

**EVALUACIÓN DE LAS ARENISCAS DE LA FORMACIÓN ARCABUCO COMO
YACIMIENTO NO CONVENCIONAL DE GAS EN ARENAS CEMENTADAS**

JENNY PAOLA HERNÁNDEZ NARVÁEZ

IBETH NATHALIA SALAZAR BARAJAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS**

ESCUELA DE GEOLOGIA

BUCARAMANGA

2016

**EVALUACIÓN DE LAS ARENISCAS DE LA FORMACIÓN ARCABUCO COMO
YACIMIENTO NO CONVENCIONAL DE GAS EN ARENAS CEMENTADAS**

JENNY PAOLA HERNÁNDEZ NARVÁEZ

IBETH NATHALIA SALAZAR BARAJAS

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
GEÓLOGO**

Director

MARIO GARCIA GONZALEZ, PhD.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A Dios.

A mis padres, Juliet y Pedro por todo su esfuerzo y su constante apoyo.

A mis hermanos, Angie y Santiago por ser mi inspiración.

A mi abuela Blanca por su esfuerzo e infinita paciencia.

A mi familia por ser esa mano amiga.

A mis padrinos, César y María Helena por su apoyo incondicional.

*A Nato mi compañera de tesis y a cada uno de mis compañeros por brindarme su
compañía, ayuda, y hacer de cada momento compartido, el más agradable.*

Paola Hernández

*A Dios, por las bendiciones recibidas para lograr cada una de mis metas y por
hacer que cada día tenga un motivo para sonreír.*

*A mis nonitos, por el apoyo que he recibido en estos últimos dos años, por su
amor puro y sin condiciones.*

*A mis padres, por ser mis guías en el camino que he recorrido, por sus consejos y
enseñanzas.*

*A mis hermanitos, porque son la alegría de mi vida, porque cuando estoy con ellos
transforman mi mundo con sus locuras y ocurrencias.*

*A mi querida hermana, por su compañía, por su carácter que me da fortaleza y
ánimo y porque siempre está ahí dispuesta a escucharme.*

*A toda mi familia y amigos (especialmente Joha y Pao) por haber sido parte de
este proceso.*

Nathalia Salazar

AGRADECIMIENTOS

Al Director del proyecto el profesor Mario García González, quien nos brindó su asesoría durante la realización del mismo.

A Mauricio, Don Alfonso, Don Reinel, Yurley, Cesitar, Julian, Jose P, Rolando, al profe Nelson y a todas las personas que de una u otra manera nos colaboraron.

Al Grupo de Investigación de Geología de Hidrocarburos y Carbones de la Universidad Industrial de Santander, por la financiación de este proyecto.

Al Ingeniero Hernando Buendía por la realización de los análisis petrofísicos en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación, de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

A la Universidad Industrial de Santander por nuestra formación académica, en especial a los profesores de la Escuela de Geología.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	17
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
2. OBJETIVO	22
3. FUNDAMENTO TEÓRICO	23
4. MARCO GEOLÓGICO	27
4.1. LOCALIZACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO	27
4.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	29
4.3. ESTRATIGRAFÍA	30
4.4. ESTRATIGRAFÍA DE LA FORMACIÓN ARCABUCO	33
5. METODOLOGÍA	37
5.1. SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA:	37
5.2. LEVANTAMIENTO DE LA ESTRATIGRAFÍA DE LA FORMACIÓN ARCABUCO Y MUESTREO	38
5.3. ANÁLISIS DE LABORATORIO:	43
5.3.1. Análisis Petrográficos:	43
5.3.2. Análisis Petrofísicos:	45
5.4. MODELAMIENTO GEOQUÍMICO 1D Y 2D:	48
6. RESULTADOS	54
6.1. PETROGRAFÍA	54
6.2. ANALISIS PETROFÍSICOS	59
6.3. MODELAMIENTO GEOQUIMICO 1D	61
6.4. MODELAMIENTO GEOQUÍMICO 2D	63
7. DISCUSIONES	66
8. CONCLUSIONES	71
BIBLIOGRAFÍA	73
ANEXOS	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Proyección para el 2040 de la producción de gas, en fuentes no convencionales. Los reservorios de Tight gas exceden el 20% de la producción total. _____	19
Figura 2: Posición estratigráfica de las Formaciones Los Santos, Une y las Juntas, las cuales presentan areniscas que potencialmente pueden presentar yacimientos de gas en arenas cementadas. _____	21
Figura 3. Rango de permeabilidades de yacimientos convencionales y no convencionales. _____	24
Figura 4: Muestra MC-04 donde se observa porosidad efectiva. _____	25
Figura 5: Muestra MC-03 donde se observa porosidad no efectiva. _____	25
Figura 6: Localización de la Zona de Estudio (Sinclinal Suaita-Chima). _____	28
Figura 7: Columna Generalizada, información tomada de la memoria explicativa y de la plancha 151 del Municipio de Charalá. _____	31
Figura 8: Columna estratigráfica generalizada de la Formación Arcabuco con los cinco miembros reconocidos en la unidad _____	35
Figura 9: Modelo de sedimentación de la Formación Arcabuco donde se muestra la equivalencia ambiental de los miembros. _____	36
Figura 10: Mapa Geológico y estaciones en la sección del Río Pómecca. _____	39
Figura 11: Columna estratigráfica del miembro C de la Formación Arcabuco. _____	40
Figura 12: Afloramiento del miembro C, alternancia de potentes capas de areniscas y capas de lodolitas. _____	40
Figura 13: Capa del miembro D de la Formación Arcabuco. _____	41
Figura 14: Afloramiento del miembro D, las flechas rojas muestran las trazas fósiles. _____	41
Figura 15: Columna estratigráfica del miembro E de la Formación Arcabuco. _____	42
Figura 16: Afloramiento del miembro E. _____	42

Figura 17: Diagrama triangular para la clasificación textural de rocas terrígenas de grano fino. _____	44
Figura 18: Diagrama triangular para la clasificación composicional de las areniscas. _____	45
Figura 19: Plugs de cada muestra representativa. _____	46
Figura 20: Sección transversal del Sinclinal Suaita-Chima, la línea roja muestra el pseudo-pozo. _____	49
Figura 21: Main Input para el modelo 1D, con información característica para cada unidad litológica. _____	50
Figura 22: Boundary Conditions para el modelo 1D, información para el modelado termal. _____	51
Figura 23: Calibración del modelo, con datos de Reflectancia de Vitrinita. _____	52
Figura 24: Interfaz de Petromod 2D, en el recuadro rojo se observa las ventanas para ingresar la información mencionada. _____	53
Figura 25: Fotos de láminas delgadas de los principales conjuntos faciales. (I)Facies Arenosa, Imágenes a, b, c y d. (Sub-arcosas) (II) Facie lodosa, Imágenes e y f (Arcillolita arenosa.). _____	55
Figura 26: Clasificación textural para cada muestra según el porcentaje de arena, limo y arcilla. _____	56
Figura 27: Clasificación composicional para cada muestra según el porcentaje de cuarzo, feldespatos y fragmento de roca. _____	57
Figura 28: Diagrama de Subsistencia del pseudo pozo en el Sinclinal Suaita-Chima. _____	61
Figura 29: Madurez termal del pseudo pozo (Sinclinal Suaita-Chima) mediante porcentajes de reflectancia de vitrinita. _____	62
Figura 30: Modelo 2D desde los 113 Ma hasta los 33 Ma. _____	64
Figura 31: Modelo 2D desde los 28 Ma hasta los 0 Ma. _____	65
Figura 32: Gráfica de la técnica del POROSÍMETRO VS POROSIDAD CALCULADA 1, donde se obtuvo un coeficiente de correlación lineal de 0,6909. _____	67

Figura 33: Gráfica de la técnica del POROSÍMETRO VS POROSIDAD CALCULADA 2, con un coeficiente de correlación de 0,8237. _____	68
Figura 34: Gráfica de la técnica del POROSIMETRO VS POROSIDAD CALCULADA 3, con un coeficiente de correlación de 0,7206. _____	68
Figura 35: Grafica de la técnica del POROSÍMETRO VS POROSIDAD CALCULADA 4, con un coeficiente de correlación de 0,7870. _____	69
Figura 36: Gráfica de porosidad del modelado geoquímico 1D. Las cruces indican los valores de porosidad obtenidos con petrografía_____	70

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Porcentaje de partículas de tamaño arena, limo y arcilla para cada muestra, en base a las medidas tomadas en el conteo de puntos	56
Tabla 2: Recalculo al 100% de cuarzo, feldespatos y líticos.	57
Tabla 3: Clasificación de las muestras a partir de características texturales y composicionales	58
Tabla 4: Nombre asignado para representar la porosidad mediante la relación de densidades	60
Tabla 5: Valores de pororsidad y permeabilidad para cada muestra.	60

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: Descripción secciones delgadas	75
ANEXO B: Tablas de conteo de los 300 puntos para cada una de las muestras ..	98

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LAS ARENISCAS DE LA FORMACIÓN ARCABUCO COMO YACIMIENTO NO CONVENCIONAL DE GAS EN ARENAS CEMENTADAS.*

AUTORES: Jenny Paola Hernández Narváez** e Ibeth Nathalia Salazar Barajas**

PALABRAS CLAVE: Yacimiento no convencional, tight gas sandstone, porosidad, permeabilidad, petrografía, modelado Geoquímico.

DESCRIPCIÓN:

Las areniscas de la Formación Arcabuco en el sinclinal Suaita-Chima pueden tener potencial como yacimiento no convencional de tipo tight gas sandstone. Estas areniscas son principalmente subarcosas y arcosas líticas, con tamaño de grano que varía entre arenisca de grano muy fino a medio, y son moderadamente calibradas. Tienen rangos de porosidad entre 1,77-13,41% y de permeabilidad entre 0,107-5,399 mD. Los análisis petrográficos indican a que estas areniscas están en etapa diagenética media a tardía, evidenciado por la presencia de sericita y sobrecrecimiento de cuarzo.

El modelo de generación y migración de hidrocarburos indica que la Formación Rosablanca generó hidrocarburos en el Cretáceo (113 Ma) el cual migró hacia las areniscas de la Formación Arcabuco en el Paleógeno (28 ma). En el Mioceno el Sinclinal Suaita-Chima es sometido a erosión y gran parte de los hidrocarburos acumulados en la Formación Arcabuco se pierden por migración hacia la superficie.

Debido a que la cementación redujo la permeabilidad de las areniscas en la Formación Arcabuco, la pérdida de gas de esta formación se redujo, favoreciendo la retención del gas. Por consiguiente se presenta la probabilidad de encontrar yacimiento de gas en las arenas cementadas de la Formación Arcabuco en el Sinclinal Suaita –Chima.

*Trabajo de Grado, modalidad de investigación.

**Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Mario García González, PhD.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE SANDSTONE ARCABUCO FORMATION AS UNCONVENTIONAL GAS RESOURCES IN TIGHT SANDS

AUTHORS: Jenny Paola Hernández Narváez** and Ibeth Nathalia Salazar Barajas**

KEYWORDS: Unconventional resources, tight gas sandstone, porosity, permeability, petrographic, geochemical modeling.

DESCRIPTION:

The sandstones of the Arcabuco Formation along the Suaita-Chima Syncline may have potential as unconventional gas reservoir in tight sandstone. These sandstones are mainly subarkose and lithic arkose moderated sorted, with grain size from very fine to medium sandstone. They range from 1,77 to 13,41% porosity and permeability from 0,107 to 5,399 mD. The petrographic analyzes indicates these sandstones are from middle to late diagenetic stage, evidenced by the presence of sericite and quartz overgrowth.

The model of hydrocarbons generation and migration indicates that Rosablanca Formation generated hydrocarbons in the Cretaceous (113 Ma) which migrated toward Arcabuco Formation sandstones in the Paleogene (28 m). During the Miocene the Suaita-Chima Syncline is subjected to erosion and much of the hydrocarbons accumulated in the Arcabuco Formation were lost by migration to the surface.

Because the cementing reduced permeability sandstones in Arcabuco Formation, loss of gas from this formation was reduced, favoring the retention of gas. Therefore the probability of finding gas reservoir in the cemented sands of the Arcabuco Formation in the Suaita-Chima syncline is presented.

*Degree project, research modality

** Faculty of Physicochemical Engineering, Geology School. Director: Mario García González, PhD.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se evalúa la Formación Arcabuco en el Sinclinal Suaita-Chima como yacimiento no convencional de gas en arenas cementadas, estudiando su potencial mediante estudios estratigráficos, análisis petrográficos, petrofísicos y modelos geoquímicos de generación, acumulación y migración de hidrocarburos.

Los resultados de este trabajo aportan nuevos datos petrofísicos, petrográficos y de las posibilidades de encontrar un yacimiento de gas en las areniscas cementadas de la Formación Arcabuco.

La evaluación de las probabilidades de ocurrencia de yacimientos no convencionales de arenas gasíferas cementadas se realizó empleando modelos geoquímicos de una y dos dimensiones calibrados, que permitieron reconstruir los procesos de generación, migración, acumulación y pérdida del gas por procesos de erosión.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Ante las previsiones sobre la escasez de gas en Colombia, los reservorios no convencionales cobran mayor importancia presentándose como un factor clave para mantener y aumentar las reservas en el país.

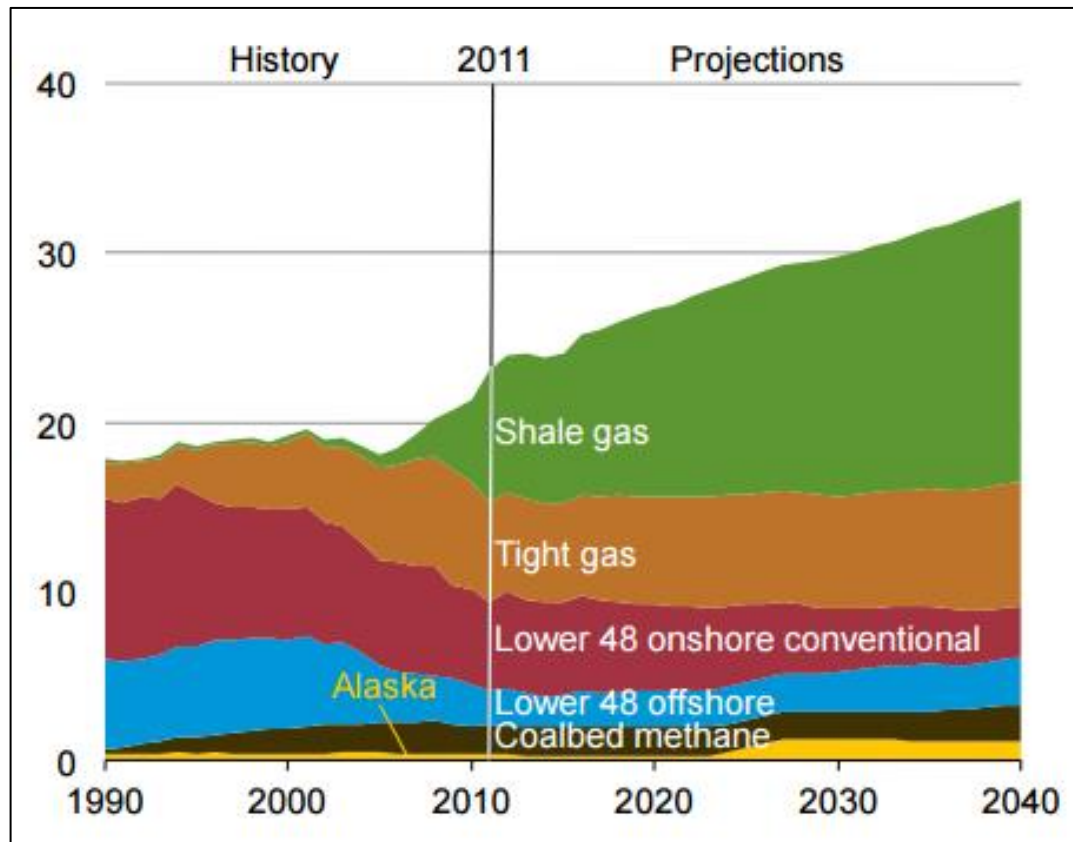
El gas natural es una fuente atractiva de energía porque produce menos emisiones que el resto de combustibles fósiles, es abundante y sus reservas han crecido significativamente (ver Figura 1), siendo una alternativa visionaria para los mercados energéticos mundiales, no obstante en Colombia las reservas de gas muestran una tendencia negativa, sin nuevos descubrimientos importantes de campos de gas.

Las areniscas gasíferas cementadas conocidas en inglés como tight gas sandstone son consideradas como yacimientos no convencionales de gas debido a que su permeabilidad es muy reducida y por consiguiente requieren de fracturamiento hidráulico (fracking) con el fin de incrementar la permeabilidad.

Estados Unidos es el país líder en el desarrollo de este tipo de yacimientos, lleva alrededor de una década trabajando, incorporando técnicas y mejorando la infraestructura para aumentar la producción y disminuir los costos de la misma, este desarrollo ha sido clave para revertir la tendencia de declinación en la producción de gas, al punto que este país ha dejado de importar gas. El volumen de producción de gas a partir de arenas cementadas corresponde al 75% del total de producción de gas en dicho país.

En la actualidad, en estados Unidos, hay más de 900 campos de tight sandstone, en 23 cuencas con más de 40.000 pozos de producción, que son conocidos (Schneider, 2008). La mayoría de las areniscas que son yacimientos de tipo tight gas sandstone, están localizadas en sistemas fluviales y deltaicos del Cretáceo Tardío y Paleógeno en la región de las Montañas Rocosas.

Figura 1: Proyección para el 2040 de la producción de gas, en fuentes no convencionales. Los reservorios de Tight gas exceden el 20% de la producción total.



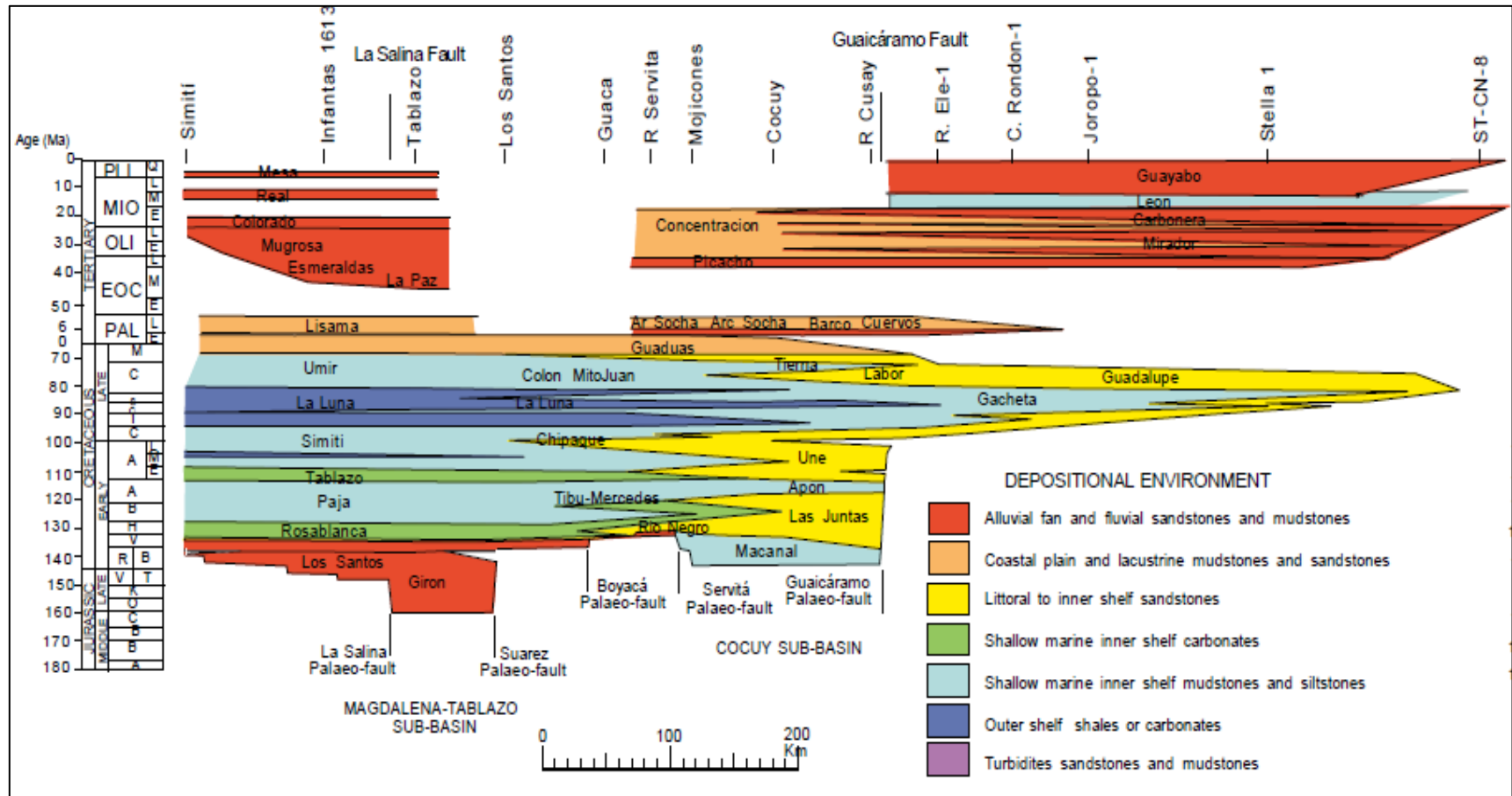
Tomado de: (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2013)

En la Cordillera Oriental de Colombia se encuentran secuencias de areniscas de ambientes fluviales hacia la base del Cretáceo y también en el Jurásico; además de areniscas depositadas en un ambiente litoral en el Cretáceo Temprano. La Figura 2 ilustra la posición estratigráfica de las diferentes formaciones. Estas formaciones se encuentran suprayacidas por secuencias de shales y calizas ricas en materia orgánica, esta situación puede conducir a que en algunas estructuras, los hidrocarburos generados en las rocas suprayacentes migren hacia las areniscas infrayacentes, donde luego son sometidos a procesos de cracking generándose gas termogénico.

El sincronismo entre la migración de gas y/o petróleo hacia las areniscas de la base del Cretáceo y los posteriores procesos de diagénesis determinan, la ocurrencia de un yacimientos de gas en arenas cementadas.

En este trabajo se aportan nuevos datos que permiten reconstruir estos procesos de generación y cementación en las areniscas de la Formación Arcabuco. Situaciones similares pueden ocurrir en otras formaciones del Cretáceo Temprano como son las Formaciones Los Santos, Une y Las Juntas.

Figura 2: Posición estratigráfica de las Formaciones Los Santos, Une y las Juntas, las cuales presentan areniscas que potencialmente pueden presentar yacimientos de gas en arenas cementadas.



Tomado de: (Sarmiento, 2001)

2. OBJETIVO

Evaluar el potencial de gas en arenas cementadas de la Formación Arcabuco en el sinclinal Suaita-Chima.

Este objetivo se llevó a cabo realizando estudios estratigráficos, petrográficos petrofísicos y finalmente un modelado geoquímico 1D y 2D usando el software PetroMod para reconstruir la historia de generación, acumulación y migración de gas en la Formación Arcabuco.

3. FUNDAMENTO TEÓRICO

Los yacimientos no convencionales presentan características diferentes a los convencionales, debido a que la roca que almacena el hidrocarburo es también la roca que lo genera.

En los yacimientos no convencionales la permeabilidad es la principal propiedad a evaluar, ya que es muy reducida, evitando así que se dé un movimiento fluido del hidrocarburo, lo que significa que se requiere de tecnologías mucho más avanzadas en los procesos de extracción (Holditch, 2006), tal como fracturamiento hidráulico para aumentar la permeabilidad.

La Figura 3 muestra la distribución de diferentes litologías en función de la permeabilidad, se observa que los yacimientos de shales, lutitas y arenas cementadas presentan permeabilidades en el rango de los microdarcis a nanodarcis, mientras que los yacimientos convencionales en areniscas y calizas están en el rango entre milidarcis y darcis.

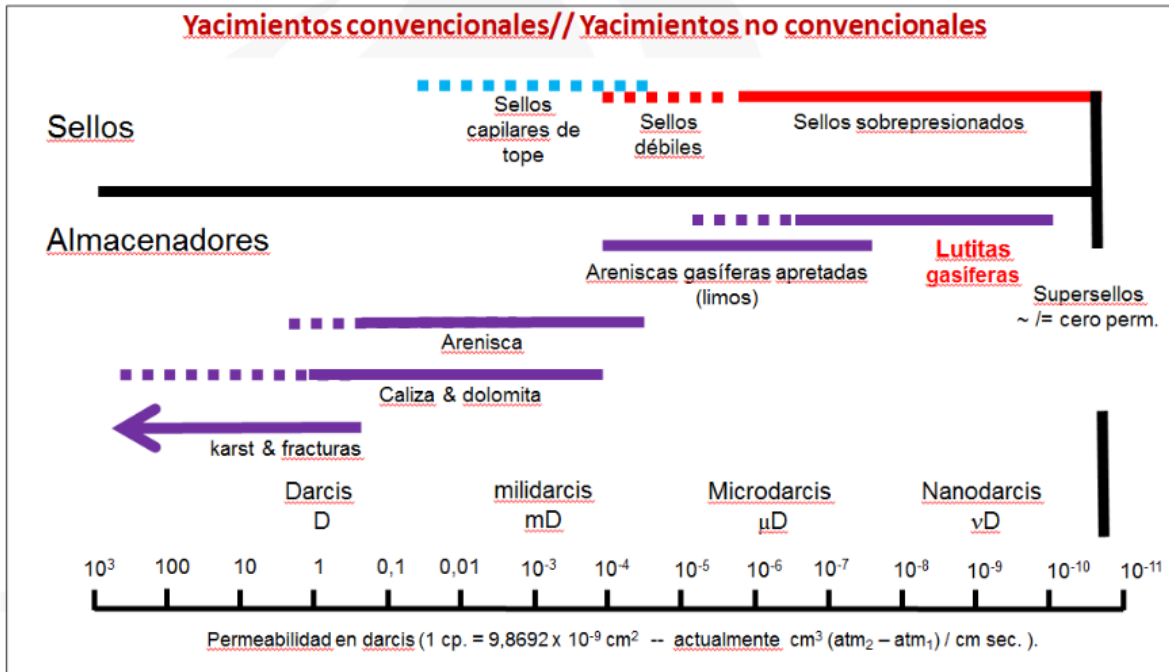
Para estudiar una roca como reservorio de tihgt gas, se debe tener en cuenta dos propiedades: la primera es la capacidad para acumular y almacenar fluidos, se define como la porosidad de la roca. La segunda propiedad es la capacidad para permitir el flujo de los fluidos a través de sus poros interconectados, se define como la permeabilidad de la roca.

Según la naturaleza, la porosidad puede ser:

Porosidad primaria: se origina en el proceso de deposición del sedimento, los espacios se dan por acomodación de los granos, es de tipo intergranular.

Porosidad secundaria o inducida: esta porosidad se origina en procesos post-depositacionales, se presenta alteración de la roca dada por disolución, dolomitización y/o fracturamiento.

Figura 3. Rango de permeabilidades de yacimientos convencionales y no convencionales.



Tomado de: (Halliburton, 2012)

La porosidad se clasifica según la comunicación entre los poros en los siguientes tipos: (American Petroleum Institute, 1998)

Porosidad total o absoluta: es una medida del espacio vacío total, tanto conectado como no conectado, en la roca.

Porosidad interconectada o efectiva: ha sido definida como una medida de los espacios vacíos conectados (ver Figura 4).

Porosidad no interconectada o no efectiva: Incluye los espacios vacíos cerrados y no accesibles (ver Figura 5).

Figura 4: Muestra MC-04 donde se observa porosidad efectiva.

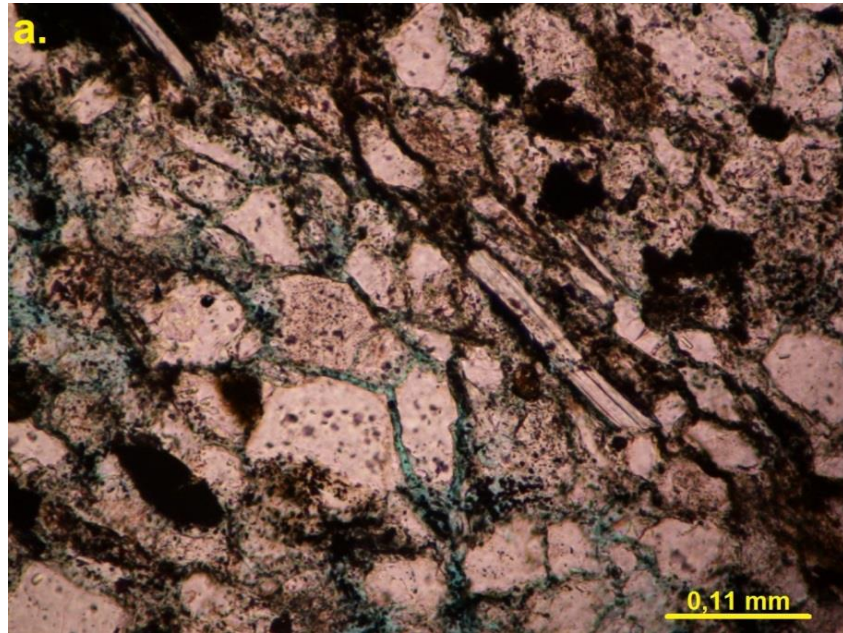
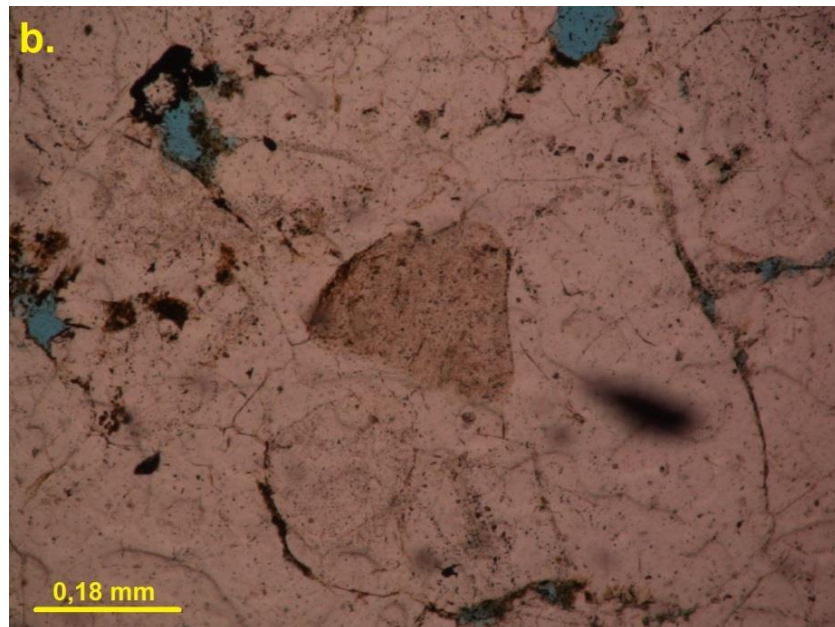


Figura 5: Muestra MC-03 donde se observa porosidad no efectiva.



Los tipos de permeabilidad se clasifican en las siguientes:

Permeabilidad Absoluta: Capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra saturado por un solo fluido.

Permeabilidad efectiva: Se da cuando la roca está saturada por más de un fluido, en este caso cada fase o fluido tendrá canales de flujo y la roca presentara una porosidad efectiva hacia ese fluido.

Permeabilidad relativa: Es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la permeabilidad absoluta de la roca. (Bidner, 2001)

Los yacimientos de areniscas gasíferas cementadas presentan porosidades < 10 - 12% (Castillo, Ou, & Prasad, 2012); y permeabilidades inferiores a 0,1 mD.

4. MARCO GEOLÓGICO

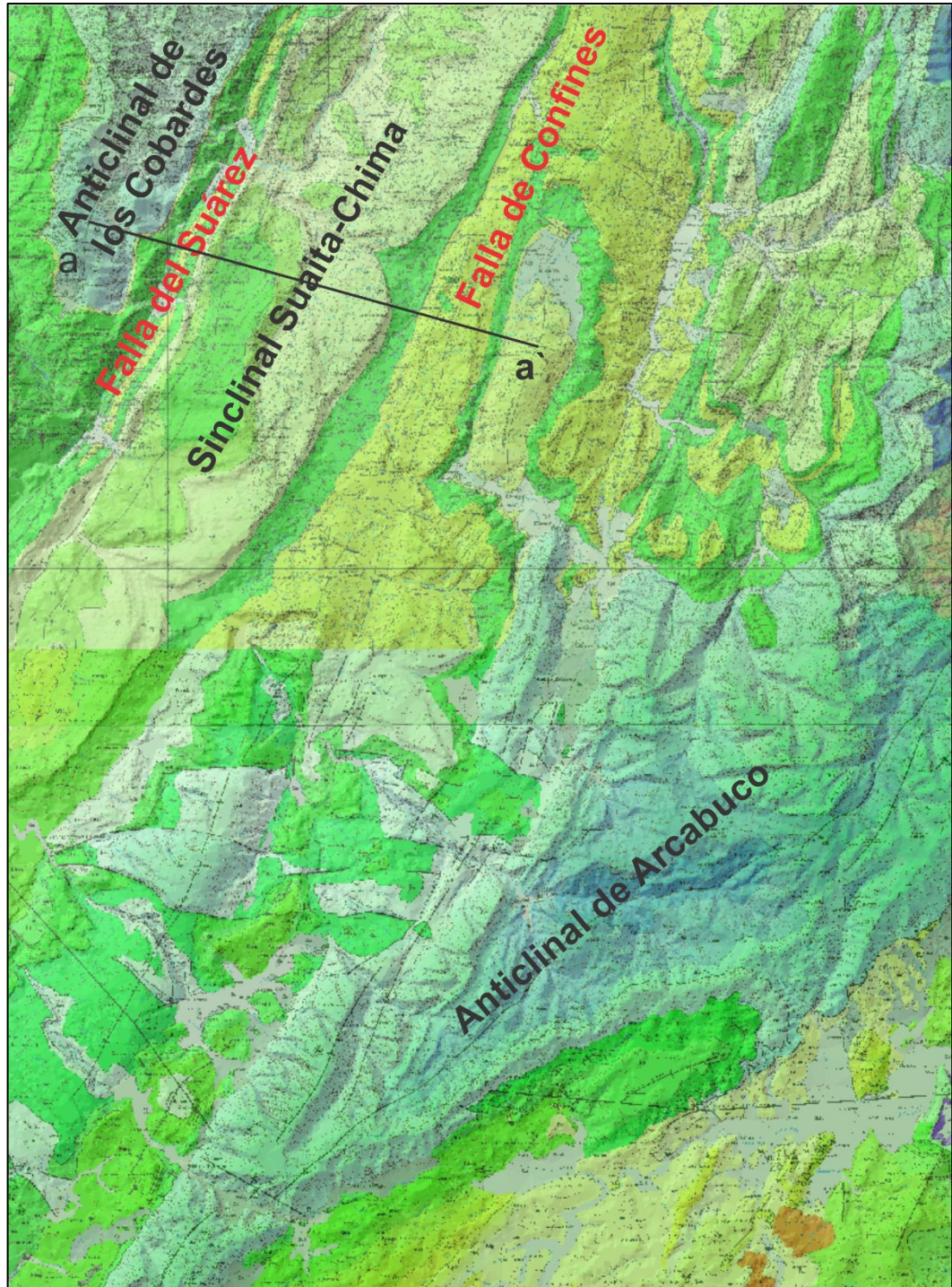
4.1. LOCALIZACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

El Sinclinal Suaita-Chima se encuentra localizado en las estribaciones occidentales de la Cordillera Oriental, al sur del Departamento de Santander, limitando con la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, a lo largo de los Municipios Suaita al sur, Guadalupe en la parte central y Chima al norte.

Abarca aproximadamente un área de 690 Km² con una longitud de 60 Km; según la cartografía geológica de Ingeominas en la plancha 151 de Charalá.

Geológicamente el Sinclinal Suaita-Chima limita al Oeste con la Falla del Suárez y el Anticlinal los Cobardes, al Este con la Falla Confines, el Anticlinal y Sinclinal de Oiba y el Anticlinal Cerro Negro (ver Figura 6).

Figura 6: Localización de la Zona de Estudio (Sinclinal Suaita-Chima).



Modificado de: (Renzoni & Rosas, 1967) y (Pulido González, 1985)

4.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Las principales estructuras presentes en el área de trabajo fueron estudiadas por Pulido González, 1979. (Pulido González, Geología de las planchas 131 (San Gil) y 151 (Charalá) Cuadrángulo I-12 . Escala 1:100.000 Memoria Explicativa, 1979)

Sinclinal de Suaita-Chima: Estructura normal asimétrica, cuyo flanco occidental más inclinado que el oriental es cortado por la Falla del Suárez. En el flanco oriental se originaron pliegues secundarios. Su eje está orientado con dirección promedio N30°E en una extensión aproximada de 60 Km al sur, dentro del cuadrángulo J-12 (plancha 151). El núcleo en la zona de Mesas, está conformado generalmente por estratos del Simití, a excepción de la Mesa de Guadalupe, que está formada en la parte superior por las Areniscas de Chiquinquirá.

Anticlinal de Los Cobardes: Se trata de una estructura normal de grandes dimensiones, con su eje orientado casi norte-sur y que termina con cierre periclinal en los alrededores de Guacamayo donde se ubican los estratos más jóvenes, mientras que hacia el norte se abre, exponiendo las capas más antiguas. Su núcleo está constituido por sedimentitas de la Formación Girón y su cierre periclinal por estratos de las formaciones Arcabuco, Cumbre y Rosablanca. Su extensión es de aproximadamente 70 Km y sus flancos oriental y occidental en su parte norte son truncados por las fallas de Suarez y del Carmen, respectivamente.

Falla del Suárez: Estructura orientada de forma paralela al cauce del Río Suárez, con dirección aproximada norte-sur y N30°E. Se prolonga al sur dentro del cuadrángulo I-11 y termina al norte de Bucaramanga contra la Falla del mismo nombre. No presenta igual comportamiento a lo largo de su trazo. Hacia el sur, al oeste de Chima y entre Guadalupe y Contratación los buzamientos de los estratos son acentuados alcanzando hasta 60°; sin embargo en el extremo sur estos

buzamientos se suavizan hasta llegar a los 20° (cuadrángulo I-11). Por otro lado, en la parte norte se hace más evidente y a la altura de las poblaciones de El Hato-Galán pone en contacto a la Formación Rosablanca con la Formación Tablazo y la Formación Simití, levantándose siempre el labio occidental, con un desplazamiento vertical estimado entre 400 y 700 m.

Falla de Confines: Estructura de dirección noreste, con una extensión aproximada de 30 Km, que se pierde al sur de la localidad de Oiba y hacia el norte cerca de la población de Pinchote. Su labio occidental está hundido y pone en contacto al Miembro Arenoso de la Formación Paja con los shales del mismo nombre. Así pues su desplazamiento vertical no es muy grande, correspondiendo más bien a una falla de rumbo.

4.3. ESTRATIGRAFÍA

Las unidades litológicas en la zona de estudio comprenden edades que van desde el Devónico hasta el Cretáceo Tardío (ver Figura 7).

A continuación se describe cada formación. Esta información se tomó de la memoria explicativa y de la plancha 151 del Municipio de Charalá.

Formación Floresta (Dfm): El término Floresta fue publicado por primera vez y propuesto formalmente por A. A. Olsson y E. Caster, 1939. (Pulido González, 1979). Es dividida por Ward, et. Al. (1973), en tres miembros denominados de base a techo: Metamorfizado, Tíbet y Arcilloso, de los cuales en el área de estudio solo aflora el Metamorfizado (Pulido González, 1979) que consiste de filitas, argilitas y meta-areniscas de muy bajo metamorfismo; su espesor es de aproximadamente 100 mts y la edad que se le asigna es Devónico.

Figura 7: Columna Generalizada, información tomada de la memoria explicativa y de la plancha 151 del Municipio de Charalá.

PERIODO	UNIDAD ESTRATIGRÁFICA	LOTOLOGÍA	EDAD (Ma)	ESPESOR (mts)
CRETÁCEO TEMPRANO	Fm Chiquinquirá (Kschi)		94-100	100
	Fm Simití (Kis)		100-110	400
	Fm Tablazo (Kit)		110-113	400
	Fm Paja superior (Kip)		113-125	500
	Fm Paja inferior (Kimpa)		125-132	350
	Fm Rosablanca (Kir)		132-137	550
	Fm Cumbre (Kic)		137-139	200
JURÁSICO	Fm Arcabuco (Jar)		142-146	600
	Fm Girón (Jg)		146-163	1550
DEVÓNICO	Fm Floresta (Dfm)		205	1000

Principalmente conglomerados

Principalmente areniscas

Shales

Calizas

Figura modificada de: (Barrero, Pardo, Vargas, & Martínez, 2007)

Formación Girón (Jg): Descrita por primera vez por Hettner, 1892 (Pulido González, 1979). Consiste de areniscas conglomeráticas grises-amarillentas a pardo rojizas, masivas y lenticulares, limolitas rojizas a parduzcas ocasionalmente calcáreas y areniscas cuarzosas grises-amarillentas. Su espesor se estima de aproximadamente 1550 mts y se le asigna una edad del Jurásico superior.

Formación Arcabuco (Jar): Scheibe 1938, realiza la primera descripción bajo el nombre de Arenisca de Arcabuco (Pulido González, 1979). La localidad tipo es la Sierra de Arcabuco y la sección se ha situado en la angostura del Río Pómeca desde Arcabuco hasta 7,5 km aguas arriba. Consiste de areniscas cuarzosas blanco-amarillentas a rojizas, de grano fino a medio, con intercalaciones de limolitas rojizas. Se estima un espesor de aproximadamente 600 mts y se le considera del Jurásico superior en base a su posición estratigráfica.

Formación Cumbre (Kic): Nombre asignado por Renzoni y Ospina, 1969 (Pulido González, 1979) consiste de lutitas negras piritosas con intercalaciones de areniscas arcillosas grises-verdosas, de grano fino. Es del Cretáceo Tardío y su espesor es de aproximadamente 200 mts.

Formación Rosablanca (Kir): Según Morales, et. Al. (1958, p.648), el término Formación Rosablanca fue dado por Wheeler, 1929 (Pulido González, 1979). Consiste de calizas macizas y margas grises con intercalaciones de shales grises y amarillentos. Su espesor es de aproximadamente 550 mts; La edad de la formación ha sido ampliamente discutida (Pulido González, 1979) considerándola del Valanginiano superior o una zona no precisa del Hauteriviano inferior, tomado de (Pulido González, 1979).

Formación Paja (Kimpa) y (Kip): El nombre fue dado por O.C. Wheeler según Morales, 1958 (Pulido González, 1979). La Formación Paja se ha subdividido en dos conjuntos: el inferior compuesto por una alternancia de areniscas y shales grises oscuros que corresponde al Miembro Inferior de la Formación Paja (Kimpa) y otro conjunto superior (Kip) que es constituido por una secuencia de shales de color negro a gris castaño e intercalaciones de caliza con nódulos calcáreos, generalmente piritosos. Un estudio detallado de la unidad fue realizado por Etayo, 1968, en la región de Villa de Leiva, quien le asignó edad Hauteriviano-Aptiano Superior (Pulido González, 1979).

Formación Tablazo (Kit): El nombre de la formación fue dado por Wheeler, O.C. según Morales, et al., 1958 (Pulido González, 1979). Consiste de calizas macizas con intercalaciones de margas y lutitas negras con pequeños niveles de areniscas de aproximadamente 400 mts. Se le considera del Aptiano Superior-Albiano Inferior.

Formación Simití (Kis): El nombre se debe a los Geólogos de Intercol (1958) en Morales, et al., 1958 (Pulido González, 1979). Consiste de lutitas negras a amarillentas alternadas con areniscas y esporádicos lentes de calizas. Su espesor es de aproximadamente 400 mts. Se considera del Albiano en base a amonitas halladas en la sección tipo (Pulido González, 1979).

Formación Areniscas de Chiquinquirá (Kschi): Nombre propuesto por Ulloa y Rodríguez, 1979 (Pulido González, 1979). Consiste de areniscas cuarzosas de grano fino a medio y lutitas amarillentas-grisáceas, de aproximadamente 100 mts de espesor. Es considerada por Etayo, 1968 de edad Cenomaniana (Pulido González, 1979).

4.4. ESTRATIGRAFÍA DE LA FORMACIÓN ARCABUCO

De acuerdo a Galvis y Rubiano (1985), en la Formación Arcabuco se identifican cinco miembros o segmentos, agrupados en dos conjuntos principales: un conjunto arenoso, en el cual se observa granocrecimiento hacia el techo de la sucesión, comprendido entre areniscas de grano medio a grueso (segmento A) hasta areniscas de grano muy fino (segmento D) pasando por areniscas de grano fino (segmento C). Un conjunto lodoso que comprende lodolitas arenosas de grano fino (segmento B) y lodolitas arenosas de grano muy fino interestratificadas con areniscas lodosas (segmento E). (Ver Figura 8).

FACIES

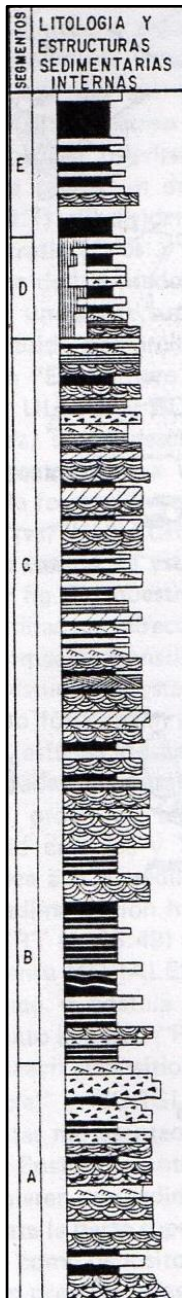
Acorde con Galvis y Rubiano, (1985) las facies principales se agrupan en dos conjuntos: (I) Facies arenosas, que son las más abundantes y están en los miembros Caisa (segmento A), Cane (segmento C) y San Marcos (segmento D); (II) Facies lodosas que predominan en el miembro Iguaque (segmento B) y el miembro del techo (segmento E).

INTERPRETACIÓN PALEOAMBIENTAL DE LOS MIEMBROS LITOESTRATIGRÁFICOS DE LA FORMACIÓN ARCABUCO

La Formación Arcabuco fue depositada por un sistema paleoambiental comprendido entre los subambientes de corriente trenzada y una llanura deltaica de desarrollo incipiente, entre ellos un ambiente interpuesto de corriente meandriforme cuya sinuosidad era progresivamente más alta cuesta abajo. (Galvis y Rubiano).

En la Figura 9 se muestra el “modelo de sedimentación de la Formación Arcabuco. Miembro Caisa (Segmento A), depósitos de barras de canal de una corriente trenzada en la parte distal de un abanico aluvial; Miembro Iguaque (segmento B), depósitos de llanura de inundación; Miembro Cane (segmento C) y Miembro San Marcos (segmento D), depósitos de orillal de una corriente meandriforme que incrementa su sinuosidad corriente abajo; Miembro del techo (segmento E), depósitos de llanura deltaica. Los números indican la posición aproximada de las secciones estratigráficas en el modelo”.

Figura 8: Columna estratigráfica generalizada de la Formación Arcabuco con los cinco miembros reconocidos en la unidad



SEGMENTO E: Lodolitas arenosas con intercalaciones esporádicas de arenitas lodosas de grano muy fino. Las arenitas presentan un calibrado de regular a malo.

SEGMENTO D: Arenitas de grano muy fino interestratificadas con capas esporádicas de lodolitas arenosas. Las arenitas presentan buen calibrado tanto en las capas de arenitas como en las de lodolita, hay bioperturbación en diferentes grados de intensidad.

SEGMENTO C: Arenitas de grano fino intercaladas con capas de lodolitas arenosas. Las arenitas presentan un tamaño subordinado de grano arena gruesa a gránulo. Intraclastos limosos a arenosos de grano fino, abundante en la parte inferior y media del segmento. El calibrado en las arenitas es generalmente muy bueno.

SEGMENTO B: Lodolitas arenosas de cuarzo con intercalaciones ocasionales de capas de arenitas de grano fino. El calibrado es generalmente malo en las arenitas basale y bueno en las arenitas del paquete superior.

SEGMENTO A: Arenitas de grano medio a grueso ligeramente conglomeráticas con intercalaciones esporádicas de lodolitas. En la base de las capas de arenitas son frecuentes los intraclastos limosos a arenosos finogranulares. El calibrado en las arenitas es muy variable: de bueno a malo.

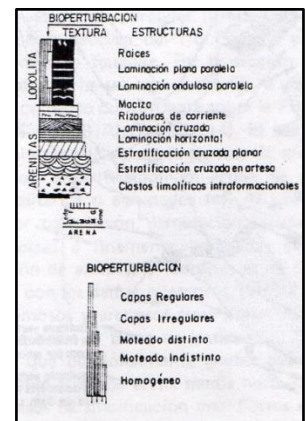
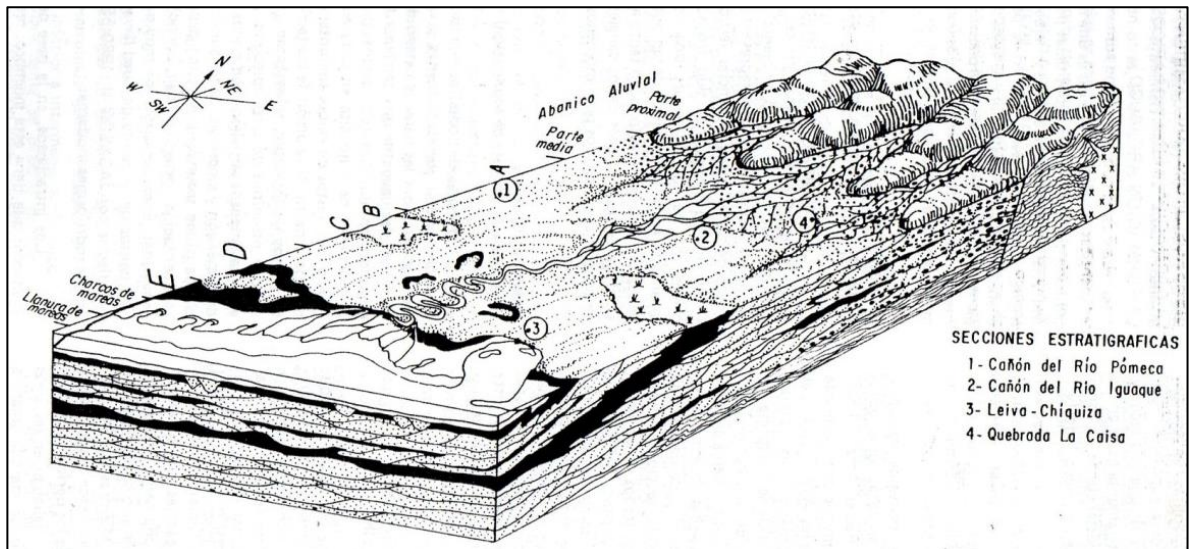


Figura modificada de (Galvis García & Rubiano Ortiz, 1985).

Figura 9: Modelo de sedimentación de la Formación Arcabuco donde se muestra la equivalencia ambiental de los miembros.



(Galvis García & Rubiano Ortiz, 1985)

5. METODOLOGÍA

5.1. SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA:

Los yacimientos no convencionales se encuentran en rocas fuente de hidrocarburos y/o en rocas de muy baja permeabilidad, por esta razón la estructura anticlinal no es un criterio de exploración, por el contrario la mayoría de los yacimientos no convencionales se han localizado y desarrollado en estructuras sinclinales como es el caso del yacimiento de Barnett shales en Texas. Los yacimientos de areniscas gasíferas cementadas presentan una situación similar a la de los shales gas, por lo tanto se estudiaron las estructuras sinclinales de la Cordillera Oriental en donde se podría encontrar la Formación Arcabuco.

Dentro de las posibilidades para encontrar a la Formación Arcabuco en una estructura sinclinal, se tuvo en cuenta tres opciones: el Sinclinal de Villa de Leyva, el Sinclinal Los Medios y el Sinclinal Suaita-Chima; de acuerdo con los cortes geológicos de las Planchas geológicas 171 y 151 publicadas por Renzoni y Rosas (1967) y Pulido (1985) respectivamente, El Sinclinal Suaita-Chima es el más extenso y más profundo, por eso se escogió para realizar el modelamiento geoquímico. Este sinclinal presenta un eje longitudinal de 60 km, un ancho máximo de 28 km y una profundidad máxima de 5,1 km. La Formación Arcabuco se encuentra suprayacida por las formaciones Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y Areniscas de Chiquinquirá.

La Formación Arcabuco en el sinclinal antes mencionado fue seleccionada como el reservorio de gas con mayor potencial debido a la extensión y espesor de esta Formación como se puede evidenciar en el anticlinal de Arcabuco (ver Figura 6).

5.2. LEVANTAMIENTO DE LA ESTRATIGRAFÍA DE LA FORMACIÓN ARCABUCO Y MUESTREO

LOCALIZACIÓN:

La zona de campo donde fueron recolectadas las muestras se encuentra localizada en la parte occidental de la Cordillera Oriental, en el sector nor-occidental del departamento de Boyacá, entre los municipios de Moniquirá y Arcabuco. Aflora continuamente por el cañón que forma el Río Pómeca, el cual fluye paralelo a la vía principal que conecta con el Municipio de Arcabuco (ver Figura 10). En esta sección del Río Pómeca se observó 3 afloramientos de la Formación Arcabuco correspondientes a: miembro C (arenoso), miembro D (arenoso) y miembro E (lodoso).

Esta Formación se caracteriza por presentar potentes capas de areniscas muy compactas con intercalaciones esporádicas de lodolitas arenosas en los miembros arenosos; son de color blanco-amarillentas a grisáceas, el tamaño de grano varía de muy fino a medio, son moderadamente calibradas, de granos angulares a sub-angulares, composicionalmente estas rocas contienen cantidades de cuarzo mayores del 50%. Los miembros lodolíticos se clasifican como lodolitas arenosas con intercalaciones esporádicas de arenitas lodosas.

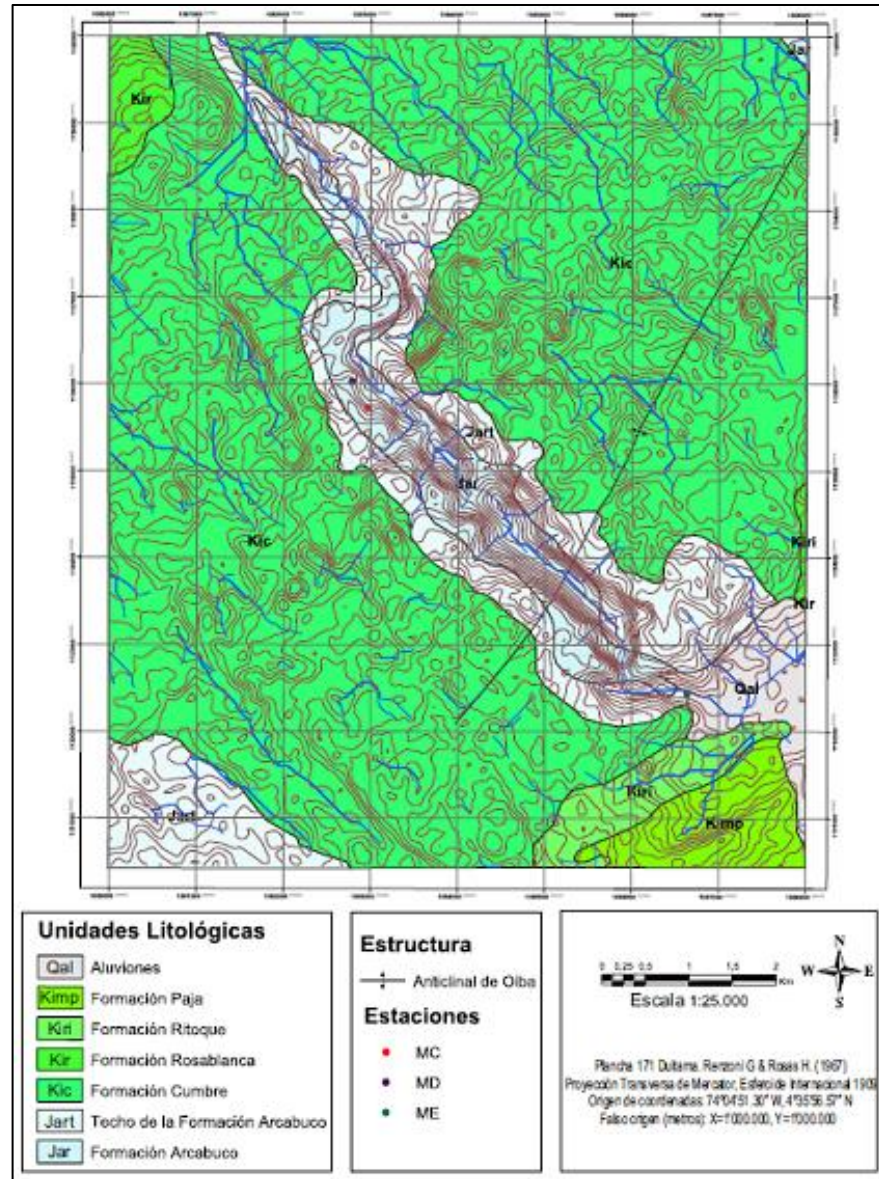
Los espesores de cada miembro se obtuvieron mediante bastoneo, con un espesor total levantado de 66,3 m.

El trabajo de campo se hizo en base a (Galvis García & Rubiano Ortiz, 1985). A continuación se describe cada sección levantada

- **Miembro C:** Expuesto en el cañón del Río Pómeca formando extensos escarpes. La columna estratigráfica fue levantada en el afloramiento de la cascada donde se midió 57.3 metros de espesor (ver Figura 11), comprende alternancias de capas de areniscas de grano fino a medio, con marcada estratificación en artesa, plano paralela y superficies onduladas. Y capas de lodolitas arenosas macizas (ver Figura 12). Como estructuras

internas características en las capas de areniscas se observa laminación cruzada y laminación plano paralela.

Figura 10: Mapa Geológico y estaciones en la sección del Río Pómeqa.



Modificado de: (Renzoni & Rosas, 1967)

Figura 11: Columna estratigráfica del miembro C de la Formación Arcabuco.

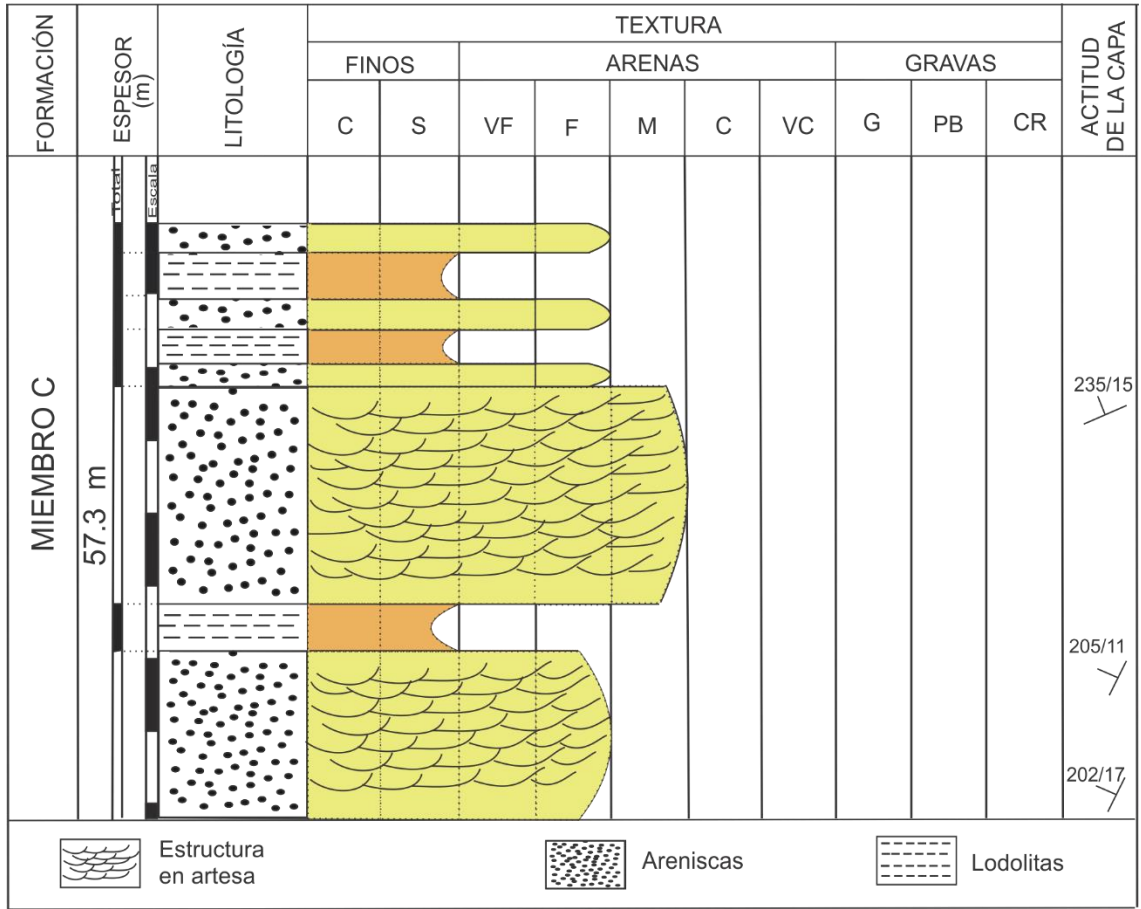
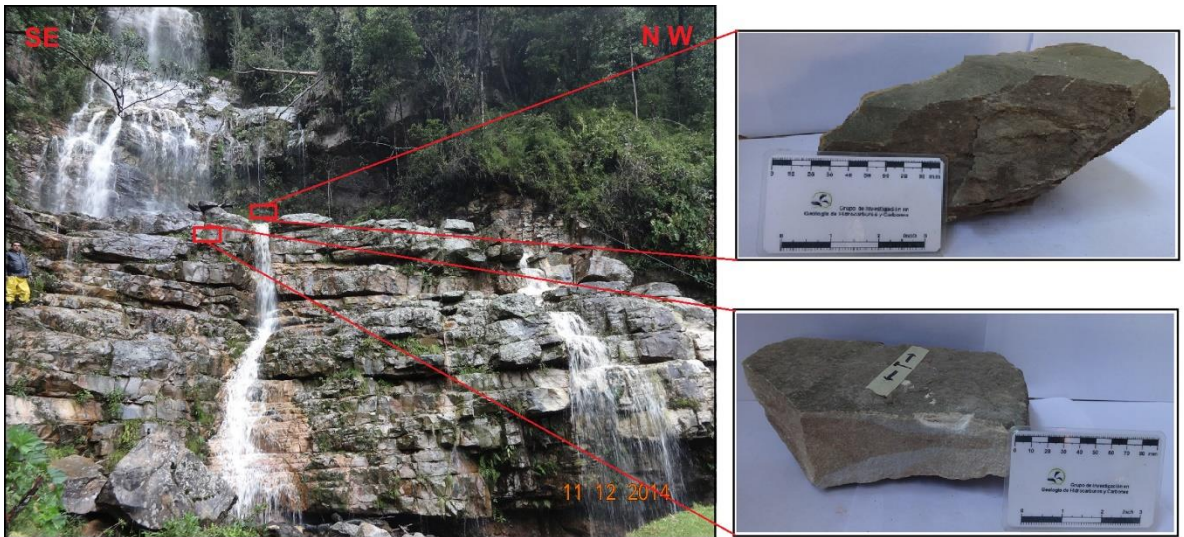


Figura 12: Afloramiento del miembro C, alternancia de potentes capas de areniscas y capas de lodolitas.



- **Capa del Miembro D:** Expuesto en la parte superior del Santuario de la Cumbre, en una sección de sólo 4 metros, y consiste de una capa tabular de areniscas de grano muy fino a fino generalmente macizas (ver Figura 13); esta capa se caracteriza por presentar marcas de bioturbación (trazas fósiles) (ver Figura 14).

Figura 13: Capa del miembro D de la Formación Arcabuco.

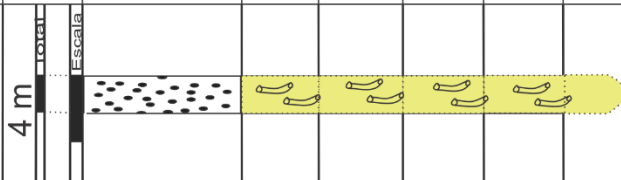


FORMACIÓN	ESPESOR (m)	LITOLOGÍA	TEXTURA										ACTITUD DE LA CAPA	
			FINOS		ARENAS					GRAVAS				
			C	S	VF	F	M	C	VC	G	PB	CR		
MIEMBRO D	4 m													240/16 K
		 Bioturbación	 Areniscas											

Figura 14: Afloramiento del miembro D, las flechas rojas muestran las trazas fósiles.



- Miembro E:** Esta sección fue levantada aproximadamente a 300 metros después del peaje de Arcabuco al margen derecho, vía Moniquirá-Arcabuco, con un espesor de 5 metros (ver Figura 15), consiste de capas tabulares, de areniscas de grano muy fino a fino con intercalaciones de lodolitas, tanto las capas de areniscas como la de lodolitas son de color rojizo y presentan estructura maciza (ver Figura 16).

Figura 15: Columna estratigráfica del miembro E de la Formación Arcabuco.

FORMACIÓN	ESPESOR (m)	LITOLOGÍA	TEXTURA									ACTITUD DE LA CAPA		
			FINOS		ARENAS				GRAVAS					
			C	S	VF	F	M	C	VC	G	PB		CR	
MIEMBRO E	15.3 m													56/11

Figura 16: Afloramiento del miembro E.



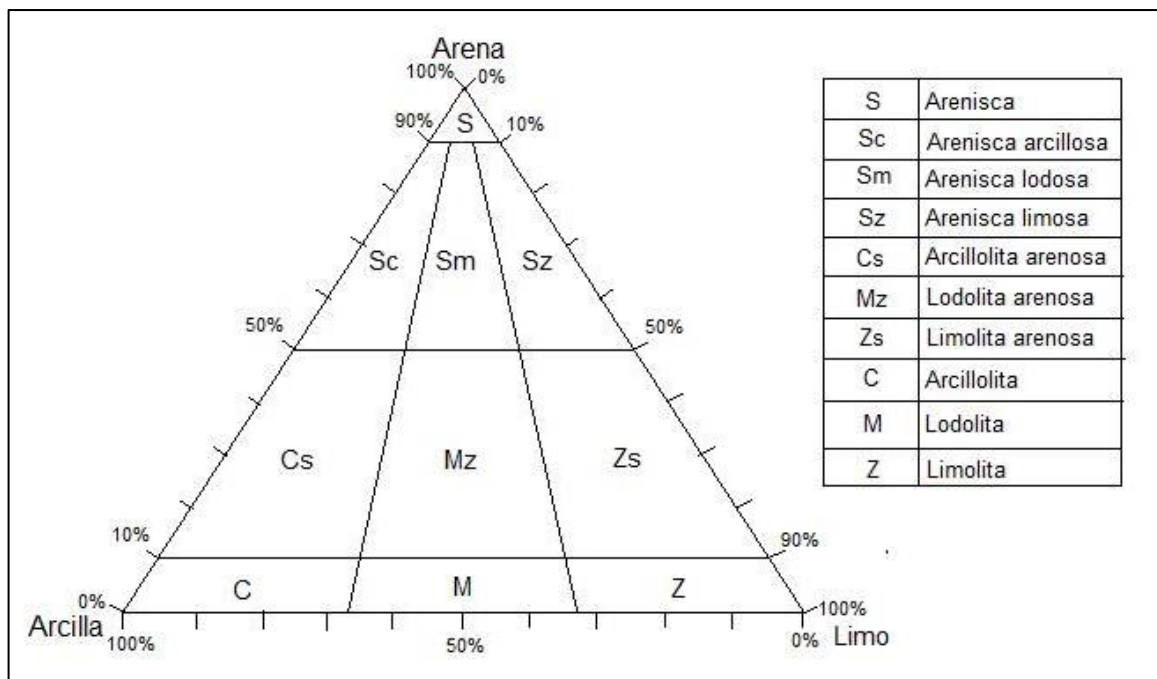
5.3. ANÁLISIS DE LABORATORIO:

Una vez realizado el estudio estratigráfico, se seleccionaron 7 muestras representativas de las principales facies encontradas en la Formación Arcabuco, identificadas con anterioridad en campo. Para el miembro C: MC-01, MC-02, MC-03 y MC-04, Miembro D: MD-01, y Miembro E: ME-01 y ME-02 a las cuales se les realizaron análisis petrográficos y petrofísicos.

5.3.1. Análisis Petrográficos: Se hicieron láminas delgadas de las muestras representativas escogidas, para describirlas petrográficamente; mediante el conteo de 300 puntos (ver ANEXO B), y usando los criterios mencionados en (Folk, 1974), donde se clasifican las rocas sedimentarias terrígenas según sus características composicionales y texturales.

5.3.1.1. Clasificación Textural: Realizada según la metodología de (Folk, 1974). Para la clasificación textural de las muestras se empleó el triángulo de clasificación de Folk ilustrado en la Figura 17. (Cruz & Caballero, 2004)

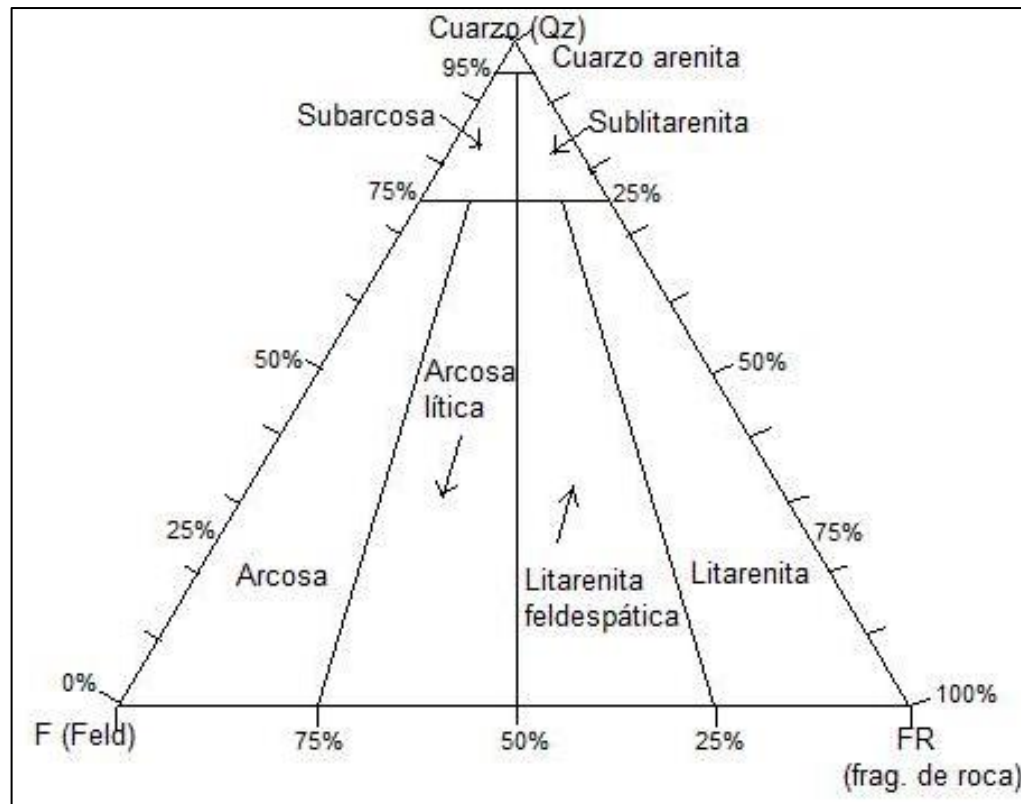
Figura 17: Diagrama triangular para la clasificación textural de rocas terrígenas de grano fino.



En Tomado de (Cruz & Caballero, 2004) en (Folk, 1974).

5.3.1.2. Clasificación Composicional: Se realizó siguiendo la metodología propuesta por Folk, 1974, para la clasificación de rocas terrígenas. Esta clasificación utiliza como base los principales minerales y fragmentos de rocas: el cuarzo (QZ), el feldespato (Feld) y fragmentos de roca (FR), también denominados líticos (ver Figura 18). (Cruz & Caballero, 2004).

Figura 18: Diagrama triangular para la clasificación composicional de las areniscas.



Tomado de Folk 1974 en (Cruz & Caballero, 2004) en (Folk, 1974)

5.3.2. Análisis Petrofísicos: Para realizar el análisis petrofísico las muestras se prepararon con el siguiente procedimiento:

- 1. Corte, arreglo y montura de muestras para análisis de porosidad y permeabilidad.** El núcleo debe ser cortado y arreglado para proporcionar muestras de formas regulares, comúnmente cilindros rectos. Los equipos utilizados para esto son: cortador de núcleos tipo árbol, bomba de fluidos para llevar refrigerante (salmuera), perfiladora para recortar los extremos de los tapones, además marcar con tinta china cada plug para poderlos identificar. (ver Figura 19).

2. **Limpieza de núcleos.** Se hizo por el Método de extracción por destilación: se utilizó un extractor Soxhlet y un solvente (tolueno). Este proceso duró aproximadamente 4 horas, pero en sí depende de la cantidad de fluidos que tenga la muestra.
3. **Secado.** Las muestras de núcleos fueron secadas en un horno convencional Marca Venticell a 75°C por 6 horas, y luego fueron almacenadas en un desecador con sílica gel.

La Figura 19 ilustra los Plugs de las principales facies de la Formación Arcabuco. De la facies arenosa son: MC-01, MC-02, MC-03, MD-01 Y ME-01 y para la facies Lodosa las: MC-04 Y ME-02.

Figura 19: Plugs de cada muestra representativa.



5.3.2.1. Medición de la porosidad mediante el prosímetro “core pet”:

Este método se basa en la determinación de la densidad por lo cual se requiere medir la longitud y diámetro de cada plug para calcular el volumen de cada plug. Esta propiedad se determinó con un porosímetro marca “Core Pet” basado en el método de celda sencilla de la ley de Boyle, a condiciones de laboratorio, en un matrix cap.

5.3.2.2. Fundamento teórico para la medición de la porosidad a partir de técnicas instrumentales:

A partir de la relación entre densidades se puede determinar la porosidad mediante la siguiente expresión: $\emptyset = \left(\frac{\rho_s - \rho_d}{\rho_s} \right) \times 100\%$ Siendo, ρ_d la densidad de la roca seca y ρ_s la densidad de los granos minerales (Alonso Rodríguez, 2010).

Para hallar las densidades anteriormente mencionadas se aplicaron los tres siguientes métodos:

1. Método del picnómetro.

Se halla la densidad de los granos minerales (ρ_s). Consiste en obtener el volumen y la masa del fluido utilizado, y de la muestra. Sabiendo que: $\rho_{agua} = \frac{m_{agua}}{v_{agua}}$ ($\frac{g}{cm^3}$), Se despeja el volumen del agua; ya conociendo el volumen del picnómetro y el volumen del agua (despejado anteriormente) se utiliza la siguiente fórmula de donde se despeja el volumen de la muestra.

$$V_{picnómetro} = V_{muestra} + V_{agua} \text{ (cm}^3\text{)}$$

Ahora la densidad de la muestra se obtiene de la siguiente expresión: $\rho_{roca}(\rho_s) = \frac{m_{roca}}{v_{roca}}$ ($\frac{g}{cm^3}$), (los parámetros: masa y volumen, son conocidos).

2. Método de la probeta y Método por inyección de mercurio.

Con estos métodos se halla la densidad de la roca seca (ρ_d). Ambos ensayos se rigen por el principio de Arquímedes, con el cual se busca conocer el volumen desplazado por el fragmento de roca utilizado (que naturalmente es el volumen de dicho fragmento sólido) y conociendo el peso del sólido, se puede obtener un valor de densidad de la roca aplicando la fórmula, $(\rho_d) = \frac{m_{roca}}{V_{roca}} \left(\frac{g}{cm^3} \right)$.

NOTA: Con el método de la probeta se usó como fluido agua destilada, y para el método de inyección de mercurio, Mercurio.

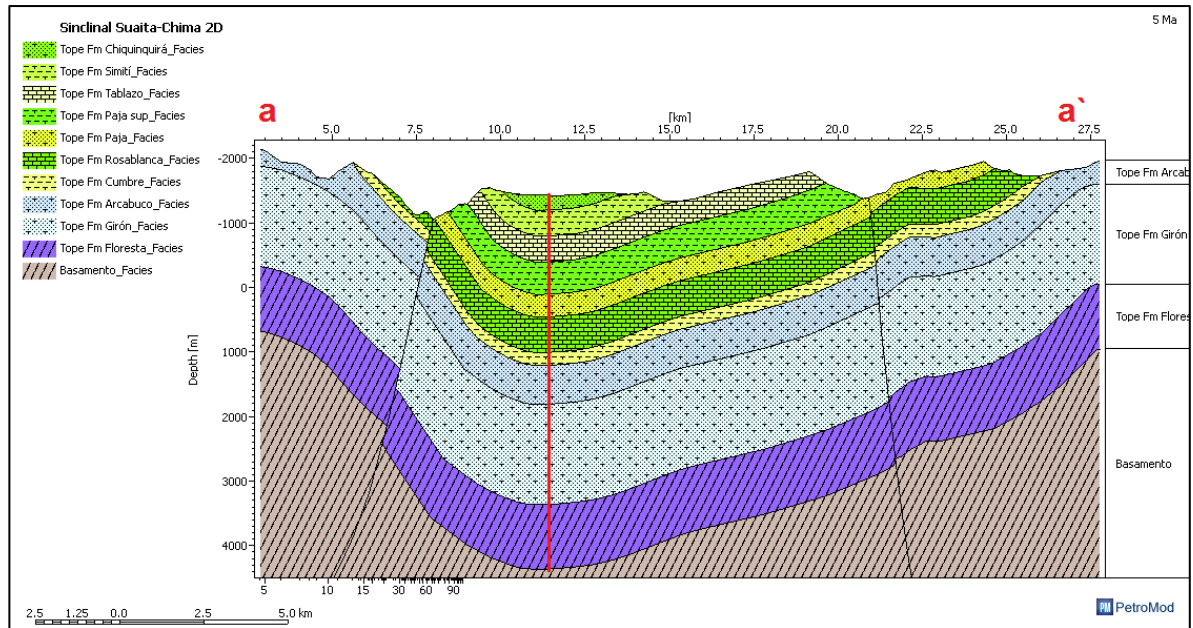
5.3.2.3. Medición de la permeabilidad: Se midió con un permeámetro a gas marca “core pet”, basado en la ley de Darcy. Esta prueba se realizó a condiciones de laboratorio.

NOTA: A cada muestra se le hizo dos veces el mismo procedimiento, para sacar un promedio.

5.4. MODELAMIENTO GEOQUÍMICO 1D Y 2D:

Para desarrollar el modelado geoquímico se usó el software PetroMod versión 2012.1, el cual pertenece a la empresa Schlumberger. Se pretende examinar la historia de subsidencia del sinclinal, construir un diagrama de tiempo-temperatura de este y reconstruir la historia de generación, migración y acumulación del hidrocarburo en una sección transversal (Figura 20).

Figura 20: Sección transversal del Sinclinal Suaita-Chima, la línea roja muestra el pseudo-pozo.



Sección trasversal modificada de la Plancha 151 del municipio de Charala y digitalizada en PetroMod 2D.

Para el modelado 1D se deben ingresar datos de entrada, como la edad de las unidades litológicas con sus respectivos espesores, edad de depositación y de erosión (teniendo en cuenta discordancias y hiatos), características geoquímicas (TOC y HI) y cinética de generación de hidrocarburo a partir de diferentes tipos de kerógeno de las posibles rocas fuentes (Figura 21).

La información para cada campo fue tomada según literatura citada; los datos de geoquímica y de cinética se obtuvieron a partir del software.

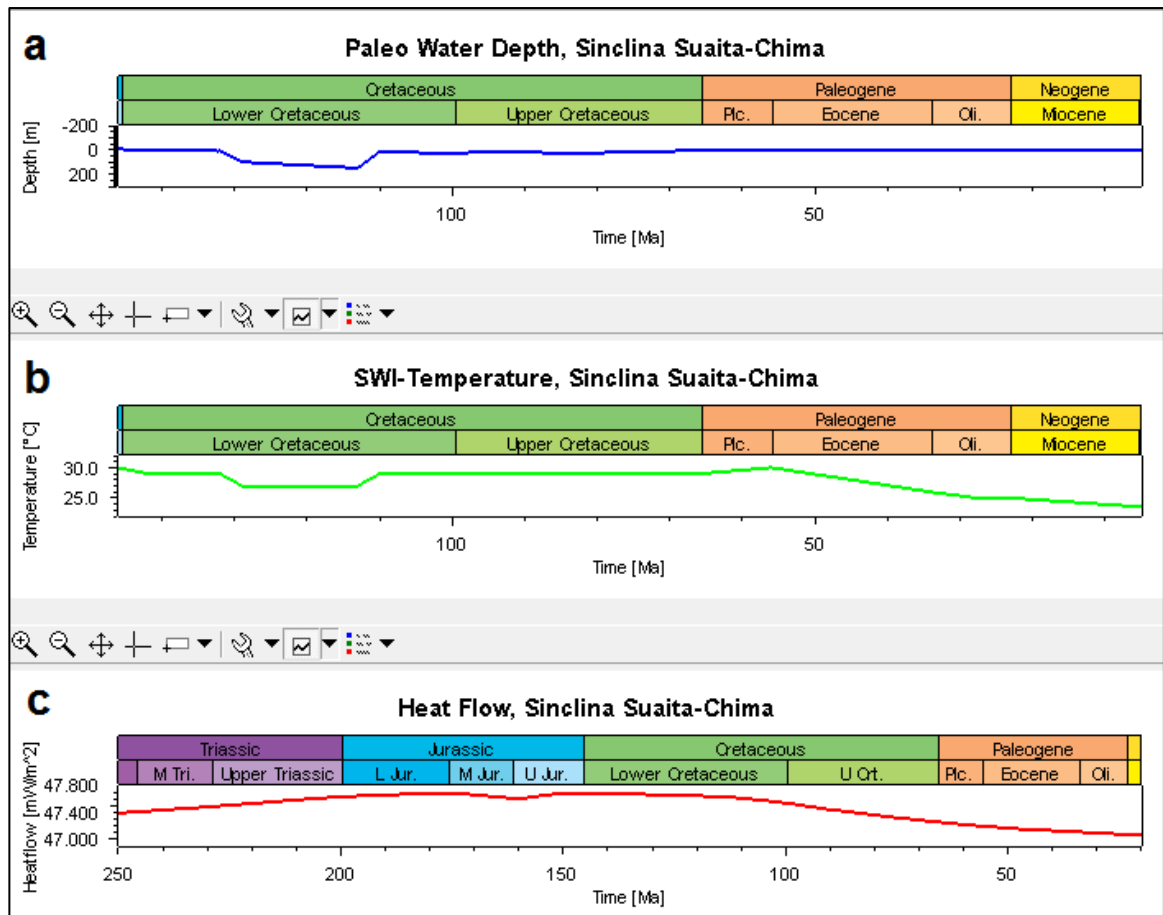
Otros datos de entrada para el modelado corresponden a las condiciones de límite (se tienen en cuenta para el modelamiento termal) paleo-batimetría (PWD), temperatura de interface agua-sedimento (SWI) y flujo de calor (HF) (ver Figura 22).

Figura 21: Main Input para el modelo 1D, con información característica para cada unidad litológica.

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
Formación Esmeralda	0	0	0	1200	41.00	38.00	33.00	24.00	Shale (typical)	Overburden Rock			
Formación La Paz	0	0	0	1000	47.00	41.00	24.00	20.00	Sandstone (typical)	Overburden Rock			
Formación Lisama	0	0	0	1225	63.00	56.00	20.00	13.00	Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
Formación Umir	0	0	0	1000	80.00	65.00	13.00	9.00	Shale (typical)	Seal Rock			
Formación La Luna	0	0	0	275	94.00	80.00	9.00	6.00	Limestone (organic rich - typical)	Source Rock	6.00	IES_TII_Brown_Limestone_2C	590.00
Areniscas de Chiquin...	0	100	100	40	100.00	94.00	6.00	4.00	Sandstone (quartzite, very quartz rich)	Overburden Rock			
Formación Simití	100	500	400		110.00	100.00			Shale (typical)	Seal Rock			
Formación Tablazo	500	900	400		113.00	110.00			Limestone (organic rich - typical)	Source Rock	6.00	IES_TII_Kimmeridge_Clay_2C	590.00
Formación Paja sup	900	1400	500		125.00	113.00			Shale (black)	Source Rock	8.00	IES_TII_Kimmeridge_Clay_2C	525.00
Formación Paja inf	1400	1750	350		132.00	125.00			Sandstone (clay rich)	Reservoir Rock			
Formación Rosablanca	1750	2300	550		137.00	132.00			Limestone (organic rich - typical)	Source Rock	6.00	IES_TII_Kimmeridge_Clay_2C	590.00
Formación Cumbre	2300	2500	200		139.00	137.00			Shale (typical)	Seal Rock			
Formación Arcabuco	2500	3100	600	20	146.00	142.00	142.00	139.00	Sandstone (subarkose, typical)	Reservoir Rock			
Formación Girón	3100	4650	1550		163.00	146.00			Sandstone (subarkose, quartz rich)	Underburden Rock			
Basamento	4650	5650	1000		423.00	205.00			Schist	Underburden Rock			
	5650					423.00							

Para los datos de PWD se tuvo en cuenta los ambientes de depositación de cada Formación, en la Figura 22a se observa que en el cretáceo inferior hubo un cambio de ambiente donde se presenta cambios en la profundidad del agua, los datos de SWIT se obtuvieron de manera automática mediante el modelo global de temperatura superficial tomado del programa (ver Figura 22b) y los datos de HF se obtuvieron a partir del módulo de McKenzie, en éste módulo se ingresaron valores de estiramiento de la corteza y de la edad de los eventos syn-rift y post-rift que fueron tomados de (Sarmiento, 2001); los mayores valores del flujo de calor se presentaron desde el jurásico hasta el cretáceo inferior (ver Figura 22c).

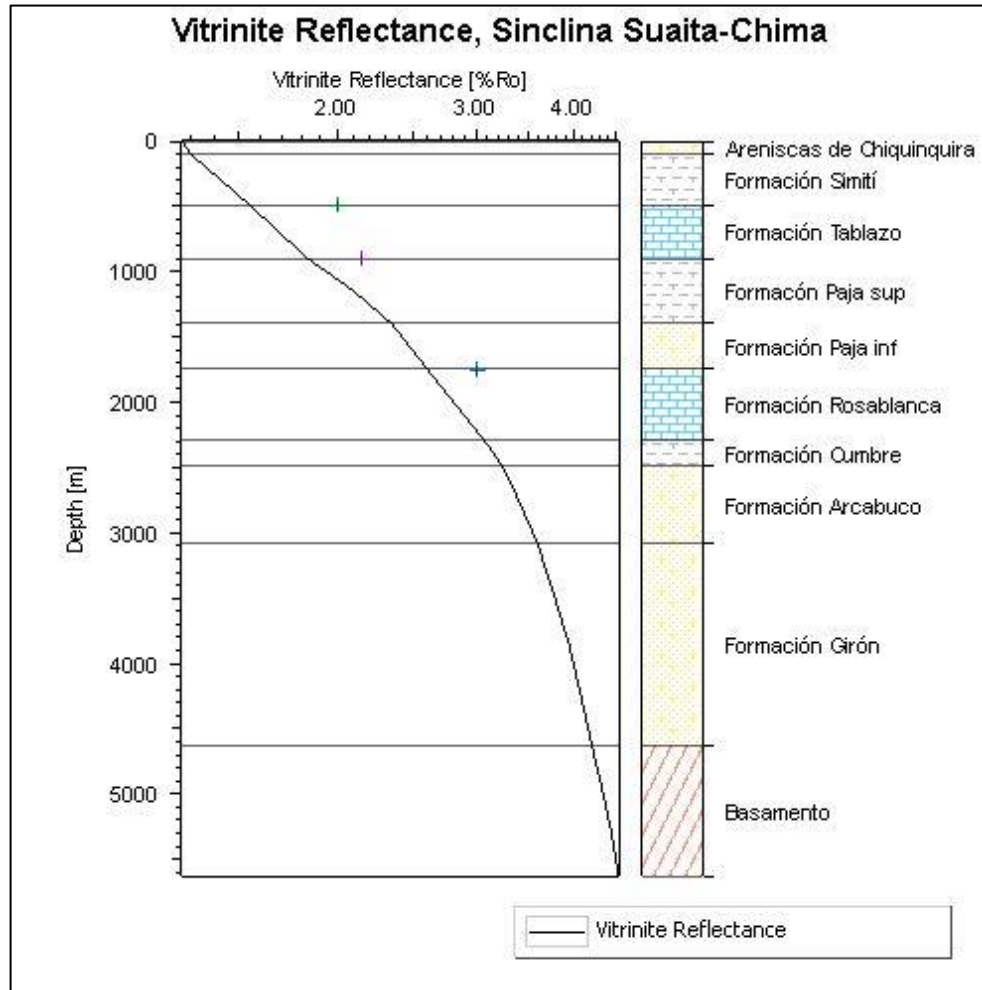
Figura 22: Boundary Conditions para el modelo 1D, información para el modelado termal.



La calibración del modelo se realizó con datos de reflectancia de vitrinita (ver Figura 23).

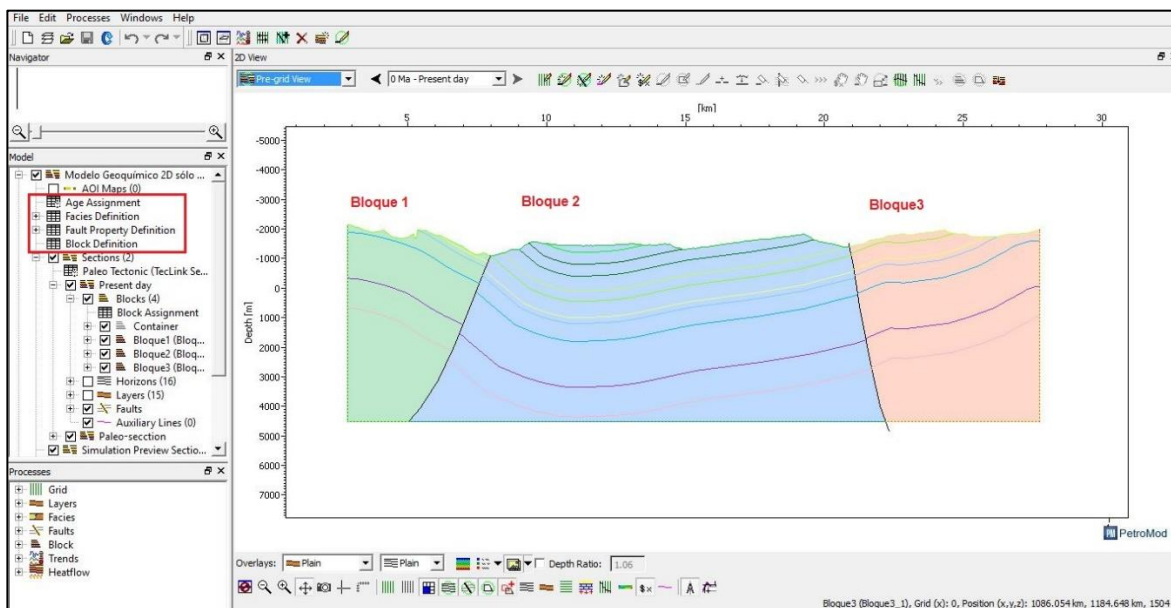
El valor de la Formación Paja Superior fue tomado de (Javier Sánchez, 2012) y los valores de la Formación Tablazo y la Formación Rosablanca fueron obtenidos mediante comunicación personal de Yeny Cortes de la Exxón Mobile.

Figura 23: Calibración del modelo, con datos de Reflectancia de Vitrinita.



Para el modelo 2D inicialmente se importan las paleo-secciones desde 2D move, posteriormente se le asignan las edades y las facies a cada formación, así como las propiedades de las fallas; para evitar errores en cada horizonte, el corte se debe dividir en bloques (ver Figura 24), los cuales deben ser activados para poder ingresar la información correspondiente.

Figura 24: Interfaz de Petromod 2D, en el recuadro rojo se observa las ventanas para ingresar la información mencionada.



Al igual que en el modelo 1D se deben ingresar los datos de condiciones de limite. Después de haber ingresado toda la información se le hace Grid a la sección.

Por último se corre el simulador, el método de migración se escogió como híbrido.

La erosión de las unidades del Terciario no se hizo directamente desde petromod, ésta se tuvo en cuenta al momento de realizar la paleo-sección en 2D Move. Las fallas se tomaron como abiertas ya que no se obtuvo la información requerida para ingresar en el campo de propiedades de falla.

6. RESULTADOS

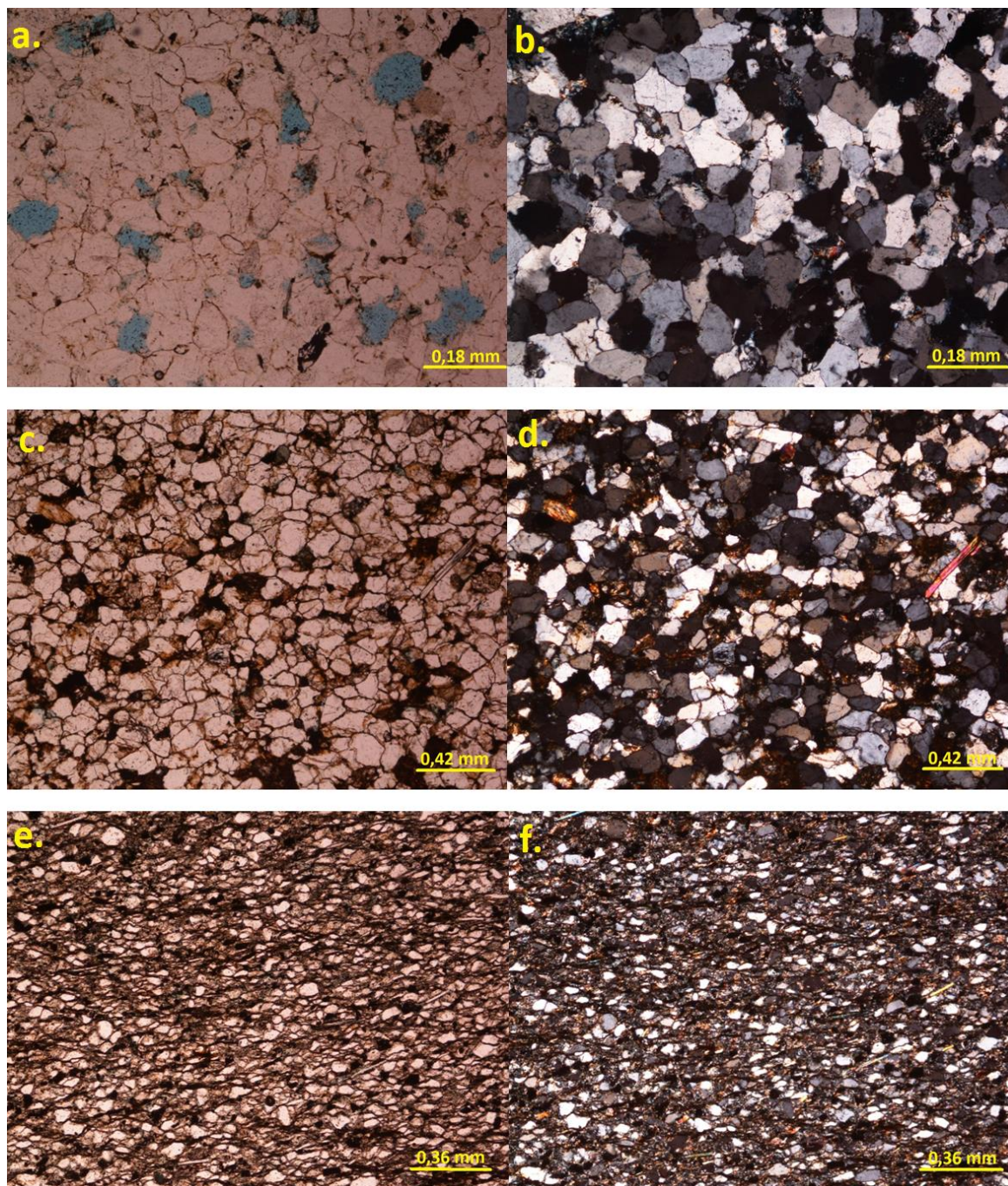
6.1. PETROGRAFÍA

Los resultados de los análisis petrográficos texturales y composicionales se resumen en la Tabla 3 y en las figuras 25 y 26. Las tablas 1 y 2 corresponden a los resultados de los recálculos a partir del conteo de puntos.

Texturalmente las muestras analizadas corresponden a areniscas, areniscas lodosas, arcillolita arenosa y limolita arenosa, (ver Figura 26). Las areniscas con tamaño de granos que varía entre arenisca de grano muy fino a medio, (tabla 3). Composicionalmente estas se clasificaron en subarcosas y arcosas líticas (ver Figura 27). En cuanto a la madurez son rocas inmaduras a submaduras teniendo en cuenta la estabilidad mineralógica, redondez de los granos, calibrado y contenido de material fino.

Las areniscas estudiadas presentan un alto grado de diagénesis evidenciado por la cementación o sobrecrecimiento de cuarzo que se presenta en puntos triples (ver figuras 25a y 25b). Las areniscas de grano muy fino presentan cuarzos rodeados de arcillas las cuales impidieron la cementación del cuarzo por esta razón su permeabilidad es mayor (ver figuras 25c y 25d y ver resultados de análisis petrofísicos). La presencia de cristales de sericita y moscovita indican que las areniscas fueron sometidas a procesos diagenéticos intermedios a altos. También fueron observados procesos de disolución de fragmentos de roca que originaron porosidad secundaria en las areniscas de grano fino como se observa en las Figuras 25a y 25b. Los análisis petrográficos también muestran la presencia de abundantes partículas opacas que corresponden a óxidos de hierro, sin embargo no se descarta la probabilidad de encontrar partículas de asfalto.

Figura 25: Fotos de láminas delgadas de los principales conjuntos faciales. (I)Facies Arenosa, Imágenes a, b, c y d. (Sub-arcosas) (II) Facie lodosa, Imágenes e y f (Arcillolita arenosa.).



En la Figura 25 Fotos de secciones delgadas tomadas con aumento de 5x, en: luz polarizada paralela (PPL), imágenes a, c y e. En, luz polarizada cruzada (XPL) las imágenes b, d y f.

Tabla 1: Porcentaje de partículas de tamaño arena, limo y arcilla para cada muestra, en base a las medidas tomadas en el conteo de puntos

MUESTRA	ARENA (%)	LIMO (%)	ARCILLA (%)
MC-01	90,51	4,5	5,02
MC-02	90,73	3,3	6
MC-03	91,79	3	5,24
MC-04	47,31	36	16,69
MD-01	80,72	7	12,28
ME-01	88,37	5,6	6,03
ME-02	23,65	24,35	52

Figura 26: Clasificación textural para cada muestra según el porcentaje de arena, limo y arcilla.

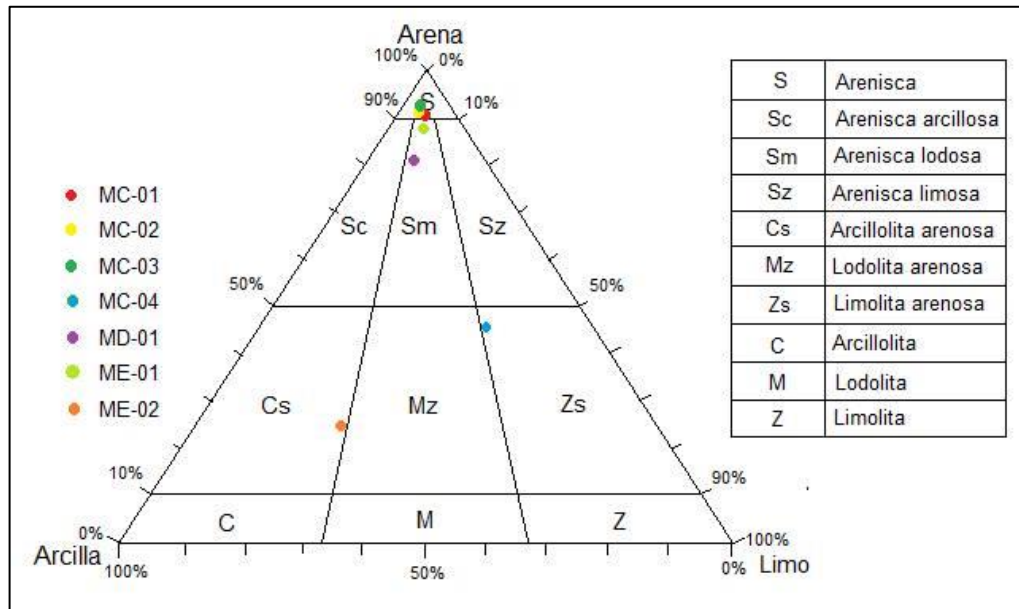


Tabla 2: Recalculo al 100% de cuarzo, feldespatos y líticos.

MUESTRA	CUARZO (%)	FELDESPATOS (%)	LÍTICOS (%)
MC-01	77,47	14,08	8,45
MC-02	84,07	9,33	6,67
MC-03	82,9	10,5	6,6
MD-01	80,95	12,7	6,35
ME-01	72,31	18,46	9,23

Figura 27: Clasificación composicional para cada muestra según el porcentaje de cuarzo, feldespato y fragmento de roca.

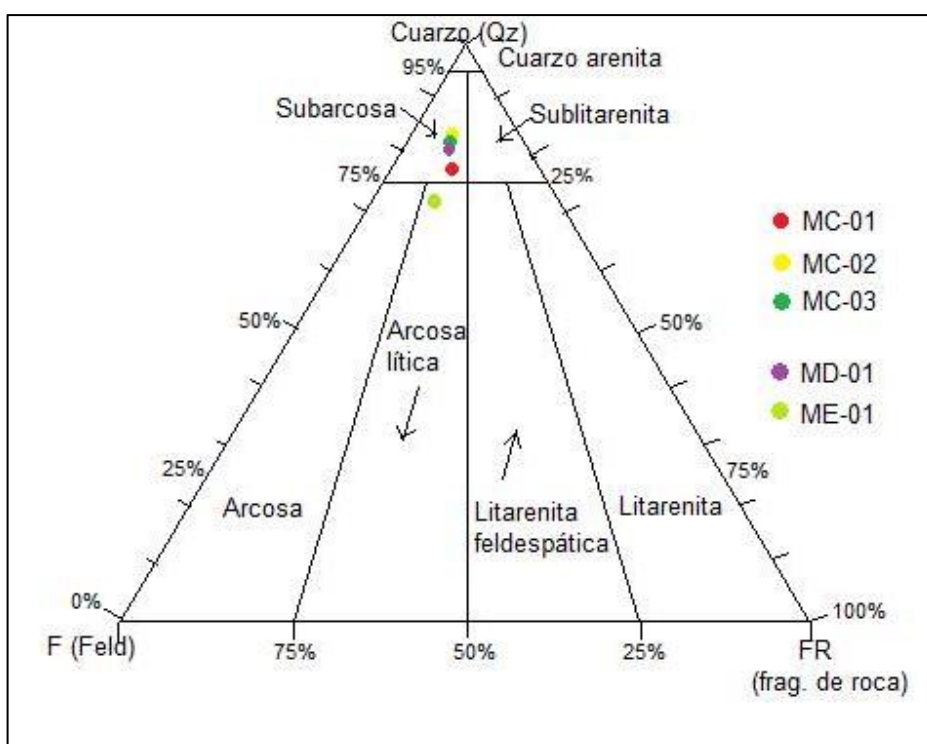


Tabla 3: Clasificación de las muestras a partir de características texturales y composicionales

MIEMBRO	FACIES	MUESTRA (Plug)	TEXTURA					COMPOSICIÓN				CLASIFICACIÓN
			Tamaño de grano	Almacenamiento (%)	Matriz (%)	Cemento (%)	Porosidad (%)	Qz (%)	Feldespatos (%)	Fr (%)	Min. Accesorios (%)	
E	Lodosa	ME-02	Arcilla	20,5	56,5	5,5	17,5					Arcillolita arenosa, mal calibrada
	Arenosa	ME-01	Arena fina	76	10	9	5	47	12	6	11	Arcosa lítica de grano fino, moderadamente calibrada
D	Arenosa	MD-01	Arena muy fina	67	16	8	9	51	8	4	4	Sub-arcosa de grano muy fino, moderadamente calibrada
C	Lodosa	MC-04	Limo grueso	44	49	6	1	24				Limolita arenosa de grano grueso, mal calibrada
	Arenosa	MC-03	Arena media	78,34	7	10	4,66	63	8	5	2,34	Sub-arcosa de grano medio, moderadamente calibrada
	Arenosa	MC-02	Arena fina	78,34	8	10	3,66	63,34	7	5	3	Sub-arcosa de grano fino, moderadamente calibrada
	Arenosa	MC-01	Arena fina	76,34	8	10	5,66	55	10	6	5,34	Sub-arcosa de grano fino, moderadamente calibrada

6.2. ANALISIS PETROFÍSICOS

Los resultados de los análisis petrofísicos tanto de porosidad como de permeabilidad se resumen en la Tabla 5. La Tabla 4 corresponde a los datos de densidad hallados con las diferentes técnicas que se usaron para calcular la porosidad (%) de forma teórica. La fórmula aplicada para hallar dicho valor está en el capítulo de metodología (capítulo 5.3.1.). Todas ellas son medidas indirectas, al igual que los valores de permeabilidad (mD) obtenidos del permeámetro.

Los datos de porosidad hallados mediante el porosímetro varían entre 1 y 20%, siendo los mayores valores de porosidad de los miembros superiores de la formación (miembros D y E), esta tendencia resulta similar para las demás técnicas; aunque en los recuadros amarillos se muestran valores negativos, los cuales son datos erróneos y se deben a la naturaleza de las muestra y/o a la presencia de fracturas que afectaban las mediciones..

En cuanto a la permeabilidad los valores arrojados por el permeámetro están en el rango de 0,107 – 5,399 mD.

Tabla 4: Nombre asignado para representar la porosidad mediante la relación de densidades

POROSIDAD CALCULADA 1		POROSIDAD CALCULADA 2	
TÉCNICAS USADAS		TÉCNICAS USADAS	
PROBETA (ρ_d)	PICNÓMETRO (ρ_s)	DESPLAZAMIENTO DE Hg (ρ_d)	POROSÍMETRO(ρ_s)
2,249	2,521	2,2	2,760
2,392	2,561	2,41	2,670
2,390	2,468	2,060	2,665
2,550	2,568	2,710	2,720
2,740	2,604	2,590	2,645
2,755	2,560	2,55	2,630
2,574	2,612	2,48	2,660

POROSIDAD CALCULADA 3		POROSIDAD CALCULADA 4	
TÉCNICAS USADAS		TÉCNICAS USADAS	
PROBETA (ρ_d)	POROSÍMETRO(ρ_s)	DESPLAZAMIENTO DE Hg (ρ_d)	PICNÓMETRO (ρ_s)
2,249	2,760	2,2	2,521
2,392	2,670	2,41	2,561
2,390	2,665	2,060	2,468
2,550	2,720	2,710	2,568
2,740	2,645	2,590	2,604
2,755	2,630	2,55	2,560
2,574	2,660	2,48	2,612

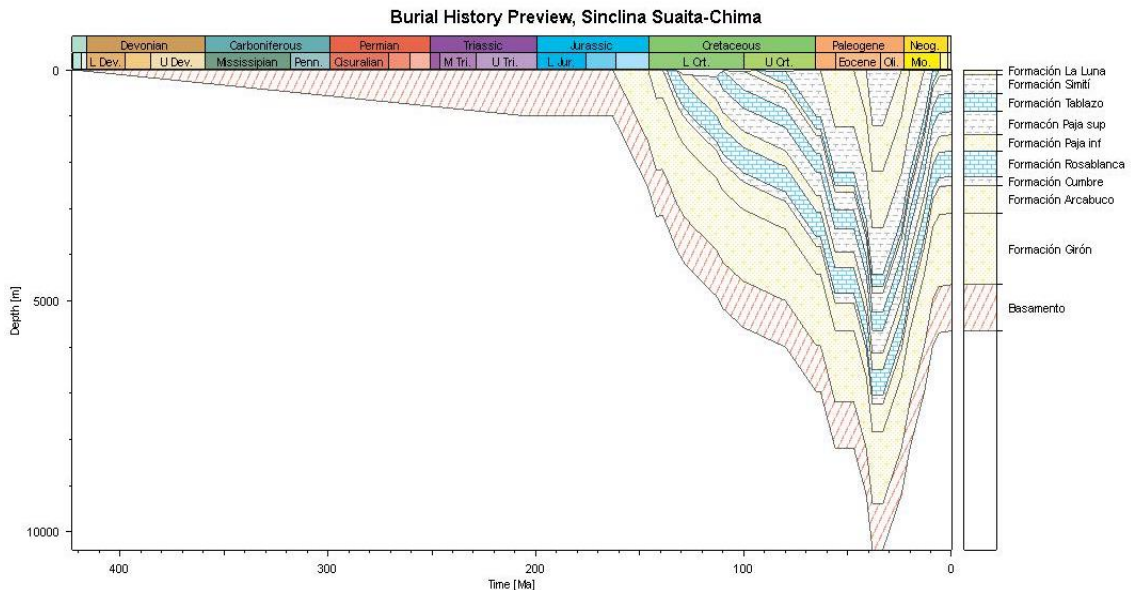
Tabla 5: Valores de porosidad y permeabilidad para cada muestra.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS								
POROSIDAD (%)								PERMEABILIDAD (mD)
TECNICAS								
MIEMBRO	FACIE	MUESTRA (Plug)	POROSÍMETRO	PORO CALC 1	PORO CALC 2	PORO CALC 3	PORO CALC 4	PERMEAMETRO
E	Lodosa	ME-02	20,350	10,790	20,290	18,500	12,750	0,133
	Arenosa	ME-01	5,970	6,600	9,740	10,410	5,900	0,107
D	Arenosa	MD-01	13,410	3,170	22,700	10,330	16,530	5,399
C	Lodosa	MC-04	1,000	0,710	0,370	6,250	-5,520	0,105
	Arenosa	MC-03	2,020	-5,223	2,080	-3,590	0,540	0,128
	Arenosa	MC-02	1,770	-7,620	3,040	-4,750	0,390	0,138
	Arenosa	MC-01	3,020	1,440	6,770	3,220	5,050	0,114

6.3. MODELAMIENTO GEOQUIMICO 1D

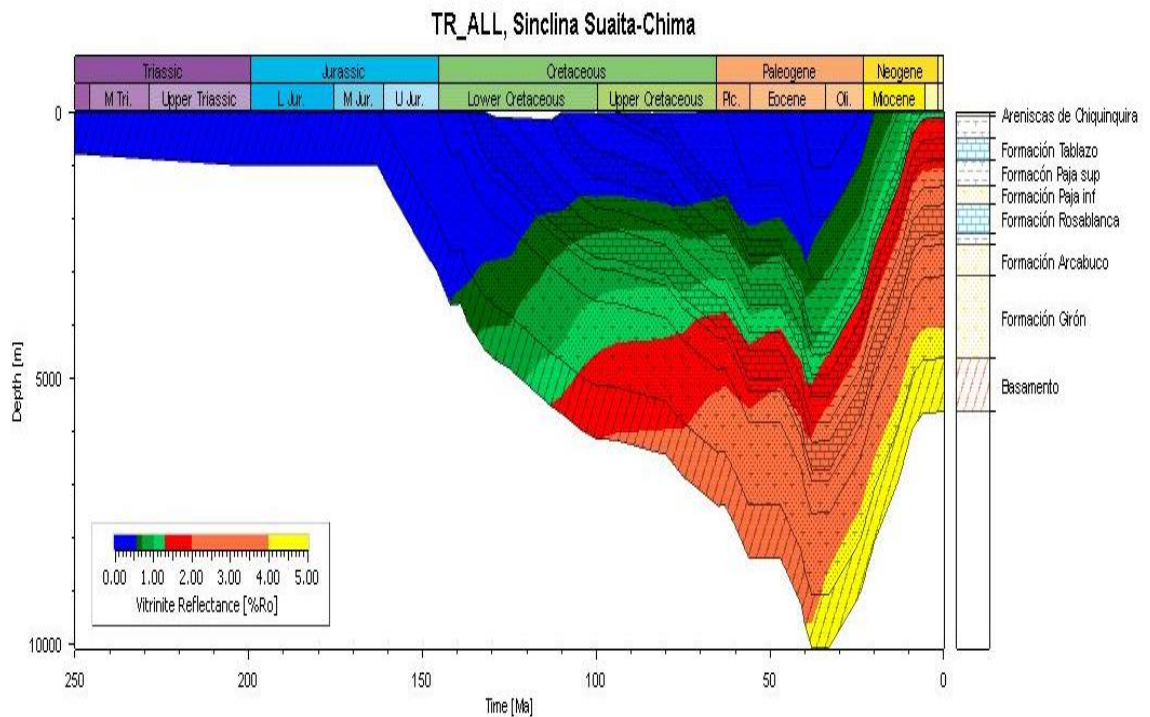
El diagrama de enterramiento (ver Figura 28) muestra que las formaciones se fueron depositando y profundizando desde el Devonico hasta el Cretáceo tardío. Posteriormente hubo un evento de levantamiento y erosión en el Eoceno medio. La cuenca continúa profundizándose con la depositación de las formaciones La Paz y Esmeraldas que luego es acompañada de un evento de levantamiento y erosión a los 33 Ma, en el Oligoceno, generando levantamiento y con ello la erosión de las unidades del Eoceno (Formaciones La Paz y Esmeralda). Los eventos erosivos continúan en el Mioceno y con ello la erosión de las formaciones del Paleoceno (Formación Lisama) y Cretáceo tardío (Formación Areniscas de Chiquinquirá). En el Plioceno por el levantamiento epirogénico de la Cordillera Oriental trajo como consecuencia un periodo erosivo que continúa hasta el presente, dando origen a depósitos cuaternarios tanto aluviales como coluviales.

Figura 28: Diagrama de Subsistencia del pseudo pozo en el Sinclinal Suaita-Chima.



Las Formaciones Rosablanca y Paja Superior actualmente con valores aproximados de Reflectancia de Vitrinita entre 2 y menor a 4%, se encuentran en ventana de generación de gas seco; sin embargo hacia las zonas superiores de la Formación Paja Superior se encuentran en ventana de generación de gas húmedo. Finalmente la Formación Tablazo, presenta valores entre 1.3 y 2%, y está en ventana de generación de gas húmedo (ver Figura 29).

Figura 29: Madurez termal del pseudo pozo (Sinclinal Suaita-Chima) mediante porcentajes de reflectancia de vitrinita.



6.4. MODELAMIENTO GEOQUÍMICO 2D

En la Figura 30 a los 113 Ma se muestra la etapa inicial de generación de hidrocarburo en la Formación Rosablanca. Posteriormente entre 100 y 33 Ma, las formaciones fuente Rosablanca, Paja y Tablazo, entran en la ventana de generación de hidrocarburos, que coincide con la migración de hidrocarburos hacia formaciones suprayacentes, generando grandes acumulaciones de petróleo en la Formación Paja inferior, y menores acumulaciones de petróleo en la Formación Areniscas de Chiquinquirá. Estas secuencias se ven afectadas por eventos compresivos que las deforman.

En la paleosección correspondiente a 28 Ma (ver Figura 31), se observa migración de hidrocarburos hacia la Formación Arcabuco, esta migración inversa pudo verse favorecida por diferencia de presiones, y por la presencia de fallas como lo ilustra la Figura 31. A los 9 Ma, continúa la acumulación de hidrocarburos en las Formaciones Paja inferior y Areniscas de Chiquinquirá; al igual que en la Formación Arcabuco.

Los eventos de levantamiento y erosión en el sinclinal favorecen la pérdida de hidrocarburos en superficie que de acuerdo al modelo indicaría que la Formación Arcabuco no retuvo hidrocarburo (ver paleosección a 5 Ma). Sin embargo la cementación de esta arenisca disminuyó sensiblemente la permeabilidad reduciéndose la migración de gas en los flancos de sinclinal Suaita-Chima. Este efecto diagenético no está simulado en el modelo geoquímico.

Figura 30: Modelo 2D desde los 113 Ma hasta los 33 Ma.

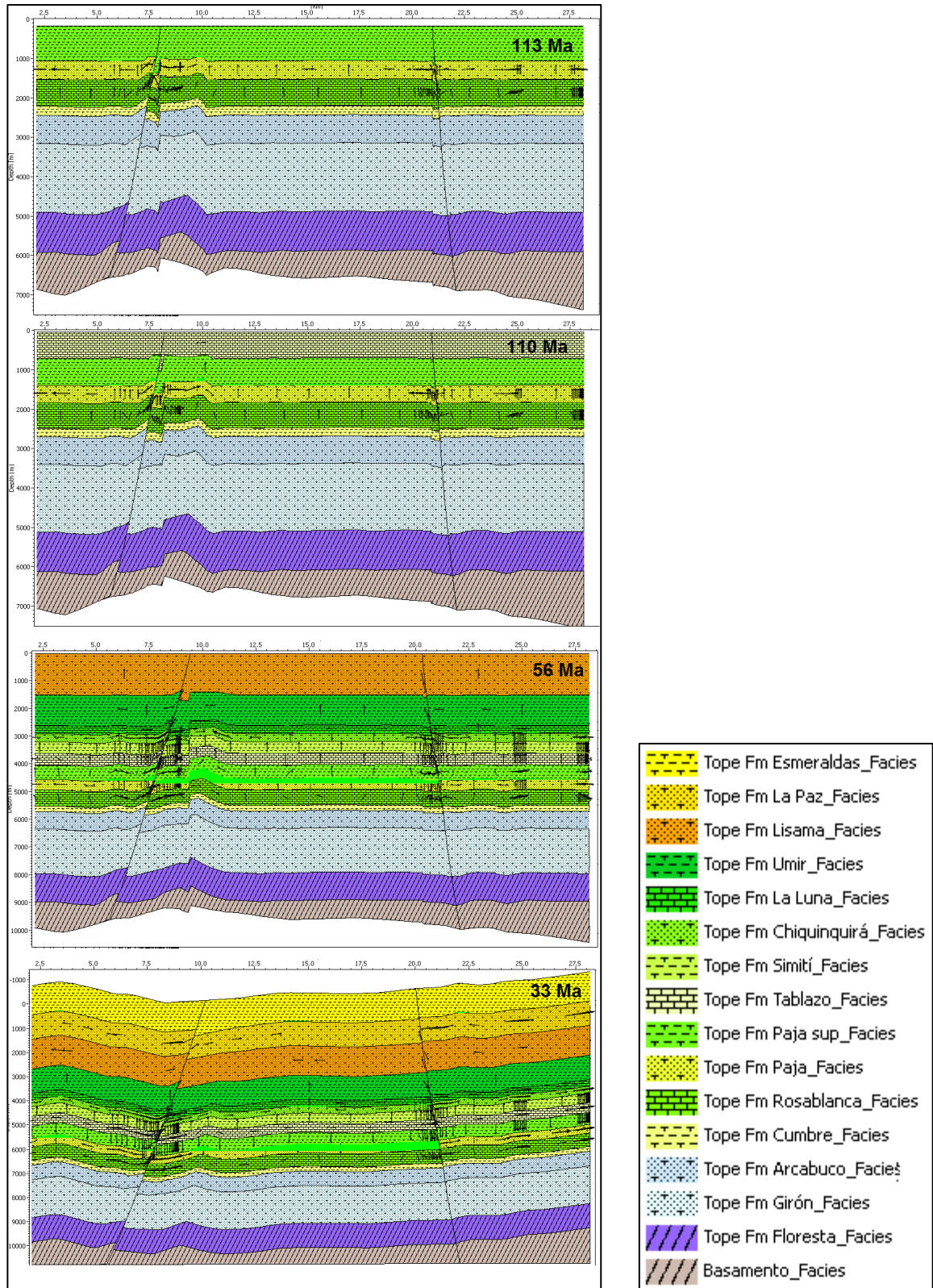
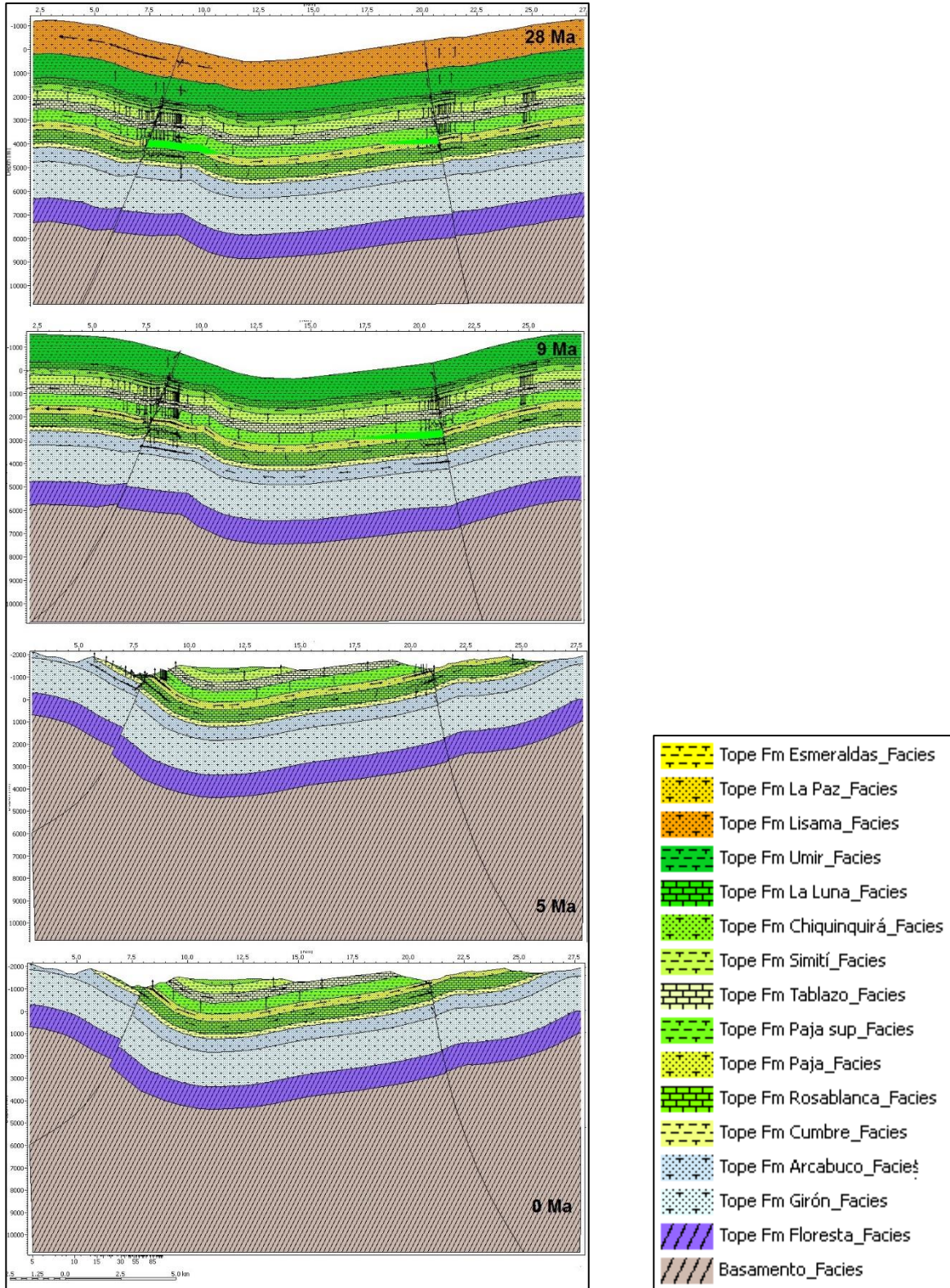


Figura 31: Modelo 2D desde los 28 Ma hasta los 0 Ma.



7. DISCUSIONES

1. Análisis Petrográfico

De acuerdo a la caracterización petrográfica se distinguen procesos diagenéticos que controlan y afectan las propiedades petrofísicas de la roca. Entre estos: disolución de sericita y fragmentos de roca que generan porosidad secundaria (ver ANEXO A), la mayoría de estos nuevos poros no están conectados entre sí, y se puede definir también como porosidad no efectiva. Otro proceso diagenético es la cementación o sobrecrecimiento de cuarzo que afecta la permeabilidad de la roca, al comparar los valores de cementación (ver Tabla 3) y de permeabilidad (ver Tabla 5), se encuentra una relación inversa entre ellos.

2. Análisis de Petrofísica

Las areniscas tienen rangos de porosidad entre 1,77-13,41%, el valor mayor del límite del rango (13,41%) corresponde a la muestra MD-01 y se debe a fracturas secundarias generadas en el momento de la manipulación de la roca; sin embargo en la petrografía este valor de porosidad es menor. Para predecir la confiabilidad de los datos de porosidad que comprenden la tabla 5 y que fueron obtenidos de técnicas diferentes, al igual que los hallados por petrografía, se realizaron gráficas para hacer una correlación lineal entre ellas; para ello se tomó la técnica de petrografía como variable independiente.

Las figuras 31, 32, 33 y 34 muestran su respectivo coeficiente de determinación (R^2), del cual se halla el coeficiente de correlación lineal R. Los valores de coeficiente de correlación lineal de las gráficas varían entre 0,6909-0,8237 e indican que la correlación es fuerte y directa.

Las técnicas que más se relacionan son: Petrografía vs Porosidad calculada 2 (ver Figura 33).

Los datos de porosidad hallados con el porosímetro son valores de porosidad efectiva mientras que los demás valores obtenidos teóricamente a partir de las densidades obtenidas con las diferentes técnicas (probeta, picnómetro e inyección de mercurio) son de porosidad absoluta o total. La petrografía muestra los diferentes tipos de porosidades; en este caso se tuvo en cuenta la porosidad total.

Los valores de permeabilidad varían en un rango de 0,107-0,138 mD, no obstante para la muestra MD-01 este valor es de 5,399 mD y se debe a la muy baja cantidad de cementación de sílice o sobrecrecimiento de cuarzo.

La principal desventaja de todas las técnicas es que sólo se analiza una pequeña parte de muestra, lo cual no es algo representativo.

Figura 32: Gráfica de la técnica del POROSÍMETRO VS POROSIDAD CALCULADA 1, donde se obtuvo un coeficiente de correlación lineal de 0,6909.

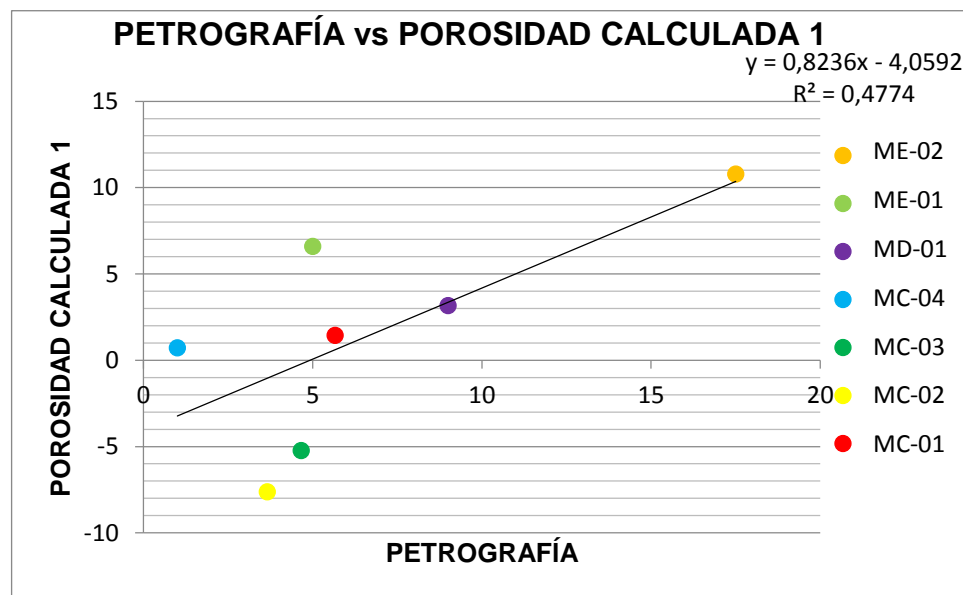


Figura 33: Gráfica de la técnica del POROSÍMETRO VS POROSIDAD CALCULADA 2, con un coeficiente de correlación de 0,8237.

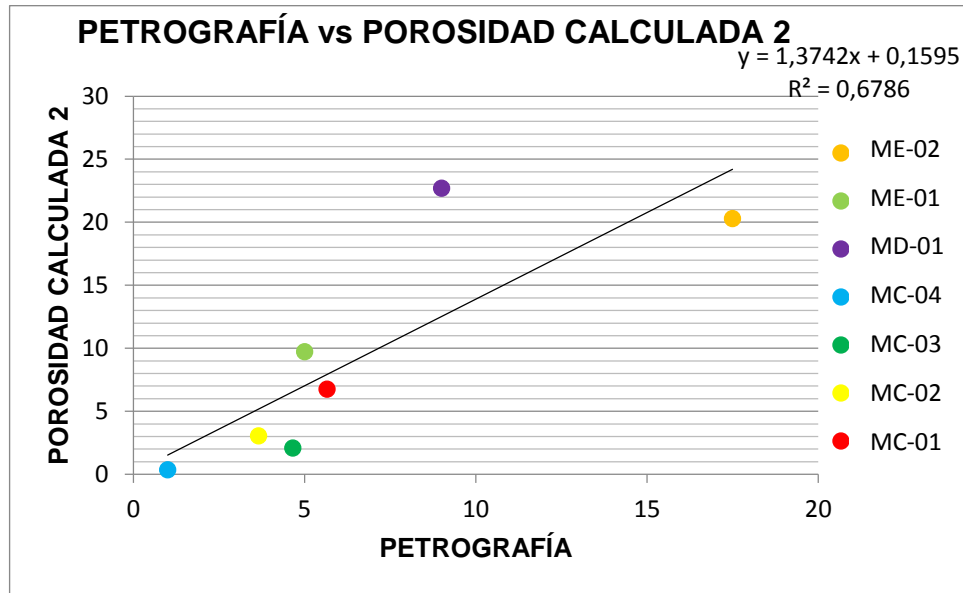


Figura 34: Gráfica de la técnica del POROSÍMETRO VS POROSIDAD CALCULADA 3, con un coeficiente de correlación de 0,7206.

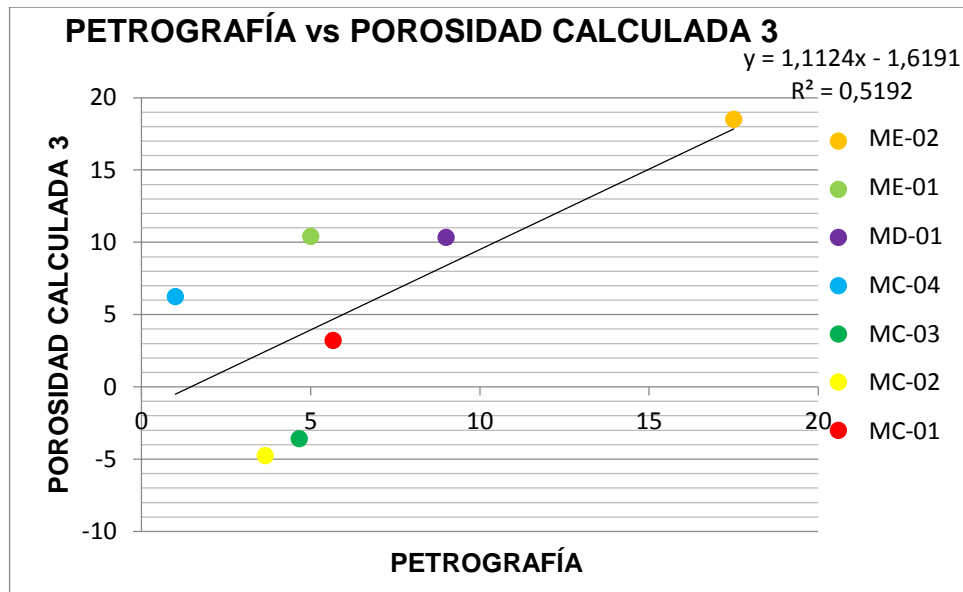
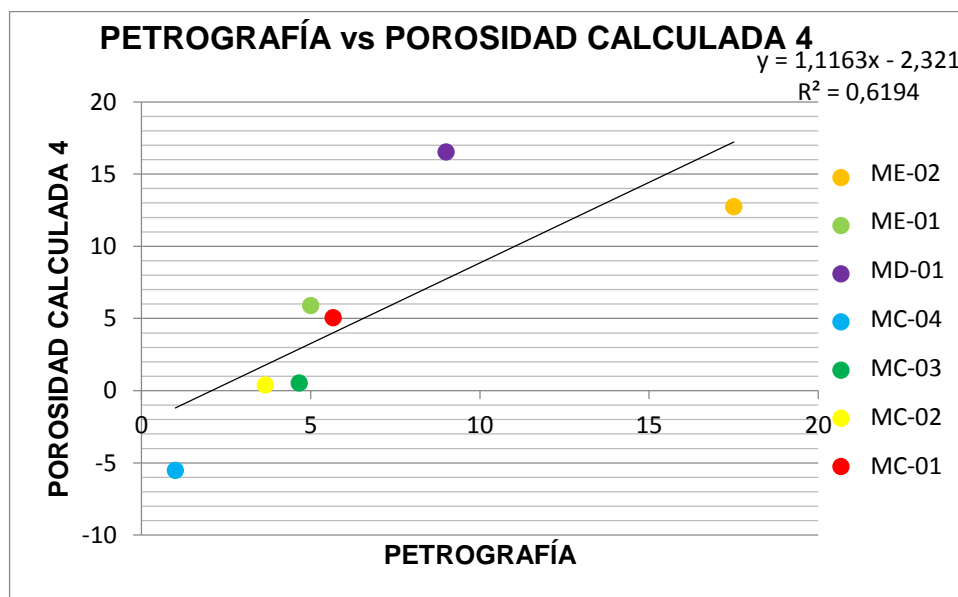


Figura 35: Grafica de la técnica del POROSÍMETRO VS POROSIDAD CALCULADA 4, con un coeficiente de correlación de 0,7870.

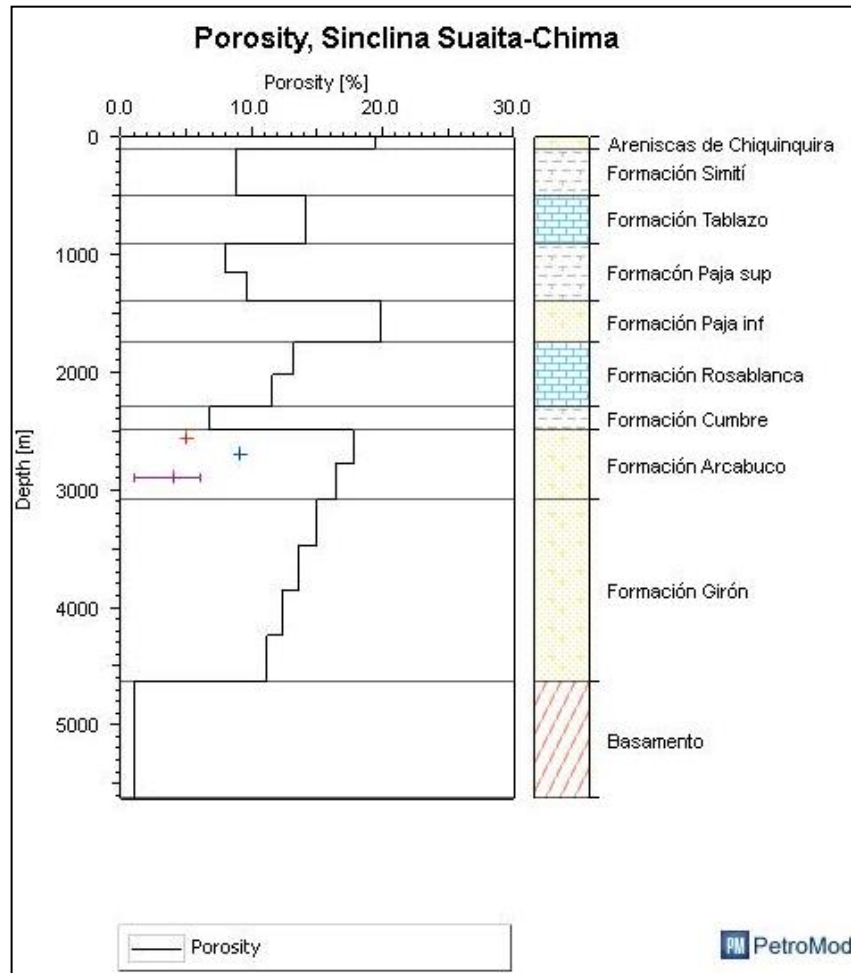


3. Modelamiento Geoquímico

El modelo Geoquímico ilustra que a los 28 Ma ha migrado hidrocarburo hacia la Formación Arcabuco a lo largo de las fallas. Sin embargo la paleosección de los 5 Ma muestra que no se retuvo hidrocarburos en la Formación Arcabuco (ver Figura 31). El modelo no tiene en cuenta los procesos de diagénesis observados en el análisis petrográfico (Ver capítulo 6.4). En la Figura 35 se muestran los datos de porosidad calculados por el modelo, para la Formación Arcabuco la porosidad está en un rango de 16-18% siendo estos valores mayores a los hallados experimentalmente.

Esto explica que si existe la posibilidad de que el gas se retuviera en las areniscas de la Formación Arcabuco, ya que la porosidad y la permeabilidad de estas rocas se redujeran por procesos diagenéticos.

Figura 36: Gráfica de porosidad del modelado geoquímico 1D. Las cruces indican los valores de porosidad obtenidos con petrografía



8. CONCLUSIONES

Los resultados del modelado geoquímico 2D indican que la Formación Arcabuco en el sinclinal Suaita-Chima podría contener un yacimiento de gas en arenas cementadas. Esta afirmación se basa en los siguientes aspectos:

- Los hidrocarburos generados en la Formación Rosablanca, migraron hacia la Formación Arcabuco a lo largo de los planos de las fallas a los 28 Ma.
- El hidrocarburo pudo haberse quedado atrapado allí debido a eventos diagénéticos que cementaron la roca, disminuyendo los procesos de escape de gas hacia la superficie por los flancos del sinclinal Suaita-Chima.
- Las características petrográficas de las areniscas indican que están en etapa diagenética media a tardía dada por la presencia de sericita, muscovita y la cementación de cuarzo.
- Se observaron procesos de disolución de sericita y de fragmentos de roca que explicarían la generación de porosidad secundaria la cual eventualmente sirvió de alojamiento para el gas.
- La arenisca de grano muy fino y composición subarcosa no presentan cementación de cuarzo debido a que los granos de cuarzo están rodeados de arcillas y óxidos de hierro los cuales impidieron su cementación. Por esta razón la subarcosa de grano muy fino presenta mayores valores de porosidad y permeabilidad que las areniscas de grano fino a medio.
- El principal aspecto negativo para el yacimiento en el sinclinal Suaita-Chima es la poca profundidad a la que está actualmente la Formación Arcabuco, ocasionada por el levantamiento y la erosión durante el Mioceno.

A partir de la gráfica de madurez termal se concluye que todas las formaciones denominadas como roca fuente actualmente están sobremaduras y la Formación Arcabuco está alojando gas termogénico.

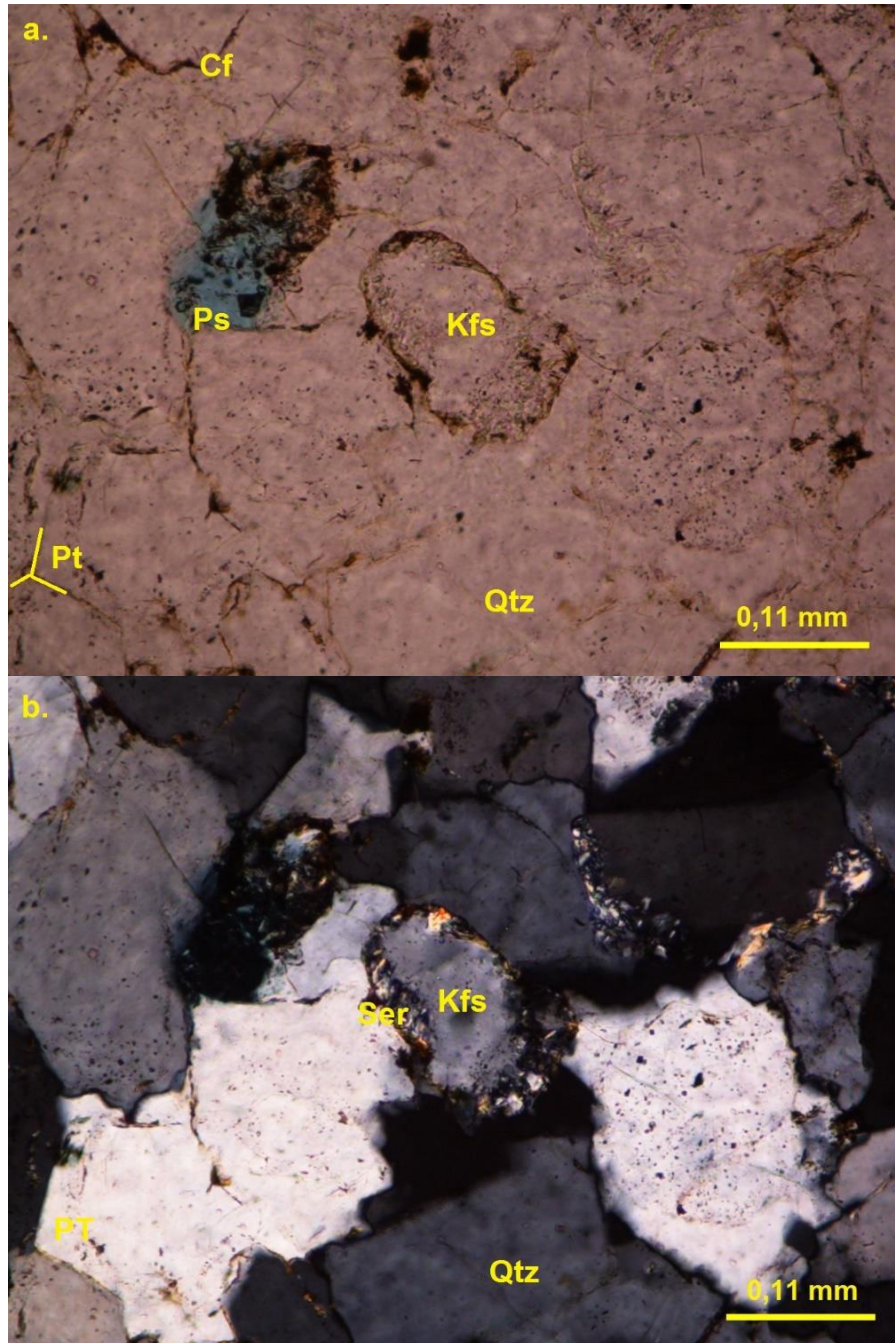
El posible yacimiento de Tight gas sandstone estaría en las facies arenosas, presentando porosidades en un rango de 1,770-13,410% y permeabilidades de 0,107-5,399 mD.

BIBLIOGRAFÍA

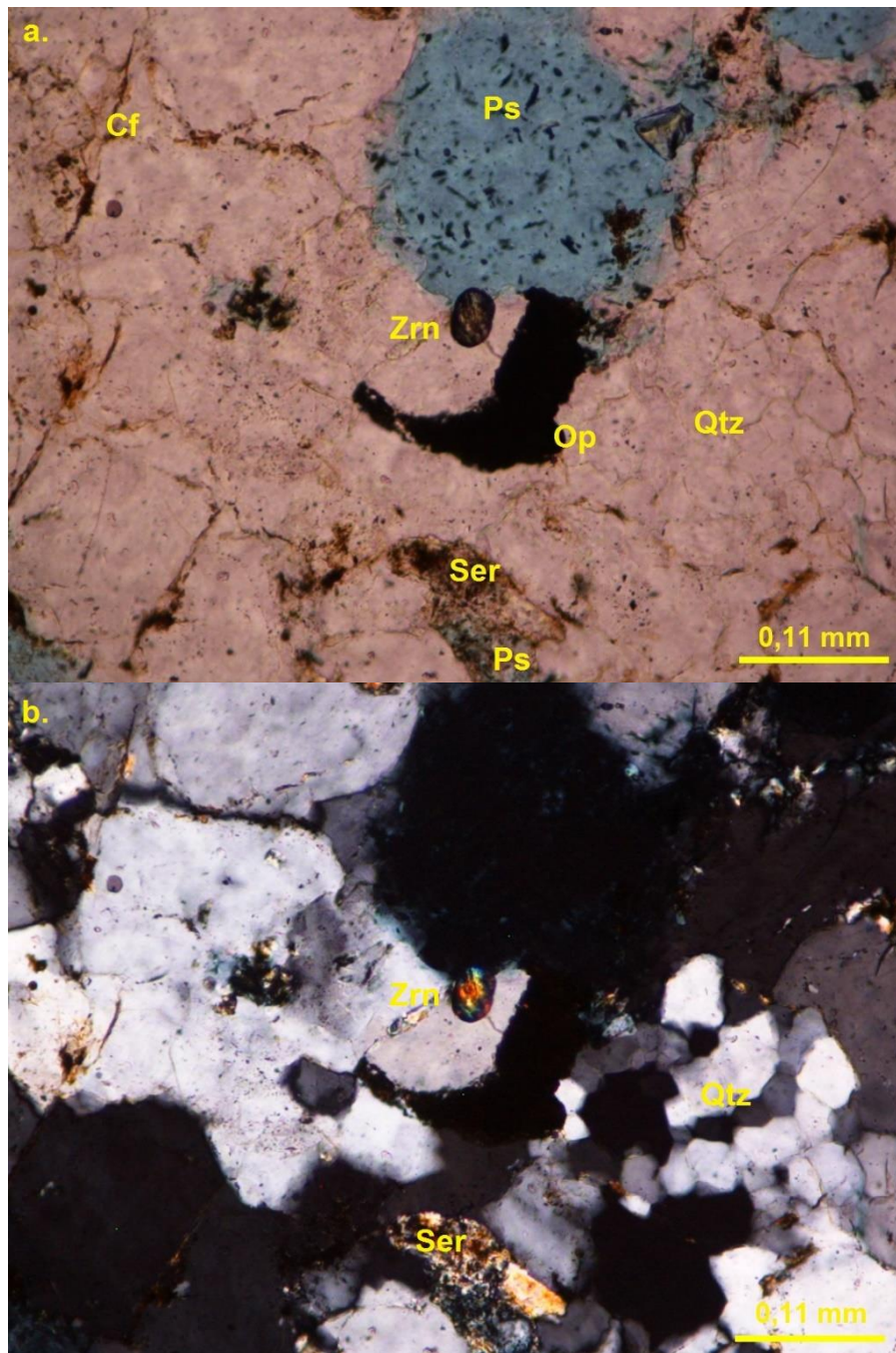
- Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2012). *Yacimientos no convencionales el nuevo boom*. Revista ACP Hidrocarburos.
- Alonso Rodríguez, F. J. (Octubre de 2010). Propiedades Físicas: Densidad y Porosidad. Oviedo, Asturias, España.
- American Petroleum Institute. (Febrero de 1998). Recommended Practices for Core Analysis. *Norma API RP 40*. Segunda edición.
- Andrés Mora, A. R.-H.-A. (9 de October de 2013). shortening and sedimentation: Cenozoic example from the Eastern Cordillera of Colombia. 411-442. London: Geological society, special Publications.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, J. (2007). *Colombian Sedimentary Basin: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new proposal*. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda.
- Bidner, M. S. (2001). *PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO*. Buenos Aires: Editorial Universitaria de Buenos Aires.
- Castillo, P., Ou, L., & Prasad, M. (2012). Petrophysical Description of Tight Gas Sands. *2012 Annual Meeting* (pág. 1). Las Vegas: SEG.
- Cruz, L., & Caballero, V. (2004). Petrología Sedimentaria, Guía de laboratorio. Escuela de Geología, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- E. Tesón, A. M.-M. (11 de June de 2013). Relationship of Mesozoic graben development, stress, shortening magnitude, and structural style in the Eastern Cordillera of the Colombian Andes. *Special Publications, first published*. London: Geological Society, Special Publications, first published.
- Folk. (1974). *Petrology of Sedimentary Rocks*. Austin, Texas: Hemphill publishing Company.
- Galvis García, J. N., & Rubiano Ortiz, J. L. (1985). Redifinición Estratigráfica de la Formación Arcabuco, con base en el análisis facial. *Proyecto Cretácico. Publicaciones especiales geológicas del Ingeominas*, N° 16, Cap VII, p. 1-16.
- Halliburton. (2012). *Integración Geológica de la Digitalización, Cuenca Valle Medio del Magdalena*. Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH.
- Holditch, S. A. (2006). Tight Gas Sands. *Journal of Petroleum Technology*, 86.
- Javier Sánchez, B. K. (2012). Kinematic evolution of Andean fold-thrust structures along the boundary between the Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley basin, Colombia. *TECTONICS, VOL. 31, TC3008*, 1-24.

- Levine, S., Carpenter, P., & Anul, T. (2014). *Understanding Natural Gas Markets*. American Petroleum Institute.
- Pulido González, O. (1979). *Geología de las planchas 131 (San Gil) y 151 (Charalá) Cuadrángulo I-12 . Escala 1:100.000 Memoria Explicativa*. Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear INGEOMINAS, Bogotá.
- Pulido González, O. (1985). *Geología de la Plancha 151 Charalá. Escala 1:100.000*. INGEOMINAS.
- Renzoni, G., & Rosas, H. (1967). *Geología de la Plancha 171 Duitama. Escala 1:100.000* . INGEOMINAS.
- Sarmiento, L. (2001). *Mesozoic Rifting and Cenozoic Basin Inversion History of The Eastern Cordillera, Colombian Andes: Inferences from Tectonic Models*. Amsterdam: Vrije Universiteit.
- Schneider, L. (2008). *Tight Gas Sands y sus desafíos*. Buenos Aires: CLICeT.
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (Abril de 2013). *U.S. Energy Information Administration (EIA)*. Obtenido de Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2013).pdf)

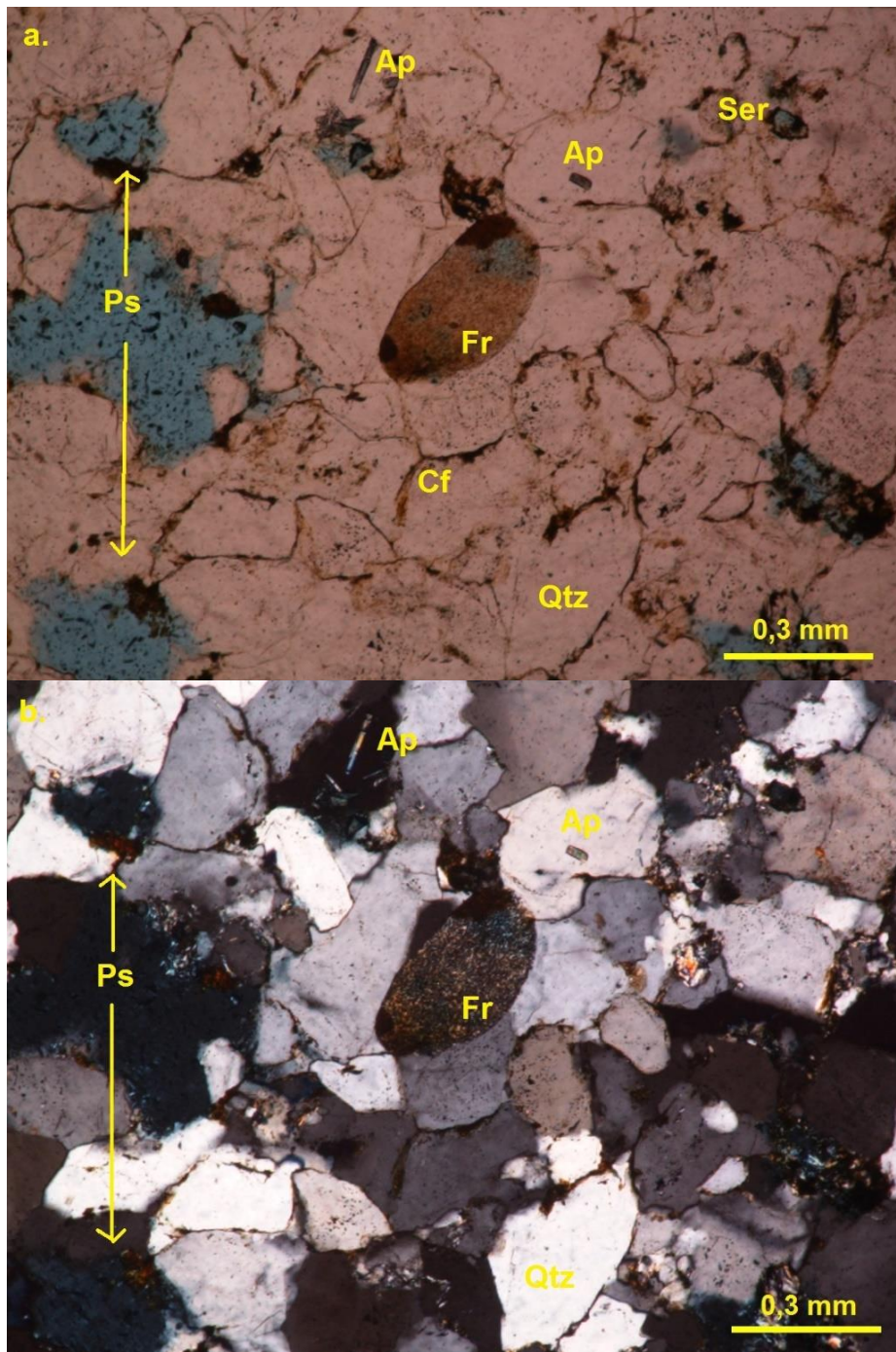
ANEXOS
ANEXO A: Descripción secciones delgadas
MC-01



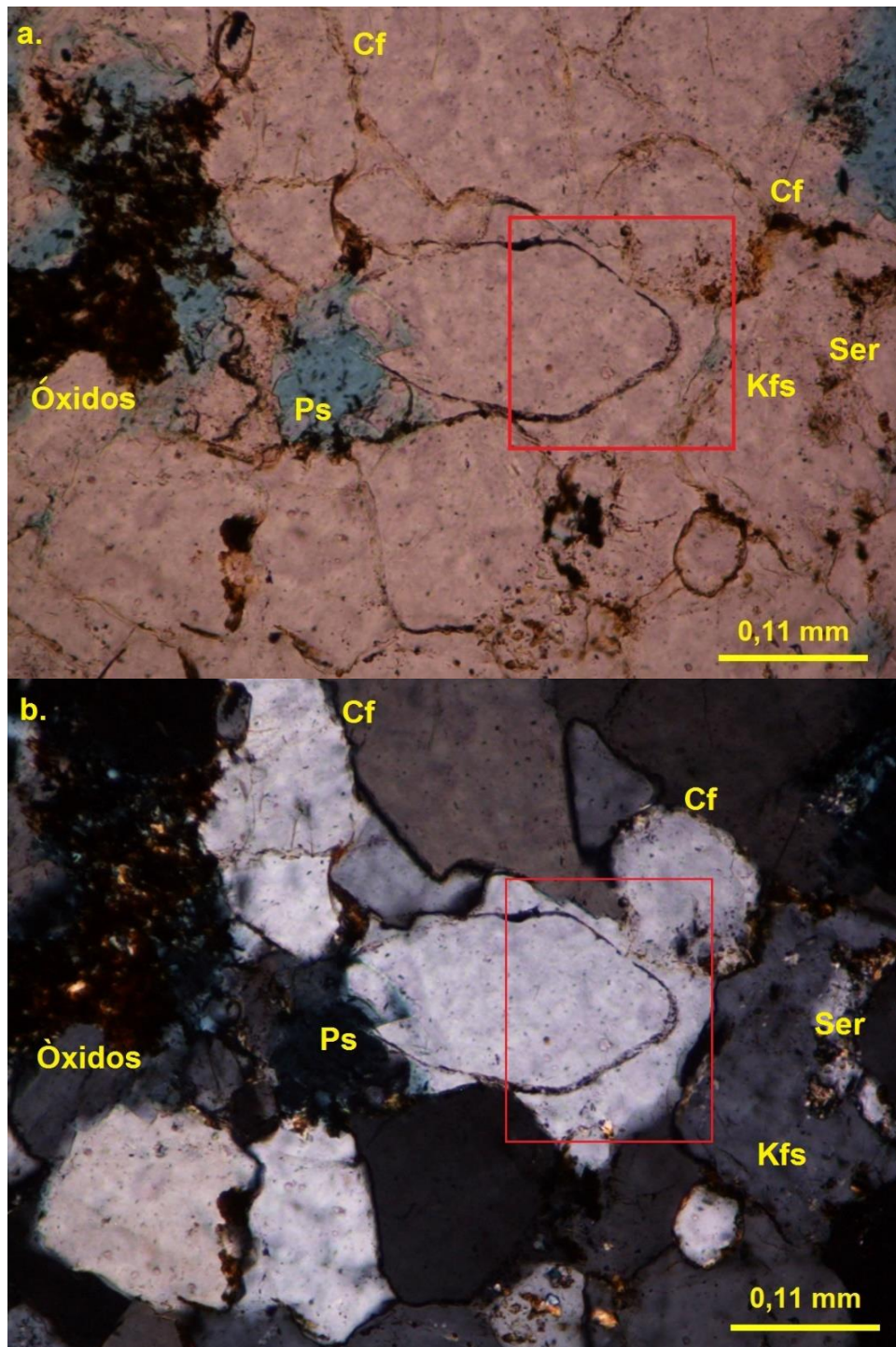
Sub-arcosa, de grano fino; se observa un feldespato (Kfs) con alteración de sericita de los bordes al centro, punto triple (Pt), cristales angulares de cuarzo monocristalino (Qtz), Porosidad secundaria por disolución de sericita (Ps) y cemento ferruginoso (Cf). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 20X.



Se observa un circón (Zrn) mostrando su fuerte relieve y sus colores de interferencia, Cuarzo policristalino (Qtz), mineral opaco (Op), sericita (Ser) como mineral de alteración, porosidad secundaria (Ps) y cemento ferruginoso (Cf). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 20X.

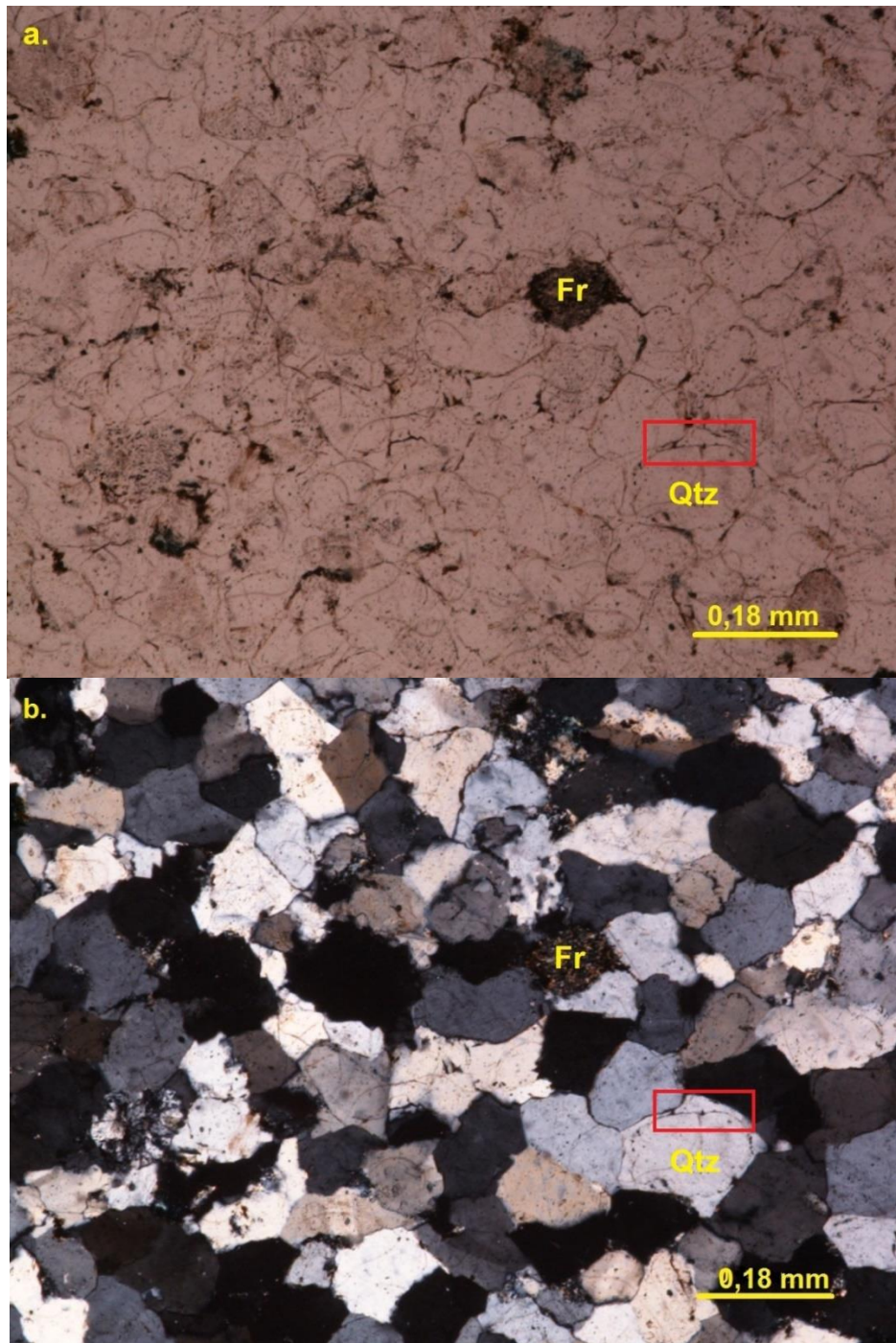


Fragmento de roca (Fr), porosidad secundaria (Ps) por disolución de sericita, cuarzo monocristalino (Qtz), cemento ferruginoso (Cf) y algunas inclusiones de apatitos (Ap); el contacto entre sus partículas es cóncavo-convexo. Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 10X.

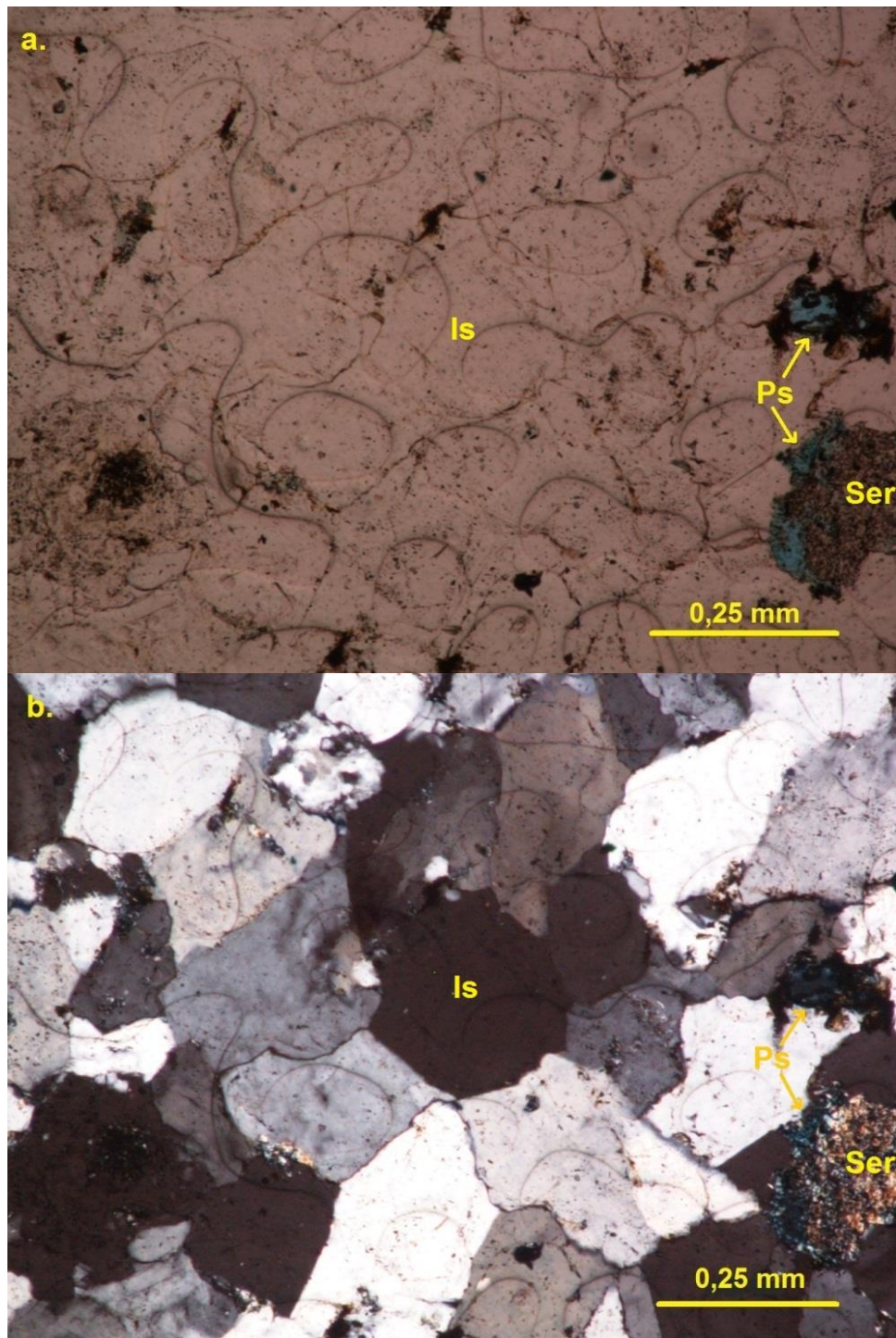


En el recuadro rojo se muestra el sobrecrecimiento de cuarzo (Qtz), feldespato potásico (Kfs) con alteración de sericita (Ser), porosidad secundaria (Ps) y minerales de óxido. Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 20X

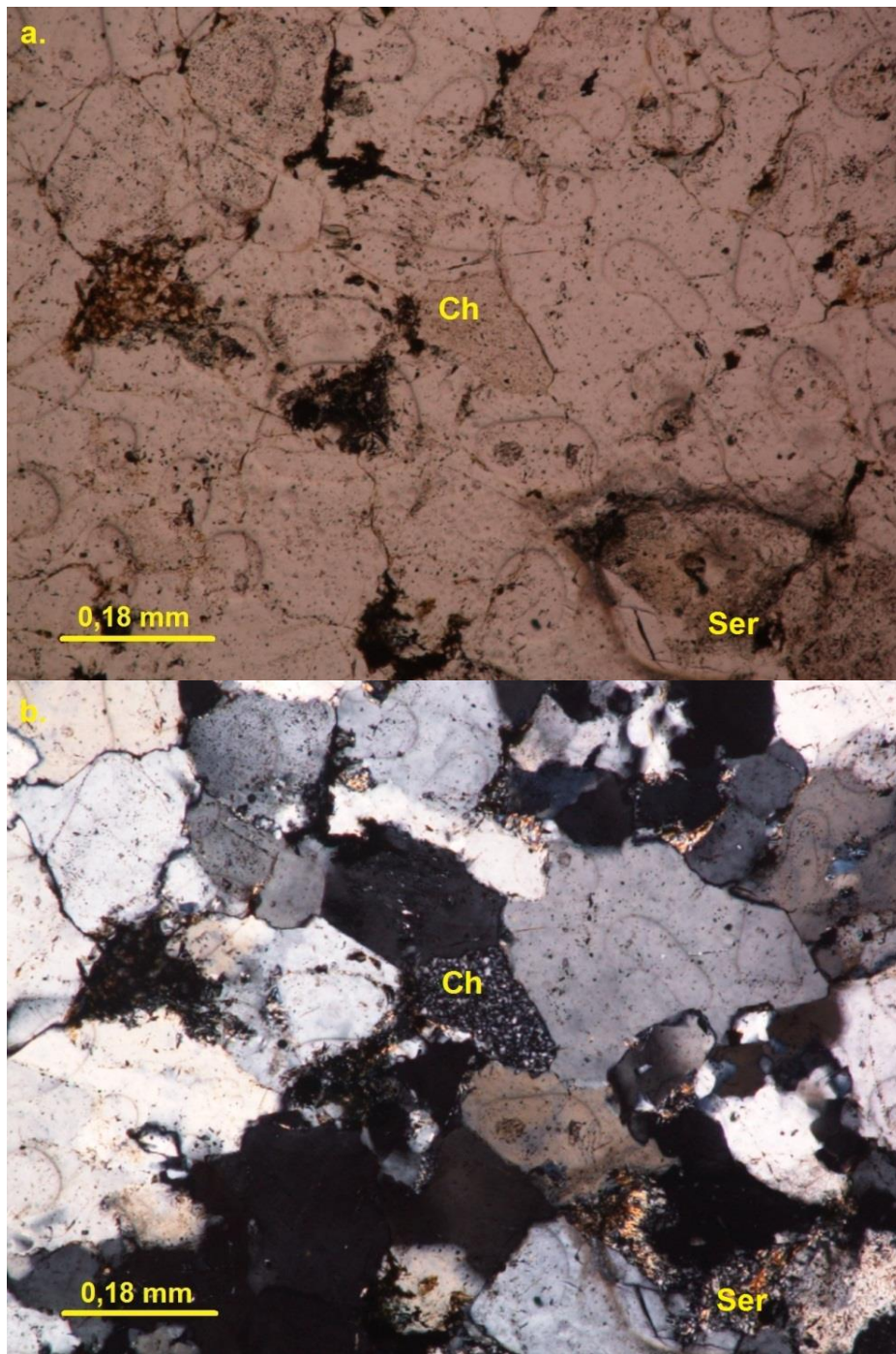
MC-02



Sub-arcosa de grano fino, moderadamente calibrada; el contacto entre partículas es cóncavo-convexo (Ccc), se observa, sobre crecimiento de cuarzo (recuadro rojo), un fragmento de roca (Fr). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 5X

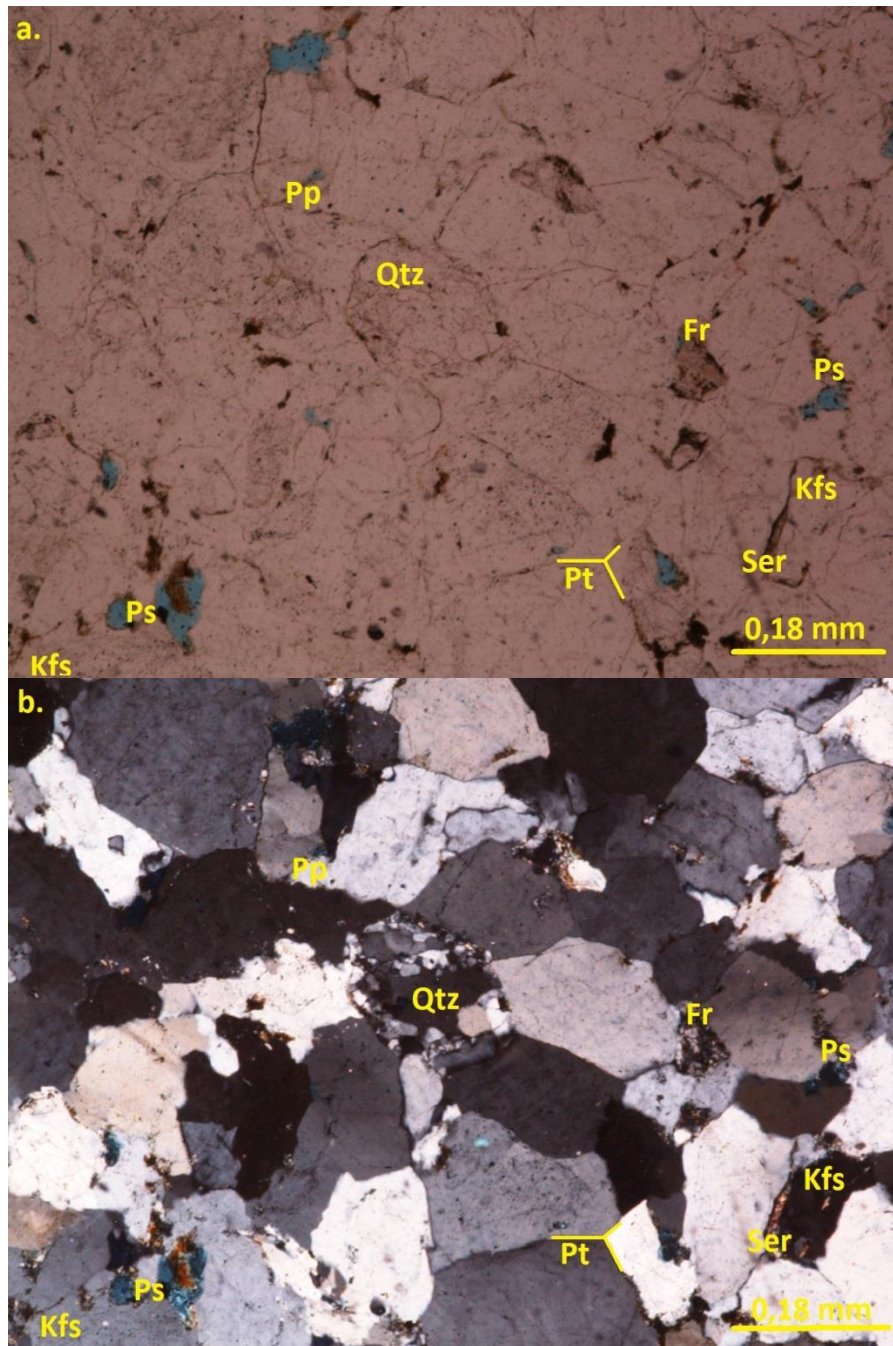


Mineral isotrópico (Is), porosidad secundaria (Ps) por disolución de sericita (Ser). En: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 10X.

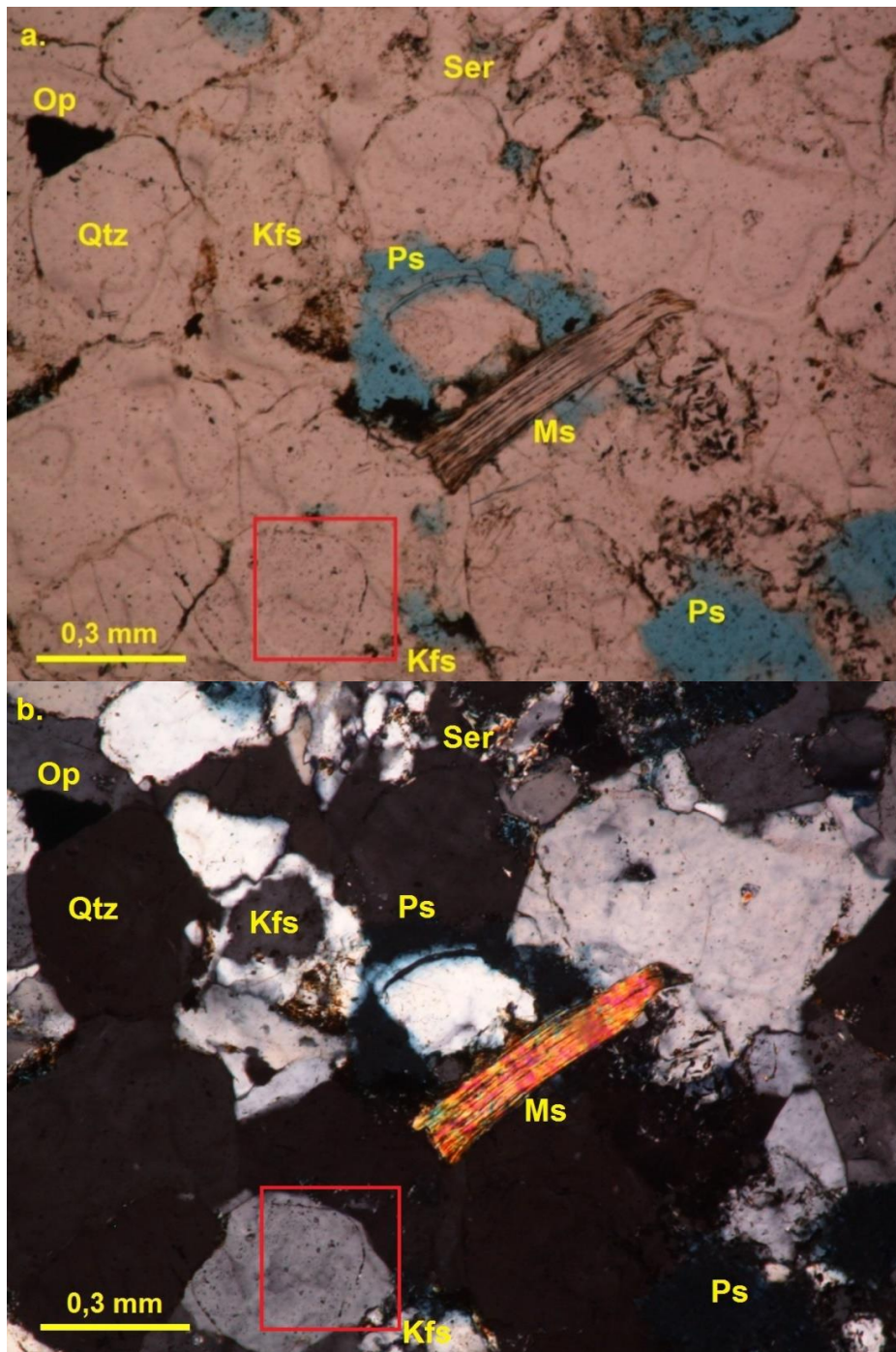


Chert (Ch), feldespato alterado a sericita (Ser). En: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 10X.

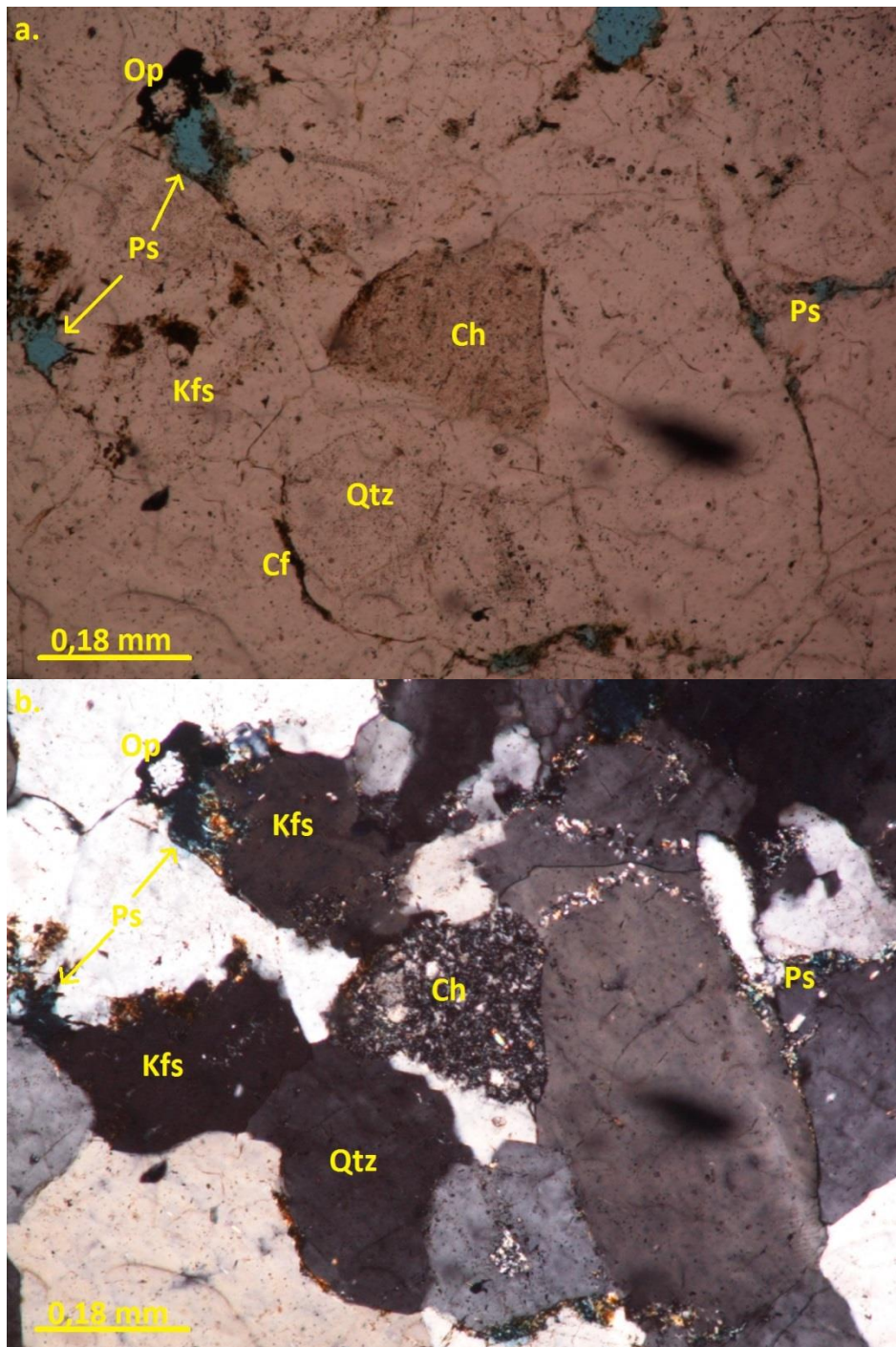
MC-03



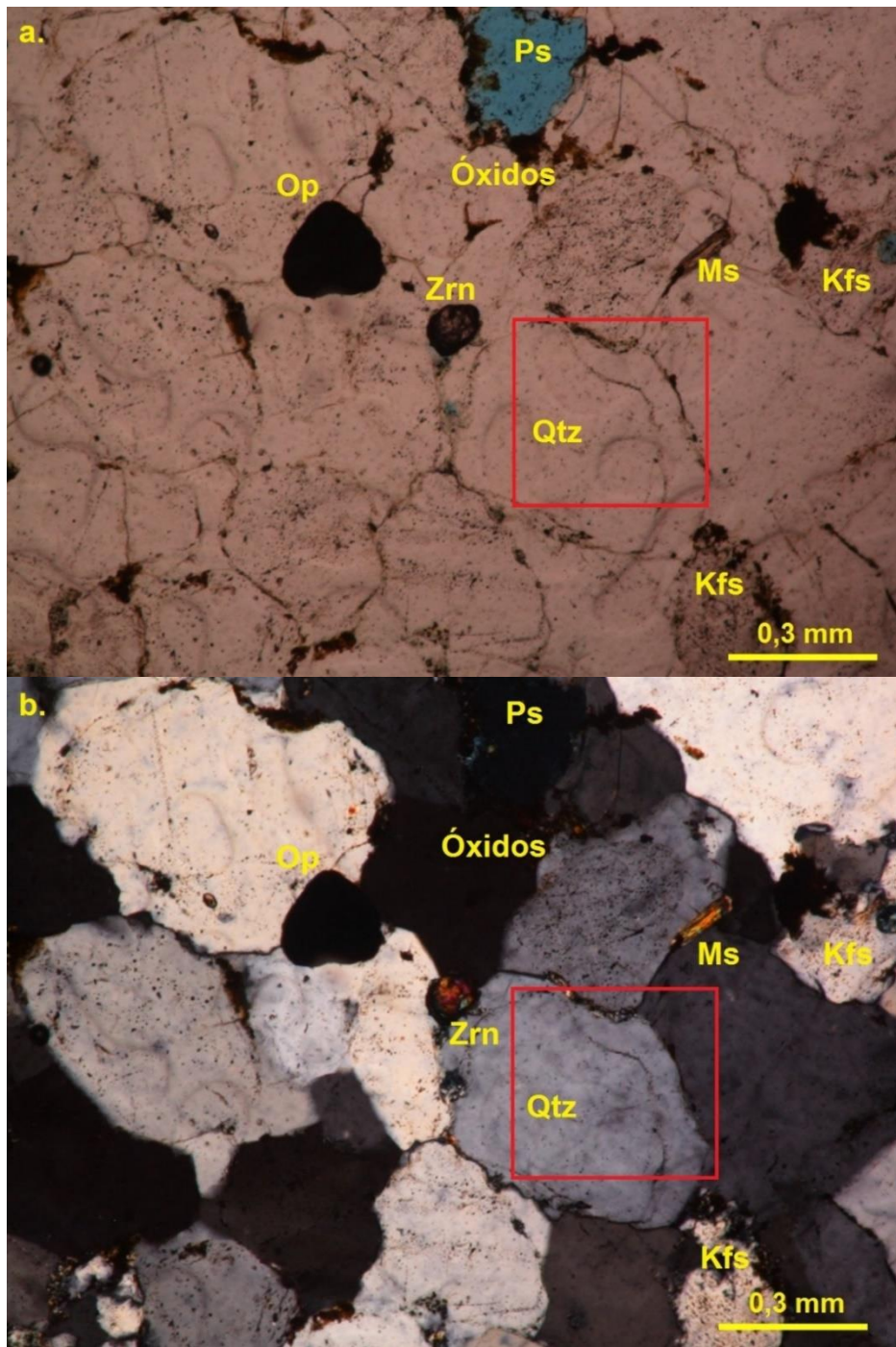
Sub-arcosa de grano medio, moderadamente calibrada, el contacto entre las partículas es cóncavo-convexo (Ccc), se observa un cuarzo policristalino (Qtz), fragmento de roca (Fr), el sobrecrecimiento de sílice representado por puntos triples (Pt), porosidad primaria (Pp) intergranular y secundaria (Ps) por disolución. Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 5X.



Muscovita (Ms), mineral opaco (Op), porosidad secundaria (Ps) por disolución y por fractura, en el recuadro rojo se aprecia el sobrecrecimiento de cuarzo (recuadro rojo), punto triple (Pt), fragmento de roca (Fr) y feldespato potásico (Kfs). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 10X.

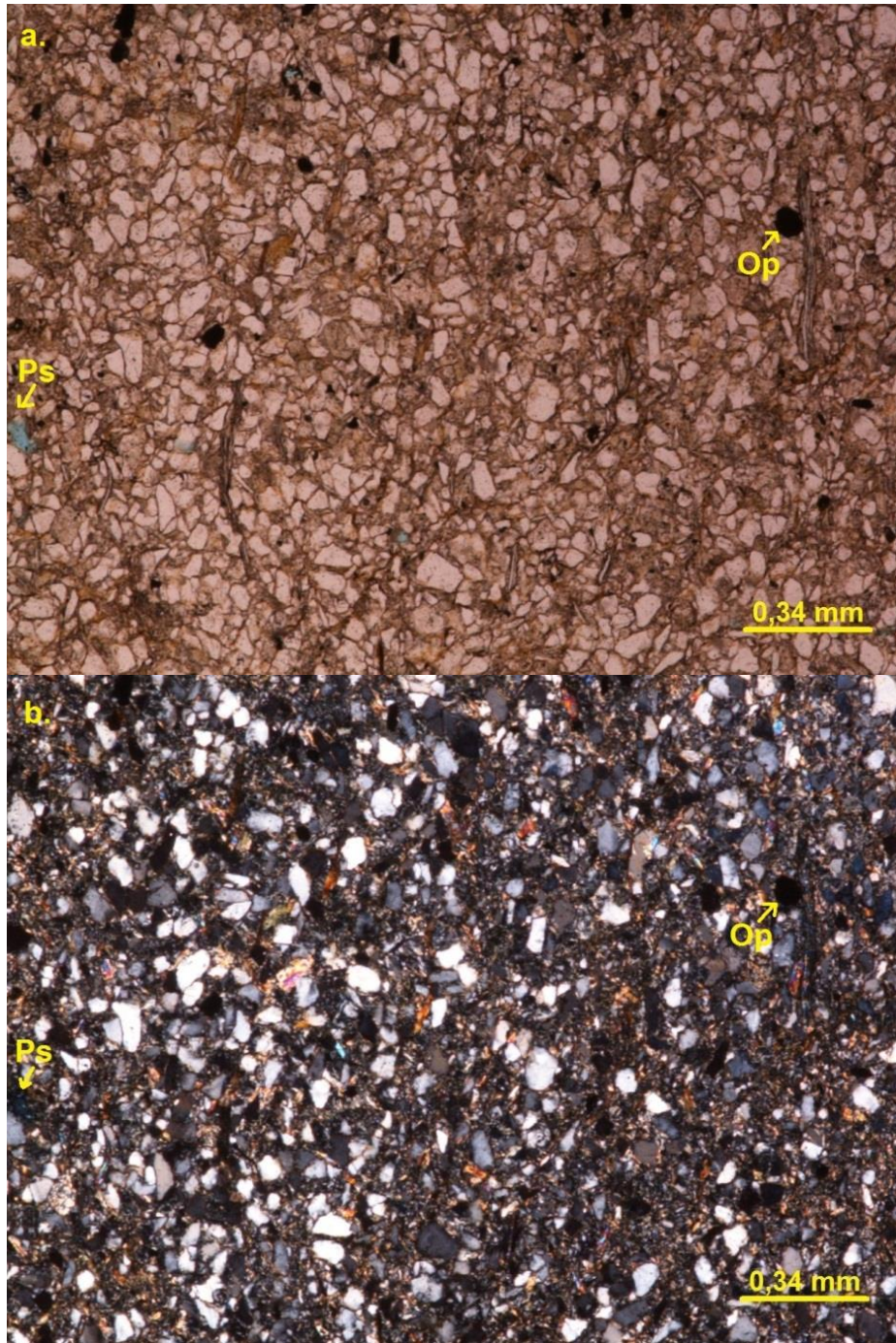


Chert (Ch), cuarzo (Qtz), opacos (Op), feldspato (Kfs), porosidad secundaria (Ps) y cemento ferruginoso (Cf). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 5X.

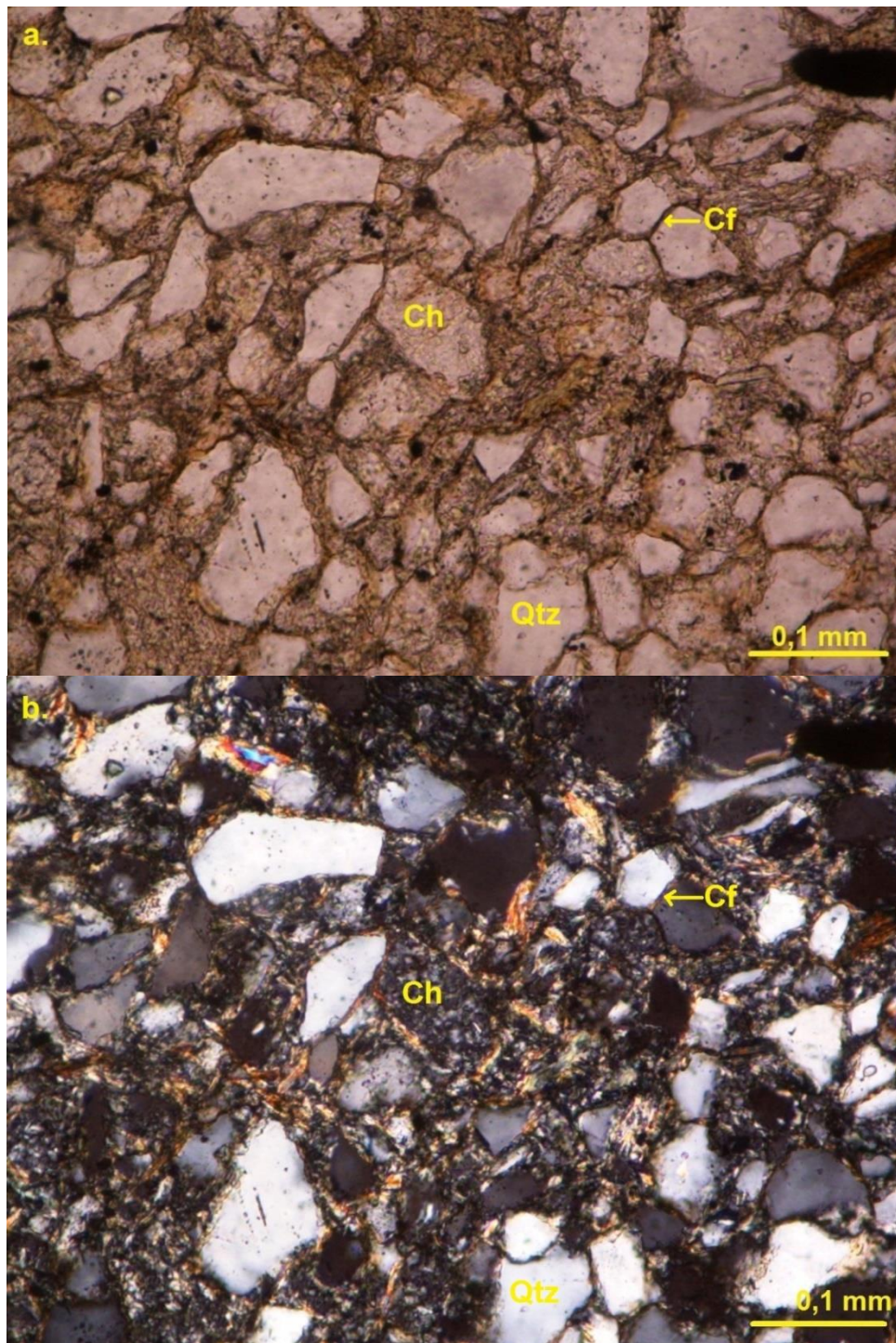


Sobrecrecimiento de cuarzo (recuadro rojo), feldespato (Kfs), circón (Zrn), muscovita (Ms), porosidad secundaria por disolución (Ps), mineral opaco (Op), nótese el alto relieve del circón; Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 10X.

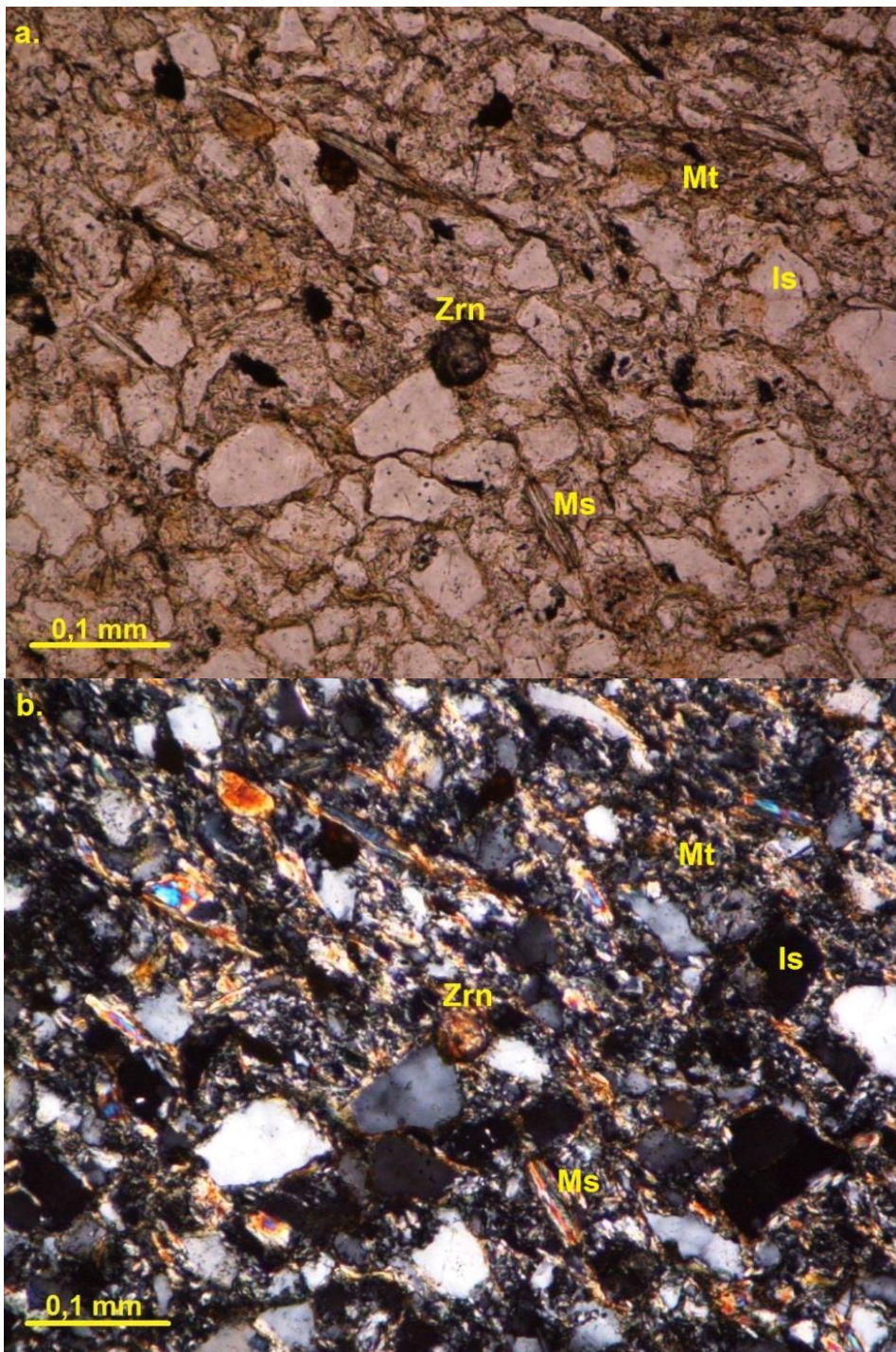
MC-04



Limolita arenosa de grano grueso, mal calibrada; se observan minerales opacos (Op) y porosidad secundaria por disolución de matriz (Ps). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 5X.

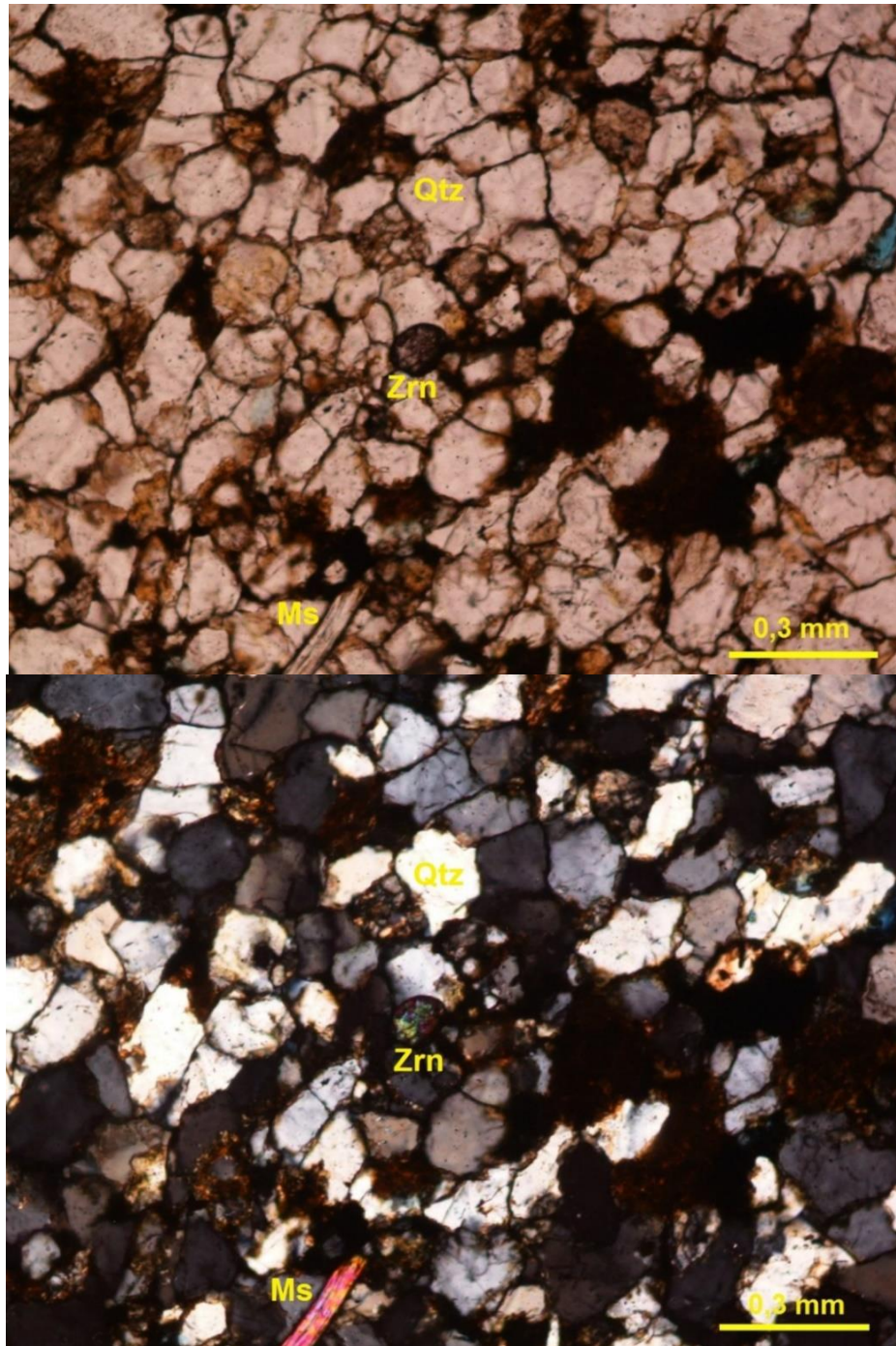


El contacto entre partículas es cóncavo-convexo y flotante, Cemento ferruginoso (Cf), Cuarzo monocristalino (Qtz), Chert (Ch). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 20X.

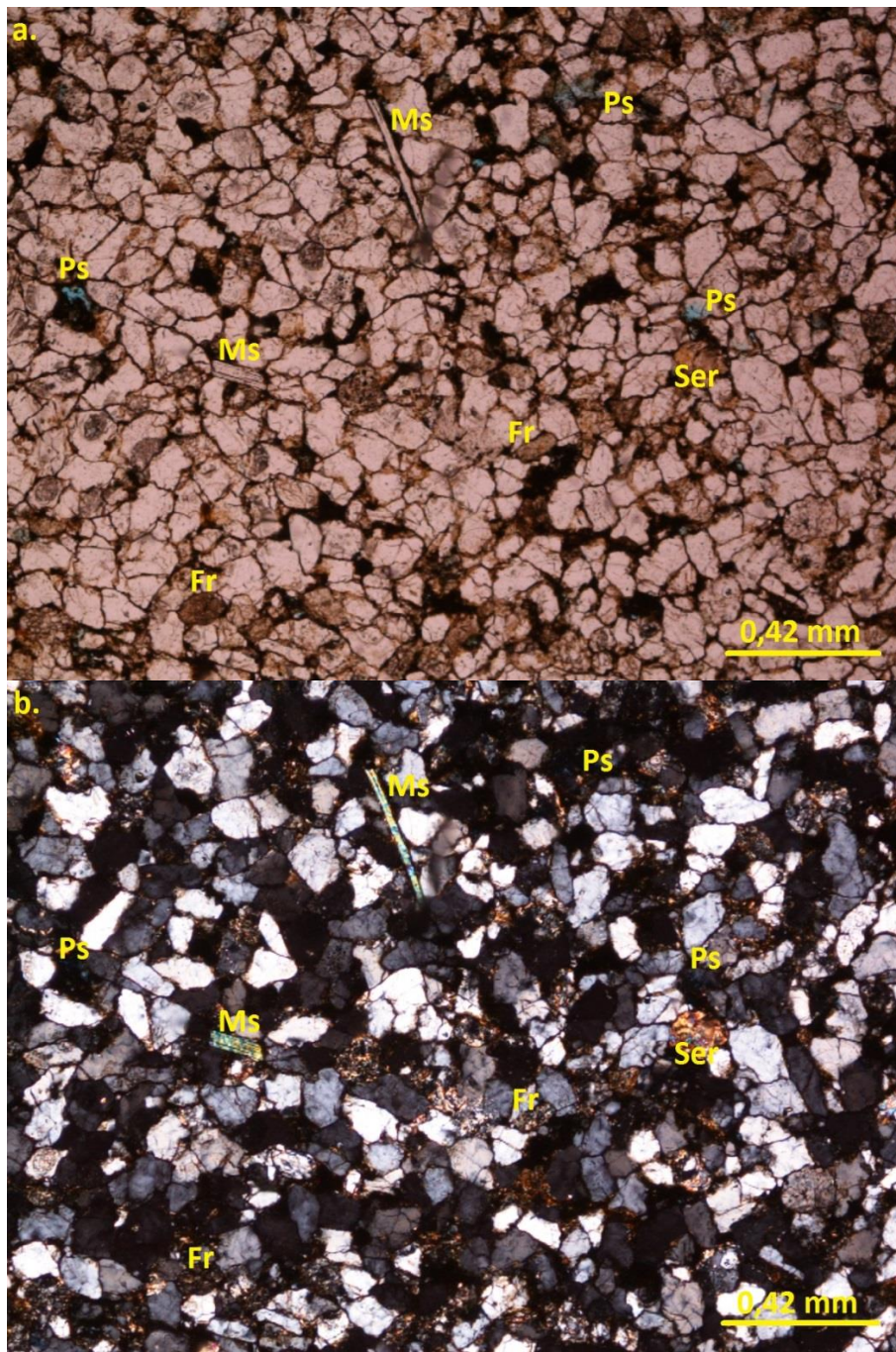


Circón (Zrn), Muscovita (Ms), minerales opacos (Op) e isotrópicos (Is) y matriz arcillosa (Mt). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 20X.

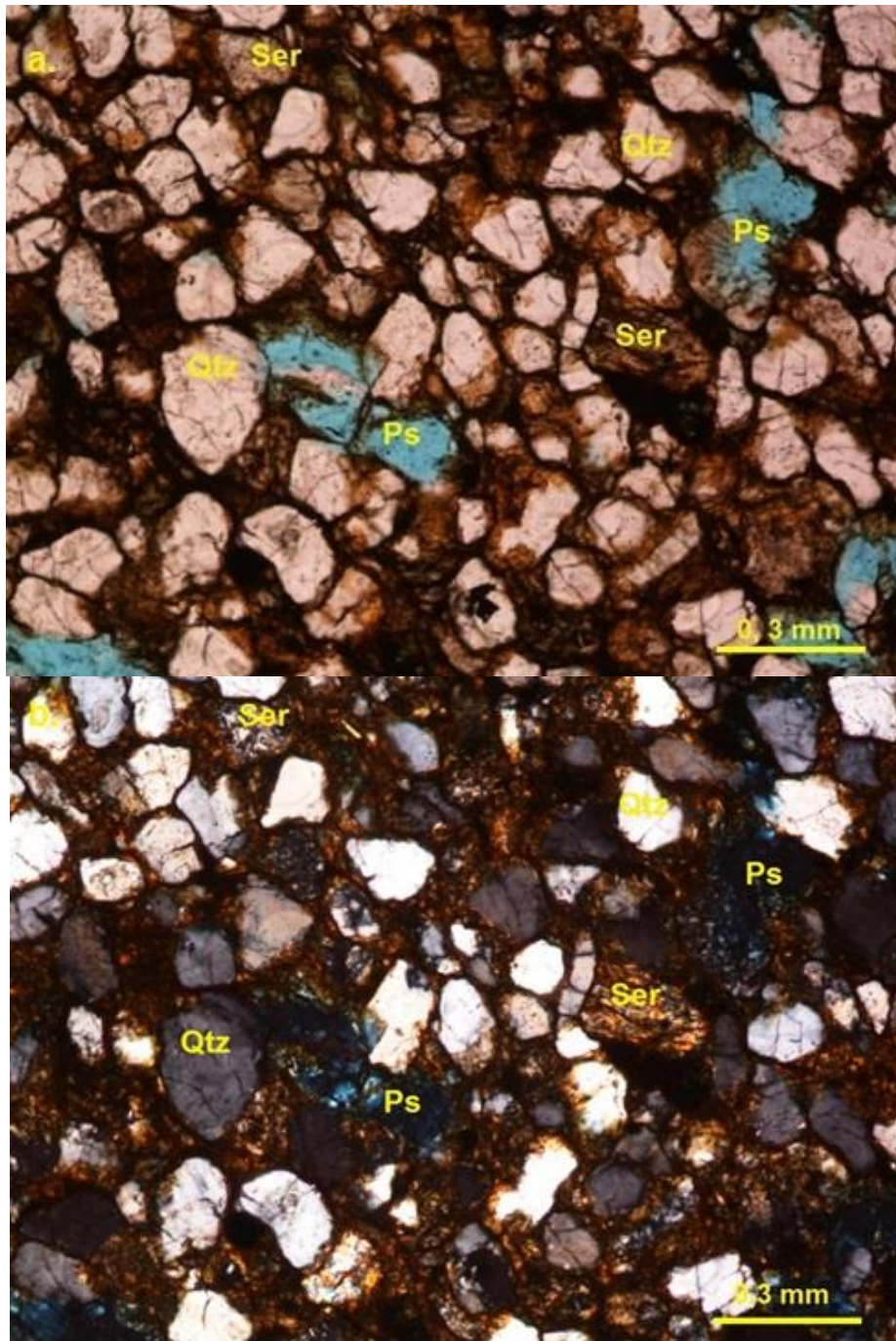
MD-01



Sub-arcosa de tamaño de grano fino a muy fino, con granos angulares a sub-angulares, moderadamente calibrada. Se observa muscovita (Ms) y cuarzo monocristalino (Qtz), el cemento es ferruginoso. Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 10X.

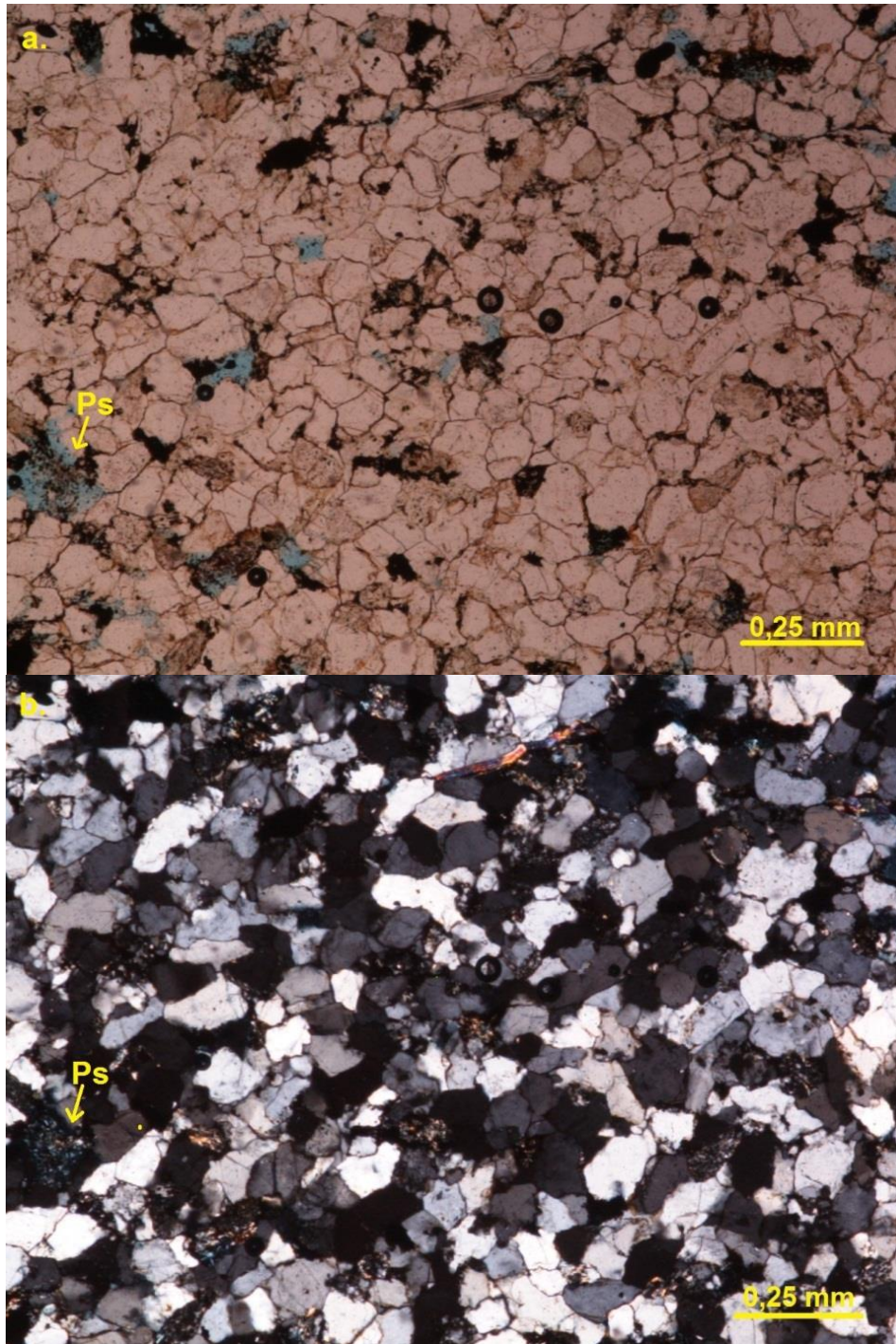


Muscovita (Ms), fragmento de roca (Fr), y sericita (Ser). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 5X

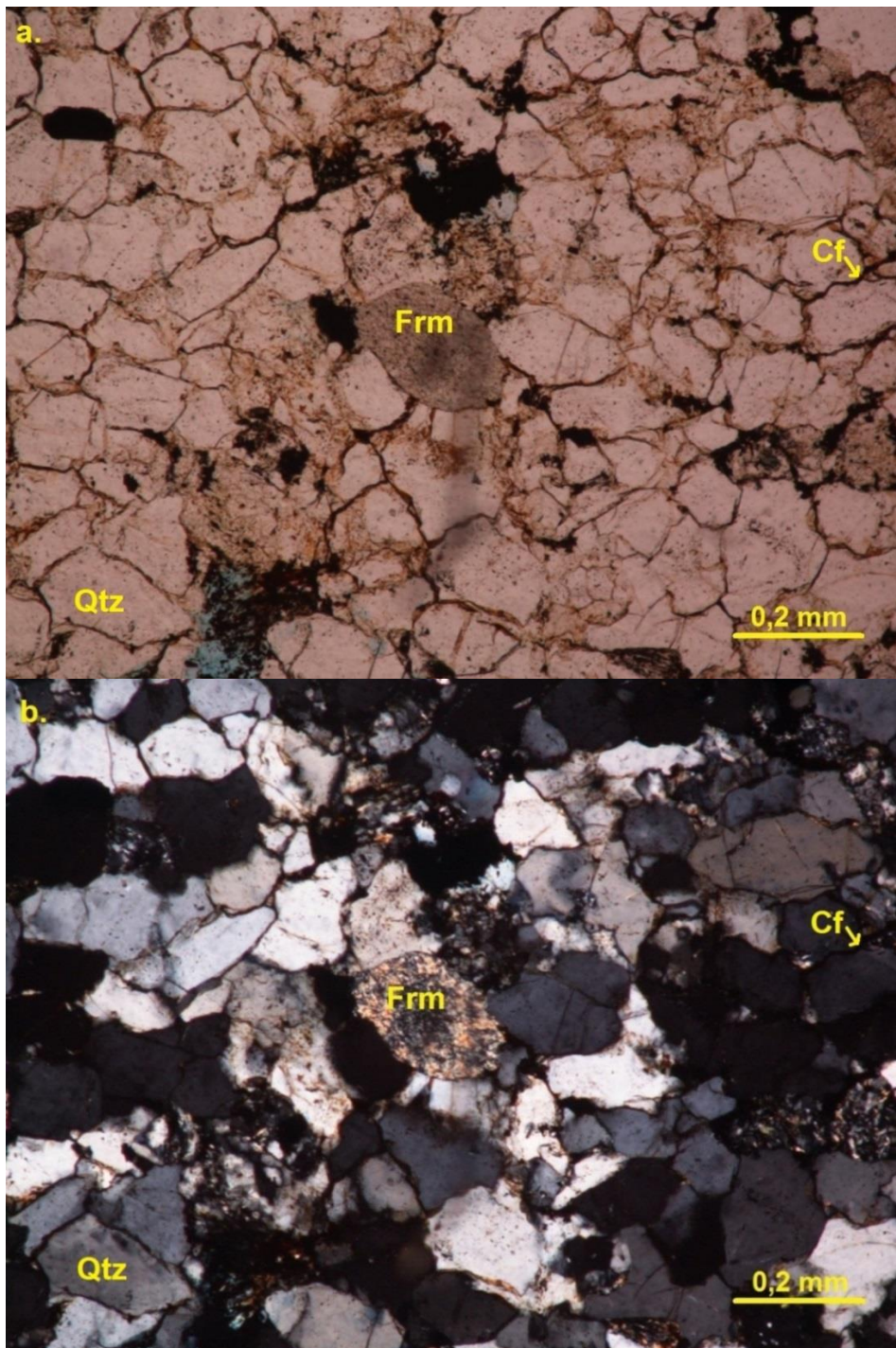


La porosidad en esta muestra es en su totalidad secundaria por disolución (Ps), se observa que los granos están flotando en la matriz. Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 10X.

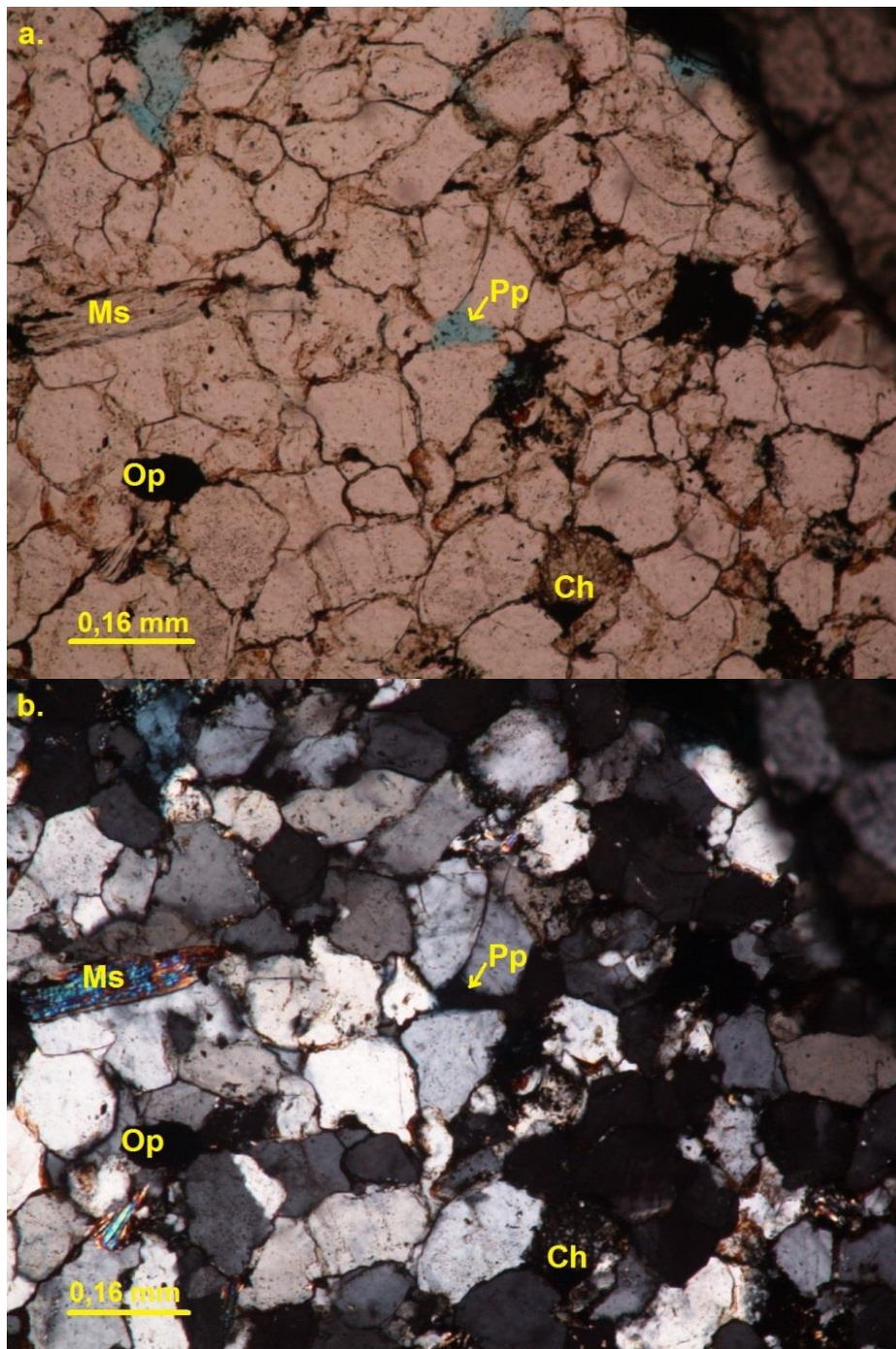
ME-01



Arcosa lítica de grano fino, moderadamente calibrada con porosidad secundaria (Ps) por disolución de la sericita. Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 5X

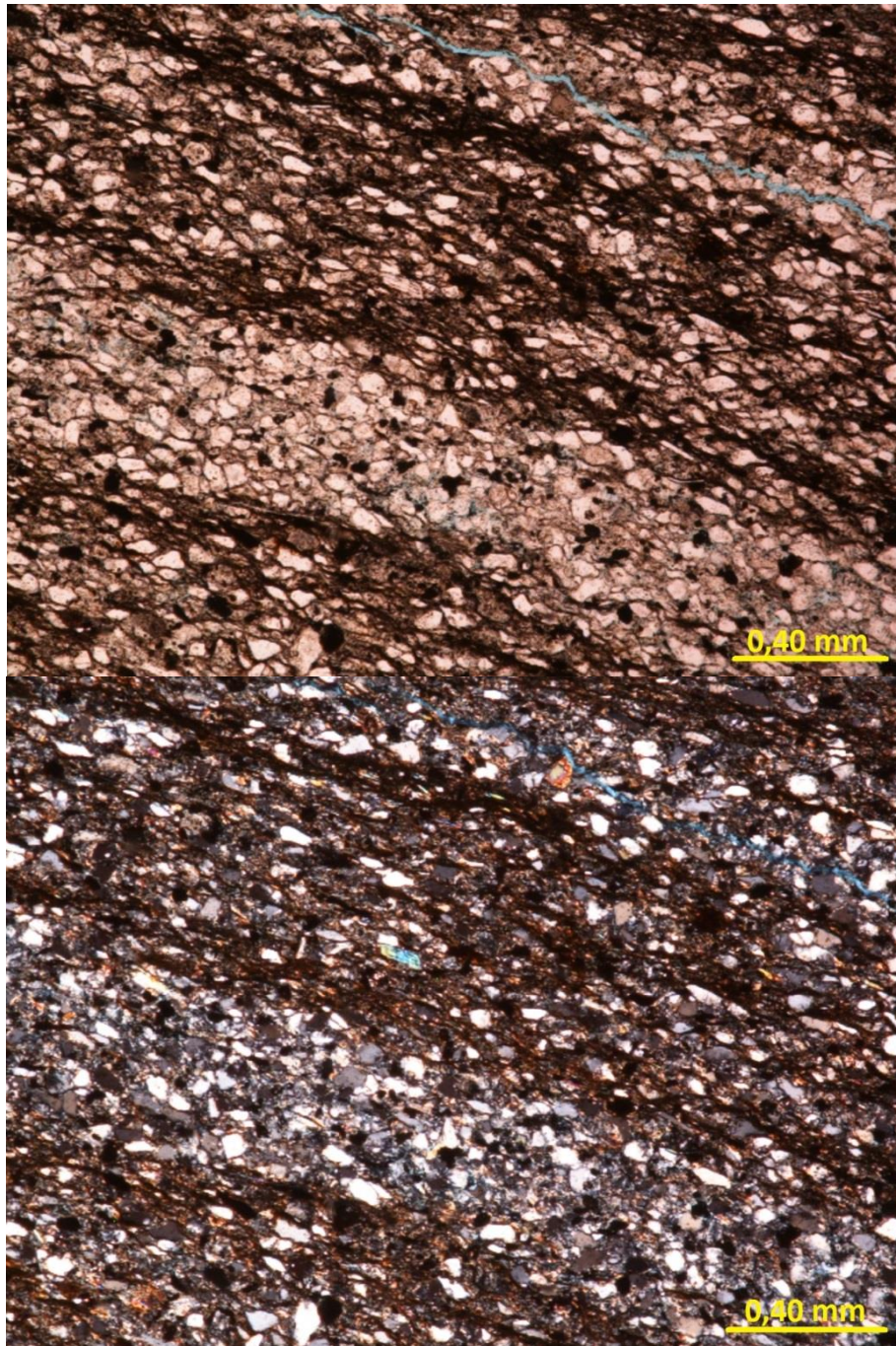


Contacto entre partículas es cóncavo-convexo (Ccc), cuarzo microcristalino (Qtz), Cemento ferruginoso (Cf), Fragmento de roca metamórfica (Frm). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 10X

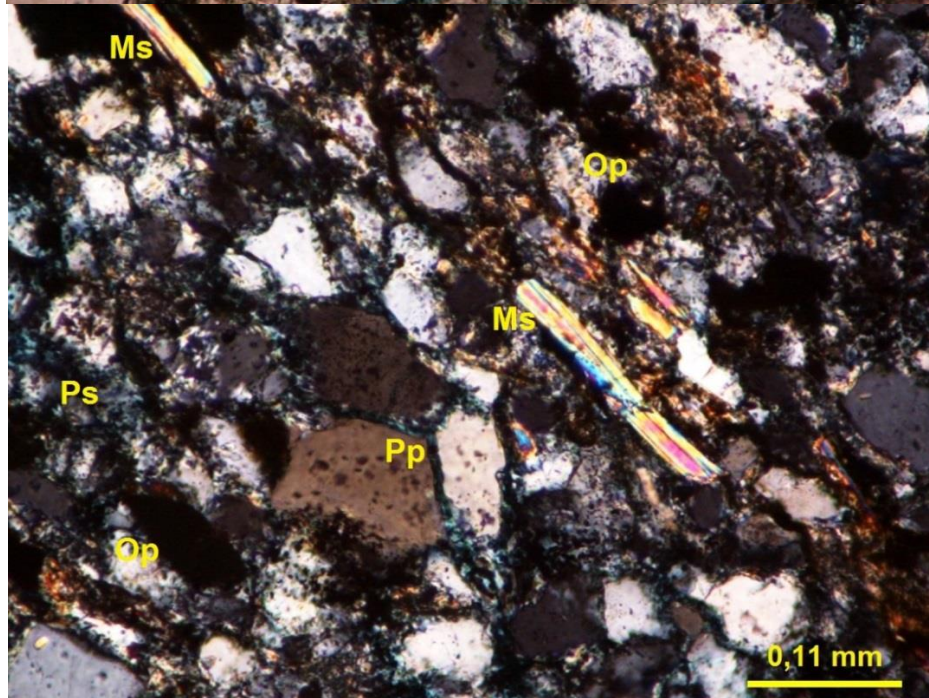
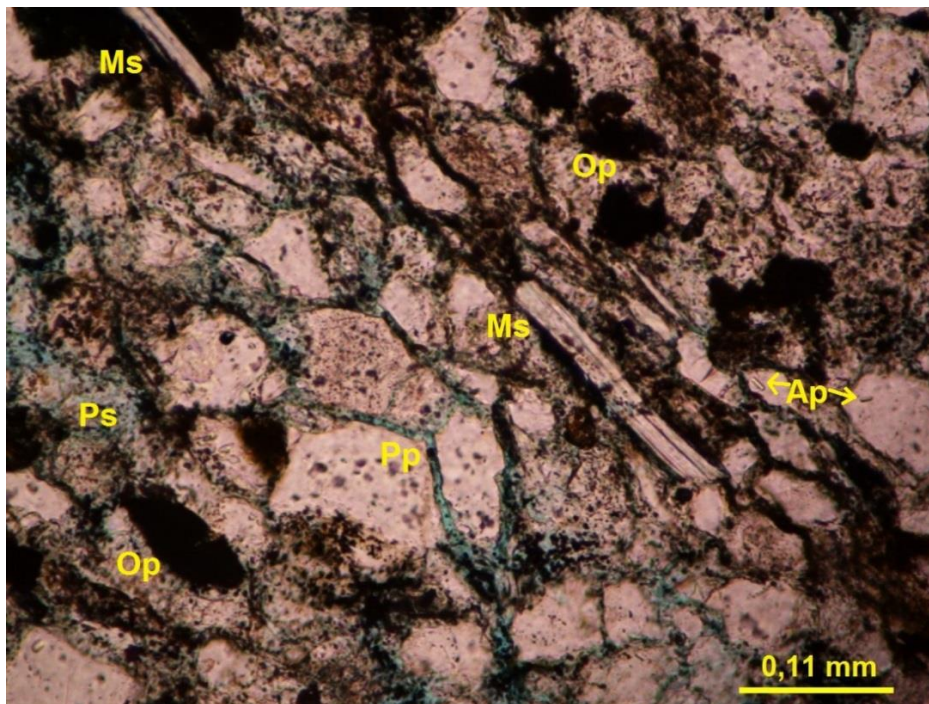


Chert (Ch), Muscovita (Ms), Mineral opaco (Op) y Porosidad primaria intergranular (Pp). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 10X.

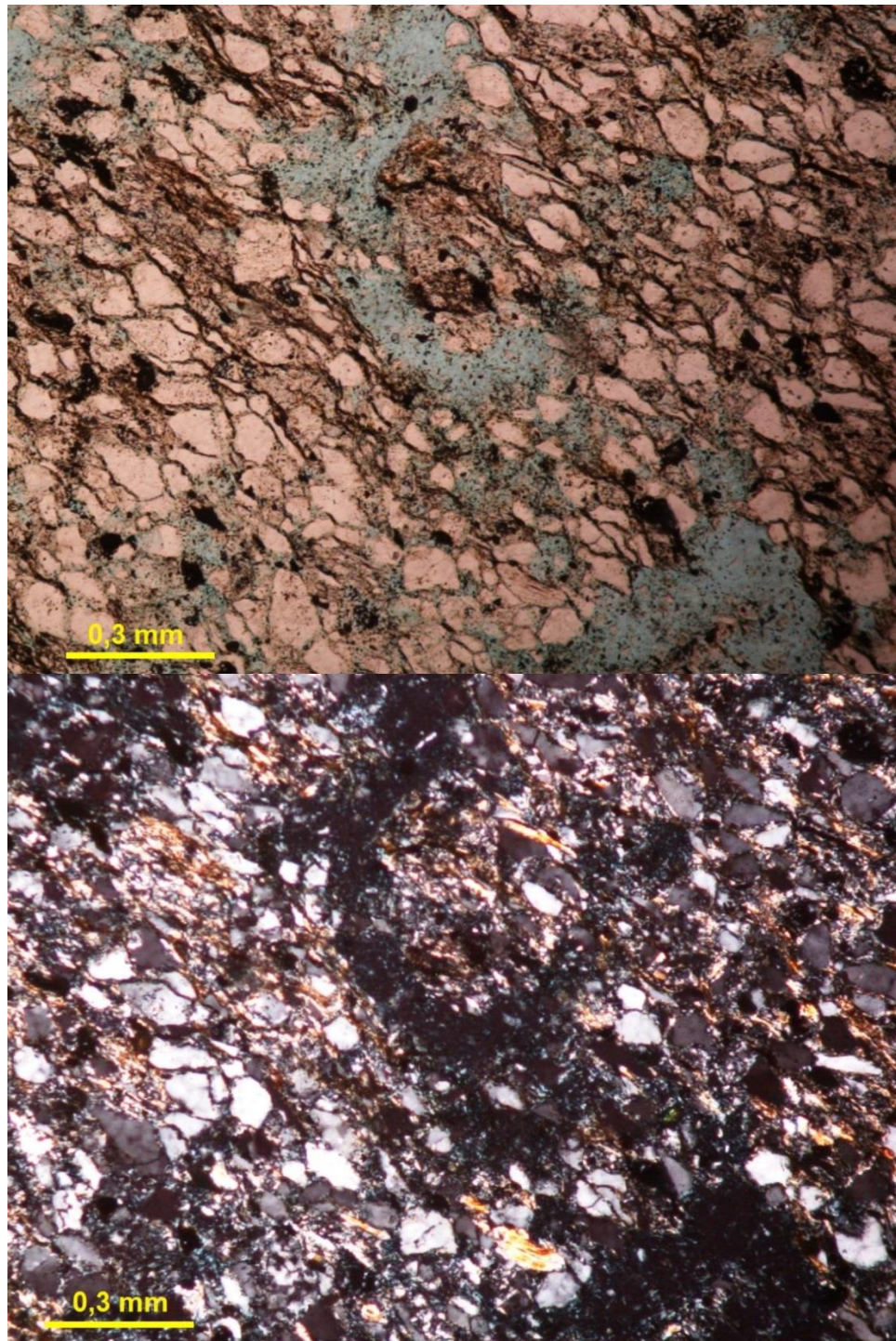
ME-02



arcillolita arenosa con laminación plano paralela. Minerales opacos (Op) y muscovita (Ms).
Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con
aumento de 5X.



Muscovitas (Ms), apatitos (Ap), minerales opacos (Op), porosidad primaria intergranular (Pp) y secundaria (Ps). Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 20X



Esta muestra presenta porosidad primaria (Pp) y secundaria (Ps) en un porcentaje $>10\%$, cemento ferruginoso (Cf) y circón (Zr); Imágenes en: a. luz polarizada paralela (PPL) y b. luz polarizada cruzada (XPL), con aumento de 10X.

ANEXO B: Tablas de conteo de los 300 puntos para cada una de las muestras

CLASIFICACIÓN TEXTURAL: MC-01		
regla de 3		
Conteo de 300 puntos		al 100%
ARENA MF	29	9,67
ARENA F	167	55,67
ARENA M	33	11
cemento	30	10
matriz	24	8
poros	17	5,66
Total	300	100

CLASIFICACIÓN COMPOSICIONAL: MC-01		
regla de 3		
puntos	de los 229	Total armazón
Cuarzo	165	55%
Líticos	18	6%
Feldespatos	30	10%
Minerales accesorios	16	5,34%
Total	229	76,34%

CLASIFICACIÓN TEXTURAL: MC-02		
regla de 3		
Conteo de 300 puntos		al 100%
ARENA MF	3	1
ARENA F	122	40,67
ARENA M	110	36,67
cemento	30	10
matriz	24	8
poros	17	3,66
Total	71	100

CLASIFICACIÓN COMPOSICIONAL: MC-02		
regla de 3		
puntos	de los 235	Total armazón
Cuarzo	190	63,34%
Líticos	15	5%
Feldespatos	21	7%
Minerales accesorios	9	3%
Total	235	78,34%

CLASIFICACIÓN TEXTURAL: MC-03		
regla de 3		
Conteo de 300 puntos		al 100%
ARENA MF	4	1,33%
ARENA F	28	9,33
ARENA M	168	56
ARENA G	35	11,67
cemento	30	10
matriz	21	7
poros	14	4,66
Total	300	100

CLASIFICACIÓN COMPOSICIONAL: MC-03		
regla de 3		
puntos	de los 235	Total armazón
Cuarzo	189	63%
Líticos	15	5%
Feldespatos	24	8%
Minerales accesorios	7	2,34%
Total	235	78,34%

CLASIFICACIÓN TEXTURAL: MC-04		
regla de 3		
puntos	300	al 100%
ARENA MF	132	44
cemento	18	6
matriz	147	49
poros	3	1
Total	300	100

CLASIFICACIÓN TEXTURAL: MD-01		
regla de 3		
puntos	300	al 100%
LIMO GRUESO	7	2
ARENA MF	97	32
ARENA F	95	32
ARENA M	9	3
cemento	24	8
matriz	41	14
poros	27	9
Total	300	100

CLASIFICACIÓN COMPOSICIONAL: MD-01		
regla de 3		
puntos	de los 201	Total armazón
Cuarzo	153	51%
Líticos	12	4%
Feldespatos	24	8%
Minerales accesorios	12	4%
Total	201	67%

CLASIFICACIÓN TEXTURAL: ME-01		
regla de 3		
puntos	300	al 100%
LIMO GRUESO	5	1,66
ARENA MF	72	24
ARENA F	143	48
ARENA M	8	2,66
cemento	27	9
matriz	30	10
poros	15	5
Total	300	100

CLASIFICACION COMPOSICIONAL: ME-01		
regla de 3		
puntos	de los 228	Total armazón
Cuarzo	141	47%
Líticos	18	6%
Feldespatos	36	12%
Minerales accesorios	33	11%
Total	228	76%

CLASIFICACION TEXTURAL: ME-02		
regla de 3		
puntos	300	al 100%
LIMO GRUESO	56	18,7
ARENA MF	46	15,3
ARENA F	7	2,34
ARENA M	1	0,33
ARENA G	1	0,33
cemento	17	5,5
matriz	120	40
poros	52	17,5
Total	300	100