

**CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS TIPO SHALE GAS Y OIL SHALE EN
LA FORMACIÓN LA LUNA EN EL FLANCO ORIENTAL DE LA CUENCA DEL
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM), SANTANDER, COLOMBIA**

**DANIEL ARMANDO PIAMONTE ARDILA
LUIS ANTONIO MAYORGA VELANDIA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2015**

**CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS TIPO SHALE GAS Y OIL SHALE EN
LA FORMACIÓN LA LUNA EN EL FLANCO ORIENTAL DE LA CUENCA DEL
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM), SANTANDER, COLOMBIA**

**DANIEL ARMANDO PIAMONTE ARDILA
LUIS ANTONIO MAYORGA VELANDIA**

Trabajo de Grado para optar el título de Geólogo

Director

MARIO GARCIA GONZALEZ

Geólogo Post-PhD

Codirector

JUAN DAVID BADILLO REQUENA

Geólogo

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

DEDICATORIA

*A Dios,
A mi Padre, Madre y Hermana que son mi apoyo incondicional,
y especialmente a mi Hijo que es mi impulso para luchar y salir adelante*

DANIEL ARMANDO PIAMONTE ARDILA

DEDICATORIA

A Dios

A mi Padre, quien es mi apoyo incondicional...

A las personas que ya no están en este mundo y que nunca me dejaron solo, ni lo harán en este largo camino "En especial mi madre"...

The office: Gordo, Pipas, Cristian, Herni, Abe, Ñato, Sergio, linches, Dianilla, Tinguix, Chanda, Boyaco, Alejo Cáceres, Paisa, Ruby, Aleja...

Y grandes amigos Gringo, Leito, Juliancho, Totas, Willy, Jhon Spartan...

A ti luz Dary que has estado en este trayecto conmigo brindándome tu cariño y compañía...

Y en especial un agradecimiento a las personas que me enseñaron que sin presión no habrá diamantes... Jesús Hernando Mendoza, Eliecer Uribe, Jairo Clavijo Torres, Álvaro Solarte, Francisco Velandia.

"Todo lo que una persona puede imaginar, otras podrán hacerlo realidad"

-Julio Verne

LUIS ANTONIO MAYORGA VELANDIA

AGRADECIMIENTOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER y su conjunto de profesores que entregan a esta sociedad grandes profesionales.

*GRUPO DE INVESTIGACION EN GEOLOGIA DE HIDROCARBUROS Y
CARBONES*

PhD Mario García González

Tania Palmera Henao

Magda Alejandra

Luis Enrique Cruz

Juan Badillo Requena

Carlos Parra

Ricardo Mier Umaña

Julián De Bedout, Hugo Patiño, Adrián Pérez, John Spartan

Nelson Sánchez y Efraín Casadiego

Y a todas las demás personas que contribuyeron e hicieron parte en este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	23
2. OBJETIVOS	24
2.1 OBJETIVO GENERAL	24
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	24
3. MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)	26
3.1 MARCO ESTRATIGRÁFICO	27
3.2 MARCO TECTÓNICO Y ESTRUCTURAL	29
4. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE GAS Y OIL SHALE	32
4.1 MÉTODOS DE CARACTERIZACIÓN DE LOS OIL Y GAS SHALE	33
4.1.1 Geoquímica orgánica	33
4.1.1.1 Carbono Orgánico Total (TOC)	34
4.1.1.2 Pirolisis Rock Eval	34
4.1.1.3 Reflectancia de Vitrinita (Ro)	35
4.1.2 Porosidad y permeabilidad	35
4.1.3 Mineralogía	36
5. METODOLOGÍA	38

5.1 LEVANTAMIENTO DE COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS Y REVISIÓN DE LA CARTOGRAFÍA	38
5.2 METODOLOGÍA DE LOS ANÁLISIS DE LABORATORIO	39
5.3 METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL MODELO GEOQUÍMICO 1D	42
6. RESULTADOS	48
6.1 MAPA GEOLÓGICO	48
6.2 COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS	49
6.3 DESCRIPCIÓN DE FACIES LITOLÓGICAS	51
6.3.1 Miembro salada	52
6.3.2 Miembro Pujamana	53
6.3.3 Miembro Galembo	54
6.4 MICROSCOPIA ELECTRONICA DE BARRIDO (SEM)	56
6.5 DESCRIPCIÓN DE MICROFACIES ORGÁNICAS	62
6.6 AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN DE LA FORMACIÓN LA LUNA	69
6.7 ANÁLISIS GEOQUÍMICOS	71
6.7.1 Carbono Orgánico Total (%TOC)	71
6.7.2 Pirolysis Rock Eval	77
6.8 CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE LA FORMACIÓN LA LUNA	78
6.8.1 Clasificación de la materia orgánica (tipo de kerógeno)	78
6.8.2 Madurez termal de la roca	79
6.8.3 Evaluación del potencial de generación	80
6.9 DIFRACCIÓN DE RAYOS X (DRX)	82
6.10 REFLECTANCIA DE VITRINITA (R _o)	83
6.11 POROSIDAD Y PERMEABILIDAD	85
6.12 MODELO GEOQUÍMICO 1D DEL SINCLINAL DE NUEVO MUNDO	86
6.13 ESTIMACIÓN DE RECURSOS PARA LA FORMACIÓN LA LUNA	89
7. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	97

7.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS EVENTOS ANÓXICOS EN LA FORMACIÓN LA LUNA	97
7.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS ZONAS CON POTENCIAL DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	102
8. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	104
9. CONCLUSIONES	106
10. RECOMENDACIONES	109
BIBLIOGRAFIA	110
ANEXOS	119

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación de las zonas de estudio, Quebrada la Sorda (Al Norte) y Quebrada Aguablanca (Al Sur).	26
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	27
Figura 3. Estructuras de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	31
Figura 4. Diagrama ternario Cuarzo-Carbonato-Arcilla donde se muestra la mineralogía promedio de los Shale de Estados Unidos y de Vaca Muerta (Argentina).	37
Figura 5. Tabla de valores para la realización del modelo geoquímico 1D del Sinclinal de Nuevo Mundo.	43
Figura 6. Modelo de temperatura de superficie para el Norte de Sur América generado por PetroMod.	44
Figura 7. Datos y diagramas de Paleo Water Depth, Sea Water Interface Temperature y Heat Flow.	45
Figura 8. Diagrama de flujo del método de cálculo de balance de masas de hidrocarburo generado	46
Figura 9. Cuadro Ilustrativo del balance y flujo de masa de hidrocarburos ocurrido en un lapso de cien millones de años a partir de hidrocarburos generados en los cuadros A y G.	47
Figura 10. Mapa Geológico de la zona de trabajo realizado por medio de interpretación Geomorfológica	48
Figura 11. Columna Estratigráfica de la Sección Quebrada La Sorda, escala 1:500.	49
Figura 12. Columna Estratigráfica de la Sección Quebrada Aguablanca, escala 1:500.	50

Figura 13. Facies de Shale Calcáreo laminado y Wackestone que representan la base del Miembro Salada en la sección Quebrada la Sorda.	52
Figura 14. En la parte baja de la fotografía se observa la Facies de Shale no calcáreo con Shale calcáreo laminado y en la parte superior se presenta la Facies de Wackestone y Packestone laminado con concreciones.	53
Figura 15. En la parte izquierda de la fotografía se observan capas delgadas de roca pertenecientes a la Facies Shale calcáreo y Mudstone con concreciones, la parte derecha de la fotografía corresponde a Facies de Wackestone concreciones con Shale calcáreo laminado.	54
Figura 16. Esta fotografía representa las dos Facies del Miembro Galembó, hacia la parte inferior se observa la Facies de Arenisca fosfática y calcárea con Shale calcáreo fosfático laminado, en la parte superior esta presenta la Facies de Wackestone con concreciones calcáreas con Mudstone ligeramente laminado y Chert ligeramente fosfático.	56
Figura 17. Foraminífero con cavidades.	57
Figura 18. Barita o Baritina mineral de la clase de los sulfatos e indicador de la alteración de los sulfuros.	58
Figura 19. Nano-porosidad presente en el material arcilloso.	59
Figura 20. Sulfuro de hierro (Pirita), indicadora de ambiente anóxico.	60
Figura 21. Fosfato (Apatito) rodeado de material arcilloso.	60
Figura 22. Fosfato (Apatito).	61
Figura 23. Foraminífero bentónico y en él se ven sus cámaras recristalizando a calcita, además se observan sulfatos producto de la alteración de la pirita (Fotografía 50X de la muestra DL-65, Microfacies WLp).	67
Figura 24. Calcita recristalizada dentro de un Foraminífero, además se observa el lodo calcáreo laminado y el cual su contenido es bastante alto. (Fotografía 50X de la muestra DL-54, Microfacies MLpb).	67
Figura 25. Se observan dos Foraminíferos planctónicos uniseriales, de modo que se encuentran un poco juntos. (Fotografía 50X de la muestra DL-14, Microfacies MNLp).	67

Figura 26. Foraminífero biserial (Heterohelix), y en algunos sectores presenta pirita framboidal como cristales individuales o partículas vitrinoides. (Fotografía 50X de la muestra DL-62, Microfacies WNLp).	68
Figura 27. Alteración de pirita a sulfatos, en este caso un foraminífero está presentando esta alteración la cual indica un ambiente anóxico. (Fotografía 50X de la muestra DL-46, Microfacies SHCpbp).	68
Figura 28. Foraminíferos del tipo planoexpirales y trocospirales, se observan de esta manera debido al corte transversal realizado en la muestra. (Fotografía 50X de la muestra DL-41, Microfacies SHCp).	68
Figura 29. Esquema del ambiente de depositación de la Formación La Luna.	71
Figura 30. Diagrama de resultados de %TOC para la Formación La Luna en la Sección Quebrada Aguablanca.	74
Figura 31. Diagrama de resultados de %TOC para la Formación La Luna en la Sección Quebrada la Sorda.	76
Figura 32. Diagrama de Clasificación de la Materia Orgánica	79
Figura 33. Diagrama de Madurez Termal Vs. Índice de Producción	80
Figura 34. Diagrama de Evaluación del Potencial de Generación.	81
Figura 35. Diagrama ternario donde se compara la mineralogía de los plays de EagleFord, Haynesville, Barnett, Woodford y Vaca Muerta con los obtenidos para la Formación La Luna.	83
Figura 36. Gráfica de la relación Reflectancia de Vitrinita calculada y espesor de la Formación La Luna en la sección Quebrada la Sorda. A la gráfica se le ha aplicado regresión lineal para observar los cambios que se dan en relación al espesor.	84
Figura 37. Modelo de subsidencia en donde se muestra los valores de Reflectancia de Vitrinita para los tres Miembros de la Formación La Luna y las Formaciones Umir, Tablazo y Paja.	87
Figura 38. Diagrama de relación entre %Ro y profundidad para las formaciones estratigráficamente por debajo de la Formación La Luna.	88

Figura 39. Modelo de subsidencia que muestra la generación de Hidrocarburos de la Formación la Luna en Megatoneladas.	89
Figura 40. Área del Sinclinal de Nuevo Mundo obtenida a partir del programa (Global Mapper V15.0), debidamente georreferenciado y con su respectivo modelo digital de elevación (DEM).	90
Figura 41. Cuadro Ilustrativo del balance y flujo de masa de hidrocarburos, Formación La Luna – Miembro Salada.	93
Figura 42. Cuadro Ilustrativo del balance y flujo de masa de hidrocarburos, Formación La Luna – Miembro Pujamana	94
Figura 43. Cuadro Ilustrativo del balance y flujo de masa de hidrocarburos, Formación La Luna – Miembro Galembo.	95
Figura 44. Esquema de relación entre los Eventos Anóxicos Oceánicos del Cretácico y sus respectivas edades.	98
Figura 45. Columna Estratigráfica en donde se señalan los eventos anóxicos OEA2 (Limite Cenomaniano-Turoniano), OEA2-SP (Turoniano Inferior (?)-Turoniano Superior (?)) y OEA3 (Coniaciano - Santoniano), identificados a partir de la relación de %TOC, registro Gamma Ray y presencia de Pirita framboidal.	101
Figura 46. Comparación promedio de los Shale de Estados Unidos y de Vaca Muerta (Argentina) Comparado con el Play de la Formación La Luna.	105

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Relación de las propiedades geoquímicas y mineralógicas de yacimientos no convencionales tipo Shale Gas y Oil Shale de Estados Unidos y Argentina.	33
Tabla 2. Variables para determinar el Grado de fracturamiento en la zona de trabajo.	39
Tabla 3. Facies litológicas presentes en cada uno de los Miembros de la Formación La Luna.	51
Tabla 4. Muestras analizadas en el Scanning Electron Microscope (SEM), correspondientes al Miembro Pujamana y Miembro Galembo de la Formación La Luna	57
Tabla 5. Microfacies o Facies Orgánicas identificadas en la Formación La Luna.	62
Tabla 6. Resultados de %TOC [p/p], de la secuencia estratigráfica de la Formación La Luna, Sección Quebrada Aguablanca.	72
Tabla 7. Resultados de %TOC [p/p], de la secuencia estratigráfica de la Formación La Luna, Sección Quebrada La Sorda.	75
Tabla 8. Resultados del análisis de Pirólisis Rock Eval para muestras que presentaron %TOC >2.9.	77
Tabla 9. Valores obtenidos a partir de los resultados de Pirólisis Rock Eval.	78
Tabla 10. Tabla de datos de porcentaje de porosidad total y efectiva para los Miembros Pujamana y Galembo.	85
Tabla 11. Tabla de datos de permeabilidad para los Miembros Pujamana y Galembo.	86
Tabla 12. Muestra los valores obtenidos para el volumen de roca (Cm ³) en los tres Miembros de la Formación La Luna.	91

Tabla 13. Valores TOC/100 e índice de hidrogeno obtenidos en laboratorio (presente), valor de densidad de roca de cada Miembro (g/cm^3) y el valor de hidrocarburo generado por cada gramo de carbono orgánico.	91
Tabla 14. Valores MCO (g), HCG (Kg de Hc), Volumen (Cm^3) HCG (Kg de Hc)/densidad, y el respectivo equivalente en BBO.	92
Tabla 15. Resultados obtenidos para reservorio de crudo y Gas generados y presentes.	96

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A: Mapa Geológico de la zona de trabajo.	119
Anexo B: Columna Estratigráfica Sección Quebrada La Sorda.	120
Anexo C: Columna Estratigráfica Sección Quebrada Aguablanca.	121
Anexo D: Columna Estratigráfica con los Ambientes Anóxicos.	122

RESUMEN

TÍTULO: CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS TIPO SHALE GAS Y OIL SHALE EN LA FORMACIÓN LA LUNA EN EL FLANCO ORIENTAL DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM), SANTANDER, COLOMBIA* ¹

AUTORES: DANIEL ARMANDO PIAMONTE ARDILA**
LUIS ANTONIO MAYORGA VELANDIA**

PALABRAS CLAVES: Shale Gas, Oil Shale, Formación la Luna, Petrografía Orgánica, Facies Litológicas, Facies Orgánicas.

Con el fin de caracterizar yacimientos de hidrocarburos no convencionales tipo Shale Gas y Oil Shale en el flanco Oriental de la Cuenca del Valle Medio, se realizó un trabajo de campo, mapeo y recolección de muestras de la Formación La Luna, y posteriormente se procedió a analizar mediante diferentes técnicas como %TOC, pirólisis Rock Eval, microscopia electrónica de barrido (SEM), difracción de rayos-x (DRX), descripción de facies litológicas y microfacies orgánicas, Petrografía orgánica utilizando microscopio de luz reflejada, modelamiento geoquímico, y por último una estimación de recursos mediante el método de balance y flujo de masa de hidrocarburos.

Los análisis de Carbono Orgánico Total permiten clasificar a la Formación La Luna en forma generalizada como una roca con un potencial de generación de hidrocarburos dentro de un rango de buena a muy buena, además los resultados de madurez termal, mostraron que la Formación La Luna en la Quebrada La Sorda se encuentra en la ventana de generación de Petróleo además las características de porosidad, permeabilidad, tipo de kerógeno, mineralogía, y espesor hacen que presente características de reservorio no convencional tipo Oil Shale.

Con todos los datos calculados se realizó un modelamiento del sistema petrolífero con el modulo 1D de Petromod 2012.2, el cual aplica el método de balance de masas de Schmoker (1994) y de Hunt (1995) y con esto se estimó un total de recursos de hidrocarburos en el Sinclinal de Nuevo Mundo obteniéndose un total de crudo generado de 36.2 BBO por último el potencial de hidrocarburo por Km² en el Sinclinal de Nuevo Mundo es de (0.009 BBO)

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Mario Garcia González. Codirector Juan David Badillo Requena

ABSTRACT

TITLE: LA LUNA FORMATION SHALE-GAS AND OIL-SHALE PLAY CHARACTERIZATION FOR THE EASTERN FLANK OF THE MIDDLE MAGDALENA BASIN (MMB), SANTANDER, COLOMBIA*.

AUTHORS: DANIEL ARMANDO PIAMONTE ARDILA**
LUIS ANTONIO MAYORGA VELANDIA**

KEYWORDS: Shale Gas, Oil Shale, La Luna Formation, Organic Petrography, Lithologic Facies, Organic Facies.

In order to characterize sources of unconventional hydrocarbon type Shale Gas and Oil Shale in the Eastern flank of the Basin of Middle Valley, fieldwork, mapping and collecting samples from the La Luna Formation was performed, and then proceeded to analyzed by different techniques as %TOC, Rock Eval pyrolysis, Scanning Electron Microscopy (SEM), x – Ray Diffraction (DRX), description of lithological facies and microfacies organic , organic petrography using reflected light microscope , geochemical modeling , and Finally a resource estimate by the method of mass balance and flow of hydrocarbons.

Analysis of Total Organic Carbon possible to classify the La Luna Formation in widespread rock with a potential hydrocarbon generation within a range from good to very good, plus the results of thermal maturity, showed that the La Luna Formation Quebrada La Sorda is in the oil generation window besides the characteristics of porosity, permeability, type of kerogen, mineralogy, and thickness characteristics make this type of unconventional Shale Oil reservoir.

With all the calculated data, a modeling of petroleum system was performed with 1D module PetroMod 2012.2, which applies the method of mass balance Schmoker (1994) and Hunt (1995) and this was estimated total hydrocarbon resources Syncline in the New World crude yield a total of 36.2 BBO generated finally the potential of hydrocarbon per km² in the Nuevo Mundo Syncline is (0.009 BBO).

* Degree work.

** Faculty of Physics-Chemistry Engineering. School of Geology. Director: Mario Garcia González. Codirector Juan David Badillo Requena

INTRODUCCIÓN

Ante la inminente escasez de hidrocarburos en el mundo y especialmente en nuestro país, surge la necesidad de la exploración de nuevos reservorios para la explotación de este tipo de recurso. Los yacimientos no convencionales de baja permeabilidad, son de suma importancia debido a que estos actualmente y a futuro pueden proveer la solución a la problemática de escasez de hidrocarburos.

En el caso de los yacimientos no convencionales tipo Oíl Shale y Shale Gas, son de principal interés las rocas que han sido generadoras de hidrocarburos, ya que en este tipo de no convencionales la roca generadora actúa también como roca sello y roca reservorio.

Debido a que la Formación La Luna es la principal unidad generadora de hidrocarburos convencionales de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y una de las principales de Colombia, en el presente trabajo se pretende caracterizar esta Formación mediante sus propiedades geoquímicas y mineralógicas utilizando análisis de laboratorio de Carbono Orgánico Total (TOC), Pirólisis Rock Eval, Reflectancia de Vitrinita (%Ro) y Difracción de Rayos X (DRX) entre otros, y por medio de estas propiedades establecer el potencial de esta Formación como un yacimiento no convencional tipo Oíl Shale o Shale Gas.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los yacimientos no convencionales son fuentes de energía no renovables almacenadas en formaciones atípicas y con condiciones muy especiales. Las reservas de crudo y Gas que se encuentran atrapadas en este tipo de yacimiento se consideran actualmente como la solución a nivel mundial al problema de producción energética proveniente de combustibles fósiles, esta problemática se ha originado por la creciente demanda y el consumo acelerado de las actuales reservas de yacimientos convencionales, lo que ha provocado el agotamiento de estas.

Para el caso particular de Colombia, según datos de la BP (Statistical Review of World Energy) publicados en Junio de 2014, nuestro país cuenta actualmente con reservas probadas de Petróleo que alcanzan 2400 Millones de Barriles y 5.7 Terapias Cúbicas (TCF) de Gas.

Por tal motivo este proyecto se enfoca en caracterizar el sector Oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con el fin de brindar nuevos datos que permitan estudiar a la Formación la luna como roca reservorio y no como una roca generadora de hidrocarburos como se ha estado realizando, y a partir de la geoquímica realizada poder plantear el potencial de recursos en dicho sector de la geografía de Colombia como posible Play de hidrocarburo y de esta forma contribuir al inminente desabastecimiento del mismo.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo central del proyecto es realizar la caracterización de yacimientos tipo Oil Shale y Shale Gas en la Formación La Luna, basado en la identificación de las facies litológicas y orgánicas presentes en esta formación, la madurez termal de las zonas de estudio y la integración de datos de análisis geoquímicos obtenidos en laboratorio.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

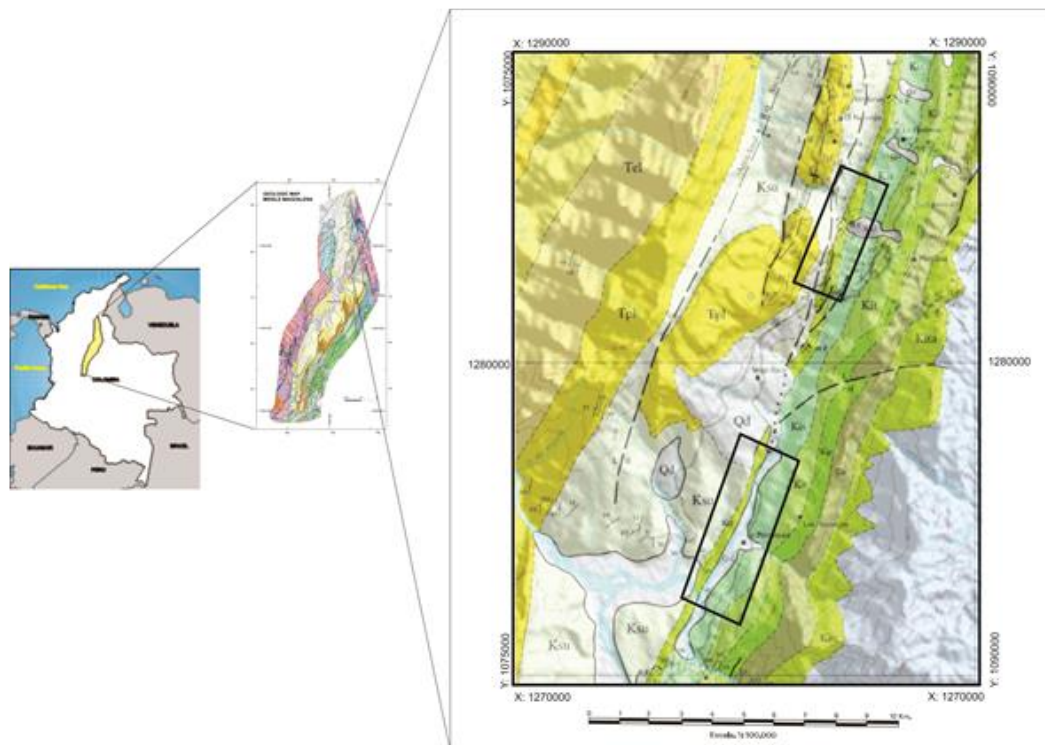
- Levantar la sección estratigráfica de la formación La Luna en la Quebrada la Sorda y Quebrada Aguablanca para representarla en una columna a escala 1:500.
- Revisión del mapa geológico de la zona de campo escala 1:25.000.
- Medición y muestreo de la columna estratigráfica de la Formación La Luna. Descripción sedimentológica de la secuencia estratigráfica, definición de facies litológicas, y por último identificar las facies orgánicas de esta formación.
- Interpretar los resultados de registro Gamma Ray, tomados en campo utilizando el medidor SPP2 SURVEY METER con contador de centelleo sobre las distintas capas de la Formación La Luna en la sección de la Quebrada la Sorda, y deducir los Eventos Anóxicos Orgánicos presentes en esta formación.

- Descripción Sedimentológica y microscópica de secciones pulidas en microscopio óptico y SEM, a partir de muestras de campo.
- Realizar análisis geoquímicos como Pirólisis Rock-Eval, y %TOC, analizar, e interpretar los resultados para deducir los tipos de yacimientos presentes en la formación.

3. MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)

La zona de estudio se encuentra ubicada en el flanco Oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Figura 1), en el Departamento de Santander. Las secciones estratigráficas estudiadas corresponden a los sectores aflorantes de la Formación La Luna a lo largo de la Quebrada la Sorda (X: 1.284.470; Y: 1.085.124), que se encuentra en la vía antigua al Municipio de Sabana de Torres, y de la Quebrada Aguablanca (X: 1.276.125; Y: 1.082.743), situada en la antigua vía al Municipio de San Vicente de Chucurí (Figura 1).

Figura 1. Ubicación de las zonas de estudio, Quebrada la Sorda (Al Norte) y Quebrada Aguablanca (Al Sur).

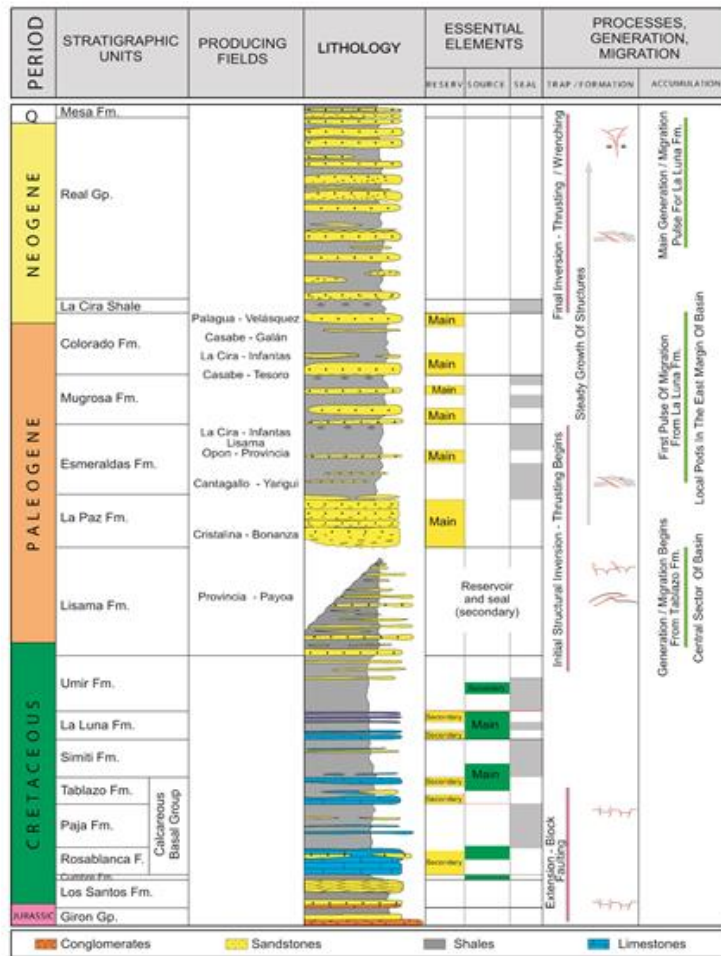


Fuente: Tomado y modificado de Ward et al., 1977

3.1 MARCO ESTRATIGRÁFICO

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena tiene un área de 34000 km² y corresponde a una cuenca poli-histórica, ósea que su desarrollo se llevó a cabo a través de diferentes etapas (ANH, 2007). En la Figura 2, se observa una columna generalizada de la estratigrafía de la cuenca del VMM. Esta cuenca registra unidades que van desde el Jurásico superior (Grupo Girón) hasta el Cuaternario (Formación Mesa).

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Tomado de ANH., 2007

El registro sedimentario de la cuenca del VMM muestra una sucesión de depósitos continentales pertenecientes al Jurásico (Grupo Girón) sobre el que se depositaron sedimentos calcáreos y siliciclásticos del Cretácico de transición y de origen marino, en el paleógeno y el Neógeno se presentan principalmente rocas siliciclásticas que se depositaron bajo regímenes continentales con alguna influencia marina (ANH, 2007).

La Formación La Luna es una secuencia del Cretácico Superior, que ha sido reconocida como una de las más importantes rocas generadoras de hidrocarburos en las cuencas colombianas (Rangel, 2000; García D. F. & P. Parra, 2003; Bernal, 2009; Torres-Parada, 2012).

Composicionalmente la Formación La Luna es una mezcla de rocas mixtas con proporciones variables de componentes terrígenos, ortoquímicos y aloquímicos, esta formación no presenta mucha variabilidad en escala macroscópica en cuanto a textura y composición (Galvis-Portilla et al., 2014).

Según (Julivert, et al., 1968), el término “La Luna Limestone” fue introducido por Garner en 1926 en Venezuela, esto para una sucesión de Shale calcáreo, negro, fosilífero con concreciones calizas negras, este término se adopta por la Quebrada La Luna en el noroeste de Perijá, en el Estado de Zulia, Venezuela.

En Colombia este término se introdujo por primera vez por geólogos de la Caribbean Petroleum Company aplicándolo en estudios realizados durante la Concesión Barco a los mismos materiales que en Venezuela por (Notestein, et al., 1994; Richards, 1968). La Formación La Luna puede ser subdividida en tres Miembros, Salada (Turoniano Inferior) que corresponde al Miembro base, Pujamana el medio (Turoniano Superior – Coniaciano Inferior) y hacia el tope el Miembro Galembó (Coniaciano Superior – Santoniano) (Morales et al., 1958; Talukdar, 1985; Royero, et al., 2001; Naranjo, 2009).

El Miembro Salada consiste en Wackestones con presencia de foraminíferos intercalados con Shales calcáreos, Mudstones y de vez en cuando con Chert. Pujamana Miembro-medio presenta principalmente Shales calcáreos fosfáticos, Mudstones calcáreos y Wackestones. En el Miembro Galebo se encuentran Packstones y Wackestones fosfáticos, Shales calcáreos fosfáticos, y Cherts (Rangel et al., 2000; Ward et al., 1973). Las principales litologías reconocidas en la Formación La Luna son Shales calcáreos negros y silíceos con foraminíferos y concreciones calcáreas, también las Calizas son representativas en los tres Miembros, principalmente los Mudstones negros y concreciones calcáreas piritizadas (Torres-Parada, 2012),

3.2 MARCO TECTÓNICO Y ESTRUCTURAL

Los eventos tectónicos principales que influyeron en el desarrollo de las cuencas colombianas se encuentran estrechamente ligados a los eventos que dieron origen a la evolución del margen activo Occidental de Sur América, entre estas cuencas se encuentra la del Valle Medio del Magdalena (Cooper et al., 1995).

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena se ubica en medio de la Cordillera Central y la Cordillera Oriental, se encuentra limitada tectónicamente (Figura 3) al Sureste por el sistema de fallas de Bituima y La Salina, al Norte por el sistema de fallas del Espíritu Santo, al Sur por el cinturón plegado de Girardot, al Noreste por el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta y al Oeste por sedimentos de la Serranía de San Lucas y la Cordillera Central (ANH, 2007).

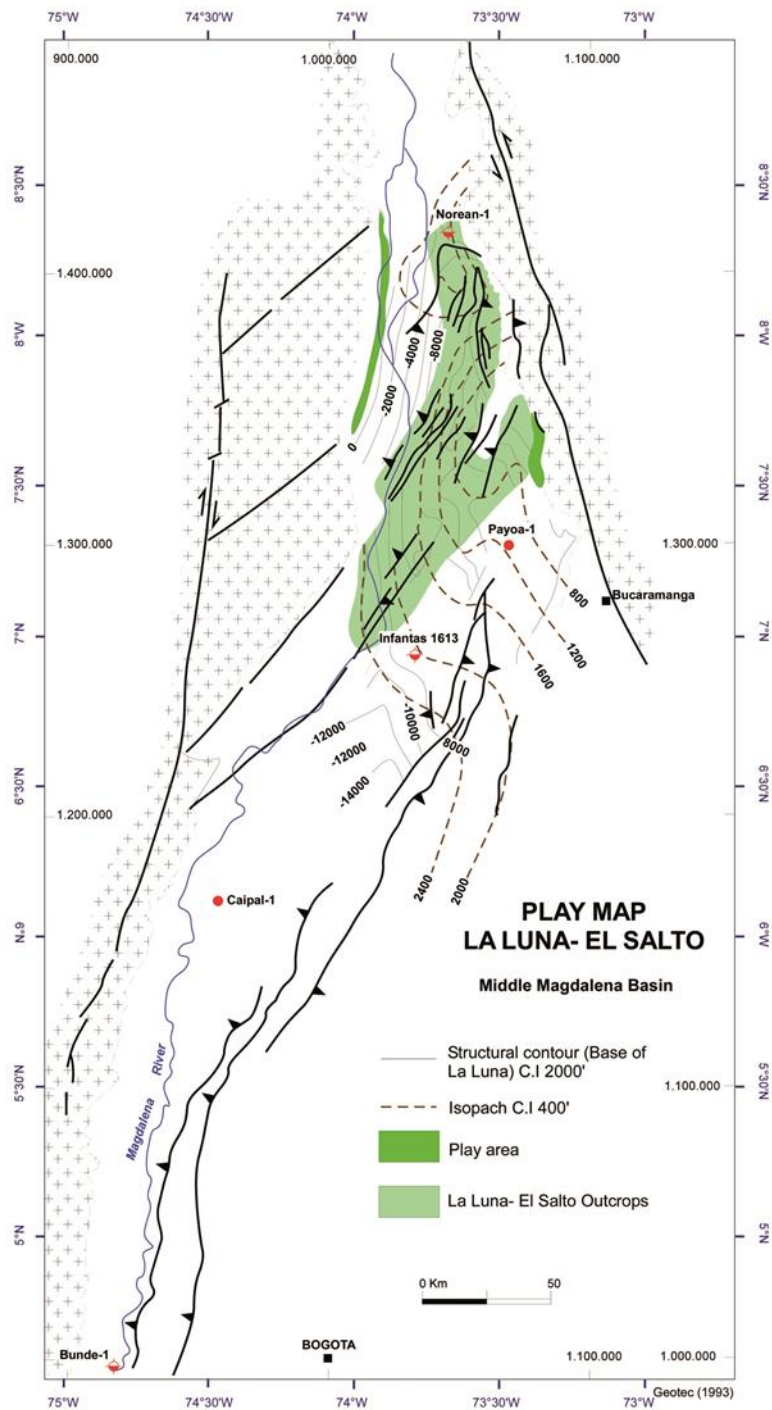
El Valle Medio del Magdalena constituye una gran depresión tectónica asimétrica, al Occidente se tiene un borde pasivo, instalado en parte sobre la Cordillera Central y que se caracteriza por una geometría monoclinal con truncaciones de las

formaciones cretácicas, estas desaparecen en dirección a la cordillera bajo un cubrimiento progresivo de sedimentos terciarios (Mojica & Franco, 1990).

El margen Occidental de la cuenca consiste en fallas transpresionales inversas de alto ángulo (por ejemplo la Falla de Cantagallo), la parte central presenta menor complejidad estructural con presencia de algunas fallas transpresionales inversas que involucran el basamento y afectan principalmente la sección pre-Eoceno (Suarez, 1997).

A lo largo del límite Oriental, al Sur de Bucaramanga se presentan series de pares Anticlinal-Sinclinal, observándose una cadena plegada cabalgante con vergencia al Oeste (por ejemplo fallas de Bituima y La Salina), estas producen anticlinales en rampa y abanicos imbricados frontales. Se presenta también un conjunto de fallas transcurrentes (en las áreas de Opón y Las Monas), este fallamiento trasncurrente puede ser la causa de los cambios de orientación observados en la cadena plegada y cabalgante (Mojica & Franco, 1990).

Figura 3. Estructuras de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Tomado de Sarmiento, 2011

4. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE GAS Y OIL SHALE

El termino yacimiento no convencional hace referencia a los yacimientos de Petróleo y Gas cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de captura y otras características difieren de las de los yacimientos convencionales (Schlumberger Glossary Oilfield).

Los Shale (Gas/Oil) tienen una baja permeabilidad, por lo que requieren de aumento de permeabilidad por medios estímulos artificiales para que el hidrocarburo pueda ser producido en cantidades comerciales (Sunjay, 2012). Las acumulaciones de Gas y Oil Shale son generalmente regionales, a través de grandes áreas geográficas, y son principalmente independientes de trampas estructurales, estratigráficas o combinadas (Chopra et al., 2014). Según (Boyer et al., 2007), en los Shale, el hidrocarburo es generado localmente, es decir, el Shale actúa a la vez como roca generadora y como reservorio.

Los yacimientos de Shale Gas y Oil Shale se localizan en múltiples formaciones Paleozoicas y Mesozoicas desde el Cámbrico al Cretácico, estos se han depositado durante largos eventos transgresivos en ambientes anóxicos. La presencia de Pirita framboidal y elementos traza como azufre, molibdeno, hierro, cobre y níquel son características indicadoras de un ambiente anóxico (Slatt & Rodríguez, 2012; Álvarez et al., 2013).

En Norte América los principales yacimientos de Shale productores de Gas y Petróleo como Barnett y Eagle Ford presentan valores en la Reflectancia de Vitrinita de 1.2 a 2 y 1 a 1.6 respectivamente. Los rangos de valores de %TOC corresponden a 3 – 8 y 2 - 6 respectivamente. En cuanto al Kerógeno se tiene el Tipo II para Barnett y Eagle Ford. Ver Tabla 1.

Tabla 1. Relación de las propiedades geoquímicas y mineralógicas de yacimientos no convencionales tipo Shale Gas y Oil Shale de Estados Unidos y Argentina.

SHALE PLAY	BARNETT	EAGLE FORD	HAYNES VILLE	VACA MUERTA
Cuenca	Fort Worth	Maverick	East Texas Salt	Neuquina
Edad	Mississippiano	Cretácico	Jurásico	Cretácico
Edad (Ma)	340	100	200	140
Profundidad (m)	1800-2750	1850-3650	3500-4300	2000-3500
Área aproximada (Km2)	13000	8500	23300	30000
Profundidad (Km)	1.8 - 2.75	1.85 - 3.65	3.5 - 4.3	2.0 - 3.5
Porosidad (%)	3 - 9	6 - 14	8 - 15	4 - 12
Madurez Termal (%Ro)	1.2 - 2.0	1.0 - 1.6	1.3 - 2.2	0.5 - 2.6
TOC (%)	3 - 8	2 - 6	1 - 5	2 - 12
Tipo de Kerógeno	II	II	III	II
Espesor (m)	90 - 150	30 - 90	50 - 100	30 - 550
Cuarzo (%)	40 - 60	5 - 20	20 - 35	45 - 75
Arcilla (%)	10 - 30	15 - 25	25 - 35	5 - 30
Fragilidad	Alta	Moderada	Baja	Alta
Gradiente de Presión (Psi/ft)	0.46 -0.53	0.55 - 0.73	0.7 - 0.9	0.6 - 1.1

Fuente: Tomado y modificado de Deloitte LLP and affiliated entities, (2013). Información de Vaca Muerta (Tomado de Askenazi et al., 2013)

4.1 MÉTODOS DE CARACTERIZACIÓN DE LOS OIL Y GAS SHALE

4.1.1 Geoquímica orgánica La Geoquímica Orgánica es una de las herramientas más relevantes en la caracterización de yacimientos tipo Shale Gas y Oil Shale, entre los principales análisis que se tienen en cuenta para estos tipos de no convencionales se encuentran el TOC, la Reflectancia de Vitrinita, Análisis Visual del Kerógeno en Secciones Pulidas y Pirólisis Rock Eval.

4.1.1.1 Carbono Orgánico Total (TOC) Este análisis cuantifica la cantidad de carbono orgánico presente en una muestra de roca e incluye tanto Kerógeno como bitumen (Peters & Cassa, 1994).

Una de las características más atractivas de los yacimientos no convencionales tipo Shale Gas es su riqueza en términos de materia orgánica, según (Slatt & Rodríguez, 2012), los sistemas de Shale Gas más prolíficos se caracterizan por contener un TOC generalmente mayor al 3%. Al igual que los yacimientos tipo Shale Gas, los Oíl Shale también contienen volúmenes relativamente altos de material orgánico que pueden ser ligeramente menores al 2% (Askenazi et al., 2013). En la Tabla 1 se pueden observar los rangos de porcentaje de TOC en los principales yacimientos no convencionales tipo Oíl y Gas Shale de Estados Unidos y Argentina.

4.1.1.2 Pirolisis Rock Eval Los resultados de la Pirólisis se presentan en picos (S1, S2 y S3) y en otras formas como Tmax, IO e IH (relación IO Vs. IH define el tipo de Kerógeno). El pico S1 representa los hidrocarburos libres, líquidos o gaseosos y que corresponden al rango de temperatura de 40° a 300°C. El pico S2 representa los hidrocarburos generados por la Pirólisis del Kerógeno y con temperatura correspondiente de 300° a 550°C. El pico S3 representa la cantidad de CO₂ generado por la Pirólisis del Kerógeno. La Temperatura Máxima de Pirólisis (Tmax), representa la temperatura de Pirólisis correspondiente al valor experimental alcanzado por el máximo pico de S2, se mide en °C (Quiroga y Gainza 1990).

Los Kerógenos contenidos en los Oíl Shale corresponden a tipo I y tipo II (Allix et al., 2011), mientras que para los Shale Gas deben ser tipo II o III aunque el análisis visual del Kerógeno de varios yacimientos de Shale Gas indican un predominio del Kerógeno tipo II (Slatt & Rodríguez, 2012). En cuanto a la Tmax, para la generación de Petróleo los valores deben estar en el rango de 430 a 460°C y para la generación

de Gas mayor a 460°C (Quiroga y Gainza 1990). En la Tabla 1 se muestran los tipos de Kerógeno para algunos yacimientos tipo Shale Gas y Oíl Shale de Estados Unidos y Argentina.

4.1.1.3 Reflectancia de Vitrinita (Ro) Este análisis mide la madurez termal de la roca. El grado de madurez térmica aumenta a medida que una roca ha sido expuesta a altas temperaturas para descomponer la materia orgánica en hidrocarburos.

Los Oíl Shale presentan valores de Ro entre 0.6 y 0.9% (Ventana de generación de petróleo) (Slatt, 2011), para asegurar la presencia de este hidrocarburo la Ro debe ser superior a 0.7% (Askenazi et al., 2013). Los posibles reservorios de yacimientos no convencionales tipo Shale Gas tienen valores típicos de Reflectancia de Vitrinita mayores a 1.1% (Ventana de generación de Gas Seco y Gas Termogénico) (Slatt, 2011). Los valores de Reflectancia de Vitrinita como indicador de madurez termal en algunos yacimientos no convencionales de Estados Unidos y Argentina se muestran en la Tabla 1.

4.1.2 Porosidad y permeabilidad La porosidad en los Shale es de moderada a baja (<15%) y no presenta interconexión. El tamaño de los poros en los Shale o rocas de partículas tamaño lodo son generalmente de 5 nanómetros a tamaños de micras (Loucks et al., 2012).

La permeabilidad en los Shale se refiere a las características de almacenamiento y transmisividad de fluidos contenidos en ellos. En los Shale la permeabilidad es característicamente baja (Slatt, 2011) y está sujeta a las fracturas naturales de la roca. Según (Slatt & O´Brein, 2011) se encuentran diferentes clases de poros, los poros interpartícula, los poros intrapartícula que ocurren dentro de los granos de diversos minerales; los organoporos, se encuentran dentro de la materia orgánica y corresponden a pellets porosos, y fragmentos fósiles como esporas, espículas de

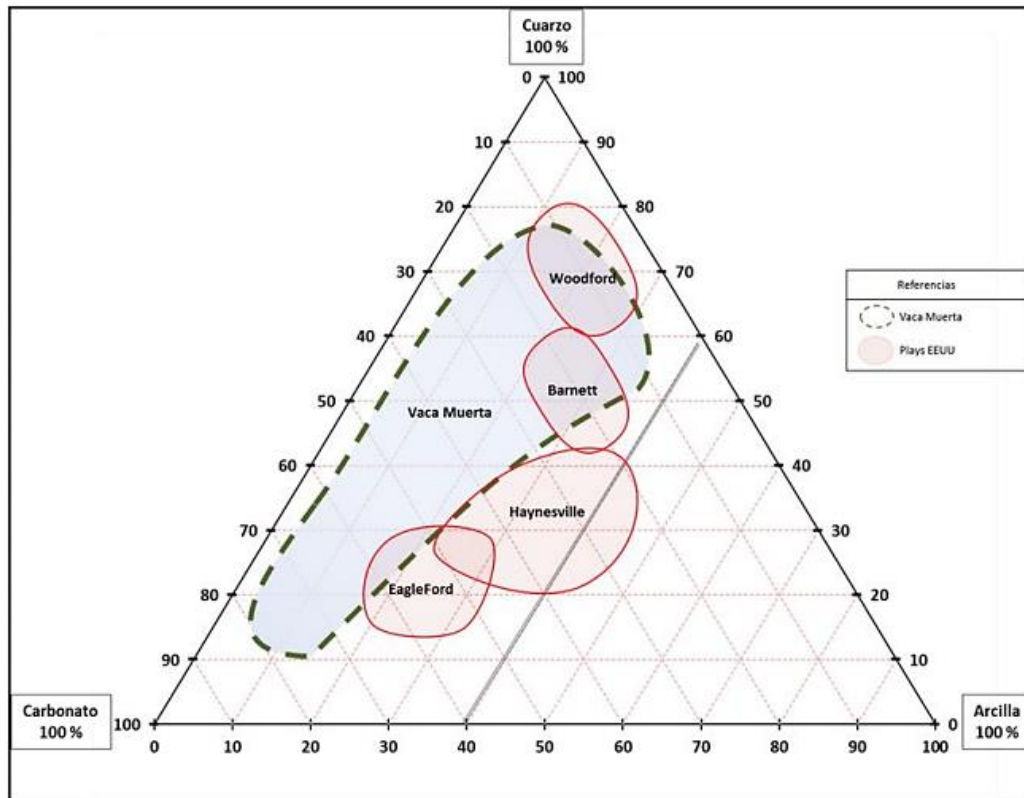
esponjas o cámaras fósiles que pueden permanecer parcial o completamente abiertas después del enterramiento; las microfracturas también son comunes en los play de Shale, cuando estos poros y microfracturas están presentes en cantidad suficiente ofrecen potencial de almacenamiento y vías de permeabilidad respectivamente en los Shale.

Los Shale que han sido o que son rocas generadoras retienen parte de los hidrocarburos producidos en ellas, actuando como roca fuente y depósito (Jarvie et al., 2007) y almacenando los hidrocarburos de tres formas distintas: 1) Como Gas disuelto en el Kerógeno, 2) Como Gas adsorbido sobre la superficie de partículas de Kerógeno y arcilla y 3) Como Gas libre ubicado en las fracturas naturales y porosidad intergranular (Curtis, 2002; Chopra et al., 2014). El Kerógeno en los yacimientos tipo Oíl Shale, se encuentra intercalado entre los granos de la roca (Allix et al., 2011) y en las fracturas naturales de esta (Slatt & O´Brein, 2011; Carillo, 2011).

4.1.3 Mineralogía Las rocas típicas de yacimientos tipo Shale (Gas/Oíl) están constituidas por una matriz de grano muy fino (tamaño arcilla), con proporciones variables de mineralogía arcillosa, cuarzosa y calcárea (Askenazi et al., 2013). Según (Slatt & Abousleiman 2011), los principales componentes mineralógicos de los Shales son minerales de arcilla (illita, esméctita, entre otras), cuarzo (detrítico), feldespato, calcita y apatito; aunque no todos los minerales anteriormente nombrados deben estar presentes en todos los Shale. Los Shale pueden ser tanto de origen marino como de origen continental, los de afinidad marina presentan un menor contenido de arcillas y son enriquecidos en minerales frágiles como el cuarzo, feldespatos y carbonatos, mientras que los shales depositados en ambientes lacustres y fluviales tienden a presentar alto contenido de arcilla, a ser más dúctiles y menos sensibles a la fracturación hidráulica. Uno de los factores de fragilidad de los estratos al que se le presta mucha atención es el contenido de sílice (Slatt & Abousleiman, 2011). En la Tabla 1 se observan los porcentajes de arcilla y

cuarzo en algunos de los yacimientos tipo Oil Shale y Shale Gas de Estados Unidos y Argentina.

Figura 4. Diagrama ternario Cuarzo-Carbonato-Arcilla donde se muestra la mineralogía promedio de los Shale de Estados Unidos y de Vaca Muerta (Argentina).



Fuente: Tomado de Askenazi et al., 2013

5. METODOLOGÍA

5.1 LEVANTAMIENTO DE COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS Y REVISIÓN DE LA CARTOGRAFÍA

En esta etapa tuvieron lugar dos salidas de campo, las cuales se realizaron en ubicaciones geográficas distintas en donde aflora la Formación La Luna en el flanco oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

El primer trabajo de campo se realizó en la Quebrada Aguablanca y el Cerro Galembo, donde la sección estratigráfica de la Formación La Luna se levantó mediante el método de bastoneo o Bastón de Jacob (Cruz, L. E. 1991). En esta salida de campo se recolectó un total de 47 muestras, estas fueron extraídas de afloramiento de acuerdo a su posición estratigráfica, características físicas, litológicas y descritas en catálogo de muestras, Mediante la clasificación de rocas calcáreas de (Dunham 1962) y (Folk 1974).

El segundo trabajo de campo se llevó a cabo en la Quebrada la Sorda, la sección estratigráfica de la Formación La Luna se levantó mediante el método de bastoneo (Cruz, L. E. 1991) una Poligonal, y se recolectaron 22 muestras de roca distribuidas entre los tres Miembros de dicha Formación tomadas de acuerdo a sus características físicas, litológicas, posición estratigráfica y descritas en catálogo de muestras, Mediante la clasificación de rocas calcáreas de (Dunham 1962) y (Folk 1974). Además se realizó la toma de datos de registro Gamma Ray a lo largo de toda la sección utilizando un equipo SPP2 Survey Meter con contador de centelleo.

Para el mapa geológico se revisaron las planchas (120-I-B y 109-III-D) ambas planchas a escala 1:25.000 de las cuales se obtuvo la geología de las zonas

pertenecientes a la Quebrada Aguablanca (120-I-B) y La Sorda (109-III-D), a partir de interpretación geomorfológica, Se tuvo en cuenta características regionales y cambios de pendientes abruptos que indicaban cambios de litología, además de datos estructurales locales tomados en el desarrollo del campo, y siguiendo las indicaciones presentes en la guías de campo en (Cruz, L. E. 1991), siendo la Formación La Luna de mayor importancia en esta interpretación.

Para el cálculo de espesor de las capas de la Formación La Luna en la Quebrada Aguablanca y Quebrada La Sorda se utilizó el Método de Geometría Descriptiva el cual se realiza a partir de la poligonal generada y con ayuda de vistas auxiliares (Cruz, L. E. 1991).

Para las fracturas presentes en cada afloramiento se planteó un área de un metro por un metro (1mX1m), de la cual se registraron el número de fracturas y diaclasas y de esta manera poder establecer un patrón que definiera como se encontraba el afloramiento localmente en vista de poder establecer un concepto acerca del grado de fracturamiento en la zona de trabajo, esta metodología se realizó bajo la sugerencia del director del proyecto. (Ver Tabla 1).

Tabla 2. Variables para determinar el Grado de fracturamiento en la zona de trabajo.

No de Fracturas y diaclasas	Condición
60-100	Altamente Fracturado
20-60	Medianamente Fracturado
10-20	Poco Fracturado

5.2 METODOLOGÍA DE LOS ANÁLISIS DE LABORATORIO

En esta etapa se realizaron todos los análisis de laboratorio utilizados como soporte para el desarrollo de este trabajo, también en esta, se incluye la preparación de las muestras para cada uno de los respectivos análisis.

- **Carbono Orgánico Total (TOC)**

El análisis de TOC se aplicó a la totalidad de las muestras recolectadas en campo (69). Para esta prueba de laboratorio las muestras fueron fragmentadas en la Trituradora de Mandíbula BB200 RETSCH y posteriormente pulverizadas en el Molino de Mortero FRITSCH PULVERISETTE 2. El análisis de TOC se realizó en un analizador LECO SC-144DR por encargados del GIGHC en la sede Guatiguará.

- **Pirólisis Rock Eval**

Esta prueba de laboratorio se practicó a las muestras que obtuvieron resultados de TOC mayores a 3% con el fin de lograr una caracterización geoquímica general de la Formación La Luna en cuanto a Madurez Termal, Potencial de generación y clasificación de Tipo de Kerógeno. Este análisis fue realizado por los encargados del Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones en la sede Guatiguará, utilizando el equipo ROCK EVAL TURBO 6.

- **Petrografía Orgánica**

Para la Petrografía Orgánica se usaron las muestras en las que se obtuvieron resultados de porcentaje de %TOC mayores o iguales a 3. En total fueron dieciséis muestras las utilizadas en este análisis. Para la descripción de la Petrografía Orgánica Se utilizaron secciones pulidas, estas se elaboraron con partículas de muestras que fueron seleccionadas por el vibrador de tamices, dichas partículas pasaron por el tamiz de 20 μm y fueron retenidas en el tamiz de 30 μm . El pulido de

las secciones se llevó a cabo en una Devastadora Pulidora PHOENIX BETA BUEHLER.

La petrografía orgánica se realizó en un Microscopio Trinocular IMAGER Z2-CARL ZEISS por los autores de este trabajo, con el fin de identificar materia orgánica, fósiles presentes en las muestras, cantidad de materia orgánica amorfa, piritita framboidal, cantidad de arcillas y sulfatos para la posterior agrupación de las microfacies orgánicas. Las Fotomicrografías fueron tomadas con una cámara anexa al microscopio Trinocular.

- **Microscopia Electrónica de Barrido (SEM)**

Para el SEM, se analizaron las muestras con más alto contenido de materia orgánica (%TOC>2.9) estas se recubren con grafito para que la muestra sea conductora y permitiera la identificación de ambientes anóxicos mediante la detección de elementos traza (Azufre, Molibdeno, Hierro, Cobre, Níquel) y la confirmación de Fosfatos dentro del Miembro Galembó, este análisis fue realizado por el Grupo de Investigación en Química Estructural.

- **Reflectancia de Vitrinita (Ro)**

Los valores de Reflectancia de Vitrinita se obtuvieron calculando sus equivalentes a partir de los datos de Tmax generados en la Pirólisis Rock Eval, mediante la fórmula: %RoCal=0.0180*Tmax-7.16 (Jarvie D. 2011). Este cálculo se realizó para todas las muestras que fueron sometidas a Pirólisis Rock Eval de la sección Quebrada la Sorda.

- **Difracción de Rayos X (DRX)**

Este análisis se realizó con el fin de identificar la mineralogía de las rocas de la Formación La Luna, y la relación del contenido de cuarzo, carbonatos y arcillas. Se practicó a una muestra representativa de cada una de las siete microfacies identificadas. Los análisis DRX fueron llevados a cabo por los encargados del laboratorio de Rayos X de la Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará.

- **Índice de Fragilidad**

Posteriormente a los resultados en los análisis de DRX se realizó un índice de fragilidad propuesto en una ecuación por (Wang, & Gale, 2009), la cual consiste en la relación de los minerales que incrementan la fragilidad, sobre los minerales que hacen que aumente la ductilidad en la roca, la relación se muestra en la siguiente ecuación:

$$BI = \frac{Qz + Ca + Dol}{Qz + Ca + Dol + Arcillas + M.O}$$

5.3 METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL MODELO GEOQUÍMICO 1D

El modelo geoquímico 1D se generó utilizando el software PetroMod 2012.2 perteneciente a la empresa SCHLUMBERGER. Para la elaboración del modelo geoquímico 1D se asignaron datos de edades de depositación espesores y erosión para cada una de las diferentes formaciones del Sinclinal de Nuevo Mundo tomadas principalmente de (Ward, 1973; Cooper, 1995; García et al., 2009 y Ramírez-Arias et al., 2012), excepto para la formación La Luna en la cual se utilizaron los datos de espesor obtenidos en campo, así mismo se asignaron sus respectivas litologías y algunas características geoquímicas como se muestra en la Figura 5.

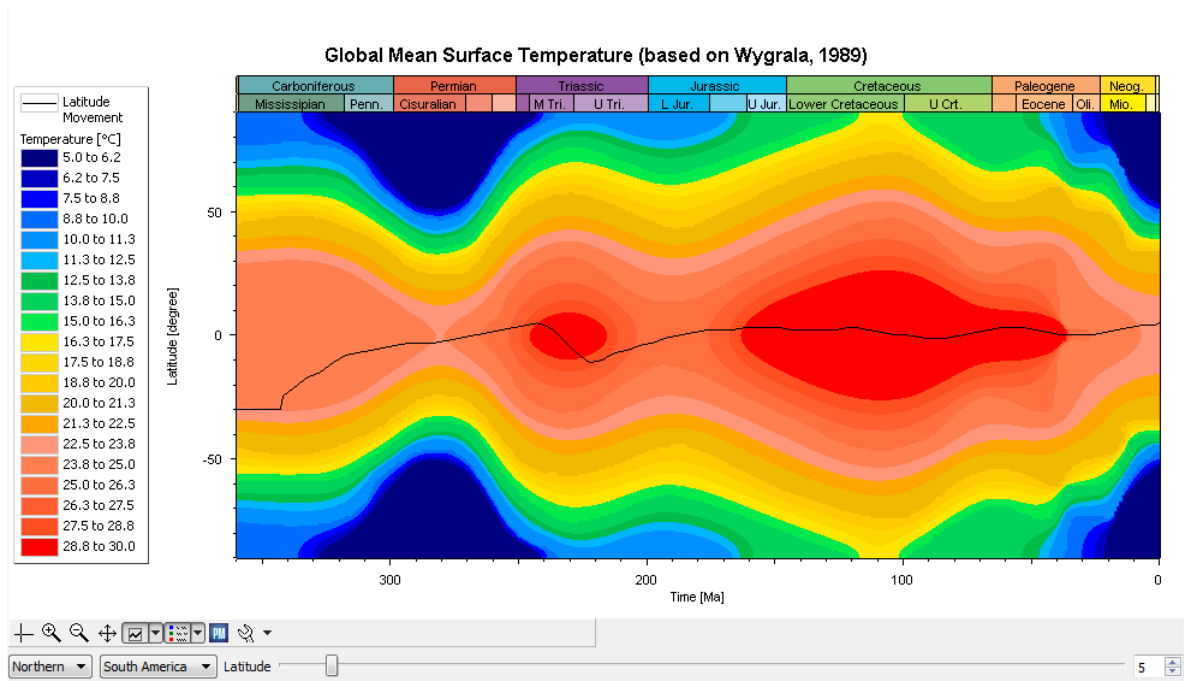
Los valores utilizados para la Formación La Luna son resultados del trabajo de campo y análisis geoquímicos realizados para este trabajo como lo son Índice de Hidrogeno y %TOC.

Figura 5. Tabla de valores para la realización del modelo geoquímico 1D del Sinclinal de Nuevo Mundo.

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
Fm. Real	-760	-760	0	1300	12.00	5.00	5.00	0.50	Siltstone (organic lean)	Overburden Rock			
Fm. Colorado	-760	-760	0	600	23.00	14.00	12.00	0.50	Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
Fm. Mugrosa	-760	-760	0	500	35.00	25.00	12.00	0.50	Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
Fm. Esmeralda	-760	-760	0	575	43.00	35.00	12.00	0.50	Shale (typical)	Seal Rock			
Fm. La Paz	-760	-760	0	750	46.00	43.00	12.00	0.50	Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
Fm. Lisama	-760	-760	0	650	64.00	58.00	12.00	0.50	Shale (typical)	Seal Rock			
Fm. Umir	-760	-760	0	563	83.00	64.00	12.00	0.50	Coal (with impurities)	Source Rock	5.00	Burnham(1989)_TIII	300.00
M. Galembo (Fm. La Luna)	-760	-723	37		86.00	83.00			Limestone (organic rich - 1-2% T...	Source Rock	3.57	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack	472.64
M. Pujamana (Fm. La Luna)	-723	-569	154		89.00	86.00			Shale (organic rich, 8% TOC)	Source Rock	5.86	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack	209.33
M. Salada (Fm. La Luna)	-569	-445	124		92.00	89.00			Limestone (organic rich - 1-2% T...	Source Rock	4.19	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack	441.57
Fm. Simití	-445	15	460	106...	92.00				Shale (organic rich, typical)	Seal Rock			
Fm. Tablazo	15	415	400	115...	106.00				Limestone (organic rich - 1-2% T...	Source Rock	2.00	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack	300.00
Fm. Paja	415	915	500	123...	115.00				Shale (organic rich, 3% TOC)	Source Rock	2.00	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack	150.00
Fm. Rosa Blanca	915	1215	300	134...	123.00				Limestone (ooid grainstone)	Underburden Rock			
Fm. Tambor	1215	1615	400	145...	134.00				Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
Fm. Girón	1615	2115	500	162...	152.00				Conglomerate (typical)	Underburden Rock			
					162.00								

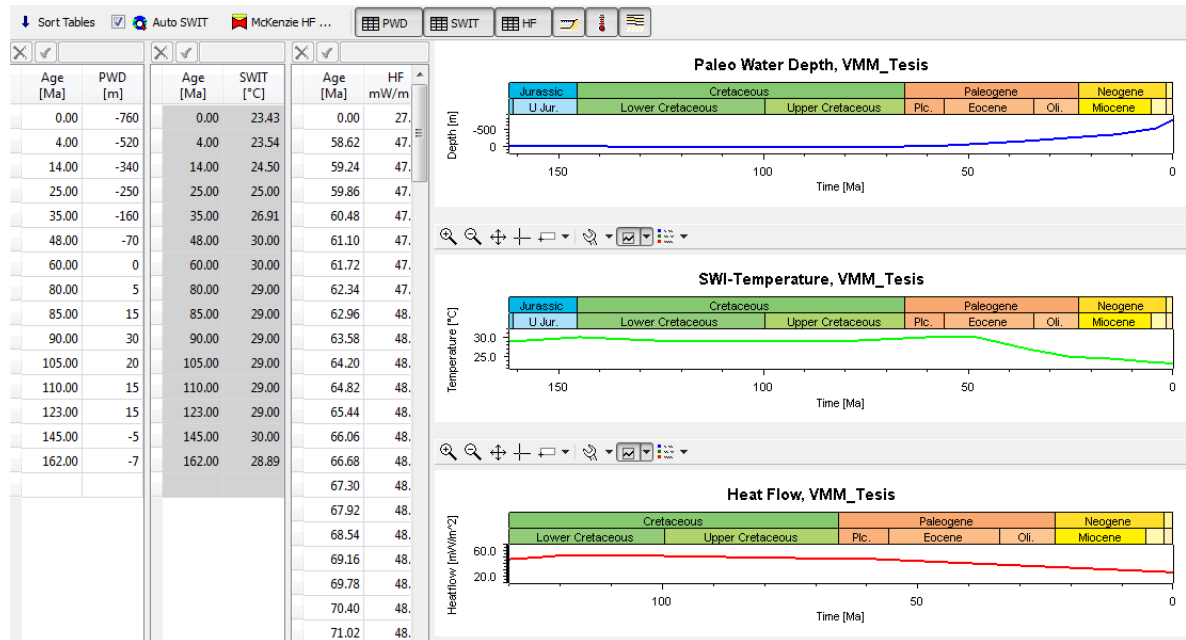
Para el SWIT (Sea Water Interface Temperature) se asignaron valores que automáticamente el programa genera para la zona geográfica del Norte de Sur América a una latitud de 5° (Figura 6 y Figura 7). Para el flujo de calor (Heat Flow) se utilizaron valores generados por el módulo de McKenzie, el único valor ingresado corresponde al flujo de calor actual (0 Millones de años), que se obtuvo del mapa de flujo de calor de la ANH, en donde la zona de estudio estaría cercano al límite superior en el rango de 20 a 30 mW/m², por lo que se decide utilizar el valor de 27 (Figura 7).

Figura 6. Modelo de temperatura de superficie para el Norte de Sur América generado por PetroMod.



Para los datos de paleobatimetría (Paleo Water Depth) se tuvo en cuenta principalmente la posición del modelo a lo largo de la historia con respecto al nivel del mar. Los valores negativos son interpretados por el programa como valores por encima del nivel de mar y los negativos como valores por debajo del nivel del mar (Figura 7).

Figura 7. Datos y diagramas de Paleo Water Depth, Sea Water Interface Temperature and Heat Flow.



Metodología para el cálculo de reservas de Hidrocarburos

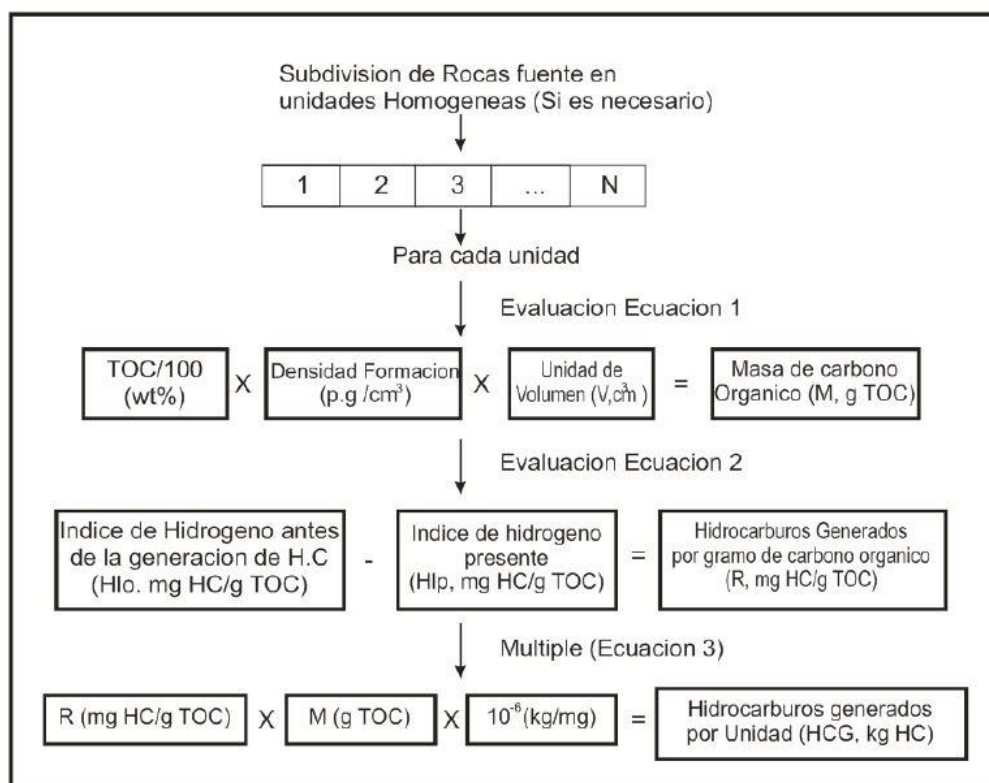
- **Método de Schmoker**

Este método calcula la masa de hidrocarburos generados por una roca fuente activa que hace parte de un sistema petrolífero. Este método sigue 4 etapas: 1) Identificación de la roca fuente y sus límites en la cuenca, 2) Cálculo de la masa de carbono orgánico total (TOC) en la roca fuente, 3) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados por gramo de carbono orgánico, 4) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados en la cuenca, que corresponde a multiplicar los valores obtenidos en los numerales 2 y 3. (García et al., 2009).

Este método emplea el índice de hidrogeno (HI) para cuantificar la fracción de Kerógeno que se transforma en hidrocarburo. El valor de HI obtenido de los análisis de Pirólisis tipo Rock Eval, representa el potencial de la roca fuente para

generar hidrocarburos. La diferencia entre el índice de hidrógeno original H_{lo} (antes de la generación de hidrocarburos) y el HI obtenido, representa la cantidad de hidrocarburos generados por una roca fuente en una cuenca determinada. (García et al., 2009), este método de balance de masas fue propuesto por (Schmoker, 1994). (Ver Figura 8)

Figura 8. Diagrama de flujo del método de cálculo de balance de masas de hidrocarburo generado



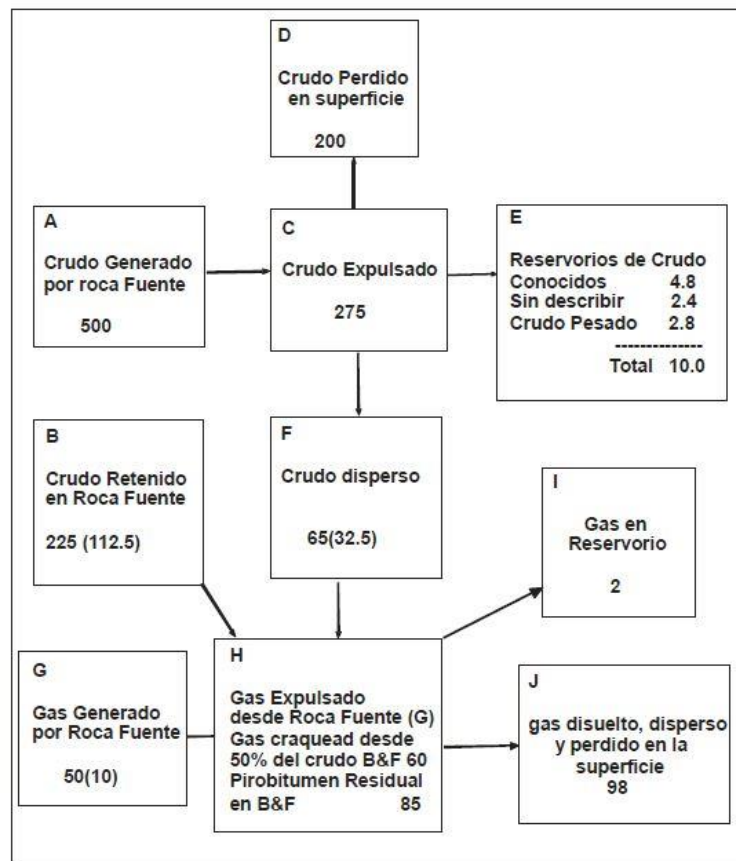
Fuente: (Schmoker, 1994) en (García et al., 2009).

- **Método de Hunt**

El método de (Hunt, 1995) ilustra el balance y flujo de masa de hidrocarburos ocurrido en un lapso que para el caso del cuadro ilustrativo de la Figura 9 es de cien millones de años, Sin embargo este ejemplo es aplicable a otras cuencas

con tiempos de generación, migración y acumulación diferentes. A partir de una cuenca dada donde existe una roca fuente generadora de Petróleo y una roca fuente generadora de Gas, se indica el volumen de Petróleo generado, expulsado, disperso, perdido en la superficie y finalmente el volumen acumulado y preservado en el reservorio. Con respecto al Gas, se indica igualmente el volumen de Gas, expresado en barriles equivalentes de petróleo, expulsado por la roca fuente y por cracking de Petróleo, como también disperso y acumulado en el reservorio. Con esta información se calcula el Gas disperso, disuelto y perdido en la superficie y finalmente se obtiene el Petróleo y el Gas en el reservorio. (García et al., 2009).

Figura 9. Cuadro Ilustrativo del balance y flujo de masa de hidrocarburos ocurrido en un lapso de cien millones de años a partir de hidrocarburos generados en los cuadros A y G.

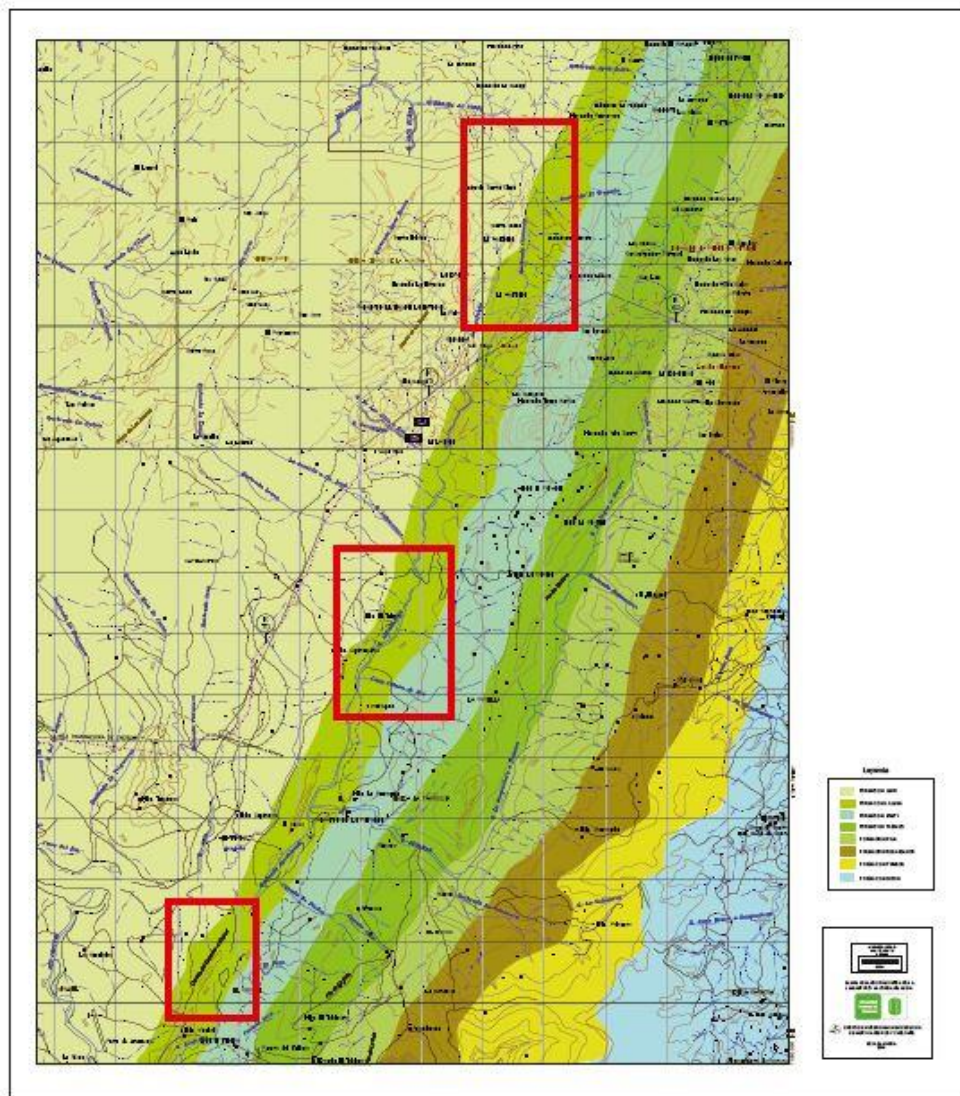


Fuente: (Hunt, 1995) en (García et al., 2009).

6. RESULTADOS

6.1 MAPA GEOLÓGICO

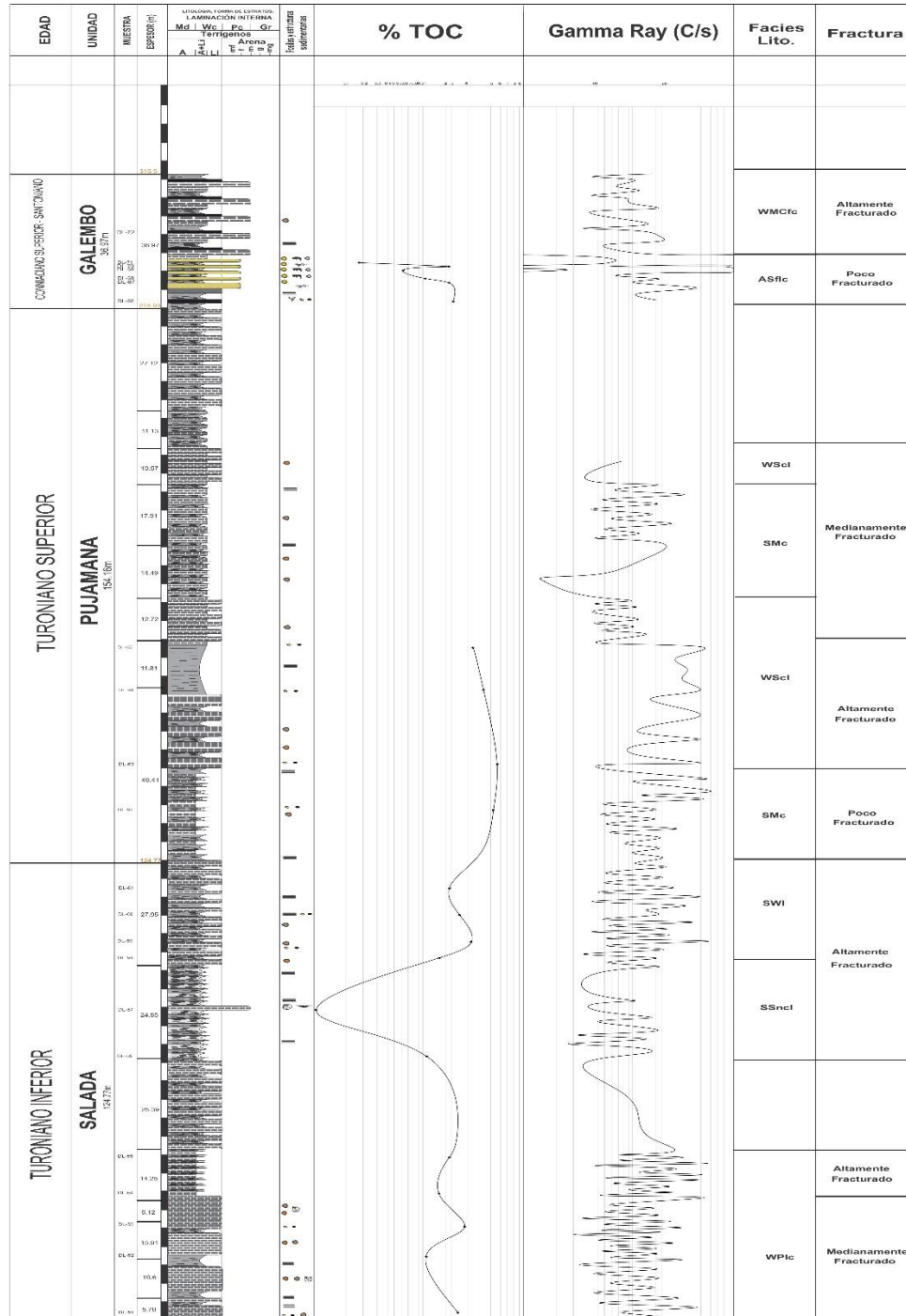
Figura 10. Mapa Geológico de la zona de trabajo realizado por medio de interpretación Geomorfológica



Fuente: Planchas 120 IB y 109 IIID

6.2 COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS

Figura 11. Columna Estratigráfica de la Sección Quebrada La Sorda, escala 1:500.



6.3 DESCRIPCIÓN DE FACIES LITOLÓGICAS

Las litofacies representan cuerpos de roca con características particulares, las cuales los hacen diferenciables de los cuerpos de roca que están por debajo, por arriba y/o los lados (Walker & James 1992) y que corresponden a un proceso sedimentario característico. La asociación de facies es un concepto definido por (Potter, 1967) como "una agrupación de atributos sedimentarios que se asocian, incluyendo la geometría (espesores y extensión areal), continuidad y secuencia de unidades litológicas, tipos de rocas, estructuras sedimentarias y fauna (tipos y abundancia)" (Miall, 1990) además indica que cada litofacies por separado puede representar un evento depositacional individual, y estas pueden ser agrupadas en asociaciones de litofacies que son la base para definir modelos de facies, que tienden a ser comúnmente cíclicos.

El objetivo de la identificación de litofacies es comprender el contexto paleo-ambiental bajo el cual una formación se depositó. (Hughes and Thomas, 2011),

Tabla 3. Facies litológicas presentes en cada uno de los Miembros de la Formación La Luna.

MIEMBRO	FACIES LITOLÓGICAS
SALADA	Facies de Shale Calcáreo laminado y Wackestone (SWI). Facies de Wackestone y Packestone laminado con concreciones (WPlc). Facies de Shale no calcáreo con Shale calcáreo lamiano (SSncl).
PUJAMANA	Facies de Shale Calcáreo y Mudstone con concreciones (SMc). Facies de Wackestone con concreciones con Shale Calcáreo laminado (WScI).
GALEMBO	Facies de Wackestone con concreciones Calcáreas, Mudstone ligeramente laminado y Chert ligeramente fosfático (WMCfc). Facies de Arenisca fosfática calcárea y Shale Calcáreo fosfático laminado (ASfcl).

6.3.1 Miembro salada

Facies de Shale Calcáreo laminado y Wackestone (SWI)

Esta facies consiste de capas de gran espesor, algunas de ellas alcanzan espesores de 3m, las capas de Shale calcáreo presentan laminación y algunas de ellas presentan foraminíferos. Esta facies se encuentra hacia la base del Miembro. El Wackestone presenta fragmentos de Shale calcáreo y concreciones ovaladas y redondeadas de tamaños variables alcanzando los 20 cm, esta facies representa la base del Miembro Salada.

Figura 13. Facies de Shale Calcáreo laminado y Wackestone que representan la base del Miembro Salada en la sección Quebrada la Sorda.



Facies de Wackestone y Packestone laminado con concreciones (WPlc)

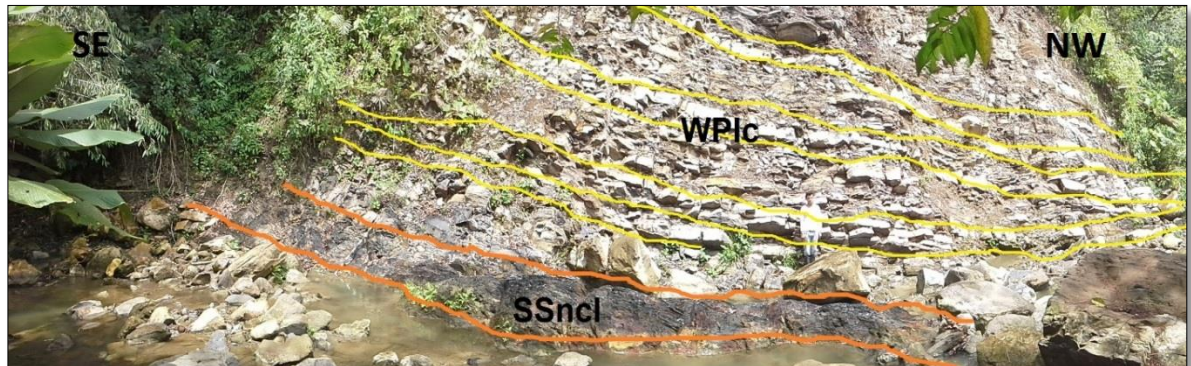
Esta facies consiste de Wackestone ligeramente laminado en algunos sectores con concreciones de gran tamaño alcanzando los 25cm, presenta restos de conchas, venas de calcita, el Packestone es muy similar presentando también concreciones

calcáreas redondeadas. Esta facies se presenta hacia el tope del Miembro Salada y representan gran parte de la sección levantada en el Miembro Salada.

Facies de Shale no calcáreo con Shale calcáreo laminado (SSncl)

Esta facies consiste de Shale no calcáreo con capas de 30cm a 40cm de espesor, el Shale calcáreo con laminación planoparalela presenta espesores de 25cm con algunas concreciones redondeadas y ovalados con alto contenido de foraminíferos pero bajo de fosfatos.

Figura 14. En la parte baja de la fotografía se observa la Facies de Shale no calcáreo con Shale calcáreo laminado y en la parte superior se presenta la Facies de Wackestone y Packestone laminado con concreciones.



6.3.2 Miembro Pujamana

Facies de Shale Calcáreo y Mudstone con concreciones (SMc)

Esta facies consiste de Shale Calcáreo ligeramente laminados con altos contenido de foraminíferos, presenta algunas concreciones Calcáreas pequeñas (5cm) redondeadas y otras ovaladas, en algunos sectores presenta intercalaciones con capas de Chert de 5cm, por otra parte el Mudstone es masivo presenta foraminíferos, concreciones y en ciertos sectores se encuentra impregnado de

asfaltita. Esta facies se encuentra principalmente hacia la base y el tope del Miembro Pujamana siendo la parte superior en algunos sectores ligeramente fosfáticos.

Facies de Wackestone con concreciones con Shale Calcáreo laminado (WScI)

Esta facies consiste de Wackestone masivo con alto contenido de foraminíferos en algunos sectores, hacia el tope del Miembro este Wackestone es ligeramente fosfático y presenta fragmentos de Shale calcáreo, estos Wackestone presenta espesores muy variables que va desde capas de 10cm hasta 80cm, presenta intercalaciones con Mudstone y hacia la base estas intercalaciones se hacen más notorias. A lo largo del Miembro este Wackestone presenta gran cantidad de concreciones calcáreas de diversos tamaños y formas.

Figura 15. En la parte izquierda de la fotografía se observan capas delgadas de roca pertenecientes a la Facies Shale calcáreo y Mudstone con concreciones, la parte derecha de la fotografía corresponde a Facies de Wackestone concreciones con Shale calcáreo laminado.



6.3.3 Miembro Galembo

Facies de Wackestone con concreciones Calcáreas, Mudstone ligeramente laminado y Chert ligeramente fosfático (WMCfc)

Esta facies consiste en Chert ligeramente fosfático y laminado, presenta bajos contenidos de foraminíferos y Mudstone ligeramente laminado con concreciones calcáreas pequeñas y foraminíferos planctónicos. El Wackestone presenta bioturbación, es pobre en cuanto al contenido de concreciones, pero las pocas que presentan alcanzan tamaños de 20cm. Las capas presentan espesores variables desde unos cuantos centímetros hasta unos pocos metros

Facies de Arenisca fosfática calcárea y Shale Calcáreo fosfático laminado (ASfcl)

Esta facies consiste de arenisca color café de grano fino a medio con nódulos de fosfato, las areniscas presentan bioturbación. El contacto entre partículas es puntual, moderadamente calibrada. A lo largo del Miembro se observan restos esqueléticos, espinas de pescado, pellets, y oolitos el espesor de las capas de arenisca es variable desde 10cm hasta 70cm. El Shale Calcáreo presenta espesores de 20cm hasta 80cm, es ligeramente fosfático y en algunos sectores presenta concreciones de diversos tamaños y formas, destacándose las formas redondeadas, además de pequeñas intercalaciones con Lodolitas Calcáreas hacia la base. Esta facies hace parte de la base del Miembro Galembo.

Figura 16. Esta fotografía representa las dos Facies del Miembro Galembó, hacia la parte inferior se observa la Facies de Arenisca fosfática y calcárea con Shale calcáreo fosfático laminado, en la parte superior esta presenta la Facies de Wackestone con concreciones calcáreas con Mudstone ligeramente laminado y Chert ligeramente fosfático.



6.4 MICROSCOPIA ELECTRONICA DE BARRIDO (SEM)

El Microscopio de análisis de barrido (*Scanning Electron Microscope*) por sus siglas en inglés SEM, es un instrumento el cual usa un haz de electrones sobre una determinada área del tamaño que deseemos para generar imágenes de alta resolución que refleja las características superficiales de la misma, pudiendo brindar información de formas, texturas y composición química o patrones EDS (Energy Dispersive Spectra) de los constituyentes de la muestra

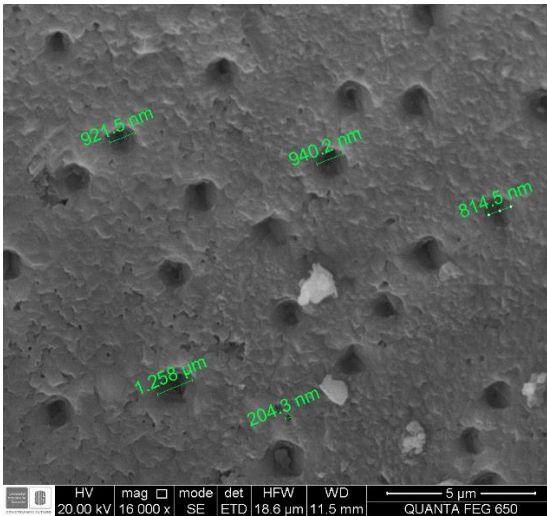
Para el SEM, se analizaron las muestras de interés, para este caso las de más alto contenido de materia orgánica (Conductoras) que permitiera la identificación de ambientes anóxicos mediante la detección de elementos traza (Azufre, Molibdeno, Hierro, Cobre, Níquel) y la confirmación de Fosfatos dentro del Miembro Galembó, a continuación se relacionan las muestras y su contenido de %TOC:

Tabla 4. Muestras analizadas en el Scanning Electron Microscope (SEM), correspondientes al Miembro Pujamana y Miembro Galembo de la Formación La Luna

CODIGO DE MUESTRA	TIPO DE ROCA	CONTENIDO %TOC
DL-16 GALEMBO	Mudstone	3,20
DL-33 GALEMBO	Wackestone	3,43
DL-34 PUJAMANA	Wackestone	5,06
DL-45 PUJAMANA	Shale Calcáreo	5,02
DL-46 PUJAMANA	Shale Calcáreo	5,96

DL-16 Miembro Pujamana – Mudstone

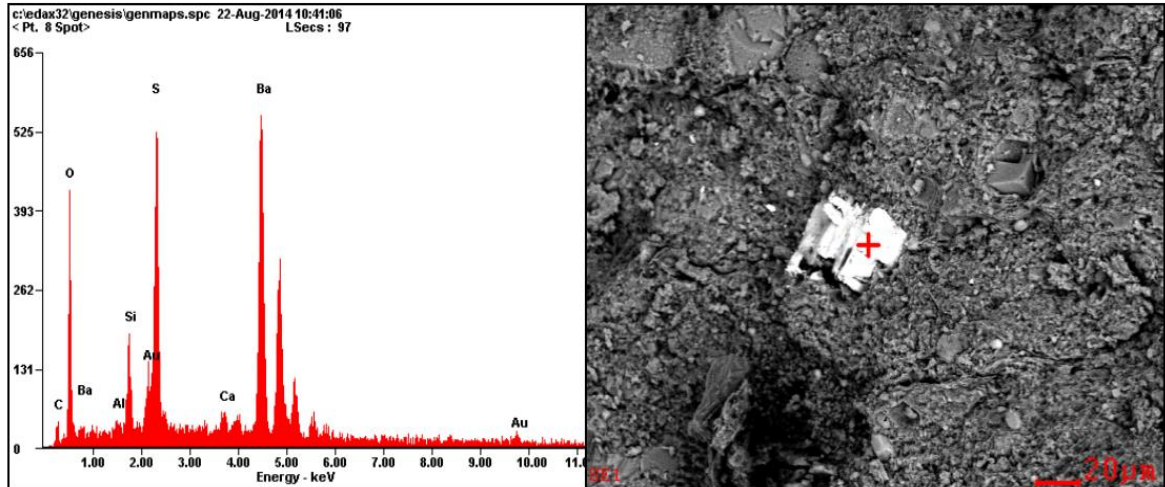
Figura 17. Foraminífero con cavidades.



Para los análisis Scanning Electrón Microscope realizados en la muestra DL-16 (Imagen Tomada a 16.000X), se observa un foraminífero planctónico el cual presenta cavidades que podrían estar ocupadas por hidrocarburo o Gas (OrganoPoros según Slatt & O`Brein 2011; Loucks et al., 2012) pero debido a la energía necesaria para generar el haz de electrones los gases y aceites se desvanecen al momento de generar la imagen.

DL-33 Miembro Galembo – Wackestone

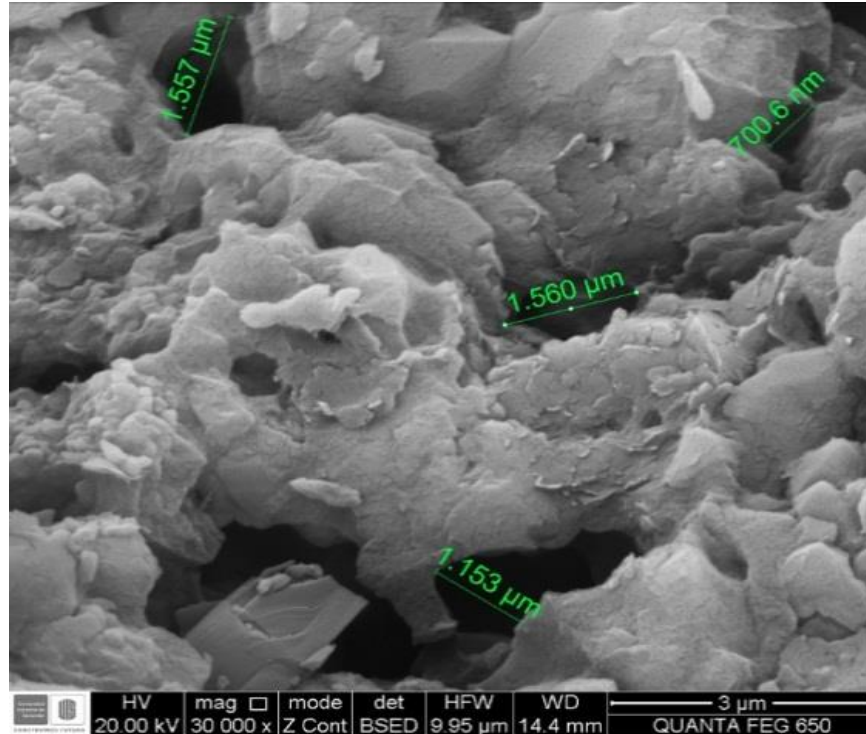
Figura 18. Barita o Baritina mineral de la clase de los sulfatos e indicador de la alteración de los sulfuros.



Para los análisis SEM realizados en la muestra DL-33 (Imagen Tomada a 600X), se pueden determinar altos valores de Azufre (S), Bario (Ba) y Oxígeno (O) y que según patrones EDS, sugieren composiciones similares a las obtenidas, por lo cual se puede determinar que se trata de una Barita o Baritina, un Sulfato de Bario producto de la alteración de sulfuros (Pirita).

DL-34 Miembro Pujamana – Wackestone

Figura 19. Nano-porosidad presente en el material arcilloso.



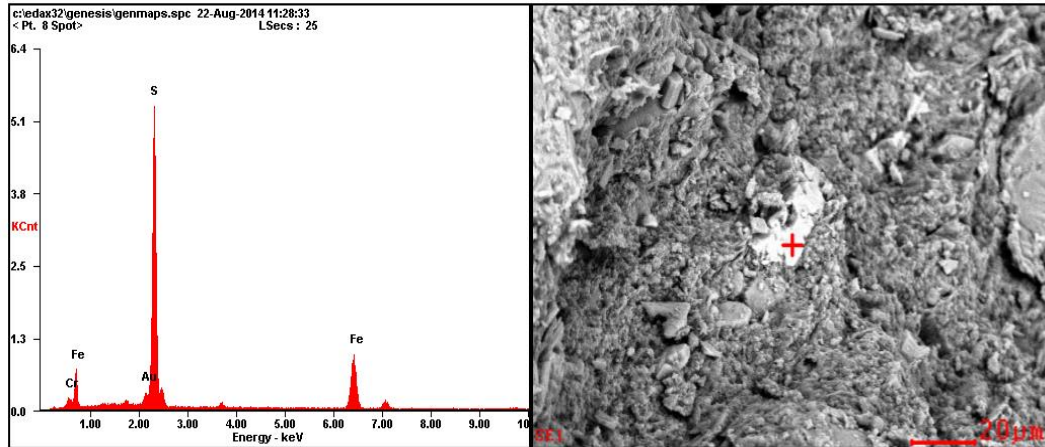
Para los análisis SEM realizados en la muestra DL-34 (Imagen Tomada a 30.000X), se puede observar la nano-porosidad presente en el material arcilloso, esta nano-porosidad (Anhedral) resulta de la acomodación de las arcillas, las cuales reflejan altos valores de Carbono (C) y Oxígeno (O) lo que indica el enriquecimiento de Materia Orgánica al momento de la depositación de las mismas.

Esta porosidad es interesante desde el punto de vista de los yacimientos no convencionales tipo Shale Gas, como Gas libre ubicado en las fracturas naturales y porosidad intergranular según (Slatt & O'Brien 2011).

El material arcilloso son principalmente filosilicatos esto se puede observar en las altas relaciones de Sílice (Si) y Aluminio (Al) presente en algunos de las muestras.

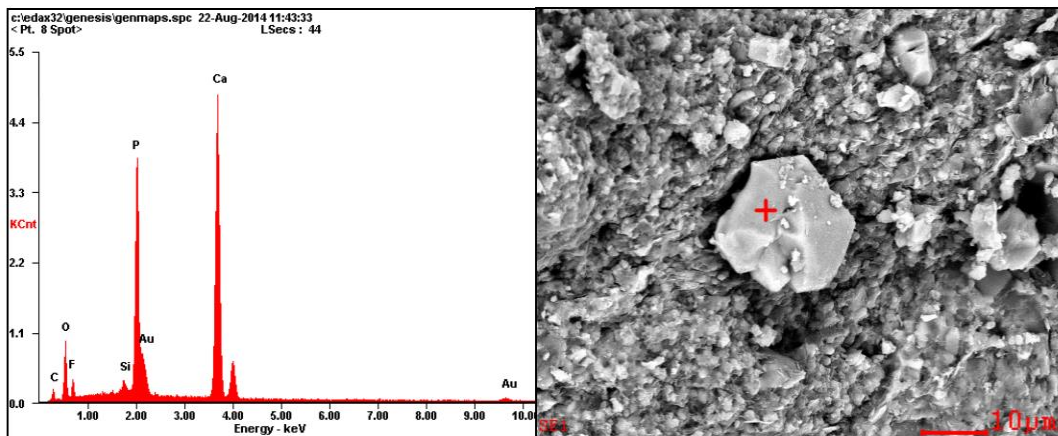
DL-45 Miembro Pujamana – Shale Calcáreo

Figura 20. Sulfuro de hierro (Pirita), indicadora de ambiente anóxico.



Para los análisis SEM realizados en la muestra DL-45 (Imagen Tomada a 600X), se pueden determinar altos valores de Hierro (Fe) y Azufre (S), y que según patrones EDS se relacionan con una Pirita posiblemente framboidal, lo cual es un indicador de un ambiente anóxico.

Figura 21. Fosfato (Apatito) rodeado de material arcilloso.

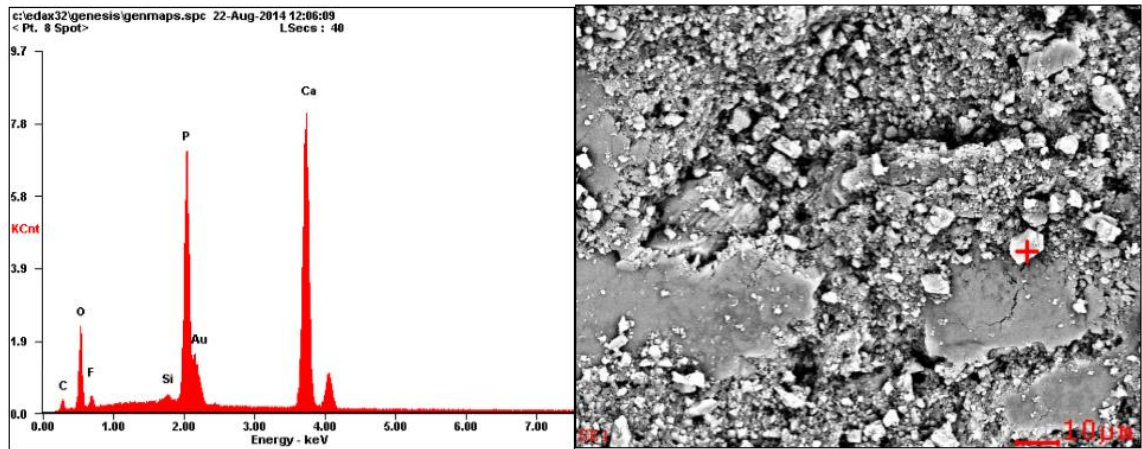


Para los análisis SEM realizados en la muestra DL-45 (Imagen Tomada a 4000X), se pueden determinar altos valores de Calcio (Ca), y Fosforo (P) y que según

patrones EDS, sugieren composiciones similares a las obtenidas, por lo cual se puede determinar que se trata un Fosfato (Apatito) además de su sistema cristalino hexagonal característico.

DL-46 Miembro Pujamana – Shale Calcáreo

Figura 22. Fosfato (Apatito).



Para los análisis SEM realizados en la muestra DL-46 (Imagen Tomada a 2400X), se pueden determinar altos valores de Calcio (Ca) y Fosforo (P), y que según patrones EDS, sugieren composiciones similares a un Apatito cuyo mineral se genera en depósitos de sedimentos orgánicos, en la figura se puede observar su alto contenido.

6.5 DESCRIPCIÓN DE MICROFACIES ORGÁNICAS

Para la Formación La Luna en el flanco oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena se determinaron siete (7) microfacies las cuales se describen a continuación:

Tabla 5. Microfacies o Facies Orgánicas identificadas en la Formación La Luna.

MICROFACIES ORGANICAS	NOMENCLATURA
MICROFACIES DE SHALE CALCAREO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS.	(SHCp)
MICROFACIES DE SHALE CALCAREO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS Y BENTONICOS.	(SHCpb)
MICROFACIES DE MUDSTONE NO LAMINADO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS.	(MNLp)
MICROFACIES DE MUDSTONE LAMINADO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS Y BENTONICOS.	(MLpb)
MICROFACIES DE WACKESTONE NO LAMINADO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS.	(WNLp)
MICROFACIES DE WACKESTONE LAMINADO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS.	(WLp)
MICROFACIES DE CHERT NO LAMINADO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS.	(CNLp)

MICROFACIES DE SHALE CALCAREO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS (SHCp)

Esta microfacies se caracteriza por presentar arcillas laminadas y orientadas, el porcentaje de fósiles plantónicos es muy bajo (<20%) al igual que la cantidad de materia orgánica amorfa (3%). En cuanto a la mineralogía, se encuentra pirita framboidal (presente en cristales individuales o vitrinoides) siendo esta indicadora de un ambiente anóxico sulfídico. Bajas cantidades de cuarzo (3%) y un alto contenido de sulfatos (30%) producto de la alteración de la pirita, en algunos sectores se encuentran cristales de calcita rodeados de asfaltita.

Se reconocen foraminíferos biseriales pertenecientes al género heterohelix¹, lo cual para el Cretácico Superior, como criterio general, se ha admitido que las formas de pequeño tamaño, biseriadas, planoespiraladas o trocoespiraladas sin carena (Heterohelix, Hedbergella), forman un grupo que habita en las zonas más superficiales de la columna de agua, mientras que las formas carenadas, grandes y complejas son moradoras de aguas más profundas (Globotruncana, Globotruncanita, Abathomphalus) (Arenillas et al., 2000)

Esta microfacies representa la parte superior del Miembro Pujamana y en algunos sectores se encuentra intercalada con facies pertenecientes a las microfacies de (SHCpb) y de igual manera con microfacies de (WNLp).

MICROFACIES DE SHALE CALCAREO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS Y BENTONICOS (SHCpb)

Esta microfacies se caracteriza por presentar arcillas laminadas y en algunos casos orientadas, las laminaciones alcanzan espesores de tan solo 5µm hasta 10µm, el porcentaje de foraminíferos plantónicos es muy bajo (<10%) y de foraminíferos bentónicos es aún más bajo (<3%), se reconocen foraminíferos uniseriales y

¹ Descripción a cargo del profesor Luis Enrique Cruz Guevara

biseriales (Heterohelix) rellenos por asfaltita. En cuanto a la mineralogía de estas facies corresponden a contenidos medios de pirita (10%), esta microfases presenta además altos contenidos de vitrinita (15%) y de sulfatos (30%) donde se evidencia, son producto de la alteración de la pirita, en algunos casos pirita framboidal, el material arcilloso es poco en esta microfases (<20%) al igual que la cantidad de materia orgánica amorfa (3%) y en algunos casos nula,

Esta microfases representa la parte superior del Miembro Salada y la parte media del Miembro Pujamana, y se encuentra intercalada con microfases de (WNLp).

MICROFACIES DE MUDSTONE NO LAMINADO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS (MNLp)

Esta microfases se caracteriza por no presentar laminación ni orientación alguna de las arcillas, el porcentaje de foraminíferos plantónicos es muy bajo (<10%) principalmente uniseriales y biserials (Heterohelix), en donde muchos de ellos estas cristalizando o ya cristalizaron a calcita o a pirita. En cuanto a la mineralogía presenta un alto contenido de pirita (40%), identificada por su hábito cubico y particular brillo característico y un bajo contenido de sulfato (3%), la materia orgánica amorfa en algunos casos es escasa y se encuentra diseminada (5%), esta última se detecta bajo luz ultravioleta presentando una fluorescencia color anaranjado fuerte, podemos encontrar además grandes cristales de calcita, esta se identifica por su particular hábito romboédrico.

Esta microfases representa el Miembro Galembo

MICROFACIES DE MUDSTONE LAMINADO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS Y BENTONICOS (MLpb)

Esta microfacies denominada Mudstone (Dunham, 1962) y Micrita Fosilífera (Folk, 1974) se caracteriza por presentar laminación de las arcillas, las laminaciones alcanzan espesores de hasta 25µm y en otros casos la laminación es de tan solo 10µm, el porcentaje de foraminíferos plantónicos y bentónicos es bajo (<15%) principalmente biseriales (Heterohelix). En cuanto a su mineralogía presenta alto contenido de arcillas (<50%), presenta además sulfato producto de la alteración de la pirita (5%) y carece de materia orgánica amorfa.

Esta microfacies representa la parte inferior del Miembro Pujamana, y en algunos sectores se encuentra intercalada con microfacies de (WNLp).

MICROFACIES DE WACKESTONE NO LAMINADO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS (WNLp)

Esta microfacies denominada Wackestone (Dunham, 1962) y Micrita poco empaquetada (Folk, 1974), se caracteriza por no presentar laminación ni orientación alguna de las arcillas, el porcentaje de foraminíferos plantónicos es bastante alto (<30%) principalmente planoexpírales, biseriales (Heterohelix), y trocospirales (Hedbergella), muchos de ellos alterando a pirita o a calcita ya formada. En cuanto a la mineralogía es muy variable la arcilla (5%-25%) y también el alto contenido de pirita (Framboidal) y alteración de la misma a sulfato, presenta una importante cantidad de cuarzo (5%) al igual que vitrinita (10%), lo que refiere a la materia orgánica amorfa su contenido variable (5%-10%) pero no escasa.

Esta microfacies representa la parte inferior del Miembro Pujamana y representa además al Miembro Salada hacia la base y tope.

MICROFACIES DE WACKESTONE LAMINADO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS (WLP)

Esta microfacies se caracteriza por presentar arcillas laminadas y en algunos casos orientadas, el contenido de foraminíferos bentónicos es un poco bajo (<10%) principalmente uniseriales, biseriales (Heterohelix), y trocospirales (Hedbergella), rellenos por asphaltita. En cuanto a la mineralogía la pirita no es muy abundante (10%) al igual que el sulfato, el contenido de materia orgánica amorfa es muy variable (5%-20%) al igual que la cantidad de vitrinita.

Esta microfacies representa al Miembro Salada hacia su base.

MICROFACIES DE CHERT NO LAMINADO CON FORAMINIFEROS PLANCTONICOS (CNLP)

Se caracteriza por no presentar laminación ni orientación, el contenido de foraminíferos bentónicos es medianamente escaso (<5%) principalmente uniseriales, en cuanto a la mineralogía presenta una importante cantidad de cuarzo (40%), el contenido de pirita (Framboidal) es muy bajo (3%) presenta además una importante cantidad de sulfatos (15%) producto de la alteración de la pirita. El contenido de materia orgánica para esta facie es muy poco.

Esta microfacies representa al Miembro Galembo.

Figura 23. Foraminífero bentónico y en él se ven sus cámaras recristalizando a calcita, además se observan sulfatos producto de la alteración de la pirita (Fotografía 50X de la muestra DL-65, Microfacies WLp).

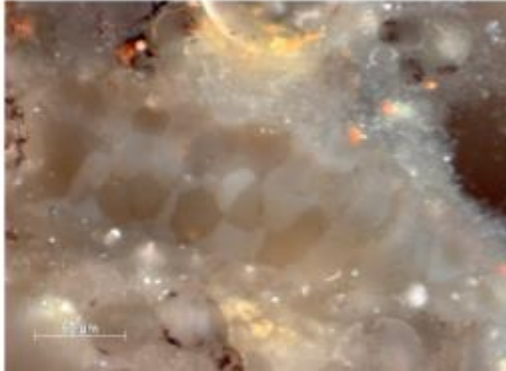


Figura 24. Calcita recristalizada dentro de un Foraminífero, además se observa el lodo calcáreo laminado y el cual su contenido es bastante alto. (Fotografía 50X de la muestra DL-54, Microfacies MLpb).

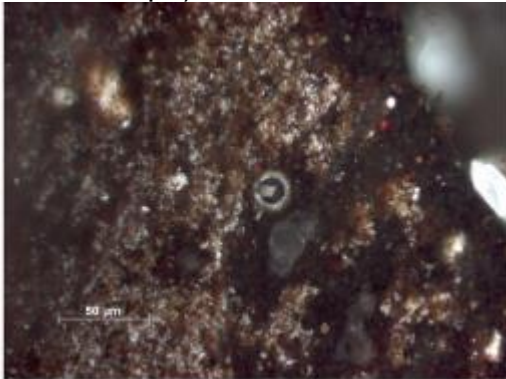


Figura 25. Se observan dos Foraminíferos planctónicos uniseriales, de modo que se encuentran un poco juntos. (Fotografía 50X de la muestra DL-14, Microfacies MNLp).

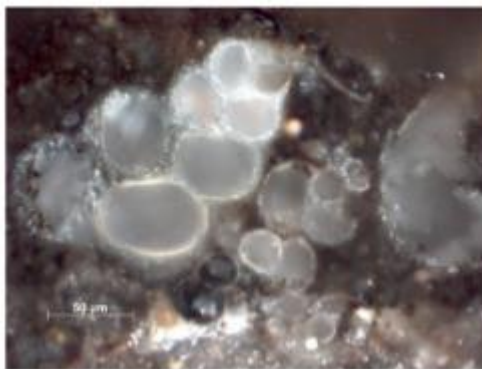


Figura 26. Foraminífero biserial (Heterohelix), y en algunos sectores presenta pirita framboidal como cristales individuales o partículas vitrinoides. (Fotografía 50X de la muestra DL-62, Microfacies WNLp).

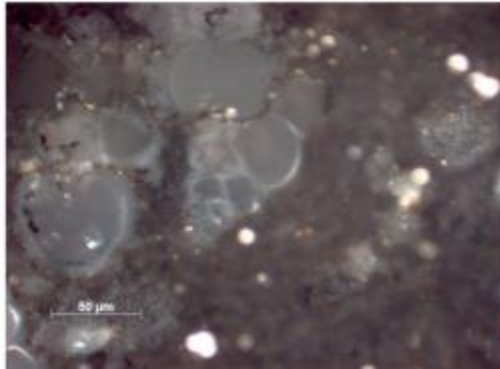


Figura 27. Alteración de pirita a sulfatos, en este caso un foraminífero está presentando esta alteración la cual indica un ambiente anóxico. (Fotografía 50X de la muestra DL-46, Microfacies SHCpbp).

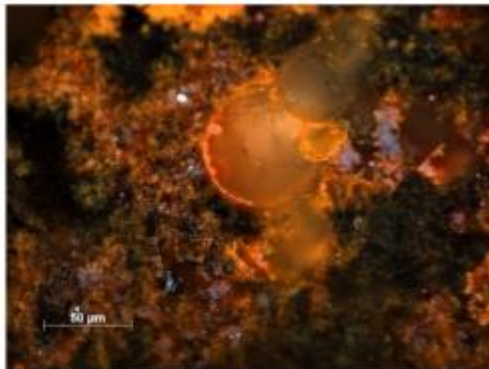
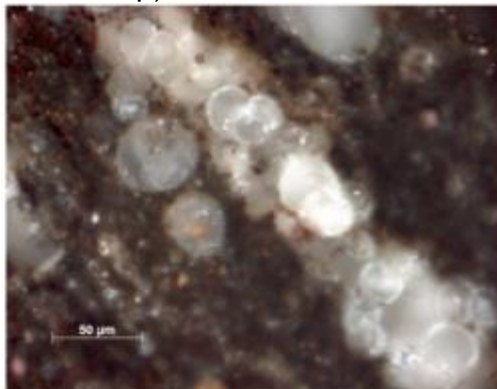


Figura 28. Foraminíferos del tipo planoexpirales y trocospirales, se observan de esta manera debido al corte transversal realizado en la muestra. (Fotografía 50X de la muestra DL-41, Microfacies SHCp).



6.6 AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN DE LA FORMACIÓN LA LUNA

Plataforma carbonatada

La plataforma carbonatada (Carbonate Shelf), se utiliza como un término muy general y sencillo para describir una secuencia gruesa de carbonatos de aguas poco profundas. Las Plataformas carbonatadas se desarrollan en toda una serie de configuraciones geotectónicas, pero sobre todo a lo largo de márgenes continentales pasivos, Cuencas Intracratónicas, Rifts Fallidos, Cuencas Back-Arc y Cuencas tipo Foreland (Tucker and Wright, 1990).

Es un término informal usado para todas las principales secuencias de carbonato en aguas poco profundas, incluyendo Ramps, Rimmed Shelves and Isolated Buildups, especialmente cuando éstas no pueden ser inmediatamente asignadas a uno, o una sola de estas categorías (Burchett & Wright, 1992).

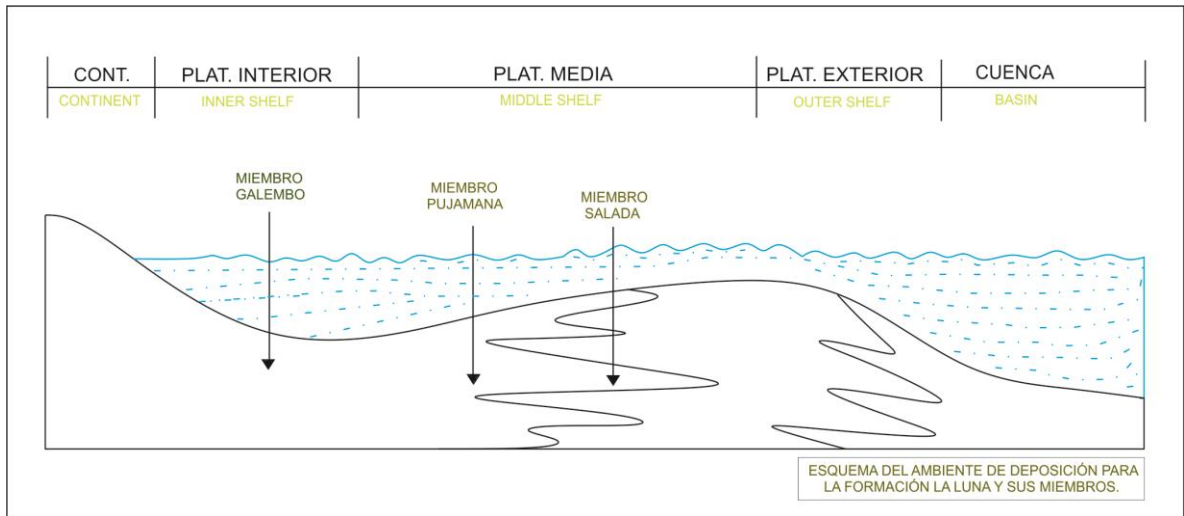
Partiendo de la asociación de facies litológicas, análisis de petrografía orgánica, estructuras sedimentarias orgánicas presentes realizada para la Formación La Luna, y esto en conjunto con las apreciaciones para plataformas carbonatadas someras de (Burchett & Wright, 1992), (Tucker and Wright, 1990) se concluye que la Formación La Luna se depositó a lo largo de una Plataforma Carbonatada Somera y según niveles que establecen variables en las condiciones depositacionales de las litofacies se pueden establecer dos ambientes, el primero de ellos ocurre en la plataforma media (Middle Shelf) donde se depositaron los sedimentos del Miembro Salada y Pujamana, el cual es correlacionable con la sucesión de litofacies propuestas en este trabajo y las propuestas por (Burchette & Wright 1992).

Para este tipo de ambiente de Plataforma Carbonatada Media (Middle Shelf), (Burchett & Wright, 1992), lo sitúan entre el nivel de oleaje y de tormentas, en donde

predomina facies de Mudstone/Wackestone, las cuales presentan relación con las litofacies propuestas para la Formación La Luna - Miembro Salada y Miembro Pujamana (*SMc WScI* y *SWI WPlc SSncI* respectivamente) que a grandes rasgos presentan texturas lodosoportadas, ausencia de estructuras de corriente y una amplia biodiversidad (foraminíferos planctónicos, bentónicos, bivalvos, amonites), lo cual hace suponer que esta asociación de sedimentos se depositaron en un ambiente de baja energía en condiciones de mar abierto.

Por otra parte el Miembro Galembó se depositó en una asociación de plataforma carbonatada interna (Inner Shelf). Para este tipo de ambiente (Burchett & Wright 1992), lo sitúan por encima del nivel del oleaje en donde se interpretan como zonas protegidas y restringidas, presentando depósitos granosoportados que pueden presentar estratificación cruzada; las facies dominantes son de tipo Grainstone/Packstone y Grainstone/Oolítico intercaladas con asociaciones de Mudstone/Wackestone, las cuales son correlacionables con las facies interpretadas para la Formación La Luna - Miembro Galembó, en donde presenta asociaciones de facies *ASfcI* y *WMCfc* ya que estas a grandes rasgos presentan características que indican que existió una barrera que impidió la oxigenación (circulación de agua), presentando así condiciones anóxicas, y permitiendo además la deposición de sedimentos de mayor tamaño. A través de petrografía orgánica de algunas muestras del Miembro Galembó se estableció altos contenidos de Pirita (Framboidal) indicador de ambiente anóxico.

Figura 29. Esquema del ambiente de deposición de la Formación La Luna.



Fuente: Tomado y Modificado de Corrochano, 2010.

6.7 ANÁLISIS GEOQUÍMICOS

6.7.1 Carbono Orgánico Total (%TOC) A continuación se presentan los resultados obtenidos en los análisis de TOC de la Formación La Luna en las Secciones Quebrada Aguablanca y Quebrada la Sorda.

Sección Quebrada Aguablanca

Para la sección de la Quebrada Aguablanca se analizaron 47 muestras, de las cuales 33 corresponden al Miembro Galembó y 14 corresponden al Miembro Pujamana. Los resultados obtenidos en esta prueba de laboratorio se muestran en la Tabla 6.

Las 33 muestras de Galembó que fueron sometidas al análisis de %TOC, en general, indican cantidades Regulares de contenidos orgánicos, pues el promedio de TOC del total de las muestras es de 0.95%. El 61% de las muestras obtuvieron

resultados menores a 1%TOC, el 27% registraron valores ente el 1 y 2%TOC y solo un total de 12% de las muestras analizadas obtuvieron resultados mayores de 2%TOC, siendo 3,57%TOC el valor más alto registrado para este Miembro.

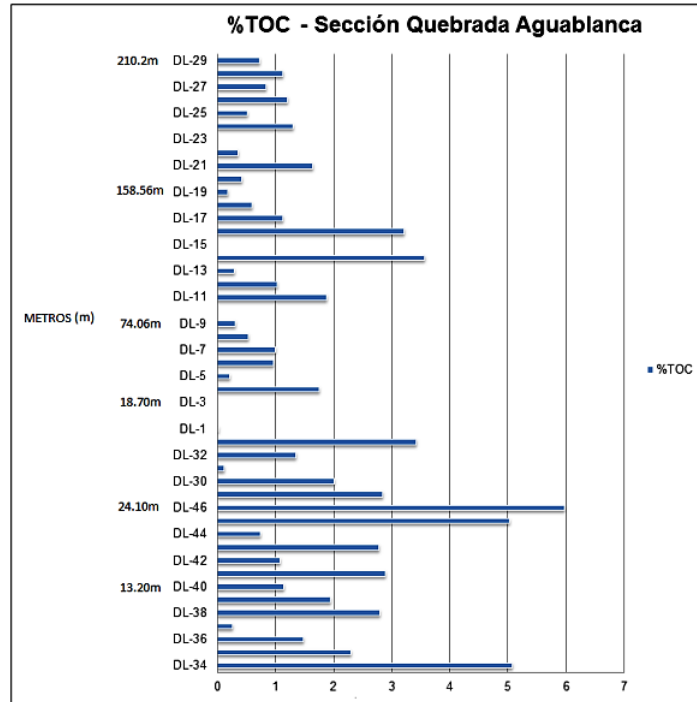
Para el Miembro Pujamana, en los resultados de las pruebas de %TOC se registraron valores más altos que en Galembó, resultando un valor promedio de 2,6%TOC, con valores desde 0,25 hasta 5,96%TOC. El 57% de los registros obtenidos en esta prueba superan el 2%TOC, el 29% está entre 1 y 2%TOC, y solo el 14% es menor que 1%TOC. El grado de evaluación de esta roca se puede clasificar entre buena y Muy Buena.

Tabla 6. Resultados de %TOC [p/p], de la secuencia estratigráfica de la Formación La Luna, Sección Quebrada Aguablanca.

Miembro	Muestra	%TOC [p/p]
GALEMBO	DL-29	0,73
	DL-28	1,12
	DL-27	0,84
	DL-26	1,20
	DL-25	0,51
	DL-24	1,29
	DL-23	0,00
	DL-22	0,35
	DL-21	1,63
	DL-20	0,41
	DL-19	0,18
	DL-18	0,59
	DL-17	1,13
	DL-16	3,20
	DL-15	0,00
	DL-14	3,57
	DL-13	0,29
DL-12	1,03	
DL-11	1,88	

Miembro	Muestra	%TOC [p/p]
	DL-10	0,00
	DL-9	0,31
	DL-8	0,53
	DL-7	0,99
	DL-6	0,96
	DL-5	0,21
	DL-4	1,75
	DL-3	0,00
	DL-2	0,00
	DL-1	0,02
	DL-33	3,43
	DL-32	1,35
	DL-31	0,11
	DL-30	2,01
	PUJAMANA	DL-47
DL-46		5,97
DL-45		5,02
DL-44		0,74
DL-43		2,78
DL-42		1,07
DL-41		2,89
DL-40		1,14
DL-39		1,94
DL-38		2,79
DL-37		0,26
DL-36		1,48
DL-35		2,29
DL-34		5,07

Figura 30. Diagrama de resultados de %TOC para la Formación La Luna en la Sección Quebrada Aguablanca.



Sección Quebrada la Sorda

Para la Formación La Luna, en la Sección Quebrada la Sorda, se realizó el estudio de %TOC sobre 22 muestras que corresponden a los tres Miembros de dicha Formación. Los resultados obtenidos en este estudio se muestran en la Tabla 7.

El Miembro Salada se dividió en tres segmentos para el análisis de los resultados de Carbono Orgánico Total, estos segmentos se escogieron de acuerdo a los resultados del registro Gamma Ray para poder lograr una mejor interpretación de los resultados de esta prueba de laboratorio.

Los 47 metros iniciales levantados del Miembro Salada, en la Sección Quebrada la Sorda, presenta un promedio de % de TOC de 2,63, lo que clasifica a este segmento del Miembro Salada con un grado de evaluación de Muy bueno. El tramo medio de

este Miembro, que abarca alrededor de 50 metros de espesor, ubica su grado de evaluación de contenido de TOC en el rango de Regular, pues el promedio general en este tramo es de 0,98%TOC. El último segmento de Salada se encuentra en contacto con el Miembro Pujamana y cubre alrededor de 25 metros de espesor, para este último tramo de Salada el promedio de %TOC es de 3,5, lo que lo ubica en el rango de evaluación de TOC de Muy Bueno.

En el Miembro Pujamana se registra el grado de evaluación más alto de toda la Formación La Luna en la sección Quebrada la Sorda, y corresponde a Excelente, pues registra un porcentaje de TOC promedio de 5,03. Este resultado aplica para el segmento medio inferior del Miembro Pujamana (Los primeros 60 metros aproximadamente, de base a techo). Todas las muestras analizadas para Pujamana en la Sección Quebrada la Sorda, obtuvieron valores superiores a 4%.

En los resultados de porcentaje de TOC para el segmento superior del Miembro Salada y para el segmento medio inferior del Miembro Pujamana se puede apreciar una continuidad de alto % TOC.

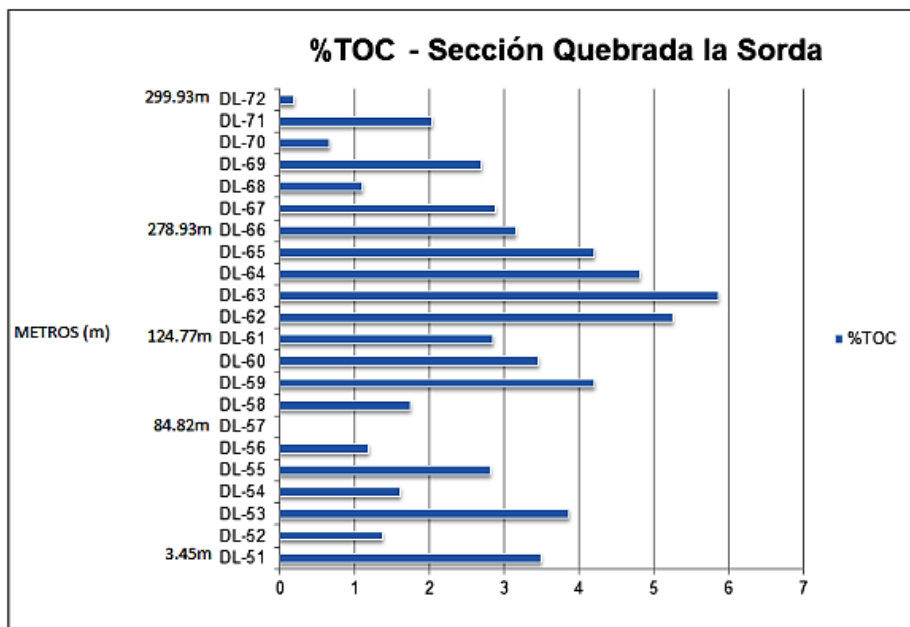
Para el Miembro superior de la Formación La Luna (Galembo), se obtuvo un promedio de % de TOC de 1,82, este valor ubica a Galembo dentro del rango de Buena.

Tabla 7. Resultados de %TOC [p/p], de la secuencia estratigráfica de la Formación La Luna, Sección Quebrada La Sorda.

Miembro	Muestra	%TOC [p/p]
SALADA	DL-51	3,49
	DL-52	1,37
	DL-53	3,87
	DL-54	1,62
	DL-55	2,81

Miembro	Muestra	%TOC [p/p]
	DL-56	1,19
	DL-57	0,00
	DL-58	1,75
	DL-59	4,19
	DL-60	3,46
	DL-61	2,84
PUJAMANA	DL-62	5,25
	DL-63	5,86
	DL-64	4,81
	DL-65	4,21
GALEMBO	DL-66	3,16
	DL-67	2,89
	DL-68	1,10
	DL-69	2,69
	DL-70	0,66
	DL-71	2,03
	DL-72	0,19

Figura 31. Diagrama de resultados de %TOC para la Formación La Luna en la Sección Quebrada la Sorda.



En general los resultados de TOC para la Formación La Luna en la Sección Quebrada la Sorda se promedian en 2,7% por lo que se puede clasificar como Muy Buena en contenido de materia orgánica. En la Sección Quebrada Aguablanca el promedio general para este análisis es de 1,4% por lo que se puede clasificar como Buena en cuanto el contenido de materia orgánica.

6.7.2 Pirolisis Rock Eval Los análisis de Pirólisis Rock Eval se realizaron a dieciséis muestras en total, siete de ellas corresponden a la Sección Quebrada Aguablanca y nueve a la Sección Quebrada la Sorda. Los datos obtenidos en la Pirólisis se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Resultados del análisis de Pirólisis Rock Eval para muestras que presentaron %TOC >2.9.

Muestra	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	Tmax (°C)	Tpk S2 (°C)
DL-14	0,17	0,67	0,19	447	487
DL-16	0,69	10,49	0,39	443	483
DL-33	0,77	10,83	0,49	442	482
DL-34	0,39	1,56	0,16	429	469
DL-41	3,45	13,57	0,18	434	474
DL-45	0,67	12,57	0,26	437	477
DL-46	0,9	11,37	0,19	439	479
DL-51	2,68	12,52	0,19	438	478
DL-53	0,81	8,39	0,76	437	477
DL-59	1,95	10,83	0,39	438	478
DL-60	0,33	6,22	0,69	440	480
DL-62	7	31,01	1,22	427	467
DL-63	0,7	13,6	0,42	439	479
DL-64	2,55	13,17	0,18	439	479
DL-65	1,76	13,5	0,42	439	479
DL-66	0,16	1,64	0,26	433	473

A partir de los resultados obtenidos en el análisis de Pirólisis Rock Eval se calculó potencial de generación, índice de hidrogeno, Índice de Oxígeno e índice de saturación de Petróleo para cada muestra. (Ver Tabla 9).

Tabla 9. Valores obtenidos a partir de los resultados de Pirólisis Rock Eval.

Muestra	IP(S1/S1+S2)	Tmax (°C)	PG (S1+S2)	TOC (%)	IH (S2/TOC)x100	IO (S3/TOC)x100	ISO (S1/TOC)x100
DL-14	0,202	447	0,84	3,57	18,75	5,32	4,76
DL-16	0,062	443	11,18	3,20	327,36	12,17	21,53
DL-33	0,066	442	11,6	3,43	315,94	14,29	22,46
DL-34	0,200	429	1,95	5,07	30,79	3,16	7,70
DL-41	0,203	434	17,02	2,89	468,93	6,22	119,22
DL-45	0,051	437	13,24	5,02	250,43	5,18	13,35
DL-46	0,073	439	12,27	5,97	190,48	3,18	15,08
DL-51	0,176	438	15,2	3,49	358,43	5,44	76,72
DL-53	0,088	437	9,2	3,87	216,87	19,65	20,94
DL-59	0,153	438	12,78	4,19	258,18	9,30	46,49
DL-60	0,050	440	6,55	3,46	179,69	19,93	9,53
DL-62	0,184	427	38,01	5,25	590,67	23,24	133,33
DL-63	0,049	439	14,3	5,86	231,99	7,16	11,94
DL-64	0,162	439	15,72	4,81	274,08	3,75	53,07
DL-65	0,115	439	15,26	4,21	320,95	9,99	41,84
DL-66	0,089	433	1,8	3,16	51,92	8,23	5,07

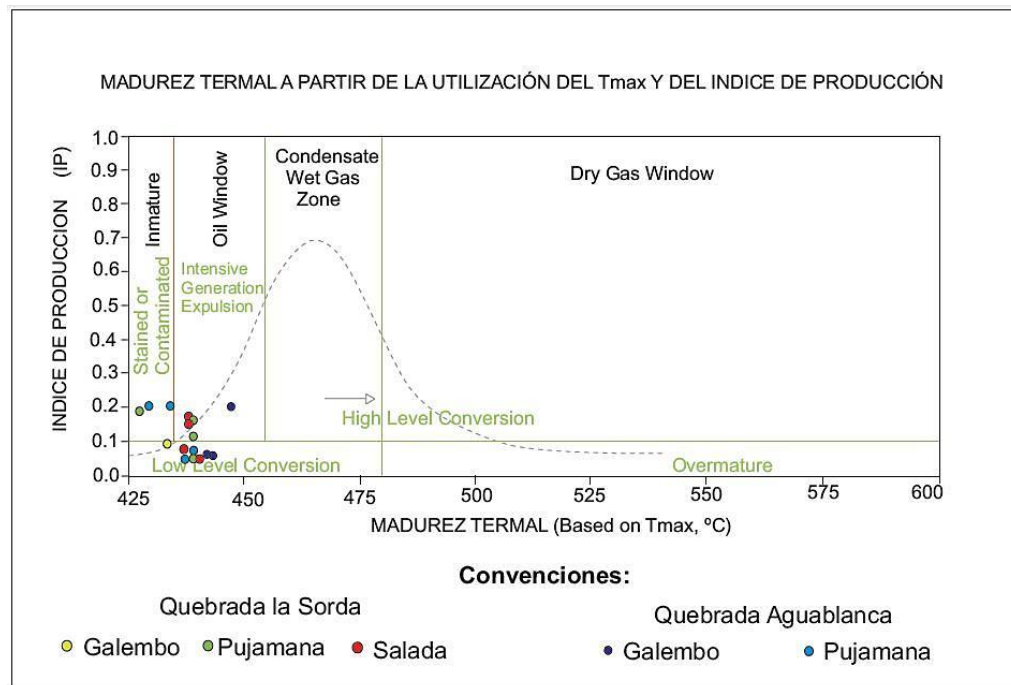
6.8 CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE LA FORMACIÓN LA LUNA

6.8.1 Clasificación de la materia orgánica (tipo de kerógeno) Esta clasificación se realizó a partir de la relación entre el Índice de Hidrogeno y el Índice de Oxígeno, en el diagrama de Van Krevelen modificado (Figura 32).

Como se observa en la Figura 32, hay dos tipos de Kerógeno que predominan en la Formación la Luna, el Tipo II y el Tipo III; solo dos muestras indican la presencia

Como se puede observar en la Figura 33 de acuerdo a la relación Tmax Vs. Índice de Producción, la Formación La Luna se encuentra en la ventana de generación de Petróleo. Algunos datos indican que en determinados sectores la roca aun es inmadura termalmente.

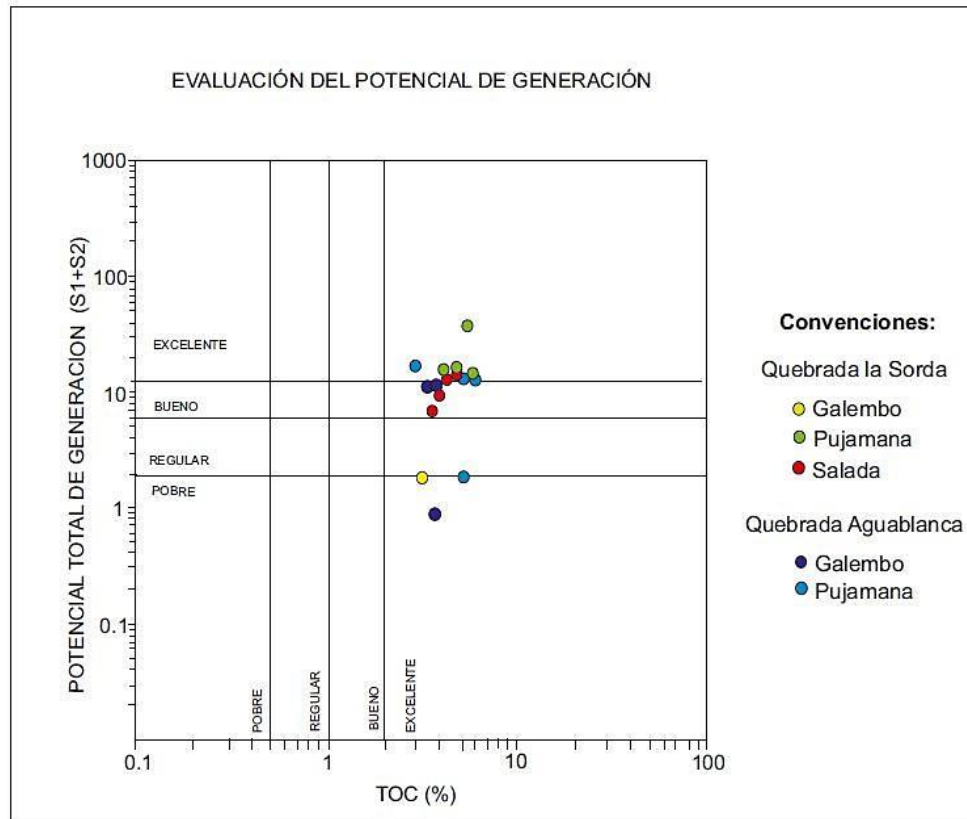
Figura 33. Diagrama de Madurez Termal Vs. Índice de Producción



Fuente: Tomado y modificado de Leyva 2012

6.8.3 Evaluación del potencial de generación La Evaluación del Potencial de Generación se llevó a cabo relacionando los resultados de los análisis de TOC con el Potencial Total de Generación dado por S1+S2 (Figura 34).

Figura 34. Diagrama de Evaluación del Potencial de Generación.



Fuente: Tomado y modificado de García-González 2010

El potencial de generación de la Formación La Luna se encuentra principalmente en el rango de bueno a excelente, aunque, como se observa en la Figura 34 en algunos sectores de la Formación el potencial de generación es pobre. En la Figura 34 se observa que el %TOC en todas las muestras califica dentro del rango de excelente (esto porque la pirólisis se realizó para las muestras de TOC mayores a 3%; en general el %TOC se clasifica de bueno a muy bueno de acuerdo al análisis de TOC aplicado a la totalidad de las muestras).

6.9 DIFRACCIÓN DE RAYOS X (DRX)

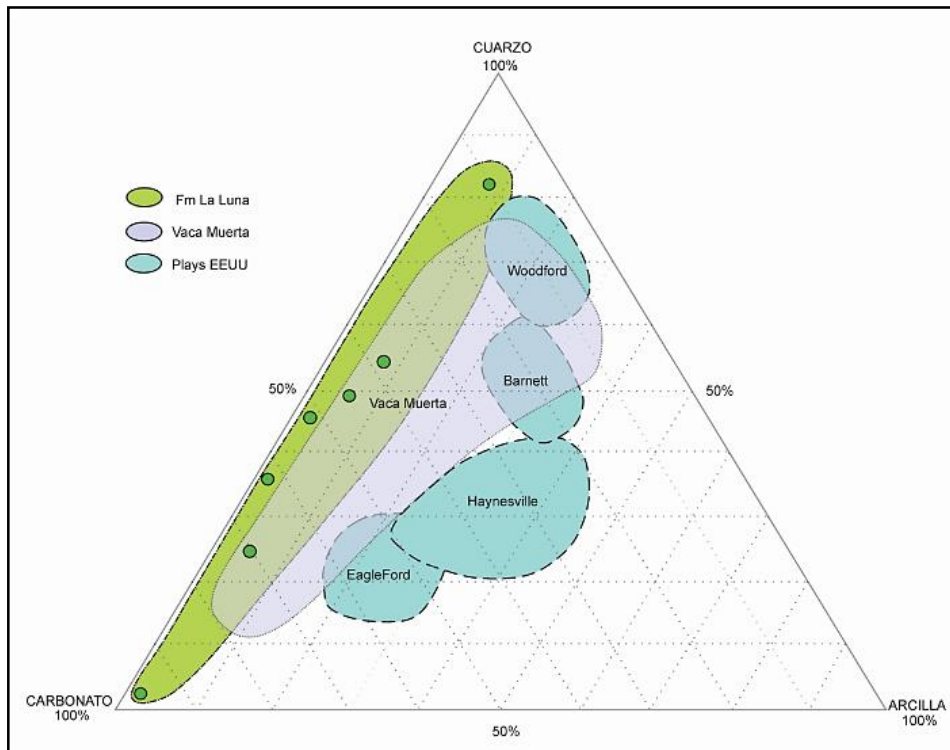
El análisis de DRX fue aplicado en total a siete muestras (una muestra representativa de cada microfacies) con el fin de conocer las características mineralógicas de la Formación La Luna. Los resultados obtenidos fueron recalculados utilizando solo minerales silíceos, carbonatados y arcillosos.

Como se puede observar en la Figura 35 la tendencia mineralógica de la Formación La Luna no es uniforme, pues varía a todo lo largo de la secuencia estratigráfica entre rocas con alto contenido de sílice y alto contenido de carbonatos, mientras que el contenido de minerales arcillosos es significativamente menor en relación a los minerales de sílice y carbonatos, lo que indica que las rocas de la Formación La Luna se pueden establecer como frágiles y por tanto más sensibles a la fracturación hidráulica. Según los resultados de DRX obtenidos, en la Formación La Luna, los minerales silíceos están representados por el cuarzo, en los carbonatos se encuentran principalmente la calcita y la siderita, mientras que el mineral representativo de los arcillosos es la caolinita.

De acuerdo a (Chopra et al. 2014), los Shale depositados en ambientes marinos son enriquecidos en minerales como cuarzo y carbonatos, y cuentan con baja cantidad de minerales arcillosos. Lo anterior coincide con los resultados obtenidos en los análisis de DRX y el ambiente de depósito de la Formación La Luna.

La mineralogía de la Formación La Luna, de acuerdo al contenido de cuarzo, carbonatos y arcillas, y a la gran variabilidad en el porcentaje de cuarzo y carbonatos, tendría similitud con el yacimiento de Vaca Muerta, más que con cualquier otro, y por su bajo contenido de arcillas la Formación La Luna se podría catalogar como un potencial yacimiento de hidrocarburos no convencional en cuanto a mineralogía y fragilidad se refiere. (Figura 35).

Figura 35. Diagrama ternario donde se compara la mineralogía de los plays de EagleFord, Haynesville, Barnett, Woodford y Vaca Muerta con los obtenidos para la Formación La Luna.



6.10 REFLECTANCIA DE VITRINITA (R_o)

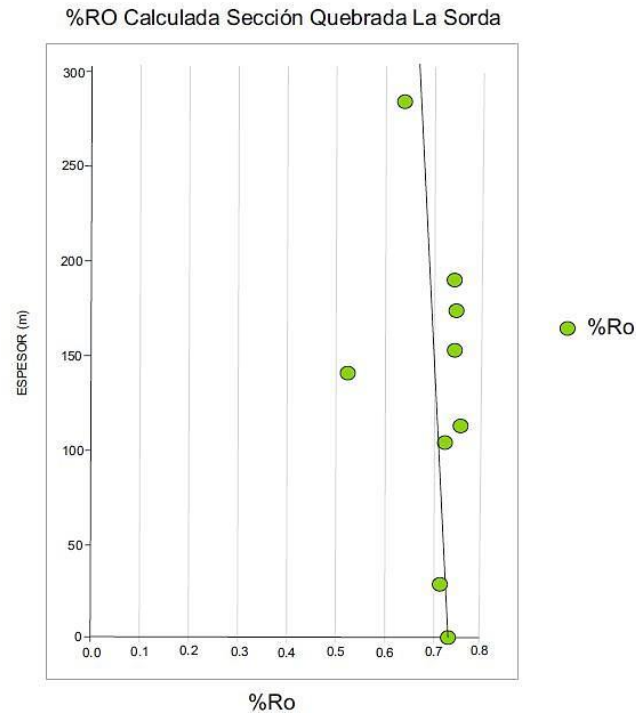
Para la Reflectancia de la Vitrinita se calcularon valores equivalentes a partir de la T_{max} obtenida en la Pirólisis Rock Eval, relacionándola matemáticamente con la fórmula $\%Ro_{Cal}=0.0180 \cdot T_{max}-7.16$ (Jarvie D. 2011). Este cálculo se realizó para las muestras de la sección de la Quebrada la Sorda ya que en esta sección se encuentran los tres Miembros de la Formación La Luna.

El Miembro Salada tiene valores de 437 a 440°C de T_{max} y su equivalente de $\%Ro_{Cal}$ es de 0.71 a 0.76, para este Miembro el promedio de $\%Ro_{Cal}$ es de 0.7325. El Miembro Pujamana presenta un rango de T_{max} de 427 a 439°C, y su equivalente de $\%Ro_{Cal}$ de 0.53 a 0.75 respectivamente para un promedio de 0.7. El Miembro

Galembo presenta un valor de %RoCal de 0.64 y una Tmax de 433°C. Estas temperaturas máximas y sus respectivos equivalentes de %Ro, indican que la Formación La Luna se encuentra en el rango de fases iniciales de la ventana de generación de petróleo.

En la Figura 36 se observa que a medida que se recorre La Formación La Luna de base a tope la Reflectancia de Vitrinita se hace menor, porque a medida que la roca se encuentra a más profundidad, mayor será la temperatura a la que ha sido sometida.

Figura 36. Gráfica de la relación Reflectancia de Vitrinita calculada y espesor de la Formación La Luna en la sección Quebrada la Sorda. A la gráfica se le ha aplicado regresión lineal para observar los cambios que se dan en relación al espesor.



6.11 POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Los resultados de porosidad (total y efectiva) y de permeabilidad que se presentan a continuación fueron tomados de (Mantilla, 2014), los datos de porosidad fueron obtenidos a partir del método de densidad-neutrón y los de permeabilidad a partir del método de Coates.

En la Tabla 9 se observa los datos de porosidad total y efectiva de la Formación La Luna para los Miembros Pujamana y Galembó, además se observa también que el promedio de porcentaje de porosidad total para el Miembro Pujamana (8.54%) es mayor que para el Miembro Galembó (7.37%). En cuanto a la porosidad efectiva ocurre lo contrario a la porosidad total, pues el promedio del Miembro Pujamana (3.47%) es menor al valor promedio del Miembro Galembó (5.17%).

Tabla 10. Tabla de datos de porcentaje de porosidad total y efectiva para los Miembros Pujamana y Galembó.

MIEMBRO	POROSIDAD TOTAL (%)			POROSIDAD EFECTIVA (%)		
	MIN.	MAX.	PROM.	MIN.	MAX.	PROM.
PUJAMANA	0.44	16.23	8.54	6.70	12.64	3.47
GALEMBO	0.00	17.90	7.37	5.51	17.68	5.17

Fuente: Tomado de Mantilla, 2014

Los datos de permeabilidad para los Miembros Pujamana y Galembó se muestran en la Tabla 10, allí se evidencia que la calidad de la permeabilidad es mejor en el Miembro Galembó con un promedio de 0.11 nD, para el Miembro Pujamana la permeabilidad es menor con un valor promedio de 0.05 nD.

Tabla 11. Tabla de datos de permeabilidad para los Miembros Pujamana y Galembo.

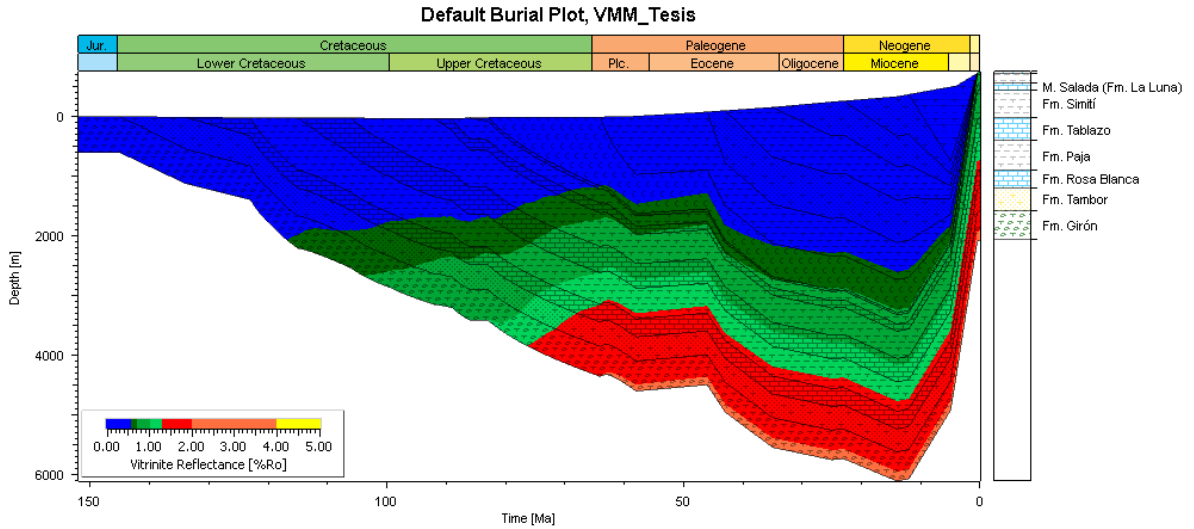
MIEMBRO	PERMEABILIDAD (nD)		
	MIN.	MAX.	PROM.
PUJAMANA	0.00	0.80	0.05
GALEMBO	0.00	1.78	0.11

Fuente: Tomado de Mantilla, 2014

6.12 MODELO GEOQUÍMICO 1D DEL SINCLINAL DE NUEVO MUNDO

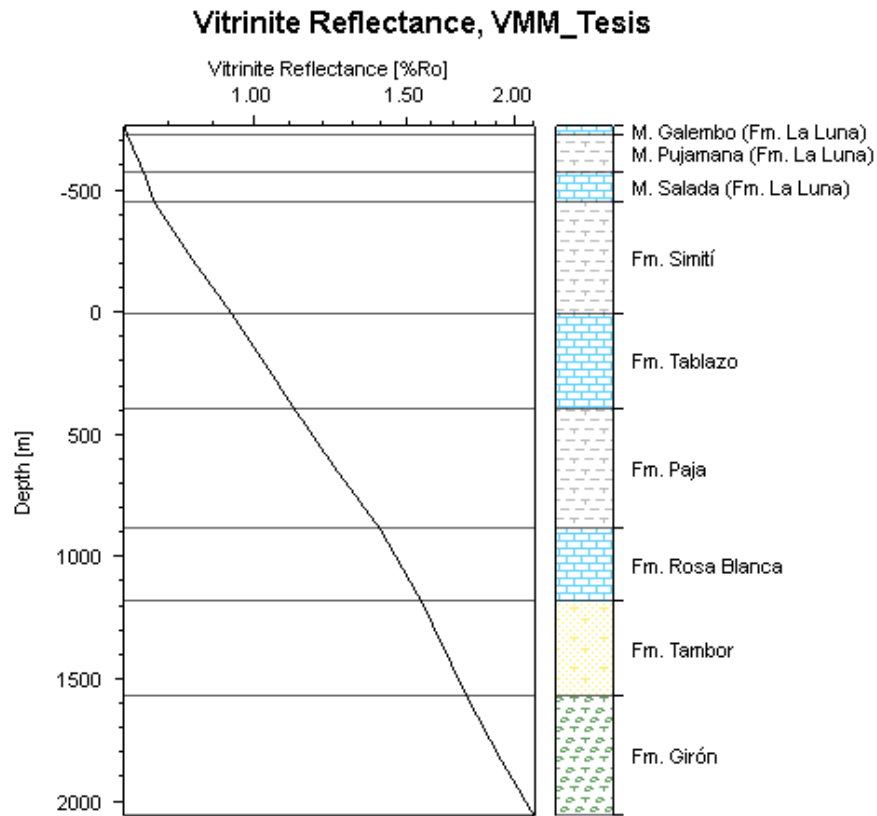
La historia de subsidencia de este modelo muestra como basamento la Formación Girón, y sobre ella se depositan una serie de secuencias sedimentarias del Cretácico empezando desde la Formación Tambor, seguido de las Formaciones Rosa Blanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna (Miembros Salada, Pujamana y Galembo) y Umir, sobre las secuencias cretácicas se depositan las formaciones del Terciario, Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado y Real. Estas secuencias causan un gran enterramiento y en algunos momentos se presentan eventos erosivos, finalmente son afectadas por un rápido levantamiento o inversión tectónica que da inicio en el Mioceno entre los 12 y 9 Millones de años (Orogenia Andina, levantamiento de la Cordillera Oriental) (Figura 37).

Figura 37. Modelo de subsidencia en donde se muestra los valores de Reflectancia de Vitrinita para los tres Miembros de la Formación La Luna y las Formaciones Umir, Tablazo y Paja.



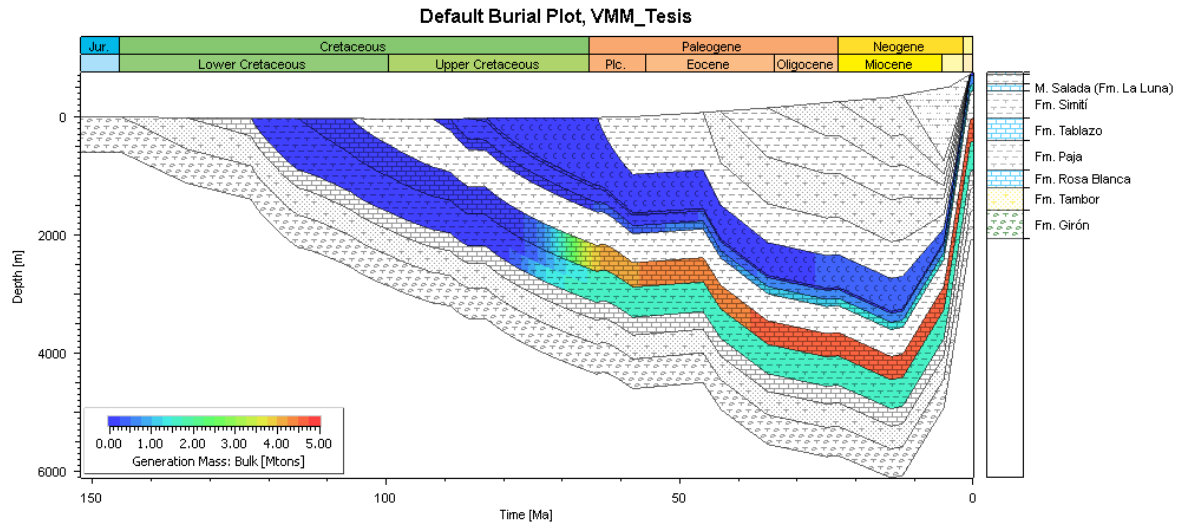
El área de estudio para este modelo es el tope de la Formación La Luna, por lo tanto en el modelo 1D a los cero millones de años (actualidad) todas las secuencias estratigráficamente por encima de la Formación La Luna ya han sido erosionadas y esta se encuentra aflorando. En la Figura 37 se puede observar como aproximadamente a los 1300 metros de profundidad la roca fuente (Formación La Luna) entra en la etapa inicial de generación de petróleo, con un %Ro de 0.55 aproximadamente a finales del Cretácico Superior y alcanza su máxima madurez termal en el Mioceno con un %Ro de 0.77. La maduración termal de la roca es interrumpida por la fuerte inversión tectónica que se presenta en el Mioceno. Los valores de Reflectancia según el modelo varían entre 0.70 y 0.77 de tope a base de la Formación. En la Figura 38 se observa la relación entre %Ro y la profundidad de las formaciones presentes.

Figura 38. Diagrama de relación entre %Ro y profundidad para las formaciones estratigráficamente por debajo de la Formación La Luna.



En la Figura 39 se muestra la generación de Hidrocarburos en Megatoneladas de la Formación La Luna, la generación comienza a finales del Cretácico Superior y la mayor generación de Hidrocarburos se da en el Mioceno antes del levantamiento de las secuencias depositadas. El Miembro Pujamana es el que más Megatoneladas de Hidrocarburos generó, mientras que el Miembro Galembó tuvo la menor generación de Hidrocarburos de los tres Miembros.

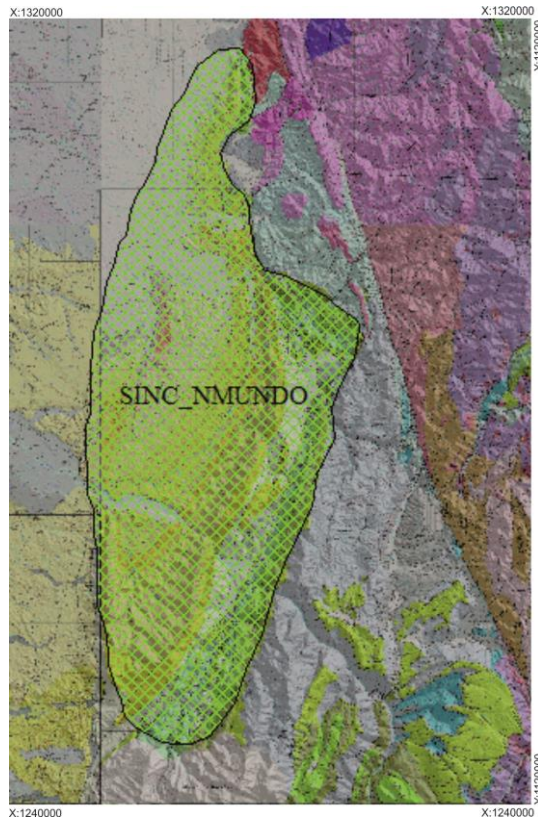
Figura 39. Modelo de subsidencia que muestra la generación de Hidrocarburos de la Formación la Luna en Megatoneladas.



6.13 ESTIMACIÓN DE RECURSOS PARA LA FORMACIÓN LA LUNA

En primer lugar para la estimación de recursos se calculó el área total del Sinclinal de Nuevo Mundo (Km²), para lo cual se utilizó el programa (Global Mapper V15.0). A continuación en la Figura 40 se muestra el área a calcular el cual se obtuvo un valor de (3623 Km²).

Figura 40. Área del Sinclinal de Nuevo Mundo obtenida a partir del programa (Global Mapper V15.0), debidamente georreferenciado y con su respectivo modelo digital de elevación (DEM).



Para calcular el valor del volumen de roca (Km^3) de cada Miembro de la Formación La Luna se tuvo en cuenta el espesor de la capa obtenido previamente en realización de la poligonal (Km) y este multiplicado por el valor del área en (Km^2); Cabe especificar que para los Miembros que tienen altos índices de hidrógeno y %TOC (Potencialmente más Generadoras) solo se estima que tienen un volumen de eficacia de $1/3$ del volumen original de roca (Volumen de roca eficaz), los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Muestra los valores obtenidos para el volumen de roca (Cm³) en los tres Miembros de la Formación La Luna.

FORMACION	AREA (km ²)	ESPESOR (Km)	VOL ROCA (km ³)	VOL ROCA EFICAZ (km ³)
SALADA	3630	0.124	450.12	150.04
PUJAMANA	3630	0.154	559.02	186.37
GALEMBO	3630	0.037	134.31	44.77

A continuación se realizan los cálculos del balance de masas propuesto por Schmoker (1995), partiendo de datos de Índice de Hidrogeno (HI) y %TOC obtenidos en laboratorio; para el valor del hidrocarburo generado por cada gramo de carbono orgánico, se obtuvo de la diferencia entre Índice de Hidrogeno presente antes de la generación de hidrocarburo y el presente después de la generación del hidrocarburo. (Ver Tabla 13).

Tabla 13. Valores TOC/100 e índice de hidrogeno obtenidos en laboratorio (presente), valor de densidad de roca de cada Miembro (g/cm³) y el valor de hidrocarburo generado por cada gramo de carbono orgánico.

FORMACION	TOC/100 (Wt%)	HI AG de Hc (mg Hc / g TOC)	HI PRESENTE (mg Hc / g TOC)	Hc G X g de TOC (mg Hc / g TOC)	DENSIDAD g/cm ³
SALADA	0.0419	800	358.43	441.57	2.5
PUJAMANA	0.0586	800	590.67	209.33	2.5
GALEMBO	0.0357	800	327.36	472.64	2.5

Se procede a obtener la masa de carbono orgánico en la unidad de roca fuente MCO (Kg) utilizando la ecuación $MCO (Kg) = (TOC (Wt \%) / 100) \times (\rho) (g/Cm^3) \times V (Km^3)$. A este resultado se multiplicó por 10^{12} para convertir las unidades de (g/Cm^3)

a (kg/Km^3), para el dato de densidad de las rocas generadoras se utilizó un valor promedio de $2.5 \times 10^{12} \text{ g}/\text{m}^3$ para calizas (García, et al., 2009).

La masa de hidrocarburos generados por gramo de CO (Hc G X g de TOC), se Obtiene de la diferencia entre el Índice de Hidrogeno antes de la generación de hidrocarburo y el Índice de Hidrogeno presente (calculado en laboratorio);

Por último la masa total de hidrocarburos generados, HCG (kg de Hc), en cada unidad de roca fuente se calcula utilizando la ecuación, $\text{HCG (kg de Hc)} = (\text{mg Hc} / \text{g TOC}) \times (\text{kg TOC}) \times 10^{-6} (\text{kg} / \text{g})$, El resultado se multiplica por 10^{-6} para convertir unidades de masa de gramos a kilogramos.

Tabla 14. Valores MCO (g), HCG (Kg de Hc), Volumen (Cm3) HCG (Kg de Hc)/densidad, y el respectivo equivalente en BBO.

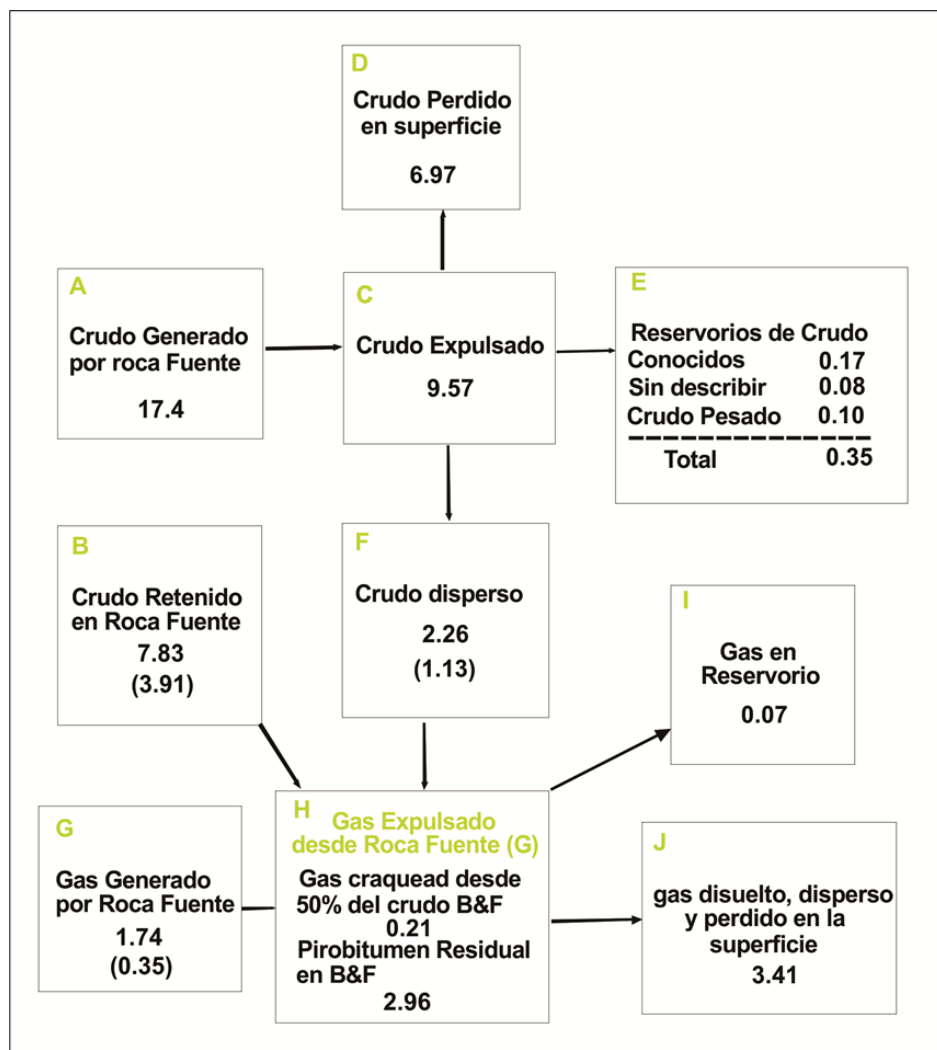
FORMACION	MCO(kg)	HCG(Kg de Hc)	Volumen (Litros) HCG(Kg de Hc)/DENSIDAD	BILLONES DE BARRILES EQUIVALENTES (BBO)
SALADA	1.57×10^{13}	6.94×10^{12}	2.77×10^{12}	17.4
PUJAMANA	2.73×10^{13}	5.71×10^{12}	2.28×10^{12}	14.3
GALEMBO	3.99×10^{12}	1.87×10^{12}	7.48×10^{11}	4.5

La conversión de la masa de hidrocarburos (Kg de Hc) a volumen de hidrocarburos generados (Litros), se efectuó empleando una densidad de $2.5 \times 10^{12} \text{ Kg}/\text{Km}^3$, entre tanto para la conversión de litros a barriles de Petróleo equivalente se empleó un factor de 158.98 barriles de crudo/petróleo, por último para convertir barriles a Ft^3 de Gas se multiplico por 6000 Ft^3 .

Al obtener el volumen de hidrocarburo generado en cada Miembro de la Formación La Luna se procede a evaluar el volumen de hidrocarburo acumulado o

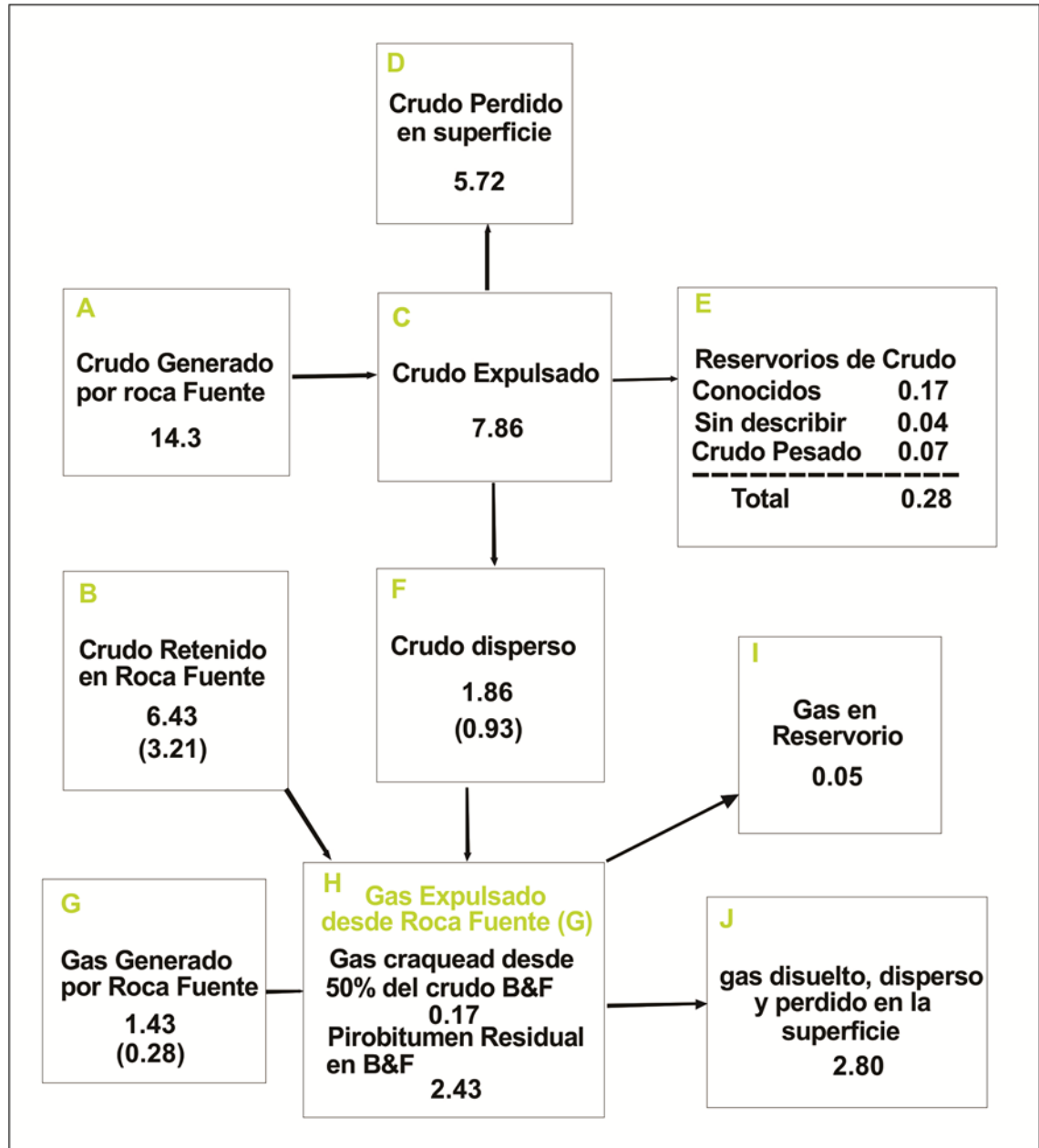
entrampado; Para la realización de estos cálculos se empleó el método propuesto por (Hunt, 1995), que permite hacer una cuantificación del volumen de hidrocarburo, partiendo de que existen varios factores de riesgo geológico que tienen lugar desde la generación de hidrocarburos hasta la acumulación y preservación de hidrocarburos tal como se muestra en la Figura 9.

Figura 41. Cuadro Ilustrativo del balance y flujo de masa de hidrocarburos, Formación La Luna – Miembro Salada.



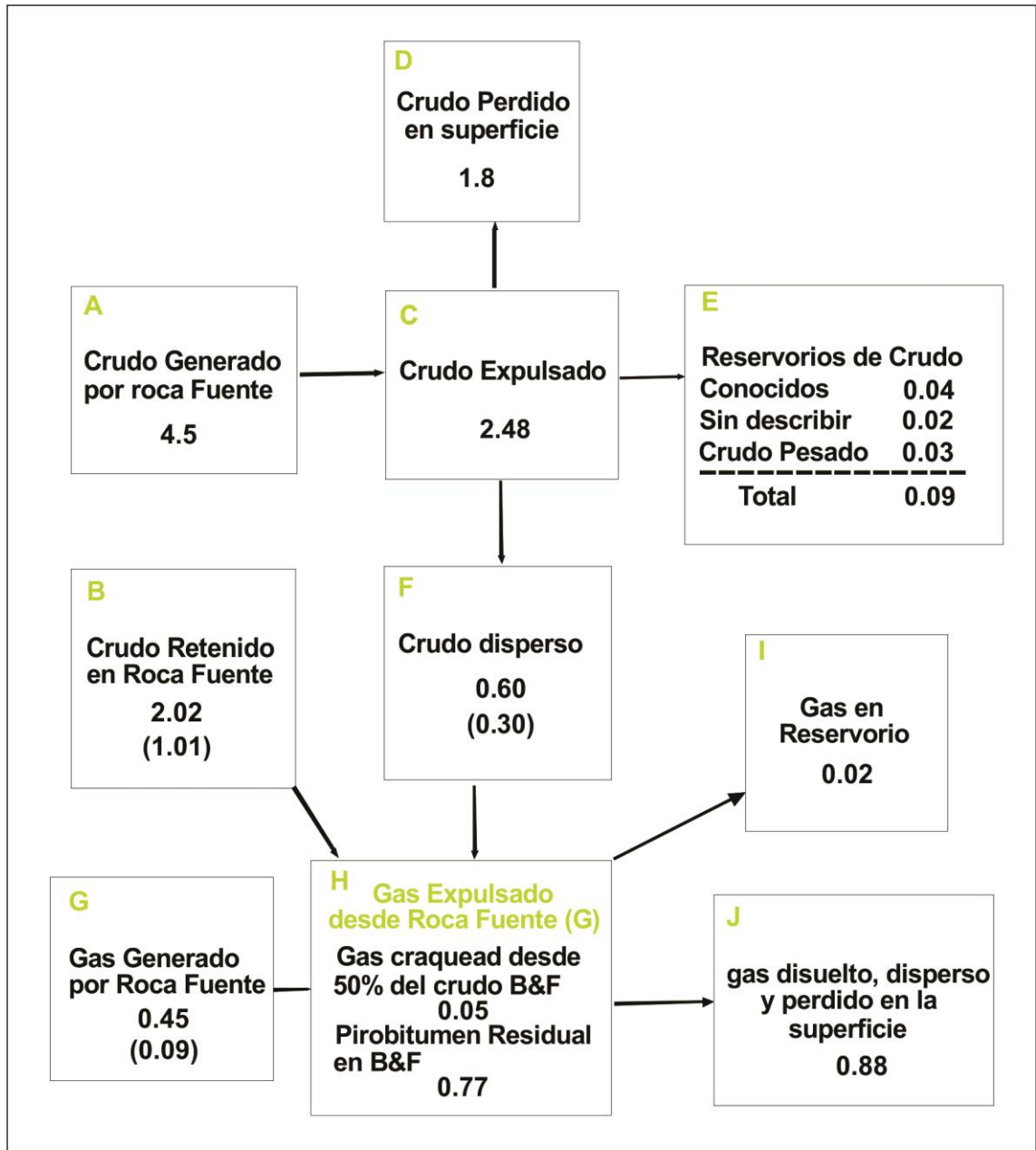
Fuente: Tomado y modificado de García et al., 2009 en (Hunt 1995)

Figura 42. Cuadro Ilustrativo del balance y flujo de masa de hidrocarburos, Formación La Luna – Miembro Pujamana



Fuente: Tomado y modificado de García et al., 2009 en (Hunt, 1995).

Figura 43. Cuadro Ilustrativo del balance y flujo de masa de hidrocarburos, Formación La Luna – Miembro Galembo.



Fuente: Tomado y modificado de García et al., 2009 en (Hunt 1995).

Los resultados obtenidos en cuanto al reservorio de crudo solo representan un 10% del total de hidrocarburo y de Gas generados por la roca fuente y estos a su vez

representan los reservorios conocidos (4.8%), sin describir (2.4%) y crudo pesado (2.8%); el Gas presente el reservorio tan solo terminan representando el 2% del total de hidrocarburo generados por la roca fuente. Los resultados obtenidos para cada Miembro se relacionan a continuación:

Tabla 15. Resultados obtenidos para reservorio de crudo y Gas generados y presentes.

FORMACION	Hc GEN. ROCA FUENTE (BBO)	GAS GEN. ROCA FUENTE (TCF)	RESERVORIO DE CRUDO CONOCIDO (BBO)	GAS EN RESERVORIO (TCF)
SALADA	17.4	10.4	0.17	0.42
PUJAMANA	14.3	8.6	0.09	0.30
GALEMBO	4.5	2.7	0.04	0.12

7. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

7.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS EVENTOS ANÓXICOS EN LA FORMACIÓN LA LUNA

Turgeon & Creaser, 2008 definen que los Eventos Anóxicos Oceánicos, (OAE por sus iniciales en inglés: Oceanic Anoxic Events), fueron episodios de anoxia marina durante los cuales se depositaron y enterraron grandes cantidades de carbono orgánico en el fondo del mar, y en donde el agua de los océanos se caracterizó por la deficiencia de oxígeno.

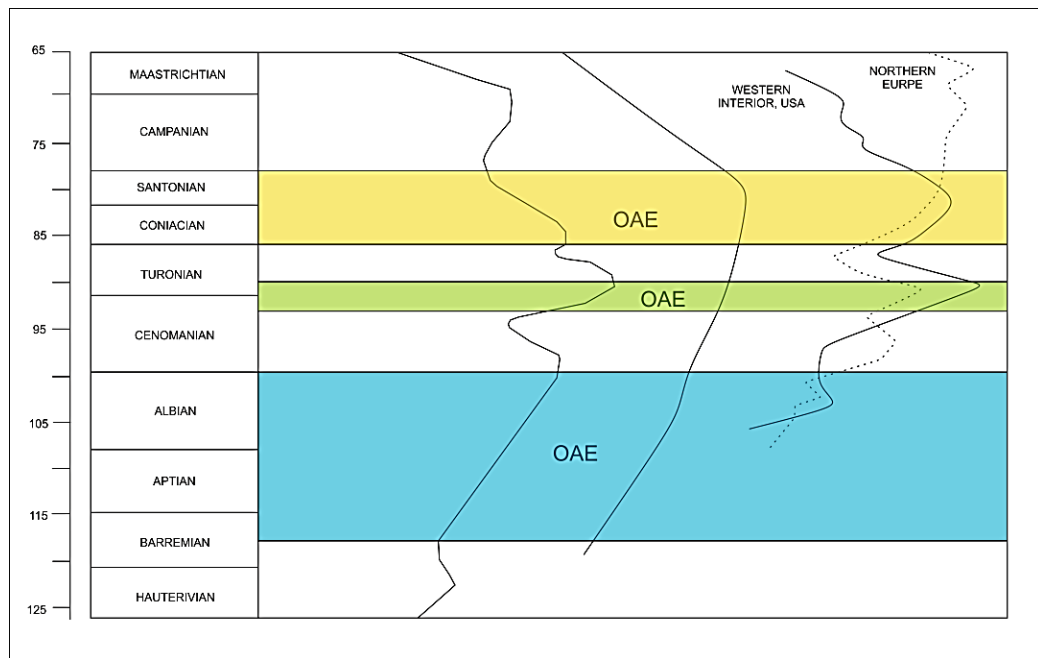
Según (Jenkyns, 1980) a mediados y finales del Cretácico, las aguas marinas se caracterizaron, por un bajo contenido de oxígeno en relación con los océanos y los mares de hoy. Algunos de los intervalos de anoxia marina más importantes que afectaron a los océanos a nivel global se produjeron durante el periodo Cretácico entre el Aptiano y la parte baja del Campaniano (125 y 80 Millones de Años respectivamente) (Walker and Geissman, 2009 en Moreno e Hincapié, 2010), En el Cretácico se presentaron tres eventos anóxicos globales (Figura 44), el OAE1a (se conoce también como el evento Selli) que corresponde al Aptiano temprano, el OAE2 (o evento Bonarelli) que comprende el intervalo entre el límite Cenomaniano - Turoniano (Leckie et al., 2002) y el OAE3 que se relaciona con el Coniaciano Superior -Santoniano (Bralower & Lorente, 2003).

Los sedimentos ricos en carbono orgánico que se depositaron en los Eventos Anóxicos Oceánicos, se presentan como secuencias típicas de Shale negro o Mudstone, asociados a calizas (Arthur & Schlanger. 1979). La abundancia de Hidrocarburos en el Mesozoico y en particular en el Cretácico, se debe en parte, a la coincidencia espacial y temporal de rocas generadoras ricas en carbono orgánico

cuyos sedimentos se depositaron durante los eventos anóxicos (Arthur & Schlanger, 1979).

Al relacionar las edades en las que se presentaron los OAE con las secciones estratigráficas de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se puede deducir que el evento OAE1a se presentó en lo que hoy es la Formación Tablazo y la Formación Simití, y los eventos OAE2 y OAE3 en la Formación La Luna.

Figura 44. Esquema de relación entre los Eventos Anóxicos Oceánicos del Cretácico y sus respectivas edades.



Fuente: Tomado y modificado de Jenkyns, 1980

Dicho lo anterior, y complementando con lo mencionado en la caracterización de los yacimientos tipo Shale Gas y Oil Shale en cuanto a su ambiente de depositación se refiere, se evidencia que es de gran importancia la identificación de los Eventos Anóxicos Oceánicos correspondientes al Cretácico Superior (OAE2 y OAE3) para lograr identificar las zonas con potencial de yacimientos no convencionales en la Formación La Luna.

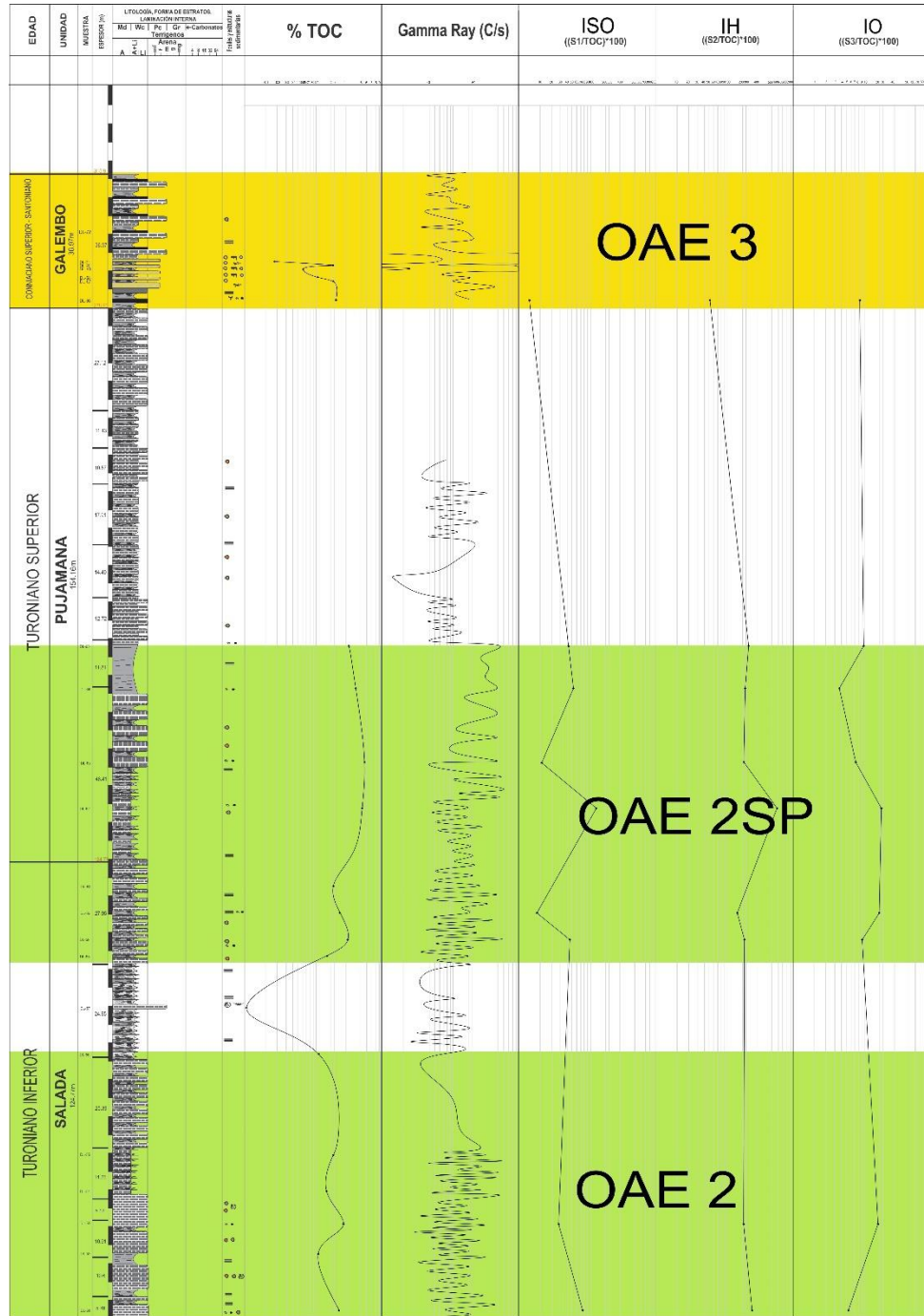
Para la identificación de los intervalos en donde tuvieron lugar los Eventos Anóxicos Oceánicos en la Formación La Luna, en la Sección Quebrada la Sorda, se tomaron en cuenta tres parámetros; uno es el resultado de los análisis de porcentaje de Carbono Orgánico Total, otro, los datos obtenidos en la toma del registro de Gamma Ray y por último la presencia de pirita framboidal (identificada en la petrografía orgánica).

Tanto los resultados de %TOC como los valores obtenidos en el registro Gamma Ray son importantes en la identificación de los eventos anóxicos, pues, los sedimentos que se depositaron durante los OAE se caracterizan por su alto contenido de materia orgánica, por lo cual, zonas con altos valores de %TOC dan un indicio de los sectores en donde se presentan dichos eventos. Por otro lado, el Gamma Ray registra ondas de alta emisión de energía radiactiva; los Shale formados a partir de ambientes anóxicos por su alto contenido de Potasio radiactivo de las arcillas absorben Uranio y Torio (los incrementos de Uranio se encuentran asociados al incremento de materia orgánica). Aparte del Uranio, estos Shale se encuentran asociados también a altos contenidos de elementos como Azufre, Fosforo, Molibdeno, Cobre y Hierro, por consiguiente, las altas lecturas de Gamma Ray están ligadas a mayor radiación y por tanto, a mayores cantidades de materia orgánica. De acuerdo a lo anterior, las altas lecturas del registro Gamma, sirven como complemento para la identificación de los Eventos Anóxicos. La pirita framboidal es un indicador de ambientes anóxicos, por lo que su presencia es importante en la identificación de OAE.

Al relacionar los valores obtenidos en el análisis de porcentaje de Carbono Orgánico Total, el registro de Gamma Ray y la presencia de Pirita framboidal, se logró identificar y diferenciar en la Formación La Luna, sección Quebrada la Sorda, los Eventos Anóxicos Oceánicos que ocurrieron a nivel mundial en el Cretácico superior (OEA2 y OEA3), y además, se identificó un tercer evento anóxico que quizás pudo ocurrir a nivel local.

En la Figura 45, se puede observar la columna estratigráfica de la Formación La Luna, y en ella los eventos anóxicos identificados. El OAE2 (Limite Cenomaniano-Turoniano) se encuentra ubicado hacia la base del Miembro Salada, aproximadamente en los primeros 70 metros de la sección, en donde el registro Gamma Ray varía entre las 60 y 140 cuentas por segundo y el TOC entre 1,37 y 3,86%, además de gran cantidad de pirita framboidal. Hacia el centro del Miembro Salada (de los 70 a los 99 metros) los valores de %TOC y Gamma Ray (entre 50 y 90 cuentas por segundo) son muy bajos y no hay presencia de pirita framboidal, por lo que se puede descartar la presencia de un Evento Anóxico Oceánico en esta zona. Entre los 99 y 184 metros se encuentra el intervalo que comprende la parte superior del miembro Salada y aproximadamente la mitad inferior del Miembro Pujamana, en donde el contenido de pirita framboidal es alto, se registran valores en cuentas por segundo de 60 hasta 145, y de %TOC de 4,2 a 5,3 (los más altos %TOC en toda la sección), de acuerdo a estos resultados se puede interpretar que en este intervalo se presentó un evento anóxico que quizás ocurrió solo a nivel local, para efectos de este trabajo este evento se identificará como OAE2-SP (Turoniano Inferior(?)-Turoniano Superior (?)). En el Miembro Galembo se presentan variaciones en el porcentaje de TOC (desde 0,1 hasta 3,2) y altas lecturas de Gamma Ray (las más altas de todo el registro, alcanzando incluso las 350 cuentas por segundo) debidas a la cantidad de Fosfatos presentes en estas secuencias, de acuerdo a esto y a la presencia de pirita framboidal, se puede deducir que en Galembo se presentó el OAE3 (Coniaciano Superior-Santoniano). En la mitad superior del Miembro Pujamana se deduce la no continuidad del OAE3 por las bajas lecturas de registro Gamma Ray, oscilan entre las 50 y 105 cuentas por segundo.

Figura 45. Columna Estratigráfica en donde se señalan los eventos anóxicos OEA2 (Limite Cenomaniano-Turoniano), OEA2-SP (Turoniano Inferior (?)-Turoniano Superior (?)) y OEA3 (Coniaciano - Santoniano), identificados a partir de la relación de %TOC, registro Gamma Ray y presencia de Pirita framboidal.



7.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS ZONAS CON POTENCIAL DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Partiendo de la metodología llevada a cabo para la Caracterización de Yacimientos no Convencionales realizadas en este proyecto (Ambientes de depositación, Carbono Orgánico Total, Madurez Termal, Fractura, Petrografía Orgánica, Mineralogía, Permeabilidad y Porosidad) se reconocen cuatro muestras (DL-14, DL-62, DL-53, DL-65) pertenecientes a las Facies sedimentarias SWI, SMc, WPlc, WScl, y Facies orgánicas MNLp, WNLp, WNLp y WLp respectivamente; las cuales arrojaron valores muy superiores de contenido de cuarzo y carbonatos a los valores de contenido de arcillas, siendo estas susceptibles a la fracturación hidráulica; estas Facies pertenecen a los ambientes anóxicos (OAE-3, OAE2-SP, OAE-2) en donde se presentaron los mayores eventos de conservación de la materia orgánica, lo cual las hacen las Facies más propicias para yacimientos no convencionales, también, estas Facies presentan valores de TOC mayores a 3%. El Kerógeno predominante en los tres miembros de la Formación la Luna y por tanto en las Facies anteriormente mencionadas es el tipo II, a su vez, el %Ro calculado para la Formación la Luna indica que esta se encuentra en ventana de generación de petróleo, obteniendo un rango de 0.65 a 0.73, valores muy cercanos a los obtenidos en el modelo geoquímico 1D (%Ro 0.70 a 0.77).

Dicho lo anterior, y reuniendo cada una de las características mencionadas, se reconocen estas cuatro Facies como zonas potenciales de yacimientos no convencionales tipo Oil Shale, y que representan un espesor total de 183 metros.

Por último se tiene que los valores de reservas de hidrocarburos obtenidos por medio del método de (Schmoker, 1994), (Hunt, 1995) muestran que los tres miembros de la formación la luna generaron hidrocarburos siendo el Miembro Salada el que generó los más altos contenidos (Hidrocarburo generado en la roca fuente (17.4 BBO).

8. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

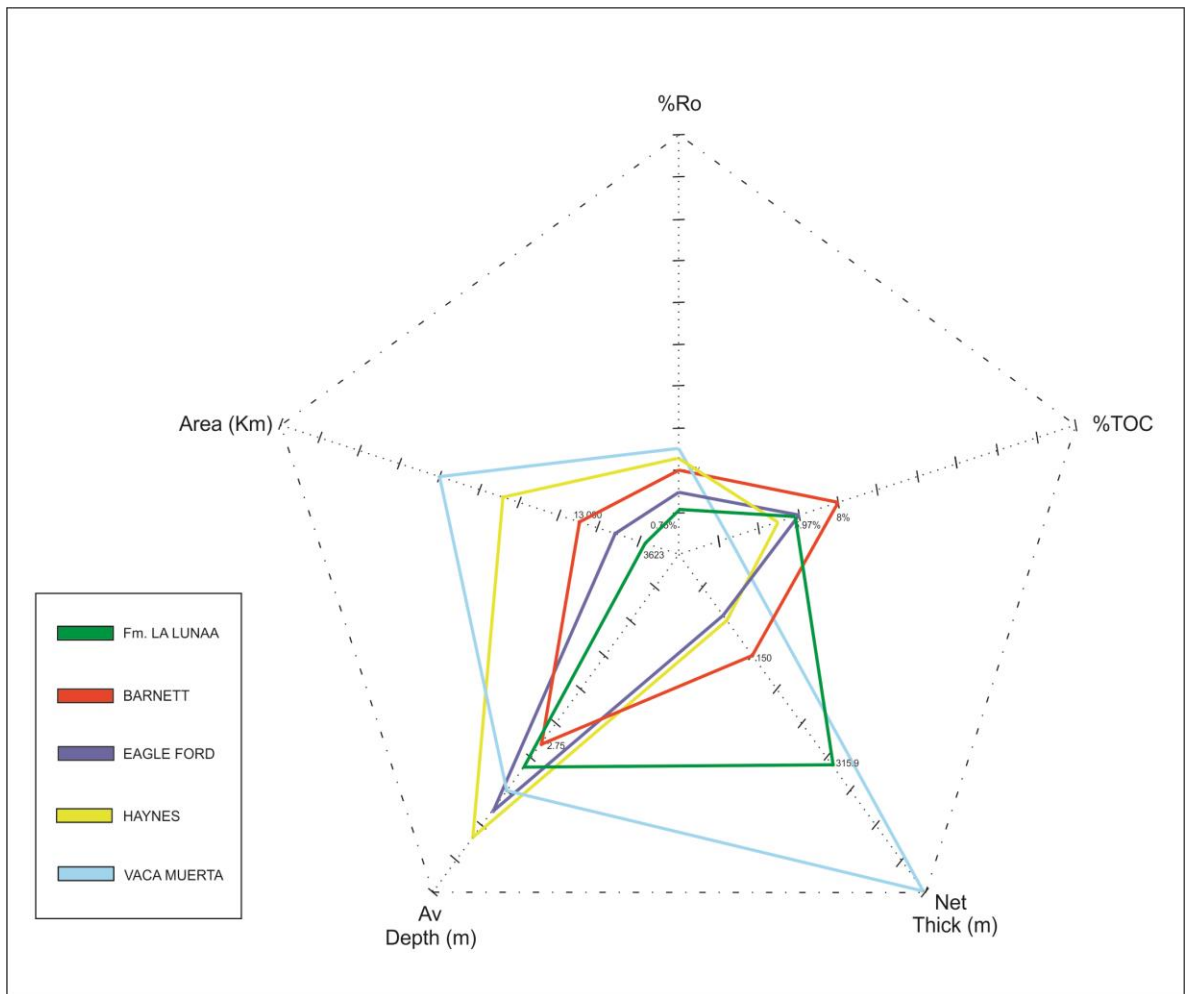
Para los resultados obtenidos en los Ambientes Anóxicos se establece la posibilidad de que el Ambiente Anóxico OAE2 se halla prologado desde el tope del Miembro Salada Coniaciano Inferior (?) hasta la base del Miembro Pujamana Coniaciano Superior (?), siendo este denominado OAE2-SP, el cual presenta características similares a los eventos ya descritos y reconocidos a lo largo de la Formación La Luna (OAE2-OAE3).

Para los datos de porosidad efectiva se puede constatar que la formación la luna y sus dos Miembros Pujamana (3.47%) y Galembó (5.17%) se encuentran dentro del porcentaje establecido para tener un yacimiento tipo Shale gas y Oíl, Shale (<15%) para lo cual este resultado sustenta los resultados obtenidos en la ventana de generación de hidrocarburos que muestra un yacimiento tipo Oíl Shale dentro de las facies (SMc), (WScl), (SWI) y (WPcl).

Para los resultados obtenidos en el Ambiente de depositación de la Formación La Luna y sus Miembros, se plantea un Ambiente de Plataforma Carbonatada en el cual se propone en cada uno de ellos una clasificación concreta en cuanto al sitio de depositación, esto a través de la asociación de Facies Macro y Micro.

A partir de la realización del diagrama ternario cuarzo-carbonato-arcilla (Figura 46) donde se muestra la mineralogía promedio de los Shale se puede plantear que la Formación La Luna es muy similar al Play de Vaca Muerta, en cuanto a su mineralogía y el tipo de Kerógeno originado (Kerógeno tipo II), el contenido de %TOC es muy similar arrojando valores de hasta 8% TOC, la edad Cretáceo y los valores obtenidos en la Reflectancia de la Vitrinita %Ro (0.71-0.77) de estas dos las hace aún más similar.

Figura 46. Comparación promedio de los Shale de Estados Unidos y de Vaca Muerta (Argentina) Comparado con el Play de la Formación La Luna.



Fuente: Tomado y Modificado de Askenazi et al., 2013

9. CONCLUSIONES

En el flanco oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se levantaron dos secciones estratigráficas, en la primera de ellas se levantó un espesor total medido de 210.2 m, para lo cual 24.10 m hacen parte del Miembro Pujamana y los restantes 186.10 m corresponden a Miembro Galembo. Para la sección de la Quebrada La Sorda se levantó un total estratigráfico de 315.9 m de los cuales 124.77 m hacen parte del Miembro Salada, 154.16 m Miembro Pujamana y los últimos 36.97 m corresponden al Miembro Galembo.

Para las secciones aflorantes en el flanco oriental de la Cuenca del Valle Medio (Quebrada La Sorda y Quebrada Aguablanca) se definieron 7 microfacies y 7 litofacies todo esto en conjunto permitió interpretar el ambiente bajo el cual se depositó la Formación La Luna, el cual ocurrió en una Plataforma Carbonatada Interna (Inner Shelf) para el Miembro Galembo y una plataforma Carbonatada Media (Middle Shelf) para el Miembro Pujamana y Miembro Salada.

Se identificaron cuatro Facies principales como las más propicias para yacimientos no convencionales, (de la más frágil a la más dúctil), estas son: Wackestone con concreciones y Shale calcáreo laminado (WScl), Shale calcáreo y Mudstone con concreciones (SMc), Wackestone y Packstone laminado con concreciones (WPcl), y por último Shale calcáreo laminado y Wackestone (SWI).

Los análisis de Carbono Orgánico Total permiten clasificar a la Formación La Luna en forma generalizada dentro de un rango de Buena a Muy Buena en relación al contenido de materia orgánica obteniendo promedios generales de 1,4% en la Sección Quebrada Aguablanca y 2,7% en la Sección Quebrada la Sorda. Cabe

destacar que en la mitad inferior del Miembro Pujamana el TOC alcanza un promedio de 5% lo que la ubica en un rango excelente.

La interpretación de los análisis de Pirólisis Rock Eval evidencia que el Kerógeno dominante en la Formación La Luna según la relación IO (entre 3.16 y 19.65) vs. IH (entre 30.79 y 590.65) es el tipo II. El potencial de generación de esta Formación según la relación %TOC vs. Potencial de Generación (S1+S2) (entre 0.84 y 38.01) se encuentra ubicado generalmente en el rango de bueno a excelente.

La madurez termal de la Formación La Luna en la Quebrada la Sorda corresponde a la ventana de generación de petróleo, esto de acuerdo a los valores de Tmax que varían entre 427°C y 440°C con una reflectancia calculada entre 0.64% y 0.75% indicando que esta formación se encuentra en la ventana de generación de Petróleo y por tanto se determinó que esta formación presenta características de reservorio no convencional tipo Oíl shale.

Los análisis mineralógicos y de facies litológicas indican que la Formación La luna presenta intervalos con composiciones mineralógicas (Cuarzo 3.1% a 81.2%, Carbonatos 10.2% a 96.9%, arcillas 4.2% a 8.6%) indicativas de fragilidad, por tanto las facies litológicas por consiguiente esta Formación puede ser fracturada para desarrollar los yacimientos de Oíl. El espesor total de los yacimientos tipo Oíl Shale de la Formación La Luna es de aproximadamente 183 metros.

Las características geoquímicas y mineralógicas así como también de espesor indican que esta formación presenta condiciones similares a la Fm Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina (Argentina), puesto que los valores de %TOC indican para ambas un rango de Bueno a Excelente, y la madurez termal indica que estas se encuentran en ventana de generación de petróleo, por último los valores de cuarzo, arcilla y carbonatos indican alta fragilidad.

Se calculó por el método de balance de masas de Schmoker (1994) y de Hunt (1995) los recursos de hidrocarburos en el Sinclinal de Nuevo Mundo obteniéndose un total de crudo generado de 36.2 BBO y 21.72 TCF de Gas y se estableció que el Miembro que más género es el Miembro Salada con un total de 17.4 BBO y 10.44 TCF de Gas en el reservorio, por último el potencial de recursos de hidrocarburo por Km² en el Sinclinal de Nuevo Mundo es de (0.009 BBO) y (0.006 TCF) de Gas.

10. RECOMENDACIONES

Se recomienda una Caracterización Geoquímica con muestras de núcleo, ya que las muestras de afloramiento son poco confiables en los resultados, debido a que estas han estado en superficie expuestas a diversos factores geológicos.

Se recomienda un análisis de reflectancia de vitrinita (%Ro) sobre muestras de campo y/o secciones pulidas con el fin de definir con mayor exactitud los valores de este parámetro, ya que el actual proyecto esta se definió a partir del método propuesto en (Jarvie, 2011).

BIBLIOGRAFIA

- ALLIX P., BURNHAM A., FOWLER T., HERRON M., KLEINBERG R., SYMINGTON B. (2011): Extracción del petróleo contenido en las lutitas. *Oilfield Review*. p. 4-15.

- ÁLVAREZ I, ARENILLAS A, CAYOLA FJ, CIENFUEGOS P, GARCÍA C, LOREDO-PÉREZ J, MARTÍNEZ R, MAZADIEGO LF, VÁZQUEZ D, VICUÑA JC, TARÍN I. (2013): Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas. Madrid, España. p. 149.

- ARENILLAS I, LAIA ALEGRET, JOSÉ A, EUSTOQUIO M. (2000): The didactic use of the foraminifera in the teaching Earth Sciences: their paleoceanographic distribution across the Cretaceous/Tertiary boundary. *Enseñanza de las ciencias de la Tierra*. p. 108-118.

- ARTHUR, M., SCHLANGER, S. (1979): Cretaceous “Oceanic Anoxic Events” as Causal Factors in Development of Reef-Reservoired Giant Oil Fields. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. Vol, 63. No. 6. p. 870-885.

- ASKENAZI, A., BISCAYART, P., CÁNEVA, M., MONTENEGRO, S., MORENO, M. (2013): Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. YPF S.A. Society of Petroleum Engineers. p. 20.

- BARRERO, D., PARDO, A., VARGAS, C., MARTINEZ, J. (2007): Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new

- proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH y B&M Exploration Ltda. Bogotá, Colombia. p. 92.
- BERNAL L. A, (2009): Caracterización Estratigráfica y Petrográfica de la Formación La Luna en el Sector de El Tablazo, Valle Medio del Magdalena, ACGGP Bulletin. p. 6.
 - BOYER, C., KIESCHNICK, J., SUAREZ, R., LEWIS, R., WATERS, G. (200): Producción de Gas desde su origen. Oilfield Review. p. 36-49.
 - British Petroleum. (2014) Informe “Statistical Review of World Energy”. June 63rd Edition. p. 48.
 - BRALOWER, T. J., LORENTE, M. A. (2003): Paleogeography and stratigraphy of the La Luna Formation and related Cretaceous anoxic depositional systems: Palaios, v. 18, p. 301-304.
 - BURCHETTE, T.P., WRIGHT, V.P., FAULKNER, T.J., (1990): Oolitic sandbody depositional models and geometries, Mississippian of southwest Britain: implications for petroleum exploration in carbonate ramp settings. Sediment. Geol., 68. p. 87-115.
 - CARILLO, L. Esquistos Bituminosos “Oil Shale”. Lima: Oficina de Estudios Económicos OSINERGMIN, 2011. p. 95.
 - CHOPRA, S., SHARMA, R.K., MARFURT, K.J. (2014): Shale Gas Reservoir Characterization Workflows. Search and Discovery. Article #41266. p. 44.

- CHOPRA, S., SHARMA, R.K., MARFURT, K.J. (2013): Some current workflows in Shale Gas reservoir characterization. CSEG Recorder. p. 42-52.

- COOPER, M.A., ADDISON, F.T., ALVAREZ, R., CORAL, M., GRAHAM, R.H., HAYWARD, A.B., HOWE, S., MARTINEZ, J., NAAR, J., PEÑAS, R., PULHAM, A.J., TABORDA, A. (1995): Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bulletin, Vol. 79, No. 10, p. 1421-1443.

- CORROCHANO FERNÁNDEZ, DIEGO, Origen y ciclicidad de las plataformas carbonatadas westfalienses en los sectores de Piedrafita-Lillo y Lois-Ciguera, zona cantábrica (ne de León). España: Universidad de Salamanca, 2010. Tesis Doctoral. p 352.

- CRUZ, L. E., (1991): Guías de Campo I, Cartografía de rocas sedimentarias. Escuela de Geología, Universidad Industrial de Santander. p. 42.

- CURTIS, J.B., (2002): Fractured shale - gas systems: AAPG Bulletin, v. 86, p. 1921-1938.

- GALVIS-PORTILLA, H.A. HIGUERA-DIAZ, I. CESPEDES, S. BALLESTEROS, C. FORERO, S. MARFISI, N. CANTISANO, M. PINEDA, E. PACHON, Z. SLATT, R.M. RAMIREZ, R. GUZMAN, G. TORRES, A. (2014): Regional Sequence Stratigraphy of the Upper Cretaceous La Luna Formation in the Magdalena Valley Basin, Colombia. En: Unconventional Resources Technology Conference (25-27, August, 2014, Denver, Colorado). Society of Petroleum Engineers. p. 10.

- GARCÍA, D. F., PARRA, P., (2003): Áreas con mayor potencial de carga de petróleo: Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), y Occidente de la

- Cordillera Oriental, Colombia. VII Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. p 17.
- GARCÍA, M., MIER, R., CRUZ, L., VÁSQUEZ, M., (2009): Evaluación del potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas, Contrato Interadministrativo UIS-ANH. p 219.
 - GARCIA-GONZALEZ, M. (2010): Shale Gas potential in the Eastern Cordillera of Colombia. AAPG International Conference and Exhibition. Calgary, Alberta, Canadá. p.29.
 - GARNER A.H., (1926): Suggested nomenclature and correlation of the Geological formations in Venezuela. Petr. Develop. Techn. In 1925, Trans. Amer. Inst. Metall. Eng. p. 679
 - HUGHES, H.E., THOMAS, A.T., (2011): Trilobite associations, taphonomy, lithofacies and environments of the Silurian reefs of North Greenland. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 302 (3–4), p. 142–155.
 - HUNT J.M., (1995): Petroleum Geochemistry and Geology. W.H. Freeman Second Edition, p. 743.
 - JARVIE, D., H, R. J., RUBLE, T.E., POLLASTRO, R. M. (2007): Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 91, N. 4, p. 475-499.
 - JARVIE, D., (2011): Unconventional Oil Petroleum Systems: Shales and Shale hybrids. Search and discovery article. p. 21.

- JENKYNS. H. C. (1980): Cretaceous anoxic events: from continents to oceans. *Journal of the Geological Society*. Vol. 137. p. 171-188.

- JULIVERT. (1968): *Lexique stratigraphique international Amérique Latina*. Colombie. Centre National de la Recherche Scientifique Vol. V. Fascicule 4 a. Paris. p. 460.

- LECKIE. R. M., BRALOWER, T.J., CASHMAN, R. (2002): Oceanic anoxic events and plankton evolution: Biotic response to tectonic forcing during the mid-Cretaceous. *Paleoceanography*, Vol. 17, No. 3. pp. 13-1–13-29.

- LOUCKS, R.G., R.M. REED, S.C. RUPPEL, U. HAMMES, (2012): Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. *AAPG Bulletin*, v. 96, p. 1071–1098.

- MANTILLA, CARLOS (2014): Evaluación petrofísica para el intervalo Turoniano-Santoniano de la formación La Luna de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Tesis de pregrado. p. 73-77.

- MIALL, A.D., (1990): *Principles of sedimentary basin analysis*: New York, Springer-Verlag. p. 668.

- MOJICA, J., FRANCO, R. (1990): Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. *Geología Colombiana* 17. p. 41-64.

- MORALES, L.G., D.J. PODESTA, W.C. HATFIELD, H. TANNER, S.H. JONES, M.H. BAKER, D.J. O'DONOGHUE, C.E. MOHLER, E.P. DUBOIS, C. JACOBS, AND C.R. GOSS, (1958): *General geology and oil occurrences of the Middle*

- Magdalena Valley, Colombia: Tulsa, Habitat of Oil Symposium, AAPG. p. 641-695.
- MORENO, M., HINCAPIÉ, G. (2010): Estudio de isótopos de carbono ($\delta^{13}\text{C}$) y estroncio ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$) en los depósitos cretáceos-terciarios de la cordillera oriental. Departamento de Ciencias Geológicas. Universidad de Caldas, Manizales. p 181.
 - NARANJO, V., DUQUE, N., Y MORENO, N. (2009): Definición de eventos diagenéticos y carga de hidrocarburos mediante estudios de petrología en La Formación Rosablanca, Cuenca del Valle Medio. X Simposio Bolivariano Exploración petrolera en Cuencas Subandinas. Cartagena, Colombia.
 - PETERS, K.; CASSA, M. (1994): Applied Source Rock Geochemistry. En: Magoon & Dow, Eds, the petroleum system-from source to trap, AAPG. p. 93-120.
 - QUIROGA, A., GAINZA, L. (1990): Curso sinóptico de geoquímica del petróleo. Revista técnica de yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos. vol. 11. no. 4. p. 334-506.
 - POTTER, P. E. (1967): Sand bodies and sedimentary environments: a review, Am. Assoc. Pet. Geological Bulletin 51. p. 337-365.
 - RAMIREZ-ARIAS, J.C., MORA, A., RUBIANO, J., DUDDY, I., PARRA, M., MORENO, N., STOCKLI, D., CASALLAS, W. (2012): The asymmetric evolution of the Colombian Eastern Cordillera. Tectonic inheritance or climatic forcing? New evidence from thermochronology and sedimentology. Journal of South American Earth Sciences 39. p. 112-137.

- RANGEL, A. PARRA, P. NIÑO, C. (2000): The La Luna formation: chemostratigraphy and organic facies in the Middle Magdalena Basin. *Organic Geochemistry* 31. p.1267-1284.

- ROYERO, J. M., J. CLAVIJO, (2001): Mapa geológico generalizado Departamento de Santander: Ingeominas. p. 92.

- SARMIENTO, L. (2012): Petroleum Geology of Colombia, Middle Magdalena Basin. Vol 11. p. 192.

- SCHMOKER J.M, (1994): Volumetric Calculations of Hydrocarbons Generated, En: MAGOON, L.B, DOW, W.G, The Petroleum System from Source to Trap. AAPG Memoria, 60 (19). p. 323-326.

- SLATT, R.M., AND Y. ABOUSLEIMAN, (2011): Merging sequence stratigraphy and geomechanics for unconventional gas shales: The Leading Edge, March, 2011, p. 274-282.

- Slatt, R., and O'Brien, N., 2011. Pore Types in the Barnett and Woodford Gas Shales: Contribution to Understanding Gas Storage and Migration. *American Association of Petroleum Geologists AAPG Bulletin*, Vol. 95, No 12. December 2011. p. 2017-2030

- SLATT, R. M. (2011): Important Geological Properties of Unconventional Resource Shales: OCGS, p. 224-253.

- SLATT, R.M., AND RODRIGUEZ, N.D. (2012): Comparative sequence stratigraphy and organic geochemistry of gas shales: commonality or coincidence: *Journal Natural Gas Science and Engineering*. vol. 8. p. 68 -84.

- SPELU, S.; HUANG, W., CHEN, F.; LI, J.; WANG, M.; XUE, H.; WANG, W.; CAI, X. (2012): Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2). p. 268-2176.

- SUAREZ, M. (1997): Tectonoestratigrafía del Terciario y Potencial Petrolífero de la Formación la Paz, Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Parte Norte), Colombia. *Ecopetrol*, Bogotá. p. 95-98.

- SUNJAY, S. (2012): Unconventional Reservoir Shale Gas. *Search and Discovery*. November, 2012. Article #10459. 13 p.

- TALUKDAR, S. C.; GALLANGO, O.; RUGGIERO, A., (1985): La Luna and Querecual formations of Venezuela; petroleum reservoir rocks. *Sociedad Venezolana de Geólogos*, Caracas. VI Congreso Geológico Venezolano, 6. p. 3606-3642.

- TORRES-PARADA, E.J. (2012): Unconventional Gas Shale Assessment of La Luna Formation, in the Central and South areas of the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. *AAPG Search and Discovery*. Article #90157.

- TUCKER, M.E. AND V.P. WRIGHT, (1990): *Carbonate Sedimentology*: Oxford: Blackwell Scientific Publications. p. 482.

- TURGEON, S. AND CREASER, R. (2008): Cretaceous oceanic anoxic event 2 triggered by a massive magmatic episode. *Nature*. Vol 454. p. 323 – 327.

- WARD, D., GOLDSMITH, R., JIMENO, A., CRUZ, J., RESTREPO, H., AND GOMEZ, E. (1977): *Mapa Geológico Del Cuadrángulo H-12, Bucaramanga*. Ingeominas.

- WALKER, R.G., JAMES, N.P. (1992): Facies Models: Response to sea level change. Geological Association of Canada, St. John's. p. 239-263.

- WALKER, J. D., AND J. W. GEISSMAN (2009): GSA Geologic Time Scale: GSA Today, v. 19, p. 60-61.

ANEXOS

Anexo A: Mapa Geológico de la zona de trabajo.

(Ver Documento adjunto)

Anexo B: Columna Estratigráfica Sección Quebrada La Sorda.

(Ver Documento adjunto)

Anexo C: Columna Estratigráfica Sección Quebrada Aguablanca.

(Ver Documento adjunto)

Anexo D: Columna Estratigráfica con los Ambientes Anóxicos.

(Ver Documento adjunto)