

**EVALUACION DEL POTENCIAL GASIFERO DE LOS YACIMIENTOS TIPO  
GAS-SHALE DE LA FORMACION ROSABLANCA EN EL FLANCO  
ORIENTAL DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**ALDEMAR GARCIA ESTEVEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA  
2009**

**EVALUACION DEL POTENCIAL GASIFERO DE LOS YACIMIENTOS TIPO  
GAS-SHALE DE LA FORMACION ROSABLANCA EN EL FLANCO  
ORIENTAL DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**ALDEMAR GARCIA ESTEVEZ**

**Proyecto de Grado para optar el titulo de Geólogo**

**Director**

**MARIO GARCIA GONZALEZ, PhD.**

**Profesor Titular**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA**

**2009**

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus agradecimientos a:

Mis padres, hermanos por apoyarme en las buenas y en las malas.

Mario García González, profesor asociado a la escuela de geología por la valiosa orientación brindada durante el desarrollo del presente trabajo de grado.

Al grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones de la escuela de Geología, por darme la oportunidad de iniciar el ejercicio de mi profesión en uno de sus proyectos.

Los geólogos Mario Augusto Moreno y Julieta Pineda por ofrecerme su asesoría, confianza y amistad durante la realización de este trabajo de grado.

Mi amigo Ralph Kennard Brackman, por su inmensa colaboración en la etapa de campo.

## CONTENIDO.

RESUMEN

ABSTRACT

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

INTRODUCCIÓN	1
1. OBJETIVOS	2
2. LOCALIZACION AREA DE ESTUDIO	3
3. MARCO GEOLOGICO Y ESTRATIGRAFICO	5
3.1. GEOLOGÍA GENERAL	5
3.2. ESTRATIGRAFÍA GENERAL.	5
3.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.	7
4. ESTRATIGRAFIA DE LA FORMACION ROSABLANCA	10
5. METODOLOGIA	14
6. CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS GAS – SHALE	21
7. RESULTADOS	36
7.1 FACIES LITOLÓGICAS	36
7.2 REFLECTANCIA DE VITRINITA	45
7.3 CONTENIDO DE TOC	46
7.4 MINERALOGÍA DE ARCILLAS: FRACCIÓN DE ILLITA ESMECTITA	47
8. CONCLUSIONES	52
9. REFERENCIAS CITADAS	53
ANEXOS	55

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Interpretación del TOC para rocas carbonatadas y shales. Tomado de Tomado de Jarvie, (1991).	28
Tabla 2. Valores de maduración de la reflectancia de la vitrinita. (Tomado de Richard E. Lewis George Waters).	30
Tabla 3 parámetros de yacimientos críticos (Tomado de Producción de gas desde su origen, Charles Boyer).	34
Tabla 4. Resultados de Reflectancia de Vitrinita (Ro).	45
Tabla 5. Resultados de Carbono Orgánico Total (TOC).	46
Tabla 6. Porcentajes de Illita y moscovita.	48

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización área de estudio. (Tomado de mapa de zona de interés hidrogeológico de la mesa de Barichara, Ingeominas 2006).	3
Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena. (Tomada de Suárez et al., 2000).	6
Figura 3. Mapa Estructural. (Tomado Geología del departamento de Santander, Ingeominas 2006).	8
Figura 4. Mapa de localización de las secciones. (Tomado de mapa geológico de la mesa de Barichara, Ingeominas 2006).	16
Figura 5. Evolución del kerógeno. Un diagrama de Van Krevelen. . (Tomado de Producción de gas desde su origen, Charles Boyer).	23
Figura 6. Transformación térmica del kerógeno. (Tomado de Producción de gas desde su origen, Charles Boyer).	27
Figura 7. Pirólisis Rock Eval (Tomado de Richard E. Lewis George Waters).	32
Figura 8. registro de shale gasífero (Tomado de Richard E. Lewis George Waters).	33
Figura 9. Sección I estratigrafía	37
Figura 10. Sección II estratigrafía	40
Figura 11. Sección III estratigrafía	44
Figura 12. Difractograma obtenido de la rutina normal para la muestra M1.	49
Figura 13. Difractograma obtenido de la rutina de KCl a 550 °c.	50

Figura 14. Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio ( $MgCl_2$ ) en una atmósfera de etielenglicol

## LISTA DE FOTOS

- Foto 1. Bioesparita con evidencia de fósiles de bivalvos, fragmentos de conchas, gasterópodos y foraminíferos. 38
- Foto 2. Biomicrita se compone de bivalvos y algunos gasterópodos y equinodermos. 39
- Foto 3. Remplazamiento calcáreo de fragmentos de conchas posiblemente de bivalvos, foraminíferos, braquiópodos. 41
- Foto 4. Biomicrita fracturada con relleno dolomítico. 42
- Foto 5. Biomicrita con fragmentos de conchas. 43
- Foto 6. Alternancia de Micrita y Shale. 43

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Tablas y difractogramas de las rutinas fracción arcilla.	55
Anexo 2. Secciones estratigráficas.	75

## RESUMEN

### **TITULO: EVALUACION DEL POTENCIAL GASIFERO DE LOS YACIMIENTOS TIPO GAS-SHALE DE LA FORMACION ROSABLANCA EN EL FLANCO ORIENTAL DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**Autor: ALDEMAR GARCIA ESTEVEZ\***

**Palabras Clave:** Formación Rosablanca, madurez termal, riqueza orgánica, litofacies, fracción arcilla.

El área de estudio se encuentra ubicada en la zona de cuevas y mesetas del flanco oriental del valle medio del Magdalena (VMM), Esta zona presenta un registro de rocas depositadas durante el Jurásico y el Cretácico; esta región está estructuralmente por dos megaestructuras las cuales corresponden a las fallas del Suárez y Bucaramanga – Santa Marta.

Los análisis de madurez termal y riqueza orgánica realizados sobre la formación Rosablanca, (VMM), mostraron que estas rocas han alcanzado un regular potencial donde predomina el petróleo en la base de la formación y kerogéno inmaduro hacia el techo de la formación Rosablanca, A través de los análisis de reflectancia de vitrinita, La formación Rosablanca, no alcanza el pico de maduración termal suficiente para poder generar gas, por consiguiente carece de un potencial de gas shale.

Por medio de las características texturales, el tipo de estructuras sedimentarias tanto físicas como biogénicas se definieron cuatro litofacies *MibE* (Micrita, lodolitas y bioesparita), *MSbME* (Micrita, Shale, biomicrita y Esparita), *bMS* (biomicrita, Shale), *bMSM* (biomicrita, Shale, Micrita) de la formación Rosablanca.

Los análisis cuantitativos realizados en la fracción arcilla menor de 2µm, revelan que la mayoría de los shale de la región presentan porcentajes de illita intermedios, este mineral arcilloso tiene el comportamiento permeable y permite la circulación de hidrocarburos en los estratos, creando posibles almacenamientos en los espacios intergranulares de la roca, la presencia de calcita y cuarzo le dan a los estratos una buena fractura lo cual es favorable para el almacenamiento de hidrocarburo.

\*Facultad De Ingenierías Físicoquímicas, Escuela De Geología, Director Mario García González

## ABSTRACT

### **TITLE: EVALUATION OF POTENTIAL GAS DEPOSITS TYPE OF GAS-SHALE FORMATION ROSABLANCA ON THE EASTERN FLANK OF THE VALLEY MEDIUM OF MAGDALENA**

**Author: ALDEMAR GARCIA ESTEVEZ \***

**Keywords:** Formation Rosablanca, thermal maturity, organic rich, lithofacies, clay fraction.

The study area is located in the area of slopes and plateaus of the eastern flank of the Magdalena valley (VMM), this area presents a record of rocks deposited during the Jurassic and Cretaceous; is governed by two structurally megastructures which corresponds to failures and Suarez Bucaramanga - Santa Marta.

.The analysis of thermal maturity and organic richness Rosablanca made on the formation, (VMM), showed that these rocks have reached a potential regular oil predominates at the base of the formation and immature kerogen to the roof of the training Rosablanca, Through of vitrinite reflectance analysis, Rosablanca training does not reach the peak of maturation to generate sufficient thermal gas, therefore lacks a shale gas potential.

Through the textural characteristics, the type of sedimentary structures, both physical and biogenic lithofacies identified four. MIbE (Micrite, mudstone and biospar) MSbME (Micrite, shale, biomicrite and spar), BMS (biomicrite, shale), bMSM (biomicrite, shale, Micrite).

The quantitative analysis made in the clay fraction less than 2 $\mu$ m, reveal that most of the shale in the region are intermediate percentages of illite, the clay mineral behavior is tight and not allow the movement of hydrocarbons in the strata, creating potential storage intergranulares spaces of the rock, the presence of calcite and quartz strata give a good fracture which is favorable for hydrocarbon storage.

\* Faculty of Physics and Chemistry Engineering's, Geology School, Director Mario García González

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Durante las últimas décadas la producción de gas asociado a lutitas (Gas-Shale), se ha incrementado rápidamente en diferentes partes del mundo, esa así como las reservas de gas no convencional han adquirido gran importancia en el sector hidrocarburífero; un ejemplo es el yacimiento Barnett shale en la cuenca Fort Worth ubicado al norte del estado de Texas USA, en medio de las proyecciones este puede ser el mas grande yacimiento de gas shale con una producción que supera el 1.2 millones de pies cúbicos al día. El Servicio Geológico de los EE.UU., en un estudio realizado, ha estimado que el Barnett Shale supera los 50 Tcf en reservas, (Schlumberger 2006). En Colombia este tipo de yacimiento solo se estima en un potencial de 32 Tcf, siendo el VMM la cuenca más representativa con 29 Tcf en reservas, teniendo en cuenta que el potencial de gas convencional es de 400.000 Tcf, y de producción de 900 MPCD, (ANH 2009),.

En países como Colombia, este tipo de recurso poco se ha estudiado, se hace necesario evaluar ciertos aspectos de vital importancia en el estudio de los Yacimientos de Gas-Shale. en las formaciones con potencial como lo es Rosablanca, ya que esta formación cuenta con un aceptado numero de estratos de shales, lo cual es muy probable que tenga un potencial de gas asociado a estos estratos.

La implementación de nuevas tecnologías del gas, tales como el gas natural vehicular y la licuefacción de gas metano, pronostica un aumento considerable en el consumo de gas, lo cual otorga mayor importancia a los recursos energéticos no convencionales, como por ejemplo los yacimientos de gas asociados a estratos de shale.

Se pretende con este proyecto realizar un aporte acerca de potencial gasifero de los yacimientos tipo gas-shale de las formación Rosablanca ubicada en el flanco oriental del Valle Medio del Magdalena, ya que este proyecto se podrá aplicar en otras regiones a nivel nacional

## INTRODUCCIÓN

En la región del Magdalena Medio en la cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentran uno de los principales distritos petroleros del país, en este estudio se pretende abarcan el aspecto de evaluación del potencial gasífero de las lutitas de la formación Rosablanca que hacen parte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

El propósito de este estudio es evaluar y analizar la madurez térmica de las rocas por medio de la reflectancia de la vitrinita ( $R_o$ ) y la cantidad orgánica de carbono orgánico total (TOC), los anteriores son los dos principales parámetros de evaluación del potencial gasífero de yacimientos de gas shale

Los resultados de esta investigación buscan incrementar los yacimientos gasíferos no convencionales asociados a las lutitas del valle medio del Magdalena.

Un alto contenido de materia orgánica en los shales, una reflectancia de vitrinita que alcance la ventana de generación de gas y una mineralogía la cual sea apta para el almacenamiento de gas, son las principales características de los yacimientos gas-shale.

El objetivo fundamental del proyecto mencionado, es identificar una serie de criterios geológicos que sirvan a manera de guías para delimitar áreas con potencial gasífero. Como son la Cordillera Oriental y Cesar-Ranchería que según la ANH son las cuencas con mayor potencial junto con VMM..

Por su exposición y predicción de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) la cual da como una zona de alto potencial gas-shale, El área de estudio se selecciono y se tomo la formación Rosablanca por ser la de mayor espesor y mejor exposición de sus afloramientos.

## 1. OBJETIVOS

El objetivo general de este proyecto consiste en evaluar el potencial gasífero de los yacimientos tipo gas-shale de las formaciones rosablanca y paja en el flanco oriental del Valle Medio del Magdalena.

- Determinar la madurez térmica en los Shales de la Formación Rosablanca mediante el análisis de la reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ).
- Determinar la riqueza orgánica en los Shales de la Formación Rosablanca mediante el análisis de carbono orgánico total (TOC).
- Caracterizar las litofacies de la Formación Rosablanca.
- Realizar análisis de composición mineralógica de shales por medio de difracción de rayos-x.

## 2. LOCALIZACION AREA DE ESTUDIO.

El área esta situada a 132 Km. Al sur de Bucaramanga, sobre el cañón del río Chicamocha-Suárez, en el municipio de Villanueva, departamento de Santander. Limita por el norte con el Municipio de Los Santos separados por el Río Chicamocha; por el sur con los Municipios de San Gil y Barichara; por el oriente con los Municipios de Jordán y Curití; y por el occidente con el río Suárez, municipios de Zapatoca y Barichara (Figura 1).

De acuerdo con la nomenclatura del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (I.G.A.C.), la zona de trabajo se encuentra localizada dentro de las planchas 135- II-A y 120-IV-C, a escala 1:25000, enmarcada entre las coordenadas geográficas:

X: 1.095.000 – 1.100.000

Y: 1.235.000 – 1.241.000.

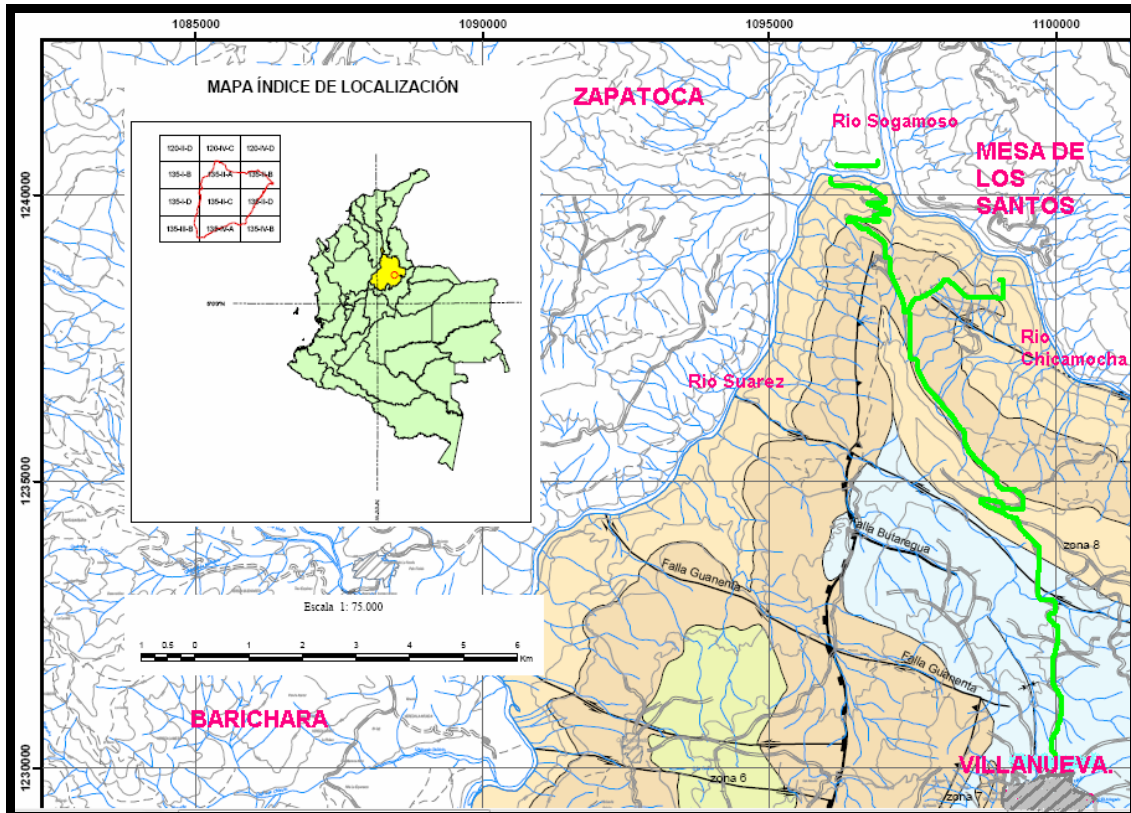


Figura 1. Localización área de estudio. (Tomado de mapa de zona de interés hidrogeológico de la mesa de Barichara, Ingeominas 2006).

Geológicamente se sitúa al SW del Macizo de Santander en la región de la Mesa de Barichara, aledaña al cañón del río Chicamocha y Suárez, en el lado oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Se llega al área estudiada por la carretera pavimentada Bucaramanga-San Gil-Villanueva, de este municipio se sigue por un carreteable en regulares condiciones, el cual se bifurca a 7 Km. Llegando al ramal del oriente a la mina El Almirante Colon, sector loma grande (10 Km.) y el del norte a la mina El galembo, Sector Las Juntas (18 Km.).

### **3. MARCO GEOLOGICO Y ESTRATIGRAFICO.**

#### **3.1. Geología General.**

En la cuenca se han identificado tres secuencias de primer orden: La secuencia A Triásico-Jurásico depositada en ambientes continentales a marginales durante una fase de tectónica de bloques extensionales levantados y hundidos, limitados por fallas subverticales (Etayo et al, 1993). La secuencia B (Cretáceo-Paleoceno) se depositó en una cuenca de antearco en la fase de subsidencia termal, en condiciones marinas de plataforma, las cuales cambiaron a transicionales desde el Maestrichtiano. La secuencia C (post-Eoceno medio) se depositó en ambientes continentales en una cuenca de antepaís hasta el Mioceno medio e intramontana a partir de este momento (Etayo et al, 1993).

Durante el Cretáceo inferior persistió el carácter distensivo y el Valle Medio del Magdalena junto con la región donde actualmente yace el piedemonte occidental Cordillera Oriental, conformaron una misma cuenca, limitada por grandes estructuras que controlaron el avance marino y restringieron el depósito y distribución de sedimentos (Etayo et al, 1993).

Las rocas aflorantes en la zona constituyen un paquete de areniscas, calizas y Arcillolitas principalmente, con edades desde el jurásico, cretáceo inferior, hasta depósitos recientes, correspondientes a las formaciones Girón, Los Santos, Rosablanca, Paja, Tablazo y Simití.

#### **3.2. Estratigrafía General.**

La secuencia sedimentaria del VMM, litoestratigráficamente descrita en un comienzo por Morales, et al., (1958) y con algunas modificaciones sugeridas por Etayo-Serna et al., (1985), ha sido ampliamente usada y conserva validez desde el punto de vista descriptivo. En términos generales, esta secuencia consta de rocas que en edad varían desde el Jurásico Tardío hasta el presente,

las cuales pueden separarse informalmente en cuatro intervalos principales (Figura 2).

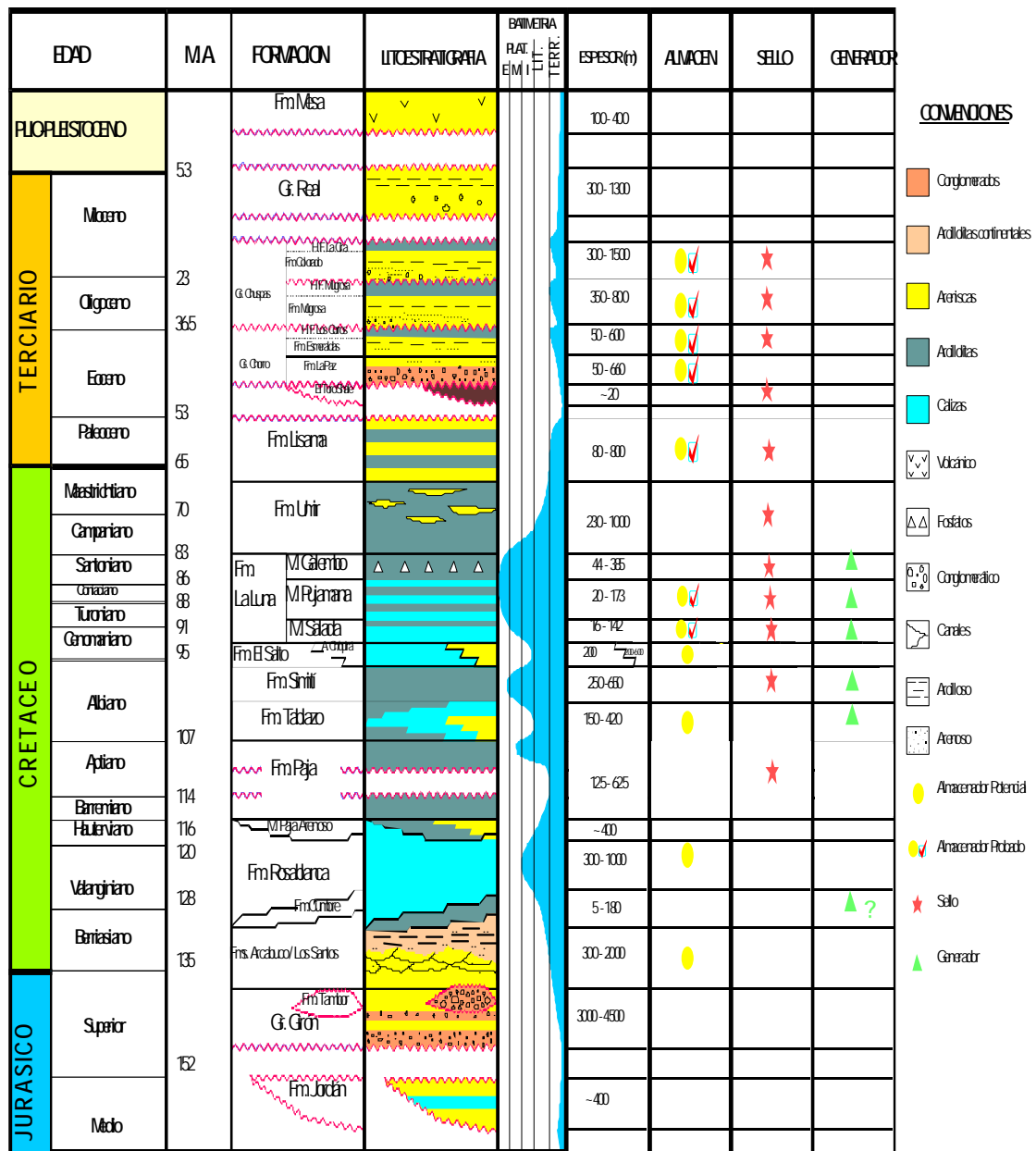


Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena. (Tomada de Suárez et al., 2000).

Sedimentitas jurásicas y cretácicas básales (Berriasiano) Formaciones Girón, Tambor y Los Santos-Arcabuco de carácter Volcano sedimentario acumuladas en un paleo-sistema fluvial controlado por una tectónica de bloques, extendida

desde el sur de Colombia hasta Venezuela (Exxon, 1994), los cuales fueron generados a partir de un evento de desgarramiento Cortical (rifting) (Macía et al., 1984; Etayo-Serna et al., 1968; Fabre, 1983<sup>a</sup>, 1983<sup>b</sup>, 1987).

Sedimentitas calcáreas y siliciclásticas del Cretáceo Temprano de origen marino somero, acumuladas en una plataforma sometida a cambios eustáticos y relativos del nivel del mar, ocurridos a lo largo de una cuenca extensional, mucho más extensa que el VMM: formaciones Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, y El Salto únicamente reconocida al Nororiente de la cuenca) y la formación Areniscas de Chiquinquirá (encontrada en el sector del piedemonte occidental de la Cordillera Oriental). Morales, et al., (1958).

Sedimentitas siliciclásticas, finogranulares del Cretáceo Tardío al Paleoceno, Formaciones La Luna, Umir y Lisama, de origen marino profundo con transición a depósitos de origen paludal a fluvio – lacustrinos, acumuladas durante un ciclo transgresivo – regresivo en una cuenca sometida a subsidencia térmica y posteriormente somerizada como consecuencia de la acreción de la Cordillera Occidental contra la margen occidental de Colombia (Barrero, 1979).

Sedimentitas detríticas terciarias de origen predominantemente continental – (fluvial), acumuladas inicialmente en una cuenca de antepaís (foreland) (Coletta et al., 1990; Dengo y Covey, 1993 y Cooper et al., 1995) y finalmente en una cuenca intermontana que prevalece hasta hoy en día como parte del cinturón de deformación y que son el resultado de los progresivos pulsos de deformación y levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, asociados a las colisiones de la Cordillera Occidental y del Arco de Panamá con el occidente y noroccidente de Colombia respectivamente (Barrero, 1979, Colleta et al., 1990; Dengo y Covey, 1993; Cooper et al., 1995): Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Real y Mesa.

### **3.3 Geología Estructural.**

El área de estudio esta regida estructuralmente por dos megaestructuras las cuales corresponden a las fallas del Suárez y Bucaramanga – Santa Marta.

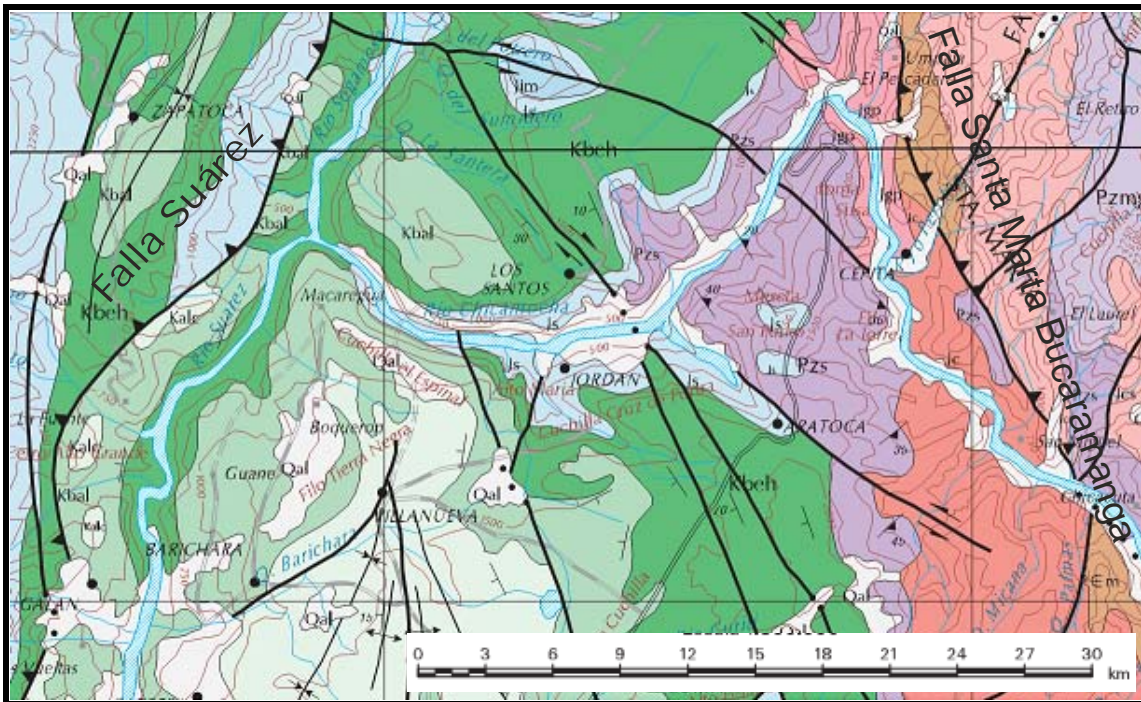


Figura 3. Mapa Estructural. (Tomado Geología del departamento de Santander, Ingeominas 2006).

Las fallas Suárez y Bucaramanga-Santa Marta enmarcan la región de mesas y cuestras. Y en la región de Villanueva – Barichara, se presentan estructuras menores y locales pero estrechamente relacionadas con estas anteriormente nombradas. De norte a sur, las fallas con dirección SE formando cierto ángulo con la falla del Suárez se describen a continuación (Rojas y Rojas 2006).

Falla Lubigará: Localizada en el centro de la zona de estudio, en la base del escarpe, presenta un trazo algo sinuoso de 12 km con dirección noreste, plano inclinado hacia el oeste y definida como falla normal (bloque W baja y E sube, por acomodamiento), que hace extender la formación Tablazo y la formación Paja hacia el norte. Esta falla es la directa responsable de que se presente el escarpe al oeste de Barichara (Rojas y Rojas 2006).

Falla de Burras: Ubicada en el sur de la zona, con dirección sureste preferiblemente, y se comporta como una falla de tipo normal, con una componente rumbo deslizante dextral, lo cual se pone en evidencia mediante fotointerpretación y mediante la observación de la panorámica la quebrada Las

Burras. El bloque norte se hunde y está sufriendo basculamiento. (Rojas y Rojas 2006).

Falla Butaregua: Localizada al sur de área de estudio, controla el cauce de la quebrada que lleva el mismo nombre, su plano tiene una dirección sureste, alto grado de inclinación hacia el noreste, se comporta como una falla normal con poco salto en rocas de la Fm. Tablazo, despreciable para la escala que se trabaja en este estudio. (Rojas y Rojas 2006).

Falla Clavellinas: Ubicada al oriente de la zona de estudio, con dirección sureste preferiblemente y se comporta como una falla de tipo normal, con una componente rumbo deslizante dextral. (Rojas y Rojas 2006). .

#### 4. ESTRATIGRAFIA DE LA FORMACION ROSABLANCA (Kir).

Descripción original. – Según MORALES et al. (1958, p. 648) el nombre deriva del Cerro Rosa Blanca, a unos 5 km al N del ángulo NE de la Concesión De Mares; el nombre fue dado por WHEELER en un informe inédito. El espesor de esta formación es de 425 m en el Río Sogamoso, pero es muy variable.

Distribución geográfica. – El área de distribución de la Formación Rosa Blanca se sitúa en la región septentrional del Valle Medio del Magdalena y en la región de Mesas y Cuestas. No obstante hay autores que han utilizado este nombre para otras regiones como OLSSON (in JENKS, 1956, p. 309) para la región de Cáqueza. No es aconsejable extenderlo fuera del área anteriormente citada.

Paleontología y edad. – MORALES et al. (1958, pp. 648-649) citan la siguiente distribución de faunas de N a S. Al W de Arenal, en la parte baja de la formación se encontraron los géneros Hamulina, Nicklesia y Pseudohaploceras; en la Quebrada Sta. Rosa, 15 km al SW de Morales (Dpto de Bolívar) se encontró Pulchellia; en la Ciénaga de Simití, se encuentra Nicklesia inmediatamente por debajo del límite superior del Rosa Blanca; en la carretera de Barrancabermeja a San Gil entre el puente sobre el Río Fonce y la confluencia de dicho río con el Suárez se recolectó una fauna compuesta por Acanthodiscus sp., Crioceras sp., Favrella sp., Kilianella? Sp., Olcostephanus sp., Thurmanniceras sp., Trigonina. Transitoria quintucoensis Weaver, Natica cf. Bulimoides Weaver, Toxaster roulini Agassiz. A esto puede añadirse que más al S aún, en Villa de Leiva, el único nivel calizo que se encuentra en la columna descrita por BÜRGL (1954, lám. 2) y que comparando con las referencias que da JULIVERT (1958b) puede asimilarse al Rosa Blanca, se encuentran por debajo de una fauna de Thurmanniceras y Olcostephanus.

Así pues puede deducirse que la Formación Rosa Blanca, es oblicua respecto a las líneas isocronas; su edad sería barremiana hacia el N (presencia de Nicklesia y Pulchellia), hauteriviana hacia la región de la Mesa de Los Santos y San Gil y valanginiana en Villa de Leiva. Esta distribución de edades es sólo una primera aproximación ya que la posición de las faunas dentro de la

formación no se conoce con detalle, pero es suficiente para indicar la oblicuidad antes citada (Morales 1958).

Un análisis facial detallado de la formación Rosablanca fue hecho por Carlos Arturo Alfonso Pava, en el reconocido Proyecto Cretácico (1985), él en su análisis facial reconoce doce litofacies denominadas así:

1.Biomicrota dolomitizada, 2.biomicrota, 3.Esparita con estructuras criptoalgáceas, 4.Bioesparita de Ooides, 5.Bioesparita de pelets, 6.microta laminadas, 7.biomicrota, 8.microta dolomitizada, 9.niveles yesíferos, 10.limolitas de cuarzo, 11.Bioesparita de Oolitos, oncolitos y pelets, 12.conglomerados intraformacionales.

Las dos primeras Facies, Biomicrota dolomitizada y biomicrota se diferencian por que la primera facie se encuentra dolomitizada; pero ambas tienen las mismas características. Para estas facies se presentan rocas en capas de estratificación media a gruesa, con delgadas intercalaciones de lodolitas fósiles arenosas, con contactos netos de tipo plano, ondulado y erosivo y con laminación predominantemente ondulada discontinua (Alfonso 1985).

De color naranja grisáceo y marrón amarillento para la primera y color gris oscuro para la segunda, con conchas de lamelibranquios, gasterópodos y en menos proporción pelets e intraclastos redondeados (Alfonso 1985).

Las facies 3, 4 y 5. Dada su estrecha relación son tratadas en conjunto, con una coloración gris oscura, se presentan en capas con estratificación media a gruesa con contactos netos ondulados y con laminación preferencialmente de tipo ondulada discontinua. La roca de textura granosoportada constituida por pelets, ooides, intraclastos redondeados y fragmentos fósiles de Ostrácodos y lamelibranquios. Las rocas laminadas corresponden a estructuras denominadas criptoalgáceas por AITKEN (1967) o estromatolitos planos por LOGAN (1964), la Bioesparita de ooides en su mayoría consisten de dos capas micríticas dispuestas alrededor de un núcleo conformando por intraclastos micríticos redondeados, fragmentos de fósiles, pelets, terrígenos u otros ooides; la Bioesparita de pelets consiste en un 70-80% de alquímicos compuestos

esencialmente por pelets micríticos de forma oval a elipsoide, bien calibrados, fragmentos de fósiles comúnmente reemplazados por calcita (Alfonso 1985).

Las facies 6, 7 y 8 son tratadas en conjunto dada su similitud en composición, textura y estructura sedimentaria.

Las micritas laminadas se caracterizan por presentarse en capas de estratificación media a gruesa, compuesta esencialmente de lodo calcáreo de coloración gris oscura; la Biomicrita se presenta en capas de aspecto macizo, con contactos netos planos y ondulados, intercalaciones con lodolitas fósiles calcareis fosilíferas; la micrita dolomitizada presenta las mismas características anteriormente descritas, petrográficamente se caracterizan por estar reemplazados hasta en un 30% por dolomita en forma de cristales euhedrales. (Alfonso 1985).

Los niveles yesíferos, en su descripción macroscópica se caracterizan por presentasen de forma tabular y lenticular con espesores de .20 – 2.20 m. con contactos netos ondulados, e interestratificados con Shales calcáreos, Micrita, Esparita y limolitas (Alfonso 1985).

La facie de limolitas de cuarzo, de coloración gris media, se caracterizan por presentarse en capas de estratificación media a gruesa con contactos netos, muestran internamente una laminación plana paralela hacia la parte inferior y cruzada en la parte superior (Alfonso 1985).

Facie Bioesparita de intraclastos de oolitos, oncolitos y pelets, bajo esta denominación se incluye un conjunto e rocas de textura granosoportada, compuestas de proporciones variables de intraclastos, oolitos, oncolitos y pelets, con matriz de lodo calcáreo, de estratificación media a gruesa, laminación ondulada discontinua (Alfonso 1985).

La facie de conglomerados intraformacionales se presentan en capas de estratificación media de forma lenticular de contactos netos ondulados y erosivos con laminación ondulada discontinua; interestratificadas con Shales

calcáreos, de coloración gris media, se constituyen en un 40 – 60 % de fragmentos líticos mal seleccionados (Alfonso 1985).

## 5. METODOLOGIA.

Con el fin de llevar a cabo los objetivos, alcances y requerimientos del proyecto en términos de calidad y cobertura se definieron cuatro etapas de trabajo.

Etapa 1: Búsqueda, adquisición y análisis de información requerida para el proyecto.

Etapa 2: Desarrollo de actividades de Geología de campo.

Etapa 3: Procesamiento, análisis e interpretación de la información geológica colectada y de laboratorio.

Etapa 4: Compilación de los resultados obtenidos en la fase 3 para la elaboración del informe final.

Etapa 1: Búsqueda, adquisición y análisis de la información básica Durante esta primera fase, además de adelantar el análisis e interpretación de información básica se definieron las estrategias para ingresar al área y se aclaró la metodología para la colección de datos. En esta fase se realizaron las siguientes actividades:

- Búsqueda y análisis de información básica: mapas geológicos, topográficos, informes geológicos, etc.
- Revisión y evaluación bibliográfica.
- Homogenización de criterios estratigráficos, estructurales y nomenclatura estratigráfica.
- Adquisición de la logística para oficina y campo.
- Planificación de la fase de campo.

Etapa 2: Desarrollo de actividades de Geología de campo Esta fase se realizó a finales de noviembre y principios de diciembre de 2008, tomando como base logística la población de Villanueva, Santander. Se realizaron las siguientes actividades:

- Se realizó la medición de cada sección con cinta métrica, Los estratos de las secciones se midieron sin ningún tipo de inclinación ya que su buzamiento es

muy mínimo solo 4 grados lo cual es casi horizontal de la descripción de las diferentes secciones se hicieron según Folk 1959,1962. El levantamiento estratigráfico acompañado del registro fotográfico digital, muestreo de las secciones de interés.

- La sección I, se levanto el la vía que conduce de la mina el Almirante Colon hacia la población de Villanueva; fueron descritos 68 m de la fm rosablanca; recolectándose 2 ejemplares representativos, con coordenadas, M1 X: 1'099.070, Y: 1'238.170. M2 X: 1'099.050, Y: 1'238.168, para el análisis geoquímico y análisis de rayos X, estas muestras debidamente amarradas a la columna estratigráfica. (Figura 4).

- La sección II, se levanto a 1.7 km aguas arriba del río Suárez, margen izquierda, partiendo desde la culminación del a carretera que conduce de Villanueva a la mina el galembó; fueron descritos 80 m de la fm rosablanca; recolectándose 2 ejemplares representativos con coordenadas, M3 X: 1'095.270, Y: 1'239.110. M4 X: 1'095.300, Y: 1'239.111, para el análisis geoquímico y análisis de rayos X, estas muestras debidamente amarradas a la columna estratigráfica. (Figura 4).

- La sección III, se levanto el la vía que conduce de la población de Villanueva hacia la mina el galembó, vereda el espinal; fueron descritos 60 m de la fm rosablanca; recolectándose 7 ejemplares representativos con coordenadas del afloramiento, X: 1'096.130, Y: 1'239.250, para el análisis geoquímico y análisis de rayos X, estas muestras debidamente amarradas a la columna estratigráfica. (Figura 4).

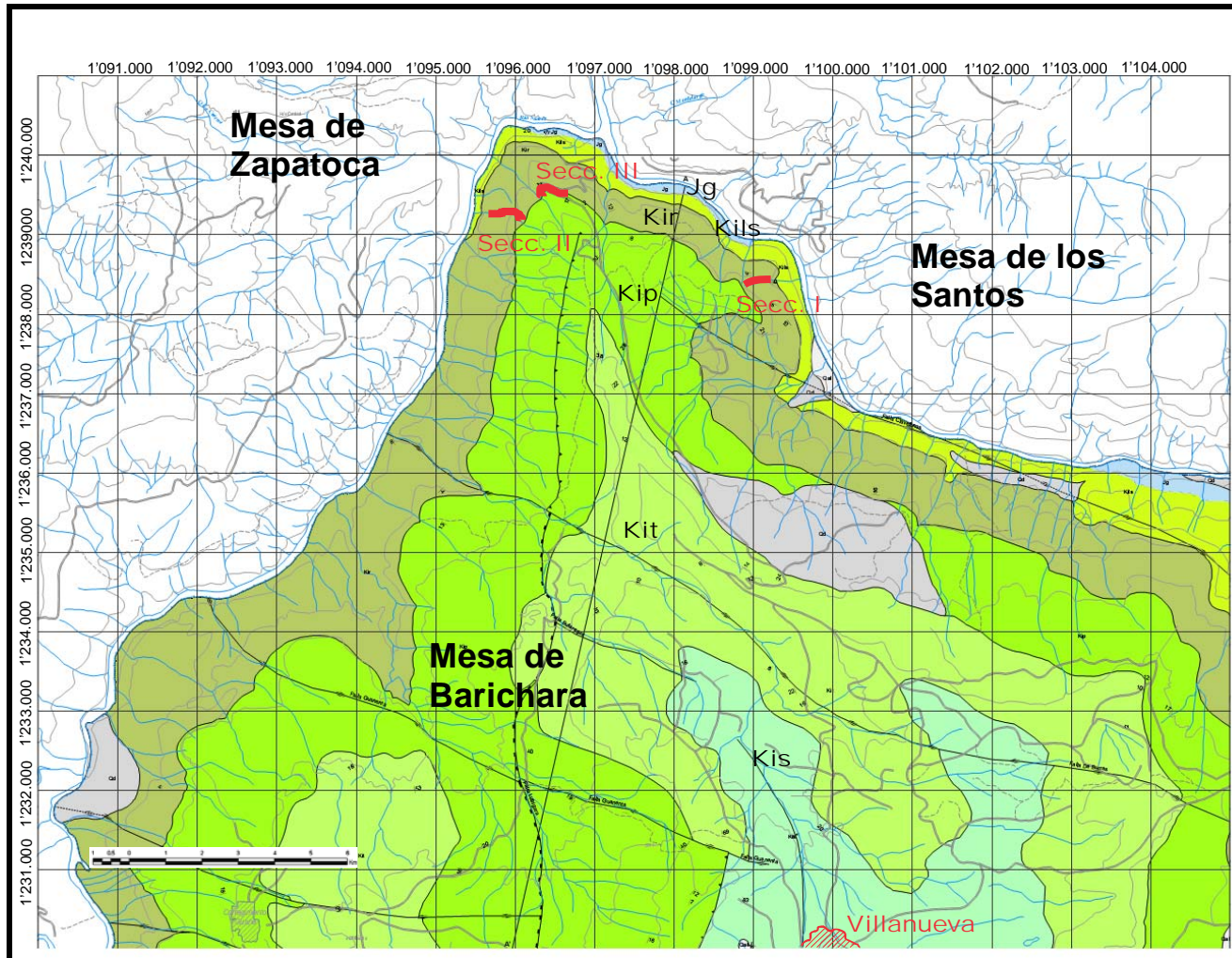


Figura 4. Mapa de localización de las secciones. (Tomado de mapa geológico de la mesa de Barichara, Ingeominas 2006).

Etapa 3: Procesamiento, análisis e interpretación de datos En esta fase se desarrollaron las siguientes actividades:

- Evaluación del trabajo de campo.
- Presentación preliminar de los resultados de la fase de campo
- Homogenización de criterios geológicos.
- Análisis de laboratorio.
- Dibujo de columnas estratigráficas de las diferentes secciones a escala 1:100

Etapa 4: Compilación de los resultados obtenidos y elaboración del informe final Esta última fase incluyó:

- Digitalización de columnas estratigráficas a escala 1:100.
- Elaboración del informe final
- Correcciones y entrega final

- **Reflectancia De Vitrinita.**

La Reflectancia de Vitrinita ( $R_o$ ), es un parámetro que permite obtener un valor estimativo de la madurez de la materia orgánica. Consiste en hacer incidir una luz brillante sobre una partícula de vitrinita y determinar el porcentaje de luz reflejado. Entre mayor sea el grado de madurez térmica, mayor será el grado o porcentaje de reflectancia ( $\%R_o$ ), (Jarvie 1991).

La vitrinita es un maceral de la familia de los carbones humito y generalmente es originado por materia orgánica de origen terrestre. Los macerales son constituyentes del kerógeno, se reconocen por su morfología y con esta se diferencia los tipos de materia orgánica (Jarvie 1991).

Se elaboraron 11 secciones pulidas de las muestras de shale obtenidas en secciones estratigráficas de la Formación Rosablanca en el área de estudio. El procedimiento que se siguió se describe a continuación:

Trituración de una muestra representativa de aproximadamente 250 gramos que posteriormente se tamiza empleando la malla 20 retenida en malla 30, del

resultado de este proceso se pesan de 3 a 5 gramos y posteriormente se impregna con resinas epóxicas, una vez las secciones se han endurecido, se lleva a cabo el pulido de la muestra impregnada, empleando una pulidora automática Wurtz.

Las medidas de Reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) se obtuvieron mediante un microscopio fotómetro Zeiss Modelo MPM400 utilizando objetivos de inmersión en aceite y una fuente de luz blanca reflejada.

La calibración del instrumento se realizó empleando estándares de reflectancia de 1.710% con luz reflejada, cuya longitud de onda es de 546 nm. Los datos fueron procesados mediante el software Photan, este mismo software se encarga del fotómetro.

El procedimiento y el equipo utilizado permiten garantizar los resultados obtenidos, dada la calidad y buen estado de los instrumentos, así como el método propuesto por las normas ASTM.

Se efectuaron de 6 a 7 lecturas de  $R_o$  por sección, en las lecturas se debe tener cuidado de no tomar lecturas en otros tipo de macérales diferentes a la vitrinita, así mismo, estas deben estar sobre superficies bien pulidas. Es importante tener en cuenta la desviación estándar de los datos, la cual debe ser menor de 0,2.

- **Análisis de carbono total (TOC).**

El TOC (Total Organic Carbon), es una medida de cuanto una roca sedimentaria se ha enriquecido de materia orgánica. La fuente de materia orgánica se deriva de la variedad biológica que ha sido depositada y enterrada a través del tiempo geológico. (Tissot y Welter, 1984, Hunt, 1979).

El contenido de carbono total se determinó en la muestra original y en los residuos sólidos de shales después de cada experiencia HP.

Estos parámetros fueron determinados utilizando un analizador de carbono y azufre SC – 144DR, el cual dispone de un software especializado que permite cuantificar en términos de porcentaje en peso, la cantidad de carbono presente en el analito.

Este proceso se lleva a cabo cuando la muestra es colocada en un ambiente oxidante a temperaturas de 1350 °C; el flujo de oxígeno y la temperatura del horno, permiten la combustión de la muestra; el analito es sometido a un proceso de oxidación-reducción en el cual permite que los componentes formadores de carbono sean liberados formando dióxido de carbono, la medición de las concentraciones del dióxido de carbono gaseoso son llevadas a cabo en las celdas de IR de carbono. Los datos se reportan como carbono orgánico total (TOC).

- **Difracción de Rayos X.**

*Agitación y decantación.*

Se introduce la muestra representativa del material a analizar (aproximadamente 100 g) en un vaso de precipitado de 1000 mL, el cual se afora con agua destilada agregando 0.5 g de pirofosfato de sodio y se lleva a agitación magnética durante 30 minutos.

Después de realizado este procedimiento se deja en reposo durante 24 horas, tiempo durante el cual debe observarse una buena separación de la fracción arcillosa manifestada en la turbidez de la mezcla. De no ser así, debe repetirse el procedimiento, aumentando el tiempo de agitación a 1 hora.

Se toman aproximadamente los primeros 300 mL de la mezcla y se llevan a un erlenmeyer de 1000 mL, el cual se afora con agua destilada, se agita y se deja en reposo durante 24 horas. Se toman los primeros 300 mL y se llevan a otro recipiente (puede ser un vaso de precipitado) y se prepara para la siguiente fase del procedimiento.

### *Filtración e intercambio iónico.*

El volumen de mezcla obtenido del procedimiento anterior se filtra al vacío usando como filtro una membrana sintética con tamaño de poro de 0,45  $\mu\text{m}$  logrando sobre la misma una capa finísima y teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

Filtrado 1: se realiza normalmente sin agregar ningún reactivo extra.

Filtrado 2: se realiza por duplicado agregando 5 mL de una solución de KCl de concentración 1 M durante el filtrado para que se realice el intercambio iónico.

Filtrado 3: se realiza agregando 5 mL de una solución de  $\text{MgCl}_2$  de concentración 0,1 M durante el filtrado para que se realice el intercambio iónico.

### *Traslado al portamuestra.*

Las membranas sintéticas que contienen las respectivas capas finas de mineral arcilloso se ubican sobre los portamuestra, que consisten en un rectángulo plano de vidrio de dimensiones 2,5 cm de ancho, 5 cm de largo y 1 mm de espesor, de manera que la capa se adhiera sobre su superficie, cubriendo aproximadamente la mitad de la misma, debe calentarse en un horno a una temperatura de 60 °C aproximadamente durante 3-4 minutos, cuidando de no exceder la temperatura ni el tiempo de exposición, ya que la membrana sintética puede quemarse.

### *Preparación de la muestra para análisis por DRX.*

Todas las muestras se dejan secar al aire durante 24 horas. Inicialmente se toma la medida del perfil de difracción por DRX a las siguientes muestras: filtrado normal, una de las muestras saturadas con  $\text{K}^+$ , y la muestra saturada con  $\text{MgCl}_2$ . Posteriormente se realiza la calcinación de las dos muestras saturadas con  $\text{K}^+$  durante una hora, una a 350° y la otra a 550°, además se conserva la muestra saturada con  $\text{Mg}^{2+}$  en etilenglicol durante 8 días. Finalmente, se realiza la medida del perfil de difracción por DRX de estas últimas muestras.

## 6. CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS GAS – SHALE.

El Shale, una abundante roca sedimentaria de permeabilidad extremadamente baja, a menudo se considera una barrera natural para la migración del petróleo y el gas. En las lutitas gasíferas, el gas es generado localmente; El Shale actúa a la vez como roca generadora (roca madre) y como yacimiento. Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de rocas o las fracturas del Shale, o ser adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos contenidos en el Shale. Esto contrasta con los yacimientos de gas convencionales, en los que el gas migra desde su roca generadora hacia una arenisca o carbonato donde se acumula en una trampa estructural o estratigráfica, a la que a menudo subyace un contacto gas-agua. No debe sorprender, por ende, que las lutitas gasíferas se consideren yacimientos no convencionales (Boyer 2007).

El gas-Shale es producido de acumulaciones de gas continuo, según el Servicio Geológico de EUA (USGS). El USGS lista una serie de características, Las cualidades que son particularmente características del gas-Shale incluyen:

- Alto contenido de materia orgánica en la roca.
- Reflectancia de vitrinita que alcance la ventana de generación de gas
- Mineralogía de la roca apta para el almacenamiento de gas
- La presencia de fracturas naturales.
- una matriz de permeabilidad muy baja.
- Poca presión en el yacimiento.

A pesar de sus obvias deficiencias, se está apuntando a ciertos Shale como objetivos de producción; aquellos que poseen la combinación correcta de tipo de Shale, contenido orgánico, madurez, permeabilidad, porosidad, saturación de gas y fracturamiento de la formación. Cuando estas condiciones de la formación son activadas por condiciones económicas favorables, un play de gas no convencional se convierte en un boom (Lewis and Walters 2007).

En este proyecto, analizamos las condiciones necesarias para que el Shale genere hidrocarburos, las condiciones necesarias para crear yacimientos de gas-Shale.

### ***La fuente de hidrocarburos.***

El Shale comprende partículas del tamaño de la arcilla y el limo, que han sido consolidadas para formar capas rocosas de permeabilidad ultra baja. Claramente, esta descripción ofrece pocos elementos con que destacar al Shale como objetivo de exploración y desarrollo. No obstante, se sabe que algunos Shale contienen suficiente materia orgánica, y no se requiere mucha, para generar hidrocarburos (Tissot 1993).

Si estos Shale poseen efectivamente la capacidad de generar hidrocarburos, y si generan petróleo o gas, depende en gran medida de la cantidad y tipo de material orgánico que contienen; de la presencia de oligoelementos que podrían mejorar la quimiogénesis; y de la magnitud y duración del proceso de calentamiento al que han sido sometidas (Tissot 1993).

La materia orgánica, los restos de animales o plantas, puede ser alterada por efectos de la temperatura para producir petróleo o gas. Sin embargo, antes de que se produzca esta transformación, esos restos deben estar preservados en cierta medida. El grado de preservación tendrá un efecto sobre el tipo de hidrocarburos que la materia orgánica producirá finalmente (Tissot 1993).

La mayor parte del material animal o vegetal es consumido por otros animales, bacterias o procesos de descomposición, de manera que la preservación usualmente requiere un proceso de sepultamiento rápido en un ambiente anóxico que inhiba a la mayoría de los secuestradores biológicos o químicos. Este requisito se satisface en ambientes lacustres u oceánicos con circulación de agua restringida, donde la demanda biológica de oxígeno excede el suministro, lo que tiene lugar en aguas que contienen menos de 0.5 mililitros de oxígeno por litro de agua. No obstante, aún en estos ambientes, los

microorganismos anaeróbicos pueden alimentarse de la materia orgánica sepultada, produciendo metano biogénico en el proceso (Tissot 1993).

La sedimentación ulterior incrementa la profundidad de sepultamiento con el tiempo. La materia orgánica se cuece lentamente a medida que aumentan la presión y la temperatura, en concordancia con el incremento de las profundidades de sepultamiento. Con ese calentamiento, la materia orgánica, fundamentalmente lípidos del tejido animal y materia vegetal, o lignina, de las células vegetales, se transforma en kerógeno. Dependiendo del tipo de kerógeno producido, los incrementos adicionales de temperatura, presión y tiempo podrán generar petróleo, gas húmedo o gas seco (Tissot 1993), (Figura 5).

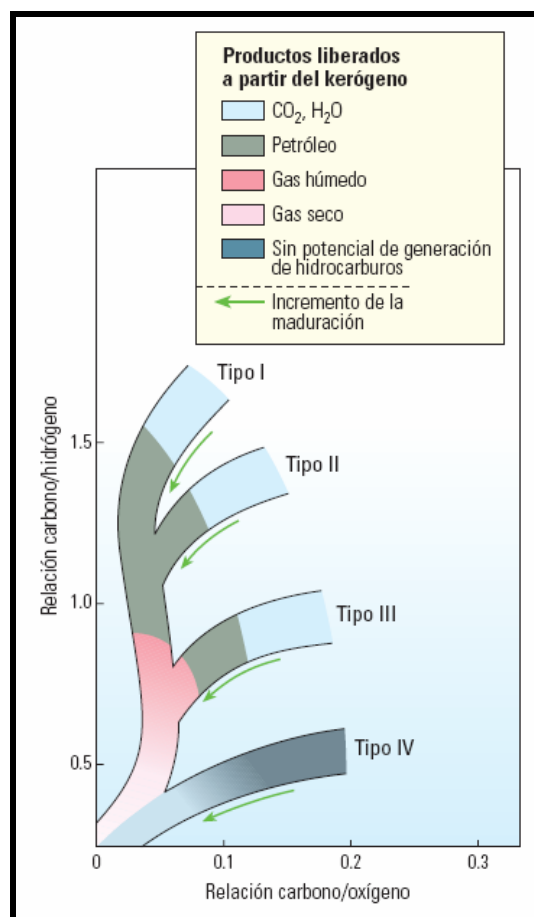


Figura 5. Evolución del kerógeno. Un diagrama de Van Krevelen. . (Tomado de Producción de gas desde su origen, Charles Boyer).

El kerógeno, un material insoluble formado por la descomposición de la materia orgánica, es el ingrediente principal en la generación de hidrocarburos. El kerógeno ha sido clasificado en cuatro grandes grupos, cada uno de los cuales posee una incidencia clara sobre el tipo de hidrocarburos que se producirán en caso de que exista producción (Tissot 1993).

- Kerógeno Tipo I: generado predominantemente en ambientes lacustres y, en ciertos casos, ambientes marinos. Proviene de materia algácea, planctónica o de otro tipo, que ha sido intensamente re-elaborada por la acción de bacterias y microorganismos que habitan en el sedimento. Rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno, es potencialmente petrolífero, pero también puede producir gas, según su etapa de evolución en relación a la temperatura. Los kerógenos de Tipo I no abundan y son responsables de sólo un 2.7% de las reservas de petróleo y gas del mundo (Klemme 1991).

- Kerógeno Tipo II: generado habitualmente en medios reductores, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y posee bajo contenido de carbono. Puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración. El azufre se asocia con este tipo de kerógeno, ya sea como pirita y azufre libre, o en estructuras orgánicas de kerógeno (Vandenbroucke 2003).

- Kerógeno Tipo III: proveniente principalmente de restos vegetales terrestres depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos. El kerógeno Tipo III posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los Tipos I o II, y en consecuencia genera mayormente gas seco (Tissot 1993).

.

- Kerógeno Tipo IV: generado habitualmente a partir de sedimentos más antiguos redepositados después de la erosión. Antes de la sedimentación, puede haber sido alterado por procesos de meteorización subaérea,

combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos. Este tipo de kerógeno está compuesto por materia orgánica residual, con alto contenido de carbono y ausencia de hidrógeno. Se lo considera una forma de “carbono muerto,” sin potencial para la generación de hidrocarburos (Tissot 1993).

A partir de este análisis, podemos plantear la siguiente generalización: los kerógenos marinos o lacustres (Tipos I y II) tienden a producir petróleos, mientras que los kerógenos de origen terrestre (Tipo III) producen gas. Las mezclas intermedias de kerógenos, especialmente los Tipos II y III, son más comunes en las facies arcillosas marinas. Una cuestión recurrente en lo que respecta a esta clasificación de los kerógenos es la relacionada con el contenido de hidrógeno. Los kerógenos ricos en contenido de hidrógeno desempeñan un rol más importante en la generación de petróleo. Por el contrario, el kerógeno con menores cantidades de hidrógeno generará gas. Después de agotado el hidrógeno del kerógeno, la generación de hidrocarburos cesará naturalmente, sin importar la cantidad de carbono disponible (Bassin DK 1997).

### ***Madurez del kerógeno.***

Los procesos geológicos para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos requieren calor y tiempo. El calor aumenta gradualmente con el tiempo conforme la materia orgánica continúa siendo sepultada a mayores profundidades, bajo una carga de sedimentos cada vez más grande; el tiempo se mide a lo largo de millones de años. Mediante el incremento de la temperatura y presión durante el proceso de sepultamiento, y posiblemente acelerados por la presencia de minerales catalizadores, los materiales orgánicos liberan petróleo y gas (Peters 2004).

Este proceso es complicado y no se entiende completamente; sin embargo, el modelo conceptual es bastante directo. La actividad microbiana convierte parte de la materia orgánica en gas metano biogénico. Con el sepultamiento y el incremento de la temperatura, la materia orgánica remanente se transforma en kerógeno. La mayor profundidad de sepultamiento y el incremento del calor

transforman el kerógeno para producir bitumen, luego hidrocarburos líquidos y por último gas termogénico; empezando con gas húmedo y terminando con gas seco. El proceso de sepultamiento, conversión de la materia orgánica y generación de hidrocarburos puede resumirse en general en tres grandes pasos (figura 6) (Peters 2004).

La diagénesis inicia el proceso. A menudo se caracteriza por la alteración de la materia orgánica a baja temperatura, habitualmente a temperaturas inferiores a 50°C [122°F] aproximadamente. Durante esta etapa, la oxidación y otros procesos químicos comienzan a descomponer el material. Los procesos biológicos también alterarán la cantidad y composición del material orgánico antes de que sea preservado. En esta etapa, la degradación bacteriana puede producir metano biogénico. Con el incremento de las temperaturas y los cambios producidos en el pH, la materia orgánica se convierte gradualmente en kerógeno y menores cantidades de bitumen (Peters 2004).

Durante las primeras fases de la diagénesis, se puede incorporar azufre en la materia orgánica. Los sulfatos del agua de mar proveen la fuente de oxidantes para la biodegradación de la materia orgánica por las colonias de bacterias sulfato-reductoras. Estas bacterias liberan polisulfuros, ácido sulfhídrico [H<sub>2</sub>S] y azufre nativo, que pueden recombinarse luego con el hierro de las arcillas para formar piritita [FeS], o combinarse con la materia orgánica para formar otros compuestos de organoazufre (Aizenshtat 1981).

La catagénesis generalmente se produce a medida que el incremento de la profundidad de sepultamiento genera más presión, aumentando de ese modo el calor en el rango de aproximadamente 50° a 150°C [122° a 302°F], lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en el Shale y el kerógeno. (Peters 2004). Los hidrocarburos son generados durante este proceso, siendo producido el petróleo por los kerógenos Tipo I, el petróleo parafínico por los kerógenos Tipo II, y el gas por los kerógenos Tipo III. Los incrementos de temperatura y presión ulteriores producen el craqueo secundario de las moléculas de petróleo, lo que conduce a la producción de moléculas de gas adicionales (Peters 2004).

La metagénesis es la última etapa, en la que el calor adicional y los cambios químicos producen la transformación casi total del kerógeno en carbono. Durante esta etapa, se libera metano tardío, o gas seco, junto con hidrocarburos no gaseosos, tales como CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. En las cuencas en las que tienen lugar estos cambios, las temperaturas generalmente oscilan entre 150° y 200°C [302° y 392°F] aproximadamente (Peters 2004).

En general, este proceso de alteración del kerógeno, comúnmente conocido como “maduración,” produce una serie de moléculas de hidrocarburos progresivamente más pequeñas de volatilidad y contenido de hidrógeno cada vez mayor, llegando finalmente al gas metano. Y a medida que el kerógeno evoluciona mediante la madurez asociada con la temperatura, su composición química cambia progresivamente, transformándose en un residuo carbonáceo con contenido de hidrógeno decreciente, que finalmente termina como grafito (Hood 1975).

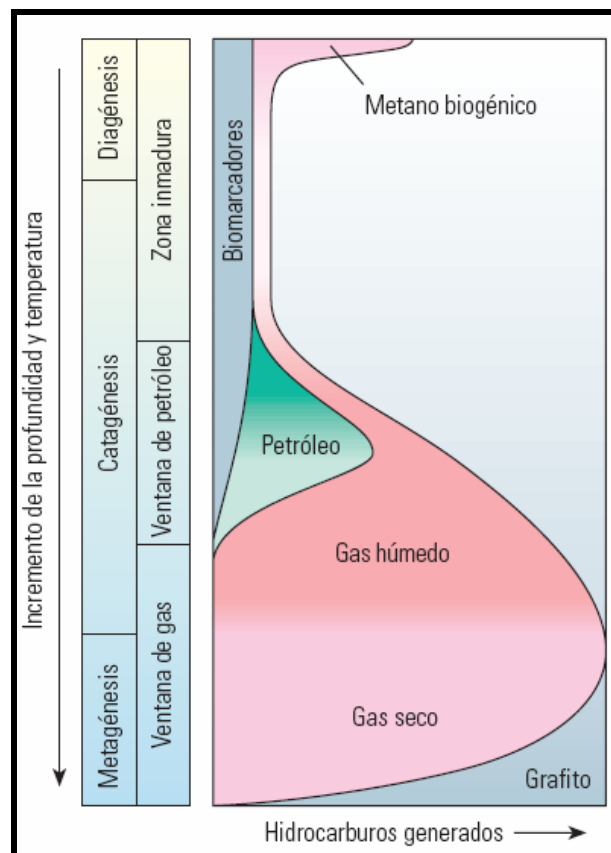


Figura 6. Transformación térmica del kerógeno. (Tomado de Producción de gas desde su origen, Charles Boyer).

La preservación y maduración de la materia orgánica no son procesos exclusivos de los Shales gasíferos. El modelo de generación de petróleo y gas en realidad es el mismo para los recursos convencionales y no convencionales. Sin embargo, la diferencia es la localización. En los yacimientos convencionales, el petróleo y el gas migran desde la roca generadora hasta la trampa de arenisca o carbonato. En los yacimientos de gas-Shale no convencionales, los hidrocarburos deben ser producidos directamente desde la roca generadora (Peters 2004).

***Evaluación del potencial generador de las rocas.***

El potencial generador de las rocas es determinado básicamente a través del análisis geoquímico de las muestras de Shale, a menudo en conjunción con la evaluación detallada de los registros de pozos perforados previamente. Las pruebas geoquímicas se realizan sobre núcleos enteros, núcleos laterales, recortes de formaciones y muestras de afloramientos. El objetivo principal de las pruebas es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos. En general, cuanto mayor es la concentración de materia orgánica en una roca (TOC), mejor es su potencial de generación (Tissot 1977), (Tabla 1).

Potencial Generador	TOC shales
Pobre	0.0 – 0.5
Regular	0.5 – 1.0
Bueno	1.0 – 2.0
Muy bueno	2.0 – 5.0
excelente	>5.0

Tabla 1. Interpretación del TOC para shales. Tomado de Tomado de Jarvie, (1991)

El valor de corte mínimo para los Shales se considera normalmente un contenido orgánico total (TOC) de 0.5%. En el otro extremo, algunos geocientíficos sostienen que es posible tener demasiada materia orgánica. El exceso de kerógeno puede rellenar los espacios porosos que de lo contrario podrían ser ocupados por hidrocarburos (Tissot 1977).

La reflectancia de la vitrinita ( $R_o$ ), es otra herramienta de diagnóstico para evaluar la maduración. Componente clave del kerógeno, la vitrinita es una sustancia brillante formada mediante la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales (Tissot 1977).

Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatización irreversibles y complejas, lo que se traduce en un incremento de la reflectancia. La reflectancia de la vitrinita fue utilizada por primera vez para diagnosticar la clase, o madurez térmica, de los carbones. Esta técnica fue posteriormente expandida para evaluar la madurez térmica de los kerógenos. Dado que la reflectancia aumenta con la temperatura, puede correlacionarse con los rangos de temperatura para la generación de hidrocarburos. Estos rangos pueden dividirse finalmente en ventanas de petróleo o gas (Tissot 1977) (tabla 2).

<b>Rango de reflectancia de Vitrinita (Ro)</b>	<b>Madurez térmica</b>
$Ro > 1.5\%$	Gas predominantemente seco.
$1.1\% < Ro < 1.5\%$	Gas con una tendencia creciente hacia la generación de petróleo en el extremo inferior del rango.
$0.8\% < Ro < 1.1\%$	Gas húmedo puede encontrarse en la parte más inferior del rango.
$0.6\% < Ro < 0.8\%$	predomina el petróleo.
$Ro < 0.6\%$	Kerógeno inmaduro.

Tabla 2. Valores de maduración de la reflectancia de la vitrinita. (Tomado de Richard E. Lewis George Waters).

En base a la mineralogía, los operadores la utilizan para identificar la presencia de cuarzo, calcita o dolomía en el Shale. Estos minerales incrementan la fragilidad de la formación, mejorando de ese modo la iniciación de la fractura en los pozos horizontales.

Para caracterizar la riqueza orgánica en mayor detalle, muchos laboratorios geoquímicas utilizan una técnica de pirólisis programada desarrollada por el Instituto Francés del Petróleo. Este método, que se ha convertido en un estándar industrial para las pruebas geoquímicas de las rocas generadoras, requiere sólo 50 a 100 mg [0.00011 a 0.00022 lbm] de roca pulverizada y

puede llevarse a cabo en unos 20 minutos. Cada muestra se calienta en etapas controladas (Espitalie 1977),

Mediante una prueba de pirólisis. Durante la primera etapa del proceso de calentamiento hasta una temperatura de 300°C [572°F], los hidrocarburos libres presentes en la roca se liberan de la matriz. Al aumentar el calor durante la segunda etapa hasta alcanzar 550°C [1,022°F], se liberan los hidrocarburos volátiles formados por craqueo térmico. Además de los hidrocarburos, el kerógeno emite CO<sub>2</sub>, al aumentar las temperaturas de 300°C a 390°C [572°F a 734°F]. Los compuestos orgánicos liberados a través del proceso de calentamiento son medidos con un detector de ionización de llama (Alixant 1998).

Estas mediciones, junto con la temperatura, se registran en una gráfica y muestran tres picos bien definidos (Figura 7). Estos picos permiten a los geoquímicos conocer la abundancia relativa del hidrógeno, carbono y oxígeno presentes en el kerógeno. Con esta información, los geoquímicos pueden determinar el tipo de kerógeno y el potencial para la generación de petróleo y gas. La temperatura a la que se detecta la máxima emisión de hidrocarburos corresponde al pico S<sub>2</sub>, y se conoce como T<sub>max</sub>. La maduración térmica de una muestra puede vincularse con el valor de T<sub>max</sub> (peters 1996).

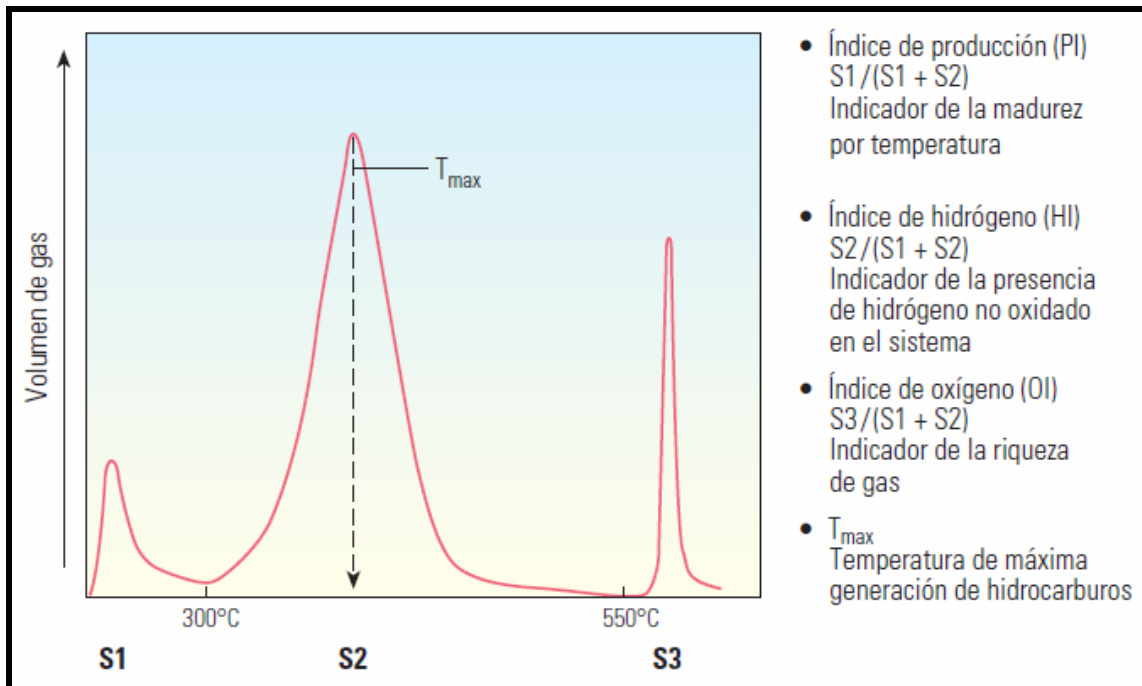


Figura 7. Pirólisis Rock Eval (Tomado de Richard E. Lewis George Waters).

Otras propiedades de la lutita se pueden estimar a partir de los registros de pozos, que en ciertos casos producen respuestas sísmicas (figura 8). La actividad intensa de los rayos gamma se considera una función del kerógeno presente en la lutita. El kerógeno generalmente crea un ambiente reductor que impulsa la precipitación del uranio, lo que incide en la curva de rayos gamma. La resistividad puede ser alta debido a las altas saturaciones de gas, pero varía con el contenido de fluido y el tipo de arcilla. Las densidades volumétricas son a menudo bajas debido al contenido de arcilla y la presencia de kerógeno, que posee un peso específico bajo de 0.95 a 1.05 g/cm<sup>3</sup> (peters 1996).

Los registros de pozos se utilizan además para indagar acerca de la compleja mineralogía de una lutita y cuantificar la cantidad de gas libre presente en los poros de la roca generadora. Utilizando una combinación de registros triple combo y registros geoquímicos convencionales, los petrofísicos pueden determinar el contenido de carbono orgánico de la lutita y calcular el gas adsorbido. Los registros geoquímicos permiten además que los petrofísicos diferencien distintos tipos de arcillas y sus respectivos volúmenes, información crítica para el cálculo de la producibilidad y para la determinación del fluido a

utilizar durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico subsiguientes (peters 1996).

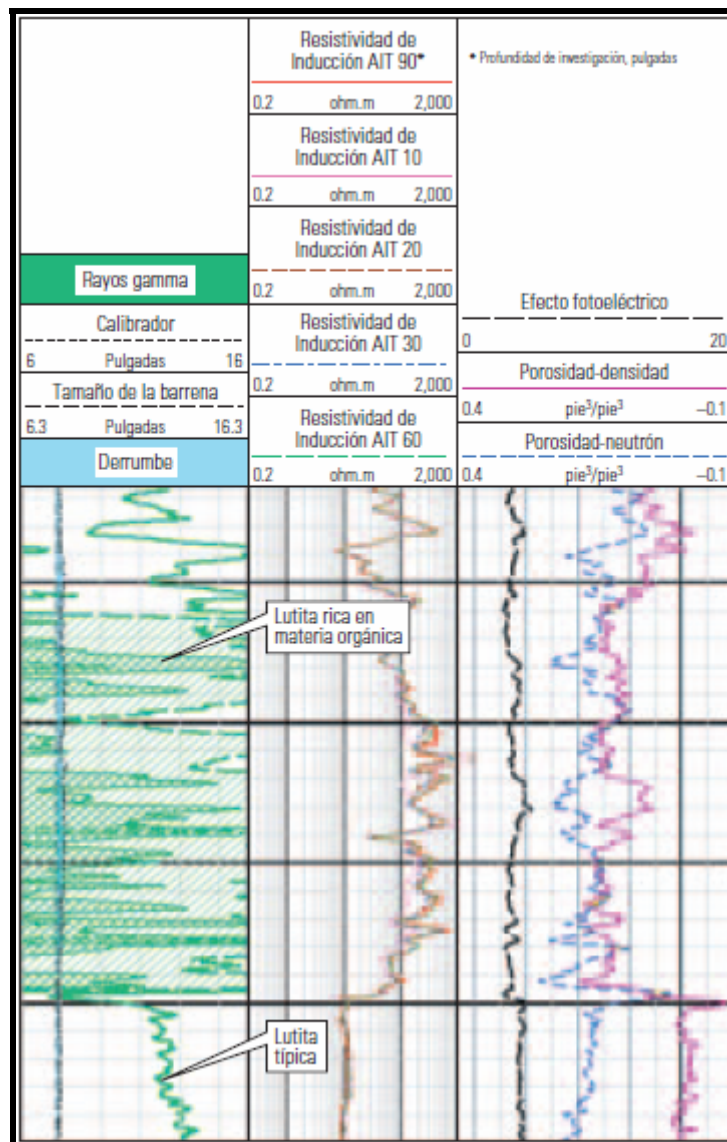


Figura 8 registro de shale gasifero (Tomado de Richard E. Lewis George Waters).

La evaluación del potencial prospectivo de una lutita gasífera consiste en considerar las contribuciones positivas o negativas de una diversidad de factores, incluyendo la mineralogía y textura de las lutitas, la madurez de la arcilla, el tipo y madurez del kerógeno, la saturación de fluidos, los mecanismos de almacenamiento de gas adsorbido e intersticial, la profundidad de sepultamiento, la temperatura y la presión de poros. En particular, la porosidad, la saturación de fluidos, la permeabilidad y el contenido orgánico, son

importantes para determinar si una lutita posee potencial para un desarrollo ulterior (figura 9) (Schenk 2005).

Parámetro	Valor mínimo
Porosidad	>4%
Saturación de agua	<45%
Saturación de petróleo	<5%
Permeabilidad	>100 nanodarcies
Contenido orgánico total	>2%

Tabla 3 parámetros de yacimientos críticos (Tomado de Producción de gas desde su origen, Charles Boyer).

La evaluación de yacimientos se complica por el hecho de que el gas de lutita es producido de formaciones que son notoriamente heterogéneas. Las calidades de las lutitas pueden variar abruptamente en las direcciones vertical y lateral, con intervalos que poseen gran potencial prospectivo yuxtapuesto con secciones de calidad más pobre. Y las lutitas de calidad de yacimiento pueden expandirse o acunarse lateralmente, a lo largo de distancias relativamente cortas, mientras que el espesor bruto de las lutitas permanece inalterado. La caracterización de la calidad del yacimiento y la comprensión de las causas sedimentarias y ambientales subyacentes de la heterogeneidad local plantean, por lo tanto, desafíos fundamentales para la exploración y producción de los yacimientos de gas de lutita (Schenk 2005).

Se evalúa la heterogeneidad en una escala de pozo mediante el análisis de núcleos y registros de pozos. La tipificación de las lutitas mediante el análisis petrológico de los recortes de perforación, complementado con mediciones TOC y análisis de registros de pozos múltiples, permite una evaluación preliminar del potencial prospectivo de una cuenca. Analizando estos datos medidos, los geocientíficos pueden determinar el gas en sitio, el potencial prospectivo, y su variabilidad en función de la profundidad. Estos datos conforman la base para la estimación del potencial de producción económica, identificando las unidades prospectivas a las que apuntar como objetivos de

terminación, y para el desarrollo de evaluaciones de costo-beneficio de las operaciones de terminación de pozos laterales y verticales (Schenk 2005).

El límite más grande para la producción de gas de lutitas puede residir en las gargantas de poros de la roca. Los investigadores han comparado los valores de productividad de los pozos con los de la permeabilidad de la matriz para una diversidad de tipos de lutitas y cuencas. La evidencia empírica aportada por estos estudios indica que las permeabilidades inferiores a 100 nanodarcies definen un límite inferior para la producción económica de los plays de gas de lutita. Este límite parece ser independiente de la calidad de la terminación y del contenido de gas. En última instancia, la clave para el descubrimiento de yacimientos de lutitas gasíferas radica en identificar con precisión la concurrencia de parámetros geológicos favorables, tales como la historia de variaciones de temperatura, el contenido de gas, el espesor del yacimiento, las propiedades de la roca matriz y las fracturas (Schenk 2005).

## 7. RESULTADOS.

### 7.1. Litofacies de la Formación Rosablanca (Kir).

Las características texturales, el tipo de estructuras sedimentarias, tanto físicas como biogénicas, permiten definir, para los intervalos analizados en este proyecto, 9 tipos de facies y/o asociaciones de facies; de acuerdo al medio ambiente de depositación del que hace parte, se tiene facies asociadas a un depósito de plataforma marina correspondiente a la Formación Rosablanca.

Las diferentes asociaciones de facies se denominan, *MibE*, *MsbME*, *Bms*, *Bmsm*. Cuyos rasgos sedimentológicos se describen en detalle a continuación.

#### 7.1.1. *MibE* (Micrita, lodolitas y bioesparita).

Micrita diaclasada de espesores que oscilan desde 0.25 m a 3.25 m, las lodolitas de color gris claro presentes en estas facies, evidencian una alta meteorización con espesores de 0.5 a 1.80 m, estas facies se alternan con capas de bioesparita meteorizada las cuales evidencia abundancia de bivalvos fosilizados, fragmentos de conchas, gasterópodos y foraminíferos, con espesores que superan los 2 m. estos estratos de bioesparita se encuentran fracturados. (Foto 1). Esta litofacie se observa en la base y en el intermedio de la sección I (Figura 9). La Sección I se muestra a escala 1:100 en el anexo 2.

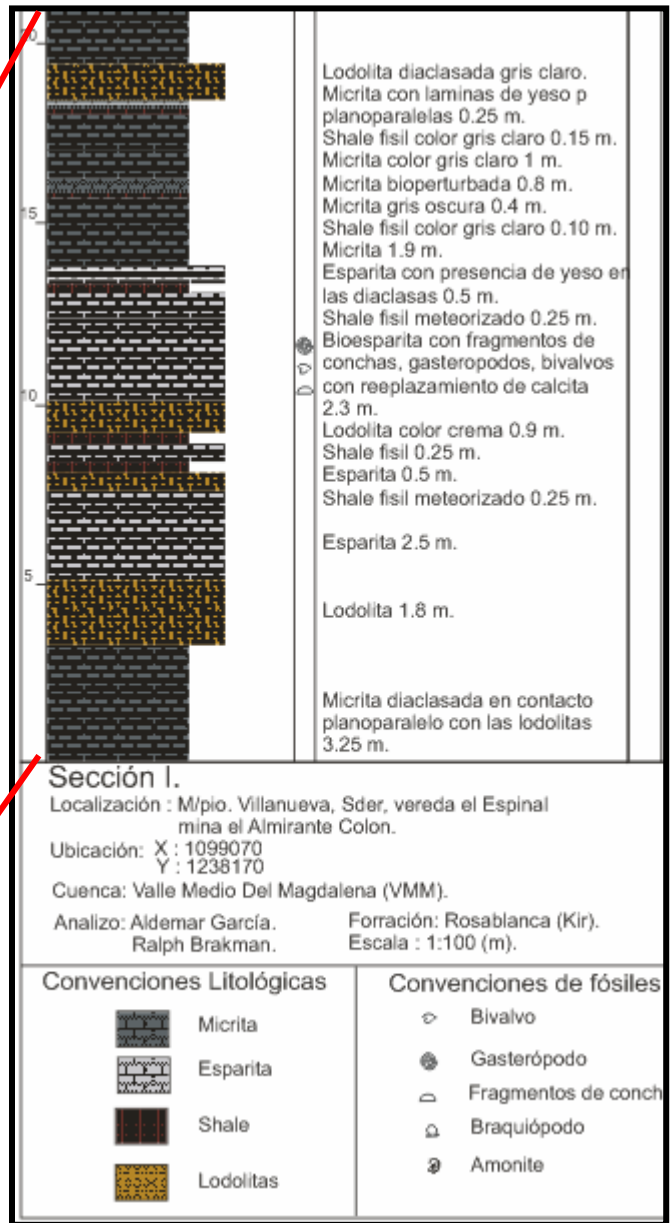
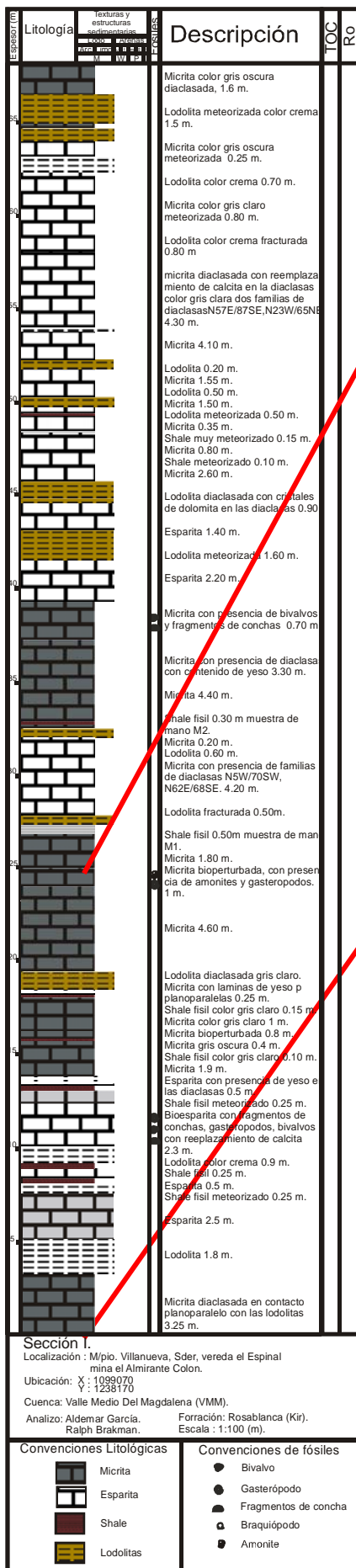


Figura 9. Sección I estratigrafía.



Foto 1. Bioesparita con evidencia de fósiles de bivalvos, fragmentos de conchas, gasterópodos y foraminíferos.

#### 7.1.2. **MSbME** (Micrita, Shale, biomicrita y Esparita).

Esta representada por Micrita color gris oscuro, con espesores de 0.35 a 4 m, fracturadas las cuales están rellenas por calcita y algunas por dolomita, los Shales son de color gris claro, fisil, con capas de 0.1 m, con una alta meteorización. La facie de biomicrita se compone de bivalvos y algunos gasterópodos y equinodermos, esta facie presenta meteorización y fracturamiento, (foto 2). Por su parte la Esparita de color gris claro, presenta bioturbación no diferenciada, Esta litofacie se observa en toda la sección II, excepto en el intervalo 40-55 m (Figura 10). La sección II se muestra a detalle en el anexo 2.

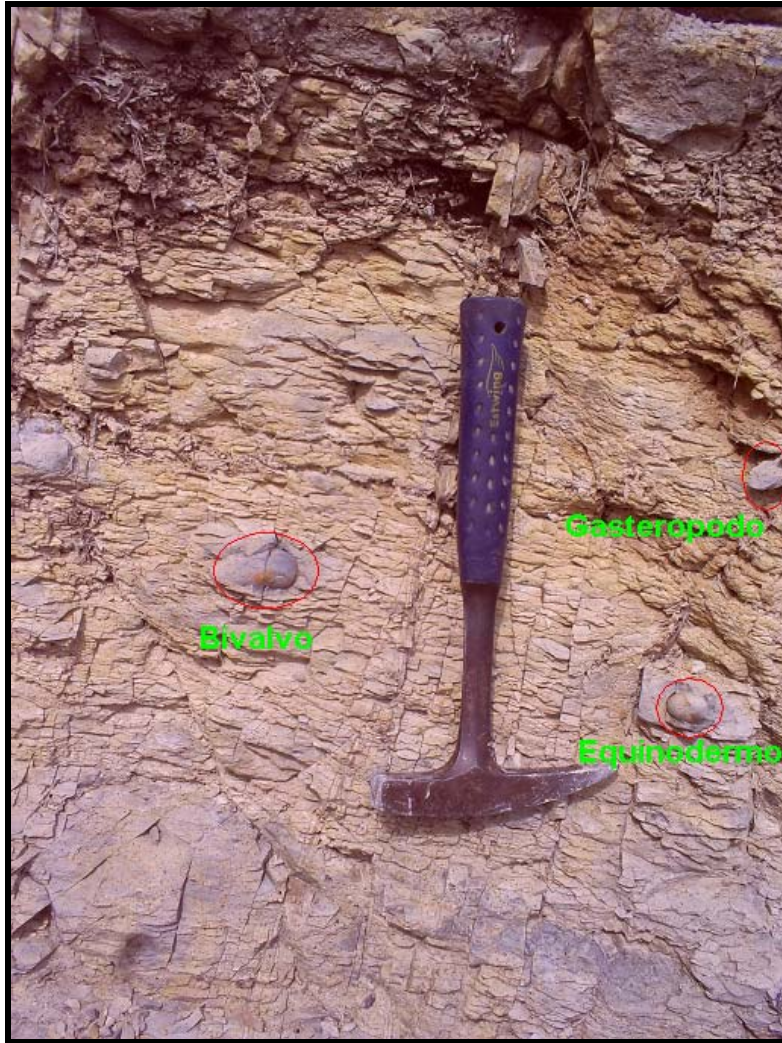


Foto 2. Biomicrita se compone de bivalvos y algunos gasterópodos y equinodermos.

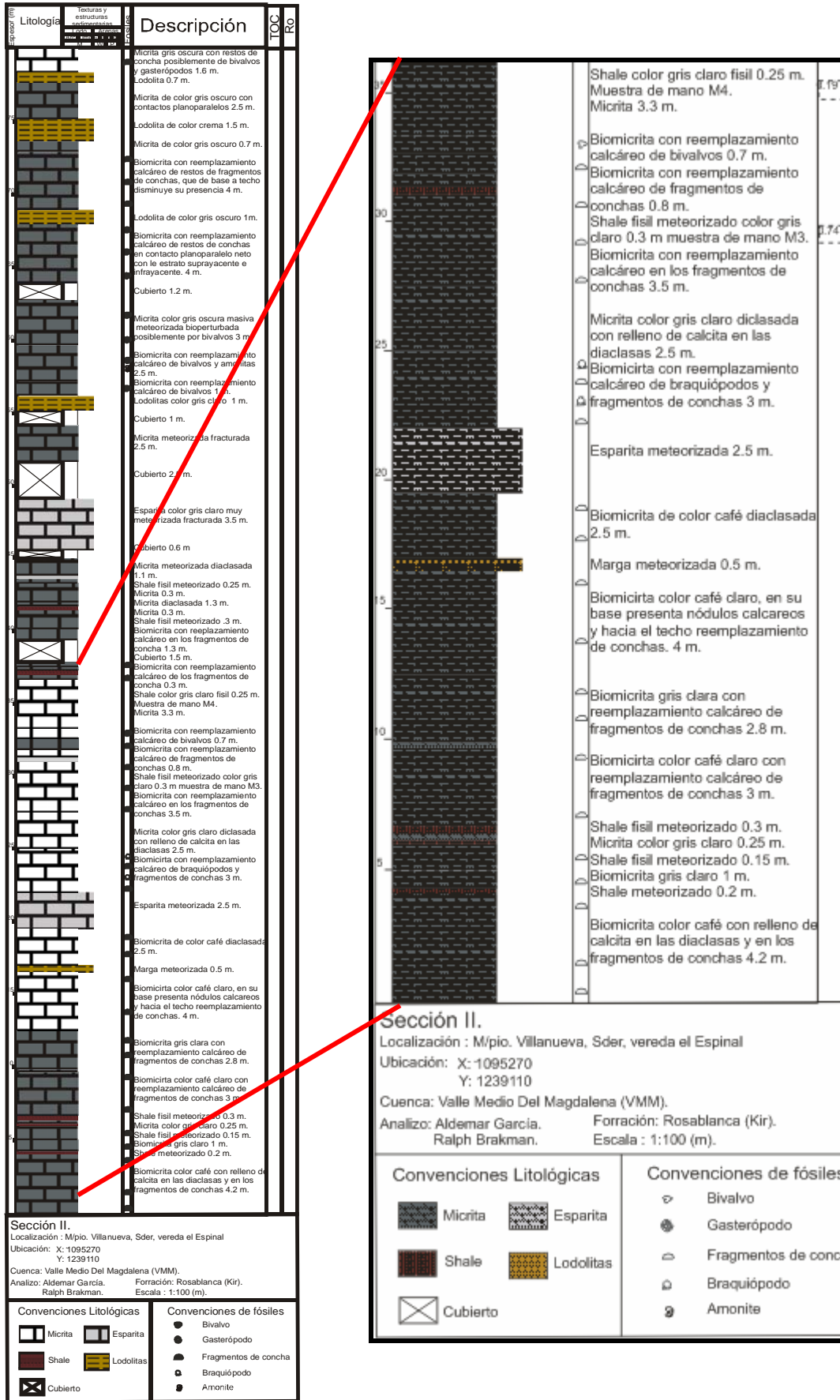


Figura 10. Sección II estratigráfica.

### 7.1.3. *bMS* (biomicrita, Shale).

Biomicrita de color gris clara, sus niveles de 0.7 a 4 m con remplazamiento calcáreo de fragmentos de conchas posiblemente de bivalvos, foraminíferos, braquiópodos, (foto 3). Con relleno dolomítico en las fracturas verticales de espesores de 0.003 a 0.005 m. (foto 4).esta facie se intercala con Shale de color café con una alto índice de meteorización, muy fisil sus espesores están entre 0.1 y 0.2 m, los contactos entre estas dos facies son plano paralelo difuso.



Foto 3. Remplazamiento calcáreo de fragmentos de conchas posiblemente de bivalvos, foraminíferos, braquiópodos.



Foto 4. Biomicrita fracturada con relleno dolomítico.

#### **7.1.4. bMSM** (biomicrita, Shale, Micrita).

Esta asociación de facies se compone de intercalaciones de biomicrita, Shale y caliza Micrita. La biomicrita de color café clara, esta compuesta por remplazamiento calcáreo de fragmentos de conchas de bivalvos, braquiópodos, Serpúlidos, gasterópodos y posibles foraminíferos y ceratostreon (tipo de bivalvo), (foto 5).

Algunos estratos de biomicrita presentan disminución de base a techo de los fragmentos de conchas, y sus contactos con los demás estratos son plano paralelo neto.



Foto 5. Biomicrita con fragmentos de conchas

El Shale de color gris claro muy fisil y meteorizado con espesores de 0.1 a 0.30 m hace parte de esta facie. Por ultimo la caliza Micrita de color gris claro de espesores que están entre los 0.5 y 1.5 m, presentan concreciones calcáreas las cuales se evidencia localmente, (foto 6), Esta litofacie se observa en la parte superior de la sección III, (Figura 11). La sección III se muestra a detalle en el anexo II.



Foto 6. Alternancia de Micrita y Shale.

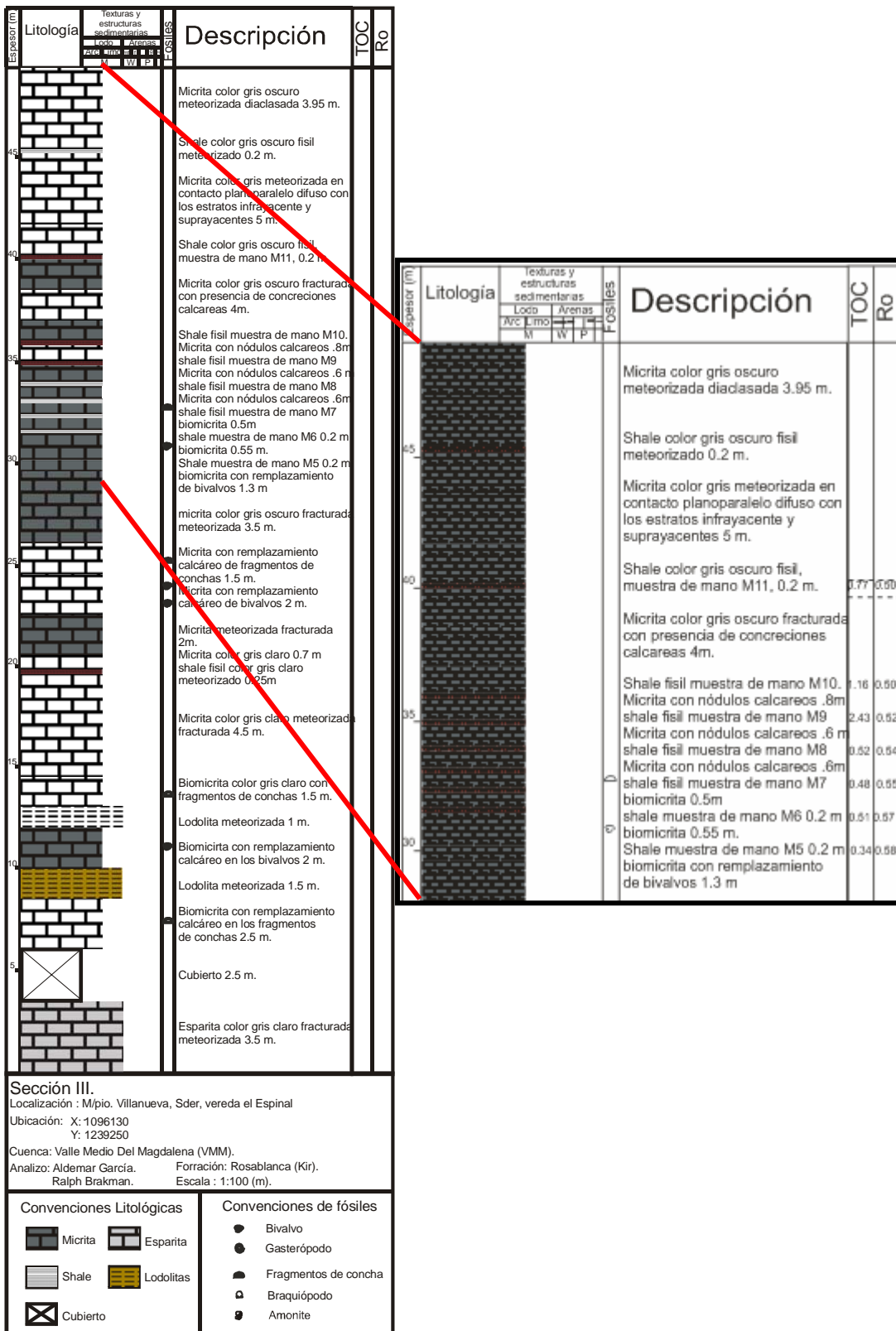


Figura 11. Sección III estratigrafía.

## 7.2 REFLECTANCIA DE VITRINITA (Ro).

La reflectancia de vitrinita (%Ro), es un parámetro que indica la madurez termal del roca, por medio de este se determina el rango de madurez térmica, de esta manera se pueden diferenciar shales maduros térmicamente y también indica la cantidad de gas que potencialmente puede haber generado y acumulado un shale.

Las mediciones de Ro realizadas sobre las muestras de la Formación Rosablanca (Kir), (tabla 4), se llevó a cabo teniendo en cuenta la metodología propuesta por Barker (1993), donde se reconsidera el estándar clásico de medidas sugerido para tales mediciones ( de 50- 100, mediciones por muestra según Teichmüller en Tissot & Welte, 1984). Barker (1993 y comunicación escrita), asegura que con tan solo un mínimo de mediciones es suficiente para lograr valores de Ro% confiables en muestras con un alto contenido de materia orgánica diseminada (DOM). La confiabilidad de este número de mediciones esta sujeta al coeficiente de variación ( $V = \text{Desviación Standard} / \text{Promedio}$ ); con  $V < 0,2$  el valor de Ro es confiable y para valores de  $V > 0,2$  no lo son.

Formación	Muestra	Ro %	Espesor Acumulado (m)
ROSABLANCA (Kir).	M11	0.50	173
	M10	0.50	167
	M9	0.52	101
	M8	0.54	94
	M7	0.55	33
	M6	0.57	32
	M5	0.58	31
	M4	0.71	30
	M3	0.72	29
	M2	0.76	28
	M1	0.77	27

Tabla 4. Resultados de Reflectancia de Vitrinita (Ro).

### 7.3 Carbono Orgánico Total (TOC).

El análisis del COT es utilizado en la industria del petróleo como una medida de la cantidad de materia orgánica presente en la roca fuente, lo cual puede dar algunos indicios de la potencialidad de la roca para generar hidrocarburos. Pero ésta información no es suficiente por si sola, además de una buena cantidad de materia orgánica, ésta debe ser del tipo adecuado para la generación de hidrocarburos y debe haber alcanzado la madurez suficiente para generarlos y expulsarlos (tabla 5). Para constatar estas condiciones básicas, es necesario realizar otro tipo de análisis como Ro.

<b>Formación</b>	<b>Muestra</b>	<b>TOC %</b>	<b>Espesor Acumulado (m)</b>
ROSABLANCA (Kir)	M11	0.77	173
	M10	1.16	167
	M9	2.43	101
	M8	0.52	94
	M7	0.48	33
	M6	0.51	32
	M5	0.34	31
	M4	0.19	30
	M3	0.74	29
	M2	0.76	28
	M1	0.48	27

Tabla 5. Resultados de Carbono Orgánico Total (TOC).

Se correlacionaron los resultados de Reflectancia de Vitrinita (Ro), Carbono Orgánico Total (TOC), para dar así un resultado de su potencial gasífero, de la formación Rosablanca.

La roca fuente y reservorio en este caso es el shale, presentando un aporte de materia orgánica regular el cual se dictamina por el bajo resultado que arrojo la prueba de carbono orgánico total (TOC).

Se puede inferir el tipo de kerógeno por medio del ambiente de depositación el cual es un ambiente marino somero, acumulado en una plataforma sometida a cambios eustáticos y relativos del nivel del mar, ocurridos a lo largo de una cuenca extensional, este ambiente me origina un kerógeno tipo II, Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y posee bajo contenido de carbono. Puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración.

En lo que respecta a la madurez termal, se deduce por el análisis de reflectancia de vitrinita que la formación Rosablanca, tiene una predominancia de petróleo en la base y kerógeno inmaduro hacia el techo esto me indica un pobre potencial generador de gas.

#### **7.4 Mineralogía de arcillas: fracción de illita esmectita.**

Una vez realizados los análisis mineralógicos en muestra de mano de las muestras, se pudo comprobar la abundancia de arcillas en éstas. Por esta razón, se decidió estudiar, en fracciones < 2 micras; para garantizar que éstas realmente correspondieran a fracción arcillas.

El estudio de fracción de arcillas se realizó, básicamente, con el propósito de estimar cuantitativamente el porcentaje de arcillas presentes en las muestras, (anexo 1). Las muestras tomadas para el presente estudio, corresponden a muestras de las columnas que fueron hechas en el área de estudio (anexo 2).

La semicuantificación realizada a partir de los difractogramas de los minerales arcillosos en las muestras, revelan que la Illita está presente en todas las muestras, seguido por calcita, posteriormente el cuarzo y la moscovita y no se

evidencia la Esmectita. La abundancia relativa de los minerales arcillosos, se indica en la siguiente tabla.

Muestra	% Illita	% Moscovita	Espesor Acumulado (m)
M8	5.5	9.1	94
M4	12.1	13	30
M3	8.7	7.1	29
M2	7.5	12.7	28
M1	15.9	21.3	27

Tabla 6. Porcentajes de Illita y moscovita.

En la pasada tabla solo se muestran los porcentajes de la fracción Illita y moscovita. Aunque no se muestra un patrón, si se observa que la muestra de la base contiene más porcentaje de Illita y de moscovita que la muestra del techo esto es una característica de una posible diagénesis por el enterramiento de los estratos

La Illita tiene una reflexión de  $5\text{Å}$  y  $10\text{Å}$ , la reflexión de la caolinita, calcita y cuarzo es de  $7.11\text{Å}$ ,  $3.04\text{Å}$ ,  $2.28\text{Å}$  y  $4.25\text{Å}$ ,  $3.34\text{Å}$ , respectivamente, se evidencia en el difractograma que se realizó en la rutina normal. (Figura 12).

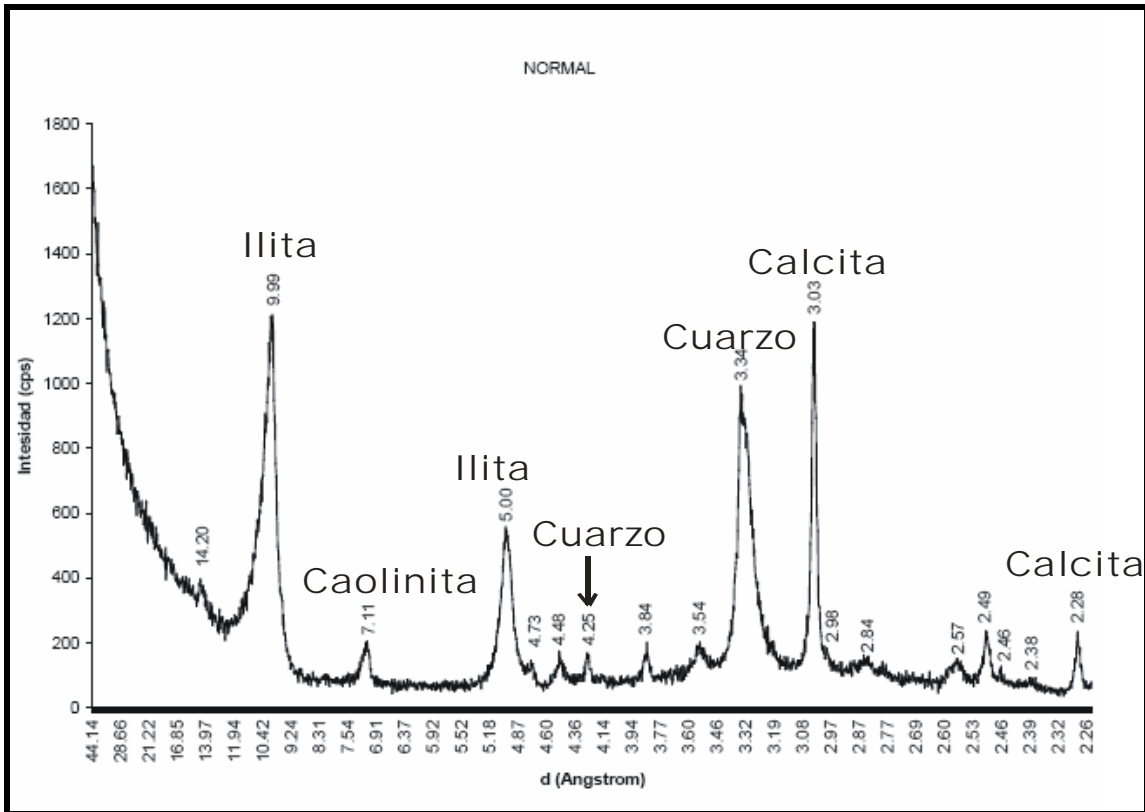


Figura 12. Difractograma obtenido de la rutina normal para la muestra M1.

En la experiencia de fracción arcilla se realizaron las rutinas normal, cloruro de potasio (KCl) en condiciones normales, KCl a 350 °c, KCl a 550 °c .Estas tres ultimas se utiliza para que el KCl resalte de la muestra la caolinita y a medida que se va incrementando la temperatura este mineral pierde su propiedad de flexión que es de 7.11A°. (Figura 13). En la figura se evidencia la falta del pico de flexión de 7.11A°, que se marca en la elipse de color rojo, como la caolinita tiene porcentajes muy bajos se desprecia su cometido en las muestras estudiadas.

Otra de las rutinas que se ejecutaron fue la de Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) a condiciones normales y Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) en una atmósfera de etilenglicol el cual cumple la función de expandir la esmectita (montmorillonita) la cual da una flexión de 3.54A°, se evidencio en la grafica de las muestras M2 Y M3 con tan solo 0.1% y 0.5% respectivamente (figura 14). La esmectita tiene la característica de hincharse cuando entra en contacto con cualquier solución

liquida, lo cual es nocivo para un shale que la contenga en elevados porcentajes ya que se comporta como una barrera para el flujo del gas o en su defecto el hidrocarburo, en otras palabras vuelve impermeable la roca.

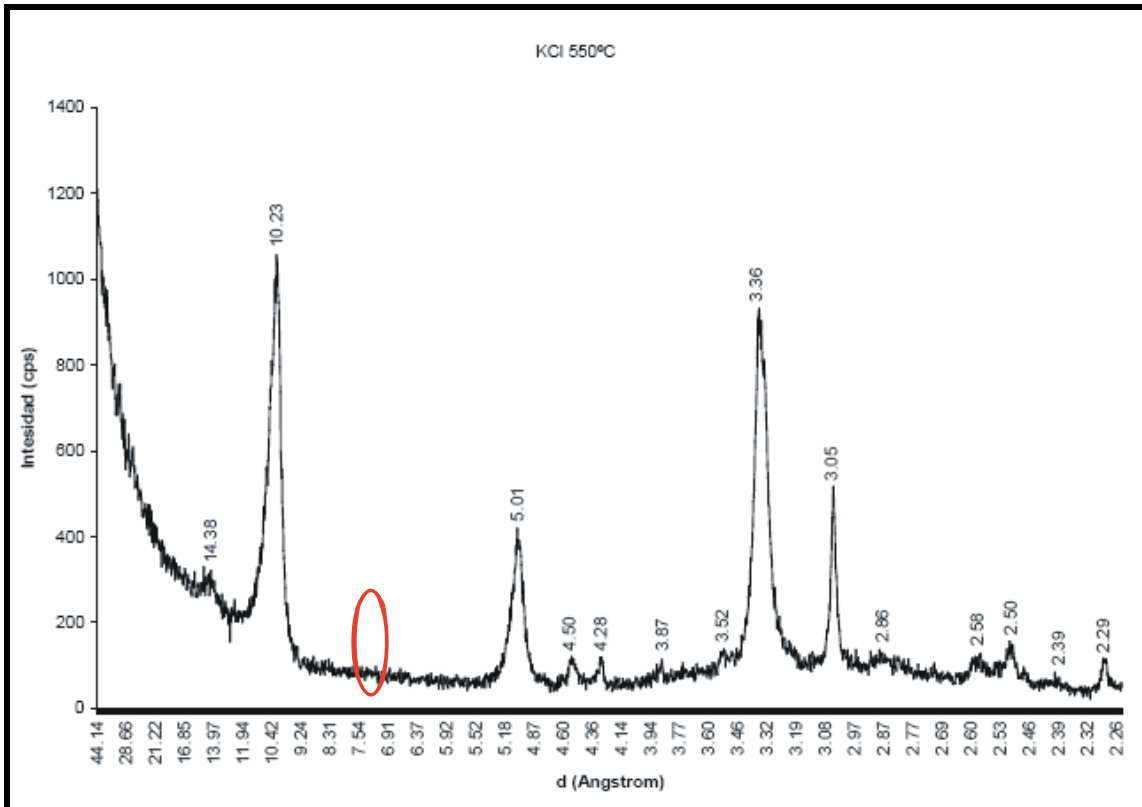


Figura 13. Diffractograma obtenido de la rutina de KCl a 550 °c para la Muestra M1.

La Illita a pesar de tener un porcentaje intermedio en las muestras de 12% en promedio. Cumple una función muy importante que por pertenecer a las familias de mas micas su comportamiento frente a una solución liquida o gaseosa es de dejar que fluya la solución en este caso el gas o el hidrocarburo, se puede decir que sea permeable la roca, con este atributo se infiere que el gas se pueda almacenar en las fracturas interconectadas por la permeabilidad que le da la illita a la roca.

Por ultimo no se puede despreciar el porcentaje de calcita y calcita magnesiana mas conocida como dolomita, y el porcentaje del cuarzo, estos minerales tiene la característica de provocar fracturas a las rocas y la calcita de darle una

porosidad a la roca la cual es favorable para el almacenamiento de gas o hidrocarburo.

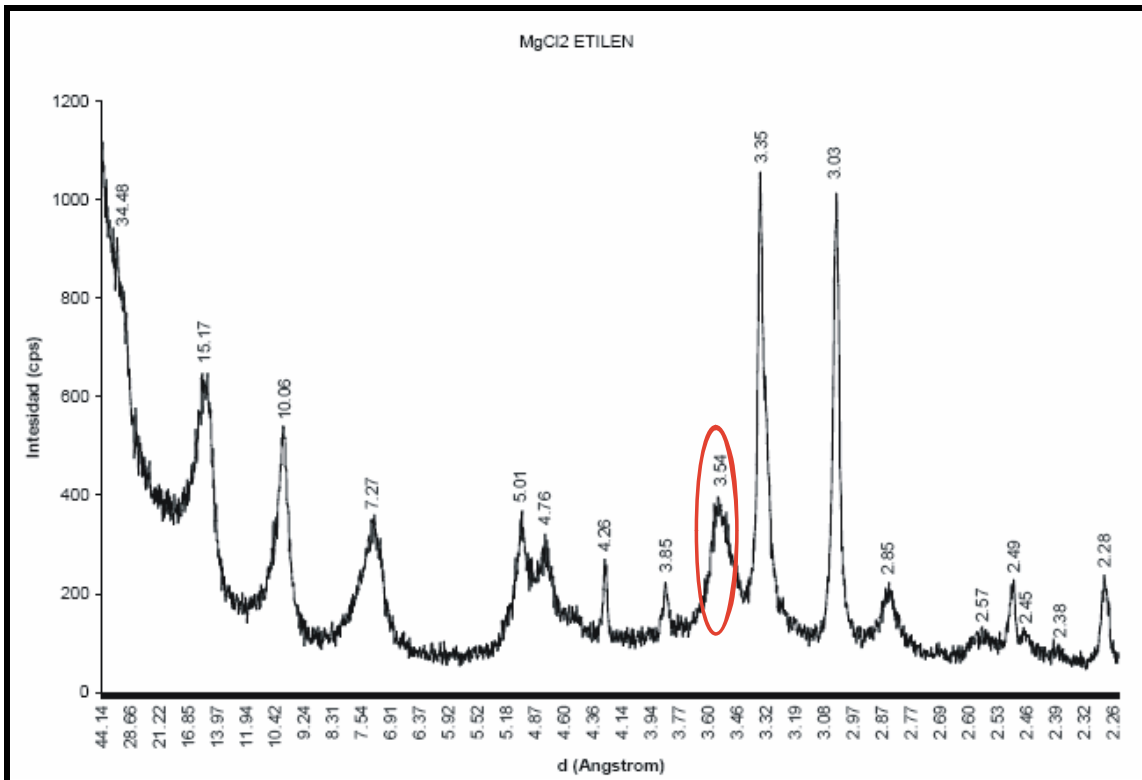


Figura 14. Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) en una atmósfera de etilenglicol para la Muestra M3.

## 8. CONCLUSIONES

La madurez termal de los shale de la formación Rosablanca, presenta valores bajos, esto es contraproducente para la generación de gas, lo cual indica una predominancia de petróleo en la base de la formación y de kerógeno inmaduro hacia el techo de la misma, esto me indica un pobre potencial generador de gas.

La riqueza orgánica de los shales de la formación Rosablanca exhibe valores muy bajos, los cuales revelan un regular potencial generador para hidrocarburos o en su defecto para gas.

Las características texturales, el tipo de estructuras sedimentarias, tanto físicas como biogénicas, permiten definir, para los intervalos analizados en este proyecto, 4 tipos de facies y/o asociaciones de facies; denominadas, *MlbE* (Micrita lodolita bioesparita), *MsbME* (Micrita shale biomicrita Esparita), *Bms* (Biomicrita shale), *Bmsm* (Biomicrita shale micrita).

Los resultados de fracción arcilla dan como resultado un shale con una buena permeabilidad propiedad que le da la llita, con excelente fracturamiento y porosidad gracias al cuarzo y la calcita.

Através de los análisis de reflectancia de vitrinita, La formación Rosablanca, no alcanza el pico de maduración termal suficiente para poder generar gas, por consiguiente carece de un potencial de gas shale.

Por medio de la llita y moscovita que están presentes en todas las muestras estudiadas en la fracción arcilla y aunque no presenta ningún tipo de patrón, si es evidente la disminución de estas arcillas de base a techo, lo cual me indica una posible diagénesis.

## REFERENCIAS CITADAS.

Alfonso P. Carlos A. Los episodios evaporíticos de la formación rosablanca. Proyecto cretácico.1985.

Barker, Ch. A Comparison Of Vitrinite Reflectance Measurements Made On Whole-Rock And Dispersed Organic Matter Concentrate Mounts. Organic Geochemistry. Vol. 24, No. 2 Pag.251-256.1996

Boyer Charles, Kieschnick J, Suárez Roberto, Lewis R, Waters George. Producción de gas desde su origen.2007.

Cardozo, E., Ramírez, C. Ambientes de depósito de la Formación Rosablanca. Área de Villa de Leiva. En: F. Etayo Serna y F. Laverde eds. Contribuciones del Proyecto Cretácico. Publ. Geol. Especiales de INGEOMINAS. N° 16. Bogotá. 1985.

De Porta Jaime. Léxico Estratigráfico. Bogotá. Ingeominas. 1989.

Etayo, F., Cediél, F. y Cáceres, C. (1997). Mapa de Distribución de Facies y Ambiente Tectónico Durante el Berriasiano-Valanginiano. INGEOMINAS.

Julivert Manuel. La Morfología de la Zona de Mesas al SW de Bucaramanga. Bucaramanga. En: Boletín de Geología UIS. N°.1. 1958. p.8-40.

Julivert Manuel. Las Estructuras del Valle Medio del Magdalena y su significación. Bucaramanga. En: Boletín de Geología UIS. N°.6. 1961. p.33-52.

Morales L. General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. Bogotá. 1958.

Pinilla Jesús A, Pinto José L. manual de tratamiento químico de arcillas. Universidad industrial de Santander.

Rojas N, Castellanos J, Gutiérrez D, Rojas J, Rojas S. Mapa Geológico de la meseta de Barichara departamento de Santander, planchas 135-II-A, 135-IV-A 135-II-B, 135-III-B 135-III-C, 135-IV-B, 135-I-D, 135-II-D, 120-IV-C. Ingeominas 2006.

Royero, J y Clavijo, J (2001). Mapa Geológico Generalizado Departamento De Santander, Memoria Explicativa, Escala 1:100.000. Instituto De Investigación e Información Geocientífica, Minero-Ambiental Y Nuclear. Ingeominas, República De Colombia.

Suárez M. y otros. Estilos estructurales y potencial de entrapamiento de la sección Cretácea, Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Caracas, Venezuela. En: Memoria VII Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las cuencas Subandinas. 2000

Tissot, D.H. Welte. Petroleum formation and occurrence. Second revised and enlarged. Springer-Verlag. Berlin Heidelberg 1984.

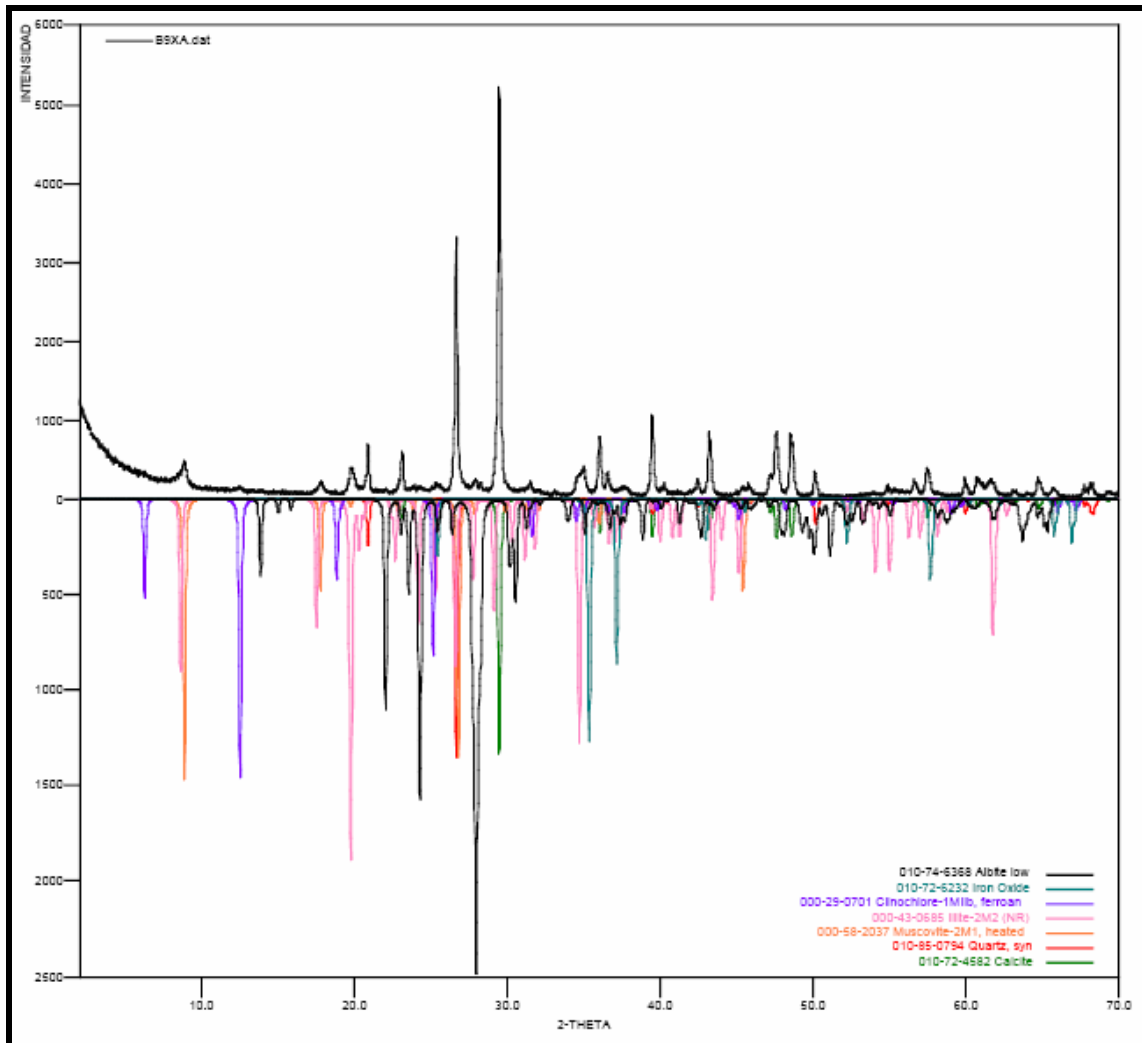
Toussaint, J. (1999). Evolución geológica de Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Medellín.

Ulloa A, Coronado W, Mejia C, mora J, Osorio L, Quintero C, Salazar M, Balaguera G, Serrano A, Mapas de zonas de interés hidrogeológico de la meseta de barichara departamento de Santander. Ingeominas 2006.

Zamarreño de Julivert (I.), 1963. – Estudio petrográfico de las calizas de la formación Rosablanca de la región de la Mesa de Los Santos (Cordillera Oriental, Colombia).

## ANEXOS.

Anexo 1. Tablas y difractogramas de las rutinas fracción arcilla.

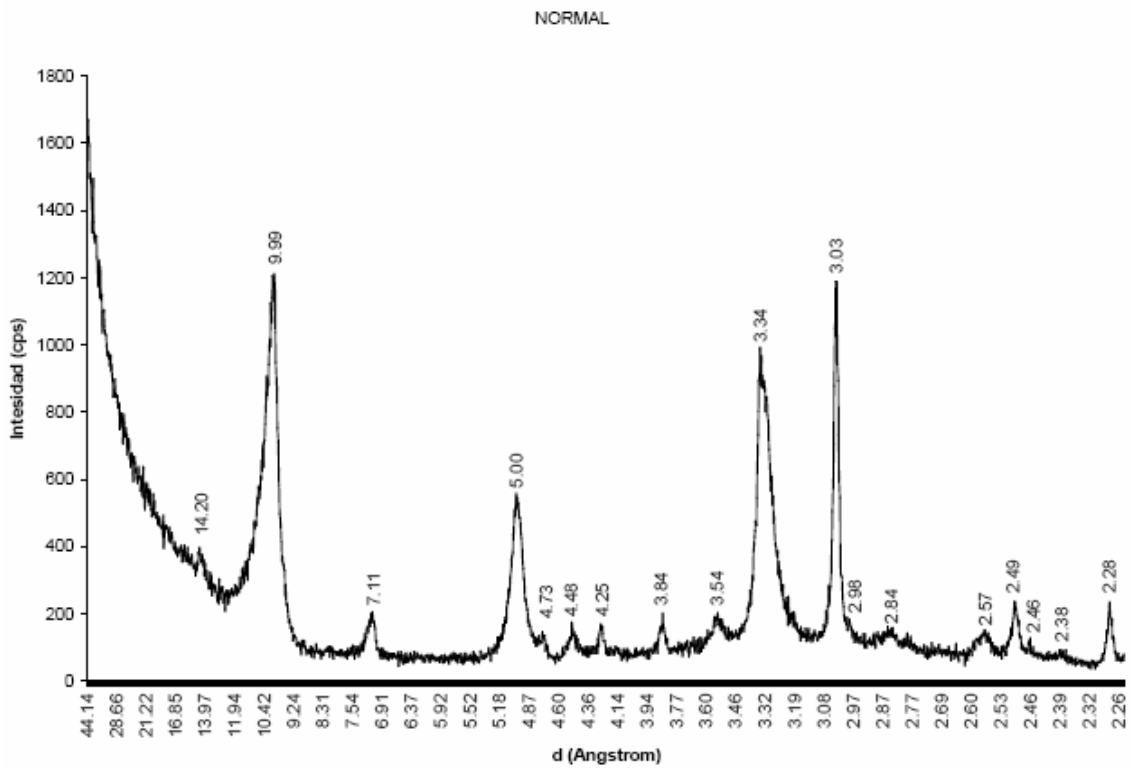


Bulk para la muestra M1.

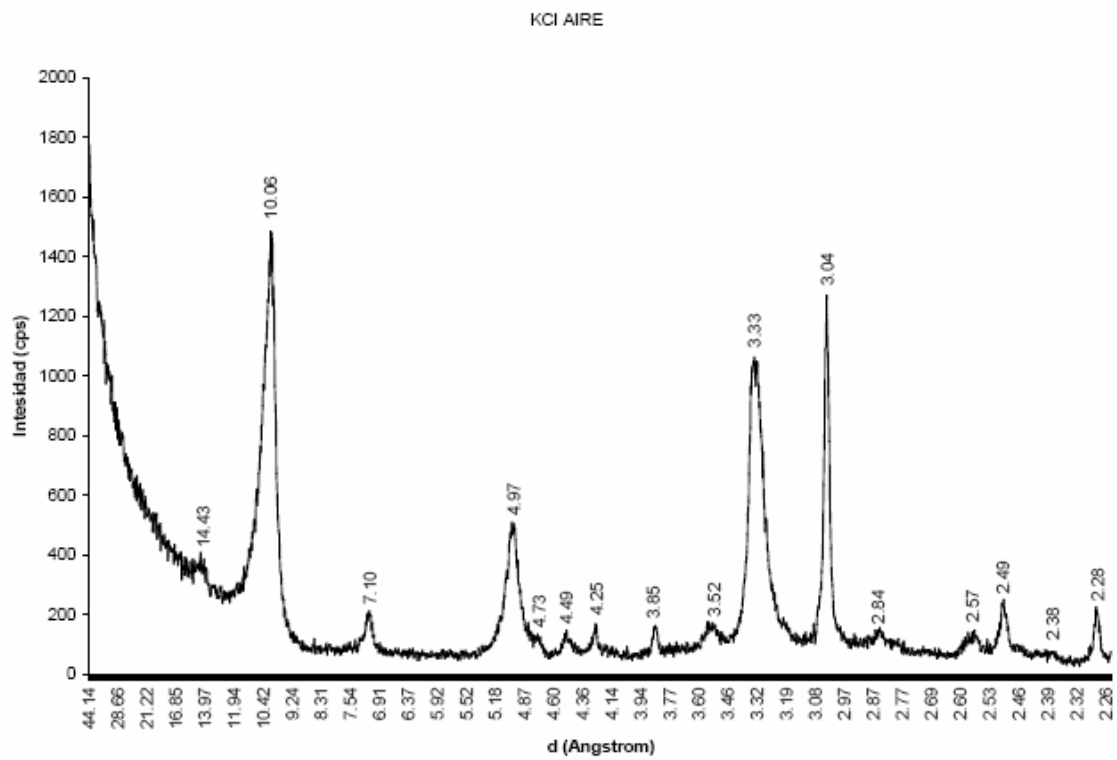
	FASE	No. TARJETA PDF-2	NOMBRE	CUANTITATIVO
Cristalinos	Ca CO <sub>3</sub>	010-72-4582	Calcita	39.9 % (D.E = 0.3)
	Si O <sub>2</sub>	010-85-0794	Cuarzo	16.7 % (D.E = 0.2)
	K Al <sub>2</sub> ( Si, Al ) <sub>4</sub> O <sub>10</sub> ( OH ) <sub>2</sub>	000-58-2037	Moscovita	21.3 % (D.E = 0.4)
	K Al <sub>2</sub> ( Si <sub>3</sub> Al ) O <sub>10</sub> ( OH ) <sub>2</sub>	000-43-0685	Illita	15.9 % (D.E = 0.4)
	( Mg, Fe ) <sub>3</sub> ( Si, Al ) <sub>4</sub> O <sub>10</sub> ( OH ) <sub>2</sub>	000-29-0701	Clinoclora	2.6 % (D.E = 0.1)
	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	010-72-6232	Hematita	0.6 % (D.E = 0.1)
	Na ( Al Si <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	010-74-6368	Albita	3.0 % (D.E = 0.1)

D.E = Desviación estándar

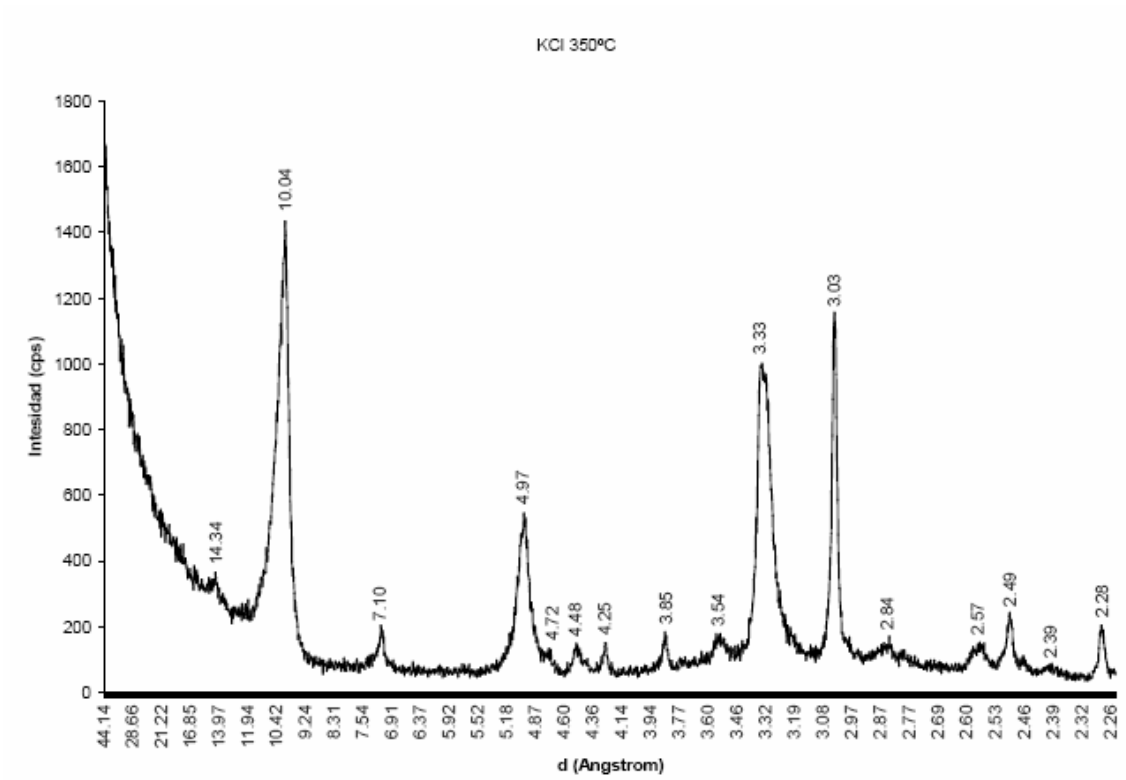
Tabla cuantitativo de fracción arcilla para la muestra M1.



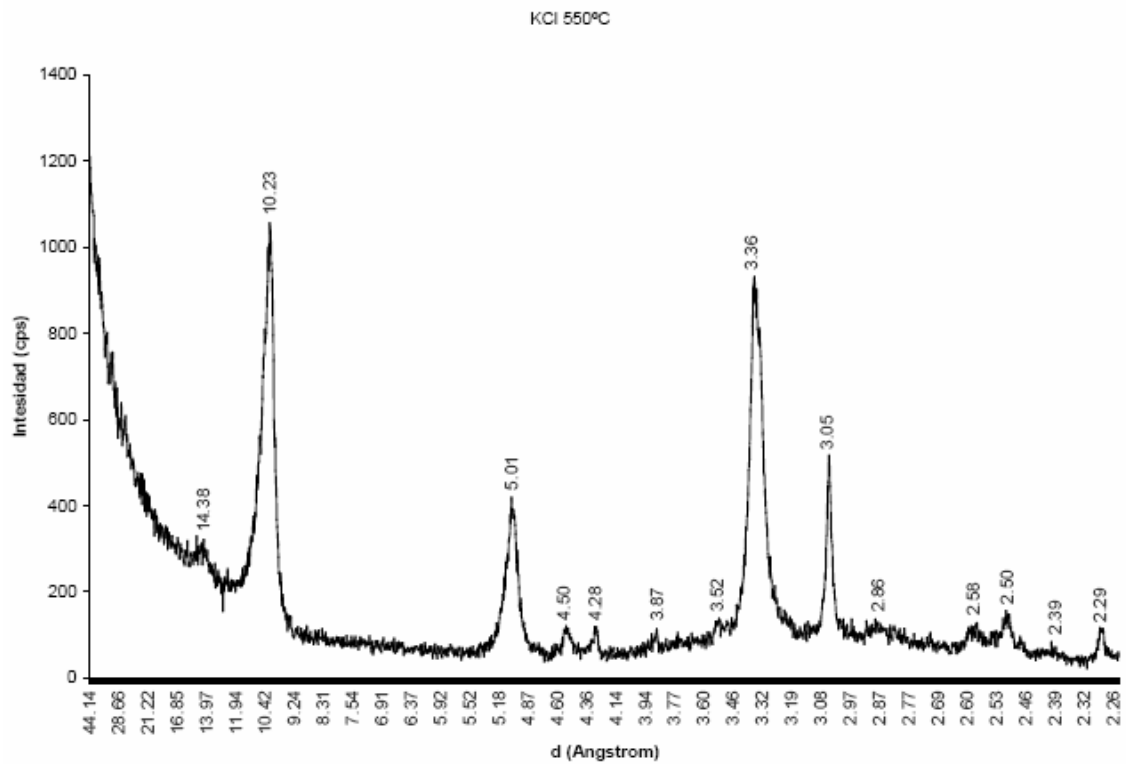
Difractograma obtenido de la rutina normal para la muestra M1.



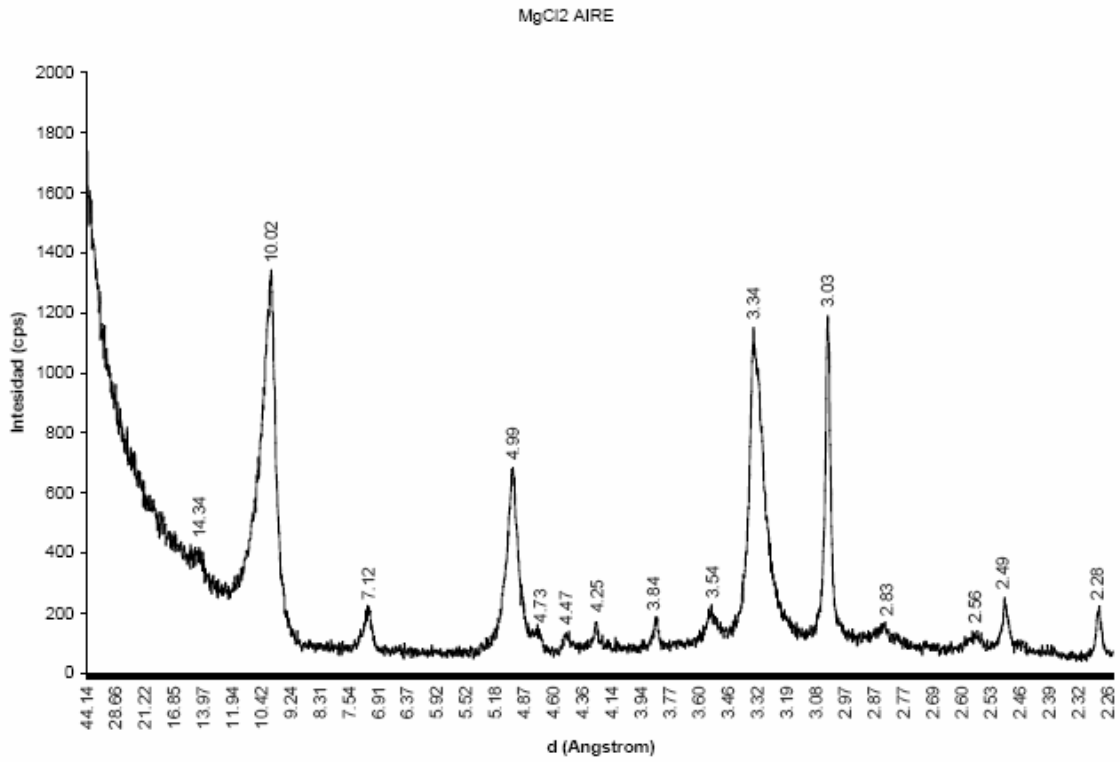
Difractograma obtenido de la rutina KCl a condiciones normales para la muestra M1.



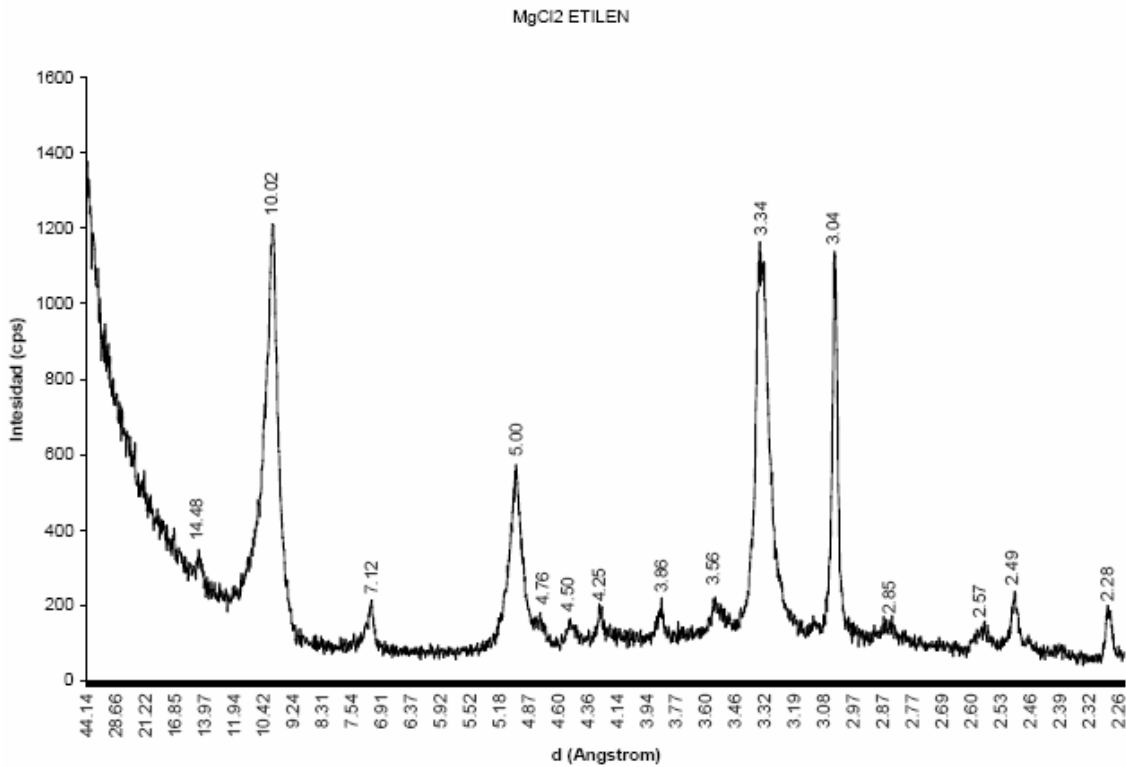
Difractograma obtenido de la rutina KCl a 350°C para la muestra M1.



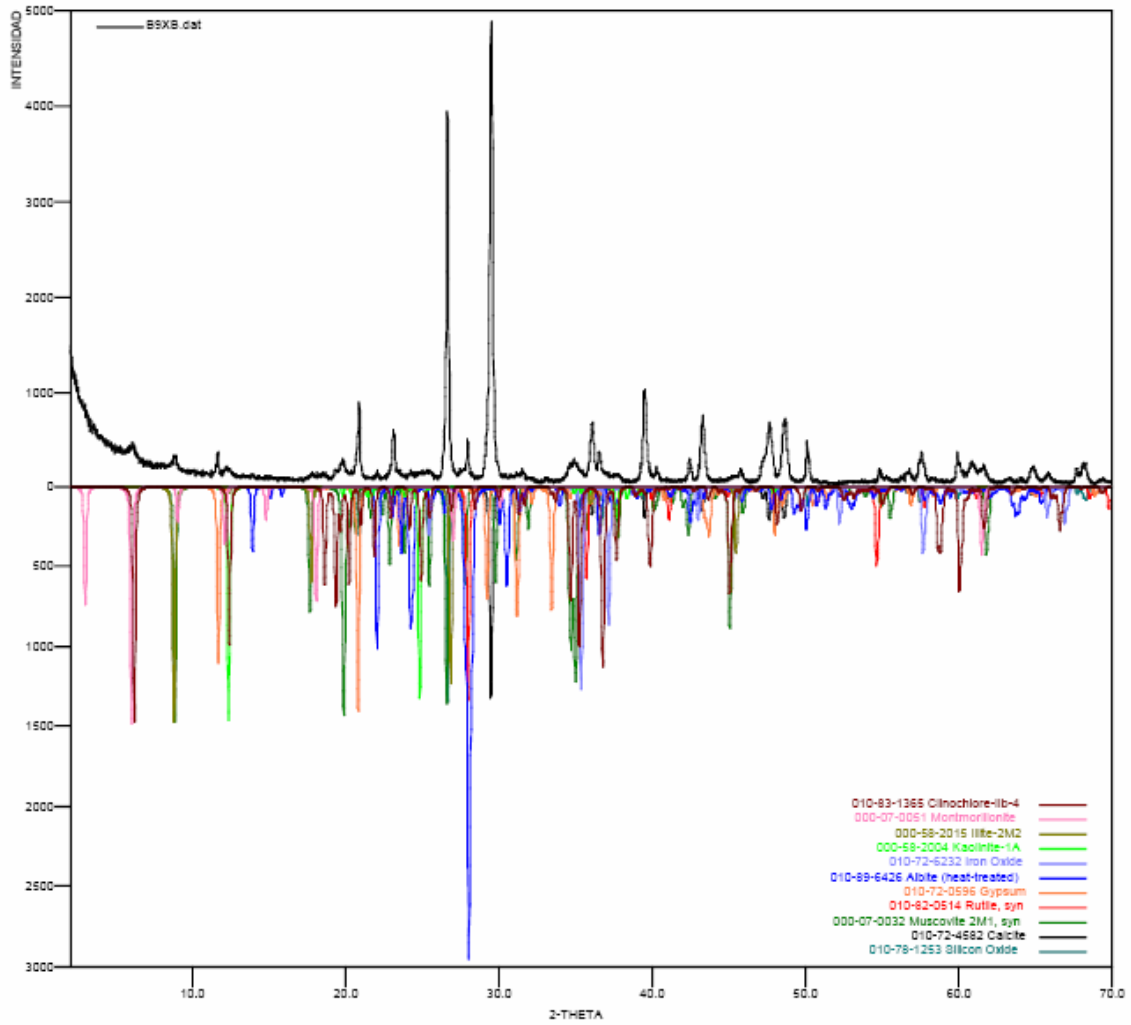
Difractograma obtenido de la rutina KCl a 550°C para la muestra M1.



Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) a condiciones normales para la muestra M1.



Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) en una atmósfera de etilenglicol para la muestra M1.

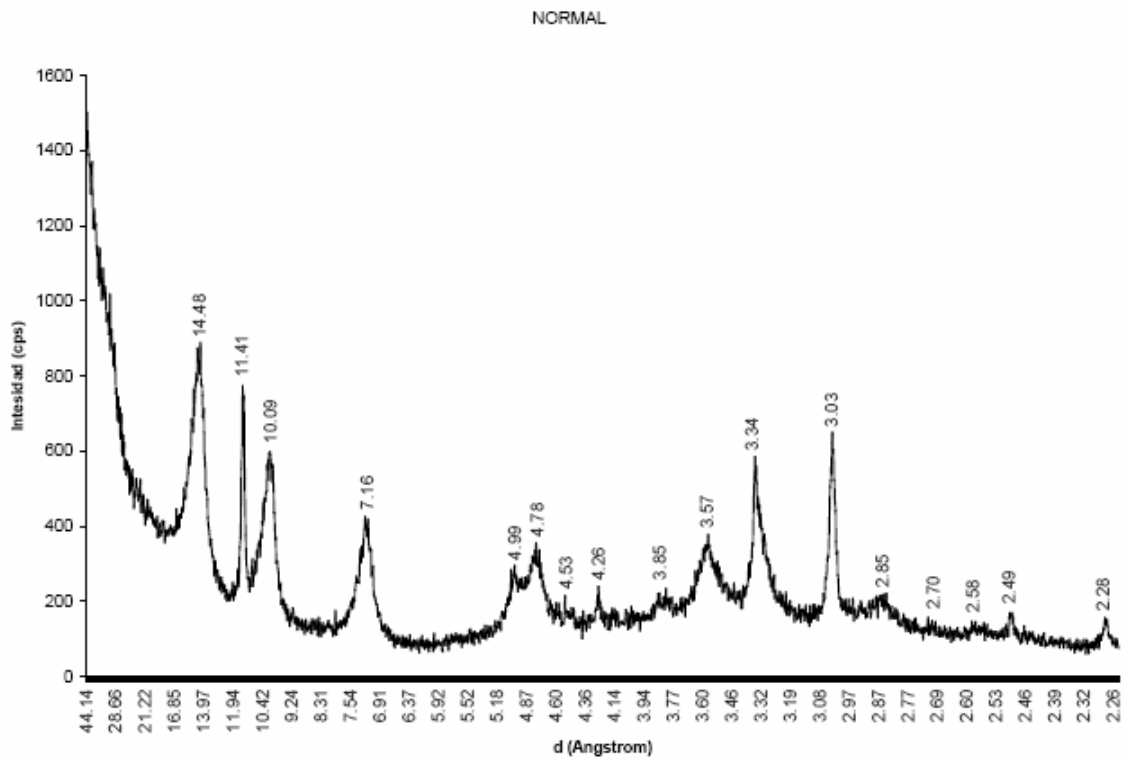


Bulk para la muestra M2.

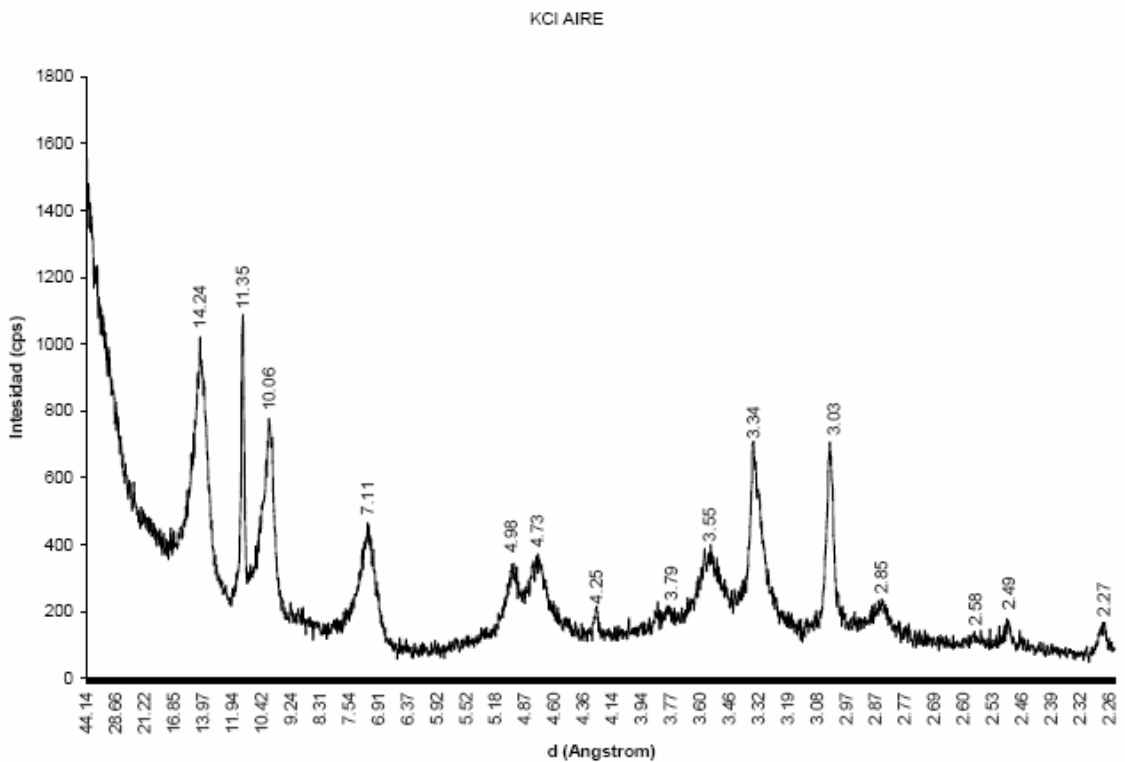
	FASE	No. TARJETA PDF-2	NOMBRE	CUANTITATIVO
Cristalinos	$\text{Ca CO}_3$	010-72-4582	Calcita	41.8 % (D.E = 0.3)
	$\text{Si O}_2$	010-78-1253	Cuarzo	21.8 % (D.E = 0.2)
	$\text{K Al}_2 (\text{Si, Al})_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_2$	000-07-0032	Moscovita	12.7 % (D.E = 0.3)
	$\text{K Al}_2 (\text{Si}_3 \text{Al}) \text{O}_{10} (\text{OH})_2$	000-58-2015	Illita	7.5 % (D.E = 0.3)
	$(\text{Mg, Fe})_6 (\text{Si, Al})_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_8$	010-83-1365	Clinoclora	7.4 % (D.E = 0.1)
	$\text{Ti O}_2$	010-82-0514	Rutilo	0.2 % (D.E = 0.1)
	$\text{Al}_2 \text{Si}_2 \text{O}_5 (\text{OH})_4$	000-58-2004	Caolinita	1.1 % (D.E = 0.1)
	$\text{Na} (\text{AlSi}_3 \text{O}_8)$	010-89-6426	Albita	4.8 % (D.E = 0.1)
	$\text{Fe}_2 \text{O}_3$	010-72-6232	Hematita	0.2 % (D.E = 0.1)
	$\text{Ca SO}_4 (\text{H}_2\text{O})_2$	010-72-0596	Yeso	2.4 % (D.E = 0.1)
	$(\text{Na, Ca})_{2.3} (\text{Al, Mg})_2 \text{Si}_2 \text{O}_{10} (\text{OH})_2 \cdot n \text{H}_2\text{O}$	000-07-0051	Montmorillonita	0.1 % (D.E = 0.1)

D.E = Desviación estándar

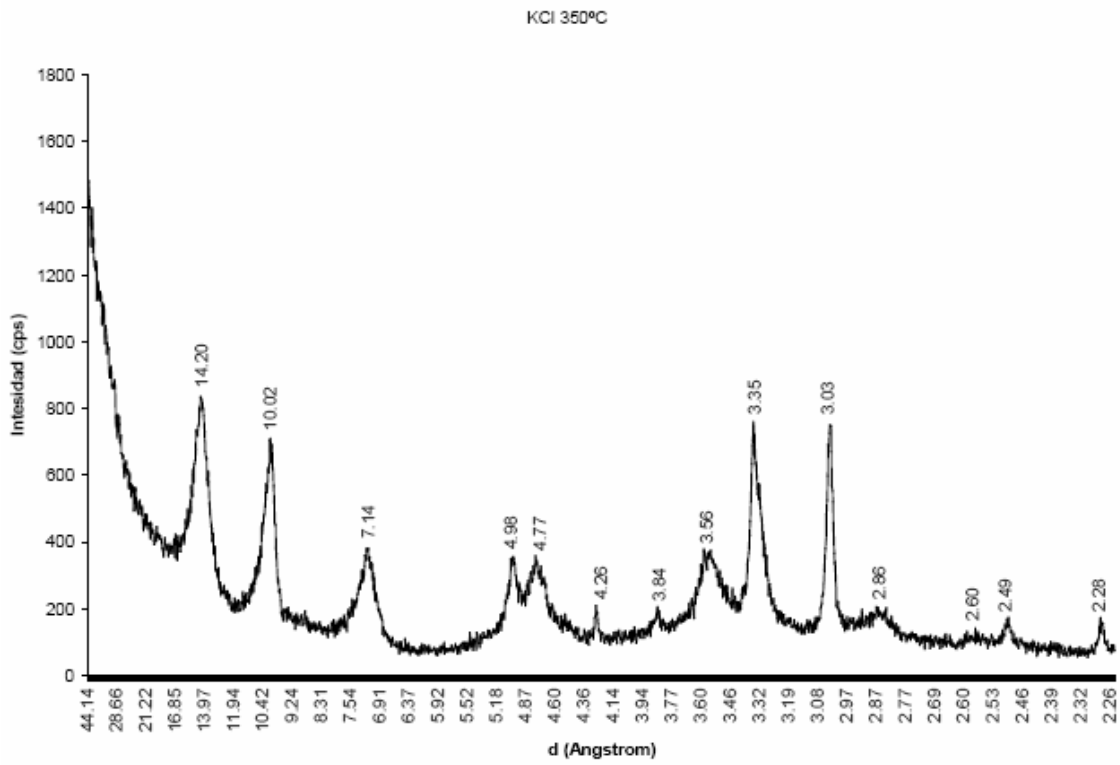
Tabla cuantitativo de fracción arcilla para la muestra M2.



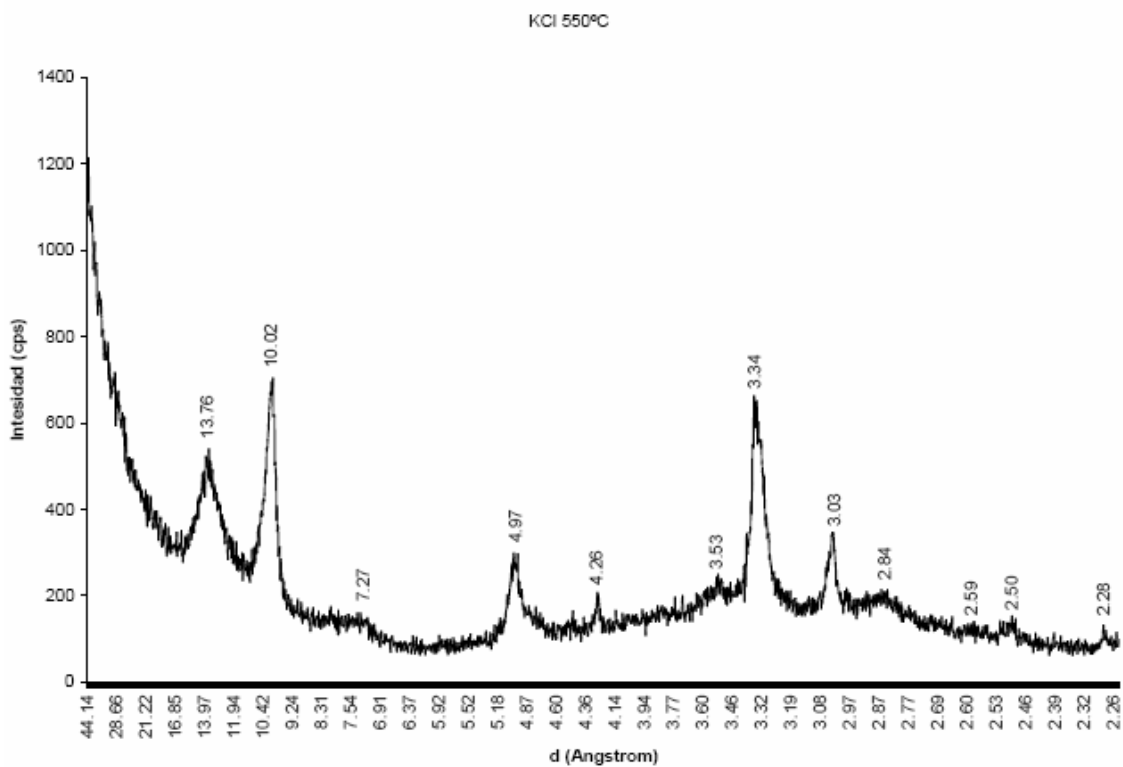
Difractograma obtenido de la rutina normal para la muestra M2.



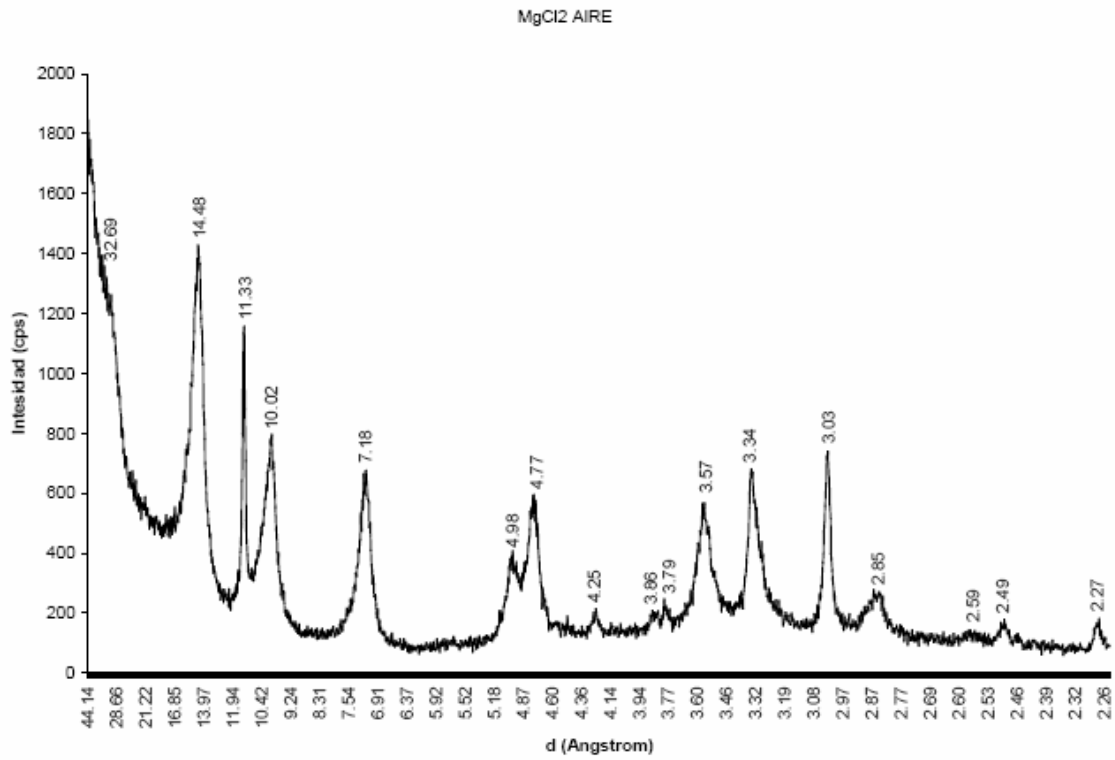
Difractograma obtenido de la rutina KCl a condiciones normales para la muestra M2.



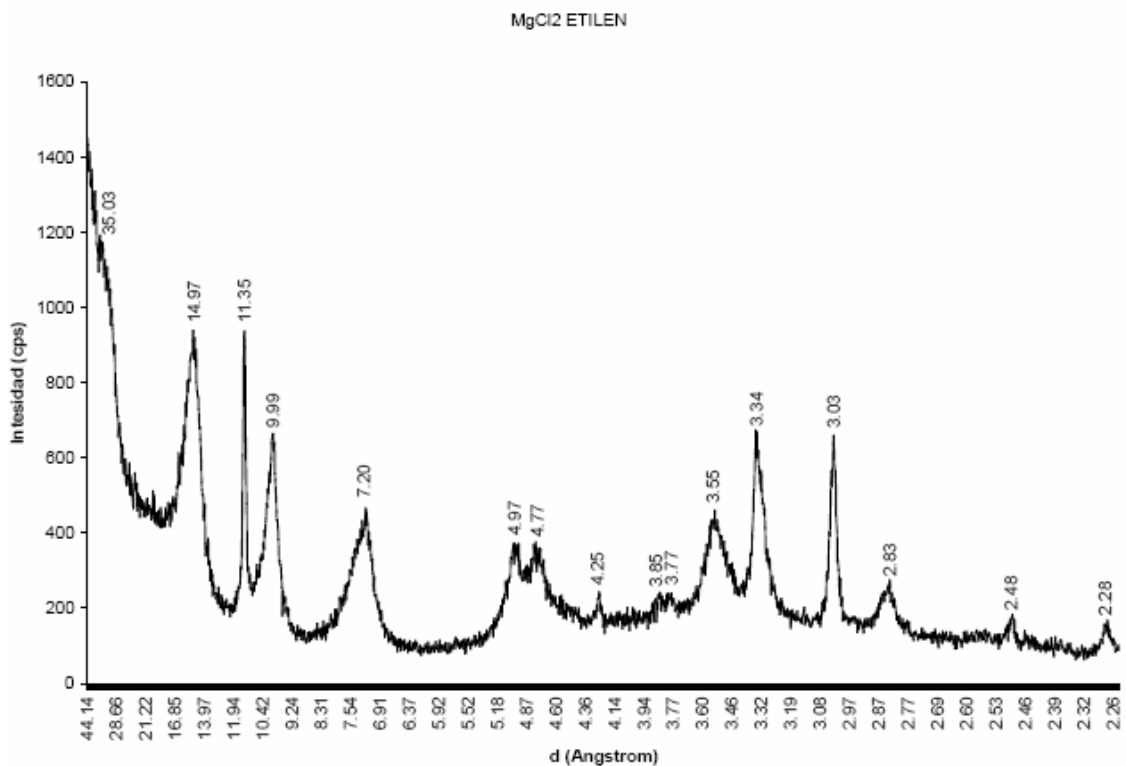
Difractograma obtenido de la rutina KCl a 350°C para la muestra M2.



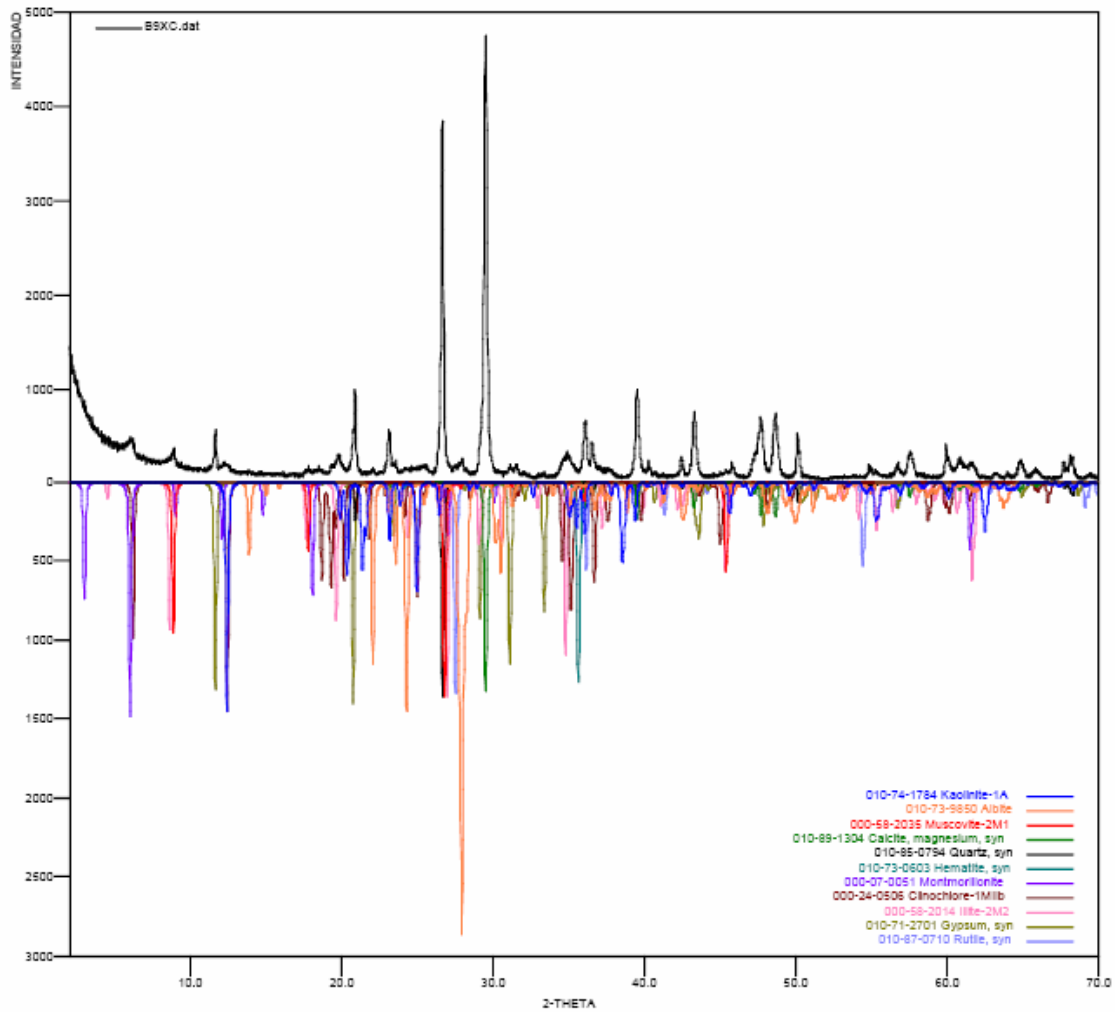
Difractograma obtenido de la rutina KCl a 550°C para la muestra M2.



Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) a condiciones normales para la muestra M2.



Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) en una atmósfera de etilenglicol para la muestra M2.

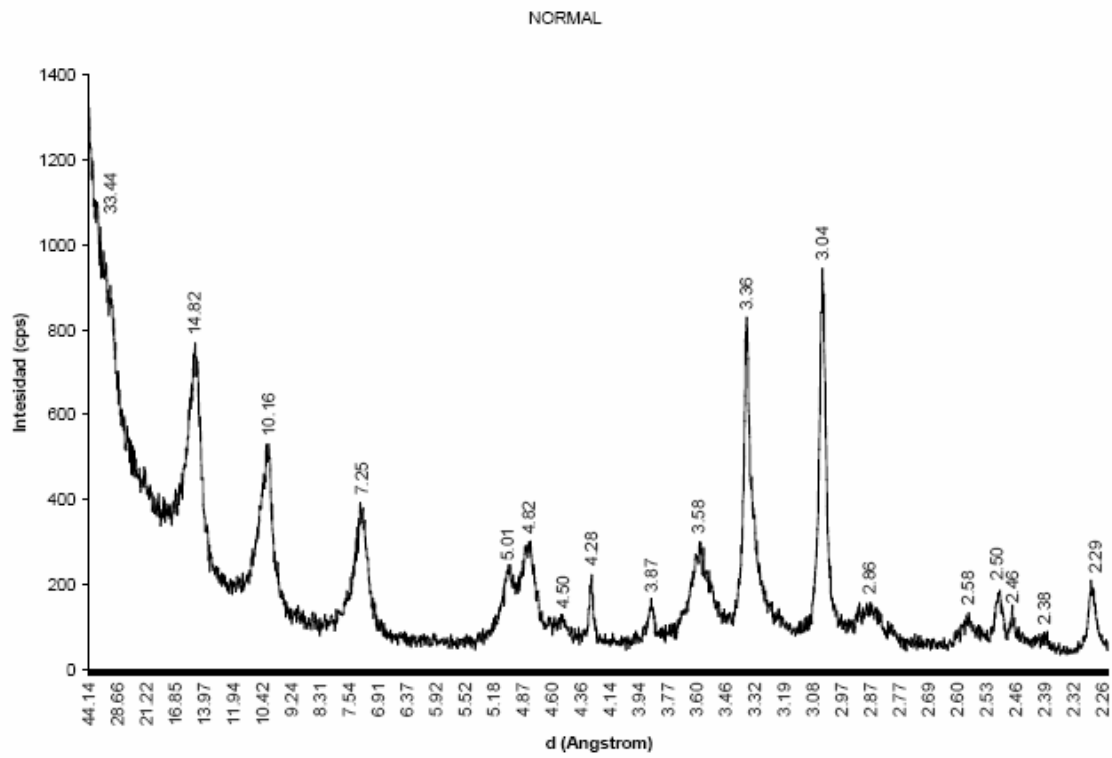


Bulk para la muestra M3.

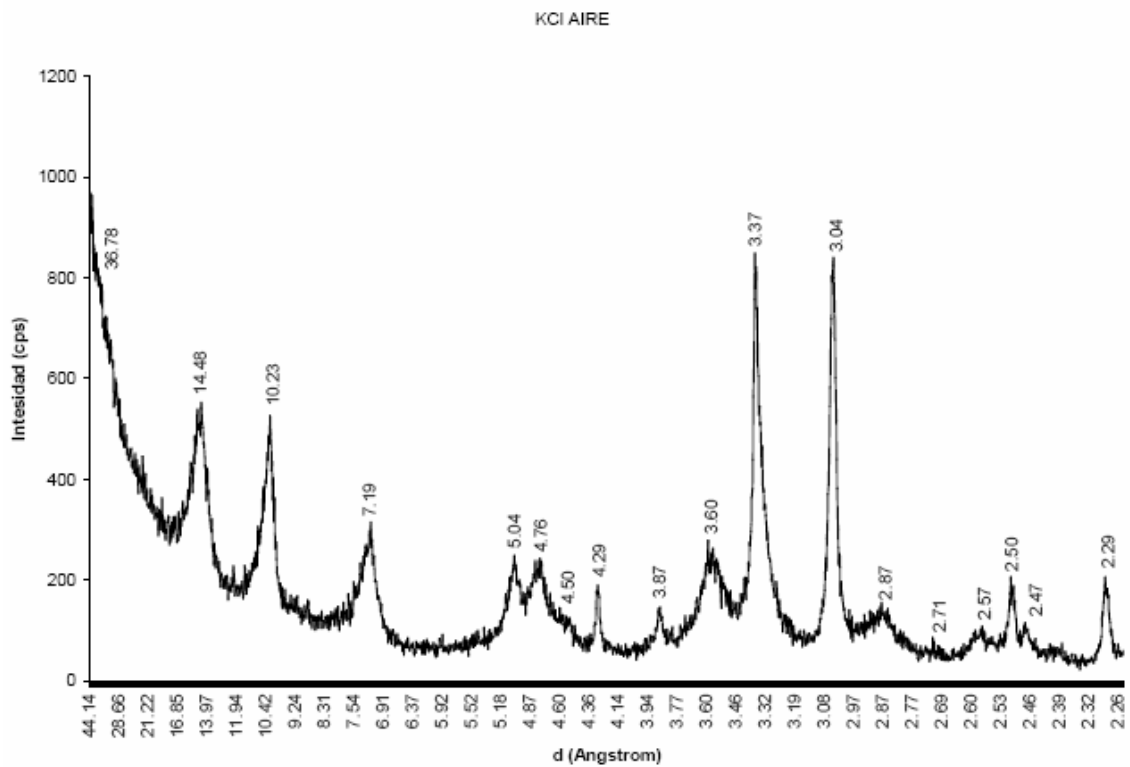
	FASE	No. TARJETA PDF-2	NOMBRE	CUANTITATIVO
Cristalinos	$(Mg_{0.03}Ca_{0.97})CO_3$	010-89-1304	Calcita Magnésiana	42.9 % (D.E = 0.2)
	$SiO_2$	010-85-0794	Cuarzo	22.8 % (D.E = 0.2)
	$KAl_2(Si,Al)_4O_{10}(OH)_2$	000-58-2035	Moscovita	7.1 % (D.E = 0.2)
	$KAl_2(Si_3Al)O_{10}(OH)_2$	000-58-2014	Illita	8.7 % (D.E = 0.3)
	$(Mg,Fe)_6(Si,Al)_4O_{10}(OH)_8$	000-24-0506	Clinoclora	6.8 % (D.E = 0.1)
	$TiO_2$	010-87-0710	Rutilo	0.6 % (D.E = 0.1)
	$Al_2Si_2O_5(OH)_4$	010-74-1784	Caolinita	3.5 % (D.E = 0.2)
	$Na(AlSi_3O_8)$	010-73-9850	Albita	3.1 % (D.E = 0.1)
	$Fe_2O_3$	010-73-0603	Hematita	0.3 % (D.E = 0.1)
	$CaSO_4 \cdot (H_2O)_2$	010-71-2701	Yeso	3.7 % (D.E = 0.1)
	$(Na,Ca)_{0.3}(Al,Mg)_2Si_2O_{10}(OH)_2 \cdot nH_2O$	000-07-0051	Montmorillonita	0.5 % (D.E = 0.1)

D.E = Desviación estándar

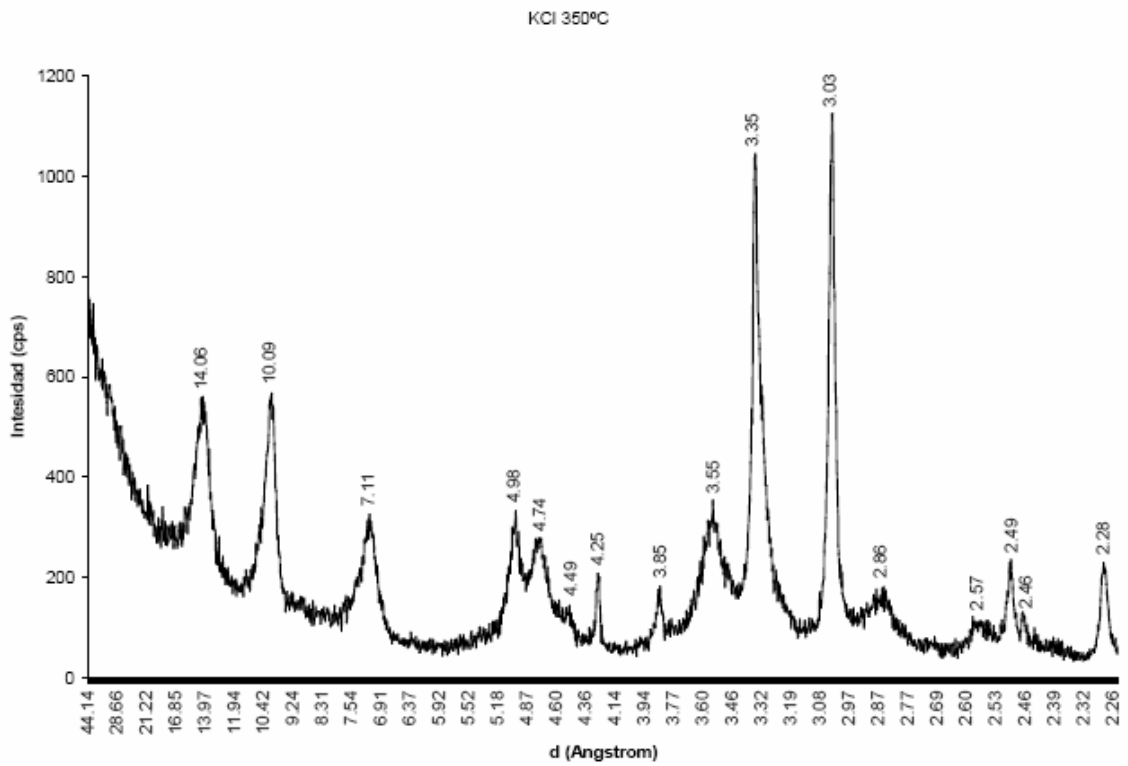
Tabla cuantitativo de fracción arcilla para la muestra M3.



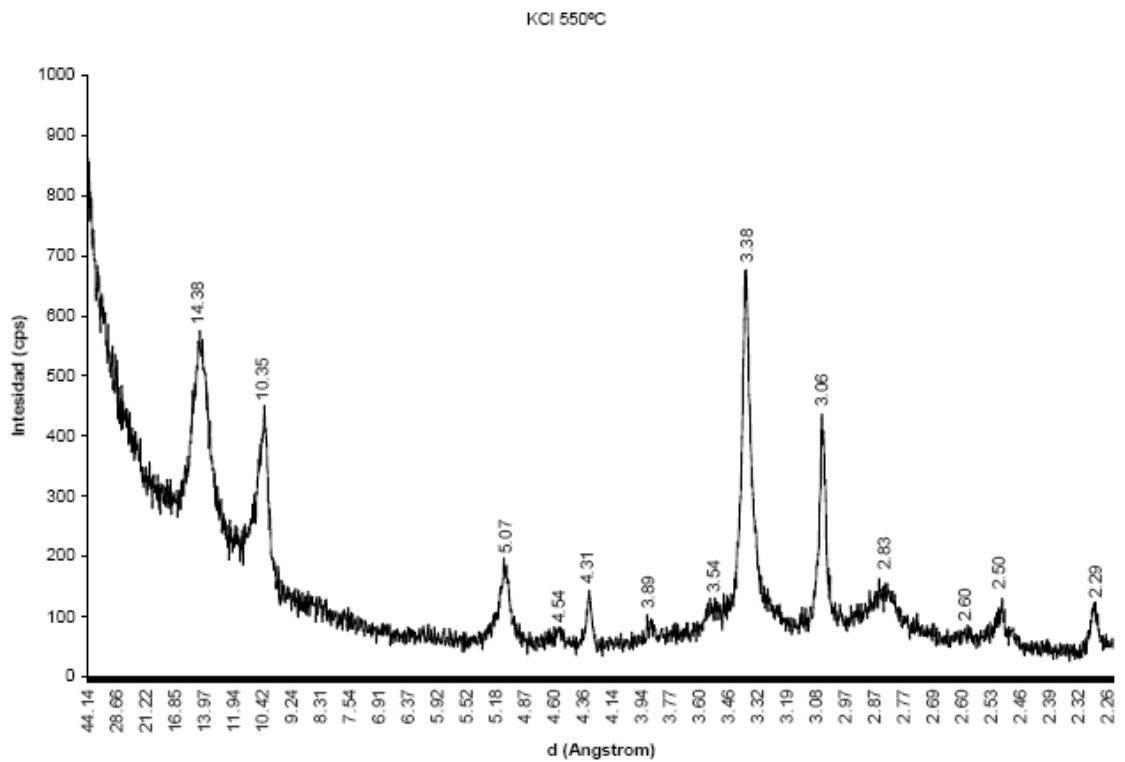
Difractograma obtenido de la rutina normal para la muestra M3.



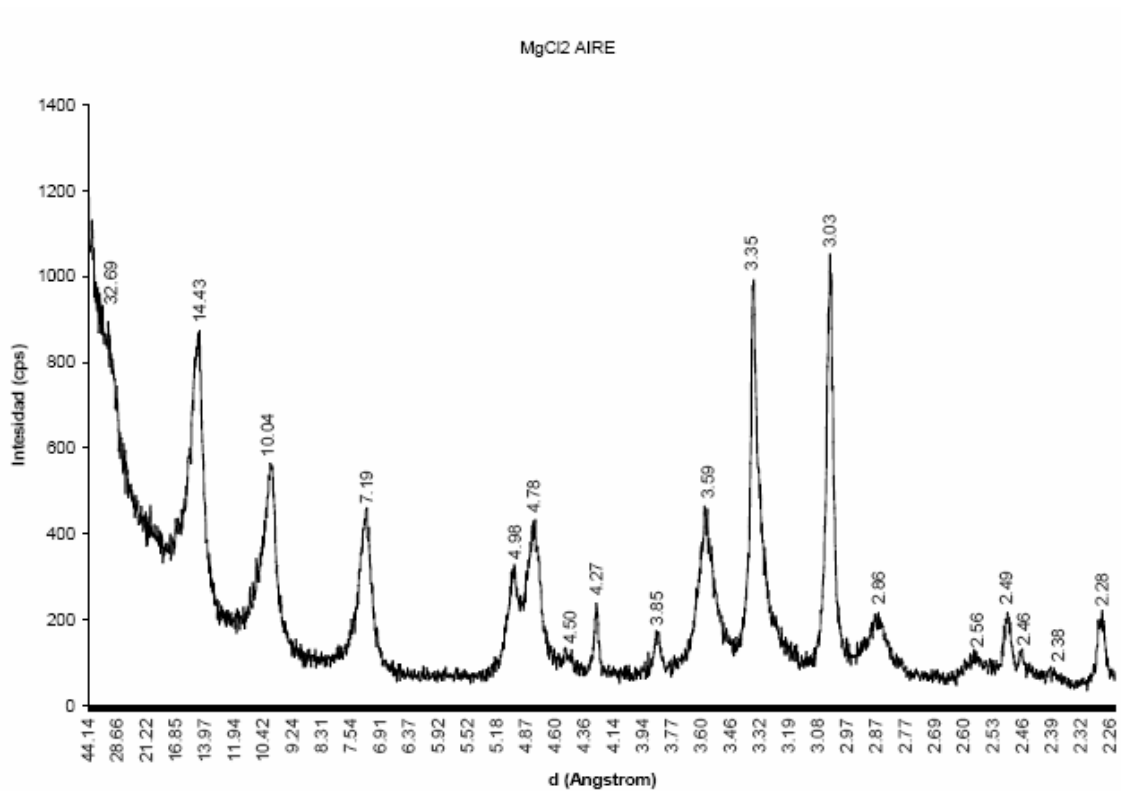
Difractograma obtenido de la rutina KCl a condiciones normales para la muestra M3.



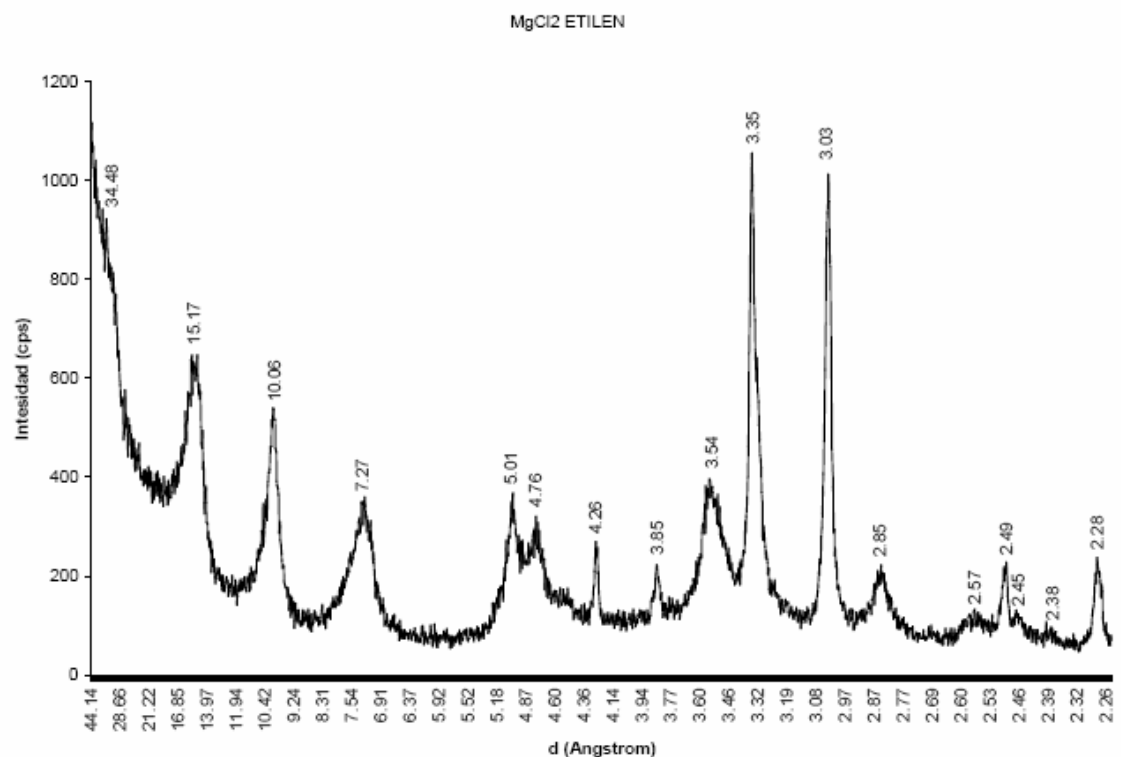
Difractograma obtenido de la rutina KCl a 350°C para la muestra M3.



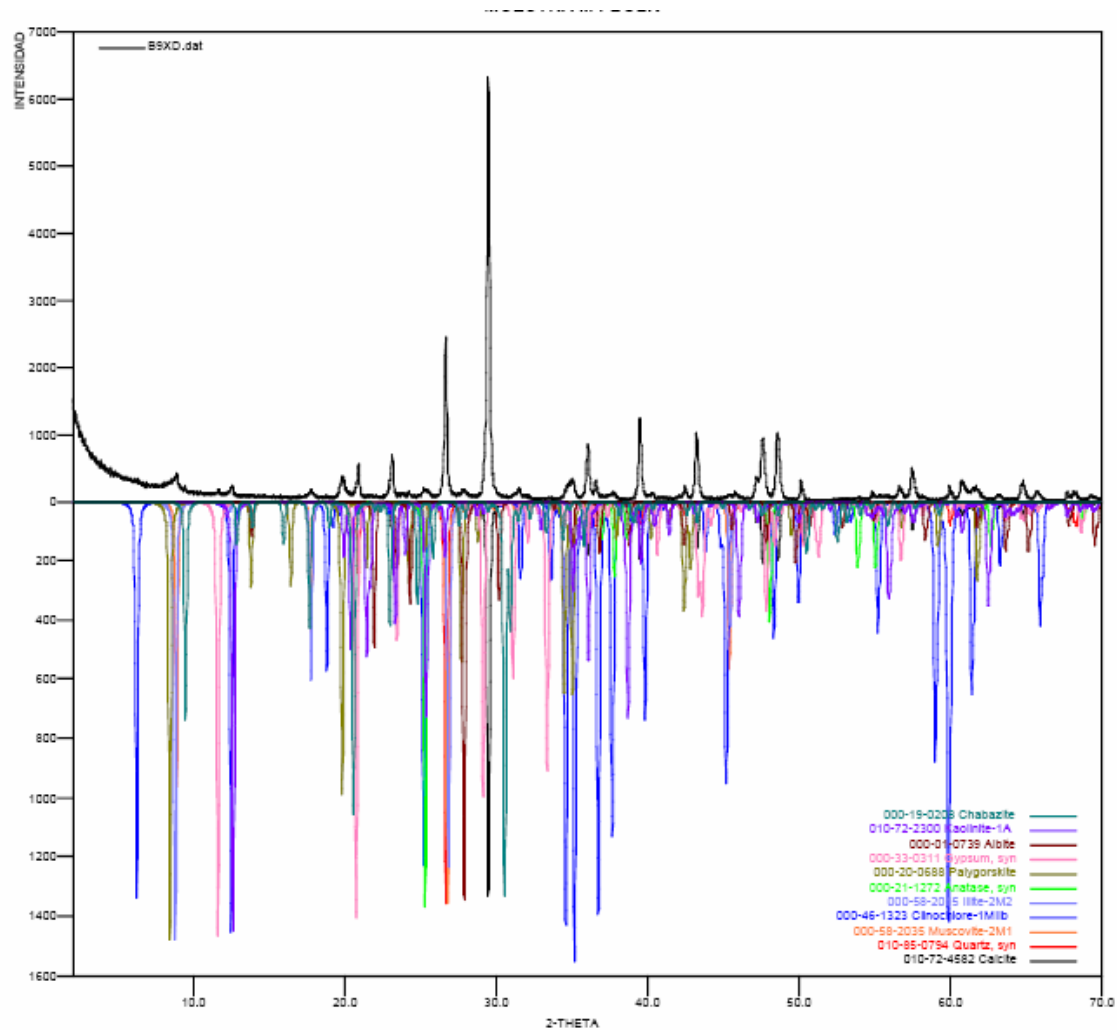
Difractograma obtenido de la rutina KCl a 550°C para la muestra M3.



Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) a condiciones normales para la muestra M3.



Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) en una atmósfera de etilenglicol para la muestra M3.

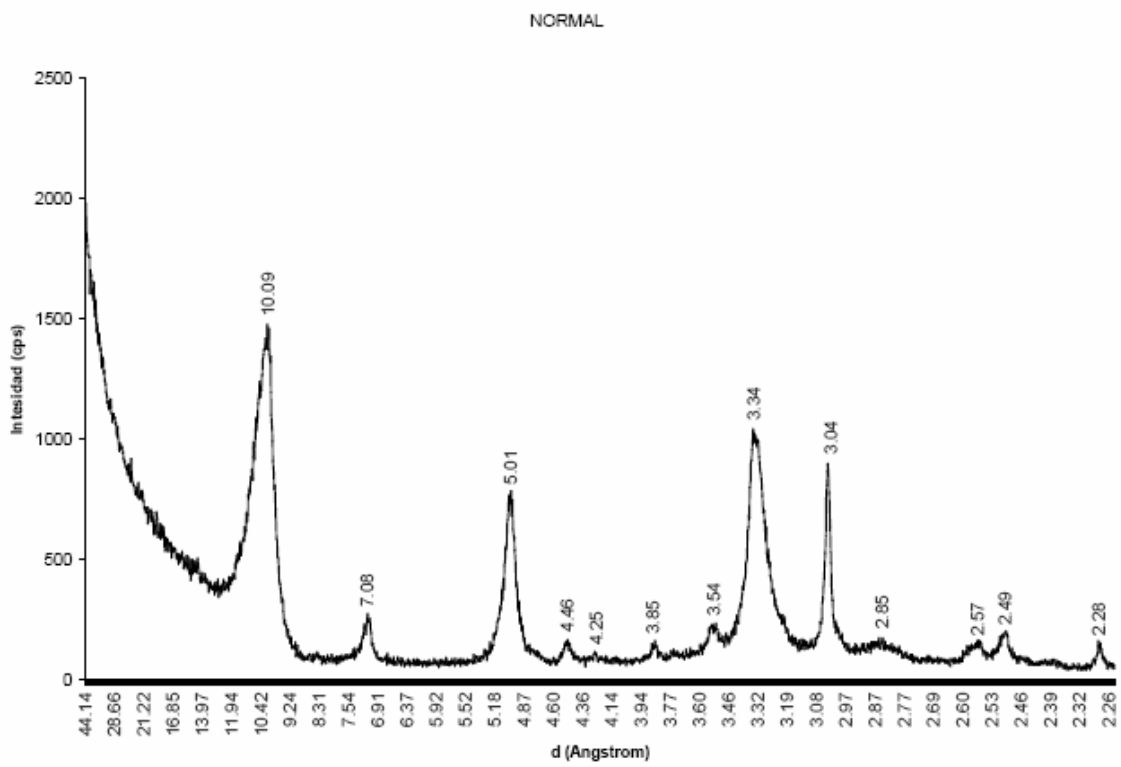


Bulk para la muestra M4.

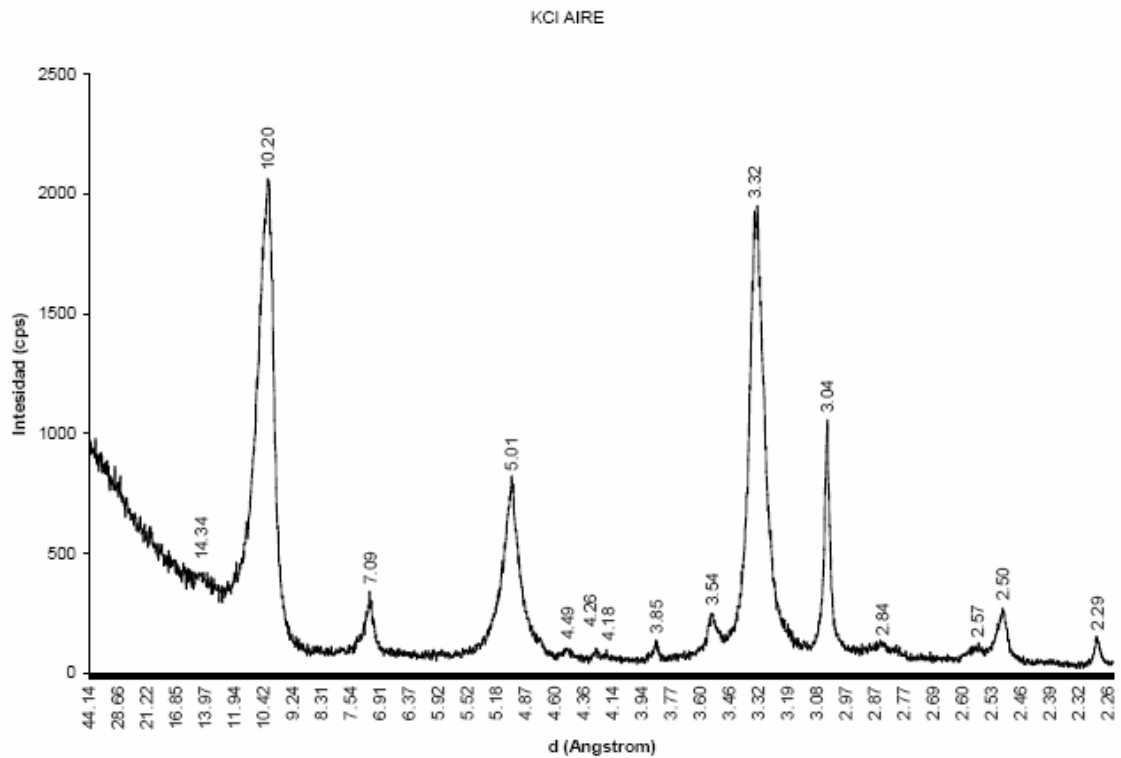
	FASE	No. TARJETA PDF-2	NOMBRE	CUANTITATIVO
Cristalinos	Ca CO <sub>3</sub>	010-72-4582	Calcita	50.9 % (D.E = 0.3)
	Si O <sub>2</sub>	010-85-0794	Cuarzo	13.0 % (D.E = 0.2)
	K Al <sub>2</sub> ( Si, Al ) <sub>4</sub> O <sub>10</sub> ( OH ) <sub>2</sub>	000-58-2035	Moscovita	13.0 % (D.E = 0.2)
	K Al <sub>2</sub> ( Si <sub>2</sub> Al ) O <sub>10</sub> ( OH ) <sub>2</sub>	000-58-2015	Illita	12.1 % (D.E = 0.3)
	(Mg, Al, Fe) <sub>2</sub> (Si, Al) <sub>4</sub> O <sub>10</sub> (OH) <sub>2</sub>	000-46-1323	Clinocloro	2.0 % (D.E = 0.1)
	Ti O <sub>2</sub>	000-21-1272	Anatasa	N.D.
	Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>5</sub> ( OH ) <sub>4</sub>	010-72-2300	Caolinita	2.5 % (D.E = 0.1)
	Na ( Al Si <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	000-01-0739	Albita	N.D.
	Ca <sub>2</sub> Al <sub>4</sub> Si <sub>6</sub> O <sub>24</sub> · 12 H <sub>2</sub> O	000-19-0208	Chabazita	N.D.
	Ca SO <sub>4</sub> ( H <sub>2</sub> O ) <sub>2</sub>	000-33-0311	Yeso	0.5 % (D.E = 0.1)
	Mg <sub>5</sub> Si <sub>8</sub> O <sub>20</sub> ( OH ) <sub>2</sub> · 8 H <sub>2</sub> O	000-20-0688	Paligorskita	6.0 % (D.E = 0.2)

N.D = No Detectable D.E = Desviación estándar

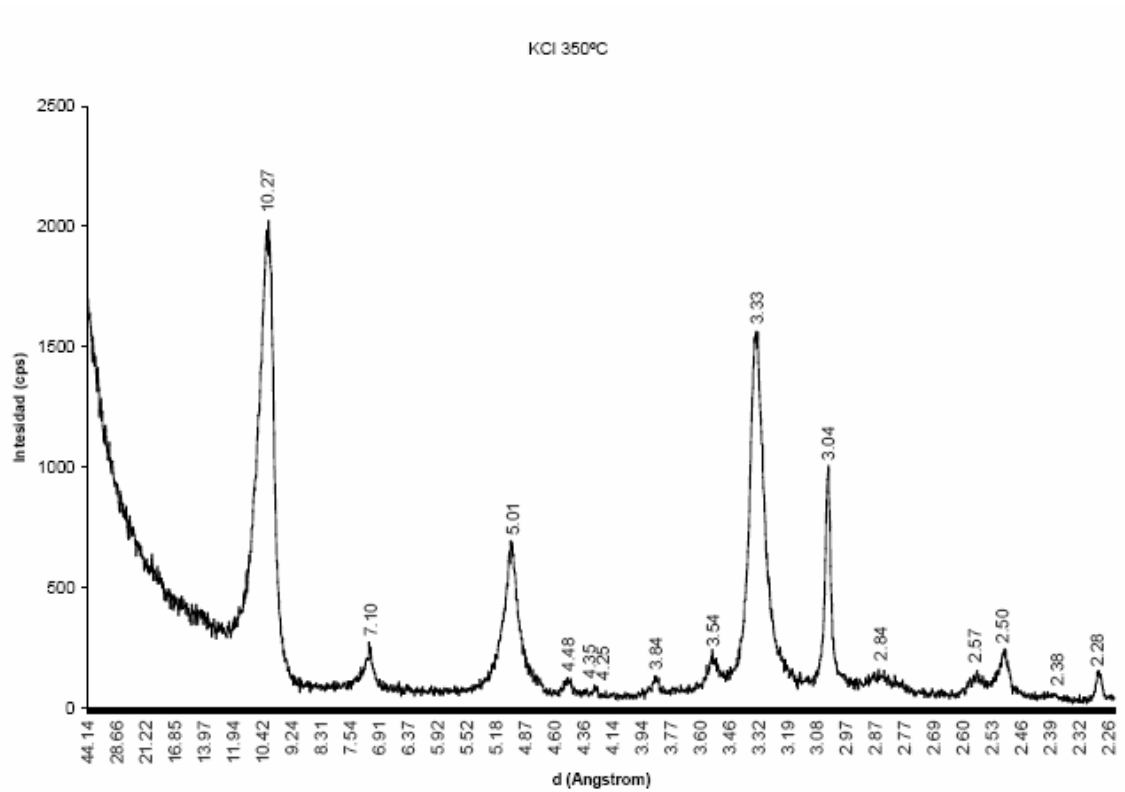
Tabla cuantitativa de fracción arcilla para la muestra M4.



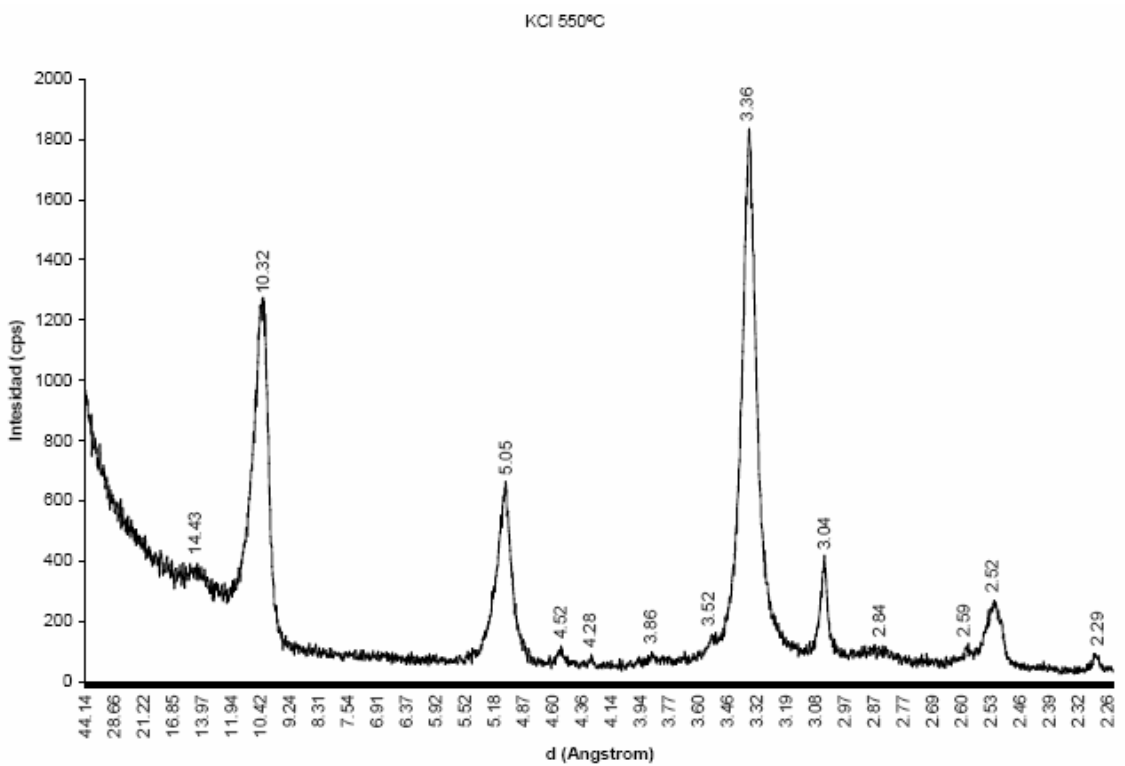
Difractograma obtenido de la rutina normal para la muestra M4.



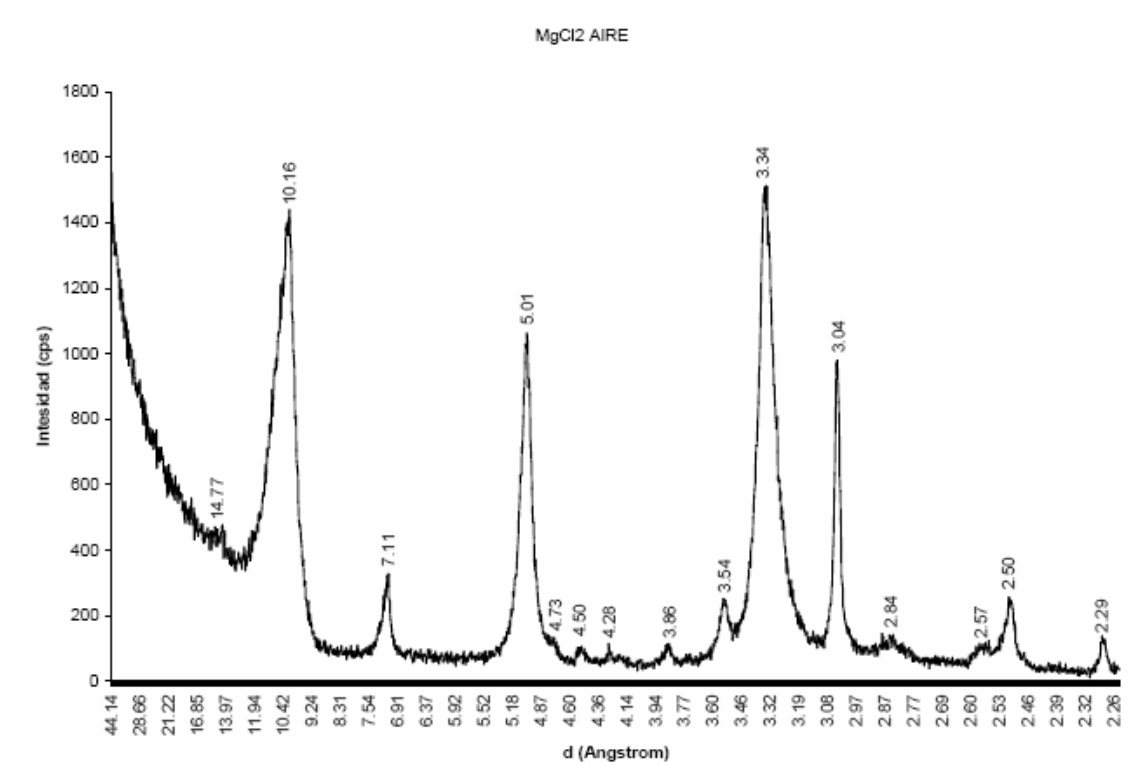
Difractograma obtenido de la rutina KCl a condiciones normales para la muestra M4.



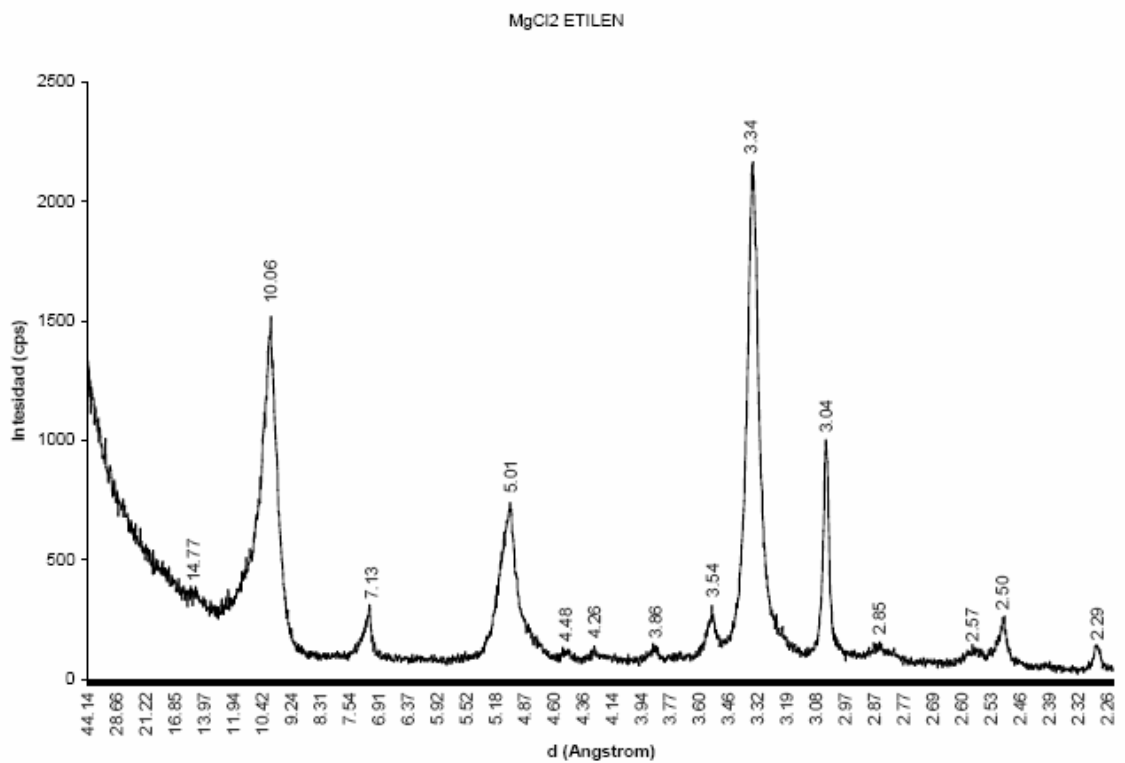
Difractograma obtenido de la rutina KCl a 350°C para la muestra M4.



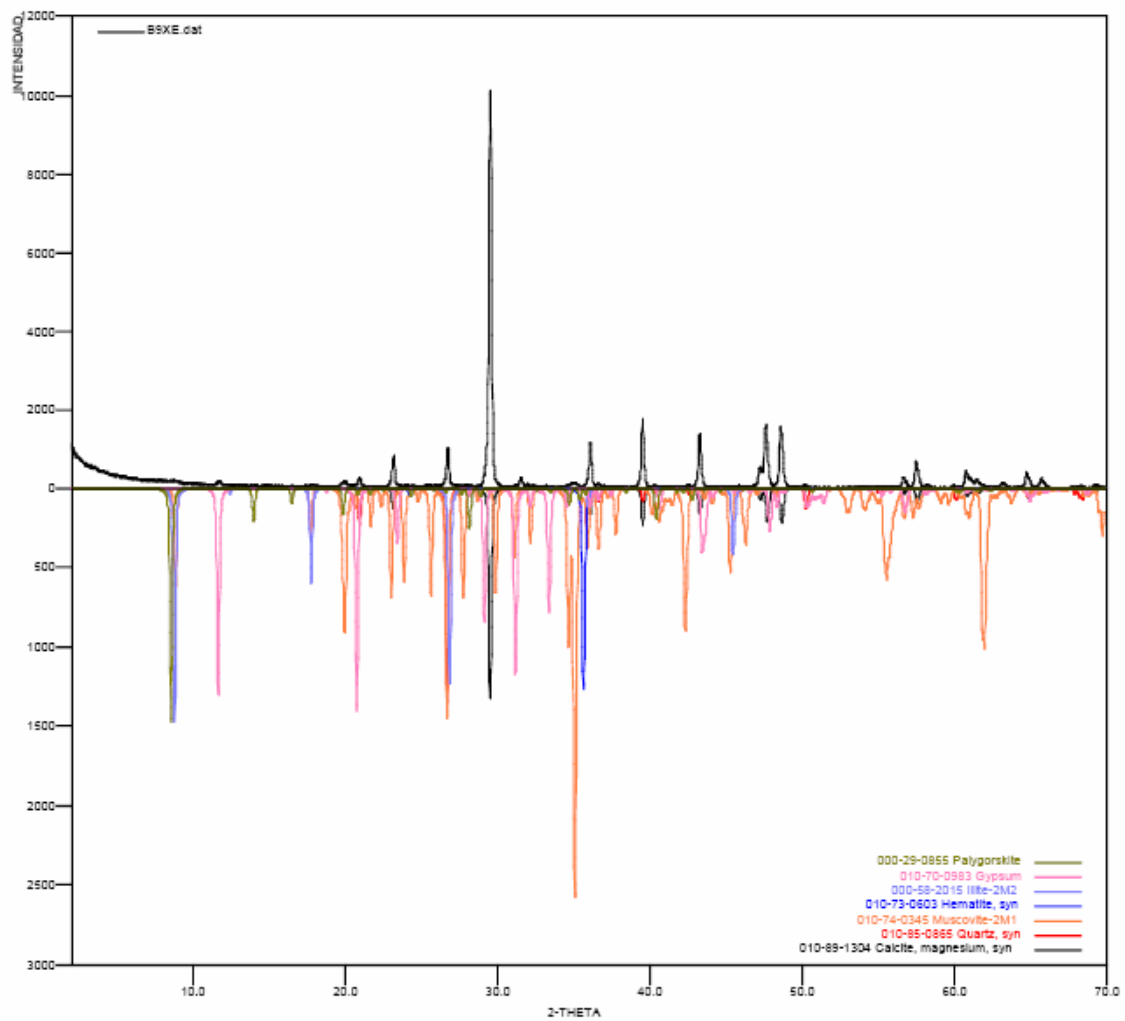
Difractograma obtenido de la rutina KCl a 550°C para la muestra M4.



Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) a condiciones normales para la muestra M4.



Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) en una atmósfera de etilenglicol para la muestra M4

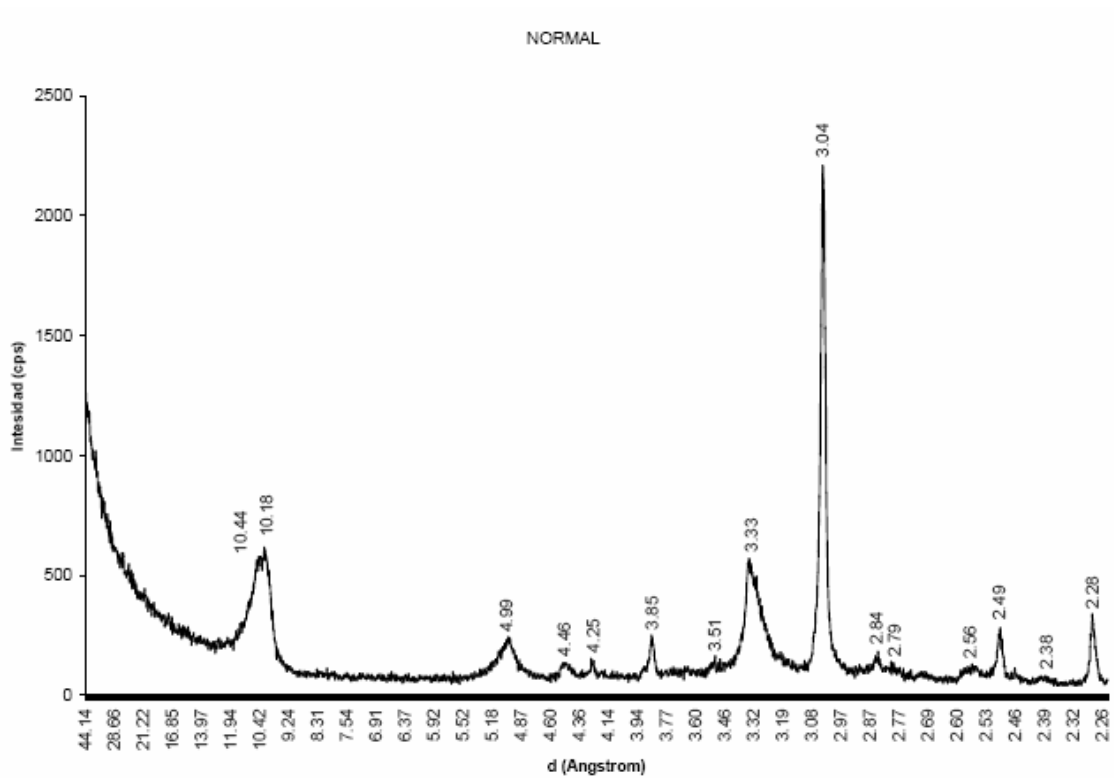


Bulk para la muestra M8.

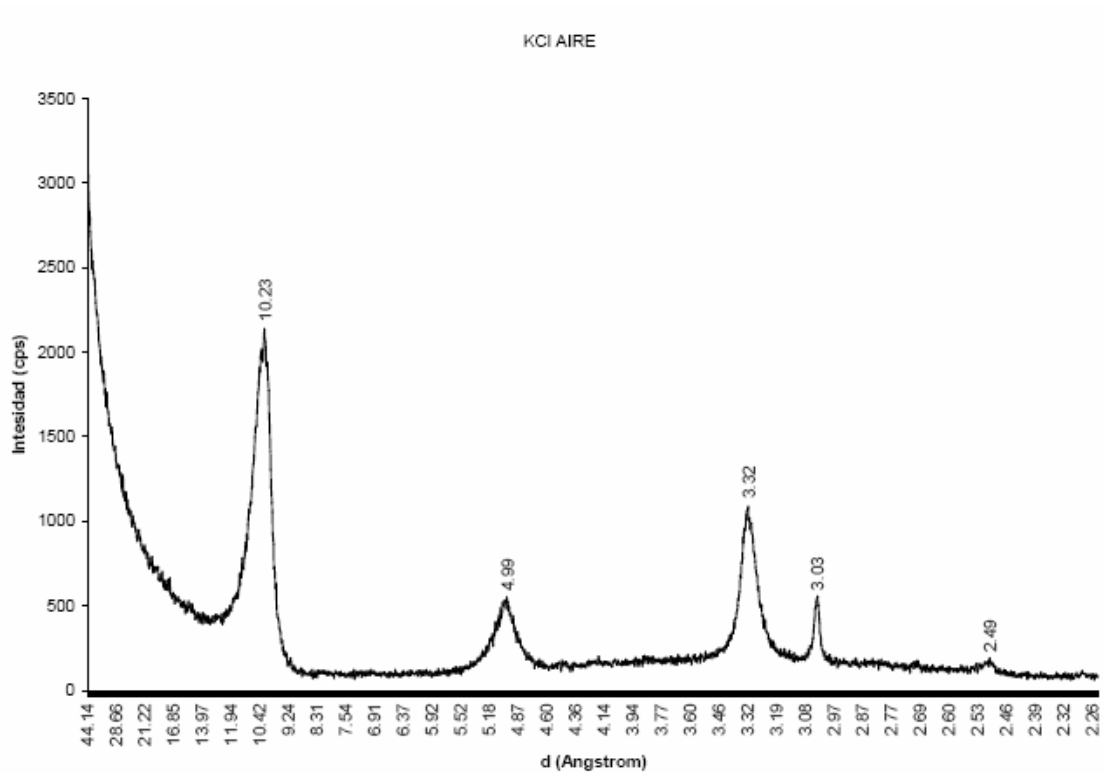
	FASE	No. TARJETA PDF-2	NOMBRE	CUANTITATIVO
Cristalinos	$(Mg_{0.03} Ca_{0.97}) CO_3$	010-89-1304	Calcita Magnésiana	73.4 % (D.E = 0.6)
	$Si O_2$	010-85-0865	Cuarzo	7.0 % (D.E = 0.1)
	$K Al_2 ( Si, Al )_4 O_{10} ( OH )_2$	010-74-0345	Moscovita	9.1 % (D.E = 0.3)
	$K Al_2 ( Si_3 Al ) O_{10} ( OH )_2$	000-58-2015	Illita	5.5 % (D.E = 0.3)
	$Fe_2 O_3$	010-73-0603	Hematita	0.7 % (D.E = 0.1)
	$Ca SO_4 ( H_2 O )_2$	010-70-0983	Yeso	2.0 % (D.E = 0.1)
	$Mg_5 Si_8 O_{20} ( OH )_2 \cdot 8 H_2 O$	000-29-0855	Paligorskita	2.3 % (D.E = 0.3)

D.E = Desviación estándar

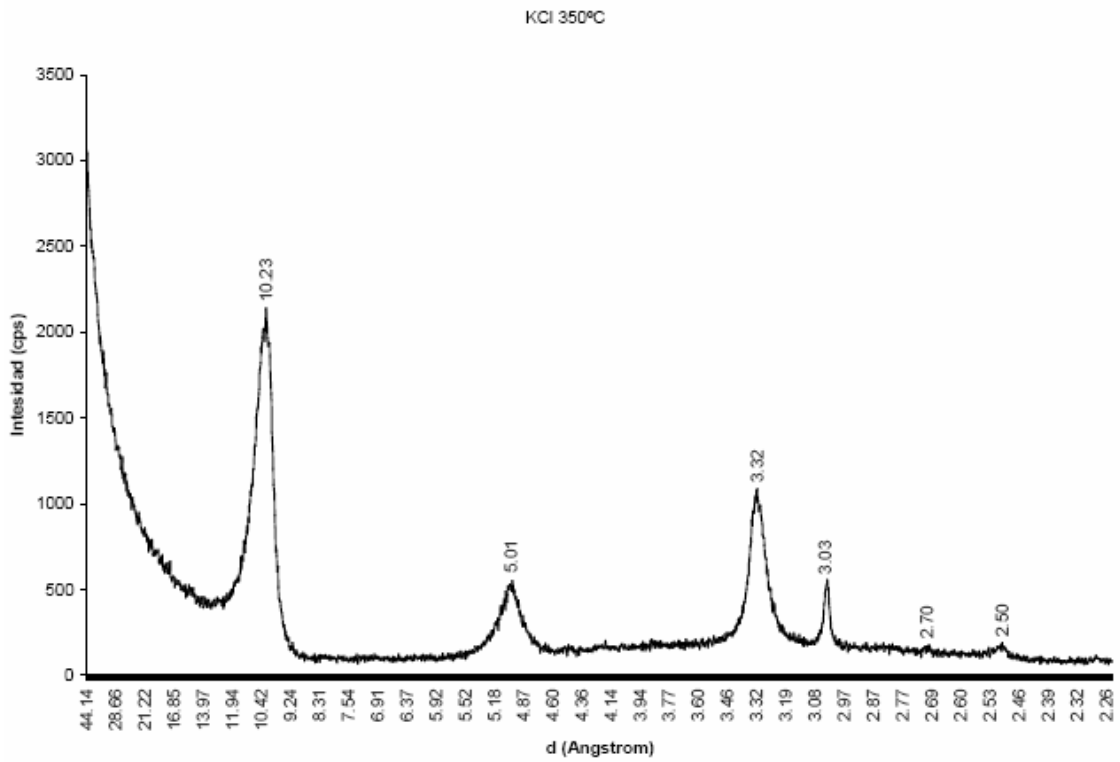
Tabla cuantitativa de fracción arcilla para la muestra M8



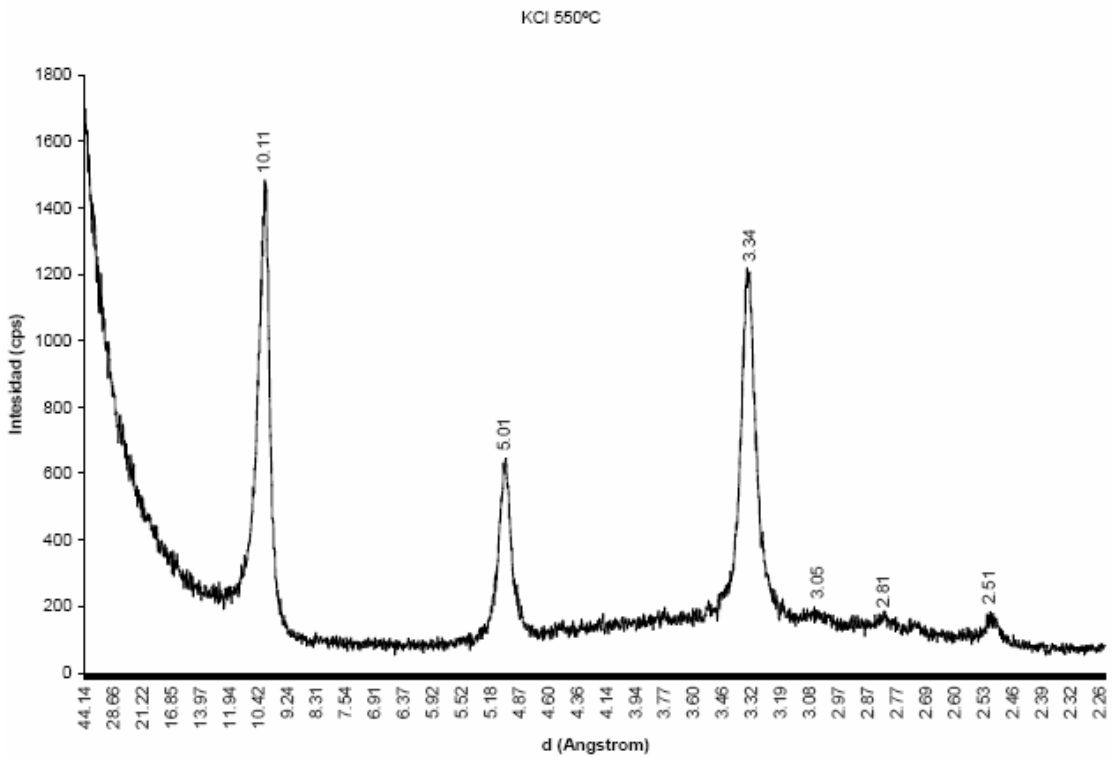
Difractograma obtenido de la rutina normal para la muestra M8.



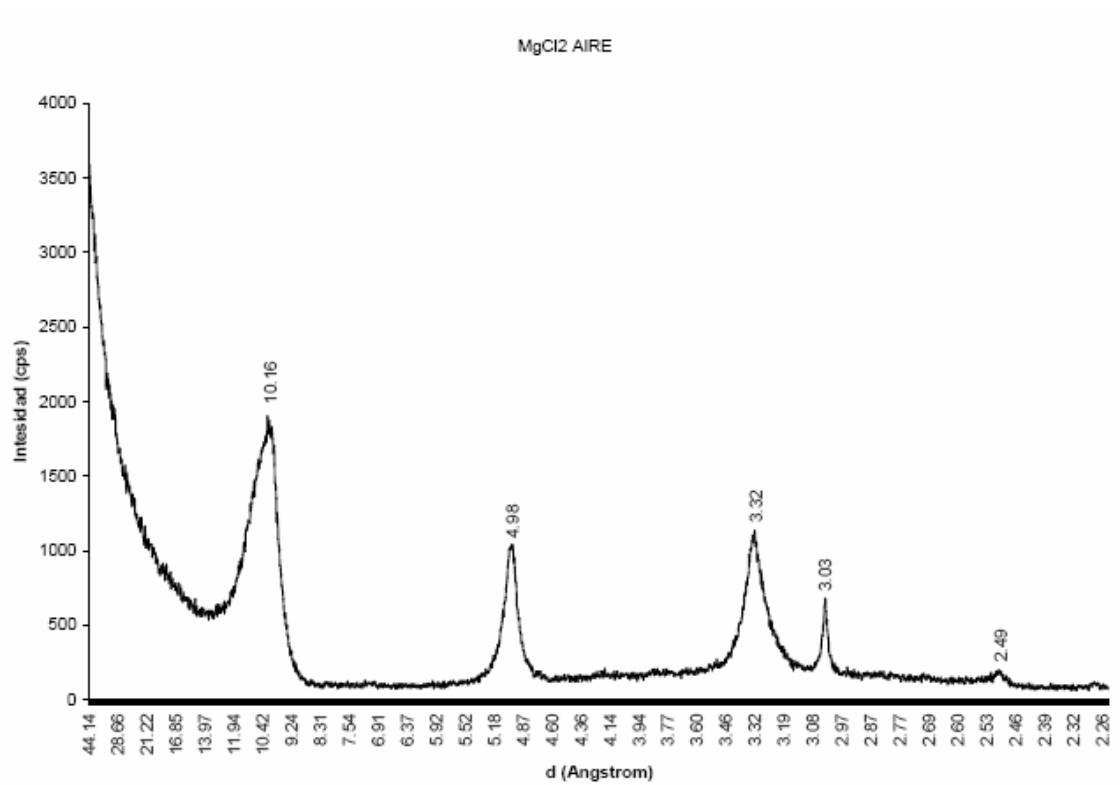
Difractograma obtenido de la rutina KCl a condiciones normales para la muestra M8.



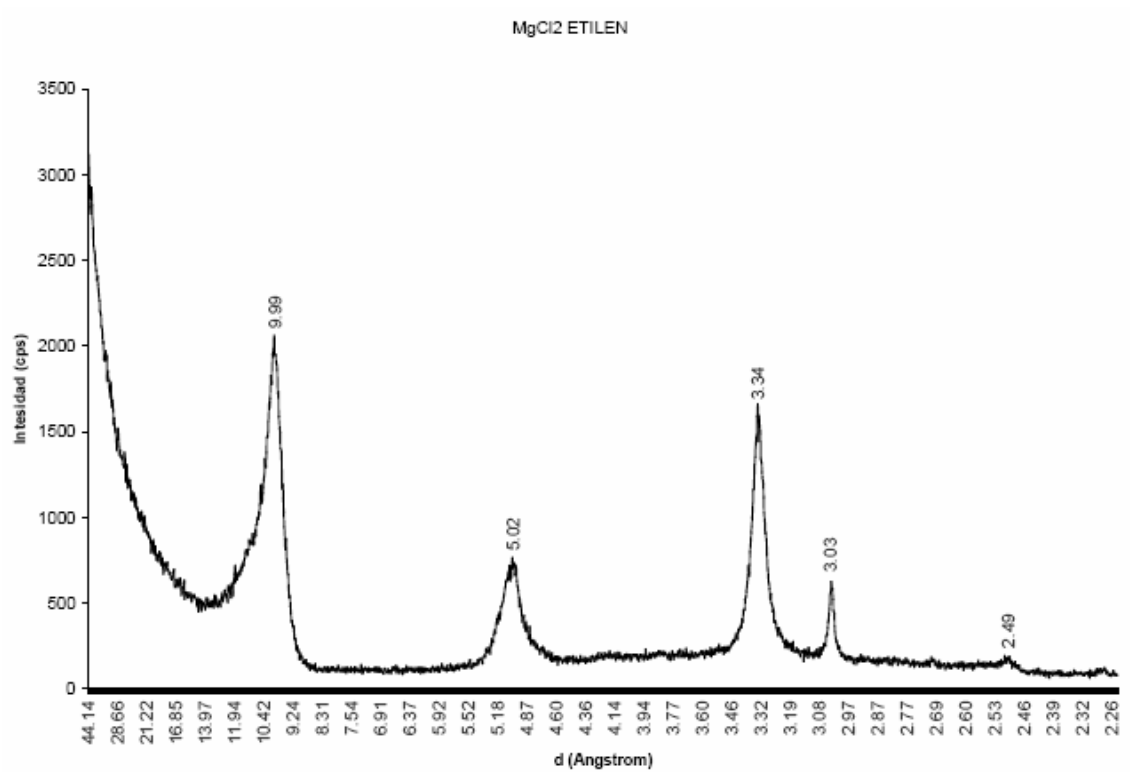
Difractograma obtenido de la rutina KCl a 350°C para la muestra M8.



Difractograma obtenido de la rutina KCl a 550°C para la muestra M8.



Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) a condiciones normales para la muestra M8.



Difractograma obtenido de la rutina Cloruro de Magnesio (MgCl<sub>2</sub>) en una atmósfera de etilenglicol para la muestra M8

**ANEXO 2. SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS.**

Espesor (m)	Litología	Texturas y estructuras sedimentarias			Fósiles	Descripción	TOC	R <sub>o</sub>
		Lodo		Arenas				
		Arc	Lim	M				
65	[Diagrama de litología]							
60	[Diagrama de litología]							
55	[Diagrama de litología]							
50	[Diagrama de litología]							
45	[Diagrama de litología]							
40	[Diagrama de litología]							
35	[Diagrama de litología]							
30	[Diagrama de litología]							
25	[Diagrama de litología]							
20	[Diagrama de litología]							
15	[Diagrama de litología]							
10	[Diagrama de litología]							
5	[Diagrama de litología]							

Espesor (m)	Litología	Texturas y estructuras sedimentarias		TOC	RO
		Lodo	Arenas		
		Arc. Lim. m. l. m. g. m. p. m.	M. W. P.		
75					
70					
65					
60					
55					
50					
45					
40					
35				0.19	0.71
30				0.74	0.72
25					
20					
15					
10					
5					

Espesor (m)	Litología	Texturas y estructuras sedimentarias				Fosiles	Descripción	TOC	Ro
		Lodo		Arenas					
		Arc	Limo	mf	f				
M	W	P							
45									
40							0.77	0.50	
35							1.16	0.50	
							2.43	0.52	
							0.52	0.54	
							0.48	0.55	
30							0.51	0.57	
							0.34	0.58	
25									
20									
15									
10									
5									