

**POTENCIAL GASIFERO DE LAS LUTITAS DEL CRETACEO SUPERIOR EN
LOS SECTORES MERIDIONAL Y NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL**

MARIO AUGUSTO MORENO CASTELLANOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
MAESTRIA EN GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2010**

**POTENCIAL GASIFERO DE LAS LUTITAS DEL CRETACEO SUPERIOR EN
LOS SECTORES MERIDIONAL Y NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL**

Mario Augusto Moreno Castellanos

**Proyecto de Grado como requisito para optar al título de Magíster en
Geología**

Mario García González Ph.D

DIRECTOR

Gustavo Navas Guzmán. M.Sc.

CODIRECTOR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
MAESTRIA EN GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2010

AGRADECIMIENTOS.

A Dios por lo que soy, tanto por mis virtudes como por mis defectos.

A ECOPETROL, ICP, Escuela de Geología UIS, y al Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones (GIGHC), por financiar y fortalecer mi crecimiento profesional y personal.

Al Profesor Mario García González, por su amistad, confianza, apoyo y guía permanente.

Al Ingeniero Gustavo Navas Guzmán y a la Geóloga Alexandra Aguja, por su gran colaboración en el desarrollo del proyecto.

A mi madre Graciela, hermanos, Emanuel y Carolina, personas por las cuales todo el esfuerzo valió la pena.

A Julio y Aldemar, por su compañía, amistad, esfuerzo y aporte en las labores de campo.

A Caroll Damarys, Lenin y Miguel Fernando, amigos de y para siempre.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	21
1. OBJETIVOS	23
1.1 OBJETIVO GENERAL	23
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
2. ANTECEDENTES METODOLOGICOS.	24
3. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.	25
4. MARCO GEOLOGICO REGIONAL.	27
4.1 ESTRATIGRAFÍA DEL CRETACEO.	29
4.2 EVOLUCIÓN ESTRUCTURAL.	42
5. METODOLOGIA.	46
5.1GEOLOGÍA Y MUESTREO DE CAMPO.	46
5.2 ANÁLISIS DE LABORATORIO.	47
5.2.1 Rock Eval.	47
5.2.2 Reflectancia de Vitrinita	48
5.2.3 Difracción de Rayos X	50
5.2.4 Modelamiento Geoquímico	52
6. CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS SHALE GAS.	54
6.1 EVALUACIÓN Y MÉTODOS GEOQUÍMICOS.	54
6.1.1 Carbono Orgánico Tota	54
6.1.2 Reflectancia de Vitrinita	55
6.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	55
6.2.1 Porosidad	55
6.2.2 Permeabilidad	55
6.2.3 Mineralogía	55
6.2.4 Fracturamiento	56

6.2.5 Espesor Estratigráfico. Espesores de Shale Gas rentables económicamente, deben ser ≥ 10 m. (Bowker, et al., 2007).	56
7. LITOFACIES	57
7.1 DESCRIPCION DE FACIES.	57
7.1.1 Facies Caliza lodosa masiva (CLM) (Caliza 70-90% - Lodolita 10-30%)	57
7.1.2 Facies Chert (Ch) (Chert 100%)	58
7.1.3 Facies (AL) Areno lodosa (Arenisca 70-90% - Lodolita 10-30%).	58
7.1.4 Facies Lodolita Laminado (LL). (Lodolita 60-80% - Arenisca 20-40%)	58
7.1.5 Facies Lodolita Homogenea (LH) (Lodolita 90-100%).	58
7.1.6 Facies lodolita Fosilífera (LF) (Lodolita 90-100%)	59
7.1.7 Facies Lodolita Laminado Calcáreo (LLC) (Lodolita 70-90% - Caliza 10-30%)	59
7.1.8 Facies Chert – Lodolítico (ChL) (Chert 50-70% - Lodolita 30-50%).	59
7.1.9 Facies Lodolita Siliciclastica (LS) (Lodolita 70-90% - Arenisca 10-30%).	59
8. RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS ESTUDIADAS.	61
8.1 SECCIÓN QUEBRADA VARA SANTA.	61
8.1.1 Análisis Rock Eval.	61
8.1.2 Mineralogía (Difracción de Rayos X).	64
8.1.3 Porosidad y Permeabilidad.	65
8.1.4 Litofacies	65
8.1.5 Prospección de la Sección Quebrada Vara Santa.	66
8.2 SECCIÓN QUEBRADA CAÑO BLANCO.	67
8.2.1 Análisis Rock Eval.	67
8.2.3 Mineralogía (Difracción de Rayos X).	69
8.2.3.2 Análisis Fracción Menor de 2 Micras.	69
8.2.4 Porosidad y Permeabilidad.	69
8.2.5 Litofacies	69
8.2.6 Prospección de la Sección Quebrada Caño Blanco	71
8.3 SECCIÓN UBAQUÉ – CHOACHÍ.	71

8.3.1 Análisis Rock Eval.	71
8.3.3 Mineralogía (Difracción de Rayos X).	72
8.3.4 Porosidad y Permeabilidad.	73
8.4 SECCIÓN UBAQUÉ – CÁQUEZA.	75
8.4.1 Análisis Rock Eval.	75
8.4.3 Mineralogía (Difracción de rayos X).	76
8.4.4 Porosidad y Permeabilidad.	76
8.4.5 Prospección de la Sección Ubaqué - Cáqueza.	78
8.5 SECCIÓN EL CRUCERO. (LAGUNA DE TOTA).	78
8.5.1 Análisis Rock Eval.	78
8.5.3 Mineralogía (Difracción de Rayos X).	80
8.5.4 Porosidad y Permeabilidad.	81
8.5.5 Litofacies	81
8.5.6 Prospección de la Sección El Crucero.	82
8.6 SECCIÓN UBATÉ – CARUPA.	83
8.6.1 Análisis Rock Eval.	83
8.6.3 Mineralogía.	85
8.6.4 Porosidad y Permeabilidad.	85
8.6.5 Litofacies	85
8.6.6 Prospección de la Sección Ubaté – Carupa.	87
8.7 SECCIÓN SUTATAUSA – TAUSA.	87
8.7.1 Análisis Rock Eval.	87
8.7.2 Mineralogía (Difracción de Rayos X).	89
8.7.4 Porosidad y Permeabilidad.	89
8.7.5 Litofacies	89
8.7.6 Prospección de la Sección Sutatausa – Tausa.	91
8.8 SECCIÓN SUTATAUSA – UBATÉ.	91
8.8.1 Análisis Rock Eval.	91
8.8.3 Mineralogía (Difracción de Rayos X).	93
8.8.4 Porosidad y Permeabilidad.	93

8.8.5 Litofacies	93
8.8.6 Prospección de la Sección Sutatausa – Ubaté.	95
8.9 SECCIÓN VILLANUEVA.	95
8.9.1 Análisis Rock Eval.	95
8.9.2 Porosidad y Permeabilidad.	98
8.9.3 Litofacies	98
8.9.4 Prospección de la Sección Villanueva. Esta sección se encuentra sobremadura lo que impide que sea un área prospectiva, (Ver tabla 36).	100
8.10 SECCIÓN LA RENTA.	100
8.10.1 Análisis Rock Eval.	100
8.10.2 Litofacies	101
8.10.3 Prospección de la Sección La Renta.	103
8.11 SECCIÓN QUEBRADA EL OCAL.	103
8.11.1 Análisis Rock Eval.	103
8.11.3 Mineralogía (Difracción de Rayos X).	106
8.11.4 Porosidad y Permeabilidad.	106
8.11.5 Litofacies	106
8.11.6 Prospección de la Sección Quebrada El Ocal.	108
8.12 SECCIÓN RÍO YAGUARÁ.	108
8.12.1 Análisis Rock Eval.	108
8.12.3 Mineralogía (Difracción de Rayos X).	112
8.12.4 Porosidad y Permeabilidad.	112
8.12.5 Litofacies	112
8.12.6 Prospección de la Sección Rio Yaguará.	114
8.13 SECCIÓN VILLA DE LEYVA.	114
8.13.1 Análisis Rock Eval.	114
8.13.2 Mineralogía (Difracción de Rayos X).	116
8.13.3 Porosidad y Permeabilidad.	119
8.13.5 Prospección de la Sección Villa De Leyva.	120
9. DISCUSION DE RESULTADOS.	121

9.1 RESULTADOS GEOQUÍMICOS.	121
9.2 RESULTADOS PETROGRÁFICOS.	126
10 MODELAMIENTO GEOQUIMICO 1D y 2D.	130
11. POSIBLES YACIMIENTOS DE SHALE GAS EN LA CORDILLERA ORIENTAL.	137
12. CONCLUSIONES.	139
13. REFERENCIAS CITADAS.	141

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Cuencas de Shale Gas en los EE.UU con un potencial acumulado de reservas entre 500 a 1000 Tcf.	24
Figura 2. Mapa de ubicación de las Secciones Estratigráficas.	26
Figura 3. Columnas Estratigráficas del Cretáceo Superior en la Cordillera Oriental y Cuenca del Magdalena.	42
Figura 4. Evolución tectónica sugerida para la Cordillera Oriental desde el Mesozoico.	45
Figura 5. Compuestos orgánicos liberados durante el proceso de calentamiento.	48
Figura 6. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Vara Santa.	63
Figura 7. Histograma de valores medida de Ro% Sección Vara Santa.	64
Figura 8. Potencial de Generación, Sección vara Santa.	66
Figura 9. Ventana de Generación, Sección Vara Santa.	66
Figura 10. Tipo de Kerógeno, Sección Vara Santa.	66
Figura 11. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Caño Blanco.	67
Figura 12. Histograma de valores medida de Ro% Sección Caño Blanco.	68
Figura 13. Histograma de valores medida de Ro% Sección Caño Blanco.	68
Figura 14. Potencial de Generación, Sección Caño Blanco.	70
Figura 15. Ventana de Generación Sección caño Blanco.	70
Figura 16. Tipo de Kerógeno Sección Caño Blanco.	71
Figura 17. Histograma de valores medida de Ro% Sección Ubaqué - Choachí.	72
Figura 18. Potencial de Generación Sección Ubaqué – Choachi.	73
Figura 19. Ventana de Generación Sección Ubaqué - Choachi.	74
Figura 20. Tipo de Kerógeno Sección Ubaque-Choachi.	74
Figura 21. Histograma de valores medida de Ro% Sección Ubaqué-Cáqueza.	75

Figura 22. Potencial de Generación, Sección Ubaqué – Cáqueza.	77
Figura 23. Ventana de Generación Sección Ubaqué –Cáqueza.	77
Figura 24. Tipo de Kerógeno, Sección Ubaqué –Cáqueza.	77
Figura 25. Comportamiento de COT% e IH en la Sección El Crucero	79
Figura 26. Histograma de valores medida de Ro% Sección El Crucero.	80
Figura 26.Potencial de Generación, Sección El Crucero.	81
Figura 27. Ventana de Generación, Sección El Crucero.	82
Figura 28. Tipo de Kerogeno, Sección El Crucero.	82
Figura 29. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Ubaté – Carupa.	84
Figura 30. Histograma de valores medida de Ro% Sección Ubaté – Carupa.	84
Figura 31. Potencial de Generación Sección, Ubaté – Carupa.	86
Figura 32. Ventana de Generación Sección, Ubaté – Carupa.	86
Figura 33. Tipo de Kerogeno, Sección Ubaté – Carupa.	87
Figura 34. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Sutatausa - Tausa.	88
Figura 35. Histograma de valores medida de Ro% Sección Sutatausa – Tausa.	88
Figura 36. Potencial de Generación, Sección Sutatausa – Tausa.	90
Figura 37. Ventana de Generación, Sección Sutatausa – Tausa.	90
Figura 38.Tipo de Kerogeno, Sección Sutatausa – Tausa.	91
Figura 39. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Sutatausa –Ubaté	92
Figura 41. Potencial de Generación, Sección Sutatausa – Ubaté´.	94
Figura 42. Ventana de Generación, Sección Sutatausa – Ubaté´.	94
Figura 43. Tipo de Kerogeno, Sección Sutatausa - Ubaté´.	95
Figura 44. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Villanueva.	97
Figura 45. Histograma de valores medida de Ro% Sección Villanueva.	98
Figura 46. Potencial de Generación, Sección Villanueva.	99
Figura 47. Ventana de Generación, Sección Villanueva.	99
Figura 48. Tipo de Kerogeno, Sección Villanueva.	99
Figura 49. Comportamiento de CO T% e IH en la Sección La Renta	101
Figura 50. Potencial de Generación, Sección La Renta.	102
Figura 51. Ventana de Generación, Sección La Renta.	102

Figura 52. Tipo de Kerógeno, Sección La Renta.	102
Figura 53. Comportamiento de COT% e IH en la Sección El Ocal.	104
Figura 54. Histograma de valores medida de Ro% Sección Quebrada El Ocal.	105
Figura 55. Diagrama de modelo de corrección de valores de Ro cuando la supresión es causada por altos valores de IH, en la Sección Quebrada El Ocal. (Modificado de Lo, 1998 y 1993).	105
Figura 56. Potencial de Generación, Sección Quebrada El Ocal.	107
Figura 57. Ventana de Generación, Sección Quebrada El Ocal.	107
Figura 58. Tipo de Kerógeno, Sección Quebrada El Ocal.	108
Figura 59. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Rio Yaguará.	110
Figura 60. Potencial de Generación, Sección Rio Yaguará.	113
Figura 61. Ventana de Generación, Sección Rio Yaguará.	113
Figura 62. Tipo de Kerógeno, Sección Rio Yaguará.	114
Figura 63. Histograma de valores medida de Ro% Sección Sección Villa de Leyva (Formación Churuvita).	115
Figura 64. Histograma de valores medida de Ro% Sección Villa de Leyva (Formación San Rafael).	116
Figura 65. Histograma de valores medida de Ro% Sección Villa de Leyva (Formación San Gil Superior).	116
Figura 66. Potencial de Generación, Sección Villa de Leyva.	119
Figura 67. Ventana de Generación, Sección Villa de Leyva.	120
Figura 68. Tipo de Kerógeno, Sección Villa de Leyva.	120
Figura 69. Mapa de Tendencias de la Cantidad de Materia Orgánica (COT%), en la Cordillera Oriental.	123
Figura 70. Mapa de Tendencias de la Madurez Termal (Ro%), en la Cordillera Oriental.	124
Figura 71. Mapa de Tendencias del Índice de Hidrogeno (IH) en la Cordillera Oriental.	125
Figura 72. Diagrama de distribución Mineralógica de las Secciones Estratigráficas Levantadas.	128

Figura 73. Resumen cronoestratigráfico Valle Medio del Magdalena, Cordillera Orienta y Cuenca Llanos, tomado y modificado de (Cooper et al, 1995). Nótese el cambio lateral de facies de este a oeste en el cual se pasa de facies siliciclásticas en el este a facies arcillosas en la región axial y facies arcillosas y calcáreas en el oeste.	129
Figura 74. Mapa de ubicación del área del modelamiento geoquímico.	131
Figura 75. Corte Estructural balanceado utilizado en el modelamiento geoquímico.	131
Figura 76. Flujo de Calor del Pseudopozo Cord 1. En donde se ilustra que el flujo de calor se incrementa a un máximo de 56 mW/m ² .	133
Figura 77. Calibración del modelo geoquímico a partir de datos de Ro%.	134
Figura 78. Modelo de Enterramiento con Madurez Termal.	135
Figura 79. Modelo de Enterramiento con temperaturas (°C).	136
Figura 80. Posibles zonas de acumulación Shale Gas en la Cordillera Oriental.	136
Figura 81. Mapa de áreas prospectivas de Ocurrencia de shale gas en la Cordillera Oriental.	138

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Localización de las Secciones Estratigráficas.	25
Tabla 2. Inventario de secciones Estratigráficas Levantadas.	46
Tabla 3. Potencial de generación en relación al COT. Tomado de Boyer C, et al., 2006.	54
Tabla 4. Datos de Rock Eval Sección Vara Santa.	61
Tabla 5. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección vara santa	64
Tabla 6. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Vara Santa	64
Tabla 7. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Vara santa.	65
Tabla 8. Datos Rock Eval en la sección caño Blanco.	67
Tabla 9. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Caño Blanco.	69
Tabla 10. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Caño Blanco.	69
Tabla 11. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Caño Blanco.	69
Tabla 12. Datos Rock Eval sección Ubaqué - Choachí.	71
Tabla 13. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Ubaqué - Choachí.	72
Tabla 14. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Ubaqué - Choachí.	72
Tabla 15. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Ubaqué - Choachí.	73
Tabla 16. Datos Rock Eval, Sección Ubaqué-Cáqueza.	75
Tabla 17. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Ubaqué-Cáqueza.	76

Tabla 18. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Ubaqué-Cáqueza.	76
Tabla 19. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Ubaqué - Cáqueza.	76
Tabla 20. Datos de Rock Eval, Sección El Crucero.	78
Tabla 21. Relación de Filosilicatos en Shale de la Sección El Crucero.	80
Tabla 22. Relación de Arcillas, cuarzo y calcita representativas, en Shale de la Sección el Crucero	80
Tabla 23. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección El Crucero.	81
Tabla 24. Datos de Rock Eval, Sección Ubaté – Carupa.	83
Tabla 25. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Ubaté – Carupa	85
Tabla 26. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Ubaté – Carupa.	85
Tabla 27. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Ubaté – Carupa.	85
Tabla 28. Datos de Rock Eval, Sección Sutatausa – Tausa.	87
Tabla 29. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Sutatausa – Tausa.	89
Tabla 30. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Sutatausa – Tausa.	89
Tabla 31. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Sutatausa – Tausa.	89
Tabla 32. Datos Rock Eval, Sección Sutatausa – Ubaté´.	91
Tabla 33. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Sutatausa – Ubaté.	93
Tabla 34. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Sutatausa – Ubaté´.	93
Tabla 35. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Sutatausa – Ubaté´	93
Tabla 36. Datos Rock Eval Sección Villanueva.	95

Tabla 37. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Villanueva	98
Tabla 38. Datos Rock Eval Sección La Renta.	100
Tabla 39. Datos Rock Eval, Sección Quebrada El Ocal.	103
Tabla 40. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Quebrada El Ocal.	106
Tabla 41. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Quebrada El Ocal.	106
8.11.3 Porosidad y Permeabilidad.	106
Tabla 42. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale, Sección Quebrada El Ocal.	106
Tabla 43. Datos Rock Eval, Sección Rio Yaguará.	108
Tabla 44. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Rio Yaguará.	112
Tabla 45. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Rio Yaguará.	112
Tabla 46. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale, Sección Rio Yaguará.	112
Tabla 47. Datos Rock Eval, Sección Villa de Leyva.	114
Tabla 48. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación Churuvita)	116
Tabla 49. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Rafael).	117
Tabla 50. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Gil Superior).	117
Tabla 51. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Gil Inferior).	117
Tabla 52. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación Paja).	117
Tabla 53. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación Churuvita)	117

Tabla 54. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Rafael).	118
Tabla 55. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Gil Superior)	118
Tabla 56. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Gil Inferior)	118
Tabla 57. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación Paja).	118
Tabla 58. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale, Sección Villa de Leyva.	119
Tabla 59. Resumen datos Geoquímicos en la Cordillera Oriental.	122
Tabla 60. Resumen datos Petrográficos de las Secciones Estratigráficas Levantadas.	126
Tabla 61. Información estratigráfica y geoquímica utilizada en el modelamiento.	132
Tabla 62. Parámetros Cinéticos utilizados en el modelamiento geoquímico	135

RESUMEN

TITULO: POTENCIAL GASIFERO DE LAS LUTITAS DEL CRETACEO SUPERIOR EN LOS SECTORES MERIDIONAL Y NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL *

AUTOR: MARIO AUGUSTO MORENO CASTELLANOS **

PALABRAS CLAVE: shale gas, cordillera oriental, carbono orgánico total, madurez térmica, kerógeno

DESCRIPCIÓN

El presente trabajo evalúa las condiciones geoquímicas para la generación de gas termogénico en las lutitas del cretácico superior en la cordillera oriental. Los valores de carbono orgánico total (COT%), madurez térmica (Ro%), kerógeno, así como las asociaciones de facies generadoras y reservorio son los factores determinantes para la prospección de áreas con potencial de generación y acumulación de shale gas.

Son propuestas 10 asociaciones de facies de las cuales 3 de ellas son generadoras y 3 reservorios. Están distribuidas de tal forma que el flanco Oriental de la Cordillera Oriental presenta principalmente facies arenosas, la parte axial facies lutíticas y el flanco Occidental facies calcáreas.

El área de estudio fue dividida en tres sectores en los que se levantaron 13 secciones estratigráficas y se recolectaron 120 muestras de lutitas y calizas: El flanco Occidental de la Cordillera Oriental presenta las mejores condiciones de COT % y Ro%; El sector axial presenta bajos valores de COT% y altos valores de Ro%; finalmente el flanco Oriental muestra altos valores de COT% y valores intermedios de Ro%, posiblemente afectados por el fenómeno de supresión de reflectancia de vitrinita. El Modelamiento geoquímico 2D muestra que las principales estructuras que favorecen la ocurrencia de shale gas están asociadas a las crestas de los anticlinales al Occidente de la cordillera Oriental.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Maestría de Geología Director: Mario García González. Codirector Gustavo Navas Guzmán. M.Sc.

ABSTRACT

TITTLE: GAS POTENTIAL OF THE UPPER CRETACEOUS SHALES IN THE MIDDLE AND NORTH ÁREAS OF THE EASTERN CORDILLERA*

AUTHOR: MARIO AUGUSTO MORENO CASTELLANOS**

Key Word: Shale gas, Eastern Cordillera, Total Organic Carbon, thermal maturity, kerogen

DESCRIPTION

This study evaluates the geochemical conditions of the Upper Cretaceous shales for the thermogenic gas generation in the eastern cordillera. The values of total organic carbon (TOC%), thermal maturity (Ro%), kerogen, as well as generating and reservoir facies associations are determinant factors for the exploration of areas with potential for generation and accumulation of shale gas.

10 The facies associations are defined; 3 of them are generated and other 3 are reservoirs. Are distributed so that the eastern flank of the Eastern Cordillera presents mainly sandy facies, the axial zone shale facies and western flank limestone facies.

The study area was divided into three sectors where 13 stratigraphic sections are development and 120 samples of limestones and shales are collected: the western flank of the Eastern Cordillera presents the best conditions and Ro% TOC%; The axial sector has low% TOC values and high values of Ro% and finally the eastern flank shows high TOC% values and intermediate values of Ro%, possibly affected by the phenomenon of suppression of vitrinite reflectance. The 2D geochemical modeling show that the principal structures to accumulate shale gas are associated to the top of the anticline folds in the western flank of the Eastern Cordillera.

* Project of grade

** Physicochemical Faculty of Engineering. School of Geology. Geology MSc Director: Mario García González. Codirector Gustavo Navas Guzman. M.Sc.

INTRODUCCION

Los yacimientos de Shale Gas, son definidos como reservorios de gas en lutitas con contenidos de materia orgánica superiores al 2% y valores de madurez térmica de reflectancia de vitrinita mayores al 0.8%, con porosidades y permeabilidades muy bajas, en el orden de los milidarcis.

En los yacimientos de Shale Gas, las Lutitas o Shales actúan como roca fuente y roca reservorio del gas, por esta razón la migración secundaria no tiene un papel importante en este tipo de yacimientos. El gas presente en este tipo de yacimientos puede presentar dos orígenes como son gas bacteriogénico y gas termogénico, siendo el segundo el de mayor importancia económica y de mayor prospectividad.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En Colombia, los últimos descubrimientos relevantes de gas, son los del Piedemonte Llanero, Cusiana, Cupiagua, Volcanera y posteriormente Gibraltar, desde el 2002 no se han hecho importantes hallazgos de gas a excepción del anunciado por Drummond en el Cesar consistente a gas asociado a carbón, que se encuentra en etapa de evaluación.

De otra parte, un estudio realizado por la Comisión de Hidrocarburos de ACIPET (2009) titulado 'Disponibilidad del gas en Colombia a Corto, Mediano y Largo Plazo', el cual fue presentado en el XIII Congreso Colombiano de Petróleo y Gas, concluye que Colombia tendría un desabastecimiento de Gas en el 2014.

Teniendo en cuenta la necesidad de descubrir yacimientos de gas es conveniente iniciar la búsqueda en yacimientos de gas incluidos los yacimientos no convencionales, como son Shale gas, Gas asociado a Carbón y yacimientos de gas en arenas Cementadas (tight gas sandstone)

La Cordillera Oriental de Colombia presenta condiciones geológicas muy favorables para presentar yacimientos de Shale Gas, como son una espesa secuencia estratigráfica de edad Cretáceo Superior que va desde el Cenomaniano hasta el Maastrichtiano con la presencia de formaciones cuya litología predominante son shales relativamente ricos en materia orgánica, con valores de reflectancia de vitrinita entre 0.5 y 5 % (García, D; 2003), indicando que es posible encontrar áreas en donde se haya presentado una generación de gas termogénico.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el potencial de los yacimientos de gas termogénico en las lutitas del Cretáceo Superior en el sector Meridional y Norte de la Cordillera Oriental (Colombia).

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar las propiedades geoquímicas de los Shales (Carbono Orgánico Total (COT), Reflectancia de Vitrinita (Ro%) y análisis Rock-Eval.
- Determinar las facies litológicas por medio del levantamiento y descripción de columnas estratigráficas, análisis petrográficos, análisis de difracción de rayos x, análisis de porosidad y permeabilidad.
- Identificar el tipo de trampas asociadas a los yacimientos de Shale Gas de la Cordillera Oriental.
- Delimitar las áreas con potencial para la presencia de shale Gas en la regional meridional y norte de la Cordillera Oriental, por medio de mapas regionales de COT%, Ro% e IH.

2. ANTECEDENTES METODOLOGICOS.

Los antecedentes metodológicos se desarrollaron siguiendo las pautas exploratorias de los yacimientos de Shale Gas en los estados Unidos (figura 1), principalmente del yacimiento Barnett, en el cual se hace énfasis en la evaluación de cantidad de materia orgánica (COT%), madurez termal (Ro%), mineralogía, espesor, porosidad y permeabilidad.

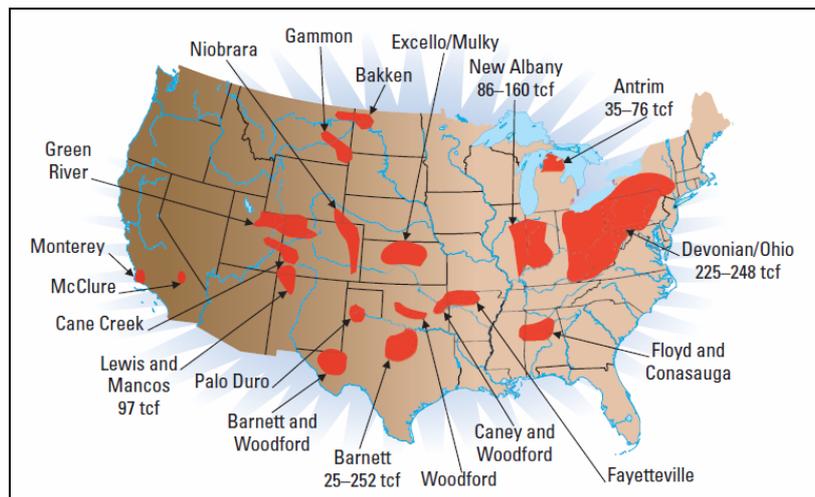


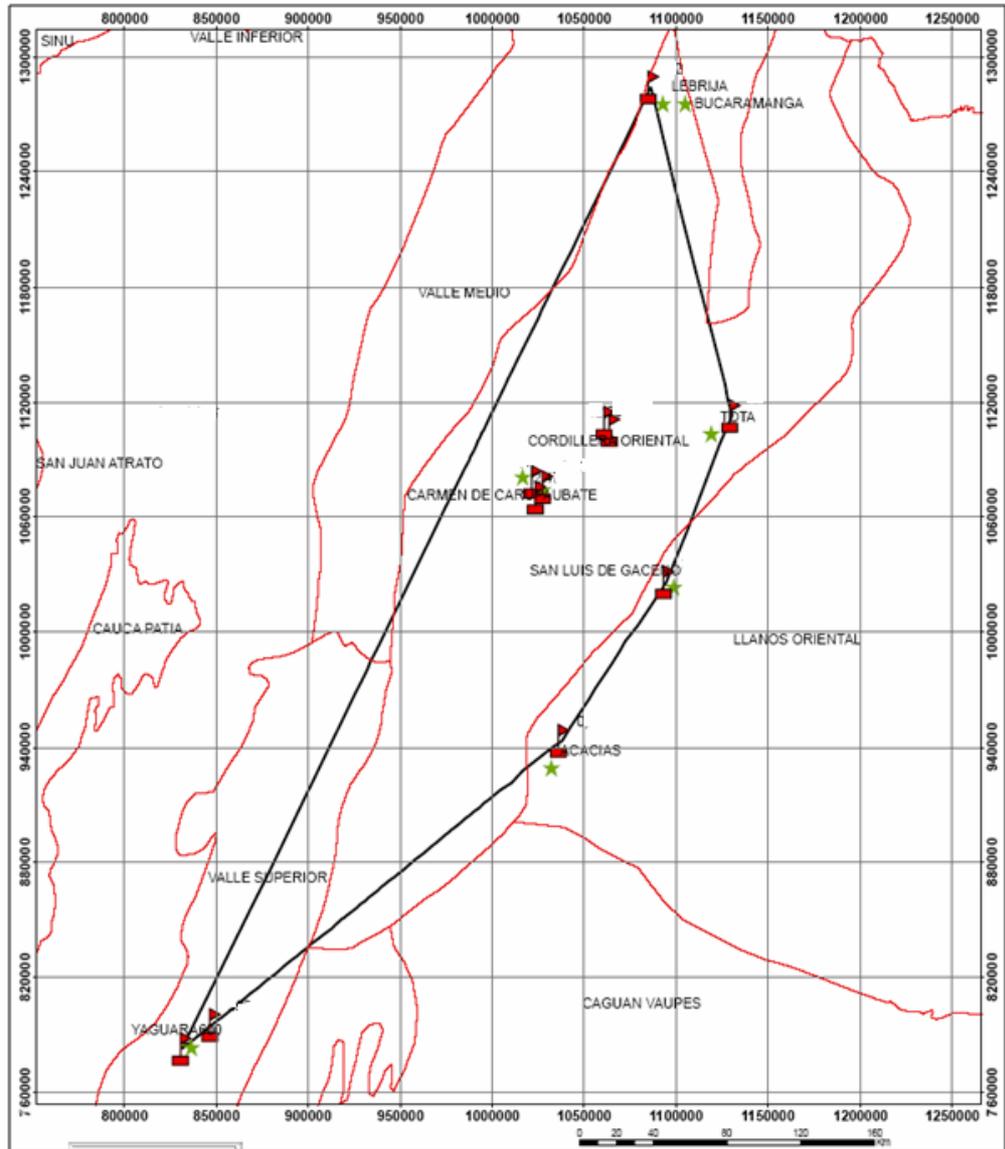
Figura 1. Cuencas de Shale Gas en los EE.UU con un potencial acumulado de reservas entre 500 a 1000 Tcf. (Tomado de Frantz, et al., 2005, Shale Gas. Schulumberger).

3. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

El área de estudio se encuentra localizada dentro de la Cuenca de la Cordillera Oriental, en los departamentos de Huila, Cundinamarca, Boyacá y Santander (Tabla 1 y figura 2).

Tabla 1. Localización de las Secciones Estratigráficas.

Sección	COORDENADAS ORIGEN BOGOTÁ			
	INICIAL		FINAL	
	ESTE	NORTE	ESTE	NORTE
Quebrada Vara Santa	1,094,060	1,026,415	1,094,984	1,026,356
Quebrada Caño Blanco	1,037,163	943,812	1,037,300	943,424
Ubaque - Choachí	1,017,830	990,264	1,017,433	988,062
Ubaque - Cáqueza	1,016,586	987,052	1,016,501	981,826
El Crucero	1,130,159	1,112,987	1,130,663	1,112,356
Ubaté - Carupa	1,022,397	1,078,938	1,020,121	1,081,332
Sutatausa - Tausa	1,024,579	1,070,690	1,024,496	1,070,910
Sutatausa - Ubaté	1,028,397	1,076,255	1,028,297	1,076,374
Villanueva	1,096,439	1,239,671	1,099,359	1,234,995
La Renta	1,085,851	1,284,506	1,085,227	1,282,374
Quebrada El Ocal	847,515	795,491	848,538	796,087
Rio Yaguará	831,540	783,060	830,700	783,100
Villa de Leyva	1,064,609	1,105,871	1,062,059	1,109,711



0 20 40 80 120 160 Km

Escala 1:600000

CONVENCIONES

-  LOCALIZACION DE SECCIONES ESTRATIGRAFICAS
-  POBLACIONES
-  AREA DE ESTUDIO

POTENCIAL GASIFERO DE LAS LUTITAS DEL CRETACEO SUPERIOR EN LOS SECTORES MERIDIONAL Y NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL

MAPA DE UBICACION DEL AREA DE ESTUDIO



Autor
Mario A. Moreno Castellanos

Figura 2. Mapa de ubicación de las Secciones Estratigráficas.

4. MARCO GEOLOGICO REGIONAL.

La Cordillera Oriental de Colombia, está caracterizada por un basamento constituido por rocas ígneas y metamórficas de edad Precámbrico y Paleozoico, el cual ha sufrido múltiples episodios deformativos durante eventos orogénicos pre-Mesozoicos.

Éste basamento está suprayacido por una secuencia sedimentaria de gran espesor, de edad Mesozoico y Cenozoico, las cuales, a su vez, han sido fuertemente deformadas durante el Neógeno por fallamientos y plegamientos (Taboada *et al.*, 2000).

Las áreas pertenecientes al Valle del Magdalena, la Cordillera Oriental y los Llanos Orientales constituyeron una cuenca sedimentaria importante desde el Triásico hasta el Mioceno Medio. El desarrollo de la cuenca se inicio durante el Triásico hasta principios del Cretácico con una megasecuencia synrift relacionada a la separación de Norte y Sur América en el proto-Caribe. El desarrollo de la cuenca continuó durante el Cretácico en un ambiente tectónico de back-arc al este de la subducción Andina con un predominio de una sedimentación marina (Cooper *et al.*, 1995).

La invasión marina de principios del Cretácico tuvo lugar en lo que hoy es la parte central de la Cordillera Oriental y el Valle del Magdalena, indicando que ésta zona constituyó un gran depocentro durante ésta época y por lo que muestran las reconstrucciones paleogeográficas realizadas por Etayo *et al.* (1997), ésta condición se mantuvo durante la mayor parte del Cretácico Inferior, dando paso a la depositación de shales intercalados con carbonatos, durante el Cretáceo Superior se presenta la máxima inundación que cubrió el área con Chert micritico e intercalación de capas fosfáticas y shales negros, esta máxima inundación representa una sección condensada la cual es la principal roca fuente de generación de hidrocarburos.

La depositación marina fue interrumpida durante el Maastrichtiano Superior debido a la acreción final de los fragmentos de corteza oceánica de la Cordillera Occidental, ésta fase inicial pre-Andina provocó deformación en el Valle Superior del Magdalena y el segmento sur de la Cordillera Oriental (Cooper *et al.*, 1995 y Taboada *et al.*, 2000). Durante el Eoceno Temprano a Medio se presentó otra fase tectónica que provocó cabalgamientos y plegamientos con vergencia hacia el Oeste en el Valle Medio del Magdalena (Taboada *et al.*, 2000), ésta deformación terminó la depositación de sedimentos a través de Colombia, pero los efectos posteriores de la carga reestablecieron la cuenca en la que se depositó la secuencia pre-Andina hasta el Mioceno temprano (Cooper *et al.*, 1995). Además a estas fases tectónicas, también se identifica una última fase pre-Andina durante Oligoceno más bajo, caracterizada por cabalgamientos y plegamientos a lo largo de los flancos de la Cordillera Oriental (Branquet *et al.*, 1999 en Taboada *et al.*, 2000). Durante las fases del Eoceno-Oligoceno, probablemente ocurrió deformación transpresiva dextral a lo largo de los sistemas de fallas de Romeral y Salinas como resultado de la convergencia oblicua entre la placa Paleo-Caribe y el Noroeste de Suramérica.

El inicio de la deformación Andina en la Cordillera Oriental durante el Mioceno Medio, aisló el Valle del Magdalena de la Cuenca de los Llanos (Cooper *et al.*, 1995). Esta deformación se debió a la acreción del arco Baudó-Panamá, que al parecer bloqueó la subducción oceánica normal de la Placa Caribe debajo del continente, provocando que la velocidad de convergencia entre las placas disminuyera de modo que la deformación activa se trasladó hacia el este, hacia zonas de la litosfera continental debilitadas por la misma subducción de bajo ángulo y finalmente acomodó el acortamiento de esta deformación a lo largo de las cuencas extensionales Mesozoicas por medio de la inversión de fallas normales antiguas. El acortamiento de la litosfera continental está asociada con una subducción de buzamiento E-SE de la Placa Paleo-Caribe debajo de la Cordillera Oriental (Taboada *et al.*, 2000).

4.1 ESTRATIGRAFÍA DEL CRETACEO.

La cordillera Oriental se encuentra conformada por una secuencia Cretáceo – Terciaria de origen marino a continental, en la cual los máximos niveles de inundación se presentaron a finales del Cretáceo específicamente entre el Turoniano al Santoniano con la depositación de chert e intercalación de capas fosfáticas con shales negros, posteriormente se presentó una regresión marina caracterizada por la depositación de limolita, areniscas y capas de carbón durante el Maastrichtiano en ambientes deltaicos, seguido de la depositación de areniscas conglomeráticas y arcillolitas durante el Terciario en un ambiente continental.

A continuación se hace referencia solo a las formaciones pertenecientes al Cretáceo en la Cordillera Oriental.

Formación Arcabuco (Berriasiano Temprano)

Renzoni, G., 1981. Describe: “La formación está constituida por capas de arenisca cuarzosa blanca con intercalaciones de shales rojos que a veces llegan a formar niveles de 10 a 50 m de grueso”.

Espesor: Se calcula un espesor expuesto de 800 m para la unidad.

Formación Los Medios (Valanginiano Temprano) .

Renzoni, G., 1981. La describe como un Conjunto de limolitas que contienen restos de equínidos, en la localidad tipo aflora un miembro conglomerático inferior que pasa lateralmente a arenitas y se acuña hacia el occidente.

Espesor: El espesor oscila entre 100 y 150 m.

Formación Cumbre (Berriasiano-Valanginiano Temprano)

Renzoni, G., 1981. La describe como un conjunto de areniscas grises oscuras con estatificación entrecruzada, alternando con shales negros piritosos.

Espesor: La Formación La Cumbre expone variaciones de espesor, siendo de 129 m en la localidad tipo, de unos 30 a 50 m en La Vega, al norte de Sotaquirá y al norte y noreste de Gámbita y de varios centenares de metros en el área de Confines-Charalá.

Formación Rosablanca (Berriasiano -Hauteriviano Temprano)

Morales, J., 1994. Describe la Formación Rosablanca como Calizas duras, gris azules, de textura gruesa, macizas y fosilíferas, con estratos margosos que traspasan a calizas negras, arcillosas de textura muy fina en la parte alta”.

Espesor: La variación en el espesor de la Formación Rosablanca es atribuida al tectonismo durante su depositación, teniendo un espesor medido de 148 m a lo largo de la carretera Arcabuco – Moniquirá, 20 m cerca a la cresta del Anticlinal e Oiba, 100m en el Río Cane y 20m sobre el flanco del Anticlinal de Arcabuco en la Quebrada Ritoque.

Formación Ritoque (Valanginiano)

Etayo-Serna, F.m., 1968. La describen como una unidad que en la parte inferior de alternancia de Limolitas con calizas lumaquéticas lenticulares en bancos de 30 a 50cm. de espesor, especialmente al Este del Anticlinal de Arcabuco; en el flanco occidental del Anticlinal la sucesión está constituida especialmente por Limolitas grises micáceas, con tonos rojizos por meteorización, en alternancia con areniscas de grano fino o Arcillolitas.

Espesor: La Formación Ritoque en su sección tipo por la quebrada Ritoque, al SE de Villa de Leiva, consiste en una secuencia homogénea de 157 m de espesor.

Formación Paja (Hauteriviano Temprano – Aptiano Tardío)

Julivert et al., 1968. Dice que la formación Paja, está representada en la región de Villa de Leiva por tres unidades. a) Lutitas negras inferiores consideradas bioestratigráficamente como Hauteriviano superior; b) Arcillolitas abigarradas que abarcan bioestratigráficamente desde el Barremiano inferior hasta el Aptiano superior en parte y c) Arcillolitas con nódulos huecos que representan bioestratigráficamente el Aptiano superior en parte.

Espesor: a) Lutitas negras inferiores con un espesor que varía entre 340 y 380m.; b) Arcillolitas abigarradas con un espesor de 480m y c) Arcillolitas con nódulos huecos con un espesor aproximado de 80m.

Formación Fόμεque (Hauteriviano Tardío – Aptiano Temprano).

HUBACH 1957b. La caracteriza por presentar esquistos piritosos, caliza cristalina, lutitas y por areniscas cuarcíticas que se hallan principalmente hacia la parte baja. (Ver figura 3)

Espesor: El espesor es según HUBACH, varia de 500 a 600 m.

Grupo de San Gil (Aptiano Tardío – Albiano Medio)

Julivert, et al., 1968. Hacen una descripción detallada para la Formación San Gil Inferior son: “Para mejor estudio de esta formación se ha dividido en cuatro segmentos. Segmento inferior A, lo constituyen 140m. de arcillolitas grises, arenosas y muscovíticas, abigarradas de rojo o amarillo por oxidación, con nódulos arcillosos de hasta 5 cm. de diámetro, algunos perfectamente esféricos, otros irregulares. (...) estratigráficamente arriba de lo descrito, intercalaciones de areniscas arcillosas micáceas. Segmento B, aproximadamente 200m. de espesor, consta de calizas macizas, arenosas, fosilíferas, a veces fuertemente cristalizadas, en bancos de hasta 90 cm. de espesor, en alternancia con arcillolitas o limolitas micáceas. El segmento C está integrado por 25m. de areniscas cuarzosas grises,

de grano fino, compactas, muscovíticas, en bancos de hasta 1,50m. de espesor intercaladas con shales grises oscuros. El segmento D o superior, con espesor de 125m., consta de alternancia de bancos calcáreos de hasta 50cm. de espesor, oscuras, muy micáceas y a veces oxidadas, de grano fino a medio, con algunas drusas tapizadas por cuarzo.”

Renzoni, G., 1981. Describe una sucesión de 325 m, por la carretera Vado Real – Santa Ana, correspondientes a la Formación San Gil Inferior, “compuesta por caliza, arenisca calcárea y shales negros y arenisca en una parte intermedia y por arenisca, calizas y shales negros en un parte superior. Se trata de la sucesión que Hubach llamó Conjunto San Gil. Para la Formación San Gil Superior, Etayo-Serna, (1968a, p. 23), anota: “(...); para su estudio se divide esta formación en dos segmentos. El segmento inferior A, con 230 m de espesor consta de lutitas con frecuentes intercalaciones de arenisca o de caliza; a lo largo de la carretera se contó 24 capas visibles de arenisca con espesor promedio de 86cm. cada una. El segmento superior con 390m. presenta neto predominio de shales oscuros, frecuentemente con nódulos arcillosos de hasta 10cm. de diámetro, elipsoidales; con cuatro intercalaciones de *areniscas calcáreas*, con espesor promedio de 1,36 m. cada una. Algunas capas se acuñan.” Renzoni (1981, p. 41), describe la Formación San Gil Superior, por la carretera Vado Real – Santa Ana, como “un conjunto de shales negros, con intercalaciones de arenisca, de unos 200m aproximadamente.

Espesor: Se divide la Formación San Gil Inferior, en cuatro segmentos (A, B, C y D). Al segmento A, le asigna un espesor de 140m, al segmento B, 190m de espesor, al segmento C, 25m de espesor y al segmento D, 125m de espesor, para un espesor total de 480, la Formación San Gil Superior, en dos segmentos (A y B), el segmento A, tiene un espesor de 230 m y el segmento B 390 m, para un espesor total aproximado de 620m.

Formación Churuvita (Cenomaniano)

Etayo-Serna, F., 1968. Dividió el Grupo Churuvita en dos formaciones, Formación Churuvita y Formación San Rafael, a su vez la Formación Churuvita fue dividida en 3 segmentos (A, B y C). El inferior A, consta de “areniscas grises, cuarzosas, muscovíticas, con tamaño de grano fino, estratificadas en bancos gruesos, en algunos de los cuales puede observarse estratificación cruzada”. Etayo-Serna (1968b, p.38). En la descripción de este segmento, Etayo-Serna (1968b, p.38), contó 24 bancos de areniscas con espesor promedio de 1.78m; 7 capas calcáreas con espesor promedio de 14.28 cm; las capas restantes corresponden a intercalaciones arcillolíticas o limolíticas. El segmento B, “presenta bancos lumaquéllicos calcáreos o calcáreo-arcillosos, en alternancia con arcillolitas o limolitas, y areniscas cuarzosas de grano angular a subangular, con hojuelas de muscovita, y gruesamente estratificadas. Las arcillolitas presentan frecuentemente numerosos nódulos arcillosos que no sobrepasan los 5 cm. de diámetro. Las areniscas se presentan en 19 bancos con 92cm. de espesor promedio cada uno, y los bancos lumaquéllicos en número de 27, tienen espesor promedio de 71 cm. cada uno.” El segmento superior C “presenta alternancia de arcillolitas o limolitas con bancos macizos de arenisca de grano fino y medio, y con bancos calcáreos macizos; se contó 28 capas de arenisca con espesor promedio de 2.26m. de espesor cada una y 23 bancos calcáreos con espesor promedio de 1.80 m cada uno.”(Ver figura 3).

Espesor: Etayo-Serna, F., (1968b, p. 38-40), para el segmento A de la Formación Churuvita, reporta 100m de espesor aproximado, para el segmento B, 73 m de espesor y para el segmento C, 225m (incompleto).

Formación San Rafael (Turoniano Medio al Turoniano Tardío)

Etayo-Serna., 1968. Esta es la unidad superior del “Grupo Churuvita”. La Formación San Rafael consta de una sucesión de capas delgadas a muy gruesas, subtabulares y lentiformes de shales lodosos grises, algunos shales y lodolitas

arcillosas pardas con restos vegetales carbonizados, escamas de peces y concreciones ferruginosas; se interponen en esta secuencia capas muy delgadas a gruesas de cuarzoarenitas de grano muy fino a medio, con moldes de bivalvos, ostras, gasterópodos y capas delgadas de limolitas arenosas con restos de peces y limolitas silíceas grises con impresiones de amonitas y cangrejos.

Espesor: En la sección de la quebrada Aposentos el segmento inferior A, tiene un espesor de aproximadamente 17 m y el segmento superior B, aproximadamente 45 m, para un total de 62 m. Etayo-Serna (1968 b, p.42).

Formación Simijaca (Turoniano Temprano)

Etayo-Serna, F., 1968. La Formación Simijaca está como una "sucesión de Lodolitas y Limolitas de color gris oscuro con delgadas intercalaciones de capas de 5 cm. a 2 m. de espesor, de arenitas de cuarzo con matriz arcillosa. En la parte superior presenta lentejones de calizas.

Espesor: Etayo-Serna, F., 1968. Midieron pequeños tramos de la Formación Simijaca en la sección Guayabal de Síquima -Bituima (plancha 227) y dan un espesor de 800 m a esta unidad.

Formación Hondita (Cenomaniano Tardío - Turoniano Temprano)

Julivert et al., 1968. La Formación Hondita consta de una sucesión de calizas arenosas, en bancos que varían de unos centímetros hasta un metro y que alternan con lutitas y shales. Entre las lutitas son abundantes las concreciones calcáreas de forma discoidal que pueden alcanzar un diámetro máximo de 2 m.

Espesor: El conjunto de la formación tiene un espesor de 90 m. El nombre de la formación procede de la Quebrada Hondita en el Municipio de Piedras (Dpto. del Tolima).

Los límites de la formación son nítidos y normales. El límite inferior con unas lutitas negras sin denominación, que afloran en muy poca extensión, viene colocado donde hace su aparición el primer banco de calizas arenosas. El límite superior con la Formación Loma Gorda queda determinado por la aparición de lutitas y shales grisáceas sin intercalaciones de calizas arenosas.

Formación La Frontera (Turoniano Medio a Tardío) .

Bürgl y Dumit., 1954. La Formación La Frontera en la sección levantada, está constituida esencialmente por limolitas con concentraciones locales de sílice (chert), de color gris oscuro, que ocurren en capas muy delgadas hasta medianas, tabulares, de contactos planos netos, las cuales se interponen con capas muy delgadas de shales silíceos de color gris oscuro. Esta sucesión constituye los tercios medio y superior de la formación en este sector, mientras el tercio inferior está constituido por limolitas silicificadas de color gris claro que se presentan en capas delgadas y muy delgadas, tabulares, las cuales muestran laminación plana paralela fina, y en igual proporción por limolitas carbonosas que ocurren en capas delgadas y medianas, tabulares, con contactos netos planos y laminación plana paralela gruesa; algunos niveles contienen moldes de concreciones decimétricas, elongadas y nódulos ferruginosos centimétricos y decimétricos, redondeados, especialmente hacia la base de la formación, donde se observan también amonitas mal preservadas. Hacia el tope las limolitas son fisiles aunque no silicificadas como ocurre en el tercio inferior de la unidad.

Montoya y Reyes (2003, p. 50) citan que “La Formación La Frontera representa una fase transgresiva e indica un periodo de máxima inundación regional y se reconoce en toda la Cordillera Oriental y el Valle del Magdalena. Así mismo corrientes de surgencia ayudaron al enriquecimiento de materia orgánica, que favoreció el desarrollo de foraminíferos planctónicos quillados y existió un aporte importante de sílice probablemente proveniente de vulcanismo que originó la sedimentación de chert y liditas (...)”.

Espesor: Terraza (2004, p. 168) a partir de cartografía y cortes estructurales en la región de Chiquinquirá, calcula un espesor que oscila entre 70 y 100 m.

Formación Conejo (Turoniano Tardío a Coniaciano Tardío)

Renzoni, G., 1981. Describe la litología predominante como shales y shales limosos, color gris medio o claro, con oxidación parda, verdosa o violeta; contienen niveles de oxidación ferruginosa, abundantes minerales de hierro, conchas de bivalvos (algunos ornamentados), gasterópodos y escamas de peces. Lodolitas silíceas, a veces arenosas o físciles, de color gris medio o negro, que se disponen en capas muy delgadas tabulares, con contactos planos y laminación plana paralela continua; muestran disolución de foraminíferos, algunas escamas de peces y abundante muscovita; localmente se interponen niveles ferruginosos medianos hasta muy delgados, tabulares. Limolitas silíceas de color gris medio, que ocurren en paquetes medianos con laminación plana paralela. En esta sucesión de shales, lodolitas y limolitas se interponen cuarzoarenitas de grano muy fino, algo lodosas, color gris claro moteado, amarillento, en capas delgadas tabulares a subtabulares, con contactos irregulares bioturbados, algunas contienen restos de peces y foraminíferos bentónicos; arenitas lodosas, algunas carbonosas, de grano fino a muy fino, color blanco grisáceo, ocurren en capas medianas hasta muy gruesas tabulares a subtabulares, bioturbadas, tienen laminación plana paralela u ondulada discontinua y moscovita; y en menor proporción ocurren arenitas de grano muy fino, fosilíferas (con fragmentos de conchas de bivalvos y gasterópodos). (Ver figura 3).

Espesor: Renzoni, G., (1981). Reporta para la Formación Conejo un espesor de 273 m en su localidad tipo, y de 154 m para la sucesión que aflora a lo largo del carreteable que conduce de Pesca a Toledo. Etayo-Serna, F., (1968, p. 44-46) reporta un espesor total de 370 m para la sucesión de la Formación Conejo que aflora en el sector de Sáchica-Tunja. Montoya y Reyes., 2003, midieron un

espesor de 1022 m en una columna compuesta en los sectores de Ubaté y Lenguazaque.

Formación La Luna. (Turoniano – Coniaciano).

Morales et al., (1958). La describe como una sucesión de Shale calcárea, negra, fosilífera con concreciones calizas negras.

El miembro inferior de la Formación La Luna consiste en caliza de color gris oscuro, laminada, densa y de grano fino y las típicas concreciones de caliza. El miembro superior consiste predominantemente en ftnita negra rica en foraminíferos pelágicos. En el Valle Medio del Magdalena la subdividen en tres sectores: inferior (Salada), medio (Pujamana) y Superior (Galembo).

Espesor: El espesor en la concesión Barco varia de 40 a 90 metros.

Formación Chipaque. (Turoniano Tardío a Coniaciano Tardío)

Ulloa, C y Rodríguez, E., (1979). En su trabajo geológico del cuadrángulo K-12, Guateque, describen la Formación Chipaque como una unidad “constituida por lutitas negras con intercalaciones esporádicas de calizas principalmente hacia la parte inferior alta; en la parte superior se presentan intercalaciones de areniscas cuarzosas, grises claras a oscuras, de grano fino, estratificadas en bancos que varían de 1 a 3 m de espesor y un nivel de carbón.” (Ver figura 3).

Espesor: anotan: Ulloa, C y Rodríguez, E., (1979). “En la quebrada de San Antonio, al occidente del Municipio de San Luis de Gaceno, la Formación Chipaque tiene un espesor de 565 m,.... según columna estratigráfica levantada por Guerrero, J., Sarmiento, G., (1996).”. Estos mismos autores complementan (*op. cit.*, p. 24): “En la carretera Sogamoso-Pajarito, en el sitio del Crucero está expuesta la Formación Chipaque, con un espesor de 480 m.

Formación Lidita Superior (Campaniano Temprano)

Montoya, D., Reyes, G., (2003). Describen la parte inferior de la unidad donde se presentan interposiciones de capas tabulares a subtabulares, muy delgadas, delgadas y medianas, de limolitas silíceas, de color gris claro; cherts de color gris claro y oscuro, y lodolitas silíceas de color crema; separadas por láminas de arcillolitas de color pardo . La parte media consiste en interposiciones de capas tabulares a subtabulares, delgadas a medianas, de chert de color crema y gris claro, y limolitas silíceas grises claras, con laminación plana paralela; separadas por capas muy delgadas y láminas de lodolitas de color pardo. La parte superior de la Formación Lidita Superior está compuesta por capas tabulares, delgadas y medianas, de chert de color gris claro, gris y crema, con laminación plana paralela por color, algunos con partición romboidal (“en panelitas”). Es común en la sección la presencia de foraminíferos bentónicos.

Espesor: Se reporta que en la localidad El Salto (Lenguazaque), se levantó una columna con un espesor de 192 m.

Formación Arenisca Dura (Campaniano Temprano)

Renzoni, G., 1981. La Describe como la unidad litoestratigráfica que descansa concordantemente y transicionalmente sobre la sucesión monótona de lutitas fisiles y grises de la Formación Chipaque y que es suprayacida por una secuencia de arcillolitas, arcillolitas silíceas y liditas de la Formación plaeners. La sección tipo se encuentra en el cerro El cable (oriente de Bogotá).

Espesor: 449m, esta constituida por ocho conjuntos de areniscas cuarzosas de grano fino a medio, en estratos gruesos, en un 63.8% y 36.2% de limonitas, arcillolitas y liditas.

Formación Plaeners (Campaniano Tardío a Maastrichtiano Temprano)

Nombre propuesto formalmente por Pérez, et al., (1978). Para la unidad litoestratigráfica que reposa concordantemente sobre la Formación Arenisca Dura y suprayace a la Formación Arenisca de labor.

La sucesión estratigráfica de la Formación Plaeners, se puede subdividir en tres intervalos:

Intervalo inferior :Lodolitas silíceas, a veces limosas, de color gris y gris a pardo, micáceas, con láminas y lentes de arenita, con foraminíferos bentónicos y trazas de fosfatos, a veces oxidadas, dispuestas en capas delgadas con laminación ondulada paralela. Presentan algunas intercalaciones de shales grises y capas lenticulares, delgadas, de arenitas de grano fino.

Intervalo medio: Intervalo homogéneo de shales grises, con foraminíferos bentónicos abundantes, fosfatos, restos de peces y trazas de moscovita; dispuestos en capas medianas y delgadas, lentiformes, con contactos netos y laminación ondulada y lenticular paralela. Presenta intercalaciones de capas tabulares, medianas, con laminación ondulada paralela, de arenitas cuarzosas, grises, de grano fino, cementadas.

Intervalo superior: Compuesto por capas tabulares y lentiformes, gruesas, medianas y delgadas, con laminación ondulada, de arenitas cuarzosas (cuarzoarenitas), grises y blancas, de grano fino y muy fino, bioturbadas, con láminas carbonosas; con intercalaciones de capas tabulares, delgadas y medianas, con laminación paralela, de lodolitas y shales grises.

Espesor: Intervalo inferior (m 215 – m 281), intervalo medio (m 281 – m 368) e Intervalo superior (m 368 – m 408).

Formación Los Pinos (Campaniano Tardío a Maastrichtiano Temprano)

Ulloa, et al., 2003. La Formación Los Pinos está compuesta por paquetes subtabulares, muy gruesos, de lodolitas y arcillolitas, algunas físis, de color gris a pardo o gris verdoso, micáceas, con fragmentos vegetales carbonizados; con intercalaciones de arenitas lodosas, de grano fino a muy fino, silíceas, altamente bioturbadas, fosfáticas, con restos de peces, moldes de bivalvos, foraminíferos bentónicos, restos carbonosos y muscovita frecuente, dispuestas en capas tabulares a subtabulares, delgadas y medianas (rara vez gruesas), con laminación ondulada no paralela y lenticular. También intercalaciones de limolitas silíceas, duras, de color gris y gris oscuro, limolitas grises, arenosas, bioturbadas, con foraminíferos bentónicos y lodolitas arenosas, a veces, con abundantes fragmentos de bivalvos.

Espesor: Ulloa, et al., 2003. Mencionan: “En la localidad de Los Pinos, la unidad presenta un espesor de 295 m”, y “En el flanco occidental del Anticlinal de San Antonio (...) y al sur de Sogamoso (...), la Formación Los Pinos presentan espesores de 94,90 y 101,20 m, respectivamente.

Formación Arenisca Labor (Maastrichtiano Temprano).

Formalizada por Pérez, et al., 1978; al oriente de Bogotá, la Arenisca de Labor. Comienza por capas muy gruesas de arenisca que se intercalan con capas muy delgadas de arcillolitas. La Formación Arenisca de Labor es separada de la Formación Arenisca Tierna por 19m de arcillolitas y lodolitas; la Arenisca Tierna con un espesor de 49m, se diferencia de la Arenisca de Labor por presentar capas muy gruesas de arenisca con tamaño de grano más grueso.

Las Formaciones Arenisca de Labor y Arenisca Tierna y el segmento que los separa, se agrupan como una sola unidad cartográfica dada su similitud litológica y su expresión morfológica, se establece desde el techo de la Formación Plaeners hasta la base de la Formación Guaduas.

Formación Arenisca Tierna (Maastrichtiano Temprano)

Pérez, et al., 1978. La Formación Arenisca Tierna está compuesta por arenitas cuarzosas, de color crema y amarillo, con matriz lodosa (5-10%), de grano fino hasta grueso a muy grueso, subredondeado, friables, con intraclastos arcillosos gris-verdosos y algunas láminas carbonosas, y al techo de la unidad con niveles ferruginosos. Se disponen en capas subtabulares, gruesas y muy gruesas, con contactos netos, laminación inclinada plana de muy bajo ángulo y bioturbación leve. Presentan intercalaciones de paquetes medianos de lodolitas y arcillolitas bioturbadas.

Espesor: Pérez, et al., 1978. Mencionan que el “espesor total medido en la localidad tipo propuesta es de 49 m, aunque se reporta que al sur de la Sierra Nevada del Cocuy, la Formación Arenisca Tierna está constituida por 120 m de areniscas.

EDAD (m.a)	ERA	PERIODO	ETAPA	Cuenca del Magdalena	Cordillera Oriental					
				CUENCA DE GIRARDOT	SE	W	E			
70	MESOZOICO	CRETACEO TARDIO	Maastrichtiano	Monserrate	Grupo Guadalupe	Labor Y Tierna	Grupo Guadalupe	Cordoba	Grupo Guadalupe	Labor Y Tierra
80			Campaniano	Plaeners		Umir		Loma Gorda		Plaeners
			Santoniano	Dura			Dura			
90			Coniaciano	Chipaque	La luna	Conejo				
			Turoniano	Chipaque						
100			Cenomaniano	Frontera Hondita	Churuvita					
		Villeta	Une							
110		Albiano	Caballos	Fomeque	Simití	San Gil				
		Aptiano	Yevi		Tablazo					
120		Barramiano	Grupo Caqueza	Caqueza SS	Paja	Tibasosa				
		Hauteriviano			Ritoque					
130		Valanginiano			Rosablanca					
		Berriasiano			Cumbre					

Figura 3. Columnas Estratigráficas del Cretáceo Superior en la Cordillera Oriental y Cuenca del Magdalena.

4.2 EVOLUCIÓN ESTRUCTURAL.

La historia de evolución estructural de la Cordillera Oriental es el resultado de una compleja interacción entre las placas Nazca y Caribe con la placa de América del Sur. El esquema evolutivo definido por Toro J. et al. (2002) se divide en cinco megaperiodos que resumen de buena forma los eventos principales.

1. Estado Extensional.

Durante el Mesozoico y Paleógeno se da un debilitamiento de la litosfera resultado del estiramiento del área en la que actualmente se encuentra la Cordillera Oriental. Etayo-Serna, F., (1983).

Este estiramiento se dio durante el Triásico-Jurásico mediante esfuerzos Tensional/Transtensional probablemente relacionado al rompimiento de la Pangea y a la extensión del backarc lo cual produjo acortamiento de la litosfera y generó rift cercanos, repetidos eventos produjeron esta reducción. Esta deformación extensional se concentró al Este en un sistema de arcos continentales causado por la subducción de la litosfera Pacífica sobre el margen Occidental de Sur América, debido a esto se generaron en el Cretácico Temprano un sistema de cuencas asimétricas tipo rift, lo cual incrementó el flujo de calor en el área. A su vez en este estado para el Cretácico Temprano se inicia una rápida subsidencia en la cuenca.

2. Estado De Subsidencia Termal.

Una vez la actividad del rifting finaliza, la tasa de la subsidencia iniciada en el estado anterior disminuye en la Cordillera Oriental desde el Albiano hasta el Paleoceno haciendo que las isothermas del manto disminuyan y de esta manera la litosfera retorna a su equilibrio termal. Fabre, A., 1983.

Durante el Turoniano la cuenca alcanzó su máxima extensión. Durante este periodo varias rocas generadoras de América del Sur fueron depositadas como los shales marinos anóxicos.

3. Primer Estado Compresional.

Este estado compresional/Transpresional se da durante el Paleógeno, relacionado con la colisión de Suramérica con Placa de Nazca.

4. Estado Pre-Andino (Cuenca Foreland).

Durante el Cretácico Tardío-Terciario Temprano la placa Caribe empezó a moverse desde el Este de América del Sur (Burke et al., 1984) y empezó a ser subducida a lo largo del margen Norte de Colombia (Penninton, 1981; Taboada et al., 2000). Adicionalmente un terreno oceánico fue acrecionado al margen continental dando lugar a la cordillera Occidental de Colombia (Mc Court et al., 1984), como resultado de la interacción de estos límites de placa se da deformación transpresional compresional y el inicio de la inversión de la cuenca Cordillera Oriental.

Durante este estado algunas estructuras generadas en los estados anteriores relevaron su desarrollo como resultado de la inversión de fallas normales en el Mesozoico. Sarmiento; 2002.

5. Estado de Deformación Andina.

En este estado se dio el mayor acortamiento y formación de altos topográficos que hoy en día se ven representados en la Cordillera Oriental, los cuales empezaron durante el Mioceno Tardío como respuesta de la acreción del arco de Panamá-Baudó con el margen Oeste de Colombia (Duque, H; 1990, Kellogg et al; 1995, Taboada et al., 2000.

La delgada corteza de la cuenca Cordillera fue una zona de debilidad en la placa de América del Sur, en el cretácico inferior la cuenca fue invertida por reactivación de antiguas fallas normales. (Colleta, et al., 1990, Cooper et al., 1995). El pulso más intenso de levantamiento empezó hace 12.9 Ma. (Dengo et al; 1993.

Fabre, A; (1983 a, b) registró plegamiento intenso durante el Mioceno y el mayor levantamiento durante el Plioceno y Cuaternario.

En general en este estado se dio la mayor inversión de la cuenca, el mayor levantamiento de la Cordillera Oriental y el mayor acortamiento. Los depósitos que resultaron de este levantamiento rellenaron la cuenca de los Llanos. (Ver figura 4).

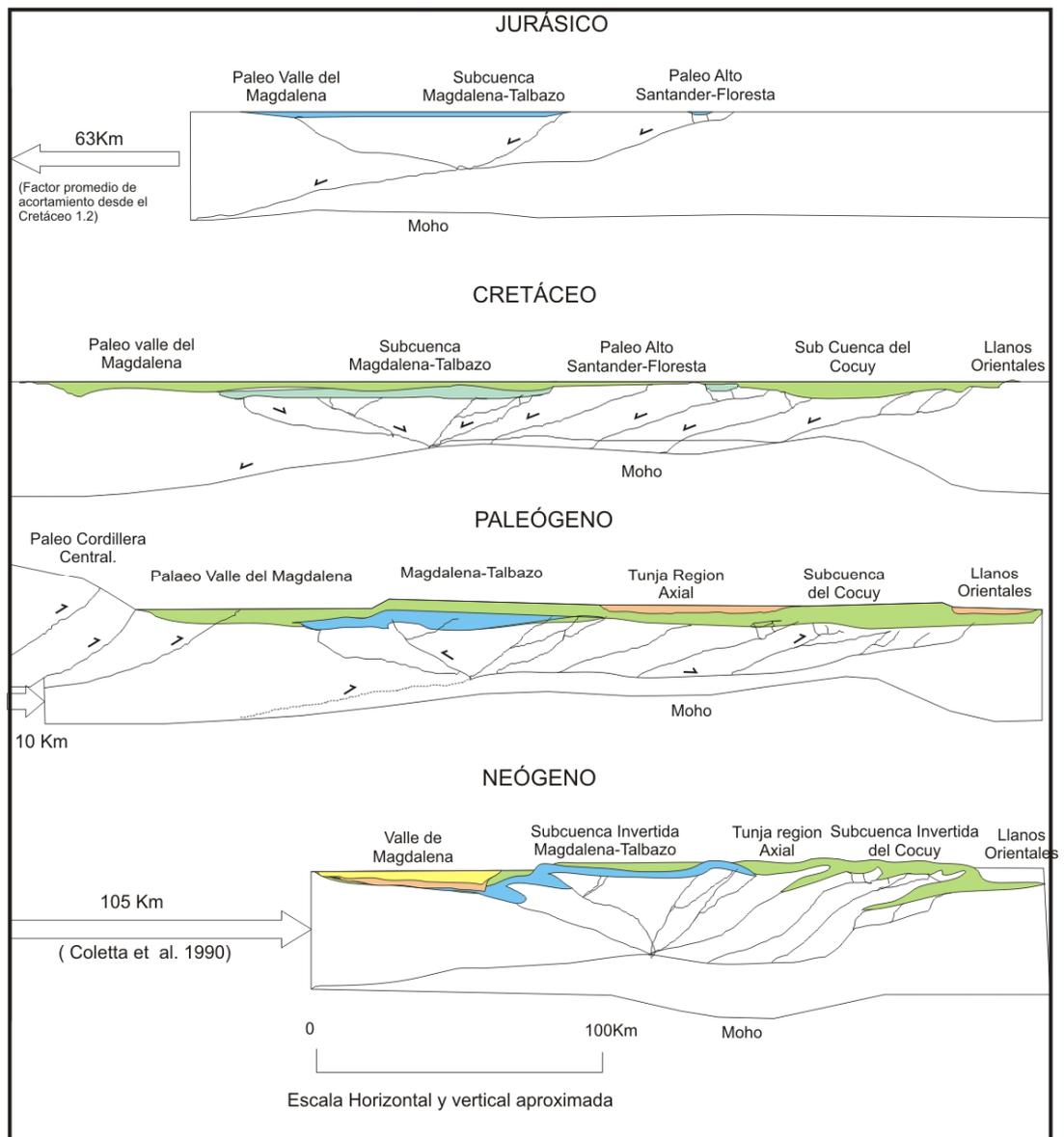


Figura 4. Evolución tectónica sugerida para la Cordillera Oriental desde el Mesozoico. (Tomado de Coletta et al., 1990).

5. METODOLOGIA.

5.1 GEOLOGÍA Y MUESTREO DE CAMPO.

Se seleccionaron trece (13) áreas en la Cordillera Oriental, donde afloran tanto formaciones correspondientes al Cretáceo Superior (Chipaque, Frontera, La Luna, Hondita, Churuvita, San Rafael, como formaciones del Cretáceo Inferior (Fómeque, San Gil, Paja, Rosablanca (Ver Tabla 2), levantando diez (10) columnas estratigráficas a escala 1: 300,(Ver figura 2) con el respectivo muestreo de shale con una distancia entre muestreo de 50 metros aproximadamente, con el fin de abarcar muestras desde la base hasta el tope de cada sección, el número de muestras dependió del espesor estratigráfico y además se realizó la toma de datos estructurales, en cada sitio de muestreo

El espesor de las unidades litoestratigráfica fue medido utilizando el bastón de Jacob, la cinta métrica y la brújula, según las condiciones expuestas por los afloramientos.

Tabla 2. Inventario de secciones Estratigráficas Levantadas.

MUNICIPIO	SECCIÓN	FORMACION	ESP. COLUMNA	Nº. MUEST.
San Luis de Gaceno	Quebrada Vara Santa	Chipaque	280 m	13
Acacias	Quebrada Caño Blanco	Chipaque	65 m	5
Choachí	Ubaque - Choachí	Fómeque		5
Cáqueza	Ubaque - Cáqueza	Fómeque		5
Sogamoso	El Crucero	Chipaque	450 m	11
Carupa	Ubaté - Carupa	Frontera	151 m	9
Tausa	Sutatausa - Tausa	Chipaque	145 m	5
Ubaté	Sutatausa - Ubaté	Chipaque	123 m	6
Villanueva	Villanueva	Rosablanca	190 m	11
Uribe - Uribe	La Renta	La Luna	70 m	7

Yaguará	Quebrada El Ocal	Hondita	174 m	10
Yaguará	Río Yaguará	Hondita	165 m	10
Villa de Leyva	Villa de Leyva	Churuvita		4
		San Gil		6
		san Rafael		2
		Paja		4

5.2 ANÁLISIS DE LABORATORIO.

Los primeros análisis que se le realizaron a las muestras recogidas fueron de Rock Eval, en donde se seleccionaron las muestras con mayor COT en cada sección para posteriormente realizárseles los siguientes análisis: Reflectancia de vitrinita, mineralogía de rayos X, porosidad y permeabilidad.

5.2.1 Rock Eval. La cantidad de materia orgánica, se determina mediante el análisis de COT, el cual se expresa en mgr de carbono total/peso de roca, los valores COT pueden obtenerse a partir de 1 gramo [0.0022 lbm] de muestras de roca pulverizada que se tratan para eliminar los contaminantes y que luego se combustionan a una temperatura de 1,200°C [2,192°F]. El carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO₂ o CO. Las fracciones de carbono liberado se miden en una célula infrarroja y se convierten en COT, registrándose como porcentaje en peso másico de la roca. Si esta prueba de clasificación inicial detecta muestras de suficiente riqueza orgánica, las mismas se someten a pruebas adicionales.

Para caracterizar la riqueza orgánica en mayor detalle, muchos laboratorios geoquímicos utilizan una técnica de pirólisis programada desarrollada por el Instituto Francés del Petróleo. Este método, que se ha convertido en un estándar industrial para las pruebas geoquímicas de las rocas generadoras, requiere sólo 50 a 100 mg [0.00011 a 0.00022 lbm] de roca pulverizada y puede llevarse a cabo en unos 20 minutos. Cada muestra se calienta en etapas controladas, mediante una prueba de pirólisis. Durante la primera etapa del proceso de calentamiento hasta una temperatura de 300°C [572°F], los hidrocarburos libres presentes en la

roca se liberan de la matriz. Al aumentar el calor durante la segunda etapa hasta alcanzar 550°C [1,022°F], se liberan los hidrocarburos volátiles formados por craqueo térmico. Además de los hidrocarburos, el kerógeno emite CO₂, al aumentar las temperaturas de 300°C a 390°C [572°F a 734°F].

Los compuestos orgánicos liberados a través del proceso de calentamiento son medidos con un detector de ionización de llama. Estas mediciones, junto con la temperatura, se registran en una gráfica y muestran tres picos bien definidos. Estos picos permiten a los geoquímicos conocer la abundancia relativa del hidrógeno, carbono y oxígeno presentes en el kerógeno. Con esta información, los geoquímicos pueden determinar el tipo de kerógeno y el potencial para la generación de petróleo y gas.

La temperatura a la que se detecta la máxima emisión de hidrocarburos corresponde al pico S2, y se conoce como Tmax. La maduración térmica de una muestra puede vincularse con el valor de Tmax. (Figura 5).

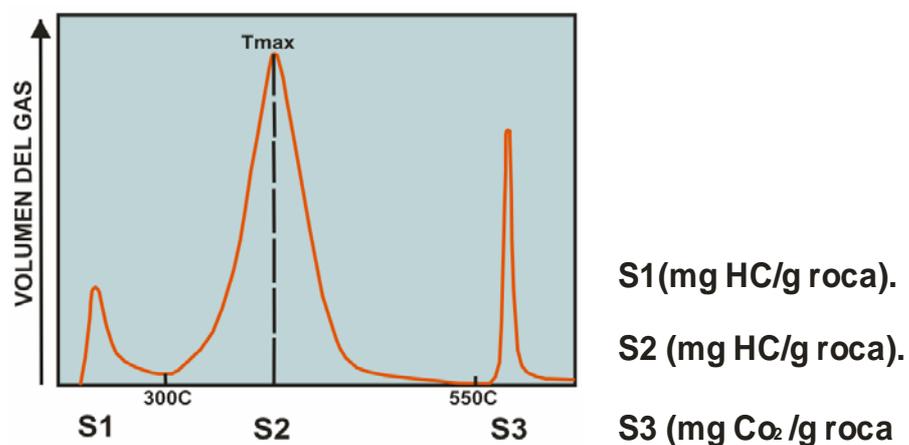


Figura 5. Compuestos orgánicos liberados durante el proceso de calentamiento.

Tomado de Boyer C, et al., 2006.

5.2.2 Reflectancia de Vitrinita. La reflectancia de la vitrinita al igual que la Tmax, es otra herramienta de diagnóstico para evaluar la maduración térmica. Componente clave del kerógeno, la vitrinita es una sustancia brillante formada

mediante la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales. Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatizaciones irreversibles y complejas, lo que se traduce en un incremento de la reflectancia. La reflectancia de la vitrinita fue utilizada por primera vez para diagnosticar la clase, o madurez térmica, de los carbones. Esta técnica fue posteriormente expandida para evaluar la madurez térmica de los kerógenos. Dado que la reflectancia aumenta con la temperatura, puede correlacionarse con los rangos de temperatura para la generación de hidrocarburos. Estos rangos pueden dividirse finalmente en ventanas de petróleo o gas. La reflectividad (R) se mide mediante un microscopio provisto de una lente objetivo de inmersión en aceite y un fotómetro. Las mediciones de reflectancia de la vitrinita se calibran cuidadosamente en función de los estándares de reflectancia del vidrio o de los minerales, y las mediciones de la reflectancia representan el porcentaje de luz reflejada en el aceite (R_o). Cuando se determina un valor medio de reflectividad de la vitrinita a partir de muestras múltiples, se designa como R_m . Como indicadores de la madurez térmica, los valores de R_o varían entre un tipo orgánico y otro. Esto significa que el inicio de la generación de hidrocarburos en la materia orgánica Tipo I puede ser diferente que en la materia orgánica Tipo II.

La supresión de la reflectancia en potenciales rocas generadoras de hidrocarburos ha sido reportada en diversos estudios (Barker, et al; 2004, Lewan, M; 1985) y es posible reconocerse en formaciones con bajos valores de R_o , pertenecientes a intervalos que se encuentran dentro de la ventana de generación de aceite. Esta identificación es especialmente difícil cuando dentro de la secuencia sedimentaria no se encuentran presentes estratos de carbón para emplear los valores promedio de R_o de estos mantos como referencia.

La causa responsable de estos fenómenos de supresión para las formaciones La Luna y Hondita, es la riqueza en hidrogeno que presentan la mayoría de las litofacies que conforman estas secciones, las cuales presentan valores de HI en

rangos de 300 (mg HC/ g COT) y 600 (mg HC/ g COT), como se aprecia en los datos geoquímicos de cada sección, y que han sido señaladas como factor crítico causante de los fenómenos de supresión en Kerógenos con alto índice de hidrogeno. (Barker, et al; 2004, Lewan, M; 1993, Lo, H ;1993, Wilkins,et al;1992).

5.2.3 Difracción de Rayos X. La difracción de Rayos X es la técnica analítica más precisa para identificación de minerales y/o compuestos cristalinos pues se basa en la dispersión de rayos X generada por la red cristalina en direcciones y ángulos específicos para cada sistema cristalino. Ésta técnica permite conocer la composición en términos de fases cristalinas sin incluir material amorfo, tomando como 100% el total de las fases identificadas.

Este análisis se realiza bajo dos modalidades: Roca Total o bulk y Fracción arcilla: Fracción de la muestra con partículas de diámetro efectivo menor a 2 μm . El análisis Bulk describe de una manera global la mineralogía de la roca total, mientras que el análisis de la fracción menor de 2 micras caracteriza principalmente los filosilicatos que se concentran principalmente en partículas con éste tamaño. A continuación se detalla por separado la metodología utilizada para estos dos análisis.

5.2.3.1 Análisis Bulk. El análisis Bulk se llevó a cabo sobre la muestra representativa seleccionada mediante cuarteo y pulverizada manualmente en mortero de ágata, sin ningún tratamiento químico, y con montaje desorientado o de distribución de partículas al azar de acuerdo con el UST-153-P-010 del manual de procedimientos técnicos del laboratorio de DRX.

Se calcula la fracción en peso de cada componente con una incertidumbre de alrededor del 2% en fases bien cristalizadas que se encuentren en un porcentaje superior al 5%, además permite establecer los tratamientos que se requieren en la separación de la fracción menor de 2 μm , para la caracterización de los

minerales de arcilla.

La evaluación de los difractogramas se realiza con ayuda del Software DiffracPlus, con base en los materiales de referencia de la JCPDF (Joint Committee Powder Diffraction Files).

La identificación de las fases cristalinas consiste en la comparación del difractograma o perfil de difracción de la muestra con el difractograma de materiales de referencia o materiales puros reportados en las Bases de Datos cristalográficas, el difractograma de una sustancia pura es como si fuera la digital y permite la identificación inequívoca de la estructura cristalina que posee el compuesto. Este análisis se basa en el Método de Hanawal, en el que cada compuesto se identifica por los tres picos de difracción más intensos.

El cálculo de la concentración relativa de los compuestos identificados depende de diferentes fenómenos tales como el grado de cristalinidad de la muestra, la absorción y fluorescencia de rayos X que pueden tener los compuestos presentes y la probabilidad de dispersión coherente que tienen los distintos sistemas cristalinos.

Este análisis se hace con base en el área bajo la curva y empleando un set de constantes empíricas determinadas en nuestro laboratorio para los minerales más frecuentemente encontrados que dan cuenta de los fenómenos mencionados. Esta metodología calcula la fracción en peso de cada componente

En el análisis de roca total, los filosilicatos presentes en las muestras se agrupan como arcillas o minerales arcillosos que generalmente se encuentran en tamaños menores de 2 micras pero es importante tener en cuenta que este tipo de minerales se pueden encontrar en tamaños mayores a 2 micras. Por tanto, el contenido de arcillas no define el contenido de finos presentes en la roca.

5.2.3.2 Análisis Fracción Menor de 2 micras. La separación de la fracción menor de 2 micras o fracción arcilla se realiza por centrifugado (Norma ASTM C 775-79) que permite la separación por tamaños de partículas y se fundamenta en la Ley de Stokes. Inicialmente las muestras pasan por un proceso de disgregación y dispersión con ultrasonido, se eliminan cementantes y la materia orgánica lo cual permite obtener la arcilla más representativa del contenido total en la muestra.

5.2.4 Modelamiento Geoquímico. El Modelamiento Geoquímico es una herramienta que se utiliza para analizar diferentes escenarios de evolución de un sector específico, con el fin de determinar modelos de generación y expulsión de hidrocarburos teniendo en cuenta la variación termal, historia evolutiva de la cuenca, litología y datos geoquímicos (Madurez Termal Ro%, y Cantidad de Materia Orgánica COT) .

Modelamiento 1D: Es la forma de simulación que se encarga de evaluar en un solo punto de la cuenca, el comportamiento individual de los indicadores de madurez, los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos y el craqueo térmico de petróleo a gas (profundidades de preservación o alteración).

Solo se tienen en cuenta los cambios verticales de litología, roca madre y propiedades térmicas.

El intercambio de flujo de calor es considerado usualmente por conducción. (Intercambio de calor por convección solo se evalúa en casos especiales).

Modelamiento 2D: Es la forma de simulación que se encarga de evaluar a lo largo de una sección de la cuenca (2D), el comportamiento individual de los indicadores de madurez, los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos, identificación de las profundidades de preservación o alteración, el movimiento de

los fluidos dentro de la sección (migración secundaria) y la formación de zonas de sobre-presión.

En este modelamiento se tienen en cuenta los cambios verticales y horizontales de litología, roca madre y propiedades térmicas y los movimientos de fluidos dentro del sistema.

El intercambio de flujo de calor es considerado por conducción (tanto vertical como horizontal) y por convección (movimientos de fallas, diapirismo, etc.).

6. CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS SHALE GAS.

La caracterización de los sistemas Shale gas se basan en la información obtenida a partir de los parámetros de cantidad y madurez de la materia orgánica presente en las Lutitas, para este fin de utilizan las herramientas de COT% (Carbono Orgánico Total) y Ro% (Reflectancia de Vitrinita) específicamente, Otros factores que son influyentes en el sistema son: Espesor litológico, porosidad, capacidad de gas absorbido, permeabilidad y fracturamiento.

6.1 EVALUACIÓN Y MÉTODOS GEOQUÍMICOS.

6.1.1 Carbono Orgánico Total. El contenido de COT% influye en la cantidad de gas almacenado, a mayor COT%, mayor generación y almacenamiento de gas metano debido a que la materia orgánica es un material altamente microporoso que permite el almacenamiento de gas, la generación y almacenamiento de gas metano también depende del tipo de Kerógeno que constituya la materia orgánica ya que se ha demostrado que el Kerógeno tipo I y II poseen mayor volumen de microporos (mayor capacidad de almacenamiento) que el Kerógeno tipo III. (Tabla 3) (Curtis, et al., 2006 y Ross, et al, 2009)

Tabla 3. Potencial de generación en relación al COT%. Tomado de Boyer C, et al., 2006.

CONTENIDO DE CARBONO ORGANICO TOTAL (COT %)	POTENCIAL DE GENERACIÒN
0 – 0.5	MUY POBRE
0.5 - 1	POBRE
1 - 2	REGULAR
2 - 4	BUENO
4 - 12	MUY BUENO
≥ 12	EXCELENTE

6.1.2 Reflectancia de Vitrinita. La clasificación que se utiliza con base en el rango y la geoquímica de hidrocarburos indica que los valores de maduración altos ($R_o > 1.5\%$) generalmente indican la presencia de gas predominantemente seco; los valores de maduración intermedios ($1.1\% < R_o < 1.5\%$) indican la presencia de gas con una tendencia creciente hacia la generación de petróleo en el extremo inferior del rango. El gas húmedo puede encontrarse en la parte más inferior del rango ($0.8\% < R_o < 1.1\%$). Los valores más bajos ($0.6\% < R_o < 0.8\%$) indican la presencia predominante de petróleo, mientras que $R_o < 0.6\%$ indica kerogeno inmaduro. (Boyer, C., 2006 y Jarvie, et al, 2007).

6.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

6.2.1 Porosidad. La porosidad depende del tamaño del poro (Microporo, Mesoporo, Macroporo), superficie de área, volumen y su distribución. La alta o baja porosidad está relacionada con la cantidad de materia orgánica y la mineralogía que presente el shale de esta forma la superficie de área y volumen de los microporos y mesoporos aumentan con el incremento de porcentaje de COT%, y con el contenido de las arcillas. Este aumento de microporosidad mejora la capacidad de absorción del gas metano. Los valores de porosidad total para reservorios de shale gas están en valores $> 4\%$. (Boyer, C., 2006)

6.2.2 Permeabilidad. La permeabilidad para este tipo de reservorios es baja a causa de la forma y tamaño de grano (arcilla) de shale. Para los casos de estudio consultados, este valor se encuentra en rangos de 0.004-0.02 md. Pero se estima que los reservorios de shale gas económicamente rentables pueden presentar rangos de permeabilidad < 0.001 d. (Boyer, C., 2006)

6.2.3 Mineralogía. La caracterización mineralógica se desarrolla en base a los datos cualitativos y cuantitativos obtenidos de los análisis de difracción de rayos x,

El análisis Bulk describe de una manera global la mineralogía de la roca total, mientras que el análisis de la fracción menor de 2 micras caracteriza principalmente los filosilicatos que se concentran principalmente en partículas con éste tamaño

6.2.4 Fracturamiento. A pesar que el fracturamiento de las rocas aumenta el almacenamiento del gas libre dentro de la matriz de baja permeabilidad (porosidad secundaria), y favorece el fracturamiento hidráulico, no es conveniente que la roca se encuentre fuertemente fracturada ya que esto permite el escape de gas a las formaciones que suprayacen la roca fuente, causando la disminución de gas almacenado insitu.

6.2.5 Espesor Estratigráfico. Espesores de Shale Gas rentables económicamente, deben ser ≥ 10 m. (Bowker, et al., 2007).

7. LITOFACIES

Las secciones estratigráficas levantadas se describieron las diferentes facies y asociaciones de facies según el concepto de Walker, et al, 1996. La identificación de facies permite determinar los segmentos de la columna estratigráfica que presentan características petrográficas y/o petrofísicas indicativas de potenciales yacimientos de Shale Gas.

Para el nombre de facies se utilizaron letras descriptivas de las principales características de la roca, siendo el primer componente el tipo de litología y el segundo su cualidad a resaltar, como por ejemplo Lodolita Fosilífera (**LF**), Lodolita Laminado (**LL**), Lodolita Laminado Calcáreo (**LLC**), Chert (**Ch**), Chert Lodolítico (**ChL**), Lodolita Homogénea (**LH**), Calizas Lodosa Masiva (**CLM**), Lodolita Arenosa (**LA**), Arena Lodosa (**AL**).

Se describieron en total nueve facies, de las cuales seis de ellas presentan características apropiadas para los yacimientos de Shale Gas, como lo son facies generadoras (LL, LH y LF) y facies reservorio (CLM, CH y AL)

7.1 DESCRIPCION DE FACIES.

7.1.1 Facies Caliza lodosa masiva (CLM) (Caliza 70-90% - Lodolita 10-30%)

Corresponde a micrita y/o esparitas masivas, compactas, de colores gris oscuro a negro en muestra fresca, o verdoso en roca no fresca, con intercalaciones de lodolita, los estratos son generalmente tabulares de hasta 1.2 m de espesor, los cuales presentan concreciones calcáreas de hasta 1m de diámetro. Según Blatt, Middleton y Murray (1980) el carbonato tamaño arcilla, puede tener tres orígenes:

abrasión mecánica o biológica de grandes partículas, precipitación inorgánica directa del agua de mar o precipitación de restos de organismos calcáreos.

7.1.2 Facies Chert (Ch) (Chert 100%). Representada por lodolitas silíceas de colores grises a cafés, con variaciones en la cantidad de sílice, llegando a alcanzar la proporción de un Chert, principalmente masiva, en estratos tubulares, fractura concoidea, en donde se pueden encontrar registro fósil de foraminíferos.

7.1.3 Facies (AL) Areno lodosa (Arenisca 70-90% - Lodolita 10-30%). Correspondientes a cuarzoarenitas de grano fino a medio, de color amarillento, con buena selección, y estratos de forma tabular, el cual puede presentar intercalaciones de lodolitas gris oscuras a negras, fiscales con laminación plana paralela. Se interpretan, como el producto de sedimentación en caída de energía de las corrientes que transportan los materiales, lo cual ocasiona una depositación en suspensión, pero sin sufrir transporte posterior, el aspecto masivo de los sedimentos arenosos puede ser por la depositación rápida, en donde el material es acumulado como una masa homogénea.

7.1.4 Facies Lodolita Laminado (LL). (Lodolita 60-80% - Arenisca 20-40%)

Representada por lodolitas de colores grises oscuros, claros a verdosos con intercalación arenisca de grano fino, la laminación es plana paralela, por sus características es interpretada, como transportada en suspensión y depositada por asentamiento de partículas, por pérdida de energía del medio, con fluctuaciones en el aporte de materia orgánica y minerales arcillosos.

7.1.5 Facies Lodolita Homogenea (LH) (Lodolita 90-100%). Representada por lodolitas de colores gris oscuro a negro, con buena fisilidad, potentes, con espesores superiores a 3 metros en los cuales es mínima la presencia de otras litologías y ausencia total de laminación. Se interpreta, como transportada en

suspensión y depositada por asentamiento de partículas, en condiciones anoxicas, en donde las corrientes no actúan o son de muy baja energía.

7.1.6 Facies lodolita Fosilífera (LF) (Lodolita 90-100%). Está representada por lodolitas de colores negro a gris claro, las cuales pueden presentar laminación plana paralela, poseen impresiones de bivalvos y foraminíferos a nivel macroscópico y microscópico. Se interpreta, como transportada en suspensión y depositada por asentamiento de partículas, en condiciones anoxicas, en donde las corrientes no actúan o son de muy baja energía.

7.1.7 Facies Lodolita Laminado Calcáreo (LLC) (Lodolita 70-90% - Caliza 10-30%). Facies constituida por lodolitas con alto contenido de micrita y/o esparita de color predominantemente gris oscuro, en ocasiones negro grisáceo. Se puede encontrar laminación plano paralela discontinua a continua o estratos sin una laminación visible, además en algunos sitios presenta nódulos o concreciones calcáreas. Por las características antes mencionadas se interpreta, como originada en un ambiente de baja energía, lejano a la línea de playa en el cual se dieron las condiciones para la precipitación de carbonatos junto con las partículas de lodolita constituyentes de la armazón de la roca.

7.1.8 Facies Chert – Lodolítico (ChL) (Chert 50-70% - Lodolita 30-50%). Representada por lodolitas silíceas masivas, en estratos tabulares, fractura concoidea, intercalada con lodolitas arcillosas de color gris oscuro a negro, fiscales, en las cuales se puede presentar laminación plano paralela discontinua a continua.

7.1.9 Facies Lodolita Siliciclastica (LS) (Lodolita 70-90% - Arenisca 10-30%). Está constituida por lodolitas, con colores grises verdosos a café cuando se encuentra meteorizada, las cuales se encuentran intercaladas con arenisca de

grano fino a muy fino arena, en un 30% con alto contenido de cuarzo en formas subangulares a subredondeados, la laminación suele ser plano paralela.

8. RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS ESTUDIADAS.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en cada una de las secciones estratigráficas estudiadas, presentándose datos geoquímicos (Rock – Eval y Ro%), Mineralogía de Rayos X, y Litofacies. La identificación del tipo de kerógeno basado en los índices de hidrogeno IH no es confiable en las muestras con bajos contenidos de S2 y/o muestras meteorizadas.

8.1 SECCIÓN QUEBRADA VARA SANTA.

8.1.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 4. Datos de Rock Eval Sección Vara Santa.

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
CH-001	45,389	437	341	2
CH-002	2,447	429	228	13
CH-003	70,542	437	232	2
CH-004	3,25	430	242	11
CH-005	1,122	437	86	32
CH-006	0,679	430	69	28
CH-007	0,641	429	64	41

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
CH-008	0,632	430	92	35
CH-009	0,5	425	32	58
CH-010	0,502	424	38	46
CH-011	0,727	426	67	29
CH-012	0,623	433	105	28
CH-013	0,528	433	89	25

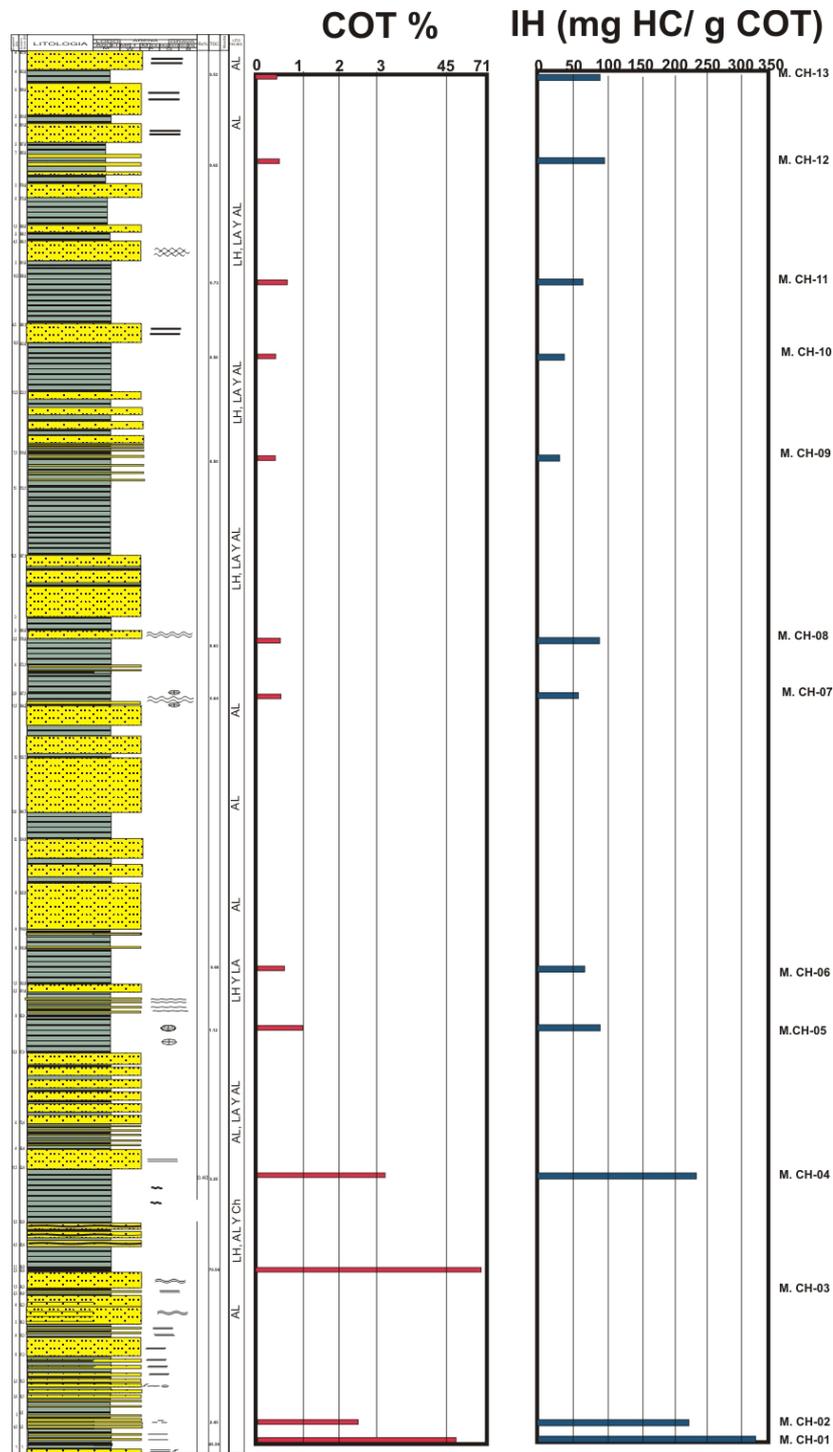


Figura 6. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Vara Santa.

RO%:0.39. (Medido en la muestra CH-04, ver figura 7)

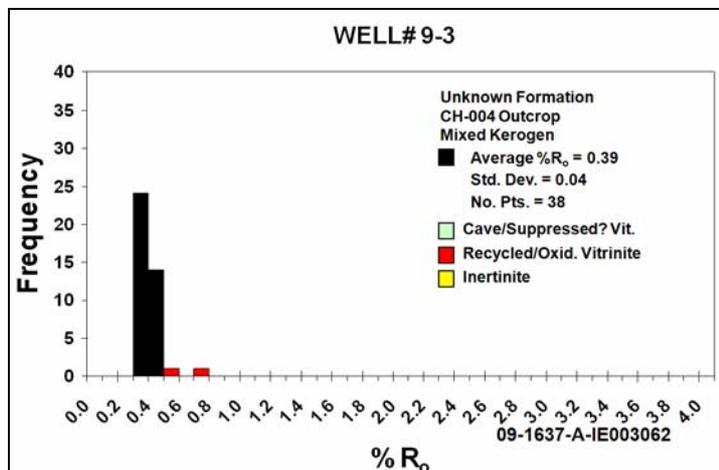


Figura 7. Histograma de valores medida de Ro% Sección Vara Santa.

8.1.2 Mineralogía (Difracción de Rayos X).

8.1.2.1 Análisis de Roca Total (Bulk).

Tabla 5. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección vara santa

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
CH - 004	48	42	ND	<5	ND	ND	<5

8.1.2.2 Análisis Fracción Menor de 2 Micras.

Tabla 6. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Vara Santa

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
CH - 004	ND	11	18	55	ND	16	ND

8.1.3 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 7. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Vara santa.

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
CH-004	3.0	0,176

8.1.5 Litofacies. La sección presenta tres sectores de interés con intercalación de facies tanto generadoras (LA) como reservorio (CH y AL) ubicados en los metros (40 – 62), nivel inferior, (87 – 115), nivel medio y (180 – 287), nivel superior, siendo de mayor interés el nivel inferior por los altos valores de COT %, condiciones mineralógicas dado por la alta presencia de cuarzo e Illita, no obstante la porosidad no cumple el valor mínimo de 4%. (Ver figura 6, tablas 5, 6 y 7)

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación Chipaque, nos muestran que presenta un potencial regular en la generación de hidrocarburos, que se encuentra en una fase inmadura y que la materia orgánica es de kerogeno tipo II. (Figuras 8,9 y 10).

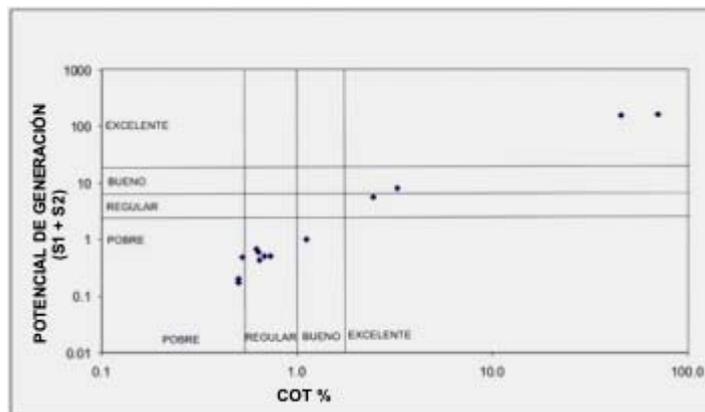


Figura 8. Potencial de Generación, Sección vara Santa.

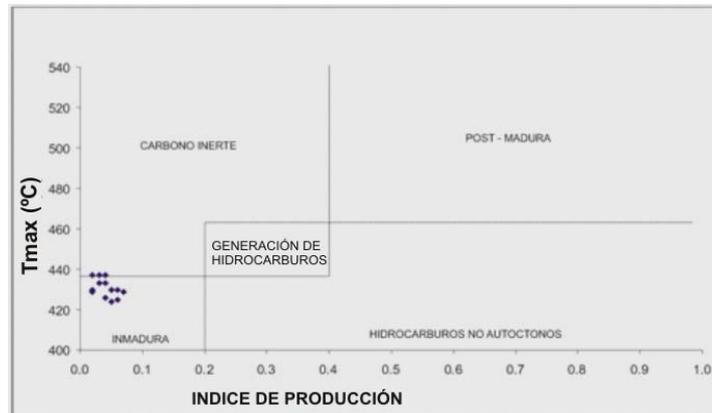


Figura 9. Ventana de Generación, Sección Vara Santa.

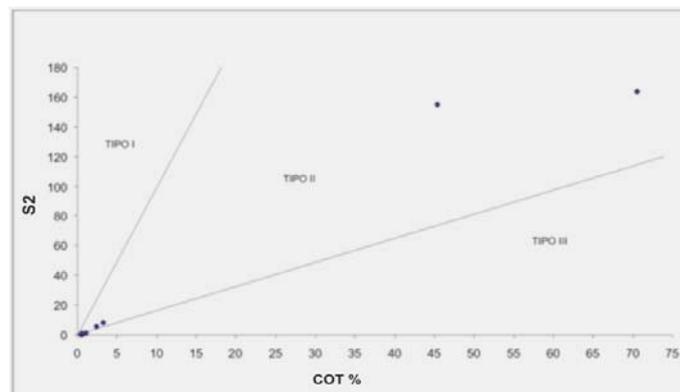


Figura 10. Tipo de Kerógeno, Sección Vara Santa.

8.1.4 Prospección de la Sección Quebrada Vara Santa. En esta sección encontramos excelentes valores de COT% en la parte inferior los cuales disminuyen en la parte media y superior de la columna estratigráfica, pero el valor de madurez termal es bajo (0.39), por lo tanto no clasifica en los parámetros de generación de shale gas, no obstante el alto índice de hidrogeno (IH) puede estar causando una supresión de reflectancia de vitrinita, lo cual permitiría que aumentara el valor real de la reflectancia y de esa manera se cumplirían los aspectos necesarios de cantidad de materia orgánica (COT%) y madurez termal (Ro%) para definirla como un área prospectiva.

8.2 SECCIÓN QUEBRADA CAÑO BLANCO.

8.2.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 8. Datos Rock Eval en la sección caño Blanco.

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
CH-014	4.1789	440	362.78	5.5
CH-015	3.8018	439	307.22	3.95
CH-017	0.843	439	132.87	17.2
CH-018	0.9751	435	117.93	6.15

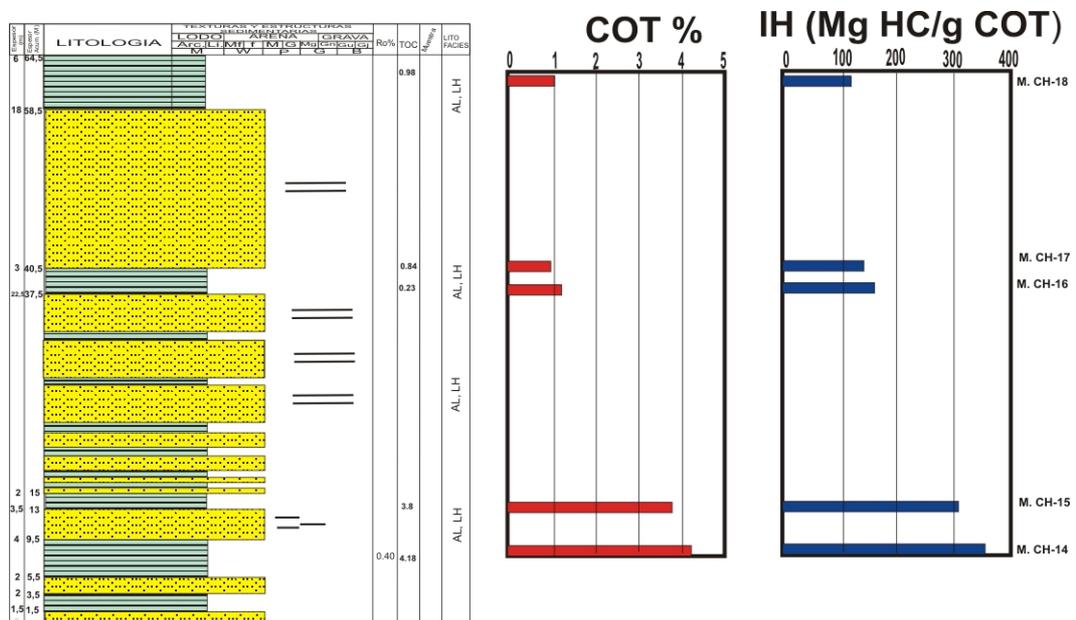


Figura 11. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Caño Blanco.

Ro%: 0.40 (Medido en la muestra CH – 14, ver figuras 12, 13 y 14).

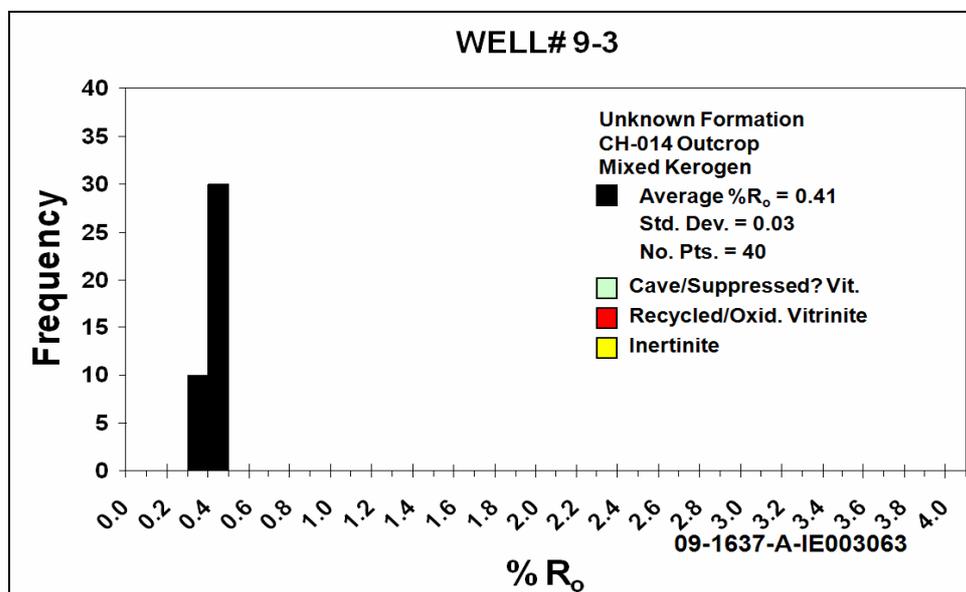


Figura 12. Histograma de valores medida de Ro% Sección Caño Blanco.

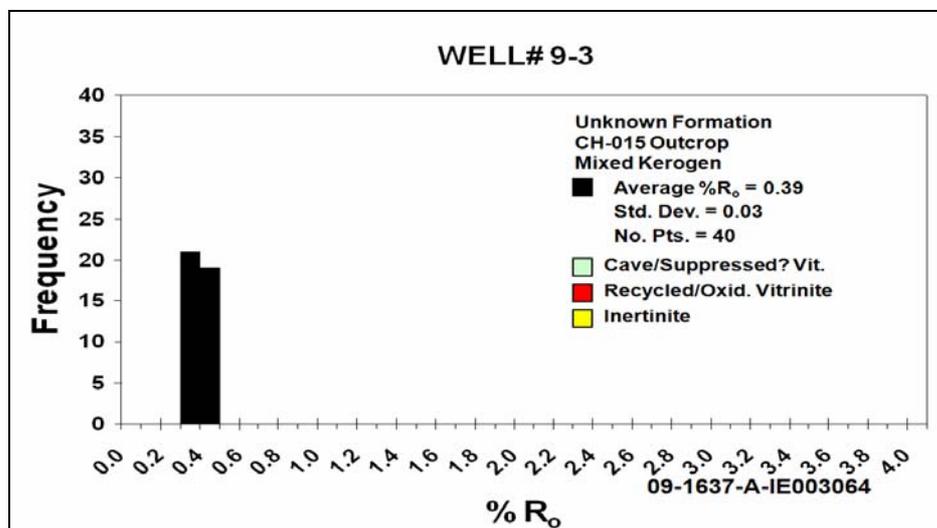


Figura 13. Histograma de valores medida de Ro% Sección Caño Blanco.

8.2.3 Mineralogía (Difracción de Rayos X).

8.2.3.1 Análisis de Roca Total (Bulk).

Tabla 9. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Caño Blanco.

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
CH - 014	40	50	ND	<5	ND	ND	<5
CH - 015	45	45	ND	<5	ND	ND	<5

8.2.3.2 Análisis Fracción Menor de 2 Micras.

Tabla 10. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Caño Blanco.

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
CH - 014	ND	5	15	75	ND	<5	ND
CH - 015	ND	8	31	56	ND	<5	ND

8.2.4 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 11. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Caño Blanco.

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
CH-014	4,3	0,802
CH-015	3,9	0,017

8.2.5 Litofacies. En esta sección encontramos la asociación de facies generadora (LH), alternada con la asociación de facies reservorio (AL), a lo largo de toda la

columna estratigráfica, no obstante el área de mayor interés sería la parte inferior, por presentar mejores valores de COT%, buenas condiciones mineralógicas dado por la alta presencia de Cuarzo e Illita y además de buenos datos de porosidad y permeabilidad. (Ver columna 11 y tablas 8, 9, 10 y 11).

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación Chipaque, nos muestran que presenta un potencial excelente en la generación de hidrocarburos, que se encuentra en una fase inmadura y que la materia orgánica de la cual están constituidos estos shales es del Kerógeno tipo II. (Figuras 14, 15 y 16).

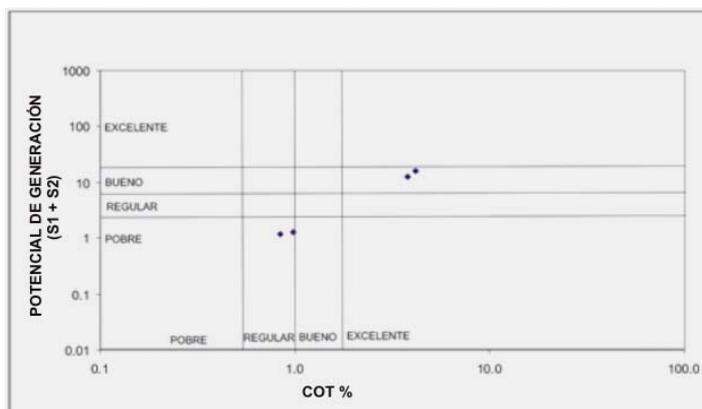


Figura 14. Potencial de Generación, Sección Caño Blanco.

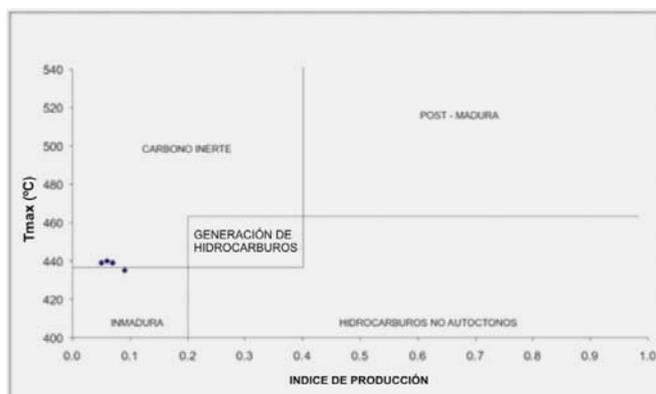


Figura 15. Ventana de Generación Sección caño Blanco.

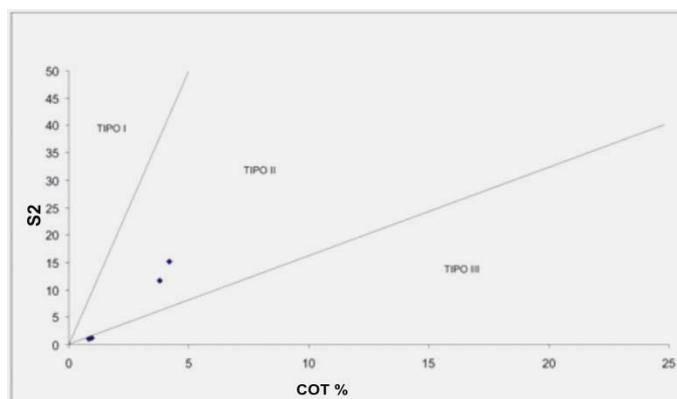


Figura 16. Tipo de Kerógeno Sección Caño Blanco.

8.2.6 Prospección de la Sección Quebrada Caño Blanco. En esta sección encontramos asociaciones de facies aptas para generar y almacenar shale gas, además de altos valores de COT%, aunque el valor de madurez termal es bajo (0.40), los altos valores de IH pueden estar generando una supresión de reflectancia de vitrinita, lo cual permitiría que los aspectos de cantidad y madurez termal fueran admisibles para definirla como un área prospectiva, no obstante el espesor estratigráfico de los shales, no es suficiente para clasificarla como un área prospectiva, por presentar preferencialmente un dominio arenoso. (Ver figura 11).

8.3 SECCIÓN UBAQUÉ – CHOACHÍ.

8.3.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 12. Datos Rock Eval sección Ubaqué - Choachí.

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
FM-019	0.6394	607	3.13	64.12
FM-021	0.5978	607	6.69	69.42

Ro%: 3.08 (Medido en la muestra FM – 019, ver figura 17).

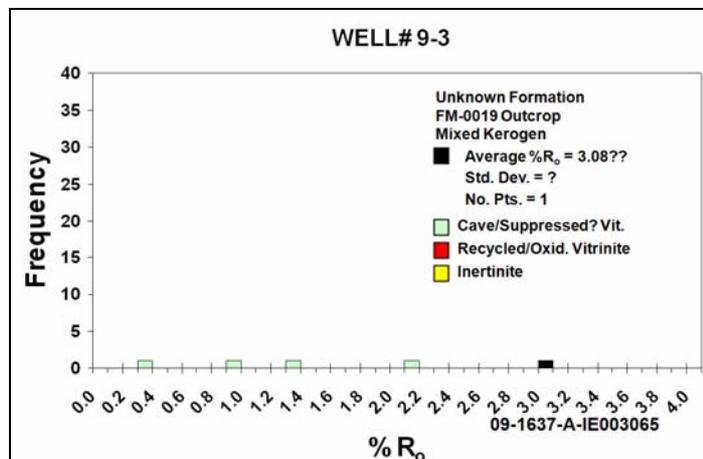


Figura 17. Histograma de valores medida de Ro% Sección Ubaqué - Choachí.

8.3.3 Mineralogía (Difracción de Rayos X).

8.3.3.1 Análisis de Roca Total (Bulk).

Tabla 13. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Ubaqué - Choachí.

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO % PESO	OTROS % PESO
FM - 019	63	ND	ND	ND	ND	32	<5

8.3.3.2 Análisis Fracción Menor de 2 Micras.

Tabla 14. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Ubaqué - Choachí.

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO % PESO	CALCITA % PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA % PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
FM - 019	ND	ND	95	ND	<5	ND	ND

8.3.4 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 15. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Ubaqué - Choachí.

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
FM-019	18,7	0,036

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación Fόμεque, nos muestran que presenta un potencial regular en la generación de hidrocarburos, qué se encuentra en una fase de Carbono Inerte y que la materia orgánica de la cual están constituidos estos shales es de Kerógeno tipo III. (Ver figuras 18, 19 y 20).

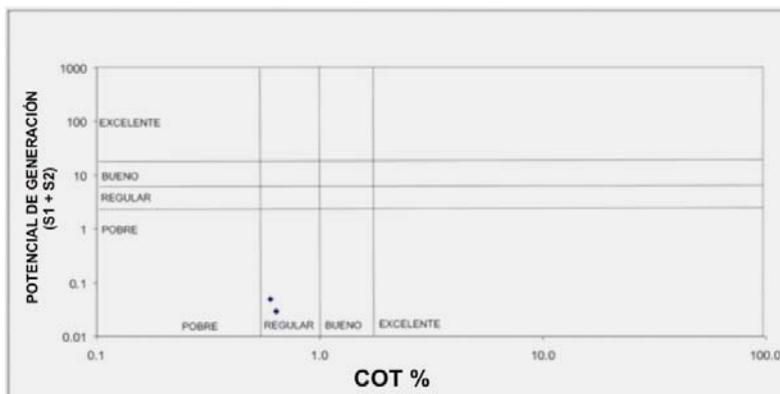


Figura 18. Potencial de Generación Sección Ubaqué – Choachi.

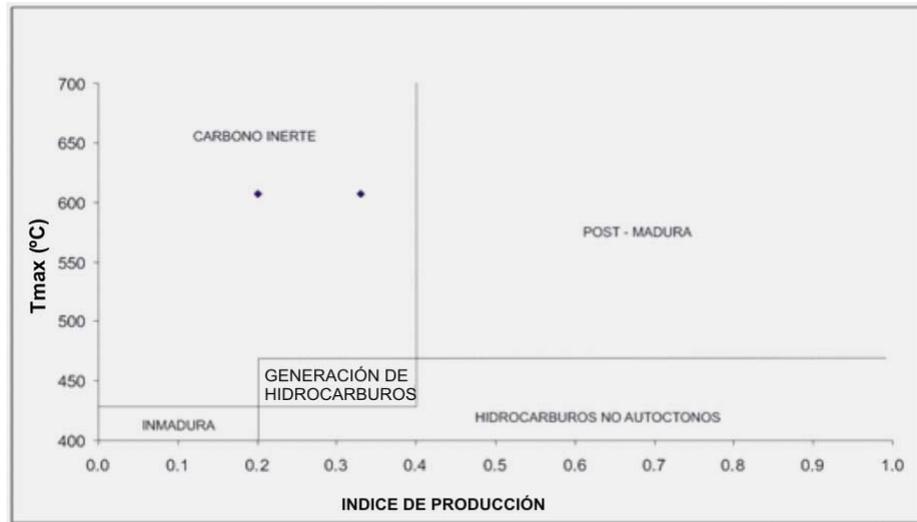


Figura 19. Ventana de Generación Sección Ubaqué - Choachi.

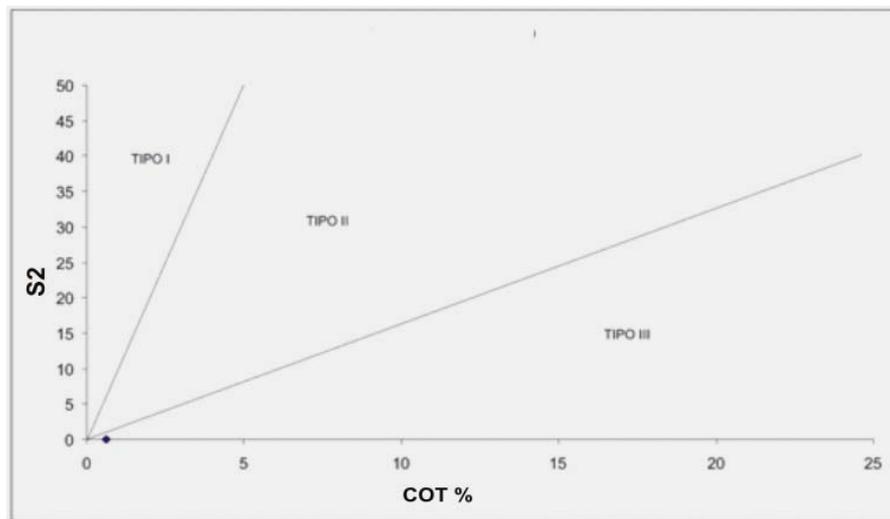


Figura 20. Tipo de Kerógeno Sección Ubaque-Choachi.

8.3.5 Prospección de la Sección Ubaqué - Choachí. Esta sección no cumple con los parámetros mínimos de COT%, y se encuentra sobremadura con Ro% de 3.08, lo cual la descarta como zona prospectiva.

8.4 SECCIÓN UBAQUÉ – CÁQUEZA.

8.4.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 16. Datos Rock Eval, Sección Ubaqué-Cáqueza.

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
FM-024	1.2156	351	3.29	18.92
FM-025	0.7815	605	3.84	17.91
FM-026	0.9564	608	2.61	42.35
FM-027	1.4282	606	2.1	37.81
FM-028	0.5771	607	3.47	34.66

Ro%: 3.42 (Medido en la muestra Fm – 027, figura 21).

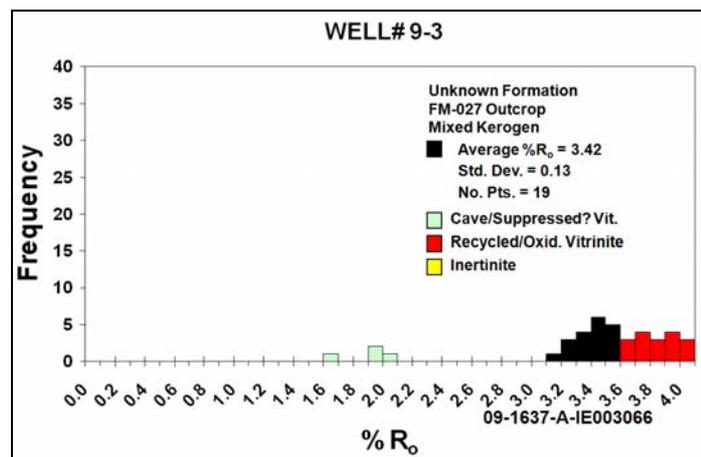


Figura 21. Histograma de valores medidos de Ro% Sección Ubaqué-Cáqueza.

8.4.3 Mineralogía (Difracción de rayos X).

8.4.3.1 Análisis de Roca Total (Bulk).

Tabla 17. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Ubaqué-Cáqueza.

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
FM - 027	73	17	ND	ND	ND	<5	<5

8.4.3.2 Análisis Fracción Menor de 2 Micras.

Tabla 18. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Ubaqué-Cáqueza.

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
FM - 027	11	ND	19	23	40	7	ND

8.4.4 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 19. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Ubaqué - Cáqueza.

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
FM-027	15,7	0,320

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación Fomeque, nos muestran que presenta un potencial bueno en la generación de hidrocarburos, que se encuentra en una fase de Carbono Inerte y que la materia orgánica de la cual están constituidos estos shales es de Kerógeno tipo III. (Figuras 22, 23 y 24).

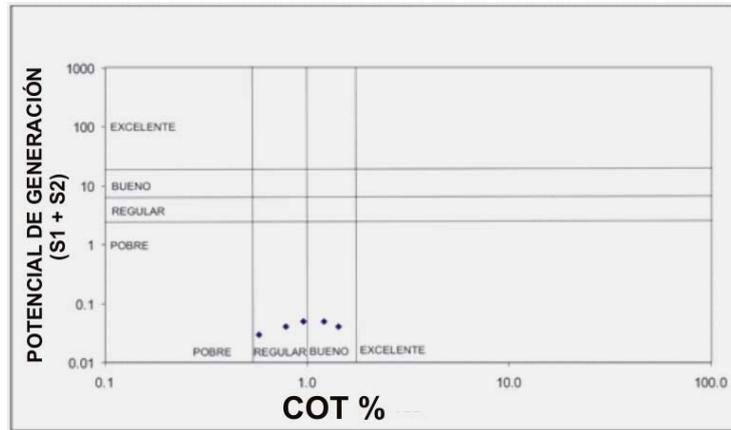


Figura 22. Potencial de Generación, Sección Ubaqué – Cáqueza.

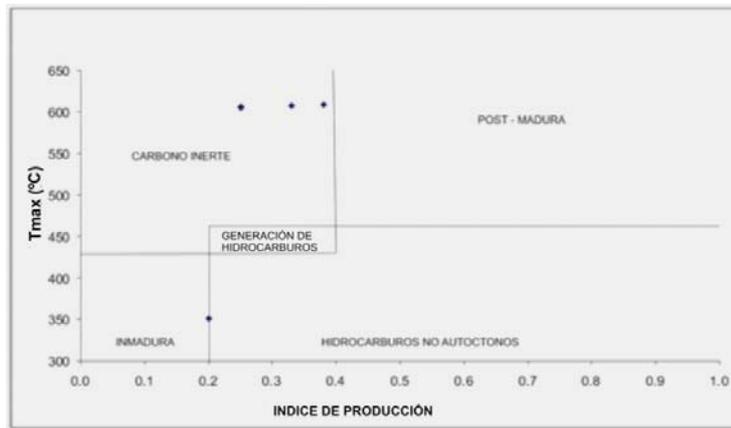


Figura 23. Ventana de Generación Sección Ubaqué –Cáqueza.

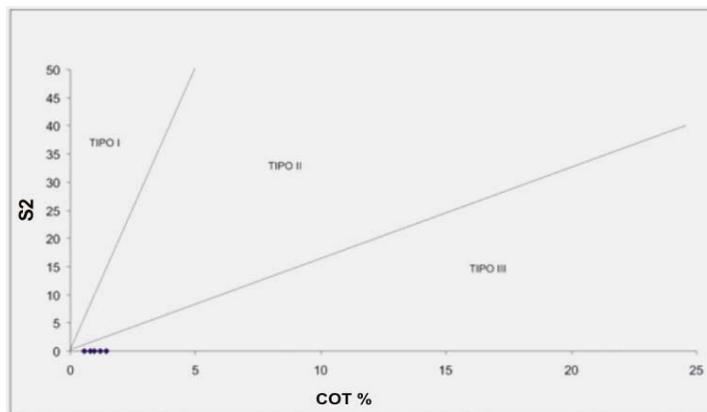


Figura 24. Tipo de Kerógeno, Sección Ubaqué –Cáqueza.

8.4.5 Prospección de la Sección Ubaqué - Cáqueza. Esta sección no cumple con los parámetros mínimos de COT%, y se encuentra sobremadura con %Ro de 3.42, lo cual la descarta como zona prospectiva.

8.5 SECCIÓN EL CRUCERO. (LAGUNA DE TOTA).

8.5.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 20. Datos de Rock Eval, Sección El Crucero.

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
CH-029	1.1801	508	10	38
CH-030	1.4989	480	35	12
CH-032	0.7995	493	10	93
CH-033	0.9280	461	29	12
CH-034 A	0.7678	455	29	14
CH-035	0.7660	453	40	14
CH-036	0.5929	463	52	32
CH-037	0.4870	462	23	29
CH-038	1.1080	458	61	14

Ro: 1.42 (Medido en la Muestra CH – 030, ver figura 26).

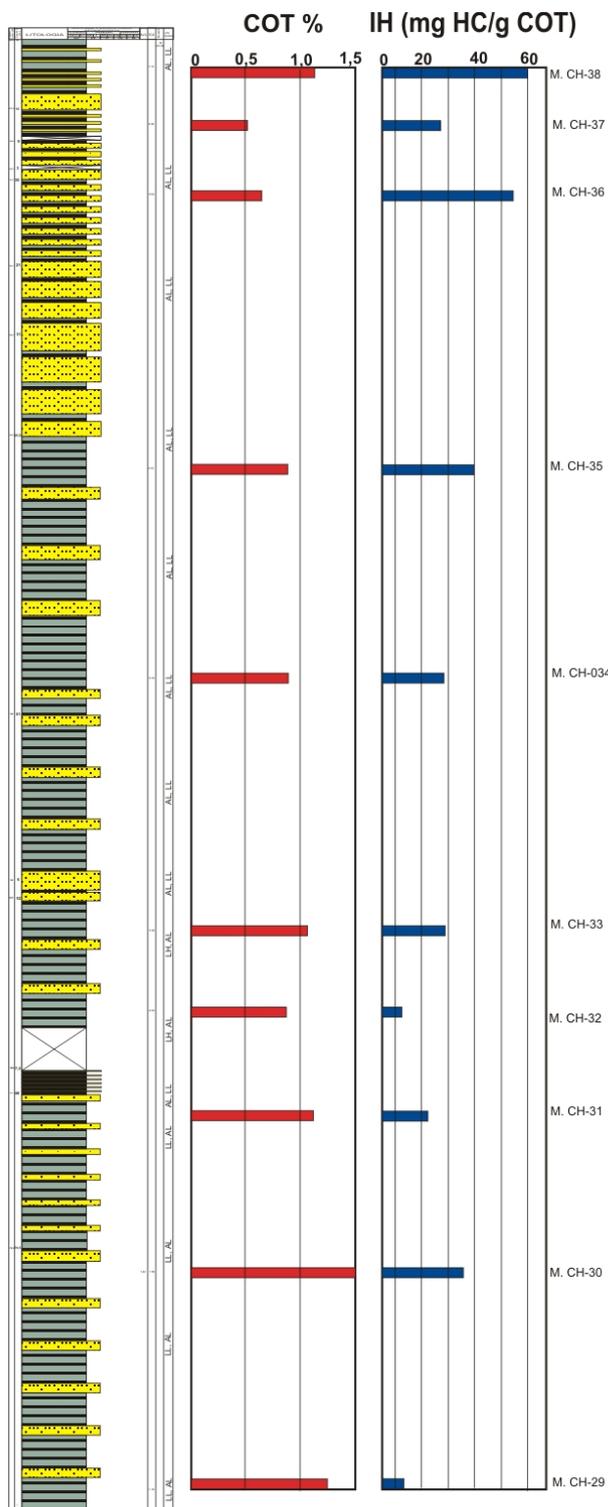


Figura 25. Comportamiento de COT% e IH en la Sección El Crucero

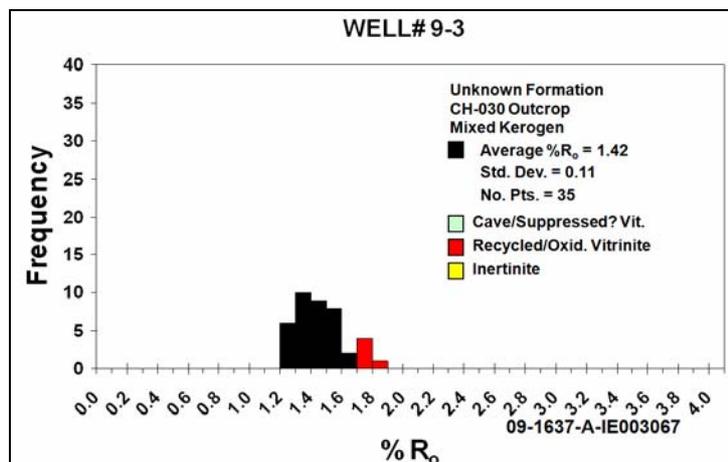


Figura 26. Histograma de valores medida de Ro% Sección El Crucero.

8.5.3 Mineralogía (Difracción de Rayos X).

8.5.3.1 Análisis de Roca Total (Bulk).

Tabla 21. Relación de Filosilicatos en Shale de la Sección El Crucero.

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
CH - 030	62	33	ND	ND	ND	ND	<5
CH - 038	77	18	ND	ND	ND	ND	<5

8.5.3.2 Análisis Fracción menor de 2 Micras.

Tabla 22. Relación de Arcillas, cuarzo y calcita representativas, en Shale de la Sección el Crucero

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
CH - 030	ND	23	9	56	ND	12	ND
CH - 038	ND	40	20	30	ND	10	ND

8.5.4 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 23. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección El Crucero.

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
CH-030	12,7	0,033
CH-038	4,6	0,647

8.5.5 Litofacies. En toda la columna estratigráfica encontramos la alternancia de facies generadoras (LL y LH) y facies reservorio (AL), con posible interés en las zonas inferior y media debido al dominio arcilloso, con buen contenido mineralógico tanto de cuarzo como de illita, porosidad y permeabilidad.(Ver figura 25 y tablas 21, 22 y 23)

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación Chipaque, nos muestran que presenta un potencial que va de Regular a bueno en la generación de hidrocarburos, que se encuentra en una fase de Carbono Inerte y que la materia orgánica de la cual están constituidos estos shales es de Kerógeno tipo III. (Figuras 26, 27 y 28).

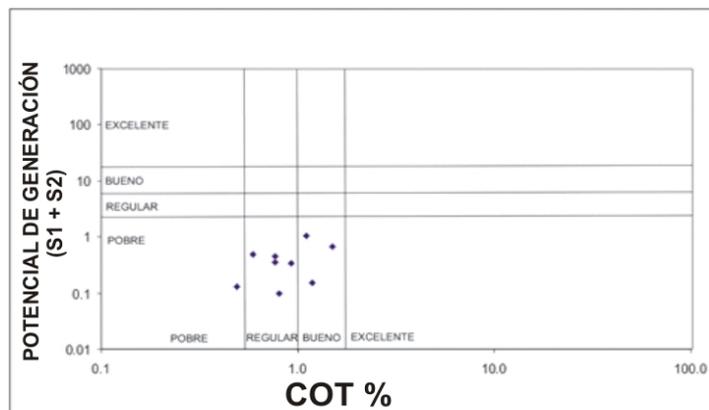


Figura 26.Potencial de Generación, Sección El Crucero.

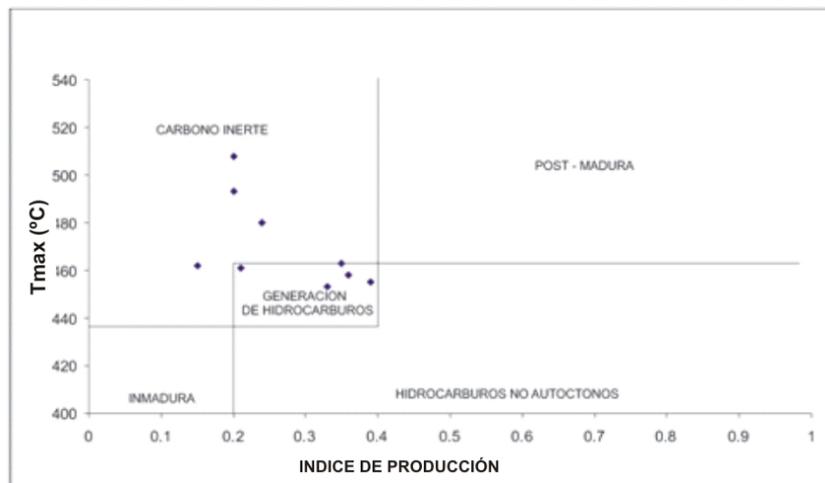


Figura 27. Ventana de Generación, Sección El Crucero.

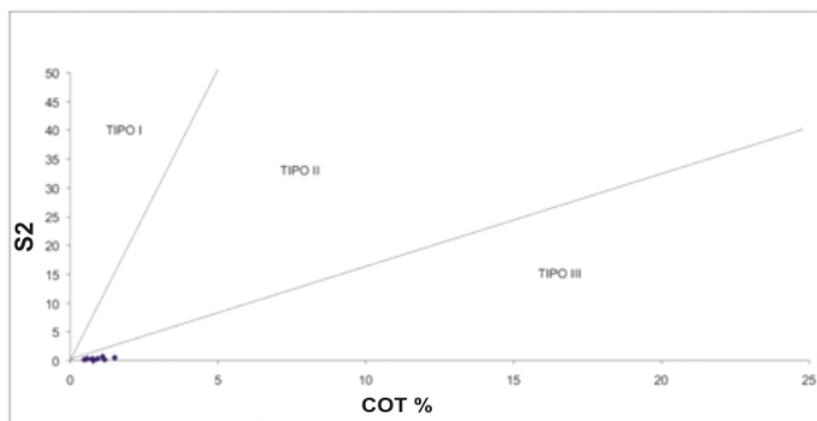


Figura 28. Tipo de Kerogeno, Sección El Crucero.

8.5.6 Prospección de la Sección El Crucero. Esta sección no cumple con el parámetro mínimo de COT%, lo cual la excluye de zonas potenciales de generación. (Ver tabla 20).

8.6 SECCIÓN UBATÉ – CARUPA.

8.6.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 24. Datos de Rock Eval, Sección Ubaté – Carupa.

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
CH-042	8.1490	353	0.37	18.9
CH-043	4.9180	605	0.61	21.55
CH-044	3.0220	605	1.49	13.4
CH-045	1.8090	425	0.55	45.87
CH-046	2.2170	480	2.25	18.49

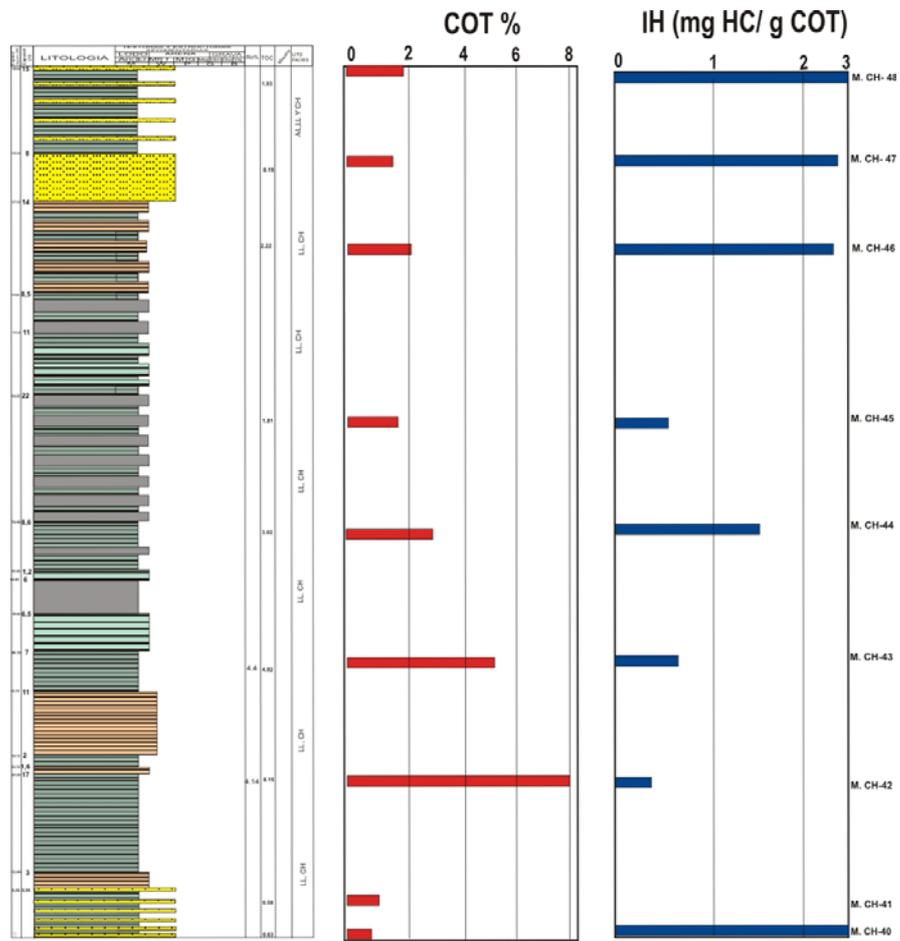


Figura 29. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Ubaté – Carupa.

Ro%:4.40 (Medido en la muestra CH – 042, figura 30).

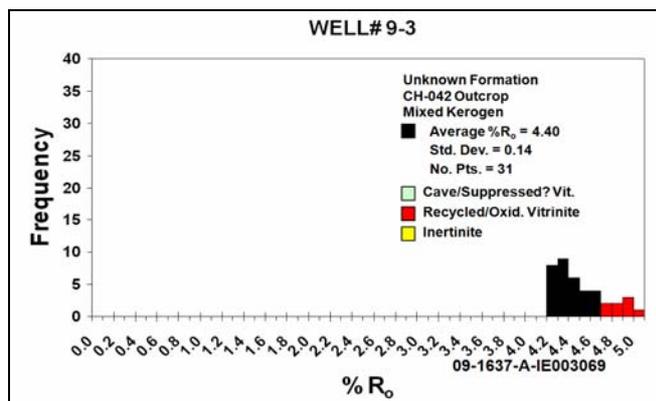


Figura 30. Histograma de valores medida de Ro% Sección Ubaté – Carupa.

8.6.3 Mineralogía.

8.6.3.1 Análisis de Roca Total (Bulk).

Tabla 25. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Ubaté – Carupa

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
CH - 042	30	65	ND	ND	TR	ND	<5
CH - 043	8	82	<5	ND	ND	ND	<5

8.6.3.2 Análisis Fracción Menor de 2 Micras.

Tabla 26. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Ubaté – Carupa.

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
CH - 042	ND	32	38	ND	14	16	ND
CH - 043	10	22	28	<5	ND	35	ND

8.6.4 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 27. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Ubaté – Carupa.

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
CH-042	22	0,066
CH-043	23,2	0,46

8.6.5 Litofacies. En esta sección encontramos una alternancia de facies generadoras (LL), alternadas con facies reservorio (CH y AL), a lo largo de toda la columna estratigráfica, sin embargo el área más interesantes es la parte inferior -

media desde el metro 30 hasta el metro 70, debido a los altos valores de COT%, como mineralógicamente buenos contenidos de cuarzo e illita y muy buena porosidad y permeabilidad. (Ver figura 29 y tablas 24, 25, 26 y 27).

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación Frontera, nos muestran que presenta un potencial excelente en la generación de hidrocarburos, que se encuentra en una fase de hidrocarburos no autóctonos y que la materia orgánica de la cual están constituidos estos shales es de Kerógeno tipo III. (Figuras 31, 32 Y 33).

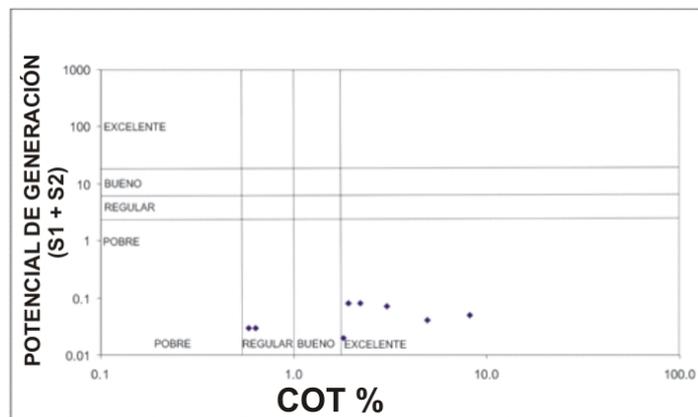


Figura 31. Potencial de Generación Sección, Ubaté – Carupa.

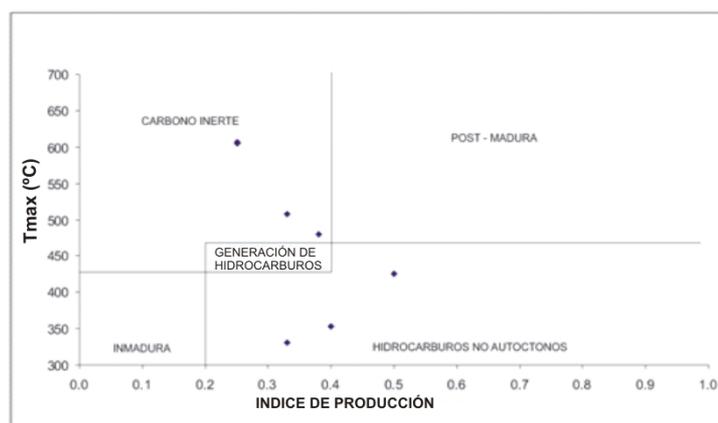


Figura 32. Ventana de Generación Sección, Ubaté – Carupa.

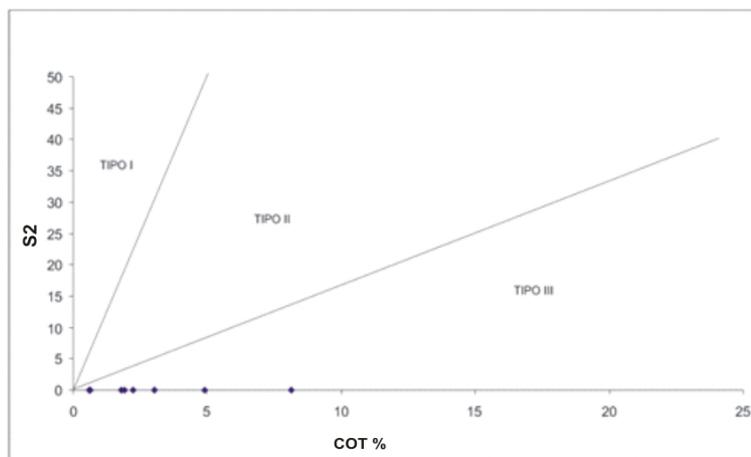


Figura 33. Tipo de Kerogeno, Sección Ubaté – Carupa.

8.6.6 Prospección de la Sección Ubaté – Carupa. Esta sección presenta muy buenas condiciones tanto de facies, altos valores de COT%, principalmente en la parte inferior y media, pero su principal debilidad es que se encuentra sobremadura sobrepasando el valor límite de R_o que es de 3%, teniendo valores que van desde 4.14 hasta 4.40. (Ver figura 29 y 30).

8.7 SECCIÓN SUTATAUSA – TAUSA.

8.7.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 28. Datos de Rock Eval, Sección Sutatausa – Tausa.

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
CH-049	1.3894	494	4.32	22.31
CH-050	0.9795	501	4.59	52.07
CH-051	0.7222	556	4.15	293.55
CH-053	1.4165	484	2.47	27.89

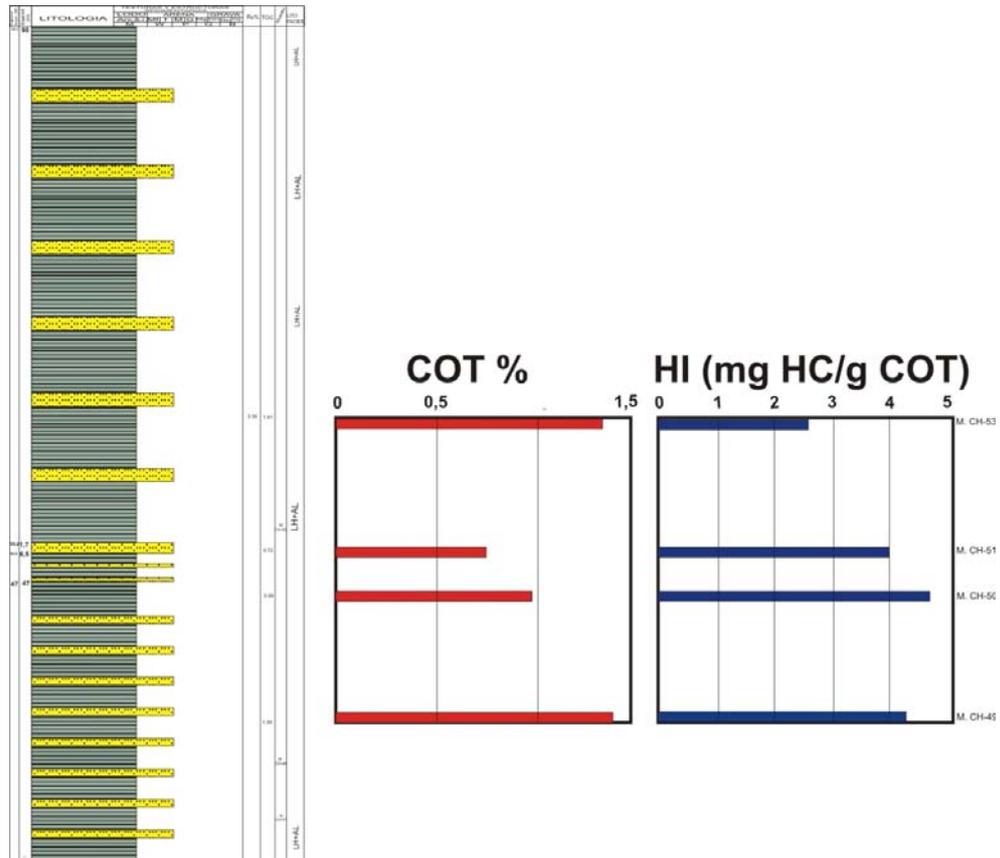


Figura 34. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Sutatausa - Tausa.

Ro%:3.35 (Medido de la muestra CH – 53, figura 35)

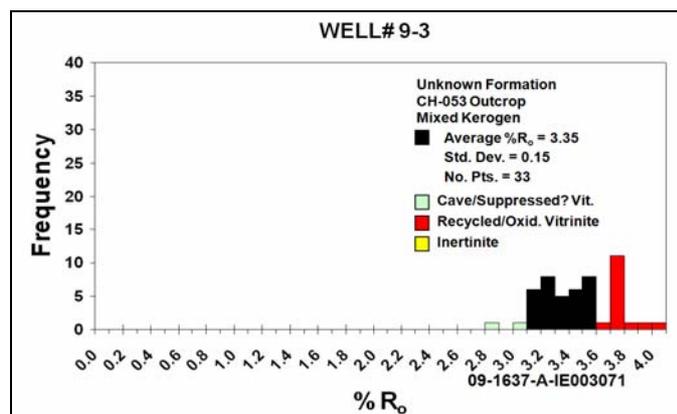


Figura 35. Histograma de valores medida de Ro% Sección Sutatausa – Tausa.

8.7.2 Mineralogía (Difracción de Rayos X).

8.7.2.1 Análisis de Roca Total (Bulk).

Tabla 29. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Sutatausa – Tausa.

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
CH - 053	81	14	ND	ND	TR	ND	<5

8.7.2.2 Análisis Fracción Menor de 2 Micras.

Tabla30. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Sutatausa – Tausa.

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
CH - 053	ND	27	22	29	10	12	ND

8.7.4 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 31. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Sutatausa – Tausa.

MUESTRA	PORORSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
CH-053	15,7	0,018

8.7.5 Litofacies. En esta sección encontramos una alternancia de facies generadoras (LH), seguida de facies reservorio (AL), en toda la columna estratigráfica, se observan valores de cuarzo bajos en comparación con otras secciones, por presentarse un dominio arcilloso, buenos valores de illita, porosidad y permeabilidad, no obstante el principal inconveniente son los bajos valores de COT%.

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación Chipaque, nos muestran que presenta un potencial que va de regular a bueno en la generación de hidrocarburos, que se encuentra en una fase de carbono inerte y que la materia orgánica de la cual están constituidos estos shales es de Kerógeno tipo III. (Figuras 36, 37 y 38).

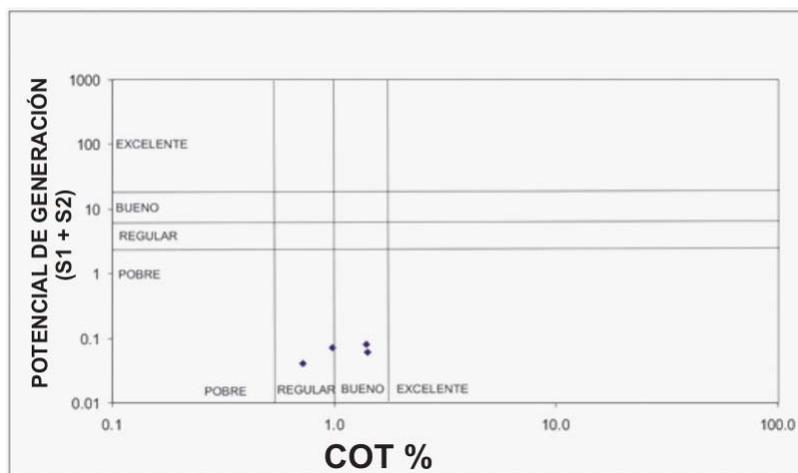


Figura 36. Potencial de Generación, Sección Sutatausa – Tausa.

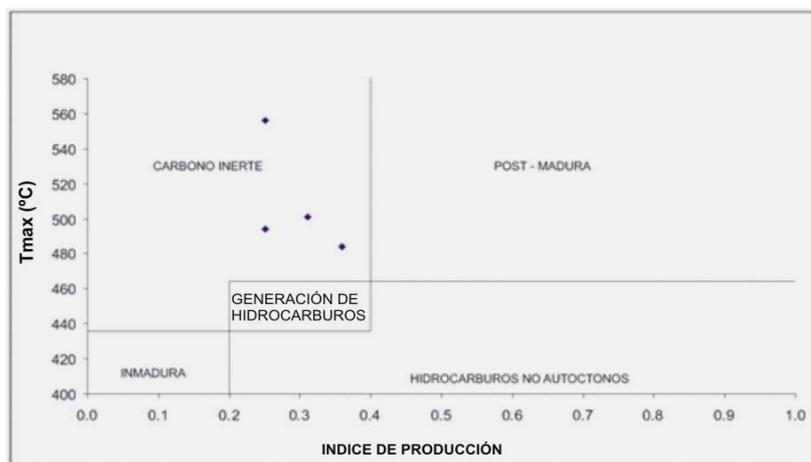


Figura 37. Ventana de Generación, Sección Sutatausa – Tausa.

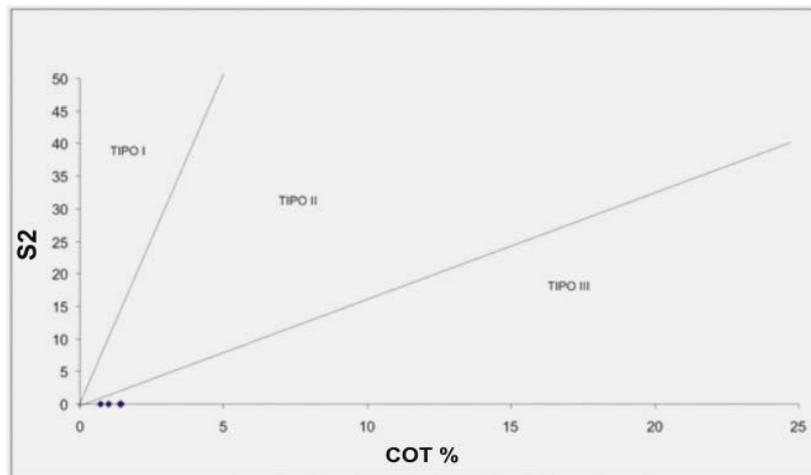


Figura 38. Tipo de Kerogeno, Sección Sutatausa – Tausa.

8.7.6 Prospección de la Sección Sutatausa – Tausa. En esta sección se presentan valores muy bajos de COT% y valores muy altos de madurez termal, no apta para considerarse con prospección de generación. (Ver figura 34 y tabla 28).

8.8 SECCIÓN SUTATAUSA – UBATÉ.

8.8.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 32. Datos Rock Eval, Sección Sutatausa – Ubaté.

Nº MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
CH-059	0.5703	493	8.77	97.32

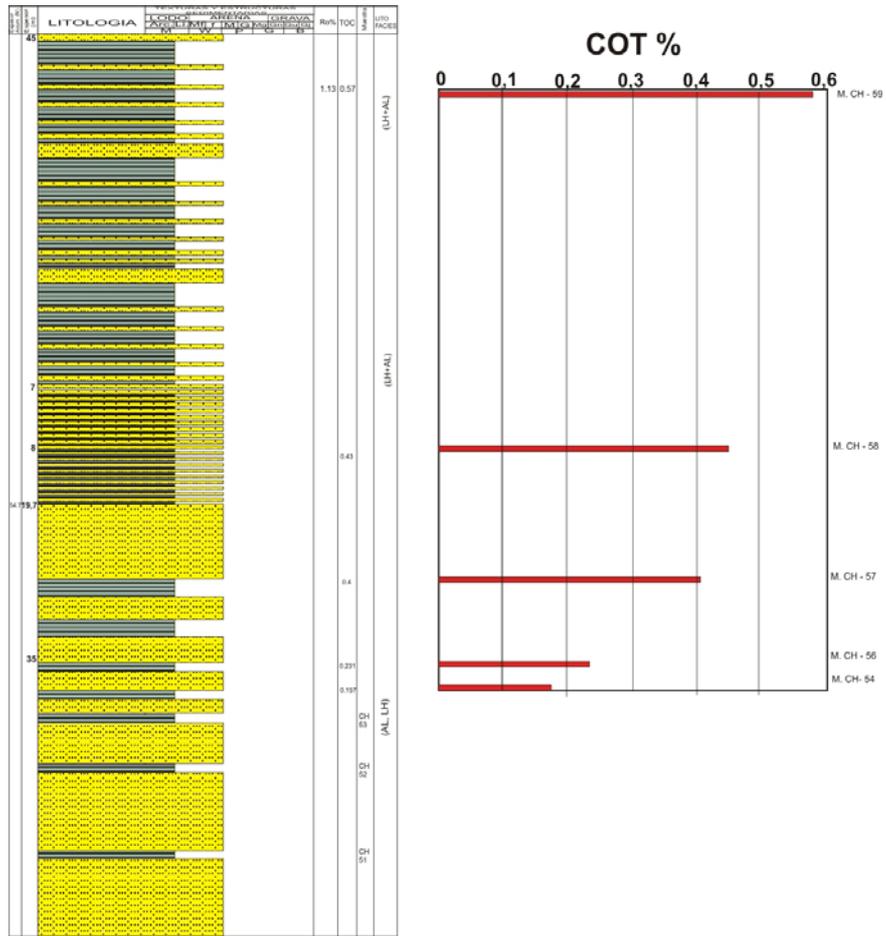


Figura 39. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Sutatausa –Ubaté

Ro%:1.13 (Medido en la muestra CH – 59, figura 40)

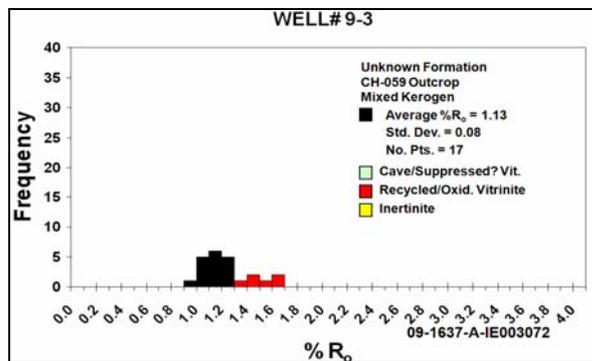


Figura 40. Histograma de valores medida de Ro% Sección Sutatausa – Ubaté´.

8.8.3 Mineralogía (Difracción de Rayos X).

8.8.3.1 Análisis de Roca Total (Bulk).

Tabla 33. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Sutatausa – Ubaté.

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
CH - 059	47	48	ND	ND	TR	ND	<5

8.8.3.2 Análisis Fracción menor de 2 Micras.

Tabla 34. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Sutatausa – Ubaté.

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
CH - 059	ND	41	40	14	ND	<5	ND

8.8.4 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 35. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Sutatausa – Ubaté.

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
CH-059	10	0,134

8.8.5 Litofacies. En esta sección encontramos una alternancia de facies generadoras (LH) y facies reservorio (AL) de base a tope en la columna estratigráfica, pero el área de posible interés va desde el metro 50 hasta el metro 115, consistente a la parte medio y superior de la sección de dominio lodoso, en donde se presentan excelentes valores de cuarzo e illita, porosidad y permeabilidad. (Ver figura 39 y tablas 33, 34 y 35)

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación Chipaque, nos muestran que presenta un potencial regular en la generación de hidrocarburos, qué se encuentra en una fase de carbono inerte y que la materia orgánica de la cual están constituidos estos shales es de Kerógeno tipo III. (Figuras 41, 42 y 43)

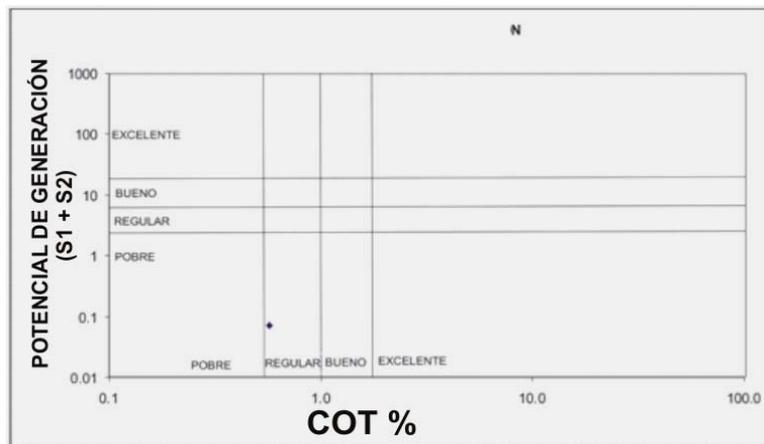


Figura 41. Potencial de Generación, Sección Sutatausa – Ubate´.

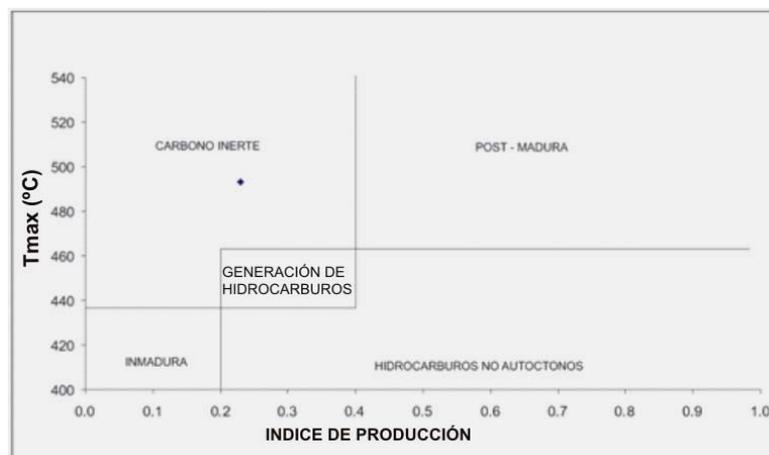


Figura 42. Ventana de Generación, Sección Sutatausa – Ubate´.

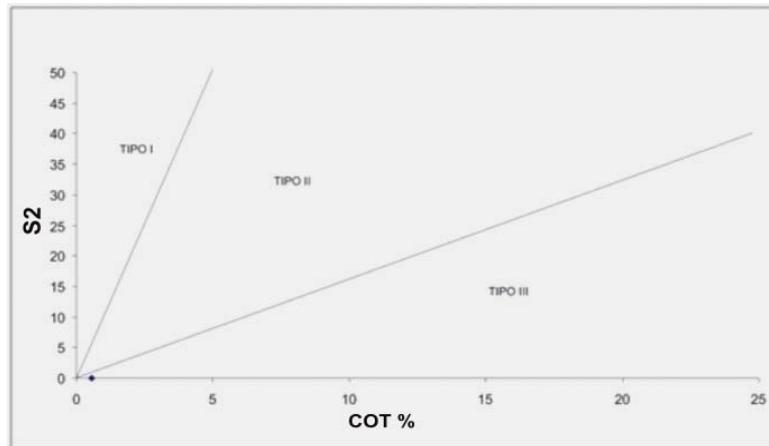


Figura 43. Tipo de Kerogeno, Sección Sutatausa - Ubaté.

8.8.6 Prospección de la Sección Sutatausa – Ubaté. En esta sección se presentan condiciones muy favorables tanto de litofacies generadoras y reservorio, composición mineralógica de los shales, porosidad y permeabilidad y hasta de madurez termal, pero los valores de COT% son insuficientes para clasificarla como zona prospectiva. (Ver tabla 32).

8.9 SECCIÓN VILLANUEVA.

8.9.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 36. Datos Rock Eval Sección Villanueva.

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
RSBC-060	0.0754	286	13.27	729.92
RSBC-061	0.5099	492	5.88	98.06
RSBC-062	0.6525	600	6.13	65.14
RSBC-063	0.8915	601	6.73	28.04

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
RSBC-064	0.0974	462	20.54	492.87
RSBC-065	2.2906	536	3.06	57.63
RSBC-066	2.2016	530	3.63	75.4
RSBC-067	0.2677	600	14.94	158.74
RSBC-068	1.3608	521	4.41	80.84
PJA-069	0.1830	519	16.4	158.5
PJA-070	0.3016	579	16.58	92.84

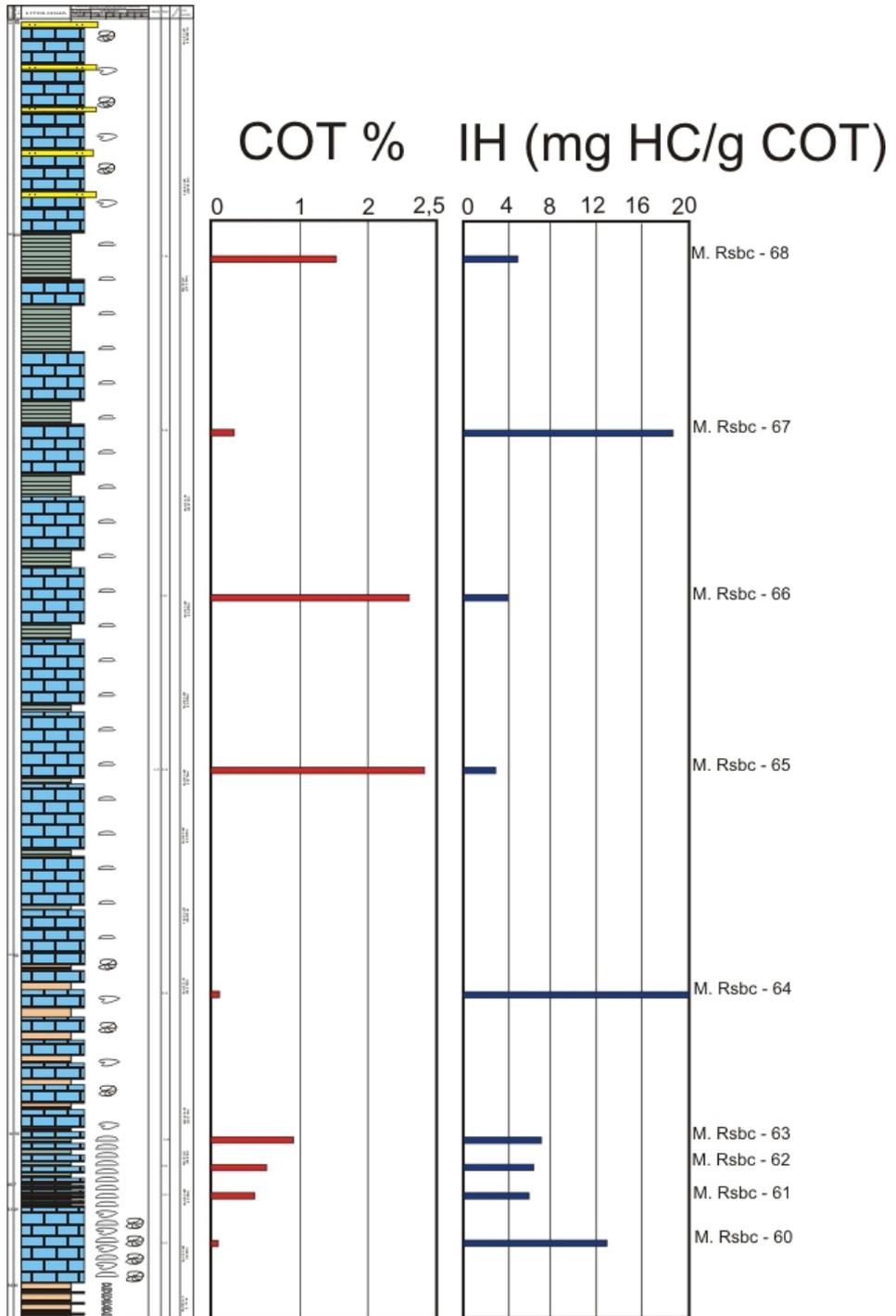


Figura 44. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Villanueva.

Ro%:4.31 (Medido en la muestra RSBC – 65, Figura 45)

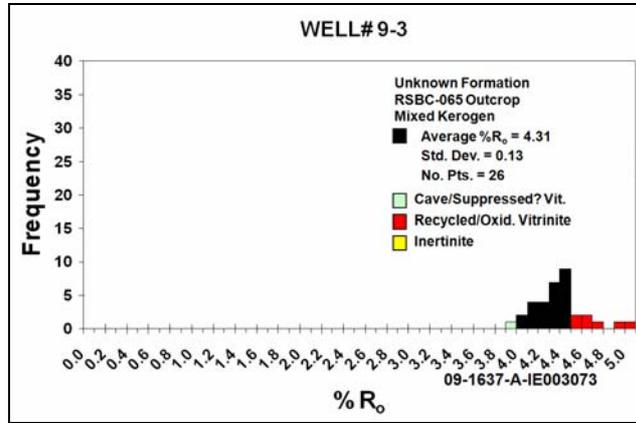


Figura 45. Histograma de valores medidos de Ro% Sección Villanueva.

8.9.2 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 37. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale de la Sección Villanueva

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
RSBC-065	23,7	0,118

8.9.3 Litofacies. En esta sección encontramos el área de mayor interés es el sector intermedio, entre los segmentos de 150 a 300 metros de la columna, ya que se presenta un dominio lodoso con facies generadora (LLC), alternado con facies reservorio (CLM), además de condiciones de porosidad, permeabilidad y COT% muy favorables. (Ver figura 44 y tablas 36 y 37)

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación Rosablanca, nos muestran que presenta un potencial muy variable que va desde pobre a excelente en la generación de hidrocarburos, que se encuentra en una fase de carbono inerte y que la materia orgánica de la cual están constituidos estos shales es de Kerógeno tipo III. (Figuras 46, 47 y 48).

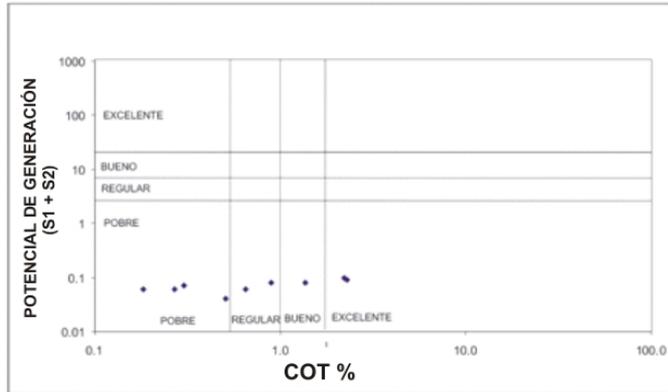


Figura 46. Potencial de Generación, Sección Villanueva.

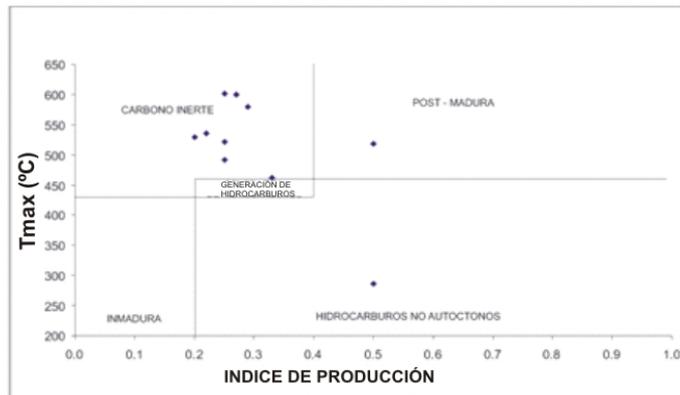


Figura 47. Ventana de Generación, Sección Villanueva.

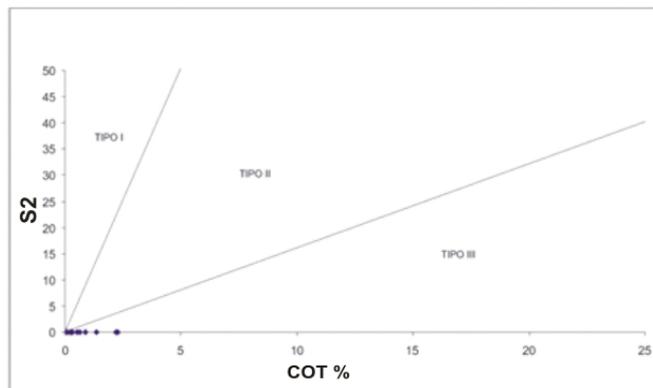


Figura 48. Tipo de Kerogeno, Sección Villanueva.

8.9.4 Prospección de la Sección Villanueva. Esta sección se encuentra sobremadura lo que impide que sea un área prospectiva, (Ver tabla 36).

8.10 SECCIÓN LA RENTA.

8.10.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 38. Datos Rock Eval Sección La Renta.

N° MUESTRA	COT%	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
Luna 070-A	3.56	444.00	347.95	4.50
Luna 071	3.58	436.00	506.20	3.35
Luna 072	4.25	439.00	466.92	2.83
Luna 073	4.05	440.00	395.30	4.94
Luna 074	1.45	434.00	418.11	8.96
Luna 075	2.57	439.00	408.37	5.06
Luna 076	6.03	434.00	329.10	22.80

Ro %: 0.8. (Dato obtenido de Carvajal, H., 2004).

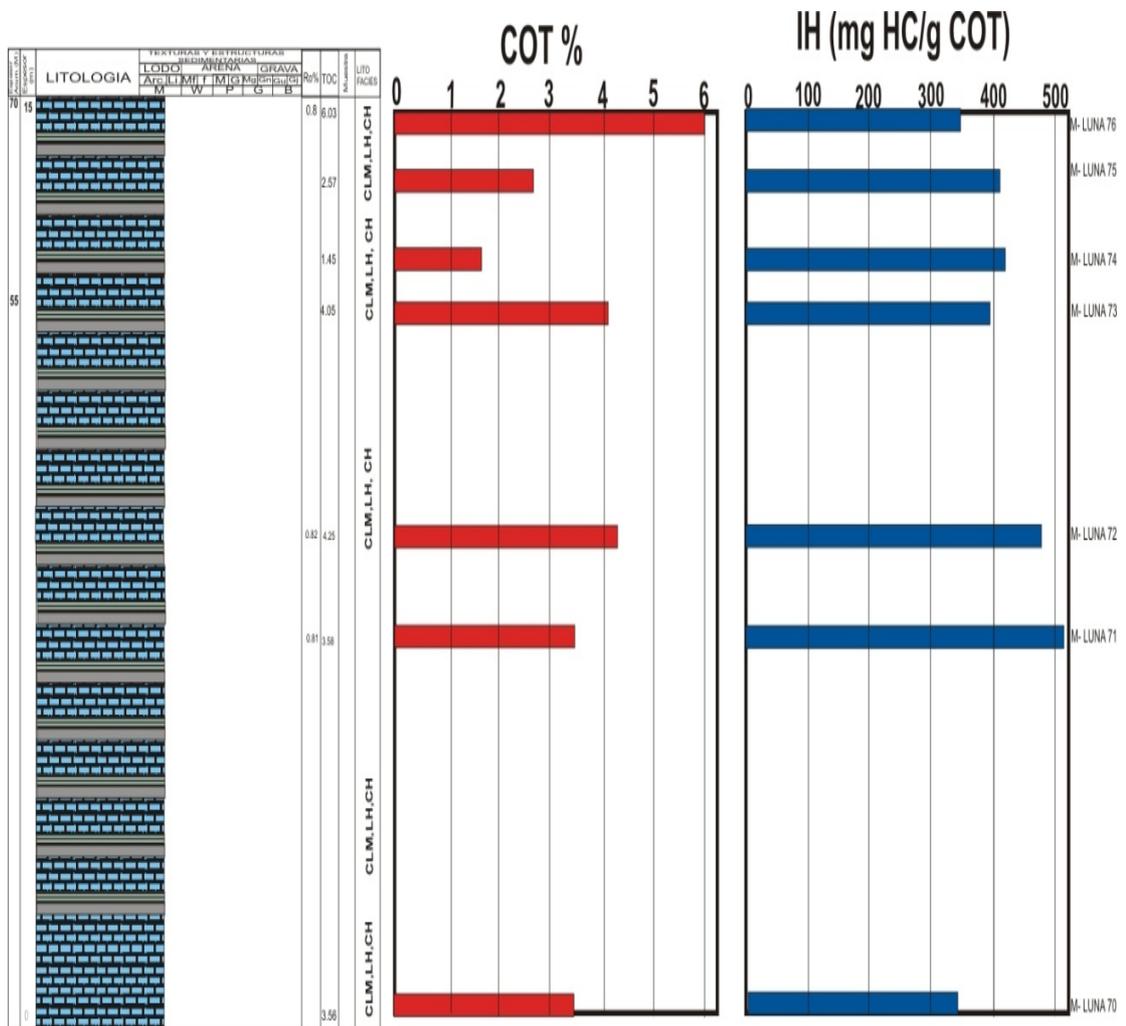


Figura 49. Comportamiento de CO₂ T% e IH en la Sección La Renta

8.10.2 Litofacies. En esta sección encontramos que de base a techo se encuentra una alternancia de facies generadoras (LH) alternada con facies reservorio (CLM y CH), pero el área de mayor interés es de la parte media hasta el tope de la sección ya que los valores de COT% tienden a aumentar en esta dirección. (Figura 49).

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación La Luna, nos muestran que presenta un potencial excelente en la generación de hidrocarburos, en una fase de carbono inerte, y la materia orgánica de la cual están constituidos estos shales es de Kerógeno tipo II. (Figuras 50, 51 y 52)

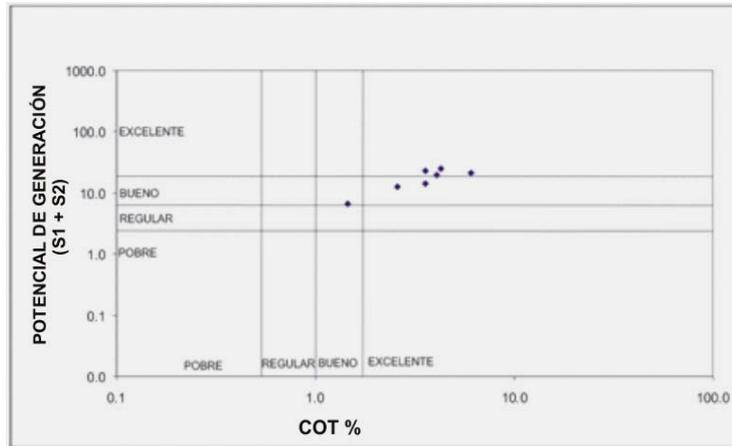


Figura 50. Potencial de Generación, Sección La Renta.

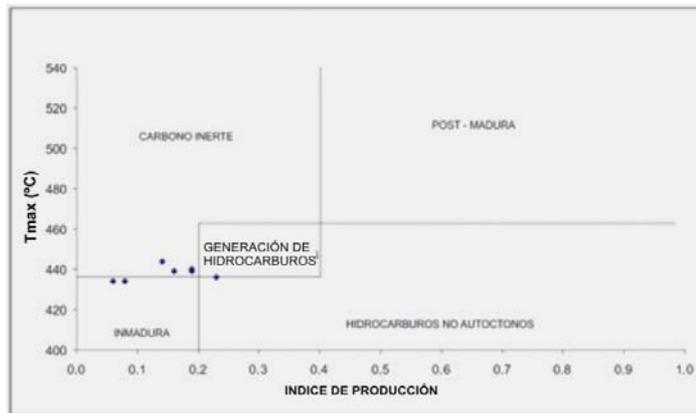


Figura 51. Ventana de Generación, Sección La Renta.

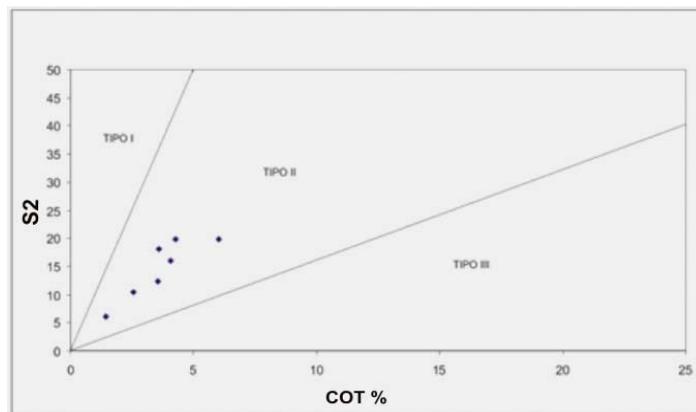


Figura 52. Tipo de Kerógeno, Sección La Renta.

8.10.3 Prospección de la Sección La Renta. En esta sección encontramos muy buena asociación de facies tanto generadoras como reservorio, altos valores de COT% e IH, que según (Carvajal, 2004), se presenta un fenómeno de supresión de reflectancia de vitrinita, en la cual el valor medido es de 0.4% y su respectivo valor real es de 0.8 %, clasificando esta área como zona prospectiva para la generación de shale gas.

8.11 SECCIÓN QUEBRADA EL OCAL.

8.11.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 39. Datos Rock Eval, Sección Quebrada El Ocal.

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
HONDITA77	2.68	432.00	190.85	56.40
HONDITA 078	1.20	423.00	497.50	14.12
HONDITA 079	6.93	419.00	523.59	25.55
HONDITA 080	8.54	421.00	549.58	23.19
HONDITA 081	5.69	422.00	620.64	7.73
HONDITA 082	3.53	420.00	459.30	38.84
HONDITA T083	0.75	418.00	561.20	18.57
HONDITA 084	1.46	416.00	474.04	60.46
HONDITA 085	2.42	416.00	566.60	15.68
HONDITA 086	2.45	414.00	493.81	30.18

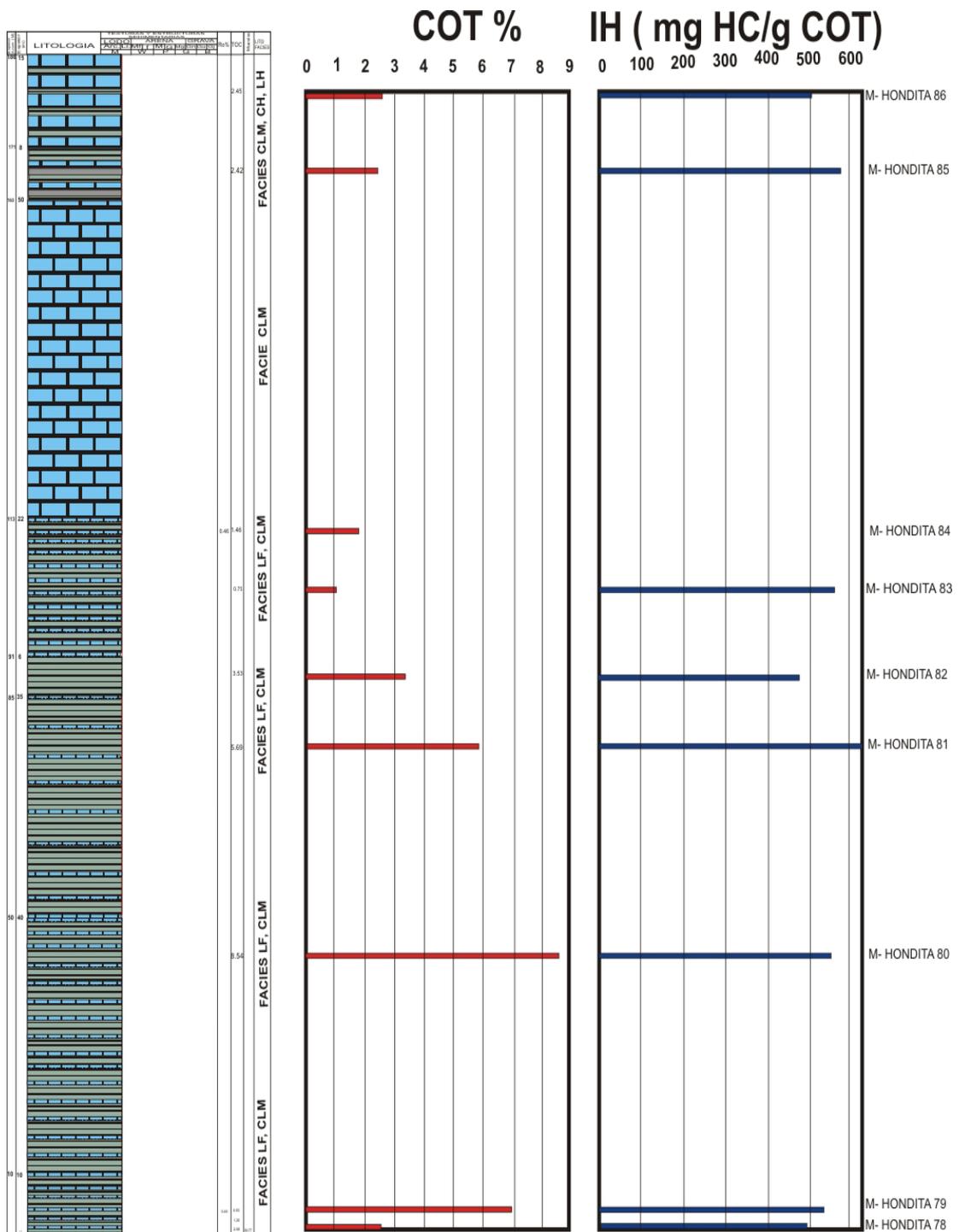


Figura 53. Comportamiento de COT% e IH en la Sección El Ocal.

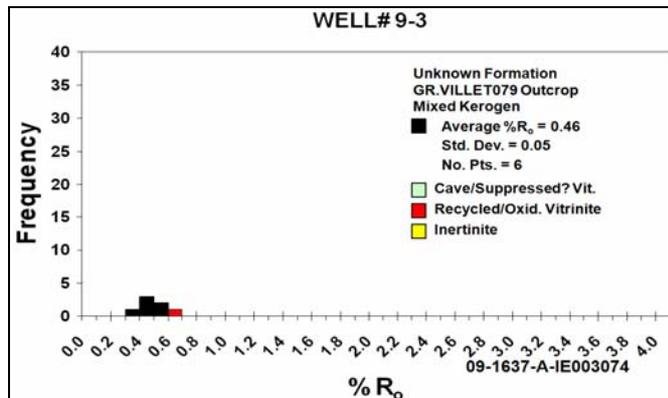


Figura 54. Histograma de valores medida de Ro% Sección Quebrada El Ocal.

Ro%: 0.46. (Medido en la muestra Hondita 84, Según García, M., 2005, en esta formación se presenta un fenómeno de supresión de reflectancia de vitrinita.)

Ro% Máxima Reflectancia Real: 0.8, dado por el diagrama de corrección de valores de Ro, (Figura 55).

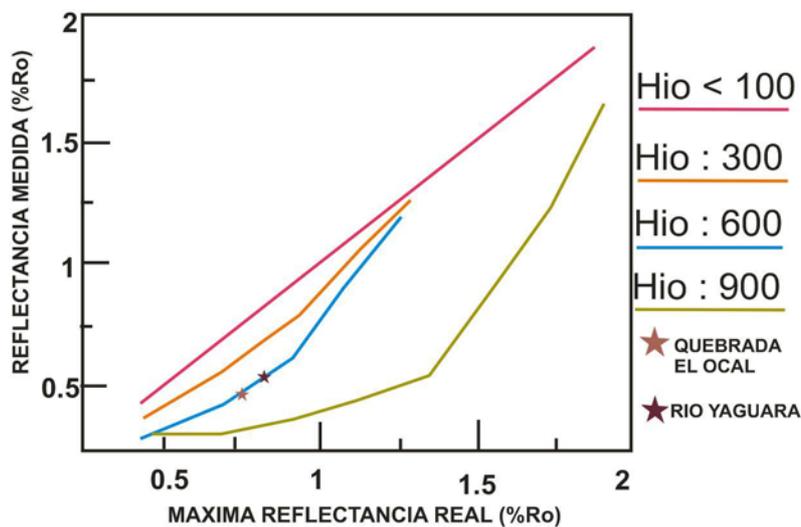


Figura 55. Diagrama de modelo de corrección de valores de Ro cuando la supresión es causada por altos valores de IH, en la Sección Quebrada El Ocal. (Modificado de Lo, 1998 y 1993).

8.11.2 Mineralogía (Difracción de Rayos X). .

8.11.2.1 Análisis de Roca Total (Bulk).

Tabla 40. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Quebrada El Ocal.

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
HONDITA79	79	10	6	ND	TR	ND	<5
HONDITA 84	7	33	55	ND	ND	ND	<5

8.11.2.2 Análisis Fracción Menor de 2 Micras.

Tabla 41. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Quebrada El Ocal.

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
HONDITA79	ND	33	20	42	ND	5	TR
HONDITA 84	ND	31	9	21	ND	22	17

8.11.3 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 42. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale, Sección Quebrada El Ocal.

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
HONDITA79	13,5	0,153
HONDITA 84	8,4	0,104

8.11.4 Litofacies. En esta sección la parte más interesante se ubica desde la base hasta el metro 90 de la columna, ya que allí se tiene la alternancia de facies generadora (LF) y reservorio (CLM), con composición mineralógica muy favorable tanto por el contenido de cuarzo como de carbonatos e illita, con muy buena porosidad y permeabilidad. (Ver figura 53 y tablas 40, 41 y 42).

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación Hondita, nos muestran que presenta un potencial que va de bueno a excelente en la generación de hidrocarburos, qué se encuentra en una fase inmadura, la materia orgánica de la cual están constituidos estos shales es de Kerógeno tipo II. (Figuras 56, 57 y 58).

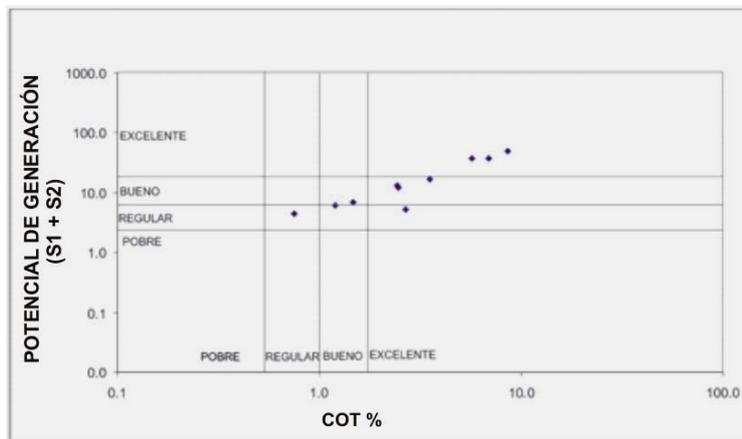


Figura 56. Potencial de Generación, Sección Quebrada El Ocal.

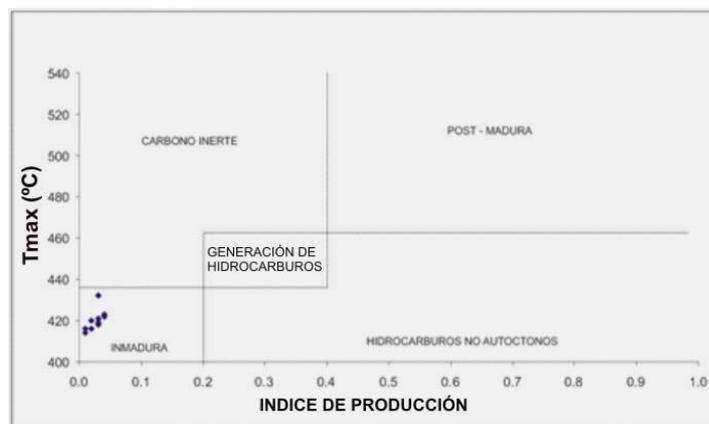


Figura 57. Ventana de Generación, Sección Quebrada El Ocal.

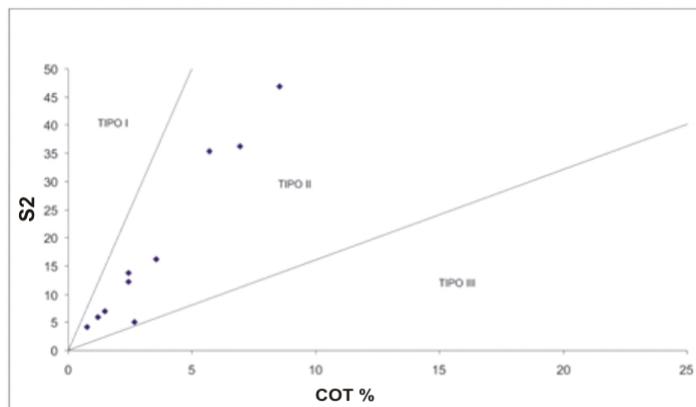


Figura 58. Tipo de Kerógeno, Sección Quebrada El Ocal.

8.11.5 Prospección de la Sección Quebrada El Ocal. Esta sección presenta excelentes condiciones de asociación de litofacies generadoras y reservorio, altos valores de COT% y a pesar de que el valor medido de Ro% es bajo, existe información (García, M., 2005), de que en esta formación se esté presentando supresión de reflectancia de vitrinita, lo que indica que cumple con todos los parámetros para ser considerada como una sección prospectiva para la generación de shale gas.

8.12 SECCIÓN RÍO YAGUARÁ.

8.12.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 43. Datos Rock Eval, Sección Rio Yaguará.

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO
HONDITA087	4.30	425.00	574.67	17.66
HONDITA T088	0.69	424.00	467.00	30.36
HONDITA 089	5.52	427.00	593.64	13.15

N° MUESTRA	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g cot)	IO
HONDITA 090	5.89	425.00	610.05	15.10
HONDITA 091	3.47	419.00	623.82	8.66
HONDITA 092	0.66	427.00	72.69	20.44
HONDITA 093	0.57	426.00	54.21	45.47
HONDITA 096	13.75	426.00	600.83	2.04

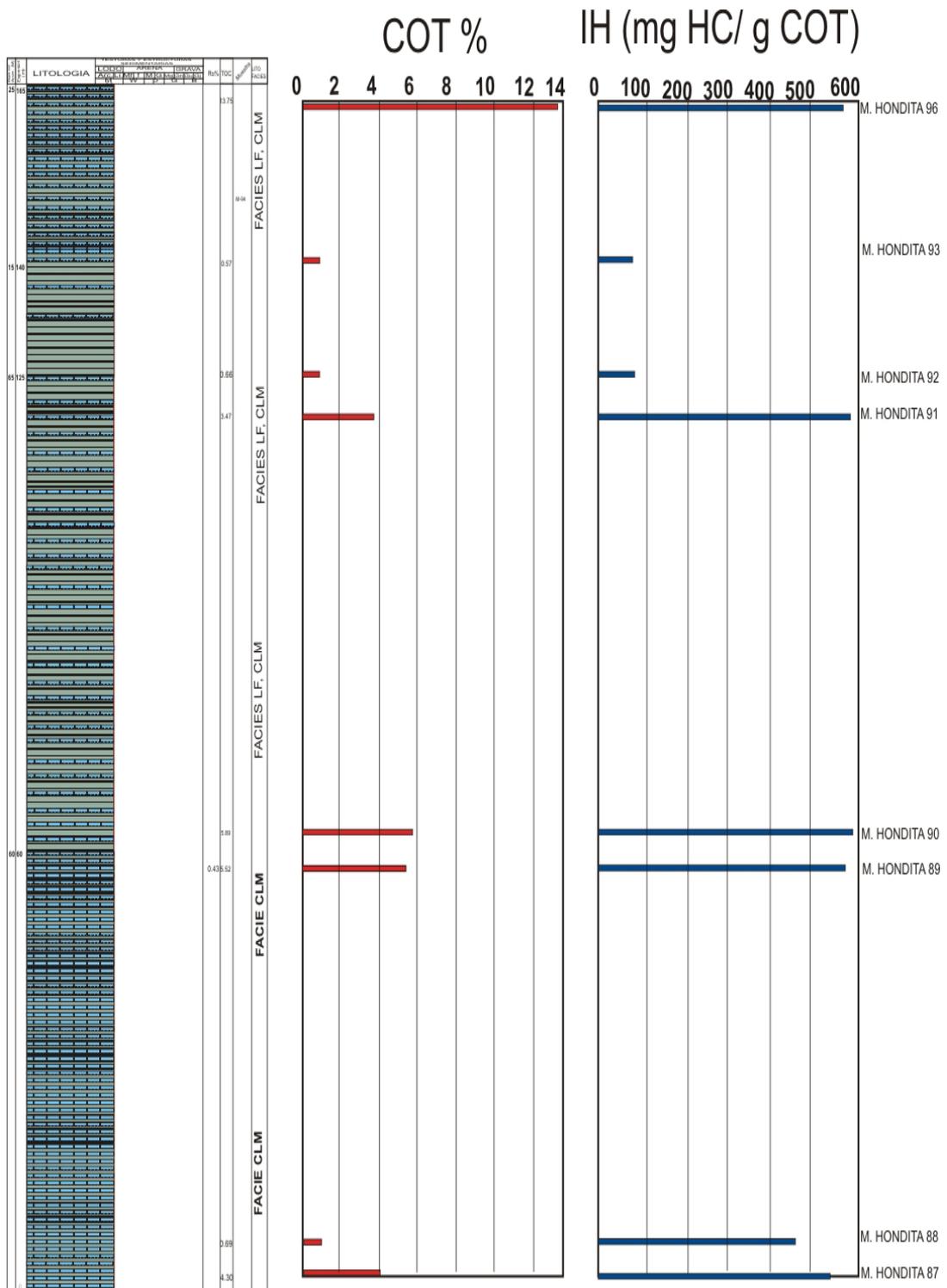


Figura 59. Comportamiento de COT% e IH en la Sección Río Yaguará.

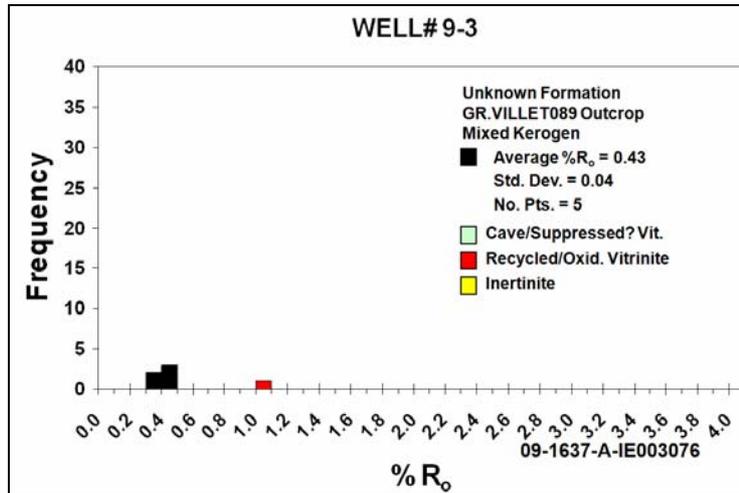


Figura 60. Histograma de valores medida de Ro% Sección Rio Yaguará.

Ro%: 0.43. (Medido en la muestra Hondita 89, Según García, M., 2005, en esta formación se presenta un fenómeno de supresión de reflectancia de vitrinita.)

Ro% Máxima Reflectancia Real: 0.83, dado por el diagrama de corrección de valores de Ro, Figura 61

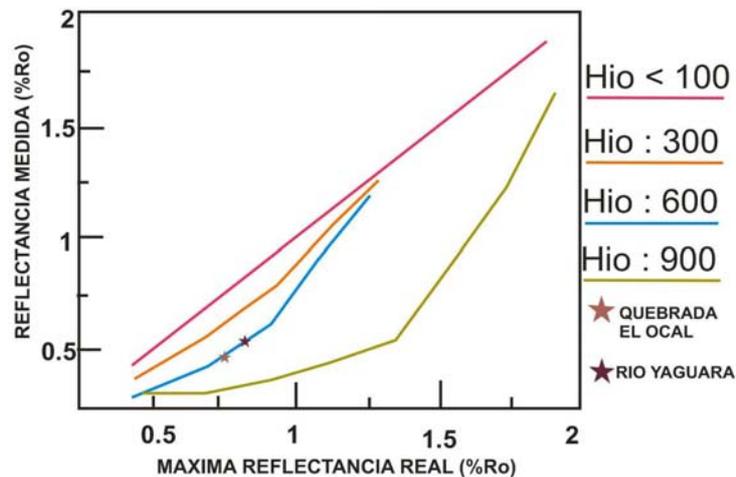


Figura 61. Diagrama de modelo de corrección de valores de Ro cuando la supresión es causada por altos valores de IH, en la Sección Rio Yaguará. (Modificado de Lo, 1998 y 1993).

8.12.2 Mineralogía (Difracción de Rayos X).

8.12.2.1 Análisis de Roca Total (Bulk).

Tabla 44. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Rio Yaguará.

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
HONDITA 89	14	13	68	ND	ND	ND	<5

8.12.2.2 Análisis Fracción menor 2 Micras.

Tabla 45. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Rio Yaguará.

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
HONDITA 89	ND	17	22	18	ND	13	30

8.12.3 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 46. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale, Sección Rio Yaguará.

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
HONDITA-089	9,8	0,182

8.12.4 Litofacies. En esta sección se presenta la alternancia de facies generadora (LF) y facies reservorio (CLM), ubicadas en la parte media hasta el tope, con muy buen contenido mineralógico de cuarzo y principalmente de carbonatos e illita, además de buenas condiciones de porosidad y permeabilidad. (Ver figura 59 y tablas 44, 45 y 46).

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a la formación Hondita, nos muestran que presenta un potencial que va de regular a excelente en la generación de hidrocarburos, que se encuentra en una fase de inmadura, y

que la materia orgánica de la cual están constituidos estos shales es de Kerógeno tipo II. (Figuras 60, 61 y 62)

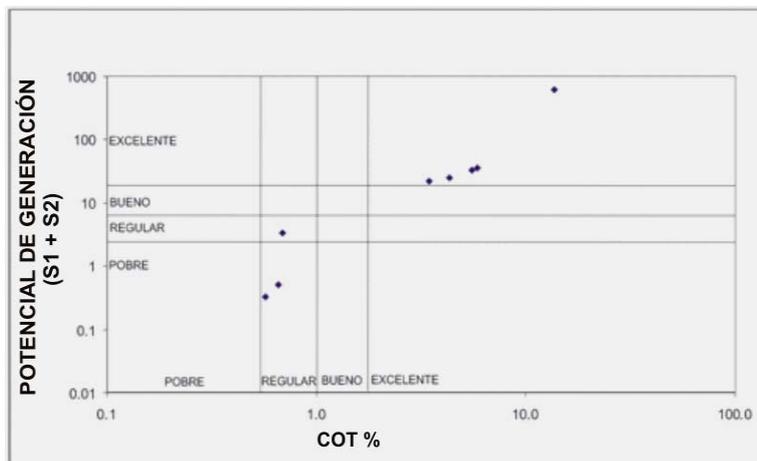


Figura 60. Potencial de Generación, Sección Rio Yaguará.

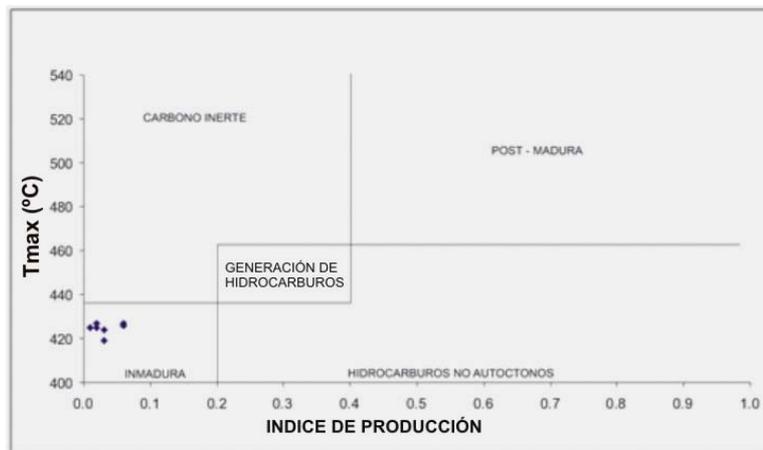


Figura 61. Ventana de Generación, Sección Rio Yaguará.

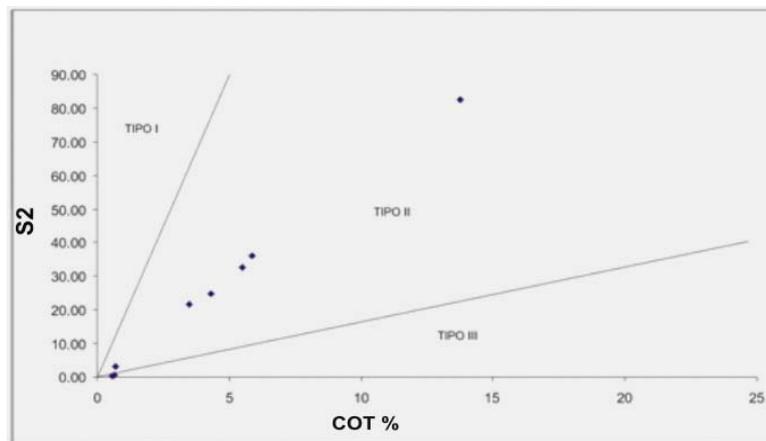


Figura 62. Tipo de Kerógeno, Sección Rio Yaguará.

8.12.5 Prospección de la Sección Rio Yaguará. Esta sección presenta excelentes condiciones de asociación de litofacies generadoras y reservorio, altos valores de COT% y a pesar de que el valor medido de Ro% es bajo, existe información (García, M., 2005), de que en esta formación se esté presentando supresión de reflectancia de vitrinita, lo que indica que cumple con todos los parámetros para ser considerada como una sección prospectiva para la generación de shale gas.

8.13 SECCIÓN VILLA DE LEYVA.

8.13.1 Análisis Rock Eval.

Tabla 47. Datos Rock Eval, Sección Villa de Leyva.

N° Muestra	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	OI
CHUR-101	0.58	346	7.70	35.91
CHUR-103	0.53	606	12.23	54.58
SRAF-104	1.44	515	4.17	31.96
SRAF-105	0.82	549	4.89	83.20
SRAF-105A	0.73	504	4.09	90.06

N° Muestra	COT %	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	OI
SGS-106	1.62	609	4.94	11.11
SGS-107	1.08	608	6.49	14.84
SGS-108	1.12	503	3.57	43.34
SIG-109	0.78	583	6.37	62.44
SIG-110	1.03	308	5.81	60.98
PJS-111	1.52	607	5.27	40.84
PJS-112	2.17	461	2.99	57.94
PJI-113	0.84	344	4.75	9.50
PJI-114	1.50	518	4.01	13.70
PJI-115	1.00	408	3.01	11.03

Ro %: (2.27, medido en CHUR 102, 1.79, medido en SRAF – 105, 3.03, medido en SGS – 106, figuras 63, 64 y 65)

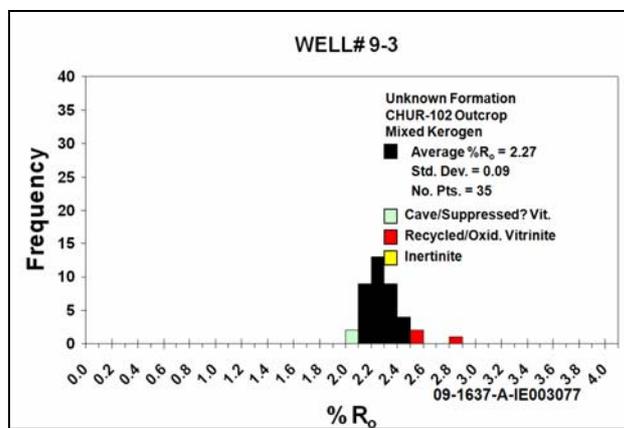


Figura 63. Histograma de valores medidos de Ro% Sección Sección Villa de Leyva (Formación Churuvita).

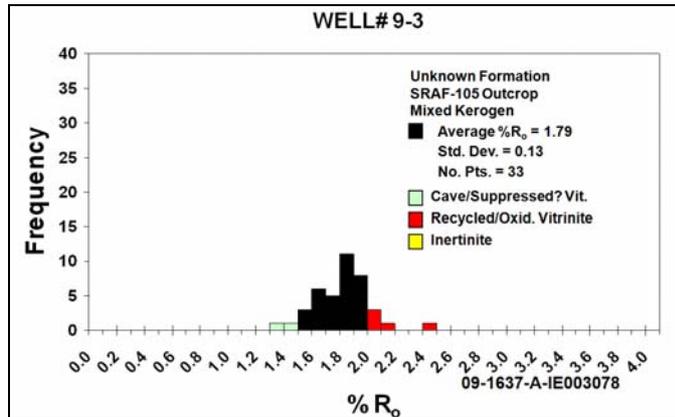


Figura 64. Histograma de valores medida de Ro% Sección Villa de Leyva (Formación San Rafael).

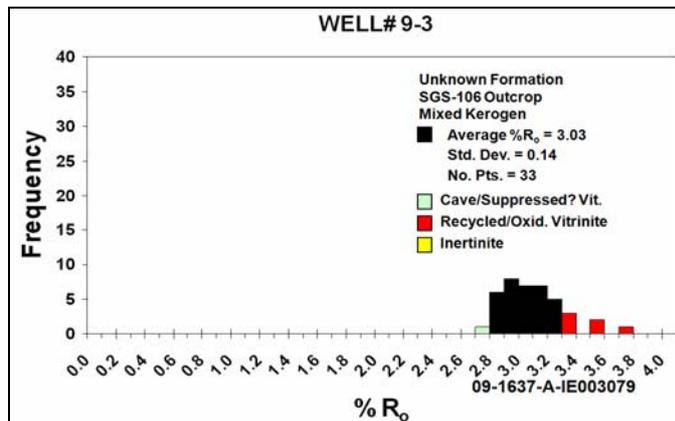


Figura 65. Histograma de valores medida de Ro% Sección Villa de Leyva (Formación San Gil Superior).

8.13.2 Mineralogía (Difracción de Rayos X).

8.13.2.1 Análisis de Roca Total (Bulk)

Tabla 48. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación Churuvita)

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO % PESO	OTROS % PESO
CHUR - 102	19	76	ND	ND	TR	ND	<5

Tabla 49. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Rafael).

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
SRAF - 105	20	70	ND	ND	<5	ND	<5

Tabla 50. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Gil Superior).

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
SGS - 106	70	20	ND	ND	<5	ND	<5

Tabla 51. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Gil Inferior).

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
SGI -110	78	<5	ND	ND	ND	12	<5

Tabla 52. Relación de Filosilicatos, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación Paja).

MUESTRA	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO	FELDESPATO % PESO	ANATASA % PESO	YESO %PESO	OTROS % PESO
PJI - 115	65	25	ND	<5	ND	ND	<5

8.13.2.2 Análisis Fracción Menor de 2 Micras Fm Churuvita.

Tabla 53. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación Churuvita)

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
CHUR - 102	ND	5	90	ND	ND	<5	ND

Tabla 54. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Rafael).

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
SRAF - 105	ND	21	34	8	ND	37	ND

Tabla 55. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Gil Superior)

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
SGS - 106	5	13	30	38	7	7	ND

Tabla 56. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación San Gil Inferior)

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
SGL - 110	6	7	51	15	16	<5	ND

Tabla 57. Relación de Arcillas representativas, en Shale de la Sección Villa de Leyva (Formación Paja).

MUESTRA	ARCILLAS					CUARZO %PESO	CALCITA %PESO
	CLORITAS % PESO	INTERESTRAT % PESO	ILLITA %PESO	CAOLINITA % PESO	PIROFILITA % PESO		
PJI - 115	12	11	45	12	ND	20	ND

8.13.3 Porosidad y Permeabilidad.

Tabla 58. Datos de Porosidad y Permeabilidad en Shale, Sección Villa de Leyva.

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD PROMEDIO AL AIRE (md)
CHUR-102	8,6	0,042
SRAF-105	9,3	0,591
SGS-106	8,5	0,023
SGL-110	7,8	0,035
PJI-115	13,1	0,18

Los datos geoquímicos obtenidos en esta sección perteneciente a las formaciones Churuvita, San Gil, San Rafael y Paja, las cuales nos muestran que presenta un potencial que va de regular a bueno en la generación de hidrocarburos, que se encuentra en una fase de carbono inerte, excepto la formación paja la cual registra estar generando hidrocarburos no autóctonos, y que la materia orgánica de la cual están constituidos estos shale es de Kerógeno tipo III. (Figuras 66, 67 y 68).

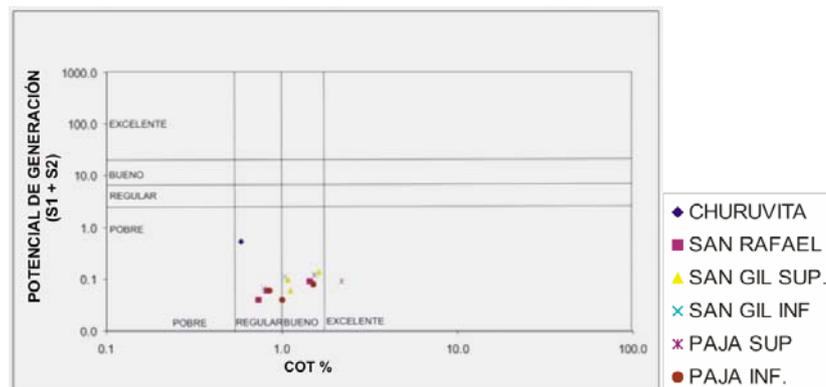


Figura 66. Potencial de Generación, Sección Villa de Leyva.

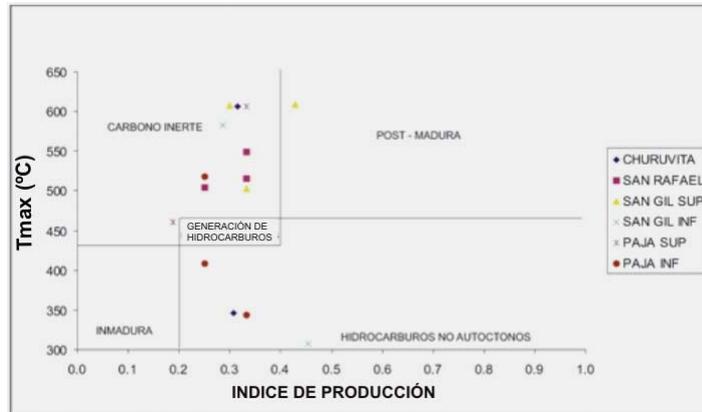


Figura 67. Ventana de Generación, Sección Villa de Leyva.

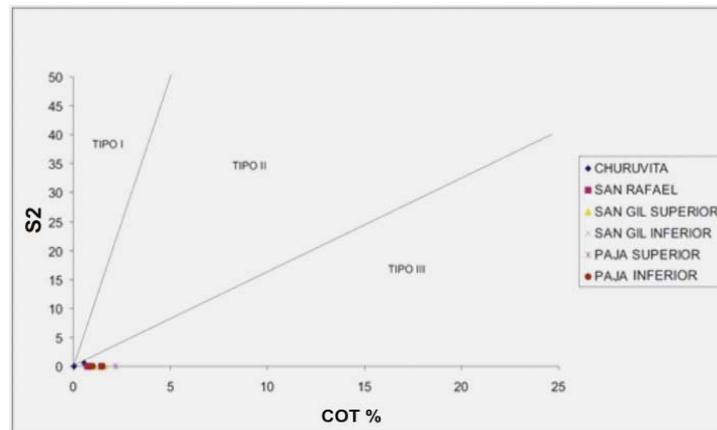


Figura 68. Tipo de Kerógeno, Sección Villa de Leyva.

8.13.5 Prospección de la Sección Villa De Leyva. Esta sección presenta excelentes características mineralógicas en cuanto a porcentajes de cuarzo e illita en los shales, además de buenos valores de porosidad, permeabilidad y madurez termal, no obstante el porcentaje de COT% en casi toda la sección no cumple con los parámetros mínimos para clasificar como una zona de prospección para la generación de shale gas. (Tablas 47 – 58).

9. DISCUSION DE RESULTADOS.

9.1 RESULTADOS GEOQUÍMICOS.

Teniendo en cuenta que los datos geoquímicos son la primera herramienta que se utiliza para determinar la prospección de generación de shale gas en un área determinada, donde se debe cumplir con valores mínimos de COT $\geq 2\%$ y valores de madurez térmica de Ro% entre (0.8 y 3), se encontró que de las trece secciones estudiadas, solo la sección La Renta (Formación La Luna), cumple con estos parámetros, seguido por las secciones Rio Yaguará y Quebrada El Ocal (Formación Hondita), las cuales presentan excelentes valores de COT%, pero sus datos medidos de Ro% son muy bajos (Ver tabla 59). No obstante se ha reportado un fenómeno de supresión de reflectancia de vitrinita, en el cual los altos índices de hidrogeno son característicos en las formaciones La Luna y Hondita (García, M., 2005), esto haría que los valores que se obtuvieron en dichas secciones fueran menores a los reales; en ese caso estas dos secciones (Rio Yaguará y Quebrada El Ocal) cumplirían con los valores mínimos de madurez térmica y clasificarían como áreas prospectivas para la generación de shale gas en el flanco Occidental. (Ver figuras 69, 70 y 71)

SECCIÓN	FORMACIÓN	COT %	Ro %	HI (mg HC/g COT)	POTENCIAL DE GENERACIÓN	TIPO DE KEROGENO
Quebrada Vara Santa	Chipaque	3,25	0,39	242	REGULAR	II
Quebrada Caño Blanco	Chipaque	4.17	0,40	362	EXCELENTE	II
Ubaque - Choachí	Fómeque	0,64	3,08	3,13	REGULAR	III
Ubaque - Cáqueza	Fómeque	1,43	3,42	3,42	BUENO	III
El Crucero	Chipaque	1,5	1,42	35	REG. - BUENO	III
Ubaté - Carupa	Frontera	8,15	4,4	0,37	EXCELENTE	III
Sutatausa - Tausa	Chipaque	1,13	3,4	2,47	REG. - BUENO	III

SECCIÓN	FORMACIÓN	COT %	Ro %	HI (mg HC/g COT)	POTENCIAL DE GENERACIÓN	TIPO DE KEROGENO
Sutatausa - Ubaté	Chipaque	0,57	1,13	8,77	REGULAR	III
Villanueva	Rosablanca	2,29	4,31	4,41	POB - EXC.	III
La Renta	La Luna	6,03	0,8	329	EXCELENTE	II
Quebrada El Ocal	Hondita	8,54	0,8	523	BUE. - EXC.	II
Rio Yaguará	Hondita	13,75	0,83	600	REG. - EXC	II
Villa de Leyva	Churuvita	0,58	2,27	12,23	REG. - BUENO	III
	San Gil	1,62	3,09	4,94	REG. - BUENO	III
	San Rafael	0,82	1,79	1,79	REG.- BUENO	III
	Paja	1	4,34	3,01	REG. - BUENO	III

Tabla 59. Resumen datos Geoquímicos en la Cordillera Oriental.

En las secciones quebrada Vara Santa y quebrada Caño Blanco (Formación Chipaque), ubicadas en el flanco Oriental se obtuvieron buenos datos de COT% pero bajos valores de Ro%, cabe resaltar que los valores de IH son altos y es posible que al igual que en las secciones Rio Yaguará y El Ocal, se estén obteniendo valores menores de reflectancia de vitrinita por el fenómeno de supresión de reflectancia, lo que haría que en estos sectores se pudiera tener prospección de generación de shale gas. (Ver figuras 69, 70 y 71).

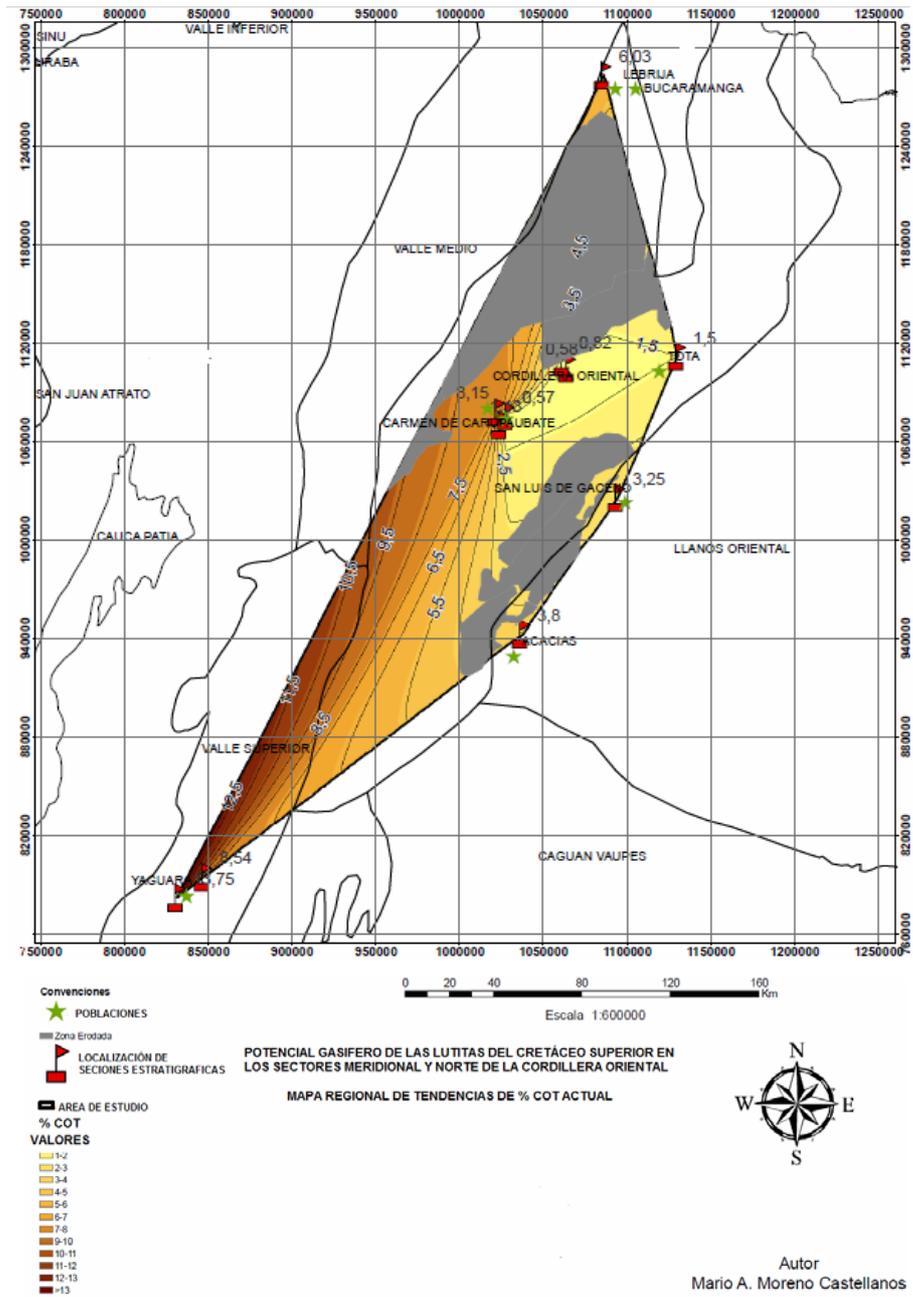
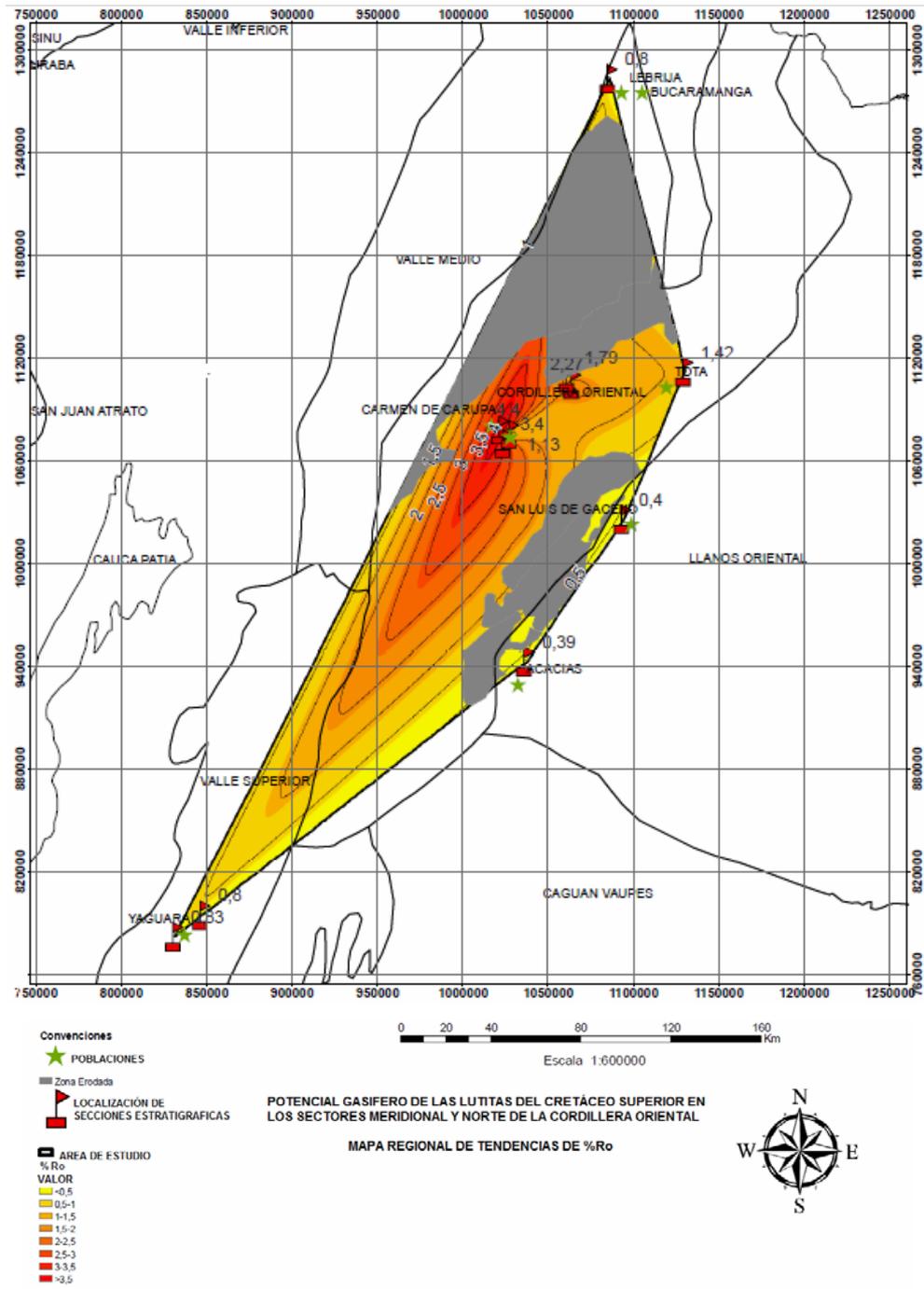
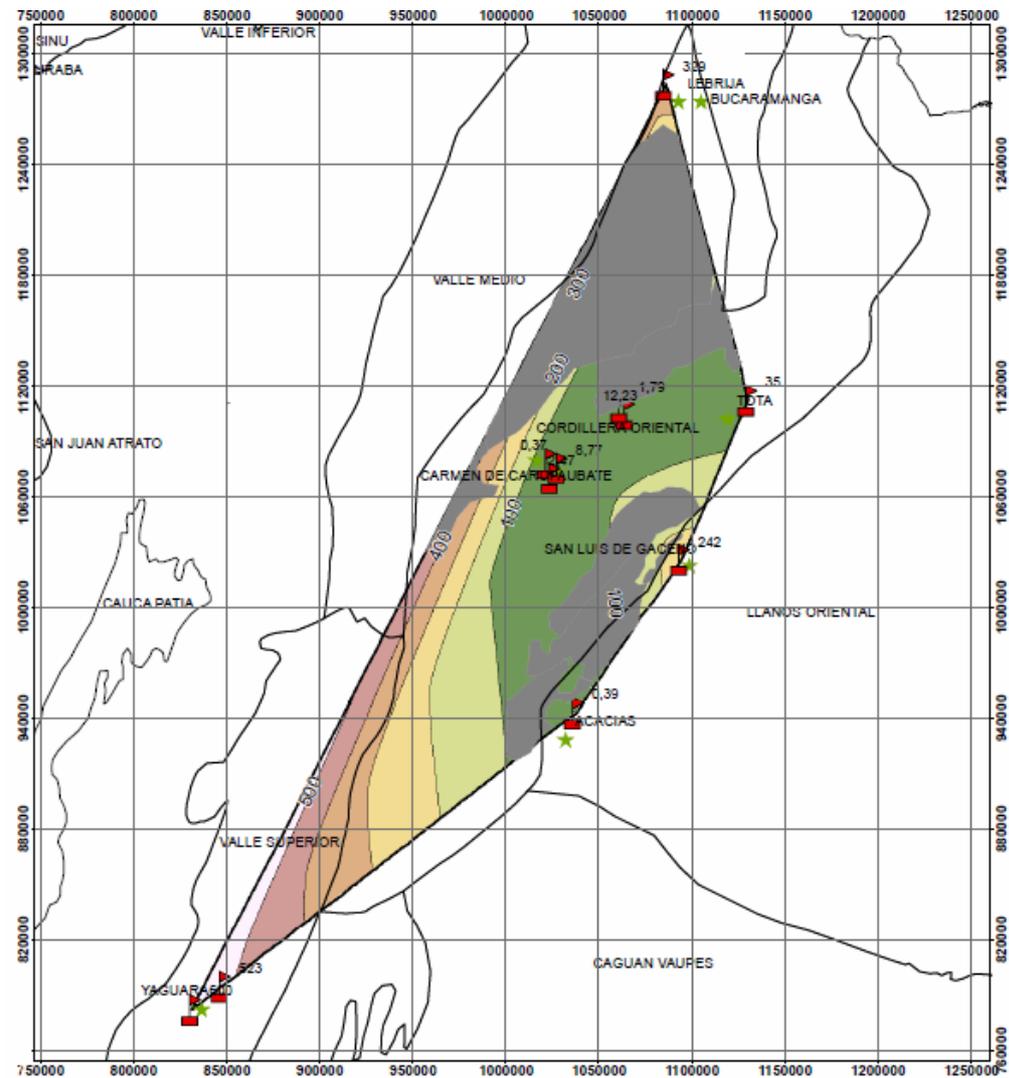


Figura 69. Mapa de Tendencias de la Cantidad de Materia Orgánica (COT%), en la Cordillera Oriental.



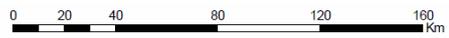
Autor
Mario A. Moreno Castellanos

Figura 70. Mapa de Tendencias de la Madurez Termal (Ro%), en la Cordillera Oriental.



CONVENCIONES

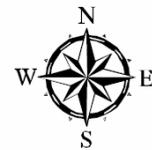
- Zona Erodada
- ▲ LOCALIZACIÓN DE SECCIONES ESTRATIGRAFICAS
- ★ POBLACIONES
- ▭ AREA DE ESTUDIO
- VALORES DE IH (mg HC/g COT)
- <100
- 100-200
- 200-300
- 300-400
- 400-500
- >500



Escala 1:600000

POTENCIAL GASIFERO DE LAS LUTITAS DEL CRETACEO SUPERIOR EN LOS SECTORES MERIDIONAL Y NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL

MAPA REGIONAL DE TENDENCIAS DE IH (mg HC/g COT)



Autor
Mario A. Moreno Castellanos

Figura 71. Mapa de Tendencias del Índice de Hidrogeno (IH) en la Cordillera Oriental.

La Sección Ubaté - Carupa, presenta excelentes valores de COT%, pero sus valores de Ro% son muy altos y esta sobremadura, lo cual la hace excluir de las áreas prospectivas.

Las demás secciones ubicadas en la zona Axial no están en posibilidad de generación de shale gas, ya sus valores de (COT%) no cumplen con los mínimos rangos, a pesar de que sus rangos de madurez térmica son bastante buenos. (ver figuras 69 y 70)

9.2 RESULTADOS PETROGRÁFICOS.

Estos análisis nos ayudan principalmente a determinar en cuáles secciones se cumplen las condiciones de porosidad ($\geq 4\%$) y permeabilidad (< 1 Darcy) además del contenido de filosilicatos que por su alta fragilidad son de interés para determinar áreas de fracturamiento y reservorio de Shale Gas, como el Cuarzo y los Carbonatos, asimismo la arcilla tipo Illita nos permite identificar zonas con mejor absorción de Shale Gas.

Según la información obtenida, en casi todas las secciones, los shales muestreados cumplen con los valores requeridos de porosidad y permeabilidad, con la excepción de la porosidad del Shale en la sección quebrada Vara Santa, el cual no clasifica en el estándar mínimo (Tabla 60).

Tabla 60. Resumen datos Petrográficos de las Secciones Estratigráficas Levantadas.

SECCIÓN	FORMACIÓN	POROSIDAD%	PERMEABILIDAD (MD)	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO
QUEBRADA VARA SANTA	CHIPAQUE	3	0,176	48	42	ND
QUEBRADA CAÑO BLANCO	CHIPAQUE	4,1	0,8	40	50	ND
				45	45	ND
UBAQUE - CHOACHÍ	FÓMEQUE	18,7	0,036	63	ND	ND
UBAQUE - CÁQUEZA	FÓMEQUE	15,7	0,32	73	17	ND
EL CRUCERO	CHIPAQUE	4,6	0,647	62	33	ND

SECCIÓN	FORMACIÓN	POROSIDAD%	PERMEABILIDAD (MD)	ARCILLAS % PESO	CUARZO % PESO	CARBONATOS % PESO
				77	18	ND
UBATÉ - CARUPA	FRONTERA	22	0,46	30	65	ND
				8	82	<5
SUTATAUSA -TAUSA	CHIPAQUE	15,7	0,018	81	14	ND
SUTATAUSA - UBATÉ	CHIPAQUE	10	0,134	47	48	ND
QUEBRADA EL OCAL	HONDITA	8,4	0,153	7	33	55
RIO YAGUARÁ	HONDITA	9,8	0,182	14	13	68
VILLA DE LEYVA	CHURUVITA	8,6	0,042	19	76	ND
	SAN RAFAEL	9,3	0,591	20	70	ND
	SAN GIL SUP.	8,5	0,023	70	20	ND
	SAN GIL INF.	7,8	0,035	78	<5	ND
	PAJA	13,1	0,18	65	25	ND

De acuerdo a los datos cuantitativos de Cuarzo, Carbonatos y Arcillas de los análisis de roca total (Bulk) de las secciones estratigráficas, se realizó el diagrama de distribución mineralógica, mostrando que las secciones con mas tendencia a la fragilidad o fracturamiento son: Sección Ubate – Carupa (Fm. Frontera), Sección Villa de Leyva (Fm. San Rafael y Fm. Churuvita), con contenidos de Cuarzo superiores al 60%; determinado por la presencia de Facies tipo Chert, Sección Caño Blanco (Fm. Chipaque), Sutatausa – Ubate (Fm. Chipaque) y Sección Vara Santa (Fm. Chipaque), con contenidos de Cuarzo entre un 40 y 50 %, determinado por la presencia de Facies Arenosas, y finalmente las Secciones Quebrada El Ocal y Rio Yaguara (Fm. Hondita), con contenidos de Carbonatos entre un 50 y 70 % determinado por la presencia de Facies Calcáreas.(Figura 72).

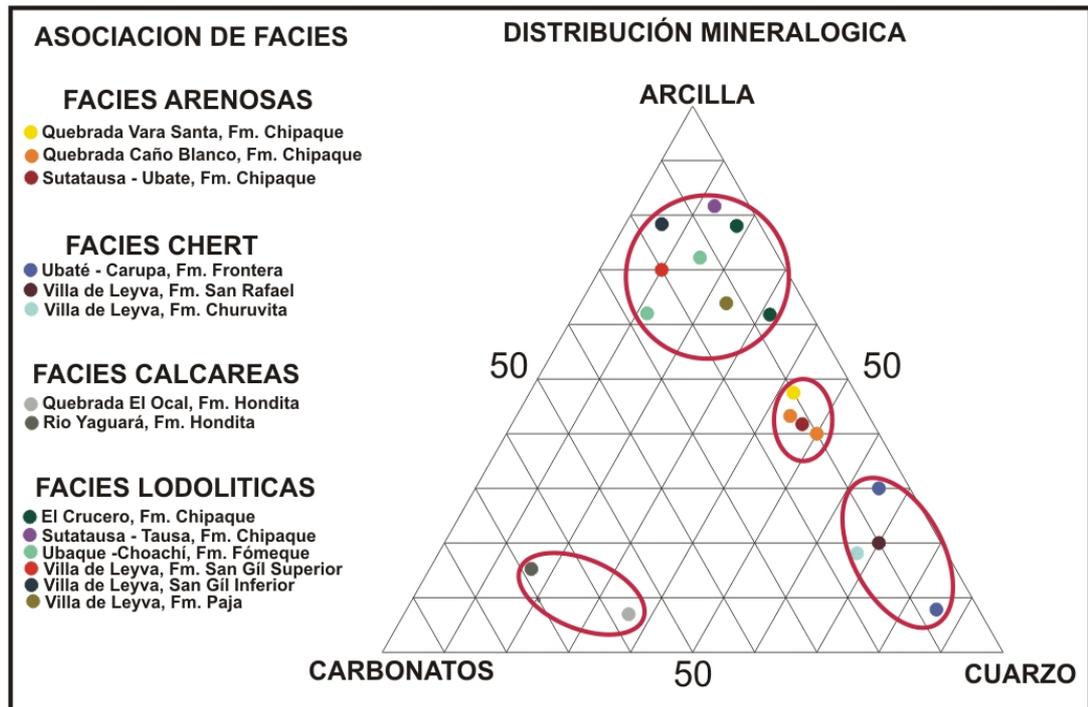


Figura 72. Diagrama de distribución Mineralógica de las Secciones Estratigráficas Levantadas.

Lo anterior es concordante con el resumen cronoestratigrafico del Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Cuenca Llanos (Cooper et al, 1995), en donde se observa que en el cretáceo superior las facies mas arenosas están ubicadas en la parte Oriental de la Cordillera, las facies lodolíticas en la parte axial y las facies Calcáreas en la parte Occidental de la Cordillera Oriental. (Ver figura 73).

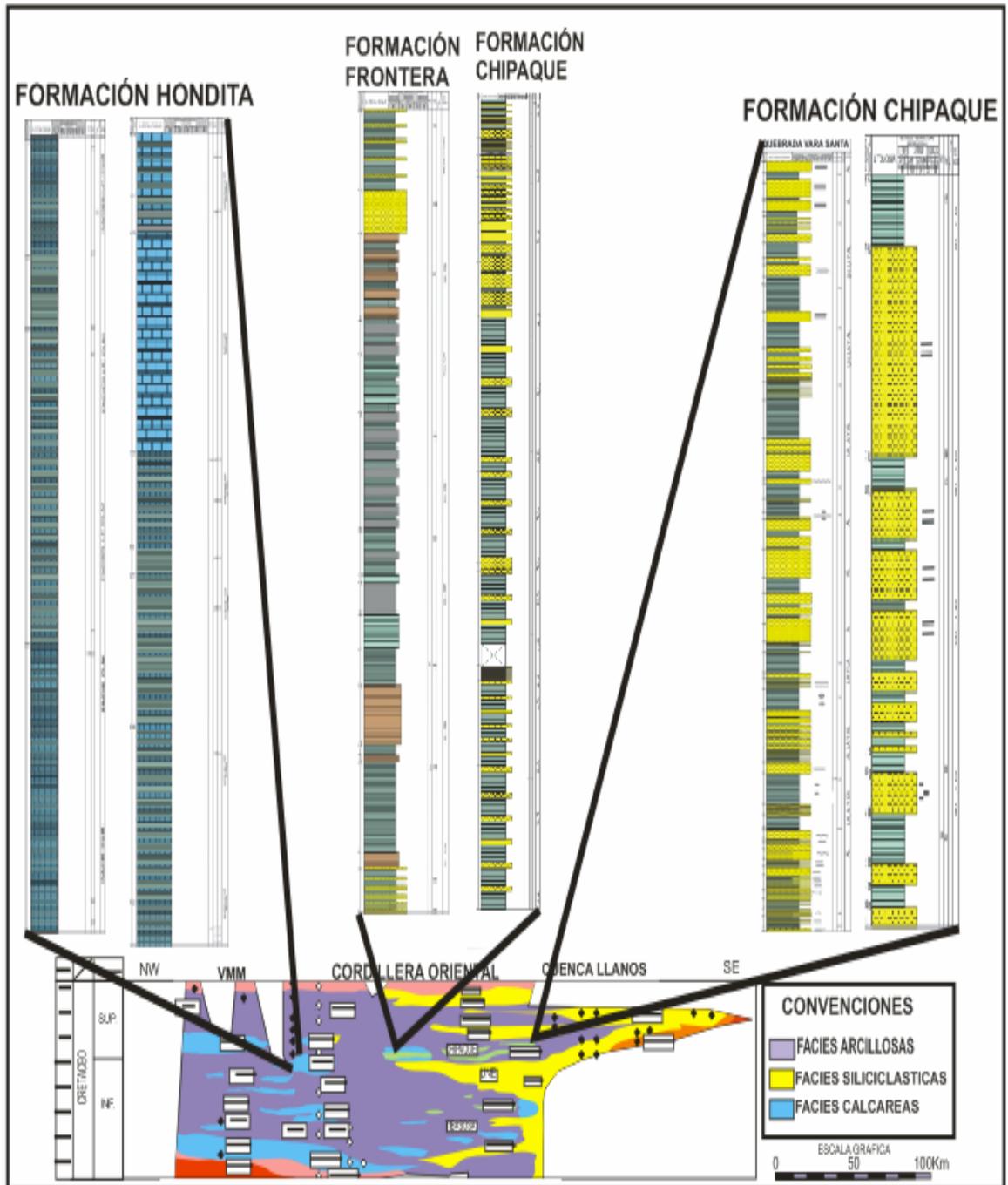


Figura 73. Resumen cronoestratigráfico Valle Medio del Magdalena, Cordillera Orienta y Cuenca Llanos, tomado y modificado de (Cooper et al, 1995). Nótese el cambio lateral de facies de Este a Oeste en el cual se pasa de facies siliciclásticas en el Este a facies arcillosas en la región Axial y facies arcillosas y calcáreas en el Oeste.

10 MODELAMIENTO GEOQUIMICO 1D y 2D.

El modelamiento geoquímico 1D y 2D se realizó con el fin de explicar los procesos de generación, migración y acumulación de gas a partir de las lutitas del Cretáceo Superior en la región axial de la Cordillera Oriental. Para esto se realizó un modelamiento 1D en un pseudopozo Cord 1, con coordenadas X: 1099200, Y: 1070000, y un modelo geoquímico 2D con las siguientes coordenadas: (A): X: 1099800, Y: 1070700., (À): X: 1096200, Y: 1066700, en un corte estructural balanceado publicado por ANH-Geosearch (2007). (Ver figuras 74 y 75).

El modelamiento geoquímico fue realizado haciendo una reconstrucción de la historia de soterramiento en el cual se tuvieron en cuenta las edades de los topes de las formaciones así como también los espesores y edades de los eventos de erosión, esta última información se obtuvo a partir del corte balanceado antes referido y de la literatura de la estratigrafía de la Cordillera Oriental en la región de Tunja, especialmente de Dengo y Covey (1998) y Sarmiento (2002).

La información estratigráfica y geoquímica utilizada en los modelos geoquímicos esta incluida en la tabla 61, en donde se incluyen los valores de COT%, HI, Ro% medidos, los valores COT_o originales fueron calculados utilizando el método de Zhong (2004), estos últimos valores fueron los incluidos en el modelamiento geoquímico.

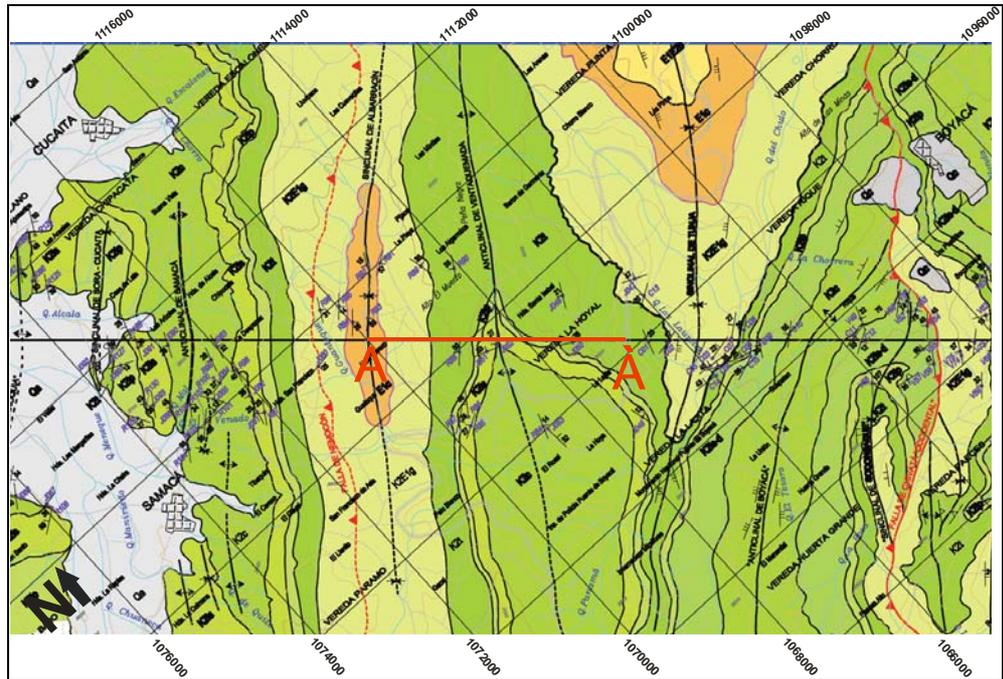


Figura 74. Mapa de ubicación del área del modelamiento geoquímico.

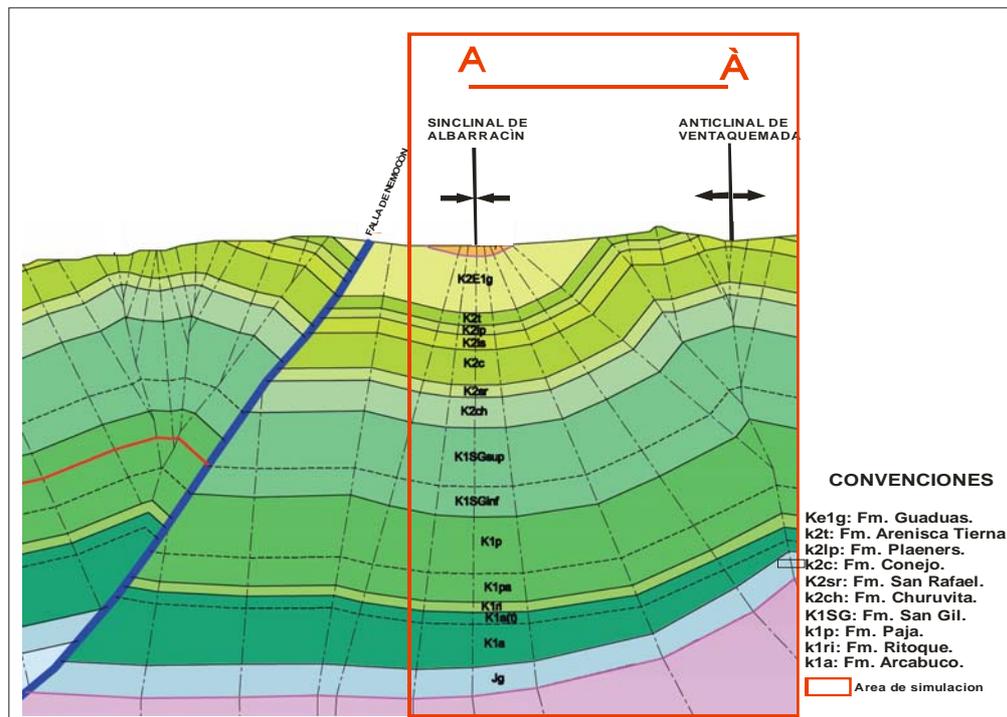


Figura 75. Corte Estructural balanceado utilizado en el modelamiento geoquímico.

Tabla 61. Información estratigráfica y geoquímica utilizada en el modelamiento.

FORMACIÓN	ESPESOR (m)	DEPOSITADO DESDE (M.a.)	DEPOSITADO HASTA (M.a.)	EROSIÓN DESDE (M.a.)	EROSIÓN HASTA(M.a.)
CUATERNARIO	100	0.75	0.00		
TILATA	100	7.20	3.60	3.60	0.75
REGADERA	400	48.60	40.40	40.40	7.20
BOGOTÁ	100	58.70	55.80	55.80	48.60
CACHO	130	65.54	58.70		
GUADUAS	450	68.50	66.50	66.50	65.54
ARENISCA TIERNA	140	70.60	68.50		
PLAENERS	150	74.20	70.60		
LIDITA SUP	50	85.80	74.20		
CONEJO	350	88.60	85.80		
FRONTERA	80	92.50	88.60		
SIMIJACA	100	93.60	92.50		
CHURUVITA	150	99.60	93.60		
SAN GIL SUP.	140	108.00	99.60		
SAN GIL INF .	60	112.00	108.00		
PAJA	500	136.40	112.00		
RITOQUE	130	140.20	136.40		
ARCABUCO	320	145.50	140.20		
BASAMENTO	1000	200.00	145.50		
			200.00		

FORMACIÓN	COT % (medidos)	COT _o % (corregidos)	IH (mg HC/g COT)	PROFUNDIDAD DE PALEO AGUA (m)	FLUJO DE CALOR (mW/m ²)
CUATERNARIO				0	62.00
TILATA				0	62.00
REGADERA				0	71.22
BOGOTA				0	81.78
CACHO				0	93.24
GUADUAS	49.26	59,11	189.49	30	104.27
ARENISCA TIERNA				50	113.82
PLAENERS				160	121.55
LIDITA SUP				160	127.57
CONEJO				160	132.15

FORMACIÒN	COT % (medidos)	COT _o % (corregidos)	IH (mg HC/g COT)	PROFUNDIDAD DE PALEO AGUA (m)	FLUJO DE CALOR (mW/m ²)
FRONTERA	8.15	9.78	0.37	160	135.58
SIMIJACA	0.63	0.76	3.17	160	138.14
CHURUVITA	0.58	0,7	12.23	160	138.14
SAN GIL SUP	1.62	1,94	4.94	160	132.68
SAN GIL INF	1.03	1,24	5.81	140	127.81
PAJA	1.00	1,2	3.01	120	123.43
RITOQUE				80	119.46
ARCABUCO				0	115.85
BASAMENTO				0	112.55

La reconstrucción de la historia del flujo de calor se realizó empleando el modelo de Mackenzie (1968), el cual calcula el flujo de calor para un estilo tectónico de rifting el cual se ha postulado para la Cordillera Oriental durante el Cretáceo Toro (2002). El cálculo numérico del flujo de calor desde el Mesozoico se efectuó empleando el software Petromod, el cual tiene una herramienta que permite calcular la historia de flujo de calor a partir del modelo rifting de Mackenzie (Crustal Stretching Model). Esta herramienta utiliza los factores de adelgazamiento de la corteza ($\beta=2$) y del manto ($\varphi=2$) para el Mesozoico de la Cordillera Oriental los cuales fueron obtenidos del trabajo de Sarmiento (2006), las edades de los procesos de rifting (199.6 – 99.6 M.a.) y de subsidencia termal (99.6 – 65.5 M.a.) fueron obtenidos de (Toro, J., 2002). (Ver figura 76)

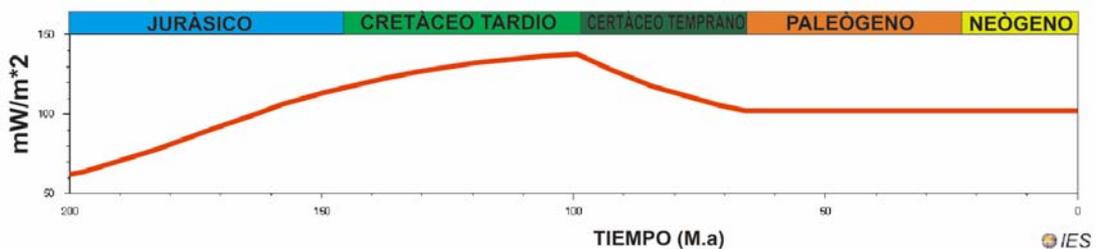


Figura 76. Flujo de Calor del Pseudopozo Cord 1. En donde se ilustra que el flujo de calor se incrementa a un máximo de 56 mW/m².

La calibración del modelo geoquímico se realizó con base en los datos de reflectancia de vitrinita medidos en las formaciones San Rafael, Churuvita, San Gil y Paja a partir de muestras de la sección estratigráfica de la sección Villa de Leyva. La figura 77, ilustra la reflectancia calculada y los puntos medidos de Ro%, nótese que los valores calculados están interpolados entre los valores de Ro% máximos y mínimos

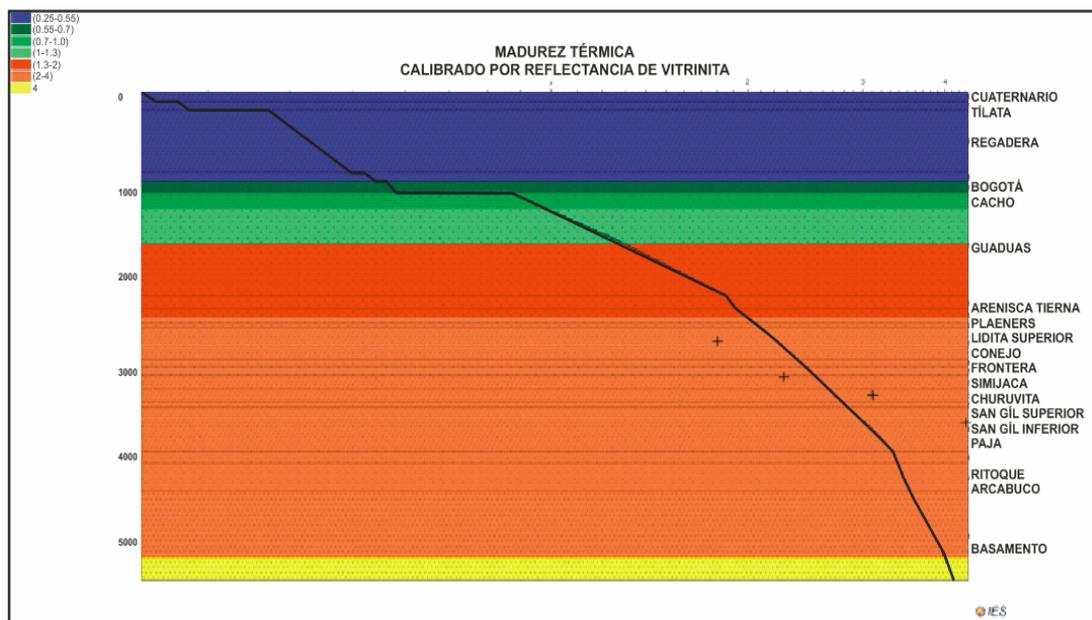


Figura 77. Calibración del modelo geoquímico a partir de datos de Ro%.

Los parámetros cinéticos empleados para calcular los modelos geoquímicos 1D y 2D, fueron obtenidos del software Petromod, el cual permite seleccionar diferentes cinéticas con base en las características faciales y de materia orgánica presente en las diferentes formaciones fuente de hidrocarburos. La tabla 62, incluye los parámetros cinéticos empleados en cada una de las formaciones fuente de hidrocarburos, incluyendo los valores de la energía de activación (E_a) y de factor pre-exponencial de tiempo (A). Tabla 62.

Tabla 62. Parámetros Cinéticos utilizados en el modelamiento geoquímico

FORMACIÒN	FACIES	CINETICA	A (años)	Ea (Kcal/mol)
FRONTERA	Siltstone (organic rich, 2-3% TOC)	IES_TII_Brown_Limestone_2C	6.87 X 10 ¹⁰	68.73
SIMIJACA	Siltstone (organic rich, 2-3% TOC)	IES_TII_Brown_Limestone_2C	6.87 X 10 ¹⁰	68.73
CHURUVITA	Shale (typical)	IES_TII_Toarcian_Shale_2C	2.0 X10 ⁷	60
SAN GIL SUPERIOR	Shale (organic lean, siliceous, typical)	IES_TII_Toarcian_Shale_2C	2.0 X10 ⁷	60
SAN GIL INFERIOR	Shale (organic rich, typical)	IES_TII_Toarcian_Shale_2C	2.0 X10 ⁷	60
PAJA	Shale (organic rich, typical)	IES_TII_Toarcian_Shale_2C	2.0 X10 ⁷	60

Como resultado se obtuvieron los modelos de enterramiento con madurez termal y de enterramiento con temperaturas. (Figuras 78 y 79).

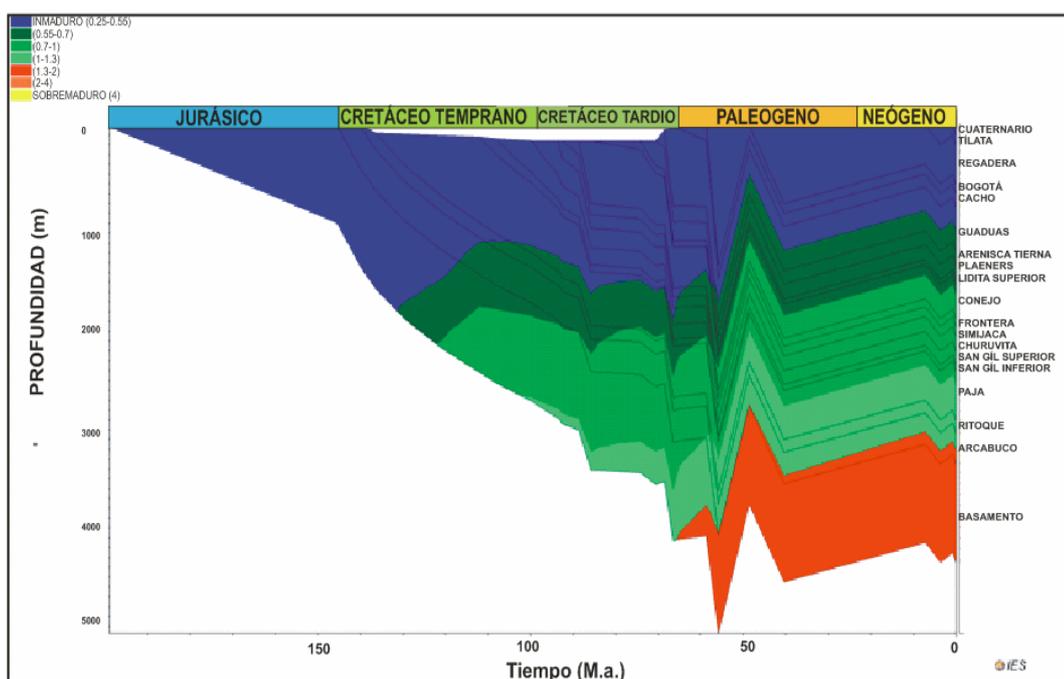


Figura 78. Modelo de Enterramiento con Madurez Termal.

En el modelamiento 2D, la simulación utilizada contiene las variables de presión y temperatura, el método de migración utilizado fue el Híbrido (Darcy + Flow Path), y

la selección de la cinética corresponde según el tipo de litología (Liditas y Chert : IES_TIII_Brown_Limestone_2C y las lodolitas :IES_TII_Toarcian_Shale_2C), valores con los cuales se observan procesos de generación y acumulación de shale gas. (Ver figura 80).

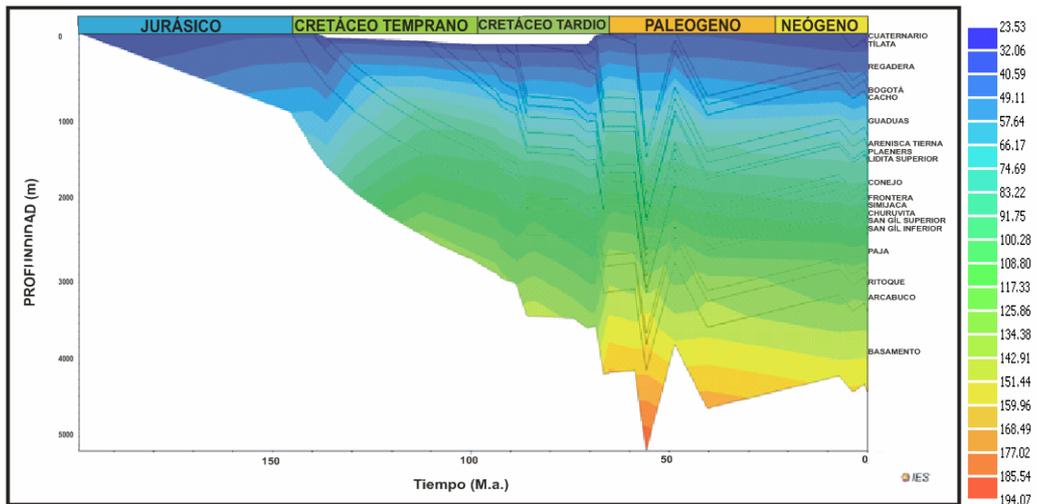


Figura 79. Modelo de Enterramiento con temperaturas (°C).

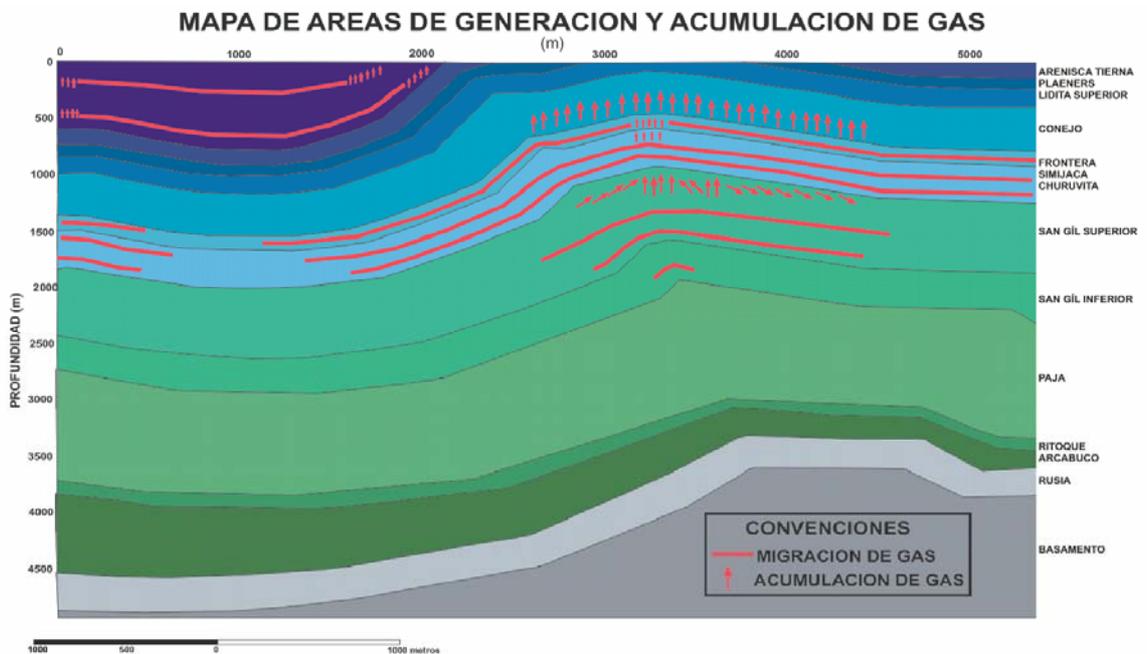
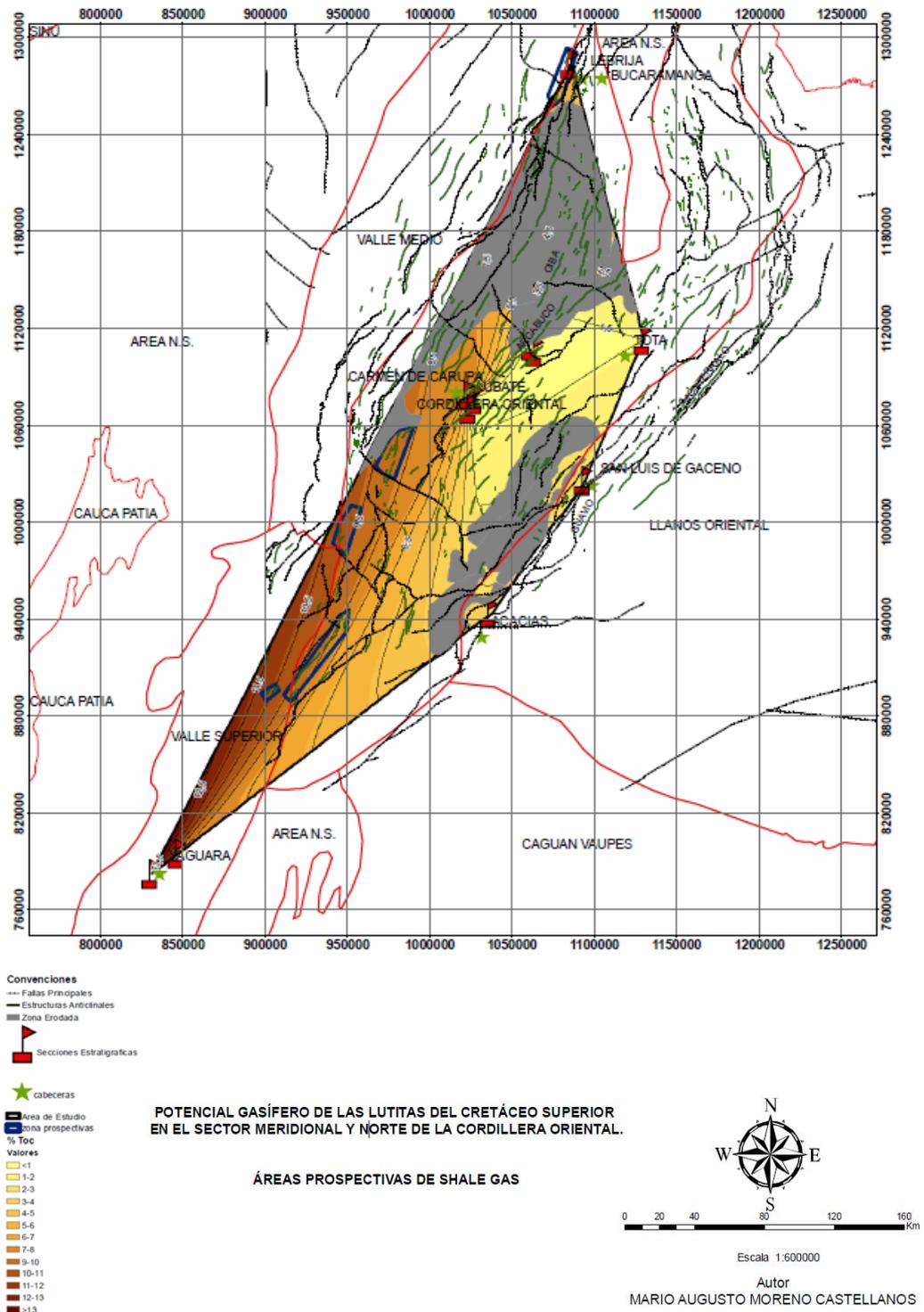


Figura 80. Posibles zonas de acumulación Shale Gas en la Cordillera Oriental.

11. POSIBLES YACIMIENTOS DE SHALE GAS EN LA CORDILLERA ORIENTAL.

Como se ha mencionado, la Cordillera Oriental se caracteriza por presentar un patrón estructural de anticlinales estrechos y sinclinales amplios, de acuerdo a los resultados obtenidos por el modelamiento 2D donde se infieren las áreas de generación y acumulación de Shale Gas (Figura 129), los posibles yacimientos están asociados a estructuras anticlinales específicamente en las partes altas de estas estructuras, aprovechando que además de acumular el gas generado in situ, son áreas donde se acumula el gas libre que va migrando de las estructuras sinclinales ya que estas estructuras o trampas no deben estar afectadas por fallas regionales, cambios de facies de los Shales y deben estar por debajo del nivel freático regional, actuando como un sello hidrodinámico. (Ver figuras 80 y 81).



12. CONCLUSIONES.

El potencial de generación y acumulación de shale gas termogénico en la Cordillera Oriental está controlado en su respectivo orden, por los siguientes factores: 1) cantidad de materia orgánica (COT%), 2) madurez térmica de la materia orgánica (Ro%), 3) Calidad de la materia orgánica o tipo de kerógeno, 4) factores litoestratigraficos dados por asociación de facies generadoras y facies reservorio que determinan la porosidad y permeabilidad de los shales. 5) presencia de trampas estructurales y/o estratigráficas.

Los anteriores parámetros fueron analizados en cada una de las secciones estratigráficas estudiadas, concluyéndose que el flanco Occidental de la Cordillera Oriental presenta el mejor potencial de yacimientos de shale gas indicados por sus excelentes valores de cantidad de materia orgánica (COT entre 6-13%), buenos valores de madurez térmica (Ro=0.8%), kerógeno tipo II y alternancia de facies calcáreas y chert consideradas como reservorios y facies de lodolitas laminadas, lodolitas homogéneas y lodolitas fosilíferas consideradas como generadoras. Las anteriores características fueron encontradas en las secciones La Renta, Río Yaguará y Quebrada el Ocal.

La región que presenta un potencial intermedio de yacimientos de shale gas es el flanco Oriental de la Cordillera Oriental, la cual presenta buenos valores de cantidad de materia orgánica (COT entre 3-3.8 %), bajos valores de madurez termal (Ro=0.4% medidos). Sin embargo los valores de reflectancia de vitrinita presentan supresión de la reflexión que al ser corregidos están en el rango entre 0.8 y 0.83%) El kerógeno presente en esta región esta dominado por tipo II, las facies consisten en las alternancias de facies arenosas y chert consideradas como reservorios y facies de lodolitas homogéneas y consideradas como generadoras.

Las anteriores características fueron encontradas en las secciones Quebrada Caño Blanco y Quebrada Vara Santa.

La región con el menor potencial de shale gas es la región axial de la Cordillera Oriental, la cual presenta bajos contenidos de cantidad de materia orgánica (COT entre 0.64-1.50%), altos valores de madurez térmica (R_o entre 1.42-4.4%), predominancia de kerógeno tipo III, dominio de facies arcillosas. Las anteriores características fueron encontradas en las secciones Villa de Leyva, Ubaque – Choachì, Ubaque – Fómeque, El Crucero, Sutatausa – Tausa y Sutatausa – Ubaté.

El flanco Occidental se considera la región con mayor potencial de shale gas de la Cordillera Oriental, se identificaron las áreas con mayor prospectividad delineando los mayores anticlinales. De esta forma se identificaron cinco áreas distribuidas en el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental en límites con las Cuencas de los Valles Superior y medio del Magdalena.

13. REFERENCIAS CITADAS.

Acipet., 2009. Disponibilidad del gas en Colombia a Corto, Mediano y Largo Plazo.

Barker, Ch., M. J. Pawlewicz, M.D. Lewan, C. L. Carlson and Ank Webbers, 2004. Update on the influence of Extractable Organic Matter on Vitrinite Reflectance: Implications To Liquid Hydrocarbon Or Bitumen Impregnation As A Suppression Mechanism. TSOP, Vol 6. 2004.

Barrero D., Pardo, A., Vargas, C., Martinez, J., 2007. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature Boundaries and Petroleum Geology a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Bowker, K. A.,(2007). Shale gas production Fort Worth basin: Issues and discussion AAPG BULLETIN V 91 No 4.

Boyer C., Kieschnick, J., Suarez, R., Lewis, R, 2006, Producción de gas desde su origen.

Burke, K., C. Cooper, J. Dewey, P. Mann and J. Pindell, 1984, Caribbean Tectonics and relative Plate Motions, in : Bonini, w., R. Hargraves and R. Shagan (ed) The Caribbean – South American Plate Boundary and regional tectonics, GSA Memoir 162.

Burgl, H., 1954. El Cretáceo Superior en la región de Girardot. Boletín Geológico, Servicio Geológico Nacional, II (1),. Bogotá.

Carvajal, H., 2004, Nuevas Consideraciones Acerca Del Estado de Madurez Termal De La Formación La Luna En El Valle Medio Del Magdalena, Colombia.

- Cheilletz, A., Ferud, G., Giullini, C., Rodriguez, T., 1994, Time Pressure and temperatura constraint in the formation of Colombian emeralds: $An^{40} Ar/^{39} Ar$ laser microprobe and fluid inclusion study: *Economic Geology*, V. 89.
- Cooper, M. A., Addison, F. T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, A. B., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A. J. and Taborda, A., 1995, Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and meddle Magdalena Valley, Colombia: *AAPG Bulletin*, V. 79.
- Colletta, B., F. Hebrard, J. Letouzey, P. Werner, and J-L. Rudkeiwicz, 1990, Tectonic style and crustal structure of the Eastern Cordillera (Colombia) from a balanced cross section, in Letouzey, J., ed *Petroleum and Tectonics in Mobile Belts*: Paris, Edition Technip.
- Curtis, J. B., Hank, Z., Natalie, B., Givens, 2006, Thermal maturity of the Barnett Shale determined from well – log analysis.
- Dengo, C. A. and Covey, M. C., 1993. Structure of the Eastern Cordillera of Colombia: Implications for trap styles and regional tectonics, *AAPG. Bull.*, 77.
- Duque, H., 1990, el bloque Choco en el Noroccidente Suramericano: Implicaciones estructurales, tectonoestratigraficas y Paleogeograficas. *Boletin Ingeominas*, V 31.
- Etayo, Serna, F. 1983, Mapa de Terrenos Geológicos de Colombia: Publicaciones Geológicas Especiales de Ingeominas, N° 14.
- Etayo, Serna, F. 1968, Limolitas grises inferiores (Formación Ritoque).
- Etayo, Serna, F. 1968. Sinopsis estratigráfica de la región de Villa de Leiva y zonas próximas. *Boletín Geológico*, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

Frantz, H., 2005, Shale Gas.

Fabre, A., 1983a, La subsidencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretáceo y el Terciario segunda Parte: Esquema de Evolución tectónica: Geología Norandina, N°. 8.

Fabre, A., 1983b, La subsidencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretáceo y el Terciario primera parte estudio cuantitativo de la subsidencia: Geología Norandina, N° 8.

García, D. F. & Parra, P. Áreas con mayor potencial de carga de petróleo: Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) y occidente de la Cordillera Oriental, Colombia. VIII Simposio Bolivariano " Exploración Petrolera En Las Cuencas Subandinas" Cartagena de Indias. 2003.

García, M; 2005, La Supresión de la Reflectancia de Vitrinita en las Formaciones La Luna y Hondita, y sus implicaciones en la exploración de Hidrocarburos en las Cuencas del Valle Superior del Magdalena y Valle Medio del Magdalena, Colombia.

Hubach, E., 1958. Estratigrafía de la Sabana de Bogota y alrededores. Boletín Geológico, Instituto Geológico Nacional, V (1957). Bogotá.

Geosearch LTDA. CONSULTORES GEOLOGIA Y GEOFISICA., 2007, Consultoría para la elaboración de tres secciones Estructurales admisibles en el sector comprendido entre Suesca y Sogamoso, Cuenca Cordillera Oriental.

Guerrero, J., Sarmiento, G. 1996. Estratigrafía física, palinológica, sedimentológica y secuencial del Cretácico superior y Paleoceno del Piedemonte Llanero. Implicaciones en exploración petrolera. Geología Colombiana.

Guillande, R., 1988 , Evolution Meso – Cenozoique d'une vallée du Rio Magdalena (Colombia: Ph. D. Tesis, Université Pierre et Marie Curie.

Jarvie, D.M., Lundell, L., 2001. Amount, type and kinetics of thermal transformation of organic matter in the Miocene Monterey Formation, in C. Isaacs and J Rullkotter, eds., The Monterey Formation: From rocks to molecules: New York Columbia University Press.

Jarvie, et al., (2007). Unconventional shale-gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for Thermogenic Shale-gas assessment. AAPG BULLETIN, V 91 No 4.

Jones, R. W., 1984. Comparison of Carbonate and Shale Source Rocks. AAPG Studies in Geology No. 18.

Jones, R. W., 1987. Organic Facies in D.H Welte, advances in Petroleum Geochemistry, Great Britain, Pergamon Journal Ltd.

Julivert, M, Barrero, D., Botero, G., Duque, H., Hoffstetter, R., Navas, J., Porta, J. de, Robbins, R., Taborda, B., Telléz, N. y Zammarreño, I., 1968. Lexique Stratigraphique, Amérique Latine, Colombie (première partie) - Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque et intrusions d'âge Mésozoïque-Tertiaire, Centre National de la Recherche Scientifique. Paris.

Kellogg, J. N., y V. Vega, 1995, Tectonic development of Panama, Costa Rica, and Colombian Andes: Constrains from Global Positioning System geodetic studies and gravity, in P. Mann, ed., Geologic and Tectonic development of the Caribbean plate boundary in southern Central America, V. special Paper 295: Boulder, Colorado, Geological Society of America.

Labayén, I. L., Illiano, S. N. & Cotty, M, 2000, Reservorios Multicapas. Determinación del Aporte de las Diferentes Capas a la Producción Global. internet: http://www.inlab.com.ar/Gqca_capas.htm.

Lewan, M.D., 1993, Identifying and Understanding Suppressed Vitrinite Reflectance Through Hydrous Pyrolysis Experiments. TSOP abstract And Program, Vol. 10.

Lewan, M.,1985, Evaluation of Petroleum Generation By Hydrous Pyrolysis Experimentation.

Lo, H., 1993, Correction Criteria For The Suppression of Vitrinite Reflectance In Hydrogen – Rich Kerogens: Preliminary Guidelines. Organic Geochemistry.

Lo, H., 1998 How To Evaluate Maturity Of Kerogen When Its Vitrinite reflectance Is Suppressed. TSOP, Abstract and Program, V. 15.

Mc Court , W. J., Feininger, T. and Brook, M., 1984. New geological and Geochronological data from the Colombian Andes: Continental growth by multiple accretion. Jour. Geol. Soc. London.

McKenzie, D. P., and Sclater, J. G., Heat flow inside the island arcs of the northwestern Pacific, J. Geophys. 1968

Morales, L. G. et al., 1958. – General Geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia.

Morales, J.,1994 Contribución a las unidades Estratigráficas de Colombia, en Ingeominas.

Montoya, D. y Reyes, G., 2003. Geología de la Plancha 209 Zipaquirá. Memoria Explicativa, Ingeominas. Bogotá

Pennington, W. D., 1981. Subduction of the eastern Panamá Basin and seismo – tectonics of northwestern South America, J. Geophys.

Perez, G. y Salazar, A., 1978. Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe. Geología Colombiana. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias. Bogotá.

Porta, J. de., Etayo, F., Hoffstetter, M., Julivert, J., Navas, R. K., Taborda, P., Taylor, N., Tellez, Valencia, D. 1974. Lexique Stratigraphique International, Amerique Latine, Colombie (deuxième partie) - Tertiaire et Quaternaire, Centre National de la Recherche Scientifique. Paris.

Renzoni, G., 1981, “La Formación Palermo corresponde a una parte baja del “middle shaly member” de la Formación Girón según Langenheim (*op. cit.*)”.

Renzoni, G., 1981, Geología del Cuadrángulo J-12 Tunja. Boletín Geológico, 24 (1967).

Ross, et al., (2009), The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs. MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY .

Sarmiento, G., 1992b. Palinología de la Formación Guaduas - Estratigráfica y Sistemática. Boletín Geológico, Ingeominas.

Sarmiento, L. F., 2002, Mesozoic Rifting And Cenozoic Basin Inversion History Of The Eastern Cordillera, Colombian Andes.

Sarmiento, L.F., 1989. Stratigraphy of the Cordillera Oriental, west of Bogotá, Colombia (M.S. thesis): Chapel Hill, University of South Carolina.

Sarmiento, L.F., J.D. Van Wess., S. Cloetingh., 2006. Mesozoic transtensional basin history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes: Inferences from tectonic models.

Taboada , A., Rivera, L.A., Fuenzalida, A., Cisternas, A., Philip, H., Castro, J. E. and Rivera, C., 2000, Geodynamic of the northern Andes: subductions and intracontinental deformation (Colombia).

Terraza, R., 2004. Significado Facial y Cartografía de la Arenisca de Chiquinquirá en alrededores de la localidad tipo. Tesis Ingeominas. Bogotá.

Toro, J., F. Roure, N. Bordas-Le Floch, S. Le Cornex – Lance, and W. Sassi, 2002, Thermal and Kinetic evolution of the Eastern Cordillera Fold. and thrust belt, Colombia : AAPG Hedberg Series.

Toro, J., F. Roure, N. Bordas-Le Floch, S. Le Cornex – Lance, and W. Sassi, 2004, Thermal and Kinematic Evolution of the Eastern Cordillera Fold and Thrust Belt, Colombia.

Trumpy, D., 1943, "Precretaceous of Colombia" en Geol. Soc. Am., Bull. 54. Boulder, Colorado.

Ulloa, C. y Rodríguez, E., 1979. Geología del Cuadrángulo K-12, Guateque. Boletín Geológico.

Ulloa, C., Rodriguez, E. y Rodriguez, G., 2003. Geología de la plancha 172 Paz de Río. Memoria Explicativa, Ingeominas (2001). Bogotá.

Walker, D., 1996, Shallow – Water Carbonate Enviroments. En: Reading. H., eds. Sedimentary Enviroments: Proceses, Facies and Stratigraphy. Blackwell publishing.

Wilkins, Ronald W, 1992. Fluorescence Alteration and the Suppression of Vitrinite Reflectance. Organic Geochemistry.

Zhong, Ningining., LU Shuangfang., Huang Zhilong., Zhang Yousheng., Xue Haitao., Pan Changchun, 2004. TOC changes in the process of thermal evolution of source rock and its controls.