

**PREDICCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE POROSIDAD Y  
PERMEABILIDAD, A PARTIR DE ANÁLOGOS DE AFLORAMIENTOS COMO  
MODELO BASE PARA UTILIZAR EN EL SUBSUELO. APLICACIÓN A LA  
FORMACIÓN MUGROSA, CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**ANGELA MARÍA RAMÍREZ SILVA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
MAESTRÍA EN GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA**

**2013**

**PREDICCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE POROSIDAD Y  
PERMEABILIDAD, A PARTIR DE ANÁLOGOS DE AFLORAMIENTOS COMO  
MODELO BASE PARA UTILIZAR EN EL SUBSUELO. APLICACIÓN A LA  
FORMACIÓN MUGROSA, CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**ANGELA MARÍA RAMÍREZ SILVA**

**Tesis de Grado para optar el título de  
Master en Geología**

**M.Sc. GERMAN DAVID MEZA CACERES**

**Geólogo  
DIRECTOR**

**M.Sc ALBERTO ORTÍZ FERNANDEZ**

**Geólogo  
CO-DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS**

**ESCUELA DE GEOLOGÍA**

**MAESTRÍA EN GEOLOGÍA**

**BUCARAMANGA**

**2013**

## **DEDICATORIA**

*A Dios y a la virgen que me permitieron terminar exitosamente esta etapa de mi vida*

*A mis padres, hermanos, sobrino y a Julián que fueron la principal motivación de este logro y los que me ayudaron para que se llevara a cabo todas las etapas de este proyecto.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco principalmente a mi director German Meza y co-director Alberto Ortiz, por toda la colaboración que me dieron durante la realización de este estudio y por haberme dado el estímulo inicial para emprender este proyecto.

Debo agradecer también a mis amigos de la maestría principalmente a Luz Helena Rueda, Juan Jose Gómez y Ricardo Gómez quienes, compartieron su conocimiento en los seminarios de la maestría y me ayudaron en varias etapas de la realización de mi proyecto.

El apoyo en la información por parte del Campo Escuela Colorado de la Universidad Industrial de Santander fue muy valioso para lograr el desarrollo de esta tesis.

Agradezco al área administrativa en la escuela de geología, a Shirley en especial que de una u otra manera contribuyó en la realización de este trabajo.

## CONTENIDO

INTRODUCCION .....	19
1. DEFINICION DEL PROBLEMA .....	21
1.2 PREGUNTA DE INVESTIGACION.....	23
1.3 HIPOTESIS DE INVESTIGACION .....	23
1.4 OBJETIVO PRINCIPAL.....	24
1.5 OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	24
2. MARCO DE REFERENCIA.....	25
2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD DE UN RESERVORIO.....	25
2.1.1 Cementación .....	26
2.1.2 Compactación y disolución por presión .....	27
2.1.3 Presencia de minerales de arcillas alogénicas y autogénicas.....	28
2.2 DEFINICION DE LOS PARAMETROS PETROFISICOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.....	29
3. ANTECEDENTES Y LOCALIZACIÓN .....	36
3.1 LOCALIZACION .....	36
3.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO COLORADO .....	37
3.3 ESTRATIGRAFIA DEL CAMPO COLORADO.....	38
3.4 GENERALIDADES DE LA FORMACIÓN MUGROSA .....	39
4. METODOLOGIA .....	41
5. RESULTADOS.....	45
5.1 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	45
5.1.2 Resultados petrográficos de la Formación mugrosa .....	45
5.1.2 Resultados de la tendencia normal de compactación. ....	83
5.1.3 Cartografía seccion levantada .....	90
5.1.4 Resultados del analisis de petrofísicos a nivel de afloramiento y subsuelo .....	91
5.2 ANALISIS DE RESULTADOS .....	99
5.2.1 Integración de litofacies encontradas en afloramiento y en subsuelo...99	
5.2.2 Integración de litofacies encontradas en afloramiento y en subsuelo. a partir de los análisis petrográficos. ....	101

5.2.3 Análisis de los resultados según el factor de compactación determinado a partir de la línea de tendencia normal. ....	104
5.2.4 Integración de litofacies encontradas en afloramiento y en subsuelo. a partir de los análisis petrofísicos. ....	104
6. CONCLUSIONES .....	109
REFERENCIAS .....	112
ANEXOS .....	117

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Integración y obtención de propiedades petrofísicas a partir de análogos de afloramiento.....	22
Figura 2. Modos de ocurrencia de arcillas alogénicas en areniscas. ....	29
Figura 3. Esquema ilustrativo de una sección delgada mostrando la porosidad primaria depositacional. A. Porosidad intergranular comúnmente encontrada en las areniscas. B. Porosidad Intrapartícula e intergranular, típica de areniscas esqueléticas.....	31
Figura 4. Esquema ilustrativo de una sección delgada mostrando la porosidad secundaria. ....	32
Figura 5. Esquema ilustrativo de la distribución de los granos de arena y estructura poral afectando la permeabilidad. ....	35
Figura 6. Localización del Campo Colorado en el VMM. ....	36
Figura 7. Localización del punto de muestreo en afloramiento en las coordenadas X y Y. El punto azul muestra la localización del muestreo del afloramiento. ....	37
Figura 8. Interpretación de fallas satélites del Campo Escuela Colorado y división por bloques I, II, III, IV, V, VI. ....	38
Figura 9. Columna Generalizada del Valle Medio del Magdalena. ....	40
Figura 10. Esquema mostrando la metodología, llevada a cabo en este estudio.....	44
Figura 11. Clasificación composicional por grupo de las areniscas de la Formación Mugrosa. ....	50
Figura 12. 12a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 00, donde se observa todo el campo visual. 12b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 12c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados. ....	51
Figura 13. 13a. Sección delgada a escala 10 $\mu\text{m}$ en nicoles paralelos.13b. Sección delgada a escala 1 $\mu\text{m}$ en nicoles cruzados. Nótese la disolución de feldespatos originando porosidad secundaria.....	52

Figura 14. 14a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos. 14b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados. Fracturas intragranulares en cuarzo (Q).	53
Figura 15. 15a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 01, donde se observa todo el campo visual. 15b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 15c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados.	53
Figura 16. 16a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos. 16b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados.	54
Figura 17. 17a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 02, donde se observa todo el campo visual. 17b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 17c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados.	55
Figura 18. 18a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos de la Muestra AMR 02 de este estudio. 18b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos del pozo Colorado 26 a 3648.9 ft.	56
Figura 19. 19a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 03, donde se observa todo el campo visual. 19b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 19c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados.	56
Figura 20. 20a. Sección delgada a escala 0.12 mm en nicoles paralelos. 20b. Sección delgada a escala 0.12 mm en nicoles cruzados. Feldespatos potásicos (F), (Microclina) completamente fresca.	57
Figura 21. 21a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 04, donde se observa todo el campo visual. 21b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 21c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados. Nótese el cemento de carbonato de calcio (Ca), anulando la porosidad.	58
Figura 22. 22a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos. 22b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados. Nótese la calcita rellenando las fracturas.	59
Figura 23. 23a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados. 23b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos. Nótese la calcita rellenando las fracturas.	59

Figura 24. 24a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 05, donde se observa todo el campo visual. 24b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 24c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados. ....	60
Figura 25. 25a. Sección delgada a escala 0.12 mm en nicoles paralelos. 25b. Sección delgada a escala 0.12 mm en nicoles cruzados. Presencia de cemento calcáreo. (Ca) .....	61
Figura 26. 26a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos. 26b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados.....	61
Figura 27. 27a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 06, donde se observa todo el campo visual. 27b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 27c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados. ....	62
Figura 28. 28a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos. 28b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados. Se puede evidenciar como el cemento calcáreo, rellena el espacio poroso, disminuyendo estos valores. ....	63
Figura 29. 29a. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles paralelos. 29b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados.....	63
Figura 30. 30a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 07, donde se observa todo el campo visual. 30b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 30c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados.....	64
Figura 31. 31a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos. 31b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados.....	65
Figura 32. 32a. Sección delgada a escala 0.12 mm en nicoles paralelos. 32b. Sección delgada a escala 0.12mm en nicoles cruzados.....	65
Figura 33. 33a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 08, donde se observa todo el campo visual. 33b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 33c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados. ....	66
Figura 34. 34a. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles paralelos. 34b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados.....	67
Figura 35. 35a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. 35b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados.....	67

Figura 36. 36a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. 36b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados.....	67
Figura 37. 37a. Sección delgada a escala 0.25mm en nicoles cruzados del pozo Colorado 24 a 3976 ft. Tomada de Ramírez, W; 2010 37b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados de la muestra AMR08 de este estudio. ....	68
Figura 38. 38a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 09, donde se observa todo el campo visual. 38b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 38c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados. ....	69
Figura 39. 39a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. 39b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados. Nótese la presencia de Hidrocarburo en las muestras delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados. ....	70
Figura 40. 40a. Sección delgada a escala 0.25mm en nicoles paralelos. 40b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados.....	720
Figura 41. 41a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 10, donde se observa todo el campo visual. 41b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 41c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados. ....	71
Figura 42. 42a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. 42b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados.....	72
Figura 43. 43a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. 43b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados. Se evidencia sobrecrecimiento de sílice retrabajada.....	72
Figura 44. 44a. Sección delgada a escala 0.25mm en nicoles paralelos. 44b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados.....	73
Figura 45. 45a. Sección delgada a escala 0.25mm en nicoles paralelos de la muestra AMR10 en este estudio. 45b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos del pozo Colorado 24 a 3976 ft .....	73
Figura 46. 46a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 11, donde se observa todo el campo visual. 46b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 46c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados. ....	74

Figura 47. 47a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. 47b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados.....	75
Figura 48. 48a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 12, donde se observa todo el campo visual. 48b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles paralelos. 48c. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados.....	76
Figura 49. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. Obsérvese la buena porosidad que se exhibe en esta muestra, presencia de matriz detrítica.....	77
Figura 50. Sección delgada a escala 0.25mm en nicoles paralelos.....	77
Figura 51. 51a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 13, donde se observa todo el campo visual. 51b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 51c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados. ....	78
Figura 52. 52a. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles paralelos.....	79
Figura 53. 53a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 14, donde se observa todo el campo visual. 53b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 53c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados .....	80
Figura 54. 54a. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles paralelos. 54b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados. Nótese el contenido de Hidrocarburo evidenciado en la muestra.....	81
Figura 55. 55a. Sección delgada escaneda de la muestra AMR 15, donde se observa todo el campo visual. Figura 55b. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. 55c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados.....	82
Figura 56. 56a. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles paralelos. 56b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados.....	83
Figura 57. Perfil de Compactación del Pozo Colorado 70. La ecuación $t = 82,83 \exp^{-78,2083z}$ satisface la recta de compactación normal.....	85
Figura 58. Perfil de Compactación del Pozo Colorado 72. La ecuación $t = 106,6 \exp^{-93,85z}$ satisface la recta de compactación normal. ....	86

Figura 59. Perfil de Compactación del Pozo Colorado 75. La ecuación $t = 109,46 \exp^{-100,95z}$ satisface la recta de compactación normal. ....	87
Figura 60. Perfil de Compactación del Pozo Colorado 38. La ecuación $t = 120,968 \exp^{-109,3z}$ satisface la recta de compactación normal. ....	88
Figura 61. Perfil de Compactación del Pozo Colorado 66. La ecuación $t = 117,2341 \exp^{-79,8z}$ satisface la recta de compactación normal. ....	89
Figura 62. Fotografía de una parte del afloramiento ubicado entre las coordenadas X= 1.035476- 1.036.012, Y= 1.251.417- 1.253.191 al noroeste del Campo Colorado. ....	90
Figura 63. Afloramiento ubicado entre las coordenadas (X=1035898-1036012 Y=1253094-1253191), al noroeste del Campo Colorado, donde fue adquirida la muestra AMR15. ....	91
Figura 64. Esquema mostrando características de alteraciones diagenéticas. Sistema fluvial meandrónico, notando la alta heterogeneidad asociada a la cementación de calcita, a la base del canal fluvial, esto representa la muestra AMR08. ....	101
Figura 65. Secuencia diagenética para la Formación Mugrosa. ....	103
Figura 66. Esquema en el que se muestra el proceso de compactación física que sufren las muestras de la Formación Mugrosa. ....	104
Figura 67. Relación entre la porosidad, la permeabilidad y las litofacies encontradas en afloramiento. ....	105
Figura 68. Factor de cementación determinado y su relación de acuerdo a la permeabilidad. ....	106
Figura 69. Relación entre la porosidad tomada en laboratorio y la corregida. ....	107
Figura 70. Relación entre la permeabilidad (md) tomada en laboratorio y la corregida. ....	107
Figura 71. Relación entre la porosidad, la permeabilidad encontrada en los datos de corazones del Campo Colorado con los datos de litofacies integradas a nivel de afloramiento. ....	108

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de los tipos de porosidad. ....	33
Tabla 2. Resultados de los Análisis de petrofísica básica realizados en el laboratorio. ....	92
Tabla 3. Resultados de Petrofísica básica de laboratorio para la Formación Mugrosa del Campo Colorado, con las correcciones realizadas a partir de la Ecuación de Stanley C. Jones. 1998. ....	94
Tabla 4. Clasificación de las facies a nivel de Afloramiento. ....	97
Tabla 5. Facies definidas a nivel de subsuelo para la Formación Mugrosa del Campo Colorado. ....	98
Tabla 6. Clasificación de las facies a nivel de subsuelo. Informe interno realizado por el campo Escuela Colorado a cargo de Castillo y Gómez 2008. .	99
Tabla 7. Integración y asociación de facies de afloramiento con el subsuelo. .	100

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Columna sedimentológica escala 1:100 de la sección de la Formación Mugrosa levantada en el afloramiento, ubicado entre las coordenadas X= 1.035476- 1.036.012, Y= 1.251.417- 1.253.191 al noreste del campo colorado. Modificado de Madero, H; Rueda, P; Ortiz, A; Colegial, J.D; (2010).....	117
--	-----

## RESUMEN

### TITULO:

**PREDICCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD, A PARTIR DE ANALOGOS DE AFLORAMIENTOS COMO MODELO BASE PARA UTILIZAR EN EL SUBSUELO. APLICACIÓN A LA FORMACIÓN MUGROSA, CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA\***

### AUTOR

ANGELA MARIA RAMIREZ SILVA\*\*

### PALABRAS CLAVES

CALIDAD DE RESERVORIO, PROPIEDADES POROSIDAD Y PERMEABILIDAD, LITOTIPOS, VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, FORMACIÓN MUGROSA.

### DESCRIPCION

La primera cuenca productora de hidrocarburos en Colombia y una de la más estudiada en el país es la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). La razón por la que se realiza el presente estudio es para definir los principales factores que afectan la calidad de reservorio en la Formación Mugrosa (Edad Oligoceno). Se toma como base la información disponible del Campo Colorado y los afloramientos en la zona.

Estas rocas están conformadas por litoarenitas, litoarenitas feldespáticas y arcosas líticas (Clasificación de Folk 1974). El proceso físico que sufren las areniscas, esta dado por la compactación, el cual es evidenciado por la deformación dúctil de fragmentos metamórficos y micas, además por la predominancia de los tipos de contactos puntuales y longitudinales encontrados entre las partículas del armazón. Los principales procesos químicos que sufren estas areniscas durante la diagénesis temprana son la precipitación de siderita y de calcita. Posteriormente, durante la diagénesis tardía ocurre disolución de granos de feldespatos, líticos inestables y disolución parcial del cemento calcáreo (siderita) produciendo porosidad secundaria, lo que se traduce en un mejoramiento en la calidad de reservorio. El análisis petrofísico y petrográfico se realiza a partir de la agrupación de litofacies, los cuales son definidos de acuerdo a los valores de porosidad y permeabilidad, tamaño, esfericidad y contacto entre granos, tomando como base estos parámetros se definieron 6 litofacies; siendo las litofacies Ai y A-fla, las que muestra un mejor comportamiento, los valores de porosidad oscilan entre 12 al 20% y permeabilidad entre 3 y 350 Md. La litofacie Ap-i es la que muestra la mas baja calidad de reservorio, estando los valores de porosidad entre el 1 al 3.5% y permeabilidad entre 4E-04 y 2.83E-02Md.

\* Tesis de Maestría

\*\* Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Escuela de Geología. Director: M.Sc. German David Meza Codirector: M.Sc. Alberto Ortiz Fernández

## SUMMARY

### TITLE:

MUGROSA FORMATION OUTCROP'S POROSITY AND PERMEABILITY PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION TO BE USED AS A PREDICTION TOOL IN THE SUBSURFACE, MIDDLE MAGDALENA VALLEY \*

### AUTHOR

ANGELA MARIA RAMIREZ SILVA\*\*

### KEYWORDS

RESERVOIR QUALITY, PETROPHYSICAL PROPERTIES (PERMEABILITY AND POROSITY), LITHOTYPES, MIDDLE MAGDALENA VALLEY

### DESCRIPTION

Middle Magdalena Valley Basin is the first hydrocarbon-producing basin in Colombia and one of the most studied. The purpose of this study is to define the main factors affecting the reservoir quality in Mugrosa Formation (Oligocene in age), acquiring information from the outcrops and the Colorado Oil Field.

Petrographic analysis was performed in 15 outcropped litharenite, feldspathic litharenite and lithic arkoses (sandstones classification, Folk 1974) samples. The physical process affecting the reservoir quality is given by compaction, evidenced by metamorphic fragments and micas ductile deformation, predominant point types and long contact between particles of the framework. Main chemical processes occur during early diagenesis stage is the precipitation of siderite and calcite. Subsequently, during late diagenesis feldspar grains dissolution occurs, lytic unstable and partial dissolution of the calcareous cement (siderite) produced secondary porosity, improving the reservoir quality. Petrographic and petrophysical analysis were performed based on the proposed six lithofacies (A, Ai, A-pi, A-fla, Ax, Af-a), defined according to the porosity, permeability, size, sphericity and contact between grains. Lithofacies Ai and A-fla, shows the best performance, porosity values from 12 to 20% and permeability between 3 and 350 Md, meanwhile lithofacies Ap-i has lowest reservoir conditions, porosity values from 1 to 3.5% and permeability between 4E-04 and 2.83E-02Md.

\* Master Theses

\*\* Faculty of physicochemical Sciences. Geology School. Directress: M.Sc. German David Meza Codirectress: M.Sc. Alberto Ortiz Fernández

## INTRODUCCION

Esta tesis es el trabajo de un año de investigación, para obtener y realizar un análisis generalizado de los factores que afectan la calidad de reservorio en la Formación Mugrosa de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), así como realizar la predicción de la propiedades tales como la porosidad y permeabilidad teniendo como base modelos correlativos entre datos de afloramiento y subsuelo. Evaluar la calidad de reservorio de una roca depende principalmente de una serie de variables tanto depositacionales como diagenéticas. Identificar estas variables y establecer su importancia es la clave en los estudios de predicción de porosidad y permeabilidad.

En este trabajo se encontrará el resultado y las conclusiones de los análisis petrográficos y petrofísicos de un total de 15 muestras de afloramiento que corresponden a la Formación Mugrosa; integrada con datos de petrofísica básica y de registros de pozo del Campo Colorado. Los cuatro principales trabajos que se utilizaron para el amarre de los datos de subsuelo a afloramiento son los siguientes, Ramírez, W; 2010 Castillo, A; Ríos, J; 2008 García, A; Fonseca, C; 2009 y Badillo, R; 1996. En estas muestras se realizó un análisis, donde se describen sus principales características como rocas reservorio.

En el momento que se realiza un modelo de distribución de facies y propiedades, la calibración con datos de afloramiento es primordial para el éxito de dicha distribución. De allí provienen los modelos conceptuales que se usan en la industria de hidrocarburos, ya sea para darle lógica o consistencia geológica a los mapas del subsuelo, o para la programación de los modelos probabilísticos, tan promocionados y fuertemente aplicadas en diversos programas disponibles para la industria de los hidrocarburos. (Maretto y Zavala, 2000). Sin embargo, principalmente en la geología de desarrollo y de exploración donde se involucra la caracterización de propiedades petrofísicas, la mayoría de estudios no utilizan modelos propios desarrollados en afloramientos vecinos dentro de la misma cuenca.

Aunque los trabajos de campo no resultan ser relativamente costoso, la práctica de los mismos no es muy frecuente para los geólogos en especial de desarrollo. Martell, 2008.

Esta integración en muchas cuencas a nivel mundial ha permitido entender la mecánica de depositación, las discontinuidades internas de los sedimentos, y su respuesta en las variaciones petrofísicas de las arenas de muchos yacimientos. Maretto y Zavala, 2000.

Al momento de realizar la integración de los análisis petrofísicos tomados tanto en afloramiento como en subsuelo, se debe tener en cuenta diferentes aspectos que llegan a influenciar en la caracterización de estas propiedades, aspectos tales como la presión de confinamiento, la cual se ha corregido en este estudio a partir de las ecuaciones establecidas por Stanley C. Jones (1988), la cual permite obtener los datos de  $\Phi$  y  $K$  a presión de yacimiento. Otro factor esencial es la definición de las litofacies que pueden ser posible roca reservorio tanto en afloramiento como en subsuelo.

## DEFINICION DEL PROBLEMA

### 1.1 FORMULACION DEL PROBLEMA

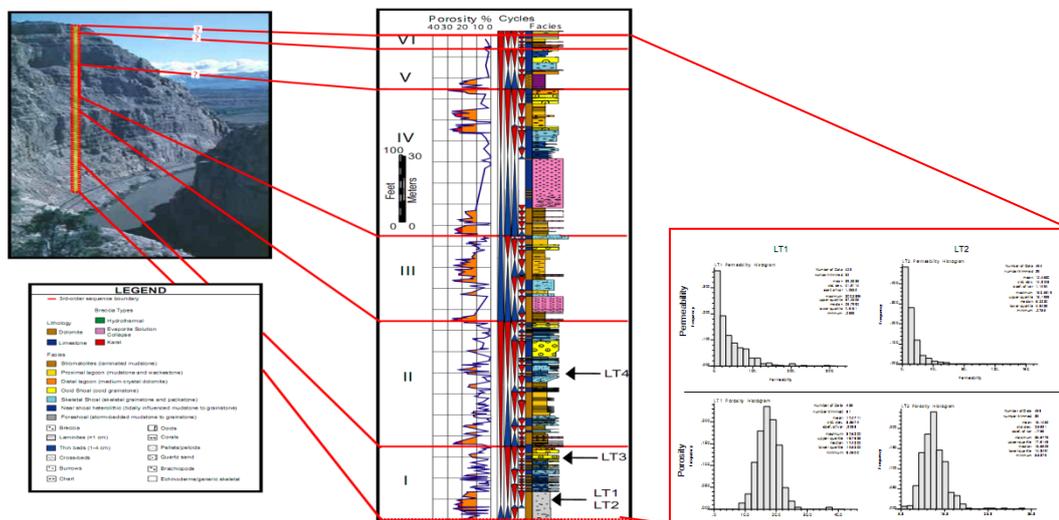
Los parámetros petrofísicos más importantes cuando se evalúa un reservorio son la porosidad y la permeabilidad. Los cuales son fundamentales para describir el comportamiento del yacimiento, en cuanto al flujo de fluidos nos referimos. Pero a veces se hace algo difícil tener el acceso a los datos de subsuelo ó simplemente los datos de pozo que se obtienen, no son los suficientemente confiables para poder realizar una buena interpretación petrofísica ya sea por problemas en la toma del registro ó porque los pozos son muy viejos y no cuenta con la suficiente información necesaria para una buena interpretación. Por lo que este trabajo busca realizar un modelo de correlación de las propiedades porosidad y permeabilidad entre análogos de afloramiento y datos de subsuelo mediante un ejemplo en un área de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Campo Colorado), en la Formación Mugrosa a partir de una aplicación metodológica con estudios de afloramientos y demás datos de subsuelo que se encontraban disponibles dentro del campo Escuela Colorado.

Los parámetros petrofísicos porosidad y permeabilidad se pueden conocer mediante dos métodos, donde uno de ellos es a través de las mediciones directas en los laboratorios (Petrofísica Básica) aplicada en este estudio y el otro es a través de registros eléctricos de pozo (GR, SP, RHOB y DT). Actualmente las compañías de servicio que se dedican a la adquisición de registros han desarrollado una amplia variedad de los mismos para poder determinar datos de porosidad y permeabilidad, midiendo físicamente propiedades de las rocas, tales como, resistividad, radioactividad natural, densidad, etc.

La caracterización de tipos de roca se realizó en afloramiento a partir de la definición de litofacies por el tipo de roca presente; esto con el fin de que los datos de afloramiento me sirvan para correlacionarlos en el subsuelo y en futuros estudios se lleguen a utilizar como modelo base para minimizar los

costos que se invierten en la toma de muestras en puntos locales en un pozo. (Figura 1).

**Figura 1.** Integración y obtención de propiedades petrofísicas a partir de análogos de afloramiento.



**Fuente:** Tomado de Bagert, 2003.

La Formación Mugrosa de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en el campo Colorado, está conformada por varias litologías principalmente de areniscas; Esta Formación tiene un espesor que varía desde 1900 a 2400 pies y se depositó en un ambiente fluvial de ríos meandriiformes. Según García y Fonseca, 2009; esta formación tiene un promedio entre 10 y 15 % de facies de canal, el porcentaje restante del registro rocoso se ubican las facies de desborde y llanura de inundación. Las facies de canal y de crevasse, son el objetivo primordial de este trabajo de investigación, para esto se tuvo en cuenta la descripción ambiental desarrollada en el trabajo de Madero, H; Rueda, P; Ortiz, A; Colegial, J.D, 2010 realizada en el análogo de afloramiento utilizado para este estudio.

En las rocas almacenadoras de fluidos se deben observar y conocer varias características petrofísicas a parte de la porosidad y la permeabilidad; para llegarse a constituirse en rocas reservorio tales como la saturación de fluidos,

presión capilar, mojabilidad, etc. Sin embargo, son las dos primeras y las más importantes que particularmente se abordarán en el resto de este trabajo para llegar al objetivo final que es la generación de un modelo de correlación de análogos de afloramiento y su extrapolación al subsuelo.

## **1.2 PREGUNTA DE INVESTIGACION**

¿Es posible, en la Formación Mugrosa del Valle Medio del Magdalena, predecir propiedades petrofísicas en áreas donde la información del subsuelo no esté disponible o no sea de buena calidad a partir de la generación de modelos de correlación de estas propiedades mediante la integración de análogos de afloramiento con datos de subsuelo?

## **1.3 HIPOTESIS DE INVESTIGACION**

Basado en las investigaciones realizadas en cuanto a la existencia de datos petrofísicos, para conocer calidad de reservorio (porosidad y permeabilidad); en los trabajos donde se ha evaluado la Formación Mugrosa del Valle medio del Magdalena en el campo Colorado; se evidencia el difícil acceso a los datos del subsuelo, debido a que simplemente los datos de pozo que se obtienen han presentado problemas, posiblemente en la toma del registro o porque los pozos son muy viejos y la calidad de la información no es muy buena. Para solucionar este problema; Se propone predecir la porosidad y la permeabilidad, a partir de la generación de modelos de correlación de estas propiedades mediante la integración de análogos de afloramiento con datos de subsuelo, esto con el fin de evaluar los parámetros que podrán afectar la calidad de reservorio de esta Formación, tales como el ambiente depositacional, litología, forma y tamaño de los granos, selección, grado de cementación y contenido de arcilla, mediante el análisis de secciones delgadas, pruebas de laboratorio (Petrofísica Básica) y datos de pozo disponible.

#### **1.4 OBJETIVO PRINCIPAL**

Predecir las variaciones de las propiedades petrofísicas que afectan el flujo de fluidos y el almacenamiento de las rocas reservorio de la Formación Mugrosa en el campo Colorado (VMM), a partir de la caracterización de análogos de afloramiento que permitan su extrapolación al subsuelo.

#### **1.5 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Agrupar y definir las diferentes facies analizadas para determinar litotipos, teniendo en cuenta ambientes de depositación, litologías y diagénesis de la roca, a partir de análogos de afloramiento y data de subsuelo disponible.

- Evaluar los parámetros que podrán afectar la calidad de reservorio de la Formación Mugrosa, tales como el ambiente depositacional, litología, forma y tamaño de los granos, selección, grado de cementación y contenido de arcilla a partir de información de afloramiento, secciones delgadas, pruebas de laboratorio (Petrofísica Básica) y datos de pozo disponible.

-Identificación de unidades de flujo y de los factores que controlan la distribución de la porosidad y la permeabilidad en los análogos de afloramiento, para su extrapolación al subsuelo en la Formación Mugrosa del campo Colorado (VMM).

-Conocer las variaciones de las propiedades de porosidad y permeabilidad determinadas con los datos de afloramiento y su extrapolación al subsuelo.

## **2. MARCO DE REFERENCIA**

El potencial de una arenisca como roca reservorio esta fuertemente relacionado con su historia diagenética, la cual dependerá de la composición inicial de dicha roca, siendo los siguientes los principales factores que determinan la historia diagenética: El tiempo de exposición a las diferentes condiciones de presión, temperatura y química del fluido de poro.

Cada rasgo diagenético producido durante el soterramiento y levantamiento de una arenisca originalmente porosa y permeable afecta su calidad de reservorio. (Sandoval, 2000)

### **2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD DE UN RESERVORIO**

Según Pittman (1979) tomado de Sandoval, 2000. La geometría de los poros e incluso los tipos de porosidad es uno de los principales factores que afectan la calidad de una roca como reservorio, ya que cambian con la diagénesis. Un ejemplo de esto son las macroporosidades que pueden transformarse en microporosidades, ya que pueden disolverse minerales para originar espacios vacíos, ocasionando que las porosidades puedan ser parciales o totalmente remplazadas por precipitación de minerales. Según este autor el mejor tipo de reservorio en una arenisca es aquel que posea porosidad intergranular, la cual si no ha sido destruida, a veces está asociada con una buena permeabilidad. Las areniscas reservorio de este tipo, presentan intervalos de porosidad del orden del 40 % en areniscas no consolidadas y cerca del 5% en aquellas que han sido expuestas a procesos diagenéticos.

La porosidad por disolución resulta comúnmente en las areniscas por remoción de materiales solubles tales como carbonatos, feldespatos y sulfatos etc. Estos materiales, pueden encontrarse como granos detríticos, matriz, cemento y/o minerales remplazantes. Las arenas presentan porosidad secundaria por disolución, pueden variar de pobres a excelentes reservorios, dependiendo de la cantidad de porosidad secundaria que se hubiese generado y el grado de interconexión con la misma. Algunos autores como (Heald y Laresse, 1973; Baker, 1991), en Sandoval, 2000 han reconocido la importancia de la disolución

de los feldespatos en la creación de porosidades. Los feldespatos comúnmente mas afectados por el proceso de disolución son la ortoclasa y plagioclasa. La microclina, puede a veces coexistir en una arenisca con feldespatos parcialmente disueltos, sin que muestre señales de disolución, esto se debe a la relativa temperatura de formación y estabilidad del grupo de los feldespatos potásicos, la ortoclasa se forman a mayor temperatura y poseen una estructura mas desordenada que la de la microclina, así que ellas no son tan estables bajo condiciones diagenéticas.

Según Nadeau y Hurst (1991) tomado de Sandoval, 2000. La morfología, composición, origen y distribución de los minerales de arcilla dentro de las areniscas, pueden tener un marcado efecto sobre su calidad de reservorio, pues la microporosidad asociada a dichos minerales, pueden contener agua irreducible que contribuye con la conductividad total de la formación, pero no con el almacenamiento de hidrocarburos y producción de fluidos, constituyendo así dicha microporosidad un factor importante y determinante en las propiedades petrofísicas de las areniscas.

Los factores determinantes en el estudio de la calidad de una arenisca como reservorio, son la precipitación de cementos, la compactación, disolución por presión y la presencia de minerales de arcillas alogénicas o alteración de minerales tales como feldespatos, fragmentos de roca, etc..., ya que aún en pocas cantidades, este factor puede tener un alto efecto sobre las propiedades de las areniscas. (Sandoval, 2000)

### **2.1.1 CEMENTACION**

Los materiales cementantes modifican la porosidad y la permeabilidad de una arenisca, por ejemplo; la precipitación de minerales autigénicos, principalmente sílice, carbonatos y minerales de arcillas, trae como resultado una apreciable reducción de estas dos propiedades, afectando esto la calidad de reservorio de una arenisca. Waldschmidt (1941) y Adams (1962) en Sandoval, 2000 determinaron que la precipitación de cuarzo como sobrecrecimiento durante la

diagénesis temprana, puede reducir fuertemente la capacidad de reservorio de una arenisca.

### **2.1.2 COMPACTACION Y DISOLUCIÓN POR PRESIÓN**

Uno de los factores claves a entender, en estudios de las propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad es el fenómeno de la compactación es cual hace referencia a la pérdida de espacio poroso dentro de un cuerpo sedimentario originado por la carga vertical de los estratos suprayacentes. Este fenómeno es uno de los procesos diagenéticos de mayor importancia en la reducción de la porosidad y permeabilidad original de un sedimento de manera irreversible, bien a través del arreglo o reorganización de la partículas, deformación y trituramiento de las mismas, incremento en la densidad (porque los sólidos minerales son mas densos que los fluidos de poro expelidos en el decrecimiento de la porosidad), reducción en la conductividad eléctrica cuando los fluidos del poro son soluciones acuosas y baja permeabilidad con un incremento en las velocidades de propagación de las ondas sísmicas.

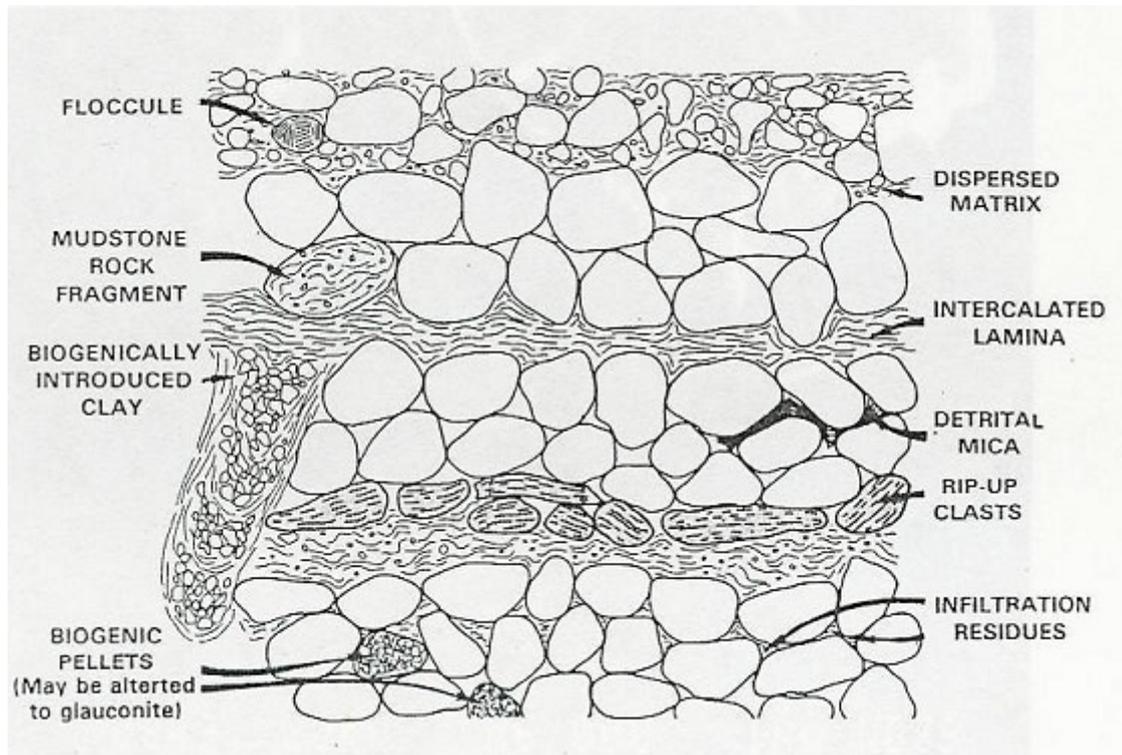
Se pueden tener dos tipos de compactación mecánica y química. La primera se produce al comienzo del enterramiento diagenético de los sedimentos, y se traduce en: reorganización de los componentes, originando un empaquetamiento más denso, y deformación y/o rotura de los mismos, según su grado de plasticidad. La segunda se produce durante el enterramiento diagenético profundo, después de la compactación mecánica, como consecuencia de la concentración de esfuerzos en los puntos de contacto entre granos o superficies mayores, lo que favorece la disolución de los carbonatos. Tiene como resultado: la generación de contactos intergranulares cóncavo-convexos y suturados, o bien el desarrollo de superficies mayores suturadas (estilolíticas) o no suturadas. A veces se la denomina “disolución por presión”. Sandoval, 2000.

El fenómeno de la compactación se estudia en este trabajo a partir del tren normal de compactación, metodología que es explicada en el punto 5.1.2.1, donde se muestran los respectivos resultados.

### **2.1.3 PRESENCIA DE MINERALES DE ARCILLAS ALOGÉNICAS Y AUTEGENICAS**

Los minerales de arcillas tanto de origen alogénico como autigénico influyen fuertemente en la porosidad y permeabilidad de las rocas reservorios. Por lo que estas propiedades dependen en un grado considerable no solo del tipo mineralógico, sino también del origen, morfología y estructuras de los minerales de arcilla. Las arcillas autigénicas controlan principalmente la permeabilidad, por lo que una ocurrencia esporádica de estas arcillas en los poros tienen menos influencia sobre la permeabilidad que las arcillas que delinean los poros y restringen las gargantas de los mismos. El tamaño y la forma de los poros son modificados por los minerales de arcillas, bien sean que ocurran como rellenos de poros, como envoltorios de granos o delineando poros que reducen su abertura o una compleja combinación de ambas. (Figura 2) (Wilson y Pittman, 1997 en Sandoval, 2000)

**Figura 2.** Modos de ocurrencia de arcillas alógenicas en areniscas.



**Fuente:** Tomado de (Wilson y Pittman, 1997) en Sandoval, 2000.

## **2.2 DEFINICION DE LOS PARAMETROS PETROFISICOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD**

### **2.2.1 POROSIDAD**

La definición de la porosidad se entiende como la capacidad de las rocas para contener fluidos y es el resultado de la relación entre el volumen de espacios vacíos sobre el volumen total de la roca y dependiendo del tipo de distribución entre ellas. Se define de dos formas

$$\varphi_a \text{ (Porosidad absoluta)} = \text{Volumen espacios vacíos} / \text{Volumen total de la roca}$$
$$\varphi_e \text{ (Porosidad efectiva)} = \text{Volumen de poros interconectados} / \text{Volumen total de la roca}$$

Puede ser expresada en términos de porcentaje (%) o en fracción decimal.

La porosidad absoluta se refiere al total de espacios vacíos, pero debido a que algunos de ellos pueden estar dentro de los granos (Porosidad intrapartícula), la porosidad efectiva es más importante en la explotación de hidrocarburos. Esta porosidad es la que determina la calidad de las rocas como reservorios ya que viene siendo la capacidad que tiene dicha roca de transmitir el fluido que contiene en sus espacios vacíos.

El origen de la porosidad en una roca reservorio, en este caso de una arenisca puede ser de dos tipos. (Ver figura 3, y 4 y Tabla 1).

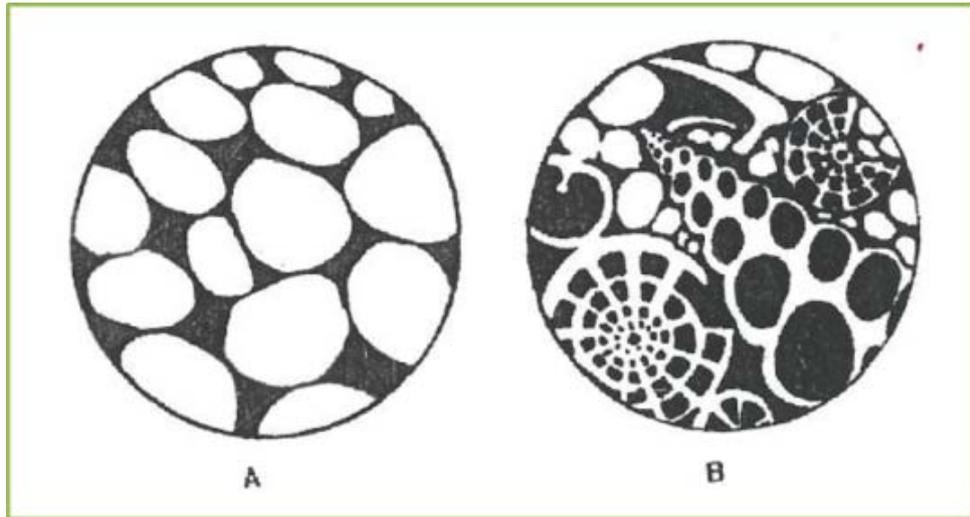
1. Primaria: Esta porosidad es originada durante la depositación de los sedimentos y puede ser a su vez intergranular e interpartícula.
2. Secundaria: Esta porosidad se forma por procesos posteriores a la depositación de los sedimentos los cuales pueden modificar la porosidad primaria e incluso crear u originar nuevos poros o intersticios.

Los principales procesos generadores de porosidades secundarias son el proceso de disolución y el fracturamiento bien sea por el efecto de compactación o por movimientos tectónicos. El proceso de disolución es el que mayor volumen de porosidades secundarias genera, sobretudo en las areniscas con un alto contenido de carbonatos y de feldespatos u otras partículas inestables.

La porosidad considerada para la Formación Mugrosa debido a que su litología son rocas silisicláticas, es de tipo primaria, que esta definida como aquella porosidad formada por los espacios vacíos existentes originalmente entre los granos o cristales luego de que fueron depositados como sedimentos. Su valor varia en función del tamaño, uniformidad y distribución geométrica de las partículas, constituyendo el valor mas alto el arreglo de tipo cúbico con una porosidad del 47.6 % o un arreglo romboédrico que nos ofrece una porosidad de 25.96 %. En términos generales la porosidad primaria esta afectada principalmente por el empaquetamiento de los granos, clasificación,

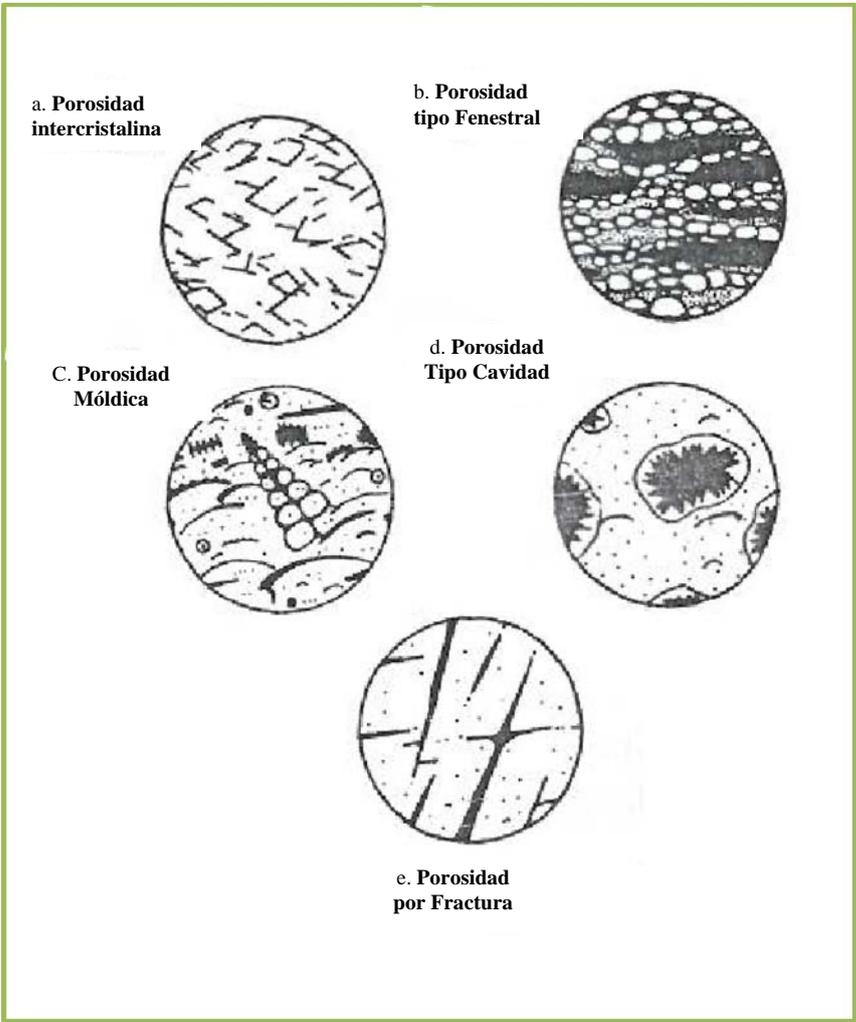
cementación, forma de los mismos y la compactación; factores que fueron estudiados muy detenidamente en este trabajo.

**Figura 3.** Esquema ilustrativo de una sección delgada mostrando la porosidad primaria depositacional. A. Porosidad intergranular comúnmente encontrada en las areniscas. B. Porosidad Intrapartícula e intergranular, típica de areniscas esqueléticas.



**Fuente:** Tomado de Selley (1976), en Sandoval 2000.

**Figura 4.** Esquema ilustrativo de una sección delgada mostrando la porosidad secundaria. a. Porosidad intercrystalina, típica de las dolomitas. b. Porosidad fenestra, típica de la pelmicritas; c. Porosidad móldica, formada por disolución selectiva de fragmentos esqueléticos; d. porosidad de cavidades, formada por disolución irregular; e. Porosidad por fractura en muchos tipos de roca.



**Fuente:** Tomado de Selley (1976), en Sandoval 2000.

**Tabla 1.** Clasificación de los tipos de porosidad.

Porosidad	Tipos	Origen
Primaria o Depositacional	Intergranular o interpartícula	Sedimentación
	Intrapartícula	Sedimentación
Secundaria o Post-Depositacional	Intercristalina	Cementación
	Fenestral	Cementación
	Móldica	Solución
	Cavidades	Solución
	Fractura	Movimientos Tectónicos, compactación o deshidratación

**Fuente:** Modificado. Selley (1976), en Sandoval 2000.

### 2.2.2 PERMEABILIDAD

En cuanto a la permeabilidad esta es definida como la habilidad de un reservorio para permitir el flujo de un fluido a través de los espacios vacíos interconectados. La permeabilidad depende fundamentalmente de: tamaño y apertura de los poros, grado de conectividad y tipo de cemento entre los granos; factores a ser estudiados muy detenidamente en este trabajo a partir de la interpretación de las secciones delgadas desarrolladas. La permeabilidad (k) es un darcy cuando 1 cm<sup>2</sup> de la superficie de la roca desaloja 1cc de unidad de fluido, de viscosidad de un centipoise en un segundo a una presión diferencial de 1 atmósfera. En base a estudios de laboratorio, la permeabilidad puede ser expresada en los siguientes términos:

$$k = Q u / A (\Delta P / L) \quad \dots\dots\dots\text{Ec. 1}$$

$$Q = k/u * A/L * (P1-P2)$$

Donde:

K = permeabilidad (k)

Q = flujo por unidad de tiempo (cm/s)

u = Viscosidad (cp)

A = sección del área (cm<sup>2</sup>)

L = Longitud de la roca (cm) y

$\Delta P$  = presión diferencial

Entre los valores típicos de permeabilidad establecidos por los análisis de núcleos en Laboratorio se tienen los siguientes rangos para definir la calidad de reservorio de acuerdo al parámetro permeabilidad.

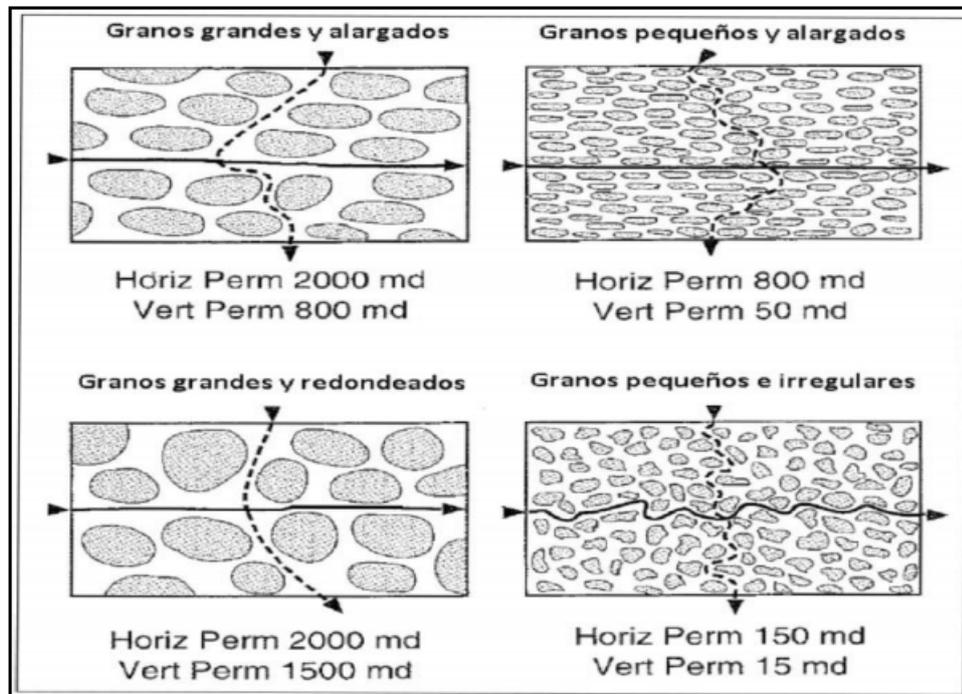
Regular: 1 - 10 md

Buena: 10 - 100 md

Muy buena: 100 - 1000 md

Se pueden medir tanto la permeabilidad horizontal como la permeabilidad vertical. Siendo la horizontal de mayor valor, pues el alineamiento de los granos es normalmente con su eje mayor paralelo a la superficie donde se depositan. Existen varios parámetros que influyen en la permeabilidad como lo son: temperatura, gradiente hidráulico (presión), forma - tamaño – continuidad de los poros y principalmente del empaquetamiento y contacto entre los granos. Ver Figura 5.

**Figura 5.** Esquema ilustrativo de la distribución de los granos de arena y estructura poral afectando la permeabilidad.



**Fuente:** Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger 2000.

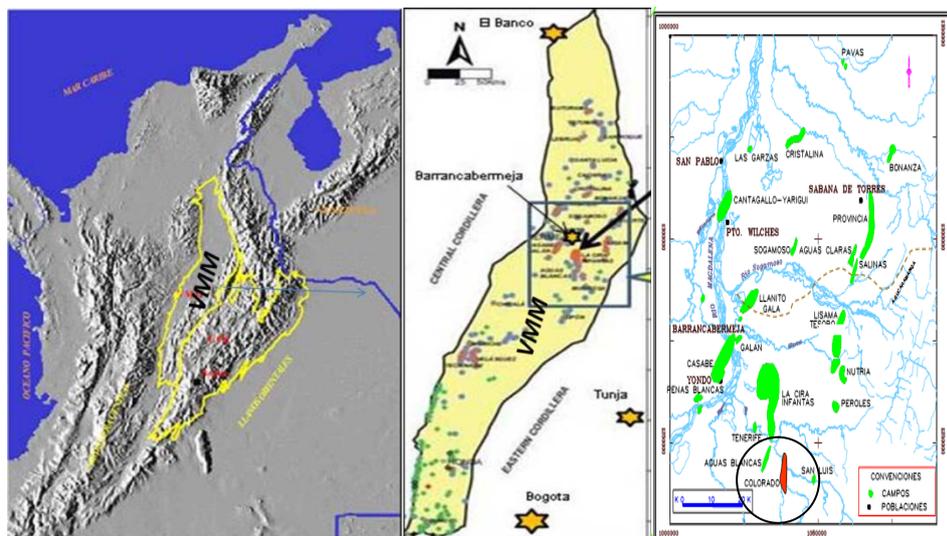
### 3. ANTECEDENTES Y LOCALIZACIÓN

#### 3.1 LOCALIZACION

El campo Colorado se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) entre las coordenadas X= 1.036.000 - 1.040.500, Y= 1.238.000 - 1.247.500 con origen Bogotá, regido por la estructura de la cordillera Oriental del Piedemonte Occidental al Sur del Campo La Cira-Infantas y al sureste del municipio de Barrancabermeja Santander. (Ver figura 6).

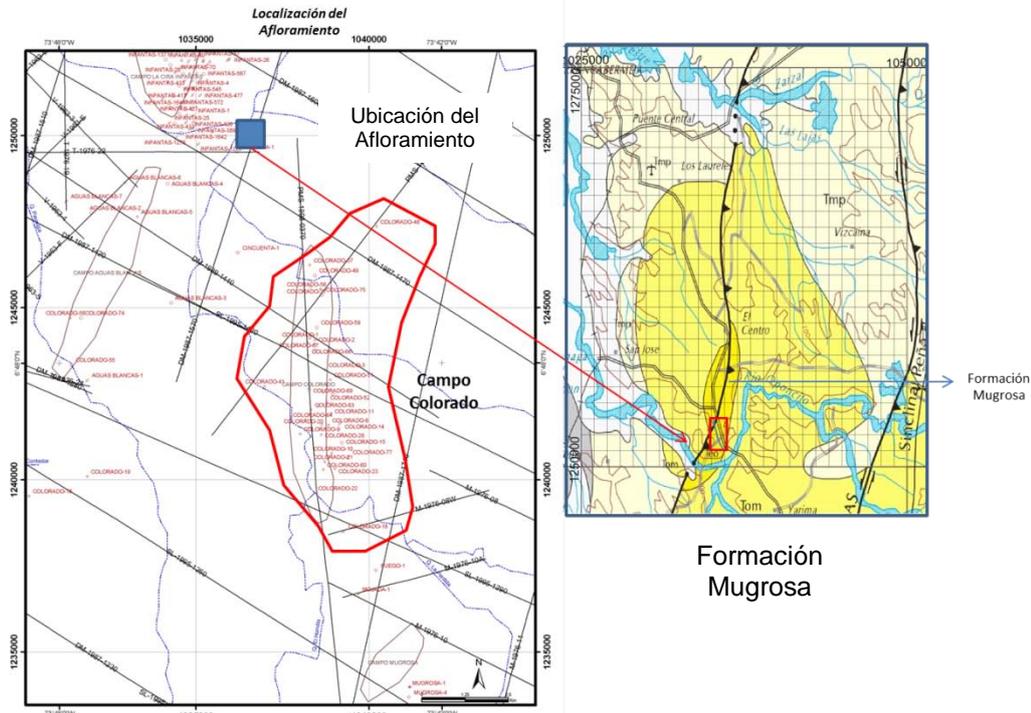
La toma de muestras en afloramiento para análisis de petrofísica básica y petrografía se hizo en las arenas preferiblemente limpias de diferentes tamaños de grano y sorteamiento ya que estos dos factores están directamente involucrados en los cálculos de las propiedades de porosidad y permeabilidad, la localización de los Afloramientos se encuentran entre las coordenadas X= 1.035476- 1.036.012, Y= 1.251.417- 1.253.191 al noroeste del Campo Colorado como se puede en la figura 7.

**Figura 6.** Localización del Campo Colorado en el VMM. Informe Colorado 2003, Diagnóstico y Estrategias de recobro.



**Fuente:** (Ecopetrol - ICP 2003). Tomado de Hernández, 2012.

**Figura 7.** Localización del punto de muestreo en afloramiento en las coordenadas X y Y. El punto azul muestra la localización del muestreo del afloramiento.



**Fuente:** Cortesía Información del campo Escuela Colorado, Universidad Industrial de Santander, 2011.

### 3.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO COLORADO

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al Oriente y el mas corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45° con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla Colorado. El anticlinal esta dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. De acuerdo al trabajo realizado por *Calvo y Amaya, 2010* se dividió de sur a norte el campo Colorado en VI bloques. Como se indica en la figura 8. Los bloque I, II, III y IV están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte de tal forma que el bloque I esta más alto y el bloque IV mas bajo. Este bloque está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del bloque V, el cual a su vez está limitado por



### 3.4 GENERALIDADES DE LA FORMACIÓN MUGROSA

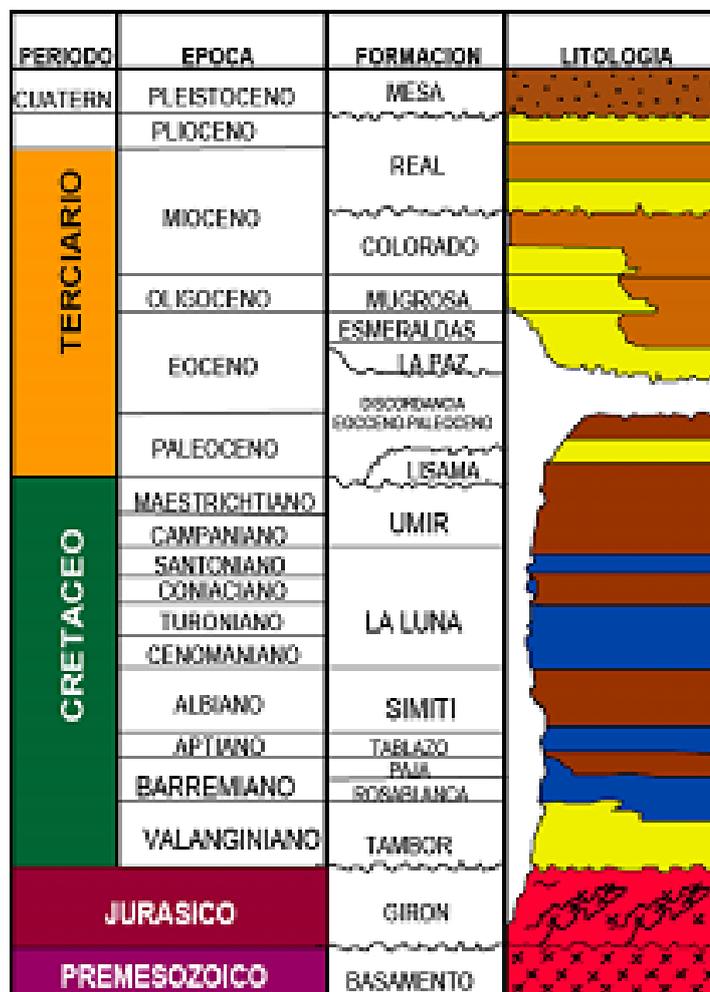
La Formación tiene un espesor que varía de 1900 a 2400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas vario-coloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meandricos. El tope de esta unidad es fácilmente identificada por un marcado nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el horizonte fosilífero de Mugrosa. Hernández, 2012.

La Formación Mugrosa pertenece a una secuencia de rocas sedimentarias del terciario, a la cual se le asigna una edad Oligoceno (Schamel, 1991 en García y Fonseca, 2009). (Figura 8). La porosidad promedio de esta formación está entre el 15 y el 20% y se encuentra subdividida en zona B y C, para efectos operacionales (Waring, 1981 en Morales y Gómez, 2008).

La Formación Mugrosa del Valle Medio del Magdalena, ha sido estudiada en muchas áreas como lo son: El campo Colorado, Llanito, Lisama etc. Varios de estos estudios son principalmente aplicados a realizar modelos sedimentológicos y estratigráficos ya que una de las mayores problemáticas para esta formación radica en no conocer la distribución, la continuidad y la heterogeneidad de los diferentes paquetes arenosos del subsuelo. García y Fonseca, 2009. En cuanto a la determinación de los parámetros porosidad y permeabilidad, no se cuenta con mayor información y la mayoría de esta se ha documentado solo a partir de datos de registros eléctricos y muy poco se ha integrado con información directa como lo son los núcleos y los datos de afloramiento. Por esto es necesario conocer de acuerdo a esta distribución de cuerpos arenosos que ya ha sido estudiado en muchas tesis y trabajos de investigación como están variando las propiedades propiedades petrofísicas y si un modelo de correlación de análogos de afloramiento con datos de subsuelo nos pueden ayudar a resolver muchas dudas en cuanto a las variaciones de estas propiedades ya que el amarre registro- roca constituye la principal base de credibilidad para poder aplicar o extrapolar características no solo

sedimentológicas y estratigráficas sino también petrofísicas a los campos de desarrollo y exploración de una cuenca.

**Figura 9.** Columna Generalizada del Valle Medio del Magdalena.



**Fuente:** Modificada de Barrero, et al, 2007.

## 4. METODOLOGIA

La metodología utilizada está conformada por cuatro etapas, las dos primeras etapas correspondieron a la adquisición de los datos y las 2 últimas etapas al análisis de los datos. (Ver figura 10.) En resumen la Metodología inicia con el análisis de la información existente de las técnicas utilizadas para extrapolar información de análogos de afloramiento al subsuelo, como a estudios con enfoque sedimentológico-petrofísico realizados en la Formación Mugrosa de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Una segunda etapa comprende la recolección en campo de datos sedimentológicos y muestreos de areniscas con fines de realizar análisis de petrofísica Básica y petrografía.

La tercera y cuarta etapa consiste del análisis de datos de campo, análisis de los datos de laboratorio y la posterior integración con la información de pozos, con el fin de generar un modelo de correlación de propiedades petrofísicas (Porosidad y Permeabilidad); mediante la integración de análogos de afloramiento con datos de subsuelo. A continuación se describen las cuatro etapas.

### **Etapas 1**

Esta comprendió el proceso de recolección de toda la información publicada y de artículos disponibles, con el fin de generar una base de datos que contribuya a los intereses de la realización del proyecto. Los tres principales trabajos que se utilizaron para el amarre de los datos de subsuelo a afloramiento son los siguientes, Ramírez, W; 2010 Castillo, A; Ríos, J; 2008 y Badillo, R; 1996.

Esta base de datos recolecta información de antecedentes de estudios de sedimentología, análisis de facies y de propiedades en la Formación Mugrosa del Valle Medio del Magdalena, como también estudios referentes al tema de amarres de información de análogos de afloramiento al subsuelo que hayan sido desarrollados en otras cuencas del mundo, con el fin de enriquecer la metodología para abordar este trabajo.

## **Etapas 2**

Esta correspondió a la fase de campo, durante la cual se realizó la recolección de los datos sedimentológicos y de muestras de roca (Plug) con el fin de realizar análisis de petrofísica básica y lograr una agrupación de facies definidas tanto en campo como en pozo, para determinar litotipos los cuales son definidos como aquellos segmentos litológicos del reservorio que al caracterizar sus propiedades petrofísicas, se note diferente a cualquier otro existente en el mismo reservorio.

La toma de muestras de roca para análisis de petrofísica básica y petrografía se hizo en las arenas preferiblemente limpias de diferentes tamaños de grano y sorteamiento ya que estos dos factores están directamente involucrados en los cálculos de las propiedades de porosidad y permeabilidad. Además las muestras que se obtuvieron estaban completamente frescas y no estaban alteradas por procesos de interperismo y meteorización superficial.

## **Etapas 3**

El primer paso de esta etapa, antes de haber realizado cualquier interpretación, fue estudiar petrográficamente cada una de las muestras colectadas para hacer un análisis composicional y textural a partir de la metodología de Folk, 1974.

Durante el análisis petrográfico de las secciones delgadas, se caracteriza cada facie descrita en campo, se describen e identifican los principales minerales contenidos en la roca de acuerdo a sus propiedades tanto ópticas como texturales y se obtienen los principales factores que afectan la calidad de reservorio.

Un segundo paso correspondió el de desarrollar mediante técnicas directas de laboratorio (petrofísica básica) los análisis de porosidad y permeabilidad. La porosidad junto a la permeabilidad hacen parte del grupo de análisis básicos o estándar de laboratorio. La medición de la porosidad se realiza sobre muestras previamente revisadas y seleccionadas, las cuales deben estar limpias y secas; se les introduce tradicionalmente gas Helio. El estimativo directo se

basa en la relación de volúmenes. Volumen total (BV), Volumen Poroso (PV) y volumen de granos (GV).

La permeabilidad se obtiene como se había mencionado; mediante mediciones directas en el laboratorio, estos métodos proporcionan valores de permeabilidad absoluta (Un solo tipo de fluido a través de la muestra) mediante el desplazamiento de aire o nitrógeno y la aplicación de la ecuación de Darcy. Su medición se realiza sobre muestras a las cuales se les ha determinado previamente su porosidad.

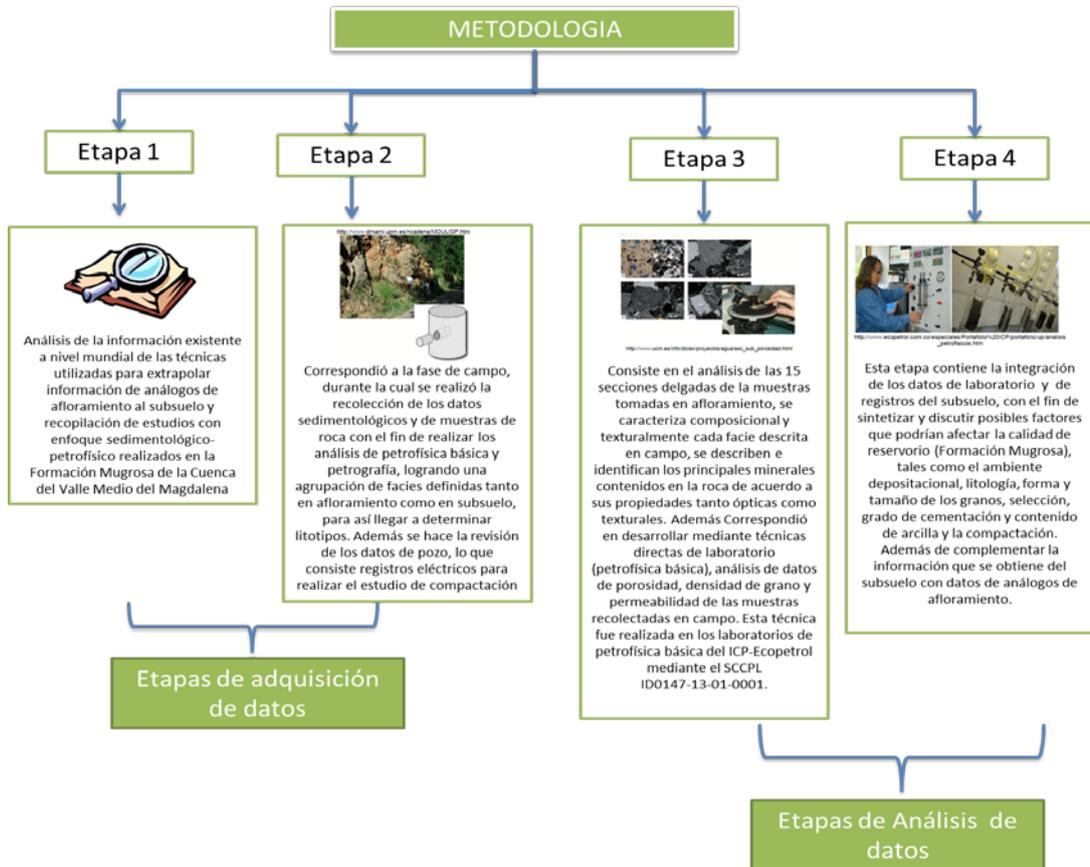
#### **Etapas 4**

Esta etapa contiene la integración de estos datos de laboratorio y de registros del subsuelo, con el fin de sintetizar y discutir posibles factores que podrían afectar la calidad de reservorio (Formación Mugrosa), tales como el ambiente depositacional, litología, forma y tamaño de los granos, selección, grado de cementación, contenido de arcilla y la compactación. Además de complementar la información que se obtiene del subsuelo con datos de análogos de afloramiento.

Finalmente, se realiza una interpretación sedimentológica y petrofísica (Anexo A), con el fin de obtener un modelo correlativo de las propiedades porosidad y permeabilidad a partir de análogos de afloramiento, para observar que tanto este puede llegar a extrapolarle al subsuelo.

Esta información fue la base para generar diferentes mapas de distribución de facies y propiedades que representarán un modelo que describa la calidad de reservorio de la Formación Mugrosa. Por último, toda esta metodología permitirá obtener un análisis, síntesis y conclusiones que se integren en la redacción del informe.

**Figura 10.** Esquema mostrando la metodología en este estudio.



**Fuente:** El autor. Universidad Industrial de Santander, Septiembre 2012.

## **5. RESULTADOS**

### **5.1 PRESENTACION DE RESULTADOS**

#### **5.1.2 RESULTADOS PETROGRÁFICOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA**

Para el estudio petrográfico de la Formación Mugrosa a nivel de afloramiento se analizaron 15 secciones delgadas de diferentes tipos de areniscas, las cuales fueron clasificadas en tres diferentes grupos. El análisis petrográfico a nivel de subsuelo, se tomó a partir de las secciones delgadas analizadas en las tesis de Ramirez 2010 y Badillo 1996. La importancia que tiene el estudio petrográfico en la determinación de la porosidad, su tipo, características, porcentaje o proporción y origen, es debido a que una gran parte de las reservas de gas natural y de petróleo están contenidas en areniscas que han desarrollado la porosidad post-depositacional. Por esto el gran interés que se le coloca al estudio petrográfico desarrollado en este trabajo. Los subambientes depositacionales influyen en gran parte la calidad de reservorio de las rocas, en el anexo A se encuentra la columna sedimentológica y la posición de cada muestra analizada en este estudio.

#### **5.1.3 RESULTADOS PETROGRAFICOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA A NIVEL DE AFLORAMIENTO.**

##### ***CARACTERÍSTICAS TEXTURALES DE LAS ROCAS DE LA FORMACIÓN MUGROSA GRUPO 1:***

El grupo 1, lo constituyen las muestras AMR- 00, 01, 02, 03, 14, 15 Estas muestras, pertenecen a litoarenitas y litoarenitas feldespáticas según clasificación composicional (Folk, 1974), texturalmente corresponden a areniscas de tamaño arena media a fina.

El volumen total de la roca está distribuido entre armazón, matriz, cemento y poros. Están compuestas principalmente por granos 65-75%, del volumen total, el resto del porcentaje es contemplado por matriz, cemento y poros.

La redondez de los granos de este grupo varían entre redondeados a subredondeados, presentando menor porosidad que en las arenas con bordes de granos angulares del grupo 3. La esfericidad está representada en granos subesféricos, elongados y subelongados. Los contactos entre partículas varían entre puntuales y longitudinales, el calibrado de las muestras oscila entre pobremente calibrada a moderadamente calibrada.

El armazón está constituido por cuarzos muy redondeados a subredondeados, feldespatos angulares a subredondeados y gran cantidad de líticos subredondeados ígneos, metamórficos y sedimentarios. El tamaño de grano predominante es arena media a fina, la mayoría de estas muestras se caracterizan por presentar patrones bajos a medios de cementación por calcita y minerales opacos.

### ***CARACTERÍSTICAS COMPOSICIONALES***

**Cuarzo.** El porcentaje promedio de cuarzo en estas muestras es de 50%. Muchos de los cuarzos monocristalinos muestran extinción ondulante e inclusiones minerales como circón y micas (moscovita). Algunos cuarzos presentan fracturas intragranulares donde ha precipitado levemente la sílice. Se evidencia disolución en los bordes de los cuarzos y precipitación de la misma como cemento entre cuarzos.

**Feldespatos.** El porcentaje promedio de feldespatos en estas muestras es de 10%. Algunos feldespatos presentan fracturas intragranulares en altos grados, en general las plagioclasas se encuentran más alteradas y con disoluciones parciales a totales que los feldespatos potásicos.

**Líticos.** El porcentaje promedio de los líticos en estas muestras es de 40%. Los líticos están representados por cuarzos policristalinos y feldespatos policristalinos, fragmentos metamórficos, ígneos y sedimentarios en menor cantidad. La muestra con el mayor número de Líticos es la AMR-00.

**Minerales Dúctiles** (trazas) : El mineral micáceo principal identificado en este grupo de muestras es la moscovita (Figura 18). La ductilización de la moscovita indica esfuerzos mecánicos medios a bajos en la roca.

**Siderita.** Se presenta en agregados subhedrales con tamaños promedios de 0,13 mm. (Figura 16). Es uno de los cementos presentes en este tipo de arenisca. La precipitación de siderita juega un papel muy importante en la destrucción y conservación de la porosidad y la permeabilidad. En este grupo la siderita esta disminuyendo parcialmente la porosidad y la permeabilidad.

### ***CARACTERÍSTICAS TEXTURALES DE LAS ROCAS DE LA FORMACIÓN MUGROSA GRUPO 2:***

El grupo 2 lo constituyen las muestras AMR 04, 05, 06, 07, 08 estas muestras, pertenecen a litarenitas y litarenitas feldespáticas según clasificación composicional (Folk, 1974), texturalmente corresponden a areniscas de tamaño arena media a fina.

El volumen total de la roca está distribuido entre armazón, matriz, cemento y poros. Estan compuestas principalmente por granos 60-70%, del volumen total, luego de cemento con un promedio de 15-20 %, el resto del porcentaje es contemplado por matriz y poros.

La redondez de los granos de este grupo varían entre redondeados a subredondeados, la esfericidad está representada en granos esféricos. Los contactos entre partículas varían entre puntuales y longitudinales, el calibrado de las muestras oscila entre muy pobremente calibrada a moderadamente calibrada.

**Armazón.** El promedio del porcentaje promedio de armazón para estas muestras es de 65 % de tipo granosoportado a flotante, debido a la cantidad de cemento de calcita que presentan (Figura 34a). El armazón está constituido por cuarzos redondeados a subredondeados, feldespatos angulares a subredondeados y en menor cantidad de líticos comparado con el grupo 1.

**Matriz.** El promedio del porcentaje de matriz para estas muestras es 7,8%, tipo lodosa. En algunas muestras no se tiene matriz (0%) debido al cemento de calcita que la ha reemplazado (AMR-08). La matriz está constituida por partículas tamaño arcilla que oscilan y algunas partículas tamaño limo.

**Cemento.** El porcentaje promedio de cemento en estas muestras es de 15%, el valor mayor es de 25%. La calcita es el principal cemento, se encuentran distintos tipos de cementación desde muy bajos hasta avanzados como es el caso de la muestra AMR-08. Esto ocasiona una reducción de los porcentajes de la matriz, anulando la porosidad. Otros tipos de cemento con patrones menores lo constituyen los minerales opacos y la sílice.

### ***CARACTERÍSTICAS COMPOSICIONALES***

**Cuarzo.** El porcentaje promedio de cuarzo en estas muestras es de 52%. Algunos cuarzos presentan fracturas donde ha precipitado levemente la sílice. Se evidencia disolución en los bordes de los cuarzos y precipitación de la misma como cemento entre cuarzos. Se evidencian Cuarzos y feldespatos que se encuentran totalmente frescos.

**Feldespatos.** El porcentaje promedio de feldespatos en estas muestras es de 20%. Algunos feldespatos presentan fracturas intragranulares en altos grados, en general las plagioclasas se encuentran más alteradas y con disoluciones parciales a totales que los feldespatos potásicos.

**Líticos.** El porcentaje promedio de los líticos en estas muestras es de 28%, mas bajo en comparación con el grupo 1. Los líticos están representados por cuarzos policristalinos y feldespatos policristalinos, fragmentos metamórficos, ígneos y sedimentarios en menor cantidad.

### ***CARACTERÍSTICAS TEXTURALES DE LAS ROCAS DE LA FORMACIÓN MUGROSA GRUPO 3:***

El grupo 3 lo constituyen las muestras AMR 09, 10, 11,12 y 13 estas muestras, pertenecen al grupo de Arcosa lítica según clasificación composicional (Folk, 1974), texturalmente corresponden a areniscas de tamaño arena media a fina. La porosidad que se exhibe en estas muestras es muy buena del 12% al 20%.

La redondez de los granos de este grupo varían entre muy angulares a subangulares indicando bajo transporte y generando una mejor porosidad. La esfericidad está representada en granos subesféricos, elongados y subelongados. Los contactos entre partículas varían entre puntuales y longitudinales, sugiriendo una baja compactación. El calibrado de las muestras oscila entre calibrada a moderadamente calibrada.

El volumen total esta compuesto principalmente por granos (70-85%) del volumen total, el resto del porcentaje es contemplado por matriz, cemento y porosidad.

El armazón está constituido por cuarzos muy angulares a subangulares, feldespatos angulares a subredondeados y en menor cantidad de líticos. El tamaño de grano predominante es arena media a fina. Su porcentaje de matriz detrítica es menor al 6 % y los cementos al 8%, significando que la mayoría de estas muestras se caracterizan por presentar patrones muy bajos a bajos de cementación por calcita y minerales opacos.

**Cemento.** El porcentaje promedio de cemento en estas muestras es bajo, casi nulo, el valor mayor es de 8%. La calcita es el principal cemento.

### ***CARACTERISTICAS COMPOSICIONALES.***

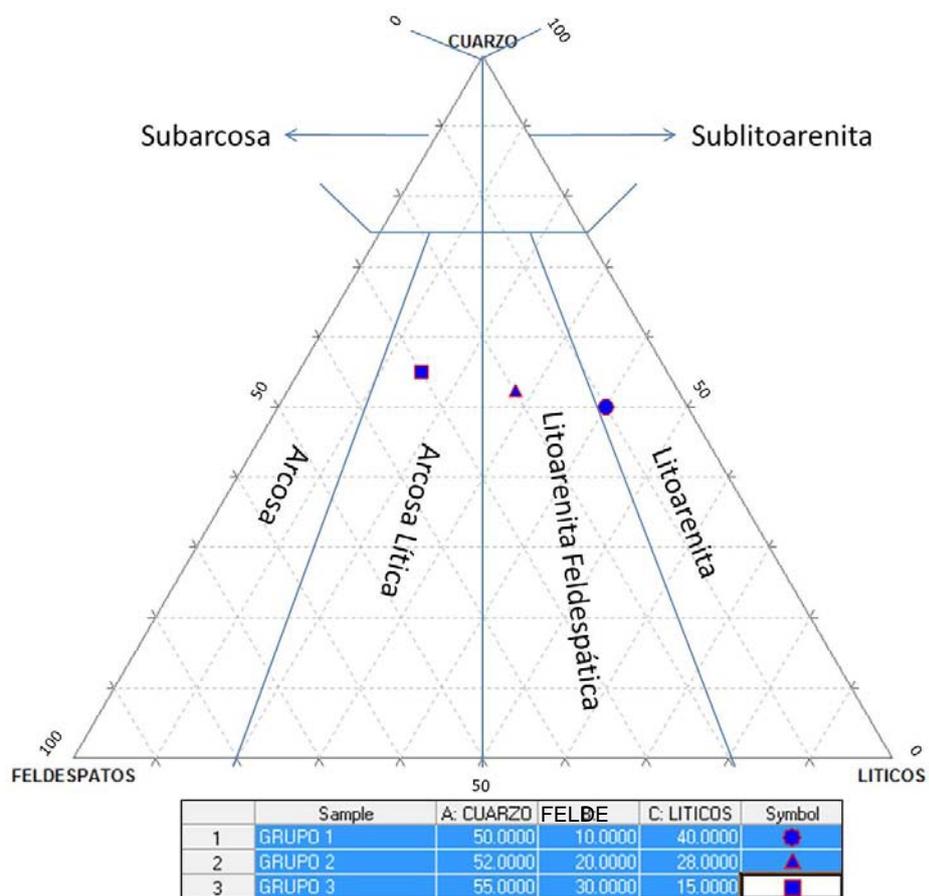
**Cuarzo.** El porcentaje promedio de cuarzo en estas muestras es de 55%. Algunos cuarzos presentan fracturas donde ha precipitado levemente la sílice. Se evidencia disolución en los bordes de los cuarzos y precipitación de la misma como cemento entre cuarzos.

**Feldespatos.** El porcentaje promedio de feldespatos en estas muestras es de 30%. Algunos feldespatos presentan fracturas intragranulares en altos grados, en general las plagioclasas se encuentran más alteradas y con disoluciones

parciales a totales que los feldespatos potásicos, generando porosidades secundarias.

**Líticos.** El porcentaje promedio de los líticos en estas muestras es de 15%. Los líticos están representados por cuarzos policristalinos y feldespatos policristalinos, fragmentos metamórficos, ígneos y sedimentarios en menor cantidad. La muestra con el mayor número de Líticos es la AMR-13.

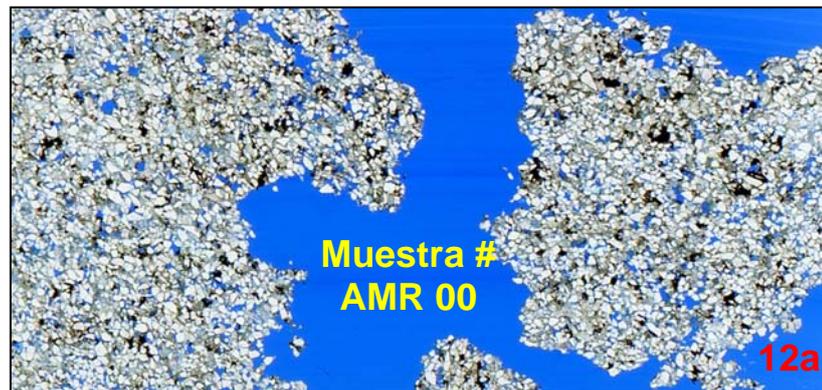
**Figura 11.** Clasificación composicional por grupo de las areniscas de la Formación Mugrosa.



**Fuente:** Modificado según clasificación Folk (1974).

A continuación se hace una descripción petrográfica de cada muestra tomada en afloramiento.

**Figura 12.** 12a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 00, donde se observa todo el campo visual. 12b. Sección delgada a escala 1mm en nicols paralelos. 12c. Sección delgada a escala 1mm en nicols cruzados.



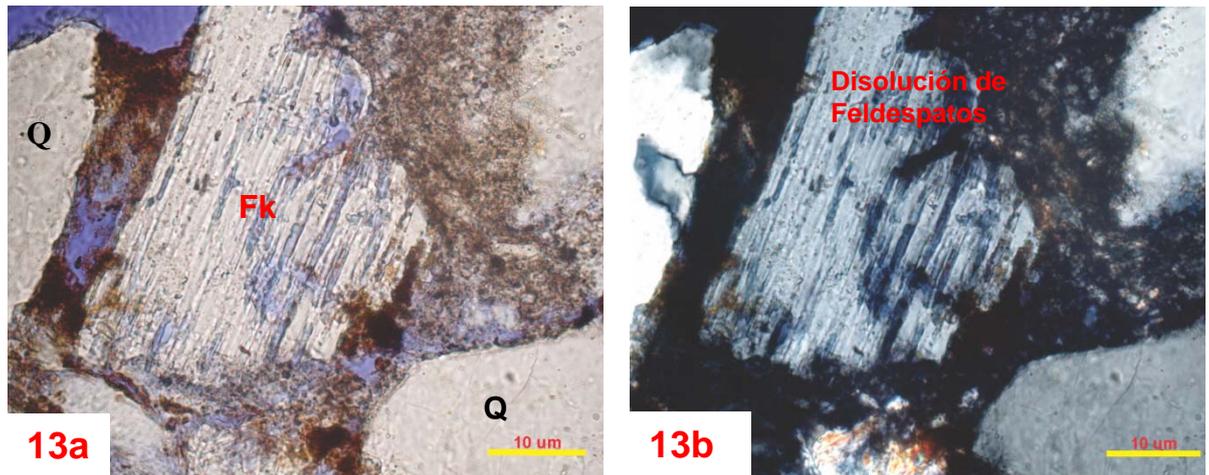
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

### ***Descripción Muestra AMR- 00***

Arenisca de tamaño de grano fina a media, presenta contacto puntual entre granos, esto evidenciado entre las partículas del armazón. Presenta porosidad tanto primaria como secundaria. La redondez de los granos varía entre redondeados a subredondeados. Presencia de Moscovita dúctil deformada, producto de la compactación. Gran cantidad de fragmentos líticos. El armazón

está constituido por cuarzos muy redondeados a subredondeados, feldespatos y líticos. El tamaño de grano predominante es arena media.

**Figura 13.** 13a. Sección delgada a escala 10  $\mu\text{m}$  en nicols paralelos. 13b. Sección delgada a escala 1  $\mu\text{m}$  en nicols cruzados. Nótese la disolución de feldespatos originando porosidad secundaria.

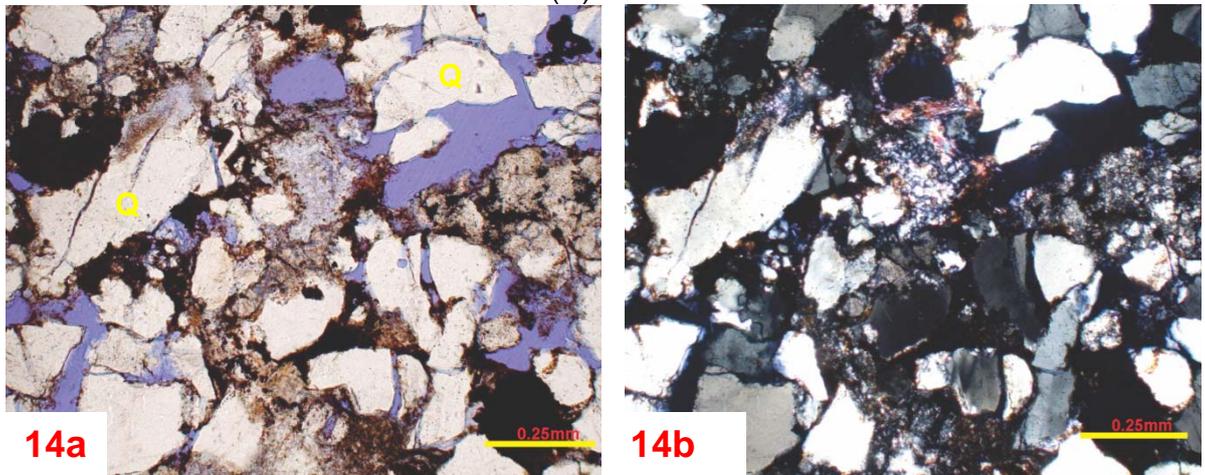


**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

De acuerdo a la génesis de la porosidad como se puede observar, hay disolución de feldespatos, generando porosidades secundarias.

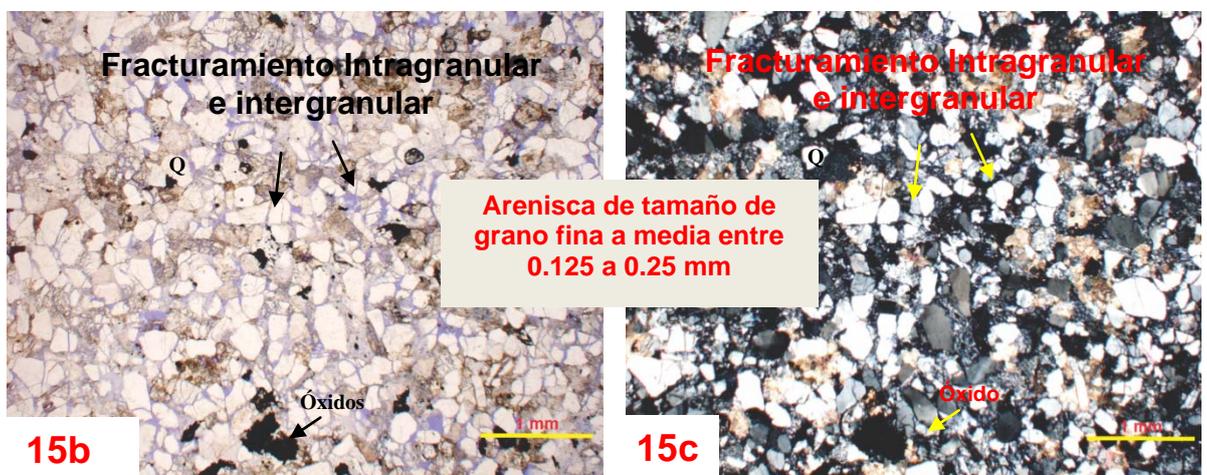
El porcentaje promedio de la porosidad para esta muestra es del 8%, representada principalmente en porosidad secundaria (6,7%) por fracturamiento intragranular e intergranular incluyendo fracturamiento de borde de grano y disolución de feldespatos y líticos especialmente sedimentarios. El promedio de la porosidad primaria para la muestra es correspondiente a 1,3%.

**Figura 14.** 14a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols paralelos. 14b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols cruzados. Fracturas intragranulares en cuarzo (Q).



Fuente: El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 15.** Figura 15a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 01, donde se observa todo el campo visual. 15b. Sección delgada a escala 1mm en nicols paralelos. 15c. Sección delgada a escala 1mm en nicols cruzados.



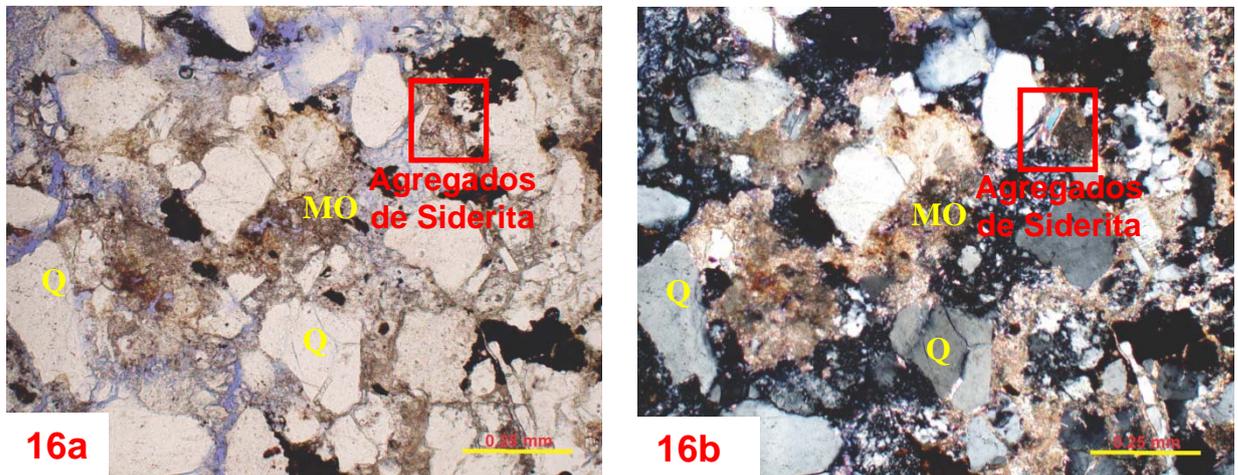
Fuente: El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

### **Descripción Muestra AMR - 01**

Arenisca de tamaño de grano fina a media, presenta contacto puntual a longitudinal entre granos. Presenta porosidad tanto primaria como secundaria. Esta muestra se encuentra notablemente fracturada (siderita cementante) esta siderita es ortoquímica y se ve en gran cantidad colores marrones oscuros cuando se coloca en nicoles paralelos (Figura 16). Se encuentra presencia de calcita y de moscovita detrítica que es dúctil y granos frágiles como cuarzo y feldespato.

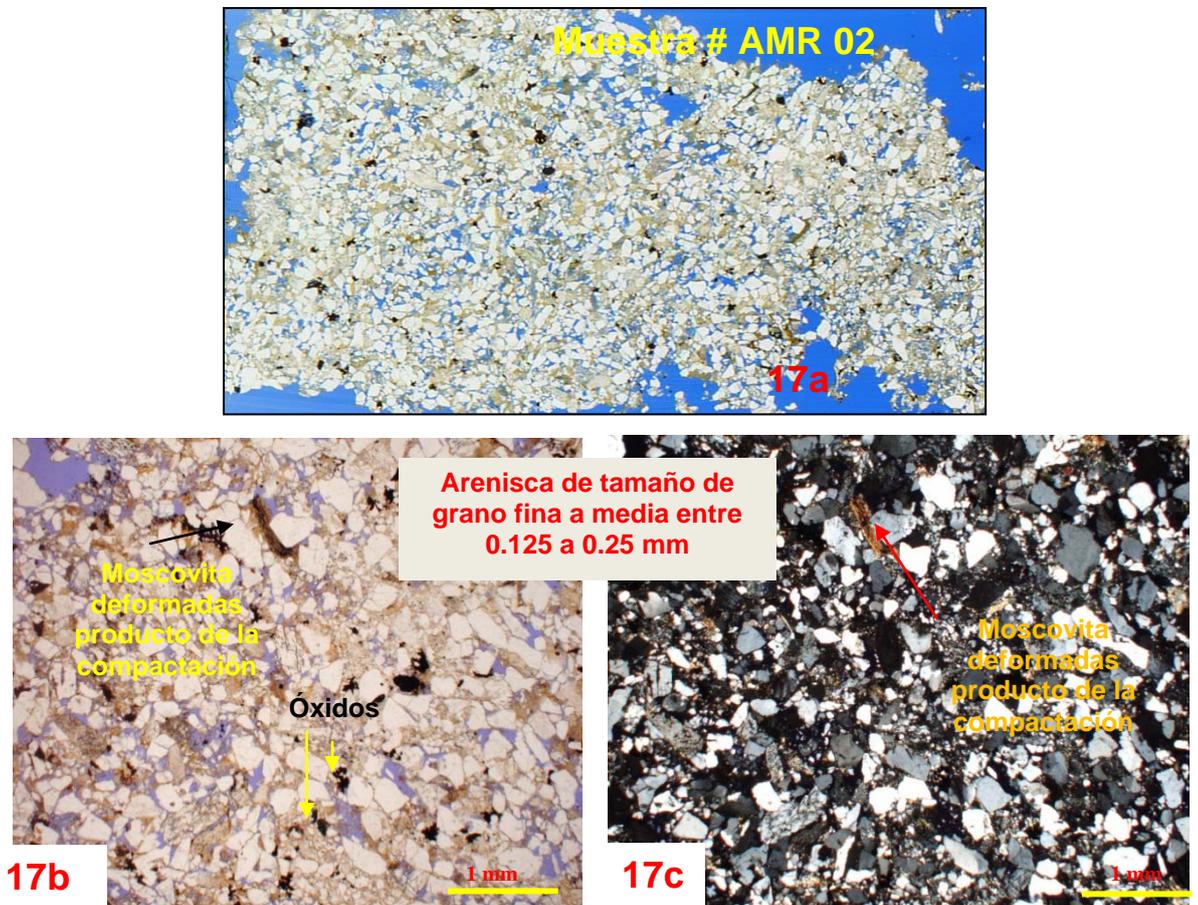
De acuerdo a la génesis de la porosidad como se puede observar, hay disolución de feldespatos, generando porosidades secundarias. El porcentaje promedio de la porosidad para esta muestra es del 12%, representado principalmente en porosidad secundaria (7,7%) por fracturamiento intragranular e intergranular incluyendo fracturamiento de borde de grano y disolución de feldespatos y líticos especialmente sedimentarios. El promedio de la porosidad primaria para la muestra es correspondiente a 4,3%.

**Figura 16.** 16a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos. 16b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles cruzados.



Fuente: El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 17.** 17a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 02, donde se observa todo el campo visual. 17b. Sección delgada a escala 1mm en nicols paralelos. 17c. Sección delgada a escala 1mm en nicols cruzados.

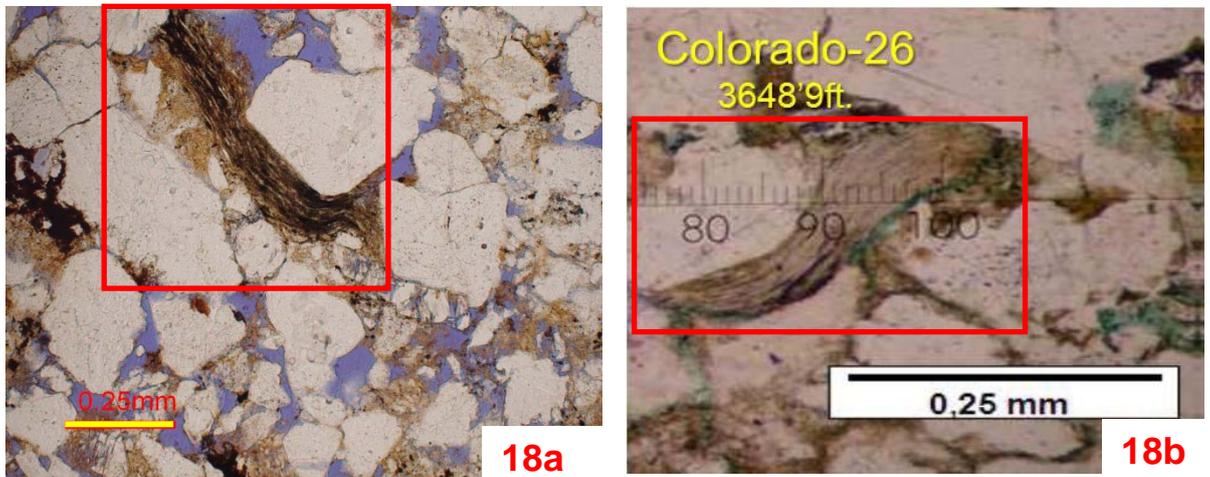


**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

### ***Descripción Muestra AMR- 02***

Arenisca de tamaño de grano fina a media, presenta contacto puntual a longitudinal entre granos. Presenta porosidad tanto primaria como secundaria. La redondez de los granos varía entre redondeados y subredondeados. Presencia de Moscovita dúctil deformada, de grado bajo a medio (Figura 18a y 18b), producto de la compactación física en la roca. Se encuentra sobrecrecimientos de sílice retrabajados de los pozos significa que fue transportado de la fuente.

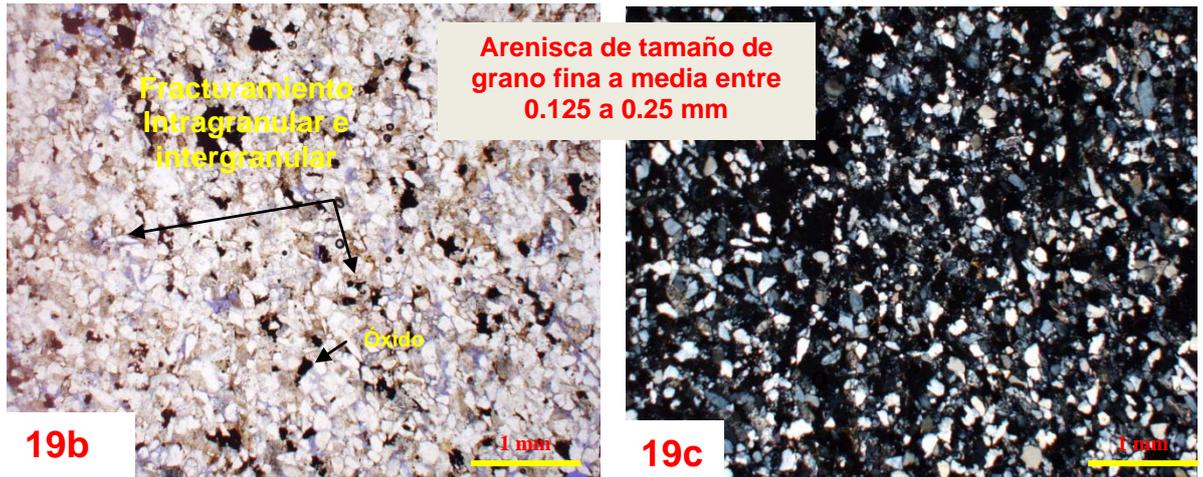
**Figura 18.** 18a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos de la Muestra AMR 02 de este estudio. 18b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicoles paralelos del pozo Colorado 26 a 3648.9 ft.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013. Tomada de Ramírez, W; 2010, Figura 18b.

**Figura 19.** 19a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 03, donde se observa todo el campo visual. 19b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 19c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados.



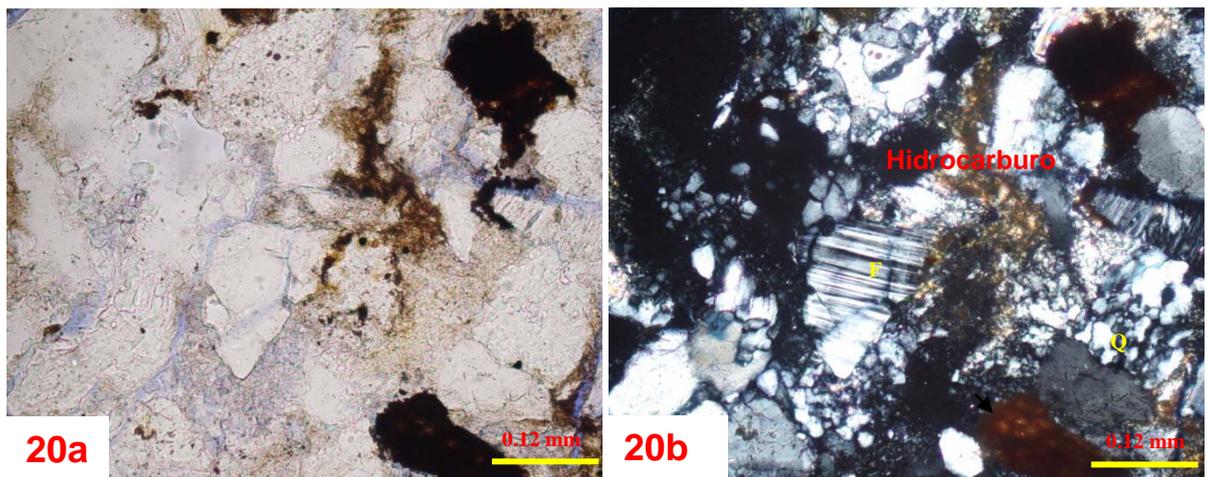


Fuente: El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Muestra AMR- 03**

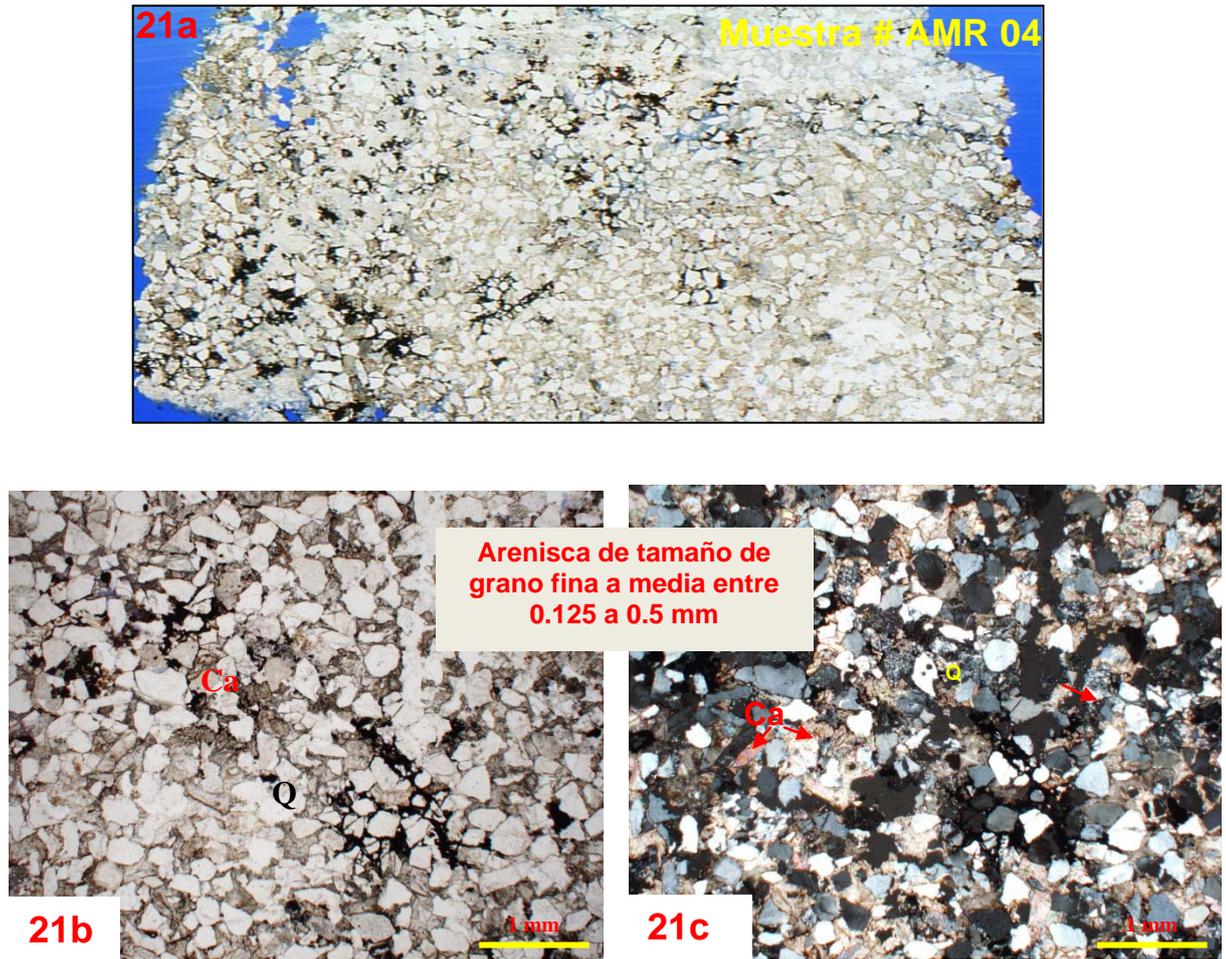
Arenisca de tamaño de grano fina a media, presenta contacto puntual a longitudinal entre granos. Presenta porosidad tanto primaria como secundaria. La redondez de los granos varía entre subredondeados a angulares. Se encuentran fragmentos líticos metamórficos de bajo grado y feldespatos potásicos (Microclina) completamente fresca.

**Figura 20.** 20a. Sección delgada a escala 0.12 mm en nicols paralelos. 20b. Sección delgada a escala 0.12 mm en nicols cruzados. Feldespatos potásicos (F), (Microclina) completamente fresca.



Fuente: El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 21.** 21a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 04, donde se observa todo el campo visual. 21b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 21c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados. Nótese el cemento de carbonato de calcio (Ca), anulando la porosidad.

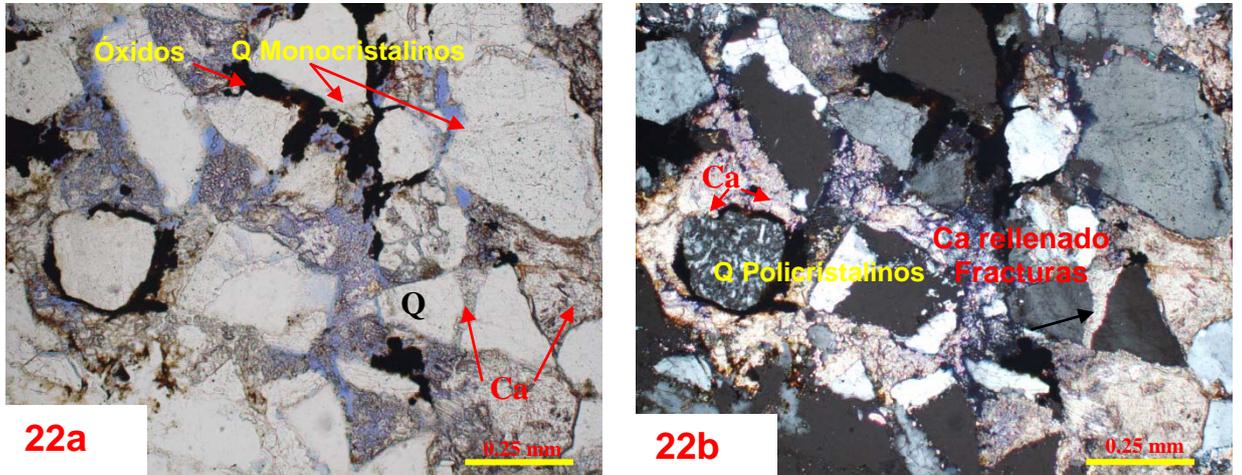


**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Descripción Muestra AMR- 04**

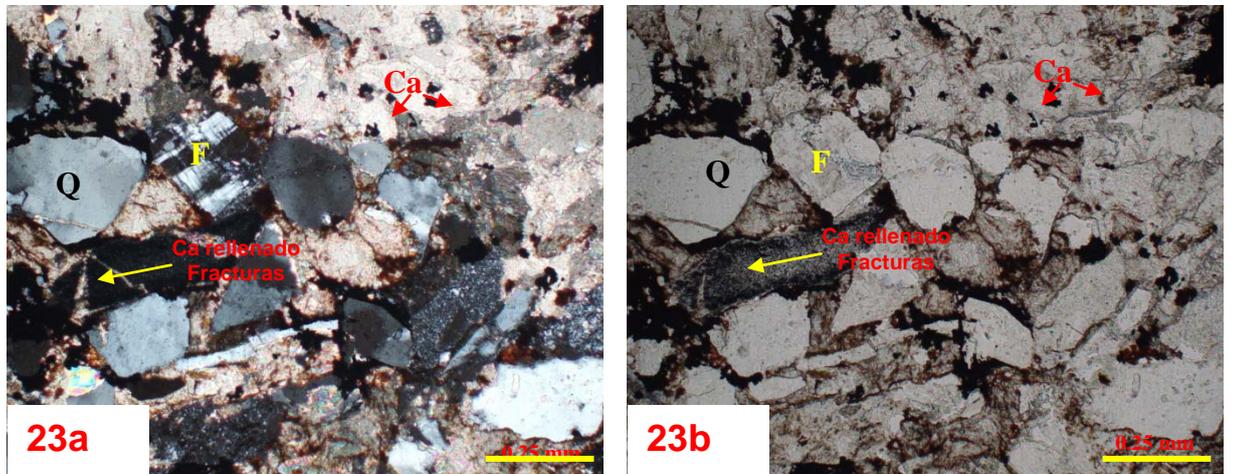
Arenisca de tamaño de grano fina a media. El armazón está constituido por cuarzos muy angulares a subredondeados, feldespatos redondeados a subredondeados y líticos muy angulares a subredondeados. Es una muestra que se encuentra bastante cementada (Cemento de Calcita), e impregnada con hidrocarburo pesado / esto se evidencia por el color oscuro, mayor presencia de feldespatos potásicos y disminuyen los fragmentos líticos de acuerdo a las muestras anteriores. Esta muestra exhibe una muy baja porosidad por la cementación de calcita presente.

**Figura 22.** 22a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols paralelos. 22b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols cruzados. Nótese la calcita rellenando las fracturas.



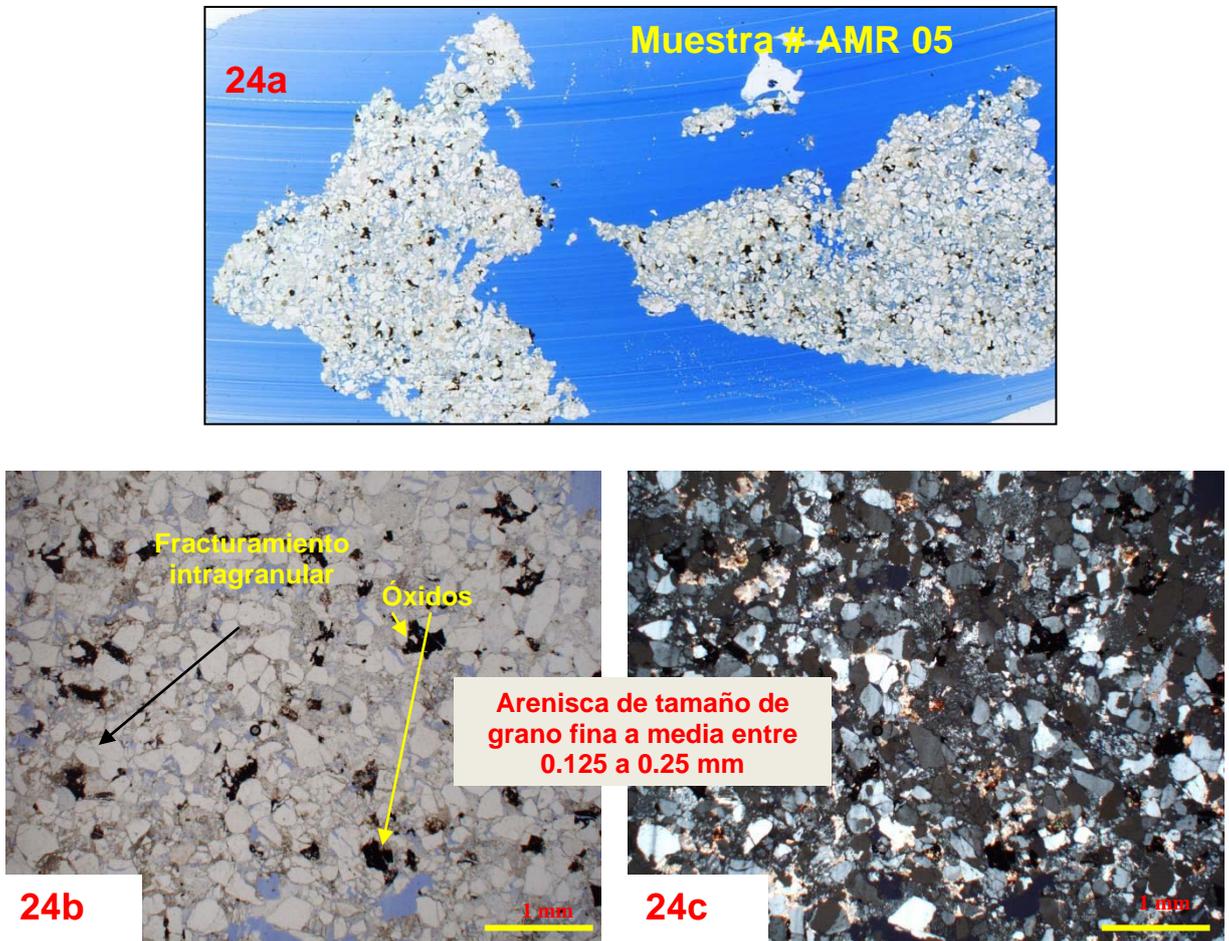
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 23.** 23a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols cruzados. 23b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols paralelos. Nótese la calcita rellenando las fracturas.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 24.** 24a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 05, donde se observa todo el campo visual. 24b. Sección delgada a escala 1mm en nicols paralelos. 24c. Sección delgada a escala 1mm en nicols cruzados.

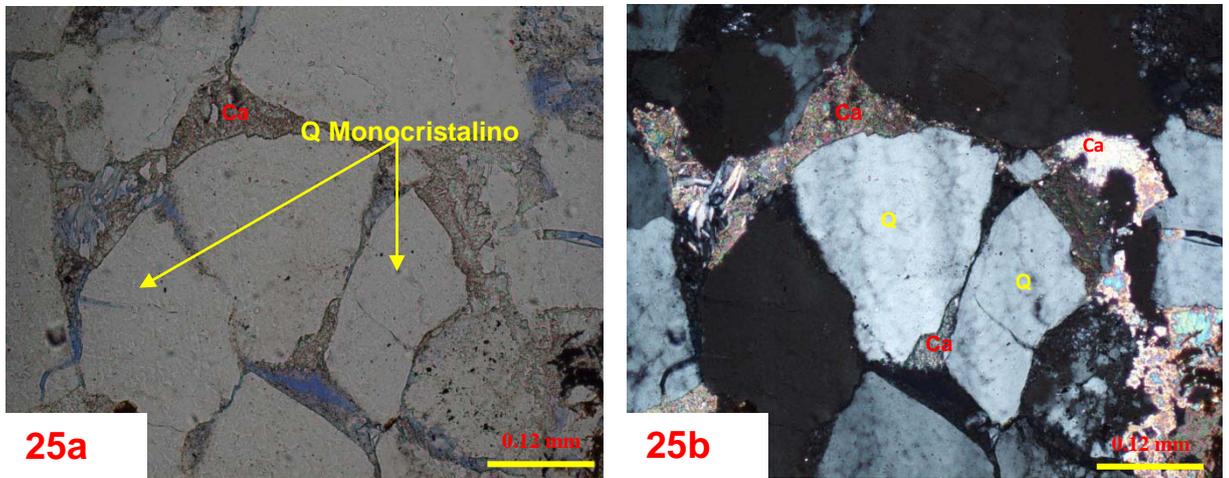


**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

### ***Descripción Muestra AMR- 05***

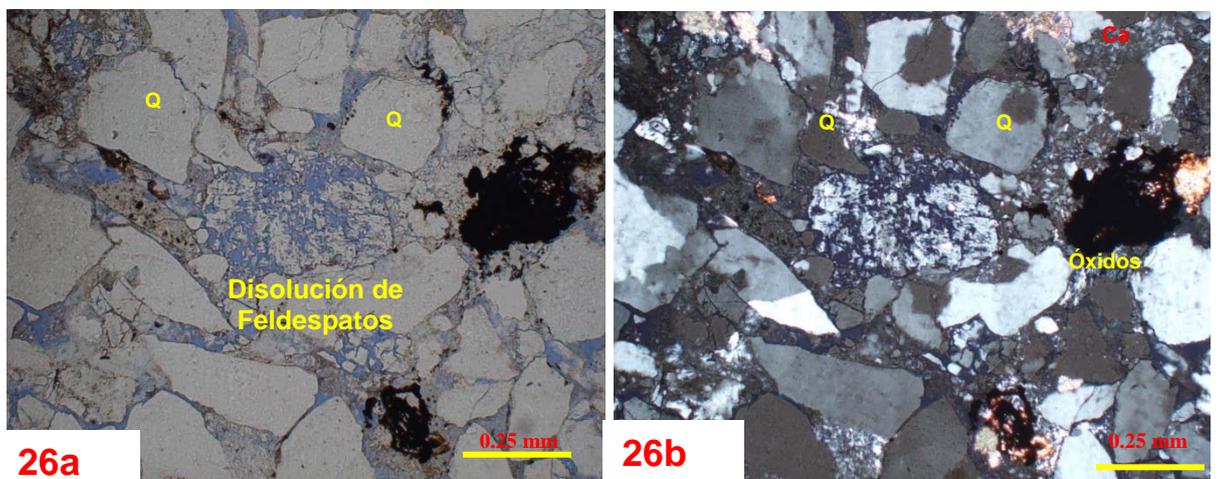
Arenisca de tamaño de grano fina a media, presenta contacto puntual a longitudinal entre granos. El armazón está constituido por cuarzos redondeados a subredondeados, feldespatos angulares a subredondeados y líticos muy angulares a subredondeados. Es una muestra que se encuentra cementada de calcita, pero en menor proporción a la anterior.

**Figura 25.** 25a. Sección delgada a escala 0.12 mm en nicols paralelos. 25b. Sección delgada a escala 0.12 mm en nicols cruzados. Presencia de cemento calcáreo. (Ca)



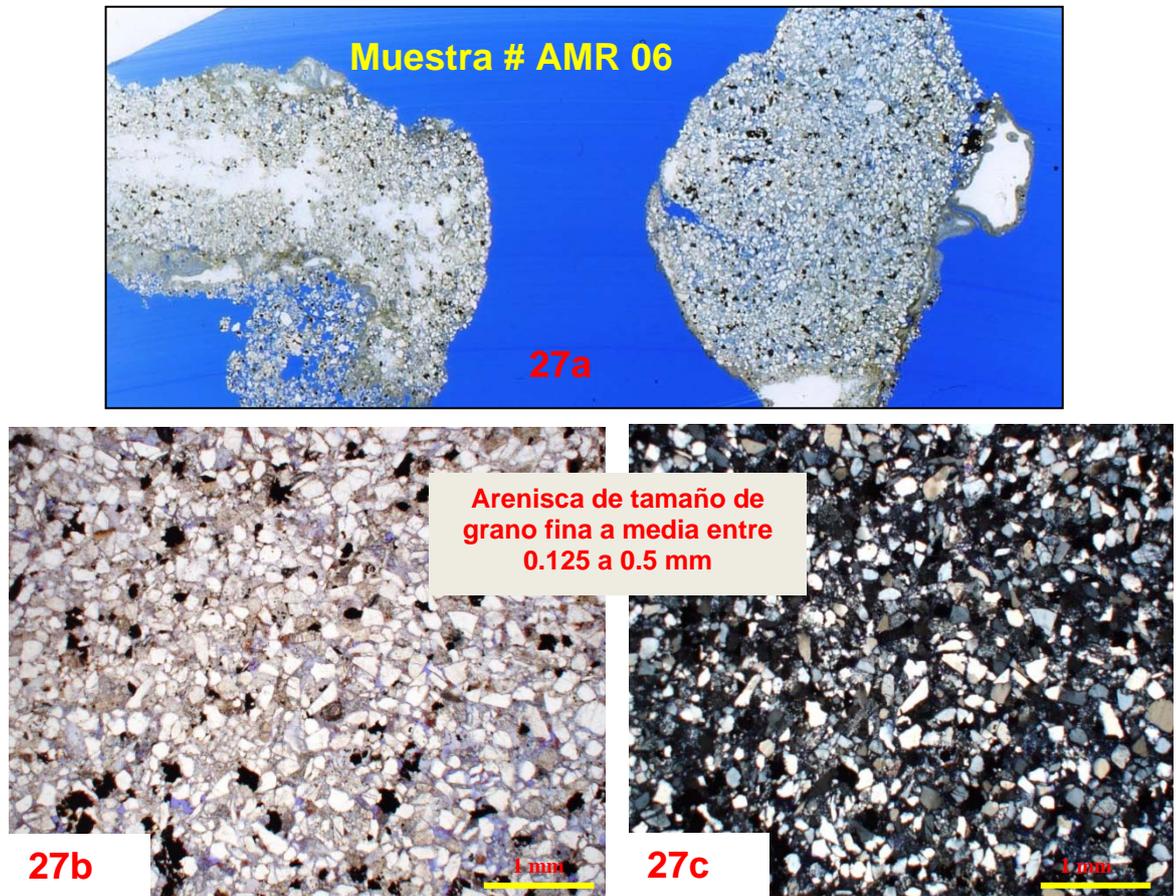
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 26.** 26a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols paralelos. 26b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols cruzados.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 27.** 27a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 06, donde se observa todo el campo visual. 27b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 27c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados.

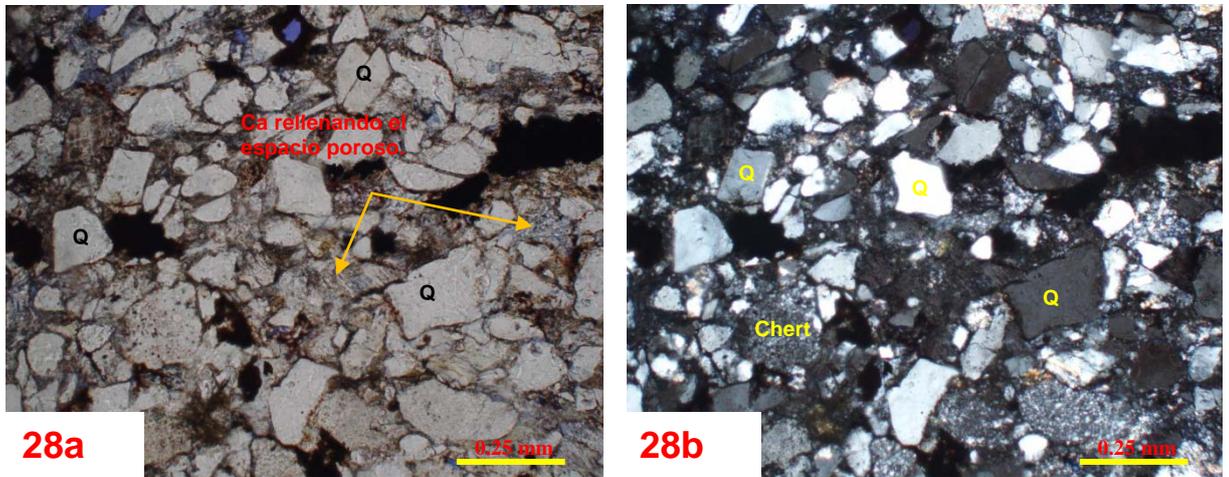


**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

### **Descripción Muestra AMR- 06**

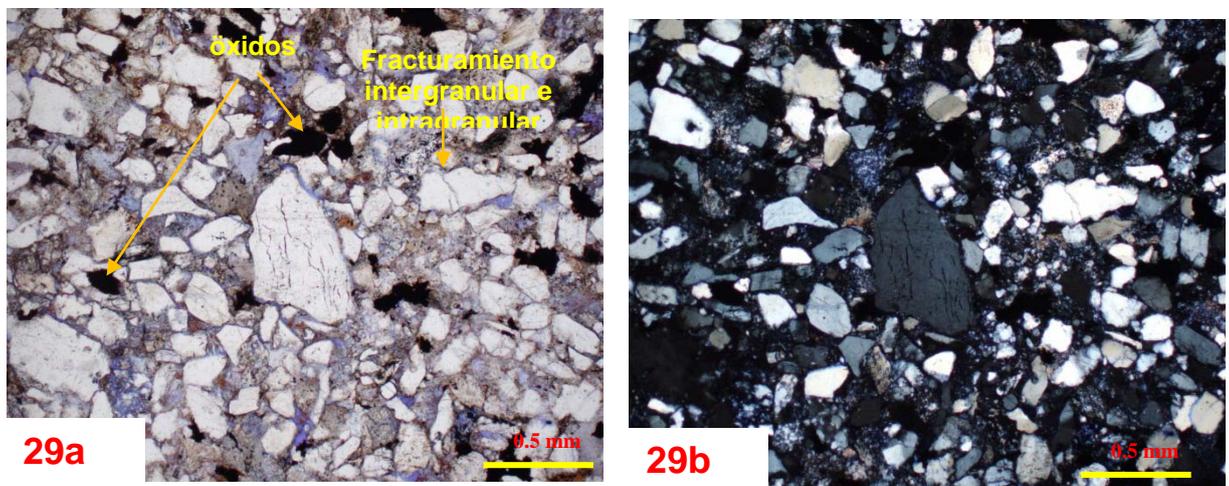
Arenisca de tamaño de grano fina a media, presenta contacto puntual entre granos, esto evidenciado entre las partículas del armazón. El armazón está constituido por cuarzos muy angulares a subredondeados, feldespatos angulares a subredondeados y líticos muy angulares a subredondeados. Esta muestra se encuentra cementada de calcita, no hay presencia de contenido de fragmentos líticos o este es muy bajo. Hay presencia de cuarzo y feldespatos, que se encuentran totalmente frescos.

**Figura 28.** 28a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols paralelos. 28b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols cruzados. Se puede evidenciar como el cemento calcáreo, rellena el espacio poroso, disminuyendo estos valores.



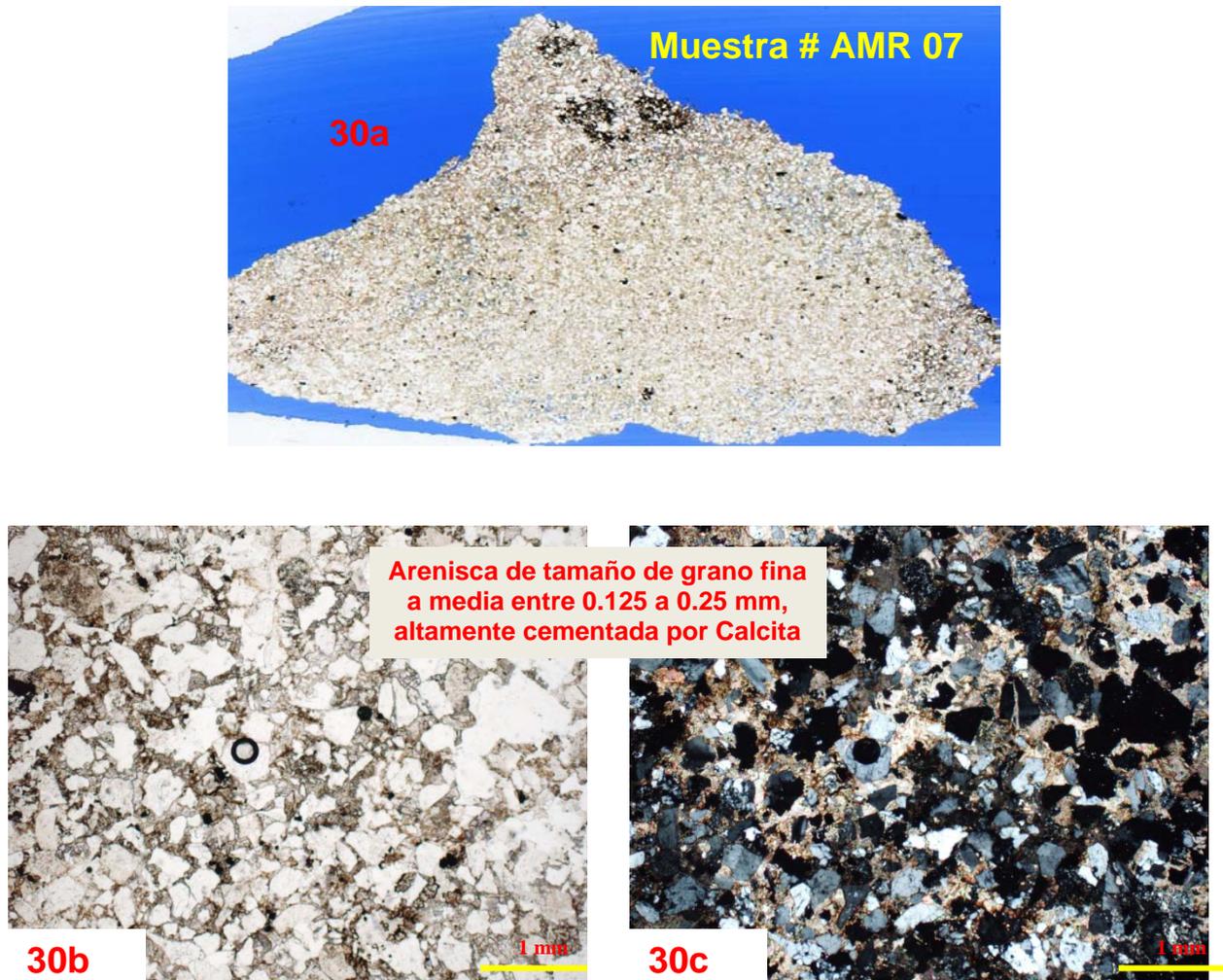
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 29.** 29a. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols paralelos. 29b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols cruzados.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 30.** 30a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 07, donde se observa todo el campo visual. 30b. Sección delgada a escala 1mm en nicols paralelos. 30c. Sección delgada a escala 1mm en nicols cruzados.



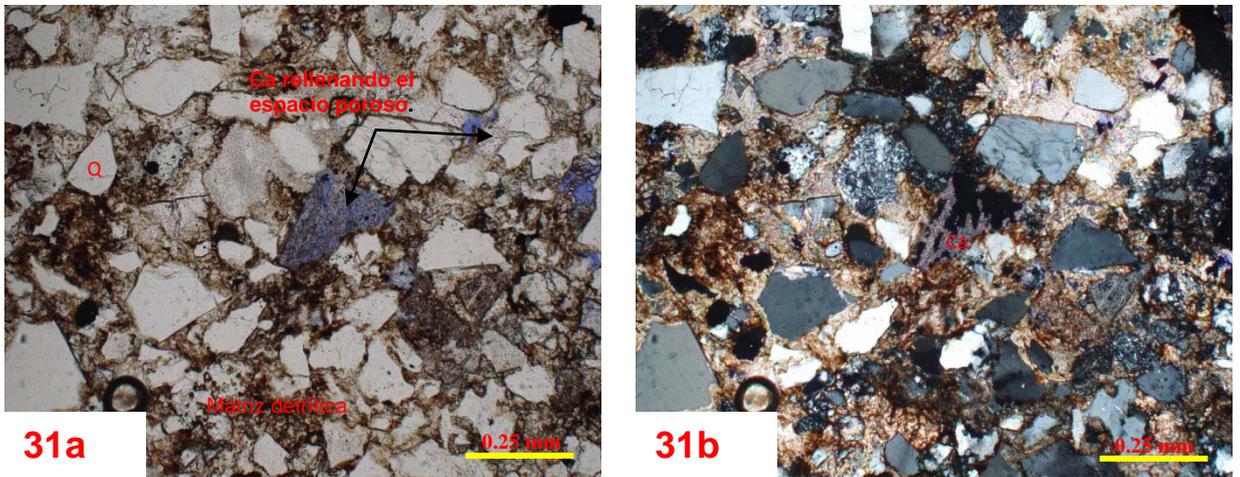
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

#### **Descripción Muestra AMR 07**

Arenisca de tamaño de grano fina a media, presenta contacto puntual entre granos, esto evidenciado entre las partículas del armazón. Presenta porosidad tanto primaria como secundaria. La redondez de los granos varía entre subredondeados a angulares. Presencia de Moscovita dúctil deformada, producto de la compactación. Gran cantidad de Fragmentos líticos. El armazón está constituido por cuarzos muy angulares a subredondeados, feldespatos

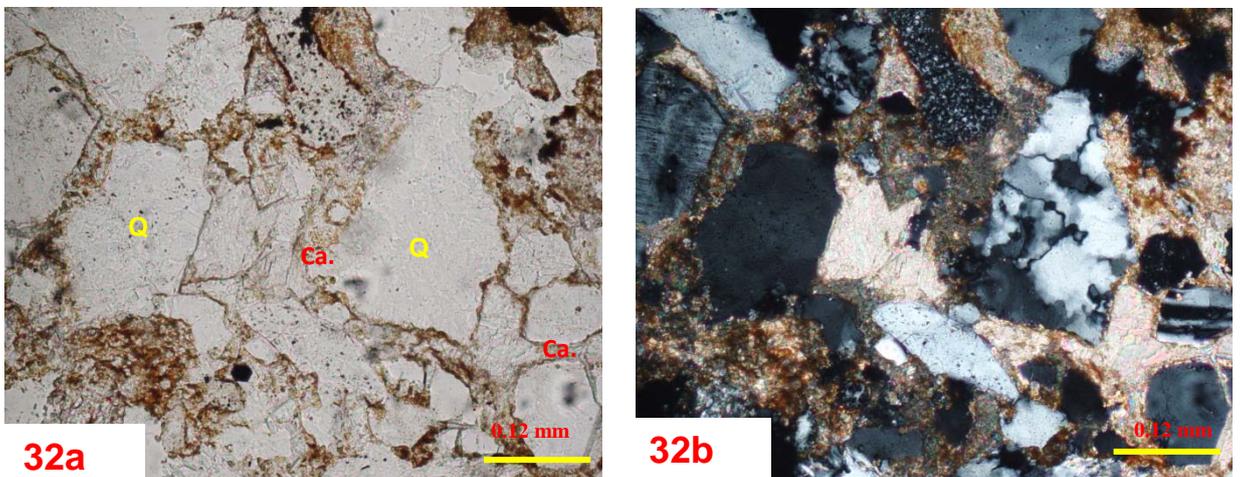
angulares a subredondeados y líticas muy angulares a subredondeados. Se encuentra altamente cementada por Ca.

**Figura 31.** 31a. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols paralelos. 31b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols cruzados.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 32.** 32a. Sección delgada a escala 0.12 mm en nicols paralelos. 32b. Sección delgada a escala 0.12 mm en nicols cruzados.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 33.** 33a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 08, donde se observa todo el campo visual. 33b. Sección delgada a escala 1mm en nicols paralelos. 33c. Sección delgada a escala 1mm en nicols cruzados.



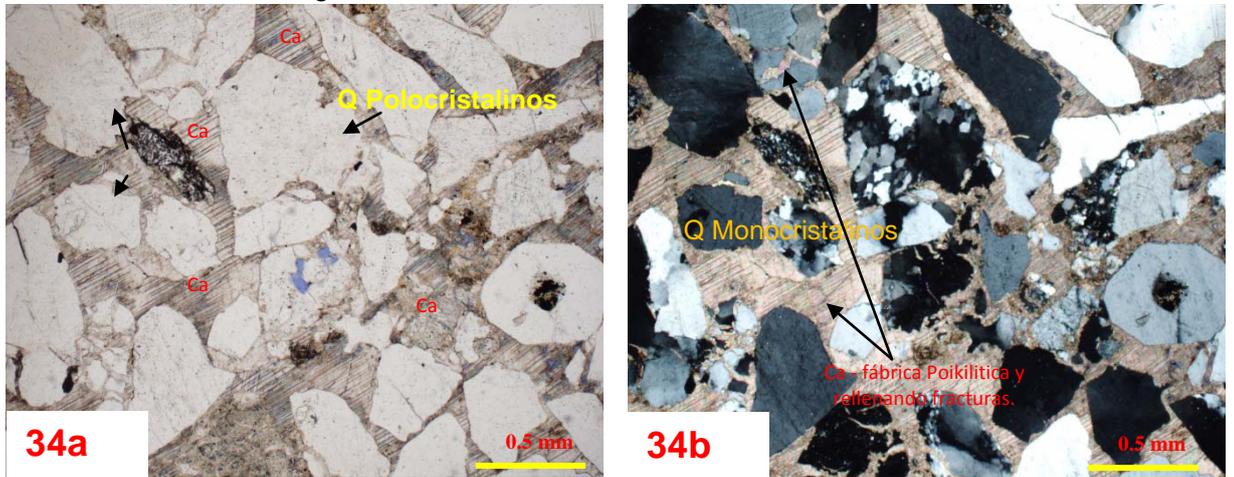
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

### **Descripción Muestra AMR-08**

Arenisca de tamaño de grano fina a media, presenta contacto puntual entre granos, esto evidenciado entre las partículas del armazón. El armazón está constituido por cuarzos muy angulares a subredondeados, feldespatos angulares a subredondeados y líticos muy angulares a subredondeados. Es una muestra que se encuentra bastante cementada (Cemento de Calcita), e impregnada con hidrocarburo pesado / esto se evidencia por el color oscuro, mayor presencia de feldespatos potásicos. Esta muestra exhibe una muy baja porosidad por la cementación de calcita presente. Aunque esta muestra se

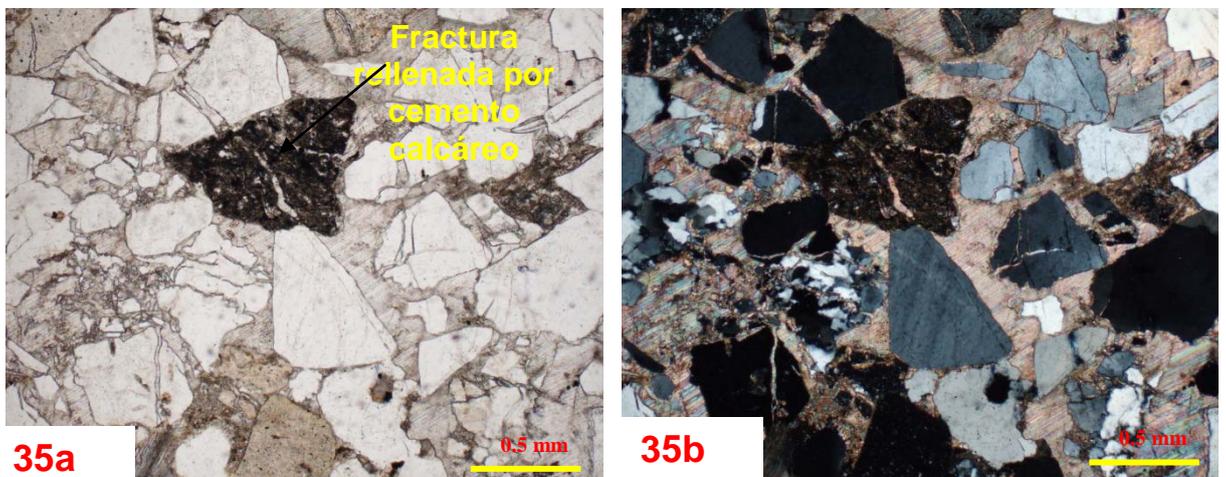
encontraba bastante impregnada de hidrocarburos, la porosidad visible en la sección delgada es muy pobre, presenta un gran contenido de fragmentos líticos y feldespatos, la textura que se exhibe es más gruesa que las anteriores, esta muestra se encuentra cementada por calcita que en un campo de observación se ve cómo se come al cuarzo. Presencia de chert sedimentario (Estos fragmentos líticos se observan de colores azules y se cómo planos) se encuentran en gran cantidad mayores que los fragmentos metamórficos e ígneos. Presencia de un chert volcánico en nicoles cruzados.

**Figura 34.** 34a. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles paralelos. 34b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados.

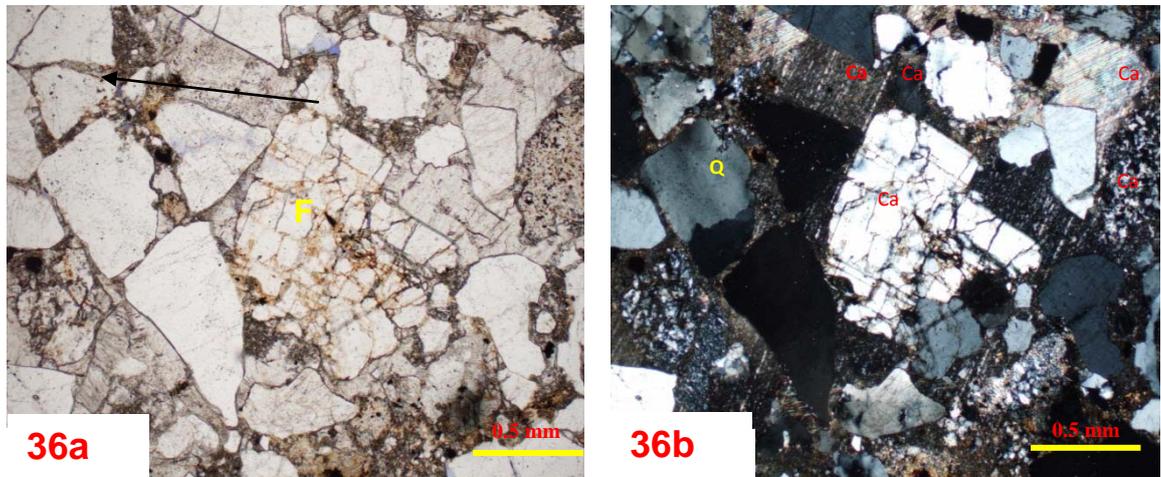


**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 35.** 35a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. 35b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados.

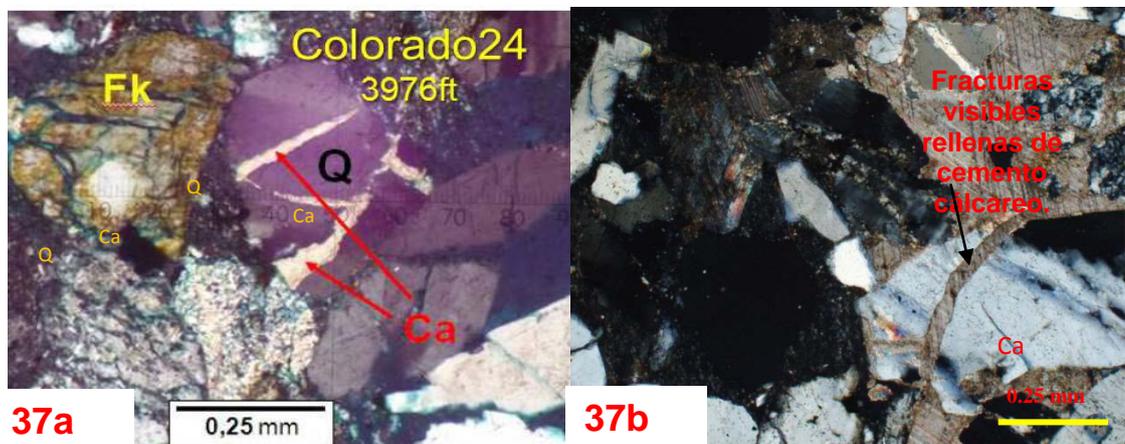


**Figura 36.** 36a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicols paralelos. 36b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols cruzados.



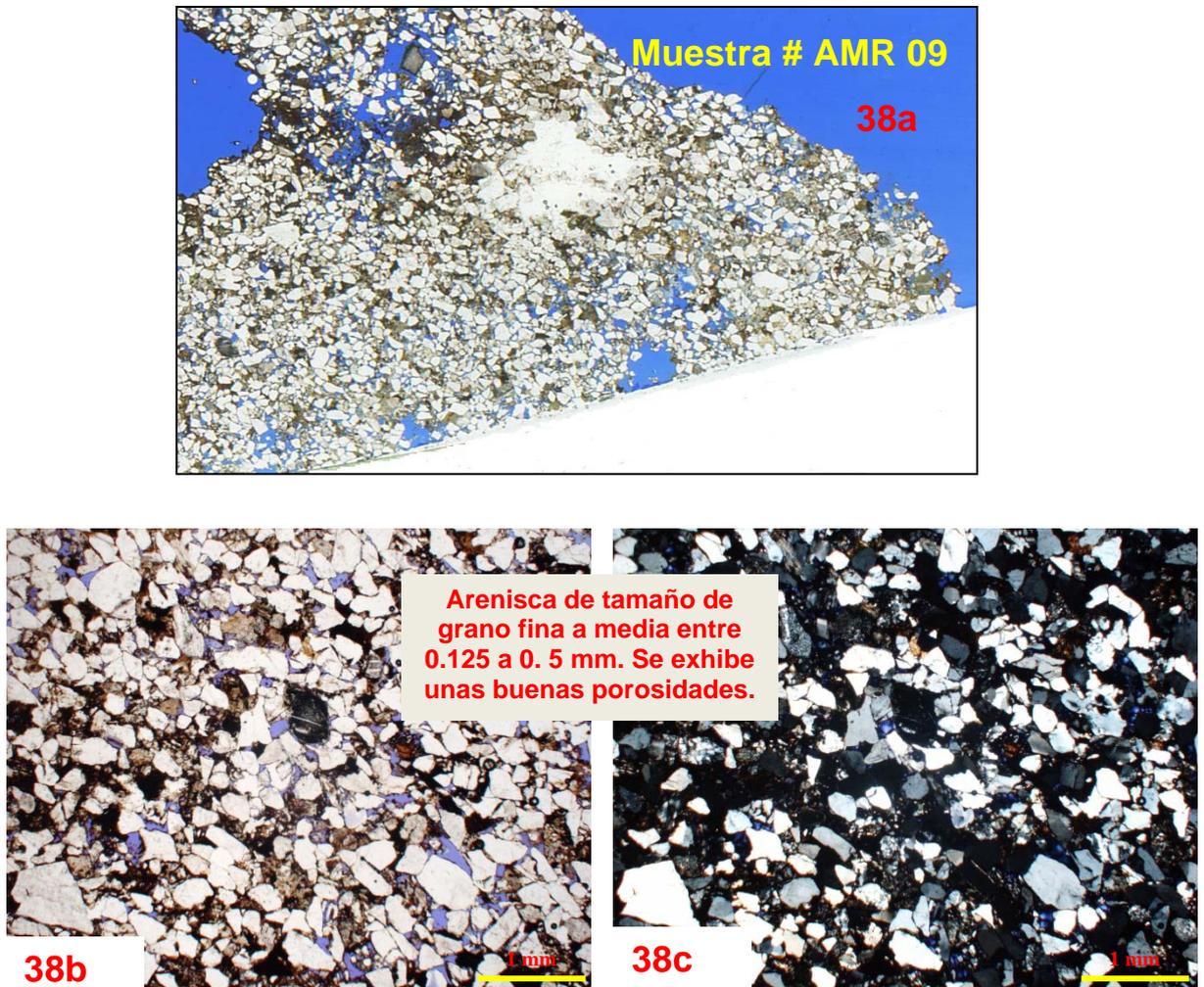
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 37.** 37a. Sección delgada a escala 0.25mm en nicols cruzados del pozo Colorado 24 a 3976 ft. 37b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols cruzados de la muestra AMR08 de este estudio. Nótese del aumento del espacio poroso, ocasionado por el fracturamiento intergranular e intragranular, se esta anulando por la precipitación de carbonato de calcio (Ca), estas muestras exhiben una muy baja calidad de reservorio, evidenciado tanto en afloramiento como en subsuelo.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013. Tomada de Ramírez, W; 2010, Figura 37a.

**Figura 38.** 38a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 09, donde se observa todo el campo visual. 38b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 38c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados.



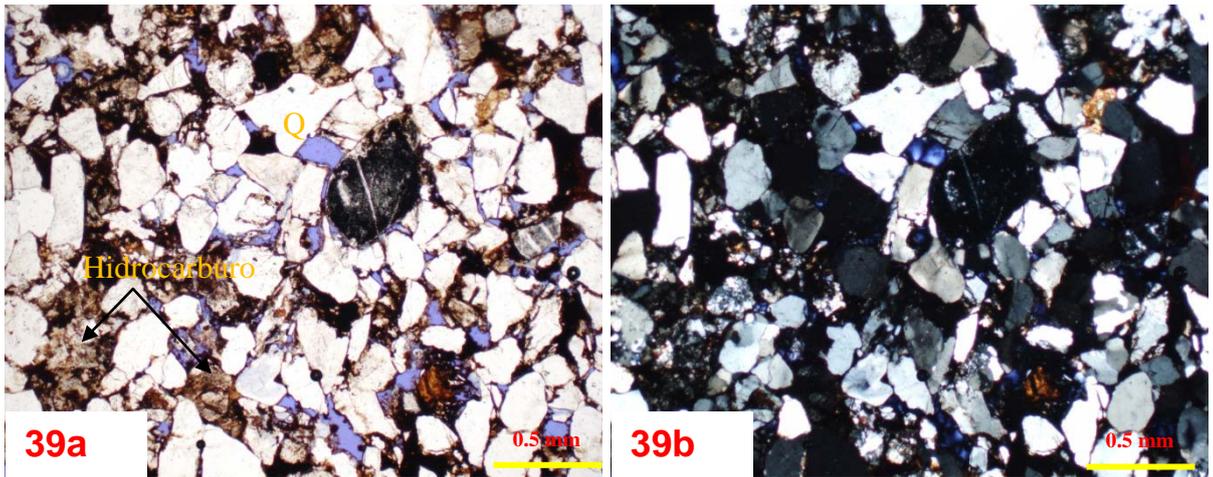
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

### **Descripción Muestra AMR-09**

Arenisca de tamaño de grano fina a media, presenta contacto puntual entre granos, esto evidenciado entre las partículas del armazón. El armazón está constituido por cuarzos muy angulares a subredondeados, feldespatos angulares a subredondeados y líticos muy angulares a subredondeados. Esta muestra se observa impregnada con originales pesados, se encuentra mal seleccionada con presencia de chert sedimentario. Presentan los cuarzos de un tamaño de grano más pequeño, En esta muestra se exhiben cuarzos

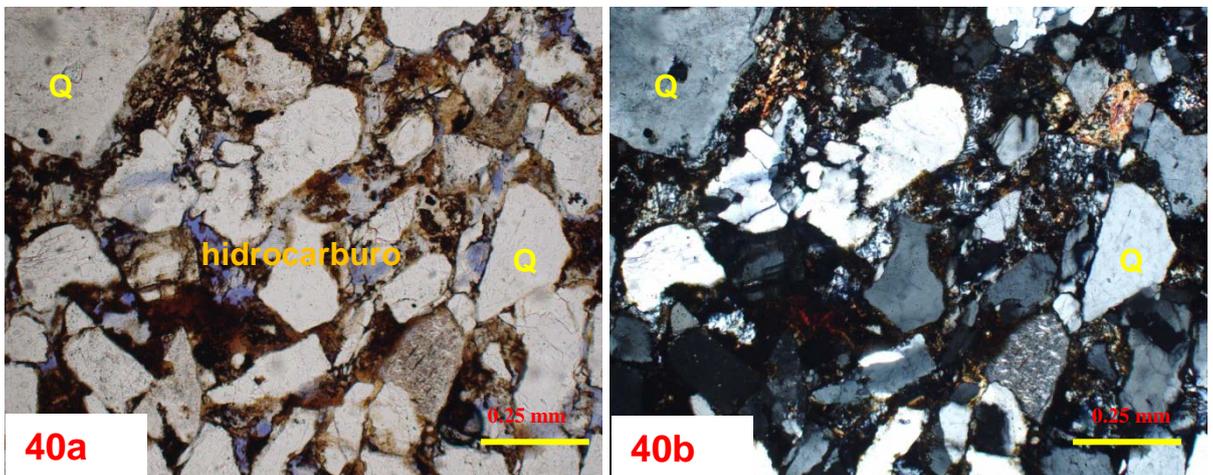
(Hexagonales), con sobrecrecimiento de sílice, pero se notan redondeados. También se encuentra exhibiendo moscovitas aplanadas y hay un contenido de feldespatos potásicos.

**Figura 39.** Figura 39a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicols paralelos. 39b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols cruzados. Nótese la presencia de Hidrocarburo en las muestras.



Fuente: El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 40.** 40a. Sección delgada a escala 0.25mm en nicols paralelos. 40b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols cruzados.



Fuente: El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 41.** 41a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 10, donde se observa todo el campo visual. 41b. Sección delgada a escala 1mm en nicols paralelos. 41c. Sección delgada a escala 1mm en nicols cruzados.



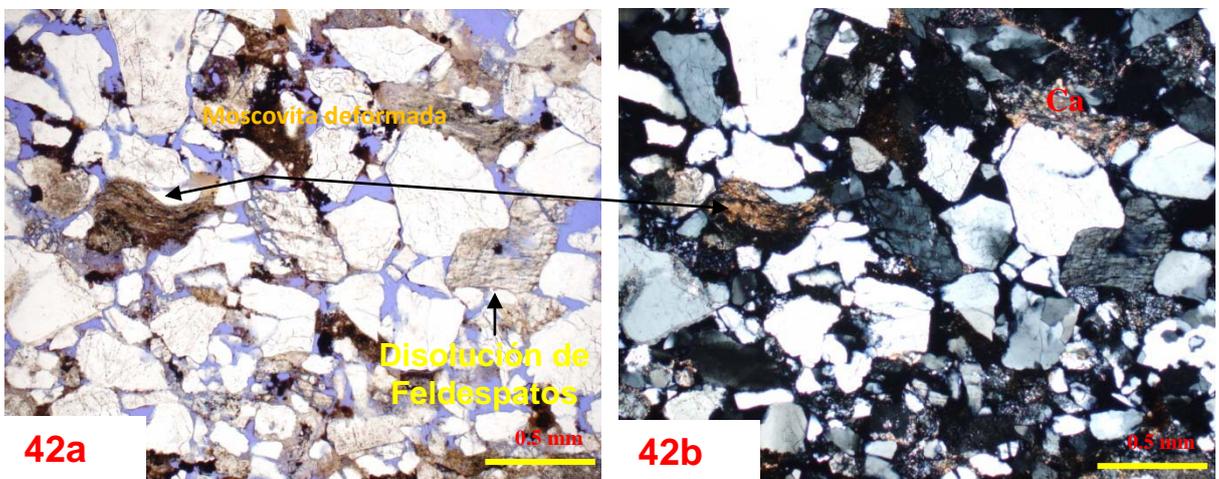
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

### **Descripción Muestra AMR-10**

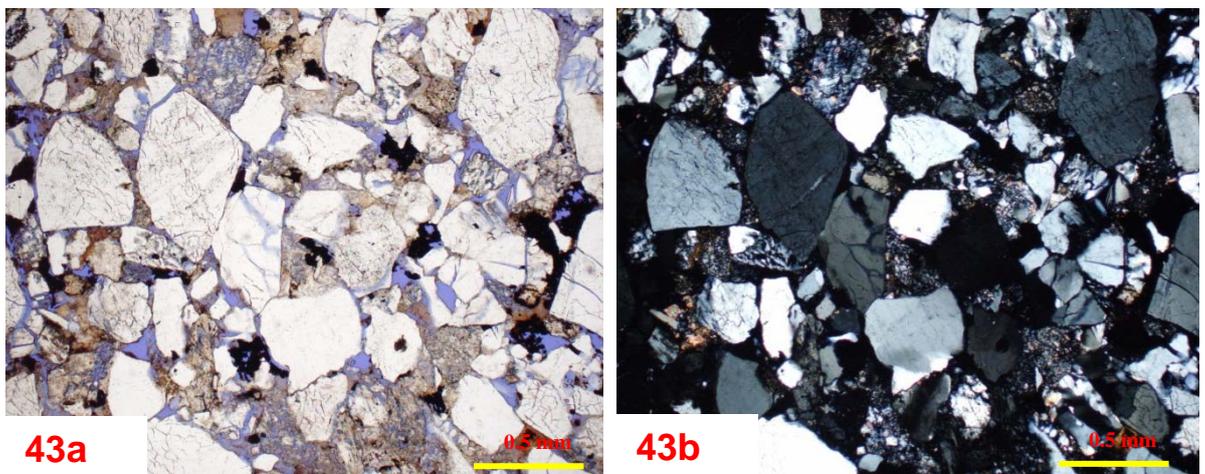
Arenisca de tamaño de grano media a fina, presenta contacto puntual entre granos, esto evidenciado entre las partículas del armazón. El armazón está constituido por cuarzos muy angulares a subredondeados, feldespatos angulares a subredondeados y líticos muy angulares a subredondeados. Esta muestra, se encuentra mal seleccionada con presencia de chert sedimentario. Presentan los cuarzos de un tamaño de grano más pequeño, En esta muestra se exhiben cuarzos (Hexagonales), con sobrecrecimiento de sílice, pero se notan redondeados.

Se evidencia un contenido de Microclina. Presenta una muy buena porosidad y se evidencia que alguna vez estuvo impregnada con HC. Hay una presencia de feldespato potásico que parece ser fresco y en algunos otros que parecen estar alterados con caolinita. Presencia de líticas metamórficas de alto grado. Se encontró fragmentos de cuarzo dentro de una moscovita el cual puede ser descrito como lítico metamórfico de alto grado (Gneis).

**Figura 42.** 42a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. 42b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados. Nótese la disolución de feldespatos generando porosidad secundaria.

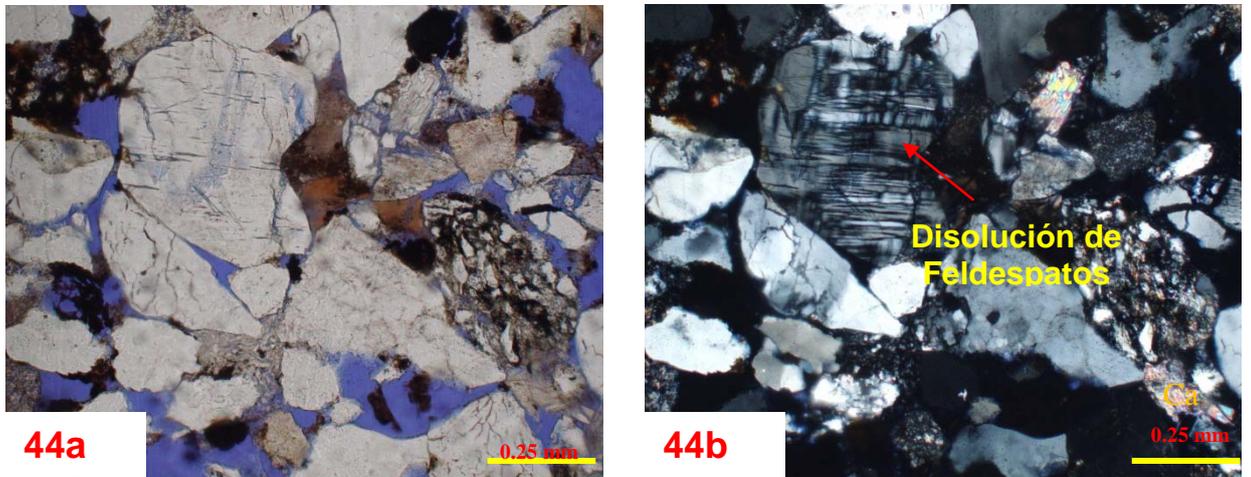


**Figura 43.** 43a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. 43b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicoles cruzados. Se evidencia sobrecrecimiento de sílice retrabajada.



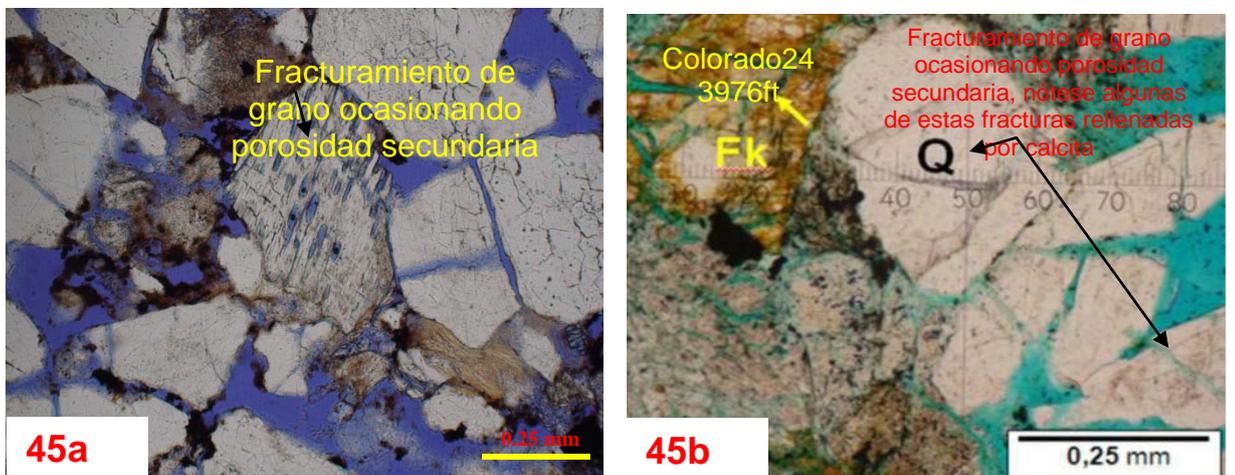
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 44.** 44a. Sección delgada a escala 0.25mm en nicols paralelos. 44b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols cruzados.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 45.** 45a. Sección delgada a escala 0.25mm en nicols paralelos de la muestra AMR10 en este estudio. 45b. Sección delgada a escala 0.25 mm en nicols paralelos del pozo Colorado 24 a 3976 ft. Nótese el fracturamiento intragranular y la disolución de feldespatos, observado tanto en la muestras de afloramiento como en las de subsuelo. La muestra de la izquierda presenta tinción de feldespatos.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013. Tomada de Ramírez, W; 2010, Figura 45b.

**Figura 46.** 46a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 11, donde se observa todo el campo visual. 46b. Sección delgada a escala 1mm en nicols paralelos. 46c. Sección delgada a escala 1mm en nicols cruzados.



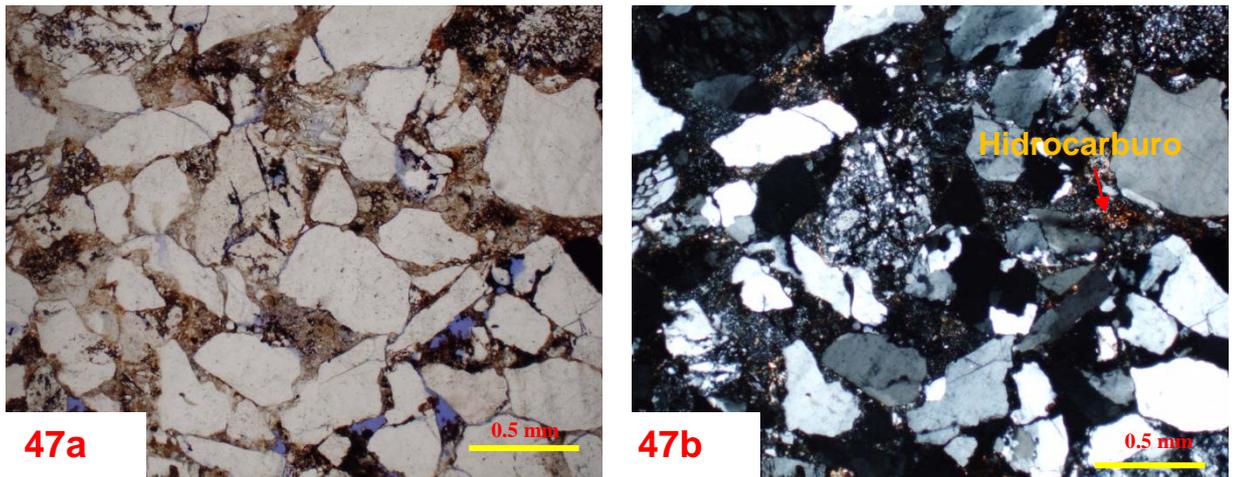
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

### **Descripción Muestra AMR-11**

Arenisca de tamaño de grano media a fina, presenta contacto puntual entre granos, esto evidenciado entre las partículas del armazón. El armazón está constituido por cuarzos muy angulares a subredondeados, feldespatos angulares a subredondeados y líticos muy angulares a subredondeados. Esta muestra se observa impregnada con crudo pesado, se encuentra mal seleccionada. Presentan los cuarzos de un tamaño de grano más pequeño. En esta muestra se exhiben cuarzos (Hexagonales), con sobrecrecimiento de

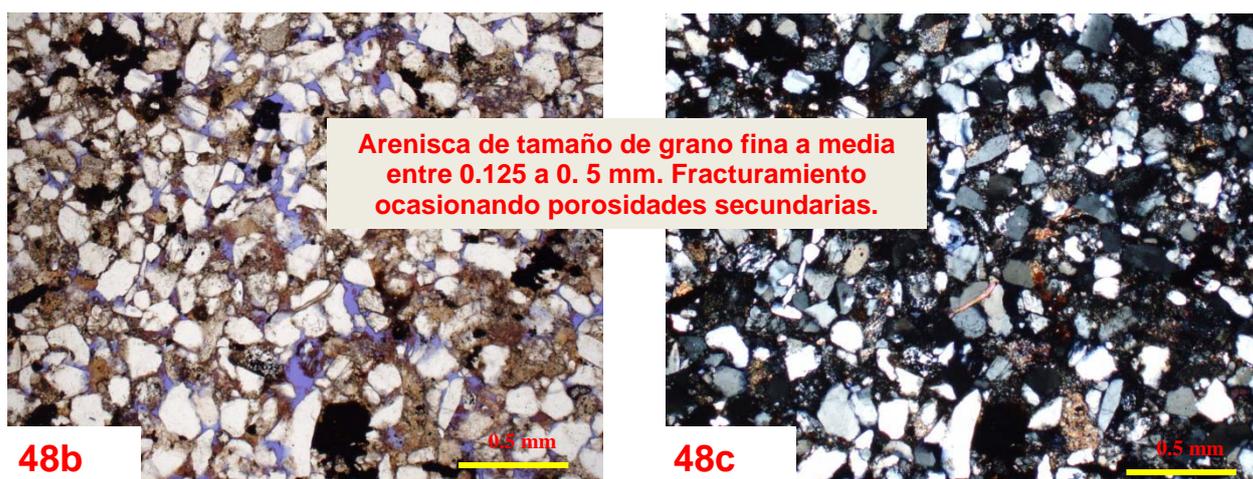
sílice, pero se notan redondeados. También se encuentra exhibiendo moscovitas aplanadas y hay un contenido de feldespatos potásicos. No se evidencia cemento de calcita en la muestra. Se exhibe una buena porosidad. Alta presencia de microclina y presencia de chert sedimentario de color rojizo a marrón.

**Figura 47.** 47a. Sección delgada a escala 0.5mm en nicols paralelos. 47b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols cruzados.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 48.** 48a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 12, donde se observa todo el campo visual. 48b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols paralelos. 48c. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols cruzados.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

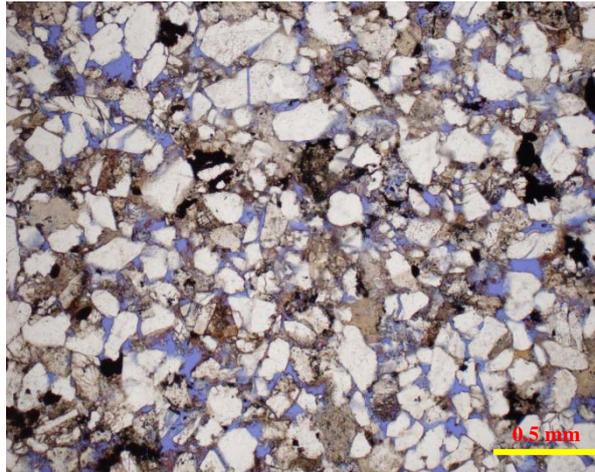
### **Descripción Muestra *AMR-12***

Arena de tamaño de grano medio a fino, presenta contacto puntual entre granos, esto evidenciado entre las partículas del armazón. El armazón está constituido por cuarzos muy angulares a subredondeados, feldespatos angulares a subredondeados y líticos muy angulares a subredondeados. Esta muestra, se encuentra mal seleccionada con presencia de chert sedimentario. Presentan los cuarzos de un tamaño de grano más pequeño. En

esta muestra se exhiben cuarzos (Hexagonales), con sobrecrecimiento de sílice, pero se notan redondeados.

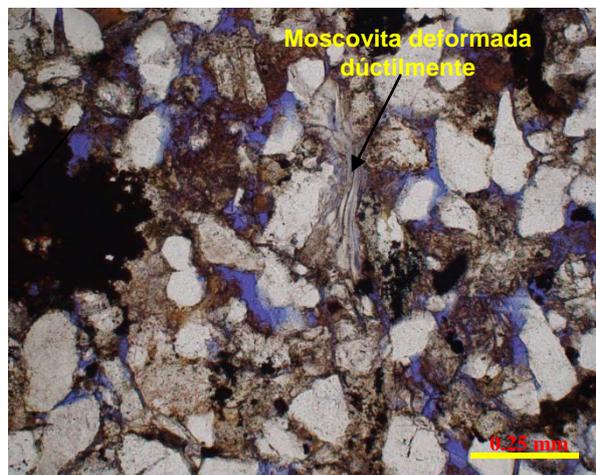
Se puede observar una presencia el paso de un crudo liviano en algún momento, y hay presencia también de un crudo más pesado.

**Figura 49.** Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. Obsérvese la buena porosidad que se exhibe en esta muestra, presencia de matriz detrítica.



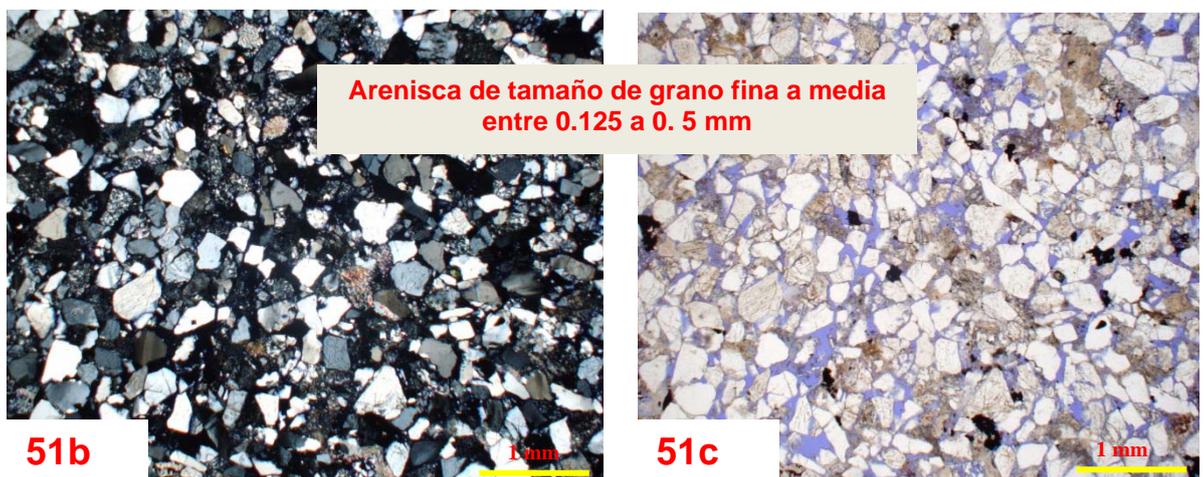
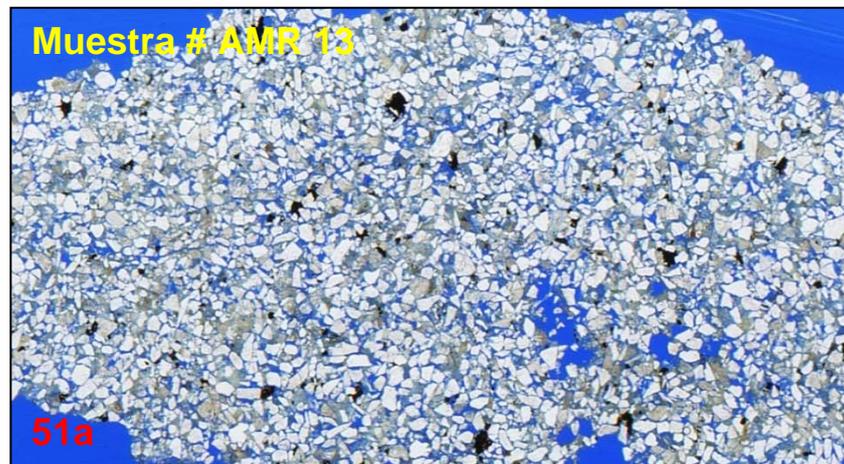
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 50.** Sección delgada a escala 0.25mm en nicoles paralelos.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 51.** 51a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 13, donde se observa todo el campo visual. 51b. Sección delgada a escala 1mm en nicoles paralelos. 51c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

### ***Descripción Muestra AMR-13***

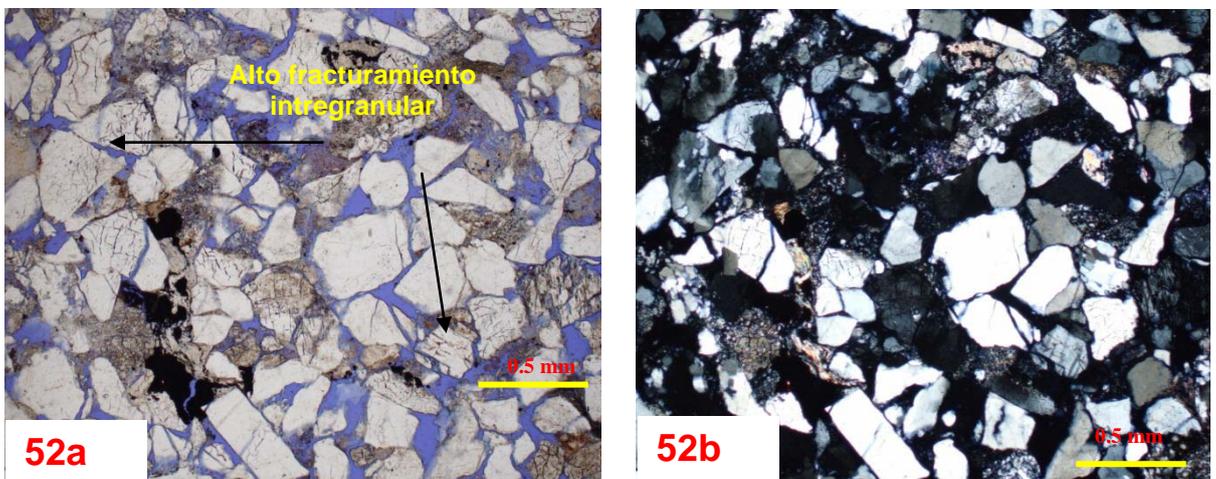
Arena de tamaño de grano medio a fino, presenta contacto puntual entre granos, esto evidenciado entre las partículas del armazón. El armazón está constituido por cuarzos muy angulares a subredondeados, feldespatos angulares a subredondeados y líticos muy angulares a subredondeados, no hay presencia de cemento calcáreo. Pero alta presencia de líticos y feldespatos.

Esta muestra, se encuentra mal seleccionada con presencia de chert sedimentario. Presentan los cuarzos de un tamaño de grano más pequeño, En

esta muestra se exhiben cuarzos (Hexagonales), con sobrecrecimiento de sílice, pero se notan redondeados.

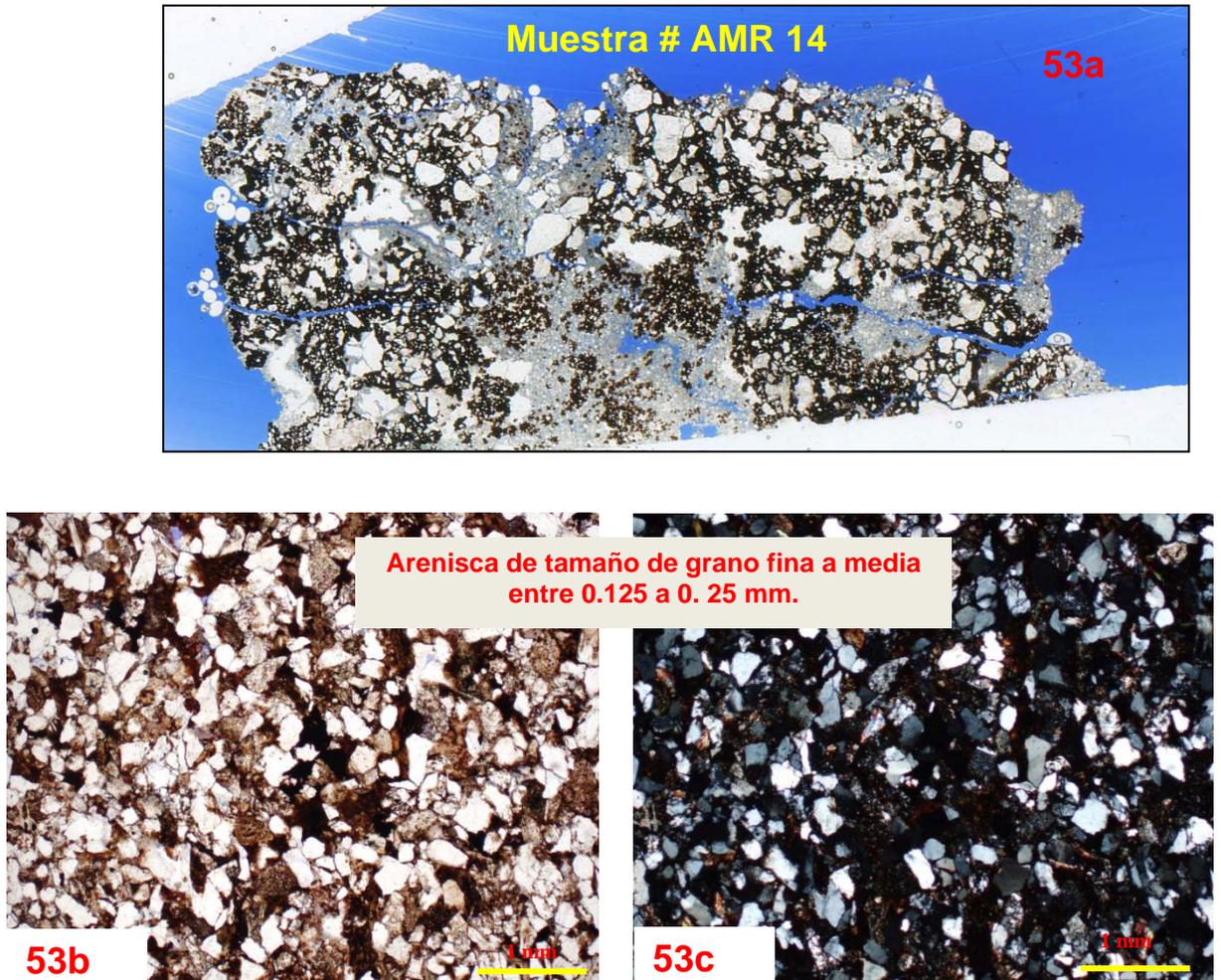
Se evidencia una muy buena porosidad y que alguna vez estuvo impregnada con HC. Presencia de feldespato potásico que parece ser fresco y en algunos otros que parecen estar alterados.

**Figura 52.** 52a. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols paralelos. 52b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols cruzados. Generación de porosidad secundaria, producto del fracturamiento intergranular



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 53.** 53a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 14, donde se observa todo el campo visual. 53b. Sección delgada a escala 1mm en nicols paralelos. 53c. Sección delgada a escala 1mm en nicols cruzados

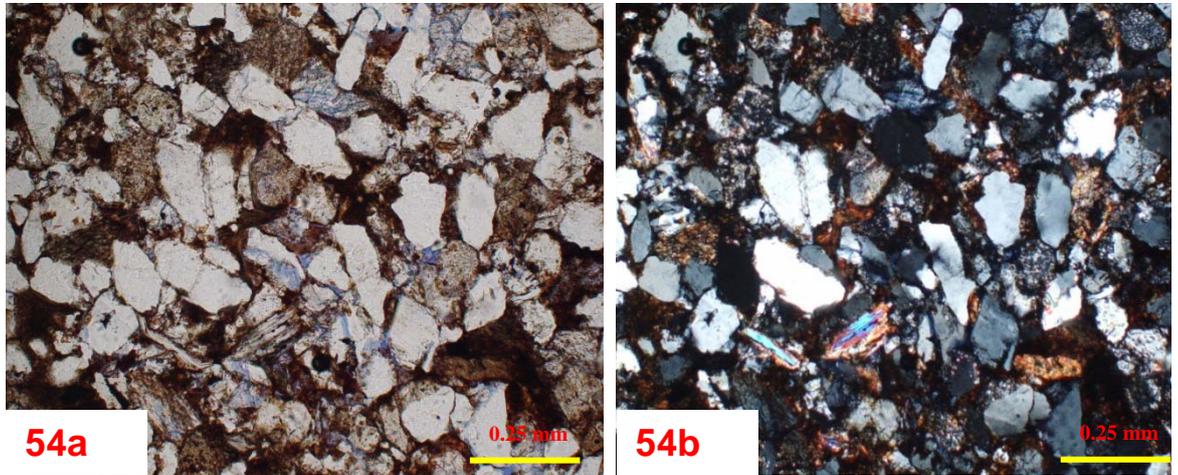


**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

#### ***Descripción Muestra AMR-14***

Arena de tamaño de grano medio a fino, presenta contacto puntual entre granos, esto evidenciado entre las partículas del armazón. El armazón está constituido por cuarzos muy angulares a subredondeados, feldespatos angulares a subredondeados y líticos muy angulares a subredondeados, con presencia de biotitas y moscovitas. Las biotitas se exhiben de color marrón. En nicols cruzados la muestra no se nota en azul, significando que no está alterada a clorita.

**Figura 54.** 54a. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols paralelos. 54b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols cruzados. Nótese el contenido de Hidrocarburo evidenciado en la muestra.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

**Figura 55.** 55a. Sección delgada escaneada de la muestra AMR 15, donde se observa todo el campo visual. Figura 55b. Sección delgada a escala 0.5mm en nicoles paralelos. 55c. Sección delgada a escala 1mm en nicoles cruzados. Zona de granos finos mal calibrada (Zf) en contacto neto (flecha Naranja) con el comienzo de una zona mejor calibrada y con granos de mayor tamaño (Zg).



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

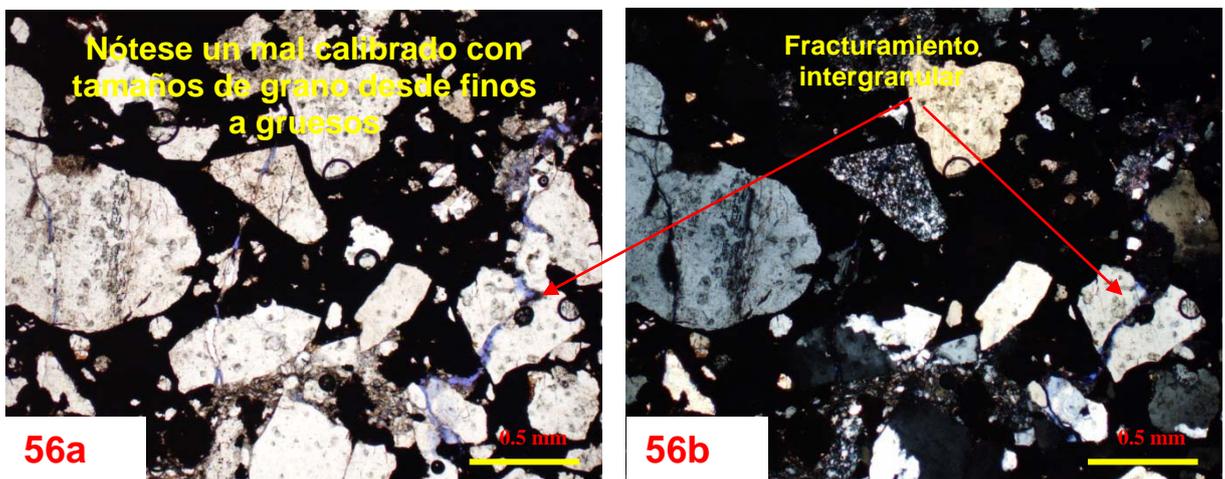
### **Descripción Muestra AMR-15**

Arenisca de tamaño de grano fino a grueso, presenta contacto puntual entre granos, esto evidenciado entre las partículas del armazón. Se evidencia muy mal calibrada. El porcentaje promedio de la porosidad para esta muestra es regular a baja, representado principalmente en porosidad secundaria por fracturamiento intragranular e intergranular incluyendo fracturamiento de borde

de grano y disolución de cuarzos, feldespatos y líticos especialmente sedimentarios y cuarzos policristalinos.

Completamente diferente a las anteriores muestras, y se puede observar una posible roca bioturbada. El porcentaje promedio visual de la porosidad para esta muestra es del 8%, representado principalmente en porosidad secundaria (6%). El promedio de la porosidad primaria para la muestra es correspondiente a 2%. Esta muestra se puede colocar dentro del grupo 1, difiere de este en su alta bioturbación y mal calibrado.

**Figura 56.** 56a. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols paralelos. 56b. Sección delgada a escala 0.5 mm en nicols cruzados.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Febrero 2013.

### 5.1.2 RESULTADOS DE LA TENDENCIA NORMAL DE COMPACTACIÓN.

El desarrollo de los perfiles normales de compactación y la determinación de la tendencia normal, se aplicó en 5 pozos del campo Colorado. Esto se realizó teniendo en cuenta el mayor cubrimiento del registro sísmico presente dentro del campo.

### 5.1.2.1 Tren Normal de Compactación

La curva de compactación normal cuando la velocidad esta expresada en escala logarítmica, es una línea recta y es conocida como tren de compactación.

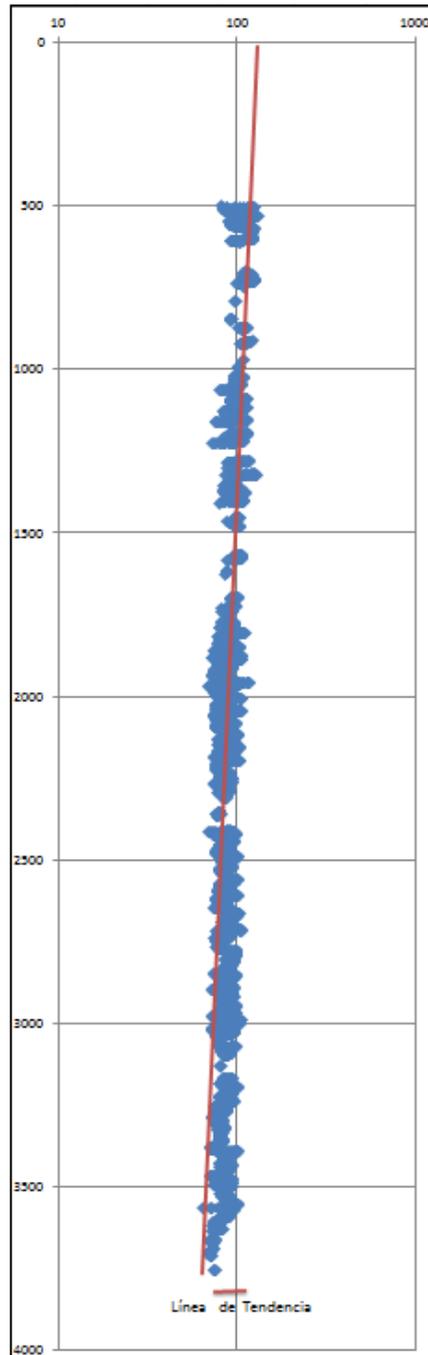
Si el tiempo de tránsito es graficado logarítmicamente contra la profundidad en escala lineal, las lecturas frente a los shales deberán caer sobre esta línea recta, para una zona de compactación normal. La línea que corresponde a shale puro y homogéneo se expresa matemáticamente de la siguiente manera:

Donde  $\Delta t$  es el tiempo de tránsito ( $\mu\text{s}/\text{pie}$ ) a profundidad  $Z$  (Pie)  $\Delta t_0$  es el tiempo de tránsito extrapolado a superficie y  $C$  es una constante ( $\text{pie}^{-1}$ ), que representa la pendiente del tren normal de compactación. El valor de la pendiente  $C$  es proporcional a la velocidad de sedimentación. En el caso de una sedimentación relativamente lenta los granos del shale tienen el suficiente tiempo para acomodarse causando una rápida reducción de la porosidad con el enterramiento.

El primer paso para evaluar el tren normal de compactación es seleccionar los niveles arcillosos a partir del registro GR y SP, esto debido a que los shales son los apropiados al poseer alta porosidad inicial con relación a las areniscas. La compactación de estos es el resultado de fenómenos físicos, químicos y mineralógicos en la superficie. Luego se procede a leer los valores del registro sónico (Intervalos de tiempo de Tránsito en función de la profundidad). Los perfiles de compactación para cada uno de los pozos trabajados en el campo Colorado se muestran a continuación, junto con los resultados cuantitativos  $\Delta t_0$  (Tiempo de tránsito al momento de la sedimentación) y  $C$  (Factor de Compactación).

La figura 57 muestra el perfil de compactación para el pozo Colorado 70. La recta trazada es el mejor ajuste matemático de la tendencia de compactación normal, esto significa que representa el estado de equilibrio entre la presión que ejercen los sedimentos suprayacentes y la disminución del espacio poroso por expulsión de fluidos.

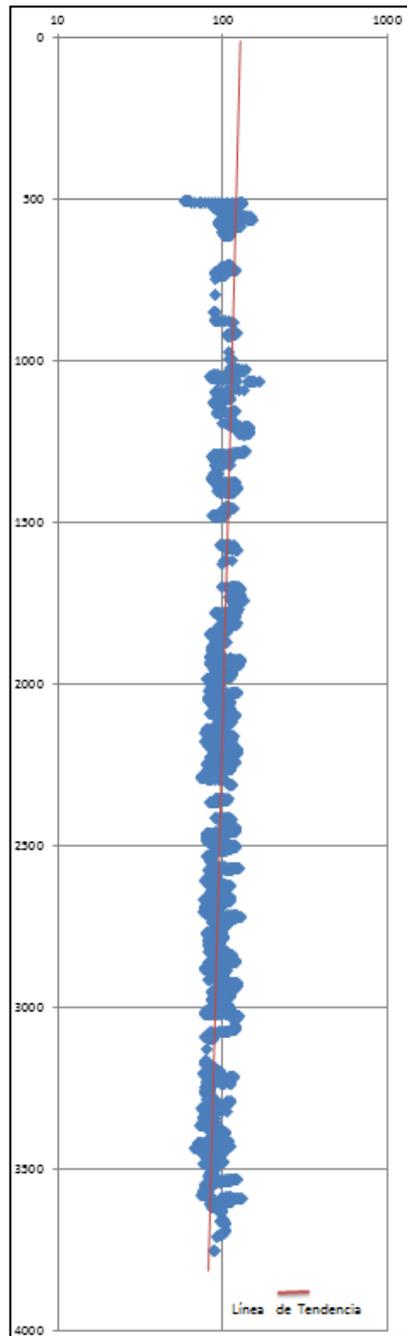
**Figura 57.** Perfil de Compactación del Pozo Colorado 70. La ecuación  $\Delta t = 82,83 \exp^{-78,2083z}$  satisface la recta de compactación normal.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Abril 2013.

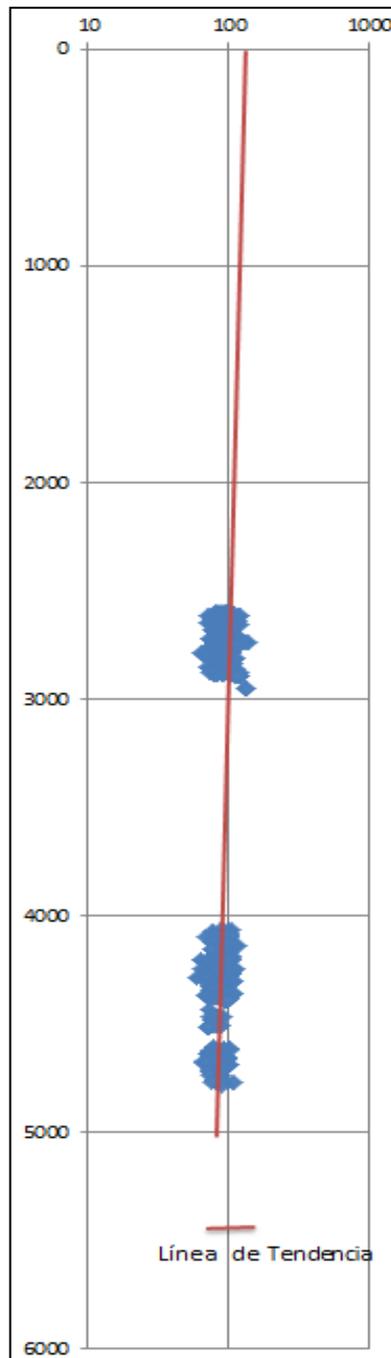
A continuación se presentan en la figura 58, 59, 60 y 61; los perfiles de compactación para los pozos Colorado 72, 75, 38, y 66; realizándoles la misma metodología aplicada al pozo Colorado 70.

**Figura 58.** Perfil de Compactación del Pozo Colorado 72. La ecuación  $\Delta t = 106,6 \exp^{-93,85z}$  satisface la recta de compactación normal.



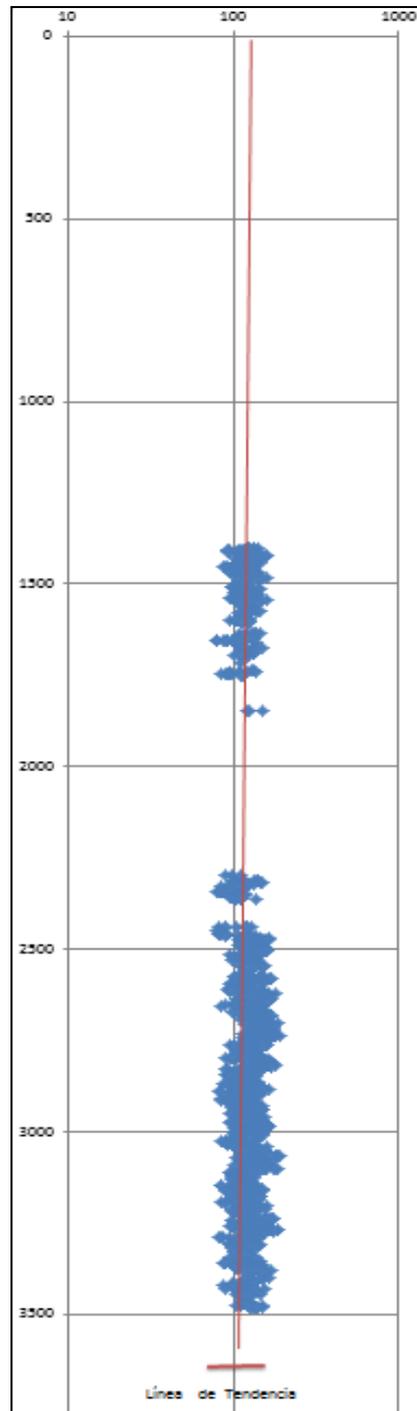
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Abril 2013.

**Figura 59.** Perfil de Compactación del Pozo Colorado 75. La ecuación  $\Delta t = 109,46 \exp^{-100,95z}$  satisface la recta de compactación normal.



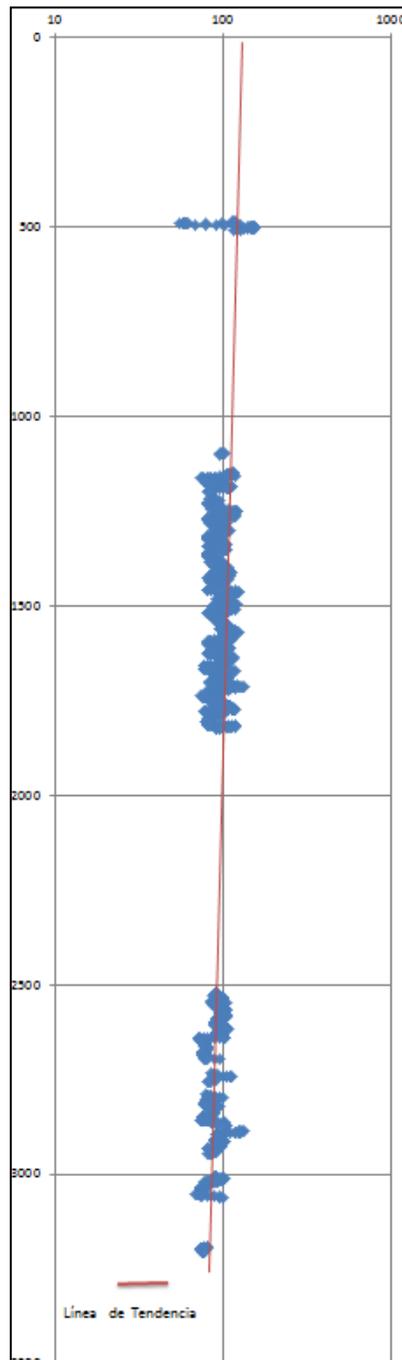
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Abril 2013.

**Figura 60.** Perfil de Compactación del Pozo Colorado 38. La ecuación  $\Delta t = 120,968 \exp^{-109,3z}$  satisface la recta de compactación normal.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Abril 2013.

**Figura 61.** Perfil de Compactación del Pozo Colorado 66. La ecuación  $\Delta t = 117,2341 \exp^{-79,8z}$  satisface la recta de compactación normal.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Abril 2013.

De acuerdo a los resultados cualitativos y cuantitativos del factor de compactación se puede apreciar que la velocidad de sedimentación es lenta en los pozos estudiados, lo que nos muestra mayores porosidades y una baja

compactación. Esto se resume ya que  $e\Delta t_0$  no varía mucho y se mantiene entre 80-110 us/ft y el factor de compactación en ningún pozo supera el valor del  $\Delta t_0$ .

### 5.1.3 CARTOGRAFIA SECCION LEVANTADA

Se identificaron varios niveles arenosos muy importantes en el Afloramiento que se encuentran entre las coordenadas X= 1.035476- 1.036.012, Y= 1.251.417- 1.253.191 al noroeste del Campo Colorado. Se realizaron dos puntos principales de Muestreo, el principal punto se encuentra ubicado entre las coordenadas (X=1035898-1036012 Y=1253094-1253191), donde fueron adquiridas las muestras AMR00 hasta la AMR14. (Figura 62) y el otro punto se encuentra ubicado entre las coordenadas (X=1035476 Y=1251417), donde fue adquirida la Muestra AMR15. (Figura 63).

**Figura 62.** Fotografía de una parte del afloramiento ubicado entre las coordenadas X= 1.035476- 1.036.012, Y= 1.251.417- 1.253.191 al noroeste del Campo Colorado, donde fueron adquiridas las muestras AMR00 hasta la AMR14. En el anexo A se puede visualizar el afloramiento completo.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Junio 2012, Salida de Campo.

**Figura 63.** Afloramiento ubicado entre las coordenadas (X=1035898-1036012 Y=1253094-1253191), al noroeste del Campo Colorado, donde fue adquirida la muestra AMR15.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Junio 2012. Salida de Campo.

#### **5.1.4 RESULTADOS DEL ANALISIS DE PETROFISICOS A NIVEL DE AFLORAMIENTO Y SUBSUELO**

Dentro de los resultados de los estudios de petrofísica básica presentados en este trabajo, se analizaron 8 muestras de roca, tomadas de afloramiento que corresponden a las siguientes facies definidas previamente en campo: Facie Ai (AMR-00 y AMR08), facie A (AMR-11), facie Ax (AMR- 15), Af-a (AMR- 04), facie Api (AMR- 07) A-fla (AMR 10, AMR 09).

Los análisis de petrofísica se desarrollaron mediante técnicas directas de laboratorio (petrofísica básica), a una presión de confinamiento de 800 psi (condiciones reales de yacimiento); donde se realizaron los análisis de porosidad, densidad de grano y permeabilidad. Esta técnica fue realizada en los laboratorios de petrofísica básica del ICP-Ecopetrol mediante el **SCCPL ID0147-13-01-0001**. Los resultados se encuentran resumidos en la tabla 2.

**Tabla 2.** Resultados de los Análisis de petrofísica básica realizados en el laboratorio.

Identificación de la muestra	Profundidad	Presión de Confinamiento		Longitud	Diámetro	Vol. Total	Vol. Poroso	Vol. de Granos	Densidad de Granos	Porosidad	Permeabilidad Klinkenberg		Datos Calculados		
		(ft)	(psi)								(MPa)	(cm)	(cm)	(cm <sup>3</sup> )	(cm <sup>3</sup> )
AMR-01	0	800	5.516	6.264	3.818	71.723	10.617	60.930	2.607	14.8	2.5	2.44E-03	0.71723	0.010617	1.896490805
AMR-04	0	800	5.516	6.203	3.850	72.230	1.315	71.000	2.699	1.8	4.00E-04	3.95E-07	0.7223	0.001315	1.896304859
AMR-07	0	800	5.516	6.344	3.846	73.690	1.302	72.570	2.747	1.8	3.00E-04	2.96E-07	0.7369	0.001302	1.895783688
AMR-08	0	800	5.516	6.339	3.842	73.490	2.439	71.350	2.665	3.3	2.83E-02	2.79E-05	0.7349	0.002439	1.895853858
AMR-09	0	800	5.516	6.494	3.833	74.930	15.222	58.480	2.621	20.7	344	3.40E-01	0.7493	0.015222	1.895357
AMR-10	0	800	5.516	5.255	3.851	61.210	12.648	46.720	2.661	21.3	30	2.93E-02	0.6121	0.012648	1.90104068
AMR-11	0	800	5.516	6.367	3.814	72.721	8.764	61.630	2.482	12.5	4.6	4.50E-03	0.72721	0.008764	1.896127253
AMR-15	0	800	5.516	6.322	3.837	73.101	7.081	65.210	2.535	9.8	1.2	1.22E-03	0.73101	0.007081	1.895991437

**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Enero 2013.

### 5.1.3.1 Procedimiento de Limpieza

El procedimiento de limpieza de muestras se realizó en equipo soxhlet con una mezcla de solvente Tolueno/metanol 70/30; el secado de las muestras se realizó en horno convencional a 60 Celsius durante 8 horas hasta peso constante; se realizó determinación de volumen y densidad de grano en el equipo porosímetro de helio Vinci y medición de porosidad y permeabilidad en el equipo CMS400, todos los procedimientos se realizaron de acuerdo con la Norma API RP 40 de 1998. Servicios de laboratorio y plantas piloto laboratorio de análisis petrofísicos Instituto Colombiano del Petróleo, (**Reporte entregado por el Instituto colombiano del Petróleo, 2013**).

### 5.1.3.2 Corrección de las propiedades básicas (Porosidad y Permeabilidad).

Los valores entregados por el Laboratorio de porosidad y permeabilidad de las muestras de afloramiento se realizaron a presiones de confinamiento de 800 psi (Condiciones reales de yacimiento), por los que los resultados de laboratorio en estas muestras no necesitan que se les realice ningún tipo de corrección. Sin embargo los datos de petrofísica básica desarrollados en el campo Colorado y que se reportaron en el trabajo de Castillo y Ríos, 2008; no

están calculados a presión de yacimiento, por lo que se hizo necesario la utilización de las ecuaciones de Stanley C. Jones. 1998.

El desarrollo se da por las siguientes ecuaciones:

$$\phi = \frac{\phi_0 \text{Exp} \left[ a\phi * \left[ \text{Exp} \left( \frac{-P}{\delta} \right) - 1 \right] \right]}{1 + C_0 * P} \quad \text{Ec. 2}$$

$$a\phi = \frac{\ln \left[ \frac{\phi_1 * (1 + C_0 * P_1) * (1 - \phi_2)}{\phi_2 * (1 + C_0 * P_2) * (1 - \phi_1)} \right]}{\text{Exp} \left( \frac{-P_1}{\delta} \right) - \text{Exp} \left( \frac{-P_2}{\delta} \right)} \quad \text{Ec. 3}$$

$$K = \frac{K_0 \text{Exp} \left[ aK * \text{Exp} \left( \frac{-P}{\delta} \right) - 1 \right]}{1 + C_0 * P} \quad \text{Ec. 4}$$

$$aK = \frac{\ln \left[ \frac{K_1 * (1 + C_0 * P_1)}{K_2 * (1 + C_0 * P_2)} \right]}{\text{Exp} \left( \frac{-P_1}{\delta} \right) - \text{Exp} \left( \frac{-P_2}{\delta} \right)} \quad \text{Ec. 5}$$

Para la determinación de estos parámetros debemos tener en cuenta las constantes  $C_o = 0.00000193 \text{ psi}^{-1}$  y  $\delta = 800 \text{ psi}$ , estos valores fueron determinados previamente para los campos Colombianos y son los que se trabajan en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, estos datos fueron reportados por Castillo y Ríos 2008.

Los resultados de las correcciones de los datos de petrofísica básica se muestran a continuación en la siguiente tabla.

**Tabla 3.** Resultados de Petrofísica básica de laboratorio para la Formación Mugrosa del Campo Colorado, con las correcciones realizadas a partir de la Ecuación de Stanley C. Jones. 1998.

Profundidad (ft)	Well ID	Porosidad (%)	Porosidad corr (%)	Permeabilidad (mD)	Permeabilidad corr (mD)
4063	COLO34	16.20	15.263440147	51.00	30.62
4073	COLO34	14.60	13.755939885	1.00	0.60
4067.5	COLO34	15.60	14.698127549	16.08	9.65
4073	COLO34	14.80	13.944377418	1.00	0.60
3886	COLO93	6.50	6.124219812	0.33	0.20
2940	COLO92	6.60	6.218438578	0.02	0.01
4000	COLO94	4.60	4.334063252	0.48	0.29
4357	COLO94	3.70	3.486094355	0.02	0.01
4468	COLO94	14.50	13.661721119	4.34	2.61
4478	COLO94	13.70	12.907970988	3.86	2.32
4580	COLO94	8.20	7.725938840	0.57	0.34
2293	COLO11	12.50	11.777345792	5.58	3.35
2336	COLO11	17.30	16.299846577	59.41	35.66
2354.5	COLO11	20.00	18.843753268	251.97	151.26
2369.5	COLO11	10.70	10.081407998	1.30	0.78
2601	COLO11	8.90	8.385470204	18.71	11.23
3271.3	COLO19	15.80	14.886565081	2.20	1.32
3272.9	COLO19	16.30	15.357658913	1.90	1.14
3274.2	COLO19	8.50	8.008595139	0.20	0.12
3284.4	COLO19	5.70	5.370469681	0.10	0.06
3285.8	COLO19	16.40	15.451877680	5.10	3.06
3286.5	COLO19	12.70	11.965783325	0.50	0.30
2141	COLO24	6.00	5.653125980	0.03	0.02
2149	COLO24	9.50	8.950782802	0.03	0.02
2152	COLO24	8.50	8.008595139	0.09	0.05
2527	COLO24	6.10	5.747344747	0.07	0.04
2531	COLO24	5.90	5.558907214	0.01	0.01
3978	COLO24	4.70	4.428282018	0.01	0.01
3981	COLO24	7.50	7.066407475	0.04	0.02
4016	COLO24	2.70	2.543906691	0.01	0.01
4025	COLO24	3.80	3.580313121	0.03	0.02
1890	COLO25	12.00	11.306251961	2.00	1.20
1895	COLO25	11.00	10.364064297	0.01	0.01
1898	COLO25	8.00	7.537501307	0.10	0.06
1914	COLO25	20.00	18.843753268	7.00	4.20
1915	COLO25	12.00	11.306251961	39.00	23.41
1916	COLO25	17.00	16.017190278	63.00	37.82
1917	COLO25	17.00	16.017190278	51.00	30.62

<b>1924.5</b>	COLO25	12.00	11.306251961	0.50	0.30
<b>1929</b>	COLO25	12.00	11.30625196	8	4.80237644
<b>1956</b>	COLO25	16.00	15.07500261	12	7.20356466
<b>1966</b>	COLO25	6.00	5.65312598	0.03	0.018008912
<b>1968</b>	COLO25	9.00	8.47968897	0.01	0.006002971
<b>1970.5</b>	COLO25	9.00	8.47968897	0.01	0.006002971
<b>1972</b>	COLO25	10.00	9.421876634	0.03	0.018008912
<b>1977</b>	COLO25	9.00	8.47968897	0.06	0.036017823
<b>1984</b>	COLO25	5.00	4.710938317	0.7	0.420207939
<b>1987</b>	COLO25	8.00	7.537501307	0.01	0.006002971
<b>1991</b>	COLO25	9.00	8.47968897	0.3	0.180089117
<b>1995</b>	COLO25	12.00	11.30625196	1.2	0.720356466
<b>1998</b>	COLO25	19.00	17.9015656	69	41.4204968
<b>2125</b>	COLO25	7.00	6.595313644	13	7.803861715
<b>2126</b>	COLO25	14.00	13.19062729	13	7.803861715
<b>2129</b>	COLO25	16.00	15.07500261	14	8.404158771
<b>2277</b>	COLO25	13.00	12.24843962	1.4	0.840415877
<b>2278</b>	COLO25	9.00	8.47968897	1	0.600297055
<b>2279</b>	COLO25	15.00	14.13281495	27	16.20802049
<b>2286</b>	COLO25	18.00	16.95937794	78	46.82317029
<b>2286</b>	COLO25	18.00	16.95937794	65	39.01930858
<b>2286</b>	COLO25	16.00	15.07500261	40	24.0118822
<b>2351</b>	COLO25	11.00	10.3640643	0.4	0.240118822
<b>2376</b>	COLO25	18.00	16.95937794	44	26.41307042
<b>2381</b>	COLO25	18.00	16.95937794	111	66.63297311
<b>2383</b>	COLO25	17.00	16.01719028	103	61.83059667
<b>3835</b>	COLO26	15.00	14.13281495	6.8	4.082019974
<b>3846.5</b>	COLO26	19.00	17.9015656	286	171.6849577
<b>3852.5</b>	COLO26	17.00	16.01719028	54	32.41604097
<b>3846.5</b>	COLO26	19.00	17.9015656	286	171.6849577
<b>4120.7</b>	COLO26	10.00	9.421876634	0.2	0.120059411
<b>4124.7998</b>	COLO26	12.00	11.30625196	0.9	0.54026735
<b>4127.2002</b>	COLO26	15.80	14.88656508	5.3	3.181574392
<b>4129.8999</b>	COLO26	10.60	9.987189232	0.6	0.360178233
<b>4127.2002</b>	COLO26	15.80	14.88656508	5.3	3.181574392
<b>4120.7002</b>	COLO26	10.00	9.421876634	0.2	0.120059411
<b>3548</b>	COLO26	15.80	14.88656508	3.8	2.281128809
<b>3830</b>	COLO26	15.30	14.41547125	5	3.001485275
<b>3832</b>	COLO26	12.70	11.96578332	3	1.800891165
<b>3830</b>	COLO26	15.30	14.41547125	5	3.001485275
<b>3495</b>	COLO27	10.80	10.17562676	0.22	0.132065352
<b>3496.2</b>	COLO27	12.20	11.49468949	0.1	0.060029706
<b>3496.4</b>	COLO27	13.80	13.00218975	0.2	0.120059411

3498.5	COLO27	12.90	12.15422086	0.3	0.180089117
3499.9	COLO27	14.00	13.19062729	1	0.600297055
3780	COLO27	6.70	6.312657345	0.14	0.084041588
3783.6	COLO27	14.40	13.56750235	0.4	0.240118822
3785.1	COLO27	6.50	6.124219812	0.4	0.240118822
3821.8	COLO27	6.60	6.218438578	0.1	0.060029706
3831.5	COLO27	7.50	7.066407475	0.2	0.120059411
3832.8	COLO27	23.10	21.76453502	49	29.4145557
3834	COLO27	20.50	19.3148471	25	15.00742638
3835.6	COLO27	16.80	15.82875274	6.2	3.721841741
3837.2	COLO27	21.90	20.63390983	39	23.41158515
3838.9	COLO27	24.00	22.61250392	182	109.254064
3840.5	COLO27	21.10	19.8801597	108	64.83208194
3841.9	COLO27	7.70	7.254845008	1.5	0.900445583
3859.3	COLO27	14.90	14.03859618	0.3	0.180089117
3860.8	COLO27	12.30	11.58890826	0.1	0.060029706
3900.3	COLO27	14.60	13.75593989	1.4	0.840415877
3908	COLO27	15.50	14.60390878	21.87	13.12849659
3909.5	COLO27	16.10	15.16922138	15	9.004455826
3910	COLO27	18.20	17.14781547	26	15.60772343
3911.3	COLO27	18.00	16.95937794	35	21.01039693
3913	COLO27	16.80	15.82875274	8.9	5.34264379
3914.5	COLO27	16.40	15.45187768	7.4	4.442198207
3915.5	COLO27	18.20	17.14781547	21	12.60623816
3916.8	COLO27	17.10	16.11140904	14	8.404158771
3965.3	COLO27	15.40	14.50969002	0.7	0.420207939
3966.1	COLO27	15.50	14.60390878	1.1	0.660326761
3967.2	COLO27	10.90	10.26984553	0.4	0.240118822
4032	COLO27	12.30	11.58890826	14.44	8.668289475
4033	COLO27	14.20	13.37906482	0.6	0.360178233
4034.2	COLO27	16.10	15.16922138	2.1	1.260623816
4035.6	COLO27	17.80	16.77094041	5.6	3.361663508
4036.2	COLO27	18.10	17.05359671	6.3	3.781871447
4037.3	COLO27	17.20	16.20562781	3.8	2.281128809
4038.4	COLO27	10.70	10.081408	1.9	1.140564405
4061.7	COLO27	7.10	6.68953241	0.1	0.060029706
4109.6	COLO27	9.00	8.47968897	0.1	0.060029706
3691	COLO53	10.40	9.798751699	5.64	3.38567539
3691	COLO53	14.38	13.5486586	33.4	20.04992164
3691	COLO53	14.70	13.85015865	28.4	17.04843636

Fuente: El Autor. Universidad Industrial de Santander, Junio 2012. Datos Petrofísica de laboratorio, Castillo y Ríos 2008.

### 5.1.3.2 Definición y Asociación de litofacies en Afloramiento y en Subsuelo.

Las diferentes facies clasificadas en las muestras de afloramiento, fueron analizadas de acuerdo al tamaño de grano, sorting, laminación, estructuras sedimentarias, lo cual se traduce a conocer el ambiente clasificado de depositación y un flujo de corriente característico. Las facies determinadas en afloramiento son las siguientes y se encuentran reportadas en la tabla 4 y en el anexo A.

**Tabla 4.** Clasificación de las facies a nivel de Afloramiento.

FACIE	CLASIFICACION DE LA FACIES EN AFLORAMIENTO
Ai	Arenisca con intraclastos
Af-a	Areniscas de grano fino interestratificadas
A-pi	Areniscas con cavidades e intraclastos
A-fla	Arenisca fina laminada
A	Arenisca maciza
Ax	Areniscas cruzadas en artesa

**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Junio 2012. Salida de Campo.

Las facies clasificadas para las muestras de subsuelo, fueron tomados de acuerdo a las columnas de descripción sedimentológica de los pozos corazonados del bloque I del campo Colorado, informe interno realizado por el campo Escuela Colorado a cargo de Castillo y Gómez 2008.

Las Facies arenosas son reportadas tabla 5 y su clasificación se encuentra en la tabla 6.

**Tabla 5.** Facies definidas a nivel de subsuelo para la Formación Mugrosa del Campo Colorado. Informe interno realizado por el campo Escuela Colorado a cargo de Castillo y Gómez 2008.

<i>ID DEL POZO</i>	<i>INTERVALO</i>	<i>FACIE</i>	<i>FORMACION</i>
<b>COLORADO 24</b>	2141-2143	ALb	MUGROSA B1
<b>COLORADO 24</b>	2524-2527	Am/Ar	MUGROSA B1
<b>COLORADO 24</b>	3481	ALb	MUGROSA C1
<b>COLORADO 24</b>	3483	ACe	MUGROSA C1
<b>COLORADO 24</b>	3487	ALb	MUGROSA C1
<b>COLORADO 24</b>	3976	ALb	MUGROSA C2
<b>COLORADO 24</b>	3980	AL	MUGROSA C2
<b>COLORADO 24</b>	4010-4013	AL	MUGROSA C2
<b>COLORADO 25</b>	1910-1916	ALL/ALC	MUGROSA B1
<b>COLORADO 25</b>	1940-1943	ALC	MUGROSA B1
<b>COLORADO 25</b>	1964-1969	Am	MUGROSA B1
<b>COLORADO 25</b>	1983-1986	Alb	MUGROSA B1
<b>COLORADO 25</b>	1993-1995	Al	MUGROSA B1
<b>COLORADO 25</b>	2123-2127	Alc	MUGROSA B2
<b>COLORADO 25</b>	2255-2257	Al	MUGROSA B2
<b>COLORADO 26</b>	3537-3539	Am	MUGROSA C1
<b>COLORADO 26</b>	3557-3560	Alb	MUGROSA C1
<b>COLORADO 26</b>	3646-3650	All	MUGROSA C1
<b>COLORADO 26</b>	3746-3748	ACe	MUGROSA C1
<b>COLORADO 26</b>	3750	Am	MUGROSA C1
<b>COLORADO 26</b>	3753-3755	Ail	MUGROSA C1
<b>COLORADO 26</b>	3824-3850	Am	MUGROSA C2
<b>COLORADO 26</b>	3852-3855	Ace	MUGROSA C2
<b>COLORADO 26</b>	3861-3863	Am	MUGROSA C2
<b>COLORADO 26</b>	4120-4126	Am	MUGROSA C3
<b>COLORADO 26</b>	4140	Am	MUGROSA C3
<b>COLORADO 27</b>	3765	All	MUGROSA C1
<b>COLORADO 27</b>	3780-3781	Am	MUGROSA C1
<b>COLORADO 27</b>	3830-3834	Am	MUGROSA C2
<b>COLORADO 27</b>	3854	Am	MUGROSA C2
<b>COLORADO 27</b>	3916	Am	MUGROSA C2
<b>COLORADO 27</b>	3960	Alb	MUGROSA C2
<b>COLORADO 27</b>	4032-4034	Ace	MUGROSA C2
<b>COLORADO 27</b>	4009-4110	Ace	MUGROSA C2
<b>COLORADO 27</b>	4449	Am	MUGROSA C3
<b>COLORADO 27</b>	4510-4513	Alb	MUGROSA C3

**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Junio 2012. Salida de Campo.

**Tabla 6.** Clasificación de las facies a nivel de subsuelo. Informe interno realizado por el campo Escuela Colorado a cargo de Castillo y Gómez 2008.

FACIE	CLASIFICACION DE LA FACIES EN SUBSUELO
Alb	Arenisca lodosa bioturbada
Ar	Arenisca con ripples
All	Arenisca limosa laminada
Am	Arenisca maciza
Alc	Arenisca ligeramenete conglomeratica
Al	Arenisca Laminada
Ace	Arenisca con estratificación Cruzada
Ail	Arenisca con intraclastos lodosos

**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Junio 2012. Salida de Campo.

## 5.2 ANALISIS DE RESULTADOS

### 5.2.1 INTEGRACIÓN DE LITOFACIES ENCONTRADAS EN AFLORAMIENTO Y EN SUBSUELO.

La asociación e integración de facies de afloramiento con el subsuelo se realizó de acuerdo a los estudios de García y Fonseca, 2009, el informe interno realizado por el campo Escuela Colorado a cargo de Castillo y Gómez, 2008 y el estudio realizado de afloramiento en este trabajo. En la tabla 7 y en la figura 71, se encuentra el resumen de esta integración.

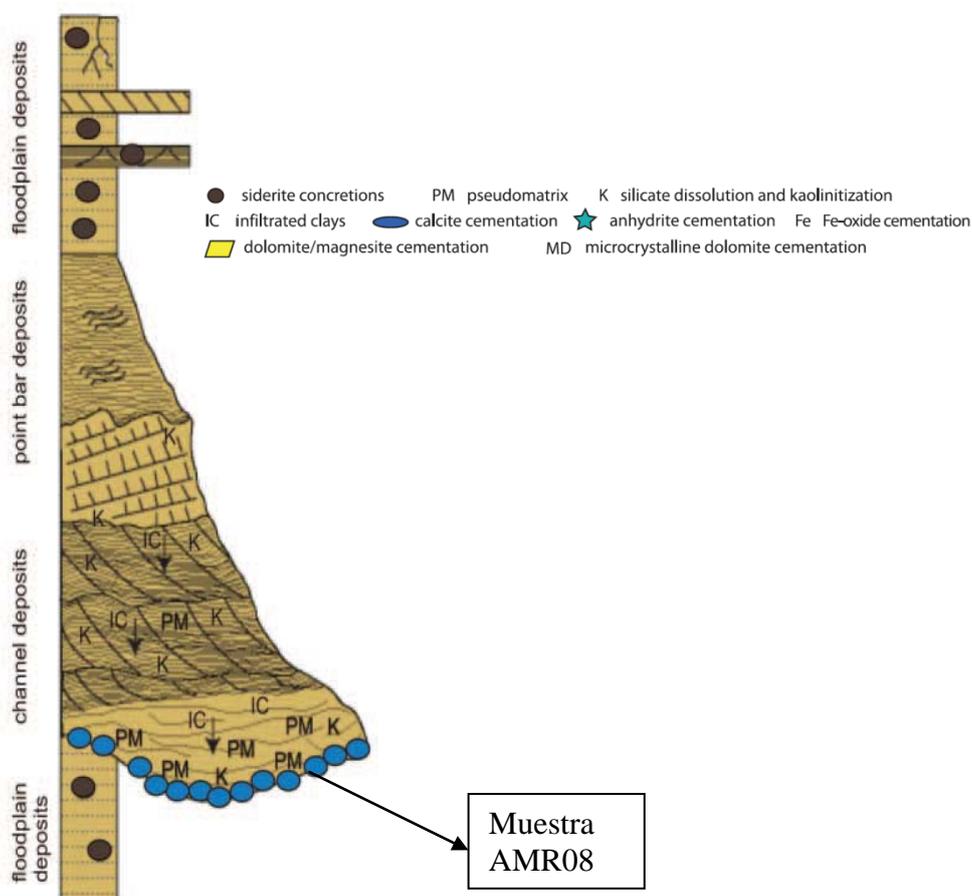
**Tabla 7.** Integración y asociación de facies de afloramiento con el subsuelo.

GRUPO	FACIES AFLORAMIENTO	FACIES SUBSUELO (Castillo y Gómez 2008).	LITOFACIES DEFINIDAS PARA LA FORMACION MUGROSA (García y Fonseca, 2009)	DESCRIPCION DE LA LITOFACIE (García y Fonseca, 2009)	RANGOS DE POROSIDAD (%)	RANGOS DE PERMEABILIDAD (Md)	CLASIFICACIÓN DE LAS MUESTRAS EN AFLORAMIENTO EN ESTE ESTUDIO	EVALUACION CALIDAD DE RESERVORIO
1	A	Am	Sm	Areniscas Masivas, con tamaño de grano fino a medio.	10-15%	2 - 4.6Md	AMR 11	BUENA
2	A-pi y A-fa	Alb, Ail y All	Fi	Esta litofacies se comporta como interlaminaciones de lodo, limo y areniscas muy finas típica de áreas de crevasee, desborde de canal.	1 - 3.5%	4.00E-04 - 2.83E-2Md	AMR 04, 05, 06, 07	MALA
3	Ai, Ax	Ar, Ace	St	Los granos de arena siempre tienen una moderada selección y se mueven en un rango de tamaño de grano que va desde fino a medio. En algunas muestras se evidencian intraclastos (Ai).	9-14%	1 - 3Md	AMR 00, 01, 02, 03, 08, 14	BUENA
4	A-fla, Ap	Al	Sp	Areniscas con estratificación cruzada y paralela, los granos de arena presentan una muy buena selección. Tamaño de grano fino a grueso.	20-22%	30-350Md	AMR 09,10,12,13	MUY BUENA

**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Abril 2013.

La calidad de reservorio se encuentra muy influenciada por el ambiente de depositación, en el que se registre cada muestra como se concluye de acuerdo a la tabla 9. En el caso de las muestra AMR 08, aunque se encuentra en una facie de arenas de canal (Ai), la cual muestra unas buenas propiedades petrofísicas, la diagénesis influye en gran parte en la calidad de reservorio ya que la muestra se encuentra hacia la base del canal, donde se encuentra alta cementación de calcita. Como se observa en el esquema de la figura 64 y en el anexo A.

**Figura 64.** Esquema mostrando características de alteraciones diagenéticas. Sistema fluvial meandrónico, notando la alta heterogeneidad asociada a la cementación de calcita, a la base del canal fluvial, esto representa la muestra AMR08.



**Fuente:** Tomado de S. Morad et.al, 2010.

### 5.2.2 INTEGRACIÓN DE LITOFACIES ENCONTRADAS EN AFLORAMIENTO Y EN SUBSUELO. A PARTIR DE LOS ANÁLISIS PETROGRÁFICOS.

De acuerdo al análisis desarrollado por parte de petrografía, según el estudio de Ramírez, 2010 para los pozos del Campo Colorado, la Formación Mugrosa presenta en general dos clases de roca las cuales pueden ser relacionadas en dos grupos. El primer grupo está representado por areniscas de tamaño grueso y medio, su calibrado oscila entre pobre a moderado. El segundo grupo corresponde a areniscas de tamaño fino, muy fino, su calibrado varía de moderado a bueno. Las muestras de los dos grupos se clasifican composicionalmente como litoarenitas y litoarenitas feldespáticas

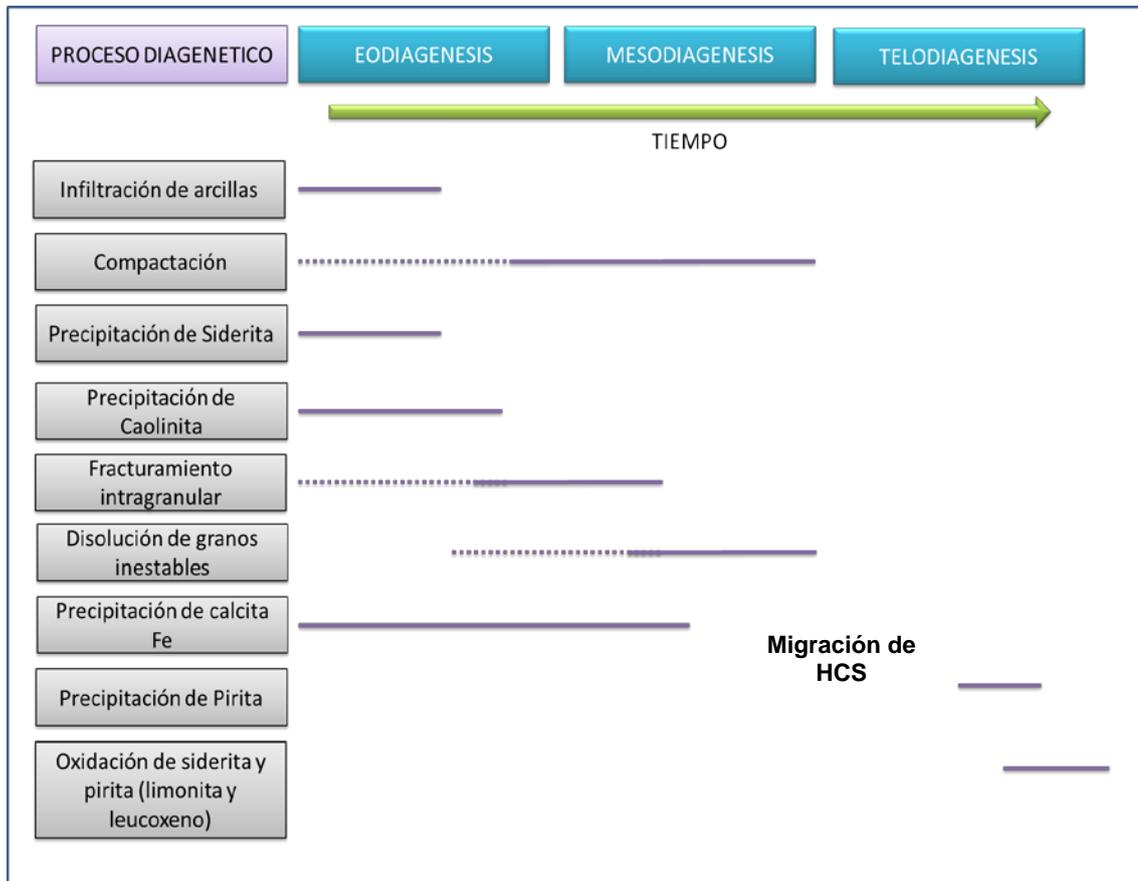
principalmente. Este estudio, muestra una gran similitud con las muestras obtenidas en afloramiento, aunque en este estudio se dividieron en 3 grupos, ya que se encontró un grupo diferente asociado a una composición más de arcosas líticas, las cuales presentan un mejor comportamiento en lo que respecta a calidad de reservorio. Según el estudio de Badillo 1996, la Formación Mugrosa del Valle Medio del Magdalena es clasificada composicionalmente en su mayor parte como arcosas líticas las que corresponden a la zona B y la zona C es clasificada en su gran mayoría como Litoarenitas feldespáticas. Esto significaría que tenemos dentro de la clasificación de las arenas, muestras tanto de la zona B y zona C.

La Formación Mugrosa según los estudios de Ramirez, 2010 y Badillo, 1996 contienen rocas con distintos porcentajes de porosidad que oscilan entre 0% y 23% distribuidas a diferentes profundidades. Los valores altos de porosidad presentes en este reservorio se debe principalmente a la disolución de Feldespatos, fragmentos líticos y cemento calcáreo (Siderita). La porosidad primaria juega un papel muy importante en la formación de la porosidad secundaria, la cual permite que haya una circulación de fluidos que facilite el proceso de disolución de granos inestables. Mientras que los valores bajos en las porosidades de algunas muestras están relacionados principalmente debido al aumento de matriz detrítica, arcillas interestratificadas y cementos calcáreos. El análisis realizado mediante las muestras de rocas tanto en subsuelo como en superficie, se llega a suponer que estas areniscas podían tener un valor de porosidad inicial entre 35-40%, luego esta se empieza a reducir, desde el comienzo del soterramiento debido a la sobrecarga de sedimentos (Compactación) y a la cementación alcanzando valores aproximados entre el 15-20% como se reporta en algunas muestras.

La secuencia diagenética de la Formación Mugrosa, es analizada de acuerdo a la Eodiagénesis, Mesodiagénesis y Telodiagénesis. La Eodiagénesis es la primera etapa que tiene lugar en profundidades muy someras, donde tenemos infiltración de arcillas, precipitación de siderita y caolinita. Luego en la

Mesodiagénesis que equivale a la etapa donde ocurre el mayor soterramiento el cual es gradual y llega a temperaturas de 90-100°C. Se tienen los eventos como la compactación, disolución de granos inestables (feldespatos) y siderita. En la Telodiagénesis que es la etapa de levantamiento de los sedimentos donde las areniscas son expuestas a la meteorización, enfriamiento, reducción de carga y la reconexión con las aguas meteóricas, se encuentra los siguientes eventos; la precipitación de calcita Fe y piritita, bastante observado en las muestras de afloramiento, junto con oxidación de estas a limonita y leucoxeno correspondientemente. La secuencia diagenética se puede observar en la figura 65.

**Figura 65.** Secuencia diagenética para la Formación Mugrosa.

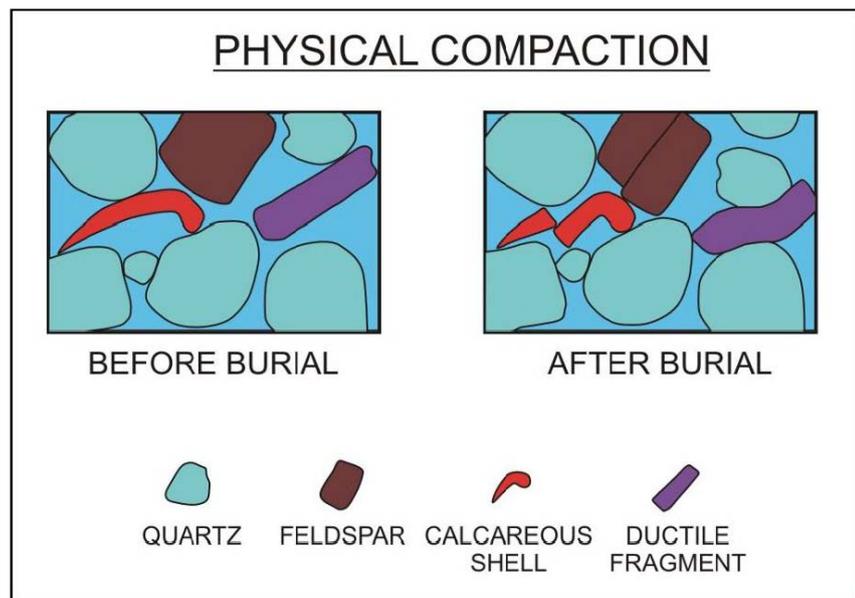


**Fuente:** Modificado de Ramírez, 2010 y Badillo, 1996.

### 5.2.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS SEGÚN EL FACTOR DE COMPACTACIÓN DETERMINADO A PARTIR DE LA LÍNEA DE TENDENCIA NORMAL.

De acuerdo a los resultados que se observaron para el cálculo de la compactación, a partir de la curva normal de tendencia, se puede concluir que debido a la velocidad de sedimentación lenta en los pozos estudiados, las arenas de la Formación Mugrosa presentan una baja compactación lo que se traduce a buenas porosidades. Esto se puede resumir de acuerdo a que el  $\Delta t_0$  no varía mucho y se mantiene entre 80-110 us/ft y el factor de compactación en ningún pozo supera el valor del  $\Delta t_0$ .

**Figura 66.** Esquema en el que se muestra el proceso de compactación física que sufren las muestras de la Formación Mugrosa.



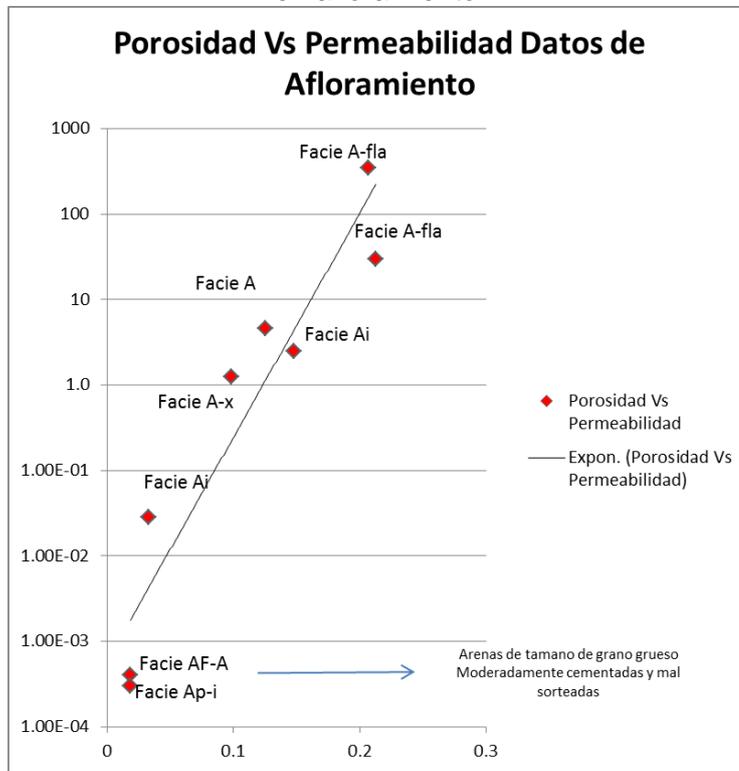
**Fuente:** Tomado de Slatt R, 2006

### 5.2.4 INTEGRACIÓN DE LITOFACIES ENCONTRADAS EN AFLORAMIENTO Y EN SUBSUELO. A PARTIR DE LOS ANÁLISIS PETROFÍSICOS.

De acuerdo a la figura 67, se puede visualizar que las facies A-fla son las que muestran los valores mas altos de porosidad y permeabilidad y las facies Af-a y Ap-i son las que presentan los valores mas bajos.

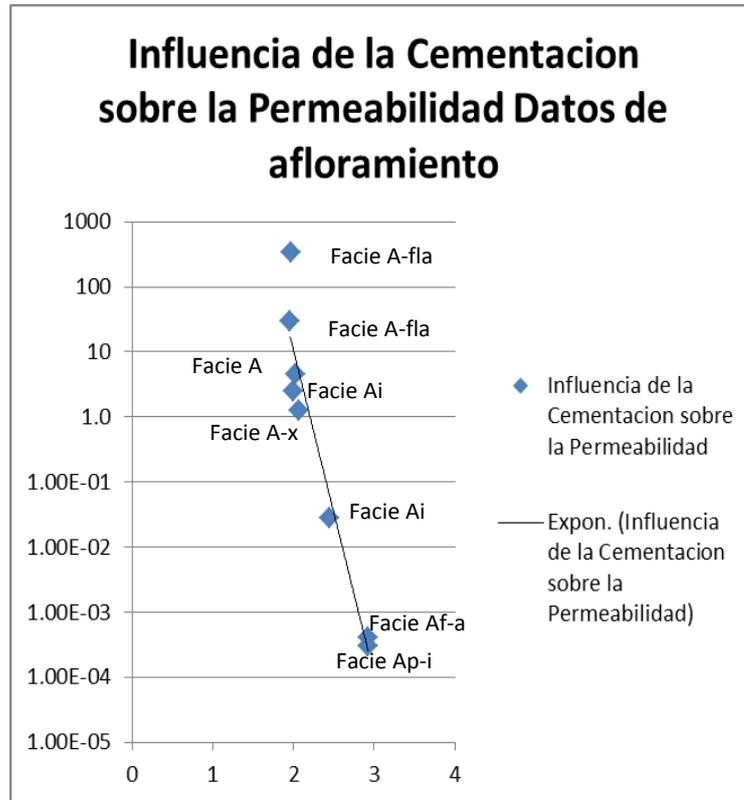
La influencia de la cementación es otro factor importante a revisar de acuerdo a los datos de permeabilidad ya que presentan una relación inversamente proporcional, esto significa que cuando la roca esta mas cementadas los valores de permeabilidad son menores y cuando la roca se encuentra menos cementada, los valores de permeabilidad son mayores. Los valores del factor de cementación se encuentran en los siguientes rangos de acuerdo al grado de cementación.

**Figura 67.** Relación entre la porosidad, la permeabilidad y las litofacies encontradas en afloramiento.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Abril 2013.

**Figura 68.** Factor de cementación determinado y su relación de acuerdo a la permeabilidad.



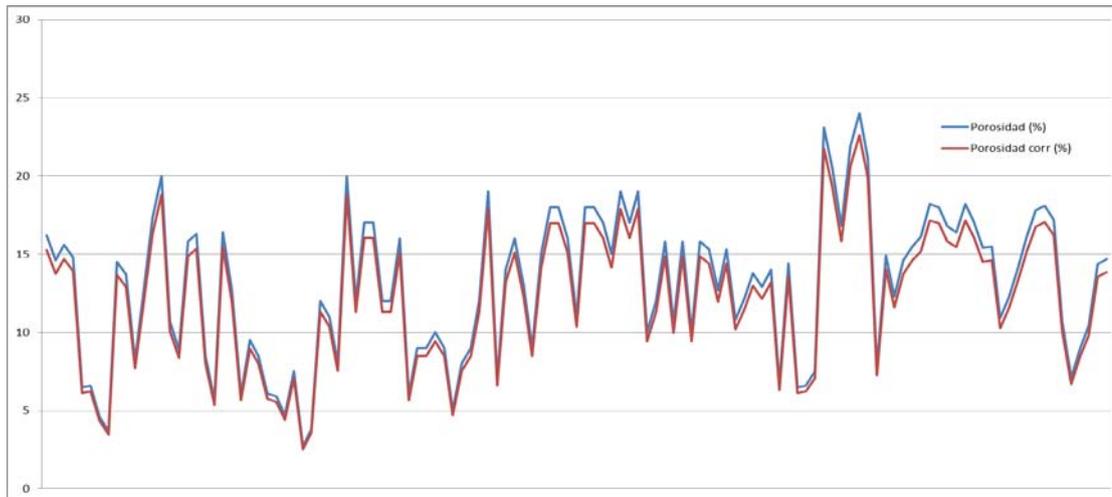
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Abril 2013.

Rocas no cementadas, presentan valores de 1.3, en el factor de cementación, rocas escasamente cementadas, presentan valores de 1.4-1.5, rocas ligeramente cementadas presentan valores de 1.6-1.7, rocas moderadamente cementadas presentan valores de 1.8-1.9 y rocas altamente cementadas presentan valores de 2- 2.2. Esto significa que las facies A-fla, Ai, A y A-x al presentar un factor de cementación menor de 2, se presentan como unas rocas moderadamente cementadas y las facies Af-a y A-pi al presentar un factor de cementación mayor de 2, son unas rocas altamente cementadas. (Figura 68).

En las figuras 69 y 70 se evidencia la tendencia entre los datos de laboratorio de porosidad y permeabilidad con los datos corregidos por la ecuación de Stanley C Jones; (1988). En la figura 71, se integran los datos de porosidad y permeabilidad con los datos de litofacies a nivel de afloramiento y de subsuelo de acuerdo a la tabla 7. Los rangos de porosidad en que se encuentran las

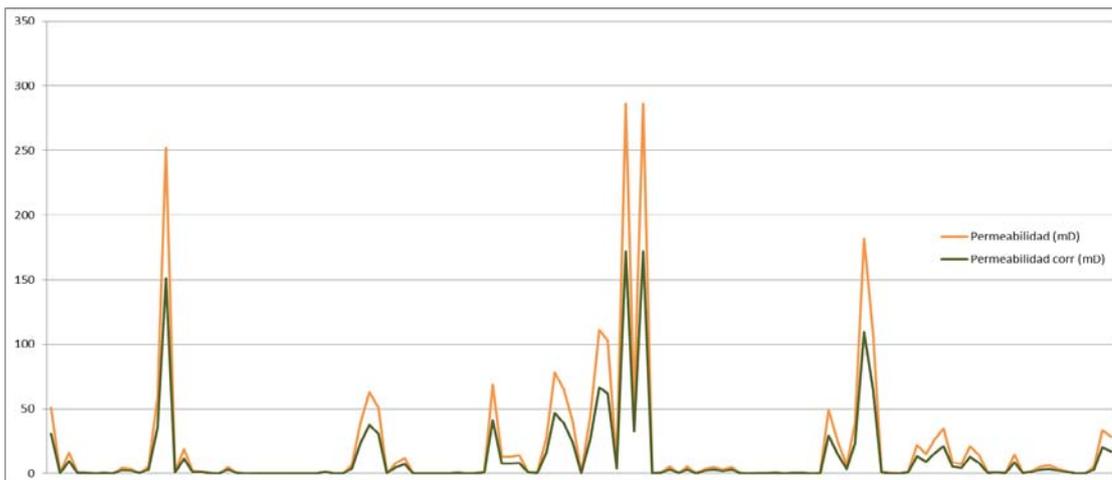
rocas de la Formación Mugrosa están dados entre el 1 al 25 % y los rangos de permeabilidad están dados entre el 0.0001 a 350 Md. De acuerdo a los datos ploteados en la figura 67 y los datos de la figura 71, se concluye una buena correlación entre los diferentes puntos muestreados a nivel de aforamiento con los del subsuelo.

**Figura 69.** Relación entre la porosidad tomada en laboratorio y la corregida. Datos originales fueron tomados de Castillo y Ríos 2008.



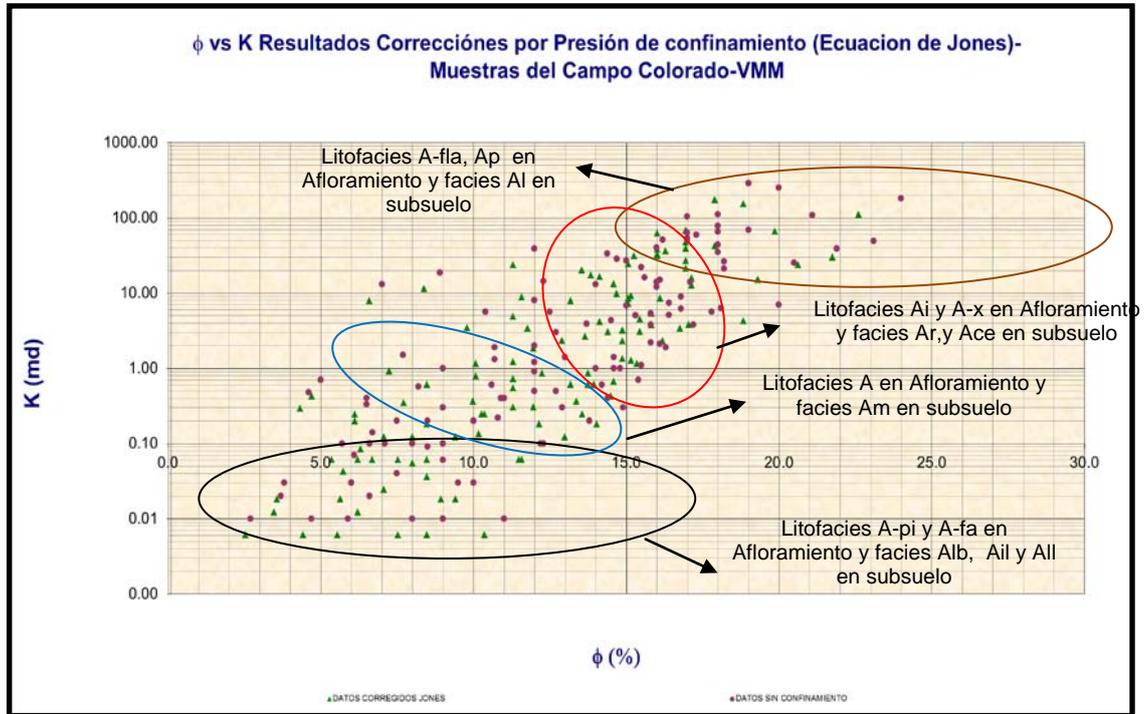
**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Abril 2013.

**Figura 70.** Relación entre la permeabilidad (mD) tomada en laboratorio y la corregida. Datos originales fueron tomados de Castillo y Ríos 2008.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Abril 2013.

**Figura 71.** Relación entre la porosidad, la permeabilidad encontrada en los datos de corazones del Campo Colorado con los datos de litofacies integradas a nivel de afloramiento.



**Fuente:** El Autor. Universidad Industrial de Santander, Abril 2013.

## 6. CONCLUSIONES

Las arenas de la Formación Mugrosa se clasifican composicionalmente como litoarenitas, litoarenitas feldespáticas y arcosas líticas. Siendo las arcosas líticas, las rocas con mejor calidad de reservorio y que corresponden a las facies A-fla y Ap. Las rocas con menor calidad de reservorio y que corresponden a las facies A-pi y A-fa, fueron clasificadas composicionalmente como litoarenitas feldespáticas.

Los rangos de porosidad en que se encuentran las rocas de la Formación Mugrosa están dados entre el 1 al 25 %, estos rangos fueron definidos a partir de muestras tomados de afloramiento y datos tomados en subsuelo (Información obtenida de corazones).

Los rangos de permeabilidad en que se encuentran las rocas de la Formación Mugrosa están dados entre el 0.0001 a 350 Md, estos rangos fueron definidos a partir de muestras tomados de afloramiento y datos tomados en subsuelo (Información obtenida de corazones).

La secuencia diagenética de la Formación Mugrosa esta dada por los eventos de infiltración de arcillas, compactación, precipitación de siderita, precipitación de caolinita, disolución de granos inestables, precipitación de calcita ferrosa, es la más observada en las muestras de afloramiento, precipitación de pirita y la oxidación de estas dos.

Las arenas de la Formación Mugrosa presentan una baja compactación lo que se traduce a buenas porosidades. Esto se pudo concluir de acuerdo a los cálculos de la línea de tendencia Normal y a la presencia de Moscovita dúctil deformada, de grado bajo a medio producto de la compactación física en la roca y el contacto entre los granos que era más puntual- tangencial que suturado, que es cuando las rocas ya presentan una alta compactación.

La integración de las facies, se llevo a cabo a partir los diferentes estudios desarrollados anteriormente en el Campo Colorado y el realizado en este trabajo, lo cual permite concluir que es posible tener una buena correlación entre las diferentes facies encontradas en afloramiento y en subsuelo. Además que estas concuerdan de acuerdo a los valores de porosidad y permeabilidad que se presentan, tamaño, esfericidad y contacto entre granos, evidenciado en las diferentes características petrográficas analizadas, lo que nos puede llegar a permitir el conocer las propiedades petrofísicas de una muestra en el subsuelo a partir de la extrapolación de las muestras de afloramiento. Este análisis es aplicable no solo al Campo Colorado sino a los diferentes análogos cercanos como el Campo La Cira- Infantas.

Los valores altos de porosidad presentes en este reservorio se deben principalmente a la disolución de feldespatos, fragmentos líticos y cemento calcáreo (Siderita). La porosidad primaria juega un papel muy importante en la formación de la porosidad secundaria, la cual permite que haya una circulación de fluidos que facilite el proceso de disolución de granos inestables. Mientras que los valores bajos en las porosidades de algunas muestras están relacionados principalmente debido al aumento de matriz detrítica, arcillas interestratificadas y cementos calcáreos.

La calidad de reservorio está siendo controlada por los subambientes depositacionales, como las arenas de canal (amalgamados), asociada a las facies A-fla Ap, Ai, Ax, son las que muestran las mejores propiedades petrofísicas; Las facies de arenas de llanura de inundación que son las facies A-pi y Af-a, son las que muestran la mas baja calidad de reservorio.

Aunque el subambiente depositacional es muy importante en el comportamiento de la calidad de reservorio, la diagénesis es un proceso muy importante que puede reducir las propiedades petrofísicas como sucede con la muestra AMR-08, la cual esta descrita como facie A-i (Subambiente de arenas de canal), pero debido a la gran cantidad de cemento calcáreo que se

encuentra hacia la base del canal, reduce notablemente las propiedades de porosidad y permeabilidad.

Los cambios en las propiedades petrofísicas, favorables para la calidad de reservorio, depende del estado en la relación  $A/S$ , ya que, cuando se presenta alta esta relación, no hay amalgamamiento, no hay retrabajamiento del sedimento y por lo tanto se preservan las facies finas, las cuales son malas en cuanto a calidad de roca reservorio, lo contrario ocurre cuando dicha relación es baja, es decir, cuando hay más suministro de sedimento que espacio de acomodación, existe amalgamamiento y retrabajamiento de sedimento lo cual hace que el material fino o las facies finas no se preserven, por lo cual dicho estado permite que se den características importantes y mejores en la calidad de reservorio.

## REFERENCIAS

- Bagert, Collete; (2003): Multiple scales of lateral petrophysical heterogeneity within dolomite lithofacies as determined from outcrop analogs: implications for 3-d reservoir modeling, B.A., Tulane University. Department of Geological Sciences Faculty of the Graduate School of the University of Colorado, p. 3-146.
- Barrero, D; Pardo, C; Martínez, J; (2007): Colombian Sedimentary basin, ANH, 92.
- Badillo, R, D; (1996): Tesis de Grado. Estudio petrológico de las formaciones Mugrosa y Colorado del Campo La Cira, Valle Medio del Magdalena. Universidad Industrial de Santander.
- Bueno, J; Mendoza, J; (2008): Tesis de Grado. Modelado de causas geológicas generadoras de sobrepresión. Aplicación para la Formación Carbonera en el Campo Cupiagua del Piedemonte Llanero Colombiano. Universidad Industrial de Santander.
- Caballero, V; (2010): Tesis de Grado. Evolución tectono - sedimentaria del sinclinal de Nuevo Mundo, cuenca sedimentaria Valle Medio del Magdalena Colombia, durante el Oligoceno – Mioceno. Universidad Industrial de Santander.
- Calvo, F; Amaya, L; (2010): Tesis de Grado. Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la Formación Mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado. Universidad Industrial de Santander.
- Castillo, A; Ríos, J; (2008): Tesis de Grado. Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para las areniscas

de la Formación Mugrosa del Campo Colorado bloques I y II.  
Universidad Industrial de Santander.

- Castle, W; Byrnes, Alan; (2005): Petrophysics of Lower Silurian sandstones and integration with the tectonic-stratigraphic framework, Appalachian basin, United States.
- CM. A. Cooper, F. T. Addison, R. Alvarez, M. Coral, R. H. Graham, A. B. Hayward, S. Howe, J. Martinez, J. Naar, R. Peñas, A. J. Pulham,3 and A. Taborda; (1995): Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. The American Association of Petroleum Geologists.
- Fitzsimmons, R; Buchanan, J; Izatt, C; (2005): The role of outcrop geology in predicting reservoir presence in the Cretaceous and Paleocene successions of the Sulaiman Range, Pakistan.
- Frikman, P; (2001): Spatial variability in petrophysical properties in Upper Maastrichtian chalk outcrops at Stevens Klint, Denmark.
- Folk, (1974): Petrology of Sedimentary Rocks The University of Texas. P.182.
- García, A; Fonseca, C; (2009): Tesis de Grado. Modelo sedimentológico y estratigráfico de la Formación Mugrosa en el campo Escuela-Colorado. Universidad Industrial de Santander.
- Gómez, E., Jordan, T. E., Allmendinger, R. W., Hegarty, K., Kelley, S. and Heizler, M., (2003): Control on architecture of the Late Cretaceous to Cenozoic southern Middle Magdalena Valley Basin, Colombia: Geological Society of America Bulletin, v. 115. no 2, p. 131-147.

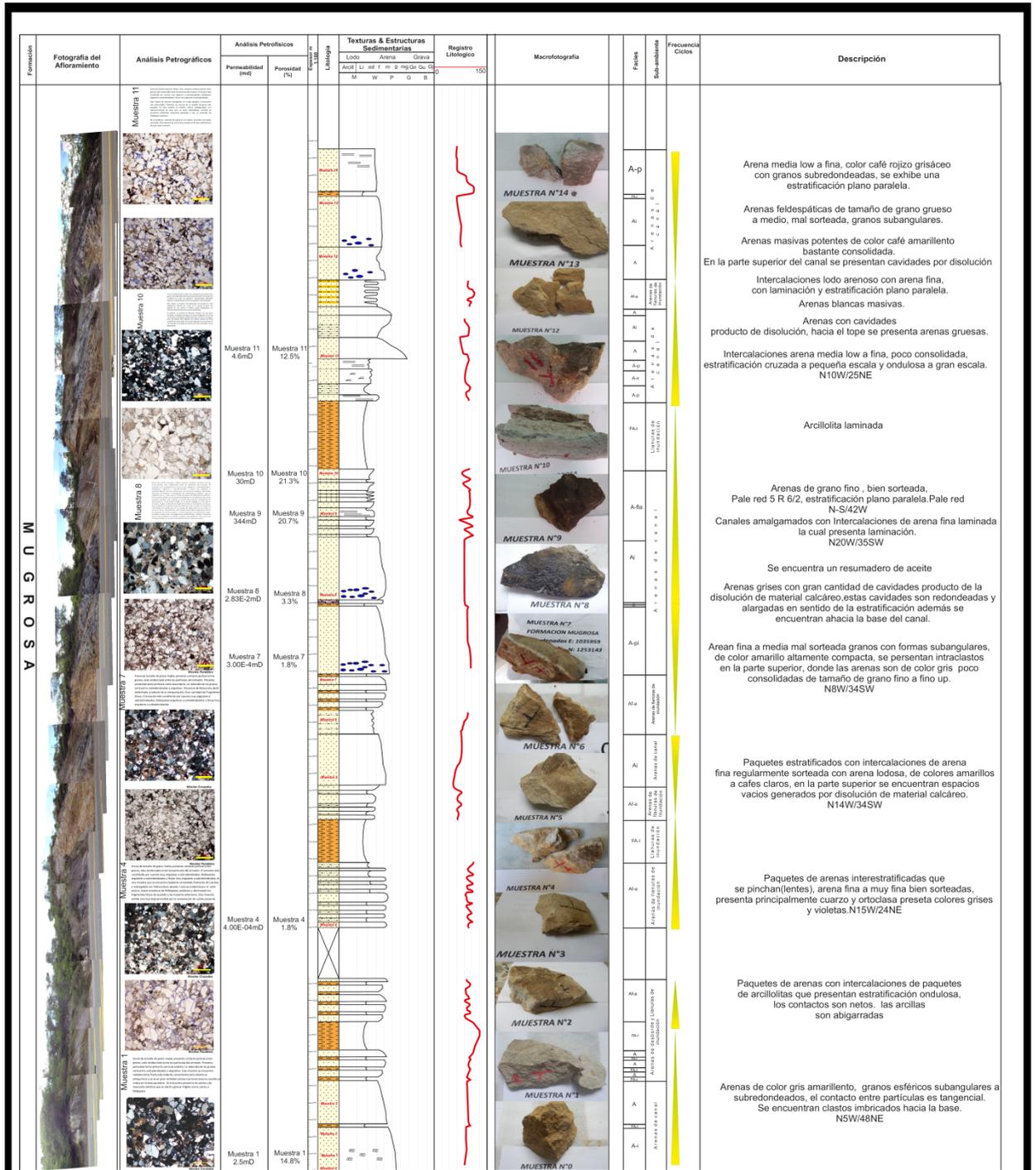
- Grammer, M; (2004): Integration of Outcrop and Modern Analogs in Reservoir Modeling: Overview with Examples from the Bahamas. Western Michigan University, Department of Geosciences, Kalamazoo, Michigan, U.S.A.
- Hernández, L, F; (2012): Tesis de Grado. Análisis, integración e interpretación de las propiedades petrofísicas de rocas por medio de registros eléctricos, descripción de corazones y resultados de laboratorio básicos y especiales del campo escuela colorado. Universidad Industrial de Santander.
- Madero, H; Rueda, P; Ortiz, A; Colegial, J.D; (2010): Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto implicaciones paleogeográficas. Boletín de Geología V.32 n.1. p. 27-44. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Geología.
- Maretto, H; Zavala C; (2000): Modelado de reservorios: Los afloramientos como modelo base a utilizar en subsuelo, ejemplo en sedimentos eólicos de la Formación. Tordillo. Repsol-YPF Exploración, Universidad Nacional del Sur -Instituto Argentino de Oceanografía – CONICET.
- Martell, J; (2008). El desarrollo de la Evaluación Petrofísica en México y su futuro a través de la UNAM. Tesis de Grado UNAM, México, D. F. p. 2-42.
- Miall, A. D; (1996): The Geology of fluvial deposits; Sedimentary Facies, Analysis and Petroleum geology. Berlin, Springer-Verlag p. 582.
- Morales, J.G; (1958): General geology and oil occurrence of the Middle Magdalena Valley, Colombia, AAPG Habitat of Oil pp. 641-695. Colombian, Petroleum Industry.

- Morales, J; Gómez, M; (2008): Tesis de Grado. Modelo geoestadístico basado en objetos de las formaciones Mugrosa y Colorado, Campo Lisama. Cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia. Universidad Industrial de Santander.
- Licitra, D; Bravín, N; Montagna, A; Gutiérrez, F; Martínez, V; Porras, JC; (2011): Caracterización petrofísica de la formación Lajas en el yacimiento Lajas Tight Gas, a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulicas de flujo. Área Aguada Toledo-Sierra Barrosa, Cuenca Neuquina.
- Peter, E; Deveugle, Matthew D; Jackson, Gary J. Hampson; Michael E. Farrell; Anthony R. Sprague; Jonathan Stewart; Craig S. Calvert; (2010) Characterization of stratigraphic architecture and its impact on fluid flow in a fluvial-dominated deltaic reservoir analog: Upper Cretaceous Ferron Sandstone Member, Utah.
- Payenberg, T; Lang, S; (2008): The Acquisition and Use of Outcrop Analogue Data in Reservoir Characterization. Adapted from oral presentation at AAPG Annual Convention, San Antonio, Texas, April 20-23, 2008. Article #40359 (2008) Posted November 11, 2008
- Ramírez, W; (2010): Tesis de Grado. Caracterización petrográfica y mineralógica preliminar de facies arenosas y lodosas de la Formación Mugrosa (pozos: 11, 21, 26 y 27) en el sector del campo escuela colorado, cuenca del valle medio del magdalena, departamento de Santander, Colombia. Universidad Industrial de Santander.
- Reporte de Laboratorio ICP; (2013): Análisis petrofísicos de muestras de afloramiento, servicios de laboratorio y plantas piloto laboratorio de análisis petrofísicos SCCPL ID 0147-13-01-0001. Enero, 2013.

- Sandoval, M, E; (2000): *Diagénesis de areniscas*. Universidad Central de Venezuela, Consejo de desarrollo científico y humanístico, Caracas, Venezuela.
- S. Morad, Khalid Al-Ramadan, J. M. Ketzer, and L. F. De Ros; (2010): The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy. *The American Association of Petroleum Geologists. AAPG Bulletin*, v. 94, no. 8, pp. 1267–1309.
- Slatt, R.M., (2006), *Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists, and reservoir engineers*, Elsevier Publ. Co., 460p.
- Stanley C Jones; (1988): Two- Point determinations of Permeability and PV Vs. Net confining Stress. Annual Technical Conference and exhibition held in New Orleans. Society of Petroleum Engineers SPE, Marathon Oil Company pp. 235–241.
- Schlumberger; (2000): *Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*.

## ANEXOS

Anexo A. Columna sedimentológica escala 1:100 de la sección de la Formación Mugrosa levantada en el afloramiento, ubicado entre las coordenadas X= 1.035476- 1.036.012, Y= 1.251.417- 1.253.191 al noreste del campo colorado. Modificado de Madero, H; Rueda, P; Ortiz, A; Colegial, J.D; (2010).



**CONVENCIONES**

<p><b>ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS FISICAS</b></p> <p><b>Estratificación</b></p> <p>— Estratificación planar</p> <p>— Estratificación inclinada</p> <p>— Ángulo bajo</p> <p>— Relictos de estratificación</p> <p><b>Laminación</b></p> <p>— Plano paralela</p> <p><b>Otros</b></p> <p>— Intraclastos</p> <p>— Lag (inertes)</p> <p>— Cementos calcáreos</p> <p><b>Otros</b></p> <p>— Imbricación</p>	<p><b>LITOLÓGICAS</b></p> <p><b>Siliciclásticas</b></p> <p>Arenisca        Limolita arenosa        Limolita arcillosa        Arcillolita limosa        Arcillolita        Limolita calcárea        Litolita conglomerática        Conglomerado        Shale        Shale calcáreo</p> <p><b>Calcareas</b></p> <p>Wackestone</p>	<p><b>CONVENCIONES ESTRATIGRAFICAS</b></p> <p><b>Morfología</b></p> <p>ST Estrada</p> <p>SM Uniforme</p> <p>R Regular</p> <p>NO No Observable</p> <p><b>CONTACTOS</b></p> <p>Superficie de erosión</p> <p>Superficie de sacamiento (Santor)</p> <p>Neto inferior</p> <p>Fallado</p>	<p><b>FACIES ARENOSAS</b></p> <table border="1"> <tr><th>FACIES</th><th>CLASIFICACION DE LAS FACIES DE ALFONSO</th></tr> <tr><td>Al</td><td>Arenas con intraclastos</td></tr> <tr><td>Al-a</td><td>Arenas de grano fino interestratificadas</td></tr> <tr><td>Ap</td><td>Arenas con cavidades e intraclastos</td></tr> <tr><td>Al-a</td><td>Arenas finas laminares</td></tr> <tr><td>A</td><td>Arenas masivas</td></tr> <tr><td>Al</td><td>Arenas cruzadas en arena</td></tr> </table> <p><b>FACIES LODOSAS</b></p> <p>FL Limolita</p> <p>FL-2 Limolita laminada</p> <p>FA-2 Arcillolita laminada</p> <p>W Wackestone</p>	FACIES	CLASIFICACION DE LAS FACIES DE ALFONSO	Al	Arenas con intraclastos	Al-a	Arenas de grano fino interestratificadas	Ap	Arenas con cavidades e intraclastos	Al-a	Arenas finas laminares	A	Arenas masivas	Al	Arenas cruzadas en arena
FACIES	CLASIFICACION DE LAS FACIES DE ALFONSO																
Al	Arenas con intraclastos																
Al-a	Arenas de grano fino interestratificadas																
Ap	Arenas con cavidades e intraclastos																
Al-a	Arenas finas laminares																
A	Arenas masivas																
Al	Arenas cruzadas en arena																