

**IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE INGENIERÍA Y  
GEOLOGÍA REQUERIDA PARA ESTABLECER LOS RECURSOS  
HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE UNA CUENCA  
FRONTERA. APLICACIÓN: CUENCA FRONTERA COLOMBIANA.**

**LAURA CAMILA VARGAS CASTILLO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE INGENIERÍA Y  
GEOLOGÍA REQUERIDA PARA ESTABLECER LOS RECURSOS  
HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE UNA CUENCA  
FRONTERA. APLICACIÓN: CUENCA FRONTERA COLOMBIANA.**

**LAURA CAMILA VARGAS CASTILLO**

**Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniera de Petróleos**

**Directora:**

**Ing. HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS**

**Docente UIS**

**Codirector:**

**ARISTÓBULO BEJARANO, MGT**

**Docente de Maestría UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi directora de tesis **Helena Ribón**  
y a mi codirector **Aristóbulo Bejarano**.

## DEDICATORIA

1. **Mami, Papi y Meli.**
2. Succito.
3. CC.
4. Gee, Kai, Phawnie, Karie, Marce, Maggie, Allu, Fonz y Cami

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE ESTUDIO	20
1.1 CUENCA SEDIMENTARIA	22
1.1.1 Geofísica	23
1.1.2 Sedimentología	23
1.1.3 Estratigrafía	23
1.1.4 Petrofísica	23
1.1.5. Geoquímica	23
1.2. SISTEMA PETROLÍFERO	24
1.2.1 Definiciones	24
1.2.2. Roca Generadora / Almacén / Trampa / Sello	27
1.2.3. Timing	30
1.2.4. Carga / Migración / Entrampamiento	30
1.2.5. Kerógeno	34
2. PROBLEMAS PARA ESTABLECER LOS RECURSOS PROSPECTIVOS DE UNA CUENCA FRONTERA	38
3. CUENCA SEDIMENTARIA CAUCA - PATÍA	43
3.1. ORIGEN Y EVOLUCIÓN DE LA CUENCA	44
3.1.1 Resumen de eventos	44
3.2. INFORMACIÓN ESTRATIGRÁFICA Y SEDIMENTOLÓGICA	46
3.2.1. Secuencias estratigráficas	46
3.2.2 Composición litológica para la subcuenca Cauca Norte	53
3.2.3 Composición litológica para la subcuenca Cauca Sur	54
3.2.4 Composición litológica para la subcuenca Cauca Patía	55
3.2.5. Columnas Litológicas y Ambientes de Depósito	56
3.3 INFORMACIÓN GEOFÍSICA	70

3.3.1. Cauca	70
3.3.2. Patía	72
3.4. INFORMACIÓN PETROFÍSICA	73
3.4.1 Cauca Norte	74
3.4.2. Cauca Sur	75
3.4.3. Patía	76
3.5. INFORMACIÓN GEOQUÍMICA	77
3.5.1. Cauca Norte	77
3.5.2. Cauca Sur	77
3.5.3 Patía	78
3.6. TRAMPA	78
3.6.1. Cauca Norte	78
3.6.2. Cauca Sur	78
3.6.3 Patía	79
3.7 TIMING Y MIGRACIÓN	79
3.7.1. Carta de eventos geológicos	79
3.7.2. Carta de la historia de enterramiento	80
3.7.3. Edad del sistema petrolífero	81
3.7.4. Patrones de Migración y Mecanismos de migración	81
4. SELECCIÓN DE UN SECTOR DE LA CUENCA FRONTERA CAUCA PATÍA	82
5. SISTEMA PETROLÍFERO DE LA SUBCUENCA PATÍA	87
5.1. ROCA GENERADORA	87
5.2 ROCA ALMACÉN	87
5.3 ROCA SELLO	87
5.4 TRAMPAS	87
5.5. ROCA DE SOBRECARGA	88
5.6. GEOQUÍMICA	88
5.7. TIMING	90
5.8. CARGA	90
5.9. MIGRACIÓN	91

6. PVT SINTÉTICO	93
6.1 CÁLCULO DE LA PRESIÓN	93
6.2. CÁLCULO DE LA TEMPERATURA	96
6.3. PRIMER ESCENARIO – GAS SECO EN LAS FORMACIONES MOSQUERA Y ESMITA	98
6.4. SEGUNDO ESCENARIO – ACEITE LIVIANO EN LAS FORMACIONES MOSQUERA Y ESMITA	101
7. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA	105
7.1 SATURACIÓN DE AGUA	107
7.2. DATOS DISPONIBLES Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	109
7.3. FORMACIÓN ESMITA	110
7.4. FORMACIÓN MOSQUERA	117
7.5 HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO	121
7.5.1. Formación Esmita	121
7.5.2. Formación Mosquera	122
9. CONCLUSIONES	124
10. RECOMENDACIONES	127
BIBLIOGRAFÍA	128
ANEXOS	131

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Niveles de una investigación de hidrocarburos	21
Figura 2. Factores de comparación en los cuatro niveles de una investigación de hidrocarburos	22
Figura 3. Elementos básicos para el modelamiento de una cuenca sedimentaria	24
Figura 4. Ilustración de un sistema petrolífero genérico	25
Figura 5. Carta de eventos simplificada de un sistema petrolífero	27
Figura 6. Relación de ductilidad y litología	29
Figura 7. Diagrama de la clasificación genética de un sistema petrolífero	31
Figura 8. Diagrama de Kreylen modificado que muestra la maduración del kerógeno	36
Figura 9. Transformación térmica del kerógeno	37
Figura 10. Identificación y análisis de la información geológica e ingenieril para establecer los recursos prospectivos en una cuenca.	39
Figura 11. Perfil de atributos propuesto para el estudio de los recursos prospectivos	41
Figura 12. Diagrama de flujo de la información para establecer recursos prospectivos	42
Figura 13. Clasificación de las cuencas sedimentarias en Colombia	43
Figura 14. Resumen de eventos del origen y la evolución de la cuenca.	46
Figura 15. Litoestratigrafía Grupo Diabásico	47
Figura 16. Proporción de composición litológica según varios autores	48
Figura 17. Litoestratigrafía miembro Confites de la formación Chimborazo	48
Figura 18. Litoestratigrafía miembro Loma Larga de la formación Chimborazo	49
Figura 19. Litoestratigrafía de la formación Peña Morada	49
Figura 20. Litoestratigrafía miembro La Cima de la formación Guachinte	50

Figura 21. Litoestratigrafía miembro Los Chorros de la formación Guachinte	50
Figura 22. Litoestratigrafía miembro La Leona de la formación Guachinte	50
Figura 23. Litoestratigrafía miembro La Rampla de la formación Guachinte	51
Figura 24. Litoestratigrafía de la formación Mosquera	51
Figura 25. Litoestratigrafía de la formación Cinta de Piedra	51
Figura 26. Litoestratigrafía miembro Suarez de la formación Ferreira	52
Figura 27. Litoestratigrafía miembros Bucarica y El Palmar de la formación Ferreira	52
Figura 28. Litoestratigrafía de la formación Esmita	53
Figura 29. Huella de la composición litológica para la subcuenca Cauca Norte	54
Figura 30. Huella de la composición litológica para la subcuenca Cauca Sur	55
Figura 31. Huella de la composición litológica para la subcuenca Patía	56
Figura 32. Columna cronoestratigráfica de la cuenca Cauca – Patía propuesta por Barrero & Laverde	57
Figura 33. Columna estratigráfica esperada para el pozo ANH-PATÍA-ST-P	58
Figura 34. Columna sintética de la formación Cinta de Piedra. Sector Cauca Norte.	60
Figura 35. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Cauca Norte	61
Figura 36. Columna sintética de la formación Chimborazo. Sector Cauca Sur.	62
Figura 37. Columna sintética de la formación Guachinte. Sector Cauca Sur.	64
Figura 38. Columna sintética de la formación Ferreira. Sector Cauca Sur.	65
Figura 39. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Cauca Sur	66
Figura 40. Columna sintética del Grupo Diabásico y la Formación Peña Morada. Sector Patía.	67
Figura 41. Columna sintética de la Formación Esmita y Mosquera. Sector Patía.	68
Figura 42. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Patía	69

Figura 43. Sección sísmica transversal de la cuenca Cauca–Patía	70
Figura 44. Sección sísmica transversal de subcuenca Cauca	71
Figura 45. Sección sísmica transversal de subcuenca Patía	73
Figura 46. Carta de eventos geológicos de la cuenca Cauca Patía	80
Figura 47. Carta de la historia de enterramiento de la cuenca Cauca Patía	81
Figura 48. Ubicación de los rezumaderos de aceite y gas presentes en la cuenca.	82
Figura 49. Comparación de perfiles de atributos entre el sector Cauca y el Patía	85
Figura 50. Caracterización geoquímica de la roca fuente.	89
Figura 51. Ubicación del sector Patía en el diagrama de van Krevelen	89
Figura 52. Esquema general de las formaciones que integran el sistema petrolífero de la subcuenca Patía.	95
Figura 53. Presión vs. Profundidad	96
Figura 54. Temperatura vs. Profundidad	97
Figura 55. Factor volumétrico de formación vs. Presión	99
Figura 56. Factor Z vs. Presión	100
Figura 57. Viscosidad vs. Presión	100
Figura 58. Densidad vs. Presión	101
Figura 59. Gas en solución versus presión	102
Figura 60. Factor volumétrico de formación versus presión de formación	103
Figura 61. Viscosidad versus presión de formación	104
Figura 62. Densidad versus presión de formación	104
Figura 63. Agrupación de la información por correlación entre formaciones.	110
Figura 64. Índice de calidad del yacimiento versus porosidad z en la formación Esmita.	112
Figura 65. Permeabilidad versus porosidad identificando diferentes indicadores de zonas de flujo.	113
Figura 66. Saturación e agua inicial versus indicador de zona de flujo para las formaciones Esmita y Ferreira	115

Figura 67. Índice de calidad del yacimiento versus radio de poro de Windland para las formaciones Esmita y Ferreira.	116
Figura 68. Índice de calidad del yacimiento versus porosidad z en la formación Mosquera	118
Figura 69. Permeabilidad versus porosidad identificando diferentes indicadores de zonas de flujo	119
Figura 70. Saturación e agua inicial versus indicador de zona de flujo	120
Figura 71. Índice de calidad del yacimiento versus radio de poro de Windland.	121
Figura 72. Capacidad de flujo normalizada para la formación Esmita	122
Figura 73. Capacidad de flujo normalizada para la formación Mosquera	122

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Datos petrofísicos de la subcuenca Cauca Norte	74
Tabla 2. Datos petrofísicos de la subcuenca Cauca Sur	75
Tabla 3. Datos petrofísicos de la subcuenca Patía	76
Tabla 4. Matriz variables para la selección de un sector del sector Cauca	83
Tabla 5. Matriz variables para la selección de un sector del sector Patía	84
Tabla 6. Índice de potencial de la roca generadora para la formación Mosquera según las medidas geoquímicas en al formación Mosquera.	91
Tabla 7. Cálculo de las propiedades PVT de un gas seco para las formaciones Esmita y Mosquera	98
Tabla 8. Propiedades de un aceite ligero de para las formaciones Mosquera y Esmita según su GOR.	102
Tabla 9. Distribución de percentiles para los parámetros calculados de la fromación Esmita.	111
Tabla 10. Distribución de percentiles para los parámetros calculados de la formación Mosquera.	117

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. Tablas de composición estratigráfica por formación	131
ANEXO B. Cálculos de índice de calidad del yacimiento, porosidad normalizada e indicador de zona de flujo para la formaciones Esmita + Ferrerira	141

## RESUMEN

**TÍTULO:** IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE INGENIERÍA Y GEOLOGÍA REQUERIDA PARA ESTABLECER LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE UNA CUENCA FRONTERA. APLICACIÓN: CUENCA FRONTERA COLOMBIANA.

**AUTOR:** LAURA CAMILA VARGAS CASTILLO\*\*

**Palabras Clave:** recursos prospectivos, cuenca frontera, sistema petrolífero, propiedades de los fluidos, caracterización petrofísica.\*\*

Definir y establecer los recursos prospectivos de una cuenca es una tarea que está sujeta a grandes niveles de incertidumbre la cual depende de la información disponible. En las llamadas cuencas frontera la escasez de datos para su análisis se hace mucho más evidente, lo que se traduce en un alto valor de incertidumbre respecto a los recursos de un área que bien puede tener un gran potencial.

En primera medida, lo que pretende este trabajo es estructurar los datos disponibles para identificar la información útil y así poder definir los recursos prospectivos que se tienen de este tipo de cuencas y posiblemente disminuir su grado de incertidumbre.

En una segunda etapa de este trabajo, se propone un modelo de integración de datos enfocado hacia la prospección hidrocarburífera y se plantea un perfil de atributos definido por la información analizada en la primera sección y, posteriormente se sugiere una metodología para lograr un modelo más robusto y definitivo.

La tercera parte buscará establecer tanto el tipo de fluido como las condiciones de yacimiento en las formaciones de interés identificadas en un sector de la cuenca. Para este efecto se utilizan modelos analíticos y se calculan las propiedades más importantes al momento de cuantificar el hidrocarburo estudiado. Para caracterizar el yacimiento existen relaciones teóricas que permiten establecer en qué estado está fluyendo el fluido en el medio poroso y que características tienen las zonas de flujo más obvias de éste.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora Ing. Helena Ribón., Codirector Ing. Aristóbulo Bejarano

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYSIS AND IDENTIFICATION OF THE GEOLOGY AND ENGINEERING INFORMATION REQUIRED TO ESTABLISH THE HYDROCARBON PROSPECTIVE RESOURCES IN A SECTOR OF A FRONTIER BASIN. CASE STUDY: COLOMBIAN FRONTIER BASIN

**AUTHOR:** LAURA CAMILA VARGAS CASTILLO\*\*

**Key words:** Prospective resources, frontier basin, petroleum system, fluid properties and petrophysical characterization.

Defining and establishing the prospective resources of an area is a task that requires a certain amount of information, and if possible, this information should be useful for this purpose. However, in the so called frontier basins the lack of information for proper analysis is translated into a high uncertainty of the resources of an area that otherwise may have great potential.

First of all, the aim of this work is to structure the available data to identify the useful and available information regarding prospective resources in this type of basins, in order to reduce the degree of uncertainty.

A second stage of the work proposes an integration of static and dynamic models focused towards prospectivity. A profile defined by different information attributes is suggested and subsequently a methodology of a more definitive a robust model is described.

A third part will establish both the type of fluid and the circumstances within the reservoir in a sector of the basin. To this effect, several analytic models are tested in order to calculate the most important properties when calculating the approximated reserves of the fluid being studied. The characterization of the reservoir is made by using theoretical relationships that allow a fair description of the state of the fluid flow in the porous media and the definition of the most obvious flow zones in the reservoir.

---

\* Graduate Thesis

\*\*Physical – Chemical Engineering School. Petroleum Engineering School. Director Eng. Helena Ribón., Co-director Eng. Aristóbulo Bejarano

## INTRODUCCIÓN

La búsqueda de nuevos prospectos de hidrocarburos, por lo general no es una tarea académica sino una necesidad implícita dentro del plan de desarrollo de cualquier país. La geología de los países desarrollados suele estar extensivamente modelada y descrita, mientras que en los países en vía de desarrollo, existen grandes áreas de territorio que no han sido estudiadas ni comprendidas en toda su extensión; de ahí el interés en nuevas campañas exploratorias en varios países de África, Latinoamérica y el Sudeste Asiático<sup>1</sup>.

En las cuencas frontera a diferencia de las cuencas en producción, solo algunos o ninguno de los plays de exploración han sido identificados y la información para el análisis estadístico generalmente está ausente<sup>2</sup>, en este tipo de cuencas los recursos están catalogados como recursos prospectivos y están sujetos a altos niveles de incertidumbre. El factor crítico de una investigación para establecer los recursos prospectivos en una cuenca sedimentaria será la recopilación y clasificación de la información presente.

En el desarrollo de la tesis se propone un análisis integrado y metodológico que busca reducir la incertidumbre a la que está sujeto el recurso prospectivo y estimar de forma conservadora las propiedades de éste. Además, un análisis de este tipo permitirá distinguir las necesidades más inmediatas de información, para privilegiar la adquisición de esta misma y por consiguiente incrementar la viabilidad comercial de la cuenca.

---

<sup>1</sup> Exploration and development Frontier report: World's frontier basins beckon exploration. Oil & gas journal. 5/17/10

<sup>2</sup> ULMISCHEK, F, Gregory. The petroleum system—concept and applications. Denver: U.S. Geological Survey. Pág. 10. 14<sup>th</sup> World petroleum conference. 1994.

En la aplicación de esta investigación se ha seleccionado como cuenca de estudio, la cuenca sedimentaria Cauca-Patía. La información que actualmente está disponible son informes realizados para agentes interesados (ANH, Exxon, privados) en la cuenca e incluyen información: litológica, estratigráfica, estructural, sedimentológica, geoquímica, petrofísica registros de pozo y sísmica. Cabe anotar que esta información no hace parte de un modelo estático definido y de ahí la importancia de un estudio deductivo, que pueda establecer el recurso prospectivo y sus propiedades.

Mediante el análisis de la información, se pretende seleccionar un sector de la cuenca frontera debido a que los cambios geológicos en la extensión de ésta pueden generar sectores con mayor prospectividad hidrocarburífera; y la baja densidad de información dirigida a establecer los sistemas petrolíferos de la cuenca, limita un análisis apropiado de todos ellos.

Una última parte se dedicará a la caracterización petrofísica del yacimiento, en donde el recurso analítico usado será la calidad del yacimiento, el cual permitirá establecer relaciones entre las propiedades petrofísicas y el tipo de geología de la sección.

## 1. DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE ESTUDIO

Prueba de una cuenca sedimentaria es la existencia de rocas sedimentarias, y prueba de un sistema petrolífero es la presencia de hidrocarburos<sup>3</sup>. Si bien lo anterior es cierto, lo que en realidad se quiere hallar en un estudio de prospectividad es presencia de hidrocarburos.

Para ello se ha de iniciar la investigación en el nivel más general de las investigaciones de las cuencas sedimentarias, de modo que a partir de éste se puedan establecer los siguientes niveles de forma separada: los sistemas petrolíferos, los plays y los prospectos hidrocarburíferos. Todos estos niveles son necesarios para entender el origen y el hábitat de los hidrocarburos<sup>4</sup>.

La baja densidad de información disponible ubica a este trabajo en los dos primeros niveles de una investigación de cuencas sedimentarias. En cualquier escenario la escasez de conocimiento se traduce en un alto riesgo para llevar a cabo una empresa comercial, un aumento de la información disminuirá el riesgo asociado a esta, lo que será determinante para el establecimiento de los recursos de una cuenca.

---

<sup>3</sup>MAGOON, Leslie; DOW, Wallace. Capítulo 1: The petroleum System – from source to trap. AAPG Memoir 60. 1994.

<sup>4</sup> Ibid.

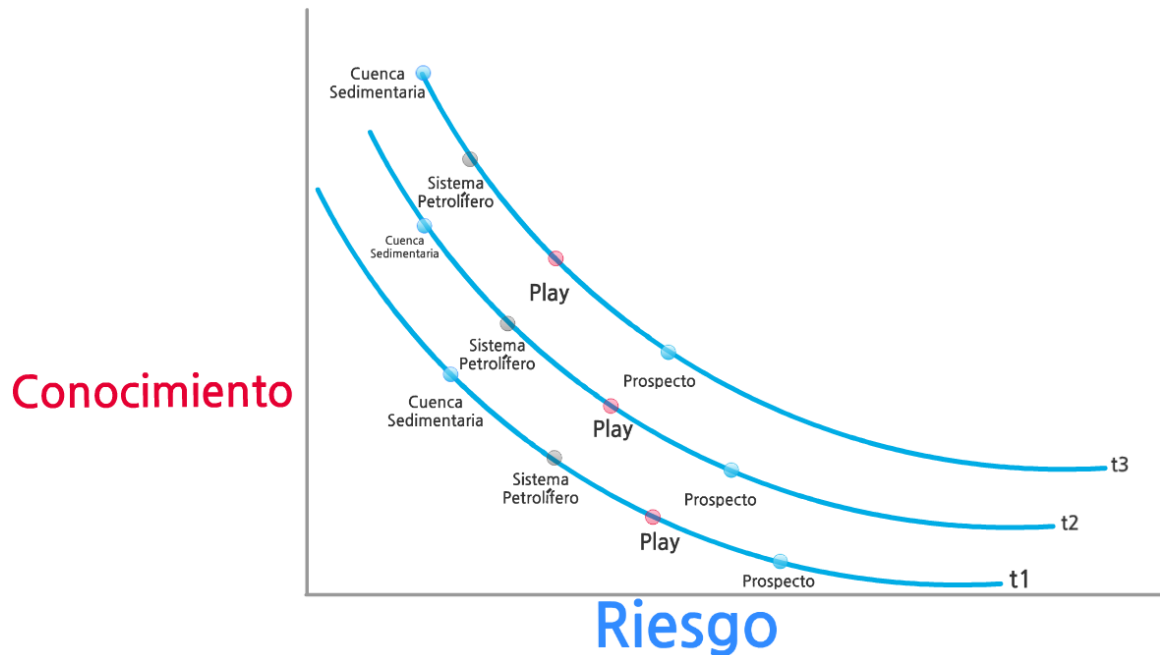
**Figura 1. Niveles de una investigación de hidrocarburos**



*Fuente: BEJARANO, Aristóbulo. UIS: 2012.*

En los dos últimos niveles de riesgo se encuentran el play y el prospecto que requieren de estudios mucho más detallados y completos, que los dos niveles anteriores. El nivel de prospecto es el último nivel y en un tiempo cero el riesgo asociado es máximo, porque en este tiempo ni siquiera se ha probado al existencia de este. Un aumento del tiempo puede reducir la incertidumbre de un prospecto, en tanto que los estudios realizados en una cuenca frontera solo podrán aumentar la nitidez de la información. Si lo anterior es cierto para una cuenca convencional, en una cuenca frontera la incertidumbre es mucho mayor, como se podrá observar en la figura 2.

**Figura 2. Factores de comparación en los cuatro niveles de una investigación de hidrocarburos**



Fuente: BEJARANO, Aristóbulo. UIS: 2012.

## 1.1 CUENCA SEDIMENTARIA

Una cuenca sedimentaria es una depresión que contiene rocas sedimentarias. Esta depresión puede ser formada por cualquier proceso tectónico, y está delineada por una roca base que puede ser ígnea, metamórfica o sedimentaria. La cuenca contiene materia rocosa, materia orgánica y agua depositada<sup>5</sup>, elementos que en conjunto sufren varios procesos dinámicos: depositación de sedimentos, fallamiento, enterramiento, maduración del kerógeno y flujo multifásico de fluidos<sup>6</sup>.

<sup>5</sup>Ibid.

<sup>6</sup> AL-HAJERI , M., Matlak, *et al.* Basin and Petroleum System Modeling. Oilfield Review Summer 2009: 21, no. 2.2009 Schlumberger.Pág. 16.

En un escenario ideal la información necesaria para hacer el modelamiento de una cuenca se muestra en la figura 3. En un escenario prospectivo, si bien la información disponible es incipiente, un modelo básico para poder definir el sistema petrolífero de la cuenca, debería contar con los siguientes parámetros<sup>7</sup>;

**1.1.1 Geofísica.** Sísmica, interpretación de fallas, análisis estructural, mapas estructurales, modelo de velocidad (tiempo/profundidad).

**1.1.2 Sedimentología.** Interpretación de ambientes de depositación, mapas de ambientes de depositación.

**1.1.3 Estratigrafía.** Secuencias estratigráficas, columnas litológicas, registros de pozos.

**1.1.4 Petrofísica.** Registros de pozos, análisis de corazones, rangos de porosidad y permeabilidad de la posible roca reservorio.

**1.1.5. Geoquímica.** Calidad de las rocas del sistema petrolífero, madurez de las rocas del sistema petrolífero, materia orgánica generada.

La figura 3 ilustra los elementos necesarios para el modelamiento de una cuenca según HANTSCHER y KAUERAUF (2009), el orden propuesto inicia con un modelo geofísico presente y termina con los estudios de sísmica.

---

<sup>7</sup> BEJARANO, Aristóbulo. 2012.

**Figura 3.** Elementos básicos para el modelamiento de una cuenca sedimentaria



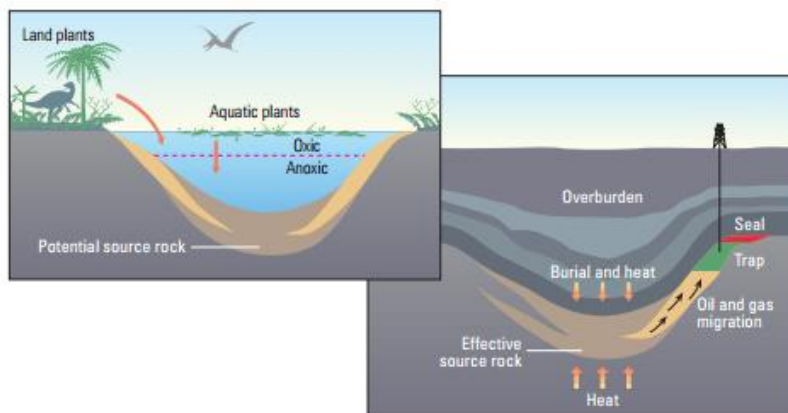
Adaptado de: HANTSCHEL, Thomas y KAUERAUF I., Armin (2009). *Fundamentals of basin and petroleum systems analysis modeling*. Berlin: Springer-Verlag. Pág.8.

## 1.2. SISTEMA PETROLÍFERO

**1.2.1 Definiciones.** Un sistema petrolífero se define como un sistema natural que comprende la roca generadora, los hidrocarburos relacionados a ésta y todos los elementos geológicos y procesos necesarios para que pueda haber una

acumulación de hidrocarburos<sup>8</sup>. Los elementos esenciales incluyen una roca generadora, una roca almacén, una roca sello y una roca de sobrecarga. Los procesos que involucra son entrapamiento y generación-migración-acumulación<sup>9</sup>.

**Figura 4. Ilustración de un sistema petrolífero genérico**



Fuente: AL-HAJERI, M., Matlak, *et al.* Basin and Petroleum System Modeling. Oilfield Review Summer 2009: 21, no. 2. 2009. Schlumberger. Pág. 16.

Existen tres factores geológicos importantes que controlan la acumulación de petróleo y por lo tanto son esenciales para la existencia de sistemas petrolíferos viables<sup>10</sup>:

1. Generación de petróleo volumétricamente adecuada, este proceso debe darse durante o después del tiempo de formación de la trampa.
2. Geometría para la migración por drenaje favorable, lo que permitirá un movimiento focalizado de hidrocarburos hacia las trampas, en lugar de que haya pérdidas por dispersión o por la migración de los hidrocarburos hacia la superficie.

<sup>8</sup>Op. Cit. MAGOON

<sup>9</sup>DEMAISON, Gerard; HUIZINGA, J, Bradley. Capítulo 4: Genetic classification of petroleum using three factors: charge, migration, and entrapment. Libro: The petroleum System from source to trap. AAPG Memoirs 60. 1994.

<sup>10</sup>Ibid.

3. La existencia de trampas adecuadas para el volumen de la acumulación, capaces de retener la carga de petróleo.

El **momento crítico** es el punto seleccionado por el investigador, que mejor representa la generación-migración-acumulación de la mayoría de los hidrocarburos de un sistema. Este momento ocurre cuando la razón de transformación del kerógeno proveniente de la roca generadora a hidrocarburo se encuentra en el rango del 50% al 90%<sup>11</sup>.

La **extensión geográfica** de un sistema petrolífero en el momento crítico está definida por una línea que circunscribe una envolvente de roca generadora e incluye todos los shows, las muestras y las acumulaciones que fueron generadas por esa envoltura.

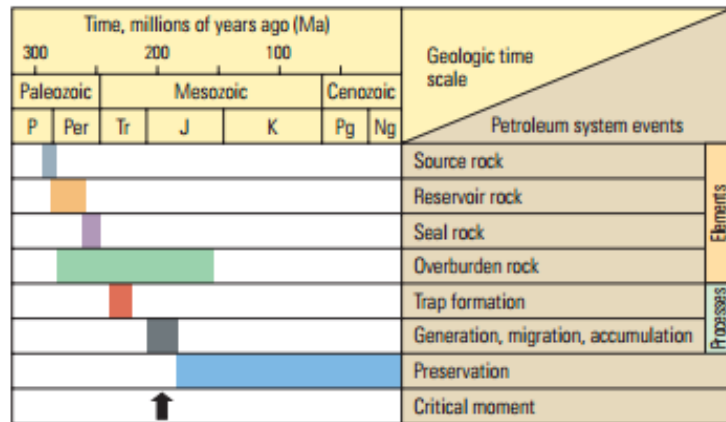
La **carta de eventos** permite entender globalmente el sistema petrolífero ya que muestra ocho eventos diferentes que lo describen, los primeros cuatro registran el tiempo de depositación a partir de estudios estratigráficos de los elementos esenciales, los dos siguientes eventos el tiempo en el que el sistema petrolífero tuvo lugar. El quinto evento es la formación de trampas que se investiga usando información geofísica y análisis geológico estructural. El sexto evento ilustra la generación-migración-acumulación de hidrocarburos, o la edad del sistema petrolífero, se basa en estudios geoquímicos y en la carta de enterramiento. A estos dos procesos le sigue el tiempo de preservación, que tiene lugar después de la generación-migración-acumulación, y es el tiempo en el que los hidrocarburos de un sistema petrolífero se preservan, se modifican o se destruyen. Cuando la generación-migración-acumulación de hidrocarburos se extiende hasta la actualidad, no hay tiempo de preservación. El último evento es el momento crítico<sup>12</sup>. En la figura 5 se muestra una carta de eventos como ejemplo.

---

<sup>11</sup> Op. Cit. AL-HAJERI

<sup>12</sup> Op. Cit. MAGOON

**Figura 5. Carta de eventos simplificada de un sistema petrolífero**



Fuente: AL-HAJERI , M., Matlak, *et al.* Basin and Petroleum System Modeling. Oilfield Review Summer 2009: 21, no. 2. 2009 Schlumberger. Pág. 19.

### 1.2.2. Roca Generadora / Almacén / Trampa / Sello<sup>13</sup>

**Roca Generadora:** es una unidad de roca que contiene suficiente material orgánico susceptible a ser descompuesto, para generar petróleo térmica o biogénicamente y además expulsarlo. Cada roca generadora desarrolla su propio sistema petrolífero. Los elementos del sistema petrolífero son facies, que contienen transportan o sellan el petróleo generado de una roca a otra<sup>14</sup>.

**Envolvente de roca generadora:** es un volumen de roca que está generando y expulsando petróleo en el momento crítico y es la causa de una serie de acumulaciones, muestras y shows de petróleo genéticamente relacionados al sistema petrolífero.

<sup>13</sup>Op. Cit. MAGOON

<sup>14</sup> HANTSCHERL, Thomas y KAUEAUF I., Armin (2009). *Fundamentals of basin and petroleum systems analysis modeling*. Berlin: Springer-Verlag.

**Roca Almacén:** es un volumen de roca que tiene la suficiente porosidad y permeabilidad para permitir la migración y acumulación de petróleo bajo condiciones adecuadas de entrapamiento.

**Roca sello:** puede ser definida como aquella que tiene gargantas de poro muy pequeñas y pobremente conectadas para permitir el paso de hidrocarburos. La extensión geográfica de la roca sello define los límites efectivos del sistema petrolífero<sup>15</sup>. Existen dos tipos importantes de sellos: los sellos regionales que entrapan los hidrocarburos migrantes y los sellos locales que confinan las acumulaciones<sup>16</sup>.

Las fuerzas capilares de una roca sello actúan para confinar los hidrocarburos dentro de una acumulación. Las fuerzas de Boyanza de la columna de hidrocarburos de una acumulación estática están dadas por el producto de la altura de la columna de hidrocarburos con la diferencia de densidades entre el hidrocarburo y el agua presente en el yacimiento. Las fuerzas de boyanza del hidrocarburo deben igualar o exceder la resistencia de la presión capilar de entrada que caracteriza la estructura del poro de la roca<sup>17</sup>. La efectividad de una roca sello está definida por las siguientes variables:

- **Ductilidad**

El doblamiento y el fallamiento que acompañan a la formación de diferentes trampas, restringen significativamente las superficies sellantes de las acumulaciones<sup>18</sup>. De ahí que entre más dúctil sea la roca, tendrá más posibilidades de actuar como una roca sellante. A continuación se ilustra la ductilidad de las rocas de acuerdo con su litología.

---

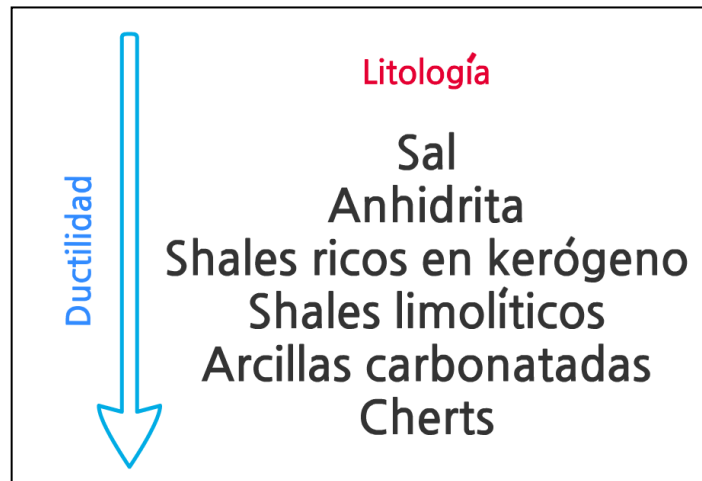
<sup>15</sup>DOWNEY, W. Marlan. Capítulo 8: Hydrocarbon seal rocks. The petroleum System from source to trap .AAPG Memoirs 60. 1994.

<sup>16</sup> Op. Cit. ULMISHEK

<sup>17</sup> Op. Cit. DOWNEY

<sup>18</sup> Ibid.

**Figura6. Relación de ductilidad y litología**



*Adaptado de: DOWNEY, W. Marlan. Capítulo 8: Hydrocarbon seal rocks. The petroleum System from source to trap .AAPG Memoirs 60. 1994.*

- **Espesor**

Una roca sello gruesa proporciona varias capas de estratos sellantes contingentes y una mayor probabilidad de que la superficie sellante pueda estar distribuida sobre todo el prospecto. Un sello grueso, es importante y beneficioso, pero no afecta directamente la cantidad de columna de hidrocarburo que pueda estar contenida por un sello<sup>19</sup>.

- **Uniformidad**

Los estratos identificados como sellos debido a sus propiedades capilares, deben ser estudiados a modo de saber si son litológicamente uniformes a través de la distribución areal de la unidad estratigráfica<sup>20</sup>.

**Roca de Sobrecarga:** es la roca sedimentaria ubicada en la parte superior del sistema que comprime y consolida el material inferior. Esta roca contribuye a la

---

<sup>19</sup> Ibid.

<sup>20</sup> Ibid.

maduración térmica de la roca fuente, ya que obliga al sistema tener mayores profundidades y por lo tanto mayores temperaturas<sup>21</sup>.

### 1.2.3. Timing<sup>22</sup>

**Momento crítico:** es el momento que mejor describe la generación – migración – acumulación de hidrocarburos en un sistema petrolífero. Un mapa y una sección transversal en el momento crítico ilustran muy bien la extensión geográfica y estratigráfica del sistema. Los elementos del sistema petrolífero deben estar en su lugar antes del momento crítico.

**Edad del sistema petrolífero:** es el tiempo en el que ocurre el proceso de generación – migración – acumulación de hidrocarburos en el sistema y tiene lugar en la carta de eventos.

**Tiempo de preservación:** es el tiempo después de que la generación – migración – acumulación de hidrocarburos ha tenido lugar y comprende los cambios de las acumulaciones de petróleo hasta el presente. A lo anterior es importante agregar que, la extensión, la profundidad y el tiempo de generación de hidrocarburos desde la roca generadora dependen de la tasa de sedimentación y el gradiente geotérmico<sup>23</sup>.

**1.2.4. Carga / Migración / Entrampamiento.**El marco geológico de una cuenca solamente provee un arreglo de procesos fisicoquímicos que al interactuar causan la concentración y dispersión del petróleo, los factores geológicos secuenciales a

---

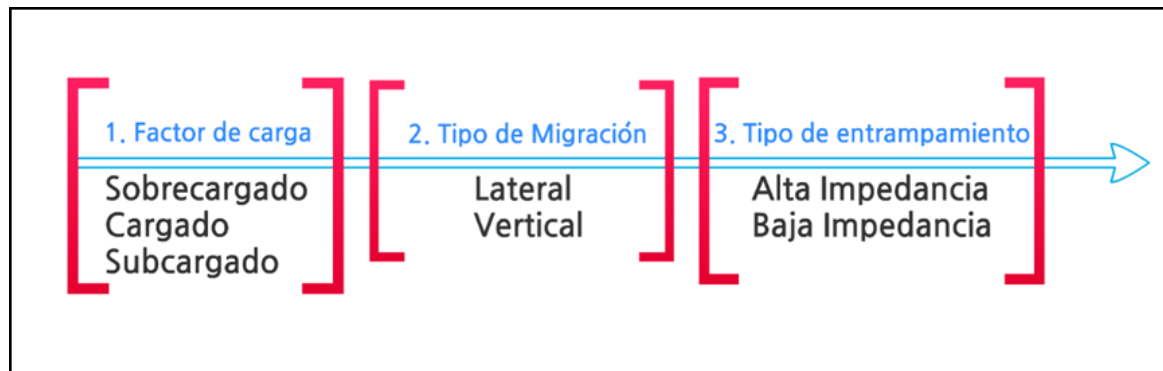
<sup>21</sup>Op. Cit. MAGOON

<sup>22</sup>Ibid.

<sup>23</sup> DEMING, David. Capítulo 9: Overburden Rock, Temperature and Heat flow. School of geology and geophysics University of Oklahoma..The petroleum System from source to trap.AAPG Memoirs 60. 1994.

considerar son: carga (sobrecargado, cargado o subcargado), migración (vertical o lateral) y entrapamiento (alta impedancia o baja impedancia)<sup>24</sup>.

**Figura 7. Diagrama de la clasificación genética de un sistema petrolífero**



*Fuente: DEMAISON, Gerard, HUIZINGA, J, Bradley. Genetic classification of petroleum using three factors: charge, migration, and entrapment.*

## Carga

En todos los sistemas petrolíferos, la restricción más importante en cuanto a la riqueza del petróleo en determinado sector es la suficiencia del factor de carga, que debe ser lo suficientemente fuerte para proveer al petróleo de suficiente carga para la migración-entrapamiento. La carga está definida como el volumen de hidrocarburo disponible para ser entrapado. El volumen de carga es igual al volumen de petróleo generado en el área de drenaje de la trampa menos el volumen perdido por la migración, sea ésta primaria o secundaria<sup>25</sup>.

El marco geoquímico establece varios métodos para medir cuantitativamente el tipo de materia orgánica, y por consiguiente la carga. El método de balance de masas calcula la masa de hidrocarburos generados por una roca generadora activa. El método sigue 4 etapas: 1) Identificación de la roca fuente y su extensión

<sup>24</sup>Op. Cit. DEMAISON

<sup>25</sup>Ibíd.

geográfica, 2) Cálculo de la masa de carbono total (TOC) en la roca generadora, 3) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados por gramo de carbono orgánico (mgr HC/ gr TOC), 4) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados en la cuenca (Mgr)<sup>26</sup>.

Otro método, el método de Schmoker emplea el índice de hidrógeno “”(HI) para cuantificar la fracción de kerógeno que se transforma en hidrocarburo. El valor de HI se obtiene de los análisis de pirólisis de tipo Rock Eval, y representa el potencial de la roca generadora para producir hidrocarburo. La diferencia entre el índice de hidrógeno original  $H_{i_0}$  y el analizado, representa la cantidad de hidrocarburos generada por una roca fuente en una determinada cuenca<sup>27</sup>.

## **Migración<sup>28</sup>**

Después de su generación, los hidrocarburos deben ser transportados y concentrados en zonas más porosas y permeables para formar yacimientos de hidrocarburos<sup>29</sup>.

Mientras los hidrocarburos entran en los estratos transportadores, estos pueden coalescer con glóbulos más grandes. Dichos glóbulos se moverán hacia arriba por efecto de la boyanza. Los hidrocarburos se mueven en estos estratos hasta que alcanzan locaciones en donde el movimiento sea detenido parcial o totalmente. La boyanza es la principal fuerza de desplazamiento; debido a las presiones capilares de la roca sello, el diferencial de presión solamente es una fuerza que retarda la migración. La mayoría de la migración ocurre inicialmente de forma vertical hacia

---

<sup>26</sup>GARCIA GONZALEZ, Mario. MIER UMAÑA, Ricardo. CRUZ GUEVARA, Luis Enrique. VASQUEZ Mauricio. Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad industrial de Santander. Abril, 2009

<sup>27</sup>Ibid.

<sup>28</sup>Op. Cit. MAGOON

<sup>29</sup>SIDDIQUI, I. Fareed, LAKE W. Larry. A comprehensive dynamic theory of hydrocarbon migration and trapping. University of Texas at Austin. Society of Petroleum Engineers. 1997.

arriba y después a lo largo del estrato transportador; ambos pueden ser considerados flujo en una sola dimensión<sup>30</sup>. A su vez, Una causa importante de la expulsión de fluidos es la sobrecarga durante el enterramiento<sup>31</sup>.

Existen tres tipos de migración: primaria, secundaria y terciaria.

- **Migración primaria:** es la pérdida de hidrocarburos desde la roca fuente (expulsión).
- **Migración Secundaria:** es el mecanismo de migración desde la roca generadora hasta la trampa a lo largo de un sistema de estratos transportadores. Esta migración incluye la migración dentro de la roca almacén.
- **Migración Terciaria:** es el desplazamiento del crudo hacia la superficie desde la roca generadora o la roca almacén.

### **Entrampamiento<sup>32</sup>**

Un tipo de entrampamiento de alta impedancia se caracteriza por sellos continuos laterales acoplados con una deformación estructural de un grado moderado a alto. La continuidad del sello regional es esencial para la integridad, las características de retención de las trampas y la eficiencia de acumulación de las áreas de drenaje de las trampas vacías.

Un entrampamiento de baja impedancia se caracteriza por el alto grado de continuidad del sello regional, y un bajo grado de deformación estructural; o un

---

<sup>30</sup>Ibid.

<sup>31</sup>ZHANG, Jincal. Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. Houston: Shell Exploration and Production Company.2006. Society of Petroleum Engineers

<sup>32</sup>Op. Cit. DEMAISON

bajo grado de continuidad del sello regional junto con un alto o bajo grado de deformación estructural. En este último caso el grado de deformación estructural es irrelevante para definir la impedancia debido a que una deficiencia en los sellos resulta en la dispersión y pérdida de petróleo, sin importar la estructura.

**1.2.5. Kerógeno.** El kerógeno es un material inorgánico insoluble que está directamente relacionada con los biopolímeros de los organismos vivos o se formó durante la diagénesis. Éste representa más del 90% de toda la materia orgánica presente en los sedimentos<sup>33</sup>.

El kerógeno ha sido clasificado en cuatro grupos, y cada uno tiene una incidencia directa sobre el tipo de hidrocarburo que se producirá. Los tipos de kerógeno se explican a continuación<sup>34</sup>:

**Kerógeno tipo I:** es generado predominantemente en ambientes lacustres, y a veces en ambientes marinos. Proviene de algas, plancton u otro tipo de materia que haya sido intensamente re-elaborada por la acción de las bacterias y microorganismos que habitan el sedimento. Es rico en contenido de hidrógeno y pobre en contenido de oxígeno, es potencialmente petrolífero, aunque puede producir gas según su etapa de evolución con relación a la temperatura.

**Kerógeno tipo II:** se genera habitualmente en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y tiene bajo contenido de carbono. Puede generar petróleo y gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración

---

<sup>33</sup> LEYTHAEUSER, R., SCHAEFER, G., RADKE, M., On the primary migration of petroleum, Institute of petroleum and organic geochemistry at the nuclear research centre. World Petroleum Conference Paper. 1987

<sup>34</sup>BOYER, Charles, et al. Producing gas from its source. Revista: Oilfield Review. Schlumberger. Autumn 2006. Page 38.

**Kerógeno tipo III:** proviene principalmente de restos vegetales terrestres depositados en ambientes marinos o no marinos. Posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los tipos I y II, y en consecuencia genera gas seco.

**Kerógeno tipo IV:** es generado habitualmente a partir de sedimentos más antiguos redepositados después de la erosión. Está compuesto por materia orgánica residual, con alto contenido de carbono y ausencia de hidrógeno. Es una forma de carbono muerto sin potencial para la generación de hidrocarburos.

Los kerógenos ricos en contenido de hidrógeno desempeñan un rol más importante en la generación de petróleo. El kerógeno con menores cantidades de hidrógeno generará gas y después de agotado el hidrógeno del kerógeno, la generación de hidrocarburos cesará naturalmente, sin importar la cantidad de carbono (Baskin, 1997)<sup>35</sup>.

La madurez del kerógeno incrementa cuando las relaciones de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre con respecto al carbono disminuyen. Los efectos más evidentes de ello son una disminución del peso molecular, la viscosidad y un aumento en los grados °API<sup>36</sup>.

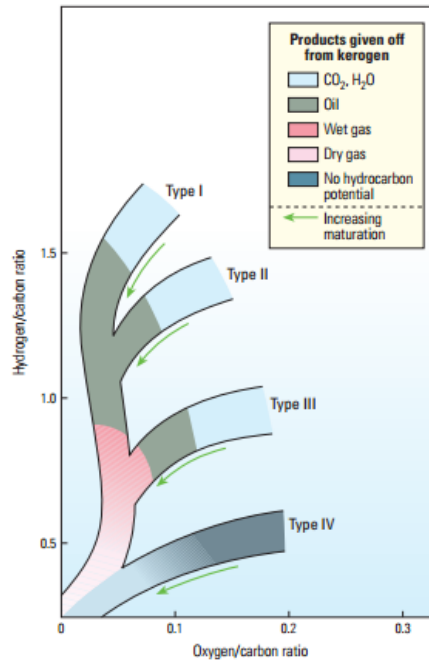
La siguiente figura ilustra el comportamiento del kerógeno según su contenido de hidrógeno y oxígeno, desde su generación hasta su completa maduración. Entendiendo la maduración como el proceso de alteración que sufre el kerógeno debido al calor y al tiempo.

---

<sup>35</sup> Ibid.

<sup>36</sup> STANKIEWICZ, Arthur. Conferencia: Origin and Behavior of Oil Asphaltenes: Integration of Disciplines. Schlumberger. UIS, 5 DE JUNIO DE 2012.

**Figura 8. Diagrama de Krevelen modificado que muestra la maduración del kerógeno**



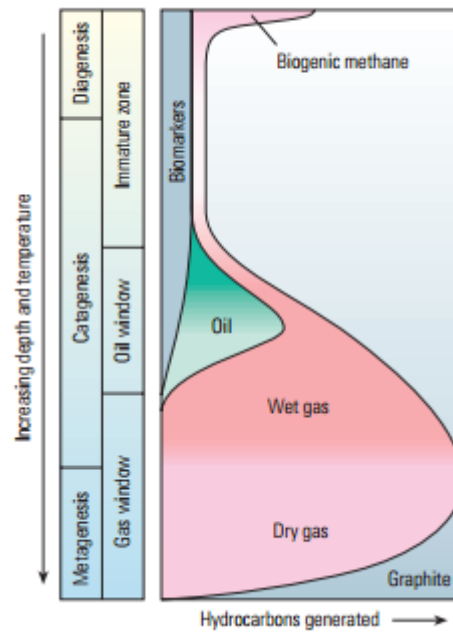
Fuente: BOYER, Charles, et al. Producing gas from its source. Oilfield review. Schlumberger. Autumn 2006. Pág. 38.

La generación de hidrocarburos en las rocas generadoras está controlada principalmente por la temperatura, a medida que el contenido de kerógeno pasa de ser carbono reactivo a carbono muerto. El gas es emitido durante la diagénesis temprana, principalmente a través de la actividad biológica. La catagénesis tiene lugar durante el enterramiento, lo que permite emitir aceite y gas. Con el incremento de la temperatura, el aceite residual sufre un proceso de craqueo, liberando gas seco<sup>37</sup>. La figura 9 explica lo anterior.

---

<sup>37</sup>Op. Cit. BOYER

**Figura 9. Transformación térmica del kerógeno**



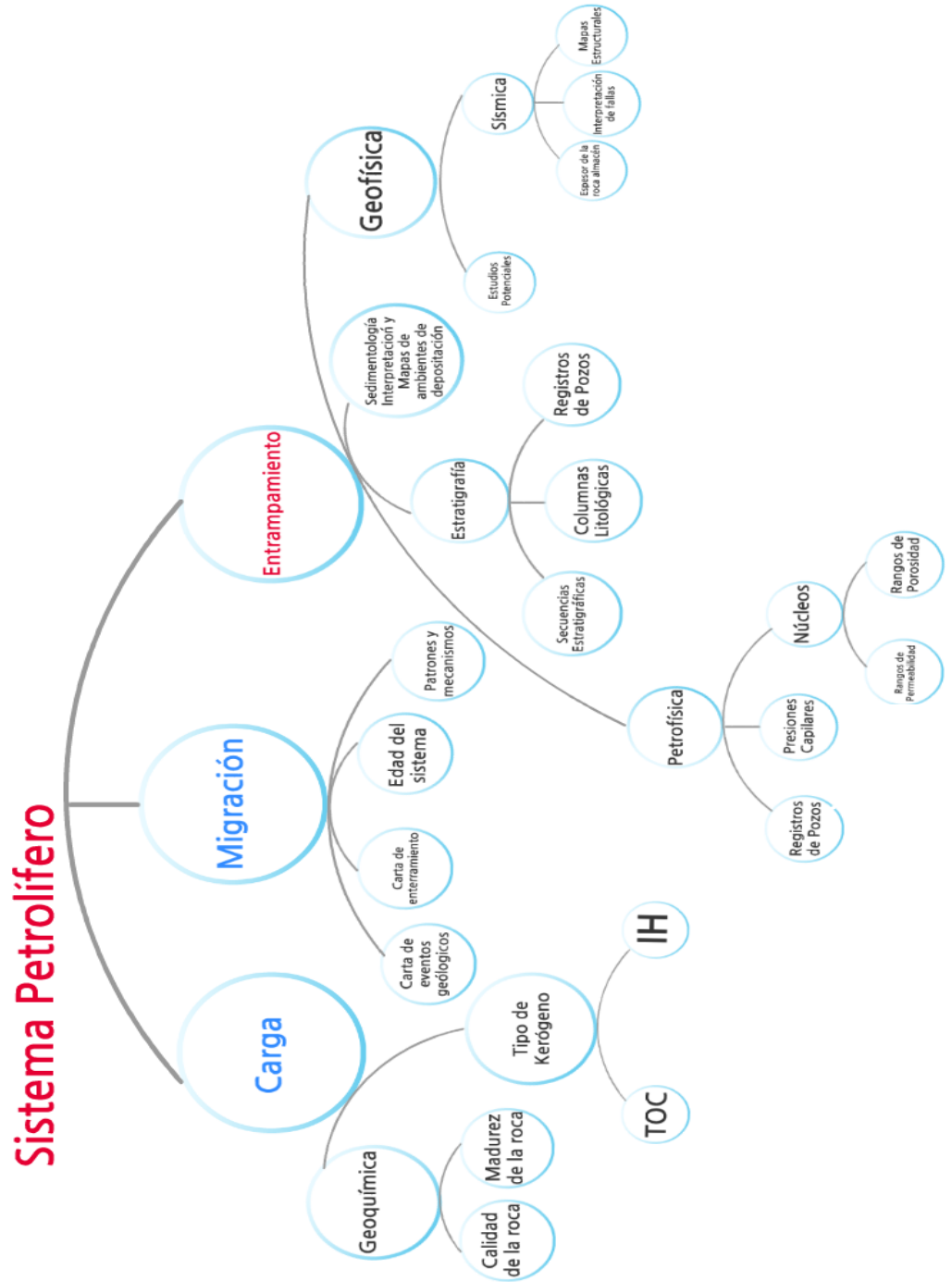
Fuente: BOYER, Charles, et al. Producing gas from its source. Oilfield review. Schlumberger. Autumn 2006. Pág. 39.

## **2. PROBLEMAS PARA ESTABLECER LOS RECURSOS PROSPECTIVOS DE UNA CUENCA FRONTERA**

Una vez se ha establecido un marco teórico para el tratamiento de la información pertinente a una cuenca, se pretende establecer el recurso prospectivo en la cuenca en cuestión. Una condición fundamental para probar la existencia de cualquier hidrocarburo, es la existencia de un sistema petrolífero, sin la evidencia de un sistema no hay punto en seguir con una investigación prospectiva.

La figura 10 muestra en un primer nivel los elementos determinantes para la existencia del sistema petrolífero: carga, migración y entrapamiento. En el segundo nivel se proponen los parámetros más significativos para definir los primeros niveles.

Figura 10. Identificación y análisis de la información geológica e ingenieril para establecer los recursos prospectivos en una cuenca.



Fuente: Autor

Ahora bien, una vez se ha evidenciado la existencia el sistema petrolífero, es posible que toda la información para caracterizarlo de forma robusta no sea suficiente, de ahí que haciendo un balance algunas variables sean más importantes que otras dependiendo del tipo de cuenca.

Un acercamiento común al problema de prospectividad es encontrar una cuenca con las mismas características de la cuenca estudiada, una cuenca análoga. Sin embargo, dependiendo del método usado (método volumétrico) para estimar recursos en una cuenca este enfoque no es muy certero, porque los volúmenes de roca generadora y la riqueza de la misma no están relacionados con el estilo tectónico<sup>38</sup>, sino que están relacionados con la carga. Otra posibilidad que se investigó fue la posibilidad de que existiera una correlación genética entre las rocas generadoras del mundo, así se podrían distinguir características propias de rocas de una edad u otra. Sin embargo, lo que se encontró es que no existe relación entre la edad de la roca y el tipo de hidrocarburo generado o la probabilidad de que este exista<sup>39</sup>.

La definición de éxito está dada por varios parámetros, sin embargo de cada uno se derivan varios atributos cualitativos que serán más definitivos al momento de establecer la existencia de un recurso prospectivo. Para satisfacer el conocimiento de estos atributos y sobre todo resaltar la información efectiva (útil) se propone una matriz que dará como resultad un perfil de información conocida de un sector cualquiera. Para un atributo existirán varias alternativas presentes como se muestra en la figura 11.

---

<sup>38</sup>Op. Cit. DEMAISON

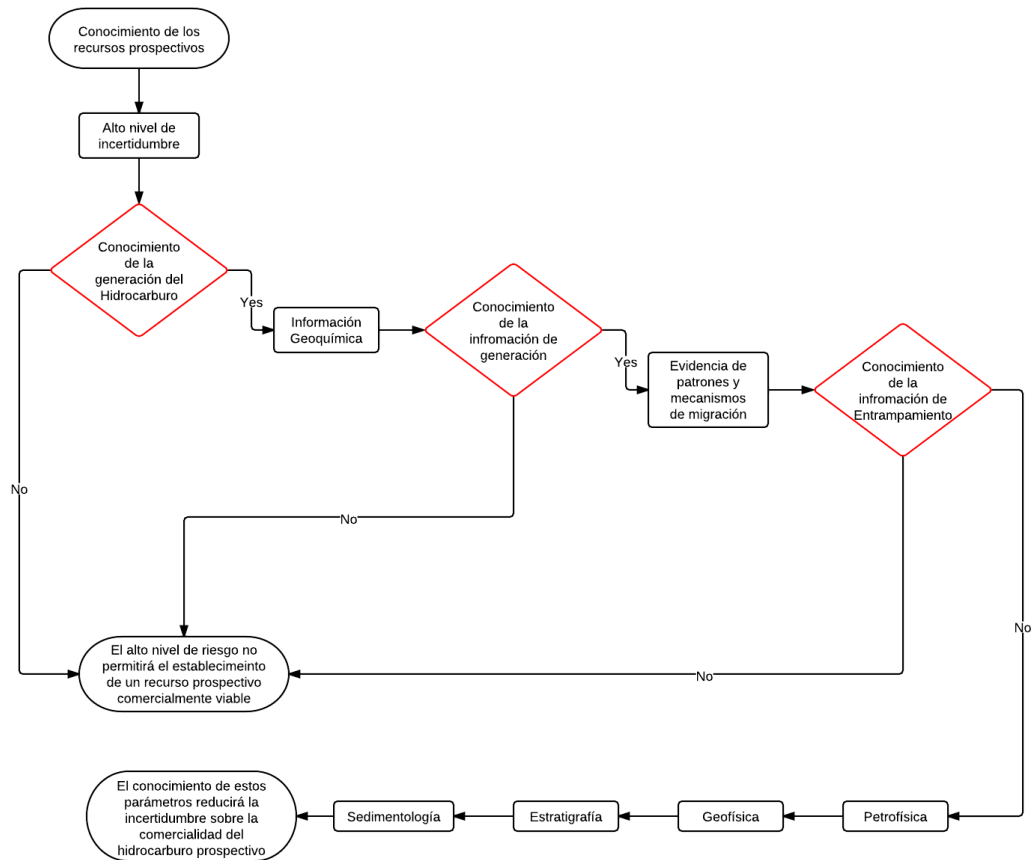
<sup>39</sup> ULMISHEK G. F. KLEMME H. D., Areal and Spatial Distribution and Effectiveness of the World's Petroleum Source Rocks. 13th World Petroleum Congress, October 20 - 25, Buenos Aires. 1991.

**Figura 11. Perfil de atributos propuesto para el estudio de los recursos prospectivos**

Atributos	Alternativas			
<b>Atributos de Generación</b>				
<b>Geoquímica</b>				
Calidad de la roca fuente	Mala	Regular	Buena	IV
Madurez de la roca fuente	Inmadura	Madura	Sobremadura	
Tipo de Kerógeno Generado	I	II	III	
Carga de la roca fuente	Subcargado	Cargada	Sobrecargada	
<b>Atributos de Migración</b>				
Patrón de migración	Primaria	Secundaria	Terciaria	Remigración
Tipo de migración	Lateral	Vertical		
Mecanismo de migración	Presión	Boyanza	Gradiente químico	Combinación
<b>Atributos de Almacenamiento</b>				
<b>Litología</b>				
Litología de la roca fuente	Calizas	Shales	Limolitas	Arcillas
Litología de la roca almacén	Areniscas	Conglomerados	Dolomitas	Silíceas
Litología de la roca sello	Shales	Arcillas	Cherts	Anhidritas / Sal
<b>Sedimentología</b>				
Ambientes de depositación				
Fluvial	Trenzado	Meándrifrome	Llanura de inundación	Pantano / Marisma
No deltaico	Frente de Playa	Barrera de isla	Llanura de inundación mareal	Barras off-shore
Deltáico	Deltas de río	Deltas de olas	Deltas de mareas	Plataforma
Marino	Capa de arenas	Diques	Cañones y canales de inundación	Canales de desborde
Eólico	Desiertos	Playas	Otros	
<b>Petrofísica</b>				
Rangos de Porosidad	Bajos	Medios	Altos	
Rangos de Permeabilidad	Bajos	Medios	Altos	
Rangos de Presión Capilar	Bajos	Medios	Altos	
<b>Geofísica</b>				
Trampa	Estructural	Estratigráfica	Hidrodinámica	Combinación
Presencia de fallas	Si	No		
Espesor de la capa sedimentaria	Poco	Medio	Alto	
<b>Atributos de información</b>				
Pozos perforados	<5	5 a 10	10 a 20	> 20
Sísmica	No	Si	En adquisición	
Informes de geología de superficie	No	Si	En adquisición	
Estudios Potenciales	No	Si	En adquisición	
Pozos profundos	No	Si	En adquisición	
Registros corridos	No	Si	En adquisición	
Núcleos	No	Si	En adquisición	

A su vez, será necesaria una metodología para dejar en claro el orden y la jerarquía con la que los atributos definirán los recursos hidrocarburíferos prospectivos. A continuación, en la figura 12 se propone a un diagrama de flujo genérico, para este propósito.

**Figura 12. Diagrama de flujo de la información para establecer recursos prospectivos**



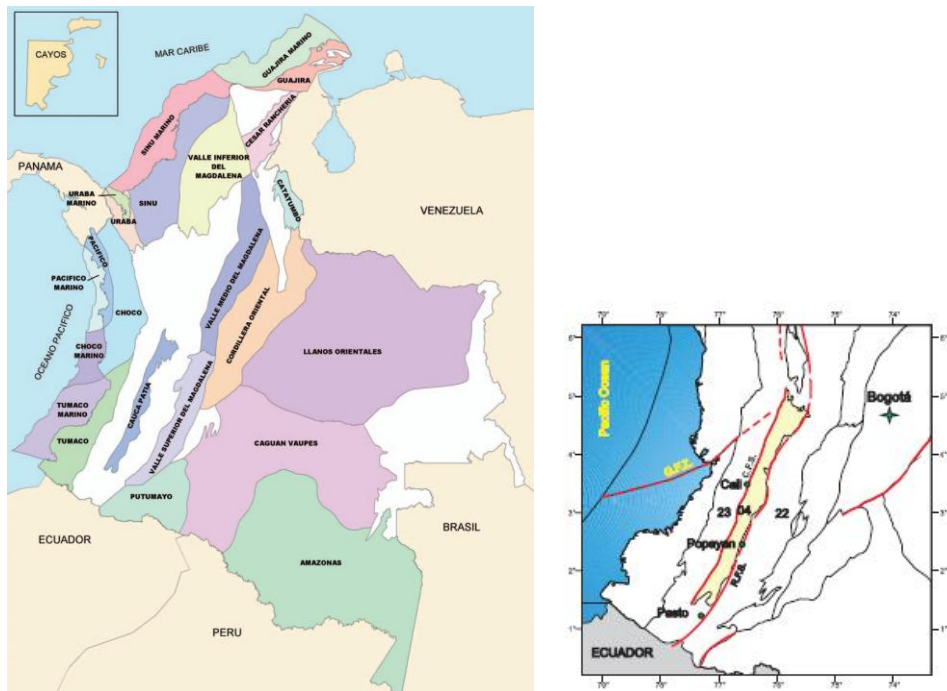
*Fuente: Autor*

El próximo capítulo tratará la información de la cuenca Cauca Patía como se propone en esta sección.

### 3. CUENCA SEDIMENTARIA CAUCA - PATÍA

Las cuencas sedimentarias en Colombia fueron establecidas como se muestra en la Figura 1. La cuenca sedimentaria a tener en consideración para este trabajo es la cuenca Cauca Patía.

**Figura 13. Clasificación de las cuencas sedimentarias en Colombia**



Fuente: BARRERO, Darío; PARDO, Andrés, VARGAS, Carlos; MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2007.

La cuenca se desarrolló por la colisión de un arco de isla intraoceánico contra un margen continental irregular ubicado en el noreste de Suramérica, se encuentra delimitada al oeste por el sistema de fallas del Cauca y la Cordillera Occidental y al este por el sistema de falla de Romeral y la Cordillera central. Al norte y al sur por rocas ígneas del cretáceo. Esta cuenca se encuentra en el mapa como una

depresión geomórfica que se extiende 450 Km de norte a sur y tiene una anchura promedio de 40 Km<sup>40</sup>.

A modo de establecer un modelo de cuenca que sea lo suficientemente comprensivo, la información disponible será tratada para tres sectores de la cuenca: **Sector Cauca Norte, Sector Cauca Sur y Sector Patía.**

### **3.1. ORIGEN Y EVOLUCIÓN DE LA CUENCA<sup>41</sup>**

#### **3.1.1 Resumen de eventos**

##### **Jurásico – Cretácico temprano (Formaciones Amaine y Quebradagrande)**

Se genera el margen continental con segmentos rectilíneos desde el golfo de Guayaquil hasta la bahía de Santa Marta. Este suceso determinará la estructura de las cuencas colombianas ubicadas al oeste de la Cordillera Oriental. En el Jurásico la placa de Farallones subduce la margen continental en forma oblicua, formando un arco magmático en la cordillera central y un prisma hacia el lado oceánico.

##### **Cretácico tardío (Formaciones Marilopito, Aguaclara y Nogales)**

Se forma una segunda zona de subducción, que forma la Cordillera Occidental. La continua adhesión del material oceánico en la base del prisma origina el engrosamiento y levantamiento del mismo.

---

<sup>40</sup>BARRERO, Dario; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos, MARTÍNEZ, Juan (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá. Agencia Nacional de Hidrocarburos

<sup>41</sup> Ibid.

### **Eoceno temprano a medio (Formaciones Peña Morada, Rio Guabas y Chimborazo)**

Se forma la cuenca Cauca Patía como una cuenca oceánica remanente. La cuenca es asimétrica y está cerrada en el sur pero no al norte, en donde hay flujo hacia el océano.

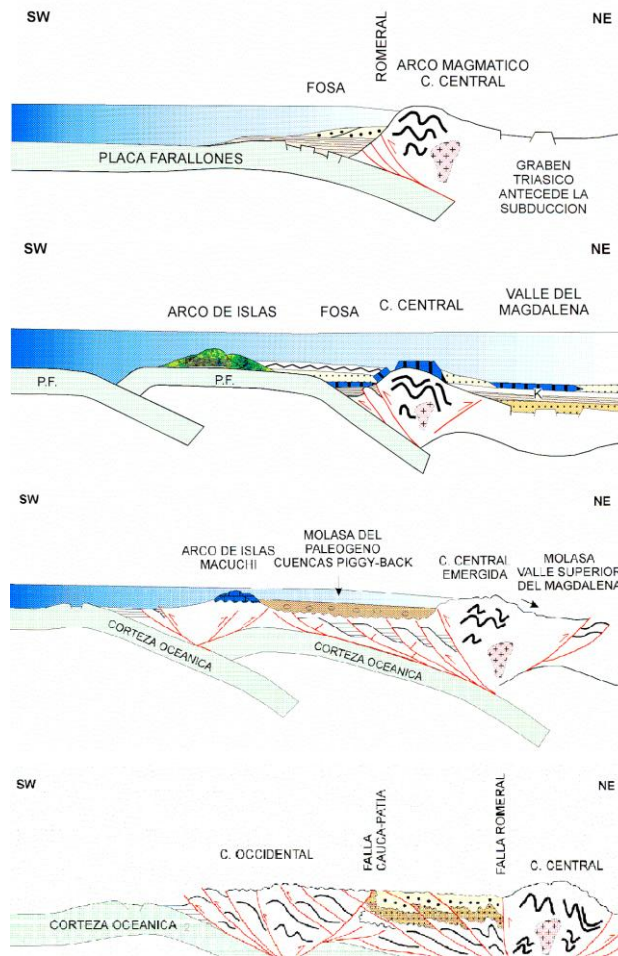
### **Mioceno medio a tardío (Formaciones Patía, Esmita conglomerático y La Paila)**

Se cierra la cuenca en el extremo norte.

### **Plioceno – Pleistoceno (Formaciones Galeón, Popayán, Jamundí, Zarzal y Armenia)**

En este lapso de quietud tectónica se caracteriza por depósitos Vulcano – clásticos.

**Figura 14. Resumen de eventos del origen y la evolución de la cuenca.**



Fuente: BARRERO, Darío; LAVERDE, Fabio. Estudio integral de evaluación de la geología y potencial de hidrocarburos de la cuenca “intramontana” Cauca – Patía. 1998.

## 3.2. INFORMACIÓN ESTRATIGRÁFICA Y SEDIMENTOLÓGICA

**3.2.1. Secuencias estratigráficas.** En vista de que la cuenca ha sido estudiada por varios autores, en algunas unidades no hay un consenso acerca de la litología, el contacto el espesor y la edad de ésta. Por lo que para cada unidad se presenta una tabla que refiere la información de los diferentes autores (Anexo 1).

## Grupo Diabásico

La siguiente gráfica ilustra la conformación de cada formación de la cuenca. Se tuvo en cuenta en la documentación bibliográfica a varios autores, debido a que cada uno propone diferentes litologías para una determinada formación.

Para el grupo Diabásico se estima que su edad puede estar desde el cretácico temprano (Barremiano-Aptiano) hasta el cretácico tardío. Su espesor es de aproximadamente 6000m. Se observa que las rocas predominantes son diabasas y basaltos e intercalaciones de rocas sedimentarias. Hubach & Alvarado (1993), proponen una concordancia como único contacto de la formación.

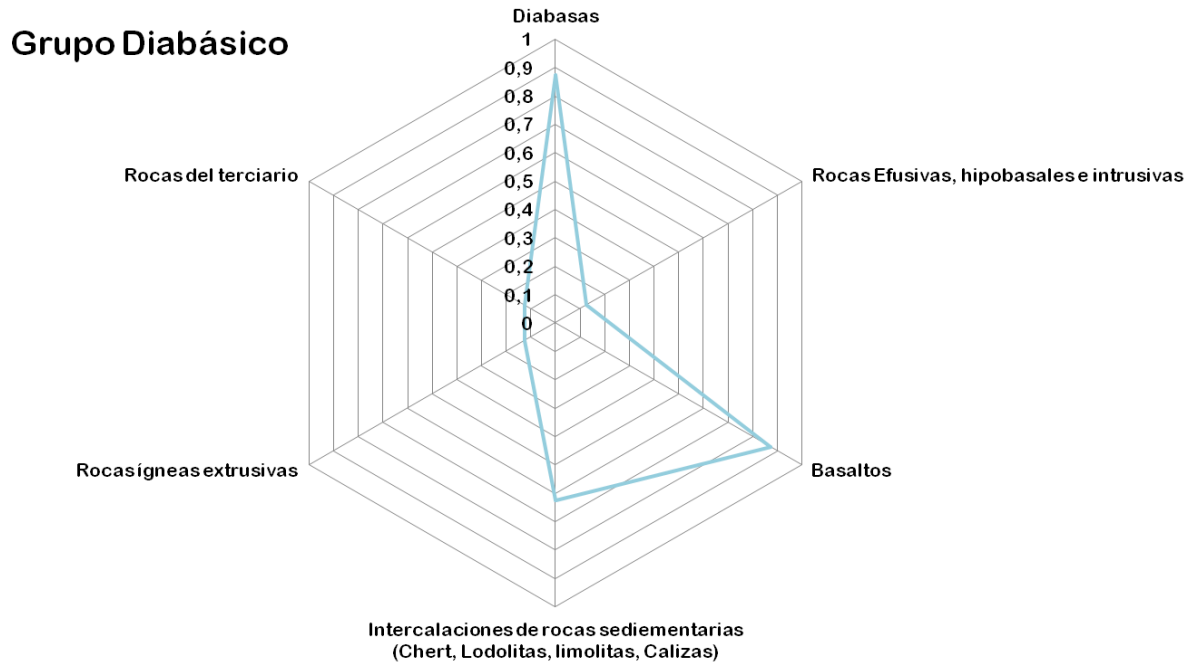
**Figura 15. Litoestratigrafía Grupo Diabásico**

Grupo Diabásico	Diabasas	Rocas Efusivas, hipobasales e intrusivas	Basaltos	Intercalaciones de rocas sedimentarias (Chert, lodolitas, limolitas, calizas)	Rocas ígneas extrusivas	Rocas del terciario
Keizer, J. (1954)	x			x		
Nelson (1962)	x		x			
León, Padilla y Marulanda (1973)	x		x	x		
Orrego (1975)	x		x	x		
Geoparra & Torres (1990)			x			x
Hubach & Alvarado (1993)	x	x	x			
Geostudios Ltda. (1995)	x		x	x	x	
Gómez y Osorio (1996)	x		x	x		

*Fuente: GEOESTUDIOS.2008. Elaboración Propia*

De la anterior figura se extrae la figura 16, que muestra la composición litológica de la formación proporcionalmente de acuerdo a cada autor. El producto es una huella de lo que piensan los autores de la formación; en este caso la mayoría estima que la composición predominante son los basaltos para el grupo Diabásico (común a toda la cuenca).

**Figura 16. Proporción de composición litológica según varios autores**



Fuente: Autor

### Formación Chimborazo

Su edad puede estar comprendida entre el Paleoceno y Maestrichtiano, no hay consenso general respecto al espesor de la formación. Según Gómez y Osorio (1996) y Geoestudios Ltda. (1999), la formación es concordante con la formación Aguaclara. Se divide en dos grupos: 1) miembro Confites, predominan los conglomerados polimícticos compuestos por limolitas, diabasas y chert, por lo demás los otros tipos de rocas podrían encontrarse en proporciones iguales.

**Figura 17. Litoestratigrafía miembro Confites de la formación Chimborazo**

Miembro Confites	Conglomerados Polimícticos (Limolitas, diabasas, chert)	Areniscas	Limolitas	Brechas Sedimentarias (Arcillolitas)	Arenitas
Hubach y Alvarado (1934)		x		x	
Orrego A. (1975)	x	x	x	x	x
Geoparra & Torres (1990)	x				x
Geoestudios Ltda. (1995)	x	x		x	
Gómez y Osorio (1996)	x		x		
Geoestudios Ltda. (1999)	x		x		x
Geoparra & Torres (1990)	x	x		x	

Fuente: GEOESTUDIOS.2008. Elaboración Propia

2) miembro Loma Larga, según ambos autores la composición se debe a areniscas y limolitas principalmente.

**Figura 18. Litoestratigrafía miembro Loma Larga de la formación Chimborazo**

Miembro Loma Larga	Conglomerados Polimícticos (Limolitas, diabasas, chert)	Areniscas	Limolitas	Brechas Sedimentarias (Arcillolitas)	Arenitas
Orrego (1975)	x	x	x	x	
Geoparra & Torres (1990)		x	x		

Fuente: GEOESTUDIOS.2008. Elaboración Propia

### Formación Peña Morada

Su edad se encuentra entre el cretácico superior y el Paleoceno, no hay consenso ni en el espesor ni en los contactos que pueda tener la formación. Para los diferentes autores las rocas que componen a esta formación pueden de diverso origen, como se observa en la figura.

**Figura 19. Litoestratigrafía de la formación Peña Morada**

Peña Morada	Calizas Negras	Limolitas	Calizas	Conglomerados Polimícticos	Micritas	Arenitas	Gravas	Basaltos y Diabasas
León, Padilla & Marulanda (1973)	x	x	x	x				
Ordóñez y Arandia (1991)					x	x	x	
Martínez y Rubio (1991)								x
Geoestudios Ltda. (1999)				x	x	x		x

Fuente: GEOESTUDIOS.2008. Elaboración Propia

### Formación Guachinte

Esta formación está conformada por cuatro miembros concordantes. Algunos autores coinciden que la edad de la formación está comprendida entre el Mioceno-Eoceno y otros entre el Mioceno-Oligoceno.

Miembro La Cima: Se observa litología está predominantemente compuesta por carbón, limolitas y arenas. Varios autores concuerdan en que los estratos de carbón podrían tener un interés comercial importante.

**Figura 20. Litoestratigrafía miembro La Cima de la formación Guachinte**

La cima	Carbonatos	Arcillolitas	Areniscas Arcillosas	Lutitas	Arenas (Micáceas, ortocuarcíticas)	Limolitas	Arenisca Cuarzosas	Carbón
Schwinn, W. (1969)	x	x	x	x				
Orrego (1975)				x	x	x		x
Mejía (1983)		x					x	x
Geoparra y Torres (1990)				x		x	x	x
Padilla, L.E. (1991)		x			x	x	x	x
Mejía et al. (1992)		x			x	x	x	x
Geoestudios Ltda. (1999)		x			x	x		

Fuente: Elaboración Propia a partir de GEOESTUDIOS (2008)

Miembro Los Chorros: al igual que el miembro anterior predominan los estratos de carbón, areniscas y limolitas.

**Figura 21. Litoestratigrafía miembro Los Chorros de la formación Guachinte**

Los Chorros	Carbonatos	Arcillolitas	Areniscas Arcillosas	Lutitas	Arenas (Micáceas, ortocuarcíticas)	Limolitas	Arenisca Cuarzosas	Carbón
Hubach, E. y Alvarado (1934)		x	x					x
Padilla (1991)		x						x
Geoestudios Ltda. (1995)				x	x	x	x	x
Gómez y Osorio (1996)					x	x	x	x

Fuente: Elaboración Propia a partir de GEOESTUDIOS (2008).

Miembro La Leona: este miembro está comprendido por importantes estratos de restos animales y vegetales. Otros tipos de roca se encuentran en menor proporción.

**Figura 22. Litoestratigrafía miembro La Leona de la formación Guachinte**

La Leona	Restos Animales	Arcillolitas	Areniscas Arcillosas	Lutitas	Arenas (Micáceas, ortocuarcíticas)	Limolitas	Arenisca Cuarzosas	Carbón
Hubach y Alvarado (1934)		x						x
Auteco-Servicio Geológico Nacional (1964)	x							
Padilla (1991)	x	x				x	x	
Geoestudios Ltda. (1995)	x	x		x				
Gómez y Osorio (1996)	x				x	x		

Fuente: Elaboración Propia a partir de GEOESTUDIOS (2008).

Miembro La Rampla: no hay consenso en la composición de este miembro. Posiblemente debido a que ha sido pobremente estudiado.

**Figura 23. Litoestratigrafía miembro La Rampla de la formación Guachinte**

La rampla	Areniscas Conglomeráticas (Cuarzo, cuarcita y chert)	Arcillolitas Arenosas	Areniscas	Limolitas	Arenitas	Lodolitas	Carbón
Van der Hammen (1958)	x	x	x				
Padilla (1991)	x	x		x			
Geoestudios Ltda. (1995)	x	x		x	x	x	
Gómez y Osorio (1996)	x	x		x			x

Fuente: Elaboración Propia a partir de GEOESTUDIOS (2008).

### Formación Mosquera

Su edad se encuentra entre el Eoceno y el Mioceno u Oligoceno. Los estudios de dos autores no son concluyentes. Tampoco hay información de los contactos y los espesores para los dos autores varían entre los 150m hasta los 430m.

**Figura 24. Litoestratigrafía de la formación Mosquera**

Mosquera	Conglomerados (Cuarzo, cuarcitas)	Liditas	Areniscas	Arcillas	Arcillas pizarrosas	Limolitas	Areniscas de cuarzo
Grosse y Alvarado (1931)	x	x	x	x	x		
León, Padilla y Marulanda (1973)	x		x			x	x

Fuente: GEOESTUDIOS.2008. Elaboración Propia

### Formación Cinta de Piedra

Grosse y Alvarado (1931), confirman que se trata de una formación del Mioceno y León, Padilla y Marulanda (1973), afirman que se trata del Oligoceno. Los conglomerados, arcillas y areniscas son la composición principal de la formación.

**Figura 25. Litoestratigrafía de la formación Cinta de Piedra**

Cinta de Piedra	Conglomerados (Liditas, cuarzo, cuarcitas)	Arcillas	Areniscas	Limolitas	Arenas	Litoarenitas	Lodolitas
Hubach y Alvarado (1934)	x	x	x				
Schwinn (1969)				x	x		
Ríos y Aranzazu (1989)	x	x	x		x	x	x

Fuente: Elaboración Propia a partir de GEOESTUDIOS (2008).

## Formación Ferreira

Su edad estimada es el Mioceno superior. Es concordante con las rocas de la formación Guachinte.

Miembro Suárez: las limolitas y conglomerados son el tipo de roca más importante en esta formación.

**Figura 26. Litoestratigrafía miembro Suarez de la formación Ferreira**

Miembro Suarez	Arcillolitas	Areniscas	Carbón	Arcillas	Conglomerados (Cuarzo, cuarcita, chert)	Limolitas	Arenitas
Orrego (1975)	x	x	x	x	x		
Mejía (1983)				x	x	x	
Orrego (1975)			x		x	x	
Mejía (1983)					x	x	x

Fuente: Elaboración Propia a partir de GEOESTUDIOS (2008).

Miembro Bucarica y miembro El Palmar: la escasez de información para estos dos miembros, imposibilitan una buena caracterización de los mismos.

**Figura 27. Litoestratigrafía miembros Bucarica y El Palmar de la formación Ferreira**

Miembro Bucarica	Arcillolitas	Areniscas	Carbón	Limolitas
Padilla (1991)		x	x	
Geostudios Ltda. (1995)	x		x	x
Gómez y Osorio (1996)		x	x	x

Miembro El palmar	Arcillolitas	Areniscas	Limolitas	Arenitas
Padilla (1991)	x		x	
Geostudios Ltda, (1995)	x		x	x
Gómez y Osorio (1996)		x	x	

Fuente: Elaboración Propia a partir de GEOESTUDIOS (2008).

## Formación Esmita

Es una de las formaciones más estudiadas y se observa que está principalmente compuesta por areniscas. La edad de la formación es el Mioceno, aunque

Martínez y Rubio (1991), estiman que puede ser del Oligoceno al Mioceno. Su espesor está estimado entre los 400m y los 600m. Tiene cuatro miembros: miembro limolítico fosilífero, miembro arenáceo, miembro conglomerático y miembro limolítico rojizo.

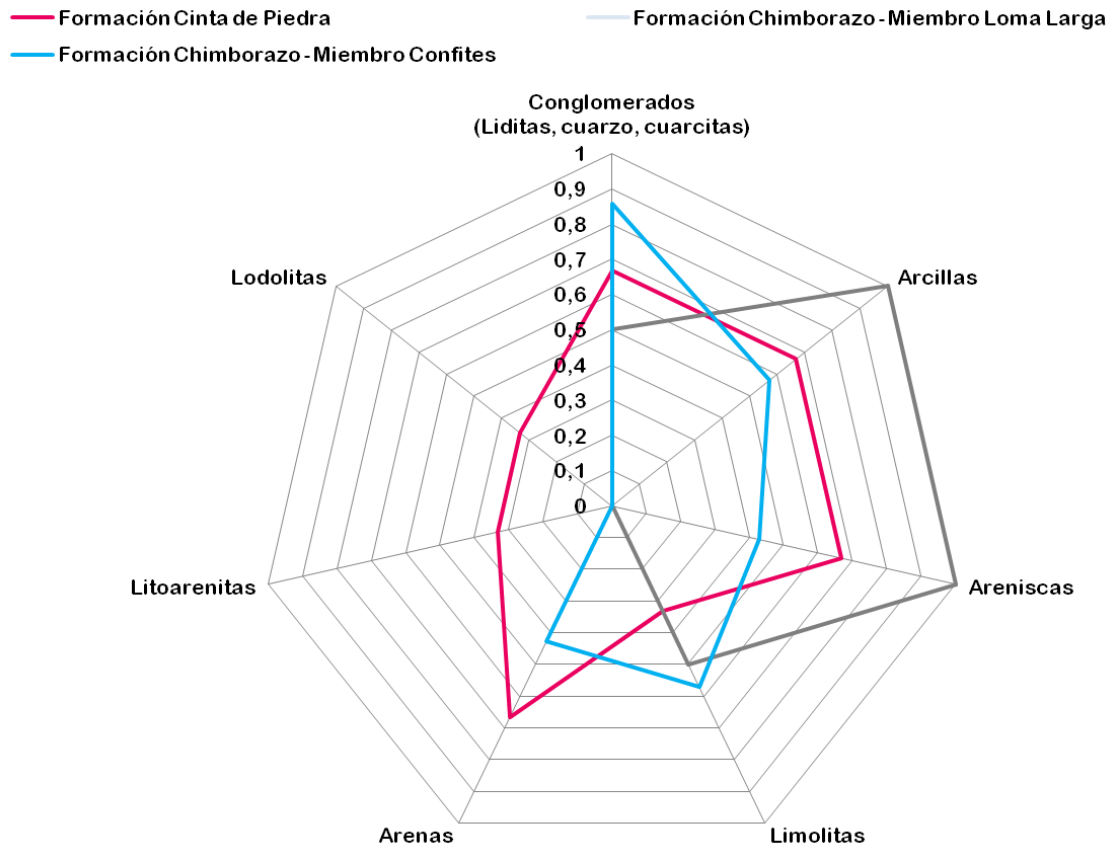
**Figura 28. Litoestratigrafía de la formación Esmita**

<b>Esmita</b>	<b>Areniscas</b>	<b>Arcillas Pizarrosas</b>	<b>Conglomerados</b>	<b>Arcillas</b>	<b>Limolitas</b>	<b>Shales</b>	<b>Arenitas</b>
Grosse y Alvarado (1935)	x	x	x	x			
León, Padilla y Marulanda (1973)	x		x		x	x	x
Según Orrego (1975)	x						
Martínez y Rubio (1991)				x	x		x
Geoestudios Ltda, 1995	x						
León, Padilla y Marulanda (1973)	x		x				

Fuente: Elaboración Propia a partir de GEOESTUDIOS (2008).

**3.2.2 Composición litológica para la subcuenca Cauca Norte.** La figura 27 es un resumen de la composición litológica de la subcuenca, se observa que hay una evidente intersección en la zona de areniscas y arcillas. Preliminarmente se podría excluir al miembro confites de la formación Chimborazo como roca almacén, por el contrario el miembro Loma Larga presenta mejores características para albergar hidrocarburos.

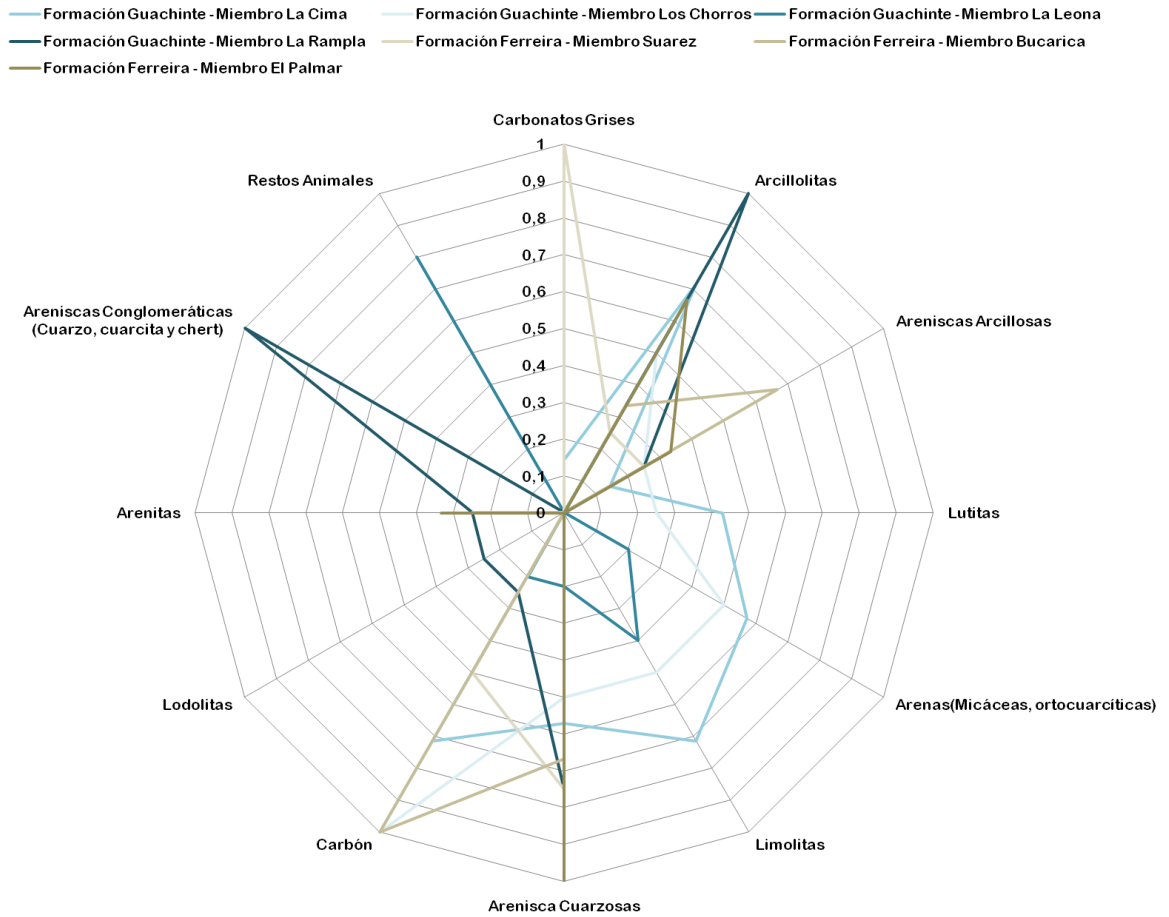
**Figura 29. Huella de la composición litológica para la subcuenca Cauca Norte**



Fuente: Autor

**3.2.3 Composición litológica para la subcuenca Cauca Sur.** La composición litológica de esta subcuenca es mucho más variada y depende del tipo de formación, pero en general la presencia de arenas, areniscas y conglomerados de la formación Guachinte permiten anticipar que tendrá mejores características de roca almacén que la formación Ferreira. Es interesante anotar que hay presencia de carbón en varios miembros de la cuenca.

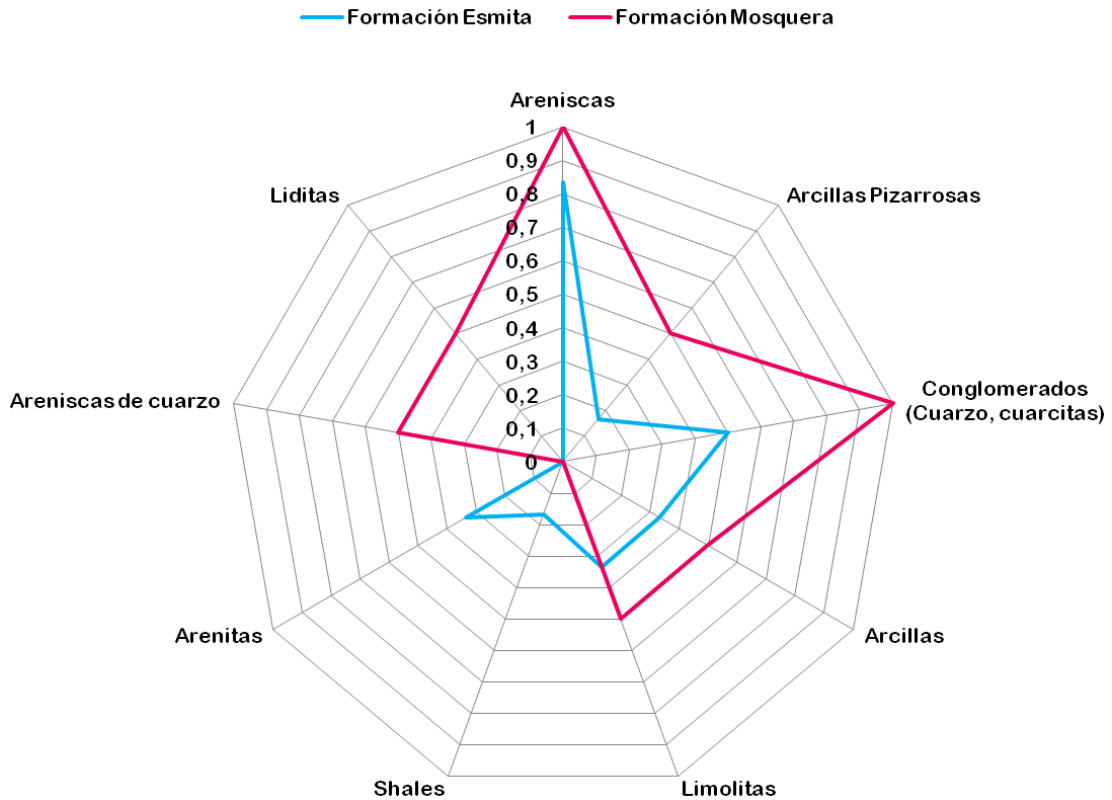
**Figura 30. Huella de la composición litológica para la subcuenca Cauca Sur**



*Fuente: Autor*

**3.2.4 Composición litológica para la subcuenca Cauca Patía.** En el caso de la subcuenca Patía las dos formaciones son interesantes en términos de almacenamiento de hidrocarburos. La presencia de arenas, areniscas y conglomerados es evidencia de lo anterior, pero también las limolitas y arcillas indican la presencia de otro tipo de rocas.

**Figura 31. Huella de la composición litológica para la subcuenca Patía**

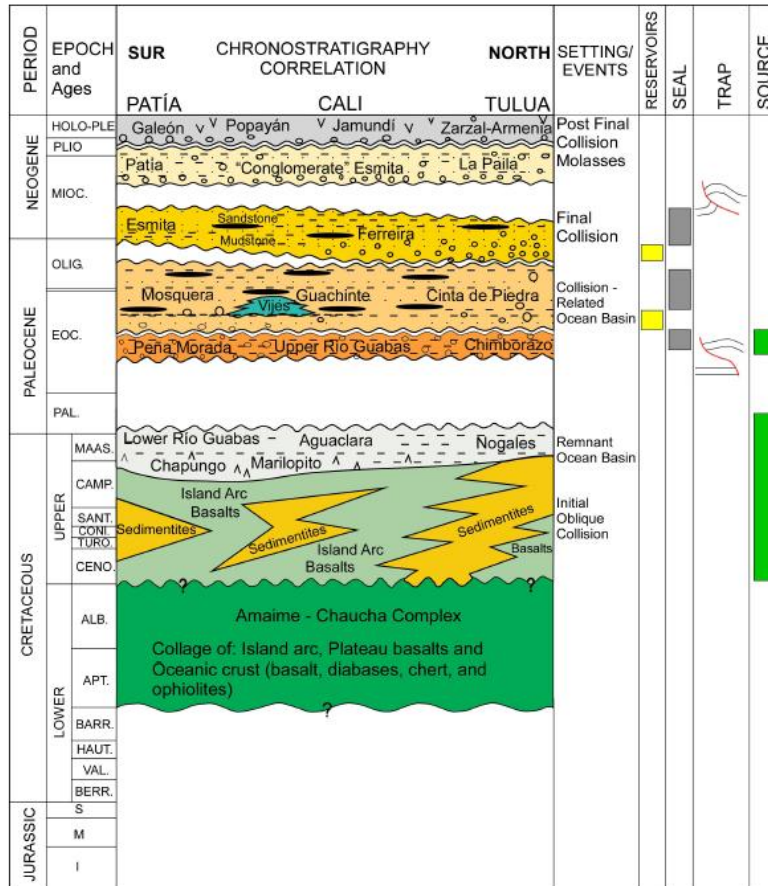


*Fuente: Autor*

**3.2.5. Columnas Litológicas y Ambientes de Depósito.** Si bien se encontraron algunas columnas litológicas, su descripción de la sedimentología, las profundidades y la composición de las formaciones es muy escueta. Por ejemplo, algunas columnas extraídas de los pozos perforados, solo atravesaron las formaciones más someras.

La columna cronoestratigráfica que mejor ilustra la situación general de la cuenca es la realizada por Barrero & Laverde (1998). Se pueden ver claramente las correlaciones entre las formaciones y la ubicación de los sistemas petrolíferos de la cuenca establecidos por los autores que más han hecho estudios sobre la cuenca.

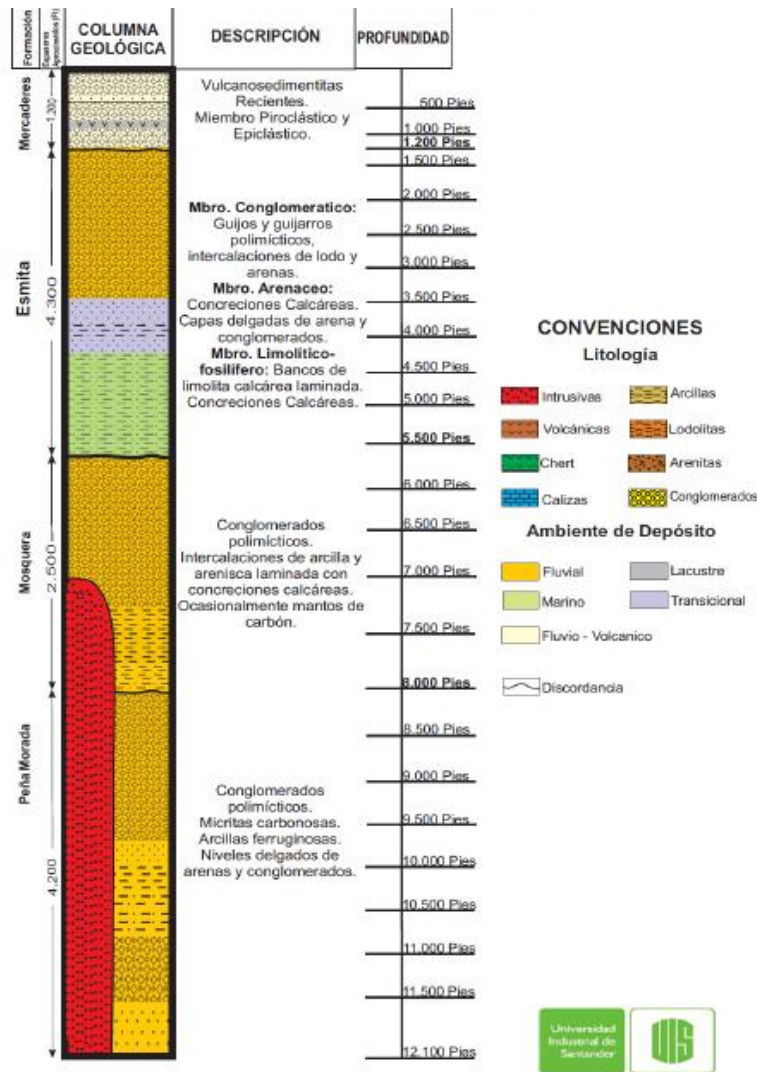
**Figura 32. Columna cronoestratigráfica de la cuenca Cauca – Patía propuesta por Barrero & Laverde**



Fuente: BARRERO-LOZANO, Darío. LAVERDE, Fabio. RUIZ, CLAUDIA C. ALFONSO, CARLOS An Oblique Collision and Basin Formation in Western Colombia: The Origin, Evolution and Petroleum Potential of Cauca – Patía Basin. 2006

En la figura 28 se presenta la columna litológica esperada por el equipo de pozos profundos de la UIS 2012. El pozo a perforar con una profundidad de 12.000 pies estima que el miembro arenáceo de la formación Esmita inicie a los 3500 pies y que la zona de interés de la formación Mosquera inicie a los 5500 pies. Los espesores de esta prognosis se aproximan a los espesores calculados por el informe de Geoestudios más adelante.

Figura 33. Columna estratigráfica esperada para el pozo ANH-PATÍA-ST-P



Fuente: Equipo de trabajo UIS 2011

La continuación se presentan las columnas del informe realizado por Geoestudios en el año 2008, en la que se detalla la litología, y el ambiente de depositación por formación. Este informe fue elaborado a partir de afloramientos de la región. La siguiente tabla muestra las asociaciones de facies respecto al ambiente de depositación, sirve de guía para las columnas posteriormente mostradas.

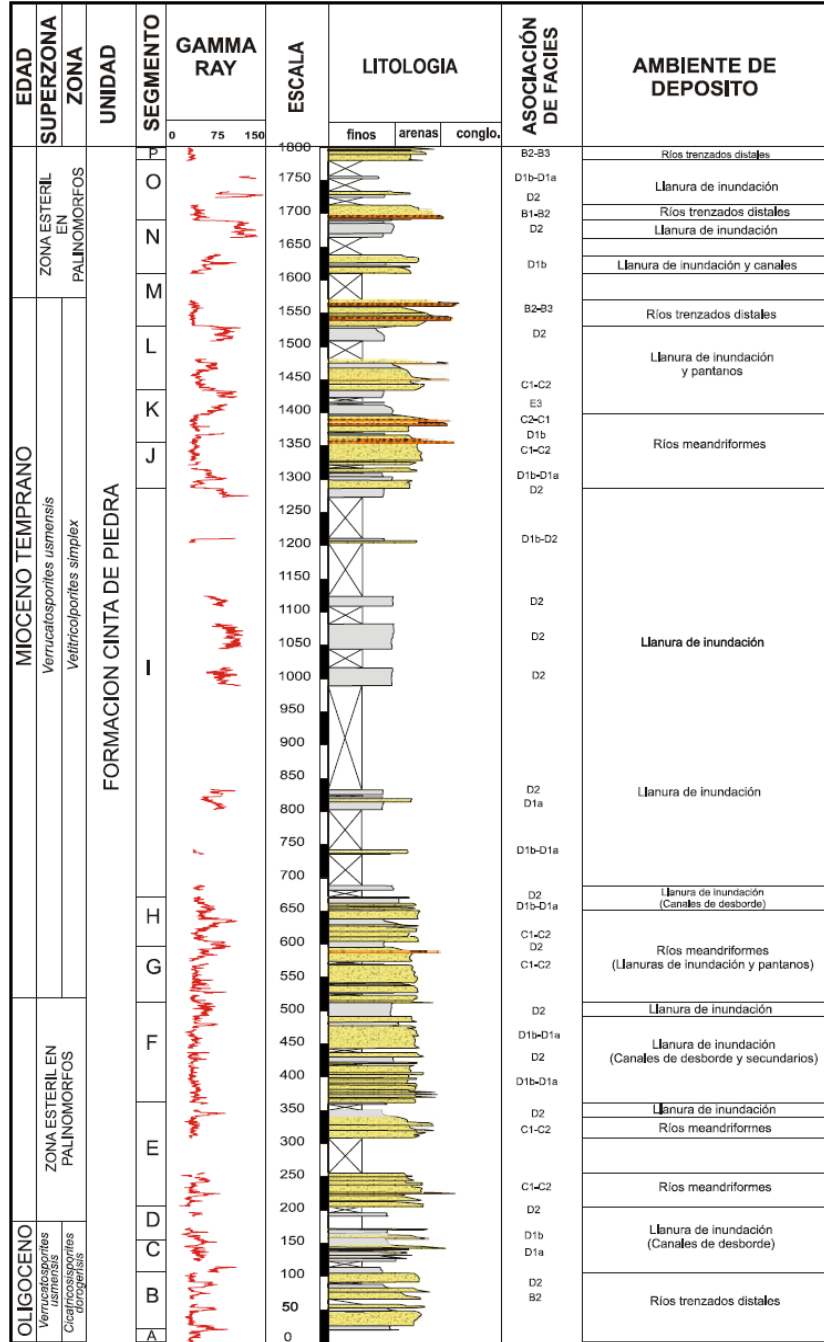
Hay varios tipos de depósitos fluviales, cada uno exhibe características únicas que incluyen: tamaño de grano, geometría del cuerpo de arena, orientaciones, barreras de flujo. Comprender estas diferencias es importante para la evaluación de un yacimiento, porque estas propiedades afectan el flujo de fluidos y el desempeño del yacimiento<sup>42</sup>.

---

<sup>42</sup>SLAT. M. Roger. Stratigraphic reservoir characterization for Petroleum geologists, geophysicists and Engineers. Handbook of Petroleum exploration and production. University of Oklahoma. ELSEVIER.2006

Cauca Norte

Figura 34. Columna sintética de la formación Cinta de Piedra. Sector Cauca Norte.

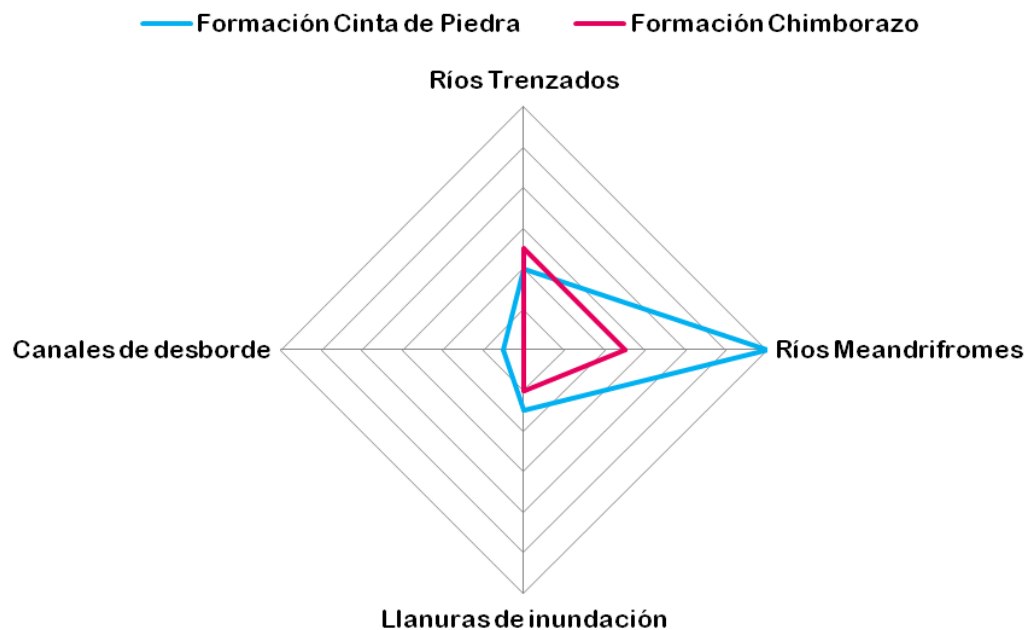


Fuente: GEOESTUDIOS, 2008.

Los ambientes de depósito para esta formación son llanuras de inundación, ríos meandriformes y ríos trenzados. En estos ambientes la grava se mueve a lo largo del lecho del río y hay poco lodo. Los depósitos son lateralmente continuos y están verticalmente conectados. Los depósitos de ríos meandriformes al contrario de los ríos trenzados tienen menor energía deposicional que los trenzados, lo que indica una mayor presencia de sedimentos de grano fino. La estructura de flujo del canal del río no es uniforme ni horizontal ni verticalmente<sup>43</sup>.

Se observa que las posibles rocas almacén se encuentran en los ambientes fluviales de ríos trenzados y meandriformes, en donde la presencia de arenas es mayor según la litología mostrada. Las llanuras de inundación se componen de granos muy finos de baja permeabilidad lo cual hace que el potencial de almacenamiento de hidrocarburos sea bajo.

**Figura 35. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Cauca Norte**

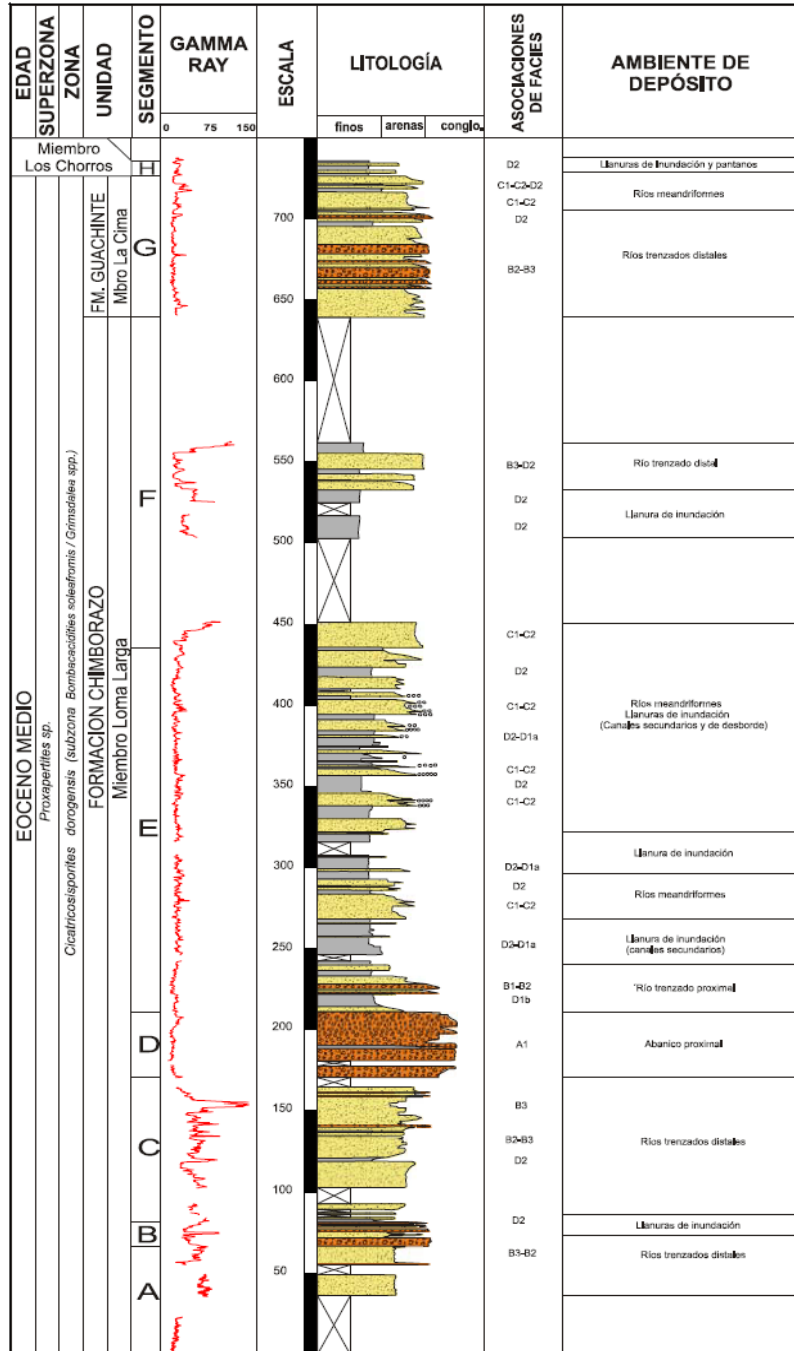


*Fuente: Autor*

<sup>43</sup> *Ibíd.*

Cauca Sur

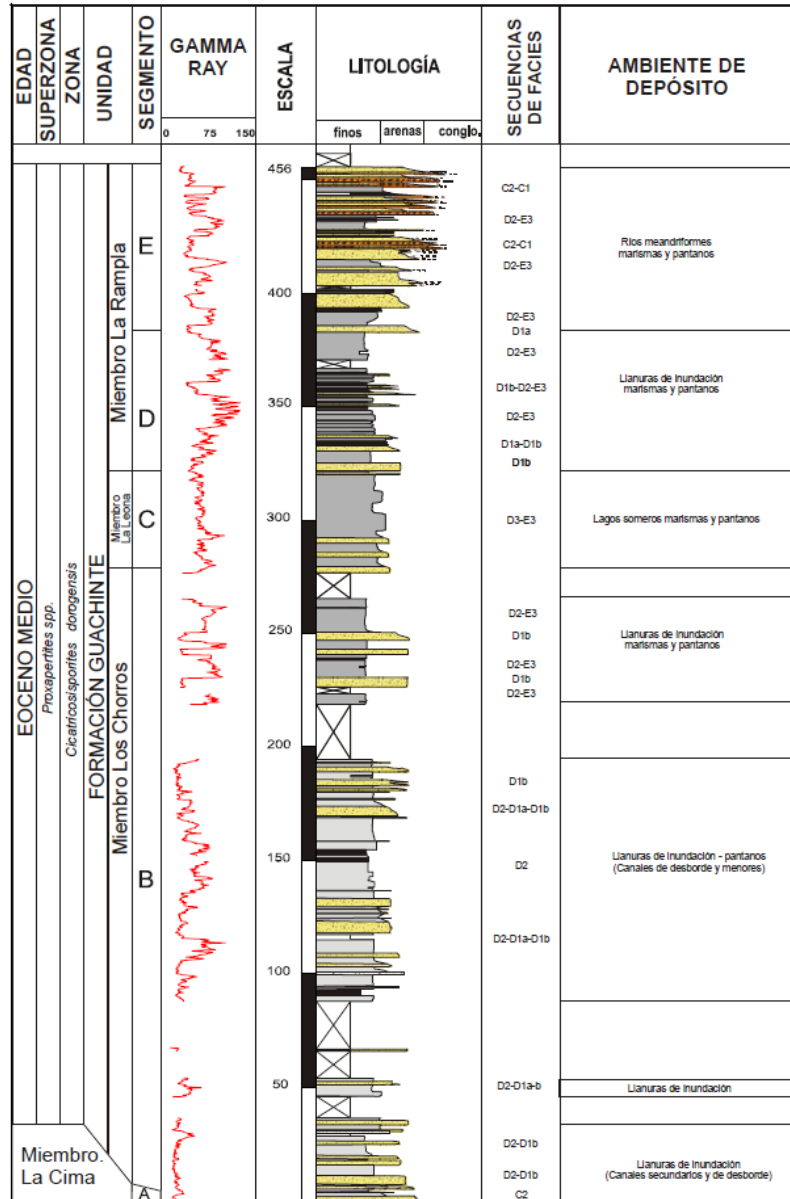
Figura 36. Columna sintética de la formación Chimborazo. Sector Cauca Sur.



Fuente: GEOESTUDIOS, 2008.

En la columna de la formación Chimborazo las rocas reservorio se concentran en las arenas generadas por los ambientes de ríos trezados. La formación Guachinte es un buen ejemplo de roca almacén. Se especula que los conglomerados de la formación Chimborazo, pueden tener buenas condiciones para almacenar hidrocarburo.

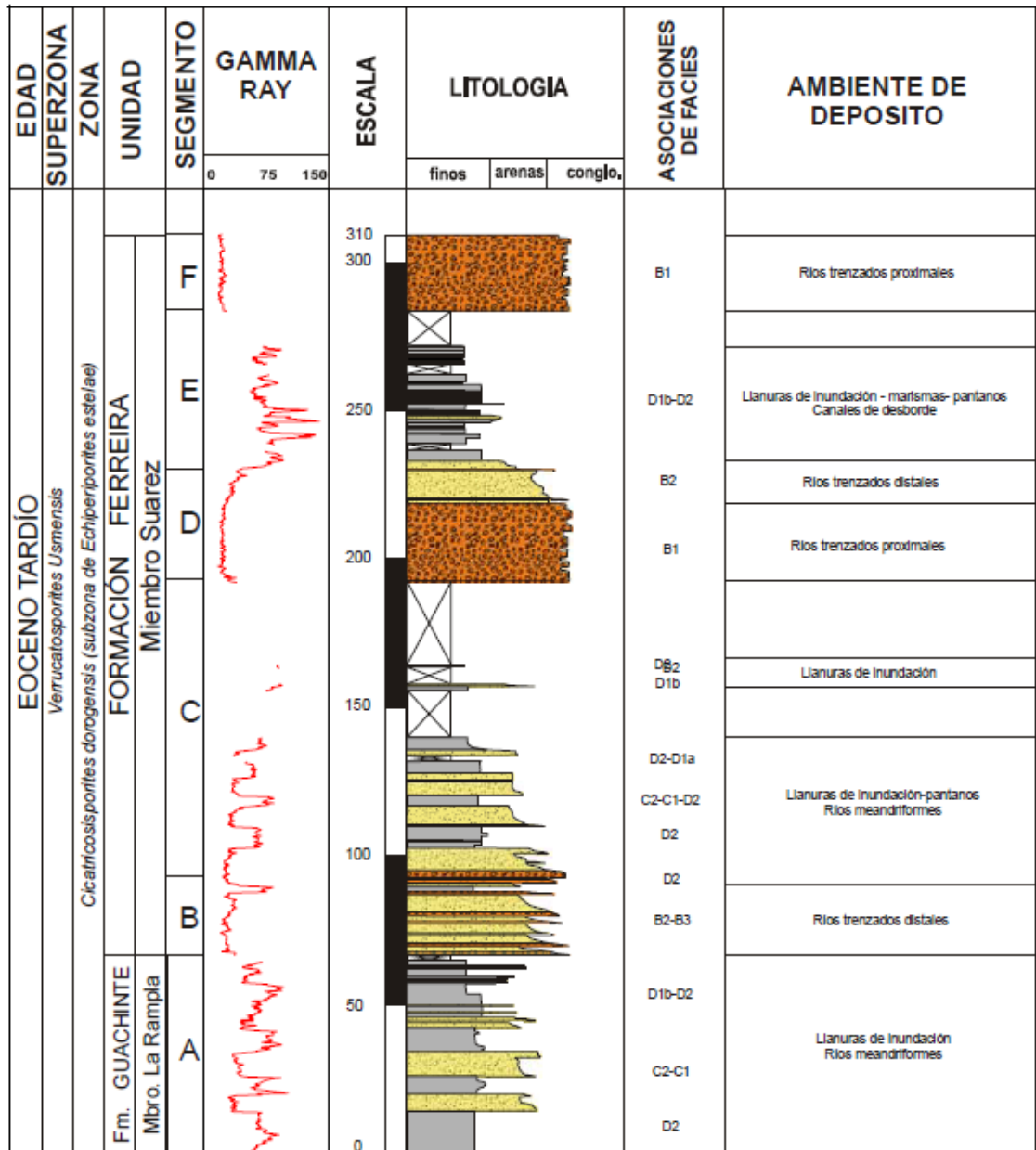
Figura 37. Columna sintética de la formación Guachinte. Sector Cauca Sur.



Fuente: GEOESTUDIOS, 2008.

La figura anterior ilustra los miembros superiores de la formación Guachinte, cuyos ambientes deposicionales varían entre llanuras de inundación y ambientes lacustres. La parte superior de la formación presenta posibles arenas derivadas de ríos meandriiformes.

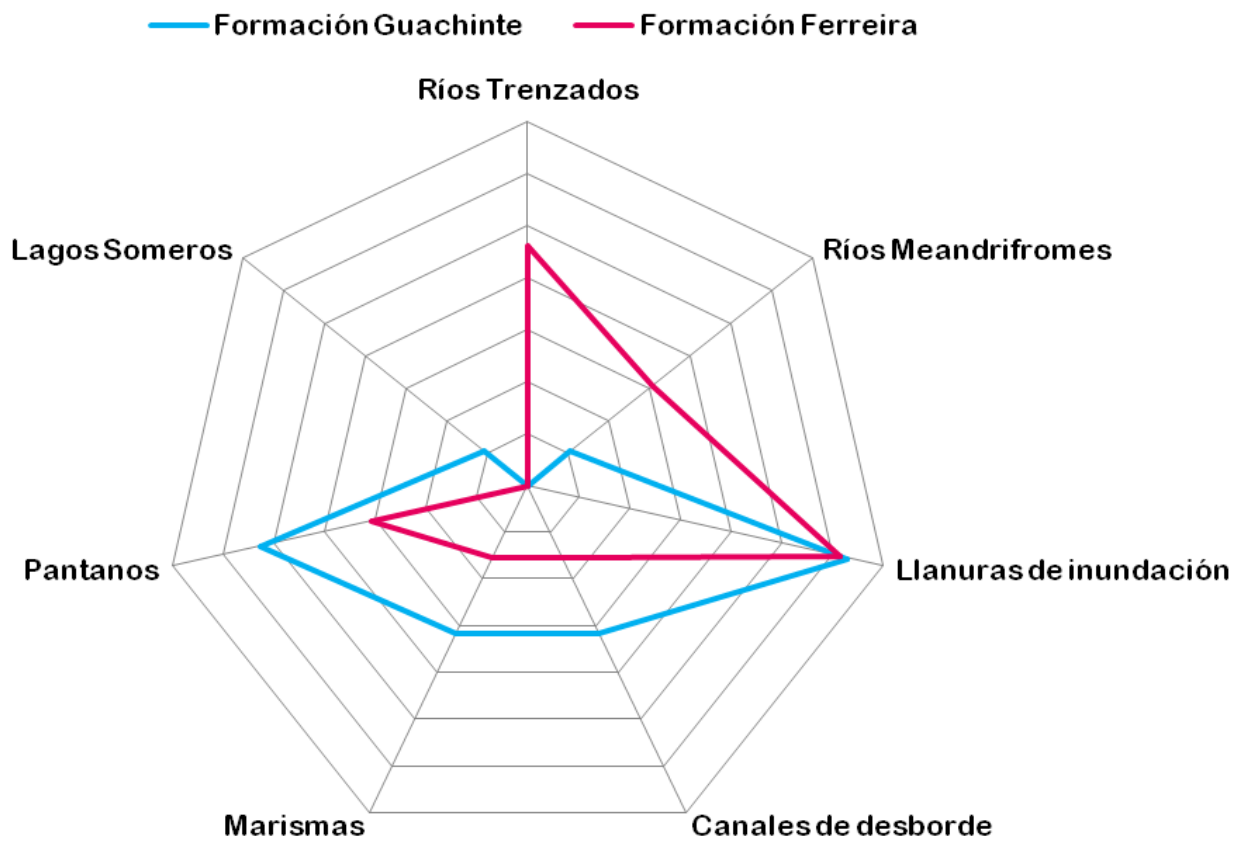
Figura 38. Columna sintética de la formación Ferreira. Sector Cauca Sur.



Fuente: Geoestudios, 2008.

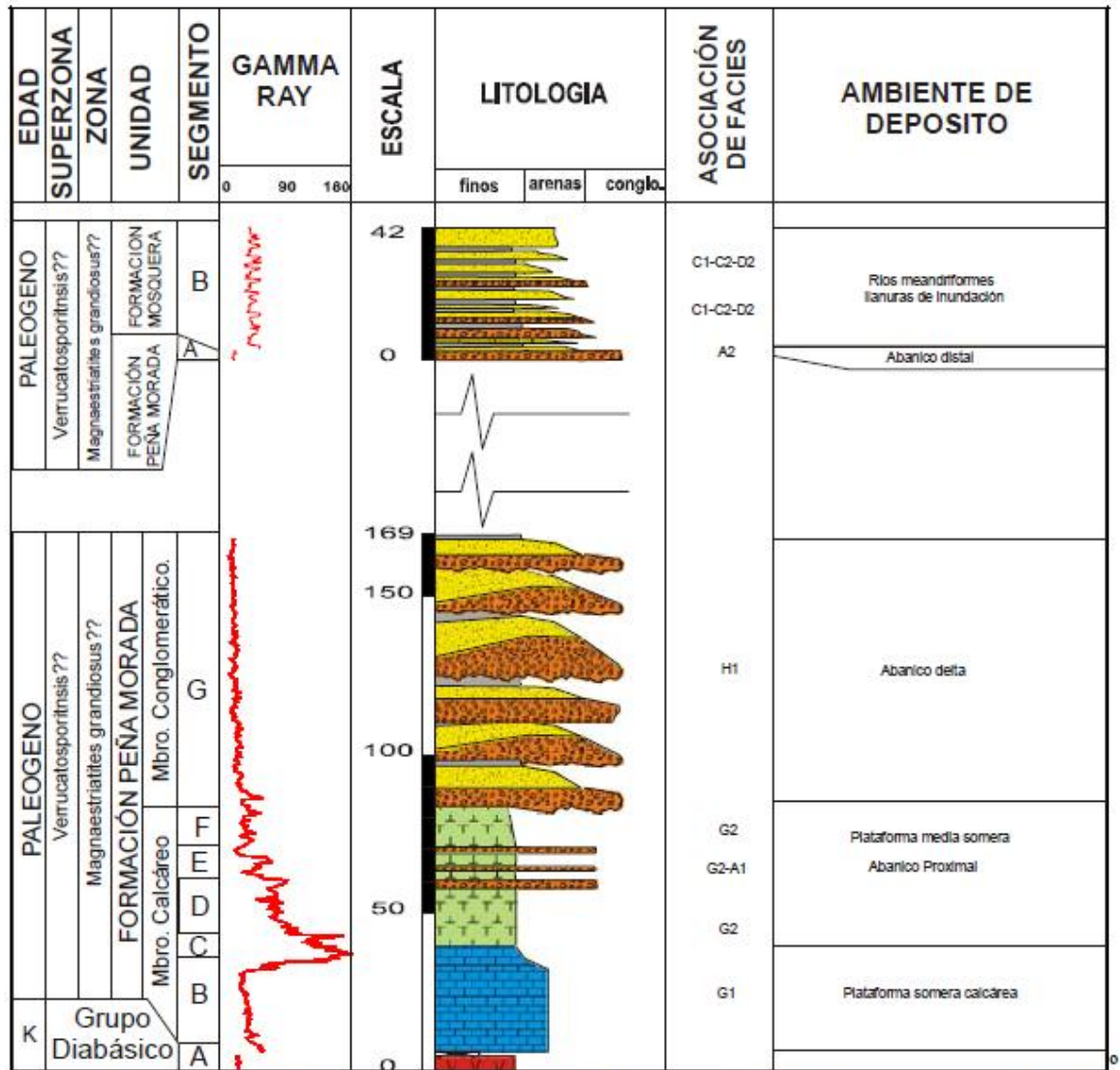
Los ríos trezados de la formación Ferreira se ven representados por arenas y conglomerados en las respectivas facies.

**Figura 39. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Cauca Sur**



Patía

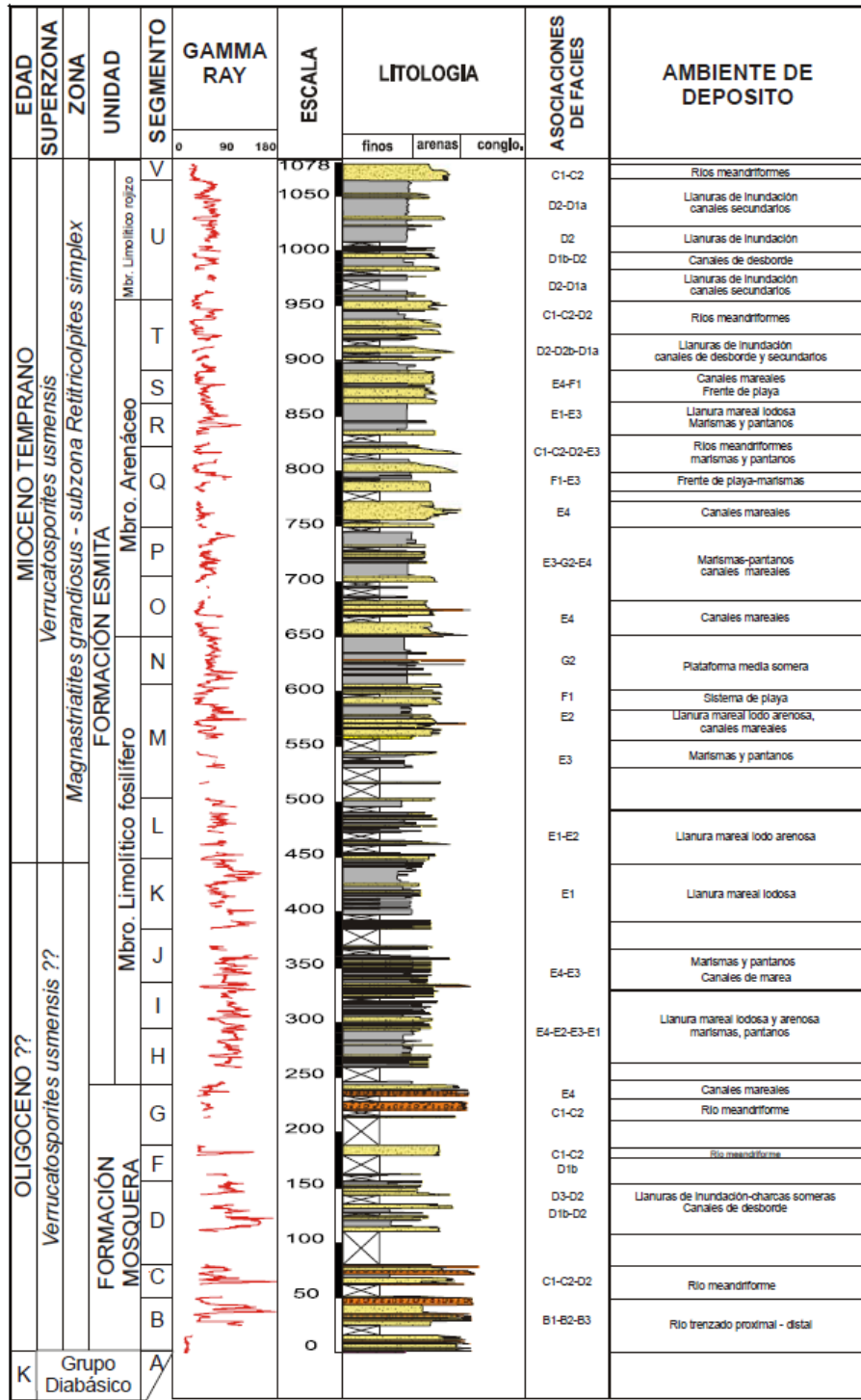
Figura 40. Columna sintética del Grupo Diabásico y la Formación Peña Morada. Sector Patía.



Fuente: Geoestudios, 2008.

El sector de importancia de la formación Peña Morada es el abanico deltaico que generó el miembro conglomerático. Según Barrero (2006), este miembro podría hacer las veces de roca almacén.

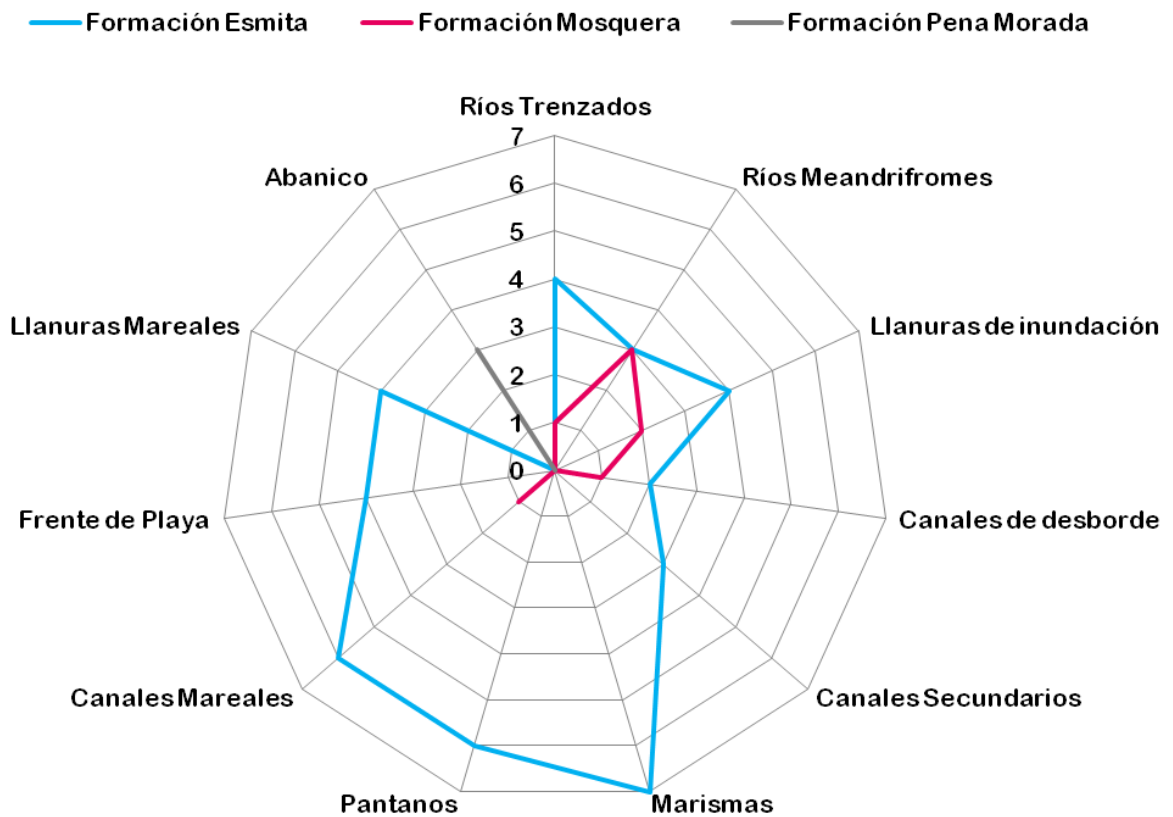
Figura 41. Columna sintética de la Formación Esmita y Mosquera. Sector Patía.



Fuente: Geoestudios, 2008.

La distribución de las facies para las dos formaciones mostradas en la figura anterior, dan como resultado dos zonas importantes para la definición del sistema petrolífero. La zona más superficial es el miembro arenáceo de la formación Esmita, que corresponde a ambientes sedimentarios de canales, llanuras y ríos. La otra posibilidad es una posible formación almacén en la parte superior de la formación Mosquera. Según los informes revisados para este estudio, existe una correlación entre las formaciones Mosquera-Guachinte-Cinta de Piedra y entre las formaciones Esmita y Ferreira, esto se puede evidenciar por la similitud entre sus columnas litológicas. Esta información será importante a la hora de establecer los sistemas petrolíferos de la cuenca.

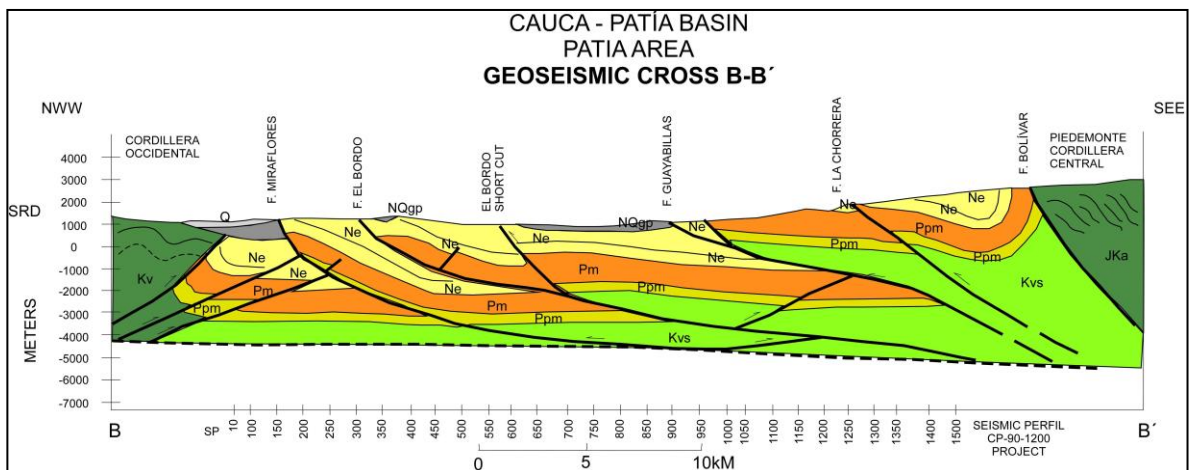
**Figura 42. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Patía**



### 3.3 INFORMACIÓN GEOFÍSICA<sup>44</sup>

Se identificaron cinco inconformidades regionales a lo largo de toda la cuenca Cauca-Patía. Estructuralmente, las subcuencas Cauca y Patía están separadas por el alto de Popayán. Ambas subcuencas tienen ligeros cambios en orientación, estructura y grosor de la estructura sedimentaria. El estrechamiento en la subcuenca Patía es mayor que para la subcuenca Cauca, lo que probablemente se debe a un mayor grosor sedimentario y las diferencias en el estilo de deformación.

**Figura 43. Sección sísmica transversal de la cuenca Cauca–Patía**



Fuente: DARIO BARRERO-LOZANO, FABIO LAVERDE, CLAUDIA C. RUIZ, CARLOS A. ALFONSO. Oblique Collision and Basin Formation in Western Colombia: The Origin, Evolution and Petroleum Potential of Cauca – Patía Basin. 2006

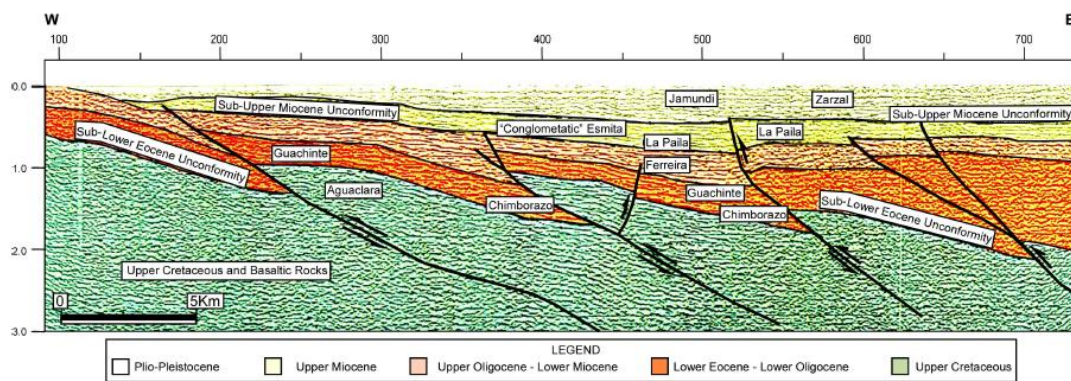
**3.3.1. Cauca.** El estilo estructural se determinó con base en la interpretación de 12 líneas sísmicas sumando 340Km. En cada perfil sísmico se identificaron los siguientes horizontes:

<sup>44</sup>BARRERO-LOZANO, Darío. LAVERDE, Fabio. RUIZ, CLAUDIA C. ALFONSO, CARLOS An Oblique Collision and Basin Formation in Western Colombia: The Origin, Evolution and Petroleum Potential of Cauca – Patía Basin. 2006

1. Discordancia sub-Eoceno medio: la reflexión caótica de la parte baja corresponde a basamento volcánico.
2. Discordancia sub-Eoceno superior: dos secuencias estratigráficas están separadas por la discordancia. La secuencia es considerablemente menor que su contraparte en la sección Patía.
3. Discordancia sub-Oligoceno: se vuelve más gruesa hacia el este y se registra un crecimiento de las estructuras durante la deposición de las formaciones Ferreira y Cinta de Piedra Superior.
4. Discordancia sub-Mioceno medio: presenta una deformación sutil y es cercana a la cordillera central.
5. Discordancia sub-Plioceno superior: La geometría en general de la secuencia es cuneiforme y se engrosa hacia el este.

Los perfiles sísmicos muestran un estilo estructural persistente que consiste en un sistema de imbricados, como en la sub-cuenca Patía. Aquí la deformación se propagó hacia el oeste y cordillera central actúa como un retén. Hay menos cabalgamiento, y los presentes involucran secciones en su mayoría del Cretácico y han deformado pasivamente las secciones del Cenozoico.

**Figura 44. Sección sísmica transversal de subcuenca Cauca**



Fuente: DARIO BARRERO-LOZANO, FABIO LAVERDE, CLAUDIA C. RUIZ, CARLOS A. ALFONSO. Oblique Collision and Basin Formation in Western Colombia: The Origin, Evolution and Petroleum Potential of Cauca – Patía Basin. 2006

**Espesor de la formación almacén**<sup>45</sup>: 1) Cauca Norte – Formación Chimborazo; 3.109 m Ríos y Aranzazu (1989) - 4000m Schwinn (1969). 2) Cauca Sur – Formación Guachinte; 650m, Schwinn, W. (1969) - 643m, Orrego (1975) - 500m, Mejía (1983) - 650m, Padilla, L.E. (1991) - 400m, Mejía et al, (1992) - 440m, Geoestudios Ltda. (1995)

**3.3.2. Patía.** Está rodeada por el este por el complejo fallado de Amaime y por el Oeste por el sistema de fallas del Cauca, que está compuesto por rocas levantadas por el arco de isla de la cordillera oriental sobre la secuencia del Neógeno de la cuenca. El cinturón de fallas dobladas está compuesto por cuatro fallas principales: Chorrera, Guayabillas, El Bordo y Miraflores.

Las unidades más importantes que se delinearán a partir de esas fallas son: la formación Mosquera del Paleógeno y la formación Esmita del Neógeno.

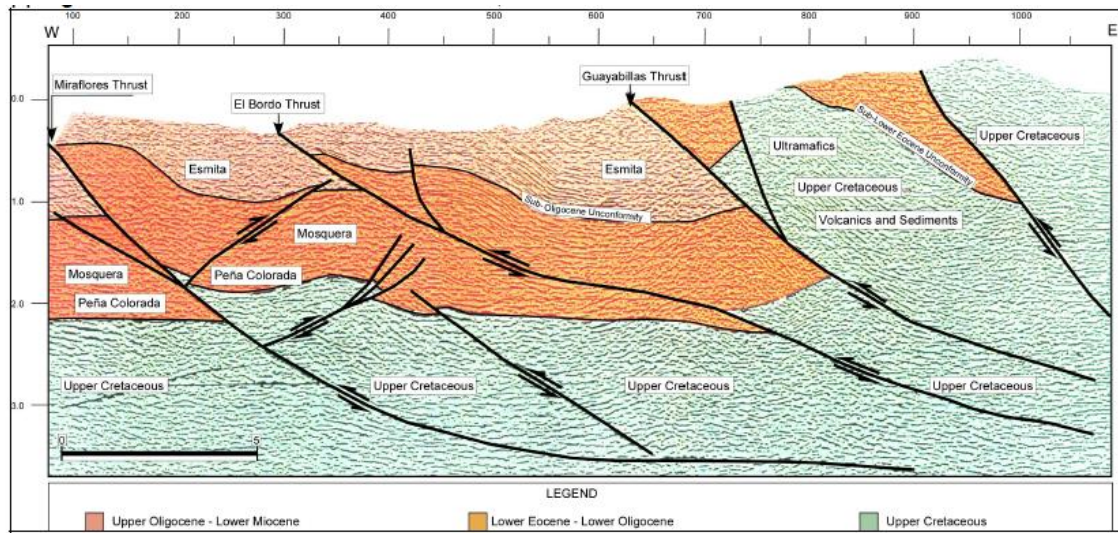
Las fallas de cabalgamiento, la base plegada del Cretáceo y la secuencia sedimentaria del Paleógeno y el Neógeno tienen una geometría plana y siguen una trayectoria en forma de escalera.

La secuencia sísmica 1 debajo de la discordancia del Eoceno bajo se caracteriza por fuertes discontinuidades que se truncan por la inconformidad que yace sobre esta. La secuencia sísmica 2 se compone de dos secuencias estratigráficas separadas por la inconformidad del Eoceno Medio. La parte basal de la secuencia sísmica corresponde a la molasa del paleógeno. La secuencia sísmica 3 limita al norte por la inconformidad del Submioceno medio, tiene una parte baja de gran amplitud. La secuencia 4 es la secuencia sísmica más joven en la unidad, el patrón de reflexión es caótico y presenta los miembros conglomeráticos de la formación Esmita.

---

<sup>45</sup>Levantamiento de columnas estratigráficas y realización de análisis petrográficos, petrofísicos, bioestratigráficos y geoquímicos en las áreas de pasto el Bordo, Cali-Buga y Buga-Cartago (cuenca Cauca-Patía). GEOESTUDIOS 2008. FONADE –ANH.

**Figura 45. Sección sísmica transversal de subcuenca Patía**



Fuente: DARIO BARRERO-LOZANO, FABIO LAVERDE, CLAUDIA C. RUIZ, CARLOS A. ALFONSO. Oblique Collision and Basin Formation in Western Colombia: The Origin, Evolution and Petroleum Potential of Cauca – Patía Basin. 2006

**Espesor de la formación almacén<sup>46</sup>:** 1) Formación Esmita; 150m a 261m, León, Padilla y Marulanda (1973) - 430m, Grosse y Alvarado (1931).

### 3.4. INFORMACIÓN PETROFÍSICA<sup>47</sup>

La información petrofísica se obtuvo del estudio de afloramientos realizado por GEOESTUDIOS (2008). Los datos presentados para cada subcuenca son: la porosidad, la permeabilidad del aire y la permeabilidad klinkenberg a 800 psi.

<sup>46</sup>Ibíd.

<sup>47</sup>Ibíd.

### 3.4.1 Cauca Norte

**Tabla 1. Datos petrofísicos de la subcuenca Cauca Norte**

Formación	Identificación	Ambient Confining Stress 800 psi		
		Porosity [%]	Permeabilidad Klinkenberg [md]	Permeabilidad del Aire [mD]
Cinta de Piedra	CA-JC-005	10,20	1,19	1,66
	CA-MR-039	16,90	7,02	8,48
	CA-MR-059	8,30	0,19	0,27
	CA-MR-063	13,70	0,02	0,05
	CA-MR-085	6,40	<0.001	<0.001
	CA-JJ-023	4,55	0,00	0,01
	CA-MR-111	7,40	0,44	0,57
	CA-MR-174	4,29	0,71	0,97
	CA-JJ-113	8,15	1,80	2,29
	CA-MR-187	6,91	1,57	1,71
	CA-MR-199	8,80	1,22	1,60
	CA-MR-209	8,70	3,04	3,11
	CA-JJ-183	2,28	0,04	0,06
	CA-MR-252	11,06	0,66	0,89
	CA-MR-260	10,05	3,19	3,65
Chimborazo	LC-CD-013	5,79	0,01	0,03
	LC-CD-016	5,88	0,01	0,03
	LC-CD-019	6,59	0,01	0,02
	LC-CD-022	10,22	0,75	1,01
	LC-JR-005	7,15	27,00	40,00
	LC-CD-003	10,13	11,60	14,20
	LC-CD-005	11,25	27,90	39,00
	LC-CD-007	3,35	0,02	0,03
	LC-CD-008	9,30	0,02	0,05
	LC-JR-015	7,27	7,91	10,40
	LC-JR-016	13,68	7,68	9,52
	LC-JR-019	18,26	20,80	26,00
<b>Media</b>	8,76	4,80	6,37	
<b>Mediana</b>	8,30	0,97	1,31	
<b>Desviación</b>	19,28	40,94	57,05	

### 3.4.2. Cauca Sur

**Tabla 2. Datos petrofísicos de la subcuenca Cauca Sur**

Formación	Identificación	Ambient Confining Stress 800 psi		
		Porosity [%]	Permeabilidad Klinkenberg [md]	Permeabilidad del Aire [mD]
Guachinte	LC-CM-002	11,27	1,40	2,10
	LC-CM-016	6,12	0,70	1,01
	LC-CM-034	12,14	44,80	51,80
	LC-CM-049	8,16	0,54	0,85
	LC-CM-058	14,05	87,20	104,00
	RG-DR-002	4,90	0,02	0,05
	RG-002	8,06	66,60	96,60
	RG-009	7,20	0,07	0,12
	RG-015	7,60	0,02	0,05
	RG-JJ-038	13,19	33,50	63,60
	RG-JJ-044	8,37	0,04	0,08
	RGJJ-056	12,30	0,46	0,80
	RG-DR-064	13,55	0,66	0,96
	RG-DR-073	10,91	91,90	96,60
	RG-RR-003	9,01	0,05	0,10
	RG-RR-004	11,88	0,16	0,30
	RG-DR-100	15,84	1,44	1,90
	RG-DR-112	11,90	2,77	3,61
	RG-RR-026	8,65	0,17	0,23
	RG-RR-030	14,56	2,62	3,46
	RG-RR-035	7,89	0,47	0,64
	RG-RR-036	10,15	0,23	0,36
	RG-DR-127	12,98	2,36	3,06
	RG-DR-140	15,07	31,50	45,80
	RG-DR-147	9,50	0,23	0,41
	RGN-JJ-016	9,55	0,16	0,28
	RGN-JJ-037	7,17	0,92	1,32
	RGN-JJ-036	8,29	1,94	2,57
	RGN-JJ-034	6,03	0,12	0,22
	RGN-JJ-060	10,04	0,31	0,47
RGT-RR-078	18,23	3,49	4,68	
Ferreira	RGT-DR-166	9,01	1,56	2,27
	RGT-DR-169	5,89	1,87	2,39
	RGT-RR-083	8,77	0,24	0,37
	RGT-RR-101	10,67	0,01	0,01
	RGT-RR-120	7,29	0,38	0,61
	RGT-RR-127	11,45	13,90	16,50

<b>Media</b>	10,21	10,67	13,79
<b>Mediana</b>	9,55	0,66	0,96
<b>Desviación</b>	18,51	143,65	177,85

### 3.4.3. Patía

**Tabla 3. Datos petrofísicos de la subcuenca Patía**

Formación	Identificación	Ambient Confining Stress 800 psi		
		Porosity [%]	Permeabilidad Klinkenberg [md]	Permeabilidad del Aire [mD]
Mosquera	RE-CD-008	1,65	0,00	0,00
	QG-RR-002	7,73	18,80	30,30
	QG-RR-011	6,70	0,57	0,81
	QG-RR-016A	8,40	1,21	1,65
	QG-RR-043	16,70	1,95	2,60
Esmita	QG-JE-022	5,40	0,01	0,02
	QG-RD-020	3,04	0,00	0,00
	QG-RD-023	3,22	0,00	0,01
	QG-JE-052	5,00	0,02	0,03
	QG-JE-061	5,87	0,02	0,03
	QG-RF-029	7,20	0,01	0,02
	QG-RF-035	5,20	0,02	0,03
	QG-JE-075	7,84	0,02	0,05
	QG-JE-082	8,02	1,86	2,05
	QG-JE-089	3,09	0,00	0,00
	QG-RF-086	7,30	0,01	0,02
	QG-JE-097	7,30	0,02	0,04
	QG-RF-108	6,80	0,03	0,06
	QG-JE-135	8,76	0,18	0,28
Mosquera	QD-ER-008	2,62	0,00	0,00
	QD-ER-030	10,84	0,35	0,56
	QD-RR-008	10,57	0,77	1,07
Esmita	QD-RR-025	3,04	0,00	0,01
	QD-RR-034	2,00	0,00	0,00
	QD-ER-065	1,98	< 0,01	< 0,01
	QD-RR-044	3,65	0,06	0,10
	QD-RR-050	1,70	< 0,01	< 0,01
	QD-RR-074	3,90	0,11	0,19
	QD-RR-082	1,16	< 0,01	< 0,01
	QD-ER-079	3,70	< 0,01	< 0,01
	QD-ER-098	4,55	0,03	0,06
	QD-RR-097	2,52	< 0,01	< 0,01
	QD-ER-112	4,60	0,21	0,30
	QD-RR-107	6,57	0,35	0,49
	QD-ER-129	7,50	0,06	0,11
	QD-ER-134	6,77	0,06	0,11
	QD-ER-138	7,41	0,09	0,17
QD-ER-151	7,54	0,76	0,94	
Mosquera	EB-ER-013	15,45	8,44	10,00
	EB-RR-002	15,40	0,12	0,26
	EB-RR-007	9,98	1,45	1,86
Esmita	EB-RR-020	16,78	44,40	49,50
	EB-RR-083	10,99	0,18	0,29
	EB-RR-084	1,10	< 0,01	< 0,01
	EB-ER-138	18,83	0,30	0,45
	EB-RR-118	7,14	0,44	0,68
	EB-RR-133	12,82	0,13	0,21
<b>Media</b>	6,94	2,03	2,57	
<b>Mediana</b>	6,77	0,09	0,17	
<b>Desviación</b>	29,95	47,34	56,74	

### 3.5. INFORMACIÓN GEOQUÍMICA

#### 3.5.1. Cauca Norte

**Calidad de la roca fuente:** formación Cinta de Piedra, según los resultados de los análisis geoquímicos, las lodolitas carbonosas fueron reconocidas como unidades con buen potencial de roca generadora.

**Madurez de la roca fuente:** las rocas presentan inmadurez termal a madurez temprana (Miembro Los Chorros), madurez termal temprana (Miembro La Leona) y madurez temprana y pico de generación (Miembro La Rampla).

**Materia orgánica generada:** el kerógeno predominante es de tipo II-III, indicador de potencial de generación buena para gas y baja para aceite (Miembro Los chorros); tipo II, bueno para gas y favorable para aceite (Miembro La Leona) y tipo II-III, favorable tanto para generación de gas como de aceite (Miembro La Rampla)

#### 3.5.2. Cauca Sur

**Calidad de la roca fuente:** en el Sector Cauca Sur, específicamente en los Miembros Los Chorros, La Leona y La Rampla, de la Formación Guachinte, las lodolitas carbonosas fueron reconocidas, según los resultados de los análisis geoquímicos, como unidades con buen potencial como roca generadora.

**Madurez de la roca fuente:** las rocas presentan inmadurez termal a madurez temprana (Miembro Los Chorros), madurez termal temprana (Miembro La Leona) y madurez temprana y pico de generación (Miembro La Rampla).

**Materia orgánica generada:** el kerógeno predominante es de tipo II-III, indicador de potencial de generación buena para gas y baja para aceite (Miembro Los

Chorros); tipo II, bueno para gas y favorable para aceite (Miembro La Leona) y tipo II-III, favorable tanto para generación de gas como de aceite (Miembro La Rampla)

### **3.5.3 Patía**

**Calidad de la roca fuente:** análisis geoquímicos de segmentos lodosos de la Formación Mosquera, indican un buen potencial como roca generadora.

**Madurez de la roca fuente:** las rocas de la formación Mosquera se encuentran térmicamente inmadura a sobremadura

**Materia orgánica generada:** el kerógeno es de tipo II-III, favorable para generación de gas y baja para aceite.

## **3.6. TRAMPA**

**3.6.1. Cauca Norte.** Calidad de la roca almacén: las arenitas y conglomerados de la Formación Cinta de Piedra son las mejores rocas reservorio de la región, los análisis de porosidad presentan en promedio datos con valores pobres, aunque algunos valores son buenos; los valores de permeabilidad en promedio son pobres. Profundidad: 1.803m

Calidad de la roca sello: la roca sello está representada principalmente por una sucesión muy gruesa de lodolitas homogéneas y lodolitas arenosas, localizadas en la parte media de la Formación Cinta de Piedra.

**3.6.2. Cauca Sur.** Calidad de la roca almacén: las rocas reservorio se localizan dentro de los niveles arenosos de la Formación Chimborazo - Miembro Loma Larga, Formación Guachinte – Miembros La Cima, Los Chorros, La Leona y La Rampla y la Formación Ferreira – Miembro Suarez. Profundidad: 738m.

Calidad de la roca sello: en este sector la roca sello corresponde a arcillas y lodolitas de la Formación Guachinte (Miembro La Leona), a diferentes niveles de sedimentitas finas de la Formación Ferreira y a la secuencia fina basal de la Formación Esmita.

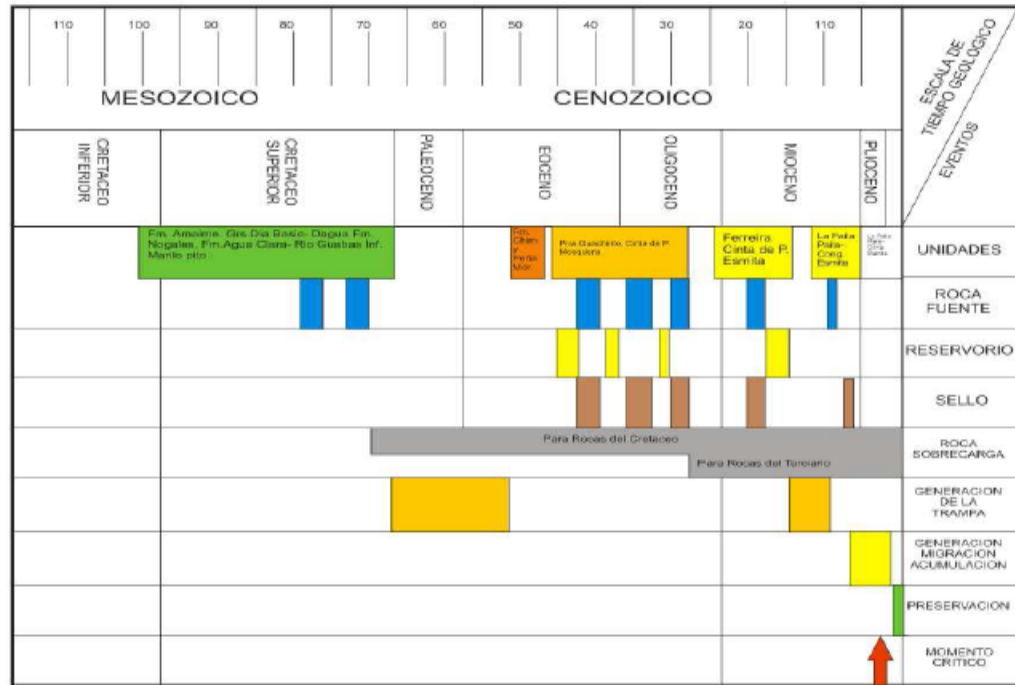
### **3.6.3 Patía.**

**Calidad de la roca sello:** el sello regional lo constituyen los shales a la base de la Formación Esmita

## **3.7 TIMING Y MIGRACIÓN**

**3.7.1. Carta de eventos geológicos.** La figura 28 es la carta de eventos para la cuenca. Los cuatro primeros eventos representan los elementos de los posibles sistemas petrolíferos, para este caso se observa que la alternancia de estos elementos está en la capacidad de generar varios sistemas petrolíferos. Las rocas generadoras según la carta pueden ser rocas pertenecientes a cuatro unidades, aunque las formaciones Guachinte-Cinta de Piedra-Mosquera podrían ser las rocas con más potencial en la cuenca. A su vez, las rocas almacén y sello se alternan su ubicación de forma más o menos ordenada en las formaciones Guachinte-Cinta de Piedra-Mosquera-Ferreira y Esmita. Se observa que el momento crítico se encuentra en el Plioceno temprano, después de que en el Mioceno tardío se completó la formación de las rocas pertenecientes al sistema petrolífero. Los procesos de generación – migración – acumulación tuvieron lugar desde el último periodo del Mioceno hasta finalmente completarse después del Plioceno.

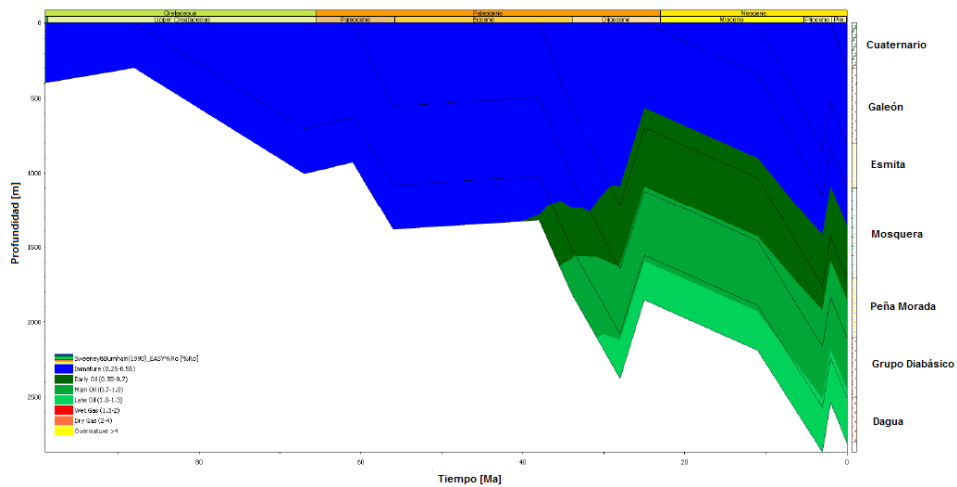
**Figura 46. Carta de eventos geológicos de la cuenca Cauca Patía**



Fuente: Mario Garcia Gonzalez, Ricardo Mier Umaña, Luis Enrique Cruz Guevara, Mauricio Vasquez Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad industrial de Santander. Abril, 2009

**3.7.2. Carta de la historia de enterramiento.** Se presenta la carta de enterramiento de la cuenca precavidamente, porque en la mayoría de los informes no hay certeza de la madurez de las rocas generadoras. Esta carta indica que existe una ventana de aceite para las formaciones Mosquera, Peña Morada y el grupo Diabásico y al resto de las formaciones las constituyen inmaduras, lo que no concuerda con otros informes revisados que concluyen que el kerógeno presente en estas formaciones es de tipo II o III.

**Figura 47. Carta de la historia de enterramiento de la cuenca Cauca Patía**



Fuente: GarciaGonzalez,Mario, Mier Umaña,Ricardo, Cruz Guevara,Luis Enrique, Vásquez,Mauricio. Informe ejecutivo Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad industrial de Santander. Abril, 2009.

**3.7.3. Edad del sistema petrolífero.** Según la carta de eventos, se concluye que la edad del sistema es de 100 millones de años aproximadamente, en vista de que la generación empieza en el Cretácico superior.

**3.7.4. Patrones de Migración y Mecanismos de migración.** La información acerca de la migración de hidrocarburos no es exhaustiva y a partir de la información recopilada se puede encontrar que las suposiciones acerca de la migración son más bien intuitivas.

La migración de hidrocarburo ocurrió a lo largo de areniscas de edad Paleógeno y fracturas relacionadas a zonas de falla. La migración empezó en el Mioceno tardío y continúa hasta la fecha como lo demuestra la ocurrencia de hidrocarburos frescos encontrados en el rezumadero de la quebrada la Matacea en el departamento del Cauca<sup>48</sup>.

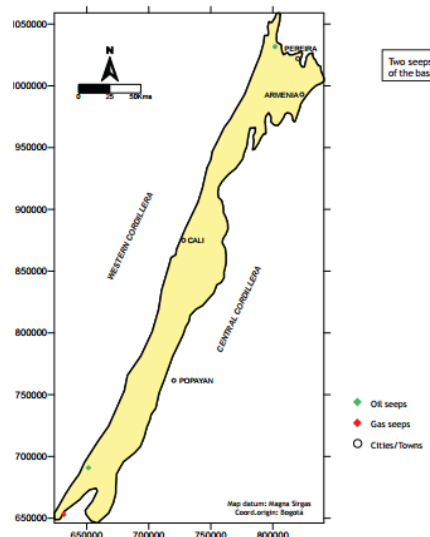
<sup>48</sup>Op. Ct. GARCÍA GONZÁLEZ, Mario. MIER UMAÑA, Ricardo. CRUZ GUEVARA, Luis Enrique. VASQUEZ

#### 4. SELECCIÓN DE UN SECTOR DE LA CUENCA FRONTERA CAUCA PATÍA

La información disponible para la cuenca Cauca Patía, se encuentra dividido en unos pocos informes geológicos y la información disponible de algunos pozos tanto en el sector norte y sur de la cuenca. Lo que supone establecer los recursos petrolíferos de toda cuenca, es analizar varios sistemas petrolíferos posibles. El objetivo de esta tesis es definir los recursos prospectivos en un sector de una cuenca frontera, y es estratégico en etapas de exploración y en estudios de prospectividad, dirigir los esfuerzos hacia donde haya mayor densidad de información para analizar.

Además de la información extraída de los pozos y los informes, la existencia de rezumaderos, puede ser un indicio contundente de la existencia de un recurso. La siguiente figura ilustra los rezumaderos de petróleo y gas encontrados en la cuenca.

**Figura 48. Ubicación de los rezumaderos de aceite y gas presentes en la cuenca.**



Fuente: ORGANIC GEOCHEMISTRY ATLAS OF COLOMBIA.2010

Para la selección de la subcuenca se ha realizado la siguiente matriz de criterios de selección para el sector Cauca y el Sector Patía:

**Tabla 4. Matriz variables para la selección de un sector del sector Cauca**

Atributos Sector Cauca	Alternativas			
<b>Atributos de Generación</b>				
<b>Geoquímica</b>				
Calidad de la roca fuente	Mala	Regular	Buena	IV
Madurez de la roca fuente	Inmadura	Madura	Sobremadura	
Tipo de Kerógeno Generado	I	II	III	
Carga de la roca fuente	Subcargado	Cargada	Sobrecargada	
<b>Atributos de Migración</b>				
Patrón de migración	Primaria	Secundaria	Terciaria	Remigración
Tipo de migración	Lateral	Vertical		
Mecanismo de migración	Presión	Boyanza	Gradiente químico	Combinación
<b>Atributos de Almacenamiento</b>				
<b>Litología</b>				
Litología de la roca fuente	Calizas	Shales	Limolitas	Arcillas
Litología de la roca almacén	Areniscas	Conglomerados	Dolomitas	Silíceas
Litología de la roca sello	Shales	Arcillas	Cherts	Anhidritas / Sal
<b>Sedimentología</b>				
Ambientes de depositación				
Fluvial	Trenzado	Llanura de inundación	Meándrifrome	Pantano / Marisma
No deltaico	Frente de Playa	Llanura de inundación mareal	Barrera de isla	Barras off-shore
Deltaico	Deltas de río	Deltas de mareas	Deltas de olas	Plataforma
Marino	Canales de desborde	Capa de arenas	Diques	Cañones y canales de inundación
Eólico	Desiertos	Otros	Playas	
<b>Petrofísica</b>				
Rangos de Porosidad	Bajos	Medios	Altos	
Rangos de Permeabilidad	Bajos	Medios	Altos	
Rangos de Presión Capilar	Bajos	Medios	Altos	
<b>Geofísica</b>				
Trampa	Estratigráfica	Estructural	Hidrodinámica	Combinación
Presencia de fallas	Si	No		
Espesor de la capa sedimentaria	Poco	Medio	Alto	
<b>Atributos de información</b>				
Pozos perforados	<5	5 a 10	10 a 20	> 20
Sísmica	No	Si	En adquisición	
Informes de geología de superficie	No	Si	En adquisición	
Estudios Potenciales	No	Si	En adquisición	
Pozos profundos	No	Si	En adquisición	
Registros corridos	No	Si	En adquisición	
Núcleos	No	Si	En adquisición	
Rezumaderos	No	Si		

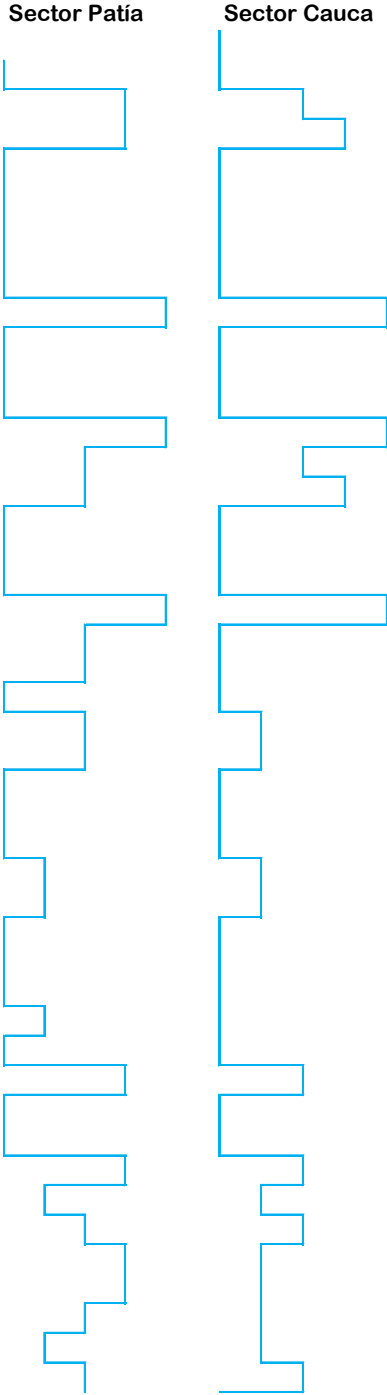
Fuente: Autor

**Tabla 5. Matriz variables para la selección de un sector del sector Patía**

Atributos Sector Patía	Alternativas			
<b>Atributos de Generación</b>				
<b>Geoquímica</b>				
Calidad de la roca fuente	Mala	Regular	Buena	IV
Madurez de la roca fuente	Inmadura	Madura	Sobremadura	
Tipo de Kerógeno Generado	I	II	III	
Carga de la roca fuente	Subcargado	Cargada	Sobrecargada	
<b>Atributos de Migración</b>				
Patrón de migración	Primaria	Secundaria	Terciaria	Remigración
Tipo de migración	Lateral	Vertical		
Mecanismo de migración	Presión	Boyanza	Gradiente químico	Combinación
<b>Atributos de Almacenamiento</b>				
<b>Litología</b>				
Litología de la roca fuente	Calizas	Shales	Limolitas	Arcillas
Litología de la roca almacén	Areniscas	Conglomerados	Dolomitas	Silíceas
Litología de la roca sello	Shales	Arcillas	Cherts	Anhidritas / Sal
<b>Sedimentología</b>				
Ambientes de depositación				
Fluvial	Trenzado	Llanura de inundación Llanura de inundación mareal	Meándrifrome	Pantano / Marisma
No deltaico	Frente de Playa		Barrera de isla	Barras off-shore
Deltaico	Deltas de río	Deltas de mareas	Deltas de olas	Plataforma
Marino	Canales de desborde	Cañones y canales de inundación	Capa de arenas	Diques
Eólico	Desiertos	Otros	Playas	
<b>Petrofísica</b>				
Rangos de Porosidad	Bajos	Medios	Altos	
Rangos de Permeabilidad	Bajos	Medios	Altos	
Rangos de Presión Capilar	Bajos	Medios	Altos	
<b>Geofísica</b>				
Trampa	Estratigráfica	Estructural	Hidrodinámica	Combinación
Presencia de fallas	Si	No		
Espesor de la capa sedimentaria	Poco	Medio	Alto	
<b>Atributos de información</b>				
Pozos perforados	<5	5 a 10	10 a 20	> 20
Sísmica	No	Si	En adquisición	
Informes de geología de superficie	No	Si	En adquisición	
Estudios Potenciales	No	Si	En adquisición	
Pozos profundos	No	Si	En adquisición	
Registros corridos	No	Si	En adquisición	
Núcleos	No	Si	En adquisición	
Rezumaderos	No	Si		

Fuente: Autor

**Figura 49. Comparación de perfiles de atributos entre el sector Cauca y el Patía**



*Fuente: Autor*

Las diferencias entre los dos perfiles no son tan evidentes en los atributos de generación, migración y almacenamiento. Sin embargo, los atributos de información apuntan a que el sector Patía representa una zona más prospectiva.

Uno de los atributos más claros es el espesor de la capa sedimentaria, lo que ratifica la selección, debido a que un mayor espesor inducirá la maduración del hidrocarburo presente en las formaciones subyacentes. Así mismo el tener la información de los espesores promedio de las formaciones para un pozo es de vital importancia para un cálculo posterior de las propiedades del fluido en cuestión. También se deberá tener en cuenta que los estudios prospectivos en la zona están dirigidos al sector Patía, y como evidencia de ello es la perforación actual de un pozo profundo en el sector.

## 5. SISTEMA PETROLÍFERO DE LA SUBCUENCA PATÍA

### 5.1. ROCA GENERADORA

En general los autores se refieren a las formaciones Mosquera y Esmita como rocas generadoras, para Barrero la *historia estructural de la cuenca, permite inferir varios plays con un significativo potencial hidrocarburífero. Los más importantes son el play de areniscas de Mosquera y Esmita.*

### 5.2 ROCA ALMACÉN

Según Geoestudios, en el sistema petrolífero estudiado existen dos opciones de roca almacén, el miembro arenáceo de la formación Esmita y el tope de la formación Mosquera.

### 5.3 ROCA SELLO

Shales a la base de la Formación Esmita y sellos locales estarían formados por los shales de la Formación Mosquera (Geoestudios, 2008).

### 5.4 TRAMPAS

Las trampas son de tipo estructural y se aprecian dos estructuras anticlinales favorables a un posible entrapamiento de hidrocarburos en la Formación Mosquera (ECOPETROL-ICP, 1992))

## **5.5. ROCA DE SOBRECARGA**

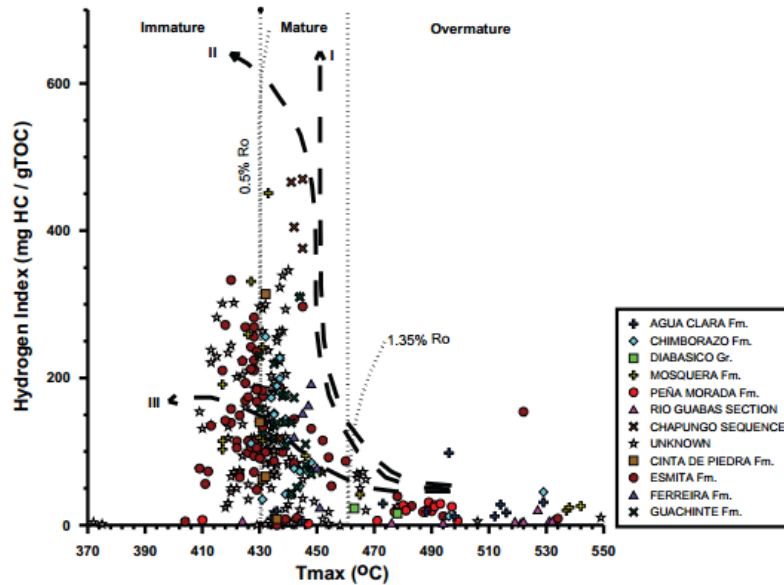
En términos cualitativos, la sobrecarga en el Patía es más espesa que en el Cauca. Este hecho incide directamente en la temperatura. Por lo que se estima un gradiente geotérmico más elevado para el Patía y por lo tanto mayores posibilidades de la existencia de un sistema petrolífero. (Barrero, 1998).

## **5.6. GEOQUÍMICA**

La caracterización geoquímica de la cuenca Cauca Patía está registrada en un atlas geoquímico elaborado por la Universidad Nacional de Colombia y su departamento de Geofísica (ORGANIC GEOCHEMISTRY ATLAS OF COLOMBIA, 2010). La siguiente figura es un diagrama de van Krevelen, para determinar el tipo de kerógeno asociado a cada formación. Se observa que para las dos formaciones (Esmita y Mosquera) el tipo de kerógeno descrito es en su mayoría tipo II y III, lo que permite inferir que el tipo de hidrocarburo presente en el sistema petrolífero estudiado es gas seco o condensado y posiblemente aceite liviano.

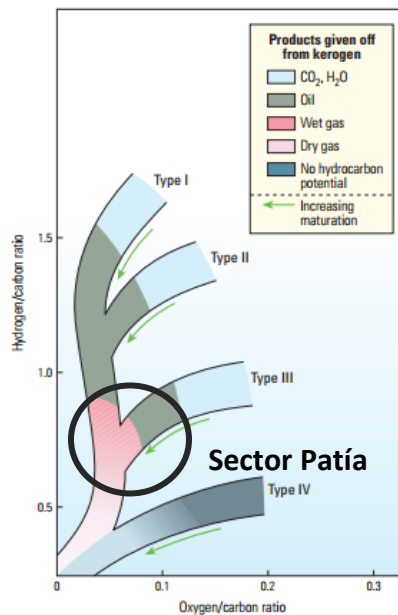
También se observa que algunas muestras se encuentran dentro de la zona sobremadura, siendo esto una clave para clasificar el hidrocarburo de estas muestras del sistema dentro de la envolvente de gas.

Figura 50. Caracterización geoquímica de la roca fuente.



Fuente: AGUILERA R., et al. ORGANIC GEOCHEMISTRY ATLAS OF COLOMBIA, 2010. EarthScienceResearchJournal, Volumen 14, Edición Especial. Universidad Nacional de Colombia. Diciembre de 2010.

Figura 51. Ubicación del sector Patía en el diagrama de van Krevelen



Adaptado de: BOYER, Charles, et al. Producing gas from its source. Oilfield review. Schlumberger. Autumn 2006. Pág. 38.

## 5.7. TIMING

De la carta de eventos se extrae que el momento crítico se ubica en el Plioceno, evidentemente después de que los elementos del sistema se encuentran en su lugar. La carta de evento se concluye que la edad del sistema es de 100 millones de años aproximadamente, en vista de que la generación empieza en el Cretácico superior

## 5.8. CARGA

Debido a las dificultades operacionales de medir a la carga regional, se estudiará la carga con un método estadístico simplificado que mide el potencial de la roca generadora. Se debe aclarar que el método no es el más comprensivo que existe para estudiar al prospectividad del recurso y solamente se usará aquí como una medida ilustrativa de la carga de la roca generadora.

El SPI (source potencial index) es el potencial de acumulativo de hidrocarburos y tiene en cuenta dos consideraciones: 1) el parámetro no distingue entre rocas generadoras de petróleo y rocas generadoras de gas, 2) la cantidad total de hidrocarburo no podrá ser determinada hasta que la roca generadora se encuentre completamente madurada. El SPI se calcula según la siguiente ecuación:

Índice del potencial de la roca generadora.

$$SPI = \frac{h (S_1 - S_2)\rho}{1000}$$

Donde,

$h$  = espesor de la roca generadora [m]

$S_1 - S_2$  = promedio del potencial genético [Kg de hidrocarburo por metro cúbico de roca]

$\rho$  = densidad de la roca fuente.[toneladas métricas por metro cúbico]

Todo el espesor de la roca contiene intervalos que no tiene potencial generador, pero según los autores un potencial genético mayor a 2 [kgHC/ t roca] es representativo.

Para hacer los cálculos se tomarán los valores S del informe de Geoestudios, 2008.

**Tabla 6. Índice de potencial de la roca generadora para la formación Mosquera según las medidas geoquímicas en al formación Mosquera.**

Muestra	Altura [m]	Espesor [m]	[ft]	S1	S2	S1 + S2	SPI
QD-RR-015	179,50			0,43	1,05	1,48	0,00
QD-RR-009	165,00	14,50	47,57	0,14	2,80	2,94	0,35
<b>QD-ER-028</b>	<b>58,10</b>	<b>106,90</b>	<b>350,72</b>	<b>0,37</b>	<b>5,74</b>	<b>6,11</b>	<b>5,36</b>
QD-ER-026	54,50	3,60	11,81	1,69	18,85	20,54	0,61
QD-ER-023	50,00	4,50	14,76	0,70	9,02	9,72	0,36
<b>QD-ER-020</b>	<b>42,00</b>	<b>8,00</b>	<b>26,25</b>	<b>2,56</b>	<b>57,45</b>	<b>60,01</b>	<b>3,94</b>
QG-RR-041	162,00			0,22	1,08	1,30	0,00
QG-RR-040	161,00	1,00	3,28	0,48	1,38	1,86	0,02
QG-RR-037	152,30	8,70	28,54	0,45	1,30	1,75	0,12
QG-RR-035	146,00	6,30	20,67	0,25	0,51	0,76	0,04
QG-RR-028	116,00	30,00	98,43	0,43	0,48	0,91	0,22
QG-RR-027	114,50	1,50	4,92	1,36	7,26	8,62	0,11
EB-ER-018	175,20			0,64	10,10	10,74	0,00

*Fuente: Autor*

Se cuenta con una muestra poco representativa de datos. Trece datos difícilmente podrán caracterizar la carga de la formación Mosquera y menos cuando los mismos fueron obtenidos de muestras de afloramientos. Las dos muestras con algún potencial de carga son bastante exclusivas.

## 5.9. MIGRACIÓN

No información ni del tipo, ni del mecanismo de migración para el sistema petrolífero, sin embargo la presencia de manaderos en areniscas de la formación Esmita implica la existencia de generación, migración y conductos para movilizar hidrocarburos. (Barrero, 1998)

Una vez se hayan determinado las propiedades del fluido, se podrá establecer un modelo analítico de como ocurrió el flujo de fluidos para estos procesos.

## **6. PVT SINTÉTICO**

Antes de poder hacer una estimación de los recursos esperados, se deben estimar las propiedades de los fluidos en estudio. La propiedad indispensable para hacer estos cálculos es el factor volumétrico de formación, que en este caso será hallado por medio de una simulación con los datos de presión y temperatura obtenidos de la documentación bibliográfica. A continuación se explica cómo se determinaron estas variables.

### **6.1 CÁLCULO DE LA PRESIÓN**

Considerando que los informes de los pozos perforados no hacen extensivos los datos de presiones y temperaturas, se debieron buscar otras alternativas. En una primera etapa se intentó encontrar la presión de poro en cada una de las formaciones con el método de Eaton, en el cual cada tipo de roca tiene un coeficiente que luego será integrado en una ecuación global, aunque para este caso no había la suficiente información disponible respecto al tipo de roca, sobretodo en la formación Mosquera. Otra alternativa del mismo método es determinar la presión por medio de los registros de resistividad, pero como se ha dicho reiteradamente, los registros con los que cuenta esta tesis no alcanzan a penetrar las formaciones de interés, de modo que no tienen ninguna utilidad.

El método de Holbrook, determina la presión de poro haciendo uso de los esfuerzos que actúan sobre la roca, y al igual que en el método anterior la baja densidad de información requiere de muchas suposiciones para aplicar el modelo analítico.

Debido a los obstáculos que representa seleccionar un modelo analítico, se opta por calcular la presión de acuerdo a los regímenes de presión de los fluidos, que para el caso de una columna de hidrocarburos, están dictados por el agua

presente en la vecindad del yacimiento. En un caso normal la presión del agua a cualquier profundidad se puede calcular por medio de la siguiente ecuación<sup>49</sup>:

$$P_{\text{Agua}} = \left( \left( \frac{dp}{dP} \right)_{\text{agua}} \times \text{Profundidad} \right) + P_{\text{atmosférica}}$$

En donde,  $\frac{dp}{dP}_{\text{agua}}$  hace referencia al gradiente de presión del agua, y la profundidad es la profundidad a la que se encuentra el contacto de agua aceite. Los regímenes de presión para los hidrocarburos son diferentes en tanto que las densidades de aceite y del gas son menores que las del agua, por consiguiente los gradientes de presión son menores, como se muestra a continuación<sup>50</sup>:

$$\frac{dp}{dP}_{\text{agua}} = 0,45 \text{ [psi/pie]}$$

$$\frac{dp}{dP}_{\text{aceite}} = 0,35 \text{ [psi/pie]}$$

$$\frac{dp}{dP}_{\text{gas}} = 0,08 \text{ [psi/pie]}$$

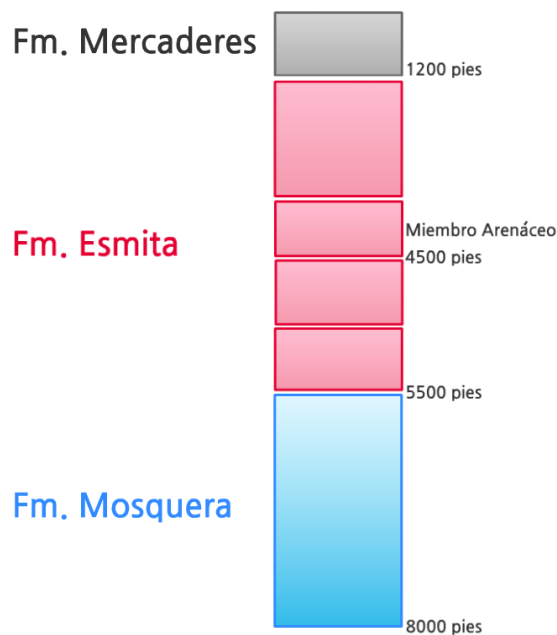
Las presiones requeridas para realizar el PVT sintético son la presión en el miembro arenáceo de la Formación Esmita y el miembro superior de la formación Mosquera. Por lo tanto las profundidades para realizar la medición son 4500 pies y 7500 pies (Figura. 27). La presión se calcula tomando el gradiente de presión normal del agua multiplicándolo por la profundidad a la que se requiere la presión. La lógica supone que estamos obviando un hecho importante y es que este valor de gradiente considera el valor de la presión hasta el contacto agua aceite o gas

<sup>49</sup>DAKE L.P. Fundamentals of reservoir engineering. Developments in Petroleum Science. Shell Learning and Development. ELSEVIER. La Haya. 1978.

<sup>50</sup> Ibid.

aceite sin sumar la presión de sobrecarga, sin embargo haciendo la revisión bibliográfica se encontró que la mayoría de las rocas están normalmente presionadas, mucho tiempo se gasta en cálculos innecesarios<sup>51</sup>. Y considerando que tampoco existe información relacionada con el estado de presión de las formaciones se asumirá que este cálculo será el más aproximado. Además, debe tenerse en cuenta que los pozos perforados hasta el momento en la zona han reportado condiciones normales de presión.

**Figura 52. Esquema general de las formaciones que integran el sistema petrolífero de la subcuenca Patía.**

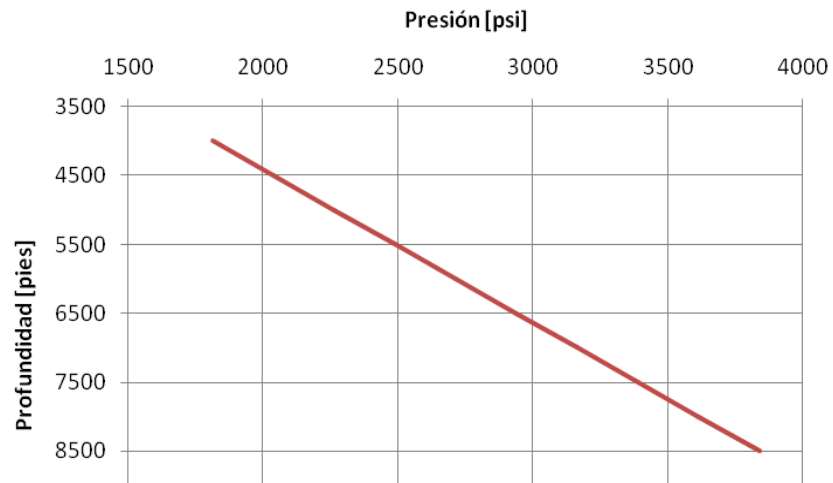


Fuente: Autor

La siguiente gráfica de presión versus profundidad, ilustra el comportamiento de la presión:

<sup>51</sup>WAPLES, W., Douglas. Modeling of sedimentary basins and petroleum systems. Exxon production research group. Denver. Offshore Technical Conference Paper. 1985.

**Figura 53. Presión vs. Profundidad**



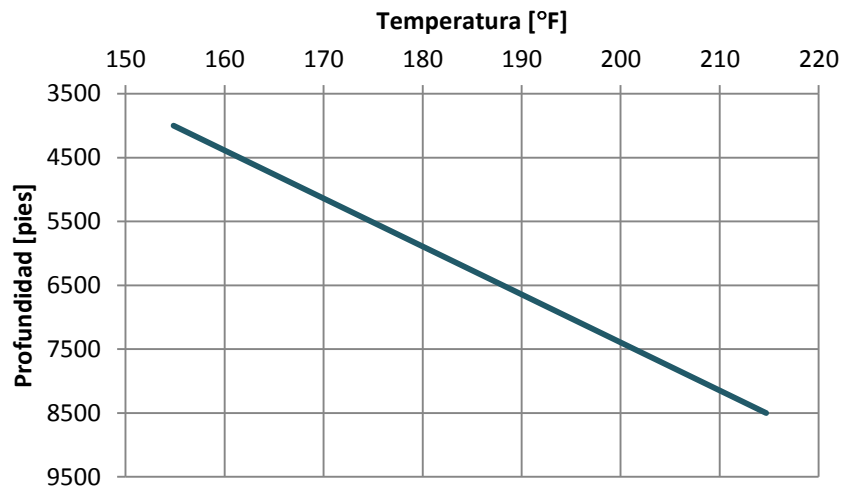
Fuente: Autor

De la gráfica se puede extraer que la presión para una profundidad de 4500 pies es de 2039,7 psi y para 7500 pies es de 3389,7 psi.

## **6.2. CÁLCULO DE LA TEMPERATURA**

De la documentación previa, se tiene que el gradiente de presión es de  $1,33^{\circ}\text{F}/100$  pies. La curva de temperatura se muestra a continuación:

**Figura 54. Temperatura vs. Profundidad**



Fuente: Autor

Las temperaturas para las profundidades requeridas son 161,5 °F para una profundidad de 4500 pies en la formación Esmita y 201,4 °F para una profundidad de 7500 pies en la formación Mosquera

Ahora se procederá a hacer la simulación de las propiedades de los fluidos para dos escenarios de acuerdo a las conclusiones acerca del tipo de fluido que se manifestaron en la sección 5.6 de esta tesis. El programa utilizado es Kappa PVT y las propiedades calculadas serán: factor volumétrico del aceite, factor volumétrico del gas, factor z, densidad de aceite, densidad del gas, viscosidad del aceite y viscosidad del gas

1. La primera posibilidad es que las dos formaciones sean almacén de gas seco. Las suposiciones sobre las que se harán los cálculos son las siguientes: la gravedad específica es igual 0,6, no hay presencia de agua y tampoco de componentes no hidrocarburos como nitrógeno, ácidos y dióxido de carbono.
2. La otra posibilidad es que las dos formaciones sean albergadoras de aceite liviano. Las suposiciones sobre las que se harán los cálculos son las siguientes: el

crudo tiene una la gravedad de 40°API, no hay presencia de agua y tampoco de componentes no hidrocarburos como nitrógeno, ácidos y dióxido de carbono. Para reducir la incertidumbre que conlleva la composición, se realizará la prueba con varios valores de GOR. La razón para escoger un valor 40 API es que considerando el tipo de kerógeno y las bajas porosidades y permeabilidades reportadas hasta ahora en ambas formaciones el rango de comercialidad del fluido se alcanza con altos valores de API.

### 6.3. PRIMER ESCENARIO – GAS SECO EN LAS FORMACIONES MOSQUERA Y ESMITA

Los datos que arroja el simulador para este primer caso son los siguientes.

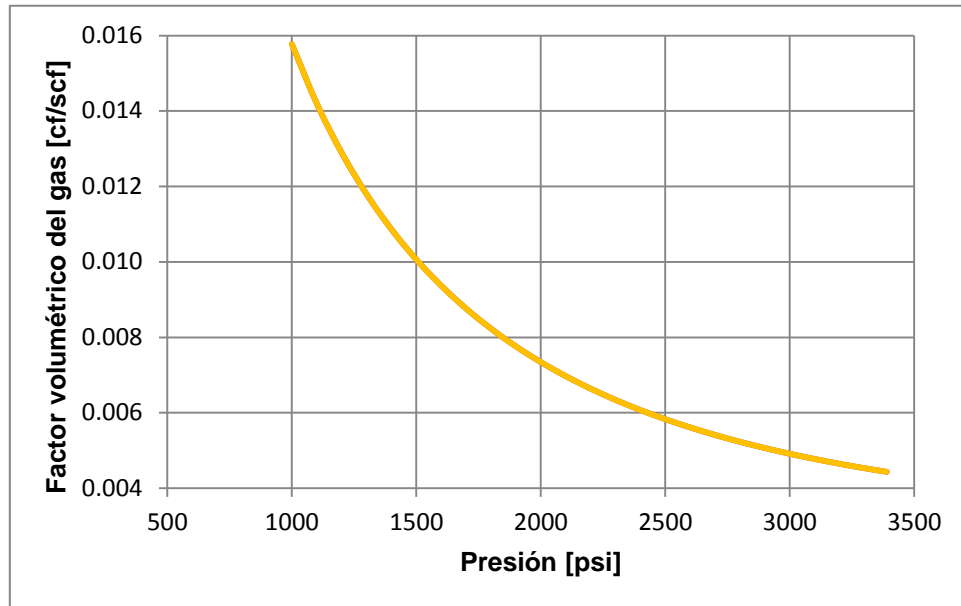
**Tabla 7. Cálculo de las propiedades PVT de un gas seco para las formaciones Esmita y Mosquera**

	Presión	Factor Z	Viscosidad	Factor Volumétrico	Densidad
	1000,0	0,899	0,014	0,016	0,054
	1103,9	0,889	0,014	0,014	0,061
	1207,7	0,881	0,014	0,013	0,067
	1311,6	0,873	0,015	0,012	0,073
	1415,5	0,865	0,015	0,011	0,080
	1519,4	0,859	0,015	0,010	0,086
	1623,2	0,853	0,016	0,009	0,093
	1727,1	0,847	0,016	0,009	0,100
	1831,0	0,843	0,016	0,008	0,106
	1934,8	0,839	0,017	0,008	0,113
<b>Formación Esmita 4500 pies</b>	<b>2038,7</b>	<b>0,836</b>	<b>0,017</b>	<b>0,007</b>	<b>0,119</b>
	2142,6	0,833	0,017	0,007	0,126
	2246,4	0,832	0,018	0,006	0,132
	2350,3	0,831	0,018	0,006	0,138
	2454,2	0,830	0,019	0,006	0,144
	2558,1	0,831	0,019	0,006	0,150
	2661,9	0,832	0,019	0,005	0,156
	2765,8	0,834	0,020	0,005	0,162
	2869,7	0,836	0,020	0,005	0,168
	2973,5	0,839	0,021	0,005	0,173
	3077,4	0,843	0,021	0,005	0,178
	3181,3	0,847	0,022	0,005	0,184
	3285,1	0,851	0,022	0,005	0,189
<b>Formación Mosquera 7500 pies</b>	<b>3389,7</b>	<b>0,856</b>	<b>0,022</b>	<b>0,004</b>	<b>0,193</b>

Fuente: Autor

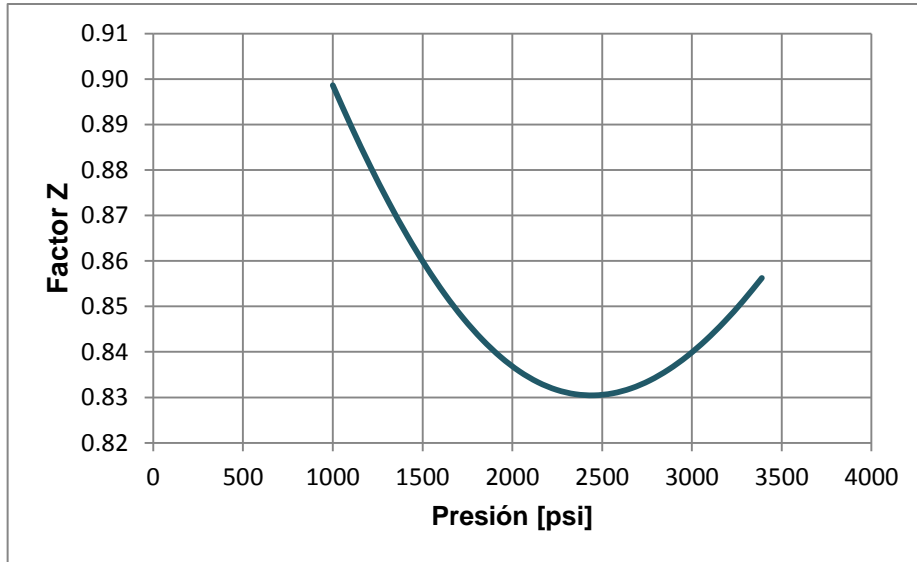
En la figura 44 se presenta el comportamiento de cada propiedad con respecto a la presión.

**Figura 55. Factor volumétrico de formación vs. Presión**



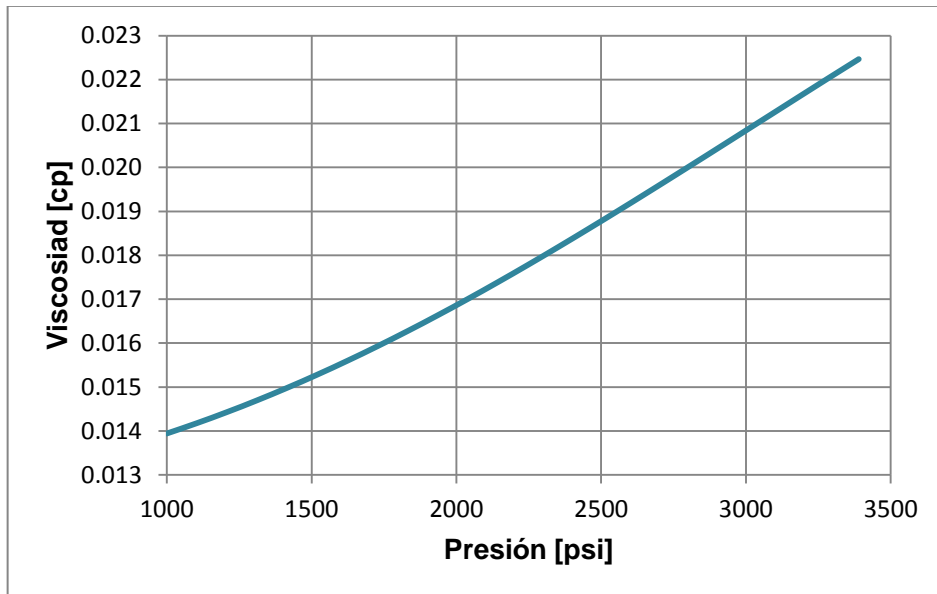
El factor volumétrico de formación para el gas seco de la formación Esmita es 0,007 pie cúbico por pie cúbico estándar, mientras que para el gas seco de la formación Mosquera es de 0,004 pie cúbico por pie cúbico estándar.

**Figura 56. Factor Z vs. Presión**



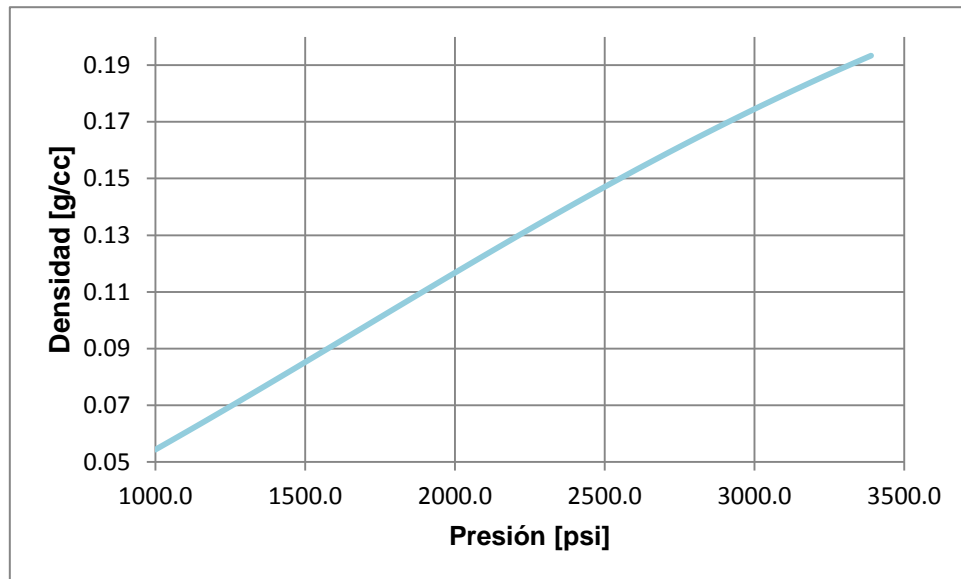
El factor de compresibilidad para el gas seco de la formación Esmita es 0,836, mientras que para el gas seco de la formación Mosquera es de 0,856.

**Figura 57. Viscosidad vs. Presión**



La viscosidad para el gas seco de la formación Esmita es 0,017 centipoises, mientras que para el gas seco de la formación Mosquera es de 0,022 centipoises.

**Figura 58. Densidad vs. Presión**



La densidad para el gas seco de la formación Esmita es 0,119, mientras que para el gas seco de la formación Mosquera es de 0,193.

#### **6.4. SEGUNDO ESCENARIO – ACEITE LIVIANO EN LAS FORMACIONES MOSQUERA Y ESMITA**

A continuación se presentan los datos de propiedades de los fluidos para aceite liviano en las formaciones Esmita y Mosquera. Se incluyen las gráficas de cada propiedad con respecto a la presión para el aceite liviano seleccionado.

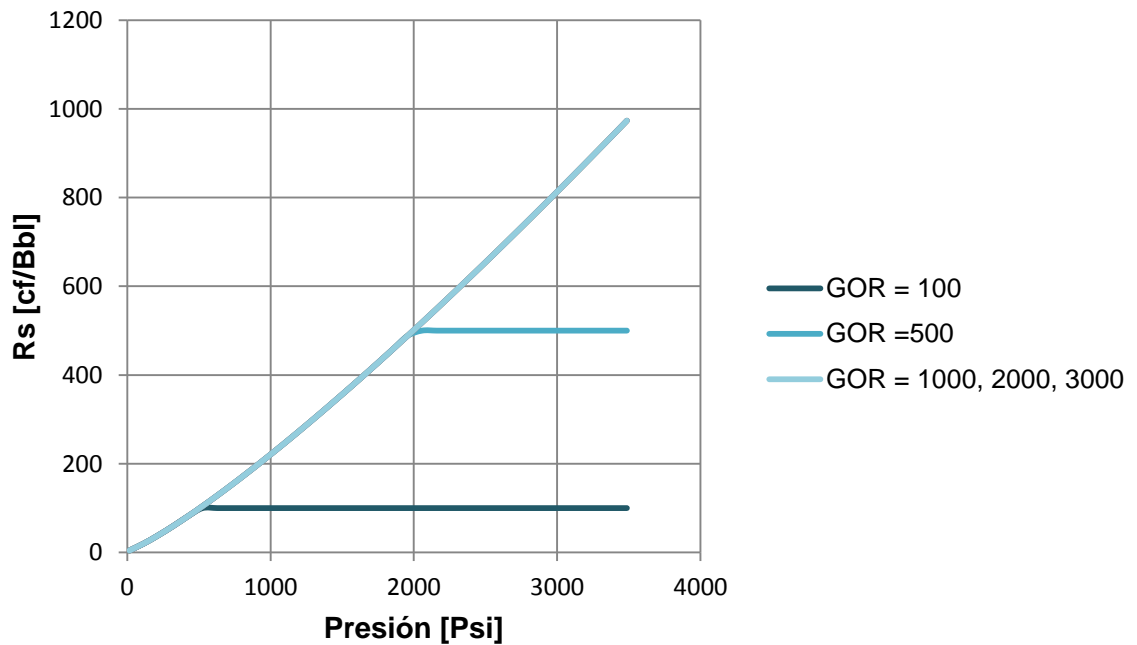
**Tabla 8. Propiedades de un aceite ligero de para las formaciones Mosquera y Esmita según su GOR.**

	Formación Esmita			
	Rs	Bo	Viscosidad	Densidad
GOR = 100	100,00	1,0908	1,1442	0,7704
GOR = 500	500,00	1,2959	0,4728	0,6956
GOR = 1000	518,54	1,3068	0,4620	0,6919
GOR = 2000	518,54	1,3068	0,4620	0,6919
GOR = 3000	518,54	1,3068	0,4620	0,6919

	Formación Mosquera			
	Rs	Bo	Viscosidad	Densidad
GOR = 100	100,00	1,0885	1,5892	0,7720
GOR = 500	500,00	1,2750	0,5573	0,7069
GOR = 1000	973,32	1,5458	0,3387	0,6298
GOR = 2000	973,32	1,5458	0,3387	0,6298
GOR = 3000	973,32	1,5458	0,3387	0,6298

Fuente: Autor

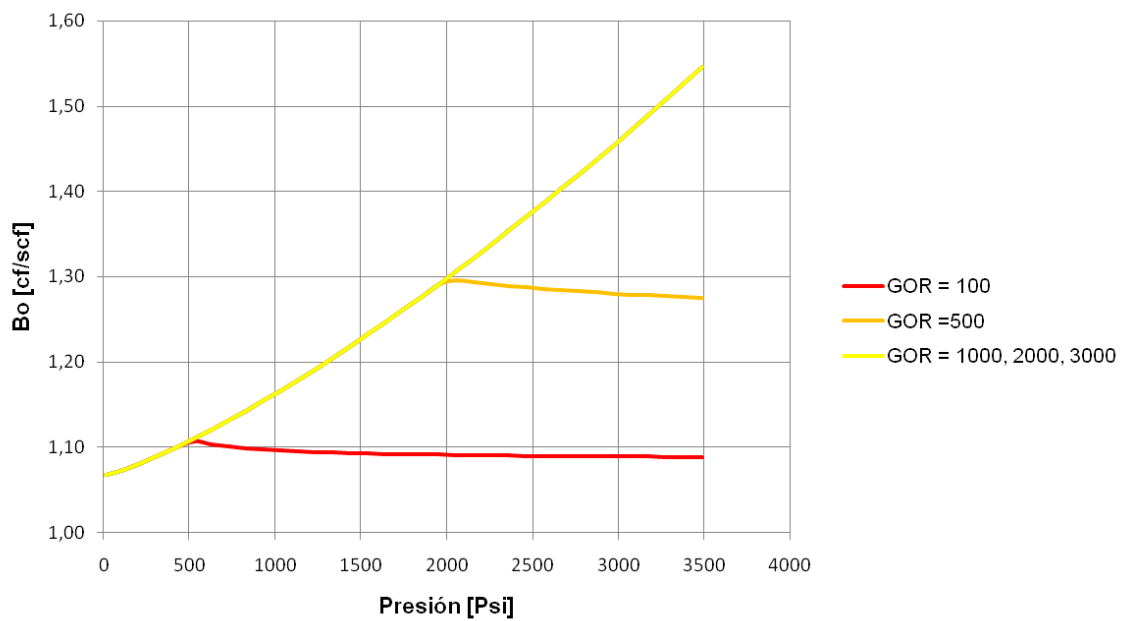
**Figura 59. Gas en solución versus presión**



Fuente: Autor

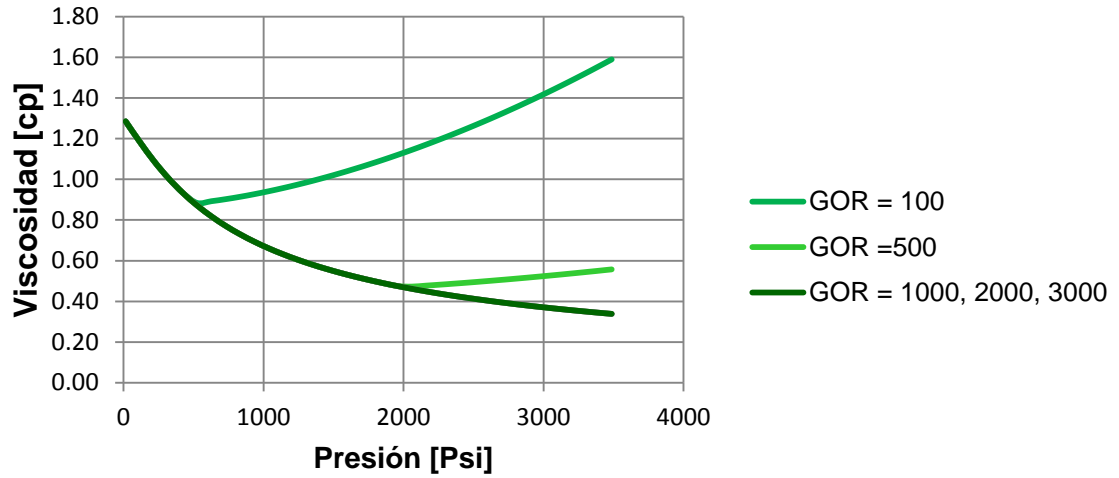
A partir de cierta presión y para los valores de GOR de 100 y 500 el gas en solución se vuelve constante debido a que estos valores de GOR son muy pequeños para el tipo de aceite en estudio. Lo mismo sucede con el factor volumétrico, para valores bajos de GOR y a presiones relativamente bajas.

**Figura 60. Factor volumétrico de formación versus presión de formación**



Fuente: Autor

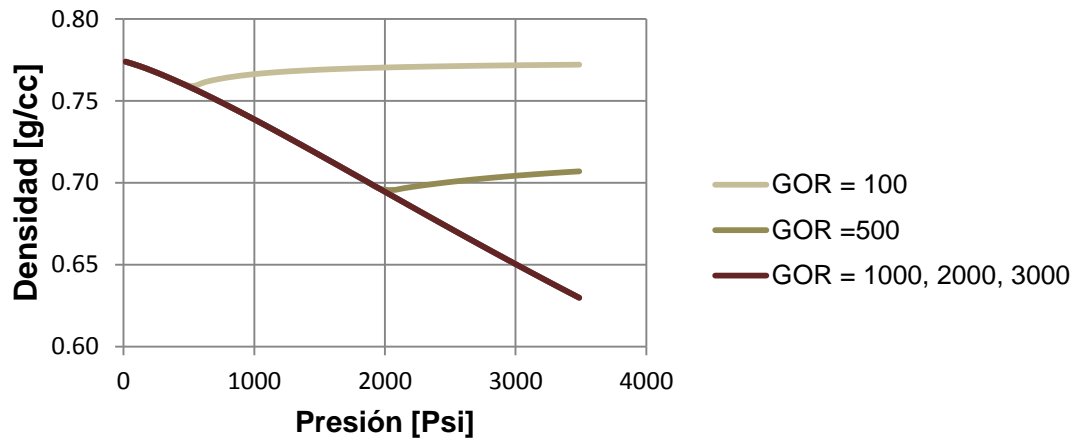
**Figura 61. Viscosidad versus presión de formación**



Fuente: Autor

Para el aceite liviano la densidad y la viscosidad tienen un comportamiento bastante predecible, teniendo en cuenta que para los valores de GOR pequeños, las propiedades mencionadas aumentan conforme ya no hay gas presente dentro del aceite.

**Figura 62. Densidad versus presión de formación**



Fuente: Autor

## 7. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

En esta sección se pretende definir el estado petrofísico del yacimiento que alberga los potenciales estudiados. Para este propósito se usarán herramientas analíticas que corresponden a modelos petrofísicos validados empíricamente, a su vez es necesario conocer el concepto de unidad de flujo que será usado para describir el modelo en cuestión.

La definición de unidad de flujo asume que los yacimientos son sistemas heterogéneos y no uniformes que comprenden varios grupos de subgrupos más homogéneos. Las variaciones en los atributos geométricos definen la existencia de zonas hidráulicas distintas con características similares de flujo de fluidos. En estas zonas, para cada valor de porosidad, el valor de la permeabilidad puede cambiar en varios órdenes de magnitud, lo que indica la existencia de varias unidades de flujo<sup>52</sup>.

Una unidad de flujo se define como un volumen específico del yacimiento, que está compuesto por una o más litologías que pueden o no tener calidad de yacimiento dentro de ese mismo volumen, así como los fluidos que se contienen. Es decir que, se identifican de acuerdo a una combinación de propiedades, que incluyen: facies geológicas cualitativas y propiedades del yacimiento cuantitativas<sup>53</sup>. Una unidad de flujo puede estar en comunicación con otra, sin embargo, las unidades de flujo basadas en características litoestratigráficas no siempre tienen comunicación debida a la presión.<sup>54</sup> Para cualquier tipo de roca, las diferentes relaciones de porosidad/permeabilidad son evidencia de diferentes unidades hidráulicas.

---

<sup>52</sup>Op. Cit. AMAEFULE

<sup>53</sup>Op. Cit. SLAT

<sup>54</sup>Ibid.

Dentro de los modelos petrofísicos a considerar se encuentra el de Kozeny – Carmen, cuyo objetivo es expresar la permeabilidad en términos de propiedades medibles de la roca. El modelo asume que el flujo a través del medio poroso puede ser representado por el flujo a través de tubos de diferentes radios. Dentro de cada tubo la velocidad de flujo es lo suficientemente baja para que el flujo sea laminar. A cada tubo se le asigna un factor de forma adimensional (f) y una longitud ( $L_a$ ) que siempre será mayor que la longitud de la muestra (L). Se asume que cada ruta de flujo tiene su propia tortuosidad y su vez es independiente de un extremo de la roca al otro. La tortuosidad se define con la siguiente expresión  $\tau = L_a/L^2$ . La ecuación general de Kozeny-Carmen<sup>55</sup>:

$$k = \frac{\phi^3}{f\tau\Sigma_r^2}$$

En donde  $\Sigma_r^2$  es la relación entre el área de superficie del poro y el volumen de la roca.

El uso de la constante de Kozeny puede ser limitante debido a que la constante de Kozeny ( $f\tau$ ) varía entre unidades hidráulicas pero permanece constante en la unidad. Para mitigar este efecto e incorporar los atributos geológicos de textura y mineralogía en la distinción de las diferentes unidades hidráulicas<sup>56</sup>, se escoge la relación propuesta por Amafuele et al., que consiste en determinar el indicador de zona de flujo (FZI), con ayuda de los siguientes parámetros que si consideran la heterogeneidad de las zonas de flujo.<sup>57</sup>:

$$RQI \mu m = \text{Índice de calidad yacimiento} = 0,0314 \frac{k}{\phi_e}$$

<sup>55</sup> NELSON, H. Philip, Permeability-Porosity relationships in sedimentary rocks. U.S. Geological Survey, Denver, Colorado. The log analyst: May-June 1994.

<sup>56</sup>Op. Cit. AMAEFULE

<sup>57</sup>Ibid.

$$\phi_z = \frac{\text{volumen de poro}}{\text{volumen de grano}} = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e}$$

$$FZI \mu m = \text{Indicador de zona de flujo} = \frac{1}{F_s \tau S_{gv}} = \frac{RQI}{\phi_z}$$

En donde  $S_{gv}$  representa al área superficial por unidad de volumen de grano.

## 7.1 SATURACIÓN DE AGUA

Se estudiarán otros modelos para predecir la saturación de agua, de acuerdo a los datos de núcleos obtenidos. A continuación se presentan otras correlaciones empíricas que permiten obtener la saturación de agua.

Amafeule

La relación entre la saturación de agua y el FZI se representa matemáticamente por la siguiente ecuación<sup>58</sup>:

$$S_w = 1 - \frac{1}{a + bFZI^{-c}}$$

En donde  $a = 1.12$ ,  $b = 0,5634$ ,  $c = 1,44$  y  $r^2 = 0,998$ .

Bejarano<sup>59</sup>

La ecuación que la representa es la siguiente:

$$S_w = \frac{1}{1 + FZI}$$

---

<sup>58</sup>Ibid.

<sup>59</sup> Op. Cit. BEJARANO

Esta ecuación demuestra que para bajos valores de FZI, la saturación de agua será cercana a 1 y para altos valores la saturación será cercana a 0, por lo que se puede asumir la presencia de hidrocarburos.

**Timur<sup>60</sup>**

$$S_w = \frac{\phi^{4,4}}{8,58 k}$$

**Tixier<sup>61</sup>**

$$S_w = \frac{\phi^6}{62,5 k}$$

Estas dos últimas relaciones no tienen en cuenta el papel de la estructura de la roca, la geometría del grano, la distribución del tamaño del grano, la mojabilidad y al distribución espacial del agua irreducible en el espacio poroso.

### **Radio poro de Winland**

Además de las anteriores relaciones se tendrá en cuenta el r35 de Windland, que calcula el radio de poro a una saturación del 35% de mercurio, y es una ecuación empírica que sirve como criterio de cut-off para delinear las reservas de hidrocarburo comercial en trampas estratigráficas. La ecuación es la siguiente<sup>62</sup>:

$$\log r_{35} = 0.732 + 0.588 \log k_{air} - 0.864 \log (100f)$$

---

<sup>60</sup> TORSKAYA, T.; JIN, G.; TORRES-VERDÍN C.: Pore-level analysis of the relationship between porosity, irreducible water, saturation, and permeability of clastic rocks. University of Texas at Austin. 2007. Society of Petroleum Engineers.

<sup>61</sup> *Ibíd.*

<sup>62</sup> R. AGUILERA, SPE, SERVIPETROL LTD., M.S. AGUILERA, SPE, SERVIPETROL LTD. The integration of capillary pressures and pickett plots for determination of flow units and reservoir containers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September–3 October 2001.

O la modificación hecha por Aguilera

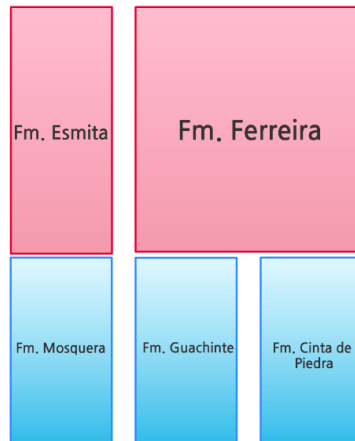
$$rp35 = 2.665[k/(100f)]^{0.45}$$

## **7.2. DATOS DISPONIBLES Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN**

Los datos fueron obtenidos de un estudio realizado por la compañía CoreLabs Petroleum Services, para Geoestudios. Los datos se ordenan de acuerdo a cada formación y para cada muestra hay un valor de Porosidad, Permeabilidad de Klinkenberg, permeabilidad de aire y densidad de grano. Esta información corresponde a afloramientos de la región extraídos por la compañía Geoestudios. Si bien, los resultados son obtenidos a una presión de confinamiento de 800 psi y se espera que las permeabilidades sean muchos menores debido a la presión de sobrecarga, los valores actuales son muy pequeños por lo que una disminución tendría que ser de un orden muy pequeño.

Para el cálculo del indicador de zona de flujo se eligió agrupar las formaciones que se correlacionan en la cuenca, a modo de tener un modelo más robusto. Así, la información de la formación Mosquera fue combinada con las formaciones Guachinte y Cinta de Piedra y la formación Esmita fue combinada con Ferreira.

**Figura 63. Agrupación de la información por correlación entre formaciones.**



Adaptado de: BARRERO (1998)

A su vez se hace las siguientes suposiciones:

1. La porosidad de las muestras es porosidad efectiva
2. Para realizar los cálculos se toma la permeabilidad de Klinkenberg que corresponde al líquido.
3. Asumiendo que hay hidrocarburos y por encima de la tabla de agua, la saturación inicial de agua es igual a la saturación de agua irreducible.

Si bien, se asume que la información disponible es representativa de las áreas de interés, no es recomendable debido a que hay incertidumbre en el muestreo. Los cálculos pueden ser revisados en los anexos debido a su extensión. En esta sección solo se presentarán las gráficas de los resultados de dichos cálculos.

### **7.3. FORMACIÓN ESMITA**

Cada una de las variables medidas a continuación debe su validez a bases teóricas en su mayoría empíricas, debido a ello la aceptación que se tenga de ellas depende de su comparación con las mismas medidas en otros estudios. En vista de que este estudio es novedoso en su desarrollo, y no se cuenta con otros

datos que puedan sopesar la validez de la información revisada, en este caso se hará uso de una herramienta estadística de los percentiles. A continuación se muestra una tabla con los percentiles para algunas de las variables calculadas de acuerdo a la teoría formulada por Amafuele *et al.*

**Tabla 9. Distribución de percentiles para los parámetros calculados de la formación Esmita.**

Percentil	Porosity [%]	Fracción	Permeabilidad Klinkenberg [ $\mu\text{D}$ ]	Permeabilidad Aire [ $\mu\text{D}$ ]	RQI [ $\mu\text{m}$ ]	$\phi Z$	FZI [ $\mu\text{m}$ ]
P100	1,100	0,011	0,00039	0,001	0,036	0,011	0,611
P095	1,673	0,017	0,001	0,004	0,065	0,017	1,357
P090	1,998	0,020	0,002	0,007	0,075	0,020	1,730
P085	3,040	0,030	0,006	0,014	0,100	0,031	1,943
P080	3,194	0,032	0,009	0,016	0,120	0,033	2,096
P075	3,838	0,038	0,016	0,025	0,148	0,040	2,114
P070	4,585	0,046	0,017	0,027	0,170	0,048	2,573
P065	5,130	0,051	0,020	0,039	0,179	0,054	2,864
P060	5,682	0,057	0,030	0,063	0,209	0,060	2,881
P055	6,264	0,063	0,051	0,093	0,273	0,067	3,255
P050	6,785	0,068	0,064	0,108	0,308	0,073	3,527
P045	7,167	0,072	0,096	0,172	0,363	0,077	4,252
P040	7,294	0,073	0,126	0,210	0,405	0,079	4,649
P035	7,339	0,073	0,182	0,291	0,439	0,079	5,585
P030	7,512	0,075	0,221	0,335	0,516	0,081	9,603
P025	7,885	0,079	0,315	0,455	0,677	0,086	10,518
P020	8,762	0,088	0,376	0,608	0,729	0,096	12,225
P015	9,259	0,093	0,680	0,875	0,943	0,102	13,085
P010	11,036	0,110	1,710	2,160	1,409	0,124	15,562
P005	13,018	0,130	4,878	5,918	2,192	0,150	25,688
P000	18,830	0,188	44,400	49,500	5,108	0,232	28,269
PROMEDIO	6,679	0,067	1,870	2,177	0,641	0,073	7,184

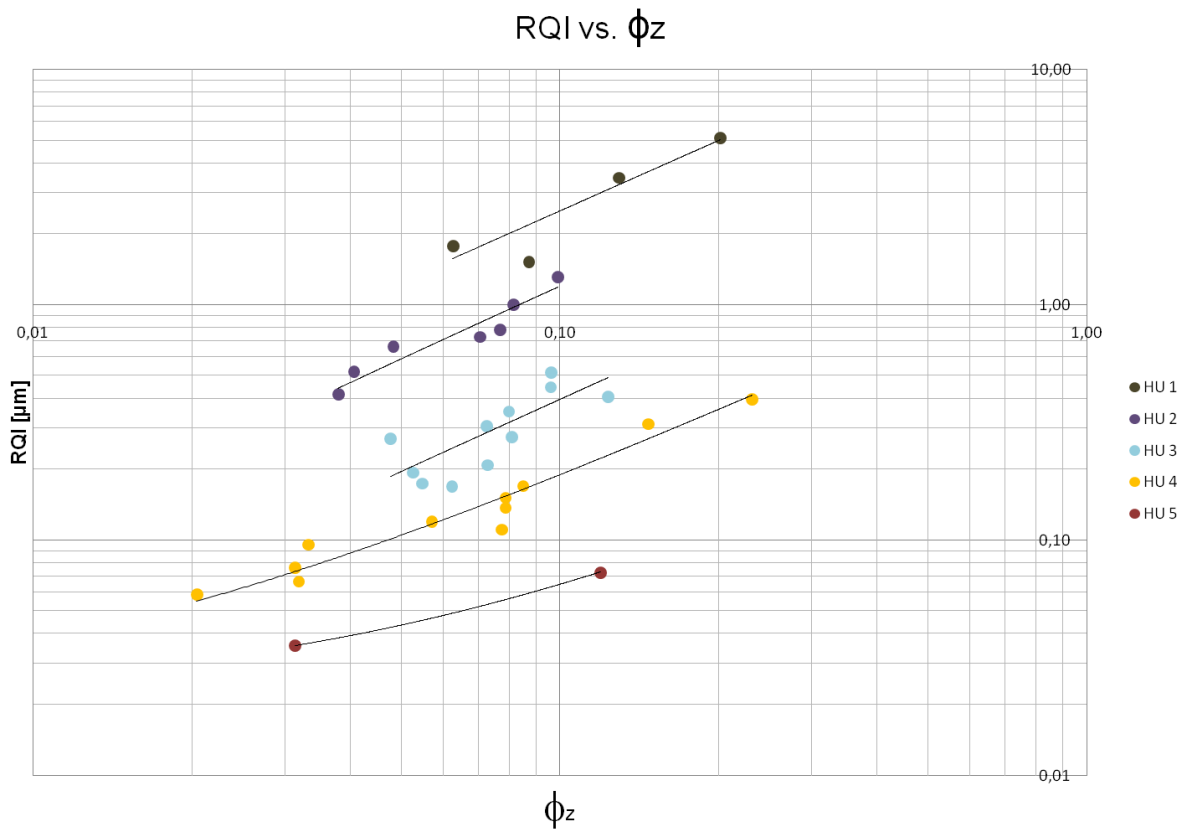
Fuente: Autor

Se hace énfasis en el percentil cincuenta, bajo el cual se encuentran la mitad de los valores de la muestra. Se considera este dato más representativo que por ejemplo el promedio, porque este último está sujeto a la volatilidad de los extremos; sobre todo teniendo en cuenta el origen de los datos.

El objetivo de las variables calculadas es determinar las posibles zonas de flujo en la formación. Para el caso de la formación de las dos formaciones estudiadas, se establecieron las unidades de flujo de acuerdo a las series de datos que se

ajustaron a las líneas de tendencia. La siguiente figura muestra las unidades de flujo que se encontraron en la formación Esmita:

**Figura 64. Índice de calidad del yacimiento versus porosidad z en la formación Esmita.**



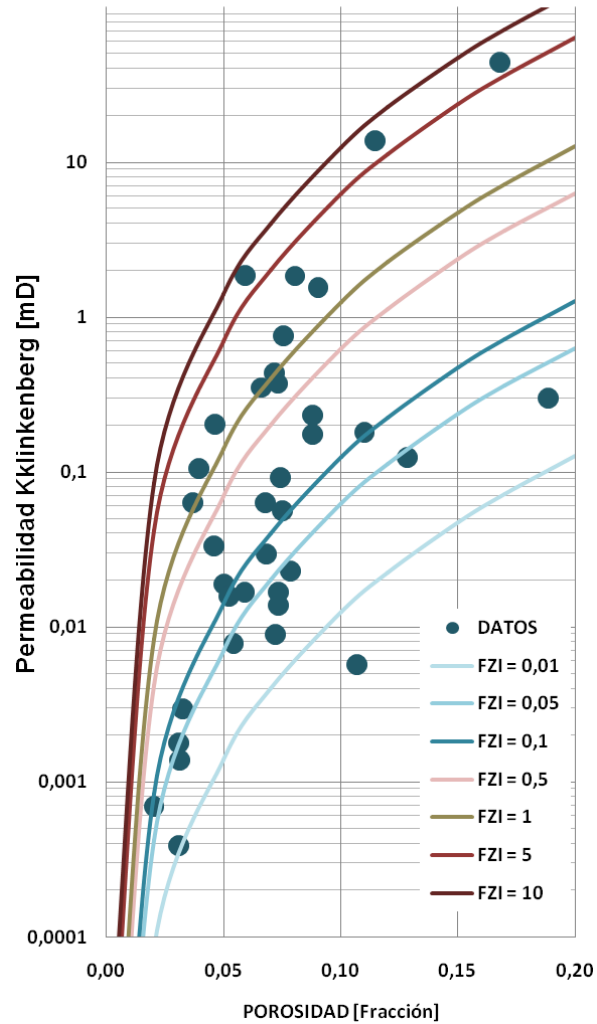
*Fuente: Autor*

Se cuentan 5 unidades de flujo denotadas por diferentes colores en la gráfica. Cada línea de tendencia se determina minimizando el error entre un intercepto seleccionado y el intercepto calculado por la regresión de la misma. Idealmente las muestras se deberían encontrar en superior de la gráfica en donde el índice de calidad del yacimiento tiene excelentes valores. Alrededor de 12 muestras son ejemplares unidades de flujo en esta formación por superar el percentil 50 de la distribución del índice de calidad del yacimiento (0,308) y la porosidad normalizada (0,073), según se observa en la gráfica. Las diferentes zonas de flujo pueden estar

asociadas a diferentes tipos de roca, lo que puede ser un factor de alteración de la heterogeneidad del yacimiento.

**Figura 65. Permeabilidad versus porosidad identificando diferentes indicadores de zonas de flujo.**

**Fm. Esmita y Fm. Ferreira**



*Fuente: Autor*

Se sabe que las mejores rocas yacimiento serán las que tengan mejores valores de FZI. En general las rocas que contienen arcillas como relleno o puente de los poros y las arenas pobremente sorteadas tienden a exhibir una gran área

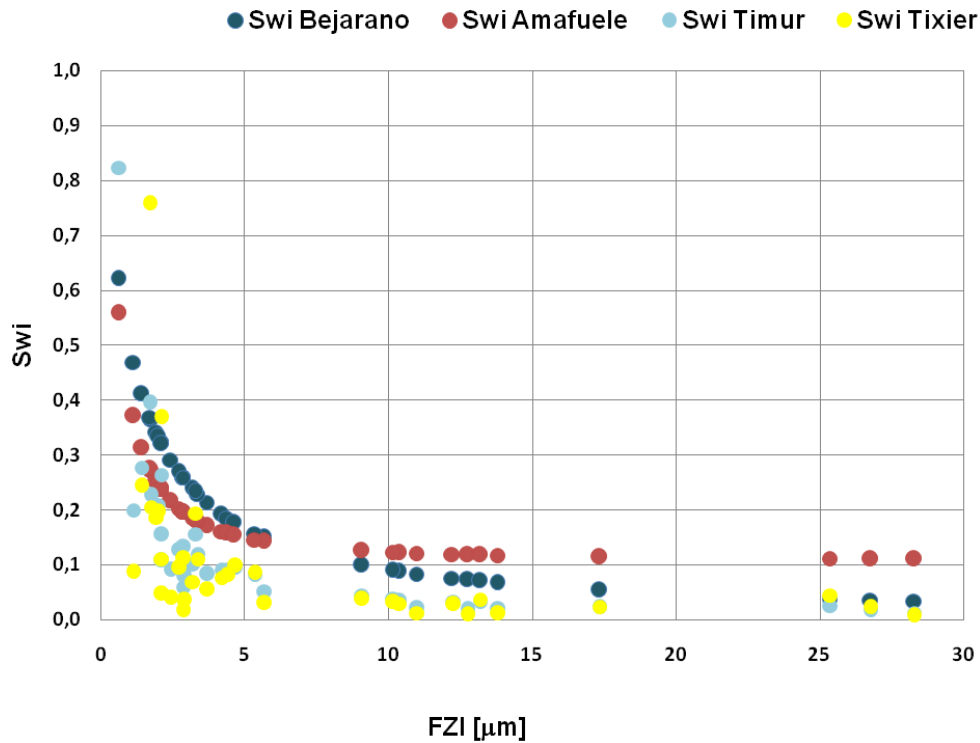
superficial y alta tortuosidad, por lo que presentan bajos valores de FZI. En contraste, las arenas limpias bien sorteadas y de grano grueso muestran poca área superficial y menor tortuosidad, y por lo tanto altos valores de FZI<sup>63</sup>. Alrededor de nueve muestras de la formación se encuentran por encima del valor del percentil 50 de FZI, que corresponde a 3,54. Esto significa que la novena parte de las muestras de la formación Esmita tiene excelentes valores para ser rocas almacén. Si bien, las muestras con las que se realizaron estos cálculos no son altamente representativas del miembro de interés, pueden dar una idea de las condiciones del yacimiento. Las muestras que se encuentran sobre la misma línea de indicador de zona de flujo, tendrán necesariamente las mismas características de garganta de poro, en vista de que este valor está asociado a valores de porosidad y calidad de yacimiento similares.

La tercera gráfica que se extrajo fue la comparación del indicador de zona de flujo con respecto a las diferentes saturaciones calculadas. De forma general un aumento en la saturación de agua significa una disminución del indicador debido a que las rocas con valores bajos de FZI, serán rocas en donde difícilmente pueda existir el flujo de fluidos, y por lo tanto se encuentran valores altos de saturación de agua inicial. El agua presente en estos poros no ha podido salir de allí, desde que fue almacenada en los procesos sedimentarios precedentes (saturación de agua irreducible).

---

<sup>63</sup>Op. Cit. AMAEFULE

**Figura 66. Saturación e agua inicial versus indicador de zona de flujo para las formaciones Esmita y Ferreira**



Fuente: Autor

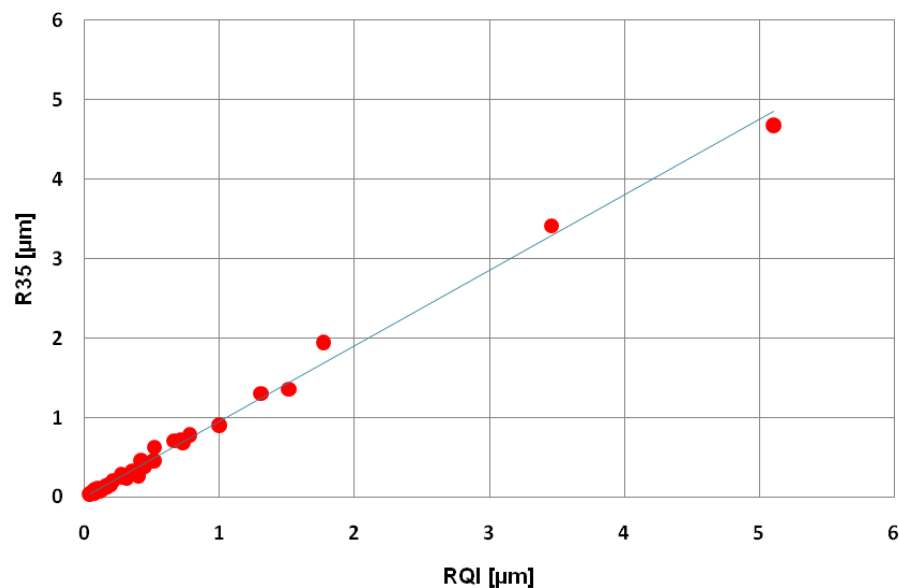
Se observa que las saturaciones determinadas con los modelos analíticas de Bejarano y Amafuele son más eficientes para ilustrar la situación de saturación del yacimiento. Las otras dos medidas de saturación son bastante desordenadas, sobre todo cuando hay altos valores de saturación y esto se debe a que no tienen en cuenta la importancia de las unidades de flujo mencionadas con anterioridad (asumen un sistema heterogéneo sin atributos distintivos de la textura y mineralogía de las facies presentes).

Es importante anotar que la mayoría de las muestras dentro de las zonas con un valor de FZI aceptable, tienen valores de saturación de agua bajos lo que es incongruente con los eventos geológicos que dieron lugar a ambientes característicos de depósitos fluviales, de llanuras de inundación, pantanos y

canales. Una posible explicación de este hecho es que los valores de saturación fueron calculados de muestras afloramientos con permeabilidades muy bajas (la permeabilidad está en el numerador del cálculo de RQI). Reiterando que estos valores tan bajos tenderán a disminuir en el yacimiento debido a la sobrecarga.

El parámetro de radio de Windland versus el índice de calidad del yacimiento se observa en la siguiente figura

**Figura 67. Índice de calidad del yacimiento versus radio de poro de Windland para las formaciones Esmita y Ferreira.**



Fuente: Autor

La relación lineal entre los dos parámetros se explica fácilmente porque a mayores tamaños de radio de poro se supone que la calidad del yacimiento se incrementará, pero eso no es lo interesante de esta gráfica. Lo importante es que la gran mayoría de las muestras se acumula en la esquina inferior de la gráfica en donde tanto el índice de calidad del yacimiento, como el radio de Windland son cercanos a 0. Esto nos da una idea general de la poca facilidad con la que se

podrán mover fluidos en este yacimiento, otra razón por la que se espera que los hidrocarburos hallados en esta formación sean bastante ligeros.

#### 7.4. FORMACIÓN MOSQUERA

A continuación se presenta la tabla de percentiles para los parámetros estudiados de la formación Mosquera.

**Tabla 10. Distribución de percentiles para los parámetros calculados de la formación Mosquera.**

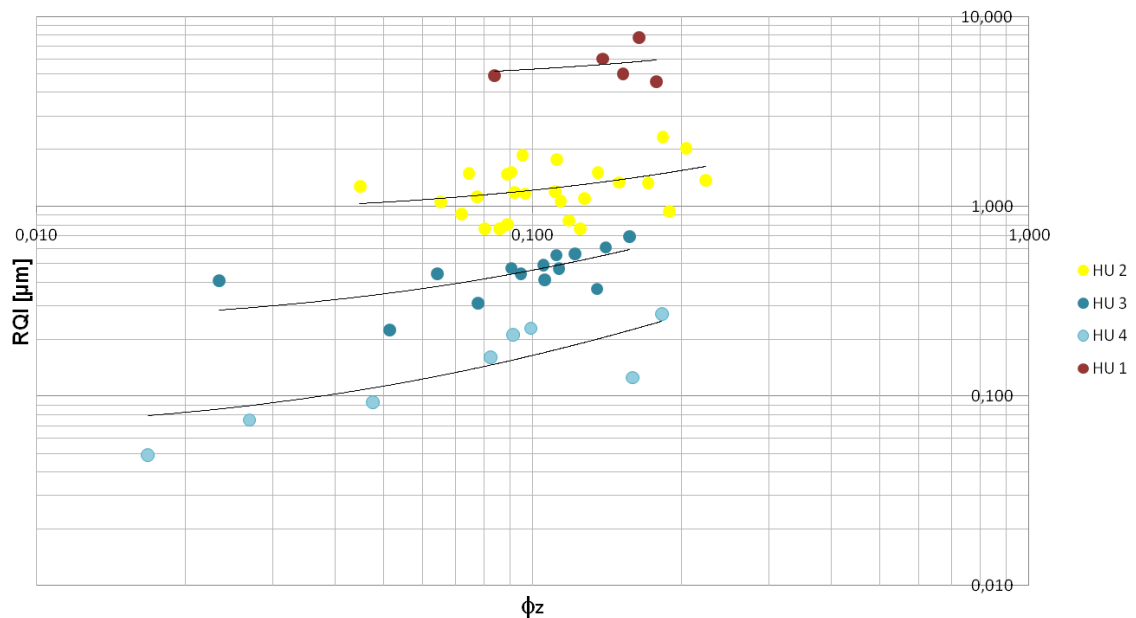
Percentil	Porosity [%]	Fracción	Permeabilidad Klinkenberg [ $\mu\text{D}$ ]	Permeabilidad Aire [ $\mu\text{D}$ ]	RQI [ $\mu\text{m}$ ]	$\phi Z$	FZI [ $\mu\text{m}$ ]
P090	5,465	0,055	0,031	0,057	2,620	0,216	0,058
P085	6,753	0,068	0,053	0,105	2,624	0,281	0,072
P080	7,200	0,072	0,119	0,226	2,626	0,405	0,078
P075	7,698	0,077	0,168	0,275	2,627	0,441	0,083
P070	8,105	0,081	0,229	0,386	2,629	0,481	0,088
P065	8,293	0,083	0,371	0,566	2,630	0,574	0,090
P060	8,400	0,084	0,472	0,803	2,631	0,766	0,092
P055	8,775	0,088	0,638	0,881	2,633	0,797	0,096
P050	9,525	0,095	0,706	0,990	2,637	0,932	0,105
P045	10,043	0,100	0,991	1,390	2,640	1,073	0,112
P040	10,200	0,102	1,220	1,660	2,640	1,127	0,114
P035	10,893	0,109	1,448	1,890	2,640	1,196	0,122
P030	11,575	0,116	1,870	2,430	2,650	1,335	0,131
P025	12,180	0,122	2,425	3,073	2,654	1,481	0,139
P020	13,190	0,132	3,040	3,610	2,660	1,519	0,152
P015	13,963	0,140	6,138	7,530	2,667	1,982	0,162
P010	15,235	0,152	25,150	38,050	2,675	4,718	0,180
P005	16,055	0,161	50,250	71,850	2,682	6,480	0,191
P000	18,230	0,182	91,900	104,000	2,736	9,113	0,223
PROMEDIO	9,855	0,099	7,707	10,044	2,641	1,575	0,111

Fuente: Autor

Se observa que los valores son mayores que aquellos de la formación Esmita y por lo tanto representarán condiciones más favorables para el almacén de hidrocarburos en la formación. Se nota la diferencia sobre todo en los valores de permeabilidad, en tanto que la mitad de estas muestras se encuentra en un orden de magnitud mayor que las de la formación Esmita.

La misma gráfica de índice de calidad del yacimiento contra la porosidad  $z$  en este caso, solo muestra cuatro unidades de flujo definidas.

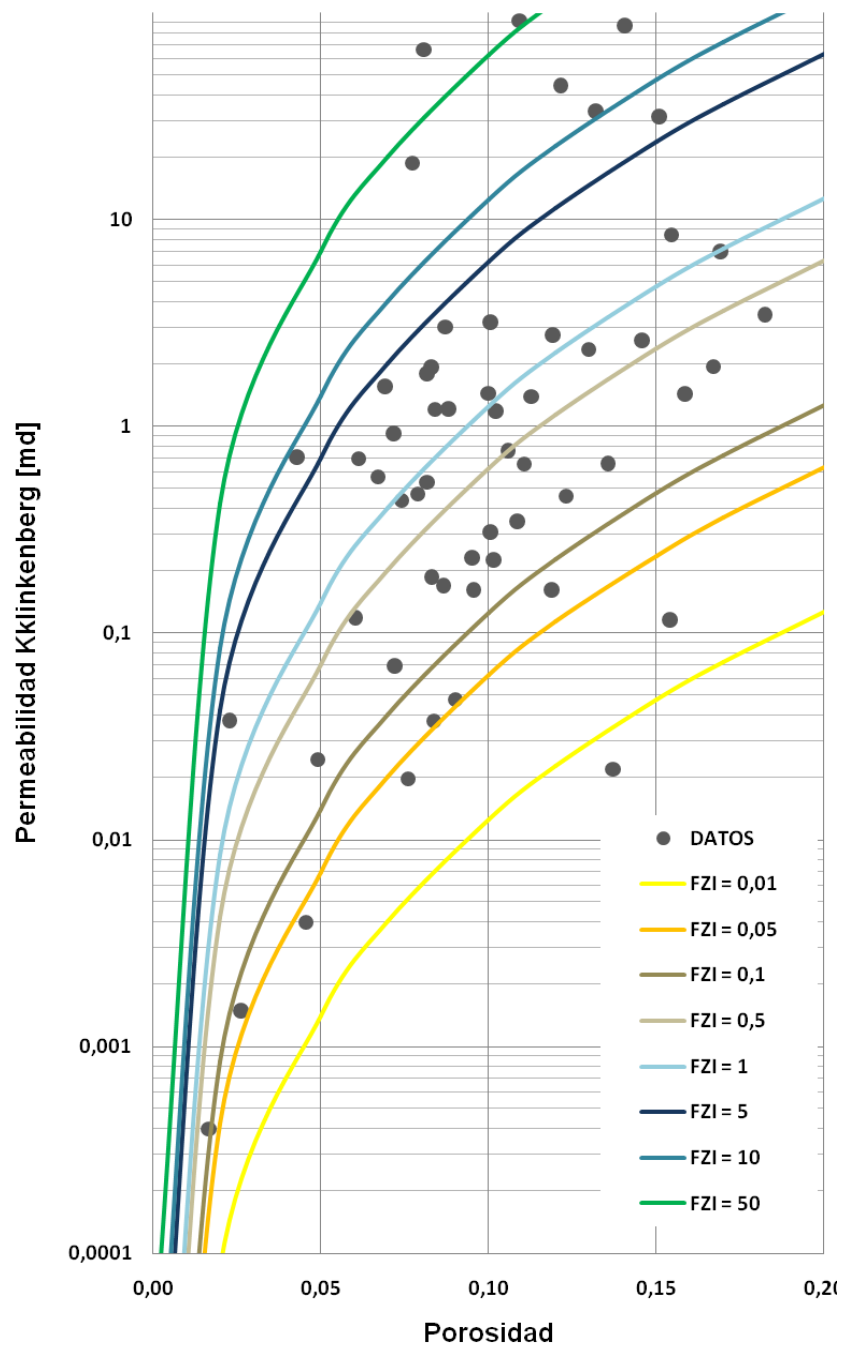
**Figura 68. Índice de calidad del yacimiento versus porosidad  $z$  en la formación Mosquera**



Fuente: Autor

Los valores de la muestra tienen una alta concentración por encima de la unidad, lo que es un signo positivo respecto a la integridad de flujo del yacimiento (lo que no sucede en la formación Esmita). Esto también se evidencia en al siguiente gráfica, en donde una gran porción de las muestras tienen valores altos de FZI, lo que significa que tendrán buenas características para ser arenas que alberguen el fluido propuesto.

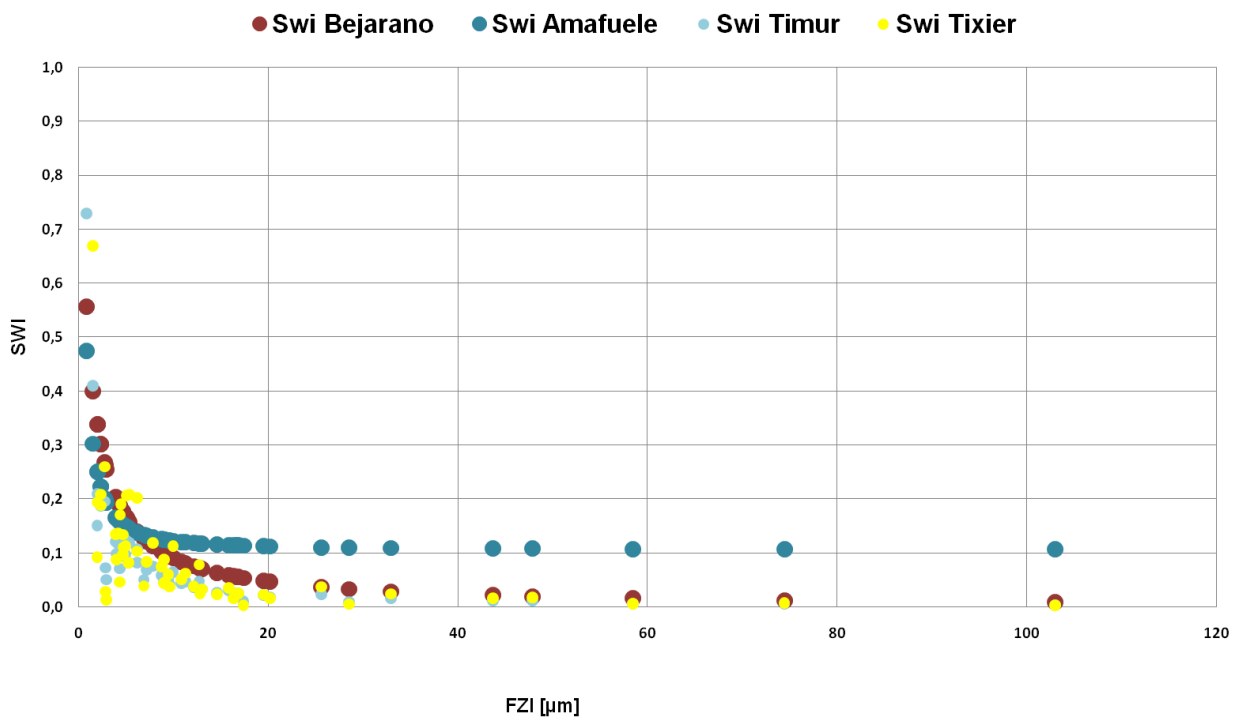
**Figura 69. Permeabilidad versus porosidad identificando diferentes indicadores de zonas de flujo**



Fuente: Autor

En la gráfica 59 se observa un comportamiento similar al de la misma gráfica para la formación Esmita, el mejor modelo de saturación es el de Bejarano, cuyo valor de saturación inicial de agua tiende a cero a medida que aumenta el indicador de zona de flujo. Por ejemplo, si la roca es una arena de alto FZI el denominador de la relación de saturación se hace muy grande para dividir al numerador que es uno.

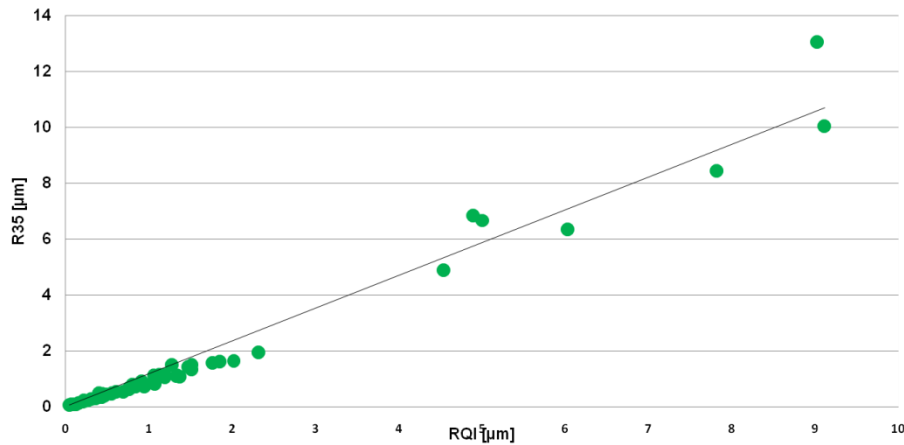
**Figura 70. Saturación e agua inicial versus indicador de zona de flujo**



Fuente: Autor

La gráfica de radio de Windland versus el índice de calidad del yacimiento tiene un comportamiento bastante similar al de la formación Esmita, aunque la pendiente es menor y esto puede indicar un tendencia hacia menores radios de poro con mayores índices de calidad de yacimiento.

**Figura 71. Índice de calidad del yacimiento versus radio de poro de Windland.**



Fuente: Autor

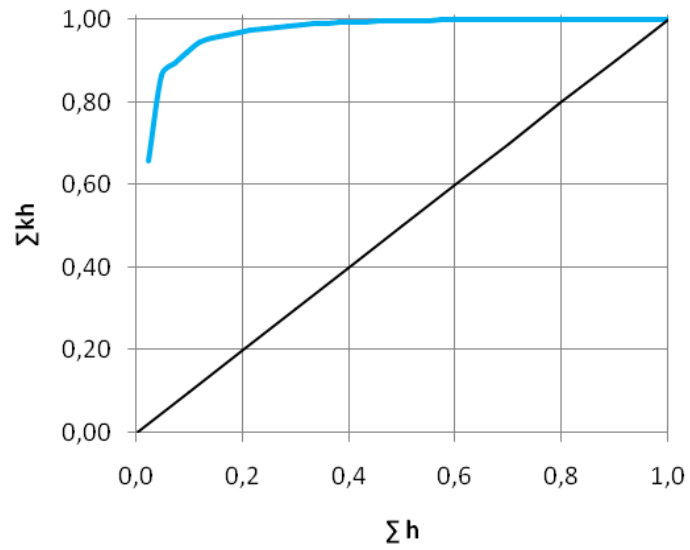
## **7.5 HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO**

La heterogeneidad del yacimiento depende en gran medida de los ambientes deposicionales y los eventos geológicos subsecuentes. Dos de los métodos más usados se aplicarán en esta sección para determinar la heterogeneidad del yacimiento.

Se realizaron los cálculos para las dos formaciones de interés: Esmita y Mosquera.

**7.5.1. Formación Esmita.** En la figura se muestra la curva resultado de la metodología propuesta por Lorentz para determinar la heterogeneidad de un yacimiento. La heterogeneidad es mayor en tanto más se aleje al curva generada de la diagonal principal. En este caso, se puede concluir que al formación Esmita es bastante heterogénea.

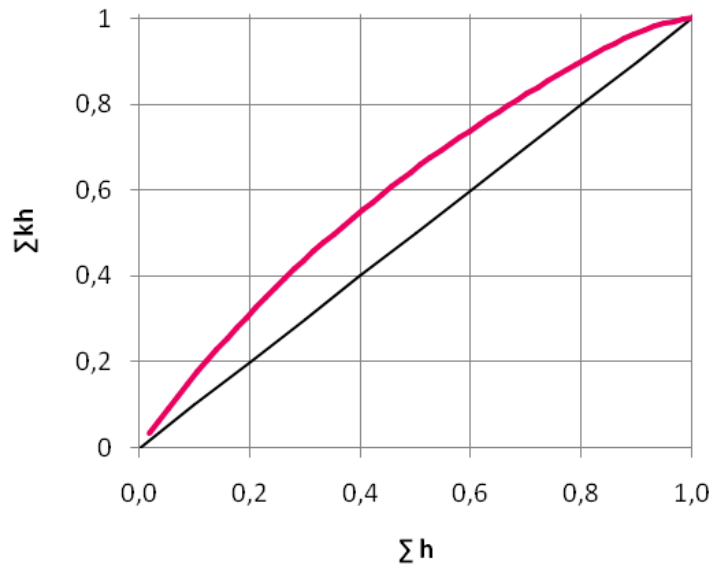
**Figura 72. Capacidad de flujo normalizada para la formación Esmita**



Fuente: Autor

### 7.5.2. Formación Mosquera

**Figura 73. Capacidad de flujo normalizada para la formación Mosquera**



Fuente: Autor

Extrañamente la formación Mosquera muestra un comportamiento muy homogéneo, por lo que esta gráfica se presenta con cautela. Según la gráfica el yacimiento o estaría sujeto a variaciones por ninguno de los parámetros mencionados anteriormente. Sin embargo, esta situación se puede explicar porque los datos están muy cercanos entre ellos.

## 9. CONCLUSIONES

En un escenario prospectivo, la escasez de conocimiento se traduce en un alto riesgo, por lo que un aumento de la información será determinante para el establecimiento de los recursos de una cuenca y permitirá definir más claramente tanto las propiedades del fluido como las de las formaciones de interés.

Aunque la información disponible sea incipiente, un modelo básico para poder definir el sistema petrolífero de una cuenca, debería contar con los siguientes parámetros: Geofísica, Sedimentología, Estratigrafía, Petrofísica Y Geoquímica. Sin embargo, no necesariamente toda la información disponible tiene la misma incidencia en el modelamiento de los recursos prospectivos. La jerarquía de información privilegia aquellos datos extraídos directamente de la formación, aun cuando no haya un modelo geológico bien establecido.

En la composición litológica de la subcuenca Cauca norte, se observa que hay una presencia de areniscas y arcillas. Se excluye el miembro confites de la formación Chimborazo como roca almacén, el miembro Loma Larga presenta mejores características para albergar hidrocarburos. Por su parte la composición de la subcuenca Cauca Sur es mucho más variada y depende del tipo de formación, pero en general la presencia de arenas, areniscas y conglomerados de la formación Guachinte tiene mejores características de roca almacén que la formación Ferreira. Hay presencia de carbón en varios miembros de la cuenca. En el caso de la subcuenca Patía las formaciones Esmitra y Mosquera son interesantes en términos de almacenamiento de hidrocarburos.

En el sector Cauca se observa que las posibles rocas almacén se encuentran en los ambientes fluviales de ríos trezados y meandriformes, en donde la presencia de arenas es mayor. El sector Patía se compone de ambientes marinos someros

con importantes espesores de areniscas y conglomerados que hacen de la parte superior de la formación Mosquera y del miembro arenáceo de Esmita, las formaciones en este sector de la cuenca con mejores características para albergar hidrocarburos.

Los rangos de porosidades y permeabilidades son bastante bajos, sobre todo si se tiene en cuenta que las muestras fueron extraídas de afloramientos y los valores de permeabilidad y porosidad tendrán valores más bajos en las formaciones estudiadas debido a la sobrecarga. Especialmente en el sector Patía en donde el espesor de la capa sedimentaria es mayor.

El sector Patía es el elegido para hacer la aplicación de la propuesta para establecer la calidad del posible hidrocarburo. En esta subcuenca se observa que para las dos formaciones el tipo de kerógeno descrito es en su mayoría tipo II y III, lo que permite inferir que el tipo de hidrocarburo presente en el sistema petrolífero estudiado es gas seco o condensado y posiblemente aceite liviano. A su vez las muestras de geoquímica se encuentran dentro de la zona sobremadura, siendo esto una clave para clasificar el hidrocarburo de estas muestras del sistema dentro de la envolvente de gas.

De las propiedades de los fluidos extraídas de la simulación de la prueba PVT sintética, se obtuvieron valores normales, aunque para el caso del aceite en donde se hicieron cálculos de acuerdo a diferentes promedios de GOR se obtuvo que para relaciones de gas en solución muy bajas, las propiedades se volvían constantes muy rápidamente. Por lo anterior se estima que el GOR de los fluidos propuestos debe estar por debajo de 1000.

Las diferentes zonas de flujo pueden estar asociadas a diferentes tipos de roca, lo que puede ser un factor de alteración de la heterogeneidad del yacimiento. Los valores bajos de porosidad y permeabilidad eliminan la posibilidad de un fluido

pesado, debido a que el flujo en el yacimiento es complicado y tortuoso. Además los datos del tipo de kerógeno indican la presencia de un fluido maduro a sobremaduro.

## **10. RECOMENDACIONES**

La información de este estudio fue extraída de informes elaborados por varios autores. Se advierte la necesidad de que estos informes sean más concluyentes respecto a sus investigaciones geológicas.

Se recomienda consolidar los modelos estudiados con nueva información de núcleos y registros de próximas perforaciones en la zona, propuestos en la campaña de exploración para la cuenca. Con una mayor densidad de información actualizada del yacimiento se podrá establecer una mejor descripción de la zona de interés.

Sería de bastante utilidad realizar este mismo estudio para el sector norte de la cuenca teniendo en cuenta que las formaciones se encuentran correlacionadas y que según los documentos revisados en esta investigación existen varias formaciones albergadoras de gas asociado a mantos carbón.

## BIBLIOGRAFÍA

AL-HAJERI, M., Matlak, *et al.* Basin and Petroleum System Modeling. Oilfield Review. Summer 2009: 21, no. 2. 2009 Schlumberger. Pág. 18.

BARRERO, Dario; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos, MARTÍNEZ, Juan (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá. Agencia Nacional de Hidrocarburos

BARRERO-LOZANO, Darío. LAVERDE, Fabio. RUIZ, CLAUDIA C. ALFONSO, CARLOS A.. Oblique Collision and Basin Formation in Western Colombia: The Origin, Evolution and Petroleum Potential of Cauca – Patía Basin. 2006

BEJARANO, Aristóbulo. 2012.

BOYER, Charles, *et al.* Producing gas from its source. Revista: Oilfield review. Schlumberger. Autumn 2006. Pág. 38.

DAKE L.P. Fundamentals of reservoir engineering. Developments in Petroleum Science. Shell Learning and Development. ELSEVIER. La Haya. 1978.

DEMAISON, Gerard; HUIZINGA, J, Bradley. Capítulo 4: Genetic classification of petroleum using three factors: charge, migration, and entrapment. Libro: The petroleum System from source to trap. AAPG Memoirs 60. 1994.

DEMING, David. Capítulo 9: Overburden Rock, Temperature and Heat flow. School of geology and geophysics University of Oklahoma.. The petroleum System from source to trap. AAPG Memoirs 60. 1994.

DOWNEY, W. Marlan. Capítulo 8: Hydrocarbon seal rocks. The petroleum System from source to trap. AAPG Memoirs 60. 1994.

GARCIA GONZALEZ, Mario. MIER UMAÑA, Ricardo. CRUZ GUEVARA, Luis Enrique. VASQUEZ Mauricio. Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad industrial de Santander. Abril, 2009

HANTSCHEL, Thomas y KAUERAUF I., Armin (2009). *Fundamentals of basin and petroleum systems analysis modeling*. Berlin: Springer-Verlag.

Levantamiento de columnas estratigráficas y realización de análisis petrográficos, petrofísicos, bioestratigráficos y geoquímicos en las áreas de pasto el bordo, Cali-Buga y Buga-Cartago (cuenca Cauca-Patía). GEOESTUDIOS 2008. FONADE – ANH.

LEYTHAEUSER, R., SCHAEFER, G., RADKE, M., On the primary migration of petroleum, Institute of petroleum and organic geochemistry at the nuclear research centre. World Petroleum Conference Paper. 1987

MAGOON, Leslie; DOW, Wallace. Capítulo 1: The petroleum System – from source to trap. AAPG Memoir 60. 1994.

NELSON, H. Philip, Permeability-Porosity relationships in sedimentary rocks. U.S. Geological Survey, Denver, Colorado. The log analyst: May-June 1994.

R. AGUILERA, SPE, SERVIPETROL LTD., M.S. AGUILERA, SPE, SERVIPETROL LTD. The integration of capillary pressures and pickett plots for determination of flow units and reservoir containers. SPE Annual Technical

Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September–3 October 2001.

SIDDIQUI, I. Fareed, LAKE W. Larry. A comprehensive dynamic theory of hydrocarbon migration and trapping. University of Texas at Austin. Society of Petroleum Engineers. 1997.

SLAT. M. Roger. Stratigraphic reservoir characterization for Petroleum geologists, geophysicists and Engineers. Handbook of Petroleum exploration and production. University of Oklahoma. ELSEVIER. 2006

STANKIEWICZ SCHLUMBERGER, Arthur. Conferencia: Origin and Behavior of Oil Asphaltenes: Integration of Disciplines. UIS, 5 DE JUNIO DE 2012.

TORSKAYA, T.; JIN, G.; TORRES-VERDÍN C.: Pore-level analysis of the relationship between porosity, irreducible water, saturation, and permeability of clastic rocks. University of Texas at Austin. 2007. Society of Petroleum Engineers.

ULMISCHEK, F, Gregory. The petroleum system—concept and applications. Denver: U.S. Geological Survey. Pág. 10.

WAPLES, W., Douglas. Modeling of sedimentary basins and petroleum systems. Exxon production research group. Denver. Offshore Technical Conference Paper. 1985.

ZHANG, Jincui. Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. Houston: Shell Exploration and Production Company. 2006. Society of Petroleum Engineers

## ANEXOS

### ANEXO A. Tablas de composición estratigráfica por formación

**Tabla A 1. Grupo Diabásico**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Hubach & Alvarado (1993)	"Serie Faldequera", Conjunto Picrítico (Superior), Conjunto Diabásico y Conjunto Sedimentario (Inferior)	Estratos compuestos por diabasas y picritas, rocas efusivas, hipoabisales e intrusivas.	...	Discordancia	Límite del Barremiano con el Aptiano hasta probablemente el Cretáceo Superior.
Keizer, J. (1954)	"Formación Diabásica", Subdividida en: Conjunto Diabásico y Diabásico Sedimentario.	Diabasas con intercalaciones de rocas sedimentarias depositadas en un ambiente marino, sobre las cuales yacen discordantes rocas del terciario.	Diabásico Sedimentario: 4.400 m; Unidad: 5.900 m.	...	Cretácico Medio y Superior.
Nelson (1962)	Grupo Diabásico	Diabasas saturadas en sílice, que carecen de olivino y las cuales evidentemente son de deposición submarina en condiciones geosinclinales y basaltos continentales.	Mínimo: 6000m	...	Cretaceo Medio y Superior.
León, Padilla y Marulanda (1973).	Grupo Diabásico	Corresponde a rocas de composición basáltica, diabasas, basaltos amigdaloides, tobas y delgadas intercalaciones de rocas sedimentarias.	...	...	Cratáceo
Orrego (1975)	"Grupo Diabásico", Nelson (1962) "Serie de Faldequera", Hubach, E. y Alvarado, (1934). "Formación Diabásica", Keizer, J. (1954) "Grupo de Faldequera", Hubach, E. (1957). "Grupo Dolerítico", Cuccaón, I. (1969). "Grupo Diabásico - Nombre Informat: Secuencia del Río Guabas", León. L. et al (1973).	Corresponde a rocas de composición basáltica, diabasas, basaltos amigdaloides, tobas y delgadas intercalaciones de rocas sedimentarias (calizas, chert, limolitas). Tomado de Nelson (1962).	...	...	...
Geoparra & Torres (1990).	Rocas volcánicas lávicas	Básicamente por basaltos de color negro, de textura afanítica.	...	...	...
Geoestudios Ltda. (1995).	Grupo Diabásico	Rocas ígneas extrusivas, afaníticas; algunos basaltos serpentinizados y cloritizados diabasas. Localmente intercalaciones sedimentarias compuestas por capas de chert, lodolitas y limolitas silíceas, ocasionalmente grauwacas y conglomerados con guijos y cantos provenientes de la unidad subyacente.	...	...	...
Gómez y Osorio (1996).	Formación Volcánica	Rocas ígneas básicas correspondientes a diabasas y basaltos, en ocasiones con estructura almohadillada y estratos tabulares métricos y decimétricos de limolitas grises silíceas y chert negro donde localmente se observan estructuras biogénicas	...	...	...

**Tabla A 2. Formación Chimborazo**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Orrego A. (1975)	Miembros Confites	Conglomerados polimícticos, areniscas grauwáquicas, limolitas y brechas sedimentarias. Los conglomerados contienen cantos de limolita, diabasa, chert, cuarcita y cuarzo en menor proporción, en una matriz arenácea, a veces limolítica. Las brechas sedimentarias contienen cantos de arcillolita. Característicamente estas rocas presentan estratificación rítmica, estratificación gradual y a veces estratificación cruzada.	162 m; en la quebrada. Chupadero sobrepasa los 2.000 m.	...	...
Geoparra & Torres (1990)	Formación Chimborazo (Miembro Confites).	Compuesto por conglomerados, arcillolitas y arenitas feldespáticas.	Quebrada Comedulce 120 m; río Guachinte 300 m.	Con la Formación Aguaclara es fallado.	...
Geoestudios Ltda. (1995)	(Formación Chimborazo) Formación Confites (según Padilla, 1991)	Paquetes variables de conglomerados finos, delgadas intercalaciones de arenitas lodosas de grano fino a grueso; hacia la parte media las intercalaciones aumentan y disminuyen los conglomerados finos; en el río Guachinte, se presenta una secuencia de lodolitas silíceas calcáreas, intercalaciones y bancos de arenitas feldespáticas y de limolitas a areniscas conglomeráticas y arenitas arcósicas. Se observan bancos gruesos y muy gruesos de litoarenitas a grauwacas y niveles de conglomerados gruesos polimícticos, cantos y guijos principalmente de cuarzo, basalto, diabasa, chert y areniscas.	Con el Grupo Diabásico es fallado	180 m, mínimo, en la sección La Estrella; 660 m, máximo, sección río Guachinte.	...
Gómez y Osorio (1996)	Formación Confites (Formación Chimborazo).	Se compone de conglomerados polimícticos hacia la base, intercalados con niveles de litoarenitas arcósicas, cuarzoarenitas y esporádicas limolitas fosilíferas.	Descansa concordantemente sobre la Formación Aguaclara.	400 m en el río Guachinte; 60 m en el Cerro Golondrinas	...
Geoestudios Ltda. (1999)	Formación Chimborazo.	Arcillolitas, limolitas, limolitas calcáreas y niveles locales de conglomerados polimícticos con guijarros de limolitas, arenitas y diabasas en matriz areno limosa de color gris verdoso.	Descansa concordantemente sobre la Formación Aguaclara.	En el río Inguitú, 1956 m.	Paleoceno-Maestrichtiano (Orrego, et. al, 1976)
Hubach y Alvarado (1934)	Conjunto Los Confites.	Arcillas y areniscas en bancos de hasta 5 m de espesor. En las partes deprimidas se observan, en forma lenticular; material ripioso brechoso, derivado de lidita y cuarzo, se presenta en forma lenticular.	...	En la región de Cali 200 a 300 m. En Yumbo 50 a 100 m. En el Cerro de La Ferreira 500 m o más. En la Fragua de Guachinte 300 m. En El Playón, no es mayor a 100 m	...
Geoparra & Torres (1990)	Formación Chimborazo - Miembro Confites.	Secuencia de bancos potentes de conglomerados polimícticos, areniscas conglomeráticas feldespáticas y grauwacas generalmente inmaduras, con guijos, cantos de rocas volcánicas y sedimentarias conglomeráticas.	Por la aparición de basaltos muy alterados, se deduce que es discordante sobre rocas volcánicas basálticas.	Aproximadamente 870 m.	...
Orrego (1975)	Miembro Loma Larga	Areniscas grauwáquicas, esporádicas protocuarzitas y conglomerados polimícticos que alternan con limolitas; al norte aparecen capitas de carbón y shales carbonáceos. Se observan cambios de facies: las areniscas pasan a limolitas, las protocuarzitas a grauwacas; el espesor disminuye notablemente; aparecen esporádicas capas de brechas sedimentarias.	Suprayace concordantemente al Miembro Confites.	en la localidad-tipo es de 908 m.	Paleoceno-Eoceno Medio?, aunque es posible que también comprenda el Maestrichtiano.
Geoparra & Torres (1990)	Miembro Loma Larga	Secuencia limosa, interestratificada con capas delgadas de areniscas, con espesores entre 5 y 150. Las limolitas ocasionalmente presentan restos de hojas muy bien conservadas y localmente concreciones calcáreas en formas elongadas y lenticulares y restos de foraminíferos y radiolarios.	...	2.300 m en el río Seguenguito ( repetición por falla?); 1.200 m en el sector del Río Dinde-quebrada Agua Negra-Dinde-Cacahual-El Carmelo.	...

**Tabla A 3. Formación Peña Morada**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
León, Padilla & Marulanda (1973)	Formación Peña Morada	La base está constituida por un banco de calizas negras de 8 m de espesor. Una capa de limolitas arenosas de unos 3 m de espesor, compactas, de apariencia lidítica, suprayace el banco de calizas. El tope esta constituido por conglomerados polimícticos con cantos subredondeados, especialmente de rocas volcánicas, basaltos, basaltos amigdalares y cantos subredondeados de material sedimentario	Localidad tipo, 211 m	...	Cretácico Superior a Paleoceno (?)
Ordóñez y Arandia (1991)	Formación Peña Morada	Sección Río Esmita se compone de las siguientes facies: Facies de Micritas, Facies de Arenitas, Facies Gravas de Guijos y Guijarros, Facies Gravas de Cantos y Guijarros, Facies Gravas de Cantos y Bloques, Facies Gravas de Guijos y Cantos. Sección Sucre- (no aflora la base de la formación) Está representada por una macrosecuencia conglomerática. Alto Chapungo – Macrosecuencia facial de conglomerados en capas lenticulares.	187 m río Esmita; 143 m sección de Sucre (no fue observada parte basal); 123 m sección Alto Chapungo; (por fallamiento, no es observada la base ni tope de la unidad).	...	...
Martínez y Rubio (1991)	Unidad Tectonosedimentaria I (UTS I)–(parte basal Formación Peña Morada)	El área fuente se asimila a rocas de la corteza oceánica (basaltos y diabasas) y remanentes de un arco volcánico explosivo félsico (tobas riolíticas) levantadas por un sistema de fallas de cabalgamiento de vergencia oeste (la ausencia de rocas de afinidad continental confirma que la Cordillera Central, en el área, estaba sumergida).	Entre los límites de UTS I y UTS II se reconoció una discordancia angular, erosiva, en SEB y en el río Esmita, de carácter conforme en SQD.	Quebrada La Despensa (SQD) 17 m; Sección El Boquerón (SEB) 12 m	...
Geoestudios Ltda. (1999)	Base de la Formación Peña Morada.	Micritas carbonosas piritosas y arcillolitas ferruginosas, con un nivel de arenitas de grano fino a medio; al tope presenta una espesa secuencia de conglomerados polimícticos gruesos de origen turbidítico, con guijarros a cantos y pequeños bloques de diabasas, basaltos y en menor proporción micritas, en una matriz arenosa con cemento calcáreo e intensa alteración ferruginosa.	Aparentemente inconforme con el Grupo Diabásico	55 m (base)	Paleocena a Maestrichtiano

**Tabla A 4. Formación Guachinte**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Schwinn, W. (1969)	The Guachinte Formation	En la parte sur predominan los carbonatos grises oscuros, y localmente las arcillolitas se encuentran intercaladas con areniscas arcillosas y algunos lutitas carbonatadas. Al norte predominan las lutitas e incrementalmente se pueden encontrar areniscas.	650 m par al alocalidad tipo	...	Eoceno superior ha sido asignado debido a la microfiora recolectada en el área.
Orrego (1975)	Formación Guachinte - Miembros La Cima y La Rampla	Secuencia de areniscas ortocuarcíticas, areniscas micáceas oscuras, limolitas, shales carbonáceos y capas de carbón en forma lenticular; hacia la base se encuentran siete capas de areniscas, de las cuales las seis primeras son ortocuarcíticas, con intercalaciones de limolitas y shales carbonáceos; hacia la parte media y superior predominan areniscas micáceas con intercalaciones de limolitas, algunas con concreciones calcáreas, shales carbonáceos y capas de carbón; tres capas de areniscas ortocuarcíticas y una capa guía de arenisca fosilífera. Al sur del área, hay conglomerados cuarzosos.	Localidad tipo 643 m	Reposa discordantemente sobre la Formación Chimborazo.	Mioceno Superior
Mejía (1983)	Formación Guachinte (Miembro La Cima - Miembro La Rampla)	El Miembro La Cima-Compuesto principalmente por areniscas grises, conglomeráticas, cuarzosas y grauwáquicas. El Miembro La Rampla-Compuesto en su parte inferior por arcillolitas grises con capas de carbón y esporádicas intercalaciones de areniscas grises, cuarzosas.	100 m Miembro La Cima; 400 m Miembro La Rampla.	...	...
Geoparra y Torres (1990)	Formación Guachinte (Miembros La Cima y La Rampla)	Miembro La Cima-Está representado por areniscas cuarzosas de grano fino a grueso subangulares a conglomeráticas, ocasionalmente guijosas y limolitas. Miembro La Rampla-Comprende secuencias rítmicas en capas finas a gruesas de limolitas, areniscas en capas finas a medias con restos de materia orgánica; mantos de carbón y shales oscuros bien laminados con abundante material carbonoso.	Miembro La Cima 150 m; Miembro La Rampla en la quebrada las Juntas es de 420	...	...
Padilla, L.E. (1991)	Formación Guachinte - Miembro La Cima	El Miembro La Cima, en la sección tipo está constituido por cuarzoarenitas de grano medio hasta conglomeráticas, mantos de carbón económicamente explotables, niveles fosilíferos marinos, arcillolitas, limolitas y cuarzoarenitas. Divide la Formación Guachinte en los siguientes Miembros: La Cima, Los Chorros, La Leona y La Rampla.	650 m	...	...
Mejía et al, (1992)	Formación Guachinte: Miembros La Cima y La Rampla	El Miembro La Cima esta compuesto predominantemente de areniscas cuarcíticas, estratificadas en bancos gruesos, a veces conglomerático, intercalados con limolitas y arcillolitas grises; algunas cintas de carbón y láminas carbonosas. El Miembro La Rampla esta conformado por ciclotemas de estratificación rítmica, que intercalan areniscas cuarzosas, limolitas, arcillolitas y mantos de carbón hasta de 3 m de espesor.	400 m	...	...
Geoestudios Ltda. (1999)	Formación Guachinte - Miembro La Cima	El Miembro La Cima, se compone de cuarzoarenitas de grano medio y grueso color blanco y amarillento; hacia el tope, litoarenitas con intercalaciones de lodolitas arenosas, localmente turbas muy alteradas.	suprayace discordantemente rocas de la Formación	Río Inguitó 287 m	Para Orrego, et al, 1976 es Mioceno Superior.
Keizer (1954)	Formación Guachinte - ("Horizonte La Cima") - Miembro La Cima	Arenitas cuarcíticas duras, localmente con intercalaciones de arenisca gruesa, abundante cuarzo blanco y lidita negra.	140 m	...	...
Padilla (1991)	Formación Guachinte - Miembro La Cima	Bancos de arenisca de cuarzo de grano fino hasta conglomerático, textura sacaroide, laminación cruzada fina,	150 m	...	...
Geoestudios Ltda. (1995)	Formación Guachinte - Miembro La Cima	Bancos gruesos y muy gruesos de cuarzoarenitas deleznales, ligeramente arcillosas, grano-soportadas, grano medio a grueso, subangular a angular, color blanco, bajo contenido de matriz; ocasionalmente conglomerática, muy dura y soldada; intercalaciones lodosas y de arcillolitas y limolitas; hacia el tope, matriz ferruginosa.	Río Asnazú, 170 m La Ferreira, 150 m Río Guachinte, 120 m	es discordante sobre la Formación Confites	...
Gómez y Osorio (1996)	Formación Guachinte - Miembro La Cima	Miembro La Cima, son estratos métricos y decimétricos, cuneiformes y tabulares de cuarzoarenitas de grano fino a conglomeráticas, blancas y imolitas grises intercaladas con estratos arenosos	100 m Miembro La Cima; 400 m Miembro La Rampla.	...	...

**Tabla A 5. Formación Guachinte – Miembro los Chorros**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Hubach, E. y Alvarado (1934)	Formación Guachinte –“Horizonte Los Chorros”- Miembro Los Chorros;	Intercalaciones y/o estratos de arcillolitas, localmente piritosas, estratos de areniscas relativamente escasas, espesor muy variable; característicamente se presentan los principales mantos de carbón en importancia y espesor.	100 m	...	...
Padilla (1991)	Formación Guachinte - Miembro Los Chorros	Nueve mantos explotables de carbón intercalados entre arcillolitas, "shales" negros con pirita diseminada, arenitas sucias con cuarzo, material carbonoso y lítico, además de delgados niveles de paleosuelos.	120 m	...	...
Geostudios Ltda. (1995)	Formación Guachinte - Miembro Los Chorros	Alternancia de arenitas, en general sucias, arenitas lodosas, limolitas, lodolitas, arcillolitas carbonosas y numerosas cintas y mantos de carbón bituminoso, algunos horizontes con abundantes restos vegetales. Miembro La Leona está caracterizado por una alternancia de arenitas lodosas, lodolitas y arcillolitas, localmente calcáreas, muy fosilíferas.	Para los Miembros Los Chorros-La Leona varía entre 195 y 360 m	Con el Miembro La Cima es transicional.	...
Gómez y Osorio (1996)	Formación Guachinte - Miembro Los Chorros	Estratos métricos y decimétricos tabulares y cuneiformes de limolitas, intercaladas con cuarzoarenitas, mantos de carbón y niveles limolíticos concrecionales silíceas hacia el techo y a la base, paquetes de cuarzoarenita, con líticos y materia orgánica, en ocasiones dolomíticas.	En los Miembros Los Chorros-La Leona varía entre 140 y 170 m	...	...

**Tabla A 6. Formación Guachinte Miembro La Leona**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Hubach y Alvarado (1934)	Formación Guachinte - Miembro La Leona	Arcillas, areniscas y areniscas arcillosas, margas y calizas margosas y bancos de carbón.	...	...	...
Auteco-Servicio Geológico	Formación Guachinte - Miembro La Leona	Estratos ricos principalmente en lamelibranquios, braquiópodos, gasterópodos y microfauna.	...	...	...
Padilla (1991)	Formación Guachinte - Miembro La Leona	Arcillolitas, limolitas y cuarzoarenitas; con hasta un 40 - 50% de restos fósiles de pelecípodos y gasterópodos, principalmente pectínidos	100 m	...	...
Geostudios Ltda. (1995)	Formación Guachinte - Miembro La Leona	Alternancia de arenitas, arenitas lodosas, lodolitas y arcillolitas, localmente calcáreas, muy fosilíferas, conchas en regular estado de conservación, especialmente gasterópodos y pelecípodos, pectínidos y abundantes restos vegetales	Miembros Los Chorros y La Leona varía entre 195-360 m	Entre los Miembros Los Chorros y La Leona puede estar presente una	...
Gómez y Osorio (1996)	Formación Guachinte - Miembro La Leona	Limolitas fosilíferas, limolitas chamosíticas fosilíferas interestratificadas con areniscas con micas, materia orgánica, concreciones silíceas, óxidos de hierro y zonas de bioturbación y mantos de carbón hacia la base de la secuencia. Los fósiles observados son gasterópodos pelecípodos y foraminíferos bentónicos.	100 m promedio	...	...

**Tabla A 7. Formación Guachinte Miembro La Rampla**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Van der Hammen (1958)	Formación Guachinte - Miembro La Rampla	Se inicia con areniscas finamente conglomeráticas y arcillolitas arenosas, duras hasta esquistosas con intercalaciones de areniscas.	330 m	...	Oligoceno Medio
Padilla (1991)	Formación Guachinte - Miembro La Rampla	Inicia con un estrato guía de arenita conglomerática de cuarzo, cuarcita y chert; seguidos por delgadas cintas de carbón, arcillas y limolitas grises laminadas y limolitas y arcillolitas, laminadas hacia el tope.	350 m	...	Eoceno Superior a Oligoceno (Hubach, 1957, Van Der Hammen, 1958)
Geoestudios Ltda. (1995)	Formación Guachinte - Miembro La Rampla	Secuencia alternante de arenitas de grano fino a grueso, ocasionalmente conglomerático, lodolitas, limolitas y arcillolitas, materia orgánica y de cintas y mantos de carbón.	310 a 350 m	Con el Miembro La Leona es transicional.	...
Gómez y Osorio (1996)	Formación Guachinte - Miembro La Rampla	Son cuarzoarenitas de grano fino a conglomerático, interestratificadas con arcillolitas, limolitas grises y capas de carbón de número y espesor variable, debido a cambios faciales en la cuenca de sedimentación, de norte a sur. Hacia la parte central, tres potentes estratos de areniscas cuarzosas intercalados con limolitas, localmente cuneiformes, con clastos de cuarzo y chert negro; hacia el techo se encuentran intraclastos centimétricos de arcillolita gris.	340 m	...	...

**Tabla A 8. Formación Mosquera**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Grosse y Alvarado (1931)	Formación Mosquera	Conglomerados con guijos de cuarzo, cuarcitas, liditas y areniscas y arcillas, a la base. La parte media superior está compuesta por areniscas y arcillas pizarrosas con concreciones boliformes de siderita arcillosa.	430 m	...	Terciario Inferior (Eoceno- Oligoceno)
León, Padilla y Marulanda (1973)	Formación Mosquera	Secuencia predominantemente conglomerático-arenácea con cantos de cuarzo lechoso, chert y cuarcita. Se presentan intercalaciones de areniscas de cuarzo, friables; son comunes los cambios laterales de las areniscas a conglomerados, se presentan intercalaciones de limolitas grises.	150 a 261 m	...	Eoceno Medio – Mioceno Inferior

**Tabla A 9. Formación Cinta de Piedra**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Formación Cinta de Piedra	Hubach y Alvarado (1934)	Se divide en tres conjuntos informales: a) Conjunto Inferior Conglomeráceo: liditas de diversos colores, cuarzo y cuarcitas, b) Conjunto Medio arcilloso: presenta gruesos bancos de arcillas con intercalaciones de areniscas. y c) Conjunto Superior Conglomeráceo: <u>esencialmente arcilloso.</u>	...	Concordante hasta levemente discordante con el "Piso del Cauca"	Mioceno
Schwinn (1969)	Formación Cinta de Piedra	Limolitas ligeramente carbonatadas intercaladas con arenas de grano fino a medio.	Mayor a 4000 m en la Localidad tipo		Mioceno Medio
Ríos y Aranzazu (1989)	Formación Cinta de Piedra	Miembro La Ribera: pequeña secuencia de areniscas de grano medio a grueso, muy cuarzosas, con algunos niveles de conglomerados cuarzosos. embro Piedras de Moler: secuencia arenar-ciliosa, constituida por una alternancia de litoarenitas, con fragmentos de chert, rocas volcánicas básicas y cuarzo como constituyentes; cemento, carbonatos de calcio y óxidos de hierro; lodolitas, areniscas conglomeráticas y muy delgados niveles de conglomerados. Miembro Miravalles: secuencia de conglomerados y areniscas de grano medio a grueso, conglomeráticas, con escasos niveles de areniscas de grano fino y ausencia de lodolitas.	Total-3.109 m (Miembro La Ribera: 33 m, Miembro Piedras de Moler 2.535 y Miembro Miravalles 490 m)	...	Oligoceno Medio a Superior

**Tabla A 10. Formación Ferreira**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Orrego (1975)	Formación Ferreira - Miembros Suárez y Cabrera	Hacia en la parte inferior predominan tres capas de conglomerados cuarzosos, intercalaciones de areniscas cuarzosas y algunos niveles de limolitas y hales carbonáceos. En la parte media y superior dominan areniscas y tres capas de areniscas fosilíferas, limolitas, shales carbonáceos y mantos de carbón de forma lenticular.	500 m	Concordante sobre rocas de la Formación Guachinte	Mioceno Superior
Mejía (1983)	Formación Ferreira - Miembros Suárez y Cabrera	Miembro Suárez - está compuesto por conglomerados cuarzosos y areniscas conglomeráticas; se presenta un nivel intermedio de arcillolitas grises. El Miembro Cabrera, suprayacente, está constituido, en su parte inferior, por arcillolitas con algunas intercalaciones de areniscas grauwáquicas, entre las cuales se intercalan varios mantos de carbón.	Miembro Suárez 200 m Miembro Cabrera 300 m en la quebrada Calichal	...	Mioceno Superior

**Tabla A 11. Formación Ferreira – Miembro Suárez**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Gómez y Osorio (1996)	Formación Ferreira - Miembro Suárez	Parte inferior: por arcillolitas con algunas intercalaciones de areniscas grauwáquicas, entre las cuales se intercalan varios mantos de carbón.	193 m	...	...
Van der Hammen (1958)	Formación Ferreira - Miembro Suárez	Dos a tres niveles de conglomerados de cuarzo con intercalaciones de arcillas duras o lutitas de color gris azulado.	250 m	...	...
Padilla (1991)	Formación Ferreira - Miembro Suárez	Dos o tres niveles conglomerados de unos 10 a 30 m de espesor, cada uno, de color blanco, con guijarros redondeados de cuarzo (80%), cuarcitas, hert, y diabasas (20%) e intercalaciones de limolitas arcillosas, laminadas y hasta cinco mantos irregulares de carbón sucio.	200 m	Concordante con la Formación Guachinte	...
Geoestudios Ltda. (1995)	Formación Ferreira - Miembro Suárez	Dos o tres niveles de arenitas de grano medio a grueso a conglomerático, hasta conglomerados compuestos por guijos y guijarros de cuarzo lechoso, cuarcita y chert, redondeados a subredondeados, algunos fracturados, friables, hasta niveles muy cementados; intercalaciones ligadas de arenitas limosas y limolitas de coloraciones blanco y blanco grisáceo.	varía entre 220 y 420 m	Los conglomerados descansan discordantemente sobre estratos del Miembro La Rampla de la Formación Guachinte.	...

**Tabla A 12. Formación Ferreira Miembro Bucarica**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Padilla (1991)	Formación Ferreira - Miembro Bucarica	Ocho vetas explotables de carbón, intercalados entre areniscas de grano medio a grueso, cuarzosas hacia el tope y arcillolitas limosas hacia la base.	100 m	Inferior es concordante	...
Geoestudios Ltda. (1995)	Formación Ferreira - Miembro Bucarica	Alternancia de arenitas de color blanco, amarillento y rojizo, grano fino a medio, a veces conglomerático, algunas deleznales; arenitas limosas de olor gris, limolitas, arcillolitas, arcillolitas lodosas, algunas abigarradas a amarillo rojizas; nódulos ferruginosos y niveles ricos en materia orgánica, intas y mantos de carbón.	116 a 135 m	...	...
Gómez y Osorio (1996)	Formación Ferreira - Miembro Bucarica	Interestratificación de areniscas subfeldespáticas compuestas por 65% de cuarzo, 5% de feldespatos y 30% de minerales arcillosos, carbonatos y óxidos de hierro, limolitas y mantos de carbón y restos de hojas y troncos.	Variable entre 31 m en la mina Lili, Nivel I y 90 m en el sector río Claro.	...	...

**Tabla A 13. Formación Ferreira - Miembro El Palmar**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Padilla (1991)	Formación Ferreira - Miembro El Palmar	Conjunto de limolitas y arcillolitas laminadas de colores amarillo pálidos a crema	100 m	...	...
Geoestudios Ltda, (1995)	Formación Ferreira - Miembro El Palmar	Escasas exposiciones de este miembro corresponden a limolitas, arcillolitas y arenitas sucias	...	...	...
Gómez y Osorio (1996)	Formación Ferreira - Miembro El Palmar	Paquetes de limolitas chamosíticas, localmente contiene venas de carbonatos, foraminíferos y laminación plana paralela; se encuentran interstratificados con areniscas de grano muy fino.	80 m	...	...

**Tabla A 14. Formación Esmita**

Autor	Unidad	Litología	Espesor	Contacto	Edad
Grosse y Alvarado (1935)	Formación Esmita	El conjunto inferior: areniscas y localmente arcillas pizarrosas con algunos estratos negros carbonosos. El conjunto medio o principal, son areniscas de grano medio a fino compuestas de guijos de cuarzo, cuarcitas y liditas. El conjunto superior: conglomeraos líticos que alternan con areniscas y arcillas.	...	...	Mioceno Inferior y Medio
León, Padilla y Marulanda (1973)	Formación Esmita	Secuencia discordante de limolitas fosilíferas en la base, areniscas sucias de color gris verdoso en la parte media y material volcánico en la parte perior.	Miembros Limolítico Fosilífero 233 m, en quebrada Seca. Miembro Arenáceo 217 m Miembro Conglomerático 222 m	...	Mioceno Superior
Según Orrego (1975)	Formación Esmita	Limolitas bastante macizas de color negro, a veces con estratificación fina a gruesa, areniscas grises de grano medio a grueso, capas de areniscas fosilíferas, pocas intercalaciones de shales carbonáceos y un conglomerado cuarzoso de unos 3 metros de espesor.	340 m	Es discordante con la Formación Ferreira	Mioceno
Martínez y Rubio (1991)	Formación Esmita	Cuerpos de arenitas cuya composición varía de base a tope, disminuyendo el cuarzo monocristalino, cuarzo policristalino, fragmentos de micas y quistos micáceos y aumentando los fragmentos de matriz de rocas volcánicas, plagioclasa, zonada, maclada y feldespatos y cuarzo	...	...	Oligoceno a Mioceno Inferior
Geoestudios Ltda, 1995	Formación Esmita	Secuencia de arcillolitas y limolitas lodosas, abigarradas, algunos niveles de areniscas de grano fino a medio, sucias; capas tabulares a lenticulares, laminación continua paralela a ondulosa no paralela.	Con el Miembro El Palmar no se observó; se infiere discordante	...	...
León, Padilla y Marulanda (1973)	Formación Esmita	Miembros Limolítico-fosilífero - está constituido por bancos de limolitas, bien laminadas y concreciones calcáreas singenéticas, algunas veces osilíferas. El Miembro Arenáceo, está constituido por areniscas generalmente masivas e intercalaciones de limolitas con una fauna de gasterópodos y lamelibranquios. El Miembro Conglomerático lo constituyen bancos de 150 m de espesor compuestos por guijos y guijarros de chert, cuarcitas, basaltos, basaltos amigdalares, diabasas, esquistos, areniscas conglomeráticas cuarzosas y por primera vez, fragmentos de pórfidos andesíticos.	...	Mioceno Superior;	

**ANEXO B. Tabla B 1. Cálculos de índice de calidad del yacimiento, porosidad z e indicador de zona de flujo para la formaciones Esmita + Ferrerira**

Sample ID	Ambient Confining Stress 800 psi				Densidad de grano	Formación	RQI [ $\mu$ m]	$\phi$ Z adim	FZI [ $\mu$ m]
	Porosity %	Porosity Fracción	Klinkenberg permeability, mD	Air Permeability mD					
108	1,100	0,0110			2,630	ESMITA		0,011	
93	1,160	0,0116			2,676	ESMITA		0,012	
91	1,700	0,0170			2,664	ESMITA		0,017	
89	1,980	0,0198			2,640	ESMITA		0,020	
88	2,000	0,0200	0,001	0,002	2,656	ESMITA	0,059	0,020	2,878
71	3,040	0,0304	0,000	0,001	2,650	ESMITA	0,036	0,031	1,134
87	3,040	0,0304	0,002	0,006	2,687	ESMITA	0,076	0,031	2,437
79	3,090	0,0309	0,001	0,004	2,660	ESMITA	0,067	0,032	2,096
72	3,220	0,0322	0,003	0,008	2,660	ESMITA	0,096	0,033	2,881
90	3,650	0,0365	0,064	0,103	2,637	ESMITA	0,416	0,038	10,976
92	3,900	0,0390	0,106	0,192	2,650	ESMITA	0,518	0,041	12,756
95	4,550	0,0455	0,034	0,063	2,640	ESMITA	0,270	0,048	5,661
97	4,600	0,0460	0,206	0,299	2,640	ESMITA	0,664	0,048	13,781
73	5,000	0,0500	0,019	0,026	2,680	ESMITA	0,194	0,053	3,678
76	5,200	0,0520	0,016	0,028	2,658	ESMITA	0,174	0,055	3,175
70	5,400	0,0540	0,008	0,016	2,680	ESMITA	0,120	0,057	2,104
74	5,870	0,0587	0,017	0,027	2,670	ESMITA	0,169	0,062	2,710
98	6,570	0,0657	0,354	0,486	2,630	ESMITA	0,729	0,070	10,365
100	6,770	0,0677	0,064	0,109	2,625	ESMITA	0,305	0,073	4,204
82	6,800	0,0680	0,030	0,063	2,685	ESMITA	0,209	0,073	2,859
110	7,140	0,0714	0,440	0,680	2,720	ESMITA	0,779	0,077	10,138
75	7,200	0,0720	0,009	0,016	2,730	ESMITA	0,111	0,078	1,431
80	7,300	0,0730	0,014	0,024	2,675	ESMITA	0,138	0,079	1,746
81	7,300	0,0730	0,017	0,037	2,680	ESMITA	0,152	0,079	1,924
101	7,410	0,0741	0,093	0,165	2,620	ESMITA	0,352	0,080	4,395
99	7,500	0,0750	0,057	0,106	2,655	ESMITA	0,274	0,081	3,376
102	7,540	0,0754	0,760	0,940	2,640	ESMITA	0,997	0,082	12,225
77	7,840	0,0784	0,023	0,045	2,700	ESMITA	0,170	0,085	1,999
78	8,020	0,0802	1,860	2,050	2,697	ESMITA	1,512	0,087	17,343
83	8,760	0,0876	0,177	0,283	2,670	ESMITA	0,446	0,096	4,649
107	10,990	0,1099	0,183	0,293	2,640	ESMITA	0,405	0,123	3,282
111	12,820	0,1282	0,126	0,210	2,660	ESMITA	0,311	0,147	2,117
106	16,780	0,1678	44,400	49,500	2,622	ESMITA	5,108	0,202	25,332
109	18,830	0,1883	0,302	0,445	2,640	ESMITA	0,398	0,232	1,714
60	5,890	0,0589	1,870	2,390	2,630	FERREIRA	1,769	0,063	28,269
63	7,290	0,0729	0,376	0,608	2,630	FERREIRA	0,713	0,079	9,069
61	8,770	0,0877	0,236	0,371	2,628	FERREIRA	0,515	0,096	5,358
59	9,010	0,0901	1,560	2,270	2,631	FERREIRA	1,307	0,099	13,195
62	10,670	0,1067	0,006	0,013	2,639	FERREIRA	0,073	0,119	0,611
64	11,450	0,1145	13,900	16,500	2,627	FERREIRA	3,460	0,129	26,756

**Tabla B 2.** Cálculo de las saturaciones iniciales de agua y radio de Windland para las formaciones Esmita+ Ferreira

R35 [μm]	Swi Bejarano [v/v]	Swi Amaufele [v/v]	Swi Timur [v/v]	Swi Tixier [v/v]
0,078	0,258	0,195	0,059	0,019
0,040	0,469	0,371	0,200	0,089
0,099	0,291	0,216	0,093	0,041
0,083	0,323	0,239	0,109	0,049
0,115	0,258	0,195	0,082	0,038
0,463	0,084	0,121	0,023	0,012
0,631	0,073	0,118	0,021	0,011
0,287	0,150	0,143	0,052	0,032
0,710	0,068	0,117	0,022	0,013
0,157	0,214	0,171	0,085	0,057
0,157	0,240	0,185	0,102	0,069
0,110	0,322	0,238	0,157	0,111
0,140	0,270	0,203	0,129	0,097
0,694	0,088	0,122	0,036	0,030
0,281	0,192	0,161	0,091	0,077
0,203	0,259	0,196	0,134	0,113
0,787	0,090	0,123	0,039	0,034
0,086	0,411	0,313	0,277	0,246
0,107	0,364	0,271	0,229	0,205
0,139	0,342	0,253	0,208	0,186
0,331	0,185	0,157	0,092	0,083
0,253	0,229	0,179	0,120	0,110
0,908	0,076	0,119	0,033	0,031
0,147	0,333	0,247	0,209	0,199
1,362	0,055	0,114	0,024	0,024
0,394	0,177	0,154	0,096	0,100
0,330	0,234	0,182	0,156	0,194
0,238	0,321	0,237	0,263	0,371
4,680	0,038	0,111	0,025	0,044
0,265	0,368	0,275	0,396	0,759
1,946	0,034	0,111	0,012	0,009
0,724	0,099	0,126	0,044	0,039
0,461	0,157	0,145	0,083	0,087
1,308	0,070	0,118	0,034	0,037
0,055	0,621	0,559	0,823	1,000
3,412	0,036	0,111	0,020	0,025

**Tabla B 3.** Cálculos de índice de calidad del yacimiento, porosidad z e indicador de zona de flujo para la formaciones Mosquera + Guachinte + Peña Morada

Sample ID	Ambient Confining Stress 800 psi				Densidad de grano	formación	RQI [ $\mu$ m]	$\phi$ Z adim	FZI [ $\mu$ m]
	Porosity %	Porosity Fracción	Klinkenberg permeability, mD	Air Permeability mD					
13	2,280	0,0228	0,038	0,060		Cinta de Piedra	0,405	0,023	17,374
8	4,290	0,0429	0,710	0,970	2,660	Cinta de Piedra	1,277	0,045	28,499
6	4,550	0,0455	0,004	0,010	2,680	Cinta de Piedra	0,093	0,048	1,953
10	6,910	0,0691	1,570	1,710	2,650	Cinta de Piedra	1,497	0,074	20,163
7	7,400	0,0740	0,440	0,570	2,640	Cinta de Piedra	0,766	0,080	9,581
9	8,150	0,0815	1,800	2,290	2,640	Cinta de Piedra	1,476	0,089	16,631
3	8,300	0,0830	0,187	0,269	2,650	Cinta de Piedra	0,471	0,091	5,207
12	8,700	0,0870	3,040	3,110	2,630	Cinta de Piedra	1,856	0,095	19,479
11	8,800	0,0880	1,220	1,600	2,640	Cinta de Piedra	1,169	0,096	12,117
15	10,050	0,1005	3,190	3,650	2,620	Cinta de Piedra	1,769	0,112	15,834
1	10,200	0,1020	1,190	1,660	2,640	Cinta de Piedra	1,073	0,114	9,442
14	11,060	0,1106	0,660	0,890	2,660	Cinta de Piedra	0,767	0,124	6,168
4	13,700	0,1370	0,022	0,047	2,680	Cinta de Piedra	0,126	0,159	0,793
2	16,900	0,1690	7,020	8,480	2,570	Cinta de Piedra	2,024	0,203	9,951
33	4,900	0,0490	0,025	0,054	2,627	GUACHINTE	0,222	0,052	4,309
56	6,030	0,0603	0,119	0,221	2,679	GUACHINTE	0,441	0,064	6,874
17	6,120	0,0612	0,701	1,010	2,669	GUACHINTE	1,063	0,065	16,302
54	7,170	0,0717	0,924	1,320	2,632	GUACHINTE	1,127	0,077	14,594
35	7,200	0,0720	0,069	0,124	2,622	GUACHINTE	0,308	0,078	3,973
36	7,600	0,0760	0,020	0,047	2,625	GUACHINTE	0,160	0,082	1,949
48	7,890	0,0789	0,472	0,636	2,670	GUACHINTE	0,768	0,086	8,966
34	8,060	0,0806	66,600	96,600	2,611	GUACHINTE	9,026	0,088	102,960
19	8,160	0,0816	0,538	0,854	2,624	GUACHINTE	0,806	0,089	9,074
55	8,290	0,0829	1,940	2,570	2,629	GUACHINTE	1,519	0,090	16,804
38	8,370	0,0837	0,038	0,083	2,598	GUACHINTE	0,211	0,091	2,307
46	8,650	0,0865	0,170	0,226	2,667	GUACHINTE	0,440	0,095	4,649
42	9,010	0,0901	0,048	0,099	2,657	GUACHINTE	0,228	0,099	2,307
52	9,500	0,0950	0,232	0,413	2,628	GUACHINTE	0,491	0,105	4,675
53	9,550	0,0955	0,162	0,277	2,649	GUACHINTE	0,409	0,106	3,873
57	10,040	0,1004	0,310	0,471	2,625	GUACHINTE	0,552	0,112	4,944
49	10,150	0,1015	0,226	0,359	2,736	GUACHINTE	0,469	0,113	4,148
41	10,910	0,1091	91,900	96,600	2,629	GUACHINTE	9,113	0,122	74,418
16	11,270	0,1127	1,400	2,100	2,626	GUACHINTE	1,107	0,127	8,713
43	11,880	0,1188	0,162	0,302	2,688	GUACHINTE	0,367	0,135	2,720
45	11,900	0,1190	2,770	3,610	2,660	GUACHINTE	1,515	0,135	11,216
18	12,140	0,1214	44,800	51,800	2,630	GUACHINTE	6,032	0,138	43,655
39	12,300	0,1230	0,462	0,803	2,626	GUACHINTE	0,609	0,140	4,339
50	12,980	0,1298	2,360	3,060	2,637	GUACHINTE	1,339	0,149	8,976
37	13,190	0,1319	33,500	63,600	2,633	GUACHINTE	5,004	0,152	32,935
40	13,550	0,1355	0,663	0,958	2,626	GUACHINTE	0,695	0,157	4,431
20	14,050	0,1405	87,200	104,000	2,634	GUACHINTE	7,823	0,163	47,854
47	14,560	0,1456	2,620	3,460	2,631	GUACHINTE	1,332	0,170	7,816
51	15,070	0,1507	31,500	45,800	2,637	GUACHINTE	4,540	0,177	25,584
44	15,840	0,1584	1,440	1,900	2,566	GUACHINTE	0,947	0,188	5,030
58	18,230	0,1823	3,490	4,680	2,667	GUACHINTE	1,374	0,223	6,162
65	1,650	0,0165	0,000	0,001	2,640	MOSQUERA	0,049	0,017	2,914
84	2,620	0,0262	0,002	0,004	2,640	MOSQUERA	0,075	0,027	2,792
67	6,700	0,0670	0,571	0,806	2,640	MOSQUERA	0,917	0,072	12,765
66	7,730	0,0773	18,800	30,300	2,630	MOSQUERA	4,897	0,084	58,452
68	8,400	0,0840	1,210	1,650	2,640	MOSQUERA	1,192	0,092	12,996
105	9,980	0,0998	1,450	1,860	2,650	MOSQUERA	1,197	0,111	10,796
86	10,570	0,1057	0,767	1,070	2,640	MOSQUERA	0,846	0,118	7,156
85	10,840	0,1084	0,348	0,564	2,614	MOSQUERA	0,563	0,122	4,627
104	15,400	0,1540	0,116	0,255	2,690	MOSQUERA	0,273	0,182	1,497
103	15,450	0,1545	8,440	10,000	2,620	MOSQUERA	2,321	0,183	12,701
69	16,700	0,1670	1,950	2,600	2,630	MOSQUERA	1,073	0,200	5,352

**Tabla B 4.** Cálculo de las saturaciones iniciales de agua y radio de Windland para las formaciones Esmita+ Ferreira

R35 [μm]	Swi Bejarano [v/v]	Swi Amaufele [v/v]	Swi Timur [v/v]	Swi Tixier [v/v]
0,506	0,054	0,114	0,011	0,004
1,506	0,034	0,111	0,010	0,006
0,097	0,339	0,251	0,151	0,093
1,392	0,047	0,113	0,019	0,016
0,688	0,095	0,124	0,042	0,038
1,433	0,057	0,115	0,026	0,025
0,401	0,161	0,147	0,083	0,083
1,622	0,049	0,113	0,023	0,024
1,086	0,076	0,119	0,037	0,039
1,573	0,059	0,115	0,031	0,036
0,977	0,096	0,125	0,052	0,061
0,632	0,140	0,139	0,083	0,104
0,093	0,558	0,476	0,730	1,084
1,648	0,091	0,123	0,065	0,114
0,245	0,188	0,159	0,072	0,047
0,470	0,127	0,134	0,052	0,040
1,134	0,058	0,115	0,022	0,017
1,158	0,064	0,117	0,027	0,024
0,287	0,201	0,165	0,100	0,089
0,156	0,339	0,251	0,210	0,195
0,694	0,100	0,126	0,047	0,045
13,065	0,010	0,108	0,004	0,004
0,802	0,099	0,126	0,047	0,046
1,512	0,056	0,115	0,026	0,026
0,199	0,302	0,224	0,189	0,189
0,349	0,177	0,154	0,095	0,098
0,207	0,302	0,224	0,197	0,209
0,459	0,176	0,153	0,100	0,111
0,361	0,205	0,167	0,122	0,135
0,472	0,168	0,150	0,098	0,114
0,399	0,194	0,162	0,118	0,137
10,057	0,013	0,108	0,007	0,008
1,029	0,103	0,127	0,060	0,076
0,314	0,269	0,202	0,196	0,260
1,351	0,082	0,121	0,048	0,063
6,357	0,022	0,109	0,012	0,017
0,542	0,187	0,158	0,126	0,171
1,137	0,100	0,126	0,063	0,089
6,676	0,029	0,110	0,017	0,025
0,553	0,184	0,157	0,130	0,191
8,442	0,020	0,109	0,012	0,019
1,107	0,113	0,130	0,076	0,119
4,906	0,038	0,111	0,024	0,038
0,723	0,166	0,149	0,124	0,207
1,088	0,140	0,139	0,109	0,203
0,073	0,255	0,194	0,051	0,014
0,091	0,264	0,199	0,073	0,029
0,919	0,073	0,118	0,030	0,025
6,850	0,017	0,108	0,007	0,007
1,152	0,071	0,118	0,034	0,034
1,065	0,085	0,122	0,045	0,052
0,732	0,123	0,133	0,070	0,084
0,491	0,178	0,154	0,110	0,135
0,228	0,400	0,303	0,411	0,670
1,962	0,073	0,119	0,049	0,079
0,831	0,157	0,146	0,120	0,208