

**“ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO COMPARATIVO ENTRE LAS FORMACIONES
MUGROSA Y COLORADO; Y MODELAMIENTO DE LOS NIVELES DE LAS
ARENAS A2 DE LA FORMACION COLORADO EN EL CAMPO CASABE EN LA
CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, COLOMBIA”**

ELIANA CAROLINA BELTRÁN GIL

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2012

**“ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO COMPARATIVO ENTRE LAS FORMACIONES
MUGROSA Y COLORADO; Y MODELAMIENTO DE LOS NIVELES DE LAS
ARENAS A2 DE LA FORMACION COLORADO EN EL CAMPO CASABE EN LA
CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, COLOMBIA”**

ELIANA CAROLINA BELTRÁN GIL

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Geólogo**

**Director:
RICARDO MIER UMAÑA
Geólogo**

**Codirector:
JUAN DOMINGO PERALTA - VARGAS
Sr. Reservoir Geologist.**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2012

AGRADECIMIENTOS

*A TODAS Y TODOS LOS QUE ME HICIERON SONREIR CUANDO MAS LO
NECESITABA...*

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. OBJETIVOS	19
1.1 OBJETIVO GENERAL	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
2. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	21
2.1 LOCALIZACIÓN	21
2.2 LÍMITES	22
3. MARCO GEOLÓGICO	24
3.1 EVOLUCIÓN TECTONO – ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	24
4. PRODUCCION Y RESERVAS	28
5. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE	31
5.1 LOCALIZACIÓN	31
5.2 RESEÑA HISTORICA	31
5.3 MARCO GEOLÓGICO	33
5.3.1 Geología Estructural	33
5.3.2 Estratigrafía	35
6. MARCO TEÓRICO	39
6.1 GENERALIDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS	39
6.2 PROPIEDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS	39
6.2.1 Tamaño de grano	39
6.2.2 Selección o Calibrado	41
6.2.3 Redondeamiento y esfericidad .	42
6.2.4 Contacto entre partículas	43
6.2.5 Madurez	44

6.3 FÁBRICA EN LAS ROCAS SEDIMENTARIAS	45
6.3.1 Armazón	45
6.3.2 Matriz	45
6.3.4 Cemento	45
6.3.5 Poros y porosidad	45
6.4 CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS	46
6.4.1 Clasificación textural de las rocas sedimentarias	46
6.4.2 Clasificación composicional de las rocas sedimentarias	47
7. MARCO TEÓRICO	49
7.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS	49
7.2 AMBIENTES DE DEPÓSITO CONTINENTAL (SISTEMAS FLUVIALES)	49
7.3 REGISTROS ELÉCTRICOS	51
7.3.1 Registro SP (Potencial Espontáneo)	52
7.3.2 Registro PHIE (Porosidad Efectiva)	52
7.3.3 Cut – Off	54
7.4 CORRELACIONES	54
7.5 MODELAMIENTO	55
7.5.1 Descripción del Software	55
7.5.2 Modelamiento por método estocástico	57
7.6 SIMULACIÓN	60
7.6.1 Métodos de Simulación condicional	61
8. METODOLOGÍA	64
8.1 METODOLOGÍA PARA LA DESCRIPCIÓN DE ROCAS SEDIMENTARIAS	64
8.2 METODOLOGÍA PARA EL MODELAMIENTO	66
8.2.1 Datos de entrada	66
9. DESCRIPCIÓN PETROGRÁFICA	68
10. RESULTADOS	70
10.1 RESULTADOS DE LA PETROGRAFÍA	70
10.1.1 Textura	70
10.1.2 Composición	72

11. DESCRIPCIÓN Y CARGA DE NÚCLEOS DE PERFORACIÓN	77
11.1 LOCALIZACION DE LOS NÚCLEOS DE PERFORACIÓN	77
11.2 COMPARACIÓN	81
11.3 DATOS CARGADOS	86
11.4 CORRELACIÓN DE LOS TOPES A2 Y A3	88
12. MODELAMIENTO DEL CAMPO CASABE	90
12.1 MODELAMIENTO	90
12.1.1 Modelamiento Estructural	91
12.1.2 Escalamiento de registros de pozo	98
12.1.3 Análisis de datos discretos (facies)	99
12.1.4 Modelamiento de facies	103
13. MODELAMIENTO DEL BLOQUE VI DEL CAMPO CASABE	109
CONCLUSIONES	112
RECOMENDACIONES	115
BIBLIOGRAFÍA	116
ANEXOS	121

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de clasificación de las Cuencas Sedimentarias en Colombia, resaltando la localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Modificado de Barrero et al., 2007).	22
Figura 2. Columna generalizada del Valle Medio del Magdalena. (Modificado de Barrero et al., 2007).	27
Figura 3. Mapa de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Tomado de ANH 2007) y localización del Campo Casabe (Modificado de Barrero et al., 2007).	31
Figura 4. Mapa Estructural al Tope de A2. Campo Casabe (Modificado de Morales 1956).	34
Figura 5. Sección estructural esquemática SN del Campo Casabe, se observa los niveles de las arenas A2 de la Formación Colorado (Tomado de Schlumberger, 2005)	35
Figura 6. Formaciones con acumulaciones de hidrocarburos en el Campo Casabe y división de las unidades operacionales. (Schlumberger, 2007). Los colores muestran las unidades operacionales, en tono amarillo las unidades operacionales de la Formación Colorado y en tono Anaranjado las unidades operacionales de la Formación Mugrosa.	38
Figura 7. Imágenes de grado de selección de los sedimentos (Pettijohn). Modificado de Boggs, 1987.	42
Figura 8. Grados de redondeamiento y esfericidad de las partículas en las rocas sedimentarias. Modificado de Powers, 1953.	43
Figura 9. Tipos de contactos entre las partículas de los sedimentos en las rocas sedimentarias. Modificado de Adams et al., 1997.	44
Figura 10. Diagrama triangular para la clasificación textural de las rocas terrígenas de grano fino (Izquierda), nomenclatura y terminología general para la clasificación	

textural de las rocas terrígenas con base en el tamaño de grano (Derecha). Modificado de Folk 1974.	47
Figura 11. Diagrama triangular para la clasificación composicional de las areniscas. (Folk, 1974).	48
Figura 12. Sistemas Fluviales. (Miall 1977).	50
Figura 13. Izquierda, ejemplo de una curva de SP en una Serie de Arena y Arcilla. Derecha, Perfil Hipotético del SP basado en la existencia de diferentes potenciales electroquímicos. Tomado de Bendeck, 1992.	53
Figura 14. Flujo de trabajo de Petrel (Tomado de Schlumberger, 2009)	56
Figura 15. Razones para realizar un modelamiento estocástico.	58
Figura 16. Metodología empleada en el desarrollo del proyecto.	64
Figura 17. Flujo de trabajo utilizado para el modelamiento 3D del Campo Casabe.	67
Figura 18. Mapa de recorrido realizado en la salida de campo del proyecto de grado “Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)” (Ávila, 2010).	68
Figura 19. Clasificación textural de las secciones delgadas descritas y analizadas.	71
Figura 20. Clasificación composicional de secciones delgadas del núcleo de perforación del pozo Eli 1, localizado en el Campo Casabe (Moreno, 2010).	74
Figura 21. Clasificación composicional de las secciones delgadas de las muestras recolectadas en la salida de campo del proyecto de grado “Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)” (Ávila, 2010), descritas y analizadas.	75
Figura 22. Localización de los pozos Eli 1, Eli 2, Eli 3, Eli 4 y Eli 5.	78
Figura 23. Fotografía de Afloramiento sobre la vía Panamericana hacia el caserío La Fortuna. Se observan barras de canal de 4 metros aproximadamente.	84

Figura 24. Fotografía de Afloramiento sobre la vía Panamericana hacia el caserío La Fortuna. Se observan barras de canal de 8 metros aproximadamente.	85
Figura 25. Fotografía de Afloramiento sobre la vía Panamericana hacia el caserío La Fortuna. Se observan las areniscas bastantes saturadas de crudo, al igual que en algunos intervalos de los núcleos descritos.	85
Figura 26. Pozos Eli 1 y Eli 4. Se observan los registros SP, PHIE y VCL.	86
Figura 27. Pozo Eli 1 cargado en el Software Petrel. La primera columna muestra el MD, la segunda el registro SP, la tercera el registro PHIE, la cuarta la litología, la quinta la granulometría, la sexta las fotografías de los núcleos y la ultima la descripción del intervalo	87
Figura 28. Correlación de los topes A2 y A3 de los 5 pozos (Eli 1, Eli 2, Eli 3, Eli 4 y Eli 5) del Campo Casabe.	88
Figura 29. Tipos de roca definidos a partir del registro VCL.	89
Figura 30 Fault sticks de las fallas para el Campo Casabe.	91
Figura 31. Planos de las fallas para el Campo Casabe.	92
Figura 32. Límites y tendencias definidos para la construcción de la malla 3D.	93
Figura 33. Esqueletos inferior, medio y superior para construcción de la malla 3D.	94
Figura 34. Bloques o segmentos del Campo Casabe.	95
Figura 35. Horizontes para el Campo Casabe.	96
Figura 36. Corte estructural N – S del Campo Casabe.	97
Figura 37. Cortes estructurales W – E del Campo Casabe.	97
Figura 38. Escalamiento de registros de pozo en las celdas de la malla 3D.	99
Figura 39. Histograma representando el porcentaje del registro Facies_Casabe sin escalar (Rojo) contra el escalamiento del mismo (Verde y Azul).	100
Figura 40. Porcentaje (%) de facies de barra de canal y llanura de inundación.	101
Figura 41. Análisis de los variogramas los cuales representan las direcciones de mayor correlación (arriba izquierda), menor correlación (arriba derecha) y correlación vertical (abajo), de los datos del registro discreto Facies_Casabe.	102

Figura 42. Simulación del intervalo de las arenas A2 para el Campo Casabe empleando el Sequential Indicator Simulation.	104
Figura 43. Histograma del algoritmo Sequential Indicator Simulation, representando el porcentaje del registro Facies_Casabe en sus tres etapas: registro (rosado), registro escalado (verde) y modelamiento en la malla 3D (azul).	105
Figura 44. Simulación del intervalo de las arenas A2 para el Campo Casabe empleando el Object Modeling.	106
Figura 45. Histograma del algoritmo Object Modeling, representando el porcentaje del registro Facies_Casabe en sus tres etapas: registro (rosado), registro escalado (verde) y modelamiento en la malla 3D (azul).	106
Figura 46. Imagen de entrenamiento para emplear en el modelamiento con el algoritmo Multi Point Facies.	107
Figura 47. Simulación del intervalo de las arenas A2 para el Campo Casabe empleando la técnica Multi Point Facies MPF	108
Figura 48. Histograma del algoritmo Multi Point Facies, representando el porcentaje del registro Facies_Casabe en sus tres etapas: registro (rosado), registro escalado (verde) y modelamiento en la malla 3D (azul).	108
Figura 49. Modelamiento del Bloque VI, empleando la técnica de Multi Point Facies.	110
Figura 50. Modelamiento del Bloque VI, empleando la técnica de Multi Point Facies. Se observa la continuidad lateral y la geometría de los canales en el intervalo A2 a A3 de la Formación Colorado en el Campo Casabe.	110
Figura 51. Vista de planta del modelamiento del Bloque VI, empleando la técnica de Multi Point Facies. Se observa la orientación de los canales con una tendencia NS.	111

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción por cuenca y su participación en la producción total nacional a 2009. (BP, 2009)	29
Tabla 2. Producción de los principales campos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Modificado de Schamel, 1991 y Ministerio de Minas y Energía, 2011).	30
Tabla 3. Reseña histórica del Campo Casabe	33
Tabla 4. Tabla de tamaño de grano de Wenworth. Modificada de Folk (1974).	40
Tabla 5. Listado de las muestras descritas.	65
Tabla 6. Resultados de la clasificación textural de las 24 secciones delgadas descritas.	72
Tabla 7. Resultados de la clasificación composicional de las 24 secciones delgadas descritas.	75
Tabla 8. Código SIZE para cargar los datos en el Software Petrel.	80
Tabla 9. Código CODE para cargar los datos en el Software Petrel.	80
Tabla 10. Formato en el cual se cargaron las descripciones de los cinco núcleos descritos. En esta figura se observa la descripción del pozo Eli 5 desde con sus respectivos códigos.	81
Tabla 11. Intervalo de descripción del pozo ELI 1.	82
Tabla 12. Intervalo de descripción del pozo ELI 1.	83

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Muestra: FMO - 01	121

RESUMEN

TITULO:“ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO COMPARATIVO ENTRE LAS FORMACIONES MUGROSA Y COLORADO; Y MODELAMIENTO DE LOS NIVELES DE LAS ARENAS A2 DE LA FORMACION COLORADO EN EL CAMPO CASABE EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, COLOMBIA”*

AUTOR: Eliana Carolina Beltrán Gil**

PALABRAS CLAVES: Formación Mugrosa, Formación Colorado, Campo Casabe, Comparación textural – composicional, Software Petrel, Modelo de facies.

Schlumberger Surencó S.A. por medio de la alianza con Ecopetrol S.A. (Alianza Casabe), ofrece la oportunidad de desarrollar este proyecto de pregrado en Geología en la modalidad de práctica empresarial como aporte al modelo geológico del Campo Casabe, uno de los campos más importantes en cuanto a explotación de hidrocarburos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

En el presente proyecto se realiza un análisis y descripción sedimentológica de los núcleos de cinco pozos localizados en el Campo Casabe, así como también se describen 28 secciones delgadas de muestras recolectadas en la salida de campo del proyecto de grado “*Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)*” (Ávila, 2010), esto con el fin de consolidar y comparar las propiedades sedimentológicas y petrográficas identificadas en estas dos áreas de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Luego, por medio del Software Petrel desarrollado por la compañía, se construyeron tres diferentes modelos de facies variando los métodos geoestadísticos, empleando las descripciones como datos de entrada, y así se logra establecer la continuidad y distribución de los niveles de arenas evaluando la sensibilidad de estos modelos con el fin de reducir la incertidumbre y así proponer un modelo final.

Las descripciones de los 5 núcleos de perforación del Campo Casabe, se realizaron a escala 1:20, pero las descripciones se realizaron en formatos ASCII que son los que reconoce el Software Petrel para el modelamiento. Sin embargo, con esta caracterización sedimentológica se hizo la calibración de la roca con los registros, lo cual permitió definir las facies (barras de canal y llanuras de inundación) y realizar las correlaciones, lo cual es muy importante para poder iniciar la etapa del modelamiento.

* Proyecto de Grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Ricardo Mier Umaña, Geólogo. Codirector: Juan Domingo Peralta – Vargas, Sr. Reservoir Geologist.

ABSTRACT

TITLE:“ SEDIMENTOLOGICAL COMPARATIVE STUDY OF MUGROSA AND COLORADO FORMATIONS, AND MODELING OF THE A2 SANDS LEVELS OF THE COLORADO FORMATION IN THE CASABE FIELD IN THE MIDDLE MAGDALENA BASIN VALLEY, COLOMBIA ”**

AUTHOR: Eliana Carolina Beltrán Gil**

KEYWORDS: Mugrosa Formation, Colorado Formation, Casabe Field, Textural – Compositional Comparison, Petrel Software, Facies Model.

Schlumberger SA Surencó through the alliance with Ecopetrol SA (Casabe Alliance), offers the opportunity to develop this project in Geology undergraduate in the form of business practice as a contribution to Casabe Field geological model, one of the most important fields in terms of exploitation of hydrocarbons in the Middle Valley Basin Magdalena.

In this project is made an analysis and sedimentological description of the cores from five wells located in Casabe Field, and also are described 28 thin sections of samples collected in the field trip project grade “*Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)*” (Ávila, 2010), this in order to consolidate and compare sedimentological and petrographic properties identified in these two areas in the Middle Magdalena Basin Valley. Then, using the Petrel software developed by the company, are built three different facies models varying the geostatistical methods, using the descriptions as input data, and thus is achieved to establish the continuity and distribution of sand levels for to evaluate the sensitivity of these models to reduce uncertainty and propose a final model.

The descriptions of the 5 core drilling Casabe Field were held at 1:20, but the descriptions were made ASCII formats are recognized by the Petrel Software for modeling. However, this characterization was sedimentological calibration of the rock records, which allowed us to define the facies (channel bars and floodplains) and make correlations, which is very important to start the modeling stage

* Graduation Project

** Faculty of Engineering physicochemical. School of Geology. Manager: Carlos Mauricio Torres Geologist. Codirector: Luis Enrique Cruz Guevara, Geólogo PHD.

INTRODUCCIÓN

En el año 2004, Ecopetrol S.A. y Schlumberger formaron la Alianza Casabe para la recuperación del Campo Casabe localizado en el municipio de Yondó, en el departamento de Antioquia, sobre el margen occidental del río Magdalena, en el centro de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia. El Campo fue descubierto en 1941 por Shell, después en 1979 Ecopetrol comenzó una recuperación secundaria y actualmente por medio de la Alianza Casabe se implementan estrategias para el re-desarrollo e incremento de la producción de crudo en el Campo.

En cualquier campo de petróleo donde se desee implementar un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, como es el caso del Campo Casabe, es necesario realizar una caracterización detallada de las formaciones productoras de aceite con el fin de entender las heterogeneidades del yacimiento y como es el movimiento de los fluidos dentro de la roca.

Schlumberger ofrece la oportunidad de realizar este proyecto en la modalidad de práctica empresarial con el fin de contribuir al desarrollo del modelo geológico del Campo. El trabajo se divide en dos etapas, la primera es describir petrográficamente las secciones delgadas de las muestras recolectadas en el proyecto de grado "*Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)*" (Ávila, 2010), para luego comparar estas descripciones con los datos de cinco pozos del Campo Casabe. Se describen los núcleos de perforación de estos cinco pozos y se calibran junto con los registros SP (Potencial Espontaneo) y PHIE (Porosidad Efectiva) en el Software Petrel versión 2011.1. desarrollado por la compañía Schlumberger.

Como complemento y segunda parte de este trabajo se emplearan estas descripciones como datos de entrada, para elaborar un modelo facial del campo casabe, en el Software, el cual facilita el modelamiento empleando algunas técnicas geoestadísticas que para este caso serán Object Modeling, Sequential Indicator Simulation y Multi Point Facies.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Establecer semejanzas texturales de rocas de las Formaciones Mugrosa y Colorado a través de datos de 5 pozos del Campo Casabe y descripciones petrográficas de muestras de afloramientos localizados al Este de dicho campo, con el fin de comparar sedimentológicamente esta parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar los estudios sedimentológicos realizados para las formaciones Mugrosa y Colorado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, específicamente en el Campo Casabe.
- Realizar una caracterización sedimentológica de los núcleos de los pozos Eli-1, Eli-2, Eli-3, Eli-4 y Eli-5 del Campo Casabe, a escala 1:20.
- Realizar la descripción petrográfica de 28 secciones delgadas de muestras recolectadas en afloramientos al Este del Campo Casabe de la tesis *“Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)”*.
- Construir un modelo sedimentológico del bloque VI del Campo Casabe, consolidando la información sedimentológica obtenida de los núcleos y las secciones delgadas.

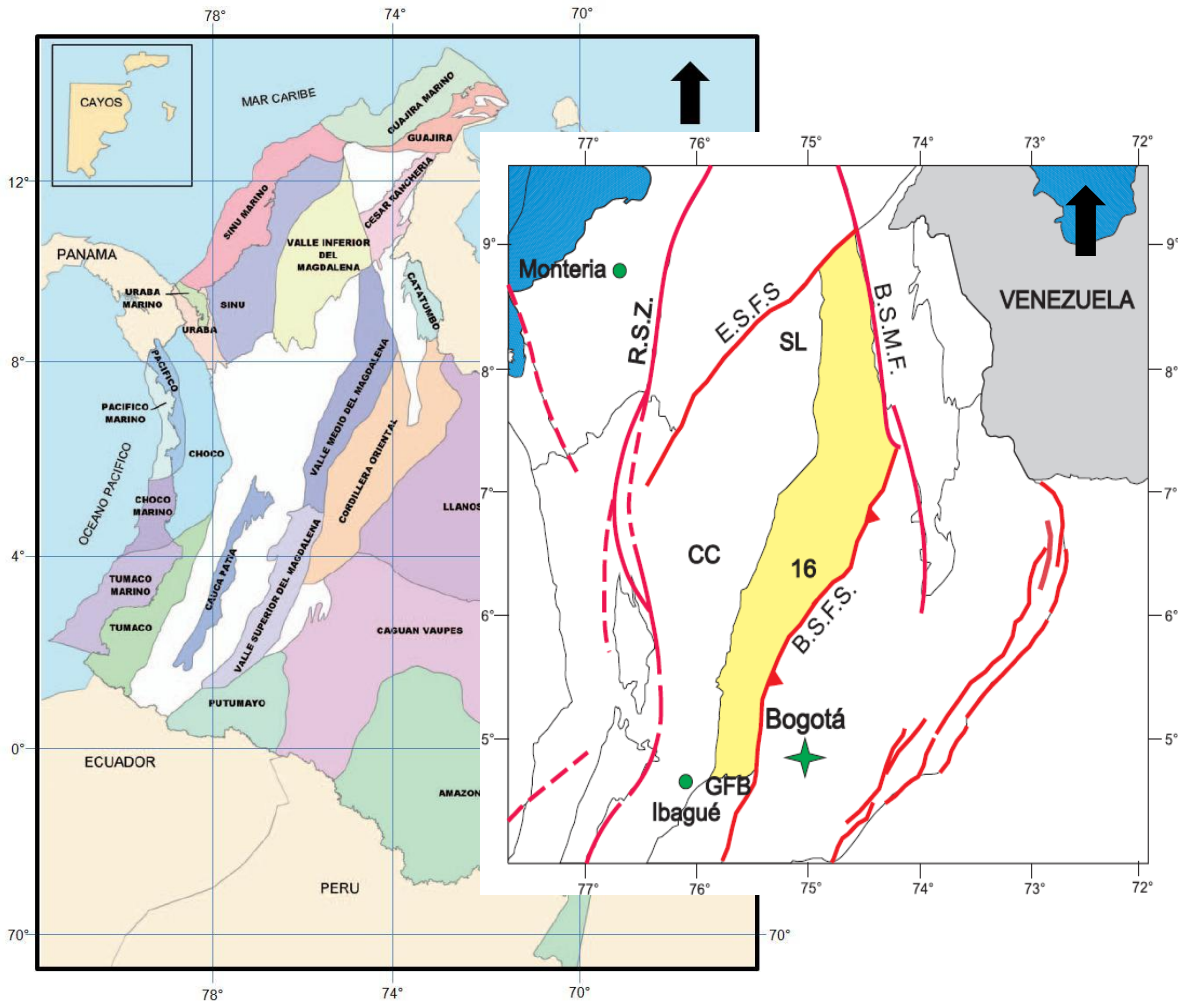
- Realizar tres modelos diferentes de facies a partir de métodos geoestadísticos identificando variables que permitan reducir la incertidumbre en la distribución y continuidad de los niveles arenosos.
- Evaluar la sensibilidad y variabilidad de los diferentes modelos realizados.

2. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

2.1 LOCALIZACIÓN

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena corresponde a una depresión alargada situada entre la Cordillera Central y la Cordillera Oriental de Colombia, y representa un área de 34.000 km² (Márquez et al., 2009). La exploración de hidrocarburos ha sido orientada principalmente a la identificación de trampas estructurales en depósitos cenozoicos. La secuencia cretácica está compuesta por depósitos calcáreos y siliciclásticos de origen marino a transicional. En contraste las rocas cenozoicas fueron acumuladas principalmente en ambientes continentales (abanicos aluviales y depósitos fluviales con alguna influencia marina) (Barrero et al., 2007)

Figura 1. Mapa de clasificación de las Cuencas Sedimentarias en Colombia, resaltando la localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Modificado de Barrero et al., 2007).



En la Figura 1 se observa el Mapa de clasificación de las Cuencas Sedimentarias en Colombia; y el otro mapa, muestra con más detalle, los límites de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

2.2 LÍMITES

Al Sureste: Sistema de Fallas La Salina y Bituima (Bituima and La Salina Fault Systems, B.S.F.S.)

- Al Norte:* Sistema de Fallas Espiritu Santo (Espiritu Santo Fault System, E.S.F.S.)
- Al Oeste:* Onlap de sedimentos Neógenos sobre la Serranía De San Lucas (SL) y el basamento de la Cordillera Central (CC)
- Al Sur:* Cinturón plegado de Girardot (Girardot Fold Belt, GFB)
- Al Noreste:* Sistema de Fallas Bucaramanga – Santa Marta (Bucaramanga – Santa Marta Fault System, B.S.M.F.)

3. MARCO GEOLÓGICO

3.1 EVOLUCIÓN TECTONO – ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

El Mesozoico comienza con un episodio de *rifting*, que se relaciona con la apertura del *Tetis* y el fracturamiento de *Pangea*, los depósitos fueron principalmente de tipo molásico. Las condiciones de este *rifting* para el Jurasico Superior deposita la *Formación Girón* en un ambiente continental fluvial (Royero et al., 2001). A finales del Jurasico y durante el Cretácico, la cuenca actuó como un *backarc* detrás de la zona de subducción Andina con depósitos principalmente de tipo marino, también hubo plutonismo granodiorítico y vulcanismo (Schamel, 1991). Ver figura 2.

Comenzando el Cretácico se deposita la *Formación Tambor* relacionada con un ambiente de depositación fluvial de corrientes trenzadas. Durante el Cretácico se presenta una transgresión inicial que alimenta la depositación de la *Formación Rosa Blanca*, sedimentos relacionados con un ambiente marino (Royero et al., 2001). Seguidamente la *Formación Paja* se deposita en condiciones de profundización gradual del mar, por lo que está conformada principalmente por shales negros ligeramente fosilíferos (Morales, 1956). Hacia la mitad del cretácico se deposita la *Formación Tablazo*, relacionada a un ambiente nerítico poco profundo. Posteriormente se deposita la *Formación Simití* en un ambiente nerítico bajo a medio (Royero et al., 2001).

Hacia la mitad del Cretácico se produjo una transgresión marina, que favoreció la depositación de lodolitas, cherts y fosfatos que originarían las rocas fuente. Luego, el mar alcanza su máxima superficie de inundación al presentarse una nueva subsidencia en la cuenca, que precisamente permitió la depositación de calizas arcillosas, lutitas, capas delgadas de chert, concreciones de calizas con fósiles, pertenecientes a la *Formación La Luna*. Hacia finales del Cretácico, la cuenca

experimenta una definitiva somerización donde la *Formación Umir* representa el inicio de la sedimentación de posteriores depósitos continentales. (Royero et al., 2001).

Durante el Cretácico Tardío - Paleoceno comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la Cordillera Occidental al cratón Suramericano. Para el Paleoceno se produce la emersión del macizo de Santander, el cual se convierte en fuente importante de fragmentos líticos para las regiones aledañas (Schamel, 1991). Se deposita entonces la *Formación Lisama* que representa la transición del ambiente marino de la *Formación Umir* a uno más continental (Royero et al., 2001). Desde el Paleoceno Tardío al Eoceno Medio, un fuerte periodo de erosión se extiende en la cuenca, suprimiendo el registro estratigráfico en algunos sectores. Este episodio se reconoce en la cuenca por una inconformidad regional denominada “Inconformidad del Eoceno Medio” (Ramon et al., 1997).

En el Eoceno Tardío - Oligoceno Temprano comenzó el levantamiento de la Cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de *foreland* (antepaís), pasando la sedimentación a ser de tipo continental (fluvial y deltaica), depositándose discordantemente sobre la secuencia Cretácea (Schamel, 1991). Con el levantamiento de la Cordillera Oriental, se crean nuevas estructuras producto de este nuevo ambiente deformacional donde las fallas normales cretácicas sufren inversión.

Para el Eoceno se tiene la depositación de la *Formación La Paz* de origen continental, en un ambiente de corrientes trenzadas (Cooper et al., 1994). En este tiempo se deposita también la *Formación Esmeraldas* compuesta por areniscas de grano fino, limolitas y shales, con algunas capas de carbón (Royero et al., 2001).

Para el Oligoceno se tiene la depositación de la *Formación Mugrosa*. Durante el Mioceno inferior se tiene la depositación de la *Formación Colorado*. Durante el Mioceno Medio se produce la Orogenia Andina y ocurre una inversión tectónica en la Cuenca (Morales et al., 1958).

La depositación del *Grupo Real* corresponde a la edad de Mioceno Superior, su material depositado es proporcionado por el levantamiento y erosión de la Serranía de San Lucas y el Macizo de Santander, aquí también ocurrió un periodo de plegamiento y cabalgamiento en la Cordillera Oriental, limitando así la parte oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes (Clavijo et al., 2008). Para el Plioceno se deposita el *Grupo Mesa* caracterizado por conglomerados masivos, capas de areniscas líticas y lodolitas (Gomez et al., 2005).

La columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Figura 2), describe unas secuencias de rocas Pre Mesozoicas y Mesozoicas que descansan discordantes a las secuencias Cretácicas que la suprayacen. En orden geocronológico tenemos las *Formaciones Tambor, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, Salto, La Luna* (particularmente de influencia marina), y la *Formación Umir* que marcaría ya la sedimentación no marina característica del Cenozoico como la de la *Formación Lisama*; en esta última, y en parte de la secuencia Cretácica se desarrolla la discordancia del Eoceno – Paleoceno sobre la cual descansan las rocas del Terciario de las *Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado y los Grupos Real y Mesa*.

Figura 2. Columna generalizada del Valle Medio del Magdalena. (Modificado de Barrero et al., 2007).

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA											
CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA											
SISTEMA	SERIE EPOCA	ETAPA-EDAD	UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS	ESPESOR (metros)	LITOLOGÍA						
CUATERNARIO	Pleistoceno	Upper									
		Ionian									
		Calabrian	GRUPO MESA	150-575							
		Gelasian									
	Plioceno	Piacenzian									
	Zanclean										
	Superior Neógeno	Miceno	Messinian	GRUPO REAL	400-3600						
			Tortonian								
			Serravallian								
			Langhian								
			Burdigalian								
			Aquitanian								
			Oligoceno				Chattian	GRUPO CHUSPAS	FORMACIÓN COLORADO	575-3200	
	Rupelian	FORMACIÓN MUGROSA									
	Inferior Paleógeno	Eoceno	Priabonian	GRUPO CHORRO	FORMACIÓN ESMERALDAS	1225-2300					
			Bartonian								
			Lutetian								
			Ypresian								
	Paleoceno	Thanetian	Selandian	Danian	FORMACIÓN LISAMA	950-1225					
Superior								Maastrichtian	FORMACIÓN UMIR	1000	
Campanian											
Inferior	Superior	Santonian	FORMACIÓN LA LUNA	MIEMBRO GALEMBO	180-350						
		Coniacian		MIEMBRO PUJAMANA	50-225						
		Turonian		MIEMBRO SALADA	50-100						
		Cenomanian		SALTO	50-125						
	Inferior	Albian	FORMACIÓN SIMITÍ	250-650							
		Aptian	FORMACIÓN TABLAZO	150-325							
		Barremian	FORMACIÓN PAJA	125-650							
		Hauterivian	FORMACIÓN ROSA BLANCA	150-425							
Valaginian	FORMACIÓN TAMBOR	650									
Berriasian											

Conglomerates

Sandstones

Shales

Limestones

4. PRODUCCION Y RESERVAS

Hasta principios de los años ochenta, la Cuenca del Valle Medio del Magdalena había aportado la mayor parte del petróleo producido en Colombia. La explotación comercial de esta Cuenca comienza a principios del siglo XX con el yacimiento del Campo La Cira Infantas (Castro et al., 2005).

Las filtraciones de petróleo son rasgos comunes dentro de la cuenca; estos indicadores de la existencia de yacimientos motivaron parte de las primeras actividades de exploración de petróleo y condujeron al descubrimiento de un campo gigante denominado La Cira – Infantas, el cual fue el primer campo descubierto en Colombia; desde entonces, la Cuenca del Valle Medio del Magdalena ha sido intensamente explorada (Barrero, 2007). Otros cuatro campos que son comparables geológicamente a La Cira - Infantas son: Provincia – Payoa, Casabe – Galán, Velásquez y Cantagallo – Yariguí. (Schamel, 1991).

Los principales reservorios en el Valle Medio del Magdalena son canales fluviales en los Grupos Chorro y Chuspas que consisten en paquetes gruesos de conglomerados y areniscas, alternando con intervalos de lodolitas. Estas capas del Eoceno – Oligoceno son excelentes reservorios, presentan porosidades entre 20 y 25% y permeabilidades de 0.5 a 1.0 d.

A finales de 1989, habían 45 campos en el Valle Medio del Magdalena VMM, todos produciendo un promedio diario de 86,372 bbl de aceite y 160.6 mcf de gas. En términos de reservas descubiertas recuperables y producción acumulada, esta cuenca es una de las provincias petrolífera más rica de Colombia como se observa en la Tabla 1. Posteriores estimaciones de las reservas, no reflejan mucha probabilidad de nuevos descubrimientos, debido a que eventualmente se han adoptado métodos de recuperación secundaria. (Schamel, 1991).

Tabla 1. Producción por cuenca y su participación en la producción total nacional a 2009. (BP, 2009)

PRODUCCION POR CUENCA Y SU PARTICIPACION EN LA PRODUCCION TOTAL NACIONAL		
CUENCA	P.C (BPD)	P.P.N (%)
Caguan - Putumayo	24000	3.75%
Catatumbo	3283	0.51%
Cordillera Oriental	79	0.01%
Llanos Orientales	425231	66.45%
Valle Inferior del Magdalena	458	0.07%
Valle Medio del Magdalena	98687	15.42%
Valle Superior del Magdalena	88149	13.78%
TOTAL	639887	100%

P.C. Producción por Cuenca

P.P.N. Participación en la Producción Nacional

Con el antecedente de ser una zona petrolífera por excelencia, los potenciales petrolíferos residuales de la zona no se cuestionan, pues la cuenca posee aún muchas zonas y varios niveles sin explotar, que incluyen desde los reservorios de Areniscas del Terciario hasta los niveles naturalmente fracturados de Calizas del Cretácico. Una mejor comprensión Geológica de la cuenca, logrará este cometido.

En la Tabla 2 se observan los principales Campos petrolíferos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con la producción desde 1989 hasta 2011. Se destaca el Campo Casabe, en el cual se realiza este proyecto, como uno de los campos más productores de la Cuenca.

Tabla 2. Producción de los principales campos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Modificado de Schamel, 1991 y Ministerio de Minas y Energía, 2011).

TERTIARY PRODUCTION WITHIN THRUST BELT								
CAMPO	FECHA DESCUBRIMIENTO	PROFUNDIDAD (m)	GRAVEDAD API	RESERVAS RECUPERABLES		ACUMULADAS		PRODUCCION
				OIL (M bbls)	GAS (bcf)	PRODUCCION (DICIEMBRE A 1989)		PROMEDIO 2011
						OIL (M bbls)	GAS (bcf)	
Bonanza	1963	1220	30	N.A.	N.A.	13.2	13.8	1249
Infantas	1918	975	25.8	234.4	143.2	226.1	134.7	4010
La Cira	1925	990	24	503	304.7	468.7	287.1	24908
Las Monas	1938			93.2	642.8	87	543.4	
Lisama - Peroles	1957	2895	31	99.6	287	42	65	1925
Payoa	1962	2440	27	93.2	642.8	70	524.9	1064
Provincia	1962	2440	33	169.6	762.6	166.9	643.7	2711

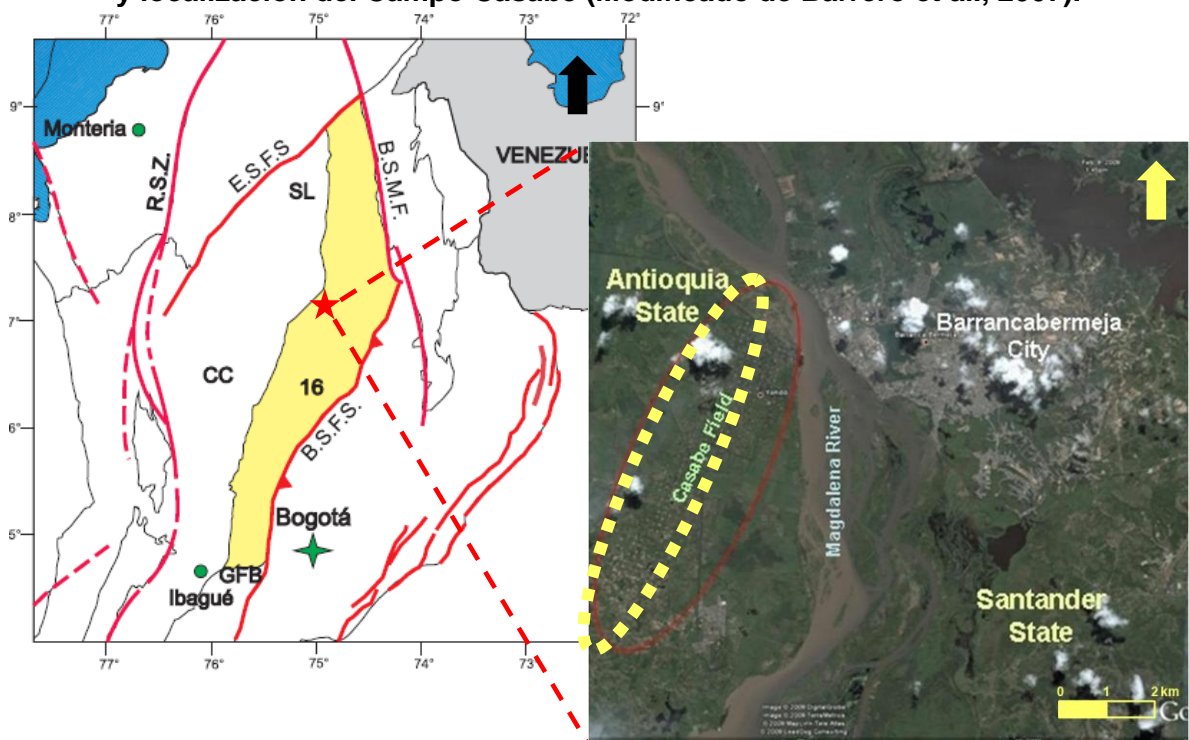
TERTIARY PRODUCTION ASSOCIATED WITH NORMAL FAULT TRAPS								
CAMPO	FECHA DESCUBRIMIENTO	PROFUNDIDAD (m)	GRAVEDAD API	RESERVAS RECUPERABLES		ACUMULADAS		PRODUCCION
				OIL (M bbls)	GAS (bcf)	PRODUCCION (DICIEMBRE A 1989)		PROMEDIO 2011
						OIL (M bbls)	GAS (bcf)	
Cantagallo - Yarigui	1941	2073	19.7	160.6	78.5	135	71.1	13207
Casabe - Galan	1941	1158	20.7	331.5	203.7	253.8	191.5	17629
Cocoma	1963	640	12.0 - 13.0	70.9	1.5	44.5	6.2	217
Llanito	1960	2225	21	33.4	26.9	25.9	12	3401
Velasquez	1946	2286	19.0 - 24.0	196.1	88.4	167.2	78.6	2807

5. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE

5.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Casabe se encuentra situado a 350 km (220 millas) al norte de la ciudad de Bogotá en medio de la Cuenca del Valle Medio del Rio Magdalena (VMM) en el municipio de Yondó, Departamento de Antioquia, en Colombia. Se encuentra delimitado hacia el Occidente por la Falla Casabe – Peñas Blancas.

Figura 3. Mapa de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Tomado de ANH 2007) y localización del Campo Casabe (Modificado de Barrero et al., 2007).



5.2 RESEÑA HISTORICA

El descubrimiento del campo comenzó en 1941 por la compañía Shell cuando se perforó el pozo CSBE – 1, con una producción inicial de 430 barriles por día (Morales et al. 1958). La producción alcanzó su máximo punto en 1953 con 46.000 BOPD. Desde 1974 Ecopetrol S.A. se hace cargo de la operación del campo, es la

compañía responsable de la comercialización del hidrocarburo. A finales de la década de los 70's la declinación de la producción era significativa, por lo cual la compañía operadora efectuó pruebas de inyección de agua durante varios años, hasta mediados de la década de los 80's, en donde se definen dos programas principales de recuperación secundaria, durante esta época se evidenciaron bastantes complejidades debido a la heterogeneidad y complejidad de los reservorios, viscosidad del petróleo, litología reactiva, los pozos empezaron a producir un gran porcentaje de arena, lo que hizo colapsar algunos pozos afectando las herramientas y provocando grandes pérdidas económicas y disminución en la recuperación de petróleo.

Desde 2004 Schlumberger y Ecopetrol S.A. se unen como Alianza, combinando ciencia, ingeniería y tecnología para revitalizar el Campo Casabe e incrementar los valores de producción por medio de la Alianza Casabe. De este modo, Ecopetrol cuenta con la experiencia y conocimiento del campo y Schlumberger proporciona nuevas y mejores tecnologías como una de las mejores compañías de servicios del mundo (Schlumberger, 2010). Una breve reseña histórica del Campo Casabe se resume en la Tabla 3.

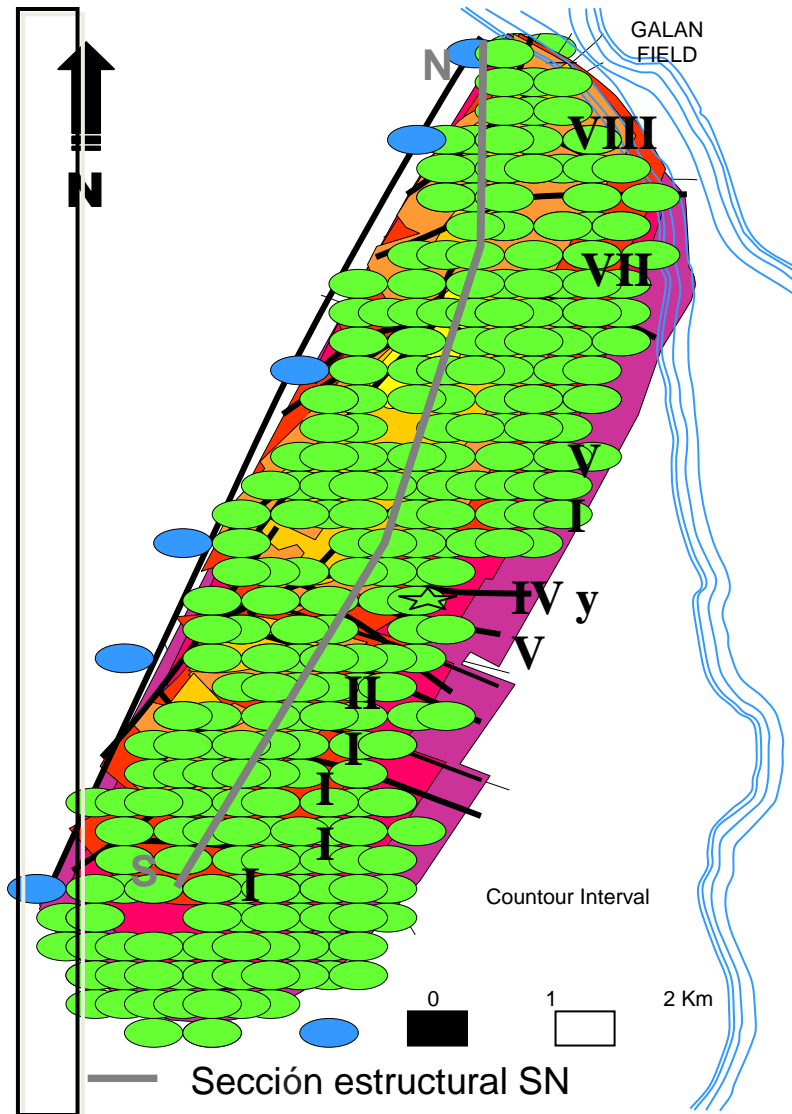
Tabla 3. Reseña histórica del Campo Casabe

AÑO	ACONTECIMIENTO
1938	Concesión Yondó Shell El Cóndor S.A.
1941	Se descubre el campo con el pozo CSBE - 1
1945	Inicio oficial de la explotación
1953	Maxima producción con 46.000 BOPD
1958	Concluye la primera campaña de pozos
1974	Ecopetrol se hace cargo de la operación
1979	Pilotos de Inyección de agua
1985	Se inicia la inyección de agua en el sector norte
1989	Se inicia la inyección de agua en el sector sur
1996	Declinaron en un 8% las tasas de producción
2004	Alianza Casabe Ecopetrol - Schlumberger
2007	Adquisición Sísmica 3D
2010	Se incrementa el factor de recuperación de 16% a 22%

5.3 MARCO GEOLÓGICO

5.3.1 Geología Estructural. Estructuralmente el Campo Casabe corresponde a un anticlinal sin expresión en superficie de 8 km de largo y 3 km de ancho, con cierre en las tres direcciones, presenta una pendiente moderada hacia el Este, N30E, afectado por fallas transpresionales de ambos periodos, tanto Cretácico como Paleógeno. Una falla de desplazamiento de rumbo NE-SO, de alto ángulo, cierra el lado oeste de la trampa. Las fallas asociadas, perpendiculares a la falla principal, compartimentalizan el campo en ocho bloques (I, II, III, IV, V, VI, VII y VIII) como se observa en la Figura 4 (Schlumberger, 2005).

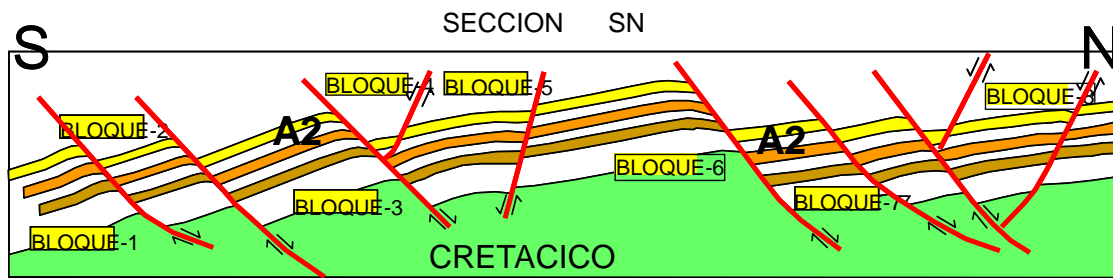
Figura 4. Mapa Estructural al Tope de A2. Campo Casabe (Modificado de Morales 1956).



Como se observa en la Figura 5, el Campo Casabe se encuentra en medio de un sistema transpresional complejo, y como producto de ello se aprecian bloques levantados y hundidos con fallamiento tipo normal; algunas de estas fallas terminan en un sistema llamado “cola de caballo” pero son productos de eventos

diferentes en tiempos geológicos diferentes, asociados a discordancias regionales y locales. Fallas transpresionales asociadas a pliegues anticlinales son creadoras de entrapamientos estructurales como el de Casabe que involucra por igual a las rocas de tres megasecuencias (Schlumberger, 2005).

Figura 5. Sección estructural esquemática SN del Campo Casabe, se observa los niveles de las arenas A2 de la Formación Colorado (Tomado de Schlumberger, 2005)
SECCION ESTRUCTURAL ESQUEMATICA DEL CAMPO CASABE



5.3.2 Estratigrafía. Las formaciones con acumulaciones de hidrocarburos en el Campo Casabe son: Colorado, Mugrosa y La Paz. Estas formaciones fueron depositadas durante el Periodo Paleógeno, actualmente se encuentran a profundidades que oscilan entre 670 y 1700 m (2200 y 5600 pies). Las areniscas prospectivas del campo se clasifican en tres grupos principales: A, B y C, las cuales se subdividen en unidades operacionales. Las areniscas se encuentran habitualmente aisladas por sellos impermeables (Márquez, et al., 2009) de arcillas y exhiben tamaños de granos que varían de limosos a arenosos y a guijarrosos. A continuación se describe parte de la secuencia Terciaria de base a techo.

Grupo Chorro (Eoceno Medio a tardío)

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena este grupo está conformado por las Formaciones La Paz y Esmeraldas.

Formación La Paz (Eoceno Medio)

Es la porción basal del Grupo Chorro, sus depósitos son predominantemente de río trezado, con un espesor constante, areniscas de color gris claro con estratificación cruzada y conglomerados lenticulares, con intercalaciones de calizas grises y moteadas (canales abandonados). Localmente presenta delgados niveles de limolita y lutita de color gris. El ancho y la distribución continua de estos depósitos a través de la Cuenca del Magdalena pueden indicar cierto grado de inclinación tectónica, causando migración lateral de sistemas individuales de ríos (Montgomery, 1992).

En la parte inferior se presenta un paquete de aproximadamente 30m comprendido por arcillolitas masivas, de color crema a rosado, el cual es conocido como Miembro Toro. Su espesor varía entre los 225m y 2300m. (Castro et al., 2005).

Según Vásquez et al, 1992, la Formación La Paz en la sección tipo, presenta un ambiente continental fluvial, con desarrollo de posibles canales y rellenos de canal, similar a lo que sucede en la Formación Esmeraldas. Hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con importantes manifestaciones de hidrocarburos.

La Formación La Paz se encuentra en contacto discordante hacia la base con la Formación Lisama, y en contacto concordante hacia el tope con la Formación Esmeraldas. Los datos de edad que se tienen son 55.8 ma – 40.4 ma, Eoceno Inferior (Castro et al., 2005).

Formación Esmeraldas (Eoceno tardío – Oligoceno temprano)

La Formación Esmeraldas es la porción superior del Grupo Chorro, está constituida litológicamente por areniscas de color gris verdoso, de grano grueso, con estratificación cruzada, presenta también algunos niveles de areniscas más

delgados que los de la Formación La Paz, presenta intervalos de limolitas, arcillolitas y capas de carbón, los cuales son indicadores de depositaciones de llanuras aluviales cruzadas por la agradación de ríos trenzados. Hacia el tope se encuentra el horizonte fosilífero del Grupo Chorro (Montgomery, 1992).

Su espesor varía entre los 225m y 2300m. La Formación Esmeraldas se encuentra en contacto concordante en la base con la Formación La Paz y en el tope. Esta unidad estratigráfica no está presente en el área de influencia del Campo Casabe.

Grupo Chuspas (Oligoceno)

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena este grupo está conformado por las Formaciones Mugrosa y Colorado.

Formación Mugrosa (Oligoceno)

La formación Mugrosa consta litológicamente de areniscas de grano fino a medio las cuales predominan hacia la base de la formación, la parte superior de la formación está marcada por un horizonte fosilífero que contiene dientes de peces, reptiles y mamíferos. El espesor de la formación varía entre los 575 m y los 3200 m. El contacto inferior es discordante con la Formación Esmeralda y hacia el tope se encuentra en contacto concordante con la formación Colorado (Castro et al., 2005).

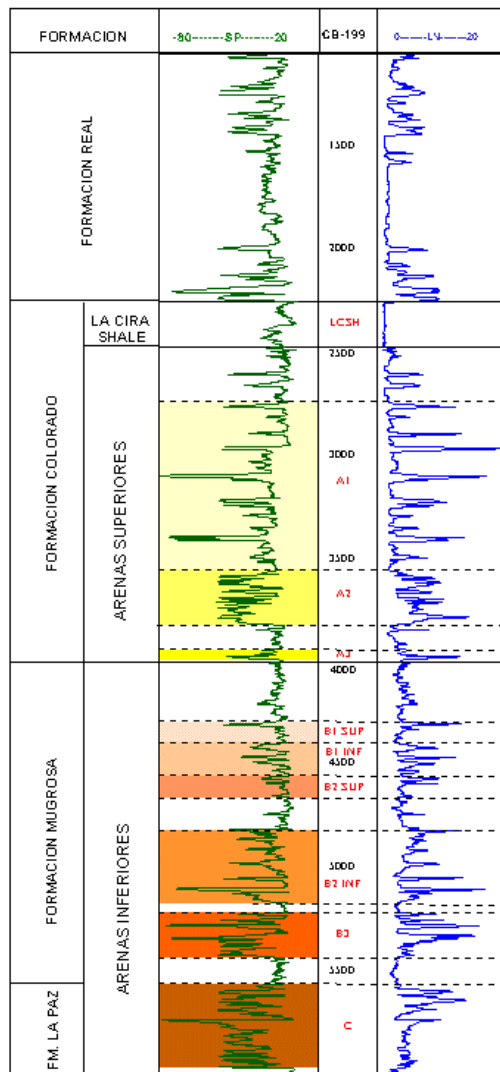
Formación Colorado (Oligoceno)

La Formación Colorado está conformada litológicamente por areniscas de grano grueso a conglomeráticas, arcillolitas rojas, hacia el tope de la formación se encuentra un horizonte de lutitas bien estratificadas, carbonáceas de color negro a parda, este horizonte ha sido conocido bajo el nombre de La Cira. El espesor de la formación varía entre los 575m y los 3200m. La Formación Colorado se encuentra en contacto concordante hacia la base con la Formación Mugrosa y hacia el tope

en contacto discordante con el Grupo Real. La edad es considerada en el Chatiano (28.4ma – 23.03ma) Oligoceno Superior (Castro et al., 2005).

La Figura 6 muestra las formaciones con acumulaciones de hidrocarburos en el Campo Casabe y la división de las unidades operacionales.

Figura 6. Formaciones con acumulaciones de hidrocarburos en el Campo Casabe y división de las unidades operacionales. (Schlumberger, 2007). Los colores muestran las unidades operacionales, en tono amarillo las unidades operacionales de la Formación Colorado y en tono Anaranjado las unidades operacionales de la Formación Mugrosa.



6. MARCO TEÓRICO

6.1 GENERALIDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

El estudio de una roca sedimentaria comprende el análisis lo más completo posible de todos sus componentes, prescindiendo de los porcentajes en qué estos se encuentran, a fin de obtener el máximo de información posible sobre cada uno de ellos. Esta información puede ser muy amplia y diversa, y depende del origen y evolución que hayan tenido dichos componentes.

En general, las rocas sedimentarias están constituidas por una serie de fragmentos que han tenido un mayor o menor transporte y que son derivados de la meteorización de rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias preexistentes. La composición mineralógica de los sedimentos no siempre permanecerá fija, aún luego de si es enterramiento, ya que procesos diagenéticos pueden producir cambios mineralógicos (Melgarejo, 1997).

Mientras que las rocas ígneas y metamórficas tienen una gran variedad mineralógica, las rocas sedimentarias se caracterizan por lo contrario. Esto se debe a que muchos de los minerales de rocas ígneas y metamórficas son inestables en condiciones ambientales y son transformados a minerales más estables durante la meteorización. Consecuentemente, la mayoría de las partículas de las rocas sedimentarias están compuestas de cuarzo, feldespato, calcita, óxidos de hierro, minerales arcilla y fragmentos de roca.

6.2 PROPIEDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

6.2.1 Tamaño de grano. Una de las propiedades más importantes de los sedimentos que se puede determinar en primera instancia es el tamaño de los granos. Esto refleja factores como la cantidad de transporte que han tenido las

partículas, las condiciones energéticas del medio a las que han sido expuestas, la distancia de la fuente de origen, etc. (Adams et al., 1997).

Las clasificaciones actuales requieren el cálculo de las proporciones de los tipos de granos principales en una lámina delgada (se recomienda realizar una cuenta modal, con un número de puntos identificados superior a 300) (Adams et al., 1997), para lo cual ha sido utilizada generalmente la escala granulométrica de Wentworth que se observa en la Tabla 4.

Los términos de ésta escala se refieren al tamaño de las partículas y no a la composición de estas.

Tabla 4. Tabla de tamaño de grano de Wentworth. Modificada de Folk (1974).

Milímetros		Micrones	Clase de tamaño Wentworth	Clase Mayor	Litificado el sedimento
	4096		Cantos	GRAVA	CONGLOMERADO
	1024				
	256				
	64		Guijarros		
	16		Guijas		
	4				
	3,36				
	2,83				
	2,38		Gránulos		
	2				
	1,68				
	1,41				
	1,19				
1	1		Upper Arena Muy Gruesa Lower	ARENA	ARENISCA
	0,84				
	0,71				
	0,59				
1/2	0,5	500	Upper Arena Gruesa Lower		
	0,42	420			
	0,35	350			
	0,3	300			
1/4	0,25	250	Upper Arena Media Lower		
	0,21	210	Upper		

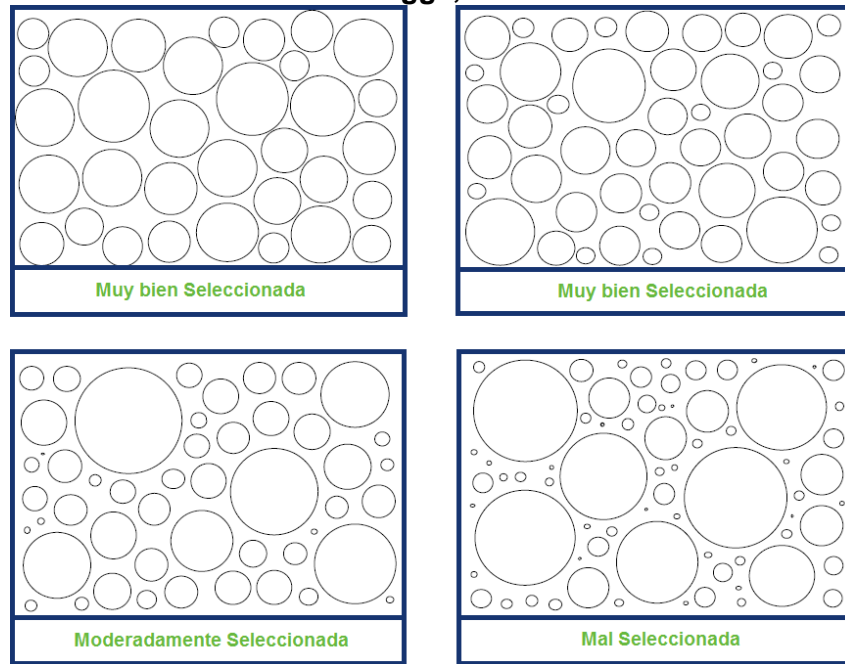
	0,177	177	Arena Fina Lower	LODO	LODOLITA
	0,149	149			
1/8	0,125	125			
	0,105	105	Upper Arena Muy Fina Lower		
	0,088	88			
	0,074	74			
1/16	0,0625	62,5			
	0,053	53	Limos		
	0,044	44			
	0,037	37			
1/32	0,031	31			
1/34	0,0156	15,6			
1/128	0,0078	7,8			
1/256	0,0039	3,9			
	0,002	2	Arcillas		
	0,00098	0,98			
	0,00049	0,49			
	0,00012	0,12			
	0,00006	0,06			

Los sedimentos que constituyen las rocas sedimentarias en general tienen un rango de tamaño que varía desde fracción de micrones hasta bloques de mucho diámetro. Los geólogos han desarrollado una clasificación por tamaño de grano que consiste de tres tipos principales: grava (materiales más gruesos de 2 mm), arena (tamaños entre 0.0624 y 2 mm), que son la mayoría de las rocas analizadas en este proyecto, y lodo (tamaños menores de 0.0624).

6.2.2 Selección o Calibrado. Es la propiedad que describe la variabilidad del tamaño de grano en una roca sedimentaria, permite establecer la uniformidad o variación en los tamaños de las partículas en una roca sedimentaria o en un sedimento. La selección o calibrado refleja la energía del medio y su capacidad para seleccionar los tamaños de las partículas que se transportan y se depositan (Boggs, 1987). Aquellas rocas que muestran solo una clase granulométrica bien definida, siendo el tamaño de todas las partículas similar, se dicen bien seleccionadas. Por otra parte, aquellas en que sus constituyentes presentan una gran diversidad de tamaños se denominan mal seleccionadas (Adams et al.,

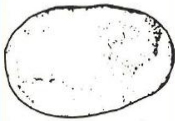











1997). La estimación visual del grado de selección que pueden presentar los sedimentos, observados en lámina delgada para este caso, puede realizarse por comparación con los esquemas indicados en la Figura 7.

Figura 7. Imágenes de grado de selección de los sedimentos (Pettijohn). Modificado de Boggs, 1987.



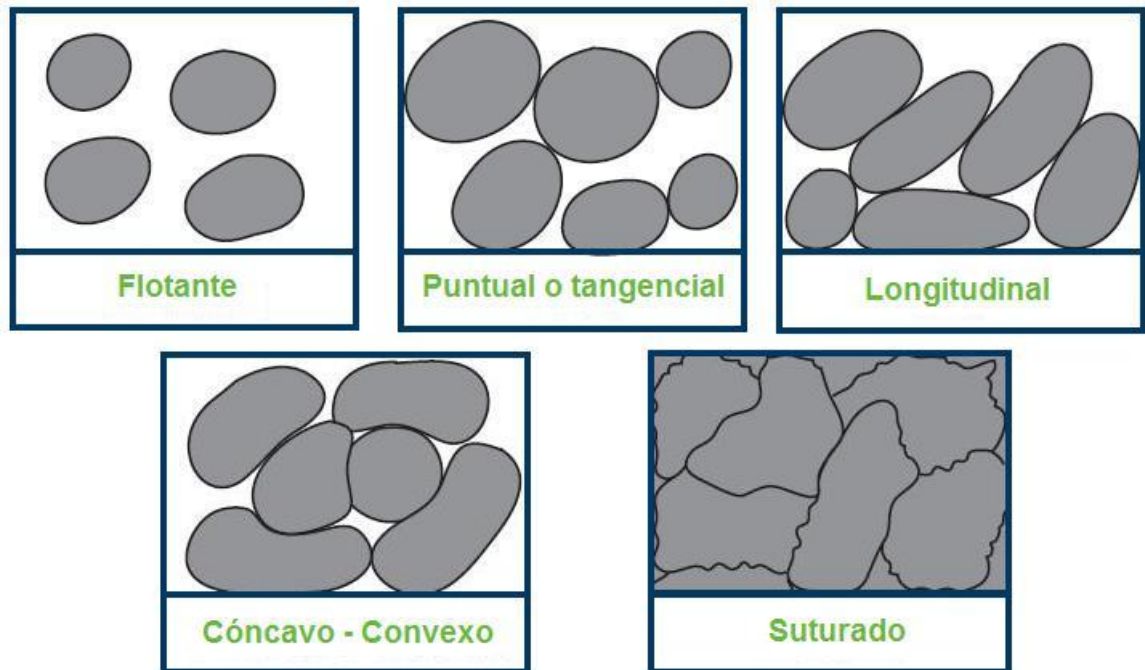
6.2.3 Redondeamiento y esfericidad. El redondeamiento considera la presencia de bordes o aristas, o en su defecto el grado de redondeamiento o pérdida de ellas. Las partículas en muchas rocas sedimentarias tienen los bordes redondeados. Esto es debido a que originalmente sus bordes angulosos han sido redondeados por la abrasión durante el transporte. Una vez los bordes han sido redondeados, la partícula tiende a cambiar su aspecto en una forma más esférica. La esfericidad está relacionada con las diferencias existentes entre los distintos diámetros o longitudes de los ejes de una partícula (Adams et al., 1997). Se dice que una roca sedimentaria es más madura cuanto más redondeados y seleccionados estén los clastos que la integran. La Figura 8 sirve como ayuda para establecer estos dos criterios mediante la comparación con éstas imágenes.

Figura 8. Grados de redondeamiento y esfericidad de las partículas en las rocas sedimentarias. Modificado de Powers, 1953.

Muy Redondeado	Redondeado	Subredondeado	Subanguloso	Anguloso	Muy Anguloso	
						Baja Esfericidad
						Alta Esfericidad

6.2.4 Contacto entre partículas. El contacto entre partículas indica el grado de esfuerzos y/o enterramiento al que ha estado sometido una roca. A medida que aumenta la compresión los contactos van pasando sucesivamente de puntuales a cóncavo – convexos y suturados. Si la roca tiene mucha matriz ésta impedirá este tipo de contactos entre los granos y los granos se encontrarán flotantes (Adams et al., 1997). En la figura 9 se observan los tipos de contactos: flotante, puntual, longitudinal, cóncavo – convexo o suturado.

Figura 9. Tipos de contactos entre las partículas de los sedimentos en las rocas sedimentarias. Modificado de Adams et al., 1997.



6.2.5 Madurez. La madurez hace referencia al grado de desarrollo que han alcanzado los procesos generadores de un sedimento y que conducen a sedimentos estables composicional y texturalmente homogéneos (sedimentos maduros). Habitualmente, se diferencian los conceptos de madurez textural y madurez mineralógica. La madurez mineralógica que implica la retención por la roca de sus componentes minerales químicamente más estables y físicamente más resistentes, y la madurez textural que representa el grado de desarrollo que han alcanzado los procesos de transporte y sedimentación, y si éstos han sido o no selectivos (Adams et al., 1997). Folk (1951), sugiere que la madurez textural de las areniscas se basa en tres propiedades: la cantidad de matriz, la selección de los granos y la redondez de éstos; con esto plantea cuatro etapas de madurez textural: inmadura, submadura, madura y super madura. La madurez textural es un índice que refleja el tiempo transcurrido entre la erosión del material detrítica original y su depositación final.

6.3 FÁBRICA EN LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

Las propiedades de las rocas sedimentarias anteriormente descritas, se pueden aplicar a los diferentes elementos que conforman la fábrica que son: armazón, matriz, cemento y poros. Estas características a su vez controlan otras propiedades derivadas de ellas como la densidad, la porosidad y la permeabilidad de la roca (Cruz et al., 2007). La fábrica se refiere a la relación espacial de las partículas que componen la roca.

6.3.1 Armazón. El armazón son los materiales que soportan la roca, generalmente son los de mayor tamaño o los más abundantes. El armazón determina si la roca presenta fábrica: granosoportada (arenosoportada o granosoportada), lodosoportada o intermedia (Cruz et al., 2007).

6.3.2 Matriz. La matriz es el material de menor tamaño que se apila en los intersticios dejados por el armazón. La matriz puede ser combinada: arenolodosa, lodosa, y en caso muy especial para materiales de tamaño muy grueso gravoarenolodosa (Cruz et al., 2007).

6.3.4 Cemento. El cemento es el material precipitado químicamente en los intersticios dejados por el armazón, por ser cristalino posee una visión especular a diferencia de los lodos que presentan una visión difusa. Es el que le da una fuerte unión a las partículas, evitando que estas puedan ser separadas con facilidad (Cruz et al., 2007).

6.3.5 Poros y porosidad. Los poros son los espacios vacíos que se encuentran en la roca. La porosidad es la relación poros Vs. Volumen total de la muestra. De acuerdo al origen de los poros y de la porosidad se puede clasificar la porosidad en primaria (formada en el mismo momento de depositación de los sedimentos) o secundaria (ocurre durante procesos posteriores a la depositación de los

sedimentos). La porosidad también puede ser catalogada de acuerdo con la ubicación dentro del sedimento, como porosidad interpartícula (ubicada entre los espacios que quedan de manera naturalmente entre una partícula y sus vecinas) y porosidad intrapartícula (ocurre dentro de algunas partículas) (Cruz et al., 2007).

6.4 CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

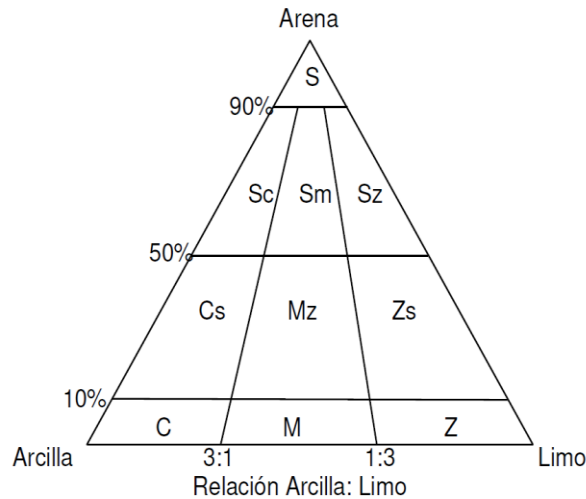
La clasificación general de las rocas sedimentarias planteada por Folk 1974 se basa en la presencia de los tres tipos de materiales sedimentarios (terrágenos, alquímicos y ortoquímicos) y se dividen en cinco grupos: rocas terrígenas, rocas alquímicas, rocas alquímicas impuras, rocas ortoquímicas, rocas ortoquímicas impuras.

Los principales materiales sedimentarios, partículas, cristales, alquímicos y cemento, requieren de su identificación por ser los más comunes en las rocas sedimentarias: fragmentos de roca, cuarzo, feldespatos, minerales arcillosos (illita, esmectita, caolinita, montmorillonita, clorita de alteración por intemperismo y glauconita por alteración marina), cemento de cuarzo, de calcita o ferruginoso, minerales pesados que se presentan como partículas en las rocas sedimentarias (biotita, zircón, apatito, siderita, pirita, magnetita, etc.). (Cruz et al., 2007)

6.4.1 Clasificación textural de las rocas sedimentarias. Las rocas terrígenas son rocas constituidas principalmente por más del 50% de materiales terrígenos. Texturalmente se clasifican de acuerdo al tamaño de grano: conglomerados, areniscas y lodolitas; esto también sirve como base para la clasificación composicional. Folk (1974), clasifica estos tres grupos principales y quince grupos particulares que se definen dependiendo de las proporciones relativas de los tres tamaños de partículas; se muestran en la Figura 10, en el cual los vértices están ocupados por las tres clases de tamaño de grano. La textura se refiere a las características de pequeña escala como el tamaño, la forma; la fábrica, el

armazón, la matriz, el cemento y una propiedad derivada de las anteriores como la porosidad. (Cruz et al., 2007). En la descripción de rocas sedimentarias, también debe considerarse la forma de los granos y su grado de redondez.

Figura 10. Diagrama triangular para la clasificación textural de las rocas terrígenas de grano fino (Izquierda), nomenclatura y terminología general para la clasificación textural de las rocas terrígenas con base en el tamaño de grano (Derecha). Modificado de Folk 1974.



Clase Textural	Clase Textural Mayor
S	Arenisca
Sc	Arenisca arcillosa
Sm	Arenisca lodosa
Sz	Arenisca limosa
Cs	Arcillolita arenosa
Mz	Lodolita arenosa
Zs	limolita arenosa
C	Arcillolita
M	Lodolita
Z	Limolita

La clasificación textural de los sedimentos y las rocas sedimentarias de grano intermedio, se basa en el tamaño de grano, se incluye en este grupo los sedimentos y las rocas sedimentarias en las cuales el porcentaje de materiales terrígenos tamaño grava es menor de 30%, y el porcentaje de arena es mayor que el de lodo (Cruz et al., 2007). La proporción de arena lodo es importante debido a que refleja la cantidad de remoción de material fino en el sitio de depositación del sedimento, en el caso de las muestras descritas en este proyecto, las cuales la mayoría son rocas con tamaño de grano arena en su mayoría, se utiliza el diagrama triangular de la figura 10.

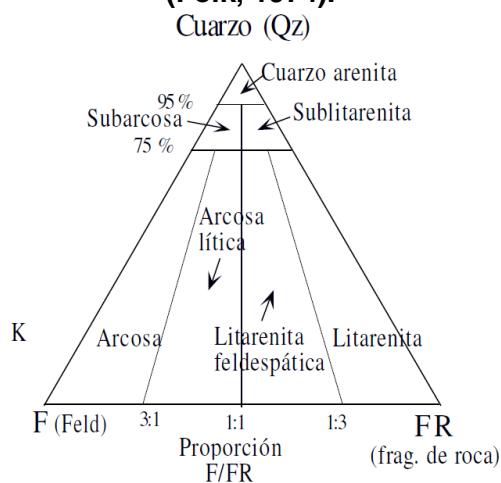
6.4.2 Clasificación composicional de las rocas sedimentarias. Los principales componentes minerales de las rocas sedimentarias terrígenas son fragmentos de cuarzo, feldespato y de rocas. Los espacios entre estos granos pueden estar

ocupados bien por una matriz original (formada por los productos de alteración de grano fino de las rocas madres, como los minerales arcillosos) o diagenética, bien por cemento (Atlas de rocas sedimentarias), otros minerales son secundarios como las micas y los óxidos.

Para clasificar composicionalmente las rocas sedimentarias, se debe establecer el porcentaje de armazón matriz y cemento. La clasificación composicional de Folk (1974) indicada en la figura 11 para rocas que contienen menos del 15% de matriz con grano fino (areniscas), implica la determinación de los contenidos de cuarzo (Qz), feldespato (Fd) y fragmentos de roca (FR). Para esto se recalcula a 100, teniendo en cuenta tan sólo estos componentes, es decir, sin considerar matriz, cemento, micas, etc.

Las rocas sedimentarias que contienen más del 15% de matriz fina se denominan grauvacas y su clasificación se indica en la en la figura 11. En cualquier caso, al aplicar una clasificación concreta, es necesario detallar qué tipo de componentes se han incluido en cada uno de los vértices del diagrama (Folk, 1974).

Figura 11. Diagrama triangular para la clasificación composicional de las areniscas. (Folk, 1974).



7. MARCO TEÓRICO

7.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Un ambiente sedimentario está caracterizado por un conjunto geomorfológico particular en el cual un grupo de procesos físico-químicos y biológicos opera para generar un cierto tipo de depósito sedimentario. A groso modo son reconocidos tres ambientes depositacionales principales: Continental, Marino Marginal y Marino. Cada uno de estos terrenos principales ha sido subdividido por diferentes autores dentro de variados y numerosos subambientes. (Boggs, 2001).

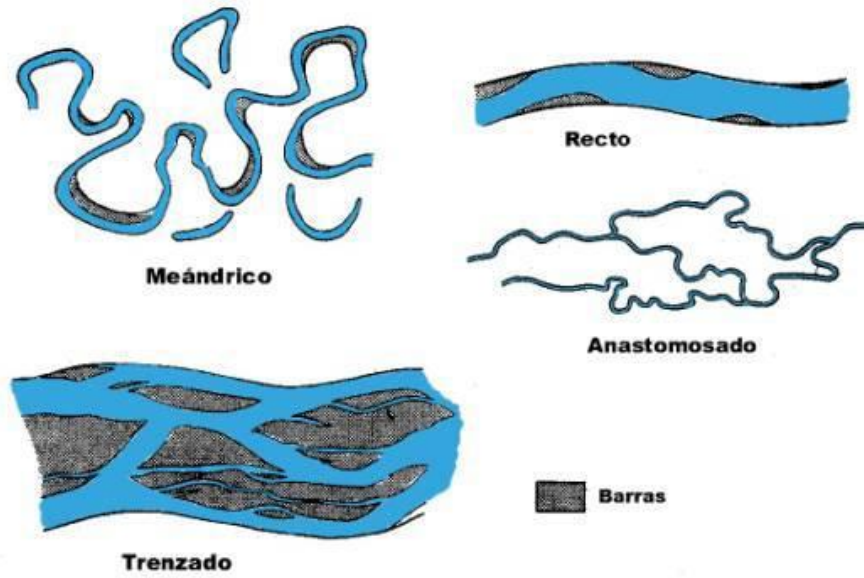
Pocas o solo algunas herramientas pueden ser usadas en la determinación de ambientes de depositación. En muchos casos el examinar una sola propiedad de las rocas sedimentarias no es diciente al momento de deducir un ambiente de depositación para esa roca. Para interpretar los ambientes de depositación antiguos, debemos interpretar diferentes propiedades de la roca y entonces comparar estas propiedades para crear un cuadro mental (modelo) con las propiedades conocidas heredadas de un ambiente de depósito particular.

7.2 AMBIENTES DE DEPÓSITO CONTINENTAL (SISTEMAS FLUVIALES)

La sedimentación de facies en ambientes continentales se encuentra dominada por los sedimentos siliciclásticos, una escases general de los fósiles y ausencia completa de fósiles marinos. El sedimento no-siliciclástico como los carbonatos/calizas y evaporitas de agua fresca ocurren también en ambientes continentales, pero son distintivamente subordinados a los depósitos siliciclásticos. Tales depósitos ocurren en el presente bajo una variedad de condiciones climáticas y una variedad de escenarios que van desde áreas desérticas hasta regiones húmedas y glaciares, muchos ambientes fluviales antiguos pueden ser

asignados a alguno de los marcos ambientales generales: Abanicos aluviales, ríos trezados, ríos meándricos ó ríos anastomosados. Ver Figura 12.

Figura 12. Sistemas Fluviales. (Miall 1977).



Sistemas de canales de ríos trezados

Los ríos trezados con presencia de gravas ocurren en áreas de alto relieve y generalmente se encuentran limitados por su área. Comúnmente gradan río abajo, por una abrupta disminución en el tamaño de grano, a ríos trezados arenosos.

Los ríos trezados muestran mayor desarrollo en las partes distales de los abanicos aluviales, y en las proximidades de los sistemas de alta montaña. En estas áreas, el sedimento es abundante, la descarga de agua es alta y comúnmente esporádica. El trezamiento aparentemente se forma por rápidas fluctuaciones en la descarga del río; una abundancia del sedimento grueso; una alta tasa de aporte de sedimento. Los ríos trezados están caracterizados por unas formas llamadas barras, las cuales se agrupan en tres grupos principales: Barras Longitudinales, Barras Trasversas y Barras Laterales.

Sistemas de canales anastomosados

En estos sistemas los canales son separados por planicies de inundación que consiste de islas con vegetación, muros naturales y áreas donde pueden desarrollarse depósitos de desborde (crevasse splay). Los canales en estos sistemas son rellenados con arena y grava, formando depósitos lenticulares, limitados por depósitos areno – arcillosos de muro natural. Por otra parte, en las planicies de inundación, los depósitos característicos los constituyen materiales limo – arcillosos finamente laminados, incluyendo depósitos finos de pantanos con un alto contenido de materia orgánica

Sistemas de canales meándricos

Las corrientes de meandros se caracterizan por su gran sinuosidad, bajos gradientes y carga de sedimentos finos. Los elementos morfológicos de los sistemas de canales meándricos consisten fundamentalmente en del canal del meandro principal, de las barras puntuales que crecen hacia afuera de la parte interior de la curva del meandro, de los albardones, las llanuras de inundación y los meandros abandonados.

7.3 REGISTROS ELÉCTRICOS

El análisis de registros se realiza con el fin de comprender la respuesta de los mismos asociada a las descripciones de los núcleos, lo cual permite realizar correlaciones estratigráficas más confiables y ampliar el entendimiento de la distribución de los canales arenosos para realizar un modelamiento de las arenas mucho más acertado.

Los registros empleados para la calibración con los núcleos de perforación que se describieron, son el SP (Potencial Espontáneo) y el PHIE (Porosidad Efectiva).

7.3.1 Registro SP (Potencial Espontáneo). Estos registros indican la permeabilidad de las rocas en el pozo a través de la medida promedio de la corriente eléctrica generada entre el fluido de perforación y el agua de formación que se encuentra en los espacios porales de las rocas reservorios. Las Areniscas porosas (\emptyset) con altas permeabilidades (K) tienden a generar más electricidad que los shales impermeables. De esta manera los registros SP son frecuentemente usados para discriminar Areniscas de shales (ver Figura 13).

El registro SP es un indicador de permeabilidad en la roca. En cuanto a indicador de litología tiene sus limitaciones debido a que solo permite diferenciar entre arenas permeables y rocas no permeables (lodolitas, lutitas y limolitas). Se define en general, por la siguiente ecuación:

$$SP = \frac{SP_{log} - SP_{clean}}{SP_{clay} - SP_{clean}}$$

Dónde:

- Splog = Lectura del SP en la profundidad de interés.
- SPclay = Lectura del SP en una lutita o lodolita
- SPclean = Lectura del SP en una arena limpia.

7.3.2 Registro PHIE (Porosidad Efectiva). La porosidad es la medida del volumen de espacios porosos en la roca que tiene capacidad de almacenar fluidos en cualquier condición. Se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca (porosidad total o bruta). La porosidad total se considera como el volumen total de poros estén o no interconectados. Se presenta la siguiente ecuación:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_p}{(V_g + V_p)}$$

Dónde:

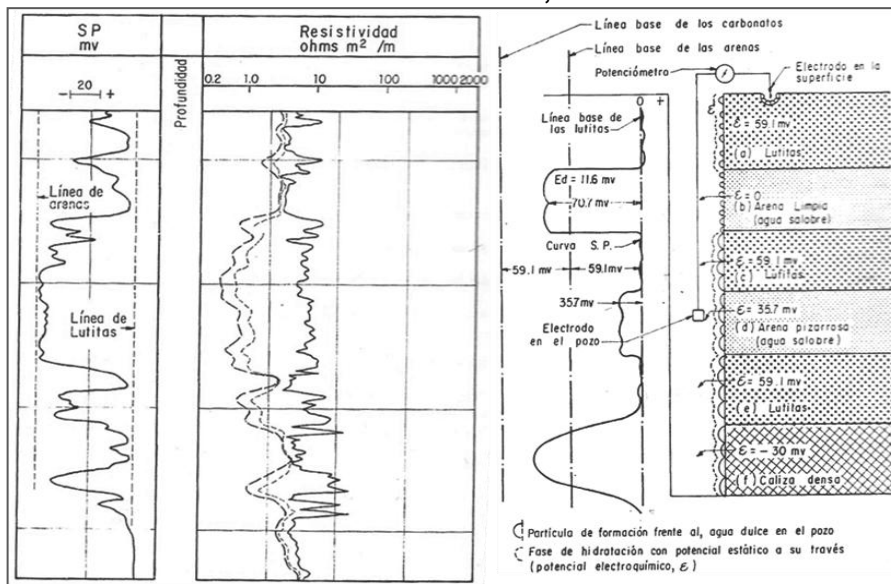
Φ = Porosidad

V_p = Volumen Poroso

V_t = Volumen Total

V_g = Volumen de Granos

Figura 13. Izquierda, ejemplo de una curva de SP en una Serie de Arena y Arcilla. Derecha, Perfil Hipotético del SP basado en la existencia de diferentes potenciales electroquímicos. Tomado de Bendeck, 1992.



Como no todo el espacio poroso está disponible para almacenar fluidos, por esta razón cuando se cuantifica el volumen de fluidos móviles se trabaja con porosidad efectiva.

Dependiendo de cómo sea la comunicación de estos poros, la porosidad se puede clasificar en: Porosidad efectiva, Porosidad no efectiva y Porosidad Total. El registro PHIE, que corresponde a la porosidad efectiva, se refiere al porcentaje de poros interconectados mediante gargantas que permiten la circulación de fluidos y corresponde a la siguiente ecuación:

$$\Phi_{Ef} = \Phi_{total} - (V_{shale} \times \Phi_{shale})$$

Dónde:

Φ_{Ef} = Porosidad Efectiva

Φ_{total} = Porosidad Total

V_{shale} = Volumen de shale

Φ_{shale} = Porosidad de shale

7.3.3 Cut – Off. Con base en los registros SP (Potencial Espontaneo) y PHIE (Porosidad Efectiva) y teniendo muy en cuenta las descripciones de los núcleos de perforación, se determinó un cut – off del VCLAY de 0.5 para diferenciar la roca yacimiento (areniscas) de la roca sello (lodolitas).

7.4 CORRELACIONES

El término correlación durante la historia de la estratigrafía ha tenido dos connotaciones importantes, uno de los puntos de vista inflexible sugiere que el significado de correlación se restringe a la demostración de equivalencias en tiempo, lo cual es usado, para establecer que dos cuerpos de roca fueron depositados al mismo tiempo (Rodges, 1959, en Boggs 2001).

Tearpock & Bischke (1991) proponen la correlación como un método sencillo para agrupar características estratigráficas. Sin embargo ellos sugieren que esta puede complicarse debido a varios factores estratigráficos o estructurales, como lo pueden ser: el adelgazamiento de niveles estratigráficos, el buzamiento de los estratos, fallas, inconformidades, cambios laterales de facies o por deficiencias en la calidad o resolución del registro a analizar.

Las correlaciones se inician identificando los shales ya que involucran una génesis de ambientes de baja energía, y comúnmente cubren grandes áreas geográficas; teniendo en cuenta lo anterior los estratos de arena no son buenos

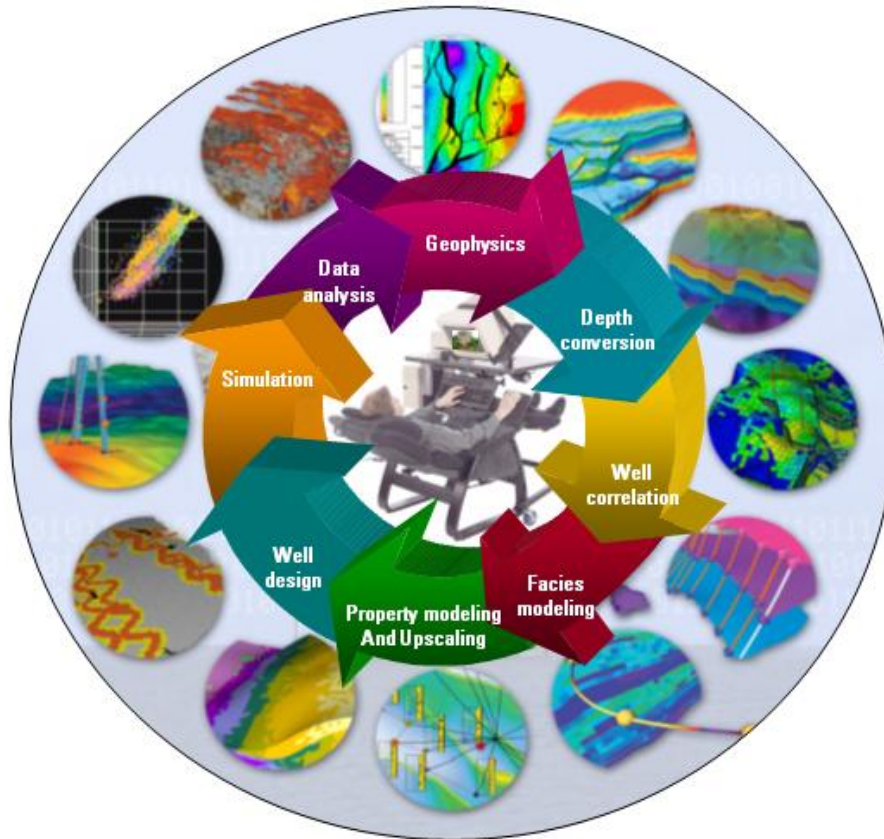
marcadores en una correlación debido a que frecuentemente exhiben variaciones significativas de espesor y por tanto de carácter de registro a registro y tienden a ser lateralmente discontinuas (Tearpock et al., 1991).

7.5 MODELAMIENTO

7.5.1 Descripción del Software. Petrel es un software de la compañía Schlumberger que se encarga, entre otras cosas, de representar la estructura geológica del yacimiento. Permite que el usuario interprete datos sísmicos y de pozos, construya los modelos del yacimiento, visualice los resultados de una posible estimulación y diseñe estrategias de explotación para maximizar la producción del yacimiento. Es una herramienta hecha para especialistas, tales como los estratígrafos de secuencias, los analistas de sistemas de petrolíferos (geólogos, geofísicos, geólogos estructurales), tiene flujos de trabajo que abarcan el concepto integral geológico regional del modelo a la cuenca directamente para la construcción de un modelo de simulación de yacimientos. Dado su lenguaje abierto, Schlumberger ha creado OCEAN, que es un lenguaje abierto el cual permite a los especialistas a diseñar sus propios flujos de trabajo y/o reforzar herramientas que son necesarias para el análisis detallado del reservorio (Ver Figura 14). (Schlumberger, 2009).

En cuanto al modelo Los análisis estadísticos clásicos no pueden tratar adecuadamente la continuidad espacial ni la direccionalidad en datos geológicos. Por tanto, lo que se requiere es un modelo que describe la continuidad y las propiedades azimutales en los datos. La cuantificación de la información espacial implica la comparación de valores con los mismos atributos en otras locaciones, por lo cual el Software se hace muy útil para proyectos de simulación de yacimientos.

Figura 14. Flujo de trabajo de Petrel (Tomado de Schlumberger, 2009)



A partir de un conjunto de muestras y/o variables que se tengan de un área determinada en la cual se manifiesta un fenómeno a estudiar y se tienen consideraciones representativas de su realidad que generalmente es desconocida, los procedimientos geoestadísticos permiten describir o caracterizar dichas variables con el fin de proporcionar valores en localizaciones de interés y generar un conjunto de valores que presenten características similares de dispersión a los datos originales (Petrel Property Modeling, 2009).

El software petrel cubre dos métodos de modelamiento según la distribución y cantidad de datos, el determinístico y estocástico, empleando algoritmos diferentes para el modelamiento de la distribución de las propiedades discretas y/o continuas en un reservorio. La falta de datos causa incertidumbre en las primeras

etapas del modelamiento, por esta razón, para el desarrollo del modelo de este proyecto, se recomienda utilizar el método estocástico. (Petrel Property Modeling, 2009)

7.5.2 Modelamiento por método estocástico. Este método es usado en condiciones en las cuales se tiene poca densidad de datos, produce varios resultados hipotéticos igualmente probables basados en los datos de entrada, lo que permite más variabilidad y complejidad en el modelo. Esto, a su vez, ayuda a tener una idea más clara acerca de la incertidumbre del modelo. (Petrel Property Modeling, 2009)

Según Chambers (2000), existe un número de razones para realizar un modelamiento usando el método estocástico (Figura 15), cuatro importantes son:

Figura 15. Razones para realizar un modelamiento estocástico.



Captura de heterogeneidad: Un buen modelo de heterogeneidad implica un mejor entendimiento de la conectividad entre zonas permeables y zonas no permeables, resultando una mejor eficiencia de barrido y pronósticos de producción. Aunque los modelos detallados de heterogeneidad no necesariamente se requieren para cálculos volumétricos, la heterogeneidad tiene un gran impacto en las características de flujo. Cada realización estocástica resulta en una imagen diferente de flujo, cada realización proporciona, generalmente, más información real sobre el comportamiento del flujo actual que los modelos determinísticos convencionales.

Simulación de facies, de propiedades de roca, o de ambas: Para generar un modelo de reservorio estocástico, generalmente se siguen ciertos pasos. El primero es definir la arquitectura del reservorio, que consta de elementos estructurales en general (fallas, tope y base del reservorio, etc.). El segundo paso es identificar las diferentes unidades geológicas, basado en los principios de secuencia estratigráfica, y en la definición de las geometrías internas de las capas. El siguiente paso implica el modelamiento de la distribución espacial de las facies deposicionales (barras de canal, llanuras de inundación, etc.), o facies derivadas de registros (litofacies). La información de facies deposicionales, generalmente proporciona una mayor claridad en términos de geometrías espaciales, pero no siempre están disponibles. Las litofacies se obtienen más fácilmente pero no garantizan seguir los límites de las facies deposicionales. Sin embargo, las dos están fuertemente relacionadas, y es común que se agrupen facies mostrando propiedades petrofísicas y de saturación similares, que luego son modelados. El paso final es poblar con las propiedades de roca y de fluidos.

Adecuada integración de información compleja: Los métodos estocásticos también permiten incorporar un amplio rango de información a diferencia de los métodos convencionales. Los métodos estocásticos son más preferidos no por la cantidad de resultados posibles, sino por la capacidad de integrar simultáneamente más datos, ya que mejora la fiabilidad del modelo.

Evaluación de la incertidumbre: Los resultados previstos y las predicciones volumétricas frecuentemente están basadas en un modelo de “el mejor de los casos”. Sin embargo, un mínimo de tres modelos, es lo ideal, ya que esto permite evaluar si el desarrollo del plan de perforación, basado en el escenario del “mejor de los casos”, es lo suficientemente flexible como para manejar un rango de incertidumbre. Técnicamente ninguna de las imágenes simuladas son igualmente probables. Sin embargo, que cada realización sea igualmente probable, no significa que sea geológicamente aceptable. Cada imagen simulada puede ser

examinada para determinar si se trata de una representación razonable de lo que se sabe acerca del reservorio. Como el modelamiento estocástico genera realizaciones independientes, los numerosos resultados frecuentemente son procesados para cuantificar la incertidumbre.

7.6 SIMULACIÓN

Una variable regionalizada $z(x)$ es interpretada como una realización de una cierta función aleatoria $Z(x)$. Esta función aleatoria $Z(x)$ puede ser caracterizada por una función de distribución de probabilidad y, en dependencia de su grado de estacionariedad, por una función de correlación (función de covarianzas o semivarianzas).

Según Deutsch (2002) la simulación estadística consiste en obtener nuevas realizaciones “artificiales” $Z_s(x)$ del campo aleatorio $Z(x)$ de manera tal que éstas reflejen las mismas propiedades estadísticas que se esperan que posea la función aleatoria $Z(x)$. Pero como por lo general no conocen con precisión las propiedades estadísticas de $Z(x)$ y lo más que se puede hacer es inferirlas a través de una sola realización o muestra de la función aleatoria. Lo que se hace es intentar obtener realizaciones simuladas $Z_s(x)$ que sean estadísticamente equivalentes a la muestra que se posee de la función aleatoria.

Según Jensen et al. (2003), la simulación es un proceso estocástico. En estadística, y específicamente en la teoría de la probabilidad, un proceso aleatorio o proceso estocástico es un concepto matemático que sirve para caracterizar; es una sucesión de variables aleatorias (estocásticas) que evolucionan en función de otra variable, generalmente el tiempo. Cada una de las variables aleatorias del proceso tiene su propia función de distribución de probabilidad y entre ellas, pueden estar correlacionadas o no.

7.6.1 Métodos de Simulación condicional. Con estos métodos se considera solo el caso en el cual se pretende crear una realización del fenómeno estudiado que además de proveer nuevos valores estimados, reproduzca exactamente los datos proporcionados. Los métodos de simulación geoestadística se agrupan en aquellos cuyo resultado en el primer paso es un resultado condicionado y en un paso posterior condicionan la simulación a los datos proporcionados.

Este trabajo se enfoca en tres tipos de simulación. El primero es el Sequential Indicator Simulation (SIS), el segundo es el Object Modeling y el tercero el Multi Point Facies Simulation que se describirán a continuación.

Sequential Indicator Simulation

Se usa para funciones aleatorias discretas. Es un algoritmo de modelamiento estocástico basado en píxeles que usa las celdas escaladas con datos reales como base para la fracción de los tipos de facies a ser modeladas. Usa como estimador el kriging indicador y el variograma restringe la distribución y la conexión de cada tipo de facies. Este algoritmo es ampliamente usado para modelar facies con formas no definidas o cuando se tienen pocos datos de entrada.

La idea es usar los datos de litología de los pozos que se encuentra dispersa (areniscas y lodolitas) para predecir la probabilidad de litologías lejos de los pozos. El procedimiento del método es que cada celda de la malla es visitada secuencialmente siguiendo una trayectoria aleatoria (dada por el número de semilla). Para cada nueva celda la distribución de probabilidad (PDF) arena/shale local es calculada usando los datos escalados y las celdas ya simuladas como puntos de control.

La estimación está dada por el variograma y subsecuentemente el variograma de la combinación lineal de los pesos de datos desde las celdas escaladas. Un valor simulado (arena o shale = 0 ó 1) es dibujado aleatoriamente des la curva PDF

local. Finalmente el valor de la celda simulada será usado para la celda próxima para actualizar la PDF como un punto de control adicional junto con la data dura (celdas escaladas).

Object Modeling

Como su nombre lo indica es una técnica basada en objetos, permite poblar un modelo de facies discreto con varios cuerpos de diferentes geometría por ejemplo, canales, círculos, barras, etc. Captura detalles geológicos de una manera más real. Este método estocástico se emplea para realizar una distribución de facies (como objetos) en el modelo 3D empleando la geometrías mencionadas anteriormente. El Software Petrel facilita ofrece la posibilidad de adaptar canales alternativos más adecuados para seguir los datos para seguir mejor los datos de la mayoría de número de pozos con los que se está trabajando y así garantizar la conectividad (Petrel Property Modeling, 2009).

Multi Point Facies

MPFS es un algoritmo basado en pixeles para la creación de modelos de facies. Es considerado el algoritmo más avanzado que posee el software Petrel y fue introducido en la versión 2009.1, y disminuye las limitaciones que poseen los métodos tradicionales utilizados en el modelamiento de facies. La principal ventaja de este nuevo algoritmo es que es capaz de producir modelos considerablemente más complejos geológicamente y condiciona los datos más fácilmente que los otros algoritmos de modelamiento.

MPFS es un algoritmo estocástico para convertir una imagen de entrenamiento (modelo conceptual geológico) dentro de un modelo de reservorio, en el modelo final, extrapolando los datos de la imagen de entrenamiento a todo el modelo, por medio de esta imagen. Este algoritmo necesita de un buen entendimiento del concepto de la imagen de entrenamiento, para obtener buenos resultados al

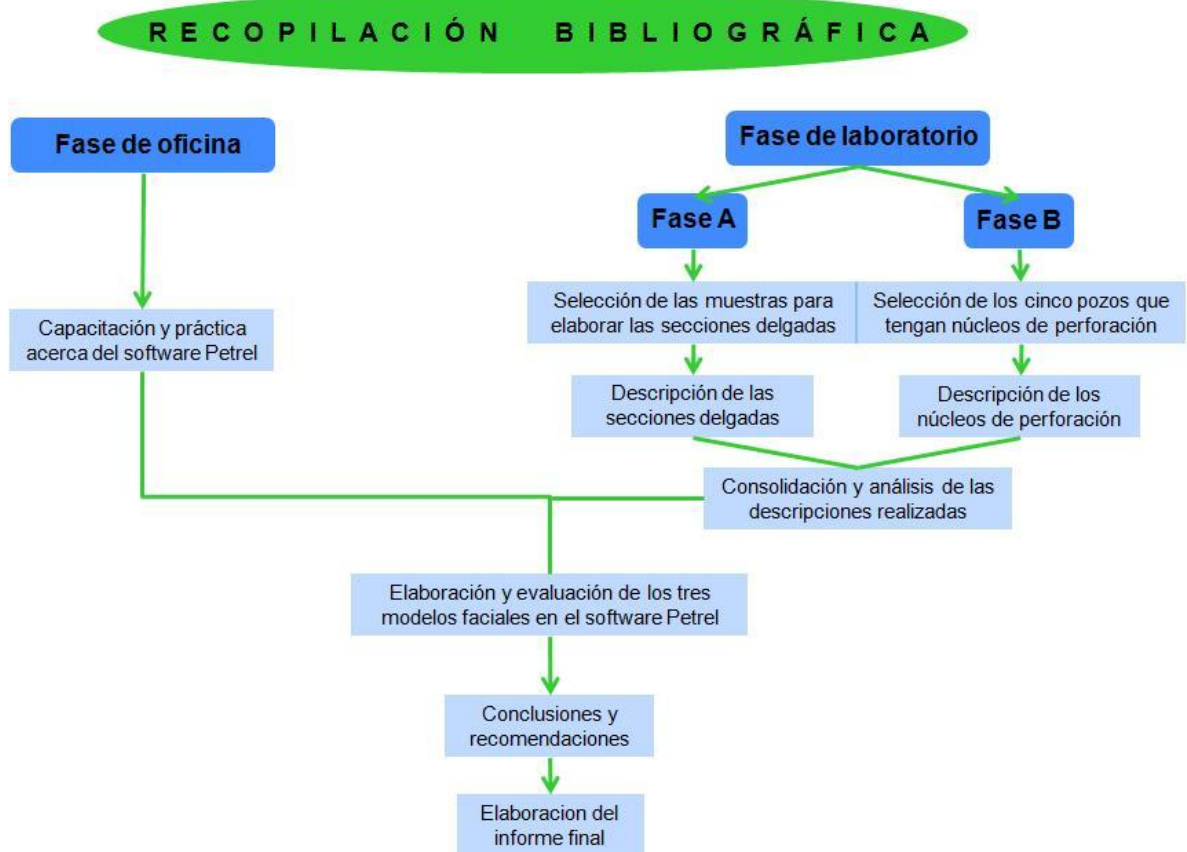
momento del procesamiento del modelo (*Petrel Advanced Property Modeling, 2009.2*).

Con *Multi Point Facies* el tradicional variograma será reemplazado por la Imagen de entrenamiento (*Training Image*) y el Modelo de facies Multi punto (*Multi Point Facies Pattern*). Esta imagen de entrenamiento describe las facies geológicas en relación a la interacción de cada una. El modelo (*Pattern*) almacena las probabilidades con cada una de las vecindades, la última será la principal entrada en la adecuación del modelamiento para el modelo del variograma. En la simulación multipunto la condición local de distribución es construir por escaneo directo una imagen de entrenamiento. Como este es un método estocástico, el algoritmo de simulación secuencial define un camino pasando por todos los nodos. Para cada nodo una distribución condicional es modelada y simulada para generar un dibujo de los posibles caminos que se pueden modelar (*Petrel Advanced Property Modeling, 2009.2*).

8. METODOLOGÍA

A continuación en la Figura 16 se muestra la metodología empleada para el desarrollo de este proyecto.

Figura 16. Metodología empleada en el desarrollo del proyecto.



8.1 METODOLOGÍA PARA LA DESCRIPCIÓN DE ROCAS SEDIMENTARIAS

Se seleccionaron 24 muestras para la elaboración de las secciones delgadas de las 28 muestras de mano recolectadas en la salida de campo del proyecto de grado “*Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)*” (Ávila, 2010), ya que las otras 4 muestras no

tenían un tamaño prudente para la elaboración de dichas secciones. Según la nomenclatura utilizada y las estaciones realizadas en dicho proyecto, las secciones delgadas descritas se encuentran en la tabla 5.

Tabla 5. Listado de las muestras descritas.

MUESTRA	ESTACION	FORMACION
FMO - 01	1	Mugrosa
FMO - 02	1	Mugrosa
FMO - 03	1	Mugrosa
FMO - 09	1	Mugrosa
FMO - 10	1	Mugrosa
FMO - 11	1	Mugrosa
FMO - 12	1	Mugrosa
FMO - 13	1	Mugrosa
FMO - 14	1	Mugrosa
FMO - 15	1	Mugrosa
FMO - 16	2	Mugrosa
FMO - 17	2	Mugrosa
FMO - 18	2	Mugrosa
FMO - 19	2	Mugrosa
FMO - 20	2	Mugrosa
FMO - 21	2	Mugrosa
FCS - 22	4	Colorado
FCS - 23	4	Colorado
FMU - 24	5	Mugrosa
FMU - 25	5	Mugrosa
FMU - 26	5	Mugrosa
FMU - 27	5	Colorado
FMU - 28	5	Colorado
FMU - 29	5	Colorado

El formato utilizado en las descripciones de estas 24 secciones delgadas, está basado en los formatos de descripción de rocas sedimentarias de las Guías de los laboratorios de petrología sedimentaria de la Escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander, 2004 (Cruz et al., 2007). La descripción de las 24 secciones delgadas se realizó en el laboratorio de petrografía de la Escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander en la ciudad de Bucaramanga. El análisis composicional y textural se efectuó mediante el conteo

de alrededor de 200 puntos para composición y 150 puntos para textura. Las respectivas clasificaciones se realizaron de acuerdo a las propuestas por Folk 1974.

8.2 METODOLOGÍA PARA EL MODELAMIENTO

El flujo de trabajo propuesto para llevar a cabo la construcción del modelo geológico 3D se observa en la Figura 17. Este flujo está ligado a la forma como está diseñado y a la forma como opera el Software Petrel usado en este proyecto de grado, aunque en términos generales son los pasos indicados en cualquier trabajo de modelamiento 3D.

8.2.1 Datos de entrada. En esta etapa se hizo la revisión de los datos de entrada para la construcción del modelo con el respectivo control de calidad.

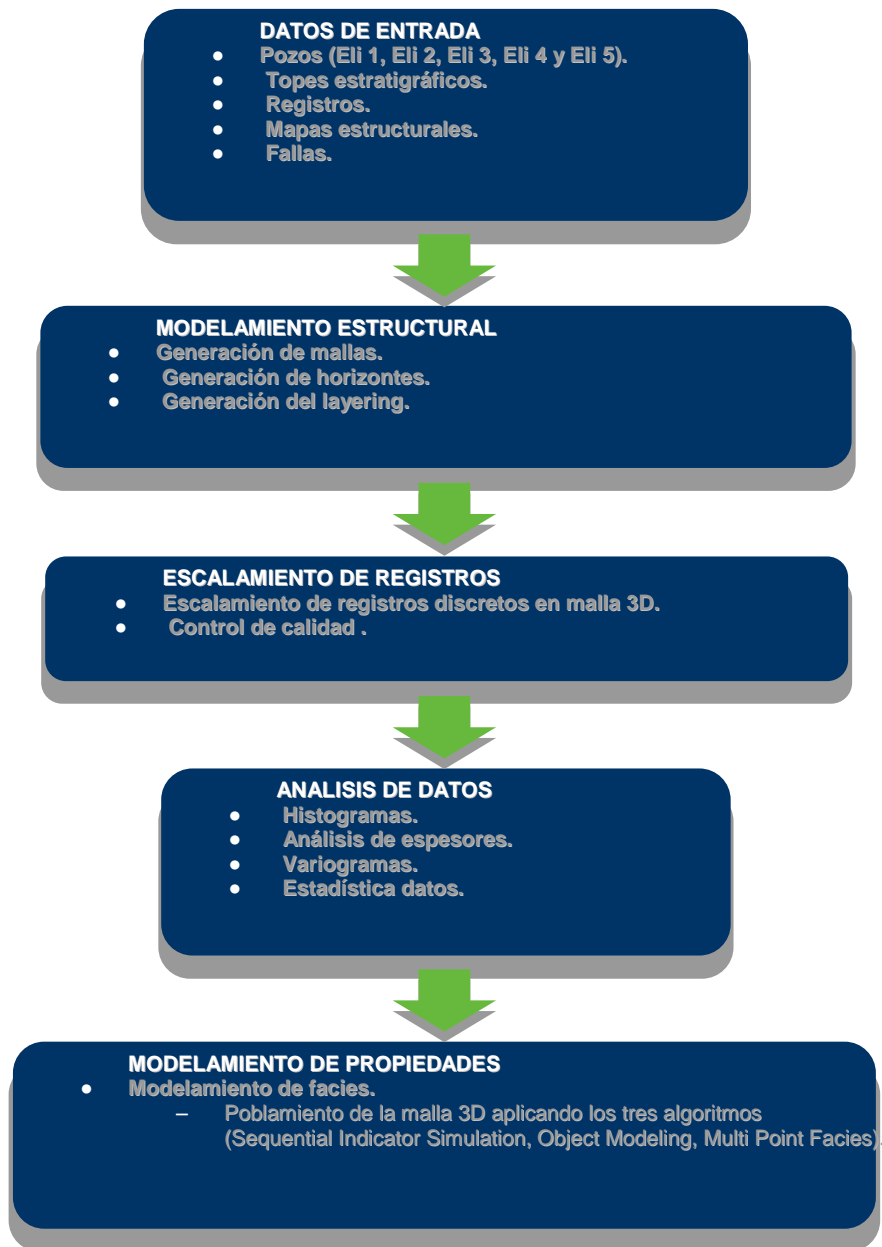
Información de Pozos: UWI, Coordenadas Norte (metros) y Este (metros), KB (pies), Surveys (profundidad, azimuth e inclinación) y datos de núcleos.

Topes estratigráficos: Nombre del Tope, Pozo (UWI), profundidad (pies) MD.

Registros: SP (Potencial Espontaneo), PHIE (Porosidad Efectiva) y VCLAY (Volumen de Arcilla), en formato LAS profundidad en pies.

Mapas Estructurales y Fallas: Fault Sticks en profundidad, Topes de Falla (Nombre de la Falla, X (metros), Y (metros) y TVDSS (pies)), Polígonos de Falla, Grillas Mapas Estructurales en Profundidad y Discordancia.

Figura 17. Flujo de trabajo utilizado para el modelamiento 3D del Campo Casabe.

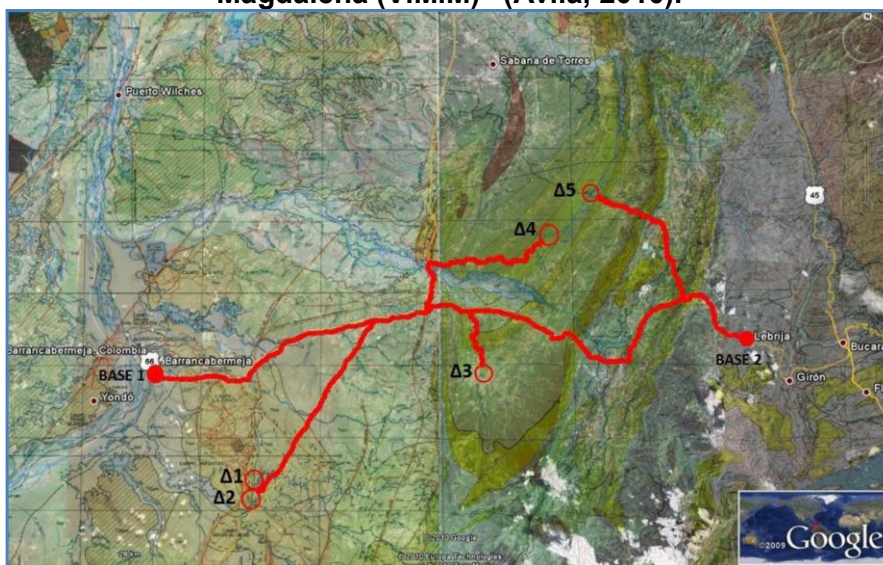


9. DESCRIPCIÓN PETROGRÁFICA

Se analizaron 24 secciones delgadas de las muestras de mano recolectadas en la salida de campo del proyecto de grado “*Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)*” (Ávila, 2010). Las descripciones petrográficas se presentan en el anexo 1.

En general, las muestras fueron recolectadas sobre la vía que conduce de Bucaramanga hacia Barrancabermeja y por la vía Panamericana que conduce de los municipios de Puerto Berrío a San Alberto (Cesar) como se observa en la Figura 18. Las secciones delgadas descritas son de muestras de las Formaciones Mugrosa y Colorado.

Figura 18. Mapa de recorrido realizado en la salida de campo del proyecto de grado “Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)” (Ávila, 2010).



A continuación se muestran algunas de las descripciones petrográficas realizadas en el laboratorio de petrografía de la Universidad Industrial de Santander, según

los formatos establecidos en la metodología. Se muestran algunas imágenes de las secciones delgadas en nicols cruzados y paralelos indicando algunos de los minerales y el objetivo ocular con el cual se observaron y posteriormente se describieron. Adicionalmente en las observaciones de cada muestra, se especifica la formación a la cual pertenecen y sus respectivas coordenadas.

10. RESULTADOS

10.1 RESULTADOS DE LA PETROGRAFÍA

10.1.1 Textura. En general, las medidas granulométricas de las areniscas van de tamaño de grano muy fino a grueso, algunas se muestran ligeramente conglomeráticas (Ver Tabla 6). Según la clasificación de Folk, 1974, la mayoría de las muestras se clasificaron como areniscas lodosas y algunas areniscas. Una de las 24 muestras, la muestra FMO – 09 que se observa en el Anexo 1, presenta más del 15% de contenido de matriz, por lo cual se nombra grauvaca lítica ya que tiene más del 15% de matriz (Clasificación de Dott 1964 en Pettijohn 1987).

La selección de los sedimentos es en su mayoría de buena a moderada. La porosidad en la mayoría de muestras es secundaria, por la disolución de minerales. En la Tabla 6 se observan las muestras descritas, las muestras son tanto de la Formación Mugrosa como Colorado y en general presentan la mismas características texturales (selección, porosidad, contactos y redondeamiento). Pero en cuanto a la granulometría las muestras FMU – 27, FMU – 28, FMU – 29, FCS – 22 Y FCS – 23 que corresponden a areniscas de la Formación Colorado se observa que son ligeramente conglomeráticas con respecto a la Formación Mugrosa.

Por otro lado, al observar las secciones delgadas descritas de los núcleos de perforación del Campo Casabe (Moreno, 2010) las areniscas poseen medias granulométricas de arena muy fina a arena muy gruesa y su selección es media, disminuyendo en aquellas con mayor contenido lodoso o arcilloso. La matriz de las secciones delgadas es en general arcillosa. La porosidad es producto de disolución de líticas y feldespatos, presentándose los mejores valores en las muestras arcillosas con menor contenido de arcillosidad y mayor tamaño de grano.

Después de realizar las descripciones de las secciones delgadas y su respectivo análisis, se concluye que en comparación con las muestras de las secciones delgadas de los pozos del Campo Casabe, presentan varias similitudes texturales como la granulometría (tamaño de grano de Muy Fino a Muy Grueso), la matriz (en general arcillosa) y el control de la porosidad que es secundaria (por disolución de fragmentos líticos y feldespatos).

Figura 129. Clasificación textural de las secciones delgadas descritas y analizadas.

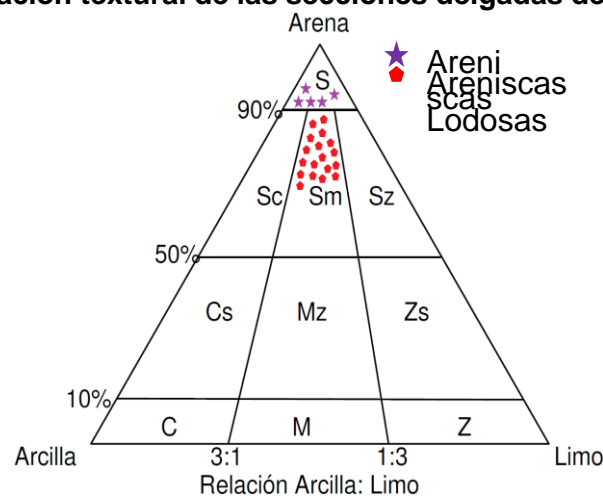


Tabla 6. Resultados de la clasificación textural de las 24 secciones delgadas descritas.

MUESTRA	ESTACION	FORMACION	TAMAÑO DE GRANO	CLASIFICACION TEXTURAL	SELECCIÓN
FMO - 01	1	Mugrosa	Medio a fino	Arenisca	Buena
FMO - 02	1	Mugrosa	Medio a fino	Arenisca	Buena
FMO - 03	1	Mugrosa	Medio	Arenisca	Buena
FMO - 09	1	Mugrosa	Muy fino a Arcilla	Grauvaca	Moderada
FMO - 10	1	Mugrosa	Grueso a Muy fino	Arenisca Lodosa	Moderada
FMO - 11	1	Mugrosa	Muy grueso a Medio	Arenisca Lodosa	Moderada
FMO - 12	1	Mugrosa	Medio a Muy Fino	Arenisca Lodosa	Moderada
FMO - 13	1	Mugrosa	Medio a Muy Fino	Arenisca Lodosa	Buena
FMO - 14	1	Mugrosa	Medio a Muy Fino	Arenisca Lodosa	Buena
FMO - 15	1	Mugrosa	Medio a Muy Fino	Arenisca Lodosa	Buena
FMO - 16	2	Mugrosa	Medio a Muy Fino	Arenisca Lodosa	Buena
FMO - 17	2	Mugrosa	Medio a Muy Fino	Arenisca Lodosa	Buena
FMO - 18	2	Mugrosa	Medio a Muy Fino	Arenisca Lodosa	Buena
FMO - 19	2	Mugrosa	Grueso a Muy fino	Arenisca Lodosa	Moderada
FMO - 20	2	Mugrosa	Grueso a Medio	Arenisca	Buena
FMO - 21	2	Mugrosa	Medio a fino	Arenisca	Buena
FCS - 22	4	Colorado	Grueso a Fino	Arenisca Lodosa	Moderada
FCS - 23	4	Colorado	Medio a Muy Fino	Arenisca Lodosa	Moderada
FMU - 24	5	Mugrosa	Medio a Muy Fino	Arenisca Lodosa	Moderada
FMU - 25	5	Mugrosa	Muy grueso a Medio	Arenisca Lodosa	Moderada
FMU - 26	5	Mugrosa	Medio a Muy Fino	Arenisca Lodosa	Moderada
FMU - 27	5	Colorado	Grueso a Fino	Arenisca Lodosa	Moderada
FMU - 28	5	Colorado	Grueso a Fino	Arenisca Lodosa	Moderada
FMU - 29	5	Colorado	Muy Grueso a Grueso	Arenisca Lodosa	Moderada

10.1.2 Composición. De acuerdo al contenido de minerales de cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca de las secciones delgadas descritas, composicionalmente se clasificaron como arcosas (FMO – 10, FMO – 11, FMO – 12, FMO – 15, FMO – 17, FMO – 18, FMO – 21, FMO - 23), arcosas líticas (FMO – 01, FMO – 02, FMO – 03, FMO – 13, FMO – 14, FMO – 16, FMO – 19, FMO – 26, FMO – 27 y FMO –

29) y litarenitas feldespáticas (FMO – 20, FMO - 24, FMO – 25 y FMO – 28) según la clasificación de Folk, 1974 (Tabla 7 y Anexo 1). Una de las 24 muestras presenta más del 15% de contenido de matriz (FMO – 09), por lo cual se nombra grauvaca lítica (Clasificación de Dott 1964 en Pettijohn 1987).

Por otro lado, haciendo una comparación entre las secciones delgadas descritas, las cuales se encuentran a aproximadamente 30 km del Campo Casabe, y las secciones delgadas de los núcleos de perforación del Campo Casabe, se observa una gran similitud en cuanto a su textura y composición (Ver Anexo 1).

Las secciones delgadas de la Figura 20, descritas en el Instituto Colombiano del Petróleo, contienen un aporte significativo de cuarzo, feldespatos y fragmentos líticos en variables estados de alteración, disolución y/o fracturamiento. De acuerdo al contenido de estos minerales las rocas se clasificaron como Arcosas y Arcosas Líticas (Moreno, 2010). Los fragmentos de roca son abundantes y variados: sedimentarios, ígneos efusivos e intrusivos y metamórficos; los líticos sedimentarios se muestran en escasa cantidad. La porosidad es buena en las arcosas y baja en las grauvacas y rocas finogranulares, es secundaria producto de disolución de granos líticos y feldespáticos y controlada composicionalmente por la arcillosidad y la granulometría.

Se concluye entonces para el caso de la composición de las secciones delgadas, que las muestras de los afloramientos presentan más contenido de fragmentos de roca, para este caso las muestras FMO – 20, FMO – 24, FMO – 25 y FMO – 28 se clasificaron como Litarenitas Feldespáticas (Ver Tabla 7), es decir, estas arenas son más sucias que las del Campo Casabe, ya que las secciones del Campo solamente se clasificaron como Arcosas y Arcosas Líticas (Ver Figura 21) y tienen más contenido de cuarzo. La diferencia que se encuentra es en el porcentaje de los minerales, las rocas de las secciones del Campo Casabe presentan más porcentaje en cuanto al contenido de cuarzo y menos de

Fragmentos de Roca, con respecto a las secciones delgadas descritas en este proyecto. Pero en cuanto a la porosidad, como se mencionaba en la comparación textural, es secundaria, y es controlada por la disolución de fragmentos líticos y feldespatos.

Figura 20. Clasificación composicional de secciones delgadas del núcleo de perforación del pozo Eli 1, localizado en el Campo Casabe (Moreno, 2010).

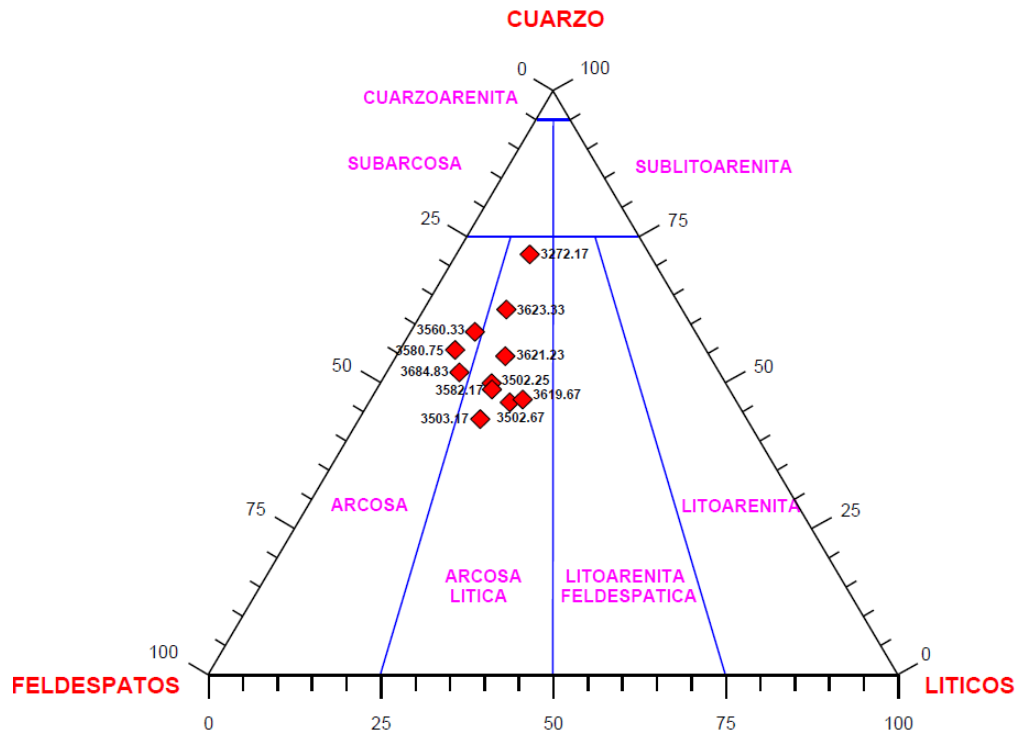


Figura 21. Clasificación composicional de las secciones delgadas de las muestras recolectadas en la salida de campo del proyecto de grado “Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)” (Ávila, 2010), descritas y analizadas.

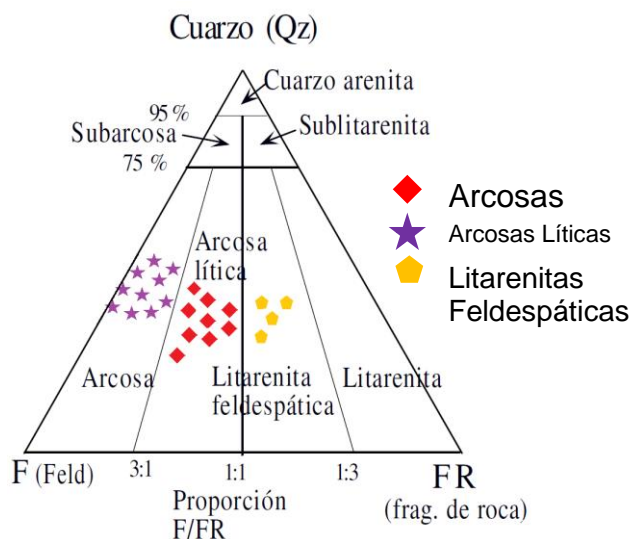


Tabla 7. Resultados de la clasificación composicional de las 24 secciones delgadas descritas.

MUESTRA	ESTACION	FORMACION	CLASIFICACION COMPOSICIONAL	OBSERVACIONES
FMO - 01	1	Mugrosa	Arcosa Lítica	
FMO - 02	1	Mugrosa	Arcosa Lítica	
FMO - 03	1	Mugrosa	Arcosa Lítica	
FMO - 09	1	Mugrosa	Grauvaca Lítica	
FMO - 10	1	Mugrosa	Arcosa	
FMO - 11	1	Mugrosa	Arcosa	
FMO - 12	1	Mugrosa	Arcosa	
FMO - 13	1	Mugrosa	Arcosa Lítica	
FMO - 14	1	Mugrosa	Arcosa Lítica	
FMO - 15	1	Mugrosa	Arcosa	
FMO - 16	2	Mugrosa	Arcosa Lítica	
FMO - 17	2	Mugrosa	Arcosa	
FMO - 18	2	Mugrosa	Arcosa	
FMO - 19	2	Mugrosa	Arcosa Lítica	
FMO - 20	2	Mugrosa	Litarenita feldespática	

FMO - 21	2	Mugrosa	Arcosa	
FCS - 22	4	Colorado	Arcosa	
FCS - 23	4	Colorado	Arcosa	Contacto
FMU - 24	5	Mugrosa	Litarenita feldespática	Contacto
FMU - 25	5	Mugrosa	Litarenita feldespática	Contacto
FMU - 26	5	Mugrosa	Arcosa Lítica	Contacto
FMU - 27	5	Colorado	Arcosa Lítica	Contacto
FMU - 28	5	Colorado	Litarenita feldespática	Contacto
FMU - 29	5	Colorado	Arcosa Lítica	

11. DESCRIPCIÓN Y CARGA DE NÚCLEOS DE PERFORACIÓN

11.1 LOCALIZACION DE LOS NÚCLEOS DE PERFORACIÓN

Los núcleos de perforación descritos son de 5 pozos perforados en el Campo Casabe, localizado en el municipio de Yondó (Antioquia), en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del río Magdalena, ésta fue un área de depositación de sedimentos fluviales y deltaicos durante el Terciario.

Por motivos de confidencialidad los nombres originales de los pozos fueron cambiados, de ahora en adelante se emplearán los nombres Eli 1, Eli 2, Eli 3, Eli 4 y Eli 5.

Figura 22. Localización de los pozos Eli 1, Eli 2, Eli 3, Eli 4 y Eli 5.



Los núcleos de perforación de los cinco pozos descritos del Campo Casabe, actualmente se encuentran preservados en la Litoteca Nacional de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) localizada en el municipio de Piedecuesta en el departamento de Santander, donde también se realizó la descripción de los núcleos. La Figura 21 muestra la localización de los 5 pozos.

Los núcleos de los pozos corazonados fueron descritos con el objetivo de ampliar la idea de los depósitos sedimentarios del área, calibrar las descripciones con los registros eléctricos, hacer las correlaciones y así poder definir los parámetros del modelo. Estas descripciones fueron cargadas en el Software Petrel como se indica más adelante.

La caracterización sedimentológica de los núcleos se realizó teniendo en cuenta las características texturales: granulometría, selección, redondeamiento y saturación de hidrocarburo en los intervalos corazonados. También se tuvieron en cuenta las estructuras sedimentarias y la bioturbación. Estas características fueron importantes para la calibración de la roca con los registros y sobre todo en el momento de realizar las correlaciones entre pozos.

El formato para poder cargar los núcleos en el Software, debe ser un formato ASCII por lo cual, luego de realizar las respectivas descripciones de los respectivos núcleos, se procedió a elaborar una tabla con cada una de las descripciones en este formato. Ver Tabla 10.

La tabla incluye:

ID BOREHOLE: En esta columna se encuentra el nombre del pozo, que en este caso fue cambiado por políticas de confidencialidad de la empresa.

FROM – TO: En estas dos columnas se indica la medida en pies del intervalo que se está describiendo.

DESCRIPCIÓN: En esta columna se encuentra la descripción sedimentológica de los núcleos.

SIZE: En esta columna se muestra un código que indica el tamaño de grano, esto se realiza para poder cargar adecuadamente la descripción de los núcleos en el software (Ver Tabla 8).

CODE: En esta columna se muestra otro código que indica una breve descripción de la roca con su granulometría, al igual que el SIZE, esto se realiza para cargar adecuadamente la descripción de los núcleos en el software (Ver Tabla 9).

Tabla 8. Código SIZE para cargar los datos en el Software Petrel.

SIZE	MEAN
0	No hay core
10	Arcilla
15	Limo
20	Arenita de grano muy fino
25	Arenita de grano muy fino/Arenita de grano fino
30	Arenita de grano fino
35	Arenita de grano fino/Arenita de grano medio
40	Arenita de grano medio
45	Arenita de grano medio/Arenita de grano grueso
50	Arenita de grano grueso
55	Arenita de grano grueso/Arenita de grano muy grueso
60	Arenita de grano muy grueso
65	Grava
70	Intervalo ausente

Tabla 9. Código CODE para cargar los datos en el Software Petrel.

CODE	MEAN
0	No hay core
1	Arcilla
2	Limo
3	Arenita de grano muy fino
4	Arenita de grano muy fino/Arenita de grano fino
5	Arenita de grano fino
6	Arenita de grano fino/Arenita de grano medio
7	Arenita de grano medio
8	Arenita de grano medio/Arenita de grano grueso
9	Arenita de grano grueso
10	Arenita de grano grueso/Arenita de grano muy grueso
11	Arenita de grano muy grueso
12	Conglomerados
13	Intervalo ausente

Luego de establecer estos códigos se procedió a elaborar los formatos ASCII para todos los núcleos (Tabla 10).

Tabla 10. Formato en el cual se cargaron las descripciones de los cinco núcleos descritos. En esta figura se observa la descripción del pozo Eli 5 desde con sus respectivos códigos.

	A	B	C	D	E	F	G	H
	ID BOREHOLE	FROM	TO		DESCRIPCION		SIZE	CODE
1	ELI 5	3510.00	3513.00	"	Arenita de grano fino, de color negro pardusco. Moderadamente calibrada. Granos subangulares. Moderada saturación de crudo, no homogénea, la impregnación enmascara las estructuras. Hacia la base se observan relictos de estratificación en artesa.	"	30	5
2	ELI 5	3513.00	3519.00	"	Arenita de grano fino, de color negro pardusco, limpia. Moderadamente calibrada. Granos subangulares con pequeñas variaciones en el tamaño de grano. La saturación de crudo es de buena a moderada, por sectores.	"	30	5
3	ELI 5	3519.00	3521.00	"	Arenita de grano fino. Aumenta el contenido de arcilla. Presenta una leve saturación de crudo. Mal a moderadamente calibrada. Granos subangulares sin variación del tamaño de grano. Muy friable. Se observa estratificación cruzada.	"	30	5
4	ELI 5	3521.00	3522.03	"	Arenita de grano fino. Se observan clastos de color gris de hasta 3 cm. Estos clastos son subredondeados, algunos pocos subangulares. No presentan una orientación preferencial. Algunos granos de color oscuro, redondeados y alargados. Se observan relictos de estratificación en artesa.	"	35	6
5	ELI 5	3522.03	3522.06				20	3
6	ELI 5	3522.06	3524.00	"	Arenita de grano fino. Mal a moderadamente calibrada. Granos subangulares. La saturación de crudo es moderada. La impregnación es leve donde la arena se va haciendo más arcillosa. En la mitad del intervalo se observa algo de estratificación cruzada.	"	35	6
7	ELI 5	3524.00	3526.06				30	5
8	ELI 5	3526.06	3527.00				25	4
9	ELI 5	3527.00	3527.09	"	Arenita de grano fino a muy fino. No se observa saturación de crudo. Se observa un clasto de arenita lodosa de grano fino. Granos subredondeados.	"	30	5
10	ELI 5	3527.09	3528.05				20	3
11	ELI 5	3528.05	3533.00	"	Arenita de grano fino, de color negro pardusco. Moderadamente calibrada. Granos subangulares. Presenta buena saturación de crudo. Algunos sectores no presentan saturación.	"	25	4
12								

11.2 COMPARACIÓN

Los núcleos de perforación descritos del Campo Casabe (Eli 1, Eli 2, Eli 3, Eli 4 y Eli 5) en comparación con las secciones delgadas descritas y analizadas, de las muestras recolectadas en la salida de campo del proyecto de grado “*Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)*” (Ávila, 2010), composicionalmente presentan más contenido de fragmentos de roca, es decir, son areniscas más sucias, aunque en general son muy similares.

Tabla 11. Intervalo de descripción del pozo ELI 1.

A	B	C	D
ID BOREHOLE	FROM	TO	DESCRIPCION
ELI 1	4285	4286	
ELI 1	4286	4287	Arenitas de grano grueso hacia la base que gradan verticalmente hacia arriba a arenitas de grano medio, de color café. Bien seleccionadas. Presentan buena saturación de petróleo. Se observan intraclastos de arcilla. Se observan fracturas horizontales.
ELI 1	4287	4287,5	
ELI 1	4287,5	4289,6	Arenitas de grano medio a fino, de color café. Bien seleccionadas. Granos subredondeados. Compuestas principalmente por cuarzo, feldespato y micas. Presenta buena saturación de crudo. Se observan intraclastos (cm a mm) de arcilla. Fracturadas horizontalmente debido a liberación de esfuerzos.
ELI 1	4289,6	4291	Arenita de grano muy fino, de color gris. Moderadamente seleccionada. Levemente bioturbada. Fracturada horizontalmente por liberación de esfuerzos.
ELI 1	4291	4292,4	Arenita de grano fino a muy fino, de color café. Bien seleccionada. Moderadamente saturada de crudo. Presenta algunas fracturas horizontales por liberación de esfuerzos.

La Tabla 11 muestra un intervalo del núcleo de perforación descrito del pozo ELI 1, donde se observa una granulometría muy similar a la de las secciones delgadas descritas (Ver Tabla 6).

En el intervalo de 4292,4' a 4291' se observan areniscas de grano fino a muy fino, moderadamente seleccionadas. En el intervalo de 4291' a 4289,6' se observan areniscas de grano muy fino, moderadamente seleccionadas. En el intervalo de 4289,6' a 4287,5' las areniscas son de grano medio a fino, bien seleccionadas (semejantes a las muestras FMO – 01 y FMO – 02). Del intervalo 4287,5 a 4285 las areniscas son de grano grueso gradando a areniscas de grano medio, bien seleccionadas (semejante a la muestra FMO – 20). Esto en comparación con la Tabla 6, muestra similitud en cuanto a la granulometría y la selección de las secciones delgadas descritas en este proyecto, con respecto a los núcleos de perforación, en este caso puntual, el pozo ELI 1 del Campo Casabe.

En cuanto al pozo ELI 3 (Ver Tabla 12), también se observa una granulometría muy similar a la de las secciones delgadas descritas (Ver Tabla 6). En el intervalo de 2816' a 2815', las areniscas son de grano grueso a muy grueso, moderadamente seleccionadas (semejante a la muestra FMU – 29). En el intervalo de 2815' a 2811' las areniscas son de grano medio a grueso. En el intervalo de

2811' a 2804' las areniscas son de grano fino a medio. En el intervalo de 2781,09' a 2781' las areniscas son de grano medio. En el intervalo de 2781' a 2779' las areniscas son de grano medio a muy grueso. Para este caso se observa una variación en la selección de las rocas, para los núcleos de perforación del Campo, los granos se encuentran mal a moderadamente seleccionados y algunos intervalos se encuentran bien seleccionados, mientras que la selección en las secciones delgadas descritas es de buena a moderada en general.

Tabla 12. Intervalo de descripción del pozo ELI 1.

A	B	C	D	E	F
ELI 3	2779,00	2779,03	"	Arenita de grano medio a muy grueso, de color marron. Mal a moderadamente seleccionada. Granos angulares. Gradacion normal. Presenta fragmentos liticos. Se observan oxidos de hierro. Presenta intraclastos arcillosos. Presenta buena saturacion de crudo.	"
ELI 3	2779,03	2779,06			
ELI 3	2779,06	2779,09			
ELI 3	2779,09	2780,00			
ELI 3	2780,00	2780,01			
ELI 3	2780,01	2780,03			
ELI 3	2780,03	2780,09			
ELI 3	2780,09	2781,00			
ELI 3	2781,00	2781,09	"	Arenita de grano medio. Presenta intraclastos de lodolita de color vinotinto. Se observa laminacion inclinada en artesa. Presenta buena saturacion de crudo.	"
ELI 3	2804,00	2804,03	"	Arenita de grano fino a medio, de color marron. Buena a moderadamente seleccionada. Granos subangulares. No se observa estructura interna. Moderadamente consolidada. Presenta buena saturacion de crudo.	"
ELI 3	2804,03	2807,06			
ELI 3	2807,06	2808,00			
ELI 3	2808,00	2808,06			
ELI 3	2808,06	2808,09			
ELI 3	2808,09	2811,00			
ELI 3	2811,00	2812,03	"	Arenita de grano medio a grueso, de color marron oscuro. Mal a moderadamente seleccionadas. No se observa estructura interna. Presenta algunas variaciones en el	"
ELI 3	2812,03	2815,00	"	Arenita de grano grueso a muy grueso. Moderadamente seleccionada. Maciza, no se aprecia estructura interna. Ligeramente saturada de crudo.	"
ELI 3	2815,00	2815,06			
ELI 3	2815,06	2816,00			

Por otro lado, al realizar una salida de campo para observar los sitios de los cuales fueron recolectadas las muestras de las secciones delgadas, se logra una mejor comprensión de la distribución y la geometría de los cuerpos a partir de los

afloramientos. Otra semejanza evidente son las manchas de hidrocarburo que se observan en los afloramientos (Ver Figura 46), al igual que en varios intervalos de los núcleos de perforación como se puede ver en el intervalo 4292,4' a 4286' del pozo ELI 1 (Ver Tabla 11) y en el intervalo 2811' a 2779' del pozo ELI 3 (Ver Tabla 12) . Teniendo en cuenta las semejanzas encontradas, se corrobora ésta área como un excelente análogo para el modelamiento que se pretende llevar a cabo.

Figura 23. Fotografía de Afloramiento sobre la vía Panamericana hacia el caserío La Fortuna. Se observan barras de canal de 4 metros aproximadamente.



En los afloramientos se observan las barras de canal y las llanuras de inundación (Ver Figura 44 y 45), que fueron las facies establecidas para el modelamiento, el espesor de las barras de canal fueron medidos para realizar un modelo más cercano a la realidad, y la medida máxima que se tuvo fue 8 metros (Ver Figura 45).

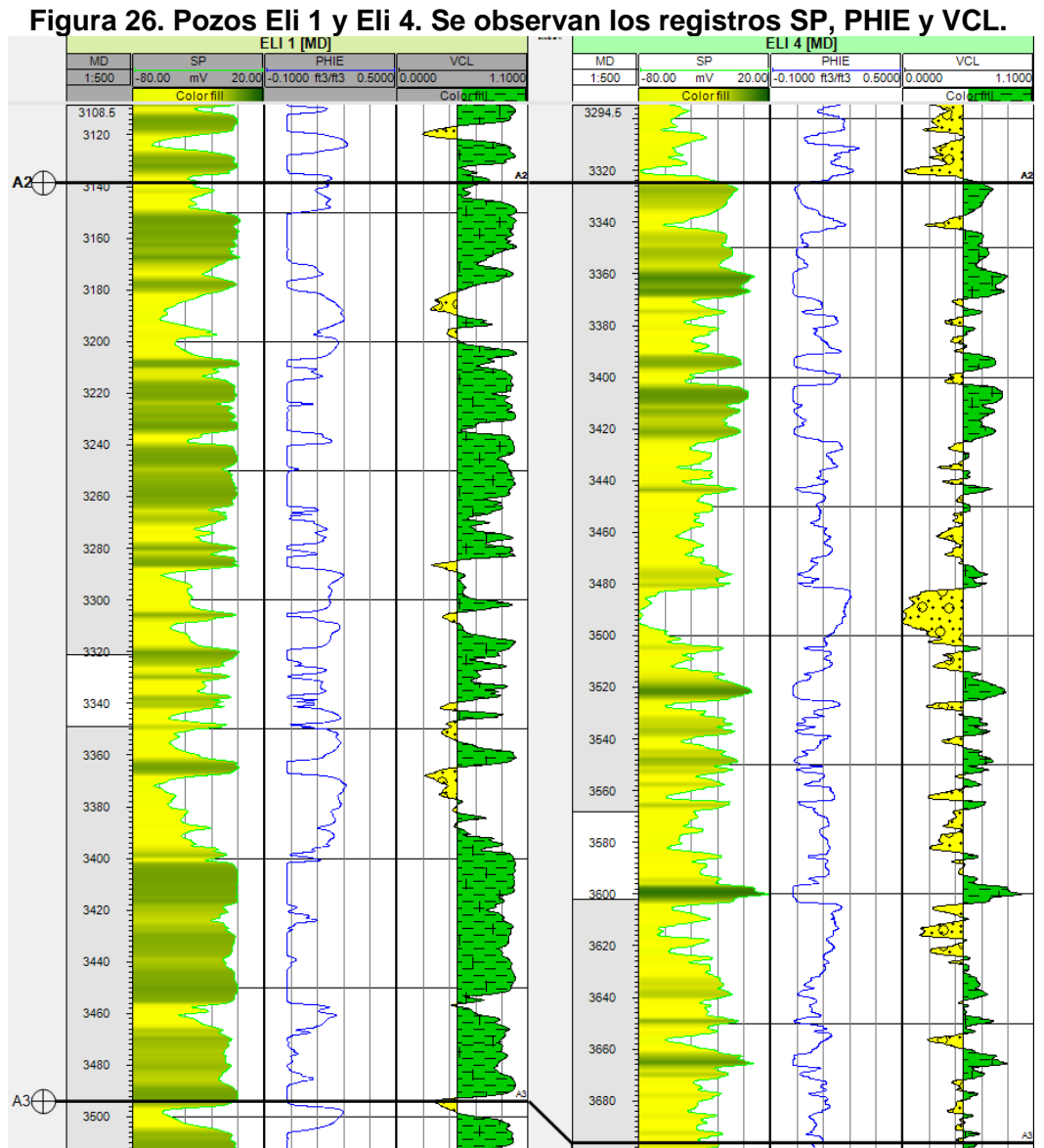
Figura 24. Fotografía de Afloramiento sobre la vía Panamericana hacia el caserío La Fortuna. Se observan barras de canal de 8 metros aproximadamente.



Figura 25. Fotografía de Afloramiento sobre la vía Panamericana hacia el caserío La Fortuna. Se observan las areniscas bastante saturadas de crudo, al igual que en algunos intervalos de los núcleos descritos.

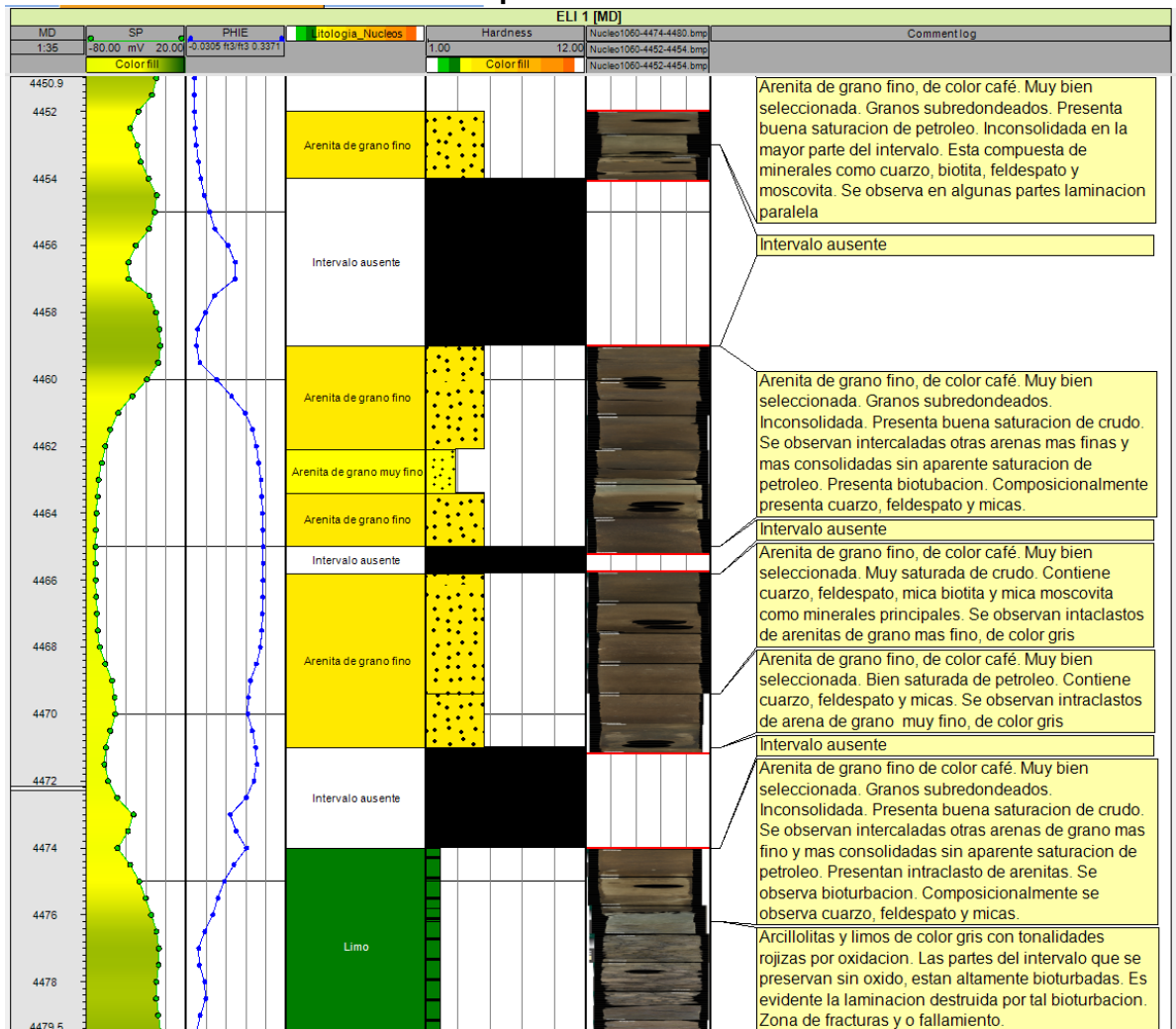
11.3 DATOS CARGADOS

Luego de seleccionar los registros SP (Potencial Espontaneo), PHIE (Porosidad Efectiva) y tener el VCLAY para cada uno de los pozos, se procedió a cargar los en el Software Petrel como se observa en la Figura 25. En este caso los colores van de amarillo a verdoso, el amarillo indica un intervalo más arenoso que va cambiando a ver que indica un intervalo más arcilloso.



Luego de realizar la caracterización sedimentológica de los núcleos de perforación, se calibraron con los registros SP y PHIE, como se puede ver en la Figura 26, las descripciones de los núcleos coincidieron muy acertadamente con estos registros. En la Figura 26 se muestran ya todos los datos cargados: registro SP, registro PHIE, la descripción y las fotografías de los núcleos de perforación y la litología en general.

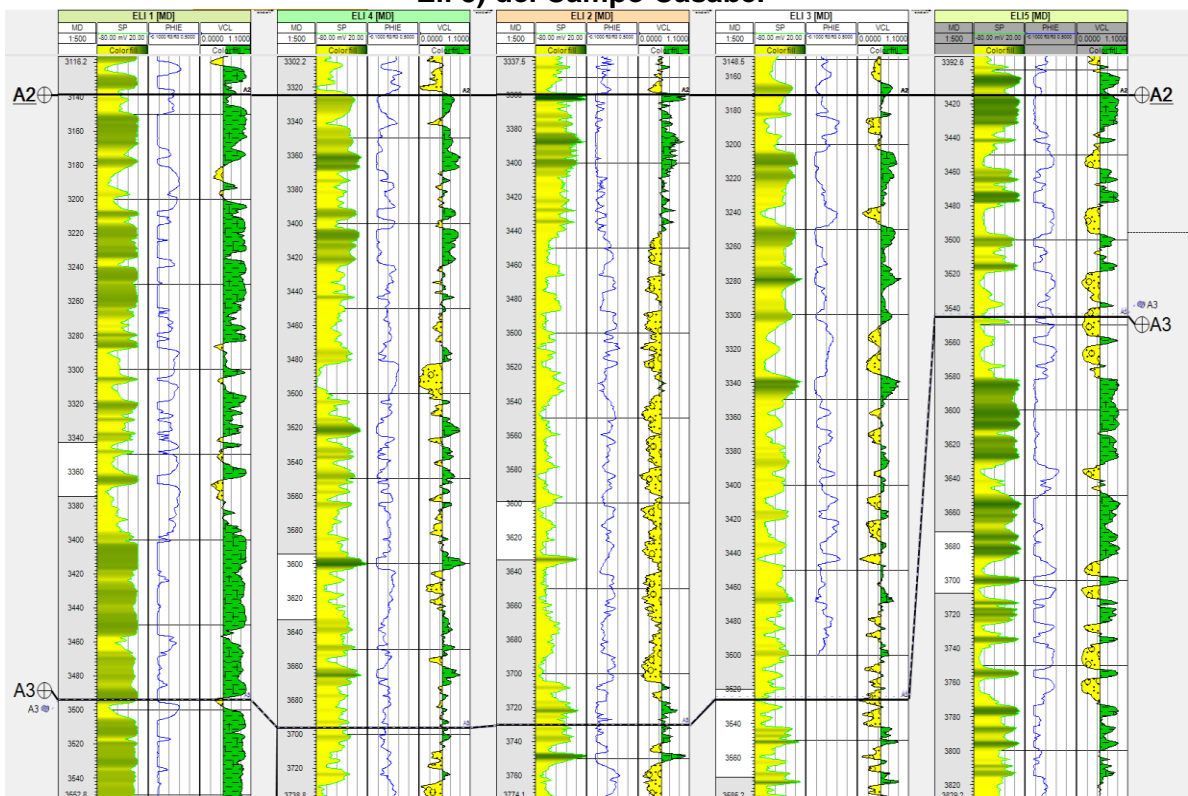
Figura 27. Pozo Eli 1 cargado en el Software Petrel. La primera columna muestra el MD, la segunda el registro SP, la tercera el registro PHIE, la cuarta la litología, la quinta la granulometría, la sexta las fotografías de los núcleos y la ultima la descripción del intervalo



En este trabajo luego de realizar la caracterización sedimentológica de los cinco núcleos de perforación del Campo Casabe, lo cual permitió calibrar la roca con los registros y también comparar la Formación Mugrosa y la Formación Colorado en áreas diferentes. Después de tener cargados los pozos con sus respectivos registros y descripciones de núcleos, se realizaron las correlaciones teniendo en cuenta la nomenclatura para los topes establecida para el Campo Casabe (Ver Figura 27).

11.4 CORRELACIÓN DE LOS TOPES A2 Y A3

Figura 28. Correlación de los topes A2 y A3 de los 5 pozos (Eli 1, Eli 2, Eli 3, Eli 4 y Eli 5) del Campo Casabe.

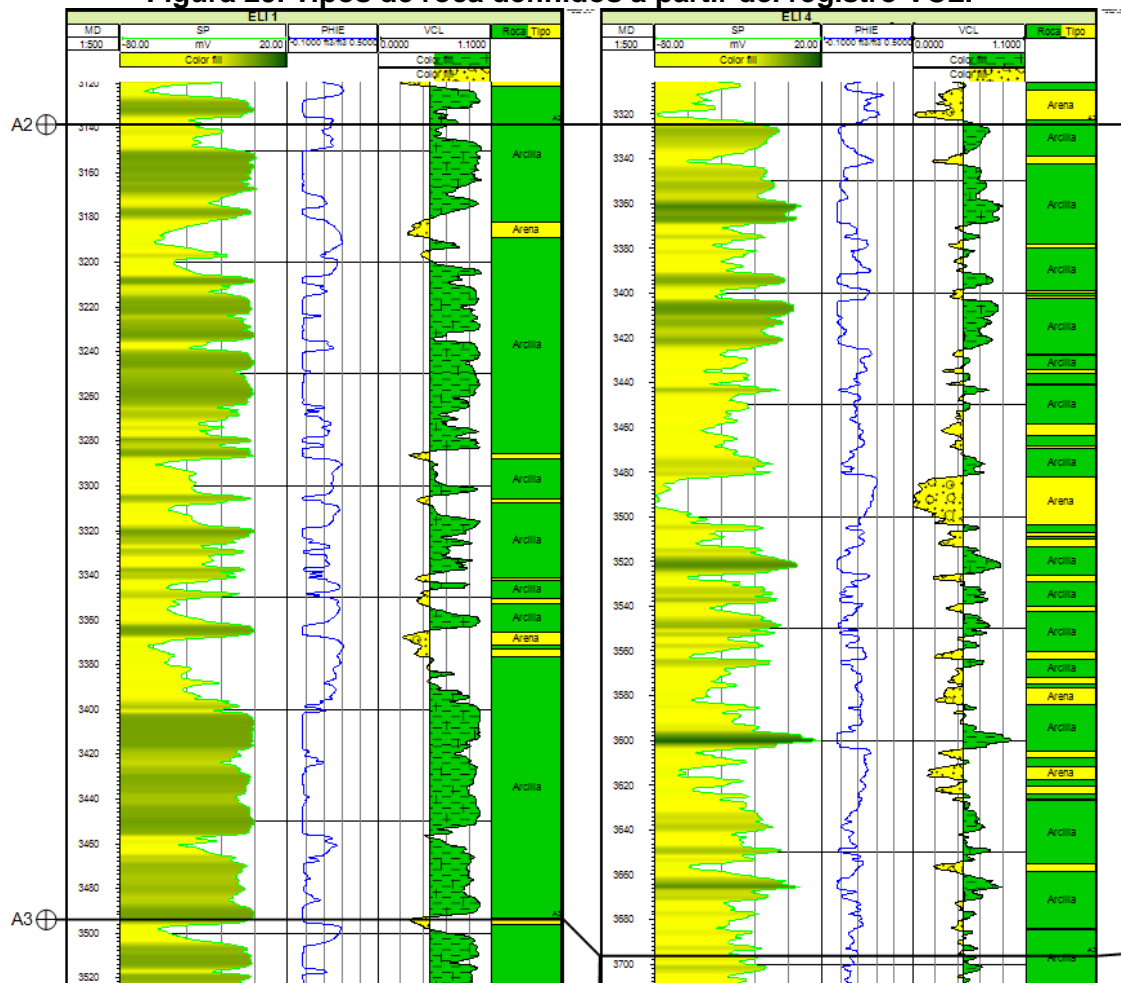


Luego de todos los procedimientos y actividades descritas anteriormente: los estudios de los afloramientos de superficie, los análisis de núcleos de los pozos corazonados, la calibración roca registro y las correlaciones realizadas; se

determinó que los depósitos de canales fluviales son los predominantes en las Formaciones Mugrosa y Colorado, Formaciones productoras de esta área. Se definieron dos facies representativas para las Formaciones: Llanura de Inundación y Canales Fluviales las cuales se emplean en el modelamiento.

Esto hace parte del poblamiento de la malla tridimensional en el modelamiento geoestadístico, con los tipos de roca o facies definidos como se observa en la Figura 28, para este caso arena y arcilla.

Figura 29. Tipos de roca definidos a partir del registro VCL.



12. MODELAMIENTO DEL CAMPO CASABE

12.1 MODELAMIENTO

La construcción del modelo se realizó en el Software Petrel versión 2011.1 desarrollado por la Compañía Schlumberger. Se analizaron registros SP (Potencial Espontáneo) y PHIE (Porosidad Efectiva), con los cuales se definió un VCL (Volumen de Arcilla) y las descripciones de los núcleos de perforación para generar un registro de 2 facies (Barras de Canal y Llanura de Inundación) para los pozos ELI 1, ELI 2, ELI 3, ELI 4 y ELI 5 localizados en el Campo Casabe. Luego de obtener los registros de facies, se escalaron dichos registros a los respectivos pozos (scale up well logs, en Petrel), lo cual permitió realizar un análisis de datos con lo cual se interpretaron los variogramas para obtener mejores resultados en el modelamiento SIS y Object Modeling. Luego para el modelamiento del Multi Point Facies, se generó una interpretación manual del ambiente de depositación con lo cual se procedió a modelar con este algoritmo. Todos los modelamientos se realizaron para el intervalo de las arenas productoras A2 en el Campo Casabe lo cual es un objetivo de este trabajo. A continuación se presentan unas bases teóricas que se tuvieron en cuenta en el momento de realizar el modelamiento.

Los modelos tridimensionales poblados usando métodos geoestadísticos dan un modelo más aproximado de lo que está sucediendo en el subsuelo comparados con la información que suministran los modelos de dos dimensiones con los que usualmente se trabajan en esta industria (Jensen *et al.*, 2003). Por esta razón la implementación y uso de esta técnica ha ido incrementándose en los últimos años. El modelo del área en estudio, se construyó con el Software Petrel 2011.1, con el fin de modelar las facies que se definieron luego de analizar los registros.

Los registros de facies, serán escalados (*scale up well logs, en petrel*) en los cinco pozos que se tienen Eli 1, Eli 2, Eli 3, Eli 4 y Eli 5, para poder realizar un análisis de datos (*data analysis, en petrel*) e interpretando los variogramas.

12.1.1 Modelamiento Estructural. La siguiente etapa fue la construcción de la malla tridimensional que servirá para el poblamiento de facies del yacimiento. Durante esta fase se construyó la malla 3D usando información de las fallas interpretadas tanto en los pozos como en el cubo sísmico (Fault sticks). La Figura 29 muestra los pilares (fault sticks) que sostienen cada falla y la Figura 30 muestra los planos definitivos de las mismas. Estos serán el armazón de la malla.

Figura 30. Fault sticks de las fallas para el Campo Casabe.

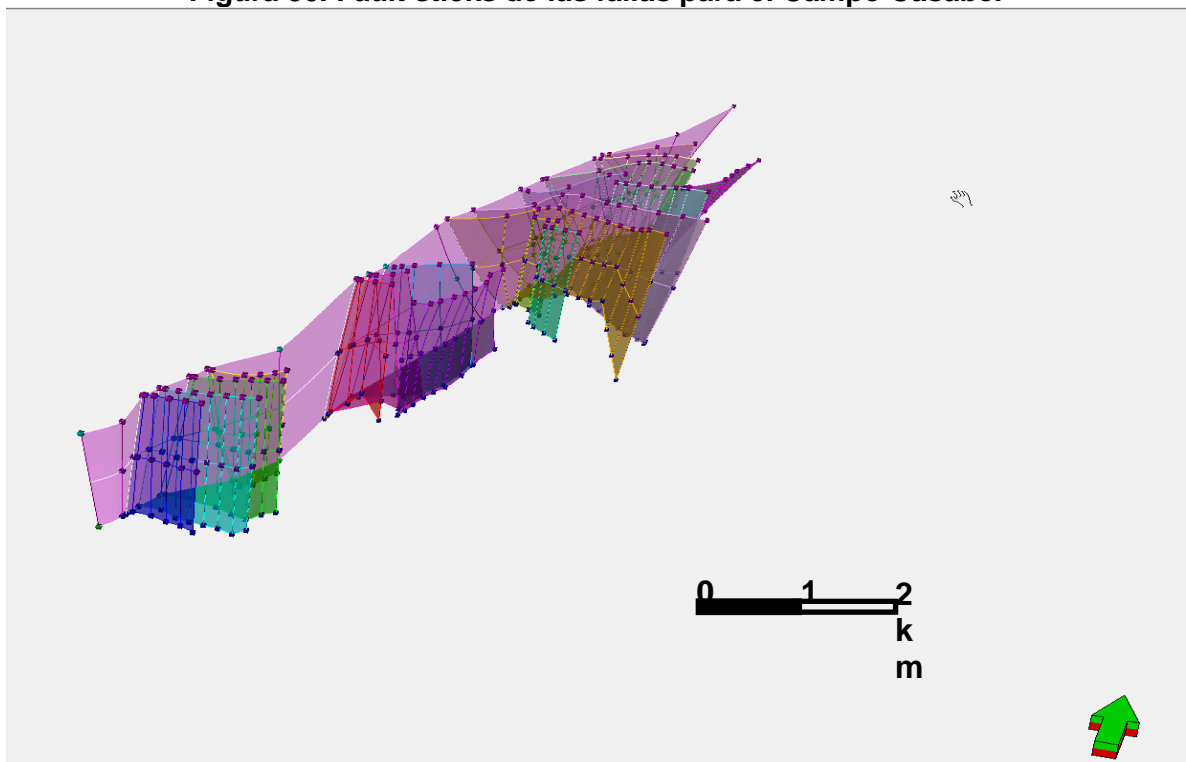
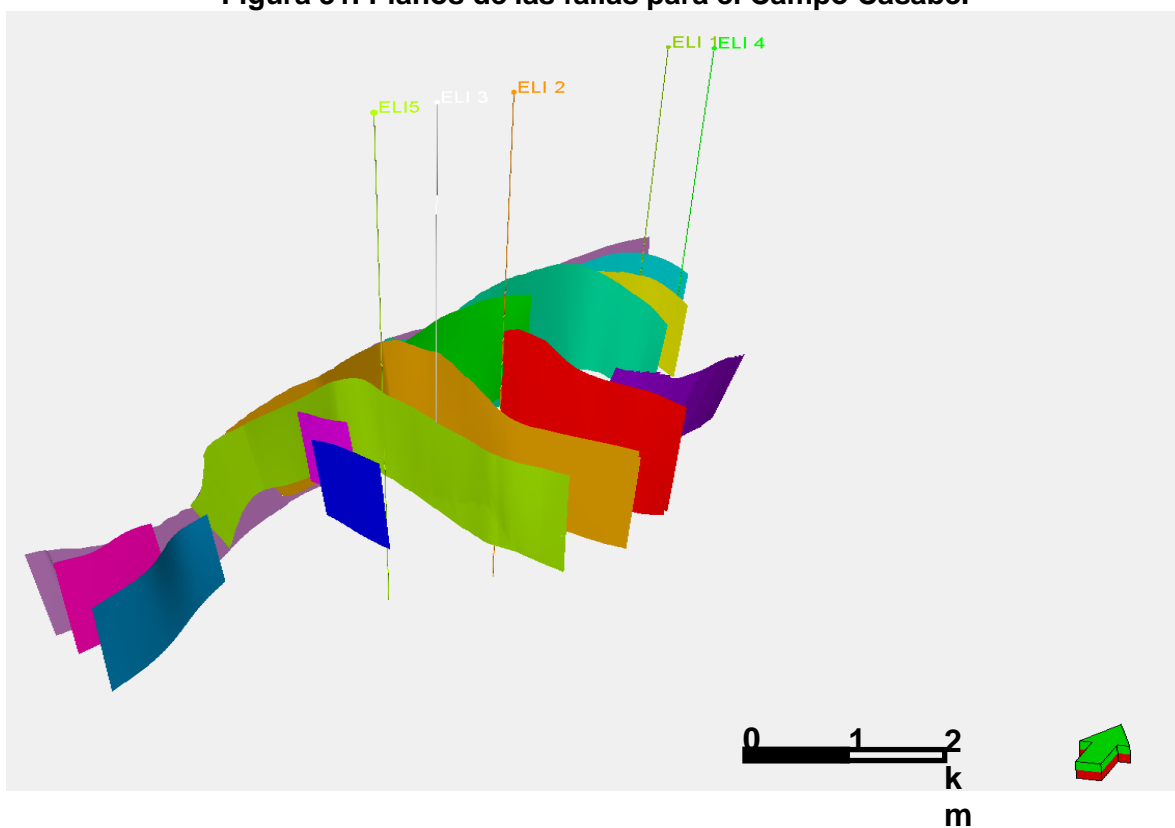


Figura 31. Planos de las fallas para el Campo Casabe.



Basado en los planos de falla se definen los límites de la malla y cuales son la tendencia estructural principal (dirección \hat{j}) y secundaria (dirección \hat{i}), para generar los esqueletos de la malla. Adicionalmente se definió el tamaño de cada celda en superficie (50 x 50 m) esto para tener un mejor control al momento de realizar el modelo estructural y su futuro poblamiento de propiedades. La Figura 31 muestra los límites y tendencias definidos para la construcción de la malla. Y la Figura 58 muestra los esqueletos: inferior, medio y superior construidos, que darán soporte a la malla 3D.

En esta etapa la malla 3D queda dividida en los 8 bloques definidos para el Campo Casabe, como se observa en la Figura 33.

Figura 32. Límites y tendencias definidos para la construcción de la malla 3D.

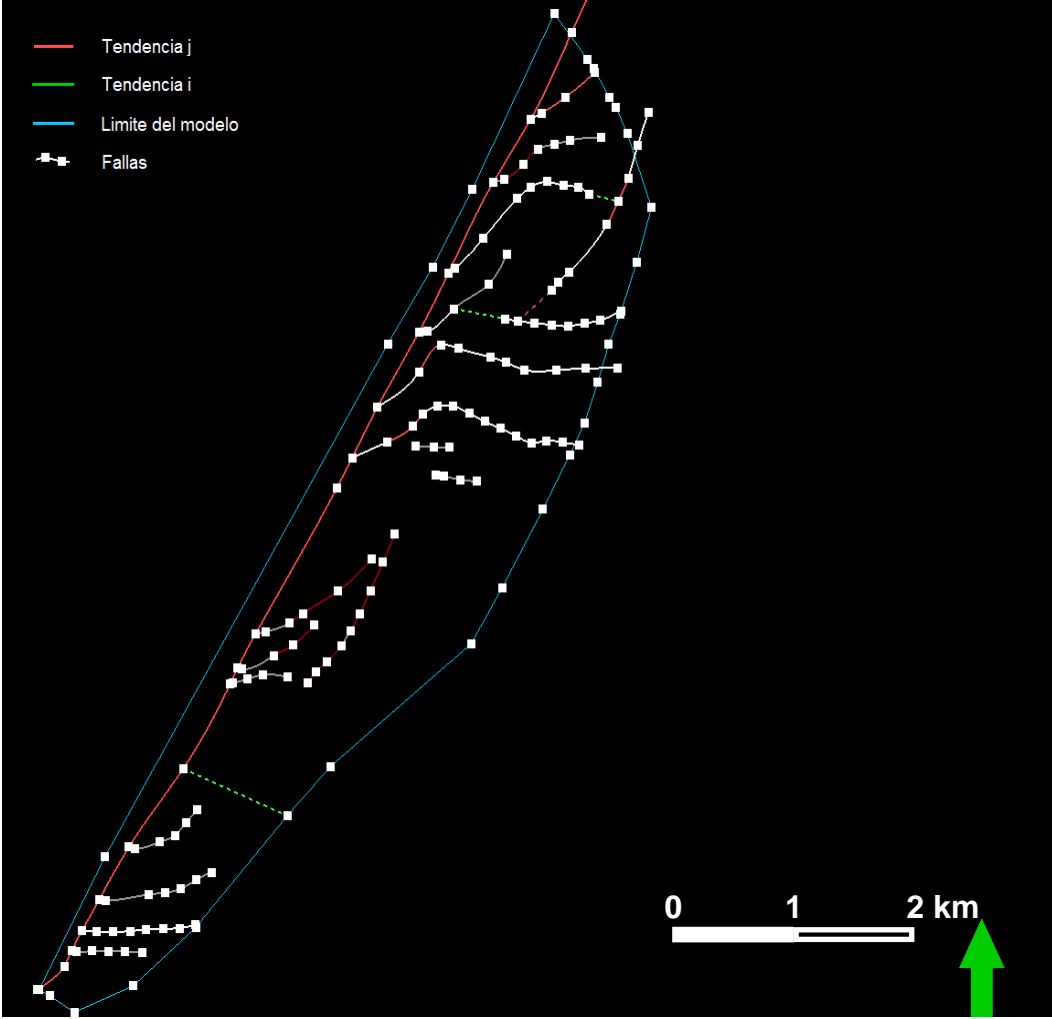


Figura 33. Esqueletos inferior, medio y superior para construcción de la malla 3D.

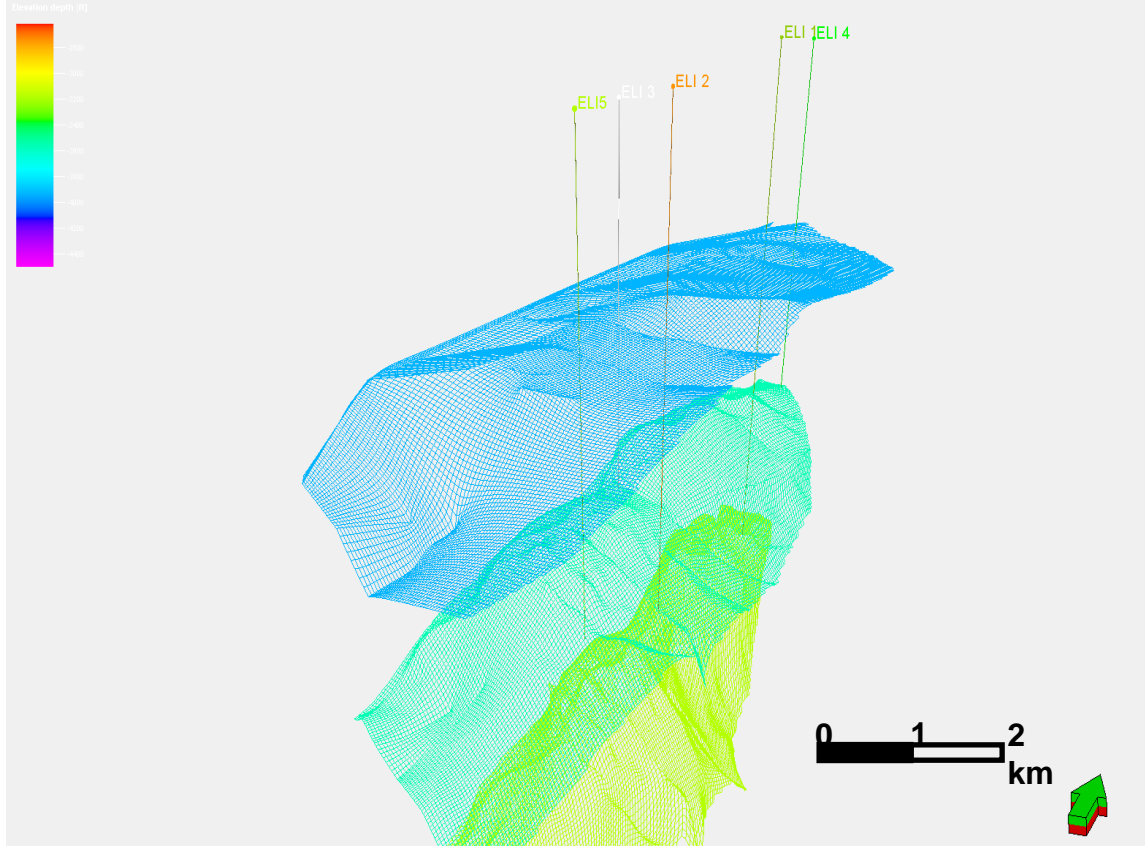
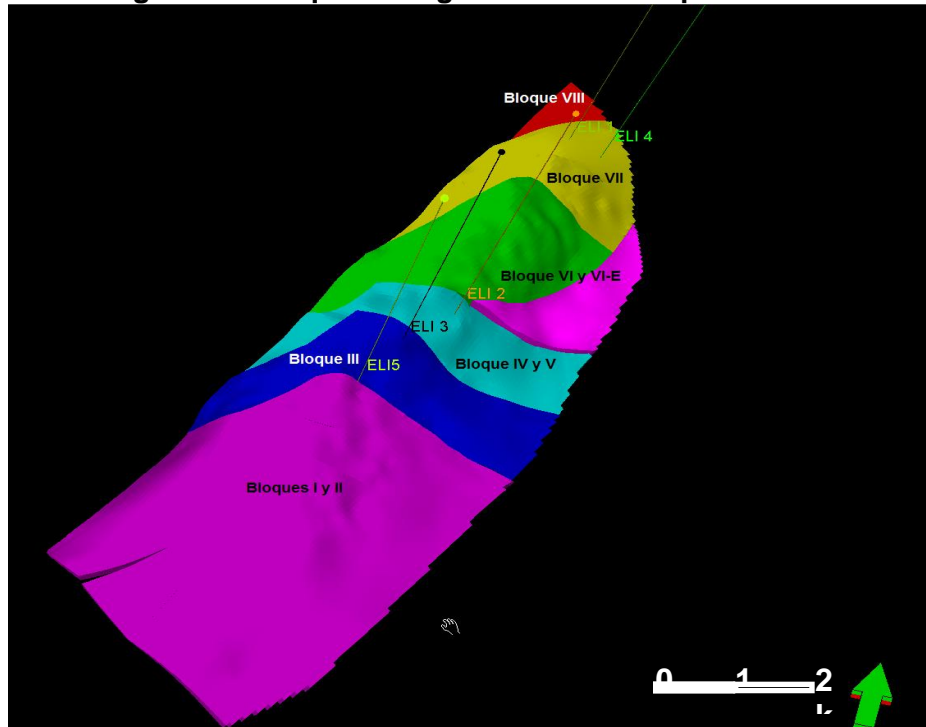
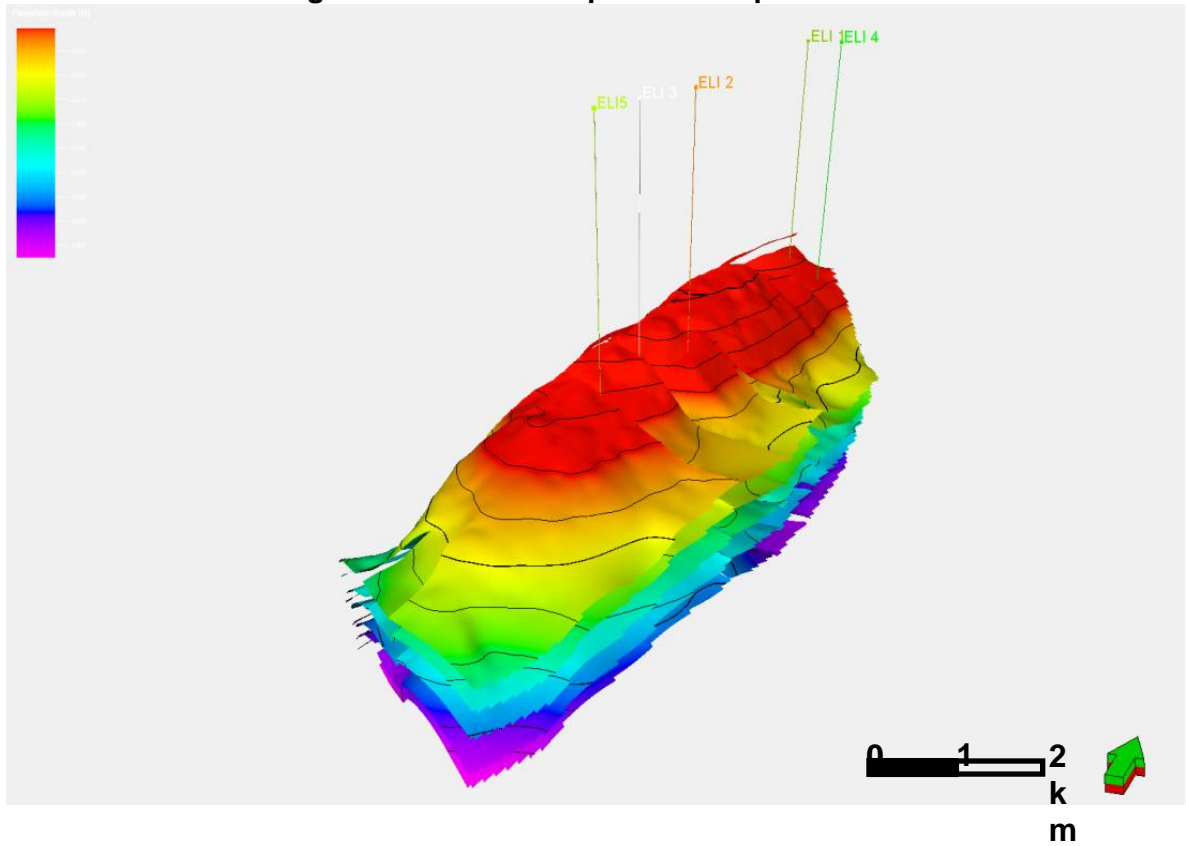


Figura 34. Bloques o segmentos del Campo Casabe.



Luego se generaron los horizontes sobre el esqueleto previamente construido. Los horizontes se construyeron con base en los mapas estructurales como se observa en la Figura 34. Posteriormente cada zona fue dividida en capas y con el objetivo de no perder resolución vertical cada capa tiene un espesor promedio de 6 pies, teniendo en cuenta que en la salida de campo se observaron barras de canal con espesores entre 6 y 24 pies.

Figura 35. Horizontes para el Campo Casabe.



Como control de calidad del modelo estructural 3D construido, se hicieron cortes estructurales en dirección N – S (Ver Figura 35) y W – E (Ver Figura 36).

Figura 36. Corte estructural N – S del Campo Casabe.

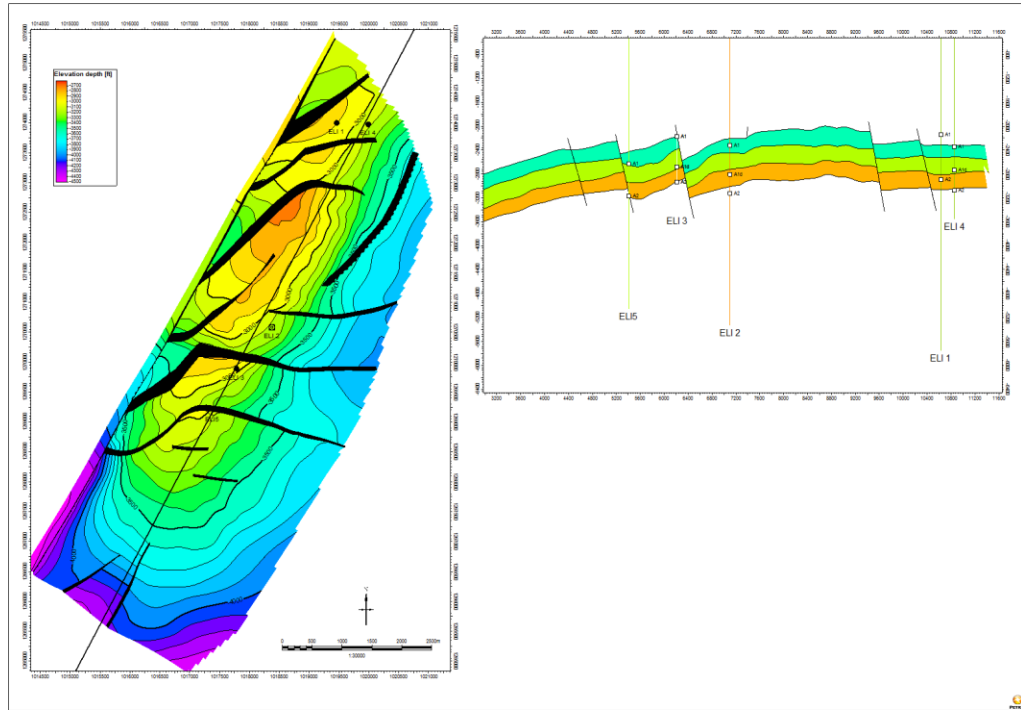
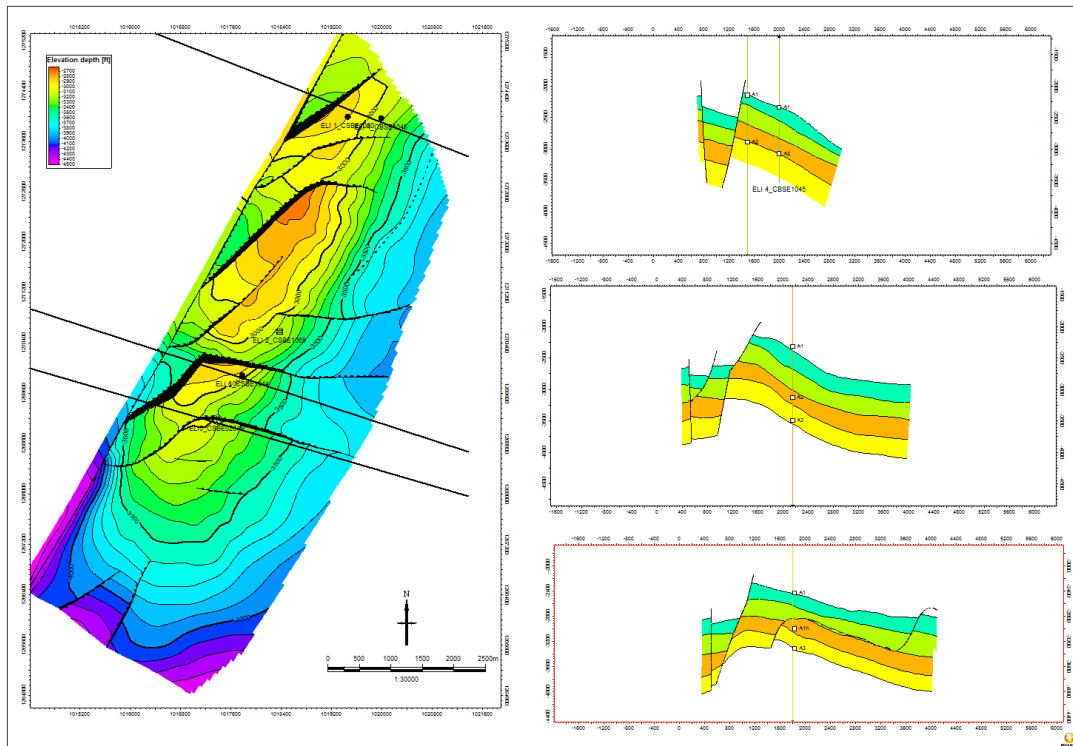


Figura 37. Cortes estructurales W – E del Campo Casabe.



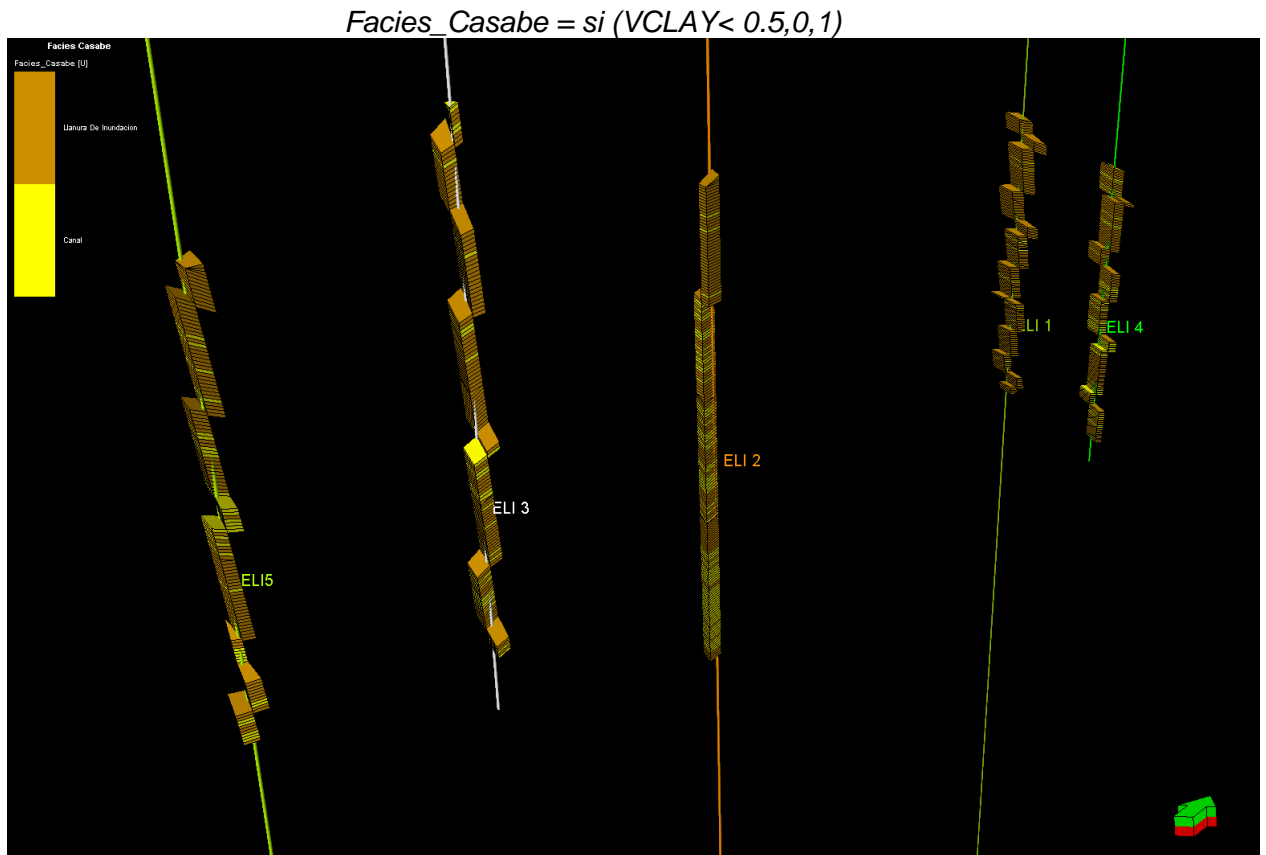
12.1.2 Escalamiento de registros de pozo. Se define que la unidad mínima de la malla 3D construida es una celda cuya resolución vertical es de 6 pies. Cuando se haga en la malla el poblamiento de facies, cada celda puede tomar un valor único de Tipo de Roca. Las primeras celdas que se poblaran en la malla 3D son las que la trayectoria de cada pozo atraviese. Entonces cada celda tomara el valor de facies de acuerdo al registro que la atraviesa. En esta asignación de valores surge un inconveniente con la escala vertical (profundidad): la celda tiene un espesor de 6 pies, mientras que el registro de pozo tiene una resolución vertical de 1 pie, es decir 6 muestras por cada celda. La pregunta que surge es cual valor debería tomar la celda?.

Este inconveniente se soluciona con un proceso llamado escalamiento de registros de pozo. El escalamiento es el proceso mediante el cual se asigna un valor de facies, usando promedios estadísticos de los datos de registros de los pozos (Ver Figura 37).

Dentro del trabajo de escalamiento y modelamiento se manejan los siguientes datos:

Registro discreto de facies: Con base en el registro continuo de volumen de arcilla (VCLAY), se construyó el registro discreto Facies_Casabe usando la siguiente relación:

Figura 38. Escalamiento de registros de pozo en las celdas de la malla 3D.

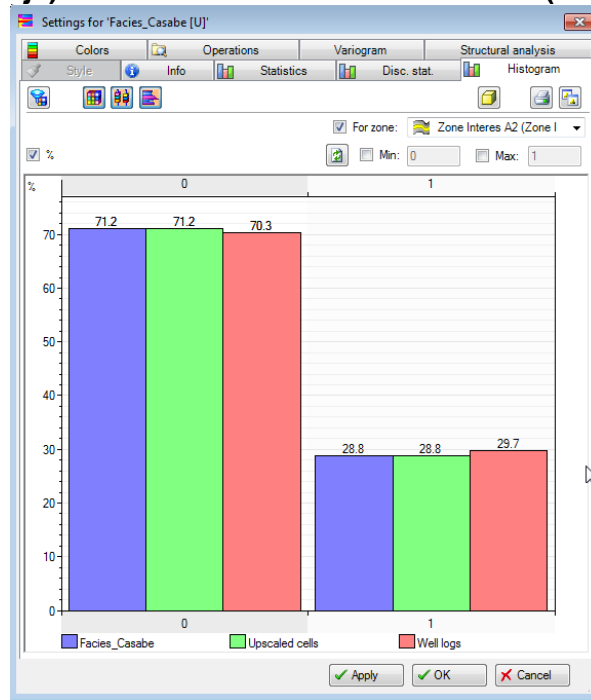


Donde 1 es barra de canal (color amarillo) y 0 es llanura de inundación (color café). Esta curva es de tipo discreto, es decir que para cada facies se asigna un valor de número entero el cual equivale al tipo de roca que podemos encontrar en el yacimiento. En el caso de los registros discretos se usa el parámetro estadístico conocido como la moda para hacer el escalamiento a cada celda, es decir, de los valores del registro discreto de facies la celda interceptada tomara el que se presente con mayor frecuencia.

12.1.3 Análisis de datos discretos (facies). En esta fase se hicieron los histogramas para determinar la distribución o porcentajes de facies en cada una de las unidades. La Figura 38 muestra el histograma de la distribución de facies en las

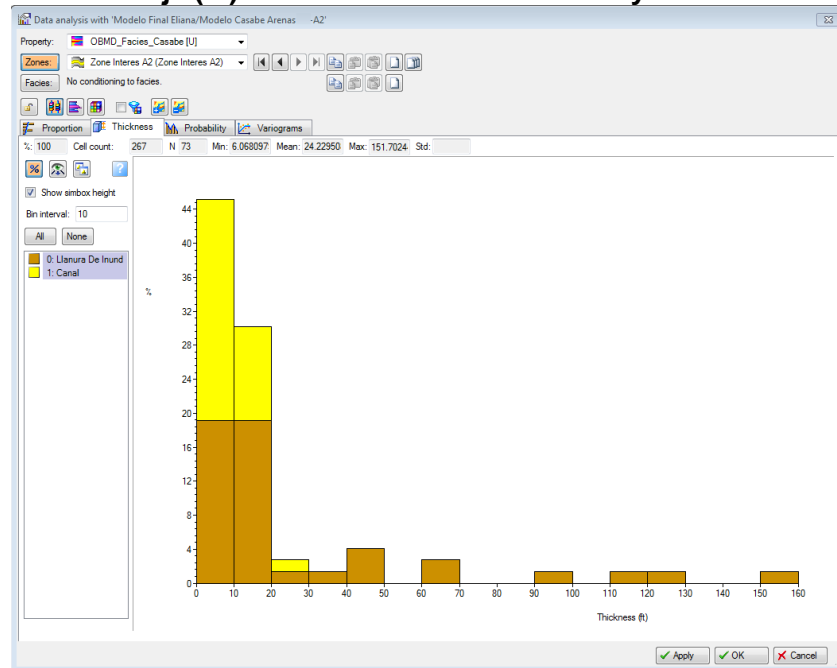
arenas A2, tanto en los registros discretos de los pozos como las facies escaladas en las celdas interceptadas por cada pozo.

Figura 39. Histograma representando el porcentaje del registro Facies_Casabe sin escalar (Rojo) contra el escalamiento del mismo (Verde y Azul).



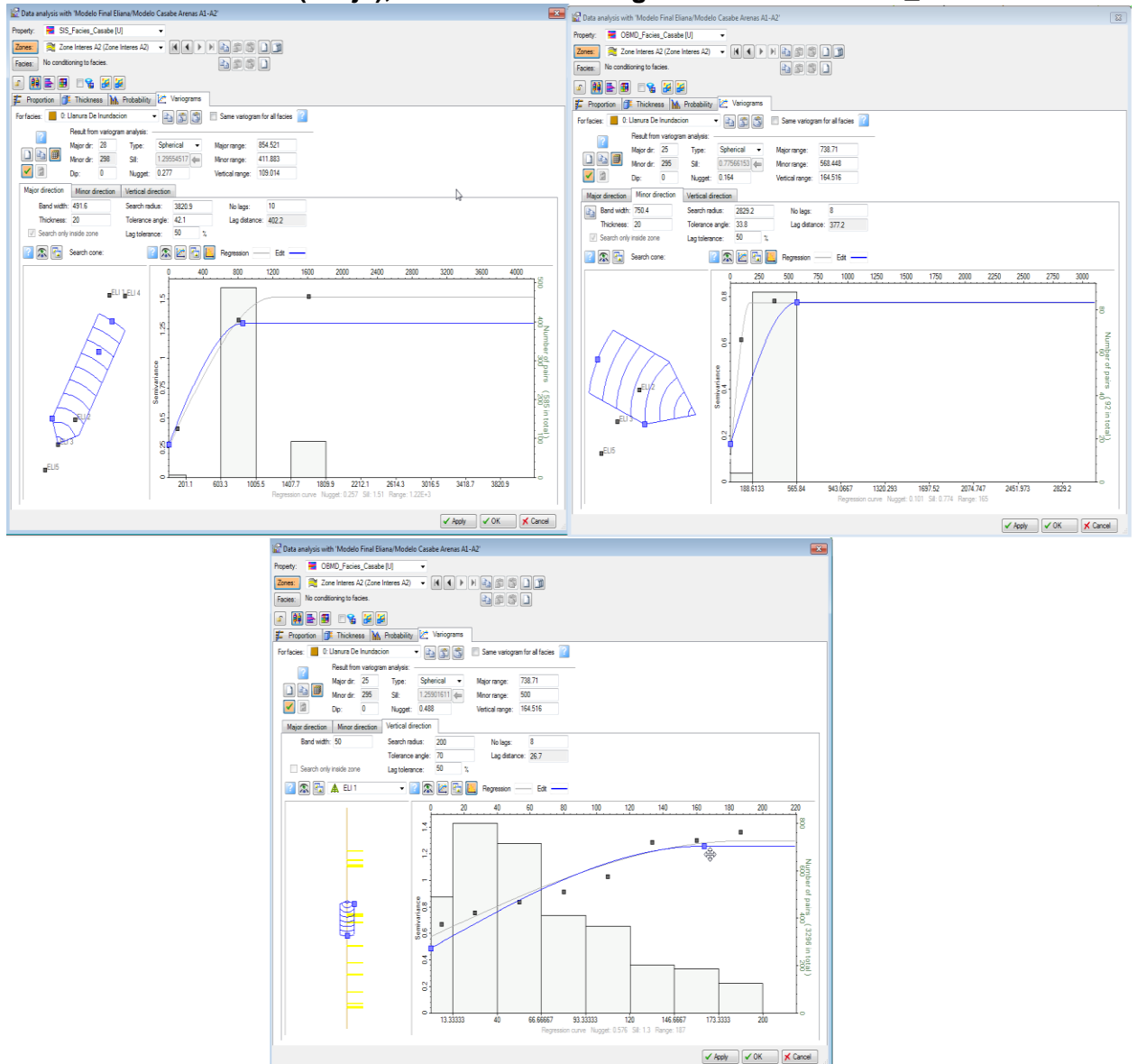
Con el propósito de conocer la distribución de espesores tanto en los cuerpos de arena como en las arcillas se hacen histogramas de espesores de los cuerpos. Estos datos serán usados en el poblamiento de facies. La Figura 39 muestra el histograma de espesores de cuerpos donde se pueden observar los espesores de arena y de llanura de inundación para el intervalo de las A2 y A3 de la Formación Colorado.

Figura 40. Porcentaje (%) de facies de barra de canal y llanura de inundación.



Otros análisis de datos realizados para los registros discretos es el de probabilidad usando variogramas, en este caso se analiza la correlación de un dato con otro en las direcciones vertical, mayor y menor. Las direcciones indican la tendencia en la que los datos van a tener una mayor o menor correlación. En la Figura 40 se observan los variogramas para el intervalo A2.

Figura 41. Análisis de los variogramas los cuales representan las direcciones de mayor correlación (arriba izquierda), menor correlación (arriba derecha) y correlación vertical (abajo), de los datos del registro discreto Facies_Casabe.



12.1.4 Modelamiento de facies. El modelamiento de facies consiste en poblar las celdas de la malla 3D que están vacías o no tienen un valor asignado para el intervalo A2 de la Formación Colorado en el Campo Casabe. Durante el modelamiento no se modificaran las celdas que fueron interceptadas por los pozos ya que tienen un valor de facies asignado en el escalamiento de los registros discretos de facies de los pozos.

El primer poblamiento se hizo mediante el algoritmo Sequential Indicator Simulation (SIS), el cual es un método de predicción estocástica de simulación condicionada tipo pixel. Como se ve en la Figura 41, se observa la continuidad lateral de las barras de canal siguiendo la tendencia detectada por el análisis de variogramas. Además, se hace un control de calidad del porcentaje de las barras de canal contra el porcentaje de la llanura de inundación en los registros (Ver Figura 42), en los registros escalados y en el modelamiento final. Sin embargo, este modelamiento es el de menor precisión dado que no honra el ambiente de depositación de la Formación Colorado, especialmente el intervalo A2.

Figura 42. Simulación del intervalo de las arenas A2 para el Campo Casabe empleando el Sequential Indicator Simulation.

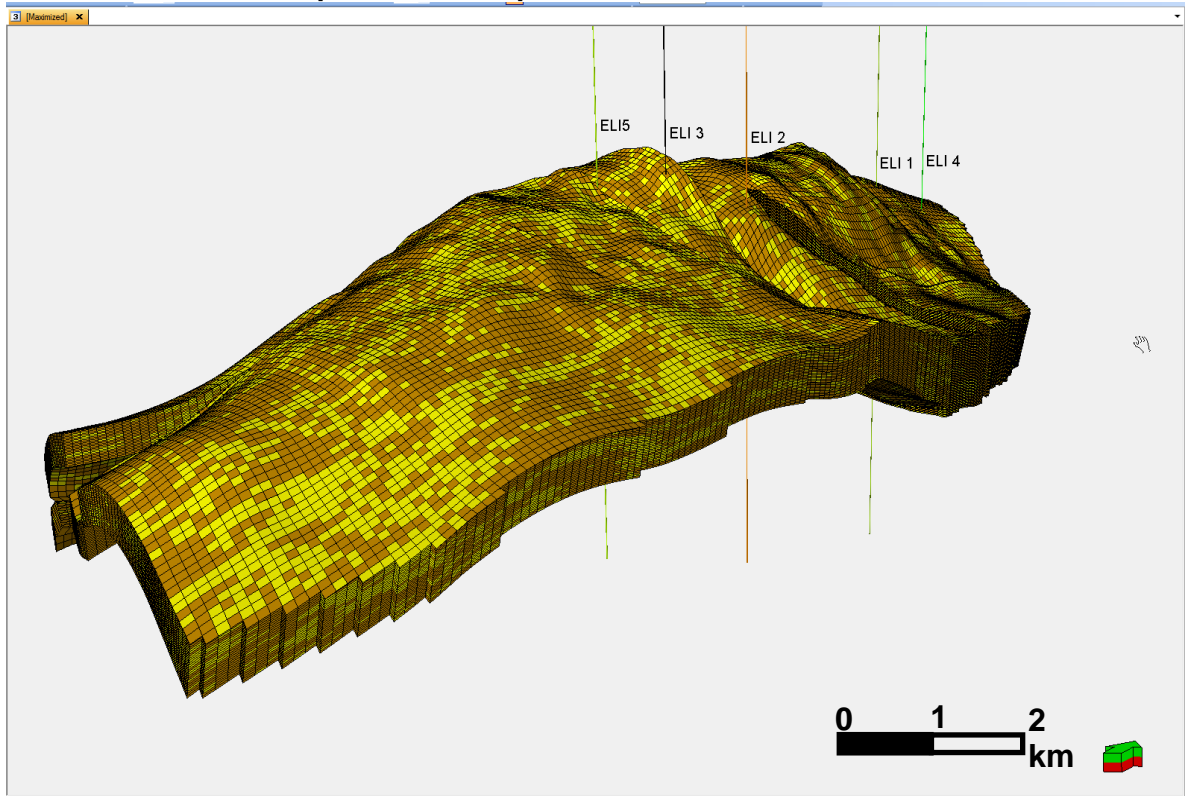
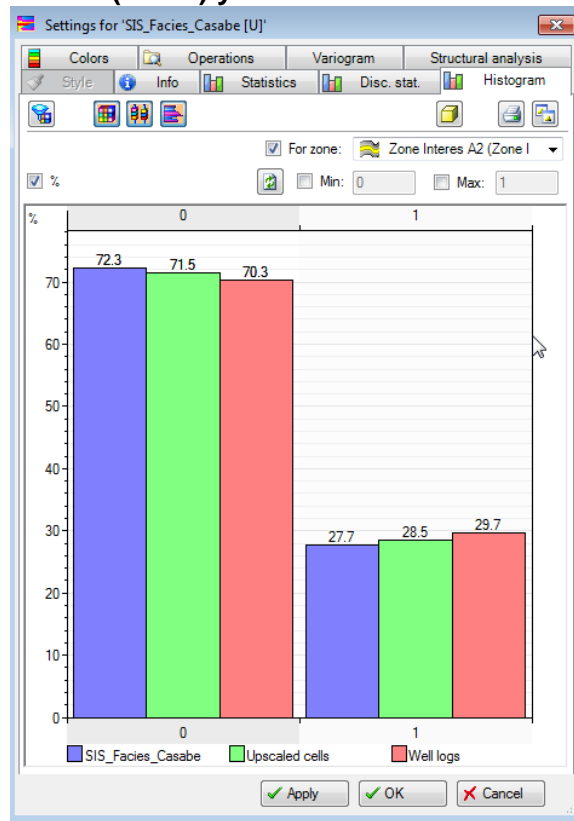


Figura 43. Histograma del algoritmo Sequential Indicator Simulation, representando el porcentaje del registro Facies_Casabe en sus tres etapas: registro (rosado), registro escalado (verde) y modelamiento en la malla 3D (azul).



El segundo poblamiento se realizó con la técnica Object Modeling (basado en objetos), este algoritmo puede ser utilizado para capturar con más detalle la geometría, la orientación, el espesor y distribución de los geocuerpos para construir un modelo geológico más realista. Como se ve en la Figura 43, este algoritmo honra el ambiente continental fluvial del Campo Casabe. Así como en la anterior técnica se hizo su respectivo control de calidad comparando los porcentajes de los registros, registros escalados y modelamiento de la malla 3D (Ver Figura 44). Sin embargo, este algoritmo presenta limitaciones al emplearse en ambientes sedimentarios complejos. Este algoritmo, al igual que el Sequential Indicator Simulation, utiliza variogramas, lo que significa que tan solo relaciona un par de muestras, y en una sola dirección al mismo tiempo.

Figura 44. Simulación del intervalo de las arenas A2 para el Campo Casabe empleando el Object Modeling.

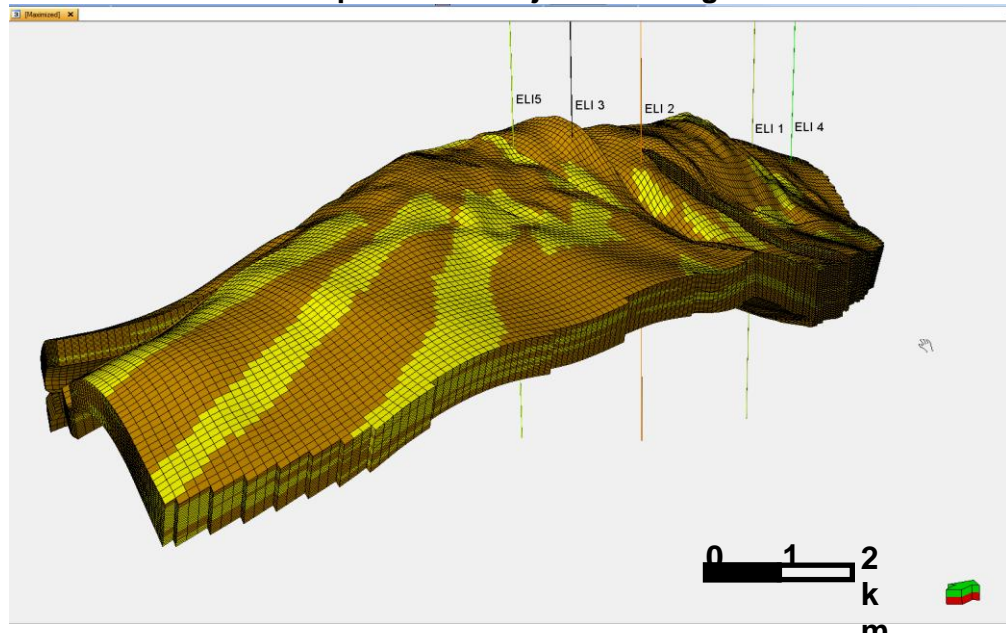
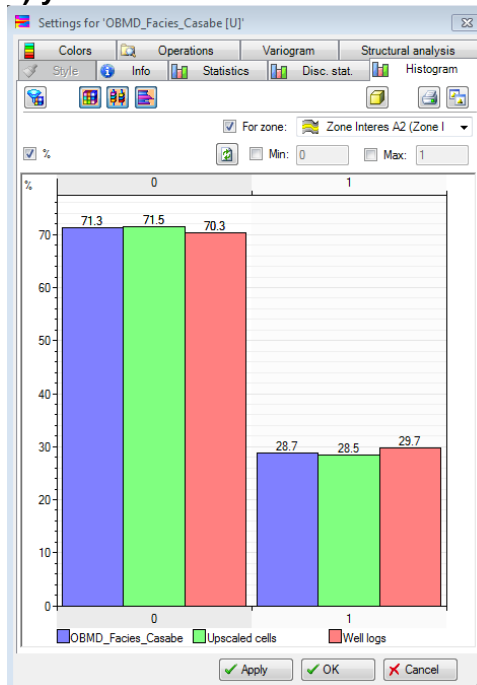


Figura 45. Histograma del algoritmo Object Modeling, representando el porcentaje del registro Facies_Casabe en sus tres etapas: registro (rosado), registro escalado (verde) y modelamiento en la malla 3D (azul).



El tercer y último poblamiento se realizó con la técnica Multi Point Facies (MPF) que a diferencia de los anteriores algoritmos, no utiliza el análisis de variogramas, el cual es reemplazado por una imagen de entrenamiento, lo que implica una ventaja para el modelo de facies ya que es posible correlacionar más de dos puntos al mismo tiempo y en diferentes direcciones. Otra ventaja es que se pueden emplear modelos análogos modernos, como por ejemplo imágenes satelitales, ortomosaicos, hasta imágenes de Google Earth, como se observa en la Figura 45 y 46. No obstante, en esta técnica también se requiere un control de calidad, en el cual los porcentajes de las barras de canal y las llanuras de inundación no pueden tener una diferencia considerable a los registros y registros escalados con respecto al modelamiento (Ver Figura 47).

Figura 46. Imagen de entrenamiento para emplear en el modelamiento con el algoritmo Multi Point Facies.

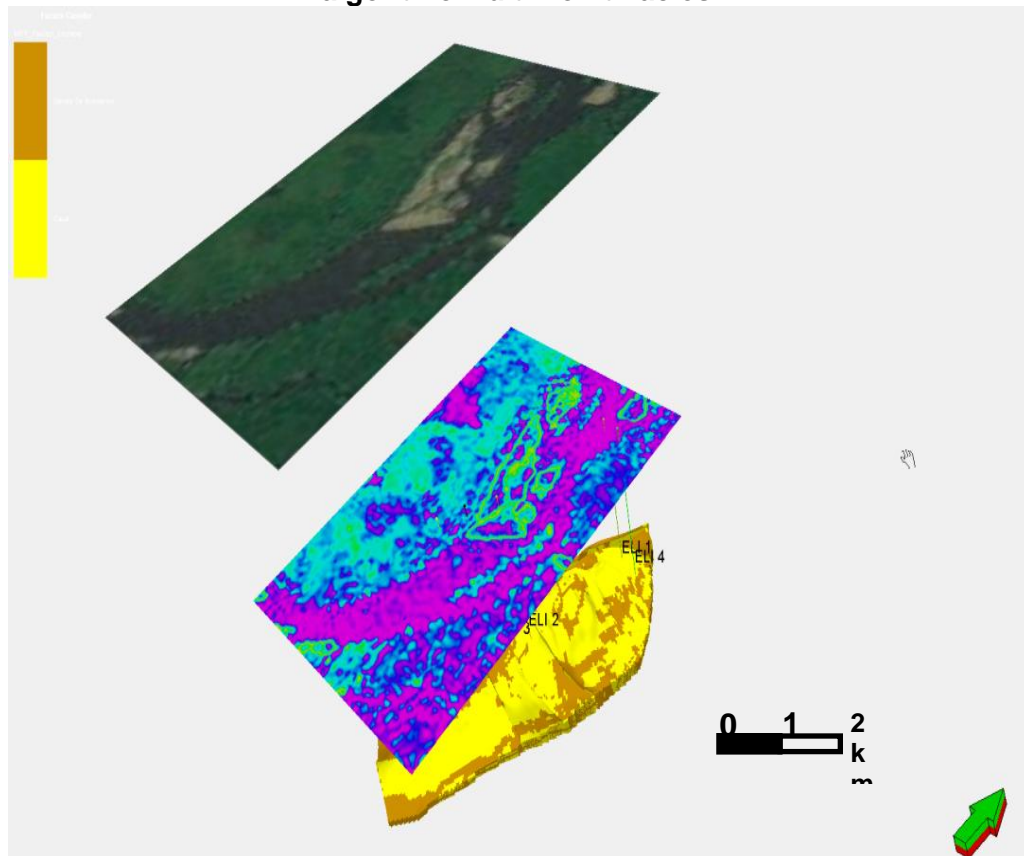


Figura 47. Simulación del intervalo de las arenas A2 para el Campo Casabe empleando la técnica Multi Point Facies MPF

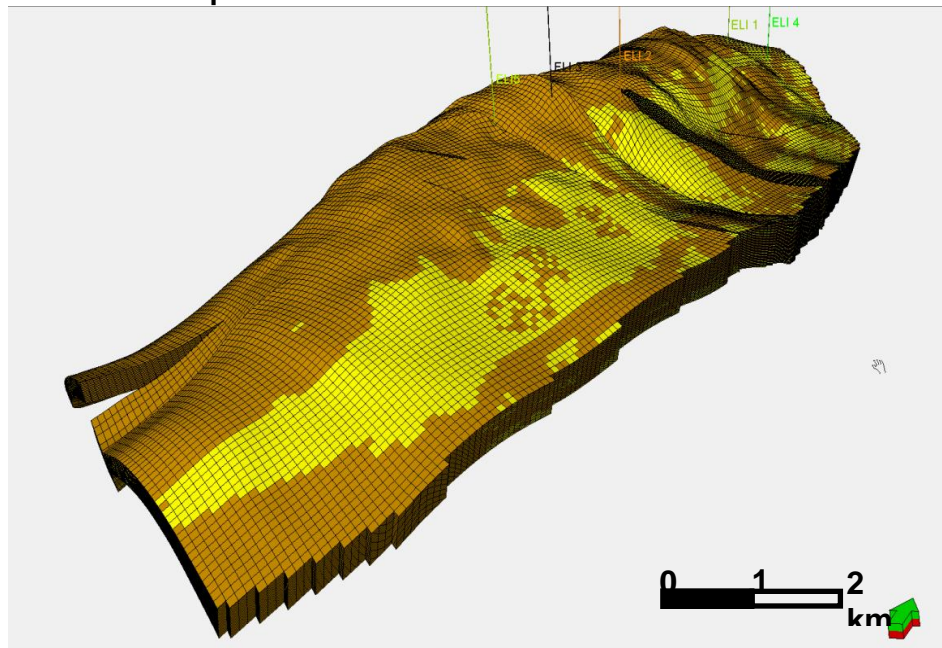
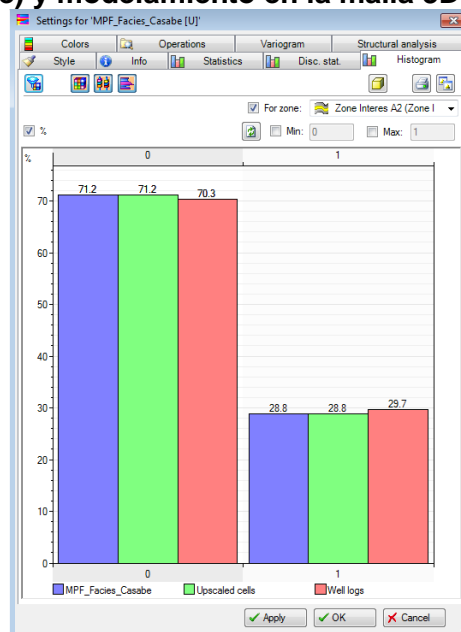


Figura 48. Histograma del algoritmo Multi Point Facies, representando el porcentaje del registro Facies_Casabe en sus tres etapas: registro (rosado), registro escalado (verde) y modelamiento en la malla 3D (azul).



13. MODELAMIENTO DEL BLOQUE VI DEL CAMPO CASABE

Después de evaluar las tres técnicas de modelamiento realizadas (Sequential Indicator Simulation, Object Modeling y Multi Point Facies), se llega a la conclusión que la última técnica utilizada es la que mejor representa el ambiente de depositación de las arenas A2 de la Formación Colorado dado a la similitud con su análogo moderno y a la ventaja de poder correlacionar las muestras en varias direcciones.

Teniendo en cuenta las descripciones petrográficas y las de los núcleos mencionadas en este trabajo, se determina que el Multi Point Facies es la mejor técnica para modelar un ambiente continental fluvial como los son las arenas A2 de la Formación Colorado para el Campo Casabe. Para tener un mejor control de los datos en el modelamiento se hizo necesario modelar todo el Campo Casabe, de tal manera que se pudieran capturar los datos de los cinco pozos y así poder tener un modelo robusto del bloque VI del Campo Casabe.

Las Figura 48, la Figura 49 y la Figura 50 representan el bloque VI del modelo del Campo Casabe. En la Figura 48 se puede ver una capa la cual tiene un espesor de 6 pies (2 metros), se decidió dividir así el modelo dado que en la salida de campo se pudieron observar canales de este espesor con un máximo hasta de 24 pies (8 metros). Además, en la Figura 49 se puede observar el espesor total de las arenas A2 de la Formación Colorado, también se puede ver muy bien definida la orientación del canal NNE-SSW y como se comunican lateralmente estos canales. En la Figura 50, se presenta el mismo modelo, pero de vista de planta, lo cual facilita la visualización de cómo la técnica MPF puede modelar canales de una manera óptima y más realista con respecto a las otras técnicas utilizadas en este trabajo.

Figura 49. Modelamiento del Bloque VI, empleando la técnica de Multi Point Facies.

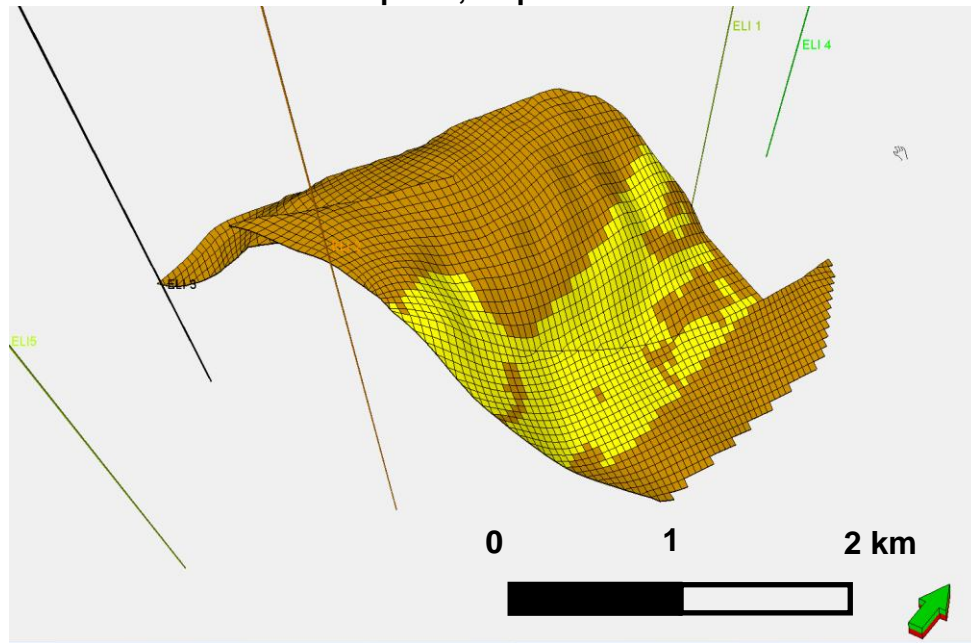


Figura 50. Modelamiento del Bloque VI, empleando la técnica de Multi Point Facies. Se observa la continuidad lateral y la geometría de los canales en el intervalo A2 a A3 de la Formación Colorado en el Campo Casabe.

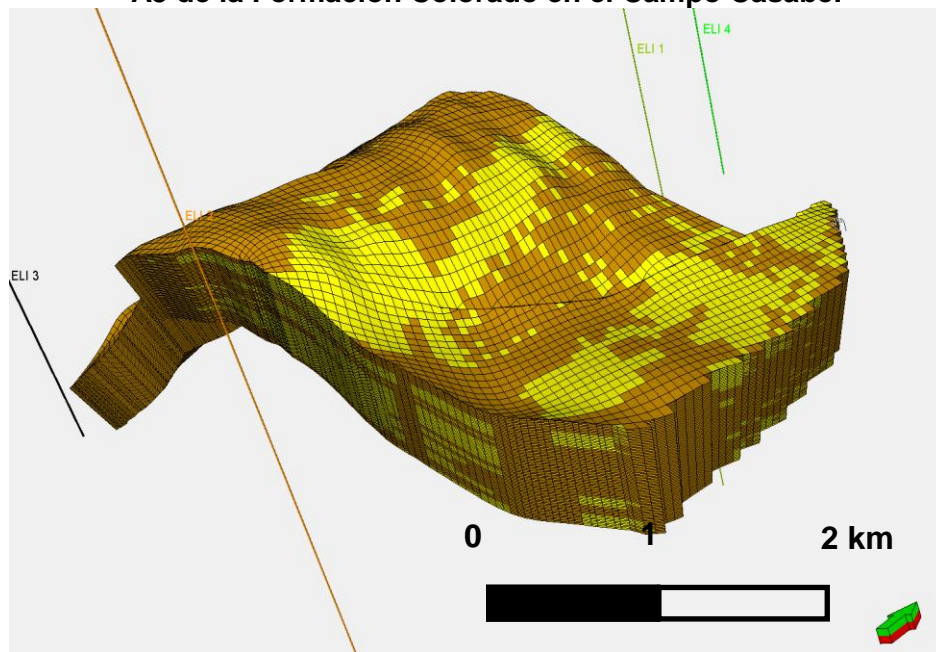
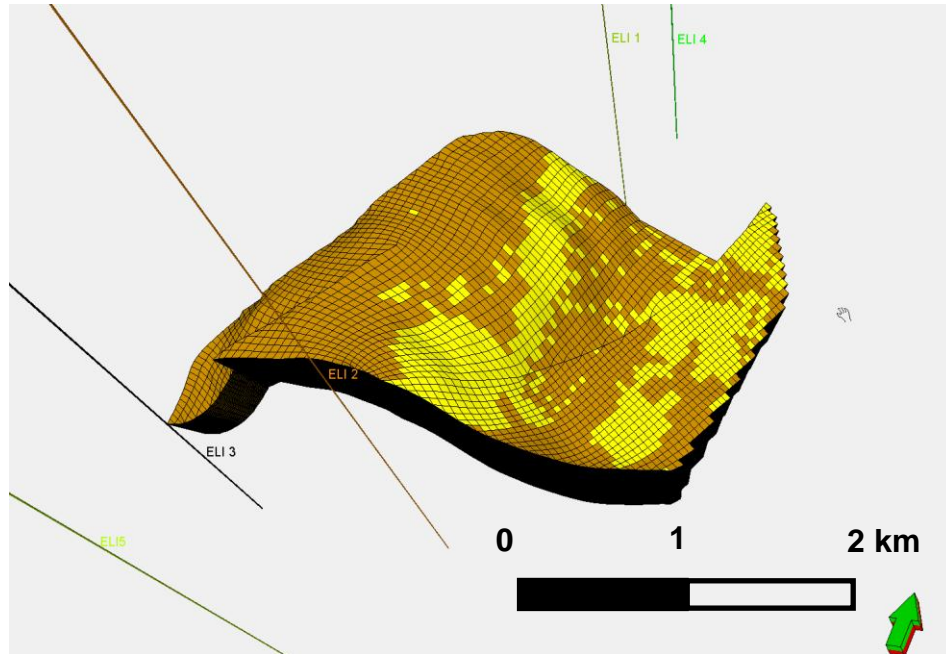


Figura 51. Vista de planta del modelamiento del Bloque VI, empleando la técnica de Multi Point Facies. Se observa la orientación de los canales con una tendencia NS.



CONCLUSIONES

La mayoría de las secciones delgadas de las muestras del proyecto de grado "*Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)*" (Ávila, 2010), se clasificaron como areniscas y areniscas lodosas, la selección de los granos se determinó de buena a moderada. Las secciones presentan porosidad primaria y secundaria. La porosidad secundaria es producto de la disolución de fragmentos líticos y feldespatos.

Las secciones delgadas analizadas se clasificaron composicionalmente como arcosas, arcosas líticas y litarenitas feldespáticas. Los feldespatos y fragmentos de rocas se encuentran en su mayoría alterados y/o fracturados. Los fragmentos de rocas sedimentarias no son muy frecuentes en las muestras, se observan en mayor proporción fragmentos de rocas ígneas y metamórficas (esquistos).

Textural y composicionalmente, las areniscas de los afloramientos con respecto a las del Campo Casabe, son muy similares, aunque composicionalmente las areniscas de los afloramientos presentan más fragmentos de roca. Sin embargo, las areniscas del Campo Casabe contienen minerales arcilla provenientes de la alteración de los feldespatos que se deben tener en cuenta en el momento de la operación ya que pueden ocasionar inconvenientes en el momento de la perforación.

Las descripciones de los 5 núcleos de perforación del Campo Casabe, se realizaron a escala 1:20, pero las descripciones se realizaron en formatos ASCII que son los que reconoce el Software Petrel para el modelamiento. Sin embargo, con esta caracterización sedimentológica se hizo la calibración de la roca con los registros, lo cual permitió definir las facies (barras de canal y llanuras de

inundación) y realizar las correlaciones, lo cual es muy importante para poder iniciar la etapa del modelamiento.

Al realizar una salida de campo a los afloramientos localizados aproximadamente a 30 km donde fueron recolectadas algunas de las muestras del proyecto de grado “*Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M)*” (Ávila, 2010), se encuentra que las barras de canal tienen un espesor máximo de 8 metros, lo cual es importante para que el modelamiento sea más real.

Al analizar los resultados dados por las tres técnicas en el momento de modelar las arenas A2 de la Formación Colorado, se puede concluir que las tres técnicas pasaron los controles de calidad descritos en el trabajo (Porcentajes Barras de Canal Vs Llanura de Inundación), sin embargo se puede obviar la técnica SIS, ya que no representa un ambiente geológico fluvial como lo es el del Campo Casabe.

La técnica de Object Modeling, requiere análisis de variogramas que solamente permiten correlacionar dos muestras y en una sola dirección, por lo tanto no es tan bueno para modelar ambientes geológicos complejos.

Al no utilizar variogramas, la técnica MPF puede correlacionar más de un par de puntos y en más de una dirección. Además, tiene la ventaja de utilizar imágenes de entrenamiento como lo son imágenes satelitales, imágenes de Google Earth, etc., con lo que se tiene en cuenta el principio de Uniformismo, por lo tanto esta es la mejor técnica para modelar un ambiente fluvial y la que mejor describe y representa como era el ambiente fluvial de depositación de las arenas A2 de la Formación Colorado en el Campo Casabe.

Dada la localización de los pozos en el Campo Casabe fue necesario hacer el modelo estructural y poblamiento de propiedades para todo el Campo (un área mayor al bloque VI). Ya en el momento de modelar las arenas A2 de la Formación Colorado del bloque VI, el cual es uno de los objetivos de este proyecto, se empleó la técnica de Multi Point Facies, la cual presentó menos incertidumbre.

RECOMENDACIONES

Como estudiante de geología de la Universidad Industrial de Santander, me parece importante que en la Escuela de Geología, se realice mayor énfasis en cuanto a las materias concernientes al tema de los hidrocarburos ya que el mundo laboral cada vez es más competitivo.

BIBLIOGRAFÍA

ÁVILA, N. 2010. Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M.). Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, Colombia.

BARRERO, D. Pardo, A. Vargas, C. & Martínez, J. 2007. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology. ANH y B&M Exploration Ltda. p. 26, 45.

BENDECK, Jorge. 1992. Perfiles Eléctricos “Una Herramienta para la Evaluación de Formaciones”, ACGGP, Bogotá, Colombia.

BOGGS, S. 1987. Changes during diagenesis. Society of Exploration Geophysicists SEG. The Leading Edge. V 19.

CRUZ, L., Álvarez, M., Caballero, V., 2007. Petrología Sedimentaria, Guías de Laboratorios. Escuela de Geología. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

CHAMBERS, R. L. 2000. Petroleum geostatistics for nongeostatisticians. Society of Exploration Geophysicists SEG. The Leading Edge. V 19.

BP. June 2009. Informe “BP Statistical Review of World Energy”.

BOGGS, Jr. Sam, 2001, Principles of Sedimentology and Stratigraphy, Third Edition, Prentice Hall, New Jersey.

- CAERS, J. Petroleum Geostatistics. Society of Petroleum Engineers (SPE). 2005.
- CASTRO, R.& Gordillo, G. 2005. "Historia y criterios empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena". Tesis. Universidad de las Américas.
- CLAVIJO, J. Mantilla, L. Pinto, J. Bernal, L. Pérez, A. 2008. Evolución Geológica de la Serranía de San Lucas, Norte del Valle Medio del Magdalena y Noroeste de la Cordillera Oriental. Boletín de Geología, Enero/Junio, vol. 30 no. 1.
- COOPER, M. A. Addison, F. T. Alvarez, R. Coral, M. Graham, R. H. Hayward, A. B. Howe, S. Martinez, J. Naar, J. Peñas, R. Pulham, A. J. & Taborda, A. 1994. Basin Development and Tectonic History of the Eastern Cordillera and Llanos Basin, Colombia. Sub. AAPG.
- Deutsch, C. 2002. Geostatistical Reservoir Modeling. Oxford University Press.
- FOLK, R. L. 1974. Petrology of Sedimentary Rocks. University of Texas.
- GOMEZ, E. Jordan, T. Allmendinger, R. Hegarty, K.&Kelley, S. 2005. Syntentonic Cenozoic sedimentation in the Northern Middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes. GSA Bulletin, May/June, v. 117, no 5/6.
- JENSEN, J. Lake, L. W. Corbett, P. & Goggin, D. 2003. Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists. 2nd Edition, Elsevier.
- LOBO, A. Rojas, C. Calderón, E. Gonzáles, M.& Olaya, I. Mayo 16-17, 2002. Segunda convención Técnica de la ACGGP, Bogotá, Colombia.

MACKENZIE, W.S. Adams, A.E.& Guilford, C. 1997. *Atlas en color de Rocas y Minerales en Lámina Delgada*. Masson, S.A. p. 3, 18 – 24.

MÁRQUEZ, L. SPE; Elphick, J. Peralta, J. Schlumberger; Amaya, M. Lozano, E. Ecopetrol, 31 May–3 June 2009. Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. prepared for the 2009 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena, Colombia.

MELGAREJO, J. C. 1997. Atlas de asociaciones minerales en lámina delgada. Universidad de Barcelona. España.

MESA, A. G. 1995. Diagénesis y calidad del reservorio Campo La Cira, Formaciones Mugrosa y Colorado, Valle Medio del Magdalena. Reporte Técnico de Ecopetrol-Instituto Colombiano del Petróleo.

MIALL, A. D. 1996, *The Geology of Fluvial Deposits; Sedimentary Facies, Basin analysis and Petroleum Geology*. Springer-Verlag; Berlin.

Ministerio de Minas y Energía. Dirección de Hidrocarburos. 2011. Producción fiscalizada de petróleo por Campo. Colombia

MONTGOMERY, S. 1992, *Petroleum Potential of Upper and Middle Magdalena Basins, Colombia*; Petroleum Information Corporation.

MORALES, L. G. & Colombian Petroleum Industry, 1956. *General Geology and Oil Occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia*.

MORALES, L. G. 1958. General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. In L.G. Weeks, ed., *Habitat of oil: APPG* p. 641-695.

MORENO, G. N. 2010. Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica de la Formación Mugrosa y Formación Colorado en pozos del Campo Casabe. Ecopetrol S.A. Piedecuesta, Santander.

POWERS, M. C. 1953. A new roundness scale for sedimentary particles: *Journal of Sedimentary Petrology*, v. 23, p. 117–119.

RAMON, J. C. & Cross T. A. 3 Diciembre 1997. Characterization and prediction of reservoir in fluvial channel sandstones, Middle Magdalena Basin, Colombia. *Revista CT&F Vol. 1 N°*

ROYERO, J. Clavijo, J. 2001. Mapa geológico Generalizado del Departamento de Santander. Memoria Explicativa. Ingeominas.

SCHAMEL, S. Middle and Upper Magdalena Basins, Colombia, in Biddle, K.T., ED., *Active Margin Basins: American Association of Petroleum Geologists Memoir 52*. 1991

SCHLUMBERGER. 2005. Reporte del modelo estático del Campo Casabe. Colombia

SCHLUMBERGER, 2009. Petrel Property Modeling. In: Houston (Texas): Schlumberger Information Solutions.

SCHLUMBERGER, 2010. Plan de desarrollo Campo Casabe. Reporte Interno.

SERRA, O. 2004. Well logging Data Acquisition and Applications. Serra Log. France.

TEARPOCK, D. & Bischke, R. 1991. Applied Subsurface Geological Mapping. Prentice Hall PTR.

VÁSQUEZ, C. Lobo, A. & Romanos, M. Octubre de 1992. Importancia de la Definición de la arquitectura de las rocas almacenadoras en la evaluación de los procesos secundarios. Gerencia de Exploración- ECOPETROL. Memorias V Congreso Colombiano del Petróleo. Bogotá.

ANEXOS

ANEXO A. Muestra: FMO - 01

ARMAZON: Granosoportada - Arenosoportada

GRAVA

Cantos%
Gujarros%
Gujas%
Granulo%

TOTAL DE GRAVA% Qz% Feld% FR% otros%

ARENA

Arena muy gruesa%
Arena gruesa%
Arena media 45%
Arena fina 40%
Arena muy fina 4%

TOTAL DE ARENA 89% Qz 50% Feld 20% FR 10% otros 9%

TOTAL DE ARMAZON 89%

MATRIZ Lodosa

LODO

Limo%
Arcilla 5%

TOTAL DE MATRIZ 5% Silíceo% Feld 5% Caolinítica% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO 6% Silíceo 4% Calcáreo% Ferruginoso 2% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS%

TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

Arcosa lítica de grano medio a fino. La mayoría de los granos de cuarzo son subhedrales, la mayoría de los fragmentos de roca son anhedrales. Bien seleccionada. Presenta mica moscovita que se encuentra alterada (4%), minerales opacos (4%), otros (1%). En su mayoría los contactos son cóncavos convexos. Texturalmente submadura.

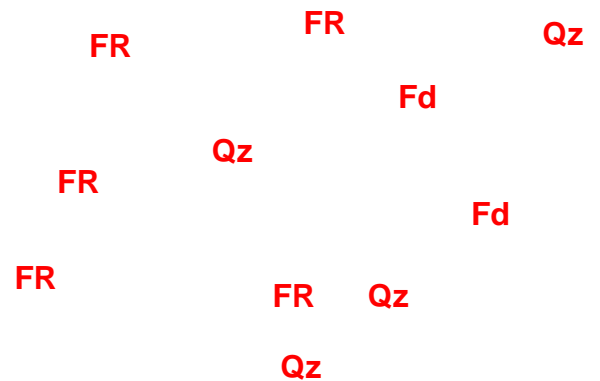
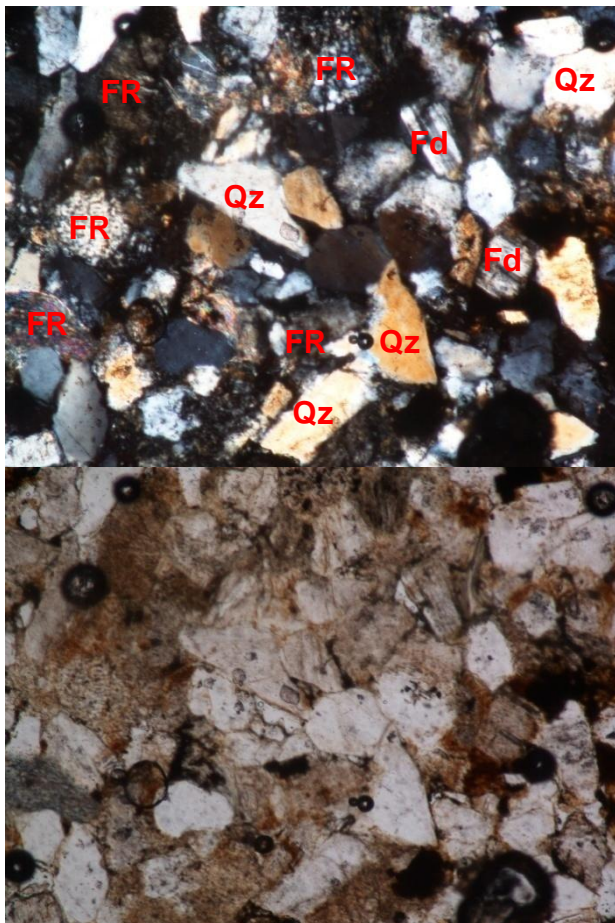
Observaciones

Estación #1

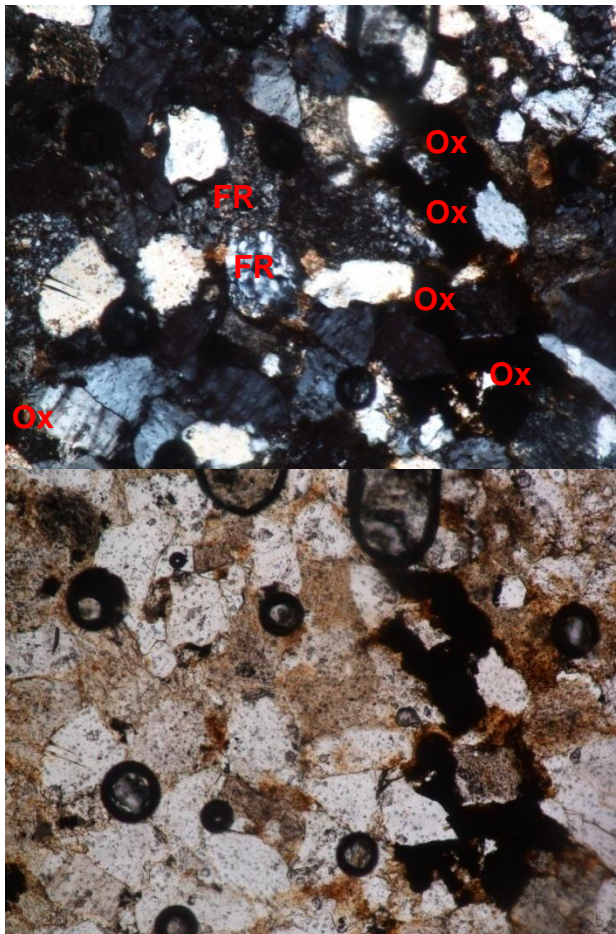
Formación Mugrosa

Y: 1'035.868

X: 1'253.034



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 01. Objetivo 20X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), feldespato (Fd) y fragmentos de roca (FR).



Ox
FR Ox
FR Ox
FR Ox
Ox Ox

Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 01. Objetivo 20X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observa bastante oxidación (Ox) y fragmentos de roca (FR).

MUESTRA: FMO – 02

ARMAZON: Intermedia

GRAVA

Cantos%
Guijarros%
Guijas%
Granulo%

TOTAL DE GRAVA% Qz% Feld% FR% otros%

ARENA

Arena muy gruesa%
Arena gruesa%
Arena media _____ 37%
Arena fina _____ 40%
Arena muy fina%

TOTAL DE ARENA 77% Qz 40% Feld 20% FR 12% otros 5%

TOTAL DE ARMAZON 77%

MATRIZ Lodosa

LODO

Limo 2%
Arcilla 8%

TOTAL DE MATRIZ 10% Silíceo 5% Feld 5% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO 10% Silíceo 2% Calcáreo% Ferruginoso 8% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS 3%

TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

Arcosa lítica de tamaño de grano medio a fino. La forma de los granos en la mayoría de la sección es euédral y en algunos sectores son subédrales. Bien calibrada. Presenta contactos longitudinales y cóncavo convexos. Texturalmente submadura. Porosidad primaria intergranular. En su mayor parte la matriz es feldespática, presenta bastante alteración a sericita.

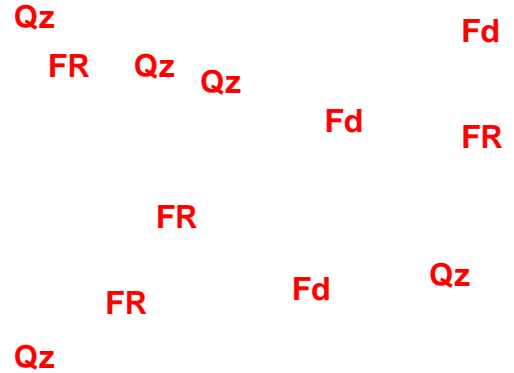
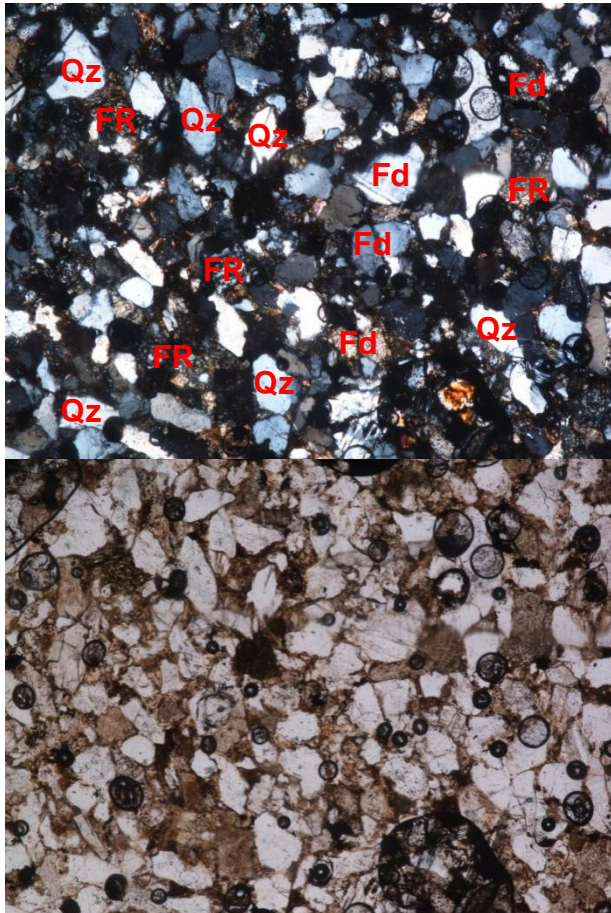
Observaciones

Formación Mugrosa

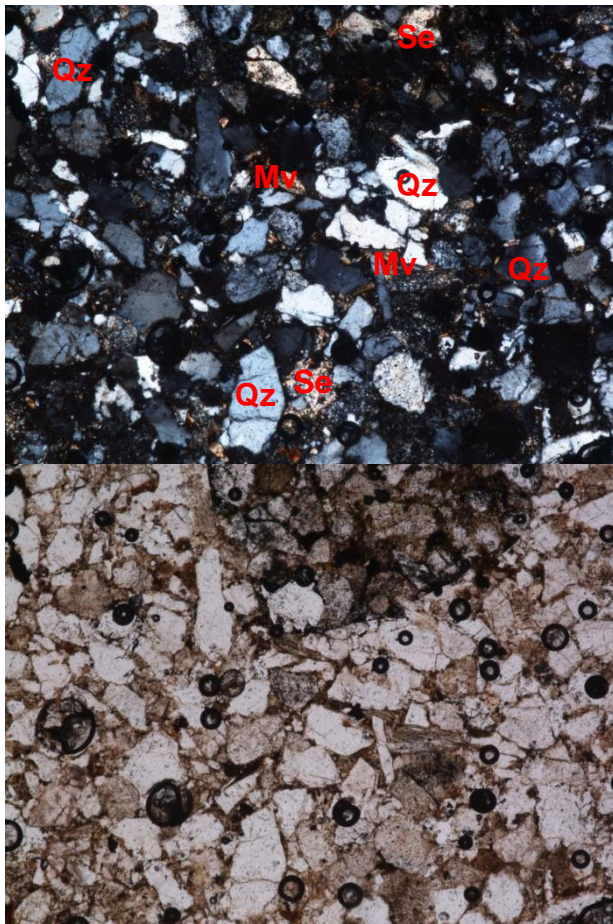
Estación #3

Y: 1'035.868

X: 1'235.034



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 02. Objetivo 10X. En nicoles cruzados (izquierda) y nicoles paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), feldespato (Fd) y fragmentos de roca (FR).



Qz Se
 Qz Mv Qz
 Mv Qz
 Qz Se

Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 02. Objetivo 10X. En nicoles cruzados (izquierda) y nicoles paralelos (derecha). Se observa sericita (Se), granos de cuarzo (Qz) y mica moscovita (Mv) alterándose.

MUESTRA: FMO - 03

ARMAZON: Granosoportada - Arenosoportada

GRAVA

- Cantos%
- Guijarros%
- Guijas%
- Granulo%

TOTAL DE GRAVA% Qz% Feld% FR% otros%

ARENA

- Arena muy gruesa%
- Arena gruesa%
- Arena media 85 %
- Arena fina%

Arena muy fina%

TOTAL DE ARENA 85% Qz 55% Feld 15% FR 10% otros 5%

TOTAL DE ARMAZON 85%

MATRIZ Lodosa

LODO

Limo%

Arcilla 10%

TOTAL DE MATRIZ 10% Silíceo 5% Feld 5% Caolínica% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO% Silíceo% Calcáreo% Ferruginoso 5% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS%

TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

Arcosa lítica de grano medio. Granos euhedrales a subhedrales. Bien calibrada. El contacto entre granos es en su mayoría longitudinal y cóncavo – convexo. Texturalmente submadura. Presenta bastantes fragmentos de roca con oxidación y minerales pesados. Los feldspatos se encuentran bastante alterados y las micas también.

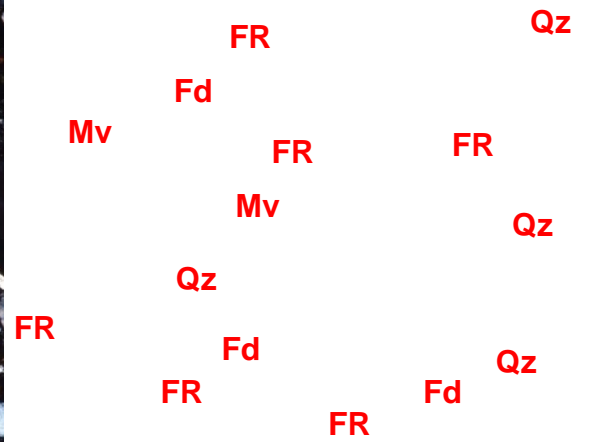
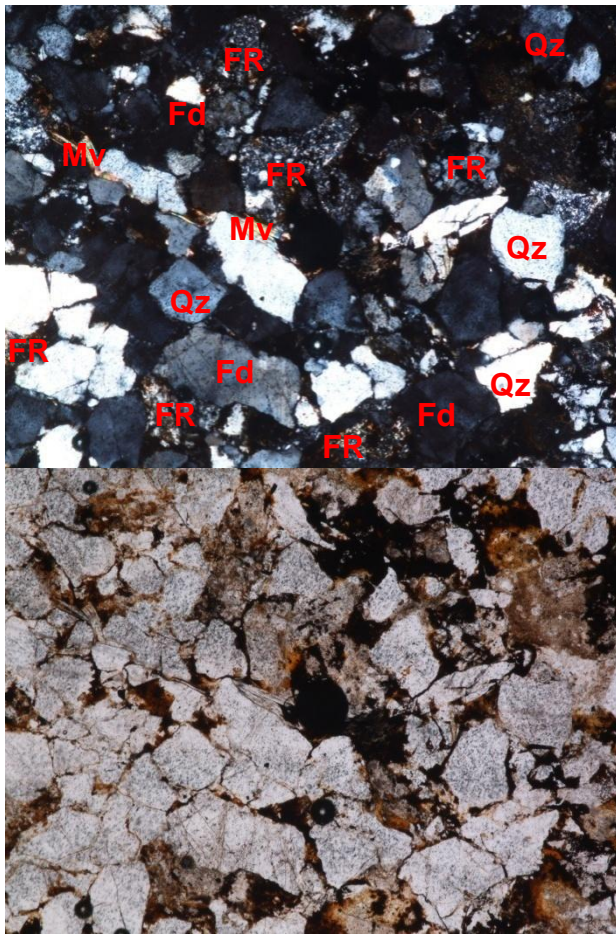
Observaciones

Estación #1

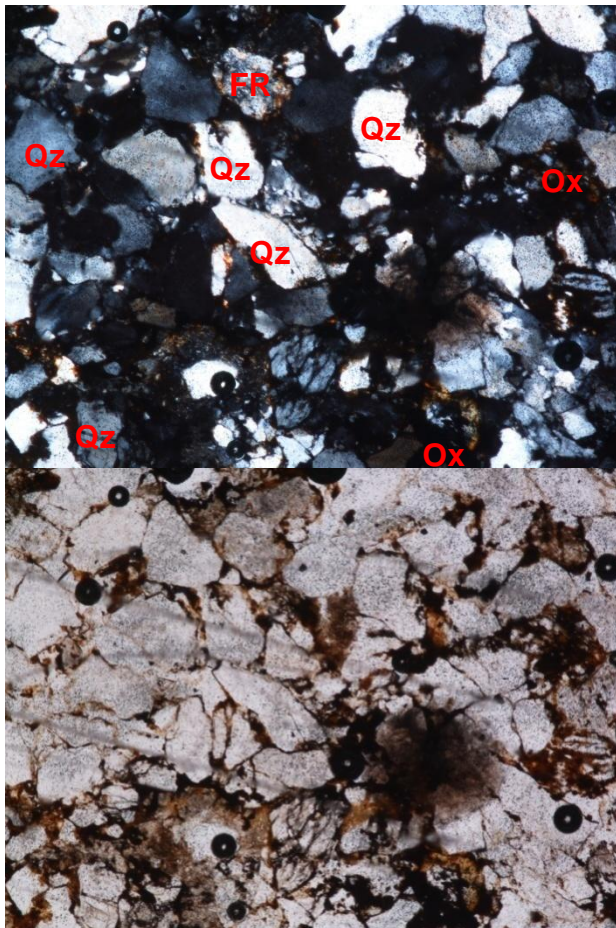
Formación Mugrosa

Y: 1'035.868

X: 1'253.034



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 03. Objetivo 10X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), feldespato (Fd), mica moscovita (Mv) y fragmentos de roca (FR).



FR
Qz
Qz
Qz
Qz
Qz
Qz
Ox
Ox

Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 03. Objetivo 10X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan cemento ferruginoso, óxidos (Ox), granos de cuarzo (Qz) y fragmentos de roca (FR).

MUESTRA: FMO - 09

ARMAZON: Lodosoportada

GRAVA

- Cantos%
- Guijarros%
- Guijas%
- Granulo%

TOTAL DE GRAVA% Qz% Feld% FR% otros%

ARENA

- Arena muy gruesa%
- Arena gruesa%
- Arena media%

Arena fina%
Arena muy fina__35%

TOTAL DE ARENA__35% Qz__10% Feld__4% FR__18% otros__3%

TOTAL DE ARMAZON__35%

MATRIZ Lodosa

LODO
Limo__40%
Arcilla__10%

TOTAL DE MATRIZ__50% Silíceo__30% Feld__15% Caolínica% Otra__5%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO__10% Silíceo% Calcáreo% Ferruginoso__5% Otro__5%

POROS

TOTAL DE POROS__5%

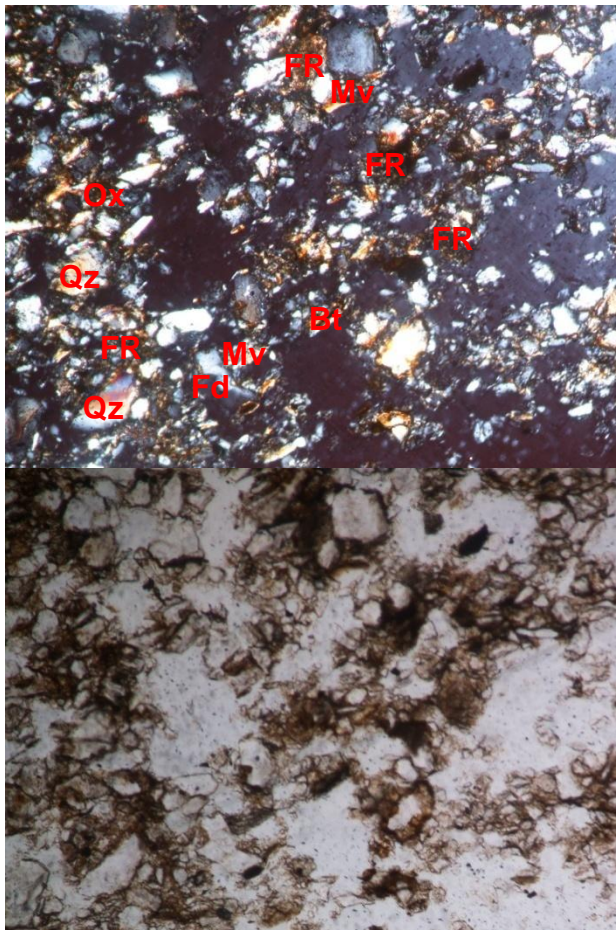
TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

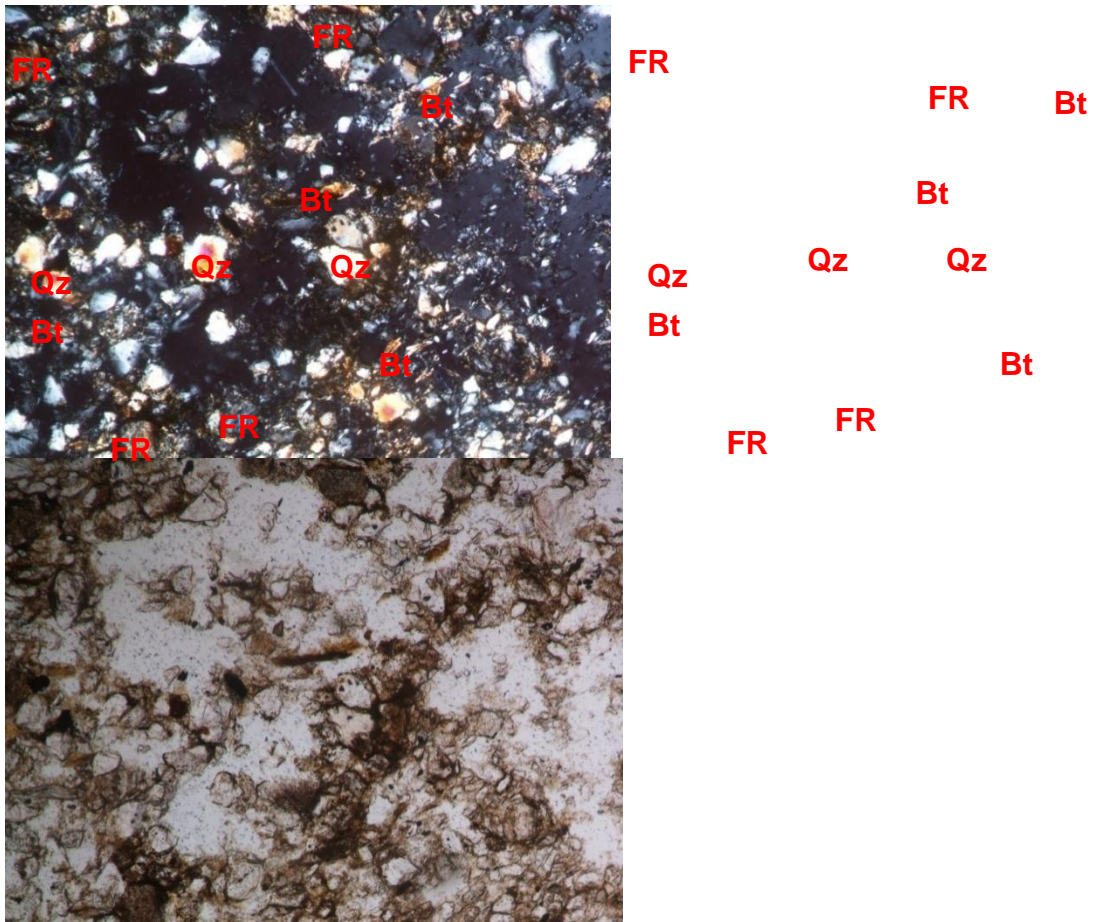
Grauvaca lítica, presenta matriz de grano fino. Los granos tamaño arena son de cuarzo y también se observan algunos feldespatos y fragmentos de roca en mayor proporción. Presenta cemento ferruginoso y feldespático y algunas micas.

Observaciones

Estación #1
Formación Mugrosa
Y: 1'035.868
X: 1'253.034



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 09. Objetivo 20X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan granos de cuarzo (Qz) y feldespato (Fd). También se observan micas moscovita (Mv) y biotita (Bt) con algo de alteración.



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 09. Objetivo 20X. En nicoles cruzados (izquierda) y nicoles paralelos (derecha). Se observan bastantes fragmentos de roca (FR), granos de cuarzo (Qz) y mica biotita (Bt). *La biotita se encuentra alterando a clorita.*

MUESTRA: FMO - 11

ARMAZON: Lodosoportada

GRAVA

- Cantos%
- Guijarros%
- Guijas%
- Granulo___5%

TOTAL DE GRAVA___5% Qz_5% Feld% FR% otros%

ARENA

- Arena muy gruesa__23%
- Arena gruesa_____34%

Arena media _____ 10%
Arena fina%
Arena muy fina%

TOTAL DE ARENA 67% Qz 40% Feld 19% FR 5% otros 3%

TOTAL DE ARMAZON 72%

MATRIZ Lodosa

LODO

Limo 5%
Arcilla 10%

TOTAL DE MATRIZ 15% Silíceo 5% Feld 10% Glauconítica% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO 5% Silíceo 4% Calcáreo% Ferruginoso 1% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS 3%

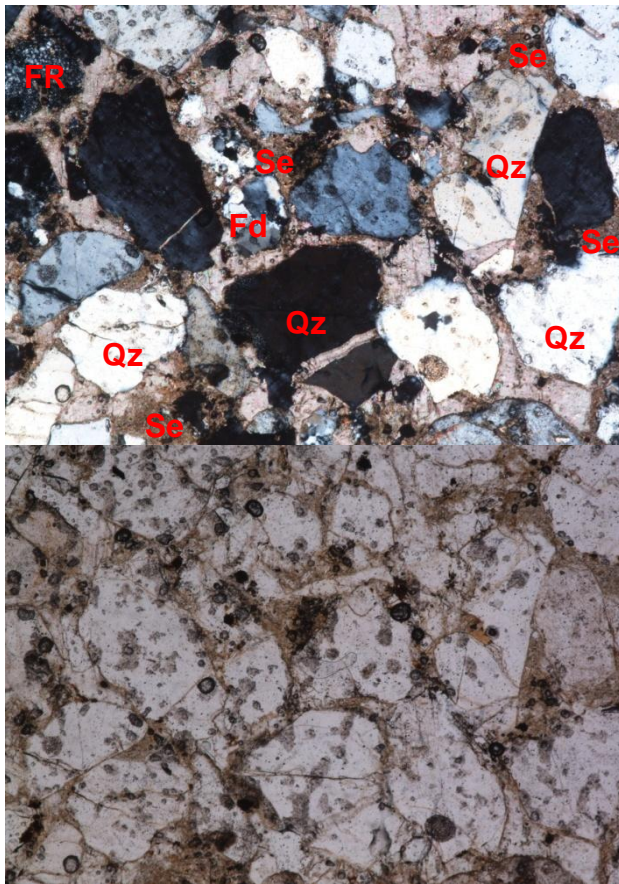
TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

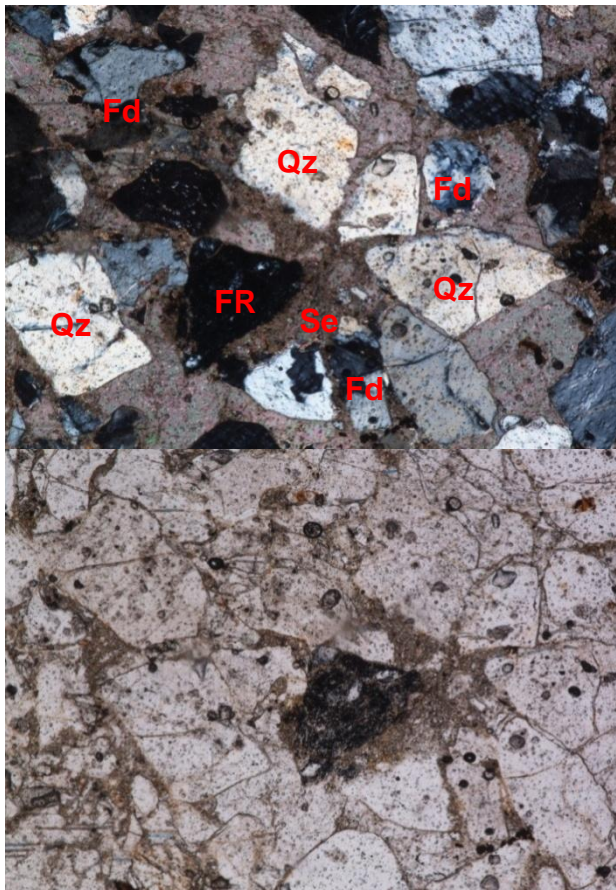
Arcosa lodosa de grano medio a muy grueso. Granos de forma subhedral a euhedral. Los cristales de cuarzo presentan en su mayoría formas anhedrales. Moderadamente calibrada. Contacto en su mayoría tangencial, en algunos sectores flotante. Texturalmente inmadura. Porosidad primaria intergranular. Presencia de minerales pesados 3% (óxidos). La matriz en su mayoría es feldespática, presenta bastante alteración a sericita. Presenta porosidad primaria intergranular y porosidad secundaria intragranular.

Observaciones

Estación #1
Formación Mugrosa
Y: 1'035.868
X: 1'253.034



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 11. Objetivo 10X. En nicoles cruzados (izquierda) y nicoles paralelos (derecha). Se observan granos de cuarzo (Qz) y fragmentos de roca (FR) en una matriz de sericita (Se). *Los granos de feldespato (Fd) son de menor tamaño y se encuentran bastante alterados.*



Fd
 Qz
 Fd
 Qz
 FR Se Qz
 Qz
 Fd

Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 11. Objetivo 10X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz) y fragmentos de roca (FR) en una matriz de sericita (Se). Los granos de feldespato (Fd) son de menor tamaño y se encuentran bastante alterados.

MUESTRA: FMO - 14

ARMAZON: Intermedia

GRAVA

- Cantos%
- Guijarros%
- Guijas%
- Granulo%

TOTAL DE GRAVA% Qz% Feld% FR% otros%

ARENA

- Arena muy gruesa%
- Arena gruesa%
- Arena media _____ 5%
- Arena fina _____ 40%

Arena muy fina 27%

TOTAL DE ARENA 72% Qz 40% Feld 15% FR 12% otros 5%

TOTAL DE ARMAZON 72%

MATRIZ Lodosa

LODO

Limo 10%

Arcilla 5%

TOTAL DE MATRIZ 15% Silícea 5% Feld 10% Glauconítica% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO 5% Silíceo 4% Calcáreo% Ferruginoso 1% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS 7%

TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

Arcosa lítica ligeramente lodosa. Granos de forma subhedral. Bien calibrada. Contactos longitudinales y tangenciales. Texturalmente submadura. Porosidad primaria intergranular. Presencia de minerales pesados 3% (partículas ferruginosas) y fragmentos detríticos (moscovita 2%). Presenta bastante alteración de los feldespatos.

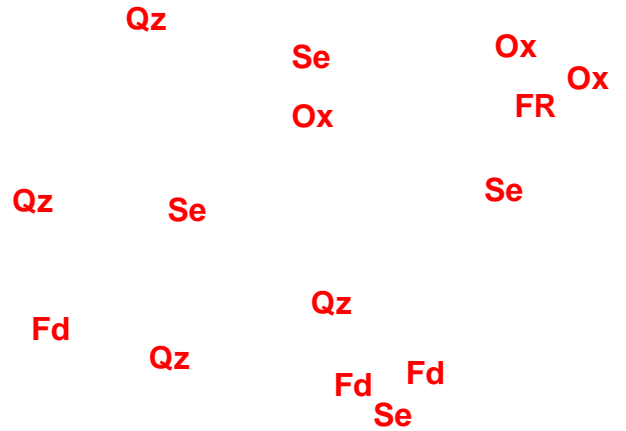
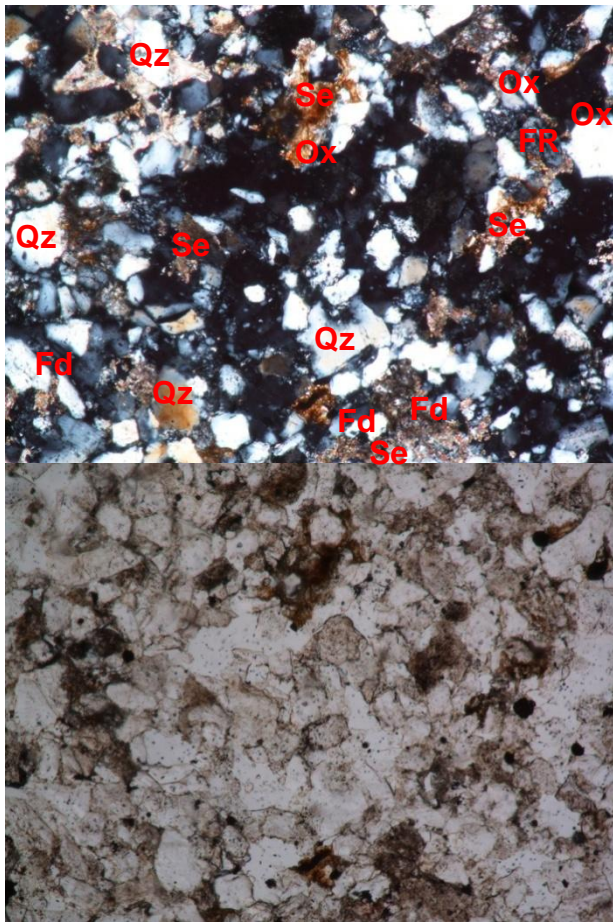
Observaciones

Estación #1

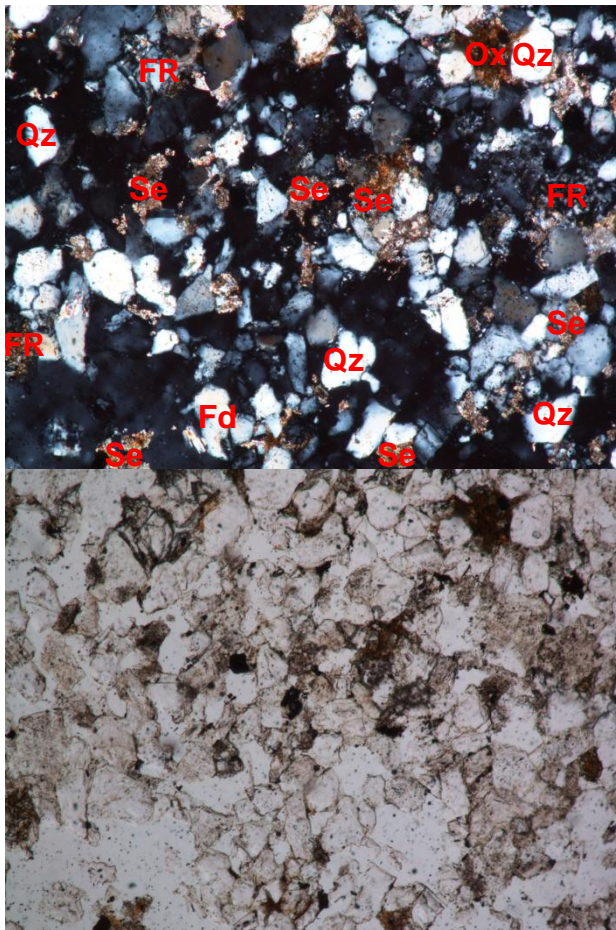
Formación Mugrosa

Y: 1'035.868

X: 1'253.034



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 14. Objetivo 10X. En nicoles cruzados (izquierda) y nicoles paralelos (derecha). Se observan granos de cuarzo (Qz), fragmentos de roca (FR) y feldespatos (Fd). Los feldespatos (Fd) se encuentran bastante alterados, se observa bastante sericita (Se) y óxidos (Ox).



FR Ox Qz
 Qz FR
 Se Se Se FR
 FR Se
 Qz
 Se Fd Qz
 Se Se Qz

Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 14. Objetivo 10X. En nicoles cruzados (izquierda) y nicoles paralelos (derecha). Se observan granos de cuarzo (Qz), feldespato (Fd) y fragmentos de roca (FR). Presenta óxidos (Ox) y bastante sericita (Se) como matriz.

MUESTRA: FMO - 15

ARMAZON: Granosoportada

GRAVA

- Cantos%
- Guijarros%
- Guijas%
- Granulo%

TOTAL DE GRAVA% Qz% Feld% FR% otros%

ARENA

- Arena muy gruesa%
- Arena gruesa_____5%

Arena media _____ 10%
Arena fina _____ 50%
Arena muy fina _____ 10%

TOTAL DE ARENA 75% Qz 45% Feld 15% FR 10% otros 5%

TOTAL DE ARMAZON 75%

MATRIZ Lodosa

LODO

Limo 5%
Arcilla 10%

TOTAL DE MATRIZ 15% Silíceo 10% Feld 5% Glauconítica% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO 5% Silíceo 2% Calcáreo% Ferruginoso 3% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS 5%

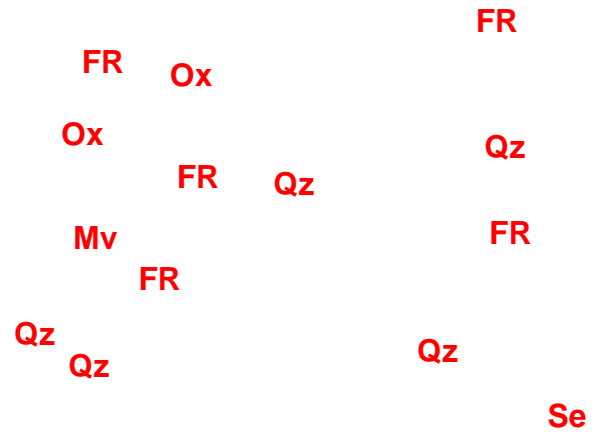
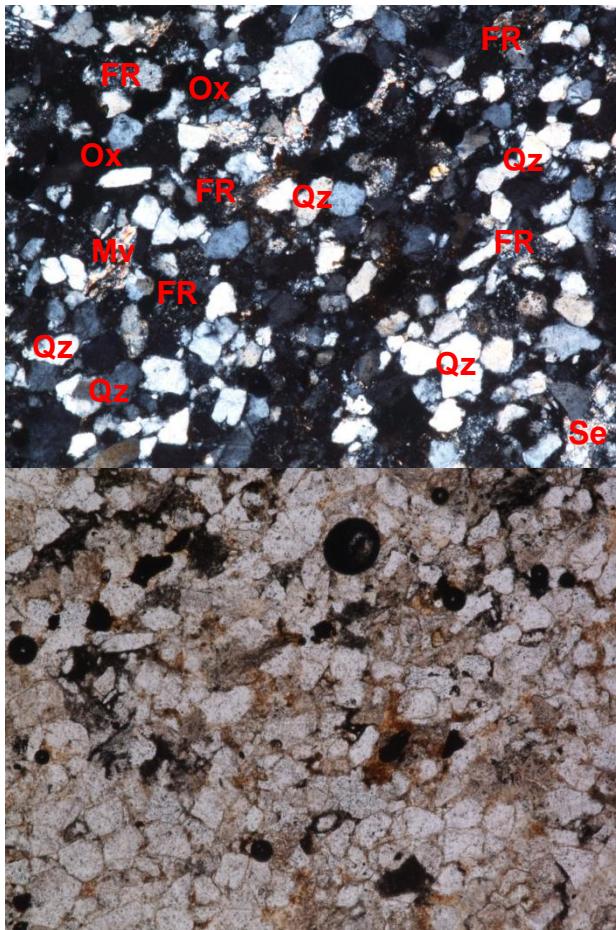
TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

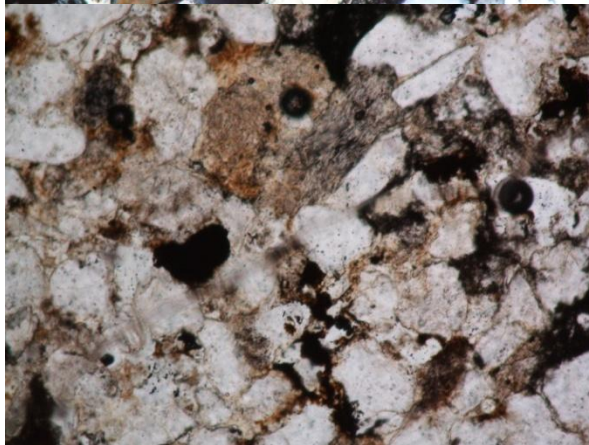
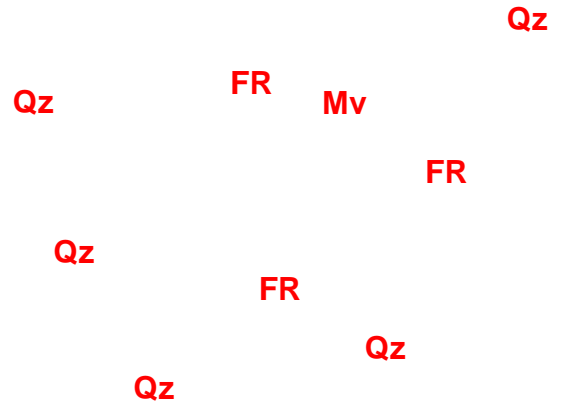
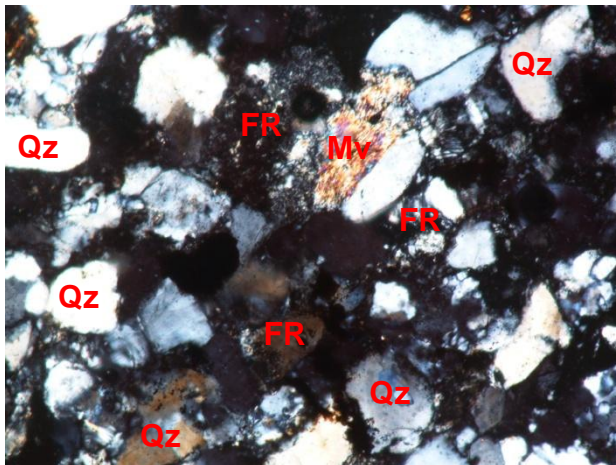
Arcosa lítica ligeramente lodosa. La mayoría de granos de cuarzo tienen forma subhedral, algunos se presentan de forma alargada y se encuentran en contacto tangencial. Los demás granos son subhedrales que se encuentran en contacto cóncavo convexo y suturado. Bien calibrada. Texturalmente submadura. Presencia de minerales pesados (partículas y cemento ferruginoso 5%). Se encuentran bastante alterados los feldespatos. Presencia de minerales detríticos (moscovita 3%).

Observaciones

Estación #1
Formación Mugrosa
Y: 1'035.868
X: 1'253.034



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 15. Objetivo 5X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), mica moscovita (Mv) alterándose y fragmentos de roca (FR).



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 15. Objetivo 10X. En nicoles cruzados (izquierda) y nicoles paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), mica moscovita (Mv) y fragmentos de roca (FR).

MUESTRA: FMU - 17

ARMAZON: Granosoportada

GRAVA

- Cantos%
- Guijarros%
- Guijas%
- Granulo%

TOTAL DE GRAVA% Qz% Feld% FR% otros%

ARENA

- Arena muy gruesa%
- Arena gruesa%
- Arena media _____ 23%
- Arena fina _____ 50%
- Arena muy fina _____ 10%

TOTAL DE ARENA__83% Qz__48% Feld__20% FR__10% otros__5%

TOTAL DE ARMAZON__83%

MATRIZ Arenolodosa

LODO Arena__2%
Limo__5%
Arcilla%

TOTAL DE MATRIZ__7% Silíceo__2% Feld__5% Glauconítica% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO__7% Silíceo__3% Calcáreo% Ferruginoso__4% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS__3%

TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

Arcosa lítica de grano medio a fino, la forma de los granos es de euhedral a subhedral, algunos cristales de cuarzo se encuentran alargados, los cuales presentan contactos longitudinales; el resto presenta contactos cóncavo convexos. Bien calibrada. Texturalmente Madura. Hay presencia de minerales pesados 3% (partículas ferruginosas), micas 2% (algunas biotitas presentan alteración a clorita). Los feldespatos se encuentran bastante alterados.

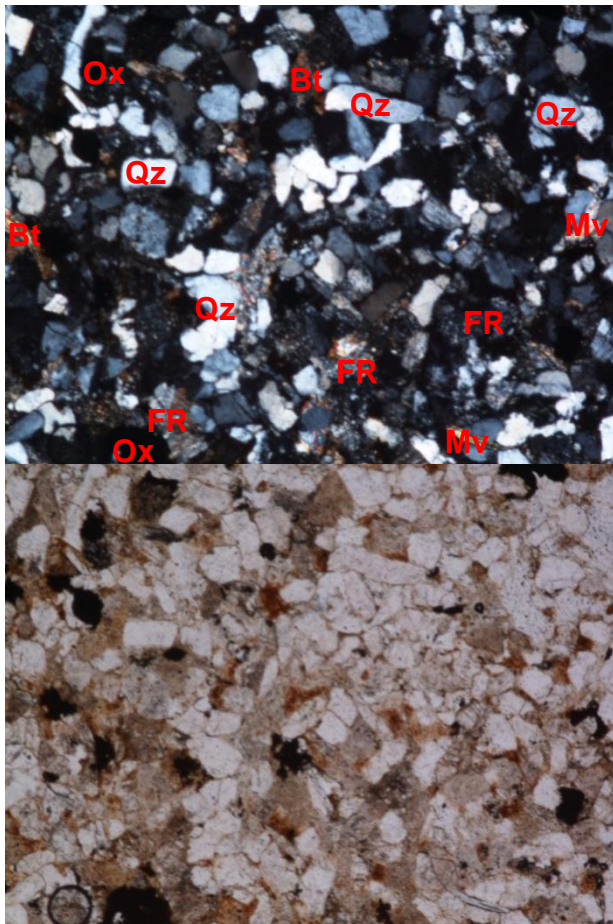
Observaciones

Estación #2

Formación Mugrosa

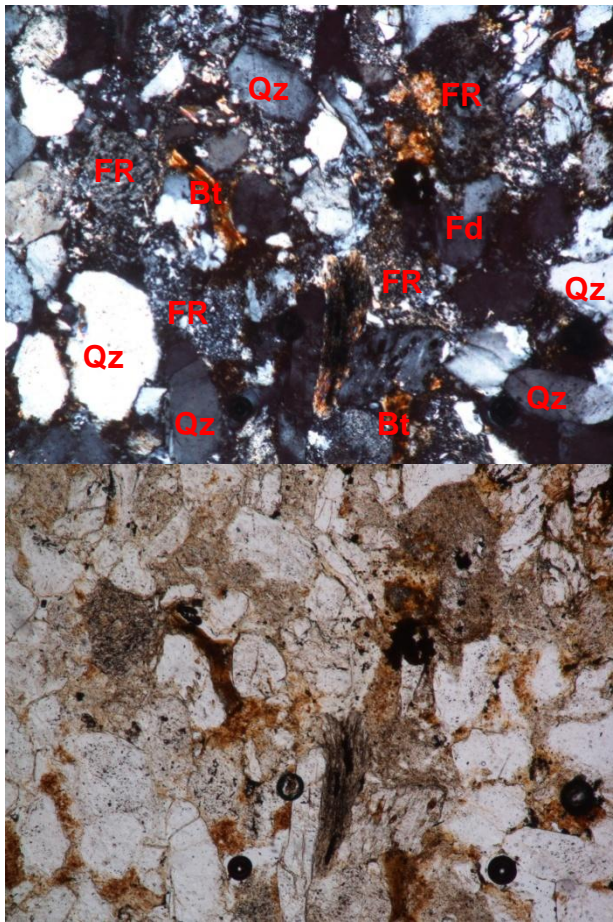
Y: 1'035.588

X: 1'251.734



Ox Bt Qz Qz
Qz
Bt Mv
Qz FR FR
FR FR
FR Ox Mv

Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 17. Objetivo 5X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), mica moscovita (Mv) y biotita (Bt), fragmentos de roca (FR) y *algunos óxidos (Ox)*.



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 17. Objetivo 10X. En nicoles cruzados (izquierda) y nicoles paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), mica biotita (Bt) y fragmentos de roca (FR).

MUESTRA: FMO – 20

ARMAZON: Intermedia

GRAVA

Cantos%
 Guijarros%
 Guijas%
 Granulo 5%

TOTAL DE GRAVA 5%

Qz 2% Feld 2% FR 1% otros%

ARENA

Arena muy gruesa%
 Arena gruesa 10%
 Arena media 55%
 Arena fina%

Arena muy fina%

TOTAL DE ARENA 65% Qz 30% Feld 20% FR 10% otros 5%

TOTAL DE ARMAZON 70%

MATRIZ Arenolodosa

LODO

Limo 10%

Arcilla 5%

TOTAL DE MATRIZ 15% Silíceo 5% Feld 10% Glauconítica% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO 8% Silíceo 2% Calcáreo% Ferruginoso 6% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS 7%

TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

Arcosa lítica ligeramente lodosa de grano grueso en su mayoría. Granos anhedrales a subhedrales. Contactos cóncavo convexos y en algunos sectores suturados. Texturalmente submadura. Presenta bastante alteración de los feldespatos. También hay presencia de minerales pesados 2% (partículas ferruginosas), micas 3% (la biotita se encuentra alterada a clorita).

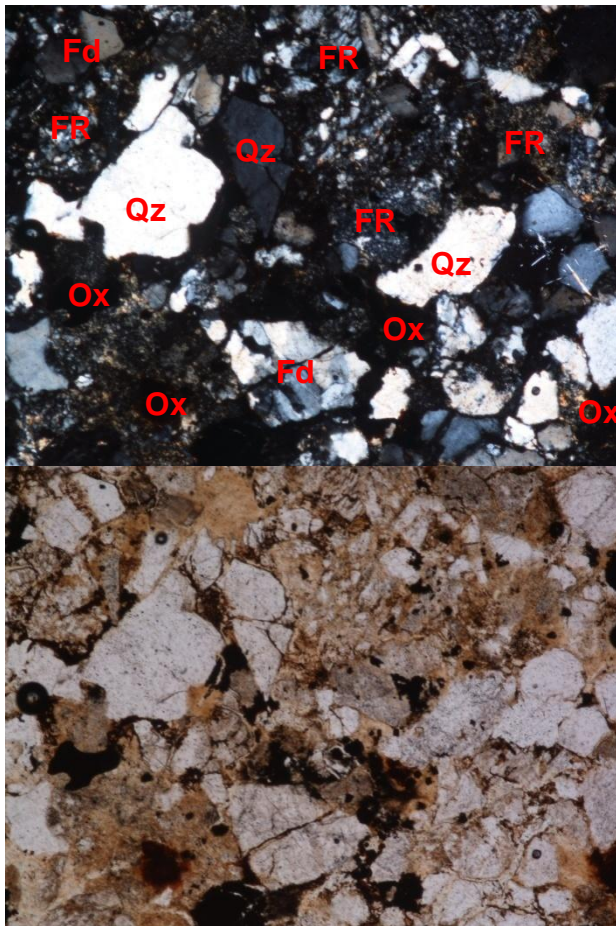
Observaciones

Estación #2

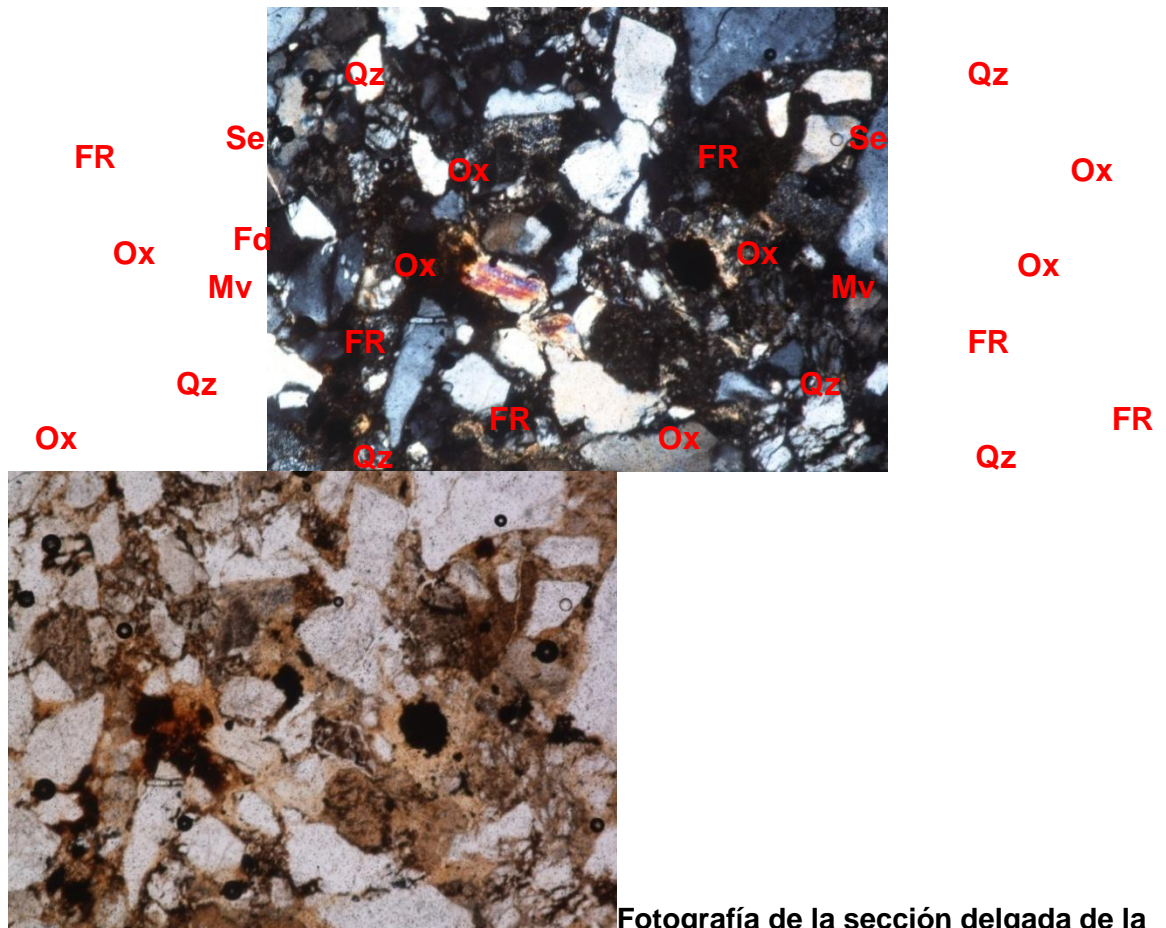
Formación Mugrosa

Y: 1'035.588

X: 1'251.734



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 20. Objetivo 10X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), feldespato (Fd) y fragmentos de roca (FR), y bastante oxidación (Ox).



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 20. Objetivo 10X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), feldespato (Fd), mica moscovita (Mv) y biotita (Bt), fragmentos de roca (FR), y bastante oxidación (Ox).

MUESTRA: FMO - 21

ARMAZON: Intermedia

GRAVA

- Cantos%
- Guijarros%
- Guijas%
- Granulo%

TOTAL DE GRAVA% Qz% Feld% FR% otros%

ARENA

- Arena muy gruesa%
- Arena gruesa%
- Arena media _____ 27%
- Arena fina _____ 40%

Arena muy fina%

TOTAL DE ARENA 67% Qz 35% Feld 10% FR 16% otros 6%

TOTAL DE ARMAZON 67%

MATRIZ Lodosa

LODO

Limo 5%

Arcilla 10%

TOTAL DE MATRIZ 15% Silíceo 5% Feld 10% Glauconítica% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO 10% Silíceo 5% Calcáreo% Ferruginoso 5% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS 8%

TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

Litarenita feldespática ligeramente lodosa. En su mayoría los granos son subhedrales. Bien calibrada. La mayoría de los contactos entre los granos son cóncavo convexos y en algunos casos suturados. Texturalmente submadura. Porosidad primaria intergranular. Los feldespatos presentan bastante alteración a sericita, en algunos sectores a caolinita?. Presenta oxidación (minerales pesados 3%), biotita 2% (se encuentra bastante alterada a clorita) y minerales detríticos 1% (moscovita).

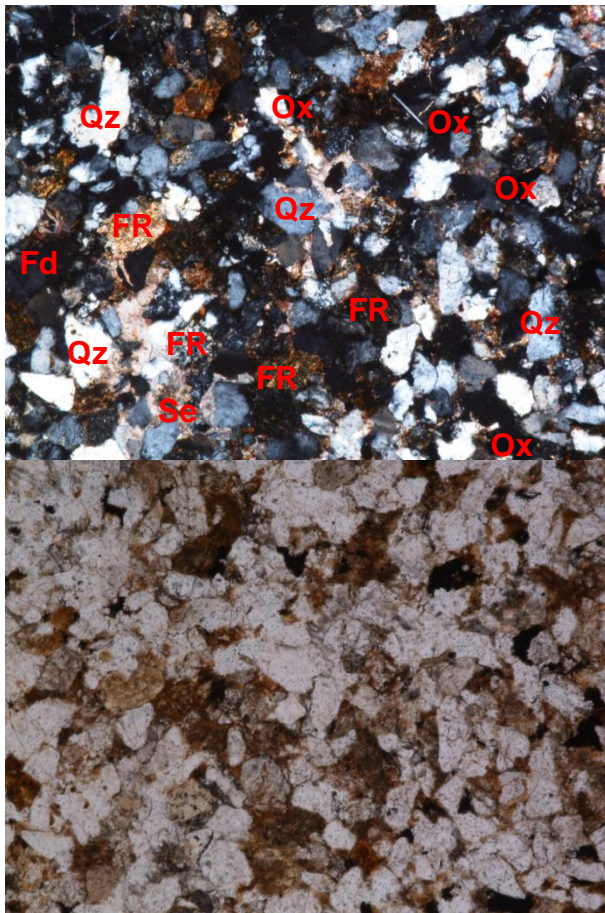
Observaciones

Estación #2

Formación Mugrosa

Y: 1'035.588

X: 1'251.734



Qz Ox Ox
FR Qz Ox
Fd FR Qz
Qz FR FR Qz
Se FR FR
Ox

Fotografía de la sección delgada de la muestra FMO – 21. Objetivo 10X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan granos de cuarzo (Qz), feldespato (Fd) y fragmentos de roca (FR). Presenta bastante oxidación (Ox) y matriz de sericita (Se).

MUESTRA: FMU - 25

ARMAZON: Intermedia

GRAVA

Cantos%
Guijarros%
Guijas%
Granulo__2%

TOTAL DE GRAVA__2% Qz% Feld% FR_2% otros%

ARENA

Arena muy gruesa__10%
Arena gruesa__25%
Arena media__33%
Arena fina%
Arena muy fina%

TOTAL DE ARENA__68% Qz__28% Feld__15% FR__20% otros__5%

TOTAL DE ARMAZON__70%

MATRIZ Arenolodosa

LODO

Limo__5% Arena__5%
Arcilla__5%

TOTAL DE MATRIZ__15% Silíceo__5% Feld__10% Glauconítica% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO__11% Silíceo__4% Calcáreo% Ferruginoso__7% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS__4%

TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

Litarenita feldespática ligeramente lodosa. En general la muestra es de tamaño de grano medio a grueso, por sectores el tamaño de grano aumenta a muy grueso hasta algunos gránulos. Los gránulos son subhedrales, los granos tamaño arena son de euhedrales a subhedrales. Moderadamente calibrada. Contactos cóncavo-convexos. Texturalmente

inmadura. Porosidad primaria intergranular. Los feldespatos presentan bastante alteración, se presentan minerales opacos (oxidación), micas y fragmentos de roca.

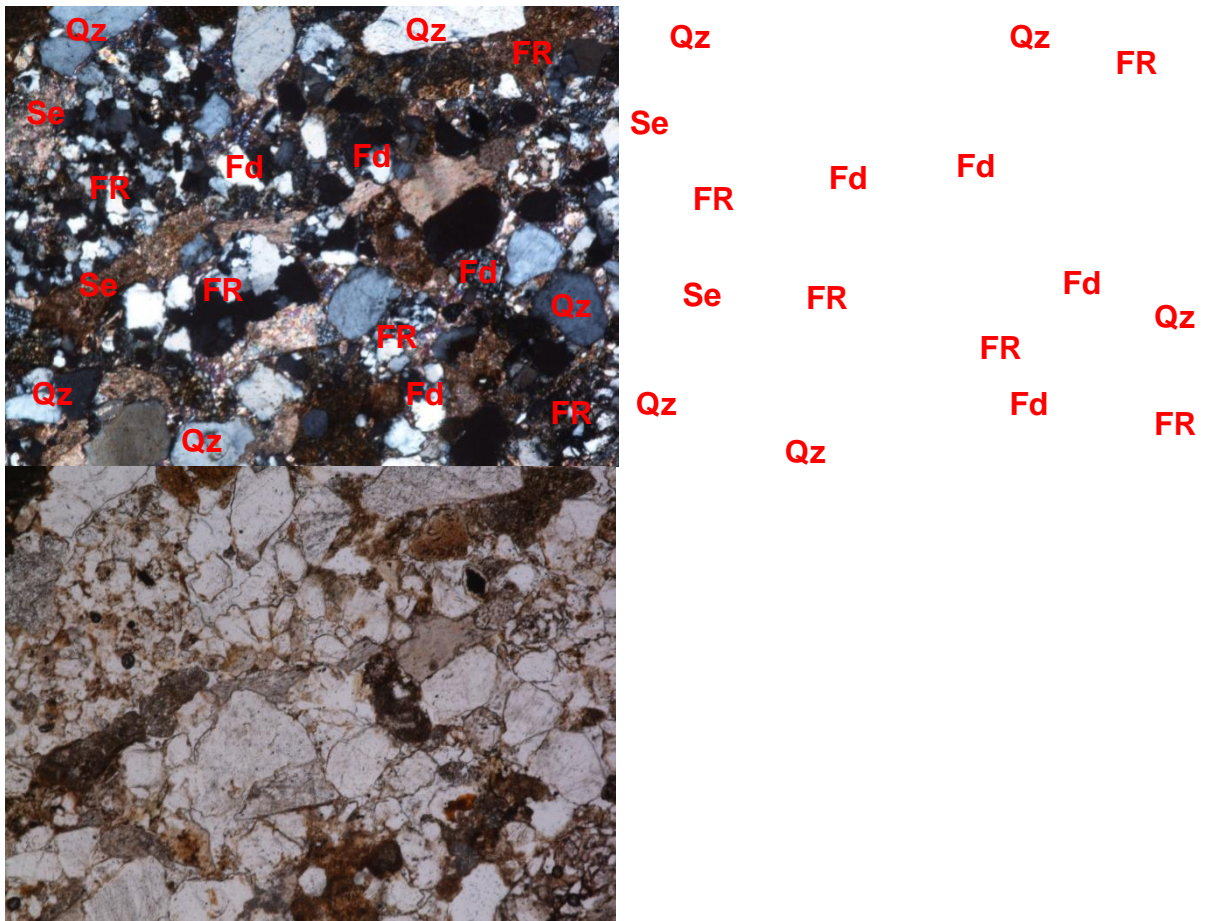
Observaciones

Contacto Formación Colorado – Mugrosa (FMU – 25 Formación Mugrosa)

Estación #5

X: 1'293.803

Y: 1'077.604



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMU – 25. Objetivo 10X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan granos de cuarzo (Qz), fragmentos de roca (FR) y granos de feldespato (Fd) alterados.

Arena muy fina 20%

TOTAL DE ARENA 75% Qz 35% Feld 15% FR 20% otros 5%

TOTAL DE ARMAZON 75%

MATRIZ Lodosa

LODO

Limo 5%
Arcilla 5%

TOTAL DE MATRIZ 10% Silícea% Feld 5% Caolínica 5% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO% Silíceo% Calcáreo% Ferruginoso 5% Otro 5%

POROS

TOTAL DE POROS 5%

TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

Litarenita feldespática lodosa de tamaño de grano fino a muy fino. Los granos son de forma subhedral a euhedral. Moderadamente calibrada. Presenta porosidad primaria y también porosidad secundaria intergranular. Fragmentos de mica, en su mayoría moscovita. Presenta bastante oxidación (minerales opacos). Los fragmentos de roca presentan más redondeamiento (más transporte) que los granos de cuarzo. La mayoría de los contactos son flotantes o tangenciales. Texturalmente inmadura. La matriz presenta bastante alteración de los feldespatos (sericita).

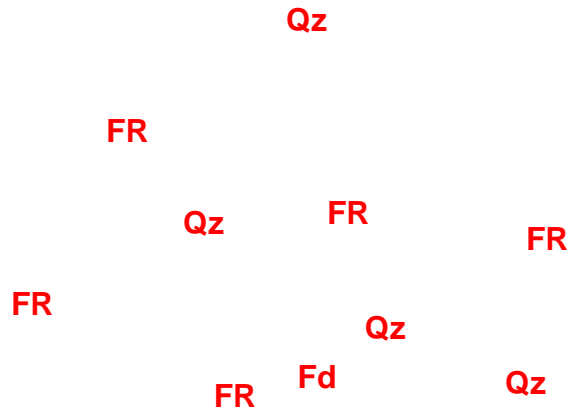
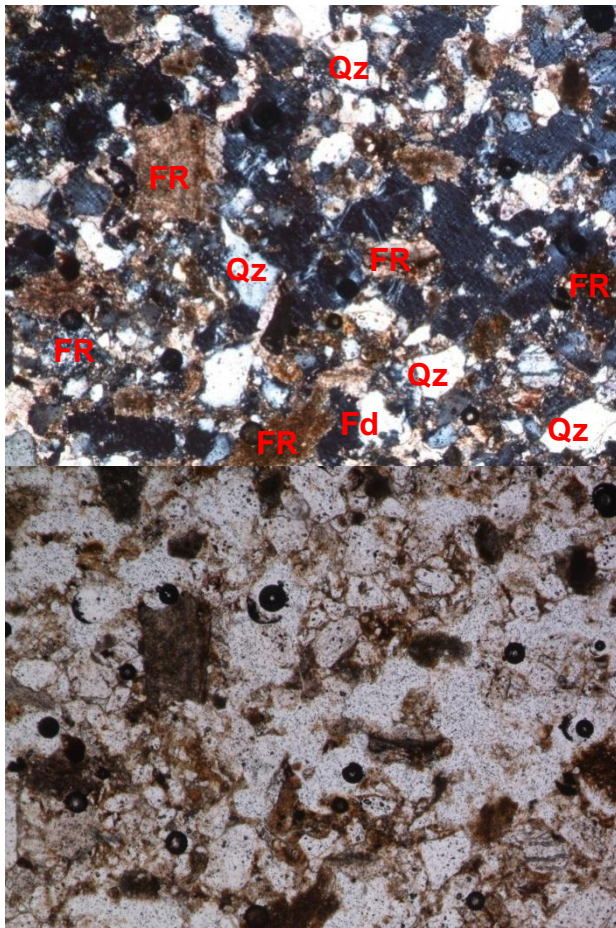
Observaciones

Contacto Formación Colorado – Mugrosa (FMU – 25 Formación Mugrosa)

Estación #5

X: 1'293.803

Y: 1'077.604



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMU – 26. Objetivo 20X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), fragmentos de roca (FR) y feldespato (Fd).

MUESTRA: FMU - 28
ARMAZON Intermedia

GRAVA

Cantos%
Guijarros%
Guijas%
Granulo%

TOTAL DE GRAVA% Qz% Feld% FR% otros%

ARENA

Arena muy gruesa%
Arena gruesa_____25%
Arena media_____35%
Arena fina_____15%
Arena muy fina%

TOTAL DE ARENA_75% Qz_40% Feld_20% FR_11% otros_4%

TOTAL DE ARMAZON_75%

MATRIZ Lodosa

LODO

Limo_5%
Arcilla_10%

TOTAL DE MATRIZ_15% Silíceo_3% Feld_12% Glauconítica% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO_5% Silíceo_3% Calcáreo% Ferruginoso_2% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS_5%

TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

Arcosa lítica lodosa de grano medio. Granos subhedrales a euhedrales. Moderadamente calibrada. En algunos sectores el contacto es flotante, en otros es cóncavo convexo. Texturalmente inmadura. Porosidad primaria intergranular y secundaria intragranular. La matriz es feldespática en su mayor parte (presenta sericita que es la alteración del feldespato). Presenta minerales pesados (partículas ferruginosas 3%), micas 1%.

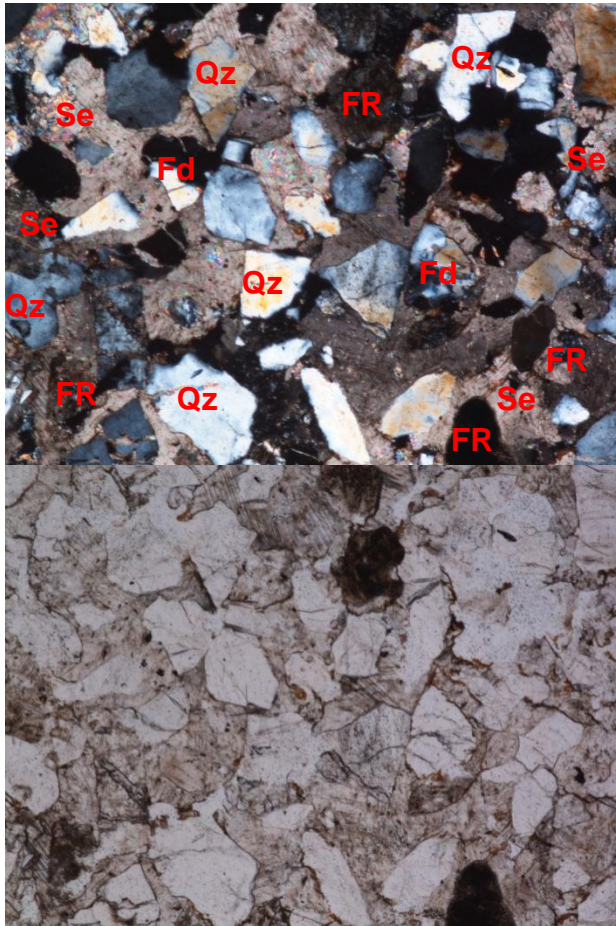
Observaciones

Estación #5

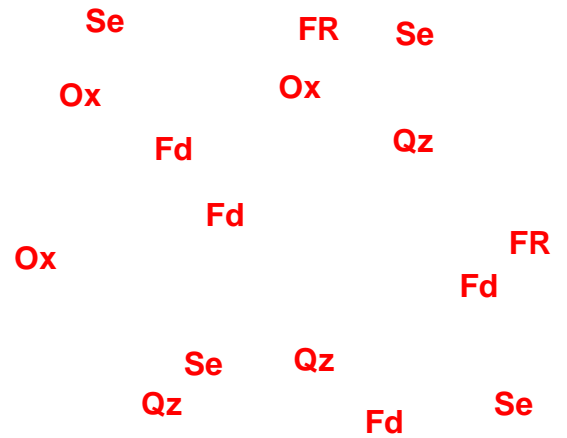
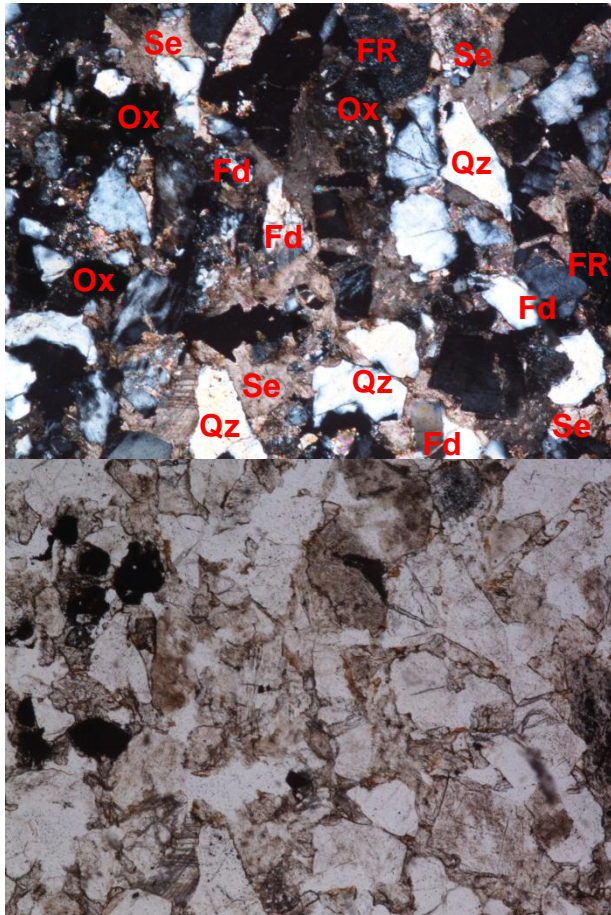
Contacto Formación Colorado – Mugrosa (FMU – 28 Formación Colorado)

X: 1'293.803

Y: 1'077.604



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMU – 28. Objetivo 20X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), fragmentos de roca (FR), algunos granos de feldespato (Fd) se encuentran alterados. Presenta bastante matriz de sericita (Se).



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMU – 28. Objetivo 20X. En nicules cruzados (izquierda) y nicules paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), fragmentos de roca (FR) y los granos de feldespato (Fd) se encuentran alterados. Presenta matriz de sericita (Se).

MUESTRA: FMU - 29
ARMAZON Granosoportada

GRAVA

- Cantos%
- Guijarros%
- Guijas%
- Granulo 20%

TOTAL DE GRAVA 20 % Qz 10% Feld 3% FR 5% otros 2%

ARENA

- Arena muy gruesa 30%
- Arena gruesa 18%

Arena media%
Arena fina%
Arena muy fina%

TOTAL DE ARENA 48% Qz 22% Feld 8% FR 15% otros 3%

TOTAL DE ARMAZON 68%

MATRIZ Arenolodosa

LODO

Arena 10%
Limo 5%
Arcilla%

TOTAL DE MATRIZ 15% Silíceo 10% Feld 5% Glauconítica% Otra%

CEMENTO

TOTAL DE CEMENTO 12% Silíceo 2% Calcáreo% Ferruginoso 10% Otro%

POROS

TOTAL DE POROS 5%

TOTAL DE ROCA 100%

Clasificación

Litarenita feldespática lodosa ligeramente conglomerática con granos de tamaño muy grueso a grueso de forma subhedral a euhedral, algunos gránulos son subhedrales. Moderadamente calibrada. El contacto entre granos es cóncavo convexo y puntual o tangencial. Presenta bastante oxidación. Texturalmente inmadura.

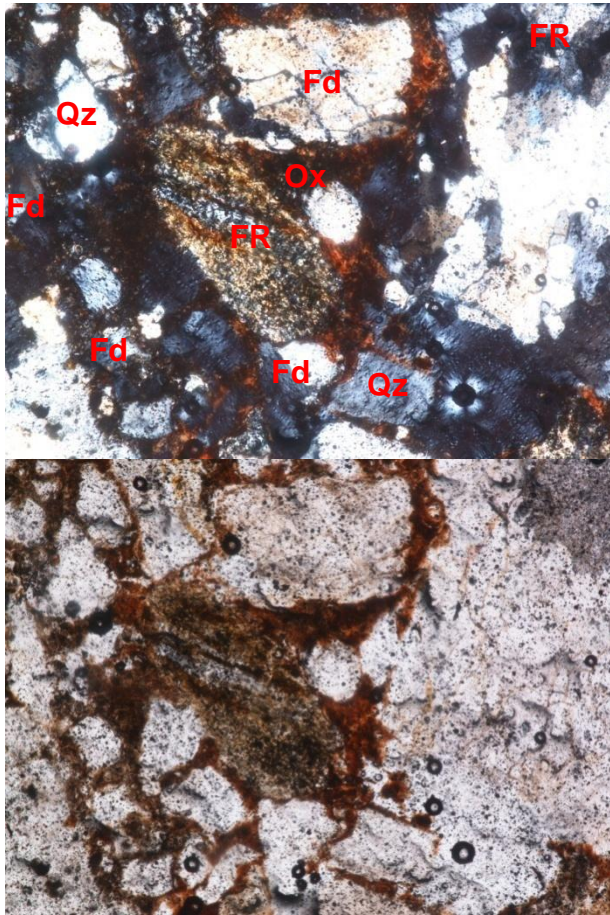
Observaciones

Estación #5

Contacto Formación Colorado – Mugrosa (FMU – 29 Formación Colorado)

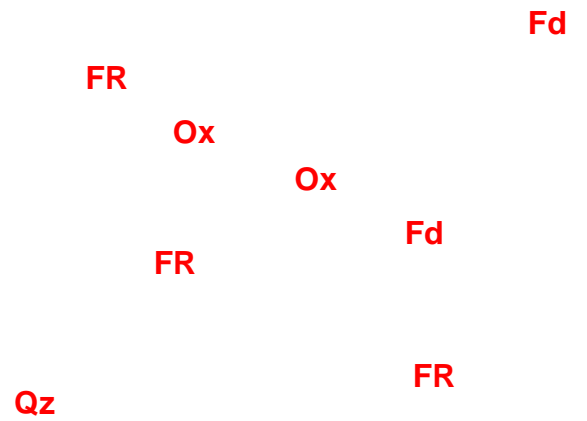
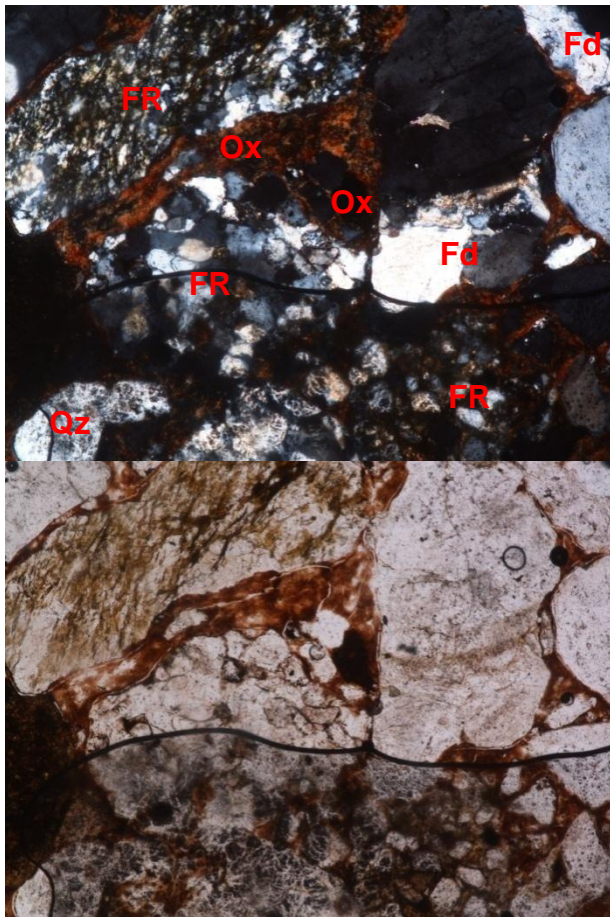
X: 1'293.803

Y: 1'077.604



FR
Fd
Qz
Ox
Fd
FR
Fd
Fd Qz

Fotografía de la sección delgada de la muestra FMU – 29. Objetivo 10X. En nicoles cruzados (izquierda) y nicoles paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo (Qz), feldespato (Fd) y fragmentos de roca (FR). Se observa claramente cemento ferruginoso.



Fotografía de la sección delgada de la muestra FMU – 29. Objetivo 20X. En nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Se observan los granos de cuarzo, feldespato (Fd) y bastantes fragmentos de roca (FR). Se observa claramente cemento ferruginoso.

“ES MEJOR TENER UN MODELO DE INCERTIDUMBRE, QUE UNA ILUSION DE LA REALIDAD” Andre Journal. Universidad de Standford.