

**VARIACIONES EN LOS VALORES DE POROSIDAD DE LA  
FORMACION MIRADOR, OBTENIDOS POR DIFIRENTES  
METODOS PETROFISICOS**

**MEVIS JULIANA TARAZONA MERCADO**

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

**2005**

**VARIACIONES EN LOS VALORES DE POROSIDAD DE LA  
FORMACION MIRADOR, OBTENIDOS POR DIFIRENTES  
METODOS PETROFISICOS**

**MEVIS JULIANA TARAZONA MERCADO**

Trabajo de Investigación para optar al título de  
Geóloga

**DIRECTOR**

Geol. Juan Diego Colegial  
Director UIS

**CODIRECTORES**

Ph D. Alba Gladys Mesa  
Codirectora ICP  
Ing. Héctor Hugo Pérez  
Codirector ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA  
2005**

*Este trabajo ha sido el fruto de esfuerzos pequeños y grandes durante varios años a lo largo de toda mi carrera... pero no hay esfuerzo mayor que el que mi papá y mi mamá han hecho para que yo pueda realizarme como persona en este mundo que resulta tan difícil como gratificante. Para ellos es esta dedicatoria, porque este libro es el símbolo del tiempo, emociones, sacrificios, lágrimas, alegrías, y largas horas de trabajo pensando en el futuro que empieza ahora.*

*Y no solo es una dedicatoria sino un gran agradecimiento por querer brindar siempre lo mejor a sus hijos...*

*Juliana.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Alba Gladys Mesa, por la idea de realizar este proyecto y por toda la buena asesoría brindada durante este tiempo.

A Héctor Hugo Pérez, por la asesoría brindada y su gran colaboración.

A Diego García y Luis Carlos Mantilla, por la oportunidad de realizar este proyecto con el grupo de investigación “Flujo Regional de Fluidos”.

A Juan Diego Colegial, por los aportes al trabajo.

A Néstor Moreno, por todos los aportes hechos, por su asesoría, y por estar siempre dispuesto a responder cualquier pregunta.

A Noria Elena Duque, por su asesoría para el manejo de los equipos del Laboratorio de Petrología.

A los compañeros tesistas y auxiliares del Grupo de Investigación Flujo Regional de Fluidos, especialmente Angie Durán Lozano.

A Luis Fernando Peña por su colaboración en el momento apropiado.

Al equipo de trabajo del Laboratorio de Preparación de Muestras del Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

A la Universidad Industrial de Santander UIS y al instituto Colombiano del Petróleo de ECOPETROL ICP.

A mi hermano Luis Daniel Tarazona, mi tío Francisco Tarazona y mis primas Ana María y Carolina Flórez, por todo, pero sobre todo por su buen ejemplo.

A mi hermanito José Miguel Tarazona, por ser un motivo para seguir trabajando.

A Alexandra Ulloa, Solangel Candela, Angie Durán, Claudia Llanes, Irina Sánchez, Sandra Vargas y Francly Orduña por ser una buena y leal compañía.

A toda mi familia, mis abuelos, mi Tía Martha, Marlen, todos mis otros tíos, mis primos y a los demás por el apoyo incondicional que nunca ha faltado.

A Eduardo Vicente Niño H., por creer en mí, por estar a mi lado y por todos los detalles que han convertido mi vida en algo hermoso.

## TABLA DE CONTENIDO

### RESUMEN

<b>1. INTRODUCCION .....</b>	<b>1</b>
1.1. OBJETIVOS .....	2
1.1.1. General .....	2
1.1.2. Específicos .....	2
<b>2. METODOLOGÍA .....</b>	<b>3</b>
2.1. FASE 1. Revisión bibliográfica y Recopilación de información.....	3
2.2. FASE 2. Obtención de datos .....	4
2.4. FASE 3: Comparación de resultados .....	5
2.3. FASE 4. Análisis de procesos .....	6
2.5. FASE 5: Redacción de informes de avance y final.....	7
<b>3. ANTECEDENTES .....</b>	<b>8</b>
<b>4. MARCO GEOLOGICO.....</b>	<b>13</b>
4.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA LLANOS .....	13
4.1.1. Localización.....	13
4.1.2. Columna Estratigráfica General (Cretáceo – Terciario).....	14
4.2. GEOLOGIA DE LA FORMACION MIRADOR .....	20
4.2.1. Estratigrafía .....	21
<b>5. MARCO TEORICO .....</b>	<b>23</b>
5.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS .....	23
5.1.1. Porosidad .....	23
<b>6. PROCESOS PARA MEDICION DE POROSIDAD .....</b>	<b>28</b>
6.1. REGISTROS DE POZOS.....	29
6.1.1. Registro Gamma Ray .....	30
6.1.2. Registro de Densidad .....	30
6.1.3. Registro Neutrón .....	30
6.2. POROSIDAD A PARTIR DE REGISTROS DE POZO .....	31
6.2.1. Correcciones ambientales para GR .....	33
6.2.2. Determinación de GR areniscas limpias y GR en arcillolitas.....	34
6.2.3. Cálculo de VSHMIN .....	35
6.2.4. Cálculo de PHIA .....	37
6.2.5. Cálculo de PHIE .....	38

6.3.	METODO DE MEDICION DE POROSIDAD MEDIANTE PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DIGITAL DE IMAGENES.....	39
6.3.1.	Determinación de porosidad a partir de análisis de imágenes de secciones delgadas40	
6.3.2.	Adquisición de imágenes .....	42
6.3.3.	MANEJO DEL PROGRAMA LUCIA G versión 4.7 .....	45
<b>7.</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>55</b>
7.1	MUESTREO .....	55
7.1.1.	DETERMINACION DEL VALOR DE POROSIDAD .....	57
7.1.2.	Características y factores que afectan la medida de porosidad con el programa LUCIA G v. 4.7 .....	57
7.2	INTERPRETACION DE REGISTROS.....	67
7.2.2.	Comparación de PHIE con RHOB.....	71
7.2.3.	Valores obtenidos de porosidad.....	72
<b>8.</b>	<b>Interpretación de Resultados .....</b>	<b>73</b>
8.1.	TRATAMIENTO ESTADÍSTICO PARA LOS VALORES DE POROSIDAD.....	74
8.3.	COMPARACIÓN CUALITATIVA DE VALORES DE POROSIDAD .....	80
8.3.1.	LUCIA Vs. PHIE .....	80
8.3.2.	LUCIA Vs. PHIA .....	81
8.3.3.	LUCIA Vs. PETROLOGÍA .....	81
8.3.4.	COMPORTAMIENTO DE LA POROSIDAD .....	86
<b>9.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>91</b>
<b>10.</b>	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>93</b>
<b>11.</b>	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>94</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de localización de la Cuenca Llanos.....	14
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos .....	19
Figura 3. Mapa isocoro de la Formación Mirador.....	20
Figura 4. Ejemplos del ambiente de depósito, basado en el diagrama de systems tracts propuesto para la Formación Mirador .....	22
Figura 5. Representación de la porosidad de las rocas, correspondiente al espacio vacío con relación al espacio total. ....	23
Figura 6. Ejemplo de empaquetamientos de esferas uniformes y su correspondiente valor de porosidad .....	26
Figura 7. Gráfica usada para la corrección del valor del registro Gamma Ray según el diámetro del hueco .....	33
Figura 8. Segmento superior del registro GRe con los valores de GRclean y GRshale identificados; típicos de la Formación Mirador. ....	34
Figura 9. Microscopio NIKON ECLIPSE ME 600.....	42
Figura 10. Cámara digital: Digital Still Camera DXM 1200 for Microscope .....	43
Figura 11. Iluminador: X-Cite TM 120 Fluorescence Illumination System. EXFO ..	43
Figura 12. Pantalla del programa LUCIA G versión 4.7 .....	46
Figura 13. Menu Measure donde aparece la opción Explore Calibrations.....	48
Figura 14. Ventana de dialogo que permite determinar el tamaño real de una línea en la imagen. ....	48
Figura 15. Ventana de dialogo del programa donde se registran los valores reales correspondientes a la imagen en la calibración .....	48

Figura 16. Ventana de dialogo donde se puede seleccionar el objetivo con el cual se requiere hacer la calibración de una imagen.....	49
Figura 17. Aparición del menú TRESHOLD en el programa.....	50
Figura 18. Ventana de dialogo donde aparecen los parámetros variables que modifican la intensidad del color correspondiente al borde de los granos .....	51
Figura 19. Imagen a color de una sección delgada observada con luz fluorescente convertida en imagen binaria .....	51
Figura 20. Ventana de dialogo donde aparecen los datos de área para los poros y porcentaje con respecto al área del campo .....	53
Figura 21. Formato de los archivos de texto en los cuales se guardan los datos de áreas y de porcentaje.....	54
Figura 22. Secciones delgadas utilizadas para el estudio. ....	58
Figura 23. Imagen de una muestra observada con diferentes intensidades de luz .....	59
Figura 24. Imagen de un sector de una sección delgada preparada para una muestra de pared.....	60
Figura 25. Imagen de un sector de una sección delgada preparada para una muestra de zanja .....	60
Figura 26. Imagen de una muestra donde las arcillas no son apreciadas al ser observadas con luz fluorescente.....	61
Figura 27. Imagen de muestras donde se observan arcillas impregnadas de epoxico creando un efecto de fluorescencia .....	62
Figura 28. Imagen de una muestra donde se observa la fluorescencia de los opacos .....	63

Figura 29. Imagen de una muestra con manchas de epoxico sobre granos de cuarzo. ....	64
Figura 30. Imagen de una muestra donde se observan residuos de abrasivo en los granos y en el epoxico.....	65
Figura 31. Muestra donde se observan burbujas formadas por el epoxico y por el bálsamo de canada.....	65
Figura 32. Muestra donde se observan la contaminación ambiental para una sección delgada. ....	66
Figura 33. Muestra donde se observan manchas azules debido al levantamiento de los granos. ....	67
Figura 34. Registros GRe, CALI, RHOB y curva PHIE correspondientes al pozo A. ....	68
Figura 35. Registro GRe para el pozo A. Diferenciación de areniscas en la Formación Mirador.....	69
Figura 36: Registro GRe comparado con el registro RHOB para el pozo A. ....	70
Figura 37. Registro RHOB comparado con la curva PHIE.....	71
Figura 38. Registro GRe, comparado con la curva de PHIE y la curva PHIA, para el pozo A, en intervalos seleccionados. ....	72
Figura 39. Histograma de porosidad para los diferentes métodos de medida. ....	74
Figura 40. Diagrama de caja para los métodos de medida.....	76
Figura 41. Histograma de porosidad para los valores del programa LUCIA.....	77
Figura 42. Histograma de porosidad para los valores de la curva PHIE.....	77
Figura 43. Histograma de porosidad para los valores de la curva PHIA.....	78
Figura 44. Variación de la porosidad con respecto a la profundidad para los valores medidos con el programa LUCIA y la curva PHIE. ....	83

Figura 45. Variación de la porosidad con respecto a la profundidad para los valores medidos con el programa LUCIA y la curva PHIA. ....	84
Figura 46. Variación de la porosidad con respecto a la profundidad para los valores medidos con el programa LUCIA y el análisis petrográfico. ....	85
Figura 47. Variación de la porosidad con respecto a la profundidad para los valores medidos con LUCIA, PHIE y PHIA. ....	87
Figura 48. Porosidad Intergranular y Microfracturamiento .....	88
Figura 49. Porosidad Intergranular .....	88
Figura 50. Microfracturamiento .....	89
Figura 51. Microporosidad por presencia de caolinita.....	89

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Base y techo para la Formación Mirador .....	20
Tabla 2. Valores de porosidad comunes para calificar el grado de porosidad .....	27
Tabla 3. Algunos registros eléctricos y tipo de información que puede obtenerse haciendo uso de cada uno .....	29
Tabla 4. Valores de porosidad para los intervalos de interés, determinados por diferentes métodos .....	75
Tabla 5. Datos de las pruebas estadísticas para cada método .....	76
Tabla 6. Tipos de herramientas de medida y factores que los afecta .....	82

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1 Registros de pozo utilizados.....	100
ANEXO 2 Imágenes tratadas en TDI.....	101
ANEXO 3 Tablas de valores de porosidad obtenidos por el TDI .....	161
ANEXO 4 Datos estadísticos de muestras pareadas.....	166

**TITULO:** VARIACIONES EN LOS VALORES DE POROSIDAD DE LA FORMACIÓN MIRADOR, OBTENIDOS POR DIFERENTES METODOS PETROFISICOS.\*

**AUTOR:** MEVIS JULIANA TARAZONA MERCADO \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Porosidad, Formación Mirador, LUCIA G, Petrofísica, Registros de Pozo.

### **RESUMEN:**

Este estudio permite comparar la información de la porosidad obtenida de diferentes métodos petrofísicos basados en muestras de corazón, pared y zanja recuperadas de la Formación Mirador en un pozo de la Cuenca Llanos.

Las muestras de corazón y pared son las preferiblemente utilizadas como medidas directas para estimar propiedades petrofísicas del yacimiento. Las muestras de zanja no son utilizadas normalmente para hacer estimaciones de la porosidad de un yacimiento, a pesar que pueden ser obtenidas de forma fácil y económicamente, cuando se hace la perforación de los pozos.

Los datos de los registros, aunque son herramientas indirectas, aportan información confiable para estimar los valores de porosidad, y estos siempre son calibrados con los análisis petrofísicos de corazones, más no de zanja.

La metodología usada permitió realizar el tratamiento digital de imágenes (TDI) de las secciones delgadas, preparadas para muestras de la formación; así como recopilar los datos obtenidos por los registros del pozo de interés y el análisis petrográfico de algunas de las mismas muestras. Del TDI se obtuvo una guía para encontrar las características de las muestras y los parámetros necesarios requeridos para poder obtener un valor acertado de la porosidad, analizando los diferentes tipos de muestras. El programa utilizado para el TDI es LUCIA G v. 4.7.

Los resultados obtenidos muestran que los valores de porosidad obtenidos por los métodos indirectos tienen relación con los métodos directos, y además que el TDI es una herramienta que puede ser utilizada para tener una idea acertada de la porosidad real en la Formación Mirador, haciendo el análisis de muestras de corazón, pared o zanja. Los valores de porosidad recopilados para la formación en el pozo de interés están entre el 4% y 7%, el nuevo valor de porosidad obtenido por el TDI es 6.3%. Aplicar el TDI en un yacimiento puede aportar información importante en zonas donde los registros no puedan ser corridos correctamente, y sea difícil recuperar muestras de corazón.

---

\* Trabajo de Investigación para optar al título de Geóloga.

\*\* Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología, Director: Geol. Juan Diego Colegial. Codirectores Instituto Colombiano del Petróleo (ICP): Ph.D. Alba Gladys Mesa, Ing. Héctor Hugo Pérez.

**TITLE:** VARIATIONS IN THE VALUES OF POROSITY OF THE MIRADOR FORMATION, OBTAINED BY DIFFERENT PETROPHISICS METHODS. \*

**AUTHOR:** MEVIS JULIANA TARAZONA MERCADO \*\*

**KEYWORDS:** Porosity, Mirador Formation, LUCÍA G, Petrophysics, Well Logs.

**ABSTRACT:**

This study allows to compare the information of the porosity that can be obtained by different petrophysics methods based in core samples, side wall core and cuttings recovered of the Mirador Formation in a well of the Llanos Basin.

The core and side wall core samples, are the preferably ones used like directs measurements to estimate petrophysics properties of oil field. The cuttings are not usually used to make estimations of porosity of an oil field, in spite of, can be obtained by easiest and economic way, when it's the perforation of the wells.

The data of the well logs, although they are indirect tools, add reliable information to estimate the porosity values, and these are always calibrated with the petrophysics analysis of core samples, but the cuttings.

The used methodology allowed to carry out the digital treatment of images (TDI) of the thin sections, prepared for samples of the formation; as well as to gather the data obtained by the well logs of the one of interest and the petrographic analysis of some of the same samples. By the TDI a guide was obtained to find the characteristics of the samples and the necessary parameters required to be able to obtain a guessed right value of the porosity, analyzing the different types of samples. The program used for the TDI was LUCÍA G v. 4.7.

The obtained results show that the porosity values obtained by the indirect methods have relationship with the direct methods, and also that the TDI is a tool that can be used to have a guessed right idea of the real porosity in the Mirador Formation, making the analysis of core samples, side wall core or cuttings. The porosity values gathered for the formation in the well of interest are between 4% and 7%, the new porosity value obtained by the TDI is 6.3%. Applying the TDI in a location can add important information in areas where the well logs cannot be run correctly, and is difficult to recover core samples.

---

\* Investigation work to apply the Geologist degree.

\*\* Universidad Industrial de Santander, Physical-Chemical Engineering Faculty, Geology School. Director: Geol. Juan Diego Colegial. Coodirectors Instituto Colombiano del Petróleo (ICP): PhD. Alba Gladys Mesa, Eng. Héctor Hugo Pérez.

## 1. INTRODUCCION

Este documento presenta el estudio realizado dentro del marco del grupo de investigación Flujo Regional de Fluidos en el convenio de cooperación tecnológica 003 entre la Universidad Industrial de Santander UIS y el Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Corresponde al análisis de muestras de la Formación Mirador por medio de una nueva metodología con el fin de validar el análisis de imágenes, para la obtención de valores de porosidad y la estimación de las características de la porosidad en uno de los reservorios más importantes de la Cuenca Llanos.

Las variables petrofísicas hacen parte de los elementos básicos e indispensables para entender el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos. La petrofísica analiza la porosidad y cuantifica sus valores. Complementar este trabajo con los nuevos datos que pueden ser obtenidos de muestras de ripios por nuevas metodologías directas y correlacionarlos con medidas indirectas como los registros eléctricos, arroja información valiosa para entender el comportamiento de la porosidad y por lo tanto las implicaciones en el estudio de nuevos yacimientos.

Estimar valores de porosidad con una herramienta no utilizada anteriormente en este campo de la industria, es uno de los aportes de este trabajo investigativo que permite dar cabida a ideas innovadoras más prácticas y automatizadas, para hacer estudios y análisis de la porosidad u otras propiedades de las rocas que puedan ser medidas de forma directa en rocas utilizando un programa de procesamiento de imágenes.

## **1.1. OBJETIVOS**

### **1.1.1. General**

Establecer una correlación entre los valores de porosidad obtenidos por registros de pozo y análisis petrográfico con los datos medidos directamente en secciones delgadas, para validar la herramienta usada en el procesamiento de imágenes para muestras de corazones, pared, y zanja.

### **1.1.2. Específicos**

Obtener los datos de porosidad para intervalos de areniscas en la Formación Mirador, en la parte norte de la Cuenca Llanos

Comparar la información obtenida de registros eléctricos de porosidad y secciones delgadas.

Explicar porqué ocurren las variaciones de los datos dependiendo de la herramienta utilizada para determinarlos.

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1. FASE 1. Revisión bibliográfica y Recopilación de información

Informes y textos presentan conceptos básicos referentes al tema de la porosidad. Definiciones y explicación de los procesos llevados a cabo para poder determinar la porosidad de una roca ha sido la información recopilada para la creación de un marco teórico claro y orientado a entender todos los términos usados en la realización del presente estudio.

El aspecto geológico que permite entender el marco en el que se encuentra la Formación Mirador ha sido tomado de informes geológicos de campos y de la Cuenca Llanos, ya que son estudios donde se han analizado las diferentes características de la zona y donde se encuentra analizado cada uno de los aspectos que permite plantear un modelo geológico y unas características específicas para la formación.

La búsqueda de información se ha hecho con la revisión de informes finales de pozos, informes de evaluación de yacimientos, estudios de petrografía y registros de pozo. Está orientada a encontrar la forma en la que actualmente se presentan datos petrofísicos y su forma de obtención cuando se requiere evaluar alguna propiedad petrofísica, así como también permite plantear los antecedentes con referencia al tema en el área.

Las bases de datos donde se ha encontrado la información utilizada en la realización de este proyecto, suministradas por parte de la Universidad Industrial de Santander corresponden a la Biblioteca Central de la UIS, y a la red de INTERNET. Por parte del Instituto Colombiano del Petróleo ICP, corresponden al Centro de Información Técnica (CIT) del ICP, a la base de datos en red de PANAGON, y a la base de datos de información de registros de pozos PETROWORKS de la compañía Landmark.

## **2.2. FASE 2. Obtención de datos**

La obtención de los datos de porosidad por los métodos de registros de pozo y conteo de puntos en análisis petrográfico, han sido realizados por expertos en el tema y han sido revisados en este proyecto por el autor. Los valores obtenidos por conteo de puntos solo se han recopilado, mientras que los valores de porosidad de los registros se han revisado para encontrar los intervalos en los que los datos no deben ser usados por problemas en la medición, por las características de la formación, o el pozo.

Los procesos de obtención de nuevos datos de porosidad se realizaron para la Formación Mirador por medio del procesamiento de imágenes, y durante los mismos se hacen revisiones de los valores con el fin de prevenir o corregir posibles inconsistencias durante esta fase de trabajo ya que se trata de validar esta herramienta diferente a las comúnmente usadas.

### **Obtención de datos por registros de pozo**

Los valores de porosidad efectiva de la Formación Mirador se encuentran determinados y disponibles en la base de datos PETROWORKS de la compañía Landmark, lo cual permite su rápida revisión. Estos datos están dispuestos para su tratamiento posterior en el formato de archivo LAS, los cuales son archivos de texto que pueden ser descargados de la base de datos para su revisión en cualquier equipo o computador que utilice la plataforma Windows. Para el manejo fácil de este tipo de información se han dispuesto en formatos gráficos procesando los archivos LAS con el uso de los programas GRAPHER y COREL DRAW.

### **Obtención de datos por tratamiento digital de imágenes (TDI)**

Con el uso del Programa LUCIA G versión 4.7 de Laboratorios LIM, se han obtenido los valores de la porosidad por medio de análisis visuales y medidas hechas sobre imágenes que corresponden a fotografías digitales de puntos sobre secciones delgadas, preparadas a partir de muestras de pozo, las cuales corresponden a muestras de corazones, de pared y de zanja.

Para obtener los datos se realizó un “auto-aprendizaje” que ha permitido conocer y entender el funcionamiento del programa, lo que permitió realizar las medidas y obtener los nuevos datos que se generaron durante la realización de este proyecto.

Al hacer la selección de las muestras que se analizaron, se toman las fotografías que corresponden a imágenes en formato digital JPEG apto para el tratamiento con el programa. Con este se hicieron las mediciones en las imágenes por medio de la identificación de los poros, para así conocerse la relación en proporción poros – granos con la relación de áreas de los poros y área total que permite medir el programa. Finalmente se obtuvo la fracción de área de los elementos identificados y seleccionados, la cual es correspondiente a la porosidad.

Los equipos necesarios para esta fase del trabajo fueron dispuestos por el Laboratorio de Petrología del Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

#### **2.4. FASE 3: Comparación de resultados**

Una vez se tiene todos los datos de porosidad para las diferentes profundidades por medio del TDI, se comparan los valores obtenidos con cada una de las herramientas analizando el aumento o disminución del valor de la propiedad. La comparación de los datos se hace teniendo en cuenta varios factores que pueden

conllevar a obtener valores iguales o diferentes para la porosidad por TDI con respecto a los registros y por TDI con respecto al conteo de puntos del análisis petrológico.

### **2.3. FASE 4. Análisis de procesos**

Los tipos de procesos para los que se han analizado los factores que permiten obtener un dato válido de porosidad, ha sido el TDI y los registros de pozo; para el TDI se analizan todos los factores involucrados en la obtención de los valores, y para los registros solo se observan los factores del proceso de medición al encontrar datos muy variados dando la impresión de problemas en la medida, se toma de esta forma ya que los registros son de uso común en esta industria usualmente para la evaluación de yacimientos.

Al proceso de conteo de puntos del análisis petrográfico de las secciones delgadas para descripciones de rocas no se han hecho esta misma valoración, sino que se han comparado las características comunes que afectan la medida por medio de los tres métodos, ya que esta medida se hace de forma directa sobre las secciones delgada por medio de un análisis cuantitativo.

El análisis del procesamiento se hace teniendo en cuenta los factores que permiten evaluar el error y la incertidumbre, para llegar a la conclusión que utilizar la herramienta TDI es, o no, un proceso nuevo que puede ser utilizado, ya que los resultados son acordes con la realidad. Para esta etapa de la investigación se ha contado con el apoyo y asesoría del personal del Laboratorio de Preparación de Muestras del instituto Colombiano del Petróleo ICP.

## **2.5. FASE 5: Redacción de informes de avance y final.**

Cada una de las fases anteriores conlleva a la elaboración de informes parciales en los cuales se consignan cada uno de los procesos realizados y los resultados obtenidos. En esta etapa del trabajo realizado se organizan todos estos avances y se integran, para crear un informe final el cual se ha presentado para su revisión por parte del director y codirectores, después del cual se hace la entrega a los calificadores asignados por parte de la Escuela de Geología para dar terminación al proyecto de investigación presentado en el presente documento. Para esta etapa del trabajo se contó con el soporte de la sala de informática del ICP, dispuesta para los estudiantes de la Universidad Industrial de Santander que pertenecen a los grupos de investigación; además del equipo suministrado por el Laboratorio de Petrología del Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Posterior a la elaboración del documento se realiza la presentación pública y defensa para las personas interesadas en el Instituto Colombiano del Petróleo ICP, la Escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander y demás personas interesadas que no pertenecen a estos.

### 3. ANTECEDENTES

Los estudios petrofísicos tienen gran importancia cuando se quiere hacer una evaluación de yacimientos. Estos análisis comúnmente presentan, entre otros, los valores de la porosidad y la permeabilidad obtenidos en registros de pozo calibrados con análisis petrofísicos básicos, y aunque se hacen comparaciones con el aspecto geológico cuando se relacionan los valores de la porosidad con las litologías, no se da una explicación con criterio geológico de los factores que pueden producir variaciones solo por la observación de los datos. El caso en el que se comparan las características geológicas se da cuando se realizan análisis petrológicos. En el caso particular de la porosidad generalmente las mediciones con las que se obtienen datos más acertados se hacen en corazones por medio de las pruebas de análisis petrofísicos básicos. En intervalos no corazonados se obtienen de los registros, y la información es válida por que se utilizan las calibraciones hechas con corazones para estimar los datos de las zonas no corazonadas, esto es importante en estos intervalos, pues en las mediciones con herramientas indirectas existen incertidumbres debido a las limitaciones de las mismas. Al obtener valores de la porosidad con los análisis petrográficos detallados, se llega a obtener un valor de porosidad (por medio de conteo de puntos) y una estimación del tipo de porosidad existente en una roca. Estos análisis se hacen en muestras, ya sean de corazón, zanja o pared, con las que se puedan preparar secciones delgadas.

Una forma en la que se utilizan estos datos, consiste en conocer la distribución de las unidades de flujo, ya que este es uno de las formas usadas para conocer y visualizar la distribución de las rocas relacionada con las propiedades petrofísicas, analizadas cuando se estudian las características hidráulicas entre las cuales se encuentra la porosidad.

Para definir una unidad de flujo es necesario conocer la definición de continuidad la cual es la relación entre el volumen poroso inundable y el volumen poroso total (Stiles, 1976). Partiendo de esta, se puede definir una unidad de flujo o de unidad hidráulica como una continuidad lateral y vertical para el flujo de fluidos a través de una unidad genética o geológica. Si se conoce la porosidad, la cual se mide de forma puntual, es básico asociarla con las características laterales porque puede permitir estimar el valor de este parámetro en otros lugares.

Las unidades de flujo se definen por propiedades como: textura, mineralogía, estructuras sedimentarias y la naturaleza de las barreras de permeabilidad, combinada con propiedades petrofísicas como la porosidad, la permeabilidad, la capilaridad, la saturación de fluidos.

Una unidad de flujo controla el comportamiento de un yacimiento (Chaparro y Galvis, 2001); si se tiene en cuenta la importancia de identificar el tipo de porosidad como una herramienta en la caracterización del yacimiento, se puede tener una clave para entender el comportamiento de los fluidos que migran a través de un cuerpo de roca que hace parte de un yacimiento.

Las facies son una importante herramienta para entender el comportamiento del yacimiento, así las unidades de flujo, pueden ser compuestas de varias facies ya que estas están definidas en términos de propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad, capilaridad, etc. Las facies están compuestas de litotipos, es decir de un tipo de litología con características, física, y petrofísicas parecidas (Walker and James, 1962). Consecuentemente, las unidades de flujo, pueden ser definidas como capas de roca que hace parte de un yacimiento, con similares características de flujo teniendo en cuenta que estas características se refieren a la capacidad de permitir el movimiento de un fluido dentro de la roca y esta capacidad es una función directa de la presión y de la capacidad de flujo ( $k \cdot h$ ), es decir conductividad hidráulica. Las Unidades de flujo se pueden componer de una facies o varias facies similares, estas a su vez pueden integrar

una o varias capas que se encuentran dentro de una formación (Ogbe, 1995). Las facies reflejan el ambiente de depósito, y la diagénesis de la roca. Debido al gran número de variables, que se combinan, para definir una unidad de flujo, estas se convierten en particulares y únicas. La identificación de una unidad de flujo requiere del análisis de la porosidad, permeabilidad, densidad de grano, y presión capilar, con ayuda de la interpretación de los registros convencionales como el Gamma Ray, el SP, y la Resistividad (Walker and James, 1962). En la evaluación de yacimientos de ECOPETROL 2001, se utilizan los conceptos de unidad de flujo, litofacies y litotipos mencionados, para la identificación y explicación de las variaciones del valor de la porosidad en la Formación Mirador.

La Cuenca Llanos tiene importancia desde el punto de vista petrolero por tener varios campos productores, tanto en la zona de Foreland como en el Piedemonte. Para distintos campos se pueden encontrar algunos informes finales de pozo donde es posible encontrar datos petrofísicos obtenidos a partir de registros eléctricos o de núcleos. Estos informes dan la visión de la forma en la que es posible encontrar datos petrofísicos de porosidad y/o permeabilidad, y se puede ver que aunque contienen información geológica del campo y el pozo, en la mayoría de los casos no se hace un paralelo de la petrofísica con la geología.

Al hacer un sondeo de la información disponible de pozos o campo donde sea posible encontrar datos de porosidad se encontró que la mejor fuente de información para los pozos de la zona central del foreland de la Cuenca Llanos son los informes finales de pozo, en los cuales se resume de forma muy puntual las características de un pozo. De la información que puede obtenerse está la afirmación de que las formaciones productoras más importantes son: la Formación Mirador, la Formación Gachetá y el intervalo Areniscas Inferiores, nombrada así en los informes finales de pozo presentados por la compañía operadora Elf Aquitaine para la cual Fajardo et al., (2000), la relaciona con la parte inferior de la

Formación Chipaque y un pequeño segmento de la parte superior de la Formación Une.

En algunos informes se estima la porosidad y permeabilidad de forma cualitativa con parámetros como buena, regular o baja (Castaño, 1990; Elf Aquitaine, 1981). Algunos datos de porosidad obtenidos en los pozos solo corresponden a los intervalos almacenadores.

El criterio utilizado por los autores para determinar los valores de porosidad más válidos se basa en tomar los datos de los núcleos cuando se trata de litologías limpias y cuando es posible tener núcleos, en caso de no tener núcleos y tratarse de litologías limpias, se tiene en cuenta un promedio de las porosidades obtenidas con los registros neutrón, densidad y sónico; pero si se trata de arenas con arcillas, se hace una corrección para los valores obtenidos en los registros. (Castaño, 1990 – 1990; Elf Aquitaine, 1990; Castaño y Vargas, 1991; y Castaño y Navarro, 1987)

Otros de los informes para la zona central de la Cuenca Llanos, que contienen este tipo de información son: Elf Aquitaine (1979), Castaño (1990, 1986, 1987), Fajardo y Rubiano (1993) y ECOPETROL (1990). En estos informes finales de pozos existen los datos de porosidad para los intervalos productores en los pozos, los cuales son tomados principalmente de núcleos o registro de densidad.

Para el pozo de interés los estudios relacionados con la interpretación de registros o análisis de núcleos y ripios relacionados con petrofísica son altamente confidenciales y no se pudo acceder a esta información. Para la zona central de la cuenca existen informes como Well Review (BP, 2001), o Evaluación integrada de yacimientos (ECOPETROL, 2001), donde se encuentran dos de los campos productores más importantes Cusiana y Cupiagua. Estudios de petrología y

diagénesis existen para la zona norte de la cuenca y en estos se relacionan la porosidad con características geológicas de la Formación Mirador (Escobar, 1994).

Para establecer el marco geológico en este informe se ha tomado el estudio más reciente y más completo (Fajardo et al., 2000), donde se presenta un estudio estratigráfico para varias formaciones de la Cuenca Llanos, de este es posible obtener el modelo estratigráfico para la Formación Mirador.

Con respecto al procesamiento de imágenes digitales existen estudios donde se trata de analizar como se pueden hacer los procesos con la ayuda de sistemas de hardware y software los cuales se empezaron a usar desde 1921 en otros aspectos. Como ciencia solo se desarrolló en la década de los 60's (Prendes, 1992). El tratamiento digital de imágenes se utiliza para analizar características de algunos materiales, por ejemplo en el campo de la construcción y la metalurgia. Los aspectos relacionados con la geología en los que se ha utilizado el tratamiento de imágenes incluyen el estudio de imágenes satelitales y fotografías aéreas; pero en los campos relacionados con la petrología y petrografía, ha sido útil para análisis de litologías, estructuras y propiedades de minerales; además de permitir la identificación, clasificación, cuantificación y diferenciación de materiales orgánicos e inorgánicos. Con la ayuda de técnicas implementadas y nuevos aportes a los sistemas de computación, ha sido posible someter las imágenes a procesos de mejora con el fin de conseguir que este método se convierta en una técnica precisa y rápida para los diferentes campos donde puede ser utilizada (Prendes, 1992).

## 4. MARCO GEOLOGICO

### 4.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA LLANOS

#### 4.1.1. Localización

La Cuenca de los Llanos corresponde a una cuenca tipo foreland, la cual está limitada por el sistema montañoso de la Cordillera Oriental hacia el este donde se localiza el Piedemonte Llanero del que se ha diferenciado por su mayor complejidad estructural con respecto a la zona oriental y está separada por el sistema de fallas de Guaicaramo (Lozano et al., 2003). La cuenca es una de las más importantes en el territorio colombiano por contener una gran reserva de los hidrocarburos estimados en el país. Cubre un área de aproximadamente 190.000 km<sup>2</sup>, y se orienta en dirección Suroeste – Noroeste.

Está separada de la Cuenca del Putumayo hacia el sur por los arcos de Macarena y Vaupés, y de la Cuenca Apure en Venezuela, hacia el norte por el Arco de Arauca. (ECOPETROL, 1995; Linares, 1987). En la figura 1 se observa la localización de la Cuenca Llanos en el Territorio Colombiano y la zona cercana a al pozo de interés, la cual corresponde a la parte noroccidental de la cuenca hacia los departamentos de Norte de Santander y Boyacá, además de la geología de superficie.

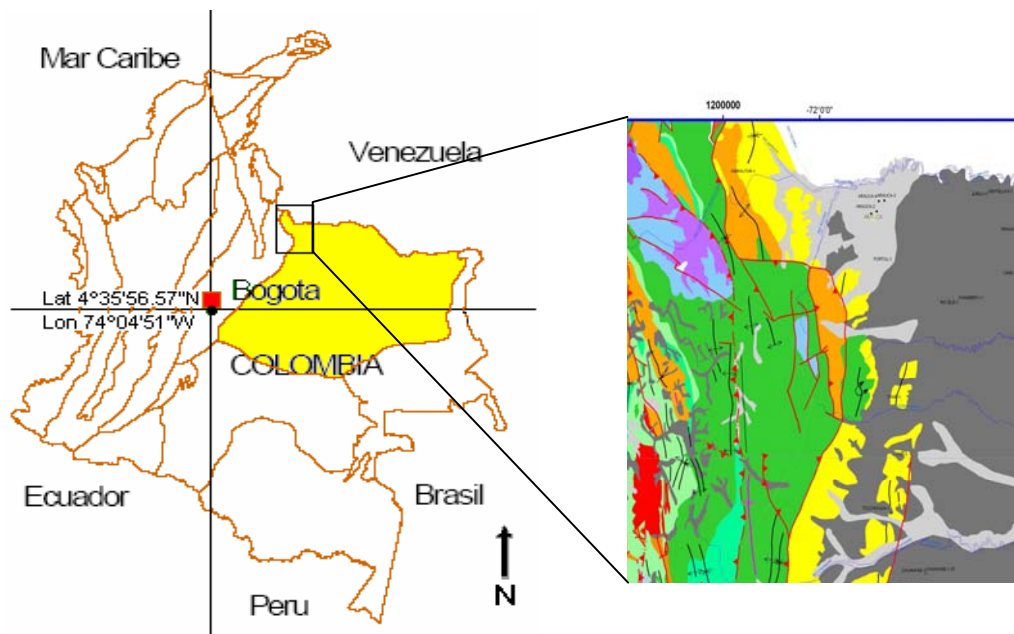


Figura 1. Mapa de localización de la Cuenca Llanos. Modificado de Lozano et al. (2003) y ECOPETROL.

#### 4.1.2. Columna Estratigráfica General (Cretáceo – Terciario)

La Cuenca de los Llanos se enmarca en un contexto de amplia plataforma con bajas pendientes.

Teniendo en cuenta las edades de las formaciones en la Cuenca Llanos, se diferencian de la siguiente forma:

- Paleozoico, el cual constituye el Basamento cristalino, esta conformado por el Escudo Guayanés, sobre el cual están dispuestas en forma discordante las Formaciones Quetame y Farallones (Cámbrico - Devónico).
- Triasico-Jurasico, el cual se conforma de Sedimentos rojos. Ingeominas propone a la Formación Bata en este intervalo de tiempo para la zona del Piedemonte Llanero.

- Cretaceo, conformado por la Formación Une, Formación Gacheta, Formación Guadalupe.
- Terciario, al cual corresponde la Formación Barco, Formación Cuervos, Formación Mirador, Formación Carbonera, Formación León y Formación Guayabo.

Las características de cada formación que hacen parte de la cuenca desde el Cretaceo hasta el Cuaternario, corresponden a:

## **CRETACEO**

Formación Une (Cenomaniano – Coniaciano): depositada inconformemente sobre los sedimentos del Paleozoico, esta constituido principalmente por arenas blancas de grano medio a grueso moderadamente seleccionadas con intercalaciones de areniscas de color café claro localmente glauconíticas.

Formación Gachetá (Coniaciano – Santoniano): delimitada a la base por una superficie de inundación y al tope por una superficie de inconformidad que representa tiempo de erosión, exposición sub-área e incisión de valles. Es un conjunto arcilloso con alternancia de arcillas claras, grises oscuras a negras, intercaladas con niveles pequeños de caliza finamente arenosa de color blanco con contenido variable de glauconita.

Formación Guadalupe (Campaniano): limitada a la base y al tope por superficies de inconformidad. Predominan areniscas masivas, algunas intercalaciones de lodolitas con capas gruesas de areniscas.

## TERCIARIO

Formación Barco (Paleoceno tardío): areniscas masivas pobremente clasificadas, suprayacidas por lutitas verde y gris con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y areniscas.

Formación Los Cuervos (Paleoceno tardío): Esta formación consiste principalmente de lodolitas moteadas, arcillolitas, limolitas y en menor proporción areniscas líticas de grano fino.

Formación Mirador (Eoceno tardío): conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías. Areniscas cuarzosas y conglomeráticas con delgadas intercalaciones lodosas (La descripción de la Formación Mirador se amplia en el numeral 4.2).

Formación Carbonera (Oligoceno. Mioceno temprano): alternancia de rocas arcillo-limosas, limolitas, limolita arenosa y areniscas. La Formación Carbonera está dividida en 8 miembros; de base a tope.

C – 8: Constituida por lutitas con capas de arenas con una transición a depósitos arenosos.

C – 7: Compuesta por arenas de color claro a café, de grano fino a medio, a veces conglomeráticas y separadas por niveles de arcillas gris a verde.

Las unidades del C – 6 al C – 1 (Oligoceno – Mioceno), están constituidas por una alternancia de niveles arenosos y lutíticos con predominancia de detritos gruesos en los miembros impares de dichas unidades (C-5, C-3, C-1) y de lutitas en las unidades pares (C-6, C-4, C-2)

C – 6: constituida por intercalaciones de lodolitas y areniscas progradacionales. La unidad arcillosa disminuye su espesor hacia el este de la cuenca.

C – 5: constituida por depósitos progradacionales de arenas y lodolitas con presencia de siderita y caolinita, también se menciona la existencia de glauconita y cemento calcáreo.

C – 4: constituida por intercalaciones de lodolitas y areniscas, los intervalos lodosos son predominantes hacia la base y las areniscas son más espesas y en ocasiones predominan hacia el tope de la Unidad.

C – 3: compuesta por una alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos niveles de limonitas y arcillas gris verde, carbonosas.

C – 2: compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas. La base es predominantemente lodosa. Hacia el tope se encuentran intercalaciones arenosas.

C –1: compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, en ocasiones gruesos separados por niveles delgados de limonitas oscuras y lutitas grises.

Formación León (Terciario. Mioceno medio): compuesta por shales y arcillas gris oscuras y verdosas, con delgadas interestratificaciones, frecuentemente hacia la base de areniscas arcillosas de color verde o gris, de granos finos a muy fino poco consolidados. Ocasionalmente se encuentran intercalados lentes de dolomita oolítica.

## **PALEOGENO-CUATERNARIO**

Formación Guayabo (Plioceno – Pleistoceno): Alternancia de material detrítico, fino y grueso, mal clasificado. El Miembro Inferior es más arcilloso que el superior, consta de areniscas pardo-amarillentas y rojas de grano fino a medio, masiva interestratificadas con arcillas y shales grises. El Miembro Superior consta de arcillas rojas, moteadas interestratificadas con areniscas blancas de grano medio a grueso generalmente arcillosas.

La figura 2 representa la distribución y características en el sistema petrolífero de las formaciones que hacen parte de la Cuenca Llanos en la zona del Piedemonte. En esta columna se puede observar que la Formación Gacheta es la roca generadora. Las Formaciones Guadalupe, Barco y Mirador son los reservorios más importantes, y las rocas que conforman sellos son la Formación Los Cuervos para la Formación Guadalupe y el miembro C8 de la Formación Carbonera conforma un sello sobre la Formación Mirador.

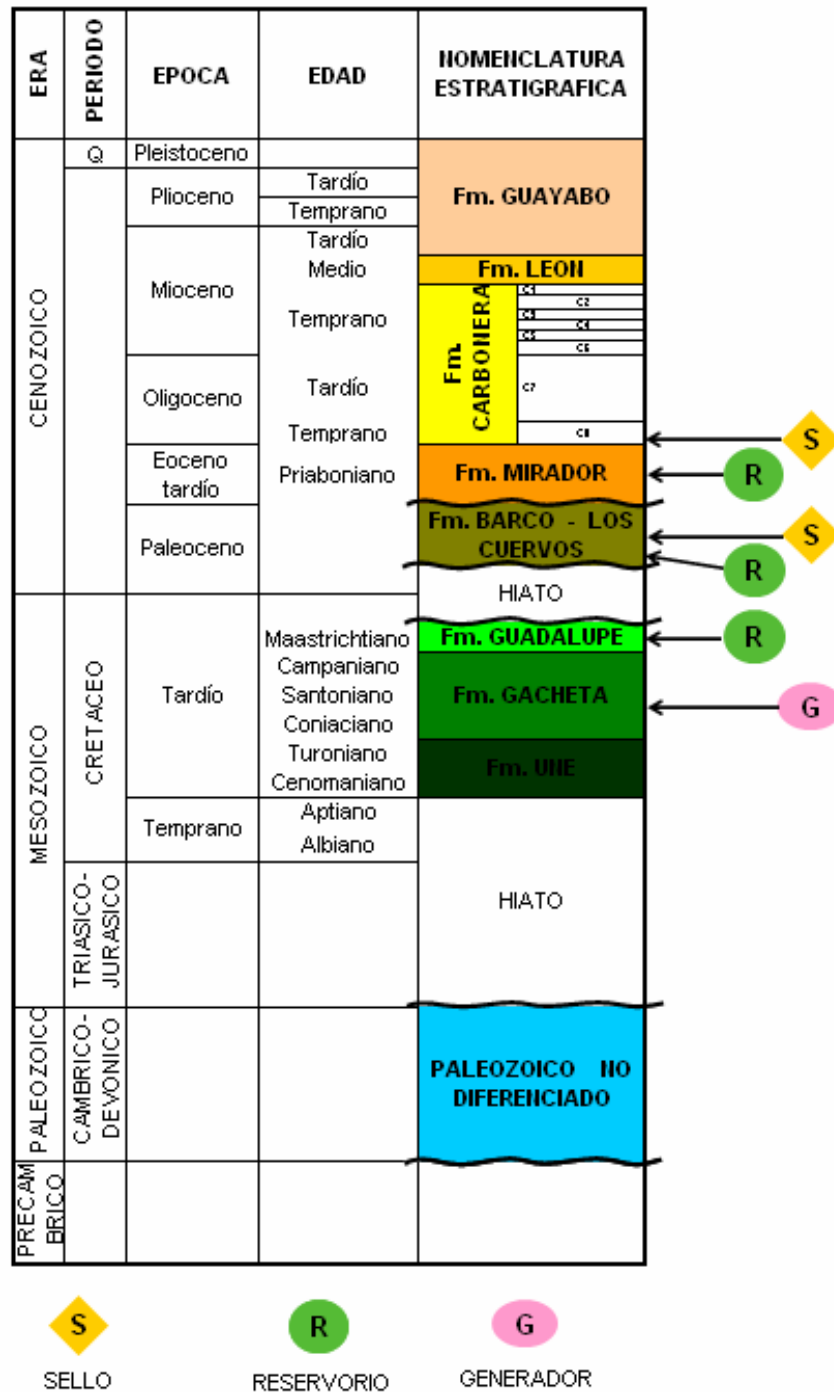


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos. Modificado de Fajardo et al. 2000 y Martínez 2003.

## 4.2. GEOLOGIA DE LA FORMACION MIRADOR

La Formación Mirador se extiende a lo largo de la Cuenca Llanos como puede verse en la figura 3, donde se muestra como aumenta el espesor hacia el NW y en la zona de Arauca hacia el N. (Fajardo et al., 2000).

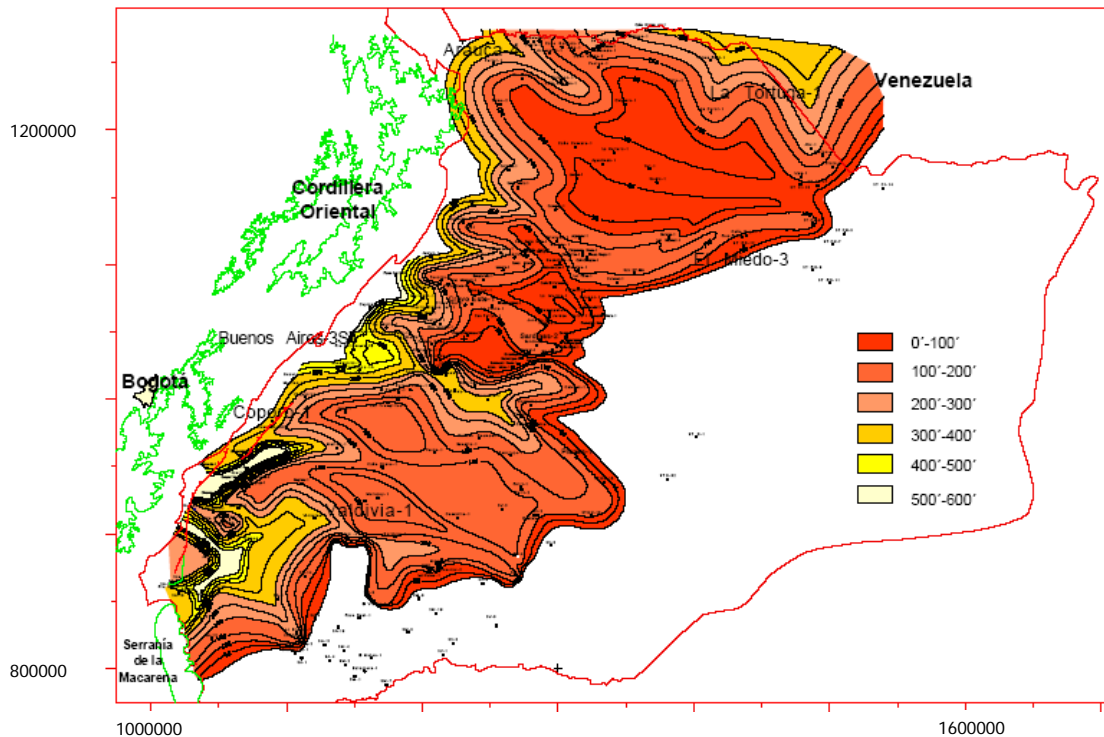


Figura 3. Mapa isocoro de la Formación Mirador. Tomado de Fajardo et al., 2000

En la zona donde se ubica el pozo de interés se perforaron 1415' ( $\pm 3'$ ) que corresponden a la Formación Mirador; de los cuales se divide (tabla 1):

BASE	TECHO	INTERVALO	DETERMINADO POR MEDIO DE:
7632	7204	MIRADOR SUPERIOR	ANALISIS PETROLOGICO
8622	7760	MIRADOR INFERIOR	
7645	7204	MIRADOR SUPERIOR	REGISTROS DE POZO
8615	7755	MIRADOR INFERIOR	

Tabla 1. Base y techo para la Formación Mirador

#### 4.2.1. Estratigrafía

Siendo la Formación Mirador el objetivo específico para desarrollar el trabajo, se tiene en cuenta el tipo de sedimentación y las características en la cuenca. La información utilizada corresponde al Modelo Estratigráfico Llanos y Piedemonte de Fajardo et al., 2000.

La Formación Mirador se ha datado en trabajos previos (Ariana, 2001; Cooper et al., 1995) de edad Eoceno tardío; y por integración de la información de datos recopilados principalmente por bioestratigrafía en Fajardo et al., (2000) se concluye que la Formación Mirador se depositó durante el Eoceno tardío, y que en los sectores del Piedemonte Llanero aparecen estratos depositados durante el Eoceno temprano y Medio.

Los ciclos de depósito para la Formación Mirador muestran que durante el Eoceno Temprano y Medio el área estuvo sujeta a exposición subaérea y erosión desarrollándose una superficie de inconformidad, sobre la cual se depositaron primero areniscas cuarzosas y luego lodolitas en un ambiente que cambia de fluvial a transicional. La Formación Mirador está limitada en la base por una superficie de inconformidad cuyo origen se debe a eventos tectónicos regionales. Esta formación se depositó sobre una superficie de inconformidad y está en contacto con rocas del Pre-Cretáceo, Cretáceo Tardío y del Paleoceno Tardío. El tope de esta unidad se define en un evento de profundización que ha sido identificado en varios pozos ya que hay un cambio abrupto en la respuesta del GR a valores muy altos, además se ha definido una superficie de inundación (Fajardo et al., 2000). Este evento está cerca del contacto entre un intervalo de areniscas y uno de lodolitas. Hacia el oeste de la cuenca este evento de inundación se localiza dentro de un intervalo de lodolitas.

ECOPETROL 2001, Fajardo (1995, 1996d y 1996e) y Fajardo et al., 2000; recopilan la información de observación de afloramientos y de corazones,

concluyendo que el ambiente de depositación se interpreta en la parte inferior como depósitos de canales fluviales, crevasse splay y de llanura de inundación de un ambiente continental. Es decir que varía de continental a transicional de base a tope; y en la parte superior, como canales fluviales de corrientes entrelazadas, bay-head deltas y relleno de estuarios o bahías (figura 4).

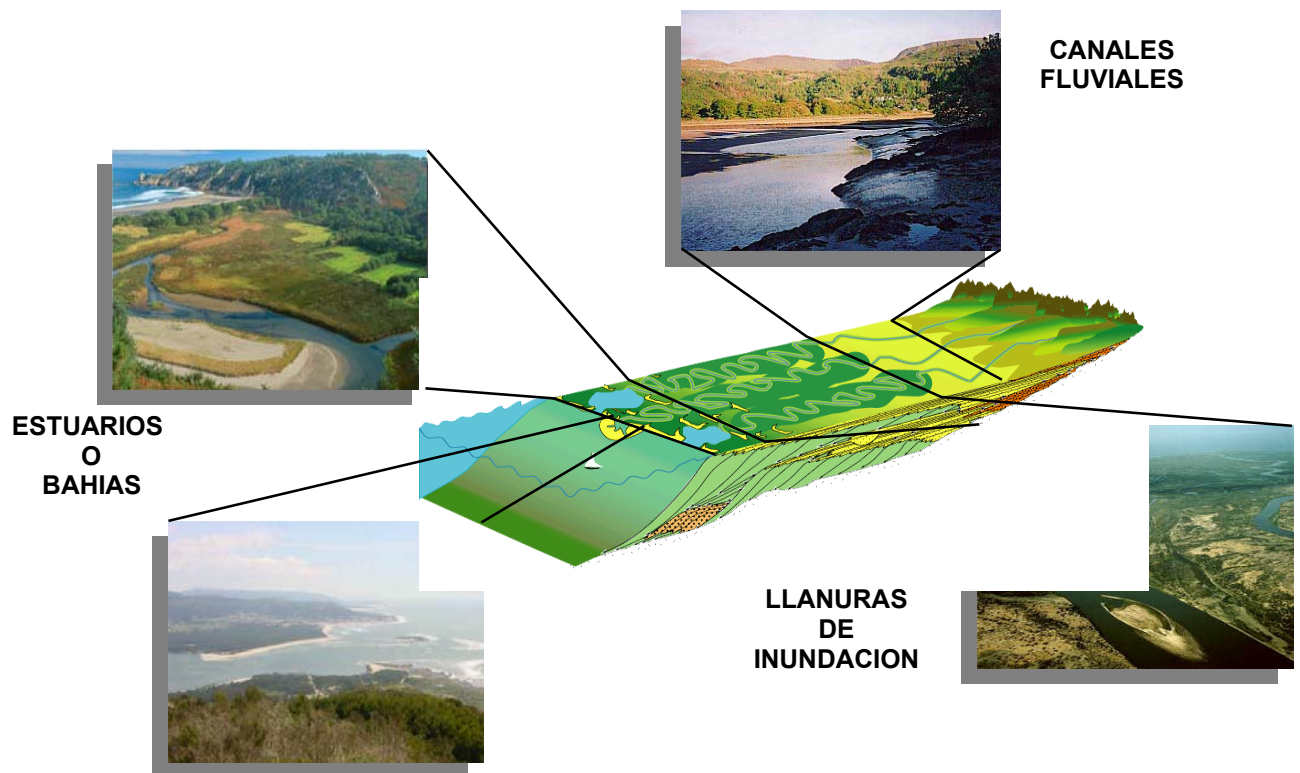


Figura 4. Ejemplos del ambiente de depósito, basado en el diagrama de systems tracts propuesto para la Formación Mirador. Modificado de Caro et al., 2004

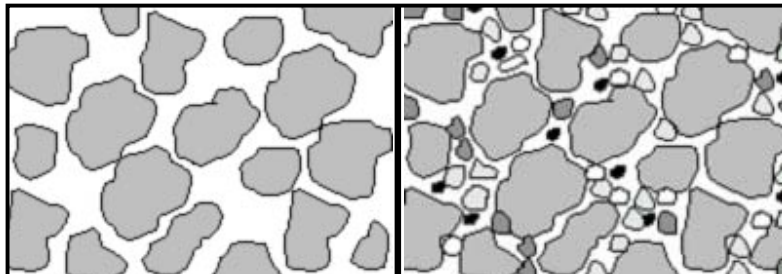
## 5. MARCO TEORICO

### 5.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Las propiedades petrofísicas se conocen como propiedades secundarias de las rocas y están asociadas a características o propiedades primarias de las mismas, las cuales pueden conocerse fácilmente describiendo las características como composición, textura, estructura y morfología de un tipo de roca. A continuación se describe el concepto de porosidad y las características que determinan la porosidad de una roca reservorio correspondiente a arenisca.

#### 5.1.1. Porosidad

La porosidad es el porcentaje de espacios vacíos con relación al volumen total de roca. Sin tener en cuenta si estos están conectados entre si o no (figura 5) (North, 1994). Es una propiedad secundaria de las rocas que determina la capacidad de almacenamiento de las mismas.



*Figura 5. Representación de la porosidad de las rocas, correspondiente al espacio vacío con relación al espacio total.*

El concepto de porosidad esta subdividido en porosidad total y porosidad efectiva. La porosidad total tiene en cuenta todo el volumen de espacios vacíos con respecto al volumen total de la roca; mientras que la porosidad efectiva corresponde a la medida de espacios vacíos que pueden ser llenados por algún fluido ya sea agua, aceite o gas (Mian, 1992). Comúnmente se dice que la

capacidad de la roca para almacenar un fluido gracias a la interconexión de poros se denomina porosidad efectiva y es invariablemente menor que la porosidad total. El valor de la porosidad efectiva puede ser un 40 a 75% de la porosidad total, excepto en sedimentos no consolidados.

La porosidad, denotada comúnmente por  $\Phi$  (phi) está dada por la siguiente ecuación:

$$\Phi = \frac{\text{volumen total} - \text{volumen de los granos}}{\text{volumen total}} \times 100$$

y las unidades de medida son dadas en porcentaje (%).

La naturaleza de la porosidad y los factores que la controlan permiten definir el tipo de porosidad que puede presentar una roca.

### **Naturaleza de la porosidad**

La porosidad puede ser primaria (original) o secundaria. La porosidad primaria es aquella que posee la roca al final de la fase depositacional, en la primera fase del enterramiento; son los espacios vacíos que podrían estar presentes si los granos no hubiesen sido alterados, fracturados o disueltos. La porosidad primaria siempre va a depender de todos los factores asociados al tipo de roca. La porosidad primaria puede ser interpartícula, intrapartícula o intercristalina. (Scholle, 1979)

La porosidad secundaria es el espacio vacío adicional debido a procesos post-depositacionales o diagenéticos; puede ser el resultado de la disolución de granos detríticos y cementos o minerales autigénicos; o puede ser el efecto producido por el fracturamiento o microfracturamiento de la roca (Scholle, 1979).

En reservorios de areniscas, las modificaciones de la porosidad primaria se deben principalmente a la interconexión de los espacios a través de la compactación, contacto con soluciones, redepositación y cementación y por fracturamiento.

## Principales factores que controlan la porosidad

Para predecir los valores de la porosidad resulta necesario conocer características asociadas a las rocas o propiedades primarias.

- Tamaño de grano

El tamaño de partícula no es en sí el factor que controla la porosidad, pero la distribución de estas sí. Es posible que rocas como arcillas presenten valores más altos de porosidad que areniscas de grano grueso. Durante la etapa de depósito, para las arenas el porcentaje de porosidad puede ser del 50% y para un lodo de 80%; pero a medida que la profundidad aumenta, la porosidad de la arenisca puede llegar a ser mayor que la del shale (North, 1994).

- Forma de la partícula

En areniscas, la forma de los poros es, obviamente, dependiente de la forma de los granos. Sin embargo, la cantidad de espacios vacíos está ambiguamente relacionada a la forma de los granos.

Una mayor porosidad, teóricamente, la posee una roca cuyos granos sean esféricos y de tamaño uniforme. Un empaquetamiento cúbico de granos esféricos uniformes da como resultado una porosidad de 47.6 %, un empaquetamiento ortorrómbico de 39.5%, y un empaquetamiento rombohedral cerca de 26%. La porosidad más baja se da, teóricamente, en una distribución irregular de granos angulares. Granos muy angulares tienden a empaquetarse con un mínimo de espacio poroso, sin embargo las mejores porosidades actuales son a menudo encontradas en rocas que consisten de granos angulares a subangulares bien clasificados (North, 1994).

En la figura 6 se puede observar como el ordenamiento de los granos en una roca pueden determinar el grado de porosidad.

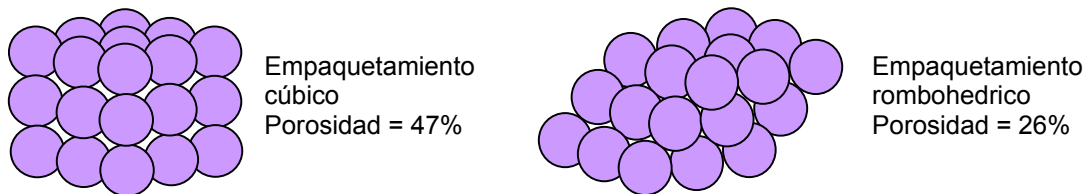


Figura 6. Ejemplo de empaquetamientos de esferas uniformes y su correspondiente valor de porosidad. Modificado de North, 1994

- Tipo de depósito

La porosidad definitiva depende en gran forma del grado de ordenamiento. El empaquetamiento define como se acomodan los granos de acuerdo al tamaño (haciendo referencia a una distribución), pero esto tiende a hacer la roca lo más compacta posible. El empaquetamiento depositacional es continuado por un empaquetamiento postdepositacional y después por compactación bajo un incremento de la carga de sedimentos suprayacentes (North, 1994).

- Efectos de la compactación

La compactación se puede definir como el proceso por el cual la porosidad se reduce disminuyendo el contenido de agua hasta el límite entre el estado sólido y plástico (llamado límite plástico de Atterberg). El proceso es inducido por esfuerzos, los granos van siendo deformados en una forma inelástica e irreversible; y no recuperan su forma después de retirar las carga.

Las areniscas se compactan cerca de un 2% bajo 25000 kPa (equivalente a 1000 m de enterramiento) (North, 1994).

El tamaño de los poros es comúnmente bimodal o polimodal, especialmente en las areniscas. Para ambientes húmedos, en las rocas sedimentarias, la capilaridad garantiza que normalmente el agua ocupe el espacio poroso más fino, aún si el aceite o el gas llenan todos los poros gruesos. Los poros grandes no pueden contener agua por capilaridad. La reducción de porosidad efectiva por debajo de la medida total de porosidad se debe a la división de poros más grandes por la

precipitación de cementos de minerales arcillosos autigénicos. La relación de espacio poroso fino y espacio poroso grueso se incrementa comúnmente durante la diagénesis por procesos de disolución o fracturamiento.

- Rangos de valores de porosidad

Para los tipos de rocas reservorio comunes bajo condiciones normales de operación, los valores de porosidad pueden verse en la tabla 2:

$\Phi$ (Porcentaje)	Evaluación cualitativa
0-5	Despreciable
5-10	Pobre
10-15	Aceptable
15-20	Bueno
20+	muy bueno

Tabla 2: Valores de porosidad comunes para calificar el grado de porosidad. Tomado de North, 1994.

## 6. PROCESOS PARA MEDICION DE POROSIDAD

Para la medida de la porosidad se utilizan diferentes técnicas adoptadas por la industria dependiendo de sus necesidades. En la industria del petróleo se usan herramientas como los análisis petrofísicos básicos y los registros de pozo, como la forma más común en la determinación de valores de porosidad en las formaciones rocosas.

Los datos recopilados para este estudio corresponden a información obtenida de registros de pozo y análisis petrográfico.

De los registros de pozo usados se utilizó específicamente del registro de densidad (RHOB), que es el que mejor se ajusta para la determinación de la porosidad en la zona.

Otra fuente de datos es el informe petrográfico realizado por el Laboratorio de Petrología del Instituto Colombiano del Petróleo ICP, a las muestras de interés, donde los valores de porosidad se obtienen por un conteo de puntos sobre las secciones delgadas.

Los valores de porosidad nuevos generados en la realización de este proyecto han sido obtenidos por el procesamiento de imágenes de secciones delgadas impregnadas con epoxico fluorescente, que corresponden a muestras de arenisca de la Formación Mirador.

Estos procesos mencionados se pueden realizar sobre muestras de zanja, las cuales son objetivo de este proyecto.

Los métodos que se llevan a cabo para determinar la porosidad se describen más a detalle a continuación.

## 6.1. REGISTROS DE POZOS

Los registros de pozo, conocidos como “Well Logs”, son métodos geofísicos comúnmente usados en la industria del petróleo, y son útiles desde el punto de vista geológico porque permiten conocer las características de las rocas en profundidad.

Son herramientas indirectas que deben ser calibradas con la información que puede obtenerse de muestras recuperadas, proceso que es realizado en laboratorios mediante la realización de pruebas y ensayos. En la tabla 3 se encuentra el tipo de información que es obtenida con diferentes registros.

TIPO DE REGISTRO	INFORMACION GEOLOGICA OBTENIDA
SP (Potencial Espontáneo)	Litología
GR (Registro Gamma Ray)	Fracción de arcillas
RHOB (Registro de Densidad)	Identificación de arenas arcillosas Porosidad
RHOB + NPHI (Registro combinado Densidad - Neutrón)	Fracción de arcilla Fracción de arena Porosidad
NPHI (Registro Neutrón)	Porosidad
SPHI ó DT (Registro Sónico)	Porosidad Permeabilidad

*Tabla 3. Algunos registros eléctricos y tipo de información que puede obtenerse haciendo uso de cada uno.*

En este estudio se utilizan los registros GR, RHOB y NPHI corridos en pozo. El registro GR ha sido usado para determinar los intervalos que corresponden a arenas, el registro RHOB ha sido usado para medir la porosidad aparente y con la

curva VSHMIN (volumen de arcilla mínimo), se ha calculado la porosidad efectiva de la roca reservorio, el registro NPHI ha sido usado en conjunto con el registro RHOB para determinar la porosidad aparente en algunos intervalos de la formación cuando en el pozo aparecieron zonas de gas.

### **6.1.1. Registro Gamma Ray**

El registro GR utiliza una fuente de rayos gamma, la cual es dispersada por la formación, y recibida en un detector de rayos gamma que posee la sonda con la que se corre el registro. Arcillas y minerales pesados pueden generar una respuesta del registro que permite identificarlas por ser radioactivas, por esto un valor bajo de la curva GR corresponde a arenas que tienden a ser limpias, es decir libres de arcillas. Las unidades del registro son unidades API (Bendek, 1998)

### **6.1.2. Registro de Densidad**

El registro RHOB mide la densidad de electrones de una formación. La densidad total es la suma ponderada de las densidades de la matriz y los fluidos presentes en la formación (Bendek, 1998). El registro utiliza una fuente nuclear que emite una radiación la cual es retrodispersada por la formación (efecto Compton) y alcanza al detector en donde las velocidades de conteo relativas proporcionan una medición de la densidad de la formación. Las unidades del registro son gm/cc (Robertson, 2004).

### **6.1.3. Registro Neutrón**

El registro neutrón utiliza una fuente y detector neutrónicos. Los neutrones rápidos de la fuente se dispersan y se vuelven más lentos principalmente debido a

la presencia de hidrógeno en la formación, hasta que alcanzan niveles de energía térmica y son absorbidos. El flujo de neutrones que llega al detector está relacionado con el contenido de hidrógeno de la formación y, en las formaciones limpias, con su porosidad. Las unidades del registro se miden en porcentaje (Robertson, 2004).

## 6.2. POROSIDAD A PARTIR DE REGISTROS DE POZO

Los registros y curvas que han sido usados para determinar la porosidad efectiva en el pozo de interés corresponden a:

GR	Registro Gamma Ray
CALI	Registro Caliper
GR <sub>e</sub>	Registro Gamma Ray por correcciones ambientales
VSHGRL	Volumen de arcilla obtenido por la respuesta lineal del GR
VSHGRC	Volumen de arcilla obtenido por la respuesta curvilínea del GR
VSHCLV	Volumen de arcilla obtenido por la ecuación de Clavier
VSHSTB	Volumen de arcilla obtenido por la ecuación de Steiber
VSHMIN	Volumen de arcilla mínimo
RHOB	Registro de Densidad
TNPH	Registro Neutrón
PHIA	Porosidad aparente
PHIE	Porosidad efectiva

Las curvas son cargadas en el programa PETROWORKS de la compañía LANDMARK, donde se puede manejar todo el proceso de forma automatizada.

La porosidad aparente o la porosidad total se determina directamente de un registro que no ha sido corregido para las arcillas. La porosidad aparente es el volumen total de porosidad intergranular (primaria), porosidad secundaria (fracturas), y el volumen ocupado por el agua asociada a partículas de arcilla. La

porosidad efectiva es la suma del espacio poral primario y secundario. La porosidad efectiva no incluye el agua asociada a partículas de arcilla ya que esta información no es representativa de la porosidad (Gibson, Asquith; 1993).

Para hacer la interpretación se necesita conocer el tipo de matriz correspondiente a la roca, la cual para el caso es arenosa.

Los procesos que se describen son necesarios para poder obtener un valor acertado y confiable de la porosidad efectiva; son comunes en todos los casos que se requieren conocer las propiedades petrofísicas de una formación.

Los pasos son:

- Hacer correcciones ambientales al registro GR.
- Conocer los valores de arena limpia y arcilla usando el registro GR.
- Determinar a partir del GRe el volumen de arcillas por cuatro métodos diferentes y escoger el valor mínimo del volumen de arcillas obtenido.
- Obtener la curva de porosidad aparente PHIA a partir del registro de densidad RHOB o a partir del registro RHOB y el registro TNPH.
- Calcular y obtener la curva de porosidad efectiva PHIE, usando la curva PHIA y el factor determinado como VSHMIN.

Los pasos que se llevan a cabo, se han realizado de la forma en la que se explica a continuación. De esta forma se obtienen los valores numéricos de la porosidad. A continuación se muestra el método y las variables utilizadas para el cálculo; los resultados para toda la formación están contenidos en el anexo 1, donde se observan los registros y las curvas generadas en un formato gráfico realizado a partir de los archivos LAS, a escala 1:500.

### 6.2.1. Correcciones ambientales para GR

Se hacen correcciones ambientales al registro GR, las cuales están definidas por el diámetro del hueco y el peso del lodo el cual se conoce cuando se corre el registro en el pozo, y que están registrados en el encabezado del registro. El resultado es la curva  $GR_{e}$ . En la figura 7 se pueden observar la gráfica con la que se usan los parámetros para hacer las correcciones.

Parámetros:

Diámetro del hueco determinado por el registro CALI

Peso del lodo = 11.3 lb/gal

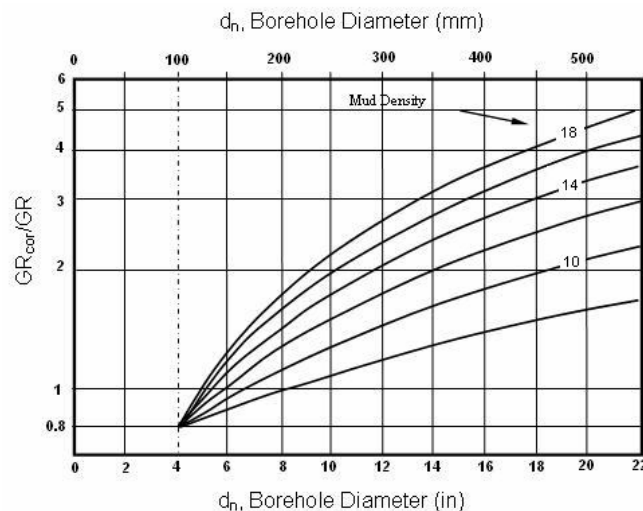


Figura 7. Gráfica usada para la corrección del valor del registro Gamma Ray según el diámetro del hueco. Modificado de Halliburton (1991).

Para determinar en cada intervalo los valores, primero se determina según el registro *CALIPER* el diámetro del hueco (escala horizontal) y se proyecta una línea vertical hasta que se una con la curva correspondiente a 11.3 de la densidad del lodo; entonces se procede a dar correspondencia con el eje vertical para estimar el valor de  $GR_{cor}/GR$ , a partir del cual se determina  $GR_{cor}$  que para este estudio es  $GR_e$ .

Ejemplo:

Para la profundidad de 7360':

$$GR = 19.5301 \quad CALI = 8.2377$$

Para hacer el procedimiento se toma el valor del *CALI* y se ubica sobre el eje inferior horizontal de la gráfica; luego se proyecta verticalmente hasta el lugar donde se ubica la curva correspondiente a *11.3 lb/gal*, y en el punto donde coinciden se toma el valor de *GR<sub>cor</sub>/GR* en la escala vertical:

$$GR_{cor}/GR = 1.42$$

Al obtener este cálculo se puede determinar *GRe*:

$$GRe = (GR_{cor}/GR) \times GR = (1.42)(19.5301) \text{ unidades API}$$

$$GRe = 27.7328 \text{ API}$$

### 6.2.2. Determinación de GR areniscas limpias y GR en arcillolitas

*GR<sub>clean</sub>*: valor del registro *GRe* correspondiente a areniscas limpias.

Se determina tomando el intervalo con la menor lectura para la curva del *GR*, y se define haciendo un promedio.

*GR<sub>shale</sub>*: valor del registro *GRe* correspondiente a lugares en la formación donde hay mayor contenido de arcillas. La figura 8 muestra el encabezado del registro *GR* donde está marcado el *GR<sub>shale</sub>* y el *GR<sub>clean</sub>*.

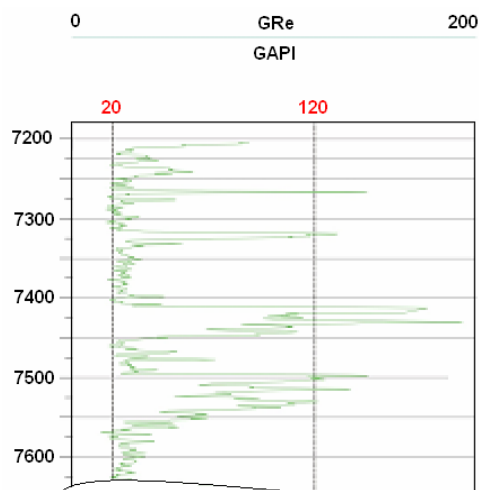


Figura 8. Segmento superior del registro *GRe* con los valores de *GR<sub>clean</sub>* y *GR<sub>shale</sub>* identificados; típicos de la Formación *Mirador*.

El GRshale se determina de la misma forma que el GRclean, pero identificando el intervalo con la mayor lectura.

Para el caso del pozo estudiado en la Formación Mirador, los valores corresponde a:

$$GR_{clean} = 20 \text{ API}$$

$$GR_{shale} = 120 \text{ API}$$

### 6.2.3. Cálculo de VSHMIN

Utilizando cuatro métodos para la determinación del VSH usando el registro GRe, se obtiene una curva para cada uno de ellos.

Las cuatro fórmulas corresponden a:

#### (1) Fórmula Gamma Ray Linear Response

$$V_{shgrl} = \frac{GRe_{log} - GRe_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}}$$

#### (2) Fórmula Gamma Ray Curve Response

Usando los resultados lineares, si:  $V_{shgrl} \leq 0.55$

$$\text{Entonces: } V_{shgrc} = \left( \frac{0.06078 \times (100 \times V_{shgrl})^{1.58527}}{100} \right)$$

Si:  $0.55 < V_{shgrl} \leq 0.73$

$$\text{Entonces: } V_{shgrc} = \left( \frac{2.1212V_{shgrl} - 81.667}{100} \right)$$

Si:  $Vshgrc > 0.73$

Entonces:  $Vshgrc = Vshgrl$

(3) Ecuación Clavier Gamma Ray

$$Vshclv = 1.7 - \sqrt{3.38 - (Vshgrl + 0.7)^2}$$

(4) Ecuación Steiber Gamma Ray

$$Vshstb = \frac{0.5 \times Vshgrl}{1.5 - Vshgrl}$$

Estas operaciones se realizan todas para cada segmento de la formación. Para obtener la curva VSHMIN se comparan los resultados de las ecuaciones y se toma el valor mínimo obtenido a partir de ellas, tomando este como el valor correspondiente al contenido de arcillas (LANDMARK, 1996).

Ejemplo:

Para la profundidad de 7360'; tomada de la figura 8:

Ecuación (1):

$$Vshgrl = \frac{27.7328 - 20}{120 - 20} \Rightarrow Vshgrl = 0.077328$$

Ecuación (2):

Como  $Vshgrl < 0.55$  entonces:

$$Vshgrc = \left( \frac{0.06078 \times (100 \times 0.077328)^{1.58527}}{100} \right) \Rightarrow Vshgrc = 0.01556$$

Ecuación (3):

$$Vshclv = 1.7 - \sqrt{3.38 - (0.077328 + 0.7)^2} \Rightarrow Vshclv = 0.033938$$

Ecuación (4):

$$Vshstb = \frac{0.5 \times 0.077328}{1.5 - 0.077328} \Rightarrow Vshstb = 0.027177$$

Finalmente se obtiene:

$$Vshgrc < Vshstb < Vshclv < Vshgrl$$

$$0.01556 < 0.027177 < 0.033938 < 0.077328$$

Entonces el valor de el volumen de arcilla mínimo es:

$$\mathbf{VSHMIN = 0.01556}$$

#### 6.2.4. Cálculo de PHIA

PHIA corresponde a la porosidad aparente de la formación. Se calcula con el registro de densidad (RHOB), usando la fórmula:

$$PHIA = \frac{RHO_{ma} - RHO_{log}}{RHO_{ma} - RHO_{fl}}$$

En donde la nomenclatura  $RHO_{ma}$  corresponde a la densidad de la matriz,  $RHO_{log}$  corresponde a la densidad medida por la herramienta y  $RHO_{fl}$  corresponde a la densidad del fluido presente.

Los valores están predeterminados por pruebas estándar, y son aceptados para este tipo de procesos. Para este caso el  $RHO_{ma} = 2.65$ , el cual correspondiente a una matriz arenosa, o roca compuesta principalmente por cuarzo. El valor de densidad se compara con la densidad de grano determinada en los análisis básicos al hacer el cálculo de la porosidad efectiva.

El valor de la densidad del fluido presente ha sido predeterminado y usualmente se asume como  $RHO_{fl} = 1.0$ .

En la determinación de porosidad se ha utilizado el registro de densidad ya que es el que mejor responde en zonas similares y el que se ha utilizado más comúnmente en la determinación de porosidad.

Ejemplo:

Para la profundidad de 7360'; en la figura 8:

$$PHIA = \frac{2.65 - 2.3873}{2.65 - 1.0} \Rightarrow PHIA = 0.1592$$

Sin embargo, debido a la presencia de zonas de gas en algunos sectores se ha incrementado la estimación de la porosidad con la ayuda del registro neutrón; para esto se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$PHIA = \sqrt[2]{\left(\frac{\Phi_{density}^2 + TNHP^2}{2}\right)}$$

Donde el valor de la porosidad utilizado en la ecuación es obtenido por el registro de densidad.

Ejemplo:

Para la profundidad de 7360':

$$PHIA = \sqrt[2]{\left(\frac{0.1592^2 + 0.0724^2}{2}\right)} \Rightarrow PHIA = 0.12366$$

### 6.2.5. Cálculo de PHIE

La porosidad efectiva (PHIE), se determina con el uso de la ecuación:

$$PHIE = PHIA \times (1 - VSHMIN)$$

Generando la curva PHIE en la cual están dados los valores de porosidad determinados y utilizados para la comparación con los valores de porosidad de las secciones delgadas.

Ejemplo:

Para la profundidad de 7360'; en la figura 8:

$$PHIE = 0.12366 \times (1 - 0.01556) \quad \Rightarrow \quad PHIE = 0.121736$$

### **6.3. METODO DE MEDICION DE POROSIDAD MEDIANTE PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DIGITAL DE IMAGENES**

En el proceso de determinación de porosidad una de las herramientas utilizadas es el análisis de porosidad bidimensional en secciones delgadas. Esto es posible haciendo mediciones y conteos en muestras de rocas. La toma de medidas se hace normalmente por conteo cuando se analizan secciones delgadas de corazón o afloramiento, mediciones que pueden ser hechas manualmente en un microscopio, pero es probable que sea posible optimizar el trabajo en muestras de zanja con el uso de un programa que permita hacer procesamiento de imágenes previamente capturadas.

El procesamiento de imágenes es una técnica que requiere entender como puede manipularse una imagen digital para poder obtener a partir de ella la información que se requiere. Para realizar un procesamiento de imágenes es necesario contar con el hardware y software necesario para poder capturar la imágenes y posteriormente hacer el tratamiento de las mismas; este equipo puede estar compuesto por dos partes principales e indispensables: una cámara o escáner que permite capturar imágenes, y un procesador para su manipulación (Prendes, 1992). El software que ha sido utilizado para este estudio y con el cual se realiza el tratamiento digital de la imagen, es el programa LUCIA G versión 4.7; con el

cual también se ha podido hacer mediciones sobre la imagen para finalmente obtener la información sobre la porosidad de las muestras.

En un procesador de imágenes se diferencian los granos de los poros por el color. En el caso de las secciones delgadas analizadas en este estudio existen grandes diferencias en intensidad del color para estos dos elementos (poros y granos), cuando se toman fotografías a las secciones delgadas con luz fluorescente. Hacer la medición de los espacios y determinar valores reales de áreas y fracción de área o porcentajes, es parte de las capacidades del programa y es la manera que permite determinar la porosidad.

Cabe recordar que según la definición original de porosidad, es el volumen de espacio vacío con respecto al volumen total de roca. En este caso se hacen mediciones de áreas, pero es válido ya que las secciones delgadas representan una sección con aproximadamente 30 micras de espesor y puede ser despreciable el factor espesor, además la imagen se observa en dos dimensiones para poder obtener los valores. Esto se asume así cuando se hace el conteo de puntos en las secciones delgadas o cuando se determina un valor cualitativo de la porosidad por observación. Hay que tener en cuenta que este puede ser uno de los factores que generan un margen de error muy bajo en los valores de la porosidad, sin dejar de aceptar la validez de la medida.

### **6.3.1. Determinación de porosidad a partir de análisis de imágenes de secciones delgadas**

Es posible cuantificar la porosidad en un programa de análisis de imágenes porque permite hacer mediciones en escala real y después del procesamiento se puede obtener el resultado del porcentaje de áreas de espacios con respecto al área total de un campo seleccionado.

Para realizar este proceso se requiere tener en cuenta los procesos de segmentación y binarización, los cuales permiten hacer una discriminación de los elementos que quieren ser medidos en una imagen (en este estudio se refiere a los poros). Estos procesos se llevan a cabo con el procesador de imágenes y consisten en la identificación de bordes por medio de la determinación de umbrales (Prendes, 1992). Los umbrales indican el color en la imagen, el cual corresponde al borde de los granos los cuales quieren ser diferenciados de los poros. La binarización se realiza posterior a la segmentación y este tipo de imágenes se les puede hacer tratamientos por medio de algoritmos realizados por el mismo software, para diferenciar mejor unos elementos de otros, sin embargo para este estudio no se ha realizado ya que los ensayos realizados no arrojaron una buena conservación de las características originales de las muestras. Los resultados mostraron una disminución en la calidad de la imagen ya que en muchos de los casos los espacios porosos identificados tiene formas muy delgadas alargadas e irregulares lo que hace muy difícil este procesamiento adicional.

Cuando se procesan imágenes digitales, ciertos aspectos son importantes para tener en cuenta ya que son la base de las mismas. Esto es la definición de píxel, el cual se define como una unidad lógica más no física, que corresponde al elemento más pequeño en el que puede ser descompuesta una imagen, y su tamaño puede variar dependiendo del tipo de equipo utilizado para visualizarla. El color específico del píxel es una combinación de tres componentes del espectro de colores: rojo, verde y azul.

La resolución de las imágenes digitales puede indicar la calidad de las mismas; puede determinarse dependiendo del número de píxeles pueda mostrar el monitor o equipo donde sean observadas y cuantos bits se utilizan para representar cada píxel. El tamaño y el nivel de resolución de las imágenes utilizadas para este estudio es 1280 (H) x 1024 (V) píxeles.

### 6.3.2. Adquisición de imágenes

En el proceso de adquisición de imágenes se ha utilizado el programa ACT-1<sup>®</sup> de la empresa NIKON, el cual permite obtener imágenes de secciones delgadas con escala visual conocida y real usando un equipo o computador común y el equipo de microscopio y cámara apropiados, el cual fue facilitado para esta tarea por parte del Laboratorio de Petrología del Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

El equipo utilizado para realizar este proceso esta conformado por:

- Microscopio: **NIKON ECLIPSE MC 600**

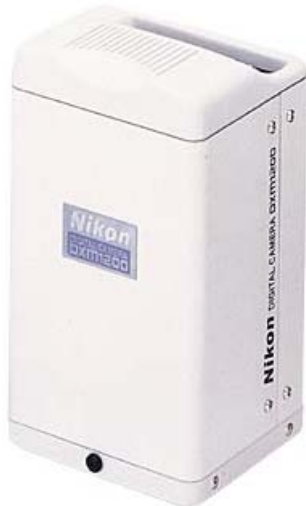
Este microscopio binocular de luz transmitida (figura 9) permite observar las imágenes de las secciones delgadas con diferentes objetivos (2,5X, 5X y 10X) para los cuales se conoce el valor correspondiente a la escala, la cual esta calibrada previamente en el programa de adquisición de imágenes. El microscopio utiliza una fuente de luz polarizada y permite observar secciones delgadas con luz polarizada, luz polarizada analizada y con luz fluorescente.



*Figura 9. Microscopio NIKON ECLIPSE MC 600.*

- Cámara digital:

### **Digital Still Camera DXM 1200 for Microscope**



La cámara mostrada en la figura 10 posee una resolución de 12 megapíxeles y es una cámara de muy alta calidad para aplicaciones en microfotografía. Capta imágenes a color, las cuales pueden ser captadas en formato JPG (utilizado en este estudio), TIF y BMP. Sus dimensiones son: 78x136x69 (mm). Posee tres niveles de sensibilidad: normal, alto (utilizado en este estudio), y máximo. Esta cámara es compatible con el programa ACT-1<sup>®</sup>. La cámara muestra las imágenes en vivo y puede captar las imágenes cuando es requerido. Todo el manejo de la misma se hace desde los comandos del programa de adquisición de imágenes.

Figura 10. Cámara digital: Digital Still Camera DXM 1200 for Microscope

- Iluminador: **X-Cite<sup>™</sup> 120 Fluorescence Illumination System. EXFO**



Este sistema es usado para aplicaciones en microscopía fluorescente ya que proporciona una imagen de alta calidad. Usa una lámpara de 120 watt de haluro y metal que libera una excitación espectral uniforme en el campo de visión. En la figura 11 se puede observar el aspecto del iluminador.

Figura 11. Iluminador: X-Cite<sup>™</sup> 120 Fluorescence Illumination System. EXFO

Después de tener seleccionadas las muestras a trabajar es necesario tomar cierto número de imágenes de las mismas en forma digital para poder hacer el procesamiento requerido. Las imágenes son adaptadas a los requerimientos en el microscopio antes de ser adquiridas en forma digital. Las imágenes que se

procesan con el software son adquiridas a través de una cámara fotográfica digital, la cual determina la escala de la imagen.

El microscopio tiene adaptada la cámara para que muestre la imagen en vivo de la sección delgada.

El proceso se lleva a cabo manipulando el equipo (computador) y el microscopio al mismo tiempo, de la siguiente forma:

- Enfoque de la sección delgada en el punto donde se quiere tomar la foto (usando el microscopio).
- Regulación de la entrada de luz del microscopio, ya sea con el programa (mejor opción), o con la perilla del microscopio.
- Ajuste del enfoque de la imagen (usando el comando del programa).
- Escalamiento de la imagen correspondiente al objetivo del microscopio (usando el programa).
- Adquisición de la imagen (usando el comando del programa).

Cuando las secciones delgadas corresponden a muestras de corazones se han tomado fotografías de seis puntos representativos en la sección delgada.

Si la muestra corresponde a muestras de pared se han tomado de seis a siete puntos representativos en la sección delgada.

En caso de tener muestras de ripios se han tomado fotografías a cada uno de los fragmentos presentes en la sección delgada siempre y cuando las imágenes obtenidas sean aptas para el posterior procesamiento.

Las imágenes adquiridas tienen la siguiente nomenclatura en el nombre del archivo digital para su fácil reconocimiento:

A	_	B	C	D	E
---	---	---	---	---	---

**A:** nombre del pozo (pozo A).

**B:** profundidad o intervalo de profundidad al que corresponde la muestra.

**C:** tipo de imagen (**p**: nicols paralelos; **c**: nicols cruzados; **f**: fluorescencia).

- D:** objetivo del microscopio con el que se adquiere la imagen (2,5X; 5X ó 10X).  
**E:** número de la fotografía (001, 002,...).

Ejemplo: pozoA\_7240-7250p5x001.

Esta es la nomenclatura usada en el anexo 2 en el cual se puede observar las imágenes en nicoles paralelos y con luz fluorescente de las muestras, a las cuales se les realizó el tratamiento digital.

Después de obtener las fotografías digitales en formato JPEG se hace el procesamiento con el software LUCIA.

### **6.3.3. MANEJO DEL PROGRAMA LUCIA G versión 4.7**

El programa LUCIA G está diseñado para la adquisición y manejo de imágenes, para la medición interactiva de varias características; así como para automatizar secuencias extensas en el procesamiento de imágenes.

La adquisición de imágenes en el programa se toma como la forma en la que es posible obtener la imagen para ser procesada y esto incluye el tomar imágenes previas en formato digital o conectar un sistema óptico al equipo. Para realizar este estudio se tomo la decisión de adquirir las imágenes previamente en otro programa para agilizar el trabajo.

El aspecto de la pantalla cuando se maneja el programa LUCIA G, y los aspectos más importantes para su manejo se puede observar en la figura 12.

Nombre del archivo →

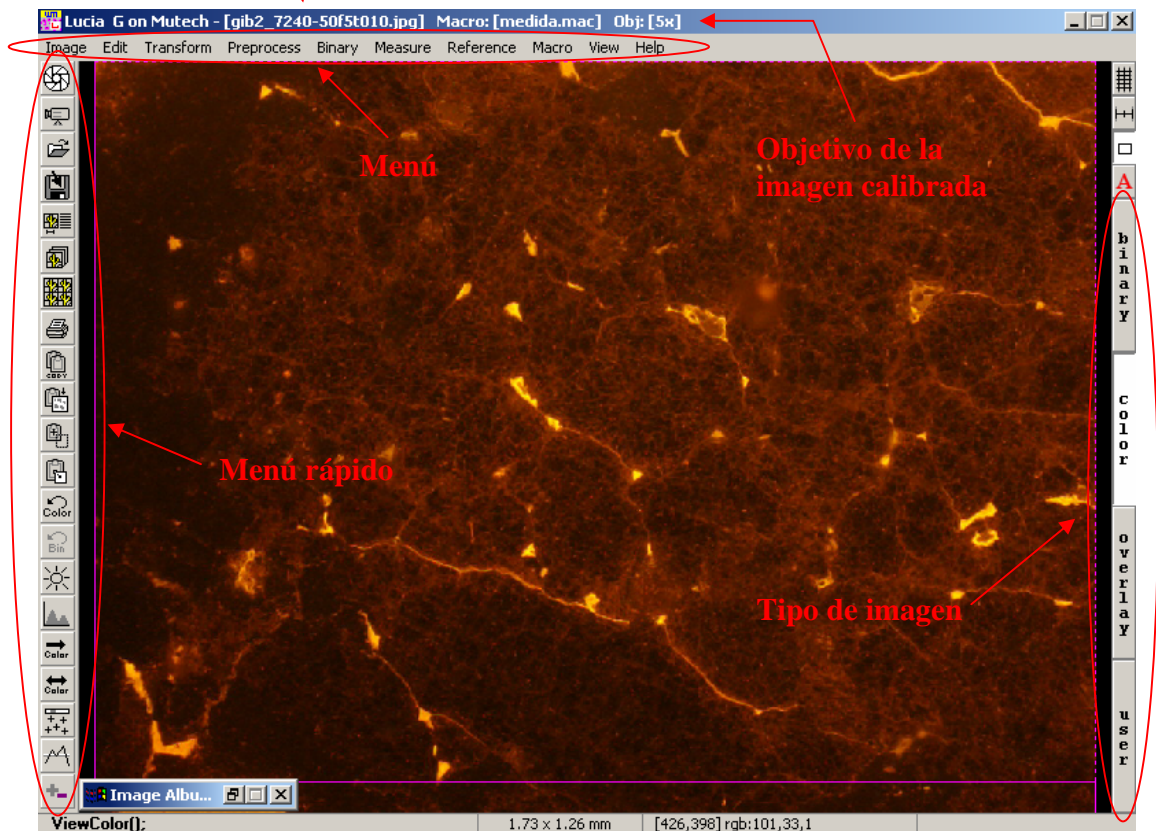


Figura 12. Pantalla del programa LUCIA G versión 4.7

El objetivo de utilizar el programa LUCIA G es hacer mediciones de relación poros – granos en dos dimensiones, en imágenes de muestras a escala microscópica. Para el objetivo del trabajo que quiere realizarse con el software, es necesario conocer muy bien el tipo de mediciones que pueden hacerse y la forma en las que se hacen. Además de esto el modo en que el programa presenta los resultados después de un procesamiento de la imagen.

Los pasos básicos para que pueda hacerse una medición son: calibración, definición del umbral y conversión de la imagen binaria, determinación del campo donde se miden los objetos, selección de los poros para los cuales se mide el área y presentación de resultados.

## Calibración

El primer paso al hacer el tratamiento de las imágenes es la calibración. Esto consiste en dar una escala real a las imágenes que son adquiridas; si el sistema está calibrado es posible medir objetos y estructuras en unidades reales. La calibración es necesaria tanto horizontal como verticalmente. Con el programa es posible crear varias calibraciones, las cuales pueden corresponder a los diferentes objetivos utilizados en el microscopio. La calibración tiene en cuenta tres factores: el nombre, la constante de calibración y la relación de aspecto.

La constante de calibración es el tamaño real del píxel en la horizontal en las unidades seleccionadas. La determinación de la constante se hace durante la calibración con la ayuda de una escala vertical. Hay que tener en cuenta que píxel es el elemento más pequeño de la imagen digitalizada, el cual corresponde a un rectángulo en el plano.

La relación de aspecto es un coeficiente que define la relación entre las dimensiones reales de la vertical y horizontal del píxel. El programa asigna un valor de 1 a la relación de aspecto por defecto.

El proceso de calibración se hace de la siguiente manera:

Teniendo una imagen con dimensiones conocidas se abre el comando New Calibration (nueva calibración), en el menú (figura 13). Se selecciona el modo Drawing (dibujar) desde la sección Define New Calibrations (definir nueva calibración) y se escoge la definición de dos líneas verticales (figura 14). Utilizando el botón izquierdo del ratón del equipo se dibuja una línea vertical en un extremo de la escala en la imagen, al terminar la línea se dibuja la siguiente línea vertical a una distancia horizontal conocida. Después de hacer esto se activa una ventana en la cual se debe escribir el nombre de la calibración, la unidad apropiada en el grupo de tamaño real y el tamaño real de la distancia conocida con respecto a la unidad de calibración seleccionada (figura 15).

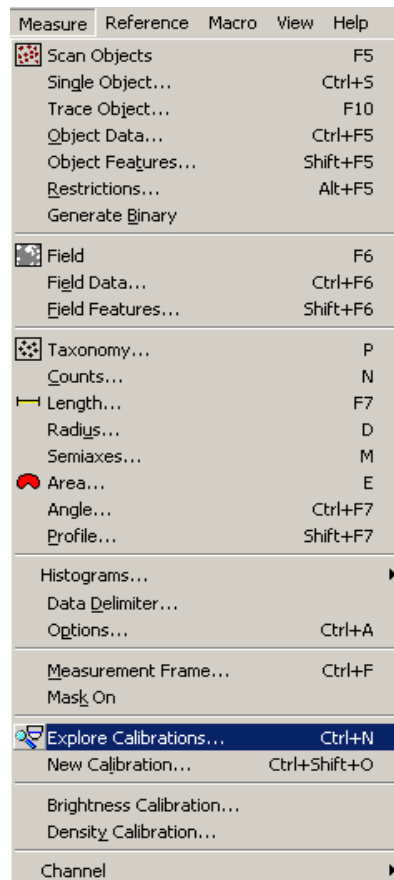


Figura 13. Menu Measure donde aparece la opción Explore Calibrations. Imagen tomada del software LUCIA G v.4.7.



Figura 14. Ventana de dialogo que permite determinar el tamaño real de una línea en la imagen. Imagen tomada del software LUCIA G versión 4.7.

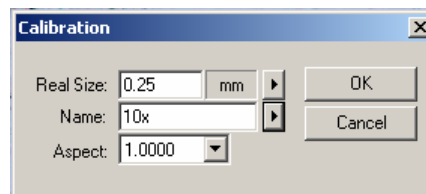


Figura 15. Ventana de dialogo del programa donde se registran los valores reales correspondientes a la imagen en la calibración. Imagen tomada del software LUCIA G v. 4.7

El proceso realizado por el programa tiene en cuenta la equivalencia de las distancias reales en la imagen digital, la cual para quien hace el procesamiento deben ser conocidas para poder obtener después del procesamiento valores acertados de la medida de las áreas y de los porcentajes.

Para este estudio se ha tomado como distancia conocida la escala incluida en algunas de las imágenes adquiridas, teniendo en cuenta que las dimensiones para todas las imágenes adquiridas con el mismo aumento son iguales. No se ha incluido la escala en todas las imágenes a procesar sino solo en las que se utilizan para calibrar el programa, ya que de aparecer la escala visual se puede ocasionar demora y dificultad en el procesamiento digital.

Las calibraciones hechas son guardadas por el programa al cerrarse.

Una calibración seleccionada en el comando se mantiene y se aplica a cualquier imagen obtenida de cámara o escáner con los diferentes comandos de adquisición de imágenes del programa.

Las calibraciones cargadas en el programa corresponden a los objetivos: 2.5X, 5X y 10X ya que son los objetivos con los que se han obtenido las imágenes de las secciones delgadas. En la figura 16 se puede ver el ejemplo de cómo el programa guarda las calibraciones hechas previamente, las cuales pueden seleccionarse en el momento de ser necesitadas para procesar una imagen.

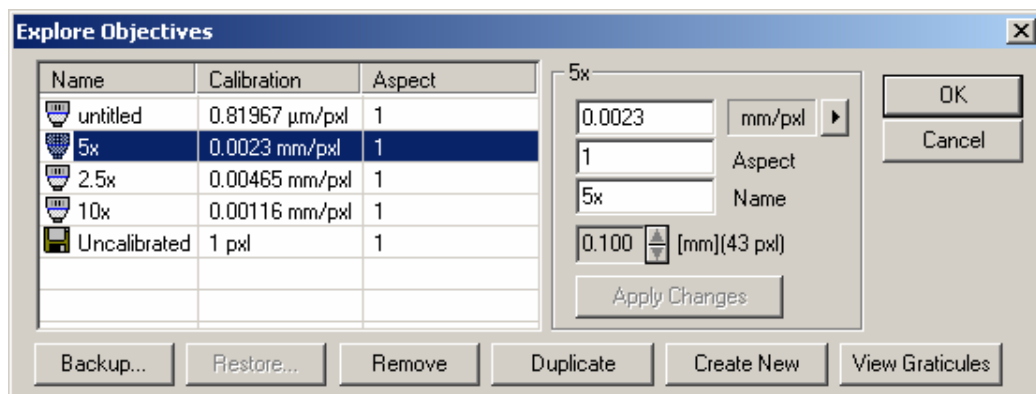
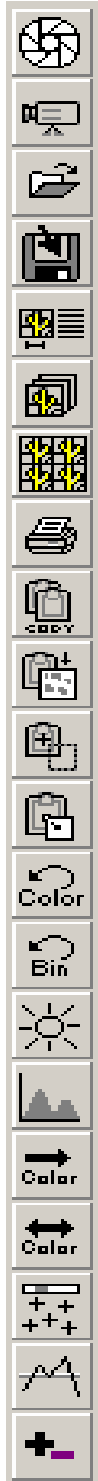


Figura 16. Ventana de dialogo donde se puede seleccionar el objetivo con el cual se requiere hacer la calibración de una imagen. Imagen tomada del software LUCIA G v. 4.7

## Binarización e implicaciones.



Cuando ha sido obtenida la imagen es posible trabajarla de varias formas y lo primero es determinar el tipo de imagen que se va a utilizar. Los tipos de imágenes que el software permite utilizar y que son los necesarios en este estudio son: binaria (en blanco y negro) y a color.

La imagen obtenida corresponde a una imagen a color, la cual se procesa usando la herramienta *Threshold (umbral)* en el software (figura 17), para convertirla en una imagen binaria en donde los espacios porosos corresponden a los objetos de la imagen sobre los cuales se mide el área; que son objetos de color blanco en la imagen binaria. El comando *Threshold* permite identificar el color del límite de los objetos que quieren ser medidos con el fin de que el programa automáticamente haga una diferenciación de poro y grano.

En la parte derecha de la pantalla cuando se está utilizando el programa siempre aparece un menú en el cual se encuentran varios comandos usados, entre los cuales está *Define Threshold* el cual está señalado para el gráfico.

Cuando se hace la selección de la opción, se abre una ventana de dialogo en la que se puede definir los parámetros que corresponden a la intensidad del color correspondiente al límite de los granos (figura 18). La determinación del rango de valores para el cual se ha observado la mejor opción para la identificación de los poros depende de la muestra, de la calidad de la fotografía y del criterio del observador.

← **Herramienta Define Threshold**

Figura 17. Aparición del menú *TRESHOLD* en el programa. Imagen tomada del software *LUCIA G v. 4.7*

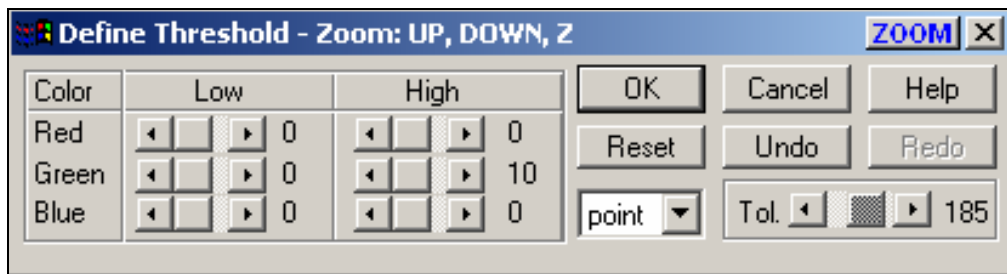
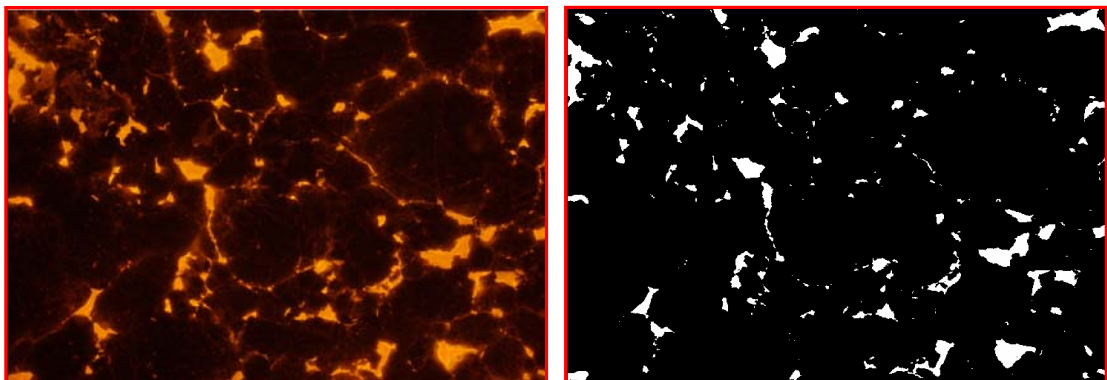


Figura 18. Ventana de dialogo donde aparecen los parámetros variables que modifican la intensidad del color correspondiente al borde de los granos. Imagen tomada del software LUCIA G v. 4.7

Una imagen binaria se produce por segmentación de imágenes. Para el programa es necesario utilizar este tipo de imágenes para medidas de área tanto de campos como de objetos. El programa utiliza la medida de área como el principal criterio de tamaño, la cual en imágenes calibradas representa el área real y en imágenes no calibradas, el número de píxeles. Para producir una imagen binaria a partir de una imagen a color es necesario haber hecho el procesamiento de threshold previo a la imagen.

En la figura 19 se observa el ejemplo de una imagen a color convertida a imagen binaria.



Los elementos amarillos de la imagen en la izquierda corresponden a los poros de la muestra, los cuales se convierten en elementos blancos de la imagen binaria observada a la derecha. La imagen no tiene escala visual porque durante el procesamiento no se utiliza ya que el programa ha sido calibrado.

Figura 19. Imagen a color de una sección delgada observada con luz fluorescente convertida en imagen binaria.

En el menú del programa se encuentra la opción *Binary Image Editor* (*editor de imágenes binarias*), que es útil para el procesamiento de la imagen cuando este no puede ser realizado automáticamente, es normalmente usado en el procesamiento de la imagen ya que no siempre el software puede determinar claramente las diferencias entre un espacio poroso y un grano ya sea por características de la muestra o por defectos de la sección delgada. Lo ocurrido es que durante la definición del umbral se da una selección automática de elementos que no corresponden a los poros y no deben ser tenidos en cuenta para la medida de áreas, o lo opuesto, la no selección de espacios porosos que se pueden identificar; así que es necesario el procesamiento manual.

#### **Determinación del campo para medir objetos**

Cuando se requiere medir el porcentaje de área ocupado por los poros, es necesario tener en cuenta que se debe tener un área o campo con respecto al cual se toman las medidas. Este campo es seleccionado manualmente utilizando el comando *Measurement Frame* (*campo de medida*), el cual permite hacer un ajuste al tamaño del área en la que se quiere medir el porcentaje de poros.

Utilizando el comando *Field* (*campo*), el programa mide automáticamente el área del campo y guarda los valores numéricos que son utilizados en la determinación del porcentaje.

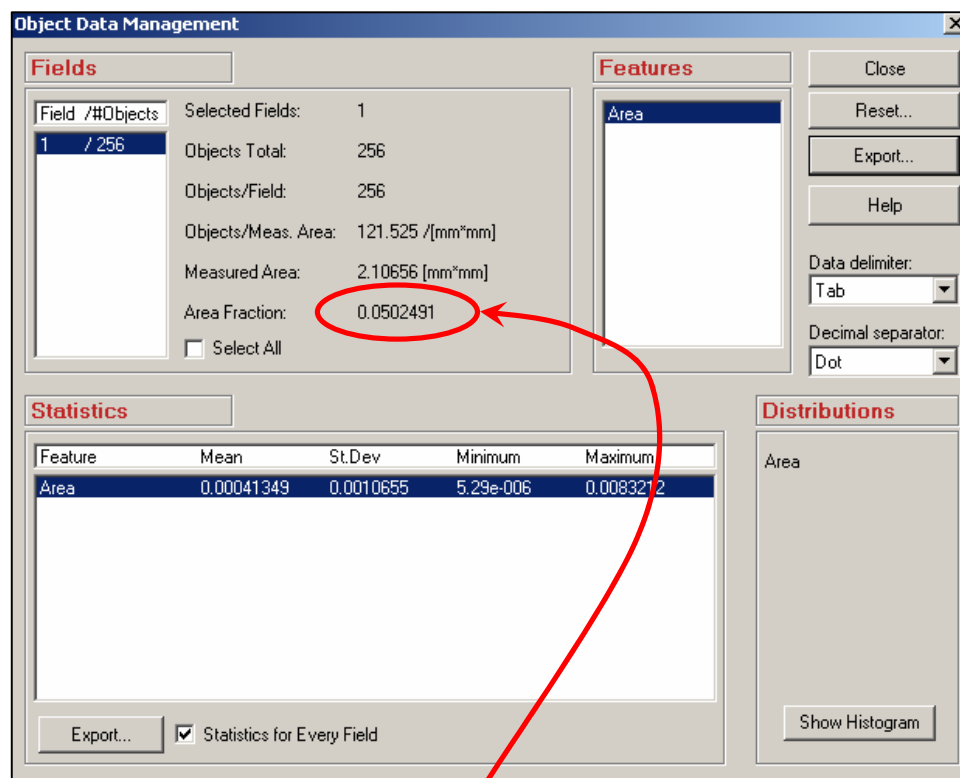
#### **Selección de los poros para los cuales se mide el área**

Después de conocerse el campo y teniendo en cuenta que la imagen corresponde a una imagen binaria, con el comando *Scan Objects* (*escanear objetos*), se puede hacer la selección de los poros con los cuales se determina la porosidad. Estos son identificados y marcados en la imagen lo que permite hacer la revisión de que corresponden realmente a poros.

### Presentación de resultados

Es posible obtener los valores numéricos en ventanas de dialogo desplegadas por el programa (figura 20). Cuando se seleccionan los comandos *Field Data Management* (manejo de datos del campo) u *Objects Data Management* (manejo de datos de los objetos), se pueden observar los resultados. Se tiene la opción de exportar los datos con el fin de almacenarlos como archivos de texto.

Los datos que se guardan en los archivos corresponden a los valores del área de cada uno de los objetos en la imagen, el área total del campo, el número de objetos sobre los que se hacen las medidas y la fracción de área o porcentaje la cual es el resultado utilizado y asumido como porosidad. Además de histogramas con respecto a la distribución del área en una imagen. En la figura 21 se ve el formato en el cual se guardan los archivos de texto con la información exportada.



**POROSIDAD**

Figura 20. Ventana de dialogo donde aparecen los datos de área para los poros y porcentaje con respecto al área del campo. Imagen tomada del software LUCIA G v. 4.7.

Area	MeasuredArea	AreaFraction
1.17612e-005	1.47753	0.0127414
3.52836e-005	1.47753	
0.000125453	1.47753	
4.70448e-005	1.47753	
1.9602e-005	1.47753	
5.09652e-005	1.47753	
3.9204e-006	1.47753	
3.9204e-006	1.47753	
7.8408e-006	1.47753	
3.9204e-006	1.47753	
5.09652e-005	1.47753	
1.17612e-005	1.47753	
0.000227383	1.47753	
3.9204e-006	1.47753	
5.48856e-005	1.47753	
5.09652e-005	1.47753	
4.70448e-005	1.47753	
7.8408e-006	1.47753	
3.9204e-006	1.47753	
0.000152896	1.47753	
3.9204e-006	1.47753	
1.56816e-005	1.47753	

**POROSIDAD**

Figura 21. Formato de los archivos de texto en los cuales se guardan los datos de áreas y de porcentaje.

## 7. RESULTADOS

En esta sección se presentan los valores de porosidad recopilados que se han calculado con el uso de las diferentes herramientas, y se describen las características del proceso que permiten obtener los resultados por medio del procesamiento digital de las imágenes y las condiciones aptas para que los mismos sean válidos.

### 7.1 MUESTREO

Para la determinación del valor de la porosidad de cada intervalo o profundidad, se ha optado por tomar una cantidad representativa de imágenes de las secciones delgadas sobre las cuales se ha determinado un valor numérico de porosidad, el cual, es usado para calcular, por promedio, un valor de porosidad para la profundidad a la que corresponde la muestra. Se probó empezando con 20 muestras, con las cuales se hizo el cálculo de la porosidad para efectos de tomar la cantidad de datos necesaria con la cual se puede tener un valor representativo de la porosidad en una muestra, se concluyó que tres imágenes de una sección delgada son la cantidad justa para hacer el cálculo matemático, ya que el valor numérico de la porosidad medido en 20 muestras no varía significativamente. En total se analizaron 77 secciones delgadas de las que se escogieron 53 en las que se estimó que la medida de la porosidad podía resultar un valor acorde con la realidad. A esto se llegó después de tener en cuenta los siguientes factores:

- Realizar un proceso de medición de porosidad cuidadoso:

El análisis y procesamiento de una imagen es una labor que requiere cuidado y tiempo, lo cual la hace demorada, sin embargo es necesario encontrar la forma de optimizar el tiempo en la obtención de resultados, para que el método sea viable. El tiempo estimado en obtener el valor de porosidad de las imágenes de las

muestras en sección delgada varió dependiendo de las características de las muestras, ya que la cantidad de luz, el modo de preparación de las muestras, el espesor de la sección delgada, el tipo de porosidad y el tipo de muestra (muestra de zanja o muestra de side wall core), hacen que sea necesario un procesamiento manual y lento.

- Cantidad de muestras:

Tomar muchas imágenes para ser procesadas de una misma muestra implica más tiempo en la obtención de resultados, por eso tres tomas representativas de una sección delgada se consideraron son suficientes para calcular y obtener los valores que se requieren.

Las muestras de pared (side wall core) y de corazón (core), son bastante homogéneas cuando se observa en sección delgada, siendo esto una característica de la roca. El tener en cuenta que al capturar la imagen de cualquier punto en una sección delgada se tiene una imagen representativa de toda la sección delgada, es posible hacer un muestreo aleatorio sin reposición, y con pocas muestras obtener un valor estimado de la porosidad. Para las muestras de zanja hay gran parecido en la mayoría de los fragmentos de roca presentes en la sección delgada, lo cual se pudo determinar al observar las secciones además de convertirse en un criterio para seleccionar las muestras, ya que si existía gran diferencia en los tipos de fragmentos es porque se presenta un mayor contenido de arcillas, y las muestras con un contenido alto de la misma no fueron utilizadas para estimar la porosidad; y teniendo en cuenta que hay una intercalación de arenas y lodos para la formación, se han tomado tres fotografías considerando las imágenes seleccionadas como representativas. Es cierto que los intervalos con una mayor cantidad de arcillas influyen en la porosidad de la roca, pero para este estudio no se ha estimado un valor de porosidad para la Formación Mirador en su totalidad, sino para los intervalos que corresponden a rocas reservorio con poco a nulo contenido de arcillas.

### **7.1.1. DETERMINACION DEL VALOR DE POROSIDAD**

Para encontrar y calcular un valor de porosidad en las muestras de zanja, se ha llevado a cabo el proceso descrito en el capítulo 6, por medio del software LUCIA G v. 4.7. Para el fácil manejo de la información, todos los valores numéricos finales de la porosidad obtenidos por el procesamiento de la imágenes, se han almacenado en tablas en el programa Microsoft Excel (Anexo 3), donde se ubican los datos en casillas y se hace el cálculo del promedio aritmético para determinar el valor de la porosidad en el intervalo o profundidad al cual corresponde cada muestra.

### **7.1.2. Características y factores que afectan la medida de porosidad con el programa LUCIA G v. 4.7**

Durante el proceso se ha utilizado la técnica de observar las secciones delgadas con el uso de luz ultravioleta debido a la abundancia de microfracturas. El objetivo es poder ver con la mayor claridad posible todas las partes de la muestra donde hay espacios porosos ya que del poder determinarlo bien, depende la calidad del dato numérico obtenido. El uso del iluminador utilizado se justifica porque en la preparación de las muestras se han utilizado las sustancias RODAMINE y resina epoxica, las cuales tienen la propiedad de fluorescer bajo una lámpara fluorescente, al contrario de los minerales presentes en casi todas las muestras observadas, los cuales no presentan fluorescencia (se observan negros); esto a grandes rasgos, ya que ciertos factores hacen que se vea fluorescencia en zonas de la sección delgada donde no debería ocurrir tal coloración.

Las características que presentan las secciones delgadas son:

- Corresponden a muestras de pared (side wall core), núcleo (core) y muestras de zanja (cuttings), ver figura 22.

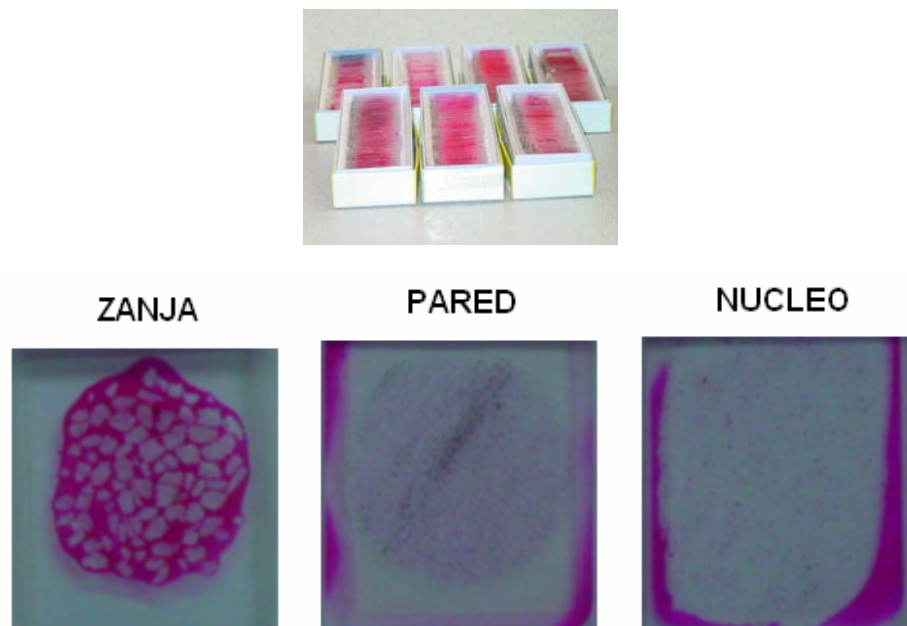


Figura 22. Secciones delgadas utilizadas para el estudio.

- Las muestras deben corresponder a arenas y contener una fracción de arcillas baja, ya que ese tipo de muestra es el que permite que la formación sea un buen reservorio y son las que resultan aptas para el procesamiento digital.
- Los fragmentos deben estar bien conservados, es decir, que durante la preparación de las secciones delgadas no hayan sufrido mucho desgaste, o fracturamiento.

Durante el proceso se han encontrado los factores que facilitan y/o dificultan el procesamiento digital de las imágenes, que se establecen a medida que se realizan las medidas. Estos factores pueden ser un indicador de la calidad de los datos de porosidad obtenidos con el TDI propuesto en este estudio. Los factores se enumeran a continuación.

1. Cantidad de luz
2. Contenido de arcilla y algunos minerales opacos
3. Preparación de muestras

### Cantidad de luz

Se ha denominado cantidad de luz, pero es una estimación cuantitativa visual muy subjetiva, ya que cada observador podría tener criterios diferentes.

La densidad de la luz con la que es observada la sección delgada con luz UV puede aumentarse o disminuirse acomodando la entrada de luz en el microscopio o en la cámara digital, gracias al programa de adquisición de imágenes (ACT-1). Para este estudio se ha controlado la entrada de luz de la cámara más no del microscopio.

En la figura 23 se puede ver una muestra adquirida con bastante luz comparada con la misma muestra pero cuando la entrada de luz es menor.

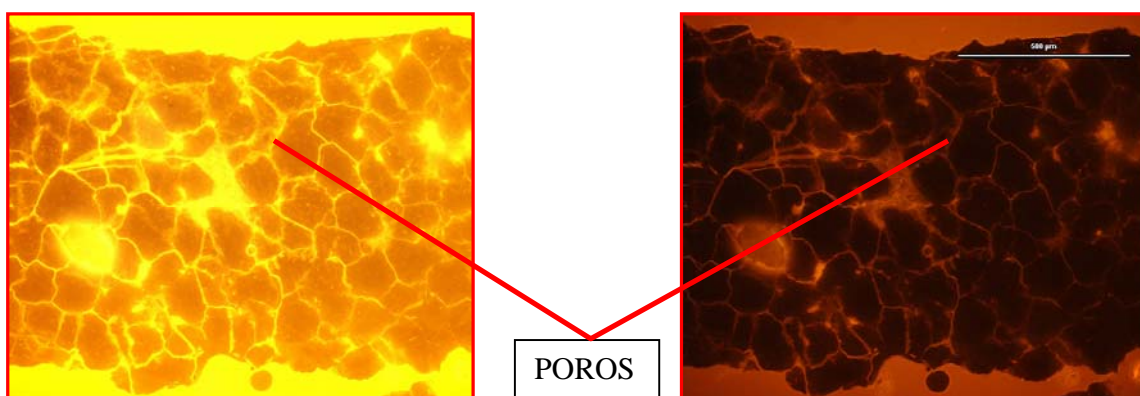


Figura 23. Imagen de una muestra observada con una entrada de luz mayor (izquierda) y una entrada de luz menor (derecha).

El criterio para tomar uno u otro tipo de imagen depende de los factores que permiten ver la porosidad correctamente para evitar que elementos que no deben ser tenidos en cuenta sean seleccionados. Además la imagen debe permitir que el procesamiento sea una tarea con la menor complicación posible y así concluir que el uso de la herramienta permite obtener resultados tanto rápidos, como válidos.

La cantidad de luz puede hacer que se noten más o menos características de la muestra como: peladuras, arcillas a través de las cuales alcanza a pasar la luz,

zonas de menor espesor y zonas donde la muestra esta levantada en la sección delgada.

Para el proceso de obtener los valores de la porosidad se ha usado una entrada de luz alta para muestras de pared (figura 24) y una entrada de luz baja para muestras de ripio (figura 25), siendo esta la mejor manera de evitar todos los errores posibles que se pueden cometer en la medición. En estas imágenes se puede observar una variación del color en las fotografías que ocurre debido al efecto de la cantidad de luz utilizada, y a las características de la muestra.

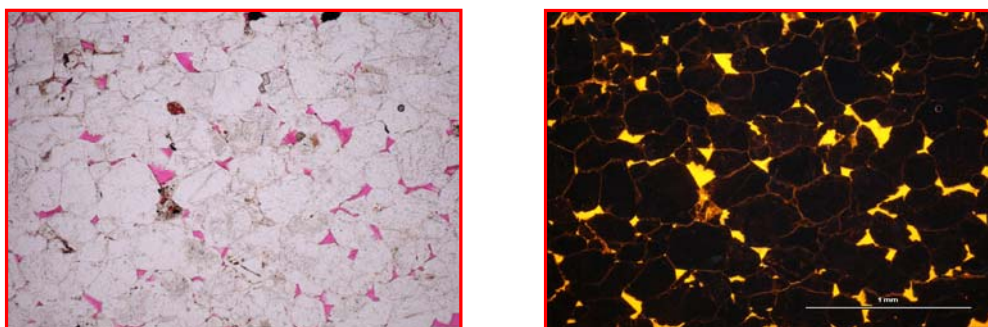


Figura 24. Imagen de un sector de una sección delgada preparada para una muestra de pared observada con luz polarizada (izquierda) y con luz fluorescente alta (derecha).

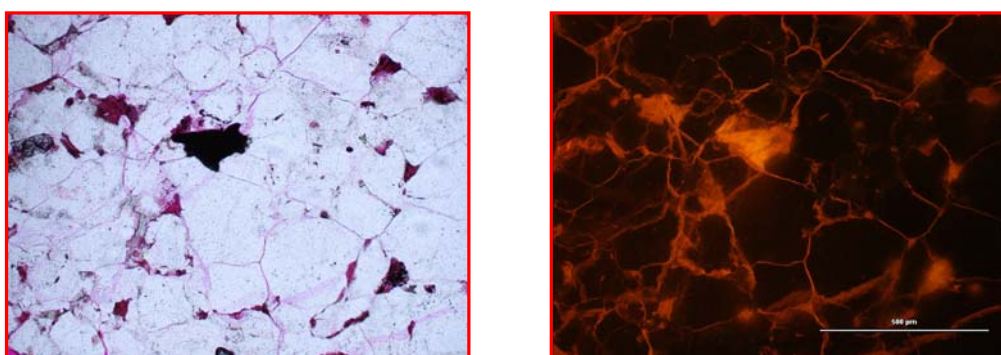


Figura 25. Imagen de un sector de una sección delgada preparada para una muestra de zanja observada con luz polarizada (izquierda) y con luz fluorescente baja (derecha).

La cantidad de luz con la que se adquieren las imágenes digitales puede variar dependiendo de las características que el observador crea son necesarias o innecesarias para hacer un buen procesamiento. Para obtener buenas imágenes,

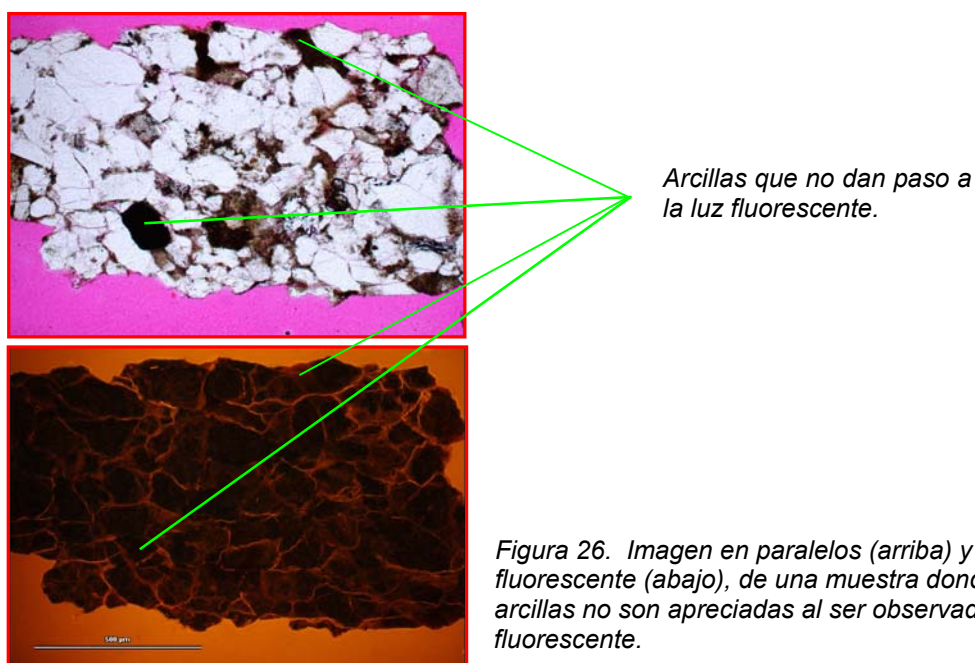
en este estudio se ha tenido en cuenta que el contenido de arcillas y la calidad de la sección delgada son los factores que determinan cuan efectivo resulta el tratamiento de la imagen para convertirla en imagen binaria con el programa LUCIA G. Se ha utilizado esta selección ya que se asume que un buen dato está ligado a una buena muestra y a un buen procesamiento.

### **Contenido de arcillas y algunos minerales opacos**

La Formación Mirador en el pozo para el cual se ha realizado este estudio, presenta un contenido de arcillas el cual afecta el tratamiento que debe darse a las imágenes.

Existen dos casos que se presentan en las muestras:

- Primer caso: las arcillas ocupan el espacio poroso y no permite que en la roca exista porosidad, y al observar la muestra con luz fluorescente no se produce ningún efecto dejando la roca ausente de espacios vacíos (figura 26). Para este caso, durante el tratamiento de la imagen no se hace necesario hacer un descarte de dichas zonas para obtener un valor acertado de la porosidad.



- Segundo caso: las arcillas dentro de los poros de la muestra son impregnadas con el epoxico usado en el proceso de preparación, ocasionando un efecto de fluorescencia y afectando la imagen cuando se hace la selección automática de los espacios vacíos, para lo cual se realiza el procesamiento manual de la imagen con el uso de las herramientas suministradas por el software (figura 27). Existe un caso particular en el cual las muestras presentan una microporosidad por presencia de caolinita, en este caso también se ve el efecto de fluorescencia en los espacios ocupados por la misma.

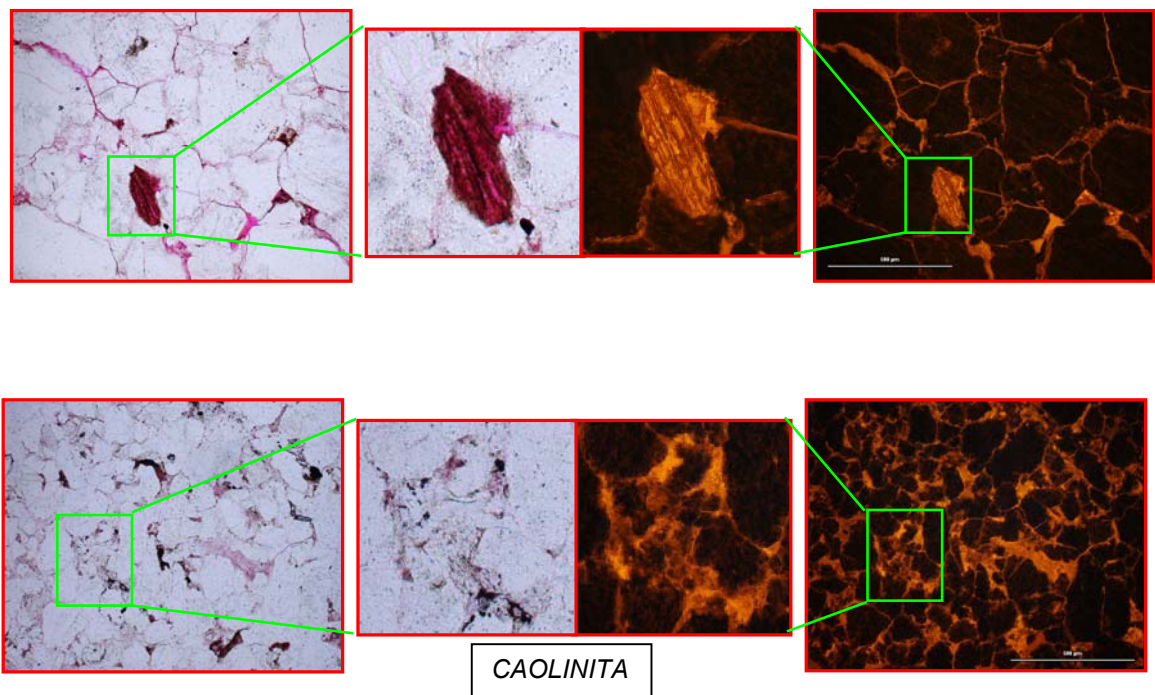
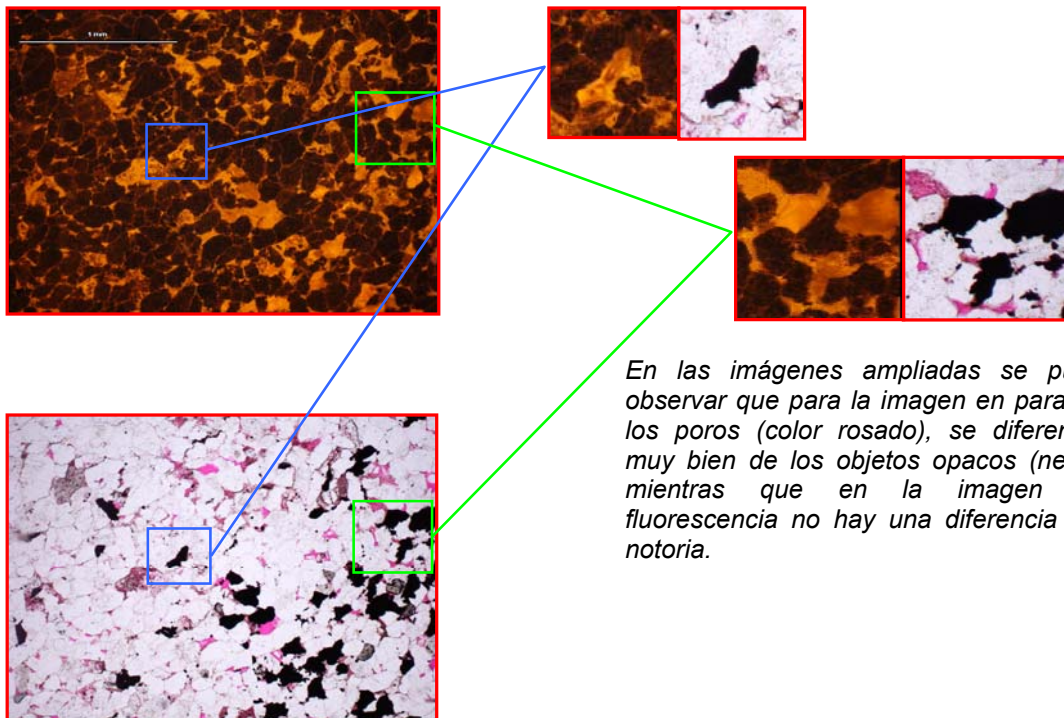


Figura 27. Imagen de muestras en nicoles paralelos (derecha) y con luz fluorescente (izquierda), donde se observan arcillas (imagen ampliada), impregnadas de epoxico creando un efecto de fluorescencia. En la figura abajo el efecto se produce por la microporosidad de la caolinita.

El efecto que producen algunos minerales opacos es similar al efecto que se produce por las arcillas al ser impregnadas por el epoxico ya que muestran cierta fluorescencia (figura 28), dando un color que es detectado por el programa al hacer el procesamiento. La forma de solucionar estos problemas es realizar el

procesamiento manual de las imágenes para seleccionar solo los elementos que están creando una porosidad real en la muestra.



*En las imágenes ampliadas se puede observar que para la imagen en paralelos los poros (color rosado), se diferencian muy bien de los objetos opacos (negro); mientras que en la imagen con fluorescencia no hay una diferencia muy notoria.*

*Figura 28. Imagen de una muestra en nicoles paralelos (abajo) y con luz fluorescente (arriba), donde se observa la fluorescencia de los opacos*

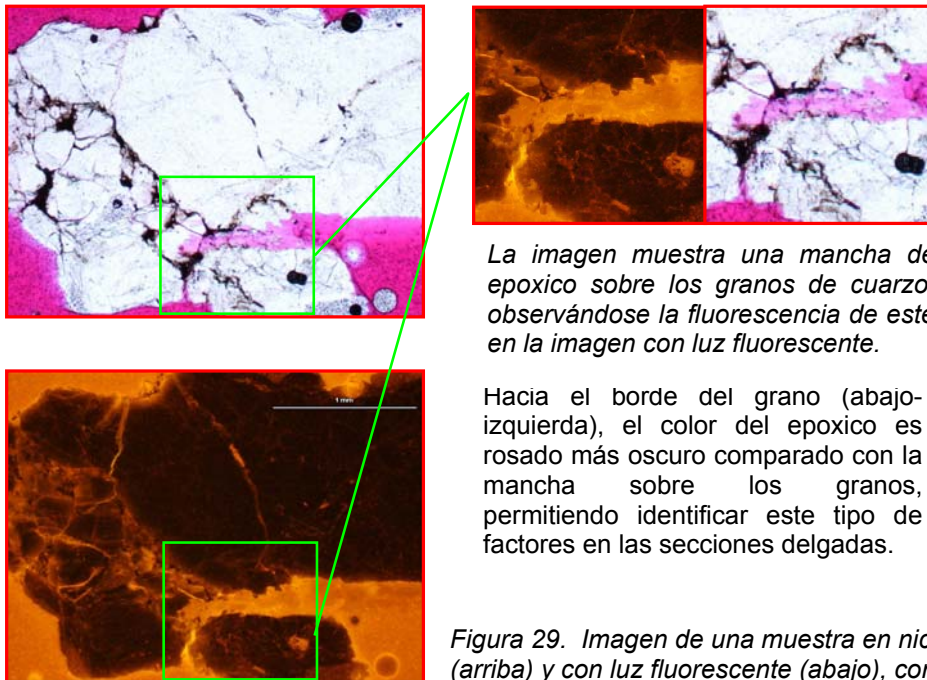
Este efecto tiende a incrementar significativamente el valor de la porosidad y conduce a obtener datos erróneos y para este caso es recomendable hacer el tratamiento de la imagen más detallado.

### **Preparación de las muestras**

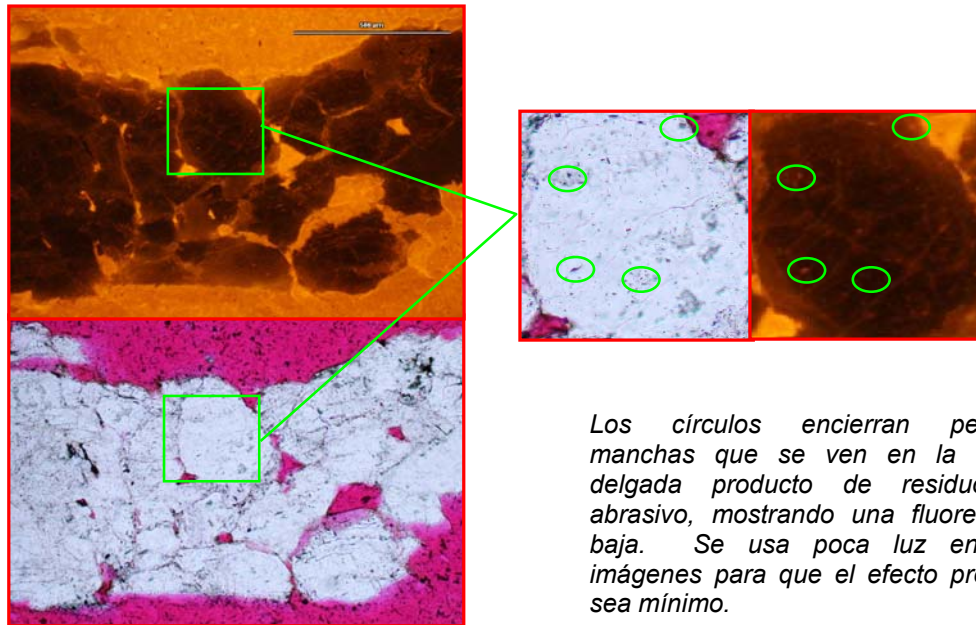
Los efectos que producen características ópticas que son de importancia al hacer el tratamiento digital y la medición en las secciones delgadas, en algunos casos se deben a los procesos relacionados con la preparación de las muestras. La observación de estas características debe hacerse teniendo en cuenta que son un producto de la elaboración y no son la consecuencia de procesos naturales, ya que de esta apreciación depende en parte la obtención de un valor acertado de la

porosidad. Los diferentes casos que aparecieron durante la etapa de medición se enumeran a continuación:

- Primer caso: En la sección delgada se observan residuos de epoxico sobre los granos (figura 29), que se acumulan en pequeñas partes de la muestra debido a irregularidades en el plano de la placa, que al ser impregnada por el epoxico rellenan los espacios entre la placa y el vidrio, el cual no corresponde a espacio poroso natural de la roca.



- Segundo caso: Se observan pequeños puntos negros sobre las muestras tanto donde hay granos como en los poros (figura 30), los cuales son residuos de alumina o carburo de silicio que quedan en la muestra durante el pulido de la sección delgada. Estos pequeños puntos tienen fluorescencia, y se deben eliminar de la imagen al ser procesada para la medición de la porosidad, es en casos como este en que se usa una luz fluorescente baja para mejorar la medición.



Los círculos encierran pequeñas manchas que se ven en la sección delgada producto de residuos de abrasivo, mostrando una fluorescencia baja. Se usa poca luz en estas imágenes para que el efecto producido sea mínimo.

Figura 30. Imagen de una muestra en nicoles paralelos (abajo) y con luz fluorescente (arriba), donde se observan residuos de abrasivo en los granos y en el epoxico.

- Tercer caso: Burbujas que se forman al pegar la tableta al portaobjetos, las cuales fluorescen (figura 31). En unos casos son de forma irregular lo cual corresponde a las que se forman por el epoxico, y en otros casos son de forma bien redondeada, cuando son producto del bálsamo de canada.

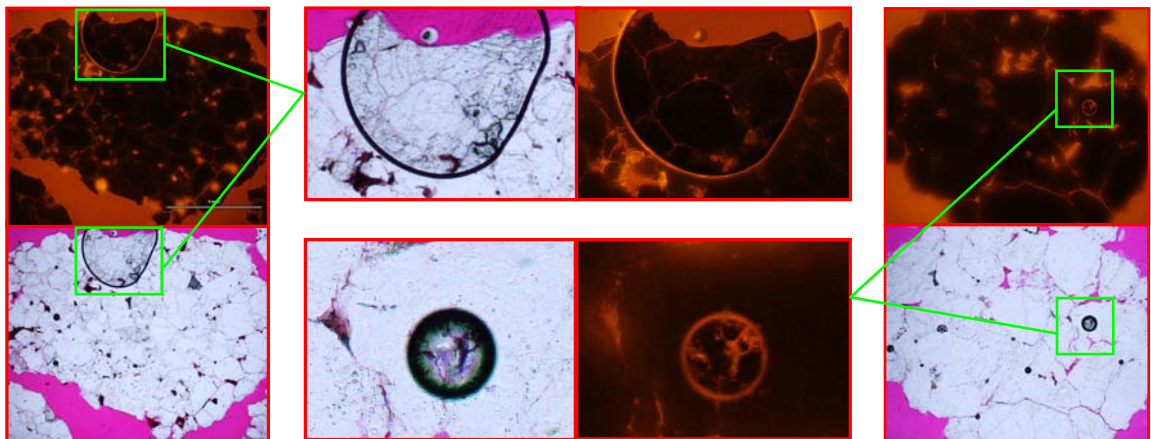
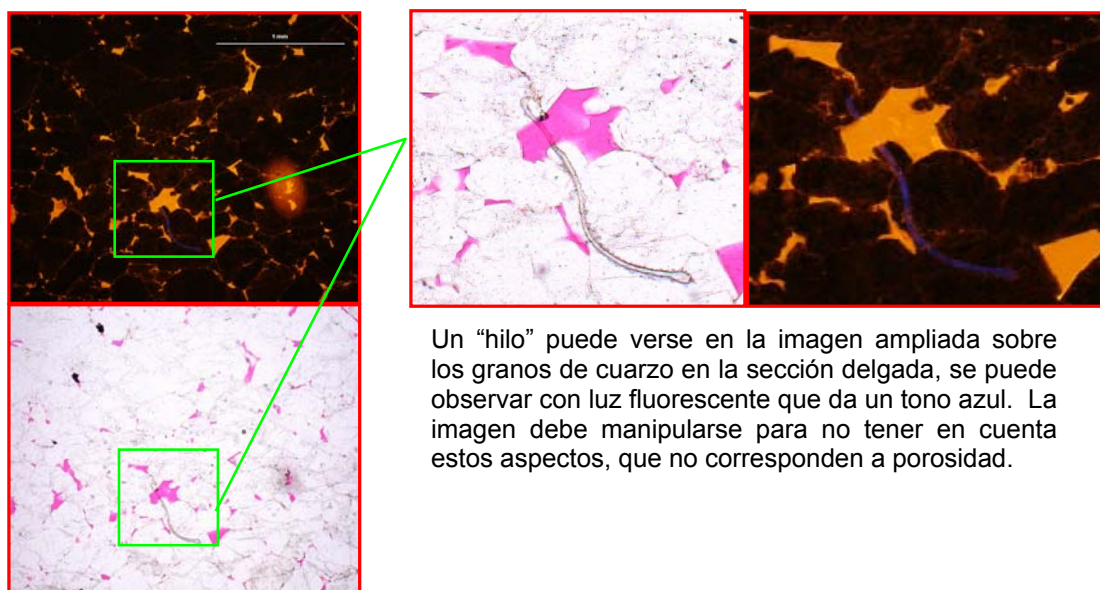


Figura 31. Muestra en nicoles paralelos (derecha, abajo) y con luz fluorescente (izquierda, arriba), donde se observan las burbujas que se forman por el epoxico y por el bálsamo de canada.

- Cuarto caso: La muestra tiene ciertos elementos que no pertenecen a esta, es decir, parecen objetos pegados que producen cierta luminosidad al mirar la sección delgada con luz fluorescente (figura 32). Esto se denomina como contaminación ambiental de la muestra.



Un “hilo” puede verse en la imagen ampliada sobre los granos de cuarzo en la sección delgada, se puede observar con luz fluorescente que da un tono azul. La imagen debe manipularse para no tener en cuenta estos aspectos, que no corresponden a porosidad.

*Figura 32. Muestra en nicoles paralelos (abajo, izquierda) y con luz fluorescente (arriba, derecha), donde se observan la contaminación ambiental para la sección delgada.*

En un caso particular ocurre la aparición de manchas azules que solo se pueden ver cuando la muestra es observada con luz fluorescente (figura 33), que son el efecto producido por que la muestra se despega del vidrio. Esto no ocurre en ninguno de los pasos de la preparación de la muestra, sino después de haber sido elaborada. Es de notar que dichas manchas en muchos casos parece no afectar las características de color (de la imagen), en los espacios vacíos; si embargo hay algunos casos donde se producen cambios que se hacen necesarios revisar para evitar cometer errores al medir la porosidad.

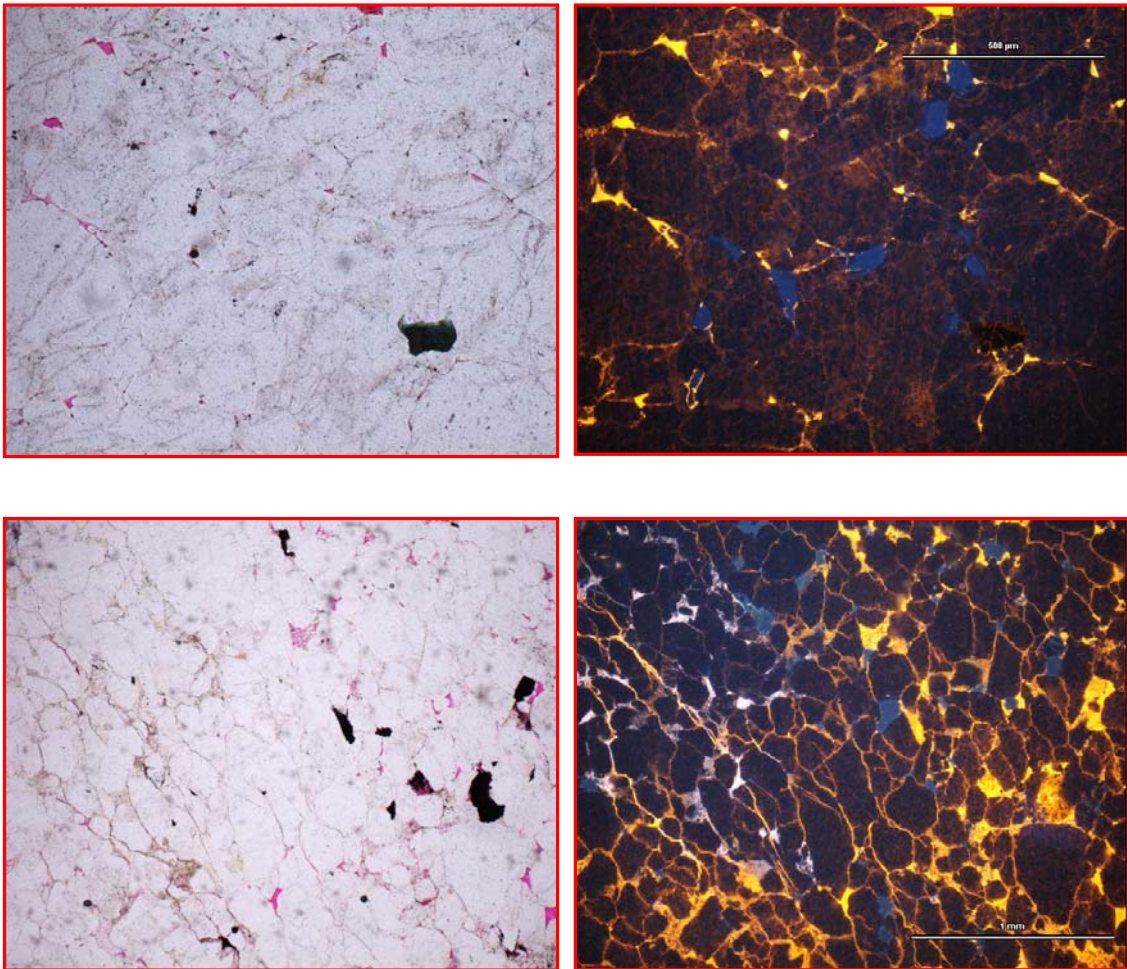


Figura 33. Muestra en nicols paralelos (izquierda) y con luz fluorescente (derecha), donde se observan manchas azules debido al levantamiento de los granos.

## 7.2 INTERPRETACION DE REGISTROS

La interpretación de los registros realizada en este estudio incluye la separación de los niveles de areniscas con el menor contenido de arcillas para el intervalo correspondiente a la Formación Mirador, y la observación de los valores de porosidad para dichos intervalos teniendo en cuenta su aumento o disminución. Los registros se pueden observar en la figura 34, allí se comparan los registros GRe, CALI, RHOB y PHIE, comparación que ha dado como resultado identificar cuales son los valores de la porosidad en los intervalos de interés.

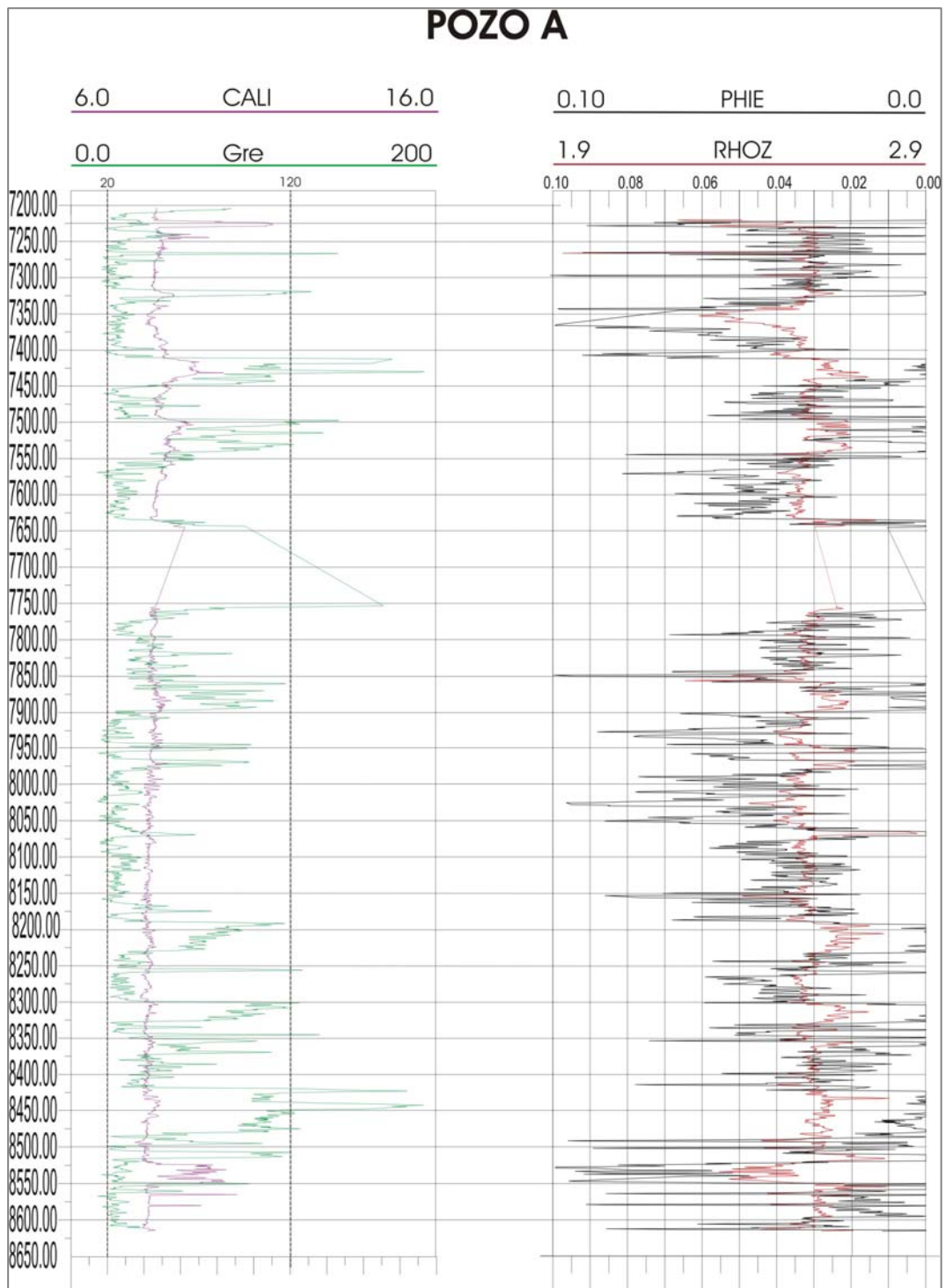
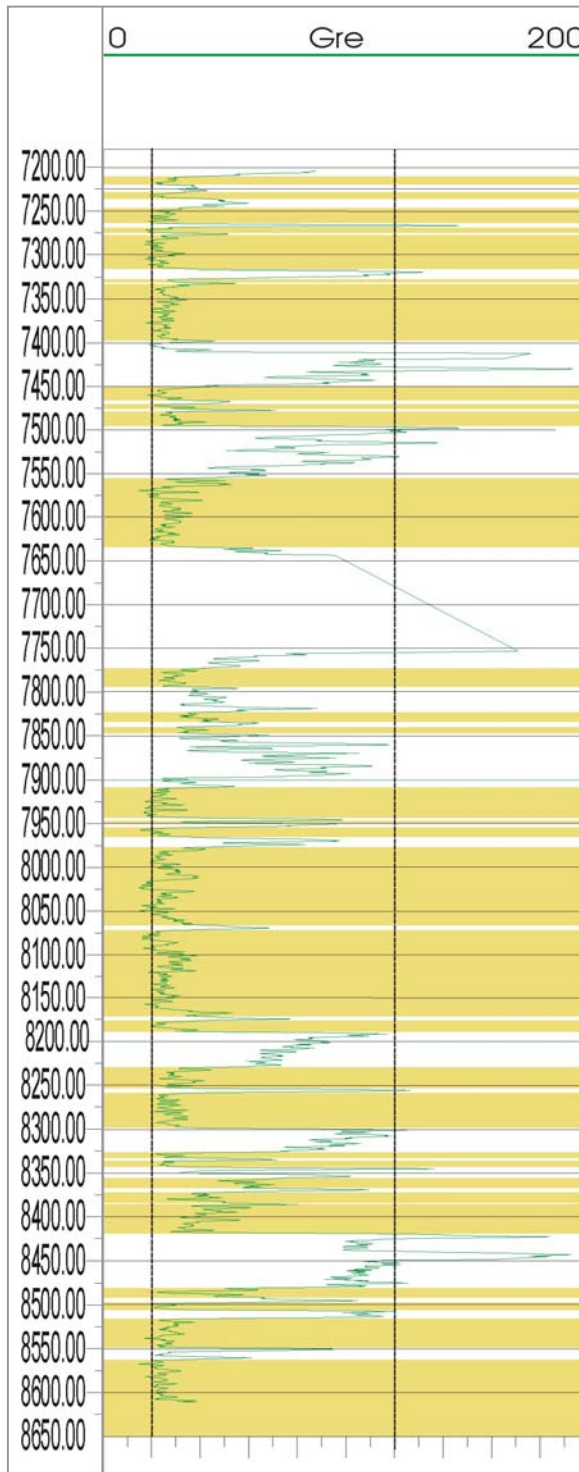


Figura 34. Registros GRe, CALI, RHOZ y curva PHIE correspondientes al pozo A.

### 7.1.1. Determinación de los intervalos de arenisca



La determinación de los intervalos de arenisca, ha sido realizada utilizando los valores del registro GRe tanto para areniscas limpias (=20) como para shale (=120). Si se toma el valor medio, correspondería a una roca con 50% arcilla y 50% arenisca. Los intervalos que se quieren tener en cuenta son los que presentan menor contenido de arcillas, por lo tanto se han diferenciado los paquetes con un contenido de arcillas menor al 25%. El resultado se puede observar en la figura 35, donde se muestra el registro con la selección de los intervalos con menor contenido de arcillas.

*Figura 35. Registro GRe para el pozo A. Diferenciación de areniscas en la Formación Mirador.*

La comparación del registro GRe, con el registro de densidad RHOB, permite verificar que la selección hecha de los intervalos sea correcta, ya que en teoría para el caso de los paquetes de arenisca de la formación, el valor de la densidad debe disminuir. En la figura 36, se observa como coinciden los registros GRe y RHOB.

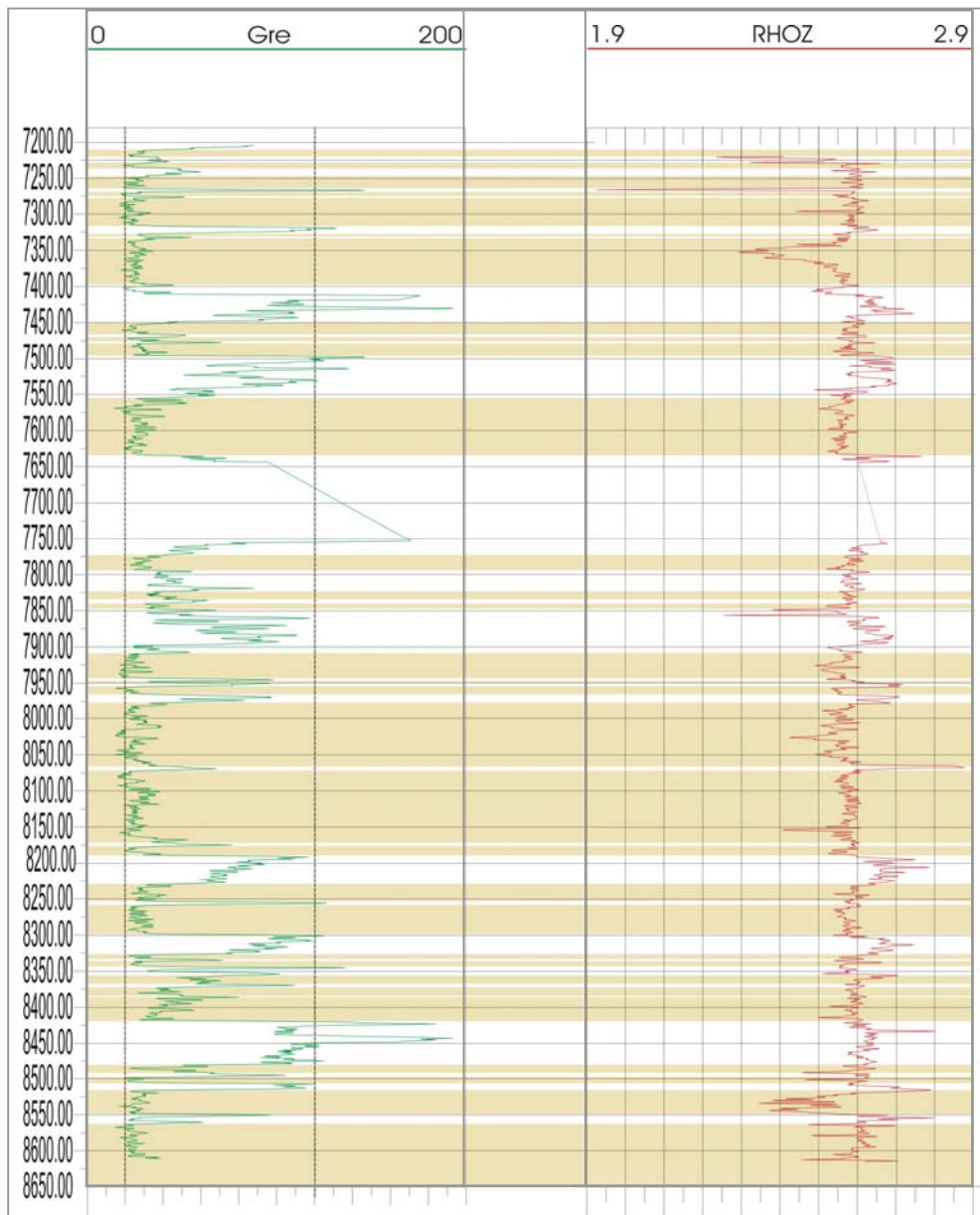


Figura 36: Registro GRe comparado con el registro RHOB para el pozo A.

### 7.2.2. Comparación de PHIE con RHOB

Los valores de la porosidad efectiva (PHIE), calculada a partir de los registros, han sido comparados con el registro de densidad. Al observar las gráficas de los registros en la figura 37, se puede notar que la escala de la curva PHIE es inversa a la de la curva RHOB; y se utiliza de tal forma para poder hacer una mejor observación e interpretación, ya que a mayor densidad la porosidad efectiva disminuye y viceversa.

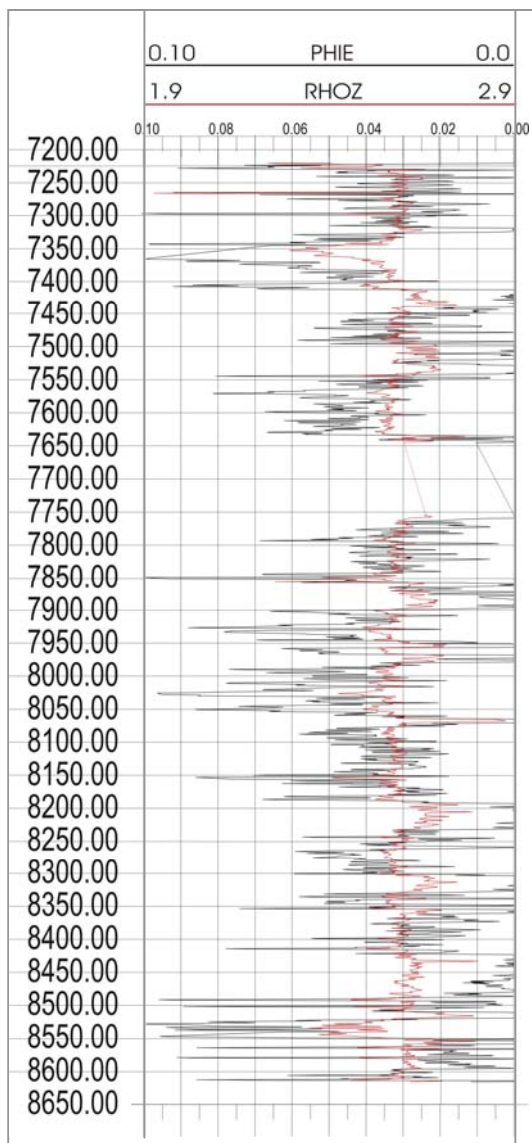


Figura 37. Registro RHOB comparado con la curva PHIE

### 7.2.3. Valores obtenidos de porosidad

El resultado de las comparaciones hechas con los registros, permite conocer los valores de porosidad que aparecen con mayor frecuencia en los intervalos de arenisca en la Formación Mirador para los cuales se han obtenido datos de porosidad con el uso del software LUCIA G. La figura 38, muestra esta comparación de valores en los intervalos de arenisca identificados en el GRe, con los valores correspondientes de porosidad efectiva y porosidad aparente. Se puede observar que se han marcado con líneas verticales los valores más repetitivos del valor de la porosidad, correspondiente a valores entre el 4% y el 7% para los intervalos seleccionados, los cuales han sido tenidos en cuenta para compararlos con los valores de porosidad obtenidos mediante procesamiento con el software LUCIA G.

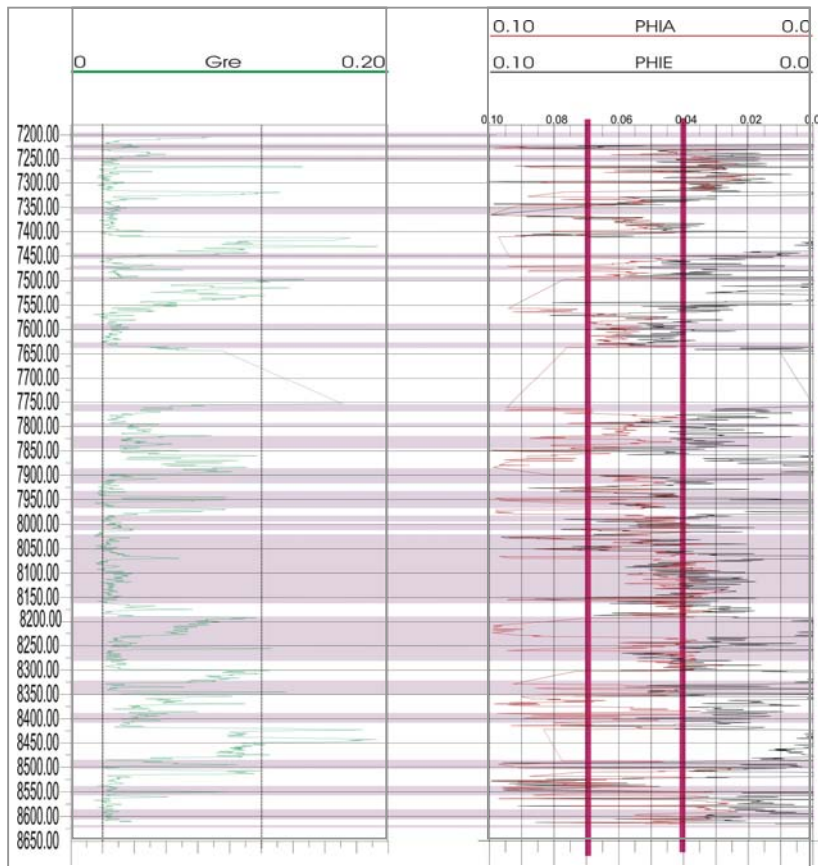


Figura 38. Registro GRe, comparado con la curva de PHIE y la curva PHIA, para el pozo A, en intervalos seleccionados.

## 8. Interpretación de Resultados

Los resultados de este estudio han permitido relacionar los datos que se obtuvieron por tres diferentes métodos: registros de pozo, conteo de puntos en secciones delgadas y procesamiento digital de imágenes. Entre estos métodos se ha buscado validar los datos que se han obtenido con el programa LUCIA G versión 4.7, ya que es la metodología nueva probada para la toma de datos cuantitativos de porosidad en los diferentes tipos de muestra, especialmente las de zanja.

Se han comparado los valores obtenidos por el procesamiento de las imágenes tanto con los valores de los registros, como con los valores obtenidos por conteo de puntos en análisis petrológico; y se ha observado el comportamiento de estos datos con respecto a las otras herramientas.

Los valores de porosidad que se comparan en este estudio se pueden ver en la tabla 4, con la cual se ha elaborado el histograma (figura 39), que muestra los rangos de los valores de porosidad más comunes para cada uno de los métodos. De la información se puede concluir que haciendo un paralelo entre los datos de los registros y los datos obtenidos por el procesamiento de imágenes digitales, los valores no son iguales en su magnitud, pero siguen una tendencia general.

El gráfico (figura 39), en el cual se comparan los valores de la porosidad obtenidos con cada uno de los métodos ha sido realizado teniendo en cuenta que el menor valor es 0,0% y el mayor valor ha quedado denominado como >15% de porosidad, ya que son muy pocos los valores que son mayores a este. Teniendo en cuenta los aspectos y utilizando una nomenclatura estadística (según Spiegel, 1993) se puede analizar que las categorías o clases de la distribución de frecuencias observada es de 1, ya que cada intervalo aumenta en un 1% de porosidad. Si se observa el gráfico como una distribución de frecuencias, se puede concluir que la curva es asimétrica y con una moda hacia los valores correspondientes entre **3%** y

4%, para los datos de PHIE y PETROLOGIA, y entre 5% y 6% para los datos de PHIA y LUCIA.

### POROSIDAD

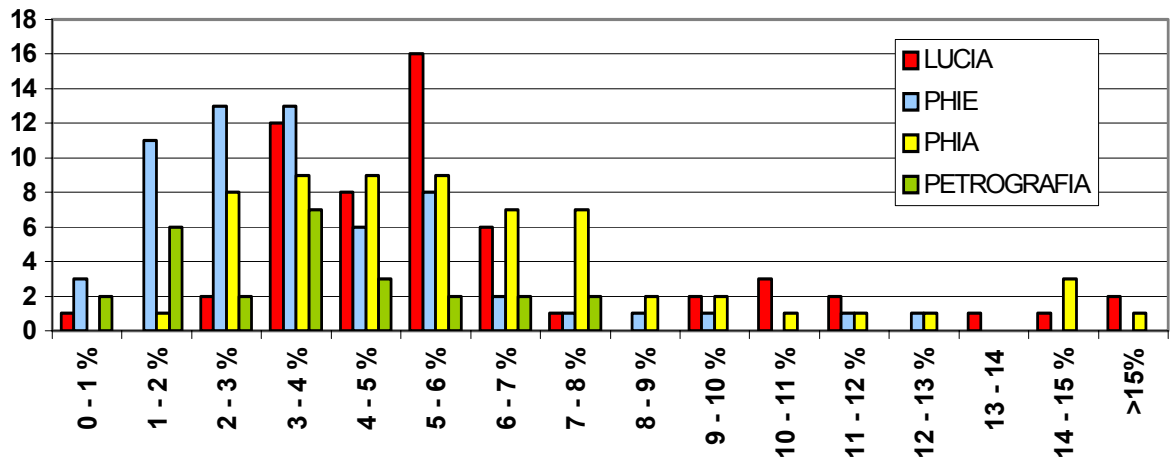


Figura 39. Histograma de porosidad para los diferentes métodos de medida.

#### 8.1. TRATAMIENTO ESTADÍSTICO PARA LOS VALORES DE POROSIDAD

Los datos del análisis estadístico para los valores de porosidad utilizados en este estudio permiten conocer los valores promedio, media, desviación estándar y demás información que puede apreciarse en la tabla 5, los cuales han sido obtenidos por un programa diferente: Surfer 8.0. Con los datos se puede obtener también los histogramas de porosidad concada herramienta: LUCIA (figura 40), PHIE (figura 41), PHIA (figura 42). Con la información del análisis petrográfico no se ha hecho la comparación de los métodos de la misma forma ya que no tienen el mismo número de datos, por lo tanto no es representativo para hacer la comparación; sin embargo se ha hecho el paralelo cuantitativo de los datos de petrografía y los datos del programa LUCIA para los intervalos de profundidad en los que se tienen la información.

DEPTH	LUCIA	PHIE	PHIA	PETROGRAFIA	DEPTH	LUCIA	PHIE	PHIA	PETROGRAFIA
7205-18	6,0				7930-7940	4,4	5,7	5,8	
7225	3,9	6,6	9,2		7940-7950	10,8	3,6	7,5	
7230	1,0	4,7	5,6		7966	5,2	5,1	5,1	
7235	4,2	4,2	4,2		7980	5,5	3,6	5,2	
7236	5,8	3,4	4,1		8000-8005	5,9	4,6	4,6	
7240-50	3,2	2,5	3,6		8020-8030	3,6	7,0	7,0	
7253	3,5	1,9	2,7	1,64	8027	5,3	9,3	9,3	2,10
7265	3,0	8,2	8,9	1,7	8040-8050	7,6	5,6	5,6	
7270,66	6,5	2,4	2,5	2,9	8060-8070	5,6	1,1	8,0	
7271,91	3,8	2,7	2,7	3,21	8070-8080	5,7	2,8	4,0	
7272,88	5,3	3,0	3,0	0,9	8083	7,1	4,0	4,0	3,37
7274,63	5,4	5,0	5,0	1,3	8090-8100	6,4	3,7	3,7	
7279,33	3,5	2,6	2,7	4,43	8100-8110	4,6	3,6	4,7	
7283	6,6	1,6	1,7	7,84	8120-8130	3,6	3,3	4,4	
7295,25	6,0	2,4	2,9	3,2	8130-8150	9,3	3,5	3,5	
7299	7,2	1,2	4,0	3,13	8162	3,7	4,8	4,8	3,21
7360	7,2	12,0	12,0	3,74	8190-8210	6,8	0,3	15,1	
7452	13,9	1,2	5,8	3,77	8210-8230	3,8	0,0	10,3	
7470	7,5	0,9	7,9		8230-8250	4,2	2,4	4,6	
7490	11,7	5,8	6,8	4,44	8269	3,6	3,8	3,8	4,43
7583	17,3	3,8	6,8	6,19	8320-8330	4,8	0,5	14,6	
7590	2,5	4,7	6,3		8340-8350	10,2	3,5	8,0	
7632	15,5	5,5	5,6	5,84	8380-8400	4,0	2,5	6,2	
7760-7770	7,5	2,0	8,0		8400-8410	6,7	2,9	6,1	
7798	11,7	1,3	5,4	1,33	8410	5,5	2,8	7,5	7,10
7820-7830	5,7	3,0	6,6		8480-8500	4,4	2,1	14,6	
7844	14,7	6,7	7,3	1,73	8506	4,2	2,9	2,9	0,91
7880-7890	6,3	0,2	15,0		8540-8560	4,0	5,4	8,7	
7890-7900	5,0	1,0	12,5		8580-8590	5,6	1,7	2,9	
7900-7910	5,8	4,3	5,5		8590-8600	5,0	1,8	4,0	
7918	11,0	3,5	4,8	5,71	8602	7,1	3,0	3,3	1,63
					8622	10,0			6,27

Tabla 4: Valores de porosidad para los intervalos de interés, determinados por diferentes métodos.

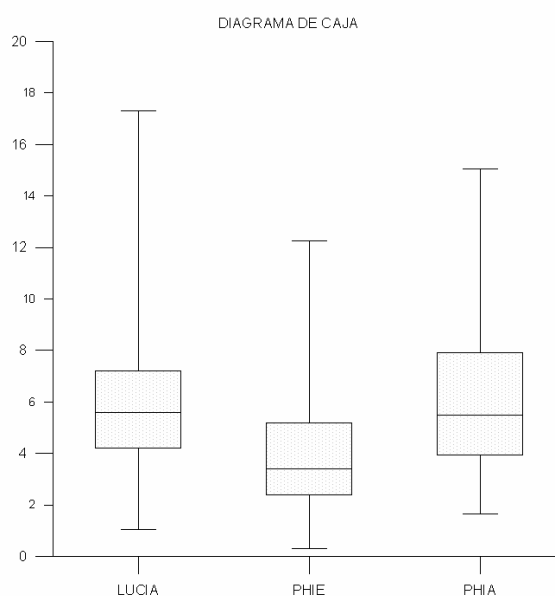
Los intervalos para los que no aparecen datos de porosidad en la columna "PETROGRAFIA", se deben a que para estos intervalos, las muestras existentes corresponden a muestras de ripios; y los análisis de petrología han sido realizados solo a muestras de corazón y de pared. Al comparar los datos se tiene en cuenta

que se hace un paralelo entre los obtenidos con el programa LUCIA G, con las otras herramientas, ya que son la información que se quiere validar.

	<b>LUCIA</b>	<b>PHIE</b>	<b>PHIA</b>
Número de valores	63	61	61
Suma	402,53378	215,10397	378,75598
Mínimo	1,0472903	0,04675	1,66
Máximo	17,307057	12	15,052195
Media	6,389	3,526	6,209
Mediana	5,615	3,326	5,5
Primer cuartil	4,213	2,077	3,981
Tercer cuartil	7,189	4,71	7,645
Error estándar	0,4084	0,2853	0,4166
Varianza	10,51	4,964	10,58
Desviación promedio	2,326	1,628	2,461
Desviación estándar	3,242	2,228	3,253
Coefficiente de variación	0,50736	0,63181	0,52397
Sesgamiento	1,519	1,255	1,297
Curtosis	2,296	2,796	1,326

*Tabla 5: Datos de las pruebas estadísticas para cada método.*

En la figura 40 se puede apreciar el diagrama de caja donde se comparan los datos de la tabla anterior correspondientes a media, primer y tercer cuartil, y valor máximo y mínimo, con los métodos denominados LUCIA, PHIE y PHIA.



*Figura 40. Diagrama de caja para los métodos de medida.*

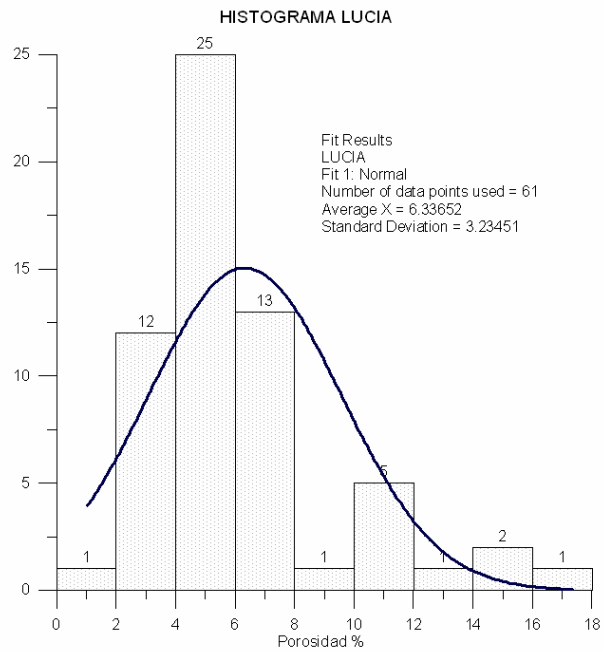


Figura 41. Histograma de porosidad para los valores del programa LUCIA.

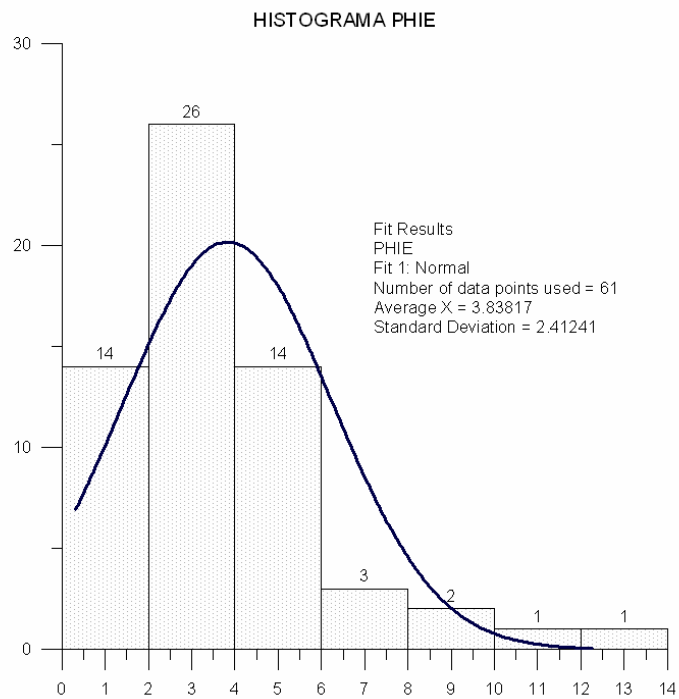


Figura 42. Histograma de porosidad para los valores de la curva PHIE.

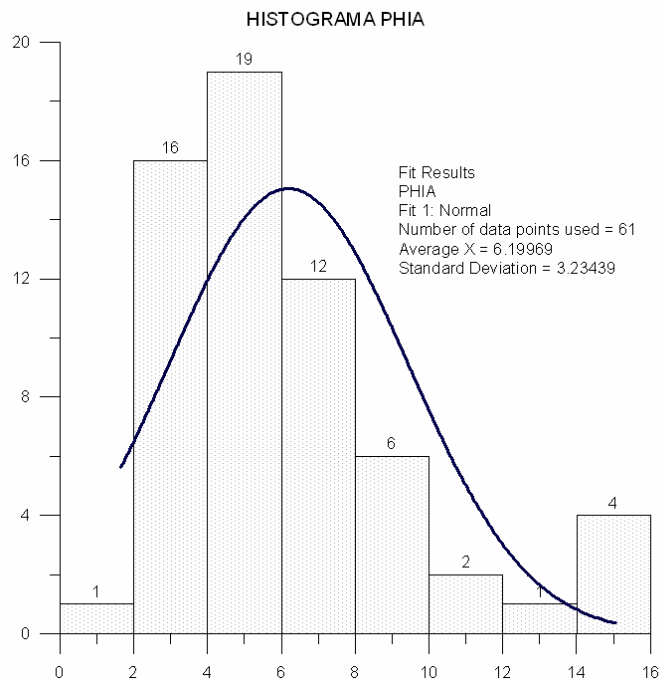


Figura 43. Histograma de porosidad para los valores de la curva PHIA.

Los valores de porosidad obtenidos con cada uno de los métodos ha sido realizado teniendo en cuenta que el menor valor es 0,0% y el mayor valor ha quedado aproximado a 15% de porosidad, ya que son muy pocos los valores que son mayores a este. Teniendo en cuenta los aspectos y utilizando una nomenclatura estadística (según Spiegel, 1993) se puede analizar que las categorías o clases de la distribución de frecuencias observada es de 1, ya que cada intervalo aumenta en un 1% de porosidad, teniendo en cuenta que es el mejor valor que puede tomarse para hacer el análisis de estos datos. Si se observan los gráficos como distribuciones de frecuencias, se puede concluir que las curvas tienen varios factores en común: carácter asimétrico, tendencia unimodal y sesgamiento hacia la derecha. Además los valores donde se encuentran la mayoría de los datos son cercanos a 4% y 6%.

Las diferencias en los valores de la porosidad se han calculado por medio de observaciones pareadas con las cuales se considera la diferencia en medidas de muestras que no son independientes y cuyos valores obtenidos de una medida no son necesariamente iguales (Walpole et al., 1999). Esto se hace para reducir el error estándar y determinar un intervalo de confianza para la diferencia de los promedios.

Para este método se utiliza la siguiente fórmula, para calcular la desviación estándar de las diferencias muestrales:

$$S_D = \sqrt{\frac{\sum (d_i - \bar{d})^2}{n-1}}$$

donde:

$S_D$  : desviación estándar

$d_i$  : diferencia de los valores

$\bar{d}$  : promedio de la diferencia de los valores

$n$  : número de datos

Después de obtener el resultado se determina el intervalo de confianza por medio de:

$$\bar{d} - t_{\alpha/2} \frac{S_D}{\sqrt{n}} < \mu_D < \bar{d} + t_{\alpha/2} \frac{S_D}{\sqrt{n}}$$

Tomando la media ( $\bar{d}$ ) y la desviación estándar ( $S_D$ ) de las diferencias distribuidas normalmente de  $n$  pares aleatorios de mediciones y un intervalo de confianza de  $(1-\alpha)100\%$  para  $\mu_D = \mu_1 - \mu_2$ , donde  $t_{\alpha/2}$  es el valor  $t$  con  $v = n - 1$  grados de libertad, que deja un área de  $\alpha/2$  a la derecha.

En el anexo 4 se puede observar la tabla de datos utilizada para la prueba estadística de muestras pareadas.

Esto permite obtener como resultado los siguientes valores en la diferencia de los promedios, para un intervalo de confianza del 95%:

LUCIA – PHIA

$$S_D = 4.53$$

$$0 < \mu_D < 1.262$$

LUCIA – PHIE

$$S_D = 3.91$$

$$1.798 < \mu_D < 3.801$$

Aunque la desviación estándar parece alta, existe una relación válida de los datos. Estos valores indican que para el método de TDI con respecto a la curva PHIA existe una diferencia en los promedios de porosidad de 0% a 1.262% con un 95% de confianza. Así como para el método de TDI con respecto a la curva PHIE existe una diferencia en los promedios de porosidad de 1.798% a 3.801% con un 95% de confianza.

### **8.3. COMPARACIÓN CUALITATIVA DE VALORES DE POROSIDAD**

Para comparar los datos de LUCIA con cada uno de los otros métodos se hace el análisis siguiente:

#### **8.3.1. LUCIA Vs. PHIE**

Los valores pueden ser diferentes porque para el cálculo de la porosidad con la curva PHIE no se tiene en cuenta la fracción de arcillas ni la porosidad de la roca cuando hay espacios aislados vacíos. Mientras que con el programa es posible medir el valor de la porosidad en el caso de que el contenido de arcillas no sea

alto y exista una porosidad que sea visible en la muestra con el uso de la luz fluorescente, además para poros aislados también se puede hacer una estimación del porcentaje de los espacios vacíos ya que suelen verse muy claramente en la muestra y es posible hacer la medida. Otro factor que afecta el resultado es la escala de observación, ya que las medidas directas en secciones delgadas tienen una diferencia importante con respecto a las medidas tomadas con una herramienta de registros de pozo, la cual mide en intervalos de una formación. (Ver figura 44).

### **8.3.2. LUCIA Vs. PHIA**

Los valores son parecidos especialmente en el intervalo interior muestreado, y puede ser una consecuencia de que la curva PHIA se basa en el valor de la densidad de la roca principalmente. La fracción de arcillas puede incrementar el valor de la porosidad para la curva PHIA ya que estas poseen porosidad, pero no es efectiva y numéricamente suele aumentar el valor real de la porosidad en la roca. El contenido de arcillas es un factor que afecta bastante la medida con el programa LUCIA G, ya que el paso de la luz en las imágenes tomadas con luz fluorescente cuando se hace el tratamiento digital está muy ligado a este factor lo que puede inducir a un aumento o disminución del valor de la porosidad. Según esto puede ocurrir que el factor fracción de arcillas sea aquel con el que se debe tener mayor cuidado al hacer el TDI (tratamiento digital de imágenes). (Ver figura 45).

### **8.3.3. LUCIA Vs. PETROLOGÍA**

Los valores son en su mayoría más altos para el procesamiento de imágenes que para el conteo de puntos. Esto puede deberse a que al ser observadas las muestra y hacer un conteo de puntos, el método tiene un margen de error asociado a que no todos los espacios de la roca son tenidos en cuenta, y algunos quedan por fuera del cálculo de la porosidad.

Para el conteo de puntos normalmente se hace la observación de la muestra con luz transmitida, y pueden quedar poco visibles algunas microfracturas o espacios intergranulares que son detectados más fácilmente con el uso de la luz fluorescente.

También está el factor asociado a la presencia de caolinita en los espacios porosos de la roca, donde se crea una microporosidad que con las imágenes con luz fluorescente se detectan ya que se impregna con el epoxico. Cuando se hace el conteo de puntos este factor no se tiene en cuenta como microporosidad sino como caolinita.

Si se tienen en cuenta los valores se puede notar que en algunos casos varía aumentando el valor de la porosidad. Generalmente esto ocurre cuando los espacios intergranulares son muy pequeños y no se aprecian claramente al observar la sección delgada en el microscopio con nicols paralelos, mientras que cuando se observa con luz fluorescente se pueden identificar con gran claridad estos espacios. Los valores también aumentan pero en mayor medida cuando el contenido de arcillas es alto y cuando hay presencia de caolín. Cuando el valor de la porosidad medido con LUCIA disminuye con respecto al conteo de puntos las muestras suelen tener un contenido alto de arcillas. (Ver figura 46).

Para sintetizar estas observaciones y resultados se muestra la tabla 6 en la cual se presentan los factores que más afectan la medida y el tipo de herramienta en la que influyen.

HERRAMIENTA DE MEDIDA	FRACCION DE ARCILLAS	FACTORES			RESOLUCION DE LA HERRAMIENTA
		MICRO FRACTURAS	POROS AISLADOS	CAOLIN	
LUCIA	X	X		X	X
PETROGRAFIA				X	X
PHIE		X	X		X
PHIA	X				X

Tabla 6: Tipos de herramientas de medida y factores que los afecta.

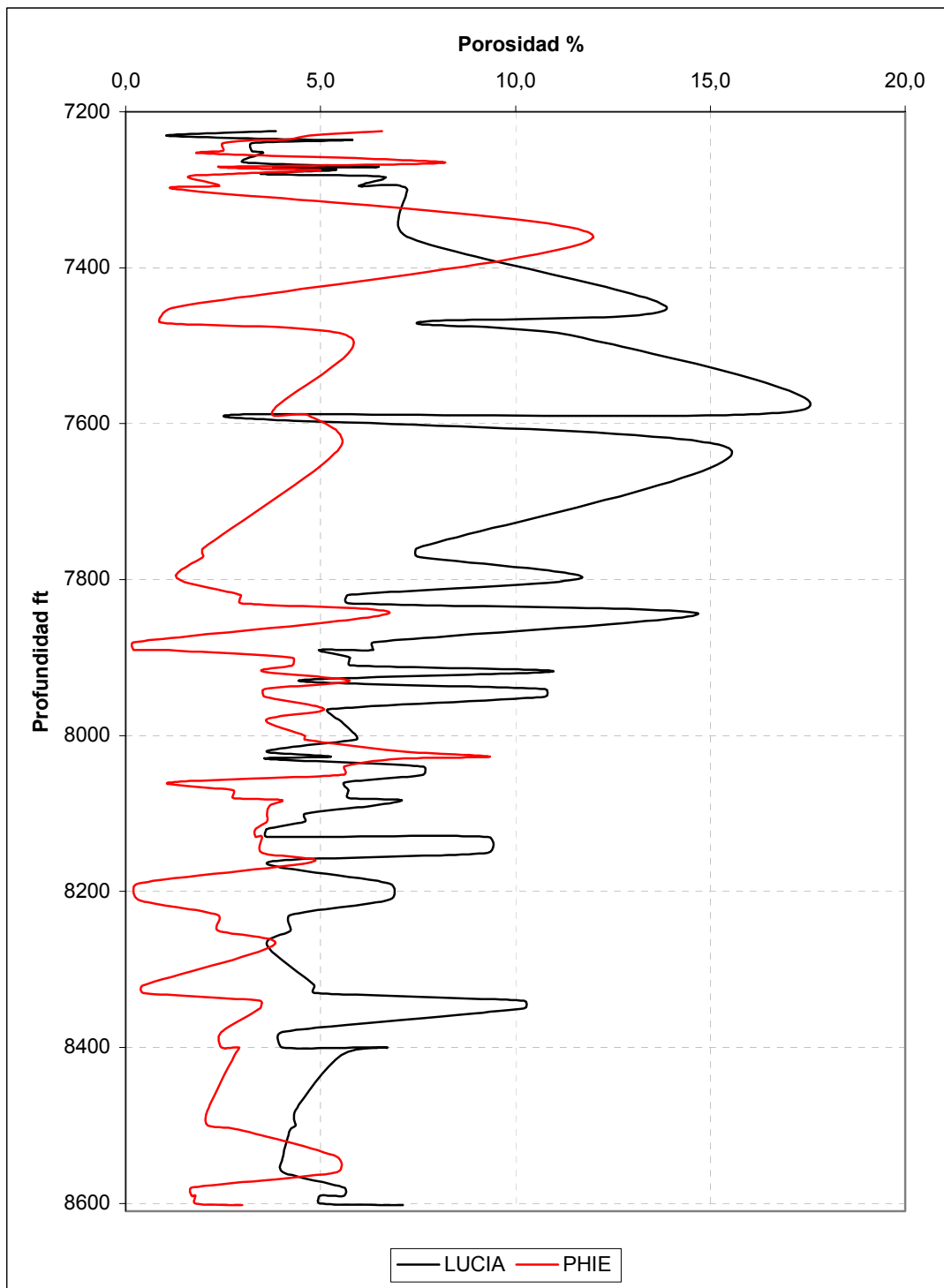


Figura 44. Variación de la porosidad con respecto a la profundidad para los valores medidos con el programa LUCIA y la curva PHIE.

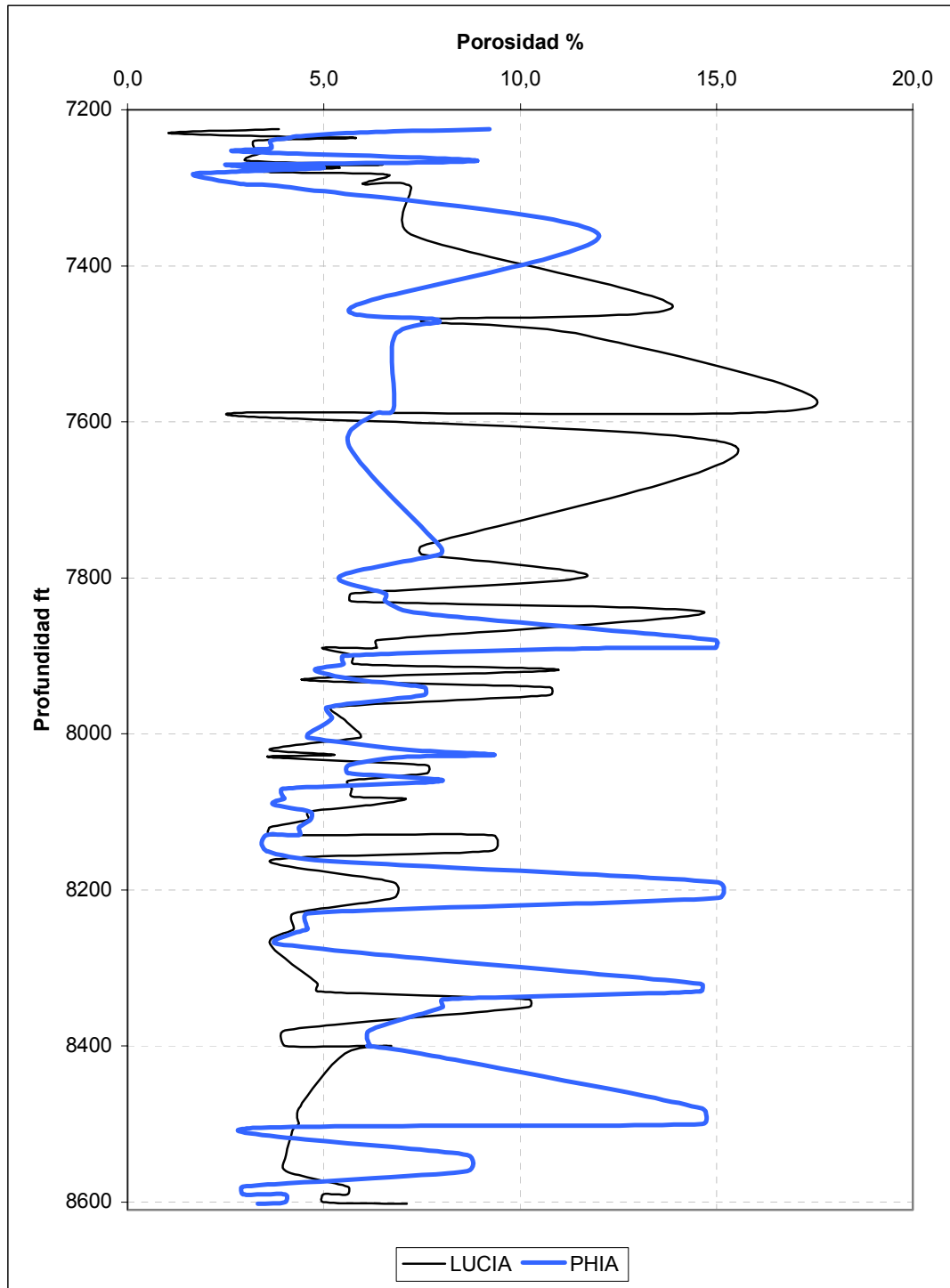


Figura 45. Variación de la porosidad con respecto a la profundidad para los valores medidos con el programa LUCIA y la curva PHIA.

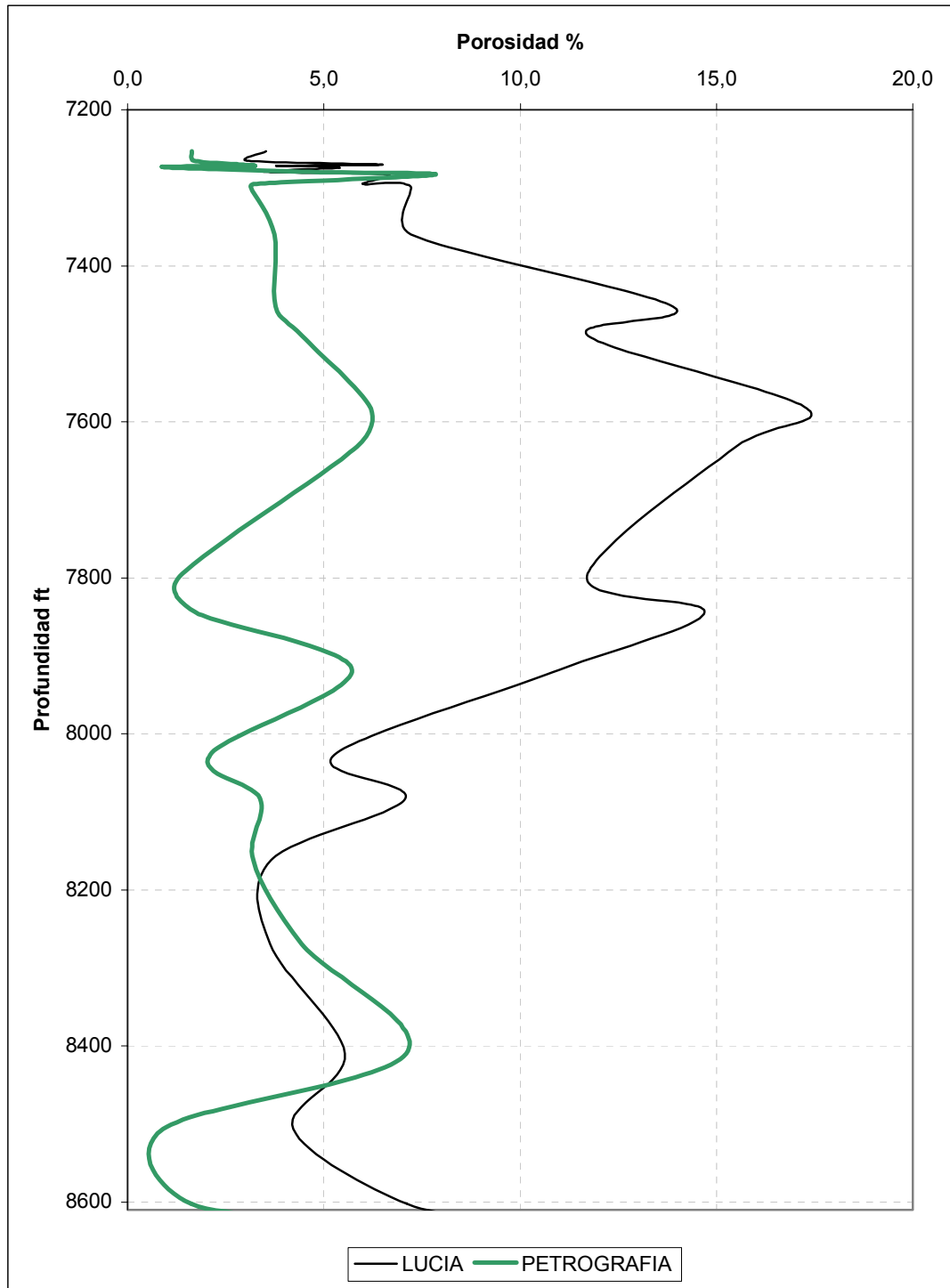


Figura 46. Variación de la porosidad con respecto a la profundidad para los valores medidos con el programa LUCIA y el análisis petrográfico.

#### **8.3.4. COMPORTAMIENTO DE LA POROSIDAD**

Para determinar el comportamiento de la porosidad se ha tenido en cuenta el aumento o disminución en profundidad y los tipos de porosidad que aparecen en la Formación Mirador para el pozo de interés.

##### **Variación del valor de porosidad**

Cuando se trata de observar como varía la porosidad con respecto a la profundidad teniendo en cuenta solo los valores con los que se hace el análisis de datos y características de las muestras, es posible observar que, en general, a mayor profundidad hay una disminución de porosidad, independiente del método. La figura 47 muestra la variación de los datos de porosidad con respecto a la profundidad para los valores del programa LUCIA y las curvas PHIA y PHIE.

No se han tomado los datos del análisis petrográfico, al igual que en la sección anterior debido a que como se explico, no existe un mismo número de datos para todos los métodos, y no es representativo para hacer la comparación.

##### **Variación del tipo de porosidad**

Para las diferentes muestras se ha podido hacer una estimación del tipo de porosidad en los intervalos de la Formación Mirador. Se ha determinado visualmente por el patronamiento que es posible observarse, teniendo como referencia los tipos de porosidad que pueden presentar las muestras.

A grandes rasgos la porosidad de la roca se debe principalmente a porosidad intergranular y microfracturamiento.

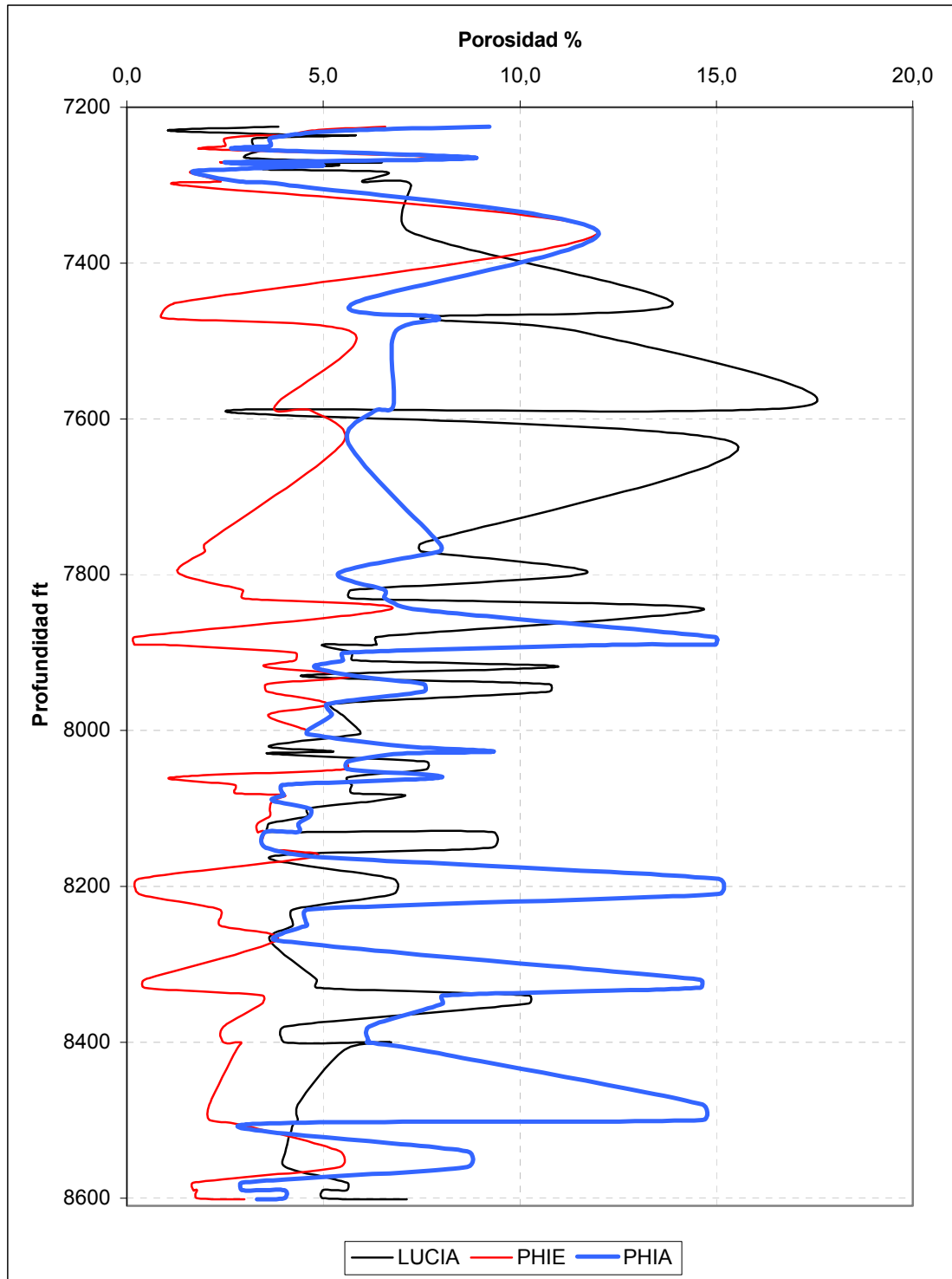
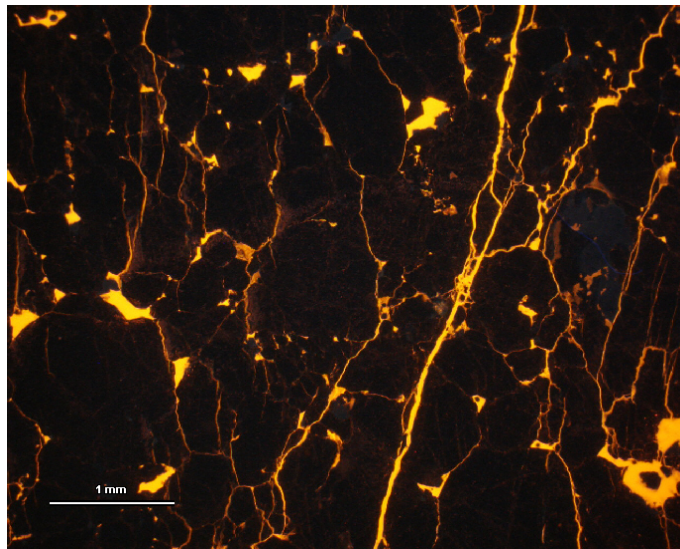


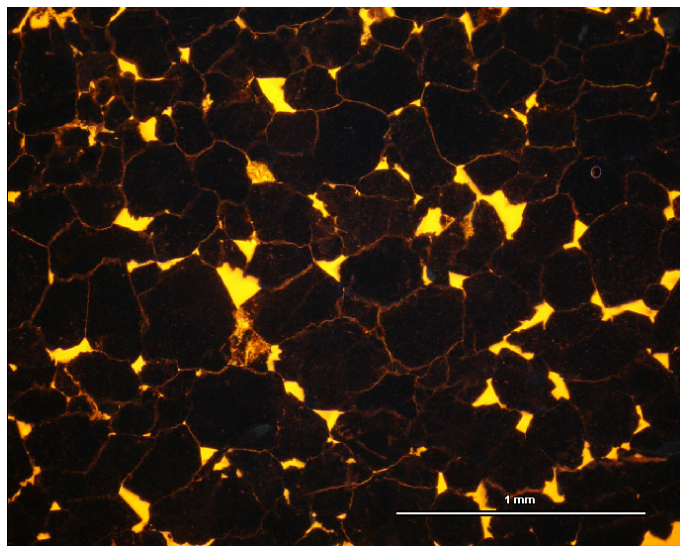
Figura 47. Variación de la porosidad con respecto a la profundidad para los valores medidos con LUCIA, PHIE y PHIA.

Las siguientes figuras (figura 48 a figura 51), muestran una imagen representativa para cada uno de los tres tipos de porosidad encontrados que se enumeran a continuación, observados bajo luz fluorescente.

- Porosidad intergranular.
- Porosidad por microfracturamiento.
- Microporosidad por presencia de caolín.



*Figura 48. Porosidad Intergranular y Microfracturamiento*



*Figura 49. Porosidad Intergranular*

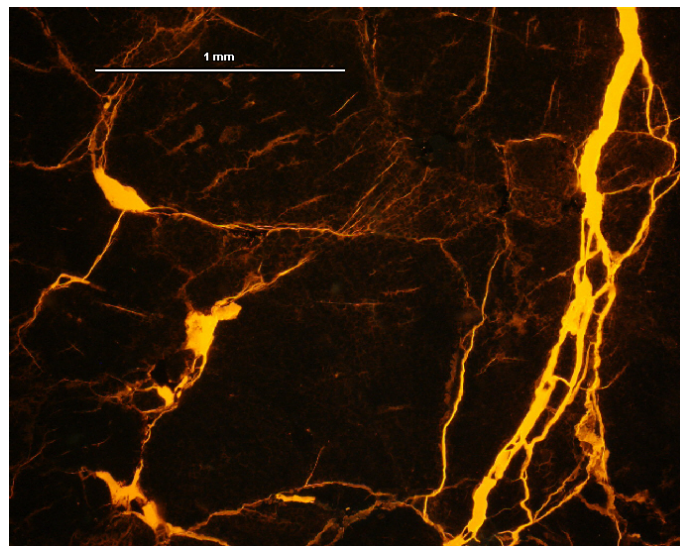
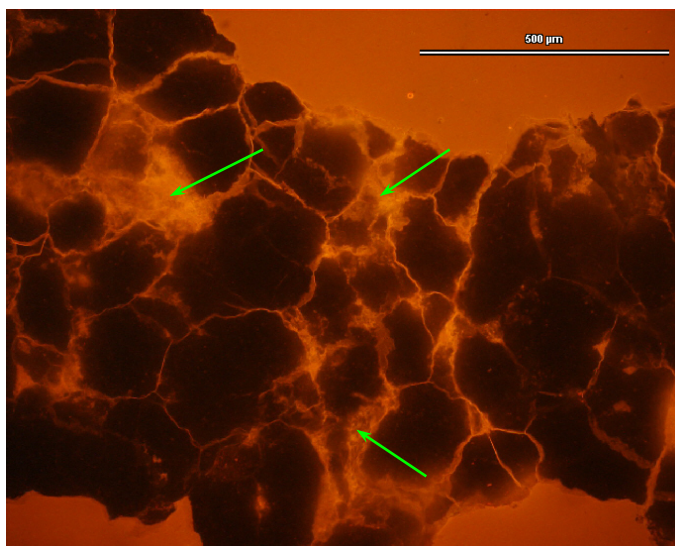


Figura 50. Microfracturamiento



Las flechas indican zonas en las cuales existe fluorescencia gracias a la impregnación de la caolinita en la muestra.

Figura 51. Microporosidad por presencia de caolinita.

Esta síntesis de información y datos permite afirmar que el método es válido para medir porosidad en muestras de corazón, pared y zanja, ya que al obtener datos

se puede tener una idea correcta de el comportamiento real de la porosidad en una formación correspondiente a areniscas.

El método de tratamiento digital de imágenes tiene la ventaja, con respecto a los registros de pozo, que permite ver que características de la roca pueden afectar la medida de la porosidad en la formación y por lo tanto posibilita la disminución de fuentes de error cuando se calculan los datos de porosidad. La ventaja con respecto al análisis petrográfico es que permite ver poros de tamaño pequeño que pueden escaparse si se observa la muestra sin la luz fluorescente.

El método de TDI también posee desventajas con respecto a los otros métodos, ya que los registros de pozo resultan ser un método más rápido y económico, pues no es necesario hacer tratamiento de laboratorio a muestras, y los datos de porosidad pueden obtenerse mucho más rápido que haciendo un estudio de varias muestras ya sean de corazón, pared o zanja. Con respecto a el análisis petrográfico, existe una desventaja al tener en cuenta que para el tratamiento digital de imágenes no se toma toda la muestra que tiene la sección sino solamente ciertos puntos representativos, y cuando se hace el conteo de puntos se hace el barrido de toda la sección, y por esto se puede tener en cuenta toda la porosidad que hay en una sola muestra.

Aplicar el método de TDI en un reservorio para medir la porosidad, puede resultar mucho más costoso que utilizar registros de pozo, ya que es necesario mucho más tiempo. Además de esto sería necesario capacitar cierto personal ya que la nueva metodología no es muy conocida para el personal que trabaja en esta industria. Sin embargo puede resultar muy útil el complementar el método de análisis petrográfico con el TDI ya que permite obtener de manera rápida una apreciación válida de la porosidad que pueda resultar difícil de apreciar en el microscopio al utilizar luz polarizada y luz polarizada analizada.

## 9. CONCLUSIONES

Los valores de porosidad para la Formación Mirador en la zona norte de la Cuenca Llanos están entre un 4% y 7%, y existe una pequeña variación entre 0 y 3.8% para un intervalo de confianza del 95% que esta ligado al tipo de herramienta con la que se determine el valor numérico.

El tipo de porosidad para la Formación Mirador en el pozo de estudio es principalmente porosidad intergranular y porosidad por microfracturamiento.

El nuevo valor promedio de porosidad para la Formación Mirador obtenido por el procesamiento de las imágenes digitales con el uso del software LUCIA G v. 4.7 corresponde a 6.3%.

Todos los valores de porosidad medidos con las diferentes herramientas son cercanos hacia la base de la formación. Grandes diferencias en el valor numérico están asociadas a las arcillas presentes y a la escala de medida de las diferentes herramientas.

Los valores de porosidad medidos con el programa LUCIA G v. 4.7, están en promedio un 2,5% por encima del valor que se obtiene por análisis petrológico.

Los valores de porosidad medidos con el programa LUCIA G v. 4.7, suelen estar por encima en un 0,5% en promedio y en un 2,5% por debajo, de los valores de porosidad medidos con registros de pozo.

La correlación y calibración de los datos obtenidos por tratamiento de imágenes digitales con los análisis petrológicos es más acertada que con los registros de pozo; porque para los análisis petrológicos y para el tratamiento de imágenes se utilizan las mismas muestras, mientras que con los registros de pozo se tiene un rango de incertidumbre por la correspondencia de las muestras a los intervalos de profundidad específicos.

Las variaciones de los datos de porosidad, desde el punto de vista geológico no son diferentes a lo estimado en estudios anteriores; un aumento del contenido de arcillas y cementación disminuyen la porosidad de la roca y el microfracturamiento y disolución ocasionan un aumento de la porosidad.

Obtener datos de porosidad por medio del procesamiento de imágenes con el programa LUCIA G v. 4.7, es válido para los diferentes tipos de muestras que pueden ser recolectadas en pozos, siempre y cuando se utilicen muestras con la preparación adecuada para que su porosidad se pueda observar por medio de luz fluorescente; y mientras las muestras tengan un contenido bajo de arcillas.

Una de las ventajas del programa LUCIA G v. 4.7 es que para ciertos intervalos de la formación no es posible determinar un valor de la porosidad con los registros de pozo por el contenido de arcillas; el procesamiento de las imágenes a partir de muestras de zanja, permite estimar el valor de la porosidad en estas zonas siempre y cuando sea posible diferenciar visualmente en las imágenes los espacios que dan a la roca una microporosidad.

La desventaja del método es que los valores obtenidos corresponden a una muy pequeña muestra tomada en la Formación Mirador, la cual se debe asumir como representativa de un intervalo. Su validez dependerá de la homogeneidad del intervalo.

## 10. RECOMENDACIONES

Si se requiere medir la porosidad con la nueva metodología implementada, utilizar muestras adecuadas para el procesamiento de imágenes teniendo en cuenta los factores que más afecta la medida, que son el contenido de arcillas, y la calidad de la muestra.

Estudiar más las características del programa LUCIA G v. 4.7 ya que existen otros parámetros que pueden medirse en las muestras por el procesamiento de imágenes digitales, los cuales pueden servir de complemento a los estudios petrológicos de las secciones delgadas.

Tener en cuenta que para hacer una comparación más detallada de los valores de porosidad por medio del tratamiento estadístico de la información, es importante hacer una diferenciación más detallada de los intervalos presentes en la formación para encontrar los paquetes de areniscas con mayor similitud sedimentológica.

Utilizar con la metodología del tratamiento digital de imágenes para determinar la validez de la herramienta en otro tipo de rocas.

## 11. BIBLIOGRAFIA

ARIANA LTDA., (2001): Observaciones Sobre el Terciario. Informe Final para Occidental de Colombia, Inc .

BENDEK O. J., (1992): Perfiles Eléctricos: una herramienta para la evaluación de formaciones. Santa Fé de Bogotá.

BP. , (2001): Cusiana Cupiagua Well Review. Casanare. Colombia

CARO, M., GARCIA, D., MESA, A., RUBIANO, J., (2004): Flujo Regional de Fluidos y Migración de Petróleo. Informe Final. ECOPETROL – ICP. Piedecuesta.

CASTAÑO, Rodrigo., (1986): Informe final de perforación Tierra Blanca Sur-1, Casanare A-1a, Llanos Orientales. ELF AQUITAINE. Bogotá. 20p.

CASTAÑO, Rodrigo., (1987): Informe final de perforación Cravo Este-1: contrato de asociación Casanare A-1d Llanos Orientales, Colombia. Bogotá. 20p.

CASTAÑO, Rodrigo y NAVARRO, Andrés., (1987),: Informe Final de Perforación La Gloria-2: contrato de asociación Casanare A-1<sup>a</sup>, Llanos Orientales, Colombia. ELF AQUITAINE. Bogotá.

CASTAÑO, Rodrigo., (1990): Informe de fin de pozo La Gloria Norte-2, Llanos Orientales, Colombia: contrato de asociación Casanare.. 20p.

CASTAÑO, Rodrigo., (1990): Informe de fin de pozo La Gloria Norte-4: contrato de asociación Casanare, Llanos Orientales, Colombia. 20p.

CASTAÑO, Rodrigo., (1990): Informe final de perforación del pozo Morichal-1: contrato Casanare, Llanos. ELF AQUITAINE. 40p.

CASTAÑO, Rodrigo., (1990): Informe de fin de pozo Morichal-2: contrato de asociación Casanare, Llanos Orientales, Colombia. 30p.

CASTAÑO, R. VARGAS, W., (1991): Informe de fin de pozo La Gloria-4: contrato de asociación Casanare, Llanos Orientales, Colombia. ELF AQUITAINE. 40p.

CHAPARRO, S., GALVIS, M., (2001): Canales de Depositación y Conectividad Hidraulica Entre Pozos. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

COOPER, M., ADDISON, F., ÁLVAREZ, R., CORAL, M., GRAHAM, R., HAYWARD, A., HOWE, S., MARTINEA, J., NAAR, J., PEÑAS, R., PULHAM, A., y TABORDA, A. (1995): Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, eastern cordillera and middle Magdalena valley, Colombia. American Association of Petroleum Geologist, vol. 79: 1421-1443.

ECOPETROL, (1995): Cuenca de los Llanos Orientales. Estudio Geológico Regional. ECOPETROL Vol I

ECOPETROL, (2001): Modelo Integrado del Campo Cupiagua. ECOPETROL, Piedecuesta.

ECOPETROL, (2001): Determinación de Unidades de Flujo del Campo Cusiana a partir de la Integración de Información Estática y Dinámica del Yacimiento.

ECOPETROL; HOCOL, (1990): Informe de fin de pozo Tocaría-3: contrato de asociación Casanare, Llanos Orientales, Colombia. 50p.

ELF AQUITAINE, (1979): Caño Garza-1. Registros.

ELF AQUITAINE, (1981) Prueba de pozo Cravo Sur-1. 50p

ELF AQUITAINE, (1990): La Gloria-4: Final Report. Bogotá. 30p.

ESCOBAR, Clara I., (1994): Petrografía de 10 muestras de arenisca del pozo Tibú – 1. Piedecuesta, ECOPETROL, ICP.

FAJARDO, Andres., ROJAS, Luis E. CRISTANCHO., (2000): Modelo Estratigráfico Llanos y Piedemonte. Definición del Modelo Estratigráfico en el intervalo Cretaceo Tardío a Mioceno medio en la Cuenca Llanos Orientales y Piedemonte Llanero., ECOPETROL, ICP.

FAJARDO, Andres. RUBIANO, Jorge.,(1993): Informe de descripción de corazones pozo Cravo Este-1 Formación Gachetá. ECOPETROL.

GIBSON, Charles. ASQUITH, George., (1993): Basic Well Log Analysis for Geologist. AAPG. 216p. <http://www.edge.ou.edu/well-log-interpretation/unit-4.htm>

HALLIBURTON, (1991): Log Interpretation Charts. Halliburton Logging Services Inc. Houston, Texas, U.S.A.

LANDMARK, (1996): PetroWorks/LogEdit Petrophysical Interpretations. Landmark Graphics Corporations. Houston, Texas, U.S.A.

LINARES, Roberto., (1987): Structural Styles and Kinematics of the Medina Area, Eastern Cordillera, Colombia, M. Sc. Thesis, Univ. Of Colorado.

LOZANO, Andres. CASTRO, Wilmar. LINARES, Roberto. (2003): Modelamiento y Análisis Estructural del Anticlinal de Zipaquirá y su Aplicación a la Interpretación a Zonas de Piedemonte., Memorias del VIII Simposio Bolivariano - Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas, p. 88-98

MARTINEZ, J. A., (2003): Modelamiento Estructural 3D y Aplicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, Colombia, En ACGGP, ed., VIII Simposio Bolivariano de Exploración en las Cuencas Subandinas.: Cartagena de Indias.

MIAN, M. A., (1992): Petroleum Engineering. Handbook for the Practicing Engineer. Vol I. Penn Well Publishing Company. Oklahoma, p. 129, 132-133

NORTH, F. K., (1994): Petroleum Geology. Chapman & Hall, Great Britain. P. 115-126

OGBE, D.O., (1995): Use of Flow Units as a Tool for Reservoir Description. Paper, Baker Hughes. Alaske.

PFEIFFER, J. AGUIRRES, J. RUIZ, D., (1991): Informe final de pozo La Gloria-5: contrato de asociación Casanare, Llanos Orientales, Colombia. ELF AQUITAINE. Bogotá. 50 p.

PRENDES, Nicanor, (1992): Aplicaciones del análisis digital de imágenes. Monografía, Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas. Gabinete de Formación y Documentación. Madrid.

SCHOLLE, Peter A., (1979): A Color Illustrated Guide To Constituents, Textures, Cements, and Porosities of Sandstone and Associated Rocks. U.S. Geological Survey. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. p. 170-181.

SPIEGEL, Murray R., (1993). Estadística. Mc Graw-Hill. USA.

STILES, L., (1976): Optimizing Waterflood Recovery in a Mature Waterflood, The Fullerton Clerafolk Unit. SPE 6198.

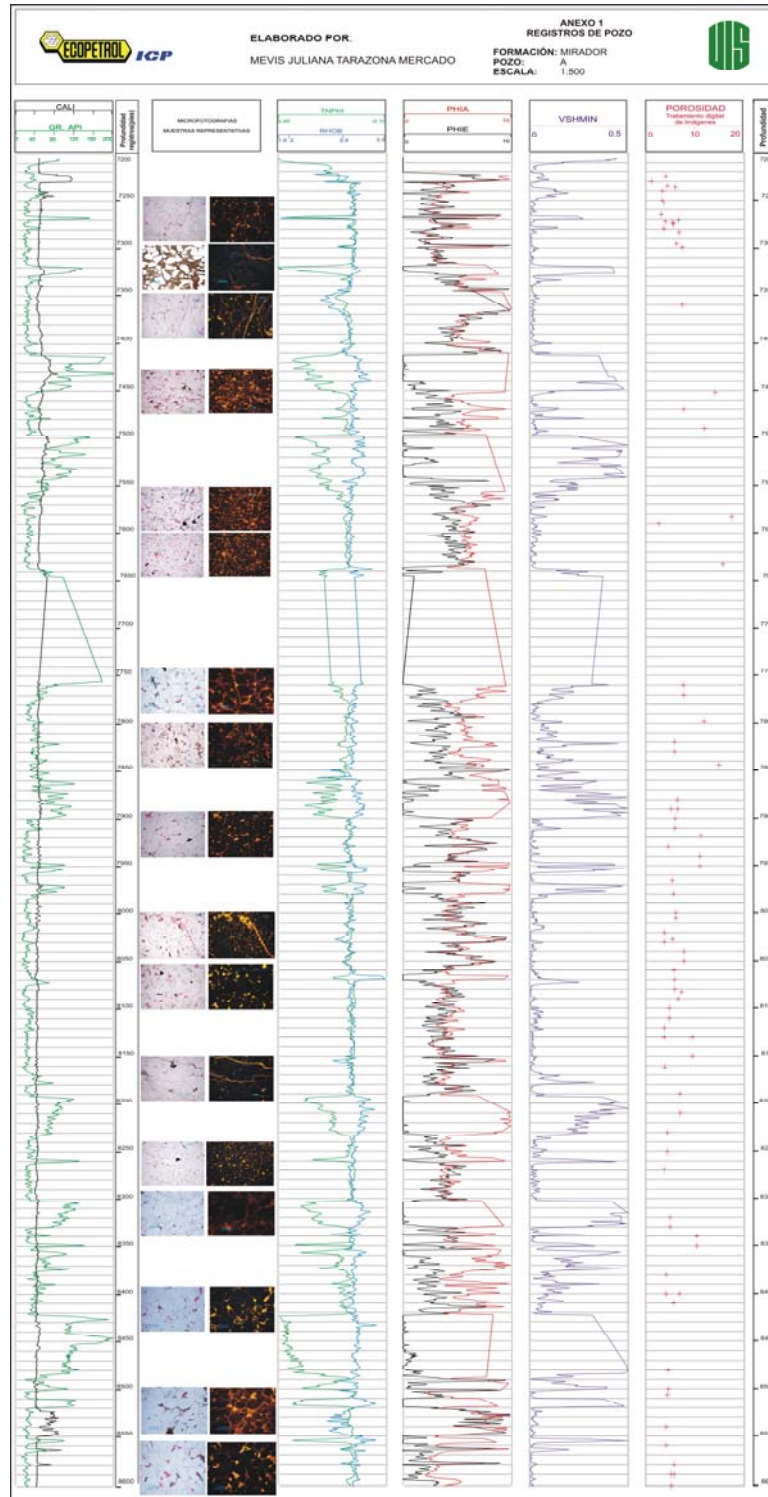
WALKER, R. James, N., (1962): Facies Models, Response to Sea Level Change. Canadá.

WALPOLE, Ronald. MYERS, Raymond. MYERS, Sharon. (1999): Probabilidad y Estadística par ingenieros, 6<sup>a</sup>. Ed. México. P. 253-262.

ROBERTSON GEOLOGGING LIMITED, (2004):  
<http://www.geologging.com/spanish/products/probes.htm>

# ANEXOS

## ANEXO 1



## ANEXO 2

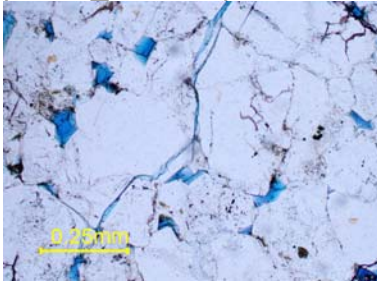
### IMÁGENES TRATADAS EN EL PROCESAMIENTO DIGITAL

LUZ POLARIZADA

LUZ FLUORESCENTE

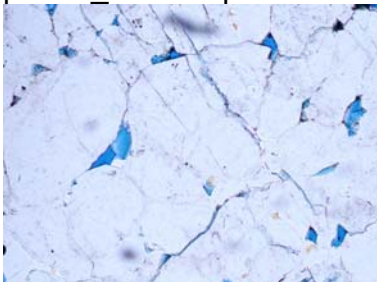
pozoA\_7205-18p10x003

Sin fotografía



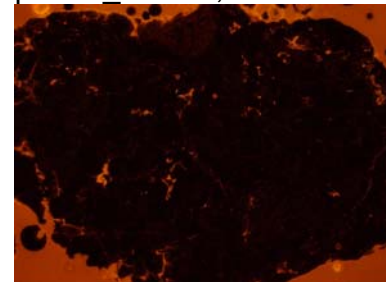
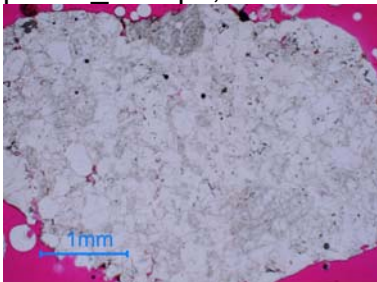
pozoA\_7205-18p10x006

Sin fotografía



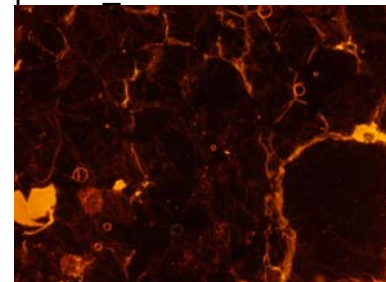
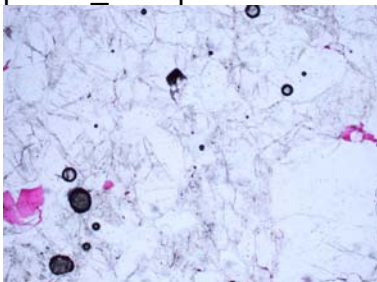
pozoA\_7225p2,5x001

pozoA\_7225f2,5x001



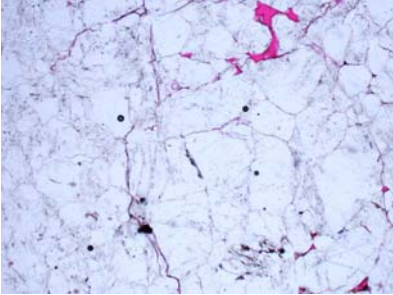
pozoA\_7225p5x002

pozoA\_7225f5x003

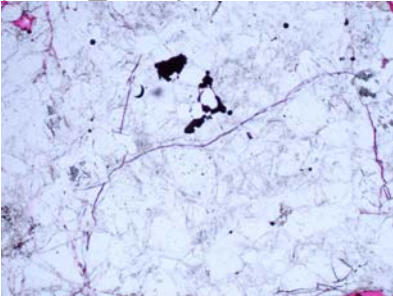


LUZ POLARIZADA

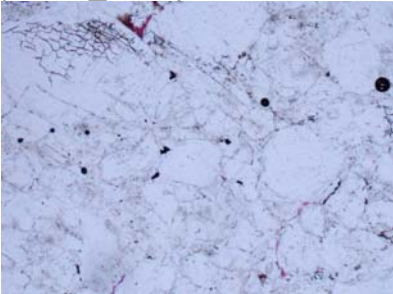
pozoA\_7225p5x004



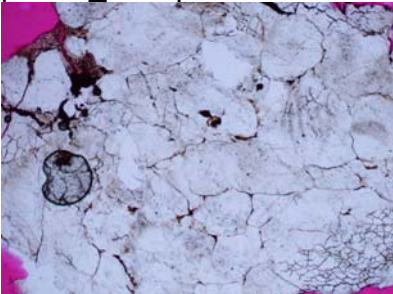
pozoA\_7225p5x005



pozoA\_7230p5x001

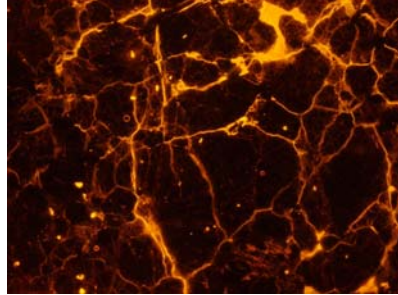


pozoA\_7230p5x003

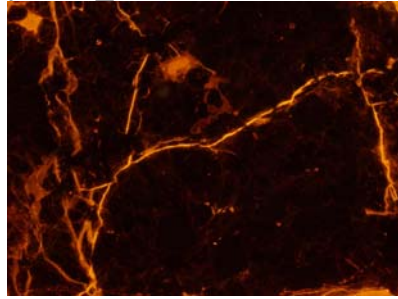


LUZ FLUORESCENTE

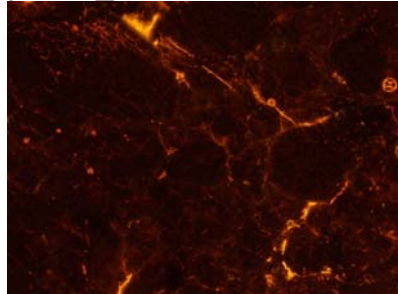
pozoA\_7225f5x005



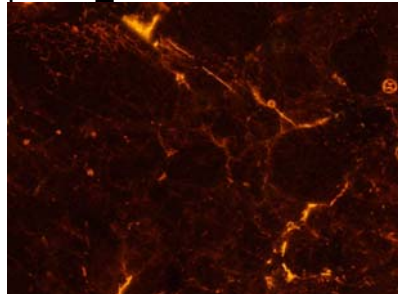
pozoA\_7225f5x006



pozoA\_7230f5x001

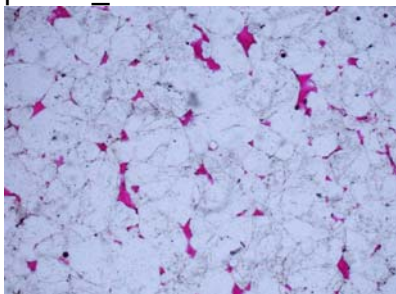


pozoA\_7230f5x003

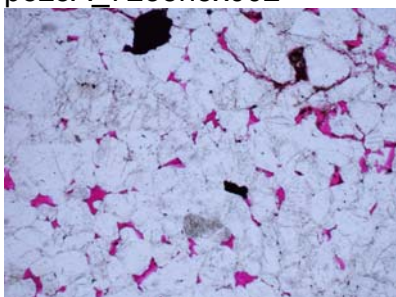


LUZ POLARIZADA

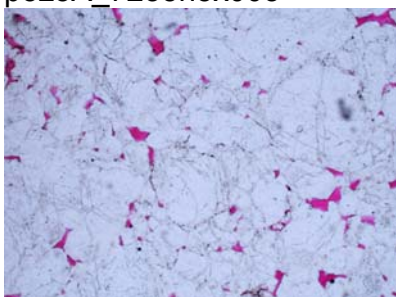
pozoA\_7235n5x001



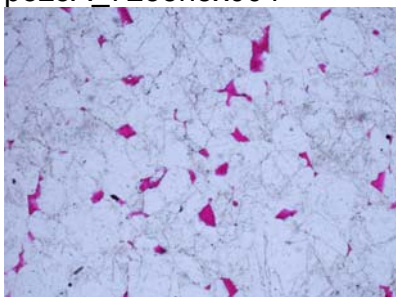
pozoA\_7235n5x002



pozoA\_7235n5x003

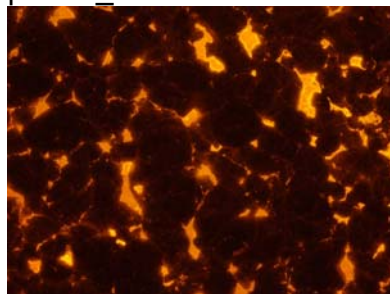


pozoA\_7235n5x004

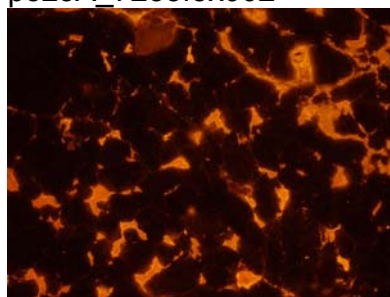


LUZ FLUORESCENTE

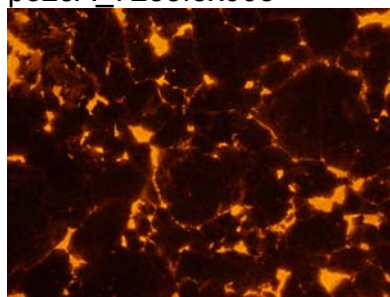
pozoA\_7235f5x001



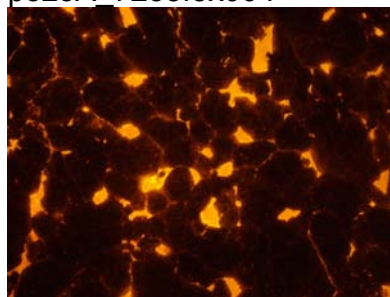
pozoA\_7235f5x002



pozoA\_7235f5x003

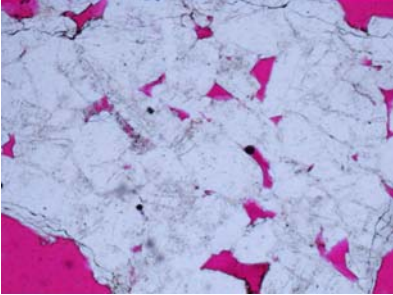


pozoA\_7235f5x004

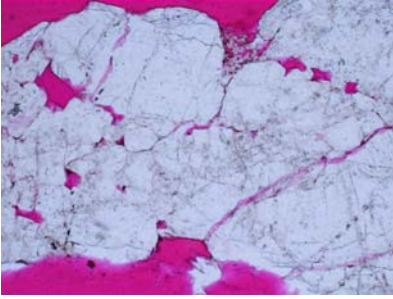


LUZ POLARIZADA

pozoA\_7235p5x005



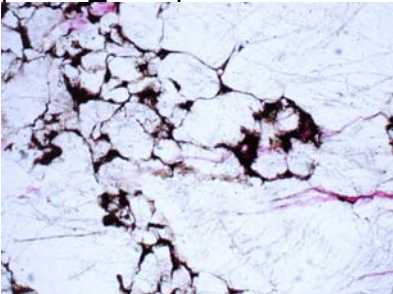
pozoA\_7235n5x006



pozoA\_7235p5x007

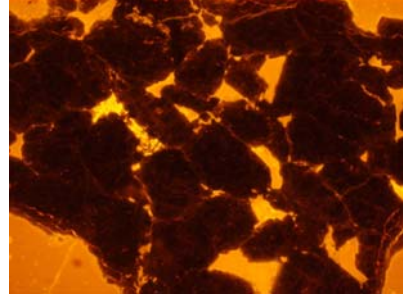


pozoA\_7235p5x009

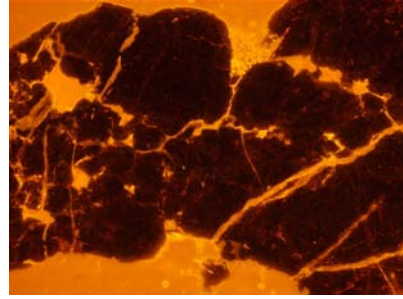


LUZ FLUORESCENTE

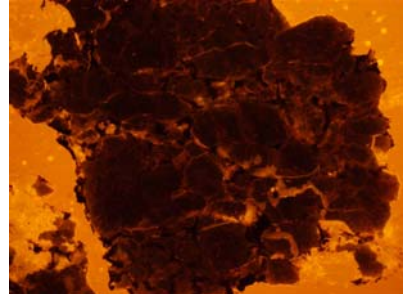
pozoA\_7235f5x005



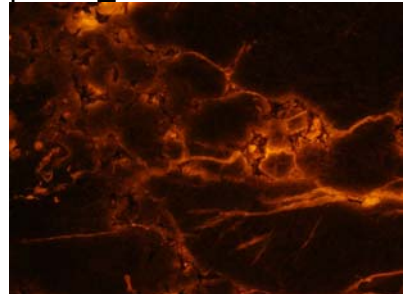
pozoA\_7235f5x006



pozoA\_7235f5x007

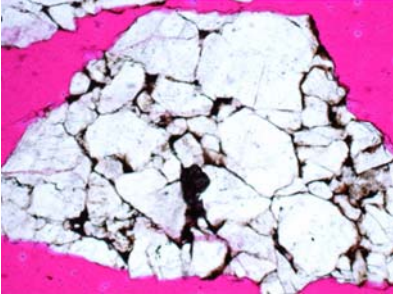


pozoA\_7235f5x009



LUZ POLARIZADA

pozoA\_7235p5x010



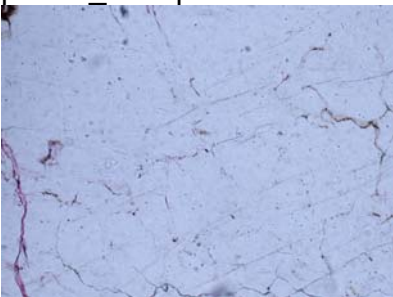
pozoA\_7235p5x011



pozoA\_7235p5x012

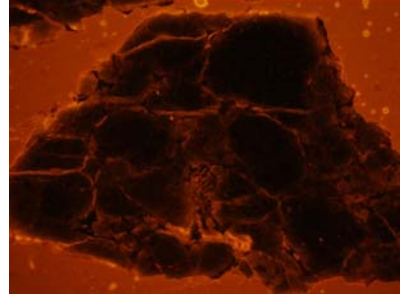


pozoA\_7235p10x002

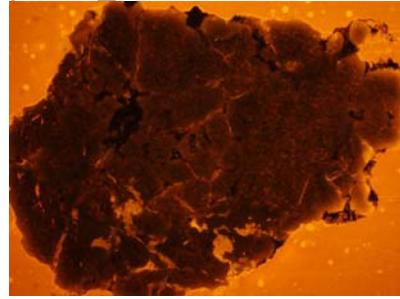


LUZ FLUORESCENTE

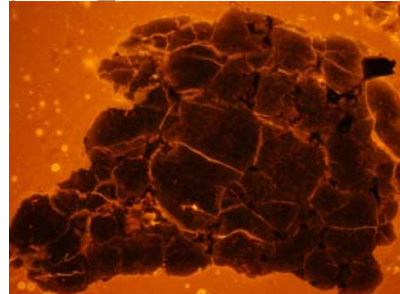
pozoA\_7235f5x010



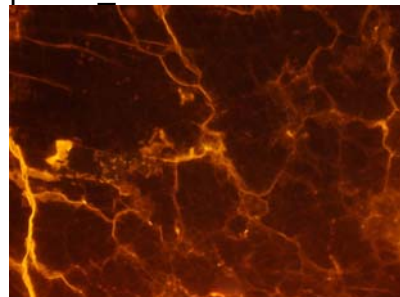
pozoA\_7235f5x011



pozoA\_7235f5x012

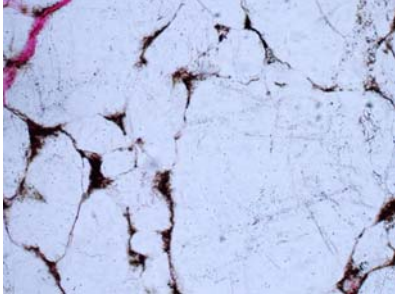


pozoA\_7235f10x002



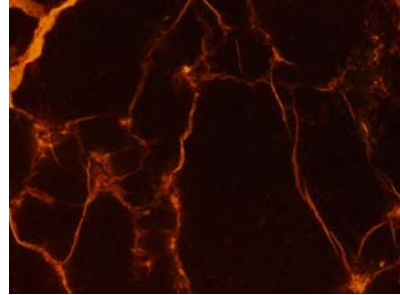
LUZ POLARIZADA

pozoA\_7235p10x003

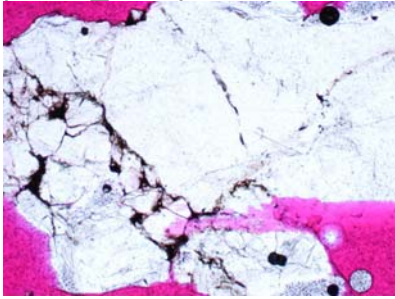


LUZ FLUORESCENTE

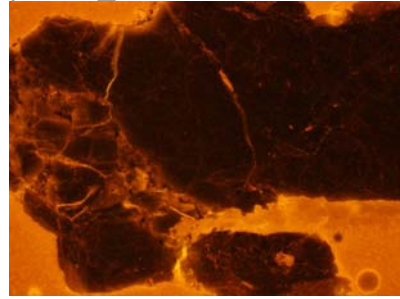
pozoA\_7235f10x003



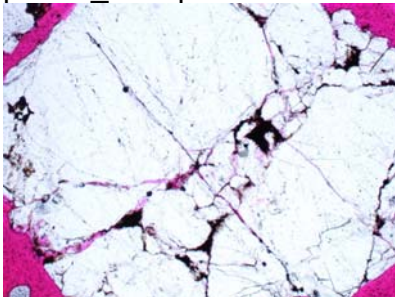
pozoA\_7236p5x001



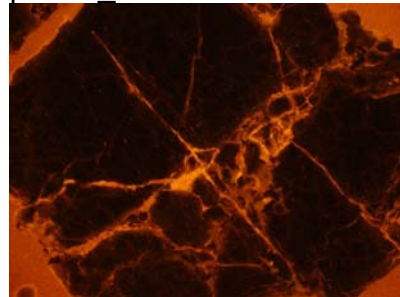
pozoA\_7236f5x001



pozoA\_7236p5x002



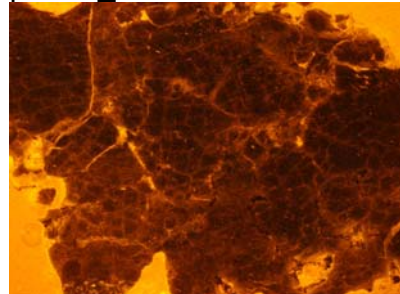
pozoA\_7236f5x002



pozoA\_7236p5x003

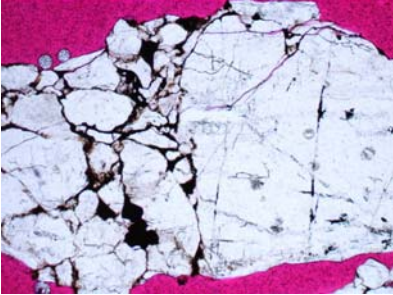


pozoA\_7236f5x003

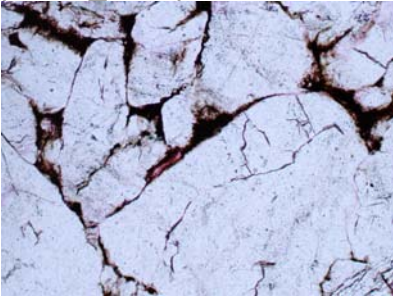


LUZ POLARIZADA

pozoA\_7236p5x004



pozoA\_7236p10x001



pozoA\_7236n10x002

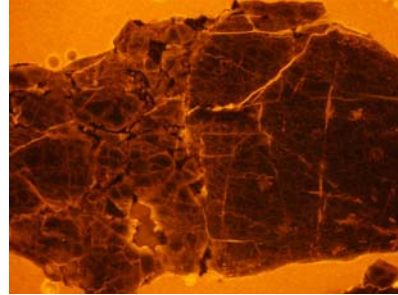


pozoA\_7240-50p5x001

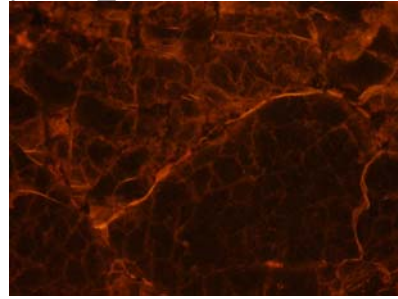


LUZ FLUORESCENTE

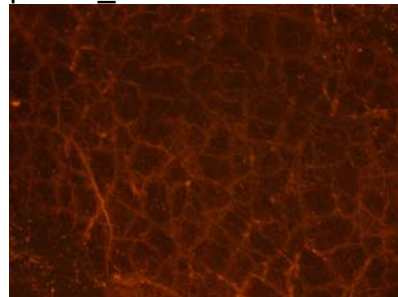
pozoA\_7236f5x004



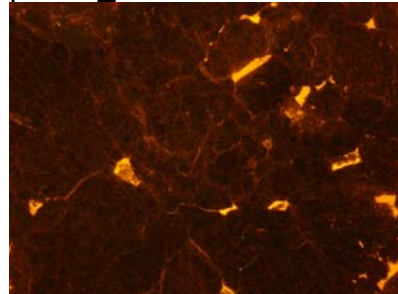
pozoA\_7236f10x001



pozoA\_7236f10x002

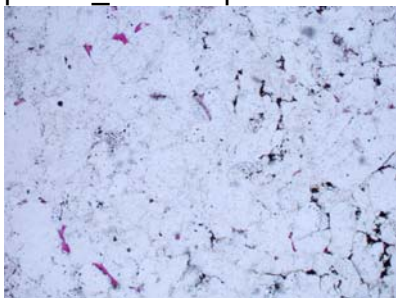


pozoA\_7240-50f5x001

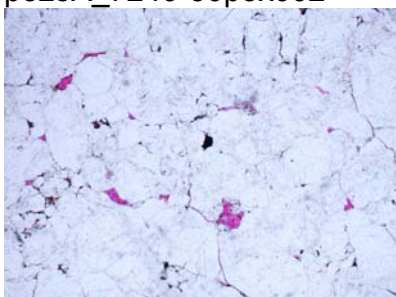


LUZ POLARIZADA

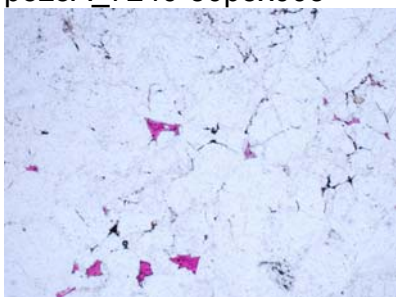
pozoA\_7240-50p5x001



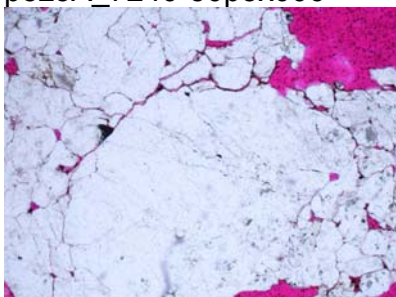
pozoA\_7240-50p5x002



pozoA\_7240-50p5x003

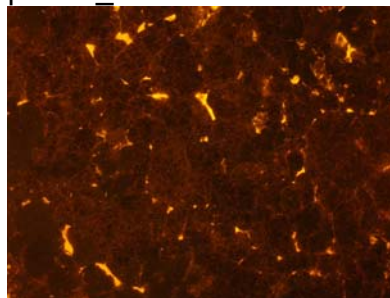


pozoA\_7240-50p5x006

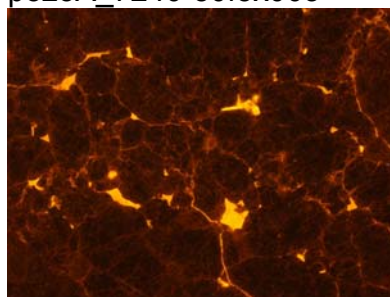


LUZ FLUORESCENTE

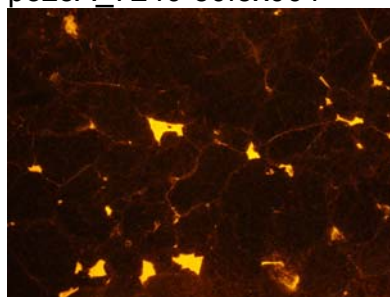
pozoA\_7240-50f5x002



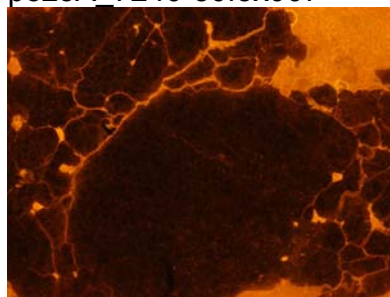
pozoA\_7240-50f5x003



pozoA\_7240-50f5x004

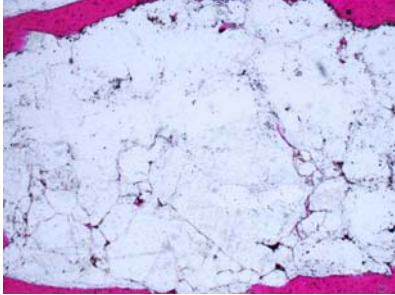


pozoA\_7240-50f5x007

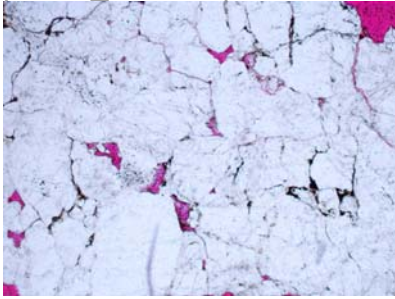


LUZ POLARIZADA

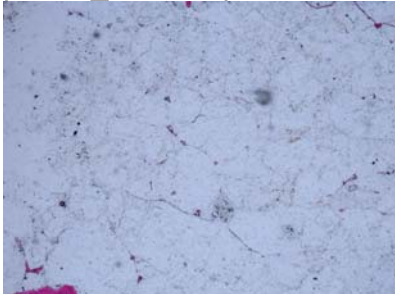
pozoA\_7240-50p5x007



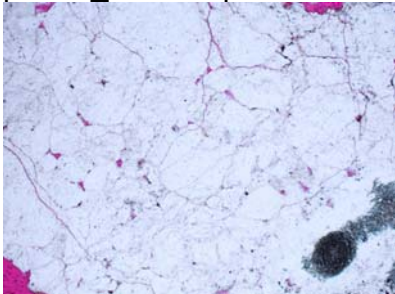
pozoA\_7240-50p5x008



pozoA\_7240-50p5x009

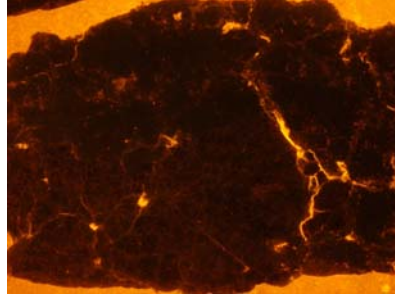


pozoA\_7240-50p5x010

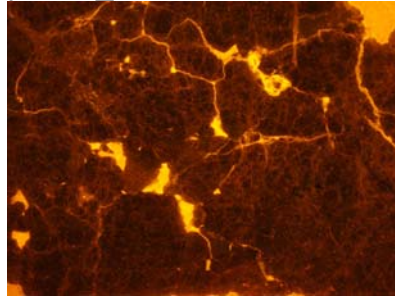


LUZ FLUORESCENTE

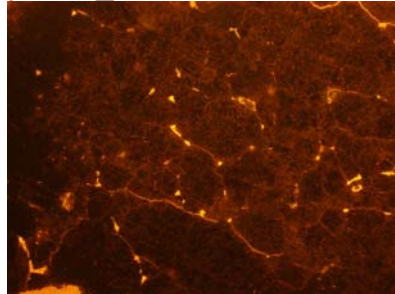
pozoA\_7240-50f5x008



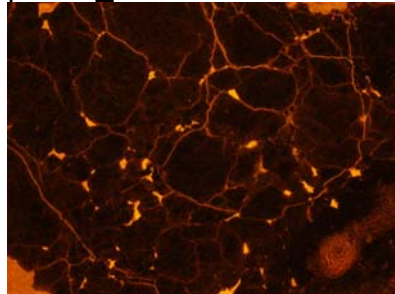
pozoA\_7240-50f5x009



pozoA\_7240-50f5x010



pozoA\_7240-50f5x011

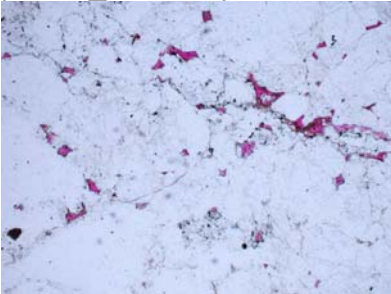


LUZ POLARIZADA

pozoA\_7240-50p5x011



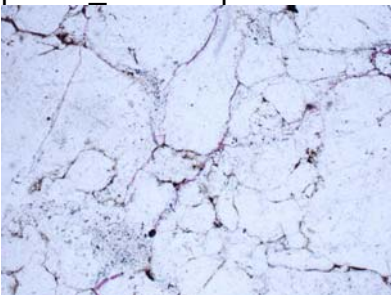
pozoA\_7240-50p5x012



pozoA\_7240-50p5x013

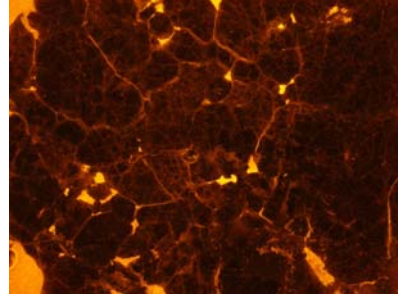


pozoA\_7240-50p5x014

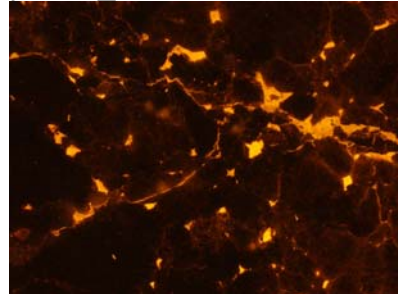


LUZ FLUORESCENTE

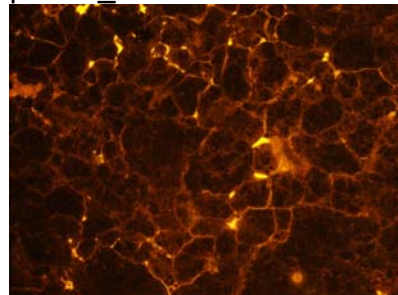
pozoA\_7240-50f5x012



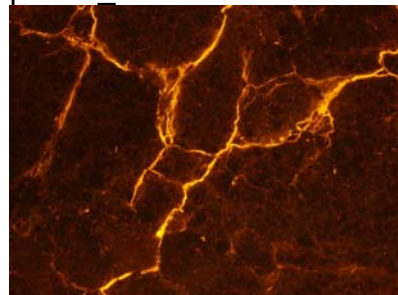
pozoA\_7240-50f5x013



pozoA\_7240-50f5x014

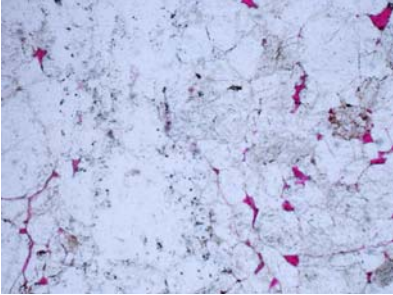


pozoA\_7240-50f5x015

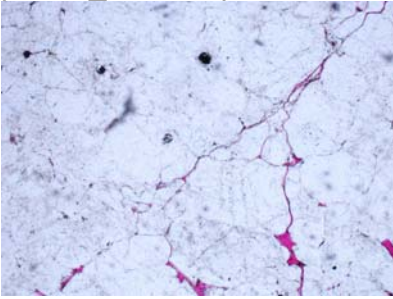


LUZ POLARIZADA

pozoA\_7240-50p5x015



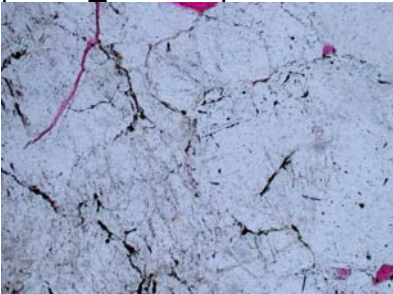
pozoA\_7240-50p5x016



pozoA\_7240-50p5x017

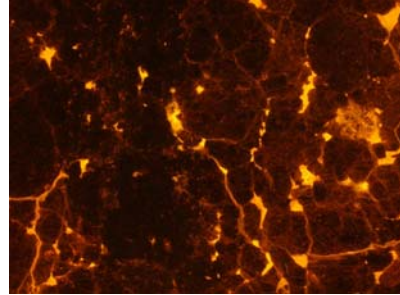


pozoA\_7240-50p10x001

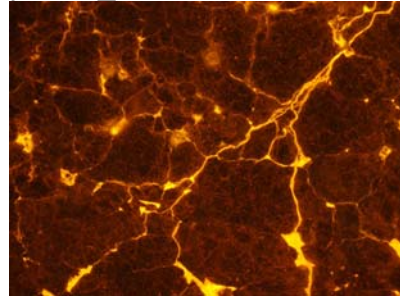


LUZ FLUORESCENTE

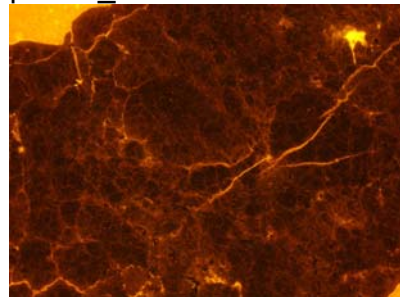
pozoA\_7240-50f5x016



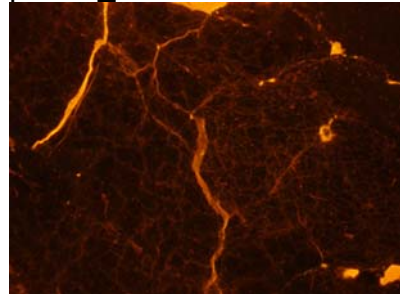
pozoA\_7240-50f5x017



pozoA\_7240-50f5x018

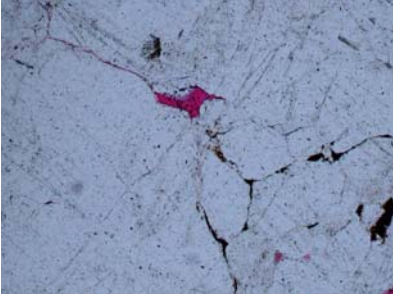


pozoA\_7240-50f10x001



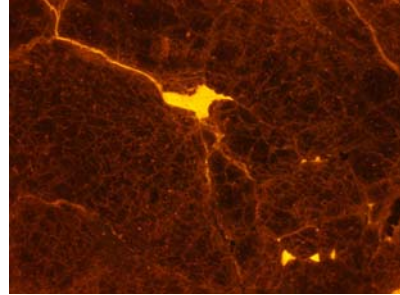
LUZ POLARIZADA

pozoA\_7240-50p10x002

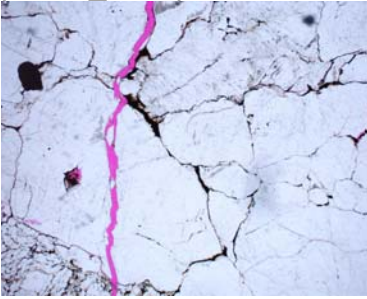


LUZ FLUORESCENTE

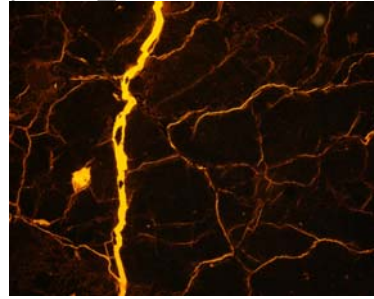
pozoA\_7240-50f10x002



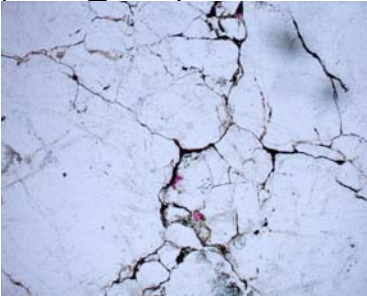
pozoA\_7253p5x002



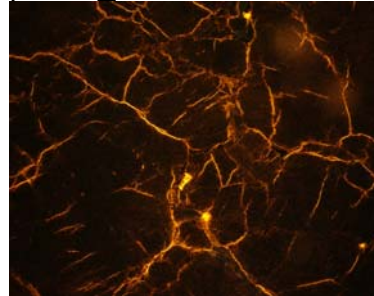
pozoA\_7253f5x002



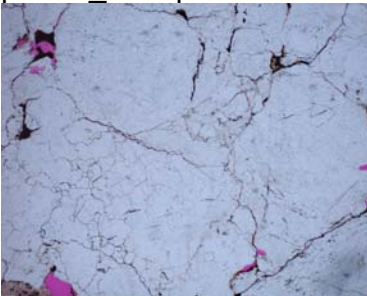
pozoA\_7253p5x004



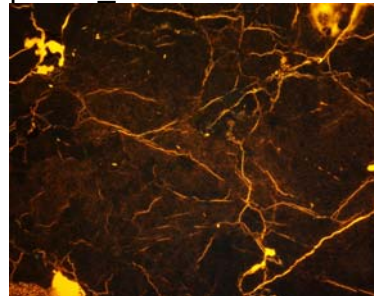
pozoA\_7253f5x004



pozoA\_7253p5x006

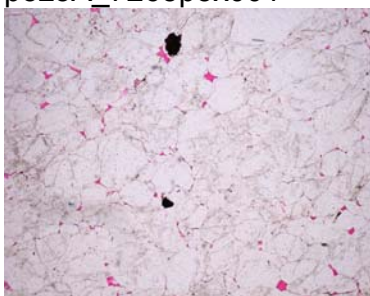


pozoA\_7253f5x006

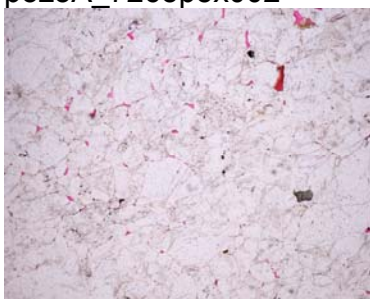


LUZ POLARIZADA

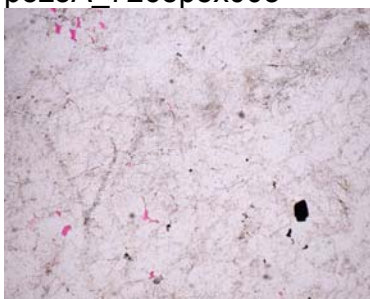
pozoA\_7265p5x001



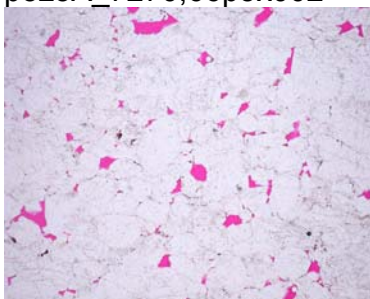
pozoA\_7265p5x002



pozoA\_7265p5x003

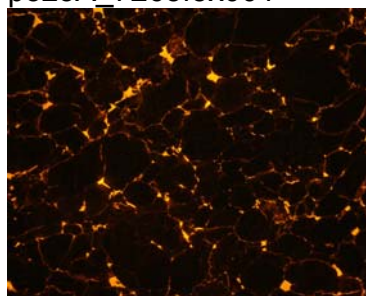


pozoA\_7270,66p5x002

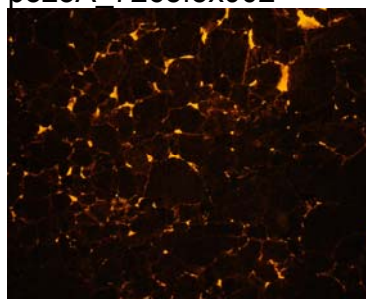


LUZ FLUORESCENTE

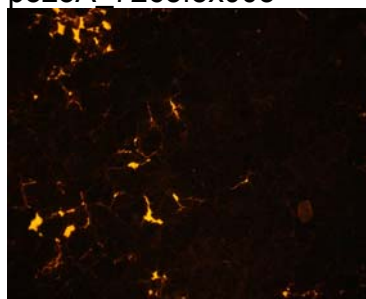
pozoA\_7265f5x001



pozoA\_7265f5x002



pozoA\_7265f5x003

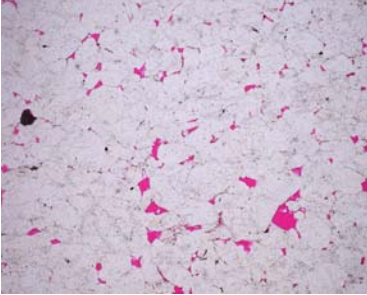


pozoA\_7270,66f5x002

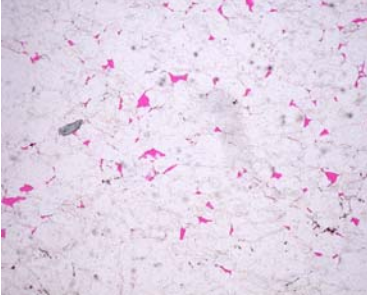


LUZ POLARIZADA

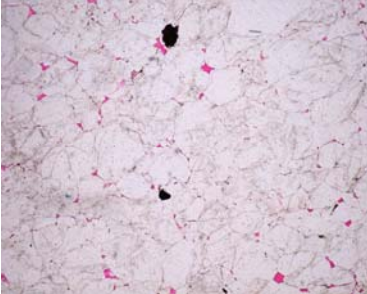
pozoA\_7270,66p5x006



pozoA\_7270,66p5x005



pozoA\_7265p5x001

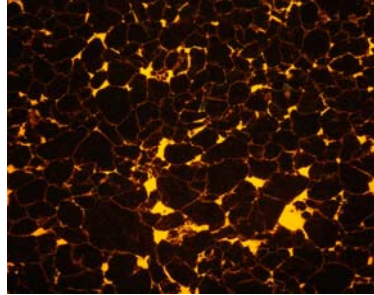


pozoA\_7265p5x002

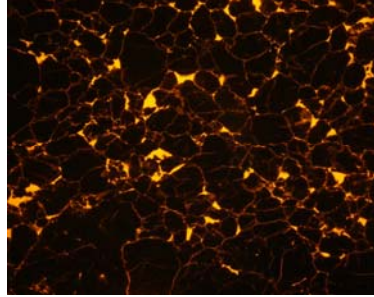


LUZ FLUORESCENTE

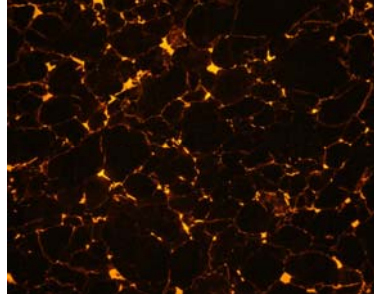
pozoA\_7270,66f5x006



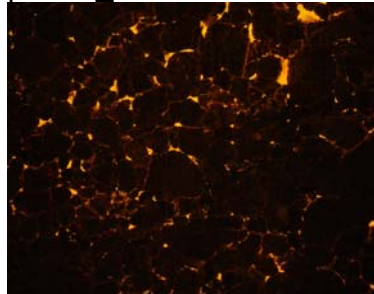
pozoA\_7270,66f5x005



pozoA\_7265f5x001

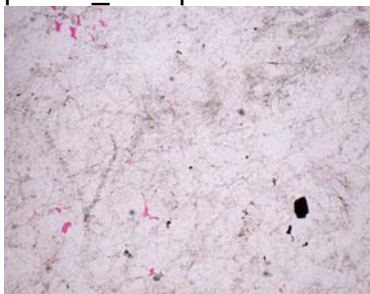


pozoA\_7265f5x002



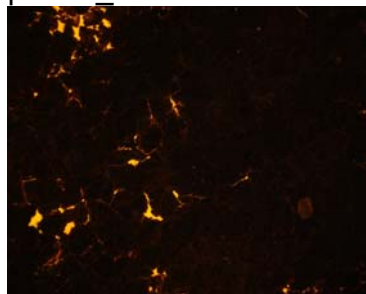
LUZ POLARIZADA

pozoA\_7265p5x003

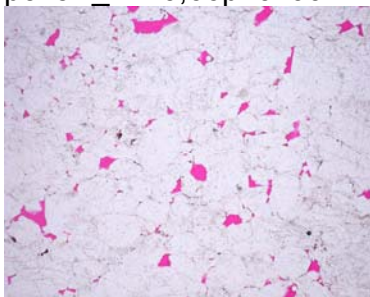


LUZ FLUORESCENTE

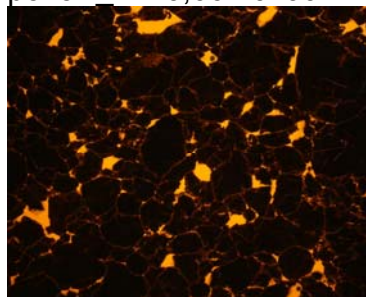
pozoA\_7265f5x003



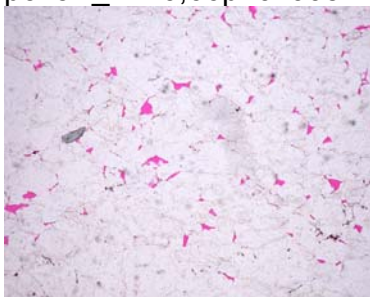
pozoA\_7270,66p10x002



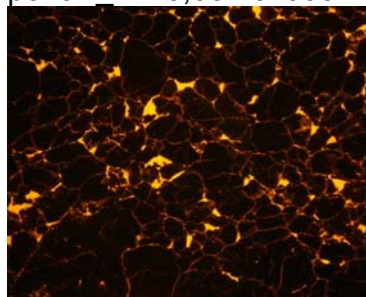
pozoA\_7270,66f10x002



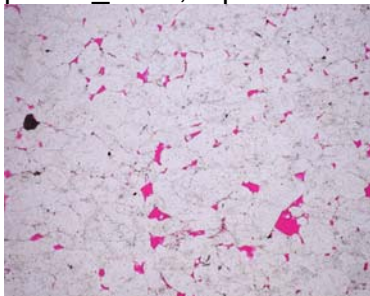
pozoA\_7270,66p10x005



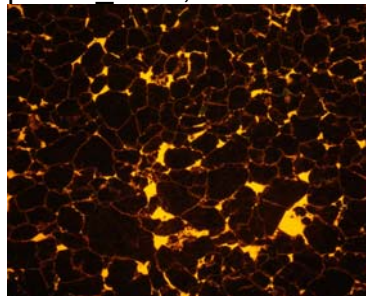
pozoA\_7270,66f10x005



pozoA\_7270,66p10x006

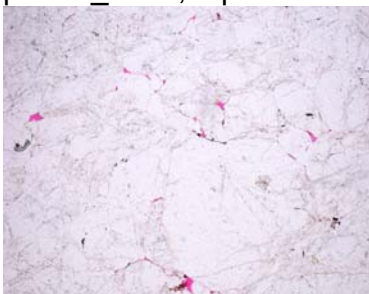


pozoA\_7270,66f10x006

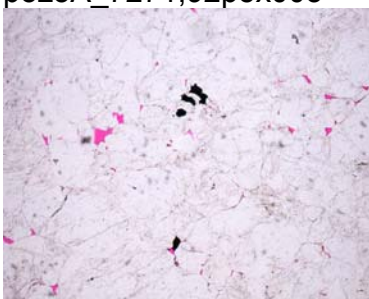


LUZ POLARIZADA

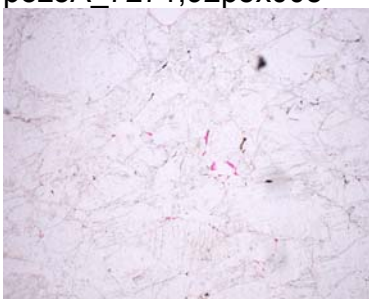
pozoA\_7271,92p5x002



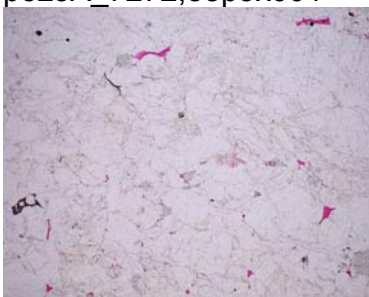
pozoA\_7271,92p5x003



pozoA\_7271,92p5x005

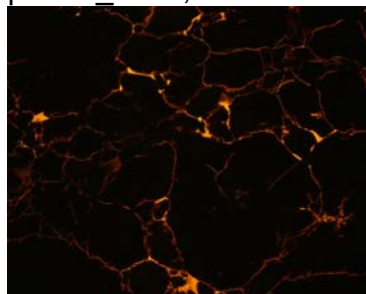


pozoA\_7272,88p5x001

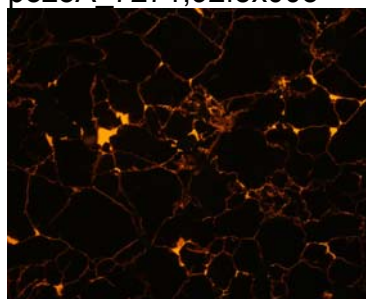


LUZ FLUORESCENTE

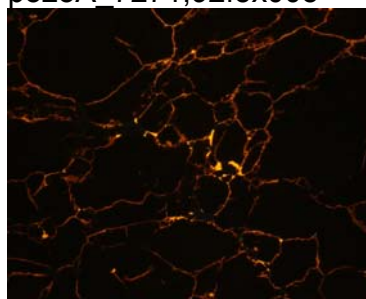
pozoA\_7271,92f5x002



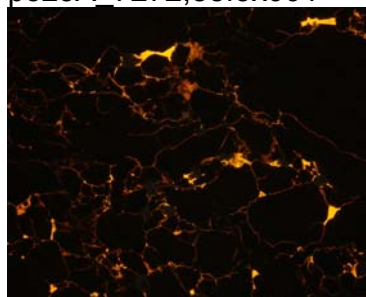
pozoA\_7271,92f5x003



pozoA\_7271,92f5x005

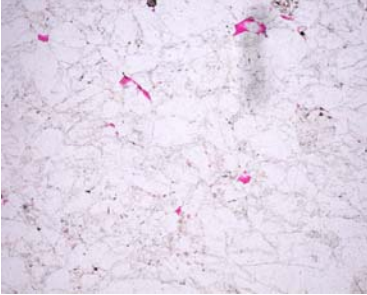


pozoA\_7272,88f5x001

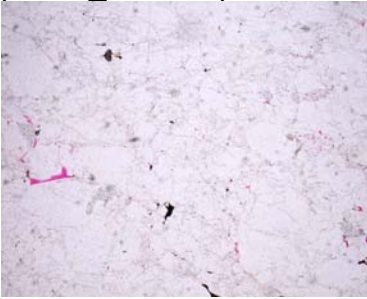


LUZ POLARIZADA

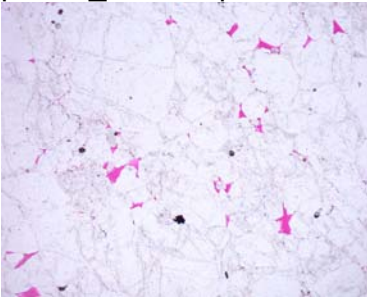
pozoA\_7272,88p5x002



pozoA\_7272,88p5x003



pozoA\_7279,33p5x001

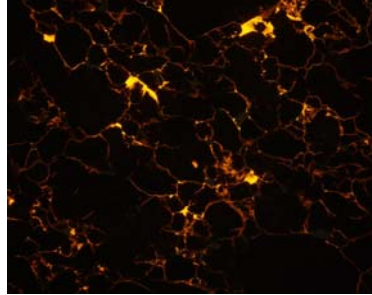


pozoA\_7279,33p5x003

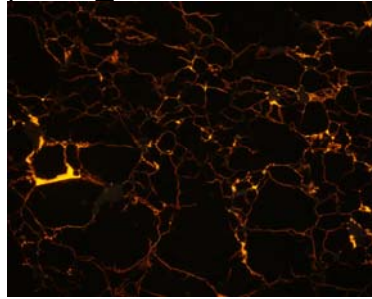


LUZ FLUORESCENTE

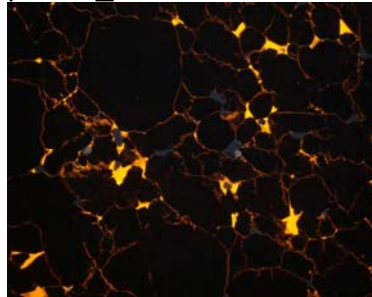
pozoA\_7272,88f5x002



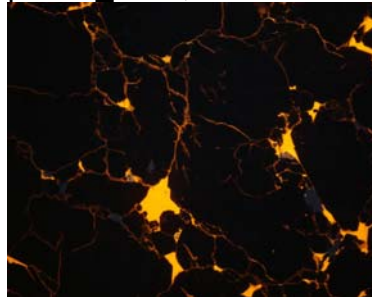
pozoA\_7272,88f5x003



pozoA\_7279,33f5x001

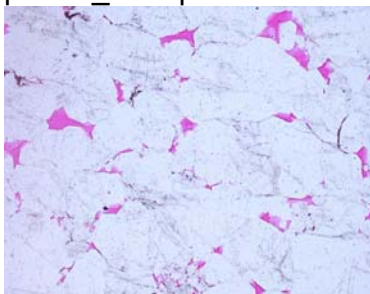


pozoA\_7279,33f5x003

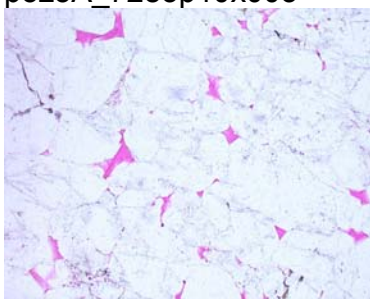


LUZ POLARIZADA

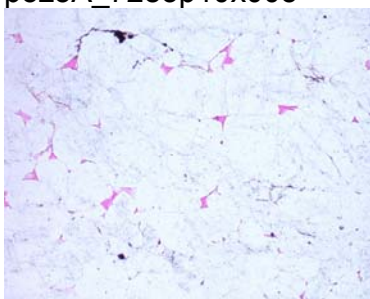
pozoA\_7283p10x002



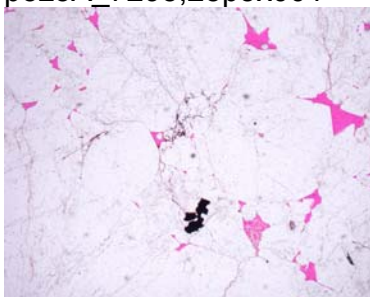
pozoA\_7283p10x003



pozoA\_7283p10x005

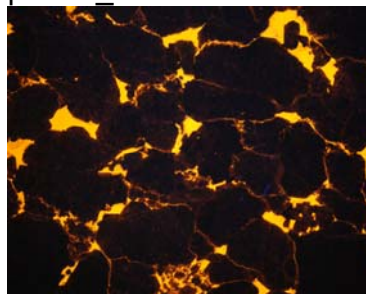


pozoA\_7295,25p5x001

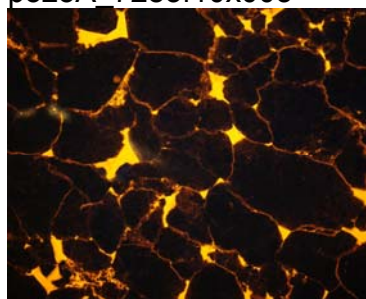


LUZ FLUORESCENTE

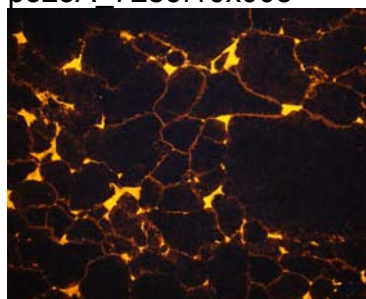
pozoA\_7283f10x002



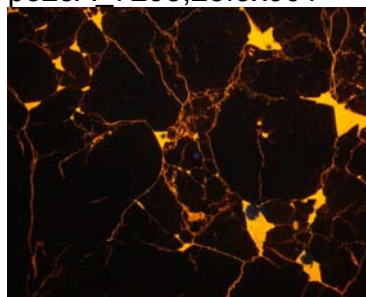
pozoA\_7283f10x003



pozoA\_7283f10x005

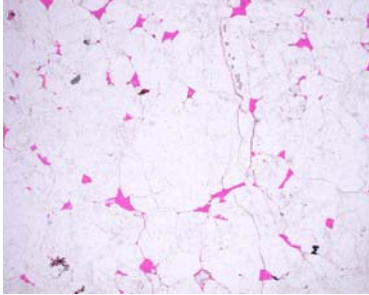


pozoA\_7295,25f5x001

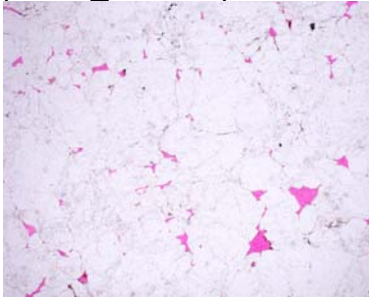


LUZ POLARIZADA

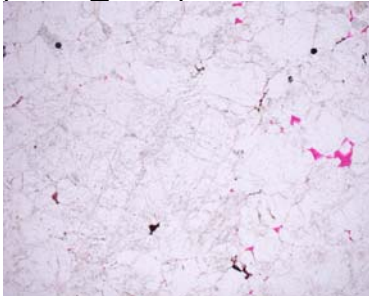
pozoA\_7295,25p5x002



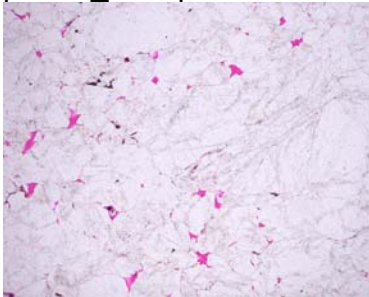
pozoA\_7295,25p5x004



pozoA\_7299p5x001

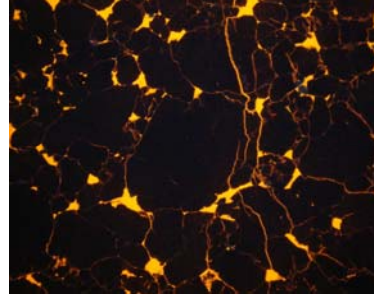


pozoA\_7299p5x002

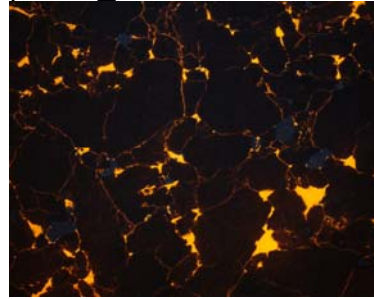


LUZ FLUORESCENTE

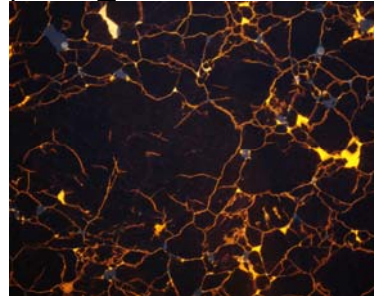
pozoA\_7295,25f5x002



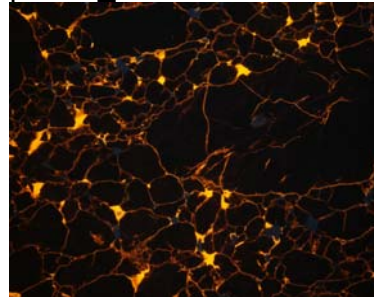
pozoA\_7295,25f5x004



pozoA\_7299f5x001

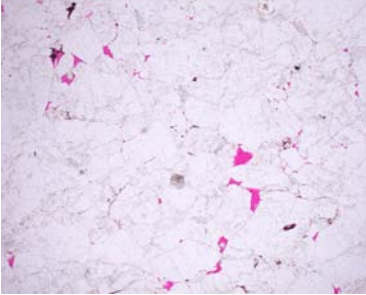


pozoA\_7299f5x002



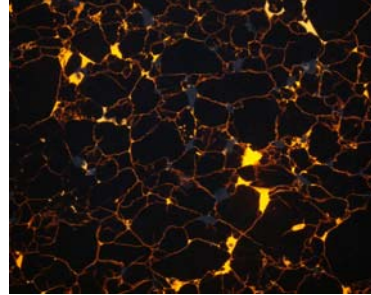
LUZ POLARIZADA

pozoA\_7299p5x005

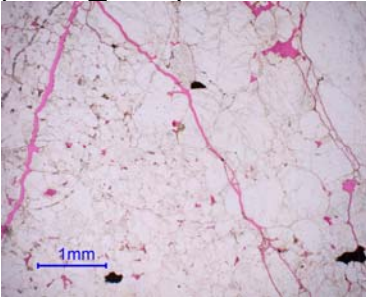


LUZ FLUORESCENTE

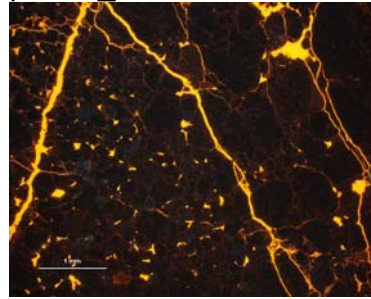
pozoA\_7299f5x005



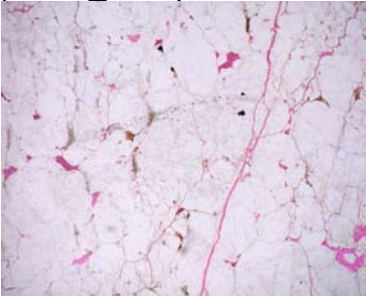
pozoA\_7360p2,5x001



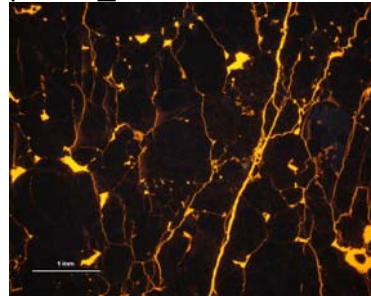
pozoA\_7360f2,5x001



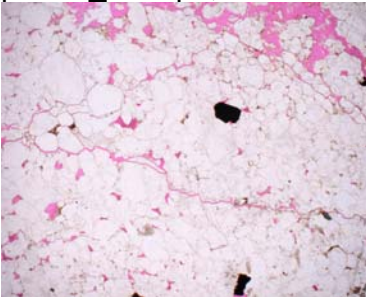
pozoA\_7360p2,5x003



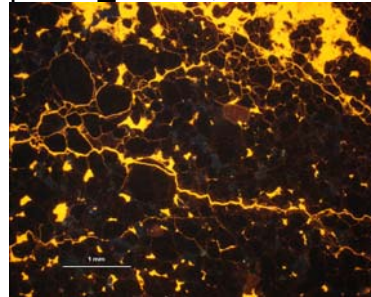
pozoA\_7360f2,5x003



pozoA\_7360p2,5x004

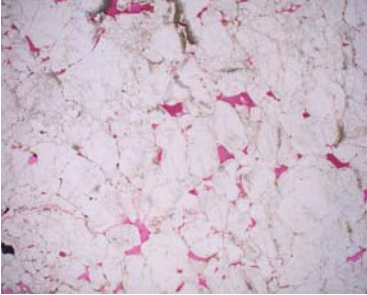


pozoA\_7360f2,5x004



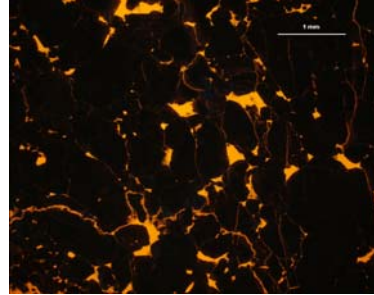
LUZ POLARIZADA

pozoA\_7360p2,5x006

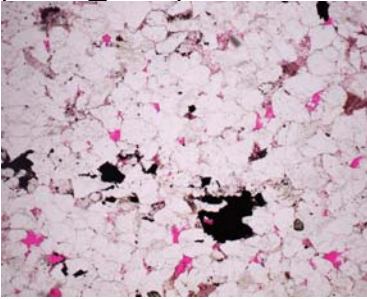


LUZ FLUORESCENTE

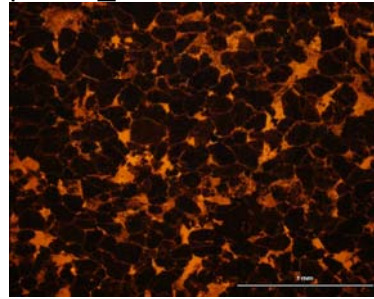
pozoA\_7360f2,5x006



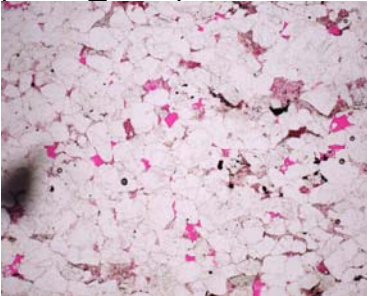
pozoA\_7452p5x001



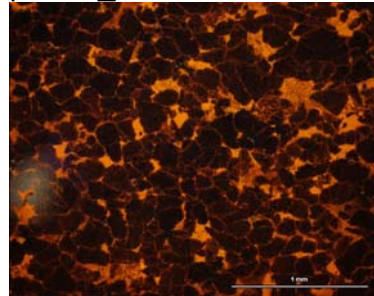
pozoA\_7452f5x001



pozoA\_7452p5x002



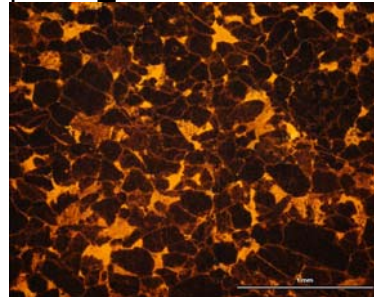
pozoA\_7452f5x002



pozoA\_7452p5x003

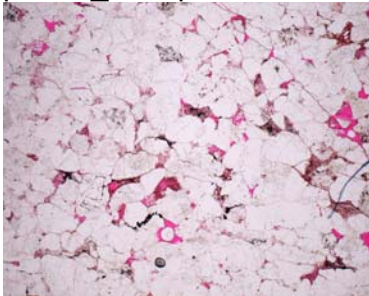


pozoA\_7452f5x003

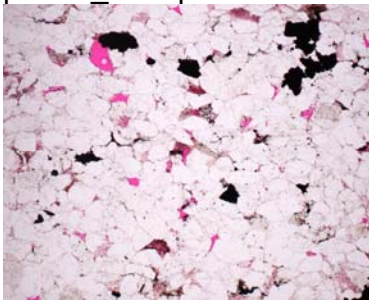


LUZ POLARIZADA

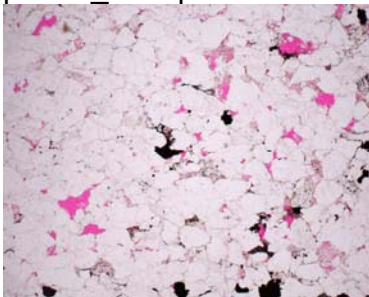
pozoA\_7452p5x004



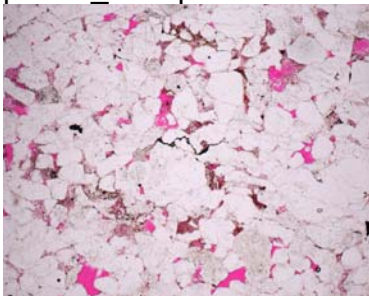
pozoA\_7452p5x005



pozoA\_7452p5x006

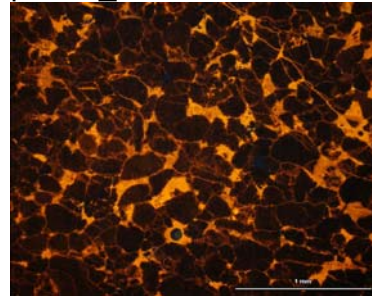


pozoA\_7452p5x007

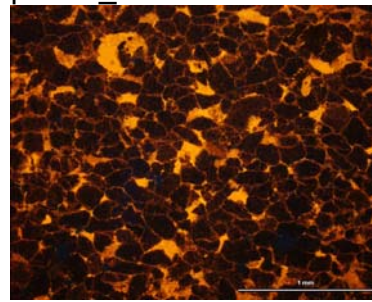


LUZ FLUORESCENTE

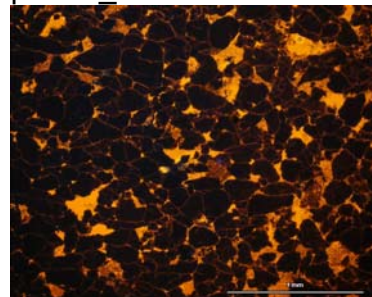
pozoA\_7452f5x004



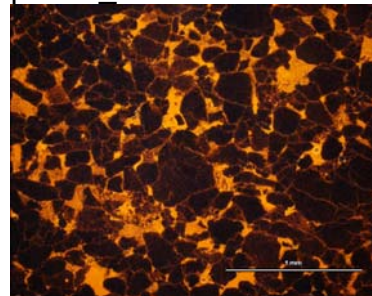
pozoA\_7452f5x005



pozoA\_7452f5x006

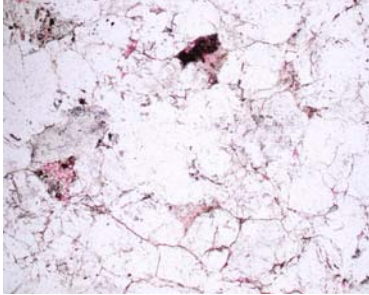


pozoA\_7452f5x007

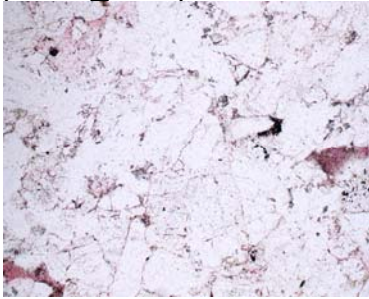


LUZ POLARIZADA

pozoA\_7470p10x001



pozoA\_7470p10x003



pozoA\_7470p10x004

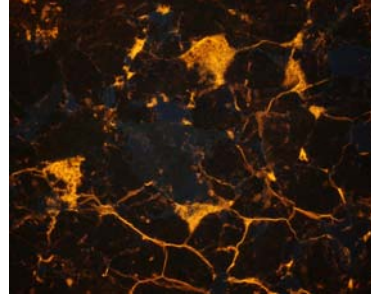


pozoA\_7490p5x001

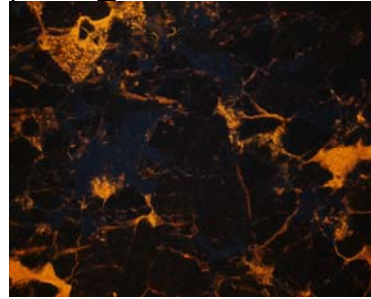


LUZ FLUORESCENTE

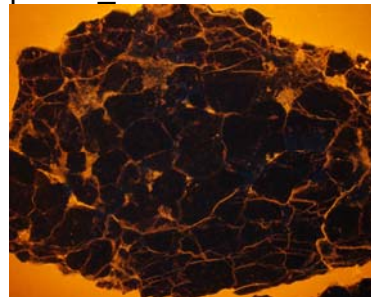
pozoA\_7470f10x001



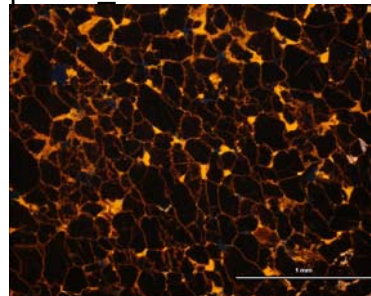
pozoA\_7470f10x003



pozoA\_7470f10x004

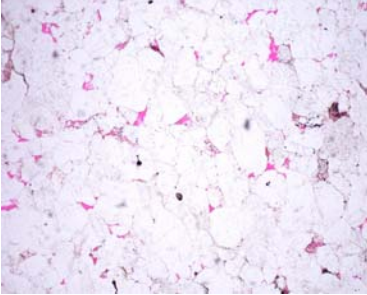


pozoA\_7490f5x001

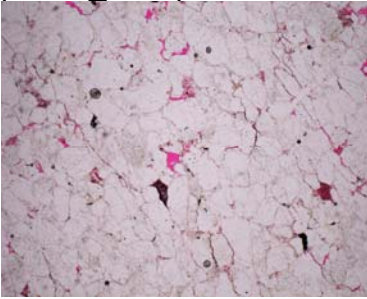


LUZ POLARIZADA

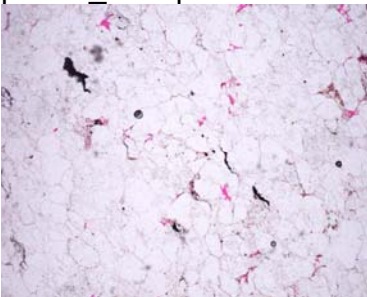
pozoA\_7490p5x002



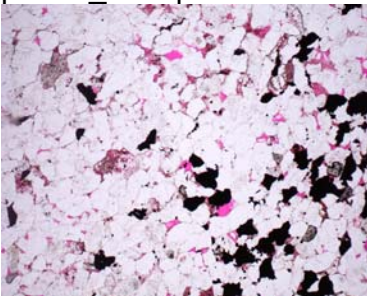
pozoA\_7490p5x004



pozoA\_7490p5x005

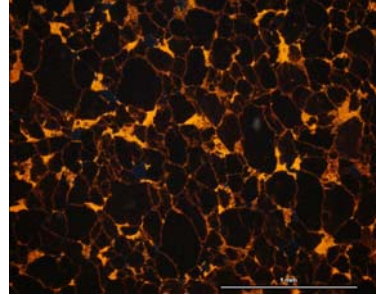


pozoA\_7583p5x001

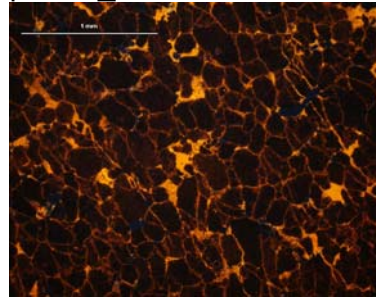


LUZ FLUORESCENTE

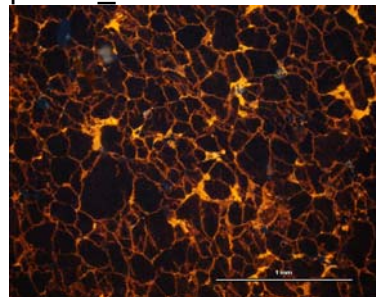
pozoA\_7490f5x002



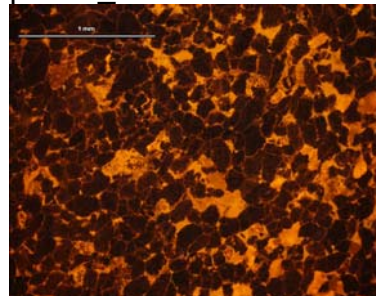
pozoA\_7490f5x004



pozoA\_7490f5x005



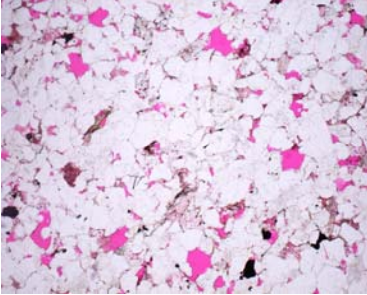
pozoA\_7583f5x001



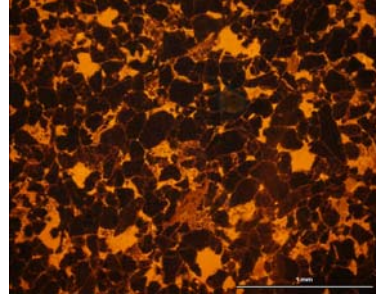
LUZ POLARIZADA

LUZ FLUORESCENTE

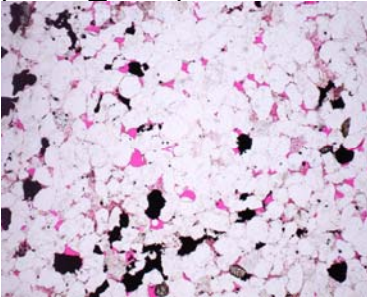
pozoA\_7583p5x002



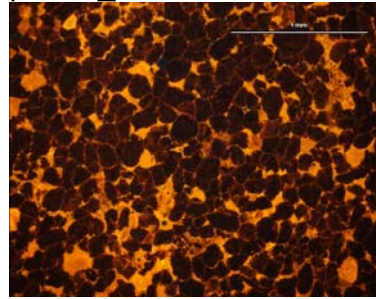
pozoA\_7583f5x002



pozoA\_7583p5x003



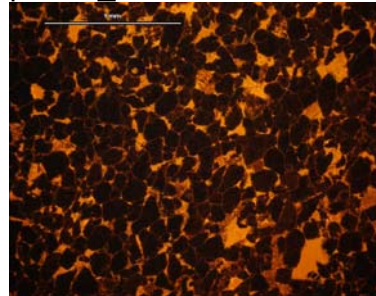
pozoA\_7583f5x003



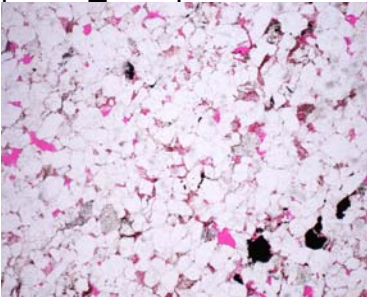
pozoA\_7583p5x004



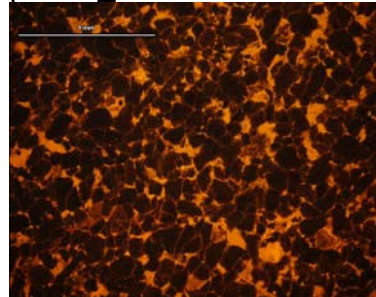
pozoA\_7583f5x004



pozoA\_7583p5x005

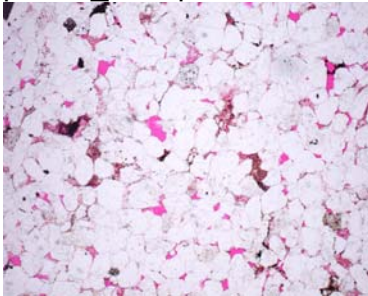


pozoA\_7583f5x005

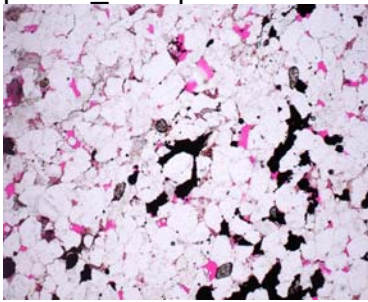


LUZ POLARIZADA

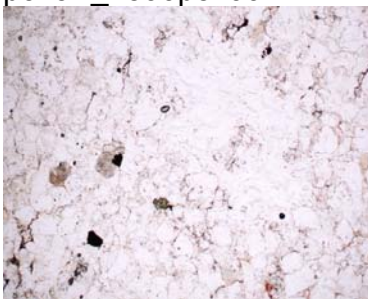
pozoA\_7583p5x006



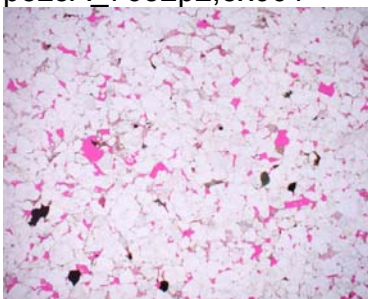
pozoA\_7583p5x007



pozoA\_7590p5x007

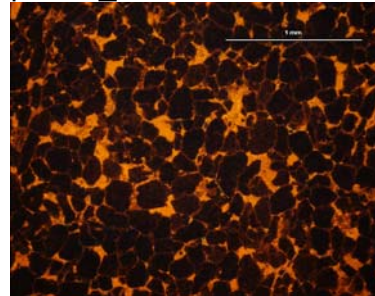


pozoA\_7632p2,5x001

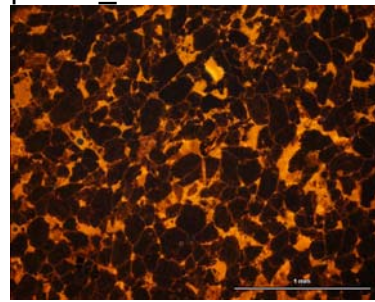


LUZ FLUORESCENTE

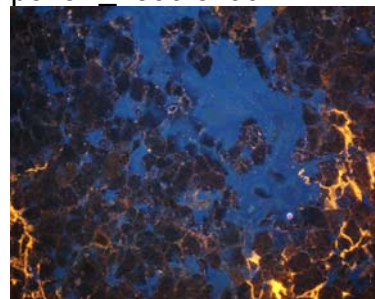
pozoA\_7583f5x006



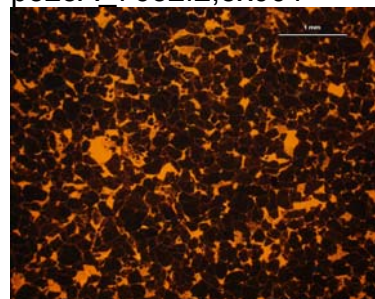
pozoA\_7583f5x007



pozoA\_7590f5x007

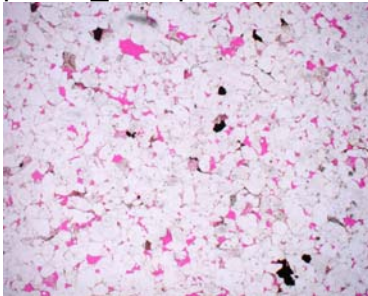


pozoA\_7632f2,5x001

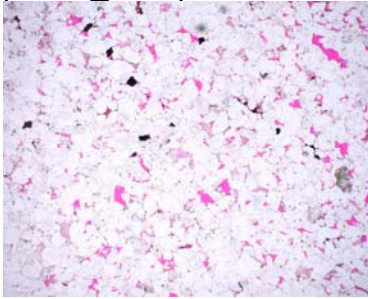


LUZ POLARIZADA

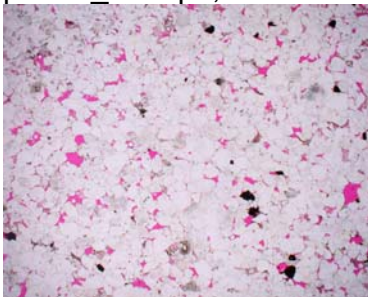
pozoA\_7632p2,5x002



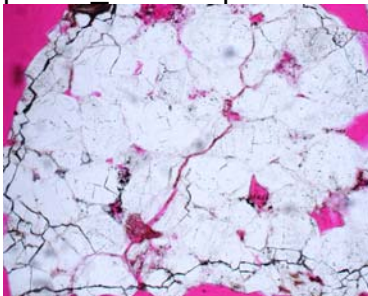
pozoA\_7632p2,5x003



pozoA\_7632p2,5x004

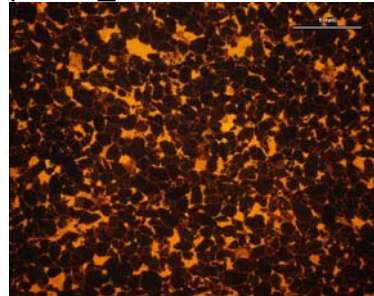


pozoA\_7760-70p10x006

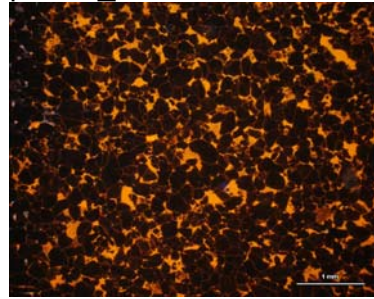


LUZ FLUORESCENTE

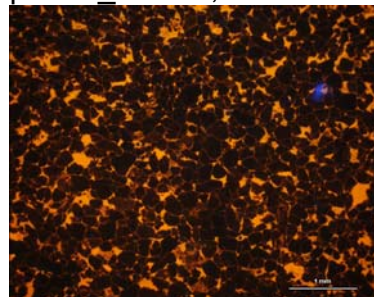
pozoA\_7632f2,5x002



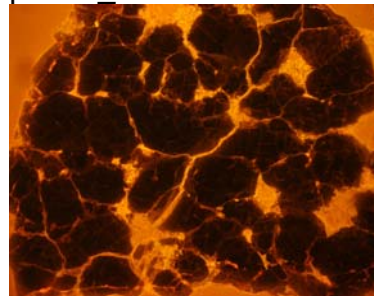
pozoA\_7632f2,5x003



pozoA\_7632f2,5x004

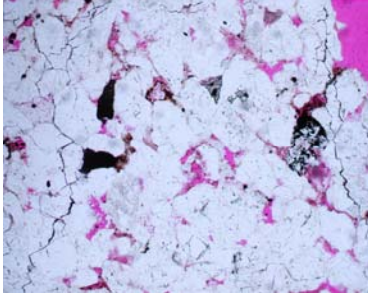


pozoA\_7760-70f10x006

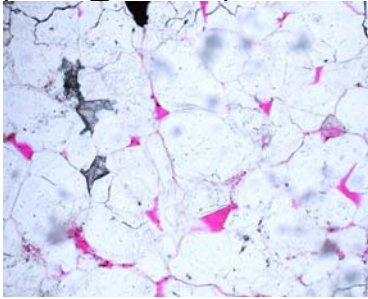


LUZ POLARIZADA

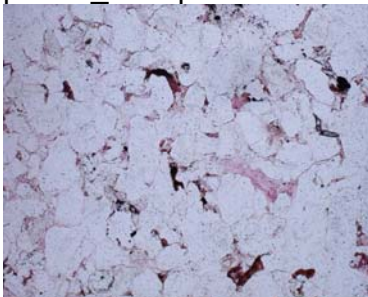
pozoA\_7760-70p10x007



pozoA\_7760-70p10x010



pozoA\_7798p10x002

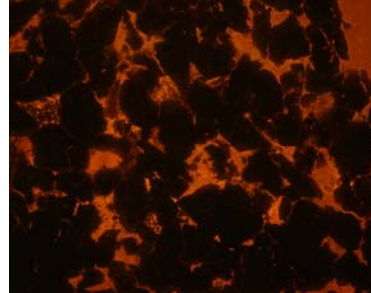


pozoA\_7798p10x003

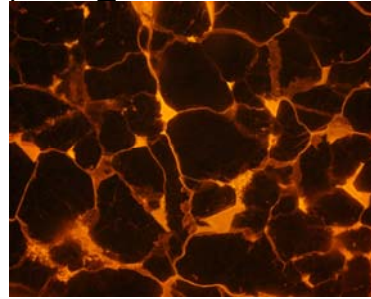


LUZ FLUORESCENTE

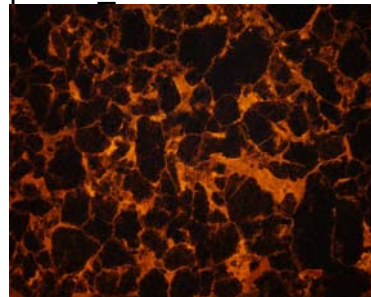
pozoA\_7760-70f10x007



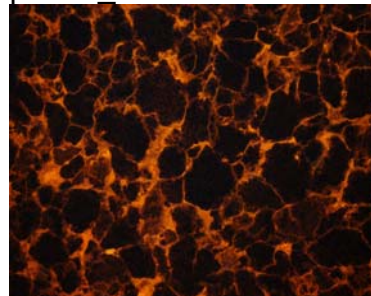
pozoA\_7760-70f10x010



pozoA\_7798f10x002



pozoA\_7798f10x003

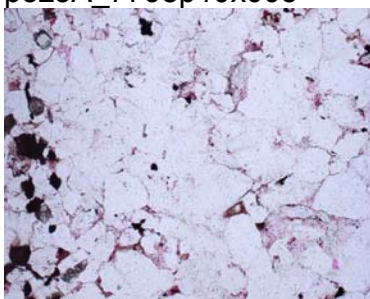


LUZ POLARIZADA

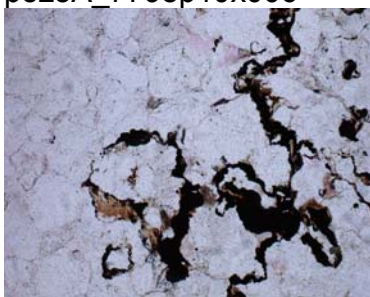
pozoA\_7798p10x004



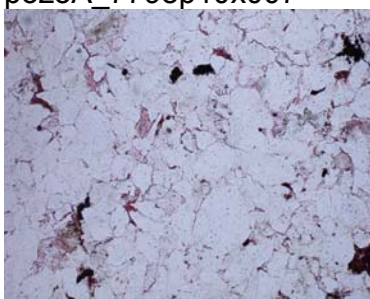
pozoA\_7798p10x005



pozoA\_7798p10x006

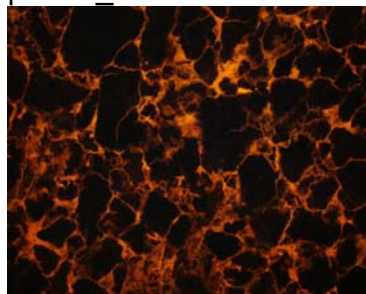


pozoA\_7798p10x007

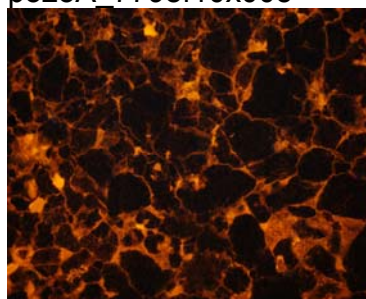


LUZ FLUORESCENTE

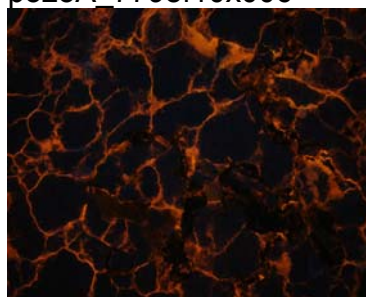
pozoA\_7798f10x004



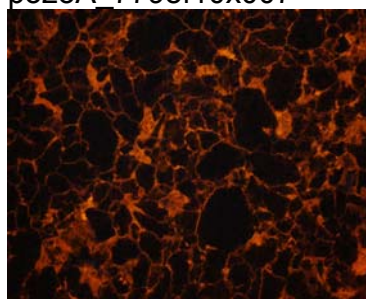
pozoA\_7798f10x005



pozoA\_7798f10x006



pozoA\_7798f10x007



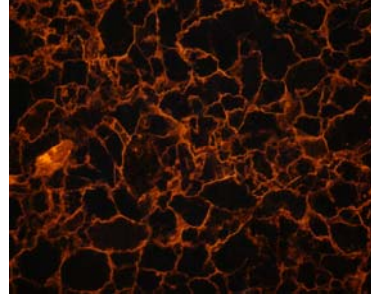
LUZ POLARIZADA

pozoA\_7798p10x008

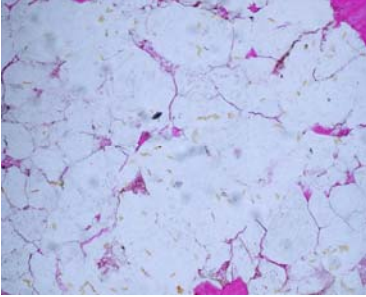


LUZ FLUORESCENTE

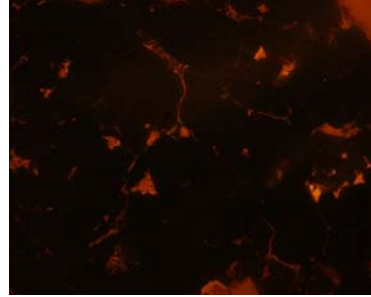
pozoA\_7798f10x008



pozoA\_7820-7830p10x002



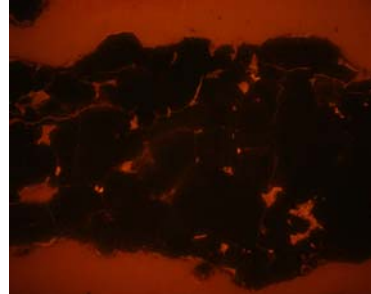
pozoA\_7820-7830f10x002



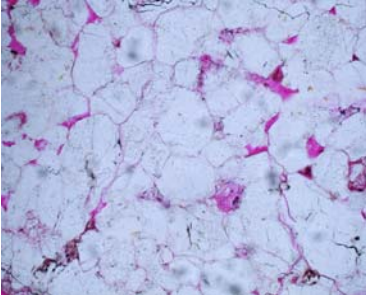
pozoA\_7820-7830p10x005



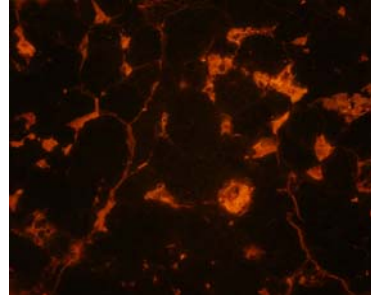
pozoA\_7820-7830f10x005



pozoA\_7820-7830p10x012

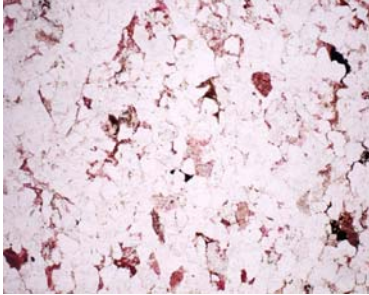


pozoA\_7820-7830f10x012

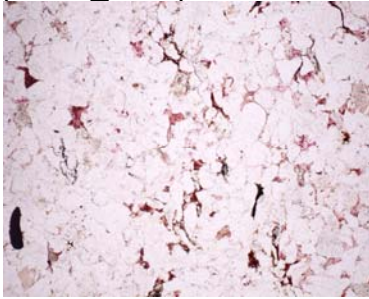


LUZ POLARIZADA

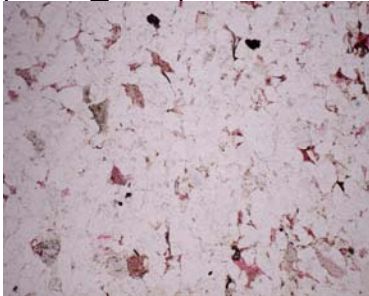
pozoA\_7844p5x004



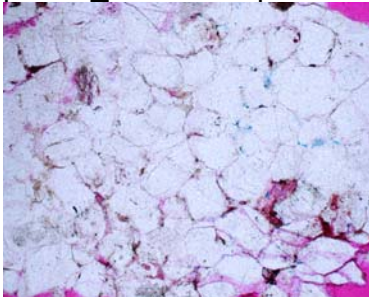
pozoA\_7844p5x005



pozoA\_7844p5x006

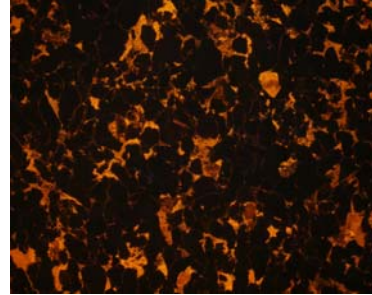


pozoA\_7880-7890p10x004

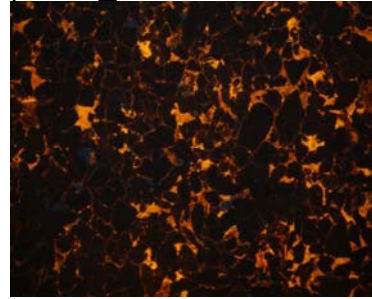


LUZ FLUORESCENTE

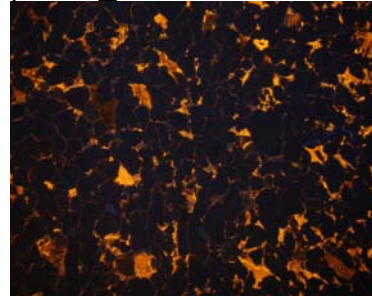
pozoA\_7844f5x004



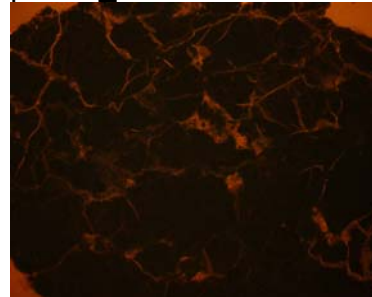
pozoA\_7844f5x005



pozoA\_7844f5x006

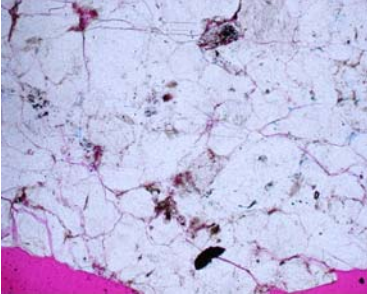


pozoA\_7880-7890f10x004

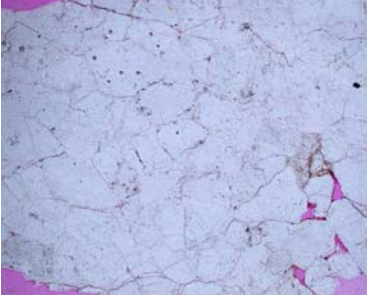


LUZ POLARIZADA

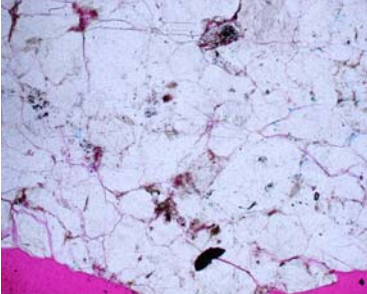
pozoA\_7880-7890p10x005



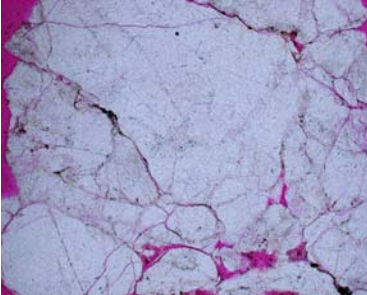
pozoA\_7880-7890p10x007



pozoA\_7890-7900p10x005

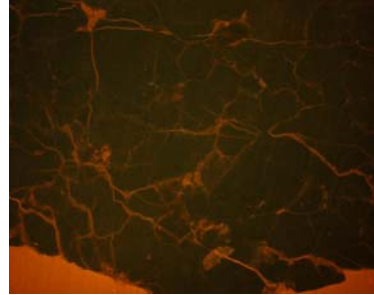


pozoA\_7890-7900p10x009

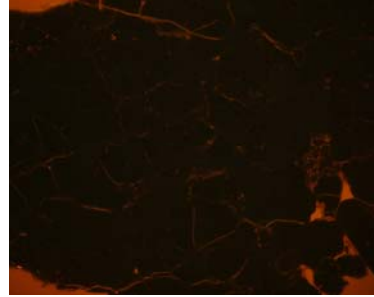


LUZ FLUORESCENTE

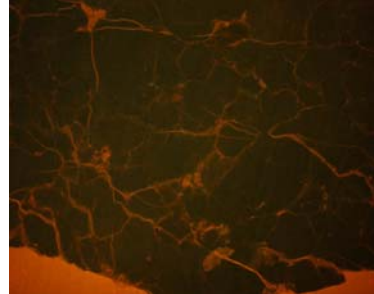
pozoA\_7880-7890f10x005



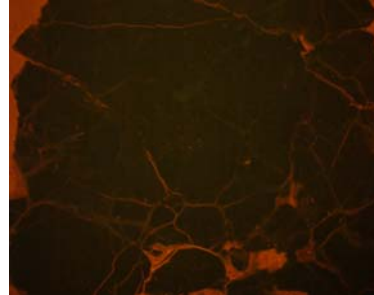
pozoA\_7880-7890p10x007



pozoA\_7890-7900f10x005

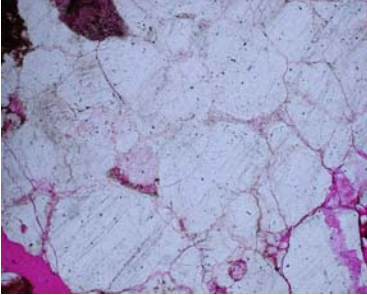


pozoA\_7890-7900f10x009

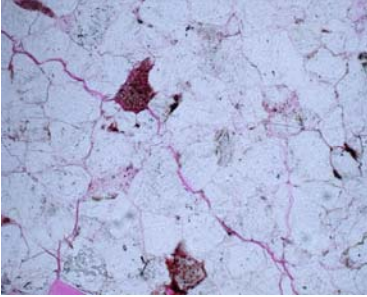


LUZ POLARIZADA

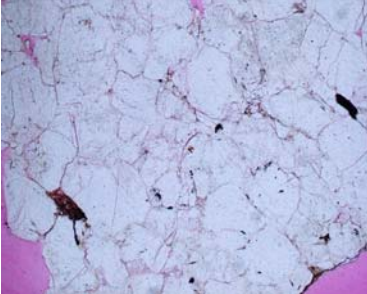
pozoA\_7890-7900p10x010



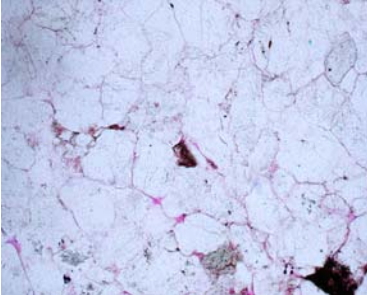
pozoA\_7900-7910p10x001



pozoA\_7900-7910p10x010

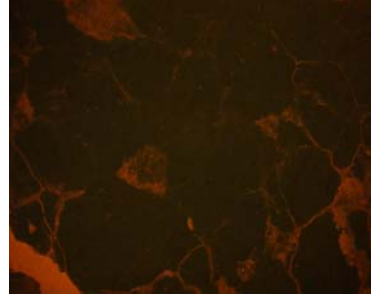


pozoA\_7900-7910p10x017

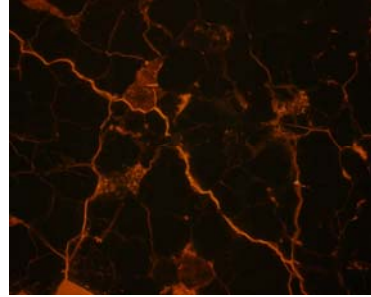


LUZ FLUORESCENTE

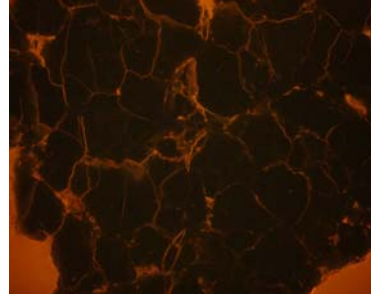
pozoA\_7890-7900f10x010



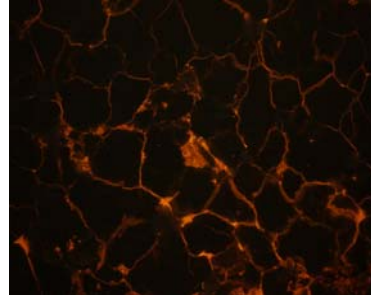
pozoA\_7900-7910f10x001



pozoA\_7900-7910f10x010

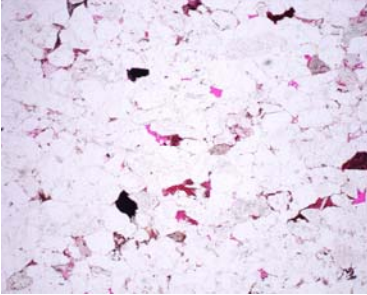


pozoA\_7900-7910f10x017

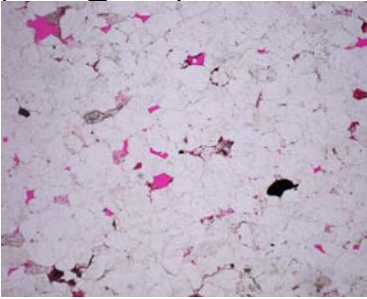


LUZ POLARIZADA

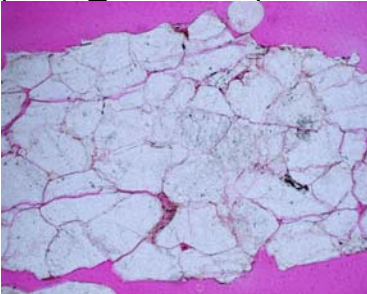
pozoA\_7918p5x001



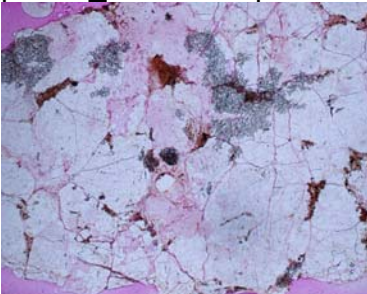
pozoA\_7918p5x004



pozoA\_7930-7940p10x003

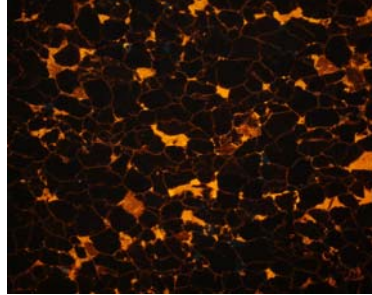


pozoA\_7930-7940p10x005

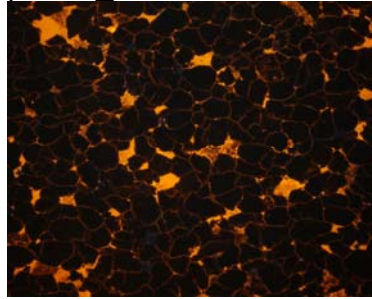


LUZ FLUORESCENTE

pozoA\_7918f5x001



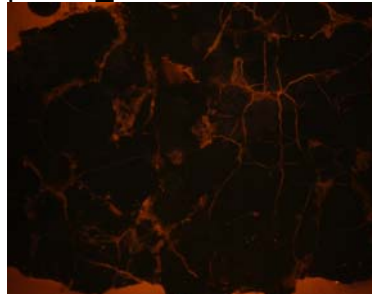
pozoA\_7918f5x004



pozoA\_7930-7940f10x003

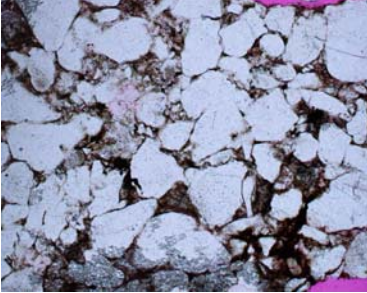


pozoA\_7930-7940f10x005

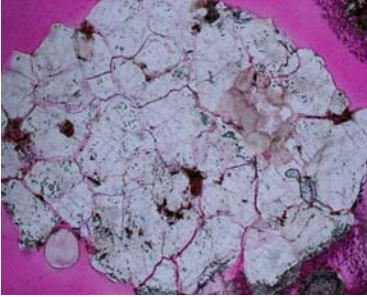


LUZ POLARIZADA

pozoA\_7940-7950p10x002



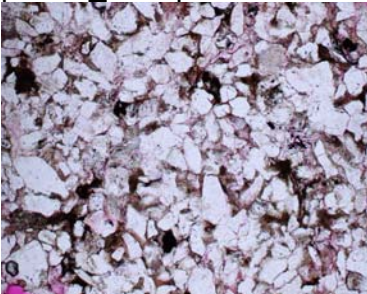
pozoA\_7940-7950p10x006



pozoA\_7940-7950p10x007

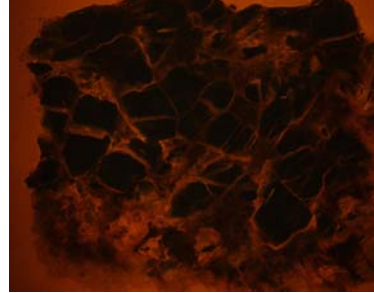


pozoA\_7966p10x001

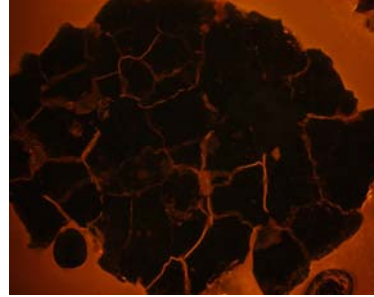


LUZ FLUORESCENTE

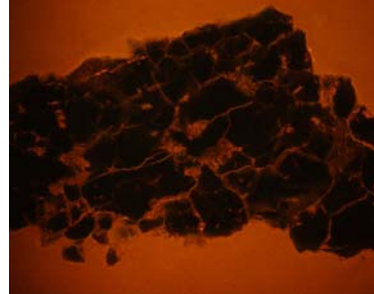
pozoA\_7940-7950f10x002



pozoA\_7940-7950f10x006



pozoA\_7940-7950f10x007

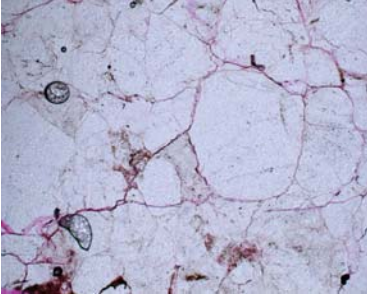


pozoA\_7966f10x001

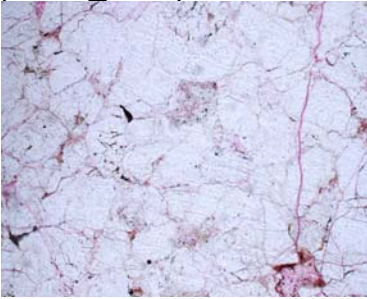


LUZ POLARIZADA

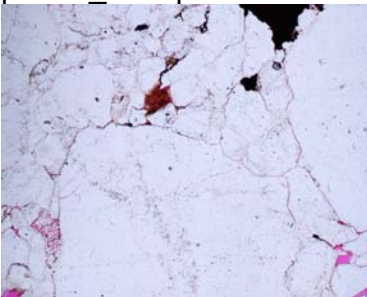
pozoA\_7966p10x002



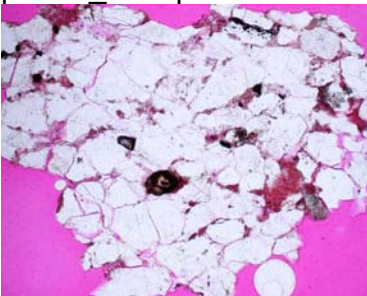
pozoA\_7966p10x004



pozoA\_7980p10x004

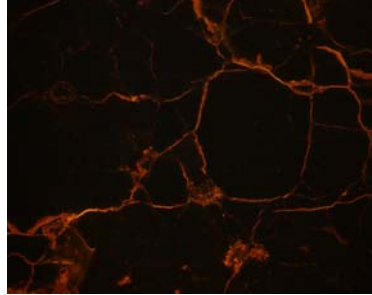


pozoA\_7980p10x012

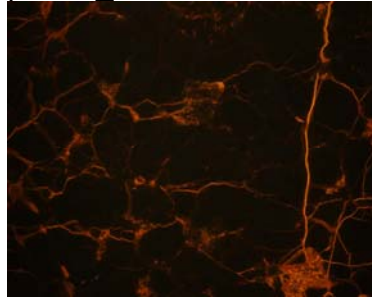


LUZ FLUORESCENTE

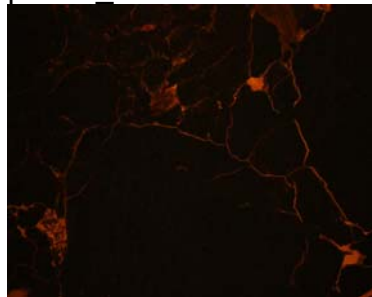
pozoA\_7966f10x002



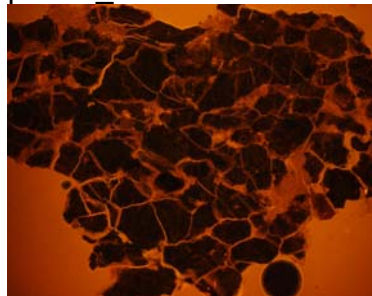
pozoA\_7966f10x004



pozoA\_7980f10x004

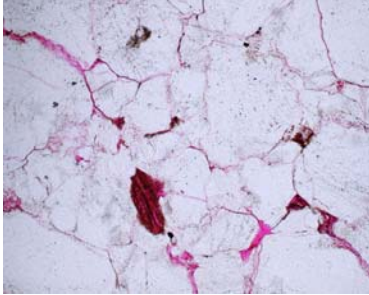


pozoA\_7980f10x012

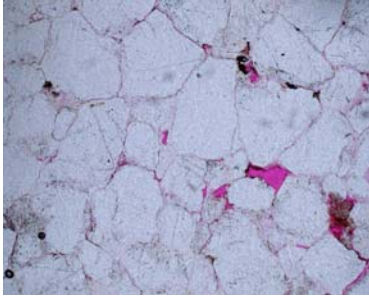


LUZ POLARIZADA

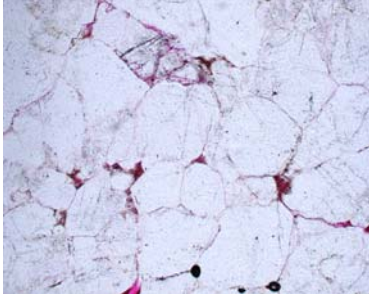
pozoA\_7980p10x013



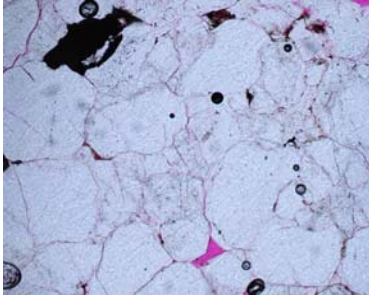
pozoA\_8000-8005p10x001



pozoA\_8000-8005p10x007

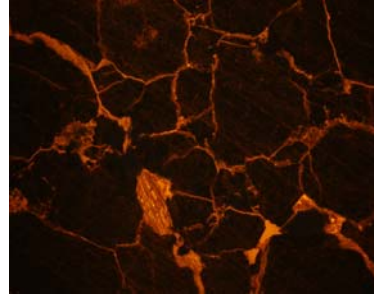


pozoA\_8000-8005p10x010

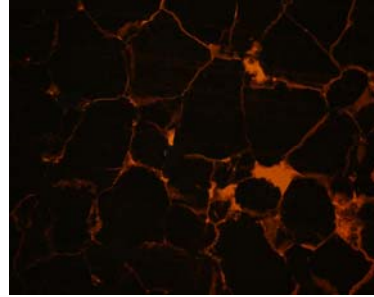


LUZ FLUORESCENTE

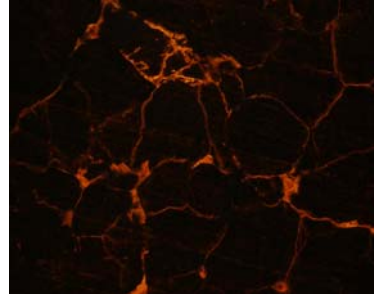
pozoA\_7980f10x013



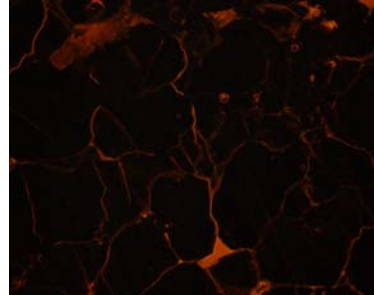
pozoA\_8000-8005f10x001



pozoA\_8000-8005f10x007

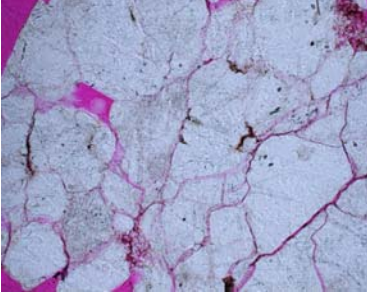


pozoA\_8000-8005f10x010

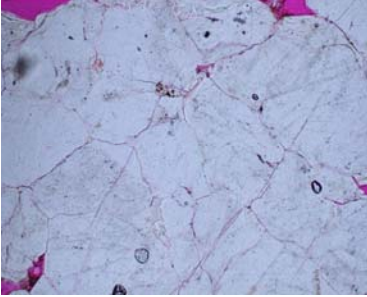


LUZ POLARIZADA

pozoA\_8020-8030p10x004



pozoA\_8020-8030p10x005



pozoA\_8027p5x001

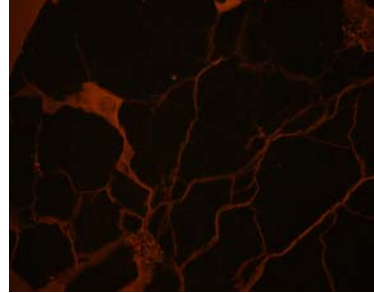


pozoA\_8027p5x005

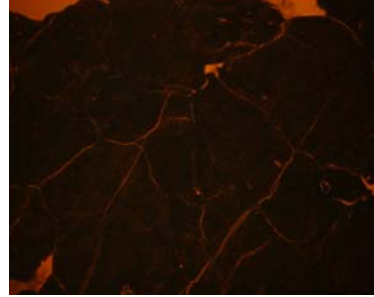


LUZ FLUORESCENTE

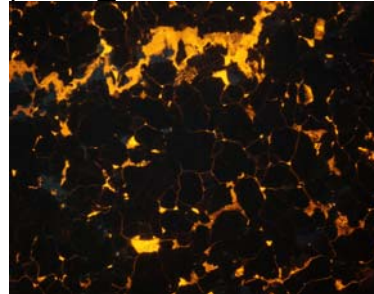
pozoA\_8020-8030f10x004



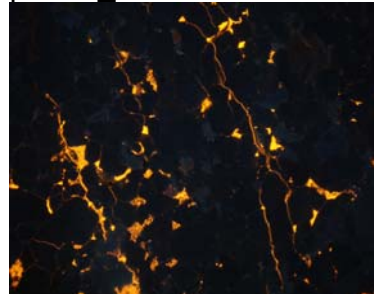
pozoA\_8020-8030f10x005



pozoA\_8027f5x001

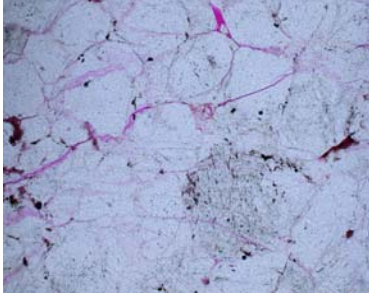


pozoA\_8027f5x005

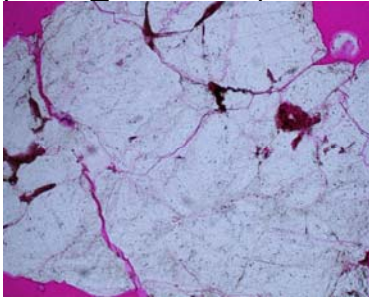


LUZ POLARIZADA

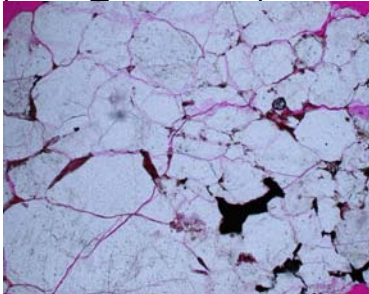
pozoA\_8040-8050p10x003



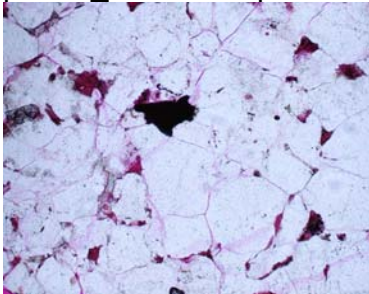
pozoA\_8040-8050p10x005



pozoA\_8040-8050p10x006

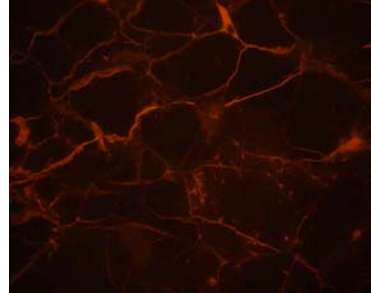


pozoA\_8060-8070p10x005

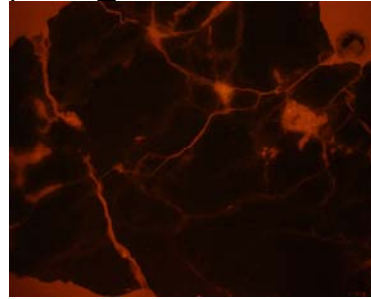


LUZ FLUORESCENTE

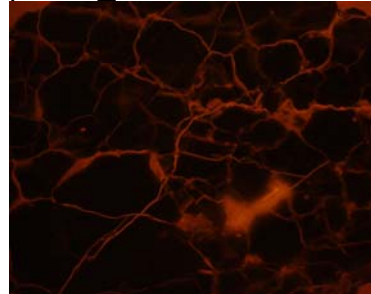
pozoA\_8040-8050f10x003



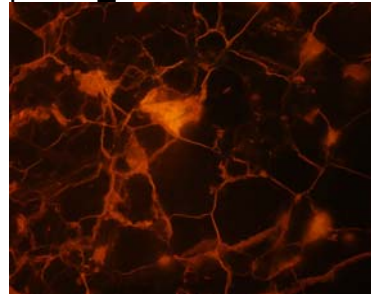
pozoA\_8040-8050f10x005



pozoA\_8040-8050f10x006

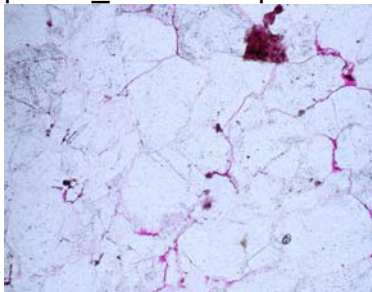


pozoA\_8060-8070f10x005

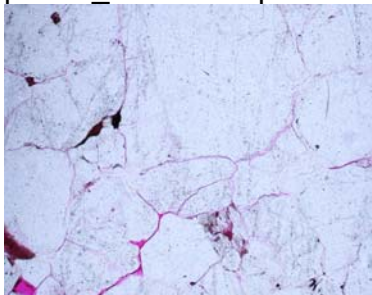


LUZ POLARIZADA

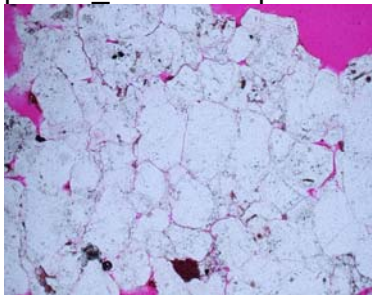
pozoA\_8060-8070p10x006



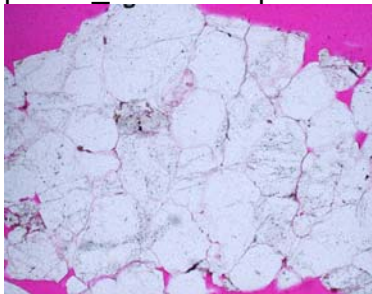
pozoA\_8060-8070p10x007



pozoA\_8070-8080p10x001

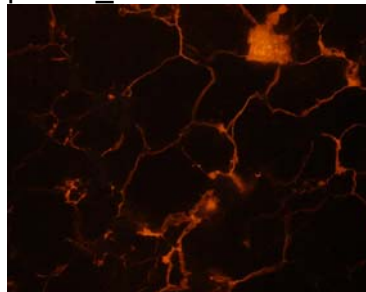


pozoA\_8070-8080p10x004

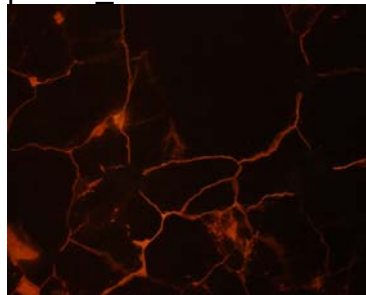


LUZ FLUORESCENTE

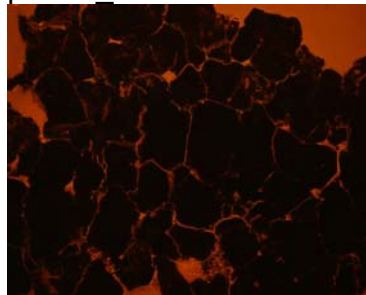
pozoA\_8060-8070f10x006



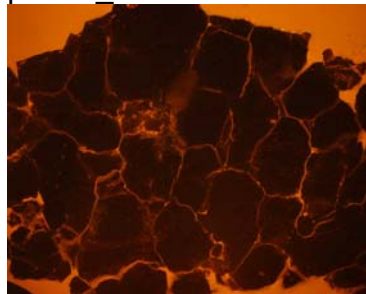
pozoA\_8060-8070f10x007



pozoA\_8070-8080f10x001

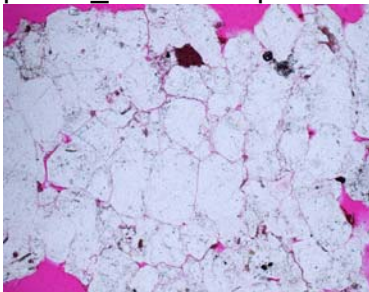


pozoA\_8070-8080f10x004

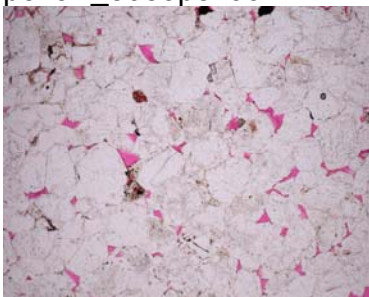


LUZ POLARIZADA

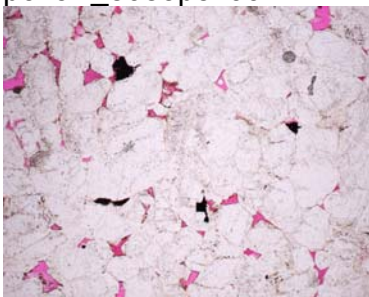
pozoA\_8070-8080p10x005



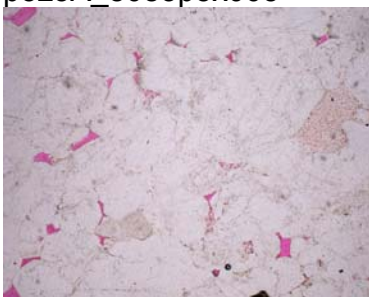
pozoA\_8083p5x001



pozoA\_8083p5x002

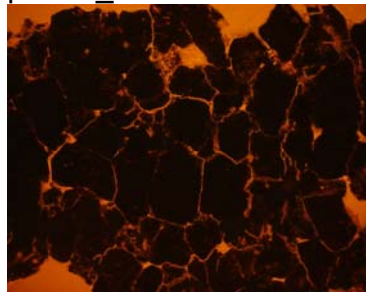


pozoA\_8083p5x005

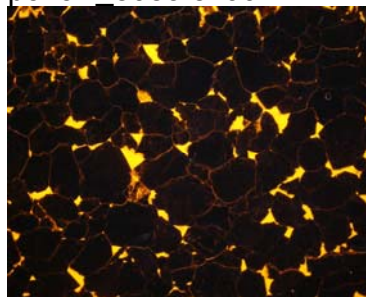


LUZ FLUORESCENTE

pozoA\_8070-8080f10x005



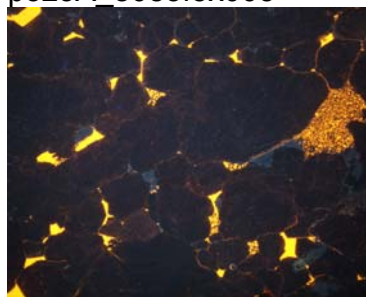
pozoA\_8083f5x001



pozoA\_8083f5x002

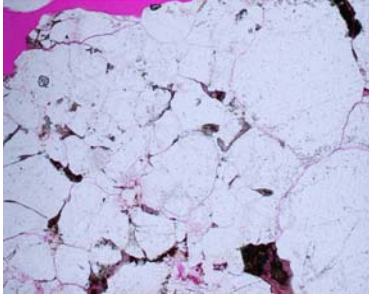


pozoA\_8083f5x005



LUZ POLARIZADA

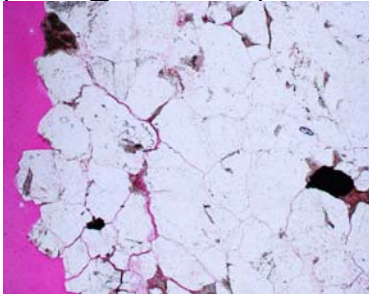
pozoA\_8090-8100p10x001



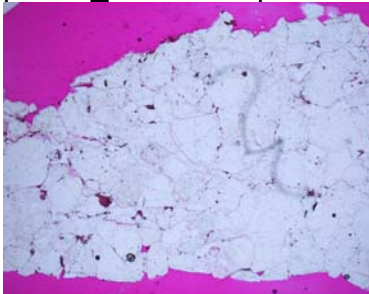
pozoA\_8090-8100p10x002



pozoA\_8090-8100p10x008

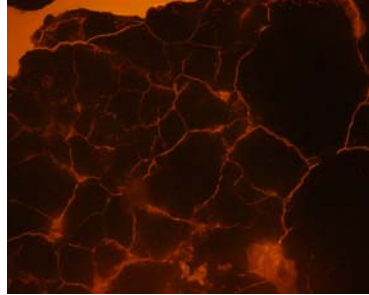


pozoA\_8100-8110p10x003

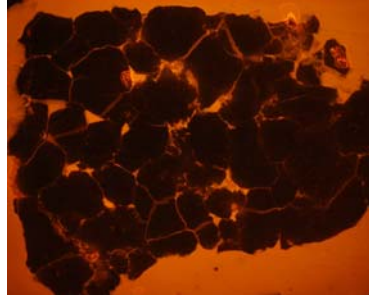


LUZ FLUORESCENTE

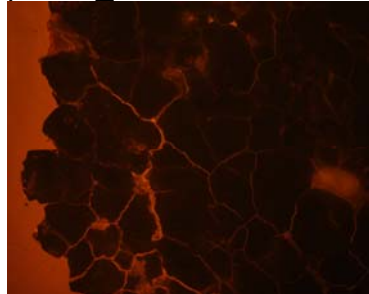
pozoA\_8090-8100f10x001



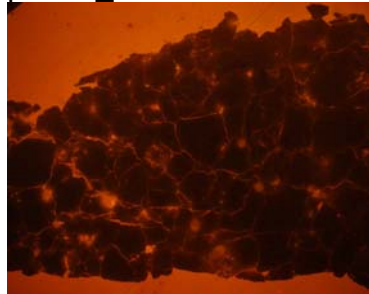
pozoA\_8090-8100f10x002



pozoA\_8090-8100f10x008

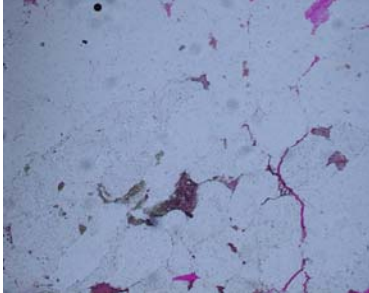


pozoA\_8100-8110f10x003

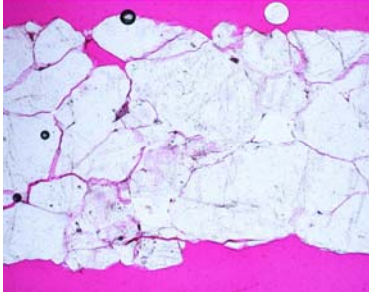


LUZ POLARIZADA

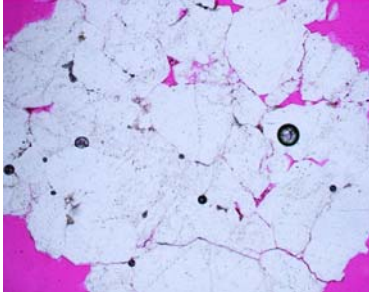
pozoA\_8100-8110p10x005



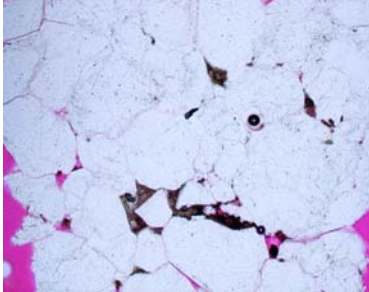
pozoA\_8100-8110p10x010



pozoA\_8120-8130p10x001

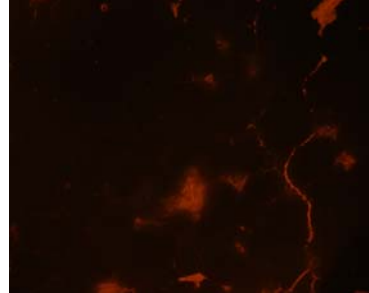


pozoA\_8120-8130p10x002



LUZ FLUORESCENTE

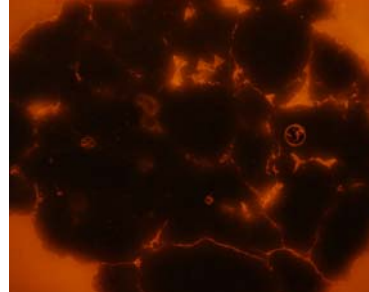
pozoA\_8100-8110f10x005



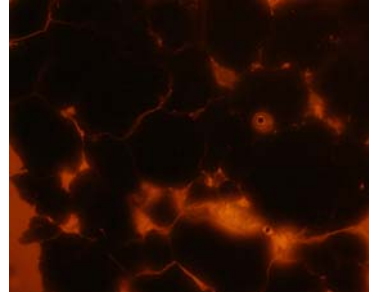
pozoA\_8100-8110f10x010



pozoA\_8120-8130f10x001

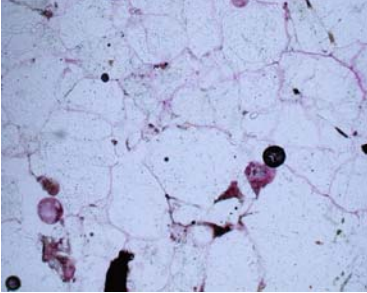


pozoA\_8120-8130f10x002

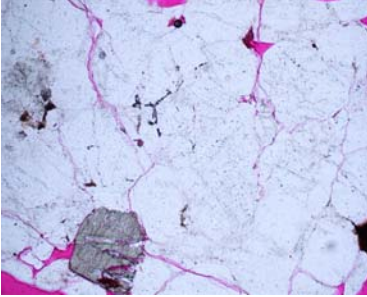


LUZ POLARIZADA

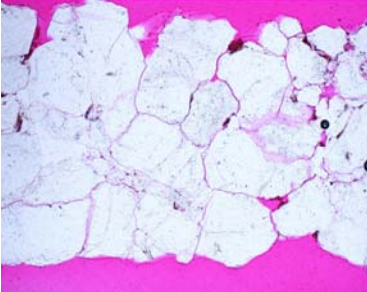
pozoA\_8120-8130p10x004



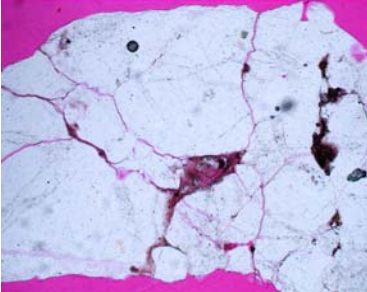
pozoA\_8130-8150p10x002



pozoA\_8130-8150p10x003

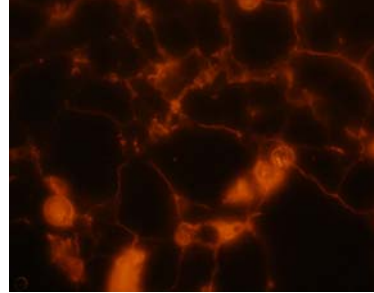


pozoA\_8130-8150p10x004

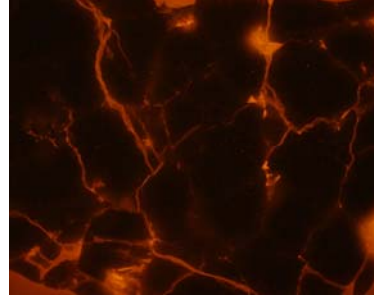


LUZ FLUORESCENTE

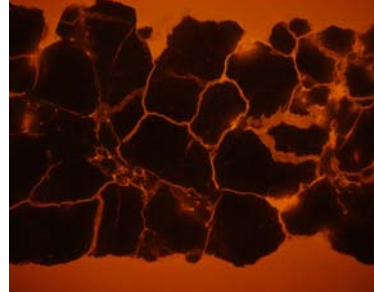
pozoA\_8120-8130f10x004



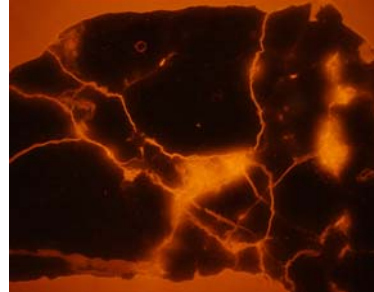
pozoA\_8130-8150f10x002



pozoA\_8130-8150f10x003



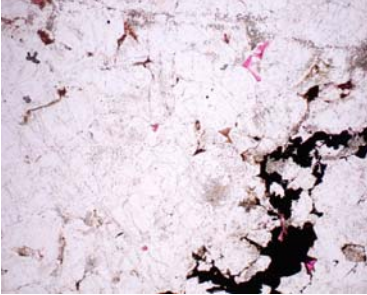
pozoA\_8130-8150f10x004



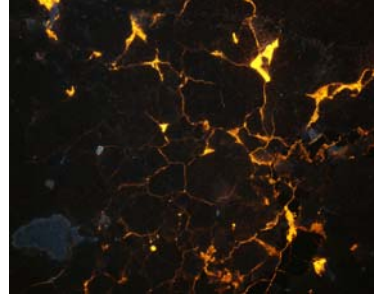
LUZ POLARIZADA

LUZ FLUORESCENTE

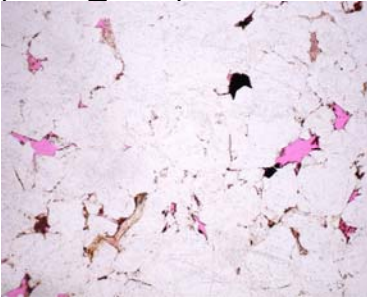
pozoA\_8162p5x002



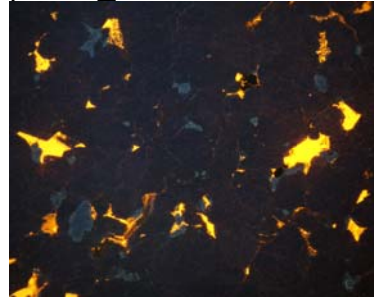
pozoA\_8162f5x002



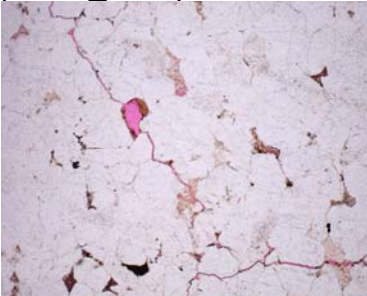
pozoA\_8162p5x003



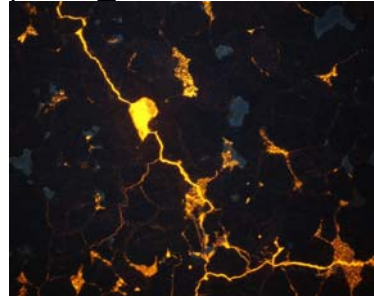
pozoA\_8162f5x003



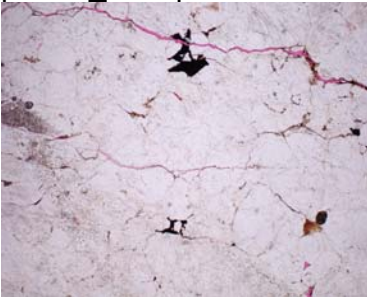
pozoA\_8162p5x004



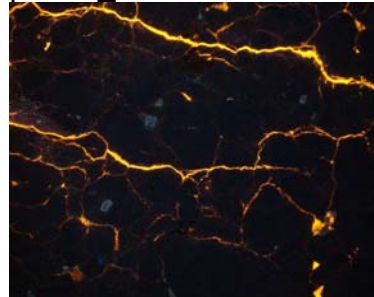
pozoA\_8162f5x004



pozoA\_8162p5x007

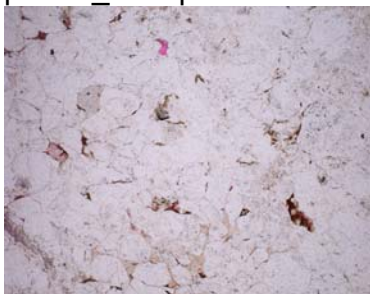


pozoA\_8162f5x007

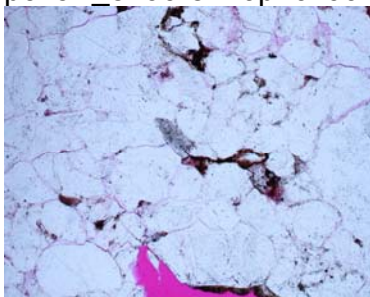


LUZ POLARIZADA

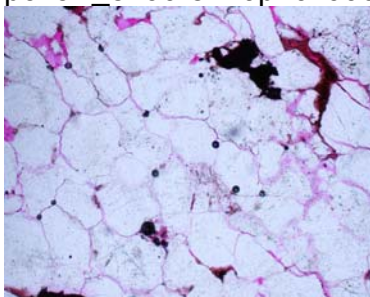
pozoA\_8162p5x008



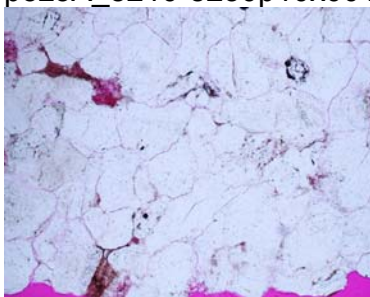
pozoA\_8190-8210p10x001



pozoA\_8190-8210p10x006

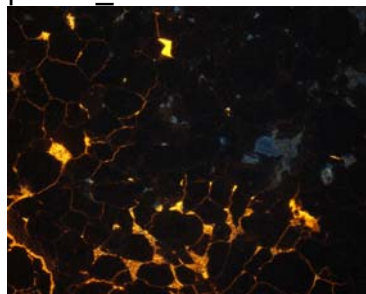


pozoA\_8210-8230p10x001

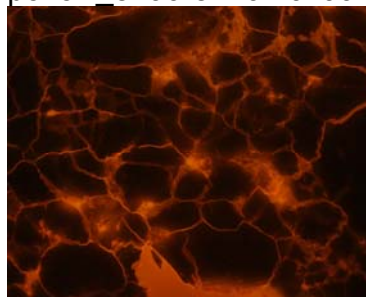


LUZ FLUORESCENTE

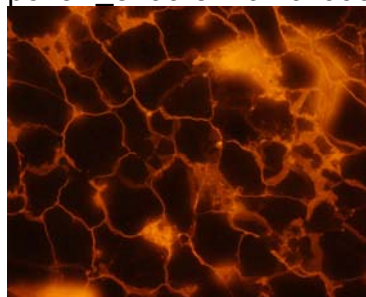
pozoA\_8162f5x008



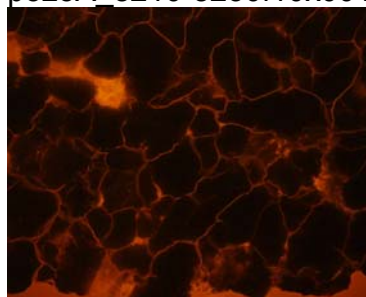
pozoA\_8190-8210f10x001



pozoA\_8190-8210f10x006

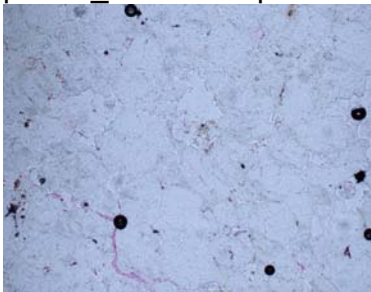


pozoA\_8210-8230f10x001

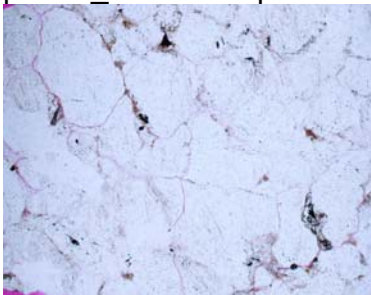


LUZ POLARIZADA

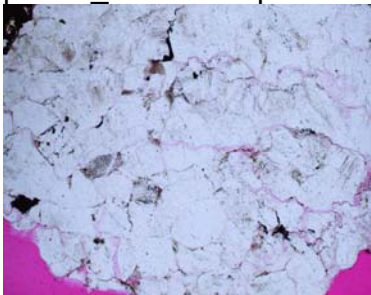
pozoA\_8210-8230p10x002



pozoA\_8210-8230p10x004



pozoA\_8230-8250p10x003

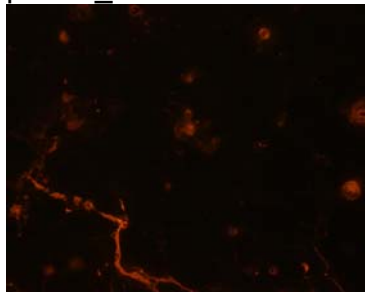


pozoA\_8230-8250p10x007

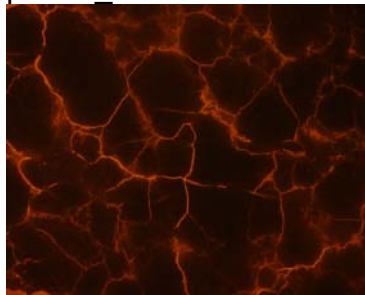


LUZ FLUORESCENTE

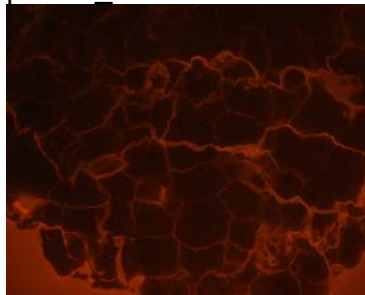
pozoA\_8210-8230f10x002



pozoA\_8210-8230f10x004



pozoA\_8230-8250f10x003

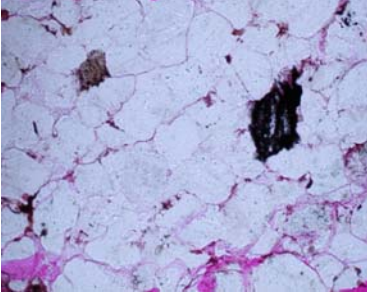


pozoA\_8230-8250f10x007



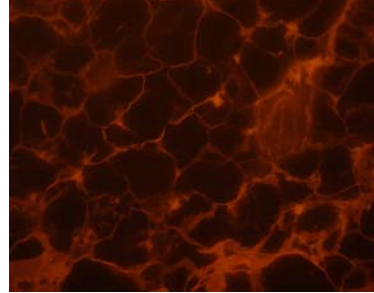
LUZ POLARIZADA

pozoA\_8230-8250p10x012



LUZ FLUORESCENTE

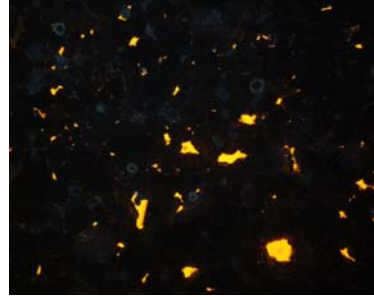
pozoA\_8230-8250p10x012



pozoA\_8269p5x001



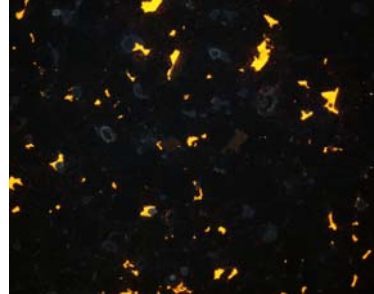
pozoA\_8269f5x001



pozoA\_8269p5x003



pozoA\_8269f5x003



pozoA\_8269p5x005

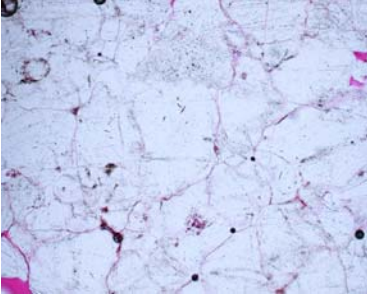


pozoA\_8269f5x005

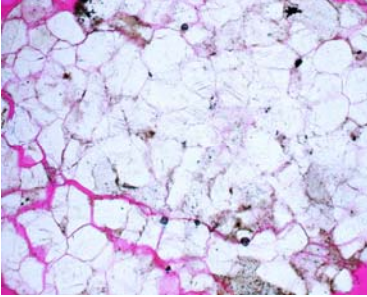


LUZ POLARIZADA

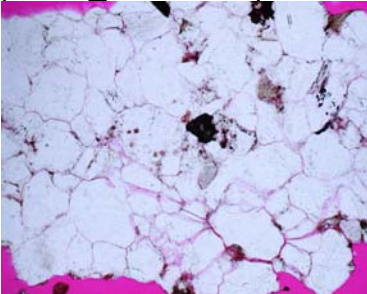
pozoA\_8320-8330p10x011



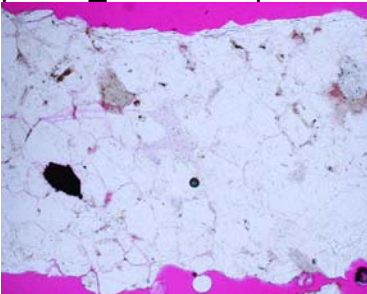
pozoA\_8340-8350p10x008



pozoA\_8340-8350p10x010

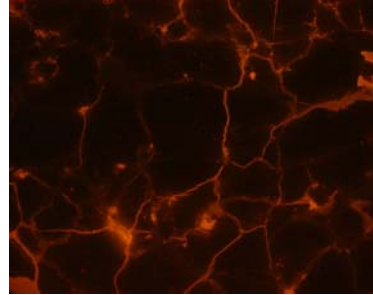


pozoA\_8340-8350p10x011

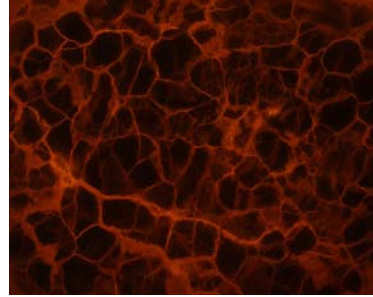


LUZ FLUORESCENTE

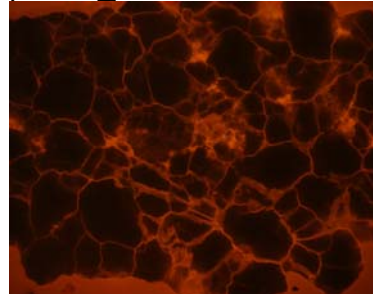
pozoA\_8320-8330f10x011



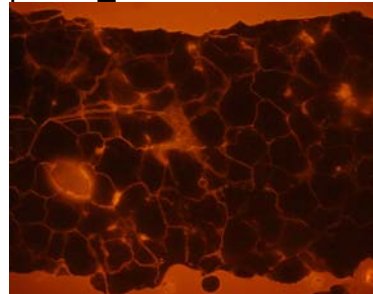
pozoA\_8340-8350f10x008



pozoA\_8340-8350f10x010

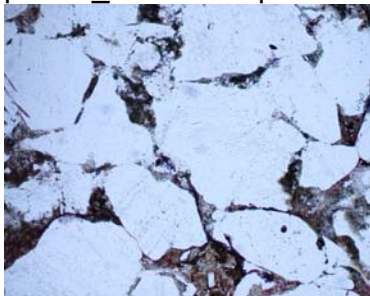


pozoA\_8340-8350f10x011

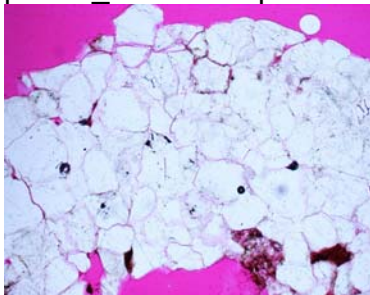


LUZ POLARIZADA

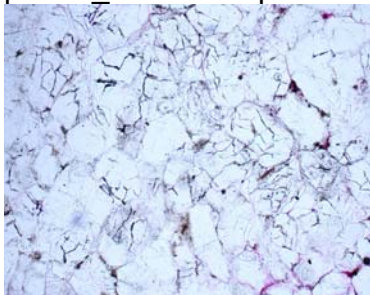
pozoA\_8380-8400p10x001



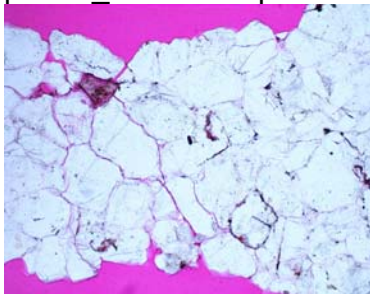
pozoA\_8380-8400p10x002



pozoA\_8380-8400p10x005

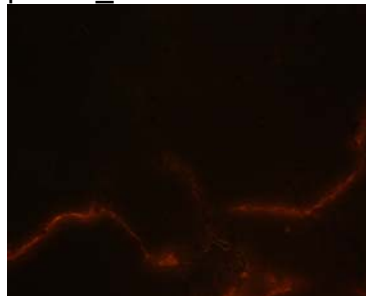


pozoA\_8380-8400p10x011

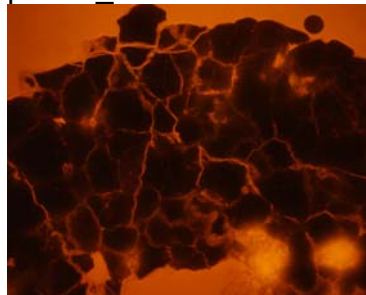


LUZ FLUORESCENTE

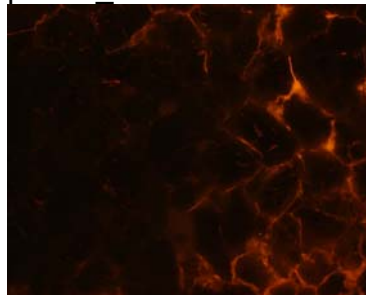
pozoA\_8380-8400f10x001



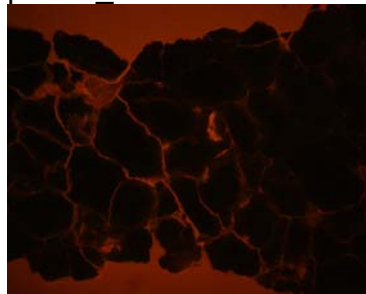
pozoA\_8380-8400f10x002



pozoA\_8380-8400f10x005

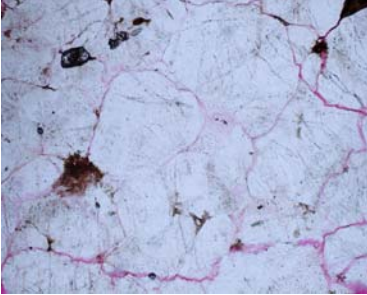


pozoA\_8380-8400f10x011

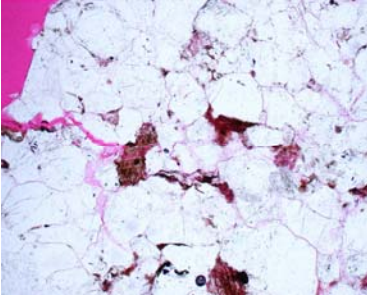


LUZ POLARIZADA

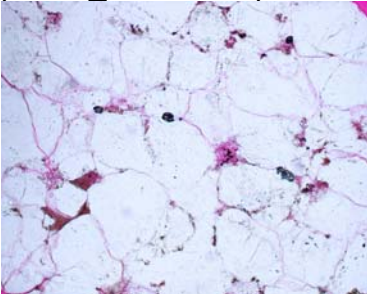
pozoA\_8400-8410p10x018



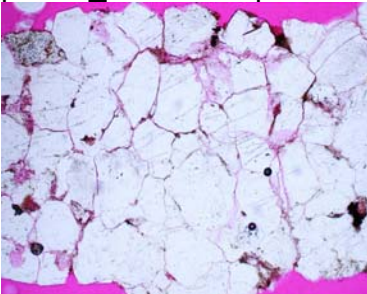
pozoA\_8400-8410p10x029



pozoA\_8400-8410p10x030

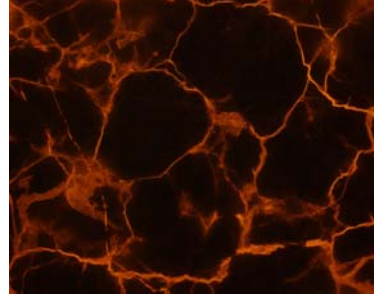


pozoA\_8400-8410p10x031

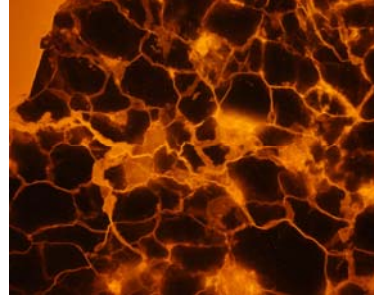


LUZ FLUORESCENTE

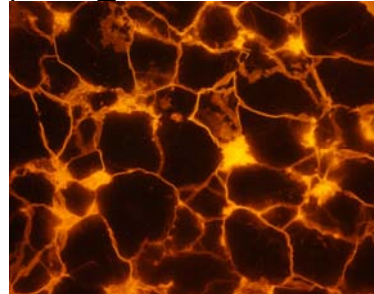
pozoA\_8400-8410f10x018



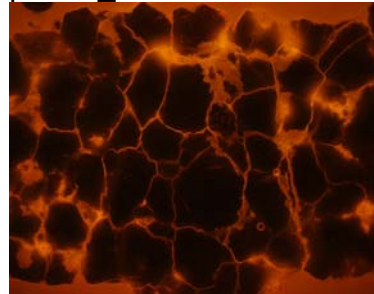
pozoA\_8400-8410f10x029



pozoA\_8400-8410f10x030

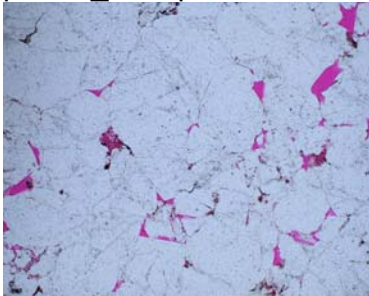


pozoA\_8400-8410f10x031

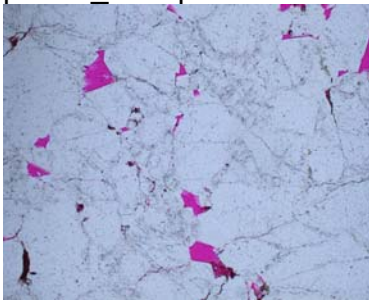


LUZ POLARIZADA

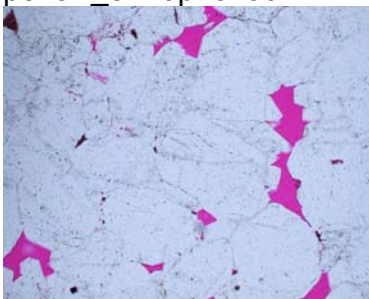
pozoA\_8410p10x002



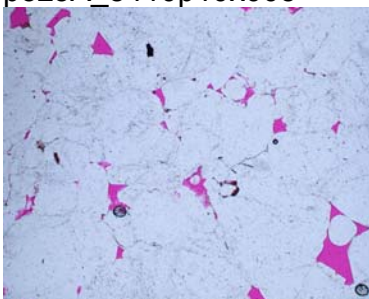
pozoA\_8410p10x003



pozoA\_8410p10x004

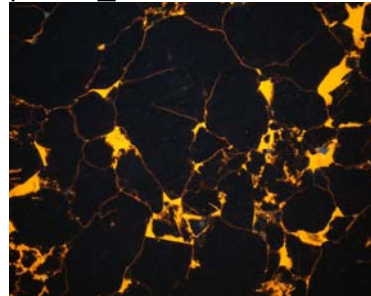


pozoA\_8410p10x005

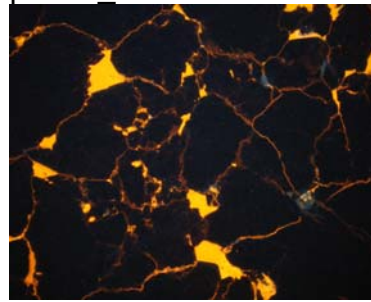


LUZ FLUORESCENTE

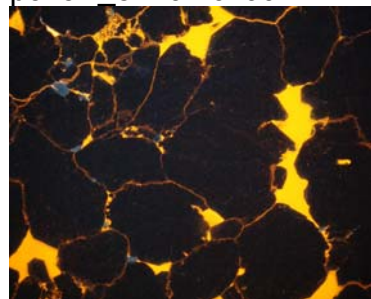
pozoA\_8410f10x002



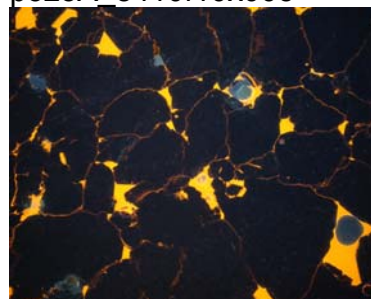
pozoA\_8410f10x003



pozoA\_8410f10x004

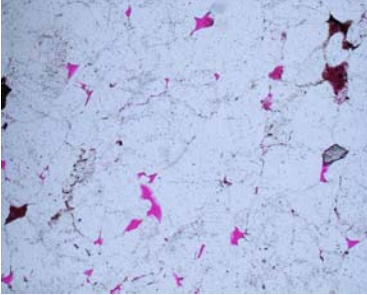


pozoA\_8410f10x005

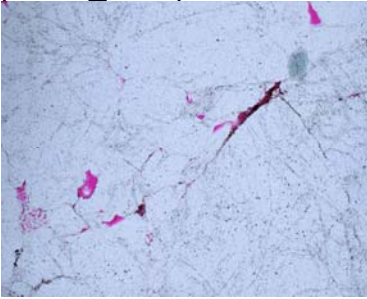


LUZ POLARIZADA

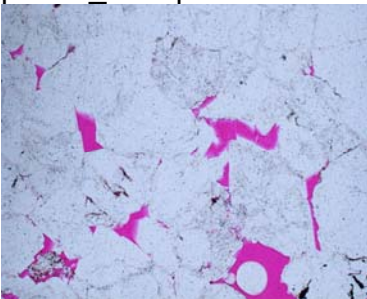
pozoA\_8410p10x006



pozoA\_8410p10x007



pozoA\_8410p10x008

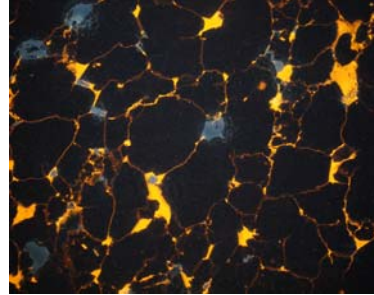


pozoA\_8480-8500p10x003

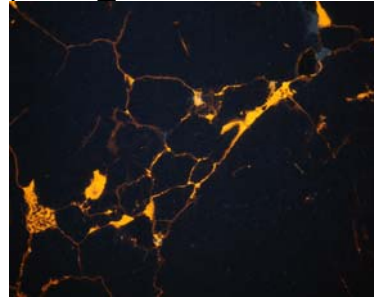


LUZ FLUORESCENTE

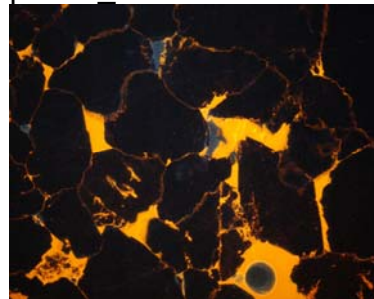
pozoA\_8410f10x006



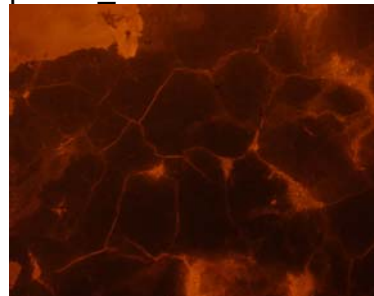
pozoA\_8410f10x007



pozoA\_8410f10x008

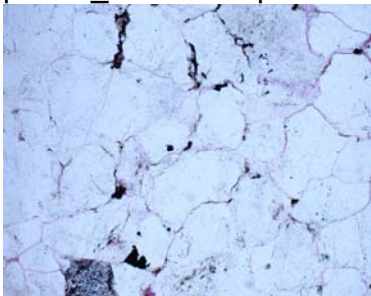


pozoA\_8480-8500f10x003

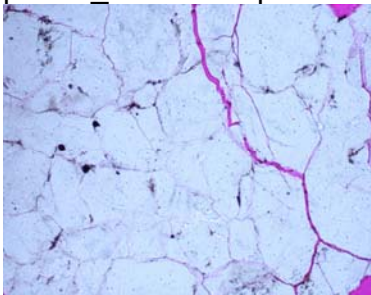


LUZ POLARIZADA

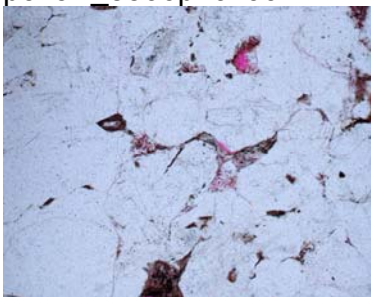
pozoA\_8480-8500p10x006



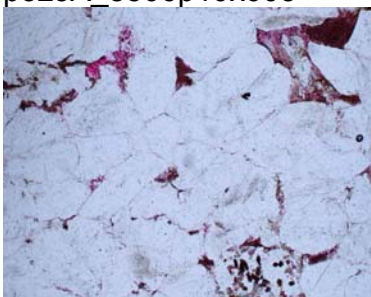
pozoA\_8480-8500p10x007



pozoA\_8506p10x002

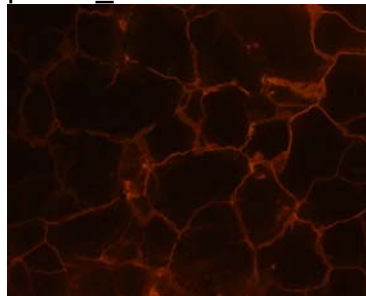


pozoA\_8506p10x005

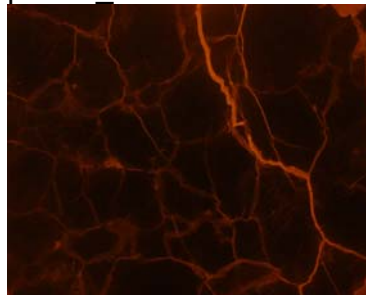


LUZ FLUORESCENTE

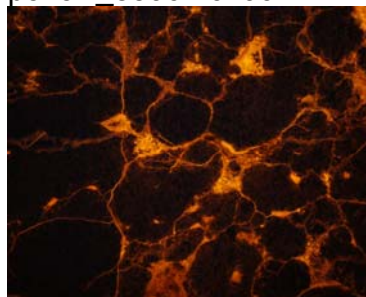
pozoA\_8480-8500f10x006



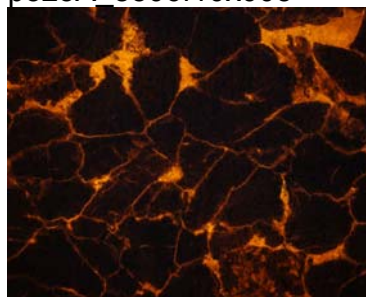
pozoA\_8480-8500f10x007



pozoA\_8506f10x002

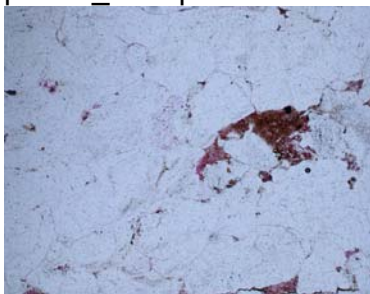


pozoA\_8506f10x005

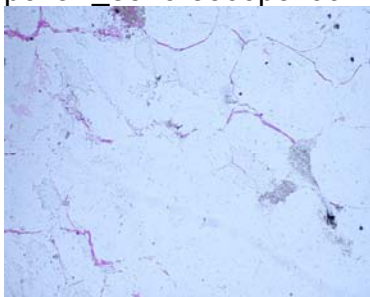


LUZ POLARIZADA

pozoA\_8506p10x007



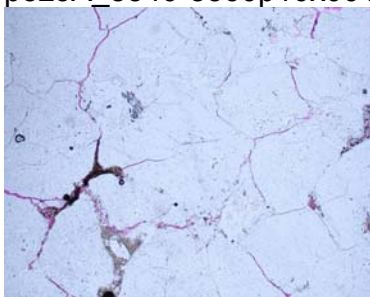
pozoA\_8540-8560p5x001



pozoA\_8540-8560p5x002

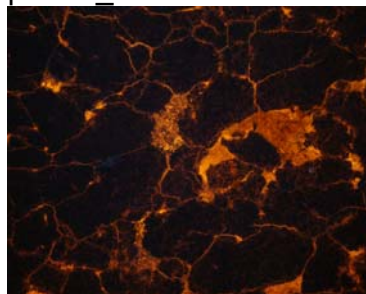


pozoA\_8540-8560p10x001

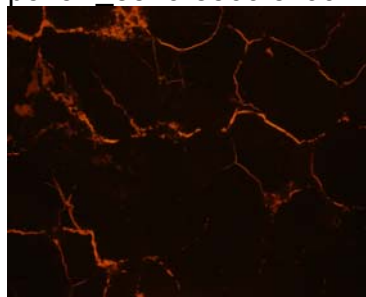


LUZ FLUORESCENTE

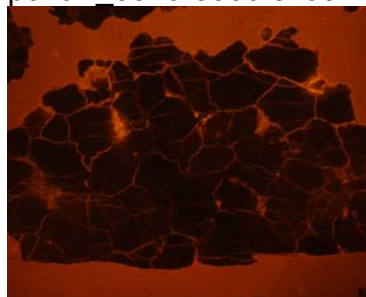
pozoA\_8506f10x007



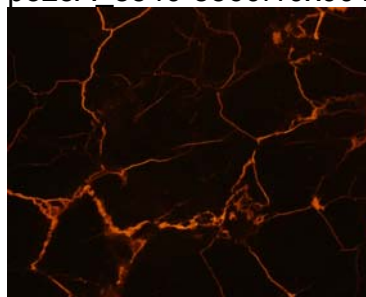
pozoA\_8540-8560f5x001



pozoA\_8540-8560f5x002



pozoA\_8540-8560f10x001

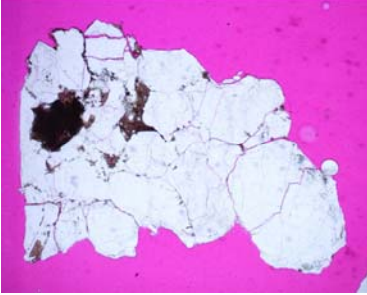


LUZ POLARIZADA

pozoA\_8580-8590p5x004



pozoA\_8580-8590p5x005



pozoA\_8580-8590p5x011

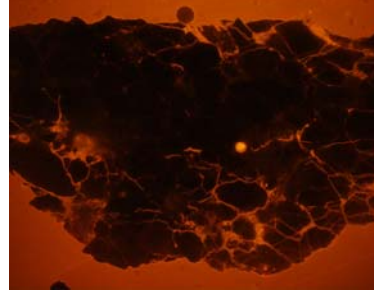


pozoA\_8590-8600p5x004

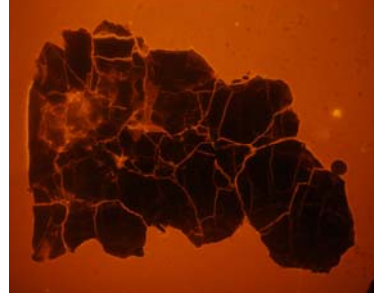


LUZ FLUORESCENTE

pozoA\_8580-8590f5x004



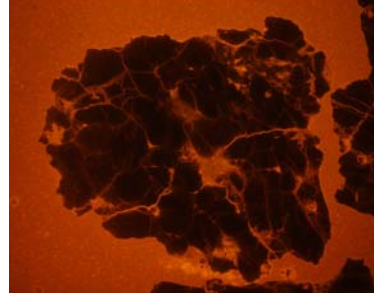
pozoA\_8580-8590f5x005



pozoA\_8580-8590f5x011



pozoA\_8590-8600f5x004

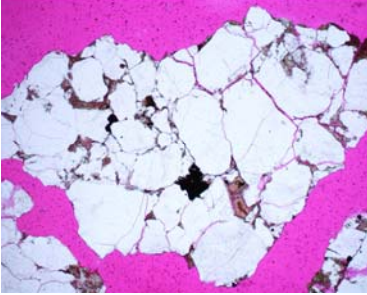


LUZ POLARIZADA

pozoA\_8590-8600p5x008



pozoA\_8590-8600p5x012



pozoA\_8602p10x001

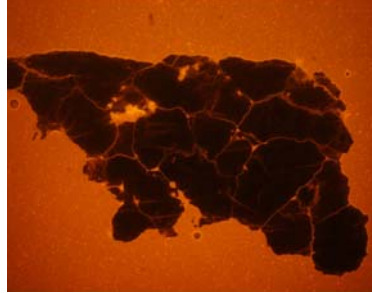


pozoA\_8602p10x002

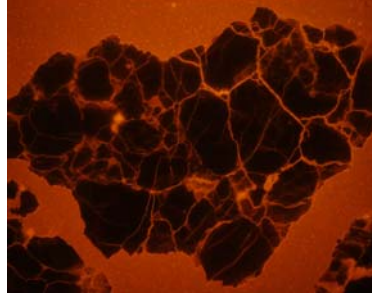


LUZ FLUORESCENTE

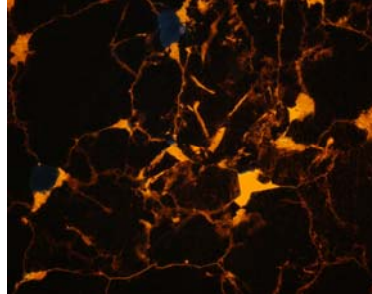
pozoA\_8590-8600f5x008



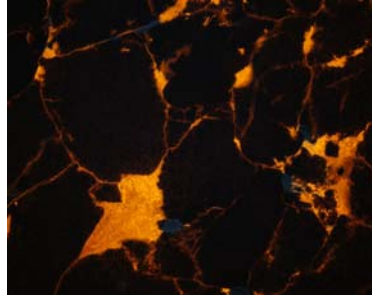
pozoA\_8590-8600f5x012



pozoA\_8602f10x001



pozoA\_8602f10x002

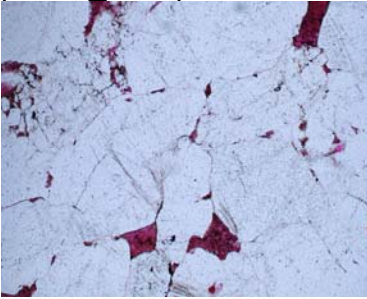


LUZ POLARIZADA

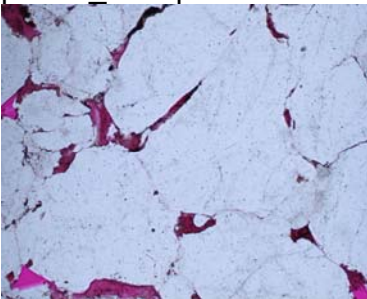
pozoA\_8602p10x003



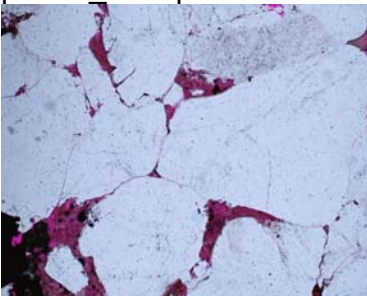
pozoA\_8602p10x004



pozoA\_8602p10x005

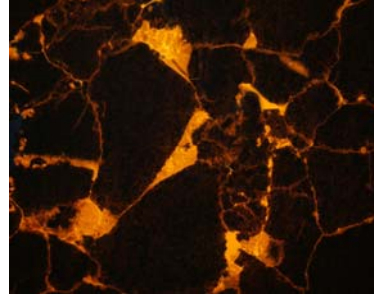


pozoA\_8602p10x007

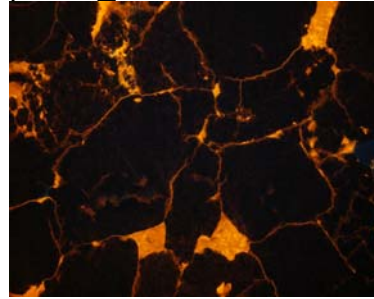


LUZ FLUORESCENTE

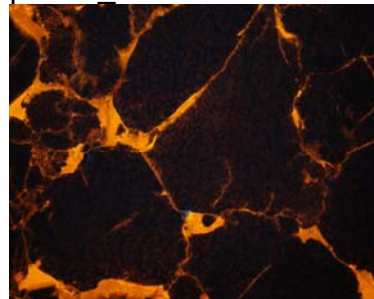
pozoA\_8602f10x003



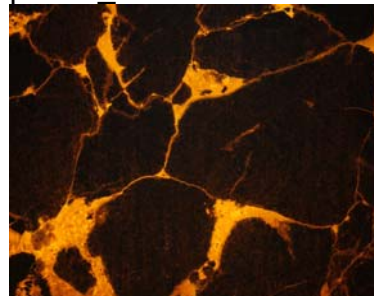
pozoA\_8602f10x004



pozoA\_8602f10x005



pozoA\_8602f10x007

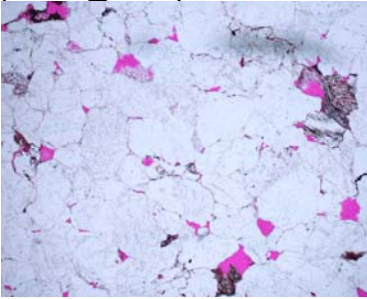


LUZ POLARIZADA

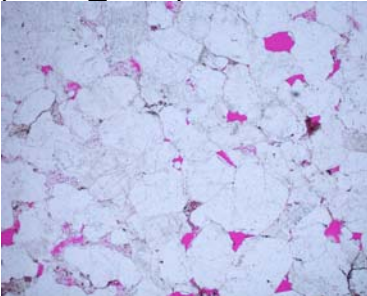
pozoA\_8622p10x002



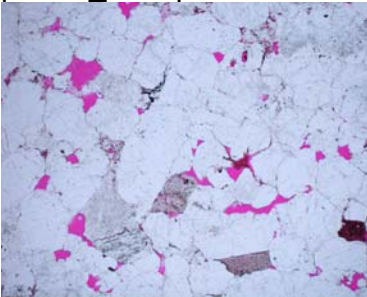
pozoA\_8622p10x003



pozoA\_8622p10x004

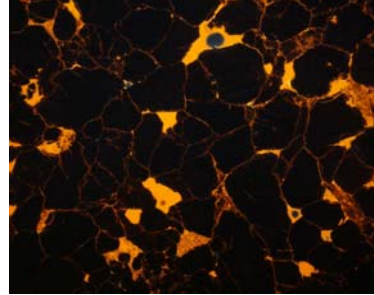


pozoA\_8622p10x005

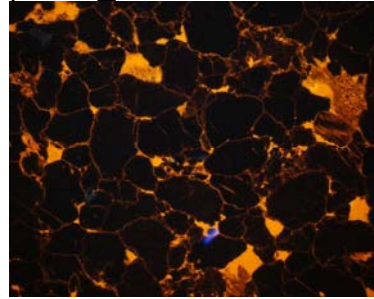


LUZ FLUORESCENTE

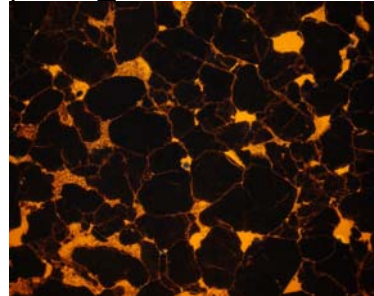
pozoA\_8622f10x002



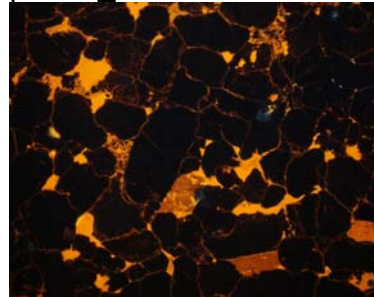
pozoA\_8622f10x003



pozoA\_8622f10x004

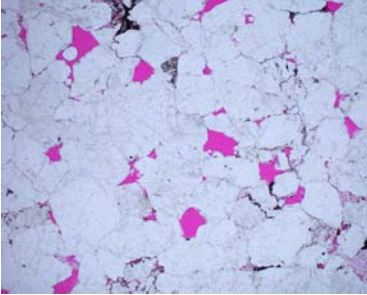


pozoA\_8622f10x005

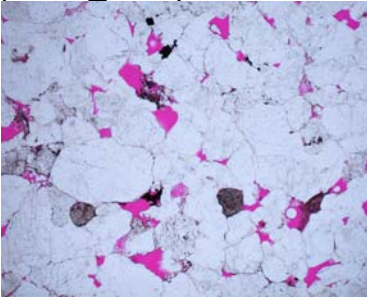


LUZ POLARIZADA

pozoA\_8622p10x007

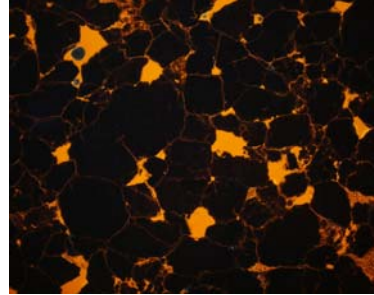


pozoA\_8622p10x008

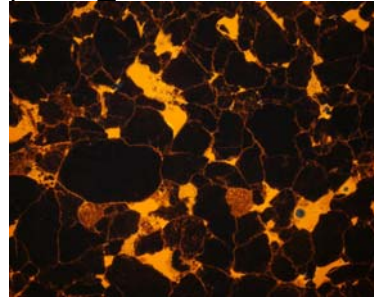


LUZ FLUORESCENTE

pozoA\_8622f10x007



pozoA\_8622f10x008



### ANEXO 3

#### TABLAS DE VALORES DE POROSIDAD OBTENIDOS

DEPTH	POROSIDADES MEDIDAS EN IMÁGENES		
(muestra)	pozoA_7205-18n10x006	pozoA_7205-18n10x003	
7205-18	0,0425559	0,0775399	
(muestra)	pozoA_7225f2,5x001	pozoA_7225f5x002	pozoA_7225f5x004
7225	0,069099	0,0340516	0,013909
	pozoA_7225f5x005		
	0,0370539		
(muestra)	pozoA_7230f5x001	pozoA_7230f5x003	pozoA_7230f5x004
7230	0,00389923	0,0156173	0,00926748
	pozoA_7230f10x001		
	0,0131076		
(muestra)	pozoA_7235f5x001	pozoA_7235f5x002	pozoA_7235f5x003
7235	0,038115	0,0804312	0,0478936
	pozoA_7235f5x004	pozoA_7235f5x005	pozoA_7235f5x007
	0,0717977	0,090177	0,00889096
	pozoA_7235f5x009	pozoA_7235f5x010	pozoA_7235f5x011
	0,0720568	0,0260915	0,0159411
	pozoA_7235f5x012	pozoA_7235f10x002	pozoA_7235f10x003
	0,0379166	0,00993933	0,00579334
(muestra)	pozoA_7236f5x001	pozoA_7236f5x002	pozoA_7236f5x003
7236	0,0240721	0,0327618	0,137716
	pozoA_7236f5x003obarprueba	pozoA_7236f5x004	pozoA_7236f10x001
	0,170706	0,0201713	0,010247
	pozoA_7236f10x002		
	0,0104355		
(muestra)	pozoA_7240-50f5x001	pozoA_7240-50f5x002	pozoA_7240-50f5x003
7240-50	0,0205254	0,0166738	0,0205755
	pozoA_7240-50f5x004	pozoA_7240-50f5x005	pozoA_7240-50f5x007
	0,0199694	0,0179173	0,157787
	pozoA_7240-50f5x008	pozoA_7240-50f5x009	pozoA_7240-50f5x010
	0,013621	0,0564584	0,0232987
	pozoA_7240-50f5x011	pozoA_7240-50f5x012	pozoA_7240-50f5x013
	0,0367239	0,0201291	0,0302725
	pozoA_7240-50f5x014	pozoA_7240-50f5x015	pozoA_7240-50f5x016
	0,0308225	0,0196552	0,0546286
	pozoA_7240-50f5x017	pozoA_7240-50f5x018	pozoA_7240-50f10x001
	0,0253707	0,0138995	0,0214682
	pozoA_7240-50f10x002		
	0,0142321		
(muestra)	pozoA_7253fr5x002	pozoA_7253fr5x004	pozoA_7253fr5x006
7253	0,0359634	0,0330049	0,0376536
(muestra)	pozoA_7265f10x001	pozoA_7265f10x002	pozoA_7265f10x003

	7265	0,0280618	0,0230735	0,03985559
(muestra)	pozoA_7270,66f10x002	pozoA_7270,66f10x005	pozoA_7270,66f10x006	
	7270,66	0,0401928	0,095401	0,0591244
(muestra)	pozoA_7271,92f5x002	pozoA_7271,92f5x003	pozoA_7271,92f5x005	
	7271,91	0,0372184	0,040352	0,0362739
(muestra)	pozoA_7272,88f5x001	pozoA_7272,88f5x002	pozoA_7272,88f5x003	
	7272,88	0,0447433	0,0520666	0,063261
(muestra)	pozoA_7274,63f5x001	pozoA_7274,63f10x001	pozoA_7274,63f10x003	
	7274,63	0,0601513	0,0693266	0,0323124
(muestra)	pozoA_7279,33f5x001	pozoA_7279,33f5x003		
	7279,33	0,0419016	0,034719	
(muestra)	pozoA_7283f10x002	pozoA_7283f10x003	pozoA_7283f10x005	
	7283	0,0894124	0,0855146	0,0660709
(muestra)	pozoA_7295,25f5x001	pozoA_7295,25f5x002	pozoA_7295,25f5x004	
	7295,25	0,0707726	0,0796136	0,0599019
(muestra)	pozoA_7299f5x001	pozoA_7299f5x002	pozoA_7299f5x005	
	7299	0,0440216	0,0632398	0,072163
(muestra)	pozoA_7360f2,5x001	pozoA_7360f2,5x003	pozoA_7360f2,5x004	
	7360	0,0383324	0,047619	0,136049
	pozoA_7360f2,5x006			
		0,0664574		
(muestra)	pozoA_7452f5x001	pozoA_7452f5x002	pozoA_7452f5x003	
	7452	0,101509	0,0879035	0,120138
	pozoA_7452f5x004	pozoA_7452f5x005	pozoA_7452f5x006	
		0,131971	0,190339	0,153818
	pozoA_7452f5x007			
		0,186285		
(muestra)	pozoA_7470f10x001	pozoA_7470f10x003	pozoA_7470f10x004	
	7470	0,067615	0,0711034	0,0859915
(muestra)	pozoA_7490f5x001	pozoA_7490f5x002	pozoA_7490f5x004	
	7490	0,142284	0,125227	0,117589
	pozoA_7490f5x005			
		0,0838015		
(muestra)	pozoA_7583f5x001	pozoA_7583f5x002	pozoA_7583f5x003	
	7583	0,267778	0,178946	0,178801
	pozoA_7583f5x004	pozoA_7583f5x005	pozoA_7583f5x006	
		0,167712	0,145812	0,122254
	pozoA_7583f5x007			
		0,150191		
(muestra)	pozoA_7590f5x007			
	7590	0,0251802		
(muestra)	pozoA_7632f2,5x001	pozoA_7632f2,5x002	pozoA_7632f2,5x003	
	7632	0,155571	0,221596	0,133922
	pozoA_7632f2,5x004			
		0,109022		
(muestra)	pozoA_7760-70f10x006	pozoA_7760-70f10x007	pozoA_7760-70f10x010	
	7760-7770	0,0592299	0,0798586	0,0854377

(muestra)	pozoA_7798f10x002	pozoA_7798f10x003	pozoA_7798f10x004
	7798	0,152604	0,15771
	0,129396		
	pozoA_7798f10x005	pozoA_7798f10x006	pozoA_7798f10x007
		0,135892	0,0592055
			0,106148
	pozoA_7798f10x008		
		0,0784878	
(muestra)	pozoA_7820-7830f10x002	pozoA_7820-7830f10x005	pozoA_7820-7830f10x012
	7820-7830	0,03863	0,047232
			0,0851989
(muestra)	pozoA_7844f5x004	pozoA_7844f5x005	pozoA_7844f5x006
	7844	0,159922	0,143402
			0,137437
(muestra)	pozoA_7880-7890f10x004	pozoA_7880-7890f10x005	pozoA_7880-7890f10x007
	7880-7890	0,070949	0,0960127
			0,0235244
(muestra)	pozoA_7890-7900f10x005	pozoA_7890-7900f10x009	pozoA_7890-7900f10x010
	7890-7900	0,0396515	0,0491667
			0,0601363
(muestra)	pozoA_7900-7910f10x001	pozoA_7900-7910f10x010	pozoA_7900-7910f10x017
	7900-7910	0,0418911	0,0905392
			0,0402705
(muestra)	pozoA_7918f5x001	pozoA_7918f5x004	
	7918	0,109841	0,109831
(muestra)	pozoA_7930-7940f10x003	pozoA_7930-7940f10x005	
	7930-7940	0,0331192	0,0553936
(muestra)	pozoA_7940-50f10x002	pozoA_7940-50f10x006	pozoA_7940-50f10x007
	7940-7950	0,0801605	0,18242
			0,0599219
(muestra)	pozoA_7966f10x001	pozoA_7966f10x002	pozoA_7966f10x004
	7966	0,0742888	0,0360766
			0,046062
(muestra)	pozoA_7980f10x004	pozoA_7980f10x012	pozoA_7980f10x013
	7980	0,0454205	0,0726004
			0,0461689
(muestra)	pozoA_8000-8005f10x001	pozoA_8000-8005f10x007	pozoA_8000-8005f10x010
	8000-8005	0,0579253	0,0631619
			0,0564542
(muestra)	pozoA_8020-8030f10x004	pozoA_8020-8030f10x005	
	8020-8030	0,0329128	0,0394009
(muestra)	pozoA_8027f5x001	pozoA_8027f5x005	
	8027	0,061498	0,0437342
(muestra)	pozoA_8040-8050f10x003	pozoA_8040-8050f10x005	pozoA_8040-8050f10x006
	8040-8050	0,0485728	0,0919259
			0,0885378
(muestra)	pozoA_8060-8070f10x005	pozoA_8060-8070f10x006	pozoA_8060-8070f10x007
	8060-8070	0,0640437	0,0528917
			0,0515226
(muestra)	pozoA_8070-8080f10x001	pozoA_8070-8080f10x004	pozoA_8070-8080f10x005
	8070-8080	0,0414395	0,0626767
			0,0675122
(muestra)	pozoA_8083f5x001	pozoA_8083f5x002	pozoA_8083f5x005
	8083	0,0969082	0,0623654
			0,0529364
(muestra)	pozoA_8090-8100f10x001	pozoA_8090-8100f10x002	pozoA_8090-8100f10x008
	8090-8100	0,0548355	0,0888359
			0,0474154
(muestra)	pozoA_8100-8110f10x003	pozoA_8100-8110f10x005	pozoA_8100-8110f10x010
	8100-8110	0,0605988	0,0135315
			0,0638819
(muestra)	pozoA_8120-8130f10x001	pozoA_8120-8130f10x002	pozoA_8120-8130f10x004
	8120-8130	0,0282766	0,0366388
			0,0433381
(muestra)	pozoA_8130-8150f10x002	pozoA_8130-8150f10x003	pozoA_8130-8150f10x004

8130-8150	0,0419997	0,182003	0,0546196
(muestra) pozoA_8162f5x002	pozoA_8162f5x003	pozoA_8162f5x004	
8162	0,0410681	0,0403582	0,0408225
pozoA_8162f5x007	pozoA_8162f5x008		
	0,0346815	0,0256662	
(muestra) pozoA_8190-8210f10x001	pozoA_8190-8210f10x006		
8190-8210	0,0546085	0,0809827	
(muestra) pozoA_8210-8230f10x001	pozoA_8210-8230f10x002	pozoA_8210-8230f10x004	
8210-8230	0,0598571	0,0127414	0,0406663
(muestra) pozoA_8230-8250f10x003	pozoA_8230-8250f10x007	pozoA_8230-8250f10x012	
8230-8250	0,0461471	0,0154035	0,0653518
(muestra) pozoA_8269f5x001	pozoA_8269f5x003	pozoA_8269f5x005	
8269	0,020961	0,0203419	0,0676283
(muestra) pozoA_8320-8330f10x011			
8320-8330	0,0483439		
(muestra) pozoA_8340-8350f10x008	pozoA_8340-8350f10x009	pozoA_8340-8350f10x011	
8340-8350	0,07262	0,0704517	0,163592
(muestra) pozoA_8380-8400f10x001	pozoA_8380-8400f10x002	pozoA_8380-8400f10x005	
8380-8400	0,0233908	0,0717987	0,0359578
pozoA_8380-8400f10x011			
	0,0293481		
(muestra) pozoA_8400-8410f10x018+	pozoA_8400-8410f10x018	pozoA_8400-8410f10x029	
8400-8410	0,0575086	0,039841	0,0816806
pozoA_8400-8410f10x030	pozoA_8400-8410f10x031		
	0,044711	0,110335	
(muestra) pozoA_8410f10x002	pozoA_8410f10x003	pozoA_8410f10x004	
8410	0,0584475	0,0513698	0,0462856
pozoA_8410f10x005	pozoA_8410f10x006	pozoA_8410f10x007	
	0,06223456	0,0659203	0,0327653
pozoA_8410f10x008			
	0,0698995		
(muestra) pozoA_8480-8500f10x003	pozoA_8480-8500f10x006	pozoA_8480-8500f10x007	
8480-8500	0,0176254	0,041171	0,0719507
(muestra) pozoA_8506f10x002	pozoA_8506f10x005	pozoA_8506f10x007	
8506	0,0487764	0,0471871	0,0308159
(muestra) pozoA_8540-8560f5x001	pozoA_8540-8560f5x002	pozoA_8540-8560f10x001	
8540-8560	0,0294746	0,041756	0,0500023
(muestra) pozoA_8580-8590f5x004	pozoA_8580-8590f5x005	pozoA_8580-8590f5x011	
8580-8590	0,047343	0,0622948	0,0584973
(muestra) pozoA_8590-8600f5x004	pozoA_8590-8600f5x008	pozoA_8590-8600f5x012	
8590-8600	0,0123405	0,0569221	0,0800903
(muestra) pozoA_8602f10x001	pozoA_8602f10x002	pozoA_8602f10x003	
8602	0,0757389	0,0859499	0,0996917
pozoA_8602f10x004	pozoA_8602f10x005	pozoA_8602f10x007	
	0,0718318	0,0580739	0,0359145
(muestra) pozoA_8622f10x002	pozoA_8622f10x003	pozoA_8622f10x004	
8622	0,0929289	0,0964278	0,080791

---

pozoA_8622f10x005	pozoA_8622f10x007	pozoA_8622f10x008	
	0,100978	0,087722	0,141246

## ANEXO 4 DATOS ESTADÍSTICOS DE MUESTRAS PAREADAS

NUMERO DE VALORES                      61  
DESVIACIÓN ESTANDAR                    3,91

### VALOR DE LA POROSIDAD

DEPTH	LUCIA	PHIE	PHIA
7205-18	6,0		
7225	3,9	6,6	9,2
7230	1,0	4,7	5,6
7235	4,2	4,2	4,2
7236	5,8	3,4	4,1
7240-50	3,2	2,5	3,6
7253	3,5	1,9	2,7
7265	3,0	8,2	8,9
7270,66	6,5	2,4	2,5
7271,91	3,8	2,7	2,7
7272,88	5,3	3,0	3,0
7274,63	5,4	5,0	5,0
7279,33	3,5	2,6	2,7
7283	6,6	1,6	1,7
7295,25	6,0	2,4	2,9
7299	7,2	1,2	4,0
7360	7,2	12,0	12,0
7452	13,9	1,2	5,8
7470	7,5	0,9	7,9
7490	11,7	5,8	6,8
7583	17,3	3,8	6,8
7590	2,5	4,7	6,3
7632	15,5	5,5	5,6
7760-7770	7,5	2,0	8,0
7798	11,7	1,3	5,4
7820-7830	5,7	3,0	6,6
7844	14,7	6,7	7,3
7880-7890	6,3	0,2	15,0
7890-7900	5,0	1,0	12,5
7900-7910	5,8	4,3	5,5
7918	11,0	3,5	4,8
7930-7940	4,4	5,7	5,8
7940-7950	10,8	3,6	7,5
7966	5,2	5,1	5,1
7980	5,5	3,6	5,2
8000-8005	5,9	4,6	4,6

8020-8030	3,6	7,0	7,0
8027	5,3	9,3	9,3
8040-8050	7,6	5,6	5,6
8060-8070	5,6	1,1	8,0
8070-8080	5,7	2,8	4,0
8083	7,1	4,0	4,0
8090-8100	6,4	3,7	3,7
8100-8110	4,6	3,6	4,7
8120-8130	3,6	3,3	4,4
8130-8150	9,3	3,5	3,5
8162	3,7	4,8	4,8
8190-8210	6,8	0,3	15,1
8210-8230	3,8	0,0	10,3
8230-8250	4,2	2,4	4,6
8269	3,6	3,8	3,8
8320-8330	4,8	0,5	14,6
8340-8350	10,2	3,5	8,0
8380-8400	4,0	2,5	6,2
8400-8410	6,7	2,9	6,1
8410	5,5	2,8	7,5
8480-8500	4,4	2,1	14,6
8506	4,2	2,9	2,9
8540-8560	4,0	5,4	8,7
8580-8590	5,6	1,7	2,9
8590-8600	5,0	1,8	4,0
8602	7,1	3,0	3,3
8622	10,0		
PROMEDIO	6,3	3,5	6,2

### DIFERENCIA ENTRE VALORES

**DEPTH      LUCIA PHIE      LUCIA PHIA**

7205-18	-2,73	-5,37
7225	-3,66	-4,52
7230	0,01	0,01
7235	2,39	1,66
7236	0,73	-0,41
7240-50	1,65	0,79
7253	-5,17	-5,87
7265	4,09	3,99
7270,66	1,10	1,10
7271,91	2,31	2,31

7272,88	0,39	0,39
7274,63	0,84	0,82
7279,33	5,01	4,95
7283	3,60	3,11
7295,25	5,98	3,23
7299	-4,79	-4,79
7360	12,70	8,14
7452	6,60	-0,44
7470	5,94	4,91
7490	13,53	10,53
7583	-2,19	-3,78
7590	10,02	9,86
7632	5,49	-0,48
7760-7770	10,40	6,31
7798	2,75	-0,86
7820-7830	7,96	7,41
7844	6,15	-8,63
7880-7890	4,00	-7,54
7890-7900	1,48	0,26
7900-7910	7,46	6,21
7918	-1,31	-1,38
7930-7940	7,17	3,20
7940-7950	0,11	0,11
7966	1,87	0,26
7980	1,32	1,32
8000-8005	-3,39	-3,39
8020-8030	-4,08	-4,08
8027	2,03	2,02
8040-8050	4,48	-2,39
8060-8070	2,97	1,77
8070-8080	3,07	3,07
8083	2,67	2,67
8090-8100	0,97	-0,06
8100-8110	0,28	-0,76
8120-8130	5,79	5,76
8130-8150	-1,11	-1,12
8162	6,48	-8,27
8190-8210	3,73	-6,51
8210-8230	1,87	-0,35
8230-8250	-0,17	-0,18
8269	4,38	-9,76
8320-8330	6,77	2,18
8340-8350	1,55	-2,15
8380-8400	3,78	0,57

8400-8410	2,74	-1,93
8410	2,25	-10,28
8480-8500	1,31	1,31
8506	-1,38	-4,62
8540-8560	3,92	2,68
8580-8590	3,19	0,97
8590-8600	4,13	3,81
8602		
8622		
PROMEDIO	2,81	0,13

### DIFERENCIA DE VALORES Y PROMEDIOS

DEPTH	LUCIA PHIE	LUCIA PHIA
7205-18	30,66	30,19
7225	41,90	21,62
7230	7,85	0,01
7235	0,18	2,35
7236	4,33	0,29
7240-50	1,34	0,44
7253	63,64	35,93
7265	1,64	14,92
7270,66	2,91	0,96
7271,91	0,25	4,74
7272,88	5,84	0,07
7274,63	3,87	0,48
7279,33	4,83	23,23
7283	0,62	8,90
7295,25	10,02	9,60
7299	57,74	24,17
7360	97,71	64,12
7452	14,36	0,32
7470	9,81	22,90
7490	114,85	108,15
7583	25,02	15,28
7590	52,02	94,78
7632	7,18	0,37
7760-7770	57,55	38,18
7798	0,00	0,98
7820-7830	26,54	53,07
7844	11,16	76,70
7880-7890	1,42	58,86

7890-7900	1,77	0,02
7900-7910	21,65	37,04
7918	17,01	2,28
7930-7940	19,05	9,44
7940-7950	7,27	0,00
7966	0,88	0,02
7980	2,23	1,42
8000-8005	38,50	12,39
8020-8030	47,45	17,69
8027	0,60	3,57
8040-8050	2,79	6,32
8060-8070	0,03	2,69
8070-8080	0,07	8,68
8083	0,02	6,46
8090-8100	3,39	0,03
8100-8110	6,39	0,79
8120-8130	8,86	31,76
8130-8150	15,35	1,55
8162	13,43	70,56
8190-8210	0,84	44,11
8210-8230	0,89	0,23
8230-8250	8,88	0,09
8269	2,45	97,67
8320-8330	15,70	4,23
8340-8350	1,59	5,19
8380-8400	0,93	0,20
8400-8410	0,01	4,24
8410	0,31	108,36
8480-8500	2,26	1,39
8506	17,55	22,50
8540-8560	1,23	6,49
8580-8590	0,14	0,71
8590-8600	1,74	13,56
8602		
8622		
(SUMATORIA)	3,91	4,53