



INFORME EJECUTIVO EVALUACIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS

**CONTRATO INTERADMINISTRATIVO
Nº 2081941 DE 2008 FONADE-UIS-ANH**

Elaborado por:

**MARIO GARCIA GONZALEZ
RICARDO MIER UMAÑA
LUIS ENRIQUE CRUZ GUEVARA
MAURICIO VASQUEZ**

**GRUPO DE INVESTIGACION EN GEOLOGIA DE HIDROCARBUROS Y CARBONES
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

Abril, 2009





INTRODUCCIÓN.

El presente documento es el informe ejecutivo del contrato interadministrativo N° 2081941 del 2008 FONADE-UIS-ANH, denominado “Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas”.

El objeto del contrato antes mencionado consintió en hacer una revisión de la información básica de la geológica geofísica geoquímica con el fin de revisar los sistemas petrolíferos conocidos y llevar a cabo un cálculo de los recursos de hidrocarburos presentes en las cuencas Colombianas.

La información empleada en este trabajo fue suministrada por la ANH, a través de la base de datos EPIS, además se utilizó información cartográfica del INGEOMINAS.

El informe contiene los siguientes apartes: un resumen de los trabajos anteriores que han estudiado el tema del potencial petrolífero del país. Una breve descripción de los métodos de cálculo de recursos de hidrocarburos en donde también se explica el método de balance de masas empleado en el presente trabajo. Descripción de los sistemas petrolíferos Colombianos. Resultados del cálculo de los recursos de petróleo y gas que incluye yacimientos convencionales y no convencionales.





TRABAJOS ANTERIORES

Son pocos los trabajos que han estimado o calculado el potencial de los recursos de petróleo y gas en las cuencas sedimentarias de Colombia, estos se reducen ha los siguientes:

- Dimensionamiento del Potencial gasífero de Colombia. García et al., 1998.
- Potencial Petrolífero de Colombia ECOPETROL, 2000.
- Atlas de Cuencas sedimentarias y Geología del petróleo de Colombia, ECOPETROL 2000.
- World oil and gas assessment. USGS, Ahlbrandt, 2000.
- Arthur D. Little, 2006

El dimensionamiento del potencial gasífero de Colombia empleo el método de balance de masas obteniendo un valor total de 97 terapies cúbicos de gas (TCF) en Colombia. El potencial petrolífero de Colombia estimado por ECOPETROL, 2000, no presentó el método de cálculo de recursos, pero determinó que el potencial de hidrocarburos de Colombia es de 37 billones de barriles de petróleo equivalente (BBOE, en donde un billón de barriles equivale a 1×10^9 barriles) distribuidos en 23.3 Billones de barriles de petróleo (BBO) y 96 TCF de gas.

En el año 2000 el servicio geológico americano (USGS) publicó el cálculo del recurso hidrocarburífero a nivel mundial, en donde se determinó mediante método estadístico que el recurso hidrocarburífero de Colombia variaba entre 1.3 y 10.9 BBOE, (Ahlbrandt, 2000). Este último estimativo es extremadamente pesimista puesto que en la cuenca de los llanos Orientales el potencial varía entre 793 millones y 8 BBO con una media de 3.63 BBO. Si se tiene en cuenta que la producción acumulada al año 2008 fue de 3064 millones de barriles de petróleo (MMBO), según reportes de ACIPET (2008). Este valor es muy cercano al recurso promedio estimado por (Ahlbrandt, 2000) el cual fue de 3.6 BBO. En consecuencia el estudio del USGS está subestimando el verdadero potencial petrolífero del país.

La empresa Arthur D. Little, (2006), realizó una evaluación del potencial hidrocarburífero del país publicando los siguientes datos: en un escenario favorable el país contaría con 6.8 BBO y 35 TCF de gas y en un escenario adverso las reservas de petróleo serían de 2.4 BBO y 6 TCF. Este estimativo es aún más bajo que el del USGS (Ahlbrandt, 2000), de otra parte no se tuvo acceso al documento para conocer la metodología del cálculo empleado.

Finalmente en la dirección de internet de la ANH (www.anh.gov.co), en abril del 2009, se publica que ECOPETROL estima el potencial hidrocarburífero de Colombia en 47 BBOE, sin embargo no se tuvo acceso al documento original.





METODOLOGÍA UTILIZADA

El método utilizado consiste en el balance de masas, propuesto por Schmoker (1994), publicado por el servicio geológico americano USGS. Esta metodología se utilizó ya que no se contó con los datos suficientes para aplicar un método estadístico que arrojara datos confiables de las estimaciones de los recursos hidrocarburíferos en las diferentes cuencas sedimentarias de país.

El método de balance de masas calcula la masa de hidrocarburos generados por una roca fuente activa que hace parte de un sistema petrolífero. Este método sigue 4 etapas: 1) Identificación de la roca fuente y sus límites en la cuenca, 2) Cálculo de la masa de carbono orgánico total (TOC) en la roca fuente, 3) cálculo de la masa de hidrocarburos generados por gramo de carbono orgánico (mgr HC/ gr TOC), 4) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados en la cuenca (M gr).

El método propuesto por Schmoker (1994) emplea el índice de hidrógeno (HI) para cuantificar la fracción de Kerógeno que se transforma en hidrocarburo. El valor de HI se obtiene de los análisis de pirólisis tipo Rock Eval, y representa el potencial de la roca fuente para generar hidrocarburo. La diferencia entre el índice de hidrógeno original HI_0 (antes de la generación de hidrocarburos) y el HI analizado, representa la cantidad de hidrocarburos generados por una roca fuente en una cuenca determinada.

SISTEMAS PETROLIFEROS COLOMBIANOS

A partir de la revisión de la información básica de geología y geoquímica se elaboró la Tabla 1 en donde se resume la información de los sistemas petrolíferos de las diferentes cuencas. Adicionalmente se elaboraron modelos geoquímicos 1D con la información estratigráfica y geoquímica. A partir de estos modelos se elaboraron los cuadros de eventos de los sistemas petrolíferos correspondientes.

La Tabla 1 incluye la siguiente información para cada cuenca: identificación de las rocas fuente, reservorio, y sello. Contenido promedio de porcentaje de carbono orgánico total (TOC), índice de hidrógeno (HI), reflectancia de vitrinita (R_o), espesor promedio de la formación generadora y extensión de la cocina de hidrocarburos. Los datos geoquímicos para cada cuenca fueron tomados de Organic Geochemistry Atlas of Colombia (2009).



Tabla1. Resumen de los sistemas petrolíferos en las cuencas sedimentarias colombianas.

| CUENCA | ROCA FUENTE | ROCA RESERVORIO | ROCA SELLO | TOC Actual % | HI mg HC/g | Ro | ESPESOR m | EXTENSION COCINA km² |
|-------------------------------------|---------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|---------------------|-------------------|-----------|----------------------|--|
| LLANOS ORIENTALES | Fm. Gacheta | Fms. Mirador, Barco, Carbonera | Fms. Carbonera, Guadalupe | 2,00 | 300 | 0.8 | 200 | 55800.00 |
| | Fm. Barco | | | 2,00 | 200 | 0.6 | 300 | 30452.00 |
| CATATUMBO | Fm. La Luna | Fm. Barco | Fms. Colón, Los Cuervos | 3,20 | 300 | 0.7 | 62 | 2277.21 |
| | Fm. Capacho | | | 2,10 | 350 | 0.8 | 200 | 3202.74 |
| VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA | Fm. Porquero | Fm. Ciénaga de Oro | Fms. Ciénaga de Oro, Tubará | 2,00 | 300 | 0.5 | 250 | 9792.00 |
| | Fm. Ciénaga de Oro | | | 2,00 | 200 | 0.5 | 120 | 7990.00 |
| VALLE MEDIO DEL MAGDALENA | Fm. La Luna | Fms. Los Santos, Rosablanca, Tablazo | Fms. Paja, Simití | 4,00 | 350 | 0.8 | 300 | 3827.00 |
| | Grupo Calcáreo Basal | | | 4,00 | 300 | 0.9 | 200 | 4282.00 |
| VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA | Grupo Villeta Cenomaniano | Fm. Caballos y el Grupo Guadalupe | Fm. Caballos, Grupo Villeta | 7,00 | 360 | 0.7 | 200 | 3192.00 |
| CAGUAN PUTUMAYO | Grupo Villeta | Fm. Caballos | Fm. Rumiyaco | 3,00 | 700 | 0.7 | 200 | 5228.58 |
| VAUPÉS - AMAZONAS | Calizas de Berlín | Fm. Araracuara | Formaciones arcillosas del Neogeno | 1,50 | 150 | 1 | 40 | 18097.63 |
| SINU - SAN JACINTO | Fm. Cansona | Fm. San Cayetano | Fm. Maco | 2,00 | 200 | 0.4 | 250 | 12740.18 |



| | | | | | | | | |
|-----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|------|-----|------|-----|----------|
| CAUCA-PATIA | Fm. Guachinte - Ferreira | Fm. Chimborazo | Fm. Guachinte - Ferreira | 2,00 | 300 | 0.5 | 180 | 2058.00 |
| CESAR-RANCHERIA | Fm. La Luna (Subcuenca Cesar) | Fm. Rio Negro | Fm. Molino | 3,00 | 400 | 0.6 | 250 | 2863.09 |
| | Fm. La Luna (Subcuenca Ranchería) | | | 3,00 | 300 | 0.7 | 200 | 993.73 |
| GUAJIRA Y GUAJIRA OFFSHORE | Fm. La Luna | Grupo Cogollo | Fms. Colón, Siamaná | 2,00 | 200 | 0.7 | 100 | 3567.43 |
| CORDILLERA ORIENTAL | Fm. Une - Fm. Guaduas | Fm. Une | Fm. Socha | 2,00 | 40 | 1,69 | 200 | 640,77 |
| URABA | Shales del Mioceno | Areniscas del Mioceno | Arcillolitas Intercaladas del Mioceno | 2,00 | 300 | 0,4 | 300 | 2980,45 |
| TUMACO | Limolitas del Oligoceno | Rocas Calcareas del Oligoceno | Limolitas del Mioceno Tardío | 4,00 | 400 | 0,6 | 100 | 15126,53 |
| CHOCO | Fm. Iro | Fm. Condoto | Fm. Itsmina | 2,00 | 300 | 1 | 300 | 4103,46 |



En la determinación de los sistemas petrolíferos de cada cuenca se tomó en cuenta la columna estratigráfica generalizada, se calcularon modelos geoquímicos 1D con el software Petromod y finalmente con esta información se elaboraron las correspondientes cartas de eventos.

Como ejemplo se presenta la cuenca de los Llanos Orientales (ver Figuras 1, 2 y 3).

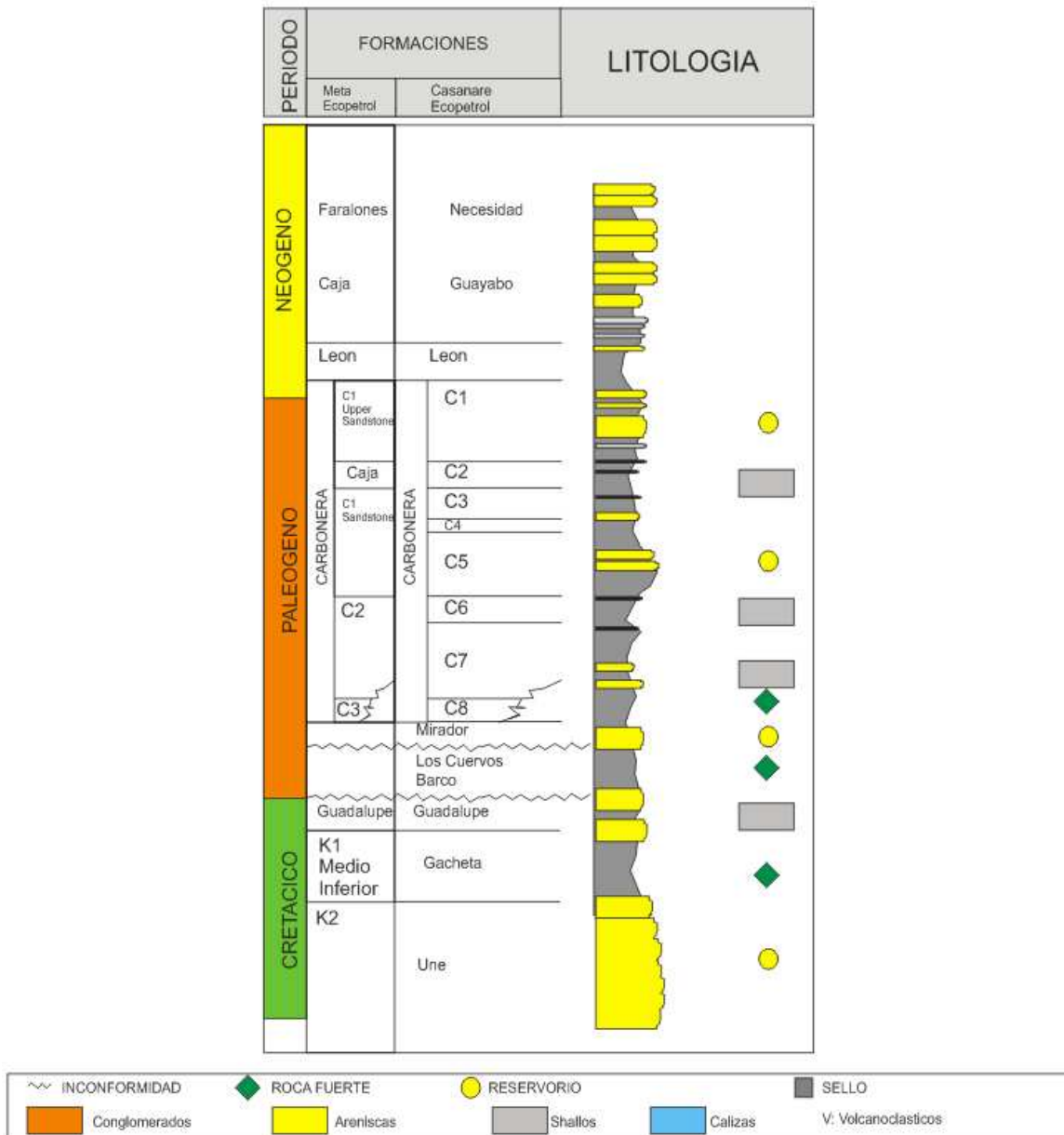


Figura 1. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos Orientales. (Barrero et al., 2007)



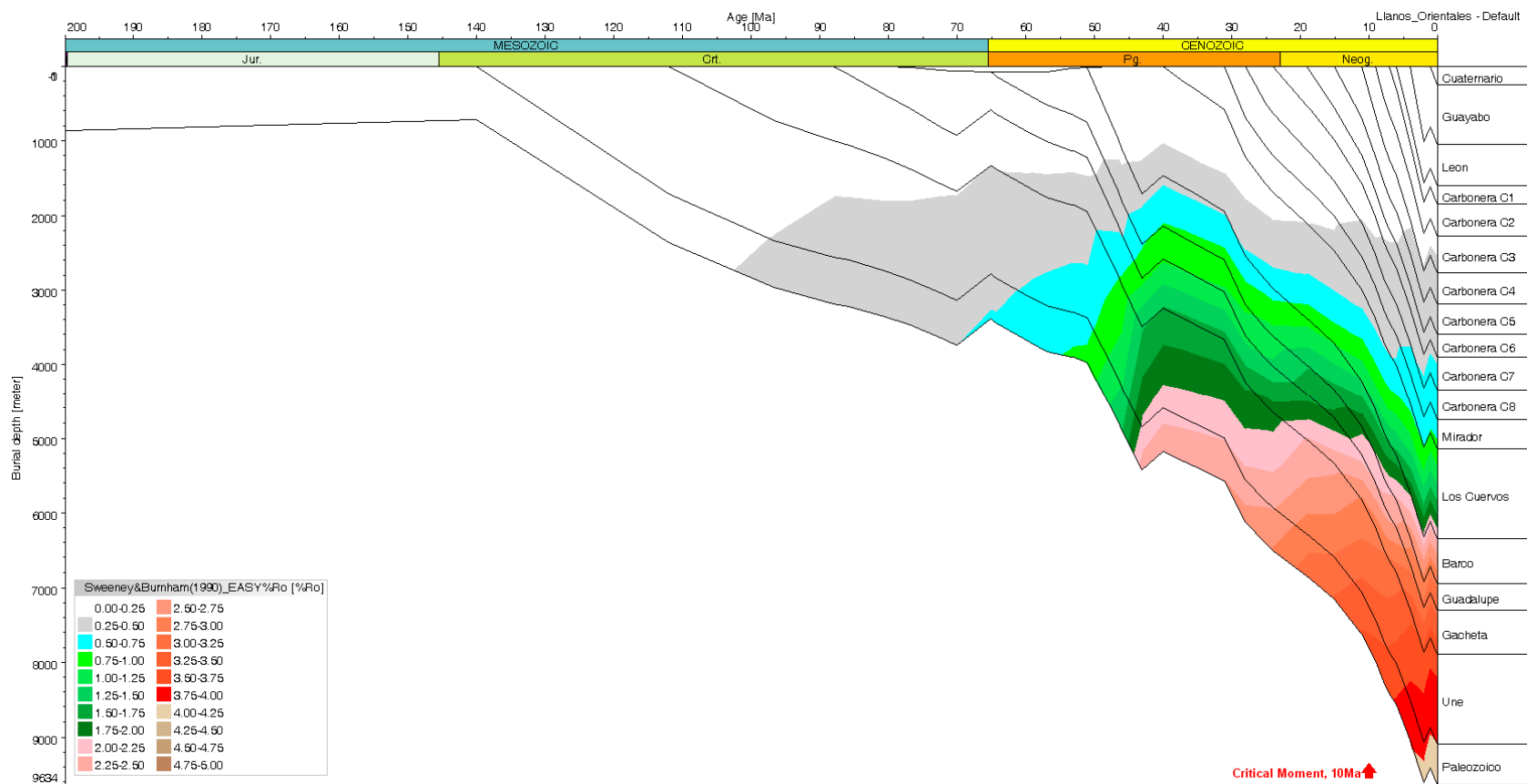


Figura 2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca Llanos Orientales y variación de la maduración termal en porcentaje de reflectancia de vitrinita (% Ro).



Figura 3. Carta de eventos para la Cuenca Llanos Orientales elaborada a partir del modelo 1D.

La información de la producción de hidrocarburos en las diferentes cuencas y campos se reporta en tablas anexa en donde se incluye la producción acumulada de petróleo y gas hasta el año 2008. La localización de los campos de hidrocarburos en las diferentes cuencas con el estimativo inicial de reservas se incluye en el informe final. La Figura 4 ilustra la localización de los principales campos petrolíferos y gasíferos en la cuenca de los llanos Orientales.

MAPA DE CAMPOS PETROLÍFEROS CUENCA LLANOS ORIENTALES

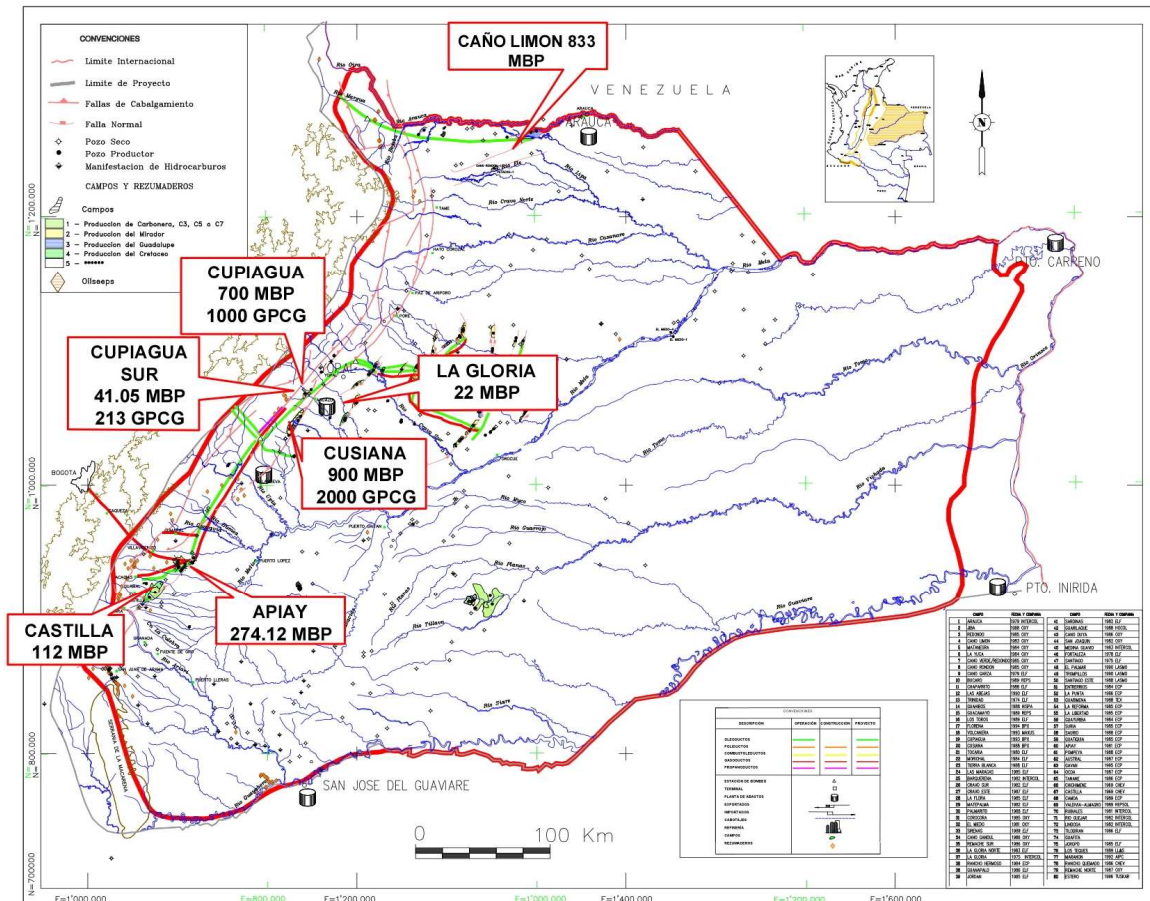


Figura 4. Localización de los principales campos petrolíferos y gasíferos en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Tomado y modificado del Atlas of sedimentary basins and petroleum geology of Colombia ECOPETROL, (2000).



POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS

Los resultados de los cálculos de balance de masa siguiendo la metodología propuesta por Schmoker 1994 y ajustadas con las consideraciones de riesgos geológico descritas por Hunt (1997), permitieron obtener cifras del potencial de recursos hidrocarbúferos de yacimientos convencionales, incluidos en la Tabla 2.



Tabla 2. Resumen del potencial de recursos Hidrocarburíferos de Colombia

| CUENCA | POTENCIAL RECURSOS AREA 90% (BBP) | POTENCIAL RECURSOS AREA 50% (BBP) | POTENCIAL RECURSOS AREA 10% (BBP) |
|-------------------------------------|--|--|--|
| LLANOS | 81.05 | 45.03 | 9.01 |
| CATATUMBO | 2.79 | 1.55 | 0.31 |
| VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA | 11.88 | 6.60 | 1.32 |
| VALLE MEDIO DEL MAGDALENA | 27.68 | 15.38 | 3.08 |
| VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA | 22.20 | 12.33 | 2.47 |
| CAGUAN PUTUMAYO | 2.06 | 1.14 | 0.23 |
| VAUPÉS - AMAZONAS | 3.05 | 1.70 | 0.23 |
| SINU - SAN JACINTO | 8.85 | 4.42 | 0.88 |
| CAUCA-PATIA | 2.08 | 1.16 | 0.23 |
| CESAR-RANCHERIA | 8.05 | 4.47 | 0.9 |
| GUAJIRA - GUAJIRA OFFSHORE | 0.94 | 0.52 | 0.10 |
| CORDILLERA ORIENTAL | 0,32 | 0,18 | 0,04 |
| URABA | 1.34 | 0,75 | 0.15 |
| TUMACO | 3.40 | 1,89 | 0.38 |
| CHOCO | 4.62 | 2,56 | 0.51 |

CONCLUSIONES

A diferencia de la mayoría de las anteriores evaluaciones los resultados del potencial del recurso hidrocarburífero de Colombia se baso en el cálculo de balance de masas, los resultados obtenidos tienen un soporte metodológico sencillo que permitió hacer una evaluación sin sesgos o subjetividades propias del evaluador.

Con excepción de los estudios de Ahlbrandt, 2000 y de García et al. (1998) todas las cifras publicadas por trabajos anteriores no presentan la metodología empleada, por lo cual no es posible hacer comparaciones objetivas con respecto al presente estudio.

El método empleado para calcular el potencial de recursos hidrocarburíferos en las cuencas sedimentarias de Colombia fue el balance de masas, el cual es el más apropiado cuando no se cuenta con una base de datos que incluya información detallada de la geología de los diferentes campos así como de la información petrofísica y de producción.

Teniendo en cuenta los resultados de los anteriores estudios se propone considerar tres escenarios basados en la extensión de las cocinas siendo el escenario favorable el 90%, el escenario promedio el 50% del tamaño original y el escenario adverso el 10% del tamaño original.

| CUENCA | TOTAL POTENCIAL DE RECURSOS ESCENARIO FAVORABLE (BBP) | TOTAL POTENCIAL DE RECURSOS ESCENARIO PROMEDIO (BBP) | TOTAL POTENCIAL DE RECURSOS ESCENARIO ADVERSO (BBP) |
|----------------------------|--|---|--|
| TOTAL POTENCIAL BBP | 180.31 | 99.68 | 19.93 |

Las cifras anteriores se deben validar con nuevos estudios, en los cuales se considere con mayor detalle los factores de riesgo geológico y en especial el sincronismo de los procesos de los sistemas petrolíferos colombianos.

En la gran mayoría de las cuencas colombianas el momento crítico se presenta en el Holoceno o el Pleistoceno esto indica que las posibilidades de preservación de las acumulaciones de petróleo y gas son muy bajas, por tanto gran cantidad de petróleo y gas pudo haber migrado hacia la superficie.



REFERENCIAS CITADAS

- ACIPET**, 2008. Reportes de producción acumulada de petróleo y gas de las cuencas colombianas.
- Arthur D. Little**, 2006. Perspectivas de Nuevas reservas.
- Ahlbrandt T.S**, 2000. The USGS World Oil and Gas Assessment. *Search and Discovery*, 10006.
- Barrero D., Pardo A., Vargas C., Martínez J.**, 2007. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. *Agencia Nacional de Hidrocarburos*.
- ECOPETROL**, 2000. Atlas of Sedimentary Basins and Petroleum Geology of Colombia.
- García González, M., Rovira D., Giraldo B.N.**, et al., 1998. Dimensionamiento del Potencial gasífero de Colombia. *Informe Interno ECOPETROL – ICP*.
- Hunt J.M.**, 1995. Petroleum Geochemistry and Geology. W.H. Freeman (Second Edition): 1-743.
- Montes L.** (Editor), 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.
- Schmoker J.M**, 1994. Volumetric Calculations of Hydrocarbons Generated, En: Magoon, L.B y Dow, W.G, Eds, The Petroleum System from Source to Trap. *AAPG Memoria*, 60 (19): 323-326.





EVALUACIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS

**CONTRATO INTERADMINISTRATIVO
Nº 2081941 DE 2008 FONADE-UIS-ANH**

**MARIO GARCÍA GONZÁLEZ
RICARDO MIER UMAÑA
LUIS ENRIQUE CRUZ GUEVARA
MAURICIO VASQUEZ**

**GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN GEOLOGÍA DE HIDROCARBUROS Y
CARBONES
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

2010

CONTENIDO

| | Pág. |
|---|------|
| 1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 2. TRABAJOS ANTERIORES | 1 |
| 3. SISTEMAS PETROLIFEROS | 2 |
| 4. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS...4 | |
| 4.1. Métodos determinísticos:..... | 4 |
| 4.2. Métodos probabilísticos: | 5 |
| 4.3. Método FORSPAN | 6 |
| 4.4. Método de Balance de masas | 8 |
| 4.4.1 Descripción del método de cálculo | 8 |
| 4.4.2 MÉTODO DE HUNT | 10 |
| 5. SISTEMAS PETROLIFEROS COLOMBIANOS..... | 12 |
| 5.1 SISTEMA PETROLIFERO CUENCA AMAGA | 14 |
| 5.2 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE CAGUAN - PUTUMAYO. | 16 |
| 5.3 SISTEMA PETROLIFERO CUENCA DE GUAJIRA OFFSHORE | 21 |
| 5.4 SISTEMA PETROLIFERO CUENCA DE CATATUMBO | 25 |
| 5.5 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE CAUCA - PATIA. | 30 |
| 5.6 SISTEMA PETROLÍFERO CUENCA DE CESAR RANCHERÍA | 34 |
| 5.7 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE CHOCÓ | 40 |
| 5.8 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE TUMACO | 44 |
| 5.9 SISTEMA PETROLIFERO CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL | 49 |

| | |
|--|-----|
| 5.10 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE COLOMBIA PACIFICO PROFUNDO | 53 |
| 5.11 SISTEMA PETROLIFERO DE LAS CUENCAS DE COLOMBIA Y SINÚ OFFSHORE | 53 |
| 5.12 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE LA GUAJIRA | 54 |
| 5.13 SISTEMA PETROLIFERO CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES. | 58 |
| 5.13.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales. | 60 |
| 5.14 SISTEMA PETROLÍFERO DE LA CUENCA DE LOS CAYOS | 63 |
| 5.15 SISTEMA PETROLIFERO CUENCA DE TUMACO OFFSHORE | 67 |
| 5.16 SISTEMA PETROLÍFERO CUENCA DE SINU-SAN JACINTO | 67 |
| 5.17 SISTEMA PETROLÍFERO DE LA CUENCA DE URABÁ | 72 |
| 5.18 SISTEMA PETROLÍFERO DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA | 75 |
| 5.20 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. | 79 |
| 5.21. SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA. | 83 |
| 5.22. SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE VAUPES - AMAZONAS | 88 |
| 6. POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS | 93 |
| 6.1 Yacimientos de Hidrocarburos Convencionales | 93 |
| 6.1.1 Cuenca de Caguán - Putumayo. | 95 |
| 6.1.2 Cuenca de Catatumbo | 99 |
| 6.1.3 Cuenca de Cauca – Patía | 104 |
| 6.1.4 Cuenca de Cesar – Ranchería. | 107 |
| 6.1.5 Cuenca de Chocó | 113 |



| | |
|---|-----|
| 6.1.7 Cuenca de los Llanos Orientales. | 118 |
| 6.1.8 Cuenca de Sinú – San Jacinto | 123 |
| 6.1.9 Cuenca de Tumaco | 127 |
| 6.1.10 Cuenca de Urabá | 129 |
| 6.1.11 Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. | 131 |
| 6.1.12 Cuenca del Valle Medio del Magdalena. | 137 |
| 6.1.13 Cuenca del Valle Superior del Magdalena. | 142 |
| 6.1.14 Cuenca de Vaupés – Amazonas. | 148 |
| 6.1.15 Cuenca de la Cordillera Oriental. | 152 |
| 7. CONCLUSIONES..... | 154 |
| 8. REFERENCIAS CITADAS..... | 155 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág. |
|--|-------------|
| Figura 4.1. Diagrama ilustrativo de acumulaciones convencionales y continuas. Tomado de Klett y Charpentier (2003). | 7 |
| Figura 4.2. Diagrama de flujo del método de cálculo de balance de masas de hidrocarburo generado (Schmoker, 1994)..... | 9 |
| Figura 4.3. Cuadro Ilustrativo del balance y flujo de masa de hidrocarburos ocurrido en un lapso de cien millones de años a partir de hidrocarburos generados en los cuadros A y G. | 11 |
| Figura. 5.1 Mapa de las cuencas sedimentarias colombianas. Tomado de Barrero et al. (2007). | 13 |
| Figura 5.1.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Amagá. Tomada de Luna et al. (2004). | 15 |
| Figura. 5.2.1. Columna estratigráfica de la Cuenca de Caguán - Putumayo. Modificado de Barrero et al. (2007). | 18 |
| Figura. 5.2.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Caguán – Putumayo. | 19 |
| Figura. 5.2.3. Carta de eventos para la Cuenca de Caguán–Putumayo | 20 |
| Figura. 5.3.1. Columna estratigráfica de la Cuenca de Guajira Offshore | 22 |
| Figura. 5.3.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Guajira Offshore..... | 23 |
| Figura. 5.3.3. Carta de eventos Cuenca de Guajira Offshore | 24 |
| Figura 5.4.1 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Catatumbo. | 27 |
| Figura. 5.4.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Catatumbo..... | 28 |
| Figura 5.5.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Cauca - Patía..... | 31 |



| | |
|--|----|
| Figura. 5.5.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Cauca | 32 |
| Figura 5.5.3. Carta de eventos para la Cuenca de Cauca-Patía..... | 33 |
| Figura 5.6.4. Carta de eventos para la Cuenca de Cesar-Ranchería..... | 39 |
| Figura 5.8.1. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de Tumaco . | 46 |
| Figura.5.8.2. Diagrama de subsidencia de la Cuenca de Tumaco | 47 |
| Figura 5.8.3. Carta de eventos para la Cuenca de Tumaco..... | 48 |
| Figura 5.9.3. Carta de eventos para la Cuenca de la Cordillera Oriental | 52 |
| Figura 5.12.1. Columna estratigráfica de las cuencas de La Guajira Offshore y La Guajira..... | 55 |
| Figura.5.12.2. Modelo geoquímico 1D del pseudopozo Cosinas-1 | 56 |
| Figura 5.12.3. Carta de eventos para la Cuenca de La Guajira | 57 |
| Figura 5.13.3. Carta de eventos para la Cuenca de los Llanos Orientales. | 62 |
| Figura 5.14.1 Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de Los Cayos | 64 |
| Figura. 5.14.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Los Cayos | 65 |
| Figura 5.14.3. Carta de eventos para la Cuenca de Los Cayos..... | 66 |
| Figura 5.16.1. Carta estratigráfica Cuenca de Sinú - San Jacinto..... | 69 |
| Figura.5.16.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Sinú - San Jacinto..... | 70 |
| Figura 5.16.3. Carta de eventos para la Cuenca de Sinú-San Jacinto..... | 71 |
| Figura.5.18.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena..... | 77 |
| Figura 5.18.3. Carta de eventos para la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena..... | 78 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5.20.1. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena | 80 |
| Figura. 5.20.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena | 81 |
| Figura 5.20.3. Carta de eventos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. | 82 |
| Figura 5.21.1. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena | 85 |
| Figura. 5.21.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. | 86 |
| Figura 5.21.3. Carta eventos Cuenca del Valle Superior del Magdalena | 87 |
| Figura 5.22.1. Cronoestratigrafía de la Cuenca de Amazonas..... | 90 |
| Figura. 5.22.2. Correlación estratigráfica entre las cuencas de Vaupés- Alto Amazonas | 91 |
| Figura 5.22.3. Carta de eventos para la Cuenca de Vaupés-Amazonas..... | 92 |
| Figura 6.1.1.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos Cuenca de Caguán Putumayo | 96 |
| Figura 6.1.1.2. Perfil sísmico que ilustra los rasgos estructurales más importantes de la Cuenca de Caguán – Putumayo | 97 |
| Figura 6.1.1.3 Sección sísmica interpretada de la Cuenca de Caguán – Putumayo | 98 |
| Figura 6.1.2.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos Cuenca de Catatumbo..... | 101 |
| Figura 6.1.2.2. Perfil estructural de la Cuenca de Catatumbo..... | 102 |
| Figura 6.1.2.3. Sección sísmica interpretada de la Cuenca de Catatumbo.... | 103 |
| Figura 6.1.3.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos Cuenca de Cauca-Patía..... | 105 |
| Figura 6.1.3.2. Sección sísmica interpretada de Cauca-Patía | 106 |

| | |
|---|-----|
| Figura 6.1.4.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos Cuenca de Cesar Ranchería..... | 109 |
| Figura 6.1.4.2. Sección sísmica interpretada de la subcuenca de Cesar..... | 110 |
| Figura 6.1.4.3 Corte Estructural para la Cuenca de Cesar-Ranchería, paralelo a la línea sísmica CV-1-79..... | 111 |
| Figura 6.1.4.4 Sección sísmica Interpretada de la subcuenca de Ranchería. | 112 |
| Figura 6.1.5.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de Chocó..... | 114 |
| Figura 6.1.6.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de las Cuencas de La Guajira Offshore y La Guajira..... | 116 |
| Figura 6.1.6.2 Sección sísmica interpretada del onshore y offshore de la Cuenca de La Guajira | 117 |
| Figura 6.1.7.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de los Llanos Orientales. | 120 |
| Figura 6.1.7.2 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de los Llanos Orientales | 121 |
| Figura 6.1.7.3. Perfil Estructural de la Cuenca de los Llanos Orientale | 122 |
| Figura 6.1.8.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de Sinú San Jacinto..... | 124 |
| Figura 6.1.8.2. Perfil estructural de la Cuenca de Sinú – San Jacinto..... | 125 |
| Figura 6.1.8.3 Sección sísmica interpretada de la Cuenca de Sinú – San Jacinto..... | 126 |
| Figura 6.1.10.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de Urabá | 130 |
| Figura 6.1.11.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena..... | 133 |
| Figura 6.1.11.2 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena..... | 134 |



Figura 6.1.11.3. Perfil Estructural de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena 135

Figura 6.1.11.4 Sección sísmica interpretada de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena..... 136

Figura 6.1.12.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena 139

Figura 6.1.13.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena 144

Figura 6.1.13.2 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena 145

Figura 6.1.14.3 Línea Sísmica RA-91-01 151

Figura 6.1.15.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de la Cordillera Oriental 153

TABLA DE ANEXOS

Anexo 1. Tabla detallada de cálculo de potencial de recursos para las cuencas colombianas.

Anexo 2. Tabla detallada de producción acumulada en las cuencas colombianas a 2008.



1. INTRODUCCIÓN.

El presente documento es el informe final del contrato interadministrativo N° 2081941 del 2008 FONADE-UIS-ANH, denominado “Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas mediante técnicas geoestadísticas”.

El objeto del contrato antes mencionado consistió en hacer una revisión de la información geológica, geofísica y geoquímica, con el fin de establecer los diferentes sistemas petrolíferos y llevar a cabo un cálculo del potencial de hidrocarburos presentes en las cuencas colombianas.

La información empleada en este trabajo corresponde a la suministrada por la ANH, a través de su base de datos EPIS, además se utilizó información cartográfica del INGEOMINAS. Se presentan los resultados del potencial petrolífero de 17 de las 23 cuencas sedimentarias de Colombia de acuerdo a la clasificación de cuencas de Barrero (2007). En las 6 cuencas restantes no se contó con la información mínima necesaria para realizar el cálculo del potencial hidrocarburífero.

El informe contiene los siguientes apartes: Resumen de los trabajos anteriores que han estudiado el tema del potencial petrolífero del país; Marco teórico sobre los sistemas petrolíferos; Breve descripción de los métodos de cálculo de recursos de hidrocarburos, en donde se explica con mayor detalle el método de balance de masas empleado en el presente trabajo; Descripción de los sistemas petrolíferos en las diferentes cuencas colombianas; Cálculo de los recursos de petróleo y gas que incluye yacimientos convencionales; Conclusiones y glosario de términos.

2. TRABAJOS ANTERIORES

Son pocos los trabajos que han estimado o calculado el potencial de los recursos de petróleo y gas en las cuencas sedimentarias de Colombia, estos se reducen a los siguientes:

- Dimensionamiento del Potencial Gasífero de Colombia (García et al., 1998).
- Atlas of sedimentary basins and petroleum geology (ECOPETROL, 2000).
- The USGS World oil and gas assessment (Ahlbrandt, 2000).
- Perspectivas de Nuevas reservas (Arthur D. Little, 2006).

De los anteriores trabajos solamente el estudio denominado dimensionamiento del potencial gasífero de Colombia empleó el método de balance de masas obteniendo un valor total de 97 terapias cúbicas de gas (TCF) en Colombia. El potencial petrolífero de Colombia estimado por el ICP- ECOPETROL (ECOPETROL, 2000), no presentó el método de cálculo de recursos pero determinó que el potencial de hidrocarburos de Colombia es de 37 billones de barriles de petróleo equivalente (BBOE, en donde un billón de barriles equivale a 1×10^9 barriles) distribuidos en 23.3 BBO y 97 TCF de gas.

El servicio geológico americano (USGS) publicó un cálculo del recurso hidrocarburífero a nivel mundial (Ahlbrandt, 2000), en donde se determinó mediante un método estadístico que el recurso hidrocarburífero de Colombia variaba entre 1.3 y 10.9 BBOE. Este último estimativo es extremadamente pesimista puesto que en la Cuenca de los Llanos Orientales el potencial varía entre 793 millones y 8000 millones de barriles de petróleo con una media de 3631 millones. Si se tiene en cuenta que la producción acumulada al año 2008 era de 3064 millones (ACIPET, 2008), se observa que este volumen es muy cercano al valor medio estimado por USGS (Ahlbrandt,



2000) el cual fue de 3.6 BBO. En consecuencia el estudio del USGS (Ahlbrandt, 2000) está subestimando el verdadero potencial petrolífero del país.

La empresa Arthur D. Little (Arthur D. Little, 2006), realizó una evaluación del potencial hidrocarburífero del país publicando los siguientes datos: en un escenario favorable el país cuenta con 6.8 BBO y 35 TCF de gas y en un escenario adverso las reservas de petróleo son de 2.4 BBO y 6 TCF. Este estimativo es aún más bajo que el del USGS (Ahlbrandt, 2000) adicionalmente, este estudio no presentó la metodología de evaluación del potencial petrolero del país.

En la página de la ANH (www.anh.gov.co) en abril del 2009 se publica que ECOPEPETROL estima el potencial hidrocarburífero de Colombia en 47 BBOE, sin embargo no se tuvo acceso al documento original.

3. SISTEMAS PETROLIFEROS

El término Oil System (Sistema de Aceite) fue introducido por primera vez por Magoon y Dow (1994) y se basa sobre el concepto de correlación entre el crudo y la roca fuente. El término Sistema Petrolífero (petroleum system) fue por primera vez usado por Perrodon (1992).

El concepto de sistema petrolífero es utilizado actualmente en la fase de exploración para definir el sistema geológico conformado por los siguientes elementos; 1) Rocas generadoras o rocas fuentes, 2) Rocas almacén o reservorio, 3) Rocas sello, 4) Roca de sobrecarga y 5) Trampa. Adicionalmente se toman en cuenta los siguientes procesos; 1) Formación de las trampas, 2) Generación de hidrocarburos, 3) Migración de hidrocarburos y 4) Acumulación de hidrocarburos en la trampa, los cuales son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburos (Magoon y Dow, 1994).

Las definiciones de los elementos que conforman un sistema petrolífero son las siguientes:

- **Roca Fuente:** son rocas con un contenido suficiente de materia orgánica, que luego de ser sometida a un calentamiento durante un tiempo han alcanzado la madurez termal suficiente para generar hidrocarburos.
- **Roca Reservorio:** son las rocas cuya porosidad y permeabilidad les permiten almacenar hidrocarburos.
- **Roca Sello:** son rocas cuya baja permeabilidad detiene la migración del hidrocarburo en las trampas donde se ha acumulado.
- **Roca de Sobrecarga (carga litostática):** secuencia de rocas que suprayace a la roca fuente y contribuye a que se den las condiciones necesarias para que se genere hidrocarburo a partir de la materia orgánica contenida en la roca fuente.

- **Trampa:** es el elemento geológico básico para la acumulación de hidrocarburos y constituye el factor crítico en el ciclo de generación – migración – acumulación.

Las definiciones de los procesos de un sistema petrolífero son las siguientes:

- **Formación de las Trampas:** implica todos los procesos que determinan una disposición geométrica favorable de la roca reservorio, para que el petróleo se acumule y quede atrapado en ella. Tales procesos son: deformación de las rocas (trampas estructurales) y procesos sedimentarios y diagenéticos (trampas estratigráficas).
- **Generación de Hidrocarburos:** proceso mediante el cual la materia orgánica contenida en la roca fuente es transformada en hidrocarburo por efecto de la temperatura y del tiempo.
- **Migración de Hidrocarburo:** consiste en el movimiento o flujo del hidrocarburo desde la roca generadora y la roca reservorio hasta una trampa o la superficie.
- **Sincronismo** es el momento en el tiempo geológico, en el cual todos los elementos y procesos del sistema petrolífero, ocurren en el orden debido para que se dé una acumulación de hidrocarburo.

Si la roca fuente es el primer elemento o la unidad más antigua depositada y la roca de sobrecarga necesaria para madurar es el último elemento, entonces la diferencia de edades entre el más antiguo y el más joven elemento es el tiempo de duración del sistema petrolífero.

El tiempo de preservación empieza después que los procesos de generación, migración y acumulación se han terminado. Los procesos que pueden ocurrir durante el tiempo de preservación son remigración, degradación física y biológica o la destrucción completa de hidrocarburos.

Durante el tiempo de preservación, el petróleo remigrado (migración terciaria) puede acumularse en trampas formadas después del tiempo de duración del sistema petrolífero. Si la actividad tectónica es insignificante durante el tiempo de preservación, las acumulaciones permanecen en su posición original.

La remigración sucede durante el tiempo de preservación sólo si ocurre deformación por plegamiento, fallamiento, levantamiento o erosión. Si todas las acumulaciones y elementos esenciales son destruidos durante el tiempo de preservación, se destruye el sistema petrolífero.

Un sistema petrolífero incompleto o recién terminado está todavía en su tiempo de duración y por lo tanto no tiene aun tiempo de preservación.

- **Nivel de certeza.**

La relación genética entre la roca fuente de petróleo y el petróleo es una condición necesaria para definir un sistema petrolífero; esa relación genética se determina mediante el análisis de biomarcadores que permiten correlacionar el crudo con la roca fuente del mismo.

Un sistema petrolífero puede ser identificado con tres niveles de certeza: conocido, hipotético y especulativo, según el nivel de certeza en la relación genética entre la roca fuente y el petróleo.

En un sistema petrolífero conocido, existe una buena correlación geoquímica entre la roca fuente y las acumulaciones de petróleo.

Sistema petrolífero hipotético, la información geoquímica demuestra la existencia de una roca fuente, pero no existe correlación geoquímica entre la roca fuente y el petróleo de los yacimientos existentes.

Sistema petrolífero especulativo, la existencia de roca fuente y acumulaciones de petróleo es postulada completamente sobre la base de evidencia geológica o geofísica.

Al final del nombre del sistema, el nivel de certeza es indicado por (!) conocido, (.) por hipotético, y (?) por especulativo.

- **Nombre del Sistema Petrolífero.**

El nombre del sistema petrolífero incluye, el nombre de la unidad de la roca fuente, seguida por el nombre de la unidad principal de la roca reservorio y luego el símbolo expresando el nivel de certeza.

4. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS

La cuantificación y clasificación de los recursos son procesos bastante subjetivos, sus estimativos se desarrollan en condiciones de incertidumbre, por esta razón su fiabilidad y clasificación, están directamente relacionadas con la calidad de los datos disponibles.

4.1. Métodos determinísticos:

El procedimiento determinístico, es el método más comúnmente usado para el cálculo de reservas. Cuando todos los valores de los cálculos son confiables se sabe que parámetros pueden ser utilizados y el valor determinístico real puede ser calculado.

Sin embargo, debido a la incertidumbre de los datos geológicos, en el cálculo de reservas los parámetros utilizados son la mejor estimación que se tiene de estos.

La asignación de las estimaciones de las reservas a las respectivas categorías de clasificación, debe ser coherente con los límites prescritos de la probabilidad, teniendo en cuenta factores tales como la vida del depósito en etapa de producción, la calidad y



la cantidad disponible de datos tanto geológicos como de ingeniería, la disponibilidad de un adecuado reservorio análogo y quizás lo más importante es la sentencia que dé el evaluador a la incertidumbre, la cual es inherente a la estimación.

En el procedimiento de asignación de las reservas estimadas en sus respectivas categorías y calculadas usando el método determinístico, normalmente se usan uno o dos enfoques.

En el primer enfoque, el evaluador desarrolla una mejor estimación de las reservas para cada una de las categorías, usando parámetros coherentes. Utilizando esta metodología, el evaluador de manera eficaz establece una serie de cálculos de las reservas, el resultado de la estimación probada está basada en los parámetros a los cuales se les puede atribuir una alta probabilidad de ocurrencia y las otras estimaciones de reservas probables y posibles se basan en parámetros para los cuales existe una menor probabilidad de ocurrencia. El efecto es un aumento progresivo de las cantidades estimadas, las cuales varían de categorías probadas a probables y a posibles, debido a que el rango de las estimaciones depende de la incertidumbre, la cual es inherente a los parámetros específicos en los que se basan las estimaciones.

En el segundo enfoque, en el cálculo de reservas se le asigna su respectiva categoría a la reserva, la cual está basada en una evaluación de las partes estimadas, con el fin de satisfacer con mayor probabilidad cada uno de los diferentes tipos de reservas. Al hacer esta determinación, el evaluador debe hacer un juicio subjetivo inherente a la incertidumbre como la única estimación y por lo tanto la medida en que puede ser asignada la prueba, es a la categoría de reservas probable o posible. Como ya se ha señalado, donde se han estimado reservas probables o posibles, se deben ajustar las reservas probadas dando lugar a las reservas esperadas.

En resumen es uno de los métodos más comúnmente usados en la estimación de reservas, debido a que las compañías petroleras tienen la necesidad de mejorar la cuantificación de las reservas de los yacimientos, en base a los conceptos determinísticos indicados en las definiciones probadas, probables y posibles.

4.2. Métodos probabilísticos:

Este método es el más adecuado para las circunstancias en que la incertidumbre es alta, como en el caso de los reservorios que se encuentran en la primera etapa de desarrollo, en zonas de frontera o en áreas donde las nuevas tecnologías no se están aplicando aún.

Este método utiliza el análisis estadístico de datos, con curvas de frecuencias relativas establecidas para cada variable, que describen una gama de valores posibles para cada uno, así como las diferentes probabilidades para cada uno de estos valores y las probabilidades de que estos valores se vayan a dar.

Después de que la curva de frecuencia de distribución se ha establecido para cada variable, se utiliza para clasificar las reservas. El método de Monte Carlo, es muy similar y se utiliza para estimar las reservas probables. Se toma una sola muestra al azar de cada variable de cada distribución de probabilidad y esta se usa para calcular un único valor de la variable dependiente. Este procedimiento se repite un gran número de veces y en última instancia se crea una curva de frecuencia de distribución

que describe una variedad de estimaciones de las reservas y las probabilidades de lograr una estimación en particular.

Una vez que las medidas de tendencia central (la media o promedio aritmético, la moda o el valor “más probable” y la mediana o valor “medio”) y la dispersión (rango, la desviación estándar y percentiles) se han determinado utilizando esta técnica, las estimaciones de reservas pueden ser asignadas a cada una de las categorías; probadas, probables y posibles. Las curvas de frecuencia de distribución acumulada, pueden ser utilizadas como base para la asignación de las categorías para cada una de las reservas estimadas. Una vez más, el evaluador debe describir claramente los fundamentos usado para la categorización de las reservas estimadas.

Al igual que las estimaciones obtenidas usando el método determinístico, las reservas probables y posibles deben ajustarse. Dado que las probabilidades se han establecido a través del método probabilístico, deberían utilizarse para ajustar las respectivas estimaciones.

Cabe señalar que la probabilidad asociada a la estimación de reservas para determinado grupo, debería aumentar las combinaciones en el desarrollo del procedimiento en un determinado periodo de tiempo. Como la probabilidad de recuperación aumenta, la porción de reservas estimadas que se considera probada es probable que aumente, con una disminución de la parte correspondiente a las categorías probables y posibles.

4.3. Método FORSPAN

El Servicio Geológico de los Estados Unidos (United States Geological Survey, USGS) ideó el método de cálculo de recursos de hidrocarburos denominado FORSPAN (Schmoker, 1999; Klett y Charpentier, 2003). En este método se hace una diferenciación entre dos grandes tipos de acumulaciones de hidrocarburos: 1) convencionales y 2) continuas (Figura. 4.1).

Las acumulaciones convencionales, se asocian con trampas estructurales o estratigráficas, comúnmente delimitadas por un contacto inferior agua / petróleo y por lo tanto están afectadas por la flotabilidad de petróleo en el agua (Schmoker, 1999).

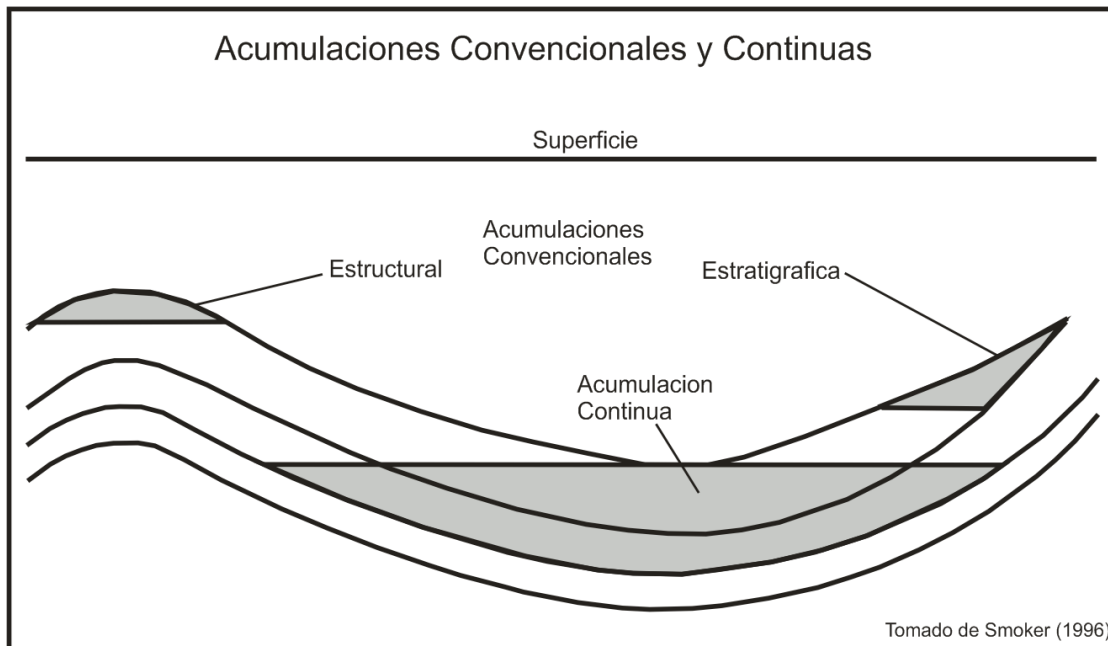


Figura 4.1. Diagrama ilustrativo de acumulaciones convencionales y continuas. Tomado de Klett y Charpentier (2003).

Las acumulaciones continuas, son áreas amplias con reservas de hidrocarburos que no están necesariamente relacionadas con trampas convencionales estructurales o estratigráficas. Estas acumulaciones no tienen bien definido el contacto petróleo / agua, y por tanto, no están afectadas por la flotabilidad de petróleo o del gas natural en el agua (Schmoker, 1994; Schmoker, 1999). Ejemplos de una acumulación continua incluyen: "los depósitos de arenas apretadas", gas asociado al carbón, petróleo y gas en lutita.

Para estimar las posibles reservas adicionales a partir de acumulaciones continuas, el USGS desarrolló un modelo llamado "FORSPAN" Schmoker (1999). El FORSPAN se aplica a acumulaciones continuas de petróleo que se subdividen en células para efectos de su evaluación.

Una célula es una subdivisión o parte de un área dentro de una acumulación continua, con dimensiones relacionadas a las áreas de drenaje de los pozos. Las células son las zonas que podrían ser drenados por un pozo, aunque algunas células pueden haber tenido más de un pozo en ellas en el pasado. Por lo tanto, una célula puede contener más de un pozo. Cada célula es capaz de producir petróleo o gas, pero las células pueden variar considerablemente de unas a otras en sus características de producción y por lo tanto en sus características económicas (Schmoker, 1999). El potencial de reservas adicionales, proviene de recursos continuos de petróleo, los cuales se calculan estadísticamente, por la combinación de distribuciones de probabilidad de la estimación del número de células a prueba que tengan el potencial de adicionar reservas, con el volumen estimado de petróleo y de gas natural que cada una de las células de prueba sea posible de producir (en total recuperación).

Según Schmoker (1999), el modelo FORSPAN se basa en el rendimiento de la producción de los yacimientos, como empíricamente se demostró por los pozos. En este método, las estimaciones de volúmenes de petróleo y/o de gas en el sitio no se

han desarrollado. En lugar de ello, se utilizan los datos de producción y las previsiones de posibles adiciones a las reservas.

Debido a las anteriores consideraciones y básicamente porque este método sólo aplica para acumulaciones continuas, se decidió utilizar un método más adecuado y representativo, como es el Método de Balance de Masas, el cual se explica a continuación.

4.4. Método de Balance de masas

El método utilizado para el balance de masas fue propuesto por Schmoker (1994) y publicado por el Servicio Geológico Americano USGS.

Este método calcula la masa de hidrocarburos generados por una roca fuente activa que hace parte de un sistema petrolífero. Este método sigue 4 etapas: 1) Identificación de la roca fuente y sus límites en la cuenca, 2) Cálculo de la masa de carbono orgánico total (TOC) en la roca fuente, 3) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados por gramo de carbono orgánico, 4) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados en la cuenca, que corresponde a multiplicar los valores obtenidos en los numerales 2 y 3.

Este método emplea el índice de hidrogeno (HI) para cuantificar la fracción de kerógeno que se transforma en hidrocarburo. El valor de HI obtenido de los análisis de pirolisis tipo Rock Eval, representa el potencial de la roca fuente para generar hidrocarburos. La diferencia entre el índice de hidrógeno original HI_0 (antes de la generación de hidrocarburos) y el HI obtenido, representa la cantidad de hidrocarburos generados por una roca fuente en una cuenca determinada.

Este método es el más indicado para la evaluación de las cuencas sedimentarias colombianas si se tiene en cuenta que la mayoría de estas cuencas son consideradas cuencas frontera con muy poca información geológica y sin producción. En el caso de las cuencas productoras, la producción se limita a unos pocos campos sin conocerse el potencial de la mayoría de la cuenca. Además el Método de Balance de Masas permite establecer los límites máximos y mínimos del potencial de hidrocarburos esperados en una cuenca sedimentaria siendo este método aplicable por igual a cuencas frontera y cuencas productoras.

4.4.1 Descripción del método de cálculo

En el primer paso, se identifica la roca fuente de un sistema petrolífero y se subdivide si es necesario, representándose cartográficamente las unidades de propiedades físicas y geoquímicas más homogéneas. El cálculo de los hidrocarburos generados se lleva a cabo para cada unidad de roca fuente, y los resultados se suman para dar un total para el sistema petrolero como se ilustra en la Figura 4.2.

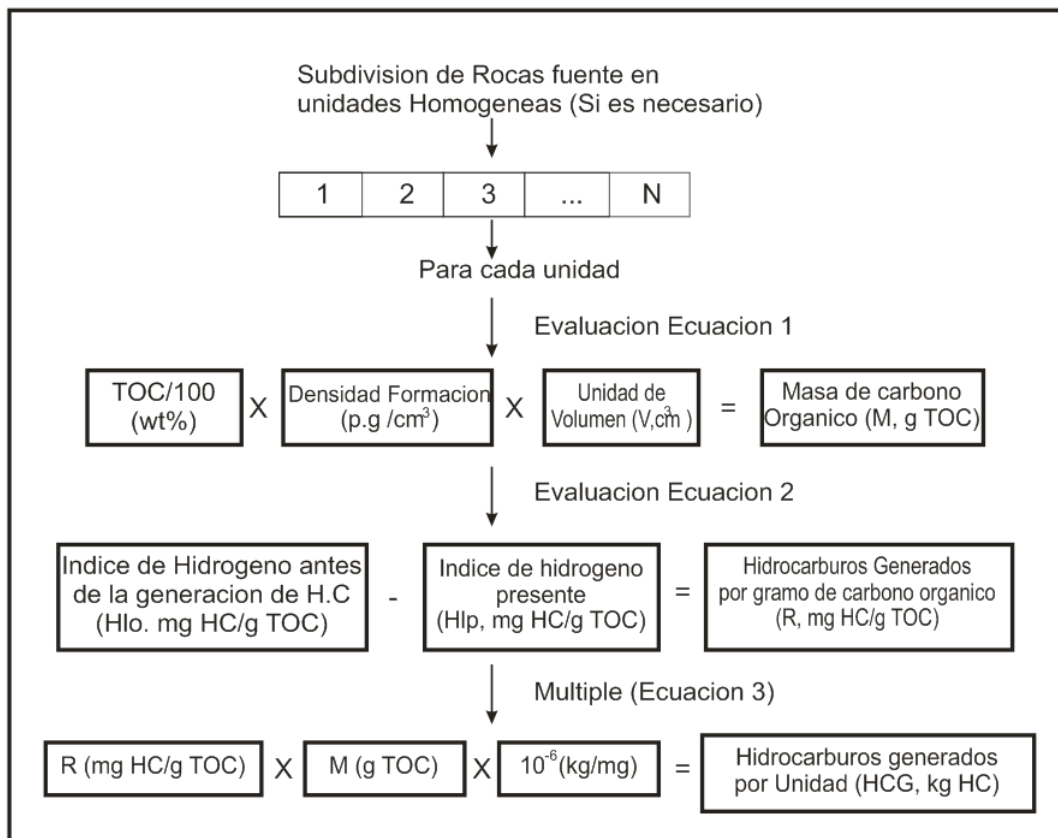


Figura 4.2. Diagrama de flujo del método de cálculo de balance de masas de hidrocarburo generado (Schmoker, 1994).

El objetivo del segundo paso es determinar la masa de carbono orgánico, **M** (gTOC), en cada unidad de roca fuente. Los datos necesarios para el cálculo de **M** son: el contenido de TOC (wt. %), la densidad media de la formación (ρ) en (g / cm^3) y el volumen de la cocina V (cm^3) de la formación. La multiplicación de estos tres parámetros da la masa de carbono orgánico en la unidad de roca fuente:

$$M (gTOC) = [TOC (wt. \%)/100] \times (\rho)(g/cm^3) \times V (cm^3) \quad (1)$$

La densidad de la formación depende de la matriz mineral, de la porosidad y también del TOC en el kerógeno, porque es menos denso que la matriz de la roca. El volumen de la cocina de la roca (V) se determina a partir de su espesor y extensión.

En el tercer paso se determina la masa de hidrocarburos generados por unidad de masa de carbono orgánico, **R** (mg HC / g TOC), por cada unidad de roca fuente. Los datos necesarios para calcular **R** son el actual índice de hidrógeno HI_p (mg HC / g TOC) y el índice hidrógeno original HI_o (mg HC / g TOC) de la roca fuente antes de la generación de petróleo. La diferencia entre estos dos índices se aproxima a la masa de hidrocarburos generados por gramo de TOC.

$$R (mg HC / g TOC) = HI_o (mg HC / g TOC) - HI_p (mg HC / g TOC) \quad (2)$$

Esta ecuación equivale a la declinación del potencial de generación de hidrocarburos. El HI_P se obtiene del análisis de pirólisis y el HI_O que se obtiene del análisis de pirólisis en muestras inmaduras.

La última etapa consiste en calcular la masa total de hidrocarburos generados, **HCG** (HC kg), en cada unidad de roca fuente. Los datos necesarios para calcular HCG se desarrollaron en los pasos anteriores:

$$\mathbf{HCG} \text{ (kg HC)} = \mathbf{R} \text{ (mg HC / g TOC)} \times \mathbf{M} \text{ (g TOC)} \times 10^{-6} \text{ (kg / mg)} \quad (3)$$

El resultado se multiplica por 10^{-6} para convertir unidades de masa de miligramos a kilogramos.

Los datos de TOC, TOC_o , HI y HI_o fueron obtenidos principalmente del Organic Geochemistry Atlas of Colombia (Montes, 2009).

La conversión de la masa de hidrocarburos a volumen de hidrocarburos generados se efectuó empleando una densidad promedio de 0.9, y en la conversión de metros cúbicos a barriles de petróleo equivalente se empleó un factor de 0.1589.

Después de obtener el volumen de hidrocarburo generado en cada cuenca, se procede a evaluar el volumen de hidrocarburo acumulado o entrampado. Para realizar estos cálculos se empleó el método propuesto por Hunt (1995), el cual se ilustra en la figura 4.3 y que permite hacer una cuantificación del volumen de hidrocarburo, teniendo en cuenta varios factores de riesgo geológico que tienen lugar desde la generación de hidrocarburos hasta la acumulación y preservación de hidrocarburos.

4.4.2 MÉTODO DE HUNT

El método de Hunt (1995) ilustra el balance y flujo de masa de hidrocarburos ocurrido en un lapso que para el caso del cuadro ilustrativo de la figura 4.3 es de cien millones de años, Sin embargo este ejemplo es aplicable a otras cuencas con tiempos de generación, migración y acumulación diferentes. A partir de una cuenca dada donde existe una roca fuente generadora de petróleo y una roca fuente generadora de gas, se indica el volumen de petróleo generado, expulsado, disperso, perdido en la superficie y finalmente el volumen acumulado y preservado en el reservorio. Con respecto al gas, se indica igualmente el volumen de gas, expresado en barriles equivalentes de petróleo, expulsado por la roca fuente y por craking de petróleo, como también disperso y acumulado en el reservorio. Con esta información se calcula el gas disperso, disuelto y perdido en la superficie y finalmente se obtiene el petróleo y el gas en el reservorio.

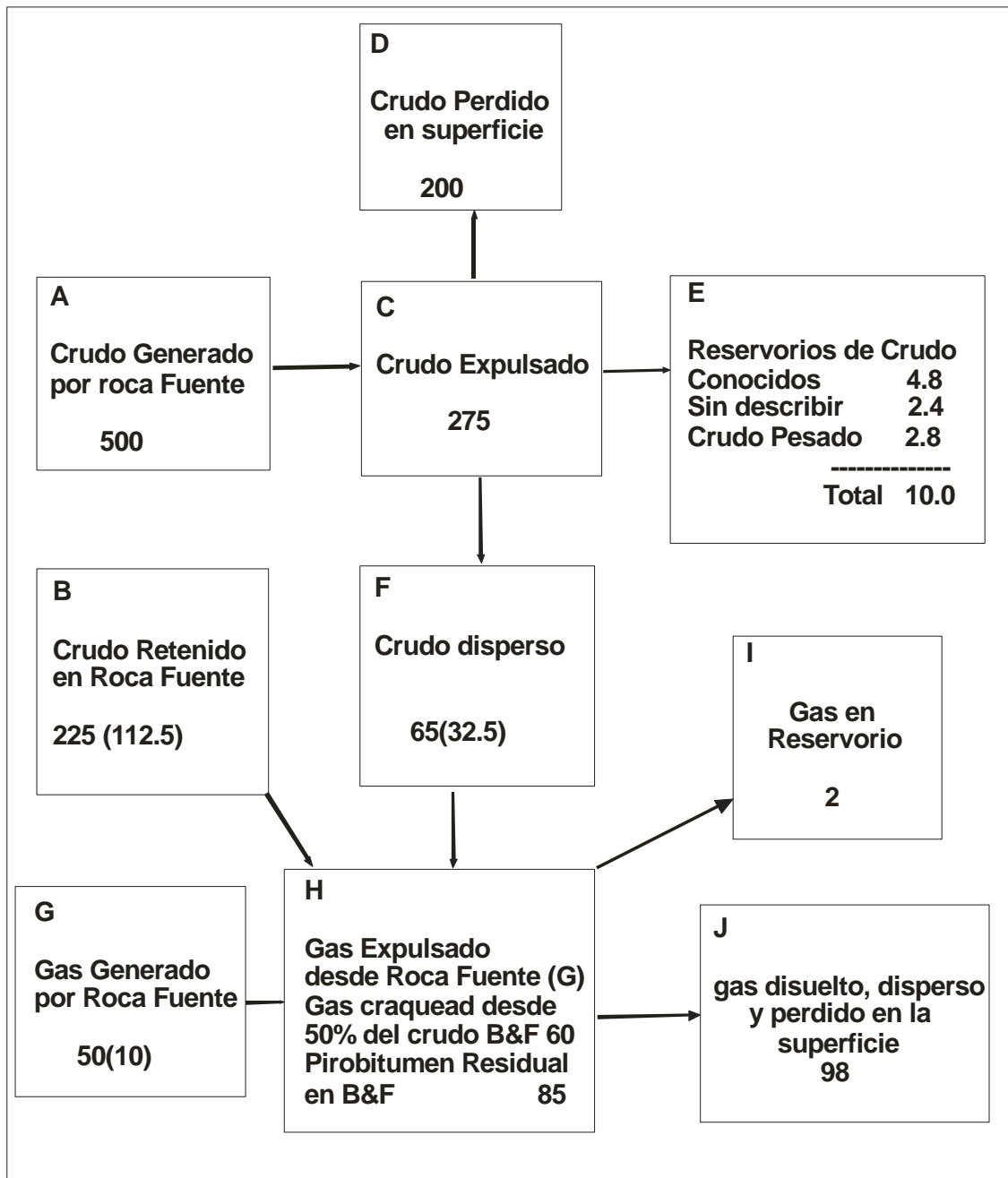


Figura 4.3. Cuadro Ilustrativo del balance y flujo de masa de hidrocarburos ocurrido en un lapso de cien millones de años a partir de hidrocarburos generados en los cuadros A y G.

Las cifras indicadas en cada uno de los cuadros están dadas en barriles de petróleo equivalente BOE debido a que no es posible establecer una diferencia entre recursos de petróleo y recursos de gas dado que esto depende de muchos factores como el tipo de kerógeno, historia de enterramiento y origen de la materia orgánica entre otros. Los números en paréntesis de los cuadros **B** y **F** representan el petróleo residual después de que el 50% de este crudo ha sufrido degradación termal (cracking) a gas el cual se incluye en el cuadro **H**. El número en paréntesis del cuadro **G**, corresponde al gas residual absorbido en la roca fuente después de ocurrida la migración primaria. La

cifra de 550×10^{12} Barriles de petróleo equivalente BOE, corresponde a un ejemplo de petróleo generado en una cuenca dada, el cual se distribuye o migra como se indica a continuación: En el cuadro **B** están 225 BOE que correspondiente al petróleo retenido por la roca fuente de los cuales 112,5 BOE han sufrido cracking a gas el cual migra hacia el cuadro **H**. El cuadro **C** incluye 275 BOE que corresponde al petróleo expulsado (migrado) desde la roca fuente a la roca reservorio. El cuadro **D** presenta 200 BOE que corresponde al petróleo perdido en la superficie. El cuadro **E** presenta 10 BOE de petróleo en el reservorio el cual a su vez se subdivide en reservas conocidas que corresponden al 1% del valor que se utiliza en este trabajo para el cálculo de los recursos atrapados, sin descubrir y en crudos pesados. El cuadro **F** incluye 65 BOE que corresponde al petróleo que se dispersa durante la migración. De estos 32.5 BOE corresponden a petróleo craqueado a gas el cual migra al cuadro **H**. El cuadro **G** incluye 50 BOE que corresponden a gas generado por kerógeno de la roca fuente, de estos 50 BOE se considera que 40 BOE son expulsados y migrados hacia el reservorio. El cuadro **H** incluye gas expulsado de la roca fuente y gas originado por craqueo del petróleo generado con anterioridad. El cuadro **I** incluye 2 BOE de gas en el reservorio. El cuadro **J** incluye 98 BOE de gas dispersado y disuelto en superficie.

En suma el petróleo en reservorio equivale al 1.8% del petróleo originalmente generado; el gas en el reservorio corresponde al 0.4% del petróleo originalmente generado. En total solo el 2.2% de hidrocarburo (aceite+gas) llega al reservorio a partir de una masa de hidrocarburo generado de 550×10^{12} BOE.

5. SISTEMAS PETROLIFEROS COLOMBIANOS

En el siguiente capítulo se describen para cada una de las cuencas sedimentarias colombianas, los principales elementos de los sistemas petrolíferos, como son; roca generadora, roca reservorio, trampas, roca sello. Además se incluye una columna estratigráfica de cada cuenca, un diagrama de enterramiento y un cuadro de eventos del sistema petrolífero. La figura 5.1 ilustra las 23 cuencas sedimentarias del país.

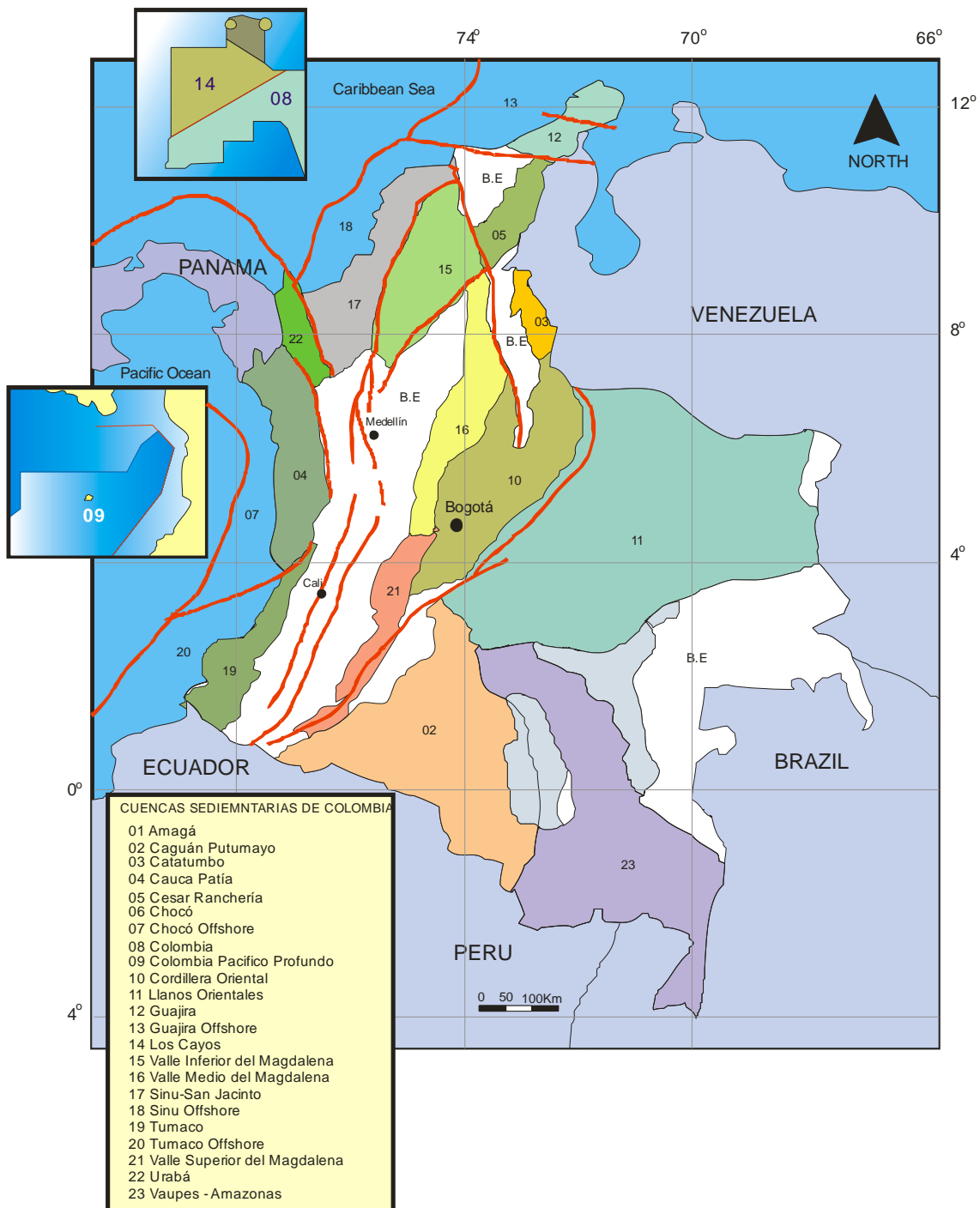


Figura. 5.1 Mapa de las cuencas sedimentarias colombianas. Tomado de Barrero et al. (2007).

5.1 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE AMAGA

Las secuencias de las rocas aflorantes en la parte antioqueña de la zona, están localizadas al sur occidente de Medellín entre las localidades de El Balsal, Titiribí, Bolombolo, Venencia, Fredonia, Amagá y Angeópolis y son de una composición muy variada, con edades que van desde el pre – paleozoico hasta el Neógeno y algunos depósitos del Cuaternario (Luna et al., 2004), ver figura 5.1.1.

En el presente documento la descripción de estas secuencias se limita a la Formación Amagá y a sus subdivisiones debido a que presenta carbones.

El potencial de generación de hidrocarburos de la Cuenca de Amaga consiste predominantemente en yacimientos no convencionales de gas asociado a mantos de carbón.

Formación Amagá.

Con este nombre se hace referencia a la espesa secuencia silisiclástica carbonífera de edad Oligoceno superior a Mioceno inferior, que reposa discordantemente sobre las rocas del Grupo Cajamarca y sobre la Diorita de Pueblito.

En la parte antioqueña, la presencia de carbones cubre una superficie de 75 km² y consiste de una secuencia de ruditas, arenitas y lutitas, cuya frecuencia y composición permiten individualizar tres unidades con rango de miembros. Su espesor total no supera los 560 m. La localidad tipo de la formación se ha establecido entre Venencia y Fredonia, donde se han reconocido tres secciones a lo largo de la Quebrada Sinifaná y en El Plan.

Sistema Petrolífero

Sistema Formación Amagá – Formación Amagá (?)

| EDAD | FORMACION | MIEMBRO | ESPESOR(m) | SECCION COLUMNAR | DESCRIPCION | | | | | | | | |
|---------------------------------------|-----------|----------|------------|---------------------------------------|---|-------|-----|---------------------------------------|-------|----------|----|--|--|
| OLIGOCENO SUPERIOR - MIOCENO INFERIOR | AMAGA | SUPERIOR | 359 | | <p>Arenita gris verdosa con lentes de arenita arcillosa</p> <p>Arenita media a gruesa de cuarzo, gris</p> <p>Arcillolitas arenosas gris - verdosas con concreciones calcáreas</p> <p>Arcillolitas friables</p> <p>Arenita media de cuarzo, con intercalaciones arcillosas</p> <p>Arcillolitas color gris - verdosas y ocre</p> <p>Arenita media a fina, de cuarzo, con concreciones ferruginosas pequeñas</p> <p>Arcillolitas</p> <p>Arenita gruesa a media de cuarzo.</p> <p>Arcillolitas ocre y gris verdosas con concreciones calcáreas y capas de arenitas de cuarzo intercaladas de color gris y grano fino</p> <p>Arenita media de cuarzo.</p> <p>Arcillolitas grises y ocres con concreciones calcáreas y capas de arcillolito carbonosa de 0.5 cm de espesor.</p> <p>Arenita de grano fino de cuarzo muy meteorizada</p> <p>Arcillolitas arenosas con capas delgadas de arcillolitas carbonosas</p> <p>Arenita de grano medio de cuarzo.</p> <p>Arenita de grano medio de cuarzo, con concreciones ferruginosas.</p> <p>Arcillolita arenosa con concreciones y lentes de siderita.</p> <p>Arenita de grano medio de cuarzo, color gris.</p> <p>Arcillolita arenosa gris con capas delgadas de arenisca arcillosa.</p> <p>Manto de carbón con intercalaciones arcillosas.</p> <p>Arcillolitas arenosas y arenillas de cuarzo con capas delgadas de carbón</p> <p>Arenita fina de cuarzo con Intercalacion arcillosa.</p> <p>Arcillolita gris con bancos delgados de arenitas de grano fino</p> <p>Manto de carbón (1.4m)</p> <p>Arenita de grano grueso de cuarzo con lentes ferruginosos.</p> <p>Conglomerado y arenita de grano grueso de cuarzo.</p> <p>Conglomerados líticos de magmatitas y metaorfitas.</p> <p>Esquisios verdes del Grupo Cajamarca.</p> | | | | | | | | |
| | | | | OLIGOCENO SUPERIOR - MIOCENO INFERIOR | AMAGA | MEDIO | 129 | | | | | | |
| | | | | | | | | OLIGOCENO SUPERIOR - MIOCENO INFERIOR | AMAGA | INFERIOR | 67 | | |

Figura 5.1.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Amagá. Tomada de Luna et al. (2004).

5.2 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE CAGUAN - PUTUMAYO.

Roca Generadora.

Las formaciones generadoras de hidrocarburos son la Formación Caballos y la Formación Villeta (Figura 5.2.1)

La Formación Caballos está conformada por cuarzoarenitas blancas de tamaño de grano medio a grueso, con fragmentos aislados de cuarcita y neis, cemento calcáreo y matriz arcillosa caolinítica. Presenta intercalaciones de lodolitas grises con materia orgánica y trazas de glauconita y pirita.

La Formación Villeta está conformada por una serie de shales, shales calcáreos y calizas, localmente intercalados por areniscas.

Las rocas fuente del Cenomaniano –Turoniano muestran unos valores altos de carbón orgánico, el cual fluctúa entre 1 – 14%, con un valor modal de 3% y un potencial como roca fuente de hidrocarburos excelente, el cual fluctúa entre 100 – 800 mg Hc / gTOC. El kerógeno es principalmente tipo II, HC/g de carbón orgánico (Montes, 2009)

Migración

La migración de crudos desde las áreas de roca fuente maduras ha sido esencialmente a lo largo de las unidades arenosas adyacentes, mientras la migración vertical ha sido muy limitada.

Roca Reservorio.

Las areniscas presentes en la Formación Caballos como las areniscas T del Albiano, las areniscas U y M2 del Turoniano y Coniaciano, las areniscas A del Maestrichtiano inferior, pertenecientes todas a la Formación Villeta y los niveles arenosos de la Formación Pepino.

La Arena T, está constituida por un conglomerado basal, una sucesión de cuarzoarenitas y lodolitas oscuras. Las cuarzoarenitas se estratifican como capas gruesas a muy gruesas, tabulares a lenticulares, que se tornan onduladas hacia el tope.

La secuencia que corresponde a la Arena U presenta hacia el tope un predominio de cuarzoarenitas bioturbadas y capas delgadas de shales negros carbonosos.

Trampas

En general, el tipo de trampa predominante es estructural, dadas por un anticlinales asimétricos limitados al menos en uno de sus flancos por fallas inversas, por pequeñas estructuras cóncavas o bien por monoclinales con cierres estructurales favorables contra una falla. Estos tipos de trampas estructurales son característicos para los yacimientos en las formaciones Caballos y Pepino. También se presentan trampas estratigráficas, dadas principalmente por cambios laterales de facies y/o terminaciones por acuñamiento, características que se pueden presentar en la Formación Villeta.



Roca Sello.

Las calizas y shales de la Formación Villeta, los shales de la Formación Rumiayaco y la Formación Orteguzza.

Roca de sobrecarga.

La secuencia de roca depositada desde la arenisca M2 de la Formación Villeta hasta el tope de la Formación Ospina.

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.2.2 y 5.2.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistemas Petrolíferos.

Sistema F. Caballos – F. Caballos (!)

Sistema F. Caballos – G. Villeta (Villeta – Caballos) (!)

Sistema F. Caballos / G. Villeta – F. Pepino (!)

CARTA ESTRATIGRAFICA REGIONAL

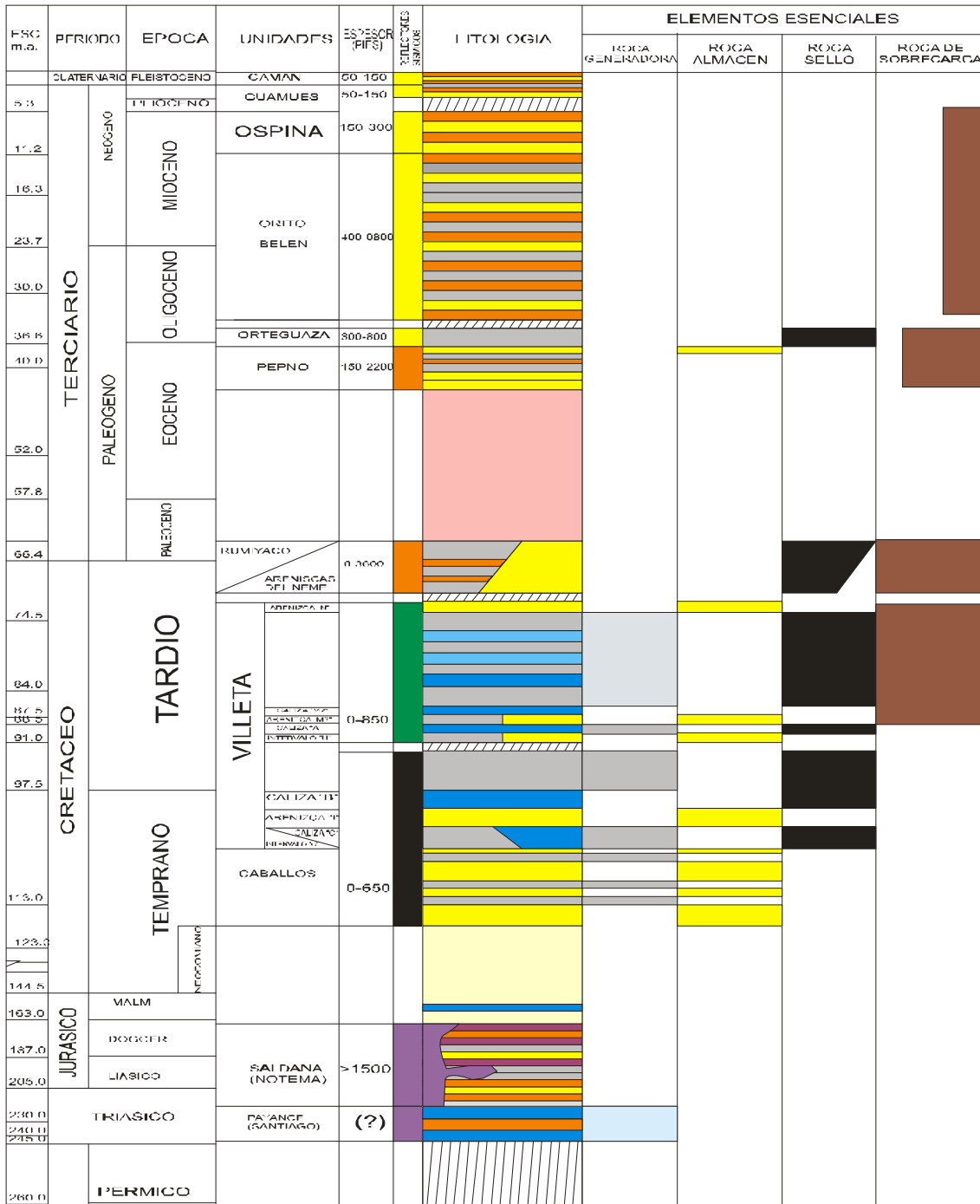


Figura. 5.2.1. Columna estratigráfica de la Cuenca de Caguán - Putumayo. Modificado de Barrero et al. (2007).

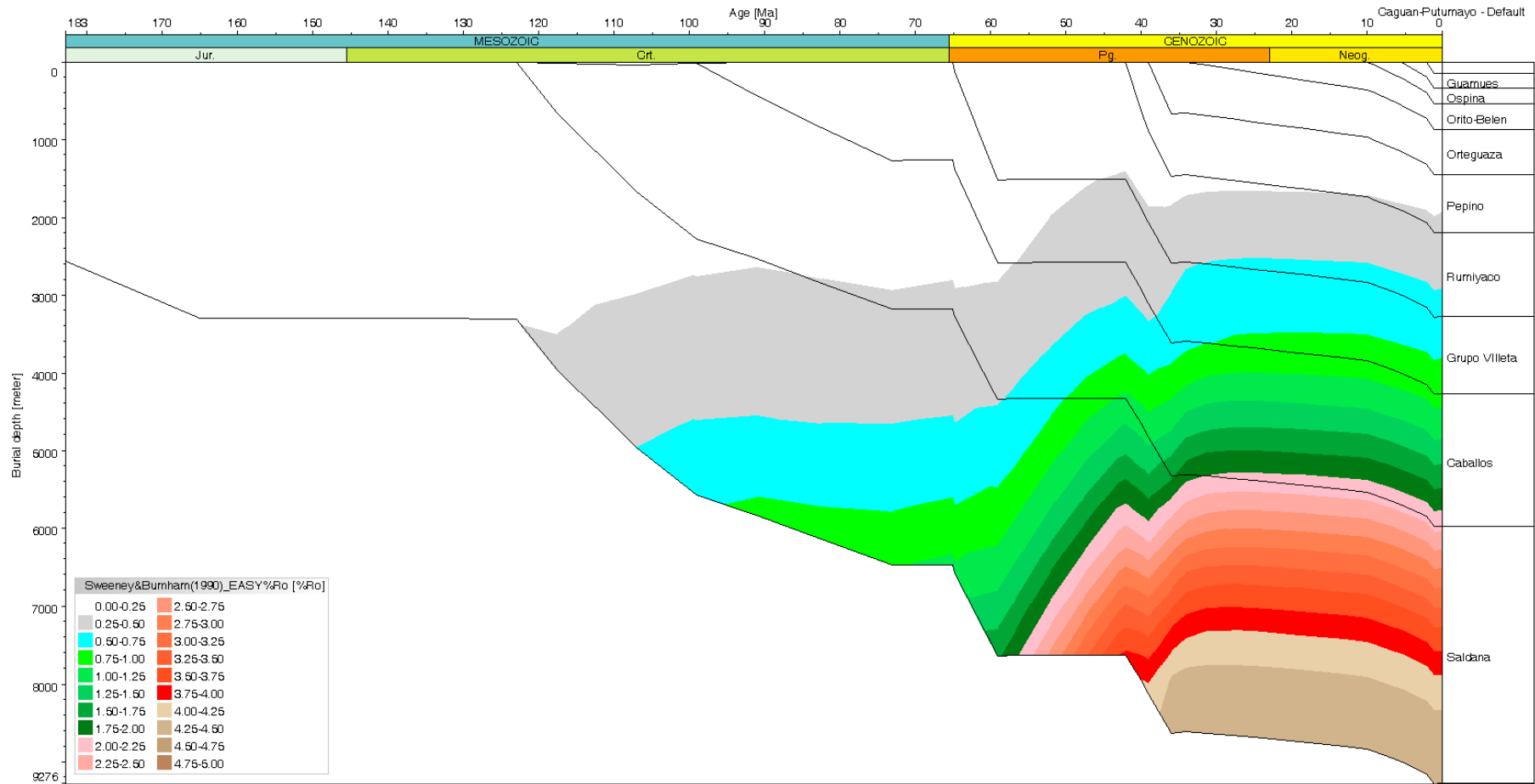


Figura. 5.2.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Caguán – Putumayo. En esta figura se ilustra la variación del %Ro con el tiempo. Se observa que la Formación Caballos entró en ventana de generación de petróleo hace 60 M.a. y el Grupo Villeta entró en la ventana hace 40 M.a. actualmente estas formaciones se encuentran en ventana de generación de crudo y de gas con valores de Ro entre 0.75 y 2.0%

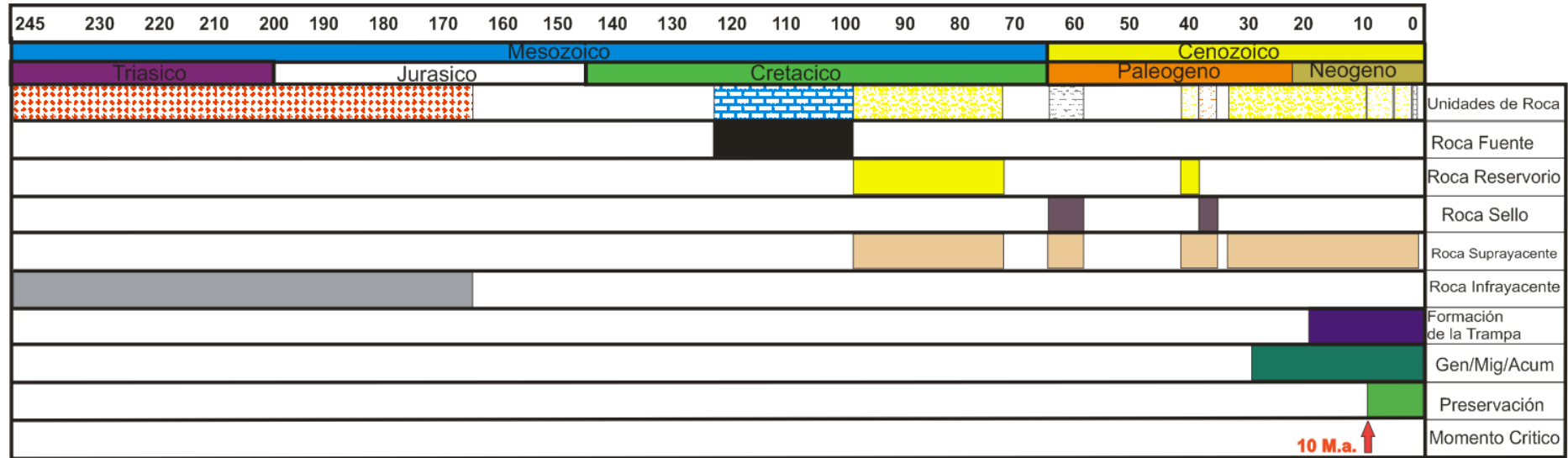


Figura. 5.2.3. Carta de eventos para la Cuenca de Caguán–Putumayo. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.

5.3 SISTEMA PETROLIFERO CUENCA DE GUAJIRA OFFSHORE

Roca Generadora

A partir de la información geoquímica de los pozos costa afuera de la Guajira, los sedimentos cenozoicos de edad Eoceno (shales, calizas y areniscas calcáreas) de la Formación Macarao tienen características locales de roca generadora (Figura 5.3.1).

En el reciente estudio sobre la evolución térmica de la Subcuenca de la Baja Guajira realizado por García et al. (2009) se concluyó que los gases de la Subcuenca de la Baja Guajira son de origen termal y se derivan de secuencias calcáreas del Cretáceo Superior y del Paleógeno.

Roca Reservorio.

El Oligoceno representado por los depósitos marinos someros de la Formación Siamana (conglomerados, calizas y areniscas) tiene calidad de reservorio.

Las acumulaciones de gas comercial se encuentran en rocas calcáreas de la Formación Siamana, de edad Mioceno medio, en los campos Ballena y Riohacha y en niveles arenosos de la secuencia clástica basal de edad Mioceno temprano en el Campo Chuchupa, confirmando su calidad como roca reservorio.

Trampas

Los campos productores están relacionados principalmente a trampas estructurales.

Roca Sello

El Mioceno Inferior representado por limolitas y shales de las formaciones Uitpa y Jimol, los cuales constituyen un sello regional. El Mioceno medio y superior están constituidos por shales de aguas profundas y turbiditas de la Formación Castilletes con calidad tanto de reservorio como sello.

Roca de sobrecarga.

Toda la secuencia depositada desde la Formación Colón hasta el Plioceno.

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.3.2 y 5.3.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistemas Petrolíferos

Sistema F. La Luna / G.Cogollo – F. La Luna (.)

Sistema F. Maracao - F. Siamana / F. Uitpa / F. Jimol (.)

Sistema F. Castilletes - F. Castilletes (?)

| | EPOCA | UNIDAD | ESPESOR M | |
|-------------|------------|-----------------------|---------------------|--------|
| | Q | HOLOCENO | | |
| PLEISTOCENO | | Fm Gallinas | | |
| PLIOCENO | | | | |
| TERCIARIO | MIOCENO | Fm Castilletes | 692 | |
| | | Fm Jimol | 940 | |
| | | Fm Uitpa | 342 | |
| | OLIGOCENO | Fm Siamana | 302 | |
| | | Fm Macarao | >253 | |
| | EOCENO | | | |
| PALEOCENO | | | | |
| CRETACICO | MAAST | | | |
| | CAMP | Fm Colón o Guaralamai | >500 | |
| | | | | |
| | SAN | | | |
| | CON | | | |
| | TUR | Fm La Luna | 79-130 | |
| | CEN | Gr Cogollo | Fm Maraca | |
| | | | Fm Cogollo Inferior | >700 |
| | ALB | | | |
| | APT | | | |
| | BARR | Gr Yaruma | Fm Yaruma | |
| | | | Fm Molina | 50-350 |
| | HAU | | | |
| VAL | Fm Palanz | 400-1300 | | |
| BERR | Fm Ipapure | 70 | | |

Figura. 5.3.1. Columna estratigráfica de la Cuenca de Guajira Offshore. Modificado de Rangel y Ramírez (2001).

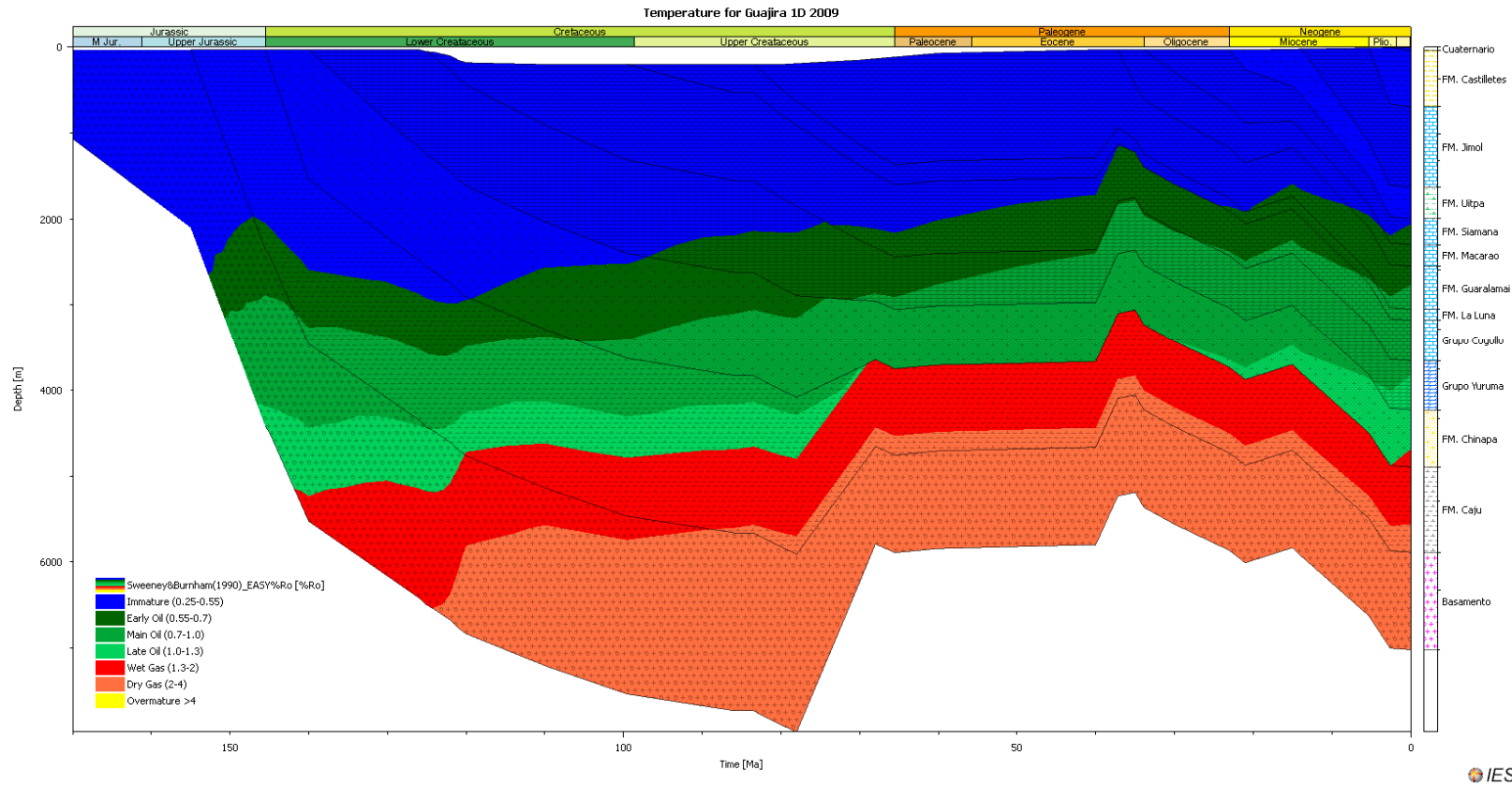


Figura. 5.3.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Guajira Offshore. Donde se ilustra que la Formación Siamana entra a la ventana de generación de hidrocarburos en el Mioceno Superior, la Formación La Luna entra en el Mioceno Inferior y el Grupo Cogollo en el Eoceno Superior.

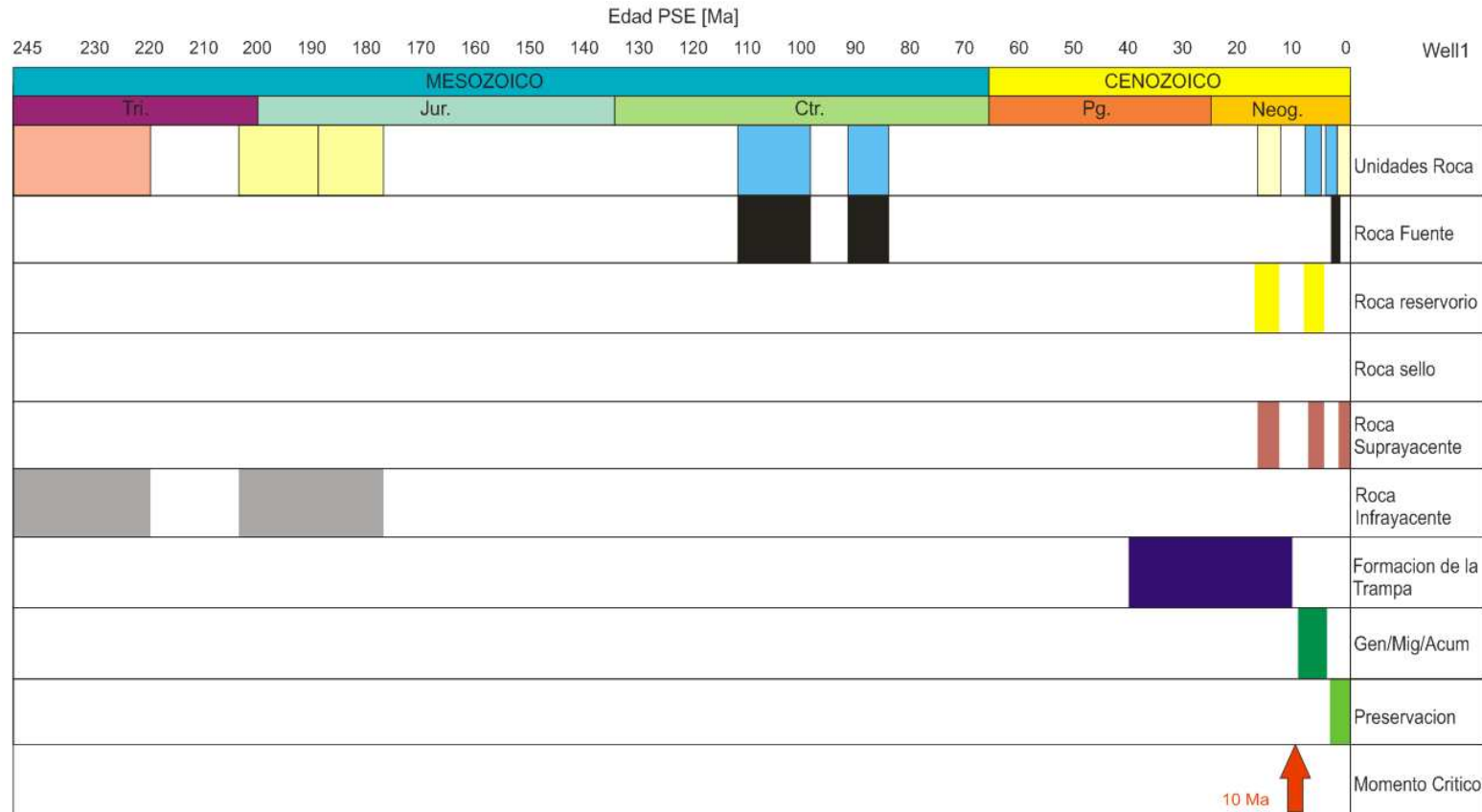


Figura. 5.3.3. Carta de eventos Cuenca de Guajira Offshore. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la deposición de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico

5.4 SISTEMA PETROLIFERO CUENCA DE CATATUMBO

Rocas Generadoras

La Formación La Luna (Conanciano al Campaniano tardío) y la Formación Capacho (Cenomaniano a Turoriano) son las principales roca fuente y presentan valores de TOC entre 0.5% y 6.0% con valores promedio de 3.2% y 2.1% de TOC, (Montes, 2009). El sector norte de la cuenca se encuentra en ventana de generación de crudo y el sector sur se encuentra en la fase inicial de la ventana de generación de gas (Ecopetrol, 2000), ver figura 5.4.1.

En ambas formaciones el Índice de Hidrogeno (HI) es generalmente bajo, de más o menos unos 200 mg HC / g TOC. El kerógeno de la Formación La Luna es tipo II, mientras que el kerógeno de la Formación Capacho es tipo II / III. Sin embargo en el cálculo de balance de materiales se emplearon valores de HI de 300 y 400 mgr HC/g TOC en razón a que estas rocas son inmaduras termalmente.

El análisis petrográfico realizado por Ecopetrol – ICP en 1993 indica que hay altos porcentajes de asfalto en ambas formaciones, que varían entre el 5% y el 60%, con un promedio de 28%, lo que es evidencia de la generación de hidrocarburos y de su posterior migración.

La secuencia del Paleoceno (formaciones Catatumbo y Los Cuervos) consta de pizarras y carbón, los cuales son ricos en materia orgánica de tipo II / III, con un contenido de TOC que varía de 1% a 69% presente en las unidades con carbón.

En general en las Formaciones Cretácicas y Cenozoicas la madurez termal aumenta hacia el sur.

En esta cuenca las principales rocas fuente de hidrocarburos son las siguientes:

- Formación La Luna (de buenas a excelentes condiciones como generador de aceite).
- Formación Capacho (de bajo a excelente potencial para generar aceite).
- Grupo Uribante (de bajo a buen potencial para generar aceite y gas)
- Formaciones Catatumbo y Barco, con bajo potencial para generar gas y bueno para generar aceite.
- En el cálculo de balance de masas se generalizó como roca fuente a las formaciones del Cretáceo indiferenciado debido a la carencia de datos de cada una de las formaciones.

Migración

La migración ocurre desde el lado Venezolano desde el Mioceno y posteriormente durante el levantamiento del Mioceno-Plioceno.

Roca Reservorio

Se presentan rocas almacenadoras, con numerosas calizas y areniscas en el Cretáceo, así como gruesos cuerpos de arena en el Cenozoico.

Las principales rocas productoras en la Cuenca de Catatumbo las areniscas paleocenas de la Formación Barco, las areniscas del Eoceno de la Formación Mirador y las areniscas de la Formación Carbonera de edad Eoceno superior – Mioceno inferior.

Las areniscas de la Formación Barco, con porosidades del 10% al 15% son productoras en las estructuras de Tibú – Socuavó, que han producido hasta la fecha 224 millones de barriles de petróleo (Mbls). Las areniscas de la Formación Mirador con porosidades de 15% a 22% son las principales productoras en el campo Zulia, y habían producido hasta el año 2008 un total de 129 Mbls

Las areniscas de la Formación Carbonera también llamadas “Arenas Green” son subarcosas de grano fino a medio intercaladas con shales grises con un espesor de 27 metros.

La sección cretácea presenta porosidades de 5% a 15% para las areniscas y menos del 10% para las calizas. El espesor productivo neto se estima en 200 pies en los campos productores del Cretáceo y la mayor parte de la producción proviene de rocas fracturadas, donde la porosidad secundaria favorece el flujo de petróleo.

Trampas

Las trampas de la Cuenca de Catatumbo son de los siguientes tipos: Anticlinales como el de Tibú, calizas fracturadas del Cretácico, anticlinales asociados a fallas inversas, domos limitados por fallas inversas y normales de alto ángulo y cuñas tectónicas existentes dentro del sistema de Fallas de Petrolea-Escondido.

Roca Sello

Las formaciones Colón, Cuervos y León son consideradas las principales rocas sello de la cuenca.

Roca de Sobrecarga.

La secuencia comprendida desde la Formación Colón hasta la Formación Guayabo, incluyendo las formaciones Barco, Carbonera, León y Guayabo.

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.4.2 y 5.4.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistemas Petrolíferos

La información sintetizada parece sugerir la presencia de tres sistemas petrolíferos

- Sistema G. Uribante / F. La luna - Grupo Uribante / Formación La luna (!)
- Sistema G. Uribante / F. La luna - Paleógeno (!)
- Sistema Fms. Catatumbo / Barco-Los Cuervos -- Fms. Mirador / Carbonera (.)

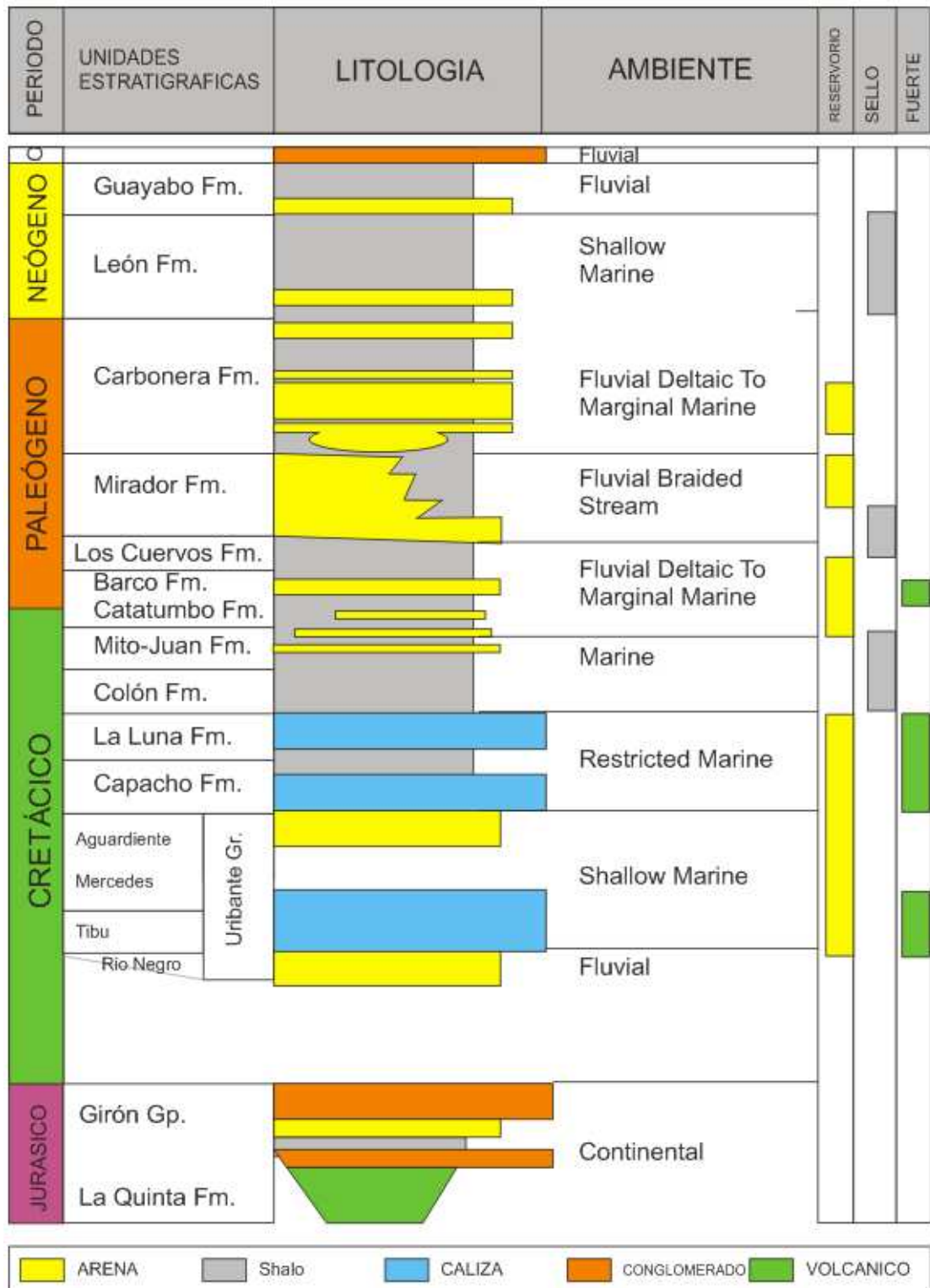


Figura 5.4.1 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Catatumbo. Tomado de Barrero et al. (2007).

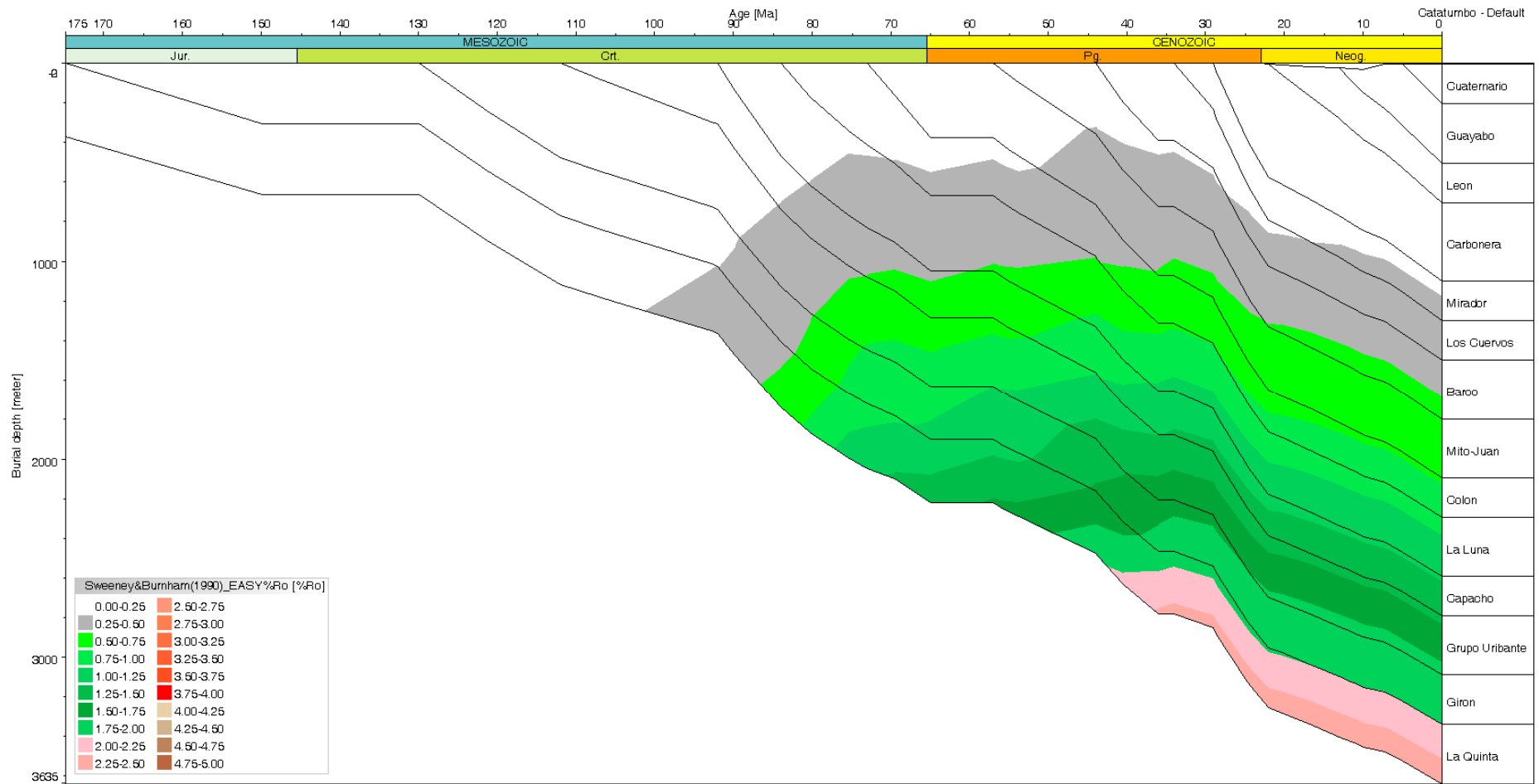


Figura. 5.4.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Catatumbo. En esta figura se ilustra la variación del %Ro con el tiempo. Nótese que las formaciones fuente inician su entrada a la ventana de generación de petróleo hace 80 M.a. Así mismo las formaciones del Grupo Uribante entraron a la ventana de generación de gas húmedo hace 45 M.a.

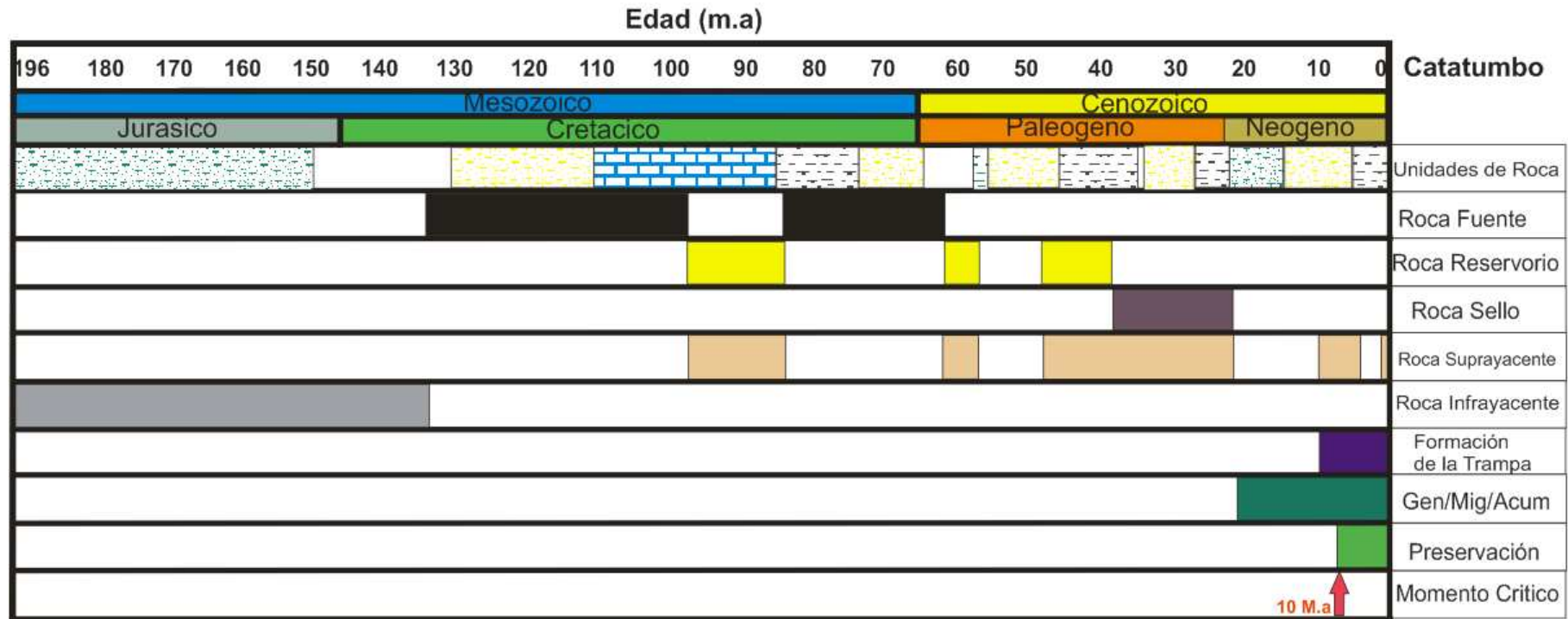


Figura 5.4.3. Carta de eventos para la Cuenca de Catatumbo. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.

5.5 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE CAUCA - PATIA.

Roca Generadora

En la Cuenca de Cauca-Patía se pueden considerar como potenciales rocas generadoras a las depositadas dentro del Paleoceno tardío al Oligoceno temprano (Grupo Cauca) y al Grupo Valle del Mioceno. Figura 5.5.1.

La Formación Guachinte – Ferreira (Grupo Cauca) y la Formación Esmita (Grupo Valle) presentan buenas características de roca generadora, las cuales consisten de carbones y shales carbonosos, estas formaciones presentan un predominio de kerógeno tipo III.

Análisis geoquímicos indican que la Formación Nogales conformada por shales de edad Cretácea tardía y la Formación Chimborazo, a la base del Grupo Cauca (Eoceno) tienen un moderado potencial generador, dado que los contenidos de TOC son mayores para el Cretáceo (2%) y entre 1 y 2% para los shales del Eoceno.

Migración

La migración de hidrocarburo ocurrió a lo largo de areniscas de edad Paleógeno y fracturas relacionadas a zonas de falla. La migración empezó en el Mioceno tardío y continúa hasta la fecha como lo demuestra la ocurrencia de hidrocarburos frescos encontrados en el rezumadero de la quebrada la Matacea en el departamento del Cauca.

Reservorio

El principal reservorio siliciclástico es la Formación Chimborazo la cual tiene porosidades entre 5 y 15% y una permeabilidad promedio de 100 md.

Roca Sello

Lo constituye las arcillolitas y shales de las formaciones Guachinte y Ferreira. No obstante, la roca sello es el mayor factor de riesgo en esta cuenca debido a que no se conoce la continuidad lateral de estas litologías.

Roca de sobrecarga

Constituida por la parte media y superior de la Formación Esmita (Mioceno), la Formación Galeón (Plioceno) y la Formación Popayán y Mercaderes (Pleistoceno).

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.5.2 y 5.5.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistemas Petrolíferos

F. Esmita / F. Mosquera - Secuencia Río Guabas (?)

F. Esmita - F. Esmita (?)

F. Guachinte – Ferreira / F. Chimborazo (?)

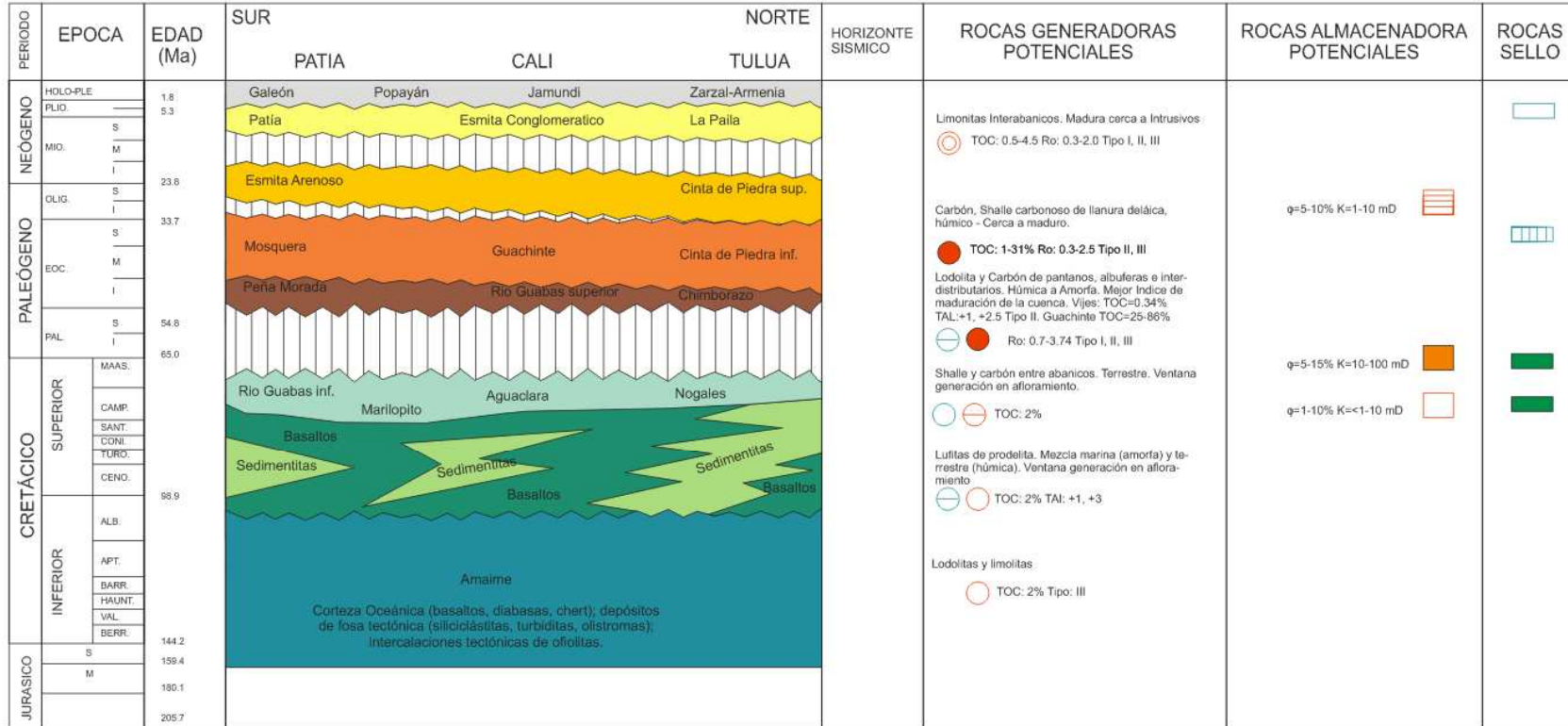


Figura 5.5.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Cauca - Patía. Tomada de ECOPETROL (2000).

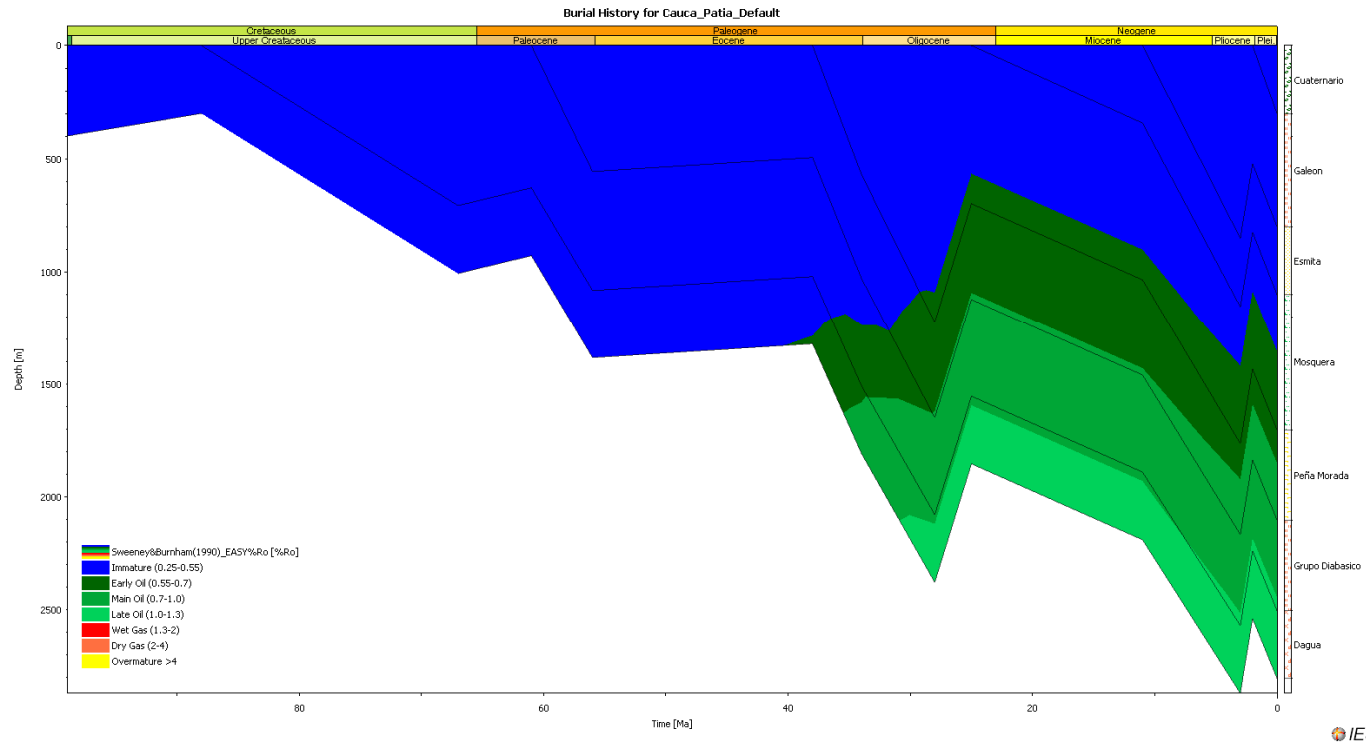


Figura. 5.5.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Cauca - Patía. Donde se ilustra como la Formación Mosquera entró a la ventana de generación de hidrocarburos en el Oligoceno.

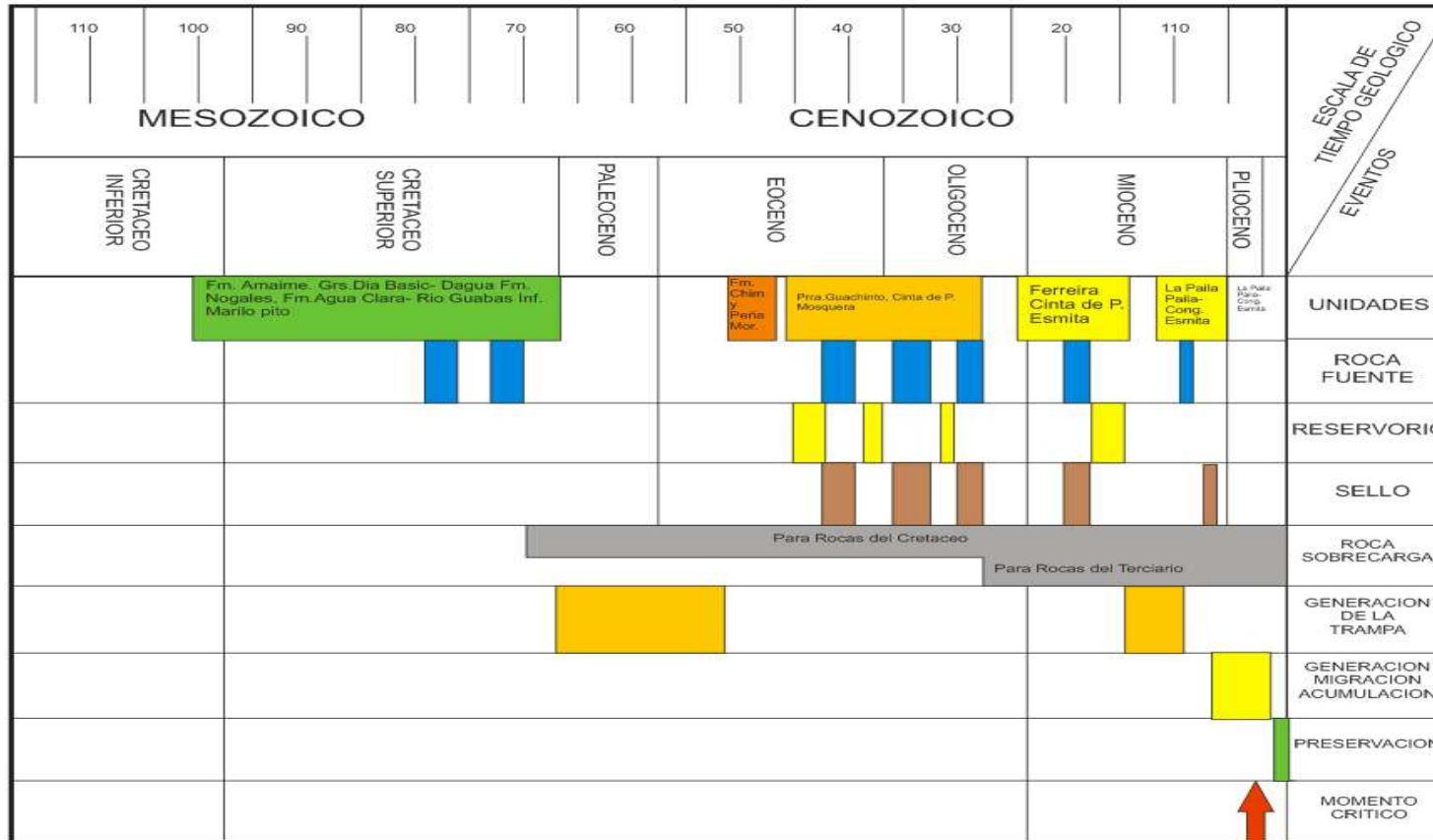


Figura 5.5.3. Carta de eventos para la Cuenca de Cauca-Patía. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico. Tomado de ECOPEPETROL (2000).

5.6 SISTEMA PETROLÍFERO CUENCA DE CESAR RANCHERÍA

Roca Generadora.

En la Cuenca de Cesar-Ranchería, las rocas fuente están constituidas por la secuencia cretácica, que comprende el Grupo Cogollo, la Formación la Luna y la Formación Molino, de edades que van desde el Aptiano hasta el Maestrichtiano. Figura 5.6.1

Los niveles que presentan altos contenidos de materia orgánica son: el Miembro inferior de la Formación Lagunitas, Miembro Las Ánimas de la Formación Aguas Blancas, los miembros inferior y medio de la Formación La Luna y los shales del Miembro superior de la Formación Molino. Los valores de TOC actuales para la Formación La Luna varían entre 2 y 4% con un valor promedio de 3% (Montes, 2009).

Las rocas fuente constituidas por la secuencia Paleógena son los carbones y shales carbonosos de la Formación Cuervos, en la subcuenca de Cesar y los carbones de la Formación Cerrejón, en la subcuenca de Ranchería. Estas dos formaciones constituyen la principal roca fuente para gas.

Roca Reservorio.

Las areniscas basales de la Formación Río Negro, las calizas fracturadas de la Formación Lagunitas, las areniscas del Miembro Tocuy, la Formación Aguas Blancas, las calizas y los cherts fracturados de la Formación La Luna y las areniscas del Miembro Socuy, Formación Molino.

Las rocas reservorio del Paleógeno, están constituidas principalmente por los mantos de carbón de las formaciones Cuervo y Cerrejón, yacimientos que se conocen como no convencionales de gas asociado al carbón (GAC).

Las arenas de edad Eoceno, sin nombre formal, en la subcuenca de Cesar y que en la subcuenca de Ranchería se denominan Formación Tabaco, son correlacionables con la Formación Misoa, de la Cuenca de Maracaibo, la cual es un importante reservorio de gas y petróleo.

Trampas.

Debido al estilo tectónico de bloques compresivos predominante, se presentan estructuras anticlinales asociadas a fallas inversas.

Roca Sello.

La roca sello regional son los shales de la Formación Molino y las intercalaciones de shales que ocurren en la Formación La luna y el Grupo Cogollo.

Las rocas sello del Paleógeno, están constituidas esencialmente por los shales de las formaciones Barco y Cerrejón.



Roca de sobrecarga.

Toda la secuencia de rocas del Paleógeno y del Neógeno.

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.6.2, 5.6.3 y 5.6.4, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistemas Petrolíferos

G. Cogollo / F. La Luna – G. Cogollo / F. La Luna. Subcuencas de Cesar – Ranchería. (.)

F. Barco Cuervos – F. Barco Cuervos. Subcuenca de Cesar (.)

F. Cerrejón – F. Cerrejón. Subcuenca de Ranchería. (.)

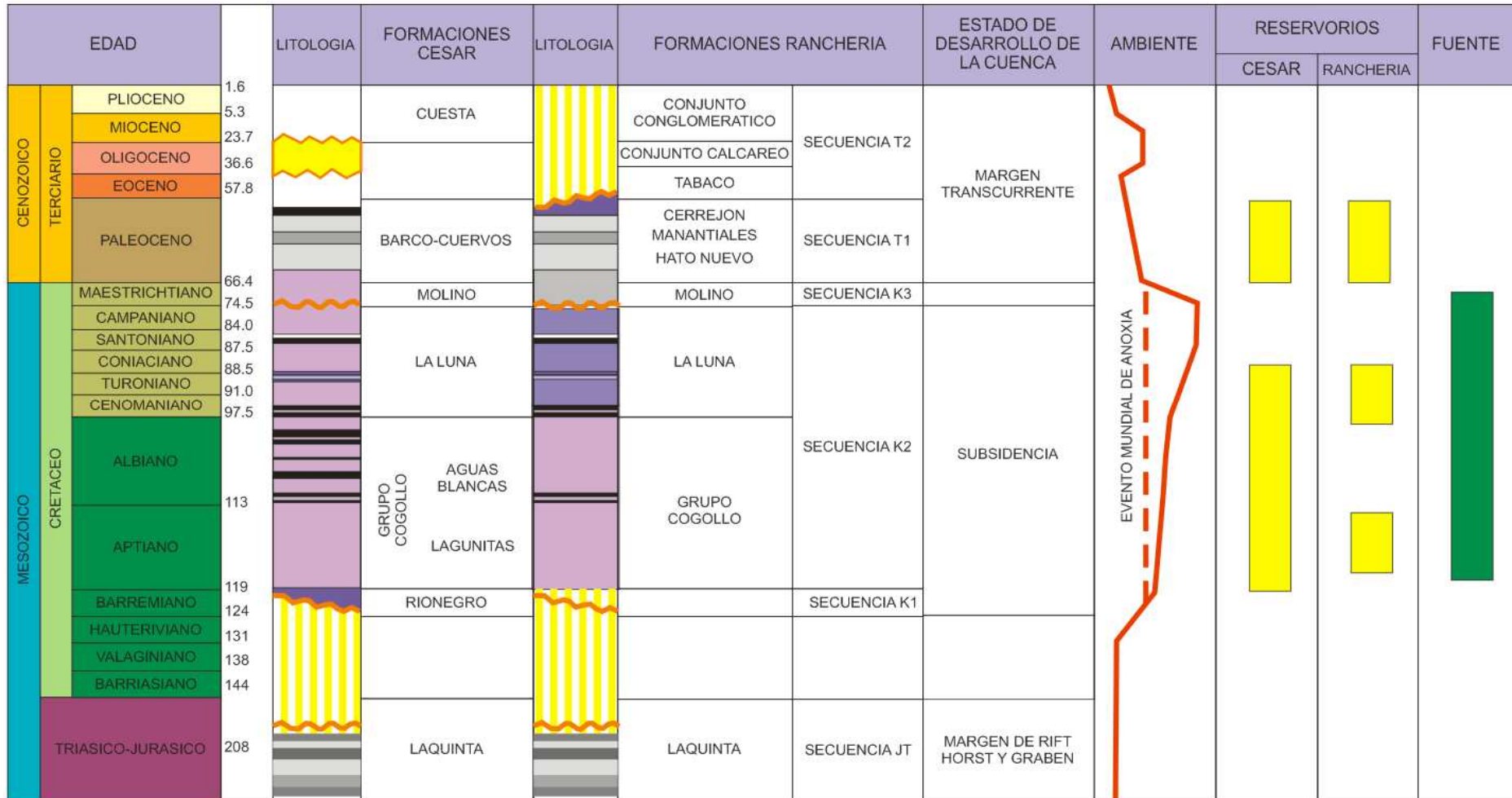


Figura 5.6.1. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de Cesar-Ranchería. Tomado de ECOPETROL (2000).

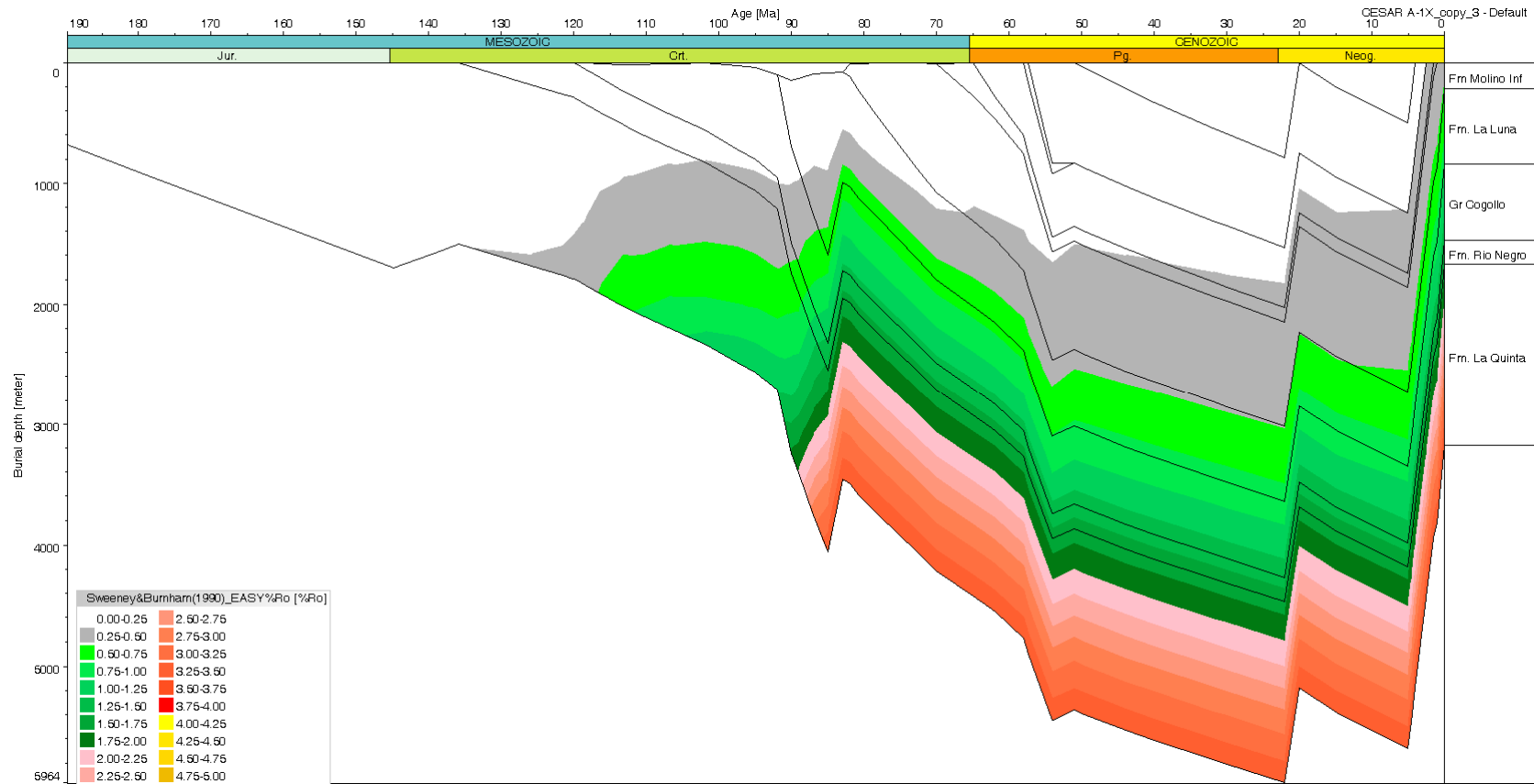


Figura.5.6.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Sub Cuenca de Cesar. En esta figura se ilustra la variación del %Ro con el tiempo. Nótese que el Grupo Cogollo y la Formación La Luna entraron a la ventana de generación de petróleo hace 90 y 80 M.a respectivamente

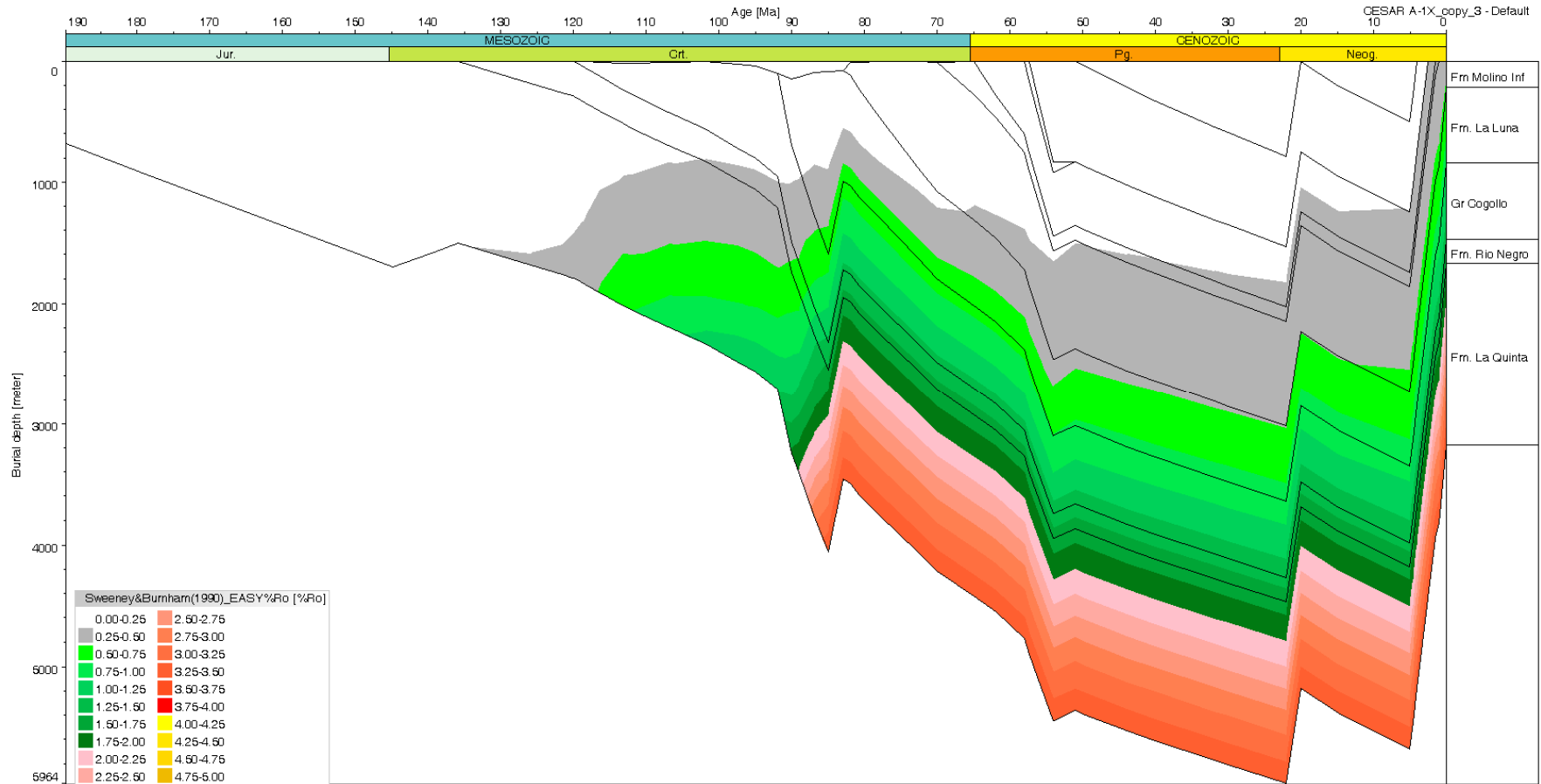


Figura.5.6.3. Diagrama de la historia de subsidencia de la Sub Cuenca de Ranchería. En esta figura se ilustra la variación del %Ro con el tiempo. . Nótese que el Grupo Cogollo y la Formación La Luna entraron a la ventana de generación de petróleo hace 90 y 80 M.a. respectivamente

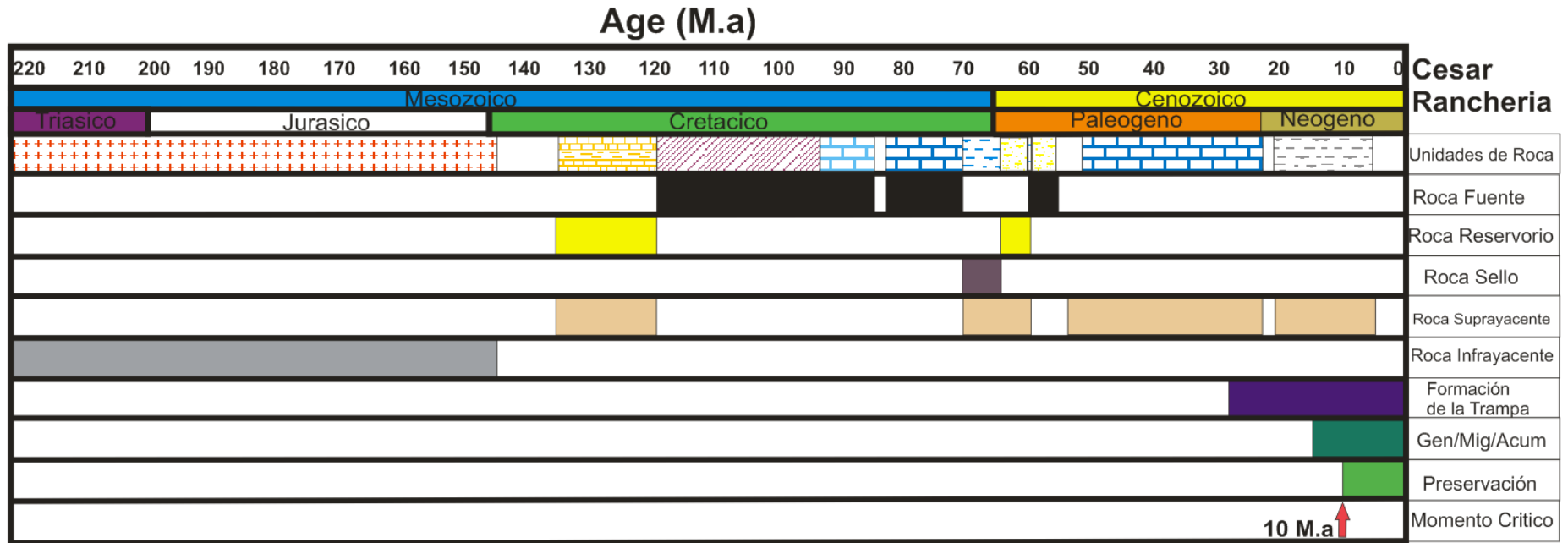


Figura 5.6.4. Carta de eventos para la Cuenca de Cesar-Ranchería. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.

5.7 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE CHOCÓ

La Cuenca de Chocó divide por Cediel et al. (2010) en las subcuencas de San Juan y de Atrato las cuales presentan sistemas petrolíferos similares.

Roca Generadora

En la subcuenca de San Juan, las arcillolitas fósiles y las calizas de la Formación Iró se consideran como las posibles rocas generadoras, ya que los análisis geoquímicos indican que la cantidad de materia orgánica puede llegar hasta un 16% (Montes, 2009), así mismo vale la pena mencionar la existencia de innumerables rezumaderos de petróleo en el área que confirman la generación y migración. Figura 5.7.1.

En la subcuenca de Atrato la formación generadora se denomina Formación Clavo, Cediel et al. (2010).

Roca Reservorio

En la subcuenca de San Juan la roca reservorio se denomina Formación Condoto del Mioceno

En la subcuenca de Atrato la Formación Sierra del Mioceno es considerada la formación reservorio, según Cediel et al. (2010).

Roca Sello

En la subcuenca de San Juan las unidades sello son las formaciones Itsmina y Condoto Superior del Paleógeno y Neógeno respectivamente.

En la subcuenca de Atrato las unidades sello son las formaciones Napipi y Sierra Superior del Neógeno (Cediel et al., 2010).

Roca de sobrecarga.

Las secuencias entre el Oligoceno y el Reciente en la subcuenca de San Juan, y la secuencia entre el Eoceno al Reciente en la subcuenca de Atrato constituyen las rocas de sobrecarga de los sistemas petrolíferos.

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.7.2; 5.7.3, y 5.7.4 permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistema Petrolífero

Subcuenca de San Juan. Formación Iró - Formación Condoto (?)

Subcuenca de Atrato. Formación Clavo - Formación Sierra (?)

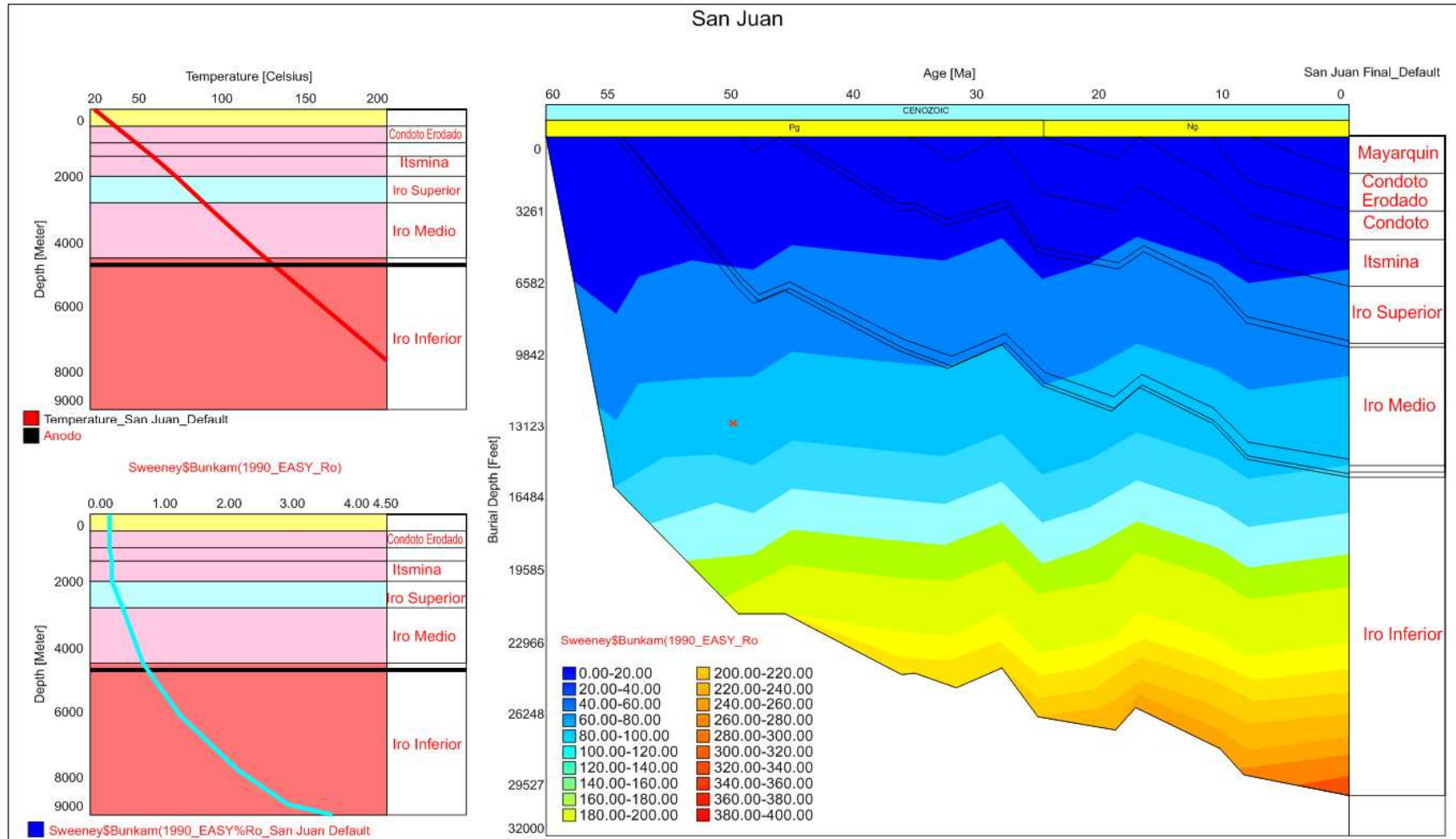
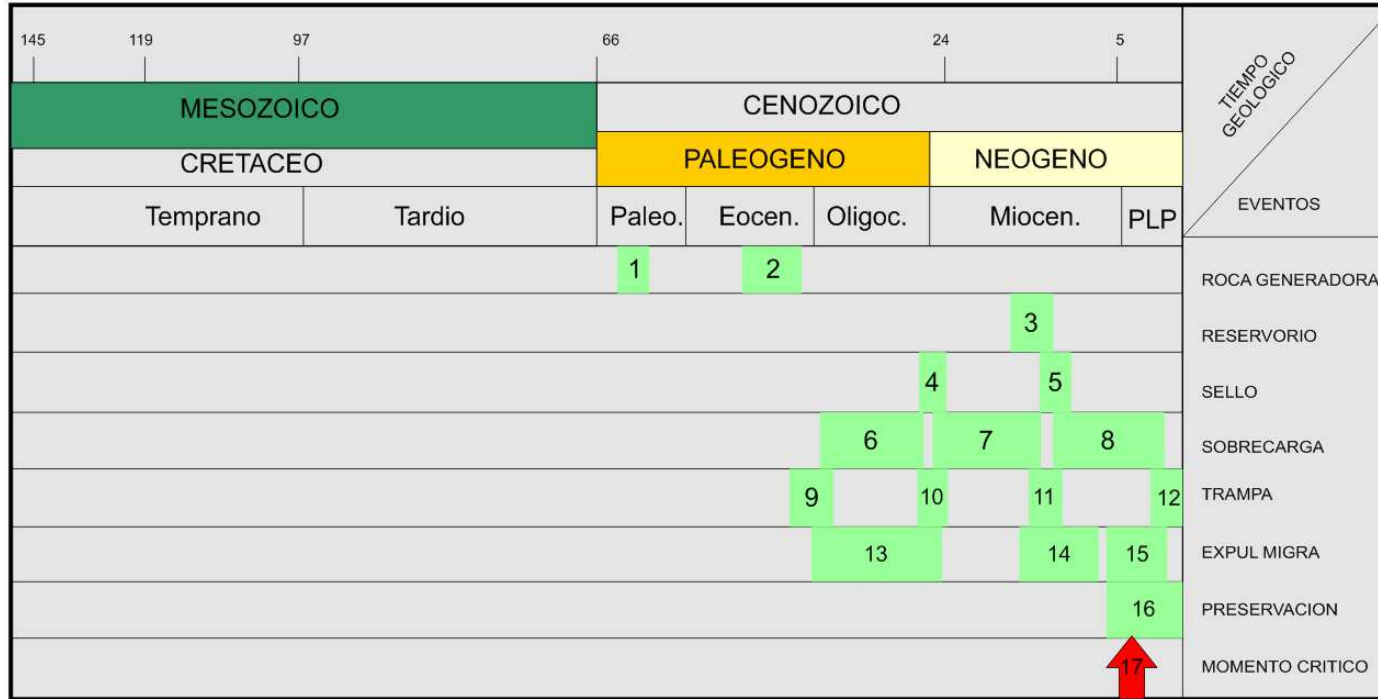
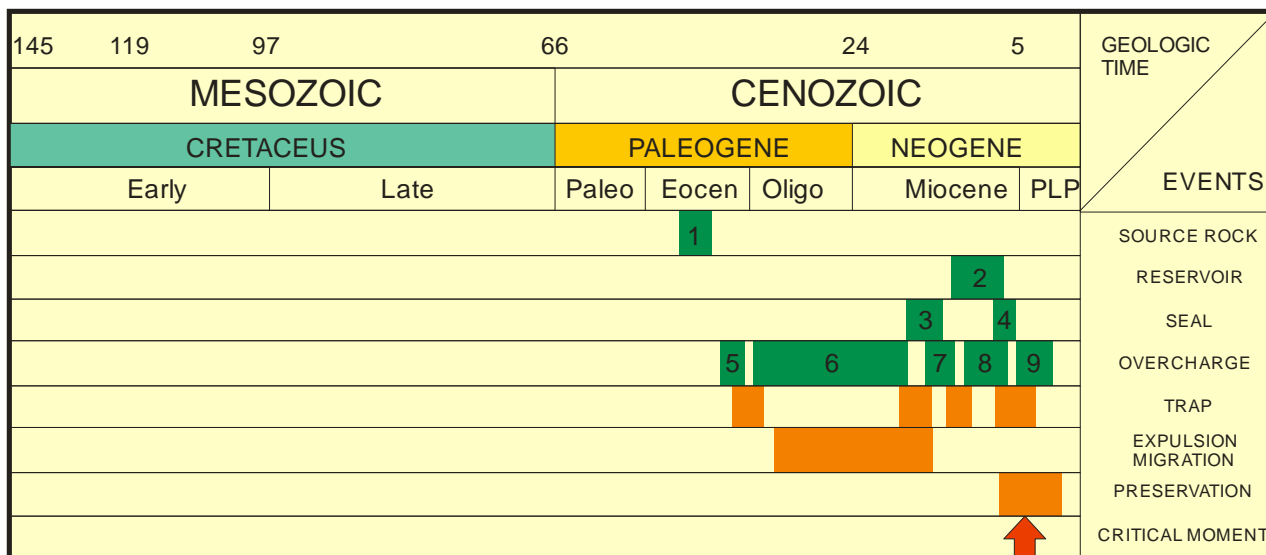


Figura.5.7.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Choco. En esta figura se ilustra la variación de la paleotemperatura con el tiempo. El diagrama de subsidencia se derivó de información de Cediel et al (2010). Se incluyen los diagramas de temperaturas de fondo calculadas en °C y la reflectancia de vitrinita calculada.



- 1,2: Formación Iró
- 3: Formación Condoto
- 4,5: Formación Itsmina, Formación Condoto Superior
- 6, 7, 8: Formación Sierra, Itsmina, La Mojarra, Condoto, Mugido, Atrato

Figura 5.7.3. Carta de eventos para la subcuenca de San Juan (Cediel et al., 2010) Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.



1: Clavo Information
2: Sierra Information

3, 4: Napipi Fm. Upper Sierra Fm.
5, 6, 7, 8, 9: Clavo, Salaqui, Uva, Napipi, Sierra, Quibdó Fms.

Figura 5.7.4. Carta de eventos de la subcuenca de Atrato (Cediel et al., 2010). Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento.

5.8 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE TUMACO

La Cuenca de Tumaco presenta los elementos esenciales de un sistema petrolífero. La presencia de muestras de hidrocarburos en los pozos Remolino Grande-1, Majagua-1 y Chagüi-1 indica que la roca generadora alcanzó la madurez térmica necesaria para generar hidrocarburos.

Estas evidencias se encontraron en los siguientes pozos:

- Majagua-1, presentó shows de gas en limolitas y areniscas del Oligoceno-Mioceno.
- Chagüi-1, presentó shows de aceite en limolitas del Mioceno.
- Tambora-1, presentó shows de gas y asfalto en las rocas clásticas del Cenozoico.

Roca generadora

Las rocas generadoras en la Cuenca de Tumaco, están documentadas con base en la caracterización geoquímica de las unidades del intervalo Oligoceno, conformadas por limolitas y areniscas de grano fino. Los valores de TOC varían entre 4 y 16% y los valores



de HI varían entre 370 y 700 mgrHC/g TOC, (Prospectivity of the basins offered for the Open Round Colombia 2010). Para los cálculos de balance de masas se tomó un valor mínimo de 4% de TOC y un valor de HI de 400 mgHC /g TOC.

Roca Reservorio

Los principales reservorios corresponden a rocas calcáreas, areniscas y conglomerados asociadas al intervalo del Mioceno.

Roca Sello

Se consideran como probables rocas sello los estratos lodosos con intercalaciones de areniscas y limolitas del Mioceno tardío.

Trampas

Los hidrocarburos generados han migrado y posiblemente han sido atrapados en anticlinales asociados a diapiros de lodo, pliegues tipo roll-over asociados a fallas lístricas normales; cierres amplios asociados a pliegues de propagación de fallas; anticlinales relacionados con cabalgamientos y numerosas trampas tipo estratigráficas.

| EDAD | | FM. | LITOLOGIA | DESCRIPCION | | PLAY |
|-----------|--------------|-----------------|-----------|---|-----------------|---------------------|
| Q | PLEIS TOCENO | | | Aluvion | | |
| TERCIARIO | PLIOCENO | PATO | | Conglomerados, areniscas, arcillolitas, limonitas y algunos niveles de carbón. Conglomerados y areniscas gris - azulasas. | | |
| | MIOCENO | TUMACO | | Conglomerados, areniscas, lodolitas y algunos niveles de caliza. Arcillolitas y lutitas con niveles arenosos. | ROCA SELLO | |
| | OLIGOCENO | BUENAVENTURA | | Arcillolitas, limonitas, areniscas tobaceas y calcáreas y conglomerados | RESERVORIO | PLAY ONSHORE |
| | EOCENO | SURUCO | | Calizas silíceas, chert negro, areniscas calcáreas y lutitas oscuras, algunos conglomerados a la base. | | PLAY OFFSHORE |
| CRETACEO | M - Superior | GRUPO DIABASICO | | Basaltos y diabasas intercalados con sedimentos pelágicos. Manaderos de aceite y estudios geoquímicos evidencia el carácter generador de hidrocarburos | ROCA GENERADORA | BASAMENTO ECONOMICO |

Figura 5.8.1. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de Tumaco. Tomado de Escobar (1993).

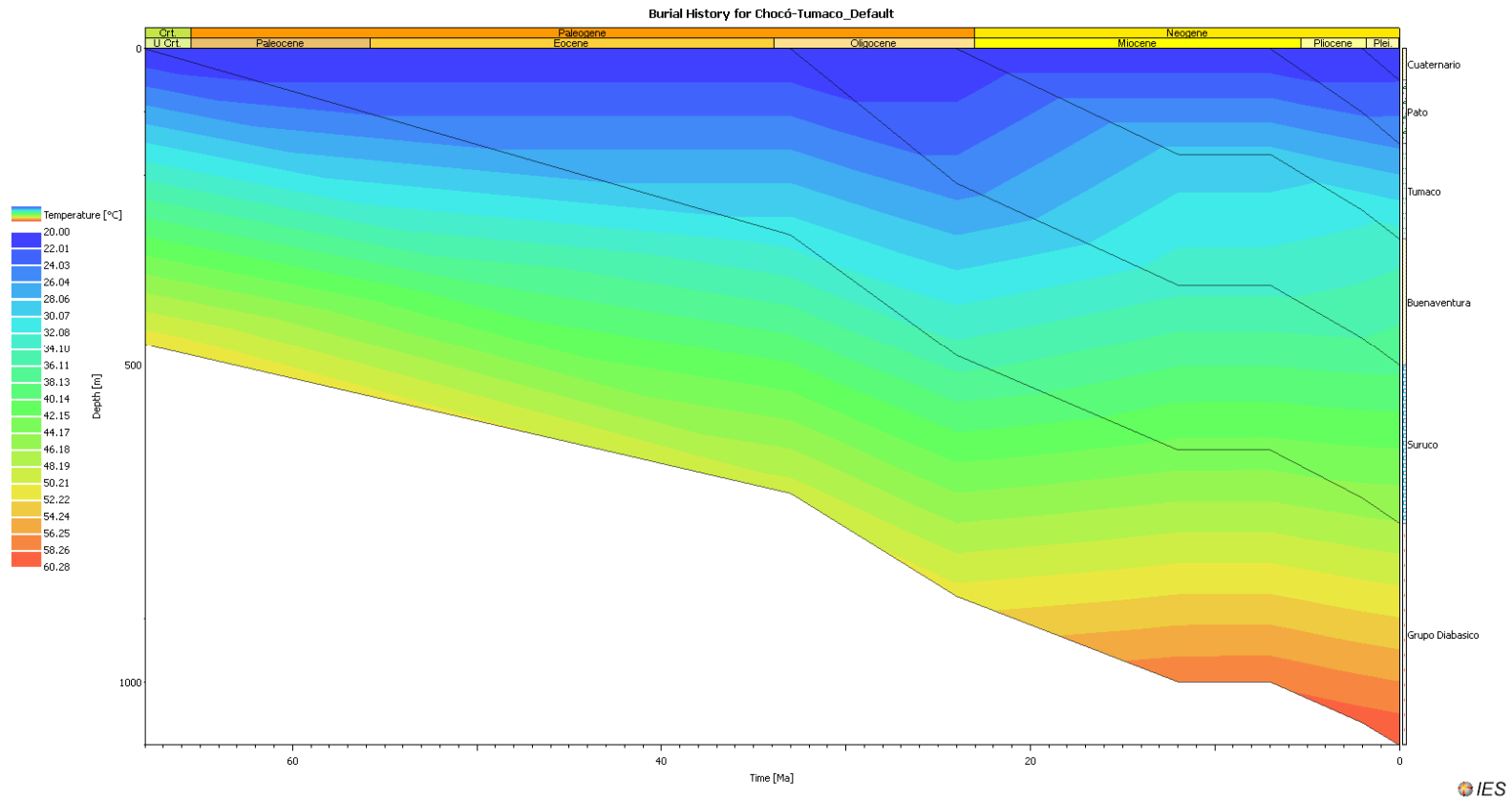


Figura.5.8.2. Diagrama de subsidencia de la Cuenca de Tumaco. En esta figura se ilustra la variación de la paleo temperatura con el tiempo.

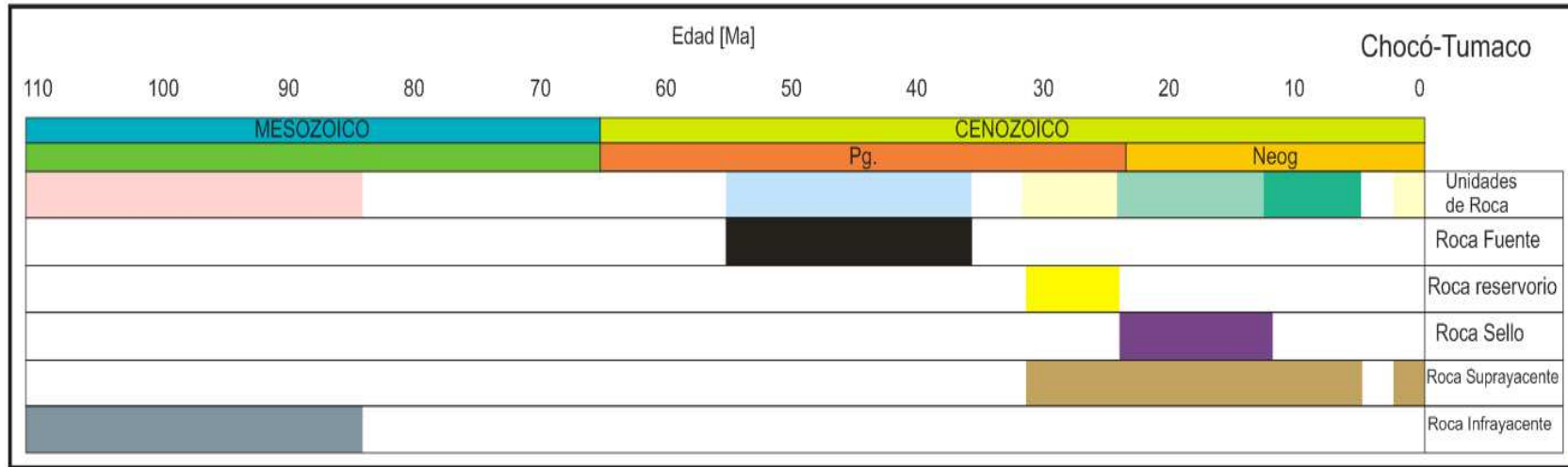


Figura 5.8.3. Carta de eventos para la Cuenca de Tumaco. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento



5.9 SISTEMA PETROLIFERO CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL

Roca Generadora:

La secuencia del Cretáceo de la Cordillera Oriental presenta rocas como shales, limolitas y calizas con contenidos de TOC que varían entre 0.5 y 6%, las cuales son potenciales rocas generadoras de petróleo y gas según el grado de maduración termal. Las formaciones Lutitas de Macanal, Fómeque, La Luna, Chipaque, Conejo, Guaduas y Une, son rocas fuente de gas en la región axial de la Cordillera y de petróleo y gas en los flancos oriental y occidental de la Cordillera.

Lo anterior se deduce de análisis geoquímicos reportados en Montes (2009), como también de estudios reportados en Atlas de Cuencas Sedimentarias de Colombia (ECOPETROL, 2000)

En la Figura 5.9.1 se incluye la estratigrafía de la Cordillera Oriental en las regiones Central y sus flancos Oriental y Occidental.

Roca Reservorio:

El reservorio más profundo lo constituyen las areniscas de la Formación Une, continuando estratigráficamente están las intercalaciones de areniscas de la Formación Chipaque. También son de interés las formaciones Dura, Labor y Tierna del Grupo Guadalupe, aunque estas últimas están expuestas en la mayoría de las estructuras. Igualmente existen reservorios de interés en las formaciones Cenozoicas Socha, Picacho y Concentración

Trampas

Las trampas de hidrocarburos en la Cordillera Oriental son del tipo estructurales y estratigráficas. Las estructurales están relacionadas a anticlinales asociados a fallas inversas, producto de la Orogenia Andina y también estructuras anticlinales asociadas a fallas inversas producto de la reactivación de fallas normales. Las trampas estratigráficas están relacionadas a cambios laterales de facies y a canales aluviales presentes en las formaciones del Cenozoico

Roca de sobrecarga

Dependiendo del sistema petrolífero las rocas de sobrecarga están constituidas por la secuencia comprendida entre el Cretáceo Superior y el Cenozoico. Para el caso de las rocas fuente del Cretáceo Superior las rocas de sobrecarga corresponden a la secuencia Cenozoica de la cordillera.

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.9.2 y 5.9.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistemas Petrolíferos

Cretáceo inferior (formaciones Lutitas de Macanal, Fómeque) - Formación Une (.)

Cretáceo Superior (formaciones Chipaque, la Luna, Conejo) - Paleógeno (formaciones Socha, Concentración) (.)

Formación Guaduas - Formación Guaduas (.)

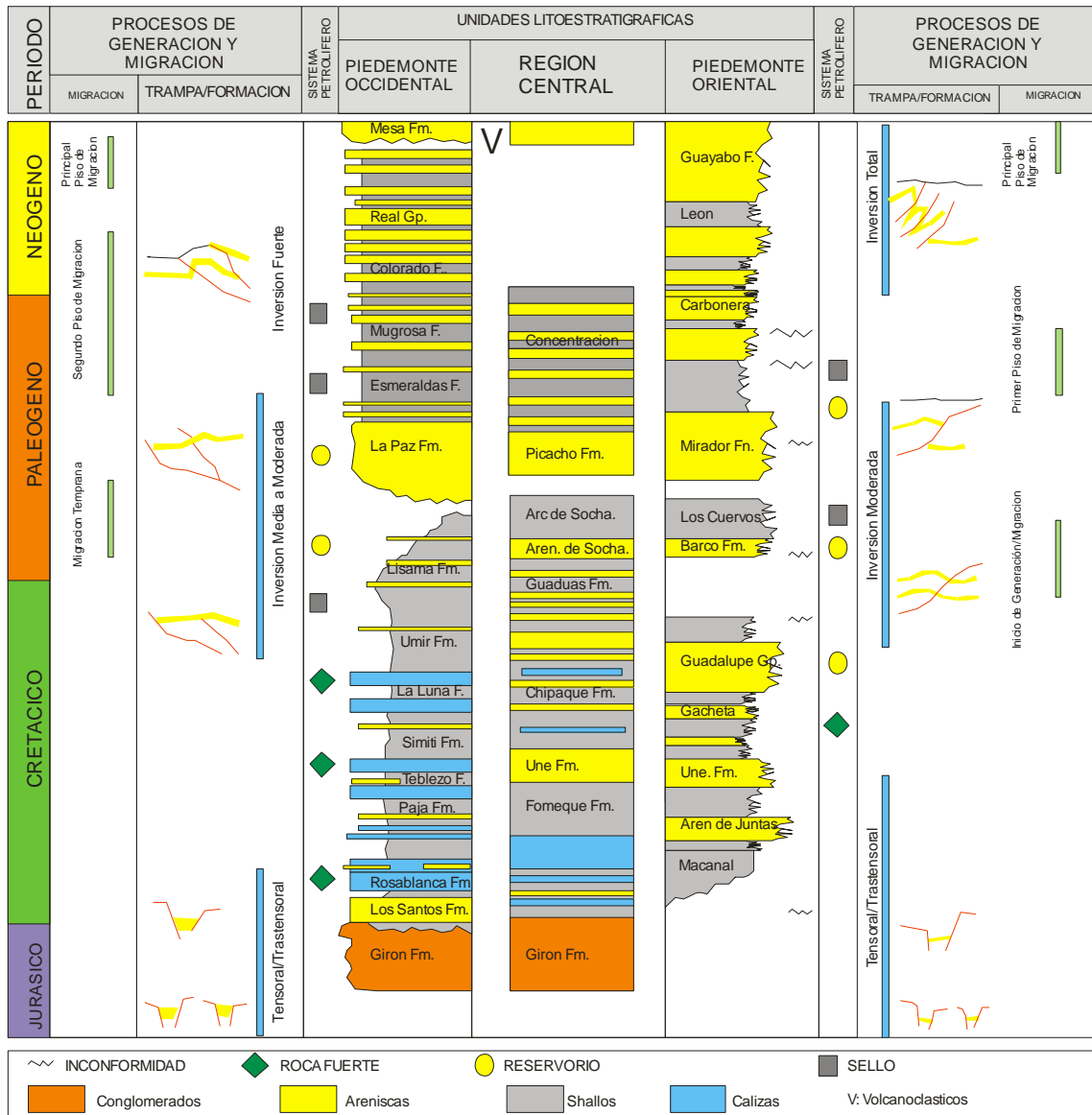


Figura 5.9.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de la Cordillera Oriental. Tomado de Barrero et al. (2007).

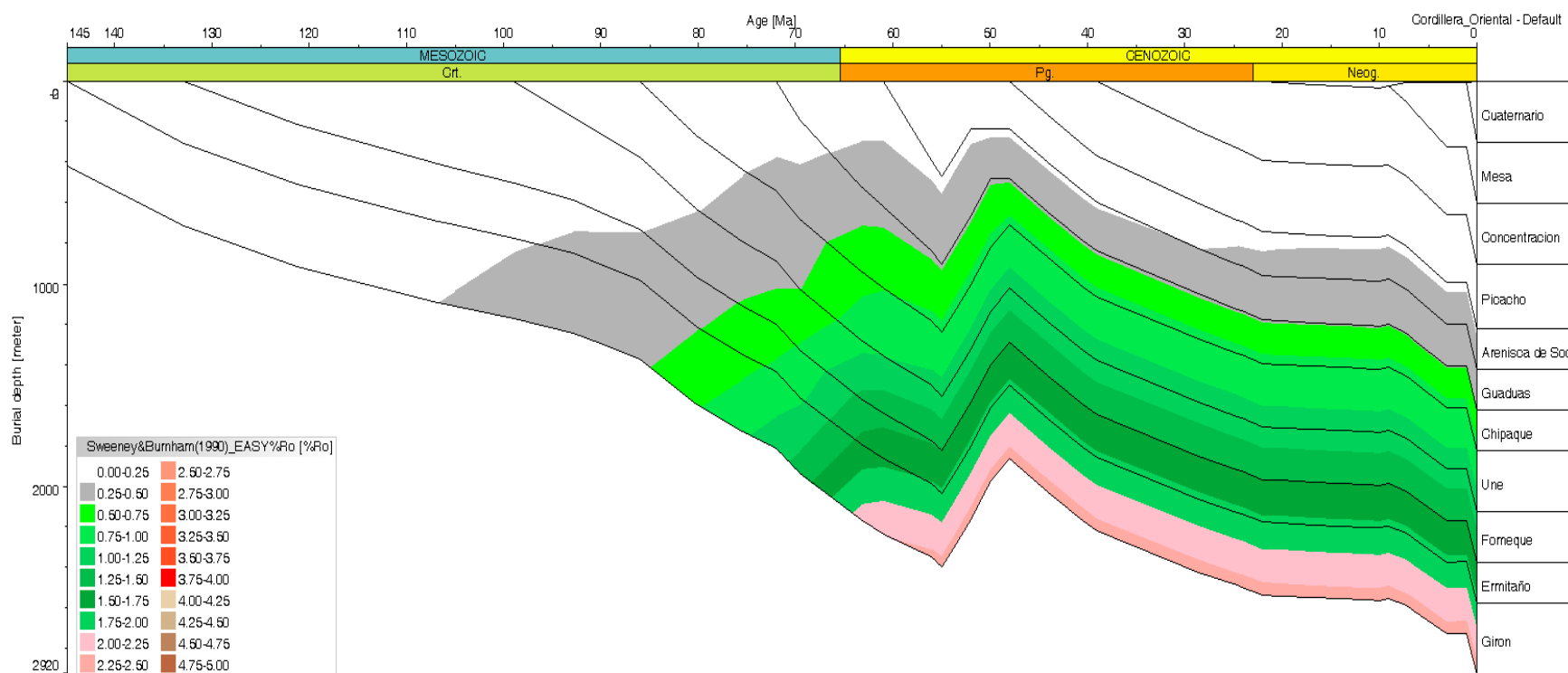


Figura.5.9.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de la Cordillera Oriental. En esta figura se ilustra la variación del %Ro con el tiempo. Las rocas fuente del Cretáceo Inferior entran en la ventana de generación de petróleo en el Cretáceo Superior y las rocas fuente del Cretáceo Superior entran a la ventana de generación de petróleo en el límite Cretáceo Paleógeno.

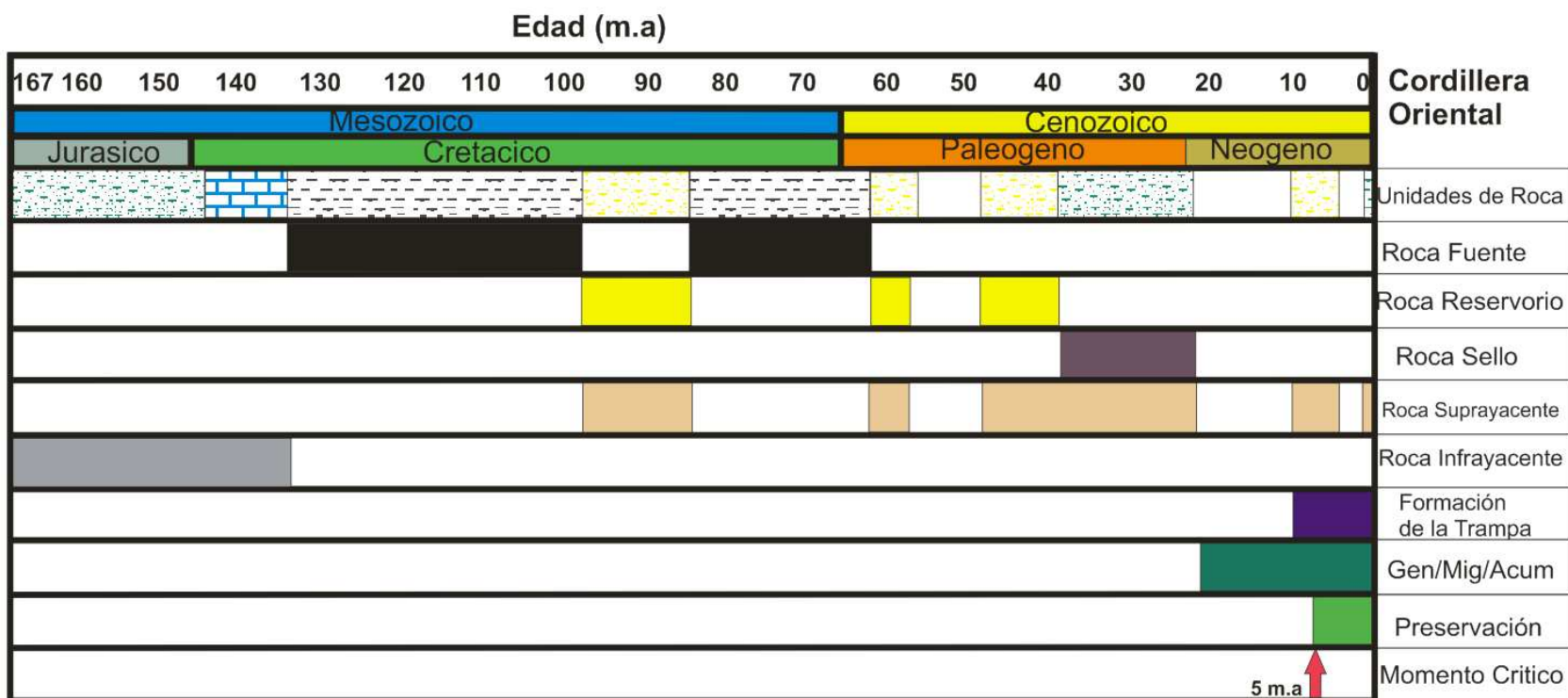


Figura 5.9.3. Carta de eventos para la Cuenca de la Cordillera Oriental. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.



5.10 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE COLOMBIA PACIFICO PROFUNDO

De esta cuenca no se posee información acerca de sistemas petrolíferos definidos o información estratigráfica que permita su definición.

5.11 SISTEMA PETROLIFERO DE LAS CUENCAS DE COLOMBIA Y SINÚ OFFSHORE

Para las cuencas de Colombia y Sinú Offshore no se ha definido un sistema petrolífero, pero se han identificado cinco unidades sísmicas en el occidente de la Cuenca de Colombia, las cuales pueden conformar un sistema petrolífero, pero no hay suficientes estudios para asegurar la presencia de alguno. Las unidades de más antigua a más reciente se describen a continuación:

CB5: Ésta unidad ha sido interpretada como depósitos biogénicos pelágicos depositados sobre un basamento ígneo indicando posiblemente flujos por gravedad. Según la perforación DSDP la secuencia estaría conformada por arcillas silíceas, chert, margas y un alto contenido de caliza, probablemente del Paleoceno al Eoceno (Bowland, 1993).

CB4: Según los núcleos del Sitio 503 de la DSDP la subunidad superior tiene un alto contenido de areniscas y la inferior contiene un alto contenido de arcillas, probablemente del Mioceno Medio (Bowland, 1993).

CB3: Consiste en depósitos de flujos de turbiditas del Mioceno Medio (Bowland, 1993).

CB2: Representa, al igual de CB3, flujos de turbiditas intercaladas con capas pelágicas y hemipelágicas. Probablemente las turbiditas son de origen volcanoclástico, asociado con un volcanismo Terciario del norte y occidente de la Cuenca de Colombia (Bowland, 1993).

CB1: Hacia el noreste las reflexiones van cambiando sus formas en montículos a reflexiones subparalelas continuas. Ésta transición podría indicar una posible progradación hacia la cuenca (Bowland, 1993). Los pozos DSDP indican margas con alto contenido de foraminíferos, arcilla calcárea y cenizas del Mioceno al Holoceno (Bowland, 1993).



5.12 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE LA GUAJIRA

Roca Generadora.

Los estudios geoquímicos adelantados por García et al. (2009) concluyeron que en la Cuenca de La Guajira se presentan como rocas generadoras la Formación La Luna y la Formación Siamana. Estas formaciones del Cretáceo Superior y del paleógeno presentan contenidos de TOC actual cercanos al 2% de TOC. (Montes, 2009). Figura 5.12.1

Modelos geoquímicos calibrados con datos de reflectancia de vitrinita, huellas de fisión en apatitos y zircones demuestran la existencia de procesos de generación de hidrocarburos a partir de las rocas fuente antes mencionadas (García et al., 2009)

Roca Reservorio

De acuerdo con los datos de pozos de la Cuenca de La Guajira la principal roca reservorio consiste en las areniscas y calizas de la Formación Castilletes, sin embargo no se descarta la posibilidad de encontrar yacimientos en los intervalos arenosos de la Formación Macario y el las calizas fracturadas de la Formación La Luna.

Trampas

Las trampas de hidrocarburos de la Cuenca de La Guajira consisten en trampas estructurales asociadas a un sistema de fallas de rumbo, trampas asociadas a altos estructurales, trampas estratigráficas asociadas a acumulaciones arrecifales.

Roca Sello

Los niveles arcillosos de las formaciones Colón, Uitpa, Jimol, y Castilletes son las principales rocas sello de la cuenca.

Roca de sobrecarga

La secuencia suprayacente al Cretáceo Superior constituye la rocas de sobrecarga en la Cuenca de La Guajira

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.12.2 y 5.12.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistemas Petrolíferos

Formación La Luna - Formación Castilletes (.)

Formación Siamana - Castilletes (.)

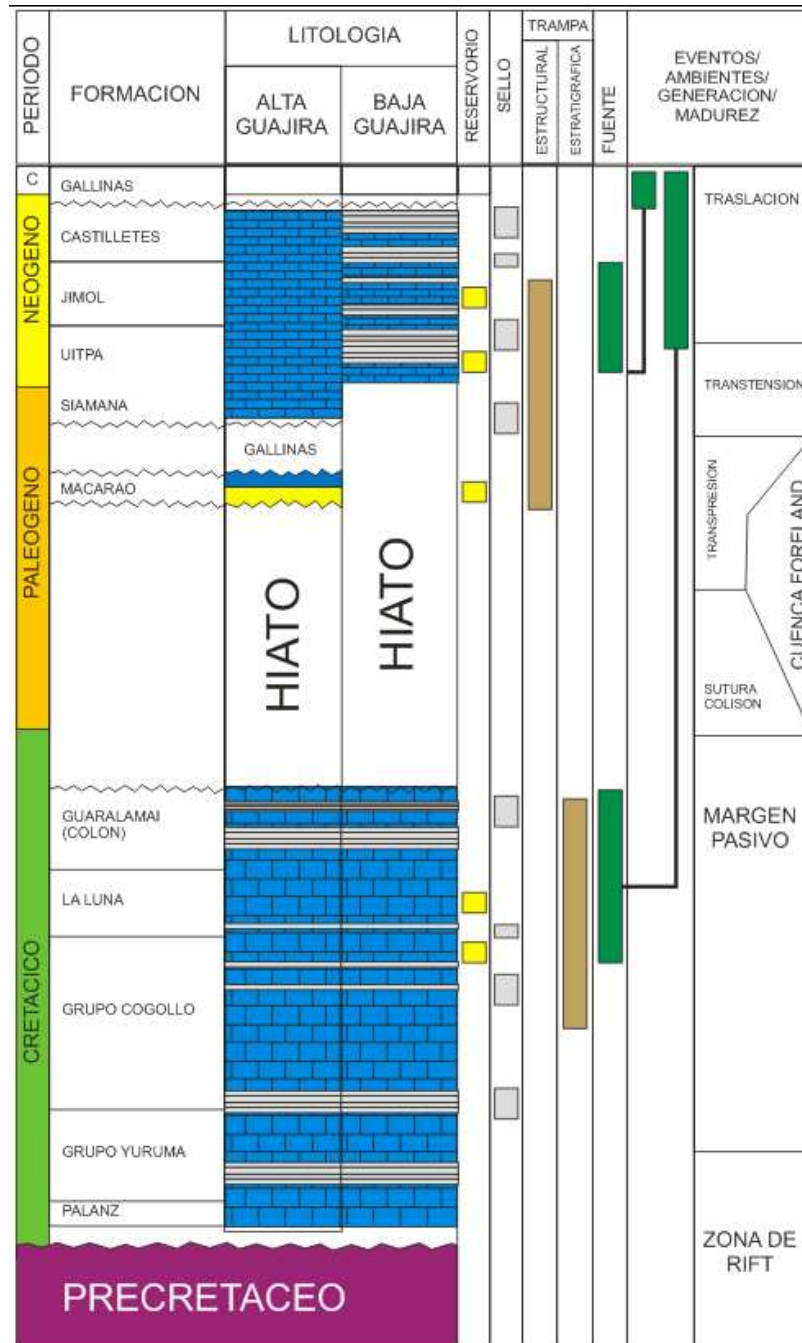


Figura 5.12.1. Columna estratigráfica de las cuencas de La Guajira Offshore y La Guajira. Tomado de Barrero et al. (2007).

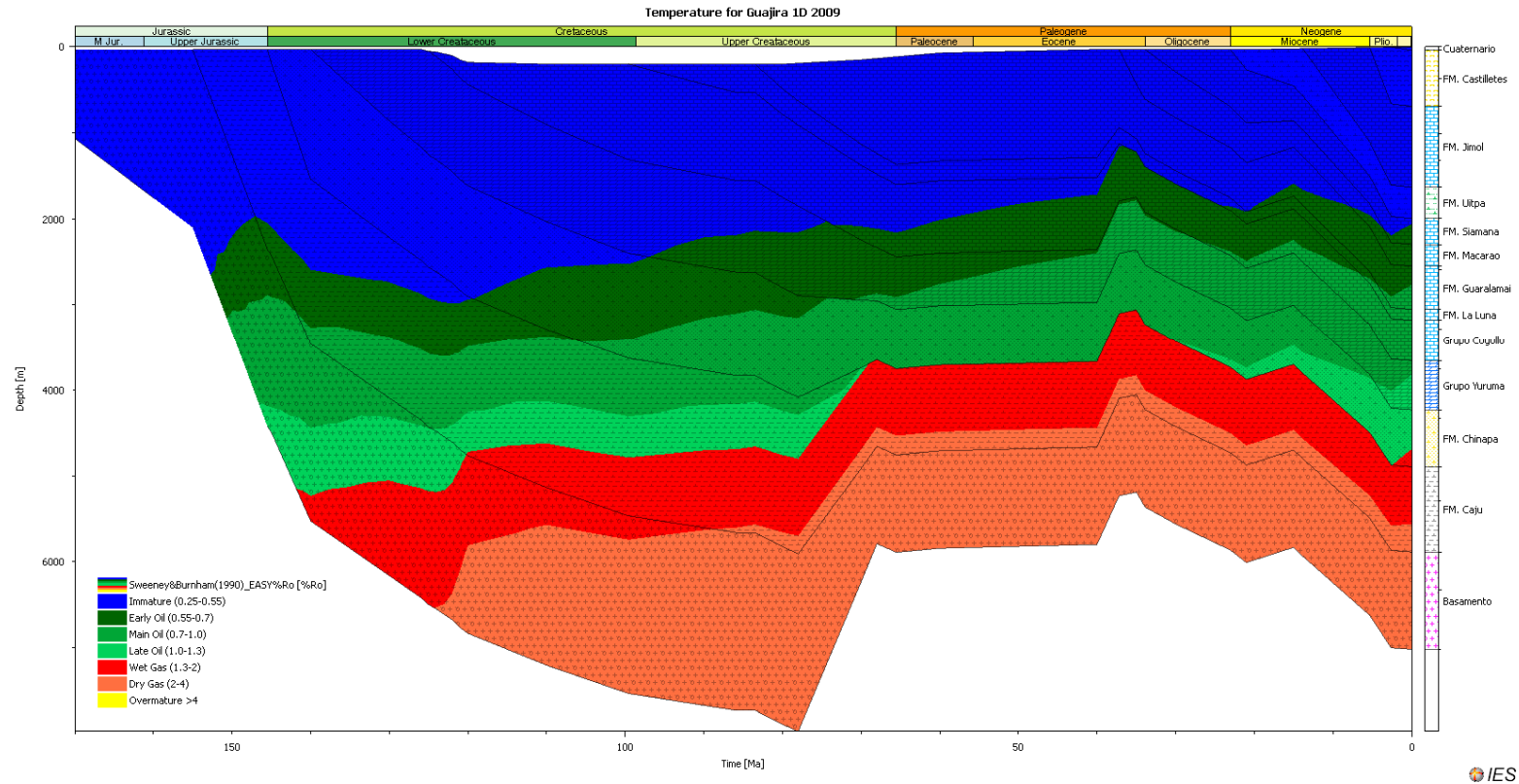


Figura.5.12.2. Modelo geoquímico 1D del pseudopozo Cosinas-1. Se ilustra la posición de la ventana de generación de petróleo y gas en tiempo y profundidad. Nótese que la formación La Luna entra a la ventana de generación de petróleo en el inicio del Neógeno y la Formación Siamana entra a la ventana de generación de petróleo al inicio del Plioceno.



5.13 SISTEMA PETROLIFERO CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.

Roca Fuente

Las rocas fuente de la cuenca son las lutitas de la Formación Gacheta (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 Guaicaramo. Figura 5.13.1.

Igualmente se considera el nivel C8 de la Formación Carbonera como roca fuente secundaria de carácter continental la cual ha generado aceite y gas.

Migración.

Actualmente se consideran dos pulsos de migración, uno durante el Eoceno tardío - Oligoceno (Orogenia Preandina) y otro situado después de la Orogenia Andina en el Mioceno medio.

Rocas Reservorio

El principal reservorio de la cuenca lo constituyen las areniscas continentales de la Formación Mirador y las areniscas de las formaciones Barco y Carbonera con porosidades de hasta 20%. Otro reservorio importante se encuentra en las areniscas de la Formación Guadalupe.

Trampas

Se han definido 5 provincias estructurales y dentro de ellas los siguientes tipos de entrampamientos. Los cabalgamientos y pliegues proporcionan el mayor número de trampas en la provincia del Piedemonte. En la provincia del Casanare fallas antitéticas reactivadas en el Mioceno y pequeños movimientos de rumbo, por la compresión Andina, forman las trampas, además de trampas estratigráficas tipo barras y canales. La provincia de Arauca se caracteriza por un plegamiento suave y fallas de rumbo con movimiento durante el Oligoceno. En la provincia de Vichada el entrampamiento se atribuye a fallamiento normal entre el Mioceno y el Plioceno. En la provincia del Meta las trampas principales son pliegues suaves, fallas de rumbo y trampas estratigráficas.

Roca Sello

Sobre la Formación Mirador, uno de los principales reservorios, yacen las lodolitas de la Formación Carbonera, específicamente el miembro C8, el cual constituye la roca sello. Además de las lutitas de la Formación Gacheta y las lutitas interestratificadas de la Formación Guadalupe.

Roca de sobrecarga

Conformada por la Formación Carbonera desde el miembro C7 hasta la Formación Necesidad.

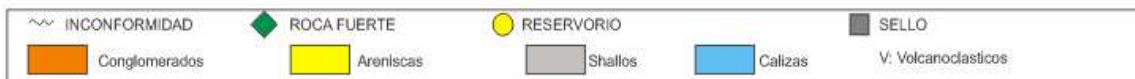
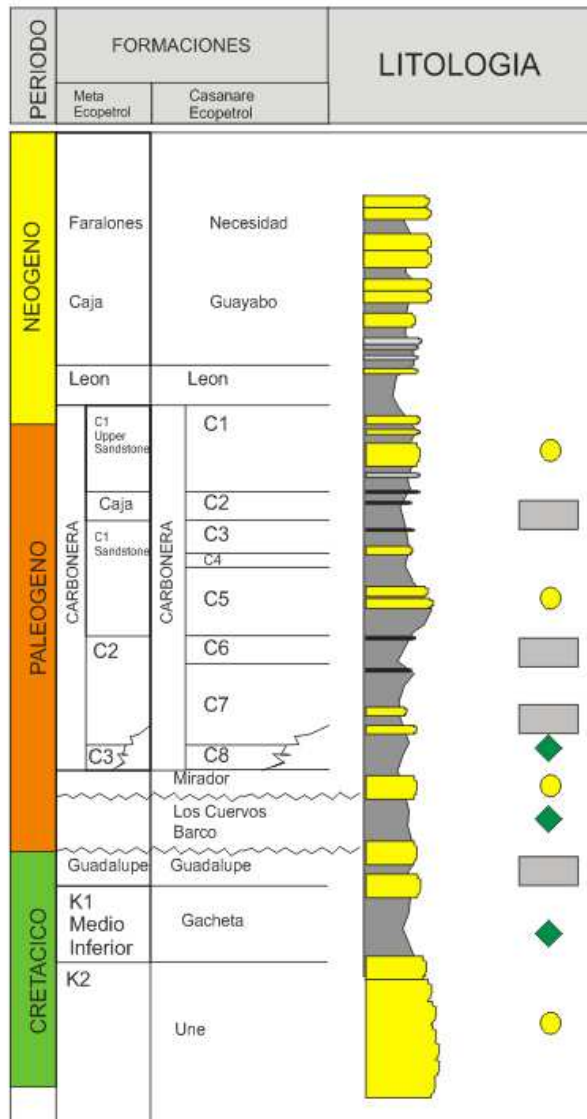


El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.13.2 y 5.13.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistemas Petrolíferos

Formación Gachetá - Formación. Mirador (!)

Formación Barco-Cuervos / Formación Carbonera - Formación Mirador/ Formación Carbonera (!)



5.13.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Barrero et al. (2007).

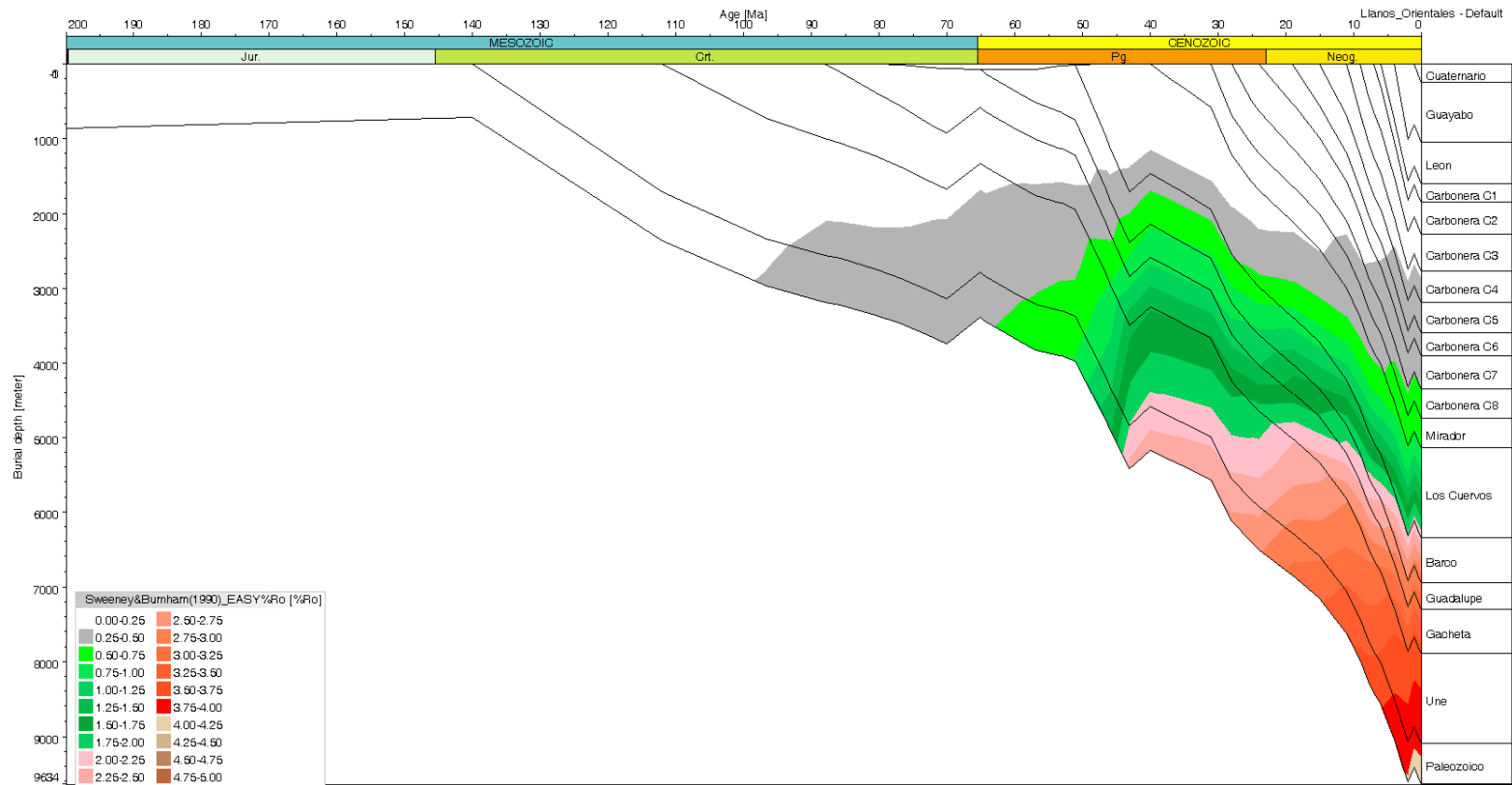


Figura.5.13.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de los Llanos Orientales. En esta figura se ilustra la variación del %Ro con el tiempo. Nótese que la Formación Gacheta entró a la ventana de generación de petróleo en el Paleógeno y la Formación Barco-Cuervos entró a la ventana de petróleo en el Neógeno. Así mismo la Formación Gacheta entró a la ventana de gas al inicio del Neógeno.

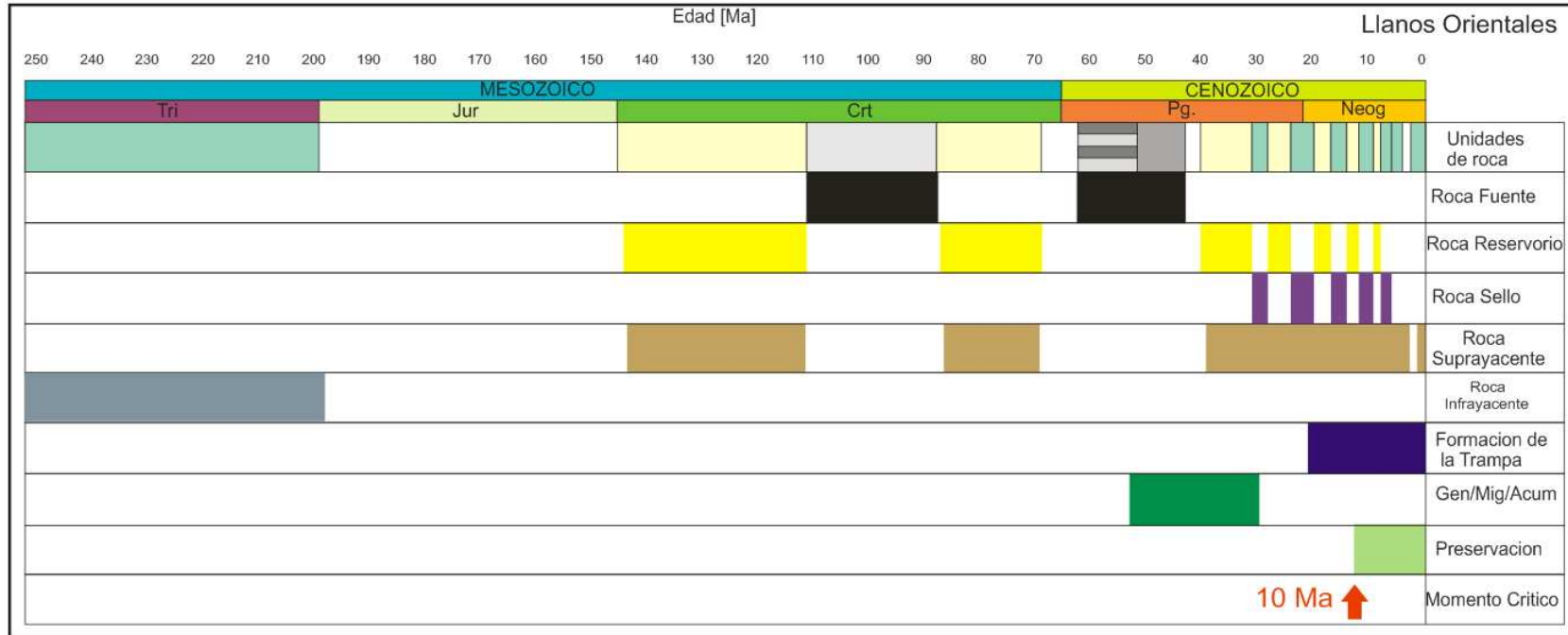


Figura 5.13.3. Carta de eventos para la Cuenca de los Llanos Orientales. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.



5.14 SISTEMA PETROLÍFERO DE LA CUENCA DE LOS CAYOS

En la Cuenca de Los Cayos no se ha definido el sistema petrolífero, pero si las unidades litológicas y edades. Los datos geoquímicos de TOC actual son valores por debajo del 2% (Montes, 2009). A continuación se hace una descripción generalizada de la estratigrafía basada en unidades I, II, III IV, V y VI, que se describen de base a techo:

Unidad VI: Consiste de una caliza gris de edad Paleoceno Inferior y una caliza con arcilla del Maestrichtiano Superior. Figura 5.14.1

Unidad V: Esta unidad está subdividida en dos subunidades.

Subunidad **Va** (Eoceno Medio - Paleoceno Superior) que consiste de sedimentos calcáreos arcillosos con algunas intercalaciones de capas de cenizas volcánicas y la subunidad **Vb** (Paleoceno Inferior) que es una arcillolita intercalada con capas de cenizas volcánicas.

La Unidad IV: Está subdividida en cuatro unidades.

Subunidad **IVa** (Mioceno Inferior - Oligoceno Inferior) que consiste de caliza arcillosa, con frecuentes capas de cenizas volcánicas intercaladas

Subunidad **IVb** (Oligoceno Inferior a Superior) similar a la anterior pero con mayor cantidad de arcilla.

Subunidad **IVc** (Oligoceno Inferior - Eoceno Medio) es una caliza arcillosa, pero con un contenido mayor de capas de cenizas volcánicas y con mayor espesor que las subunidades **IVa** e **IVb**.

Subunidad **IVd** (Eoceno Medio) similar a la **IVb**, pero con mayor cantidad de arcilla.

La Unidad III: (Mioceno Inferior a Medio) consiste de caliza arcillosa, con foraminíferos y nanofósiles, interestratificados con abundantes capas de cenizas volcánicas.

La Unidad II: Está subdividida en dos subunidades.

Subunidad **Ila** (Mioceno Medio y Superior), consiste de arcilla con nanofósiles interestratificada con sedimentos mezclados con nanofósiles y capas con cenizas volcánicas.

Subunidad **Ilb** (Mioceno Medio) similar a la anterior, pero contiene microfósiles silíceos y un alto contenido de carbonato.

La unidad I: Está subdividida en 3 subunidades.

Subunidad **Ia** (Pleistoceno a Plioceno Inferior), consiste de sedimentos arcillosos, con foraminíferos y nanofósiles, con capas de cenizas volcánicas intercaladas.

Subunidad **Ib** (Plioceno Inferior - Mioceno Superior) similar a la unidad **Ia**, pero con menor cantidad de foraminíferos.

Subunidad **Ic** (Mioceno Superior), se caracteriza por la presencia de microfósiles silicios.

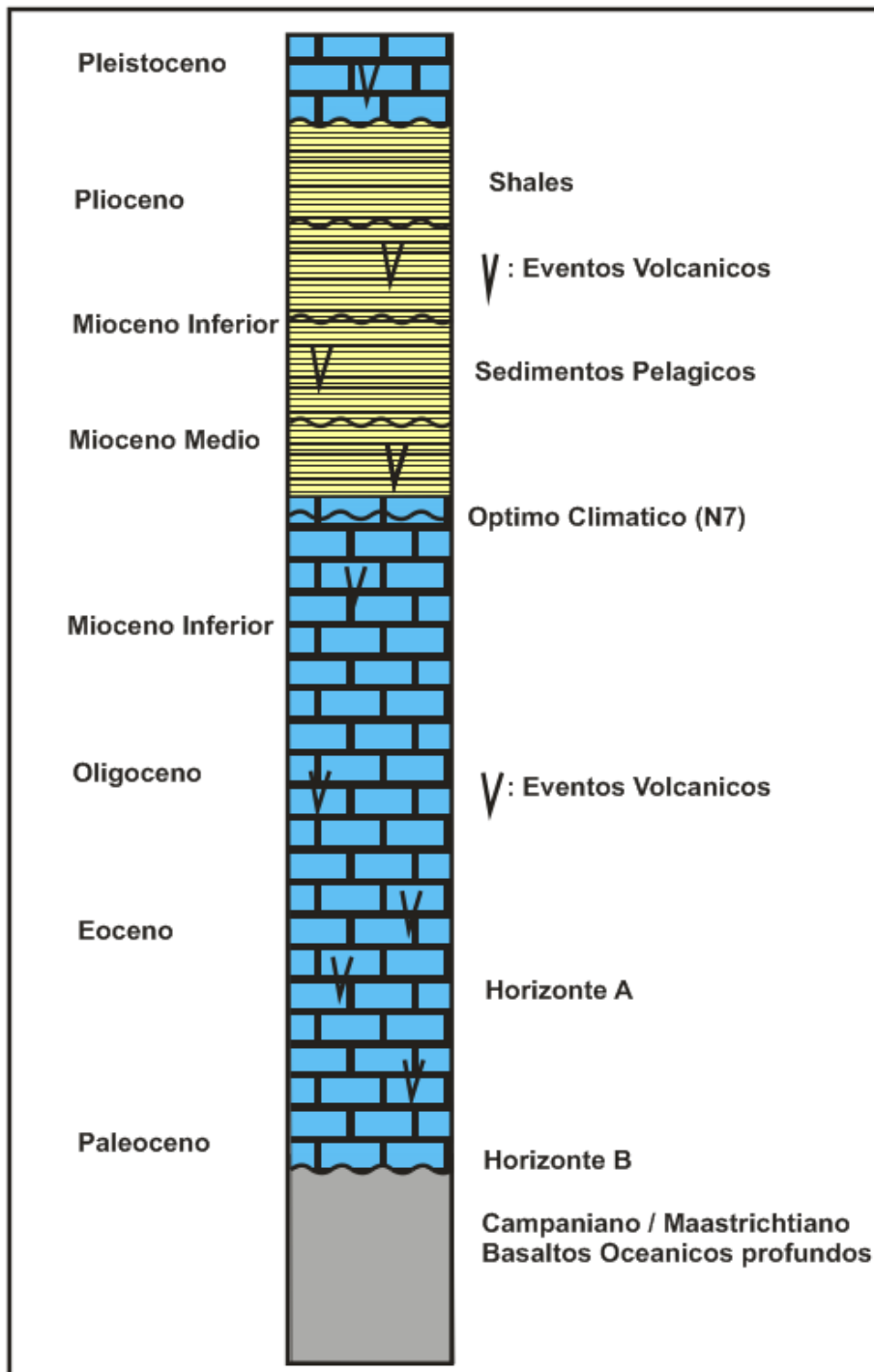


Figura 5.14.1 Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de Los Cayos. Tomado de Escobar (1993).

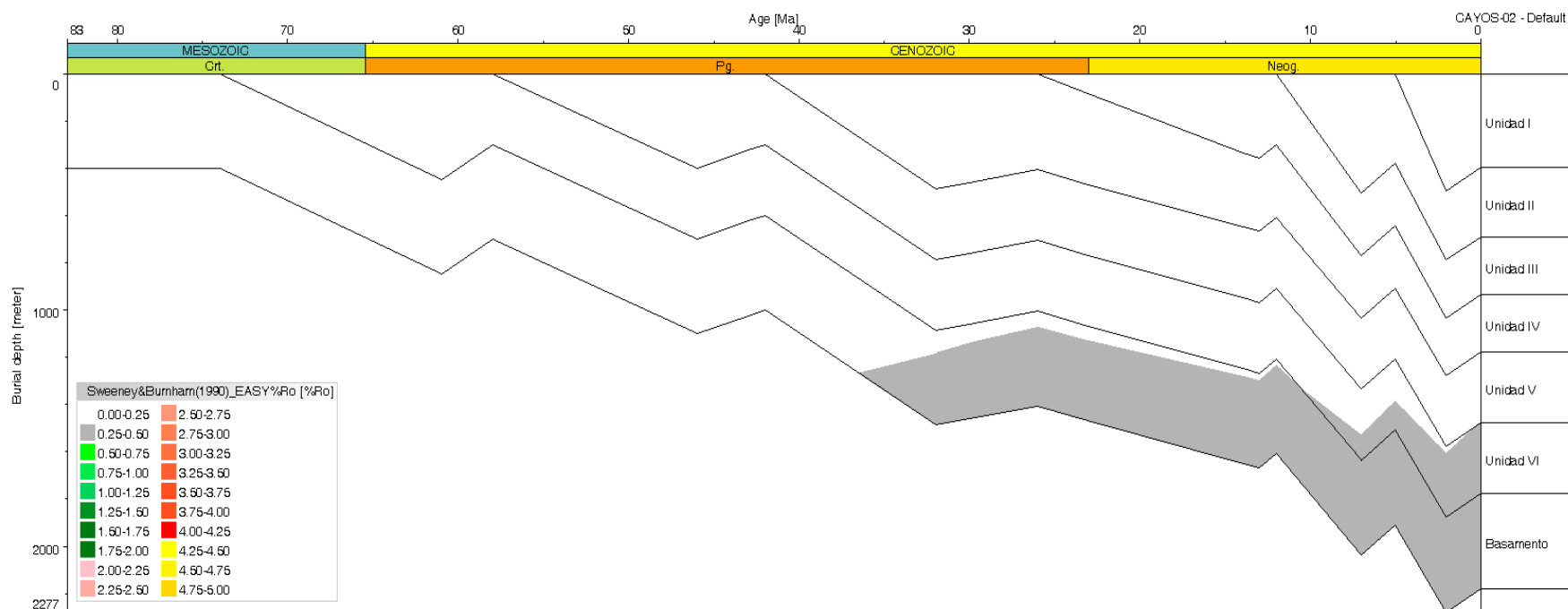


Figura. 5.14.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Los Cayos. En esta figura se ilustra la variación del %Ro con el tiempo. Nótese que de acuerdo a el modelo las calizas del paleoceno de la unidad VI no han entrado en la ventana de generación de petróleo, indicando la baja prospectividad de la cuenca.

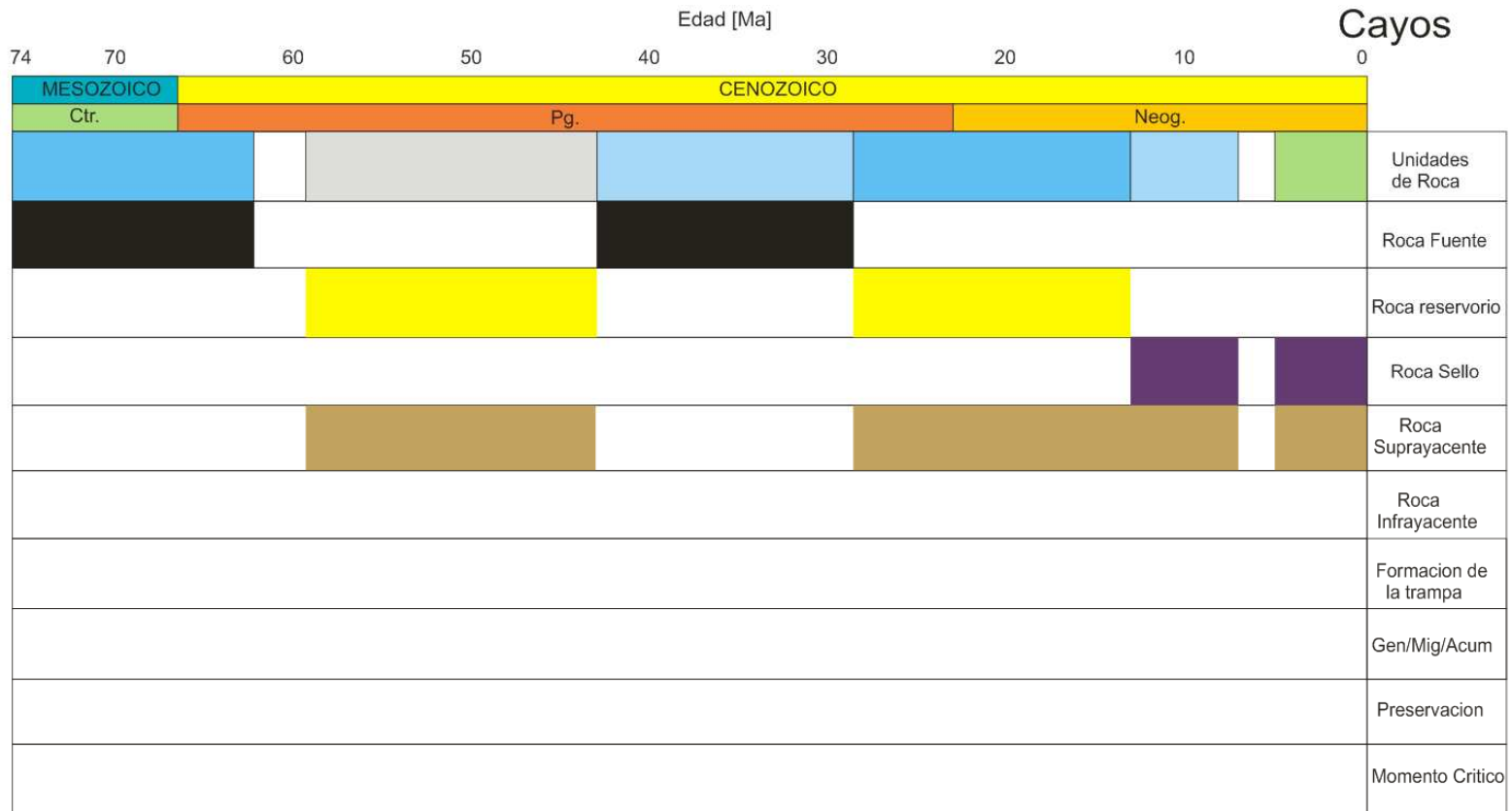


Figura 5.14.3. Carta de eventos para la Cuenca de Los Cayos. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la deposición de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.



5.15 SISTEMA PETROLIFERO CUENCA DE TUMACO OFFSHORE

Roca Fuente

Las rocas con mayores posibilidades de generación de hidrocarburos son de edad cretácica y Paleógena.

La secuencia terciaria, por ser de naturaleza turbidítica, posee un alto contenido de materia orgánica húmica y dadas las características de alta actividad volcánica del área, presentan un elevado porcentaje de material piroclástico. Estas propiedades catalogan a la secuencia terciaria como potencialmente generadora de gas y no de aceite.

En resumen no se cuenta con datos geoquímicos que permitan hacer un estimativo del potencial ya que las muestras analizadas son del neógeno y son inmaduras, el kerógeno predominante es de tipo III. De otra parte no se cuenta con datos que permitan estimar la extensión de la cocina de hidrocarburos.

Roca Reservorio

El entrampamiento se encuentra especialmente favorecido, en esta área, debido a la mecánica de la sedimentación turbidítica. El problema se plantea en ubicar los sectores más limpios de los desarrollos arenosos, combinada esta propiedad con una situación estructural favorable.

Sistema Petrolífero.

No existe información suficiente para establecer la existencia de sistemas petrolíferos a excepción de la presencia de rezumaderos con la cuenca.

5.16 SISTEMA PETROLÍFERO CUENCA DE SINU-SAN JACINTO

Roca Fuente.

La Formación Cansona del Cretáceo Superior presenta un alto contenido de carbono orgánico total (TOC), variando entre 2% hasta un 6 % y un índice de hidrogeno (HI) hasta de 200 mg/gr. Los valores de temperatura (Tmax) indican que las rocas generadoras están entre 410 y 440, es decir al inicio de la ventana de generación de hidrocarburos. El tipo de Kerógeno presente es tipo III. (Montes, 2009) Figura 5.16.1

La secuencia del Paleoceno a Eoceno inferior como la Formación San Cayetano, presenta kerógenos tipo II y III, los valores de TOC se encuentran por debajo del 2%, valores de HI son también bajos, menores de 60 mg/g (Montes, 2009).



Roca Reservorio.

En la subcuenca de Sinú - San Jacinto se reconocen como posibles rocas almacenadoras, las areniscas de la Formación San Cayetano, la Formación Cansona y la Formación Toluviejo. La Formación San Cayetano presenta valores de porosidad que varían entre 12% a 24% y valores de permeabilidad que alcanzan 100 md.

La Formación Cansona presenta una buena porosidad en areniscas con un rango de 15,7% y 20% y en los niveles calcáreos un rango de 1% a 8%. Las calizas de la Formación Toluviejo presentan valores de porosidad que varían entre 3% y 14%.

En la secuencia de Eoceno medio a Eoceno superior se encuentran las formaciones Arroyo de Piedra, Chengue y Tolú Viejo.

La Formación El Carmen presenta valores de porosidad que varían entre un 23.5% y 15.4%, valores que difieren ampliamente de los obtenidos en los análisis de petrografía.

Roca Sello.

Los shales de la Formación San Cayetano, los shales de la Formación Maco, los shales de la Formación San Jacinto y los shales de la Formación el Carmen.

Roca de sobrecarga.

Toda la secuencia de rocas principalmente del Paleógeno que incluye las formaciones Cansona, San Cayetano, Maco, Chengue y Toluviejo y toda la secuencia del Neógeno hasta la Formación Sincelejo.

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.16.2 y 5.16.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistemas Petrolíferos

En la Cuenca de Sinú-San Jacinto se presentan tres sistemas petrolíferos correspondientes al Cretácico Superior y al Paleógeno.

Formación Cansona - Formación Cansona / San Cayetano (.)

Formación San Cayetano - Formación Toluviejo / Ciénaga de Oro (.)

Formación Ciénaga de Oro - Formación Ciénaga de Oro (.)

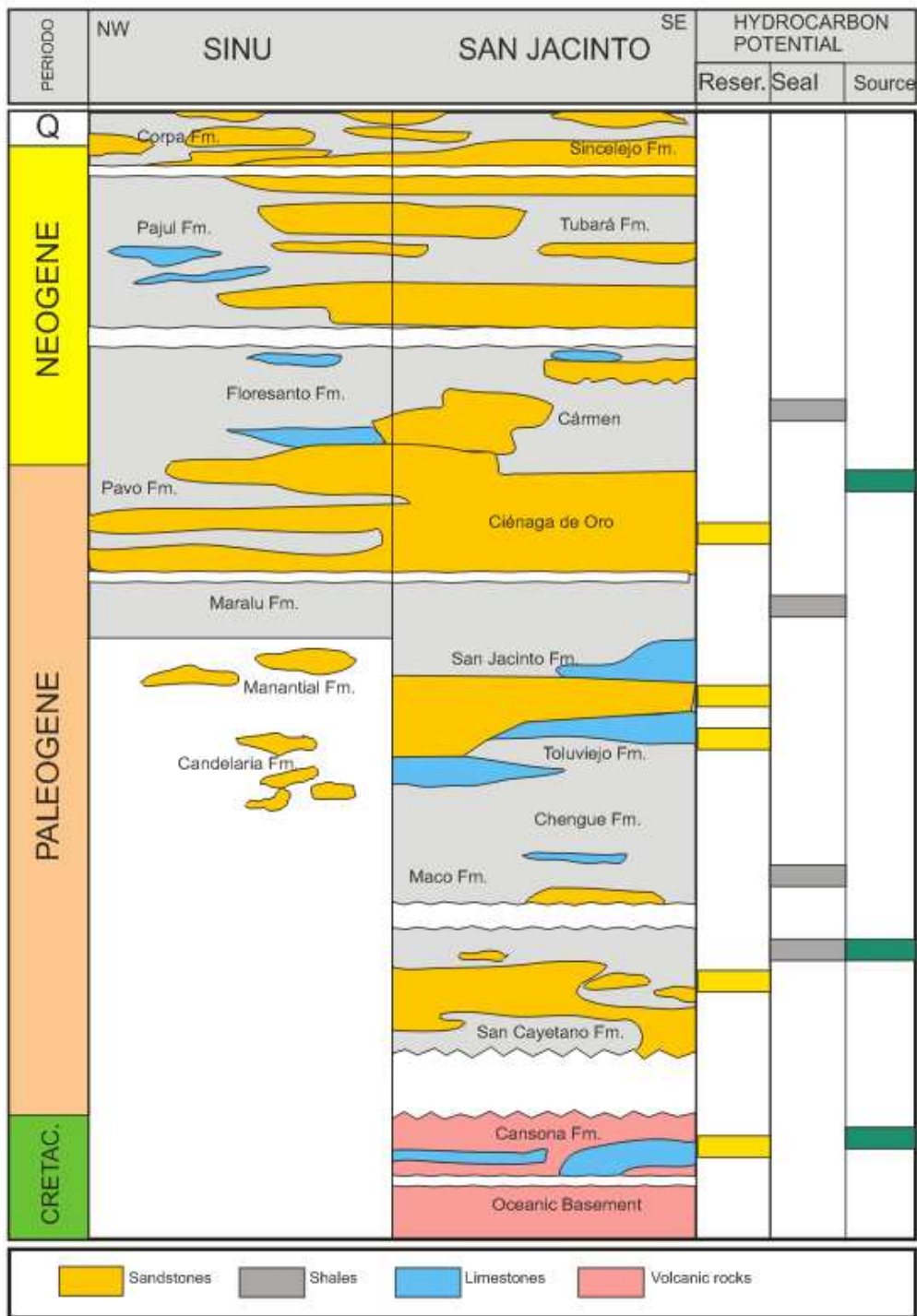


Figura 5.16.1. Carta estratigráfica Cuenca de Sinú - San Jacinto. Tomado de Barrero et al. (2007).

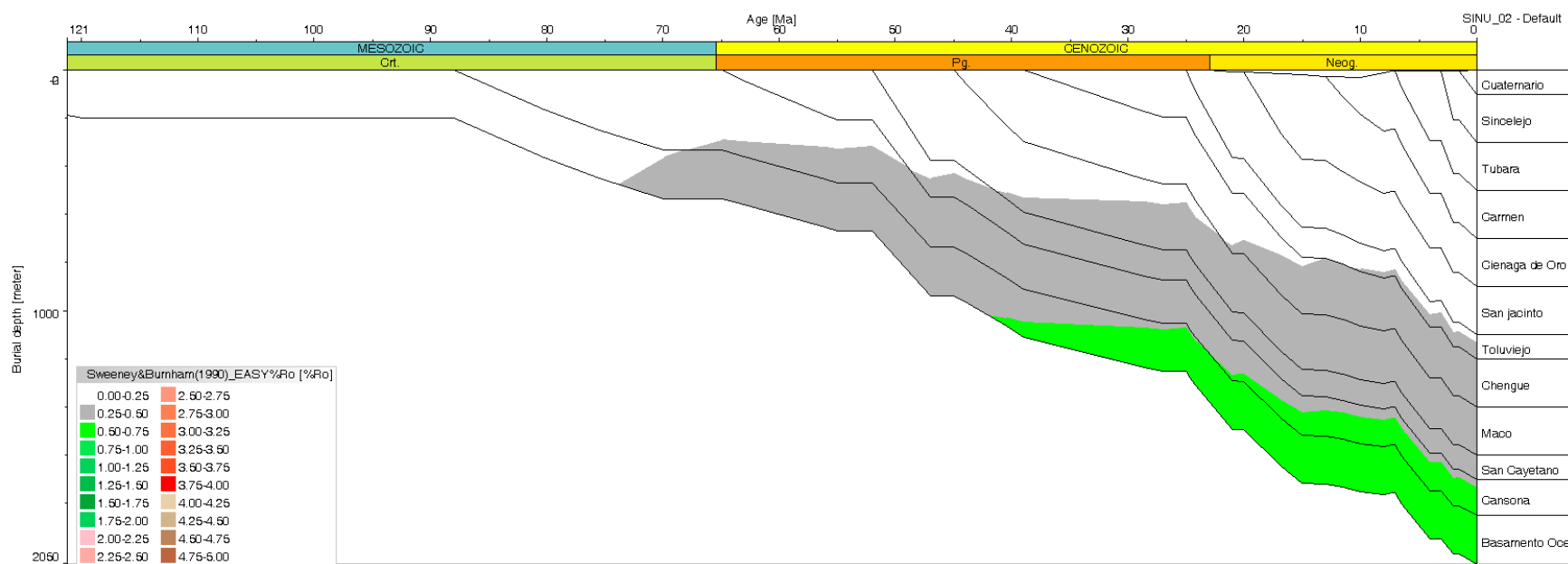


Figura.5.16.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de Sinú -San Jacinto. En esta figura se ilustra la variación del %Ro con el tiempo. El modelo geoquímico indica que la Formación Cansona entra a la ventana de generación en el Paleógeno medio. Los gases generados en las formaciones San Cayetano y Ciénaga de Oro serían de origen bacteriano.

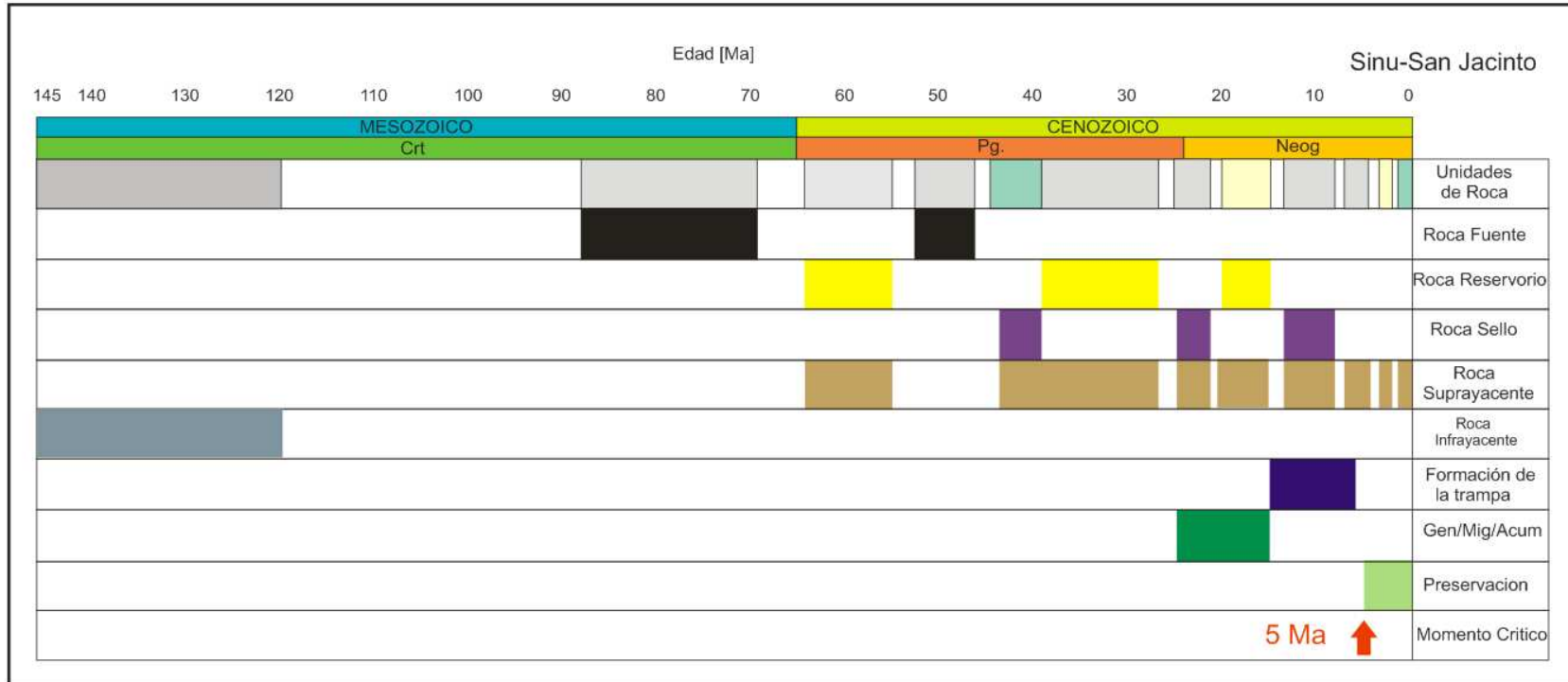


Figura 5.16.3. Carta de eventos para la Cuenca de Sinú-San Jacinto. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico



5.17 SISTEMA PETROLÍFERO DE LA CUENCA DE URABÁ

Roca Generadora

En los pozos Apartadó-1 y Chigorodó-1 se perforaron lutitas con características de roca generadora. La información geoquímica del pozo Necoclí-1, perforado al norte de la Cuenca de Urabá, sobre tres muestras analizadas, indica la presencia de rocas generadoras de edad Mioceno. Aunque los valores de reflectancia de la vitrinita (%Ro) apuntan a que estas rocas están inmaduras, la extrapolación de los datos de madurez sugiere que las rocas pueden alcanzar la ventana de generación de aceite a una profundidad entre 8500 y 9000 pies. Según Montes (2009), los datos de TOC en esta área se encuentran por debajo del 2%. Figura 5.17.1

Roca Reservorio

La secuencia sedimentaria perforada por los pozos Apartadó-1 y Chigorodó-1, corresponde a una sucesión monótona de areniscas intercaladas con arcillolitas localmente limosas. Las rocas siliciclásticas varían de cuarzoarenitas a arenitas líticas, de tamaño de grano fino a conglomerático. Con base en criterios litológicos, electro-faciales y sísmicos se subdividió informalmente la secuencia de estos pozos en cuatro unidades denominadas A, B, C y D. Los niveles de areniscas de estas unidades pueden eventualmente actuar como reservorios de hidrocarburos (ANH, 2010).

Roca Sello

La secuencia perforada por los pozos Apartadó-1 y Chigorodó- 1 contiene arcillolitas intercaladas con areniscas lo que conformaría sellos locales para las acumulaciones.

Trampas

La información sísmica de la Cuenca de Urabá muestra que el basamento está inclinado regionalmente hacia el noreste, creando por flexión espacio para acomodar sedimentos en esa dirección. El basamento aflora hacia el margen suroeste de la cuenca.

Fallas normales de bajo desplazamiento y vergencia variable que truncan la secuencia sedimentaria contra el basamento, son interpretadas a partir de la sísmica. Estas estructuras conforman trampas estratigráfico-estructurales, que afectan la parte inferior de la sucesión estratigráfica.

La somerización de la cuenca hacia el suroeste permite el acuñamiento de las rocas más jóvenes contra el basamento. Esta geometría favorece la presencia de trampas estratigráficas. El mapa de contornos estructurales muestra la distribución de plays en la cuenca, de acuerdo con lo observado en la sísmica. Éstos corresponden a geometrías asociadas con acuñamientos de la secuencia sedimentaria contra el basamento (trampas estratigráficas), en especial hacia el margen suroeste de la cuenca y truncamientos contra el basamento por fallamiento normal (trampas estratigráfico-estructurales). En la parte costa afuera de la Cuenca de Urabá, las trampas corresponden con pliegues asociados a

fallas inversas con control estratigráfico, acuñamientos y posibles crecimientos coralinos desarrollados contra la pendiente estructural del basamento.

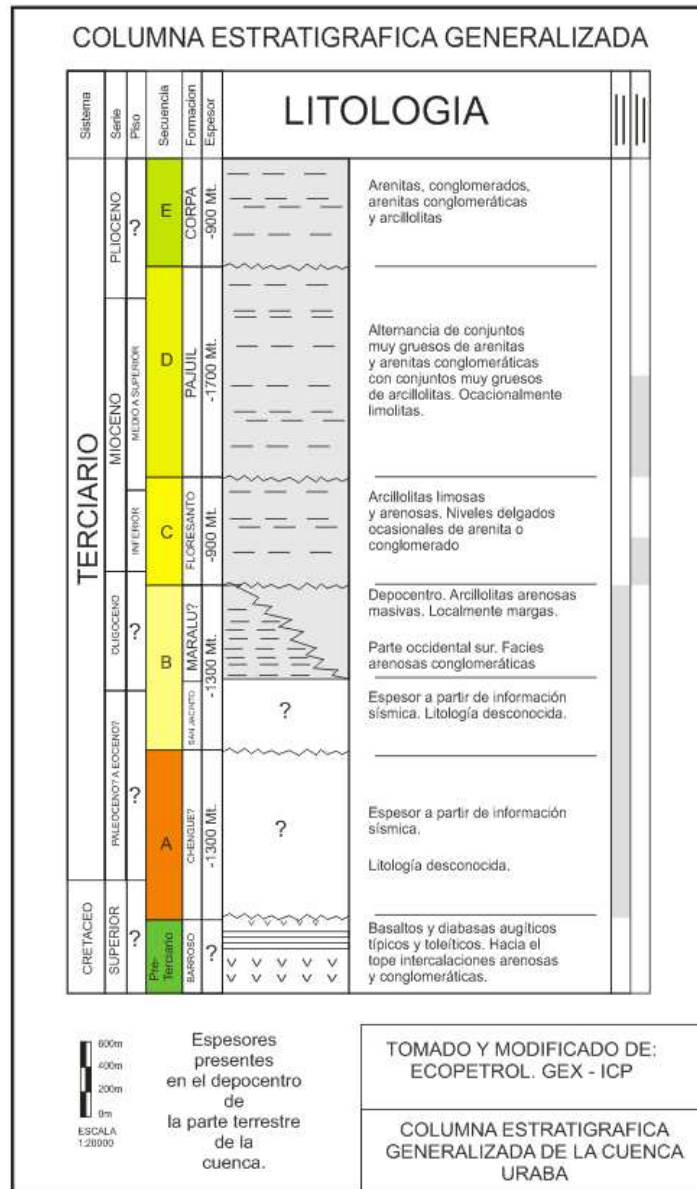


Figura 5.17.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Urabá. Tomada de ECOPETROL (2000).

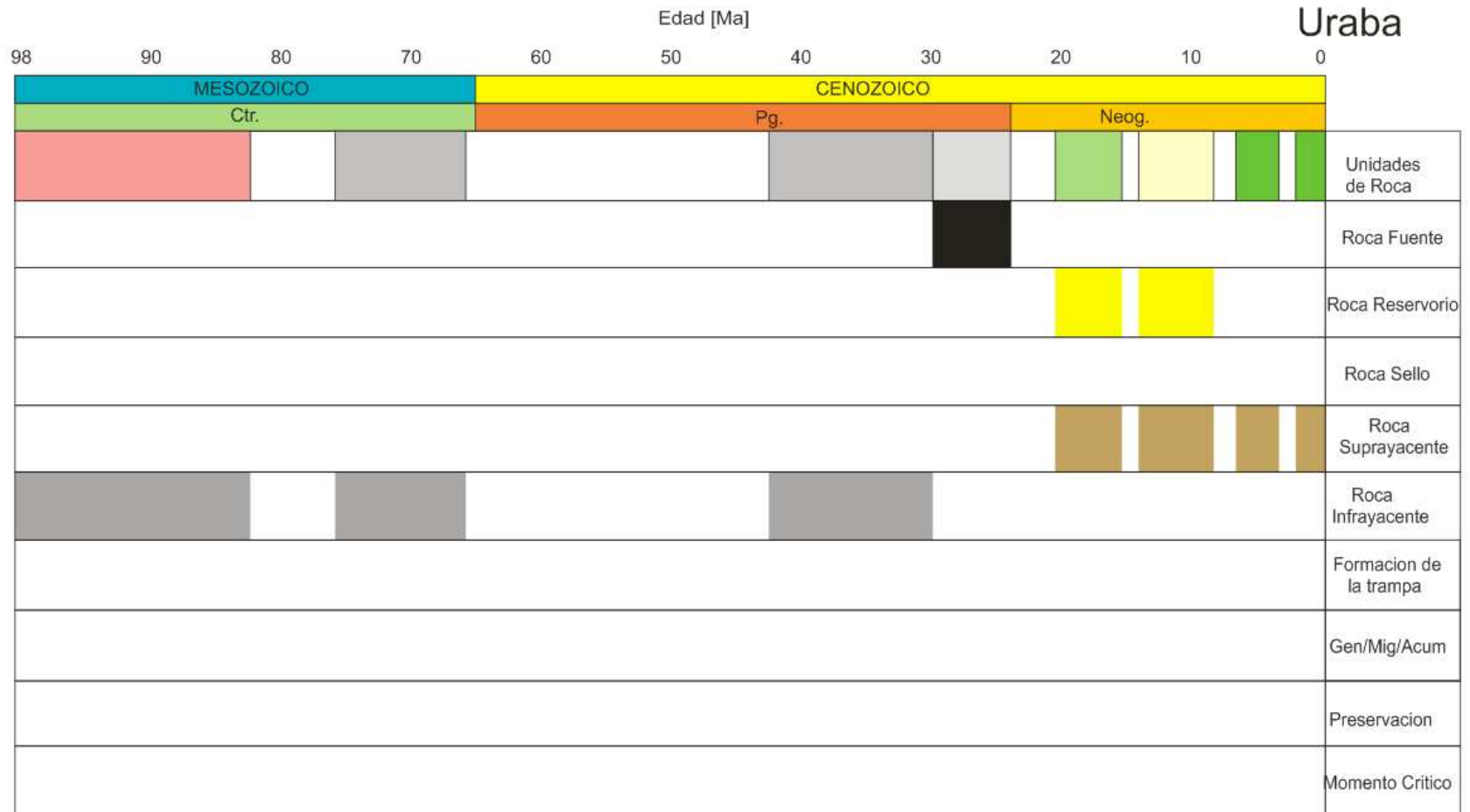


Figura 5.17.2. Carta de eventos para la Cuenca de Urabá. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.



5.18 SISTEMA PETROLÍFERO DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

Roca Generadora.

La Formación Ciénaga de Oro tiene un espeso intervalo con un contenido de materia orgánica medio – alto tipo III. Figura 5.18.1

Los shales de la Formación Porquero, también han sido reconocidos como fuente principal de hidrocarburos en la cuenca. Estos shales de gran espesor, son ricos en materia orgánica y kerógeno tipo II. Los contenidos de TOC actual son menores al 2% (Montes, 2009).

Roca Reservorio.

Las areniscas y calizas de la Formación Ciénaga de Oro son los principales reservorios de la cuenca. Su espesor es de 330 ft con porosidades de 15%, además están las areniscas de la Formación Tubará.

Roca Sello.

Los shales de las formaciones Ciénaga de Oro, Porquero Superior depositadas durante un periodo de rápida subsidencia, poseen excelentes características como unidad sellante. La Formación Tubará es también una unidad sellante pero de menor importancia.

Roca de sobrecarga.

La secuencia de rocas compuesta por la parte superior de la Formación Porquero y las formaciones Tubará y Corpa.

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.18.2 y 5.18.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistema Petrolífero.

En la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena el principal sistema petrolífero corresponde al **sistema Paleógeno – Neógeno**.

Formación Ciénaga de Oro - Formación Ciénaga de Oro (.)

Formación Ciénaga de Oro - Formación. Porquero / Formación Tubará (.)

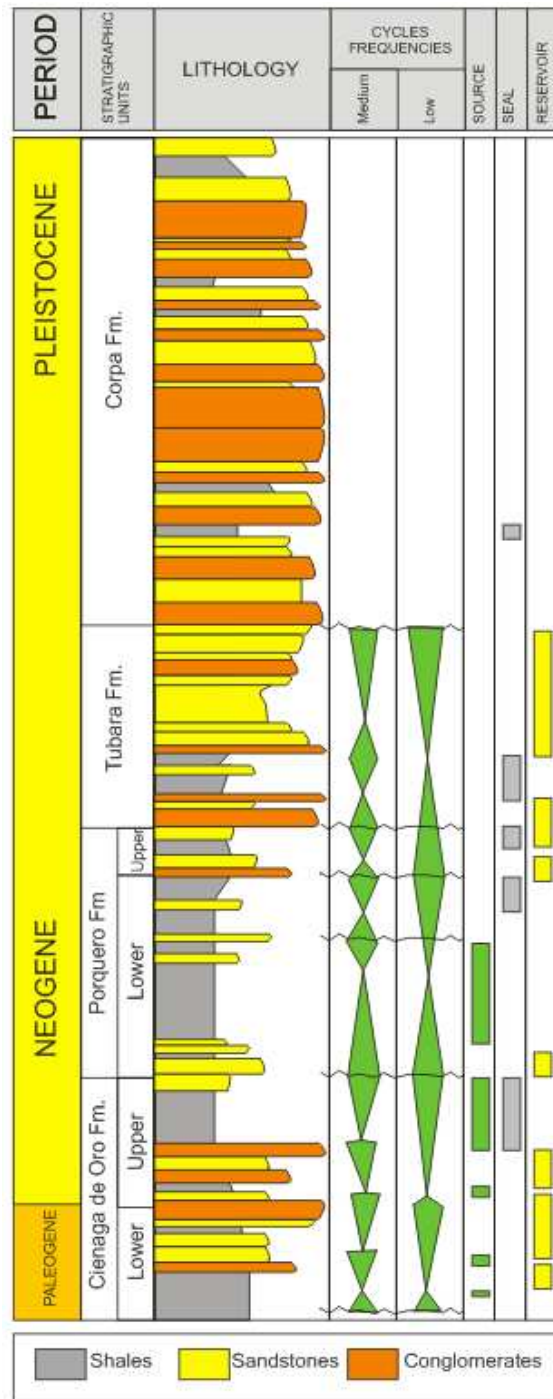


Figura 5.18.1. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Tomado de Barrero et al. (2007).

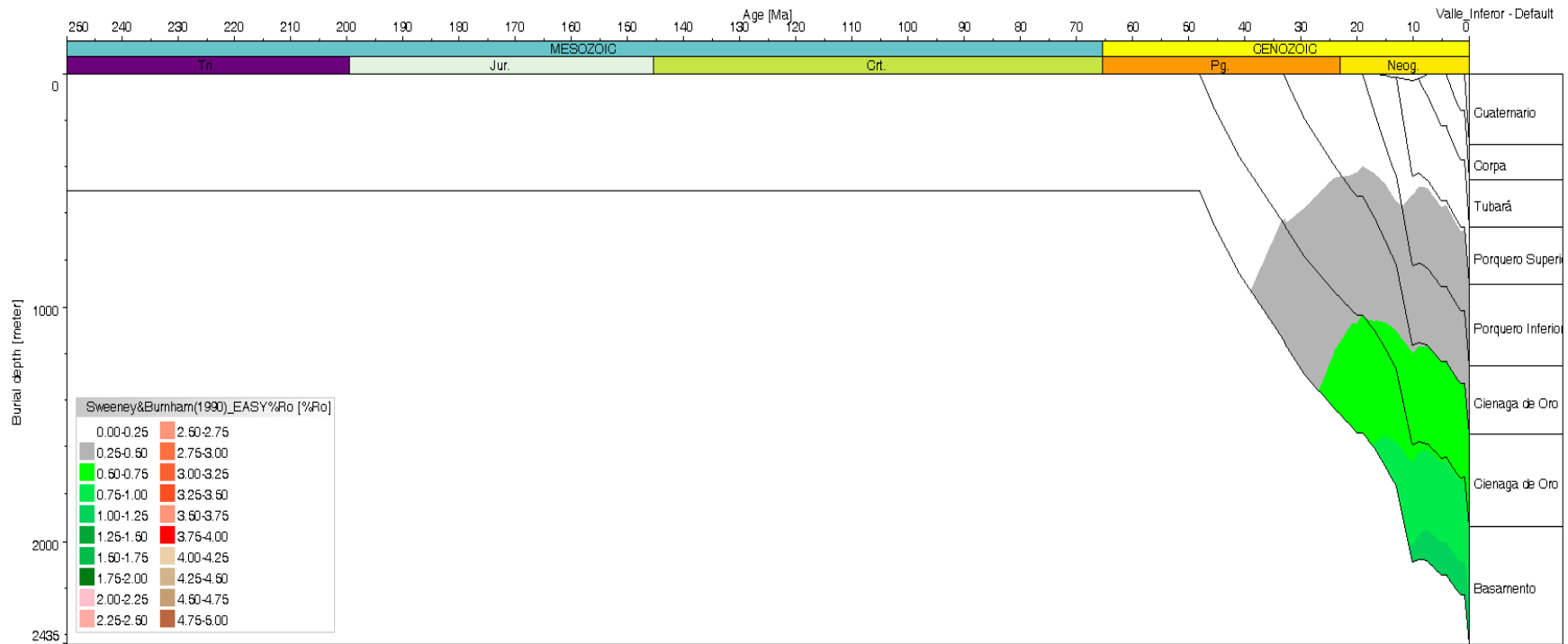


Figura.5.18.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. En esta figura se ilustra la variación del %Ro el tiempo. Nótese que la Formación Ciénaga de Oro entró a la ventana de generación de petróleo en el inicio del Neógeno.

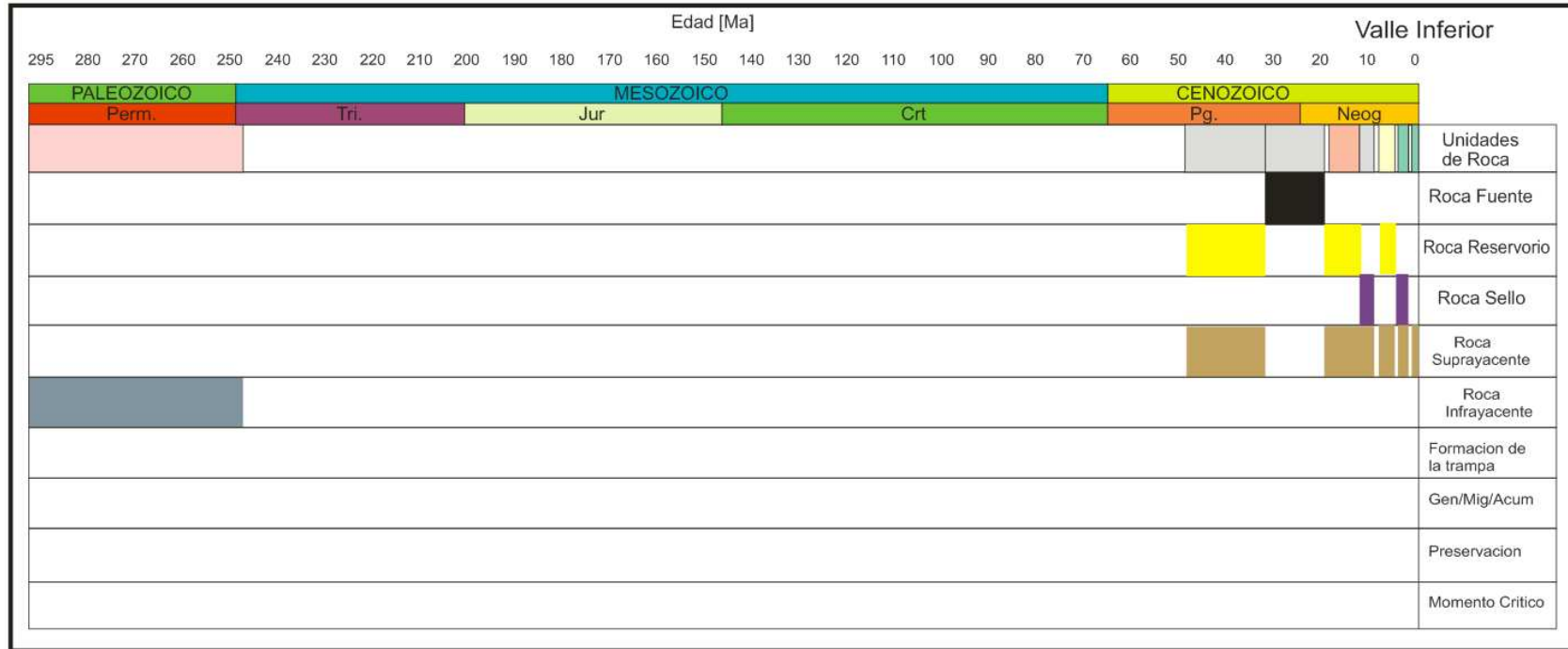


Figura 5.18.3. Carta de eventos para la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.



5.20 SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

Roca Generadora.

La Formación La Luna, se considera la principal roca generadora, presenta valores promedio de TOC actual entre 2 y 6% y kerógeno tipo II (Montes, 2009). En la parte norte de la cuenca se han alcanzado valores medios a maduros para la generación de hidrocarburos líquidos y en la parte sur se registran valores correspondientes a la ventana de gas. Figura 5.20.1. Adicionalmente las calizas y shales de las formaciones Rosablanca, Paja, y Tablazo se pueden considerar también rocas fuente de hidrocarburos aunque con un potencial limitado.

Roca Reservorio

En el Cretáceo cuatro formaciones pueden considerarse como rocas almacenadoras potenciales: Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna (en calizas fracturadas). En el Cenozoico, las rocas almacén están conformadas por los niveles de areniscas presentes en las formaciones La Paz hasta la Formación Mugrosa – Colorada.

Trampa

Estructuras anticlinales asociadas a fallas inversas y normales reactivadas por la tectónica andina. Pliegues extensos que involucren grandes espesores de roca, asociados a fallas.

Las variaciones laterales de facies o la presencia de fallas en la secuencia Cenozoica, se pueden asociar con barreras de permeabilidad.

Roca Sello

Son roca sello los niveles arcillosos intra-formacionales de las unidades terciarias y las unidades arcillosas del Cretáceo, siendo estas últimas las más efectivas dado su espesor y extensión regional. Fallas inversas y normales actúan como sello cuando ponen en contacto rocas almacén con rocas sello. Dentro de la secuencia cretácea los shales de las formaciones Paja y Simití pueden constituir el sello de los intervalos de calizas fracturados.

Roca de sobrecarga.

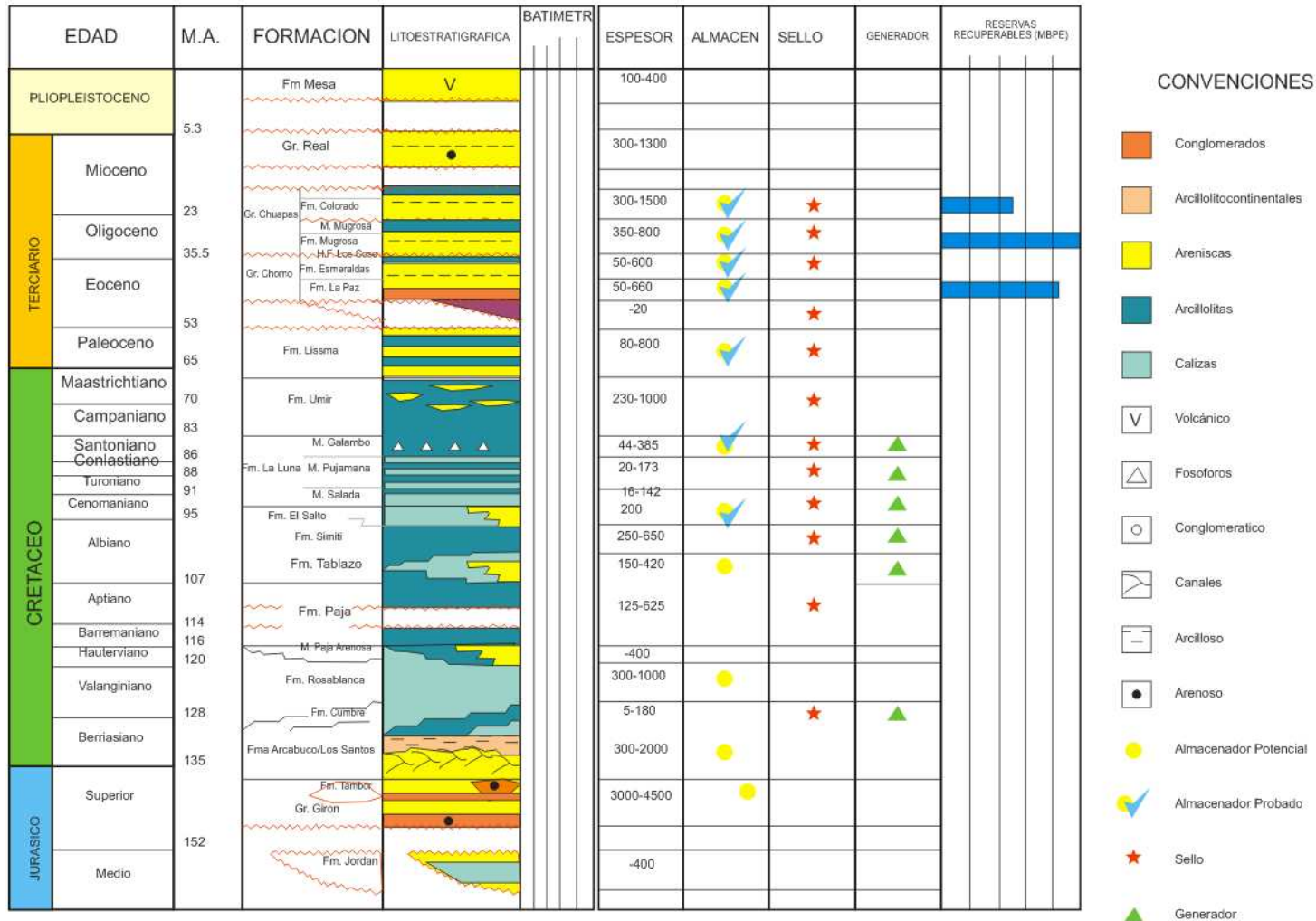
Toda la secuencia sedimentaria depositada posteriormente a la Formación La Luna.

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.20.2 y 5.20.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistemas Petrolíferos.

Formación La Luna - Formación La Luna (!)

Formación La Luna - La Paz / Esmeraldas / Mugrosa Colorado (!)



CONVENCIONES

- Conglomerados
- Arcillitocontinentales
- Areniscas
- Arcilloitas
- Calizas
- Volcánico
- Fosforos
- Conglomeratico
- Canales
- Arcilloso
- Arenoso
- Almacenador Potencial
- Almacenador Probado
- Sello
- Generador

Figura 5.20.1. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomada de ECOPETROL (2000).

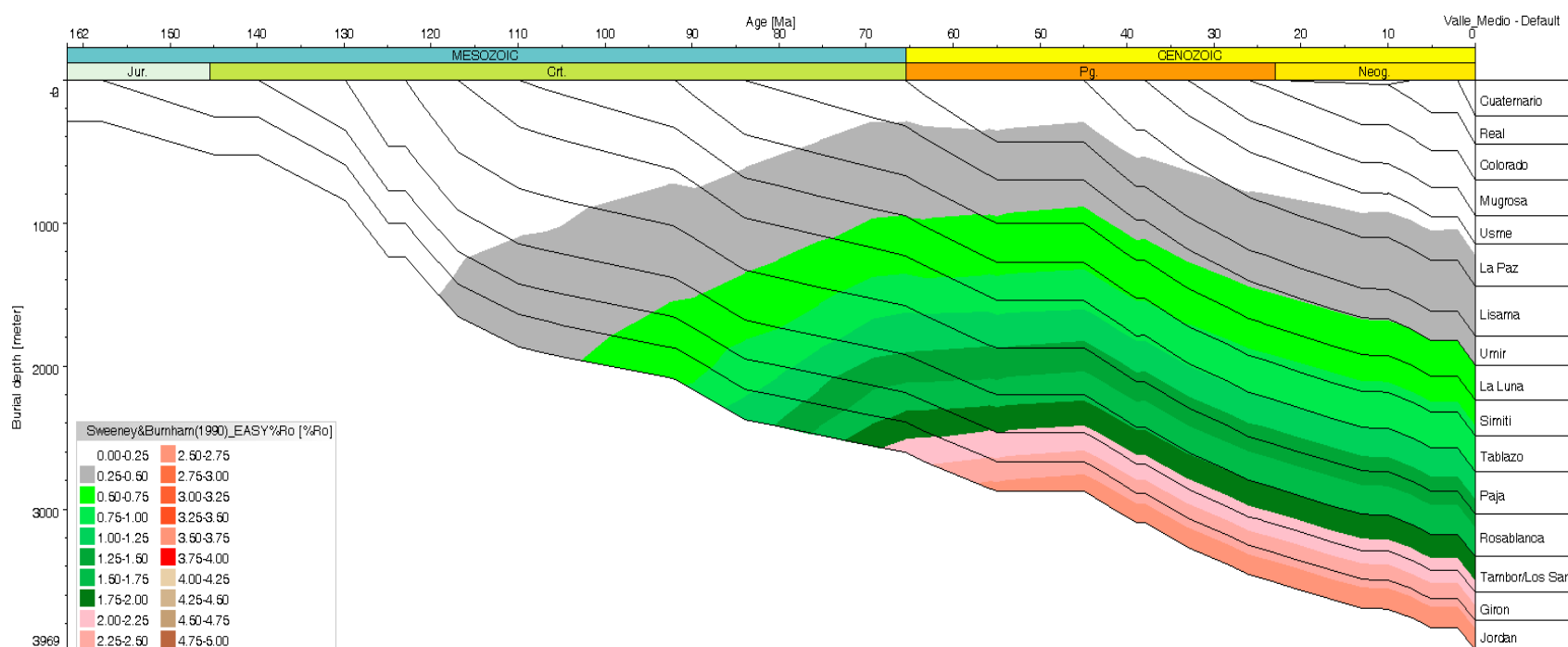


Figura. 5.20.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. En esta figura se ilustra la variación del %Ro con el tiempo. Nótese que la Formación La Luna entró a la ventana de generación de petróleo en el Paleógeno inferior.

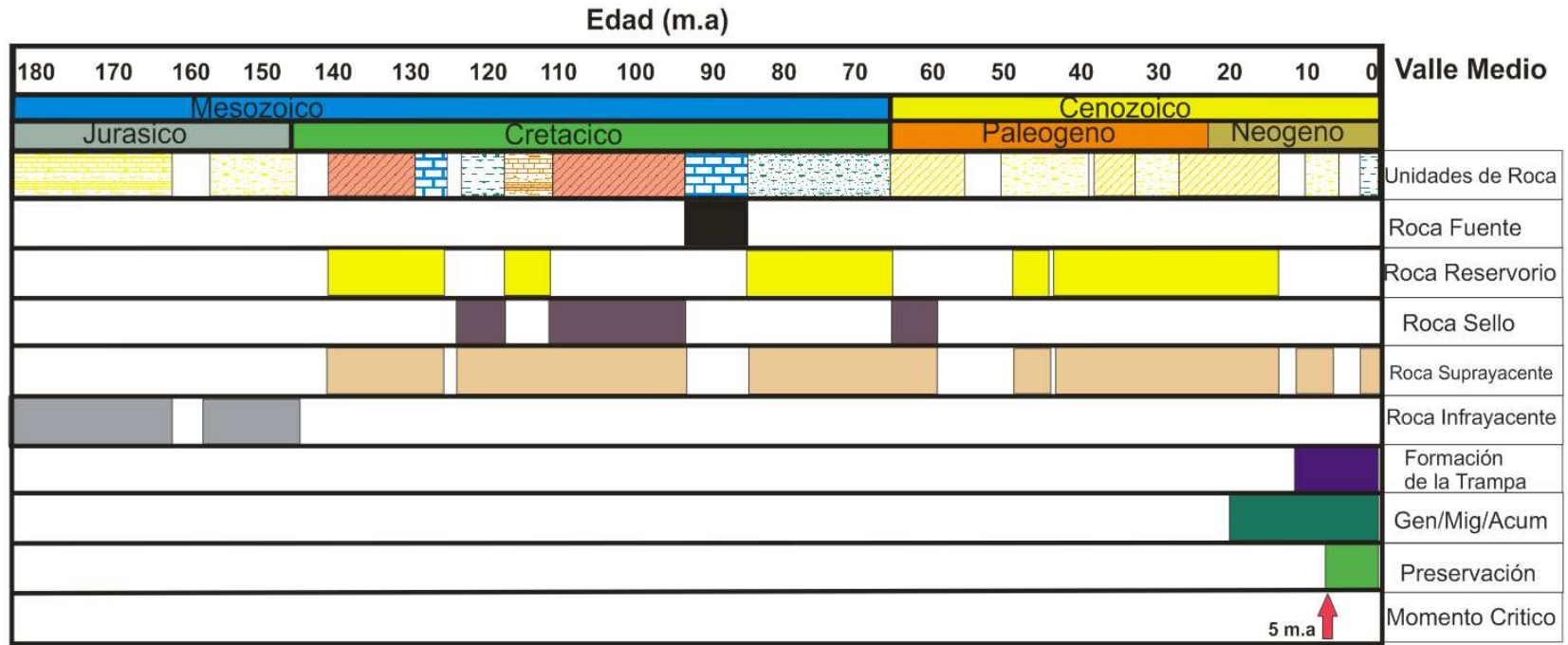


Figura 5.20.3. Carta de eventos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la deposición de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.



5.21. SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.

Roca Generadora

Análisis geoquímicos realizados a los crudos, indican que la roca madre de esta cuenca es el Grupo Villeta, en especial la Formación Tetuán y parte de la Formación Bambucá, cuyo espesor total varía entre 300 y 1500 pies. Los datos de TOC actual varían entre el 2 y 12% y el tipo de kerógeno es tipo III (Montes, 2009). Para algunos la Formación Caballos también se puede considerar como roca generadora, ver Figura 5.21.1

Según Cáceres (2000), los crudos livianos se presentan en la parte N-NE de la subcuenca alcanzando valores superiores a 38°, los crudos medianos abarcan la parte N-NE de la cuenca y casi la totalidad de la Subcuenca de Neiva con valores inferiores a 24°, los crudos pesados se ubican en la parte S-SW de la Subcuenca de Girardot con valores inferiores a 18°.

Según valores de % Ro el sector de la Subcuenca de Girardot no ha entrado aún a la fase inicial de generación de hidrocarburo y el sector de la Subcuenca de Neiva se ubica entre la fase inicial de generación hasta la máxima concentración de hidrocarburo en la roca generadora (Cáceres et al., 2003).

Roca Reservorio

La Formación Caballos y el Grupo Guadalupe constituyen las unidades más importantes como rocas almacenadoras, la primera constituida por areniscas cuarzosas, areniscas calcáreas y calizas arenosas. Las porosidades típicas son de 12 % a 17%, caracterizaciones fisicoquímicas de los crudos de esta formación permiten clasificar el crudo como superliviano, con bajo contenido de azufre (Cáceres et al., 2003)

El Grupo Guadalupe, se encuentra constituido por areniscas cuarzosas de grano fino a medio con lentes de areniscas conglomeráticas e intercalaciones de liditas y lutitas. Presentan alta porosidad secundaria evidenciada por disolución de pequeños fósiles. Presentan una porosidad entre 15 y 22%

Roca sello

Inicialmente el nivel medio de la Formación Caballos compuesto por una secuencia calcáreo lodosa, se comporta como un sello inferior para el nivel superior de la Formación Caballos; luego se presentan los shales de la Formación Villeta que actúan en algunos sectores como generadora y en otros es el típico sello. El tercer tipo de roca sello corresponde a los niveles arcillosos de la Formación Guaduas situado sobre la Formación Monserrate.

Trampas

Los campos están asociados a trampas estructurales principalmente, pero se presentan trampas estratigráficas y las combinadas. Dentro de las trampas estructurales más



importantes están los anticlinales, los anticlinales fallados y las fallas inversas predominantes en la Subcuenca de Neiva.

Roca de Sobrecarga

Toda la secuencia de roca depositada desde la Formación Bambucá del Grupo Villeta hasta el Reciente.

El diagrama de la historia de subsidencia y la carta de eventos presentados en las figuras 5.21.2 y 5.21.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

Sistemas Petrolíferos.

Grupo Villeta - Formación Caballos (!)

Grupo Villeta (Formaciones Tetuán y Bambuca) - Grupo Guadalupe (!)

| MA | AGE | FORMATION | LITHOLOGY | THICK | SOURCE | RESER | FIELDS | ENVIRONMENT | BASIN | | |
|------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|------------------|------------------|-----------|----------------------------|------------------------------|---|------------------------|----------------------------|
| 10 | PLEISTOCENE | ALLUVIAL FANS, TERRACES | [Dotted pattern] | 0 - 1000m | | | | ALLUVIAL AND LAHARIC | INTRAMONTANE (PART OF A COLLISION RELATED DEFORMATION BELT) | | |
| | PLIOCENE | GIGANTE/NEIVA | [Dotted pattern] | 0 - 1000m | | | | FLUVIAL TO FLUVIAL | | | |
| | MIOCENE | HONDA GRP. | [Dotted pattern] | 0 - 5000m | | | 1, 6, 9, 13 | | | | |
| | | BARZALOZA | [Dotted pattern] | 0 - 300m | | | | LACUSTRINE | | | |
| | 30 | OLIGOCENE | GUALANDAY GRP | DOMA | [Dotted pattern] | 0 - 3000m | | 6 | | ALLUVIAL MINOR FLUVIAL | BACK-ARC FORELAND |
| | | | | POTRERILLO | | | | | | | |
| | | | | CHICORAL | | | | | | | |
| | 40 | EOCENE | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| | 60 | PALEOCENE | GUADUALA GRP | SAN FRANCISCO | [Dotted pattern] | 400-1200m | | | | FLUVIAL TO ALLUVIAL | COLLISION RELATED FORELAND |
| TERUEL | | | | | | | | | | | |
| 70 | MAAESTRI CHTIAN | | [Dotted pattern] | | | | | | | | |
| | 80 | CAMPANIAN | MONSERRATE | [Dotted pattern] | 150m | | 3, 4, 5, 8, 10, 11, 12, 16 | NEARSHORE | MARGIN SAC | | |
| [Dotted pattern] | | | | | | | | | | | |
| 90 | SANTONIAN | VILLETA | [Dotted pattern] | 450m | | | | NERITIC | MARGIN SAC | | |
| | CONIANCIAN | | [Dotted pattern] | | | | | | | | |
| | TURONIAN | | [Dotted pattern] | | | | | | | | |
| | CENOMANIAN | | [Dotted pattern] | | | | | | | | |
| 100 | ALBIAN | | [Dotted pattern] | | | | | | | | |
| | | CABALLOS | [Dotted pattern] | 150m | | | 2, 7, 14, 15, 17, 18 | NEARSHORE FLUVIAL TO DELTAIC | | | |
| 110 SCALE RANGE | APTIAN | YAVI | [Dotted pattern] | | | | | FLUVIAL | BACK-ARC RIFT | | |
| | JURASSIC | SALDANA | [Dotted pattern] | | | | | SEDIMENTARY & VOLCANIC | | | |
| | JURASSIC TO PRECAMBRIAN | BASEMENT | [Dotted pattern] | | | | | IGNEUS METAMORPHIC | | | |

Figura 5.21.1. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Tomado de Buitrago (1994).

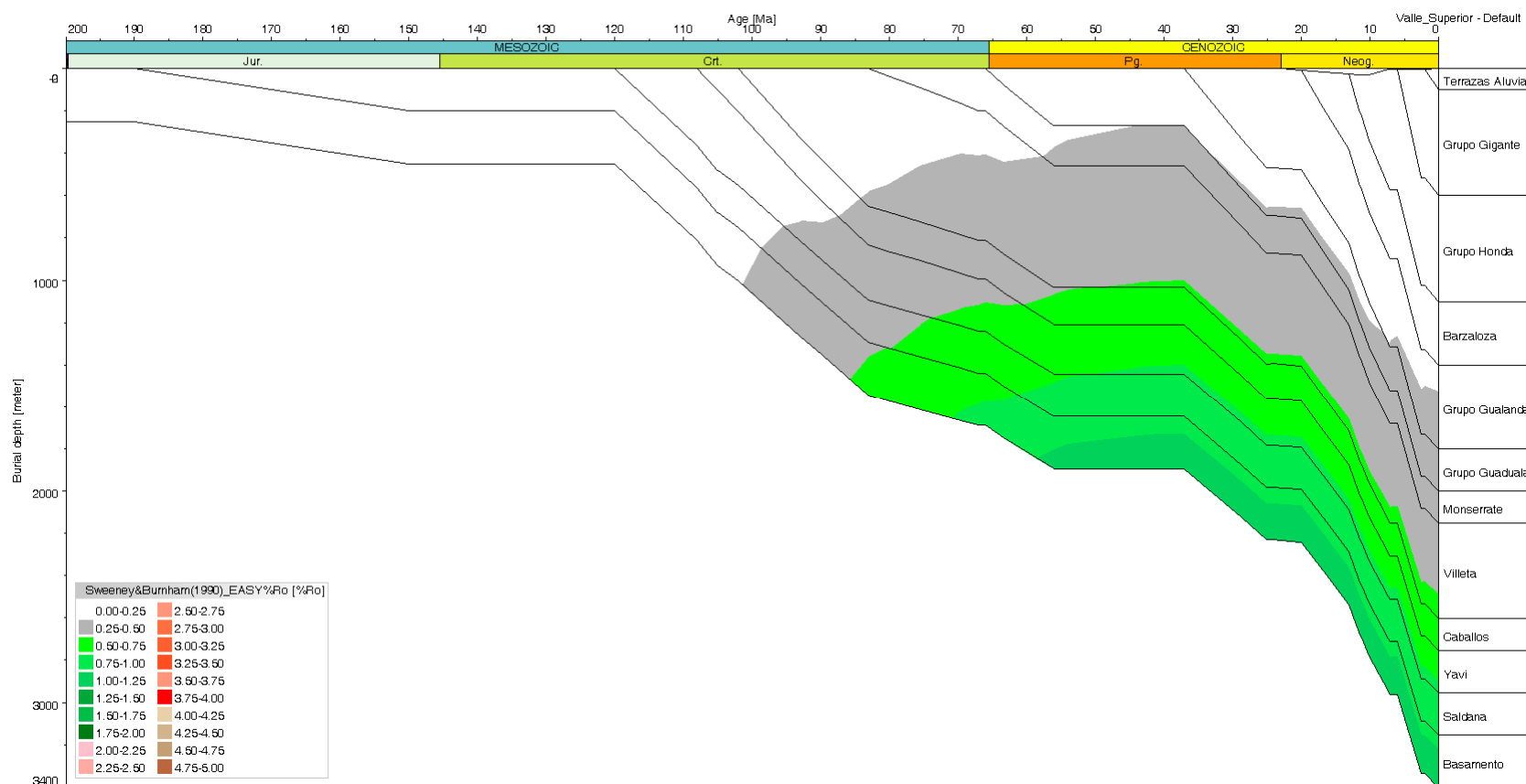


Figura. 5.21.2. Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. En esta figura se ilustra la variación del %Ro con el tiempo. Nótese que el Grupo Villeta entró a la ventana de generación de petróleo en el Paleógeno medio.

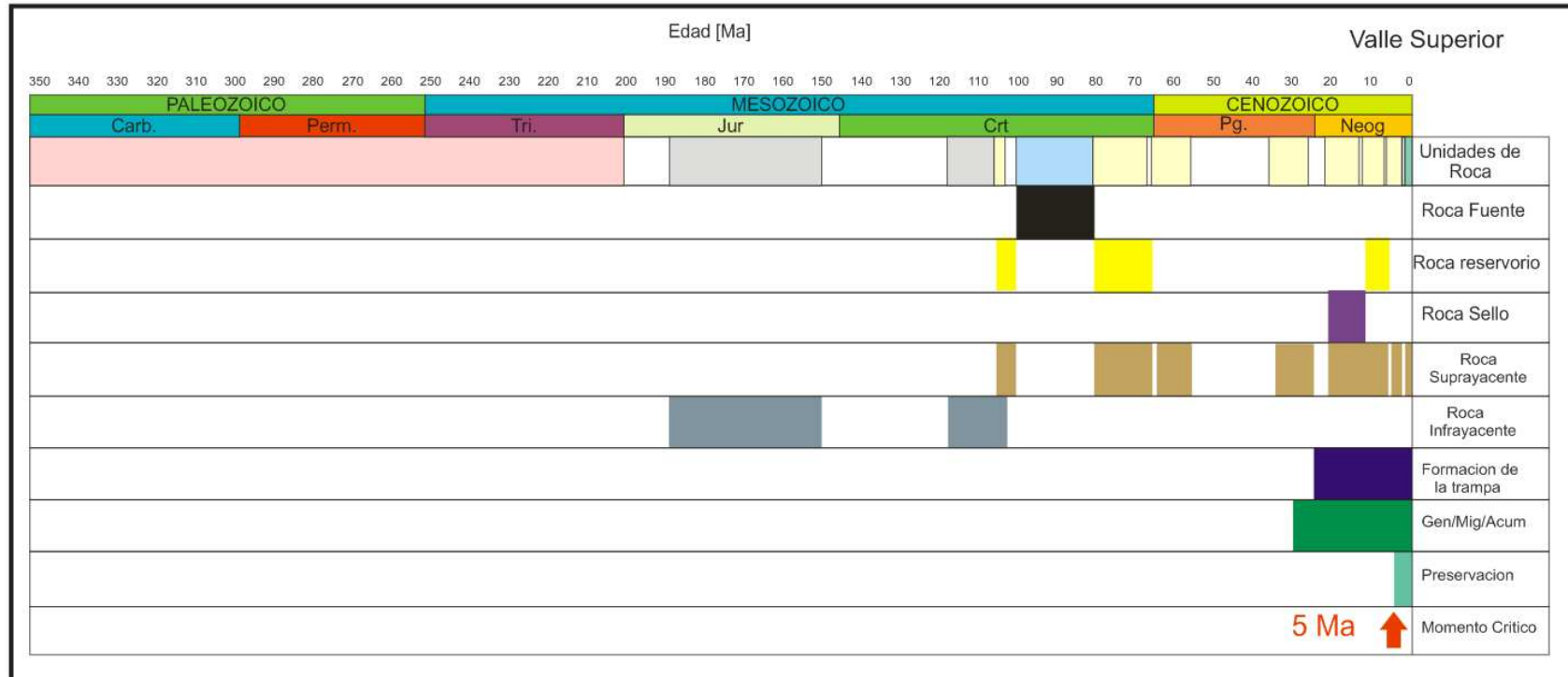


Figura 5.21.3. Carta de eventos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.



5.22. SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DE VAUPES - AMAZONAS

Roca Generadora:

Para la Cuenca del Amazonas no hay estudios detallados de la roca generadora, solo el estudio de Robertson para Aleman (1988), especula sobre las posibilidades que pueden presentar los niveles arcillosos ricos en materia orgánica en el tope de la Formación Araracuara, así como los niveles de caliza devónica, al oeste de Araracuara que podrían constituir una roca fuente. Igualmente, La caliza de Berlín de edad Devónico Superior, también podría ser una roca generadora.

Por analogía con la Cuenca de Solimões o del alto Amazonas del Brasil, se plantea con base en la interpretación de líneas sísmicas de los ríos Putumayo y Amazonas que la secuencia del Paleozoico identificada mediante perforaciones en la Cuenca de Solimões, tenga su continuidad en la Cuenca de Amazonas (Colombia). Esta hipótesis tiene como soporte el hecho de que las cuencas de Amazonas y Solimões (Brasil) exhiben un estilo tectónico de subsidencia simple sin la presencia de estructuras plegadas. En el área de la Cuenca de Amazonas (Colombia), se ha reportado la presencia de mantos de carbón, los cuales pueden ser considerados roca fuente de gas en la Cuenca de Vaupés Amazonas (García et al., 2009)

En las áreas de Chiribiquete, Araracuara y Leticia se ha reportado la presencia de extensos mantos de carbón tipo lignito y en consecuencia estas áreas presentan algún potencial de gas. Figuras 5.22.1 y 5.22.2

Roca Reservorio:

Las rocas que mejores características de roca almacenadora presentan son las Areniscas Superiores y las areniscas de la Formación Araracuara (Geocolombia 1986, Robertson Research, 1988). Rocas reservorios de edad precámbrica perteneciente a la Formación Piraparaná se han estudiado partir de núcleos de perforación obtenidos en el pozo Vaupés -1. Estas rocas consisten de sublitoarenitas feldespáticas, cuarzoarenitas y subarcosas. Se considera que las principales rocas reservorio, serían las areniscas del Paleozoico (García et al., 2009).

Roca Sello:

La presencia de niveles arcillosos con potencial de constituir una capa sello se encuentran en las formaciones arcillosas del Cenozoico de la Cuenca de Amazonas (Colombia). Otros niveles que podrían actuar como niveles sello de petróleo son los paleosuelos que frecuentemente se encuentran en las discordancias, como las identificadas en el Paleozoico inferior y superior de la Cuenca de Amazonas (García et al., 2009).

La carta de eventos presentados en la figura 5.22.3, permiten definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.



Sistemas Petrolíferos

Se plantea la existencia de dos sistemas petrolíferos en la cuenca, estos son:

Paleozoico - Paleozoico (?)

Paleógeno - Paleógeno (?)

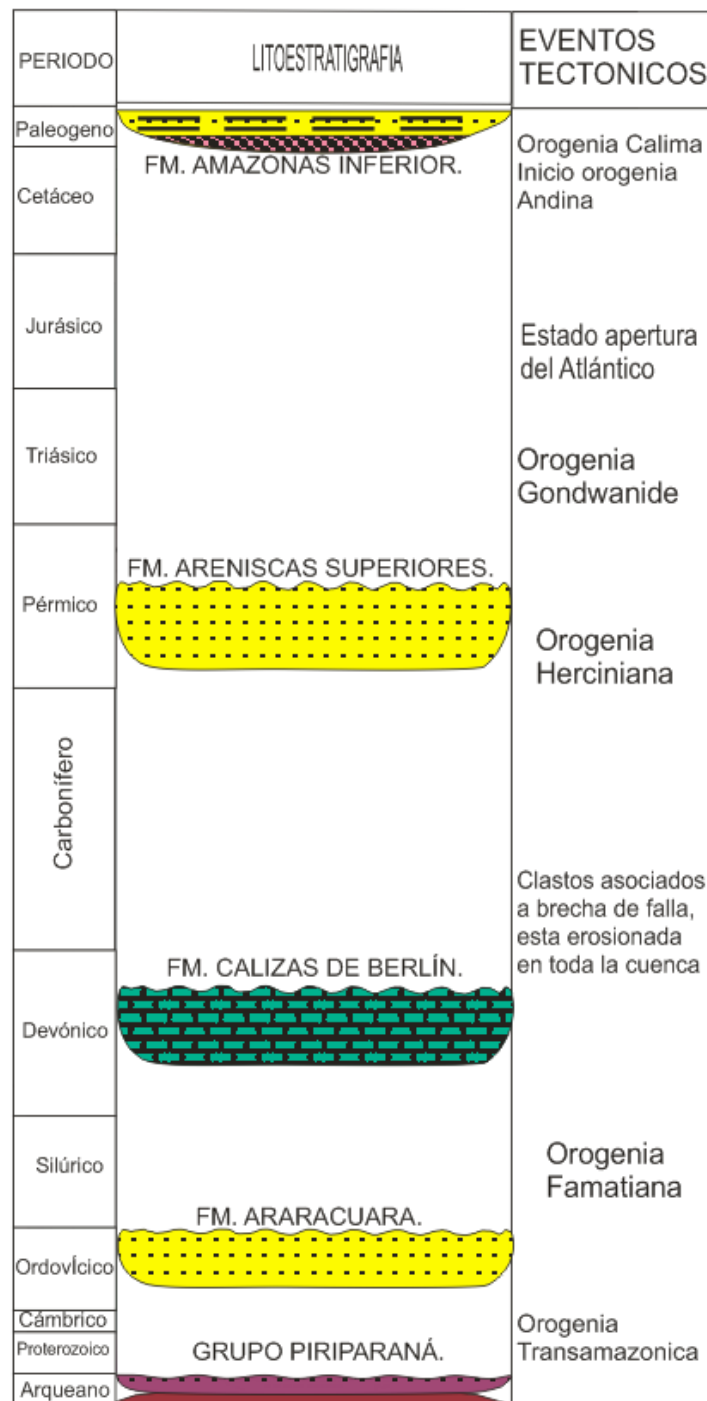


Figura 5.22.1. Cronoestratigrafía de la Cuenca de Amazonas (Colombia). Tomado de García et al. (2009).

CORRELACION ESTRATIGRAFICA ENTRE LAS CUENCAS VAUPES ALTO AMAZONAS SOLIMOES Y AMAZONAS

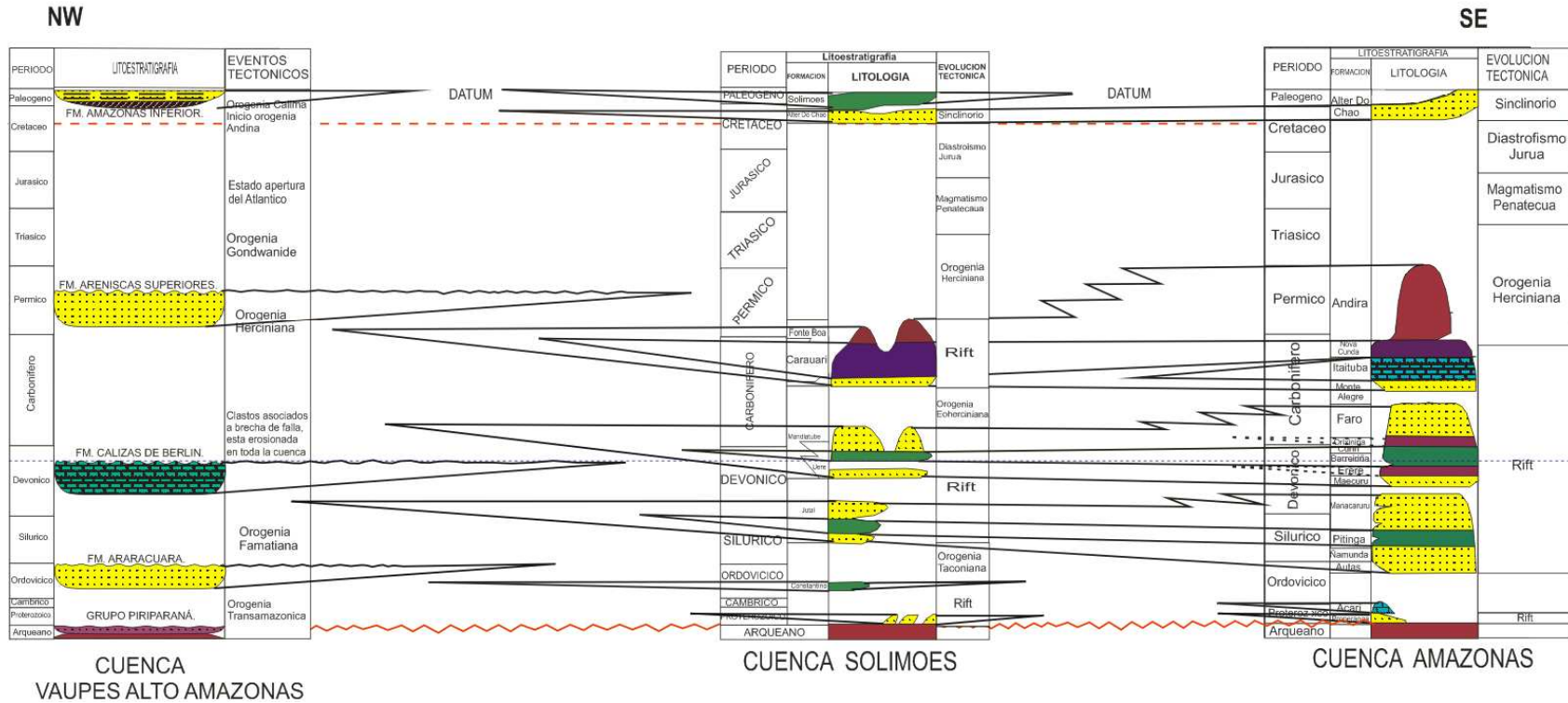


Figura. 5.22.2. Correlación estratigráfica entre las cuencas de Vaupés- Alto Amazonas (Colombia) y Solimões y Amazonas (Brasil). Tomado de García et al. (2009).

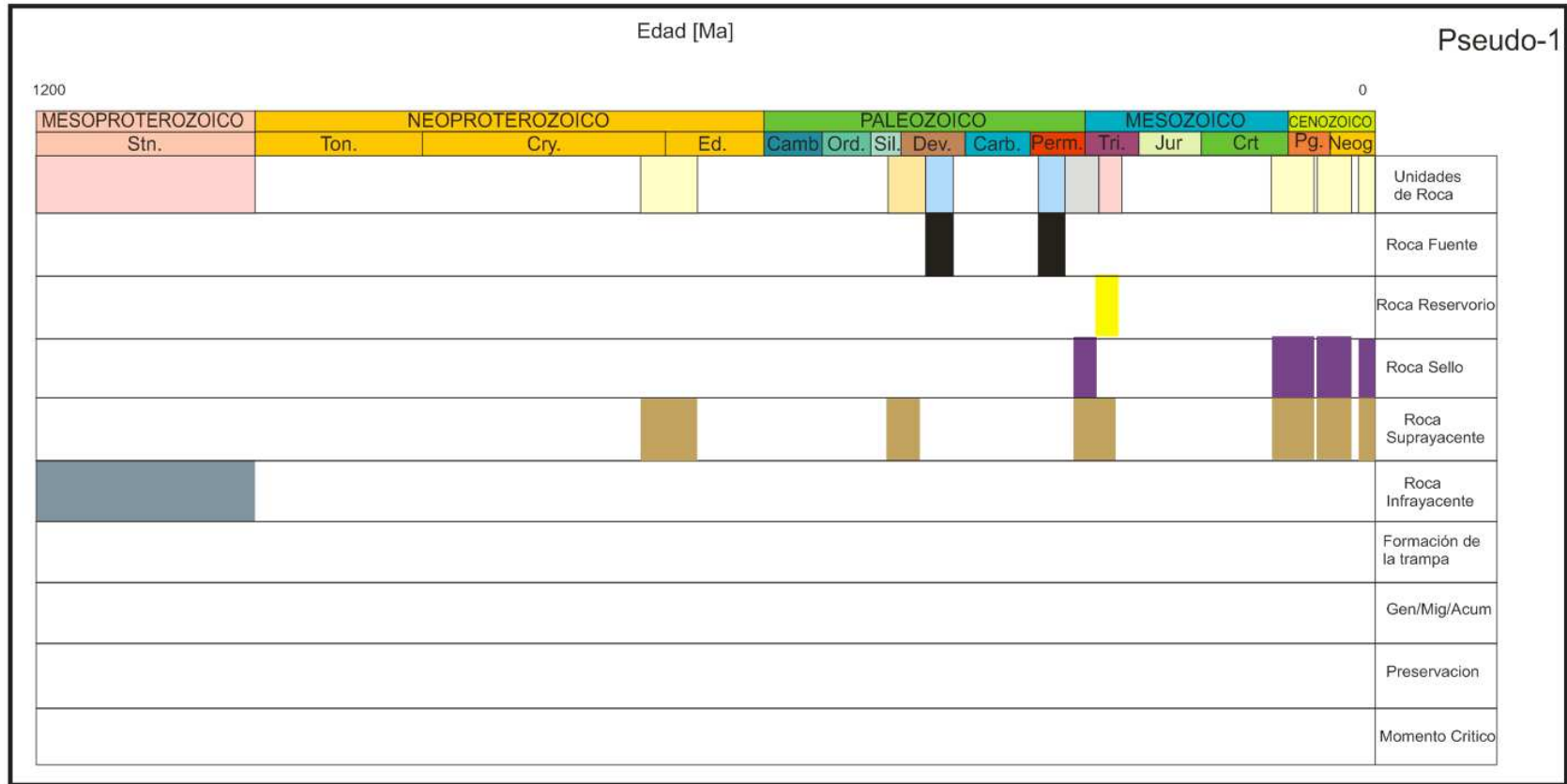


Figura 5.22.3. Carta de eventos para la Cuenca de Vaupés-Amazonas. Se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga. El tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico. Tomado de García et al. (2009).



6. POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS

6.1 Yacimientos de Hidrocarburos Convencionales

Para el cálculo de reservas en las cuencas colombianas se aplicó la metodología de Schmoker (1994) y de Hunt (1993). Los datos geoquímicos usados fueron obtenidos del Montes (2009). Para el cálculo del balance de masa se seleccionaron los valores de TOC y HI de muestras termalmente inmaduras o las que presentaban los valores mas bajos de Ro y/o Tmax. Observándose que las rocas inmaduras presentan valores de TOC equivalentes a 1.5 del valor actual de TOC de rocas maduras y sobremaduras. Las áreas de las cocinas fueron determinadas a partir del Atlas de Facies Paleogeográficas de Cáceres et al. (2003), tomando las facies que tuvieran potencial de rocas generadoras de hidrocarburos. Se calcularon tres escenarios potenciales a partir de la estimación del área de la cocina, tomado tamaños equivalentes al 10%, 50% y 90% del área total de la cocina. Con respecto a los datos de TOC original se utilizo un factor de 1.25 del TOC actual de acuerdo a la metodología propuesta por Zhong et al. (2004), donde el valor de la relación de $(TOC_o - TOC)/TOC_o$ debe encontrarse entre -0.05 y 0.2. Los datos de Ro fueron usados en los cálculos según la metodología propuesta por Marzi y Waples (1996). Para el dato de densidad de las rocas generadoras se utilizó un valor promedio de 2.4 g/cm³ para los shales y de 2.5 gr/cm³ para las calizas siendo estas litologías las principales rocas generadoras en las cuencas colombianas de acuerdo a el mapa de facies de Cáceres et al. (2003). Para el cálculo final de los recursos entrampados se utilizó el mismo valor propuesto por Hunt (1993), el cual corresponde al 1%. El valor de densidad del petróleo utilizado en este trabajo fue de 0.9 gr/cm³ que corresponde a la densidad de crudos intermedios (Hunt, 1993).

Con la anterior información se elaboró un cuadro resumen para cada cuenca, donde se indica entre otros parámetros, el potencial generador para los tres escenarios, el área estimada de las cocinas, la formación y espesor de la roca generadora, el valor de TOC utilizado, el valor actual promedio de HI, el valor de TOC original y HI original y el dato de reflectancia de vitrinita %Ro. En este cuadro también se indican los riesgos geológicos que podrían esperarse y que deberán ser evaluados y cuantificados para estimar el riesgo geológico en la etapa de exploración. Es de anotar que los diferentes factores de riesgo geológico no se cuantificaron en el presente estudio debido a falta de información.

También se presenta el mapa geológico de cada cuenca donde se define el área de la cocina teniendo en cuenta las facies presentes, las cuales se presentan en las convenciones de cada cuenca. Como información adicional, se presentan perfiles estructurales y perfiles sísmicos de las cuencas donde se contó con esta información.

Los datos de producción acumulada de las cuencas colombianas provista por ACIPET (2008), sirven de referencia comparativa con los resultados de recursos obtenidos en los cálculos. La comparación entre los recursos calculados y la producción acumulada indica que esta última corresponde una fracción mínima del recurso evaluado en el presente trabajo.

Con respecto a otros métodos de evaluación como los métodos probabilísticos y para el caso específico de Método de Monte Carlo, se requieren datos adicionales como número



de pozos, número de campos, producción de cada uno de los pozos, producción acumulada y su radio de influencia entre otros. Por esta razón las cuencas que no se evaluaron por el método de Balance de Masas tampoco se pueden evaluar por el Método de Monte Carlo debido a que carecen de la información básica necesaria y adicionalmente en ellas no existe presencia de campos ni de yacimientos productivos de hidrocarburos.

La siguiente es la estimación resumida del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas en las cuales se contaba con la información para el respectivo cálculo. Para cálculos detallados ver [Anexo 1](#) y datos de producción acumulada ver [Anexo 2](#)

Para las siguientes cuencas solo que contó con información parcial la cual no permite realizar un cálculo de potencial de recursos utilizando el método de balance de masas:

Cuenca de Chocó Offshore

Se posee información de TOC que varía entre el 0 y 16% según Montes (2009). Y se considera como roca generadora y reservorio la Formación Iró.

Cuenca de Los Cayos

Se dispone de una columna estratigráfica generalizada datos geoquímicos de TOC con de valores por debajo del 2% (Montes, 2009).

Cuenca de Colombia y Cuenca de Sinú Offshore

En esta cuenca solo se han identificado cinco unidades sísmicas en el occidente de la cuenca.

Cuenca de Tumaco Offshore

Se conoce que Ecopetrol llevó a cabo un programa geoquímico en esta cuenca pero estos datos no se poseen.

Cuenca de Colombia Pacifico Profundo

De esta cuenca no se cuenta con ninguna información.



6.1.1 Cuenca de Caguán - Putumayo.

| RESUMEN | | | | | | |
|----------------------|-----|---------|-----------------|--|---------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0.23 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 1.14 | | | | |
| | 90% | 2.06 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 552.8 | Km ² | Formación Generadora | Villeta | |
| | 50% | 2614.29 | | | | |
| | 90% | 4705.72 | | | | |
| Espesor | | 200 | m | TOC Promedio Actual | 3 | % |
| HI Promedio Actual | | 700 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 3.6 | % |
| HI Promedio Original | | 750 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,7 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| | | | | | | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | X | |
| | | | | | | |
| Diagénesis | | | | Cementación | X | |
| | | | | | | |
| Producción Acumulada | | | 0.33 | BBPE | | |
| | | | | | | |

Área de las Cocinas Cuenca de Caguán - Putumayo

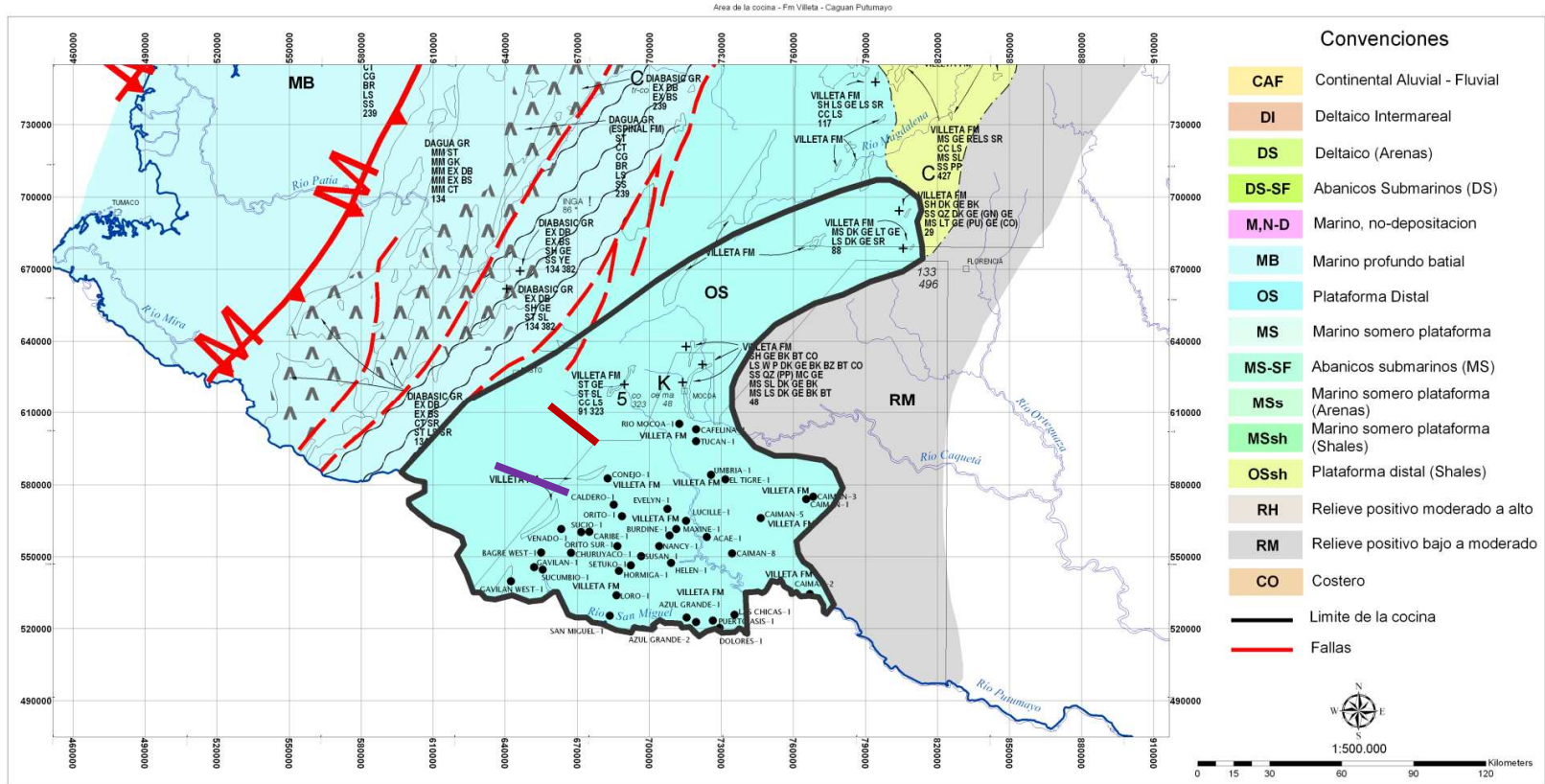


Figura 6.1.1.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos Cuenca de Caguán Putumayo. **Modificado de Cáceres et al. (2003).**

- Perfil Estructural
- Sección Sísmica

Perfil Estructural de la Cuenca de Caguán - Putumayo

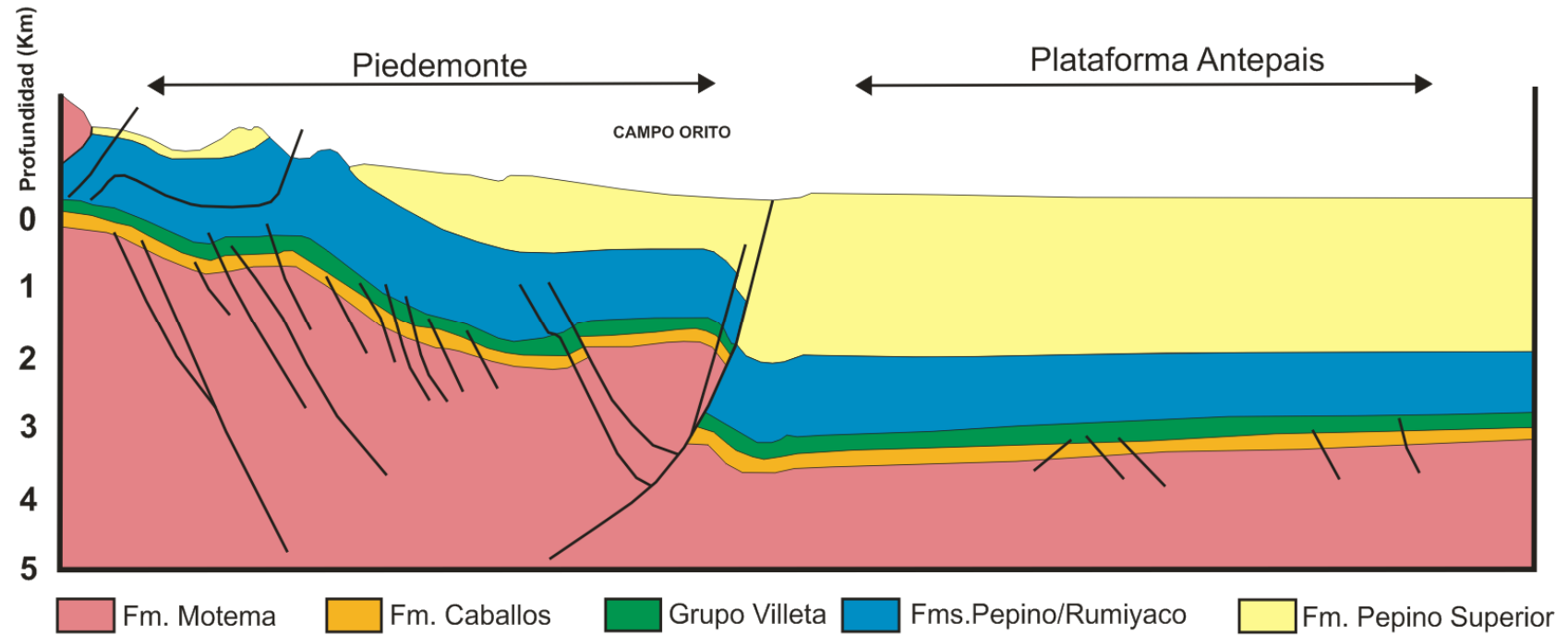


Figura 6.1.1.2. Perfil sísmico que ilustra los rasgos estructurales más importantes de la Cuenca de Caguán – Putumayo. Tomado de Goncalves, et al. (2002).

Sección sísmica de la Cuenca de Caguán - Putumayo

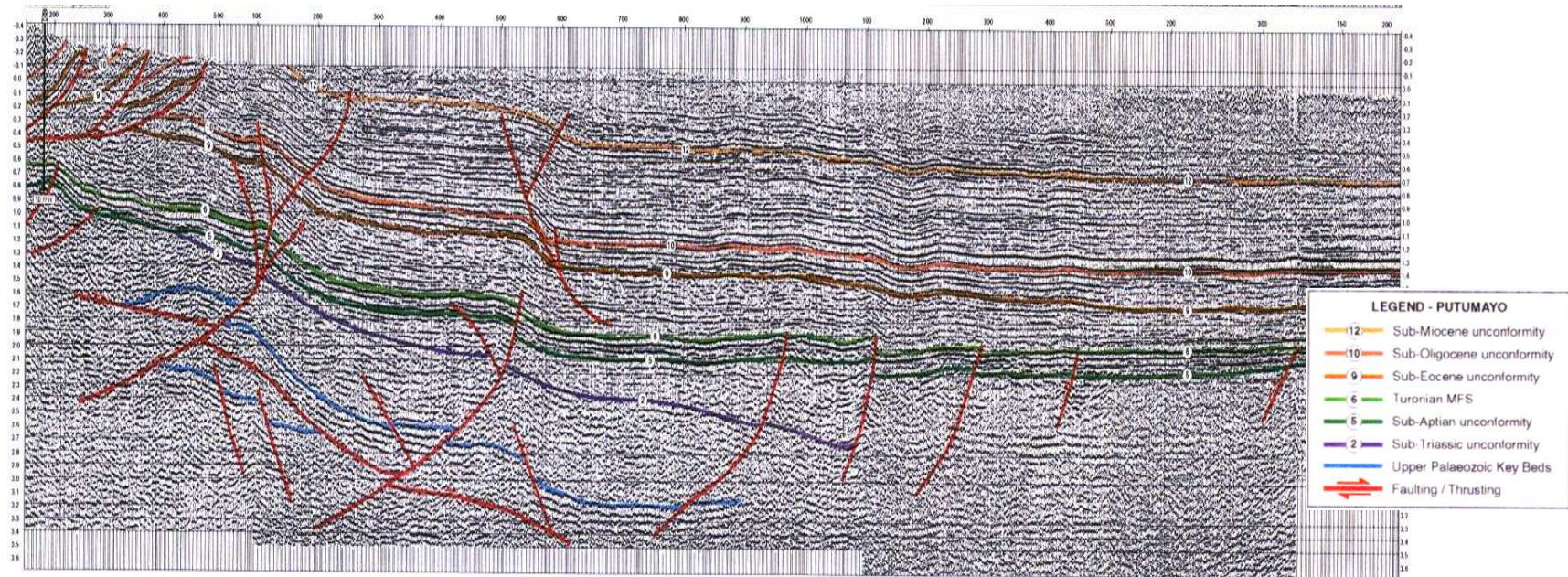


Figura 6.1.1.3 Sección sísmica interpretada de la Cuenca de Caguán – Putumayo. Tomado de Cediell et al. (1998).



6.1.2 Cuenca de Catatumbo

Cuenca de Catatumbo. Formación La Luna.

| RESUMEN | | | | | | |
|-------------------------|-----|---------|-----------------|--|----------------------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0.20 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 0.99 | | | | |
| | 90% | 1.78 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 227.72 | Km ² | Formación Generadora | La Luna (Coniaciano) | |
| | 50% | 1138.61 | | | | |
| | 90% | 2049.49 | | | | |
| Espesor | | 62 | m | TOC Promedio Actual | 3.2 | % |
| HI Promedio Actual | | 300 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 3.84 | % |
| HI Promedio Original | | 600 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,7 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | X | |
| Producción Acumulada | | | 0.435 | BBPE | | |



Cuenca de Catatumbo- Formación Capacho.

| RESUMEN | | | | | | |
|-------------------------|-----|---------|-----------------|--|---------------------------------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0.11 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 0.56 | | | | |
| | 90% | 1.01 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 320.27 | Km ² | Formación Generadora | Capacho (Cenomaniano-Turoniano) | |
| | 50% | 1601.37 | | | | |
| | 90% | 2882.47 | | | | |
| Espesor | | 200 | m | TOC Promedio Actual | 2.1 | % |
| HI Promedio Actual | | 350 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 2.52 | % |
| HI Promedio Original | | 400 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,8 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | X | |
| Producción Acumulada | | | 0.435 | BBPE | | |

Área de las Cocinas

Cuenca de Catatumbo – Fm. La Luna y Capacho

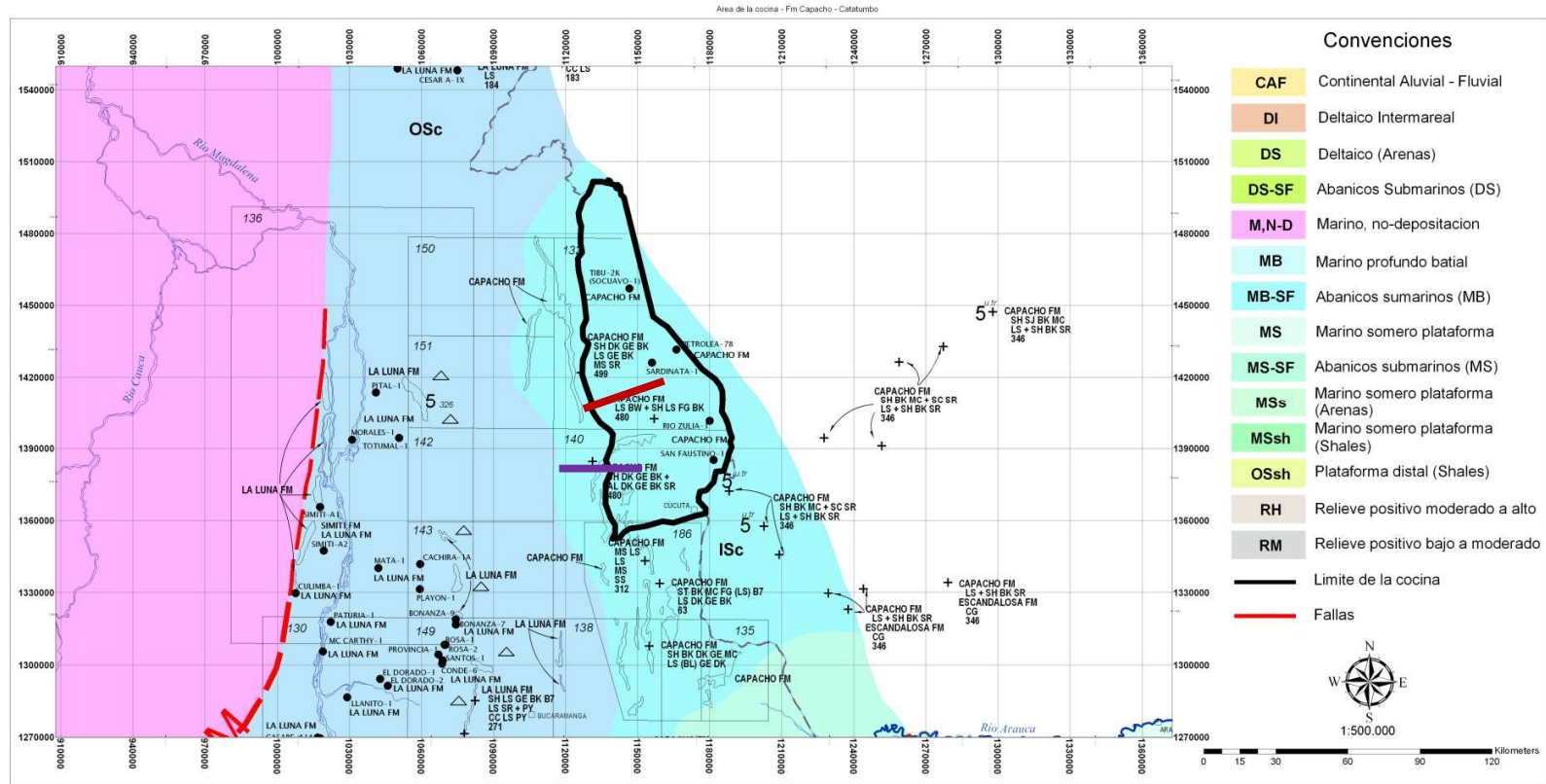


Figura 6.1.2.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos Cuenca de Catatumbo. **Modificado de Cáceres et al. (2003).**

— Perfil Estructural

— Sección Sísmica

Perfil Estructural de la Cuenca de Catatumbo

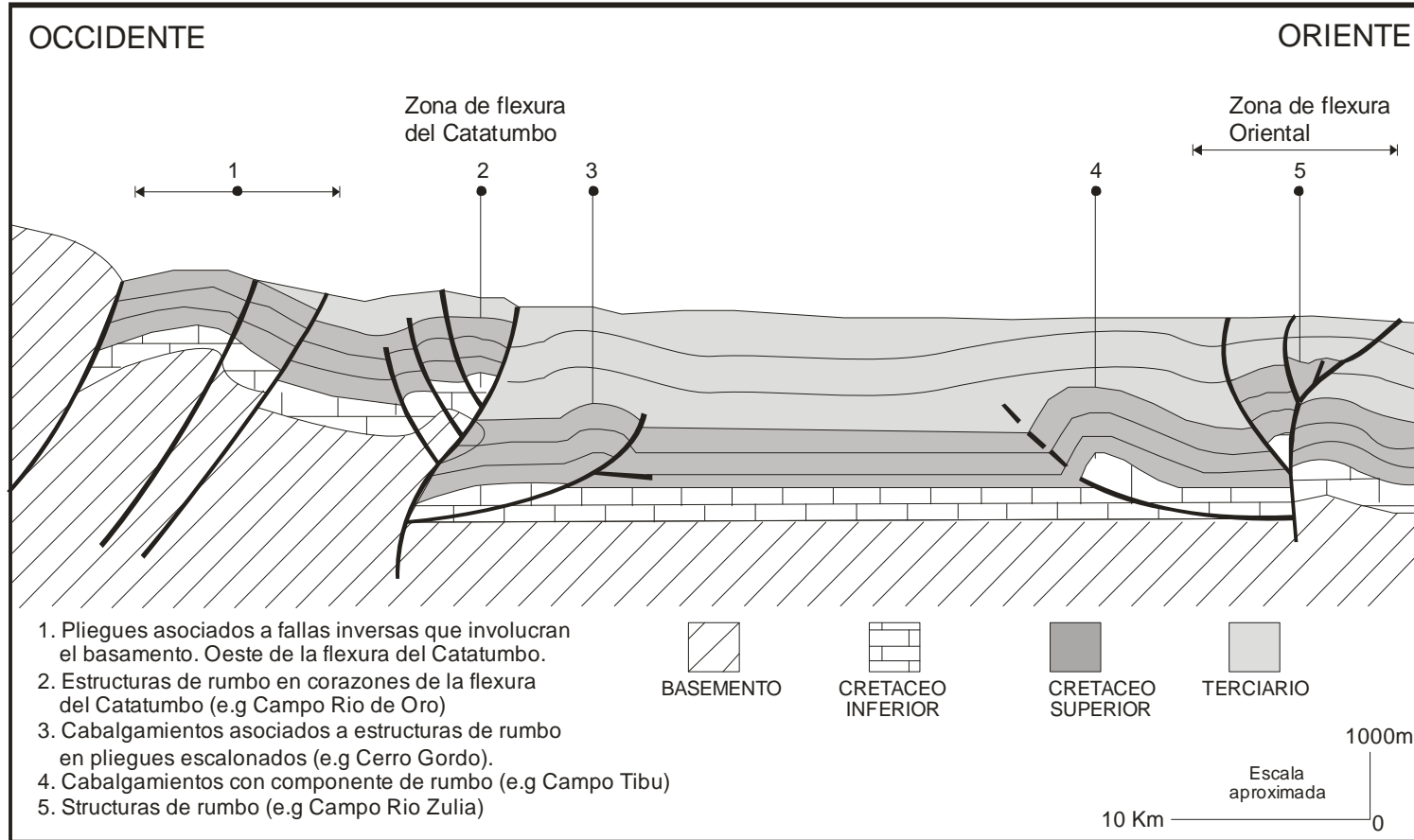


Figura 6.1.2.2. Perfil estructural de la Cuenca de Catatumbo. Tomado de Yurewicz (1998)

Sección Sísmica Cuenca de Catatumbo

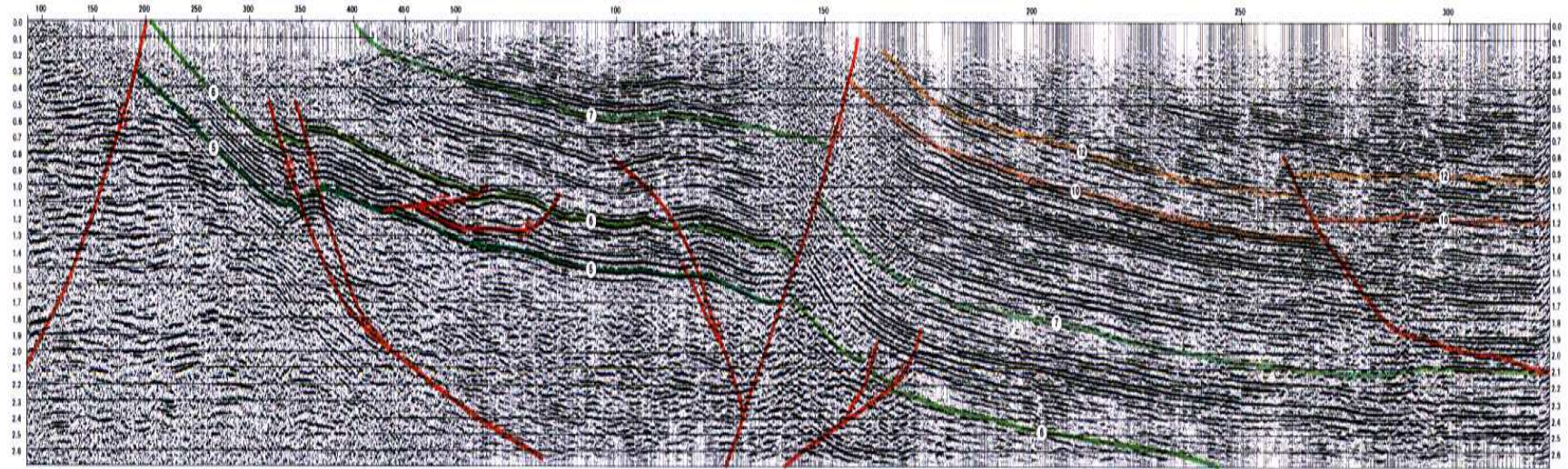
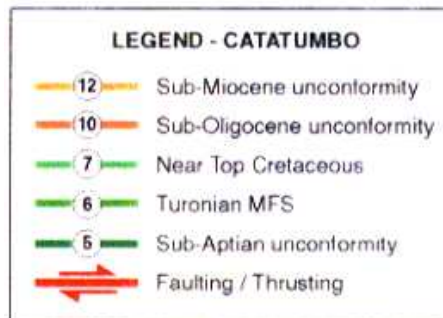


Figura 6.1.2.3. Sección sísmica interpretada de la Cuenca de Catatumbo. Tomado de Cediel et al. (1998).



6.1.3 Cuenca de Cauca – Patía

| RESUMEN | | | | | | |
|----------------------|-----|---------|-----------------|--|--------------------------------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0.23 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 1.16 | | | | |
| | 90% | 2.08 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 205.80 | Km ² | Formación Generadora | Guachinte-Ferreira (Oligoceno) | |
| | 50% | 1029.00 | | | | |
| | 90% | 1852.20 | | | | |
| Espesor | | 180 | m | TOC Promedio Actual | 2 | % |
| HI Promedio Actual | | 300 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 2.4 | % |
| HI Promedio Original | | 600 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,5 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | X | Cierre Estructural | | X |
| Migración | | | | Competencia del Sello | | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | | X |
| Producción Acumulada | | | | BBPE | | |

Área de las Cocinas
Cuenca de Cauca – Patía - Fm. Guachinte

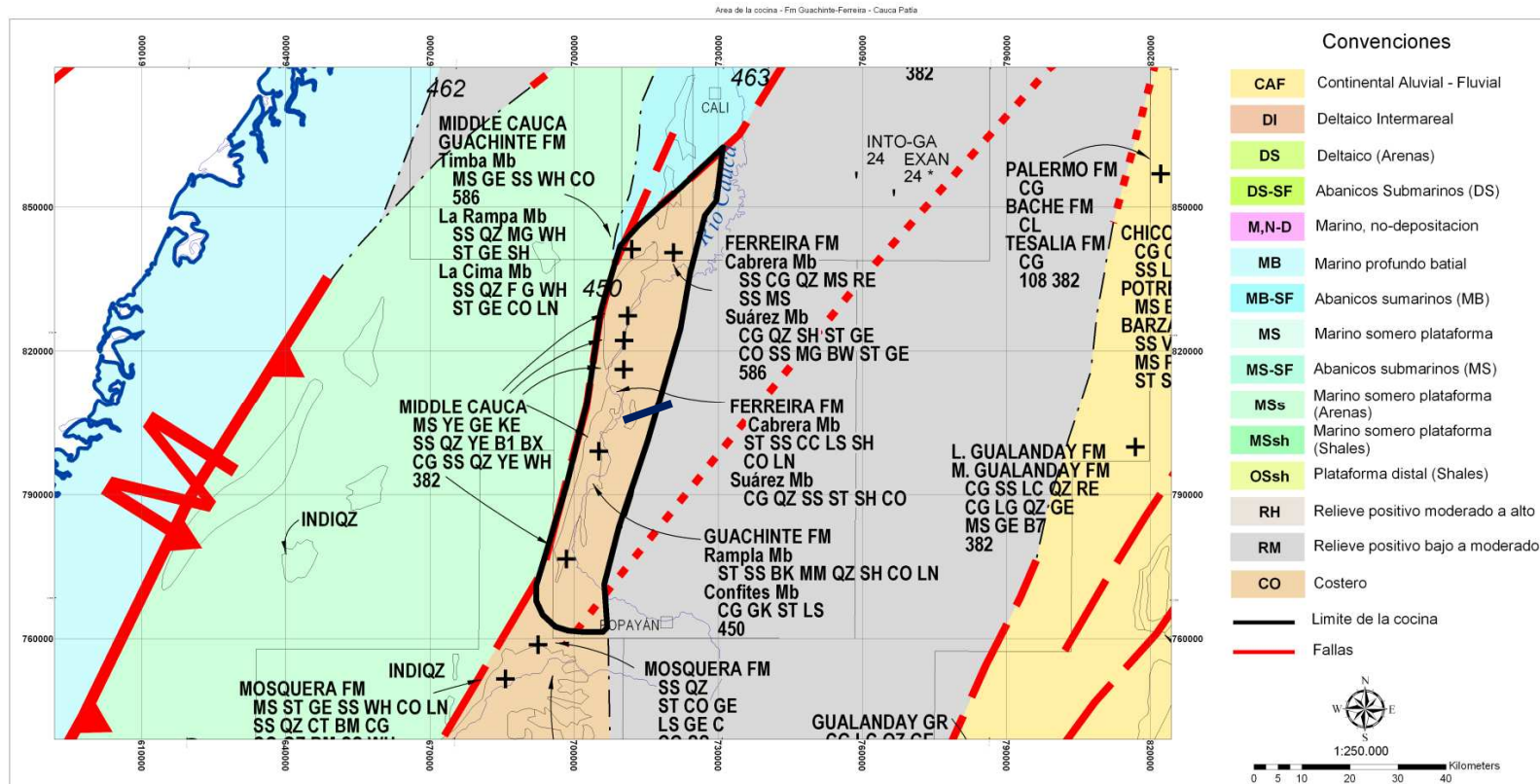


Figura 6.1.3.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos Cuenca de Cauca- Patía. **Modificado de Cáceres et al. (2003).**

— Sección Sísmica

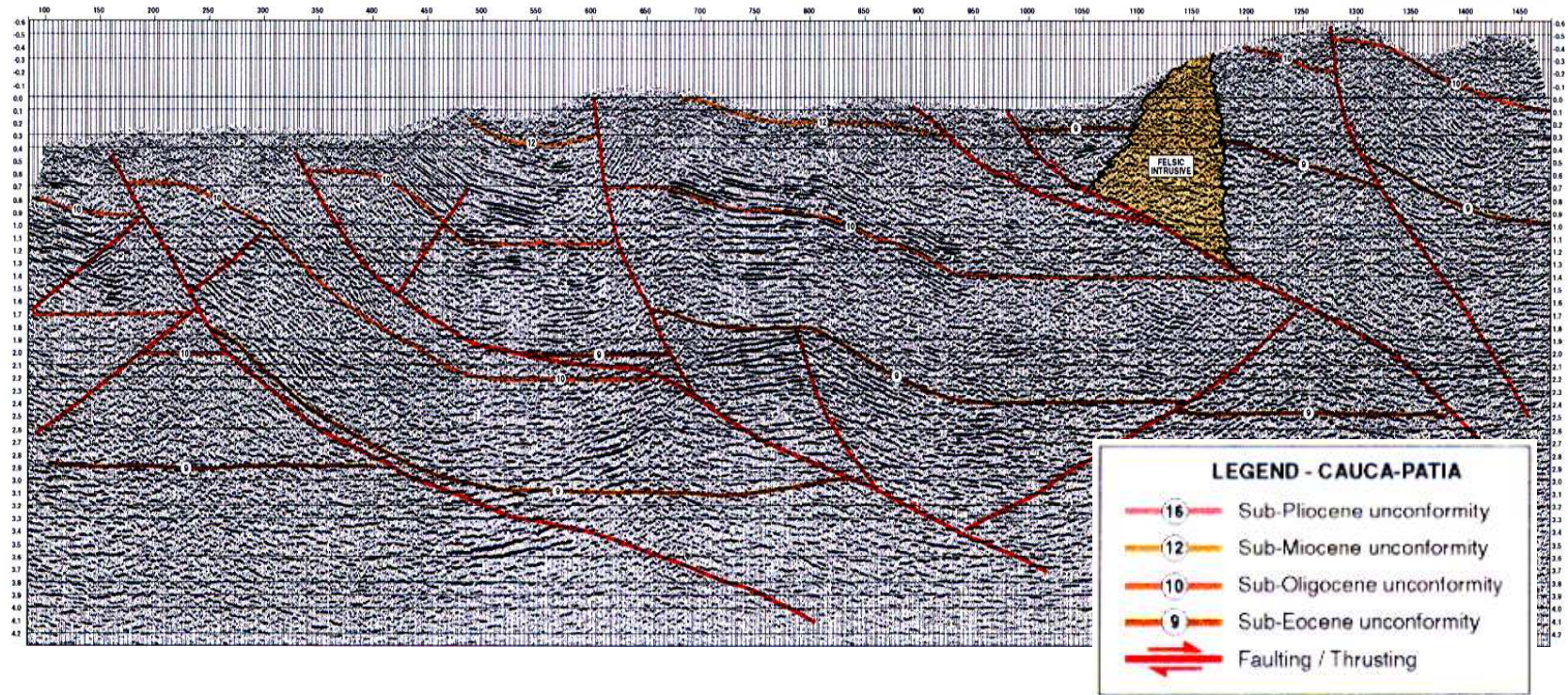


Figura 6.1.3.2. Sección sísmica interpretada de Cauca-Patía. Tomada de Cediel et al. (1998).

6.1.4 Cuenca de Cesar – Ranchería.

SUBCUENCA DE CESAR

| RESUMEN | | | | | | |
|----------------------|-----|---------|-----------------|--|---------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0.54 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 2.68 | | | | |
| | 90% | 4.83 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 286.31 | Km ² | Formación Generadora | La Luna | |
| | 50% | 1431.54 | | | | |
| | 90% | 2576.78 | | | | |
| Espesor | | 250 | m | TOC Promedio Actual | 3 | % |
| HI Promedio Actual | | 400 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 3.6 | % |
| HI Promedio Original | | 600 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,6 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | X | |
| Diagénesis | | | | Cementación | X | |
| Producción Acumulada | | | | BBPE | | |

SUBCUENCA DE RANCHERIA

| RESUMEN | | | | | | |
|-------------------------|-----|--------|-----------------|--|----------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0.26 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 1.30 | | | | |
| | 90% | 2.35 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 99.37 | Km ² | Formación Generadora | La Luna | |
| | 50% | 496.87 | | | | |
| | 90% | 894.36 | | | | |
| Espesor | | 200 | m | TOC Promedio Actual | 3 | % |
| HI Promedio Actual | | 300 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 3.6 | % |
| HI Promedio Original | | 600 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,7 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | X | |
| Diagénesis | | | | Cementación | X | |
| Producción Acumulada | | | | BBPE | | |

Área de las Cocinas Cuenca de Cesar-Ranchería – Fm. La Luna

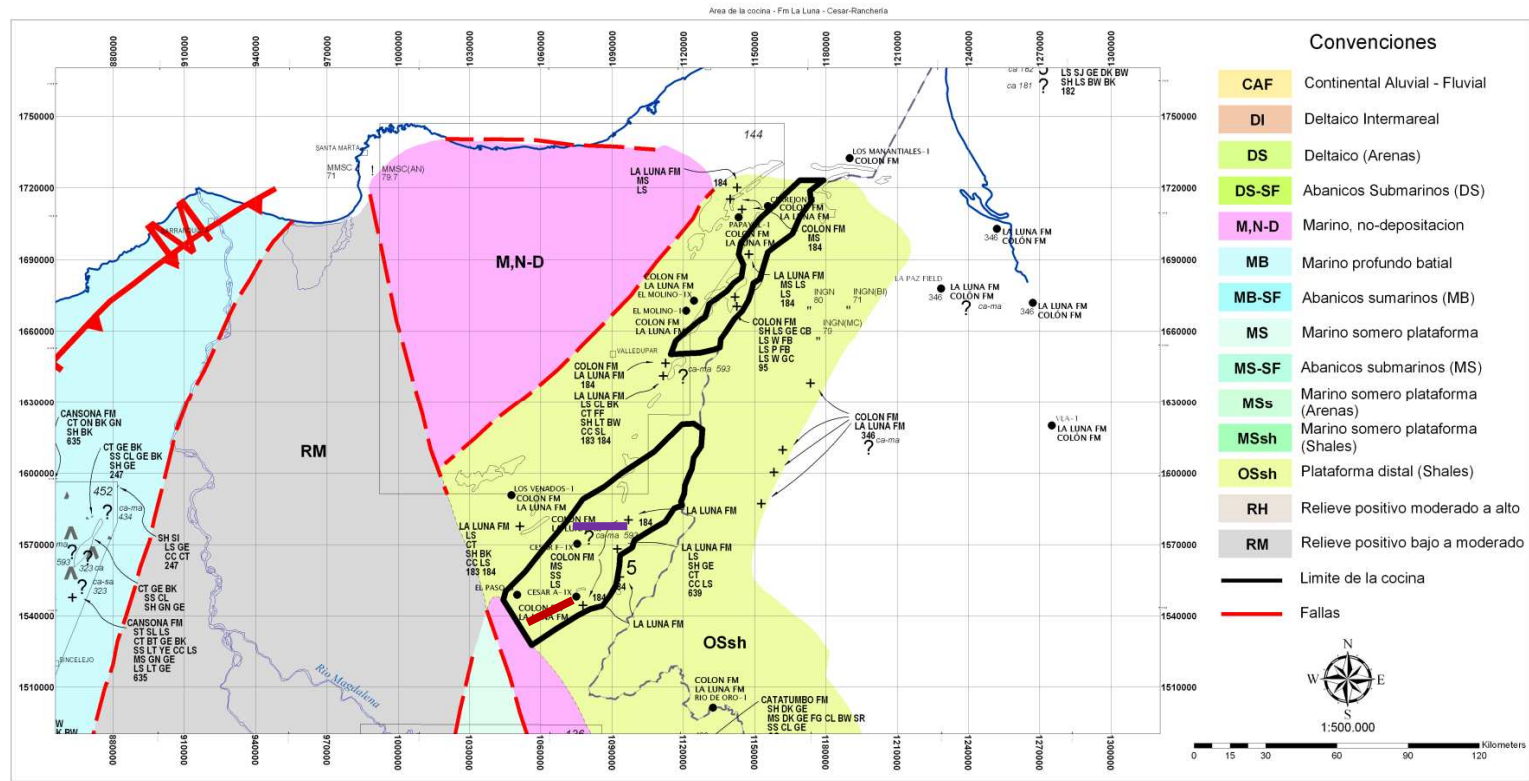


Figura 6.1.4.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos Cuenca de Cesar Ranchería. **Modificado de Cáceres et al. (2003).**

- Sección Sísmica
- Perfil Estructural

Sección Sísmica de la Cuenca de Cesar- Ranchería.

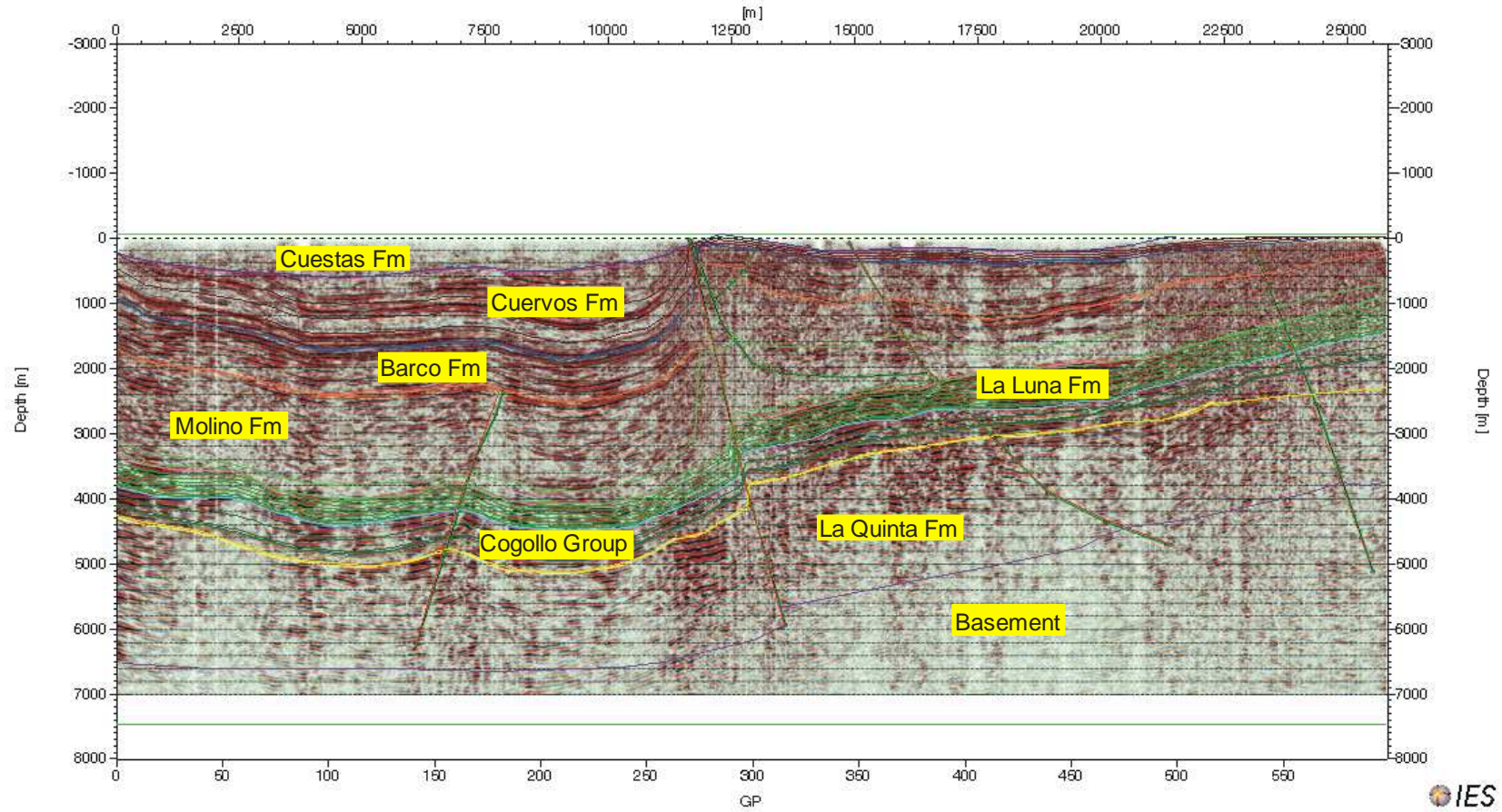


Figura 6.1.4.2. Sección sísmica interpretada de la subcuenca de Cesar. Tomado de García et al. (2008).

Perfil Estructural de la Cuenca de Cesar - Ranchería

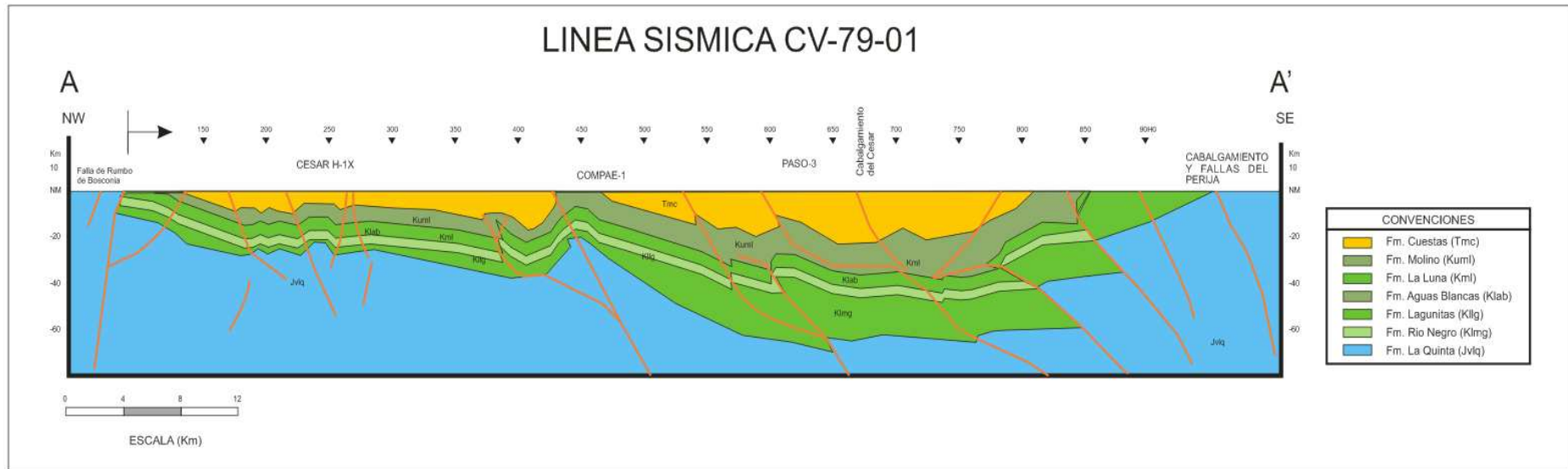


Figura 6.1.4.3 Corte Estructural para la Cuenca de Cesar-Ranchería, paralelo a la línea sísmica CV-1-79. Tomado de Sánchez y Urrego (1998).

Sección Sísmica de la Cuenca de Cesar- Ranchería

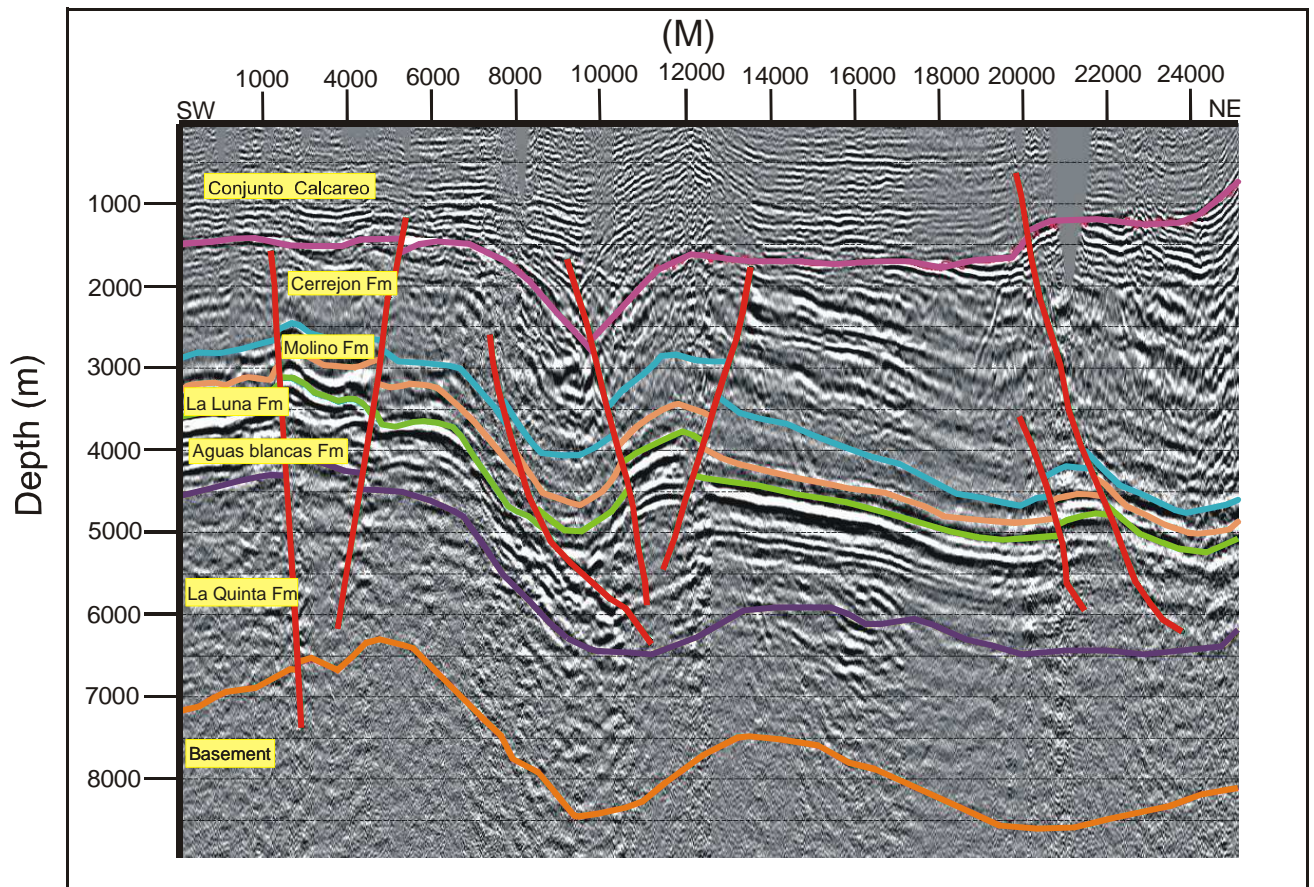


Figura 6.1.4.4 Sección sísmica Interpretada de la subcuenca de Ranchería. **García et al. (2008).**

6.1.5 Cuenca de Chocó

| RESUMEN | | | | | | |
|----------------------|-----|---------|-----------------|--|-----|---|
| POTENCIAL | 10% | 0,51 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 2.56 | | | | |
| | 90% | 4.62 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 410,35 | Km ² | Formación Generadora | Iró | |
| | 50% | 2051,73 | | | | |
| | 90% | 3693.11 | | | | |
| Espesor | | 300 | m | TOC Promedio Actual | 2 | % |
| HI Promedio Actual | | 300 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 2.4 | % |
| HI Promedio Original | | 400 | mg HC /g TOC | %Ro | 1 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | X | Competencia del Sello | X | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | | |
| Producción Acumulada | | | | BBPE | | |

Area de la Cocina - Formación Iró - Cuenca Chocó

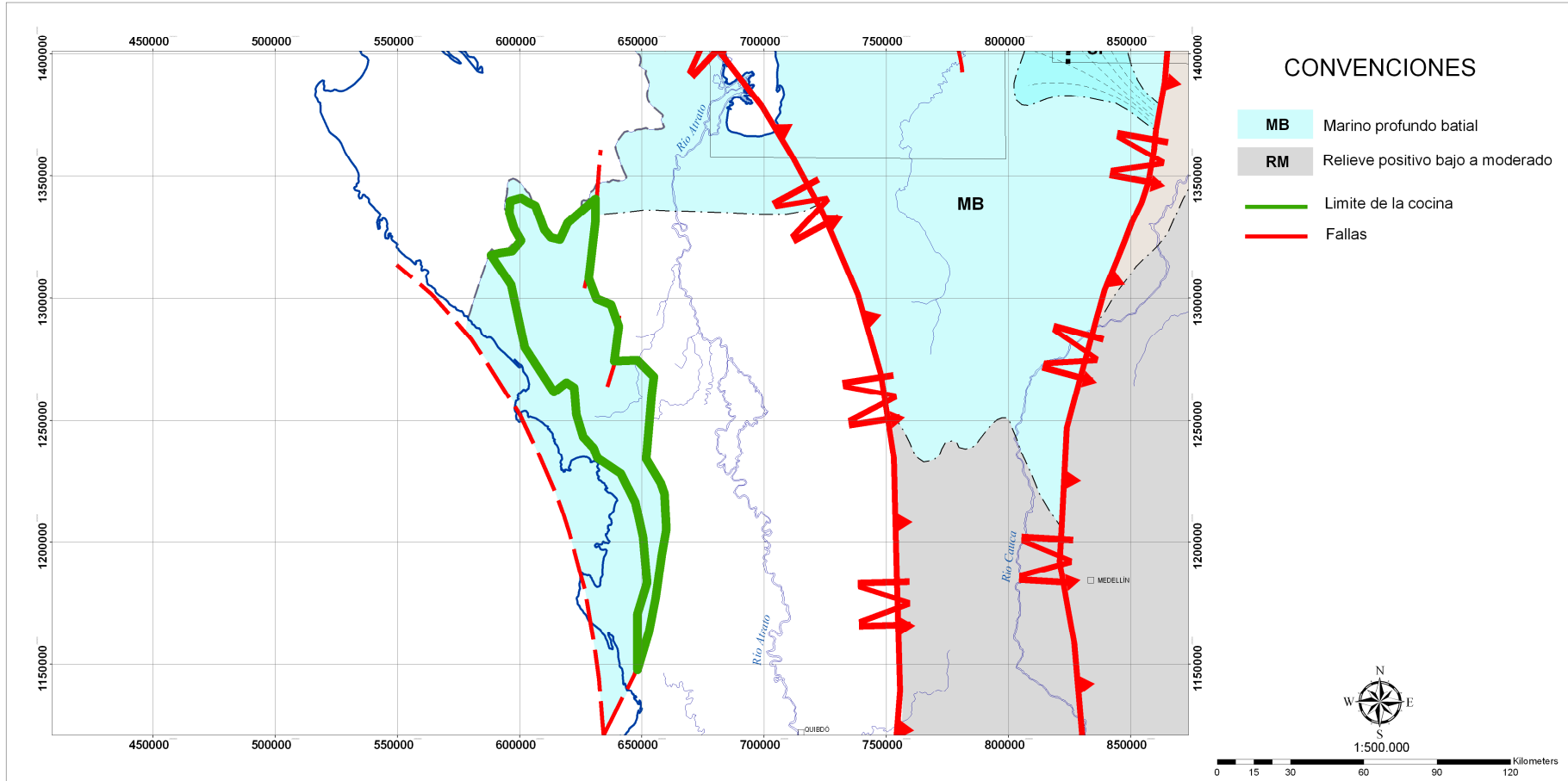


Figura 6.1.5.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de Chocó. Modificado de Cáceres et al. (2003).

6.1.6 Cuencas de La Guajira Offshore y La Guajira

| RESUMEN | | | | | | |
|-------------------------|-----|---------|-----------------|--|-----------------------------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0.10 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 0.52 | | | | |
| | 90% | 0.94 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 356.74 | Km ² | Formación Generadora | La Luna (Cretáceo Superior) | |
| | 50% | 1783.72 | | | | |
| | 90% | 3210.69 | | | | |
| Espesor | | 100 | m | TOC Promedio Actual | 2 | % |
| HI Promedio Actual | | 200 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 2.4 | % |
| HI Promedio Actual | | 300 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,7 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | X | |
| Diagénesis | | | | Cementación | X | |
| Producción Acumulada | | | | BBPE | | |

Área de las Cocinas Cuencas de La Guajira Offshore y La Guajira – Fm. La Luna

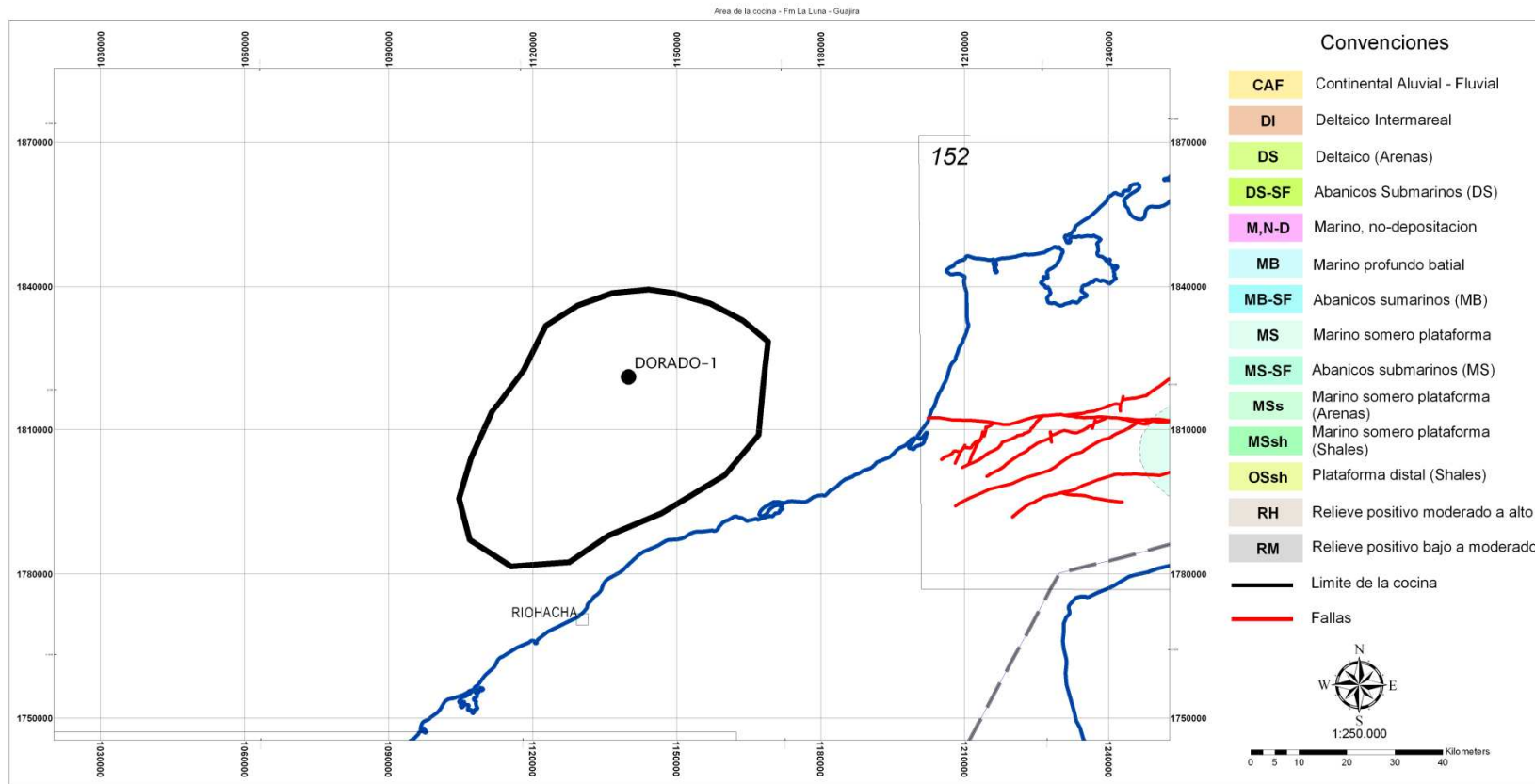


Figura 6.1.6.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de las Cuencas de La Guajira Offshore y La Guajira. Modificado de Cáceres et al. (2003).

Sección Sísmica de las Cuencas de La Guajira Offshore y La Guajira

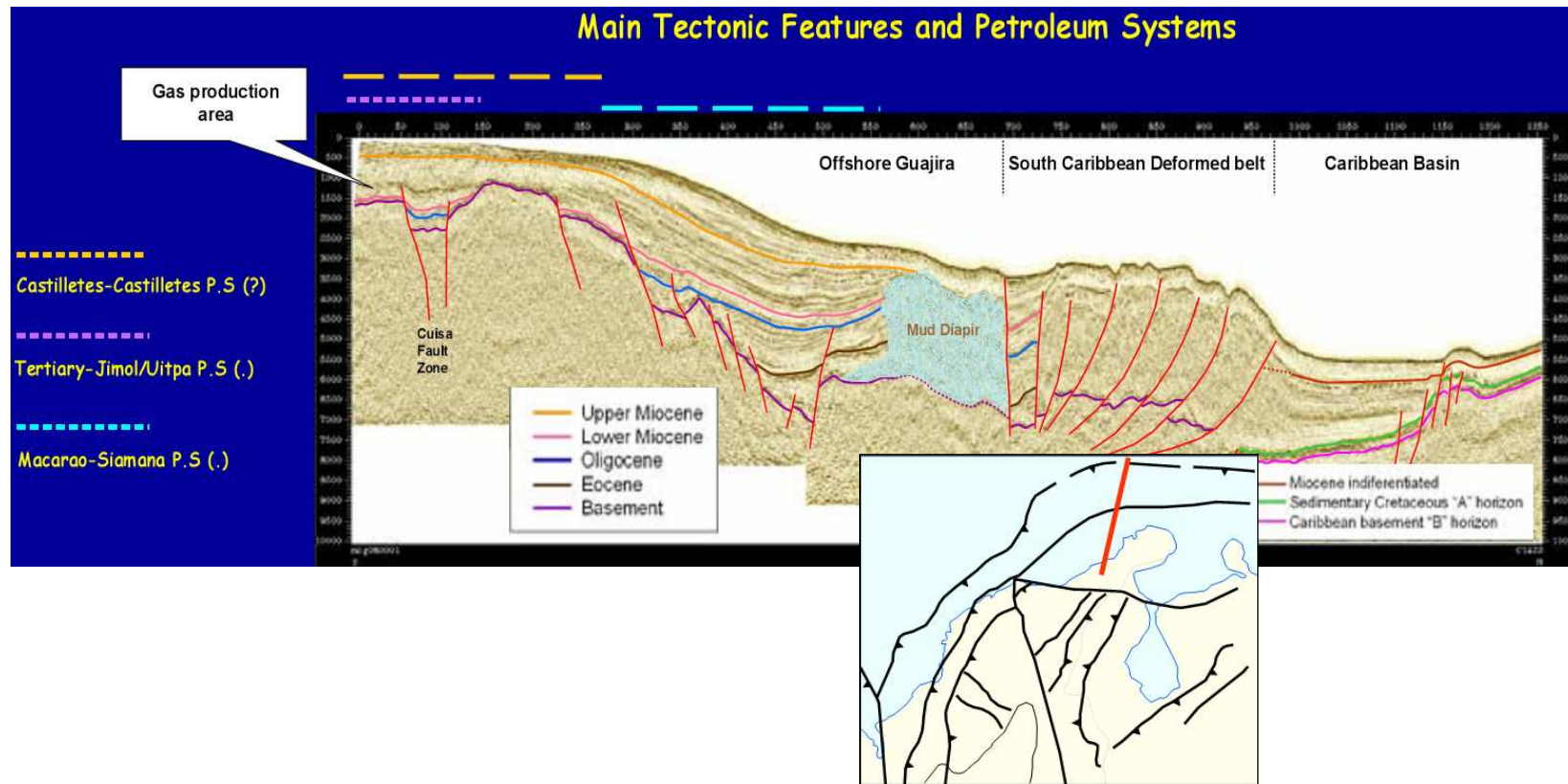


Figura 6.1.6.2 Sección sísmica interpretada del onshore y offshore de la Cuenca de La Guajira. Tomado de Ramírez (2006).



6.1.7 Cuenca de los Llanos Orientales.

Cuenca de los Llanos Orientales. Sistema cretácico.

| RESUMEN | | | | | | |
|----------------------|-----|-------|-----------------|--|-----------------------------|----------|
| POTENCIAL | 10% | 5.58 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 27.90 | | | | |
| | 90% | 50.22 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 5580 | Km ² | Formación Generadora | Gachetá (Cretáceo Superior) | |
| | 50% | 27900 | | | | |
| | 90% | 50220 | | | | |
| Espesor | | 200 | m | TOC Promedio Actual | 2 | % |
| HI Promedio Actual | | 300 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 2.4 | % |
| HI Promedio Original | | 450 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,8 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | | X |
| Producción Acumulada | | | 3.06 | BBPE | | |



Cuenca de los Llanos Orientales. Sistema Terciario.

| RESUMEN | | | | | | |
|-------------------------|-----|----------|-----------------|--|-------|----------|
| POTENCIAL | 10% | 3.43 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 17.13 | | | | |
| | 90% | 30.83 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 3045,2 | Km ² | Formación Generadora | Barco | |
| | 50% | 15226 | | | | |
| | 90% | 27406.80 | | | | |
| Espesor | | 300 | m | TOC Promedio Actual | 2 | % |
| HI Promedio Actual | | 200 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 2.4 | % |
| HI Promedio Original | | 350 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,6 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | X | Cierre Estructural | | |
| Migración | | | X | Competencia del Sello | | |
| Diagénesis | | | | Cementación | | X |
| Producción Acumulada | | | 3,06 | BBPE | | |

Área de las Cocinas Cuenca de los Llanos Orientales. Cretáceo

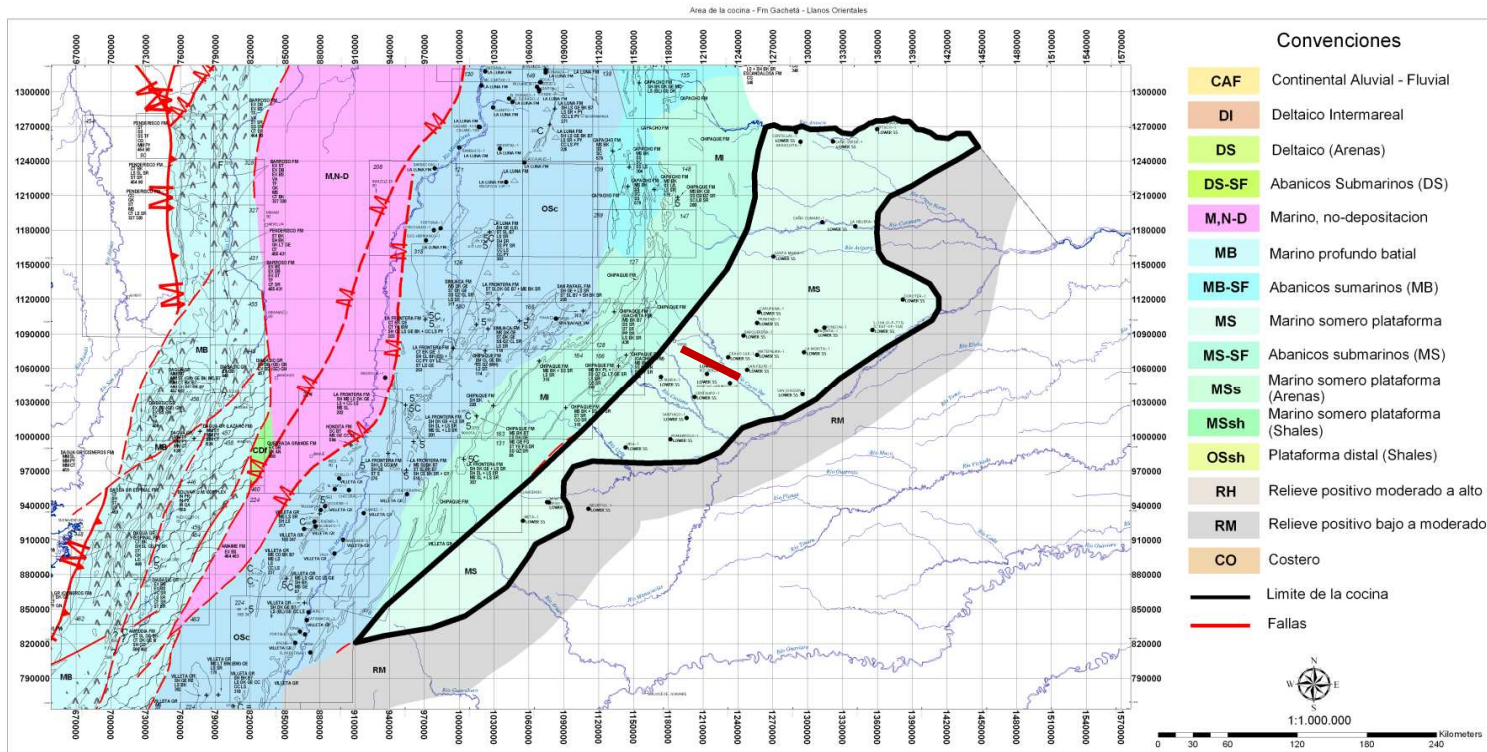


Figura 6.1.7.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de los Llanos Orientales. Modificado de Cáceres et al. (2003).

Perfil Estructural

Área de las Cocinas del Terciario Cuenca de los Llanos Orientales

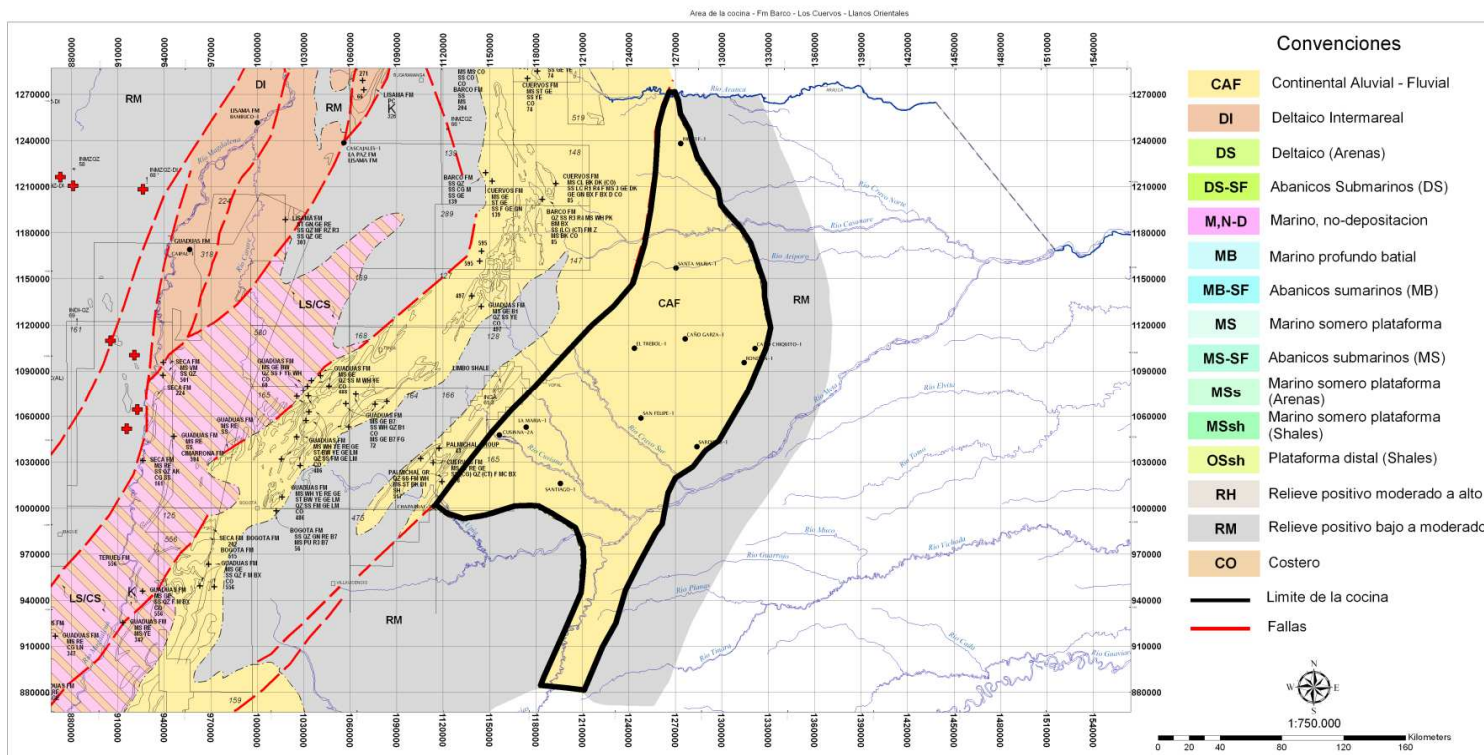


Figura 6.1.7.2 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de los Llanos Orientales. Modificado de Cáceres et al. (2003).

Perfil Estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales

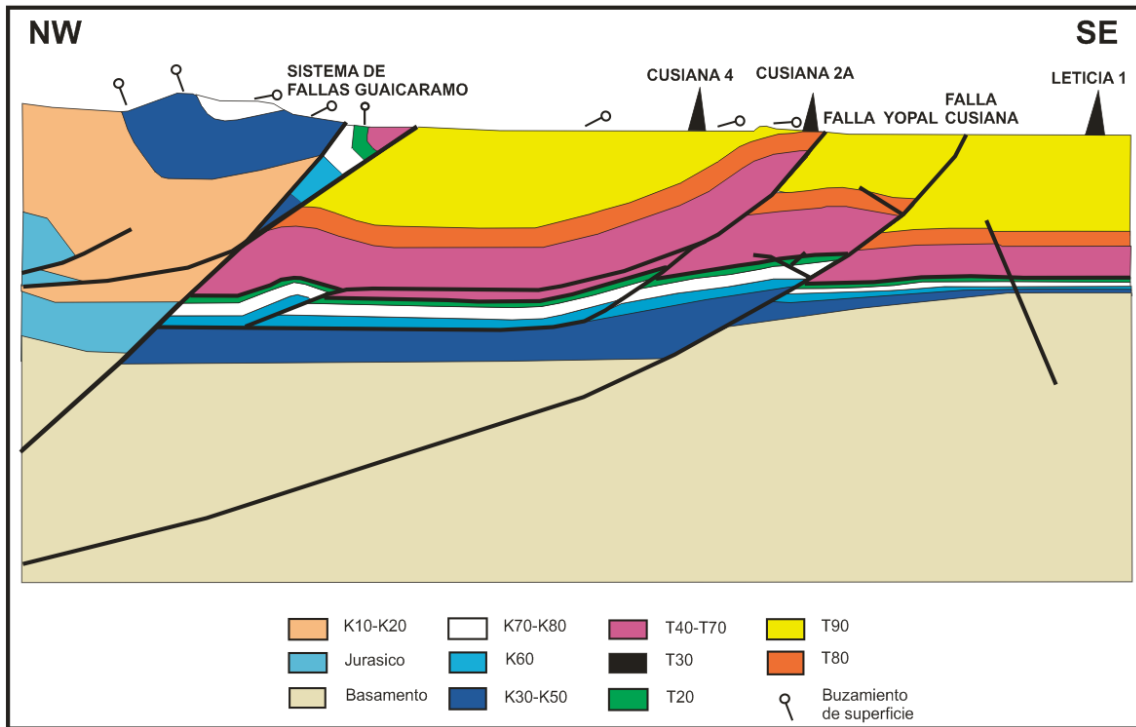


Figura 6.1.7.3. Perfil Estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Cooper (1994).



6.1.8 Cuenca de Sinú – San Jacinto

| RESUMEN | | | | | | |
|----------------------|-----|----------|-----------------|--|-----------------------------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0.53 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 2.65 | | | | |
| | 90% | 4.78 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 1274,02 | Km ² | Formación Generadora | Cansona (Cretáceo Superior) | |
| | 50% | 6370,09 | | | | |
| | 90% | 11466.16 | | | | |
| Espesor | | 250 | m | TOC Promedio Actual | 2 | % |
| HI Promedio Actual | | 200 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 2.4 | % |
| HI Promedio Original | | 300 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,4 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | X | |
| Diagénesis | | | | Cementación | | |
| Producción Acumulada | | | | BBPE | | |

Área de las Cocinas Cuenca de Sinú – San Jacinto – Fm. Cansona

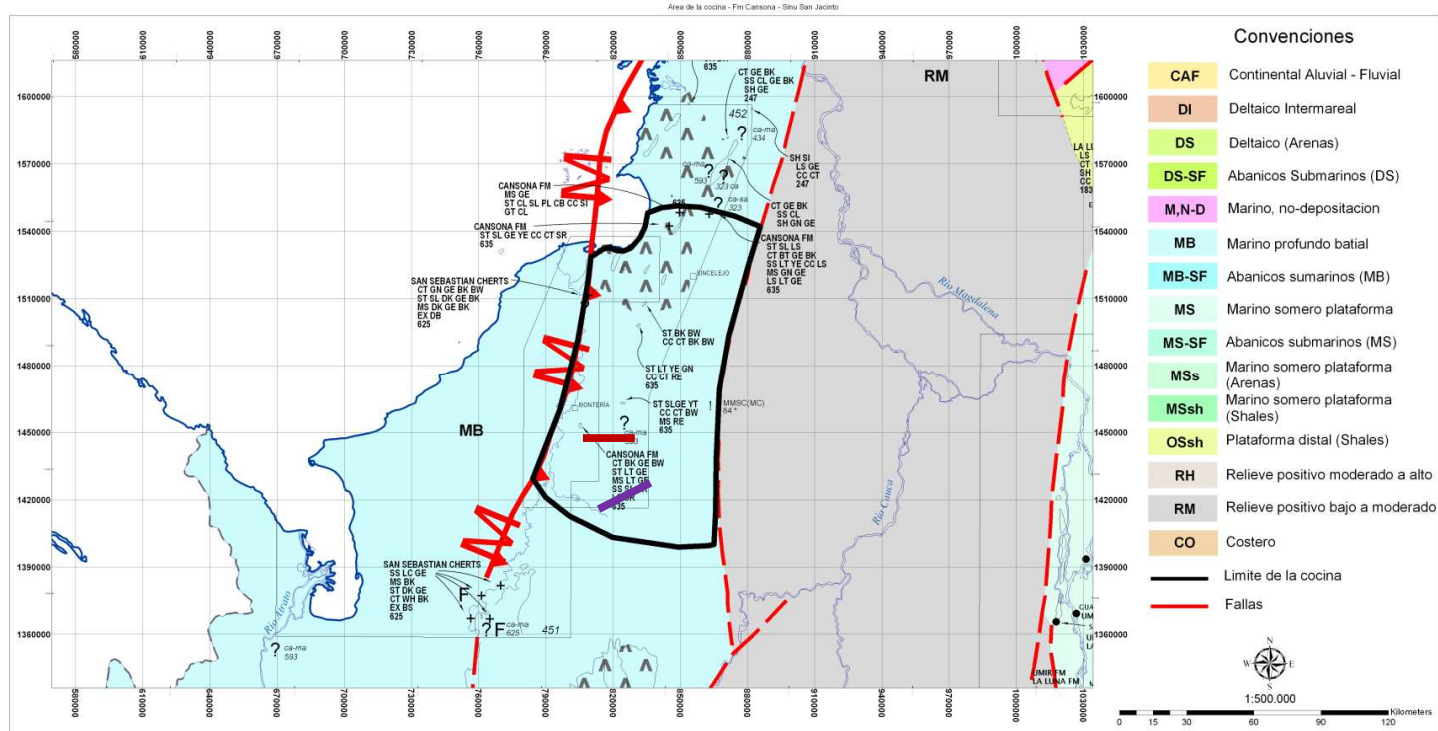


Figura 6.1.8.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de Sinú San Jacinto. Modificado de Cáceres et al. (2003).

— Perfil Estructural — Sección sísmica

Perfil Estructural de la Cuenca de Sinú – San Jacinto

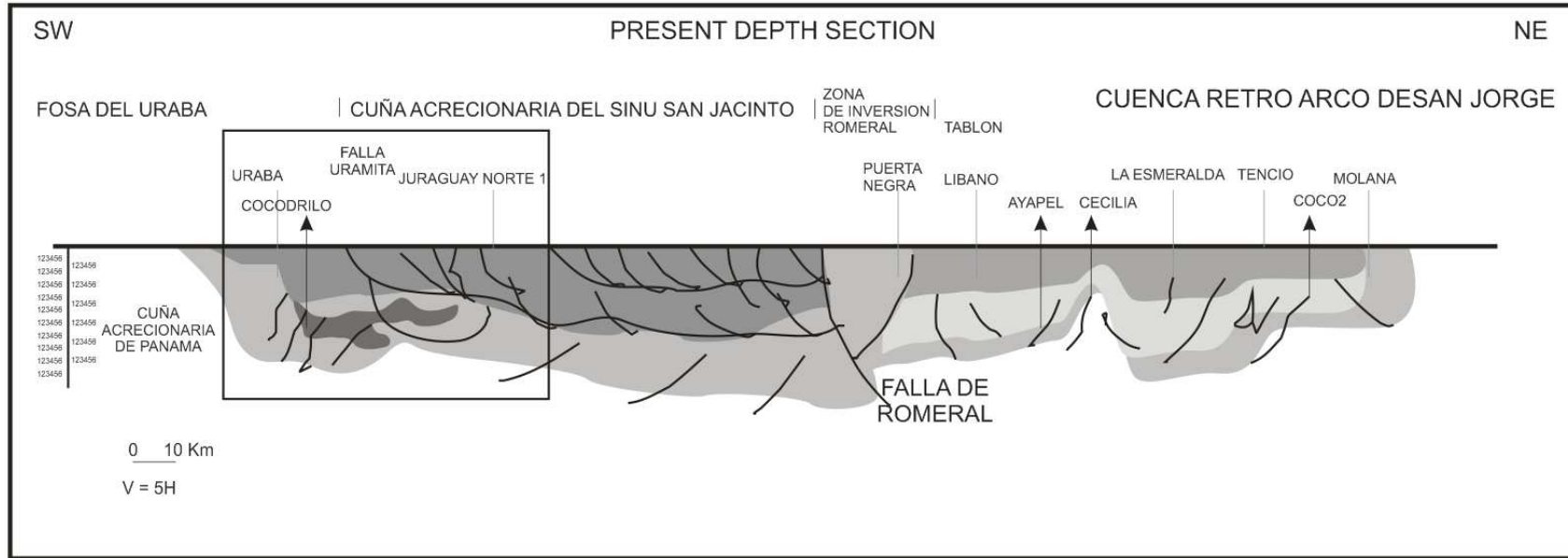


Figura 6.1.8.2. Perfil estructural de la Cuenca de Sinú – San Jacinto. Tomado de Flinch (2003)

Sección Sísmica de la Cuenca de Sinú – San Jacinto

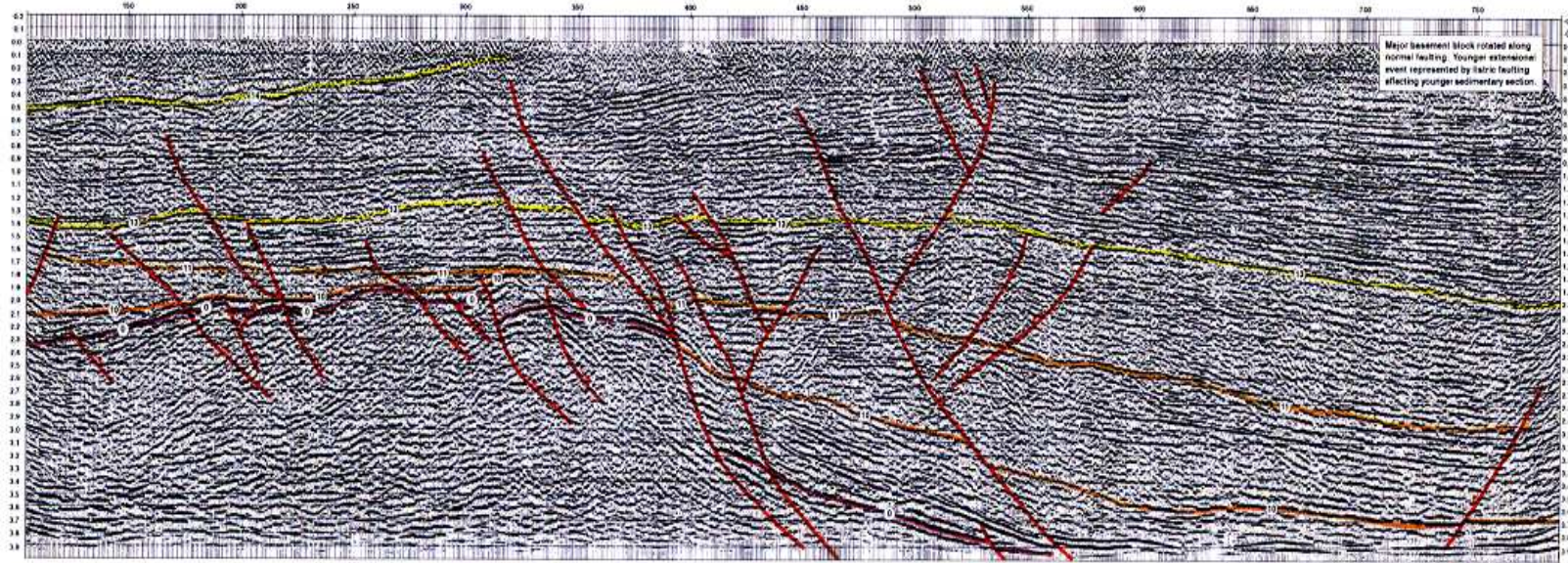


Figura 6.1.8.3 Sección sísmica interpretada de la Cuenca de Sinú – San Jacinto. Tomado de Cediol et al. (1998).





6.1.9 Cuenca de Tumaco

| RESUMEN | | | | | | |
|----------------------|-----|----------|-----------------|--|-------------------------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0,38 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 1.89 | | | | |
| | 90% | 3.40 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 1512,65 | Km ² | Formación Generadora | Limolitas del Oligoceno | |
| | 50% | 7563,27 | | | | |
| | 90% | 13613.88 | | | | |
| Espesor | | 100 | m | TOC Promedio Actual | 4 | % |
| HI Promedio Actual | | 400 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 4.8 | % |
| HI Promedio Original | | 450 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,6 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | X | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | | |
| Producción Acumulada | | | | BBPE | | |

Area de la cocina - Areniscas del Oligoceno- Cuenca Tumaco

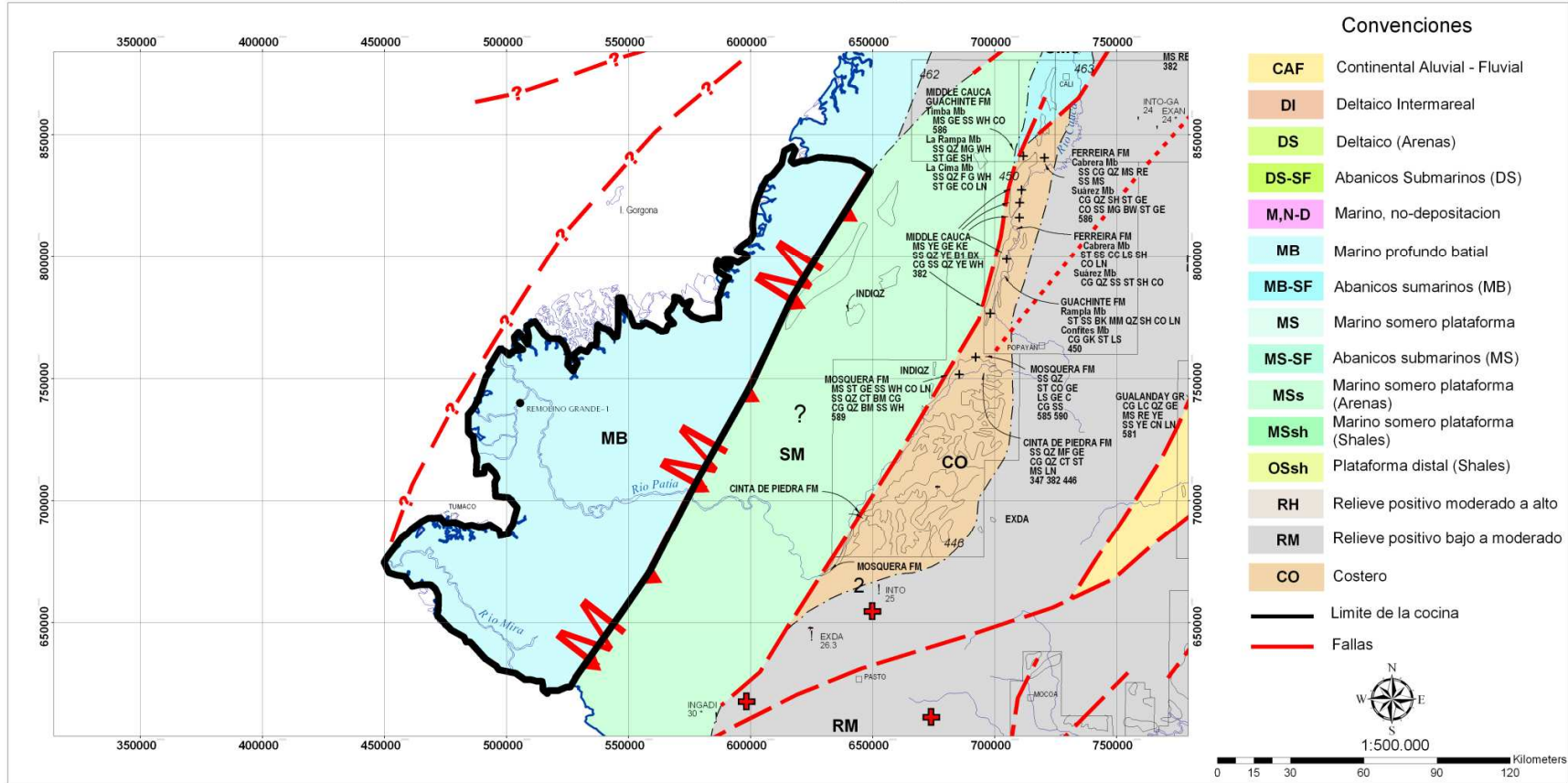


Figura 6.1.9.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de Tumaco. Modificado de Cáceres et al. (2003).



6.1.10 Cuenca de Urabá

| RESUMEN | | | | | | |
|----------------------|-----|---------|-----------------|--|--------------------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0,15 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 0,75 | | | | |
| | 90% | 1.34 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 298,05 | Km ² | Formación Generadora | Shales del Mioceno | |
| | 50% | 1490,23 | | | | |
| | 90% | 2682.41 | | | | |
| Espesor | | 300 | m | TOC Promedio Actual | 2 | % |
| HI Promedio Actual | | 300 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 2.4 | % |
| HI Promedio Original | | 400 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,4 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | X | Competencia del Sello | X | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | | |
| Producción Acumulada | | | | BBPE | | |

Area de la cocina - Shales del Mioceno - Cuenca Urabá

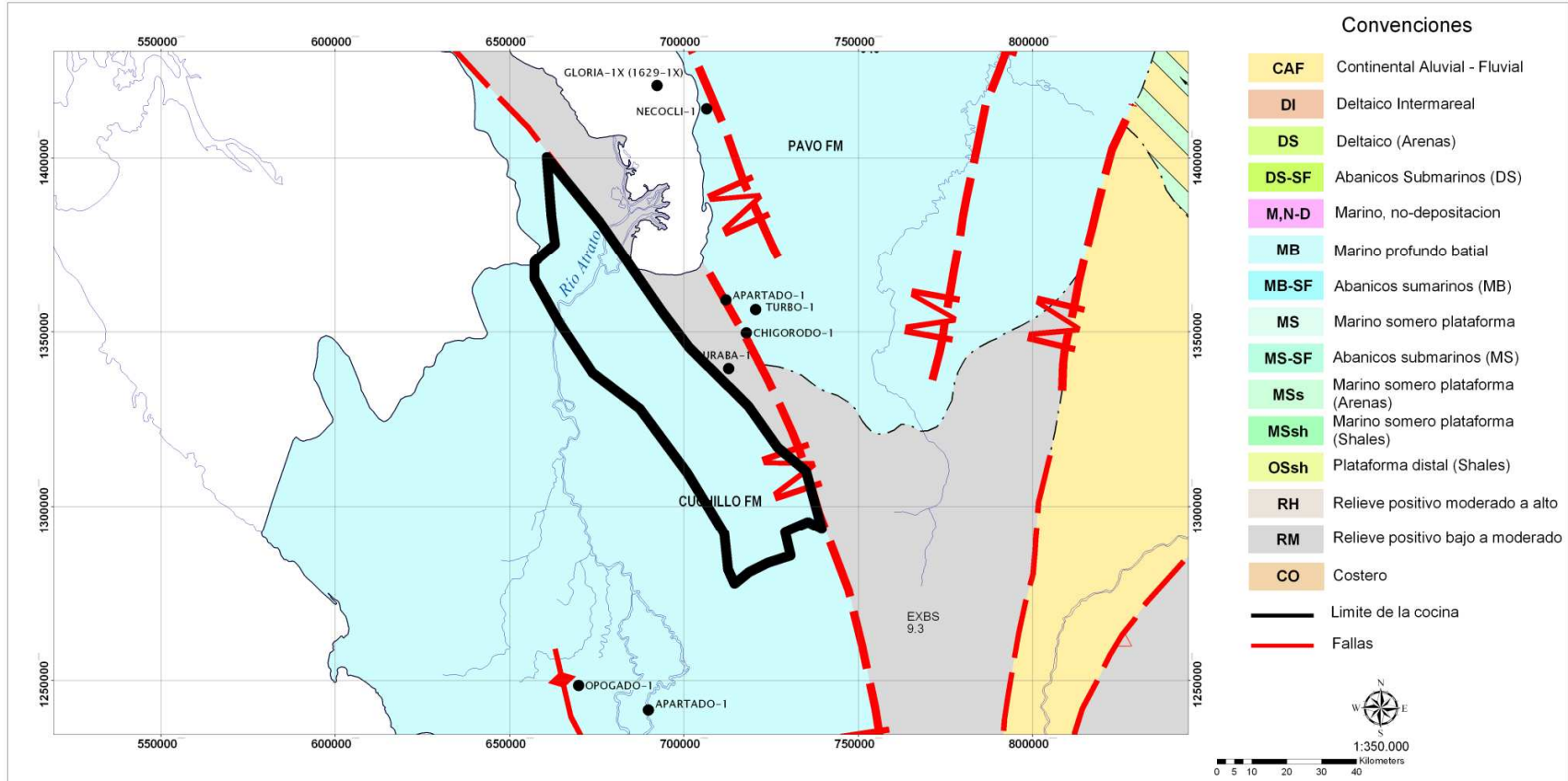


Figura 6.1.10.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de Urabá. Modificado de Cáceres et al. (2003).



6.1.11 Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

Cuenca del Valle Inferior del Magdalena - Formación Porquero.

| RESUMEN | | | | | | |
|----------------------|-----|---------|-----------------|--|--------------------|----------|
| POTENCIAL | 10% | 1.02 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 5.10 | | | | |
| | 90% | 9.18 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 979,2 | Km ² | Formación Generadora | Porquero (Neógeno) | |
| | 50% | 4896 | | | | |
| | 90% | 8812.80 | | | | |
| Espesor | | 250 | m | TOC Promedio Actual | 2 | % |
| HI Promedio Actual | | 300 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 2.4 | % |
| HI promedio Original | | 500 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,5 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | X | Cierre Estructural | | X |
| | | | | | | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | | X |
| | | | | | | |
| Diagénesis | | | | Cementación | | |
| | | | | | | |
| Producción Acumulada | | | 0,0639 | BBPE | | |
| | | | | | | |



Cuenca del Valle Inferior del Magdalena - Formación Ciénaga de Oro.

| RESUMEN | | | | | | |
|-------------------------|-----|------|-----------------|--|----------------------------|----------|
| POTENCIAL | 10% | 0.30 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 1.50 | | | | |
| | 90% | 2.70 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 799 | Km ² | Formación Generadora | Ciénaga de Oro (Paleógeno) | |
| | 50% | 3995 | | | | |
| | 90% | 7191 | | | | |
| Espesor | | 120 | m | TOC Promedio Actual | 2 | % |
| HI Promedio Actual | | 200 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 2.4 | % |
| HI Promedio Original | | 350 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,5 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | X | Cierre Estructural | | X |
| Migración | | | | Competencia del Sello | | X |
| Diagénesis | | | | Cementación | | |
| Producción Acumulada | | | 0,0639 | BBPE | | |

Área de las Cocinas Cuenca del Valle Inferior del Magdalena – Fm. Ciénaga de Oro

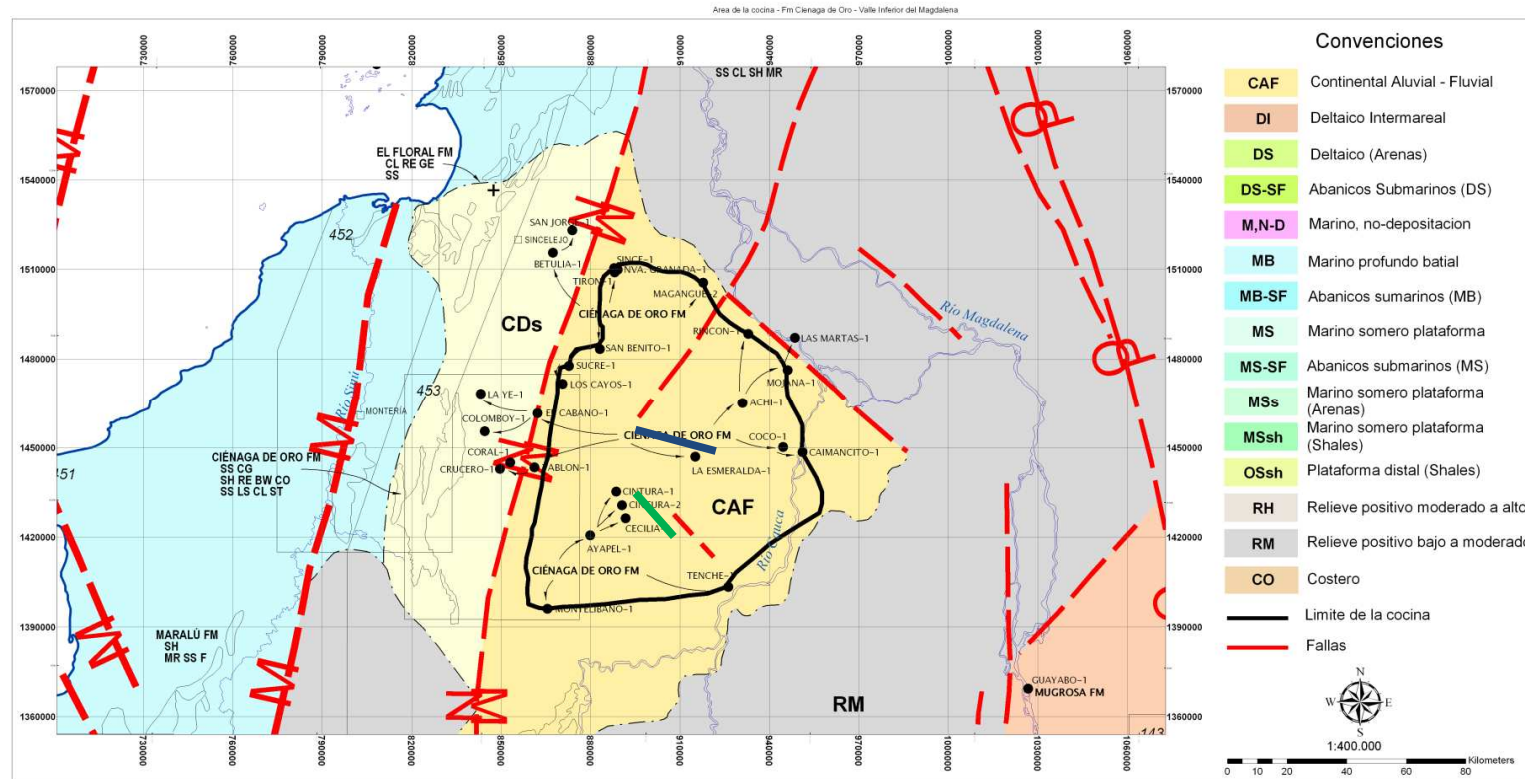


Figura 6.1.11.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Modificado de Cáceres et al. (2003).

- Perfil Estructural
- Sección Sísmica

Cuenca del Valle Inferior del Magdalena – Fm. Porquero

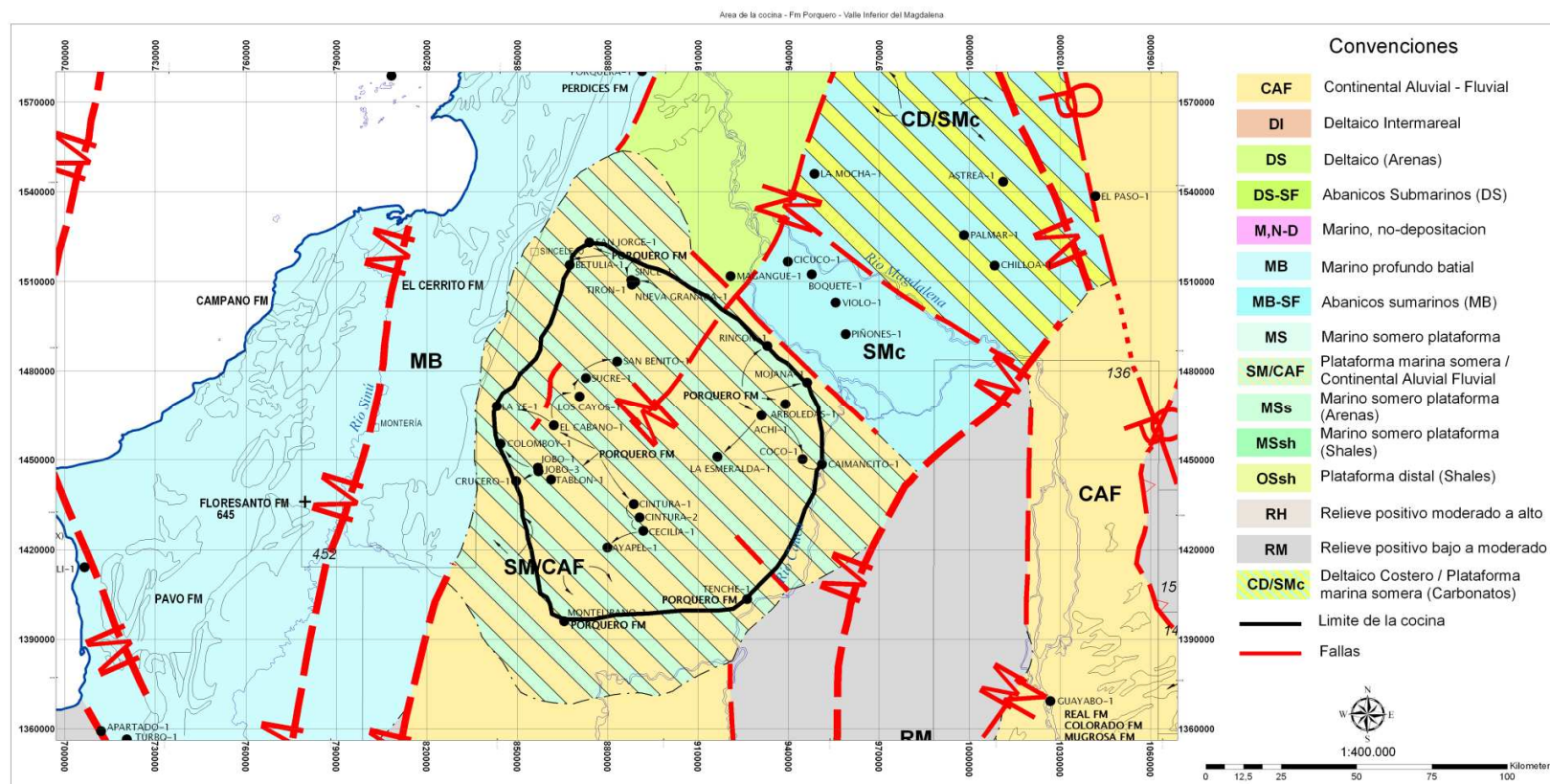


Figura 6.1.11.2 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Modificado de Cáceres et al. (2003).

Perfil Estructural de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

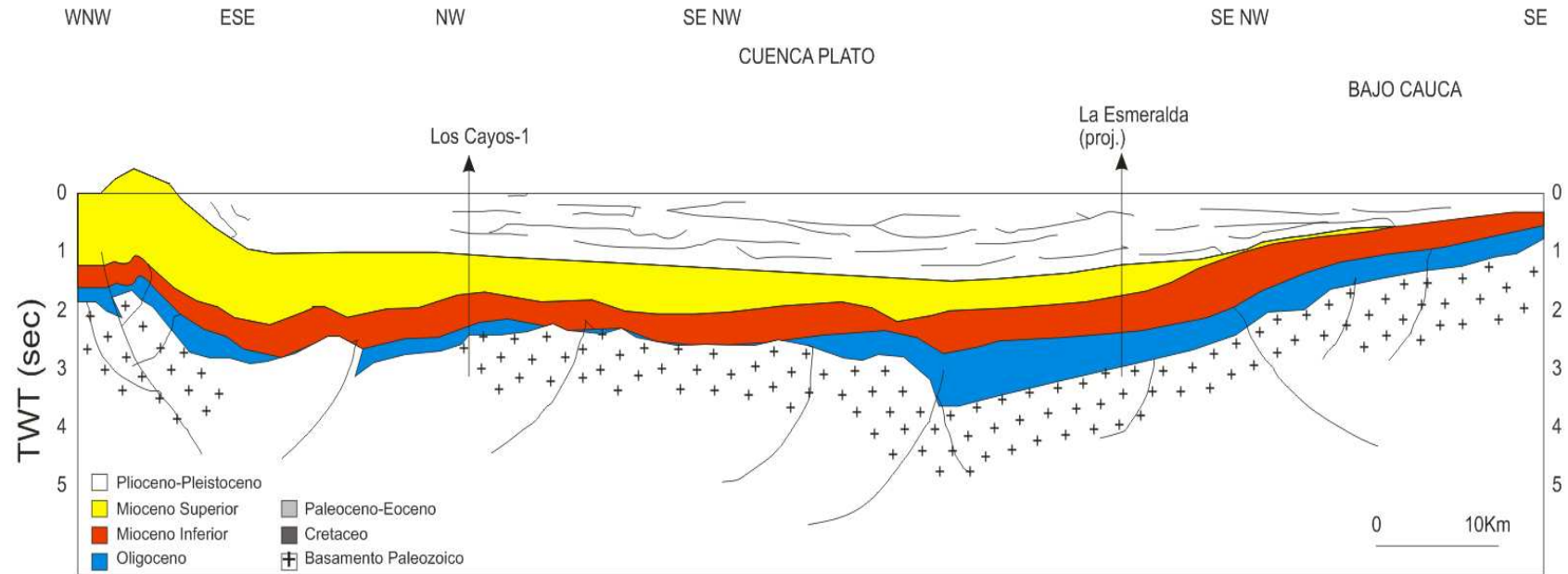


Figura 6.1.11.3. Perfil Estructural de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Tomado de Flinch (2003).

Sección Sísmica de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

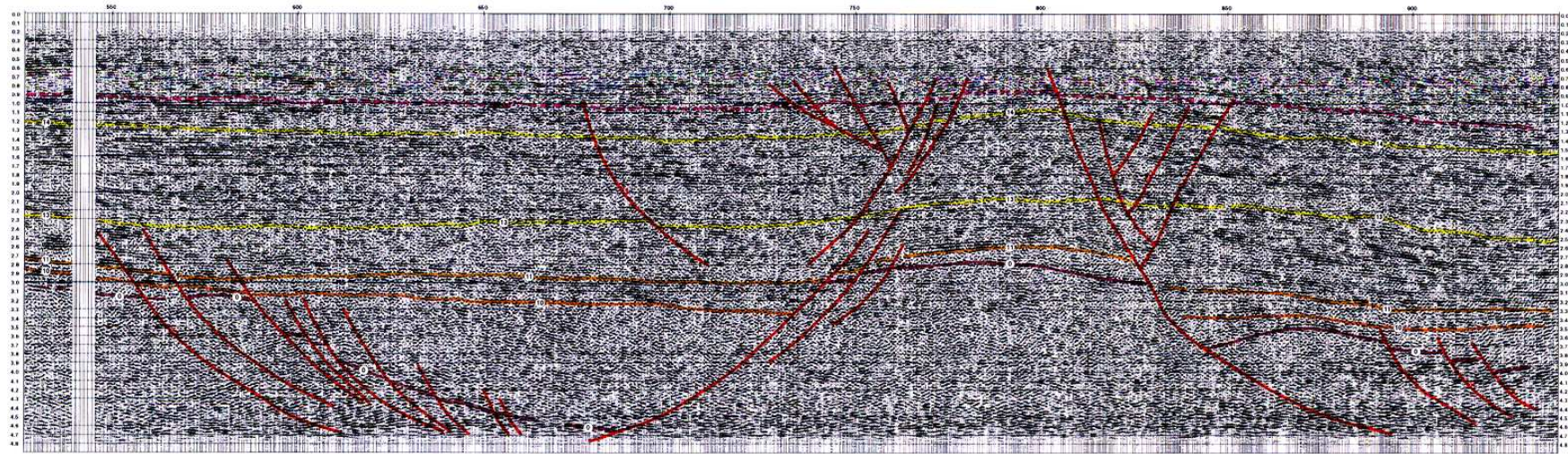
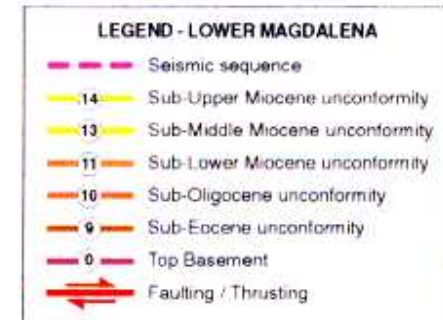


Figura 6.1.11.4 Sección sísmica interpretada de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Tomado de Cediel et al. (1998).





6.1.12 Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Cuenca del Valle Medio del Magdalena- Formación La Luna.

| RESUMEN | | | | | | |
|-------------------------|-----|---------|-----------------|--|-----------------------------|---|
| POTENCIAL | 10% | 1.15 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 5.74 | | | | |
| | 90% | 10.33 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 382,7 | Km ² | Formación Generadora | La Luna (Cretáceo Superior) | |
| | 50% | 1913,5 | | | | |
| | 90% | 3440.30 | | | | |
| Espesor | | 300 | m | TOC Promedio Actual | 4 | % |
| HI Promedio Actual | | 350 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 4.8 | % |
| HI Promedio Original | | 500 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,8 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | | |
| Producción Acumulada | | | 2,02 | BBPE | | |



Cuenca del Valle Medio del Magdalena- Grupo Calcáreo Basal.

| RESUMEN | | | | | | |
|-------------------------|-----|---------|-----------------|--|--|---|
| POTENCIAL | 10% | 1.93 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 9.63 | | | | |
| | 90% | 17.34 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 428,2 | Km ² | Formación Generadora | Grupo Calcáreo Basal (Cretáceo Medio-Inferior) | |
| | 50% | 2141 | | | | |
| | 90% | 3853.80 | | | | |
| Espesor | | 200 | m | TOC Promedio Actual | 4 | % |
| HI Promedio Actual | | 300 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 4.8 | % |
| HI Promedio Original | | 600 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,9 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | X | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | X | |
| Producción Acumulada | | | 2,02 | BBPE | | |

Área de las Cocinas Cuenca del Valle Medio del Magdalena – Fm. La Luna y Grupo Calcáreo Basal

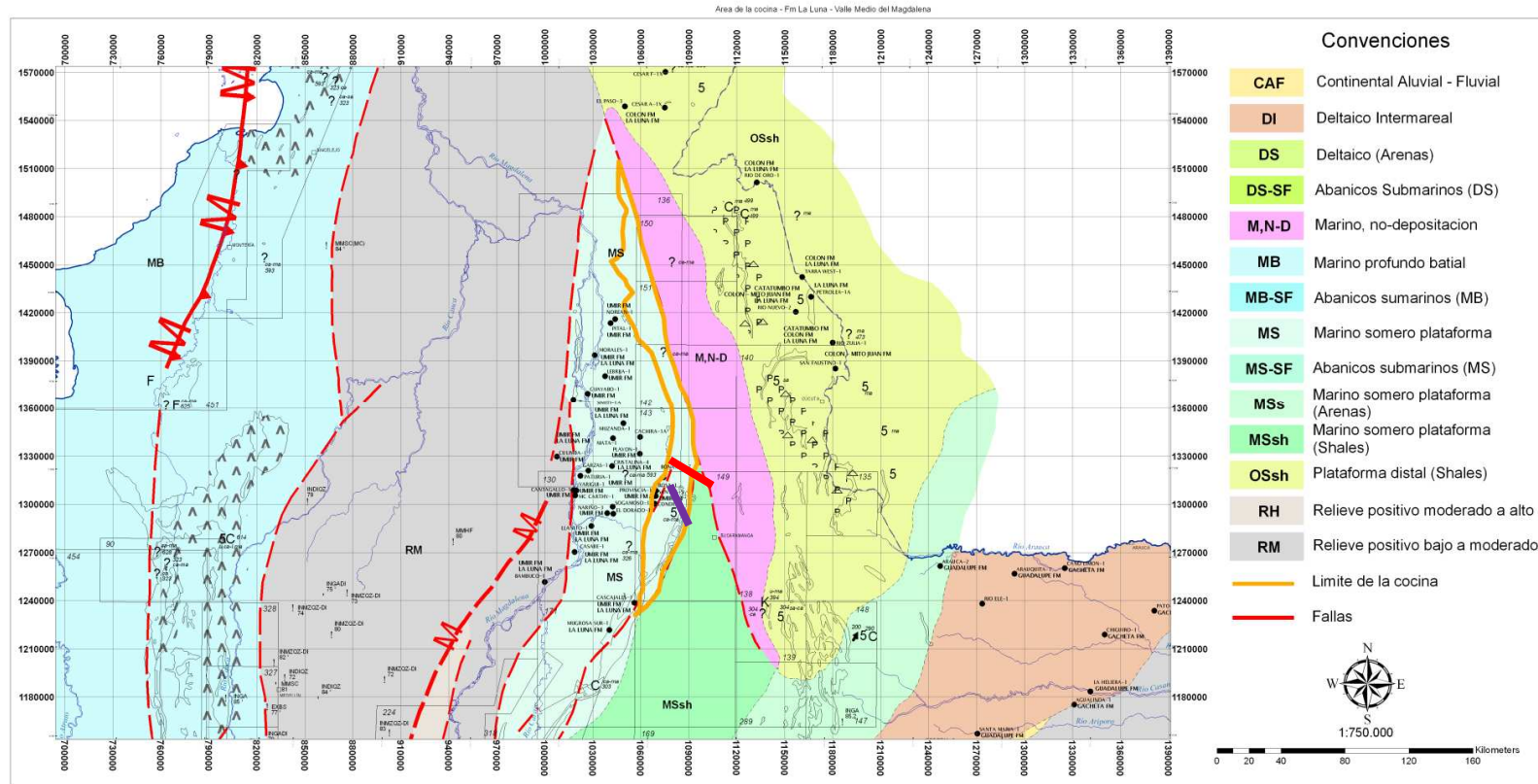


Figura 6.1.12.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Modificado de Cáceres et al. (2003).

Perfil Estructural

Sección Sísmica

Perfil Estructural de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

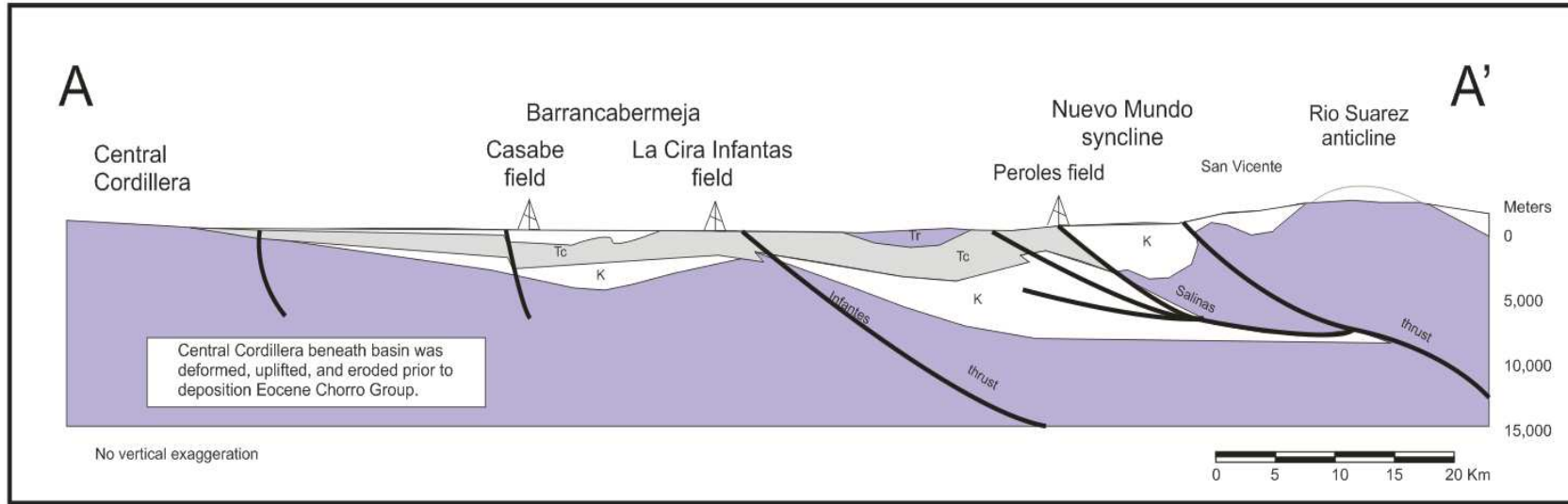


Figura 6.1.12.2. Perfil Estructural de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado de Schamel (1991).

Sección sísmica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

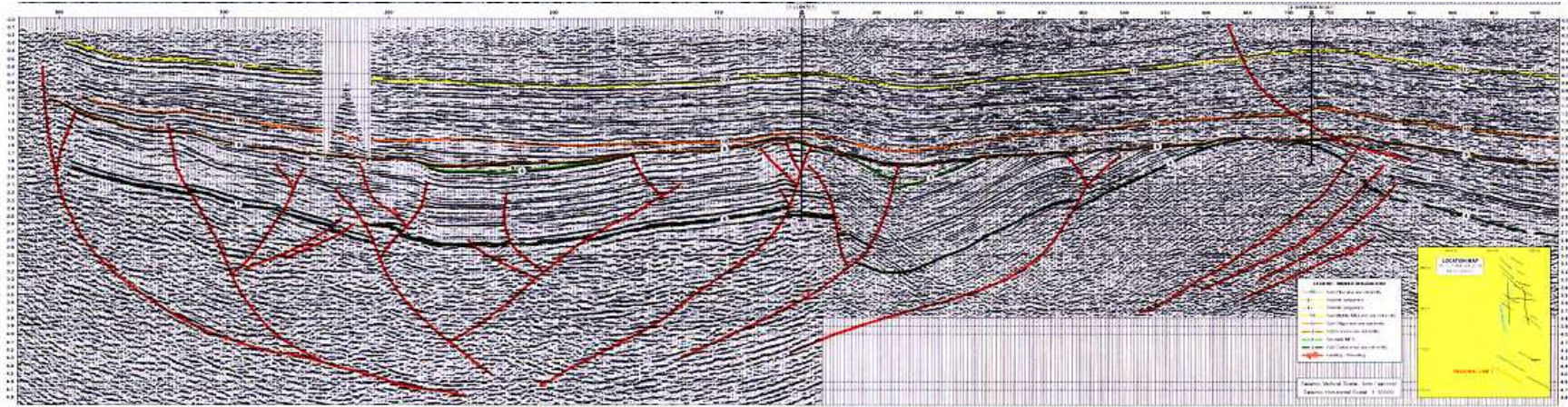
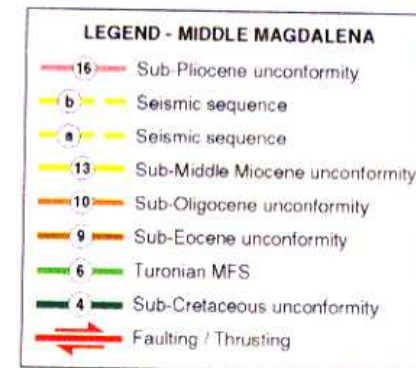


Figura 6.1.12.3 Sección sísmica interpretada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado de Cediél et al. (1998).





6.1.13 Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Cuenca del Valle Superior del Magdalena - Cenomaniano

| RESUMEN | | | | | | |
|-------------------------|-----|---------|-----------------|--|-----------------------------|---|
| POTENCIAL | 10% | 1.56 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 7.82 | | | | |
| | 90% | 14.08 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 319,2 | Km ² | Formación Generadora | Grupo Villeta (Cenomaniano) | |
| | 50% | 1596 | | | | |
| | 90% | 2872.80 | | | | |
| Espesor | | 200 | m | TOC Promedio Actual | 7 | % |
| HI Promedio Actual | | 360 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 8.4 | % |
| HI Promedio Original | | 600 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,7 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | X | |
| Producción Acumulada | | | 0,7 | BBPE | | |



Cuenca del Valle Superior del Magdalena – Turoniano

| RESUMEN | | | | | | |
|-------------------------|-----|---------|-----------------|--|---------------------------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0.90 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 4.51 | | | | |
| | 90% | 8.13 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 294,8 | Km ² | Formación Generadora | Grupo Villeta (Turoniano) | |
| | 50% | 1474 | | | | |
| | 90% | 2653.20 | | | | |
| Espesor | | 150 | m | TOC Promedio Actual | 7 | % |
| HI Promedio Actual | | 400 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 8.4 | % |
| HI Promedio Original | | 600 | mg HC /g TOC | %Ro | 0,7 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | | Competencia del Sello | | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | X | |
| Producción Acumulada | | | 0,7 | BBPE | | |

Área de las Cocinas Cuenca del Valle Superior del Magdalena – Grupo Villeta del Cenomaniano

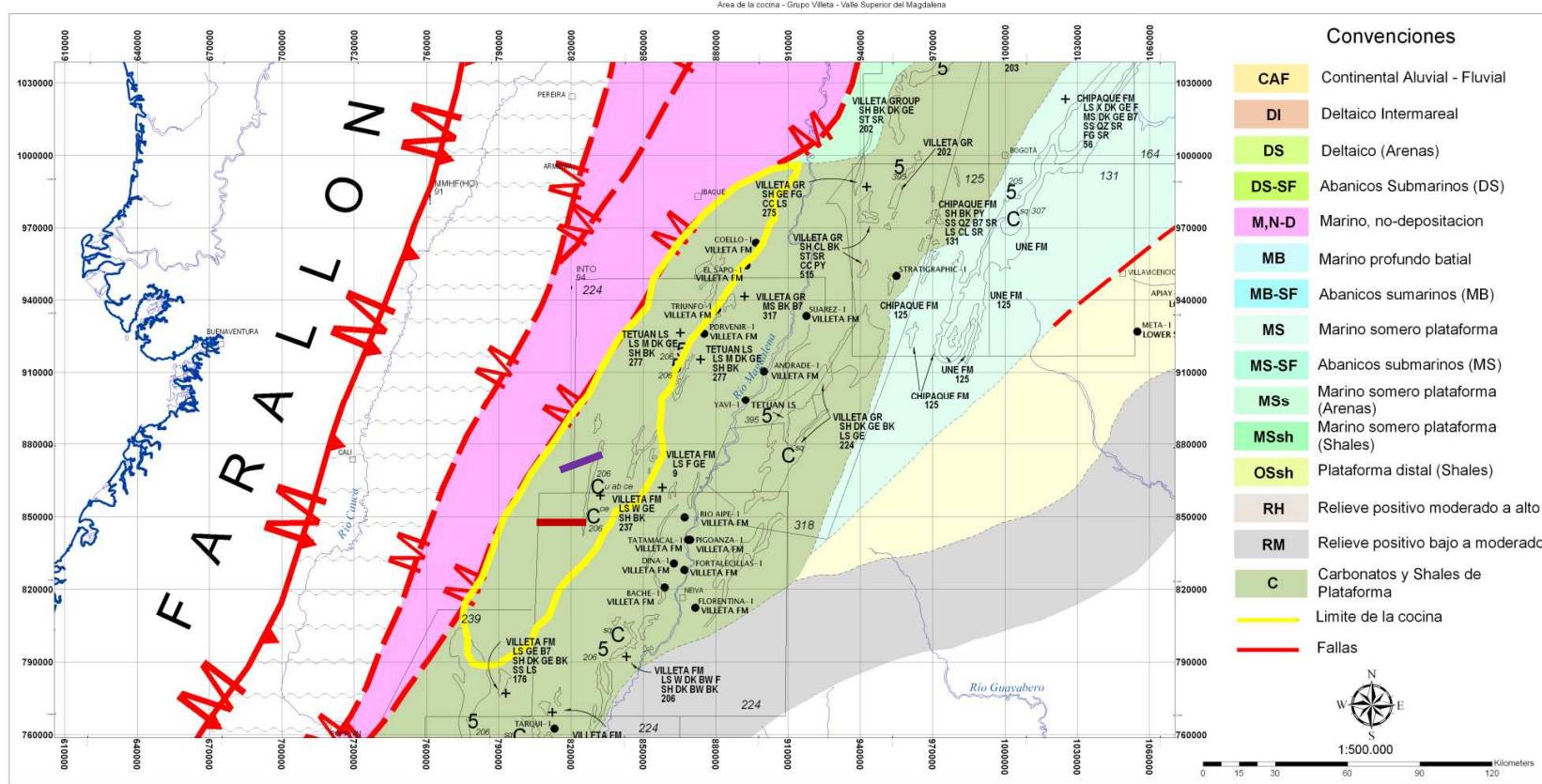


Figura 6.1.13.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Modificado de Cáceres et al. (2003).

- Sección Sísmica
- Perfil Estructural

Cuenca del Valle Superior del Magdalena – Grupo Villeta del Turoniano

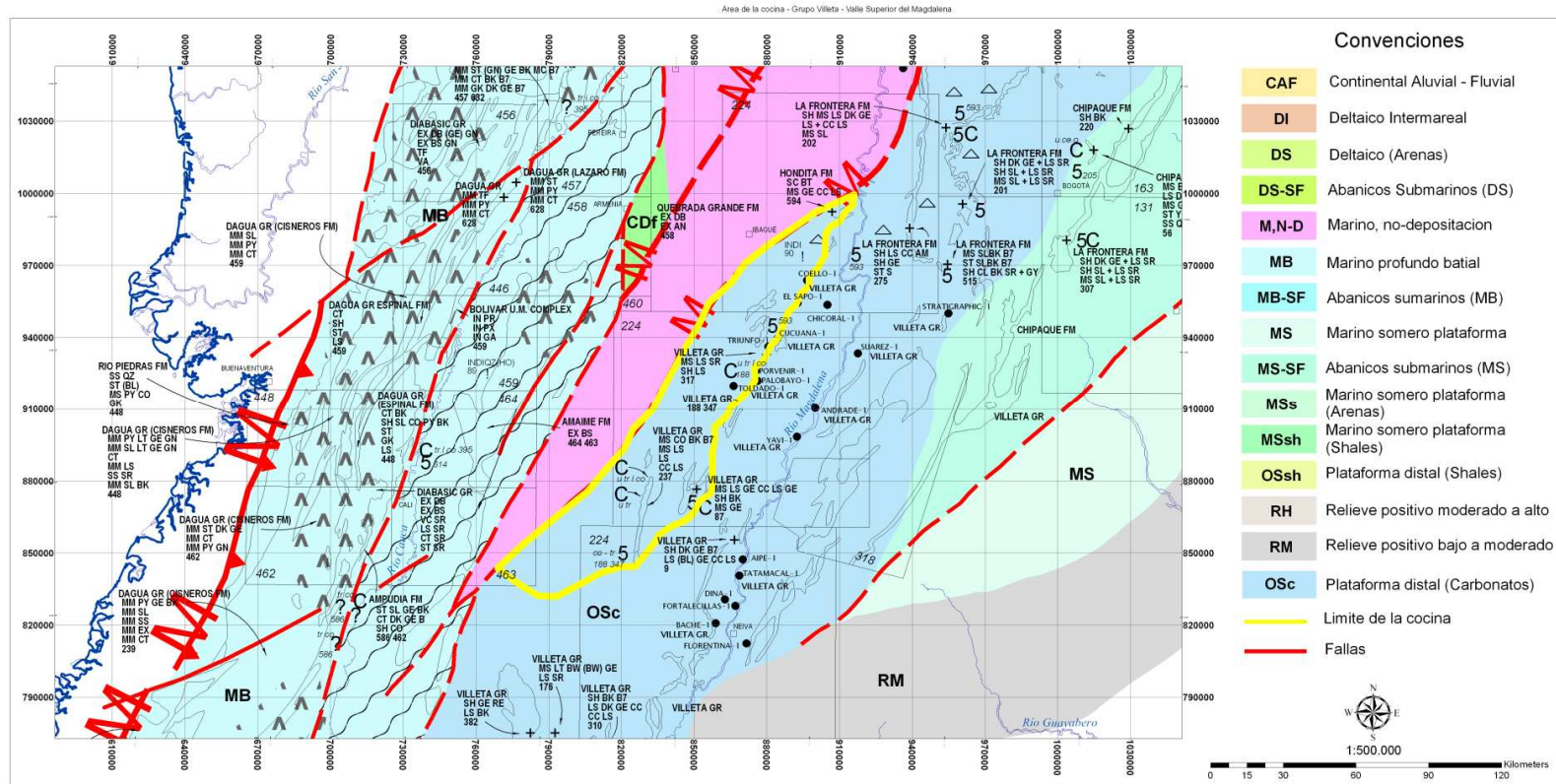


Figura 6.1.13.2 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Modificado de Cáceres et al. (2003).

Perfil Estructural de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

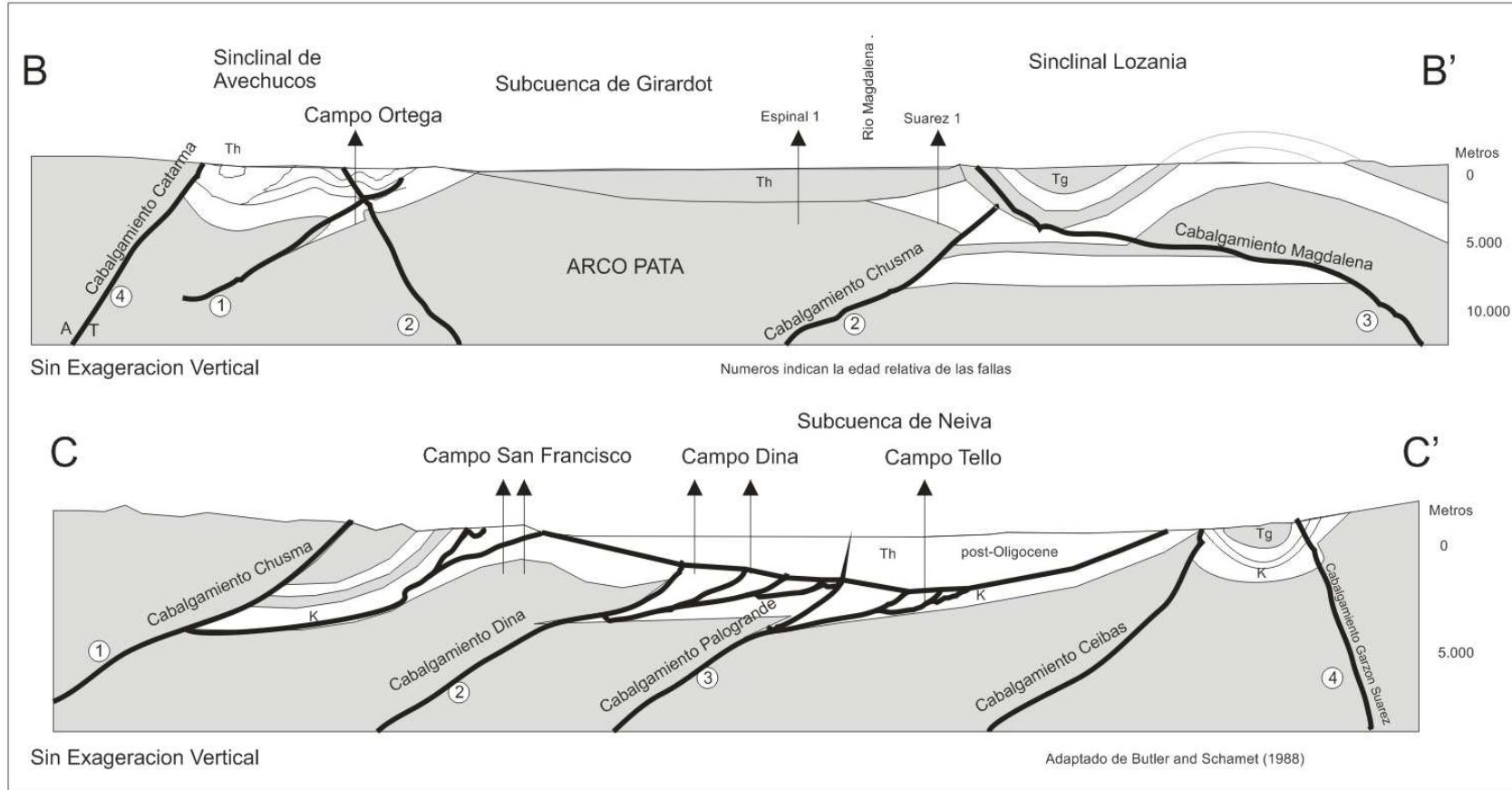


Figura 6.1.13.3. Perfil Estructural de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Tomado de Schamel (1991).

Sección sísmica de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

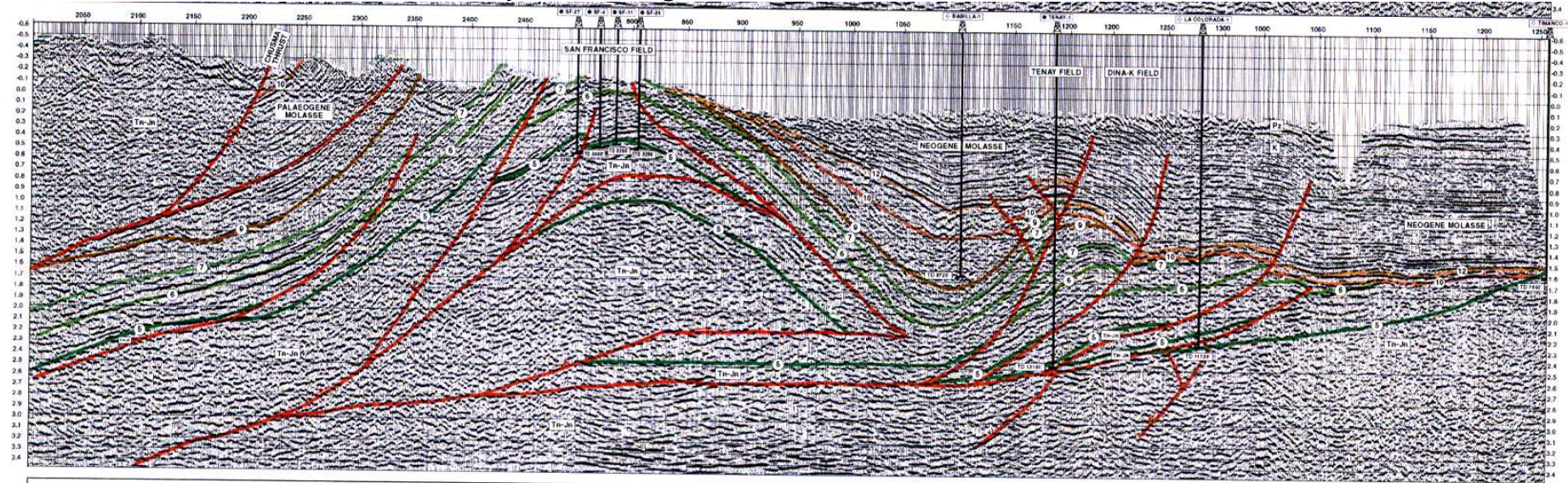


Figura 6.1.13.4 Sección sísmica interpretada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Tomado de Cediél et al. (1998).

6.1.14 Cuenca de Vaupés – Amazonas.

| RESUMEN | | | | | | |
|-------------------------|-----|----------|-----------------|--|--------------------------------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0.34 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 1.70 | | | | |
| | 90% | 3.05 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 1809,76 | Km ² | Formación Generadora | Calizas de Berlín (Paleozoico) | |
| | 50% | 9048,82 | | | | |
| | 90% | 16287.87 | | | | |
| Espesor | | 40 | m | TOC Promedio Actual | 1.5 | % |
| HI Promedio Actual | | 150 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 1.8 | % |
| HI Promedio Original | | 300 | mg HC /g TOC | %Ro | 1 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | X | Competencia del Sello | X | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | X | |
| Producción Acumulada | | | | BBPE | | |

Área de las Cocinas Cuenca de Amazonas- Fm Calizas de Berlín.

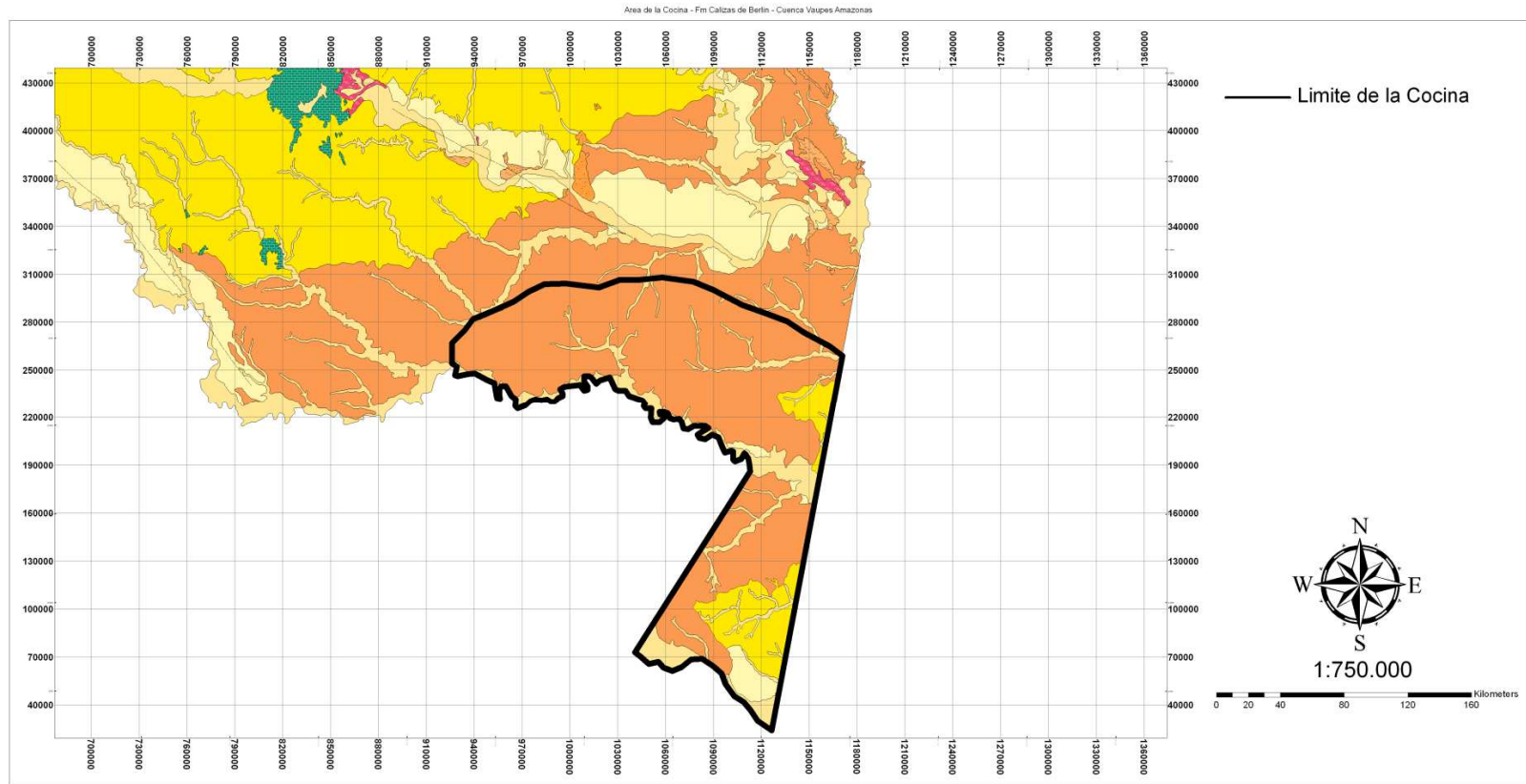


Figura 6.1.14.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de Vaupés Amazonas. Modificado de Gómez et al. (2007).

Perfil estructural de la Cuenca de Vaupés – Amazonas.

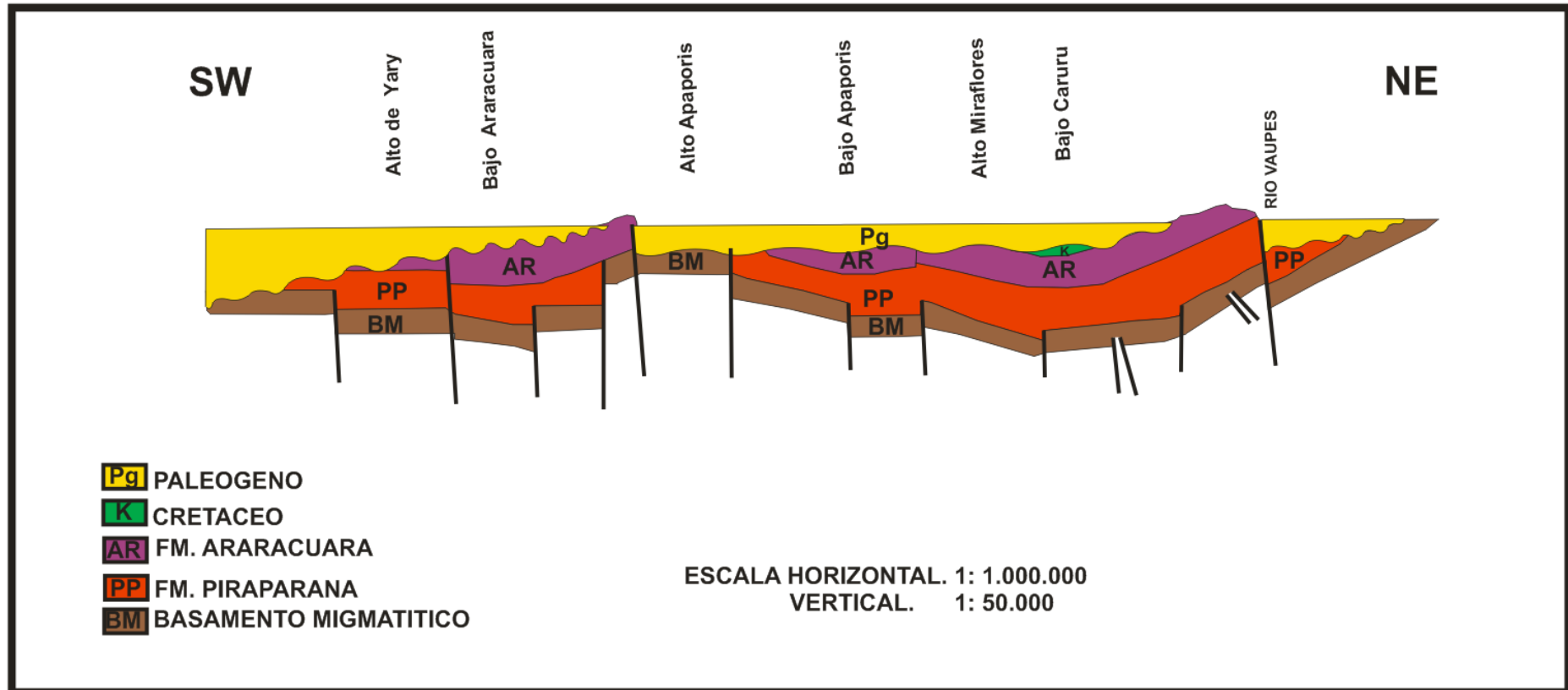


Figura 6.1.14.2 Corte estructural conceptual de la Cuenca de Vaupés–Amazonas en dirección suroeste-noreste. Tomado de García et al. (2009).

RA-91-01

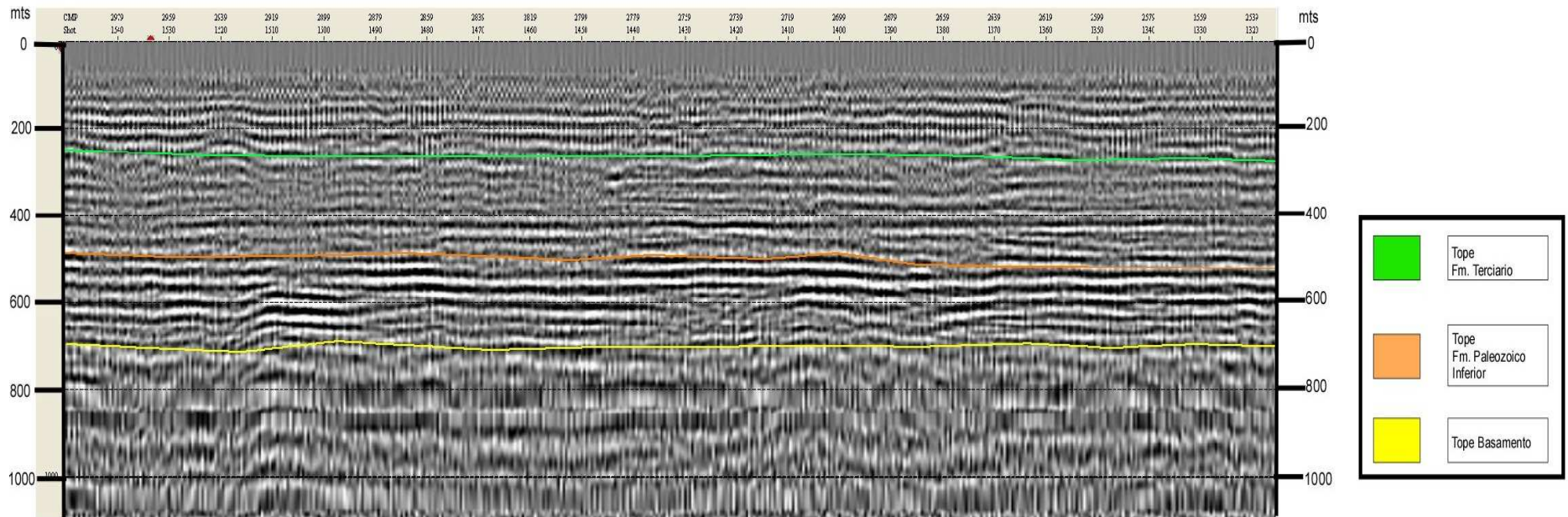


Figura 6.1.14.3 Línea Sísmica RA-91-01, Río Amazonas, Nótese que el reflector en color naranja al tope del Paleozoico Inferior se encuentra aproximadamente a 500 metros de profundidad, y el tope del Terciario a 250 m. Tomado de García et al. (2009).

6.1.15 Cuenca de la Cordillera Oriental.

| RESUMEN | | | | | | |
|----------------------|-----|--------|-----------------|--|------|---|
| POTENCIAL | 10% | 0.04 | BBPE | El cual se obtuvo con los siguientes parámetros: | | |
| | 50% | 0.18 | | | | |
| | 90% | 0.32 | | | | |
| Área de la Cocina | 10% | 64.08 | Km ² | Formación Generadora | Une | |
| | 50% | 320.39 | | | | |
| | 90% | 576.69 | | | | |
| Espesor | | 200 | m | TOC Promedio Actual | 2 | % |
| HI Promedio Actual | | 40 | mg HC /g TOC | TOC Promedio Original | 2.4 | % |
| HI Promedio Original | | 80 | mg HC /g TOC | %Ro | 1.69 | |
| Riesgo Geológico | | | | | | |
| Baja Madurez | | | | Cierre Estructural | X | |
| Migración | | | X | Competencia del Sello | X | |
| Diagénesis | | | X | Cementación | X | |
| Producción Acumulada | | | | BBPE | | |

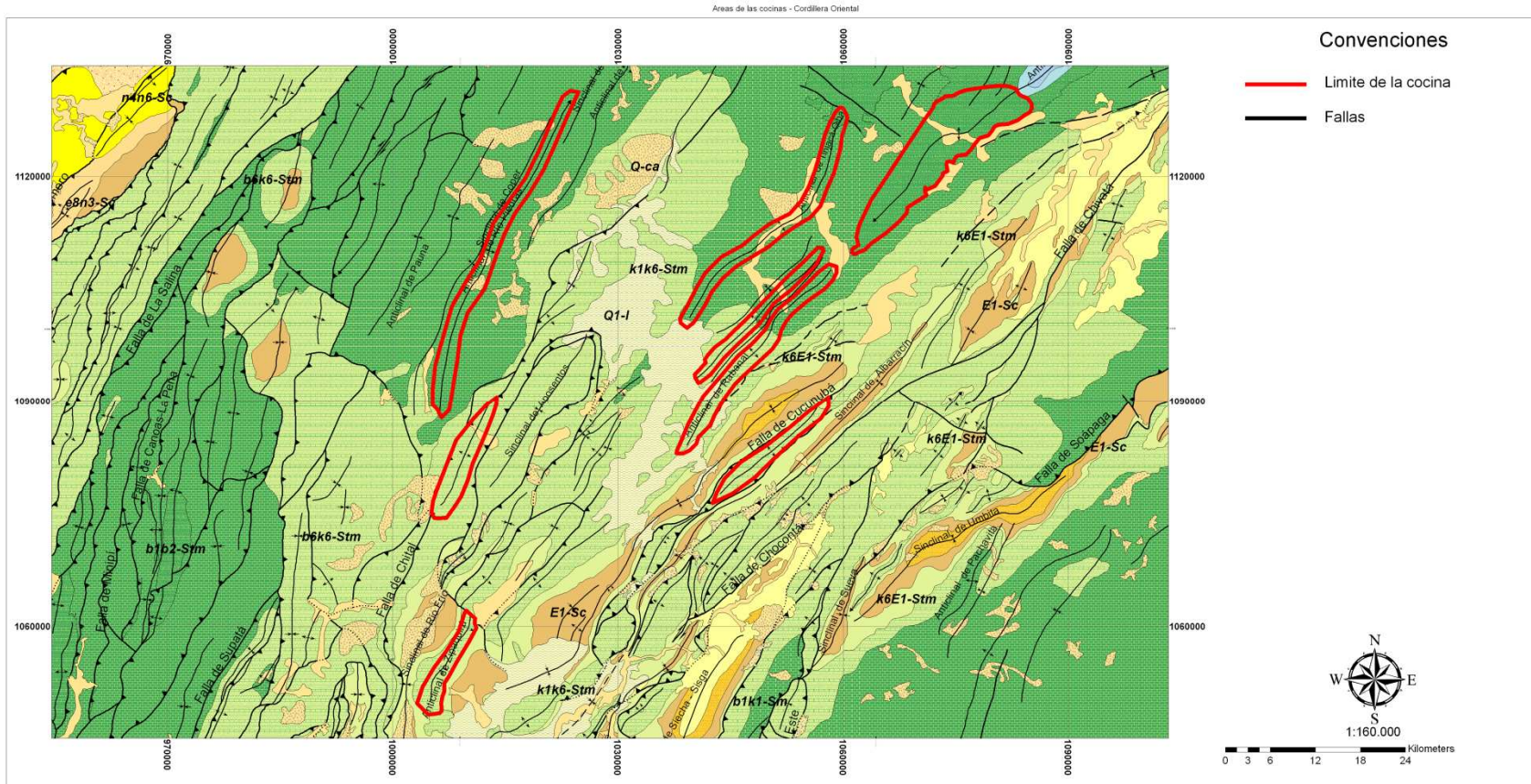


Figura 6.1.15.1 Delimitación de la cocina de hidrocarburos de la Cuenca de la Cordillera Oriental. Modificado de Gómez et al. (2007).

7. CONCLUSIONES

El método empleado para calcular el potencial de los recursos de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias de Colombia fue el de balance de masas, el cual se consideró como el más apropiado para este tipo de estudio, debido a que los resultados permiten establecer los mínimos y máximos de recursos hidrocarburíferos esperados en las cuencas colombianas. De otra parte este método permite su aplicación a diferentes escalas de detalle de acuerdo a la información con que se cuente.

El método empleado en el presente estudio está claramente soportado y sustentado, en consecuencia no se presentan resultados subjetivos como los que se han presentado en estudios anteriores. Así mismo el método presentado permite una fácil actualización y recálculo de los recursos.

El resultado obtenido es preliminar debido a las limitaciones en tiempo, información y recursos asignados para la ejecución de este trabajo. A partir de los escenarios propuestos se obtuvieron los siguientes resultados.

Los resultados obtenidos se presentan en tres escenarios posibles que se reportan como escenario favorable con un recurso de **180.31 BBPE**, un escenario promedio de **99.68 BBPE** y un escenario adverso de **19.93 BBPE**.

El potencial hidrocarburífero calculados en los escenarios promedio y favorable son los factibles puesto que el potencial del escenario adverso es inferior en muchas cuencas al volumen de la producción acumulada. En consecuencia las nuevas cifras presentadas indican que el potencial hidrocarburífero de Colombia es al menos cuatro veces el potencial que tradicionalmente estimada ECOPETROL el cual era de tan solo 37 BBPE.

Se observa que los recursos estimados con un escenario adverso, en las cuencas productivas de: Catatumbo, Llanos Orientales, Valle Inferior, Valle Medio y Valle Superior, son inferiores a los datos de producción acumulada. Esto indica que el tamaño de las cocinas debe ser superior al 10% del valor inicialmente calculado.

No es posible hacer comparaciones objetivas entre el presente estudio y los estudios anteriores, debido a que en estos estudios no se explica detalladamente la metodología empleada para el cálculo de los recursos.

En la gran mayoría de las cuencas colombianas el momento crítico se presenta en el Holoceno o el Pleistoceno esto indica que las posibilidades de preservación de las acumulaciones de petróleo y gas son muy bajas, por tanto gran cantidad de petróleo y gas pudo haber migrado hacia la superficie.

8. REFERENCIAS CITADAS

- ACIPET**, 2008. Reportes de producción acumulada de petróleo y gas de las cuencas colombianas.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos**, 2009. Prospectivity of the basins offered for the Open Round Colombia 2010, *Publicación Especial ANH*.
- Ahlbrandt T.S**, 2000. The USGS World Oil and Gas Assessment. *Search and Discovery*, 10006.
- ANH**, 2010. Prospectivity of the basins offered for the Open Round Colombia. En: www.anh.gov.co.
- Aleman, A.** (1988). Geological Reconnaissance of the Eastern Segment of the Leticia Block, Amoco. Ecopetrol, Informe interno 2084.
- Arthur D. Little**, 2006. Perspectivas de Nuevas reservas.
- Barker Ch., Biewick, L. Warwick, P. y SanFilipo, J.**, 2009. Preliminary Gulf Coast Coalbed methane Exploration maps. *USGS Open file report*, 1-113
- Barrero D., Pardo A., Vargas C., Martínez J.**, 2007. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. *Agencia Nacional de Hidrocarburos*.
- Bedoya, G. y Cediel F.**, 2007. Inventario, Compilación, Interpretación y Evaluación Integral de la Información Geológica, Geofísica y Geoquímica de la Cuenca Atrato y Cuenca San Juan. *EAFIT*
- Bowland C.**, 1993. Depositional History of the Western Colombian Basin, Caribbean Sea Revealed by Seismic Stratigraphy. *GSA Bulletin*, 105(10): 1321-1345.
- Buitrago J.**, 1994. Petroleum Systems of the Neiva Area, Upper Magdalena Valley, Colombia. En: Magoon, L.B y Dow, W.G. Eds, The Petroleum System from Source to Trap. *AAPG Memoria*, 60: 483-497.
- Cáceres C., Cediel F. y Etayo F.**, 2003. Mapa de Distribución de Facies Sedimentarias y Armazón tectónico de Colombia a través del Proterozoico y del Fanerozoico. *INGEOMINAS*.
- Cediel F., Barrero D. y Cáceres C.**, 1998. Seismic Atlas of Colombia. Seismic Expression of Structural Styles in the Basins of Colombia. *GEOTEC y Robertson Research para ECOPETROL* (Reporte Interno).
- Cediel F., Restrepo I., Marin-Cerón MI., et al**, 2010. Geology and Hydrocarbon Potential Atrato and San Juan basins, Choco (Panamá) Arc, Colombia. *EAFIT* eds: 1-177.
- Cooper M.A**, 1994. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, 79(10): 1421-1443.
- ECOPETROL**, 2000. Atlas of Sedimentary Basins and Petroleum Geology of Colombia.
- Escobar J.**, 1993. Análisis de los Play Maps y evaluación del riesgo Cuenca Tumaco. *ECOPETROL*



- Escobar J.**, 1993. Play Areas para la prospección de hidrocarburos en el sector de los Cayos. *ECOPETROL*.
- Flinch J. F.**, 2003. Structural Evolution of the Sinu – Lower Magdalena Area (Northern Colombia), En: Bartolini C., Buffler R.T. y Blickwede J. Eds. The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, basin formation, and plate tectonics, *AAPG Memoria*, 79(35): 776-796.
- García M., Cruz L., y Mier R.**, 2009. Prospectividad de Hidrocarburos de la Cuenca Vaupés-Amazonas. Reporte contrato UIS-ANH.
- García González M., Mier Umaña R., Cortes Y.M., et al**, 2008. Prospectividad de la Cuenca Cesar Ranchería. Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones, Universidad Industrial de Santander. Contrato Interadministrativo No. 027 UIS – ANH.
- García M., Mier R. y Cruz L.**, 2009. Evolución térmica de la Subcuenca de la baja Guajira Reporte contrato UIS-ANH.
- García González, M., Rovira D., Giraldo B.N., et al.**, 1998. Dimensionamiento del Potencial gasífero de Colombia. *Informe Interno ECOPETROL – ICP*.
- Gómez J., Nivia A., Montes N., Jiménez. D., Sepúlveda M., Narváez T., Osorio J., Diedrix H., Mora M. y Velásquez M.**, 2007. Atlas geológico de Colombia. *INGEOMINAS*.
- Goncalves F., Mora C., Cordoba F., Kairuz E. y Giraldo B.**, 2002. Petroleum generation and migration in the Putumayo Basin, Colombia: insights from an organic geochemistry and basin modeling study in the foothills, Colombia. *ECOPETROL*.
- Hunt J.M.**, 1995. Petroleum Geochemistry and Geology. W.H. Freeman (Second Edition): 1-743.
- Klett T.R. y Charpentier R.R.**, 2003. FORSPAN Model Users Guide, EE.UU. Departamento de Interior, Servicio Geológico de EE.UU.
- Luna L., Rodríguez E., Sánchez C., Renzoni G., Hernández E., Maldonado J., Alba C. y Sanabria A.**, 2004. El Carbón Colombiano. Recursos, Reservas y Calidad. *INGEOMINAS*.
- Magoon L. y Dow W. G.** Eds, 1994. The petroleum System- from source to trap. *AAPG, Memoria*, 60: 3-24.
- Marzi R. y Waples D.**, 1996. The Relationship between Vitrinite Reflectance and Transformation Ratio in Basin Modeling, *AAPG Annual Meeting*, 80(13): A92.
- Montes L.** (Editor), 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.
- Perrodon, A**, 1992, Petroleum System Models and application: *Journal of Petroleum Geology*, 15: 319- 326.
- Ramírez V.**, 2006. Geological Settings and Hydrocarbon Occurrences, Guajira Basin, Offshore Northern Colombia. *Search and Discovery*: 10116.
- Rangel A. y Ramírez, V.**, 2001. Cuenca Caribe Colombiana. *ECOPETROL*
- Rincón G., et al.** 2003. Presentación Petrobras Colombia Ltda.
- Robertson Research**, 1988. Reporte Interno para Amoco.



- Sánchez R. y Urrego C.**, 1998. Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, *Informe Interno ECOPETROL, Geopetrocol*, 1-268.
- Schamel S.**, 1991. Middle and Upper Magdalena basins, Colombia, En: K. T. Biddle, ed., Active margin basins, *AAPG Memoir*, 52: 283–301.
- Schlumberger**, 2005. Oilfield Glossary.
- Schmoker J.M.**, 1994. Volumetric Calculations of Hydrocarbons Generated, En: Magoon, L.B y Dow, W.G, Eds, The Petroleum System from Source to Trap. *AAPG Memoria*, 60 (19): 323-326.
- Schmoker J.M.**, 1999, U.S. Geological Survey Assessment model for continuous (unconventional) oil and gas accumulation – The “FORSPAN”model, version 1.0. *U.S Geological Survey Bulletin*, 2168.
- Yurewicz D.A.**, et al., 1998, Source Rocks and Oil Families, South West Maracaibo Basin (Catatumbo Subbasin, Colombia). *AAPG Bulletin*, 82(7): 1329-1352.
- Zhong N, Lu S., Huang Z., Zhang Y., Xue H. y Pan C.**, 2004. TOC changes in the process of thermal evolution of source rocks and its controls. En: Science in China. *Ser D. Herat Science*, 47: 141-149.

PRODUCCION DE PETRÓLEO POR CAMPO 2008 (Barriles

| Campos | Valores | |
|----------------------------------|------------------|--------------------------|
| | TOTAL 2008 | ACUMULADO HISTORICO(bls) |
| Caguan-Putumayo | | |
| Acae-San Miguel | 217.763 | 35.946.601 |
| Alborada | 20.357 | 157.676 |
| Alea | 5.167 | 10.378 |
| Caribe | 64.911 | 5.439.439 |
| Cencella | 20.115 | 1.289.850 |
| Churuyaco | 10.851 | 4.101.462 |
| Cohembí | 196.226 | 1.458.321 |
| Conga | 869 | 869 |
| Costayaco | 837.978 | 1.121.395 |
| Guayuyaco | 93.337 | 1.048.506 |
| Hormiga | 8.598 | 791.773 |
| Juanambu | 185.105 | 322.842 |
| Linda | 13.968 | 3.272.032 |
| Loro | 248.041 | 16.138.234 |
| Mansoyá | 31.349 | 1.293.970 |
| Mary | 119.088 | 9.420.323 |
| Miraflor | 23.648 | 1.403.564 |
| Nancy | 75.441 | 299.402 |
| Orito | 1.224.042 | 231.336.401 |
| Piñuña | 182.982 | 707.532 |
| Platanillo | 1.464 | 1.464 |
| Quililí | 95 | 881.193 |
| Quillacinga | 36.860 | 421.584 |
| Quinde | 3.779 | 76.680 |
| San Antonio | 19.540 | 3.325.419 |
| Sibundoy | 24.139 | 55.737 |
| Sucio | 15.161 | 1.956.212 |
| Sucumbíos | 40.845 | 2.981.387 |
| Toroyaco | 57.300 | 7.308.777 |
| Yurilla | 83.072 | 1.565.485 |
| Total Caguan-Putumayo | 3.862.091 | 334.134.509 |
| Catatumbo | | |
| Carbonera - La Silla | 5.044 | 739.240 |
| Cerro Gordo | 543 | 543 |
| Petrólea | 73.535 | 37.696.581 |
| Puerto Barco | 3.645 | 812.713 |
| Río Zulia | 120.123 | 137.865.619 |
| Sardinata | 15.007 | 9.306.945 |
| Tibú | 325.503 | 249.302.278 |
| Tres Curvas | 172 | 172 |
| Total Catatumbo | 543.572 | 435.724.091 |
| Cordillera Oriental | | |
| Buenavista | 17.250 | 98.395 |
| Total Cordillera Oriental | 17.250 | 98.395 |
| Llanos Orientales | | |
| Abejas | 132.974 | 1.579.304 |
| Apiay | 1.163.750 | 73.177.390 |

| | | |
|-------------------------|-----------|-------------|
| Apiay Este | 185.541 | 2.711.672 |
| Araguato | 114.527 | 600.067 |
| Arauca | 50.470 | 10.214.468 |
| Arauco | 68.540 | 114.729 |
| Austral | 44.841 | 1.362.953 |
| Barquereña | 70.673 | 6.904.806 |
| Bastidas | 75.965 | 117.738 |
| Boral | 6.669 | 6.669 |
| Cabiona | 25.887 | 167.296 |
| Cajaro | 16.931 | 459.884 |
| Camoa | 22.434 | 118.640 |
| Campo Rico | 234.946 | 2.492.005 |
| Canacabare | 17.100 | 186.369 |
| Canagüey | 2.134.809 | 2.972.894 |
| Candalay | 9.027 | 186.892 |
| Caño Duya | 16.944 | 454.164 |
| Caño Gandul | 176.928 | 1.899.926 |
| Caño Garza | 52.890 | 10.586.995 |
| Caño Garza Este | 22.863 | 1.022.014 |
| Caño Garza Norte | 220.207 | 5.737.305 |
| Caño Limón | 9.783.941 | 920.784.954 |
| Caño Rondón | 4.152 | 106.021 |
| Caño Yarumal | 2.449.581 | 176.659.752 |
| Capachos | 125.671 | 1.147.056 |
| Caracara | 1.868.711 | 6.281.733 |
| Careto | 135.467 | 322.044 |
| Caricare | 1.321.653 | 6.366.283 |
| Carrizalez | 170.714 | 237.116 |
| Carupana | 176.495 | 533.994 |
| Castilla | 5.357.915 | 156.496.325 |
| Castilla Este | 139.960 | 3.122.847 |
| Castilla Norte | 6.599.954 | 50.582.356 |
| Centauro | 61.283 | 416.864 |
| Chaparrito | 37.516 | 4.841.842 |
| Chichimene | 1.253.208 | 41.951.688 |
| Corcel | 739.859 | 1.508.440 |
| Corocora | 398.606 | 2.726.432 |
| Cravo Este | 17.360 | 537.593 |
| Cravo Sur | 9.980 | 7.127.456 |
| Cupiagua | 8.821.238 | 441.410.719 |
| Cusiana | 3.861.805 | 613.637.787 |
| Dele | 105.676 | 425.886 |
| Dorotea | 124.762 | 159.693 |
| Elisita | 746.651 | 5.683.975 |
| Entrerios | 151.340 | 1.250.251 |
| Esteró | 29.710 | 2.454.259 |
| Floreña | 963.968 | 19.625.960 |
| Gaván | 90.334 | 1.546.804 |
| Guanapalo | 28.331 | 1.014.561 |
| Guarilaque | 639.674 | 13.852.804 |
| Guasar | 455.252 | 3.356.013 |
| Guatiquía | 389.869 | 16.532.713 |

| | | |
|-----------------|-----------|------------|
| Guayuriba | 84.809 | 462.310 |
| Hoatzin | 5.430 | 5.430 |
| Jiba | 391.837 | 4.875.726 |
| Jorcán | 3.831 | 31.793 |
| Jordán | 280.296 | 6.467.905 |
| Jordán Este | 227 | 158.917 |
| Jordán Norte | 8.482 | 485.104 |
| La Flora | 81.315 | 8.424.614 |
| La Gloria | 301.123 | 27.848.052 |
| La Gloria Norte | 50.456 | 15.936.278 |
| La Punta | 208.240 | 2.071.887 |
| La Reforma | 3.026 | 564.196 |
| Laurita | 2.989 | 172.636 |
| Leona | 23.377 | 30.140 |
| Libertad | 103 | 832.375 |
| Libertad Norte | 23.228 | 5.631.455 |
| Los Hatos | 22.244 | 148.533 |
| Los Toros | 41.201 | 5.661.971 |
| Los Trompillos | 8.926 | 3.658.812 |
| Matanegra Oeste | 3.148 | 62.490 |
| Mateguafa | 10.085 | 568.708 |
| Matemarrano | 52.128 | 64.414 |
| Mauritía Norte | 27.624 | 59.412 |
| Morichal | 22.317 | 3.474.366 |
| Nashira | 8.570 | 8.570 |
| Ocelote | 284.351 | 327.951 |
| Ocoa | 7.704 | 150.104 |
| Ocumo | 226 | 19.312 |
| Ojo de Tigre | 6.329 | 7.000 |
| Palmarito | 118.078 | 11.952.118 |
| Palmitas | 52 | 52 |
| Paravare | 15.029 | 968.128 |
| Pastora | 14.063 | 82.950 |
| Pauto Sur | 1.255.912 | 9.260.932 |
| Peguita | 678.325 | 5.701.113 |
| Pirito | 20.642 | 565.341 |
| Pompeya | 7.761 | 4.631.287 |
| Primavera | 5.111 | 5.111 |
| Rancho Hermoso | 401.515 | 9.170.724 |
| Redondo | 652.149 | 55.813.644 |
| Redondo Este | 12.541 | 490.124 |
| Remache Norte | 238.290 | 1.137.626 |
| Remache Sur | 114.643 | 2.205.806 |
| Rubiales | 5.487.279 | 22.817.163 |
| Santiago | 465.864 | 44.217.355 |
| Sardinas | 432.502 | 10.665.137 |
| Sirenas | 12.646 | 588.055 |
| Suria | 624.578 | 59.464.686 |
| Suria Sur | 473.538 | 53.746.485 |
| Tanane | 10.320 | 534.890 |
| Terecay | 570.627 | 1.290.885 |
| Tierra Blanca | 2.675 | 910.721 |

| | | |
|---|-------------------|----------------------|
| Tilodirán | 101.272 | 495.587 |
| Tocaría | 20.821 | 12.998.366 |
| Tonina | 18.272 | 398.790 |
| Torosentado | 549.041 | 616.037 |
| Trinidad | 267.977 | 39.052.867 |
| Valdivia-Almagro | 270.970 | 270.970 |
| Vigía | 121.340 | 734.870 |
| Yalea | 3.183 | 59.846 |
| Total Llanos Orientales | 66.856.190 | 3.064.834.530 |
| Valle Inferior del Magdalena | | |
| Boquete | 11.580 | 18.423.129 |
| Cicuco | 47.688 | 45.482.667 |
| La Creciente | 3.014 | 3.014 |
| Total Valle Inferior del Magdalena | 62.282 | 63.908.810 |
| Valle Medio del Magdalena | | |
| Abarco | 10.165 | 19.011 |
| Acacia Este | 5.353 | 8.196 |
| Aguas Blancas | 18.681 | 920.430 |
| Aguas Claras | 205 | 535.914 |
| Arce | 1.291 | 4.791 |
| Bajo Río | 1.474 | 274.666 |
| Barranca Lebrija | 2.131 | 666.636 |
| Bonanza | 192.766 | 17.119.969 |
| Caipal | 5.371 | 3.658.716 |
| Casabe | 1.750.213 | 289.657.387 |
| Chicalá | 9.741 | 12.312 |
| Cocorná | 52.254 | 19.109.602 |
| Colorado | 2.569 | 8.600.183 |
| Conde | 35.945 | 18.529.531 |
| Corazón - Monas-Las Fieras | 6.365 | 5.062.017 |
| Corazon West B | 45.389 | 196.668 |
| Cristalina | 24.812 | 6.906.852 |
| Doña María | 6.385 | 212.460 |
| Gala | 240.710 | 10.041.422 |
| Galán | 135.591 | 26.214.508 |
| Garzas | 59.053 | 1.253.561 |
| Girasol | 93.056 | 112.357 |
| Infantas | 428.920 | 230.639.617 |
| Jazmín | 3.006.450 | 22.876.589 |
| La Cira | 2.360.748 | 500.927.376 |
| La Rompida | 9.016 | 67.181 |
| La Salina | 369.529 | 29.288.398 |
| La Salina Sur | 240 | 313 |
| Liebre | 11.426 | 569.684 |
| Lisama | 418.251 | 51.024.305 |
| Lisama Profundo | 51.018 | 50.657.072 |
| Llanito | 579.911 | 35.977.839 |
| Los Ángeles | 80.882 | 3.503.266 |
| Moriche | 45.418 | 3.497.467 |
| Nare | 130.013 | 13.783.590 |
| Nutria | 342.331 | 6.458.443 |
| Olivo | 7.027 | 621.102 |

| | | |
|--|-------------------|----------------------|
| Opón | 8.676 | 1.204.554 |
| Palagua | 621.246 | 106.663.887 |
| Pavas | 20.167 | 80.094 |
| Payoa | 178.508 | 76.083.536 |
| Payoa West | 2.029 | 9.700 |
| Peñas Blancas | 30.451 | 10.122.867 |
| Peroles | 10.008 | 1.134.235 |
| Quebrada Roja | 260 | 844 |
| Sabana | 2.025 | 687.764 |
| San Luís | 11.580 | 712.237 |
| San Roque | 56.422 | 2.222.175 |
| San Silvestre | 3.571 | 1.478.954 |
| Santa Lucía | 62.666 | 3.222.079 |
| Santos | 263.266 | 141.362.962 |
| Sogamoso | 1.935 | 1.107.933 |
| Suerte | 84.751 | 38.709.987 |
| Teca | 406.357 | 78.985.208 |
| Tenerife | 7.818 | 440.000 |
| Tesoro | 117.223 | 6.365.091 |
| Tisquirama | 105.492 | 4.087.240 |
| Toca | 5.879 | 21.966 |
| Torcaz | 9.436 | 50.071 |
| Totumal | 6.026 | 13.379 |
| Underriver | 227.357 | 1.599.650 |
| Velásquez | 570.059 | 181.991.604 |
| Yariguí-Cantagallo | 2.373.542 | 2.373.542 |
| Total Valle Medio del Magdalena | 15.727.450 | 2.019.740.993 |
| Valle Superior del Magdalena | | |
| Abanico | 664.324 | 4.710.958 |
| Ambrosía | 13.591 | 184.718 |
| Andalucía Sur | 27.763 | 11.147.388 |
| Balcón | 959.854 | 27.530.357 |
| Brisas | 81.915 | 8.325.748 |
| Cebú | 77.164 | 10.049.729 |
| Chenche | 10.608 | 86.753 |
| Delta | 343 | 343 |
| Dina Cretáceos | 165.558 | 49.435.248 |
| Dina Terciarios | 491.685 | 51.398.547 |
| Espino | 4.835 | 93.270 |
| Gigante | 103.999 | 2.692.601 |
| Guaduas | 170.171 | 10.200.680 |
| Guando | 5.295.682 | 53.602.869 |
| La Cañada Norte | 1.962 | 74.013 |
| La Hocha | 257.618 | 1.605.132 |
| La Jagua | 10.376 | 56.735 |
| Lomalarga | 33.596 | 53.943 |
| Maná | 182.569 | 498.191 |
| Matachín | 1.096.302 | 25.868.090 |
| Ortega | 24.673 | 13.256.600 |
| Pacandé | 152.205 | 1.660.929 |
| Pacandé Norte | 10.187 | 28.051 |
| Palermo | 46.212 | 2.294.321 |

| | | |
|---|--------------------|----------------------|
| Palogrande | 354.180 | 46.536.502 |
| Pauta | 8.293 | 96.583 |
| Pijao | 102.821 | 6.803.933 |
| Pulí | 38.092 | 635.432 |
| Purificación | 61.719 | 14.258.489 |
| Quimbaya | 77.227 | 1.754.735 |
| Río Ceibas | 470.880 | 19.467.584 |
| Río Opía | 7.289 | 71.114 |
| Río Saldaña | 29.646 | 719.404 |
| Samarkanda | 1.051 | 8.598 |
| San Francisco | 1.679.457 | 158.431.500 |
| Santa Clara | 347.855 | 10.814.339 |
| Tello | 1.240.811 | 99.131.908 |
| Tempranillo | 63.598 | 63.598 |
| Tenax | 123.814 | 123.814 |
| Tenay | 468.686 | 10.333.902 |
| Toldado | 241.196 | 11.917.326 |
| Toqui-Toqui | 244.159 | 5.732.844 |
| Totare | 22.585 | 646.718 |
| Toy | 22.830 | 692.934 |
| Yaguará | 839.118 | 37.745.861 |
| Total Valle Superior del Magdalena | 16.328.499 | 700.842.332 |
| Total general | 103.397.334 | 6.619.283.660 |

s)

PRODUCCION DE GAS POR CAMPO 2008 (K

| Campos | Valores TOTAL GAS (KPC) |
|------------------------------|------------------------------------|
| Caguan-Putumayo | 2.575.651 |
| Catatumbo | 995.002 |
| Cesar-Rancheria | 467 |
| Cordillera Oriental | 609 |
| Guajira | 103.131.011 |
| Llanos Orientales | 462.467.708 |
| Valle Inferior del Magdalena | 6.711.151 |
| Valle Medio del Magdalena | 11.905.948 |
| Valle Superior del Magdalena | 9.477.631 |
| Total general | 597.265.178 |

Vertical line on the left side of the page.

PC)

| ACUMULADO (KPC) |
|------------------------|
| 1.202.589.741 |
| 2.476.553 |
| 26.025.421 |
| 625 |
| 103.153.661 |
| 9.303.851.564 |
| 41.233.828 |
| 964.664.143 |
| 287.875.291 |
| 11.931.870.827 |

| CUENCA | ROCA FUENTE | TOC ACTUAL PROMEDIO (%) | TOC ORIGINAL (%) |
|---|------------------------------|------------------------------------|-------------------------|
| LLANOS | Gacheta | 2 | 2,4 |
| | Barco | 2 | 2,4 |
| CATATUMBO | La Luna | 3,2 | 3,84 |
| | Capacho | 2,1 | 2,52 |
| VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA | Porquero | 2 | 2,4 |
| | Ciénaga de Oro | 2 | 2,4 |
| VALLE MEDIO DEL MAGDALENA | La Luna | 4 | 4,8 |
| | Grupo Calcáreo Basal | 4 | 4,8 |
| VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA | Grupo Villeta Cenomaniano | 7 | 8,4 |
| | Grupo Villeta Turoniano | 7 | 8,4 |
| CAGUAN PUTUMAYO | Grupo Villeta | 3 | 3,6 |
| VAUPÉS - AMAZONAS | Calizas de Berlín | 1,5 | 1,8 |
| SINU - SAN JACINTO | Cansona | 2 | 2,4 |
| CAUCA-PATIA | Guachinte - Ferreira | 2 | 2,4 |
| | La Luna Cesar | 3 | 3,6 |

| | | | |
|---------------------------------------|----------------------------|---|-----|
| CESAR-RANCHERIA | La Luna Ranchería | 3 | 3,6 |
| | Grupo Cogollo | 2 | 2,4 |
| GUAJIRA y GUAJIRA OFFSHORE | La Luna | 2 | 2,4 |
| CORDILLERA ORIENTAL | Une | 2 | 2,4 |
| URABA | Shales del Mioceno | 2 | 2,4 |
| TUMACO | Limolitas del Oligoceno | 4 | 4,8 |
| CHOCO | Iró | 2 | 2,4 |
| TOTAL BBP | | | |

| HI ACTUAL mg HC/g | HI ORIGINAL mg HC/g | Ro | ESPESOR Mts | R = Hio - Hip (mgrHC/grTOC) | EXTENSION ROCA FUENTE 100% |
|-------------------|---------------------|-----|-------------|-----------------------------|----------------------------|
| 300 | 450 | 0,8 | 200 | 120 | 55800 |
| 200 | 350 | 0,6 | 300 | 90 | 30452 |
| 300 | 600 | 0,7 | 62 | 210 | 2277,21 |
| 350 | 400 | 0,8 | 200 | 40 | 3202,74 |
| 300 | 500 | 0,5 | 250 | 100 | 9792 |
| 200 | 350 | 0,5 | 120 | 75 | 7990 |
| 350 | 500 | 0,8 | 300 | 120 | 3827 |
| 300 | 600 | 0,9 | 200 | 270 | 4282 |
| 360 | 600 | 0,7 | 200 | 168 | 3192 |
| 400 | 600 | 0,7 | 150 | 140 | 2948 |
| 700 | 750 | 0,7 | 200 | 35 | 5228,58 |
| 150 | 300 | 1 | 40 | 150 | 18097,63 |
| 200 | 300 | 0,4 | 250 | 40 | 12740,18 |
| 300 | 600 | 0,5 | 180 | 150 | 2058 |
| 400 | 600 | 0,6 | 250 | 120 | 2863,09 |

| | | | | | |
|-----|-----|------|-----|------|----------|
| 300 | 600 | 0,7 | 200 | 210 | 993,73 |
| 150 | 300 | 0,4 | 100 | 60 | 3856,82 |
| 200 | 300 | 0,7 | 100 | 70 | 3567,43 |
| 40 | 80 | 1,69 | 200 | 67,6 | 640,77 |
| 300 | 400 | 0,4 | 300 | 40 | 2980,45 |
| 400 | 450 | 0,6 | 100 | 30 | 15126,53 |
| 300 | 400 | 1 | 300 | 100 | 4103,46 |

| ESCENARIOS | EXTENCION ROCA FUENTE Km2 | EXTENCION ROCA FUENTE m2 | VOLUMEN ROCA FUENTE m3 | MASA DE TOC. TON. |
|------------|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------|
| Área 10% | 5580,00 | 5,58E+09 | 1,1160E+12 | 6,70E+10 |
| Área 50% | 27900,00 | 2,79E+10 | 5,5800E+12 | 3,35E+11 |
| Área 90% | 50220,00 | 5,02E+10 | 1,0044E+13 | 6,03E+11 |
| Área 10% | 3045,20 | 3,05E+09 | 9,1356E+11 | 5,48E+10 |
| Área 50% | 15226,00 | 1,52E+10 | 4,5678E+12 | 2,74E+11 |
| Área 90% | 27406,80 | 2,74E+10 | 8,2220E+12 | 4,93E+11 |
| Área 10% | 227,72 | 2,28E+08 | 1,4119E+10 | 1,36E+09 |
| Área 50% | 1138,61 | 1,14E+09 | 7,0594E+10 | 6,78E+09 |
| Área 90% | 2049,49 | 2,05E+09 | 1,2707E+11 | 1,22E+10 |
| Área 10% | 320,27 | 3,20E+08 | 6,4055E+10 | 4,04E+09 |
| Área 50% | 1601,37 | 1,60E+09 | 3,2027E+11 | 2,02E+10 |
| Área 90% | 2882,47 | 2,88E+09 | 5,7649E+11 | 3,63E+10 |
| Área 10% | 979,20 | 9,79E+08 | 2,4480E+11 | 1,47E+10 |
| Área 50% | 4896,00 | 4,90E+09 | 1,2240E+12 | 7,34E+10 |
| Área 90% | 8812,80 | 8,81E+09 | 2,2032E+12 | 1,32E+11 |
| Área 10% | 799,00 | 7,99E+08 | 9,5880E+10 | 5,75E+09 |
| Área 50% | 3995,00 | 4,00E+09 | 4,7940E+11 | 2,88E+10 |
| Área 90% | 7191,00 | 7,19E+09 | 8,6292E+11 | 5,18E+10 |
| Área 10% | 382,70 | 3,83E+08 | 1,1481E+11 | 1,38E+10 |
| Área 50% | 1913,50 | 1,91E+09 | 5,7405E+11 | 6,89E+10 |
| Área 90% | 3444,30 | 3,44E+09 | 1,0333E+12 | 1,24E+11 |
| Área 10% | 428,20 | 4,28E+08 | 8,5640E+10 | 1,03E+10 |
| Área 50% | 2141,00 | 2,14E+09 | 4,2820E+11 | 5,14E+10 |
| Área 90% | 3853,80 | 3,85E+09 | 7,7076E+11 | 9,25E+10 |
| Área 10% | 319,20 | 3,19E+08 | 6,3840E+10 | 1,34E+10 |
| Área 50% | 1596,00 | 1,60E+09 | 3,1920E+11 | 6,70E+10 |
| Área 90% | 2872,80 | 2,87E+09 | 5,7456E+11 | 1,21E+11 |
| Área 10% | 294,80 | 2,95E+08 | 4,4220E+10 | 9,29E+09 |
| Área 50% | 1474,00 | 1,47E+09 | 2,2110E+11 | 4,64E+10 |
| Área 90% | 2653,20 | 2,65E+09 | 3,9798E+11 | 8,36E+10 |
| Área 10% | 522,86 | 5,23E+08 | 1,0457E+11 | 9,41E+09 |
| Área 50% | 2614,29 | 2,61E+09 | 5,2286E+11 | 4,71E+10 |
| Área 90% | 4705,72 | 4,71E+09 | 9,4114E+11 | 8,47E+10 |
| Área 10% | 1809,76 | 1,81E+09 | 7,2391E+10 | 3,26E+09 |
| Área 50% | 9048,82 | 9,05E+09 | 3,6195E+11 | 1,63E+10 |
| Área 90% | 16287,87 | 1,63E+10 | 6,5151E+11 | 2,93E+10 |
| Área 10% | 1274,02 | 1,27E+09 | 3,1850E+11 | 1,91E+10 |
| Área 50% | 6370,09 | 6,37E+09 | 1,5925E+12 | 9,56E+10 |
| Área 90% | 11466,16 | 1,15E+10 | 2,8665E+12 | 1,72E+11 |
| Área 10% | 205,80 | 2,06E+08 | 3,7044E+10 | 2,22E+09 |
| Área 50% | 1029,00 | 1,03E+09 | 1,8522E+11 | 1,11E+10 |
| Área 90% | 1852,20 | 1,85E+09 | 3,3340E+11 | 2,00E+10 |
| Área 10% | 286,31 | 2,86E+08 | 7,1577E+10 | 6,44E+09 |
| Área 50% | 1431,55 | 1,43E+09 | 3,5789E+11 | 3,22E+10 |
| Área 90% | 2576,78 | 2,58E+09 | 6,4420E+11 | 5,80E+10 |

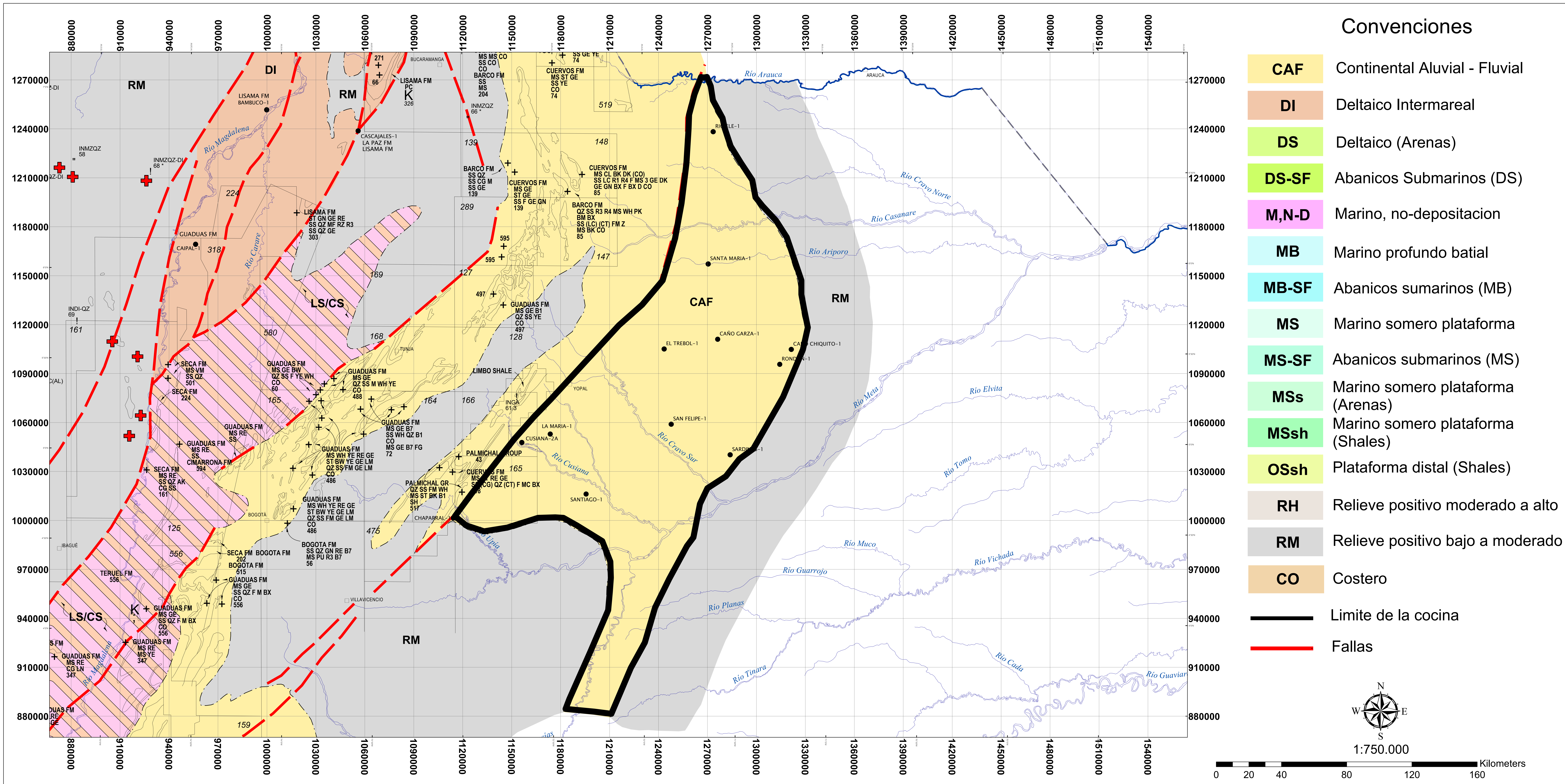
| | | | | |
|----------|----------|----------|------------|----------|
| Área 10% | 99,37 | 9,94E+07 | 1,9875E+10 | 1,79E+09 |
| Área 50% | 496,87 | 4,97E+08 | 9,9373E+10 | 8,94E+09 |
| Área 90% | 894,36 | 8,94E+08 | 1,7887E+11 | 1,61E+10 |
| Área 10% | 385,68 | 3,86E+08 | 3,8568E+10 | 2,31E+09 |
| Área 50% | 1928,41 | 1,93E+09 | 1,9284E+11 | 1,16E+10 |
| Área 90% | 3471,14 | 3,47E+09 | 3,4711E+11 | 2,08E+10 |
| Área 10% | 356,74 | 3,57E+08 | 3,5674E+10 | 2,14E+09 |
| Área 50% | 1783,72 | 1,78E+09 | 1,7837E+11 | 1,07E+10 |
| Área 90% | 3210,69 | 3,21E+09 | 3,2107E+11 | 1,93E+10 |
| Área 10% | 64,08 | 6,41E+07 | 1,2815E+10 | 7,69E+08 |
| Área 50% | 320,39 | 3,20E+08 | 6,4077E+10 | 3,84E+09 |
| Área 90% | 576,69 | 5,77E+08 | 1,1534E+11 | 6,92E+09 |
| Área 10% | 298,05 | 2,98E+08 | 8,9414E+10 | 5,36E+09 |
| Área 50% | 1490,23 | 1,49E+09 | 4,4707E+11 | 2,68E+10 |
| Área 90% | 2682,41 | 2,68E+09 | 8,0472E+11 | 4,83E+10 |
| Área 10% | 1512,65 | 1,51E+09 | 1,5127E+11 | 1,82E+10 |
| Área 50% | 7563,27 | 7,56E+09 | 7,5633E+11 | 9,08E+10 |
| Área 90% | 13613,88 | 1,36E+10 | 1,3614E+12 | 1,63E+11 |
| Área 10% | 410,35 | 4,10E+08 | 1,2310E+11 | 7,39E+09 |
| Área 50% | 2051,73 | 2,05E+09 | 6,1552E+11 | 3,69E+10 |
| Área 90% | 3693,11 | 3,69E+09 | 1,1079E+12 | 6,65E+10 |

| MASA DE TOC gr. | HC GENERADO Kgr HC | HC GENERADO TON HC | HC GENERADO. BBL | HC ACUMULADO. BBL |
|-----------------|--------------------|--------------------|------------------|-------------------|
| 6,70E+16 | 8,04E+12 | 8,04E+09 | 5,58E+10 | 5,58E+09 |
| 3,35E+17 | 4,02E+13 | 4,02E+10 | 2,79E+11 | 2,79E+10 |
| 6,03E+17 | 7,23E+13 | 7,23E+10 | 5,02E+11 | 5,02E+10 |
| 5,48E+16 | 4,93E+12 | 4,93E+09 | 3,43E+10 | 3,43E+09 |
| 2,74E+17 | 2,47E+13 | 2,47E+10 | 1,71E+11 | 1,71E+10 |
| 4,93E+17 | 4,44E+13 | 4,44E+10 | 3,08E+11 | 3,08E+10 |
| 1,36E+15 | 2,85E+11 | 2,85E+08 | 1,98E+09 | 1,98E+08 |
| 6,78E+15 | 1,42E+12 | 1,42E+09 | 9,88E+09 | 9,88E+08 |
| 1,22E+16 | 2,56E+12 | 2,56E+09 | 1,78E+10 | 1,78E+09 |
| 4,04E+15 | 1,61E+11 | 1,61E+08 | 1,12E+09 | 1,12E+08 |
| 2,02E+16 | 8,07E+11 | 8,07E+08 | 5,60E+09 | 5,60E+08 |
| 3,63E+16 | 1,45E+12 | 1,45E+09 | 1,01E+10 | 1,01E+09 |
| 1,47E+16 | 1,47E+12 | 1,47E+09 | 1,02E+10 | 1,02E+09 |
| 7,34E+16 | 7,34E+12 | 7,34E+09 | 5,10E+10 | 5,10E+09 |
| 1,32E+17 | 1,32E+13 | 1,32E+10 | 9,18E+10 | 9,18E+09 |
| 5,75E+15 | 4,31E+11 | 4,31E+08 | 3,00E+09 | 3,00E+08 |
| 2,88E+16 | 2,16E+12 | 2,16E+09 | 1,50E+10 | 1,50E+09 |
| 5,18E+16 | 3,88E+12 | 3,88E+09 | 2,70E+10 | 2,70E+09 |
| 1,38E+16 | 1,65E+12 | 1,65E+09 | 1,15E+10 | 1,15E+09 |
| 6,89E+16 | 8,27E+12 | 8,27E+09 | 5,74E+10 | 5,74E+09 |
| 1,24E+17 | 1,49E+13 | 1,49E+10 | 1,03E+11 | 1,03E+10 |
| 1,03E+16 | 2,77E+12 | 2,77E+09 | 1,93E+10 | 1,93E+09 |
| 5,14E+16 | 1,39E+13 | 1,39E+10 | 9,63E+10 | 9,63E+09 |
| 9,25E+16 | 2,50E+13 | 2,50E+10 | 1,73E+11 | 1,73E+10 |
| 1,34E+16 | 2,25E+12 | 2,25E+09 | 1,56E+10 | 1,56E+09 |
| 6,70E+16 | 1,13E+13 | 1,13E+10 | 7,82E+10 | 7,82E+09 |
| 1,21E+17 | 2,03E+13 | 2,03E+10 | 1,41E+11 | 1,41E+10 |
| 9,29E+15 | 1,30E+12 | 1,30E+09 | 9,03E+09 | 9,03E+08 |
| 4,64E+16 | 6,50E+12 | 6,50E+09 | 4,51E+10 | 4,51E+09 |
| 8,36E+16 | 1,17E+13 | 1,17E+10 | 8,13E+10 | 8,13E+09 |
| 9,41E+15 | 3,29E+11 | 3,29E+08 | 2,29E+09 | 2,29E+08 |
| 4,71E+16 | 1,65E+12 | 1,65E+09 | 1,14E+10 | 1,14E+09 |
| 8,47E+16 | 2,96E+12 | 2,96E+09 | 2,06E+10 | 2,06E+09 |
| 3,26E+15 | 4,89E+11 | 4,89E+08 | 3,39E+09 | 3,39E+08 |
| 1,63E+16 | 2,44E+12 | 2,44E+09 | 1,70E+10 | 1,70E+09 |
| 2,93E+16 | 4,40E+12 | 4,40E+09 | 3,05E+10 | 3,05E+09 |
| 1,91E+16 | 7,64E+11 | 7,64E+08 | 5,31E+09 | 5,31E+08 |
| 9,56E+16 | 3,82E+12 | 3,82E+09 | 2,65E+10 | 2,65E+09 |
| 1,72E+17 | 6,88E+12 | 6,88E+09 | 4,78E+10 | 4,78E+09 |
| 2,22E+15 | 3,33E+11 | 3,33E+08 | 2,32E+09 | 2,32E+08 |
| 1,11E+16 | 1,67E+12 | 1,67E+09 | 1,16E+10 | 1,16E+09 |
| 2,00E+16 | 3,00E+12 | 3,00E+09 | 2,08E+10 | 2,08E+09 |
| 6,44E+15 | 7,73E+11 | 7,73E+08 | 5,37E+09 | 5,37E+08 |
| 3,22E+16 | 3,87E+12 | 3,87E+09 | 2,68E+10 | 2,68E+09 |
| 5,80E+16 | 6,96E+12 | 6,96E+09 | 4,83E+10 | 4,83E+09 |

| | | | | |
|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1,79E+15 | 3,76E+11 | 3,76E+08 | 2,61E+09 | 2,61E+08 |
| 8,94E+15 | 1,88E+12 | 1,88E+09 | 1,30E+10 | 1,30E+09 |
| 1,61E+16 | 3,38E+12 | 3,38E+09 | 2,35E+10 | 2,35E+09 |
| 2,31E+15 | 1,39E+11 | 1,39E+08 | 9,64E+08 | 9,64E+07 |
| 1,16E+16 | 6,94E+11 | 6,94E+08 | 4,82E+09 | 4,82E+08 |
| 2,08E+16 | 1,25E+12 | 1,25E+09 | 8,68E+09 | 8,68E+08 |
| 2,14E+15 | 1,50E+11 | 1,50E+08 | 1,04E+09 | 1,04E+08 |
| 1,07E+16 | 7,49E+11 | 7,49E+08 | 5,20E+09 | 5,20E+08 |
| 1,93E+16 | 1,35E+12 | 1,35E+09 | 9,36E+09 | 9,36E+08 |
| 7,69E+14 | 5,20E+10 | 5,20E+07 | 3,61E+08 | 3,61E+07 |
| 3,84E+15 | 2,60E+11 | 2,60E+08 | 1,80E+09 | 1,80E+08 |
| 6,92E+15 | 4,68E+11 | 4,68E+08 | 3,25E+09 | 3,25E+08 |
| 5,36E+15 | 2,15E+11 | 2,15E+08 | 1,49E+09 | 1,49E+08 |
| 2,68E+16 | 1,07E+12 | 1,07E+09 | 7,45E+09 | 7,45E+08 |
| 4,83E+16 | 1,93E+12 | 1,93E+09 | 1,34E+10 | 1,34E+09 |
| 1,82E+16 | 5,45E+11 | 5,45E+08 | 3,78E+09 | 3,78E+08 |
| 9,08E+16 | 2,72E+12 | 2,72E+09 | 1,89E+10 | 1,89E+09 |
| 1,63E+17 | 4,90E+12 | 4,90E+09 | 3,40E+10 | 3,40E+09 |
| 7,39E+15 | 7,39E+11 | 7,39E+08 | 5,13E+09 | 5,13E+08 |
| 3,69E+16 | 3,69E+12 | 3,69E+09 | 2,56E+10 | 2,56E+09 |
| 6,65E+16 | 6,65E+12 | 6,65E+09 | 4,62E+10 | 4,62E+09 |

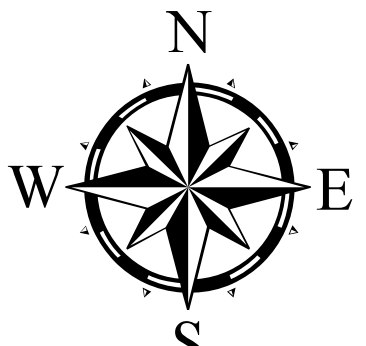
| POTENCIAL TOTAL DE RECURSOS BBP | ESCENARIOS | TOTAL BBP |
|---------------------------------|------------|-----------|
| 5,58 | Área 10% | 9,01 |
| 27,90 | | |
| 50,22 | | |
| 3,43 | Área 50% | 45,03 |
| 17,13 | | |
| 30,83 | | |
| 0,20 | Área 90% | 81,05 |
| 0,99 | | |
| 1,78 | | |
| 0,11 | Área 10% | 0,31 |
| 0,56 | | |
| 1,01 | | |
| 1,02 | Área 50% | 1,55 |
| 5,10 | | |
| 9,18 | | |
| 0,30 | Área 90% | 2,79 |
| 1,50 | | |
| 2,70 | | |
| 1,15 | Área 10% | 1,32 |
| 5,74 | | |
| 10,33 | | |
| 1,93 | Área 50% | 6,60 |
| 9,63 | | |
| 17,34 | | |
| 1,56 | Área 90% | 11,88 |
| 7,82 | | |
| 14,08 | | |
| 0,90 | Área 10% | 3,08 |
| 4,51 | | |
| 8,13 | | |
| 0,23 | Área 50% | 15,38 |
| 1,14 | | |
| 2,06 | | |
| 0,34 | Área 90% | 27,68 |
| 1,70 | | |
| 3,05 | | |
| 0,53 | Área 10% | 2,47 |
| 2,65 | | |
| 4,78 | | |
| 0,23 | Área 50% | 12,33 |
| 1,16 | | |
| 2,08 | | |
| 0,54 | Área 90% | 22,20 |
| 2,68 | | |
| 4,83 | | |
| | Área 10% | 0,23 |
| | | |
| | | |
| | Área 50% | 1,14 |
| | | |
| | | |
| | Área 90% | 2,06 |
| | | |
| | | |
| | Área 10% | 0,34 |
| | | |
| | | |
| | Área 50% | 1,70 |
| | | |
| | | |
| | Área 90% | 3,05 |
| | | |
| | | |
| | Área 10% | 0,88 |
| | | |
| | | |
| | Área 50% | 4,42 |
| | | |
| | | |
| | Área 90% | 8,85 |
| | | |
| | | |
| | Área 10% | 0,23 |
| | | |
| | | |
| | Área 50% | 1,16 |
| | | |
| | | |
| | Área 90% | 2,08 |
| | | |
| | | |
| | Área 10% | 0,80 |
| | | |
| | | |
| | Área 50% | 2,00 |
| | | |
| | | |

| | | |
|------|----------|--------|
| 0,26 | Área 50% | 0,26 |
| 1,30 | Área 90% | 7,18 |
| 2,35 | | |
| 0,10 | Área 10% | 0,10 |
| 0,48 | Área 50% | 0,48 |
| 0,87 | Área 90% | 0,87 |
| 0,10 | Área 10% | 0,10 |
| 0,52 | Área 50% | 0,52 |
| 0,94 | Área 90% | 0,94 |
| 0,04 | Área 10% | 0,04 |
| 0,18 | Área 50% | 0,18 |
| 0,32 | Área 90% | 0,32 |
| 0,15 | Área 10% | 0,15 |
| 0,75 | Área 50% | 0,75 |
| 1,34 | Área 90% | 1,34 |
| 0,38 | Área 10% | 0,38 |
| 1,89 | Área 50% | 1,89 |
| 3,40 | Área 90% | 3,40 |
| 0,51 | Área 10% | 0,51 |
| 2,56 | Área 50% | 2,56 |
| 4,62 | Área 90% | 4,62 |
| | Área 10% | 19,93 |
| | Área 50% | 99,68 |
| | Área 90% | 180,31 |

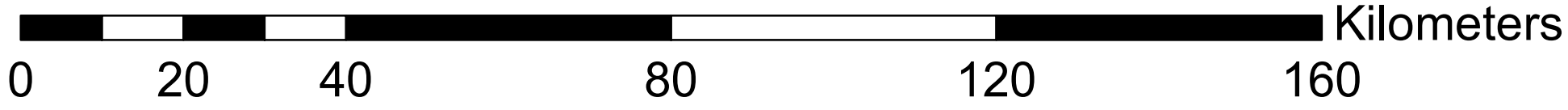


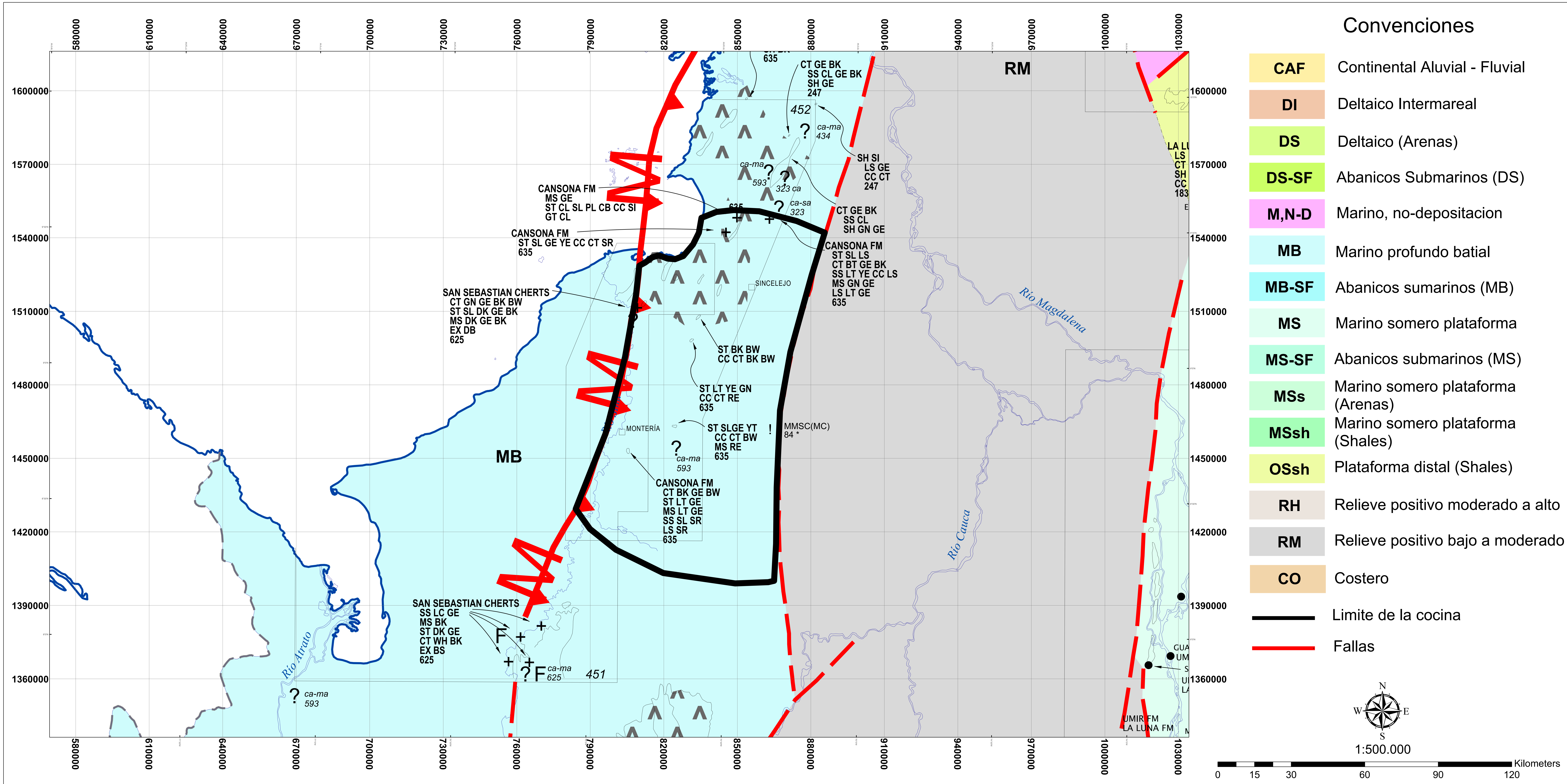
Convenciones

- CAF** Continental Aluvial - Fluvial
- DI** Deltaico Intermareal
- DS** Deltaico (Arenas)
- DS-SF** Abanicos Submarinos (DS)
- M,N-D** Marino, no-depositacion
- MB** Marino profundo batial
- MB-SF** Abanicos sumarinos (MB)
- MS** Marino somero plataforma
- MS-SF** Abanicos submarinos (MS)
- MSs** Marino somero plataforma (Arenas)
- MSsh** Marino somero plataforma (Shales)
- OSsh** Plataforma distal (Shales)
- RH** Relieve positivo moderado a alto
- RM** Relieve positivo bajo a moderado
- CO** Costero
- Limite de la cocina**
- Fallas**



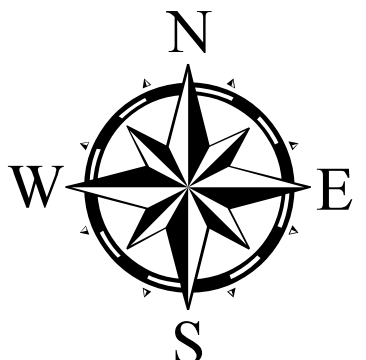
1:750.000



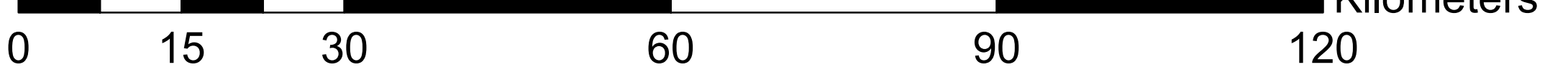


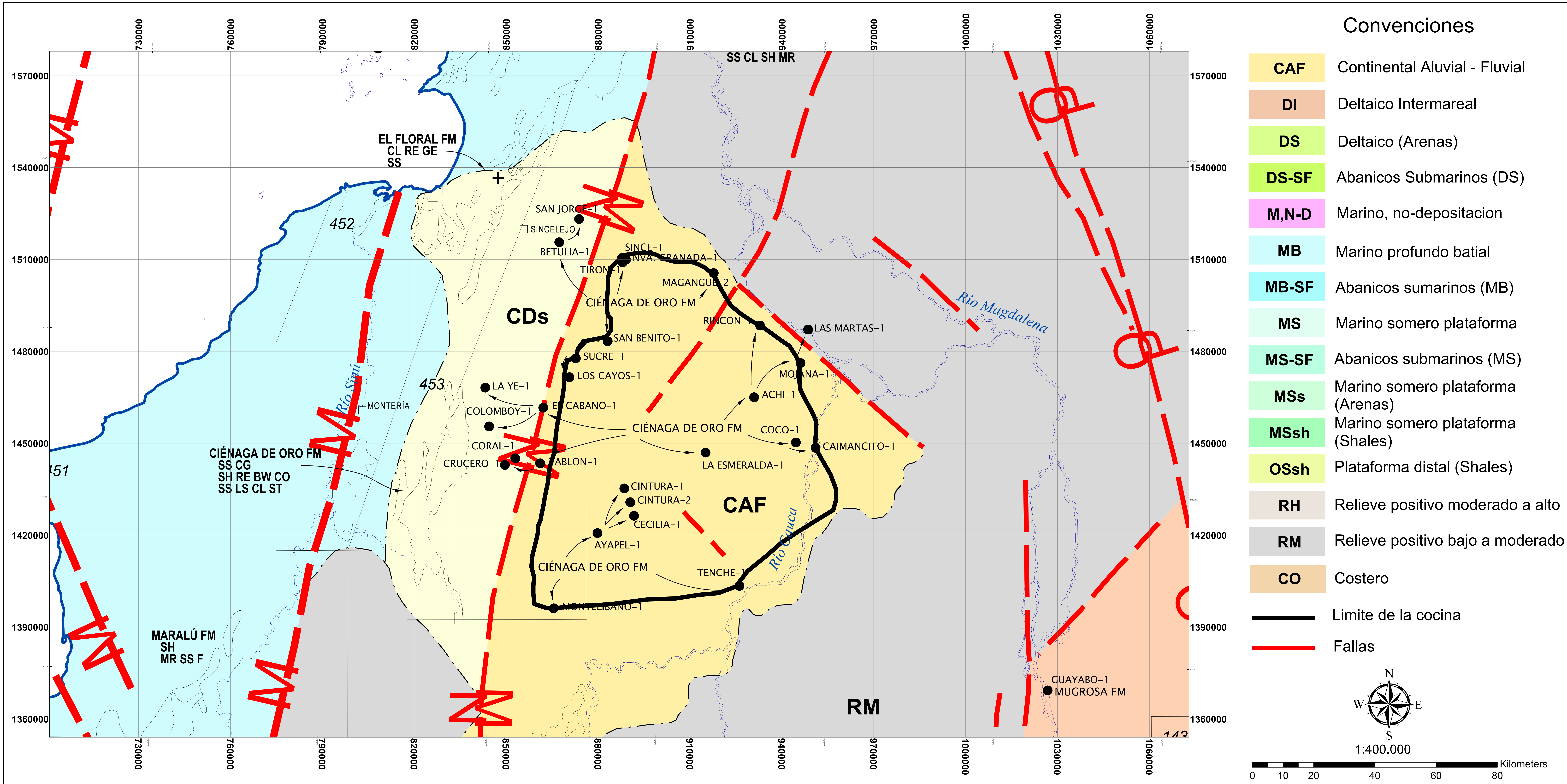
Convenciones

- CAF** Continental Aluvial - Fluvial
- DI** Deltaico Intermareal
- DS** Deltaico (Arenas)
- DS-SF** Abanicos Submarinos (DS)
- M,N-D** Marino, no-depositacion
- MB** Marino profundo batial
- MB-SF** Abanicos sumarinos (MB)
- MS** Marino somero plataforma
- MS-SF** Abanicos submarinos (MS)
- MSs** Marino somero plataforma (Arenas)
- MSsh** Marino somero plataforma (Shales)
- OSsh** Plataforma distal (Shales)
- RH** Relieve positivo moderado a alto
- RM** Relieve positivo bajo a moderado
- CO** Costero
- Limite de la cocina**
- Fallas**



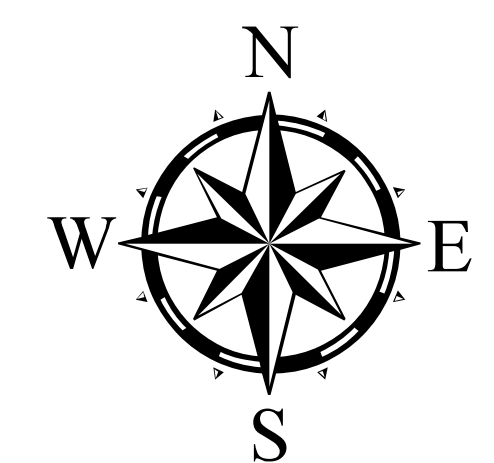
1:500.000



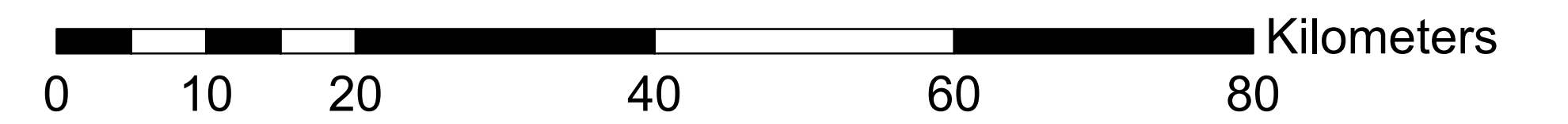


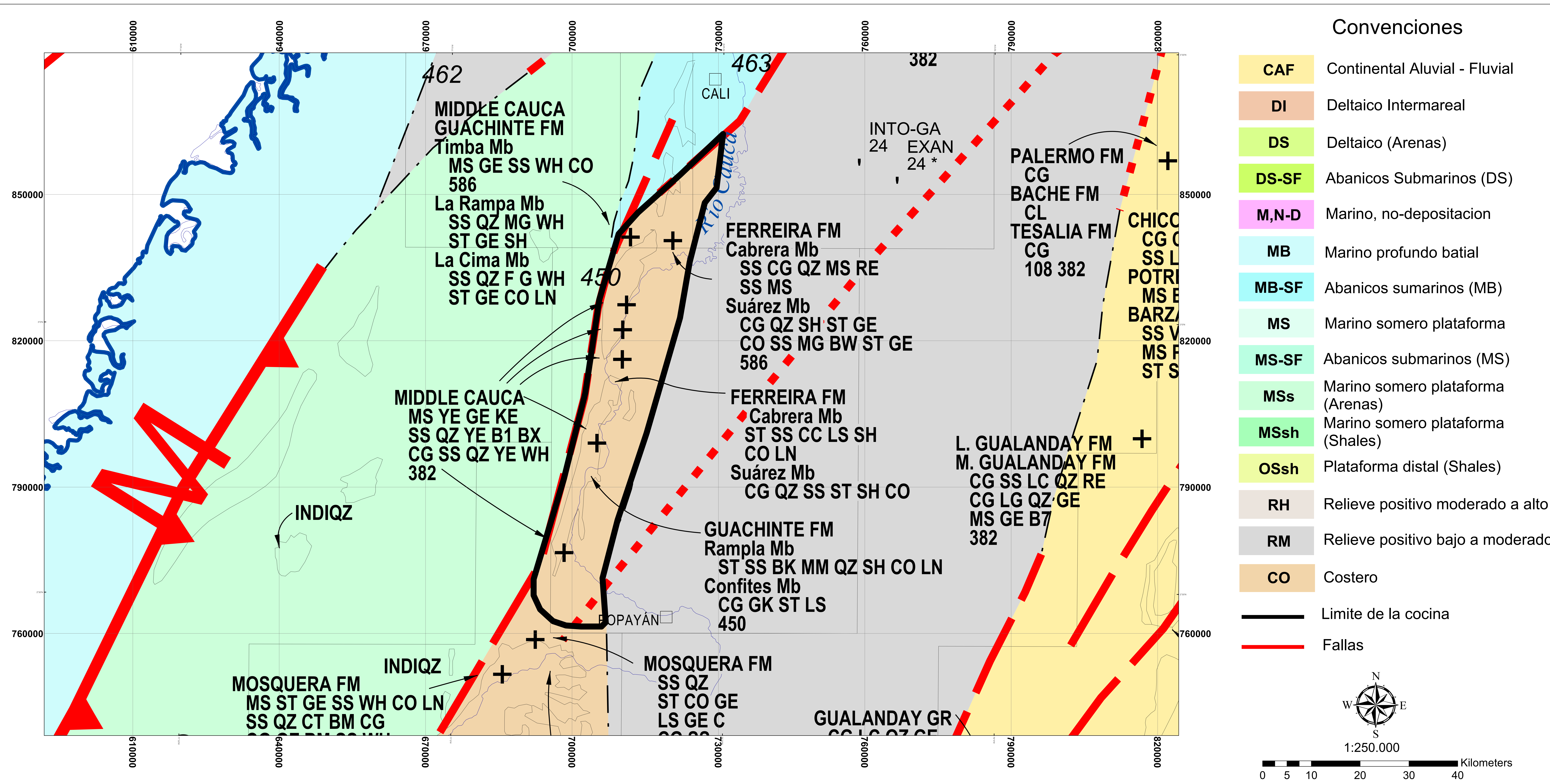
Convenciones

- CAF** Continental Aluvial - Fluvial
- DI** Deltaico Intermareal
- DS** Deltaico (Arenas)
- DS-SF** Abanicos Submarinos (DS)
- M,N-D** Marino, no-depositacion
- MB** Marino profundo batial
- MB-SF** Abanicos sumarios (MB)
- MS** Marino somero plataforma
- MS-SF** Abanicos submarinos (MS)
- MSs** Marino somero plataforma (Arenas)
- MSsh** Marino somero plataforma (Shales)
- OSsh** Plataforma distal (Shales)
- RH** Relieve positivo moderado a alto
- RM** Relieve positivo bajo a moderado
- CO** Costero
- Limite de la cocina**
- Fallas**



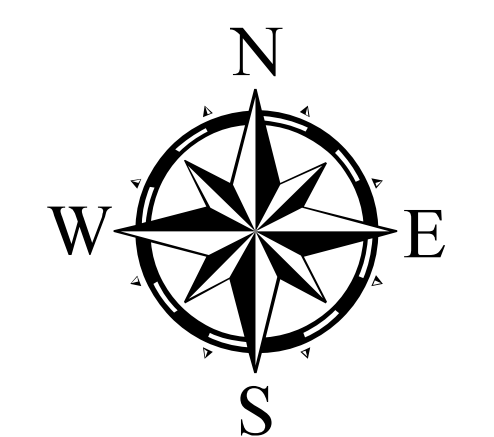
1:400.000



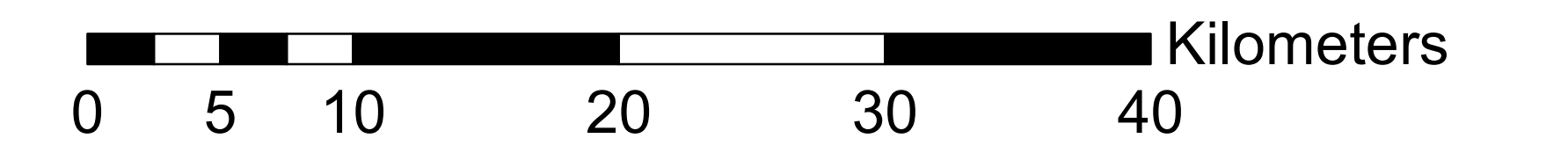


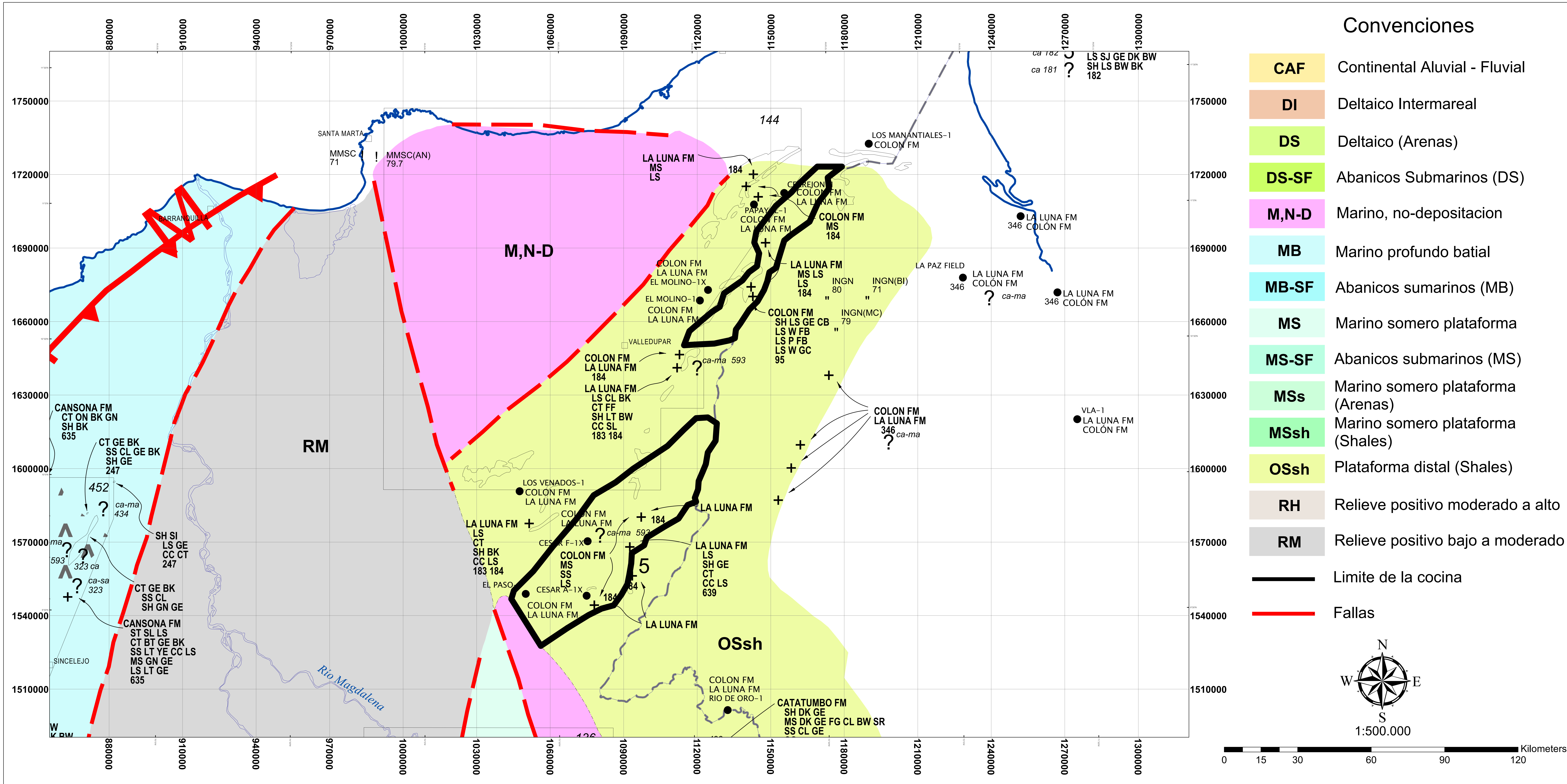
Convenciones

- CAF** Continental Aluvial - Fluvial
- DI** Deltaico Intermareal
- DS** Deltaico (Arenas)
- DS-SF** Abanicos Submarinos (DS)
- M,N-D** Marino, no-depositacion
- MB** Marino profundo batial
- MB-SF** Abanicos sumarinos (MB)
- MS** Marino somero plataforma
- MS-SF** Abanicos submarinos (MS)
- MSs** Marino somero plataforma (Arenas)
- MSsh** Marino somero plataforma (Shales)
- OSsh** Plataforma distal (Shales)
- RH** Relieve positivo moderado a alto
- RM** Relieve positivo bajo a moderado
- CO** Costero
- Limite de la cocina
- Fallas



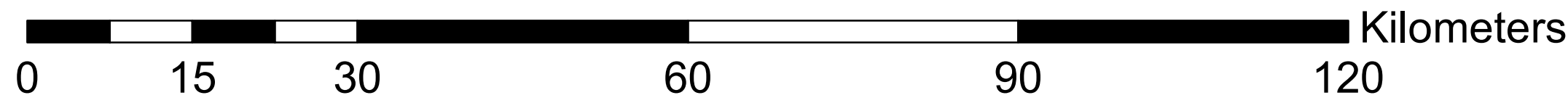
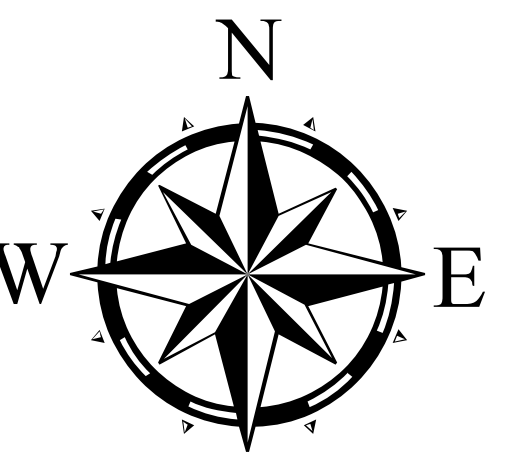
1:250.000

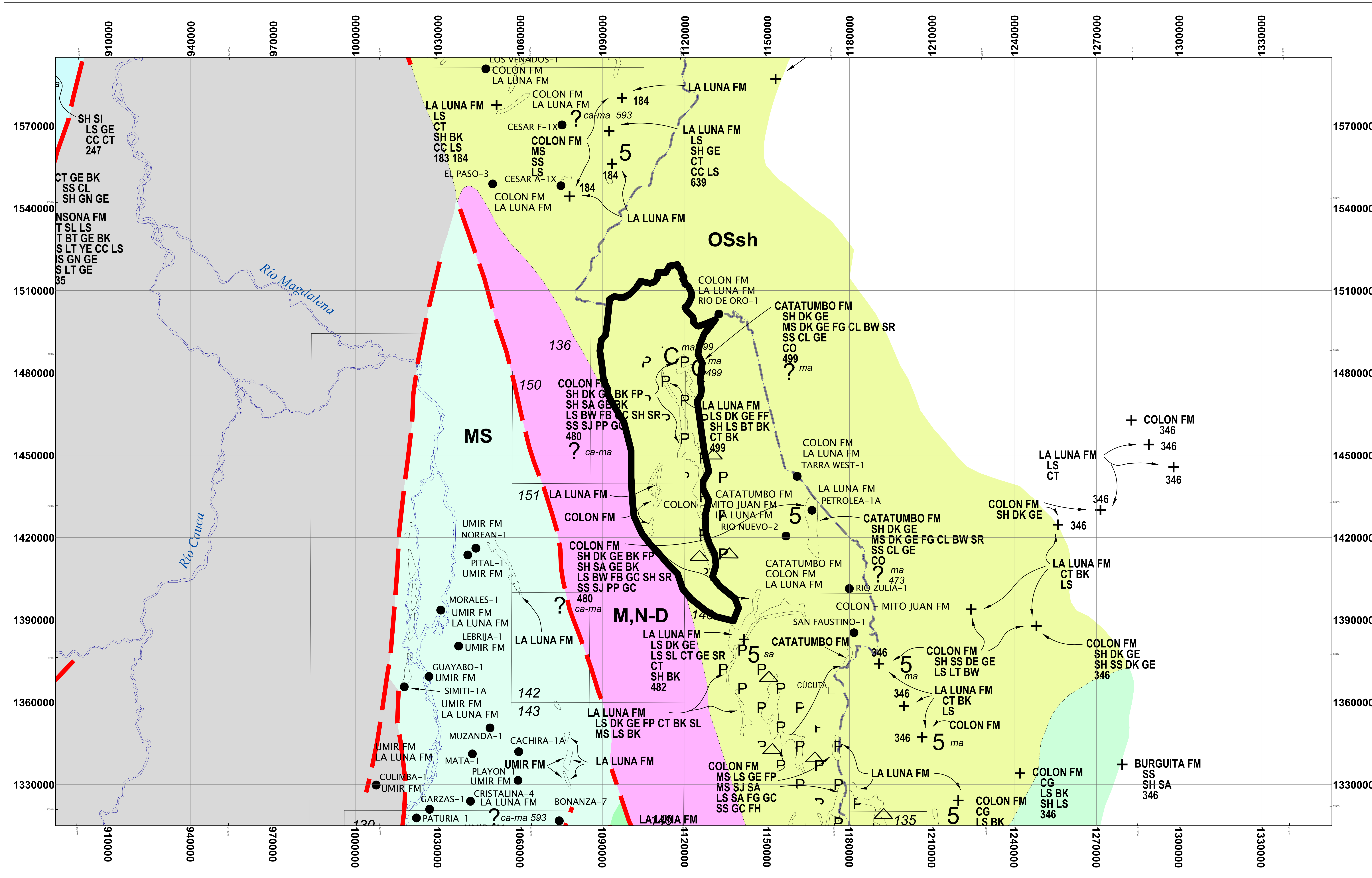




Convenciones

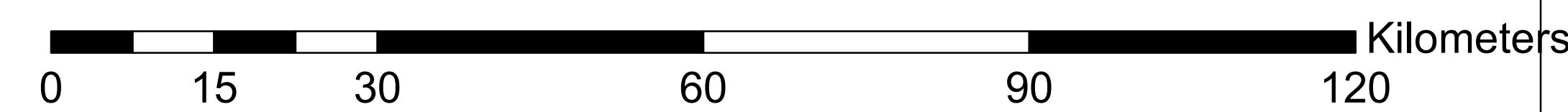
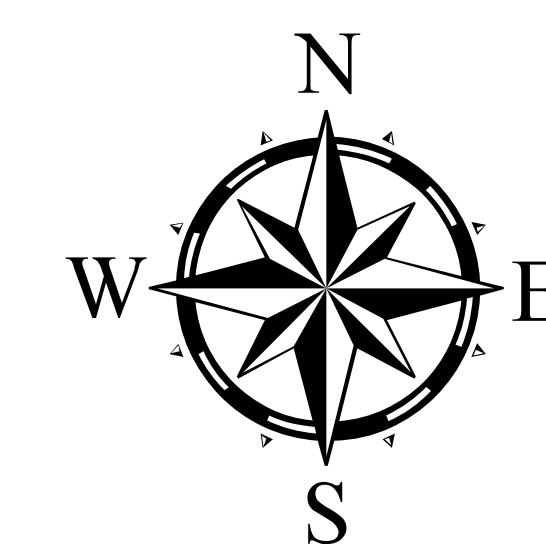
- CAF Continental Aluvial - Fluvial
- DI Deltaico Intermareal
- DS Deltaico (Arenas)
- DS-SF Abanicos Submarinos (DS)
- M,N-D Marino, no-depositacion
- MB Marino profundo batial
- MB-SF Abanicos sumarios (MB)
- MS Marino somero plataforma
- MS-SF Abanicos submarinos (MS)
- MSs Marino somero plataforma (Arenas)
- MSsh Marino somero plataforma (Shales)
- OSsh Plataforma distal (Shales)
- RH Relieve positivo moderado a alto
- RM Relieve positivo bajo a moderado
- Limite de la cocina
- Fallas

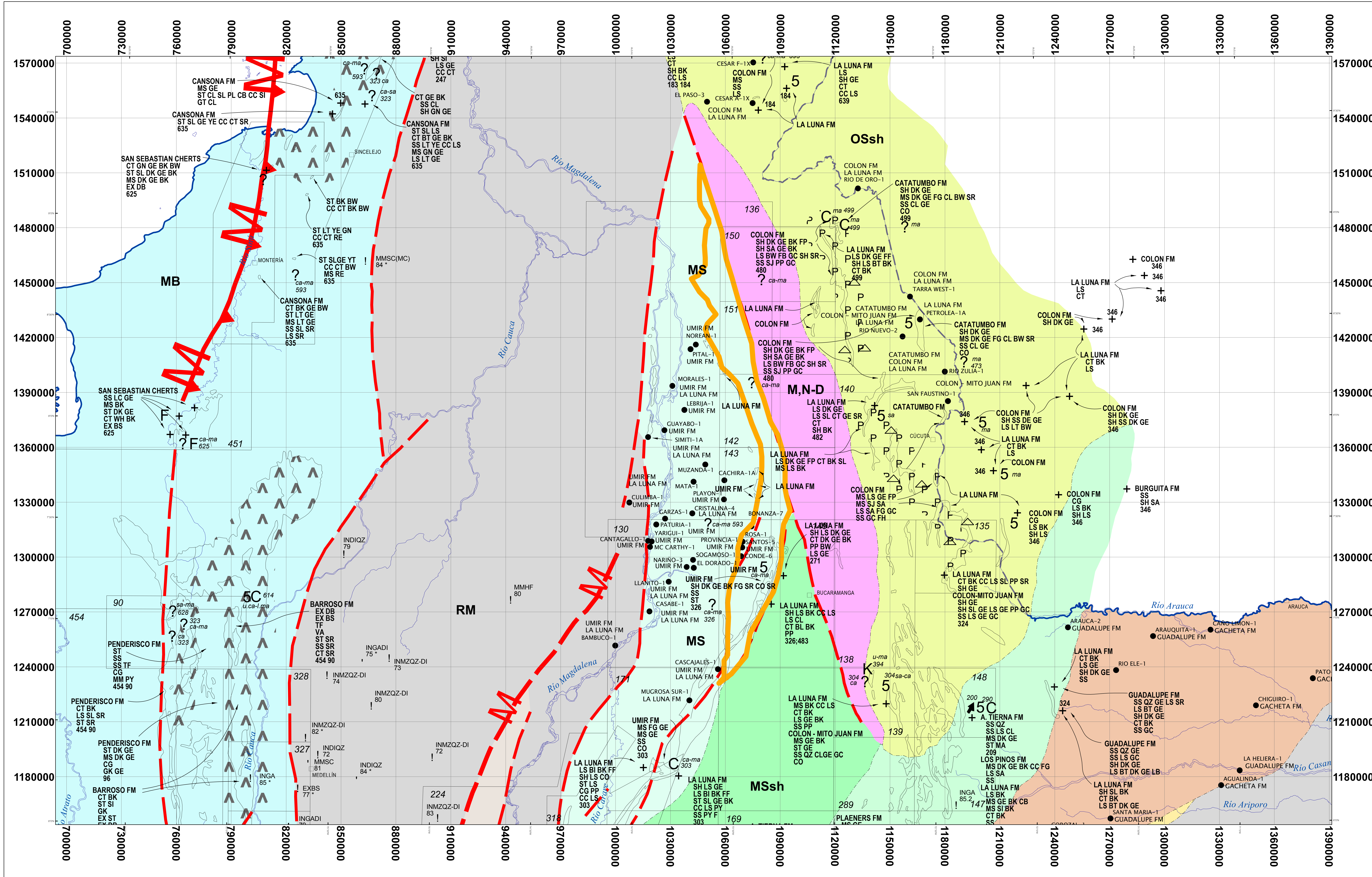




Convenciones

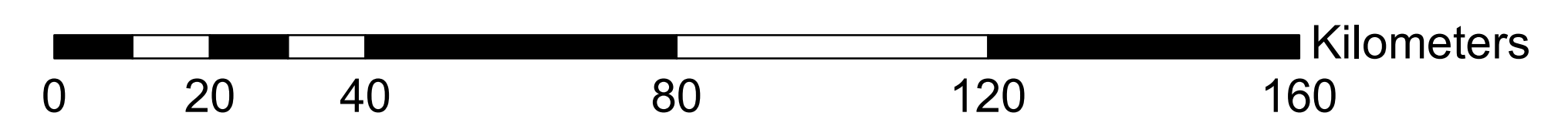
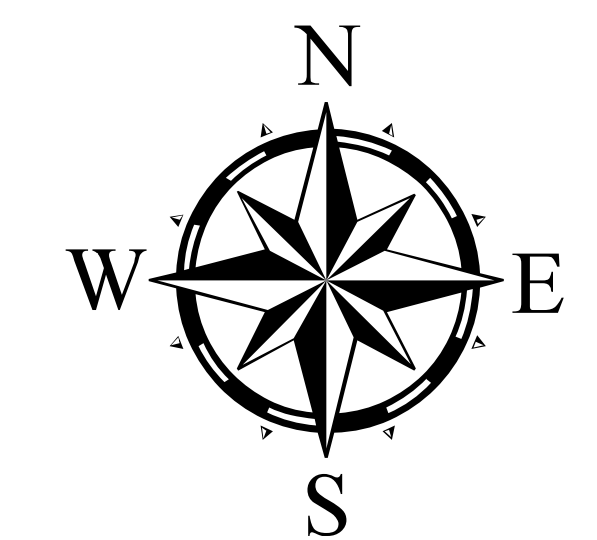
- CAF** Continental Aluvial - Fluvial
- DI** Deltaico Intermareal
- DS** Deltaico (Arenas)
- DS-SF** Abanicos Submarinos (DS)
- M,N-D** Marino, no-depositacion
- MB** Marino profundo batial
- MB-SF** Abanicos sumarinos (MB)
- MS** Marino somero plataforma
- MS-SF** Abanicos submarinos (MS)
- MSs** Marino somero plataforma (Arenas)
- MSsh** Marino somero plataforma (Shales)
- OSsh** Plataforma distal (Shales)
- RH** Relieve positivo moderado a alto
- RM** Relieve positivo bajo a moderado
- Limite de la cocina
- Fallas

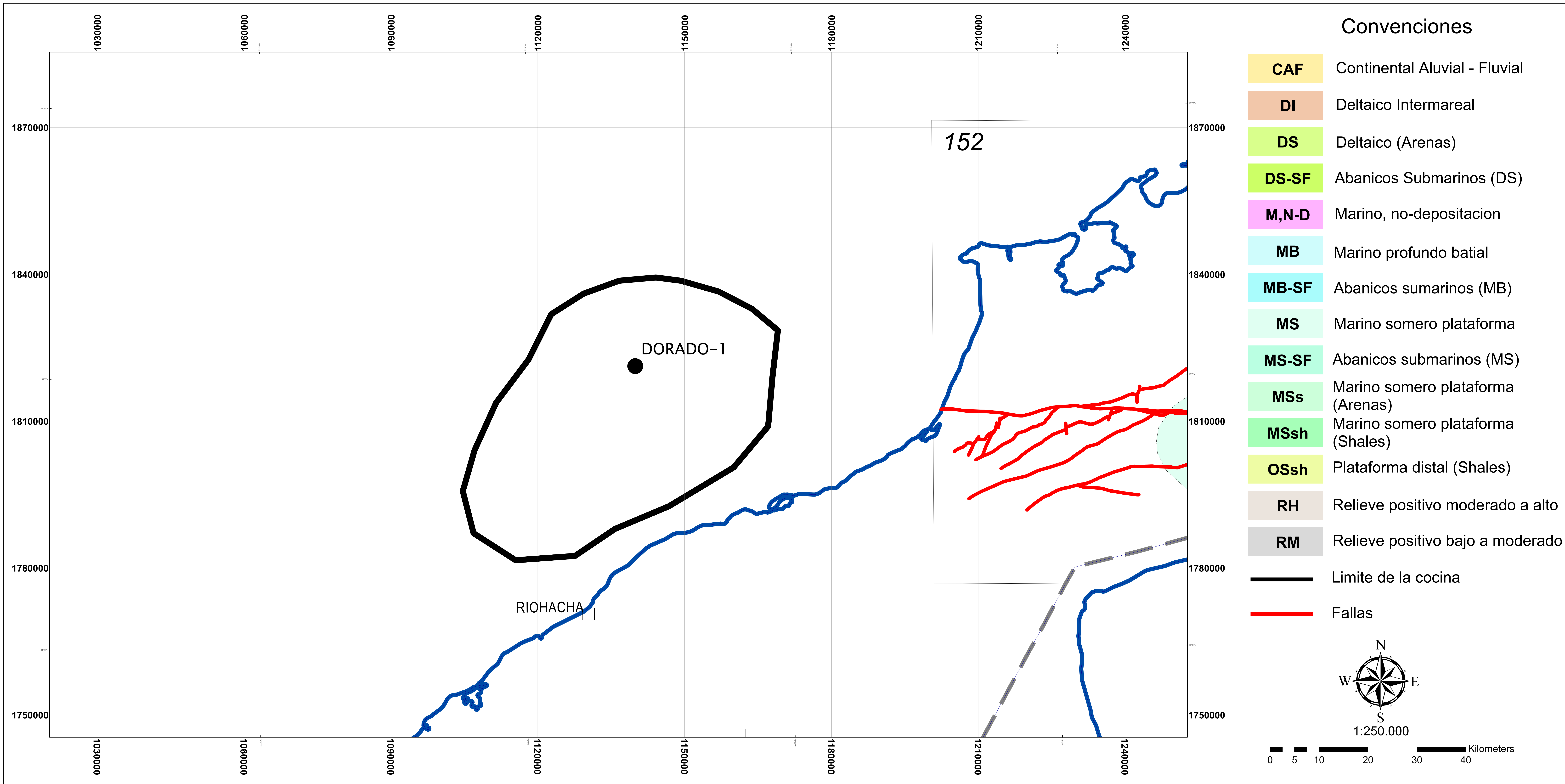


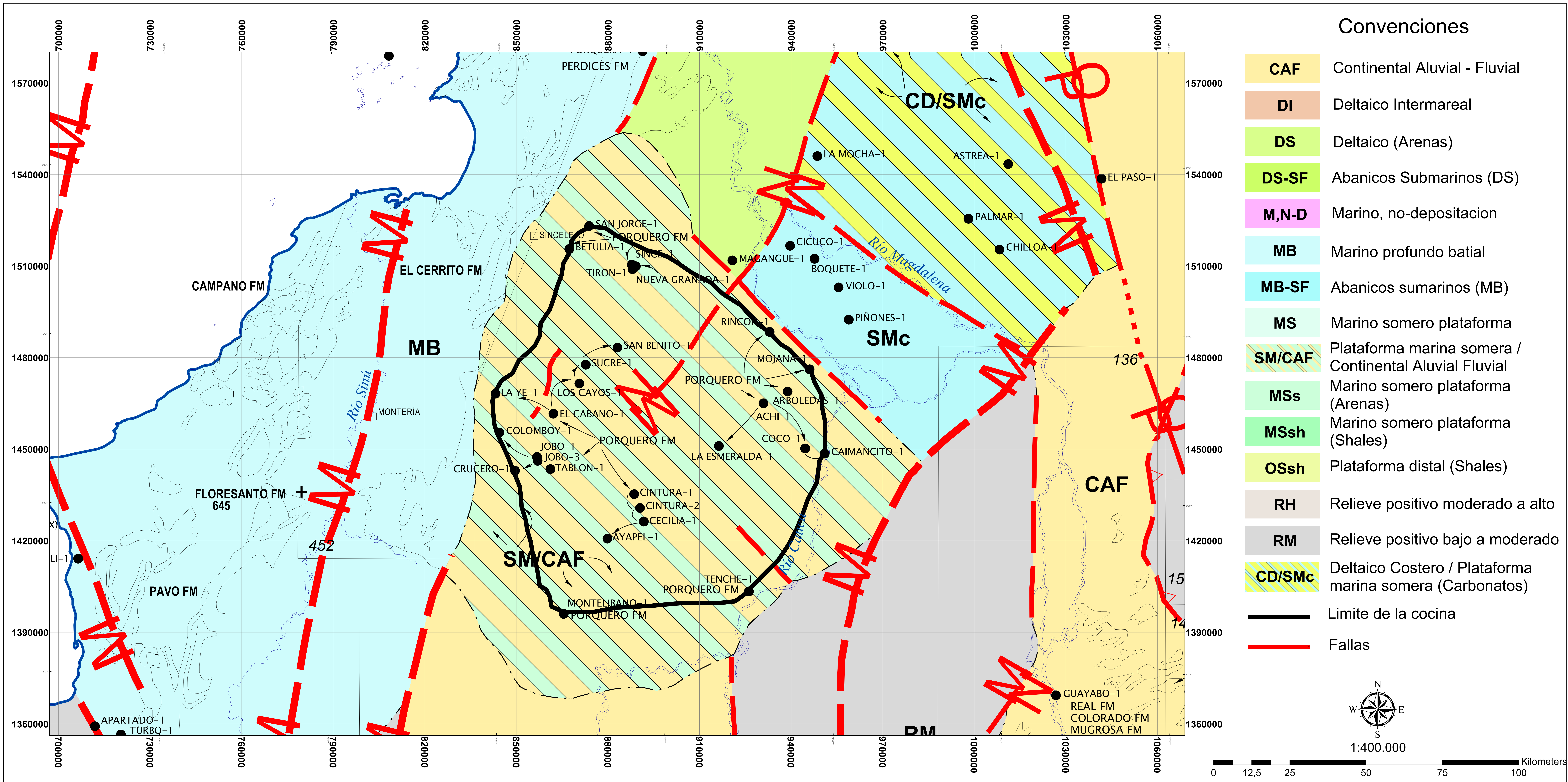


Convenciones

- CAF** Continental Aluvial - Fluvial
- DI** Deltaico Intermareal
- DS** Deltaico (Arenas)
- DS-SF** Abanicos Submarinos (DS)
- M,N-D** Marino, no-depositacion
- MB** Marino profundo batial
- MB-SF** Abanicos sumarios (MB)
- MS** Marino somero plataforma
- MS-SF** Abanicos submarinos (MS)
- MSs** Marino somero plataforma (Arenas)
- MSsh** Marino somero plataforma (Shales)
- OSsh** Plataforma distal (Shales)
- RH** Relieve positivo moderado a alto
- RM** Relieve positivo bajo a moderado
- Limite de la cocina
- Fallas

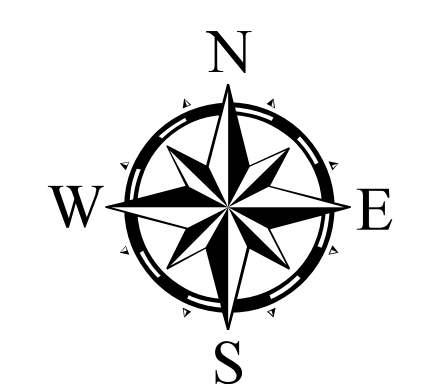




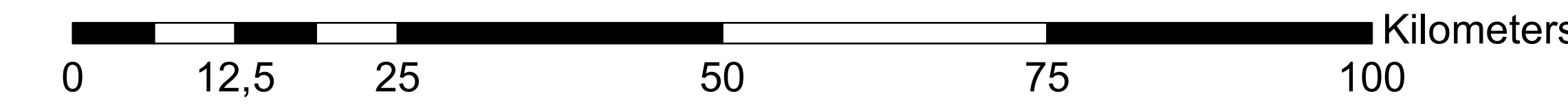


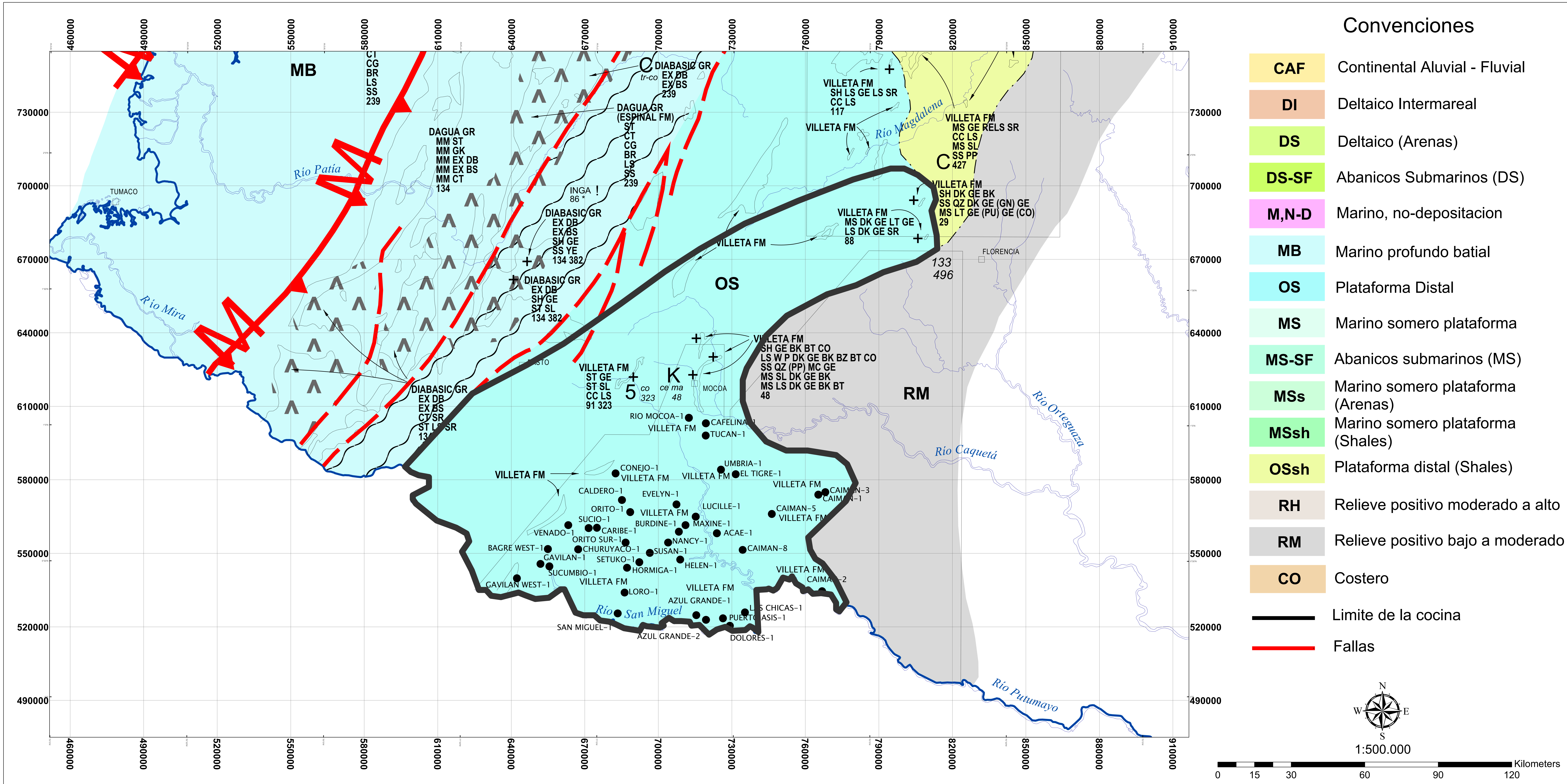
Convenciones

- CAF** Continental Aluvial - Fluvial
- DI** Deltaico Intermareal
- DS** Deltaico (Arenas)
- DS-SF** Abanicos Submarinos (DS)
- M,N-D** Marino, no-depositacion
- MB** Marino profundo batial
- MB-SF** Abanicos sumarios (MB)
- MS** Marino somero plataforma
- SM/CAF** Plataforma marina somera / Continental Aluvial Fluvial
- MSs** Marino somero plataforma (Arenas)
- MSsh** Marino somero plataforma (Shales)
- OSsh** Plataforma distal (Shales)
- RH** Relieve positivo moderado a alto
- RM** Relieve positivo bajo a moderado
- CD/SMc** Deltaico Costero / Plataforma marina somera (Carbonatos)
- Limite de la cocina**
- Fallas**



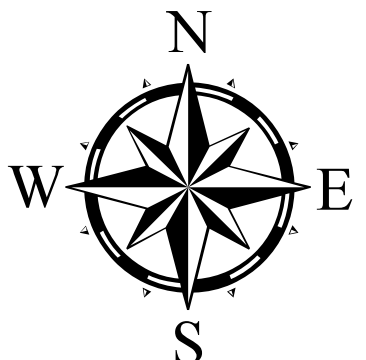
1:400.000



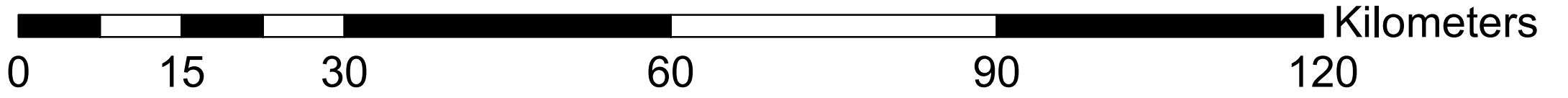


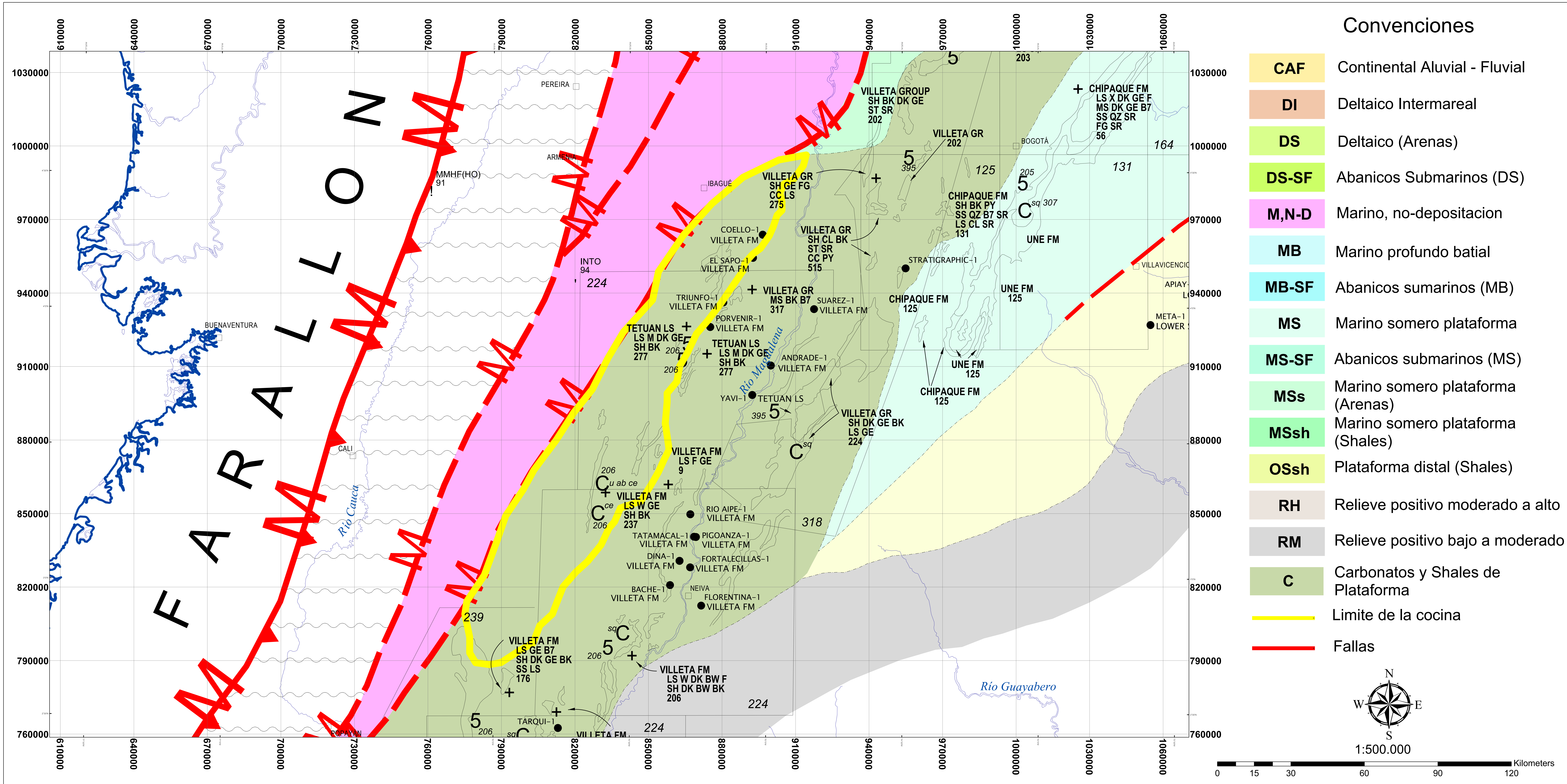
Convenciones

- CAF** Continental Aluvial - Fluvial
- DI** Deltaico Intermareal
- DS** Deltaico (Arenas)
- DS-SF** Abanicos Submarinos (DS)
- M,N-D** Marino, no-depositacion
- MB** Marino profundo batial
- OS** Plataforma Distal
- MS** Marino somero plataforma
- MS-SF** Abanicos submarinos (MS)
- MSs** Marino somero plataforma (Arenas)
- MSsh** Marino somero plataforma (Shales)
- OSsh** Plataforma distal (Shales)
- RH** Relieve positivo moderado a alto
- RM** Relieve positivo bajo a moderado
- CO** Costero
- Limite de la cocina
- Fallas



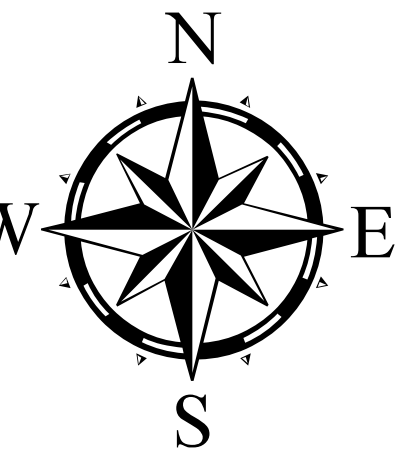
1:500.000



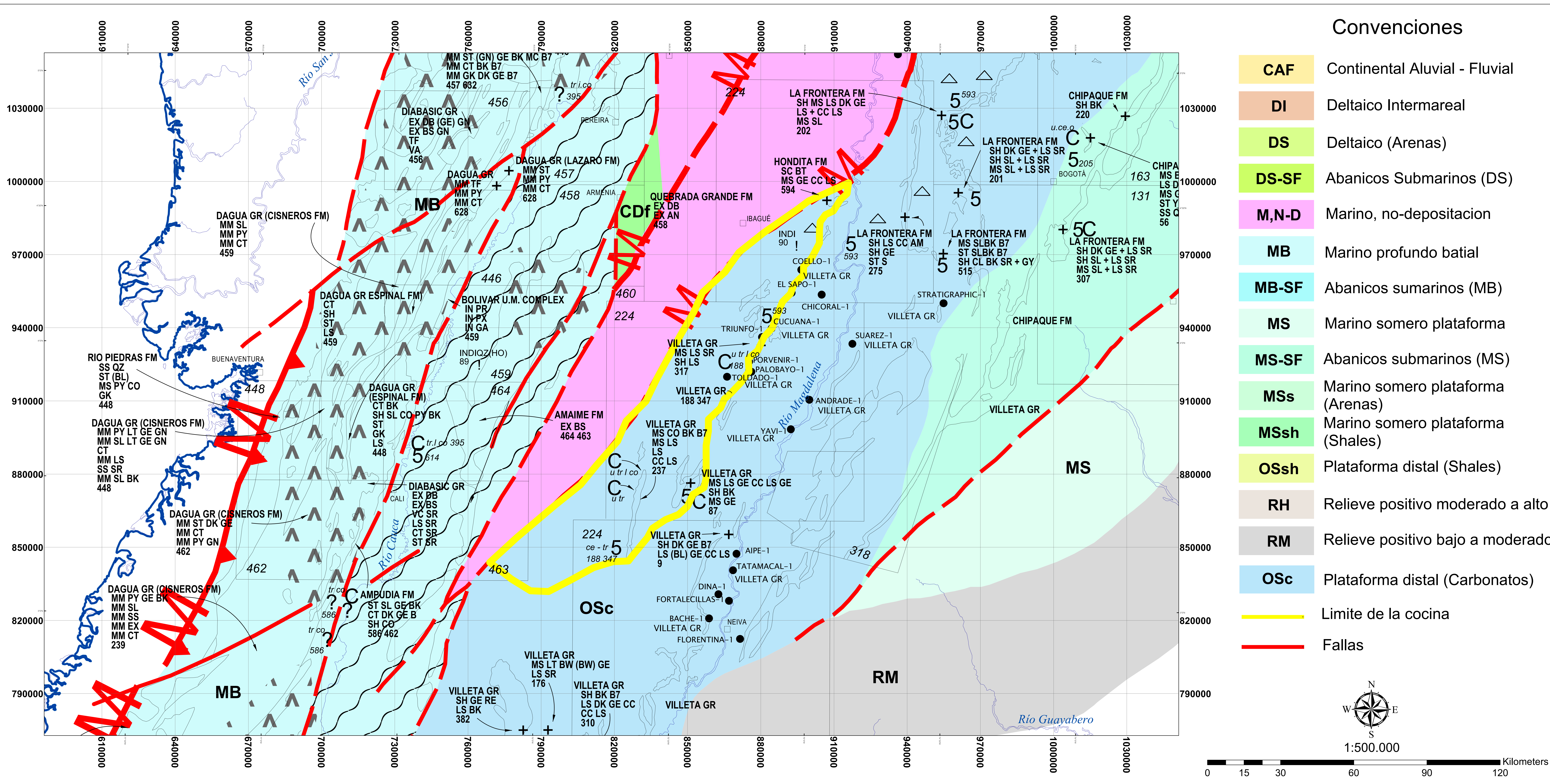


Convenciones

- CAF** Continental Aluvial - Fluvial
- DI** Deltaico Intermareal
- DS** Deltaico (Arenas)
- DS-SF** Abanicos Submarinos (DS)
- M,N-D** Marino, no-depositacion
- MB** Marino profundo batial
- MB-SF** Abanicos sumarinos (MB)
- MS** Marino somero plataforma
- MS-SF** Abanicos submarinos (MS)
- MSs** Marino somero plataforma (Arenas)
- MSsh** Marino somero plataforma (Shales)
- OSsh** Plataforma distal (Shales)
- RH** Relieve positivo moderado a alto
- RM** Relieve positivo bajo a moderado
- C** Carbonatos y Shales de Plataforma
- Limite de la cocina
- Fallas

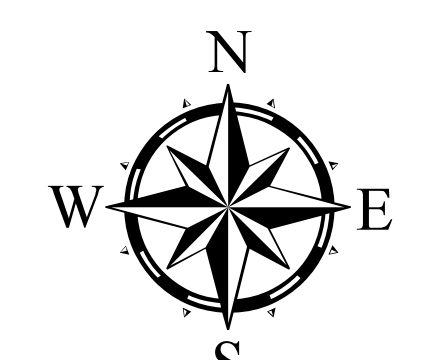


1:500.000
Kilometers

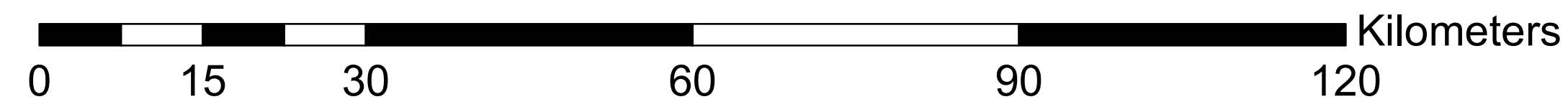


Convenciones



- CAF** Continental Aluvial - Fluvial
- DI** Deltaico Intermareal
- DS** Deltaico (Arenas)
- DS-SF** Abanicos Submarinos (DS)
- M,N-D** Marino, no-depositacion
- MB** Marino profundo batial
- MB-SF** Abanicos sumarinos (MB)
- MS** Marino somero plataforma
- MS-SF** Abanicos submarinos (MS)
- MSs** Marino somero plataforma (Arenas)
- MSsh** Marino somero plataforma (Shales)
- OSsh** Plataforma distal (Shales)
- RH** Relieve positivo moderado a alto
- RM** Relieve positivo bajo a moderado
- OSc** Plataforma distal (Carbonatos)
- Limite de la cocina
- Fallas

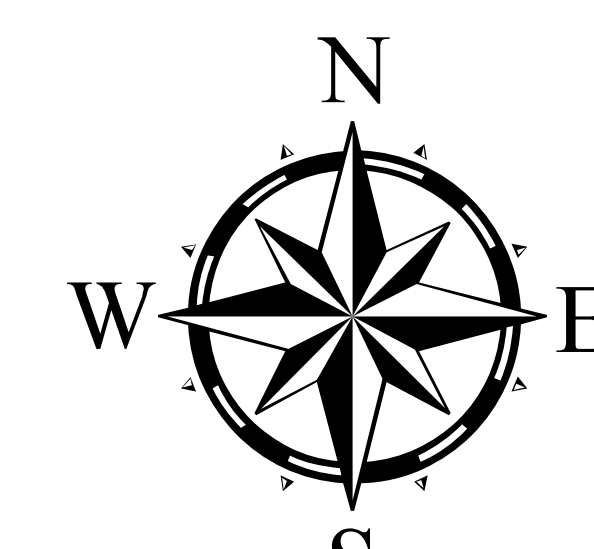
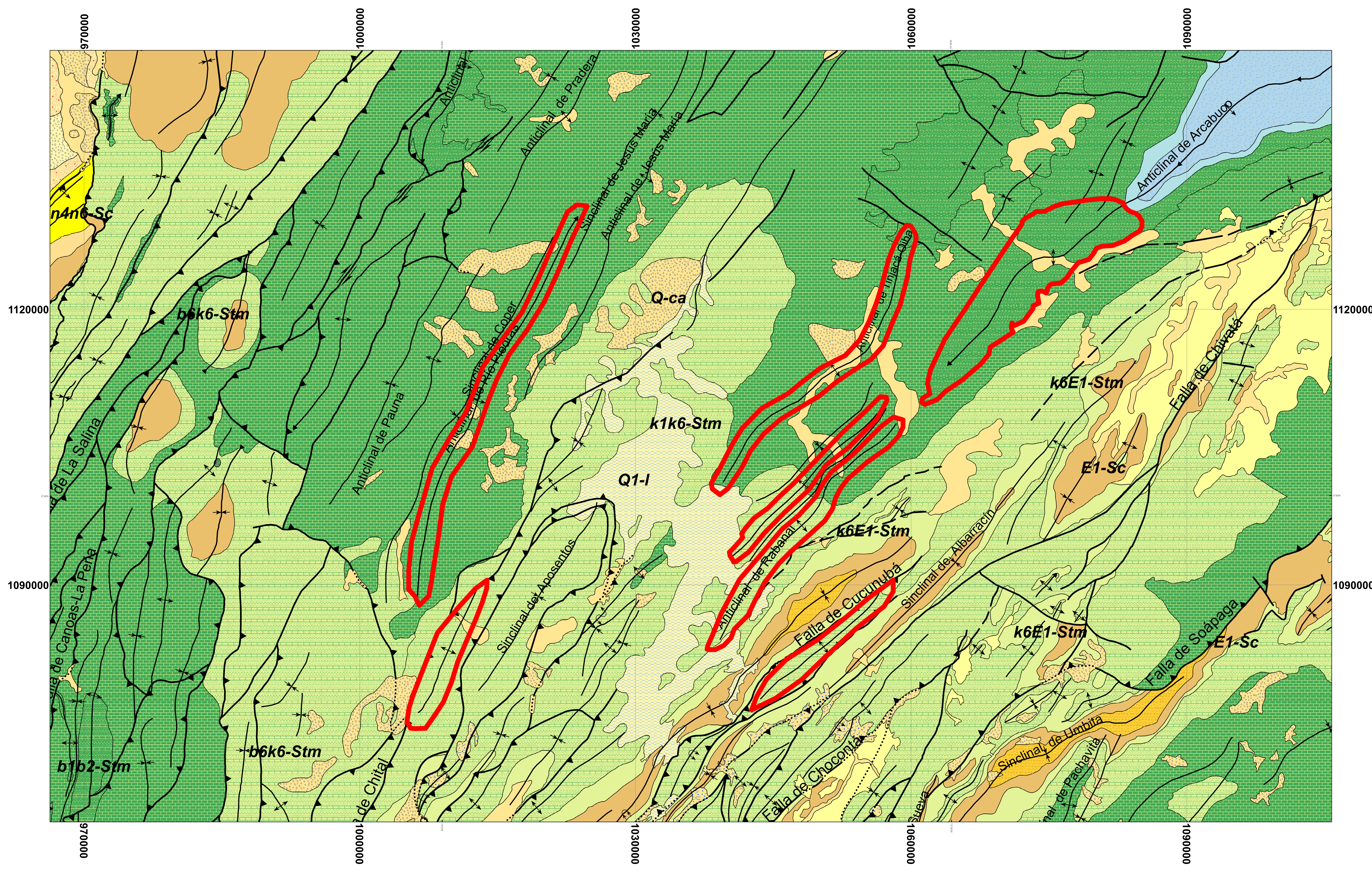


1:500.000



Convenciones

-  Limite de la cocina
-  Fallas



1:150.000

