

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE OIL/GAS *SHALE*, DE LAS FORMACIONES  
DEL CRETÁCEO BASAL ENTRE LOS MUNICIPIOS DE VÉLEZ Y BOLÍVAR,  
SANTANDER, COLOMBIA

GERMAN DARIO GALVIS CONTRERAS



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA

2013

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE OIL/GAS *SHALE*, DE LAS FORMACIONES  
DEL CRETÁCEO BASAL ENTRE LOS MUNICIPIOS DE VÉLEZ Y BOLÍVAR,  
SANTANDER, COLOMBIA

GERMAN DARIO GALVIS CONTRERAS

TRABAJO DE GRADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
GEÓLOGO

DIRECTOR

Geólogo. RICARDO MIER UMAÑA



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA

2013

## DEDICATORIA

Al Dios todo poderoso, que me ha regalado el don de la vida,  
Toda la Gloria y Honra sea para Él.

A mis Padres, Familiares y Amigos, que con su apoyo, comprensión y  
cariño,  
Me han dado fuerzas y aliento para seguir adelante.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por ser Bueno y Misericordioso con migo.

Al Profesor Ricardo Mier por brindarme su confianza y apoyo en haber emprendido este proyecto y por su constante ayuda y consejos que me han servido en mi desarrollo personal y profesional.

A La Universidad Industrial de Santander, por todas las ayudas que brindan al estudiantado.

A mi familia (Padres, Hermanos, Abuela, Tíos, Tías, Primos) por su amor y apoyo incondicional; por sus consejos que le han dado dirección a mi vida.

Al Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones, por su apoyo en el laboratorio de Geoquímica.

## CONTENIDO

INTRODUCCION .....	17
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
2. JUSTIFICACIÓN.....	19
3. OBJETIVOS.....	20
3.1 OBJETIVO GENERAL .....	20
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
4. METODOLOGIA .....	21
4.1 TRABAJO DE CAMPO .....	21
4.1.1 Levantamiento de Columnas Estratigráficas.....	22
4.1.2 Recolección de Muestras.....	22
4.2 PREPARACIÓN MUESTRAS PARA PIROLISIS ROCK EVAL VI, SEM Y DIFRACCIÓN RAYOS X.....	23
5. ESTADO DEL ARTE.....	26
5.1 GENERACIÓN Y ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS EN SHALES Y CALIZAS.....	26
5.1.1 Cinética de la Generación del petróleo .....	28
5.1.2 Modelos Cinéticos de generación de petróleo, .....	28
5.1.3 Kerogeno .....	31
5.1.3.1 Comportamiento cinético del kerogeno clásico y la variabilidad de las rocas generadoras.....	32
5.2 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES “GAS SHALE Y OIL SHALE” EN EL MUNDO. ....	36
5.2.1 Gas Shale .....	36
5.2.2 Oil Shale .....	46
6. MARCO TEÓRICO .....	49
6.1 GEOQUÍMICA.....	49
6.2 HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES .....	51

6.3 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE HIDROCARBUROS.....	54
6.3.1 Caracterización Idónea de yacimientos.....	62
7. TÉCNICAS DE LABORATORIO EMPLEADAS.....	64
7.1 PIROLISIS ROCK EVAL.....	64
7.1.1 Cruce de Datos, limitaciones Pirolisis Rock Eval VI.....	65
7.2 MICROSCOPIO ELECTRÓNICO DE BARRIDO SEM.....	67
7.3 DIFRACCIÓN DE RAYOS X DRX.....	68
8. MARCO GEOLOGICO DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	70
8.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA DE LA ZONA DE ESTUDIO. .....	70
8.2 MARCO ESTRATIGRÁFICO REGIONAL.....	73
8.3 COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS.....	78
8.3.1 Formación Rosablanca.....	79
8.3.2 Formación Paja.....	81
8.3.3 Formación Tablazo.....	84
8.4 FACIES SEDIMENTARIAS RECONOCIDAS EN LAS COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS LEVANTADAS.....	86
8.4.1 Formación Rosablanca.....	86
8.4.1 Formación Paja.....	88
8.4.2 Formación Tablazo.....	92
8.5 MARCO ESTRUCTURAL REGIONAL.....	93
9. DATOS DE LABORATORIO.....	96
9.1 DATOS DE PIROLISIS ROCK EVAL VI.....	96
9.1.1 Datos Formación Rosablanca.....	96
9.1.2 Datos Formación Paja.....	97
9.1.3 Datos Formación Tablazo.....	97
9.2 DATOS MICROSCOPIA ELECTRONICA DE BARRIDO.....	98
9.2.1 Microscopia Formación Paja.....	98
9.2.2 Microscopia Formación Tablazo.....	102

<i>9.3 DATOS DIFRACCIÓN RAYOS X .....</i>	<i>105</i>
<i>10. ANALISIS DE DATOS Y DISCUSIÓN .....</i>	<i>106</i>
<i>10.1 COMPARACIÓN CON OTROS PLAYS ESTUDIADOS MUNDIALMENTE .....</i>	<i>111</i>
<i>CONCLUSIONES .....</i>	<i>113</i>
<i>RECOMENDACIONES.....</i>	<i>115</i>
<i>BIBLIOGRAFÍA.....</i>	<i>117</i>
<i>ANEXOS.....</i>	<i>120</i>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Proporciones relativas de gases formados de acuerdo al tipo de kerogeno.....	31
Figura 2 Evolución de la tasa de transformación de los kerogenos clásicos (tipo I, II y III) bajo una misma historia de evolución térmica, con una tasa de calentamiento de 1,25°C/Ma.....	33
Figura 3 Hidrocarburos generados a partir del kerogeno conforme aumenta la profundidad y temperatura.....	35
Figura 4 Recursos globales de gas de lutita, Según EIA de EUA,.....	37
Figura 5 Cuencas productivas y con potencial de gas de lutita, Norte América y México. ....	39
Figura 6 Cuencas productivas para gas de lutita del sur de América del sur. ....	40
Figura 7 Mapa de cuencas prospectivas de gas de lutita en Europa.....	41
Figura 8 Mapa de cuencas prospectivas de gas de lutita en África. ....	43
Figura 9 Cuencas prospectivas gas de lutita en China, .....	44
Figura 10 Mapa de cuencas prospectivas gas de lutita en India y Pakistán .....	45
Figura 11 Mapa de cuencas prospectivas de gas de lutita Australia, .....	46
Figura 12 Mapa de recursos potenciales de lutitas petrolíferas a 2010.....	47
Figura 13 Diagrama de Van Krevelen el cual muestra los cambios producidos en el kerogeno por el incremento de calor asociado en el proceso de sepultamiento...57	57
Figura 14 Isotermas de Langmuir, se derivan de rocas trituradas y cuantifican la capacidad de almacenamiento absorbido de dicha roca, .....	60
Figura 15 Flujo de trabajo idóneo para una completa caracterización de yacimientos no convencionales tipo Shale Gas.....	63
Figura 16 Maquina Pirolisis Rock Eval VI, .....	64
Figura 17 Resultados del proceso pirolisis Rock Eval VI.....	67
Figura 18 Imagen Microscopio Electrónico de Barrido ESEM FEI – Quanta 200FEG .....	68

Figura 19 Localización Geográfica del área de estudio .....	71
Figura 20 Localización Geológica de la zona de Estudio, Tomado ANH Petroleum Geology of Colombia, Earsten Cordillera Basin, Vol 7, Ingeominas Plancha 170, Ulloa 1984.....	72
Figura 21 Diagrama Estratigráfico Wheeler Regional de las cuencas (Magdalena Medio, Cordillera Oriental, y Llanos). Modified after Etayo (1985a, 1994), Geotec (1992, 2000), Cooper et al. (1995), Gomez (2001), Sarmiento-Rojas (2001) and Mora et al. (2010).....	75
Figura 22 Mapa Localización columnas estratigráficas parciales, Formación Rosablanca, Paja y Tablazo .....	79
Figura 23 Columna Estratigráfica parcial con datos geoquímicos Formación Rosablanca,.....	80
Figura 24 Columna Estratigráfica parcial con datos geoquímicos Formación Paja, .....	82
Figura 25 Columna Estratigráfica parcial con datos geoquímicos Formación Tablazo .....	85
Figura 26 Estratificación lenticular de mudstone masivo, formación Rosablanca. .	87
Figura 27 Laminación Ondulada cruzada, Caliza mudstone Formación Rosablanca .....	88
Figura 28 Shale carbonatado, con alto contenido de fósiles, FACIE LMF. ....	89
Figura 29 lutitas masivas, formación Paja .....	90
Figura 30 Lutitas con nódulos o concreciones, altamente fracturables, Formación Paja.....	91
Figura 31 Lutitas con laminación plano paralela, Formación Paja.....	92
Figura 32 Afloramiento Formación Tablazo, Mudstone intercalados con lutitas laminadas. ....	93
Figura 33 Mapa Geológico, Tomado Ingeominas 1984, Plancha 170. Modificado	94
Figura 34 Corte Tomado Ingeominas Plancha 170, 1984.....	95
Figura 35 Imagen SEM muestra EPGOS114 .....	99
Figura 36 Análisis Elemental nanofosil hospedado en la muestra EPGOS114 ...	100

Figura 37 Imagen SEM muestra EPGOS118 .....	101
Figura 38 Imagen SEM muestra EPGOS074 .....	102
Figura 39 Análisis Elemental nanofosil hospedado en la muestra EPGOS074 ...	103
Figura 40 Imagen SEM muestra EPGOS074, evidencia microfracturamiento .....	104
Figura 41 Recomendación Pozo Estratigrafico, Tomado Ingeominas Plancha 170, 1984, Modificado por Autor 2012.....	115

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Guía para la interpretación de los análisis de pirolisis Rock-Eval. Guide for the interpretation of Rock –Eval pyrolysis data. (Blandon 2007)	66
Tabla 2 Datos Geoquímicos Pirolisis Rock Eval , Formación Rosablanca. Autor 2012.	96
Tabla 3 Datos Geoquímicos Pirolisis Rock Eval , Formación Paja. Autor 2012.	97
Tabla 4 Datos Geoquímicos Pirolisis Rock Eval, Formación Tablazo. Autor 2012.	98
Tabla 5 Identificación fases cristalinas, análisis cualitativo DRX	105
Tabla 6 Parámetros caracterización del yacimiento. Autor 2012.	106
Tabla 7 Datos Representativos para tendencias, Formación Rosablanca. Autor 2012.	107
Tabla 9 Indicadores de Caracterización Yacimiento Formación Rosablanca, Autor 2012.	107
Tabla 10 Datos Representativos para tendencias, Formación Paja. Autor 2012.	108
Tabla 12 Indicadores de Caracterización Yacimiento Formación Paja, Autor 2012.	108
Tabla 13 Datos Representativos para tendencias, Formación Tablazo. Autor 2012.	110
Tabla 15 Indicadores de Caracterización Yacimiento Formación Tablazo, Autor 2012.	110
Tabla 13 Comparación Plays Formación Paja y Tablazo, con los plays de USA más representativos. Autor 2012.	112

## LISTA DE ANEXOS

<b>ANEXO A.</b> <i>Columna Estratigráfica con datos geoquímicos Formación Rosablanca.</i> .....	120
<b>ANEXO B.</b> <i>Columna Estratigráfica con datos geoquímicos Formación Paja.....</i>	121
<b>ANEXO C.</b> <i>Columna Estratigráfica con datos geoquímicos Formación Tablazo.</i>	122
<b>ANEXO D.</b> <i>Análisis Cualitativo DRX Muestra EPGOS118 .....</i>	123

## RESUMEN

### TÍTULO:

**EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE OIL/GAS SHALE, DE LAS FORMACIONES DEL CRETÁCEO BASAL ENTRE LOS MUNICIPIOS DE VÉLEZ Y BOLÍVAR, SANTANDER, COLOMBIA**

**AUTOR:** German Dario Galvis Contreras

**Palabras clave:** Oil Shale, Gas Shale, Pirolisis Rock Eval, cretaceo basal , no convencional.

### DESCRIPCIÓN

Con el fin de identificar y caracterizar el potencial Hidrocarburifero en tipo Oil Shale y Gas Shale (no convencionales) en la cuenca Cordillera Oriental Colombiana en las rocas sedimentarias del cretáceo basal, conformadas por las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo en el área del municipio de Vélez Santander. Se procedió a hacer un trabajo de campo donde se hizo estratigrafía y recolección de muestras en las 3 formaciones mencionadas. Con un posterior análisis de laboratorio de Pirolisis Rock Eval, microscopia electrónica de barrido (SEM) y difracción de rayos X (DRX), se evaluó características de las diferentes formaciones, Potencial de Generación (%TOC, S1, S2, IH, PI, Espesor de estratos, Complejidad Estructural) Madurez Termal (Tmax), Porosidad (SEM), Tipo de arcillas (DRX).

Los resultados mostraron que solo hay potencial en Gas Shale en la formación Paja, donde el potencial de generación indica que la materia orgánica que contenía esta roca, ya fue craqueada y genero hidrocarburos, que pueden estar almacenados en las rocas. (litología lutitas, %TOC 3-4%; IH < 7, Kerógeno Tipo II y III, Tmax 466-477°C, Espesor 8-12m, Complejidad Estructural media "plegamientos", porosidad 4-5%, Arcilla tipo esméctica "desfavorable"). La formación Tablazo obtiene un segundo puesto en cuanto a potencial de Gas Shale (litología lutitas y calizas, %TOC 1-3%, IH < 7, Kerógeno Tipo II y III, Tmax 354-382°C, Porosidad 5-6%, Espesor 0,2 – 3m, complejidad estructural baja, no se pudo hacer análisis de arcillas). La Formación Rosablanca no registro potencial de Gas Shale (litología calizas, %TOC 0,1-0,2%, IH < 100, Kerogeno Tipo III – IV, Tmax 488-505°C, Espesor 0,8-1,9m, Complejidad estructural baja, no se caracterizó la porosidad, cemento microcristalino). Ninguna Formación presento potencial en Oil Shale debido a sus características mencionadas anteriormente.

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad Físicoquímicas, escuela geología, director Geo. MIER Umaña Ricardo

## ABSTRACT

### TITLE:

**EVALUATION OF POTENTIAL OIL / GAS SHALE, CRETACEOUS FORMATIONS OF BASAL between the municipalities of Velez and Bolivar, Santander, COLOMBIA**

### AUTHOR:

German Galvis Dario Contreras

### Keywords:

Oil Shale, Gas Shale, Pyrolysis Rock Eval, Basal cretaceous, unconventional

### DESCRIPTION

In order to identify and characterize the hydrocarbon potential in type and Gas Shale Oil Shale (unconventional) in the Colombian Eastern Cordillera basin in the basal Cretaceous sedimentary rocks, formed by Rosablanca formations, straw and Tablazo in the municipality area Velez Santander. He proceeded to make a field where did stratigraphy and collection of samples in the three formations mentioned. With further analysis of Rock Eval pyrolysis laboratory, scanning electron microscopy (SEM) and X-ray diffraction (XRD), was evaluated characteristics of different formations, Generation Potential (% TOC, S1, S2, IH, IP, Thickness of strata, structural complexity) thermal maturity (Tmax), Porosity (SEM), type clays (XRD).

The results showed that there is only potential for Shale Gas in the formation Straw, where the potential for generation indicates that organic matter containing this rock genre and was cracked hydrocarbons, which can be stored in the rocks. (Shale lithology,% 3-4% TOC; IH <7, kerogen type II and III, Tmax 466-477 ° C, Thickness 8-12m, average structural complexity "folding", 4-5% porosity, smectite type clay " unfavorable "). Training gets a second Tablazo about Shale Gas potential (shale and limestone lithology,% 1-3% TOC, IH <7, kerogen type II and III, Tmax 354-382 ° C, 5-6% porosity, Thickness 0.2 - 3m, low structural complexity, no analysis could be made of clay). Registration no Rosablanca Formation Gas Shale potential (limestone lithology,% 0.1-0.2% TOC, IH <100, kerogen Type III - IV, Tmax 488-505 ° C, thickness from 0.8 to 1.9 m, low structural complexity, the porosity was not characterized, microcrystalline cement). None Formation Oil Shale potential presented because of its features mentioned above.

\* Work degree

\*\* Faculty physicochemical geology school, director Geo. MIER Umaña Ricardo

## INTRODUCCION

En la actualidad en el mundo se tiene en gran estima los productos derivados de la materia orgánica depositada en el pasado geológico, debido a que es la precursora de los hidrocarburos gaseosos y líquidos, los cuales tienen gran importancia económica e industrial en los diferentes mercados mundiales. Por lo cual es muy conveniente explotar cualquier reservorio que sea económicamente rentable con la tecnología actual, ¿pero cómo encontrar nuevas reservas de hidrocarburos líquidos y gaseosos dentro del territorio nacional?

El Oil/Gas Shale son hidrocarburos no convencionales que se han convertido en una posibilidad para obtener aceite y gas de una forma abundante y barata, dependiendo de las cualidades de la roca que lo contiene. La explotación de este tipo de reservas se han venido desarrollando en el mundo desde hace 30 años, y en Colombia muy pocas empresas han operado en este tipo de reservas.

Con base en la información cualitativa de la geología regional cartografiada por el Ingeominas y otras entidades, se han podido identificar formaciones geológicas que pueden tener un gran potencial en la explotación de Hidrocarburos no convencionales, las cuales son muy llamativas para evaluarlas de una forma cuantitativa. Esto es útil para aportar en el crecimiento del conocimiento sobre los recursos del subsuelo Colombiano.

Las rocas pertenecientes a las formaciones Paja, Rosablanca y Tablazo; presentan un cualitativamente un contenido alto de materia orgánica y un tiempo de deposición del cretáceo inferior. Lo cual es de interés para evaluar el potencial de acumulación de Hidrocarburos en litologías como lutitas y calizas.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

¿Las litologías de las formaciones Paja, Rosablanca y Tablazo, pertenecientes a la cuenca del Valle Medio del Magdalena que afloran entre los municipios de Vélez y Bolívar, Santander, Colombia; Tendrán atrapado hidrocarburos, y las cualidades y características necesarias para la extracción rentable económicamente de Hidrocarburos no convencionales?

Para lo cual es fundamental establecer el porcentaje de carbono orgánico total, la madurez de la materia orgánica, el índice de hidrogeno y carbono de las diferentes muestras, y con base en esos parámetros poder obtener la evaluación del potencial en hidrocarburos no convencionales en las formaciones establecidas.

## 2. JUSTIFICACIÓN

La evaluación del material litológico de las formaciones Paja, Rosablanca y Tablazo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena que aflora en el sector entre los municipios Vélez y Bolívar, Santander, Colombia. Presentan características cualitativas que inducen a pensar que han actuado como roca generadora de hidrocarburos. Se desea establecer el estado de maduración termal de la materia orgánica en esas lutitas y calizas, la variación del Contenido Orgánico Total TOC en cada una de las columnas estratigráficas parciales detalladas de cada una de las formaciones nombradas anteriormente, a través de análisis petrofísicos, microscopía electrónica de barrido, y absorción infrarroja se desea analizar 4 muestras representativas de las formaciones nombradas anteriormente para poder establecer valores de porosidad, porosidad efectiva, permeabilidad, composición mineralógica y composición molecular de la materia orgánica. Con el fin de establecer el potencial Hidrocarburífero que presenta las formaciones nombradas en esa área geográfica.

### 3. OBJETIVOS

#### 3.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el potencial para Oil / Gas *Shale* en las Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo (Cretáceo Basal) pertenecientes a la cuenca Valle Medio de Magdalena, que aflora entre los municipios de Vélez y Bolívar, Santander, Colombia

#### 3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Levantar 3 Columnas Estratigráficas detalladas parciales de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, pertenecientes al Cretáceo Basal de la Cuenca Sedimentaria Valle Medio del Magdalena, en la Zona entre los municipios de Vélez y Bolívar, Santander, Colombia
- ✓ Recolectar Muestras de roca de interés investigativo en la evaluación del potencial para Oil / Gas *Shale* en las formaciones establecidas, asignándolas en la columna estratigráfica detallada, para su posterior análisis geoquímico (TOC, Tmax, Pirolisis Rock Eval).
- ✓ Asignar la variación de TOC de los niveles estratigráficos levantados en las columnas estratigráficas detalladas parciales de las formaciones Paja, Rosablanca y Tablazo.
- ✓ Identificar en tres (3) muestras con potencial de generación de hidrocarburos no convencionales, la composición mineralógica a través del microscopio electrónico de barrido (SEM), para el análisis de fracturamiento de la roca

## 4. METODOLOGIA

### 4.1 TRABAJO DE CAMPO

Se realizaron recorridos por caminos, carreteras, ríos y quebradas que brinden información de las formaciones geológicas de interés investigativo en la evaluación del potencial para Oil / Gas Shale de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo. La información se recopilara sobre planchas topográficas a escala 1:25000 del IGAC. Para esto se realizaron las siguientes etapas:

1. Recolección de información bibliográfica del área de interés (artículos, libros, imágenes satelitales, fotografías, etc.) “previo al trabajo de campo” donde se plantearan vías de acceso a áreas de interés.
2. Establecimiento del sitio de campamento “sea en el casco urbano del municipio de Vélez” y el análisis del modo de transporte a implementar durante los días de campo.
3. Reconocimiento del área de estudio, donde se evaluara las vías de trabajo, para organizar un cronograma de trabajo diario por zonas de interés.
4. Reconocimiento Geológico de la zona de estudio, para poder hacer un estimativo de tiempo que se utilizara en el levantamiento de cada columna estratigráfica detallada de las diferentes formaciones.
5. Levantamiento de Columna Estratigráfica detallada de la formación Rosablanca. Recolección de muestras testigo para el análisis geoquímico de la formación Rosablanca.
6. Levantamiento de Columnas Estratigráfica detallada de la formación Paja. Recolección de muestras testigo para el análisis geoquímico de la formación Paja.

7. Levantamiento de Columnas Estratigráfica detallada de la formación Tablazo. Recolección de muestras testigo para el análisis geoquímico de la formación Tablazo.
8. Correlación de información recolectada en campo con la información publicada en artículos científicos de las formaciones de interés, y su posterior verificación.
9. Transporte del material recolectado a la ciudad de Bucaramanga, Santander, Colombia.

#### **4.1.1 Levantamiento de Columnas Estratigráficas**

Debido a la extensión del área de estudio, y las diferentes caminos que brindaron la exposición de buenos afloramientos se utilizó la siguiente metodología.

1. Localización del punto con el GPS en coordenadas cartesianas
2. Toma de registro fotográfico, del afloramiento, indicando los rasgos sobresalientes
3. Medición de la información primaria de los estratos, litología, datos estructurales, espesor, mineralogía y contenido fosilífero.
4. Se estructura la columna sedimentaria, registrando la mayor cantidad posible, se procura hacer el levantamiento de base a techo ó techo a base, dependiendo la facilidad de acceso al afloramiento.
5. Se toma los datos en la libreta de campo, registrando información adicional a la de las columnas estratigráficas.
6. Se toma muestras representativas de los estratos que conforman la columna estratigráfica. (Procedimiento que se explica a continuación)

#### **4.1.2 Recolección de Muestras**

Después de tener identificado el estrato dentro de la columna estratigráfica, se procede a la recolección de muestras testigos, para el análisis geoquímico. Se utiliza la siguiente metodología.

1. Se desprende la muestra del afloramiento con el martillo geológico ó porra y cincel dependiendo de la facilidad del desprendimiento de este.
2. Se llena el formato de recolección de muestra, el cual cuenta con la información primaria del afloramiento localización, formación, litología, y código de muestra
3. Se embala la muestra en papel plástico, lo suficiente para que no sufra contaminación con otras muestras, ni se afecte por el aire o agua, ni se fracture por golpes, y se le coloca el formato de recolección de muestras.
4. Se almacenan las muestras, en cajas de cartón en la zona de campamento del área de estudio, para su posterior transporte a la ciudad de Bucaramanga, donde se harán los análisis de laboratorio.

#### **4.2 PREPARACIÓN MUESTRAS PARA PIROLISIS ROCK EVAL VI, SEM Y DIFRACCIÓN RAYOS X**

El tratamiento de preparación de las muestras para el análisis Rock Eval VI, empieza desde el momento en que se recolecta la muestra y se preserva de los diferentes agentes atmosféricos que pudiesen afectarlas, para cual, se envolvieron todas las muestras en papel plástico garantizando, que la humedad, ni el aire, pudieran entrar en ella, de igual forma que adquiriera una protección ante los golpes para que no se disgregue y se pierda el material recolectado. Después de tener embaladas las muestras, se seleccionaron las muestras en las columnas estratigráficas, para llevarlas a las pruebas de laboratorio de Pirolisis Rock Eval VI, Se seleccionaron muestras representativas de cada Formación Litoestratigrafica (Rosablanca, Paja y Tablazo) siendo 11 muestras para la formación Rosablanca, 18 muestras para la formación Paja y 10 Muestras para la Formación Tablazo. A Cada una de las muestras seleccionadas se les hizo el siguiente Tratamiento:

1. Se tomó un registro fotográfico, para dejar evidencia de ellas,
2. Se Trituro en la Trituradora de Dientes, para disgregar la roca, a tamaños inferiores en diámetros de partículas a 0,595 mm que pasen por el Tamiz # 30 USA standar ASTM

3. Se macero, en el mortero ágata por un tiempo superior a 15 minutos, con el fin de garantizar de obtener un tamaño de grano inferior y más homogéneo.
4. Se preserva la muestra pulverizada, en un contenedor, y se le coloca la nomenclatura a utilizar.
5. Se mide en una balanza de alta precisión, un peso de muestra para llevar a la máquina de Pirolisis Rock Eval VI, el peso está en un intervalo entre 30 y 40 mg, el cual es depositado en un crisol especial el cual utiliza la máquina.

Para el análisis en el Microscopio Electrónico de Barrido (SEM) se tomaron las muestras que despertaron mayor interés en el análisis geoquímico hecho en el Pirolisis Rock Eval VI, se tuvieron en cuenta aspectos como Tmax, %TOC, y el espesor de los estratos evaluados. De lo cual se decidió analizar las muestras con la nomenclatura EPGOS074 perteneciente a la formación tablazo, y las muestras EPGOS114 y EPGOS118 pertenecientes a la formación Paja.

Debido a la alta resolución de acercamiento que posee el Microscopio Electrónico de Barrido, Se pudieron analizar las muestras mencionadas anteriormente, tomándolas de la etapa de trituración, Se preservó en un contenedor cada una de las muestras trituradas, los diferentes tamaños de granos obtenidos, por lo cual, los tamaños de granos mayores en diámetro a 1 mm, se preservaron, y en el análisis se utilizó granos que tenían un diámetro mayor a 7mm. Lo cual brindaron una superficie más que suficiente para el análisis de microscopía Electrónica de Barrido. SEM. Los granos se pegaron en un porta objetos de vidrio con una resina, y luego se pulieron para obtener una superficie plana, idónea para el análisis de microscopía electrónica de Barrido.

El análisis de difracción rayos X, se le realizó a una muestra de Shale de la formación Paja, identificada con el código EPGOS118. La preparación pertinente para el análisis consto de una pulverizada del material rocoso, para lo cual se

aprovechó el residuo de la trituración de la muestra, cuando se hizo para el análisis de Pirolisis Rock Eval VI

La muestra fue pulverizada en un mortero de ágata y llevada a un tamaño de 38 micrometros (400 mesh). El espécimen seleccionado de la muestra fue montado en un porta muestra de polimetacrilato (PMMA) mediante la técnica de llenado frontal.

## 5. ESTADO DEL ARTE

### 5.1 GENERACIÓN Y ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS EN SHALES Y CALIZAS

En sentido tradicional la materia orgánica es el material compuesto de moléculas orgánicas (monómeros y polímeros) derivados directa o indirectamente de la parte orgánica de los organismos, es decir, que primero es sintetizada por medio de organismos vivos, una vez que mueren se depositan y se preservan, sí el medio sedimentario está en condiciones reductoras; entonces parte de la materia orgánica sedimentada se puede transformar en compuestos del tipo del petróleo. En la actualidad la producción de materia orgánica terrestre proviene de las plantas superiores y está regida por las condiciones climáticas y geográficas. El fitoplancton (diatomeas, dinoflagelados y cocolitofóridos), es el productor primario más importante de la materia orgánica marina la cual está controlada por las condiciones físico-químicas del agua de mar, Los productores más importantes de materia orgánica marina es el fitoplancton, seguido del zooplancton y por último las bacterias.

#### Fitoplancton y Zooplancton

Dependiendo de su nutrición se distinguen, el fitoplancton o plancton vegetal y el zooplancton o plancton animal. El fitoplancton es capaz de sintetizar su propio alimento. Al igual que la mayoría de plantas, fijan carbono por medio del proceso fotosíntesis, a partir del agua, gas carbónico y energía luminosa. La importancia del fitoplancton es evidente ya que la tierra está compuesta por tres cuartas partes de agua. (E, Molina. 2004)

### Clasificación del plancton por tamaño

Otros criterios de clasificación del plancton se basan en el tamaño de los organismos. Se distinguen cuatro categorías que agrupan la mayor parte de los elementos del fitoplancton: el picoplancton con un tamaño inferior a 2 micras, el ultraplancton de 2 a 5 micras, el nanoplancton de 5 a 50 micras y el microplancton de 50 a 500 micras, y otras tres que agrupan a la mayor parte de los elementos de zooplancton: el mesoplancton de 0.5 a 5 mm., el macroplancton de 5 a 500 mm. y el megaloplancton de tallas mayores a 500 mm. 1000 micras = 1 mm Micra = 1 milésima de mm. (E, Molina. 2004)

En los ambientes acuáticos reductores se produce y preserva la mayor cantidad de materia orgánica, la cual consta de los organismos propios del ambiente y de microorganismos degradadores, la materia orgánica, cuando se llega a preservar en los sedimentos, se convierte en kerogeno asociados a los sedimentos se va compactando y sepultando a través del tiempo y sufre cambios fisicoquímicos por el aumento de la presión y temperatura.

Cuando las rocas se consolidan y la cantidad de kerogeno contenida en ellas es mayor del 1% del peso de la roca, puede llegar a producir hidrocarburos. En la etapa diagenética los sedimentos se compactan, consolidan y se convierten en rocas, posteriormente durante la etapa de catagénesis al seguir incrementándose la presión y temperatura, el kerogeno comienza a transformarse en bitumen por procesos de craqueo primario asociados a fenómenos bioquímicos, después se producen hidrocarburos líquidos, y al final de la etapa se producen los hidrocarburos gaseosos y residuos sólidos. Cuando los hidrocarburos saturan la roca generadora, aumenta el volumen y la presión y es cuando comienza a ser expulsados de la roca. Estas expulsiones se hacen a través de pulsaciones y es cuando se inicia la migración primario. Si los hidrocarburos abandonan la roca generadora se inicia la migración secundaria atravesando a otras rocas hasta

entramparse en alguna roca almacén, ó bien siguen migrando hasta que se dispersan o degradan en la superficie terrestre. (Blandon 2007)

### 5.1.1 Cinética de la Generación del petróleo

Los procesos de conversión de kerogeno en petróleo es por el producto de la degradación térmica del kerogeno debido al progresivo incremento de temperatura asociado al enterramiento de las rocas madres. El proceso de degradación puede ser descrito por modelos basados en formulaciones de la cinética química, donde la conversión de kerogeno es representada a través de una serie de reacciones paralelas, irreversibles e independientes de primer orden (Tissot, Et al 1987). La evolución de estas reacciones es función de la temperatura y depende de los parámetros cinéticos del kerogeno, los cuales reflejan su grado de reactividad. (T, Goncalves, Et al. 2001)

### 5.1.2 Modelos Cinéticos de generación de petróleo,

$A \Rightarrow B + C$ , donde la disminución relativa de la cantidad de reactivo es directamente proporcional al tiempo en que ocurre la reacción, Expresado en la reacción  $\frac{-dx}{x} = kdt$ ; donde x es la concentración del reactivo, k es la constante de tasa y t es el tiempo, la tasa de conversión v del reactivo en los productos también es proporcional a su concentración:  $v = \frac{-dx}{dt} = kx$ ; la constante de tasa k es función de la temperatura, conforme la expresa la ley de Arrhenius  $k = Ae^{\frac{-E}{RT}}$ ; donde A es el factor de frecuencia, E Energía de activación, R constante universal de los gases, T temperatura. El factor de frecuencia representa la frecuencia de choques entre las moléculas mientras la energía de activación es el umbral de energía por encima de las cuales la reacciones químicas comienzan. Los parámetros de E y A son conocidos como parámetros cinéticos y son características de cada reacción. De acuerdo al esquema cinético propuesto por Tissot y Espitalie (1975) la conversión del kerogeno en petróleo y del aceite en gas, procesos conocidos como craqueo primario y secundario, pueden ser

simuladas como una serie de reacciones químicas paralelas, independientes e irreversibles, que tienen cada una su propia velocidad de reacción, a cada reacción corresponde un porcentaje de potencial generador de la roca, expresado bajo la forma del Índice de Hidrogeno.

A causa del poco conocimiento de los productos, los coeficientes estequiométricos y los mecanismos de reacción, que constituyen en realidad las pseudo-reacciones con energías de activación aparentes. Partiendo de modelos cinéticos globales (Tissot y Espitalie, 1975) desarrollos posteriores han permitido describir los procesos de craqueo primario y secundario dividiendo los productos generados en distintas clases de compuestos. Cada cual con potencial generador y distribución de energía de activación características (Espitalie 1988, Ungerer, 1990, Behar 1997) Los desarrollos más recientes, conocidos como modelos cinéticos composicionales, permiten predecir la composición y propiedades físicas de los hidrocarburos formados.

Cuando ocurre la generación se producen cambios químicos y físicos en el kerogeno. Además cada caso de generación depende de muchos factores, lo que origina una gran variedad de aceites crudos almacenados. (Marcos et al. 2009)

Cuando la materia orgánica es sepultada sufre importantes transformaciones físico-químicas controladas por, las condiciones de temperatura y presión en el subsuelo hasta convertirse en hidrocarburo. Los siguientes procesos marcan las tres principales etapas de evolución térmica de la materia orgánica (Tissot y Welte, 1978)

Es el inicio de transformación de la materia orgánica que ocurre a profundidades someras donde se desarrollan los procesos de alteración biológica, física y química, ocurriendo la pérdida principal de los productos oxigenados por lo que se genera principalmente  $\text{CO}_2$  ,  $\text{NH}_3$  ,  $\text{H}_2\text{O}$  y  $\text{CH}_4$  biogénico. Dentro de esta etapa,

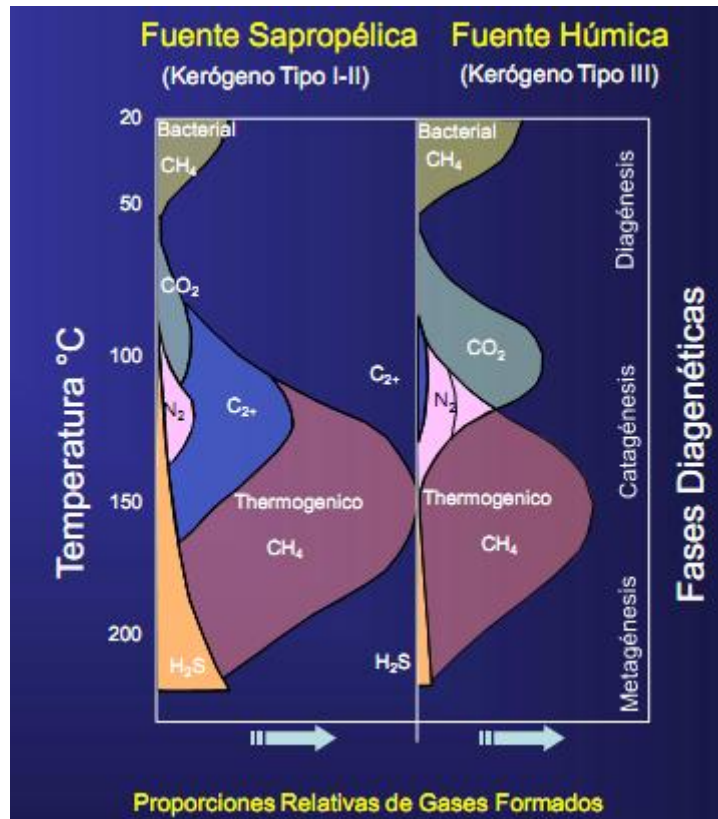
las sustancias orgánicas contenidas en la materia orgánica (biopolímeros) son consumidas por algunos organismos y atacadas por microbios que usan enzimas para degradar a estas y transformarlas en biomonómeros, los cuales se condensan y forman complejas moléculas (geopolímeros), los cuales son los precursores del kerógeno.(Marcos et al. 2009)

Durante la diagénesis y bajo condiciones reductoras a temperaturas relativamente bajas (< 50 °C) se realizan las primeras reacciones químicas y biológicas para la formación de hidrocarburos. Ver Figura 1.

**Catagenesis** Es la etapa principal de rompimiento térmico del Kerógeno, para producir la formación de hidrocarburos líquidos de C15 a C30. Esta es la etapa principal de formación de aceite, condensado y gas húmedo, conforme se incrementa la temperatura y la profundidad de sepultamiento. Esta zona en que las rocas generan petróleo y lo expulsan es conocida como la “Ventana del petróleo” o “fase principal de formación de aceite”. Se encuentra en un rango de temperaturas de 60 °C a 175 °C, dentro del cual ocurre la generación principal de hidrocarburos líquidos, mientras que entre 175° a 225 °C se tiene la generación principal de gases húmedos.(T, Goncalves, Et al. 2001) Ver figura 1.

**Metagenesis** Es la etapa tardía de alteración de la materia orgánica, posterior a la generación de los hidrocarburos líquidos, la que se caracteriza por la formación principal de metano metagenético (gas seco) y un enriquecimiento de carbono que constituye un kerógeno residual. La metagenésis ocurre a temperaturas entre 225° a 250° C; a estas temperaturas la relación H/C es menor de 0.4.(T, Goncalves, Et al. 2001) Ver Figura 1.

**Figura 1** Proporciones relativas de gases formados de acuerdo al tipo de kerogeno.



Fuente (T, Goncalves, Et al. 2001)

### 5.1.3 Kerogeno

Es la materia orgánica diseminada en las rocas sedimentarias insolubles en solventes orgánico, la materia orgánica original en los sedimentos recientes no es kerogeno si no que este se forma durante la diagénesis. Comienza a formarse en los sedimentos cuando los organismos mueren. Están constituidos de moléculas complejas formadas aleatoriamente por la recombinación de moléculas biogenicas, cada molécula de kerogeno es única, químicamente distinta, es la fuente del petróleo y gas.

La materia orgánica puede ser clasificada en saproelica y húmica (potonie 1908); saproelico se refiere al producto obtenido de la descomposición y polimerización

de la materia algacea y herbácea principalmente depositada en condiciones acuáticas con bajo contenido de oxígeno atmosférico, genera principalmente aceite y tiene una relación H/C de 1,3 a 1,7. La materia orgánica húmica es la obtenida por la descomposición de las plantas superiores, depositadas en medios terrígenos con abundante oxígeno atmosférico, los kerogeno húmicos producen principalmente gas y tienen una relación H/C de 0,9. Esta materia orgánica está constituida por lignito

Los kerogenos saproelicos y húmicos a su vez se dividen, dependiendo del análisis visual del kerogeno en:

Saproelicos: Amorfo, Algaceo, Herbáceo (origen marino)

Humicos: Maderaceo o leñoso, carbonoso o inerte (origen terrestre)

*5.1.3.1 Comportamiento cinético del kerogeno clásico y la variabilidad de las rocas generadoras. La distribución de energías de activación, y los factores de frecuencia describe el craqueo térmico del kerogeno, La dependencia entre la composición química y el comportamiento cinético es demostrada en los tipos de kerogeno (Tissot y Espitalie, 1975) Ver figura 2.*

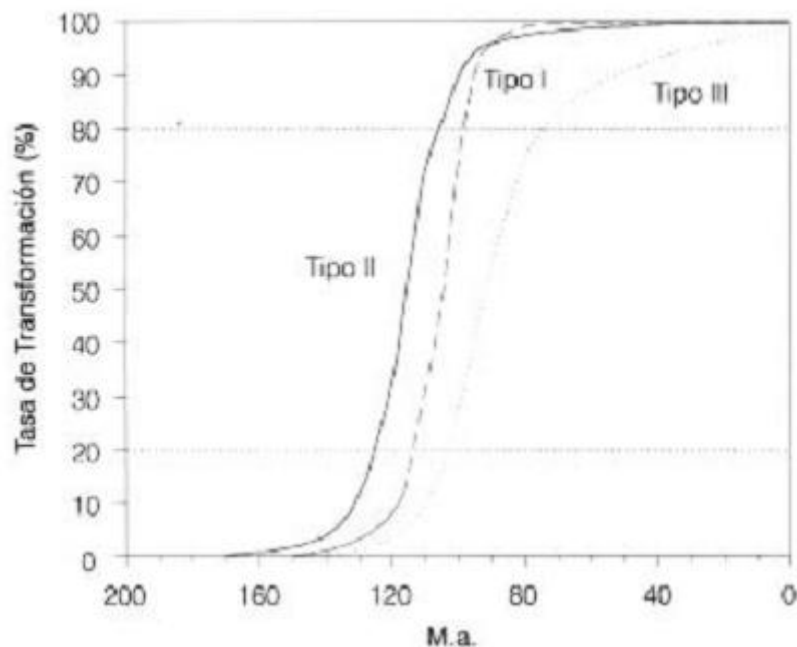
Kerogeno Tipo 1: Carácter unimodal de la distribución de energía de activación E (54 Kcal/mol) y un valor de Factor de Frecuencia A ( $1,026 \times 10^{14} \text{s}^{-1}$ ) debe reflejar la relativa homogeneidad de los tipos de enlaces químicos C-C.

Kerogeno Tipo 2: Contiene mayor cantidad de heteroátomos (O,S, etc.) tiene una mayor diversidad de tipos de enlaces, presentando una distribución más amplia de E (44 – 60 Kcal/mol) y A ( $1,11 \times 10^{15} \text{s}^{-1}$ )

Kerogeno Tipo 3: Presencia de diversos tipos de enlaces con predominio de aquellos con mayor estabilidad térmica, resulta en una distribución amplia pero con E elevados (50 – 74 Kcal/mol) y A ( $5,460 \times 10^{16} \text{s}^{-1}$ )

Las diferencias del comportamiento cinético entre los distintos tipos de kerogeno, tiene importantes efectos sobre el sincronismo de generación, ya que frente a la misma historia térmica ellos reaccionan de manera distinta. Debido a la distribución de energías de activación, el kerogeno tipo 2, empieza a transformarse más temprano y su historia de generación es más larga comparada con la del kerogeno tipo 1, cuya distribución de energías unimodal resulta en una historia de generación prácticamente instantánea. Los altos valores de E del Kerogeno tipo 3 conducen a una historia de generación más tardía. Ver figura 2 y figura 3.

**Figura 2 Evolución de la tasa de transformación de los kerogenos clásicos (tipo I, II y III) bajo una misma historia de evolución térmica, con una tasa de calentamiento de 1,25°C/Ma.**

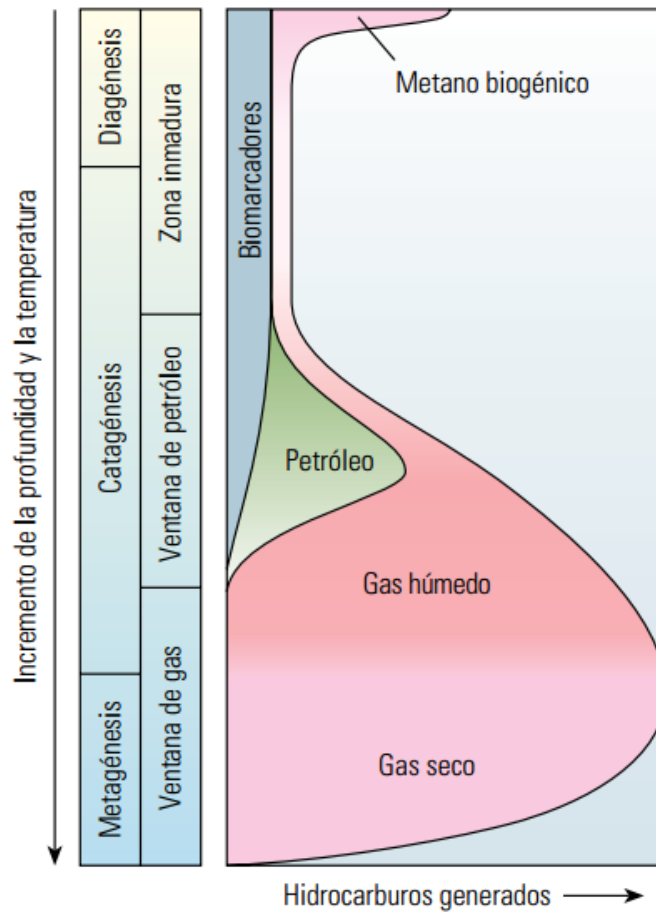


Fuente. Tomado de D. García 2011.

Los altos valores de contenido de azufres orgánicos resultan en valores de energías de activación mas bajos, posiblemente debido al hecho de que los enlaces C-S son más débiles que los enlaces C-C

La variabilidad cinetica refleja diferencias en la estructura molecular, tipos de enlaces químicos, composición de los kerogenos, sin una relación direca con el valor del IH. Dentro de una roca madre, con una facie organica que se encuentre próxima al agotamiento de su potencial generador, otra facie organica dentro de la misma roca madre puede estar apenas iniciando la conversión del kerogeno, volviendo la historia de generación y expulsión del petróleo mas larga y compleja de los que se podría suponer considerando el comportamiento cinético de estas rocas como homogéneo. (T, Goncalves, Et al. 2001) Ver figura 3.

Figura 3 Hidrocarburos generados a partir del kerogeno conforme aumenta la profundidad y temperatura.



Tomada de (Mccarthy et al. 2011)

Transformación térmica del kerogeno, la generación de hidrocarburos en las rocas generadoras, es controlada principalmente por la temperatura, conforme al contenido de kerogeno pasa de carbono reactivo a carbono muerto

## **5.2 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES “GAS SHALE Y OIL SHALE” EN EL MUNDO.**

### **5.2.1 Gas Shale**

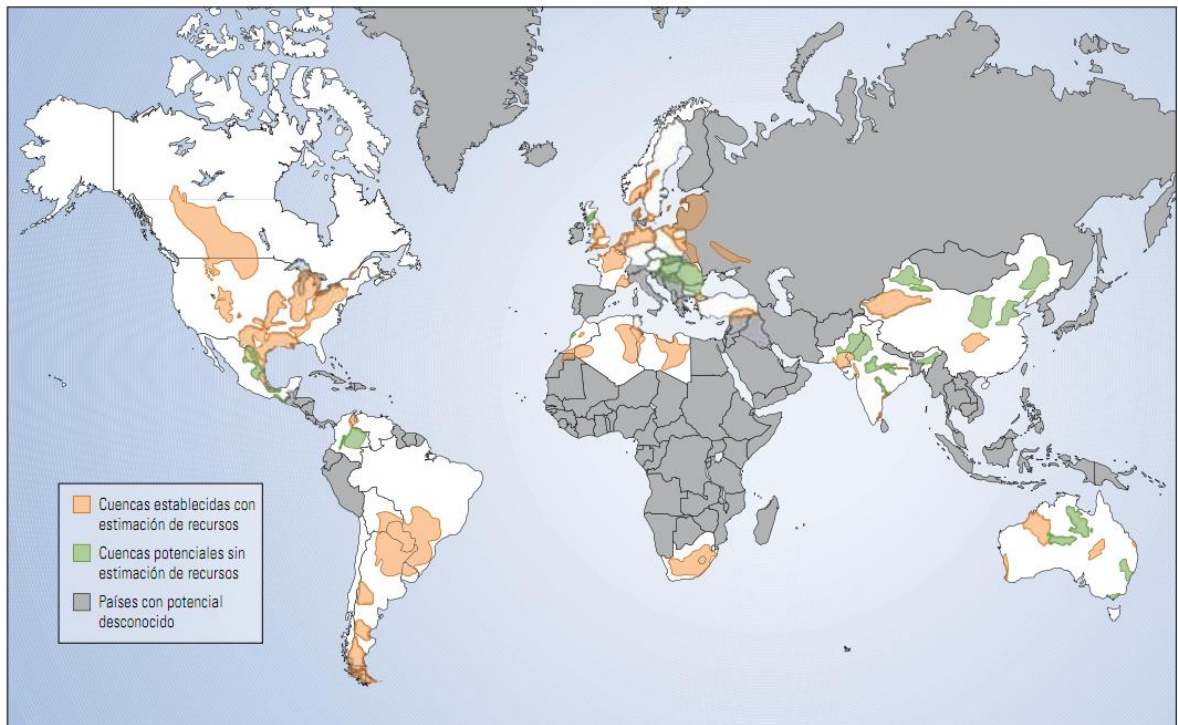
El éxito experimentado en la lutita Barnett de Texas central, en EUA, creó un nuevo modo de pensar acerca de las lutitas generadoras de hidrocarburos, las técnicas utilizadas en esa formación se aplicaron a otras cuencas de América del Norte donde las condiciones eran favorables para la extracción de gas natural de las rocas generadoras. Lo cual despertó interés exploratorio a escala global, debido a que las compañías petroleras buscaron este tipo de yacimientos. (Boyer et al. 2011)

Se necesitaron 20 años de experimentación para que la extracción del gas de lutita se considerara económicamente viable, y fue posible gracias al desarrollo y aplicación de dos tecnologías (estimulación por fracturamiento hidráulico y perforación horizontal) en el momento adecuado. El foco de inversión de este tipo de yacimientos ha sido América del Norte, pero hoy en día se están contemplando regiones en todo el mundo donde se pueda extraer hidrocarburos de esta forma.

Según una definición más reciente, los yacimientos de gas no convencional son aquellos que no pueden ser explotados con tasas de flujo económicas ni con volúmenes económicos, a menos que el pozo sea estimulado mediante tratamiento de fracturamiento hidráulico o aquellos que se llega mediante un pozo horizontal, pozos multilaterales o alguna otra técnica para exponer más superficie del yacimiento al pozo. (Consejo Nacional del Petróleo “NPC” de EUA: Unconventional gas reservoir, Washington DC). Esta definición incluye las formaciones compuestas de areniscas gasíferas compactadas y los carbonatos, además recursos no convencionales como el carbón y las lutitas.

Las compañías de E&P se han puesto en la labor de explorar este tipo de yacimientos, por lo cual a nivel global se tiene una idea general de cuales son las principales Países y las cuencas representativas que potencial para extraer económicamente hidrocarburos. Ver Figura 4.

Figura 4 Recursos globales de gas de lutita, Según EIA de EUA,



Fuente: tomado de (Boyer et al. 2011)

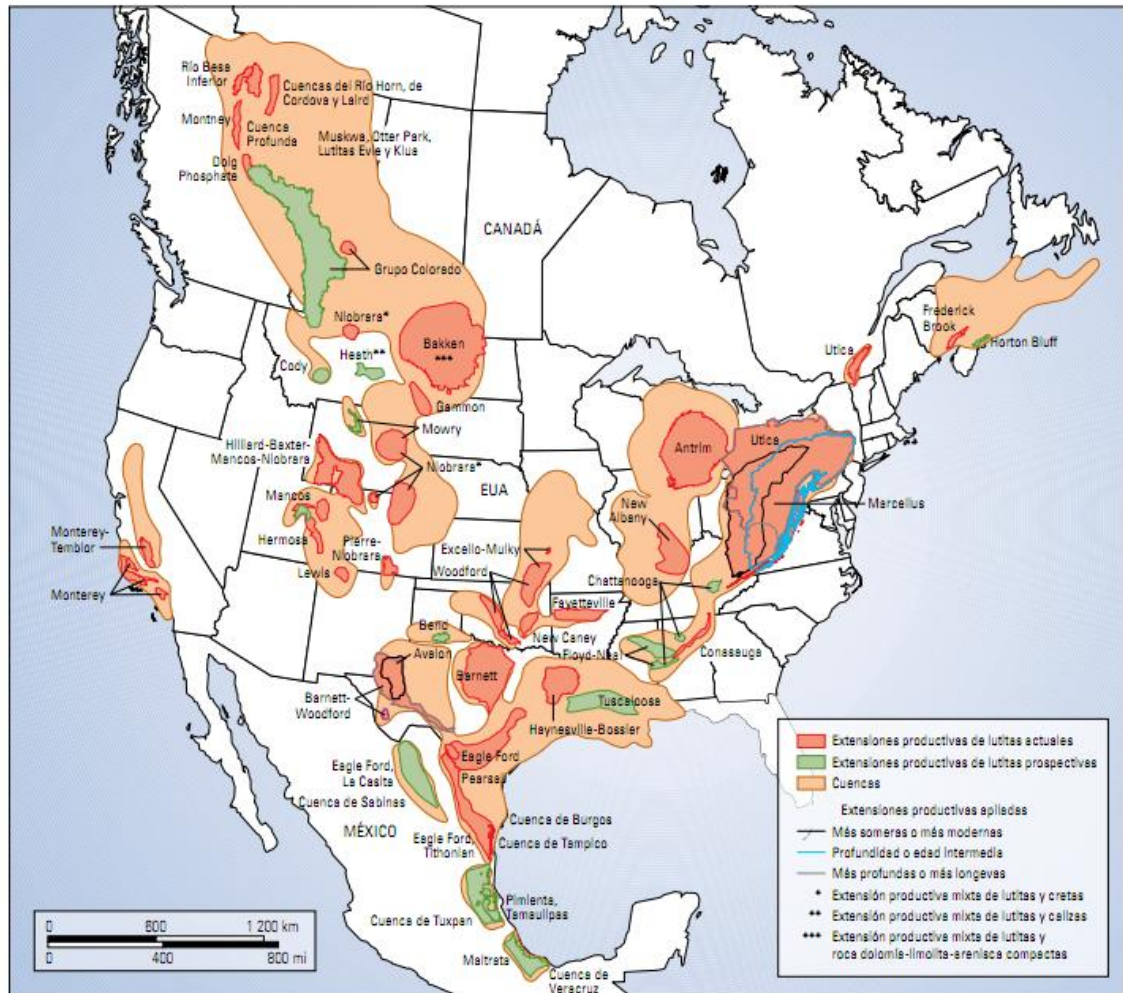
**Estados Unidos de América:** actualmente, los recursos no convencionales comerciales de lutitas, La lutita de Marcellus, en el noreste de EUA es la extensión productiva más grande. De las lutitas exploradas activamente, la más vasta es la lutita del Haynesville con un GIP de 20,3 trillones de  $m^3$  (717Tpc), le sigue la lutita del Barnett con 9,3 trillones de  $m^3$  (327 Tpc), las otras de menores reservas se encuentran Fayetteville, Woodford, Antrim, Eagle Ford y New Albany. Ver figura 5.

**Canadá:** Numerosas cuencas cuentan con potencial significativo de gas de lutitas, las más extensas se encuentran ubicadas en el oeste de Canadá incluyen la cuenca de Horn River, la bahía de Cordova, la cuenca de Laird, la cuenca profunda y el grupo Colorado. Se estima que estas 5 cuencas contienen en forma conjunta 37,6 trillones de m<sup>3</sup> (1326Tpc) de GIP, de los cuales 10 trillones de m<sup>3</sup> (355Tpc) se consideran técnicamente recuperables.

En Canadá existen numerosas extensiones productivas potenciales de lutitas, las áreas prospectivas comprenden la porción canadiense de la lutita Utica de edad Ordovicio superior en el cinturón plegado de los Apalaches. Ver Figura 5.

**México:** Existen muchas lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico, son similares a las lutitas gasíferas productivas de edad relativa de EUA, como Eagle Ford, Haynesville, Bossier y Pearsall. Los recursos potenciales se localizan en el noreste y en la zona centrooriental de México, a través de la cuenca del Golfo de México, las lutitas a las que se apunta como objetivo de exploración también actuaron como roca generadora para algunos de los yacimientos convencionales más grandes de México. Según estudios del EIA de EUA existe un GIP estimado de 67 trillones de m<sup>3</sup> (2366Tpc), de los cuales se considera que 19,3 trillones de m<sup>3</sup> (681Tpc) son técnicamente recuperables, las 5 cuencas de interés son las de Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpan y Veracruz. Muchas de las lutitas ricas en materia orgánica son estructuralmente complejas o se encuentran a más de 16400 ft de profundidad, siendo demasiado profunda para el desarrollo con la tecnología actual. Ver figura 5.

**Figura 5 Cuencas productivas y con potencial de gas de lutita, Norte América y México.**

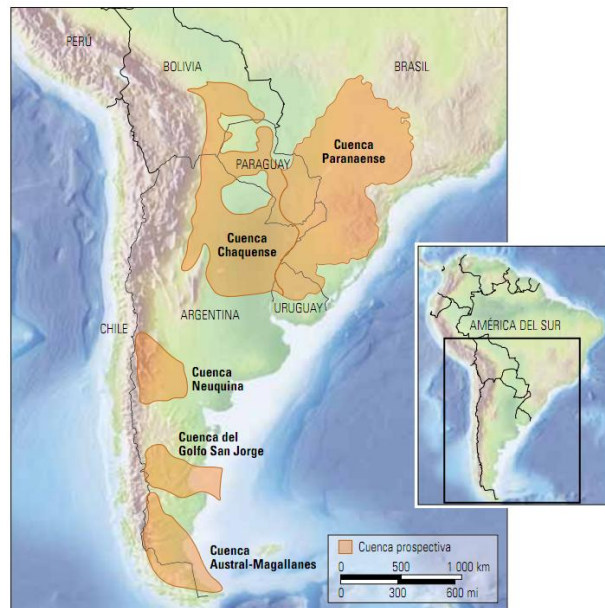


Fuente: Tomado de (Boyer et al. 2011)

**América del Sur:** se localizan varias cuencas gasíferas potenciales, Argentina posee el potencial más grande con un GIP de 77 trillones de m<sup>3</sup> (2732Tpc) de los cuales 21,9 trillones de m<sup>3</sup> (774Tpc) se consideran técnicamente extraíbles. Brasil con 25,7 trillones de m<sup>3</sup> (906Tpc) de los cuales se considera recuperable 6,4 trillones de m<sup>3</sup> (226Tpc). Chile, Paraguay y Bolivia cuentan con recursos

cuantiosos, Uruguay, Colombia y Venezuela poseen un potencial limitado para el desarrollo de lutitas (Boyer et al. 2011) Ver figura 6.

Figura 6 **Cuencas productivas para gas de lutita del sur de América del sur.**



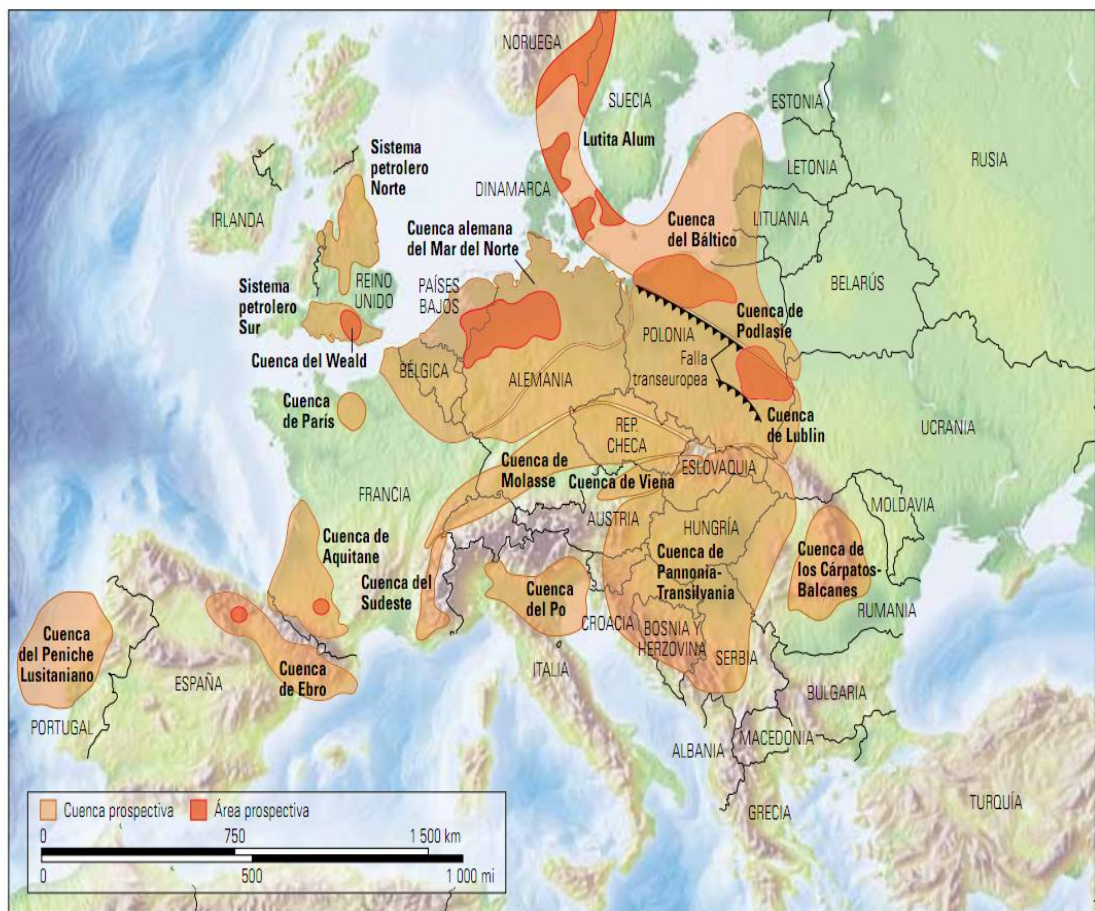
Fuente.Tomado de (Boyer et al. 2011)

**Europa:** Posee muchas cuencas con áreas prospectivas de gas de lutitas, el mayor potencial lo aloja Polonia, las cuencas del báltico y de Lublin se disponen en dirección centro-norte o sudeste a través del país, y están limitadas por la zona de falla transeuropea. La cuenca de Podlasie se encuentra ubicada al este de estas dos cuencas, el volumen de GIP correspondiente a estas 3 cuencas se estima en 22,4 trillones de  $m^3$  (792 Tpc) de los cuales son recuperables 5,3 trillones de  $m^3$  (187Tpc) Ver figura 7.

Francia sigue de cerca a Polonia en cuanto a recursos estimados de lutitas gasíferas con un GIP de 20,4 trillones de  $m^3$  (720 Tpc) de los cuales son recuperables 5,1 trillones de  $m^3$  (180 Tpc) en dos cuencas Paris y Sudeste. Las

formaciones de lutitas mas promisorias (en la ventana de aceite) de la cuenca sudeste son las lutitas negras terresnoires de edad jurásico superior y las lutitas negras triásicas de edad jurásico inferior. Existen muchos otros depósitos de lutitas en cuencas de Europa que pueden ofrecer potencial para exploración y desarrollo, en su mayoría no han sido ampliamente explorados o no se han publicado datos para la evaluación de todo su potencial. Ver figura 7.

**Figura 7 Mapa de cuencas prospectivas de gas de lutita en Europa**



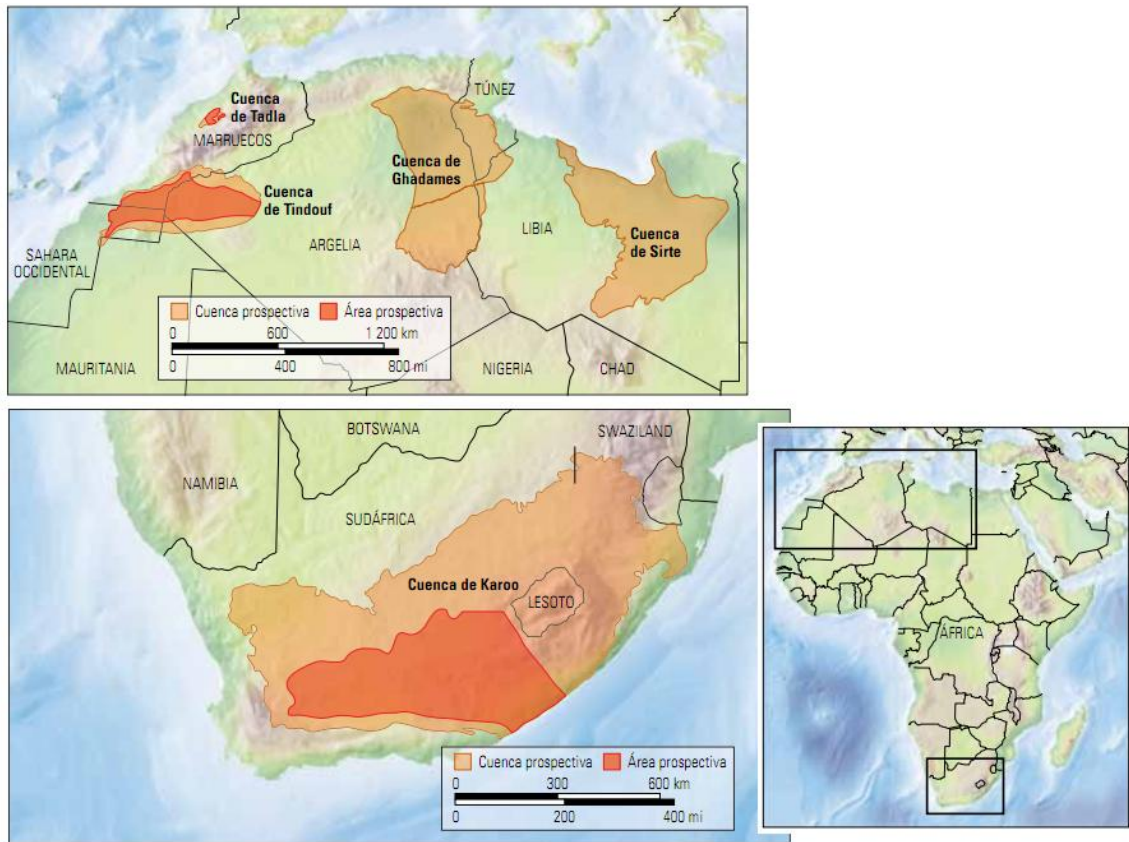
^ Cuenas de lutitas de Europa. (Adaptado de Kuuskraa et al, referencia 6.)

Fuente Tomado de (Boyer et al. 2011)

**África:** El continente africano posee varias cuencas de lutitas consideradas recursos no convencionales potenciales, debido a la presencia de recursos convencionales sin explotar ha habido pocos informes de actividad de exploración de las lutitas gasíferas. La excepción notable con respecto a esta situación la constituye Sudáfrica donde las compañías de E&P importantes e independientes se han involucrado activamente en la producción de gas de lutitas. Ver figura 8.

La cuenca de Karoo, ubicada en la porción central y sur de Sudáfrica, cubre casi dos tercios del país. El grupo de lutitas de Ecca de edad pérmico contiene volúmenes significativos de GIP de 51,9 trillones de m<sup>3</sup> (1834 Tpc) de los cuales son técnicamente recuperables 13,7 trillones de m<sup>3</sup> (485Tpc). Muchas lutitas ricas en M.O se hallan en las cuencas de África septentrional, desde el Sahara occidental y Marruecos y pasan por Argelia, Túnez, y Libia, pero la mayor parte de las compañías de exploración se están concentrando en el descubrimiento y el desarrollo de los yacimientos convencionales de estas regiones. Excepto a lo observado gran parte de África permanece inexplorado. La escasez de información junto con la falta de recurso de perforación y exploración, crean un ambiente deficiente para el desarrollo de lutitas gasíferas. Ver Figura 8

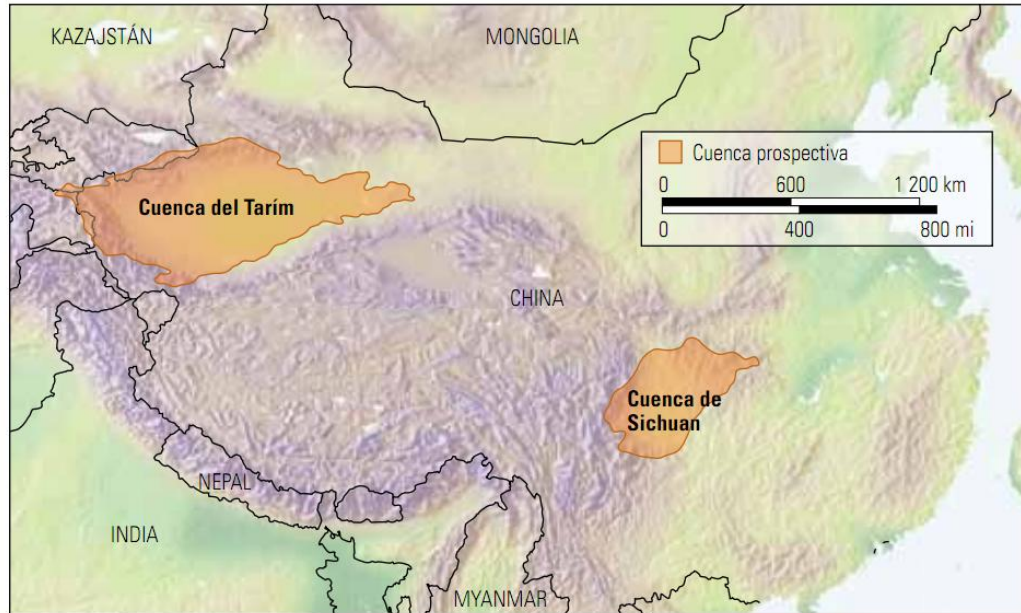
Figura 8 Mapa de cuencas prospectivas de gas de lutita en África.



Fuente. Tomada de (Boyer et al. 2011)

**China:** se han identificado muchas lutitas ricas en materia orgánica que resultan prometedoras como recursos no convencionales con un GIP 144,4 trillones de  $m^3$  (5101 Tpc) de las cuales son técnicamente extraíbles 36,1 trillones de  $m^3$  (1275 Tpc). Existen dos grandes cuencas sedimentarias de interés Sichuan al sur y Tarim al oeste de edades cámbrico inferior y silúrico inferior, contienen un bajo contenido de arcilla lo que constituye una ventaja para la estimulación con fracturamiento hidráulico. Existen otras cinco cuencas sedimentarias en china pero son cuencas no marinas y carecen de madurez térmica, estas cinco cuencas parece no prospectiva en cuanto al gas de lutita. Ver Figura 9.

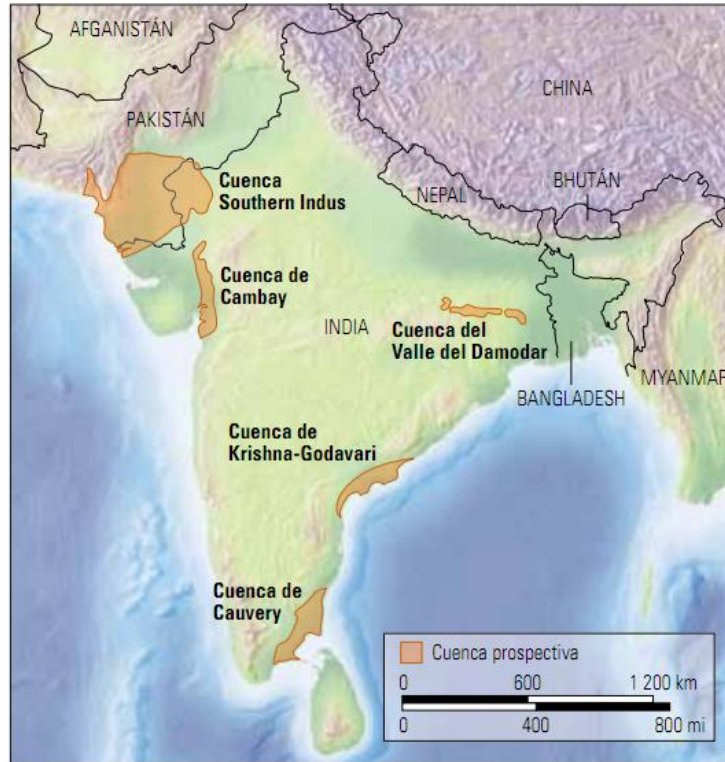
Figura 9 Cuencas prospectivas gas de lutita en China,



Fuente: Tomado de (Boyer et al. 2011)

**India y Pakistán:** Existen cuatro cuencas prioritarias para exploración, Pakistán posee una cuenca con potencial, y las otras cuencas carecen de madurez térmica o los datos son demasiado limitados para llevar una investigación exhaustiva. Las cuencas son Cambay en India occidental, Krishna-Godavari a lo largo de la costa de India, Cauvery en India meridional, Valle de Damodar en el noreste de India, SouthernIndus en el sector sudeste de Pakistán. Se estima que las cinco cuencas poseen un GIP combinado de 14 trillones de  $m^3$  (496 Tpc) de los cuales serían técnicamente extraíble 3,2 trillones de  $m^3$  (114Tpc). Debido a la actividad tectónica de las cuencas de India y Pakistán son geológicamente complejas. Ver Figura 10.

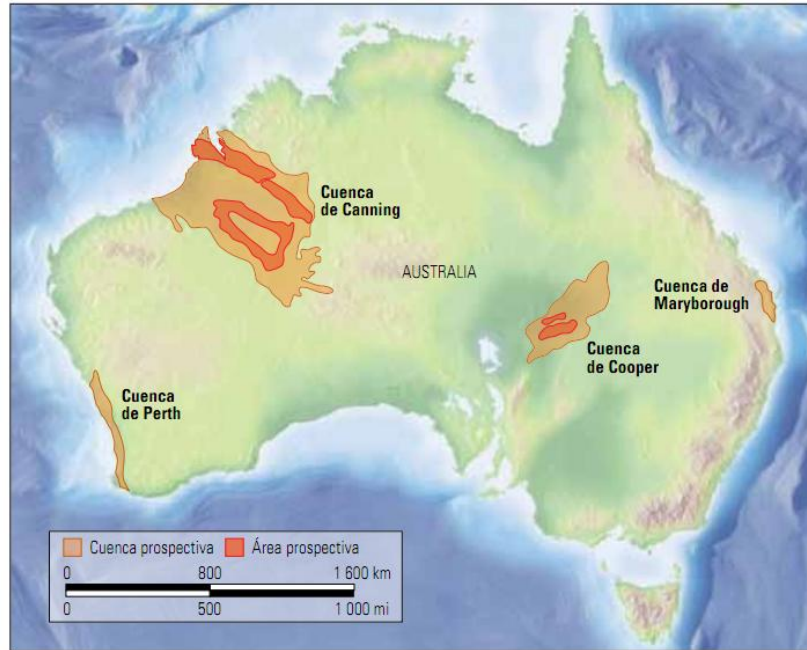
Figura 10 Mapa de cuencas prospectivas gas de lutita en India y Pakistán



Fuente: Tomado de (Boyer et al. 2011)

**Australia:** Los operadores en Australia tienen una larga historia en el desarrollo de yacimientos no convencionales (gas en arena compactada y metano en capas de carbón “CBM”) la experiencia con el CBM constituye un activo en el desarrollo de los recursos de lutitas gasíferas por que los equipos y técnicas utilizados para desarrollar las lutitas son similares. Las principales cuencas para gas de lutita son Canning, Cooper, Perth y Maryborough, estas cuencas alojan un GIP estimado de 39,1 trillones de  $m^3$  (1381 Tpc) de los cuales son técnicamente recuperables 11,2 trillones de  $m^3$  (396 Tpc) Ver figura 11.

Figura 11 Mapa de cuencas prospectivas de gas de lutita Australia,



Fuente: Tomada de (Boyer et al. 2011)

Existen otras actividades de exploración en todo el mundo, algunas regiones como el medio oriente y Rusia, cuenta con un potencial abundante de lutitas gasíferas, pero el fácil acceso a los yacimientos convencionales impide la implementación de campañas serias de desarrollo de lutitas. Los países ávidos de energía y a menudo pobres en recursos constituyen la mayor parte de la actividad de exploración en curso.

### 5.2.2 Oil Shale

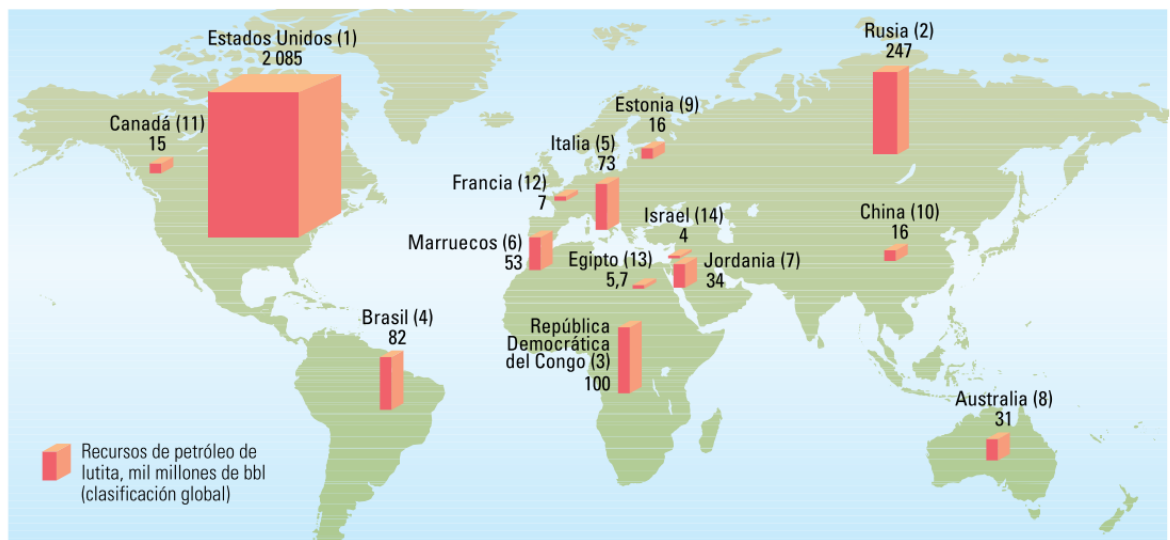
Este tipo de roca sedimentaria se caracteriza por el tamaño de grano muy fino y el contenido de grandes volúmenes de material orgánico inmaduro o kerogéno inmaduro. Se trata principalmente de una roca generadora de hidrocarburos si hubiera sido sometida a un proceso de sepultamiento geológico donde hubiese alcanzado temperaturas y presiones durante un tiempo determinado para generar los hidrocarburos.

Las estimaciones actuales de los volúmenes recuperables en los depósitos de lutitas petrolíferas rondan los trillones de barriles, pero los métodos de recuperación son complicados y costosos. (Allix et al. 2011) Ver Figura 12.

Las lutitas petrolíferas que alcanzaron la madurez térmica y no han expulsado todos sus productos de petróleo líquido, por lo cual se han denominado lutitas que contiene petróleo. Algunas de estas lutitas son las lutitas de Bakken, Monterey y Eagle Ford, que actualmente producen petróleo en EUA. La lutitas de Green River contiene el volumen de reservas de petróleo de lutitas conocidas más grande del mundo.

Uno de los métodos de extracción de las lutitas petrolíferas “Oil Shale” son similares a las empleadas en la minería de metales preciosos, lo cual utilizan tuneles o open pit (cielo abierto) en Países como Estonia, Brasil, China, y otros han incursionado en estos yacimientos, pero no han obtenido resultados tan exitosos como EUA. (Allix et al. 2011)

Figura 12 **Mapa de recursos potenciales de lutitas petrolíferas a 2010**



Fuente: Tomado de (Allix et al. 2011)

Debido al poco auge que ha tenido este tipo de recursos de lutitas petrolíferas, no se han hecho análisis detallados sobre la evaluación del potencial de lutitas petrolíferas en los diferentes países del mundo.

## 6. MARCO TEÓRICO

### 6.1 GEOQUÍMICA

La geoquímica orgánica del petróleo es el fruto de un conjunto de ideas y razonamientos sobre el origen de este, y se ha enfocado básicamente a la parte exploratoria, Esta disciplina inicial formalmente en 1959 con el Simposium de Geoquímica del petróleo en el marco del 5° congreso mundial del petróleo en Nueva York, y cuatro años más tarde, con la conferencia de Investigación Gordon sobre el origen del petróleo. Tratar de dilucidar los mecanismos de la formación del carbón, aceite y gas se ha convertido en una tarea imprescindible en el proceso exploratorio de hidrocarburos, que involucra conceptos de ciencias como la Geología, Química, Física y Biología. (Marcos et al. 2009)

Las primeras investigaciones sobre el mecanismo de transformación térmica de hidrocarburos las condujo Rice (1931), quien propuso la descomposición térmica de compuestos orgánicos desde el punto de vista de radicales libres. Años más tarde Vogé y Good (1949) establecieron el craqueo térmico y dinámico de las parafinas. En ese entonces no se tenía idea sobre el origen del petróleo que estaba en el subsuelo. Después en 1975 Tissot y Espitalie (1975) fueron los pioneros en formular un modelo de craqueo primario usando una simulación matemática que toma en cuenta el incremento térmico de la materia orgánica contenida en las rocas generadoras, teniendo como referencia la evolución de vitrinita y de Tmax de la pirolisis Rock Eval: **Kerogeno → Bitumen → Aceite → Gas → Pirobitumen**

Lopatin en 1977 planteo el modelado de historia térmica de la cuenca a partir de un índice de tiempo geológico y temperatura (ITT). Waples en 1980 integro el ITT de Lopatin a un modelo Geológico-Geoquímico y determino que el inicio de la generación de petróleo comienza a partir de un ITT de 15, la generación máxima

ocurre a 75 y el fin termina en un valor cercano a 160. Pelet en 1985 puso a prueba la confiabilidad de los modelos cinéticos, comparando las predicciones obtenidas con las propiedades de generación de las muestras maduras. La condición que estableció fue que no existían diferencias significativas en las organofacies a lo largo de la serie y menciona además que eso se podría lograr con un balance de masas. En el transcurso de la evolución natural de la descomposición del kerogeno a aceite y gas no se puede medir directamente por las perdidas naturales de peso. Pelet en 1985 expuso un modelo matemático sobre transformación de la materia orgánica, introduciendo la relación de transformación (TR) empleando la siguiente ecuación

$$TR = 1200 \frac{(HI_o - HI_d)}{HI_o(1200 - HI_d)}$$

Donde TR: Radio de Transformación, HI<sub>o</sub>: Índice de Hidrogeno de la muestra de referencia inmadura, HI<sub>d</sub>: Índice de hidrogeno de una muestra madura.

Cooles en 1986 elaboro un modelo claro y sencillo basado en un cambio continuo de la composición del kerogeno, para el caso de la relación de transformación de pelet. Cooles propone un sistema algebraico para calcular la masa de petróleo maduro formado en rocas generadoras. El sistema aprovecha las mediciones geoquímicas de rutina y una comprensión básica de la conducta de la materia orgánica sedimentaria a temperaturas elevadas y bajo condiciones de laboratorio. Espitalie en 1987 diseño un modelo composicional simple a partir del craqueo primario del kerogeno, quien hace la experimentación y modelado de varias clases de hidrocarburos formados C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub>, C<sub>6</sub>-C<sub>14</sub>, C<sub>15</sub>-C<sub>+</sub>. los modelos cinéticos de formación de aceite y gas se basan en la ecuación de Arrhenius y se calibran numéricamente los experimentos de laboratorio con una extrapolación hacia la cuenca sedimentaria.

Tissot en 1987 compuso modelos geodinámicos con historias térmicas y estructurales conectadas, Braum y Brunham en 1987 encontraron que los modelos de dos fases emplean la ley de Darcy. Ungerer en 1988 establecieron un modelado matemático de las interacciones entre el craqueo térmico y la migración en la formación de aceite y gas. Horsfiel en 1989 realizó una simulación de la maduración del kerogeno a microescala con técnicas nuevas. Braun y Brunham en 1990 incluyeron ecuaciones del equilibrio vapor/líquido y comportamiento de fase presión-volumen-temperatura (PVT) en un modelo matemático sobre la formación, destrucción y expulsión de petróleo. Estos mismos autores compararon los modelos termodinámicos detallados de formación, destrucción y expulsión entre rocas marinas y lacustres. Dueppenbecker y Horsfiel en 1990 realizaron la primera predicción del tipo de aceite utilizando un modelo cinético basado en la información de la composición del petróleo.,

## **6.2 HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES**

Son los hidrocarburos producidos o extraídos por medios de otras técnicas que no son convencionales (pozos). Según la Agencia Internacional de Energía, los hidrocarburos no convencionales incluyen las siguientes fuentes:

- ✓ Arenas Bituminosas
- ✓ Arenas Gasíferas
- ✓ Hidratos de Metano
- ✓ Licuefacción de Carbón
- ✓ Lutitas Bituminosas (Oil Shale)
- ✓ Lutitas Gasíferas ( Gas Shale)
- ✓ Vetas de Carbón impregnadas de metano

**Generalidad yacimientos Oil/Gas Shale:** Rocas sedimentarias de grano fino, rico en compuestos orgánicos, conteniendo cantidades significativas de kerogeno,

del cual se puede extraer hidrocarburos líquidos y gaseosos con la tecnología actual. El kerogeno puede convertirse en aceite a través de los procesos químicos de la pirolisis, hidrogenación o disolución térmica. El Oil/Gas Shale, se produce a través de fracturas en la roca, en este caso el Shale es la roca fuente, la roca reservorio y el sello.(Duncan 2003). Algunos shales se pueden encender igual que el carbón, y quemarse con una llama muy fuliginosa, similar a un carbón con un alto contenido de materia volátil. Sin embargo los Oil/Gas Shale no son de interés como combustibles sólidos, el interés principal está en la posibilidad de conversión a combustibles líquidos. Los “Oil Shale” pobres contienen cerca del 4% de Kerogeno cuando se calientan a 350-400°C rinde cerca de 6 galones por tonelada de Shale. Los “Oil Shale” ricos pueden contener hasta 40% de kerogeno y rendir cerca de 50 galones de petróleo por tonelada. (Típicamente el 75-80% del kerogeno se convierte en petróleo) En los shales el gas ha sido fijado por adsorción a las partículas de arcillas o es mantenido dentro de minúsculos poros y micro fracturas. (Barandiar et al. 2011)

### **Shale Oil:**

El Oil Shale es una roca sedimentaria de grano fino que contiene materia orgánica y produce cantidades considerables de aceite y gas cuando es sometida a destilación destructiva. La mayor parte de la materia orgánica contenida en los Oil Shale es insoluble en disolventes orgánicos ordinarios; por lo tanto, ésta debe ser descompuesta por calentamiento para poder ser extraída. El producto hidrocarburífero obtenido al someter la roca a éste proceso es conocido como Shale Oil (Yen &Chilingarian, 1976).

La cantidad de aceite que puede ser recuperada de depósitos de Oil Shale bajo procesos de extracción convencionales varia de un 4% a un poco más del 50% del peso total de la roca, o entre 10 y 150 galones de aceite por tonelada de roca, y aunque no todos los Oil Shale poseen un buen rendimiento, la mayoría tienen pequeñas cantidades de materia orgánica soluble (Bitúmen), y muchos contienen

vetas, venas, o cavidades saturadas con hidrocarburos sólidos o viscosos que los hacen atractivos (Dyini, J. R., 2006).

Muchas rocas llamadas Oil Shale en realidad no lo son en el sentido estricto de su definición; una roca clástica de grano fino y fisible. Las características minerales y texturales de muchos Shale permiten que sean clasificadas como otros tipos de rocas, tales como Limolitas, Calizas Sucias, Shale Negro, o Carbón Impuro.

El Oil Shale se puede diferenciar del Carbón por su contenido de material mineral (entre 60% y 90%); el Carbón por definición contiene menos del 40%, además, la materia orgánica del Oil Shale, que es la fuente de hidrocarburos líquidos y gaseosos, por lo general tiene un mayor contenido de hidrogeno y un menor contenido de oxígeno, en comparación con el Lignito y el Carbón Bituminoso.

Extraer aceite de los Oil Shale es esencialmente un proceso de minería, ya sea a cielo abierto o subterráneo (fracturamiento), el cual es acompañado posteriormente de una destilación en superficie o in situ. El producto líquido obtenido en esta destilación es luego mejorado para producir un crudo sintético que puede ser procesado en refinería.

### **Shale Gas**

Las formaciones de Shale ricas en material orgánico, antes consideradas solo como rocas fuente, o sellos para acumulaciones de gas en arenas y carbonatos asociados estratigráficamente, son ahora definidas como formaciones de Gas Shale (U.S. Department of Energy, 2009). Estos yacimientos están compuestos por rocas sedimentarias con un contenido predominantemente de partículas de tamaño arcilla, pero además, presentan porcentajes considerables de materia orgánica, lo cual los hace susceptibles de generar, y al mismo tiempo, almacenar cantidades importantes de hidrocarburos gaseosos. El Shale Gas se puede definir como el gas natural asociado a formaciones de shale que actúan simultáneamente

como yacimiento y fuente, es decir, Gas Shales (U.S. Department of Energy, 2009). En términos de su composición química, éste es un gas seco principalmente compuesto por metano, pero para ciertas formaciones se pueden presentar fracciones húmedas (etano, y propano). El gas principalmente es termogenico y se debe a la madurez termal de la roca, por lo cual el shale gas este caracterizado principalmente por la cantidad de materia orgánica y por la madurez termal de la roca.

### **6.3 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE HIDROCARBUROS.**

La prospectividad de un área en cuanto a hidrocarburos no convencionales (en este caso enfocado a Shale Oil y Shale Gas) puede ser estimada mediante la evaluación de parámetros geoquímicos y geológicos básicos. Cada uno de ellos es indispensable para estimar su ocurrencia y de no estar presente, restringe fuertemente la posibilidad de hallazgo de recursos.

Estos parámetros son:

**Carbono Orgánico Total (TOC):** Indica la cantidad de materia orgánica contenida en la roca. Para el caso de hidrocarburos no convencionales son estimados y clasificados los siguientes contenidos:

TOC <2% =	Potencial Bajo de Generación.
2%<TOC<4% =	Potencial Medio de Generación.
TOC>4% =	Potencial Alto de Generación.

#### ***Madurez Térmica***

La madurez térmica es una función de la historia de enterramiento, a medida que el kerogeno se expone a temperaturas cada vez más elevadas a lo largo del

tiempo, la vitrinita material de la pared celular y tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca, experimenta alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia. La medición de la Reflectancia de la vitrinita ( $R_o$ ) se desarrolló originalmente para clasificar la madurez del carbón. (Alexander et al. 2012)

**Reflectancia de Vitrinita:** Es una medida indirecta de la madurez térmica de la materia orgánica. Para el caso de hidrocarburos no convencionales son estimados y clasificados los siguientes contenidos:

$\%R_o < 0,8 =$	Madurez baja (ventana de generación de gas biogénico)
$0,8 < \% R_o < 1,1 =$	Madurez media (ventana de generación de aceites)
$\%R_o > 1,1 =$	Madurez Alta (ventana de generación de gas termogénico)

La Reflectancia de vitrinita se determina mediante mediciones con microscopio de reflectividad, un indicador de vitrinita menor del 0,6% es de inmadurez, diciendo que no se ha expuesto a condiciones térmicas suficientes durante un periodo de tiempo adecuado para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos.

**Espesor de la secuencia de Shale:** Es necesario contar con espesores mínimos de roca generadora, que permita estimar condiciones económicas válidas para los posibles yacimientos. Para el caso de hidrocarburos no convencionales son estimados y clasificados los siguientes valores:

Espesor < 30 ft =	Desfavorable
30 ft < Espesor < 50 ft =	Intermedio
Espesor > 50 ft =	Favorable

**Profundidad:** Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales actuales se encuentran a profundidades someras. Las altas profundidades de las secuencias litológicas de interés hacen inviable tecnológica y económicamente su explotación.

En la actualidad se consideran los siguientes intervalos de profundidad en la prospección de hidrocarburos no convencionales:

Profundidad < 6.000 ft = Favorable

Profundidad > 6.000 ft = Desfavorable

**Situación Estructural:** Las zonas actuales de desarrollo de proyectos de hidrocarburos no convencionales se caracterizan por su estabilidad geológica y su extensión lateral prolongada y continua. Escenarios diferentes no han sido probados. Este factor no descarta la posibilidad de ocurrencia de hidrocarburos no convencionales, pero si aumenta su riesgo exploratorio. Se consideran y clasifican los siguientes casos:

Secuencia de interés exhumada: Riesgo Alto

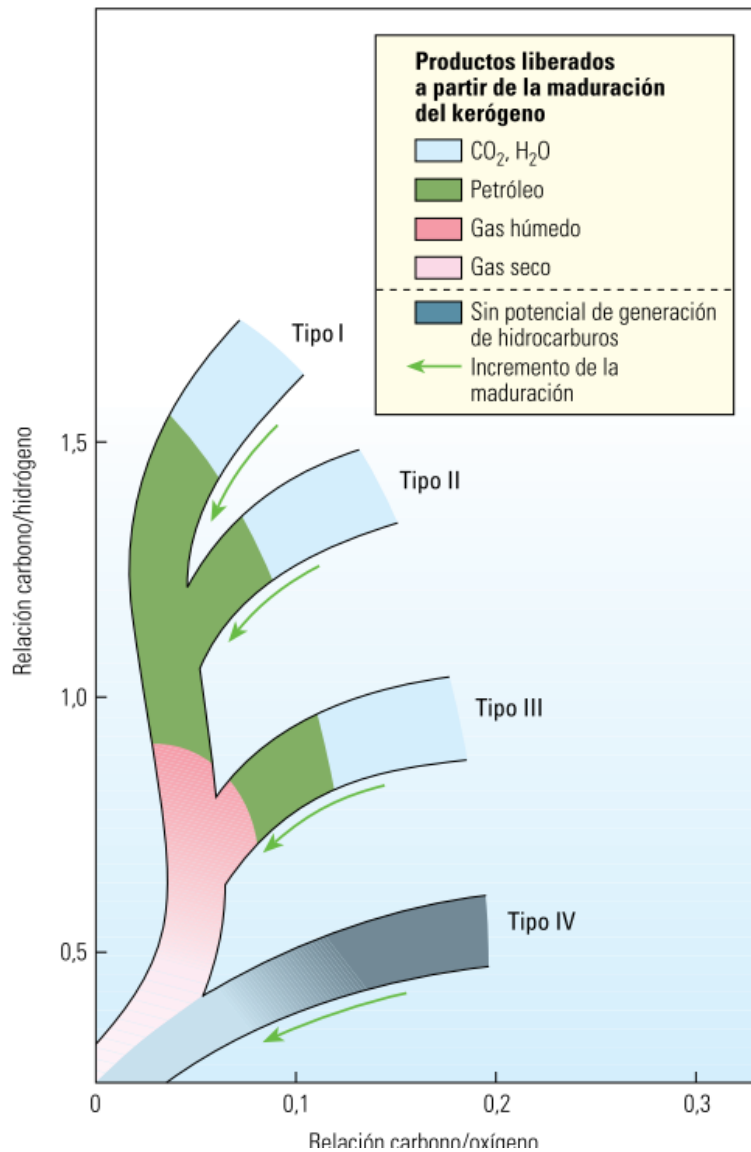
Secuencia de interés incluida en cinturón plegado: Riesgo Intermedio

Secuencia de interés en área de cuenca poco deformada: Riesgo Bajo.

### ***Kerogeno***

Con base en la información mencionada anteriormente sobre el kerogeno y sus tipos, se resume conceptualmente en la figura 13 donde se muestra cada tipo de kerogeno cuando evoluciona termalmente que tipo de hidrocarburos produce.

Figura 13 Diagrama de Van Krevelen el cual muestra los cambios producidos en el kerogeno por el incremento de calor asociado en el proceso de sepultamiento.



Fuente: Tomado de (Mccarthy et al. 2011)

Kerogeno Tipo I	=	Muy Favorable
Kerogeno Tipo II y III	=	Favorable
Kerogeno Tipo IV	=	Desfavorable

## Porosidad

Las lutitas ricas en contenido orgánico con potencial para la producción de hidrocarburos muestran mayor porosidad derivada del registro de densidad y menor porosidad del neutrón, esta respuesta se debe en que parte a la presencia de gas en la roca, la cual disminuye el índice de hidrogeno y la porosidad neutrón resultante.

En la lutita orgánica también puede darse una menor porosidad neutrón debido al menor contenido de minerales arcillosos en comparación a las lutitas típicas.

La medición de porosidad en el registro de densidad, el material constituyente que conforman las lutitas tienen mayores densidades aparentes que las rocas de yacimientos convencionales tales como areniscas o calizas. El kerogeno tiene una densidad aparente mucho menor ( $1,2 \text{ g/cm}^3$ ) que las areniscas o calizas, su presencia puede llevar al cálculo de una mayor porosidad, por lo cual se debe conocer la densidad de grano de la roca en cuestión, la cual se deriva principalmente de la herramienta de espectroscopia de captura elemental (ECS). La herramienta ECS también proporciona una estimación del kerogeno para la corrección de la densidad de grano.

La porosidad sónica es otra medición acústica que facilita el análisis de las lutitas, para las lutitas la porosidad sónica es generalmente mucho menor que la porosidad neutrón, es una función de los grandes volúmenes de agua ligada a las arcillas que se encuentran comúnmente en las lutitas. Cuando la porosidad sónica es mucho mayor que la porosidad neutrón puede indicar la presencia de gas, en lugar de agua en el espacio poroso. Cuando los valores de las porosidades sónicas y neutrón son similares, la lutita puede ser propensa a la acumulación de aceite.

Porosidad > 5 %	=	Favorable
Porosidad 3 – 5%	=	Intermedio

Porosidad < 3% = Desfavorable

### **Permeabilidad**

puede variar entre 0,001 a 0,0000001 mD, es función de la porosidad efectiva, la permeabilidad se puede medir gracias al análisis que desarrollo TerraTek con una técnica de pirolisis para cuantificar permeabilidades ultra bajas en formaciones no convencionales, además de la permeabilidad la técnica permite medir la densidad aparente y de los granos, porosidad total y efectiva, saturación de agua y de hidrocarburo, porosidad ocupada por gas, saturación de hidrocarburos ligados y volumen de agua ligada a las arcillas. La permeabilidad del yacimiento también puede ser estimada mediante pruebas de inyección de nitrógeno de corta duración y el subsiguiente análisis de caída de presión.

### **Gas in place.**

El gas se encuentra absorbido en la superficie del kerogeno en la lutita y también distribuido libremente en las porosidades primarias y secundarias, el volumen total de gas en sitio GIP es la combinación del gas absorbido, adsorbido y libre. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas absorbido será liberado o desorbido desde a superficie del kerogeno, sin embargo la desorción es una función del tamaño de poro de la lutita, el cual ha de ser tenido en cuenta cuando se estime el potencial del recurso. (Alexander et al. 2012)

Es una combinación de los siguientes parámetros:

- ✓ Gas libre en la porosidad: similar al gas en areniscas, se conoce la saturación, porosidad y el factor volumen de gas.
- ✓ Gas adsorbido en la materia orgánica función del tipo de materia orgánica, madurez, cantidad de materia orgánica, y composición del gas. En el laboratorio se mide usando experimentos de isotermas
- ✓ Gas disuelto o absorbido:

$$GIP = 43,56 \times \phi \times \frac{Sg}{Bg}$$

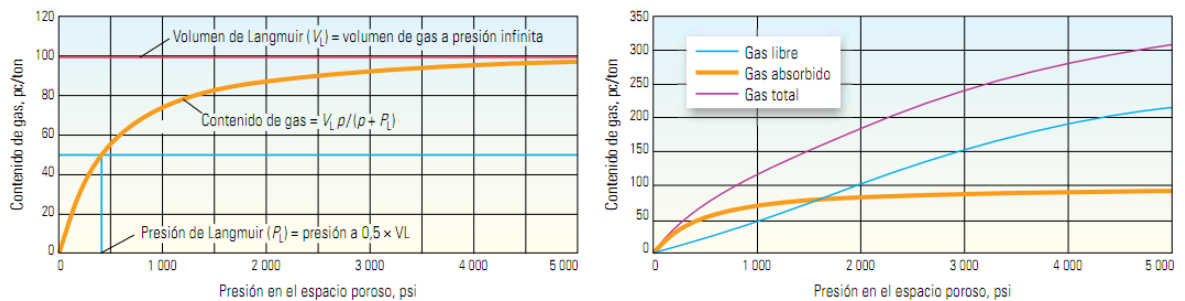
$\phi$ : porosidad

Sg: Saturación de gas

Bg: Factor volumétrico formación de gas

Este cálculo de GIP solo se puede hacer, mediante pruebas de laboratorio de núcleos de perforación, con un debido proceso de conservación del núcleo, en un cartucho filtrante. Para determinar el volumen de gas absorbido de las lutitas, se utiliza relaciones de presión que estiman el potencial desorción de la roca. La muestra se pulveriza para maximizar la superficie y luego se calientan para eliminar todo el gas absorbido, luego las muestras se exponen a metano a presiones cada vez más elevadas mientras se mantienen a una temperatura constante. El volumen de gas absorbido por la muestra de roca, presentado en unidades de pies cúbicos estandar/tonelada (pc/ton), se describe mediante una curva de isoterma de Langmuir. Una vez establecida la isoterma se puede determinar la capacidad de almacenamiento de la roca mediante una referencia a la presión de poro de la formación, la cual es representativa de la presión de yacimiento en sitio. Ver figura 14.

**Figura 14 Isotermas de Langmuir, se derivan de rocas trituradas y cuantifican la capacidad de almacenamiento absorbido de dicha roca,**



Fuente. Tomado de (Alexander et al. 2012)

## **Mineralogía**

Las lutitas pueden tener mezclas complejas de minerales y el éxito o fracaso de un recurso potencial dependen de la concentración relativa de los constituyentes. La mineralogía se determina frecuentemente a partir de los datos petrofísicos adquiridos con herramientas de registros de fondo de pozo, los cuales calibras con los datos de núcleos.

La evaluación de la formación para caracterizar yacimientos no convencionales, depende en gran medida de la comprensión de la mineralogía de la roca. La caracterización puede darse mediante el análisis de núcleos, pero el método no es eficiente ni rentable para intervalos extensos. Las mediciones continuas de las herramientas de adquisición de registros tales como la sonda ECS proporcionan rendimientos elementales que conducen a la estimación del porcentaje en peso para diversos minerales que son comunes en la lutitas orgánicas. Las principales respuestas de la herramienta ECS incluyen Silicio (Si), Calcio (Ca), Hierro (Fe), Sulfuro (S), Titanio (Ti), Gadolino (Gd) y Potasio (K).

Junto con los datos de mineralogía, las mediciones de espectroscopia proporcionan información acerca del tipo de arcilla, lo cual es útil para predecir la sensibilidad a los fluidos de fracturación de la formación. El contacto con el agua producirá que algunas arcillas se hinchen, lo cual inhibe la producción de gas y genera una gran cantidad de problemas operativos. La esméctica es la arcilla hinchable más común, la sensibilidad a los fluidos puede ser inferida a partir del tipo de arcilla, pero las pruebas en los núcleosextraídos del yacimiento proporcionan la información más precisa. Además de indicar la sensibilidad a los fluidos el tipo de arcilla es un indicador de rocas dúctiles, que por lo tanto no se fracturan con facilidad. Las lutitas dúctiles son más propensas a incorporar propano. La esméctica es un indicador de lutitas dúctiles. Otros tipos de lutita son másquebradizos y se fracturan con mayor facilidad. La presencia de illita es

favorable para el fracturamiento hidráulico debido a que a menudo es un indicativo de rocas quebradizas que no reaccionan con el agua.

### **Propiedades geomecánicas**

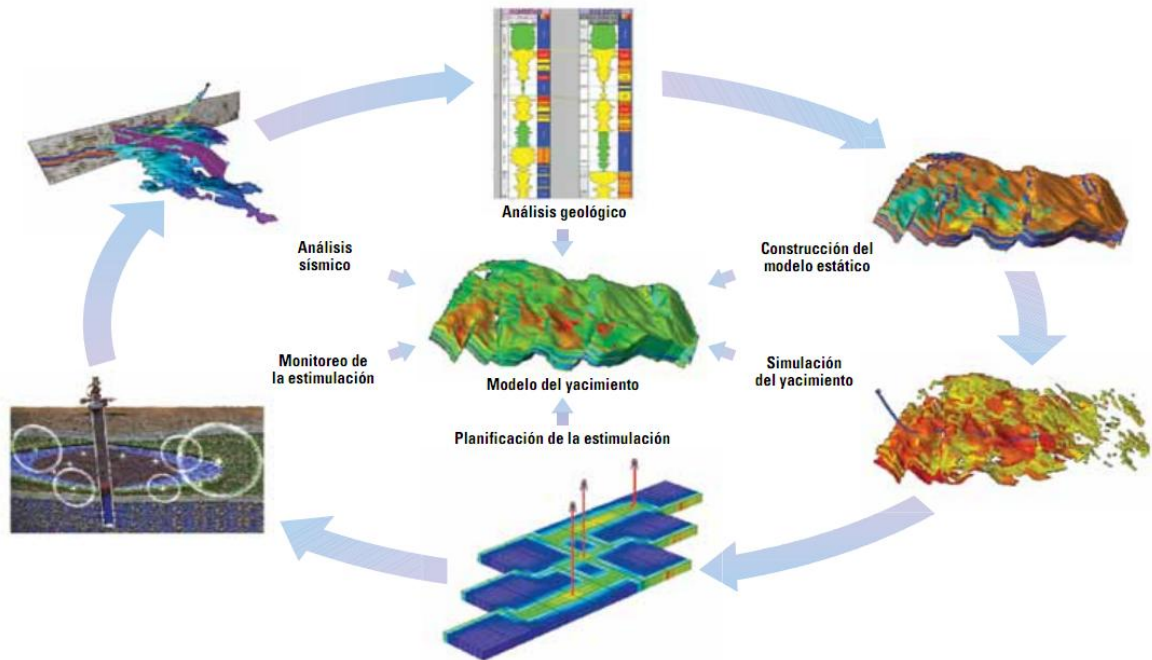
Las mediciones acústicas proporcionan las propiedades mecánicas en los medios anisotrópicos de lutitas, la plataforma de barrido acústico Sonic Scanner proporciona datos que se utilizan para mejorar los modelos mecánicos del subsuelo y optimizar la perforación y la estimulación, las propiedades mecánicas que se pueden obtener a partir de herramientas acústicas son módulo de compresibilidad, coeficiente de Poisson, Modulo de Young, Limite elástico, Modulo de corte y resistencia a la compresión. Estos valores se calculan a partir de las mediciones de las ondas compresionales de corte y de Stoneley.

En las lutitas altamente laminadas el módulo de Young y el coeficiente de Poisson son funciones de la orientación de la medición respecto a los planos de estratificación de la formación, Estas propiedades mecánicas anisotrópicas afectan el esfuerzo de cierre y por lo tanto el crecimiento vertical de la fractura hidráulica. Cuando se presenta una gran diferencia entre los módulos de Young medidos en sentido vertical y horizontal, el esfuerzo de cierre es mayor que en las rocas isotrópicas, los intervalos anisotrópicos están relacionados con altos contenido de arcillas hinchables. (Alexander et al. 2012)

#### **6.3.1 Caracterización Idónea de yacimientos.**

En la caracterización completa e idónea para los yacimientos no convencionales es recomendable hacer lo que muestra la figura # 15 en el flujo de trabajo para la descripción y caracterización de estos yacimientos.

Figura 15 Flujo de trabajo idóneo para una completa caracterización de yacimientos no convencionales tipo Shale Gas



Fuente: Tomado de (Alexander et al. 2012)

Las empresas de E&P cuando deciden caracterizar un yacimiento no convencional, tienen unos pasos a seguir, que en este proyecto por cuestión de presupuesto y alcance no se realiza y son:

1. Análisis Sísmico
2. Análisis Geológico "Registros de Pozo"
3. Construcción de modelo estático
4. Simulación del yacimiento
5. Planificación de la estimulación

## 7. TÉCNICAS DE LABORATORIO EMPLEADAS

### 7.1 PIROLISIS ROCK EVAL

Análisis de pirolisis Rock-Eval Pirolisis. Es un método rápido para la evaluación del tipo de kerógeno, madurez termal y potencial de generación de petróleo en una roca fuente. El instrumento pirolizador Rock-Eval VI produce cuatro picos en forma de pirograma designados como S1, S2, S3, S4 y S5. Ver Figura 16

Figura 16 Maquina Pirolisis Rock Eval VI,



Fuente: Tomada de (Mccarthy et al. 2011)

- S1. Representa todo el hidrocarburo diagenético y catagenético presente en la roca antes de ser llevada al laboratorio. Este es un indicador de la cantidad de hidrocarburos que han ocurrido. Ver figura 17
- S2. Representa la capacidad generativa de hidrocarburos que permanece en la roca al tiempo del muestreo. Esta fracción está relacionada al contenido de hidrógeno. Ver figura 17

- S3. La cantidad de dióxido de carbono CO<sub>2</sub> formado del craqueo térmico del kerógeno durante la pirolisis. Ver figura 17
- S4. Carbón orgánico total en porcentaje en peso, se identifican los componentes de dióxido de carbono y monóxido de carbono. Ver figura 17
- S5. Refleja el dióxido de carbono derivado de la descomposición de los minerales de carbonatos presentes en la muestra. Ver figura 17

La temperatura de calentamiento (T<sub>máx</sub>) en °C, a la cual el tope del pico S2 ocurre es referida el grado de madurez termal de la muestra.

S1, S2 y S3 se pueden expresar en ppm (partes por millón), ppt (partes por tonelada), kilogramo por tonelada de roca y miligramo por gramo.

La Tabla 2 es una guía para interpretar los resultados de los análisis de Rock-Eval. Los índices de H y O obtenidos del pirolizador Rock-Eval son análogos a las relaciones atómicas H/C y O/C obtenidas de los análisis elementales:

El índice de H = S2 (ppm) x 10 ó S2 (mg/gr) x 100 % COT

El índice de O = S3 (ppm) x 10 ó S3 (mg/gr) x 100 % COT

Los valores dados por estos índices son usados para distinguir los tipos de kerógeno (I, II, III y IV); sin embargo el índice de carbono reactivo es preferible porque no incorpora valores para S3 los cuales pueden ser erróneos especialmente en lutitas calcáreas.

### **7.1.1 Cruce de Datos, limitaciones Pirolisis Rock Eval VI**

*Limitaciones de los análisis de Rock - Eval.* (Blandon 2007)

- No hay distinción entre productos líquidos y gaseosos.
- Se pueden aplicar solamente cuando el kerógeno, a pesar de estar polimerizado, es inmaduro.
- El índice de hidrógeno es menospreciado cuando aumenta la madurez. Así, bajas estimaciones del "total de hidrocarburos" se deberían obtener por pirolisis de rocas maduras a menos que se hiciera corrección por madurez. Para evitar esto es necesario trabajar con muestras inmaduras o hacer una corrección por madurez similar a la obtenida empleando la relación H/C.

*Cruce de Datos pirolisis rock eval.*

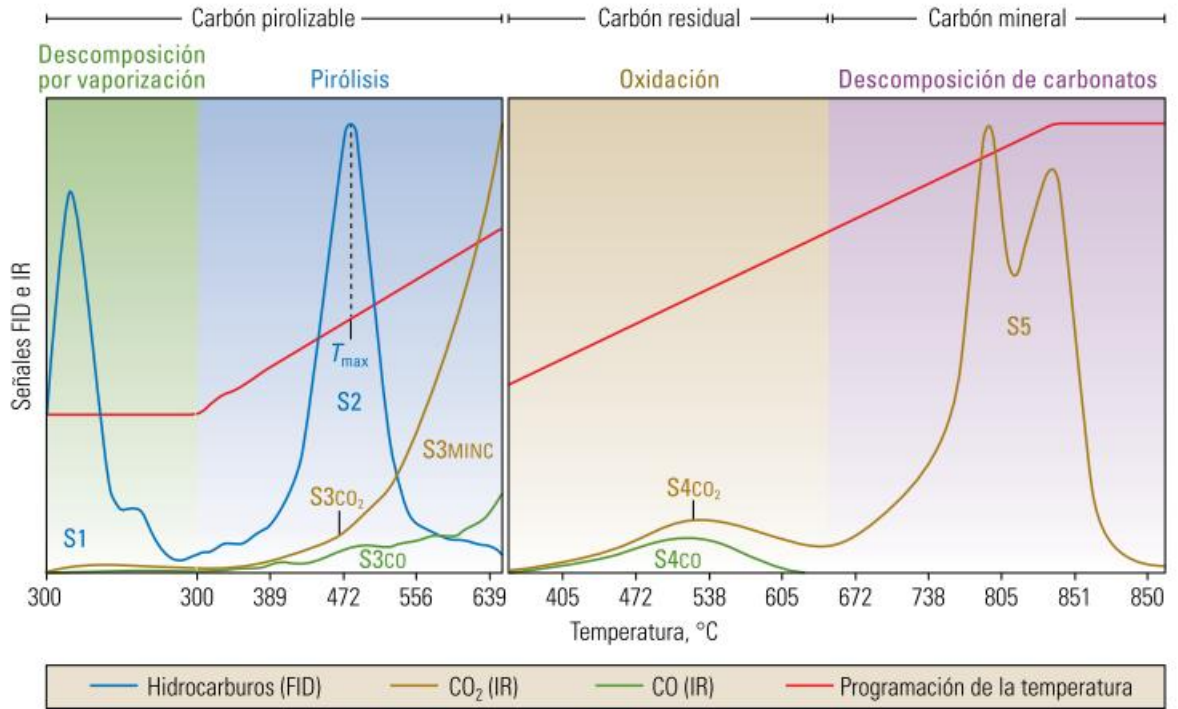
Para obtener una guía en la interpretación de los datos de pirolisis rock eval, obteniendo índices para evaluar los parámetros de potencial de hidrocarburos, productos del tipo de kerogeno, Madurez termal, Índice de producción, etc... se tomó la tabla 1, (Blandon 2007)

Tabla 1 Guía para la interpretación de los análisis de pirolisis Rock-Eval. Guide for the interpretation of Rock –Eval pyrolysis data.

<b>Evaluation</b>	<b>Parameter</b>	<b>Value</b>	<b>Classification</b>
Hydrocarbon potential	S1+S2 ( ppm)	< 2000 2000 – 6000 > 6000	Poor Regular Good
Hydrocarbon potential type of kerogen	$\frac{(S1+S2) \times 10^{-2}}{TOC}$	Depend of thermal maturation	Depend of thermal maturation
Type of kerogen	S2/S3	< 5.0 5.0 – 10.0 > 10	Produce gas Ancertain mixed Produce oil
Thermal maturation	T máx	< 430 °C 430 – 465 °C > 465°C	Inmature Mature Overmature
Productivity index	S1/S1+S2	< 0.28 > 0.28	Prone rock Oil migrated
Hydrocarbons produced	S1	0–0.5 mg Hc/g of rock 0.5 – 1.0 1.0 – 2.0 2.0 – 6.0 > 6.0	Poor Regular Good Very good Excelent
Hydrocarbon by to produce	S2	< 2.0 mg Hc/g of rock 3.0 – 5.0 > 5.0	Poor Regular Good
Quantity of organic matter	TOC	0 – 0.5 0.5 – 1.0 1.0 – 2.0 2.0 - 4.0 > 4.0	Poor Regular Good Very good Excelent

Fuente: (Blandon 2007)

**Figura 17** Resultados del proceso pirolisis Rock Eval VI



Fuente. (Mccarthy et al. 2011)

## 7.2 MICROSCOPIO ELECTRÓNICO DE BARRIDO SEM

El microscopio electrónico de barrido, (ScanningElectronMicroscope) Ver figura 18. utiliza un haz de electrones en lugar de un haz de luz para formar una imagen, Tiene una gran profundidad de campo, la cual permite que se enfoque, produciendo imágenes alta resolución, y de alta magnificación, La preparación de las muestras, solo requiere que sea conductoras, en este caso los shales tenían un contenido de materia orgánica, la cual le dio la conductividad necesaria para ser analizada por el equipo. La muestra es barrida con los electrones acelerados que viajan a través del caño, un detector mide la cantidad de electrones enviados que arroja la intensidad de la zona de muestra, siendo capaz de mostrar figuras en

tres dimensiones 3D proyectados en una imagen digital, la resolución varía entre 4 y 20nm.

Figura 18 Imagen Microscopio Electrónico de Barrido ESEM FEI – Quanta 200FEG



Fuente: Tomada de Product Data, FEI, ESEM TM Vacuum Modefor Versa 3DTM

### **7.3 DIFRACCIÓN DE RAYOS X DRX**

La Difracción de Rayos X está basada en las interferencias ópticas que se producen cuando una radiación monocromática atraviesa una rendija de espesor comparable a la longitud de onda de la radiación. Los Rayos X tienen longitudes de onda de Angstroms, del mismo orden que las distancias interatómicas de los componentes de las redes cristalinas. Al ser irradiados sobre la muestra a analizar, los Rayos X se difractan con ángulos que dependen de las distancias

interatómicas. La técnica sirve para determinar la estructura detallada de un material, permite conocer la posición que ocupan los átomos, iones o moléculas que lo forman. Debido a este ordenamiento se puede determinar propiedades físicas y químicas de los materiales.

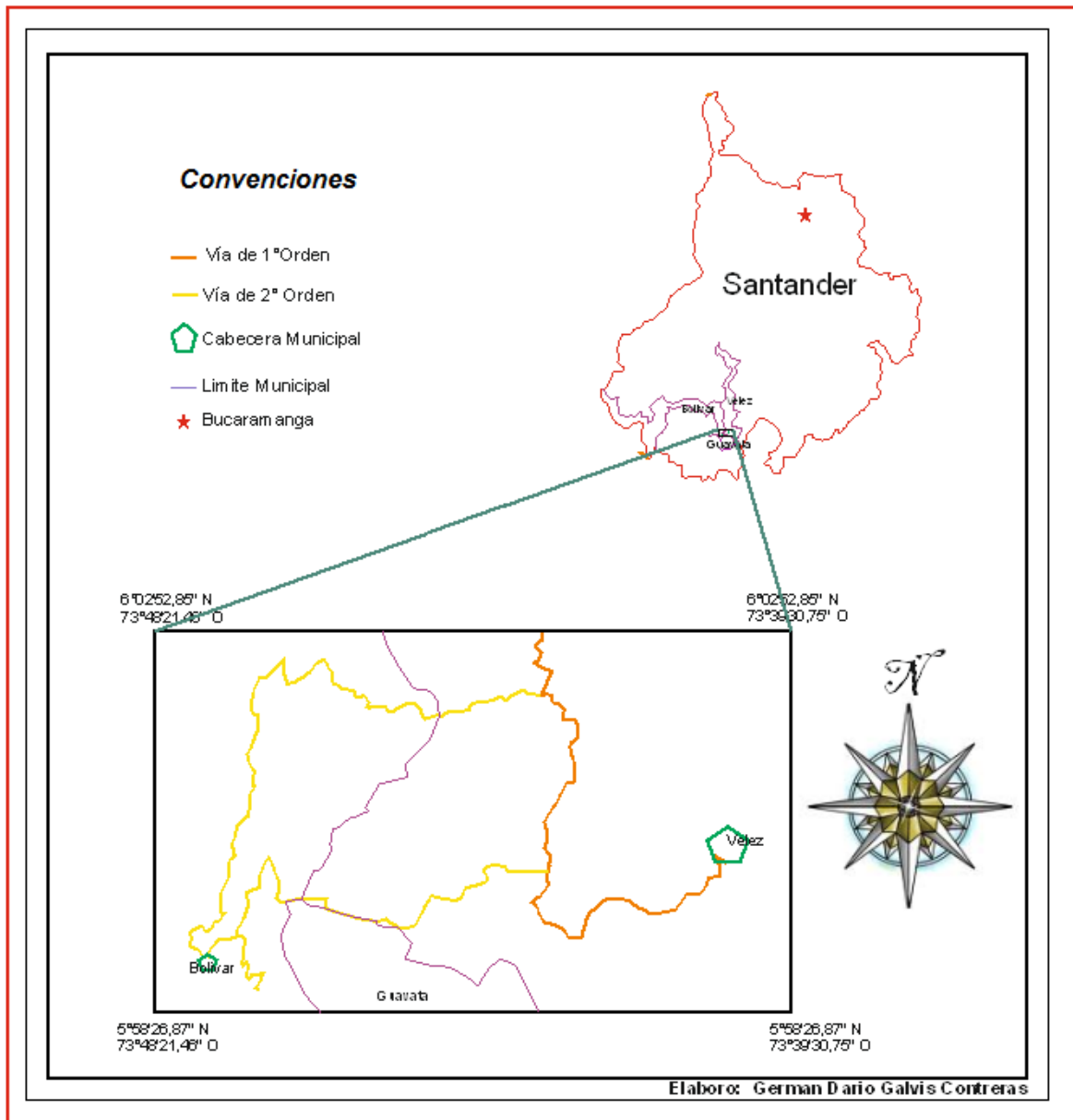
El análisis se realizó en un difractómetro de polvo marca BRUKER modelo D8 ADVANCE con Geometría Davinci, en el cual se realizó un análisis cualitativo de las fases presentes en la muestra mediante la comparación del perfil observado con los perfiles de difracción reportados en la base de datos PDF-2 del International Centre for Diffraction Data (ICDD)

## **8. MARCO GEOLOGICO DE LA ZONA DE ESTUDIO**

### **8.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA DE LA ZONA DE ESTUDIO.**

La zona de estudio, está ubicada en el departamento de Santander, Colombia. A 231 Km al sur de la ciudad de Bucaramanga. En un área que abarca las zonas rurales de los municipios de Vélez, Bolívar y Guavata. Consta de vías de transporte de primer, segundo y tercer orden. La vía de primer orden es la carretera que comunica a la cabecera municipal de Vélez, con la cabecera municipal de cimitarra. Las vías que comunican las cabeceras municipales de Vélez – Bolívar, Vélez – Guavata, Bolívar – Guavata, son carreteras de segundo y tercer orden. Ver figura #19.

Figura 19 Localización Geográfica del área de estudio

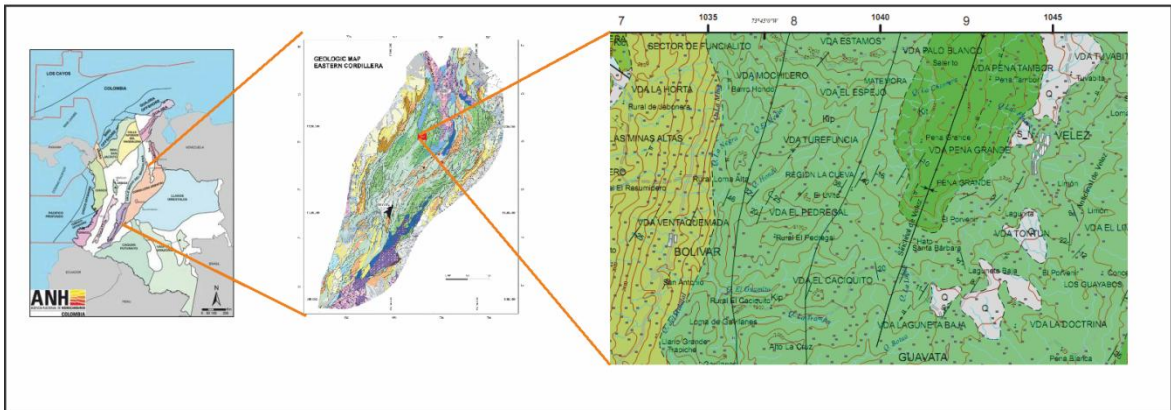


Fuente Autor Galvis 2012.

## Localización Geológica.

El área de estudio, está ubicada en la cuenca sedimentaria cordillera oriental colombiana, donde predominó un ambiente de deposición transicional-marino, durante el cretáceo inferior, Hauteriviano al Albiano inferior, en ese entonces los sedimentos estudiados se depositaron en la cuenca del Magdalena medio donde posteriormente, debido a la geodinámica, los esfuerzos tectónicos causaron una inversión en la cuenca, produciendo la actualmente conocida cuenca Cordillera Oriental Colombiana. Ver Figura # 20.

Figura 20 Localización Geológica de la zona de Estudio, Tomado ANH Petroleum Geology of Colombia, Eastern Cordillera Basin, Vol 7, Ingeominas Plancha 170, Ulloa 1984



Fuente: Modificado Autor, Galvis 2012

Debido a la complejidad de los eventos geológicos que han ocurrido a través del tiempo, el estudio de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, se localizan estratigráficamente a continuación.

**Formación Rosablanca**, Al norte de la cabecera municipal de Bolívar, Santander, Se tomaron datos y columna estratigráfica, del nivel intermedio de la formación Rosablanca, según la descripción de la secuencia guía **Julivert 1963**

**Formación Paja:** Al occidente de la cabecera municipal de Vélez, Santander, se tomó datos y columna estratigráfica del nivel superior, el cual se encuentra en concordancia con la base de la formación tablazo.

**Formación Tablazo.** Al occidente de la cabecera municipal de Vélez, Santander, se tomó datos y columna estratigráfica, del nivel inferior basal de esta formación, la cual se encuentra en contacto concordante con el nivel superior de la formación Paja.

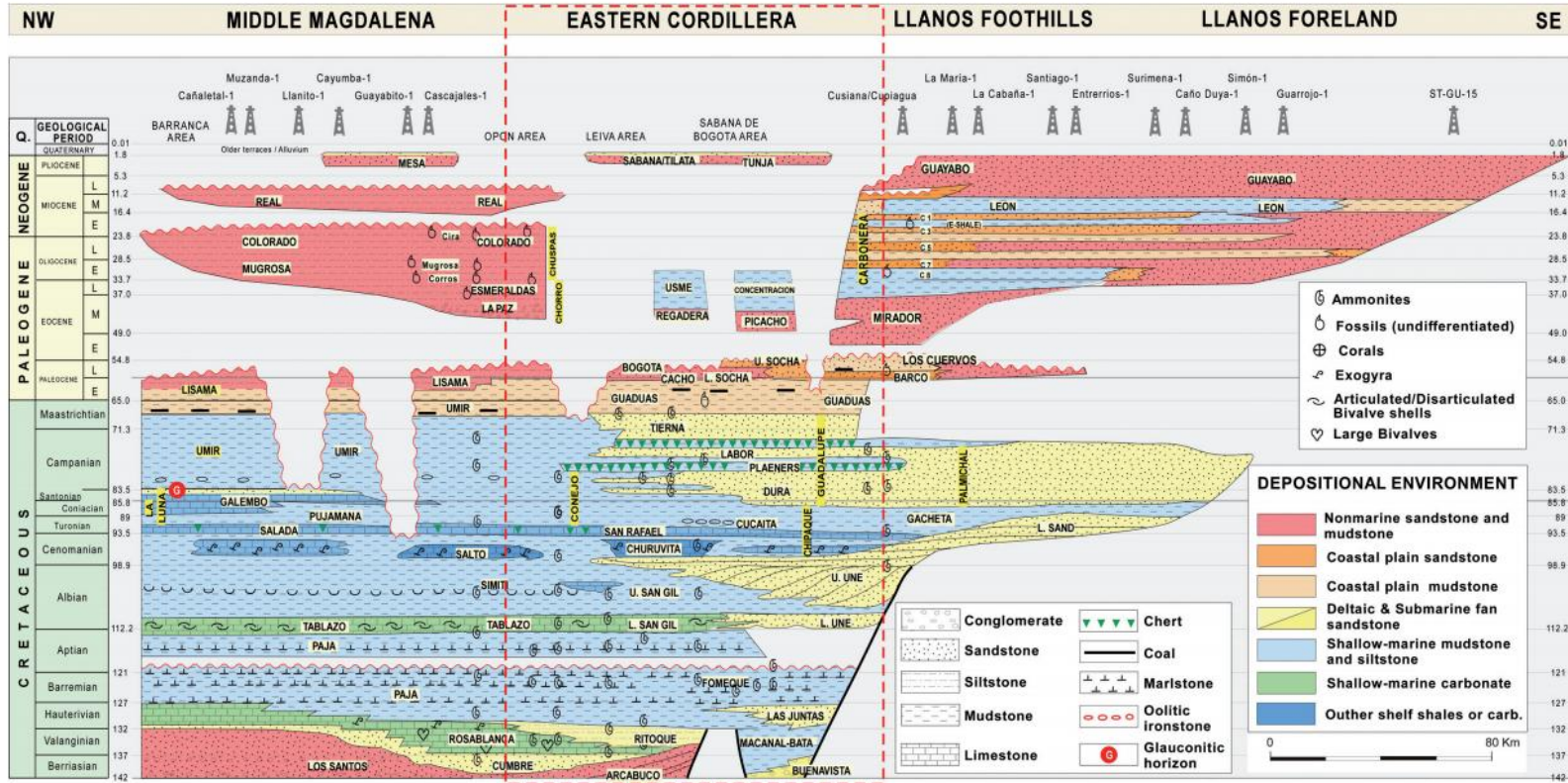
Las tres Formaciones mencionadas anteriormente, son las únicas que afloran en el área de estudio, El mapa Geológico de la zona, es tomado de Ingeominas 1984, C. Ulloa; E. Rodríguez, Geología de la Plancha 170 Vélez. Al cual se le hace unas modificaciones en el aspecto estructural, (Mantilla 2003) Falla Guamito y autor 2012 Falla La Mina.

## **8.2 MARCO ESTRATIGRÁFICO REGIONAL**

Los sedimentos depositados desde el jurásico superior hasta la actualidad, son los que caracterizan las rocas sedimentarias de la cuenca Cordillera Oriental Colombiana, la sedimentación del cretácico temprano se limitaba a una cuenca extensional limitado por fallas normales, el ambiente de deposición era marino, con ciertas fluctuaciones en el nivel del mar. El cretácico tardío la sedimentación ocurrió durante el hundimiento térmico e incluía un área regional fuera de las cuencas extensionales originales, En general la sedimentación cretácica correspondió a un ciclo de transgresión-regresión que se inició con depósitos continentales seguido por una transgresión marina. La transgresión alcanzó su pico máximo nivel eustático durante las épocas de Cenomaniano, Turoniano y Coniaciens; donde la mayoría de rocas generadoras de petróleo se depositaron. (Cediel & Sarmiento 2012.)En el Paleoceno debido al llenado del foredeep

cretáceo, hubo ambiente de sedimentación continental. Las formaciones estratigráficas presentes en la cordillera oriental, se muestran a continuación en la figura 21. Y se describen posteriormente.

Figura 21 Diagrama Estratigráfico Wheeler Regional de las cuencas (Magdalena Medio, Cordillera Oriental, y Llanos). Modified after Etayo (1985a, 1994), Geotec (1992, 2000), Cooper et al. (1995), Gomez (2001), Sarmiento-Rojas (2001) and Mora et al. (2010).



Compiled and modified after ETAYO, F. (1985,1994), GEOTEC (1992), COOPER, M. A. *et al.* (1995) and GOMEZ E. (1999) Ecopetrol and Belcip (1995), Mora *et al.* (2010)

Fuente: Tomado Petroleum Geology Eastern Cordillera ANH 2007

**Formación Arcabuco (Jar).- Según Julivert, et al. (1968)**

La unidad está compuesta por potentes conjuntos de areniscas cuarzosas, blancas, de grano fino a medio, bien cementadas, en estratos que varían de 0.15 a 2 m de espesor, con intercalaciones de grandes paquetes de arcillolitas y limolitas amarillo-rojizas. Algunos bancos de areniscas son lenticulares y presentan estratificación cruzada de gran escala. la Formación Arcabuco ha sido considerada de edad Jurásico superior

**Formación Cumbre (Kic).- Según Renzoni, G. (1981).**

Consiste de areniscas cuarzosas, grises claras a carmelitas con intercalaciones de lutitas negras, piritosas y frecuentes niveles fosilíferos. Constituida por una alternancia de limolitas arenosas, amarillentas, rojizas, moscovíticas; Arcillolitas, gris verdosas, de grano fino a medio, friables, estratificadas en bancos hasta de 0.70 m de espesor. Etayo, F, (1968) considera este nivel como representativo de sedimentos de plataforma.

**Formación Rosablanca (Kir).- (JULIVERT, M, et al., 1968).**

Consiste de una sucesión de calizas negras de grano fino, fosilíferas en estratos que varían de 0.10 a 1.50 m de espesor, con intercalaciones de Arcillolitas en su mayoría calcáreas. La edad de Formación Rosablanca ha sido considerada por Burgl, H. (1954) como Valanginiano, tal asignación ha sido discutida por Etayo, F. (1968), quien la dató tentativamente del Valanginiano superior y sugirió también podría representar una zona no precisada del Hauteriviano inferior. Julivert, M. et al (1968) considera la unidad es oblicua respecto a las líneas isócronas y que su edad sería Berriasiano hacia el norte, Hauteriviano hacia la región de la Mesa de los Santos y San Gil y Valanginiano en Villa de Leiva. Esta formación se depositó en un ambiente marino

En la Provincia de Vélez, la Formación Rosablanca aflora hacia el noreste constituyendo el núcleo del anticlinal de Vélez y, se pierde hacia el suroeste

debido al cabeceo de esta estructura. Igualmente aflora de sur a norte en la parte más occidental del área, desarrollando un extenso plano estructural inclinado hacia el este. En el área de Santander, suprayace concordantemente a la Formación Tambor y se encuentra en contacto transicional con la suprayacente Formación Paja (MORALES et al. 1958), y con la Formación Ritoque.

**Formación Ritoque (Kiri).- Según Etayo, F. (1968)**

Consta de una sucesión de limolitas grises, con tonalidades amarillentas, rojizas por meteorización, micáceas, con intercalaciones de arcillolitas calcáreas; su espesor aproximado es de 125 metros. La edad de la Formación Ritoque como Hauteriviano inferior y depositada en un ambiente marino.

**Formación Paja (Kip).-según Morales, L. (1958)**

Teniendo como localidad tipo la quebrada La Paja, afluente del río Sogamoso (JULIVERT, et al., 1968). Consta en su base de lutitas y limolitas grises oscuras a negras, ferruginosas con delgadas intercalaciones de areniscas arcillosas; su parte media la compone una sucesión de lutitas grises, con intercalaciones de areniscas, Arcillolitas calcáreas y calizas, con concreciones limolíticas, piritosas, hasta de 10 cm de diámetro y niveles de yeso, y la parte superior está formada por lutitas grises clara a oscuras, micáceas, interestratificadas con areniscas arcillosas, de grano fino, en estratos hasta de 5 m de espesor. Para esta unidad se le ha estimado un espesor de 740 m

**Formación Tablazo (San Gil inferior) (Kit).- según Morales, L. et al (1958)**

El nombre de la Formación Tablazo fue dado por Wheeler, O. (Informe Inédito), teniendo como sección tipo la cúspide de los primeros cerros al Este de la población de El Tablazo. La Formación Tablazo, en el área de estudio se presenta concordantemente a los estratos de la Formación Paja, y se caracteriza por presentar una tipografía escarpada. La formación consta de una alternancia de areniscas arcillosas, de grano fino, moscovíticas, estratificadas en bancos

hasta 1 m de espesor; calizas grises oscuras, a negras, con intercalaciones de limolitas grises claras; en esta localidad, se midió un espesor de 287 m. La edad de la Formación Tablazo es considerada por Morales, L. (1958) (en JULIVERT, M., 1968) como Aptiano superior a Albiano inferior, basado en su posición estratigráfica entre las formaciones Paja y Simití. Etayo, F. (1968). La Formación Tablazo, se depositó en un ambiente marino de poca profundidad, cercano a la costa.

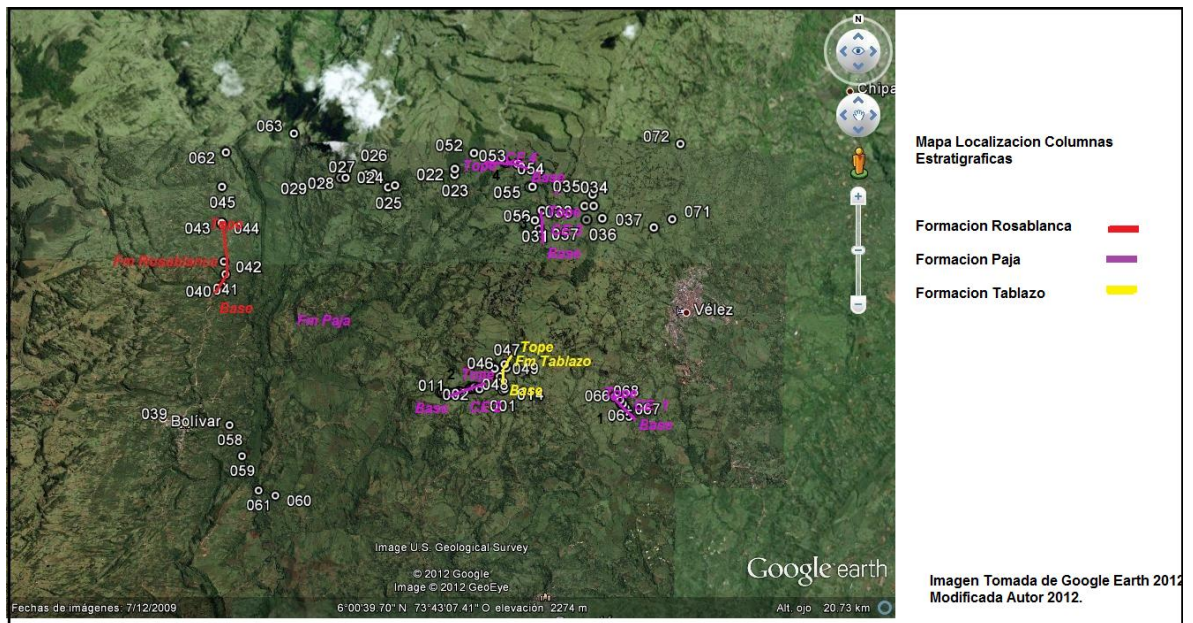
**Formación Simití (Kis)(San Gil superior).- Según Morales, L. et al (1968)**

Consiste de lutitas negras, con delgadas intercalaciones de calizas arenosas y areniscas arcillosas de grano fino, gris-amarillentas, estratificadas en bancos hasta de 0.50 m de espesor, con nódulos calcáreos, ferruginosos. Etayo. F. (1968) la considera Albiano medio a superior y sugiere un “ambiente de sedimentación con poca aireación en el fondo marino, produciéndose condiciones reductoras que cesaron intermitentemente para dar margen a vida bentónica”.

### **8.3 COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS**

A continuación se muestran las columnas estratigráficas parciales de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo las cuales afloraban en el área de estudio. De igual forma se encuentran localizadas por formación en la figura 22.

**Figura 22 Mapa Localización columnas estratigráficas parciales, Formación Rosablanca, Paja y Tablazo**



Fuente Autor

### 8.3.1 Formación Rosablanca.

Aflorando al norte de la cabecera municipal de Bolívar, Santander Ver figura 22. Se caracteriza por ser calizas mudstone con lodo cristalino micritico con una variación de espesor de 0,8m a 8,5 m, se presenta ciclicidad entre los estratos delgados y gruesos, lo cual indica pequeñas fluctuaciones del nivel del mar que permitieron que precipitaran los carbonatos a diferentes rangos de tiempo geológico. Se describen las facies sedimentarias Mudstone masivo y Mudstone con laminación ondulada. Ambas sin contenido fosilífero macroscópico. Se presenta en la columna la variación en datos geoquímicos de %TOC, S1, S2, S3, Tmax, IH, IP y una curva interpretativa de la Evaluación del Potencial. Se levantaron aproximadamente 67m, de columna sedimentaria. Ver figura 23 y Anexo A.

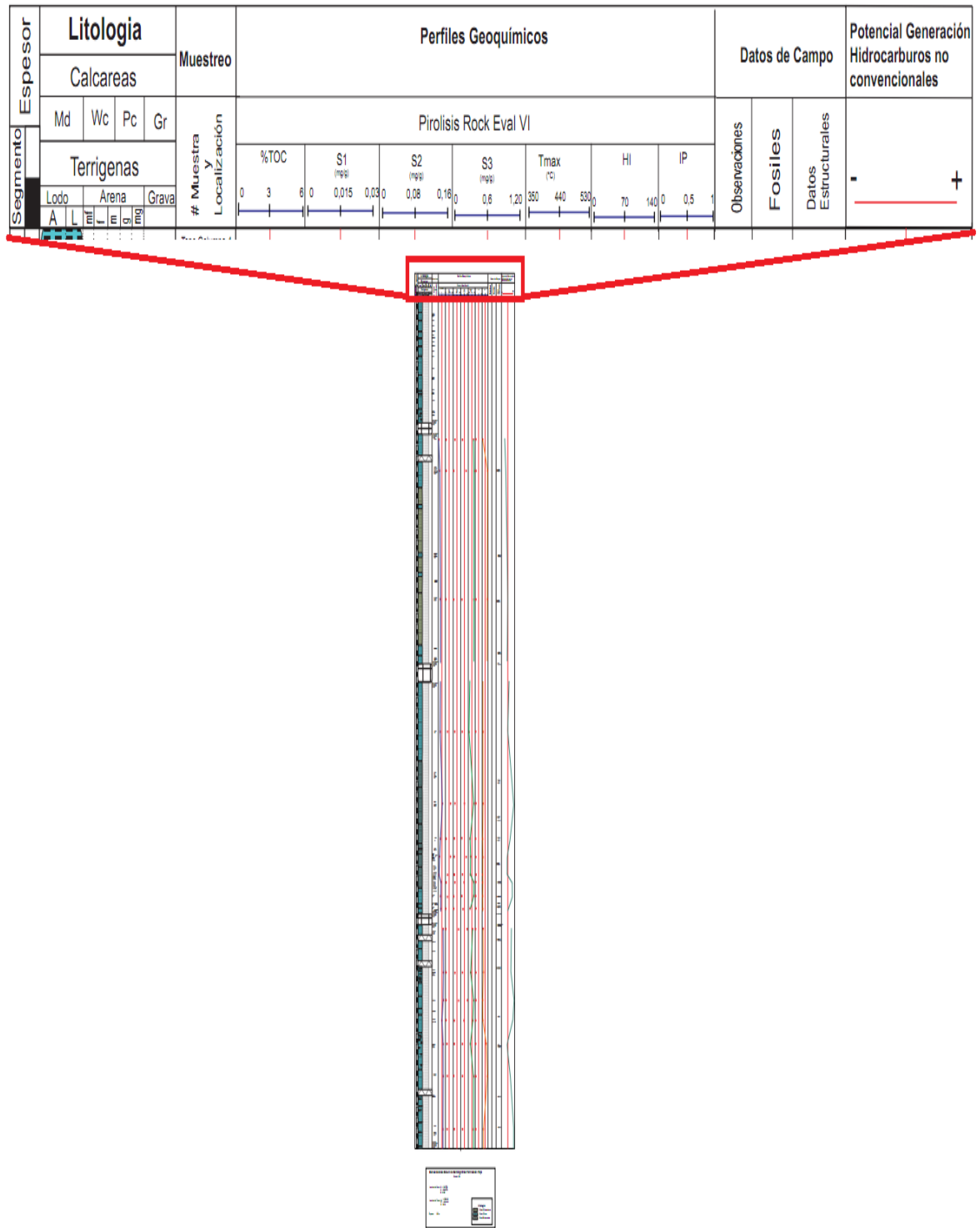


La ciclicidad en el espesor de los estratos, puede estar relacionada a cambios leves en el nivel del mar, produciendo un menor o mayor tiempo de precipitación de los carbonatos. La laminación ondulada se debe a alternancias milimétricas de las laminas de micrita más o menos recristalizada a tamaño esparita (A, Rec& A, Perez. 1998). El bajo % TOC pudo haber sido que la zona de deposición tenía déficit en organismos por falta de nutrientes o alimentos. La bioturbación es un proceso posterior a la diagénesis y se produce por la acción de microorganismos, este proceso también puede haber consumido hidrocarburos producidos por estas rocas.

### **8.3.2 Formación Paja**

Levantada en tres secciones, en el área rural de los municipios de Vélez y Guavata, Santander ver figura 22. La litología se caracteriza por arcillolitas negras a grises oscuras, con variación en la composición entre carbonatada y silicatada, presencia de nódulos/concreciones y fósiles como amonites, bivalvos, y nanofósiles. Las arcillolitas se presentan con laminación planoparalela y masivas. Se presenta la variación de los datos geoquímicos %TOC, S1, S2, S3, Tmax, IH e IP. Se presentan las facies Lutitas masivas, Lutitas masivas fosilíferas, Lutitas Laminadas, Lutitas con nódulos y/o concreciones. Se levantaron aproximadamente 165m de columna sedimentaria. Ver figura 24 y Anexo 2.

Figura 24 Columna Estratigráfica parcial con datos geoquímicos Formación Paja,



Fuente Autor

Se presenta depósitos marinos profundos, tipo turbidita. Lo cual evidencia una transgresión hacia la cuenca aumentando la profundidad del mar, El contenido fosilífero como los amonites, se encuentran dispersados, debido a que los organismos cuando mueren bajan de forma diferencial al fondo marino.

Columna 1. Base de la columna estratigráfica parcial. Se presenta facies lutitas con nódulos/concreciones de origen diagenético, lutitas con laminación plano paralela, y lutitas masivas, las lutitas no reaccionan con el ácido clorhídrico, indicando deficiencia de carbonatos. Variación del espesor de los estratos, indicando cambios de tiempo de deposición de los sedimentos que pueden relacionarse a pequeños cambios del nivel del mar a través del tiempo. Espesor 36m. Ver Figura 22 y Anexo 2

Columna 2. Intermedia inferior de la columna estratigráfica parcial. Se presentan lutitas silicatadas y carbonatadas, intercalándose de base a tope. El espesor de los estratos es más homogéneo, indicando estabilidad en el periodo de deposición, se presentan facies lutitas laminas y lutitas masivas. El contenido Fosilífero macroscópico es nulo. Espesor 51m Ver Figura 22 y Anexo 2

Columna 3. Intermedia Superior de la columna estratigráfica parcial. Se caracteriza por la intercalación de las lutitas silicatadas y carbonatadas, el contenido fosilífero es mayor, presencia de bivalvos. El cambio en el espesor de los estratos es significativo, los estratos delgados son silicatados y los gruesos son carbonatados, indicando cambios en el periodo de deposición tanto del nivel del mar y de la fuente (organismos cálcicos). Espesor 59 m Ver Figura 22 y Anexo 2

Columna 4. Superior de la columna estratigráfica parcial. Se caracteriza por las facies lutitas con nódulos, lutitas con alto contenido fosilífero > 15% bivalvos, lutitas con laminación plano paralela, lutitas masivas. El espesor de los estratos es homogéneo a excepción de los que contienen el alto contenido fosilífero, estos

estratos presentan un espesor entre 0,1 a 0,2 m. y están intercalados. Indicando que hacia el tope de la formación paja, en el aptiano superior, hubo cambios abruptos en el nivel del mar, o una extinción masiva de organismos, que se acomodaron en estos depósitos. Espesor 27m Ver Figura 22 y Anexo 2

### **8.3.3 Formación Tablazo**

La sección se levantó al oeste de la cabecera municipal de Vélez, Santander sobre la carretera que conduce a cimitarra ver figura 22. La formación Tablazo se caracteriza en este sector por ser una intercalación de rocas calizas micriticas masivas y lutitas laminadas. El espesor de las lutitas es notablemente menor relación 1:4 a el espesor de las calizas en la parte superior de la columna estratigráfica parcial, en la base predomina el espesor de las lutitas en relación a las calizas. Se presenta la variación de los datos geoquímicos %TOC, S1, S2, S3, Tmax, IH e IP. Se presentan las facies Lutitas con laminación y Mudstone Masivo. La columna consta de intercalaciones entre lutitas y calizas tipo mudstone, el contenido fosilífero es bajo. Ver Figura 25 y Anexo 3.



La base de la columna se caracteriza por un contacto concordante con el tope la formación Paja, donde se está pasando de un ambiente marino profundo a un marino somero, esta transición es debido al llenado de la cuenca, y a la subsidencia dinámica (Enterramiento). En la base hay intercalación entre lutitas laminadas y calizas tipo mudstone donde la relación de espesor es lutita (2m)–caliza (0,6m) 3:1, a medida que aumenta hacia la zona intermedia de la columna, se evidencia una transgresión muestra de la cantidad y espesor (1-2,4m) de estratos de lutitas, que predominan sobre los estratos de Caliza tipo mudstone, el contenido fosilífero macroscópico es nulo.

En el tope se evidencia la regresión del mar, con el espesor mínimo de lutitas (0,1 – 0,3m) y el espesor de las calizas también es pequeño < 1,4m. El contenido fosilífero en la zona superior es nulo.

#### **8.4 FACIES SEDIMENTARIAS RECONOCIDAS EN LAS COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS LEVANTADAS.**

Las facies se consideran como un conjunto de características que ayudan a definir y diferenciar temporal y espacialmente los sedimentos consolidados en un pasado geológico. Las facies están relacionadas con el nivel de energía deposición, el ambiente sedimentario, y las variaciones que estuvieron en él. A continuación se presentan las facies descritas por cada una de las formaciones en el área de estudio.

##### **8.4.1 Formación Rosablanca**

###### **Facies Caliza**

En la columna sedimentaria parcial detallada que se levantó en campo de la Formación Rosablanca, se puede observar la localización de las facies que se presentan a continuación. Ver Anexo 1.

Facie Mudstone: Mudstone masivo (Mv); Mudstone con laminación ondulada cruzada (MI)

*Mv*: Caliza tipo mudstone con porcentaje de aloquimicos entre 0-10%, lodo calcáreo microcristalino en la matriz (micrita), el contenido fosil varía entre el 0 – 3%. Generalmente de color gris claro a verde grisáceo. Estratos lenticulares, bioturbadas. Estratificación lenticular. Ver figura 26,

Figura 26 Estratificación lenticular de mudstone masivo, formación Rosablanca.



Fuente: Autor

*Ml*: caliza tipo mudstone, con bajo contenido de aloquimicos, lodo calcáreo microcristalino micrita, generalmente gris oscuro a verde grisáceo. Laminación ondulada. Ver figura 26. La laminación ondulada esta definida por alternancias milimétricas de laminas de micrita mas o menos recristalizada a tamaño esparita (A, Roc& A, Perez; 1998) Ver figura 27.

Figura 27 Laminación Ondulada cruzada, Caliza mudstone Formación Rosablanca



Fuente: Autor

#### **8.4.1 Formación Paja.**

En la columna sedimentaria parcial detallada que se levantó en campo de la formación Paja, se puede observar la localización de las facies que se presentan a continuación. Ver Anexo 2.

#### **Facies Arcillosas.**

Las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes en la formación Paja, constituyendo la mayor parte del espesor aflorante, en la región de los municipios de Vélez, Bolívar y Guavata.

*Facies Lutitas: Lutitas masivas (Lm) Lutitas masivas fosilíferas(Lmf), Lutitas Laminadas (Ll) Lutitas con nódulos y/o concreciones(Ln)*

*Lmf*: son Arcillolitas/lutitas en general que varían desde negro a gris oscuro, afloran en bancos de poco espesor 0,1 – 0,2 m. el contenido fósil es varia entre (1-15%) equivalvos e impresiones de amonites, Parte superior de la formación paja, concordante a la base de la formación tablazo. Ver figura 28. El alto contenido fosilífero, puede estar relacionado a una pequeña extinción de estos organismos bivalvos en el aptiano superior.

Figura 28 Shale carbonatado, con alto contenido de fósiles, FACIE LMF.



Fuente. Autor

*Lm*: Lutitas generalmente de color negro a gris oscuro, afloran en bancos de espesor de 0,2 – 1,5 m. con contenido fosilífero macroscópico nulo. No reacciona con el ácido clorhídrico. Ver figura 29.

Figura 29 lutitas masivas, formación Paja



Fuente. Autor

*Ln*: Compuesta por lutitas laminadas y masivas, en general negras a gris oscuro, la característica principal es la presencia de nódulos y/o concreciones margosas de forma ovalada y tamaño variable (5-20cm) de longitud en su eje mayor, presentan pirita diseminada. Y el contenido fósil es variable, impresiones de amonites, bivalvos. Ver figura 30.

Figura 30 Lutitas con nódulos o concreciones, altamente fracturables, Formación Paja



Fuente. Autor

*Ll*: Lutitas en general de color negro a gris oscuro, la laminación es de escala variable, desde muy fina a media (1 a 3 mm) reaccionan con el ácido clorhídrico. Contenido fosilífero varía entre ( 2-8%), amonites piritizados, impresiones amonites, bivalvos. Ver Figura 31.

Figura 31 Lutitas con laminación plano paralela, Formación Paja



Fuente: Autor

#### 8.4.2 Formación Tablazo

En la columna sedimentaria parcial detallada que se levanto en campo de la formacion Tablazo, se puede observar la localización de las facies que se presentan a continuación. Ver Anexo 3.

*Facies lutitas:* Lutitas con laminación (LI)

*LI:* Lutitas con laminación planoparalela, generalmente negras a gris oscuro. Bajo grado de bioturbación, la laminación es a escala de (1-3mm). contenido fosilífero macroscópico nulo. el espesor varía entre (0,1 a 1,9 m ). Reacciona con ácido clorhídrico. Ver figura 32.

*Facies Calizas:* Mudstone masivo (Mv)

*Mv:* Caliza tipo mudstone, con bajo contenido de aloquimicos (0-10%) generalmente de color gris oscuro – verde grisáceo. Presencia de bioturbación. El espesor varia entre 0,4 a 3 m. Ver figura 32.

Figura 32 Afloramiento Formación Tablazo, Mudstone intercalados con lutitas laminadas.

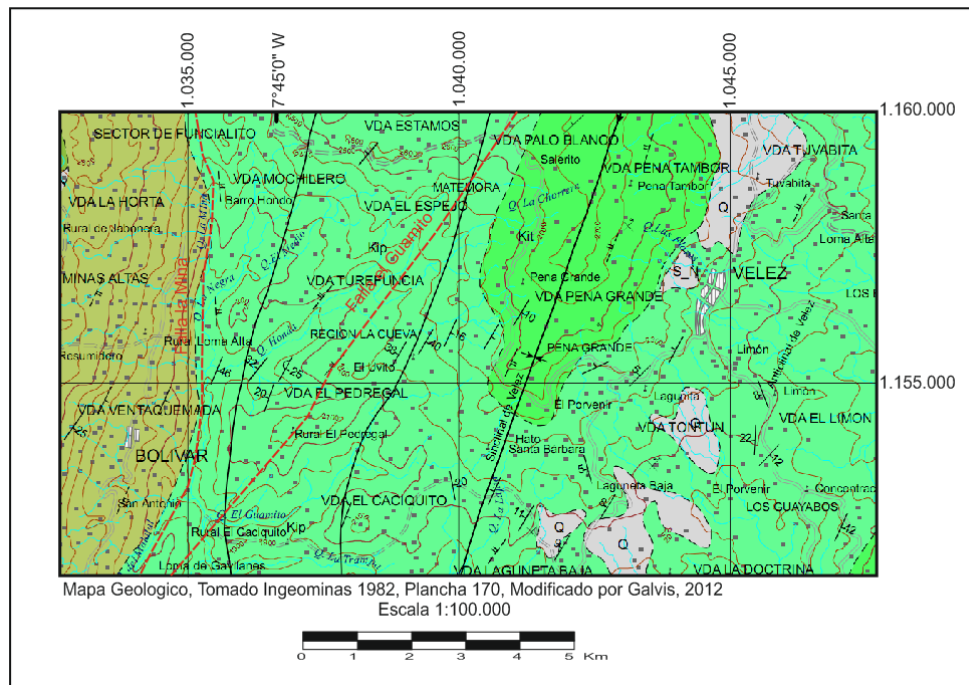


Fuente: Autor

## 8.5 MARCO ESTRUCTURAL REGIONAL

Corresponde a esta región estructural, el área comprendida entre la Falla de La Salina al occidente y el escarpe que forma la base de las rocas competentes de La Formación Tablazo al oriente. Sus principales elementos tectónicos son, Ver Figura 33.

Figura 33 Mapa Geológico, Tomado Ingeominas 1984, Plancha 170. Modificado



Fuente: Autor

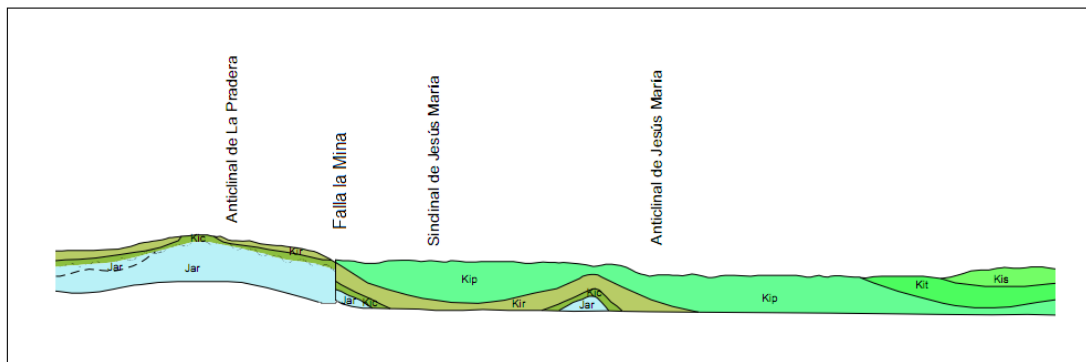
**Sinclinal y Anticlinal de Jesús María:** Estructuras simétricas, cuyos ejes están orientados en dirección general  $N30^{\circ} E$ , en una extensión aproximada de 40 Km, prolongándose al norte del área de la Plancha 150. Los núcleos de estos pliegues están formados al norte por las lutitas negras de la Formación Paja y al sur por las rocas de las formaciones Tablazo y Simití. Al oriental de estos pliegues, se presentan dos estructuras simétricas de poca extensión, que corresponden al Sinclinal y Anticlinal de Vélez. Et al Ulloa 1984, Ingeominas 1984 Plancha 170 Vélez. Ver figura 33.

**Sinclinal de Vélez.** Es una estructura menor domina La vereda Popoa, localizada al Norte del municipio de Guavatá sobre la formación Paja y continua en el oeste de la cabecera municipal de Vélez, sobre la formación Tablazo. La estructura tiene

una orientación N34E. es un sinclinal simétrico, con una geomorfología ondulada suave. Ver figura 33.

**Falla La Mina.** Propuesta por el Autor, Galvis 2012. Se traza de una falla que pone en contacto la formación Rosablanca y la Formación Paja, Es inferida por fotogeología, y sigue el trazo de la quebrada la mina. Falla Normal en dirección aproximada S-N Donde la formación Rosablanca que la suprayace la formación paja, sufre una inversión, quedando la Formación paja suprayacida por la Formación Rosablanca. Según lo muestra el corte, ver figura 33 y 34.

Figura 34 Corte Tomado Ingeominas Plancha 170, 1984.



Fuente Modificado Galvis 2012

**Falla el Guamito.** Reportada por Mantilla Et al (2003) Falla de cabalgamiento, en una dirección aproximada N35E, las cuales parece sirvieron de canal de escape de fluidos calientes profundos, en este contexto se formó una red de venas hidrotermales rellenas de calcita, agregados de mica verde, clorita, esfalerita y ocasionalmente pirobitumen brechificado y pirita. Las venas se relacionan espacialmente con la falla el Guamito, cortan perpendicularmente la estratificación de las rocas de la formación paja. Las venas alcanzan un espesor de 0,3 cm hasta 15cm y por lo general se confinan en una banda que sigue el trazo de la falla. Mantilla Et al 2003. Ver figura 33.

## 9. DATOS DE LABORATORIO

### 9.1 DATOS DE PIROLISIS ROCK EVAL VI

Se realizaron análisis de Pirolisis Rock Eval VI a 40 muestras, de las distintas formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo. Donde se obtuvieron resultados de %TOC, S1, S2, S3, Tmax, IH, IO, PI, donde se mezcló con la información de campo de la localización cartográfica del sitio donde se recolecto las muestras, el espesor del estrato que encaja cada muestra, el tipo de litología, y se organizaron de abajo hacia arriba de base a tope de la columna estratigráfica a cual pertenece cada muestra.

#### 9.1.1 Datos Formación Rosablanca.

Se eligieron 11 muestras de la columna sedimentaria parcial, a las cuales se les realizo el análisis de Pirolisis Rock Eval VI, donde arrego información sobre él %TOC, S1, S2, S3, Tmax, IH, IO y PI. Los cuales se muestran a continuación, la muestra 160000 es una referencia, para corroborar la certeza de los datos dado por la máquina. Ver Tabla 2

Tabla 2 Datos Geoquímicos Pirolisis Rock Eval , Formación Rosablanca.

Datos Geoquimicos Pirolisis Rock Eval VI EPGOS Formacion Rosablanca, Municipio de Bolivar														
Litologia	Muestra	Peso mg	TOC %	S1	S2	S3	Tmax	HI	PI	OI	Espesor m	X	Y	Z
Caliza	EPGOS058	35,1	0,1	0,01	0	0,17	488	0	0,91	170	0,5	1158683	1034510	2249
Caliza	EPGOS057	36,9	0,08	0,01	0	0,23	430	0	0,98	288	2,5	1158683	1034510	2249
Caliza	EPGOS055	35,1	0,3	0,01	0	0,24	498	0	1	80	0,7	1158683	1034510	2249
Caliza	EPGOS051	37,2	0,05	0,01	0	0,27	497	0	0,99	540	1,2	1158683	1034510	2249
Caliza	EPGOS049	35,8	0,1	0,03	0	0,21	380	0	0,95	210	2,8	1,157,885	1,034,523	2188
Caliza	EPGOS048	34,1	0,16	0	0,01	0,33	505	6	0,27	206	3	1,157,372	1,034,464	2172
Caliza	EPGOS045	36	0,11	0	0	0,06	436	0	0,49	55	15,2	1,157,372	1,034,464	2172
Caliza	EPGOS043	36,1	0,14	0,22	0,14	0,4	344	100	0,62	286	1,6	1,157,372	1,034,464	2172
Caliza	EPGOS040	33,7	0,11	0,02	0	0,24	499	0	0,86	218	2,6	1,157,372	1,034,464	2172
Caliza	EPGOS037	35,4	0,12	0,03	0,01	0,15	493	8	0,72	125	5	1,157,372	1,034,464	2172
Caliza	EPGOS036	34,6	0,09	0,01	0	0,06	491	0	0,92	67	2,7	1,157,372	1,034,464	2172
	160000	51,5	3,42	0,18	12,42	0,68	418	363	0,01	20		Muestra de Referencia		

Fuente. Autor

### 9.1.2 Datos Formación Paja

Se eligieron 18 muestras de la columna sedimentaria parcial, a las cuales se les realizó el análisis de Pirolisis Rock Eval VI, donde arrojó información sobre él %TOC, S1, S2, S3, Tmax, IH, IO y PI. Los cuales se muestran a continuación, la muestra 160000 es una referencia, para corroborar la certeza de los datos dado por la máquina. Ver Tabla 3.

Tabla 3 Datos Geoquímicos Pirolisis Rock Eval, Formación Paja.

Datos Geoquímicos Pirolisis Rock Eval VI EPGOS Formacion Paja, Municipio de Velez														
Litología	Muestra	Peso mg	TOC %	S1	S2	S3	Tmax	IH	PI	OI	Espesor m	X	Y	Z
Shale	EPGOS031	37,1	0,3	0	0,01	0,38	495	3	0,27	127	4	1.158.665	1.041.036	2588
Shale	EPGOS022	33	1,61	0	0	0,74	511	0	1	46	5	1.159.368	1.038.210	2573
Shale	EPGOS027	34,3	1,89	0	0	0,13	497	0	1	7	10	1.159.624	1.037.763	2534
Shale	EPGOS020	34,1	1,5	0,01	0,03	0,16	355	2	0,18	11	15	1.155,098	1.039,265	2158
Shale	EPGOS018	33,2	3,22	0,02	0,06	0,6	497	2	0,22	19	7	1.155,126	1.039,835	2154
Shale	EPGOS017	33,3	2,01	0	0,01	0,16	401	0	0,13	8	3,7	1.155,133	1.039,182	2148
Shale	EPGOS014	36,2	1,94	0,02	0,02	0,76	402	1	0,5	39	2,5	1.155,133	1.039,182	2148
Shale	EPGOS013	34,6	1,63	0,01	0,02	0,28	401	1	0,32	17	4	1.159,139	1.039,161	2150
Shale	EPGOS012	33,7	2,62	0	0,03	0,06	498	1	0,13	2	vena dentro del nivel de EPGOS013	1.159,139	1.039,161	2150
Shale	EPGOS010	37,9	2,12	0,01	0,02	0,11	497	1	0,27	5	3	1.155,136	1.039,164	2090
Shale	EPGOS008	33,7	2,19	0	0,02	0,44	380	1	0,02	20	1	1.155,136	1.039,164	2090
Shale	EPGOS107	34,2	3,89	0	0,02	1,1	466	1	0	28	1,9	1155053	1042803	2153
Shale	EPGOS110	35,3	3,97	0	0,01	0,23	394	0	0,23	6	3	1154981	1042929	2190
Shale	EPGOS112	34,9	3,92	0	0,02	1,16	490	1	0	30	4,6	1154902	1042992	2180
Shale	EPGOS114	36,1	3,05	0	0,01	0,58	477	0	0,07	19	3,4	1154802	1043062	2165
Shale	EPGOS115	34,7	3,61	0,01	0,01	0,2	386	0	0,62	6	7	1154802	1043062	2165
Shale	EPGOS117	34,6	3,67	0,01	0	0,26	498	0	1	7	3,8	1.154,752	1.043,070	2162
Shale	EPGOS118	36	3,64	0,01	0,02	0,18	470	1	0,38	5	10	1.154,752	1.043,070	2162
	160000	51,5	3,42	0,18	12,42	0,68	418	363	0,01	20		Muestra de Referencia		

Fuente: Autor

### 9.1.3 Datos Formación Tablazo.

Se eligieron 10 muestras de la columna sedimentaria parcial, a las cuales se les realizó el análisis de Pirolisis Rock Eval VI, donde arrojó información sobre él %TOC, S1, S2, S3, Tmax, IH, IO y PI. Los cuales se muestran a continuación, la muestra 160000 es una referencia, para corroborar la certeza de los datos dado por la máquina. Ver Tabla 4

Tabla 4 Datos Geoquímicos Pirolisis Rock Eval, Formación Tablazo

Datos Geoquímicos Pirolisis Rock Eval VI EPGOS Formación Tablazo, Municipio de Velez														
Litología	Muestra	Peso mg	TOC %	S1	S2	S3	Tmax	HI	OI	PI	Espesor (m)	X	Y	Z
Shale	EPGOS059	35,5	1,19	0,01	0,04	0,2	370	3	17	0,19	3	1.155.696	1.040.479	2453
Caliza	EPGOS070	34,4	1,22	0,17	0,07	0,45	354	6	37	0,7	0,3	1.155.696	1.040.479	2453
Caliza	EPGOS067	35	0,26	0,01	0	0,55	466	0	212	0,98	0,7	1.155.696	1.040.479	2453
Caliza	EPGOS061	36,3	0,22	0,01	0	0,42	498	0	191	1	3,8	1.155.696	1.040.479	2453
shale	EPGOS071	34	0,79	0,03	0,03	0,19	382	4	24	0,46	0,03	1.155.696	1.040.479	2453
caliza	EPGOS072	34,5	0,36	0,01	0,06	0,34	452	17	94	0,16	2,4	1.155.696	1.040.479	2453
shale	EPGOS074	35,1	2,97	0,05	0,05	0,24	381	2	8	0,53	4	1,155,660	1,040,248	2440
shale	EPGOS076	35,4	1,59	0	0	0,01	511	0	1	1	2,8	1,155,519	1,040,353	2431
Caliza	EPGOS075	35,2	0,5	0,01	0	0,4	603	0	80	1	3,1	1,155,500	1,040,353	2435
Shale	EPGOS080	35,2	1,85	0,03	0	0,18	384	0	10	0,86	2,4	1,155,520	1,040,347	2427
160000		51,5	3,42	0,18	12,4	0,68	418	363	20	0,01	Muestra de Referencia			

Fuente. Autor

## 9.2 DATOS MICROSCOPIA ELECTRONICA DE BARRIDO

A continuación se muestran las imágenes obtenidas en el microscopio electrónico de barrido, y el análisis elemental de algunos puntos de las muestras. Se presentan imágenes de 3 muestras, 2 de la formación Paja, EPGOS114 Y EPGOS118, y 1 imagen de la formación Tablazo EPGOS074. En el Anexo # 7 se presentan todas las imágenes y análisis elemental que se realizaron.

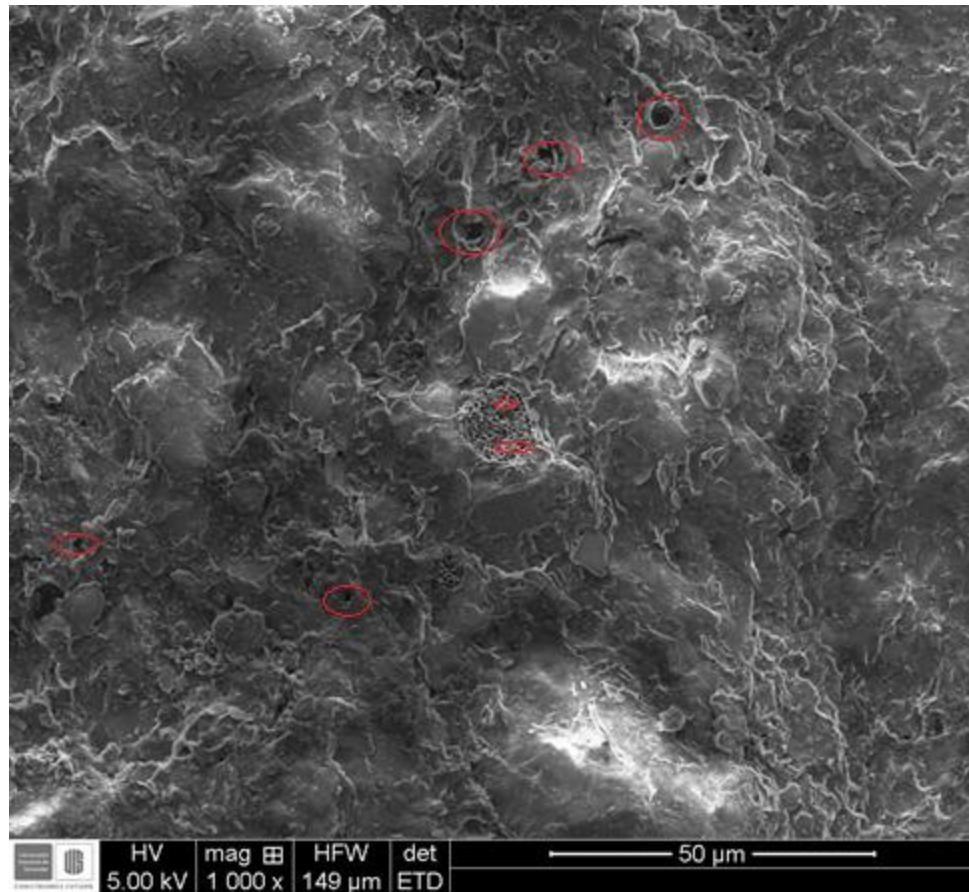
### 9.2.1 Microscopia Formación Paja

Se presenta las imágenes de la muestras EPGOS114 y EPGOS118, con el análisis elemental, ver figuras 35, 36, 37

- **EPGOS114**

Imagen con un zoom de 1000x, de la muestra EPGOS114, se evidencia la porosidad, y la morfología de los constituyentes de la muestra. Ver figura 35.

Figura 35 Imagen SEM muestra EPGOS114

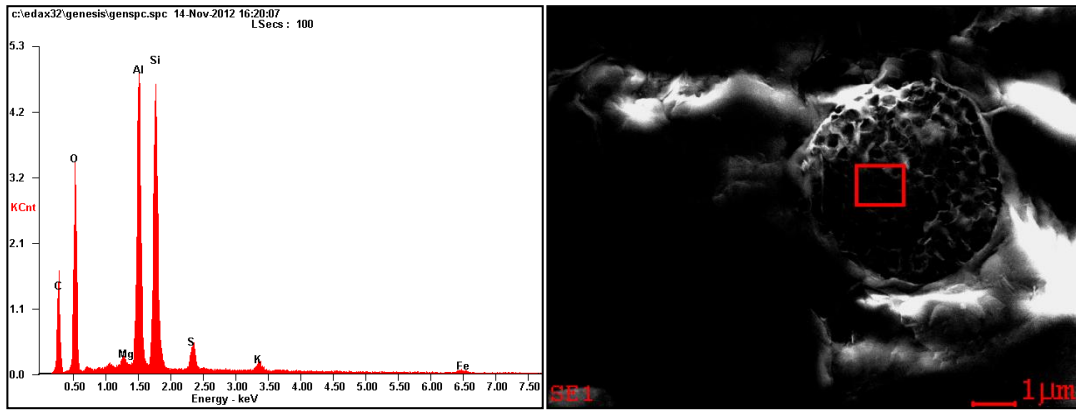


Fuente: Autor

Es notoria la porosidad, nanoporosidad producida por la acomodación de las arcillas y por las cavidades en los nanofosiles. Las zonas más claras, representan donde hay cambio de relieve. Es notable el habito hojoso de las arcillas, y como están organizadas.

Con el fin de conocer composicionalmente un área pequeña 1-2 micrometroscuadradaos, se realizo un análisis elemental de la muestra EPGOS114, donde se logra ver los elementos quimicos que conforman un nanofosil ver figura 36.

Figura 36 Análisis Elemental nanofosil hospedado en la muestra EPGOS114



Fuente: Autor

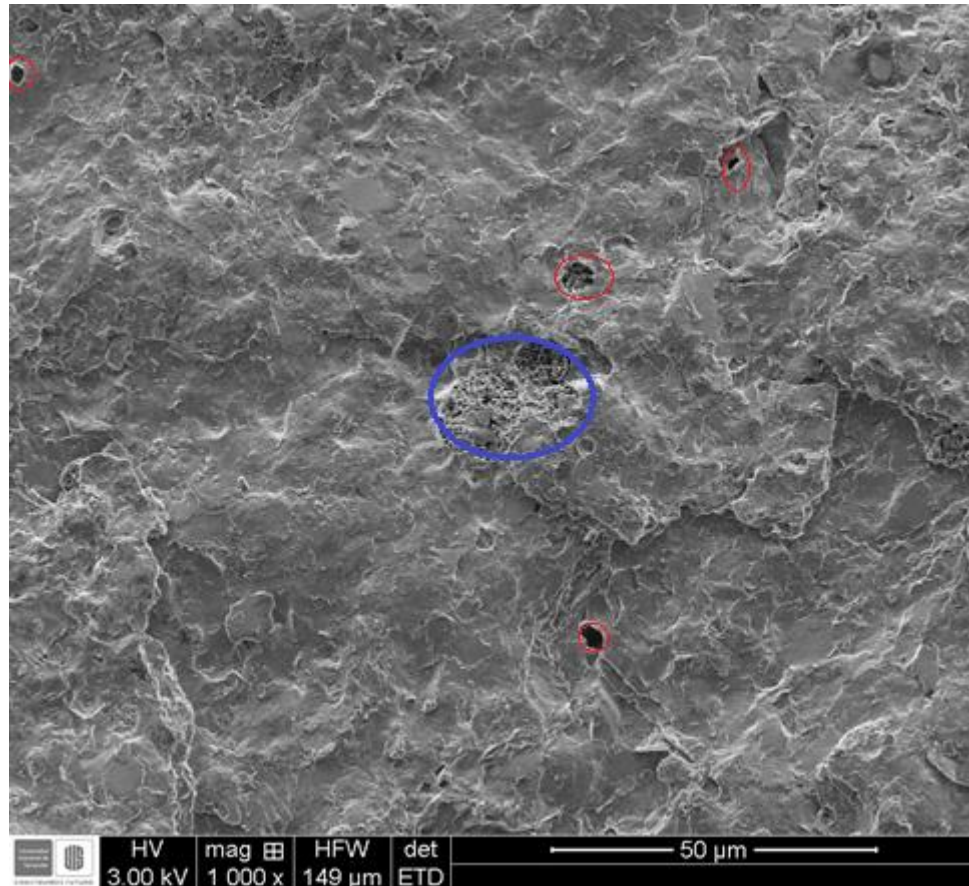
Perfil composicional de elementos en un punto. Indica los elementos que conforman al nanofosil, calcicalatina oblongata con morfología cocolitoprismátolitos. (Molina Et al 2004, capítulo 15, cocolitoforidos y otros nanofosiles). El porcentaje de C y O es indicador que es materia organica. El Al y Si, que son los mas predominantes están relacionados con las arcillas, filosilicatos.

Haciendo un análisis microscópico a otro tipo de muestra perteneciente a la formación Paja, se presenta a continuación la muestra EPGOS118.

### EPGOS118

Seguendo con los fotografías capturadas en el microscopio electrónico de barrido de la formación Paja, se presenta la imagen con un zoom de 1000x, de la muestra EPGOS118, donde se evidencia la porosidad, y la morfología de los constituyentes de la muestra. Ver figura 37

Figura 37 Imagen SEM muestra EPGOS118



Fuente: Autor

Se evidencia la microporosidad generada por los nanofosiles y por los espacios de acomodación de las láminas de arcilla (círculos rojas en la figura 37). El círculo azul, muestra el nanofosil el cual se ha identificado como “calcicalatina oblongata” (P, Bown. 1998). La morfología de las láminas de arcilla es característica de la familia de las esmécticas, la cual se correlaciona con los resultados de DRX. Los espacios porosos son los almacenadores de hidrocarburos, debido a la energía que se necesita para generar el haz de electrones que genera la imagen del microscopio, todos los líquidos, aceites y gases, son desvanecidos de la muestra.

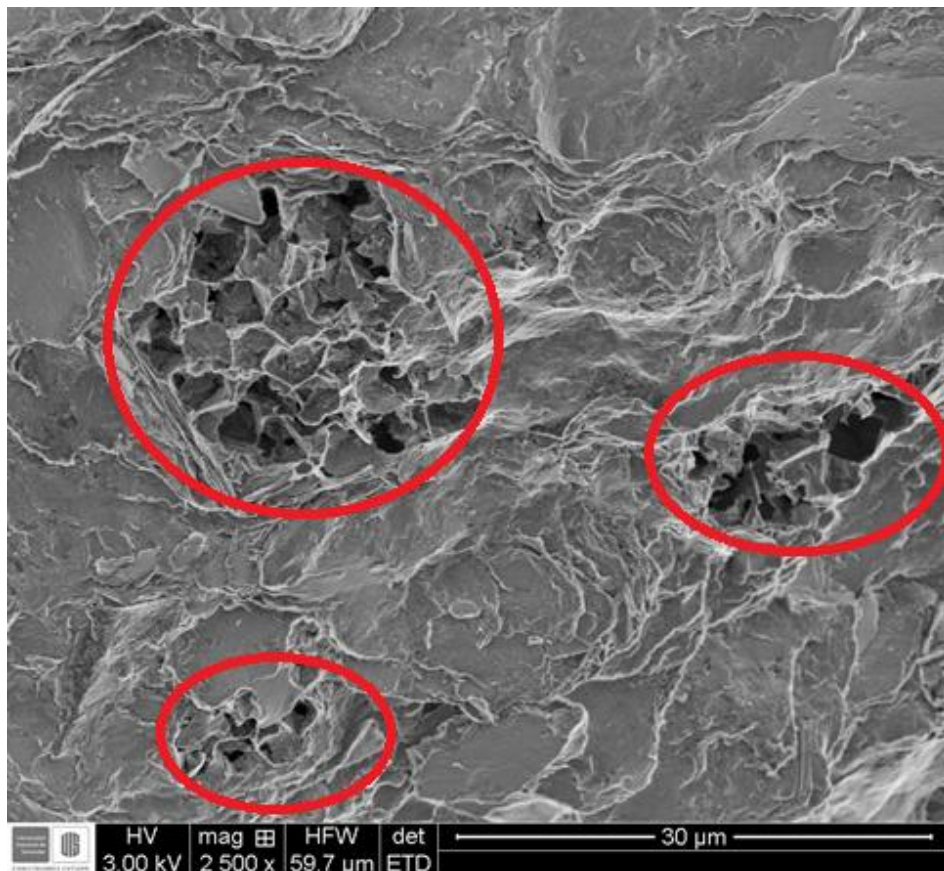
### 9.2.2 Microscopia Formación Tablazo.

En la formación Tablazo se escogió la muestra EPGOS074 representativa debido a sus características de %TOC (3%) y espesor de 4m. siendo de litología lutita negra. Las imágenes obtenidas se presentanen las figuras 38,39 y 40.

#### EPGOS074

Con el fin de hacer un análisis textural de la muestra EPGOS074, se obtuvo imagen del microscopio electrónico de barrido con un zoom de 2500x donde se evidencia la porosidad, y la morfología de los constituyentes de la muestra. Ver figura 38.

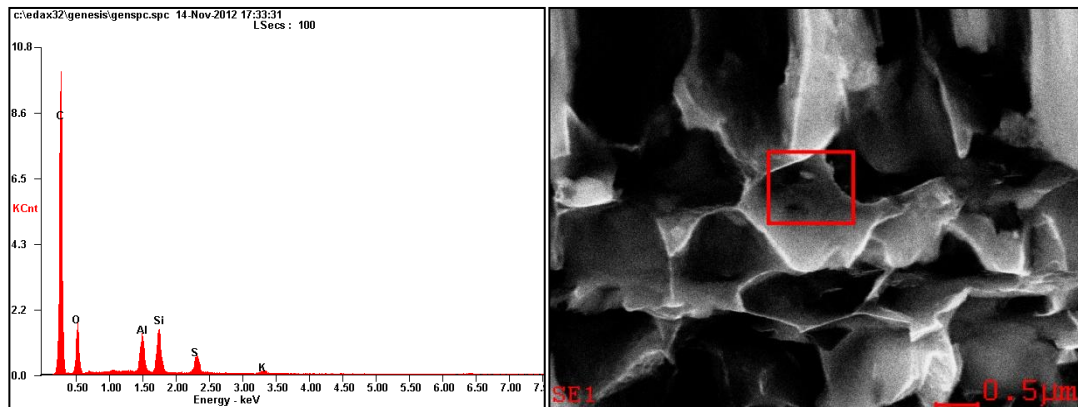
Figura 38 Imagen SEM muestra EPGOS074



Fuente: Autor

Los círculos rojos son la evidencia de la nano porosidad en la muestra EPGOS074. Los poros de forma euhedral se relaciona a un espacio de vacío generado por disolución de minerales sulfurados como la pirita que pudieron haber estado superpuesto sobre un fósil según el análisis elemental alto contenido de C y bajo contenido de S (ver figura 39). Los poros anhedral (sin forma definida) son característico del espacio vacío entre la unión electrostática de las láminas de arcillas. La morfología de las láminas, son similares a las de la muestra EPGOS118 (ver figura 37) lo cual indica que estas laminas también pueden ser esmécticas.

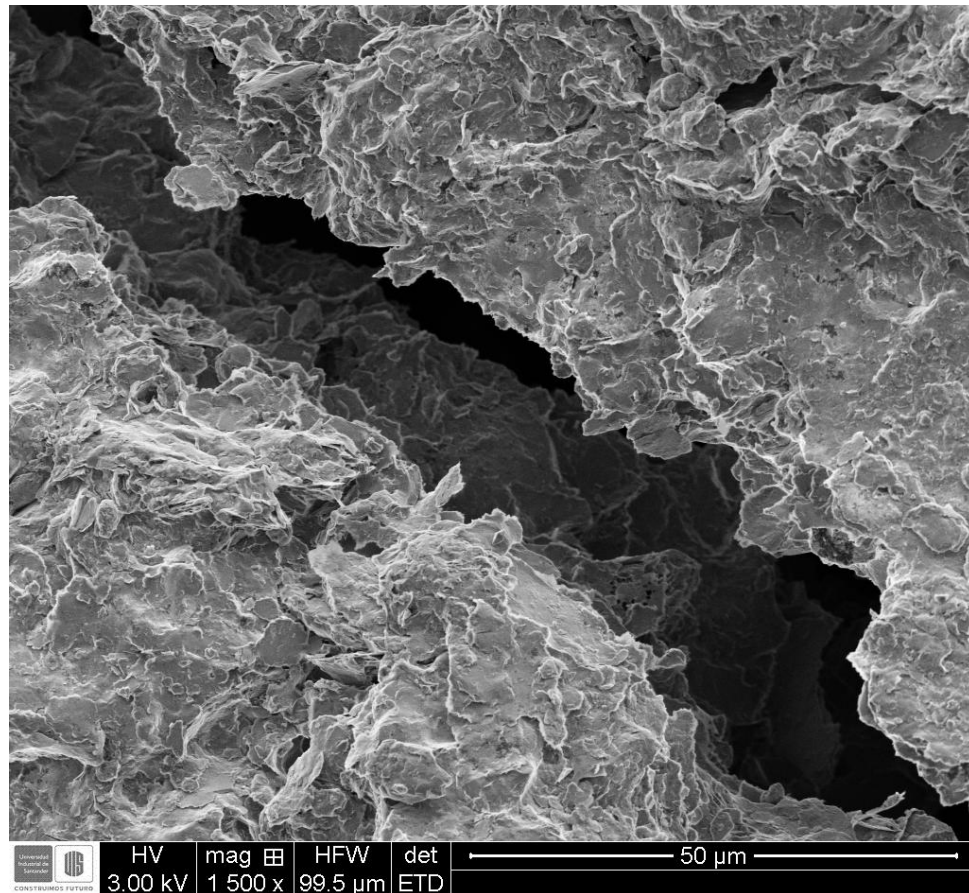
Figura 39 Análisis Elemental nanofósil hospedado en la muestra EPGOS074



Fuente: Autor 2012.

La figura 39, respalda la hipótesis de la disolución de sulfuros en un fósil, debido al análisis elemental. (pico alto de C, pico bajo de S). Siguiendo con el análisis de la muestra EPGOS074 en otra área se encontró una microfRACTURA (Ver figura 40). La obtención de la imagen tiene un zoom de 1500x. y los cambios drásticos en la tonalidad clara a oscura indica el cambio en el relieve de la muestra, debido a la refracción del haz de electrones.

Figura 40 Imagen SEM muestra EPGOS074, evidencia microfracturamiento



Fuente: Autor 2012.

Microfractura en la muestra EPGOS074, da una idea de cómo se interconectan los poros inter laminares, creando una permeabilidad secundaria. La morfología de las capas arcillosas son similares a la de la muestra EPGOS118 (Ver figura 37) lo cual permite establecer que las arcillas pueden pertenecer a la familia de las esmécticas. Pero por mas ductiles que puede llegar a hacer la roca, se pueden generar fracturas, lo cual es necesario para la explotación de los yacimientos no convencionales tipo Shale gas.

### 9.3 DATOS DIFRACCIÓN RAYOS X

Se realizó un análisis cualitativo de las fases cristalinas que están presentes en la muestra EPGOS118. Según la DRX están presentes las fases cristalinas que muestran en la tabla 5. El anexo 4 muestra el perfil de DRX.

**Tabla 5** Identificación fases cristalinas, análisis cualitativo DRX

	FASE	No. TARJETA PDF-2	NOMBRE
<b>Cristalinos</b>	$\text{Si O}_2$	000-33-1161	Cuarzo
	$\text{Ti O}_2$	010-71-1166	Anatasa
	$\text{Al}_2 \text{Si}_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_2$	000-46-1308	Pirofilita
	$(\text{Na}, \text{Ca})_{0.3} (\text{Al}, \text{Mg})_2 \text{Si}_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_2 \cdot x \text{H}_2\text{O}$	000-03-0015	Montmorillonita
	$\text{Ti O}_2$	010-70-7347	Rutilo
	$(\text{Mg}, \text{Fe}, \text{Al})_5 (\text{Si}, \text{Al})_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_2$	000-07-0078	Clinocloro
	$\text{Mg}_5 (\text{Si}, \text{Al})_8 \text{O}_{20} (\text{OH})_2 \cdot 8 \text{H}_2\text{O}$	000-31-0783	Paligorskita
	$\text{Ca} (\text{SO}_4) (\text{H}_2\text{O})_2$	010-70-0982	Yeso
	$\text{K}_{0.93} \text{Na}_{0.07} \text{Al}_{1.80} \text{Fe}_{0.2} \text{Mg}_{0.07} (\text{Al}_{1.13} \text{Si}_{2.87} \text{O}_{10}) (\text{OH})_2$	010-73-9866	Moscovita

La fase cristalina arcillosa es característica de las esmécticas donde la fase más probable es la Montmorillonita. Siendo la arcilla principal, como arcillas secundarias se encuentra la muscovita. Al igual se identifico la presencia de Cuarzo, Anastasa, Pirofilita, Rutilo, Clinocloro, Paligorskita e Yeso, Estos minerales no son identificables en la microscopia electrónica de barrido, por lo cual se infiere que pueden estar disueltos en concentraciones pequeñas entre las laminas de arcilla esmectita.

## 10. ANALISIS DE DATOS Y DISCUSIÓN

Debido a los resultados obtenidos por la maquina Pirolisis Rock Eval VI, donde los cálculos de índices de Hidrogeno y Producción, dependen de variables primarias como %TOC, S1 y S2 cuando estos valores están muy cercanos a cero, causa interferencia y error en los índices de Hidrogeno y Producción; por lo tanto se eliminaron valores que son obsoletos para la evaluación del potencial Hidrocarburifero en las diferentes formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo. Ver tabla 6.

Tabla 6 Parámetros caracterización del yacimiento

<b>Parámetros Caracterización del Yacimiento</b>				
<b>%Ro</b>	<b>% TOC</b>	<b>Espesor</b>	<b>Profundidad</b>	<b>Situación Estructural</b>
Madurez Baja <0,8%	Bajo <2%	Desfavorable <30 ft	Favorable < 6000 ft	Riesgo alto Secuencia interés exhumada
Madurez Media 0,8%-1,1%	Medio 2%- 4%	Intermedio 30 – 50 ft	Intermedia 6000 - 7000 ft	Riesgo intermedio Secuencia en interés plegado
Madurez Alta > 1,1%	Alto > 4%	Favorable >50 ft	Desfavorable > 7000m	Riesgo bajo Secuencia en área de cuenca poco deformada

Fuente: Autor

### **Formación Rosablanca.**

Se tomaron los datos más representativos, que indican tendencia de los valores más importantes %TOC y Tmax. En la Formación Rosablanca se eligió 4 datos que permiten ver una tendencia. Ver tabla 7. La caracterización global está contenida en la tabla 8.

Tabla 7 Datos Representativos para tendencias, Formación Rosablanca.

Datos Geoquímicos Pirolisis Rock Eval VI EPGOS Formación Rosablanca, Municipio de Bolívar												
Litología	Muestra	Peso mg	TOC %	S1	S2	S3	Tmax	%Ro	HI	PI	OI	Espesor m
Caliza	EPGOS058	35,1	0,1	0,01	0	0,17	488	1,624	0	0,91	170	0,5
Caliza	EPGOS048	34,1	0,16	0	0,01	0,33	505	1,93	6	0,27	206	3
Caliza	EPGOS043	36,1	0,14	0,22	0,14	0,4	344		100	0,62	286	1,6
Caliza	EPGOS037	35,4	0,12	0,03	0,01	0,15	493	1,714	8	0,72	125	5

Fuente: Autor

Tabla 8 Indicadores de Caracterización Yacimiento Formación Rosablanca

Parámetros Caracterización del Yacimiento según ANH, Fm Rosablanca				
%Ro	% TOC	Espesor	Profundidad	Situación Estructural
Alta, Sobremaduro	Bajo	Desfavorable	Favorable	Riesgo bajo

Fuente: Autor

En este intervalo estratigráfico, es importante la tendencia que tiene el Tmax, y es de resaltar el alto IH que presenta la muestra EPGOS043. El %TOC es muy bajo, dando un bajo potencial, lo cual no es interesante en la prospección de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

### Formación Paja.

Se tomaron los datos más representativos, que indican tendencia de los valores más importantes %TOC y Tmax. En la Formación Paja se eligió 12 datos que permiten ver una tendencia. Ver tabla 9. Caracterización global de la formación está contenida en la tabla 10.

Tabla 9 Datos Representativos para tendencias, Formación Paja.

<b>Datos Geoquímicos Pirolisis Rock Eval VI EPGOS Formación Paja, Municipio de Vélez</b>												
<b>Litología</b>	<b>Muestra</b>	<b>Peso mg</b>	<b>TOC %</b>	<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>S3</b>	<b>Tmax</b>	<b>%Ro</b>	<b>HI</b>	<b>PI</b>	<b>OI</b>	<b>Espesor m</b>
Shale	EPGOS018	33,2	3,22	0,02	0,06	0,6	497	1,786	2	0,22	19	7
Shale	EPGOS017	33,3	2,01	0	0,01	0,16	401	0,058	0	0,13	8	3,7
Shale	EPGOS014	36,2	1,94	0,02	0,02	0,76	402	0,076	1	0,5	39	2,5
Shale	EPGOS013	34,6	1,63	0,01	0,02	0,28	401	0,058	1	0,32	17	4
Shale	EPGOS010	37,9	2,12	0,01	0,02	0,11	497	1,786	1	0,27	5	3
Shale	EPGOS008	33,7	2,19	0	0,02	0,44	380		1	0,02	20	1
Shale	EPGOS107	34,2	3,89	0	0,02	1,1	466	1,228	1	0	28	1,9
Shale	EPGOS110	35,3	3,97	0	0,01	0,23	394		0	0,23	6	3
Shale	EPGOS112	34,9	3,92	0	0,02	1,16	490	1,66	1	0	30	4,6
Shale	EPGOS114	36,1	3,05	0	0,01	0,58	477	1,426	0	0,07	19	3,4
Shale	EPGOS115	34,7	3,61	0,01	0,01	0,2	386		0	0,62	6	7
Shale	EPGOS118	36	3,64	0,01	0,02	0,18	470	1,3	1	0,38	5	10

Fuente: Autor

Tabla 10 Indicadores de Caracterización Yacimiento Formación Paja

<b>Parámetros Caracterización del Yacimiento según ANH, Fm Paja</b>				
<b>%Ro</b>	<b>% TOC</b>	<b>Espesor</b>	<b>Profundidad</b>	<b>Situación Estructural</b>
Madurez Alta Ventana gas	Medio, Tendencia alta	Intermedio	Favorable	Riesgo intermedio

Fuente: Autor

Esta formación es la que mejores resultados presenta respecto al contenido de materia orgánica (%TOC), Madurez Termal (Tmax). En general el %TOC es muy bueno > 3% y el Tmax de los estratos más interesantes en cuanto a espesor y %TOC están en un rango de (460-480 °C) lo cual indica una ventana final de aceite e inicial de gas húmedo.

Sigue habiendo la complicación de detectar el tipo de kerogeno, pero se asume que por el tipo de ambiente de deposición marino, es probablemente un kerogeno tipo II, con base en la microscopia electrónica de barrido, la cual muestra nanofosiles tipo calcicalatina oblongata con una morfología de cocolito prismacolito (Molina Et al 2004)

En esta formación se presenta el más alto potencial de yacimientos no convencionales en el área de estudio

Se podría interpretar el bajo índice de hidrogeno, como un máximo aprovechamiento de este índice en la generación de hidrocarburos, es decir, la formación paja produjo casi todo lo que podía producir respecto a la materia orgánica que se transformó en kerogeno reactivo y genero aceite y gas. Es decir debido a la alta madurez termal, el kerogeno reactivo reacciona y craqueo de forma primaria y secundaria todos los hidrocarburos que tenía capacidad de generar.

La formación paja, cuenta con una porosidad aproximadamente entre el 4-5% con base en las imágenes de microscopia electrónica de barrida EPGOS114 y EPGOS118. De igual forma la porosidad está asociada al espacio generado por la acomodación electroestática de las arcillas y por la porosidad en minerales como la piritita, y por la porosidad en los nanofosiles.

El análisis cualitativo DRX que se realizó a la muestra EPGOS118 mostro que la fase cristalina arcillosa pertenece a la familia de la esméctica donde la más

probable es la montmorillonita, esto es un indicador de ductilidad debido a que las esmécticas se hinchan en presencia de agua dulce, porque la estructura cristalina permite fácilmente el relleno de moléculas y átomos dentro de ella, lo cual es desfavorable para la estimulación con fracturamiento hidráulico la cual hace explotable este tipo de yacimientos no convencionales. Se recomienda hacer un análisis cuantitativo en DRX para observar el porcentaje de arcillas respecto al de cuarzo y obtener un dato más preciso sobre la sensibilidad de fracturamiento de este material.

### Formación Tablazo

Se tomaron los datos más representativos, que indican tendencia de los valores más importantes %TOC y Tmax. En la Formación Tablazo se eligió 4 datos que permiten ver una tendencia. Ver tabla 11. La caracterización global del yacimiento se muestra en la tabla 12.

Tabla 11 Datos Representativos para tendencias, Formación Tablazo

<b>Datos Geoquímicos Pirolisis Rock Eval VI EPGOS Formación Tablazo, Municipio de Vélez</b>											
<b>Litología</b>	<b>Muestra</b>	<b>Peso mg</b>	<b>TOC %</b>	<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>S3</b>	<b>Tmax</b>	<b>HI</b>	<b>OI</b>	<b>PI</b>	<b>Espesor (m)</b>
Shale	EPGOS059	35,5	<b>1,19</b>	0,01	0,04	0,2	370	3	17	0,19	3
Caliza	EPGOS070	34,4	<b>1,22</b>	0,17	0,07	0,45	354	6	37	0,7	0,3
Shale	EPGOS071	34	0,79	0,03	0,03	0,19	382	4	24	0,46	0,03
Shale	EPGOS074	35,1	<b>2,97</b>	0,05	0,05	0,24	381	2	8	0,53	4

Fuente: Autor

Tabla 12 Indicadores de Caracterización Yacimiento Formación Tablazo

<b>Parámetros Caracterización del Yacimiento según ANH, Fm Tablazo</b>				
<b>%Ro</b>	<b>% TOC</b>	<b>Espesor</b>	<b>Profundidad</b>	<b>Situación Estructural</b>
Madurez Baja	Bajo	Desfavorable	Favorable	Favorable

Fuente: Autor

Esta sección de la Formación Tablazo, aparentemente no es llamativa para la prospección de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, posee una muy baja madurez termal indicando que no entro en ventana de generación de aceite. Pero se pone en contradicción por algunos estratos que se encuentra en un Tmax de 452 (0,976%Ro) Lo cual indica una ventana de generación de Aceite en la muestra EPGOS072, pero esa muestra contiene un bajo %TOC. Es contradictorio ver que algunos intervalos llegaron a ventanas de generación y otros no, induce a pensar que hay posibles errores en el método, que pueden ser de tipo instrumental o antrópico. Pero la tendencia en general de los estratos de interés (con base en %TOC) es a estar sobremaduro con un Tmax < 390°C. Al igual que la formación paja no se puede establecer el tipo de kerogeno en que se transformó la materia orgánica, por tanto se hace una inferencia con los microorganismos observados en microscopia electrónica de barrido, lo cual por el contenido de nanofosiles y tipo de minerales se infiere el ambiente de deposición y el posible tipo de kerogeno que se pudo haber formado es tipo II y III.

### **10.1 COMPARACIÓN CON OTROS PLAYS ESTUDIADOS MUNDIALMENTE**

Se tomó información elemental de las cuencas de yacimientos no convencionales más representativas de Estados Unidos de América, información sobre la extensión areal, la profundidad del yacimiento, el espesor del yacimiento, %TOC, %Ro, y Porosidad .y se Compararon con los datos obtenidos en este estudio de las formaciones Paja y Tablazo, debido a que estas dos son las que mejor potencial obtuvieron para este tipo de yacimientos. Lo cual se representa en la tabla 13.

Tabla 13 Comparación Plays Formación Paja y Tablazo, con los plays de USA más representativos.

COMPARACION PLAYS NO CONVENCIONALES							
Comparisons of Selected USA shale plays						Plays Estudiados	
	Barnett (Oil & Gas)	Haynesville (gas)	Marcellus (Oil & Gas)	Eagle Ford (Oil & Gas)	Bakken (Oil)	Fm Paja	Fm Tablazo
Area de la cuenca (Km <sup>2</sup> )	12950	9000	95000	Potencialmente largo	5180	Potencialmente larga	Potencialmente larga
Profundidad Vertical total (m)	(1646 - 2896)	(3200-4115)	(1372-2438)	1524-3658	914-3353	1100 - 1600	500-1000
Espesor (m)	(30-150)	(20-107)	(15-90)	(30-76)	(2-5 & 24-44)	(200-400)	(20-100)
%TOC	4-8%	2-5%	3-10%	2-9%	Superior 11-40% Inferior 8-21%	3-4%	1-3%
Ro	0,8 - 2,0	1,7-2,5	0,8-3,0	1,0 - 1,45	< 1	0,05 – 2,04	0,98 – 3,69
Porosidad (%)	4,0 - 9,6%	8-15%	4-6%	3,4-14,6%	2-12%	4-5%	4-5%
Source: D.O.E, Halliburton, Raymed James, and publicity available						Galvis 2012	

Fuente: Autor

La comparación muestra que hay cierto tipo de similitud de la formación Paja con la cuenca de Haynesville, lo cual indica que habiendo las condiciones de infraestructura, licencia ambiental, y legislación en el país sería viable explotar el yacimiento no convencional de la formación paja, en el área rural de los municipios de Vélez y Guavata Santander.

## CONCLUSIONES

Los datos de pirolisis Rock Eval VI, mostraron favorabilidad en cuanto a %TOC y Tmax, en intervalos específicos de la formación Paja (EPGOS114 y EPGOS118) y en la Formación Tablazo (EPGOS074). Pero los parámetros de %TOC y Tmax, solo forman un aspecto del análisis integral del yacimiento no convencional.

En la formación Paja, los resultados de %TOC mayor a 3% y el bajo Índice de Hidrogeno, puede indicar que había un alto contenido de materia orgánica, y que si llego a tener un alto índice de Hidrogeno, se consumió hasta el agotamiento actual del índice de Hidrogeno.

Para evaluar el Tipo de Kerogeno que están presente en la muestras, no se puede por el diagrama de van krevelen, el cual cruza los datos de Índice de Hidrogeno con el Índice de Oxigeno, Entonces, se hace un análisis Paleontológico de los microfósiles o nanofosiles que están presentes, infiriendo de forma cualitativa el origen, y el tipo de material que lo conforman, para inferirlo con el tipo de materia orgánica, y en esencial con el tipo de Kerogeno.

El potencial que presenta las formaciones estudiadas, es para Shale Gas, debido al estado de la madurez termal de la roca, y la deficiencia en el índice de hidrogeno. El Potencial para Oil Shale es nulo, debido a que la materia orgánica se encuentra sobremadura, y el aceite que se generó ya se ha craqueado convirtiéndose en gas o pirobitumen. Los yacimientos de Oil Shale se desarrollan de forma diferente a los de Gas Shale, en Oil Shale, se hace una maduración artificial de la materia orgánica, estimulando al kerogeno a producir hidrocarburos, para esto se utilizan dos pozos, uno de estimulación o calentamiento y otro productivo.

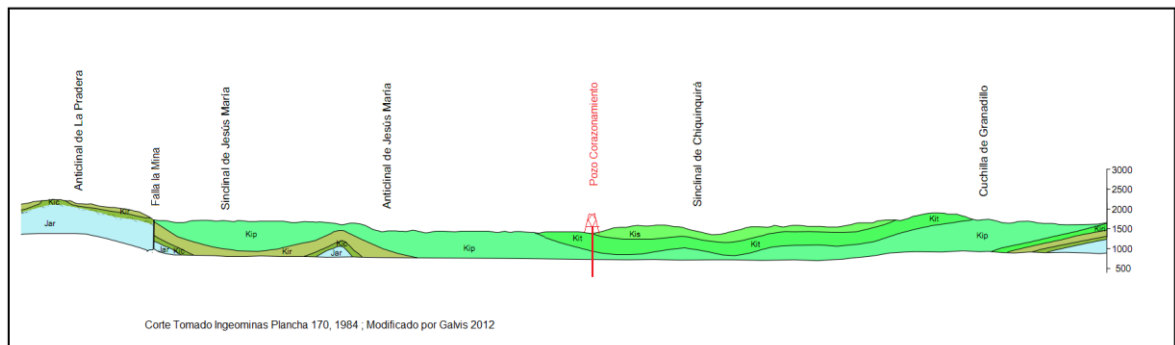
En la formación paja el estrato que presentaba mejores características geoquímicas como potencial de generación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, el muestreo con el código EPGOS118, mediante el análisis cualitativo de DRX obtuvo que contiene arcilla esméctica lo cual es desfavorable para el desarrollo del fracturamiento hidráulico.

## RECOMENDACIONES.

Para hacer una óptima caracterización de yacimiento no convencional, es necesario perforar un pozo de corazonamiento en el área donde se provee que la Formación Paja y El nivel Inferior de la Formación Tablazo se encuentra a profundidad óptima para el fracturamiento hidráulico, la cual es recomendable una profundidad inferior a 6000ft o 1829m, en el corte geológico tomado de

Ingeominas se muestra donde se considera que es interesante hacer la perforación. Ver figura # 41.

Figura 41 Recomendación Pozo Estratigrafico, Tomado Ingeominas Plancha 170, 1984



**Modificado por Autor 2012.**

Mediante la perforación se provee que se puedan tomar datos geoquímicos frescos, que brinden información más veraz de las litologías, al igual se puede desarrollar un modelo geomecánico que provea información sobre el fracturamiento. De los núcleos que se llegasen a recolectar es idóneo hacer un análisis de cromatografía para detectar los fluidos que están almacenados en las rocas. Y de igual forma hacer pruebas de isothermas de langmuir sobre la capacidad de gas en adsorción. Con la integración de esa información, se logra

una caracterización óptima del yacimiento no convencional de Shale Oil y Shale Gas.

- Es importante reconocer la continuidad de los estratos en el subsuelo, por lo cual es indispensable por lo menos obtener información geofísica con métodos de sísmica de refracción o reflexión que brinden una imagen en 2D de donde se haría la perforación horizontal y el respectivo fracturamiento hidráulico.
- El análisis de cromatografía de gases, es útil para estimar la composición de los fluidos que contiene las rocas, es importante mirar los biomarcadores, cuales son una gran ayuda para determinar el ambiente de deposición y el tipo de kerogeno.
- Hacer un análisis Cuantitativo en DRX a las muestras que obtuvieron mejores resultados en el análisis geoquímico en la formaciones Paja y Tablazo, con el fin de identificar cuales estratos tienen propiedades que permitan fácilmente lograr estimularse con el fracturamiento hidráulico, para seguir a una etapa de producción en la compañías petroleras que se lleguen a interesar en el área de estudio.

## BIBLIOGRAFÍA

Alexander, T. et al., 2012. Revolución del gas de lutitas. *Oilfield Review schlumberger*, 23(3), pp.40–56.

Allix, P., Burnham, A. & Herron, M., 2011. Extracción del petróleo contenido en las lutitas. *Oilfield Review Winter 2010/2011*, 22(4).

A, Roc & A, Perez “el origen de las calizas laminadas de los depósitos lacustres someros del sector de la Muela de Zaragoza. Mioceno de la cuenca del Ebro”. *Geogaceta*. 1998. Vol 24. Pag 266.

Barandiar, L.C., Econ, E. & Lima, O., 2011. “ OIL SHALE ,”

Blandon, A., 2007. *Thesis Contribución de la materia orgánica sedimentaria a la determinación del paleoambiente y del potencial de generación de hidrocarburos en DE HIDROCARBUROS EN LOS CARBONES DE LA FORMACIÓN AMAGÁ (*

Bown, P Calcareous Nannofossil Biostratigraphy. British Micropalaeontological Society Publication Series. Chapman and Hall; Kluwer Academic: London. 1998

Cediel, F. & Sarmiento, L.F., 2012. Vol. 7. , 7.

Cinética de la Generación del petróleo: Principios y Aplicación en las cuencas Colombianas. *CT&F*, 2(2), pp.27– 41

COLOMBIA ) *Contribution of Sedimentary Organic Matter t*, Boyer, C., Lewis, R. & Miller, C.K., 2011. Gas de lutitas : Un recurso global. , 23(3), pp.28–39.

DE PORTA, J. 1965.- La estratigrafía del Cretáceo superior y Terciario en el extremo sur del Valle Medio del Magdalena. Bol. Geol., UIS, N° 19, p.14-18, Bucaramanga

Duncan, 2003. GEOLOGIC SETTING OF OIL SHALE DEPOSITS. *U.S Geological Survey*, pp.659–668.

E, Molina. Micropaleontología, Prensas universitarias, Universidad de Zaragoza. Colección de Textos docentes. 2004, Capitulo 15, Pags 325-337

ETAYO, F., 1964.- Posición de las faunas en los depósitos cretácicos colombianos y su valor en la subdivisión cronológica de los mismos. Bol. Geol. UIS, Nos. 16-17, p. 5-141, 8

Goncalves. T, Garcia. D, Penteadó. B, Giraldo. B, Bedregal. R, G.P., 2001.

JULIVERT, M., et al., Colombia, 1968- Lexique Stratigraphique International, Vol 6, Fasc. 4ª. 651. P 27,

J. R Dyni. Geology and resources of some world Oil Shale Deposits. USGS. Reston, Virginia. 2006. Pag 1 - 5

Knaus E, Killen J, Biglarbigi K y Crawford P: "An overview of Oil Shale Resources" en Ogunsola OI, Hartein AM y Ogunsola O: Oil Shale: a solution to the liquid fuel dilemma. Washington, DC: American Chemical Society, ACS Symposium Series 1032 (2010): 3-20

Mantilla, F; Cordani, U; Onoe, A. geocronología Ar-Ar de venas hidrotermales en rocas sedimentarias de la formación Paja( Cretacico Inferior) al sur del Dpto. de

Santander (Cordillera Oriental, Colombia). Boletín de Geología, Vol 26, No 43, 2004. Pags 103-114

Marcos, D. et al., 2009. Generación de petróleo mediante experimentos de pirólisis : revisión sobre el conocimiento actual. , pp.353–366.

Mccarthy, K. et al., 2011. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. , pp.36–47.

MORALES, L. G., et al., 1955.- General Geology and oil Occurrences of the Middle Magdalena Valley. Colombia. Colombian Oil Industry

RENZONI, G., 1967.- Geología del Cuadrángulo J-12, Tunja, Informe 1546. Bol. Geol. Vol. 24 (2): 1-48. 1981

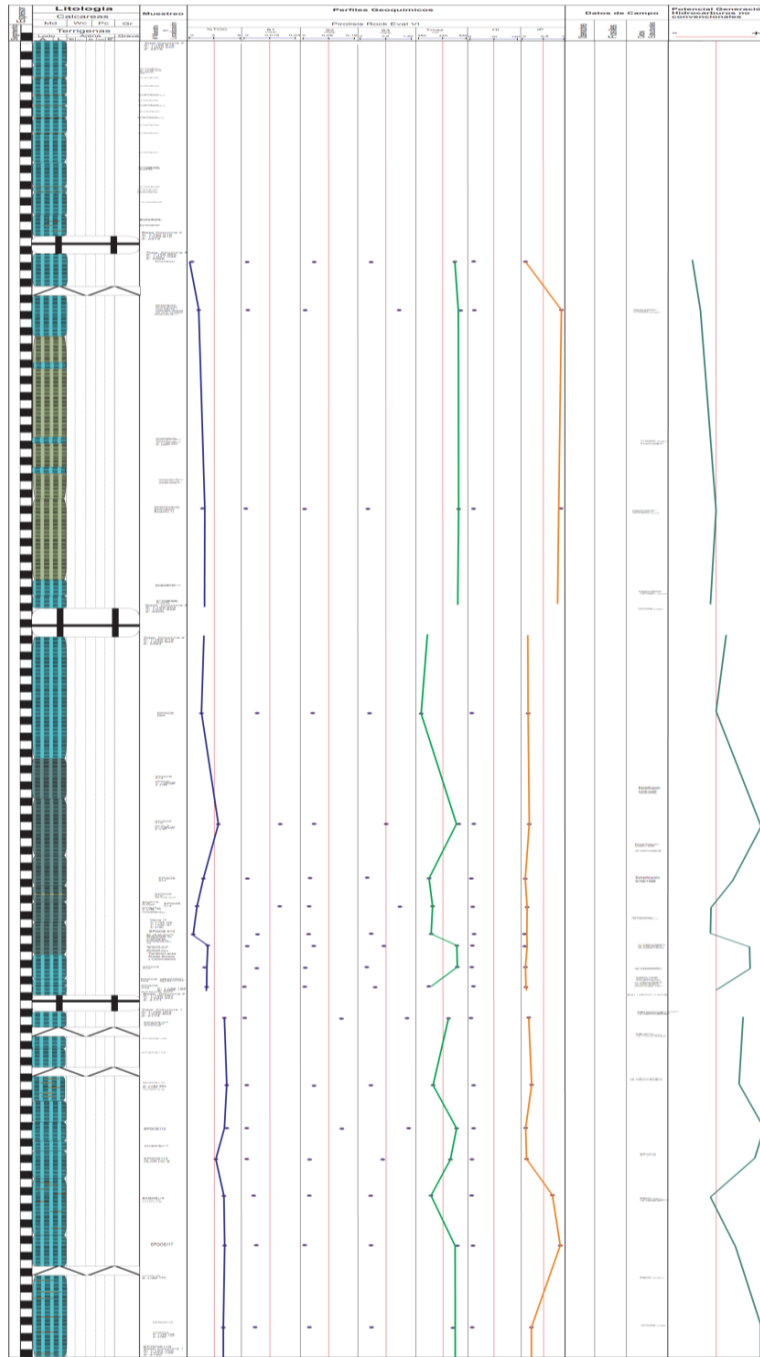
T. F Yen & G.V Chilingarian. Oil Shale, Developments in petroleum science 5. American ELSEVIER publishing Company, INC. 1976. Capítulo 3.Págs. 27-42

Tissot, B & Espitalie, J. 1975 “L´evolution thermique de la matière organique des sédiments: applications d`une simulation mathématique” Revue de l´Institut Français du Pétrole, 30: 743 – 777

V. Caballero, M. Parra, A. & Mora, 2010. LEVANTAMIENTO DE LA CORDILLERA ORIENTAL DE COLOMBIA DURANTE EL EOCENO TARDÍO – OLIGOCENO TEMPRANO: PROVENIENCIA SEDIMENTARIA EN EL SINCLINAL DE ORIENTAL CORDILLERA OF COLOMBIA: SEDIMENTARY PROVENANCE ON THE NUEVO MUNDO SINCLINE , MIDDLE. , 32.



## ANEXO B. Columna Estratigráfica con datos geoquímicos Formación Paja.

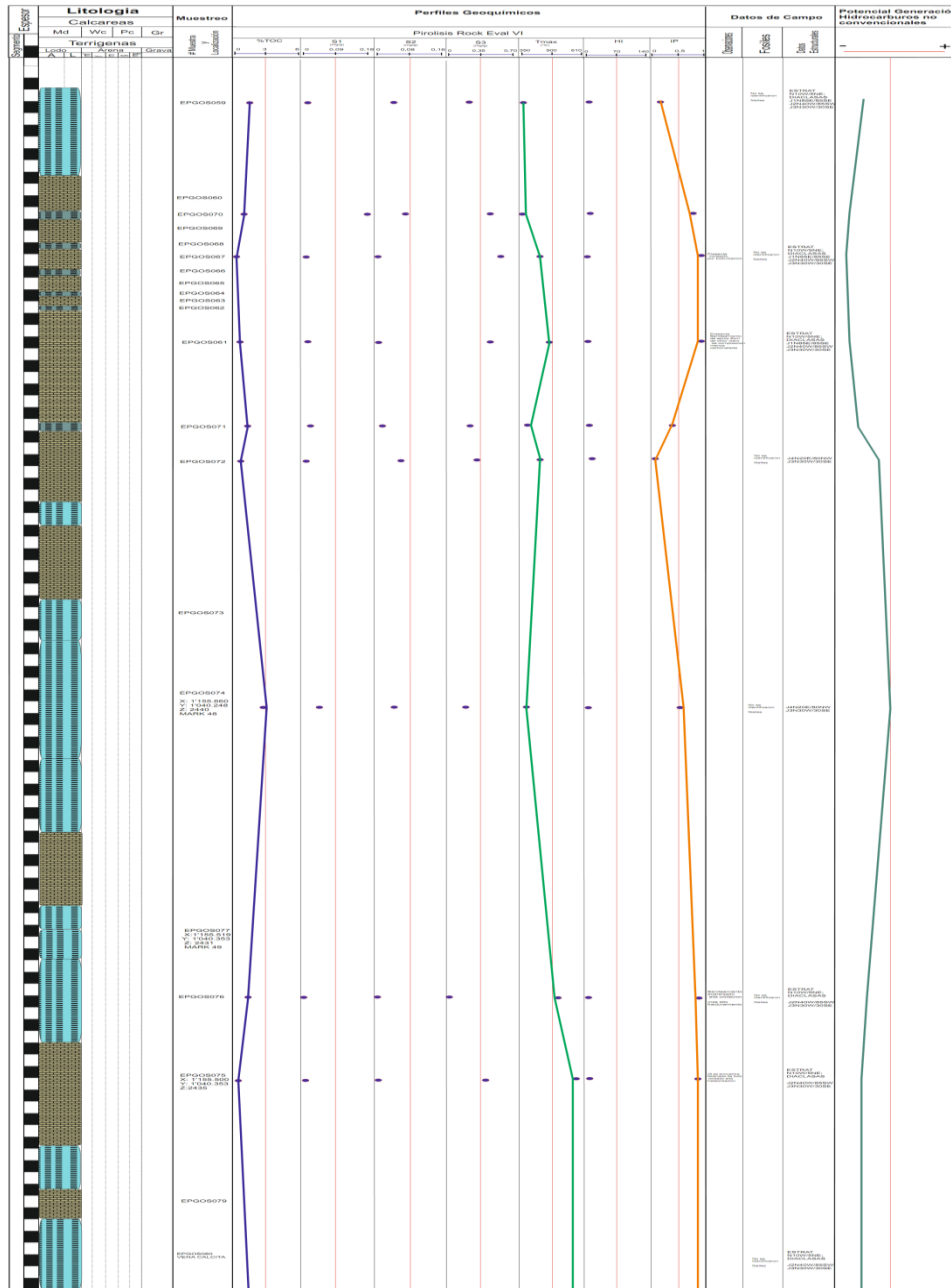


Conveniones Columna Estratigráfica Formación Paja	
Escala 1:50	
Localización Base:	1. 124.000 2. 124.000 3. 124.000
Localización Topo:	1. 124.000 2. 124.000 3. 124.000
Espesor:	180 m

Litología	
	Arenosa (arenosa) arenosa
	Arenosa (arenosa) silty
	Arenosa (arenosa) arcillosa

# ANEXO C. Columna Estratigráfica con datos geoquímicos Formación Tablazo.



## ANEXO D. Análisis Cualitativo DRX Muestra EPGOS118

### METODOLOGÍA

#### 1. Preparación y Montaje de las muestras

La muestra fue pulverizada en un mortero de ágata y llevada a un tamaño de 38  $\mu\text{m}$  (400 mesh). El espécimen seleccionado de la muestra fue montado en un portamuestra de polimetilmetacrilato (PMMA) mediante la técnica de llenado frontal.

#### 2. Toma de datos de difracción

Se realizó en un difractómetro de polvo marca BRUKER modelo D8 ADVANCE con Geometría DaVinci bajo las siguientes condiciones:

Voltaje	40(kV)
Corriente	30(mA)
Rendija de Divergencia	0.6mm
Rendijas Soller Primario	2.5°
Muestreo	0.01526° 2theta
Rangos de Medición	3.5-70° 2theta y 10-90° 2theta
Radiación	CuK $\alpha$ 1
Filtro	Níquel
Detector	Lineal LynxEye
Tipo de barrido	A pasos
Tiempo de muestreo	0.4 segundos

#### 3. Tipo de Análisis

##### Análisis Cualitativo

El análisis cualitativo de las fases presentes en la muestra se realizó mediante comparación del perfil observado con los perfiles de difracción reportados en la base de datos PDF-2 del *International Centre for Diffraction Data* (ICDD).

#### 4. Información suministrada por el cliente

**Análisis elemental:** No.

**Interés por alguna(s) fase(s) en particular:** Identificación de Fases Cristalinas.

---

\* El resultado se relaciona únicamente con la muestra analizada.  
Página 2 de 4

## RESULTADOS

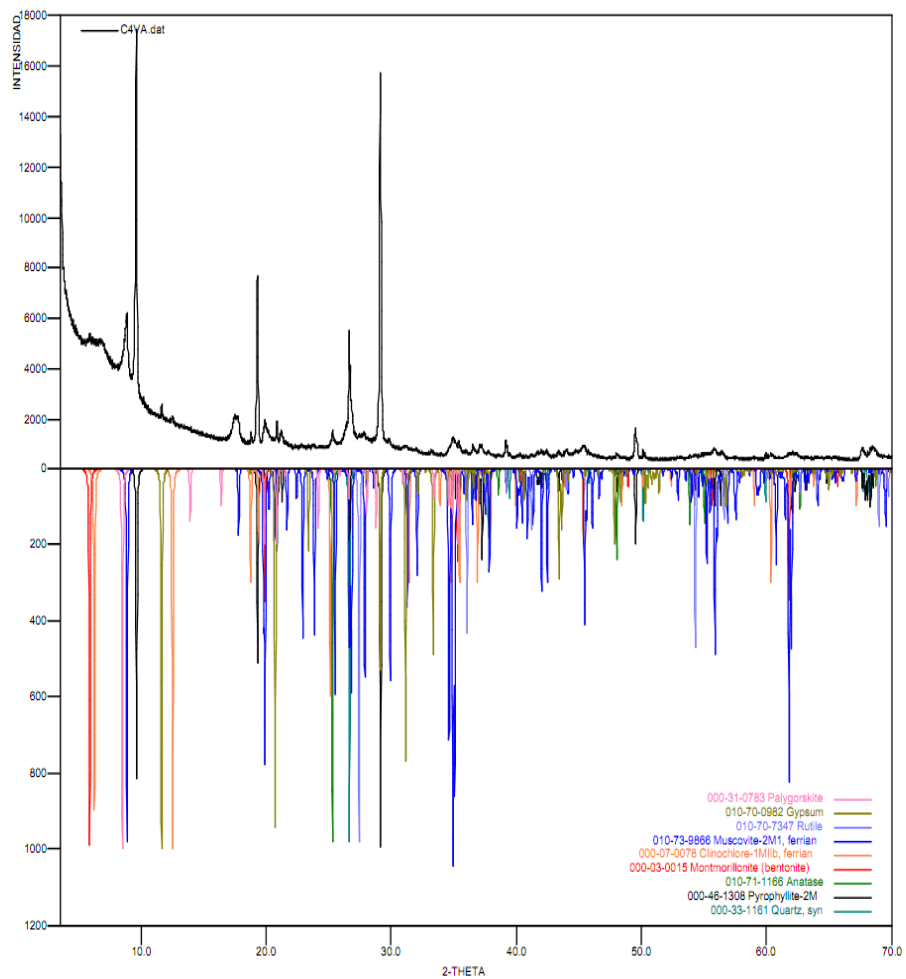
### 1. EPGOS 118 (C4VA)

FASE		No. TARJETA PDF-2	NOMBRE
<b>Cristalinos</b>	$\text{Si O}_2$	000-33-1161	Cuarzo
	$\text{Ti O}_2$	010-71-1166	Anatasa
	$\text{Al}_2 \text{Si}_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_2$	000-46-1308	Pirofilita
	$(\text{Na, Ca})_{0.3} (\text{Al, Mg})_2 \text{Si}_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_2 \cdot x \text{H}_2\text{O}$	000-03-0015	Montmorillonita
	$\text{Ti O}_2$	010-70-7347	Rutilo
	$(\text{Mg, Fe, Al})_6 (\text{Si, Al})_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_6$	000-07-0078	Clinocloro
	$\text{Mg}_5 (\text{Si, Al})_8 \text{O}_{20} (\text{OH})_2 \cdot 8 \text{H}_2\text{O}$	000-31-0783	Paligorskita
	$\text{Ca} (\text{SO}_4) (\text{H}_2\text{O})_2$	010-70-0982	Yeso
	$\text{K}_{0.93} \text{Na}_{0.07} \text{Al}_{1.80} \text{Fe}_{0.2} \text{Mg}_{0.07} (\text{Al}_{1.13} \text{Si}_{2.87} \text{O}_{10}) (\text{OH})_2$	010-73-9866	Moscovita

#### Observaciones:

- Se recomienda realizar análisis elemental para corroborar la presencia de las fases reportadas.
- En el perfil de difracción se observa una banda ancha de baja intensidad en la región arcillosa característica de las esmectitas donde la fase más probable es la *Montmorillonita*.
- En el perfil de difracción de la muestra recibida en el laboratorio, se observaron señales características del grupo de las micas, donde se reporta como la fase cristalina más probable la *Moscovita*.
- Si desea expresar su percepción con respecto al presente servicio o ensayo, hágalo por medio del correo [rayosx@uis.edu.co](mailto:rayosx@uis.edu.co) o al PBX: 6344000 Ext. 3512.

EPGOS 118



Elaboró:

Revisó:

**Qco. MSc. José Luis Pinto Camargo**  
Coordinador Técnico  
PQ. 2009

**Dr. José Antonio Henao Martínez**  
Director Laboratorio  
PQ. 0321