

**CUANTIFICACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS
PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE UNA CUENCA FRONTERA.
APLICACIÓN: CUENCA FRONTERA COLOMBIANA.**

HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS

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

2012

**CUANTIFICACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS
PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE UNA CUENCA FRONTERA.
APLICACIÓN: CUENCA FRONTERA COLOMBIANA.**

HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS

**Trabajo de Grado para optar al título de Magíster en Ingeniería de
Hidrocarburos**

Director:

NICOLÁS SANTOS SANTOS, M.Sc.

Codirectores:

ARISTÓBULO BEJARANO, MGT

SAIT KHURAMA, M.Sc.

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

2012

DEDICATORIA

A Dios, por su amor, consuelo, consejos, paciencia, misericordia y
compañía

A mi papá por ser ejemplo de honestidad, transparencia y sinceridad

A mi mamá por su esfuerzo, dedicación, alegría y fortaleza

A mi hermanito, por dejarse regañar tanto de mí...

AGRACEDIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a Dios por permitirme crecer en el seno de un hogar que me ha apoyado incondicionalmente en mis estudios y por guiarme con amor por el sendero que Él ha trazado para mí.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, mi segunda familia, por el cariño que me ha brindado durante estos años, y en la cual he crecido a nivel profesional y personal.

Al profe Nicolás, por su apoyo, consejos, amistad, confianza y hasta por los regaños.

Al “profe Ari” por sus valiosas enseñanzas, paciencia, apoyo y dedicación como director de este trabajo de investigación y como ejemplo de vida para mí.

Al profesor Sait Khurama por su orientación y apoyo en el desarrollo de este trabajo.

A los profesores Olga Ortiz y Alberto Ortiz por sus valiosos aportes en el desarrollo de esta investigación.

A Laura Vargas, por su excelente desempeño como “mi” tesista.

Al profesor Samuel Muñoz, Coordinador de la Maestría en Hidrocarburos

A Fernando Calvete y Hernando Buendía, por brindarme su amistad y compartir conmigo mis momentos de alegría y de mal genio.

A mis compañeros de estudio de la Maestría en Ing. de Hidrocarburos

En fin, a todos los que de una u otra forma ayudaron a que hoy pueda alcanzar esta nueva meta.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	21
1 MARCO TEÓRICO	24
1.1 CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS	24
1.1.1 Clasificación los recursos hidrocarburíferos con base en la oportunidad de comercialidad.	27
1.1.2 Clasificación con base en el rango de incertidumbre técnica.	31
1.2 CUENCAS FRONTERA	32
1.3 SISTEMAS PETROLÍFEROS	34
1.3.1 Roca Generadora	38
1.3.1.1 Carga.	38
1.3.1.2 Kerógeno.	38
1.3.2 Roca Almacén	40
1.3.3 Roca Sello	40
1.3.4 Roca de sobrecarga	42
1.3.5 Timing (Pulsos de generación)	43
1.3.6 Migración	43
1.3.7 Entrampamiento.	44
1.4 ESTIMACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS	45
1.4.1 Método de la Roca Fuente (Schmoker y Hunt)	45
1.4.2. Método de las Analogías.	47
1.4.3. Método Volumétrico.	48
1.4.4. Balance de Materiales	52
1.4.5. Curvas de declinación	53
1.4.6. Simulación de Yacimientos	54
1.5 PROCEDIMIENTOS DETERMINÍSTICOS Y PROBABILÍSTICOS EN LA ESTIMACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS	55

2. METODOLOGÍA PARA CUANTIFICAR RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE UNA CUENCA FRONTERA	58
2.1 DIAGNÓSTICO DE LA CUENCA FRONTERA	58
2.1.1 Atributos de Generación	61
2.1.2 Atributos de Migración.	62
2.1.3 Atributos de Almacenamiento.	62
2.1.4 Atributos de Fluido.	64
2.2 DELIMITAR UN SECTOR DE INTERÉS	64
2.3 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO EN EL SECTOR DE INTERÉS	65
2.4 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN	66
2.5 EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN	70
2.6 CUANTIFICACIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS	71
3 CUENCA CAUCA PATÍA	72
3.1. RESUMEN DE EVENTOS CUENCA CAUCA PATÍA	74
3.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE LA CUENCA CAUCA PATÍA	75
3.2.1. Geología Estructural de la Subcuenca Cauca.	76
3.2.1.1 Trampa Sector Cauca Norte	79
3.2.1.2 Trampa Sector Cauca Sur	79
3.2.1.3 Espesor de la formación almacén Sector Cauca Norte	79
3.2.1.4 Espesor de la formación almacén Sector Cauca Sur	79
3.2.2 Geología Estructural de la Subcuenca Patía.	80
3.2.2.1 Trampa	80
3.2.3 Espesor de la formación almacén	82
3.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA CAUCA PATÍA	82
3.3.1 Grupo Diabásico.	82
3.3.2 Formación Chimborazo.	83
3.3.3 Formación Peña Morada.	84
3.3.4 Formación Guachinte.	84

3.3.5 Formación Mosquera.	85
3.3.5 Formación Cinta de Piedra.	86
3.3.6 Formación Ferreira.	87
3.3.7 Formación Esmita.	87
3.3.9 Composición litológica para la Subcuenca Cauca Sur.	90
3.3.10 Composición litológica para la Subcuenca Patía.	90
3.4 SEDIMENTOLOGÍA DE LA CUENCA CAUCA PATÍA	90
3.4.1 Sedimentología de la Subcuenca Cauca.	95
3.4.1.1 Sedimentología del sector Cauca Norte.	95
3.4.1.2 Sedimentología del sector Cauca Sur.	100
3.4.2 Sedimentología de la Subcuenca Patía.	105
3.5 PETROFÍSICA DE LA CUENCA CAUCA PATÍA	105
3.6 GEOQUÍMICA DE LA CUENCA CAUCA PATÍA	112
3.6.1 Geoquímica para la Subcuenca Cauca (Sector Norte)	112
3.6.2 Geoquímica para la Subcuenca Cauca (Sector Sur)	113
3.6.3. Geoquímica para la Subcuenca Patía	113
4 CUANTIIFICACIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE LA CUENCA CAUCA PATÍA	118
4.1 DIAGNÓSTICO DE LA CUENCA CAUCA PATÍA	118
4.2 DELIMITAR UN SECTOR DE INTERÉS EN LA CUENCA CAUCA PATÍA ..	120
4.3 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO EN LA SUBCUENCA PATÍA	122
4.3.1 Carta de enterramiento.	122
4.3.2 Carta de eventos geológicos.	122
4.3.3 Roca Madre.	125
4.3.4 Roca Almacén.	126
4.3.4.1 Formación Esmita.	127
4.3.4.1.1 Condiciones	127
4.3.4.1.2 Roca	128
4.3.4.1.3 Condiciones externas	138

4.3.4.2 Formación Mosquera.	138
4.3.4.2.1 Condiciones	138
4.3.4.2.2 Roca	138
4.3.4.2.3 Características Externas	144
4.3.4.3 Fluido Hidrocarburo	144
4.3.4.3.1 Escenario 1. Aceite liviano en las formaciones Esmita y Mosquera.	146
4.3.4.3.2 Escenario 2. Gas seco en las formaciones Esmita y Mosquera.	146
4.3.5 Roca Sello	146
4.3.6 Migración.	147
4.4 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN	148
4.5 EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN	154
4.6 CUANTIFICACIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE UNA CUENCA FRONTERA	154
CONCLUSIONES	161
RECOMENDACIONES	164
BIBLIOGRAFÍA	165
ANEXO	171

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Cuencas frontera colombianas.	22
Figura 2. Tamaño de Campos Vs. Densidad exploratoria	23
Figura 3. Recurso hidrocarburífero total.....	25
Figura 4. Hidrocarburo Inicial en sitio descubierto.	26
Figura 5. Hidrocarburo Inicial en sitio no descubierto.....	26
Figura 6. Representación del Sistema de clasificación de recursos de la SPE/AAPG/WPC/SPEE.....	27
Figura 7. Oportunidad de comercialidad.	28
Figura 8. Categorización de reservas y recursos.	30
Figura 9. Cuenca Frontera.....	33
Figura 10. Recursos Hidrocarburíferos asociados a Cuencas Frontera.	34
Figura 11. Sistema Petrolífero.	35
Figura 12. Carta de eventos simplificada de un sistema petrolífero.	37
Figura 13. Diagrama de Krevelen modificado que muestra la maduración del kerógeno	41
Figura 14. Transformación térmica del kerógeno	42
Figura 15. Diagrama de flujo del método de cálculo de balance de masas de hidrocarburo generado.	46
Figura 16. Diagrama de flujo del método de cálculo de balance de masas de hidrocarburo generado.	47
Figura 17. Área y espesor de la formación.	49
Figura 18. Porosidad y saturación.	50
Figura 19. Factor volumétrico de formación.	50
Figura 20. Factor de recobro de los diferentes mecanismos de producción de hidrocarburos.....	51
Figura 21. Ecuación de Balance de Materiales	53

Figura 22. Metodología para Cuantificar Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en un sector de una cuenca frontera colombiana.	59
Figura 23. Matriz Atributos vs Alternativas para identificar y analizar cuencas frontera.....	60
Figura 24. Reflectancia de vitrinita en las Cuencas del VIM, VMM y Llanos orientales.....	63
Figura 25. Métodos de cuantificación de Recursos Hidrocarburíferos prospectivos.	67
Figura 26. Etapas de madurez del proyecto y métodos de evaluación usados.	68
Figura 27. Método determinístico vs Método probabilístico.....	70
Figura 28. Cuenca Cauca Patía.....	73
Figura 29. Resumen de eventos del origen y la evolución de la cuenca.	74
Figura 30. Sección sísmica transversal de la cuenca Cauca–Patía.	77
Figura 31. Sección sísmica transversal de subcuenca Cauca	78
Figura 32. Sección sísmica transversal de subcuenca Patía	81
Figura 33. Proporción de composición litológica del Grupo Diabásico según varios autores	83
Figura 34. Huella de la composición litológica para la Subcuenca Cauca Norte ..	88
Figura 35. Tamaño de grano por litología.	89
Figura 36. Huella de la composición litológica teniendo en cuenta el tamaño de grano para la Subcuenca Cauca Norte	89
Figura 37. Huella de la composición litológica para la Subcuenca Cauca Sur	91
Figura 38. Huella de la composición litológica teniendo en cuenta el tamaño de grano para la Subcuenca Cauca Sur	92
Figura 39. Huella de la composición litológica para la subcuenca Patía	93
Figura 40. Huella de la composición litológica teniendo en cuenta el tamaño de grano para la Subcuenca Patía.....	94
Figura 41. Columna cronoestratigráfica de la cuenca Cauca – Patía propuesta por Barrero & Laverde	96
Figura 42. Columna estratigráfica esperada para el pozo ANH-PATÍA-ST-P.....	97
Figura 43. Columna sintética de la formación Cinta de Piedra. Sector Cauca Norte.....	98

Figura 44. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Cauca Norte	99
Figura 45. Columna sintética de la formación Chimborazo. Sector Cauca Sur.	101
Figura 46. Columna sintética de la formación Guachinte. Sector Cauca Sur.	102
Figura 47. Columna sintética de la formación Ferreira. Sector Cauca Sur.	103
Figura 48. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Cauca Sur.....	104
Figura 49. Columna sintética del Grupo Diabásico y la Formación Peña Morada. Sector Patía.....	106
Figura 50. Columna sintética de la Formación Esmita y Mosquera. Sector Patía.....	107
Figura 51. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Patía.....	108
Figura 52. Correlación de las formaciones de interés de la Cuenca Cauca Patía.....	109
Figura 53. Diagrama de Van Krevelen para las formaciones de la Cuenca Cauca Patía.....	114
Figura 54. A. Índice de Hidrógeno vs S ₂ Cuenca Cauca Patía. B. Índice de Hidrógeno vs Índice de oxígeno Cuenca Cauca Patía.	115
Figura 55. A. Carbono Orgánico Total Cuenca Cauca Patía. B. Reflectancia de Vitrinita Cuenca Cauca Patía.	116
Figura 56. Rezumaderos en la Cuenca Cauca Patía.	117
Figura 57. Matriz Atributos vs Alternativas para identificar y analizar la Cuenca Cauca Patía.....	119
Figura 58. Carta de la historia de enterramiento de la cuenca Cauca Patía.....	123
Figura 59. Carta de eventos geológicos de la cuenca Cauca Patía	124
Figura 62. Permeabilidad Klinkenberg vs Permeabilidad al aire para las formaciones de la cuenca cauca Patía	129
Figura 63. Unidades de flujo hidráulico vs Saturación de agua inicial para la formación Esmita.	136
Figura 64. Calidad del Yacimiento vs Radio de Winland para la formación Esmita.	136
Figura 65. Unidades de flujo hidráulico en la formación Esmita.	137

Figura 66. Unidades de flujo hidráulico vs Saturación de agua inicial para la formación Mosquera.	142
Figura 67. Calidad del Yacimiento vs Radio de Winland para la formación Mosquera.....	142
Figura 68. Unidades de flujo hidráulico en la formación Mosquera.	143
Figura 69. Propuesta para hallar el fluido hidrocarburo en una cuenca frontera.	145
Figura 70. Huella digital del fluido hidrocarburo en la Cuenca Cauca Patía. Escenario 1: Gas Seco.	147
Figura 71. Huella digital del fluido hidrocarburo en la Cuenca Cauca Patía. Escenario 1: Aceite liviano.....	148
Figura 72. Área productora de hidrocarburos para las cuencas colombianas: Aproximación de Vargas.....	152

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Rangos típicos del factor de recobro.....	51
Tabla 2. Atributos especiales para elegir un sector de interés en una cuenca frontera.....	64
Tabla 3. Criterios de clasificación de los Recursos Hidrocarburíferos.....	65
Tabla 4. Elementos a evaluar en un sistema petrolífero para cuantificar los recursos hidrocarburíferos prospectivos.....	66
Tabla 5. Alternativas para evaluar la información necesaria para aplicar el método volumétrico.....	69
Tabla 6. Distribuciones de probabilidad de los parámetros involucrados en el método volumétrico.....	71
Tabla 7. Litoestratigrafía Grupo Diabásico.....	82
Tabla 8. Litoestratigrafía miembro Confites de la formación Chimborazo.....	84
Tabla 9. Litoestratigrafía miembro Loma Larga de la formación Chimborazo.....	84
Tabla 10. Litoestratigrafía de la formación Peña Morada.....	85
Tabla 11. Litoestratigrafía miembro La Cima de la formación Guachinte.....	85
Tabla 12. Litoestratigrafía miembro Los Chorros de la formación Guachinte.....	85
Tabla 13. Litoestratigrafía miembro La Leona de la formación Guachinte.....	86
Tabla 14. Litoestratigrafía miembro La Rampla de la formación Guachinte.....	86
Tabla 15. Litoestratigrafía de la formación Mosquera.....	86
Tabla 16. Litoestratigrafía de la formación Cinta de Piedra.....	86
Tabla 17. Litoestratigrafía miembro Suarez de la formación Ferreira.....	87
Tabla 18. Litoestratigrafía miembros Bucarica y El Palmar de la formación Ferreira.....	87
Tabla 19. Litoestratigrafía de la formación Esmita.....	88
Tabla 20. Datos petrofísicos para las formaciones Esmita y Ferreira.....	110
Tabla 21. Datos petrofísicos para las formaciones Cinta de Piedra, Guachinte y Mosquera.....	111

Tabla 22. Datos petrofísicos para la formación Chimborazo.	112
Tabla 23. Atributos especiales para elegir un sector de interés en la Cuenca Cauca Patía.	121
Tabla 24. Criterios de clasificación de los Recursos Hidrocarburíferos en la cuenca Cauca Patía (Subcuenca Patía).	121
Tabla 25. Comportamiento estadístico de la porosidad y la permeabilidad de la formación Esmita.	130
Tabla 26. RQI, FZI, Sw AMA y Sw ARI para la formación Esmita.	134
Tabla 27. Comportamiento estadístico de RQI, FZI, Sw AMA y Sw ARI para la formación Esmita.	135
Tabla 28. Comportamiento estadístico de la porosidad y la permeabilidad de la formación Mosquera.	139
Tabla 29. RQI, FZI, Sw AMA y Sw ARI para la formación Mosquera.	140
Tabla 30. Comportamiento estadístico de RQI, FZI, Sw AMA y Sw ARI para la formación Mosquera.	141
Tabla 31. Simulación PVT Sintético. Escenario 1: Aceite Liviano en las formaciones Esmita y Mosquera.	146
Tabla 32. Simulación PVT Sintético. Escenario 1: Aceite liviano.	147
Tabla 33. Alternativas para evaluar la información necesaria para aplicar el método volumétrico en la subcuenca Patía.	149
Tabla 34. Alternativas para evaluar la información necesaria para aplicar el método volumétrico en la subcuenca Patía.	150
Tabla 35. Aproximación para hallar el área productora en una Cuenca.	152
Tabla 36. Espesor de las formaciones de la subcuenca Patía.	153
Tabla 37. Factor volumétrico de formación del aceite para las formaciones de la subcuenca Patía.	153
Tabla 38. Factor volumétrico de formación del gas para las formaciones de la subcuenca Patía.	153
Tabla 39. Factor de Recobro de los yacimientos de las formaciones de la subcuenca Patía.	154
Tabla 40. Distribuciones de probabilidad de los parámetros involucrados en el método volumétrico. Aplicación Subcuenca Patía.	154

Tabla 41. Estimados bajo, mejor y alto para los parámetros del Método volumétrico en la Formación Esmita	155
Tabla 42. Estimados bajo, mejor y alto para los parámetros del Método volumétrico en la Formación Mosquera	155
Tabla 43. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Subcuenca Patía. Escenario: Aceite liviano en las formaciones Esmita y Mosquera.....	156
Tabla 44. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Subcuenca Patía. Escenario: Gas seco en las formaciones Esmita y Mosquera.....	156
Tabla 45. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Subcuenca Patía. Escenario: Aceite liviano en Esmita y Gas seco en Mosquera.....	157
Tabla 46. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Cuenca Cauca Patía. Escenario: Aceite liviano en las formaciones Esmita y Mosquera.....	157
Tabla 47. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Cuenca Cauca Patía. Escenario: Gas seco en las formaciones Esmita y Mosquera.....	158
Tabla 48. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Cuenca Cauca Patía. Escenario: Aceite liviano en Esmita y Gas seco en Mosquera.....	158
Tabla 49. Datos requeridos para aplicar el Método de Schmoker.	159
Tabla 50. Datos de entrada de %TOC e Índice de Hidrógeno.	159
Tabla 51. Hidrocarburo generado y acumulado en la subcuenca Patía	160
Tabla 52. Hidrocarburo generado y acumulado en la Cuenca Cauca Patía	160

LISTA DE ANEXOS

	pag.
ANEXO. SIMULACIÓN PROBABILÍSTICA	171

RESUMEN

TÍTULO: CUANTIFICACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE UNA CUENCA FRONTERA. APLICACIÓN: CUENCA FRONTERA COLOMBIANA.*

AUTOR: HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS**

Palabras Clave: recursos hidrocarburíferos, cuencas frontera, exploración, riesgo, simulación probabilística**

El aumento en la demanda mundial de hidrocarburos, la declinación de los campos maduros y los altos precios del petróleo están impulsando una nueva fase en la exploración de recursos hidrocarburíferos en cuencas frontera. En estas áreas hay escasez de información y la geología de la cuenca aún no se comprende totalmente, por lo que los riesgos de prospección y exploración son difíciles de evaluar.

En Colombia, vastas áreas del territorio catalogadas como cuencas frontera siguen siendo inexploradas y ofrecen el potencial para el descubrimiento de importantes acumulaciones de hidrocarburos que permitan mantener la seguridad energética del país; lo cual sugiere la necesidad de desarrollar una metodología de integración y modelamiento que permita el mejoramiento innovador de la atractividad de las cuencas frontera colombianas y así darle un valor agregado a la información y conocimiento que actualmente se tiene de las mismas.

Este estudio tiene como objetivo plantear una metodología para el análisis interpretativo y multidisciplinario de prospectos, con el fin de describir su naturaleza, geometría y disposición; cualificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos mediante la integración de aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único que permita determinar de una manera preliminar los posibles recursos hidrocarburíferos presentes en un sector de una cuenca frontera, mediante simulación probabilística.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Nicolás Santos, M.Sc., Codirector Aristóbulo Bejarano, MGT, Codirector Sait Khurama, M.Sc.

ABSTRACT

TITLE: QUANTIFICATION OF THE HYDROCARBON RESOURCE POTENTIAL IN A FRONTIER BASIN SECTOR. CASE STUDY: COLOMBIAN FRONTIER BASIN*

AUTHOR: HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS**

Key words: hydrocarbon resources, frontier basins, exploration, risk, probabilistic simulation.

The increase in the world demand of hydrocarbons, the decline of the production in the mature fields and the high prices of the oil are promoting a new phase of the exploration of hydrocarbon resources in frontier basins. There is a poor data in these areas and the basin geology is not fully understood, so, the risks of oil prospecting and exploration are hard to evaluate.

In Colombia, vast areas of the territory such as frontier basins are still unexplored and they show a potential for the discovery of important hydrocarbon accumulations that permit the sustainability of the country's energy. Therefore, research about hydrocarbon exploration must be done in order to qualify and quantify the subsoil potential.

The exploration in Colombia is focused only in the acquisition of seismic lines and also in the stratigraphic wells' drilling in the interest areas, which suggests the need for developing an integration and modeling methodology that allows the innovative improvement of the attractiveness of the Colombian basin borders and give this information and knowledge an added value. The goal of this study is to propose a methodology for the interpretative and multidisciplinary analysis of prospects, with the purpose of describe its nature and geometry, qualify and quantify the rock and fluids properties and to establish the distribution and recoverable hydrocarbon volumes through the integration of structural, stratigraphical, sedimentological, petrophysical and fluids aspects, in an unique model that allows the determination in a preliminary way the present hydrocarbon resources in a frontier basin sector through the use of probabilistic simulation.

* Graduate Thesis

**Physical – Chemical Engineering School. Petroleum Engineering School. Director Nicolás Santos, M.Sc., .Co-director Aristóbulo Bejarano, MGT, Co-director Sait Khurama, M.Sc.

INTRODUCCIÓN

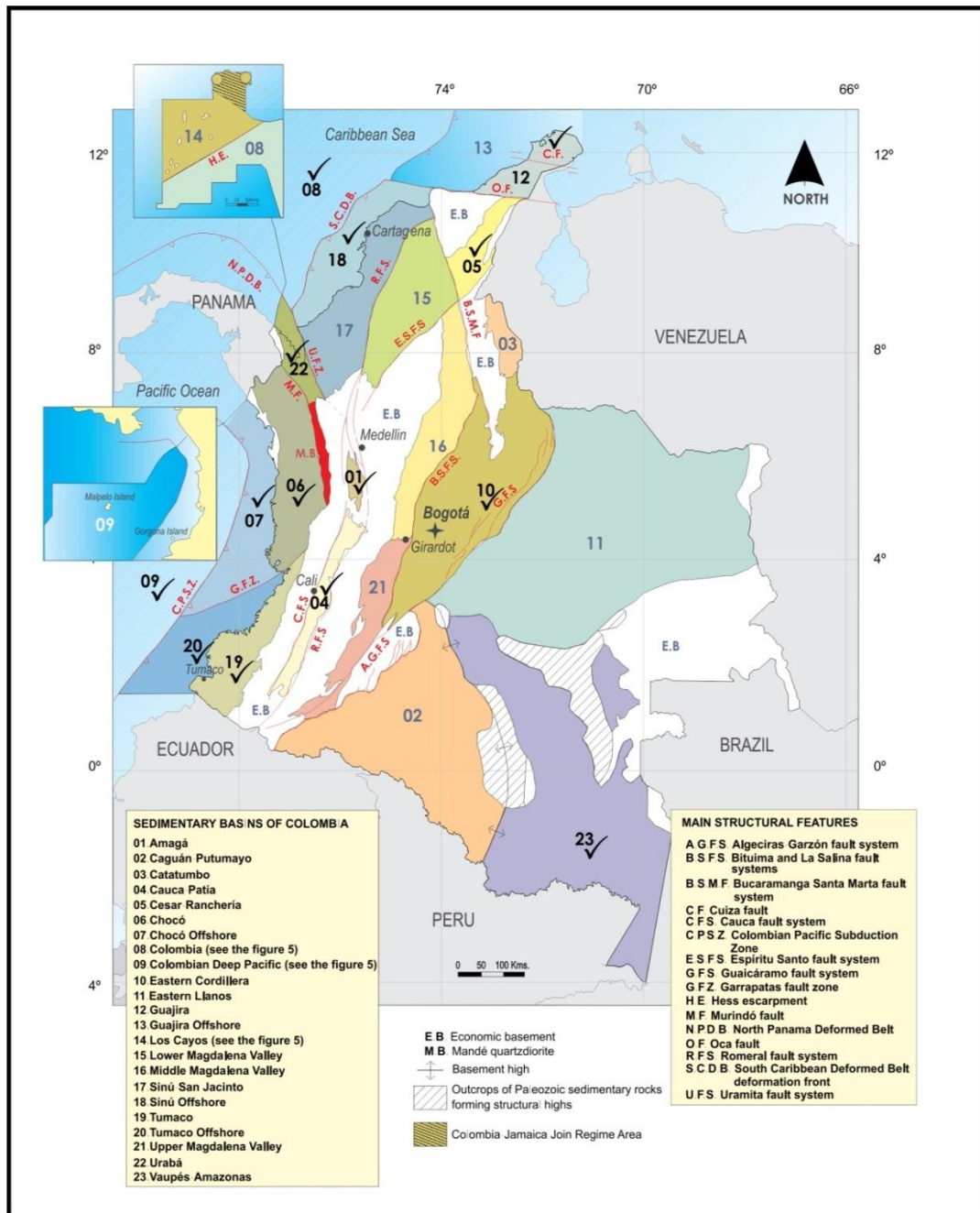
El aumento en la demanda mundial de hidrocarburos, la declinación de la producción de los campos maduros y los altos precios del petróleo están impulsando una nueva fase en la exploración de recursos hidrocarburíferos en cuencas frontera. En estas áreas hay escasez de información y la geología de la cuenca aún no se comprende totalmente, por lo que los riesgos de prospección y exploración son difíciles de evaluar.

En Colombia, vastas áreas del territorio catalogadas como cuencas frontera siguen siendo inexploradas y ofrecen el potencial para el descubrimiento de importantes acumulaciones de hidrocarburos que permitan mantener la seguridad energética del país (Ver la figura 1). De las 23 cuencas sedimentarias en las que se divide el país, 14 son frontera, es decir, cerca del 60% de las cuencas colombianas continúan siendo prácticamente inexploradas. Lo anterior evidencia la importancia de desarrollar investigaciones en exploración de hidrocarburos que permitan cualificar y cuantificar el potencial del subsuelo.

Es importante resaltar que es en estas etapas primarias donde se presenta la mayor probabilidad de encontrar acumulaciones de hidrocarburos de gran tamaño (Ver figura 2), esto sumado a una buena interpretación y evaluación de la información, lograría mejorar la atractividad de las cuencas frontera colombianas.

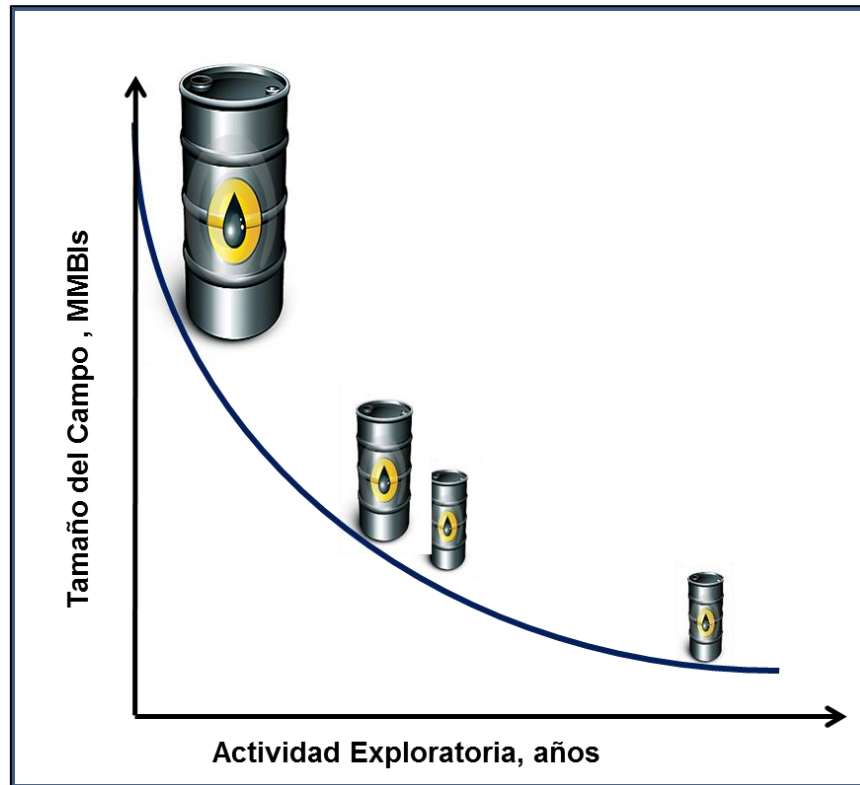
Actualmente, la exploración en Colombia está enfocada en la adquisición de datos (Métodos remotos, métodos de superficie, imágenes del subsuelo, análisis y muestreo del subsuelo), lo cual sugiere la necesidad de desarrollar una metodología de integración y modelamiento que permita el mejoramiento innovador de la atractividad de las cuencas frontera colombianas: darle un valor agregado a los datos y a la que se tiene de las mismas y así disminuir su nivel de riesgo.

Figura 1. Cuencas frontera colombianas.



Fuente: Adaptado de BARRERO, Darío; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos. Colombian Sedimentary Basins. 2007.

Figura 2. Tamaño de Campos Vs. Densidad exploratoria



Fuente: Autor.

Este estudio tiene como objetivo cuantificar de una manera preliminar el recurso hidrocarburífero prospectivo **CONVENCIONAL** en un sector de una cuenca frontera, mediante el planteamiento de una metodología que permita el análisis interpretativo y multidisciplinario de sectores de interés, con el fin de cualificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, y establecer volúmenes recuperables de hidrocarburos mediante la integración de aspectos geoquímicos, estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único utilizando simulación probabilística.

1 MARCO TEÓRICO

1.1 CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS^{1,2,3,4,5,6,7,8,9}.

En este punto de la investigación, se hace necesario explicar por qué las cuencas frontera están asociadas a recursos prospectivos y no a potenciales petrolíferos o reservas, para lo cual se presenta una breve descripción de la clasificación oficial de los recursos hidrocarbúferos emitida por la SPE/AAPG/WPC/SPEE (Society of Petroleum Engineers/ American Association of Petroleum Geologist / World Petroleum Council/ Society of Petroleum Evaluation Engineers).

La estimación de cantidades de recursos hidrocarbúferos involucra la interpretación de volúmenes y valores que tienen un inherente grado de incertidumbre. Estas cantidades están asociadas a los proyectos de desarrollo en diversas etapas de diseño e implementación. El uso de un sistema de clasificación consistente mejora las comparaciones entre proyectos, grupos de proyectos y portafolios de las empresas, de acuerdo a las predicciones de los perfiles de producción y recobro.

¹ SPE/AAPG/WPC/SPEE Petroleum Resources Management System. World Petroleum Council. 2007.

² SENTURK, Yasin. Essence of the SPE Petroleum Resources Management System. Definitions and Guiding Principles for Classification, Categorization and Assessment Process. SPE 149078.

³ ETHERINGTON, J.; RITTER, J. The 2007 SPE/AAPG/WPC/SPEE Petroleum Resources Management System.. PETSOC 2007-155.

⁴ ETHERINGTON, J.; RITTER, J. The 2007 SPE/AAPG/WPC/SPEE Petroleum Resources Management System. (PMRS). JCPT Vol. 47, No 8. 2008.

⁵ ETHERINGTON, Jhon. Managing Your Bussines Using Integrated PMRS and SEC Standars. SPE 124938.

⁶ ETHERINGTON, J.; RITTER, J. The 2007 SPE/AAPG/WPC/SPEE Reserves and Resources Classification, Definitions and Guidelines. Defining the Standard!SPE 107693.2007.

⁷ ETHERINGTON, Jhon. Building on PMRS To Quantify Risk and Uncertainty in Resource Reconciliations. SPE 134057. 2010.

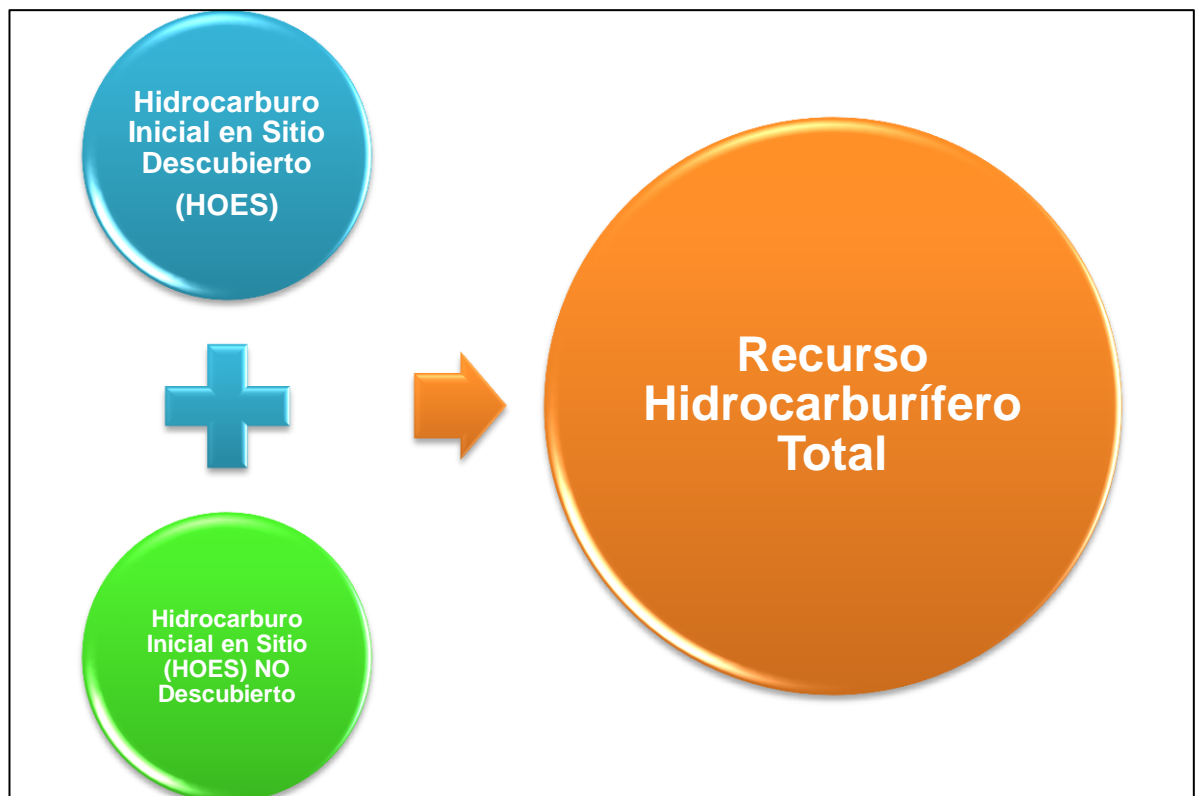
⁸ ELLIOT, David. The Evaluation, Classification and Reporting of Unconventional Resources. SPE 114160. 2008

⁹ LEE, W.J. Modernization of the SEC and Oil and Gas Reserves Reporting Requirements. SPE 123793. 2009.

El término "recursos" abarca todas las cantidades de hidrocarburo que se encuentran en la corteza de la Tierra, descubierto y por descubrir (recuperable y no recuperable), más las cantidades ya producidas (Ver las figuras 3, 4 y 5). Además, incluye todos los tipos de hidrocarburos "convencionales" o "no convencionales".

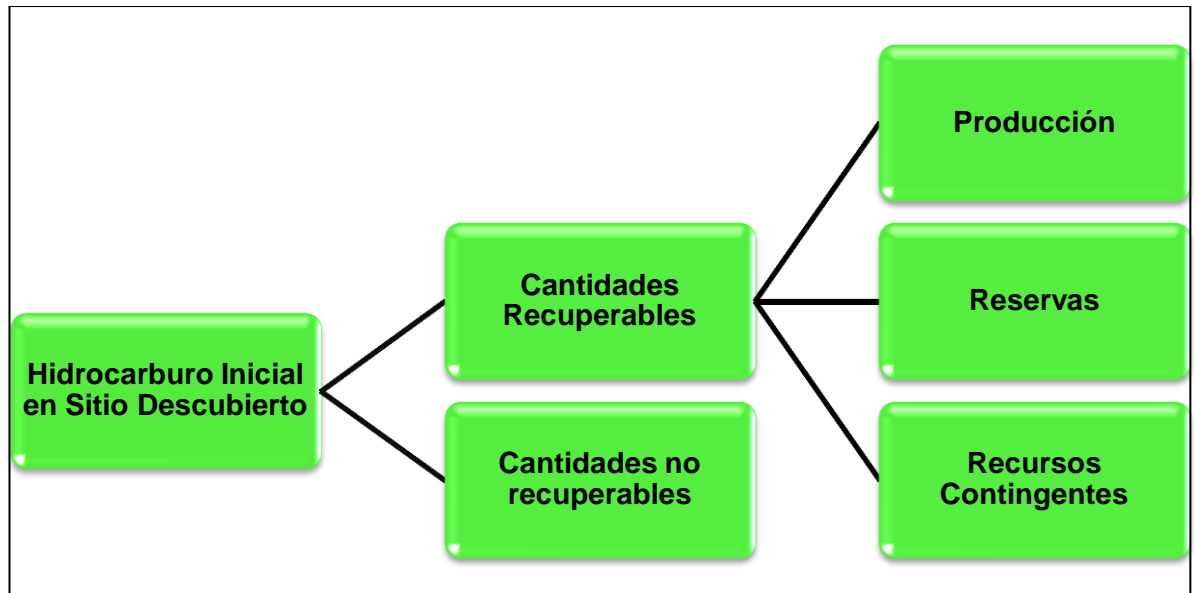
La figura 6 es una representación gráfica del sistema de clasificación de recursos de la SPE/AAPG/WPC/SPEE. El "Rango de incertidumbre", refleja una serie de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación mediante un proyecto, mientras que el eje vertical representa la "oportunidad de comercialidad" (Riesgo), es decir, la posibilidad de que el proyecto sea desarrollado y alcance el estatus de producción comercial.

Figura 3. Recurso hidrocarburífero total.



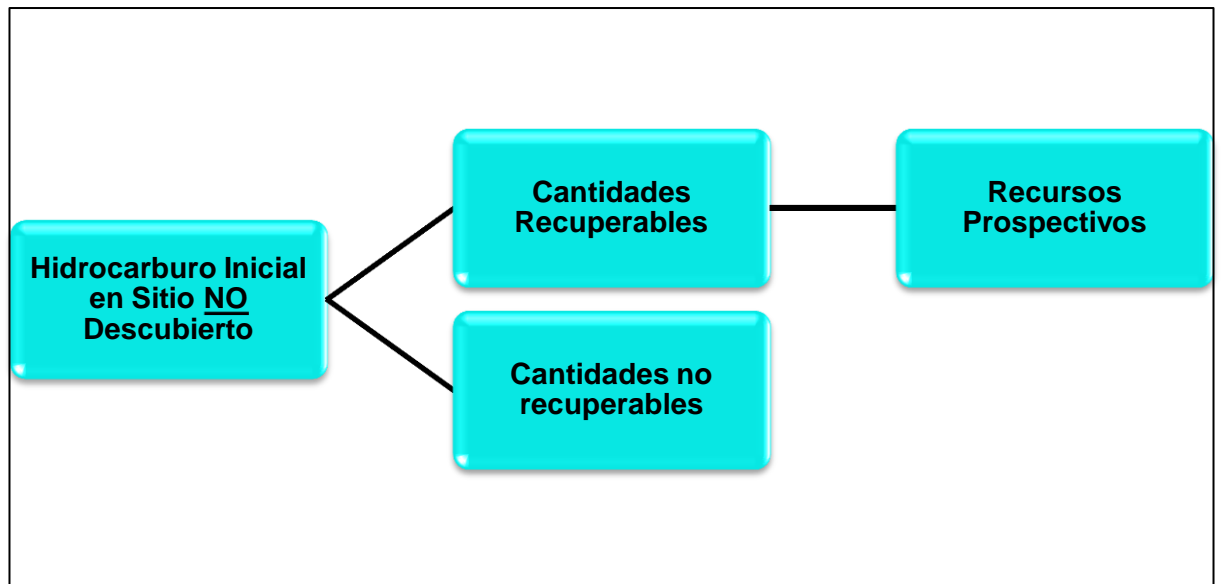
Fuente: Tomado y adaptado de SENTURK, Yasin. SPE 149078.

Figura 4. Hidrocarburo Inicial en sitio descubierto.



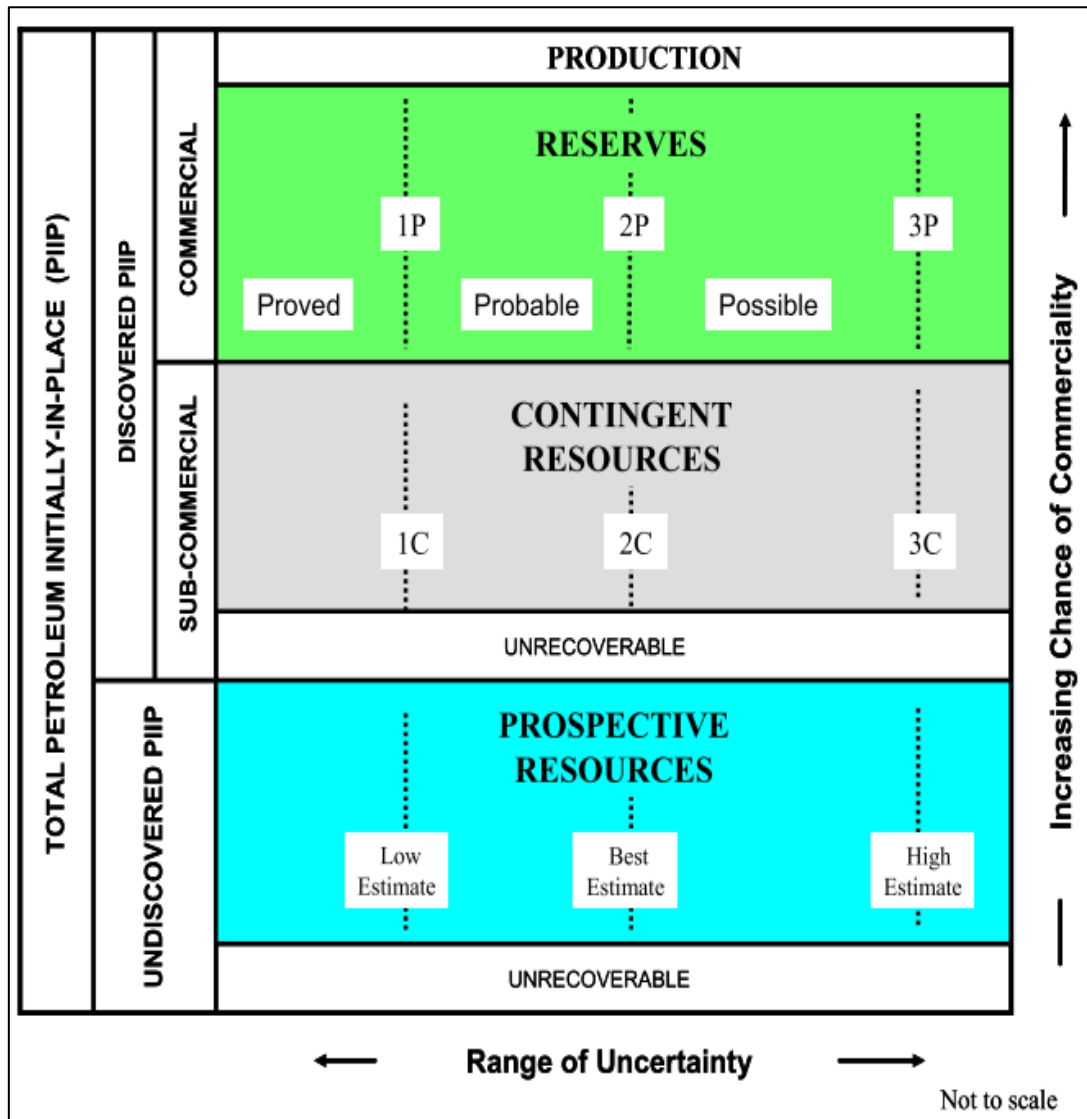
Fuente: Tomado y adaptado de SENTURK, Yasin. SPE 149078.

Figura 5. Hidrocarburo Inicial en sitio no descubierta.



Fuente: Tomado y adaptado de SENTURK, Yasin. SPE 149078.

Figura 6. Representación del Sistema de clasificación de recursos de la SPE/AAPG/WPC/SPEE.



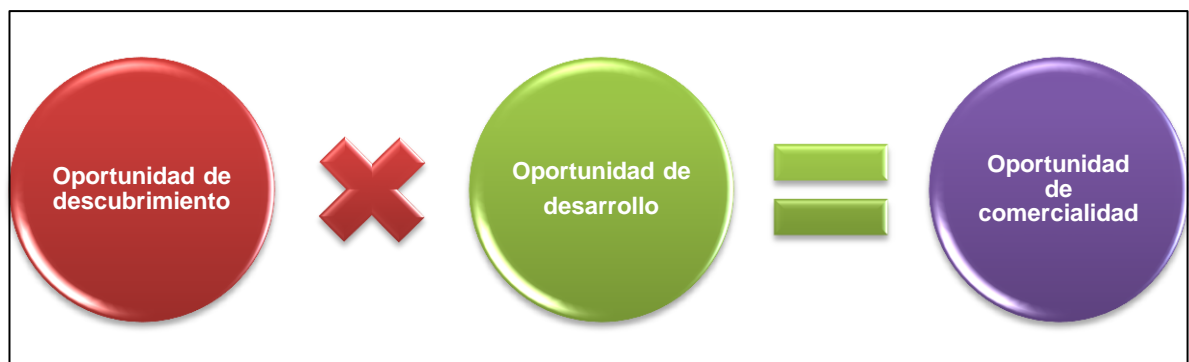
Fuente: SPE/AAPG/WPC/SPEE Petroleum Resources Management System (PRMS). 2011.

1.1.1 Clasificación los recursos hidrocarburíferos con base en la oportunidad de comercialidad. La oportunidad de comercialidad para una acumulación de hidrocarburo no descubierta se define mediante el producto de la oportunidad de

descubrimiento (Chance of Discovery) por la oportunidad de desarrollo (Chance of Development). Ver la figura 7.

- **Oportunidad de descubrimiento:** se basa en las evaluaciones independientes de la roca fuente, integridad de la trampa, roca yacimiento, patrones de migración, etc.
- **Oportunidad de desarrollo:** se refiere a la oportunidad de desarrollar técnica y comercialmente un proyecto de recobro en una acumulación descubierta. Depende del análisis de escenarios económicos y de la evaluación de otras contingencias.

Figura 7. Oportunidad de comercialidad.



Fuente: SENTURK, Yasin. SPE 149078. Modificado.

Los **Recursos Hidrocarbúricos Descubiertos** representan el HOES para acumulaciones conocidas de hidrocarburo y su “oportunidad de comercialidad” depende sólo de la oportunidad de desarrollo. Un proyecto de desarrollo se considera comercial si cumple plenamente el “criterio de comercialidad” definido para incluir y tener totalmente en cuenta los siguientes factores claves:

- Viabilidad o estatus económico.
- Ninguna contingencia significativa (mercado, legal, ambiental, social y/o factores gubernamentales).
- Margen de tiempo razonable para el desarrollo del proyecto.

De acuerdo con lo anterior, las cantidades recuperables de hidrocarburo descubierto se clasifican como Reservas si el proyecto cumple plenamente el “Criterio de Comercialidad”; y como Recursos Contingentes si no lo cumplen; por lo tanto:

Reservas: Son aquellas cantidades de hidrocarburo que se anticipa pueden ser comercialmente recuperadas a partir de acumulaciones conocidas.

Recursos Contingentes: Son aquellas cantidades de hidrocarburo que se estima, pueden ser potencialmente recuperadas de acumulaciones conocidas, pero que a las condiciones actuales no se consideran comercialmente recuperables.

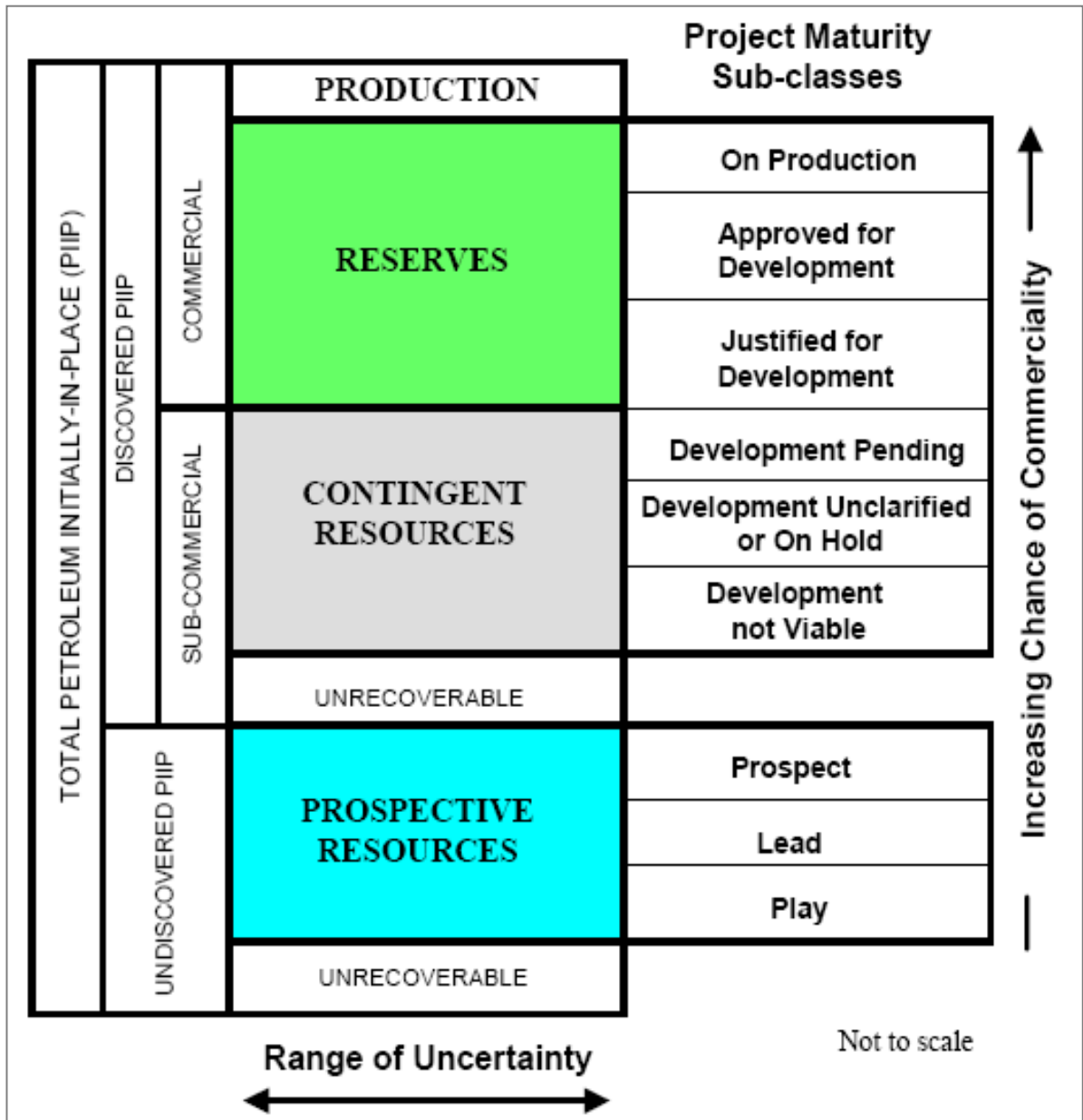
Los **Recursos Hidrocarburíferos NO descubiertos** son aquellas cantidades de hidrocarburos que se estima estarían contenidas en acumulaciones aún no descubiertas.

Recursos Prospectivos: Son aquellas cantidades de hidrocarburo que se estima pueden ser potencialmente recuperadas de acumulaciones desconocidas. Dependiendo de la madurez del proyecto (oportunidad de comercialidad o riesgo), los recursos prospectivos se pueden subdividir en play, lead o prospecto. Ver la figura 8.

- *Play:* Un proyecto asociado a una tendencia de prospectos potenciales, la cual requiere más adquisición y/o evaluación de información, con el fin de definir leads o prospectos específicos para un análisis más detallado de su oportunidad de descubrimiento y, asumiendo descubrimiento, del rango del potencial recobro bajo hipotéticos escenarios de desarrollo.
- *Leads:* Un proyecto asociado a una acumulación potencial, que actualmente no está lo suficientemente definida y requiere más adquisición y/o evaluación de la información, con el fin de ser madurado como un prospecto. Dicha evaluación

incluye la valoración de la oportunidad de descubrimiento y, asumiendo descubrimiento, del rango del potencial recobro bajo factibles escenarios de desarrollo.

Figura 8. Categorización de reservas y recursos.



Fuente: SPE/AAPG/WPC/SPEE Petroleum Resources Management System. 2011.

- *Prospecto*: Un proyecto asociado a una acumulación potencial que está lo suficientemente bien definida para representar un punto de perforación. Las actividades del proyecto están enfocadas en la evaluación de la oportunidad de descubrimiento y, asumiendo descubrimiento, del rango de las cantidades potencialmente recuperables bajo un programa de desarrollo comercial.

Recursos No descubiertos No recuperables: Representa una parte del HOES no descubierta para la cual no puede definirse un proyecto de recuperación.

1.1.2 Clasificación con base en el rango de incertidumbre técnica.

Dependiendo del grado de incertidumbre técnica, las reservas, recursos contingentes y los aún los recursos desconocidos (recursos prospectivos); pueden ser subdivididos y categorizados, tal como lo ilustra la figura 5.

Dependiendo del grado de incertidumbre técnica, **las reservas** se pueden subdividir en probadas, probables y posibles.

- *Reservas probadas*: Son aquellas cantidades de hidrocarburo que pueden ser comercialmente recuperables, a partir de una determinada fecha, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales definidas.
- *Reservas Probables*: son aquellas reservas adicionales las cuales son menos probables de recuperar que las reservas probadas pero más factibles de recuperar que las reservas posibles.
- *Reservas posibles*: son aquellas reservas adicionales en donde el análisis de geociencias e ingeniería indica que son menos probables de recuperar que las reservas probables.

Cuando se usan métodos probabilísticos para su cuantificación, dependiendo de la incertidumbre técnica, los **Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos** se pueden clasificar como: Estimado bajo (low estimate), mejor estimado (the best estimate) y estimado alto (high estimate). Ver la figura 6.

1.2 CUENCAS FRONTERA

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 depositada¹⁰, elementos que en conjunto sufren varios procesos dinámicos: depositación de sedimentos, fallamiento, enterramiento, maduración del kerógeno y flujo multifásico de fluidos¹¹.

Ahora, es importante aclarar que el término “Cuenca Frontera” (Frontier Basin) no hace referencia a límites geográficos sino a limitaciones en la información y en el conocimiento del subsuelo en determinada área. Entonces, una cuenca frontera puede definirse como una cuenca sedimentaria inexplorada o en etapa temprana de exploración¹², la cual presenta escasez de información por lo que su geología aún no se comprende totalmente. Consecuentemente, los estudios acerca de la acumulación de hidrocarburos no son concluyentes y por lo tanto, los riesgos de prospección y exploración son difíciles de evaluar.^{13,14}. Ver figura 9.

¹⁰AL-HAJERI, M., Matlak, *et al.* Basin and Petroleum System Modeling. Oilfield Review Summer 2009: 21, no. 2.2009 Schlumberger. Pág. 16.

¹¹ Ibid.

¹² VATHA, Lim; PHALLY, Kimty. Petroleum Policy and Management Project. Philippine Case Study. Exploration and Investment Strategies in frontier basins..2006.

¹³ BRADSHAW, Barry. Assesing prospectivity in offshore frontier basin. Frontier basis studies identify new exploration opportunities. AUSGEO NEWS. 2007

¹⁴ NEVES, Antonio& DE SORDI, Diogo & EGOROV, Vsevolod. Frontier Basin Onshore Brazil. AAPG International Conference and Exhibition. 2009.

Figura 9. Cuenca Frontera.



Fuente: Tomado y adaptado de VATHA, Lim; PHALLY, Kimty & BRADSHAW, Barry & NEVES, Antonio; DE SORDI, Diogo; EGOROV, Vsevolod.

De acuerdo con lo anterior, las cantidades de hidrocarburo que se estima se podrían encontrar en las cuencas frontera se clasifican como recursos no descubiertos y las cantidades recuperables como **Recursos Prospectivos**, los cuales están asociados a altos niveles de incertidumbre y bajas oportunidades de comercialidad (alto riesgo). Ver la figura 10.

Figura 10. Recursos Hidrocarburíferos asociados a Cuencas Frontera.



Fuente: Autor

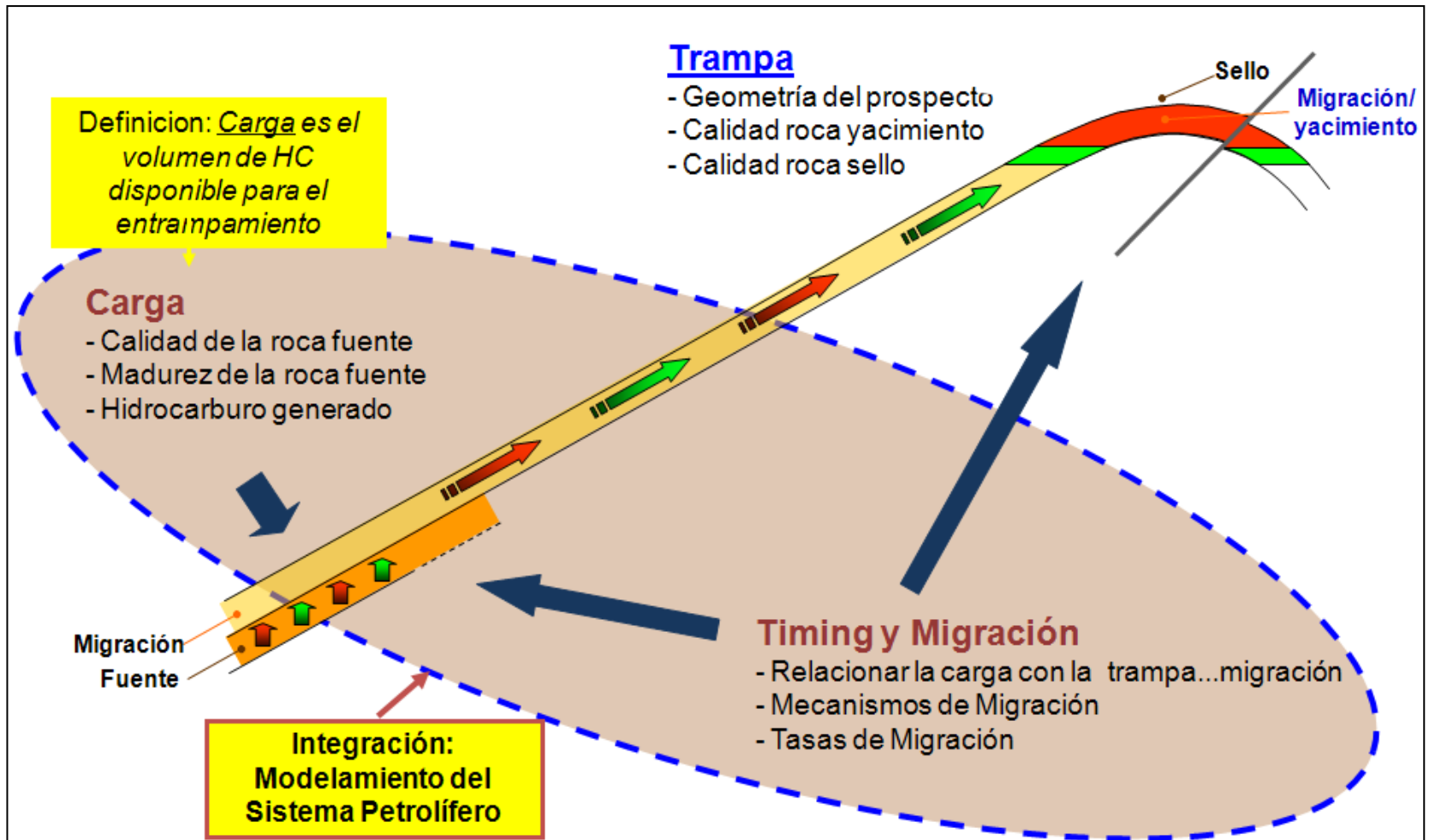
1.3 SISTEMAS PETROLÍFEROS

Para enfocar correctamente los estudios de prospectividad en una cuenca sedimentaria, el primer paso es identificar y caracterizar el sistema o sistemas petrolíferos presentes en la misma. 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 hidrocarburos¹⁵. Los elementos esenciales incluyen una roca generadora, una roca almacén, una roca sello, una roca de sobrecarga y una trampa. Los procesos que involucra son generación, migración y acumulación (formación de la trampa) y preservación¹⁶. Ver la figura 11. Además, es un método de ordenamiento, integración e interpretación de la información geoquímica y geológica con el propósito de entender la forma de ocurrencia y la distribución de las ocurrencias de hidrocarburo en un área o cuenca.

¹⁵ MAGOON, Leslie; DOW, Wallace. The petroleum System – from source to trap. AAPG Memoir 60. 1994.

¹⁶ DEMAISON, Gerard; HUIZINGA, J, Bradley. Genetic classification of petroleum using three factors: charge, migration, and entrapment.

Figura 11. Sistema Petrolífero.



Fuente: HANTSCHER, T., KAUERAU, A.I. Fundamentals of Basin Modeling, Springer Verlag, Berlin, Alemania. 2009.

Existen tres factores geológicos importantes que controlan la acumulación de petróleo y por lo tanto son esenciales para la existencia de un sistema petrolífero¹⁷:

- ✓ Generación de petróleo volumétricamente adecuada, este proceso debe darse durante o después del tiempo de formación de la trampa.
- ✓ Geometría para la migración por drenaje favorable, lo que permitirá el 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.
- ✓ La existencia de trampas adecuadas para el volumen de la acumulación, y que puedan retener la carga de petróleo desde el tiempo de la trampa hasta el presente.

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%¹⁸. 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.

Por otra parte, la **carta de eventos** (Figura 12) muestra ocho eventos diferentes que describen el sistema petrolífero:

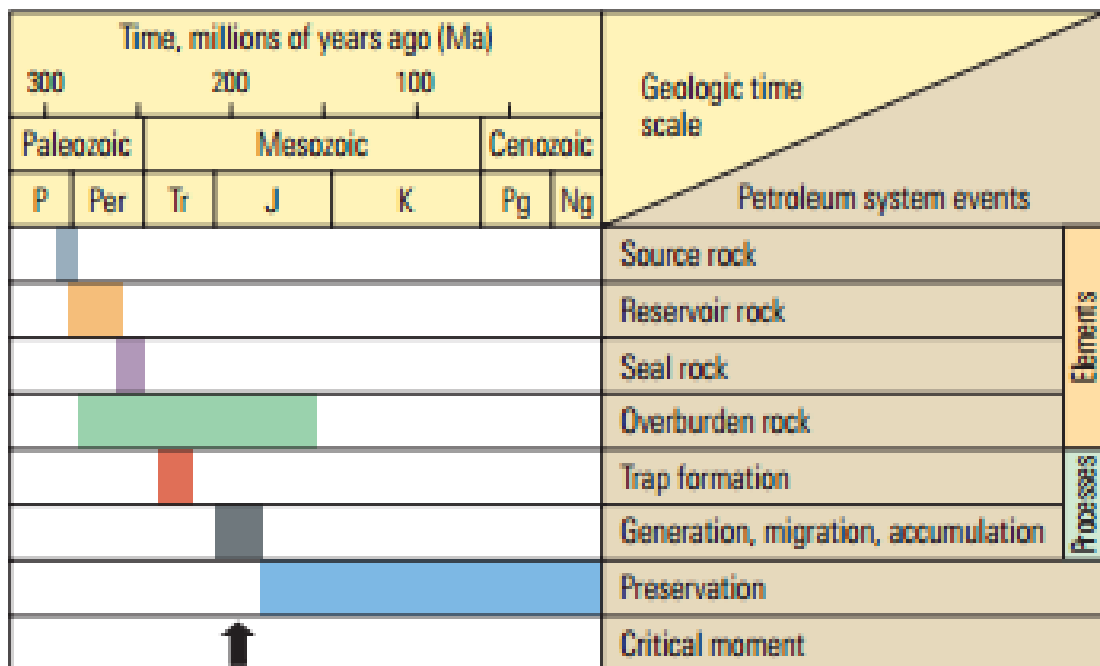
- ✓ Eventos 1-4: registran el tiempo de depositación mediante la interpretación de información estratigráfica: **roca fuente, roca almacén, roca sello y roca de sobrecarga.**

¹⁷ DEMAISON, Gerard; HUIZINGA, J, Bradley. Genetic classification of petroleum using three factors: charge, migration, and entrapment.

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

- ✓ Eventos 5-6: muestran el tiempo en el que el sistema petrolífero tuvo lugar. El quinto evento registra 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.
- ✓ Evento 7: muestra 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.
- ✓ Evento 8: este último evento ilustra el **momento crítico**¹⁹.

Figura 12. 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.

¹⁹ MAGOON, Leslie; DOW, Wallace. The petroleum System – from source to trap. AAPG Memoir 60. 1994.

1.3.1 Roca Generadora²⁰. La roca generadora es una unidad de roca que contiene suficiente material orgánico para generar hidrocarburo térmica o biogénicamente, para expulsarlo y así formar acumulaciones comerciales de petróleo y/o gas. Cada roca generadora desarrolla su propio sistema petrolífero y está definida por la cantidad y calidad de materia orgánica presente, ya que estos aspectos definen la “carga de hidrocarburos”

1.3.1.1 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 atrapado. 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 esta primaria o secundaria. La caracterización de la carga es de suma importancia, ya que es la que permite identificar qué tipo de kerógeno generó la roca madre y por lo tanto qué tipo de hidrocarburo (aceite o gas).

1.3.1.2 Kerógeno. El kerógeno es una sustancia inorgánica insoluble que está directamente relacionada con los biopolímeros de los organismos vivos o se formó durante la diagénesis. Representa más del 90% de toda la materia orgánica presente en los sedimentos²¹. Se clasifica 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 continuación²².

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

²⁰ MAGOON, Leslie; DOW, Wallace. The petroleum System – from source to trap. AAPG Memoir 60. 1994.

²¹ LEYTHAEUSER, R., SCHAEFER, G., RADKE, M., On the primary migration of petroleum, Institute of petroleum and organic geochemistry at the nuclear research centre.

²² BOYER, Charles, et al. Producing gas from its source. Oilfield review. Schlumberger. Autumn 2006. Pág. 38.

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

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)²³.

La madurez del kerógeno incrementa cuando las relaciones de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre con respecto al carbono disminuyen. Los efectos más

²³ BOYER, Charles, et al. Producing gas from its source. Oilfield review. Schlumberger. Autumn 2006. Pág. 38.

evidentes de ello son una disminución del peso molecular, la viscosidad y un aumento en los grados °API²⁴.

La figura 13 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.

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 seco²⁵. Ver figura 14.

1.3.2 Roca Almacén²⁶. La roca almacén es un volumen de roca que tiene la suficiente porosidad y permeabilidad para permitir la migración y la acumulación de petróleo bajo condiciones adecuadas de entrapamiento.

1.3.3 Roca Sello²⁷. La roca sello puede definirse como aquella roca 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 petrolífero²⁸. Existen dos tipos importantes de sellos: los sellos regionales que entrapan los hidrocarburos migrantes y los sellos locales que confinan las acumulaciones²⁹.

²⁴STANKIEWICZ, Arthur. Conferencia: Origin and Behavior of Oil Asphaltenes: Integration of Disciplines. Schlumberger. UIS, 5 DE JUNIO DE 2012.

²⁵Op. Cit. BOYER

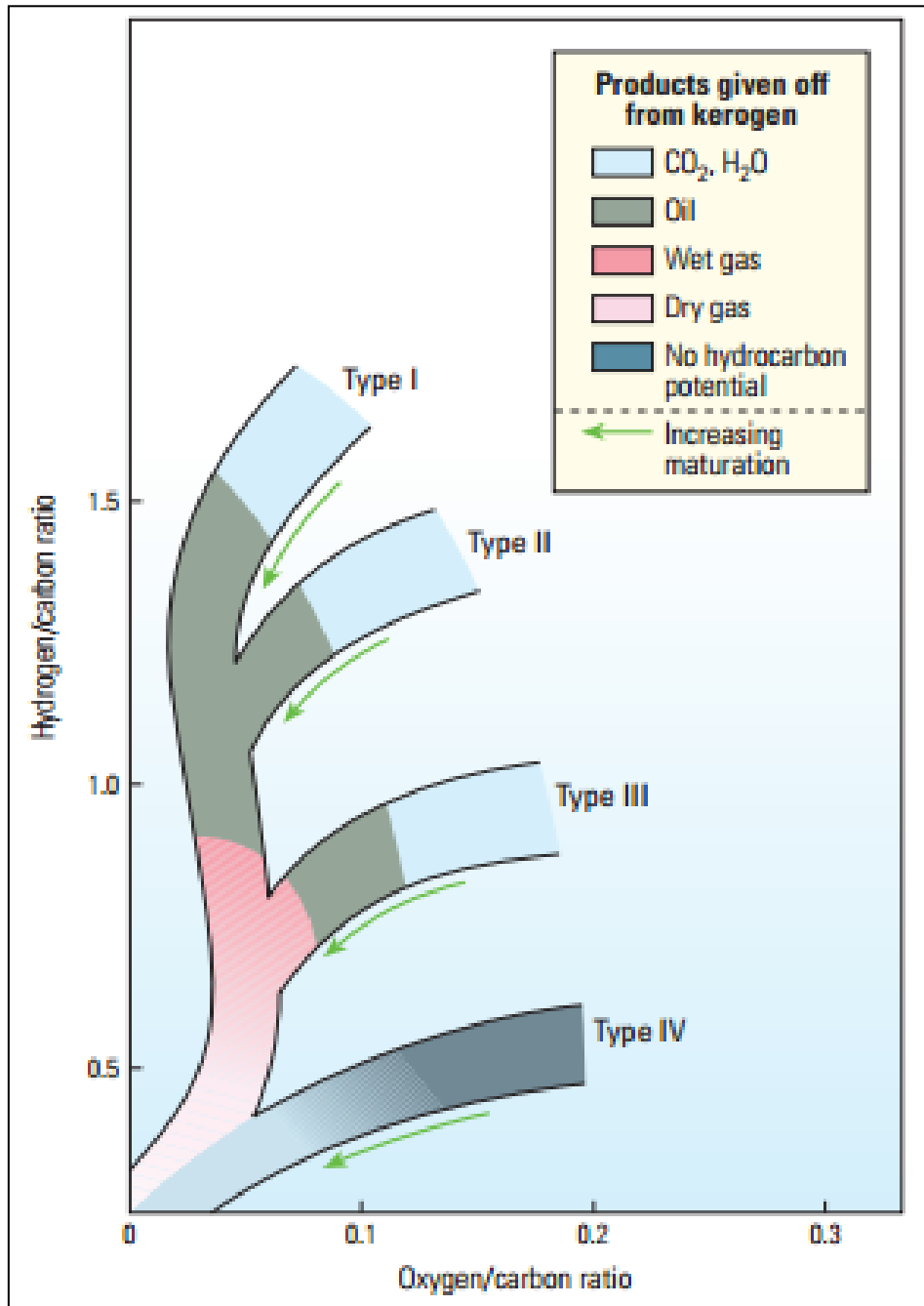
²⁶MAGOON, Leslie; DOW, Wallace. The petroleum System – from source to trap. AAPG Memoir 60. 1994.

²⁷Ibid.

²⁸DOWNEY, W. Marlan. Hydrocarbon seal rocks.

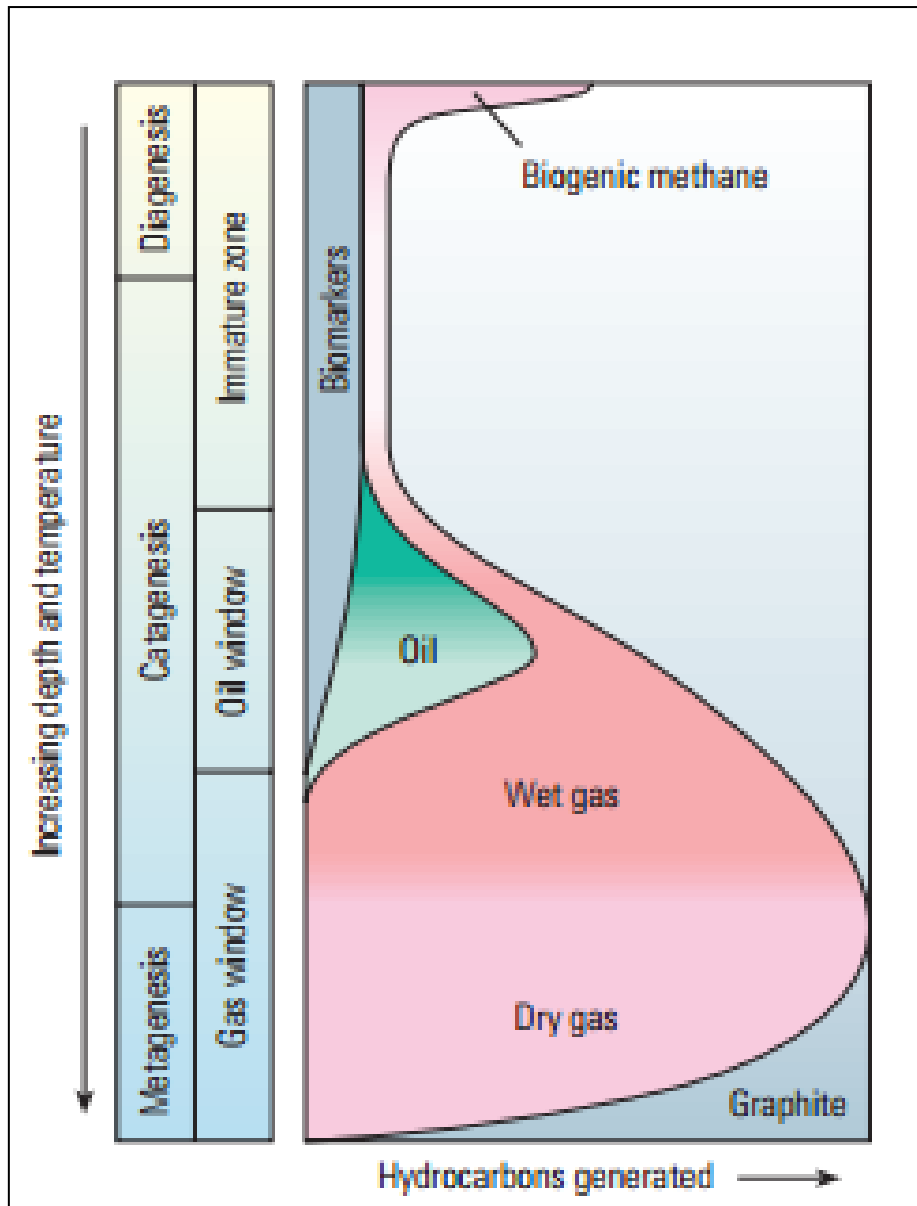
²⁹ULMISHEK, G.F., (1988). Types of seals as related to migration and entrapment of hydrocarbons, *citado por* DOWNEY, W., Marlan. Hydrocarbon seal rocks.

Figura 13. 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.

Figura 14. Transformación térmica del kerógeno



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

1.3.4 Roca de sobrecarga³⁰. La roca de sobrecarga es la roca sedimentaria ubicada en la parte superior del sistema que comprime y consolida el material

³⁰ MAGOON, Leslie; DOW, Wallace. The petroleum System – from source to trap. AAPG Memoir 60. 1994.

inferior. Esta roca contribuye a la maduración térmica de la roca fuente, ya que obliga al sistema tener mayores profundidades y por lo tanto mayores temperaturas³¹.

1.3.5 Timing (Pulsos de generación)³². El 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 la generación de hidrocarburos desde la roca generadora dependen de la tasa de sedimentación y el gradiente geotérmico³³.

1.3.6 Migración³⁴. Después de su generación, los hidrocarburos deben ser transportados y concentrados en zonas más porosas y permeables para formar yacimientos hidrocarburíferos³⁵. Los hidrocarburos se mueven en estos estratos hasta que alcanzan locaciones en donde el movimiento sea detenido parcial o totalmente. La boyanza es la fuerza de desplazamiento principal y el diferencial de

³¹ Ibid

³² Ibid

³³ DEMING, David. Overburden Rock, Temperature and Heat flow. School of geology and geophysics University of Oklahoma.

³⁴ MAGOON, Leslie; DOW, Wallace. The petroleum System – from source to trap. AAPG Memoir 60. 1994

³⁵ SIDDIQUI, I. Fareed, LAKE W. Larry. A comprehensive dynamic theory of hydrocarbon migration and trapping

presión, debido a las presiones capilares de la roca sello, solamente es una fuerza que retarda la migración. La mayor parte de la migración ocurre inicialmente de forma vertical hacia arriba y después a lo largo del estrato transportador; ambos pueden ser considerados como flujo en una sola dimensión³⁶.

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.

1.3.7 Entrampamiento³⁷. Un 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. Por otra parte, 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 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.

³⁶ *Ibíd*

³⁷ DEMAISON, Gerard, HUIZINGA, J, Bradley. Genetic classification of petroleum using three factors: charge, migration, and entrapment.

1.4 ESTIMACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS

Existen varios métodos que permiten estimar recursos y reservas de hidrocarburos, los cuales se describen a continuación.

1.4.1 Método de la Roca Fuente (Schmoker y Hunt)^{38,39}. El marco geoquímico establece varios métodos para medir cuantitativamente el tipo de materia orgánica, y por consiguiente la carga.

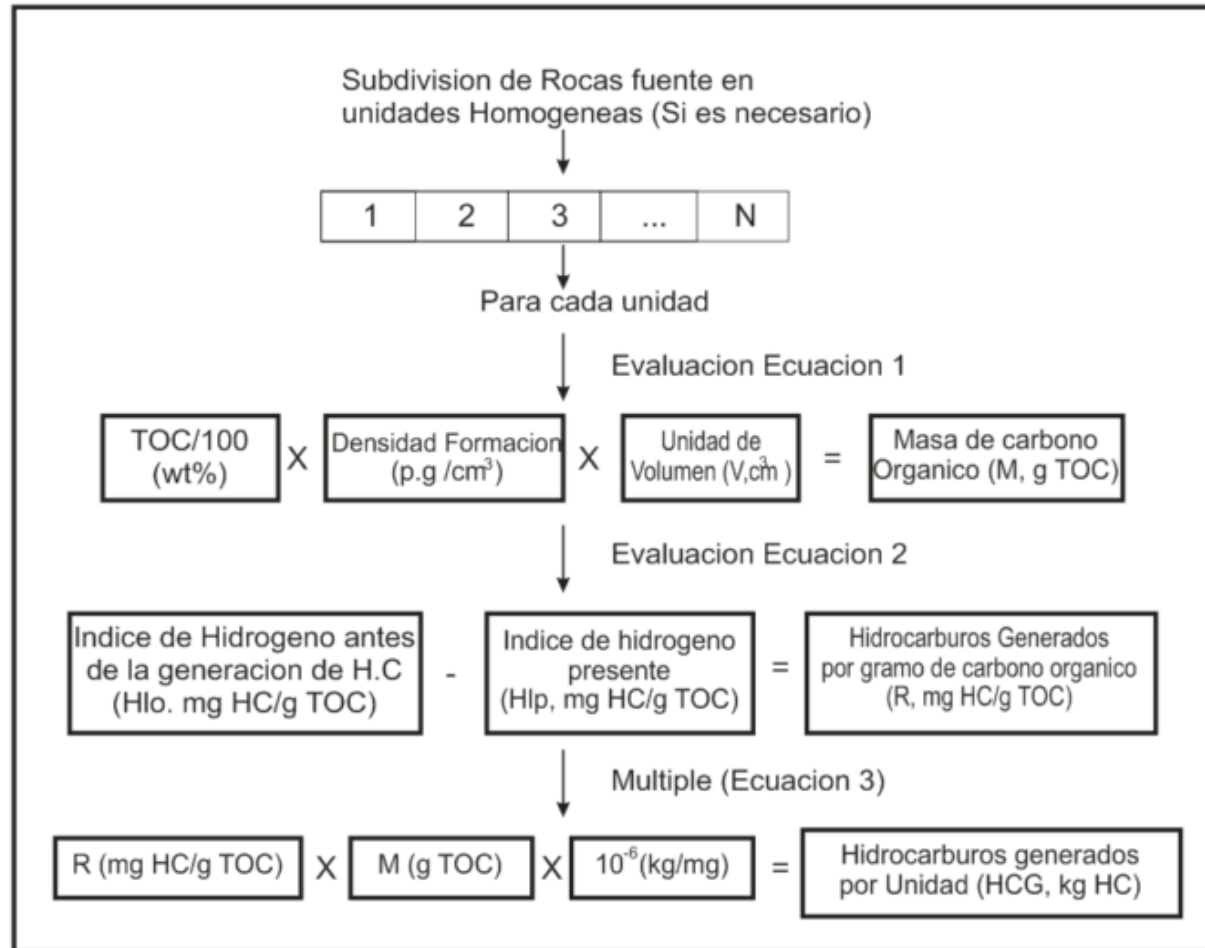
El método de balance de masas calcula la masa de hidrocarburos generados por una roca generadora activa. El método sigue 4 etapas: 1) Identificación de la roca fuente y su extensión geográfica, 2) Cálculo de la masa de carbono total (TOC) en la roca generadora, 3) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados por gramo de carbono orgánico (mgr HC/ gr TOC), 4) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados en la cuenca (Mgr).

También se utiliza 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 HI_0 y el analizado, representa la cantidad de hidrocarburos generada por una roca fuente en una cuenca determinada. Por otra parte, Hunt (1997) dice que de todo el hidrocarburo generado solo se entrapa el 2.2%: 1.8% como aceite y 0.4% como gas. Las figuras 15 y 16 ilustran el Método de la Roca Fuente.

³⁸ SCHMOKER J.M., Volumetric Calculations of Hydrocarbons Generated citado por MAGOON, The Petroleum System from Source to Trap. Memoir 60. 1994

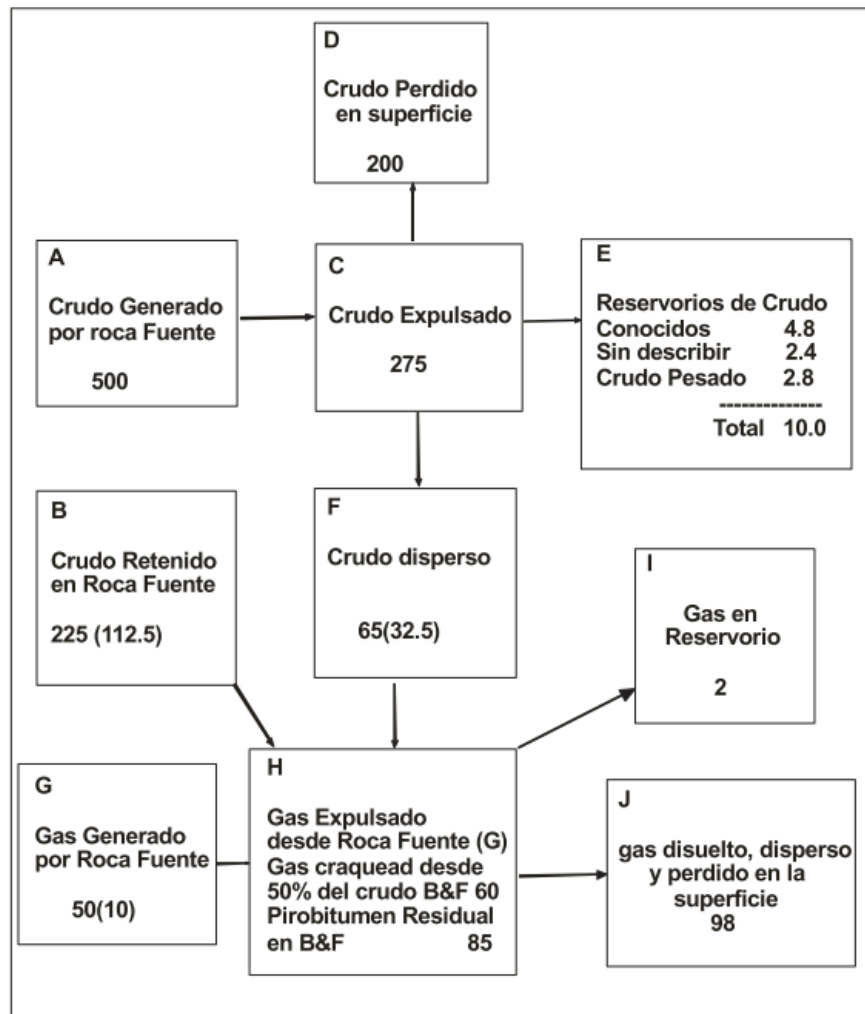
³⁹ HUNT, J.M., Petroleum Geochemistry and Geology. Second Edition. 1995.

Figura 15. Diagrama de flujo del método de cálculo de balance de masas de hidrocarburo generado.



Fuente: SCHMOKER citado por García González, Mario, Ricardo Mier Umaña, Luis Enrique Cruz Guevara, Mauricio Vásquez Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburiífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad industrial de Santander. Abril, 2009.

Figura 16. Diagrama de flujo del método de cálculo de balance de masas de hidrocarburo generado.



Fuente: HUNT citado por Garcia Gonzalez, Mario, 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.

1.4.2. Método de las Analogías. Este método es un proceso lógico y sistemático de comparación, que busca identificar similitudes que le permitan al evaluador anticipar el comportamiento de los yacimientos en estudio. Se fundamenta en el conocimiento ganado en analogías, campos maduros y procesos de recobro, para estimar el comportamiento del yacimiento. Se

utilizan sobre todo, en la fase inicial cuando no se cuenta con suficiente información geológica, y no se dispone de la historia de producción.

1.4.3. Método Volumétrico. Se basa en información geológica y tamaño del yacimiento, principalmente de registros eléctricos y datos sísmicos. Puede ser la mejor herramienta antes de iniciar la producción. Debe tenerse en cuenta en todas las etapas del proyecto. Para cuantificar los recursos hidrocarburíferos por medio del método volumétrico se deben evaluar las siguientes expresiones:

$$N = \left(\frac{7758A * h * \phi(1 - S_{wi})}{B_{oi}} \right) FR \quad \text{Ecuación 1}$$

$$G = \left(\frac{43560A * h * \phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \right) FR \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

N = Recurso prospectivo (Aceite) Bl

G = Recurso prospectivo (Gas), PCS

A = Área de la estructura, acres

h = Espesor de la formación productora, pies

Φ = Porosidad, fracción

S_i = Saturación de agua inicial, fracción

B_{oi} = Factor volumétrico de formación del aceite, Blsl/STB

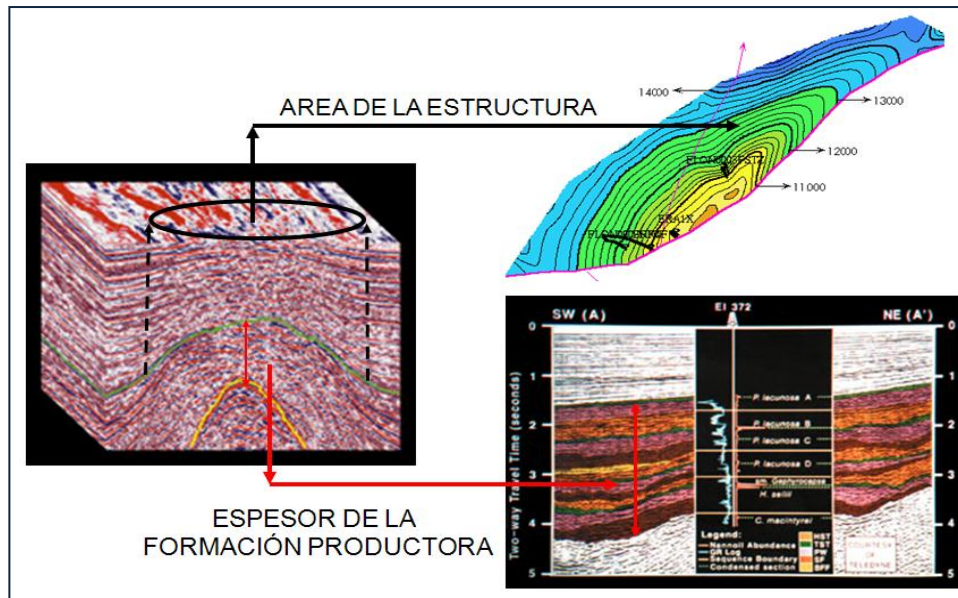
B_{gi} = Factor volumétrico de formación del gas, pies³/PCS

FR= Factor de Recobro, fracción

Área de la estructura (A) y espesor de la formación productora (h).

Se pueden determinar a partir de información estructural como sísmica, mapas estructurales, correlación sísmica – registros. Ver la figura 17.

Figura 17. Área y espesor de la formación.



Fuente: BEJARANO, Aristóbulo. *Notas de clase de Gerencia Integrada de yacimientos. UIS. 2005.*

Porosidad, Φ y Saturación de Hidrocarburos, S_{HC} : La porosidad define la capacidad de almacenamiento de fluidos en la roca. Se puede determinar a partir de registros de pozo y corazones. Ver la figura 18.

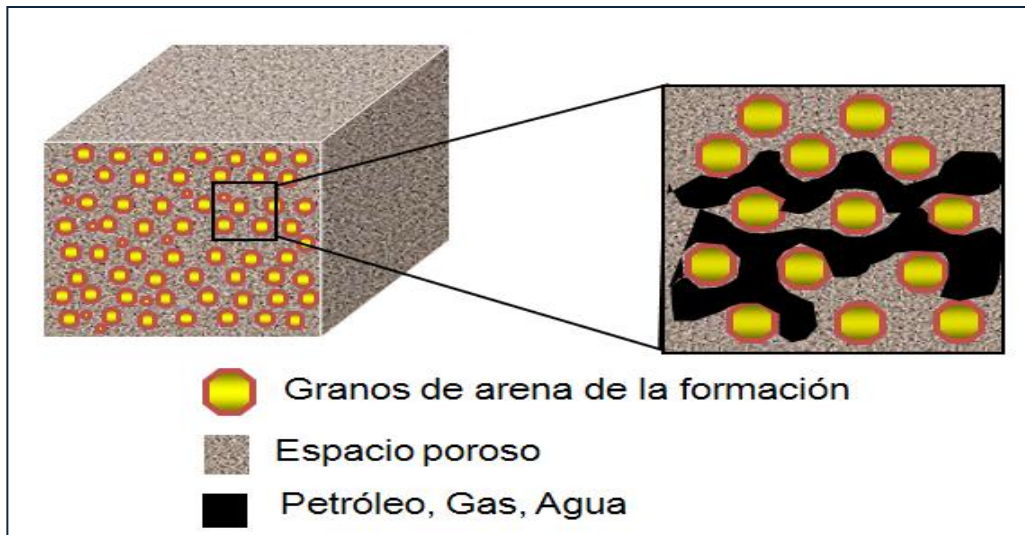
$$\phi = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad \text{Ecuación 3}$$

La saturación es el volumen de espacio poroso de la roca ocupado por fluidos (hidrocarburos).

$$S_o = \frac{\text{Volumen Aceite}}{\text{Volumen Poroso}} \quad \text{Ecuación 4}$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen Gas}}{\text{Volumen Poroso}} \quad \text{Ecuación 5}$$

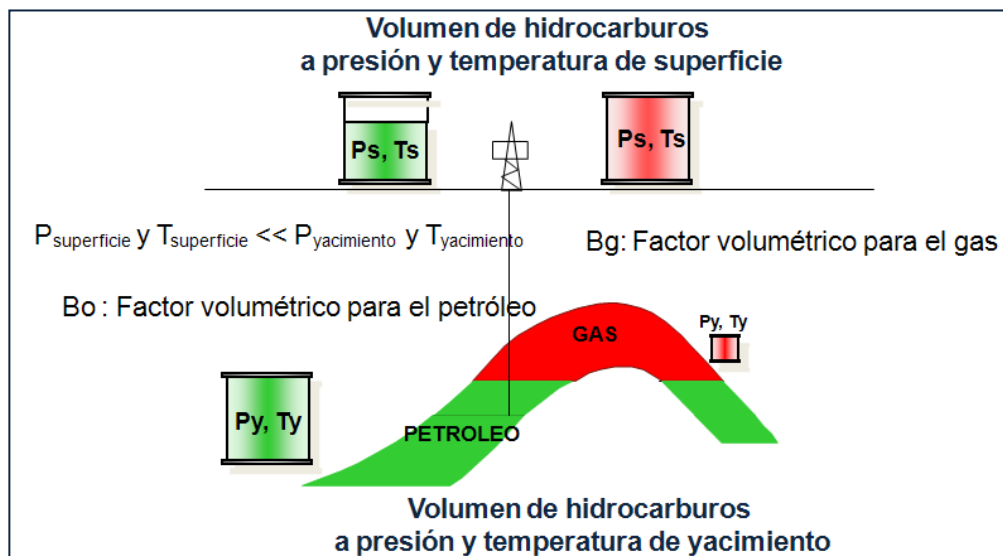
Figura 18. Porosidad y saturación.



Fuente: BEJARANO, Aristóbulo. Notas de clase de Gerencia Integrada de yacimientos. UIS. 2005.

Factor volumétrico de formación B: Es el volumen que a condiciones de superficie ocupa una unidad de volumen de hidrocarburos a presión y temperatura de yacimiento. Ver la figura 19.

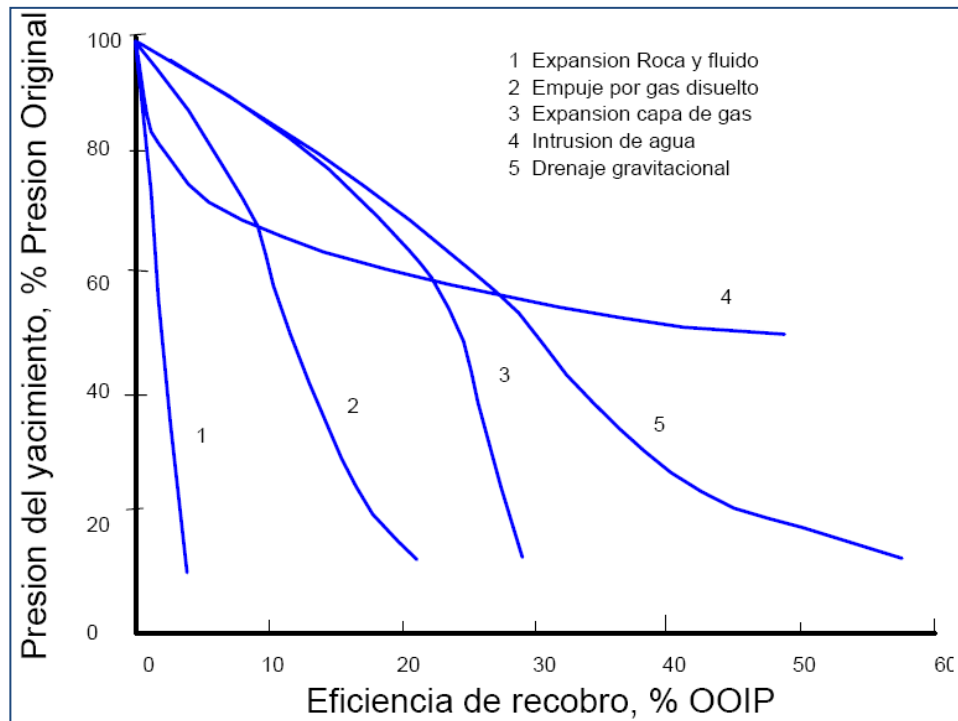
Figura 19. Factor volumétrico de formación.



Fuente: BEJARANO, Aristóbulo. Notas de clase de Gerencia Integrada de yacimientos. UIS. 2005.

Factor de Recobro, FR: Es el porcentaje del volumen inicial de hidrocarburos en el yacimiento que se puede producir técnica y comercialmente. Ver la figura 20 y la tabla 1.

Figura 20. Factor de recobro de los diferentes mecanismos de producción de hidrocarburos.



Fuente: Tomado y modificado de TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. 3 Edición. 2006.

Tabla 1. Rangos típicos del factor de recobro.

Método	Recobro Petróleo %	Recobro de gas %
Empuje de agua	20 -50	60 -70
Depleción / Gas en solución	5 - 15	65 -90
Capa de gas	20 -30	N/A
Drenaje por gravedad	30 -60	N/A
Compactación	Mayor a 35	65 -90

Fuente: CALDERON, Z., Notas de clase: Ingeniería de Yacimientos. UIS. 2011.

1.4.4. Balance de Materiales⁴⁰. El Método de Balance de Materiales constituye la aplicación en conjunto de dos principios básicos:

- ✓ *La Ley de la Conservación de la Masa*
- ✓ *La Ley de la Conservación de la Energía*

En la forma más simple, la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) para un yacimiento, puede describirse como:

$$\text{Volumen inicial} = \text{Volumen Producido} + \text{Volumen Remanente}$$

Las suposiciones en las que se fundamenta la Ecuación de Balance de Materiales son:

- ✓ Volumen poroso constante. No existe compactación ni subsidencia
- ✓ El PVT es representativo del yacimiento
- ✓ Proceso isotérmico
- ✓ C_w y C_f son despreciables
- ✓ Dimensión cero

Las aplicaciones más importantes de este método son:

- ✓ Determinar hidrocarburos iniciales en el yacimiento
- ✓ Evaluar la intrusión de agua conociendo los Hidrocarburos iniciales en sitio
- ✓ Predecir el comportamiento y recobro final de yacimientos, especialmente los que producen por gas en solución o depleción
- ✓ Evaluar factores de recobro

La figura 21 ilustra el método de Balance de Materiales.

⁴⁰ TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. 3 Edición. 2006

Figura 21. Ecuación de Balance de Materiales

$$\begin{aligned}
 & \text{Volumen Aceite Actual} = \text{Volumen Aceite Original} - \text{Gas en Solución} - \text{Capa de Gas} \\
 & (N - N_p) B_o = N B_{oi} - [N R_{si} - (N - N_p) R_s] B_g - [(G - G_p) B_g - G B_{gi}] \\
 & - (W_e + W_p B_w) - N B_{oi} (1 + m) \Delta P (C_w S_{wi} + C_f) / (1 - S_{wi}) \\
 & \text{Intrusión Neta de Agua} \qquad \text{Expansión de Roca y Agua Connata} \\
 & - (W_{inj} B_w + G_{inj} B_g) \\
 & \text{Volumen Inyectados}
 \end{aligned}$$

Fuente: Tomado y modificado de TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. 3 Edición. 2006.

1.4.5. Curvas de declinación⁴¹. El análisis de las curvas de declinación introducido por Arps en 1945, ha sido el método más utilizado para predecir la producción de campos de petróleo y gas. Originalmente este análisis se consideró una práctica totalmente empírica ya que la técnica tiene pocas bases teóricas, sin embargo, la simplicidad y el éxito de sus pronósticos extendió su uso y logró la aceptación general.

La curva típica del análisis de declinación que realiza un ingeniero de producción consiste en representar en papel semilog la Tasa de Producción vs. Tiempo, y tratar de ajustar los datos en una línea recta. Este método extrapola las observaciones de la historia de producción para estimar el comportamiento de la producción futura. Además de la Tasa vs. Tiempo, existen otras tendencias que permiten analizar las historias de producción entre las cuales

⁴¹ PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Venezuela. 2009. Cap.9.

se encuentran la Tasa de Producción vs. Producción de Petróleo y la Relación Gas-Petróleo vs. Producción Acumulada.

El análisis de las curvas de declinación se aplica a la producción de petróleo o de gas de pozos individuales, de grupos de pozos o de la totalidad de un yacimiento, pero no a la primera fase de vida de un yacimiento pues en ésta no hay suficientes datos de producción sobre los cuales basar las predicciones. También se aplica en aquellos pozos cuyo comportamiento pasado, presente y futuro tiene una tendencia natural de declinación y no están sujetos a cambios operacionales.

Ahora bien, la confiabilidad de este análisis depende de la calidad y cantidad de los datos de producción en los que se basa, y las predicciones nunca deben realizarse más allá de una duración similar a la de los datos de producción suministrados.

Teniendo en cuenta que este método es empírico, se recomienda que continuamente se revisen los resultados realizando comparaciones con otras predicciones o con la experiencia que se haya acumulado.

1.4.6. Simulación de Yacimientos⁴². La simulación de yacimientos integra tanto los datos estáticos como dinámicos de un yacimiento para reproducir y predecir su comportamiento. Comprende las siguientes etapas:

1. Recolección de datos
 - Geometría del yacimiento.
 - Propiedades de la roca y los fluidos.
 - Datos de producción y de pozo.
2. Diseño del emallado de simulación
3. Análisis de sensibilidad del modelo.
4. Ajuste histórico.
5. Predicción del comportamiento del yacimiento.

⁴² TAREK, Ahmed. Advanced Reservoir Engineering. 2005

Las aplicaciones de la simulación de yacimientos son:

- Estimar Reservas.
- Seleccionar el espaciamiento y ubicación de pozos
- Localizar pozos inyectoros.
- Suministrar información elaborar el programa de perforación.
- Determinar tasas críticas de producción.
- Definir estrategias de completamiento de pozos.
- Evaluar el potencial de los pozos.
- Estudiar el comportamiento de los pozos verticales en comparación con los pozos horizontales.
- Evaluar diferentes métodos de recobro.

1.5 PROCEDIMIENTOS DETERMINÍSTICOS Y PROBABILÍSTICOS EN LA ESTIMACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS⁴³

Para evaluar las técnicas de estimación de recursos y reservas descritas anteriormente, se pueden utilizar dos métodos: el Determinístico y el Probabilístico.

El **método determinístico** usa un único valor para cada parámetro resultando en un único valor para la estimación de los recursos (o reservas). Por lo tanto, se debe tener una muy buena descripción del yacimiento para aplicar este método. Sus ventajas son:

- ✓ Describe un caso físico específico, por lo tanto permite identificar y eliminar combinaciones físicas inconsistentes de los parámetros involucrados
- ✓ Es directo, fácil de explicar y eficiente
- ✓ Es ampliamente usado para reportar reservas probadas con propósitos regulatorios

⁴³ SPE/AAPG/WPC/SPEE *Petroleum Resources Management System*. 2011.

Una característica y debilidad de este método es que no cuantifica la probabilidad de ocurrencia de los estimados bajo, mejor y alto.

Por otro lado, el **método probabilístico** usa un rango de valores que podría tener cada parámetro involucrado en la estimación para generar un rango de posibles respuestas para los recursos (o reservas). Para lo cual se debe determinar la función de densidad probabilística (Probability Density Function-PDF) la cual describe la incertidumbre asociada a cada parámetro individual con base en los datos de geociencias e ingeniería. Posteriormente, utilizando una técnica estocástica, se otorga aleatoriamente un valor para cada parámetro y así se calculan los recursos o reservas. Este proceso se repite un suficiente número de veces, hasta que la PDF para los recursos (o reservas) pueda generarse. Por lo tanto, en el cálculo probabilístico de recursos, es labor del estimador asignar una PDF que se ajuste a la información disponible. Las siguientes son unas guías prácticas en la selección de la distribución de probabilidad de cada parámetro:

- ✓ Las distribuciones deben ser aplicadas solo en el rango en el cual ellas reflejan la incertidumbre asociada al parámetro a evaluar. Deben evitarse distribuciones que tiendan al infinito. Asegurarse que las distribuciones no tomen valores negativos o tomen valores mayores a la unidad para parámetros expresados como fracciones, tales como porosidad, saturación, net to gross o factor de recobro.
- ✓ Las PDFs más genéricas para describir la incertidumbre son la distribución normal y la distribución lognormal. Debido a su comportamiento, pueden caer en escenarios irreales. Una opción es aplicar truncamientos a valores significativos, sin embargo, si éstos impactan fuertemente la forma general de la PDF, entonces probablemente es más apropiado usar otra PDF.
- ✓ No confundir las tres medidas de tendencia central (media, moda y mediana) al definir la distribución

- ✓ Ser conscientes de que los estimados alto y bajo pueden representar: valores extremos (tales como mínimo y máximo –P10/P90-) u otro valor de probabilidad (tales como P95/P05, P90/P10, etc)
- ✓ La PDF de la suma de distribuciones lognormales tiende a ser normal. Como resultado, el producto de factores independientes, tiende a tener una distribución lognormal⁴⁴. El Teorema de Límite Central dice que se obtendrá una distribución normal cuando se suma o se resta y una distribución lognormal cuando se multiplica o se divide⁴⁵.
- ✓ La PDF de la suma de un gran número de cantidades independientes de la misma magnitud tiende a ser una distribución normal. Por ejemplo, las reservas de campos de igual tamaño en un portafolio y la porosidad de un cuerpo rocoso.
- ✓ Si las cantidades independientes no son de la misma magnitud, la suma y su PDF será dominada por las cantidades más grandes.
- ✓ Cuando la información es limitada, es común aproximar la PDF a una distribución triangular. En casos donde la distribución de porosidad no puede determinarse fácilmente, a veces se usa una distribución uniforme. Estas distribuciones pueden considerarse aproximaciones gruesas de la realidad. Sin embargo, los rangos de incertidumbre de los volúmenes resultantes están más influenciados por el valor de la media y la desviación estándar que por la forma de las distribuciones de los parámetros individuales que componen la estimación.

El error más común cuando se trabaja con cantidades mal definidas es subestimar el rango de incertidumbre posible de cada parámetro. Por lo tanto, debe prestarse especial atención a esto, independientemente de las distribuciones seleccionadas. Como principio general, cuanto menor es la información, mayor es el rango. Cabe destacar que las distribuciones a ser

⁴⁴ CAPEN, E.C. Probabilistic Reserves Here at Last? SPE73828. 1999.

⁴⁵ CAPEN, E.C. Probabilistic Reserves Here at Last? SPE73828. 2001.

usadas en el análisis probabilístico, incluso si los datos medidos están disponibles, deben describir adecuadamente la incertidumbre de los parámetros de entrada específicos que están siendo representados.

2. METODOLOGÍA PARA CUANTIFICAR RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE UNA CUENCA FRONTERA

A continuación se describe la metodología propuesta para cuantificar los recursos hidrocarburíferos prospectivos en un sector de una cuenca frontera colombiana. Ver la figura 22.

2.1 DIAGNÓSTICO DE LA CUENCA FRONTERA

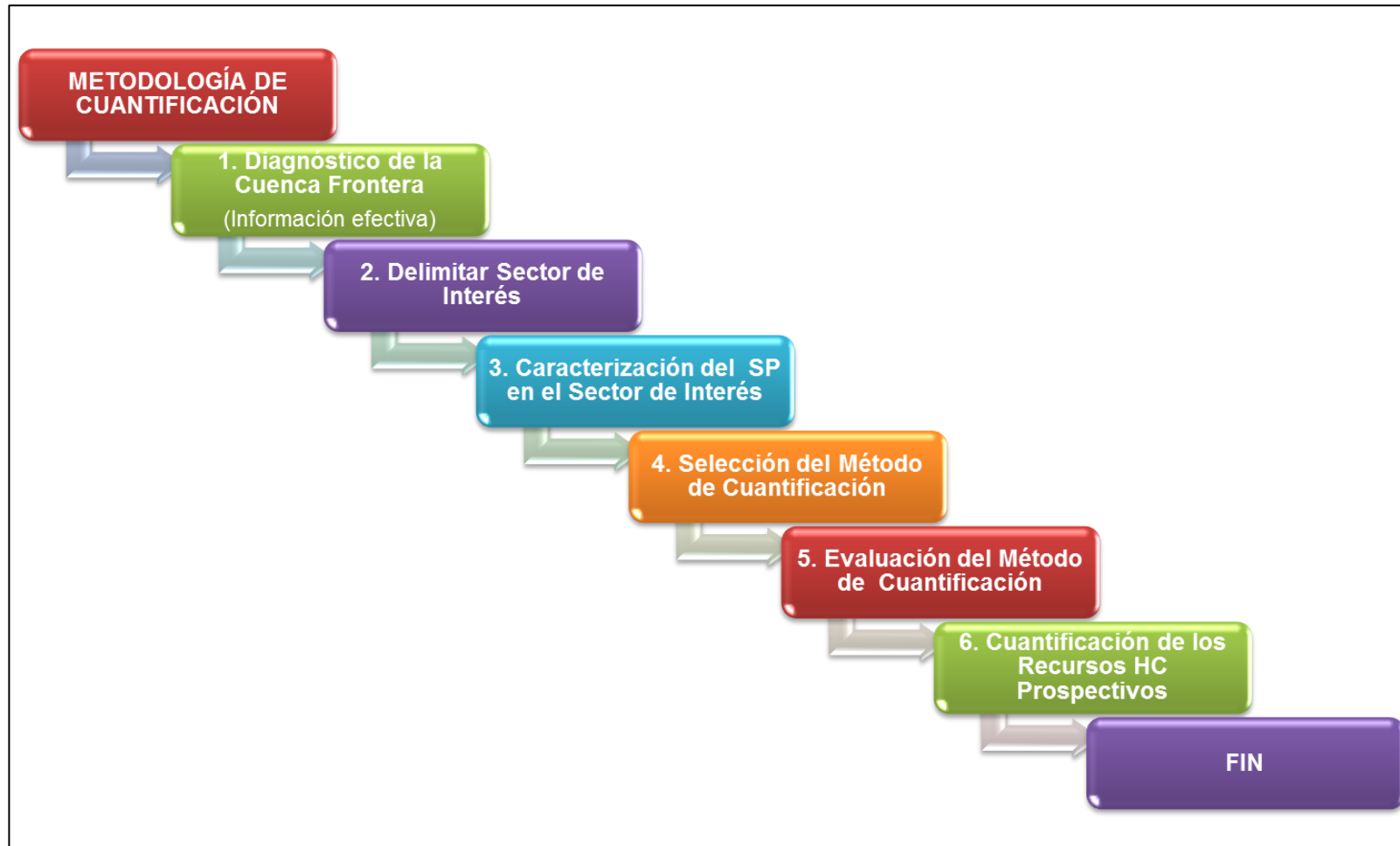
El primer paso para cuantificar los recursos HC prospectivos es recopilar y organizar la información disponible de la cuenca en estudio, para de esta manera facilitar la interpretación de esos datos y adquirir información y conocimiento acerca de la misma. Para tal fin, se propone realizar una matriz de Atributos vs. Alternativas, que contenga los parámetros necesarios para identificar y caracterizar el posible sistema petrolífero en la cuenca (Ver figura 23). Además, dicha matriz tiene como ventaja que permite evidenciar dónde es más fuerte la deficiencia de datos y cuáles son las fortalezas y debilidades del sistema en estudio. Se constituye también en una “herramienta de evaluación de cuencas” ya que proporciona un valor cuantitativo a cada atributo dependiendo el rango en el que de encuentre. La matriz se divide en cuatro aspectos básicos:

1. Atributos de Generación

- ✓ Litología
- ✓ Geoquímica
- ✓ Sedimentología de la Roca fuente

2. Atributos de Migración

Figura 22. Metodología para Cuantificar Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en un sector de una cuenca frontera colombiana.



Fuente: Autor

Figura 23. Matriz Atributos vs Alternativas para identificar y analizar cuencas frontera

Atributos	Alternativas			
Atributos de Generación				
Litología				
Litología de la roca fuente	Arcillas (10)	Carbonatos (5)	Carbón (1)	
Geoquímica				
Calidad de la roca fuente, TOC(%)	(0-0,5) (1)	(0,5-1) (4)	1,0-2,0 (6)	>2 (10)
Madurez de la roca fuente, Ro (%)	0,2-0,5 (1)	0,5-1,35 (10)	>1,35 (8)	
Kerógeno Generado	I (7)	II (10)	III (5)	IV (0)
Sedimentología Roca Fuente				
Fluvial	Trenzado (6)	Meándrifrome (6)	Llanura de inundación (6)	Pantano / Marisma (10)
No deltaico	Frente de Playa (6)	Barrera de isla (6)	Llanura de inundación mareal (6)	Barras off-shore (6)
Deltaico	Deltas de río (6)	Deltas de olas (6)	Deltas de mareas (6)	Plataforma (6)
Marino	Capa de arenas (6)	Diques (6)	Cañones y canales de inundación (6)	Canales de desborde (6)
Eólico	Desiertos (6)	Playas (6)	Otros (6)	
Atributos de Migración				
Patrón de migración	Primaria (5)	Secundaria (10)	Terciaria (5)	
Rezumaderos	Gas (8)	Aceite (10)		
Atributos de Almacenamiento				
Litología				
Litología de la roca almacén	Areniscas (10)	Carbonatos (6)	Conglomerados (2)	
Litología de la roca sello	Arcilla (10)	Anhidritas / Sal (10)	Limolita (7)	
Profundidad	<4000 pies (4)	6000-8000 pies (7)	>10000 (10)	
Gradiente de Presión (psi/pie)	0,3-0,4 (10)	<0,1 (7)	>0,434 (1)	
Régimen de Presión	Normal (10)	Subnormal (2)	Sobrepresionado (5)	
Gradiente de Temperatura (°F/100 pies)	1-2 (10)	<1 (3)	>2 (4)	
Sedimentología Roca Almacén				
Ambientes de depositación				
Fluvial	Trenzado (10)	Meándrifrome (10)	Llanura de inundación (10)	Pantano / Marisma (6)
No deltaico	Frente de Playa (10)	Barrera de isla (10)	Llanura de inundación mareal (10)	Barras off-shore (10)
Deltaico	Deltas de río (10)	Deltas de olas (10)	Deltas de mareas (10)	Plataforma (10)
Marino	Capa de arenas (10)	Diques (10)	Cañones y canales de inundación (10)	Canales de desborde (10)
Eólico	Desiertos (10)	Playas (10)	Otros (10)	
Petrofísica				
Porosidad (%)	<5% (2)	5%-10% (5)	10%-20% (7)	20%-35% (10)
Permeabilidad (md)	<5 (2)	5-15 (5)	15-100 (7)	>100 (10)
Geofísica				
Trampa	Estructural (10)	Estratigráfica (8)	Combinación (7)	Hidrodinámica (6)
Fallas	Sellantes (10)	No sellantes (3)		
Espesor formación de interés (pies)	>100 (10)	10-100 (6)	<10 (4)	
Atributos de Fluido				
Tipo de HC	Aceite (10)	Gas (8)	No convencionales (5)	
°API (Aceite)	>=40 (10)	30-40 (8)	30-15 (6)	
GE (Gas)	>=1 (10)	0,8(8)	0,6 (6)	

Fuente: Autor

3. Atributos de Almacenamiento

- ✓ Litología roca almacén y roca sello
- ✓ Sedimentología de la roca almacén
- ✓ Petrofísica
- ✓ Geofísica

4. Atributos de Fluidos

2.1.1 Atributos de Generación^{46,47}. Los atributos de generación se refieren a las características que indiquen qué tan buena generadora es la roca fuente del sistema petrolífero en estudio. Por lo tanto, se debe evaluar:

Litología de la roca fuente. Las rocas generadoras, acumuladoras de materia orgánica están asociadas a litología de grano fino, las más efectivas son las arcillas, seguidas de los carbonatos y del carbón (no convencionales)

Geoquímica. Como se abordó en el marco teórico, el potencial de generación de una roca está definido por la calidad de la materia orgánica (%Carbono Orgánico Total-COT), por la madurez de la roca (Ro, reflectancia de vitrinita) que a su vez influyen en el tipo de kerógeno generado.

Es importante aclarar que en Colombia se presenta un fenómeno de supresión de la Reflectancia de vitrinita, que está documentado en la formación La Luna en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena⁴⁸, pero que puede extenderse a otras Cuencas del País, por lo que la Reflectancia de vitrinita no se constituye como un factor concluyente para catalogar una roca como inmadura o madura. Como ejemplo, la figura 24 muestra el comportamiento de Ro en las Cuencas del VIM, VMM y Llanos Orientales, donde claramente la mayoría de las muestras se encuentran en la zona de inmadurez, pero

⁴⁶ SLAT, M. Roger. Stratigraphic reservoir characterization for Petroleum geologists, geophysicists and Engineers. Handbook of Petroleum exploration and production. University of Oklahoma. ELSEVIER. 2006

⁴⁷ AGUILERA R., et al. ORGANIC GEOCHEMISTRY ATLAS OF COLOMBIA, 2010. Earth Science Research Journal, Volumen 14, Edición Especial. Universidad Nacional de Colombia. Diciembre de 2010.

⁴⁸ CARVAJAL, Humberto. Nuevas Consideraciones acerca de la Madurez Termal de la formación la Luna en el VMM. Tesis Geología UIS. 2004.

contradictoriamente, dichas cuencas aportan alrededor del 80% de la producción de hidrocarburos en el país⁴⁹.

Los rangos para calificar cada atributo fueron tomados del Atlas Geoquímico de Colombia (2010)

Sedimentología de la Roca Fuente. Todos los ambientes de depósito generan aporte de sedimentos, pero es en los pantanos y en los marismas donde hay mayor presencia de materia orgánica, por lo que son los más favorables para la depositación de rocas generadoras.

2.1.2 Atributos de Migración. La migración es el fenómeno del sistema petrolífero más complejo de modelar⁵⁰, por lo tanto, en cuencas frontera lo más probable es que no se disponga de información detallada para su estudio. Por tal razón, se plantea usar la presencia de los rezumaderos como evidencia de la existencia de mecanismos de migración.

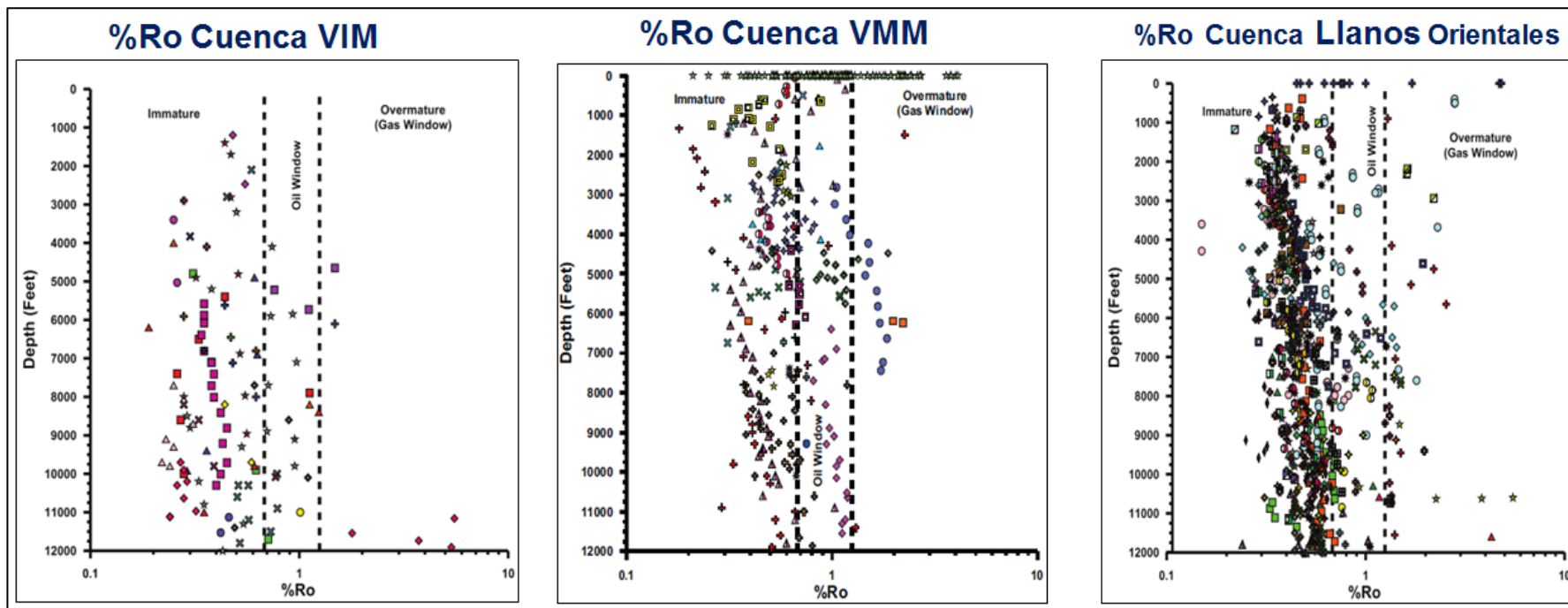
2.1.3 Atributos de Almacenamiento. El tipo de roca más apropiado para una roca almacén es una arenisca, ya que generalmente presenta buenas condiciones de porosidad (capacidad de almacenamiento) y permeabilidad (capacidad de flujo). Los carbonatos presentan porosidad secundaria: se dividen en dolomitas (si la porosidad secundaria se debe a un proceso de dolomitización-cavernas) y calizas (si la porosidad secundaria se debe a fracturas). Los conglomerados debido a su mal sorting, no tienen buenas características como reservorios.

En cuanto al proceso de entrampamiento, se debe tener un buen sello (las arcillas, debido a su ductilidad y a su carácter regional se constituyen como los mejores sellos) y los estudios de geofísica son los que permiten identificar la geología estructural del área. Las trampas estructurales, generalmente son

⁴⁹ ACIPET, Reportes de Producción. 2012.

⁵⁰ HANTSCHER, Thomas y KAUERAUF I., Armin (2009). *Fundamentals of basin and petroleum systems analysis modeling*. Berlin: Springer-Verlag.

Figura 24. Reflectancia de vitrinita en las Cuencas del VIM, VMM y Llanos orientales.



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

de mayor tamaño que las estratigráficas y las trampas hidrodinámicas, aunque entrapan el crudo, también lo oxidan disminuyendo su gravedad API.

2.1.4 Atributos de Fluido. A partir del análisis de los datos de geoquímica (tipo de kerógeno generado) y petrofísica (porosidad y capacidad de flujo) se puede definir de forma preliminar el posible fluido HC asociado al sistema petrolífero en estudio.

2.2 DELIMITAR UN SECTOR DE INTERÉS

En regiones frontera donde la información es escasa se recomienda dirigir los estudios acerca del potencial petrolífero a aquellas zonas donde haya mayor densidad de información, precisamente porque estudios preliminares han mostrado que pueden tener un mayor potencial. Entonces, para elegir un sector de interés se propone evaluar ciertos atributos especiales tal como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Atributos especiales para elegir un sector de interés en una cuenca frontera

ATRIBUTOS	FUENTE	IMPORTANCIA
Rezumaderos	Geología de superficie y Geoquímica	Confirman la presencia de hidrocarburos y de mecanismos de migración
Espesor de la capa sedimentaria	Gravimetría y magnetotelúrica	Un mayor espesor de capa sedimentaria indica mejores condiciones termodinámicas para la generación de HC
Número de pozos perforados	Pozos perforados	Correlación pozo a pozo para identificar de forma preliminar la secuencia, distribución y espesor de las formaciones de interés
Adquisición de información (actual y futura)	Estudios de prospectividad	Permite actualizar y reducir la incertidumbre en el modelo propuesto. Además corrobora la prospectividad del sector

Fuente: Autor

Como se explicó anteriormente, dependiendo el nivel de riesgo los recursos prospectivos se pueden clasificar como play, lead o prospecto. En la tabla 3 se propone una serie de criterios para definir qué clase de recurso prospectivo está asociado al sector de interés en estudio. Básicamente hace referencia a la fuente de la información utilizada para caracterizar la cuenca: si proviene de datos de geología de superficie o a datos de subsuelo. Evidentemente, los primeros están sujetos a mayor incertidumbre.

Tabla 3. Criterios de clasificación de los Recursos Hidrocarburíferos

CRITERIO	PLAY	LEAD	PROSPECTO
Hay incertidumbre acerca de la columna litológica de la cuenca. Ambigüedad en la información.	si	si	no
La mayoría de la información petrofísica (K , ϕ , S_w) disponible proviene de geología de superficie (afloramientos)	si	no	no
Los pozos perforados han atravesado la formación (es) de interés (Pozos someros)	no	si	si
Se han realizado análisis petrofísicos básicos a los núcleos de la formación (es) de interés.	no	no	si
Se cuenta con registros que permitan calcular propiedades petrofísicas de la formación (es) de interés	no	si	si
La información permite identificar una acumulación potencial y definir un blanco de perforación	no	no	si

Fuente: Autor

2.3 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO EN EL SECTOR DE INTERÉS

Para conocer las características del sistema petrolífero en el sector de interés, se propone organizar la información concerniente al mismo tal como lo muestra la tabla 4.

Tabla 4. Elementos a evaluar en un sistema petrolífero para cuantificar los recursos hidrocarburíferos prospectivos

Sistema Petrolífero	Carta de enterramiento				
	Carta de eventos geológicos				
	Roca Madre	TOC			
		HI			
		Ro			
		Tipo de kerógeno			
		Área, Espesor			
	Roca Yacimiento	Condiciones	Profundidad		
			Presión, Temperatura		
			Salinidad, pH		
		Roca	Litología		
			Porosidad, Permeabilidad		
			RQI, FZI		
			Swi		
Características externas		Área			
	Espesor				
Fluido	Tipo de kerógeno				
	HC generado				
Roca Sello					
Migración					

Fuente: Autor

2.4 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN

Como se explicó en el numeral 1.4, hay varios métodos para cuantificar recursos y reservas. Por lo tanto, en este punto se debe definir cuál es el más adecuado para cuantificar recursos prospectivos.

Los métodos de balance de materiales, curvas de declinación y simulación de yacimientos requieren información dinámica (de producción), por lo tanto es imposible aplicarlos en cuencas frontera.

El método de la roca fuente solo utiliza datos de geoquímica y de la roca madre para realizar la estimación del potencial petrolífero, por lo cual no favorece la integración de información, además no está reconocido como método de estimación por los Organismos Internacionales de Clasificación,

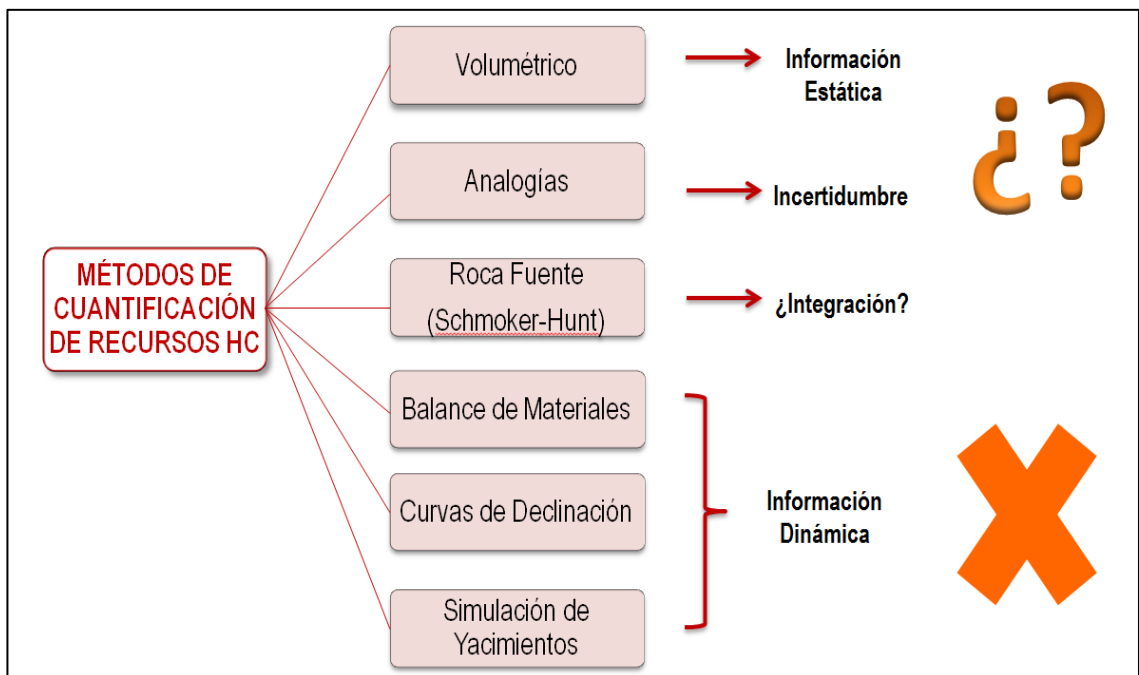
Categorización y Certificación de reservas (Petroleum Resources Management System-PRMS y U.S Securities and Exchange Commission-SEC).

El método de las analogías, al no utilizar datos propios del área incrementa el grado de incertidumbre.

Por último, el método volumétrico requiere información estática, pero debido a la escasez de información es posible que no se tenga toda la información requerida para aplicarlo (ver figura 25).

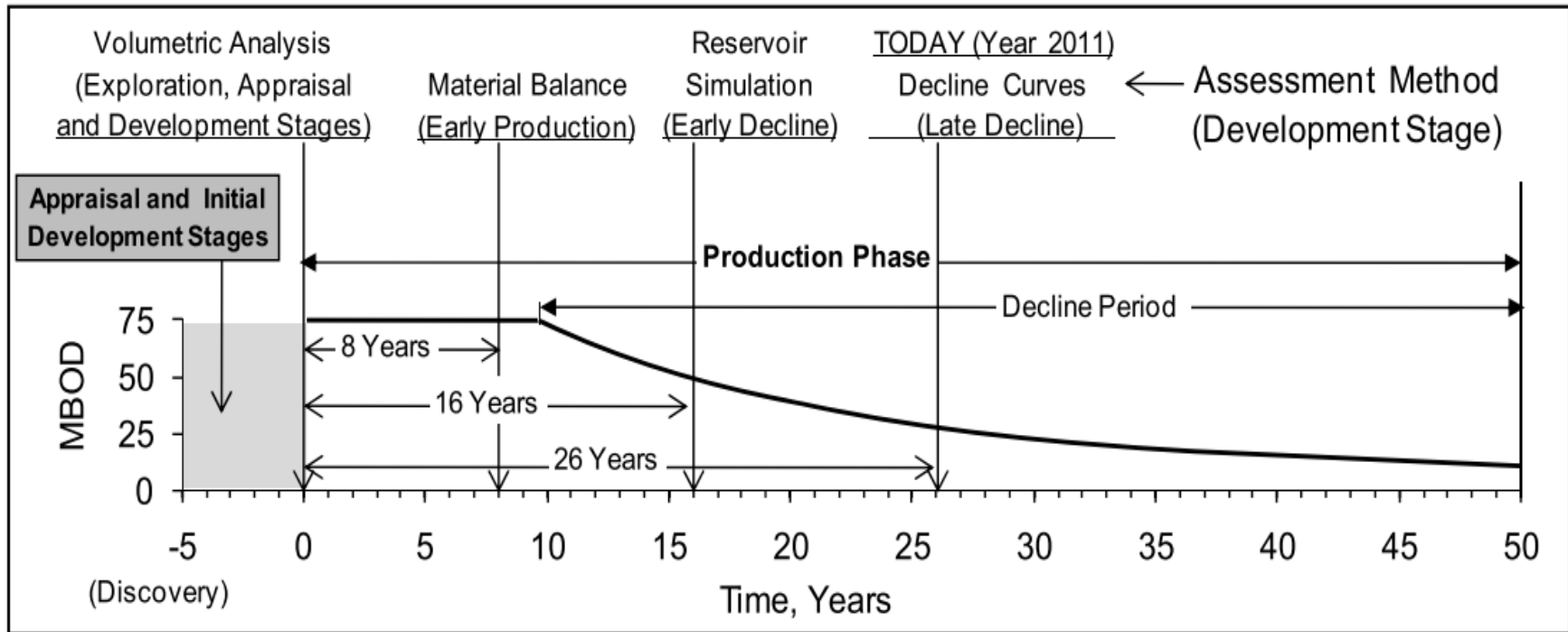
Ante esto, se recomienda utilizar el método volumétrico, con la ardua labor de definir primero el comportamiento en el sector de estudio de los parámetros que dicho método involucra. Si hay una cuenca análoga establecida se puede utilizar en conjunto el método de las analogías y el volumétrico. Para ratificar esta recomendación se muestran las conclusiones del PRMS en la figura 26.

Figura 25. Métodos de cuantificación de Recursos Hidrocarburíferos prospectivos.



Fuente: Autor

Figura 26. Etapas de madurez del proyecto y métodos de evaluación usados.



Fuente: SPE/AAPG/WPC/SPEE Petroleum Resources Management System. 2011.

Como se mencionó anteriormente, el método de la roca fuente no está reconocido por el PRMS para estimar recursos, pero sí se puede utilizar para hacer un control de calidad a los datos y lograr correlacionar toda la información disponible de la cuenca. Por lo tanto, para cuantificar los Recursos HC Prospectivos en una cuenca frontera se propone buscar una sinergia entre los métodos de la roca fuente, analogías y volumétrico, teniendo mayor importancia este último porque es el que exige un mayor grado de integración de la información, es consistente con el PRMS y enfoca los esfuerzos en la búsqueda de nuevos descubrimientos.

Para obtener los datos necesarios para aplicar el método volumétrico se propone evaluar en respectivo orden las alternativas que se presentan en la tabla 5.

Tabla 5. Alternativas para evaluar la información necesaria para aplicar el método volumétrico.

MÉTODO VOLUMÉTRICO						
Ord	Área	Espesor	Porosidad	Saturación de agua inicial	Factor Volumétrico de formación	Factor de Recobro
1	Sísmica y sísmica de pozo	Correlación Sísmica-Registro	Análisis Petrofísicos de núcleos de la formación de interés	Análisis Petrofísicos de núcleos de la formación de interés	Pruebas PVT del fluido HC	Asociarlo al posible fluido HC
2	Correlación Sísmica-Registro	Correlación pozo-pozo	Registros corridos en la formación de interés	Registros corridos en la formación de interés	Pruebas PVT del fluido de rezumaderos	Analogía
3	Mapas estructurales	Tope y fondo medido en un pozo	Análisis Petrofísicos de muestras de afloramientos	Calcularla mediante correlaciones	PVT sintético a partir de GEOQUÍMICA (RF)	Promedio (Ej. Nivel País)
4	Analogía	Afloramientos y prognosis	Analogía	Analogía	Analogía	
5	Estadística, literatura, estudios previos	Analogía	Estadísticas (Valores frecuentes)	Estadísticas (Valores frecuentes)	Estadísticas	
6		Estadísticas (Valores frecuentes)				

Fuente: Autor

2.5 EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN

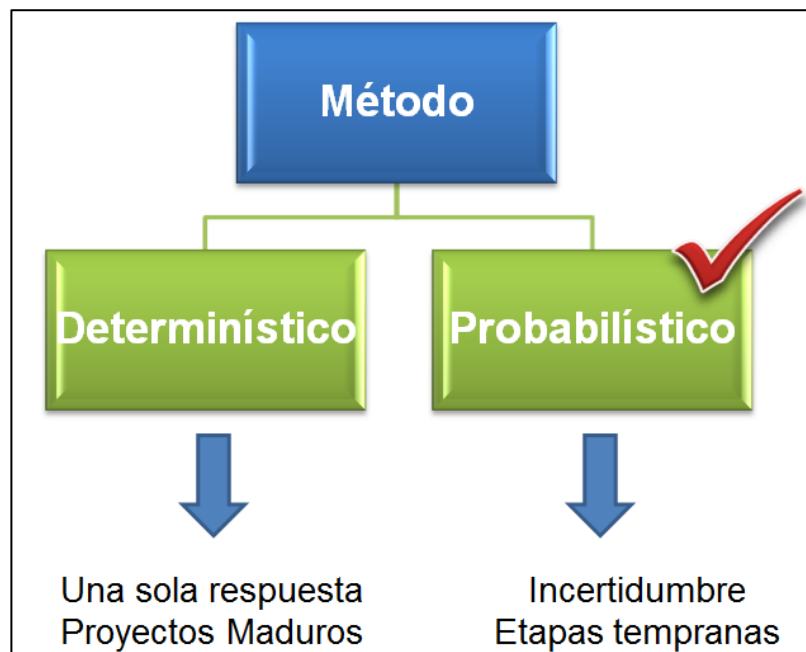
Para evaluar el método de cuantificación se dispone de los siguientes métodos:

Método Determinístico. Proporciona una sola respuesta, requiere información altamente confiable.

Método Probabilístico. Proporciona varias respuestas dependiendo del nivel de incertidumbre, permite obtener varios escenarios (bajo, mejor y alto). Por lo tanto, es el apropiado para evaluar el método de cuantificación de recursos prospectivos en cuencas frontera donde hay alta incertidumbre en la información que se maneja. Ver la figura 27.

La tabla 6 muestra las distribuciones de probabilidad que se recomiendan tener en cuenta al evaluar los parámetros involucrados en el método volumétrico.

Figura 27. Método determinístico vs Método probabilístico.



Fuente: Autor.

Tabla 6. Distribuciones de probabilidad de los parámetros involucrados en el método volumétrico.

MÉTODO VOLUMÉTRICO						
Alternativa	Área	Espesor	Porosidad	Saturación de agua inicial	Factor Volumétrico de formación	Factor de Recobro
1	Hallar la distribución de los datos	Hallar la distribución de los datos	Hallar la distribución de los datos	Hallar la distribución de los datos	Hallar la distribución de los datos	Hallar la distribución de los datos
2	Asumir distribución normal	Asumir distribución triangular	Asumir distribución normal	Asumir distribución normal	Asumir distribución triangular	Asumir distribución triangular

Fuente: Autor.

2.6 CUANTIFICACIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS

En este punto se realiza una simulación probabilística teniendo en cuenta todo lo especificado anteriormente, y se obtiene el estimado alto, mejor y bajo para los recursos prospectivos, al evaluar el método volumétrico y el de la roca fuente.

Como los Recursos Hidrocarbúferos tienen una distribución de probabilidad lognormal, se toma como valor para reportar el “Mejor Estimado”.

El valor obtenido mediante el método de Schomoker y Hunt debería ser igual o superior al obtenido mediante el método volumétrico, es decir, la roca fuente deber ser capaz de generar lo que el método volumétrico predice que se entrapa. De no ser así, deben revisarse los datos con los cuales se realizó la estimación o adquirir mayor y mejor información para disminuir la incertidumbre, volver a correr el modelo y verificar los resultados.

3 CUENCA CAUCA PATÍA^{51 52}

La cuenca frontera escogida para realizar este estudio es la cuenca Cauca Patía, ubicada en el pacífico colombiano, la cual se encuentra en etapa primaria de exploración y presenta escasez de información y no hay presencia probada de HC, por lo cual constituye un reto para aplicar esta metodología. Además precisamente el Pacífico colombiano constituye un área frontera para la exploración colombiana (muy poca información) por lo que la ANH está desarrollando una campaña agresiva de adquisición de información en esta área.

La cuenca Cauca Patía 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 un ancho promedio de 40 Km⁵³, tiene un área estimada en 12823 Km². Por otra parte la subcuenca Patía tiene un área de 2781 Km² y la subcuenca Cauca de 10042 Km².

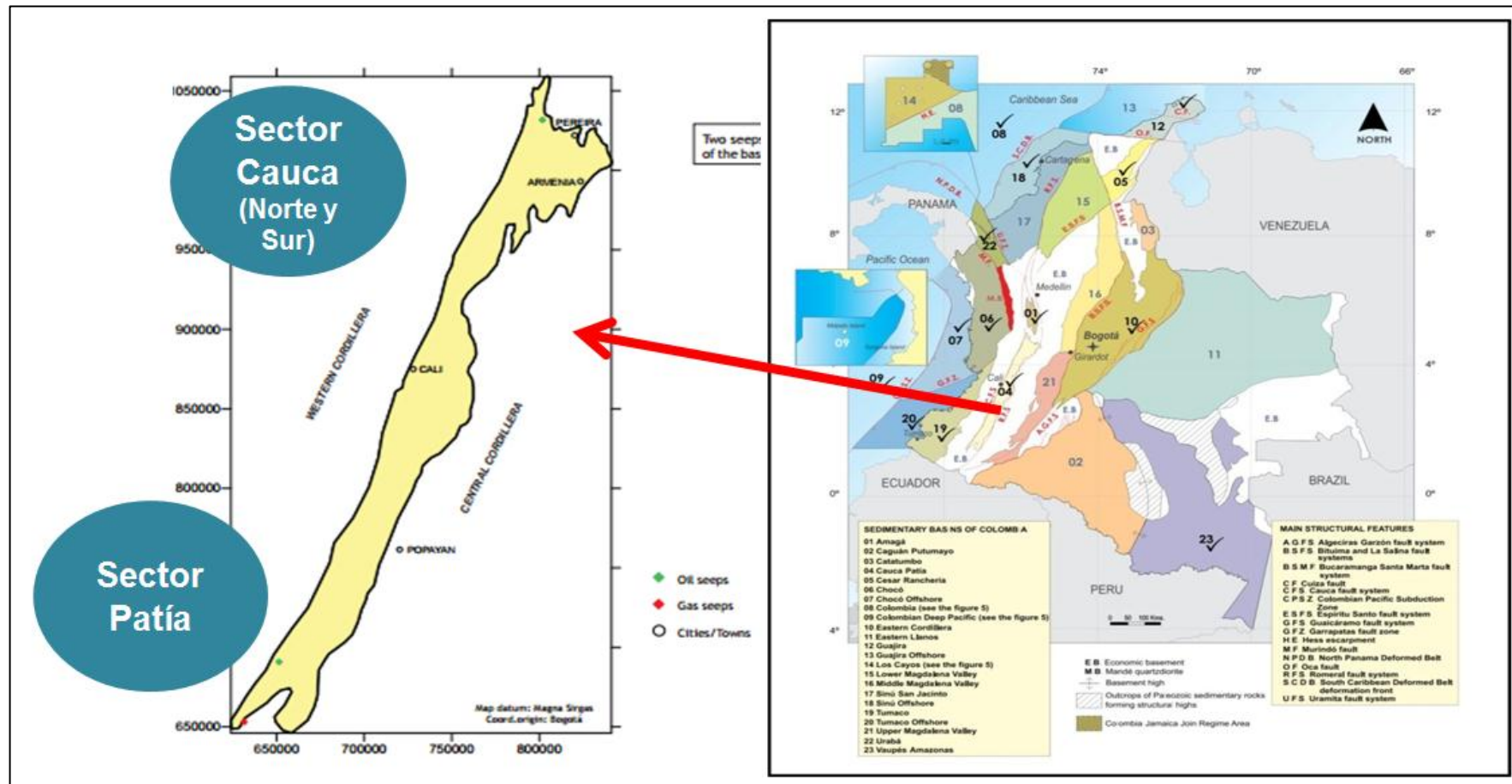
A modo de establecer un modelo de cuenca que sea lo suficientemente comprensivo, la información disponible será tratada para tres sectores de la cuenca: **Sector Cauca Norte, Sector Cauca Sur y Sector Patía**. Ver la figura 28.

⁵¹ 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.

⁵² VARGAS, Laura. Identificación y Análisis de la Información de Geología e Ingeniería para establecer los Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en un Sector de una Cuenca Frontera Colombiana. UIS. 2012.

⁵³ 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

Figura 28. Cuenca Cauca Patía.

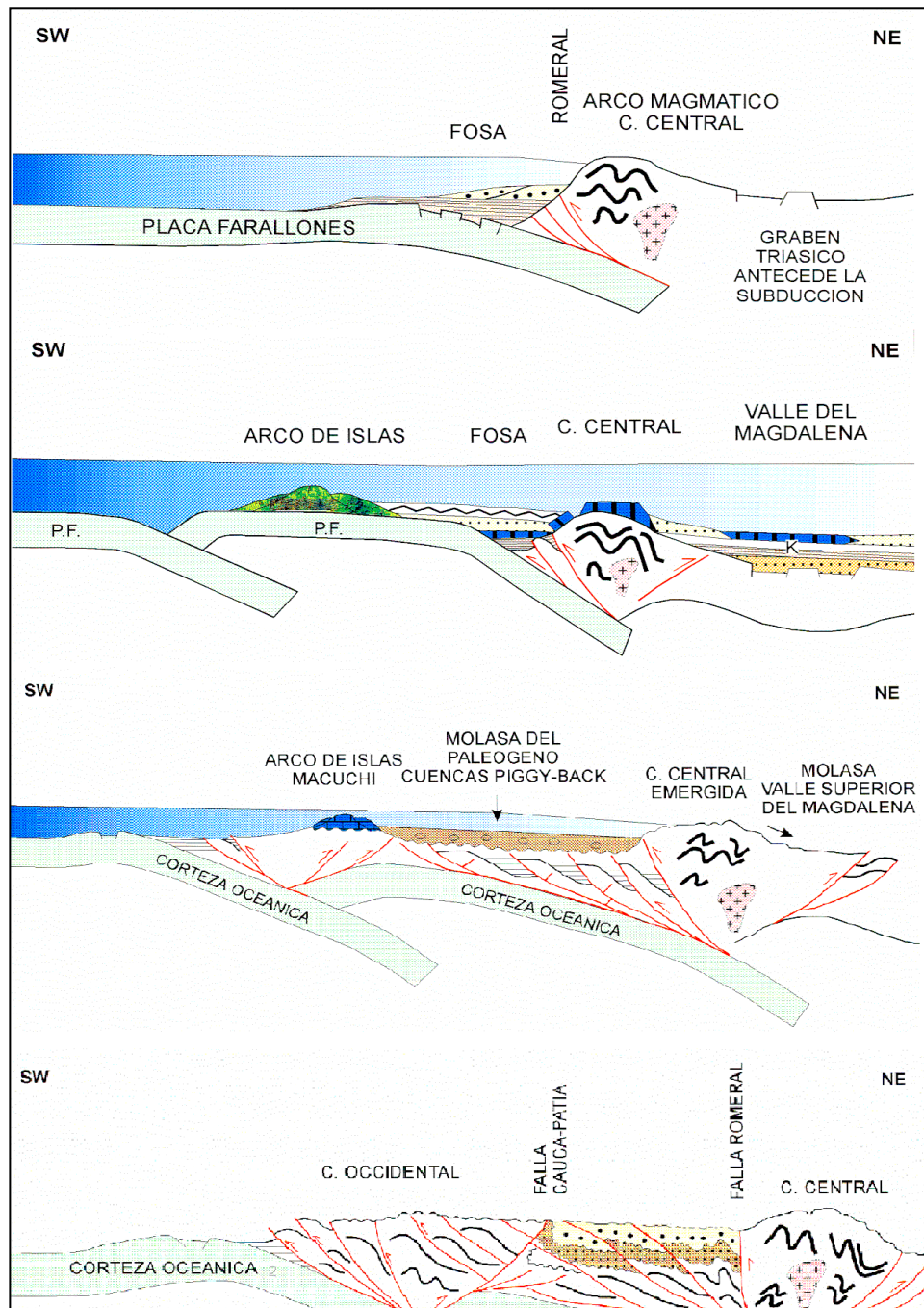


Fuente: Adaptado y Modificado de BARRERO, Darío; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos. Colombian Sedimentary Basins. 2007.

3.1. RESUMEN DE EVENTOS CUENCA CAUCA PATÍA

La figura 29 muestra el resumen de eventos del origen y la evolución de la Cuenca Cauca Patía.

Figura 29. 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.

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 el 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.

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.

3.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE LA CUENCA CAUCA PATÍA⁵⁴

Las líneas sísmicas han identificado 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

⁵⁴Levantamiento 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.

tienen ligeros cambios en orientación, estructura y grosor de la estructura sedimentaria.

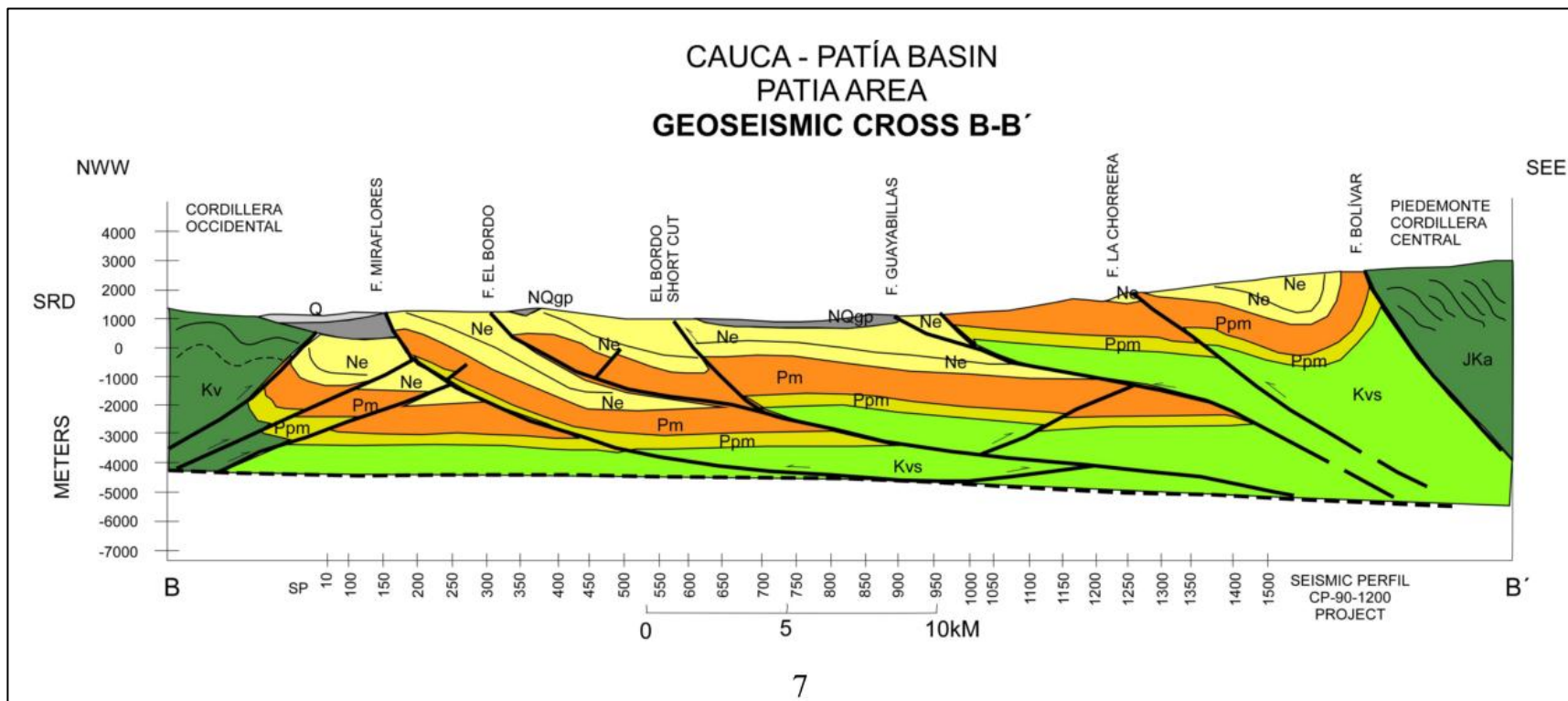
El estrechamiento en la subcuenca Patía es mayor que en la subcuenca Cauca, lo que probablemente se debe a un mayor grosor sedimentario y las diferencias en el estilo de deformación. La figura 30 muestra el estilo de deformación y las incoformidades en la Cuenca Cauca Patía.

3.2.1. Geología Estructural de la Subcuenca Cauca. El estilo estructural se determinó con base en la interpretación de 12 líneas sísmicas que suman 340Km (Ver figura 31). En cada perfil sísmico se identificaron los siguientes horizontes:

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 depositación 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.

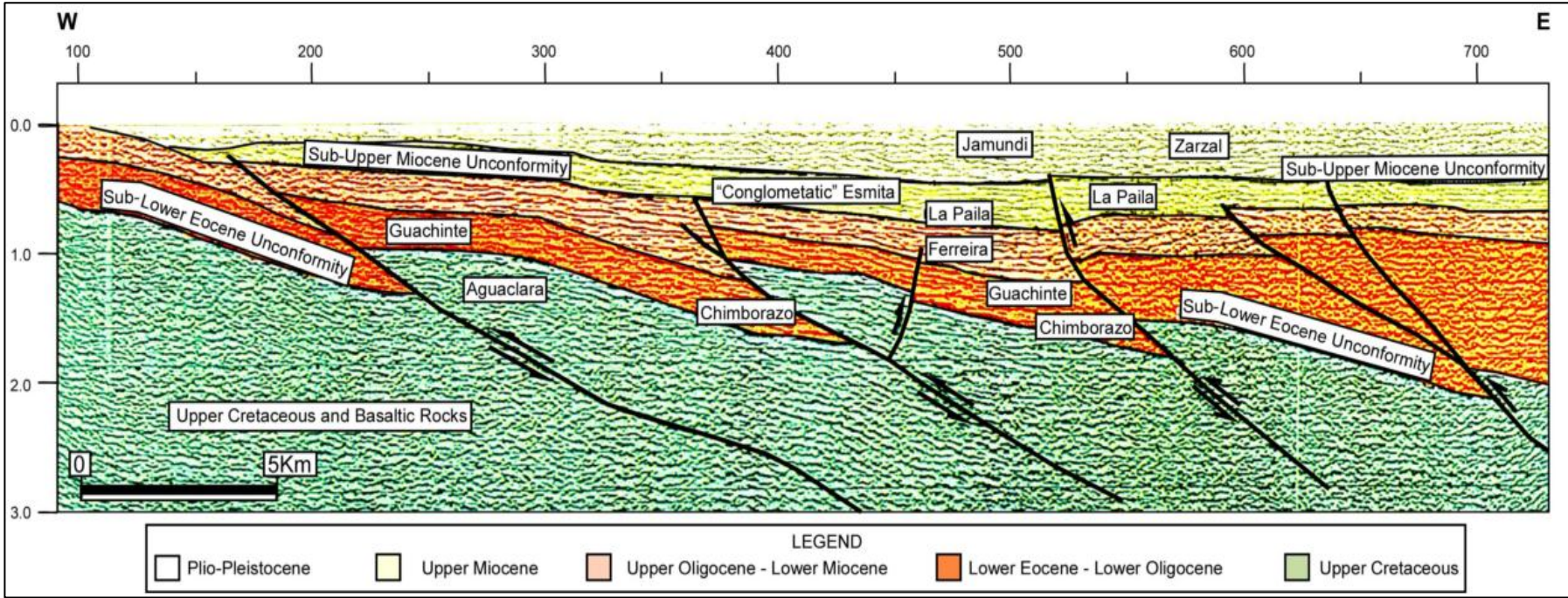
Los perfiles sísmicos muestran un estilo estructural persistente que consiste en un sistema de imbricados, como en la sub-cuenca Patía. Aquí la deformación se propagó hacia el oeste y cordillera central actúa como un retén. Hay menos cabalgamiento, y los presentes involucran secciones en su mayoría del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

Figura 30. 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

Figura 31. 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

3.2.1.1 Trampa Sector 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.

3.2.1.2 Trampa Sector 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.

3.2.1.3 Espesor de la formación almacén Sector Cauca Norte

Formación Chimborazo; 3.109 m Ríos y Aranzazu (1989) - 4000m Schwinn (1969).

3.2.1.4 Espesor de la formación almacén Sector 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).

3.2.2 Geología Estructural de la Subcuenca 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 delinean a partir de esas fallas son: la formación Mosquera del Paleógeno y la formación Esmita del Neógeno. Ver la figura 32.

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.

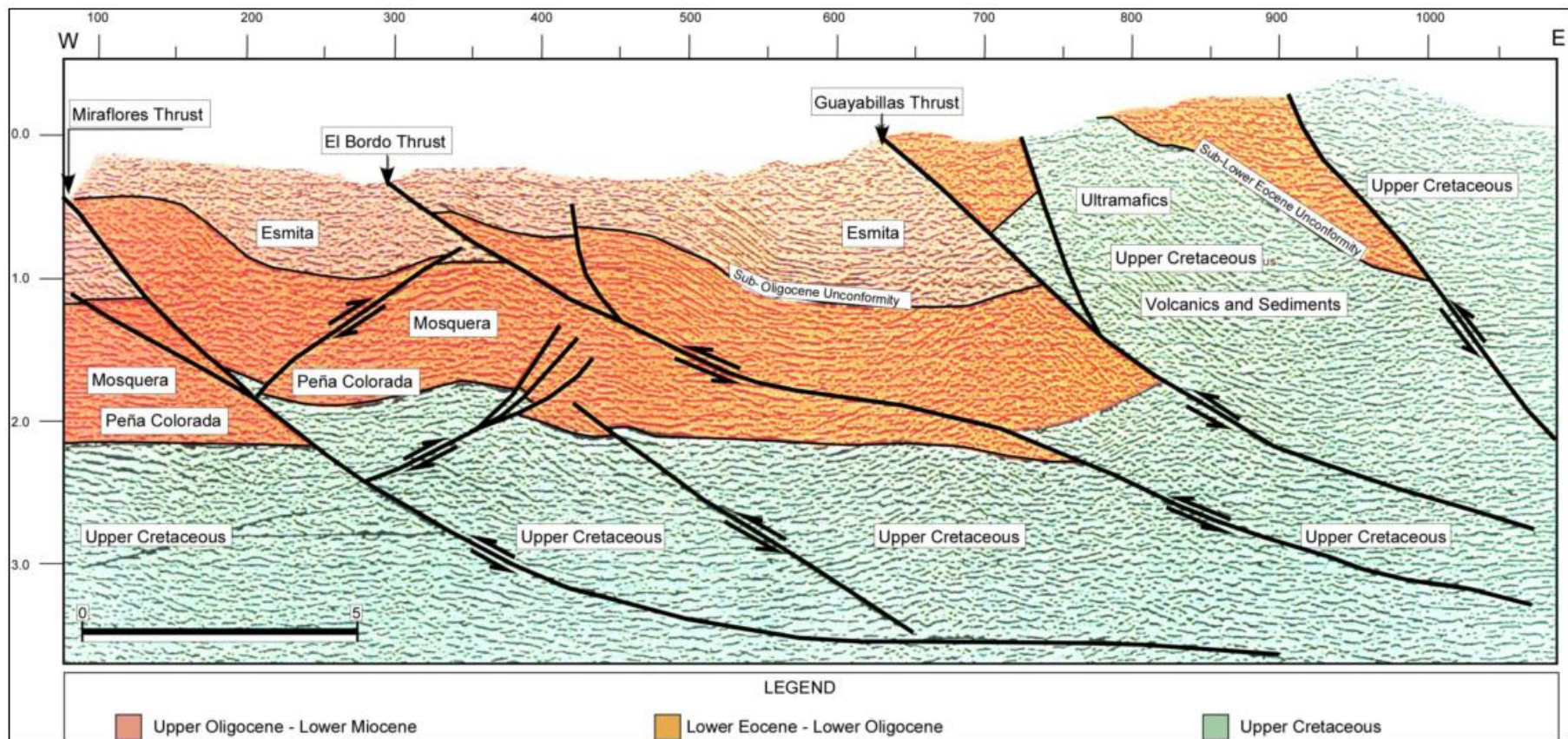
La secuencia sísmica 1 debajo de la discordancia del Eoceno bajo se caracteriza por fuertes discontinuidades que se truncan por la inconformidad que yace sobre esta. La secuencia sísmica 2 se compone de dos secuencias estratigráficas separadas por la inconformidad del Eoceno Medio. La parte basal de 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.

3.2.2.1 Trampa

Calidad de la roca almacén: La roca almacén la constituye el miembro arenáceo de la formación Esmita y el miembro arenáceo de la formación Mosquera

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

Figura 32. 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

3.2.3 Espesor de la formación almacén⁵⁵: Varios autores han aproximado el espesor de las formaciones de interés en la subcuenca Patía: Formación Esmita; 150m a 261m, León, Padilla y Marulanda (1973) - 430m, Grosse y Alvarado (1931).

3.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA CAUCA PATÍA

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 y una gráfica que resume lo que piensan los autores de cada formación.

3.3.1 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. Ver tabla 7 y la figura 33.

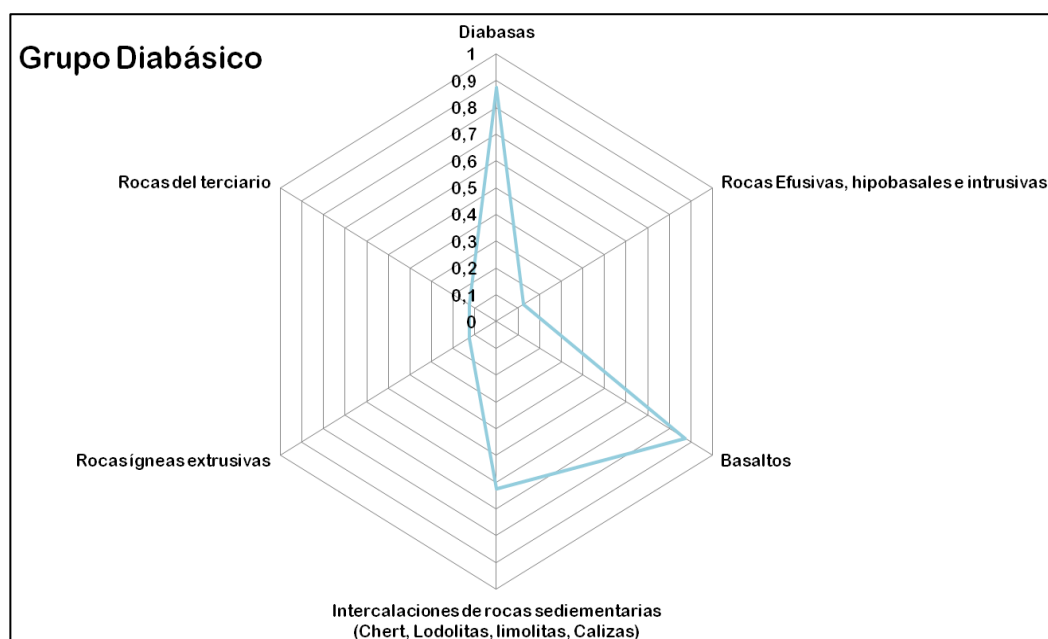
Tabla 7. Litoestratigrafía Grupo Diabásico

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			
Geoestudios Ltda. (1995)	x		x	x	x	
Gómez y Osorio (1996)	x		x	x		

Fuente: VARGAS, Laura a partir de GEOESTUDIOS.2008.

⁵⁵Ibíd.

Figura 33. Proporción de composición litológica del Grupo Diabásico según varios autores



Fuente: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

3.3.2 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 se correlaciona con la formación Aguaclara.

La formación Chimborazo 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. Ver la tabla 8.
2. Miembro Loma Larga, según ambos autores la composición se debe a areniscas y limolitas principalmente. Ver la tabla 9.

Tabla 8. 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: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

Tabla 9. 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: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

3.3.3 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 ser de diverso origen, como se observa en la tabla 10.

3.3.4 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.

1. *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. Ver la tabla 11.
2. *Miembro Los Chorros:* al igual que el miembro anterior predominan los estratos de carbón, areniscas y limolitas. Ver tabla 12.

3. *Miembro La Leona*: Este miembro está comprendido por importantes estratos de restos animales y vegetales. Otros tipos de roca se encuentran en menor proporción. Ver tabla 13.
4. *Miembro La Rampla*: No hay consenso en la composición de este miembro. Posiblemente debido a que ha sido pobremente estudiado. Ver tabla 14.

3.3.5 Formación Mosquera. Su edad se encuentra entre el Eoceno y el Mioceno u Oligoceno. Los estudios de dos autores no son concluyentes (Ver tabla 15). Tampoco hay información de los contactos y los espesores para los dos autores varían entre los 150m hasta los 430m.

Tabla 10. Litoestratigrafía de la formación Peña Morada

Peña Morada	Calizas Negras	Limolitas	Calizas	Conglomerados Polimícticos	Micritas	Arenitos	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: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

Tabla 11. 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: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

Tabla 12. 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: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

Tabla 13. 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: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

Tabla 14. 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: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

Tabla 15. 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: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

3.3.5 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. Ver la tabla 16.

Tabla 16. 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: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

3.3.6 Formación Ferreira. Su edad estimada es el Mioceno superior. Se correlaciona con las rocas de la formación Guachinte.

- 1) Miembro Suárez: las limolitas y conglomerados son el tipo de roca más importante en esta formación. Ver la tabla 17.
- 2) Miembro Bucarica y miembro El Palmar: la escasez de información para estos dos miembros, imposibilitan una buena caracterización de los mismos. Ver la tabla 18.

Tabla 17. 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: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

3.3.7 Formación Esmita. Es una de las formaciones más estudiadas y se observa que está principalmente compuesta por areniscas (Ver tabla 19). La edad de la formación es el Mioceno, aunque Martínez y Rubio (1991), estiman que puede ser del Oligoceno al Mioceno. Su espesor se estima entre los 400m y los 600m. Tiene cuatro miembros: miembro limolítico fosilífero, miembro arenáceo, miembro conglomerático y miembro limolítico rojizo.

Tabla 18. 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: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

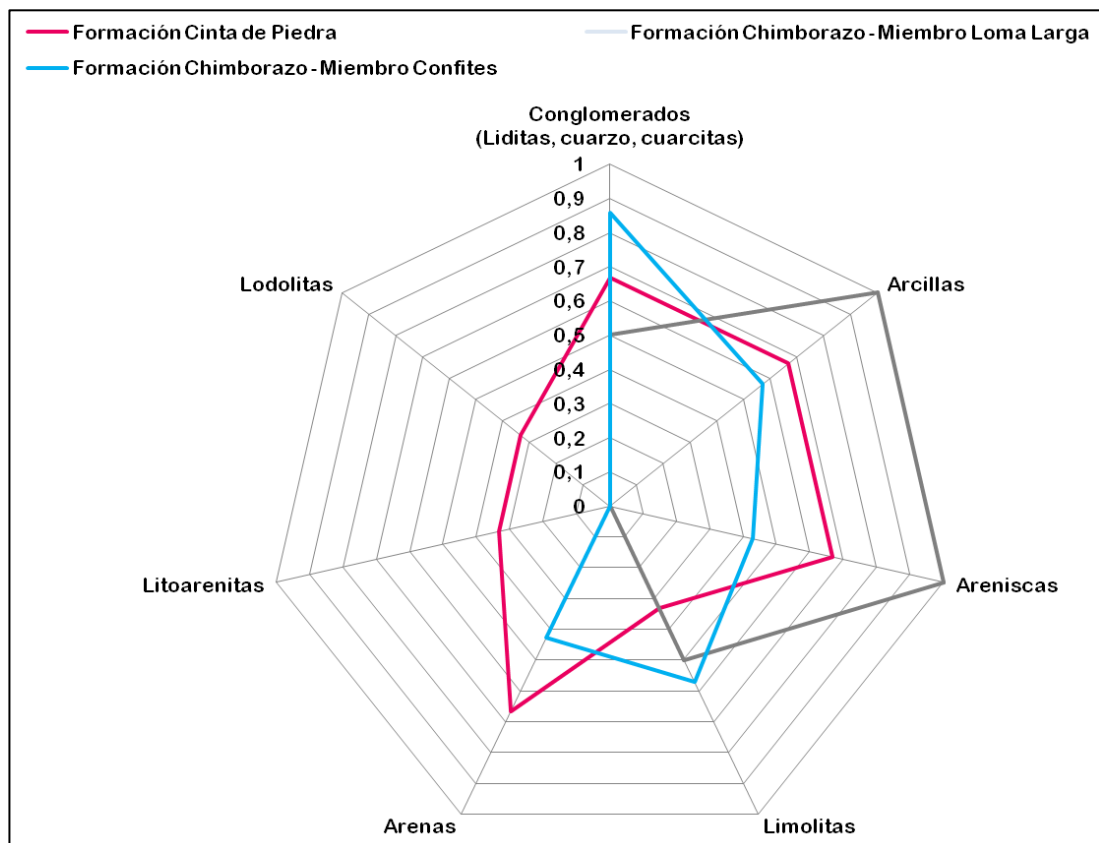
Tabla 19. Litoestratigrafía de la formación Esmita

Esmita	Areniscas	Arcillas Pizarrosas	Conglomerados	Arcillas	Limolitas	Shales	Arenitas
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
Geostudios Ltda, 1995	x						
León, Padilla y Marulanda (1973)	x		x				

Fuente: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

3.3.8 Composición litológica para la Subcuenca Cauca Norte. La figura 34 muestra el comportamiento de la litología en la Subcuenca Cauca: 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 34. Huella de la composición litológica para la Subcuenca Cauca Norte



Fuente: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

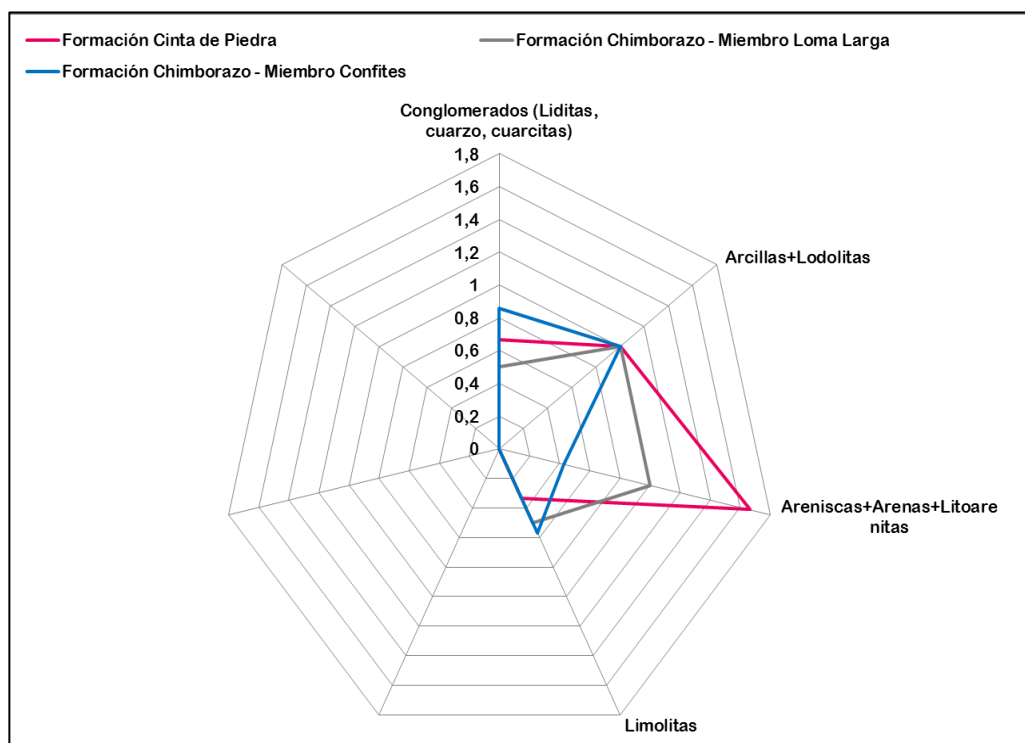
Ahora, para tener una idea un poco más clara de la distribución litológica en la Subcuenca, se plantea agrupar los diferentes tipo de roca por tamaño de grano (Ver figura 35), cuyo resultado se muestra en la figura 36.

Figura 35. Tamaño de grano por litología.

TAMAÑO DE GRANO	SEDIMENTO	ROCA SEDIMENTARIA
$\varnothing \geq 2 \text{ mm}$	gravas	CONGLOMERADO { ● BRECHA (cantos angulosos) ● PUDINGA (cantos redondeados)
$2 \text{ mm} > \varnothing \geq \frac{1}{16} \text{ mm}$	arenas	ARENISCA { ● GRAUVACA (matriz > 15%) ● ARENITA (matriz < 15%) { ● CUARZOARENITA ● ARCOSA ● LITOARENITA
$\frac{1}{16} \text{ mm} > \varnothing \geq \frac{1}{256} \text{ mm}$	limos	LIMOLITA
$\varnothing < \frac{1}{256} \text{ mm}$	arcillas	LUTITA * MARGA CO_2 Ca + 25-75% de arcillas

Fuente: Tomado de http://www.ugr.es/~agcasco/msecgeol/secciones/petro/pet_sed.htm

Figura 36. Huella de la composición litológica teniendo en cuenta el tamaño de grano para la Subcuenca Cauca Norte



Fuente: Autor.

3.3.9 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 (Figura 37). Es interesante anotar que hay presencia de carbón en varios miembros de la cuenca.

Teniendo en cuenta la clasificación por tamaño de grano mostrada en la figura 35, el patrón litológico de la subcuenca Cauca Sur queda como se muestra en la figura 38.

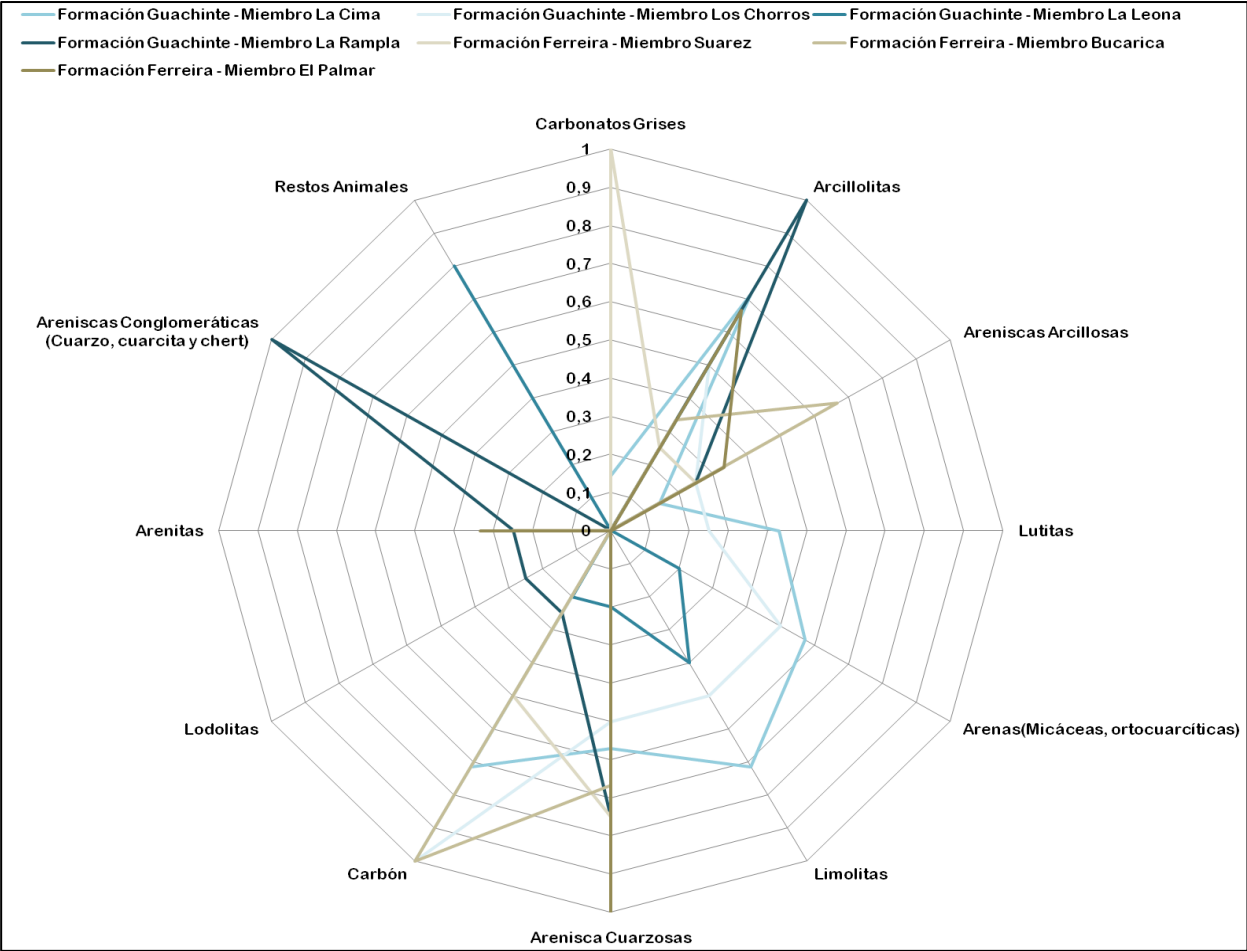
3.3.10 Composición litológica para la Subcuenca Patía. En el caso de la subcuenca Patía las dos formaciones son interesantes en términos de almacenamiento de hidrocarburos. La presencia de arenas, areniscas y conglomerados es evidencia de lo anterior, pero también las limolitas y arcillas indican la presencia de otro tipo de rocas. Ver figura 39.

Teniendo en cuenta la clasificación por tamaño de grano mostrada en la figura 35, el patrón litológico de la subcuenca Cauca Sur queda como se muestra en la figura 40.

3.4 SEDIMENTOLOGÍA DE LA CUENCA CAUCA PATÍA

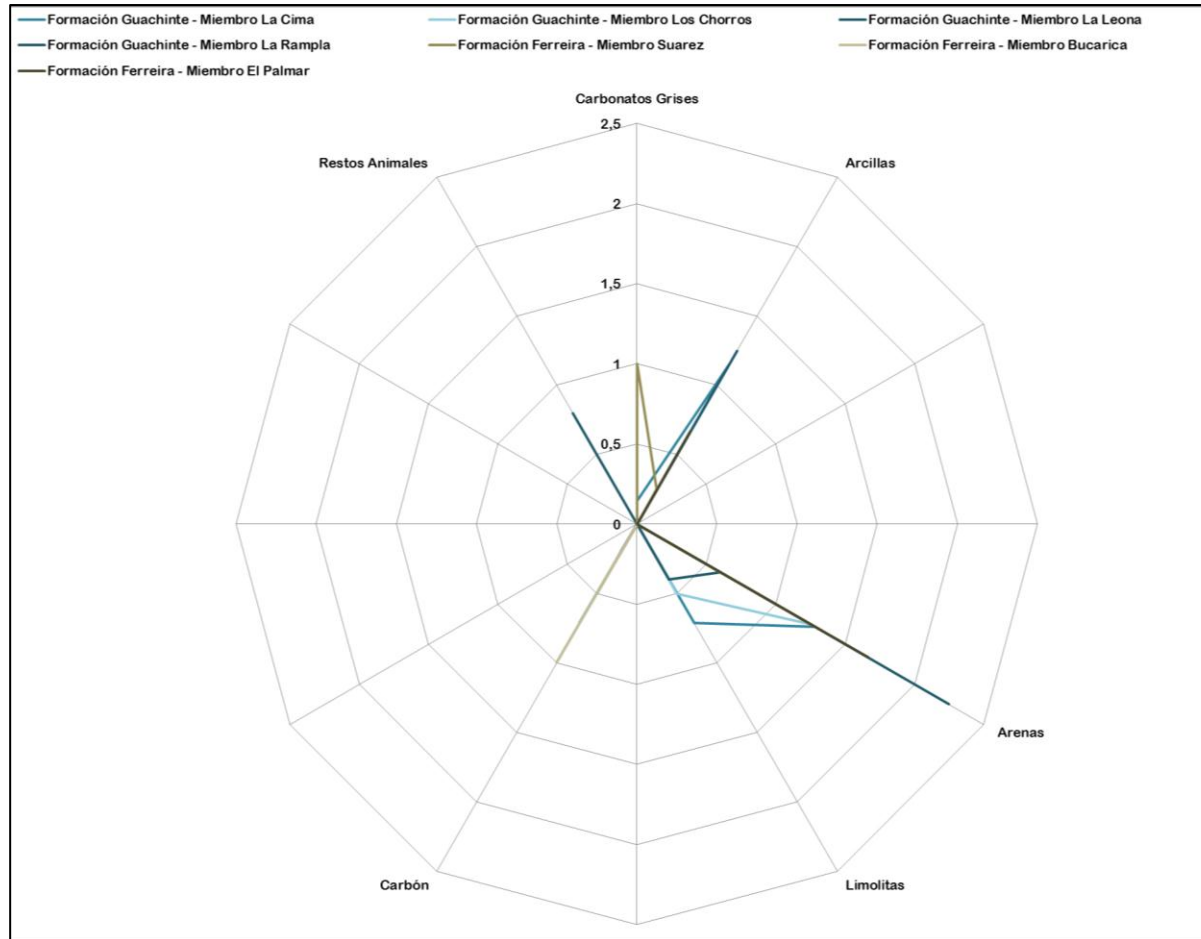
Si bien se encontraron algunas columnas litológicas, su descripción de la sedimentología, las profundidades y la composición de las formaciones es muy escueta. Por ejemplo, algunas columnas extraídas de los pozos perforados, solo atravesaron las formaciones más someras.

Figura 37. Huella de la composición litológica para la Subcuenca Cauca Sur



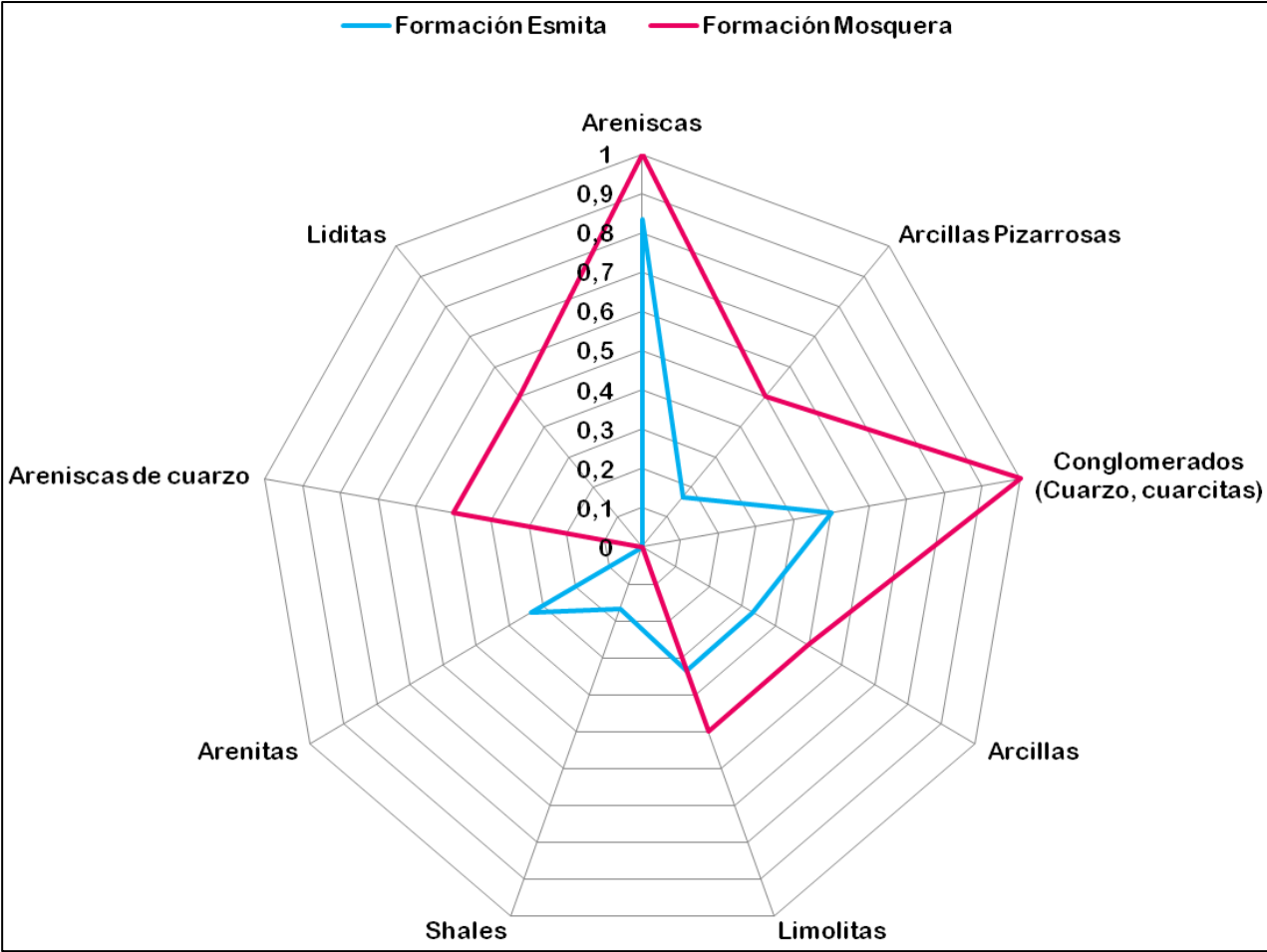
Fuente: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

Figura 38. Huella de la composición litológica teniendo en cuenta el tamaño de grano para la Subcuenca Cauca Sur



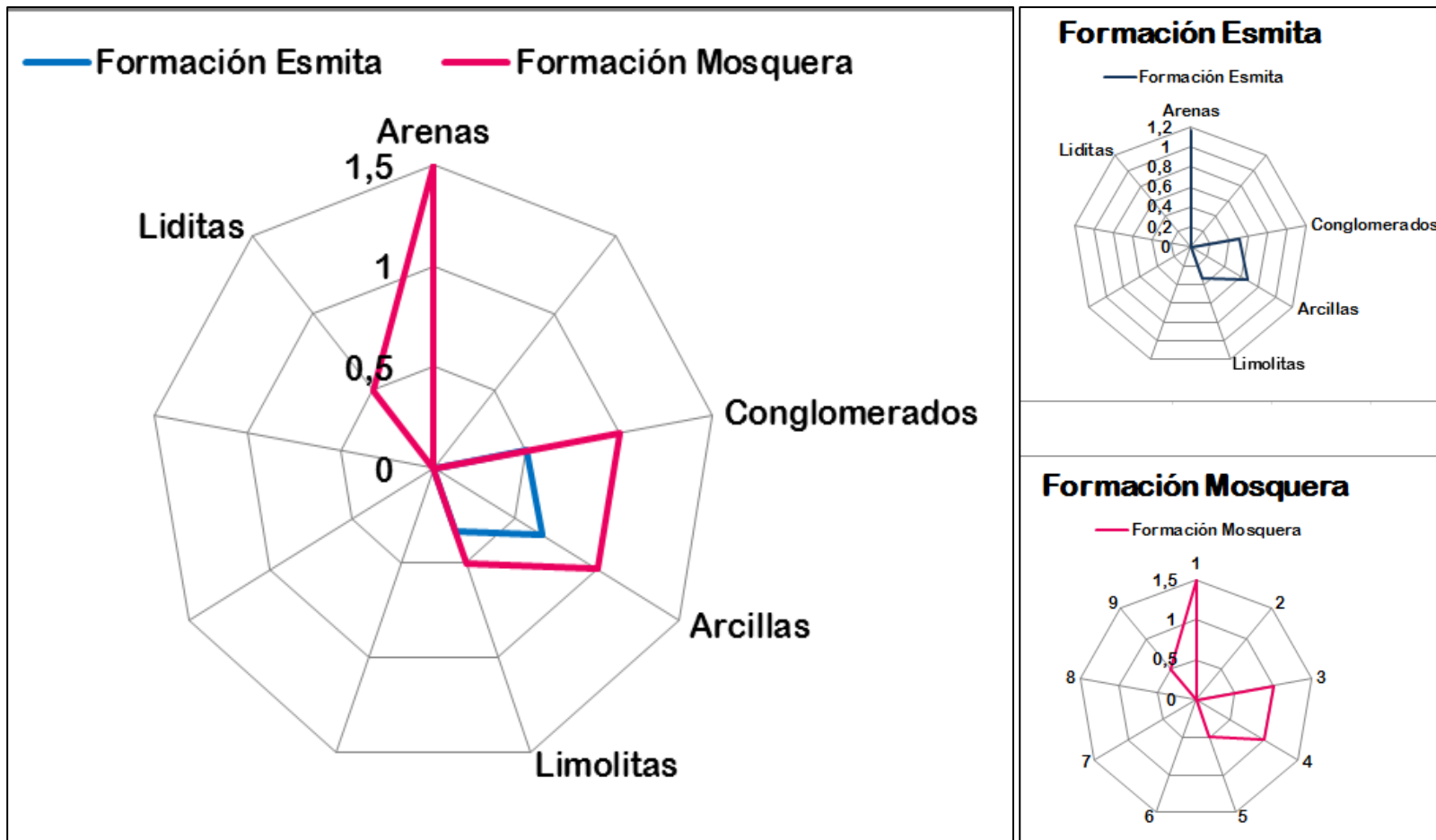
Fuente: Autor

Figura 39. Huella de la composición litológica para la subcuenca Patía



Fuente: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

Figura 40. Huella de la composición litológica teniendo en cuenta el tamaño de grano para la Subcuenca Patía



Fuente: Autor

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. Ver la figura 41.

La figura 42 muestra 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.

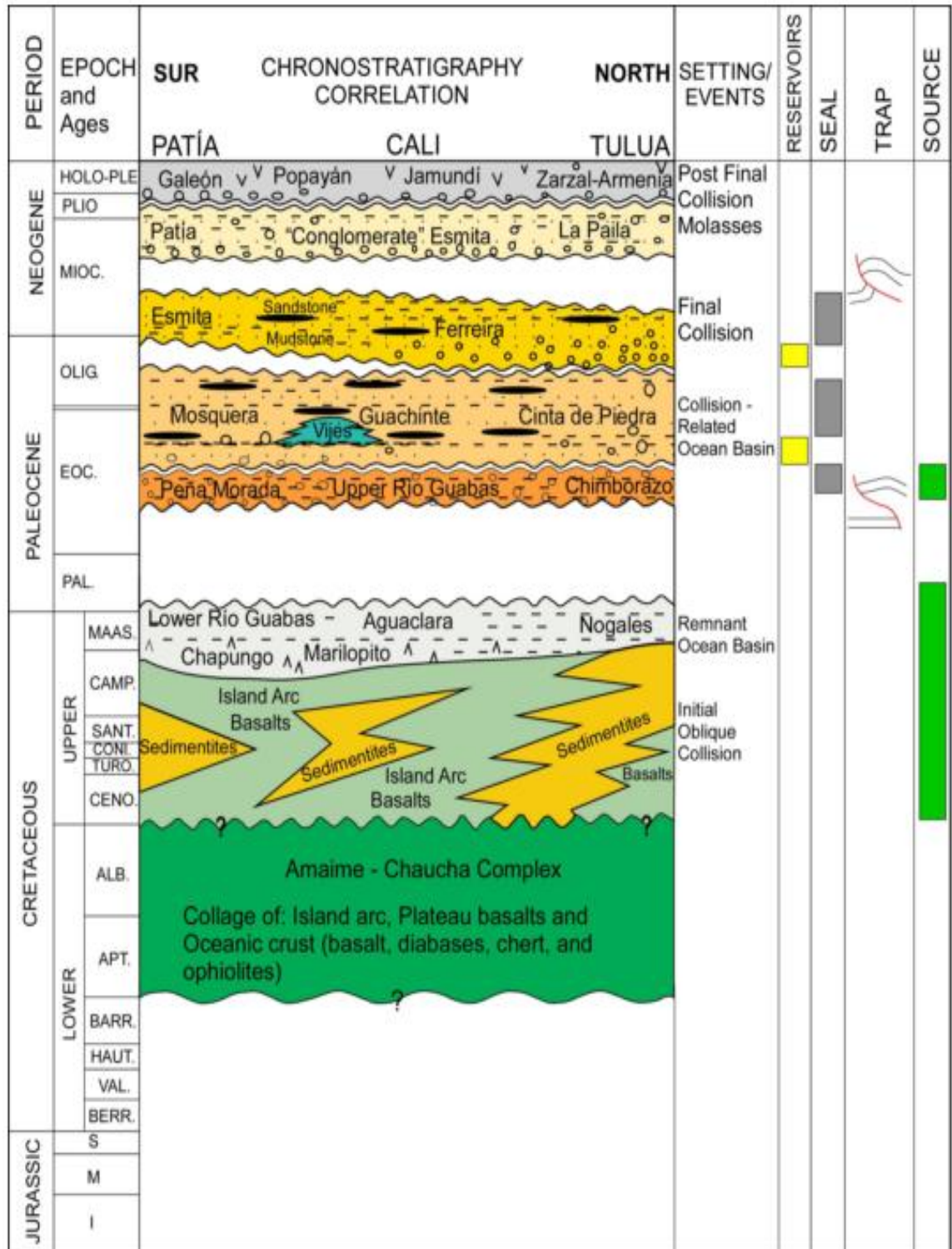
A continuación se presentan las columnas del informe realizado por GEOESTUDIOS en el año 2008, en la que se detalla la litología, y el ambiente de depositación por formación. Este informe fue elaborado a partir de afloramientos de la región. Hay varios tipos de depósitos fluviales, cada uno exhibe características 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 yacimiento⁵⁶.

3.4.1 Sedimentología de la Subcuenca Cauca. Como se mencionó anteriormente, suele dividirse la Subcuenca Cauca en cauca sur y cauca norte, cuyas características sedimentológicas se describen a continuación.

3.4.1.1 Sedimentología del sector Cauca Norte. Los ambientes de depósito para esta formación son llanuras de inundación, ríos meandriformes y ríos trezados (ver figura 43 y 44). En estos ambientes la grava se mueve a lo largo del lecho del río y hay poco lodo.

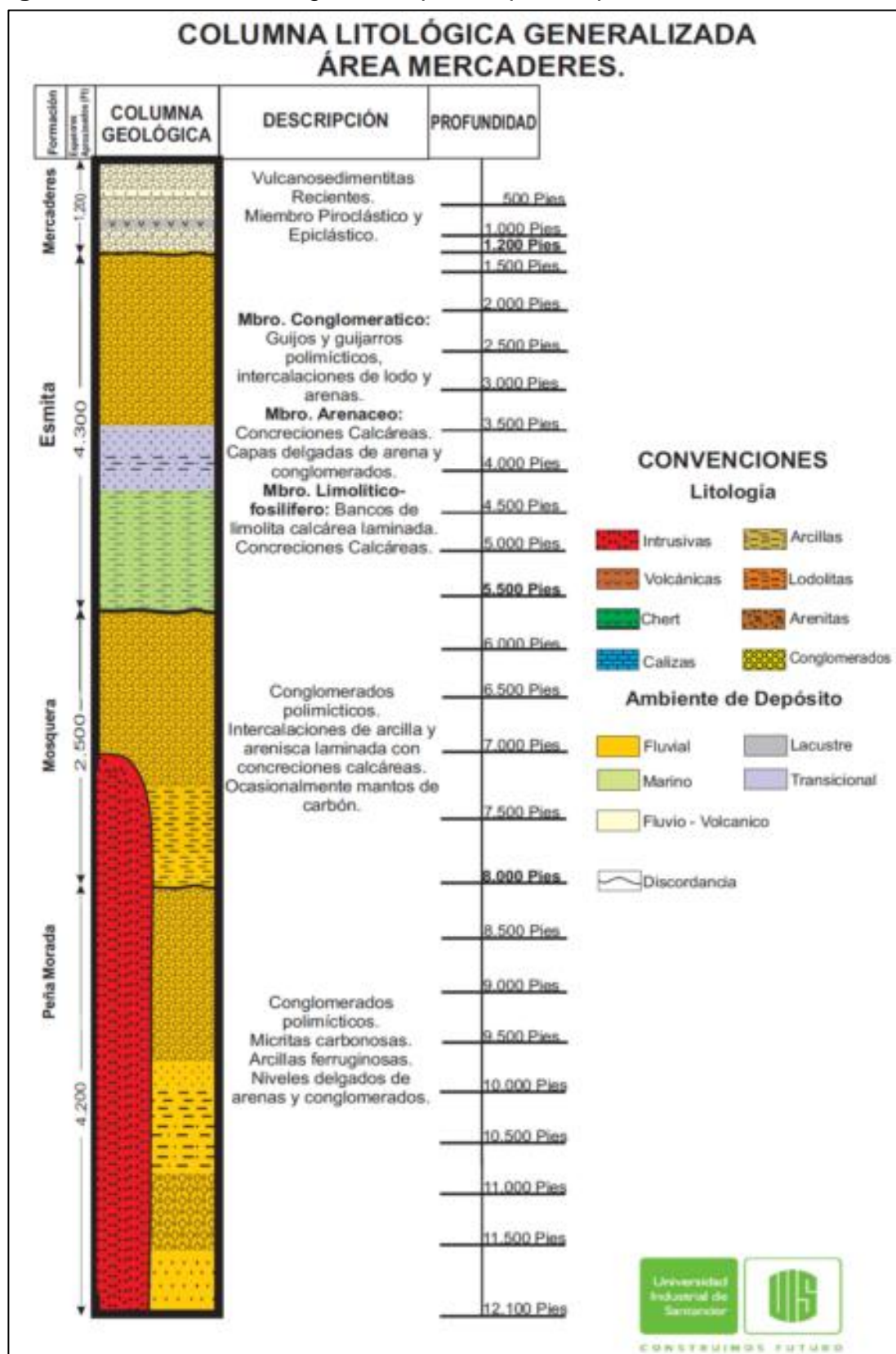
⁵⁶SLAT. M. Roger. Stratigraphic reservoir characterization for Petroleum geologists, geophysicists and Engineers. Handbook of Petroleum exploration and production. University of Oklahoma. ELSEVIER.2006

Figura 41. Columna cronoestratigráfica de la cuenca Cauca – Patía propuesta por Barrero & Laverde



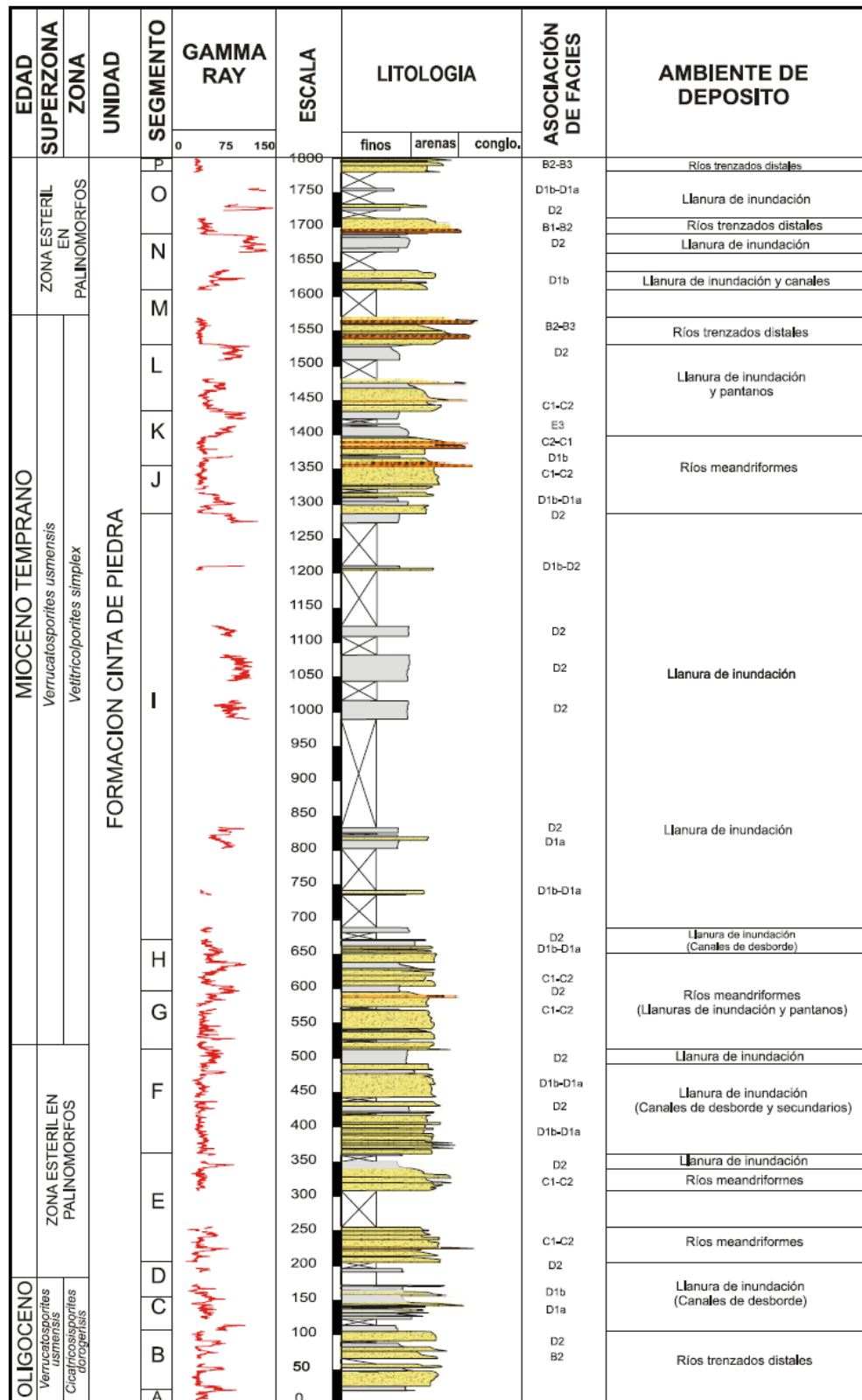
Fuente: BARRERO-LOZANO, Darío. LAVERDE, Fabio. RUIZ, CLAUDIA C. ALFONSO, CARLOS An Oblique Collision and Basin Formation in Western Colombia: The Origin, Evolution and Petroleum Potential of Cauca – Patía Basin. 2006

Figura 42. Columna estratigráfica esperada para el pozo ANH-PATÍA-ST-P



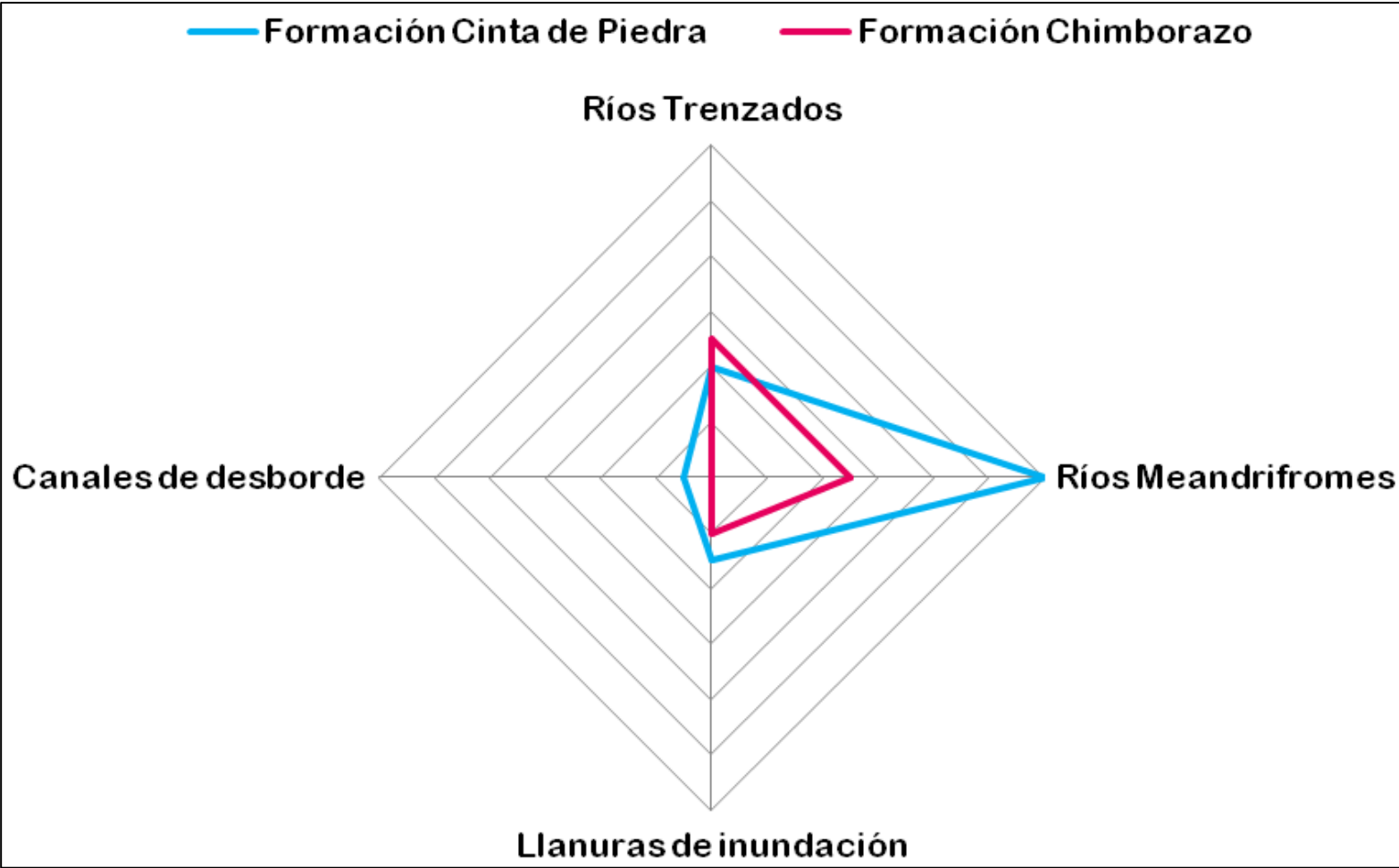
Fuente: Equipo de trabajo UIS 2011.

Figura 43. Columna sintética de la formación Cinta de Piedra. Sector Cauca Norte.



Fuente: GEOESTUDIOS, 2008.

Figura 44. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Cauca Norte



Fuente: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

Los depósitos son lateralmente continuos y están verticalmente conectados. Los depósitos de ríos meandriiformes al contrario de los ríos trezados tienen menor energía deposicional que los trezados, 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 verticalmente⁵⁷.

Se observa que las posibles rocas almacén se encuentran en los ambientes fluviales de ríos trezados y meandriiformes, 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.

3.4.1.2 Sedimentología del sector Cauca Sur. En la columna de la formación Chimborazo las rocas reservorio se concentran en las arenas generadas por los ambientes de ríos trezados (Figura 45). 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.

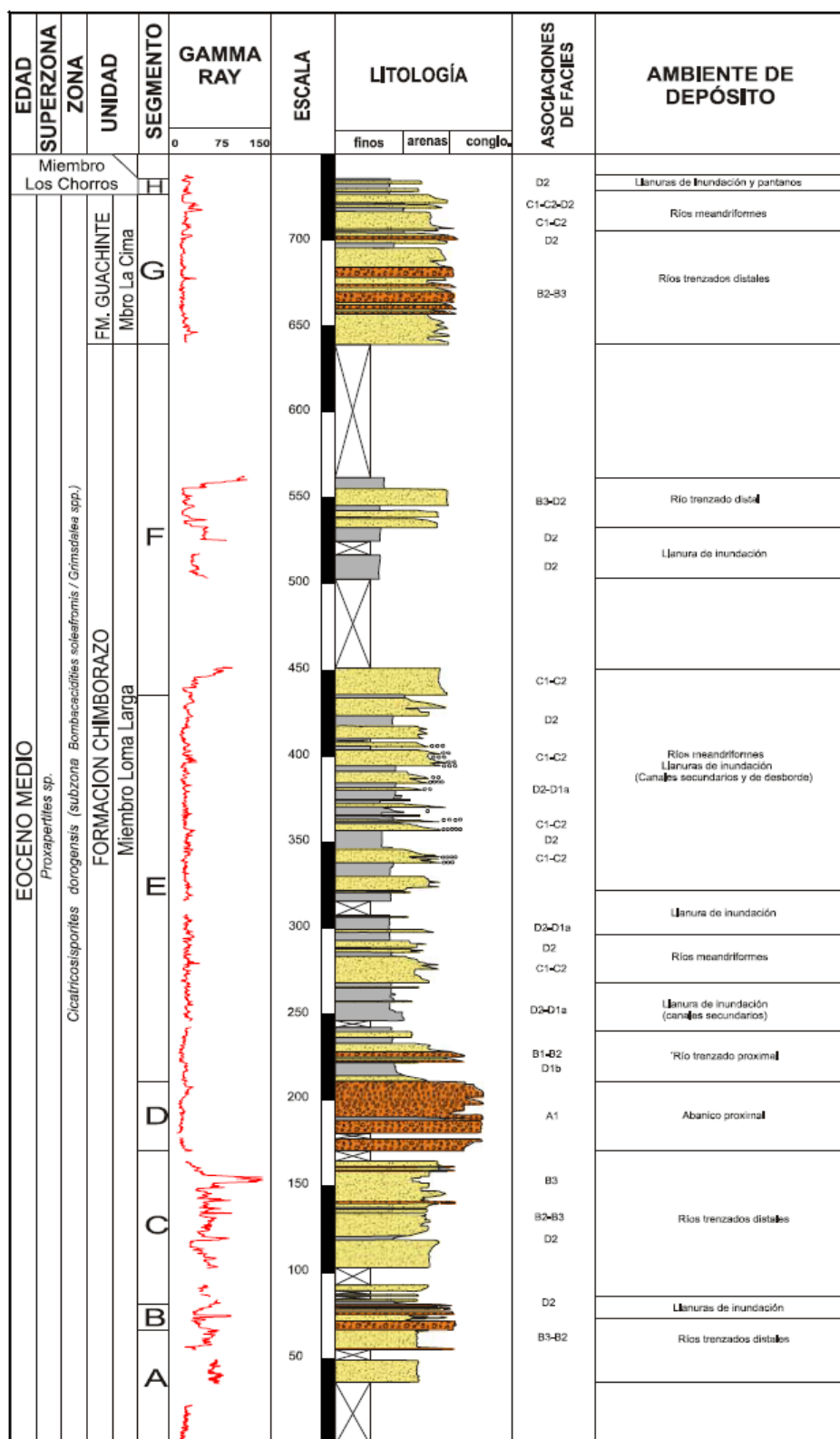
La figura 46 muestra los miembros superiores de la formación Guachinte, cuyos ambientes deposicionales varían entre llanuras de inundación y ambientes lacustres. La parte superior de la formación presenta posibles arenas derivadas de ríos meandriiformes.

Los ríos trezados de la formación Ferreira (Figura 47) se ven representados por arenas y conglomerados en las respectivas facies.

A modo de resumen, la figura 48 muestra el patrón de comportamiento de los ambientes de depósito en el sector Cauca Norte.

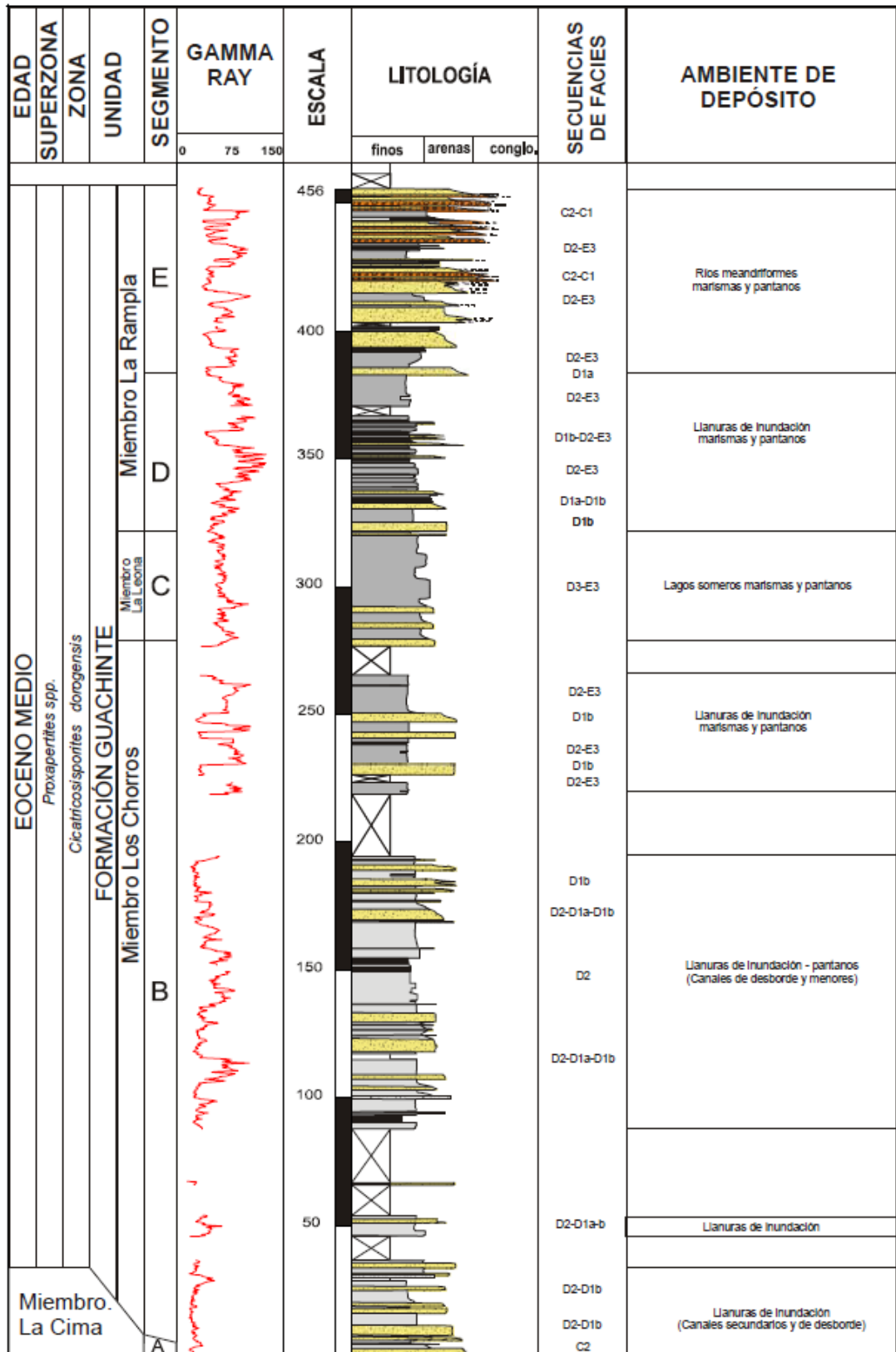
⁵⁷ *Ibid.*

Figura 45. Columna sintética de la formación Chimborazo. Sector Cauca Sur.



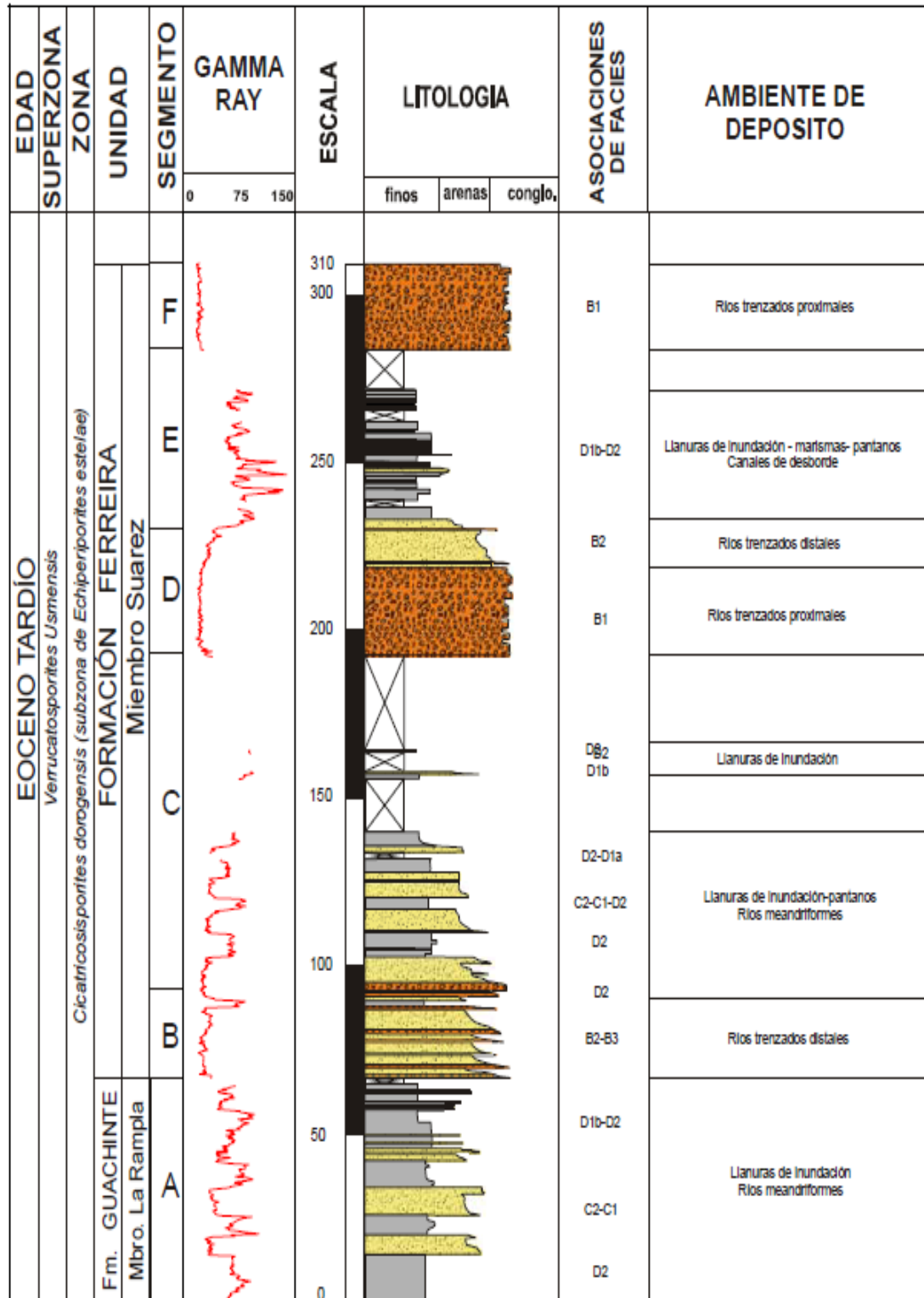
Fuente: GEOESTUDIOS, 2008.

Figura 46. Columna sintética de la formación Guachinte. Sector Cauca Sur.



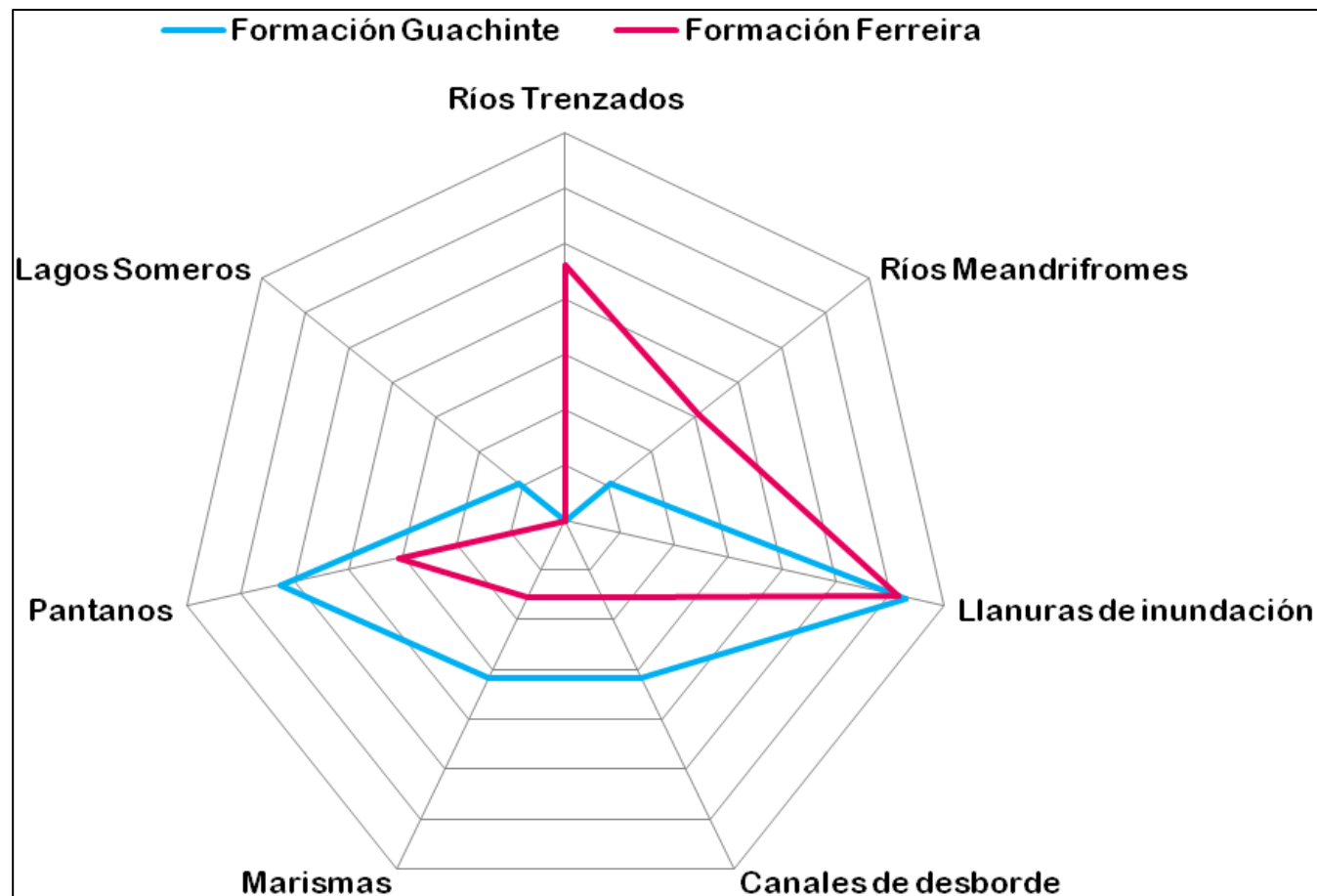
Fuente: GEOESTUDIOS, 2008.

Figura 47. Columna sintética de la formación Ferreira. Sector Cauca Sur.



Fuente: GEOESTUDIOS.2008.

Figura 48. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Cauca Sur



Fuente: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

3.4.2 Sedimentología de la Subcuenca Patía. El sector de importancia de la formación Peña Morada es el abanico deltaico que generó el miembro conglomerático (Figura 49). Según Barrero (2006), este miembro podría hacer las veces de roca almacén.

La distribución de las facies para las dos formaciones mostradas en la figura 50, 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.

A modo de resumen, la figura 51 muestra el patrón de comportamiento de los ambientes de depósito en la Subcuenca Patía.

3.5 PETROFÍSICA DE LA CUENCA CAUCA PATÍA

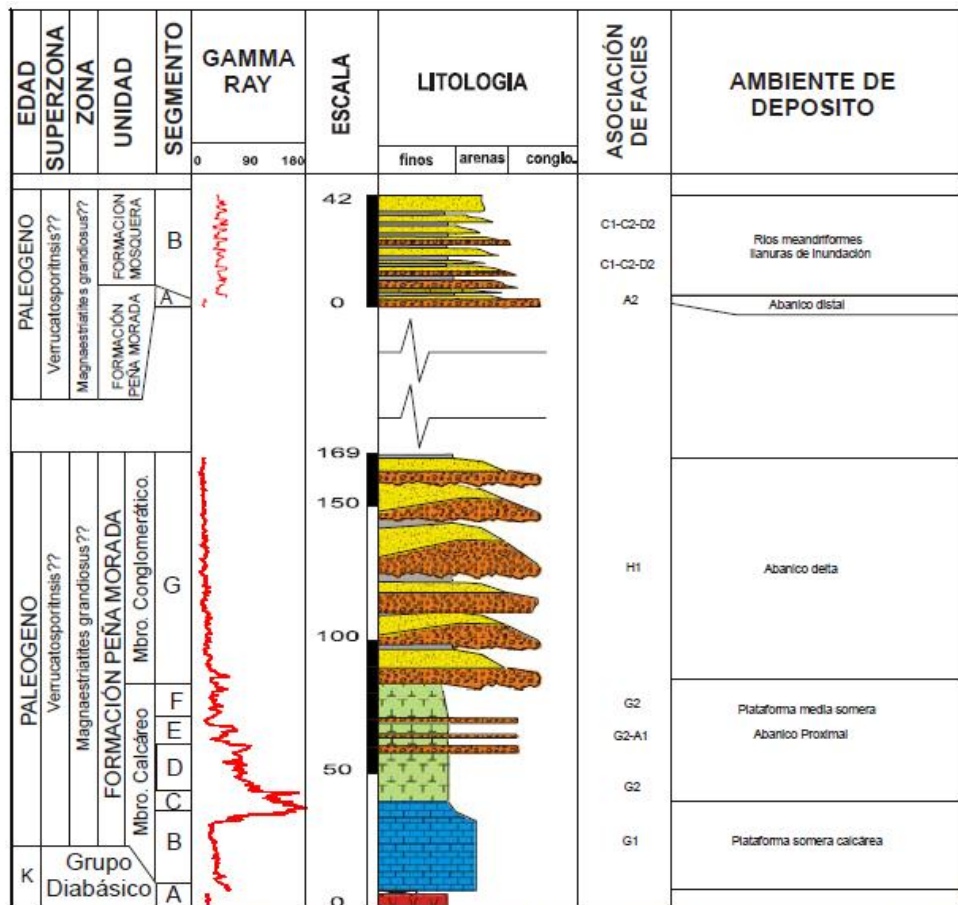
Lamentablemente no se cuenta con análisis petrofísicos de los corazones que se tienen de las formaciones de la cuenca. Además, debe recordarse que todos los pozos perforados son someros y no han atravesado los posibles miembros almacén de las formaciones de interés, por lo tanto, toda la información petrofísica de la que se dispone proviene de estudios de geología de superficie, siendo el mas completo el estudio realizado por GEOESTUDIOS (2008), el cual realizó análisis petrofísicos básicos a muestras de afloramientos de las formaciones más importantes de la cuenca. Los análisis que se reportan son la porosidad, la permeabilidad al aire y la permeabilidad klinkenberg a 800 psi, los cuales se deberían corregir con los

datos a la presión esperada en yacimiento, pero como no hay datos, se trabaja con la información disponible.

Según Barrero (2006) la formación Esmita en la subcuenca Patía se correlaciona con la formación Ferreira en la subcuenca Cauca, y de igual modo la formación Mosquera se correlaciona con la formación Guachinte y Cinta de piedra, tal como lo muestra la figura 52.

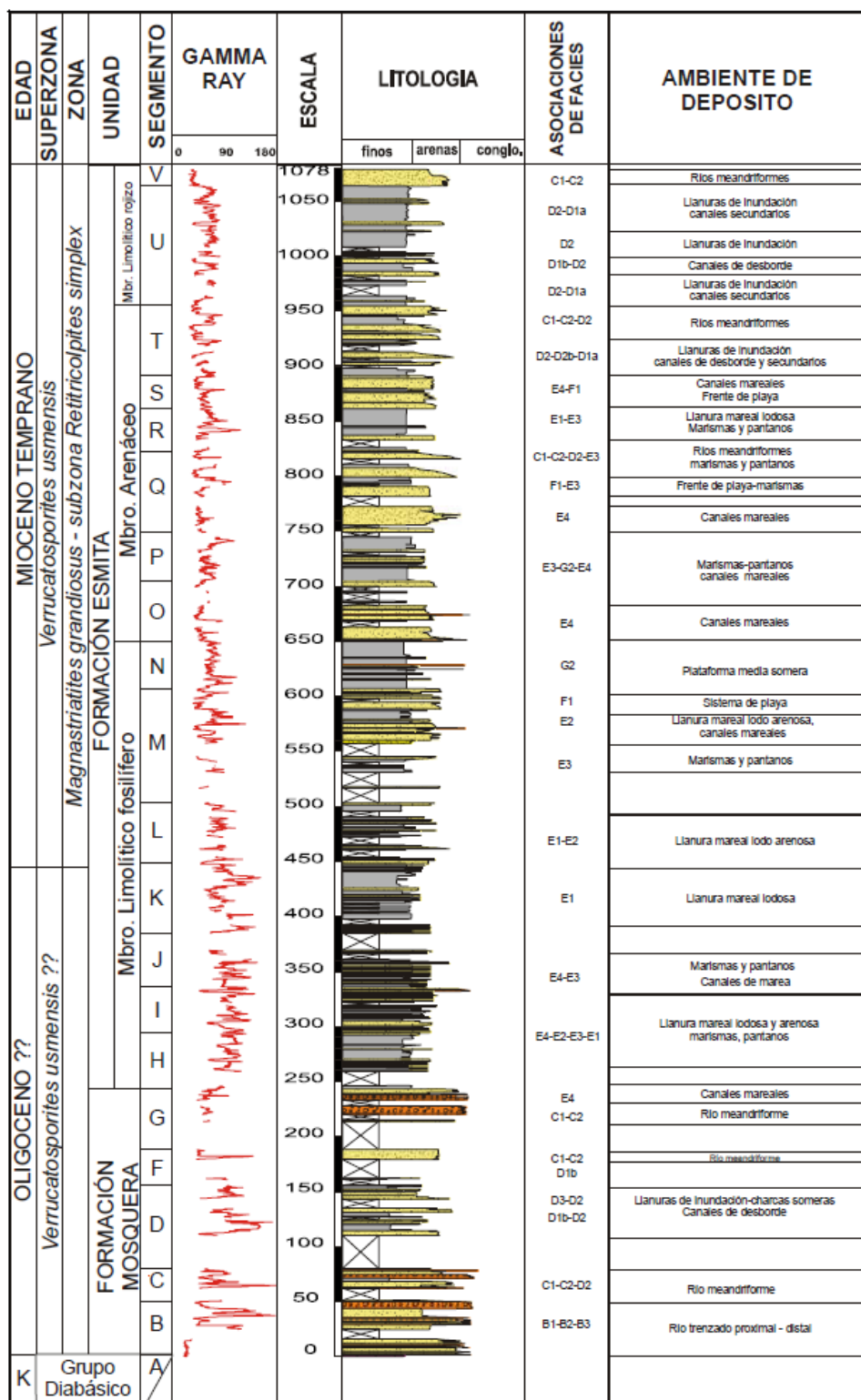
De acuerdo con lo anterior, la tabla 20 muestra los datos petrofísicos para las formaciones Esmita y Ferreira, la tabla 21 para las formaciones Mosquera, Guachinte y Cinta de Piedra y la tabla 22 para la formación Chimborazo (no hay reportes de la formación Peña Morada).

Figura 49. Columna sintética del Grupo Diabásico y la Formación Peña Morada. Sector Patía.



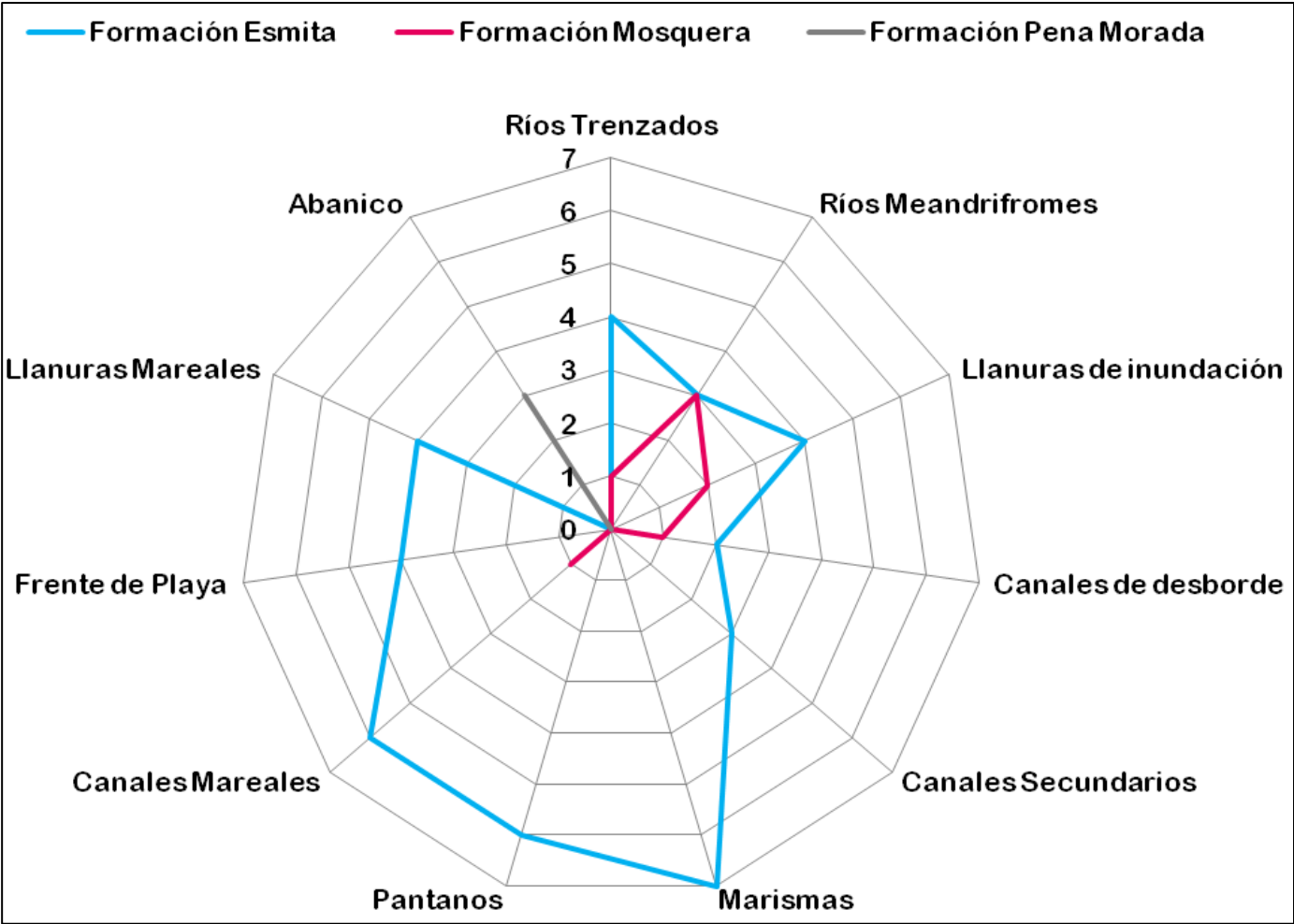
Fuente: GEOESTUDIOS.2008.

Figura 50. Columna sintética de la Formación Esmita y Mosquera. Sector Patía.



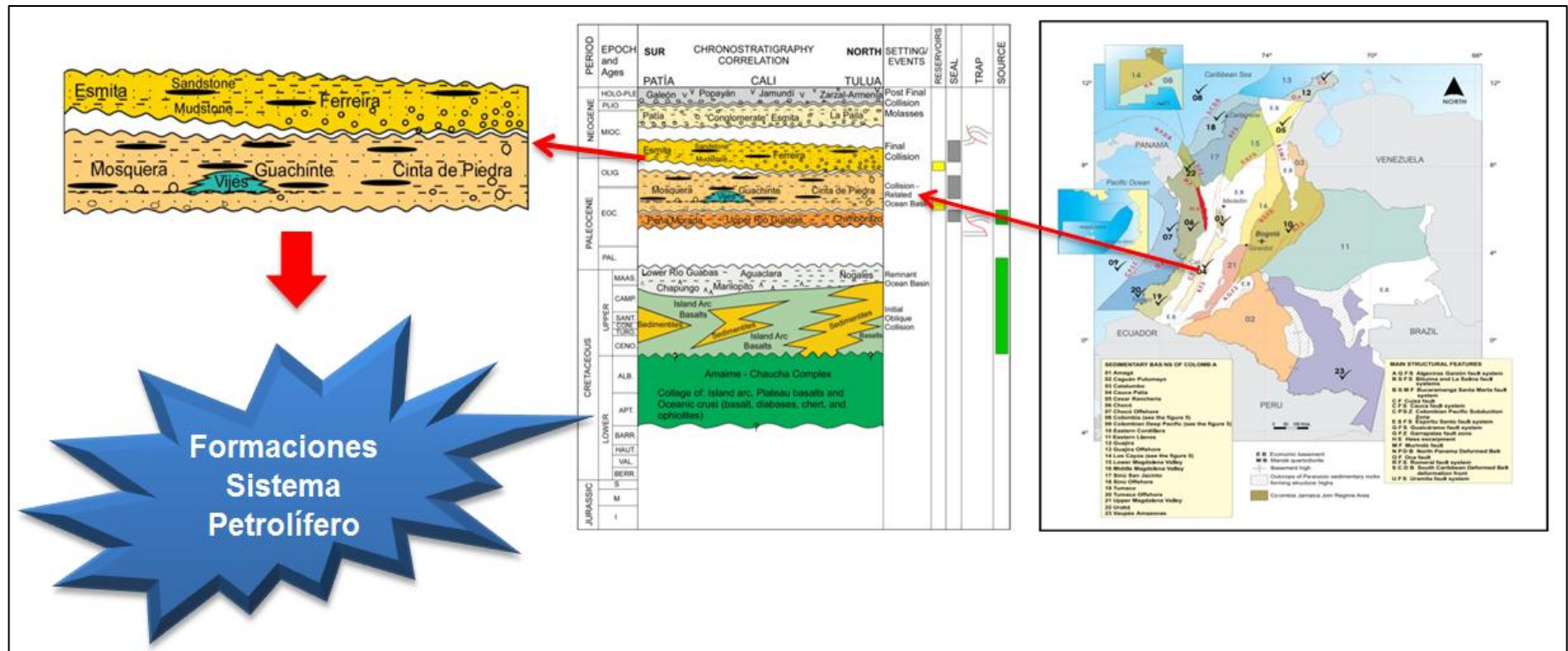
Fuente: GEOESTUDIOS.2008.

Figura 51. Huella de los ambientes sedimentarios presentes en la subcuenca Patía



Fuente: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

Figura 52. Correlación de las formaciones de interés de la Cuenca Cauca Patía.



Fuente: Adaptado de 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

Tabla 20. Datos petrofísicos para las formaciones Esmita y Ferreira.

Formación	Ambient Confining Stress 800 psi				Densidad de grano
	Porosity %	Porosity Fracción	Klinkenberg permeability, mD	Air Permeability mD	
Esmita	1,100	0,0110			2,630
	1,160	0,0116			2,676
	1,700	0,0170			2,664
	1,980	0,0198			2,640
	2,000	0,0200	0,001	0,002	2,656
	2,520	0,0252			2,720
	3,040	0,0304	0,000	0,001	2,650
	3,040	0,0304	0,002	0,006	2,687
	3,090	0,0309	0,001	0,004	2,660
	3,220	0,0322	0,003	0,008	2,660
	3,650	0,0365	0,064	0,103	2,637
	3,700	0,0370			2,640
	3,900	0,0390	0,106	0,192	2,650
	4,550	0,0455	0,034	0,063	2,640
	4,600	0,0460	0,206	0,299	2,640
	5,000	0,0500	0,019	0,026	2,680
	5,200	0,0520	0,016	0,028	2,658
	5,400	0,0540	0,008	0,016	2,680
	5,870	0,0587	0,017	0,027	2,670
	5,890	0,0589	1,870	2,390	2,630
	6,570	0,0657	0,354	0,486	2,630
	6,770	0,0677	0,064	0,109	2,625
	6,800	0,0680	0,030	0,063	2,685
	7,140	0,0714	0,440	0,680	2,720
	7,200	0,0720	0,009	0,016	2,730
	7,290	0,0729	0,376	0,608	2,630
	7,300	0,0730	0,014	0,024	2,675
	7,300	0,0730	0,017	0,037	2,680
	7,410	0,0741	0,093	0,165	2,620
	7,500	0,0750	0,057	0,106	2,655
	7,540	0,0754	0,760	0,940	2,640
	7,840	0,0784	0,023	0,045	2,700
	8,020	0,0802	1,860	2,050	2,697
8,760	0,0876	0,177	0,283	2,670	
8,770	0,0877	0,236	0,371	2,628	
9,010	0,0901	1,560	2,270	2,631	
Ferreira	10,670	0,1067	0,006	0,013	2,639
	10,990	0,1099	0,183	0,293	2,640
	11,450	0,1145	13,900	16,500	2,627
	12,820	0,1282	0,126	0,210	2,660
	16,780	0,1678	44,400	49,500	2,622
	18,830	0,1883	0,302	0,445	2,640

Fuente: GEOESTUDIOS. 2008. Modificado.

Tabla 21. Datos petrofísicos para las formaciones Cinta de Piedra, Guachinte y Mosquera.

Formación	Ambient Confining Stress 800 psi				Densidad de grano
	Porosity %	Porosity Fracción	Klinkenberg permeability, mD	Air Permeability mD	
Cinta de Piedra	1,650	0,0165	0,000	0,001	2,640
	2,280	0,0228	0,038	0,060	
	2,620	0,0262	0,002	0,004	2,640
	4,290	0,0429	0,710	0,970	2,660
	4,550	0,0455	0,004	0,010	2,680
	4,900	0,0490	0,025	0,054	2,627
	6,030	0,0603	0,119	0,221	2,679
	6,120	0,0612	0,701	1,010	2,669
	6,400	0,0640			2,650
	6,700	0,0670	0,571	0,806	2,640
	6,910	0,0691	1,570	1,710	2,650
	7,170	0,0717	0,924	1,320	2,632
	7,200	0,0720	0,069	0,124	2,622
	7,400	0,0740	0,440	0,570	2,640
	7,600	0,0760	0,020	0,047	2,625
	Guachinte	7,730	0,0773	18,800	30,300
7,890		0,0789	0,472	0,636	2,670
8,060		0,0806	66,600	96,600	2,611
8,150		0,0815	1,800	2,290	2,640
8,160		0,0816	0,538	0,854	2,624
8,290		0,0829	1,940	2,570	2,629
8,300		0,0830	0,187	0,269	2,650
8,370		0,0837	0,038	0,083	2,598
8,400		0,0840	1,210	1,650	2,640
8,650		0,0865	0,170	0,226	2,667
8,700		0,0870	3,040	3,110	2,630
8,800		0,0880	1,220	1,600	2,640
9,010		0,0901	0,048	0,099	2,657
9,500		0,0950	0,232	0,413	2,628
9,550		0,0955	0,162	0,277	2,649
9,980		0,0998	1,450	1,860	2,650
10,040		0,1004	0,310	0,471	2,625
10,050		0,1005	3,190	3,650	2,620
10,150		0,1015	0,226	0,359	2,736
10,200		0,1020	1,190	1,660	2,640
10,570		0,1057	0,767	1,070	2,640
10,840		0,1084	0,348	0,564	2,614
10,910		0,1091	91,900	96,600	2,629
11,060		0,1106	0,660	0,890	2,660
11,270	0,1127	1,400	2,100	2,626	
11,880	0,1188	0,162	0,302	2,688	
11,900	0,1190	2,770	3,610	2,660	
12,140	0,1214	44,800	51,800	2,630	
12,300	0,1230	0,462	0,803	2,626	
12,980	0,1298	2,360	3,060	2,637	
13,190	0,1319	33,500	63,600	2,633	
13,550	0,1355	0,663	0,958	2,626	
13,700	0,1370	0,022	0,047	2,680	
14,050	0,1405	87,200	104,000	2,634	
14,560	0,1456	2,620	3,460	2,631	
15,070	0,1507	31,500	45,800	2,637	
15,400	0,1540	0,116	0,255	2,690	
15,450	0,1545	8,440	10,000	2,620	
15,840	0,1584	1,440	1,900	2,566	
16,700	0,1670	1,950	2,600	2,630	
16,900	0,1690	7,020	8,480	2,570	
18,230	0,1823	3,490	4,680	2,667	
Mosquera					

Fuente: GEOESTUDIOS. 2008. Modificado.

Tabla 22. Datos petrofísicos para la formación Chimborazo.

Formación	Ambient Confining Stress 800 psi				Densidad de grano
	Porosity %	Porosity Fracción	Klinkenberg permeability, mD	Air Permeability mD	
Chimborazo	3,350	0,0335	0,015	0,028	2,694
	5,790	0,0579	0,011	0,026	2,719
	5,880	0,0588	0,014	0,028	2,673
	6,590	0,0659	0,008	0,021	2,676
	7,150	0,0715	27,000	40,000	2,609
	7,270	0,0727	7,910	10,400	2,689
	9,300	0,0930	0,019	0,046	2,686
	10,130	0,1013	11,600	14,200	2,707
	10,220	0,1022	0,749	1,010	2,633
	11,250	0,1125	27,900	39,000	2,688
	13,680	0,1368	7,680	9,520	2,669
	18,260	0,1826	20,800	26,000	2,693

Fuente: GEOESTUDIOS. 2008. Modificado.

3.6 GEOQUÍMICA DE LA CUENCA CAUCA PATÍA

A continuación se presentan los datos geoquímicos para la subcuenca Cauca y para la Subcuenca Patía. Como consecuencia de la baja densidad exploratoria en la cuenca, las apreciaciones para ambas subcuencas son bastante similares.

3.6.1 Geoquímica para la Subcuenca Cauca (Sector 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)

3.6.2 Geoquímica para la Subcuenca Cauca (Sector 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)

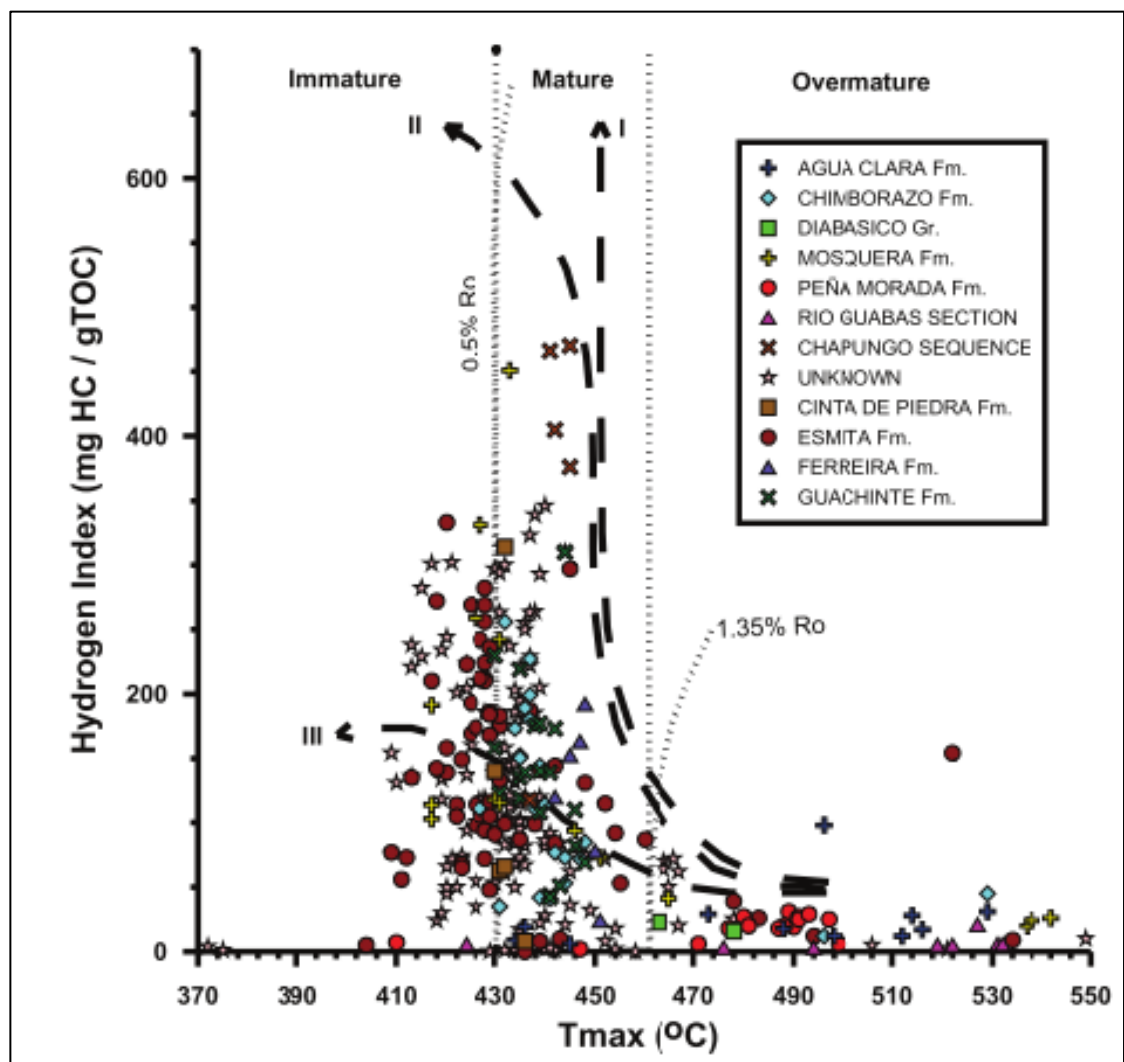
3.6.3. Geoquímica para la Subcuenca Patía

- **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.

A la fecha, el Atlas Geoquímico de Colombia reporta los datos geoquímicos más completos de la cuenca, ya que muestra los resultados de los análisis de tipo Rock Eval realizados a las muestras de las formaciones de la Cuenca cauca Patía. Ver figuras 53, 54 y 55.

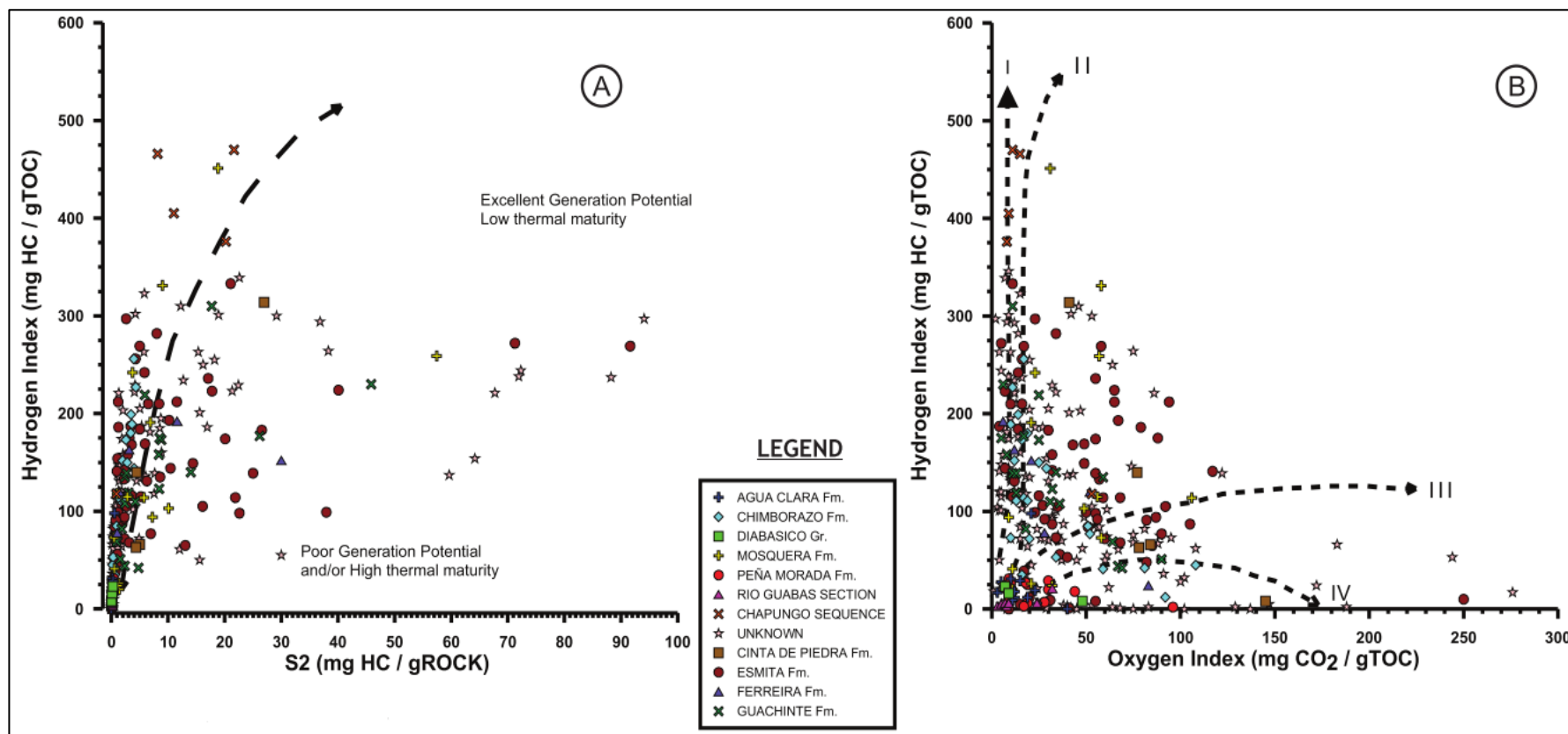
Por otra parte, la figura 56 muestra los rezumaderos hasta ahora reportados en la Cuenca Cauca Patía.

Figura 53. Diagrama de Van Krevelen para las formaciones de la Cuenca Cauca Patía.



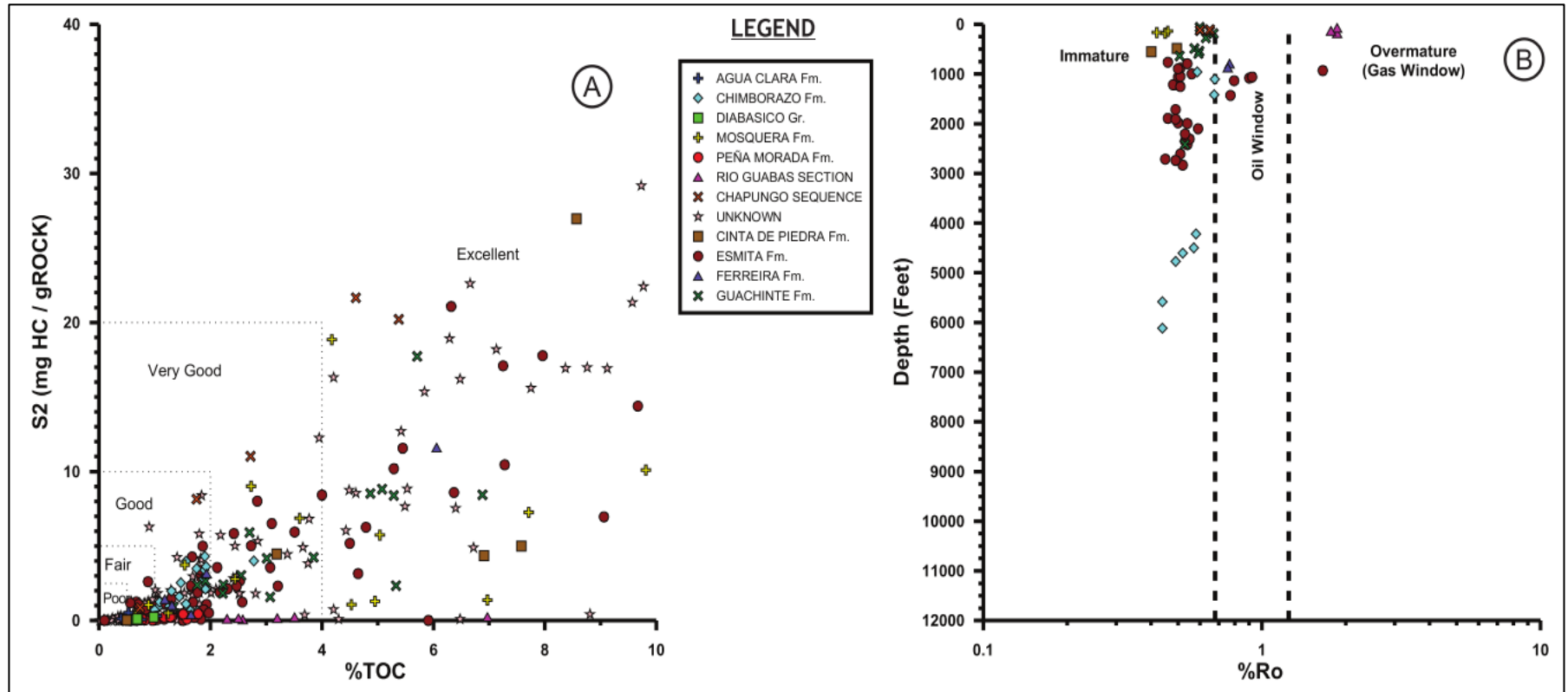
Fuente: AGUILERA R., et al. ORGANIC GEOCHEMISTRY ATLAS OF COLOMBIA, 2010. Earth Science Research Journal, Volumen 14, Edición Especial. Universidad Nacional de Colombia. Diciembre de 2010

Figura 54. A. Índice de Hidrógeno vs S2 Cuenca Cauca Patía. B. Índice de Hidrógeno vs Índice de oxígeno Cuenca Cauca Patía.



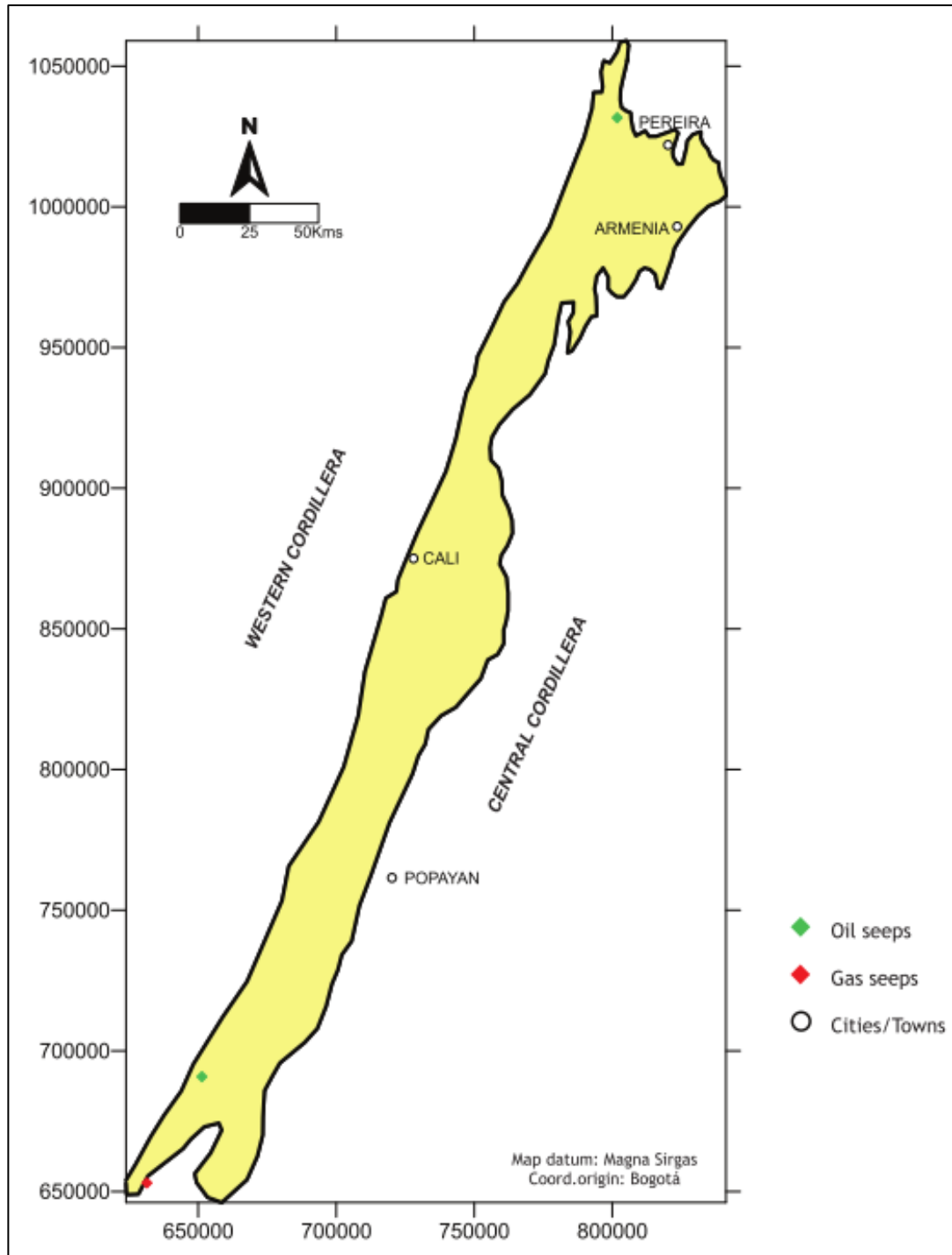
Fuente: AGUILERA R., et al. ORGANIC GEOCHEMISTRY ATLAS OF COLOMBIA, 2010. Earth Science Research Journal, Volumen 14, Edición Especial. Universidad Nacional de Colombia. Diciembre de 2010.

Figura 55. A. Carbono Orgánico Total Cuenca Cauca Patía. B. Reflectancia de Vitrinita Cuenca Cauca Patía.



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

Figura 56. Rezumaderos en la Cuenca Cauca Patía.



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

4 CUANTIIFICACIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE LA CUENCA CAUCA PATÍA

A continuación se va aplicar la Metodología propuesta en el numeral 2 del presente trabajo (Metodología para cuantificar los Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en un sector de una Cuenca Frontera) para cuantificar los Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en un sector de la Cuenca Cauca Patía.

4.1 DIAGNÓSTICO DE LA CUENCA CAUCA PATÍA

Con la información disponible acerca de la cuenca, se evalúa la Matriz Atributos vs Alternativas para identificar y analizar cuencas frontera; el resultado se muestra en la figura 57.

En cuanto a los atributos de generación, de toda la información consignada es importante recalcar que la reflectancia de vitrinita indica inmadurez en la roca generadora (Miembro generador de la formación Mosquera), pero tal como se mencionó en el marco teórico, en Colombia se presenta un fenómeno de supresión de la reflectancia de vitrinita, por lo cual no se toma este atributo como concluyente y así descartar la posibilidad de generación de hidrocarburos en la cuenca (Además hay 3 rezumaderos en la cuenca). Se recomienda profundizar más en este tema para definir el comportamiento de Ro en las cuencas colombianas.

En lo referente a la migración, la única evidencia de su existencia es la presencia de rezumaderos, lo cual indica que si hubo migración primaria (expulsión desde la roca madre) y migración terciaria (fluido hidrocarburo sale a superficie). Precisamente, por tratarse de una cuenca frontera, no hay evidencias de que el fluido haya podido fluir a través de la formación interés hasta encontrar una trampa que lo confine.

Figura 57. Matriz Atributos vs Alternativas para identificar y analizar la Cuenca Cauca Patía.

Atributos	Alternativas			
Atributos de Generación				
Litología				
Litología de la roca fuente	Arcillas (10)	Carbonatos (5)	Carbón (1)	
Geoquímica				
Calidad de la roca fuente, TOC(%)	(0-0,5) (1)	(0,5-1) (4)	1,0-2,0 (6)	>2 (10)
Madurez de la roca fuente, Ro (%)	0,2-0,5 (1)	0,5-1,35 (10)	>1,35 (8)	
Kerógeno Generado	I (7)	II (10)	III (5)	IV (0)
Sedimentología Roca Fuente				
Fluvial	Trenzado (6)	Meándrifrome (6)	Llanura de inundación (6)	Pantano / Marisma (10)
No deltaico	Frente de Playa (6)	Barrera de isla (6)	Llanura de inundación mareal (6)	Barras off-shore (6)
Deltaico	Deltas de río (6)	Deltas de olas (6)	Deltas de mareas (6)	Plataforma (6)
Marino	Capa de arenas (6)	Diques (6)	Cañones y canales de inundación (6)	Canales de desborde (6)
Eólico	Desiertos (6)	Playas (6)	Otros (6)	
Atributos de Migración				
Patrón de migración	Primaria (5)	Secundaria (10)	Terciaria (5)	
Rezumaderos	Gas (8)	Aceite (10)		
Atributos de Almacenamiento				
Litología				
Litología de la roca almacén	Areniscas (10)	Carbonatos (6)	Conglomerados (2)	
Litología de la roca sello	Arcilla (10)	Anhidritas / Sal (10)	Limolita (7)	
Condiciones				
Profundidad	<4000 pies (4)	4000-8000 pies (7)	>10000 (10)	
Gradiente de Presión (psi/pie)	0,3-0,4 (10)	<0,1 (7)	>0,434 (1)	
Régimen de Presión	Normal (10)	Subnormal (2)	Sobrepresionado (5)	
Gradiente de Temperatura (°F/100 pies)	1-2 (10)	<1 (3)	>2 (4)	
Sedimentología Roca Almacén				
Ambientes de depositación				
Fluvial	Trenzado (10)	Meándrifrome (10)	Llanura de inundación (10)	Pantano / Marisma (6)
No deltaico	Frente de Playa (10)	Barrera de isla (10)	Llanura de inundación mareal (10)	Barras off-shore (10)
Deltaico	Deltas de río (10)	Deltas de olas (10)	Deltas de mareas (10)	Plataforma (10)
Marino	Capa de arenas (10)	Diques (10)	Cañones y canales de inundación (10)	Canales de desborde (10)
Eólico	Desiertos (10)	Playas (10)	Otros (10)	
Petrofísica				
Porosidad (%)	<5% (2)	5%-10% (5)	10%-20% (7)	20%-35% (10)
Permeabilidad (md)	<5 (2)	5--15 (5)	15-100 (7)	>100 (10)
Geofísica				
Trampa	Estructural (10)	Estratigráfica (8)	Combinación (7)	Hidrodinámica (6)
Fallas	Sellantes (10)	No sellantes (3)		
Espesor formación de interés (pies)	>100 (10)	10-100 (6)	<10 (4)	

Fuente: Autor.

Las litologías y ambientes de depósito de las formaciones de la cuenca se explicaron con bastante detalle en la sección 3 de este trabajo.

Para hallar las condiciones de la formación almacén, a falta de información, se asume un gradiente de presión normal (que ha sido el encontrado durante las perforaciones realizadas en el área) y se reporta el gradiente de temperatura medido en algún pozo perforado en la cuenca.

Como ya se mencionó, la información petrofísica de la que se dispone proviene de afloramientos y los valores promedio de porosidad y permeabilidad pueden catalogarse como “malos a regulares” (Ver tablas 20, 21 y 22), por lo tanto, se concluye (apoyado también en el tipo de kerógeno generado: tipo II y tipo III), que para estar en una ventana de comercialidad, el fluido hidrocarburo presente en la cuenca debe tener una alta movilidad: gas o aceite liviano, de ahí los valores para los atributos de fluido.

4.2 DELIMITAR UN SECTOR DE INTERÉS EN LA CUENCA CAUCA PATÍA

Para elegir el sector de mayor prospectividad en la Cuenca Cauca Patía se procede a evaluar la información consignada en la tabla 2. Los resultados se muestran en la tabla 23 e indican que hay mayor densidad de información en el sector Patía que en el sector Cauca, por lo que se selecciona como objeto de este estudio. Además las campañas de adquisición de información actuales en dicho sector permitirían actualizar el modelo y disminuir incertidumbre en la estimación.

Posteriormente, se debe definir qué clase de recurso prospectivo es el que se va a estimar, por lo que se procede a llenar la información suministrada en la tabla 3: Los resultados se muestran en la tabla 24, e indican que el Recurso Hidrocarburo presente en la Subcuenca Patía, según los estándares del PRMS (Petroleum Resources Management System) se clasifican como play, es decir están en el nivel más alto de riesgo.

Tabla 23. Atributos especiales para elegir un sector de interés en la Cuenca Cauca Patía.

ATRIBUTOS	SECTOR PATÍA	SECTOR CAUCA
Rezumaderos	2	1
Espesor de la capa sedimentaria	Mayor*	Menor
Número de pozos perforados	7 (Todos someros)	11 (Todos someros)
Adquisición de información (actual y futura)	Favorable (Pozo profundo, corazonamiento, futuros análisis petrofísicos)	Ninguna

*CANEVA, Alexander. Report of the Compilation of the Technical Files of the National Hydrocarbons Agency 2004-2007. Contract 116-2008. Agosto 2009.

Fuente: Autor

Tabla 24. Criterios de clasificación de los Recursos Hidrocarburíferos en la cuenca Cauca Patía (Subcuenca Patía).

CRITERIO	PLAY	LEAD	PROSPECTO
Hay incertidumbre acerca de la columna litológica de la cuenca. Ambigüedad en la información.	si	si	no
La mayoría de la información petrofísica (K , ρ , S_w) disponible proviene de geología de superficie	si	no	no
Los pozos perforados han atravesado la formación (es) de interés (Pozos someros)	no	si	si
Se han realizado análisis petrofísicos básicos a los núcleos de la formación (es) de interés.	no	no	si
Se cuenta con registros que permitan calcular propiedades petrofísicas de la formación (es) de interés	no	si	si
La información permite identificar una acumulación potencial y definir un blanco de perforación	no	no	si

Fuente: Autor

4.3 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO EN LA SUBCUENCA PATÍA

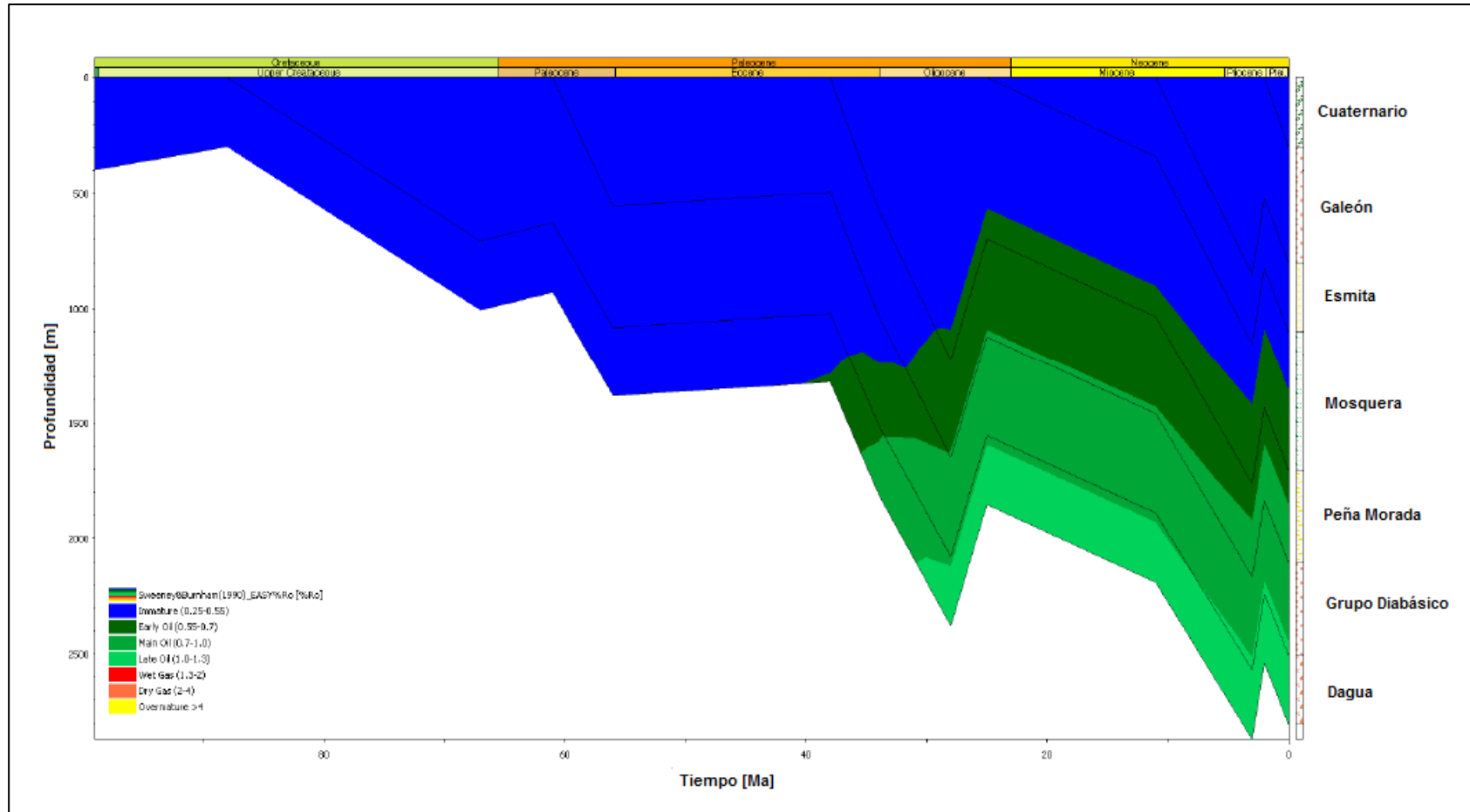
En este punto de la investigación, se debe evaluar la información consignada en la tabla 4.

4.3.1 Carta 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. Ver la figura 58.

4.3.2 Carta de eventos geológicos. La figura 59 es la carta de eventos para la cuenca Cauca Patía. 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. Según la carta, las rocas generadoras 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.

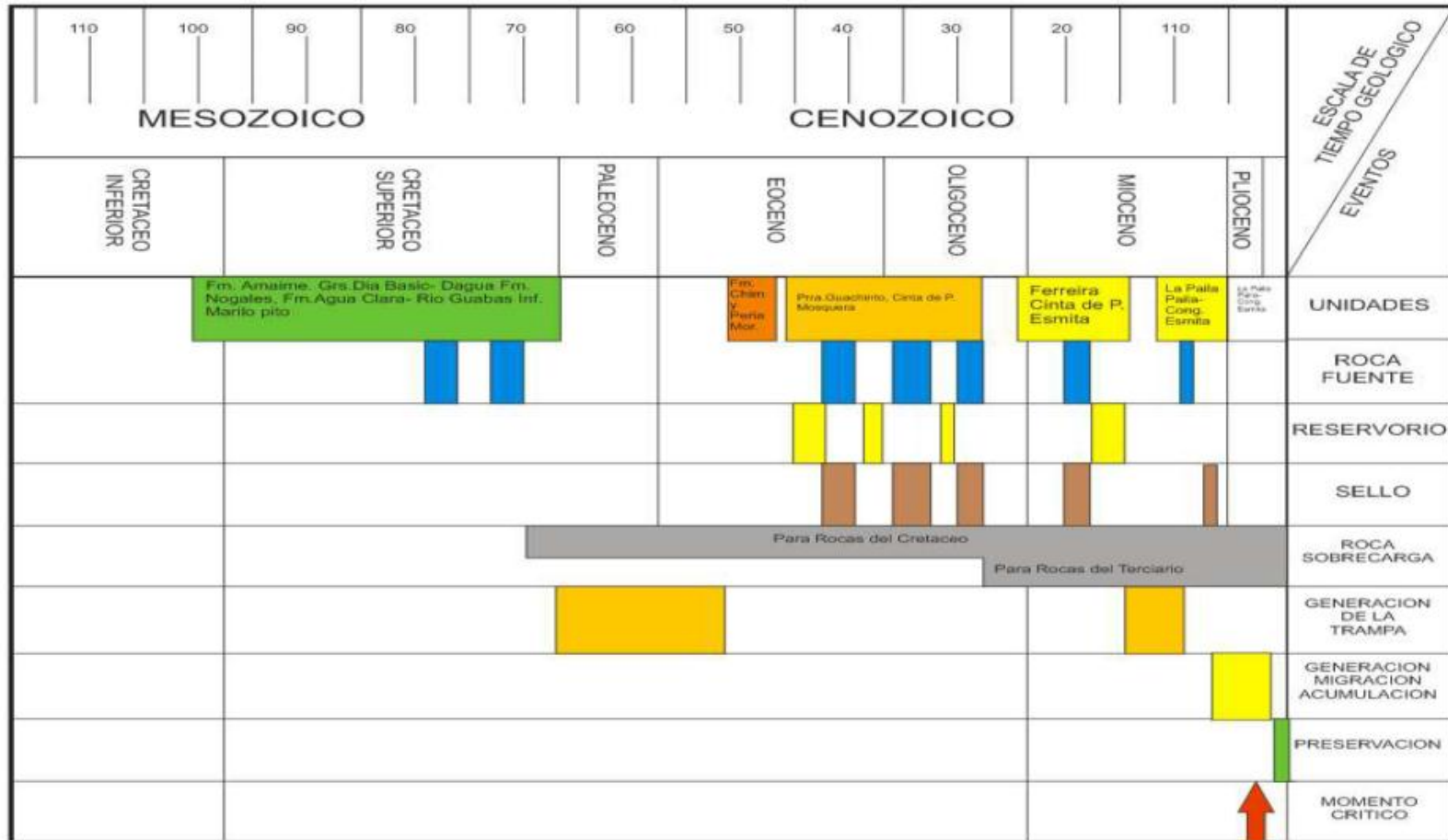
Se observa que el momento crítico se encuentra en el Plioceno temprano, después de que en el Mioceno tardío se completó la formación de las rocas pertenecientes al sistema petrolífero. Los procesos de generación – migración – acumulación tuvieron lugar desde el último periodo del Mioceno hasta finalmente completarse después del Plioceno. El momento crítico se ubica en el Plioceno.

Figura 58. Carta de la historia de enterramiento 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

Figura 59. 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

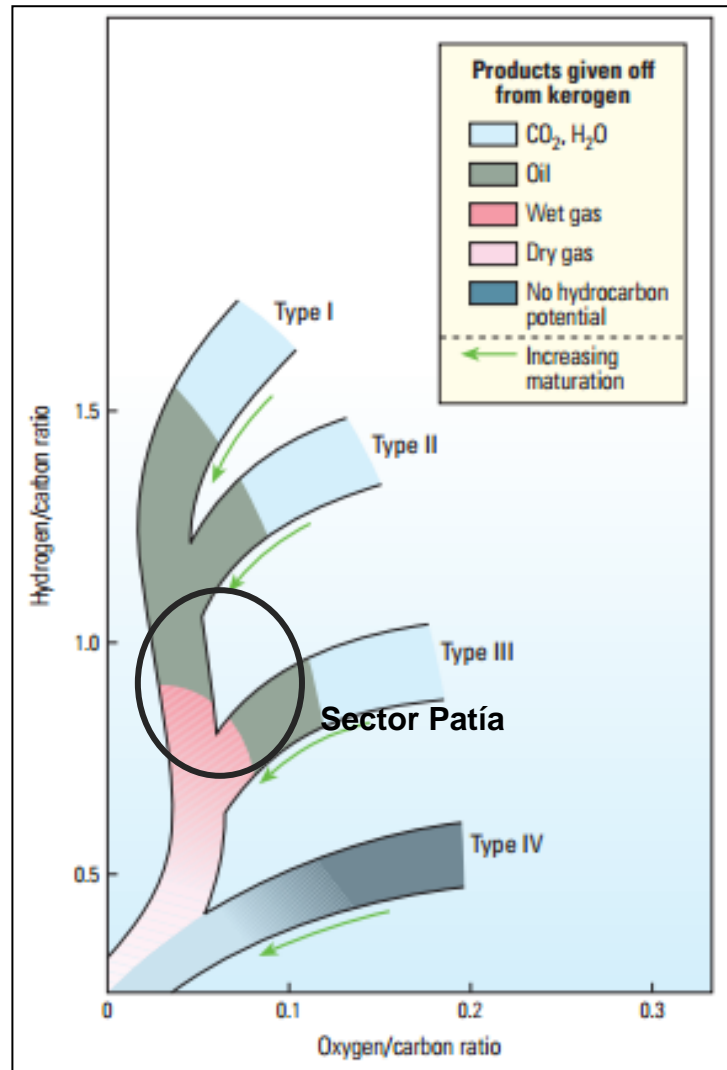
4.3.3 Roca Madre. En la subcuenca Patía la posible roca generadora son las arcillas ubicadas a la base de la formación Mosquera (miembro generador). Cabe aclarar que debido a su profundidad, esta formación es de las menos estudiadas y como se posee tan poca información, los datos geoquímicos reportados en el Atlas geoquímico no están clasificados por subcuenca. Entonces, para continuar con el estudio y caracterizar la roca madre (formación Mosquera) se utilizaron los datos reportados para dicha formación en el Atlas geoquímico.

- Carbono Orgánico Total (%TOC). Está reportado en la figura 55A. Valor promedio 4,34 %.
- Índice de Hidrógeno (HI). Está reportado en la figuras 53. Se observa un valor máximo de 451 mg HC/gr TOC (Se asume que este valor corresponde al valor del Índice de Hidrógeno a condiciones originales⁵⁸), un valor mínimo de 23 mg HC/gr TOC y un promedio de 125.07 mg HC/gr TOC
- Reflectancia de vitrinita. Está reportado en la figura 55B. Indica inmadurez.
- Tipo de kerógeno. Está reportado en la figura 55B. Muestra potencial para generar kerógeno tipo II y tipo III. Ver la figura 60.
- Área. Se asume continuidad de la formación a lo largo de la cuenca, por lo tanto el área de la formación Mosquera será igual a la extensión de la subcuenca Patía, 2871 Km².
- Espesor: La prognosis realizada por el equipo pozos profundos-UIS 2012, estima el espesor total de la formación Mosquera (miembro generador + miembro almacén) en 2300 pies. Asumiendo que tiene el mismo Net to gross de la formación Esmita (NTG= H miembro

⁵⁸ VARGAS, Carlos. Yet to Find in Colombia. ANH. 2012

almacén/H total), $NTG_{Esmita}=0.2$; el espesor estimado del miembro generador de la formación Mosquera es de 2000 pies.

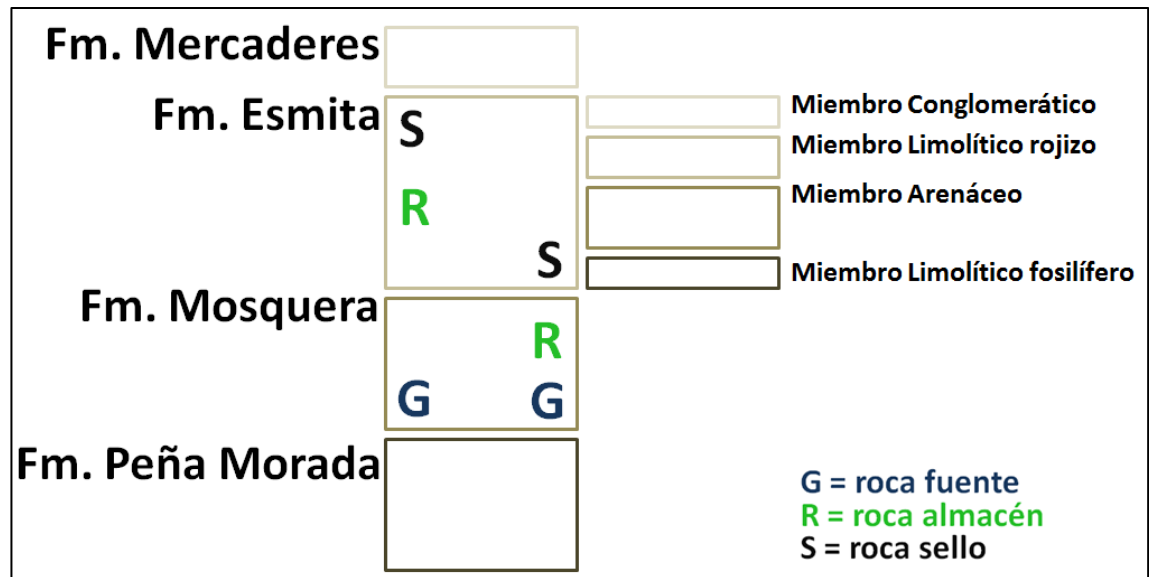
Figura 60. Ubicación del sector Patía en el diagrama de Van Krevelen



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

4.3.4 Roca Almacén. El informe de Geostudios se refiere a las siguientes como rocas almacén: Formación Mosquera (segmentos lodosos) y Formación Esmita (miembro arenáceo), por lo que se realiza el estudio para ambas formaciones. (Ver la figura 61).

Figura 61. Ubicación de las formaciones almacén en la Subcuenca Patía



Fuente: VARGAS, Laura. Tesis UIS. 2012.

4.3.4.1 Formación Esmita. A continuación, se procede a caracterizar el miembro almacén de la formación Esmita.

4.3.4.1.1 Condiciones

Profundidad = 4500 pies, profundidad reportada por el equipo de geología pozos profundos UIS.

Presión. Como ya se ha expresado hasta ahora ningún pozo ha perforado por completo la formación Esmita por lo que no se tienen información acerca del comportamiento de la presión. Existen varios métodos que permiten calcular la presión pero no se tienen los datos suficientes para aplicarlos⁵⁹ y se tendrían que hacer demasiadas suposiciones. Así que se optó por asumir un gradiente de presión normal (0.45psi/pie)⁶⁰ para calcular la presión en la formación Esmita:

$$P_E = \left(0.45 \frac{psi}{pie} \right) * Profundidad + P_{atmosférica} \quad \text{Ecuación 3}$$

⁵⁹ Eaton, Registros de resistividad, Holbrook

⁶⁰ Dake. Reservoir Engineering.

Lo que da como resultado una presión de $P_E=2039,7$ psi en la formación Esmita.

Temperatura. Evidentemente tampoco existen medidas de temperatura en la formación de interés, pero sí se conoce el gradiente de temperatura en la cuenca⁶¹ ($1.33^\circ\text{F}/100$ pies), con lo que se calcula la temperatura:

$$T_E = \left(1.33 \frac{^\circ\text{F}}{100 \text{ pies}} \right) * \text{Profundidad} + T_{\text{referencia}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Lo que da como resultado una temperatura de $T_E=161.5^\circ\text{F}$ en el miembro almacén de la formación Esmita.

Salinidad. Como ya se ha expresado reiteradamente, los pozos perforados no han llegado al miembro almacén por lo tanto, no hay registros de resistividad en la zona que permitan calcular la salinidad del agua de formación.

4.3.4.1.2 Roca

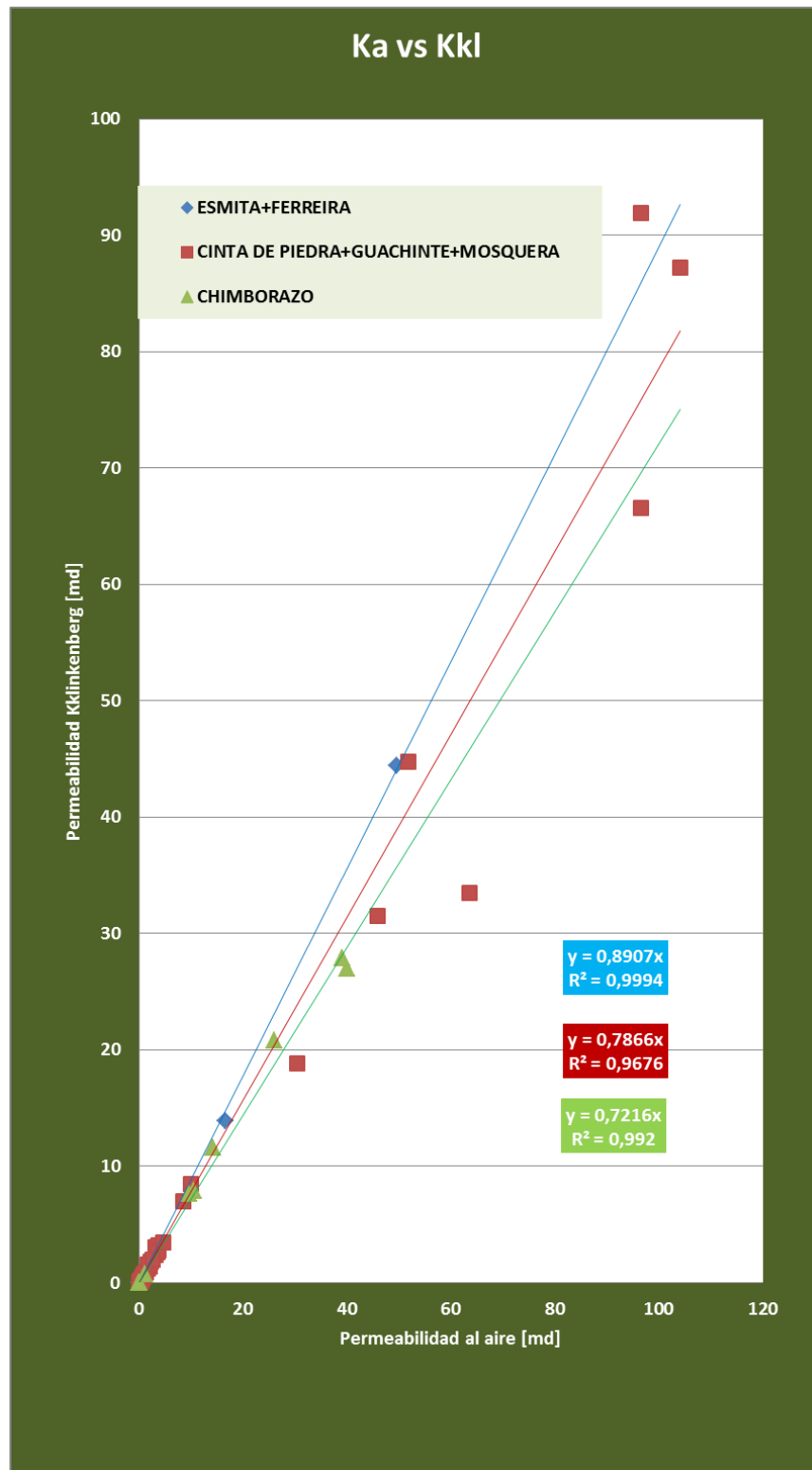
Litología. La formación Esmita es una de las formaciones más estudiadas y se observa que está compuesta principalmente por areniscas. Ver las figuras 39 y 40.

Porosidad y Permeabilidad. La tabla 20 muestra los datos de porosidad y permeabilidad reportados por GEOESTUDIOS para las formaciones esmita y Ferreira. Se agrupan esos datos y se trabajan en conjunto ya que esas dos formaciones son correlacionables y así se puede tener una mayor cantidad de datos para trabajar. La figura 62 muestra la relación entre la permeabilidad Klinkenberg y la permeabilidad al aire.

La tabla 25 muestra el proceso estadístico dado a los datos, de la cual se concluye que la porosidad y la permeabilidad promedio de la formación Esmita aproximadamente son 6.5% y 1,87 mD.

⁶¹ Informe de perforación Pozo Candelaria 13.

Figura 62. Permeabilidad Klinkenberg vs Permeabilidad al aire para las formaciones de la cuenca cauca Patía



Fuente: Autor

Tabla 25. Comportamiento estadístico de la porosidad y la permeabilidad de la formación Esmita.

Percentil	Ambient Confining Stress 800 psi				Densidad de grano
	Porosity %	Porosity Fracción	Klinkenberg permeability, mD	Air Permeability mD	
P100	1,100	0,011	0,00039	0,001	2,620
P095	1,714	0,017	0,001	0,004	2,625
P090	2,052	0,021	0,002	0,007	2,628
P085	3,040	0,030	0,006	0,014	2,630
P080	3,116	0,031	0,009	0,016	2,630
P075	3,663	0,037	0,016	0,025	2,638
P070	4,095	0,041	0,017	0,027	2,640
P065	4,740	0,047	0,020	0,039	2,640
P060	5,280	0,053	0,030	0,063	2,640
P055	5,879	0,059	0,051	0,093	2,645
P050	6,670	0,067	0,064	0,108	2,653
P045	6,987	0,070	0,096	0,172	2,657
P040	7,254	0,073	0,126	0,210	2,660
P035	7,300	0,073	0,182	0,291	2,663
P030	7,473	0,075	0,221	0,335	2,670
P025	7,765	0,078	0,315	0,455	2,676
P020	8,612	0,086	0,376	0,608	2,680
P015	8,974	0,090	0,680	0,875	2,684
P010	10,958	0,110	1,710	2,160	2,696
P005	12,752	0,128	4,878	5,918	2,719
P000	18,830	0,188	44,400	49,500	2,730
PROMEDIO	6,509	0,065	1,870	2,177	2,657
DESVEST	3,844	0,038	7,652	8,568	0,028
MEDIANA	6,670	0,067	0,064	0,108	2,653

Fuente: Autor

Calidad del yacimiento y Saturación de agua. 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 flujo⁶².

⁶². AMAEFULE. Jude O. ALTUNBAY Mehmet; TIAB Djebbar. KERSEY G. David. KEELAN K. Dare. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. SPE. 1993.

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 cuantitativas⁶³. 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.⁶⁴ Para cualquier tipo de roca, las diferentes relaciones de porosidad/permeabilidad son evidencia de diferentes unidades hidráulicas.

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 al 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 al siguiente expresión $\tau = (L_a/L)^2$. La ecuación general de Kozeny-Carmen⁶⁵:

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

En donde Σ_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

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

⁶⁴Ibid.

⁶⁵ NELSON, H. Philip, Permeability-Porosity relationships in sedimentary rocks. U.S. Geological Survey, Denver, Colorado. The log analyst: May-June 1994.

constante en la unidad. Para mitigar este efecto e incorporar los atributos geológicos de textura y mineralogía en la distinción de las diferentes unidades hidráulicas⁶⁶, se escoge la relación propuesta por Amafeule 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:⁶⁷

$$RQI(\mu m) = \text{Índice de calidad del yacimiento} = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad \text{Ecuación 4}$$

$$\phi_z = \frac{\text{volumen de poro}}{\text{volumen de grano}} = \left(\frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right) \quad \text{Ecuación 5}$$

$$FZI(\mu m) = \text{Indicador de zona de flujo} = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} = \frac{RQI}{\phi_z} \quad \text{Ecuación 6}$$

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

Para calcular la saturación de agua inicial se utilizaron los modelos de Amafeule y de Aristóbulo:

Amafeule. La relación entre la saturación de agua y el FZI se representa matemáticamente por la siguiente ecuación⁶⁸:

$$S_w = 1 - \left[\frac{1}{a+bFZI^{-c}} \right] \quad \text{Ecuación 7}$$

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

Aristóbulo Bejarano⁶⁹. La ecuación que la representa es la siguiente:

$$S_w = \frac{1}{1+FZI} \quad \text{Ecuación 8}$$

⁶⁶ Op. Cit. AMAEFULE

⁶⁷ Ibid.

⁶⁸ Ibid.

⁶⁹ 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.

Radio poro de Winland. 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 siguiente⁷⁰:

$$\log r_{35} = 0.732 + 0.588 \log k_{air} - 0.864 \log (100f) \quad \text{Ecuación 8}$$

Los cálculos de calidad del yacimiento (RQI), Unidades de flujo hidráulico (FZI), Sw Amafeule y Sw Aristóbulo, para la formación Esmita se muestran en las tablas 26 y 27. Al realizarlos, se hicieron las siguientes suposiciones:

1. La porosidad de las muestras es porosidad efectiva
2. Se utiliza 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.

En la figura 63 se muestra el comportamiento de la saturación de agua, por otra parte la figura 64 muestra la relación lineal que hay entre el Índice de calidad del yacimiento y el radio de Winland. Finalmente, la figura 65 muestra las diferentes unidades de flujo hidráulico encontradas en la formación Esmita, este comportamiento tan variado puede deberse principalmente a que no se está trabajando solamente con el miembro almacén de la formación Esmita sino con datos medidos a muestras de afloramientos que pueden pertenecer a cualquiera de los cuatro miembros de la formación. Además, los datos utilizados para el análisis no correspondían únicamente a la formación Esmita (también a la formación Ferreira).

⁷⁰AGUILERA, 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.

Tabla 26. RQI, FZI, Sw AMA y Sw ARI para la formación Esmita.

RQI	PHIZ	FZI	R35	SWI ARI	SWI AMA
um	adim	um	um	v/v	v/v
	0,011			1,000	
	0,012			1,000	
	0,017			1,000	
	0,020			1,000	
0,059	0,020	2,878	0,078	0,258	0,195
	0,026			1,000	
0,036	0,031	1,134	0,040	0,469	0,371
0,076	0,031	2,437	0,099	0,291	0,216
0,067	0,032	2,096	0,083	0,323	0,239
0,096	0,033	2,881	0,115	0,258	0,195
0,416	0,038	10,976	0,463	0,084	0,121
	0,038			1,000	
0,518	0,041	12,756	0,631	0,073	0,118
0,270	0,048	5,661	0,287	0,150	0,143
0,664	0,048	13,781	0,710	0,068	0,117
0,194	0,053	3,678	0,157	0,214	0,171
0,174	0,055	3,175	0,157	0,240	0,185
0,120	0,057	2,104	0,110	0,322	0,238
0,169	0,062	2,710	0,140	0,270	0,203
1,769	0,063	28,269	1,946	0,034	0,111
0,729	0,070	10,365	0,694	0,088	0,122
0,305	0,073	4,204	0,281	0,192	0,161
0,209	0,073	2,859	0,203	0,259	0,196
0,779	0,077	10,138	0,787	0,090	0,123
0,111	0,078	1,431	0,086	0,411	0,313
0,713	0,079	9,069	0,724	0,099	0,126
0,138	0,079	1,746	0,107	0,364	0,271
0,152	0,079	1,924	0,139	0,342	0,253
0,352	0,080	4,395	0,331	0,185	0,157
0,274	0,081	3,376	0,253	0,229	0,179
0,997	0,082	12,225	0,908	0,076	0,119
0,170	0,085	1,999	0,147	0,333	0,247
1,512	0,087	17,343	1,362	0,055	0,114
0,446	0,096	4,649	0,394	0,177	0,154
0,515	0,096	5,358	0,461	0,157	0,145
1,307	0,099	13,195	1,308	0,070	0,118
0,073	0,119	0,611	0,055	0,621	0,559
0,405	0,123	3,282	0,330	0,234	0,182
3,460	0,129	26,756	3,412	0,036	0,111
0,311	0,147	2,117	0,238	0,321	0,237
5,108	0,202	25,332	4,680	0,038	0,111
0,398	0,232	1,714	0,265	0,368	0,275

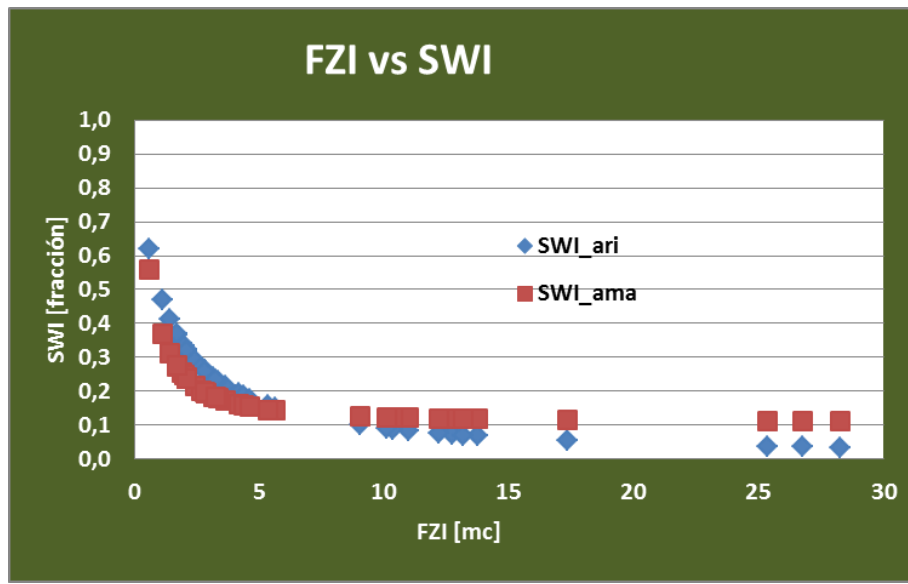
Fuente: Autor.

Tabla 27. Comportamiento estadístico de RQI, FZI, Sw AMA y Sw ARI para la formación Esmita.

Percentil	RQI um	PHIZ adim	FZI um	R35 um	SWI ARI v/v	SWI AMA v/v
P100	0,036	0,011	0,611	0,040	0,034	0,111
P095	0,065	0,017	1,357	0,072	0,039	0,111
P090	0,075	0,021	1,730	0,084	0,068	0,116
P085	0,100	0,031	1,943	0,101	0,073	0,118
P080	0,120	0,032	2,096	0,110	0,084	0,119
P075	0,148	0,038	2,114	0,133	0,092	0,122
P070	0,170	0,043	2,573	0,143	0,152	0,124
P065	0,179	0,050	2,864	0,157	0,180	0,143
P060	0,209	0,056	2,881	0,203	0,201	0,154
P055	0,273	0,062	3,255	0,249	0,231	0,160
P050	0,308	0,071	3,527	0,273	0,249	0,175
P045	0,363	0,075	4,252	0,298	0,259	0,182
P040	0,405	0,078	4,649	0,331	0,282	0,195
P035	0,439	0,079	5,585	0,444	0,322	0,196
P030	0,516	0,081	9,603	0,547	0,330	0,210
P025	0,677	0,084	10,518	0,698	0,359	0,238
P020	0,729	0,094	12,225	0,724	0,403	0,239
P015	0,943	0,099	13,085	0,878	0,598	0,252
P010	1,409	0,123	15,562	1,335	1,000	0,273
P005	2,192	0,146	25,688	2,313	1,000	0,328
P000	5,108	0,232	28,269	4,680	1,000	0,559
PROMEDIO	0,641	0,071	7,184	0,616	0,328	0,192
DESVEST	1,006	0,047	7,411	0,956	0,306	0,090
MEDIANA	0,308	0,071	3,527	0,273	0,249	0,175

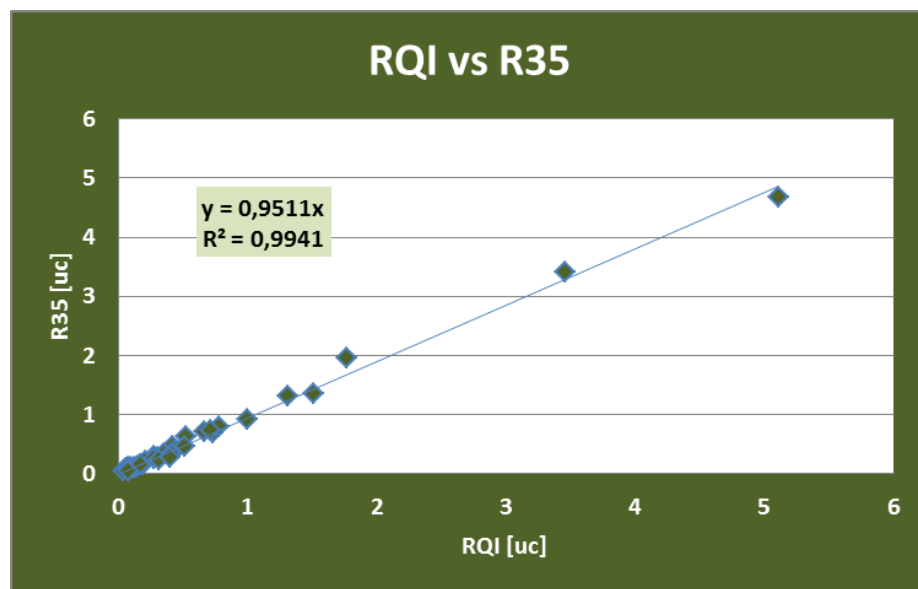
Fuente: Autor.

Figura 63. Unidades de flujo hidráulico vs Saturación de agua inicial para la formación Esmita.



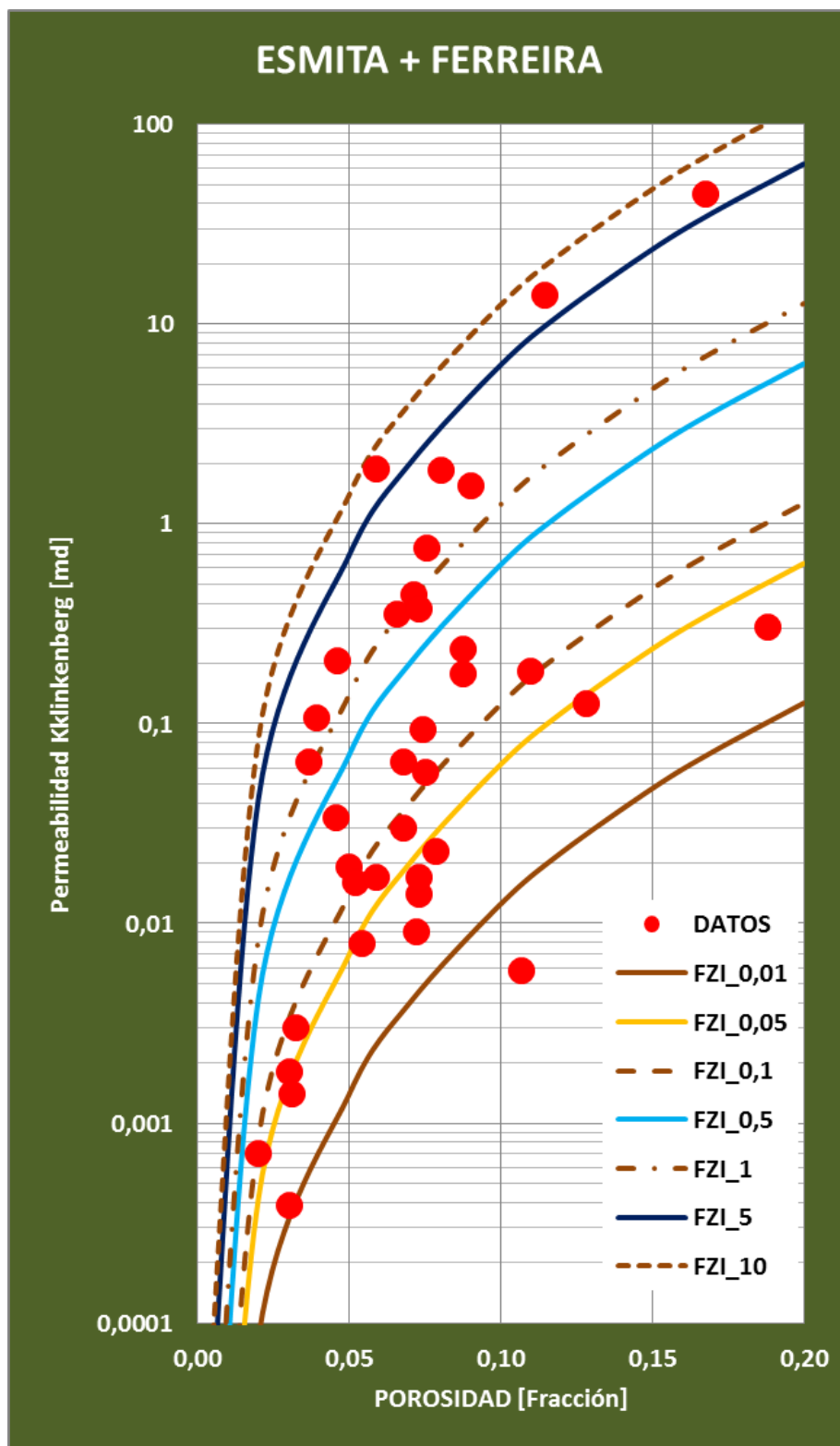
Fuente: Autor.

Figura 64. Calidad del Yacimiento vs Radio de Winland para la formación Esmita.



Fuente: Autor.

Figura 65. Unidades de flujo hidráulico en la formación Esmita.



Fuente: Autor.

4.3.4.1.3 Condiciones externas

- *Área:* Se asume que la formación se extiende uniformemente a lo largo de la cuenca, por lo tanto el área de la formación Esmita será igual a la extensión de la subcuenca Patía, 2871 Km².
- *Espesor:* La prognosis realizada por el equipo pozos profundos-UIS 2012, estima el espesor total de la formación Esmita en 4300 pies, y el espesor del miembro arenáceo en 900 pies.

4.3.4.2 Formación Mosquera. De la misma forma como se caracterizó el miembro almacén de la formación Esmita, se obtienen los siguientes resultados para la formación Mosquera

4.3.4.2.1 Condiciones

Profundidad = 7500 pies, profundidad reportada por el equipo de geología pozos profundos UIS.

Presión. La presión en el miembro almacén de la formación Mosquera se estima en 3389,7 psi.

Temperatura. La temperatura en el miembro almacén de la formación Mosquera se estima en T=201,4 °F.

Salinidad. Como ya se ha expresado reiteradamente, los pozos perforados no han llegado al miembro almacén por lo tanto, no hay registros de resistividad en la zona que permitan calcular la salinidad del agua de formación.

4.3.4.2.2 Roca

Litología. La formación Mosquera, debido a su mayor profundidad no ha sido tan estudiada como Esmita. Ver las figuras 39 y 40.

Porosidad y Permeabilidad. La tabla 21 muestra los datos de porosidad y permeabilidad reportados por GEOESTUDIOS para las formaciones Mosquera,

Guachinte y Cinta de Piedra. La tabla 28 muestra el proceso estadístico dado a los datos, de la cual se concluye que la porosidad y la permeabilidad promedio de la formación Mosquera aproximadamente son 9.8 % y 7,87 mD.

Tabla 28. Comportamiento estadístico de la porosidad y la permeabilidad de la formación Mosquera.

Percentil	Ambient Confining Stress 800 psi				Densidad de grano
	Porosity %	Porosity Fracción	Klinkenberg permeability, mD	Air Permeability mD	
P100	1,650	0,017	0,0004	0,001	2,566
P095	3,956	0,040	0,016	0,038	2,608
P090	5,578	0,056	0,031	0,057	2,620
P085	6,520	0,065	0,053	0,105	2,624
P080	7,176	0,072	0,119	0,226	2,626
P075	7,600	0,076	0,168	0,275	2,627
P070	8,026	0,080	0,229	0,386	2,629
P065	8,238	0,082	0,371	0,566	2,630
P060	8,382	0,084	0,472	0,803	2,631
P055	8,720	0,087	0,638	0,881	2,634
P050	9,500	0,095	0,706	0,990	2,639
P045	10,028	0,100	0,991	1,390	2,640
P040	10,180	0,102	1,220	1,660	2,640
P035	10,868	0,109	1,448	1,890	2,640
P030	11,392	0,114	1,870	2,430	2,650
P025	12,140	0,121	2,425	3,073	2,652
P020	13,148	0,131	3,040	3,610	2,660
P015	13,910	0,139	6,138	7,530	2,667
P010	15,202	0,152	25,150	38,050	2,675
P005	16,012	0,160	50,250	71,850	2,682
P000	18,230	0,182	91,900	104,000	2,736
PROMEDIO	9,795	0,098	7,707	10,044	2,641
DESVEST	3,739	0,037	19,925	24,818	0,027
MEDIANA	9,500	0,095	0,706	0,990	2,639

Fuente: Autor

Calidad del yacimiento y Saturación de agua. Los cálculos de calidad del yacimiento (RQI), Unidades de flujo hidráulico (FZI), Sw Amafeule y Sw Aristóbulo, para la formación Mosquera se muestran en las tablas 29 y 30. En la figura 66 se muestra el comportamiento de la saturación de agua, por otra parte la figura 67 muestra la relación lineal que hay entre el Índice de calidad del yacimiento y el radio de Winland. Finalmente, la figura 68 muestra las diferentes unidades de flujo hidráulico encontradas en la formación Mosquera.

Tabla 29. RQI, FZI, Sw AMA y Sw ARI para la formación Mosquera

RQI	PHIZ	FZI	R35	SWI ARI	SWI AMA
um	adim	um	um	v/v	v/v
0,049	0,017	2,914	0,073	0,255	0,194
0,405	0,023	17,374	0,506	0,054	0,114
0,075	0,027	2,792	0,091	0,264	0,199
1,277	0,045	28,499	1,506	0,034	0,111
0,093	0,048	1,953	0,097	0,339	0,251
0,222	0,052	4,309	0,245	0,188	0,159
0,441	0,064	6,874	0,470	0,127	0,134
1,063	0,065	16,302	1,134	0,058	0,115
	0,068				
0,917	0,072	12,765	0,919	0,073	0,118
1,497	0,074	20,163	1,392	0,047	0,113
1,127	0,077	14,594	1,158	0,064	0,117
0,308	0,078	3,973	0,287	0,201	0,165
0,766	0,080	9,581	0,688	0,095	0,124
0,160	0,082	1,949	0,156	0,339	0,251
4,897	0,084	58,452	6,850	0,017	0,108
0,768	0,086	8,966	0,694	0,100	0,126
9,026	0,088	102,960	13,065	0,010	0,108
1,476	0,089	16,631	1,433	0,057	0,115
0,806	0,089	9,074	0,802	0,099	0,126
1,519	0,090	16,804	1,512	0,056	0,115
0,471	0,091	5,207	0,401	0,161	0,147
0,211	0,091	2,307	0,199	0,302	0,224
1,192	0,092	12,996	1,152	0,071	0,118
0,440	0,095	4,649	0,349	0,177	0,154
1,856	0,095	19,479	1,622	0,049	0,113
1,169	0,096	12,117	1,086	0,076	0,119
0,228	0,099	2,307	0,207	0,302	0,224
0,491	0,105	4,675	0,459	0,176	0,153
0,409	0,106	3,873	0,361	0,205	0,167
1,197	0,111	10,796	1,065	0,085	0,122
0,552	0,112	4,944	0,472	0,168	0,150
1,769	0,112	15,834	1,573	0,059	0,115
0,469	0,113	4,148	0,399	0,194	0,162
1,073	0,114	9,442	0,977	0,096	0,125
0,846	0,118	7,156	0,732	0,123	0,133
0,563	0,122	4,627	0,491	0,178	0,154
9,113	0,122	74,418	10,057	0,013	0,108
0,767	0,124	6,168	0,632	0,140	0,139
1,107	0,127	8,713	1,029	0,103	0,127
0,367	0,135	2,720	0,314	0,269	0,202
1,515	0,135	11,216	1,351	0,082	0,121
6,032	0,138	43,655	6,357	0,022	0,109
0,609	0,140	4,339	0,542	0,187	0,158
1,339	0,149	8,976	1,137	0,100	0,126
5,004	0,152	32,935	6,676	0,029	0,110
0,695	0,157	4,431	0,553	0,184	0,157
0,126	0,159	0,793	0,093	0,558	0,476
7,823	0,163	47,854	8,442	0,020	0,109
1,332	0,170	7,816	1,107	0,113	0,130
4,540	0,177	25,584	4,906	0,038	0,111
0,273	0,182	1,497	0,228	0,400	0,303
2,321	0,183	12,701	1,962	0,073	0,119
0,947	0,188	5,030	0,723	0,166	0,149
1,073	0,200	5,352	0,831	0,157	0,146
2,024	0,203	9,951	1,648	0,091	0,123
1,374	0,223	6,162	1,088	0,140	0,139

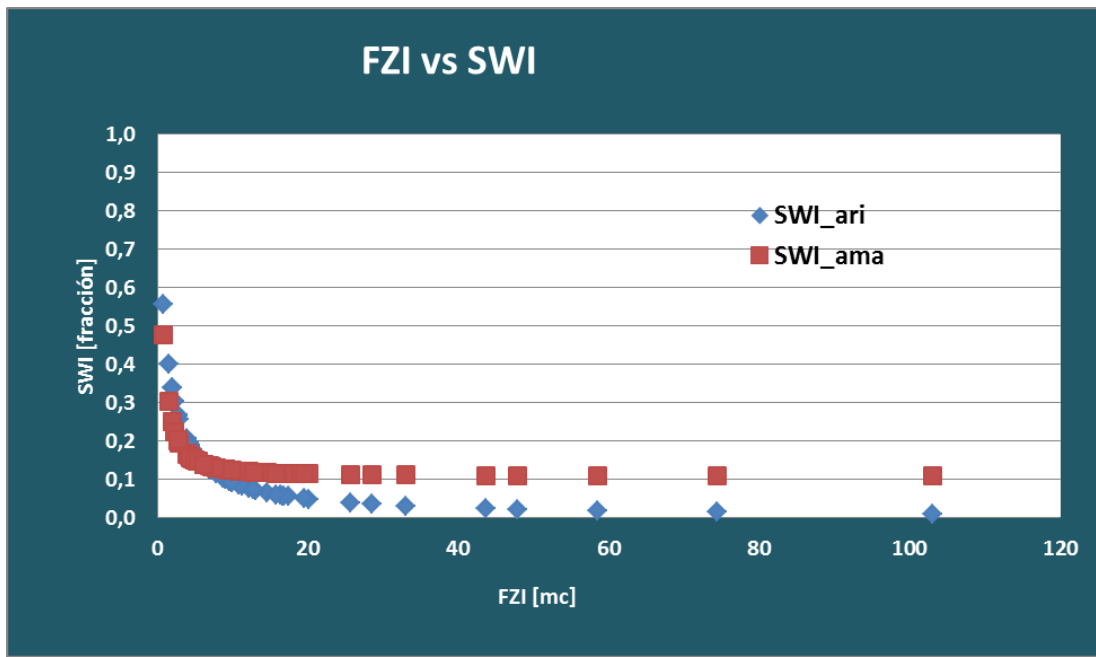
Fuente: Autor.

Tabla 30. Comportamiento estadístico de RQI, FZI, Sw AMA y Sw ARI para la formación Mosquera.

Percentil	RQI um	PHIZ adim	FZI um	R35 um	SWI ARI v/v	SWI AMA v/v
P100	0,049	0,017	0,793	0,073	0,010	0,108
P095	0,118	0,041	1,952	0,096	0,020	0,109
P090	0,216	0,059	2,514	0,203	0,032	0,110
P085	0,281	0,070	3,154	0,255	0,048	0,113
P080	0,405	0,077	4,148	0,349	0,056	0,115
P075	0,441	0,082	4,408	0,400	0,059	0,115
P070	0,481	0,087	4,662	0,471	0,072	0,118
P065	0,574	0,090	5,074	0,515	0,078	0,120
P060	0,766	0,091	6,162	0,632	0,091	0,123
P055	0,797	0,096	7,086	0,716	0,098	0,125
P050	0,932	0,105	8,840	0,816	0,102	0,126
P045	1,073	0,111	9,166	0,990	0,124	0,133
P040	1,127	0,113	9,951	1,086	0,140	0,139
P035	1,196	0,122	11,891	1,128	0,165	0,148
P030	1,335	0,129	12,880	1,155	0,177	0,154
P025	1,481	0,138	15,951	1,402	0,185	0,157
P020	1,519	0,151	16,804	1,512	0,194	0,162
P015	1,982	0,162	19,992	1,642	0,243	0,187
P010	4,718	0,179	30,717	5,631	0,286	0,213
P005	6,480	0,191	50,504	7,248	0,339	0,251
P000	9,113	0,223	102,960	13,065	0,558	0,476
PROMEDIO	1,575	0,110	14,318	1,684	0,139	0,150
DESVEST	2,103	0,046	18,702	2,634	0,109	0,061
MEDIANA	0,932	0,105	8,840	0,816	0,102	0,126

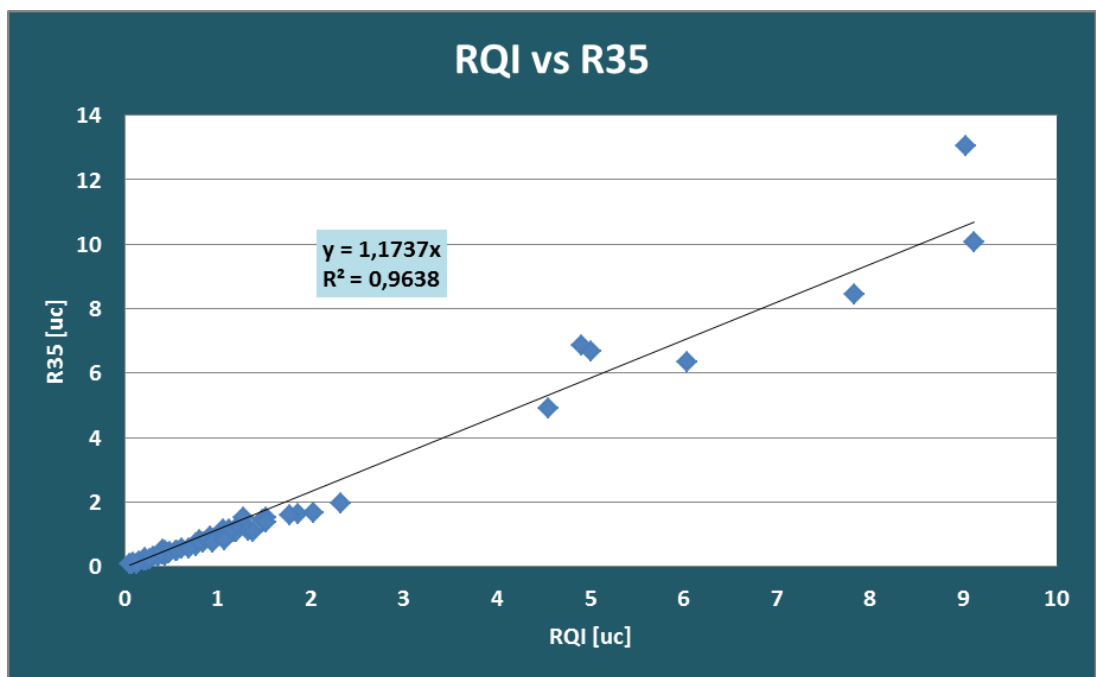
Fuente: Autor.

Figura 66. Unidades de flujo hidráulico vs Saturación de agua inicial para la formación Mosquera.



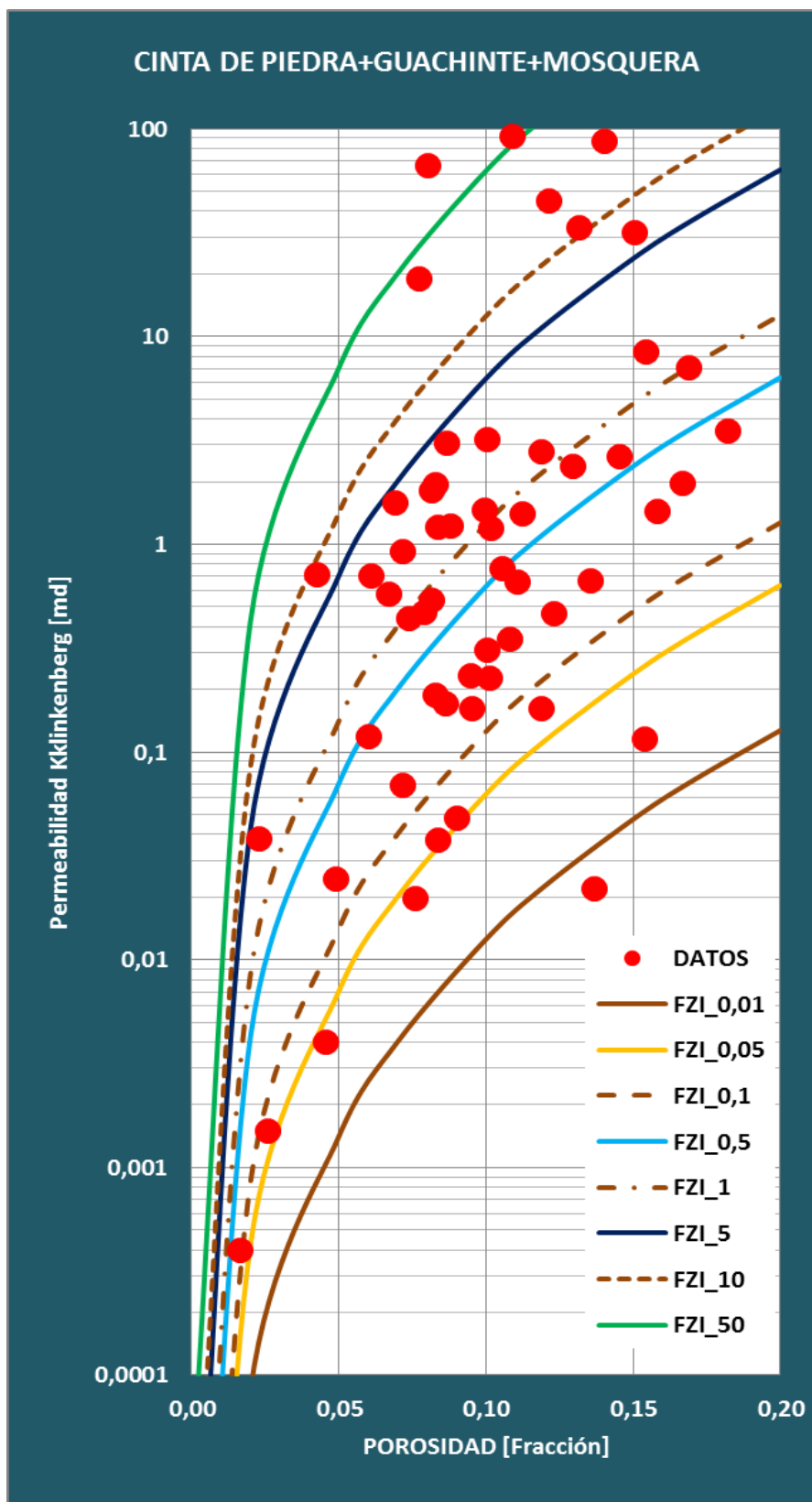
Fuente: Autor.

Figura 67. Calidad del Yacimiento vs Radio de Winland para la formación Mosquera.



Fuente: Autor.

Figura 68. Unidades de flujo hidráulico en la formación Mosquera.



Fuente: Autor.

4.3.4.2.3 Características Externas

- Área. Se asume continuidad de la formación a lo largo de la cuenca, por lo tanto el área de la formación Mosquera será igual a la extensión de la subcuenca Patía, 2871 Km².
- Espesor: La prognosis realizada por el equipo pozos profundos-UIS 2012, estima el espesor total de la formación Mosquera (miembro generador + miembro almacén) en 2300 pies. Asumiendo que tiene el mismo Net to gross de la formación Esmita (NTG= H miembro almacén/H total), $NTG_{Esmita}=0.2$; el espesor estimado del miembro arenáceo es de 500 pies.

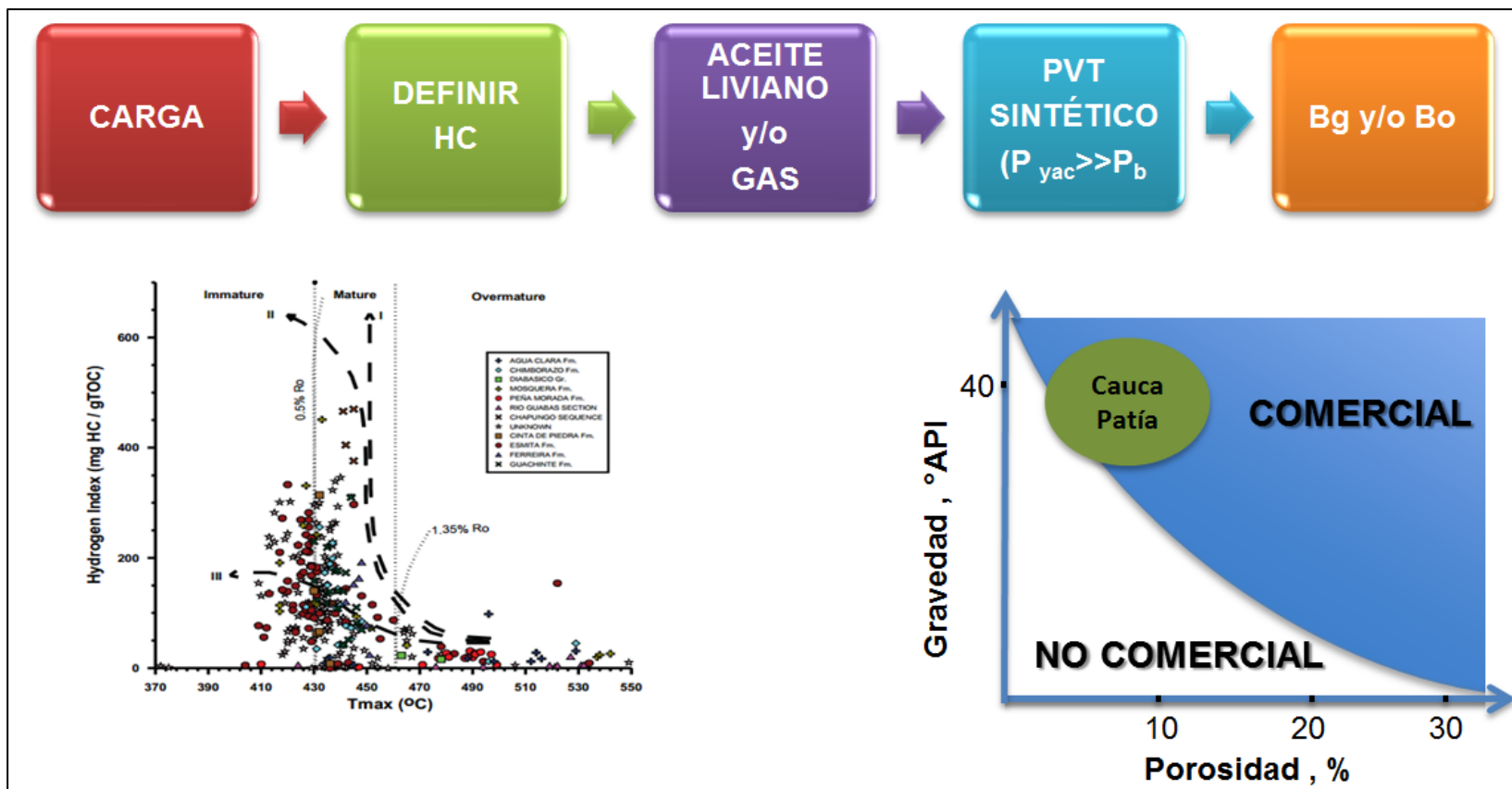
4.3.4.3 Fluido Hidrocarburo. La información geoquímica indica que el kerógeno generado es tipo II y tipo III (generador de aceite y gas, respectivamente). Por otra parte, los datos petrofísicos muestran que tanto la formación Esmita como la formación Mosquera no tienen buenas condiciones de flujo, por lo tanto, para estar en una ventana de comercialidad, el fluido hidrocarburo presente en la cuenca debe tener una alta movilidad, por lo que se plantean dos escenarios:

1. Gas seco
2. Aceite liviano

Entonces, se propone realizar un PVT sintético mediante simulación numérica para obtener las propiedades del fluido hidrocarburo, considerando ambos escenarios. Ver figura 69.

El programa utilizado es Kappa PVT y las propiedades calculadas fueron: factor volumétrico del aceite, factor volumétrico del gas, factor z, densidad de aceite, densidad del gas, viscosidad del aceite y viscosidad del gas.

Figura 69. Propuesta para hallar el fluido hidrocarburo en una cuenca frontera.



Fuente: Autor. Diagrama de van Krevlen tomado del Atlas Geoquímico de Colombia.

4.3.4.3.1 Escenario 1. Aceite liviano en las formaciones Esmita y Mosquera. Las suposiciones sobre las que se hicieron los cálculos fueron 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. Los resultados se muestran en la tabla 31 y en la figura 70.

4.3.4.3.2 Escenario 2. Gas seco en las formaciones Esmita y Mosquera. Las suposiciones sobre las que se hicieron los cálculos fueron 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. Los resultados se muestran en la tabla 32 y en la figura 71.

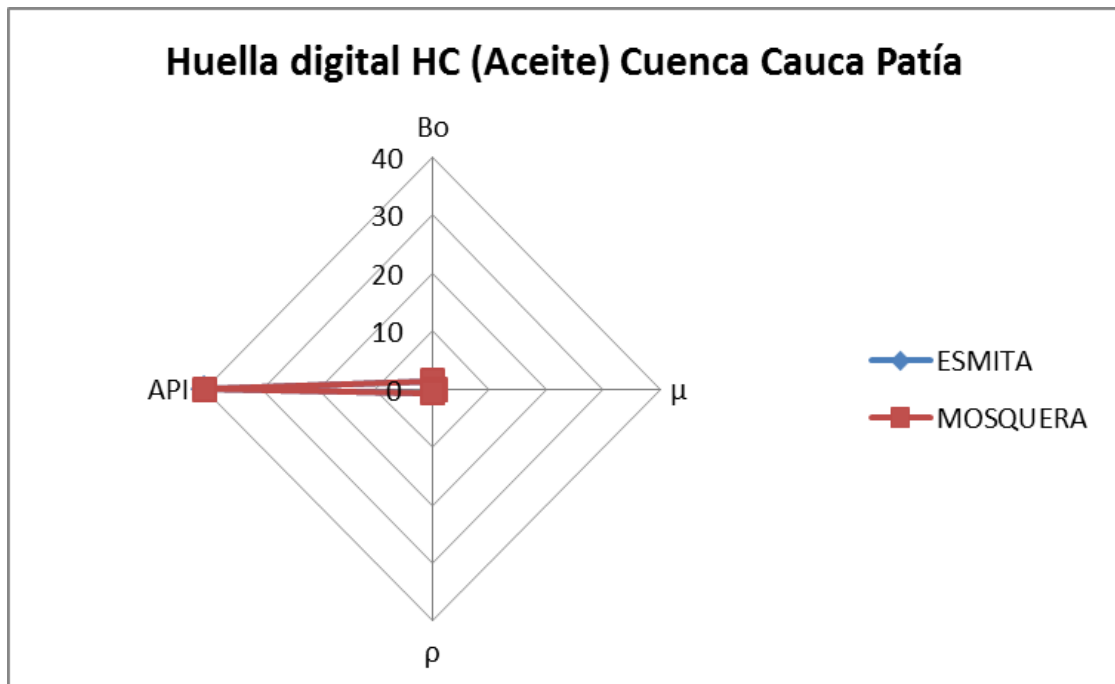
4.3.5 Roca Sello. Como se muestra en la figura 61, los sellos lo constituyen los miembros limolíticos de la formación Esmita.

Tabla 31. Simulación PVT Sintético. Escenario 1: Aceite Liviano en las formaciones Esmita y Mosquera.

		Rs	Bo	μ	ρ
ESMITA	GOR=100	100	1,0908	1,1442	0,7704
	GOR=500	500	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
		431,124	1,26142	0,6006	0,70834
		Rs	Bo	μ	ρ
MOSQUERA	GOR=100	100	1,0885	1,5892	0,772
	GOR=500	500	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
		703,992	1,40018	0,63252	0,67366

Fuente: Autor.

Figura 70. Huella digital del fluido hidrocarburo en la Cuenca Cauca Patía. Escenario 1: Gas Seco.



Fuente: Autor.

Tabla 32. Simulación PVT Sintético. Escenario 1: Aceite liviano

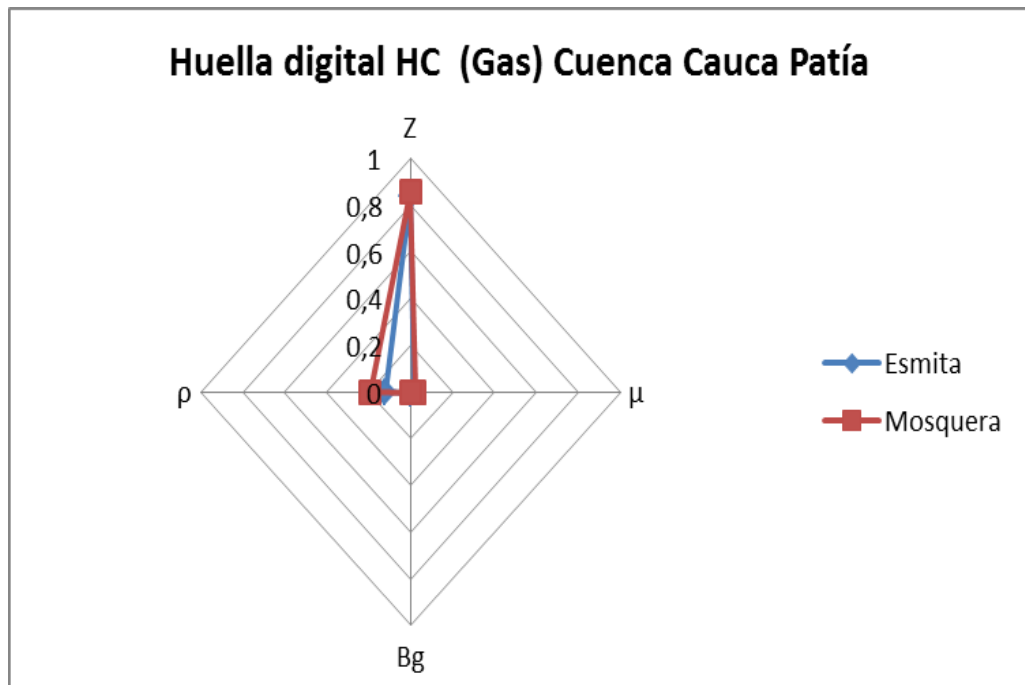
Gas seco	Propiedad	Esmita	Mosquera
	Z	0,836	0,856
	μ	0,017	0,022
	Bg	0,007	0,004
	ρ	0,119	0,193

Fuente: Autor.

4.3.6 Migración. La información acerca de la migración de hidrocarburos no es exhaustiva y a partir de la información recopilada se pudo 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.

Figura 71. Huella digital del fluido hidrocarburo en la Cuenca Cauca Patía. Escenario 1: Aceite liviano.



Fuente: Autor

4.4 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN

En este punto de la investigación se debe evaluar la tabla 5. Los resultados (casillas sombreadas) se muestran en la tabla 33, donde puede observarse que:

Área. Ya que no se dispone de información para calcular el área mediante las alternativas 1-5, se evalúa la opción 6. Las estadísticas que se usan son las reportadas por VARGAS^{71,72}, quien desarrolló una correlación que.

⁷¹ VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1-246.

⁷² VARGAS, C. A.: Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Rev. Acad. Colomb. Cienc. 33(126): 17-43, 2009. ISSN 0370-3908.

Tabla 33. Alternativas para evaluar la información necesaria para aplicar el método volumétrico en la subcuenca Patía.

MÉTODO VOLUMÉTRICO						
Ord	Área	Espesor	Porosidad	Saturación de agua inicial	Factor Volumétrico de formación	Factor de Recobro
1	Sísmica y sísmica de pozo	Correlación Sísmica-Registro	Análisis Petrofísicos de núcleos de la formación de interés	Análisis Petrofísicos de núcleos de la formación de interés	Pruebas PVT del fluido HC	Asociarlo al posible fluido HC
2	Correlación Sísmica-Registro	Correlación pozo-pozo	Registros corridos en la formación de interés	Registros corridos en la formación de interés	Pruebas PVT del fluido de rezumaderos	Analogía
3	Mapas estructurales	Tope y fondo medido en un pozo	Análisis Petrofísicos de muestras de afloramientos	Calcularla mediante correlaciones	PVT sintético a partir de <u>GEOQUÍMICA (RF)</u>	Promedio (Ej. Nivel País)
4	Analogía	Afloramientos y prognosis	Analogía	Analogía	Analogía	
5	Estadística, literatura, estudios previos	Analogía	Estadísticas (Valores frecuentes)	Estadísticas (Valores frecuentes)	Estadísticas	
6		Estadísticas (Valores frecuentes)				

Fuente: Autor

permite estimar el área productora de una cuenca con base en el área total de la misma. Vargas estima que el 6,97% del área total de una cuenca sedimentaria en Colombia será productora de hidrocarburos (ver tabla 34).

Tabla 34. Alternativas para evaluar la información necesaria para aplicar el método volumétrico en la subcuenca Patía.

Basin	Area (ha)
OFFSHORE	
Los Cayos	1,010,422.06
Chocó offshore	263,665.98
Colombia	1,793,883.99
Guajira offshore	368,980.45
Deep Pacific	1,901,598.01
Sinú offshore	206,450.36
Tumaco offshore	241,185.41
ONSHORE	
Amagá	19,718.64
Cauca-Patía	89,509.52
Cesar-Ranchería	81,449.94
Chocó	269,310.79
Eastern Cordillera	500,943.98
Guajira	96,179.91
Sinú-San Jacinto	276,728.02
Tumaco	165,657.55
Urabá	65,955.77

Fuente: VARGAS, C. A. *Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1-246.*

Realizando una revisión exhaustiva de este trabajo, se encontró que el valor que representa el “mejor ajuste” para dicha correlación es 3,44% (no 6,97%, ver figura 72), lo que define un escenario más conservador, acorde con la alta incertidumbre que caracteriza a las Cuencas Frontera. La aplicación de estos estudios a la Cuenca Cauca Patía se muestra en la tabla 35.

Espesor. El espesor se evalúa con las opciones 4 y 5. La prognosis usada es la reportada por el “equipo de geología pozos profundos UIS 2012” (Espesores totales y de los miembros almacén de la formaciones Esmita y Mosquera). A falta de información, se toma de las cuencas análogas (Cuenca

Talara en Perú⁷³ y Cuenca Santa Elena en Ecuador^{74,75,76}) el valor del espesor neto de producción. También se consulta los estudios de VARGAS para acotar los valores mínimos y máximos (2009 y 2012). La tabla 36 resume todos los reportes mencionados anteriormente.

Porosidad y Saturación de Agua Inicial. La información disponible permite evaluar estos parámetros mediante la alternativa 3. El procesamiento de los datos se mostró con detalle en la sección 4.3.4.1.2 para la formación Esmita y en la sección 4.3.4.2.2 para la formación Mosquera.

Factor Volumétrico de Formación. Se evalúa mediante la alternativa 3. Los cálculos se muestran con detalle en la sección 4.3.4.3. A modo de resumen, se presentan las tablas 37 y 38.

Factor de Recobro. Se evalúa mediante la alternativa 1 es decir se asocia al fluido hidrocarburo esperado en la cuenca para los dos escenarios planteados (Ver tabla 39):

- *Aceite liviano.* Los mecanismos de producción primarios que se pueden presentar en un yacimiento que contiene aceite liviano son empuje por gas en solución y empuje por capa de gas. No se considera el empuje hidráulico porque aumentaría el factor de recobro y debido a la alta incertidumbre asociada, durante todo este estudio se ha trabajado en la medida de lo posible con los escenarios más conservadores
- *Gas seco.* Un yacimiento de gas seco puede ser volumétrico, en caso tal puede producir hasta el agotamiento; y no volumétrico, donde la intrusión de agua hace que disminuya la permeabilidad efectiva al gas, y por lo tanto disminuye el factor de recobro del yacimiento.

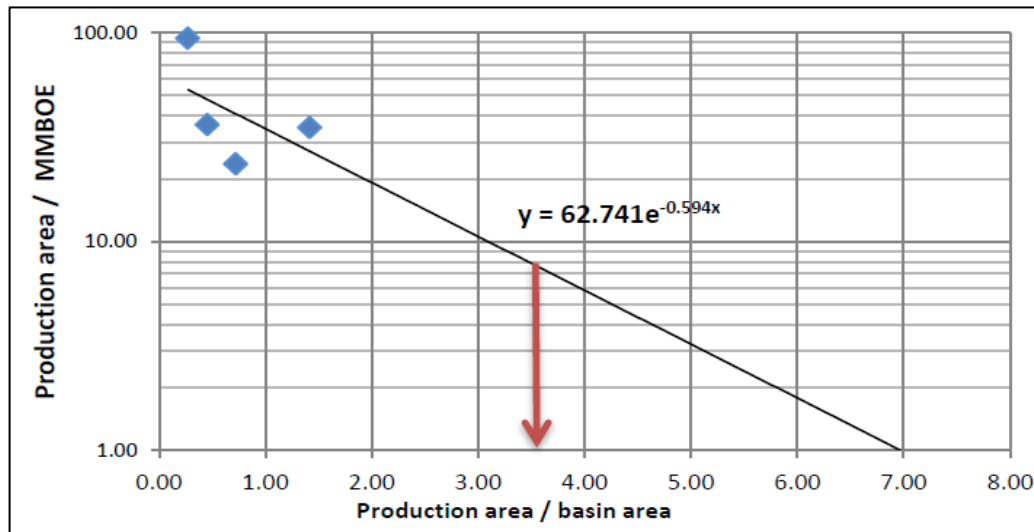
⁷³ HIGLEY, Debra The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System. U.S. Geological Survey. Bulletin 2206-A.

⁷⁴ JAILLARD, É.M, et al. Basin Development in an Accretionary, Oceanic-Floored Fore-Arc Setting: Southern Coastal Ecuador During Late Cretaceous-Late Eocene Time. 1995.

⁷⁵ HIGLEY, U.S. GEOLOGICAL SURVEY WORLD PETROLEUM ASSESSMENT 2000. Description and Results. U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team.

⁷⁶ HIGLEY, Debra. The Progreso Basin Province of Northwestern Peru and Southwestern Ecuador: Neogene and Cretaceous-Paleogene Total Petroleum Systems. U.S. Geological Survey. Bulletin 2206-B

Figura 72. Área productora de hidrocarburos para las cuencas colombianas: Aproximación de Vargas.



Fuente: VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1-246.

Tabla 35. Aproximación para hallar el área productora en una Cuenca.

AREA						
Vargas(2012)		Ap/AT	AP TOTAL	AP TOTAL	AP PATÍA	AP PATÍA
		%	km2	acres	km2	acres
	1MMSTB/ha	1%	12823,310	31686,960	2781	6871,973
	4MMSTB/ha	3,44%	44112,186	109003,142	9566,64	23639,587
(1-8 ha/MMSTB)	8MMSTB/ha	6,97%	89378,471	220858,111	19383,57	47897,652

Fuente: Autor: Adaptado de VARGAS, Carlos. Yet to Find. ANH.2012.

Debido a que los pozos no han atravesado las formaciones de interés, no se tienen registros de resistividad para evaluar la salinidad del agua de formación, lo cual permitiría inferir si ésta es de origen continental (agua dulce, posiblemente asociada a un acuífero) o salada (agua connata, yacimiento no volumétrico).

Tabla 36. Espesor de las formaciones de la subcuenca Patía.

Esmita (UIS 2012)	Total (pies)	4300	
	Arenáceo (pies)	900	
Mosquera (UIS 2012)	Total (pies)	2500	
	Arenáceo(pies)	500	
ANÁLOGO: C. TALARA (Esp. Neto)		Aceite	Gas
	Prom (pies)	98	56
	Max. (pies)	800	66
ANAL. C. SANTA ELENA (Esp. Neto)		Aceite	Gas
	Prom (pies)	49	NO
	Max. (pies)	118	NO
VARGAS (2012)	MIN (pies)	30	
	MAX (pies)	825	
VARGAS (2009)	MIN (pies)	10	
	MAX (pies)	825	
	MODA (pies)	30	

Fuente: Autor.

Tabla 37. Factor volumétrico de formación del aceite para las formaciones de la subcuenca Patía.

Factor volumétrico Aceite (40 API)				
PVT sintético	Esmita (bbl/STB)	Min	Max	Media
		1,0908	1,3068	1,3068
	Mosquera (bbl/STB)	Min	Max	Media
		1,0885	1,5458	1,5458

Fuente: Autor.

Tabla 38. Factor volumétrico de formación del gas para las formaciones de la subcuenca Patía.

Factor volumétrico Gas (GE=0,6)		
PVT sintético	Esmita (PC/PCS)	0,007
	Mosquera (PC/PCS)	0,004

Fuente: Autor.

Tabla 39. Factor de Recobro de los yacimientos de las formaciones de la subcuenca Patía.

Factor de Recobro				
Aceite liviano	Mec. De producción	Min	Max	Media
	Gas en solución	18%	22%	22,5%
	Capa de gas	20%	30%	
Gas Seco	Mec. De producción	Min	Max	Media
	Volumétrico	80%	90%	72,5%
	No volumétrico	50%	70%	

Fuente: Autor.

4.5 EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN

Tal como se estableció en la sección 2.5, el método volumétrico debe evaluarse probabilísticamente, el primer paso es evaluar la tabla 5. Los resultados se muestran en las tabla 40.

Tabla 40. Distribuciones de probabilidad de los parámetros involucrados en el método volumétrico. Aplicación Subcuenca Patía

MÉTODO VOLUMÉTRICO						
Alternativa	Área	Espesor	Porosidad	Saturación de agua inicial	Factor Volumétrico de formación	Factor de Recobro
1	Hallar la distribución de los datos	Hallar la distribución de los datos	Hallar la distribución de los datos	Hallar la distribución de los datos	Hallar la distribución de los datos	Hallar la distribución de los datos
2	Asumir distribución normal	Asumir distribución triangular	Asumir distribución normal	Asumir distribución normal	Asumir distribución triangular	Asumir distribución triangular

Fuente: Autor.

4.6 CUANTIFICACIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE UNA CUENCA FRONTERA

Con base en la información consignada en las tablas de la 33 a la 39, se construyen las tablas 41 y 42. Con esos datos se realizó una simulación probabilística (Simulación de Montecarlo con 1000000 de iteraciones) utilizando el software Crystal Ball, para cuantificar los Recursos Hidrocarbúferos Prospectivos por formación en la subcuenca Patía. Ver tablas 43, 44 y 45.

Tabla 41. Estimados bajo, mejor y alto para los parámetros del Método volumétrico en la Formación Esmita

Formación Esmita (Aceite)			
Propiedad	Estimado		
	Bajo	Mejor	Alto
θ (%) ¹	2,665	6,509	10,353
Sw_ARI (%) ²	7,82	21,658	35,495
Sw_AMA (%) ³	10,158	19,164	28,17
A (Acres) ⁴	6871,973	23639,587	47897,652
H (NTG=0,2) pies ^{5,6}	30	49	825
Bo (bbl/STB)	1,0908	1,3068	1,3068
FR (%)	18	22,5	30

Formación Esmita (Gas)			
Propiedad	Estimado		
	Bajo	Mejor	Alto
θ (%) ¹	2,665	6,509	10,353
Sw_ARI (%) ²	7,82	21,658	35,495
Sw_AMA (%) ³	10,158	19,164	28,17
A (Acres) ⁴	6871,973	23639,587	47897,652
H Gas (NTG=0,2) pies ^{5,6}	30	56	825
Bg (PC/PCS)	0,007	0,007	0,007
FR (%)	50	72,5	90

Fuente: Autor.

Tabla 42. Estimados bajo, mejor y alto para los parámetros del Método volumétrico en la Formación Mosquera

Formación Mosquera (Aceite)			
Propiedad	Estimado		
	Bajo	Mejor	Alto
θ (%) ¹	6,055	9,795	13,534
Sw_ARI (%) ²	3,046	13,906	21,086
Sw_AMA (%) ³	8,025	15,005	21,086
A (Acres) ⁴	6871,973	23639,587	47897,652
H (NTG=0,2) pies ^{5,6}	30	49	500
Bo (bbl/STB)	1,0885	1,5458	1,5458
FR (%)	18	22,5	30

Formación Mosquera (Gas)			
Propiedad	Estimado		
	Bajo	Mejor	Alto
θ (%) ¹	6,055	9,795	13,534
Sw_ARI (%) ²	3,046	13,906	21,086
Sw_AMA (%) ³	8,025	15,005	21,086
A (Acres) ⁴	6871,973	23639,587	47897,652
H (NTG=0,2) pies ^{5,6}	30	56	500
Bg (PC/PCS)	0,004	0,004	0,004
FR (%)	50	72,5	90

Fuente: Autor.

Adicionalmente, se presenta la cuantificación de Recursos HC prospectivos para la Cuenca Cauca Patía. Los resultados se muestran en las tablas 44, 45 Y 46.

Tabla 43. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Subcuenca Patía. Escenario: Aceite liviano en las formaciones Esmita y Mosquera

OOIP Sector Patía: Escenario Aceite liviano (MMSTB)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	2006,484	577,165	643,94	1936,902	541,717	638,631
Mejor	4596,769	2122,609	1925,16	4424,398	1992,137	1902,556
Alto	9077,631	5912,674	4768,242	8699,607	5542,515	4704,57

Recursos Prospectivos Sector Patía: Escenario Aceite liviano (MMSTB)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	466,778	133,969	149,344	450,958	125,797	148,041
Mejor	1075,27	495,082	449,25	1035,124	464,942	443,99
Alto	2142,34	1392,347	1125,238	2053,733	1306,377	1109,385

Fuente: Autor

Tabla 44. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Subcuenca Patía. Escenario: Gas seco en las formaciones Esmita y Mosquera.

OGIP Sector Patía: Escenario Gas Seco (Tpc)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	2,996	0,593	1,319	2,903	0,556	1,31
Mejor	6,681	2,123	3,813	6,475	1,991	3,777
Alto	12,967	5,858	9,29	12,579	5,496	9,159

Recursos Prospectivos Sector Patía: Escenario Gas Seco (Tpc)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	2,096	0,414	0,919	2,032	0,388	0,913
Mejor	4,705	1,491	2,679	4,563	1,399	2,654
Alto	9,237	4,167	6,61	8,961	3,907	6,524

Fuente: Autor

Tabla 45. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Subcuenca Patía. Escenario: Aceite liviano en Esmita y Gas seco en Mosquera

OOIP Sector Patía: Escenario Aceite en Esmita y Gas en Mosquera (MMSTB)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	1216,912	576,444	227,501	1166,06	543,085	225,193
Mejor	2984,54	2121,403	658,909	2845,495	1993,214	650,367
Alto	6800,556	5911,588	1604,414	6416,107	5539,034	1583,597

Recursos Prospectivos Sector Patía: Escenario Aceite en Esmita y Gas en Mosquera (MMSTB)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	478,227	133,852	158,293	461,306	126,142	156,907
Mejor	1088	495,387	462,867	1048,48	465,126	457,011
Alto	2157,847	1392,77	1142,056	2066,318	1304,927	1126,745

Fuente: Autor

Tabla 46. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Cuenca Cauca Patía. Escenario: Aceite liviano en las formaciones Esmita y Mosquera

OOIP Cuenca Cauca Patía: Escenario Aceite liviano (MMSTB)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	10303,816	2756,639	3797,032	9868,937	2493,639	3771,398
Mejor	22243,873	9894,113	9905,229	21381,851	9186,389	9816,196
Alto	42782,545	27328,562	22789,536	41028,716	25579,365	22524,709

Recursos Prospectivos Cuenca Cauca Patía: Escenario Aceite liviano (MMSTB)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	2395,77	641,409	879,023	2296,909	579,103	873,037
Mejor	5205,542	2307,987	2313,793	5005,155	2144,488	2292,996
Alto	10112,618	6442,222	5384,214	9688,854	6027,987	5319,694

Fuente: Autor

Tabla 47. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Cuenca Cauca Patía. Escenario: Gas seco en las formaciones Esmita y Mosquera

OGIP Cuenca Cauca Patía: Escenario Gas Seco (Tpc)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	13,821	2,726	6,091	13,367	2,567	6,022
Mejor	30,815	9,78	17,636	29,841	9,181	17,409
Alto	59,845	27,056	42,885	58,087	25,398	42,283

Recursos Prospectivos Cuenca Cauca Patía: Escenario Gas Seco (Tpc)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	9,677	1,902	4,245	9,356	1,788	4,192
Mejor	21,709	6,864	12,384	21,037	6,445	12,239
Alto	42,621	19,234	30,508	41,376	18,002	30,175

Fuente: Autor

Tabla 48. OOIP y Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Cuenca Cauca Patía. Escenario: Aceite liviano en Esmita y Gas seco en Mosquera

OOIP Cauca Patía: Escenario Aceite en Esmita y Gas en Mosquera (MMSTB)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	5604,701	2650,892	1049,009	2492,475	2492,475	1037,13
Mejor	13752,519	9775,925	3041,86	9181,576	9181,576	3000,539
Alto	31323,666	27219,843	7386,187	25583,757	25583,757	7274,795

Recursos Prospectivos Cauca Patía: Escenario Aceite en Esmita y Gas en Mosquera (MMSTB)						
Estimado	Swi, Aristóbulo			Swi, Amaefule		
	Total	Esmita	Mosquera	Total	Esmita	Mosquera
Bajo	2201,83	616,717	730,902	2127,904	578,654	722,291
Mejor	5015,764	2281,94	2135,65	4826,798	2143,904	2106,636
Alto	9944,224	6416,952	5255,957	9537,177	6025,616	5178,803

Fuente: Autor

Ahora, se procede a evaluar el Método de Schmoker y el Método de Hunt para realizar los cálculos del potencial generador de la Roca Fuente. Los datos de entrada se muestran en la tabla 49.

Tabla 49. Datos requeridos para aplicar el Método de Schmoker.

TOC (%)	4,34
Den Roca (gr/cm ³)	2,64
Área Cauca Patía(cm ²)	1,28E+14
Área Patía(cm ²)	2,781E+13
Espesor (cm)	60960
M Cauca Patía(gr TOC)	8,95E+17
M Patía(gr TOC)	1,94E+17
Hio (mg HC/gr TOC)	451
HI (mg HC/gr TOC)	125,07
R (mg HC/gr TOC)	325,93

Fuente: Autor

Para realizar la simulación de Montecarlo se asume una Distribución de probabilidad normal para el % TOC y una distribución de probabilidad triangular para el Índice de hidrógeno Ver tabla 49.

Tabla 50. Datos de entrada de %TOC e Índice de Hidrógeno.

TOC (%)	Prom	4,34
	Desvest	2,69
	Min	1,65
	Max	7,03
HI (mg HC/gr TOC)	Hio	451
	Hi min	23
	HI max	330
	HI prom	125

Fuente: Autor

Los resultados de la simulación se muestran en las tablas 51 y 52.

Tabla 51. Hidrocarburo generado y acumulado en la subcuenca Patía

Patía	HC Generado SP (MM BIs)		
	Estimado	Bajo	196813
		Mejor	380131
		Alto	625024
	HC Acumulado SP (MM BIs)		
	Estimado	Bajo	4330
		Mejor	8363
Alto		13751	

Fuente: Autor

Tabla 52. Hidrocarburo generado y acumulado en la Cuenca Cauca Patía

Cauca Patía	HC Generado Cauca Patía (MM BIs)		
	Estimado	Bajo	907511
		Mejor	1752798
		Alto	2882010
	HC Acumulado Cauca Patía (MM BIs)		
	Estimado	Bajo	16335
		Mejor	31550
Alto		51876	

Fuente: Autor

Los resultados indican que los Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Subcuenca Patía están en el orden de 1000 MM bbl. El método de la roca fuente muestra que la roca madre pudo generar y almacenar alrededor de 5000 MMBIs en la subcuenca Patía. Esto muestra que la variación del Método volumétrico propuesta en este trabajo, proporciona un escenario más conservador para estimar los recursos Hidrocarburos en áreas de alto riesgo.

CONCLUSIONES

1. En las Cuencas Frontera la escasez de conocimiento se traduce en alto riesgo, por lo que se hace necesario un modelo integrado de datos que permita adquirir información y conocimiento geológico acerca de las mismas.
2. En Colombia, vastas áreas del territorio catalogadas como cuencas frontera siguen siendo inexploradas y ofrecen el potencial para el descubrimiento de importantes acumulaciones de hidrocarburos que permitan mantener la seguridad energética del país
3. En las Cuencas Frontera, la mayor parte de la información proviene de geología de superficie (afloramientos) y es muy escasa la información de subsuelo, por lo tanto, estas áreas están asociadas a Recursos Prospectivos.
4. Al cuantificar los Recursos Prospectivos, los primeros datos que deben analizarse son aquellos que permitan identificar y caracterizar el posible sistema petrolífero del área.
5. Para enfocar los estudios de prospectividad se deben tener en cuenta los siguientes elementos para seleccionar un sector de interés: rezumaderos, espesor de la capa sedimentaria, densidad de información y plan de adquisición de información en el área.
6. Para definir a cuál clase pertenece el Recurso HC Prospectivo, se debe revisar si la información utilizada para definirlo proviene de superficie (mayor riesgo) o de subsuelo (menor riesgo)

7. En la cuenca Cauca Patía, la subcuenca Patía presenta mejores condiciones para realizar un estudio de prospectividad.
8. La formación con mayor potencial de generación es la formación Mosquera (miembro generador).
9. Las posibles formaciones almacén en la subcuenca Patía son el miembro arenáceo de la formación Esmita y el miembro arenáceo de la formación Mosquera.
10. La formación Mosquera presenta mejores valores de porosidad que la formación Esmita, lo cual puede deberse a que es de origen continental, en cambio, en Esmita se presentan ambientes trancisionales
11. De acuerdo a la información geoquímica y petrofísica de las formaciones de interés, para que la cuenca esté en ventana de comercialidad, el fluido hidrocarburo esperado es aceite liviano o gas.
12. Los Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos asociados a la cuenca Cauca Patía se clasifican como Play.
13. Se requiere mayor información de Ingeniería y Geociencias para disminuir riesgo y definir leads o prospectos en la Cuenca Cauca Patía.
14. Los Recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en la Subcuenca Patía se estiman en el orden de 1000 MMSTB; y de 5000 MMSTB en la Cuenca Cauca Patía.
15. Los estimativos están basados en la calidad de la roca y en el Método Volumétrico, consistente con los organismos internacionales de Clasificación y Certificación de recursos y reservas (PRMS y SEC).

16. Aunque el Método de la roca fuente, no es consistente con los estándares internacionales, si constituye una herramienta muy importante para realizar control de calidad a los estimativos volumétricos
17. La variación del Método volumétrico propuesta en este trabajo, proporciona un escenario más conservador para estimar los recursos Hidrocarburos en áreas de alto riesgo en comparación con el Método de la Roca fuente.
18. Integrar varias técnicas de exploración proporcionan una “mirada detallada” de un área relativamente inexplorada

RECOMENDACIONES

Actualizar el modelo propuesto con los informes del pozo estratigráfico profundo perforado en octubre del 2012 en la subcuenca patía, en el marco del Convenio UIS-ANH.

Realizar análisis petrofísicos básicos a los corazones de las formaciones de interés recuperados en este pozo estratigráfico.

Realizar análisis tipo Rock Eval a los corazones de la formación Mosquera (Roca con mayor potencial de generación).

Caracterizar de forma preliminar la formación Peña Morada, hasta ahora desconocida, mediante estudios geoquímicos y petrofísicos.

Profundizar en el estudio y caracterización del fenómeno de supresión de Reflectancia de vitrinita realizado por Humberto Carvajal y determinar si se presenta en qué otras cuencas del país se presenta.

Se recomienda que los estudios de Prospectividad Hidrocarburífera sean realizados por un equipo interdisciplinario que enfoque la adquisición de datos de forma prioritaria, que desarrollen los informes de manera tal que estos muestren información concluyente (no ambigua), para poder ganar conocimiento y disminuir el riesgo en la zona en estudio.

Se recomienda realizar este mismo estudio en el sector norte de la cuenca y extenderlo a yacimientos no convencionales, ya que algunos informes geológicos indican la posible presencia de Gas asociado a Mantos de Carbón.

BIBLIOGRAFÍA

AGUILERA, R. 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.

AGUILERA R., et al. ORGANIC GEOCHEMISTRY ATLAS OF COLOMBIA, 2010. Earth Science Research Journal, Volumen 14, Edición Especial. Universidad Nacional de Colombia. Diciembre de 2010.

AVILA BARAY, H.L., “Introducción a la Metodología de la Investigación”. Edición electrónica. Texto completo en www.eumed.net/libros/2006c/203/

AMAEFULE. Jude O. ALTUNBAY Mehmet; TIAB Djebbar. KERSEY G. David. KEELAN K. Dare. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. SPE. 1993.

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

BERG, R., GANGI, A, Primary Migration by Oil-Generation Microfracturing in Low-Permeability Source Rocks: Applications to the Austin Chalk, Texas. AAPG Bulletin. Volumen 83, No 5. Houston, Texas. 1999.

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

BRADSHAW, Barry. Assessing prospectivity in offshore frontier basin. Frontier basis studies identify new exploration opportunities. AUSGEO NEWS. 2007

BREIT, V., DOZZO, J. "State of the Art" Integrated Studies Methodologies- An Historical Review. SPE 87032-2004.

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.

ELLIOT, David. The Evaluation, Classification and Reporting of Unconventional Resources. SPE 114160. 2008.

ETHERINGTON, J.; RITTER, J. The 2007 SPE/AAPG/WPC/SPEE Petroleum Resources Management System.. PETSOC 2007-155.

ETHERINGTON, J.; RITTER, J. The 2007 SPE/AAPG/WPC/SPEE Reserves and Resources Classification, Definitions and Guidelines. Defining the Standard! SPE 107693.2007.

ETHERINGTON, Jhon. Building on PMRS To Quantify Risk and Uncertainty in Resource Reconciliations. SPE 134057. 2010.

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

GEOESTUDIOS. FONADE –ANH. 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). 2008.

HANTSCHHEL, T., KAUERAUF, A.I. Fundamentals of Basin Modeling, Springer Verlag, Berlin, Alemania. 2009

HERNANDEZ SAMPIERI, Roberto; FERNANDEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la Investigación. Mc Graw Hill. Mexico.2010.

HINCAPIÉ, et al. Evaluación Geológica y Prospectividad Cuenca Cauca Patía. 2009

HUBBERT, M. Entrapment of Petroleum Under Hydrodynamic Conditions. AAPG Bulletin. Vol 37. No 8. Houston, Texas. 1953.

HIGLEY, Debra The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System. U.S. Geological Survey. Bulletin 2206-A.

HIGLEY, Debra. The Progreso Basin Province of Northwestern Peru and Southwestern Ecuador: Neogene and Cretaceous-Paleogene Total Petroleum Systems. U.S. Geological Survey. Bulletin 2206-B

HIGLEY, U.S. GEOLOGICAL SURVEY WORLD PETROLEUM ASSESSMENT 2000. Description and Results. U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team.

LEE, W.J., Modernization of the SEC Oil and Gas Reserves Reporting Requirements. SPE 123793-2009.

JAILLARD, É.M, et al. Basin Development in an Accretionary, Oceanic-Floored Fore-Arc Setting: Southern Coastal Ecuador During Late Cretaceous-Late Eocene Time. 1995.

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, L.B. & DOW, W.G. (1994): The Petroleum System – from Source to Trap, AAPG Memoir 60, Tulsa, OK, USA. 1994

M.H. HOLTZ. “Estimating Oil Reserve Variability by Combining Geologic and Engineering Parameters”. SPE 25827 – 1993.

M.R. PALKE and D.C. RIETZ. “The adaptation of Reservoir Simulation Models for Use in Reserves Certification Under Regulatory Guidelines of Reserves Definition”. SPE 71430 – 2001.

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

NEVES, Antonio & DE SORDI, Diogo & EGOROV, Vsevolod. Frontier Basin Onshore Brazil. AAPG International Conference and Exhibition. 2009.

P.F. WORTHINGTON. "Reserves Getting it Right". IPTC 10809 – 2005.

RODRIGUEZ DE LA VARA. Diseños de Investigación. 2004.

SENTURK, Yasin. Essence of the SPE Petroleum Resources Management System. Definitions and Guiding Principles for Classification, Categorization and Assessment Process. SPE 149078.

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

SPE/AAPG/WPC/SPEE Petroleum Resources Management System. World Petroleum Council. 2007.

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.

VARGAS, C. A.: Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Rev. Acad. Colomb. Cienc. 33(126): 17-43, 2009. ISSN 0370-3908.

VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1-246.

VARGAS, Laura. 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.Tesis UIS. 2012.

VATHA, Lim; PHALLY, Kimty. Petroleum Policy and Management Project. Philippine Case Study. Exploration and Investment Strategies in frontier basins.2006.

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

WHEATON, R. Reserves Estimation under New SEC 2009 Rules when using Probabilistic Methods. SPE 131241-2010.

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

ANEXO

SIMULACIÓN PROBABILÍSTICA

En este anexo se presenta con más detalle la simulación probabilística realizada en el software Crystal Ball para estimar probabilísticamente los Recursos Prospectivos en la Cuenca Cauca Patía. Dicho software se descargó de la página de Oracle y se contó con 15 días de licencia durante los cuales se realizó la simulación.

A continuación se muestra la simulación realizada para la formación Esmita en el sector Patía. El procedimiento es igual para la formación Mosquera en el sector Patía y en toda la cuenca. Los datos utilizados se presentaron en las tablas y figuras mostradas en el capítulo 4.

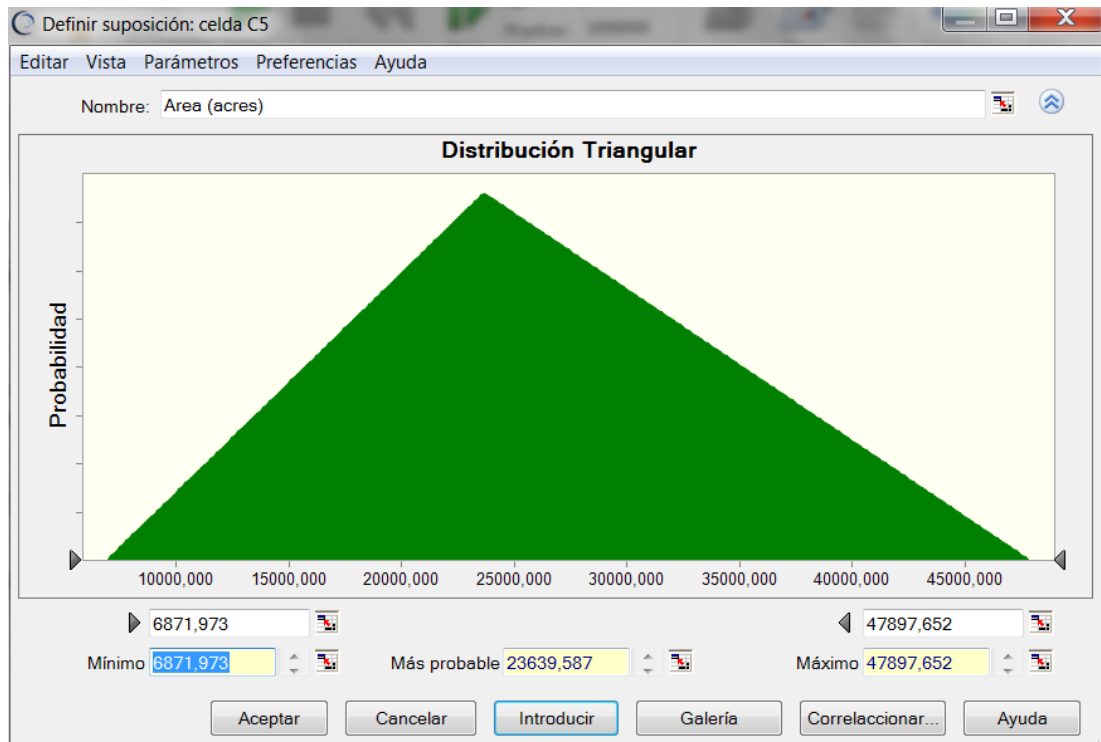
La tabla A1 muestra los parámetros que definen el método volumétrico con su respectiva distribución de probabilidad utilizados en la simulación Montecarlo. El software resalta con color verde aquellas celdas a las que se les asigna una distribución de probabilidad y con color azul las celdas en las cuales se define un pronóstico, es decir, las variables de interés, en este caso: los recursos originales en sitio y los recursos prospectivos. La figura A1, A2, A3, A4, A5 y A6 muestran cómo se asigna la distribución de probabilidad al área, al espesor, a la porosidad, a la saturación de agua inicial, al factor volumétrico de formación y al factor de recobro, respectivamente. La simulación se realizó para 1000000 iteraciones, tal como lo muestra la figura A7.

Tabla A1. Parámetros con su respectiva distribución de probabilidad utilizados en la simulación Montecarlo. Escenario Aceite liviano en el sector Patía.

PARÁMETRO	PDF	Esmita	Mosquera
Area (acres)	Triangular	23639,587	23639,587
Espesor (pies)	Triangular	49,000	49,000
Porosidad (Fracción)	Normal	0,065	0,098
Saturación de Agua (fracción)	Normal	0,328	0,139
Factor Volumétrico de Formación (bb/STB)	Triangular	1,307	1,546
OOIP (MMSTB)		300,372	490,526
Factor de Recobro (%)	Triangular	0,225	0,225
Aceite Recuperable (MMSTB)		67,584	110,368
OOIP AL SP		790,897	
Aceite Recuperable Total (MMSTB)		177,952	

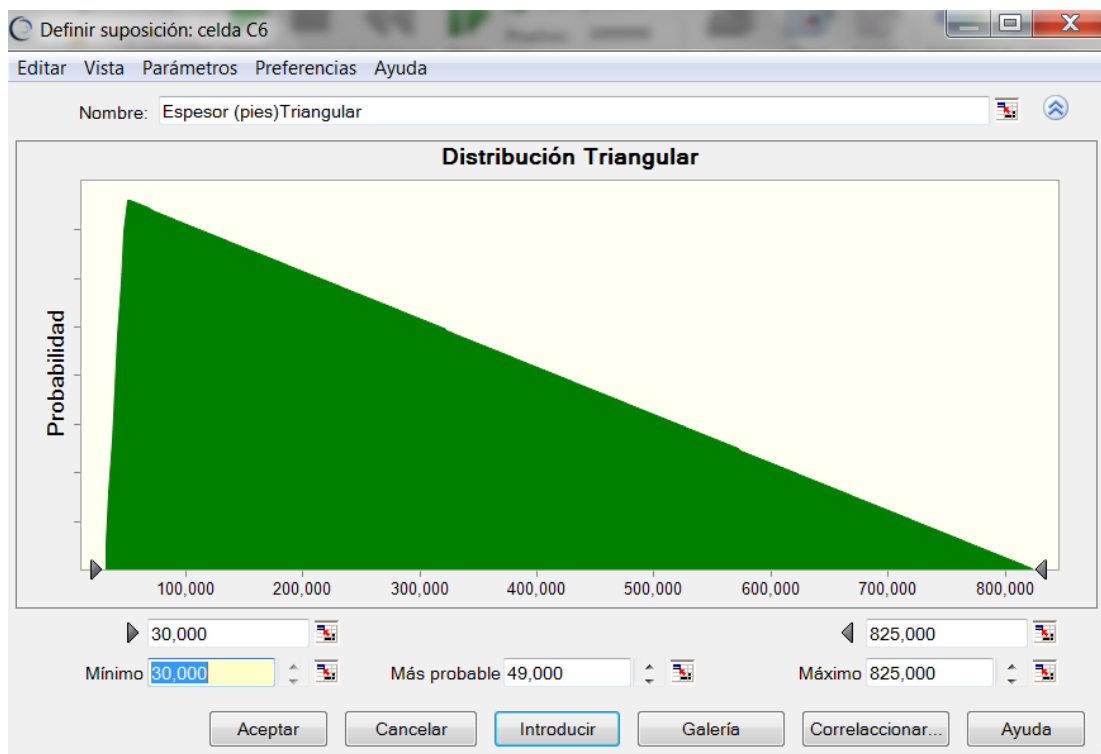
Fuente: Autor. Simulador Crystal Ball.

Figura A1. Distribución de probabilidad para el área.



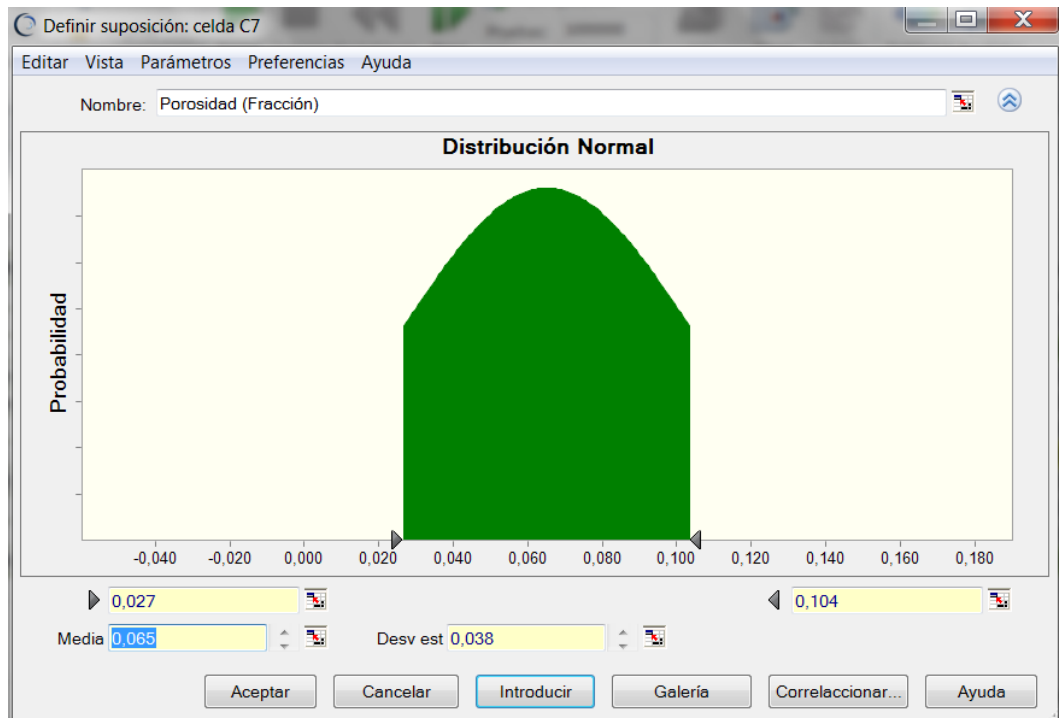
Fuente: Autor. Simulador Crystal Ball.

Figura A2. Distribución de probabilidad para el espesor.



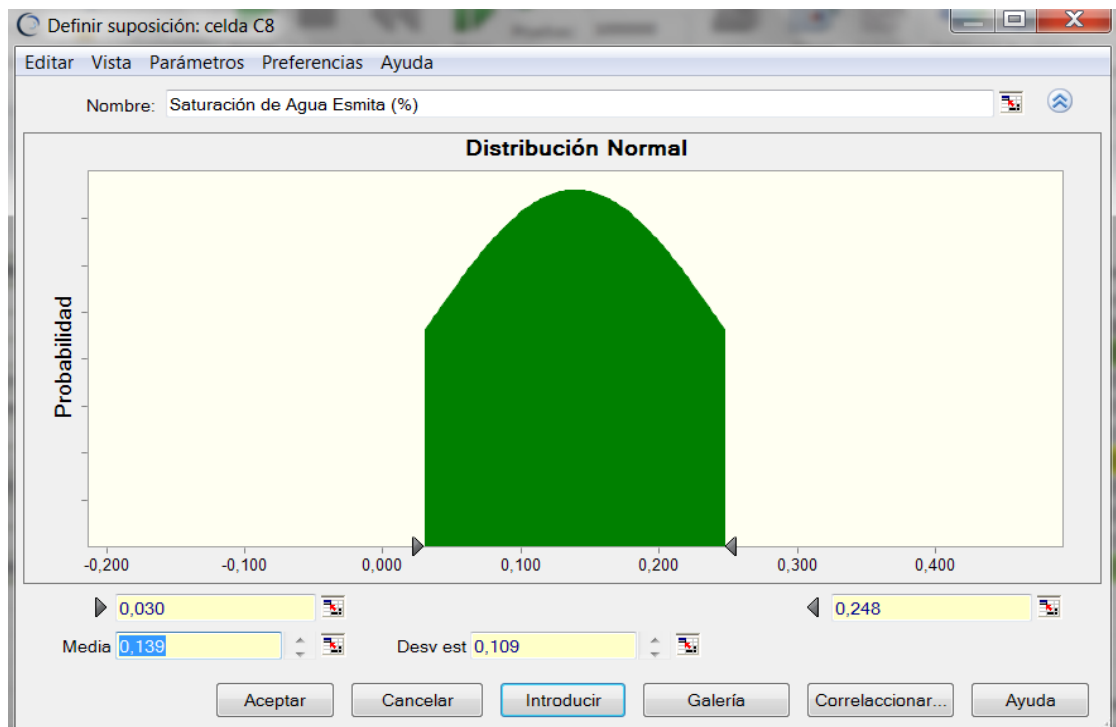
Fuente: Autor. Simulador Crystal Ball.

Figura A3. Distribución de probabilidad para la porosidad.



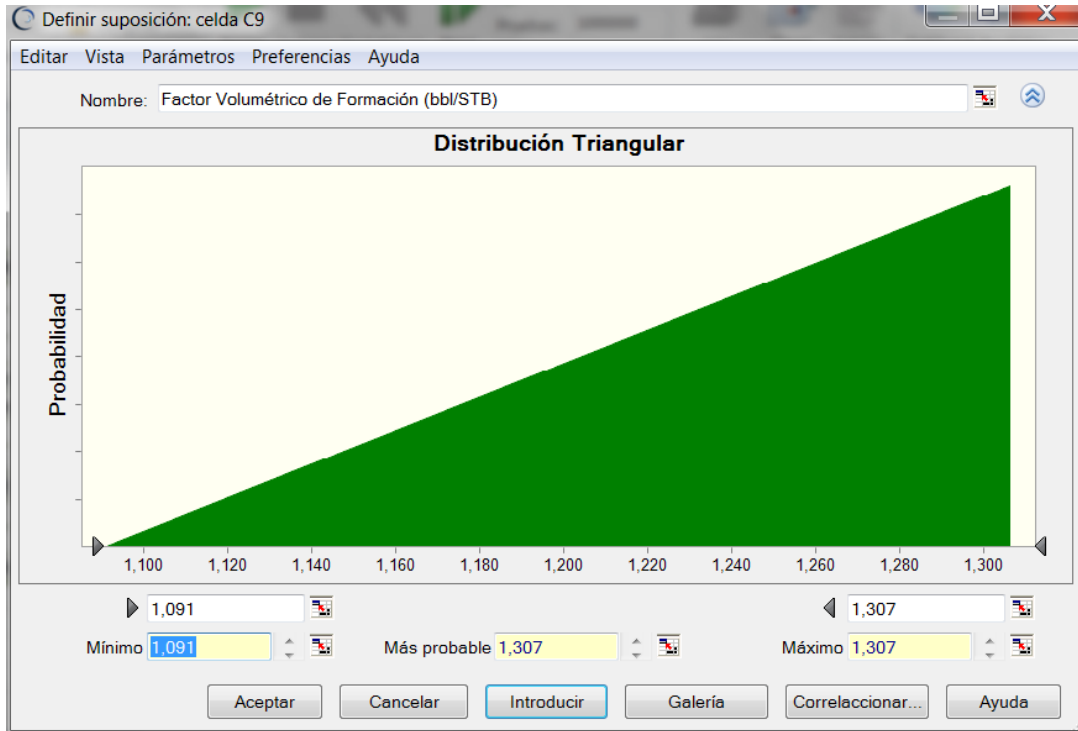
Fuente: Autor. Simulador Crystal Ball.

Figura A4. Distribución de probabilidad para la saturación de agua inicial.



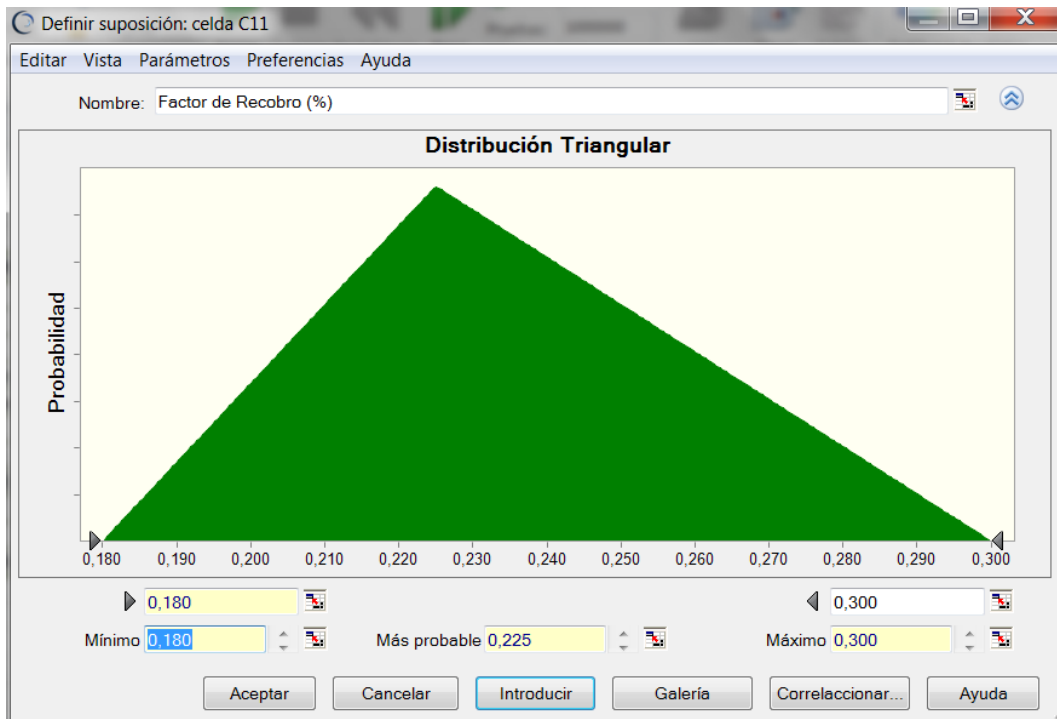
Fuente: Autor. Simulador Crystal Ball.

Figura A5. Distribución de probabilidad para el factor volumétrico de formación.



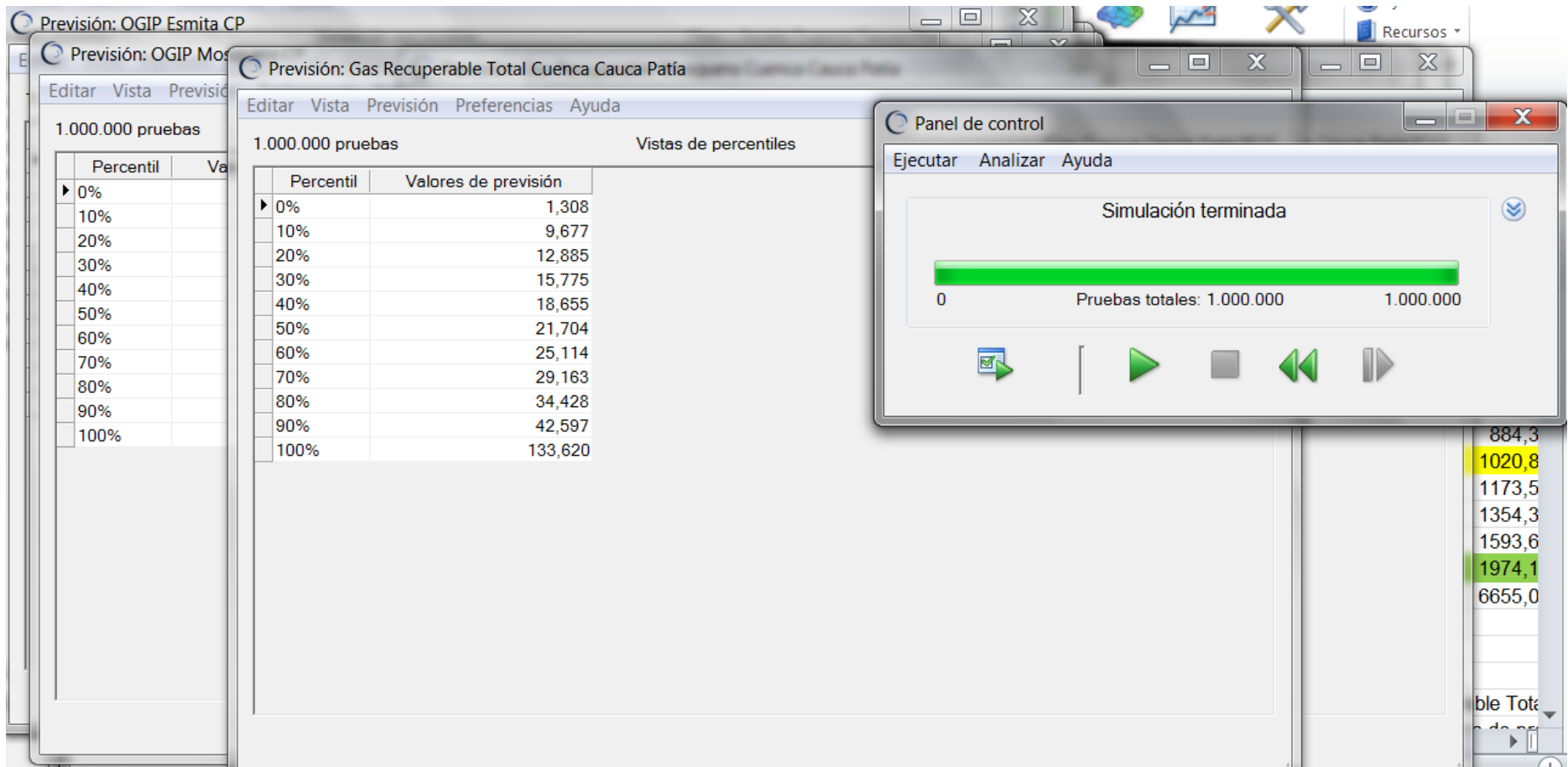
Fuente: Autor. Simulador Crystal Ball.

Figura A6. Distribución de probabilidad para el factor de recobro.



Fuente: Autor. Simulador Crystal Ball.

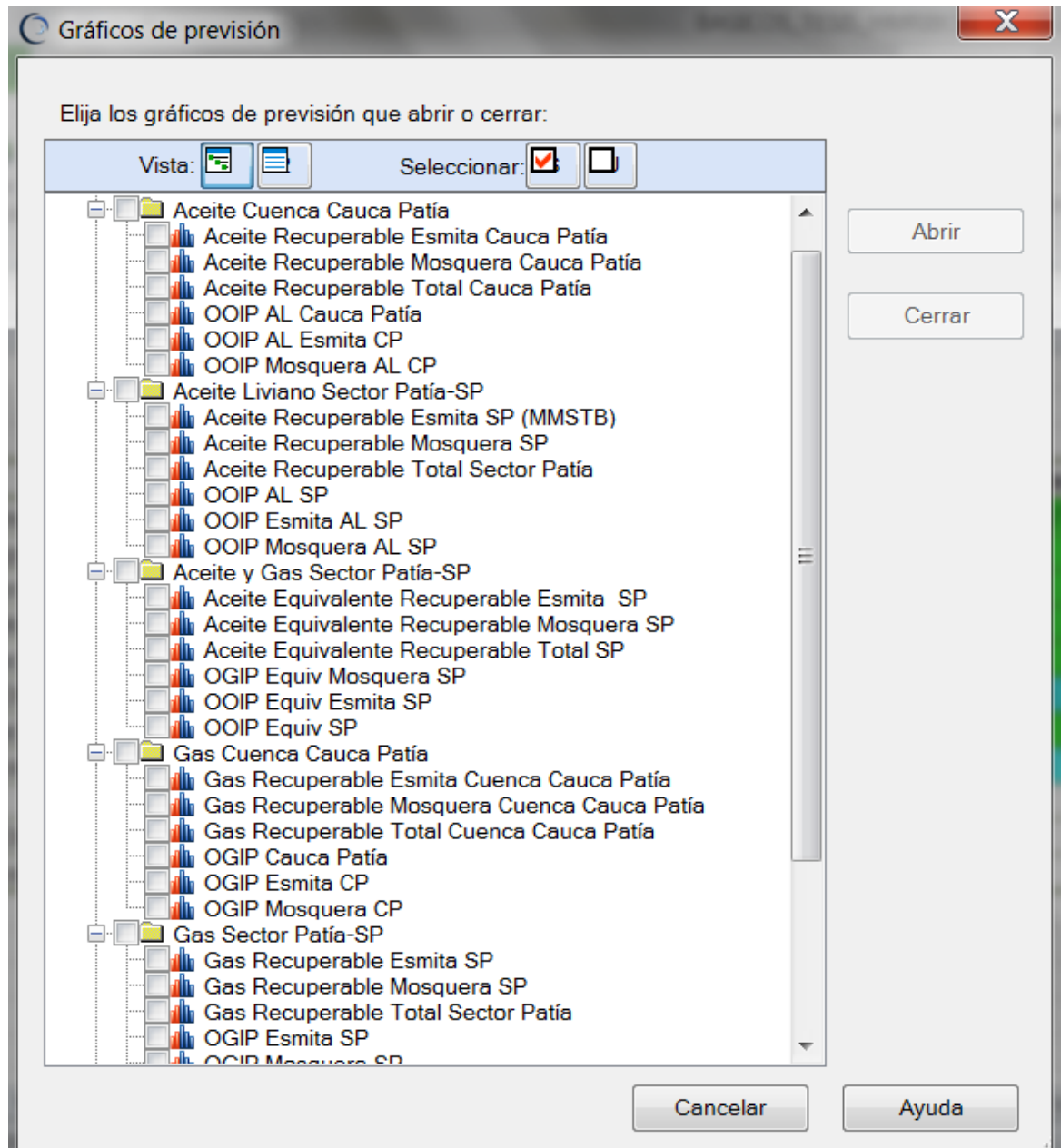
Figura A7. Pruebas de simulación para la cuantificación probabilística de recursos usando el software Crystal Ball.



Fuente: Autor. Simulador Crystal Ball.

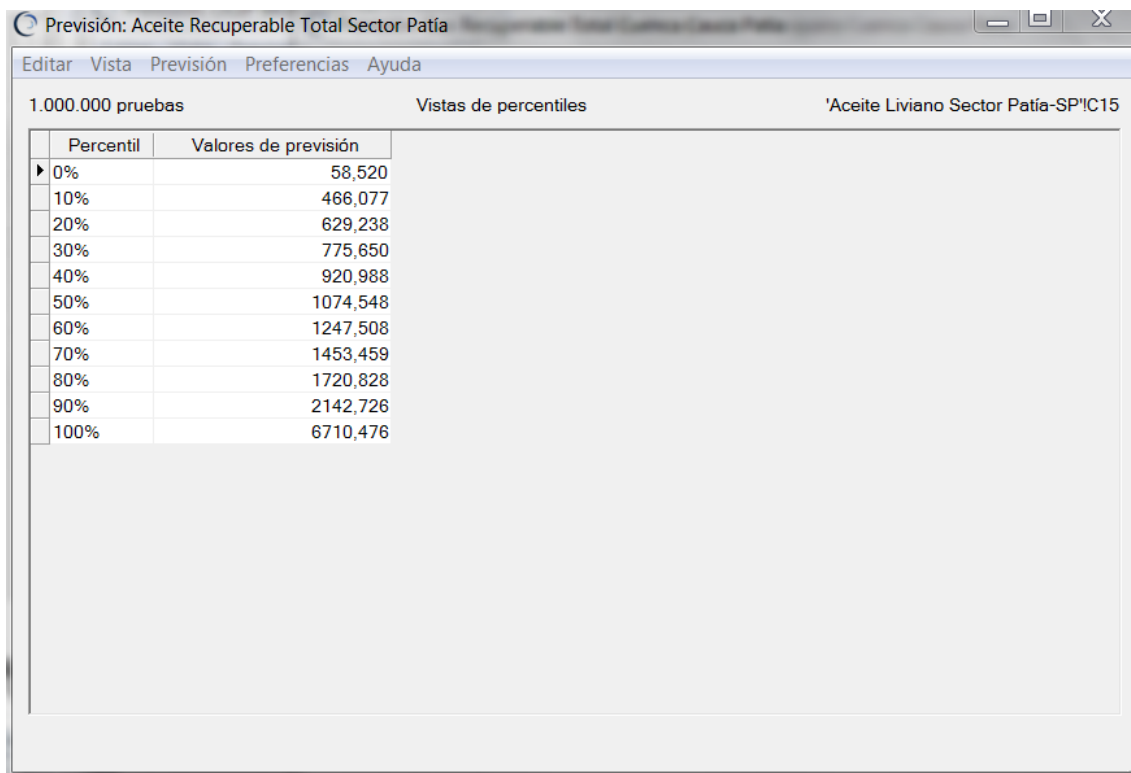
Los resultados para las celdas en las que se definen pronósticos se muestran en las figuras A8 y A9.

Figura A8. Gráficos de previsión.



Fuente: Autor. Simulador Crystal Ball.

Figura A9. Percentiles para el recurso prospectivo (Escenario Aceite liviano) en el sector Patía.



The screenshot shows a software window with the title 'Previsión: Aceite Recuperable Total Sector Patía'. The window contains a menu bar with 'Editar', 'Vista', 'Previsión', 'Preferencias', and 'Ayuda'. Below the menu bar, there are three status indicators: '1.000.000 pruebas', 'Vistas de percentiles', and ''Aceite Liviano Sector Patía-SP!C15'. The main content area displays a table with two columns: 'Percentil' and 'Valores de previsión'. The table lists percentiles from 0% to 100% in 10% increments, with corresponding numerical values. The 0% percentile is highlighted with a mouse cursor.

Percentil	Valores de previsión
0%	58,520
10%	466,077
20%	629,238
30%	775,650
40%	920,988
50%	1074,548
60%	1247,508
70%	1453,459
80%	1720,828
90%	2142,726
100%	6710,476

Fuente: Autor. Simulador Crystal Ball.