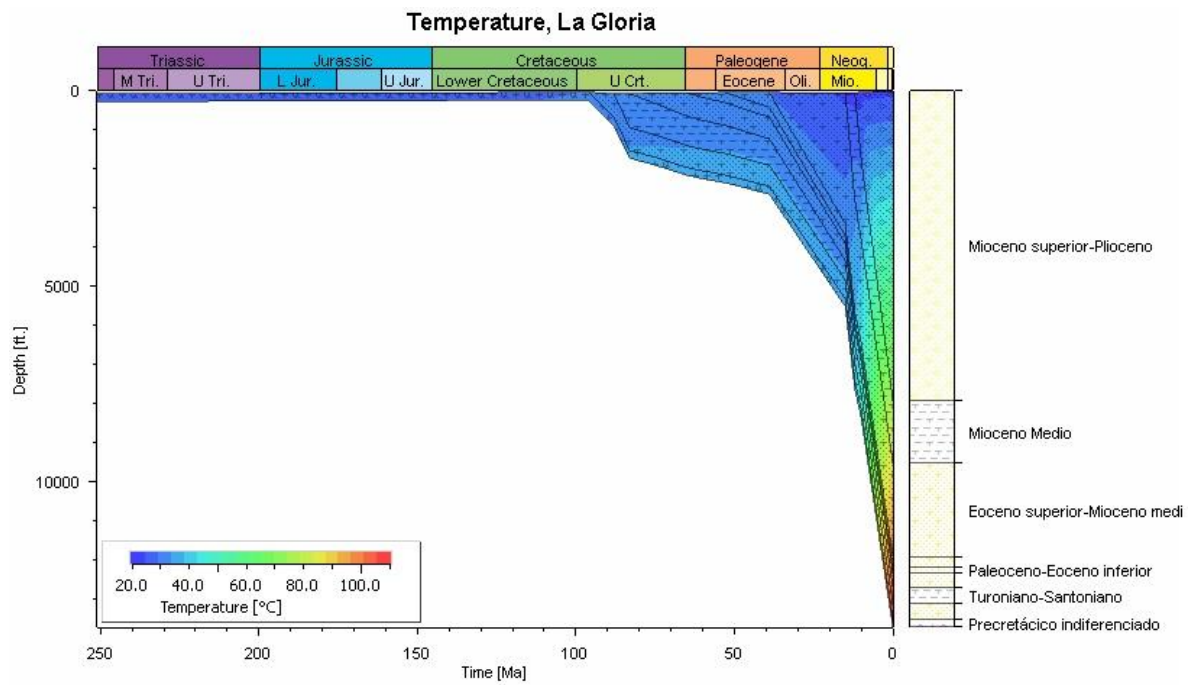


Figura 76. Curva de enterramiento del Pozo La María-1.

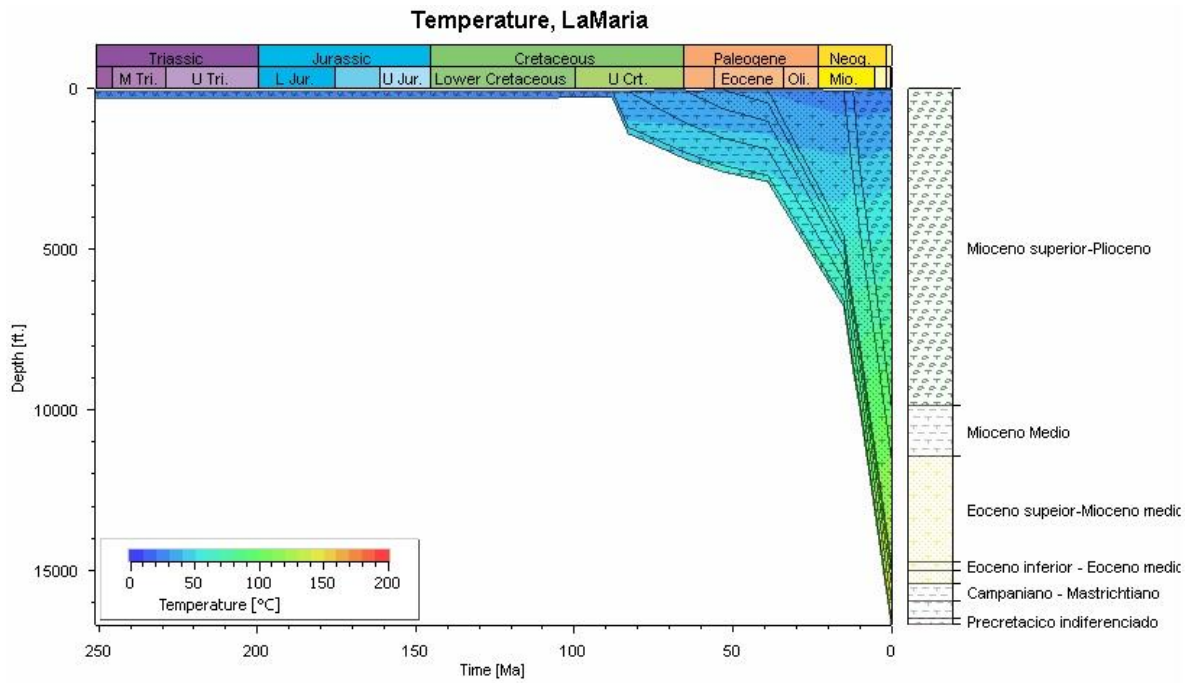


Figura 77. Curva de enterramiento del Pozo Leticia-1.

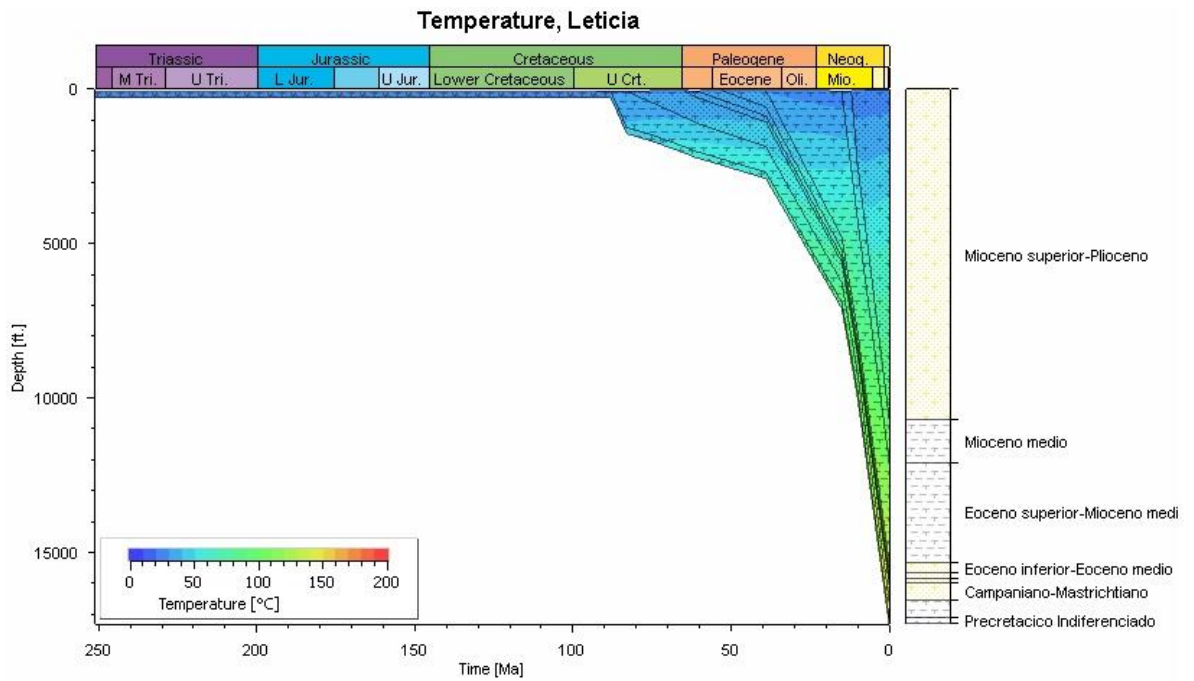


Figura 78. Curva de enterramiento del Pozo Pomarroso-1.

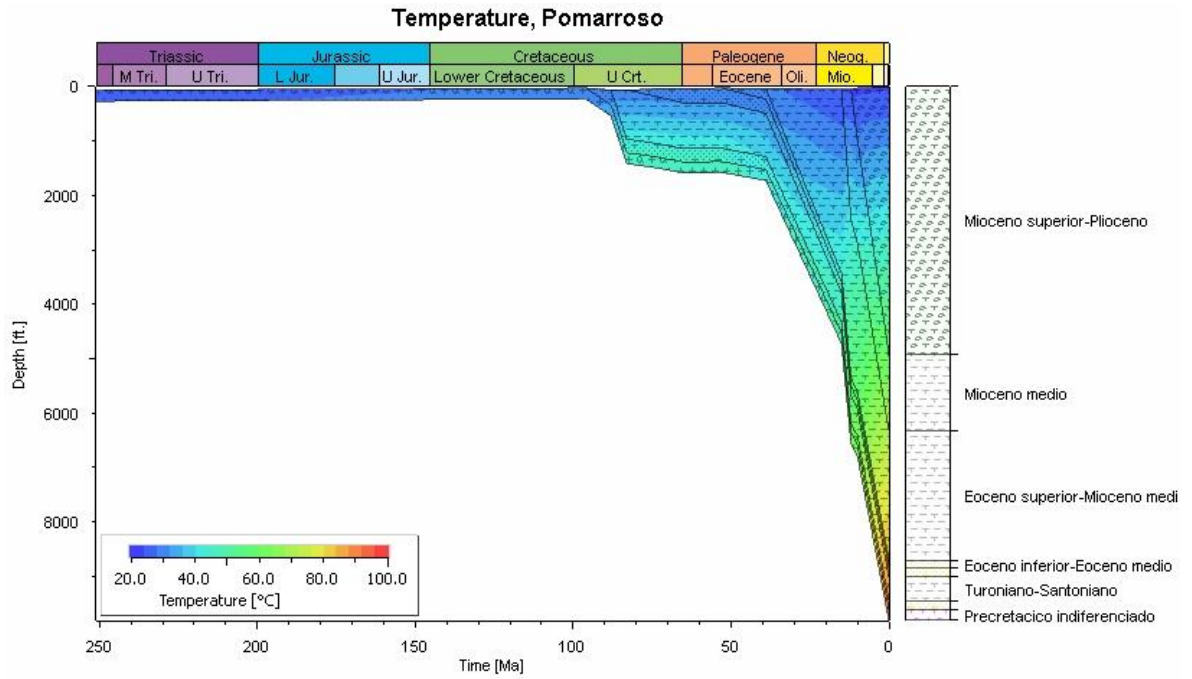


Figura 79. Curva de enterramiento del Pozo Rancho Hermoso-2p.

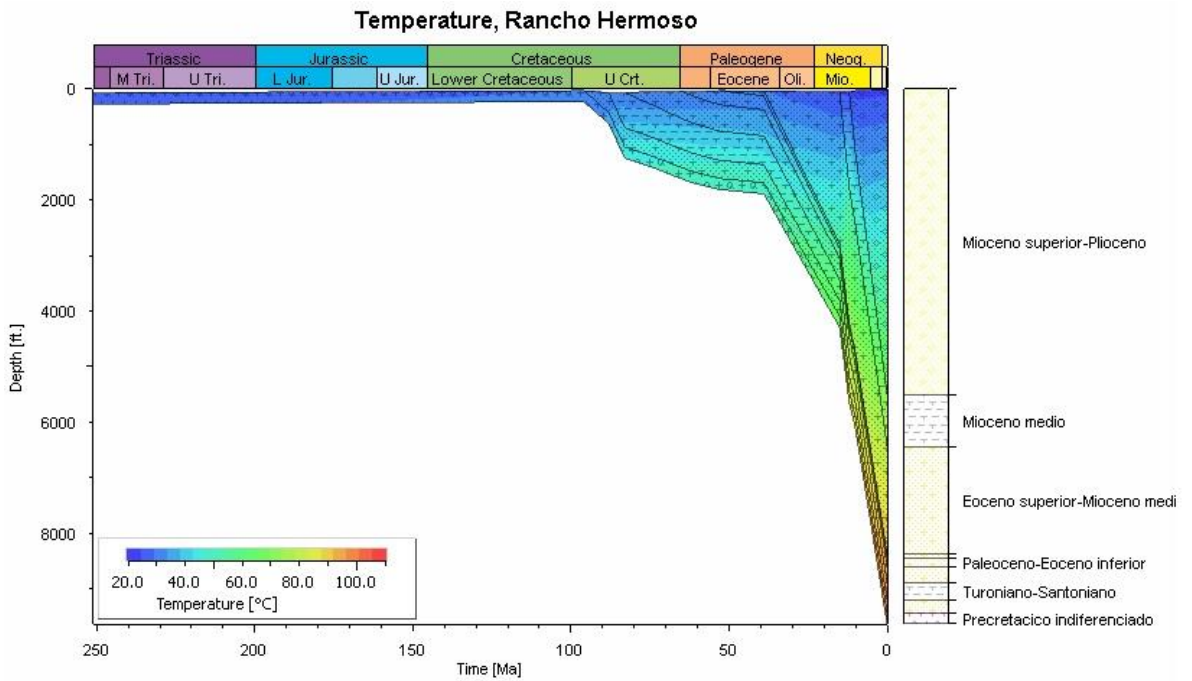


Figura 80. Curva de enterramiento del Pozo Rondón-1.

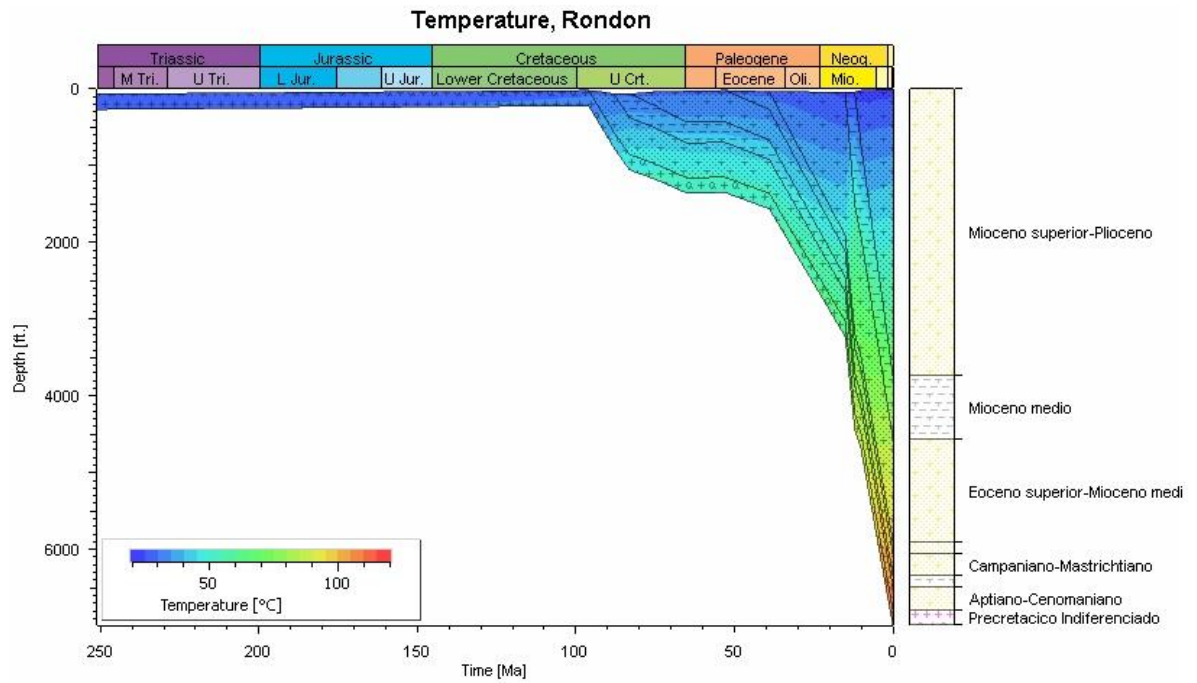


Figura 81. Curva de enterramiento del Pozo Santiago-3.

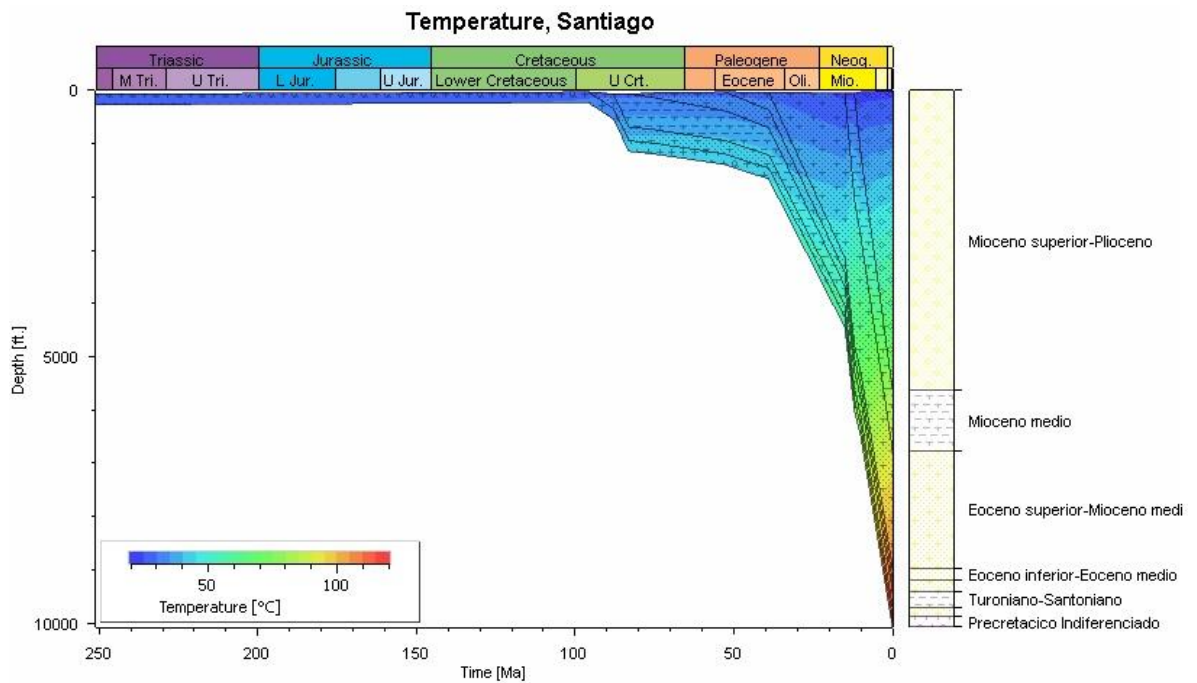
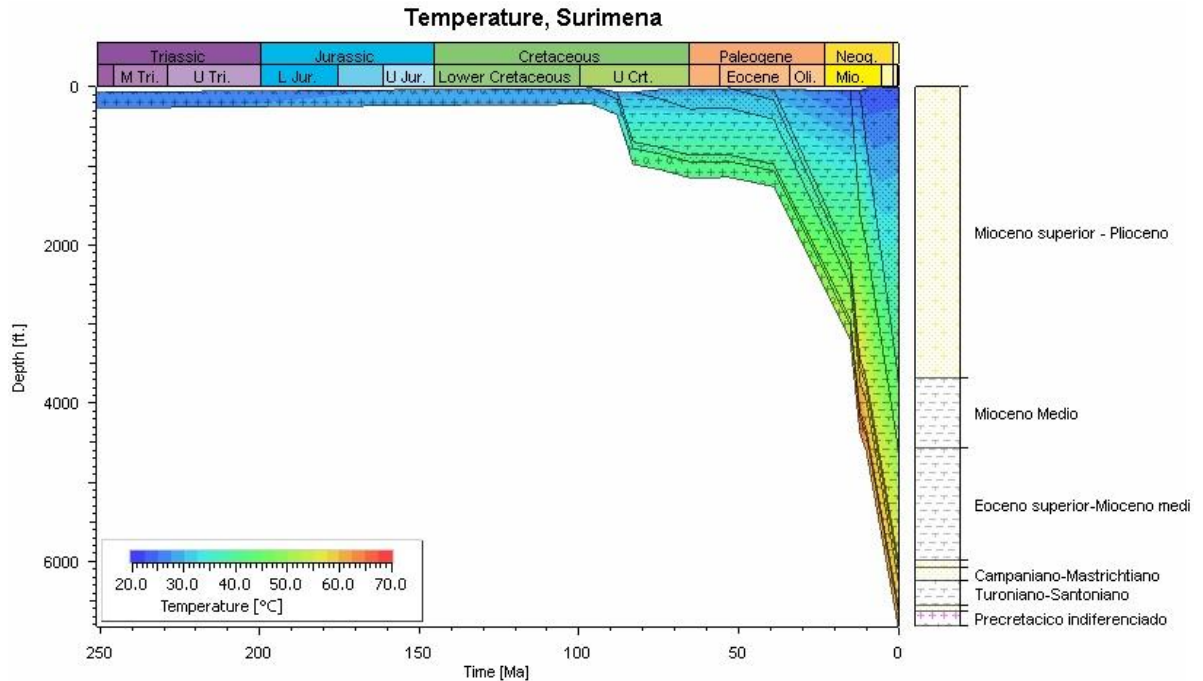


Figura 82. Curva de enterramiento del Pozo Surimena-1.



Adicionalmente, las curvas de enterramiento (Figuras 73 a 82) muestran la temperatura que alcanzan las diferentes formaciones en la actualidad que es nuestro punto de interés. La Tabla 11 muestra la temperatura a las que se encuentran las unidades generadoras en cada pozo.

De acuerdo con esto, las unidades generadoras de los pozos ubicados en cercanías al Piedemonte presentan las temperaturas más altas en la actualidad (>100 °C), por esto en la Tabla 11 se representan estas unidades con colores más fuertes en dichos pozos y con colores más suaves en los pozos donde las temperaturas son más bajas (pozos ubicados en áreas más distales de la cuenca). Esto se debe a que los pozos ubicados en cercanías al Piedemonte se encuentran en el *foredeep* de la cuenca en donde las unidades alcanzan profundidades mayores que en los pozos ubicados en partes más distales de la cuenca, ya que la temperatura está directamente relacionada con la profundidad; evidentemente algunos de estos pozos son los que presentan tasas de transformación, generación y expulsión más altas, esto se discutirá más adelante.

Tabla 11. Temperaturas que alcanzan las unidades generadoras en la actualidad en cada pozo.

POZO	UNIDAD GENERADORA	TEMPERATURA (°C)
La Cabaña-1	Fm Barco-Cuervos	130
	Fm Guadalupe	133
	Fm Gachetá	137
La Gloria-2	Fm Guadalupe	104
	Fm Gachetá	107
La María-1	Fm Barco-Cuervos	134
	Fm Guadalupe	137
	Fm Gachetá	140
Leticia-1	Fm Barco-Cuervos	135
	Fm Guadalupe	139
	Fm Gachetá	143
Camungo-1	Fm Guadalupe	69
	Fm Gachetá	70
Pomarroso-1	Fm Guadalupe	87
	Fm Gachetá	90
Rancho Hermoso-2p	Fm Guadalupe	96
	Fm Gachetá	98
Rondón-1	Fm Guadalupe	103
Santiago-3	Fm Guadalupe	112
	Fm Gachetá	115
Surimena-1	Fm Gachetá	60

Los colores se asignaron según los valores de temperatura, por esto los más fuertes corresponden a la Formación Gachetá, la cual alcanza las temperaturas más altas en la actualidad en comparación con las otras unidades generadoras; los más claros en comparación con los anteriores fueron asignados a la Formación Guadalupe que es la siguiente, después de la Formación Gachetá, en alcanzar las temperaturas más altas en todos los pozos; y por último, la Formación Barco-Cuervos se reconoce con el color más claro presentando las temperaturas más bajas, en comparación

con las otras formaciones generadoras, esto se debe a que es la formación más reciente y por esto se encuentra a profundidades menores.

4.3. FORMACIÓN GACHETÁ

En el área de estudio, esta formación se reporta en todos los pozos seleccionados en donde presenta carácter de roca generadora en la mayoría de estos (Camungo-1, La Cabaña-1, La Gloria-2, Leticia-1, La María-1, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p, Santiago-3 y Surimena-1). Presenta una variación de espesores entre 560 y 150 ft, mostrando un aumento de estos hacia el Piedemonte (ver Capítulo 2, Figura 12).

4.3.1. Transformación. La curva de transformación de la Formación Gachetá (Turoniano-Santoniano) en los diferentes pozos muestra: una tasa de 1,23% en La Cabaña-1, 24,36% en La María-1, en el pozo Leticia-1 3,5% y en el pozo Santiago-3 0,03%, todo esto en la actualidad (0 Ma) (Figuras 83 a 86); para los demás pozos no se presenta transformación de la materia orgánica (tasas de 0%). Como se muestra en el mapa de transformación construido para esta unidad (Figura 87) el pozo La María-1 presenta la tasa de transformación más alta, iniciando en el Mioceno Superior (10 Ma). La razón para que pozos como Camungo-1, La Gloria-2, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p, Santiago-3 y Surimena-1 no presenten transformación se evidencia en el carácter de roca generadora regular que presentan estas unidades en los pozos debido a su bajo contenido de TOC ($0,5\% < \text{TOC} < 1\%$) y la condición inmadura de los sedimentos; por el contrario, un porcentaje de transformación más alto presente en el pozo La María-1, coincide con contenidos de TOC importantes ($1\% < \text{TOC} < 4\%$) que caracterizan esta unidad como muy buena generadora y la condición de madurez de sus sedimentos.

Figura 83. Curva de transformación de la Formación Gachetá en el pozo La Cabaña-1.

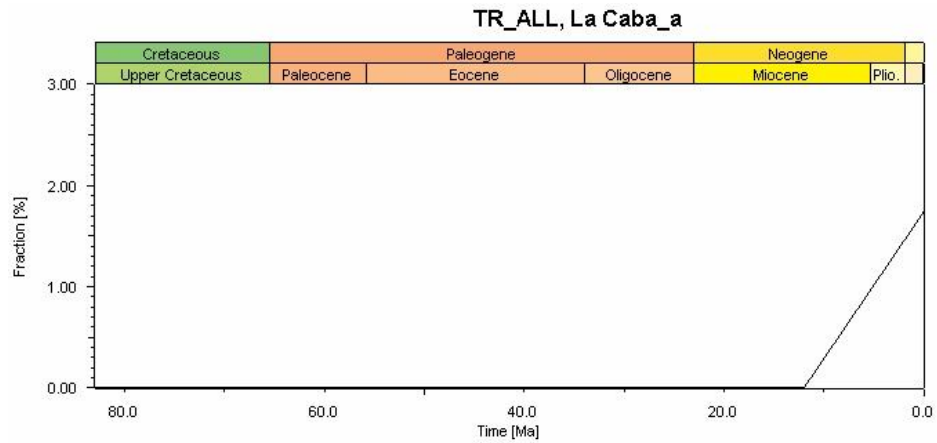


Figura 84. Curva de transformación de la Formación Gachetá en el pozo La María-1.

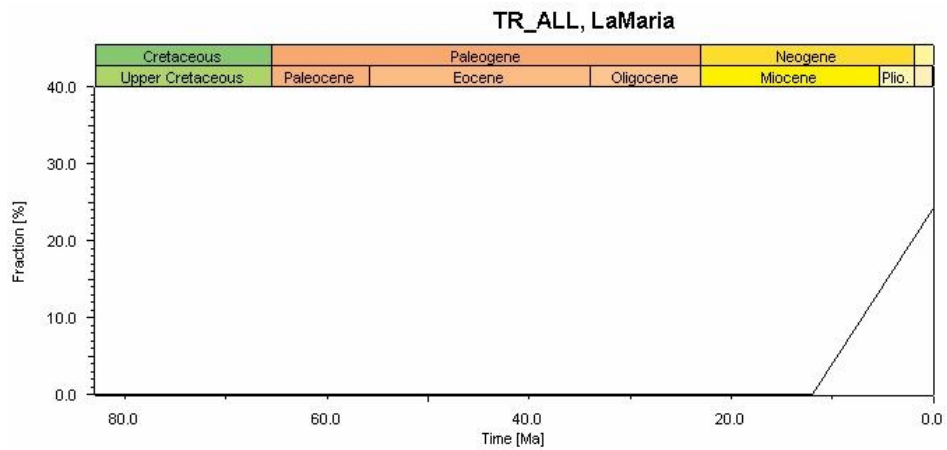


Figura 85. Curva de transformación de la Formación Gachetá en el pozo Leticia-1.

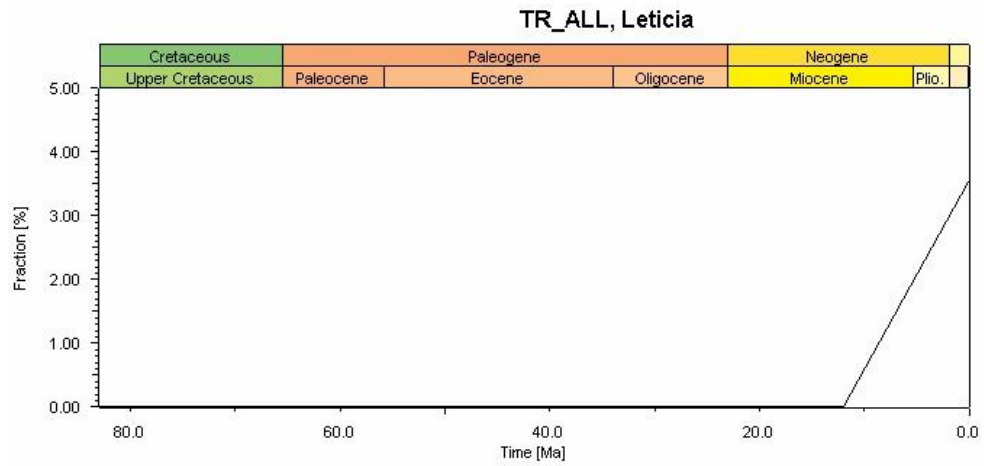


Figura 86. Curva de transformación de la Formación Gachetá en el pozo Santiago-3.

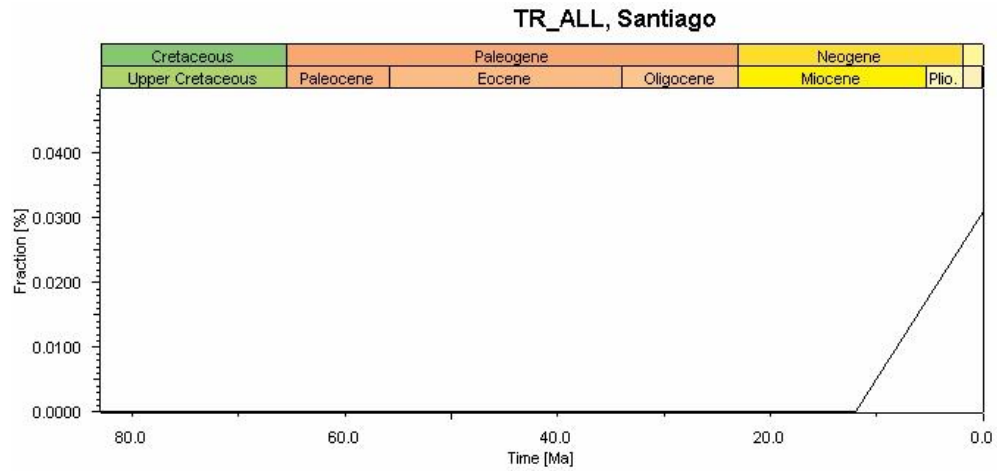
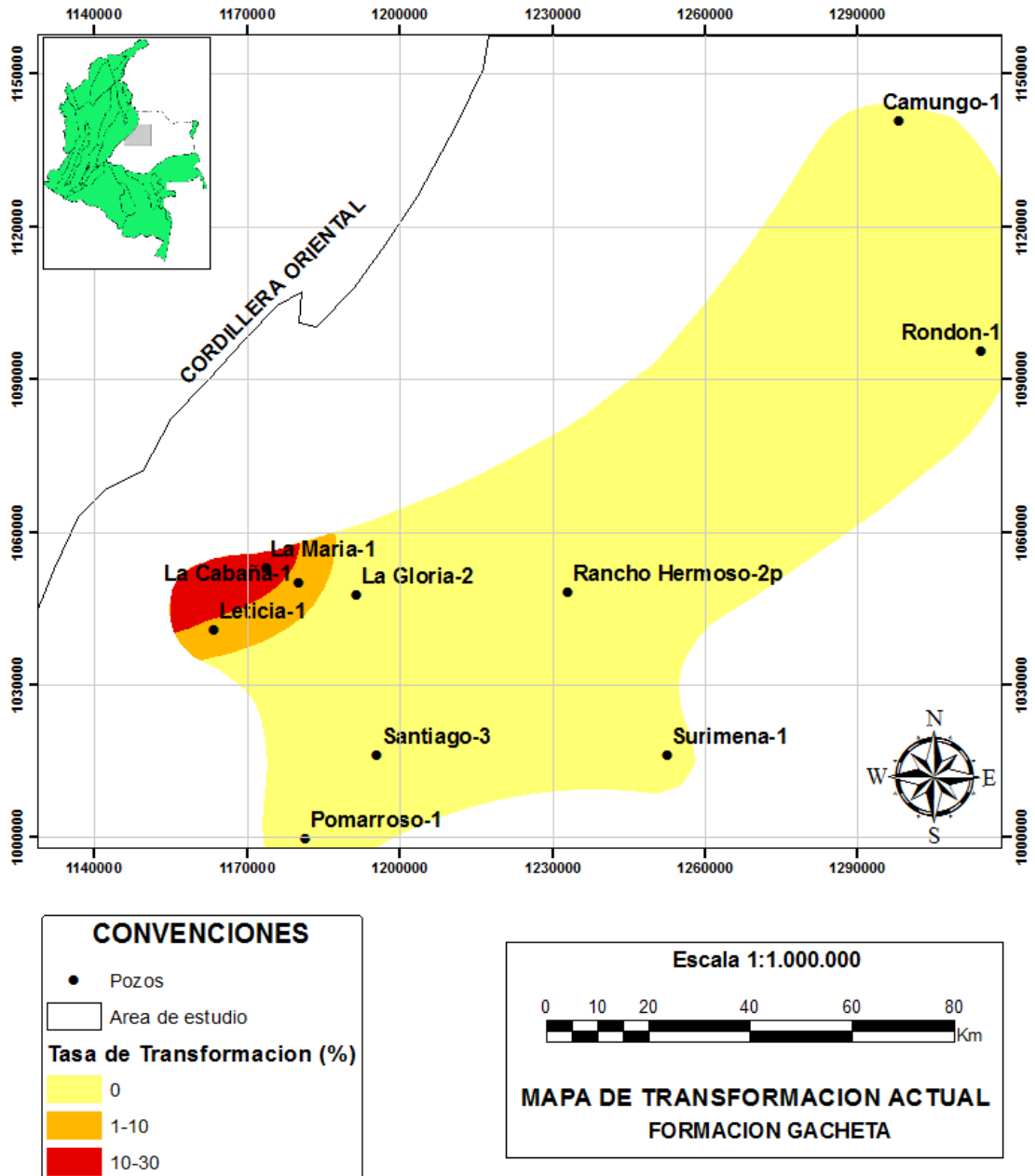


Figura 87. Mapa de transformación construido para la Formación Gachetá (Turoniano-Santoniano).



4.3.2. Generación. La generación en esta unidad se inicia en el Mioceno Superior (10 Ma) y presenta valores bajos en todos los pozos, lo que coincide con las tasas bajas de transformación de la materia orgánica. En el pozo La Cabaña-1 la generación en la actualidad es de 10 Ton, el pozo La María-1, el cual presenta mejores condiciones, muestra una generación de 1200 Ton y el pozo Leticia-1 genera tan solo 20 Ton (Figuras 88, 89 y 30). Evidentemente, los demás pozos no presentan generación ya que no se presenta transformación en estos; son estos los mismos pozos cuyos sedimentos se encuentran inmaduros (La Gloria-2, Pomarroso-1, Santiago-3 y Surimena-1) mostrando valores muy bajos de Ro (<0,6%). En concordancia con las curvas de transformación el pozo que sufre mayor generación es La María-1, como se muestra en el mapa de generación construido para esta unidad (Figura 91).

Figura 88. Curva de generación de la Formación Gachetá en el pozo La Cabaña-1.

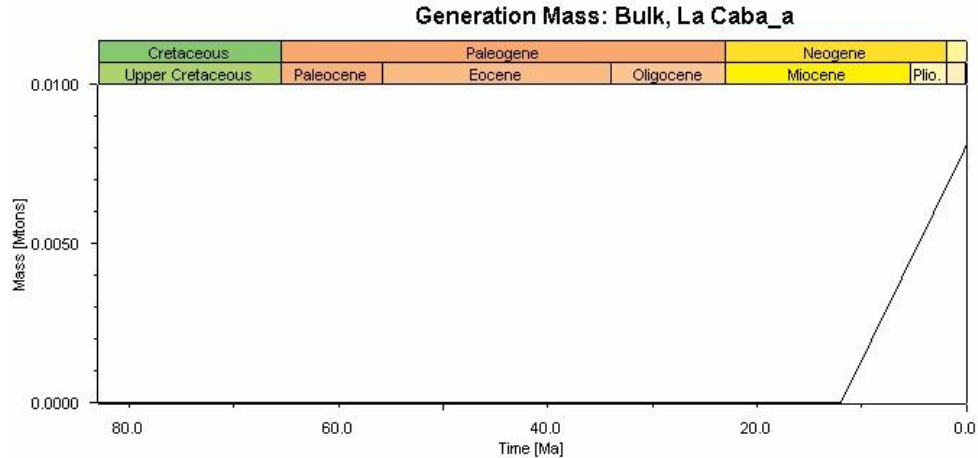


Figura 89. Curva de generación de la Formación Gachetá en el pozo La María-1.

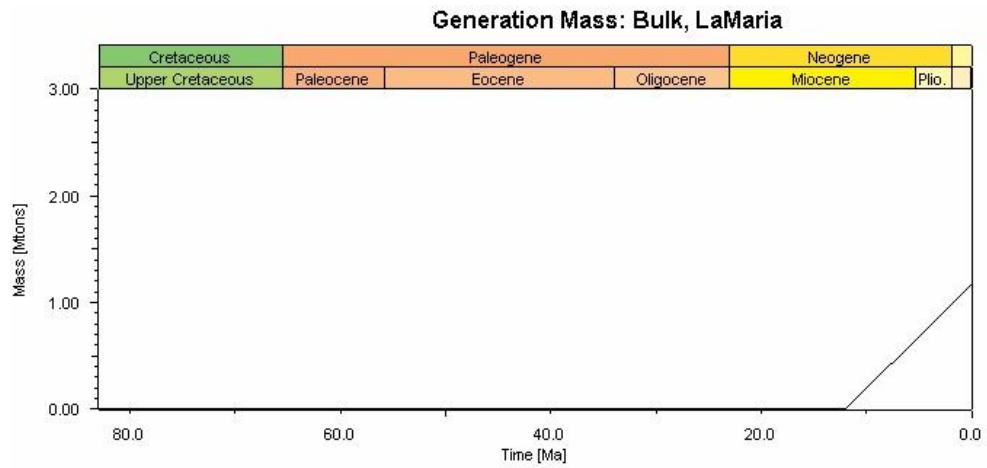


Figura 90. Curva de generación de la Formación Gachetá en el pozo Leticia-1.

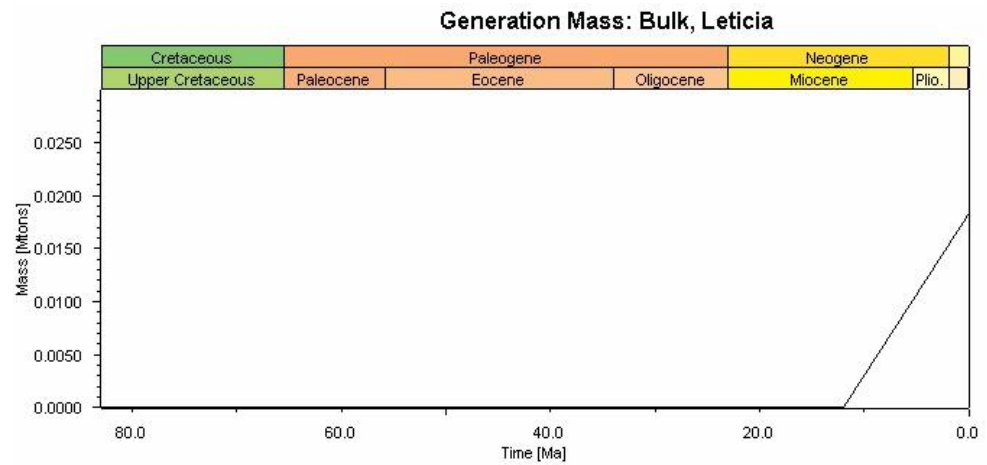
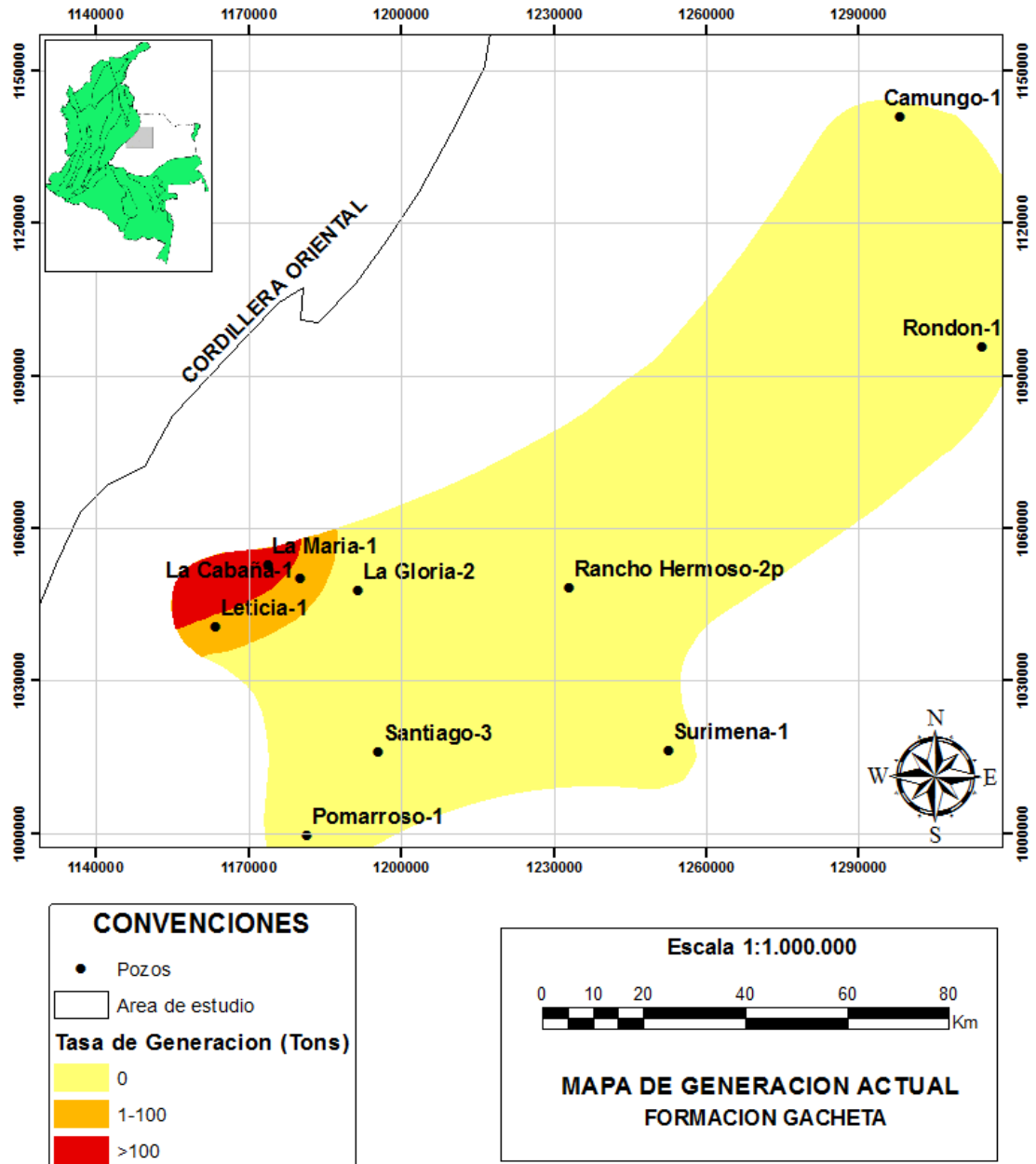


Figura 91. Mapa de generación construido para la Formación Gachetá (Turoniano-Santoniano).



4.3.3. Expulsión. Con el modelamiento usado en este trabajo (1D) no es posible obtener resultados que nos muestren volúmenes expulsados con precisión, lo que obtuvimos son estimaciones de los posibles volúmenes a partir de datos de transformación y generación. Es posible concluir que, como resultado de bajas tasas de transformación y generación, el único pozo que presenta expulsión es La María-1 para esta formación (Figura 92), como se muestra en el mapa de expulsión construido para esta unidad (Figura 93), la cual inicia en el Mioceno Superior (10 Ma), aunque este volumen es bajo (1132 Tons/km²).

Figura 92. Curva de expulsión de la Formación Gachetá en el pozo La María-1.

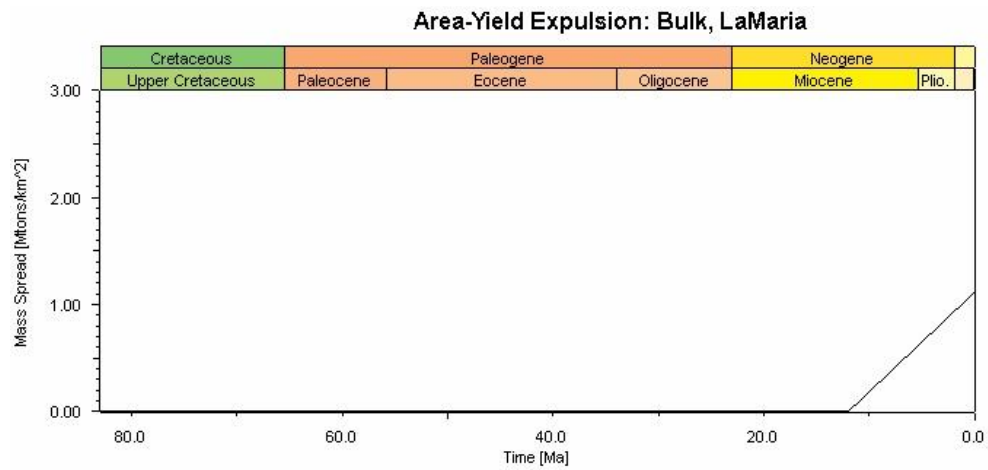
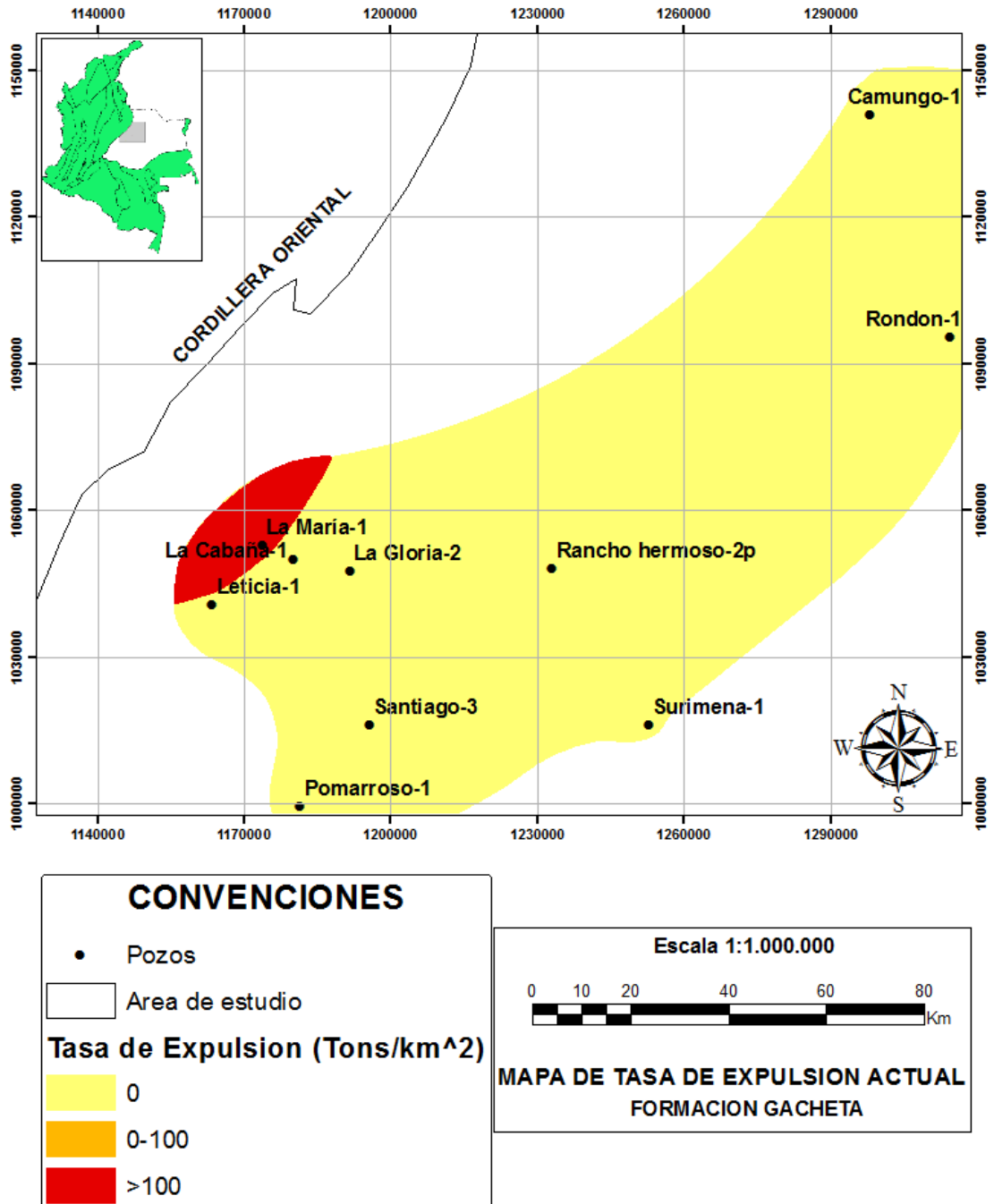


Figura 93. Mapa de expulsión construido para la Formación Gachetá (Turoniano-Santoniano).



4.4. FORMACIÓN GUADALUPE

En el área de estudio, esta formación se reporta en todos los pozos seleccionados en donde presenta carácter de roca generadora en la mayoría (Camungo-1, La Cabaña-1, La Gloria-2, Leticia-1, La María-1, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p, Rondón-1 y Santiago-3) y actúa como roca reservorio en uno de estos (Surimena-1). Presenta una variación de espesores entre 560 y 150 ft, mostrando un aumento de estos en dirección NW (en cercanías al Piedemonte) (ver Capítulo 2, Figura 13).

4.4.1. Transformación. La curva de transformación de la Formación Guadalupe (Campaniano-Mastrichtiano) en los diferentes pozos muestra: una tasa de 0,67% en La Cabaña-1, 1,34% en La María-1, en el pozo Leticia-1 1,85%, en el pozo Rondón-1 0,1% y 0,02% en el pozo Santiago-3, todo esto en la actualidad (0 Ma) (Figuras 94 a 98); para los demás pozos no se presenta transformación de la materia orgánica. Como se muestra en el mapa de transformación construido para esta unidad (Figura 99), el pozo Leticia-1 presenta la tasa de transformación más alta, iniciando en el Mioceno Superior (10Ma). Estas tasas bajas de transformación de pozos como Rondón-1 y Santiago-3 y la no transformación de pozos como Camungo-1, La Gloria-2, Pomarroso-1 y Rancho Hermoso-2p, se evidencian en el carácter de roca generadora regular que presenta esta unidad en los pozos debido a su bajo contenido de TOC ($0,5\% < \text{TOC} < 1\%$) y a la condición inmadura de los sedimentos; por el contrario, un porcentaje de transformación más alto presente en el pozo Leticia-1 coincide con contenidos de TOC importantes ($>2\%$) que caracterizan esta unidad como muy buena generadora y la condición de madurez de sus sedimentos.

Figura 94. Curva de transformación de la Formación Guadalupe en el pozo La Cabaña-1.

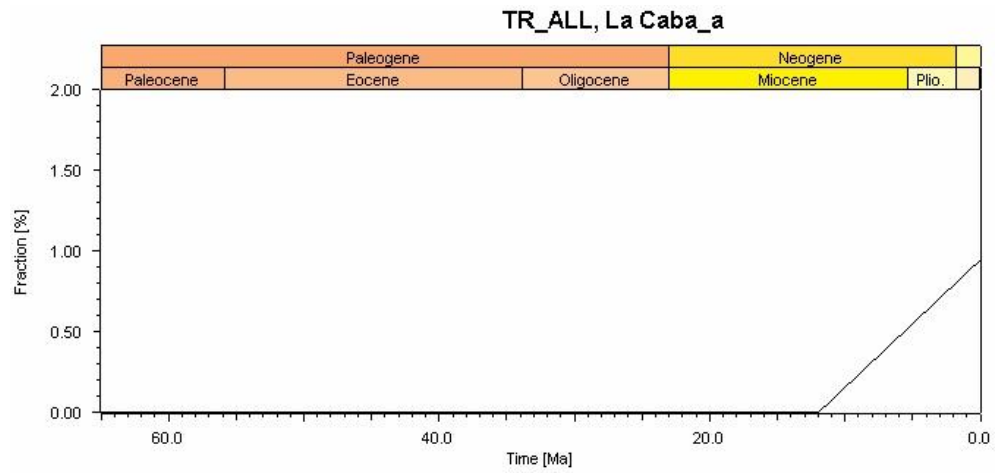


Figura 95. Curva de transformación de la Formación Guadalupe en el pozo La María-1.

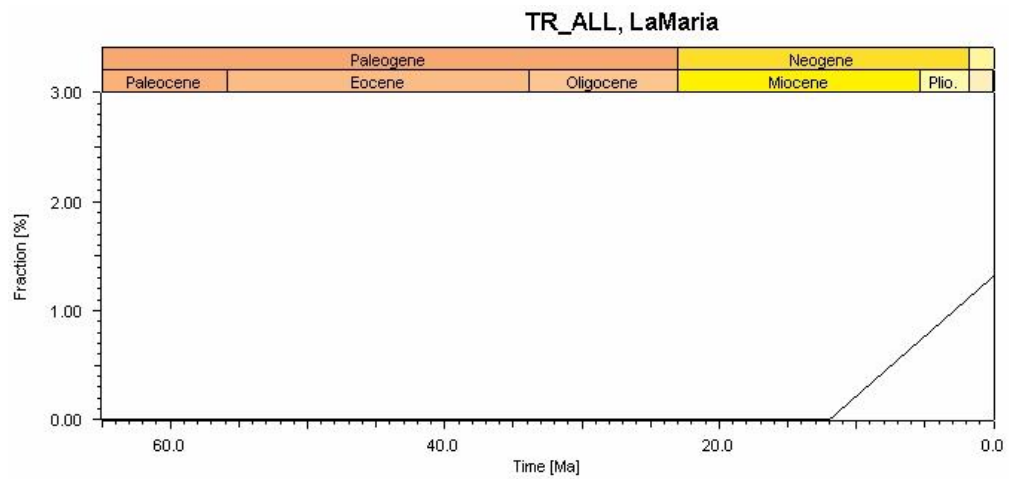


Figura 96. Curva de transformación de la Formación Guadalupe en el pozo Leticia-1.

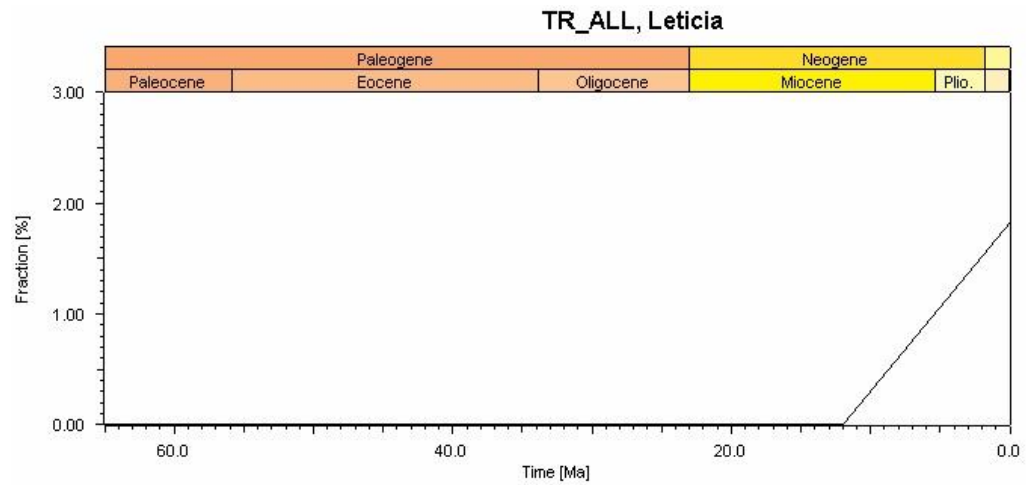


Figura 97. Curva de transformación de la Formación Guadalupe en el pozo Rondón-1.

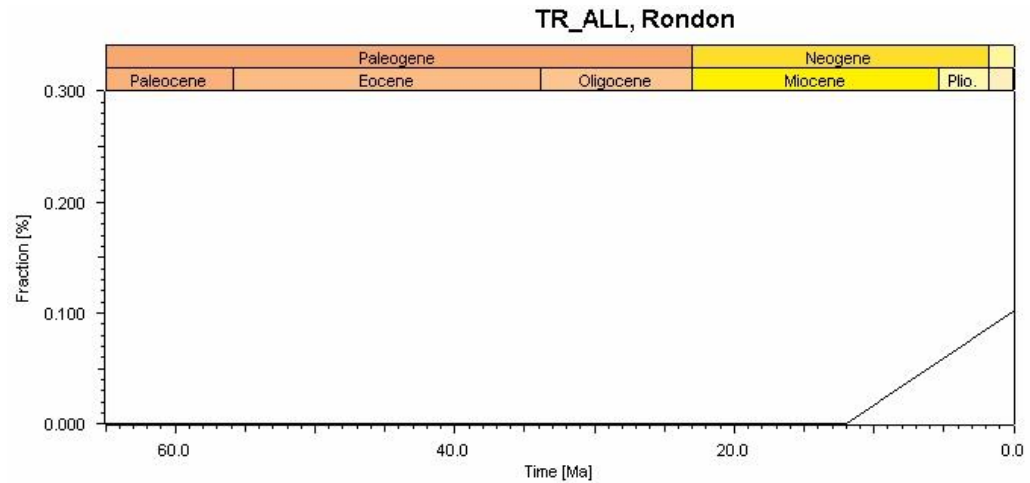


Figura 98. Curva de transformación de la Formación Guadalupe en el pozo Santiago-3.

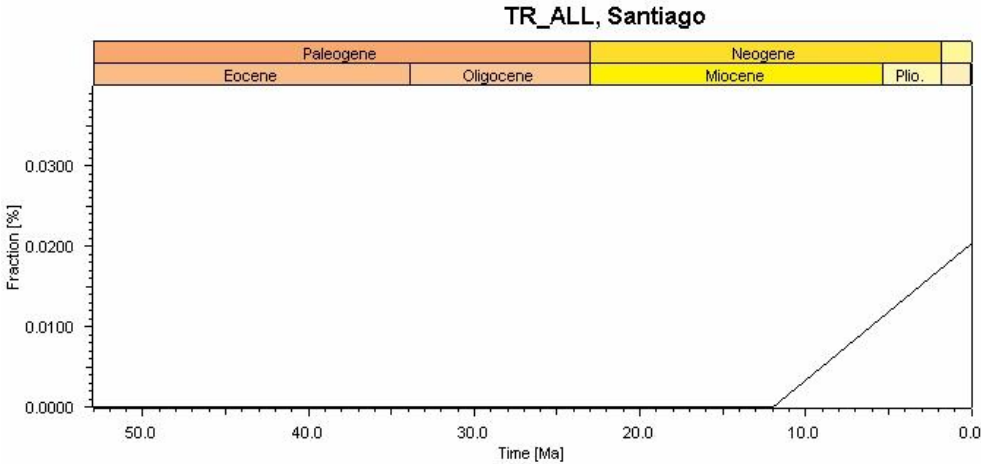
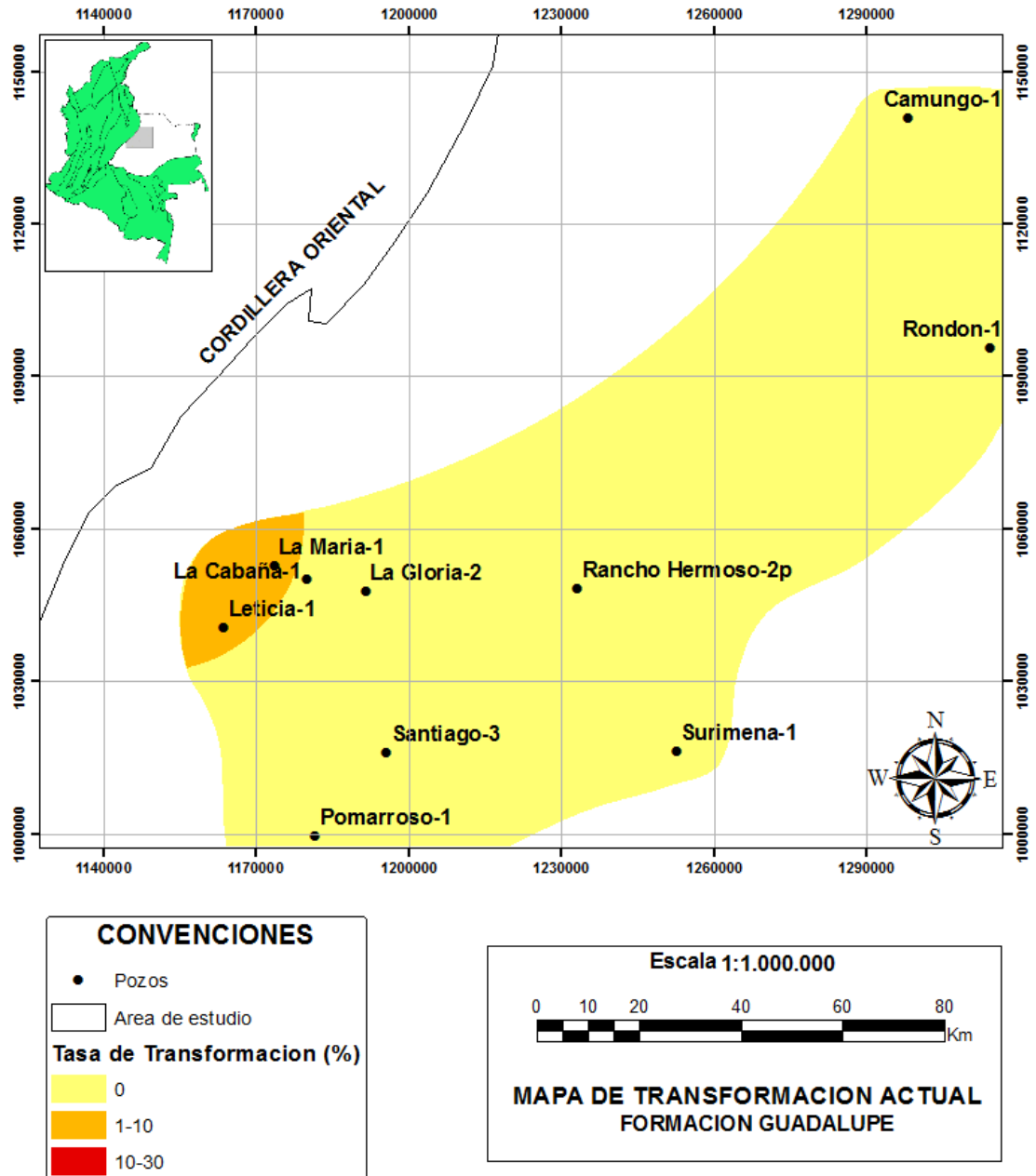


Figura 99. Mapa de transformación construido para la Formación Guadalupe (Campaniano- Maastrichtiano).



4.4.2. Generación. La generación en esta unidad se inicia en el Mioceno Superior (10 Ma) y presenta valores bajos en todos los pozos, lo que coincide con las tasas bajas de transformación de la materia orgánica. En el pozo La Cabaña-1 la generación en la actualidad es de 10 Ton, el pozo Leticia-1, el cual presenta mejores condiciones, muestra una generación de tan solo 30 Ton y el pozo La María-1 genera 10 Ton (Figuras 100, 101 y 102). Evidentemente, los demás pozos no presentan generación ya que no se presenta transformación en estos; son estos los mismos pozos cuyos sedimentos se encuentran inmaduros (Camungo-1, La Gloria-2, Pomarroso-1, Rancho Hermoso-2p, Santiago-3 y Rondón.1) mostrando valores muy bajos de R_o ($<0,6\%$). En concordancia con las curvas de transformación y como se muestra en el mapa de generación construido para esta unidad (103) el pozo que sufre mayor generación es Leticia-1.

Figura 100. Curva de generación de la Formación Guadalupe en el pozo La Cabaña-1.

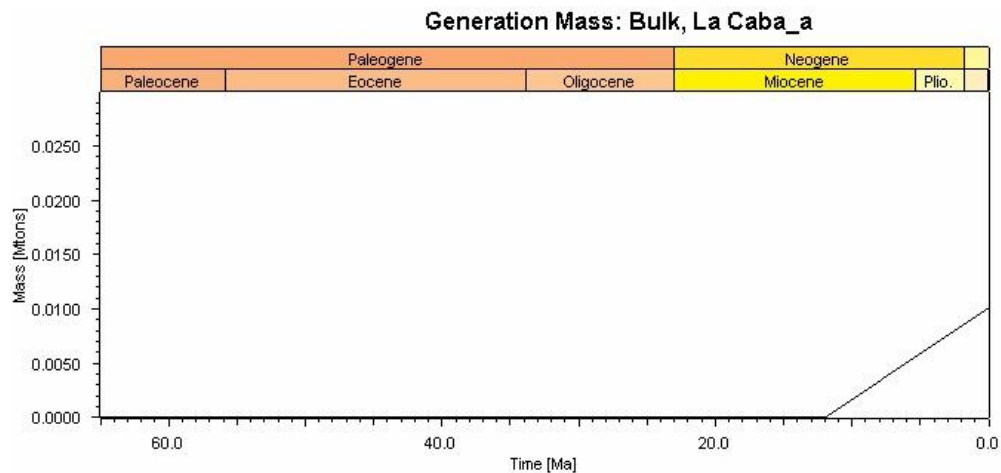


Figura 101. Curva de generación de la Formación Guadalupe en el pozo La María-1.

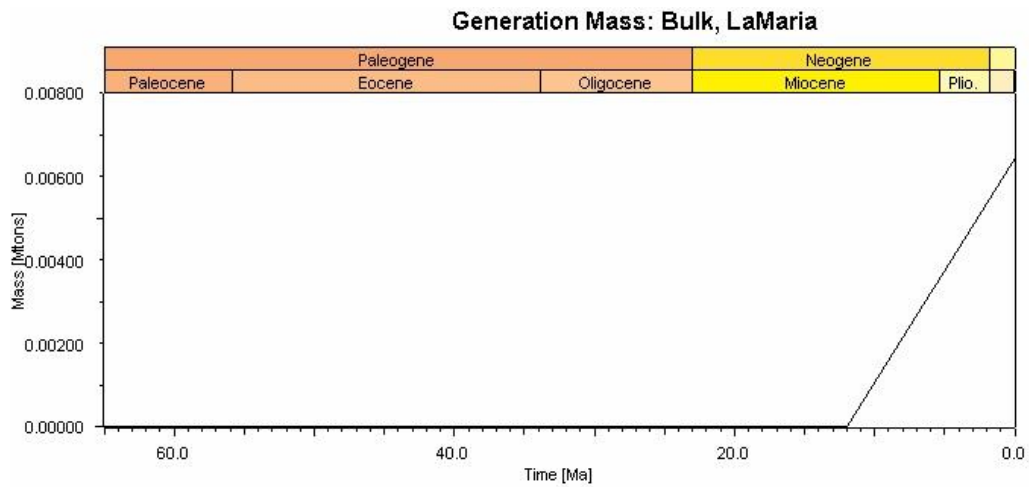


Figura 102. Curva de generación de la Formación Guadalupe en el pozo Leticia-1.

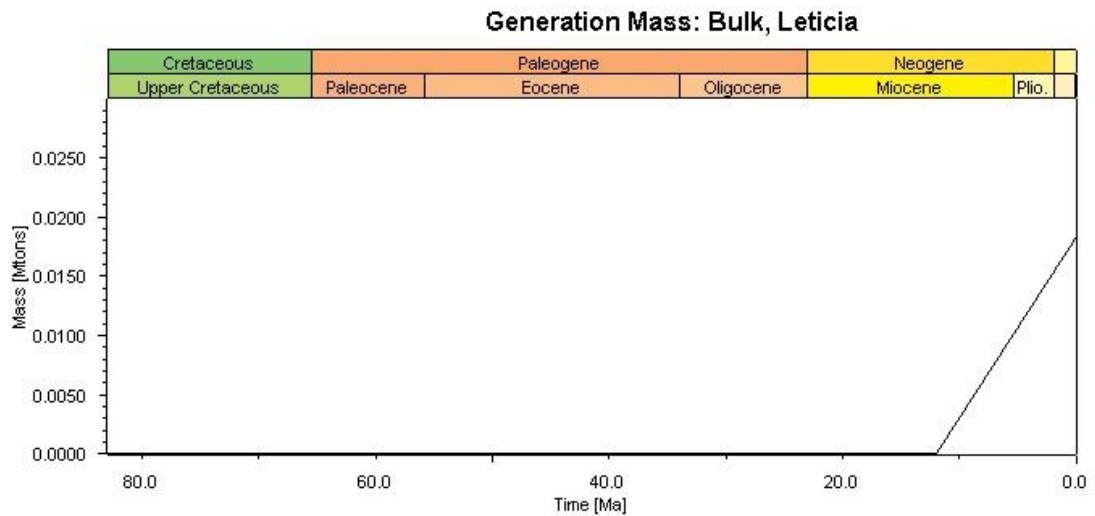
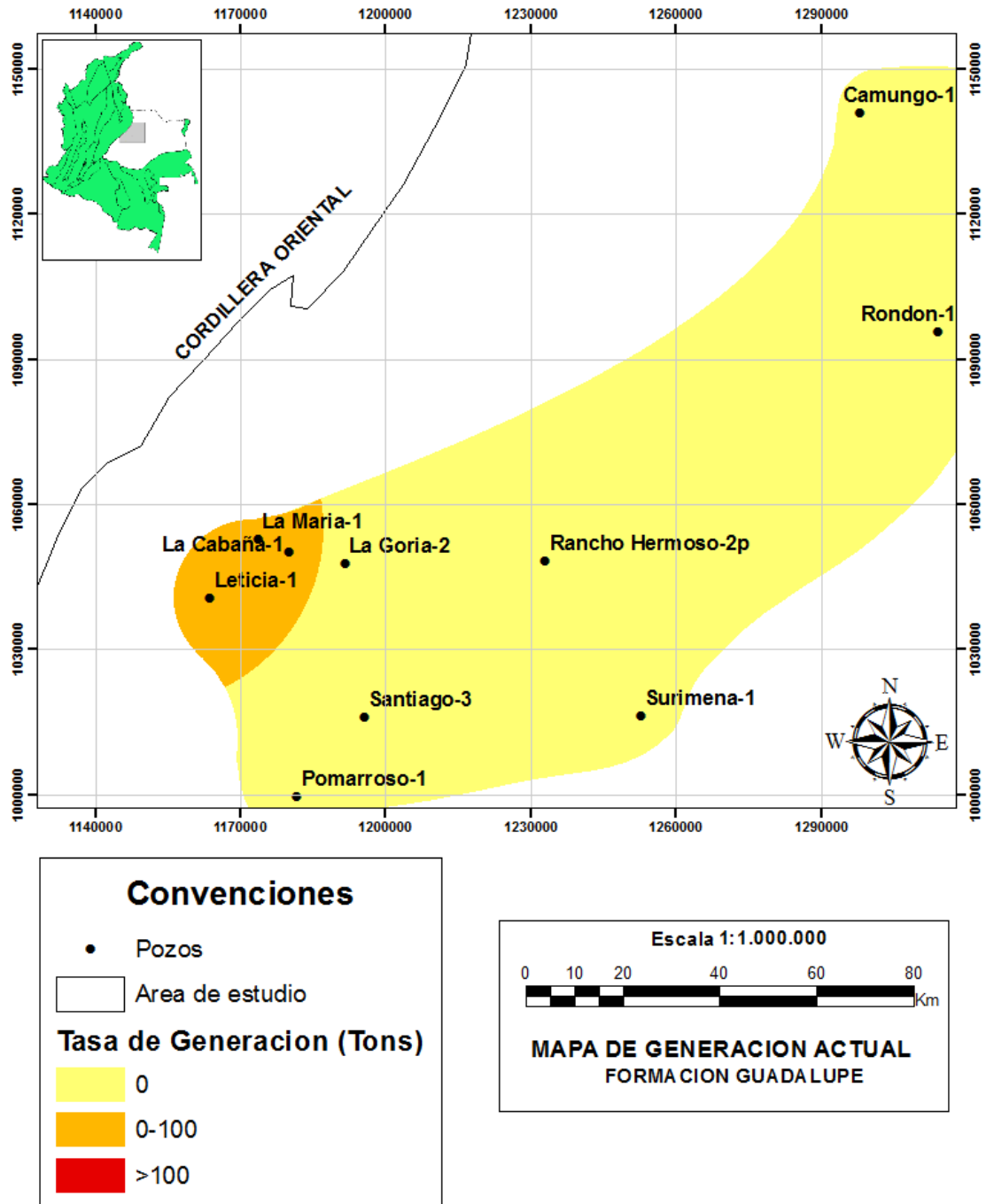


Figura 103. Mapa de generación construido para la Formación Guadalupe (Campaniano-Mastrichtiano).



4.4.3. Expulsión. Los resultados obtenidos a partir del modelamiento 1D muestran que, como resultado de bajas tasas de transformación y generación, el único pozo que presenta expulsión es Leticia-1 para esta formación (Figura 104), como se puede evidenciar en el mapa de expulsión construido para esta unidad (Figura 105), aunque este volumen es muy bajo (17 Tons/km²)

Figura 104. Curva de expulsión de la Formación Guadalupe en el pozo Leticia-1.

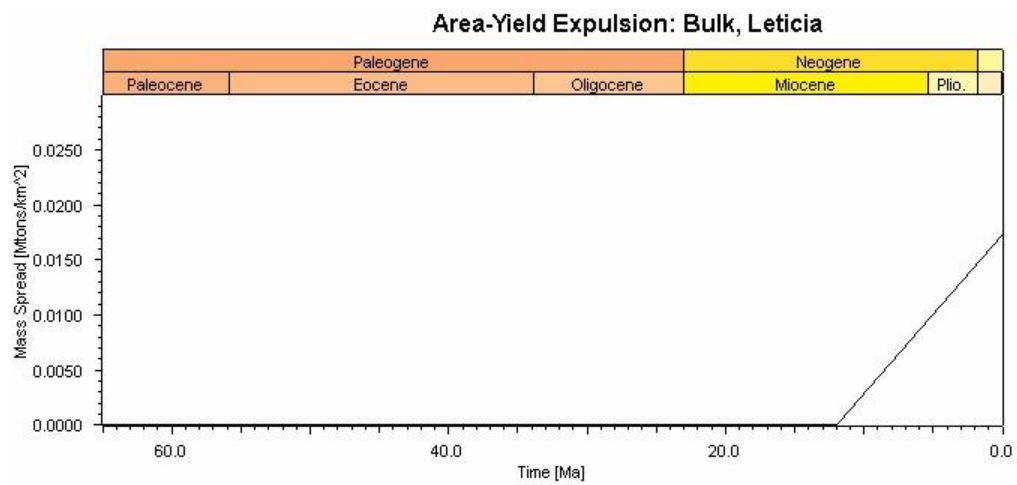
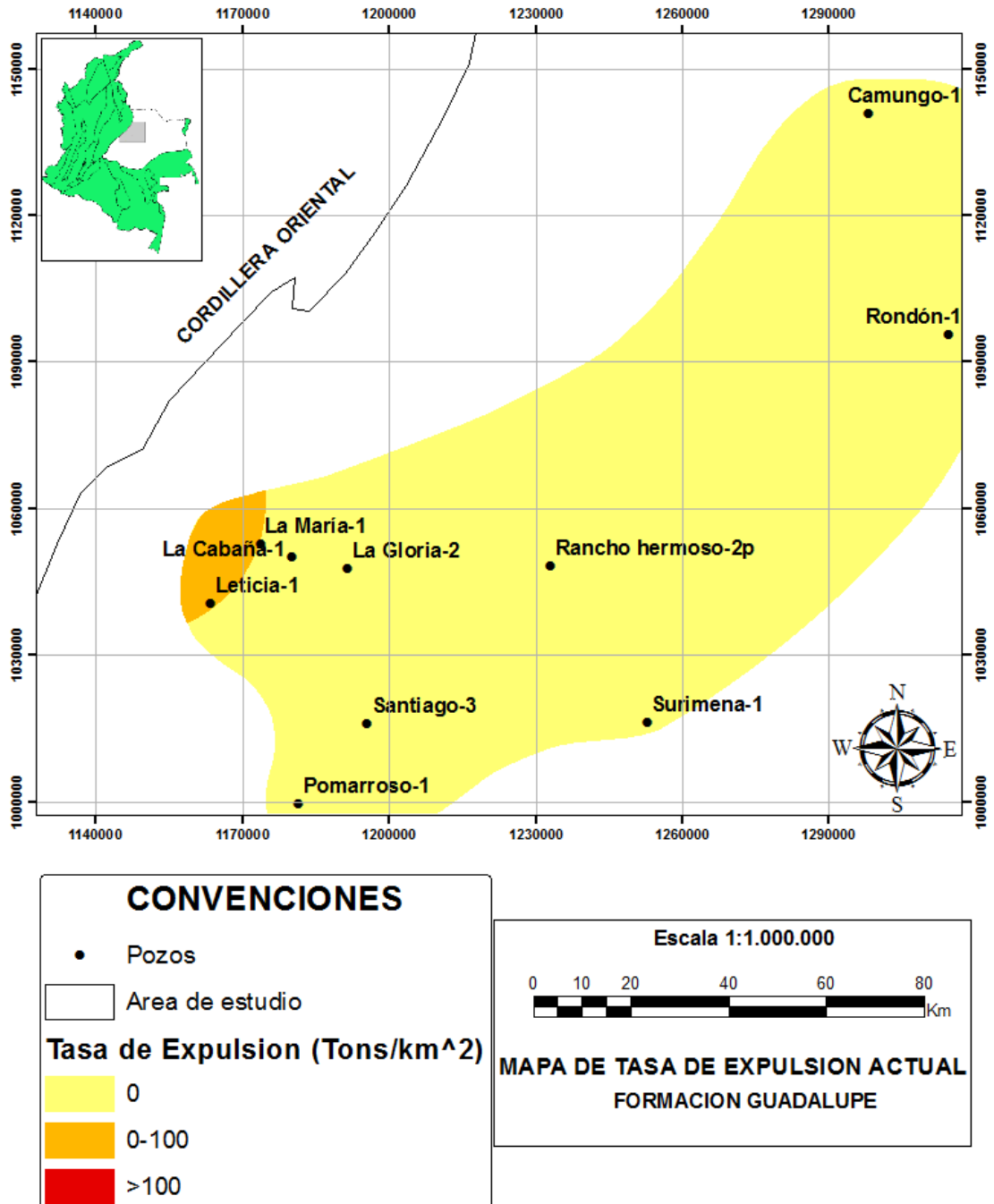


Figura 105. Mapa de expulsión construido para la Formación Guadalupe (Campaniano-Mastrichtiano).



4.5. FORMACIÓN BARCO-CUERVOS

En el área de estudio, esta formación está ausente (no depositada) en los pozos más distales de la cuenca como lo son Camungo-1, Pomarroso-1, Rondón-1, Santiago-3 y Surimena-1; y se reporta en las áreas más proximales al Piedemonte en los pozos La Cabaña-1, La Gloria-2, La María-1, Leticia-1 y Rancho Hermoso-2p, en donde presenta carácter de roca generadora en tres de estos (Leticia-1, La María-1 y La Cabaña-1) y actúa como roca reservorio en el resto de pozos (La Gloria-2 y Rancho Hermoso-2p). Presenta variación de espesores entre 400 y 150 ft, mostrando un aumento de estos hacia el Piedemonte (ver Capítulo 2, Figura 14).

4.5.1. Transformación. La curva de transformación de la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior) en los diferentes pozos para la actualidad muestra: una tasa de 4,36% en La Cabaña-1 que inicia a finales del Oligoceno (24 Ma) con tasas muy bajas pero aumenta rápidamente a partir del Mioceno Superior (10 Ma), una tasa de 6,44% en La María-1 que inicia en el Mioceno Medio (12 Ma) con tasas muy bajas pero aumenta rápidamente a partir del Mioceno Superior (10 Ma), y en el pozo Leticia-1 una tasa de 7,4% que inicia a finales del Oligoceno (24 Ma) con tasas muy bajas pero aumenta rápidamente a partir del Mioceno Superior (10 Ma) (Figuras 106, 107 y 108). Lo anterior se evidencia en el mapa de transformación construido para esta unidad (Figura 109) donde el pozo Leticia-1 presenta la tasa de transformación más alta. Estas tasas bajas de transformación se evidencian en el carácter de roca generadora regular que presenta esta unidad en los pozos debido a su bajo contenido de TOC ($0,5\% < \text{TOC} < 1\%$).

Figura 106. Curva de transformación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La Cabaña-1.

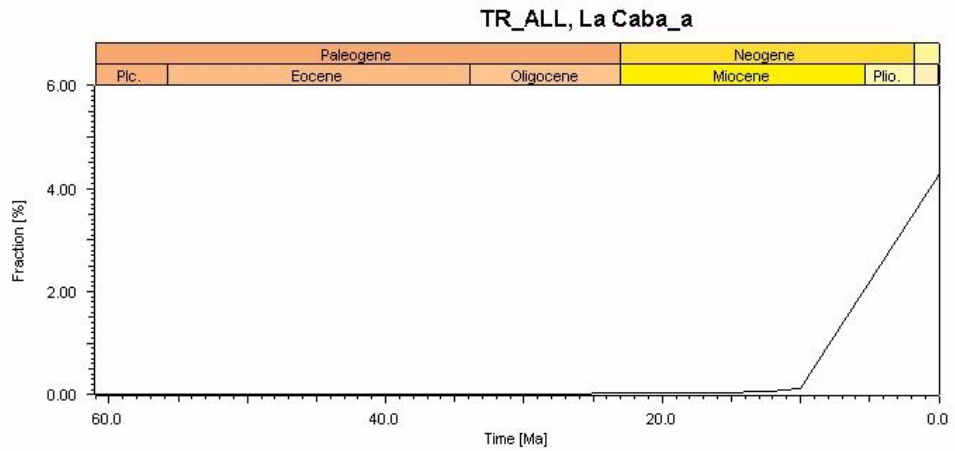


Figura 107. Curva de transformación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La María-1.

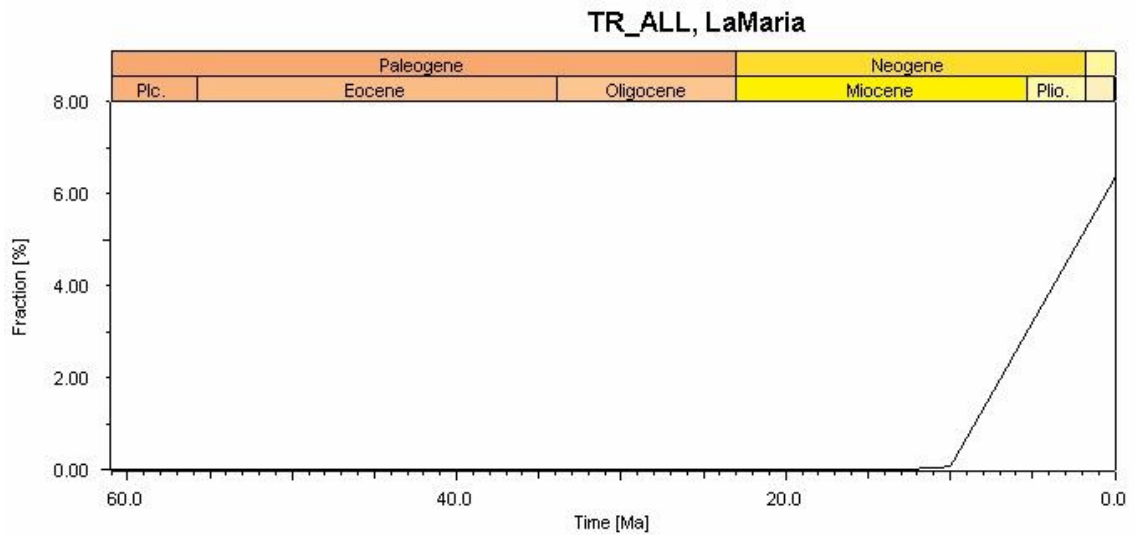


Figura 108. Curva de transformación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La Leticia-1.

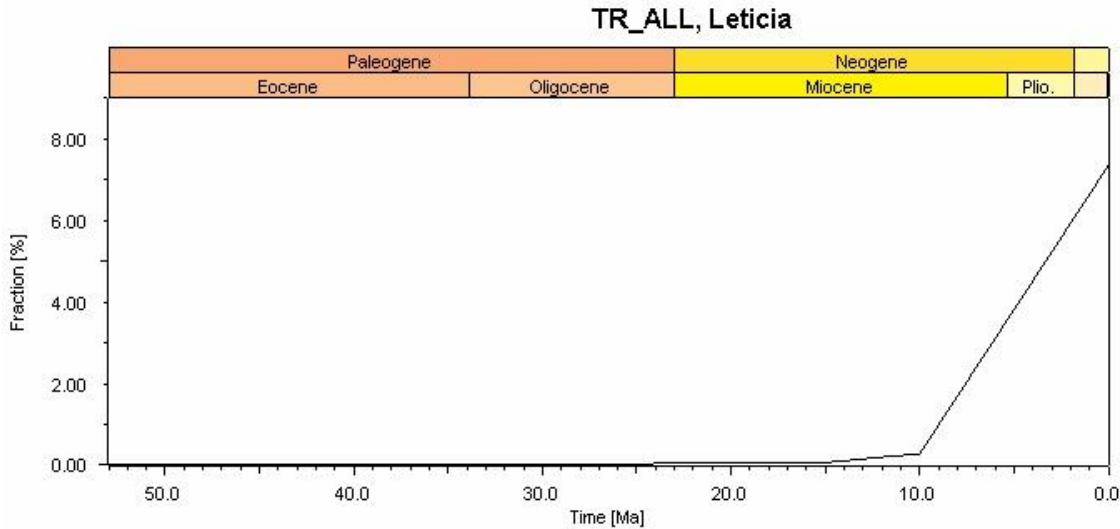
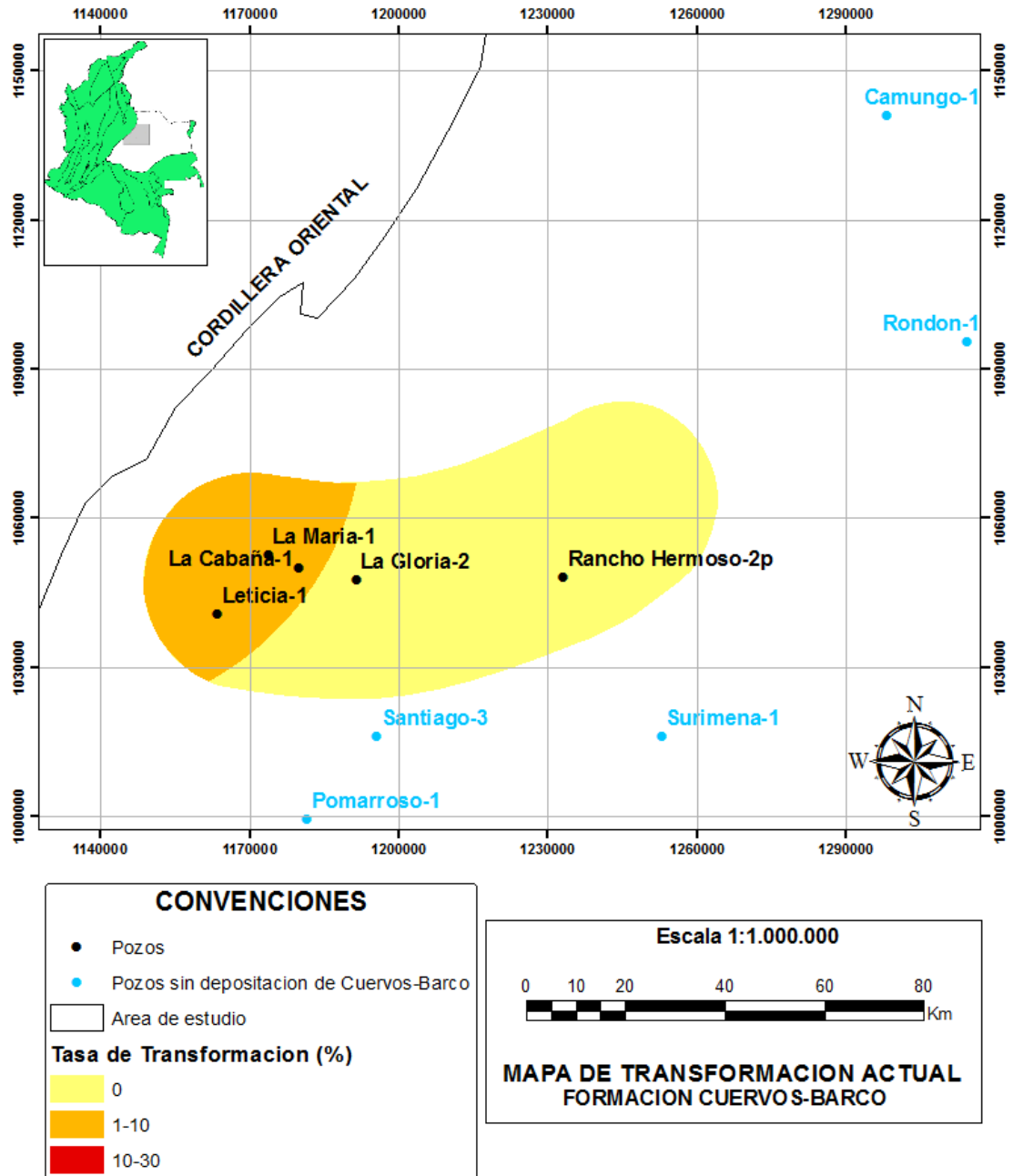


Figura 109. Mapa de transformación construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).



4.5.2. Generación. La generación en esta unidad presenta valores bajos en todos los pozos, lo que coincide con las tasas bajas de transformación de la materia orgánica. En el pozo La Cabaña-1 la generación en la actualidad es de 10 Ton, el pozo La María-1 presenta una generación de 30 Ton y el pozo Leticia-1 genera tan solo 10 Ton (Figuras 110, 111 y 112). Aunque el pozo que presenta mayor porcentaje de transformación es Leticia-1, aquel que sufre mayor generación es La María-1, como muestra el mapa de generación construido para esta unidad (Figura 113).

Figura 110. Curva de generación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La Cabaña-1.

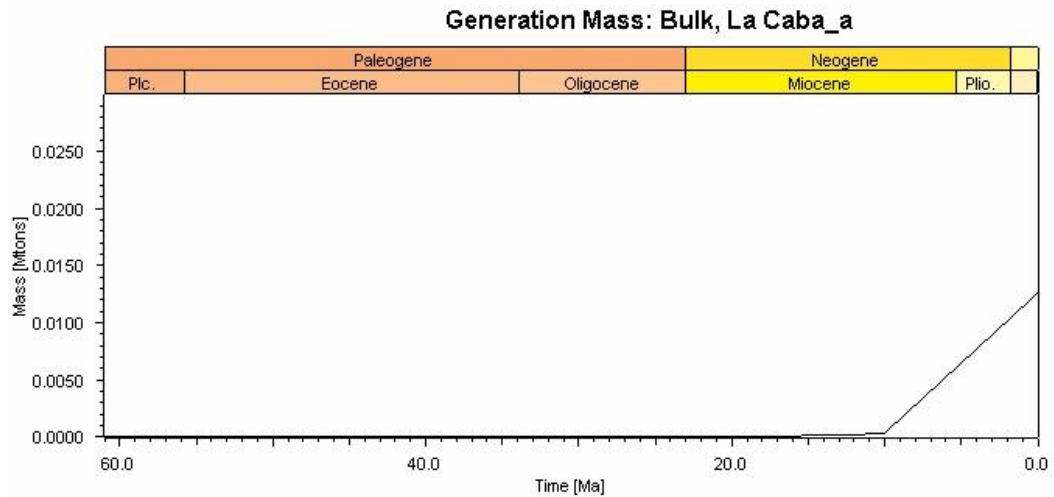


Figura 111. Curva de generación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La María-1.

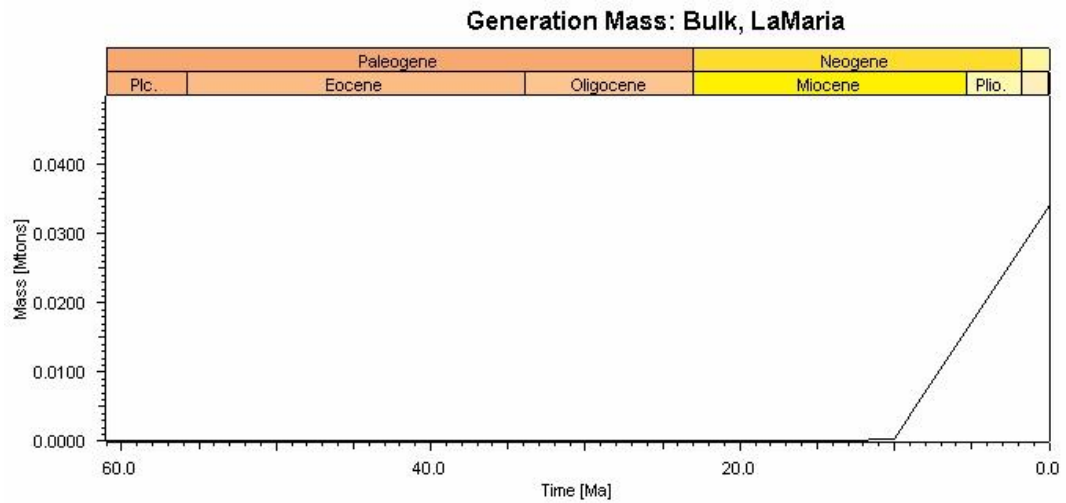


Figura 112. Curva de generación de la Formación Barco-Cuervos en el pozo Leticia-1.

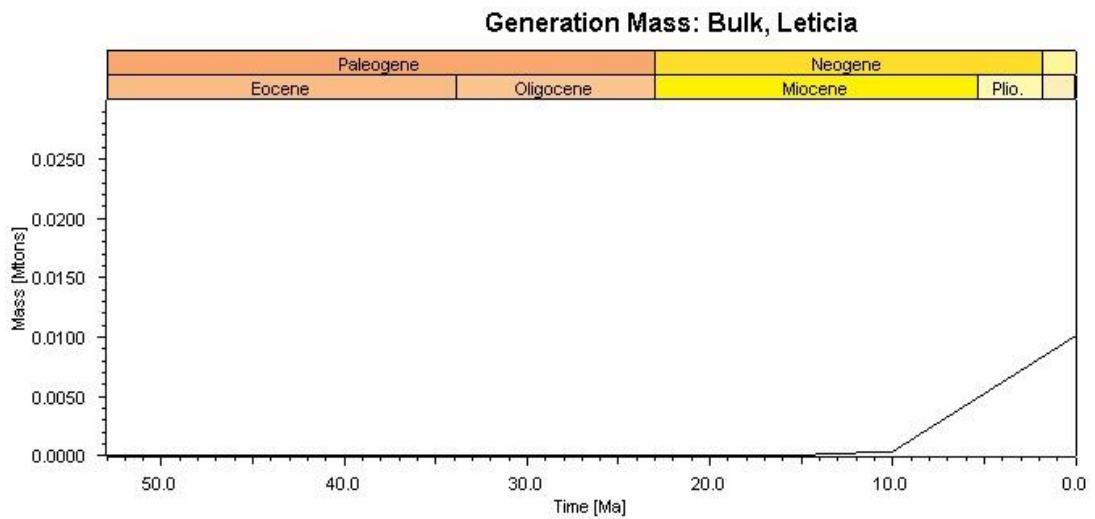
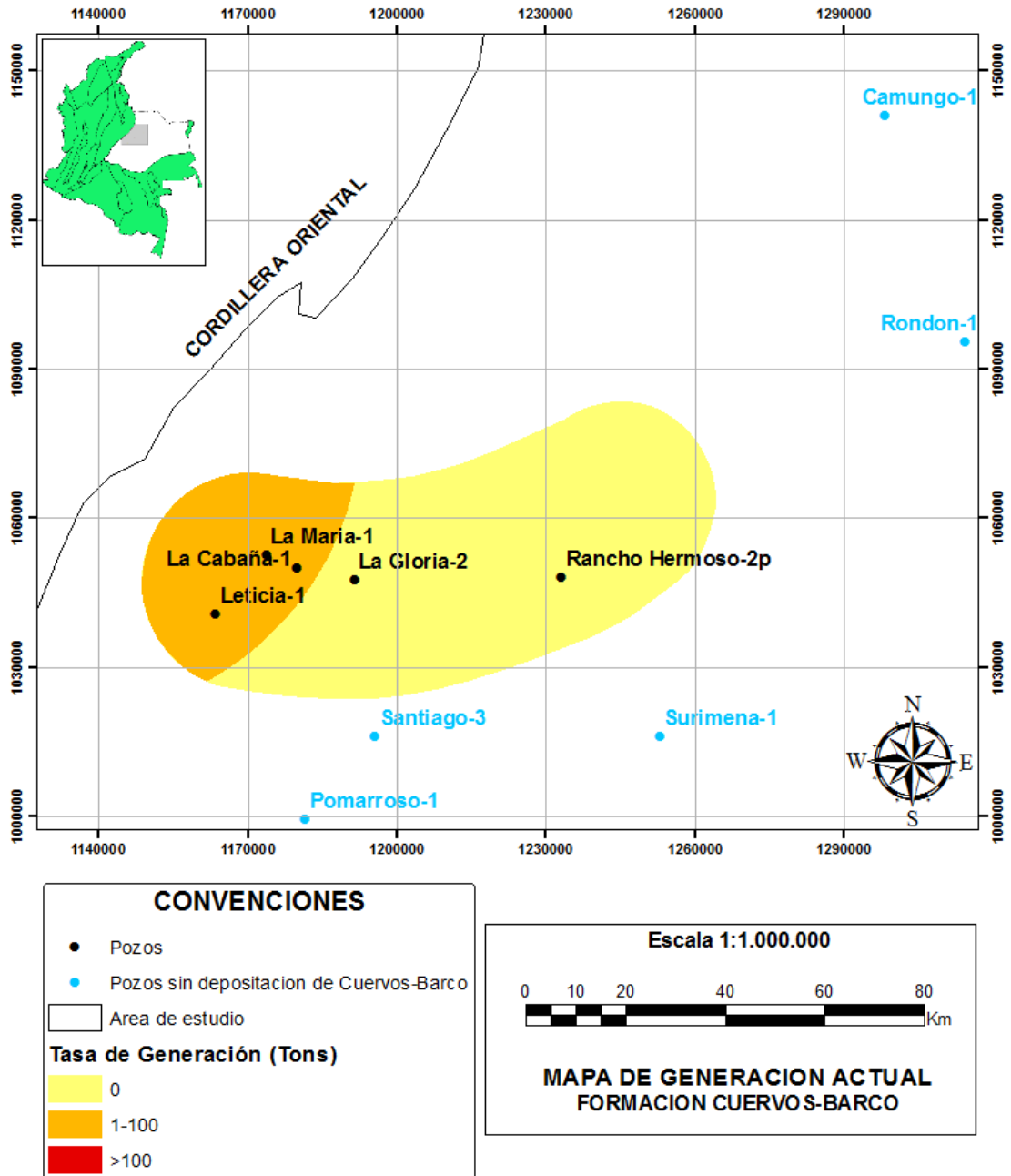


Figura 113. Mapa de generación construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).



4.5.3. Expulsión. Con el modelamiento usado en este trabajo (1D) es posible concluir que, como resultado de bajas tasas de transformación y generación, los volúmenes expulsados en cada pozo son muy bajos (Figuras 114, 115 y 116). De acuerdo con las curvas obtenidas y el mapa de expulsión construido para esta unidad (Figura 117), el pozo con mayor cantidad de volúmenes expulsados es Leticia-1, que ha mostrado tener mejores condiciones que los pozos La María-1 y La Cabaña-1, aunque este volumen es bajo (44 Tons/Km²).

Figura 114. Curva de expulsión de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La Cabaña-1.

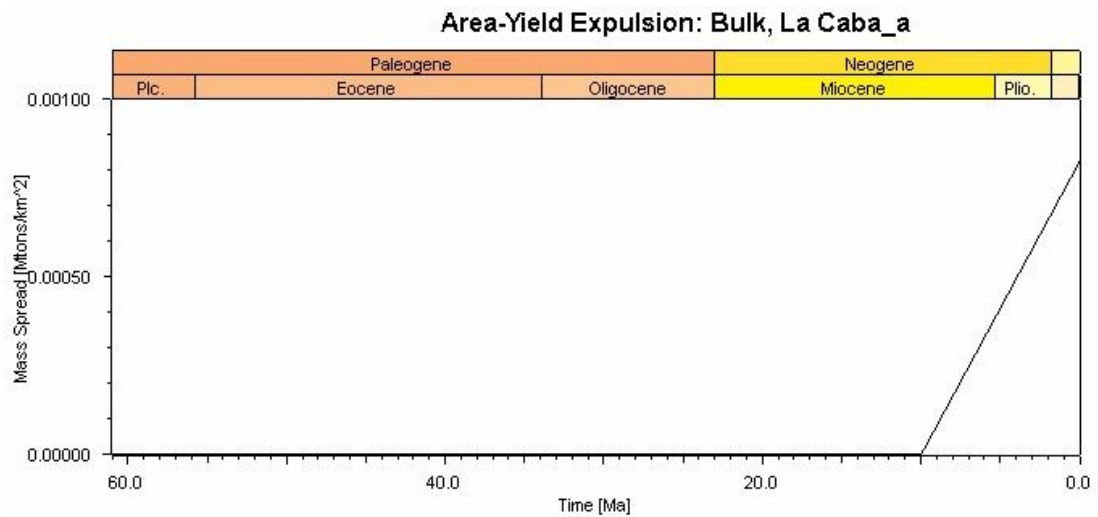


Figura 115. Curva de expulsión de la Formación Barco-Cuervos en el pozo La María-1.

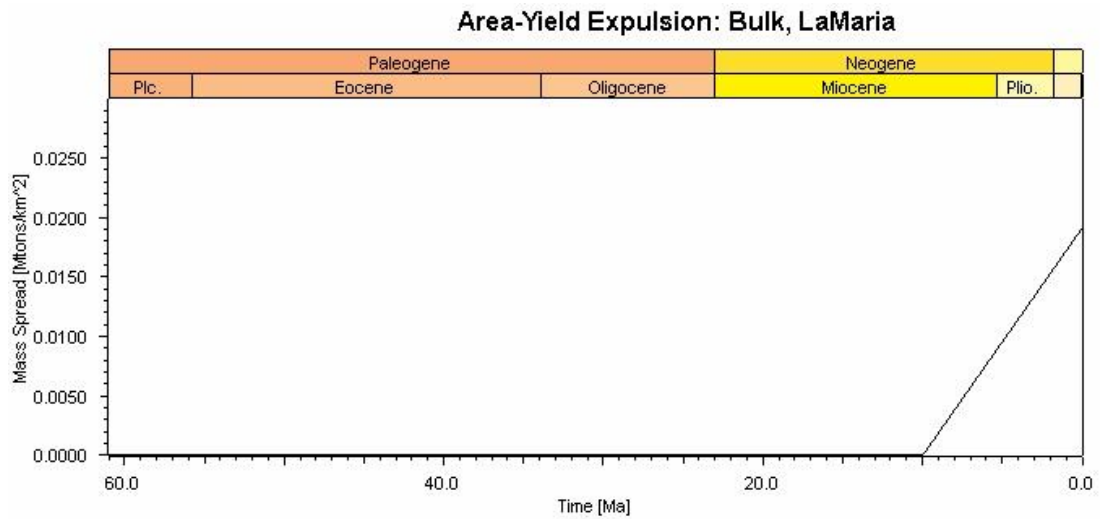


Figura 116. Curva de expulsión de la Formación Barco-Cuervos en el pozo Leticia-1.

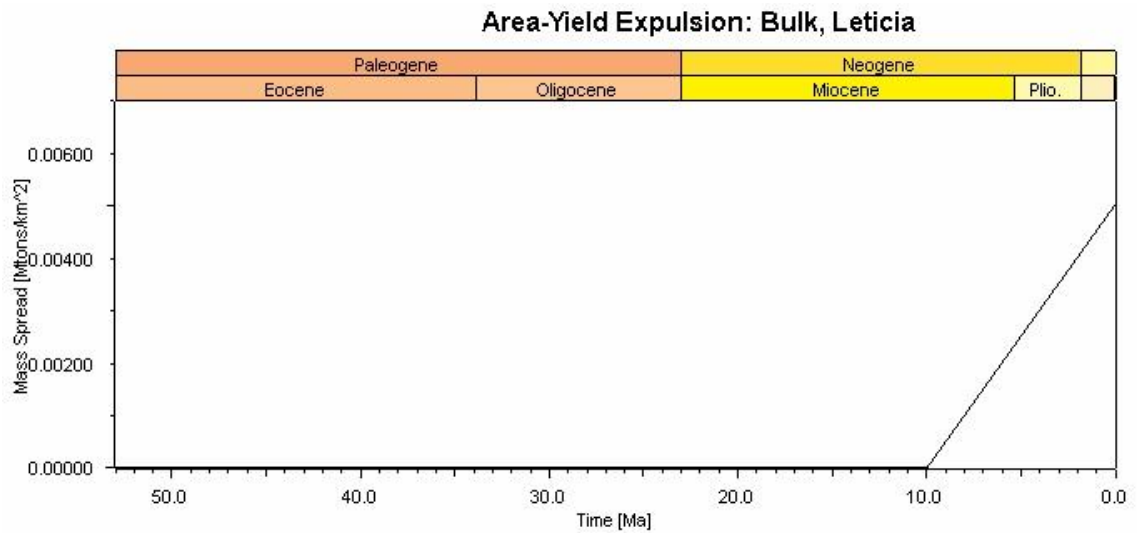
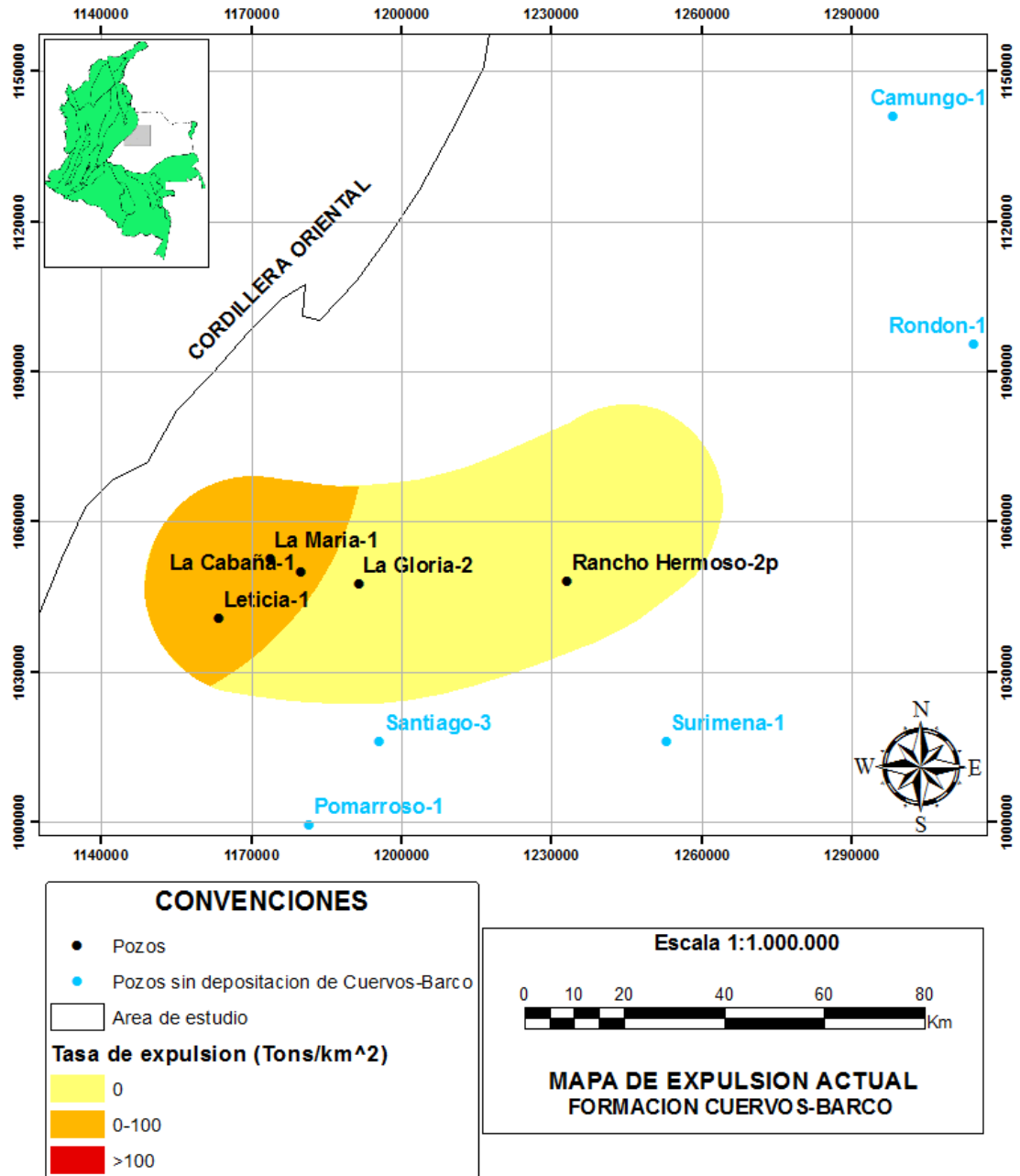


Figura 117. Mapa de expulsión construido para la Formación Barco-Cuervos (Paleoceno-Eoceno Inferior).

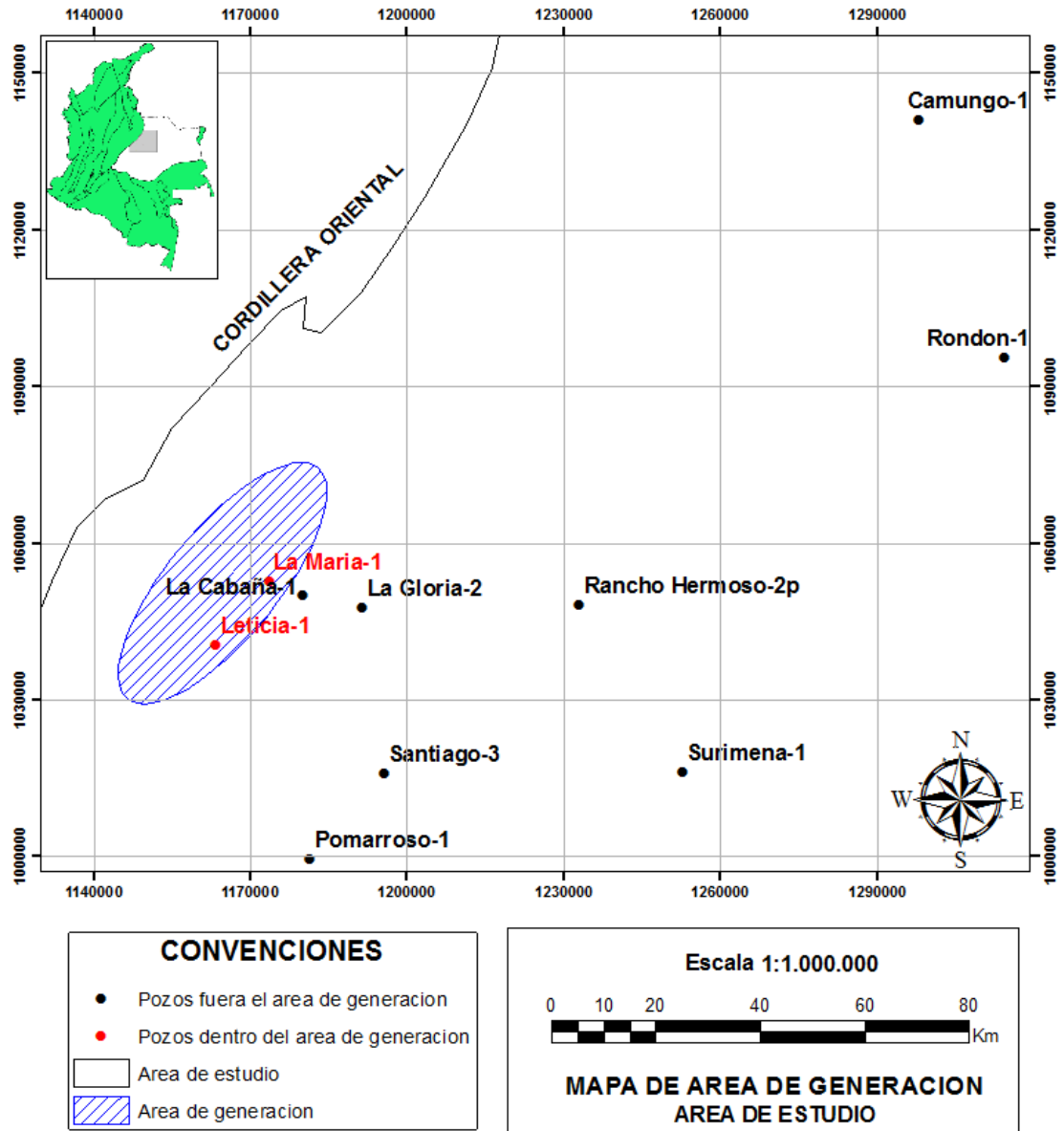


4.6. ÁREA DE GENERACIÓN: PRESENCIA Y EXTENSIÓN GEOGRÁFICA

Con los resultados obtenidos del modelado 1D de los diferentes pozos se construyeron mapas de parámetros geoquímicos, transformación, generación y expulsión para cada unidad generadora, con el objetivo de limitar aquella zona que presentara las mejores condiciones y que por lo tanto represente un área de generación en la zona de estudio. A partir de los mapas de TOC, HI y Ro construidos, podemos concluir que los pozos Leticia-1, La María-1 y en algunos casos La Cabaña-1, ubicados en cercanías al Piedemonte, son los que presentan los parámetros más favorables de sus unidades generadoras, las formaciones Barco-Cuervos, Guadalupe y Gachetá. Este patrón se cumple también para los procesos de transformación, generación y expulsión, donde los pozos que sufren las tasas más altas son Leticia-1 y La María-1 (ver Subcapítulos 4.3, 4.4 y 4.5), aunque en general los volúmenes expulsados son bajos pero para este trabajo esto no es significativo.

Basándonos en lo anterior y en los modelos construidos, proponemos un área de generación actual comprendida entre los pozos Leticia-1 y La María-1 (Figura 118), es decir, cerca al Piedemonte. Esto refuerza la hipótesis de Sánchez, et al. (2009) quienes reconstruyeron las áreas de generación a través del tiempo, concluyendo que entre 50 y 25 Ma el área de generación abarca la mayor extensión geográfica excluyendo solo los puntos más orientales, cercanos al frente de deformación (hoy Piedemonte); a partir de 25 Ma., el área de generación comienza a reducirse; entre 20 y 15 Ma., la generación en el sur también se detiene reduciendo la generación a pequeñas cocinas locales ubicadas en el N y en el frente de deformación; y en la actualidad solo existe una cocina local en el Piedemonte.

Figura 118. Mapa donde se ubica el área de generación actual en el área de estudio.



5. CONCLUSIONES

- Las unidades generadoras en el área de estudio son las Formaciones Gachetá, Guadalupe y Barco-Cuervos.
- La Formación Gachetá presenta kerógeno tipo III y tiene propiedades regulares de roca generadora en los pozos Camungo-1, La Cabaña-1, La Gloria-2, Leticia-1, Rancho Hermoso-2p, Santiago-3 y Surimena-1, y buena en Pomarroso-1; presenta kerógeno tipo II en el pozo La María-1 con propiedades muy buenas de roca generadora; y no tiene propiedades de roca generadora en el pozo Rondón-1.
- La Formación Gachetá está inmadura en los pozos La Gloria-2, Pomarroso-1, Santiago-3 y Surimena-1, en pico de madurez en La Cabaña-1 y La María-1, y madurez tardía en Leticia-1. Esta unidad sufre transformación y generación en los pozos La Cabaña-1, La María-1, Leticia-1 que inicia en el Mioceno Superior (10) Ma y expulsión sólo en el pozo La María-1.
- La Formación Guadalupe presenta kerógeno tipo III y tiene propiedades buenas de roca generadora en los pozos Leticia-1, La Cabaña-1, La Gloria-2, Pomarroso-1 y Rancho Hermoso 2p, regular en los pozos Camungo-1, La María-1 y Santiago-3 y no tiene propiedades de roca generadora en el pozo Surimena-1; presenta kerógeno tipo II y propiedades regulares de roca generadora en el pozo Rondón-1.
- La Formación Guadalupe está inmadura en los pozos Camungo-1, La Gloria-2, Rancho Hermoso-2p, Rondón-1 y Santiago-3, en pico de madurez en La María-1 y madurez tardía en Leticia-1. Esta unidad sufre transformación y generación

en los pozos La Cabaña-1, La María-1, Leticia-1 que inicia en el Mioceno Superior (10 Ma) y expulsión sólo en el pozo Leticia-1 con volúmenes muy bajos.

- La Formación Barco-Cuervos presenta kerógeno tipo III y tiene propiedades regulares de roca generadora en los pozos La Cabaña-1, La María-1 y Leticia-1, y no tiene propiedades de roca generadora en los pozos La Gloria-2 y Rancho Hermoso-2p.
- La Formación Barco-Cuervos están en pico de madurez en los pozos La Cabaña-1, La María-1 y Leticia-1. Esta unidad sufre transformación, generación que inicia en el Mioceno Superior (10 Ma) y expulsión en todos los pozos anteriores, presentando las tasas más altas en los pozos Leticia-1 y La María-1.
- La historia de enterramiento en términos generales para todos los pozos es muy similar, describiendo una rápida subsidencia a principios del Cretácico Tardío que cambia rápidamente a tasas de subsidencia menores representando la depositación de las Formaciones Une, Gachetá y Guadalupe. Durante el Paleoceno y Eoceno Inferior la subsidencia continúa de la misma forma depositándose la Formación Barco-Cuervos, aunque en algunas partes de la cuenca la subsidencia constante durante el Cretácico se ve alterada a principios del Paleoceno por un evento de no depositación de la Formación Barco-Cuervos. Las tasas bajas de subsidencia siguen durante el Eoceno Inferior y Medio con la depositación de la Formación Mirador, y se hacen mayores a finales del Eoceno hasta el Mioceno Medio, representando la depositación de la Formación Carbonera. En el Mioceno Medio se presentan altas tasas de subsidencia que corresponde a la rápida depositación de las Formaciones León y Guayabo.
- En la actualidad, las temperaturas a las que se encuentran las unidades generadoras (Formaciones Gachetá, Guadalupe y Barco-Cuervos) son más altas

(>100°C) en los pozos ubicados en cercanías al Piedemonte, siendo esta una condición favorable para la existencia de una posible área de generación; posiblemente por que dichos pozos se encuentran en el *foredeep* de la cuenca a profundidades mayores que aquellos situados en las partes más distales de esta, ya que la temperatura está directamente relacionada con la profundidad.

- Se establece geográficamente una tendencia de aumento del flujo de calor actual hacia la parte central del área de estudio y hacia las partes más externas se presentan valores más bajos; se evidencia una anomalía en el pozo Rondón-1 que puede deberse a la presencia de cuerpos intrusivos o altos de basamento. Por otro lado, de acuerdo con los flujos de calor del pasado se concluye que a partir del Cretácico Superior hay un aumento regional del flujo de calor alcanzando los valores más altos, esto continua hasta el Eoceno Superior, y hacia el Mioceno Medio y Superior los valores disminuyen.
- Concluimos que el área de generación actual en la zona de estudio (*foredeep* central de la cuenca) se localiza en los pozos más cercanos al Piedemonte, comprendida más exactamente entre los pozos La María-1 y Leticia-1, en los cuales las unidades generadoras muestran las mejores condiciones geoquímicas y las tasas más altas de transformación, generación y expulsión, así como las mejores condiciones de temperatura a la que se encuentran estas unidades.

6. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar una adquisición de información de los pozos estudiados para complementar y actualizar la que ya se encuentra disponible, sobre todo aquella relacionada con la geoquímica, que en algunos casos se encontraba incompleta o era muy escasa limitando el desarrollo del proyecto. Esto también es necesario para mejorar las condiciones de las calibraciones y así obtener resultados más confiables y precisos.
2. Se recomienda realizar petrografía orgánica para una identificación más precisa del tipo de kerógeno, así como el cálculo de parámetros cinéticos propios para cada formación para establecer con más precisión la temporalidad y la transformación.
3. Se recomienda seleccionar nuevos pozos ubicados especialmente en cercanías al área de generación propuesta en este trabajo, para así mejorar la delimitación geográfica de esta y conocer con mayor exactitud su extensión.
4. Por último, se recomienda complementar el trabajo realizado con modelos 3D del área de estudio que permitan dar una visión más completa del sistema petrolífero, simulando los procesos de expulsión y migración que no son posibles de obtener con el modelado 1D realizado, con el objetivo de conocer las rutas de migración del hidrocarburo y los factores que la controlan.

BIBLIOGRAFÍA

Aguilera R., Sotelo V., Burgos C., Arce C., Gómez C., Mojica J., Castillo H., Jiménez D., Osorno J. 2010. Organic geochemistry atlas of Colombia. Second Edition. P. 69-70.

Allen P. & Allen. 2005. Basin Analysis. Principles and Applications. Blackwell Publishing.

Bachu S., Ramon J., Villegas M., Underschultz JR. 1995. Geothermal Regime and Thermal History of the Llanos Basin, Colombia. AAPG Bulletin, V. 79, No. 1. P. 116–129.

Barrero, D. 1979. Geology of the Western Cordillera, west of Buga and Roldanillo, Colombia. Ingeominas Publicación Geológica Especial 4, Bogotá, 75 p.

Barrero, D. 2007. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Edited and compiled by: ANH and B&M Exploration Ltda.

Bayona, C.G. 2008b. Estratigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la parte distal de la cuenca antepaís de los Llanos de Colombia. Geología Colombiana 33, 23e46.

Branquet Y., Cheilletz A., Cobbold P., Baby P. Laumonier B., Giuliani G. 2002. Andean deformation and rift inversion, eastern edge of Cordillera Oriental (Guateque – Medina area), Colômbia. Journal of South American Earth Sciences, V 15 p 391-407.

Casero, P. et al., 1997, Multidisciplinary correlative evidences for polyphase geological evolution of the foot-hills of the Cordillera Oriental: VI Simposio Bolivariano- Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Cartagena de Indias, v. 1, p. 100-118.

Cooper, M.A. 1995. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 79, 1421-1443.

Cortés M. & Angelier J. 2005. Current state of stress in the northern Andes as indicated by focal mechanisms of earthquakes. *Tectonophysics*, V 403 1-4 p 29-58.

Delgado, A. 2012. Deformation partitioning in the Llanos foreland basin during the Cenozoic and its correlation with mountain building in the hinterland. *Journal of South American Earth Sciences* 39 (2012) 228-244.

Dueñas H., Moreno E. 1985. Palynological control Leticia-1 well- Llanos Orientales Basin. Volume I. BIOS LTDA. Informe interno ICP.

Duque-Caro, H. 1990. The Chocó Blok in the northwestern corner of South America: Structural, tectonostratigraphic, and paleogeographic implications. *Journal of South American Earth Sciences* V 3 p 71-84.

Etayo-Serna, et al. 1983. Mapa de terrenos geológicos de Colombia: Publicaciones Geológicas Especiales del INGEOMINAS, n. 14. 235 pp.

Etayo F., Cediell F., Cáceres C. 1997. Mapas de distribución de Facies y Ámbito tectónico de Colombia. INGEOMINAS.

Fabre, A. 1988. La subsidencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia)

Fajardo A.A., Olaya I.D., Rubiano J.L., Rueda M.J., Martínez I., Reyes J.P., Zegarra M., Montenegro G. 1997. Estudio estratigráfico y bioestratigráfico del Bloque Mantecal, Cuenca Llanos Orientales: Ecopetrol - Instituto Colombiano del Petróleo, reporte para San Jorge Inc, 41p.

Fajardo A., Ruiz C., Niño F., Corredor G., González Z. 2000. Definición del modelo estratigráfico en el Piedemonte Llanero y La Cuenca de Los Llanos Orientales. Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano del Petróleo.

García, D. 2008. Estudo dos sistemas petrolíferos no setor central da bacia dos "llanos orientales", colômbia. Um modelo para explicar as mudanças na qualidade do petróleo. Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

García, D. 2009. Modelamientos 3D para el área sur y oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales. Informe Ecopetrol S.A.

García M., Mier R., Cruz L., Vasquez M. 2009. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Informe ejecutivo. ANH-UIS.

Gómez M., González G. 2002. Análisis del gradiente geotérmico de Las Cuencas Llanos Orientales y Valler Medio del Magdalena.

Gómez M., Gonzalez G., García D. 2003. Régimen térmico actual en la Cuenca de Los Llanos Orientales: Nuevas metodologías para la corrección de temperaturas de fondo de pozo. Memorias del X Congreso Colombiano de Geología- Resumen-. Medellín. 2p. Ecopetrol S.A.

Gómez, E. 2005. Development of the Colombian foreland-basin system as a consequence of diachronous exhumation of northern Andes. *Geological Society of America Bulletin*. v. 117, p. 1272-1292.

Gonçalves, F. 2002. Modelamiento de Cuencas y Sistemas Petrolíferos: Hacia una Representación más Realista de la Evolución Estructural y la Incorporación de las Incertidumbres Geológicas. Tercera Convención Técnica de la ACGGP.

Halliburton/Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2012. Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Informe final ANH.

Jaramillo C., Rueda M., Torres V. 2011. A Palynological zonation for the Cenozoic of the Llanos and Llanos foothills of Colombia. *Palynology* 35 (1). 10.80/01916122.2010.515069. Informe interno ICP.

McCarthy K., Niemann M., Palmowski D., Peters K., Stankiewicz A. 2011. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Oilfield Review*, verano de 2011: 23, no 2.

Montes, L. 2009. Organic Geochemistry Atlas of Colombia, By: ANH, Universidad Nacional de Colombia, RA Geología E.U. and GEMS Ltda., Earth Sciences Research Journal, Edición especial, 13: 1-134.

Mora, C. 2003. Evaluación de Crudos en las Cuencas Llanos Orientales y Valle Superior y Medio del Magdalena, Colombia: Caracterización Geoquímica e Implicaciones Exploratorias. *Ecopetrol-ICP*.

Mora A., Parra M., Strecker M., Kammer A., Dimaté C. y Rodríguez F. 2006. Cenozoic contractional reactivation of Mesozoic extensional structures in the Eastern Cordillera of Colombia.

Munar F., et al. 1991. Determinación de ambientes sedimentarios en la subcuenca Apiay-Ariari, Llanos Orientales, Colombia: Ecopetrol - Instituto Colombiano del Petróleo, Reporte Interno.

Naar, J. 1995. Sedimentology stratigraphy and controls on reservoir quality uper Guadalupe formation Cusiana field, Colombia. Badley Ashton para BP.

Negredo, A., et al. 1996. Determinación del Flujo de Calor a Partir de Sondeos Petroleros en la Cuenca Catalano-Balear. Acta Geológica Hispánica, V. 29 No. 1.

Ojeda G., Whitman D., 2002. Effect of windowing on lithosphere elastic thickness estimates obtained via the coherence method; results from northern South America. Journal of Geophysical Research 107 (B11), 2275. doi:10.1029/2000JB000114.

Peters K.E., and Cassa M.R. 1994. Applied source rock geochemistry, in LB. Magoon, and W.G. Dow, (eds.). The petroleum system; from source to trap: AAPG Memoir 60, p. 93-120.

Reyes, A. 1997. Evaluación de la Subcuenca Yarí - Caguán: Ecopetrol – Instituto Colombiano del Petróleo, Reporte Interno.

Reyes J., Fajardo A., Rubiano J., Munar F., Pérez H., Sandoval J., Soto C., Hernández O., Rojas Luis. 1998. Evaluación Regional Meta: Ecopetrol - Instituto Colombiano del Petróleo- Gerencia de Estudios Regionales.

Robertson Research (US) INC. 1990. Evaluación geológica-geofísica por hidrocarburos selva peruana lotes 8, 31 y 35. PETROPERU S.A.

Rubiano J., Reyes A., Mesa A., García D., Bernardo L. M., Caro M., Piedrahita C. & Gamba N. 2005. Flujo Regional de Fluidos - Predicción de Calidad de Reservorio y

Tipo de Fluido, Bloque Tierranegra. Informe Técnico de Proyectos 2005. Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta - Santander. 170 p.

Rueda M.J., Garzón A. 1995. Reporte palinológico Pozo Guacavía-1: Bioestratigráfica Ltda para Ecopetrol.

Rueda, M.J. 1996. Análisis Bioestratigráficos de los Pozos Arauca-4, Bucaro-1, Caño Caranal-1, Chiguiro-1, Joropo-1, Júbilo-1, La Heliera-1, Las Maracas-1 y San Felipe-1. Reporte interno, Ecopetrol-ICP

Sánchez, N. 2008. Modelos 1d de generación de hidrocarburos en la zona axial y flanco oriental de la cordillera oriental entre el páramo de Sumapaz y paz del río. Informe Ecopetrol S.A.

Sánchez N., García D., Márquez R., Sarmiento M., Campiño L. 2009. Evaluación de la carga y calidad del petróleo en el sector sur y oriental de la cuenca de los llanos orientales. Informe Ecopetrol S.A.

Sarmiento, L. 2002. Mesozoic Rifting and Cenozoic Basin Inversion History of the Eastern Cordillera, Colombian Andes. Inferences from tectonic models. Ph.D. thesis. Vrije Universiteit Amsterdam, p. 295.

Sarmiento, L. 2006. Mesozoic transtensional basin history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes; inferences from tectonic models. *Journal of South American Earth Sciences* 21, 383e411.

Toro J., Roure F., Bordas-Le Floch N., Le Cornec-Lance S., Sassi W. 2004. Thermal and kinematic evolution of the Eastern Cordillera fold and thrust belt, Colombia, in R. Swennen, F. Roure, and J. W. Granath, eds., *Deformation, fluid flow, and*

reservoir appraisal in foreland fold and thrust belts: AAPG Hedberg Series, no. 1, p. 79– 115.

Villamil T., Arango C. 1998. Integrate stratigraphy of latest cenomanian and early Turonian facies of Colombia. Paleogeography evolution and Non-Glacial Eustasy. Northern South America, Pindell, J. (Ed) Soc. Econ. Paleontol.Mineral.Spc. Publ. V 58 p 129-159.

Villamil, T. 1999. Campanian-Miocene tectonostratigraphy, depocenter evolution and basin development of Colombia and western Venezuela. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 153(1-4). p 239-275.