



**UNIVERSIDAD ESTATAL  
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS NO  
CONVENCIONALES DE LUTITAS PETROLIFERAS EN LA  
CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.”**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO  
“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”**

**AUTOR:**

**ANDRÉS ULISES ROSERO MELO**

**TUTOR:**

**PhD. ERICA LORENZO GARCÍA**

**LA LIBERTAD - ECUADOR**

**2020**

**UNIVERSIDAD ESTATAL  
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**“DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS NO  
CONVENCIONALES DE LUTITAS PETROLIFERAS EN LA  
CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.”**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXÁMEN COMPLEXIVO  
“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”**

**AUTOR:**

**ANDRÉS ULISES ROSERO MELO**

**TUTOR:**

**PhD. ERICA LORENZO GARCÍA**

**LA LIBERTAD - ECUADOR**

**2020**



Santa Elena, 23 de octubre 2020

## CARTA DE ORIGINALIDAD

**Ing. Marllelis Gutierrez Hinestroza, PhD**  
**Directora de la Carrera de Petróleos**  
**Universidad Estatal Península de Santa Elena**

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LUTITAS PETROLIFERAS EN LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

**Andrés Ulises Rosero Melo**

**Autor: Nombres y Apellidos**

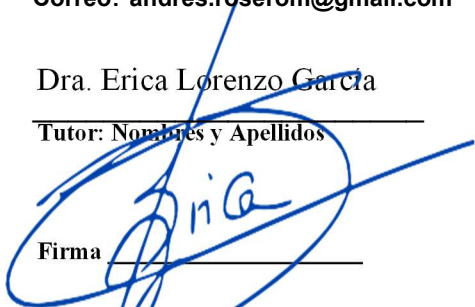
**Firma:** 

**N° de pasaporte FB582357**

**Correo: andres.roserom@gmail.com**

**Dra. Erica Lorenzo García**

**Tutor: Nombres y Apellidos**

**Firma:** 

**N° de Cédula 0960388858**

**Correo: elorenzo@upse.edu.ec**

## **DEDICATORIA**

Este trabajo de titulación se lo dedico a mis padres que han sido mi apoyo incondicional durante cada una de las etapas que pasé en mi proceso como estudiante, sin el esfuerzo, consejos y buen ejemplo de ellos esto no habría sido posible de lograr, solo me queda agradecerles infinitamente por su ayuda brindada, a mis hermanos que siempre me motivaron a seguir adelante y no decaer en cada uno de los eslabones de este proceso llamado vida.

Finalmente le dedico este trabajo a todos mis familiares que ya no se encuentran conmigo, abuelos y primo, la vida nos premia con ciertos triunfos y este se lo dedico a ustedes en donde sea que estén.

## **AGRADECIMIENTO**

Principalmente a mi tutora la Doctora Erica Lorenzo quien me acompañó no solo en este proceso de titulación, siendo la docente que me ha acompañado desde el inicio de la carrera inculcándome. Compartiendo los conocimientos y valores que todo profesional debe tener en su vida laboral, quedo totalmente agradecido con tan ejemplar docente, profesional y persona que la vida me ha dado la oportunidad de conocer.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LUTITAS PETROLIFERAS EN LA  
CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.”

AUTOR: ANDRÉS ULISES ROSERO MELO  
TUTOR: DRA. ERICA LORENZO GARCIA

## RESUMEN

En Colombia y el mundo todo tipo de explotación petrolera ha venido generando controversias sociales debido al impacto ambiental generado, no cabe duda que es uno de los mayores retos que debe afrontar la industria petrolera y constantemente se desarrollan procesos donde el impacto ambiental sea reducido en su mayor parte, sin embargo es necesario aclarar que Colombia al ser un país el cual su economía depende fuertemente del mercado petrolero y tiene una gran fuente de hidrocarburos por estudiar y explotar. Con el paso del tiempo, el aumento del consumo de combustibles derivados de los hidrocarburos teniéndolos como principal fuente de abastecimiento de energía y la pérdida de dinero debido al cierre de pozos por agotamiento o para obtener datos también tiene un impacto importante en los ingresos de pozos convencionales., ha conllevado al agotamiento de los yacimientos convencionales, en la industria petrolera ha comenzado un auge investigativo por los hidrocarburos que se encuentran contenidos en yacimientos no convencionales, los cuales representan otro grado de dificultad para poder ser extraídos debido a las distintas condiciones de permeabilidad de la roca, el alto costo de explotación y a la baja °API del crudo existente. Fue así como hace poco menos de una década diferentes empresas petroleras del país comenzaron a hablar con mayor frecuencia acerca del término hidrocarburos no convencionales, debido a la demanda de petróleo que se ha generado en el país. En Colombia estos hidrocarburos se encuentran principalmente contenidos en la formación La Luna, una roca que ha alimentado no solo a Colombia, sino a Venezuela, a Ecuador, a Perú y hasta Bolivia.

El propósito de este proyecto es estudiar de manera puntual las características presentes en las lutitas petrolíferas, tomando en cuenta su Genesis, litología, ambiente sedimentario, geoquímica, etc. no obstante, de tener el tiempo suficiente o de ser necesario, se añadirá a la investigación un análisis ambiental y su perspectiva a nivel mundial.

La información que se utilizará para el correspondiente estudio de la cuenca valle medio de magdalena – Formación La Luna y Tablazo, está tomada de investigaciones realizadas por parte de la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICO (UPME) y ECOPETROL.

**PALABRAS CLAVE:** GEOLOGÍA, YACIMIENTO NO CONVENCIONAL, LUTITAS PETROLÍFERAS, FACTIBILIDAD

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LUTITAS PETROLIFERAS EN LA  
CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.”

AUTOR: ANDRÉS ULISES ROSERO MELO

TUTOR: DRA. ERICA LORENZO GARCIA

### SUMMARY

In Colombia and the world all types of oil exploitation have been generating social controversies due to the environmental impact generated, there is no doubt that it is one of the biggest challenges that the oil industry must face and constantly develop processes where the environmental impact is reduced for the most part, however it is necessary to clarify that Colombia being a country whose economy depends heavily on the oil market and has a large source of hydrocarbons to study and exploit. With the passage of time, the increase in the consumption of fuels derived from hydrocarbons as the main source of energy supply and the loss of money due to the closure of wells for depletion or to obtain data also has an important impact on the income of conventional wells, As a result of the depletion of conventional reservoirs, the oil industry has started a research boom for hydrocarbons contained in unconventional reservoirs, which represent another degree of difficulty to be extracted due to the different permeability conditions of the rock, the high cost of exploitation and the low °API of the existing crude oil. Thus, a little less than a decade ago, different oil companies in the country began to talk more frequently about the term unconventional hydrocarbons, due to the demand for oil that has been generated in the country. In Colombia these hydrocarbons are mainly contained in the La Luna formation, a rock that has fed not only Colombia, but also Venezuela, Ecuador, Peru and even Bolivia.

The purpose of this project is to study in a punctual way the characteristics present in the oil shales, taking into account their genesis, lithology, sedimentary environment, geochemistry, etc. However, if there is enough time or if necessary, an environmental analysis and its global perspective will be added to the research.

The information to be used for the corresponding study of the Middle Magdalena Valley Basin - La Luna and Tablazo Formation, is taken from investigations carried out by the AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICO (UPME) y ECOPETROL.

**KEYWORDS:** GEOLOGY, NON-CONVENTIONAL FIELD, LUTITAS PETROLÍFERAS, FEASIBILITY

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	2
1.1 PROBLEMA .....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.3 OBETIVO GENERAL.....	2
CAPITULO II.....	3
2.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	3
2.1.1. TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES:.....	3
2.1.2. CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS PETROLIFEROS NO CONVENCIONALES.....	4
2.2. LUTITAS PETROLIFERAS:.....	5
2.2.1 LITOLOGÍA DE LAS LUTITAS PETRÓLIFERAS .....	5
2.2.2 GÉNESIS DE LAS LUTITAS PETROLÍFERAS .....	5
2.2.3 EDAD Y DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE LAS LUTITAS PETROLÍFERAS.	7
2.2.4 METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LUTITAS PETROLÍFERAS .....	8
2.3 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL GENERADOR DE HIDROCARBUROS EN LA MATERIA ORGÁNICA Y ANALISIS GEOQUÍMICOS.....	10
2.3.1. CARBONO ORGÁNICO TOTAL (COT) Y ESPESOR EFECTIVO GENERADOR .....	10
2.3.2. TIPO DE MATERIA ORGÁNICA PRECURSORA .....	11
2.3.3. MADUREZ DE LA MATERIA ORGÁNICA. ....	15
2.4 TECNOLOGÍAS DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN SISTEMAS PETROLEROS NO CONVENCIONALES.....	17
2.4.1 TECNOLOGÍAS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO NO CONVENCIONAL .....	17
2.4.2 TECNOLOGÍAS DE EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL NO CONVENCIONAL .....	18
CAPITULO III .....	20
3.1. GEOLOGÍA REGIONAL CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	20
3.1.2. EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM).....	20



3.1.2. ESTRATIGRAFÍA CUENCA VALLE MEDIO DEL MADALENA (VMM).	23
3.1.3 DESCRIPCION DE LAS UNIDADES FUNDAMENTALES EN LOS SISTEMAS PETROLEROS NO CONVENCIONALES DE VMM.	25
CAPITULO IV	27
4.1. RECOLECCIÓN DE MUESTRAS	27
4.2. PETROGRAFÍA ORGÁNICA	27
4.2.1. MEDICIONES DE REFLECTANCIA	28
4.2.3. CARBONO ORGÁNICO TOTAL (COT)	28
4.2.4. PRUEBA DE HIDROPIRÓLISIS	29
4.2.5. CROMATOGRAFÍA DE GASES	30
4.3. MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS.	30
CAPITULO V: DISCUSIÓN Y RESULTADOS	32
5.1. ANÁLISIS DE LOS DATOS GEOQUÍMICOS	32
5.2. CÁLCULO DE RESERVAS	33
5.3. PERSPECTIVA AMBIENTAL Y SOCIAL A NIVEL NACIONAL EN YACIMIENTOS DE LUTITAS PETROLÍFERAS	34
CONCLUSIONES	37
RECOMENDACIONES	37
CAPITULO VII	¡Error! Marcador no definido.
BIBLIOGRAFÍA	38

## ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Triángulo de recursos para yacimientos de crudo y gas. ....	3
Ilustración 2 - Depósitos significativos de lutitas petrolíferas. ....	6
Ilustración 3-Distribución mundial de las lutitas marinas orgánicas por período geológico. ....	7
Ilustración 4 - Diagrama de Van Krevelen.....	13
Ilustración 5 - Resultados del proceso de pirólisis. ....	14
Ilustración 6 - Transformación térmica del kerógeno. ....	16
Ilustración 7 - vitrinita en el carbón bituminoso.....	17
Ilustración 8 - Proceso de fracturamiento hidráulico.....	19
Ilustración 9 - Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	20
Ilustración 10- Evolución tectónica regional de la Cuenca VMM.....	22
Ilustración 11 - Columna Estratigráfica Generalizada del VMM. ....	24
Ilustración 12 - Microscopio de luz reflejada Carl Zeiss.....	28
Ilustración 13 - Analizador Leco SC-144DR.. ....	29
Ilustración 14 - Reactor de presión Parr 4860.. ....	30
Ilustración 15- Índice de hidrogeno vs índice de oxígeno.....	32

## TABLAS

Tabla 1 - Tipos de kerógeno clasificados según su material. ....	12
Tabla 2, Valores del C.O.T. en diferentes litologías infiriendo la calidad de las mismas como roca madre. ....	14
Tabla 3 - POES, Formación La Luna y Tablazo. ....	34

# INTRODUCCIÓN

## INTRODUCCIÓN

El Valle Medio del Magdalena es una cuenca intramontaña, con extensión aproximada de 34.000 km<sup>2</sup>, que separa dos brazos de los Andes de Colombia: Las Cordilleras Central (Oeste) y Oriental (Este). Esta cuenca está localizada al Oeste de la cuenca de la Cordillera Oriental y es separada de la cuenca del Valle Superior del Magdalena por la Falla de Ibagué (lateral derecha) y el Cinturón Plegado de Girardot (Sarmiento, 2011). Su límite Norte está definido por el sistema de fallas del Espíritu Santo y el Nororiental por el sistema de fallas Santa Marta Bucaramanga (AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2012).

La cuenca Valle medio del Magdalena está ubicada a lo largo de la sección central del valle del río Magdalena entre las cordilleras Central y Oriental en los Andes colombianos. La exploración de hidrocarburos ha sido orientada principalmente a la identificación de trampas estructurales en depósitos cenozoicos. Esta cuenca ha sido objeto de estudio desde hace una década por los beneficios potenciales de su explotación, pero consigo ha acarreado diferentes inconvenientes de producción debido a que los hidrocarburos se encuentran almacenados en lutitas petrolíferas (shale oil) que son rocas sedimentarias de grano fino las cuales pueden albergar considerables volúmenes de materia orgánica, dependiendo de su grado de madurez pueden presentar kerógeno cuando la roca es inmadura, como lo es el caso de esta cuenca por lo cual adquiere el nombre de un yacimiento no convencional. Para la explotación de estos hidrocarburos no convencionales se representa otro grado de dificultad para poder ser extraídos debido a las distintas condiciones de permeabilidad de la roca, el alto costo de explotación y a la baja °API del crudo existente.

El propósito de este proyecto investigativo es estudiar de manera puntual las características presentes en las lutitas petrolíferas, tomando en cuenta su génesis, litología, ambiente sedimentario, geoquímica, factibilidad técnica y discusión social presente en el tipo de explotación necesaria para yacimientos no convencionales.

# **CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

## **1.1 PROBLEMA**

En Colombia, el impacto ambiental generado por la explotación de hidrocarburos almacenados en yacimientos no convencionales ha sido uno de los mayores retos a superar por la industria petrolera. De tal manera que este problema ha iniciado una controversia social. Sin embargo, Colombia al ser un país donde la economía depende fuertemente del mercado petrolero y el cual posee unas reservas estimadas de 2.036 millones de barriles (Mbls) en agotamiento. En la actualidad se ha despertado mucho interés sobre el estudio y explotación de los yacimientos no convencionales ubicados principalmente en el Valle del Magdalena que posee una gran fuente de hidrocarburos por explotar.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

Se propone realizar una investigación de las características geológicas, parámetros geoquímicos y litología, de las formaciones Luna y Tablazo que hacen parte de un sistema de yacimientos no convencionales ubicados en la Cuenca Valle Medio del Magdalena. Con el fin de recopilar información bibliográfica para conocer los beneficios que traería la explotación de dichos hidrocarburos, como el importante aumento de las reservas Colombianas, debido a que esta cuenca alberga entre 2.400 y 7000 millones de barriles de crudo, lo cual incrementaría en cinco veces la cantidad de reservas y de esta forma asegurar el futuro de la producción petrolera del país, además de esto cambiando la idea global negativa sobre las prospecciones de yacimientos no convencionales.

## **1.3 OBJETIVO GENERAL**

Estudiar los yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas en las Luna y Tablazo en la cuenca Valle Medio del Magdalena, con el fin de demostrar todo su potencial hidrocarburífero.

### **Objetivos específicos**

- Definir e identificar las características geológicas y petrofísicas, de las lutitas petrolíferas en la Formación La Luna.
- Evaluar potencial hidrocarburífero de la formación La Luna y Tablazo
- Explicar la discusión social relacionada por la explotación de yacimientos no convencionales en Colombia.

# CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

## 2.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Los hidrocarburos presentes en sistemas petroleros no convencionales son petróleo y gas natural. Aunque se encuentran en grandes cantidades en la naturaleza, debido a su ubicación, tipo de reservorio y características físicas, no pueden explotarse económicamente con técnicas de recuperación tradicionales, pero requieren procedimientos especiales de recuperación (Linares., 2008).

### 2.1.1. TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES:

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales son reservorios de hidrocarburos de muy baja permeabilidad o de formaciones sedimentarias con un contenido de petróleo de muy alta viscosidad, lo que dificulta la movilidad hacia los pozos (Linares., 2008)

La siguiente figura ilustra los yacimientos convencionales y no convencionales con sus respectivas formaciones sedimentarias, haciendo énfasis en las lutitas petrolíferas.



Ilustración 1 Triángulo de recursos para yacimientos de crudo y gas. Tomado de: Gutierrez, 2015.

## 2.1.2. CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS PETROLIFEROS NO CONVENCIONALES

### • Evaluación geológica regional

La complejidad intrínseca en la comprensión de los sistemas petroleros no convencionales lleva a solo considerar la existencia de dichos sistemas sólo en el caso de que estos puedan ser explotados al igual que un sistema petrolero convencional, bajo las mismas condiciones de rentabilidad; pues ante nada deben agotarse todas las probabilidades de desarrollar yacimientos hidrocarburíferas que generen altas ganancias económicas. La exploración de las lutitas gasíferas y petrolíferas (como yacimiento no convencional), solo tiene sentido cuando está avalado por altos precios del petróleo en el mercado o por la ausencia de sistemas petroleros convencionales rentables (Gutierrez, 2015).

Por otra parte, cabe aclarar que los yacimientos de lutitas gasíferas y petrolíferas, más allá de su posible explotación o no al corto tiempo, es un asunto de interés para todo país petrolero, para de esta manera incrementar sus reservas hidrocarburíferas. Según expresa Gutiérrez en 2015, la definición de cuencas de lutitas petrolíferas o gasíferas debe realizarse a partir de las formaciones con características geológicas, estructurales y sedimentarias similares a partir de los registros de pozos. Para poder establecer el potencial hidrocarburífero de estas hay que tener en cuenta las siguientes características:

- La potencialidad generadora de la roca madre, evaluando tanto sus propiedades geoquímicas ( $COT > 2\%$ ), como su espesor vertical ( $> 200'$ ) y su extensión lateral.
- La madurez en un sistema hidrocarburífero debe tenerse en cuenta la ventana de generación de los hidrocarburos, donde los valores de madurez altos generalmente indican presencia de gas seco, los valores intermedios indican presencia de gas con una tendencia creciente hacia la generación de petróleo en el extremo inferior del rango, mientras que el gas húmedo puede encontrarse en un intervalo todavía inferior y los valores más bajos indica la presencia predominante de petróleo, mientras que si el Ro posee valores menores a 0,6 indica kerógeno inmaduro. Lo cual sirve para garantizar que la materia orgánica ya alcanzó los niveles de madurez requeridos para formar el hidrocarburo de interés, en este caso petróleo (McCarthy , Niemann, Palmowski, Kenneth, & Stankiewicz, 2011).
- Tiempo, como en todo sistema hidrocarburífero, es importante conocer el tiempo del cual fueron tomados los distintos parámetros a evaluar, roca madre, roca yacimiento, trampa, madurez, entre otros. Sin embargo, el mayor énfasis es en la relación de la madurez con respecto al craqueo, la acumulación y la migración. Pues si la roca madre ya generó petróleo, y lo expulsó del sistema, es necesario cuantificar cuanto petróleo queda efectivamente en el yacimiento, ya que esto determinará si el yacimiento es rentable.

La edad de las lutitas petrolíferas, es parámetro muy particular al analizarlas pues esto podría estar relacionado con la madurez y la fragilidad de las rocas indirectamente, debido a que es el tiempo necesario para que se dé la generación de hidrocarburo, la migración y acumulación del mismo. Sabemos que existen múltiples factores que

pueden intervenir en la madurez y la fragilidad de las lutitas; sin embargo, no es menos cierto que rocas antiguas (más antiguas que cretácicas), son más propensas a sufrir procesos en el tiempo geológico que las han expuesto a eventos termales altos o procesos que han disminuido la cantidad de agua contenida en su composición inicial, volviéndose rocas más frágiles.

## **2.2. LUTITAS PETROLIFERAS:**

### **2.2.1 LITOLOGÍA DE LAS LUTITAS PETROLIFERAS**

Las lutitas petrolíferas son yacimientos de roca sedimentaria de grano muy fino que contiene volúmenes relativamente grandes de material orgánico inmaduro, o kerógeno. La composición mineral posee poco efecto sobre el rendimiento petrolífero, pero puede incidir en el proceso de producción. Duncan en 1976 señaló que, según su composición, tres categorías generales de lutitas petrolíferas resultan de mayor interés a la hora de evaluar zonas prospectivas: Lutitas ricas en carbono, lutitas silíceas y lutitas carbonosas.

- Lutitas ricas en carbonatos: Son los yacimientos que contienen cantidades considerables de minerales carbonatados, éstas son de particular interés debido a que en ellas se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos de alta categoría, como lo es en el caso de la formación la Luna en Colombia.
- Lutitas silíceas: No presentan cantidades significativas de minerales de carbonato, pueden contener minerales detríticos de cuarzo, feldespato o arcilla como sus componentes principales, aunque no es infrecuente encontrar sílex y ópalo en forma de diatomeas u otros restos fósiles.
- Lutitas carbonosas: Son rocas compuestas principalmente de materia orgánica que encierra completamente otros granos, a veces son clasificadas como carbón de turba impuro, torbanita o algunas variedades de carbones marinos.

### **2.2.2 GÉNESIS DE LAS LUTITAS PETROLÍFERAS**

De acuerdo a Pierre, Toma, Bill, Michael, & Alan, en 2011 en su investigación *“Extracción del petróleo contenido en las lutitas”*, las lutitas petrolíferas se forman en una diversidad de ambientes depositacionales, incluidos lagos y pantanos de agua dulce y salada, cuencas marinas litorales y plataformas submareales.

Revisando la litología, encontramos que los ambientes de depositación de los yacimientos más importantes de lutitas petrolíferas en el mundo fueron formados en grandes lagos y en plataformas marinas (Duncan D, 1967).



Ilustración 2 - Depósitos significativos de lutitas petrolíferas. Tomado de: Pierre, Toma, Bill, Michael, & Alan, 2011.

Los niveles de oxígeno y energía en una cuenca, son quizás los aspectos más críticos que controlan la concentración y preservación de la materia orgánica en los sedimentos, ya que deben ser ambientes pobres de oxígeno o anóxicos y de baja energía (Duncan D, 1967).

Las lutitas petrolíferas, como sucede con otras rocas sedimentarias, pese a la diversidad de ambientes genéticos que puedan tener, es posible hacer algunas generalizaciones significativas que pueden ayudar en la identificación de terrenos favorables y en la exploración y valoración de los yacimientos individuales.

- Grandes cuencas lacustres: Algunos de los yacimientos petrolíferos más ricos y extensos han sido depositados en grandes cuencas lacustres, particularmente cuencas tectónicas que se formaron como resultado de bloques de fallas o deformación cortical durante la formación de las montañas. En general el tipo de lutitas depositadas en estas cuencas son calcáreas y los sedimentos asociados son tobas volcánicas, clásticos y rocas carbonáticas, (Duncan D, 1967).
- Aguas poco profundas de las plataformas continentales: Característicamente estas lutitas poseen un aspecto fino, pero pueden extenderse a lo largo de miles de metros cuadrados. La mayoría son de tipo silíceo, aunque también existen lutitas ricas en carbonatos. Las lutitas petrolíferas depositadas en las plataformas continentales están asociadas generalmente con calizas, areniscas de cuarzo, sílex y nódulos de fosfato. Estas lutitas también incluyen las formadas por subsidencia; estos depósitos parecen haberse formado, en parte, como resultado de la surgencia de aguas ricas en nutrientes y por lo general son de color marrón oscuro o negro, (Duncan D, 1967; Gutierrez, 2015).
- Pequeños lagos, ciénagas y lagunas asociados con los pantanos de formación de carbón: Las lutitas petrolíferas asociadas a rocas carboníferas son relativamente



pequeñas, aunque muchas de ellas de alta calidad, para producir crudo sintético por calentamiento, dando aproximadamente 1 barril por tonelada de roca. Existen pocos casos en donde la formación es gruesa y de gran alcance, como por ejemplo la formación Fushun en China, (Gutierrez, 2015).

### 2.2.3 EDAD Y DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE LAS LUTITAS PETROLÍFERAS

Dado el conocimiento actual, que se tiene sobre la distribución de los principales yacimientos de lutitas petrolíferas en el mundo se observa en la Ilustración 3 una guía de la configuración geológica favorable para la aparición de nuevos depósitos y así evaluar las nuevas áreas prospectivas. En la ilustración 3 los puntos negros representan la cantidad de ocurrencias o de manera más general los arreglos geológicos favorables para que se hayan dado depósitos de arcillas de petróleo, así como las ocurrencias por edades y sus ubicaciones aproximadas.

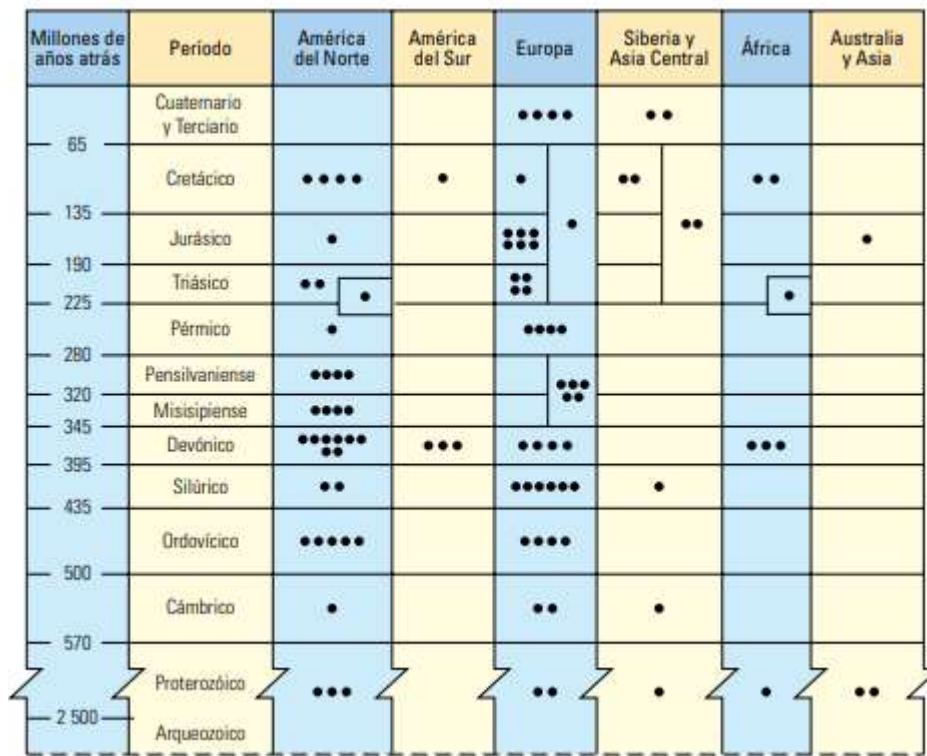


Ilustración 3 Distribución mundial de las lutitas marinas orgánicas por período geológico. Tomado de: Alexander, y otros, 2011.

Los yacimientos registrados de edad Paleozoica temprana (Cámbrico y Ordovícico) son todos de tipo plataforma marina y se encuentran en el norte de Europa, norte de Asia y en el centro-este de América del Norte. La mayoría son lutitas de sílice negras. Los yacimientos de edad ordovícica Kukersite ubicados en Estonia y Leningrado en Rusia son lutitas petrolíferas calcáreas, delgadas y de alta calidad, ricas en materia orgánica de origen algal intercaladas con calizas, las cuales han sido utilizadas durante décadas como una fuente de petróleo de lutitas y más recientemente también para gas. Al este y centro de los Estados Unidos, también encontramos yacimientos de plataforma marina del paleozoico que pueden producir pequeñas cantidades de petróleo (10 a 20 galones, 38 a 76 litros, por tonelada de

roca); es posible asegurar que todos los continentes presentan lutitas petrolíferas del Paleozoico, la mayoría relacionados a depósitos de carbón o turbas, y también del Mesozoico con excepción de Australia. Uno de los mayores yacimientos de lutitas petrolíferas de ambiente marino es la Formación Iratí de edad Pérmico tardío ubicada en el sur de Brasil, (Duncan D, 1967).

Muchos de los yacimientos estudiados de lutitas petrolíferas de edad terciaria son de origen no marino, acumulándose en las grandes cuencas lacustres o en depósitos pequeños asociados a los estratos que contienen carbón, siendo uno de los más importantes es la Formación Green River de edad terciaria ubicada en los Estados Unidos; sin embargo existen varios yacimientos marinos, formados en su mayoría en las cuencas tectónicas en/o cerca de regiones donde estaban en curso grandes movimientos orogénicos, de los cuales podemos mencionar yacimientos en Nueva Zelanda, varias zonas europeas y en La Cordillera de los Andes de América del Sur, (Duncan D, 1967).

#### **2.2.4 METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LUTITAS PETROLÍFERAS**

Según (Gutierrez, 2015), para la evaluación de los recursos de lutitas petrolíferas y gasíferas es necesario tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

Caracterización geológica preliminar de las formaciones de interés como yacimiento de lutitas petrolíferas.

Para definir las formaciones de lutitas petrolíferas con mayor prospectividad, que corresponden a un yacimiento no convencionales se necesita una recopilación de datos bibliográficos. Información como la columna estratigráfica, origen y tipo de la roca, etc. Para la óptima selección de las principales formaciones se tomará en cuenta las siguientes propiedades:

- **Ambiente de sedimentación**

Un criterio significativo es el ambiente de depositación de la roca, más aún si son marinos o no marinos. Las lutitas depositadas en ambientes marinos, tienden a tener menor contenido de arcillas y altos en minerales frágiles como el cuarzo, feldespato y carbonatos, respondiendo de forma favorable a la estimulación hidráulica. Las lutitas depositadas en ambientes no marinos (lacustre, fluvial) tienen un contenido de arcillas más alto (Gutierrez, 2015).

- **Profundidad**

El criterio de profundidad para el área prospectiva tiene que ser mayor a 1000 metros, pero menor de 5000 metros (3300 pies a 16500 pies). Las áreas menos profundas de 1000 metros tienen una menor presión de yacimiento y por lo tanto menores fuerzas impulsoras de recuperación de petróleo y gas, además tienen un riesgo de un mayor contenido de agua en sus sistemas de fracturas naturales. Las áreas más profundas de 5000 metros tienen riesgos de una menor permeabilidad y muchos más altos costos de perforación y desarrollo, (Gutierrez, 2015).

- **Contenido de carbono orgánico total (COT)**

En general el contenido promedio de la zona prospectiva tiene que ser mayor que 2% (COT < 2%), el cual se puede identificar utilizando procedimientos tales como pirólisis rock-eval, (McCarthy , Niemann, Palmowski, Kenneth, & Stankiewicz, 2011).

- **Madurez térmica**

La reflectancia de vitrinita (%Ro) es utilizada como indicador de la madurez térmica, están identificadas tres ventanas de hidrocarburos de interés:  $0,8\% < Ro < 1,1$  para petróleo, en cambio si  $Ro < 0,6\% < 0,8\%$  encontramos kerógeno inmaduro, (McCarthy , Niemann, Palmowski, Kenneth, & Stankiewicz, 2011).

- **Estimación de petróleo original en sitio (POES)**

Definido como el volumen total estimado de petróleo contenido inicialmente en un yacimiento. Para el cálculo de POES para lutitas petrolíferas, se debe tener en cuenta, el espesor de la lutita rica en materia orgánica y porosidad llena de petróleo, presión, temperatura en el yacimiento de petróleo, definido por el factor volumétrico. definió estos términos de la siguiente manera, (Gutierrez, 2015):

*Espesor neto rico en materia orgánica:* El intervalo general que contiene la mayor riqueza orgánica es obtenido en principio, de estudios estratigráficos en las formaciones de la cuenca estudiada. El espesor neto con mayor riqueza de la materia orgánica del intervalo de roca estudiado es establecido de registros de pozos y secciones geológicas, donde están disponibles. Se utiliza el cociente en bruto (net to gross) para contabilizar y estimar el espesor de mayor riqueza orgánica dentro del intervalo rocoso seleccionado.

*Porosidad orgánica en petróleo y gas:* este estudio reúne los datos de porosidad de los núcleos o registros de pozos disponibles del yacimiento. Cuando estos datos no están disponibles, se hace énfasis en identificar la mineralogía de las rocas y su madurez para la estimación de la porosidad a partir de análogos. Si no existe ninguna otra evidencia disponible, el estudio asume que los poros están llenos de petróleo, incluyendo gas en solución, gas libre y agua residual.

*Presión:* En este tipo de estudio son identificadas las zonas presurizadas, ya que las condiciones de exceso de presión permiten una porción más alta de petróleo producida antes de que el yacimiento alcance su “punto de burbuja”, donde comienza a liberar el gas disuelto en el petróleo. Cuando los datos reales de la presión no están disponibles, se utiliza un gradiente hidrostático de 0,433 psi por pie de profundidad.

*Temperatura:* Es importante conocer los datos sobre la temperatura de la formación, aunque cuando los datos reales no están a disposición, se utiliza un gradiente de temperatura estándar de 1,25 °F por cada 100 pies de profundidad, y una temperatura de superficie de 60 °F.

Todos los datos descritos anteriormente son combinados utilizando ecuaciones de ingeniería de yacimiento y factores de conversión previamente establecidos, para calcular el POES por millas cuadradas.

$$POES = \frac{7758 * (A * h) * \phi * S_o}{B_{oi}}$$

Donde,

A: es el área en acres (con el factor de conversión de 7758 barriles por acre pie).

h: es el espesor de la formación rico en materia orgánica en pies.

$\phi$ : es la porosidad, una fracción adimensional.

$S_o$ : es la fracción de porosidad rellena por petróleo  $S_o$ , preferiblemente a la del agua  $S_w$  o la del gas  $S_g$ , una fracción adimensional.

$B_{oi}$ : es el factor volumétrico de formación de gas en el petróleo.

### **2.3 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL GENERADOR DE HIDROCARBUROS EN LA MATERIA ORGÁNICA Y ANALISIS GEOQUÍMICOS**

La geoquímica del petróleo se relaciona estrechamente con el potencial generador de hidrocarburos a través del análisis geoquímico de las muestras tomadas de pozos perforados del yacimiento no convencional para ser estudiado. Para los sistemas no convencionales la caracterización geoquímica es de mucha importancia para la caracterización de cualquier yacimiento de lutitas petrolíferas al ser el factor clave que afecta a los hidrocarburos:

- 1.- La cantidad de materia orgánica.
- 2.- El origen de la materia orgánica y la capacidad para la generación de hidrocarburos, ambos factores dependen de las condiciones actuales en el lugar de depositación.
- 3.- La madurez de la materia orgánica para la transformación a hidrocarburos.

Las pruebas geoquímicas de las muestras de afloramientos, los recortes o ripios de formaciones, los núcleos laterales (testigos de pared), y los núcleos convencionales, ayudan a determinar la cantidad, tipo y madurez asociada con la temperatura de la materia orgánica presente en la roca, estos resultados ayudan a indagar cuanto y qué tipo de petróleo es posible generar y los procesos que puede haber sufrido la roca, como expulsión, migración, etc. (Gutierrez, 2015).

#### **2.3.1. CARBONO ORGÁNICO TOTAL (COT) Y ESPESOR EFECTIVO GENERADOR**

La cantidad de materia orgánica preservada es muy importante para la génesis de hidrocarburos ya que solo una pequeña fracción es la que se transforma en hidrocarburos, por lo que cuanto mayor sea el volumen de materia orgánica preservada, mayor será la cantidad transformada, (Lorenzo & Morato, 2018).

McCarthy et al en 2011, explicaron que los valores de COT se obtienen utilizando una técnica de combustión directa. Ésta que requiere 1 gramo de muestra de roca pulverizada y tratada para eliminar cualquier contaminante, luego es calentada a una temperatura de 1200 °C. El carbono contenido en el kerógeno es transformado en  $CO$  y  $CO_2$ . Las fracciones de carbono liberado son medidas en una célula infrarroja y se registran como porcentaje en peso másico de la roca (%COT). La medición de COT evalúa tres componentes: el carbono de la materia orgánica extraíble (EOM) que proviene del craqueo térmico del kerógeno. Este carbono está presente en el petróleo y gas generado en la roca y no ha sido expulsado; también presenta el carbono residual, que compone la porción de kerógeno que no posee potencial para la generación de hidrocarburo porque contiene muy poco hidrógeno; por último, encontramos el carbono convertible, contenido en el kerógeno, que representa el potencial de generación remanente en la roca. La medición del COT es la primera clasificación para la cuantificación de la riqueza orgánica de la roca, un valor de COT de 1% significa que hay 1 gramo de carbono orgánico en 100 gramos de roca.

- **Métodos para el análisis de %COT en rocas con carbonatos**

#### Método 1

Primero se mide %COT en el equipo especializado en ello. Posteriormente se ataca la muestra con ácido concentrado (HCl,  $HClO_4$ ) para eliminar los carbonatos y se mide el  $CO_2$  desprendiendo en este procedimiento (método del calcímetro de Bernard). El resultado se obtiene de la resta del carbono total determinado menos el desprendido en forma de  $CO_2$  por el ataque ácido, (Lorenzo & Morato, 2018).

$$COT = C_{total} - C_{cac}$$

#### Método 2

Se ataca la muestra con ácido concentrado (HCl,  $HClO_4$ ). La muestra es lavada exhaustivamente a fin de eliminar trazas de ácido (prueba de nitrato de plata) y la muestra libre de carbonatos es llevada al equipo de COT para medir directamente el porcentaje del mismo, (Lorenzo & Morato, 2018).

Otra consideración importante en las rocas madres es la determinación del espesor efectivo de la misma, el cual es la porción de formación que posee mayor contenido de carbono orgánico total. Generalmente, la formación presenta un espesor de cientos de metros, sin embargo, la porción rica en materia orgánica sólo abarca algunos pocos metros de espesor. (Gutierrez, 2015).

### 2.3.2. TIPO DE MATERIA ORGÁNICA PRECURSORA

El tipo de materia orgánica original y la madurez termal alcanzada por la roca se convierte en otro parámetro clave para la caracterización geoquímica de sistemas no convencionales, ya que el tipo de materia orgánica interviene directamente con el hidrocarburo producto de la excitación térmica de las moléculas de kerógeno derivada de la madurez de la roca. El conocimiento del tipo de kerógeno producido, los incrementos de temperatura y presión sufrido por la roca, así como el tiempo transcurrido proporcionan información sobre los

hidrocarburos generados (petróleo, gas húmedo o gas seco), ambiente de depositación, lo que puede influir en la cantidad de hidrocarburo almacenado, como se demuestra en la tabla 1. (Gutierrez, 2015).

- **Macerales**

La materia orgánica precursora del petróleo puede ser dividida en función de los microcomponentes procedentes de la degradación de la materia orgánica vegetal terrestre o marina que lo conforma. A estos microcomponentes se les denomina Macerales y se dividen en tres grupos principales: exinita, vitrinita e inertinita. La vitrinita está constituida de lignocelulosa de vegetales terrestres y está dotada de un bajo potencial para generar hidrocarburos. La inertinita está representada por cuatro grupos de partículas orgánicas: Fusinita, semifusinita, esclerotinita y micrinita. Las exinitas son cuerpos generalmente redondeados formados de resinas y sustancias de naturaleza de las grasas, (Lorenzo & Morato, 2018).

*Tabla 1 - Tipos de kerógeno clasificados según su material. Tomado de McCarthy, et al., 2011.*

Tipo de Kerógeno	Material fuente	Ambiente de depositación general
<b>I</b>	Principalmente material algácea	Ambiente lacustre
<b>II</b>	Principalmente material planctónico, con cierto aporte de material algácea	Ambiente marino
<b>III</b>	Principalmente plantas superiores	Ambiente terrestre
<b>IV</b>	Material oxidado re – elaborado	Ambientes Variados

De acuerdo a Lorenzo & Morato en 2018, en su libro Geología del Petróleo explican que el kerógeno está clasificado en cuatro tipos:

- Tipo I (spropélico): El material spropélico procede de algas y o materia orgánica enriquecida en lípidos por actividad de microorganismos depositados en medios marinos anóxicos poco comunes o en lagos anóxicos. Este tipo de kerógeno tiene un alto potencial generador de petróleo y gas (Generalmente muestra una gran tendencia a producir hidrocarburos líquidos). Como confirma su igualmente alta relación H/C. Composicionalmente tiene pocos cíclicos o estructuras aromáticas.

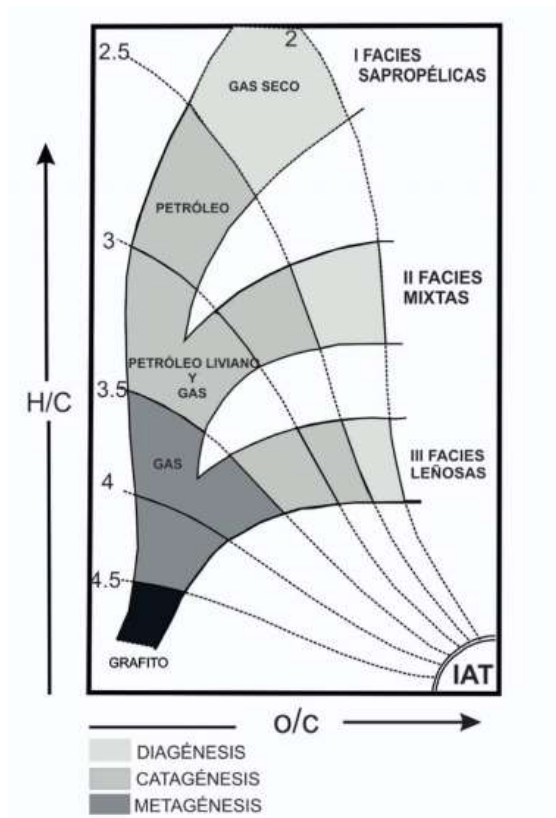


Ilustración 4 - Diagrama de Van Krevelen. Tomado de: Lorenzo & Morato, 2018.

- Tipo II (planctónica): El material tipo planctónico procede de una mezcla de fitoplancton, zooplancton, depositadas en ambiente reductor/subóxico. La relación H/C es menor al kerógeno tipo I lo cual afecta también su potencial generador de petróleo y gas (produce mezcla de gas y petróleo).
- Tipo III (húmicos): Kerógeno bajo en H/C y alto en O/C. Contiene muchos grupos carboxilo. Es el menos favorable para la generación de petróleo, aunque puede producir cantidades apreciables de gas. Procede de materia vegetal terrestre que está ausente en los lípidos o materia cerosa. Se forma a partir de celulosa, el polímero de hidratos de carbono que forma la estructura rígida de las plantas terrestres, lignina, un polímero no carbohidrato formado a partir de unidades de fenilpropano que se unen las cadenas de celulosa juntas, y terpenos y compuestos fenólicos en la planta.
- Tipo IV: Este kerógeno contiene materia orgánica terrestre, sin potencial generador de hidrocarburos, suele presentarse como un residuo carbonoso o grafito.

El tipo de kerógeno presente en las lutitas petrolíferas es el de tipo I y II. Los kerógenos térmicamente inmaduros contenidos en las lutitas petrolíferas experimenta procesos.

Una de las pruebas analíticas para conocer la calidad y madurez de la roca generado es la Pirolysis Rock-Eval. Ésta consiste en una simulación en laboratorio del proceso natural de maduración de la materia orgánica con temperatura programada (25°C/min en promedio) y

en una atmosfera inerte. Se usa una pequeña muestra de roca triturada (aprox 100 mg) para cuantificar y determinar los hidrocarburos libres contenidos en la roca.

Los resultados son registrados a través de los picos (P1 Y P2) o sus áreas de las curvas bajo ellos (S1 y S1).

- P1 se relaciona con los hidrocarburos ya formados o generados naturalmente en el subsuelo aún retenidos en la roca y que son volatilizados por calentamiento.
- P2 corresponde a hidrocarburos generados por la pirólisis entre 300 y 550°C el área S2 caracteriza el potencial del petróleo residual en la roca en miligramos de hidrocarburos por kilogramo de roca.
- S3 es la cantidad de CO<sub>2</sub> producida por la pirólisis de la materia orgánica remanente en la roca, en miligramos CO<sub>2</sub>/gr roca.

Con los resultados del proceso de pirólisis son determinados los volúmenes de carbón pirolizable, carbón residual, carbón mineral, COT, índice de hidrógeno (HI), índice de oxígeno (IO) e índice de producción (IP), (Lorenzo & Morato, 2018).

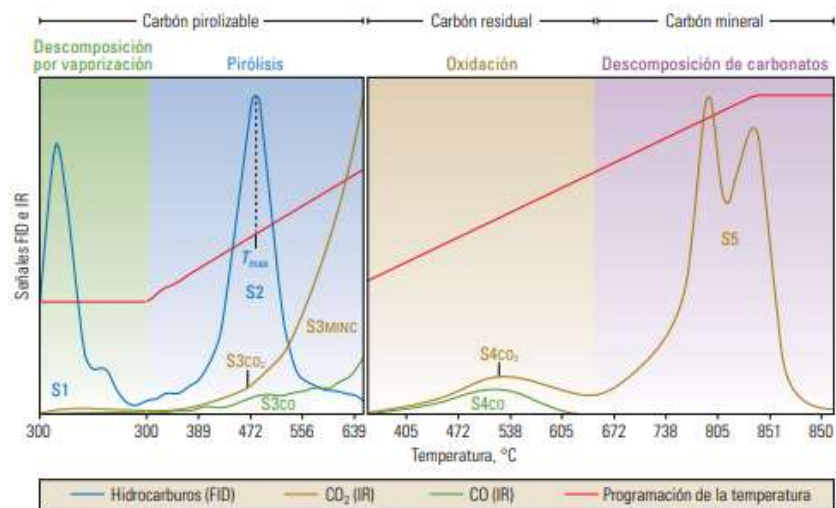


Ilustración 5 - Resultados del proceso de pirólisis. Tomado de: McCarthy, Niemann, Palmowski, Kenneth, & Stankiewicz, 2011.

Tabla 2, Valores del C.O.T. en diferentes litologías infiriendo la calidad de las mismas como roca madre. Tomado de: Lorenzo & Morato, 2018

Tipo de Roca	Valor de TOC en lutitas	Valor de TOC en carbonatos
<b>No generadora</b>	0-0,5	0-0,2
<b>Pobre</b>	0,5 a 1,0	0,2-0,5



<b>Regular</b>	1,0 a 2,0	0,5-1,0
<b>Buena</b>	2,5 a 5,0	1,0-2,0
<b>Muy buena</b>	>5,0	>2,0

### 2.3.3. MADUREZ DE LA MATERIA ORGÁNICA.

- El proceso de madurez relacionado con la temperatura puede dividirse en tres, como se representa en la ilustración 7. Inicialmente, de acuerdo a (Lorenzo & Morato, 2018) el sedimento pasa por la etapa de diagénesis, lo que abarca todos los cambios físico-químicos que sufren los sedimentos una vez depositados son los que llevan un sedimento a convertirse en roca. Entre los procesos más importantes de los que ocurren es la “Litificación” es decir la conversión del agregado suelto o sedimento en una roca sedimentaria denominada sedimentita. La alteración de la materia orgánica a temperaturas menores a 50°C, y si la materia es depositada en condiciones anóxicas, puede convertirse en gas seco por la acción de bacterias metanogénicas, y la materia orgánica es convertida gradualmente en kerógeno. Es en esta etapa cuando se comienza a generar petróleo mientras la temperatura aumenta de 50°C a 150°C, los incrementos posteriores de la profundidad de soterramiento, temperatura y presión traslada a la roca generadora a la ventana de gas donde el craqueo del petróleo produce gas húmedo. La metagénesis es la última etapa, donde las altas temperaturas producen la transformación de la mayor parte del kerógeno en gas seco.
- **Reflectancia de Vitrinita.**

La estructura molecular de los macerales está directamente relacionada con la refracción molar y con la absorción de luz, por lo que las propiedades ópticas de los mismos pueden ser índices importantes de su constitución y su rango. Entre las propiedades más sencillas se halla la reflectancia.

Un método para determinar la madurez térmica de un crudo o de una roca madre es analizar la reflectancia de la luz que presenta las partículas de vitrinita, que es un maceral originado a partir de la madera dispersa en un sedimento (Lorenzo & Morato, 2018).

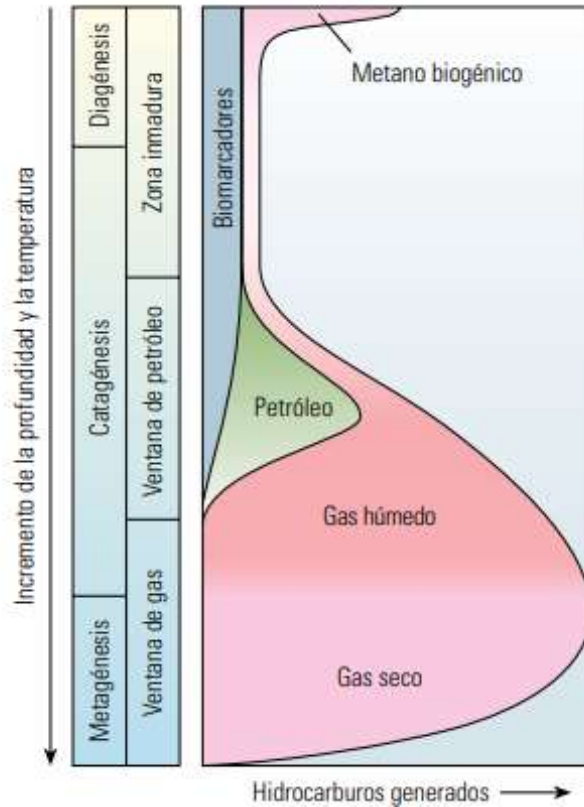
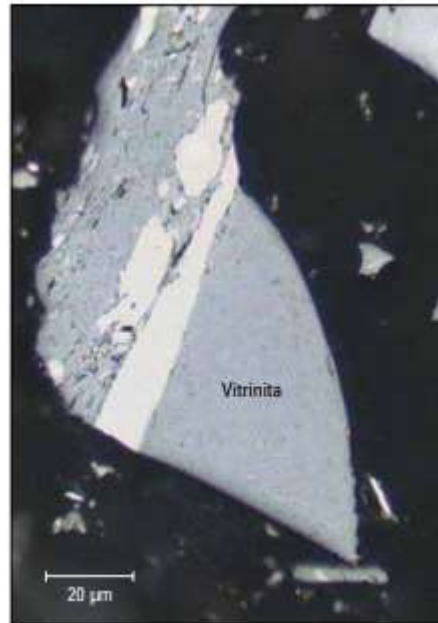


Ilustración 6 Transformación térmica del kerógeno. Tomado de: McCarthy, Niemann, Palmowski, Kenneth, & Stankiewicz, 2011.

El hecho de que se tome en cuenta la vitrinita y no otro maceral es porque:

1. La vitrinita frecuentemente aparece homogénea bajo el microscopio.
2. Las partículas de vitrinita son usualmente grandes como para permitir mediciones fáciles.
3. Como indicadores de madurez térmica,  $R_o$  representan los porcentajes de luz reflejada en el petróleo. Este valor para lutitas petrolíferas está relacionado proporcionalmente y principalmente a valores intermedios de  $0,6\% < R_o < 0,9\%$  para lutitas con presencia de petróleo y  $R_o < 0,6\%$  para lutitas inmaduras con presencia de kerógeno.



*Ilustración 7 - vitrinita en el carbón bituminoso. Tomado de: McCarthy , Niemann, Palmowski, Kenneth, & Stankiewicz, 2011.*

## **2.4 TECNOLOGÍAS DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN SISTEMAS PETROLEROS NO CONVENCIONALES.**

### **2.4.1 TECNOLOGÍAS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO NO CONVENCIONAL**

Dependiendo del tipo de yacimientos no convencionales y sus características específicas, pueden ser usadas las siguientes tecnologías de extracción:

- **Métodos de extracción en frío**

Aplica para yacimientos que se encuentran a altas temperaturas y crudos extra-pesados de relativamente menor viscosidad, consiste en inyectar desde la cabeza de un pozo vertical un diluyente que reduzca la viscosidad del crudo para que pueda ser impulsado hacia la superficie mediante bombeo. También se puede complementar la recuperación mediante pozos horizontales y multilaterales que aumenten la permeabilidad del reservorio. Los diluyentes pueden ser crudos más livianos o derivados del petróleo como el diésel oil (gas oil). Se prefieren diluyentes de carácter aromático ya que debilitan los enlaces intermoleculares y bajan la viscosidad del crudo. Con estos métodos se pueden alcanzar factores de recuperación de entre el 10% y 20%, (Linares., 2008).

- **Métodos de extracción en caliente**

Los métodos de extracción en caliente consisten en elevar la temperatura del crudo en el reservorio, de manera de bajar su viscosidad. Esto se puede lograr con la inyección de vapor de agua ya sea a través del mismo pozo de producción o a través de pozos secundarios horizontales. Se pueden alcanzar factores de recuperación entre el 30% y 70% dependiendo de las condiciones del yacimiento y del crudo. El costo de producción con estos métodos es relativamente alto, en comparación al método de extracción en frío, debido a que involucra el costo del combustible para la generación del vapor. Se aplica en la recuperación de crudos extra-pesados de mayor viscosidad y de bitumen natural (oil sands/ tar sands). (Linares., 2008).

- **Estimulación cíclica con vapor:**

El método de estimulación cíclica con vapor consiste en inyectar vapor a alta presión en las arenas bituminosas por varias semanas, de manera que el calor ablande el bitumen y el agua lo separe de las arenas de formación. La alta presión contribuye a formar fisuras y grietas por donde puede fluir el bitumen hacia el pozo. En una segunda fase, cuando la porción del depósito está completamente saturada de bitumen, la inyección de vapor cesa y el bitumen continúa siendo calentado por el vapor en condensación. Luego viene la etapa de producción. Cuando la tasa de recuperación desciende, se regresa a la etapa de inyección de vapor, (Linares., 2008).

- **Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor**

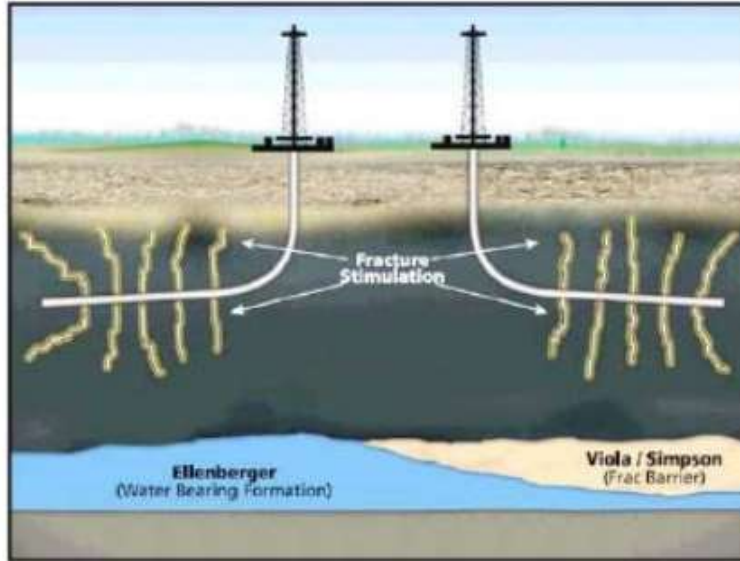
En este método se perforan pares de pozos horizontales uno por encima del otro. Por el pozo superior, se inyecta vapor a alta presión para que caliente el bitumen y aumente la permeabilidad del reservorio. El bitumen pierde viscosidad a causa de la alta temperatura, se separa de la arena de formación y fluye hacia el pozo horizontal inferior impulsado por la gravedad y la presión del vapor, a través del cual es recuperado en la superficie, (Linares., 2008).

## 2.4.2 TECNOLOGÍAS DE EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL NO CONVENCIONAL

A diferencia de los petróleos no convencionales donde el principal problema es la viscosidad, en el caso de los gases no convencionales, el principal obstáculo para su recuperación es la baja permeabilidad de los reservorios que impide que el gas fluya hacia los pozos a tasas económicamente aceptables. En este caso los métodos de recuperación más utilizados son los siguientes:

- **Fracturamiento hidráulico:**

Consiste en inyectar un fluido a alta presión directamente hacia la roca que contiene el gas, con el fin de fracturarla o romperla de manera que el hidrocarburo pueda fluir hacia la boca del pozo. El fluido llamado “fluido de fracturamiento” está constituido por agua mezclada con químicos especiales, que le dan las propiedades adecuadas para el trabajo en las condiciones del yacimiento.

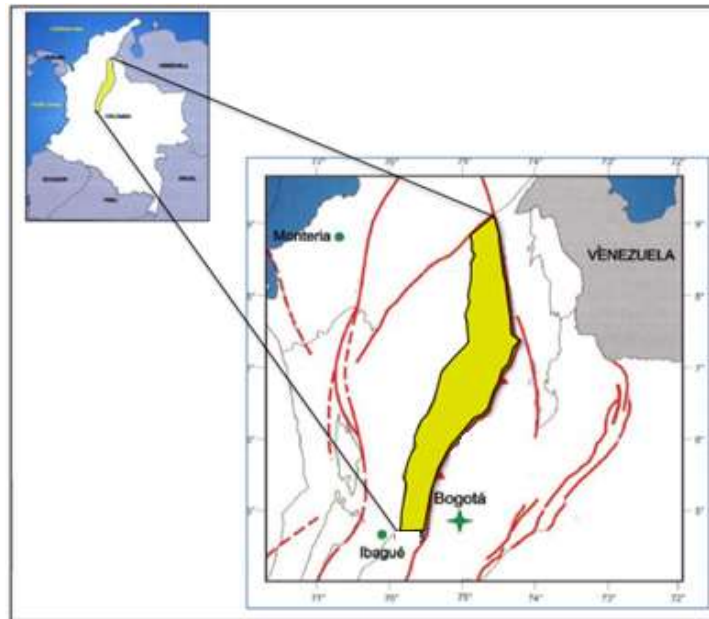


*Ilustración 8- Proceso de fracturamiento hidráulico. Tomado de: Ortiz, 2004.*

# CAPITULO III: MARCO GEOLÓGICO

## 3.1. GEOLOGÍA REGIONAL CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

El Valle Medio del Magdalena es una cuenca intramontaña, con extensión aproximada de 34.000 km<sup>2</sup>, que separa dos brazos de los Andes de Colombia: las Cordilleras Central (Oeste) y Oriental (Este). Esta cuenca está localizada (Ilustración 10) al Oeste de la cuenca de la Cordillera Oriental y es separada de la cuenca del Valle Superior del Magdalena por la Falla de Ibagué (lateral derecha) y el Cinturón Plegado de Girardot. Su límite Norte está definido por el sistema de fallas del Espíritu Santo y el Nororiental por el sistema de fallas Santa Marta Bucaramanga, (Unidad De Planeación Minero Energética , 2018).



*Ilustración 9 - Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.*

*Tomado de: Unidad De Planeación Minero Energética , 2018*

### 3.1.2. EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)

Suárez Rueda, en el 2016 define la tectónica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) como una de las mayores áreas sedimentarias formadas durante el Triásico al Mioceno medio en Colombia, esta cuenca posee una historia de evolución compleja que se muestra en la ilustración 10.

El desarrollo de la cuenca VMM inicia su desarrollo durante el Triásico tardío al Cretáceo temprano, como un mega secuencia *syn-rift* relacionada con la separación de Norte-América y Sur-América por el proto-Caribe. La mega secuencia *syn-rift* inicia su depositación en un ambiente continental y pasa de ambiente parálisis a marino somera en el Cretáceo temprano. La cuenca continúa desarrollándose dentro del Cretáceo en una cuenca tipo *back-arc* al este de la zona de subducción Andina (Suárez Rueda, 2016).

La mega secuencia *back-arc* estuvo dominada por sedimentación marina somera y permitió la formación regional de excelente roca fuente durante el Turoniano-Coniaciano. Los depósitos marinos fueron abruptamente interrumpidos durante el Maastrichtiano debido a la acreción final de la Cordillera Occidental.

A finales del Cretáceo y hasta el Oligoceno, el norte de Sur América estaba bajo la influencia del movimiento hacia el este de la Placa Caribe, la subducción de la placa Farallones al suroeste de Colombia y la posterior convergencia oblicua de su porción norte, la placa de Nazca (Suárez Rueda, 2016).

La acreción de la Cordillera Occidental crea una cuenca antepaís pre-andina durante el Maastrichtiano tardío al Eoceno temprano. Este episodio de depositación consiste en una planicie rica en carbón, planicie costera y depósitos estuarinos a lo largo de la cuenca del VMM (Suárez Rueda, 2016).

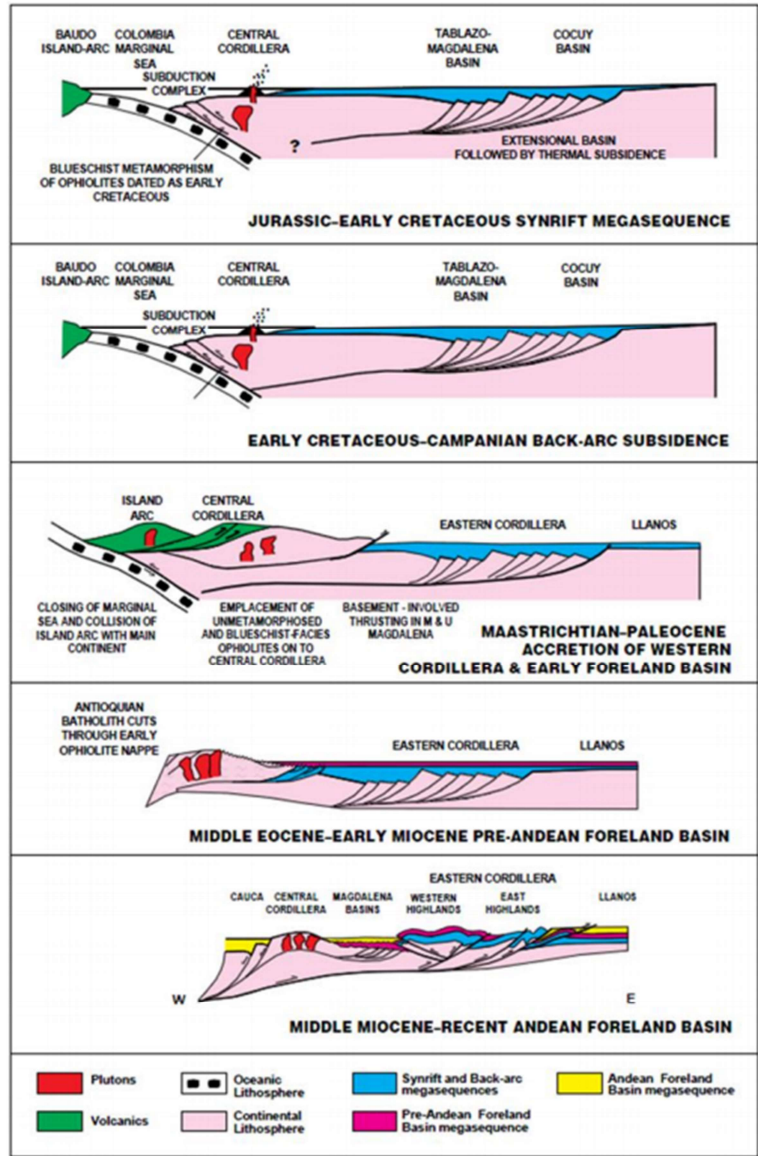


Ilustración 10- - Evolución tectónica regional de la Cuenca VMM

Tomado de: Suárez Rueda, 2016.

Para el Eoceno un aumento en la tasa de convergencia de las placas hace que al occidente del VMM, la Cordillera Central se eleve, produciendo inversión de antiguas fallas normales, plegamiento y cabalgamiento de la secuencia cretácea y el desarrollo de una discordancia regional sobre la cual se depositan las rocas clásticas. La mega secuencia fue interrumpida en el Eoceno medio debido a la deformación en el valle, finalizando la sedimentación a lo largo de Colombia. Los efectos de la carga de esta deformación reestablecen la cuenca, en la cual, la mega secuencia de la cuenca antepaís pre-Andina se depositó hasta el Mioceno temprano (Suárez Rueda, 2016).

En el Mioceno medio, la deformación Andina correspondiente al levantamiento de la Cordillera Oriental, aísla al VMM de la cuenca de los Llanos Orientales. La deformación fue



dominada por inversión de fallas que controlan la cuenca, donde la carga litosférica crea el espacio de acomodación para la cuenca antepaís Andina (Suárez Rueda, 2016).

### **3.1.2. ESTRATIGRAFÍA CUENCA VALLE MEDIO DEL MADALENA (VMM)**

El depósito de las formaciones (Ilustración 12) que integran la cuenca del VMM inicia al final de la primera parte del Mesozoico con ambientes continentales, cambiando a marinos en la segunda parte del mesozoico y finalizando con sedimentos continentales en el Cenozoico (Unidad De Planeación Minero Energética , 2018). Las secuencias que se depositaron en la cuenca VMM, de acuerdo al trabajo de grado de Carlos Orlando Suárez Rueda en el 2016, son las siguientes, de las cuales será objeto de estudio las Sedimentitas Cretácicas:

- a) Sedimentitas Jurásicas y Cretácicas basales (Berriasiano) de origen fluvial (formaciones Jordán, Girón, Tambor y Los Santos).
- b) Sedimentitas Cretácicas (formaciones Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, Areniscas de Chiquinquirá, La Luna y Umir) de origen marino a palustre, afectadas por variaciones del nivel del mar y por tectonismo. Dentro de este ciclo deposicional de primer orden se incluye a la Formación Lisama, depositada en ambientes deltaicos.
- c) Sedimentitas Paleógenas-Neógenas de origen predominantemente fluvial (formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Real y Mesa).

#### **• Secuencia Cretácica**

La secuencia Cretácica inicia con una sedimentación clástica de origen continental que pasa gradualmente a una sedimentación de ambientes marinos. Comprende de base a techo las formaciones Tambor, Los Santos, Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, El Salto, La Luna, Umir y Lisama. (Suárez Rueda, 2016).

- Cretáceo inferior: A comienzos del Cretáceo se deposita la Formación Tambor de edad Berriasiano (de distribución local), que está constituida por areniscas cuarcíticas de grano medio muy cementadas, depositadas en ambientes continentales a marinos y descansa discordantemente sobre la Formación Girón (Moreno & Sarmiento, 2002).
- Cretáceo superior: En el Cretáceo Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano) son depositadas las formaciones El Salto, La Luna y Umir. La Formación El Salto está constituida por caliza arcillosa, gris dura, alternada con numerosas capas delgadas de lodolita calcárea. Las calizas son fisiles, grises oscuros que localmente contiene nódulos. Suprayace en continuidad estratigráfica a la Formación Simití e Infrayace en discontinuidad a la Formación La Luna. Su edad se ha establecido con base en el registro fósil de amonites (Moreno & Sarmiento, 2002) del Cenomaniano temprano

(Morales et al., 1958). Los sedimentos se acumularon en un ambiente marino somero de plataforma interna, en condiciones estables.

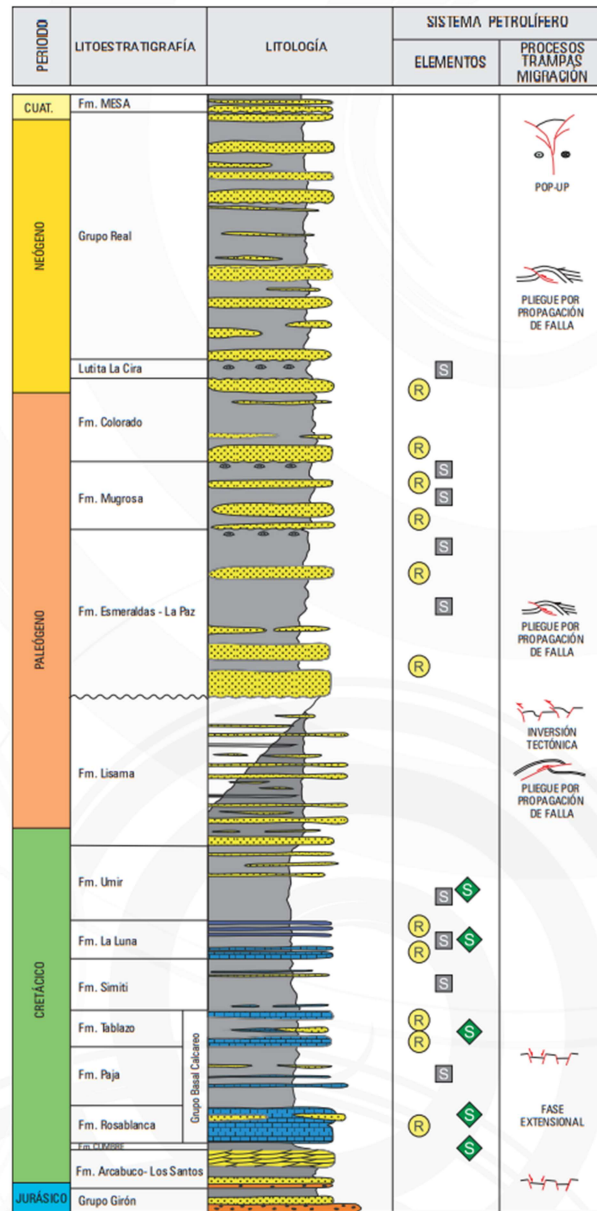


Ilustración 11 - Columna Estratigráfica Generalizada del VMM. Tomado de: Unidad De Planeación Minero Energética , 2018.

### **3.1.3 DESCRIPCIÓN DE LAS UNIDADES FUNDAMENTALES EN LOS SISTEMAS PETROLEROS NO CONVENCIONALES DE VMM.**

- **FORMACIÓN LA LUNA (Cretáceo superior).**

#### **Descripción Litológica**

La ilustración 12, es la representación esquemática de la sucesión estratigráfica de la unidad en la Quebrada La Sorda. Metodológicamente, en afloramiento se hizo la descripción macroscópica de la estructura y la microestructura y de acuerdo a los cambios que se evidenciaron se tomaron muestras para caracterizar sus petrofacies. En campo se afinó la observación macroscópica buscando encontrar diferencias que pudieran ser correlacionadas con las petrofacies para establecer la validez de los miembros descritos en la literatura y que no muestran una expresión morfológica contrastante.

La formación la Luna se ha sido subdivida en tres miembros según (Pérez, Ortiz, & Sierra, 2015):

El Miembro Salada: Fue definido con la secuencia tipo en la desembocadura de la Quebrada Salada al Río Sogamoso y yace en contacto conforme con la infrayacente Formación Calizas del Salto. Incluye en esta parte inferior lutitas calcáreas duras, negras finamente laminados en capas delgadas con aspecto de arcillas en afloramiento, siendo este el miembro con presencia de hidrocarburos. El paso de las arcillas terrígenas a las biomicritas de foraminíferos plantónicos sustenta la superficie de inundación y permite afirmar que se trata de la superficie transgresiva más notable del Cretácico del VMM y extensible a la Cuenca Cretácica Colombiana al Límite Cenomaniano – Turoniano.

El Miembro Pujamana es la unidad intermedia y secuencia tipo definida en la Quebrada Pujamana o Pujamanes (nombre que aparece registrado en los mapas topográficos del IGAC), localizada 4 km al norte de la localidad anterior., la describen como un intervalo de arcillas grises a negros, calcáreos finamente estratificados. Respecto al espesor el autor hace la aclaración, que, por la distorsión de los afloramientos y la plasticidad de las arcillas, las medidas de superficies son poco precisas.

El Miembro Galembó o parte superior de la Formación La Luna toma su nombre del cerro del mismo nombre, en inmediaciones a la desembocadura de la Quebrada Pujamana en la Quebrada Arenal a su vez afluente del Río Sogamoso (Pérez, Ortiz, & Sierra, 2015). Los autores advierten que múltiples exposiciones se encuentran en los alrededores de la localidad tipo y la describen como arcillas calcáreas duras, negros con concreciones discoidales, e intercalaciones de calizas arcillosas. Resalta la presencia hacia el techo de intercalaciones de capas fosfáticas y chert.

#### **Aspectos ambientales y diagenéticos de la formación La Luna**

Estos aspectos ambientales y diagenéticos de la formación fueron definidos por (Pérez, Ortiz, & Sierra, 2015), de la siguiente manera:

La Formación La Luna es una unidad predominantemente calcárea (biomicritas), que representa la facies más profunda del Valle Medio del Magdalena. El contacto inferior con la infrayacente Formación Calizas del Salto, es neto y caracteriza una superficie transgresiva que se desarrolla en toda la cuenca, definiendo una línea de tiempo al límite Cenomaniano / Turoniano. Un conjunto de biomicritas de foraminíferos plantónicos acumulados sobre arcillas y bioesparitas proximales marcan el inicio de la unidad y da paso a la máxima transgresión en la cuenca del VMM durante el Cretáceo.

La Formación La Luna se interpreta como una unidad transgresiva sobre una plataforma de mar abierto distal (Miembro Salada), que progresivamente va somerizando (Miembro Pujamana), hasta desarrollarse en una plataforma somera próxima costera con aporte de abundante material fosfático y la participación restringida de terrígenos (Miembro Galembó). Las condiciones que se presentan progresivamente cambiantes en la vertical, permiten predecir su desarrollo equivalente a nivel regional en la cuenca del VMM con énfasis en el sector norte, hacia donde se prevé se mantiene la plataforma abierta de baja energía con la consecuente baja velocidad de sedimentación.

- **FORMACIÓN TABLAZO**

La localidad tipo de la Formación Tablazo, se ubica en el sitio El Tablazo, donde la carretera Bucaramanga - San Vicente de Chucurí atraviesa el Río Sogamoso; allí presenta un espesor de 150m y. Diferentes espesores han sido reportados para la unidad, al Norte de Bucaramanga 277m, en Barichara 330m en los alrededores de Simacota, oeste de Guadalupe y Suaita, 239m, 272m y 354m de espesor respectivamente, (Moreno & Sarmiento, 2002).

#### **Descripción litológica de la formación Tablazo**

Esta unidad se encuentra constituida por capas macizas de caliza extremadamente fosilíferas y margas, las primeras predominando en su parte superior y las últimas en la inferior. Apunta además que: las margas son muy calcáreas y que las calizas son macizas, de textura gruesa, opacas y de color gris azulado. No exhiben evidencia de laminación por la abundancia de grandes fósiles se encuentra irregularmente orientados. el Tablazo está representado por una serie de calizas negras, shaley, en algunos lugares micáceas, de textura fina conteniendo grandes pelecípodos y concreciones de pirita y caliza (Moreno & Sarmiento, 2002).

#### **Estratigrafía de la formación Tablazo**

Esta unidad consta en el área de un paquete inferior de areniscas de cuarzo calcáreas intercaladas con arcillas negras y le suprayacentes calizas con nódulos de colores grises a negros, seguidas por gruesos bancos de arcillas negras. La parte más superior corresponde a un grueso paquete de bioesparuditas y biomicritas fosilíferas ralas a empaquetadas.

## CAPITULO IV: METODOLOGÍA

Para el proceso metodológico, se realiza una investigación por “etapas” para así de esta manera identificar, definir diferentes métodos, técnicas aplicadas y objetivos propuestos.

**Etapas I:** Búsqueda de información relacionada con las lutitas petrolíferas para obtener sus características, ubicación y métodos de producción, para las formaciones Luna y Tablazo.

**Etapas II:** Toma de datos de los estudios obtenidos a partir de muestras seleccionadas para los análisis geoquímicos.

### 4.1. RECOLECCIÓN DE MUESTRAS

La recolección de muestras se llevó a cabo sobre las quebradas la Sorda y Mata de Cacao en donde se recolectaron muestra las formaciones La Luna y Tablazo respectivamente.

Las muestras seleccionadas para los análisis geoquímicos y petrográficos cubren estratigráficamente los tres Miembros del Formación La Luna. Las muestras de la Formación Umir cubren la media y superior de esta Formación. También se trabajó con muestras seleccionadas del estudio realizado por García González y Cruz Guevara (2002).

Fueron seleccionadas 30 muestras de la Formación La Luna, de acuerdo a los siguientes parámetros:

- Muestras representativas de las diferentes facies litológicas, y que presentan una buena distribución estratigráfica en la Formación la Luna.
- Facies litológicas indicativas de altos valores de TOC.
- Altos valores de HI > 300, de acuerdo con el rango de valores enunciado por Lewan en 1993.

Se elaboraron 45 secciones pulidas utilizando una pulidora automática BUEHLER PHOENIX BETA, sobre las cuales se adelantaron los análisis petrográficos y de reflectancia. Así mismo se elaboraron 10 secciones delgadas para análisis petrográficos.

### 4.2. PETROGRAFÍA ORGÁNICA

La petrografía orgánica utiliza microscopia de luz reflejada blanca, azul y ultravioleta. Para este estudio se utilizó un microscopio ZEISS AXIOTRON con un fotómetro MPM 400, el cual se encuentra en la sede de Geología del campus de Guatiguará (Ortiz, 2004).



*Ilustración 12 - Microscopio de luz reflejada Carl Zeiss. Tomado de: Ortiz, 2004.*

#### **4.2.1. MEDICIONES DE REFLECTANCIA**

Las mediciones de reflectancia se realizaron en muestras preparadas de roca total (Whole Rock; ounts), sobre las partículas de materia orgánica de origen continental encontradas en las diferentes muestras de la formación la Luna (VMM). La identificación y clasificación de estas partículas como materia orgánica de origen terrestre (Kerógeno tipo III) se hizo teniendo en cuenta su apariencia visual y su resistencia al ataque con HCl y HF. El mismo procedimiento analítico se llevó a cabo en las muestras de roca que fueron sometidas a Hidropirólisis.

Para la realización de las mediciones se siguió la siguiente metodología experimental:

1. Encendido de la lámpara CARL ZEISS SNT de 12V y 100w con al menos 2 horas de antelación al comienzo de las mediciones.
2. Encendido y calibración Del Fotómetro MPM 400. La calibración se llevó a cabo contra un standard de vitrinita con un valor de reflectancia de  $R_o = 0.57\%$ , suministrado por CARL ZEISS.

La realización de manera iterativa de este procedimiento permitió tener valores estables de medición de reflectancia de un mínimo de error máximo de 0,001% (Ortiz, 2004).

#### **4.2.3. CARBONO ORGÁNICO TOTAL (COT)**

La determinación de TOC para las 30 muestras seleccionadas de la formación la Luna, se realizó utilizando un Analizador LECO SC-144DR el cual se encuentra en la sede de geología del campus de Guatiguará; el empleo de este método arroja valores de COT mucho más confiables (García-González, 1999).



*Ilustración 13 - Analizador Leco SC-144DR. Tomado de: Ortiz, 2004.*

#### **4.2.4. PRUEBA DE HIDROPIRÓLISIS**

Las pruebas de Hidropirólisis se realizaron empleando un reactor de presión Parr 4680, equipado con un controlador de temperatura Watlow modelo 4842, el cual se encuentra en la sede de Geología del campus de Guatiguará. Para la realización de la prueba se tuvo en cuenta lo siguiente:

**Preparación del reactor.** El reactor con capacidad para 1L, se llenó con 200 g. de muestra preparada de la Formación La Luna, sin variar esta cantidad para todas las pruebas realizadas. Seguidamente, se prosiguió a llenar el reactor con 500mL. Y 450mL de agua destilada, para las experiencias realizadas a 290°C y 360°C, respectivamente. El volumen restante de reactor fue purgado y llenado con 20 Psi de He (Ortiz, 2004).



Ilustración 14 - Reactor de presión Parr 4860. Tomado de: Ortiz, 2004.

#### 4.2.5. CROMATOGRAFÍA DE GASES

La cromatografía de gases fue empleada para determinar la composición química de la fase gaseosa generada en las experiencias de HP. Las muestras de gas analizadas de la Formación La Luna, corresponden a las generadas durante las experiencias de Hidropirolisis a 290°C y 360°C. El equipo empleado en dicho análisis fue un HP 6890 Series GC System el cual se encuentra en la sede de Geología del campus de Guatiguará.

Los datos de Carbono orgánico total (TOC), Carbono orgánico total original (TOC<sub>o</sub>), índice de hidrogeno (HI) e índice de hidrogeno original (HI<sub>o</sub>) fueron obtenidos principalmente de los anteriores procedimientos del Organic Geochemistry Atlas of Colombia en donde encontramos los resultados obtenidos de los anteriores procedimientos a los que fueron sometidas las muestras.

#### 4.3. MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS.

El método que fue usado para calcular la masa de hidrocarburos generados, fue el de balance de masas. Este método sigue 4 etapas:

- 1) Cálculo de la masa de carbono orgánico total (TOC) en la roca fuente.

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

- 2) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados por gramo de carbono orgánico.

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



- 3) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados en la cuenca, que corresponde a multiplicar los valores obtenidos en los pasos 2 y 3.

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

El resultado se multiplica por 10<sup>-6</sup> para convertir unidades de masa de miligramos a kilogramos.

La conversión de la masa de hidrocarburos a volumen de hidrocarburos generados se efectuó empleando una densidad promedio de 0.9, y en la conversión de metros cúbicos a barriles de petróleo equivalente se empleó un factor de 0.1589, (Gonzalez, Umaña, Guvera, & Vasquez, 2009).

# CAPITULO V: DISCUSIÓN Y RESULTADOS

## 5.1. ANÁLISIS DE LOS DATOS GEOQUÍMICOS

Al realizar el correspondiente análisis de aspectos geológicos e información correspondiente a la definición de recursos hidrocarbúfero en yacimientos no convencionales de petróleo en VMM (Valle Medio del Magdalena), es posible identificar la existencia de dos niveles estratigráficos con características idóneas para ser considerados rocas generadoras en la cuenca: la formación Tablazo del cretáceo inferior y la formación La Luna del cretáceo superior.

De acuerdo a los datos reportados de la formación La Luna, presenta valores promedio de carbono orgánico total (COT) del 4% y COT original del 4,8%, apuntando así que esta formación tiene una riqueza orgánica considerada como buena (García Gonzalez, Mier Umaña, Cruz Guevara, & Vasquez, 2009).

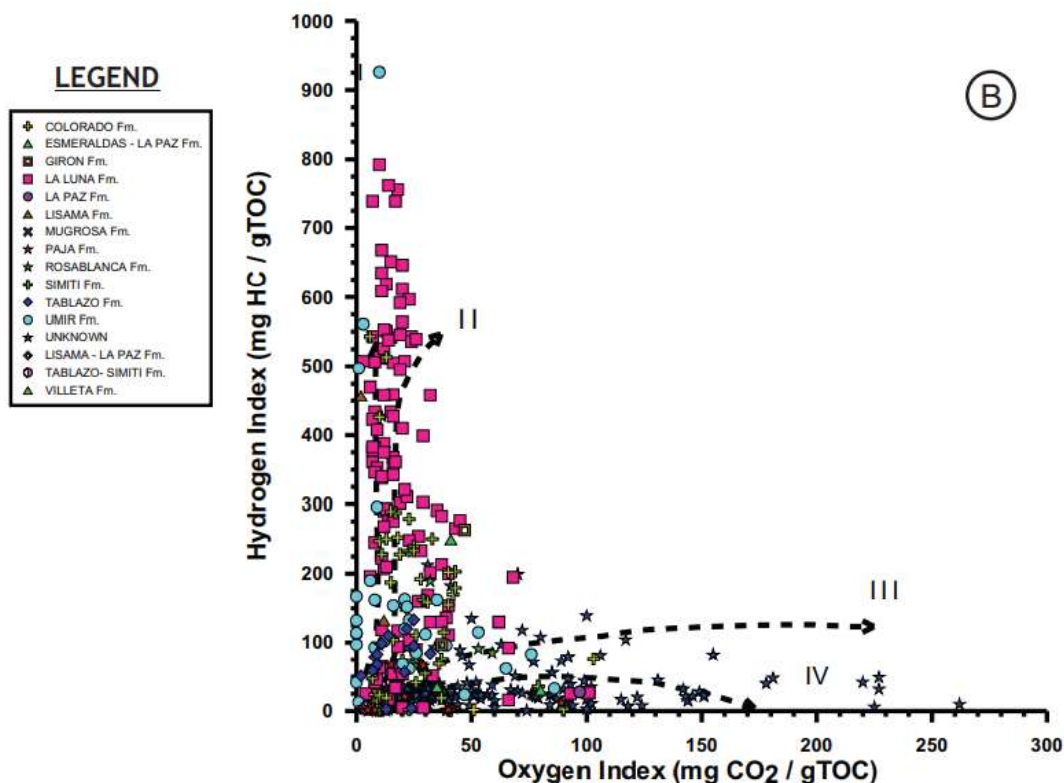


Ilustración 15- Índice de hidrogeno vs índice de oxígeno. Tomado de: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010.

Los valores obtenidos del diagrama de Van Krevelen modificado generado a partir del análisis de Pirolisis Rock Eval, muestra que las rocas de la formación La Luna, poseen un kerógeno tipo II, el cual es favorable para la generación de petróleo (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010). Esta grafica muestra un índice de hidrogeno  $HI > 200$  mgHC/g TOC y  $S_2 > 5$ mg HC/g rock, apuntando que la formación posee potencial de generación en un rango

de bueno. En cuanto a la madurez de la formación La Luna, los datos obtenidos de la reflectancia de la vitrinita son de 0,8% en promedio lo que puede implicar que se trata de roca con alta madurez.

Por otro lado, de acuerdo con los análisis realizados a la formación Tablazo por Gonzalez, Umaña, Guvera, y Vasquez en 2009, esta formación cuenta con un alto potencial de hidrocarburos ya que presenta valores promedios de 5,3% en COT, habiéndose establecido el intervalo de COT =3.0 – 14% para tal rango (Burnham & Sweeney, 1989). Desde el punto de vista de la materia orgánica precursora, la formación Tablazo se compone de kerógeno tipo III (ver Ilustración 1) dado su bajo índice de hidrógeno (IH= 200 – 250 mg HC/ gr roca). Finalmente, los datos de madurez arrojan altos índices de reflectancia de la vitrinita con rango de 1.0-1 (Tissot & Welte, 1984) lo que sitúa a la roca en una madurez equivalente a la ventana de generación de gas (condensados/gas – seco) o lo que es lo mismo se correspondería con una roca sobre madura.

Las características petrofísicas que poseen la formación La Luna y Tablazo, de acuerdo a la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el 2012; la formación Tablazo con una porosidad efectiva del 4%, habiéndose establecido en el intervalo de 1-5% de acuerdo a Levorsen en 1967, no siendo considerada por tratarse de un valor despreciable, esta formación presenta una permeabilidad de 1,64 mD(Milidarcy), situándose en el rango de 1,0-10 de permeabilidad, de acuerdo a Levorsen en 1967 lo que implica una permeabilidad pobre.

La Formación La Luna presenta una porosidad promedio de 4,5%, ubicándose en el rango de 5-10% de porosidades, mostrando así que posee una porosidad insignificante. Ésta formación posee una permeabilidad de 0,256mD, establecida en el rango <1.0-1.5 tomado de Lorenzo y Morato en 2018, siendo por lo tanto una formación con permeabilidad pobre. Por lo tanto estas rocas actúan como rocas generadoras y almacén a la vez debido a los valores de porosidad y permeabilidad tan bajos que poseen, siendo características primordiales para que los hidrocarburos fluyan o no, siendo así parte de un sistema de yacimientos no convencionales.

El principal intervalo generador de la cuenca Valle Medio del Magdalena corresponde a la Formación Tablazo, la cual presenta un grado de evolución térmico muy alto y que no alcanzó procesos de expulsión tempranos en el Oligoceno Temprano. Por otra parte, el intervalo generador de la formación La Luna alcanzó procesos de expulsión más tardíos, concentrados en el periodo Mioceno Tardío (Unidad De Planeación Minero Energética , 2018). Sin embargo, la eficiencia de expulsión se muestra en niveles bajos, lo que conlleva al entrapamiento dentro de la formación de la mayor parte del hidrocarburo generado.

## **5.2. CÁLCULO DE RESERVAS**

Para determinar el POES (petróleo original en sitio) se usaron promedios de porosidad y saturación de agua (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012), los volúmenes de roca que conforman al yacimiento, fueron determinados a partir de información recopilada, de los

estudios realizados por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética (Colombia) del 2018. A continuación, se detallan los cálculos realizados a partir de la información obtenida.

Tabla 3 - POES, Formación La Luna y Tablazo.

Formación/Miembro	Espesor (km)	Área (km <sup>2</sup> )	Volumen (km <sup>3</sup> )	Volumen en Acres-pie	Saturación de agua (Sw)	Porosidad (ϕ)	POES (MMB)
Tablazo	0,24323	2.403	584,48169	473.845.648	0,988	0,01	533,393
La Luna	0,07	3.914	273,98	222135415	0,73433333	0,14	489,886

De donde se puede observar que el petróleo original en sitio para la formación la Luna rondando los 64.096 millones de barriles de petróleo. De acuerdo con García y otros en 2009, el valor de 64.096 de barriles de petróleo, es equivalente a un valor superior a 2.036 millones de barriles de petróleo correspondiente a todo el POES descubierto en Colombia, En la formación Tablazo se determina que posee un POES de 441 millones de barriles de petróleo.

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética (Colombia) de 2018, estos valores de POES hacen que haya insistencia estudios para futuros proyectos de exploración y explotación de los hidrocarburos contenidos en la cuenca Valle Medio del Magdalena, por parte de las compañías a nivel técnico como Exxon Mobil y ConocoPhillips.

### 5.3. PERSPECTIVA AMBIENTAL Y SOCIAL A NIVEL NACIONAL EN YACIMIENTOS DE LUTITAS PETROLÍFERAS

La explotación de los hidrocarburos contenidos en sistemas no convencionales es un pilar importante para la nación, debido a que la economía colombiana gira entorno al comercio de los recursos no renovables. Por otro lado, estos procesos de explotación de recursos no convencionales generan un riesgo ambiental el cual se afecta directamente con la sociedad generando un problema y por ende una resistencia a la explotación de dichos recursos.

El riesgo ambiental derivado de la explotación de recursos energéticos debe ser medidos en términos de consecuencias, ocurrencias y posibles manifestaciones en forma de impactos generados al ambiente y sociedad (Romero Fuentes, 2016).

Los riesgos ambientales derivados de la explotación de yacimientos no convencionales, son los siguientes:

1. Componente Suelo: Debido a la actividad petrolera se generan cambios y contaminaciones en los usos del suelo, remoción de material para construcción de vías, instalaciones y pozos, modificaciones bióticas en los hábitats naturales, entre otros. A continuación, se enumeran los riesgos ambientales propios del suelo e identificados en la exploración de yacimientos no convencionales (Romero Fuentes, 2016)

- 1.1. Ocupación de terreno: Para la producción de recursos no convencionales es necesaria la perforación de una gran cantidad de pozos, por lo cual la demanda de superficie es mayor, siendo necesario abarcar una superficie de 2 a 3 hectáreas, dependiendo del tipo de perforación (Romero Fuentes, 2016).
  - 1.2. Movimiento en masa: Se rigen por la acción de la gravedad y se ven afectados por propiedades del terreno, la cantidad de agua presente y las vibraciones a las que está expuesto el terreno. Por ende, el efecto de la actividad de fracturamiento hidráulico genera que las condiciones de presión y condiciones con las cuales cuenta el terreno explotado, sean modificadas. Por consiguiente, siendo esta una de las causas de hundimientos de la superficie terrestre (Romero Fuentes, 2016).
  - 1.3. Contaminación: El suelo puede ser contaminado por productos químicos, durante el transporte, almacenamiento o disposición de los hidrocarburos, también por las filtraciones de fluido durante la perforación (Romero Fuentes, 2016).
2. Componente Agua: Este recurso se utiliza durante todas y cada una de las actividades del fracking, por ende, es importante el uso que se le da antes, durante y después de la operación. (Romero Fuentes, 2016).
3. Componente Aire: Muchos de los aditivos químicos utilizados durante la perforación y la fracturación son compuestos volátiles, que durante el proceso son liberados a la atmósfera, al igual, que una parte del gas que es producido mientras es acondicionada en superficie (Romero Fuentes, 2016).
4. Componente Socio – Económico: en el diseño de los proyectos desarrollados por las diferentes empresas del sector, se deben dimensionar los impactos que se puedan ocasionar en las dinámicas sociales, económicas y culturales. A continuación, se presenta las perturbaciones que pueden llegar a tener lugar en las áreas de explotación de yacimientos no convencionales en relación a cada aspecto del ámbito social (Romero Fuentes, 2016).
  - 4.1. Riesgos Laborales: Deben ser contempladas las amenazas o siniestros de posible ocurrencia relacionadas con el número y clase de víctimas, así como también el tipo y gravedad de las lesiones laborales ante cualquier ocurrencia de emergencias (Romero Fuentes, 2016).
  - 4.2. Dimensión demográfica: Contempla todas las dinámicas de poblamiento de un sitio, que señala la población total asentada, la composición por edad y sexo, la tendencia de crecimiento poblacional, la población económicamente activa, los patrones de asentamiento y las condiciones de vida de la población (Romero Fuentes, 2016).
  - 4.3. Dimensión Especial: Conlleva el análisis de la cobertura y la calidad de los servicios públicos, de los servicios sociales, los medios de comunicación y la infraestructura de transporte (Romero Fuentes, 2016).

**4.4. Dimensión Económica:** Determina las relaciones económicas, la estructura, dimensión y distribución de producción y las dinámicas económicas locales, para lo cual se estudian por separado la tenencia del suelo, los procesos productivos y las características del mercado local (Romero Fuentes, 2016).

**4.5. Dimensión Cultural:** Refiere todo aquel patrimonio cultural vivo (prácticas sociales, tradiciones estéticas, sistemas de creencias y modos de conocimiento) o arquitectónico o cultural (sitios sagrados, espacios de tránsito y desplazamiento, espacios de recreación y esparcimiento) (Romero Fuentes, 2016).

Dependiendo de cada escenario que se presente en la explotación de yacimientos no convencionales por el método de fracturamiento hidráulico, se realiza una elaboración de alternativas para mitigar el riesgo ambiental, para aquellos riesgos con niveles de aceptación intolerables, deben tener tratamientos y soluciones inmediatas, por el contrario, para los que tienen niveles de aceptación tolerables se pueden ejecutar planes de manejo diseñados para que funcionen de forma sencilla y barata (Romero Fuentes, 2016).

Para las comunidades que llegasen a estar en zonas de influencia, La Asociación Colombiana de Petróleo informó en 2012, que recibirían una suma de dinero por parte de las empresas que estén realizando proyectos de explotación hidrocarburíferas, para así beneficiar a estas comunidades, estas empresas tendrían que aportar más de 120.000 millones de pesos a dichas comunidades.

Lo que busca la industria petrolera con la explotación de yacimientos no convencionales, es asegurar el futuro energético del país, por ende, demuestra un incremento en caracterización y conocimiento de las formaciones Cretácicas en VMM, desarrollo de la regulación para yacimientos no convencionales, priorización de áreas y potenciales yacimientos en VMM.

De acuerdo a Ecopetrol en el 2019, Colombia actualmente se encuentra en el transcurso de aprobación para futuros proyectos pilotos de investigación donde se busca el acompañamiento de la ruta de viabilidad de los YNC (Yacimientos no convencionales) en el país, diseño y ejecución de pruebas de concepto, alianzas estratégicas y modelos operativos.

De acuerdo a un reporte emitido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en 2019 las reservas probadas de petróleo de Colombia están en 2.036 millones de barriles de petróleo. Al llevarse a cabo la explotación de esta cuenca que alberga entre 4 y 7 billones de barriles de crudo incrementaría en 5 veces la cantidad de reservas del país.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## CONCLUSIONES

La Formación La Luna cuenta con un COT del 4% sinónimo de buen potencial hidrocarburífero. Desde el punto de vista de madurez, tiene valores compatibles de ventana de petróleo, ya que su %Ro es de 0,8%. El kerógeno presente en la formación la Luna es tipo II “Mixto” lo que concluye que la formación analizada se corresponde con una roca madre madura potencial generadora de petróleo.

La formación el Tablazo posee un COT de 5,3% y kerógeno tipo III “húmico” lo que es compatible con una roca de alto potencial generador, pero en este caso de gas seco dado el origen de la materia orgánica precursora. A su vez muestra valores de reflectancia de la vitrinita entorno al 1% lo que se concluye como una roca sobre madura cuyo único potencial es generar gas seco.

Las reservas de petróleo de toda la cuenca VMM se estiman entre 4 y 7 billones de barriles de petróleo, de lo cual las reservas de la formación La Luna y Tablazo solo constituyen 1,28%.

La explotación de las reservas de la cuenca del VMM aumentarían las reservas nacionales entorno a un 270%.

Los riesgos asociados a la explotación de VMM se califican como “riesgos medios” de todas formas dadas las reservas calculadas en función del mercado actual, compensa el establecimiento de planes de contingencia ambiental y social con el fin de poder producir esos recursos.

## RECOMENDACIONES

Realizar un estudio profundo sobre los riesgos a la población y a naturaleza con el fin de establecer planes concretos de mitigación de riesgos asociados a la producción de recursos no convencionales.

Derivar presupuesto I+D+I al desarrollo de técnicas de explotación menos riesgosas para la extracción de los recursos no convencionales.

Planes de concienciación social sobre la matriz económica productiva colombiana y la necesidad de explotar los recursos estudiados en el VMM. Así como los puestos de trabajo directos e indirectos que esta actividad genera.

# BIBLIOGRAFÍA

## BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). *Organic Geochemistry Atlas of Colombia*. Universidad Nacional de Colombia, Geociencias. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Obtenido de <http://www.geociencias.unal.edu.co/ESRJ.htm>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Nucleos*. Colombia.
- Alexander, T., Baihly, J., Boyer, C., Clark, B., Jochen, V., Le Calvez, J., . . . Toelle, B. (2011). *Revolución del gas de lutitas*. Houston: Oilfield Review.
- Burnham, A. K., & Sweeney, J. J. (1989). *A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance*. Pergamon press.
- Duncan D, C. (1967). *Geologic Setting of Oil Shale Deposits and World Prospects*. Washington D.C.: 12263 WPC Conference Paper.
- García Gonzalez, M., Mier Umaña, R., Cruz Guevara, L., & Vasquez, M. (2009). *Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas Colombianas*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Gonzalez, M. G., Umaña, R. M., Guvera, L. E., & Vasquez, M. (2009). *Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero De Las Cuencas Colombianas*. Bucaramanga.
- Gutierrez, A. (2015). *Estudio De Los Yacimientos No Convencionales De Lutitas Petrolíferas Y Su Potencial De Explotación En La Formación La Luna En Venezuela*. Caracas.
- Linares., W. A. (2008). *Yacimientos No Convencionales: Una Visión Legal Y Regulatoria De Su posible Exploración Y Explotación Comercial*. Buenos Aires.
- Lorenzo, E., & Morato, A. (2018). *Geología del Petróleo* (Primera ed.). La Libertad, Santa Elena, Ecuador: UPSE.
- McCarthy , K., Niemann, M., Palmowski, D., Kenneth, P., & Stankiewicz, A. (2011). *La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras*. Massachusetts: Oilfield Review.
- Moreno, G., & Sarmiento, G. (2002). *Estratigrafía Cuantitativa de las Formaciones Tablazo y Simintí en las localidades de Sáchica (Boyacá) y Barichara - San Gil (Santander), Colombia*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.
- Ortiz, H. C. (2004). *Nuevas Consideraciones Acerca Del Estado De Madurez Termal De La Formación La Luna En El Valle Medio Del Magdalena, Colombia*. Bucaramanga.
- Pérez, G. S., Ortiz, E. J., & Sierra, C. (2015). *Estratigrafía y Petrofacies de la Formación La Luna en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Valle Medio del Magdalena*. Bogotá.
- Pierre , A., Toma, F., Bill, S., Michael, H., & Alan, B. (2011). *Extracción del petróleo contenido en las lutitas*. Houston: Oilfield Review.



- Romero Fuentes, L. M. (2016). *Análisis De Los Riesgos Ambientales Asociados A La Explotación De Yacimientos No Convencionales Desde Un Contexto Internacional Y Su Aplicación En Colombia*. Bogota D.C.: Fundación Universidad América.
- Suárez Rueda, C. O. (2016). *Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia*. Universidad Nacional de Colombia, Geociencias. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence* (Vol. Segunda). Berlín, Alemania: Springer - Verlag.
- Unidad De Planeación Minero Energética . (2018). *Evaluación De Las Cuencas Y Estructuración De Escenarios De Oferta De Hidrocarburos Convencionales Y No Convencionales*. Bogotá D.C.