

**EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL INTERVALO TURONINANO  
SANTONIANO DE LA FORMACIÓN LA LUNA DE LA CUENCA DEL VALLE  
MEDIO DEL MAGDALENA**

**CARLOS ALBERTO MANTILLA BARRIOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA**

**2014**

**EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL INTERVALO TURONINANO  
SANTONIANO DE LA FORMACIÓN LA LUNA DE LA CUENCA DEL VALLE  
MEDIO DEL MAGDALENA**

**CARLOS ALBERTO MANTILLA BARRIOS**

**Trabajo de grado presentado para optar por el título de Geólogo.**

**Director**

**M. Sc. JAIRO ALBERTO TORRES PEÑA**

**Co-Directores**

**WILLIAM E. RODRÍGUEZ SARTA**

**MARTIN MANTILLA MONSALVE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA**

**2014**

## **DEDICATORIA**

Dedico este triunfo de manera especial a mi abuela Chila, un ejemplo de verriquera y pujanza, uno de mis principales apoyos y ejemplos de rectitud y humildad.

A mi madre, la luz de mis ojos, mujer con la que siempre puedo contar a pesar de las circunstancias, siempre ha estado presente con su apoyo sin importar como.

A mi tía Daysi que siempre me brindo su cariño y apoyo, como mi segunda madre. Apoyándome y cuidándome siempre.

A mi bisabuela Julieta, que desde el cielo debe estar orgullosa por es te triunfo en mi camino de vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

Primero que todo le doy gracias a Dios nuestro creador, por su guía y fortalecimiento en los momentos de debilidad y flaqueza en el camino.

A mi madre, mi abuela Chila, y a mi tía Daysi, que siempre me han brindado su apoyo incondicional, su amor y comprensión. Son mi motor en el mundo.

A Martin Mantilla, más que mi tío es un ejemplo de vida, le agradezco todas su enseñanzas Técnicas como de la vida misma.

A mis Amigos, los cuales me brindaron su apoyo en todo momento y circunstancia, en el cumplimiento de esta meta.

A el grupo de yacimientos no convencionales de Ecopetrol y a Schlumberger, por todo su apoyo técnico, ya que por ellos fue posible el desarrollo del proyecto.

A los profesores de geología que de una u otra manera aportaron su granito de arena para mi proyecto de vida.

A la Universidad Industrial de Santander por abrirme sus puertas, sin ella no podría haber logrado esta meta en mi proyecto de vida, poder decir hoy con orgullo que soy Geólogo de la UIS.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	17
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
2. JUSTIFICACIÓN	19
3. OBJETIVOS	20
3.1 OBJETIVO GENERAL	20
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
4. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	21
4.1 DEFINICIÓN DE UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL	22
5. SHALE OIL/GAS	24
5.1 DEFINICIÓN DE UN YACIMIENTO SHALE OIL/GAS	24
5.2 SHALE Y LODOLITAS.	25
5.3 AMBIENTE DE DEPOSITACION DE LA MATERIA ORGÁNICA	27
5.4 EL KERÓGENO	28
5.4.1 Tipos de Kerogeno	29
5.5 MADUREZ TERMAL	30
6. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	32
7. CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	33
7.1 GENERALIDADES	33
7.1.1 Localización	33
7.1.2 Marco Geológico Regional	34
7.1.3 Estratigrafía	35
7.2 LA FORMACIÓN LA LUNA	37
7.2.1 Nombre y sección tipo	37
7.2.2 Posición Estratigráfica	37
7.2.3 Litología	37

7.2.4 Edad	38
7.3 MIEMBRO PUJAMANA	39
7.3.1 Nombre y sección tipo	39
7.3.2 Posición Estratigráfica	39
7.3.3 Litología	39
7.3.4 Ambiente de deposición	40
7.3.5 Geoquímica	40
7.3.6 Edad	41
7.4 MIEMBRO GALEMBO	41
7.4.1 Nombre y sección tipo	41
7.4.2 Posición Estratigráfica	41
7.4.3 Litología	41
7.4.4 Geoquímica	42
7.4.5 Edad	42
8. PETROFÍSICA	43
8.1 REGISTROS DE POZO	44
8.2 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE REGISTRO UTILIZADOS EN SHALE OIL/GAS	44
8.2.1 Registros Gamma-Ray Natural	44
8.2.2 Registro Espectral de neutrones inducidos	45
8.2.3 Registros de resistividad	46
8.2.4 Combinación Resistividad/Porosidad	47
8.2.5 Combinación Gamma-Ray/Sónico	48
8.3 MÉTODO DE PASSEY	49
8.4 PREDICCIÓN DE RIQUEZA ORGÁNICA	50
8.4.1 Respuesta del registro sónico y resistivo	51
8.4.2 Respuesta del registro de porosidad a la materia orgánica sólida	54
8.5 PREDICCIÓN DE LA MADUREZ TERMAL	56
9. METODOLOGÍA DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA	60
9.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD	61

9.1.1 Edición de la información del pozo	61
9.2 METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS	63
9.2.1 Estimación Parámetros Petrofísicos	63
9.2.2 Resistividad verdadera de la Formación	63
9.2.3 Resistividad del agua de formación	64
9.2.4 Coeficiente de Tortuosidad(a), Exponente de Cementación (m) y Factor de formación(n)	66
9.2.5 Densidad de formación	66
9.2.6 Litotipos	67
9.2.7 Volumen de arcilla	70
9.2.8 Tipos de arcilla	72
9.2.9 Porosidad	75
9.2.10 Porosidad efectiva	75
9.2.11 Saturación de agua	75
9.2.12 Permeabilidad	77
9.2.13 Relación de Poisson	77
9.2.14 Módulo de Young	79
9.2.15 Estimación del TOC	80
10. RESULTADOS EVALUACIÓN PETROFÍSICA.	81
10.1 ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS. DEL POZO LA LUNA-1	81
10.1.1 Resistividad verdadera de Formación (Rt)	81
10.1.2 Densidad de formación	82
10.1.3 Resistividad del agua de Formación (Rw), Coeficiente de Tortuosidad(a), Exponente de Cementación (m) y Factor de formación(n)	84
10.1.4 Correlación Facies- Litotipos	85
10.1.5 Volumen de Arcilla	87
10.1.6 Tipos de minerales de arcilla	89
10.1.7 Saturación de agua	90

10.1.8 Porosidad total y efectiva	92
10.1.9 Permeabilidad	93
10.1.10 TOC estimado	95
10.1.11 Relación de Poisson	97
10.1.12 Módulo de Young	98
11. ANÁLISIS DE RESULTADOS	100
11.1 ANÁLISIS COMPARATIVO	100
11.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS	104
11.2.1 Miembro Galembo	105
11.2.2 Miembro Pujamana	107
11.3 NET-PAY	109
11.4 DISCUSIÓN SATURACIÓN DE AGUA EN LA FORMACIÓN.	112
12. CONCLUSIONES	114
13. RECOMENDACIONES	116
BIBLIOGRAFÍA	117

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Distribución global de los hidrocarburos	22
Figura 2. Diagrama de definición de yacimientos no convencionales por viscosidad vs permeabilidad.	23
Figura 3. Tipos de Kerógeno.	30
Figura 4 Mapa de potencial de hidrocarburos no convencionales en Colombia.	32
Figura 5. Límites de la cuenca del valle medio del Magdalena.	33
Figura 6. Corte esquemático Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena.	35
Figura 7. Columna estratigráfica generalizada VMM.	36
Figura 8. Columna estratigráfica generalizada Formación la Luna.	38
Figura 9. Esquema de componentes sólidos y fluidos en una roca generadora.	50
Figura 10. Delta log R con el registro Sónico.	52
Figura 11. Diagrama de relación Delta de Log R y TOC, a través de la madurez termal.	54
Figura 12. Delta log R Con Densidad y Neutron.	55
Figura 13. Grafica de %Ro en función de LOM.	56
Figura 14. Diagrama de flujo de trabajo..	60
Figura 15. Amarre registro- roca, en Track 1 se observa el Gamma-ray, Track 2 se observa el Core-gamma y en el Track 3 se observa Core-gamma ajustado a profundidad de registro.	62
Figura 16. Carta de interpretación de registros Gen- 6.	65
Figura 17. Densidad de Formación.	66
Figura 18. Cross- plot Neutrón-porosity vs Gamma ray, colores facies y Factor fotoeléctrico	68
Figura 19: Cross- plot Neutrón Porosity vs Gamma Ray colores litotipos.	69
Figura 20. Curvas de Volumen de Arcilla.	71

Figura 21. Carta de interpretación de registros Lith-2	72
Figura 22. Crossplot tipos de arcilla torio en función de potasio.	73
Figura 23. Correlación tipos de arcilla con DRX, Miembro Galembo.	74
Figura 24. Curvas de saturación de agua calculadas.	76
Figura 25. TOC Delta log R.	80
Figura 26. Histograma Densidad de grano (gm/cm <sup>3</sup> ) para cada Miembro.	83
Figura 27. Pickett- plot Porosidad aparente (PHIA) en función de la resistividad verdadera de formación (Rt).	84
Figura 28. Correlación de Facies- Litotipos.	86
Figura 29. Histograma Volumen de arcilla vs frecuencia.	88
Figura 30. Distribución tipos de minerales para cada miembro.	90
Figura 31. Histograma Saturación de agua vs frecuencia.	91
Figura 32. Histograma Porosidad efectiva vs frecuencia.	92
Figura 33. Histograma Permeabilidad vs frecuencia.	94
Figura 34. Histograma TOC vs frecuencia.	96
Figura 35. Histograma Relación de Poisson vs frecuencia.	97
Figura 36. Histograma Modulo de Young vs frecuencia.	99
Figura 37. Cuadro comparativo de La Formación La Luna, Formación Gacheta y Formación Eagle Ford.	101
Figura 38. DRX Formación La Luna.	102
Figura 39 DRX Miembro Galembo.	102
Figura 40. DRX Miembro Pujamana.	103
Figura 41. Comparación mineralógica entre La Formación La Luna, Eagle Ford Shale, Barnett Shale, y lodolitas ricas en arcilla con gas.	104
Figura 42. Electro facies y facies Miembro Galembo.	106
Figura 43. Resultados Evaluación petrofísica Miembro Galembo	107
Figura 44. Facies y Electrofacies Miembro Pujamana.	108
Figura 45. Resultados evaluación petrofísica para el Miembro Pujamana.	109
Figura 46. Net-pay Miembro Galembo.	110
Figura 47. Net pay Miembro Pujamana.	111

Figura 48. Corroboración de la resistividad del agua de formación.

113

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Contenido orgánico total vs calidad del Kerógeno	24
Tabla 2. Información disponible del pozo LA LUNA- 1 por Miembro.	63
Tabla 3. Grupos de facies descritas en los núcleos de perforación.	67
Tabla 4. Litotipos.	68
Tabla 5. Descripción electrofacies.	69
Tabla 6. Fracción arcilla DRX y Crossplot Torio vs potasio.	74
Tabla 7. Parámetros de formación para pruebas del cálculo de saturación de agua.	77
Tabla 8. Resistividad verdadera de la Formación.	82
Tabla 9. Densidad de grano en la Formación.	83
Tabla 10. Parámetros petrofísicos: $R_w$ , $a$ , $m$ , y $n$ .	85
Tabla 11. Volumen de arcilla.	88
Tabla 12. Tipos de minerales de arcilla.	89
Tabla 13. Saturación de agua en la Formación.	91
Tabla 14. Porosidad total y porosidad efectiva de la Formación.	93
Tabla 15. Permeabilidad de la Formación.	94
Tabla 16. TOC Calculado por Passey y medido en la Formación.	95
Tabla 17. Relación de Poisson de la Formación.	98
Tabla 18. Modulo de Young de la Formación.	98
Tabla 19. Parámetros Petrofísicos de un Shale Oil/Gas.	105

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL INTERVALO TURONINANO SANTONIANO DE LA FORMACIÓN LA LUNA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA\*

**AUTOR:** Carlos Alberto Mantilla Barrios\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Propiedades físicas de la roca, Petrofísica, Formación La Luna, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Yacimientos no convencionales, Registros de Pozo, Shale Gas, Shale Oil.

En este trabajo se presenta una reseña de los yacimientos no convencionales y como se define uno por su relación viscosidad/permeabilidad, la definición de un yacimiento no convencional shale Oil/gas por sus propiedades fisicoquímicas, para Colombia como es la distribución de las zonas con potencial de hidrocarburos de este tipo, en las que se encuentra la Cuenca del Valle Medio del Magdalena que alberga en su registro estratigráfico a La Formación La Luna, en sus Miembros Pujamana y Galembó se centra el objetivo de este estudio, también se expone una reseña de los métodos usados para evaluar la riqueza orgánica en las rocas a partir de registros de pozo, uno de ellos es el método Delta log R, propuesto por Passey, 1990; el cual dio excelentes resultados en la predicción del contenido de materia orgánica en el intervalo estudiado.

Utilizando diferentes métodos para estimar las propiedades fisicoquímicas y físicomecánicas, de los miembros estudiados se concluyó que el Miembro Galembó presenta en general oportunidad para ser catalogado como un yacimiento no convencional Shale Oil, con un volumen de arcilla menor 31% en la mayoría del miembro, contenido de motmorillonita de 0.40 %, módulo de Young mayor a 3.00 Mpsi en más de la mitad del intervalo y una relación de Poisson de 0.29 en promedio, siendo el miembro facturable en su mayoría, la saturación de agua promedio es de 48%, TOC de 2.93 % wt, su porosidad efectiva es de 5 % en promedio, y un %Ro de 0.90, estas condiciones son muy buenas para ser catalogado como Shale Oil. Se realizó una comparación mineralogía a partir de datos de DRX del pozo con yacimientos estadounidenses, dando como resultado que las lodolitas colombianas son en general de mejor calidad que las norteamericanas, con mayor contenido de cuarzo y calcita.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Jairo Alberto Torres Peña. Codirector: William E. Rodríguez Esparza y Martín Mantilla Monsalve

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION FOR PETROPHYSICS TURONINANO SANTONIAN INTERVAL OF LA LUNA FORMATION, MAGDALENA MIDDLE VALLEY BASIN<sup>\*</sup>

**AUTHOR:** Carlos Alberto Mantilla Barrios<sup>\*\*</sup>

**KEYWORDS:** Physical properties of the rock, Petrophysics, La Luna Formation, Magdalena Middle Valley Basin, Unconventional Reservoirs, Well Logs, Shale Gas, Shale Oil..

This paper presents an overview of unconventional reservoirs and how one is defined by its viscosity/permeability, the definition of an unconventional shale reservoir Oil/Gas for their physicochemical properties, to Colombia as the distribution of areas is with hydrocarbon potential of this type, which is the basin of the Middle Magdalena Valley that stores stratigraphic record at La Luna Formation, its Members, Galembó and Pujamana the goal of this study focuses in; It also exposes an overview of methods used to evaluate the organic richness in rocks from well logs, the Delta log R is one method, proposed by Passey, 1990; which gave excellent results in predicting organic matter content in the range studied.

Using different methods to estimate the physicochemical and physical-mechanical properties of the studied members concluded that the Galembó Member generally has opportunity to be listed as an unconventional reservoir Shale Oil, with a smaller volume of clay 31% in most of the member, motmorillonita content of 0.40%, modulus greater than 3.00 Mpsi Young in more than half of the interval and a Poisson's ratio of 0.29 on average billable member being mostly average water saturation is 48%, TOC 2.93 wt%, the effective porosity of 5% on average, and 0.90% Ro, these conditions are very good to be listed as Shale Oil. A comparison mineralogy from XRD data well with American sites was performed, resulting in the Colombian mudstones are generally of better quality than American, with a higher content of quartz and calcite.

---

<sup>\*</sup> Graduate Thesis

<sup>\*\*</sup> Physicochemical Faculty of Engineering. School of Geology. Director: Jairo Torres Alberto Peña. Co-Directors: William E. Rodríguez Esparza, y Martín Mantilla Monsalve

## INTRODUCCIÓN

Colombia es un país productor de hidrocarburos, las reservas están estimadas aproximadamente para 6 años, estas reservas están almacenadas en reservorios convencionales, es de gran importancia la búsqueda de nuevas fuentes de hidrocarburo, una opción son los yacimientos no convencionales. En el país existen zonas ya delimitadas con potencial para ser catalogadas como yacimientos no convencionales. Dentro de ellas se encuentra la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, ubicado en ella se encuentra el pozo estratigráfico LA LUNA-1 perforado en el 2012 por la Gerencia de no convencionales de Ecopetrol S.A. La información adquirida del pozo se utilizó para caracterizar las formaciones de interés, dentro de estas se encuentra La Formación La Luna, en la cual se tiene gran interés por sus propiedades geoquímica, ya que en la historia ha sido catalogada como la roca generadora de hidrocarburos al norte de Colombia y en la actualidad es también considerada como un posible yacimiento de Shale Oil/Gas.

Un yacimiento Shale Oil/Gas debe cumplir con ciertos parámetros, Geoquímicos, Geomecánicos y Petrofísicos, para ser rentable económicamente, La petrofísica para este tipo de reservorios, posee varias técnicas que permiten la estimación, de varios parámetros geoquímicos y geomecánicos de la formación, estas técnicas se desarrollaron para poder tener datos aproximados de zonas que no cuenten con núcleos de perforación.

En este caso se caracterizaron sus Miembros Pujamana y Galembo, como un yacimiento de Shale Oil/Gas, para ellos se integró los resultados de análisis petrofísicos, geoquímicos y geomecánicos de laboratorio, con los calculados a partir de registros de pozo, dan como resultado que el intervalo evaluado del pozo tiene potencial para servir como yacimiento de Shale Oil, en especial el Miembro Galembo ya que en su mayoría es de mayor calidad que su homólogo.

## **1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La Cuenca del Valle Medio ha sido productora de hidrocarburo convencional a través de la historia, La Cira Infantas es uno de los campos petrolíferos con mayor importancia en el país, los hidrocarburos allí extraídos se generaron de la Formación La Luna que también se encuentra dentro del registro estratigráfico de la Cuenca. La Formación La Luna ha sido estudiada durante años como roca generadora de hidrocarburo convencional. En los últimos años La Formación, también ha sido estudiada como un yacimiento no convencional, su historial de generación de hidrocarburos la hacen atractiva para ser un de Shale Oil/Gas.

Existen estudios sobre la Formación la Luna, a partir de datos de superficies, pero estas rocas han sido degradadas por procesos erosivos, es necesaria la evaluación de la formación a partir de información del subsuelo, para ello se utilizara la información de un pozo ubicado en el Valle Medio del Magdalena.

## 2. JUSTIFICACIÓN

La Formación La Luna, de La Cuenca del Valle Medio Del Magdalena (VMM), es considerada una de las formaciones generadoras de hidrocarburos de mayor importancia en Colombia, debido a esto presenta un gran potencial para ser catalogada como yacimiento no convencional. La empresa Ecopetrol S.A. como parte de su programa de yacimientos no convencionales, llevo a cabo la perforación del pozo estratigráfico LA LUNA- 1 ubicado en VMM, de dicho pozo se adquirió información a partir de registros de pozo y/o núcleos de perforación. Para el caso de la Formación La Luna se tienen información de registros de pozo como núcleos de perforación, con el objetivo de tener mayor calidad en la información de las zonas de interés.

Dada la necesidad de un análisis petrofísico de la formación como reservorio de hidrocarburos no convencional, se realizará la evaluación de sus Miembros Pujamana y Galembó como yacimientos de este tipo, mediante la calibración de las características mineralógicas, naturaleza del almacenamiento de gas o aceite, la salinidad del agua de formación, el volumen inicial de poros, la conectividad de los poros, el net-pay, propiedades Geomecánica y Geoquímicas. Por medio de esta evaluación petrofísica del yacimiento, se busca calcular con mayor precisión las reservas de hidrocarburos y la factibilidad económica del proyecto.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar las propiedades físicas de las rocas pertenecientes a la Formación La Luna en el intervalo Turoniano Santoniano de la Cuenca del Valle Medio Del Magdalena (Miembro Pujamana y Miembro Galembo), a partir de la información adquirida del pozo estratigráfico LA LUNA- 1 de Ecopetrol S.A. el cual se evaluara como yacimiento no convencional Shale Gas/Oil.

#### **3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Recopilar y analizar la información secundaria de la zona de estudio, y la información del Pozo LA LUNA-1 de ECOPETROL S.A.
- Predecir las propiedades Geoquímicas y Geomecánicas a partir de cálculos petrofísicos derivados de los registros de pozo, ajustados a los resultados de análisis de laboratorio, en los núcleos de perforación.
- Determinar propiedades petrofísicas como: volumen de arcilla, porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad ajustada a los resultados de análisis de laboratorio realizados a los núcleos de perforación.
- Establecer intervalos de interés económico, a partir de la integración de la información obtenida como resultado de la evaluación petrofísica.

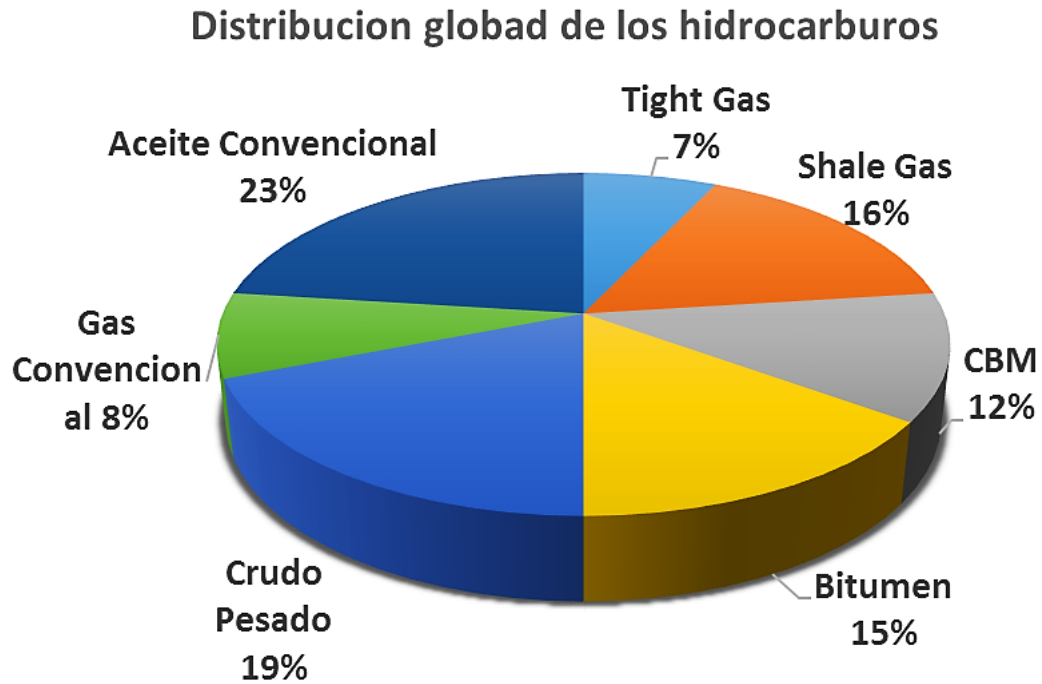
#### **4. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

Desde hace más de tres décadas, la preocupación por la gestión, sostenimiento y conservación de los recursos naturales, se ha convertido en parte fundamental de los planes de desarrollo de la mayoría de países con visión de sostenimiento hacia el futuro, los hidrocarburos no son la excepción ya que son una de las mayores fuentes de energía en el mundo y de desarrollo de la mayoría de países industrializados. Al ser un recurso natural no renovable sus fuentes tienden a agotarse por el consumo masivo del georrecurso, hace poco más de una década esto se ha notado de manera dramática, la escases de nuevos prospectos convencionales de hidrocarburo ha llevado a la necesidad de observar nuevos horizontes, antes pasados por alto. Un reservorio de tipo convencional, es aquel que presenta tres ítems principalmente, roca generadora, roca reservorio, y trampa (estratigráfica, estructural o una combinación de las dos), esta forma de yacimiento ha sido durante décadas la mayor fuente de hidrocarburos del mundo.

A comienzos de este siglo, los yacimientos de tipo no convencional no habían sido prioridad para su explotación por parte de las principales petroleras a nivel mundial, la falta de tecnología, los costos de extracción y la poca información que se tenía acerca de este tipo de yacimientos dificultaban que fueran rentables hasta bien entrada la primera década del siglo XXI, que en países como estados unidos, estos tipos de yacimientos son hoy por hoy una fuente de energía económicamente viable, hasta el punto de pasar de ser importador a exportador de gas.

Los yacimientos de tipo no convencional representan más de dos terceras partes del potencial de hidrocarburos a nivel mundial (ver figura 1), siendo su abundancia un factor de gran importancia, convirtiéndose en una solución a la escases de prospectos petrolíferos.

**Figura 1. Distribución global de los hidrocarburos**



Fuente: [www.cgg.com](http://www.cgg.com).

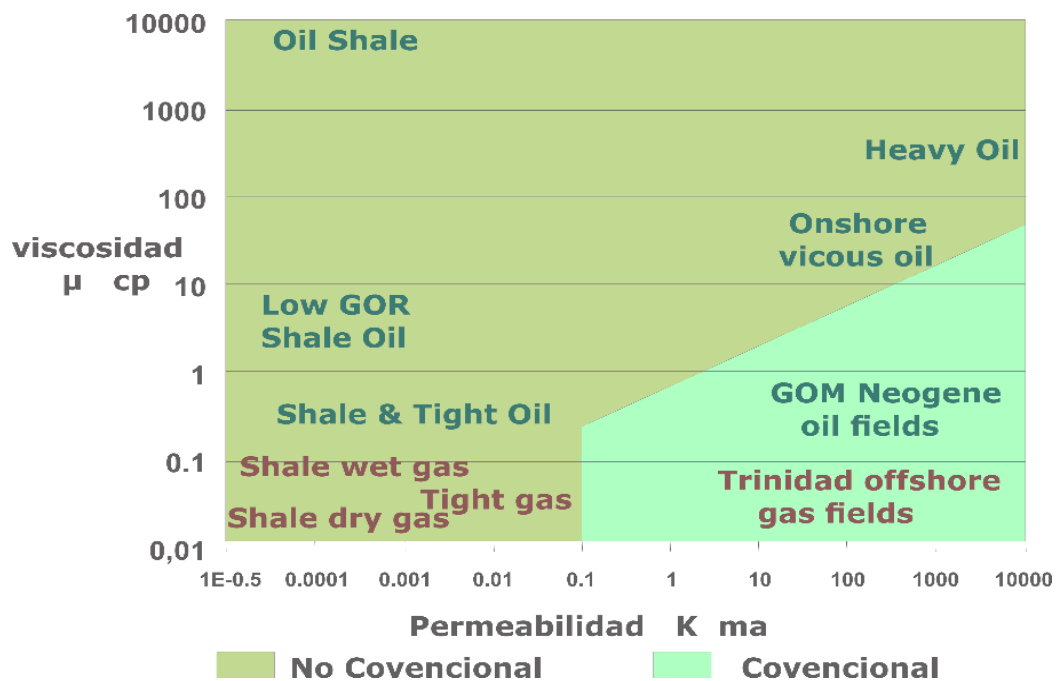
#### **4.1 DEFINICIÓN DE UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL**

No existe una definición formal de "los yacimientos no convencionales" a pesar del hecho de que los recursos no convencionales son los plays de petróleo más activos en América del Norte en la última década. Han definido los recursos no convencionales utilizando exclusivamente un umbral de permeabilidad ( $<0.1$  md). Sin embargo, los plays de metano en mantos de carbón se consideran no convencionales y muchos tienen permeabilidades superiores a 1 md. Otros investigadores han definido los recursos no convencionales en base a una interpretación del sistema petrolífero y han declarado que los recursos no convencionales son "continuos" o "centrados en la cuenca" y carecen de trampas tradicionales. Mientras que algunos han limitado el término para el tipo de producto (es decir, el gas no convencional), muchos plays de shale y arenas apretadas tiene gas seco, gas condensado y aceite, y todos pueden ser

considerados no convencionales. Los crudos pesados y las arenas bituminosas también son recursos no convencionales y muchos de estos yacimientos cuentan con permeabilidad superior a 500 nD. Por lo tanto, los recursos no convencionales incluyen reservorios de baja y alta permeabilidad y de fluidos de alta y baja viscosidad (Cander, 2012).

Según Cander, 2012 los yacimientos no convencionales no solo son definidos por el tipo de Sistema petrolífero o por las propiedades de la roca. La mejor forma de definirlos es a partir de su relación viscosidad/permeabilidad como se muestra en la gráfica a continuación, (figura 2). Para su explotación es necesario, incrementar su permeabilidad y/o reducir su viscosidad, esto en función de lograr tasas de flujo comercial ya que los no convencionales obedecen a las mismas reglas físicas que un convencional.

**Figura 2. Diagrama de definición de yacimientos no convencionales por viscosidad vs permeabilidad.**



Fuente: Cander, 2012.

## 5. SHALE OIL/GAS

### 5.1 DEFINICIÓN DE UN YACIMIENTO SHALE OIL/GAS

Para que un yacimiento sea definido como de Shale Oil/Gas debe cumplir según Sondergeld 2010 con ciertos parámetros mínimos citados a continuación:

**El contenido de materia orgánica total (TOC)** debe ser de mínimo 2% en peso, entre mayor sea el porcentaje de TOC mejor será la calidad del reservorio (Ver tabla 1).

**Tabla 1. Contenido orgánico total vs calidad del Kerógeno**

Contenido orgánico total, %en peso.	Calidad del Kerógeno.
<0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
>12	Excelente

Fuente: Ecopetrol, 2014

**La madurez termal del Kerógeno**, el porcentaje de  $R_o$ , diferencia que tipo de reservorio es,  $R_o < 0.6$  inmaduro Oil Shale, entre 0,6- 0,9% Black Oil, 0,9- 1,1% Volátil Oil, 1,1- 1,4% Gas húmedo o condensado, y valores de  $R_o > 1,4\%$  producirá Gas seco principalmente metano (Ecopetrol, 2014). Dado que estos reservorios presentan muy bajos Factores de Recobro (baja calidad petrofísica), precisan de una combinación entre espesores y áreas con tal de suplir carencias entre alguna

de estas dos variables por ejemplo, una poca profundidad con una gran extensión lateral.

**La composición mineralógica**, clave para lograr estimulaciones eficientes (comportamiento dúctil vs frágil). Los plays exitosos han sido aquellos que presentan bajos contenidos de mineral arcilloso (menor a 40 o 50%). Altos contenidos en cuarzo y/o carbonatos favorecen un comportamiento más frágil de la roca frente al fracturamiento hidráulico.

**Contenido de Gas**, el Gas se presenta dentro de la Roca Madre como Gas Libre en poros y fracturas (Primero en ser producido) y como Gas Adsorbido (Producido a lo largo del tiempo). El Gas Adsorbido es responsable de la sustentabilidad de la Producción del yacimiento en el Tiempo. La Riqueza Orgánica impacta directamente sobre la capacidad de adsorción de hidrocarburo de la roca.

## **5.2 SHALE Y LODOLITAS.**

Las lodolitas son rocas sedimentarias siliciclásticas, formados por partículas tamaño limo (0,0625 hasta 0,0039 mm) y tamaño arcilla (<0,0039 mm). Son el tipo más común de rocas sedimentarias junto con las areniscas. Los Shales son una clase de lodolita que exhibe laminación, fisilidad a lo largo de los planos de estratificación y están predominantemente compuestas por partículas de tamaño arcilla. Se cree que están depositados en condiciones de baja energía, ambiente donde las corrientes débiles llevan micas y minerales de arcilla, en forma de escamas sin demasiado desgaste. Por lo tanto, exhiben una imbricación causada por la alineación preferencial de las escamas de mica y minerales de arcilla. El espesor de estas láminas paralelas puede variar en cualquier lugar entre 0,5 mm a 10 mm. Esta fábrica de capas laminadas es responsable de la fisilidad en los shales (Chandra, Sondergeld y Sigal, 2009).

La composición de los shales varía ampliamente, aunque la arcilla es su principal componente. El alto contenido de sílice puede indicar que fue formado cuando grandes cantidades de diatomeas y ceniza volcánica estuvieron presentes en los sedimentos originales. Un gran número de fósiles en los shales pueden dar un alto contenido de calcio, y pueden gradar en calizas. Los que contienen un gran porcentaje de alúmina se utilizan como una fuente de ese mineral en la fabricación de cemento, y los que contienen abundantes grado de materia carbonosa en carbón bituminoso (Chandra, Sondergeld y Yucel 2011).

El color típico de los shales compuestos principalmente de arcillas y granos de cuarzo es de color gris. Sin embargo, el color varía debido a los cambios en la composición y la adición de otros minerales. Las lutitas de color gris a gris oscuro se forman en ambientes marinos abiertos, condiciones oxidantes y poseen dos tipos diferentes de fábrica en función de la intensidad de la bioturbación. La microfábrica de shale altamente bioturbada consiste de forma individual, en partículas orientadas al azar y es similar a la no bioturbada, arcilla floculada. Los shales grises con menos bioturbación muestran remanentes de estratificación o capas y su fábrica se caracteriza por orientación paralela a subparalela de las partículas. Estos shales indican ya sea baja abundancia de organismos o una cantidad menor de mezcla de sedimentos.

Los shales negros son formados bajo condiciones anóxicas reductoras y se encuentran finamente laminados. Carecen de bioturbación debido a que muestran una fábrica primaria de escamas paralelas de. El origen de la orientación preferencial de arcillas en shales negros puede ser debido a lenta deposición de arcillas en estado disperso. De acuerdo con el color, sedimentos arcillosos rojos o verdes indican ausencia de materia orgánica apreciable. El rojo y el color amarillo se deben al óxido de hierro férrico o hidróxido proveniente de ambiente oxidante y el color verde debido ambientes reductores.

Son considerados generalmente los shales como roca con potencial de generación de hidrocarburos y sello de la roca reservorio de yacimientos de hidrocarburo convencional, sin embargo pueden servir de reservorio si son ricas en materia orgánica. La materia orgánica en condiciones anóxicas, se transforma en compuestos de alto peso molecular llamado “Kerógeno “debido a la acción bacteriana. A altas presiones y temperaturas, el Kerógeno se transforma en hidrocarburos líquidos y en metano, dependiendo de la temperatura y la presión. Este gas se adsorbe, ya sea en la superficie de la materia orgánica o arcilla, escapa a través de la red de fracturas naturales o permanece dentro de los poros de la roca. Los shales pueden contener gran cantidad de gas libre y adsorbido, la mayoría de los cuales pueden ser recuperados comercialmente a través de técnicas modernas de perforación (Chandra, Sondergeld y Yucel 2011).

### **5.3 AMBIENTE DE DEPOSITACION DE LA MATERIA ORGÁNICA**

Estudios recientes indican que aunque las formaciones de lodolitas ricas en materia orgánica pueden ser de cientos de metros de espesor neto (y pueden aparecer en gran medida homogénea), el cambio vertical en el contenido de materia orgánica puede variar a escala vertical relativamente corta (a menudo mucho menos de 1 metro). La heterogeneidad vertical observada puede estar vinculada directamente a las condiciones geológicas y bióticas cuando se deposita; se debe tener en cuenta que estos sedimentos finos se depositan muy lentamente y con la posterior compactación y litificación, un intervalo de 1 metro de espesor de roca puede representar miles de millones de años en el tiempo. Prácticamente en todas las lodolitas ricas en materia orgánica, se ajustan bien a controles estratigráficos y estructurales (Passey, 2010). **SPE 131350**

La acumulación de rocas ricas en materia orgánica, es una función compleja de muchos procesos que interactúan entre sí. La predicción exitosa requiere la integración de la tectónica de placas, geodinámica y desarrollo estructural de la

cuenca con reconstrucciones de las condiciones paleoambientales como contexto para los modelos basados en procesos para la ocurrencia, distribución, y el carácter de potencial de rocas generadoras o acumulación de shale gas. La acumulación de materia orgánica en ambientes de deposición es controlada por interacciones complejas no lineales, de tres variables principales que, tasa de producción, destrucción y disolución. Un enriquecimiento significativo de la materia orgánica se produce donde se maximiza la producción, la destrucción se reduce al mínimo, y la dilución por material clástico o biogénico está optimizado, en una zona con suficientes tasas de alojamiento para acumular un espesor significativo de sedimentos (Passey, 2010). **SPE 131350.**

#### **5.4 EL KERÓGENO**

El Kerógeno es la materia orgánica sedimentaria que genera el petróleo y el gas natural. Esto incluye toda la materia orgánica sedimentaria, como los carbones húmicos de varios rangos (turba, lignito, carbón bituminoso y antracita), carbón Boghead, carbón canned, sustancias asfaltoides y la materia orgánica en sedimentos recientes y suelos.

El Kerógeno se forma a partir de los restos marinos y microorganismos lacustres, plantas, animales y cantidades variables de residuos terrígenos en los sedimentos. Las porciones terrestres de Kerógeno tienen composiciones elementales similares al carbón. El Kerógeno cuando se calienta a la temperatura correcta en la corteza de la Tierra, libera algunos tipos de fluidos que son aceite o gas, conocidos colectivamente como los hidrocarburos. Cuando tales kerógenos están presentes en altas concentraciones en rocas como shales y no se han calentado a una temperatura suficiente para liberar sus hidrocarburos, pueden formar depósitos de Oil shales. La cantidad de petróleo generado y expulsado de una roca generadora aumenta a medida que la relación atómica de hidrógeno y carbono ( $H / C$ ) aumenta el radio de materia orgánica. Los kerógenos se clasifican principalmente

de acuerdo a la relación atómica del hidrógeno-carbono (H / C) y oxígeno-carbono (O / C). (Chandra, Sondergeld y Yucel 2011).

#### **5.4.1 Tipos de Kerogeno**

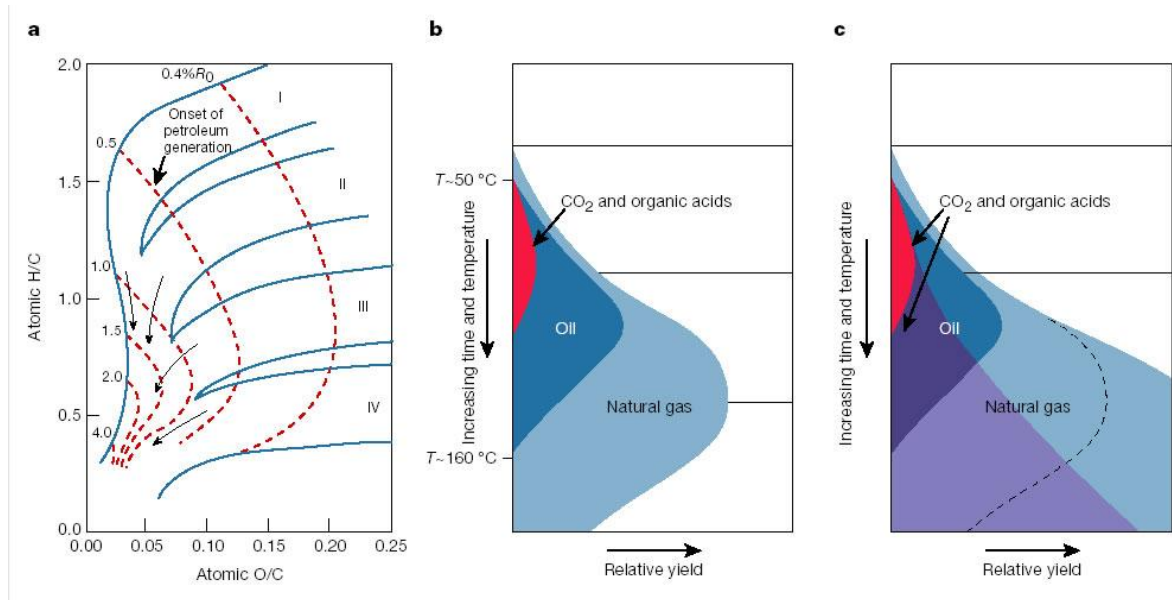
**Kerógeno tipo I**, se deposita principalmente en ambientes lacustres. Se deriva principalmente de algas lacustres y se forma sólo en lagos anóxicos y varios otros ambientes marinos inusuales. Tienen una alta relación de hidrógeno – carbono ( $> 1,3$ ) y bajo radio oxígeno a carbono ( $<0,1$ ) (ver figura 3). Ellos son generadores de aceite más de un 70% en peso de la materia orgánica se transforma en aceite en la maduración termal. Producen aceites parafínicos y livianos

**Kerógeno tipo II**, se relaciona principalmente con ambientes marinos reductores. Se origina a partir de mezclas de zooplancton, fitoplancton, y los residuos de bacterias en los sedimentos marinos. Están dominados por el maceral liptinita con menores cantidades de vitrinita e inertinita. Ellos representan la mayor parte de las rocas fuente de petróleo y productora de petróleo y gas. Este tipo de Kerógeno tiene alta relación atómica H / C (1.2 a 1.5) y baja relación O / C en comparación con los tipos III y IV(ver figura 3).

**Kerógeno tipo III** se deriva principalmente de las plantas terrestres transportadas y depositadas de un ambiente no marino o uno marino y sufre sólo una cantidad moderada de la degradación antes de su enterramiento. Se caracteriza por relaciones de H / C bajas ( $<1,0$ ) y altas O / C ( $> 0,2$ ). Produce gas natural y condensado, si la maduración térmica es adecuada (ver figura 3).

**Kerógeno tipo IV**, tiene baja relación H / C ( $= 0,5$ ) y relativamente alto de O / C (0,2 a 0,3). Este kerógeno es oxidado y pobre en hidrógeno. Es conocido como carbón inerte y no tiene potencial para la generación de hidrocarburos (ver figura 3).

**Figura 3. Tipos de Kerógeno.**



Fuente: Seewald, 2003.

## 5.5 MADUREZ TERMAL

La madurez termal es un indicador de la paleotemperatura máxima alcanzada por una roca generadora. Los Hidrocarburos comienzan a generarse por encima del umbral de temperatura de  $60^\circ\text{C}$  donde turbas y lignitos se deshidratan y pierden otros volátiles y dividen el Kerógeno en sus cuatro tipos distintivos como el "salto de la carbonización". La ventana de aceite se encuentra entre las temperaturas de aproximadamente  $60\text{-}120^\circ\text{C}$ ; la ventana de gas entre los  $120\text{-}150^\circ\text{C}$ . A temperaturas superiores a  $150^\circ\text{C}$ , la materia orgánica se dice que es de sobremadura y ya no es reactivo para el desarrollo de hidrocarburos. A temperaturas de  $200^\circ\text{C}$ , los compuestos orgánicos se reducen a grafito y metano.

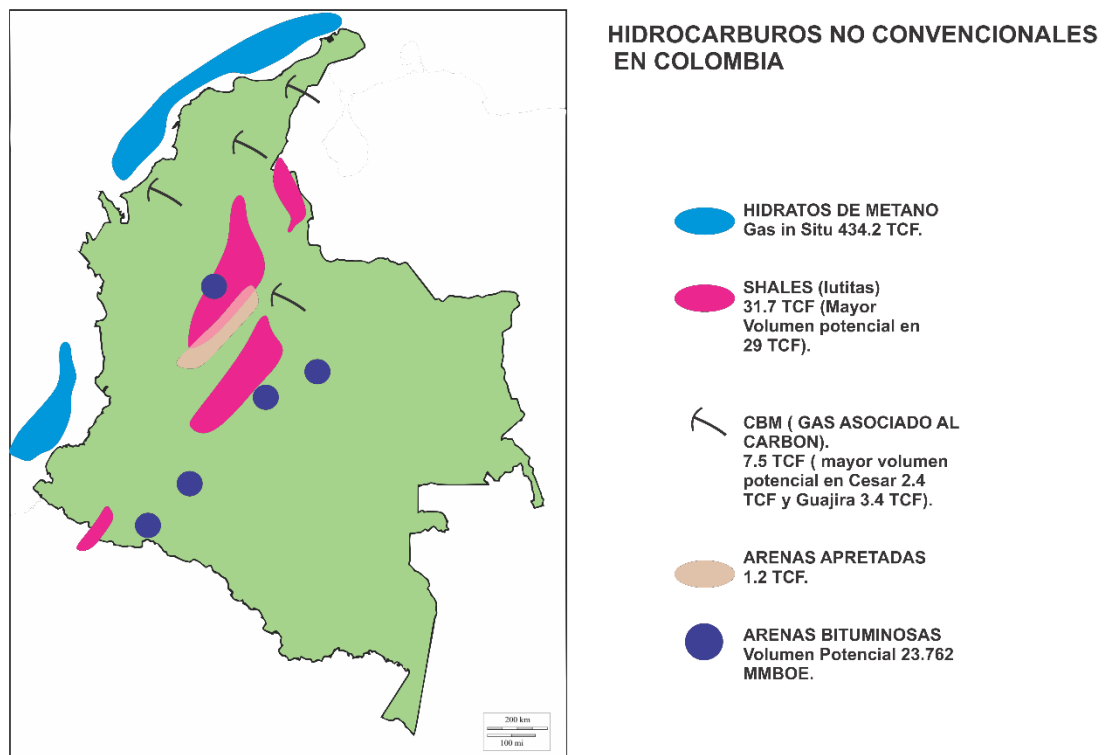
La reflectancia de la vitrinita es el método más común para la determinación de la madurez termal, que se desarrolla mediante el examen microscópico del Kerógeno o montajes de roca total y el registro de la reflectividad de la partícula a través de un fotomultiplicador. Es el indicador de la maduración orgánica más comúnmente

utilizado en la industria del petróleo. McCarteny y Teichmüller (1972) lo describen como el reflejo de los macérales de un haz de luz incidente no polarizada. La reflectividad (R) puede o bien registrarse como  $R_v$  Max% o  $R_o$ %. Ambos son mediciones del porcentaje de luz reflejada desde la muestra, Se calibra con un material que muestra aproximadamente 100% de reflectancia (es decir, un espejo). Los Análisis VR tienen aceptación en todo el mundo como una técnica capaz de producir una medición precisa de paleotemperaturas máximas en cuencas con hidrocarburos.

## 6. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

Según el estudio contratado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos con la Universidad Nacional, Colombia posee una excelente oportunidad en estos tipos de yacimientos, con un potencial entre 13 y 92 mil millones de barriles equivalentes de petróleo (P50-P90), de los cuales alrededor del 50 por ciento corresponderían a gas natural (ver figura 4).

**Figura 4 Mapa de potencial de hidrocarburos no convencionales en Colombia.**



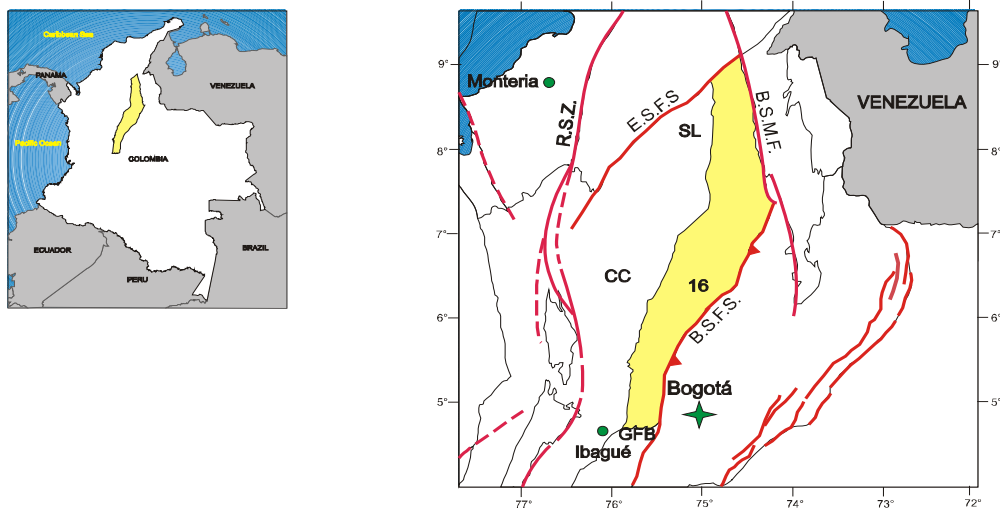
Fuente: Tovar (2011).

## 7. CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

### 7.1 GENERALIDADES

**7.1.1 Localización.** La Cuenca Valle del Medio del Magdalena (VMM) se encuentra en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental. El límite entre el Valle Superior (VSM) y el Valle Medio (VMM) debe encontrarse en el tramo comprendido entre un poco al norte de Girardot y la ciudad de Honda, y ha de estar marcado por elementos estructurales (e.g. Falla de Carnbao-Falla de Ibagué, Línea Guataqui-Piedras) y/o diferencias en el tipo y edad del basamento económico (ver figura 5). En el VMM la tectónica compresiva, con fallamiento inverso y/o de ángulo bajo afecta solo la mitad oriental, en tanto que hacia el occidente, contra la Cordillera Central, se tienen fallas normales cuyo juego ha causado adelgazamientos y acuñaamientos de las distintas formaciones meso y cenozoicas.

**Figura 5. Límites de la cuenca del valle medio del Magdalena.**



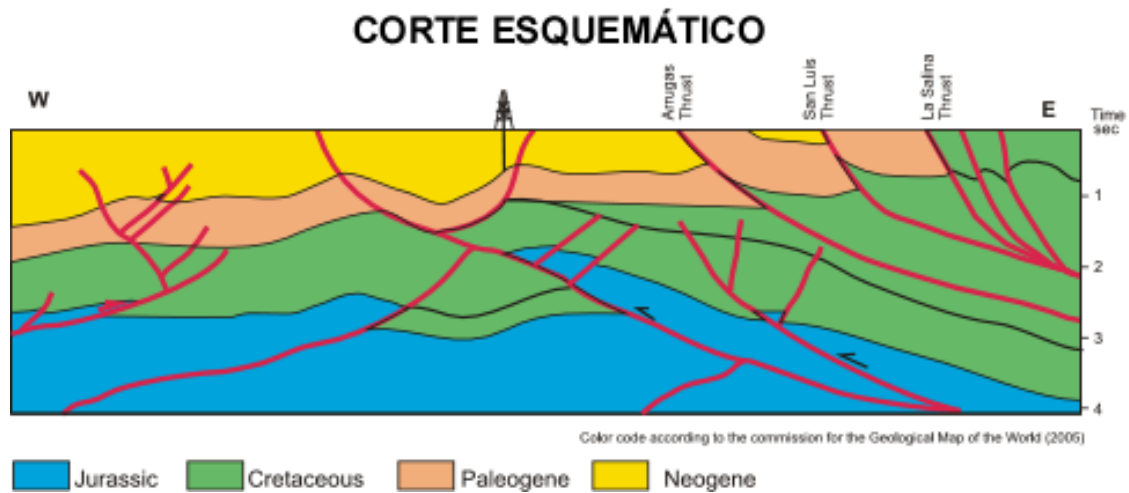
Fuente: Barrero, 2007.

**7.1.2 Marco Geológico Regional.** La evolución tectónica del VMM ha estado caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en el triásico tardío y el cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya subsidencia causada por tectónica de bloques (Fabre, 1983) está ligada a la depósitacion de los sedimentos pre-cretáceos de las Formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos. A comienzos del cretáceo la distensión desencadena una regresión general hasta principios del terciario, la cual está marcada por la depósitacion de la Formación Lisama en la misma época en que ocurre vulcanismo en la cordillera central.

La fase tectónica compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Una fase de compresión mayor ocurrida durante el Mioceno medio a tardío debido al levantamiento orogénico de la Cordillera Oriental provoca la deformación de los sedimentos hasta entonces depositados, formando una cadena plegada y fallada cabalgante con vergencia al occidente.

La distribución y el tipo de depósitos están fuertemente controlados por la paleotopografía que distribuye diferentes asociaciones de facies de acuerdo a su localización paleogeográfica. En los depocentros como en el área de Yariguí, Cayumba y Vijagual los ciclos estratigráficos son más espesos y contienen generalmente mayor fracción de facies arenosas de canal. Hacia los paleoaltos, como La Cristalina, Cáchira (Sogamoso) y Casabe las capas terminan en “onlap” y predominan facies finas de llanura de inundación y complejos de “crevasse splay” (ver figura 6) Morales, 1958.

Figura 6. Corte esquemático Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena.

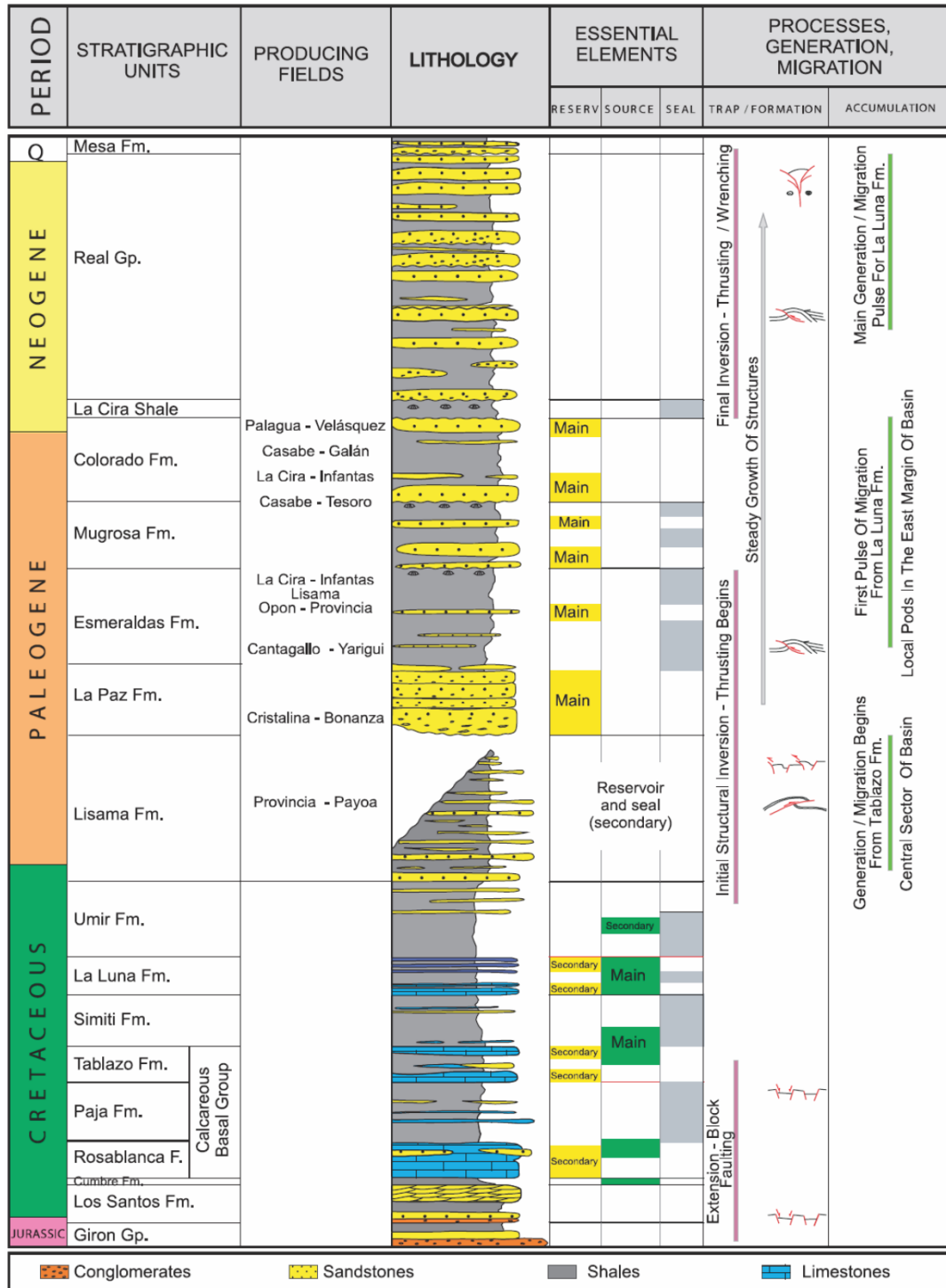


Fuente: Barrero, 2007.

**7.1.3 Estratigrafía.** En el área se reconocen las siguientes formaciones: Formación Arcabuco (Jurásico Superior), Formación Los Santos (Jurásico), Formación cumbre, Formación Rosablanca (Mauteriviano- Barremiano), Formación Paja (Barremiano), Formación Tablazo (Aptiano- Albiano), Formación Simiti (Albiano), Formación Salto (Cenomaniano), Formación La Luna (Turoniano- Santoniano?), Formación Umir (Campaniano- Daniano(?)), Formación Lisama (Paleoceno), Grupo Chorro (Eoceno(?)) que incluye la Formación La Paz y la Formación Esmeraldas, Grupo Chuspas (Oligoceno(?)) que incluye las Formaciones Mugrosa y Colorado, Grupo Real (Mioceno(?)), Grupo La Mesa (Plioceno- Pleistoceno) (ver figura 7), y además de las formaciones anteriores se encuentran unidades cuaternarias (Pineda & Esparza 1999) (edades, Morales, 1958).

Este trabajo se centra de manera específica en La Formación La Luna, en su miembro intermedio y su miembro somero cuyos sedimentos fueron depositados en el periodo Turoniano superior Santoniano. Ecopetrol, 2012.

Figura 7. Columna estratigráfica generalizada VMM.



Fuente: Torres, 2013.

## 7.2 LA FORMACIÓN LA LUNA

**7.2.1 Nombre y sección tipo.** El nombre de Formación La Luna fue utilizado por primera vez en 1937 por Herberg y Sass (Reporte citado en Morales 1953) que definieron la sección tipo en el Distrito de Perijá, Venezuela; que tiene una marcada similitud con su homónima colombiana.

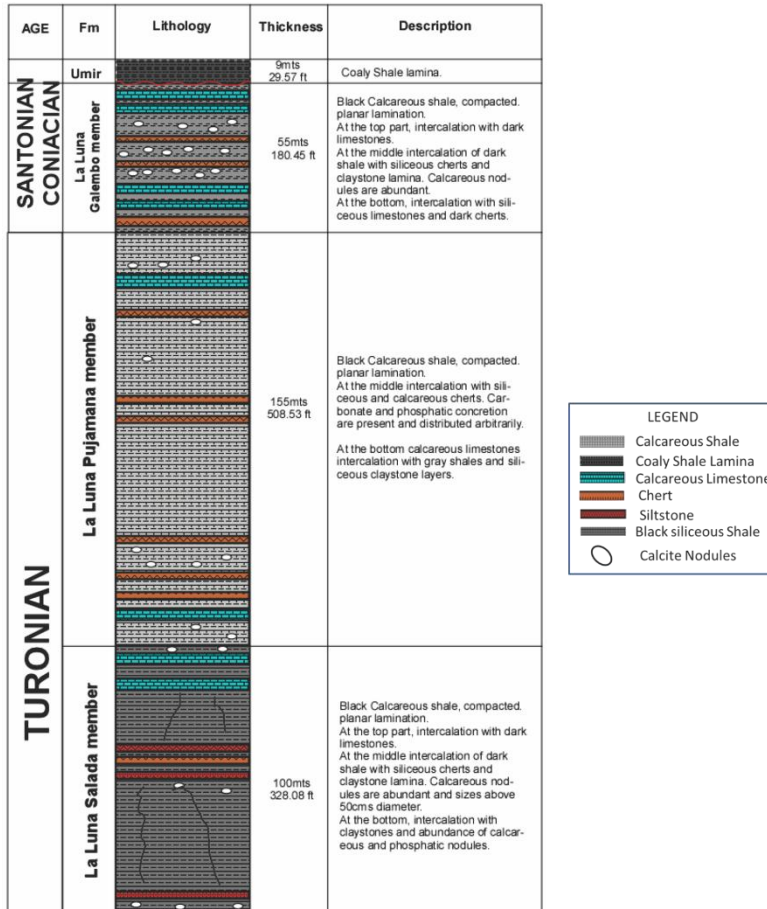
**7.2.2 Posición Estratigráfica.** En el registro estratigráfico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra La Formación La Luna y superpuesta a ella, la Formación Umir, e infrapuesta la Formación Simiti. (Pineda & Esparza, 1999).

**7.2.3 Litología.** La Formación La Luna fue dividida en tres unidades litoestratigráficas (ver Figura 8) que son de base a tope los miembros Salada, Pujamana y Galembo, O. C. Wheeler utilizó estos nombres por primera vez en 1935 (reporte inédito en Morales, 1953). En este reporte se referencia el nombre de las localidades donde se levantaron las secciones tipo de cada uno de los miembros.

Etayo (1983, citado en Aguilera 2009) los describe así: Miembro Salada, que corresponde con shales negros con interestratificaciones delgadas de micritas negras, con láminas y concreciones de pirita; Miembro Pujamana formado por shales calcáreos de color gris a negro con estratificación fina y Miembro Galembo constituido por shales calcáreos de color negro con intercalaciones delgadas de calizas arcillosas, que cerca al tope contiene capas de fosfatos. Composicionalmente la formación la Luna es un conjunto de rocas con proporción variable de componentes terrígenos, ortoquímicos y aloquímicos. Galvis (2014) propone agrupar la clasificación de litofacies en cuatro grupos composicionales, representados por (1) Litofacies dominada por cuarzo; (2) Litofacies dominada por carbonato; (3) Litofacies dominada por arcillosos; y (4) Litofacies de composición

mezclada, Galvis (2014). El contenido orgánico es generalmente de moderado a alto, regularmente mayor que 2% en peso de TOC.

**Figura 8. Columna estratigráfica generalizada Formación la Luna.**



Fuente: Torres, 2013.

**7.2.4 Edad.** En su miembro inferior, el Miembro Salada, se han encontrado las siguientes especies: Fagesia, Mammites y Metoicoceras consideradas de edad Turoniano; edad que se ha reconocido también para la parte baja de la Formación La Luna en Venezuela.

El Miembro Pujamana ha arrojado escasa fauna (Anomia sp., Inoceramus sp.) y para el miembro superior, el Miembro Galebo se han encontrado Metoicoceras que indicaría que por lo menos en algunas localidades este miembro es Turoniano

y Santoniano indicador del Coniaciano. La presencia del Santoniano como es general en Colombia, no está definida. Julivert, M, (1968).

### **7.3 MIEMBRO PUJAMANA**

**7.3.1 Nombre y sección tipo.** El nombre de Miembro el Pujamana procede de la Quebrada Pujamana, afluente del Río Sogamoso, entre Bucaramanga y San Vicente de Chucuri. Morales (1958).

**7.3.2 Posición Estratigráfica.** El miembro se encuentra estratigráficamente encima del Miembro Salada y debajo del Miembro Galembó, su espesor es aproximadamente 157 metros.

**7.3.3 Litología.** El Miembro Pujamana consta de Shale calcáreo de color gris a negro Morales (1958). Existen estudios posteriores, Parke (1991) realiza un estudio para la industria petrolera colombiana, en un afloramiento al norte del campo petrolero La Cira infantas, ubicado en el Valle Medio del Magdalena, en el que aflora la Formación La Luna, describe el Miembro Pujamana y Miembro Salada, como Shale calcáreo de color negro con algunas intercalaciones de caliza y chert. García (2006) Lo describe con predominancia de shales calcáreos laminados con concreciones calcáreas, pellets fosfáticos, intercalados con calizas tipo mudstone también con concreciones calcáreas.

Según Ecopetrol consiste de niveles monótonos de litofacies mezcla de sílice y minerales arcillosos, y lodolitas no calcáreas, orgánicamente pobres en gran parte, de color gris a negro, laminadas. Bioturbación de moderada a intensa y es común encontrar madrigueras a través de todo el intervalo, localmente puede aparecer chert y areniscas de grano muy fino con glauconita. Están presentes algunas intercalaciones delgadas de wackestones fosilíferas. En conclusión las litofacies

del miembro son más arcillosas y pocos intervalos calcáreos, representados por lodolitas laminadas silíceas/arcillosas.

**7.3.4 Ambiente de depósitacion.** Morales (1953), le asigna a los Miembros Salada, Pujamana y parte inferior de Galembu un ambiente de agua profunda con mala ventilación hacia la base, lo que no permitió el desarrollo de la fauna bentónica, con base en la fauna encontrada, especies de Anomia e Inoceramus. Según Parke (1991), en el Miembro Pujamana se encontraron foraminíferos y otros fósiles, sugiriendo que fueron depositados en aguas moderadamente profundas con circulación restringida; el Miembro Pujamana, se depositó dentro del descenso del High System Track (HST) que depositó al miembro Salada, esto fue evidenciado por el alto contenido de concreciones calcáreas, formado durante la diagénesis temprana, por cristalización de la calcita a profundidades someras. Pineda & Esparza (1999).

**7.3.5 Geoquímica.** En la publicación de García, (2006), se caracteriza la formación la Luna desde el punto de vista geoquímico, registró un Ro promedio de 0,37%, en el Miembro Pujamana, con esto determinó que los valores de Ro se encuentran asociados con la microfacies de MFP (Mudstone con Foraminíferos Planctónicos) encontrando que esto es dominante en todo el Miembro.

Juliao (2013), definen por medio de una caracterización geoquímica, que el miembro Pujamana consiste de materia orgánica marina (Kerógeno II) con importante aporte de materia orgánica terrestre (Kerógeno III) que indica condiciones paleoambientales más proximales en la plataforma marina. El miembro intermedio presenta COT excelente de 4,88% en promedio, WFP- WB (Wackestones de Foraminíferos Planctónicos y Wackestones de Foraminíferos Bentónicos), ocupan un pequeño porcentaje del miembro (>30%), MFP excelente de 5,25% y son junto a la microfacies MB (Mudstone de Foraminíferos Bentónicos) tiene un COT excelente de 4.65% las microfacies dominantes del segmento,

ocupando casi la totalidad del miembro. Se registraron un Ro promedio de 0,37% donde los valores más altos fueron medidos en las partículas vitrinoides (0,39%), están asociados con la microfacies MFP Carvajal, (2004).

**7.3.6 Edad.** La edad del miembro fue datada a partir de la fauna encontrada, como Anomias e Inoceramus, así como también son comunes radiolarios y foraminíferos plantónicos, aunque los fósiles en este miembro no son abundantes la edad es de Turoniano Superior a posiblemente Coniaciano inferior, Morales (1958).

## **7.4 MIEMBRO GALEMBO**

**7.4.1 Nombre y sección tipo.** Su sección tipo aflora donde el río Sogamoso atraviesa cortando la cresta Galembo, y también en el lado oeste de la Quebrada Pujamana cerca de su desembocadura. Morales (1958).

**7.4.2 Posición Estratigráfica.** El miembro se encuentra estratigráficamente encima del Miembro Pujamana y debajo de La Formación Umir, su espesor es aproximadamente 548 metros.

**7.4.3 Litología.** Según, Galvis (2014) el Miembro Galembo es un nivel rico orgánicamente, consiste de lodolitas dominadas por cuarzo, laminadas de color gris a negro, intercaladas con lodolitas con mezcla silíceas y calcáreas, además de wackestones y packestones foraminíferas. Hacia el tope es común encontrar partículas fosfáticas, a la parte media incrementa la presencia ligeramente de litofacies arcillosas/ silíceas, una característica importante es la aparición de numerosas láminas de capas finas a medianas de ceniza volcánica (tovas) dispersas en todo el intervalo.

Según Bernal, (2009) contiene shale calcáreo con intercalaciones de calizas arcillosas, con intercalaciones comunes de chert negro. Según García, (2005) presenta mayor variedad de fácies incluyendo arcillolitas calcáreas laminadas, caliza fosfática tipo wackestone y packestone con abundantes pellets y cherts. Según Parke, (1991) contiene en shales y limolitas negras con escamas y vertebras de peces y varias capas de chert.

**7.4.4 Geoquímica.** El segmento superior de la sección de la Quebrada la Sorda se caracteriza por la presencia de la facies de mudstone con foraminíferos bentónicos (MB), los valores de Ro son en promedio de  $Ro = 0,30 \%$ .

**7.4.5 Edad.** Según Bernal (2009) está expuesto donde el Rio Sogamoso corta al Cerro del mismo nombre, le asigna una edad que incluye desde Turoniano Tardío hasta Santoniano.

## 8. PETROFÍSICA

Es el estudio de las propiedades físicas y texturales de las rocas, especialmente la distribución de los poros, que sirven como depósitos para las acumulaciones de hidrocarburos, y que permiten considerarlas como posibles prospectos para la explotación. También caracteriza los fluidos contenidos en ellas, mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de roca y sus fluidos e historias de producción. Mediante la caracterización petrofísica de un yacimiento, se busca calcular con mayor precisión las reservas de hidrocarburos para evaluar la factibilidad económica de un proyecto. En el caso de los hidrocarburos no convencionales además de caracterización de las propiedades anteriormente expuestas se busca la calibración de la caracterización mineralógica, carbono orgánico total, evaluación de la porosidad, naturaleza del almacenamiento de gas, la salinidad del agua de formación, el volumen inicial de poros de gas, la conectividad de los poros, propiedades Geomecánicas y producibilidad.

La evaluación adecuada de los yacimientos shale oíl/gas se basa en una amplia gama de tecnologías que se han aplicado a reservorios clásticos y carbonatos, así como en la evaluación de la roca generadora. Al hacerlo, observamos que la palabra "shale" se utiliza en el sentido de una formación geológica en lugar de una serie de mineralogía, de manera que los yacimientos de shale oíl/gas también pueden incluir intervalos de arenisca y caliza como litologías "sweet-points". Sin embargo, desde una perspectiva petrofísica, se trata más de un shale calcáreo o arenoso.

## **8.1 REGISTROS DE POZO**

Podemos definir un registro de pozo, también llamado perfil, como la medición de las propiedades del subsuelo y/o del pozo en función de la profundidad. Los registros permiten determinar, incluso durante la perforación, la profundidad y el espesor de los estratos de interés, su mineralogía y propiedades mecánicas, el volumen y tipo de hidrocarburos, la presión de formación, la presencia de fracturas, la geometría del pozo y los estratos, la velocidad de las formaciones, el estado de la perforación y el cemento, y otras informaciones útiles para el manejo del yacimiento.

Los registros utilizan dispositivos electromecánicos, para la medición del diámetro del pozo o las presiones del reservorio; eléctricos o electromagnéticos, para la medición de la resistividad de la formación; acústicos, para medición de las impedancias acústicas; radioactivas, para la medición de la porosidad y contenido de hidrocarburos; y de resonancia magnética nuclear para medir la porosidad y otras aplicaciones.

## **8.2 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE REGISTRO UTILIZADOS EN SHALE OIL/GAS**

**8.2.1 Registros Gamma-Ray Natural.** Los valores más altos dentro de los rayos gamma es la propiedad física más comúnmente utilizada en la identificación de rocas ricas en materia orgánica. Cuando se han realizado los análisis, los valores anómalos de rayos gamma se han atribuido al uranio, asociado con la materia orgánica.

Una relación entre la intensidad total de rayos gamma y la riqueza orgánica ha sido propuesta por Schmoker (1981) para las lutitas del Devónico en los Apalaches. Schmoker (1981) señaló que el método total de rayos gamma subestima significativamente la materia orgánica en algunos intervalos y que la

interpretación cuantitativa del registro de rayos gamma en términos de materia orgánica no es posible a través de grandes regiones de la cuenca de los Apalaches. Por lo tanto, se debe tener mucho cuidado en la aplicación de este método para evaluar la riqueza de roca madre en las áreas fuera de la región de los Apalaches donde se calibró esta técnica.

Recientemente, el uso de herramientas de registro espectrales de rayos gamma se ha incrementado drásticamente. Debido a la relación observada empíricamente entre el uranio y materia orgánica (Swanson, 1960), el registro espectral de rayos gamma se ha sugerido como una herramienta que se puede utilizar eficazmente para identificar y cuantificar riqueza orgánica (Supernaw et al, 1978; Fertl y Rieke, 1980). Aunque, en la actualidad, no existe una relación universal relativa del contenido de uranio con el de riqueza orgánica, aunque esta herramienta puede resultar de gran valor.

**8.2.2 Registro Espectral de neutrones inducidos.** El registro de neutrones de carbono/oxígeno ha tenido una aplicación limitada en la evaluación de contenido de TOC en los carbones, y en las rocas ricas en materia orgánica. Los avances de esta herramienta incluyen la sensibilidad a pequeñas cantidades de carbono orgánico y que no se requiere de calibración con datos básicos aunque las correcciones para el contenido de carbono inorgánico se deben hacer.

Los registros de densidad, debido a que la materia orgánica sólida es menos densa que la matriz de la roca circundante, Schmoker (1979) propuso el uso del registro de densidad para estimar el contenido de materia orgánica. Afirmó que el registro de densidad es ampliamente aplicable y un poco más preciso que el método total de rayos gamma; sin embargo, debido a que el registro de densidad es una herramienta de tipo pad y por lo tanto sensible a la rugosidad del pozo, el uso en plenitud de esta herramienta se reduce en muchos pozos en los que las lutitas son no lavadas.

Al utilizar el registro de densidad para determinar de carbono orgánico total en el shale Bakken, Schmoker y Hester (1983) señalaron que debido a que el registro de densidad puede ser afectada de manera significativa por la presencia de minerales pesados, como la pirita, una corrección para la pirita fue necesaria sobre la base de una relación lineal entre la pirita y la materia orgánica.

**8.2.3 Registros de resistividad.** La respuesta del registro de resistividad al contenido de materia orgánica ha recibido considerablemente menos aplicación, probablemente porque las relaciones físicas del shale no se conocen bien. Sin embargo, las observaciones de Nixon (1973), Meissner (1978), y Schmoker y Hester (1989) donde la resistividad aumenta drásticamente en rocas generadoras maduras es una observación importante, y probablemente está relacionado con la generación de hidrocarburos no conductores.

Murray (1968) señaló que el shale Bakken, en la cuenca Williston a menudo exhibe lecturas anómalas en los rayos gamma, sónico, neutrón, y los registros de resistividad. Meissner (1978) hizo varias observaciones similares en relación con la respuesta de registro en el Bakken, que el alto tiempo de tránsito observado probablemente se debe al alto contenido de materia orgánica de baja velocidad, y que el aumento de la resistividad en el Bakken enterrado más profundamente está relacionada con la aparición de madurez y generación de hidrocarburos, en el que la sustitución de agua de los poros eléctricamente conductora con hidrocarburos no conductores se lleva a cabo ; esta respuesta de la curva de resistividad también ha sido discutido por otros (Nixon, 1973; Tannenbaum y Aizenshtat, 1985). Meissner (1978) también observó que a menudo la sobrepresión afecta la resistividad eléctrica de las rocas (aunque la sobrepresión no era la causa de la anomalías de la alta resistividad observadas en el Bakken), y que las altas resistividades observadas son opuestas a las bajas resistividades generalmente asociado con altas presiones de fluido. Aunque Meissner (1978) no ha propuesto un método para cuantificar la riqueza orgánica, utilizó las curvas de resistividad y

de tiempo de tránsito para asignar la ubicación de rocas relativamente ricas en materia orgánica y generadoras maduras.

**8.2.4 Combinación Resistividad/Porosidad.** El uso de la curva de resistividad en la evaluación de la roca generadora abarca desde la definición de un parámetro sencillo en relación a la resistividad del shale a asociaciones más complejas del registro de resistividad con los registros de porosidad y de rayos gamma (Meyer y Nederlof, 1984; Autric y Dumesnil, 1984, 1985). También, Smagala et al. (1984) observaron que dentro de la Formación Niobrara del Cretácico en la cuenca Denver, existe una buena relación entre la madurez termal (a través de reflectancia de la vitrinita) y la resistividad del pozo.

Un método que implica una combinación de registros de resistividad, densidad y sísmicos ha sido introducido por Meyer y Nederlof (1984). El método de Meyer y Nederlof (1984) discrimina entre las rocas generadoras y las rocas no generadoras, sin tratar de cuantificar la riqueza orgánica de estas a partir de la combinación de registros. Su técnica utiliza ya sea un crossplot densidad / resistividad, o un crossplot transit-time/resistivity. Los datos con resistividad relativamente alta y, o bien el tiempo de tránsito relativamente alto o de baja densidad aparente representan una roca fuente probable; de lo contrario, la roca es probablemente estéril de la materia orgánica.

Mendelson (1985) y Mendelson y Toksoz (1985) aplicaron el análisis multivariable de datos de registro para caracterizar las rocas generadoras. Su estudio describe un modelo físico para determinar las respuestas de registro a propiedades relativas de las rocas madre. Se trata de la materia orgánica como constituyente de la roca y calculan las respuestas del registro en función del contenido de materia orgánica. Ellos encontraron que los registros de densidad, sísmicos, y de neutrones, cada uno responden a la presencia de materia orgánica sedimentaria debido a sus propiedades físicas distintivas. A raíz de la hipótesis de Meissner

(1978), que tratan al registro de resistividad como un indicador cualitativo de la madurez, pero no como un indicador de TOC. Con base en el análisis de la regresión multivariable de regresión simple y, varios valores de registro se correlacionaron con el TOC medido en el laboratorio, y aunque se pueden obtener ecuaciones que relacionan los valores de registro para TOC medido, no hay similitudes obvias entre cualquiera de las ecuaciones multivariante; por lo tanto la capacidad de predecir de TOC en pozos adicionales puede ser disminuida, y las ecuaciones derivadas son de una ubicación específica y no universalmente aplicable.

Flower (1983) demostró un método rápido para identificar posibles intervalos de roca generadora, en el que una curva de resistividad inducida fue sobrepuesta por una onda sonora (VDL) de visualización. Al desplazar la curva de resistividad para que coincidiera con la primera llegada de cizalla, los intervalos en los que la coincidencia no se produjo, fueron interpretados como posibles zonas de roca generadora.

**8.2.5 Combinación Gamma-Ray/Sónico.** Dellenbach et al. (1983) desarrollaron un método que utiliza las curvas de tiempo de tránsito y de rayos gamma para proporcionar un parámetro, I-x, que relaciona linealmente la riqueza orgánica. En su método, una roca generadora se define por un tiempo relativamente largo de tránsito (velocidad lenta) y una alta intensidad de rayos gamma. A pesar de que el parámetro derivado I-x se ha demostrado en algunos pozos que se correlaciona más o menos linealmente con intervalos ricos en materia orgánica, se requiere una calibración con datos de muestras de pozos para determinar riqueza orgánica cuantitativamente.

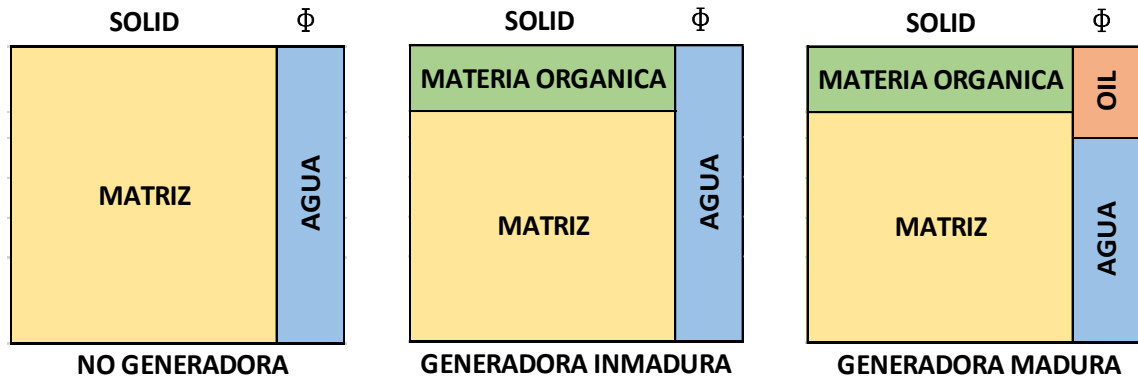
Otro método que emplea las curvas de rayos gamma y de tiempo de tránsito se introdujo por Autric y Dumesnil (1984, 1985) en el que se añade un parámetro de resistividad al método I-X de Dellenbach et al. (1983). Este método implica la

selección de una variable que se refiere a la resistividad en shales no generadores. La curva de resistividad se utiliza sólo para ayudar a discriminar cualitativamente potenciales rocas generadoras de rocas no generadoras; la riqueza orgánica y luego se determina utilizando el método de I-x (después de la calibración a la muestra de datos).

### **8.3 MÉTODO DE PASSEY**

La técnica de  $\Delta \log R$ , para la identificación y cálculo de TOC en rocas ricas en materia orgánica ha sido desarrollado usando registros de pozo. El método empleado, se realiza sobreponiendo a una escala adecuada el registro de porosidad (generalmente el registro de tiempo de transito sónico) sobre el resistivo (preferiblemente la herramienta de lectura de mayor profundidad). En cualquier roca reservorio de hidrocarburo o roca no reservorio rica en materia orgánica, aparece una separación entre las curvas. Con el análisis del registro de gamma ray se pueden identificar o eliminar los intervalos de reservorios. La separación en intervalos ricos en materia orgánica es resultado de dos efectos: La curva de porosidad responde a la presencia de Kerógeno al ser de baja densidad y baja velocidad, y la respuesta de la curva de resistividad, a los fluidos de formación (ver figura 9).

**Figura 9. Esquema de componentes sólidos y fluidos en una roca generadora.**



Fuente: Passey, 1990.

En una roca fuente madura, en adición a la respuesta de la curva de porosidad, la resistividad aumenta debido a la presencia del hidrocarburo generado. La magnitud de la separación de la curva es calibrada a partir del TOC y la madurez termal, permitiendo estimar en profundidad la riqueza orgánica en ausencia de muestras.

Las rocas generadoras comúnmente son shales, limolitas y lodolitas con contenido significativo de materia orgánica. Las rocas no generadoras pueden contener materia orgánica, pero la cantidad no es significativa generalmente (menor a 1% en peso). El método usado para evaluar la riqueza orgánica y la madurez de la roca generadora es a través de una variedad de análisis de laboratorio (análisis TOC, pirolisis, análisis de elementos, reflectancia de la vitrinita, alteración termal inducida, cromatografía de gases, y descripción visual del Kerógeno).

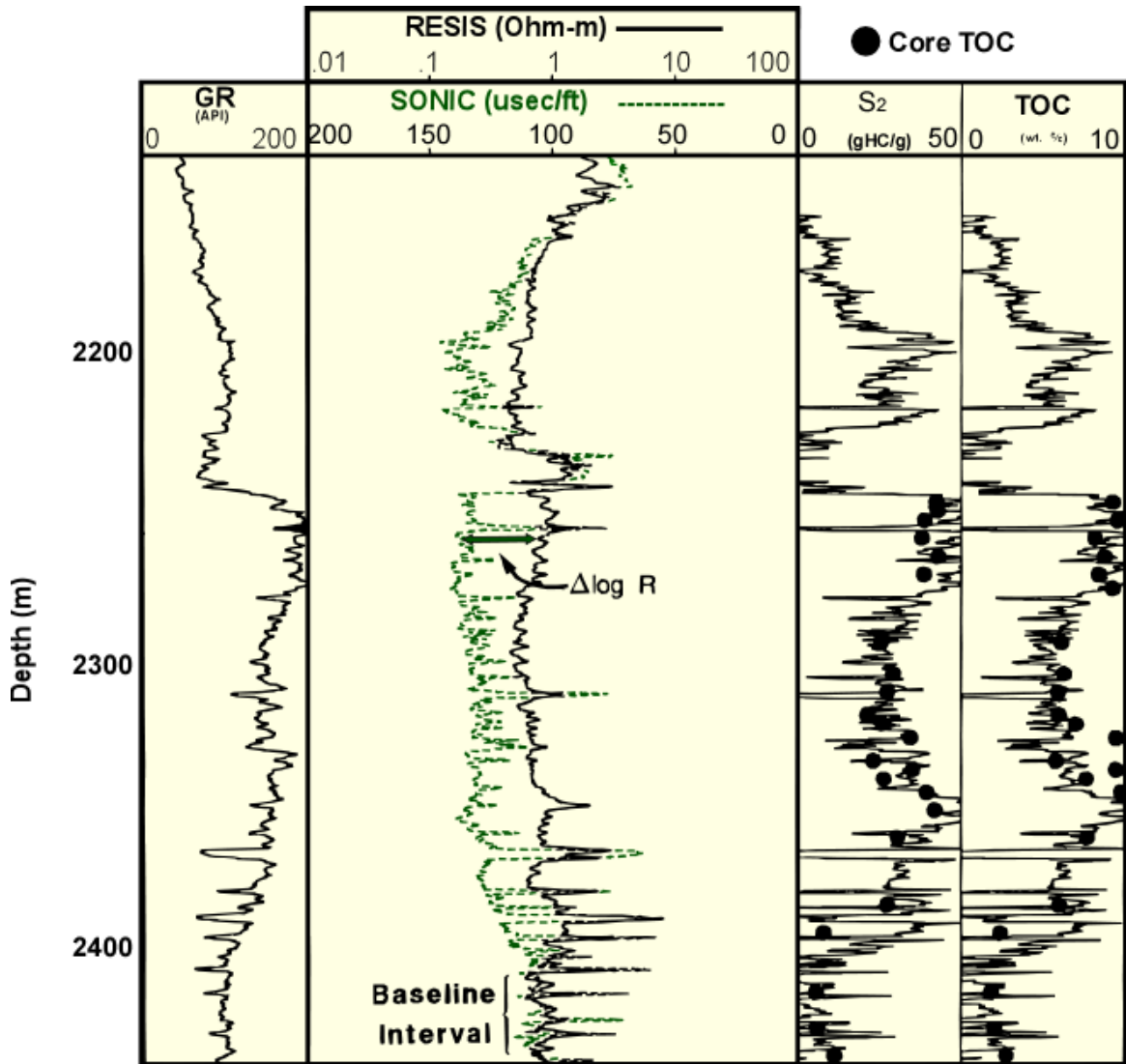
#### **8.4 PREDICCIÓN DE RIQUEZA ORGÁNICA**

Existen varios métodos para calcular la cantidad de materia orgánica a partir de los registros eléctricos, a continuación se explicaran dos de ellos, el primero es

usando los registros sónico y resistivos, y el ultimo con relación en el registro neutrón.

**8.4.1 Respuesta del registro sónico y resistivo.** En la aplicación, los registros se ubican de tal manera que la escala relativa sea un ciclo del sónico por dos ciclos logarítmicos de la resistividad (un radio de -50  $\mu\text{sec}/\text{ft}$  o -164  $\mu\text{sec}/\text{m}$  de un ciclo resistivo). Las curvas son sobrepuestas con una línea base de una roca no generadora de grano fino. Una condición para que la línea base exista es que las curvas se sobrepongan directamente en rangos significativos de profundidad. Cuando la línea base es establecida en intervalos ricos en materia orgánica pueden ser reconocidos por separación y no paralelismo entre las dos curvas, la separación entre ellas, es designada como  $\Delta \log R$  y puede ser medida a través de la profundidad (ver figura 10).

Figura 10. Delta log R con el registro Sónico.



Fuente: Passey, 1990.

La separación del  $\Delta \log R$  está relacionada linealmente con el TOC y se encuentra en función de la madurez termal. Usando el diagrama de  $\Delta \log R$  la separación de  $\Delta \log R$  puede ser transformada directamente a TOC si la madurez (en unidades de nivel metamorfismo orgánico, LOM) puede ser determinada o estimada (ver figura 11). En la práctica el LOM es obtenido de una variedad de muestras analizadas (Reflectancia de la vitrinita, alteración termal inducida o  $T_{m\acute{a}x}$ ) o por estimaciones de enterramiento e historia termal. Si la madurez (LOM) es

incorrectamente estimada, los valores de TOC absoluto estarán algo erróneos, pero la variación vertical en TOC será representativamente correcta. Si OMT (tipo de materia orgánica) es conocida, los valores de pirolisis S2 están definidos por Rock Eval, pueden ser predichos usando la transformación de TOC a S2. La expresión algebraica para el cálculo del  $\Delta \log R$  de la sobreposición sónico/resistivo es:

$$\Delta \text{Log R} = \text{Log}_{10} (R/R_{\text{lineabase}}) + 0.02 * (\Delta t - \Delta t_{\text{linea base}})$$

Dónde:

$\Delta \text{Log R}$ : es la medida de la separación entre curvas en ciclos del logaritmo de la resistividad.

**R**: es la resistividad medida por la herramienta de logging en ohm-m.

$\Delta t$ : es el tiempo de transito medido en  $\mu\text{sec}/\text{ft}$ ,

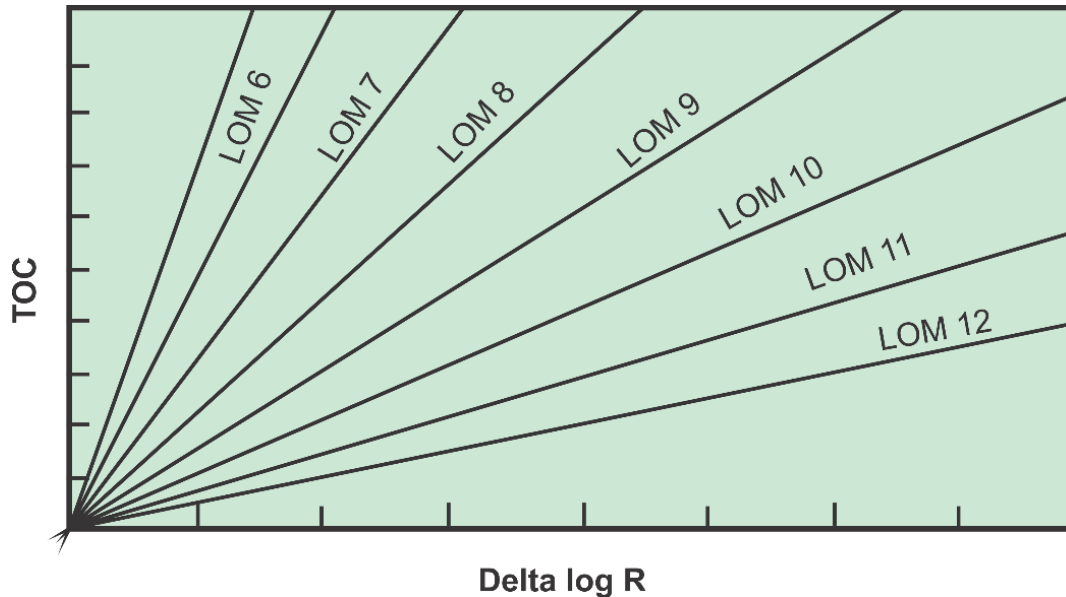
$R_{\text{lineabase}}$ : es la resistividad correspondiente a  $\Delta t_{\text{lineabase}}$ .

Generalmente, el valor de  $\Delta t_{\text{lineabase}}$  es constante en todo el pozo y solo el valor de  $R_{\text{lineabase}}$  varia en orden de curvas sobrepuesta o línea base

La ecuación empírica para el cálculo de TOC en rocas ricas en arcilla de  $\Delta \log R$  es:

$$\text{TOC} = (\Delta \log R) * 10^{(2.297 - 0.1688 * \text{LOM})}$$

**Figura 11. Diagrama de relación Delta de Log R y TOC, a través de la madurez termal.**



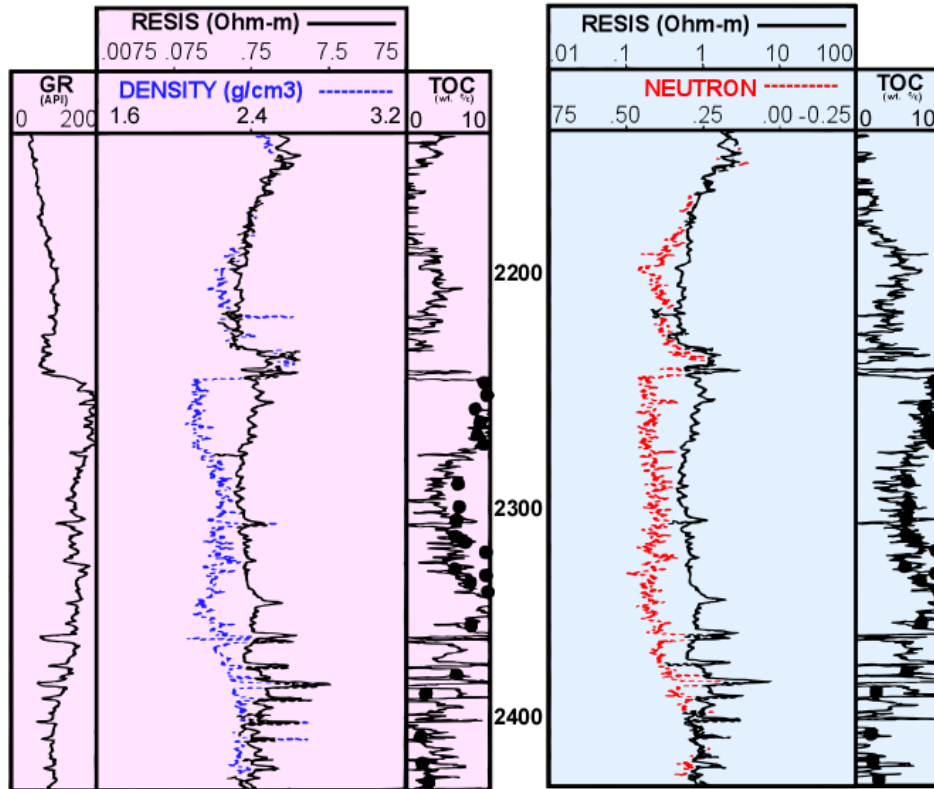
Fuente: Passey, 1990.

**8.4.2 Respuesta del registro de porosidad a la materia orgánica sólida.** Tres curvas comunes de porosidad son  $\Delta t$ , bulk density, and neutrón porosity, que responden a la presencia de materia orgánica sólida que tiene baja velocidad, bajo bulk density, y alto contenido de hidrogeno. Todos estos atributos producen una respuesta que imita un incremento en la porosidad. El crossplot de TOC vs  $\Delta t$ , bulk density y neutrón porosity muestran una relación lineal.

Si una curva adecuada de tiempo de transito no está disponible, la curva de densidad o neutrón pueden sustituirla. Estas curvas también son usadas para confirmar la separación de  $\Delta \log R$  observada a partir de la combinación de las curvas del sónico y resistivo usando las curvas de densidad y neutrón (ver figura 12). Aunque la determinación de valores de TOC (y valores de S2 si el tipo de materia orgánica es conocido) obteniéndolos usando las curvas de densidad y neutrón concuerda muy bien con los valores medidos, la combinación del sónico y resistivo tienden generalmente a ser mejores en precisión a cualquiera de las dos

combinaciones, densidad/resistividad o neutrón/resistividad. Esto probablemente es causado por las condiciones adversas en la perforación, y se reflejan con efectos en las lecturas de densidad y neutrón.

**Figura 12. Delta log R Con Densidad y Neutron.**



Fuente: Passey, 1990.

Estas son las ecuaciones derivadas empíricamente para el cálculo de la separación de curvas cuando se sustituye el registro de densidad o neutrón por la curva de tiempo de tránsito (tomado de Passey, 1990):

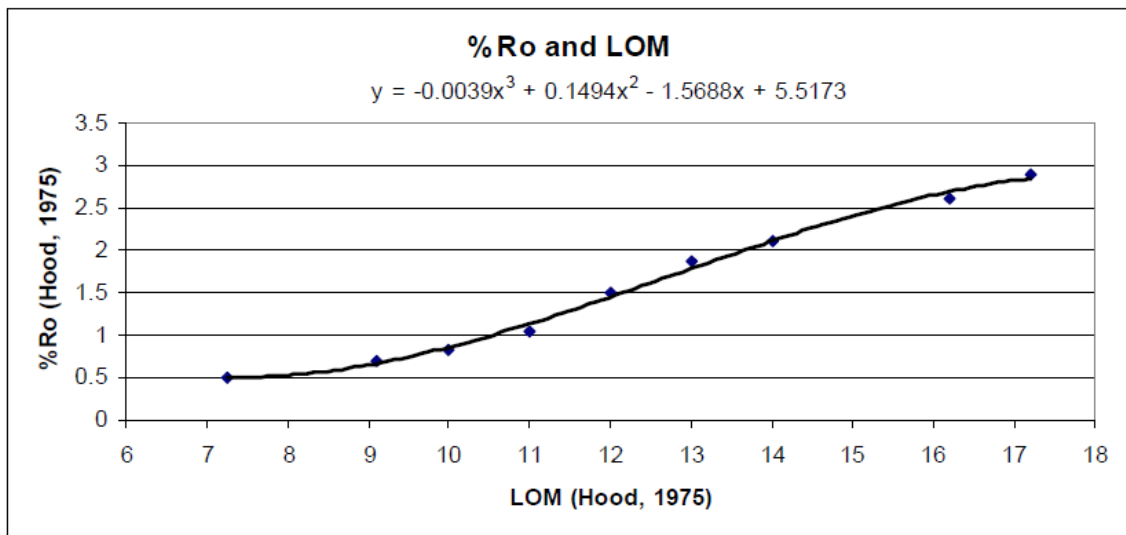
$$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{\text{lineabase}}) + 4.0 * (\Phi N - \Phi N_{\text{lineabase}})$$

$$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{\text{lineabase}}) - 2.50 * (\rho_b - \rho_{\text{lineabase}})$$

## 8.5 PREDICCIÓN DE LA MADUREZ TERMAL

La madurez termal es el factor principal que determina si una roca fuente producirá petróleo, gas, o condensado. Dos nuevos métodos para estimar la madurez térmica de las rocas generadoras se han desarrollado a partir de registro de pozos. En primer lugar, la ecuación Delta log R se ha reorganizado para resolver el nivel de madurez, correlacionada con la reflectancia de la vitrinita (ver figura 11). En segundo lugar, un método para determinar la densidad de Kerógeno de registros y de datos básicos.

**Figura 13. Grafica de %Ro en función de LOM.**



Fuente: LeCompte, 2010.

La siguiente fórmula según LeCompte, 2010., se encuentra derivada del método de Passey Delta de log para predecir TOC, para este caso se utiliza para estimar el LOM, con datos de TOC medido y Delta LogR (derivado de registros).

$$LOM = 13.6078 - 5.924 \times \log_{10} \left( \frac{TOC}{\Delta \log R} \right)$$

El método de Delta log R, a pesar de ser la práctica generalizada en la evaluación de reservorios, estaba destinada para la evaluación de rocas generadoras asociadas a reservorios convencionales. El rango óptimo sobre el cual se calibró tenía valores de entre 6 y 12 LOM. Para valores de LOM mayor que 11, la evaluación del TOC era subestimada y posteriormente fueron añadidas correcciones por Sondergeld. 2010.

El método Delta log R no se determina fácilmente con núcleos debido a que las rocas generadoras tienen una permeabilidad muy baja y no pueden ser saturadas en el laboratorio y la resistividad de los núcleos no coincide necesariamente con lo que se mide en el pozo.

También está la cuestión de por qué delta log R funciona. A medida que rocas generadoras maduras producen hidrocarburos que sustituyen salmuera conductiva en el espacio poroso. Passey escribe que en que rocas generadoras maduras la resistividad controla la separación, mientras que en que rocas generadoras inmaduras (los más cercanos a la superficie) es la porosidad sónica. Esta hipótesis, sin embargo, no toma en cuenta los cambios en la resistividad de la materia orgánica muy madura. El final del kerógeno en el proceso de metamorfismo orgánico es el grafito (Okiongbo et al. 2005), un mineral conductor de la electricidad. La presencia de la pirita, clorita, y otros minerales conductores también pueden cambiar la interpretación delta log R.

Una forma de estimar la madurez de las rocas generadoras sin usar resistividad y mediciones sónicas es mediante la medición de la densidad del Kerógeno. En el "Marcellus shale" la densidad del Kerógeno aumenta al aumentar la madurez térmica medida por reflectancia de la vitrinita. Desafortunadamente, la densidad de Kerógeno tal como se mide por análisis de núcleo requiere un proceso de disolución con HCl, HF, y otros solventes. Siempre existe la posibilidad de que la pirita restante en las muestras eleve la densidad.

Para apoyar el método de correlación Passey y el de estimación de la madurez de la roca madre a partir de datos básicos, se ha desarrollado un método de cálculo de la densidad de Kerógeno a partir de datos de registros. Este método requiere una medición independiente del TOC, como por ejemplo a partir de mediciones de impulsos de neutrones, rayos gamma, o correlaciones de registro de uranio. En segundo lugar, se requiere una medición independiente de la porosidad. Esto podría ser derivado de un modelo de solución multi-mineral, o la porosidad total, medida por herramientas de registro de RMN.

La densidad del Kerógeno puede ser resuelto en la ecuación de balance de masas que representa todos los componentes de roca generadora según, LeCompte, 2010.

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_{fl} + (1 - \phi - V_k) \cdot \rho_{io} + V_k \cdot \rho_k$$

$$V_k = 1 - \phi - \frac{\rho_b(1 - W_k) - \phi \cdot \rho_{fl}}{\rho_{io}}$$

$$\rho_k = W_k \times \frac{\rho_b}{V_k}$$

Table 1: Methods to Measure Kerogen Density		
	Core	Log
Porosity, $\phi$	GRI Method	NMR / Multi-Mineral
Bulk Density, $\rho_b$	As-Received	RHOB log
Kerogen, $V_k \cdot W_k$	Leco / Rock-Eval	TOC log / Uranium / RHOB
Inorganic density, $\rho_{io}$	XRD	Mineralogy log
Fluid density, $\rho_{fl}$	Dean-Stark	Sw log

Uno de los términos más importantes en la resolución de la densidad del Kerógeno es la densidad del fluido, pfl. De los datos fundamentales de densidad del fluido se determinan a partir de la saturación de gas medido de Dean-Stark. En condiciones de la superficie, la densidad de gas puede ser estimado a ser 0.00

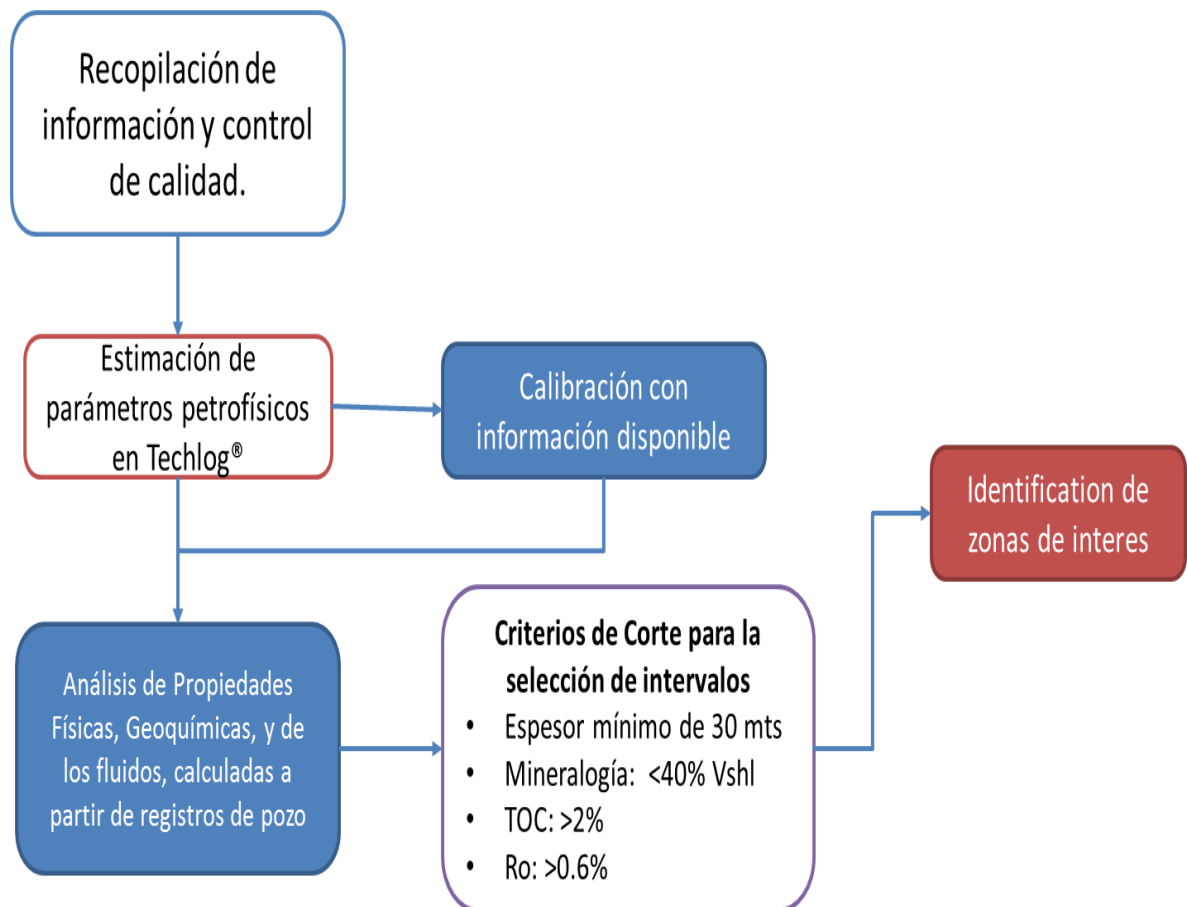
g/cm<sup>3</sup>. La densidad del agua varía con la salinidad en la superficie, pero debe ser normalmente cerca de 1.00 g/cm<sup>3</sup>. En los pozos de gas seco la densidad del fluido se calcula aproximadamente como sigue.

$$\rho_{fl} = S_w * 1.0$$

## 9. METODOLOGÍA DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA

Para la realización de la evaluación petrofísica fue necesaria la utilización de un flujo de trabajo como metodología general, presentada a continuación (ver figura 12)...

**Figura 14. Diagrama de flujo de trabajo..**

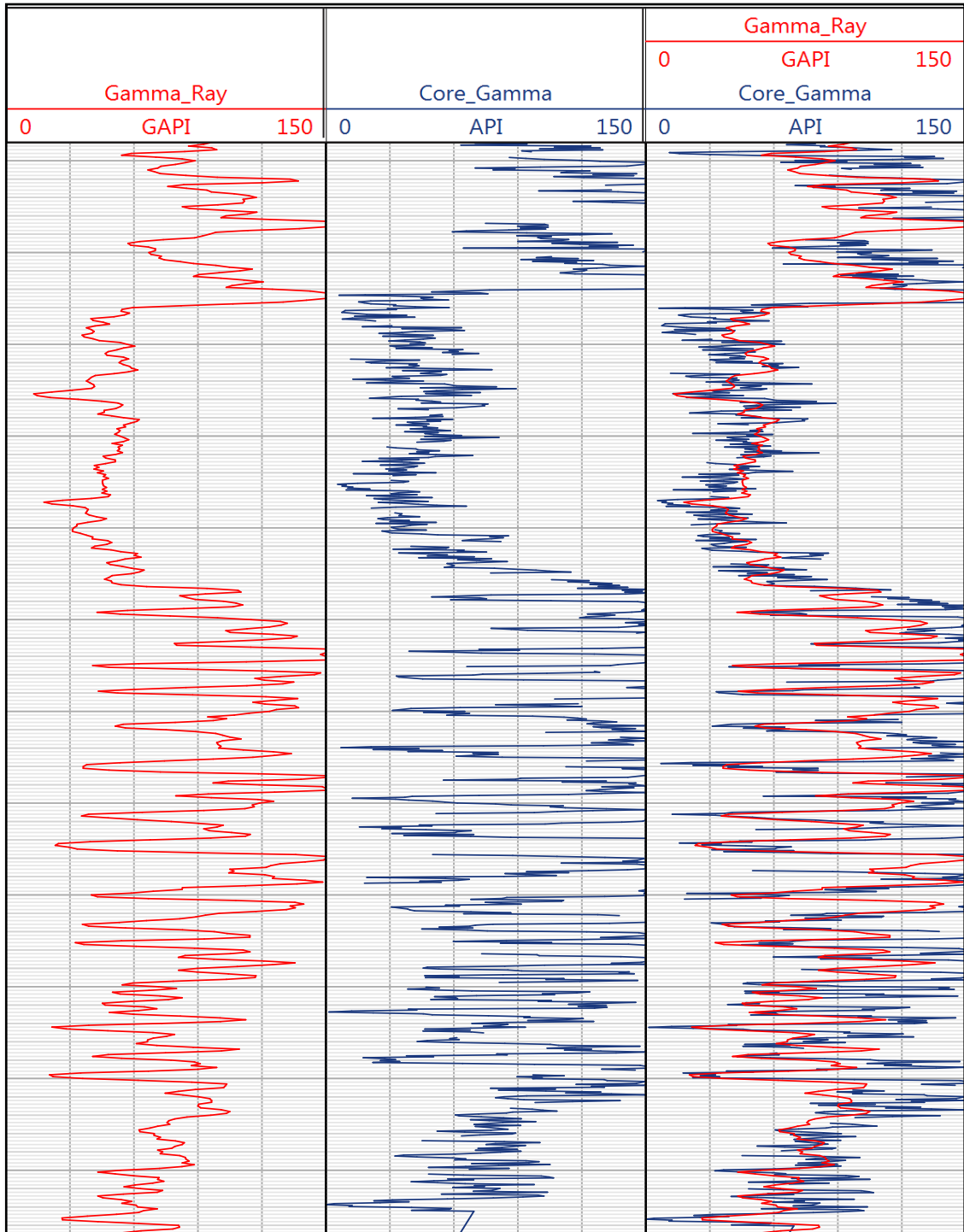


## **9.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD**

**9.1.1 Edición de la información del pozo.** La información de registros corridos en los intervalos de interés se cargó y editó teniendo en cuenta las dos secciones tomadas de la Formación La Luna, se llevó a profundidad de registro toda la información en profundidad de núcleo, además de cambios de formato de archivos de tablas de Excel, a archivos CVS, para su carga en Techlog.

El objetivo de la correlación núcleo-perfil es extrapolar los datos obtenidos de los núcleos al resto de los pozos del área a través de los perfiles de pozos; (de esta forma se pretende tener una idea de la distribución areal de las propiedades petrofísicas más importantes) Esto se realiza adecuando en profundidad la curva de rayos gamma de superficie (Core-Gamma) con la curva de rayos gamma del registro del pozo, refiriendo todos los resultados validados de los análisis provenientes de los núcleos a la profundidad de registro.

Figura 15. Amarre registro- roca, en Track 1 se observa el Gamma-ray, Track 2 se observa el Core-gamma y en el Track 3 se observa Core-gamma ajustado a profundidad de registro.



**Tabla 2. Información disponible del pozo LA LUNA- 1 por Miembro.**

Pozo	Formacion	Bitsize	Densidad del lodo	Registros disponibles	Remarks	Datos de laboratorio
LA LUNA-1	Formacio La Luna VMM	8,5 pulgadas	17 lbm/gal	Gamma ray, Gamma ray espectral, Resistivos (profundo, medio y microresistivo), sonicos, nucleares (Densidad, Neutron y porosidad), Caliper, SP, Temperatura (de Formacion y del pozo) y Tiempo de transito.	T=148F @7513 Rmf= 0.465 @80F Rmc=0.978 @80F Rm=0.586 @80F Rmf=0.5219 @148F Rmc= 0.190 @204F Rm= 0.242 @204F Matriz: Caliza (2.71 g/cm3) Tipo de fluido: BOREMAX <b>Cuarta corrida de registro.</b>	DRX, PIROLISIS ROCKEVAL, PETROFISICOS BASICOS, DESCRIPCION LITOLÓGICA, DESCRIPCION PETROGRÁFICA, SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATÍGRAFIA, ANÁLISIS GEOMECÁNICOS.

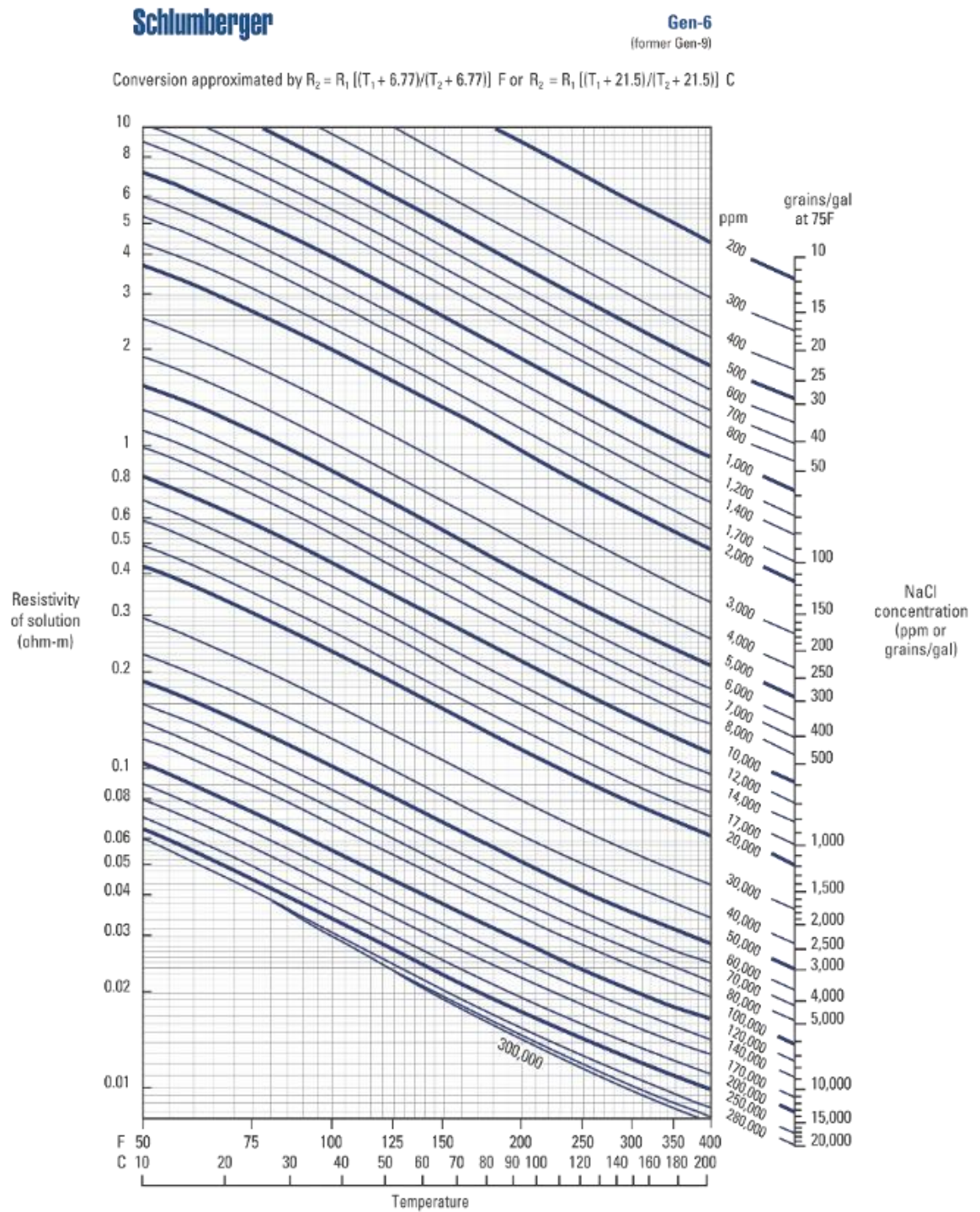
## 9.2 METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS

**9.2.1 Estimación Parámetros Petrofísicos.** Los parámetros petrofísicos se calcularon a partir de los registros del pozo, calibrándolos con los datos adquiridos a partir de los núcleos de perforación. La Tabla 2 resume los análisis realizados a los intervalos corazonados del pozo, de la cual se utilizó la siguiente información: Difracción de rayos X, Pirolisis Rock Eval IV, Petrofísicos Básicos (Saturación de agua, Porosidad, Permeabilidad, Densidad de grano), Gamma Ray Espectral, %Ro, Geomecánicos (Modulo de Young y Relación de Poisson), y adicionalmente la descripción sedimentológica y estratigráfica.

**9.2.2 Resistividad verdadera de la Formación.** Los datos de resistividad verdadera de la formación fueron adquiridos del registro profundo de resistividad RLA4, corrido en el intervalo de interés. Las condiciones del pozo permite afirmar que el registro no está afectado, tipo lodo de perforación, profundidad de invasión del fluido de perforación, rugosidad del hueco y profundidad de lectura de la herramienta.

**9.2.3 Resistividad del agua de formación.** La resistividad del agua de Formación se estimó con la curva de temperatura y un dato de salinidad del agua de formación obtenido del núcleo de perforación, utilizando para ello la carta Gen-6 del manual de cartas de Schlumberger (2009).Figura 16:

Figura 16. Carta de interpretación de registros Gen- 6.

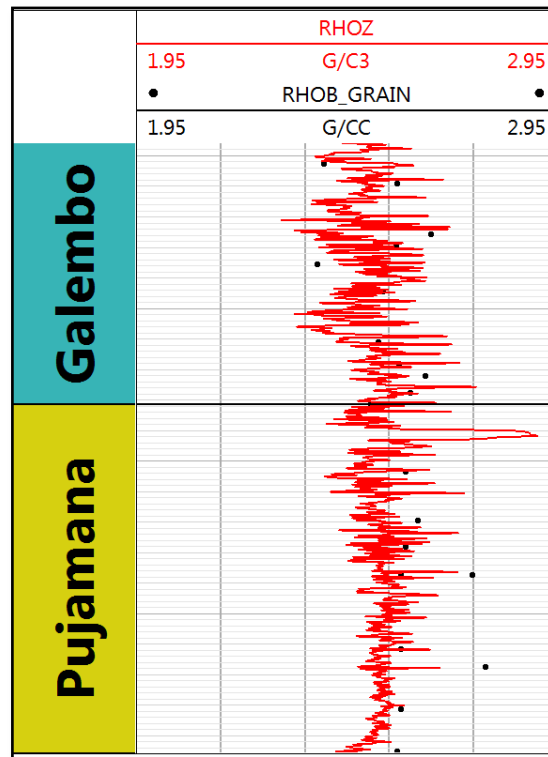


Fuente: Schlumberger, 2009.

**9.2.4 Coeficiente de Tortuosidad(a), Exponente de Cementación (m) y Factor de formación(n).** El cálculo de estos factores: a, m y n, se realizó usando el diagrama Pickett plot de porosidad aparente en función de la resistividad, y el dato de resistividad del agua de formación como un parámetro fijo.

**9.2.5 Densidad de formación.** Se estimó a partir del registro de densidad (RHOZ), medido en el pozo, calibrándolo con la densidad de grano (RHOB\_GRAIN), de datos de análisis petrofísicos básicos medidos en pruebas de laboratorio para poder extrapolar información a zonas no corazonadas del intervalo.

**Figura 17. Densidad de Formación.**



**9.2.6 Litotipos.** Según los resultados de la descripción sedimentológica de núcleos de perforación se definieron 15 grupos de facies, de las cuales aparecen 13 en el intervalo evaluado (ver Tabla 6).

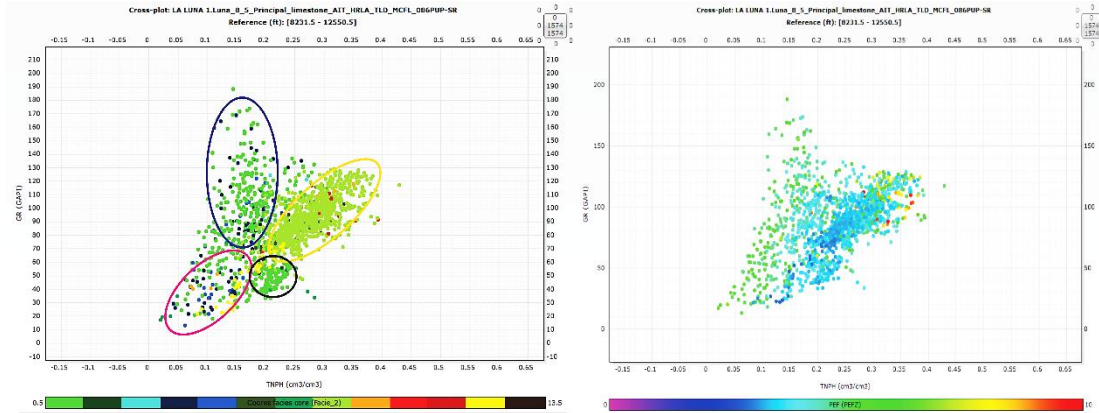
**Tabla 3. Grupos de facies descritas en los núcleos de perforación.**

Numero	Facies núcleo de perforación.
1	Limestone (W locally W/P)
2	Marl
3	Tuff
4	Limestone (W-W/P and locally P)
5	Crystalline Limestone (P-W/P locally massive)
6	Silicified Limestone (W)
7	Limestone (W-W/P-P)
8	Silicified Limestone (M and W)
9	Dolomitized Limestone (W-M)
10	Sandstone
11	Dolostone(Dolomite greater than 50%)
12	Limestone (W-M)
13	Dolomitized Limestone (W/P)

Fuente: Ramírez, R., 2012.

Los litotipos se determinaron a partir de los registros gamma ray, densidad, neutrón y factor fotoeléctrico, por medio de gráficos crossplot, histogramas y análisis visual del comportamiento de las curvas en los tracks. Se identificaron 4 patrones de comportamiento en los registros, para ello se buscó el grafico Crossplot que mejor diferenciara las facies definidas en los núcleos de perforación, se utilizó el grafico porosidad-neutrón vs gamma ray, en el cual se distinguen tendencias en las facies (ver figura 18).

**Figura 18. Cross- plot Neutrón-porosity vs Gamma ray, colores facies y Factor fotoeléctrico**



Existe un bajo grado de correlación roca-registro, esto se puede deber a la dificultad de cuantificar visualmente la composición en litologías finas, y el alto contenido de materia orgánica en las rocas del intervalo que afecta de manera importante la lectura de las propiedades físicas de la roca por parte de las herramientas.

Según el comportamiento combinado de los registros se definieron los siguientes 4 litotipos. (Ver Tabla 7, Tabla 8 y Figura 19).

**Tabla 4. Litotipos.**

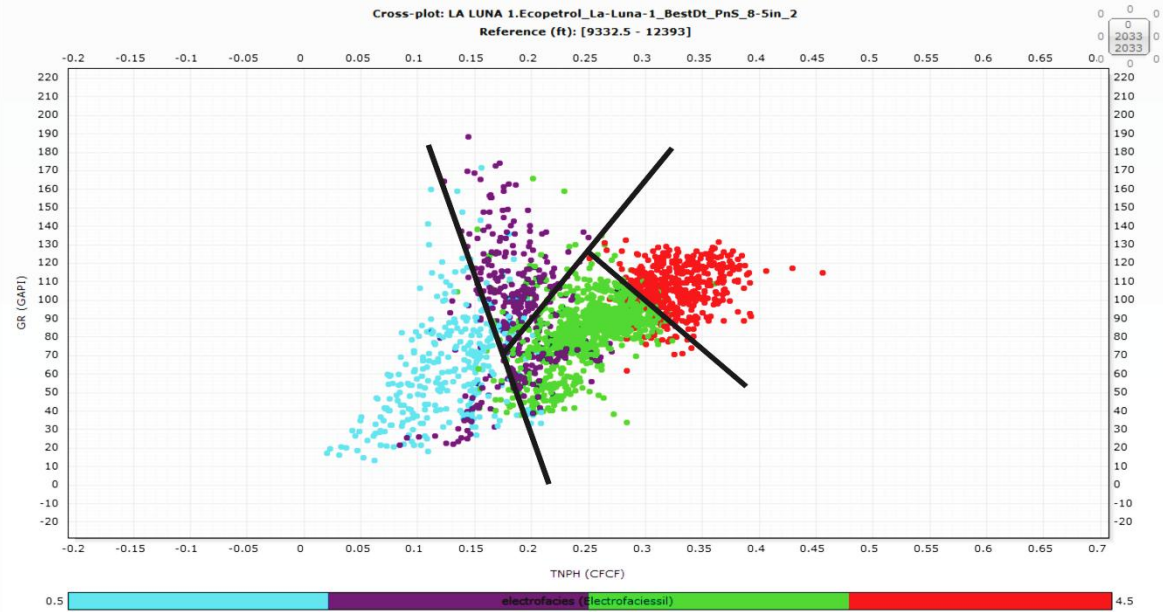
Numero	Electrofacies	Color
1	Dominada por carbonato.	Blue
2	Dominada por silice	Purple
3	Dominada por arcilla.	Green
4	Mezcla de dolomita y carbonato.	Red

**Tabla 5. Descripción electrofacies.**

Electrofacies dominada por carbonato.								
Propiedad	Max	Min	P10	P50	P90	Media	Moda	Promedio
Gamma Ray (GAPI)	164.03	13.07	27.70	58.68	91.65	58.68	82.05	60.94
Densidad de grano (gm/cm3)	91.65	2.36	2.45	2.54	2.63	2.54	-	0.06
Porosidad Neutrón (frac)	0.28	0.02	0.08	0.13	0.17	0.13	0.15	0.13
Factor fotoeléctrico	7.13	2.77	3.57	4.69	5.42	4.69	-	4.58
Electrofacies dominada por sílice.								
Propiedad	Max	Min	P10	P50	P90	Media	Moda	Promedio
Gamma Ray (GAPI)	188.28	38.39	68.84	100.57	135.78	100.57	98.08	101.20
Densidad Neutrón (gm/cm3)	2.56	2.29	2.38	2.44	2.50	2.44	-	2.44
Porosidad Neutrón (frac)	0.30	0.14	0.16	0.19	0.23	0.19	-	0.13
Factor fotoeléctrico	10.00	3.10	3.37	4.06	5.40	4.06	-	23.38
Electrofacies dominada por arcilla.								
Propiedad	Max	Min	P10	P50	P90	Media	Moda	Promedio
Gamma Ray (GAPI)	165.70	33.61	54.83	85.42	100.96	85.46	94.40	82.64
Densidad de grano (gm/cm3)	2.73	2.36	2.47	2.53	2.57	2.53	2.53	2.53
Porosidad Neutrón (frac)	0.33	2.55	0.20	0.25	0.29	0.24	-	0.25
Factor fotoeléctrico	9.99	2.87	3.22	3.61	5.26	3.61	-	4.00
Electrofacies Mezcla Dolomita y carbonato.								
Propiedad	Max	Min	P10	P50	P90	Media	Moda	Promedio
Gamma Ray (GAPI)	132.39	70.30	91.03	107.43	121.56	107.43	102.75	106.97
Densidad de grano (gm/cm3)	2.91	2.40	2.47	2.53	2.62	2.53	2.54	2.55
Porosidad Neutrón (frac)	0.46	0.25	0.30	0.33	0.37	0.33	-	0.33
Factor fotoeléctrico	10.00	2.07	3.46	4.64	8.51	4.64	-	5.26

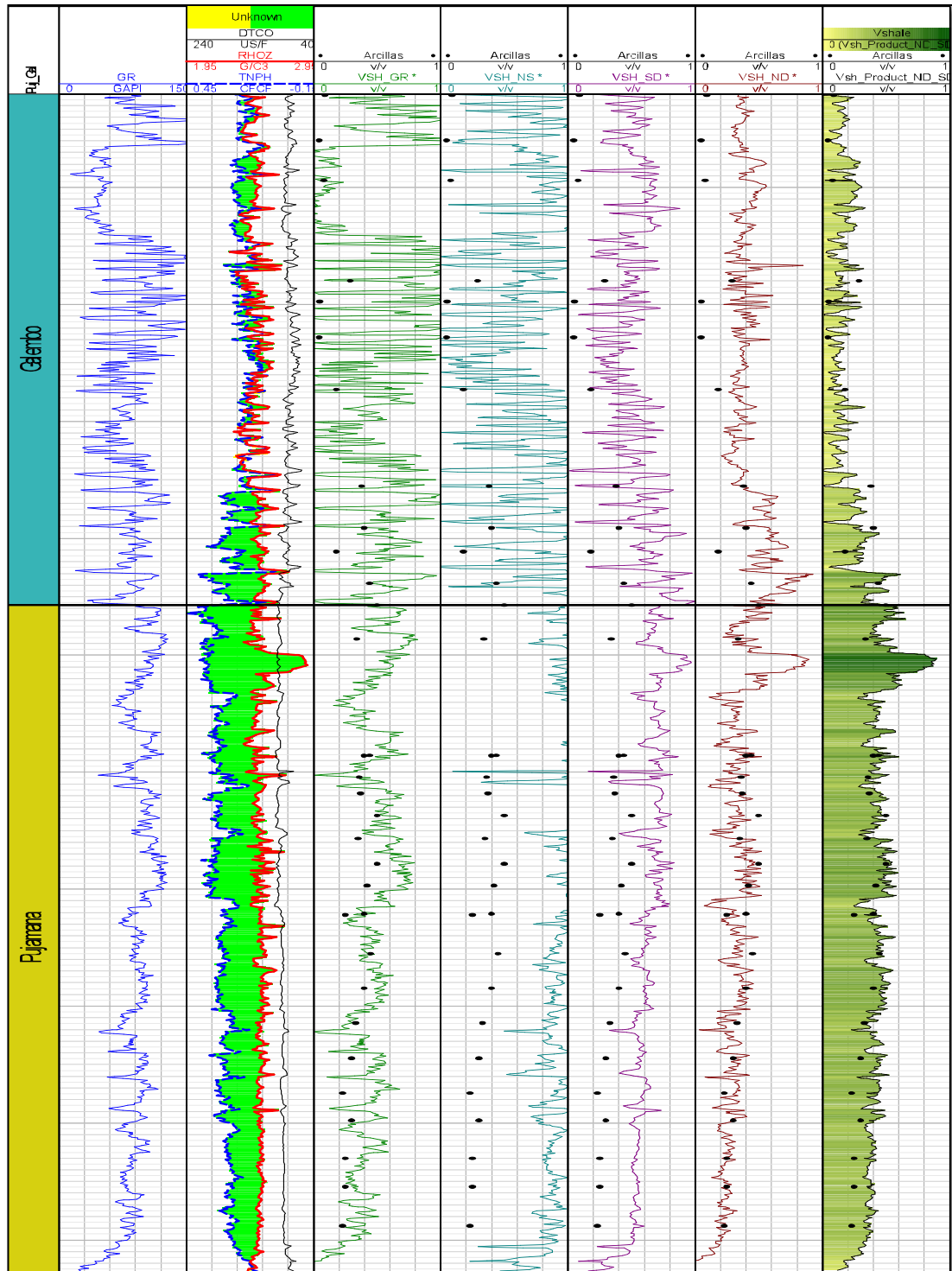
En la gráfica crossplot de gamma-ray en función del neutrón se observó la mejor distribución de los litotipos definidos con los valores descritos en la tabla anterior.

**Figura 19: Cross- plot Neutrón Porosity vs Gamma Ray colores litotipos.**



**9.2.7 Volumen de arcilla.** El cálculo del valor de la arcillosidad se realizó por miembro teniendo en cuenta los registros disponibles (GR, Densidad, Neutrón, Sónico) e información de DRX de laboratorio para calibrar los datos obtenidos, lo que permitió establecer comparaciones y desviaciones de los valores calculados. Los valores de la curva de Vsh que más se ajustan a los datos de laboratorio son los generados por la computación de registros de densidad y neutrón (ver figura 18). Se realizaron histogramas de la curva resultante para identificar, valores mínimos, máximos, promedios, percentiles y datos con mayor frecuencia.

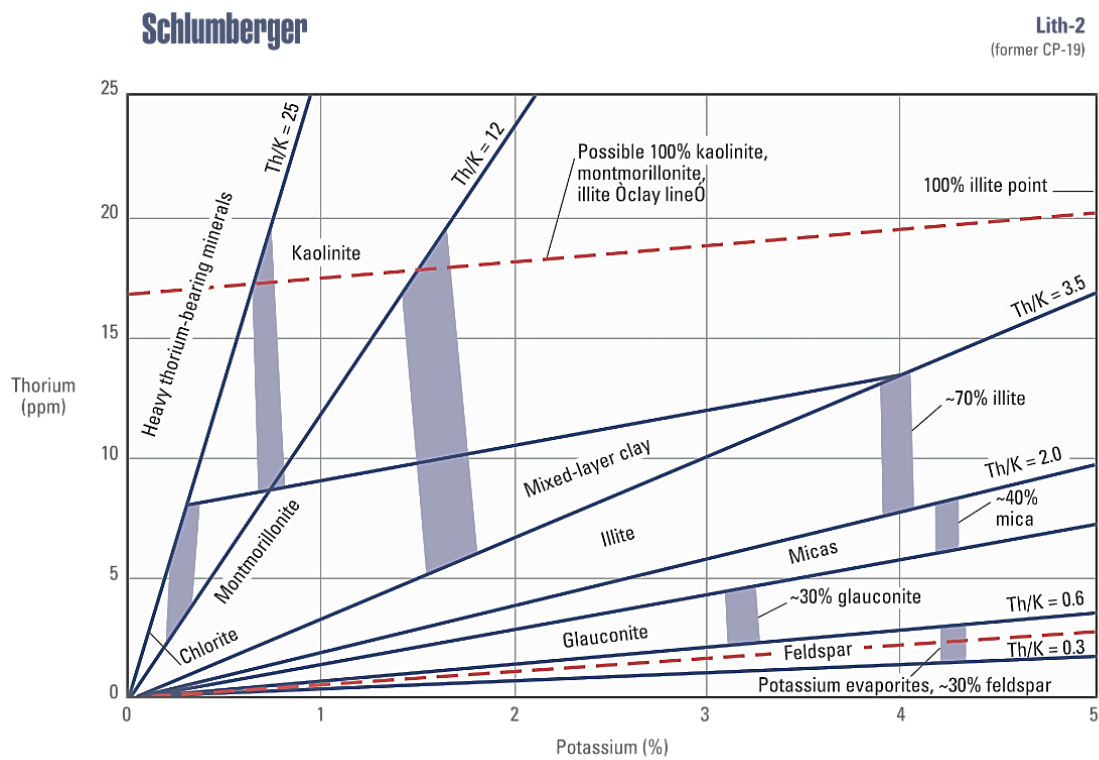
Figura 20. Curvas de Volumen de Arcilla.



Como se observa en la figura anterior las curva Vsh calculadas con el gamma ray y el neutrón (Track 3 y 4) no concuerdan con los datos del DRX, esto es debido a que ambas están influenciadas por factores propios de la formación, como lo son el alto contenido de materia orgánica (típico en una roca generadora y la alta saturación de agua (típico de rocas arcillosas. Las curvas que mejor responden a son las del densidad y el sónico (Track 5 y 6), por lo tanto la curva de Vsh final (Track 7) es el producto de ambas.

**9.2.8 Tipos de arcilla.** Se identificaron diez tipos de minerales de arcilla por medio del gráfico crossplot torio vs potasio, y la carta LITH- 2 de Schlumberger (ver figura 19). Se dividieron los minerales arcillosos de torio en dos grupos por su diferencia de relación torio/potasio (Alta y baja).

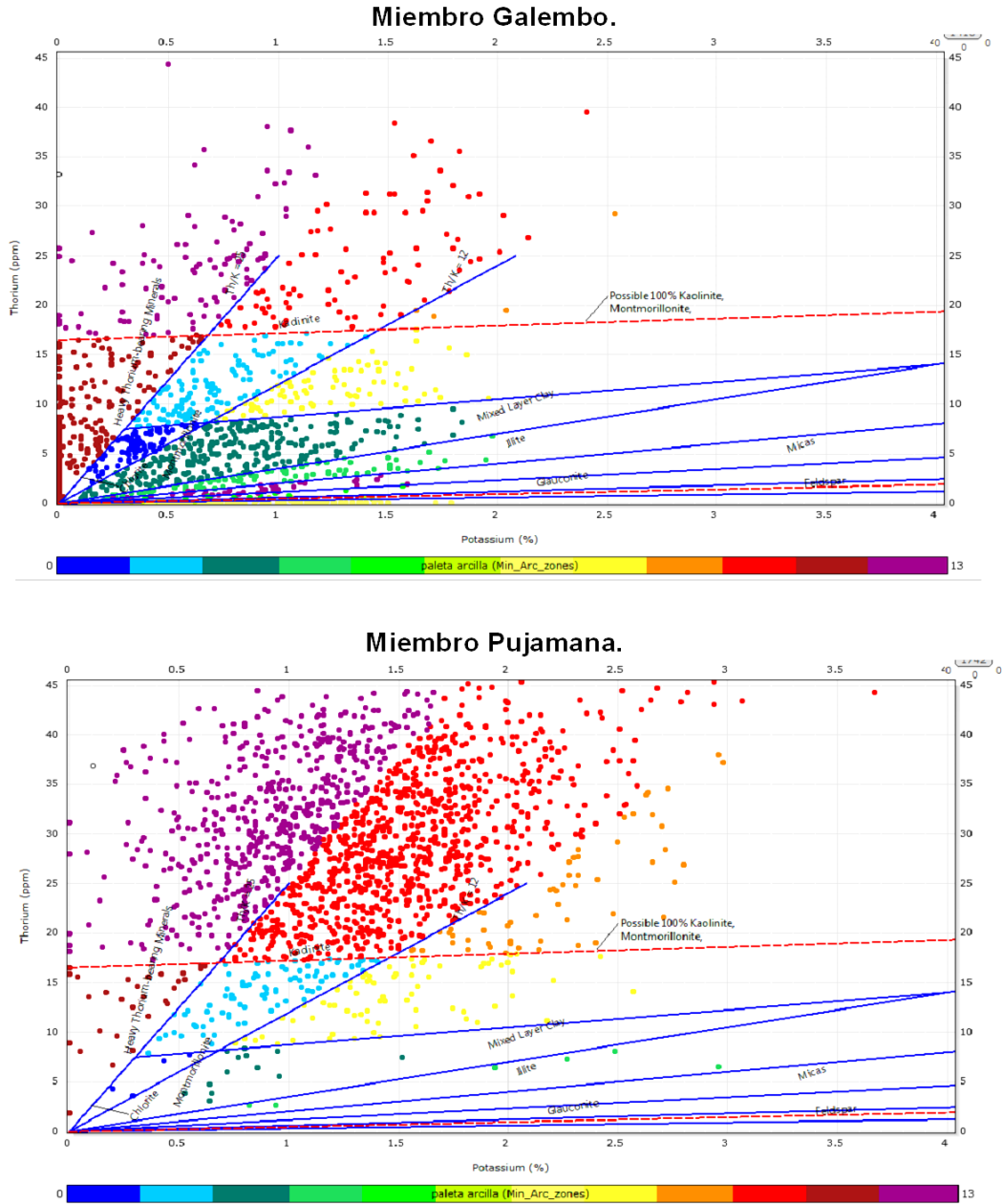
**Figura 21. Carta de interpretación de registros Lith-2**



Fuente: Schlumberger Log Interpretation Charts, 2009.

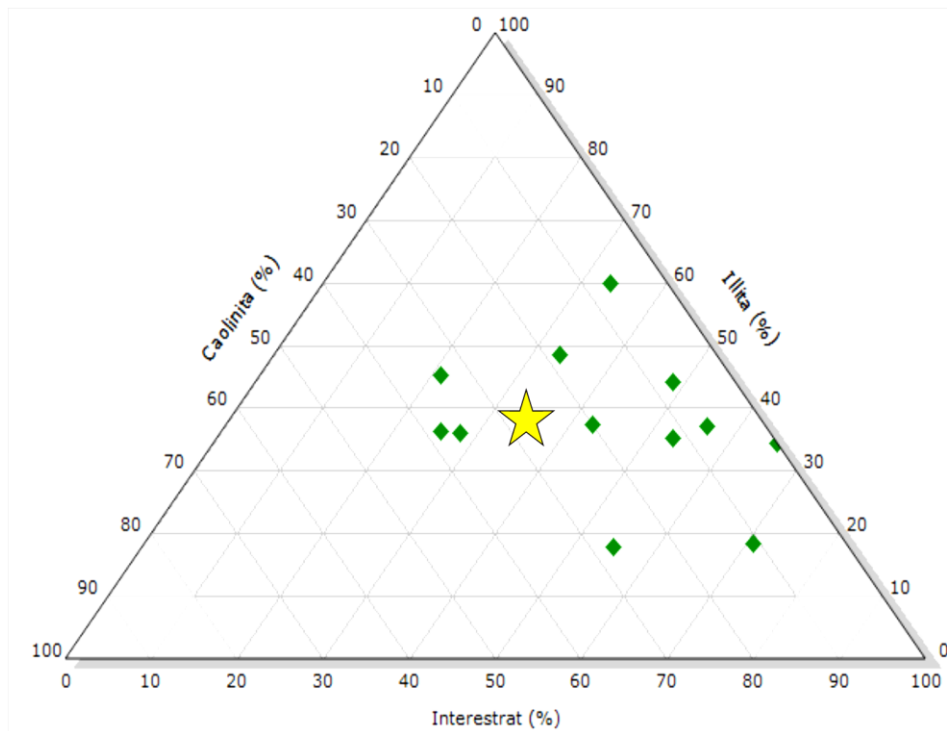
Con la Carta anterior se realizó la interpretación de los tipos de arcilla utilizando un color diferente para cada una como se muestra a continuación

**Figura 22. Crossplot tipos de arcilla torio en función de potasio.**



Para verificar que existiera concordancia entre los datos interpretados del crossplot y los datos de fracción de arcilla del DRX, se compararon los resultados de porcentaje de caolinita, illita y arcillas interestratificadas en el siguiente diagrama, siendo los puntos verdes los datos del DRX, y la estrella del crossplot., (ver figura 19 y tabla 6).

**Figura 23. Correlación tipos de arcilla con DRX, Miembro Galembo.**



**Tabla 6. Fracción arcilla DRX y Crossplot Torio vs potasio.**

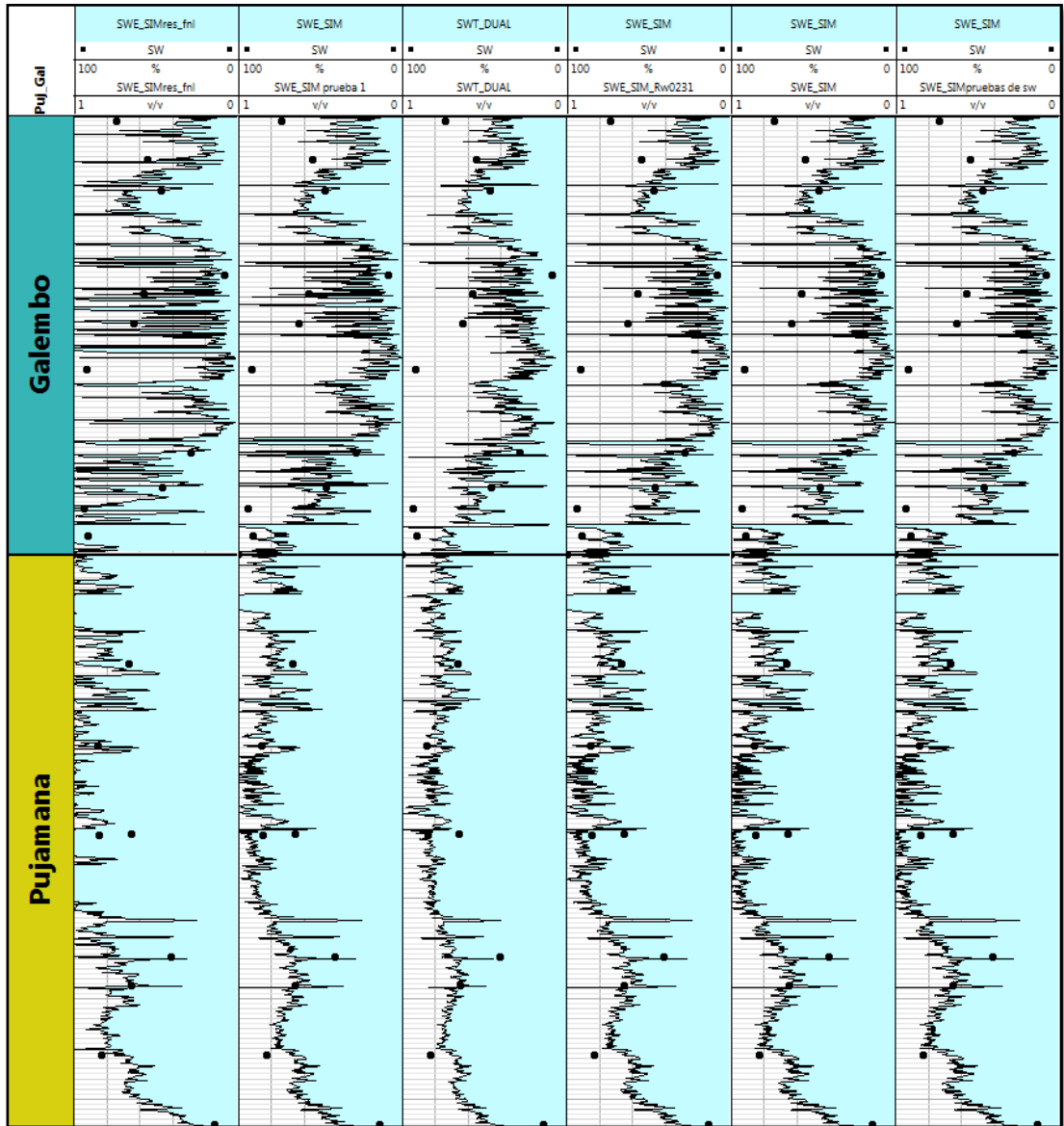
Faccion de arcilla DRX- Crossplot			
Fuente	Interestrat	Illita	Caolinita
DRX(promedio)	33.33	48.48	18.18
Crossplot	36.22	39.80	23.98

**9.2.9 Porosidad.** El cálculo de la porosidad se hizo con la combinación de los registros Densidad (RHOB) y neutrón porosity (TNPHI) principalmente, también se utilizaron los registros de resistividad profunda (RLA4) y microrresistivo (RXOZ) como complemento, y finalmente la corrección por volumen de arcilla (VSH) y Temperatura de formación (FTEM), todos los datos resultantes están ajustados a datos de laboratorio. Se realizaron histogramas de la curva resultante para identificar, valores mínimos, máximos, promedios, percentiles y datos con mayor frecuencia.

**9.2.10 Porosidad efectiva.** Para el cálculo de la porosidad efectiva se utilizó la misma metodología que la de porosidad, la curva resultante es PHIE, al igual que con la porosidad efectiva, se realizaron histogramas de la curva resultante para identificar, valores mínimos, máximos, promedios, percentiles y datos con mayor frecuencia.

**9.2.11 Saturación de agua.** Se estimó la saturación de agua con el método de Simandoux utilizando los valores de coeficiente de tortuosidad ( $a$ ), exponente de cementación ( $m$ ), factor de formación ( $n$ ), y el registro resistividad profunda (RLA4) y las curvas de volumen de arcilla (VSH), porosidad efectiva (PHIE), y resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) estimadas anteriormente. Se realizaron histogramas de la curva resultante para identificar, valores mínimos, máximos, promedios, percentiles y datos con mayor frecuencia.

Figura 24. Curvas de saturación de agua calculadas.



Se calcularon varias curvas de saturación de agua con diferentes valores de  $a$ ,  $m$ ,  $n$ , y  $R_w$  (ver tabla 6), ya que existen incógnitas de la resistividad del agua de formación, esto es explicado con mayor detalle en el capítulo de análisis de resultados. Se decidió utilizar la curva del Track 1 (Calculada con  $a$ : 0.55,  $m$ : 1.70,  $n$ : 2.00, y  $R_w$ : 0,23) ya que presenta los datos más discretos para la evaluación

petrofísica de un Shale Oil/Gas (en la tabla 7 se describen los parámetros utilizados para cada curva de saturación de agua (Sw)).

**Tabla 7. Parámetros de formación para pruebas del cálculo de saturación de agua.**

Parametros de formacion para pruebas de Sw					
Sw	Track 1	Track 2	Track 3	Track 4	Track 5
Parametro	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor
Resistividad agua de formacion (Rw)	0.23	0.04	0.23	0.06	0.04
Coficiente de Tortuosidad (a)	0.55	1.00	0.90	0.55	0.95
Exponente de Cementacion (m)	1.70	2.30	1.50	1.70	2.35
Factor de Formacion (n)	2.00	1.90	2.00	2.00	2.00
Salinidad (ppm)	11800.00	Datos Fronterra.	11000.00	50000.00	100000.00

**9.2.12 Permeabilidad.** Para el cálculo de la permeabilidad se utilizó el método de Coates, utilizando la porosidad total (PHIT), efectiva (PHIE) y Saturación de agua irreducible (SWE\_SIM\_UNCL), calculadas anteriormente. Se realizaron histogramas de la curva resultante para identificar, valores mínimos, máximos, promedios, percentiles y datos con mayor frecuencia.

$$PERM = kc * PHLe^4 * \left( \frac{PHLt - PHLe * Swirr}{PHLe * Swirr} \right)^2$$

**9.2.13 Relación de Poisson.** Se calcularon las propiedades elásticas-dinámicas, con la combinación de los registros sónico-dipolar (DTCO y DTSM) y densidad-neutrón (RHOZ). Como resultado se generó la curva de relación de Poisson-dinámica (PR\_DYN). Se realizaron histogramas de la curva resultante para identificar, valores mínimos, máximos, promedios, percentiles y datos con mayor frecuencia.

Asumiendo una formación homogénea, isotrópica, y elástica, el dinámico shear y el bulk modulus,  $G_{dyn}$  y  $K_{dyn}$  pueden ser calculados por:

$$G_{dyn} = (13474.45) \frac{\rho_b}{(\Delta t_{shear})^2}$$

$$K_{dyn} = (13474.45) \rho_b \left[ \frac{1}{(\Delta t_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dyn}$$

Donde:

$\rho_b$  Es la densidad en la formación. (g/cm<sup>3</sup>).

$\Delta t_{comp}$  Es el compressional slowness de la formación.

$\Delta t_{shear}$  Es el shear slowness de la formación.

$K_{dyn}$  y  $G_{dyn}$  están en Mspi.

1 3474.45 es el coeficiente de conversión de unidades.

El módulo de Young dinámico y la relación de Poisson dinámica, pueden calcularse por el Shear y el Bulk modulus:

$$E_{dyn} = \frac{9G_{dyn} \times K_{dyn}}{G_{dyn} + 3K_{dyn}}$$

$$v_{dyn} = \frac{3K_{dyn} - 2G_{dyn}}{6K_{dyn} + 2G_{dyn}}$$

$$v_{dyn} = \frac{R_{sp}^2 - 2}{2R_{sp}^2 - 2}$$

La relación de Poisson dinámica solo puede ser calculada por:

$$v_{dyn} = \frac{R_{sp}^2 - 2}{2R_{sp}^2 - 2}$$

Donde  $R_{sp}$  es el radio del sónico dipolar (Shear y Compressional slowness):

$$R_{sp} = \frac{\Delta t_{shear}^2}{\Delta t_{comp}^2}$$

**9.2.14 Módulo de Young.** Ya calculadas las propiedades elásticas-dinámicas, la curva de módulo de Young-dinámico resultante (MY\_DYN) y porosidad total (PHIT) son combinadas por la correlación de Morales (1993), dando como resultado final la curva de módulo de Young-estático (MY\_ST). La correlación está basada en areniscas de alta permeabilidad, que van desde grano muy fino a grueso de estos campos petrolíferos: Kuparuk, Alaska; Elmworth y Mitsue, Canadá; Punta Benítez y Boquerón, Venezuela. Es aplicable a tres grupos de porosidad: Consolidado (10% -15%), moderadamente consolidada (15% -25%), y débilmente consolidado (> 25%) Para porosidad 0% -10%, la ecuación no está definida.

Se realizaron histogramas de la curva resultante para identificar, valores mínimos, máximos, promedios, percentiles y datos con mayor frecuencia.

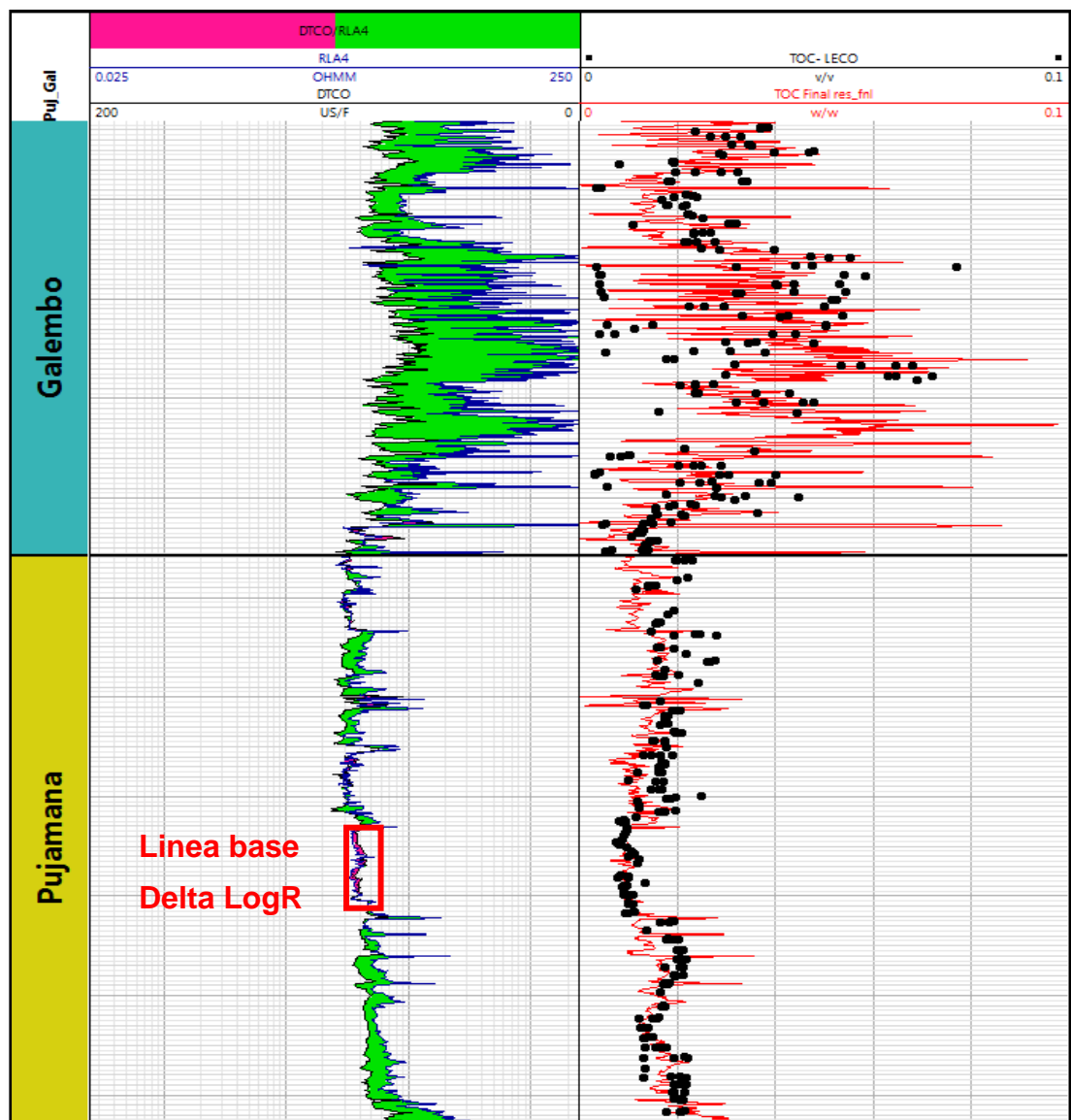
**LogEs = 2.137+0.6612 \* logEdyn (Porosity 10%-15%)**

LogEs = 1.829+ 0.6920 \* logEdyn (Porosity 15%-25%)

LogEs = -0.4575+0.9404 \* logEdyn (Porosity >25%)

**9.2.15 Estimación del TOC.** Para el cálculo de TOC se utilizó el método de Passey (1990), con las curvas de resistividad profunda, densidad-neutrón (RHOZ), tiempo de tránsito (DTCO), neutrón-porosity (TNPH), y datos de laboratorio, como el tipo de Kerógeno (Tipo II), Madurez termal (%Ro), y TOC (medido en el núcleo). Se realizaron histogramas de las curvas resultantes para identificar, valores mínimos, máximos, promedios, percentiles y datos con mayor frecuencia.

**Figura 25. TOC Delta log R.**



## **10. RESULTADOS EVALUACIÓN PETROFÍSICA.**

En este capítulo se exponen los resultados del cálculo de los parámetros petrofísicos a partir de cálculos con registros de pozo, en términos estadísticos y gráficamente a partir de histogramas de frecuencia, esto con el fin de identificar tendencias para cada miembro.

### **10.1 ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS. DEL POZO LA LUNA-1**

Tal como se describió en el marco metodológico se definieron 4 electrofacies a lo largo de todo el intervalo sin tener en cuenta cada miembro, para distinguir las diferencias litológicas de los miembros en general, se determinaron los parámetros de resistividad verdadera de la formación ( $R_t$ ), resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), densidad de grano ( $RHOB\_G$ ), exponente de cementación ( $m$ ) y coeficiente de tortuosidad ( $a$ ), etc..., para el desarrollo de la evaluación petrofísica del intervalo de interés.

**10.1.1 Resistividad verdadera de Formación ( $R_t$ ).** La resistividad es un parámetro clave en la evaluación de yacimientos, en el caso de los no convencionales permite la estimación del TOC con el método de Passey (1990), permeabilidad, y saturación de fluidos en la roca, cantidad de agua presente y penetración del fluido de perforación.

Se determinó la resistividad máxima, mínima, percentiles y promedio para cada Miembro a partir de registro de resistividad profundo (RLA4) como se muestra en la tabla 8.

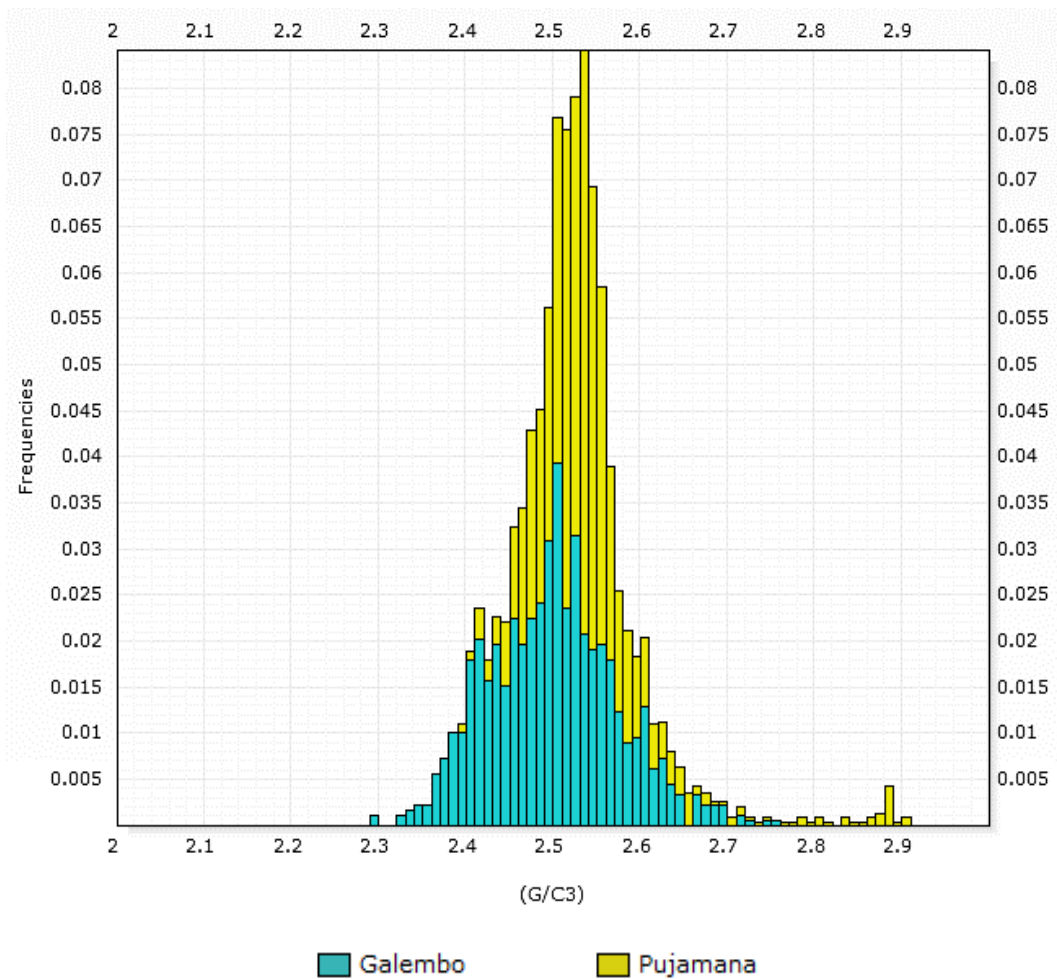
**Tabla 8. Resistividad verdadera de la Formación.**

Resistividad verdadera de la Formación (Ohm-m)						
Miembro	Max	Min	P10	P50	P90	Promedio
Miembro Galembo	3195.03	2.97	7.76	28.89	196.20	80.11
Miembro Pujamana	75.73	2.59	3.18	4.40	7.57	5.44

Los valores obtenidos de resistividad verdadera de formación varían entre 2.59 y 3195.03 (Ohm- m), El Miembro Galembo (MG en adelante), registra el dato de resistividad de formación más alto de 3195.03 (Ohm- m), aunque el 90% de los valores se encuentran por debajo de 196.2 (Ohm- m) como lo indica el percentil 90. El Miembro Pujamana (MP en adelante) registra datos de resistividad más moderados que los de su homólogo superior con una resistividad máxima de 75.73 (Ohm- m), y 7.52 (Ohm- m) de percentil 90.

**10.1.2 Densidad de formación.** La estimación de la densidad de grado se realizó con el registro de densidad-neutrón que se ajusta muy bien con los datos de densidad de grano adquiridos en el laboratorio. Se realizó un histograma para poder observar como es el comportamiento de los datos a través de cada miembro, identificando los valores más representativos como se puede apreciar en la figura 26 y la tabla 9.

**Figura 26. Histograma Densidad de grano (gm/cm<sup>3</sup>) para cada Miembro.**



**Tabla 9. Densidad de grano en la Formación.**

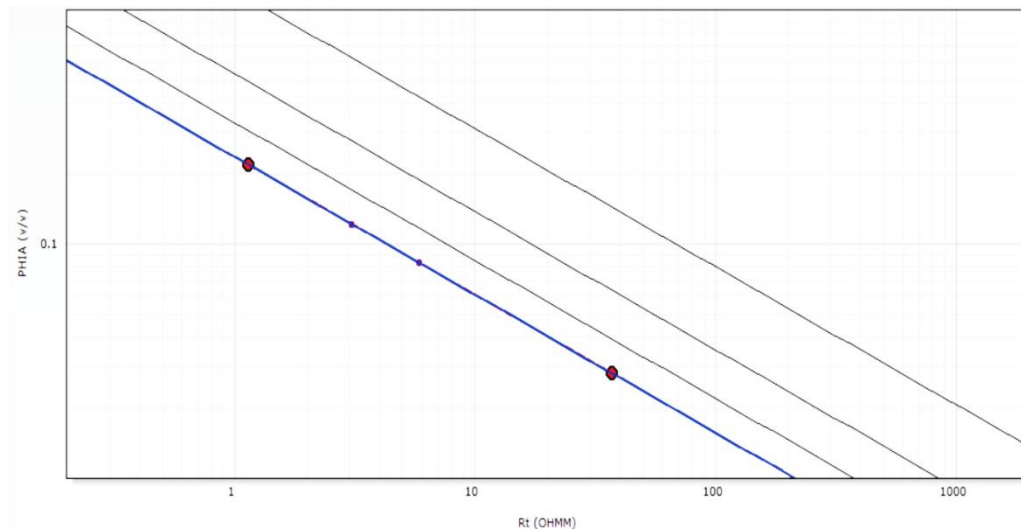
Densidad de grano en la Formación (gm/cm <sup>3</sup> )							
Miembro	Max	Min	P10	P50	P90	Media	Moda
Miembro Galembó	2.76	2.29	2.41	2.50	2.60	2.50	2.50
Miembro Pujamana	2.91	2.39	2.47	2.53	2.59	2.53	2.53

Como se observa en la tabla xx, la densidad de grano varía entre 2.29 y 2.91 (gm/cc) en todo el intervalo, en MG sobresalen valores de 2.5 (gm/cc), y para MP se destacan valores más altos, 2.53 (gm/cc) es el valor de densidad más común.

### 10.1.3 Resistividad del agua de Formación ( $R_w$ ), Coeficiente de Tortuosidad( $a$ ), Exponente de Cementación ( $m$ ) y Factor de formación( $n$ ).

Como se expuso en el marco metodológico el agua de formación se calculó a partir de una zona 100% saturada en agua con los datos de la salinidad del agua y la temperatura de formación. Con el dato de  $R_w$  se calculó  $a$ ,  $m$  y  $n$ , utilizando el grafico Pickett plot (Figura 27) de porosidad efectiva aparente (PHIEA) en función de la resistividad real de formación ( $R_t$ ), los resultados se presentan en la tabla 10.

**Figura 27. Pickett- plot Porosidad aparente (PHIA) en función de la resistividad verdadera de formación ( $R_t$ ).**

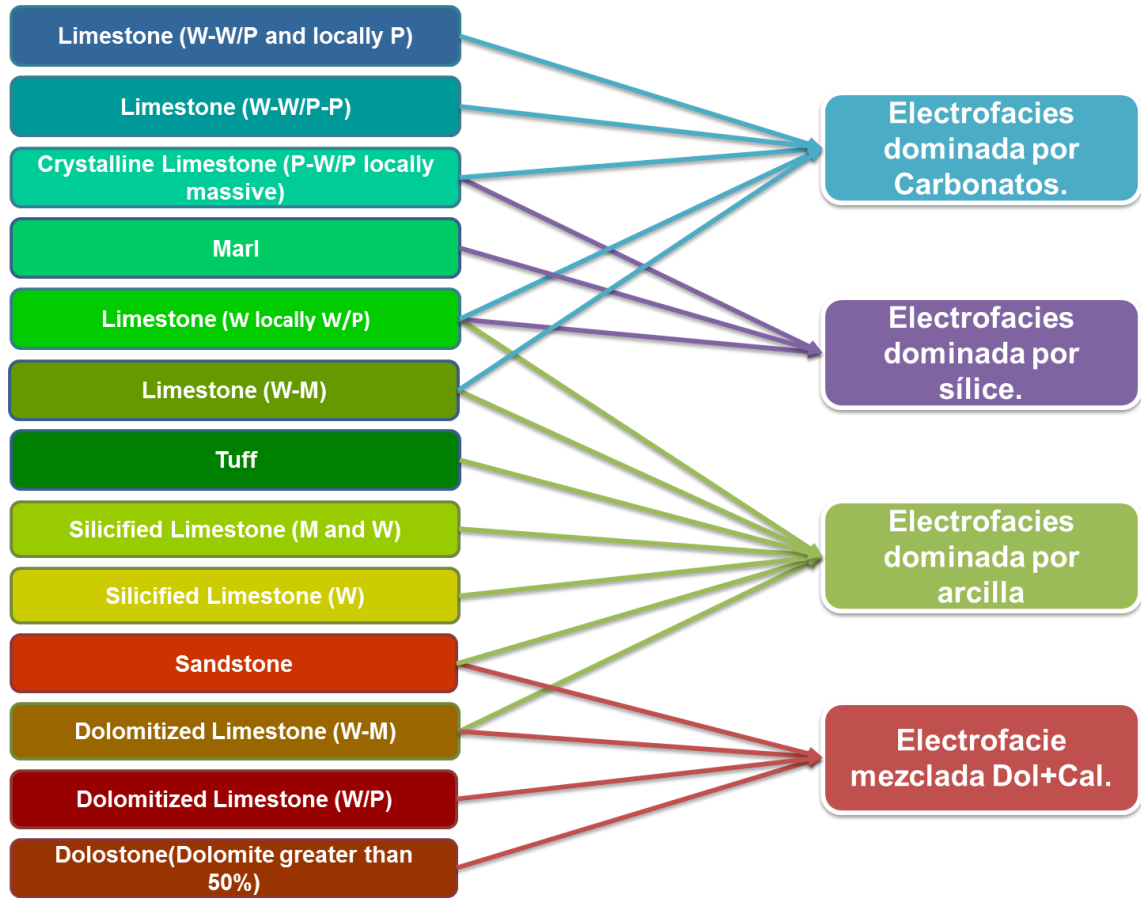


**Tabla 10. Parámetros petrofísicos:  $R_w$ ,  $a$ ,  $m$ , y  $n$ .**

<b>Parametros de formacion</b>	
<b>Parametro</b>	<b>Valor</b>
Resisitividad agua de formacion ( $R_w$ )	0.23
Coeficiente de Tortuosidad ( $a$ )	0.55
Exponente de Cementacion ( $m$ )	1.70
Factor de Formacion ( $n$ )	2.00

**10.1.4 Correlación Facies- Litotipos.** Como se dijo anteriormente, existe un bajo grado de correlación descripción de roca vs registro, por este motivo algunas facies comparten electrofacies, debido a que en algunos casos no existía una tendencia predominante. (Ver figura 28).

**Figura 28. Correlación de Facies- Litotipos.**



**10.1.4.1 Litotipo dominado por carbonatos:** Se correlacionó con las facies, Limestone (W-W/P-P) y Limestone (W-W/P and locally P) con un buen grado de correlación, esto sirvió para ratificar que en la electrofacies predominan rocas carbonatadas, ya que estas facies están constituidas principalmente por calizas de textura wackestone y packestone.

**10.1.4.2 Litotipo dominado por sílice:** Corresponde con las facies Marl, constituida por margas localmente con foraminífero. Litología silícea, que ratifican la electrofacies.

**10.1.4.3 Litotipo dominado por arcillas:** Corresponde con la facies Silicified Limestone (W), que son calizas silicificadas de textura wackestone, eventualmente con intraclastos de arcillolitas con materia orgánica y pequeñas concreciones de calcita y pirita; y la facies Silicified Limestone (M and W), calizas silicificadas de textura mudstone y wackestone que a pesar de presentar un factor de correlación predominante con esta electrofacies, tiene un grado de correlación significativo con la electrofacies mezclado.

**10.1.4.4 Litotipo mezcla de dolomita y carbonato:** Corresponde con la facies Dolostone (Dolomite greater than 50%), correspondiente a dolomías en capas macizas, y Dolomitized Limestone (W/P), que es caliza dolomitizada (con dolomita entre el 10-50%), de textura wackestone/packstone (W/P).

Al realizar la correlación entre Facies y Litotipos, hubo cierta dificultad al asociarlas, en algunos casos no existía un Litotipo predominante para algunas electrofacies, y por lo tanto no existía una asociación única, por esta razón algunas Facies comparten Litotipos, esta situación puede ser explicada por la diversidad composicional en las litologías finas, en algunos casos según la descripción sedimentológica existen variaciones en la relación Sílice/Calcita, la misma facies presenta cambios composicionales a través del intervalo estudiado.

**10.1.5 Volumen de Arcilla.** El volumen de arcilla es un parámetro que puede predecir el comportamiento mecánico de las rocas al fracturamiento hidráulico, sirviendo como cut-off para determinar posibles zonas de interés.

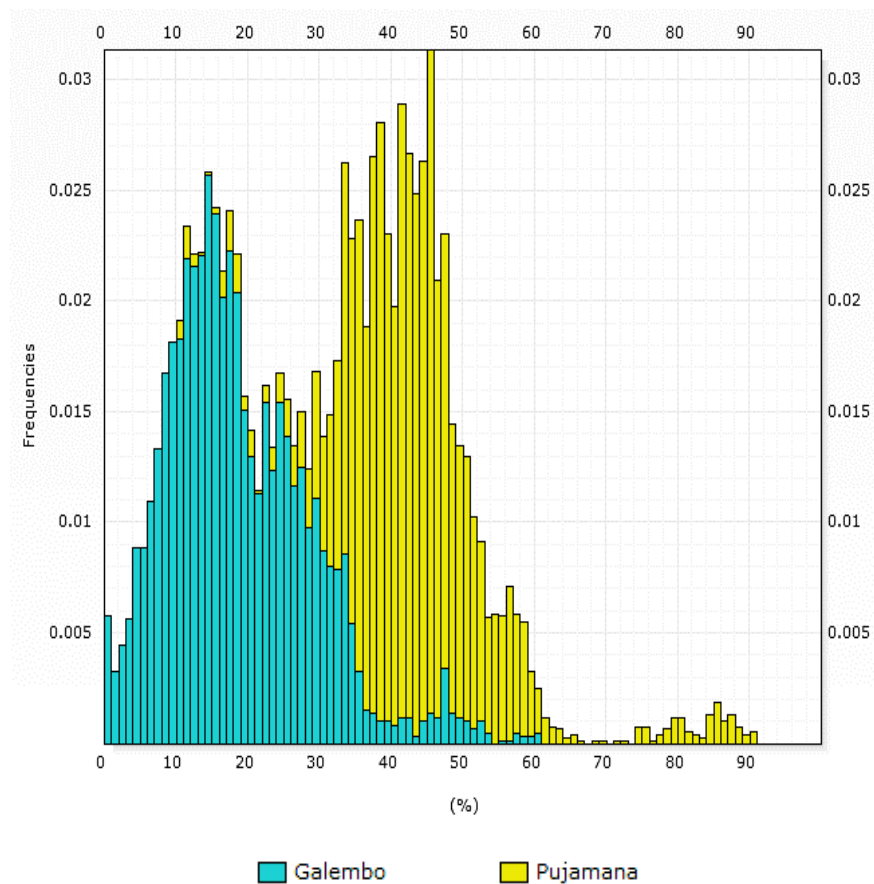
El cálculo del volumen de arcilla como se describe en el marco metodológico se realizó a partir de la combinación de varios registros ajustados a los datos de porcentaje de minerales de arcilla del DRX. La curva resultante que mejor se ajustó a los datos de laboratorio fue la calculada con los registros de densidad-

neutrón y porosidad-neutrón. La distribución y comportamiento de los valores se expone la Tabla 11 y figura 29.

**Tabla 11. Volumen de arcilla.**

Volumen de arcilla de la Formación (%)							
Miembro	Max	Min	P10	P50	P90	Media	Promedio
Miembro Galembo	61.20	0.00	0.07	16.91	31.96	16.91	18.72
Miembro Pujamana	90.97	10.24	0.33	42.36	54.38	42.36	43.06

**Figura 29. Histograma Volumen de arcilla vs frecuencia.**



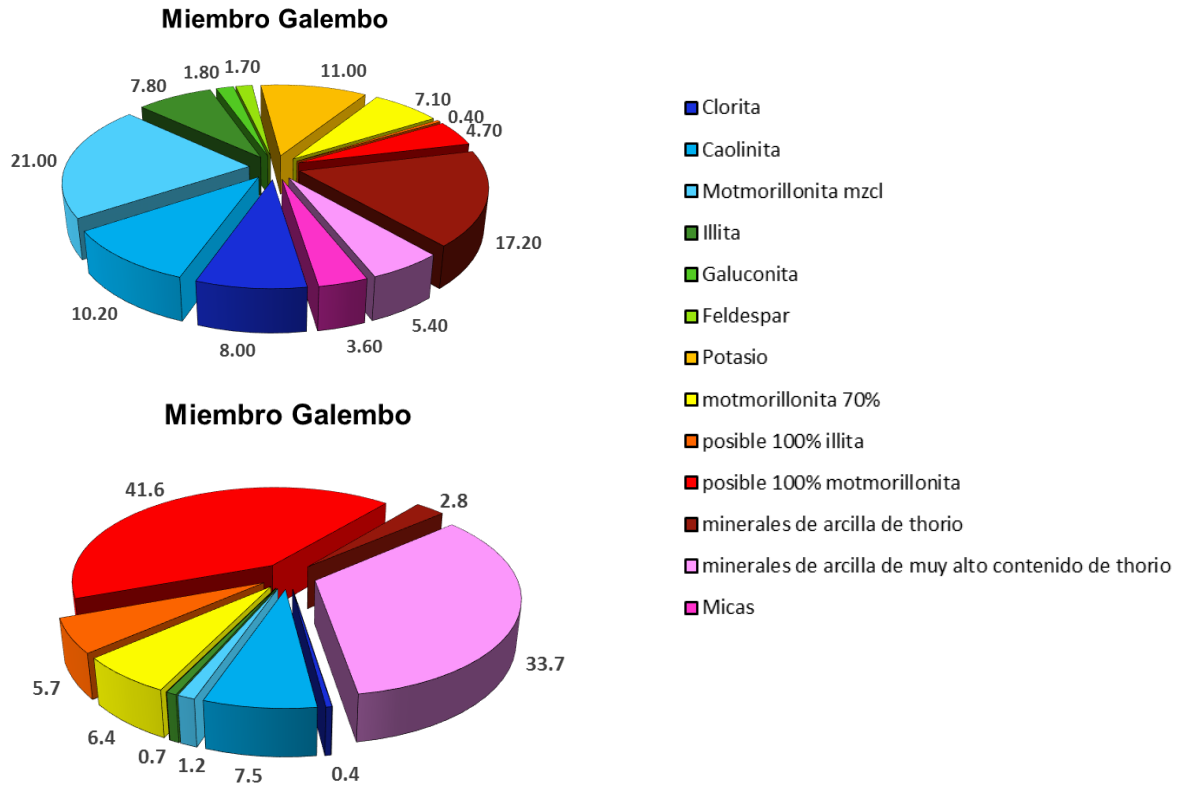
Los datos de volumen de arcilla varían de 0.00 a 90.97 % en todo el intervalo evaluado, en el Miembro Galembó la mayoría de valores se encuentran por debajo de 16.91% y el promedio aritmético del Miembro es 18.72% de volumen de arcilla; Mientras que en el Miembro Pujamana la mayoría de valores están por encima 32.87 y el promedio de este es de 43.06% de volumen de arcilla. Son evidentes las diferencias abismales entre los Miembros, siendo de mejor calidad en su mayor parte el Miembro Galembó. Esto se aprecia en el histograma de Frecuencia vs porcentaje de arcilla (ver figura 29).

**10.1.6 Tipos de minerales de arcilla.** Para tener una mejor diferenciación entre los Miembros se estimaron los diferentes tipos de minerales arcilla con el Cross-plot Torios vs potasio como se describe en el marco metodológico; Reconocer el tipo de mineral arcilla es de gran importancia para que existan condiciones geomecánicas óptimas debido a que las arcillas de tipo expansivas dificultan el fracturamiento. La distribución porcentual se puede observar en la Figura 30 y la Tabla 12.

**Tabla 12. Tipos de minerales de arcilla.**

Tipos de arcilla (%)			
Pozo	Tipo de arcilla	Formacion La Luna VMM	
		Miembro Galembó	Miembro Pujamana
LA LUNA-1	Clorita	8.00	0.4
	Caolinita	10.20	7.5
	Motmorillonita mzcl	21.00	1.2
	Illita	7.80	0.7
	Galuconita	1.80	0
	Feldespar	1.70	0
	Potasio	11.00	0
	Arcillas interestratificadas	7.10	6.4
	posible 100% motmorillonita	0.40	5.7
	posible 100% caolinita	4.70	41.6
	minerales de arcilla de thorio	17.20	2.8
	minerales de arcilla de muy alto contenido de thorio	5.40	33.7
	Micas	3.60	0

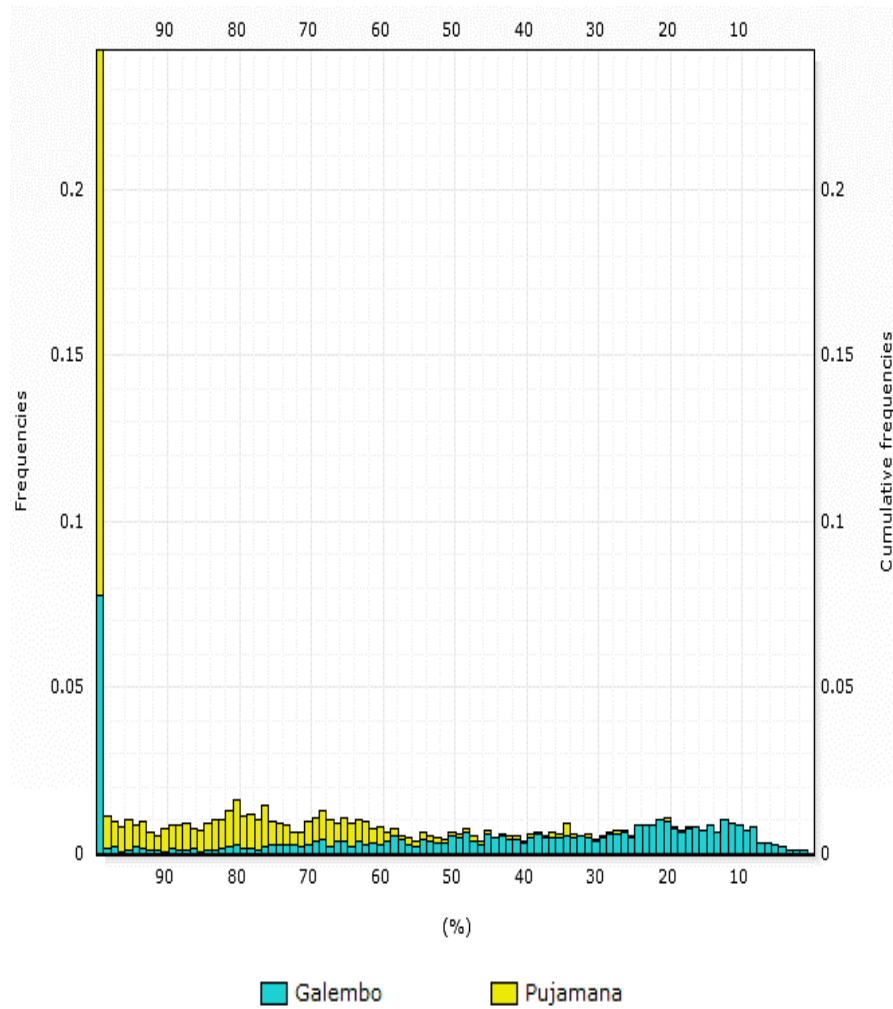
**Figura 30. Distribución tipos de minerales para cada miembro.**



Existen diferencias mineralógicas abruptas en algunos tipos de arcilla entre los miembros, esto puede predecir el comportamiento mecánico de las rocas, la motmorillonita es un tipo de arcilla expansiva, por lo tanto, altos porcentajes le darán a la roca un comportamiento plástico.

**10.1.7 Saturación de agua.** Para el cálculo de la saturación de agua se utilizó el método de simandoux como se expone en el marco metodológico, este método mostró un buen factor de correlación con los datos medidos en el núcleo. Los datos obtenidos se muestran en la tabla 13, y su comportamiento en cada miembro en la figura 31.

**Figura 31. Histograma Saturación de agua vs frecuencia.**



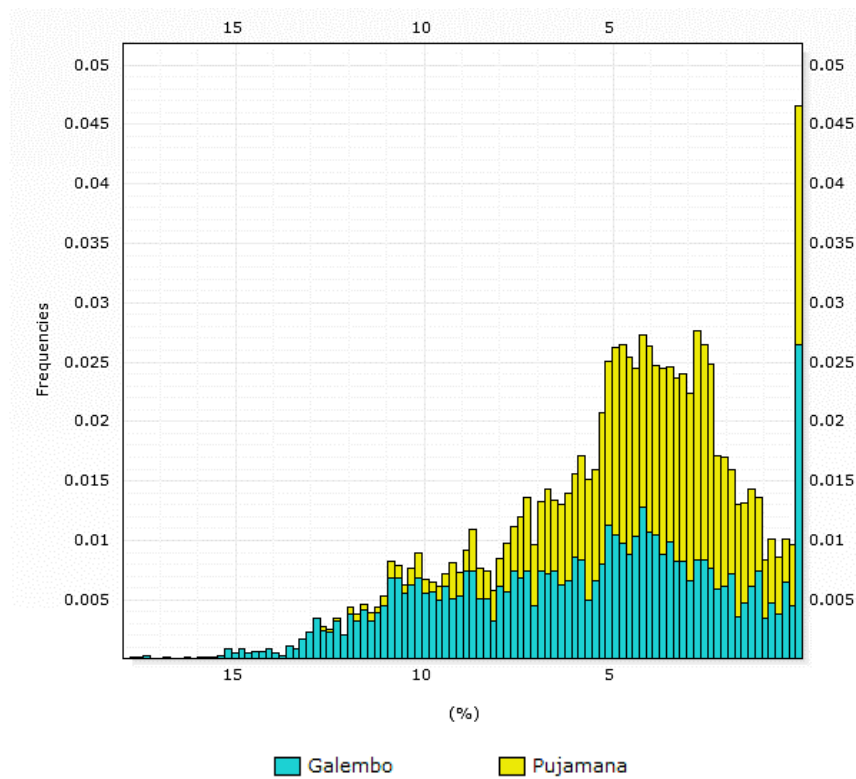
**Tabla 13. Saturación de agua en la Formación.**

Saturación de agua en la Formación (%)							
Miembro	Max	Min	P10	P50	P90	Moda	Promedio
Miembro Galembó	100.00	1.29	11.98	41.32	100.00	99.00	48.34
Miembro Pujamana	100.00	15.99	61.51	87.24	100.00	99.00	83.73

El MP presenta en su mayoría valores de saturación de agua superiores al 61.51%, y en el MG la mitad se encuentra por debajo de 41.32%.

**10.1.8 Porosidad total y efectiva.** Este parámetro se estimó, principalmente con el método de densidad-neutrón como se expone en el marco metodológico, los resultados se presentan en la tabla 14, donde es posible observar la variación de este parámetro en cada miembro, cuya incidencia es notable en las lecturas realizadas por la herramienta en la toma de registros, y en los cálculos posteriores.

**Figura 32. Histograma Porosidad efectiva vs frecuencia.**



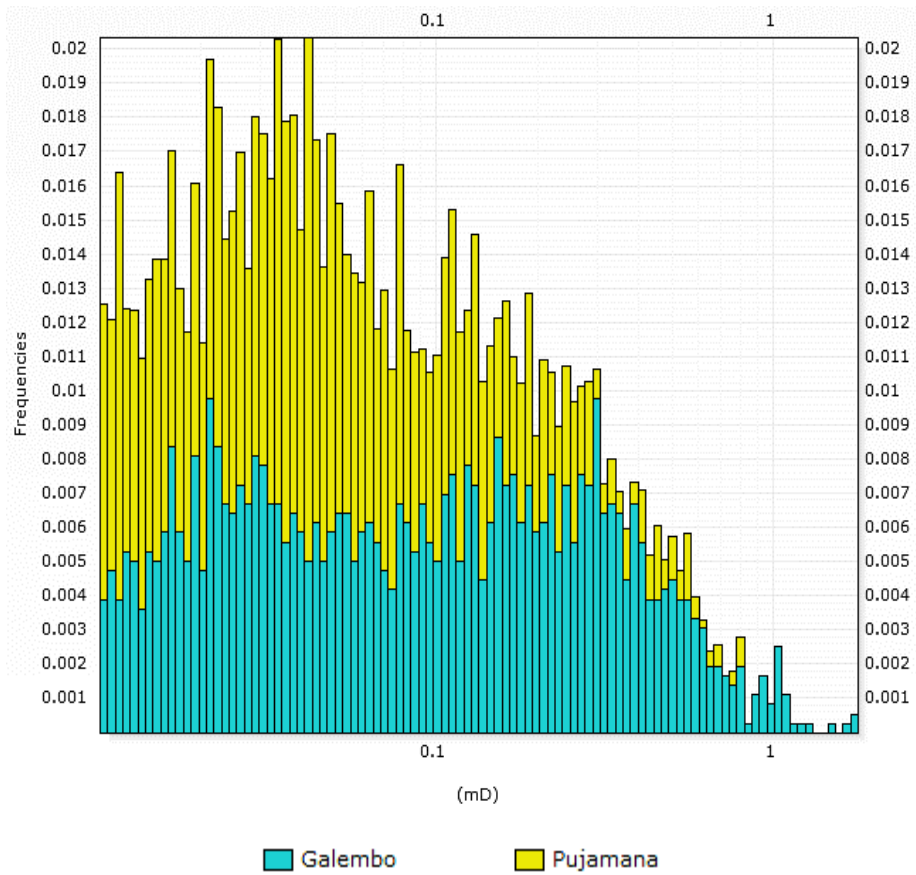
**Tabla 14. Porosidad total y porosidad efectiva de la Formación.**

Porosidad total de la Formación (%)							
Miembro	Max	Min	P10	P50	P90	Moda	Promedio
Miembro Galembo	17.90	0.00	2.65	7.24	12.23	6.90	7.37
Miembro Pujamana	16.23	0.44	5.58	8.50	11.53	8.66	8.54
Porosidad efectiva de la Formación (%)							
Miembro	Max	Min	P10	P50	P90	Moda	Promedio
Miembro Galembo	17.68	5.41	0.13	4.83	10.84	0.30	5.17
Miembro Pujamana	12.64	6.70	0.23	3.57	7.15	2.83	3.47

El MG presenta valores de porosidad total (PHIT) de 7.37% en promedio, menores que los del MP de 8,54%, inversamente en términos de porosidad efectiva (PHIE), el MG presenta 5.17% en promedio y el MP 3.47% (ver figura 32), esto puede ser explicado por la alta arcillosidad en el miembro inferior.

**10.1.9 Permeabilidad.** La permeabilidad se estimó a partir del método de Coates, el cual integra las curvas porosidad efectiva (PHIE), porosidad total (PHIT) y saturación de agua irreducible (SWE\_SIM\_UNCL) (ver figura 33 y tabla 15).

**Figura 33. Histograma Permeabilidad vs frecuencia.**



**Tabla 15. Permeabilidad de la Formación.**

Permeabilidad de la Formación (nD)							
Miembro	Max	Min	P10	P50	P90	Moda	Promedio
Miembro Galembó	1.78	0.00	0.00	0.03	0.33	0.02	0.11
Miembro Pujamana	0.80	0.00	0.00	0.02	0.14	0.04	0.05

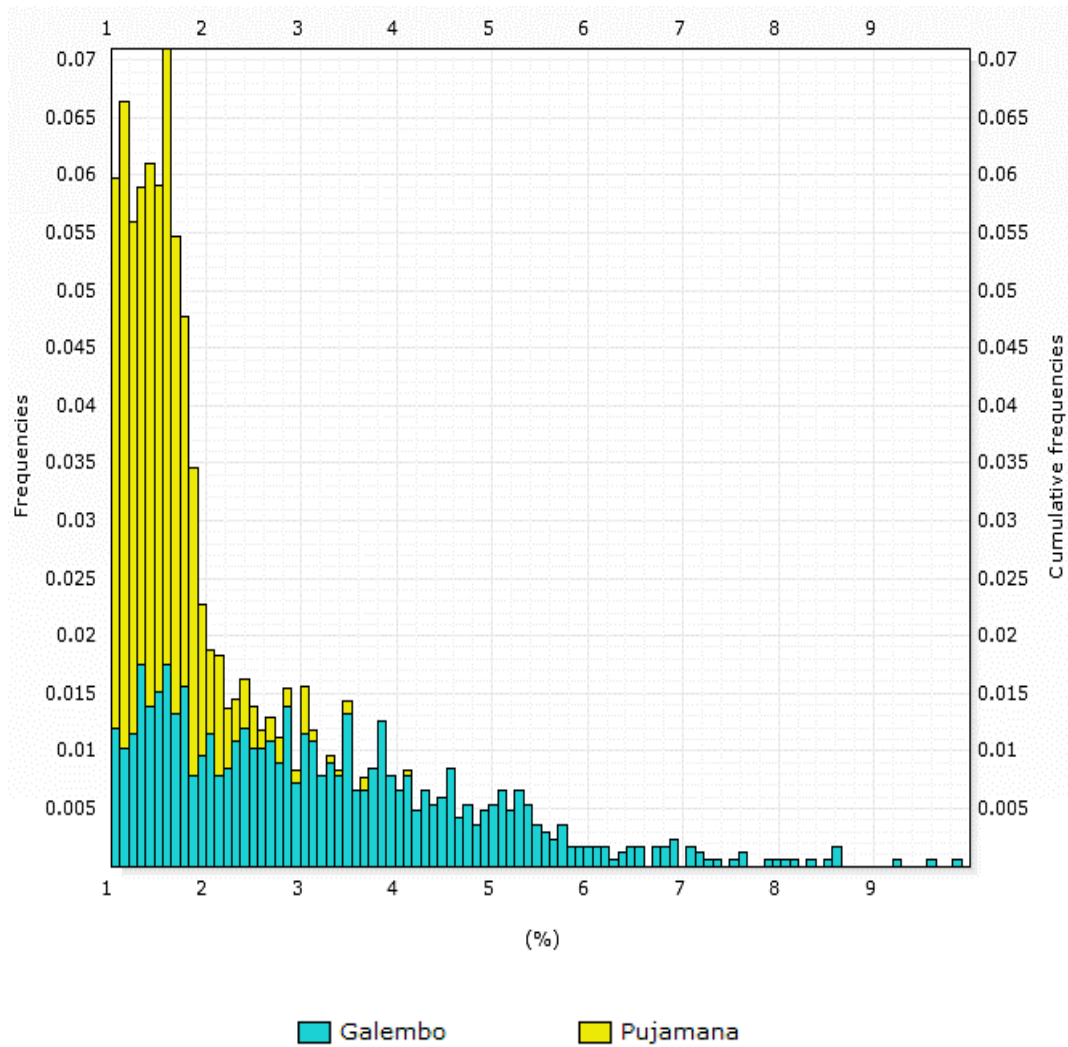
Los valores de permeabilidad son de mejor calidad en promedio para MG con 0.11 mD y para MP 0.05mD, aunque presentan un alto grado de incertidumbre, debido a que en el cálculo de la porosidad efectiva (PHIE) no se contó con datos de laboratorio.

**10.1.10 TOC estimado.** Para la estimación del TOC se utilizó el método de Passey (1990), se utilizó el registro sónico (DTCO) y el resistivo profundo (RLA4), datos de %Ro medido en varios puntos. Para tener mayor exactitud se dividió MG en tres secciones en las que se contaba con datos %Ro medido (ver figura 34 y tabla 16).

**Tabla 16. TOC Calculado por Passey y medido en la Formación.**

Contenido total de carbono orgánico de la Formación (%wt) PASSEY							
Miembro	Max	Min	P10	P50	P90	Moda	Promedio
Miembro Galembo	9.80	0.00	0.97	2.70	5.28	2.36	2.93
Miembro Pujamana	4.15	0.00	0.97	1.41	1.95	1.00	1.45
Contenido total de carbono orgánico de la Formación (%wt) LAB							
Miembro	Max	Min	P10	P50	P90	Moda	Promedio
Miembro Galembo	7.72	0.32	0.79	2.51	4.83	2.31	2.79
Miembro Pujamana	2.82	0.76	0.98	1.71	2.14	1.73	1.64

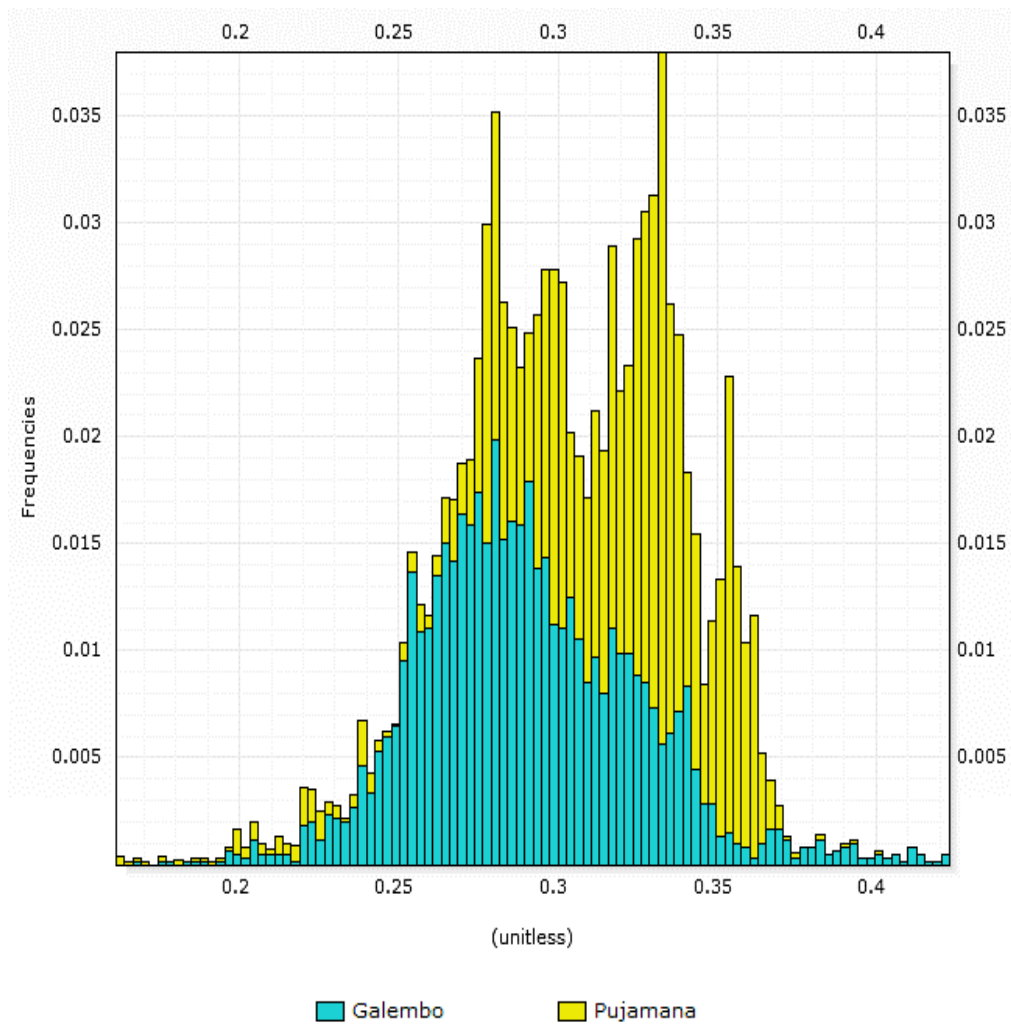
Figura 34. Histograma TOC vs frecuencia.



Los datos estimados presentaron una muy buena correlación con los datos medidos en laboratorio corroborando el alto contenido de materia orgánica en MG, más del 50% de los datos son mayores de 2%wt, en contraste, el MP, menos del 10% de los datos superan 2%wt. La correlación con los datos medidos en el laboratorio es excelente.

**10.1.11 Relación de Poisson.** Esta fue estimada por medio del cálculo de las propiedades elásticas de la formación utilizando en el registro sísmico dipolar, y de densidad como se describe en el marco metodológico, a continuación se puede apreciar los datos obtenidos de la estimación de esta propiedad.

**Figura 35. Histograma Relación de Poisson vs frecuencia.**



**Tabla 17. Relación de Poisson de la Formación.**

Relacion de Poisson							
Miembro	Max	Min	P10	P50	P90	Moda	Promedio
Miembro Galembo	0.42	0.17	0.25	0.29	0.34	-	0.29
Miembro Pujamana	0.40	0.16	0.28	0.32	0.35	0.33	0.32

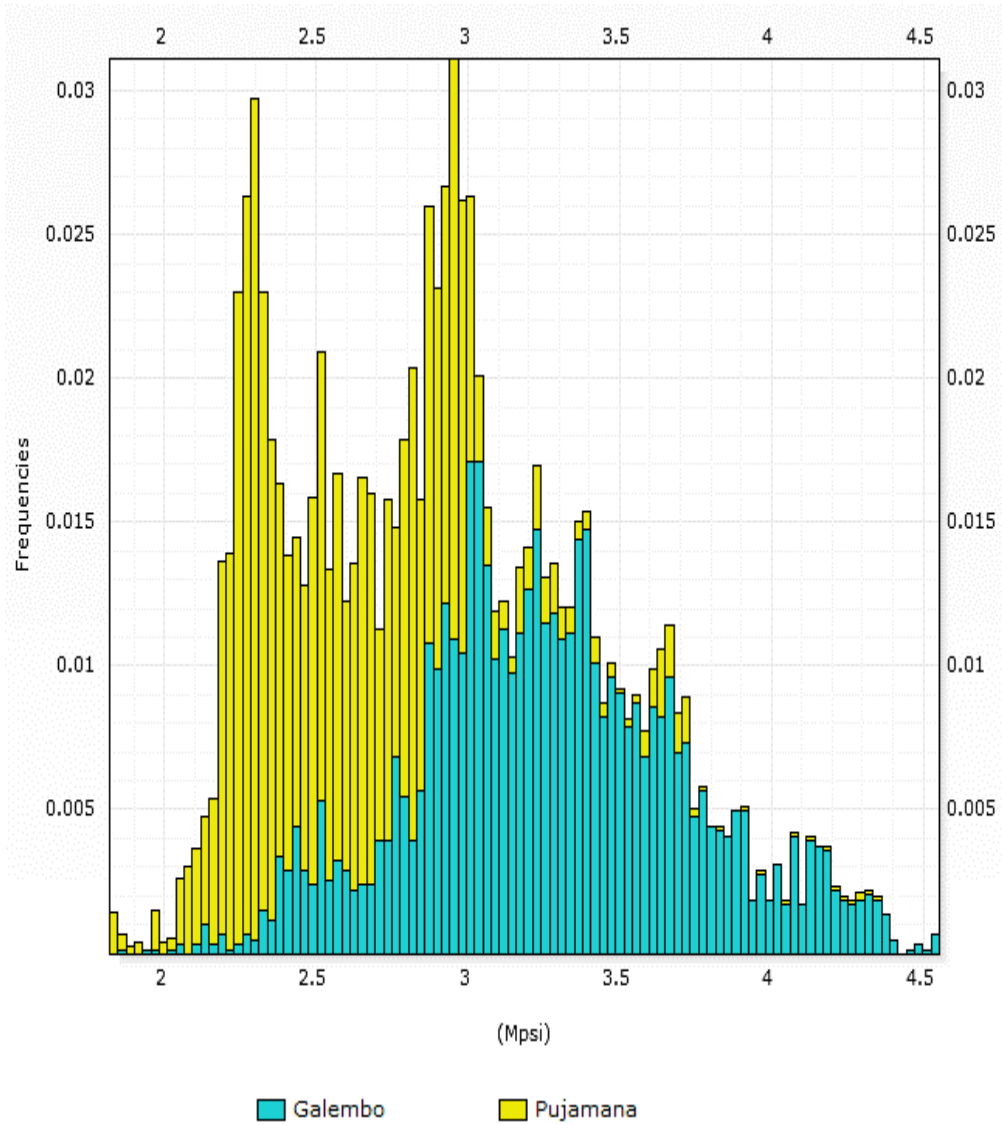
Se puede apreciar una pequeña diferencia entre los miembros, en su mayoría el MP presenta valores más altos que el MG, 0.32 y 0.29 en promedio respectivamente.

**10.1.12 Módulo de Young.** Se calculó a partir del módulo de Young dinámico, producto de las propiedades elásticas del pozo calculadas anteriormente y la porosidad total, con la correlación de Morales (1993), como se explica en el marco metodológico. A continuación se pueden apreciar los resultados en términos estadísticos.

**Tabla 18. Modulo de Young de la Formación.**

Modulo de Young (Mpsi)							
Miembro	Max	Min	P10	P50	P90	Moda	Promedio
Miembro Galembo	4.55	1.87	2.73	3.25	3.89	3.18	3.27
Miembro Pujamana	4.34	1.82	2.23	2.56	2.98	2.38	2.60

Figura 36. Histograma Modulo de Young vs frecuencia.



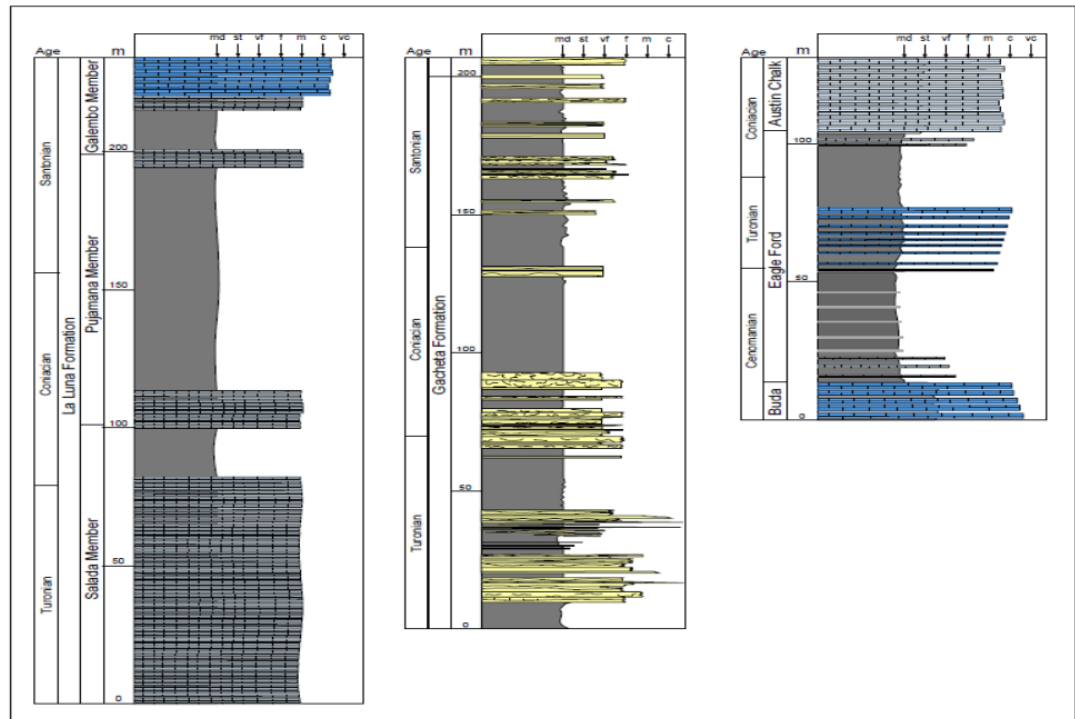
El MG presenta los valores más altos en promedio que el MP, 3.27 y 2.60 Mpsi respectivamente. Pero los valores del Módulo de Young en el MG en su mayoría son superiores a 2.7 Mpsi, en contraste con el MP más de la mitad de los valores se encuentran por debajo de 2.60, se evidencia un alto contraste en este parámetro entre los dos miembros.

## **11. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

### **11.1 ANÁLISIS COMPARATIVO**

La Formación Eagle Ford en el suroeste de Texas, EE.UU, se compone de 75 a 100 m de lodolitas fosilíferas ricas en materia orgánica, margas y biomicritas con presencia de foraminíferos, (Slatt y Rodríguez, 2012, según Cerón, 2013), incluye facies desarrolladas en ambientes marinos de baja energía. Según Cerón (2013), esta unidad se puede subdividir en los miembros inferiores, superiores y de transición que representan tres unidades estratigráficas con un área extensa, conformadas por rocas con propiedades únicas, las características de una roca fuente y el potencial de un reservorio. En la actualidad esta formación se encuentra en explotación. En un estudio realizado por la ANH e Ingrain Inc., se dio a conocer una comparación, de la Formación Eagle Ford, con la Formación La Luna, y La Formación Gacheta, (ver figura xx) como reservorios de Gas Shale, en algunos casos las lodolitas colombianas son de mejor calidad como reservorio, pudiendo ser catalogadas como Shale gas.

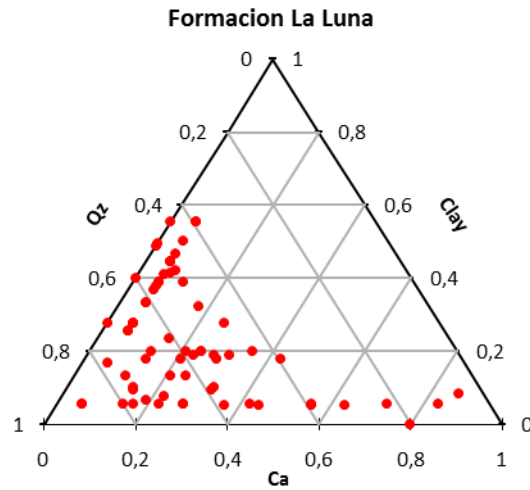
**Figura 37. Cuadro comparativo de La Formación La Luna, Formación Gacheta y Formación Eagle Ford.**



Fuente: Cerón, 2013.

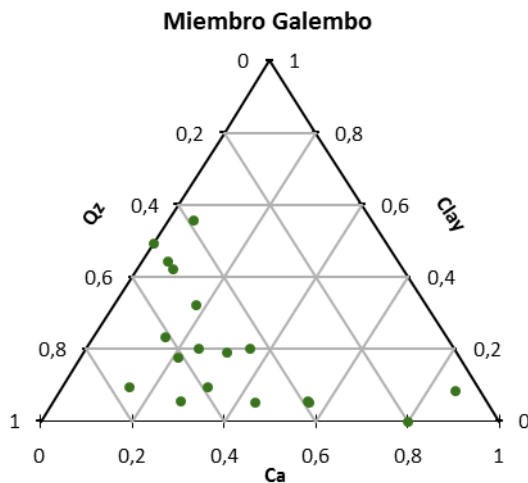
Según el grafico anterior La Formación la luna guarda gran similitud con la formación Eagle Ford, y un espesor mayor, siguiendo este análisis comparativo, se analizó la composición de la Formación La Luna, con datos de DRX, adquiridos de núcleos de perforación, como podemos ver a continuación.

**Figura 38. DRX Formación La Luna.**



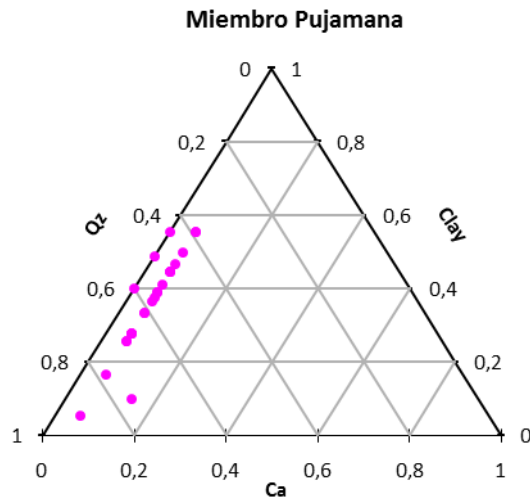
En el grafico anterior se muestra la distribución mineralógica en La Formación La Luna en el VMM, la mayoría de la formación presenta contenidos de minerales de arcilla menores al 40% siendo este un factor favorable para ser explotado como fuente de hidrocarburo no convencional.

**Figura 39 DRX Miembro Galembó.**



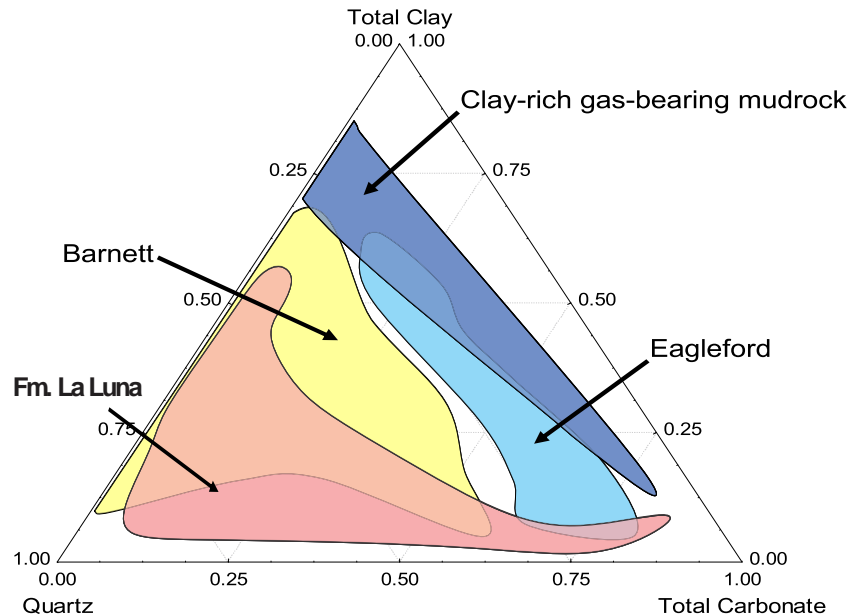
En el diagrama anterior se muestra la composición del miembro superior de la Formación La Luna, S puede apreciar que los contenidos de minerales arcillosos en el Miembro son bajos, y los contenidos de Carbonato y Sílice, altos en algunas zonas, siendo estos últimos un factor importante para el fracturamiento hidráulico.

**Figura 40. DRX Miembro Pujamana.**



Este intervalo presenta mayor distribución en el contenido de minerales arcillosos, aunque presenta altos contenidos de arcilla, el miembro puede tener intervalos de interés.

**Figura 41. Comparación mineralógica entre La Formación La Luna, Eagle Ford Shale, Barnett Shale, y lodolitas ricas en arcilla con gas.**



Modificado: Passey 2010.

Este diagrama muestra como las lodolitas colombianas en gran parte presentan mejor calidad que los yacimientos norteamericanos mostrados.

## 11.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Entre los miembros se distinguen diferencias faciales muy marcadas, esto se ve reflejado en el comportamiento de los registros adquiridos en el pozo, como se pudo apreciar en los resultados, el Miembro Galembó en su mayoría sus propiedades físicas son realmente óptimas para ser considerado un yacimiento no convencional de shale Oil/Gas. En contraste el Miembro Pujamana presenta propiedades de menor calidad en la mayoría de su registro estratigráfico. Esto se describe en detalle a continuación.

Para Considerar los Miembros como Shale Oil/Gas, se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros.

**Tabla 19. Parámetros Petrofísicos de un Shale Oil/Gas.**

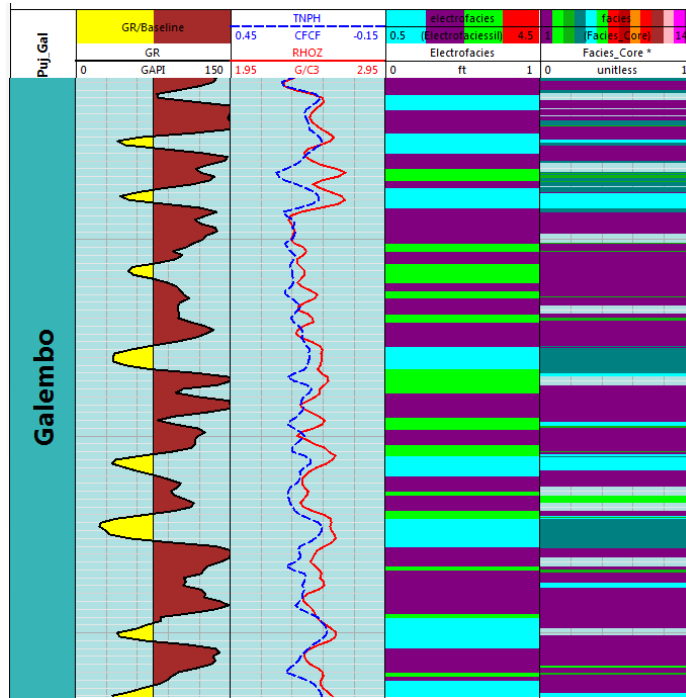
<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Saturación de agua</b>	< 45.00 %
<b>Volumen de arcilla</b>	< 40.00 %
<b>Porosidad efectiva</b>	> 4.00 %
<b>Permeabilidad</b>	> 100.00 nD
<b>Temperatura de formación</b>	>230 <sup>0</sup> F
<b>TOC</b>	> 2.00 %
<b>Relación de Poisson</b>	< 0.25
<b>Modulo de Young</b>	> 300 MMPSIA

Modificado de: Sondergeld, C., 2010, Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources.

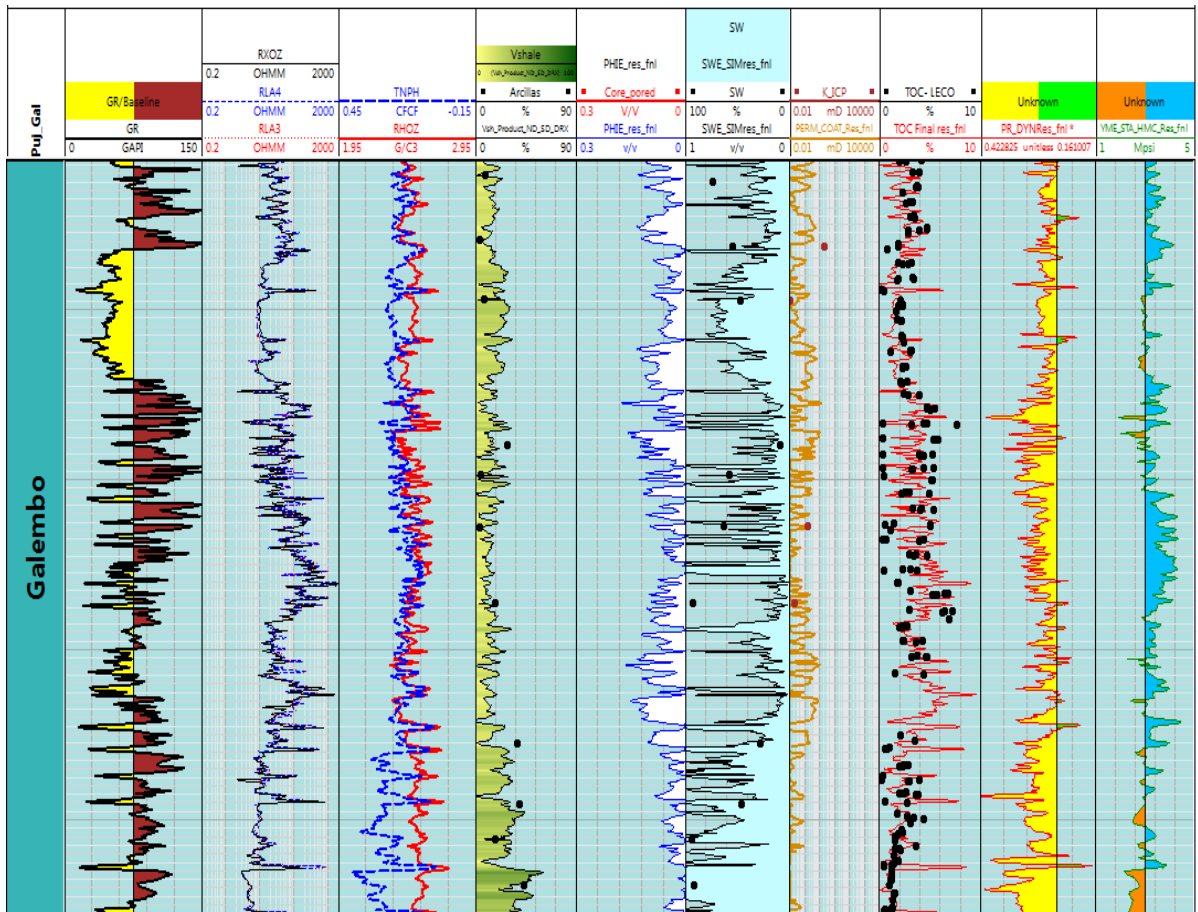
**11.2.1 Miembro Galembo.** Según los resultados obtenidos, en más del 90% del miembro los valores de volumen de arcilla no sobrepasan el 32%, este es un buen valor y adicionalmente el contenido de motmorillonita, que se encuentra en su mayoría hacia la base, no supera el 0.04%.

Esto hace atractivo el miembro para un posible fracturamiento hidráulico, adicionalmente el contenido de TOC promedio es bueno, y en algunos segmentos el TOC varia de bueno a muy bueno, el promedio de la porosidad efectiva es de 5.17% y la permeabilidad de 0.11 mD, la saturación de agua en promedio es de 48.34%, pero alrededor del 50% de los datos están por debajo del 40%, la relación de Poisson y el módulo de Young es en promedio 0.29 y 3.27 Mpsi respectivamente. El miembro tiene una gran oportunidad, en general sus propiedades fisicoquímicas son óptimas y en su mayoría puede ser catalogado con Shale Oil/Gas.

Figura 42. Electro facies y facies Miembro Galembó.



**Figura 43. Resultados Evaluación petrofísica Miembro Galembo**

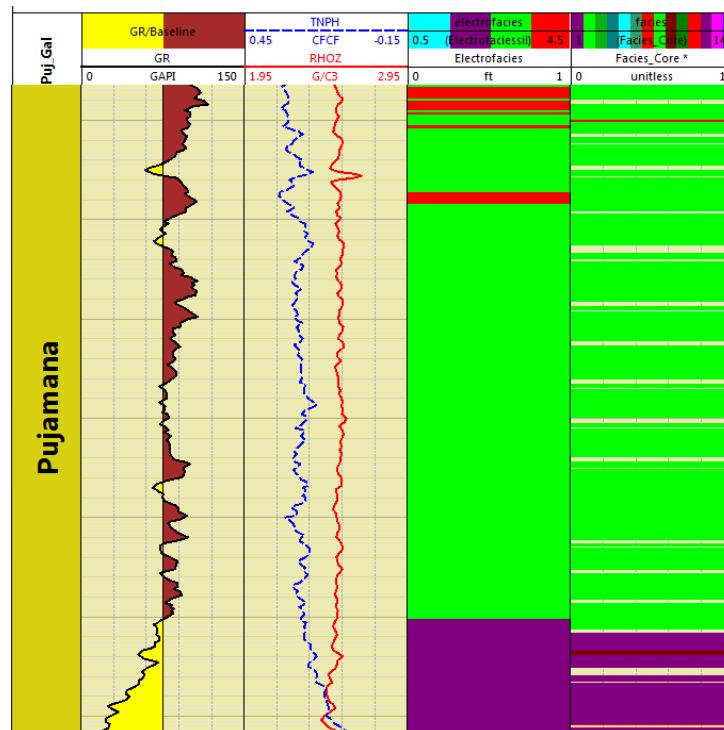


**11.2.2 Miembro Pujamana.** El miembro presenta un valor promedio de 43% de volumen de arcilla, en un principio esto lo descartaría para poder considerarlo un yacimiento de Shale Oil/Gas, pero cerca del 50% de los datos estimados están por debajo de 40%, por lo que posiblemente estas zonas pueden ser comercialmente explotadas.

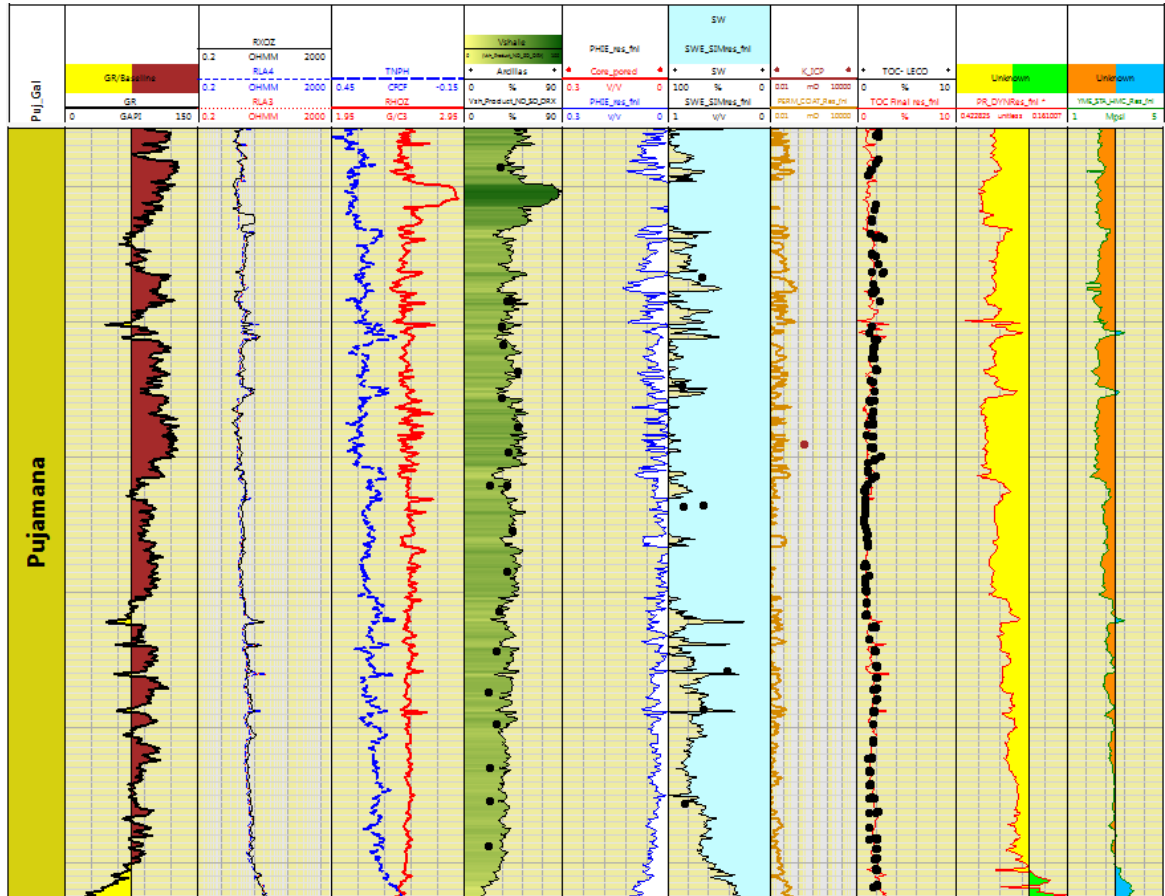
El contenido de motmorillonita no supera el 6%, valor que hace posible el fracturamiento de la Formación, El TOC en promedio es regular, pero alrededor de un 10% es bueno, la saturación de agua es alta en la mayoría del miembro y solo un 10% de los datos se encuentra por debajo de 60%, la porosidad efectiva es baja en promedio, alrededor de un 3.47% junto con la permeabilidad con valores

de 0.05 mD, la relación de Poisson y el módulo de Young son en promedio 0.32 y 2.6 Mpsi respectivamente. Haciendo un balance general las propiedades del miembro son bastante malas teniendo en cuenta los cut-offs utilizados en el presente trabajo, aunque existen zonas en el miembro de buena calidad, las cuales si pueden ser consideradas como Shale Gas/Oil.

**Figura 44. Facies y Electrofacies Miembro Pujamana.**



**Figura 45. Resultados evaluación petrofísica para el Miembro Pujamana.**



### 11.3 NET-PAY

En general, aunque las propiedades son óptimas en el Miembro Galembo, y deficientes en el Miembro Pujamana, solo en algunos segmentos todas las propiedades superan los estándares establecidos en el presente estudio como cut-offs, el espesor neto de estas zonas se conoce como net-pay. Para el Miembro Galembo estas zonas se encuentran distribuidas a lo largo el intervalo a excepción de la base, caso contrario del Miembro Pujamana donde el net-pay se encuentra hacia la base. Aunque los espesores de las zonas no son muy amplios, las rocas adyacentes presentan propiedades con valores cercanos a los parámetros definidos para ser considerados Shale Oil/Gas, lo que aumenta considerablemente

el espesor neto de estos intervalos de interés, haciéndolos rentables. (Ver figura 44 y 45).

**Figura 46. Net-pay Miembro Galembó.**

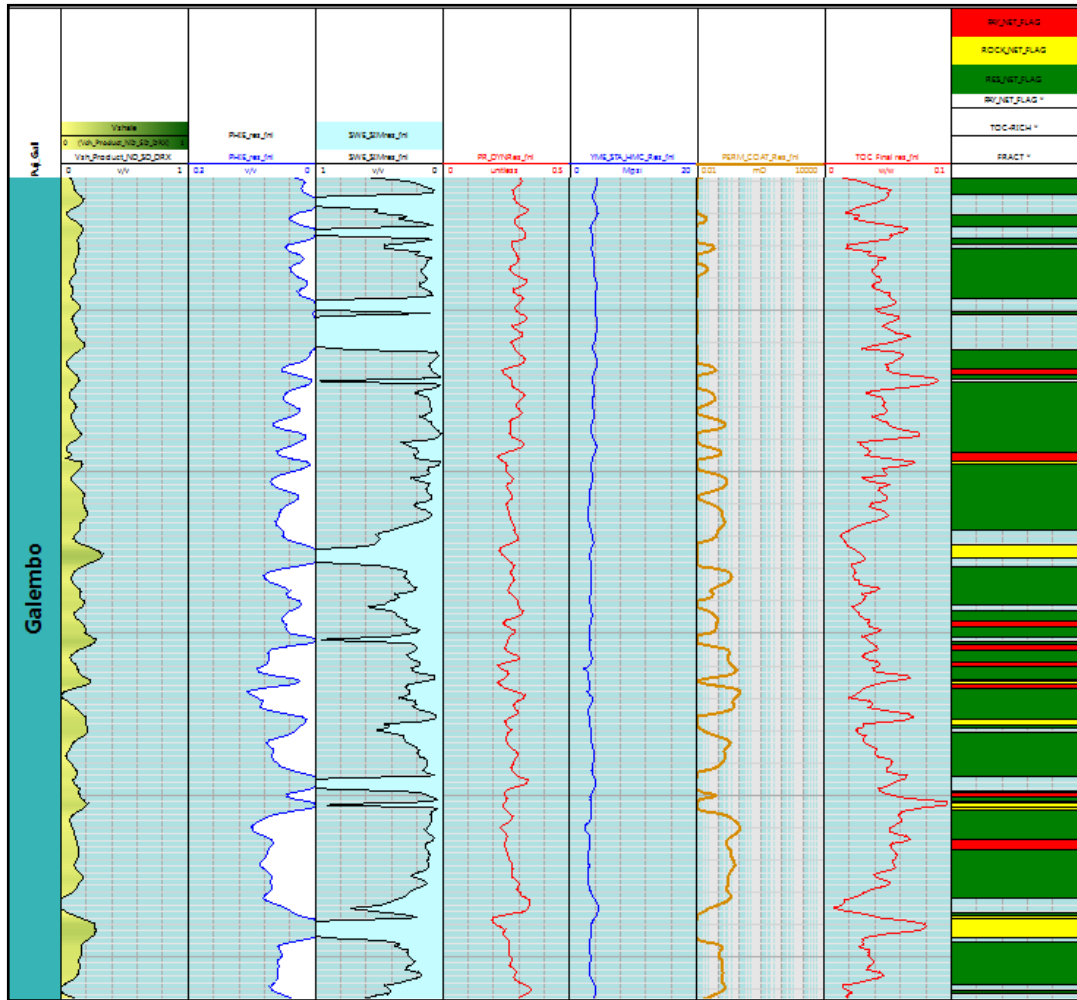
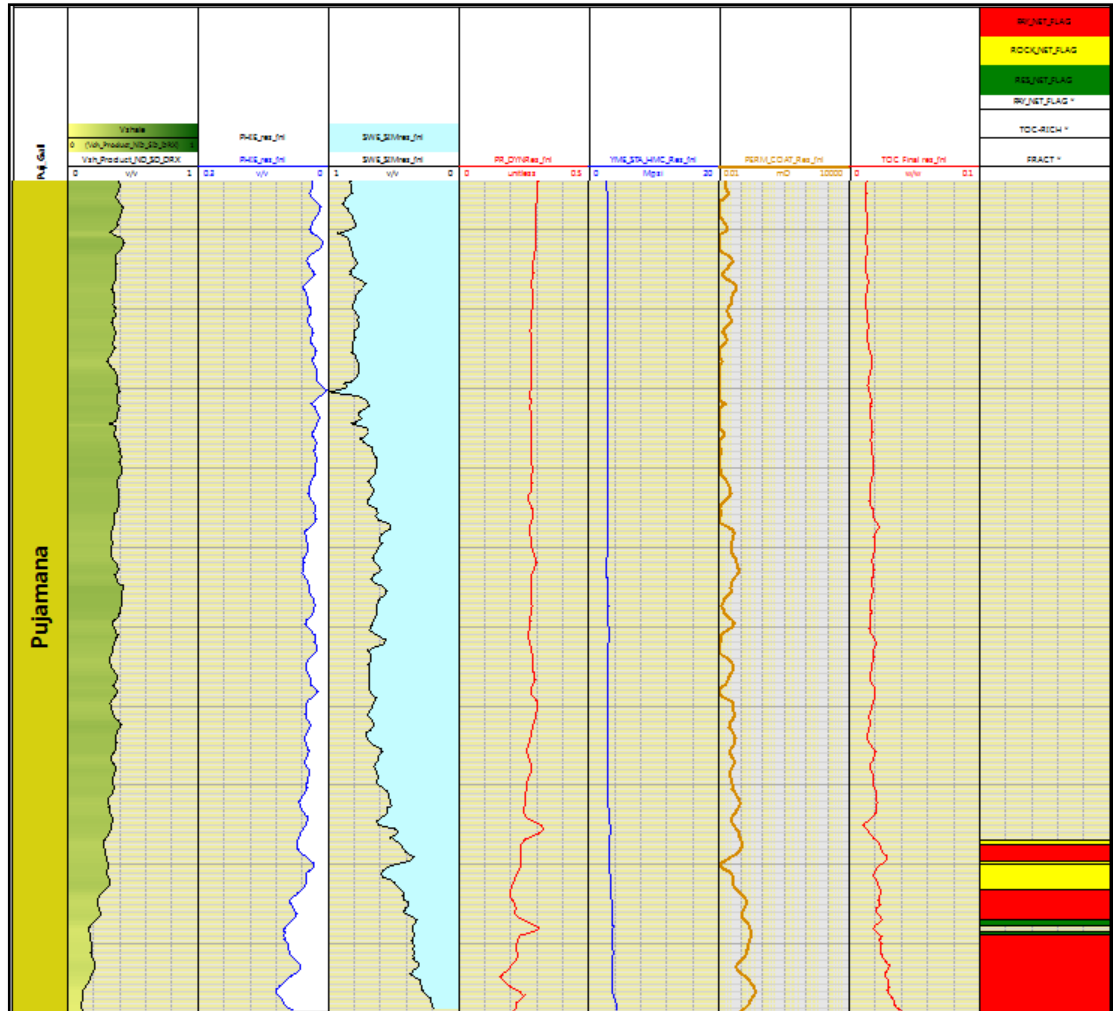


Figura 47. Net pay Miembro Pujamana.



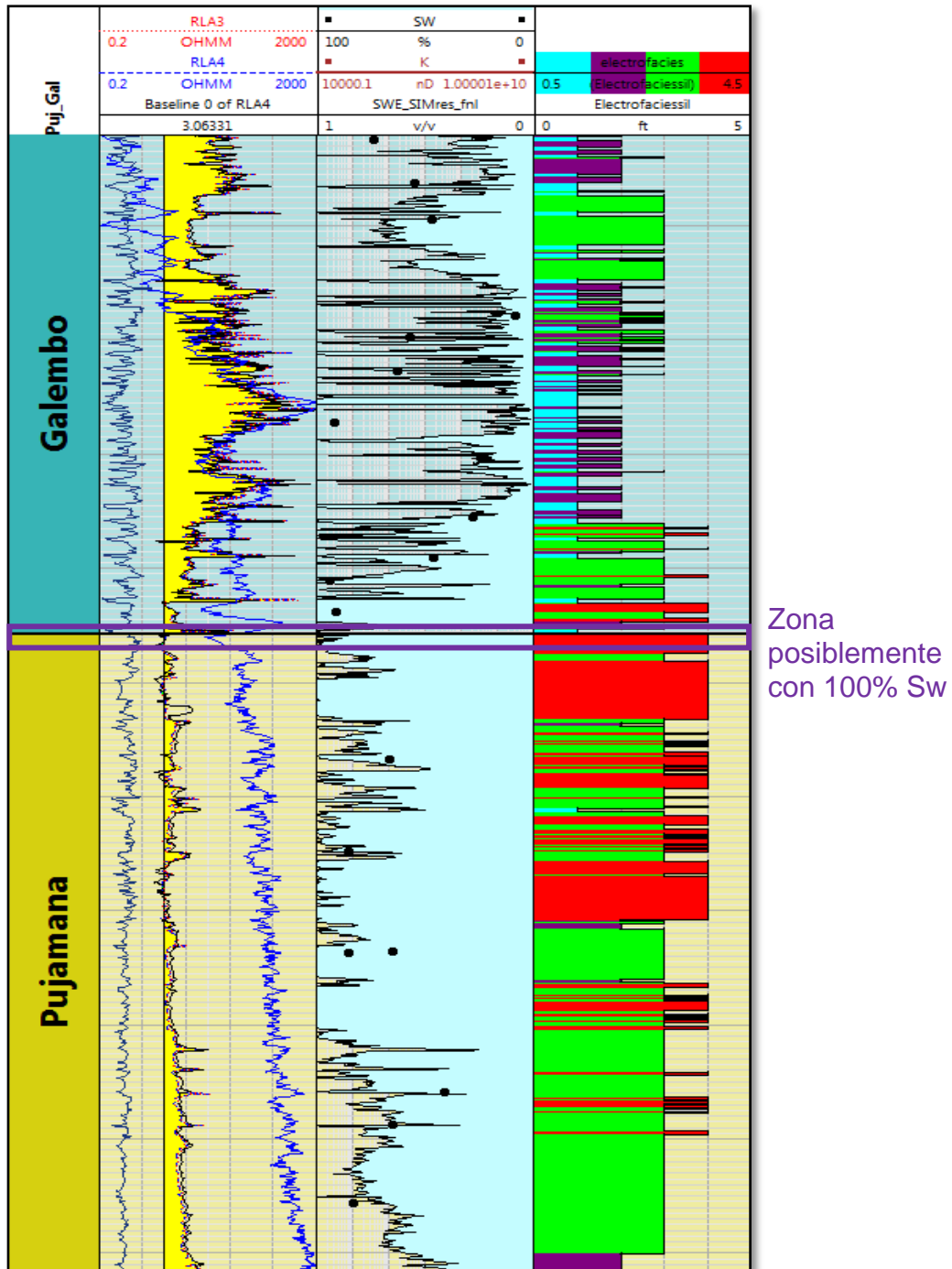
En la figuras 44 y 45 en el Track 8 se muestran las zonas de net-pay para cada miembro, en color verde las zonas posiblemente facturables, en color amarillo las zonas con buen TOC (>2% wt.) y Saturación de agua baja (<45%), y en rojo las zonas que cumplen todos los cut-offs de la tabla 17.

#### **11.4 DISCUSIÓN SATURACIÓN DE AGUA EN LA FORMACIÓN.**

Existen dos valores de núcleo en los que los datos de saturación de agua es cercana al 100%, y en uno de ellos se tiene el dato de salinidad de agua de formación (1100 ppm), con este dato y la curva de temperatura de formación (FTEM) se calculó la resistividad del agua de formación (0,231 Ohm-m). El dato de salinidad de agua de formación es anómalo debido a que la salinidad del agua para rocas cretácica es generalmente de alrededor de 30.000 ppm.

Si se asume 100% de saturación de agua en el punto de análisis de Core, y se observa la resistividad verdadera de la formación, se observan valores de alrededor de 3 ohm-m, teniendo en cuenta todas las condiciones ambientales (el hueco esta en perfecto estado), esa resistividad se puede asumir como la resistividad del agua (alrededor de 3 ohm-m), al realizar el proceso inverso y hallar la salinidad del agua de formación, se encontró un valor de 766 ppm, agua mucho más dulce, dato que concuerda aún menos con los datos de salinidad en rocas cretácicas, al utilizar el valor de 3 ohm-m como cut-off en el registro de resistividad profunda (RLA4) (ver figura 46, Track 1), indico que zonas en las que debería existir 100% de saturación de agua, solo existe saturación residual, y zonas con alta saturación de agua que no concuerda con el comportamiento del registro, se consideró que los dos puntos en los cuales se midió una saturación de agua cercana al 100% no son representativos. Entre los factores que pudieron haber alterado la medición de la saturación, esta que en la toma del núcleo existe perdida de fluido por la descompactación de la roca, y un posible intercambio de fluidos con el lodo de perforación, ya que este es bastante pesado (17 lb/gal) y el dato que se halla medido no sea el real. Posiblemente

Figura 48. Corroboración de la resistividad del agua de formación.



## 12. CONCLUSIONES

- El intervalo estudiado en el pozo presenta potencial para ser yacimientos no convencionales Shale Oil, los miembros evaluados tienen un %Ro equivalente a ventana de generación de aceite volátil.
- El Miembro Galembo representa la mayor oportunidad para ser catalogado como yacimiento no convencional de Shale Oil, su TOC en la mayoría del miembro es de bueno a muy bueno, y presenta intervalos facturables de gran tamaño.
- El Miembro Pujamana representa menor oportunidad de ser catalogado ya que en su mayoría los valores de TOC son regulares a pobre, solo hacia la base se encuentra un intervalo con valores de TOC buenos, y facturable.
- La saturación de agua no concuerda con los datos de laboratorio, como se explica en el capítulo de análisis de resultados esto pudo deberse a factores que alteran las mediciones en el laboratorio.
- Los tipos de minerales de arcilla estimados para el Miembro Galembo concuerdan con los de la fracción de arcilla del DRX, demostrando la utilidad de los registros espectrales para poder predecir la composición mineralógica en pozos no corazonados.
- El método de Passey (1990) funciona en la predicción del contenido de materia orgánica en los miembros evaluados. Puede ser de gran ayuda en zonas donde se tengan datos de registros de pozo (sónico, densidad neutrón, y porosidad neutrón) y ausencia de datos de TOC medidos en laboratorio.

- La correlación de litotipos con la descripción sedimentológica no es muy precisa, esto pudo ser causado por la dificultad de diferenciar los minerales constituyentes de las rocas en litologías finas, a diferencia de los registros, con los cuales si se pueden establecer sus componentes principales dependiendo de su comportamiento a lo largo del intervalo.
- Los parámetros petrofísicos estimados para el miembro Pujamana en su mayoría concordaron con los resultados de laboratorio, esto se debe a la monotonía litológica y bajo contenido de materia orgánica comparado con el Miembro Galembo.

### **13. RECOMENDACIONES**

- Integrar los resultados de la evaluación petrofísica con datos de otros pozos, sísmica y datos de geología de superficie, para tener una mejor perspectiva de la extensión a real del reservorio, ya que una amplia extensión areal, puede suplir la falta de espesores considerables.
- Implementación de mejores métodos de conservación a los núcleos de perforación, esto con el fin de que los datos adquiridos tengan mayor confiabilidad.
- Implementar los métodos de predicción de la madurez termal expuestos en el capítulo de petrofísica, para pozos con datos requeridos (Registro Resistivo profundo, Sónico, Densidad, y/o Neutrón, además datos de TOC medido).
- Fomentar la continuación de estudios sobre el tema de no convencionales, con el fin de estar a la vanguardia en estos tipos de reservorios.

## BIBLIOGRAFÍA

AGUILERA, R., (2009). Play Calcáreo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ¿Un Gigante Dormido?, ACGGP.

APLIN, A., y MACQUAKER, J., (2011). Mudstone diversity: Origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems. AAPG Bulletin, v. 95, no. 12, pp. 2031–2059.

BALLESTEROS, C., PARRA, J., (2012). Estudio estratigráfico secuencial para La Formación La Luna en el costado oriental de la cuenca del valle medio del Magdalena: una visión exploratoria de hidrocarburos no convencionales. Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander.

BARRERIRO, E., y MASARIK, G., (2011). Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”, Petrotecnia, pp. 10-18.

BARRERO, D. PARDO, A. VARGAS, C. y MARTÍNEZ, J., (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Bogotá, Colombia.

BERNAL, L., (2009). Caracterización Estratigráfica y Petrográfica de la Formación La Luna en el Sector de El Tablazo, Valle Medio del Magdalena. Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá.

BOWMAN, T., (2010), Direct Method for Determining Organic Shale Potential from Porosity and Resistivity Logs to Identify Possible Resource Plays, Search and Discovery Article #110128, Mantle Oil & Gas, LLC.

CASADIEGO, E., STASHENKO, E., y RÍOS, C., (2013). Caracterización petrográfica y geoquímica del Miembro Pujamana de la formación la luna. implicaciones paleo ambientales. Memorias XIV Congreso Colombiano de Geología, pp. 33-34.

CERÓN, M., WALLS, J y DÍAZ, E., (2013). Comparison of Reservoir Quality from La Luna, Gacheta and Eagle Ford Shale Formations Using Digital Rock Physics. Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, Bogotá, Colombia. Ingrain Inc. Houston, TX, USA. Paper ICE AAPG 2013 Cartagena, Colombia.

CHAIR, C. SONDERGELD, C. y SIGAL, R., (2019). Petrophysical characterization of Barnett Shale play, Tesis para optar por el título de Master of Science, university of Oklahona, Norman, Oklahoma, USA.

CHAIR, C. SONDERGELD, C. y YUCEL, I., (2011). Petrophysical characterization of Eagle Ford Shale, Tesis para optar por el título de Master of Science, university of Oklahona, Norman, Oklahoma, USA.

CHOPRA, S, SHARMA, R, y MARFUT, K., (2013). Shale Gas Reservoir Characterization Workflows, Arcis Seismic Solutions, TGS, Calgary, Canada, University of Oklahoma, Norman, OK.

DE PORTA, J., CÁCERES, C., ETAYO, F., HOFFSTETTER, R., JULIVERT, M., y NAVAS, J., (1974). Léxico estratigráfico de Amérique latine, volumen v fascículo 4b Colombia.

DICKEY, P., (1991). Development of the la Cira-Infantas field, Colombia. Owasso, Oklahoma.

GALVIS, H. HIGUERA, I. CÉSPEDES, S. BALLESTEROS, C. FORERO, S. MARFISI, N. CANTISANO, M. PINEDAS, E. PACHON, Z. SLATT, R. RAMÍREZ. GUZMAN, G. y TORREA, (2014). Regional Sequence Stratigraphy of the Upper Cretaceous La Luna Formation in the Magdalena Valley Basin, Colombia, Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA.

GARCÍA, M y CARVAJAL, H., (2010). La supresión de la reflectancia de vitrinita en las Formaciones la Luna y Hondita y sus implicaciones en la exploración de hidrocarburos en las cuencas del VSM Y VMM, Universidad Industrial de Santander, Colombia.

GLORIOSO, J., y RATTIA, A., (2012). Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas, SPE 153004.

GONZALES, J. LEWIS, R. HEMINGWAY, J. GRAU, J. RYLANDER, E. y PIRIE, I., (2013). Determination of Organic Carbon Content Using a New Neutron/ Induced Gamma Ray, Spectroscopy Service that Directly Measures Carbon. Schlumberger, Denver, Colorado, USA.

JACOBI, D, GLADKIKH, LECOMPETE, B, HURSAN, G, MENDEZ, F. LONGO, J. ONG, S. BRAVOVICH, M. y PATTON, G., (2008). Integrated Petrophysical Evaluation of Shale Gas Reservoirs, Baker Hughes, y P. Shoemaker, Shoemaker Exploration Company, Alberta, Canada.

JULIAO, T., MÁRQUEZ, R., ZAMORA, W., y PÉREZ, E., (2013). Caracterización Geoquímica del Intervalo Cretácico en pozos de la Cuenca VMM con fines de exploración de yacimientos No Convencionales Shale Gas/Shale Oíl. Memorias XIV Congreso Colombiano de Geología, pp. 156.

JULIVERT, M., BARRERO, D., BOTERO, G., DUQUE, H., HOFFSTETTER, R., NAVAS, J., DE PORTA, J., ROBBINS, R., TABORDA, B., TÉLLEZ, N., & ZAMARREÑO DE JULIVERT, I., (1968). Léxico estratigráfico de América latina, volumen v fascículo 4a Colombia.

LECOMPTE, B. y HURSAN, G., (2010). Quantifying Source Rock Maturity From Logs: How To Get More Than TOC From Delta Log R, SPE, Baker Hughes, Florence, Italia.

MARTÍNEZ, A., (2012). Los hidrocarburos no convencionales ACP hidrocarburos una publicación de la asociación colombiana del petróleo edición. Vol., 02. pp. 4.

MARTÍNEZ, D y MENDOZA C, (2012). Definición de facies generadoras para la Formación la Luna en la parte noreste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander.

MOJICA, J y FRANCO, R, (1990). Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia, Geología Colombiana No 17.

MORA, M., (2012). Caracterización Petrofísica No-Convencional en Yacimientos de Lutitas Gasíferas, Halliburton.

MORALES, L., (1958). General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. Pp. 641-695.

MORALES, R. y MARCINEW, R., (1993). "Fracturing of High-Permeability Formations: Mechanical Properties Correlations", SPE.

PASSEY Q, CREANEY S., KULLA J.B., MORETTI F.J., STROUD J.D., (1990). A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs, AAPG Bulletin, V64, No12, PP 1777-1794

PASSEY, Q, BOHACS, ESCH, W, KLIMENTIDIS, R, y Sinha, s., (2012) My Source Rock is Now My Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of Shale-Gas Reservoirs, Search and Discovery Article #80231, ExxonMobil Upstream Research Co., Houston, Texas

PINEDA, E, y ESPARZA, E., (1999). Calidad de roca fuente de petróleo y facies orgánicas del Cretáceo superior: Formación la Luna (Cuenca del Valle Medio del Magdalena), Formación Conejo y Grupo Guadalupe (Cordillera Oriental). Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander.

SCHLUMBERGER. (2009). Log interpretation Charts, Texas, USA.

SEEWALD, J., (2003). Organic–inorganic interactions in petroleum-producing sedimentary basins, Department of Marine Chemistry and Geochemistry, Woods Hole Oceanographic Institution, Woods Hole, Massachusetts, USA

SLATT, R., PHILP, R y MARFUT, K., (2008). Workflow for stratigraphic characterization of unconventional Gas Shales. SPE 119891.

SONDERGELD, C; NEWSHAM, K. COMISKY, J, RICE, M. y RAI, S., (2010). Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources, University of Oklahoma, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.

SUÁREZ, A., y MINGO, M., (2010.). la expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). una revolución silenciosa, Comisión Nacional de Energía, Cuadernos de Energía No. 28.

SUN, S, SUN, Y, SUN, C, LIU, Z, Y DONG, N., (2014). Methods of Calculating Total Organic Carbon from Well Logs and its Application on Rock's Properties Analysis, Search and Discovery Article #41372, University of Petroleum, Beijing, 2Dongshenboda Technologies Inc, Petroleum Exploration and Development Institute SINOPEC, Beijing, China.

TOVAR, E., (2012). Fuentes no convencionales de energía fósiles en Colombia: oportunidades y perspectivas. Gerente Programa de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales.

U.S. Department of Energy., (2013). technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States, Independent Statistics & Analysis.

YPF., (2012). Plan Exploratorio para Activos de Hidrocarburos No Convencionales Cuenca Neuquina. Argentina.