

**DEFINICION DEL TIPO DE ROCA PARA EL POZO UIS 1 DE LA FORMACION
CABALLOS DE LA CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA A PARTIR
DE NUCLEOS DE PERFORACION, REGISTROS ELECTRICOS E
IDENTIFICACION DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DE PROPIEDADES
PETROFISICAS**

ALVARO JAVIER CORDERO CORNEJO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**DEFINICION DEL TIPO DE ROCA PARA EL POZO UIS 1 DE LA FORMACION
CABALLOS DE LA CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA A PARTIR
DE NUCLEOS DE PERFORACION, REGISTROS ELECTRICOS E
IDENTIFICACION DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DE PROPIEDADES
PETROFISICAS**

ALVARO JAVIER CORDERO CORNEJO

DIRECTOR

M.Sc. EDWAR HERNANDO HERRERA OTERO

CODIRECTOR

GEO. JOSUE MAURICIO PLATA

ING. ANDRES FELIPE ORTIZ

GEO. YULLY KATHERINE ARAQUE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a: Dios, ya que sin el nada hubiese sido posible, me dio las fuerzas necesarias para levantarme de aquellas situaciones adversas.

A mi madre Alcira Cornejo, eres mi motor de vida, siempre me has demostrado el verdadero significado del amor y siempre has creído en mi desde el primer momento que me recibiste en tus brazos, eres la mejor madre que cualquier hijo pueda tener.

A mi padre Alvaro Cordero, gracias por tu ayuda, cariño y paciencia siempre te querré.

A Alejandra Sánchez "Cosí", Tu eres ese angelito que Dios un día quiso regalarme para hacer mi vida mejor, todos estos años han sido un constante aprendizaje junto a ti, desde el primer momento que nuestras miradas se cruzaron presentí que serias aquella mujer que Dios había puesto en mi camino, gracias por estar en las buenas y en las malas sin pedir nada a cambio. Te Amo

A mi hermano Carlos Julián Cornejo, por su paciencia y cariño conmigo, siempre tratando de que yo sea mejor cada día. Te quiero mucho chino.

A mi parcerero del alma Sergio Parra por ser mi amigo en toda la palabra, siempre existiría un lugar en mi mesa para ti.

A mis amigos Fabián, Jenny, Tatiana. gracias por sus consejos, compañía y cariño para conmigo. Todos cumplimos la meta con la cual arrancamos este sueño, los llevare siempre en mi corazón. A Arturo Gómez por haber creído en mí, mil gracias.

Alvaro Javier Cordero

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, nuestra alma mater, en la cual vivimos momentos inolvidables que siempre recordaremos.

A la ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS Y GEOLOGIA, a sus profesores por aquellos conocimientos que nos brindaron durante nuestra etapa de formación.

Al GRUPO DE INVESTIGACIÓN MODELAMIENTO DE PROCESOS HIDROCARBUROS, por su apoyo y colaboración

A M.Sc EDWAR HERNANDO HERRERA, director de proyecto, por brindarnos su conocimiento, por su eterna paciencia, amistad, apoyo incondicional y constante.

Al Geólogo JOSUE MAURICIO PLATA, codirector del proyecto, por su ayuda, conocimientos, consejos y su apoyo.

A la Geóloga Yully Katherine Araque, codirector del proyecto, por su incansable ayuda, acompañamiento, amistad y apoyo para con nosotros.

Al Ing. Andrés Felipe Ortiz, Ingeniero de petróleos, por su colaboración y apoyo.

Al Ing. Fernando Enrique Calvete, Ingeniero de petróleos, por su constante colaboración y apoyo.

Al Ing. William Navarro García, Ingeniero de petróleos, por su colaboración.

Contenido

Introducción	21
1) <i>Título:</i>	22
2) <i>Objetivo general:</i>	22
3) <i>Objetivos específicos:</i>	22
4) <i>Marco teórico</i>	23
4.1) <i>Campo del estudio</i>	23
4.2) <i>Facies</i>	23
4.3) <i>Ambientes sedimentarios</i>	24
4.3.1) <i>Ambientes continentales:</i>	24
4.3.2) <i>Ambientes marinos:</i>	25
4.3.3) <i>Ambientes transicionales:</i>	25
4.4) <i>Descripción macroscópica:</i>	26
4.5) <i>Petrografía:</i>	29
4.5.1) <i>La extinción</i>	30
4.5.2) <i>Tipos de extinción:</i>	31
4.5.3) <i>Seccion delgada:</i>	32
4.6) <i>Descripción petrográfica.</i>	33
4.7) <i>Tratamiento avanzado de imágenes.</i>	35
4.7.1) <i>Conceptos básicos.</i>	35
4.7.2) <i>Profundidad del color.</i>	35
4.7.3) <i>Imágenes en 1 –bit.</i>	35
4.7.4) <i>Imágenes en 8-bit.</i>	35
4.7.5) <i>Imágenes en rgb o lab 24-bits.</i>	35
4.7.6) <i>Imagen binarizada.</i>	36
4.8) <i>Imagej- Fiji.</i>	36
4.8.1) <i>Funciones del IMAGEJ-FIJI.</i>	36
4.8.2) <i>Aplicaciones del IMAGEJ-FIJI en petrografía</i>	36
4.9) <i>Estadística aplicada a sedimentología.</i>	37
4.10) <i>La moda (MO)</i>	37
4.11) <i>La mediana (MD)</i>	38
4.12) <i>La media (MZ)</i>	38
4.13) <i>Sorting (σ_1)</i>	38

4.14) Caracterización petrofísica.	38
4.14.1) Unidad de flujo:.....	38
4.14.2) Poro y radio de garganta de poro:	39
4.14.3) Porosidad:	39
4.14.4) Permeabilidad.....	40
4.15) Saturación de fluido	41
4.16) Registros eléctricos.	41
4.16.1) Correcciones ambientales y de calidad.....	41
4.16.2) Nivel de arcilla – Volumen de shale (VSH).....	42
4.16.3) Porosidad total.....	42
4.16.4) Porosidad efectiva.	43
4.16.5) Saturación de agua – Método RWA mínimo.	44
4.17) Métodos de caracterización de unidades hidráulicas.	45
4.17.1) Carman Kozeny.....	45
4.17.2) Radio de poro.	46
5) Metodología.....	49
6) Modelo geológico.	50
6.1) Cuenca del Valle Superior del Magdalena.	50
6.1.1) Evolucion de la cuenta:.....	50
6.2) Campo UIS.....	52
6.2.1) Caballos Inferior.....	53
6.2.2) Caballos medio:.....	53
6.2.3) Caballo superior:.....	54
6.3) Modelo estratigráfico	54
6.3.1) Formaciones presentes.	56
6.3.2) Modelo estructural	59
6.3.3) Descripción de núcleos (Formación Caballos Superior).....	61
6.3.3.2) 3194 – 3191 ft.....	61
6.3.3.3) 3191 – 3189.3 ft.....	62
6.3.3.6) 3184.8 – 3183.3 ft.....	63
6.3.3.7) 3183.3 – 3181.6.....	63
6.3.3.8) 3181.6 – 3180 ft.....	63
6.3.3.9) 3180 – 3177 ft.....	64

6.3.3.10) 3177 – 3174 ft.....	64
6.3.3.11) 3172 – 3169.8 ft.....	64
6.3.3.12) 3169.8 – 3145 ft.....	64
6.3.3.13) 3145 – 3142 y 3139.3 – 3138	64
6.3.3.14) 3138 – 3137 ft.....	65
6.3.3.15) 3137 – 3131 ft.....	65
6.3.3.16) 3131 – 3129.....	65
6.3.3.18) 3126.5 – 3125.....	65
6.3.3.20) 3124 – 3121.4 ft.....	65
6.3.3.21) 3121.4 – 3319 ft.....	66
6.3.3.22) 3117.7 – 3112.7 ft.....	66
6.3.3.23) 3112.7 – 3110 ft.....	66
6.3.3.24) 3310 – 3106 ft.....	66
6.3.3.25) 3106 – 3105.3 ft.....	67
6.3.3.26) 3105.3 – 3104.4 ft.....	67
6.3.3.27) 3104.4 – 3101.4 ft.....	67
6.3.3.28) 3101.4 – 3097.2 ft.....	67
6.3.3.31) 3082 – 3081.2 ft.....	70
6.3.3.32) 3081.2 – 3079.2 ft.....	70
6.3.3.33) 3079.2 – 3078.5 ft.....	70
6.3.3.34) 3078.5 – 3075 ft.....	70
6.3.3.35) 3075 – 3072.8 ft.....	70
6.3.3.36) 3072-8 – 3072.5 ft.....	70
6.3.3.37) 3072.5 – 3070.4 ft.....	70
6.3.3.38) 3070.4 – 3069.8 ft.....	71
6.3.3.39) 3069.8 – 3063.6 ft.....	71
6.3.3.40) 3063.6 – 3058.6 ft.....	71
6.3.3.41) 3058.6 – 3056 ft.....	72
6.3.3.42) 3056 – 3054 ft.....	72
6.3.3.43) 3054 – 3050.7 ft.....	72
6.3.3.44) 3050.7 -3050.2 ft.....	72
6.3.3.45) 3048 – 3045 ft.....	72
6.3.4) Descripción de Núcleos (<i>Formación Caballos Inferior</i>).....	73

6.3.5) Metodología para la descripción de secciones delgadas del pozo UIS 1.	91
6.4) Metodología para la aplicación de imagej-fiji en petrografía.....	92
6.4.1) Metodología usada:	95
6.5) Determinación de unidades hidráulicas	107
6.5.1) Input de registros eléctricos.	107
6.5.2) Ajuste litológico de registros y core.....	108
6.5.3) KCUP (CABALLOS SUPERIOR)	109
6.5.4) KCL (CABALLOS INFERIOR).....	110
6.6) Determinación del perfil de permeabilidad	112
6.6.1) Histograma KCUP	113
6.7) Histograma KCL	113
6.8) Análisis Clúster KCUP	114
6.9) Análisis cluster KCL.....	115
6.10) Unidades hidráulicas	120
7) Definición tipo de roca	121
7.1) Caballos Superior	121
7.2) Caballos Inferior	123
7.3) Construcción de histogramas de frecuencia de GR, RHOB	124
7.3.1) Análisis y creación del modelo petrofísico del pozo UIS-1	127
7.3.2) Caballo Superior.....	127
7.3.3) Caballos Inferior.....	128
8) Construcción del modelo petrofísico	130
8.1) Registros eléctricos de zona caballos superior pozo UIS 1.....	130
8.2) Registros eléctricos de zona caballos inferior pozo UIS 1	131
9) Análisis y resultados	133
9.1) Análisis facial del pozo UIS-1	133
9.1.1) Finos Masivo (Fm)	133
9.1.2) Finos Bioturbados (Fbio).....	134
9.1.3) Finos con flóculos de arcilla – areniscas masivas con flóculos de arcillas (Fflo - Amflo)	134
9.1.4) Arenisca masiva (Am).....	134
9.1.5) Arenisca con estratificación cruzada (Ax)	134
9.1.6) Arenisca con laminación (Alam).....	134

9.1.7) Columna estratigráfica	135
9.2) Resultados descripción petrográfica	137
9.2.1) Sección #1	137
9.2.2) Sección #2	138
9.2.3) Sección #3	140
9.3) <i>Resultados tratamiento de imágenes mediante IMAGEJ-FIJI</i>	142
9.4) Evaluación y análisis de los resultados mediante petrografía junto con tratamiento avanzado de imágenes	149
9.5) Resultados para las unidades hidráulicas	150
9.6) Tipos de roca	153
9.7) Modelo petrofísico para el pozo UIS 1	153
10) Conclusiones	157
11) Observaciones	158
Bibliografía	159

LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1 Sección Delgada en Nicoles Cruzados y Sección Delgada en nicoles Paralelos	30
Figura 2 Extinción paralela	31
Figura 3 Extinción Oblicua	31
Figura 4 Angulo de extinción	32
Figura 5 Diagrama textural de clasificación de Folk et al. (1970), modificado por Farrel, et al. (2012) para las secciones analizadas en este trabajo.	34
Figura 6 Ubicacion del Campo Uis en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.....	52
Figura 7 Modelo estratigráfico y operacional del campo san francisco.....	58
Figura 8 Evolucion de la cuenca valle superior del magdalena	59
figura 9 Caballos Superior. 3205 – 3189.3 ft Rojo) Lodolita fisil con nódulos y bandas de siderita. Azul) Arenisca de grano muy fino con laminación tipo flaser. Verde) Arenisca de grano fino ondulada y flaser.....	61
Figura 10 Caballos Superior. 3189.3 – 3181.6 ft Rojo y Azul) Arenisca de grano fino con múltiples estructuras (App), (Ao), (Ab), (Am). Verde) Arenisca de grano fino upper con moderada impregnación.	62
Figura 11 Caballos Superior. 3181.6 – 3174 ft. Rojo) Arenisca de grano muy fino a fino con laminación plana paralela (App) y bioturbación, al tope un nivel de carbón. Azul) Lodolita masiva fragmentada a la base, y masiva al tope. Amarillo) heterolíticas con lodolitas laminadas y areniscas de grano medio y presencia de bandas de siderita.	63
Figura 12 Caballos Superior. 3172 – 3145 ft. Rojo) Arenisca de grano fino a medio con moderada impregnación. Azul y Amarillo) lodolita masiva, con presencia de bandas de siderita.....	65
Figura 13 Caballos Superior. 3145 - 3131 ft. Azul) Intercalaciones de lodolitas con areniscas (F/A) laminadas y bioturbadas. Verde) Areniscas de grano fino bioturbadas (Ab) Rojo) Lodolita masiva, localmente con nódulos y bandas de siderita (Fm)	66
Figura 14 Caballos Superior. 3131 - 3124 ft. Azul) Lodolita arenosa a arenisca de grano muy fino, laminada. Verde) arenisca de grano fino laminada y lodolita laminada al tope. Rojo) arenisca de grano fino, con baja impregnación	67
Figura 15 Caballos Superior. 3124 - 3110 ft. Azul) Lodolita masiva. Verde y Rojo) Areniscas de grano fino y medio, con alta y moderada impregnación. Amarillo) Areniscas de grano fino laminadas (Alam)	68
Figura 16 Caballos Superior. 3110 – 3101.4 ft. Azul) Arenisca de grano medio laminada. Verde) Arenisca de grano muy fino a fino con baja impregnación. Rojo) Lodolita laminada y bioturbada.....	69
Figura 17 Caballos Superior. 3101.4 – 3083.3 ft. Azul) Intercalación de lodolitas y areniscas laminadas. Amarillo) areniscas de grano medio y grano media a grueso impregnadas.....	69
Figura 18 Caballos Superior. 3083.3 - 3077 ft. Rojo) Arenisca de grano muy fino a fino laminada. Azul) Areniscas de grano muy fino con laminación ondulada. Al tope, facies heterolíticas de lodolitas y areniscas. Amarillo) Areniscas de grano muy fino con laminación	70

Figura 19 Caballos Superior. 3075 – 3063.6 ft. Rojo) Lodolitas masivas y facies heterolíticas al tope. Azul) Arenisca de grano fino con laminación e impregnación baja. Amarillo) Arenisca de grano medio laminada con impregnación moderada, al tope de grano fino lam.....	71
Figura 20 Caballos Superior. 3063.6 - 3056 ft. Rojo) Lodolitas masivas y facies heterolíticas de lodolitas y areniscas bioturbadas. Azul) Intercalaciones de areniscas de grano medio impregnadas y con laminación con lodolitas (A/F). Amarillo) Intercalaciones de lodolitas	72
Figura 21 Caballos Superior. 3056 - 3045 ft Rojo) Lodolitas bioturbadas. Azul) Areniscas de grano fino con laminación incipiente (Alam). C) Intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas. Al tope Areniscas de grano medio con moderada impregnación	73
Figura 22 Base de la Formación Caballos Inferior. 3449.31 - 3446.4 ft. A) lodolita masiva (Fm), a la tope arenisca tamaño fino. B) Arenisca de tamaño grueso con estratificación inclinada (Ax) C) Areniscas finas y medias con laminación inclinada.....	74
Figura 23 Caballos Inferior. 3446.4 – 3444 ft. Areniscas con laminación ondulosa discontinua irregular. La base de este segmento, es de tamaño muy grueso, y presenta un nivel de impregnación bajo a nulo.....	75
Figura 24 Caballos Inferior. 3444 – 3439 ft. A) Facies finas. B) Intercalaciones de areniscas muy finas y limolitas (A/Flam).	76
Figura 25 Caballos Inferior. 3439 – 3434 ft. Secuencias granodecrecientes desde conglomerados y areniscas conglomeráticas hasta areniscas de tamaño muy fino y lodolitas. Se evidencias superficies de reactivación.....	77
Figura 26 Caballos Inferior. 3434 – 3427.5 ft. A y C) Areniscas con flóculos de arcillolita (Aflo). B) Areniscas de grano medio a grueso, y conglomerado a la base. Areniscas y limolitas laminadas	78
Figura 27 Caballos Inferior. 3427.5 – 3423 ft. Areniscas con estratificación inclinada plano paralelo, y bioturbada al tope.....	79
Figura 28 Caballos Inferior. 3423 – 3408 ft. A) Arcillolitas masivas y con siderita (Fm) B y C) Areniscas de tamaños gruesos y medio impregnadas con estratificación inclinada (Ax), al tope con laminación irregular	80
Figura 29 Caballos Inferior. 3408 – 3401 ft. A) Areniscas de grano grueso y medio con estratificación cruzada (Ax). C) Areniscas de grano medio (base) a fino al tope (verde)..	81
Figura 30 Caballos Inferior. 3401 – 3392 ft. A) Arenisca fina masiva con siderita (Amsd); B y C) Arenisca de grano fino, limolita a arcillolita bioturbada (Fb).....	82
Figura 31 Caballos Inferior. 3392 – 3376.6 ft. A y B) Areniscas de grano grueso con alta impregnación (Ax-imp) limitadas en la mitad por un nivel de areniscas de grano muy fino, con nódulos de siderita. C) Arenisca de grano medio con estratificación inclinada (Ax)....	83
Figura 32 Caballos Inferior. 3376.6 – 3367 ft. A) Areniscas de grano medio y grueso con estratificación inclinada planar y baja impregnación. B) Arenisca de grano medio a fino con laminación plana paralela con siderita (App). C) Areniscas de grano grueso	84
Figura 33 Caballos Inferior. 3367 – 3362 ft. A y B) Areniscas de grano medio con materia orgánica diseminada en láminas irregulares a semiondulada con baja impregnación. B) Areniscas de grano medio a grueso con moderada impregnación. C) Conglomerados y arenisca.....	85

Figura 34 Caballos Inferior. 3362 – 3357 ft. A) Arenisca de grano fino a medio, varia de masivo, a laminación paralela, y laminación irregular a ondulosa. B) Arenisca de grano grueso con estratificación inclinada planar (Ax). C) Limos y areniscas de grano fino.....	86
Figura 35 Caballos Inferior. 3367 – 3349.4 ft. A) Lodolita masiva (Fm), al tope lodolita con siderita. B) Lodolita bioturbada (Fb) y arenisca muy fina masiva (Am). C) Lodolita bioturbada.....	87
Figura 36 Caballos Inferior. 3349.5 – 3345 ft. A) Arenisca de grano medio impregnada a la base, y areniscas de grano fino masiva (Am) sin impregnación. B) Areniscas de grano medio y laminación paralela, con nódulos de siderita al tope. C) Arcillolita con flóculos D) Arenisca de grano fino con laminación plana paralela.	88
Figura 37 Caballos Inferior. 3342 – 3331 ft. A) Lodolitas don nódulos de siderita (Fsd). B) Arenisca de grano medio con láminas de materia orgánica. C) Areniscas de grano muy fino con bandas de siderita	89
Figura 38 Caballos Inferior. 3331 – 3327 ft. A) Areniscas de grano medio con láminas de materia orgánica. B) Arenisca de grano medio, de forma esférica elongada. C) Areniscas de grano muy fino con laminación inclinada y masiva al tope.	90
Figura 39 Caballos Inferior. 3312 – 3300 ft. Lodolitas masivas a areniscas de grano muy fino. B) Lodolitas masivas (Fm). C) Lodolitas con nódulos de siderita de 1 mm.....	90
Figura 40 Caballos Inferior. 3312 – 3300 ft. A) Lodolitas masivas con nódulos y bandas de siderita. B) Lodolita masiva a fisil, con bandeamiento de siderita al tope.	91
Figura 41 Metodología de Stoltman	92
Figura 42 Imagen a escala real de una sección delgada	93
Figura 43 imagen original captada por microscopia en luz de nicoles paralelos	93
Figura 44 imagen original captada por microscopia en luz de nicoles paralelos	94
Figura 45 imagen original captada por microscopia en luz de nicoles paralelos	94
Figura 46 imagen normalizada con la paleta de colores	95
Figura 47 imagen normalizada con la paleta de colores	96
Figura 48 imagen normalizada con la paleta de colores	96
Figura 49 aplicando subtrack background	97
Figura 50 aplicando subtrack background	98
Figura 51 aplicando subtrack background	98
Figura 52 imagen luego del proceso de subtrack background.....	99
Figura 53 imagen luego del proceso de subtrack background.....	99
Figura 54 imagen luego del proceso de subtrack background.....	100
Figura 55 aplicando threshold a la imagen	101
Figura 56 aplicando threshold a la imagen	101
Figura 57 aplicando threshold a la imagen	102
Figura 58 imagen binaria	102
Figura 59 imagen binaria	103
Figura 60 imagen binaria	103
Figura 61 imagen binaria seleccionado las propiedades de medición.....	104
Figura 62 imagen binaria seleccionado las propiedades de medición.....	105
Figura 63 imagen binaria seleccionado las propiedades de medición.....	105
Figura 64 resultados in situ del proceso de medición.....	106
Figura 65 resultados in situ del proceso de medición.....	106

Figura 66 resultados in situ del proceso de medición.....	107
Figura 67 Grafica de Porosidad corregida para el ajuste litologico de la formacion Caballos Inferior	109
Figura 68 Grafica de Porosidad corregida para el ajuste litologico de la formacion Caballos Superior.....	110
Figura 69 Grafica de Porosidad corregida para el ajuste litologico de la formacion Caballos Inferior	110
Figura 70 Grafica de Porosidad corregida para el ajuste litologico de la formacion Caballos Inferior	111
Figura 71 dendrograma para la Formacion Caballos Superior.....	114
Figura 72 Resultados del análisis clúster para Caballos Inferior	114
Figura 73 dendrograma para la formacion caballos inferior	115
Figura 74 Resultados del análisis clúster para Caballos Inferior	117
Figura 75 comparativa del perfil de permeabilidad con las metodologias expuestas para Caballos Superior	118
Figura 76 comparativa del perfil de permeabilidad con las metodologias expuestas para Caballos Inferior	119
Figura 77 crossplot entre Porosidad Neutrón Vs Densidad para Caballos Superior.....	121
Figura 78 Crossplot entre Neutrón Vs Gamma Ray para Caballos Superior	121
Figura 79 Crossplot entre Porosidad-neutrón Vs Densidad para Caballos Inferior.....	123
Figura 80 Crossplot entre neutrón Vs Gamma Ray para Caballos Inferior	123
Figura 81 Histograma para registro gammaray	124
Figura 82 Histograma para registro ILD	125
Figura 83 Histograma para registro ILM.....	125
Figura 84 Histograma para registro NPHI	126
Figura 85 Histograma para registro RHOB	126
Figura 86 Permeabilidad Vs Porosidad para Caballos Superior.....	128
Figura 87 Permeabilidad Vs Porosidad para Caballos Superior.....	128
Figura 88 Comportamiento de facies en el pozo UIS 1	136
Figura 89 Columna de facies de caballos superior (A izquierda) y Caballos Inferior (B Derecha).....	136
Figura 90 Imagen de sección delgada No 1 En nicoles cruzados	138
Figura 91 Imagen de sección delgada No 1 En nicoles paralelos	138
Figura 92 Izquierda Imagen de sección delgada en nicoles paralelos y a la derecha imagen de sección delgada en nicoles cruzados	139
Figura 93 Izquierda Imagen de sección delgada en nicoles paralelos y a la derecha imagen de sección delgada en nicoles cruzados	141
Figura 94 Composición para la roca determinada gracias a la petrografía para la sección No 3.....	142
Figura 95 Resultados del proceso de porosidad a través del imageJ-FIJI para la seccion delgada No 1	143
Figura 96 Resultados del proceso de porosidad a través del imageJ-FIJI para la seccion delgada No 1	144
Figura 97 Resultados del proceso de porosidad a través del imageJ-FIJI para la seccion delgada No 2	145

Figura 98 Resultados del proceso de porosidad a través del imageJ-FIJI para la sección delgada No 2	146
Figura 99 Resultados del proceso de porosidad a través del imageJ-FIJI para la sección delgada No 3	148
Figura 100 Unidades Hidráulicas KCUP Caballos Superior Pozo UIS 1	151
Figura 101 Unidades Hidráulicas KCL Caballos Inferior Pozo UIS 1.....	152
Figura 102 Modelo petrofísico del pozo UIS -1 para la Formación Caballos Superior...	154
Figura 103 Modelo petrofísico del pozo UIS 1 para la Formación Caballos Inferior	155
Figura 104 Modelo petrofísico del pozo UIS 1 para la Formación Caballos Inferior	156

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación del sorting o tamaño de grano	38
Tabla 2 Secciones delgadas para el pozo UIS 1	92
Tabla 3 Tipos de roca para KCUP con su ecuación para el modelamiento	127
Tabla 4 Tipos de Roca presentes en KCL Caballos inferior	129
Tabla 5 Registros eléctricos con clasificación de tipo de roca Caballos Superior	130
Tabla 6 Máximos y mínimos de los registros eléctricos del pozo ejemplo para Caballos Superior	130
Tabla 7 Registros eléctricos con clasificación de tipo de roca Caballos Inferior	131
Tabla 8 Máximos y mínimos de los registros eléctricos del pozo ejemplo para Caballos Inferior	132
Tabla 9 Facies agrupadas mediante tonalidades de color	135
Tabla 10 Clasificación de Facies encontradas en el pozo UIS 1	135
Tabla 11 Resultados de la descripción petrográfica	137
Tabla 12 Resultados de la descripción petrográfica	137
Tabla 13 Resultados de la descripción petrográfica	138
Tabla 14 Resultados de la descripción petrográfica	139
Tabla 15 Composición para la roca determinada gracias a la petrografía para la sección No 2	140
Tabla 16 Resultados de la descripción petrográfica	140
Tabla 17 Resultados de la descripción petrográfica	141
Tabla 18 Resultados obtenidos mediante la técnica de imageJ para la sección No 1	144
Tabla 19 Resultados obtenidos mediante la técnica de imageJ para la sección No 2	147
Tabla 20 Resultados obtenidos mediante la técnica de imageJ para la sección No 3	149
Tabla 21 Comparativa de resultados mediante petrográfica convencional y la técnica de imageJ en la sección No 1	149
Tabla 22 Comparativa de resultados mediante petrográfica convencional y la técnica de imageJ en la sección No 2	149
Tabla 23 Comparativa de resultados mediante petrográfica convencional y la técnica de imageJ en la sección No 3	149
Tabla 24 Unidades Hidráulicas de KCUP Caballos superior para el Pozo UIS-1	151
Tabla 25 Unidades Hidráulicas de KCL Caballos Inferior para el Pozo UIS-1	152
Tabla 26 Tipos de roca presentes en la Formación Caballos Superior en el pozo UIS 1	153
Tabla 27 Tipos de roca presentes en la Formación Caballos Inferior en el pozo UIS 1.	153

LISTA DE ANEXOS

Anexo A Registros de pozo (en carpeta adjunta en el cd)

Anexo B Unidades Hidráulicas (en carpeta adjunta en el cd)

Anexo C Columna estratigráfica (en carpeta adjunta en el cd)

Anexo D Imágenes ImageJ- Fiji (en carpeta adjunta en el cd)

Anexo E Modelo petrofísico (en carpeta adjunta en el cd)

RESUMEN

TITULO: DEFINICION DEL TIPO DE ROCA PARA EL POZO UIS 1 DE LA FORMACION CABALLOS DE LA CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA A PARTIR DE NUCLEOS DE PERFORACION, REGISTROS ELECTRICOS E IDENTIFICACION DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DE PROPIEDADES PETROFISICAS*

AUTOR: ALVARO JAVIER CORDERO CORNEJO**

PALBRAS CLAVES: Tipo de roca, registros de pozo, IMAGEJ, FIJI, unidades de flujo, petrografía, secciones delgadas, porosidad, permeabilidad, modelo petrofísico.

DESCRIPCION

En un estudio integrado de yacimientos, es importante el poder agrupar toda la información posible correspondiente a las áreas del mismo, la posibilidad de contar con núcleos de perforación y de estos poder contar con secciones delgadas, hace que se cuente con la información necesaria para poder realizar un buen modelado de todas las propiedades del pozo, es de carácter importante lograr avance en las herramientas con las cuales se determinan propiedades directas e indirectas del yacimiento, todo esto con el fin de que e el futuro todas las actividades relacionadas con los pozos se hagan de manera rápida y sencilla.

En este trabajo se desarrolla una metodología para la descripción de secciones delgadas a través del tratamiento avanzando de imágenes mediante el software de carácter gratuito IMAGEJ-FIJI, determinando propiedades de carácter importante como son la porosidad, tamaño de grano. De igual manera se determinar propiedades indirectas del yacimiento tales como volumen de arcilla, porosidad total y efectiva todo esto con el objetivo de identificar unidades de flujo a partir de registros de pozo. Todo esto con el fin de construir un modelo petrofísico del pozo para acciones futuras el desarrollar la mejor estrategia posible para su desarrollo y explotación.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos.
Director: EDWAR HERRERA OTERO.

ABSTRACT

TITLE: ROCK TYPE DEFINITION FOR THE WELL UIS1 WHICH BELONGS TO THE FORMACIÓN CABALLOS FROM THE VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA BASIN, IN BASE TO WELL CORES AND WELL LOGS GIVEN AND THE IDENTIFICATION OF THE FLOW UNITS IN BASE TO PETROPHYSICAL PROPERTIES*

AUTHORS: ALVARO JAVIER CORDERO CORNEJO**

KEYWORDS: Rock type, Well logs, IMAGEJ, FIJI, flow units, petrographic, thin sections, porosity, permeability, petrophysics model .

DESCRIPTION:

On an integrated study about Wells, it has a huge importance to group all the information which is related to the áreas to inspect, the possibility to have information about the extracted cores and to make some thin sections with those cores.

This will give us some of the most important information about the well and it will be easier to do a good model of all the properties we will find along the well. It is important to achieve progress in the tools with which direct and indirect properties of the reservoir are determined, so that all future activities related to the wells are done quickly and easily.

In this thesis we developed a method to realize the thin section description, it was made through a free management software called IMAGEJ-FIJI, we determined the most important properties such as the porosity and grain sizes.

In the same way indirect properties of the deposit such as clay volume, total porosity and effective all this with the objective of identifying units of flow from well registries. All this in order to build a petrophysical model of the well for future actions to develop the best possible strategy for its development and exploitation.

* Project of Degree

** Faculty of Físico-Chemical Engineering. School of Engineering of Petroleum .
Director: EDWAR HERRERA OTERO.

Introducción

El siguiente estudio tomó como muestra un campo colombiano, el cual hace parte de la cuenca del Valle Superior del Magdalena y posee un área de 571.4 km²

Dicho campo produce hidrocarburos de rocas cretáceas del Albiano-Aptiano de la Formación Caballos, las cuales se depositaron de manera discordante sobre rocas Triásicas y Jurásicas del basamento; constituido por rocas volcánicas y meta sedimentarias.

Dentro del estudio se trabajó sobre núcleos ya extraídos de la Formación Caballos, se analizaron de manera macroscópica y microscópica, y se logró identificar las facies presentes, luego con sus respectivas secciones delgadas se determinaron las propiedades texturales de la roca, las cuales se validaron con tratamiento avanzado de imágenes.

Los resultados obtenidos, se complementaron mediante el procesamiento y tratamiento avanzado de imágenes y para ese fin se utilizó el software (image-j, fiji) de carácter libre con el cualse logró validar los resultados obtenidos mediante la petrografía convencional mencionada anteriormente (tamaños de grano, poros) el uso de estos programas puede considerarse como una herramienta para mejorar la calidad de los resultados y sus posibles usos.

Luego de esto se procedió a realizar el amarre roca registro, y de esta forma determinamos el tipo de roca, ya en esta fase gracias a los registros se encontraron propiedades petrofísicas, las cuales fueron utilizadas para estimar las posibles unidades de flujo presentes.

1) Título:

DEFINICION DEL TIPO DE ROCA PARA EL POZO UIS 1 DE LA FORMACION CABALLOS DE LA CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA A PARTIR DE NUCLEOS DE PERFORACION, REGISTROS ELECTRICOS E IDENTIFICACION DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DE PROPIEDADES PETROFISICAS

2) Objetivo general:

Realizar la definición del tipo de roca para el pozo UIS 1 de la Formación Caballos de la cuenca del Valle Superior del Magdalena a partir de núcleos de perforación, registros eléctricos e identificación de unidades de flujo a partir de propiedades petrofísicas.

3) Objetivos específicos:

- Determinar las facies presentes en el pozo UIS 1 a partir de los núcleos de perforación.
- Realizar la descripción petrográfica de 3 secciones delgadas usando la metodología convencional y el tratamiento avanzado de imágenes.
- Procesar, interpretar y comparar los resultados estadísticos logrados del tratamiento avanzado de imágenes como herramienta para complementar la descripción petrográfica de secciones delgadas.
- Realizar la definición del tipo de roca correlacionando los resultados obtenidos de la determinación de facies, el análisis de la petrografía y ajustar la litología a través de los registros eléctricos,
- Determinar las unidades de flujo presentes para el pozo UIS 1 integrando la definición del tipo de roca y las propiedades petrofísicas asociadas.

4) Marco teórico

4.1) Campo del estudio

El campo tiene una extensión de 286 Km^2 la cual está distribuida en 5 bloques, y las actividades exploratorias resultaron en el descubrimiento de tres campos comerciales en la Formación Caballos: Campo San Francisco, Balcón y Colombina.

La estructura del campo, tiene un tren norte-sur, y consiste en un estilo estructural de rampa, asociada a una falla inversa. El campo produce de la formación Caballos (rocas cretáceas del Albiano-Aptiano), depositadas en forma discordante sobre rocas Triásicas y Jurásicas del basamento, constituido por rocas volcánicas y rocas meta-sedimentarias. El principal yacimiento en el campo está constituido por depósitos marinos marginales de aguas salobres de la Formación Caballos Superior y por depósitos fluviales continentales del Caballos inferior. El grupo Villeta forma el sello para el yacimiento superior del campo y es la formación generadora de hidrocarburo.

4.2) Facies

El concepto de Facies se le atribuye al geólogo suizo Amans Gressly en el año de 1838 dicho concepto nos define las facies como “el conjunto de rocas sedimentarias con características determinadas, ya sean paleontológicas (fósiles) o litológicas (composición mineral, estructuras sedimentarias, geometría, etc.) que ayudan a reconocer los ambientes sedimentarios, respectivamente, en los que se formó la roca”, También podemos encontrar la definición de Walter, 1884, en Middleton, 1973) la cual nos aclara que se pueden definir como conjuntos de medios sedimentarios y sus productos asociados lateral y verticalmente de forma natural y limitados por discordancias e hiatos.

Las rocas sedimentarias se forman gracias a procesos físicos, químicos y biológicos los cuales se comienzan a dar cuando una agrupación de sedimentos se deposita en un ambiente sedimentario, dichos ambientes dependen del medio dominante al cual están sometidas, esto les otorga propiedades similares a varios grupos de rocas sea mineralógicamente o por sus propiedades físicas.

Algunas asociaciones de facies permiten caracterizar con bastante precisión el medio sedimentario en el que se formaron, como las facies detríticas fluviales o las turbidíticas de talud continental.

El contexto de facie depende del objetivo de la investigación:

- Para un reconocimiento a gran escala se puede usar una representación sencilla de facies (conglomerado, arenisca, lodolita)
- Para estudios sedimentológicos y de ambientes, necesita información específica (arenisca con laminación paralela; arenisca con estratificación cruzada).

4.2.1.1) Conceptos sedimentarios:

- La estratificación es la disposición en capas de los componentes de las rocas (unidad de sedimentación). Los estratos están limitados por superficies que representan cambios en las condiciones de sedimentación.
- La laminación es un término que describe los estratos con espesor inferior a 1cm.

4.3) Ambientes sedimentarios

Por lo general los ambientes sedimentarios son escenarios donde se depositaron una gran cantidad de sedimentos que dieron origen a la formación de una considerable cantidad de rocas sedimentarias, estos ambientes pueden ser tres: continental, marino o de transición.

4.3.1) Ambientes continentales:

Los ambientes continentales están dominados por la erosión y la deposición asociadas a corrientes, en las regiones donde se tienen temperaturas extremas los glaciales sustituyen al agua como proceso predominante, en los desiertos o regiones áridas el viento es quien maneja la importancia, de esta forma podemos concluir que en los ambientes continentales el clima es una tiene una fuente influencia del clima.

4.3.1.1) Ambiente continental fluvial:

Constituye uno de los medios continentales de mayor importancia estratigráfica, puesto que en ellos se han acumulado gran cantidad de sedimentos, a lo largo de toda la historia de la Tierra, habiendo quedado conservados en la columna geológica. Por otra parte, dada la universalidad de las corrientes fluviales, sus depósitos tienen una amplia distribución geográfica.

Los cursos del agua pueden dividirse, fundamentalmente, en tres grupos, de acuerdo con las características de su trazado: rectos, en los que la sinuosidad del cauce, en épocas de verano, es despreciable; son los menos frecuentes y además en ellos sólo se depositan pequeñas cantidades de sedimentos; ramificados o

anastomosados, en los cuales se produce una serie sucesiva de divisiones y reuniones de la corriente, originándose así una serie de canales, de importancia análoga generalmente, que bordean islas aluviales; son típicos de abanicos aluviales, así como de llanuras aluviales glaciares; meandriformes, cuando la corriente presenta una serie de inflexiones a lo largo de su dirección.

Los dos últimos tipos son característicos de los que corren sobre los materiales que previamente habían depositado. Dentro de una misma corriente fluvial se pueden dar varios tipos de cauces.

Los sedimentos de un medio fluvial presentan características diversas según la zona en que se hayan depositado; unos representan la acumulación en el canal; otros, la que tuvo lugar en sus márgenes; finalmente, existen sedimentos correspondientes a zonas alejadas del cauce.

4.3.2) Ambientes marinos:

Debido a la erosión continua del continente adyacente, el ambiente marino poco profundo recibe grandes cantidades de sedimentos derivados de la tierra emergida. Cuando la entrada de este sedimento es pequeña y los mares son relativamente cálidos, los barros ricos en carbonato pueden ser el sedimento predominante. La mayor parte de este material está formado por los restos esqueléticos de los organismos mezclados con precipitados inorgánicos.

Los ambientes marinos profundos son todos los fondos oceánicos profundos. alejadas de las masas continentales, las partículas minúsculas procedentes de muchas fuentes permanecen a la deriva durante mucho tiempo. De manera gradual, estos pequeños granos sobre el fondo oceánico, donde se acumulan muy lentamente.

4.3.3) Ambientes transicionales:

Son aquellos ambientes los cuales se encuentran en las zonas de transición, podemos decir que son cercanos a la costa donde se encuentran influenciados por el ambiente marino y el ambiente continental, algunos autores les llaman como ambiente mixto ya que los sedimentos los aportan tanto el ambiente continental y el marino.

4.4) Descripción macroscópica:

Para la descripción de rocas sedimentarias se dividirá principalmente en dos grupos: detríticas y químicas. De esta manera se puede ver una de las principales características para subdividir las rocas detríticas es el tamaño de los clastos, sin embargo, la principal característica para distinguir las diferentes rocas está en el grupo químico y su composición mineral.

Al hablar de rocas sedimentarias vamos a enfocarnos principalmente en dos texturas para su clasificación: clástica y no clástica.

Se toma en cuenta el número de especímenes considerados en la propuesta técnica y el tipo de estudio requerido.

Una vez llevado a cabo el registro de las muestras, se selecciona el material que será destinado a los distintos estudios. Esto es, dado el estudio, se toman fragmentos con fracturas, con oquedades significativas, material que muestre la presencia de minerales arcillosos; en lo posible, material con características contrastantes. La descripción macroscópica general de los núcleos se realiza considerando: color, lustre, reacción al HCl, textura, tamaño de fragmentos, tamaño de granos (si son macroscópicos), tipo de matriz, descripción de aspectos relevantes como pueden ser la presencia de estilolitos, macrofósiles, fallas, fracturas etc.

Corte y preparación de muestras.

Cortes longitudinales. Estos cortes se realizan a un tercio del diámetro del núcleo. De este corte se obtienen rebanadas gruesas, de ellas se preparan láminas delgadas y superficies pulidas para llevar a cabo las observaciones en el microscopio petrográfico. La parte restante del núcleo (2/3) se pule para ser escaneada y emplearla para la descripción granulométrica, descripción megascópica y cuantificación de fracturas. Los recortes sobrantes de los cilindros completos y demás fragmentos se seleccionan para los estudios por difracción de rayos-X y microscopía electrónica.

Petrografía sedimentaria.

La petrografía sedimentaria es al análisis microscópico de ambientes diagenéticos y de depositación; incluye la composición mineralógica, el origen de sedimentos y de clastos; así como la secuencia de eventos diagenéticos ocurridos.

El estudio petrográfico de láminas delgadas constituye la base de la investigación de rocas sedimentarias, siliciclásticas, volcánicas, carbonatadas y evaporíticas. La información obtenida de un análisis petrográfico proporciona un gran soporte a las observaciones de campo y en el caso de rocas sedimentarias es la fuente de información que será complementada con los resultados obtenidos al aplicar otras técnicas de estudio como son: la difracción de rayos-X, microscopía electrónica de

barrido y el análisis químico elemental cuantitativo de minerales presentes en la roca, o bien, de la roca en general.

Las muestras se preparan de acuerdo con los procedimientos institucionales P-UG-009 y P-UG-010. La petrografía se lleva a cabo en un microscopio óptico Carl Zeiss y la mineralogía se realiza en un microscopio convencional de luz reflejada.

Difracción de rayos X.

La difracción de rayos-X es un método instrumental particularmente útil en el análisis de material cristalino de grano muy fino (Hardy y Tucker, 1991). Existe una variedad de aplicaciones para caracterizar los componentes de los sedimentos. Entre ellas se puede mencionar el análisis de roca total (donde es posible no detectar la presencia de minerales que están en muy baja proporción y que pueden encontrarse debajo del límite de detección para ese mineral). También se puede realizar el análisis de la fracción arcillosa presente en la roca total, determinar el grado de cristalinidad en illitas (Eberl, 1993; Ma et al., 1992); al igual que el contenido de Fe y Mg en cloritas.

Cuando la cantidad de illita lo permite, se estima el K presente en la estructura de la mica. Cada determinación tiene siempre un objetivo específico.

Como parte de la caracterización geológica de los núcleos únicamente se analiza la fracción arcillosa de los mismos. La preparación de muestras se lleva a cabo de acuerdo con el procedimiento P-UG-007 de la Gerencia de Geotermia.

El análisis mineralógico de la fracción arcillosa se lleva a cabo en un difractor Siemens D500 con radiación filtrada de cobre. La identificación de minerales se realiza por medio del archivo de identificación de Powder diffraction file del International Centre for Diffraction Data (1980).

Microscopio electrónico de barrido. (MEB).

El Microscopio electrónico de barrido (o **SEM**, de Scanning Electron Microscopy), es aquel que usa electrones en lugar de luz para formar una imagen. Tiene una gran profundidad de campo, la cual permite que se enfoque a la vez una gran parte de la muestra. También produce imágenes de alta resolución, que significa que características espacialmente cercanas en la muestra pueden ser examinadas a una alta magnificación. La preparación de las muestras es relativamente fácil pues la mayoría de SEMs sólo requieren que estas sean conductoras.

En el microscopio electrónico de barrido la muestra es recubierta con una capa de metal delgado, y es barrida con electrones enviados desde un cañón. Un detector mide la cantidad de electrones enviados que arroja la intensidad de la zona de muestra, siendo capaz de mostrar figuras en tres dimensiones, proyectados en una imagen de TV. Su resolución está entre 3 y 20 nm, dependiendo del microscopio. Inventado en 1931 por Ernst Ruska, Heinrich Rohrer, permite una aproximación profunda al mundo atómico. Permite obtener imágenes de gran

resolución en materiales pétreos, metálicos y orgánicos. La luz se sustituye por un haz de electrones, las lentes por electroimanes y las muestras se hacen conductoras metalizando su superficie. Los electrones secundarios se asocian a una señal de TV.

Utilización.

Este instrumento permite la observación y caracterización superficial de materiales inorgánicos y orgánicos, entregando información morfológica del material analizado. A partir de él se producen distintos tipos de señal que se generan desde la muestra y se utilizan para examinar muchas de sus características. Con él se pueden realizar estudios de los aspectos morfológicos de zonas microscópicas de diversos materiales, además del procesamiento y análisis de las imágenes obtenidas.

Análisis de fracturas.

El análisis de fracturamiento constituye una valiosa herramienta desarrollada en la gerencia de geotermia para el análisis y cuantificación de oquedades y microfracturas en los núcleos proporcionados por Pemex.

El estudio se realiza en cortes longitudinales de los núcleos con un grosor de 1/3 del diámetro total del núcleo, éstos son pulidos con abrasivos muy finos. Finalmente, se realiza un pulido a espejo con cada muestra.

El procesamiento digital consiste en reproducir la superficie pulida de cada muestra con un scanner a 1400 dpi, (**puntos por pulgada, ppp**) del inglés dots per inch (DPI) es una unidad de medida para resoluciones de impresión, concretamente, el número de puntos individuales de tinta que una impresora o toner puede producir en un espacio lineal de una pulgada.

A color. Se calibra la imagen de cada muestra. Se aplica un filtrado de bordes y ecualización de imagen. Se sectorizan las oquedades, fracturas y áreas de las muestras. Finalmente, se cuantifican áreas, longitudes e intersecciones mediante el programa elaborado para tal fin.

El resultado se presenta en un formato digital que incluye datos de identificación de la muestra y un resumen que incluye: área de la muestra, área de oquedades, área de fracturas, número total de fracturas, número de intersecciones, número de fracturas por área, número de intersecciones por fractura y número de intersecciones por área.

Más adelante se muestra un ejemplo de la forma de presentación del análisis de micro fracturamiento en cortes longitudinales de núcleos.

Resultados¹.

¹ Tomado de documento electrónico <http://www.monografias.com/trabajos62/nucleos-perforacion/nucleos-perforacion2.shtml#ixzz4MyiJEbMr>

Con el objeto de ejemplificar la aplicación de la metodología empleada en la caracterización geológica de núcleos obtenidos en la perforación de pozos petroleros.

Información sobre la muestra.

- Pozo
- Núcleo
- Fragmento
- Profundidad
- Fracturas
- Longitud de la muestras.

En la descripción microscópica se puede diferenciar el armazón, matriz y cemento; generalmente el cemento tiene un tamaño de grano menor que la matriz y la matriz tendrá un tamaño de grano menor que el armazón, hay casos en los cuales el armazón tiene un tamaño tan pequeño que va a ser igual a la matriz y al cemento, o en otros casos el cemento y la matriz pueden ser iguales, depende del tipo de roca que estemos observando y su litología.

Las muestras macroscópicas o muestras de mano son las que usaremos para generar nuestras secciones delgadas, las cuales usaremos para realizar la descripción microscópica de estas muestras, la cual será explicada a continuación.

4.5) Petrografía:

La petrografía es un campo de la petrología que se ocupa de la descripción y clasificación de las rocas mediante la observación microscópica de secciones o láminas delgadas derivadas de las rocas en estudio, en un microscopio petrográfico, clasificándolas según su textura y composición mineralógica. Este tipo de análisis revela una serie de características y/o propiedades evaluables en los cristales y la relación que existen entre ellos, lo que va a ayudar a determinar la composición de la roca centrándose principalmente en la naturaleza y origen de la misma.

Una roca no es una agrupación casual de minerales, tales agrupaciones responden a ciertas condiciones de formación y, a través de los minerales se pueden estudiar dichas condiciones, como las propiedades ópticas cuando la luz polarizada pasa o se refleja sobre ellos.

Del gran conjunto de minerales conocidos en la naturaleza sólo un grupo reducido de unos cincuenta, denominados petrogénicos o petrográficos, desempeñan un

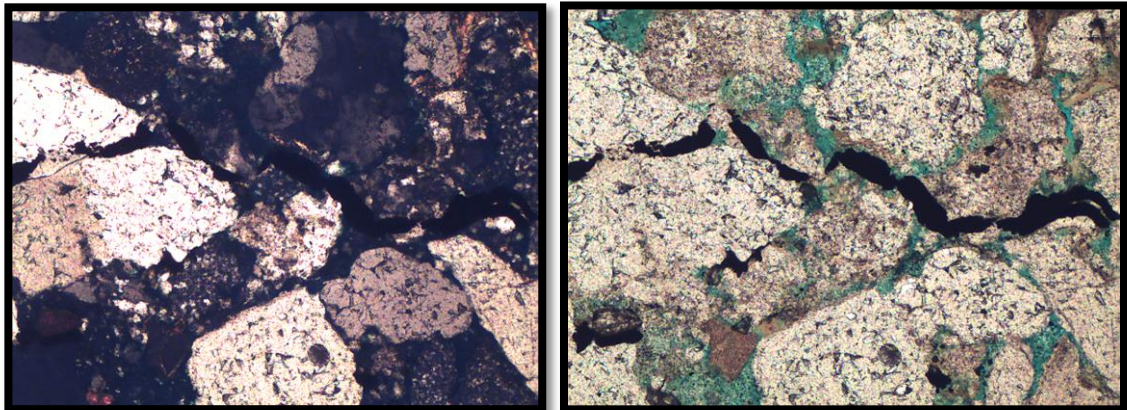
papel fundamental en la formación de las rocas; los principales son: silicatos – componentes más importantes–, carbonatos, sulfatos, sulfuros, cloruros, fosfatos, óxidos e hidróxidos.

De todos los minerales que forman una roca, se diferencian los componentes primarios y los secundarios; los primarios incluyen a los esenciales que dan nombre a la roca y se presentan de una manera constante y los accidentales o accesorios que su presencia no es tan indispensable para la clasificación de la roca; los minerales secundarios son aquellos que se originan por la transformación o alteración de minerales primarios.

Un estudio petrográfico requiere, un examen físico de la roca que nos brinde información sobre el aspecto, textura, color, fuerza y tamaño de grano o granularidad de la roca.

Después de las observaciones macroscópicas se realiza una descripción microscópica. La cual consiste en determinar la composición mineralógica y los rasgos texturales, con lo que es posible obtener mucha información de donde se originó la roca; también se determina la forma y color de los cristales, tipo u origen de cada mineral, la textura, la relación mutua entre los minerales y/o asociaciones minerales, así como la matriz o cementante en caso que esté presente. Cada tipo de roca tiene características microscópicas específicas muy importantes en una clasificación.

Figura 1 Sección Delgada en Nicoles Cruzados y Sección Delgada en nicoles Paralelos



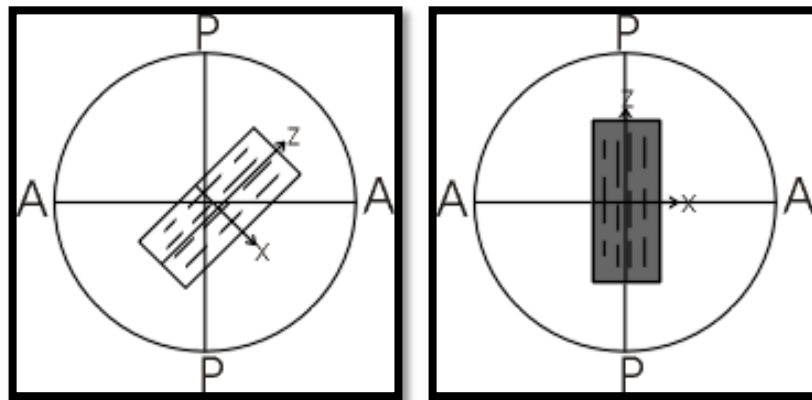
4.5.1) **La extinción**

Es una propiedad óptica que permite separar los minerales en nuevos grupos en función del tipo de extinción que presenten; la extinción esta referida a una dirección del cristal que generalmente esta evidenciada por el lado mas largo (eje C), las trazas de exfoliación o clivaje y las maclas.

4.5.2) Tipos de extinción:

- *Extinción Paralela*: cuando ocurre en la dirección vertical u horizontal, paralela a la dirección de polarización de los nicoles.

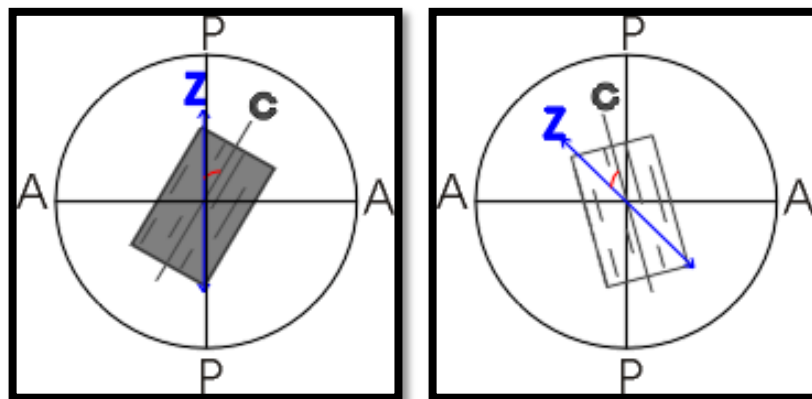
Figura 2 Extinción paralela



Fuente: Manual de mineralogía óptica kerr

- *Extinción Oblicua*: cuando ocurre con cierto ángulo de desviación de la dirección vertical u horizontal.

Figura 3 Extinción Oblicua



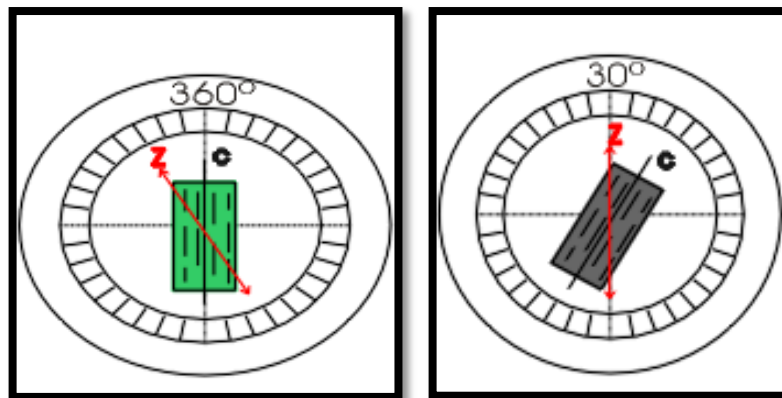
Fuente: Manual de mineralogía óptica kerr

- *Extinción Simétrica*: ocurre en los minerales con clivaje rómbico, cuando las diagonales de los rombos son paralelas a la dirección de los nicoles.

El ángulo de extinción en un mineral solo se puede medir si este tiene una extinción oblicua, ya que la extinción en paralelo tiene un ángulo que puede ser 0° o 90° en dirección de la referencia.

Para tomar la medida del ángulo de extinción se coloca el cristal en máxima iluminación, luego de tener el cristal en máxima iluminación se hace la lectura inicial de la platina, siguiente se rota la platina en sentido horario hasta que alcance la extinción y se toma una lectura final en la platina y al hacer la resta de estos dos ángulos, va a darnos el ángulo de extinción.

Figura 4 Angulo de extinción



Fuente: Manual de mineralogía óptica kerr

4.5.3) Sección delgada:

Una sección delgada es una laminilla de roca, la cual ha sido reducida hasta un espesor de tres micras. El método de preparación es determinado por el tipo de microscopio en el que se ha de analizar la muestra.

Los minerales opacos se estudian con el microscopio de reflexión, aunque también puede utilizarse una lámpara auxiliar con un microscopio común; de ser así, la muestra se corta para obtener una superficie plana y pulida.

Los minerales transparentes se preparan con un portaobjetos haciendo uso del Bálsamo de Canadá.

Los estudios de la óptica Mineral no están restringidos sólo a las rocas, también pueden analizarse otros materiales no consolidados como arcillas, arenas, etc.

Es importante orientar la muestra al momento de tomarla del afloramiento, pues, en muchos casos los minerales pueden mostrar cierta orientación que representa importante información para el estudio.

4.6) Descripción petrográfica.

Para la realización de esta descripción se van a tomar como referencia las siguientes clasificaciones:

4.6.1.1) Descripción secciones delgadas.

- Estudio de las características de los componentes de las rocas (aspecto descriptivo de su textura, su composición química y su estructura).
- Como se realiza la descripción
- Conteo de puntos (metodología – limitaciones)

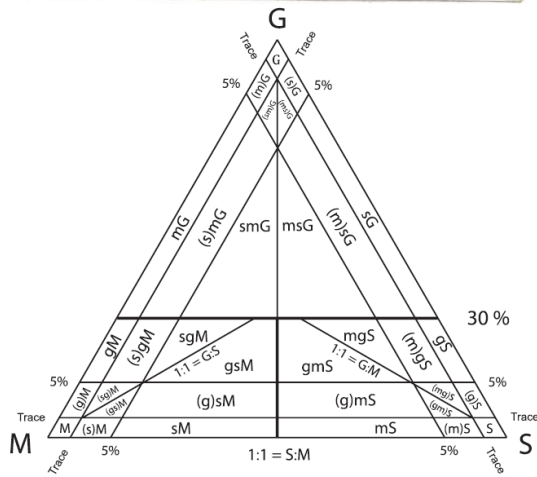
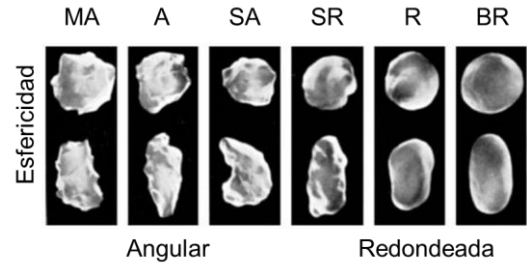
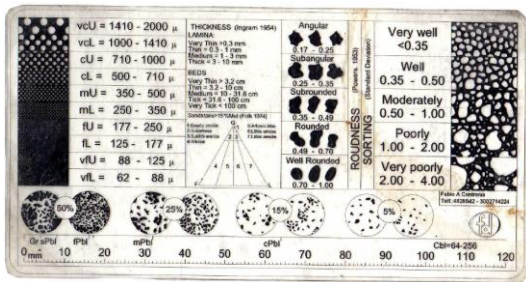
4.6.1.2) Textura

- Tamaño (granulometría Wentworth) de los componentes y su relación (armazón y matriz)
- Selección o calibrado (Pettijohn)
- Forma - redondez y esfericidad (Powers)
- Contacto entre granos y empaquetamiento.
- Porcentajes de Cemento – matriz.

4.6.1.3) Composición

- Reconocimiento de elementos composicionales
 - Clasificación de rocas sedimentarias (cuarzo, feldespatos y fragmentos de Roca).
 - Otros elementos composicionales que se pueden presentar (accesorios) son las micas (moscovita, biotita), glauconita, clorita, Siderita, arcillas (caolinita – esmectita)
 - Madurez Textural
-
- Tamaño de grano (Wentworth 1992)
 - Clasificación textural (Folk 1974)
 - Estructuras sedimentarias, bioturbación (Reineck 1967)
 - Color (Munsell).

Figura 5 Diagrama textural de clasificación de Folk et al. (1970), modificado por Farrel, et al. (2012) para las secciones analizadas en este trabajo.

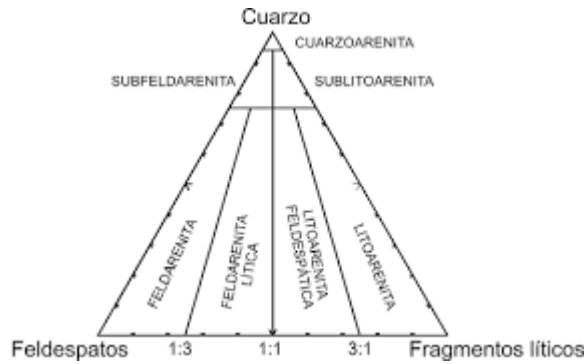


Texture	
Code	Description
G	gravel
sG	sandy gravel
mG	muddy gravel
smG	sandy, muddy gravel
msG	muddy, sandy gravel
S	sand
mS	muddy sand
gS	gravelly sand
gmS	gravelly muddy sand
mgS	muddy gravelly sand
M	mud
sM	sandy mud
gM	gravelly mud
gsM	gravelly mud
sgM	sandy gravelly mud

Attribute	
Code	Description
m	massive
biot	bioturbated
b	burrowed
lam	laminated
b-lam	burrow-laminated
l	lenticular bedding
w	wavy bedding
f	flaser bedding
gr	graded
gr-lam	graded laminates
x	cross-bedded

Fuente: Folk et al. (1970), modificado por Farrel, et al. (2012).

Figura 7 Diagrama ternario de clasificación de areniscas de Folk et al. (1970) para las areniscas analizadas en este trabajo



Fuente: Folk et al. (1970), modificado por Farrel, et al. (2012)

4.7) Tratamiento avanzado de imágenes.

4.7.1) Conceptos básicos.

Las imágenes digitales en dos dimensiones se realizan creando una retícula de cuatro lados, iguales de dos a dos (ancho y alto, siempre en ese orden, por cierto). Hoy día no se puede hacer de otra manera (las siluetas o formas desiguales son siempre un enmascaramiento de imágenes rectangulares o cuadradas).

Cada una de las celdillas de dicha retícula se llama "píxel". Un píxel, es un concepto inmaterial que no tiene una medida concreta. No podemos decir si un píxel mide 1 cm. o 1 km. En principio, es solamente una medida de división en celdillas.

De este modo, podemos hablar de una imagen que tenga 200 × 100 píxeles sin saber qué tamaño real y físico tiene. Lo único que sabemos es que la hemos dividido en 20.000 celdillas.

4.7.2) Profundidad del color.

Es un concepto de la computación gráfica que se refiere a la cantidad de bits de información necesarios para representar el color de un píxel en una imagen digital o en un frame buffer. Debido a la naturaleza del sistema binario de numeración, una profundidad de n bits implica que cada píxel de la imagen puede tener 2^n posibles valores y por lo tanto, representar 2^n colores distintos.

4.7.3) Imágenes en 1-bit.

En este tipo de imágenes cada celdilla (píxel) sólo puede tener uno de dos valores: Uno o cero. Como basta 1 bit para definir esa alternativa, se les llama "imágenes de 1 bit" (también se les llama "imágenes de mapa de bits, de alto contraste, o imágenes de línea").

4.7.4) Imágenes en 8-bit.

Cada píxel puede tener 256 valores diferentes (las 256 posibilidades combinatorias de un byte u octeto). Este es el modo de las imágenes digitales de blanco y negro "normales".

4.7.5) Imágenes en rgb o lab 24-bits

Si tomamos un píxel y le asignamos tres bytes, dispondremos de 24 bits en tres grupos de ocho, podemos "colorearlo" siguiendo el sistema de color de los monitores de televisión, que se basan en tres "canales" de luz de color (rojo, azul y verde). De este modo podemos distinguir hasta 16.777.216 millones de tonos de color (256 rojo × 256 azul × 256 verde). En realidad, lo que hicimos fue superponer

tres canales de luz, uno rojo, otro verde y otro azul, cada uno con 256 posibilidades de tono.

4.7.6) Imagen binarizada.

Una imagen binaria es una imagen digital que tiene únicamente dos valores posibles para cada píxel. Normalmente, los colores utilizados para su representación son negro y blanco, aunque puede usarse cualquier pareja de colores. Uno de los colores se emplea como fondo y el otro para los objetos que aparecen en la imagen.

4.8) Imagej- Fiji.

Image J es un software libre de procesamiento de imágenes basado en java como su lenguaje de programación, fue inspirado en el software NIH Image creado para procesar imágenes en computadores Macintosh, se considera una aplicación descargable o de forma portable, puede ser corrida en sistemas operativos tales como Windows, Mac OS X y Linux. Puede leer gran variedad de formatos de imágenes tales como: TIFF, GIF, JPEG, BMP, DICOM, FITS and 'raw'. Posee la capacidad de leer, visualizar, editar y grabar imágenes de 8-bit, 16-bit, 32-bit y soporta stacks e Hyperstacks.

4.8.1) Funciones del IMAGEJ-FIJI.

Se puede calcular estadísticas de la zona y el valor del pixel, puede medir distancias y angulos.se puede crear histograma de densidad y líneas de perfil. Cumple funciones estándar de procesamiento de manipulación de contraste, nitidez, suavizado, detección de bordes y filtrado. Transformaciones geométricas tales como manejo de escala, rotación, ampliación y reducción de imágenes, escala de grises y dimensionamiento espacial del mundo real. No cuenta con limitación a la cantidad de imágenes abiertas limitándolo solamente por la memoria disponible del hardware donde se usa el programa.

4.8.2) Aplicaciones del IMAGEJ-FIJI en petrografía

Al ser un software de procesamiento y tratamiento de imágenes, podemos utilizarlo como herramienta para validación de datos obtenidos mediante petrografía, debido a su gran capacidad de seccionar y determinando áreas dependiendo de la cantidad de pixeles, ofrece la versatilidad para luego de una correcta manipulación de imágenes el poder determinar propiedades petrográficas y parámetros texturales como:

- porosidad visual

- sorting o calibrado
- forma y tamaño de grano

4.9) Estadística aplicada a sedimentología.

Es de carácter importante unir la estadística a la hora de describir y analizar unidades sedimentarias en la geología la estadística es utilizada como un factor de apoyo importante y de esta manera poder crear definiciones claras y lo más precisas posibles. A continuación, se mostrará algunos conceptos sobre los cuales se aplican estadística, los cuales fueron utilizados en este estudio.

El tamaño de las partículas es un factor de suma importancia a la hora de realizar un análisis sedimentario, este valor siempre tendrá un valor real continuo además de eso el rango de valores será de carácter muy amplio de tal manera el análisis estadístico de este representará una dificultad superior, por tal razón se utiliza la escala granulométrica de Udden-Wentworth².

Dicha escala geométrica consiste en obtener intervalos geométricos igualmente espaciados y de esta forma poder simplificar los análisis estadísticos de los sedimentos y otorgando facilidad a la hora de realizar los cálculos.

La escala denominada “Escala Phi (ϕ)” se construye a partir de la función logarítmica $\phi = -\log_2 X$, donde X es el tamaño del grano, expresado en milímetros; dicha escala da origen en el tamaño 1mm que a su vez sería 0 y los límites de los intervalos de clase se declaran como logaritmos enteros base 2, asociados a tamaños de grano, múltiplos y submúltiplos de 2, expresados en milímetros. Con esta escala, a los tamaños de grano mayores de 1 mm, les corresponden valores negativos de ϕ y a los tamaños de grano menores de 1 mm, les corresponden valores positivos de ϕ .

Para el análisis estadístico se pueden utilizar la totalidad de los datos, o se puede escoger una cantidad significativa que pueda representar de manera correcta la curva acumulativa, de aquí que la caracterización de los sedimentos se dan gracias a 3 medidas principales llamadas “Medidas principales de tendencia central”³

4.10) La moda (MO)

La cual es el punto más alto, donde es máxima la pendiente de la curva de frecuencia (curva de Gauss).

²Selley, C. Richard (2000). “Applied Sedimentology”, Academic Press, San Diego, California. pp. 52

³Lewis, Douglas W. and McConchie, David (1994). “Analytical Sedimentology”, Chapman & Hall, New York, pp. 213

4.11) La mediana (MD)

La cual corresponde a la ordenada del 50% en la curva acumulativa, útil en el estudio del origen y el transporte de las partículas, en especial si existen más de dos fuentes de procedencia de sedimentos, y presentando la desventaja de no incluir a los extremos de dicha curva.

$$Md = \varphi_{50}$$

4.12) La media (MZ)

La cual proporciona el promedio del tamaño de las partículas, dato útil para la interpretación de las condiciones de formación de los sedimentos clásticos, pues se relaciona con la energía del agente de transporte, ya que es función directa de la litología y de la textura de la roca original.

$$MZ = \frac{\varphi_{16} + \varphi_{50} + \varphi_{84}}{3}$$

Otra medida igual de importante es la clasificación de las partículas o como se conoce "Sorting".

4.13) Sorting (σ_1)

$$\sigma_1 = \frac{\varphi_{84} - \varphi_{16}}{4} + \frac{\varphi_{95} - \varphi_5}{6.6}$$

Valor σ_1	Descripción
<0.35	Muy bien clasificado
0.35-0.50	Bien clasificado
0.50-0.70	Moderadamente bien clasificado
0.70-1.00	Moderadamente clasificado
1.00-2.00	Mal clasificado
2.00-4.00	Muy Mal clasificado
>4.00	Extremadamente Mal clasificado

Tabla 1 Clasificación del sorting o tamaño de grano

4.14) Caracterización petrofísica.

4.14.1) Unidad de flujo:

Una unidad de flujo es una región continua y mapeable en el yacimiento que tiene propiedades geológicas y petrofísicas similares que afectan el movimiento de

fluidos inyectados o producidos; además tiene la capacidad de transmitir fluidos lateral y verticalmente⁴.

Para identificar las unidades de flujo se divide el yacimiento en intervalos con características petrofísicas uniformes utilizando registros de pozos y gráficos de saturación de fluido, porosidad, permeabilidad y presión capilar

4.14.2) Poro y radio de garganta de poro:

La descripción y caracterización del sistema poroso de un yacimiento es importante para entender su comportamiento. Sus características se basan en tipos de poros y su geometría.

- **Tamaño de poro:** Un poro se define como un espacio entre las partículas de la roca y su tamaño absoluto; es el radio de la esfera más grande que cabe dentro de él. Se estima visualmente mediante un Scanning Electron Microscope (SEM).
- **Forma del poro:** Describe cualitativamente la forma que tienen los poros que puede ser circular, triangular, poliédrico o irregular.
- **Tamaño de garganta de poro:** Es el factor que controla la transmisibilidad de la red porosa. Se define como el radio de un disco perpendicular al flujo que se ajuste a su punto más angosto. Ver figura 6. Se mide utilizando pruebas de presión capilar de inyección de mercurio.

4.14.3) Porosidad:

Es una propiedad de la roca importante ya que mide el volumen potencial de hidrocarburos que puede almacenar. Es la fracción del volumen total del yacimiento que no está ocupado por la estructura sólida de la roca y se define matemáticamente así:

$$\phi = \frac{V_R - V_{Gra}}{V_r} = \frac{V_p}{V_r}$$

V_r = Volumen de Roca. V_{Gra} = Volumen ocupado por lo granos.

V_p = Volumen Poroso ϕ = Porosidad (fracción)

⁴EBANKS, W. J (JR), SCHEIHING, M. H y ATKINSON, C.D. Flow Units for Reservoir Characterization, Geological Methods, part 6, 1992. p. 282.

4.14.3.1) Clasificación

La porosidad es clasificada según su origen y la comunicación como se explica a continuación:

- **Porosidad primaria:** Es la porosidad formada en la depositación de los sedimentos; se clasifica en intercrystalina (Poros localizados en minerales cristalizados como carbonatados) e intergranular (Poros ubicados entre granos clásticos como arenas). Siendo la más común la intergranular.
- **Porosidad secundaria:** Es la porosidad que se origina por procesos naturales (diagénesis) o artificiales (estimulaciones), después de la depositación de los sedimentos. Los tipos de porosidad secundaria más comunes son la porosidad de fractura, por disolución.

Según la comunicación de sus poros

- **Total, o absoluta:** Fracción del volumen total de la roca que no está ocupado por la matriz.
- **Interconectada o efectiva:** Fracción del volumen poroso que contiene fluidos y se encuentran comunicados entre sí.
- **No interconectada o no efectiva:** Fracción del volumen poroso que contiene fluidos, pero no se encuentran comunicados entre sí.

4.14.4) Permeabilidad

4.14.4.1) Flujo Darcy

La permeabilidad es el parámetro más asociado al potencial productor de yacimiento, es esencial para el desarrollo del activo, crucial para la elección del espesor productor y las tasas de producción.

Darcy⁵ desarrolla una ecuación empírica de flujo, que caracteriza la facilidad del fluido para pasar a través de un material poroso como se muestra en la figura 7. Para un sistema lineal horizontal, la ecuación es la siguiente:

$$V = \frac{Q}{A} = -\frac{K dp}{\mu dx}$$

$v =$ Velocidad del fluido $\left(\frac{cm}{s}\right)$, $K =$ Permeabilidad $\mu =$ Viscosidad Centipoise(cp)

$A =$ Area Transversal de la muestra (cm^2) $Q =$ Tasa de Flujo $\left(\frac{cm^3}{s}\right)$

⁵DARCY, HENRY. Les fontaines publiques de la ville de Dijon, VictorDalmont, 1856. p. 360

4.15) Saturación de fluido.

El medio poroso en los yacimientos hidrocarburos está ocupado por más de un fluido. Se habla de que una fracción del medio poroso esta siempre ocupado por agua, independientemente del ambiente sedimentario en el cual se encuentre el yacimiento, debido a que el agua del mar está presente en los sedimentos desde la depositación y litificación, mucho antes de que el petróleo migre a la roca almacén.

El volumen poroso restante puede estar ocupado por petróleo, si este yacimiento se encuentra subsaturado, o por los tres (agua, petróleo y gas) para el caso de un yacimiento de petróleo saturado. Es indispensable el conocimiento de esta propiedad petrofísica ya que es uno de los factores para cuantificar los volúmenes originales de hidrocarburos, para elegir el mejor método de recuperación secundaria o terciaria, etc.

$$S_f = \frac{\text{Volumen de fluido en la roca}}{\text{Volumen poroso de la roca}} = \frac{\text{Vol de Agua}}{V_p} = \frac{\text{Vol Oil}}{V_p} = \frac{\text{Vol Gas}}{V_p}$$

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

$$V_w + V_o + V_g = V_p$$

4.16) Registros eléctricos.

Los registros eléctricos son una herramienta para examinar condiciones actuales del pozo, sean tomados cuando se encuentra abierto o cerrado nos brindan la posibilidad de determinar medidas de carácter indirectas, con el beneficio de ofrecernos un punto de partida y así poder planear de forma correcta la mejor estrategia, según sea el caso que se necesite. En el siguiente capítulo se ofrecerán los conceptos básicos de los registros eléctricos comunes más usados en la industria petrolera y la manera de como a partir de ellos determinar propiedades petrofísicas.

4.16.1) Correcciones ambientales y de calidad.

4.16.1.1) Registros de inducción.

- La escala normal para este registro es de 0.2 a 2000 Ohm $\frac{m^2}{m}$
- Las velocidades óptimas para este registro esta entre 3600 y 6000 $\frac{Ft}{Hr}$. (limitado por la velocidad requerida por el GR).
- En arcillas la resistividad es muy variable pero rara vez es menor que 1ohm * m, este registro será menor que SFL y que SN por la anisotropía.

4.16.2) Nivel de arcilla – Volumen de shale (VSH)

$$V_{sh} = \frac{Gr_{log} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}} \text{ Ecuación 1}$$

Gr_{log} = Medida del Registro Gamma Ray

Gr_{min} = Medida mínima del registro Gamma ray

Gr_{max} = Medida máxima del registro Gamma Ray

$$V_{SHDN} = \frac{RHOB_{log} - RHOB_{matrix} + (NPHI_{log} * (RHOB_{matrix} - RHOB_{fluido}))}{RHOB_{shale} - RHOB_{matrix} + (NPHI_{shale} * (RHOB_{matrix} - RHOB_{fluido}))} \text{ Ecuación 2}$$

$RHOB_{log}$ = Medida tomada del registro Density

$RHOB_{matrix}$ = Densidad de la matriz para el caso de la arena = 2.65 g/cc

$RHOB_{fluido}$ = Densidad del fluido que invade la zona, varía entre 0.8 – 1.1 g/cc, este valor se puede determinar en los cabezotes del registro.

$RHOB_{shale}$ = Densidad para la arcilla, este valor puede determinarse de las zonas arcillosas, para este caso fue de 2,75 g/cc

$NPHI_{log}$ = Medida tomada del registro neutrón, en fracción.

$NPHI_{shale}$ = Medida tomada del registro neutrón en las zonas arcillosas, para este caso fue 0.46

4.16.3) Porosidad total.

$$\phi_{DT} = \frac{\rho_{matrix} - \rho_{log}}{\rho_{matrix} - \rho_{fluido}} \text{ Ecuación 3}$$

ρ_{log} = Valor tomado del registro de densidad (bulk density) g/cc

ρ_{matrix} = Densidad de la matriz para el caso de la arena = 2.65 g/cc

ρ_{fluido} == Densidad del fluido que invade la zona, varía entre 0.8 – 1.1 g/cc, este valor se puede determinar en los cabezotes del registro.

El valor que obtenido de la porosidad total a través del registro density no es muy exacto ya que debemos tener en cuenta el registro neutrón si es que lo tenemos, de tal modo se ha realizado un promedio sencillo que relaciona el valor obtenido por el registro density y el neutrón de esta manera se tendría que la porosidad total sería:

$$\phi_T = \frac{\phi_{DT} + \phi_{NPHI}}{2} \text{ Ecuación 4}$$

ϕ_{DT} = Porosidad total determinada mediante el registro density

ϕ_{NPHI} = Medida de los registros Neutrón Porosity

4.16.4) Porosidad efectiva.

Para determinar el valor de la porosidad efectiva tenemos dos métodos, el primero mediando el registro density y el Volumen de arcilla, y el segundo a través del registro neutrón y el volumen de arcilla.

1. Mediante el registro density

$$\phi_{EFD} = \frac{(\rho_{log} - \rho_{matrix}) - V_{shl} * (\rho_{shl} - \rho_{matrix})}{(\rho_{fluido} - \rho_{matrix})} \text{ Ecuación 5}$$

ρ_{log} = Valor tomado del registro de densidad (bulk density) g/cc

ρ_{matrix} = Densidad de la matriz para el caso de la arena = 2.65 g/cc

ρ_{fluido} == Densidad del fluido que invade la zona, varía entre 0.8 – 1.1 g/cc, este valor se puede determinar en los cabezotes del registro.

V_{shl} = Volumen de arcillosidad determinada para cada intervalo.

ρ_{shl} = Densidad de la sección de arcilla, para este caso fue 2.75 g/cc

2. Mediante el registro neutrón.

$$\phi_{Efn} = \phi_{Log} - V_{shl} * \phi_{shl} \text{ Ecuación 6}$$

ϕ_{log} = Medida del registro de Neutrón porosity

ϕ_{shl} = Valor de porosidad tomado de la arcilla en este caso 0.45

V_{shl} = Volumen de arcillosidad determinada para cada intervalo.

4.16.5) Saturación de agua – Método RWA mínimo.

Cuando no se tienen datos de resistividad del agua de la formación el método más adecuado para el cálculo es a través del método del Rwa mínimo.

En este método el cálculo de la saturación de agua se basa en el cálculo de la Rwa2, la cual es la resistividad del agua de formación aparente, que se puede definir de la siguiente manera:

$$R_{wa} = \frac{R_t}{F} \text{ Ecuación 7}$$

R_t = Resistividad real de la formación

F = Factor de la formación

R_{wa} = Es la resistividad del agua aparente

De la misma forma se puede determinar de la siguiente manera

$$R_{wa} = \frac{R_w}{S_w^2} \text{ Ecuación 8}$$

R_w = resistividad del agua

S_w = Saturación de agua

Si se calcula entonces Rwa para todas las zonas de interés, a las capas acuíferas les corresponderá un valor mínimo de Rwa, que se puede tomar igual a Rw. Generalmente cuando la formación es una arenisca, para calcular el Rwa se utiliza la siguiente expresión:

$$R_{wa} = \frac{R_t * \phi^2}{0.81} \text{ Ecuacion 9}$$

Después de calculado el valor de Rwa para todas las zonas de interés, se debe encontrar el valor del Rwa mínimo entre todos los Rwa calculados anteriormente. Con este valor de Rwa mínimo y el valor de Rwa para cada intervalo se encuentra el valor de Sw, esto con ayuda de la siguiente expresión:

$$S_w^n = \frac{R_{w_{min}}}{R_{wa}} \text{ Ecuación 10}$$

n= exponente de saturación que se determina empíricamente, usualmente es tomado igual a 2.

El cálculo de la saturación de agua refleja un efecto compensado entre la porosidad y la resistividad de la zona virgen, en el cual se observa que los valores obtenidos de porosidad y corregidos por las arcillas disminuyen, mientras que los valores de resistividad de la zona virgen aumentan⁶.

4.17) Métodos de caracterización de unidades hidráulicas.

Generalmente la distribución de permeabilidad es determinada mediante las pruebas a corazones, pero desafortunadamente la cantidad de pozos corazonados es muy baja de tal forma se ha logrado a lo largo de la historia de la industria determinar la permeabilidad gracias a relaciones. Por lo general son relaciones permeabilidad – porosidad, muchas de estas relaciones son cualitativas y cuantitativas a ciencia cierta no existe una relación directa ni indirecta entre estas dos propiedades. De esta forma se utiliza la gráfica semi-log de permeabilidad vs porosidad y se utiliza la siguiente ecuación.

$$\text{Log}(K) = a * \phi + b \text{ Ecuación 11}$$

Cuando se tienen datos muy dispersos y diferentes tipos de rocas presentes en nuestro pozo, esta relación clásica es inutilizable y no tiende a darnos valores adecuados.

4.17.1) Carman Kozeny

El método realizado por Carman Kozeny (Alvarez Pabon, y otros, 2011) que fue desarrollado por un modelo de tubos capilares, es útil para caracterizar rocas consolidadas, esto supone que los capilares poseen un radio promedio y no tiene rugosidad. Sin embargo, estos no tienen un medio poroso con secciones transversales esto tiene explicación debido a que el factor de rugosidad está incluido en la tortuosidad.

$$K = \left(\frac{1}{F_{ST}^2 * S_v^2 g_r} \right) * \left(\frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \right) \text{ Ecuación 12}$$

4.17.2) Radio de poro.

4.17.2.1) Radio de poro Winland R35

La distribución de radios de poro, porosidad y permeabilidad evalúan la calidad de la roca del yacimiento, esto se hace a través de correlaciones matemáticas evaluadas por H.D Winland en el año de 1970 y estas fueron publicadas por KOLODZIE⁷ Consiste en una relación empírica entre la permeabilidad, porosidad y radio de poro, estos resultados se tienen gracias a la prueba de desplazamiento con mercurio para una población de 300 muestras entre las cuales se encuentran arenas y carbonatos.

Para este desarrollo grafico de Winland, se hacen pruebas a corazones con aire, el objetivo consiste en tener una relación que aproxime la permeabilidad del aire (K_{aire}) con la permeabilidad del mercurio (K_{hg}); Swanson⁸ desarrollo varias relaciones que cumplen.

Winland hizo regresiones entre la permeabilidad, porosidad y radio de poro a varios percentiles (30,40,50) pero encontró que la mejor correlación (con el factor R^2 más alto) era la del percentil 35.

La ecuación de Winland es la siguiente:

$$\text{Log}R35 = 0.732 + 0.588 * \text{Log}K_{aire} - 0.864 * \text{Log}\emptyset \text{ Ecuación 13}$$

Donde:

R35: Radio de apertura de poro correspondiente al percentil 35

K_{aire} : Permeabilidad del aire no corregida [mD]

\emptyset : Porosidad [%]

Despejando la permeabilidad de la ecuación se obtiene que:

⁷KOLODZIE, S, Jr, 1980, Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado: Society of Petroleum Engineers, 55th Annual Fall Technical Conference, Paper SPE-9382, 10p

⁸SWASON, Swanson, B. F., 1981. A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures: Journal of Petroleum Technology, Dec., p. 2500

$$\text{Log}K_{\text{aire}} = \frac{0.864 * \text{Log}\phi + (\text{Log}R35 - 0.732)}{0.588} \text{ Ecuación 14}$$

Al graficar K vs ϕ en escala logarítmica se obtiene una línea recta de pendiente $m = \frac{0.864}{0.588}$ y con intercepto en $b = \frac{\text{Log}R35 - 0.732}{0.588}$; Estos datos m y b están en función del tipo de roca.

La curva de R35 se utiliza con el fin de determinar intervalos que poseen radios de poro similares (isoporo), a la saturación de mercurio de 35% y así se puede dividir el yacimiento en diferentes zonas que a su vez podemos asociar con su calidad de producción de esta manera estas zonas se llaman Unidades Hidráulicas o Unidades de Flujo. De esta forma se determinan estas zonas sin realizar pruebas de carácter especial.

De la relación de Winland R35 son clasificados en 4 diferentes categorías y rangos de tamaño de poro. Según Alden⁹ están definidos así:

- **Megaporo:** Son unidades de flujo, con gran tamaño de poro (>10 [μm]), que producen fácilmente cerca de diez mil barriles por día de aceite, de mediana gravedad si el espesor de la zona y otros factores son constantes.
- **Macroporo:** Unidades de flujo con tamaño de poro un poco más pequeño (2-10 [μm]), capaces de producir miles de barriles de aceite por día.
- **Mesoporo:** Unidades de flujo que permiten solo cientos de barriles de aceite por día, no tienen tasas máximas a menos que la zona tenga un espesor muy grande y continuidad del tipo de poro. (0.5-2 [μm]).
- **Microporo:** Unidades de flujo de grosor moderado que son de interés, pero como sellos potenciales, ya que solo producen pocos barriles de aceite de gravedad mediana por día sin restricciones mecánicas. (<0.5 [μm]).

Winland R35 es una ecuación ampliamente utilizada en la industria, pero no es la única para definir distribuciones de permeabilidad en función de la porosidad y el radio de poro. Cabe notar que el modelo Winland asume que el medio poroso homogéneo que se compone de tubos capilares rectos, circulares y no intercomunicados. Por lo tanto, no toma en cuenta la tortuosidad.

4.17.2.2) Amaefule

En otra clase de yacimiento por lo general clásticos, estos presentan gran heterogeneidad y son aniso trópicos, sin embargo, siempre habrá parte de esas heterogeneidades que se comportaran de una manera similar, en otras palabras,

⁹ALDEN J MARTIN, et al, Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs, 1997, AAPG Bulletin, V. 81, No. 5, p. 73

geo cuerpos que son homogéneos dentro de la heterogeneidad del yacimiento¹⁰. Amaefule, Tiab parten originalmente de la ecuación de Carman Kozeny pero introducen el factor K_t , que es el factor Kozeny pero asumen que este factor varía dependiendo de cada unidad de flujo.

$$K = \left(\frac{1}{k_T * S v_{gr}^2} \right) * \frac{\phi^3}{(1-\phi^2)} \text{ Ecuación 15}$$

El factor K_T para una arenisca homogénea se puede estimar mediante la siguiente expresión

$$K_T = \frac{1}{J_1^2}$$

El índice litológico J_1 es determinado de los datos de presión capilar, estos se ajustan a una línea recta la cual se puede representar mediante la siguiente expresión

¹⁰Amaefule, Jude O, et al. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, 1993, Paper SPE 26436. p.3.

5) Metodología

En el siguiente estudio se hablará acerca del pozo UIS-1, se dará a conocer un marco estratigráfico, un marco estructural y se realizara una descripción de los núcleos que fueron tomados; a partir de estos núcleos se realizara una descripción facial. A lo largo de los núcleos extraídos se tomaran unas muestras, estas están localizadas a diferentes profundidades y con ellas se van a realizar unas secciones delgadas las cuales vamos a analizar; se aplicara un método de conteo de puntos con el cual vamos a obtener porcentajes de porosidad, tamaño de grano, minerales contenidos, materia orgánica, cemento y matriz, los cuales nos ayudaran a identificar el tipo de roca con el que contamos.

Luego de contar con las facies identificadas y la descripción petrográfica se implementará la metodología del tratamiento de imágenes como herramienta complementaria para la descripción de secciones delgadas.

Luego de tener toda la información geológica integrada se procederá a integrar los registros eléctricos y determinar las propiedades que están indirectamente asociadas a ellos, con el fin de realizar un amarre roca registro. Además de ajustar las propiedades a yacimiento gracias a pruebas de laboratorio realizadas a los núcleos de perforación.

Con las propiedades ajustadas al yacimiento se procederá a utilizar la metodología descrita por (Alvarez Pabon, y otros, 2011) para determinar las unidades hidráulicas en el pozo UIS 1 y por ultimo poder definir tipos de roca junto con las propiedades asociadas a cada una de ellas.

Como un adicional en el proyecto se construirá el modelo petrofísico del pozo UIS 1 esto permitirá facilitar posibles estrategias para el desarrollo del mismo.

6) Modelo geológico.

6.1) Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Es una cuenca intramontaña estrecha orientada en dirección SSW-NNE a lo largo del curso superior del Río Magdalena, entre las cordilleras central y oriental. Tiene aproximadamente una extensión de 26200 km², incluye territorio de los departamentos de Cundinamarca, Tolima, Huila, Cauca y Putumayo. El alto de Natagaima-Patá divide la cuenca en las subcuencas Girardot (norte) y Neiva (sur). Estructuralmente, es una depresión limitada a este y oeste por sistemas de fallas compresivos.

La sucesión estratigráfica incluye rocas sedimentarias marinas y continentales del paleozoico y del triásico, depósitos volcanoclásticos del Jurásico, y principalmente sedimentos marinos de edad cretácica, sedimentos fluviales a transicionales del paleógeno, y sedimentos continentales y volcanoclásticos del neógeno.

La cuenca produce cerca de 18 millones de barriles anuales en 28 campos (3ra más productora).

La roca fuente está asociada a dos horizontes ricos en materia orgánica de edades albiano (KiU-100) y turoniano (KsL-90).

Los mayores reservorios corresponden a niveles de areniscas del albiano y campaniano-Maastrichtiano (KsU-66), aunque otros intervalos de arena y calcáreos cretácicos y cenozoicos también son objetivos exploratorios.

6.1.1) Evolución de la cuenta:

En el precámbrico, el escudo de la Guyana como parte de la placa de Suramérica, se extendió hasta la región actual de la cordillera Central. Cerca de los 1.2 Ga, la orogenia Orinoquia (Grenviliana) ocurre como resultado de la colisión entre Laurentía (bloque continental norteamericano) y el escudo de la Guyana. Debido a esto se generaron cinturones metamórficos de alto grado (facies granulita). Este evento de metamorfismo fue datado en cerca de 1 Ga. Parte de este cinturón (Macizo de Garzón) contiene las rocas más antiguas de la cuenca, y fueron expuestas durante la orogenia andina.

En el cámbrico (540-480), la subsidencia del margen este del escudo produjo una trasgresión, que permitió la acumulación de una sucesión de sedimentos de grano fino. Esta primera formación estuvo involucrada en un nuevo pulso orogénico, que generó un cinturón metamórfico de bajo grado (facies subesquistoso verde),

representado por el grupo Quetame y Güejar (cordillera oriental), la formación Silgará (Santander-Perijá) y análogos en la SNSM.

Durante el paleozoico tardío se presentó un episodio de colisión continente-continente, lo que causó una regresión produciendo un ambiente marino somero. El tercer evento orogénico presentado es conocido como el “Aulacogeno de Bolívar” y fue dominado por un régimen tectónico extensional que generó un Rift intercontinental, posiblemente de edad Pensilvanico (315) a pérmico (250).

En el triásico temprano el episodio extensivo continúa. En el triásico tardío (Norian 210) se depositó una gruesa sucesión de carbonatos relacionados con una nueva ingresaron marina. Estas calizas son encontradas en Ecuador y en Perú, donde las Calizas de Pucará constituyen una de las mayores rocas generadoras de la cuenca Marañón.

Para finales del triásico y durante el Jurásico ()

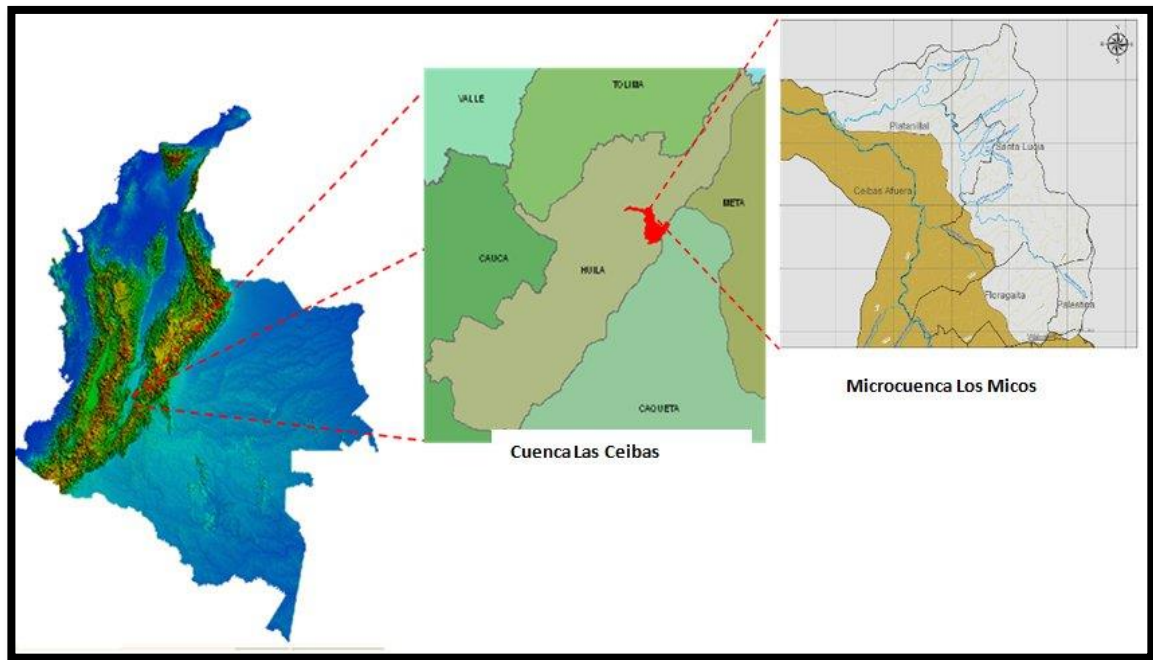
Durante el cretácico temprano, se presenta una depresión estructural heredada del jurásico (145). El registro litológico muestra que la sedimentación cretácica en la subcuenca Girardot inició durante el intervalo Berramiano tardío (Ki129) Aptiano medio (Ki120) con la depositación de capas fluviales rojas y conglomerados de abanicos aluviales, y arenas fluviales. Durante el aptiano tardío (Ki113), una incursión marina mayor inició, la cual alcanzó un estado de máxima inundación en el albiano temprano (KiU → Km-110). Esto fue seguido por un corto evento regresivo durante el cual, depósitos de litoral fueron depositados (playas, deltas, litoral transicional). A mitad del albiano se presentó un retorno a las condiciones marinas produciendo una nueva superficie de máxima inundación, y el relleno del espacio de acomodación durante el cenomaniano (KsL-98), sugiriendo la evidencia de aguas someras a condiciones costeras. Durante el cenomaniano tardío (KsL-94) se inicia un hundimiento del piso de la cuenca, alcanzando de nuevo el estado de máxima inundación en el turoniano (KsL-89).

6.1.1.1)

Para la mitad del albiano (KiU-105), se presenta un levantamiento local en el margen de la cuenca, principalmente el margen oeste, con una caída relativa del nivel del mar. Esto produjo que, en la subcuenca Girardot, se presente una discordancia local hacia el margen oeste, además de la formación de múltiples sistemas fluviales que fueron responsables de suplir las cuarzoarenitas y lodolitas de la formación Caballos, la cual se acumuló en un ambiente transicional (litoral, deltaico y playa). Esta formación es el principal reservorio de esta subcuenca. Para el caso de la subcuenca de Neiva, se depositaron sedimentos finos, carbonatos y areniscas en ambientes marinos someros. Posteriormente en el albiano medio, (KiU-105) las condiciones marinas retornaron para alcanzar una nueva superficie de máxima inundación.

6.2) Campo UIS

Figura 6 Ubicacion del Campo Uis en la cuenca del Valle Superior del Magdalena



FUENTE: <http://www.cam.gov.co>

El campo Uis está localizado en la subcuenca de Neiva, cerca de 25 Km al noroeste de la ciudad de Neiva. Presenta un OOIP de 550 Mbls, y tiene un factor de recobro de 30.5%. El campo produce de la formación caballos, y presenta a la formación (grupo) Villeta como generadora (La Luna) y como sello.

El campo produce de la Formación Caballos (rocas cretáceas de Albiano-Aptiano). El grupo es el sello de la estructura y es la formación generadora de hidrocarburo. Las formaciones pueden ser estar nombradas de otra manera. Caballo inferior corresponde a la formación Alpujarra. La formación Oca corresponde al miembro Medio, y Caballos con Caballos superior¹¹ Los intervalos Superior (KCU) e Inferior (KCL) de la Formación Caballos están separados por 100 pies de shales ricos en materia orgánica, denominados Caballos Medio (KCM)

¹¹N. Etayo 1994 – N.Ecopetrol.

6.2.1) *Caballos Inferior:*

De ambiente fluvial a estuarino, incluye diferentes depósitos de subambientes (canal fluvial, de marisma...). Las areniscas de canal son de grano predominantemente grueso, variando a arena media, de moderada a buena selección. Los depósitos más *tranquilos*, (Bay Fill, Bay Head Delta) exhiben granulometría más fina, y menor selección por presencia de matriz, pseudomatriz y laminaciones de arcilla.

La compactación es moderada, con horizontes donde, a mayor cantidad de líticos, se incrementa la compactación. *La extrema compactación está relacionada a un flujo de calor alto y a la deformación compleja del área.* Está constituida por cuarzo, feldespato, plagioclasas y líticos de origen volcánico. El feldespato varía entre potásico y plagioclasas entre 6 y 13 %, dando tendencia de las rocas a subarcosas. Los líticos corresponden principalmente a rocas volcánicas ácidas de composición riolita y menormente a rocas plutónicas félsíticas. La cantidad varía entre 2 y 17%.

Los minerales autigénicos más importantes son: clorita, caolinita, cuarzo, siderita, calcita ferrosa (ankerita) y óxidos. La siderita es un mineral muy abundante, con menor frecuencia se presenta en Ocal. Se presenta a manera de concreciones en sedimentos más arcillosos, y como microgramos redondeados a rombohedricos en canales de influencia mareal. En las areniscas aparece remplazando granos, rellenando el espacio poral o formando un delgado abrigo microgranular impregnado de hidrocarburo pesado. La caolinita se presenta en canales fluviales y mareales. La porosidad es principalmente primaria y varía entre 6 y 8% (canales con influencia mareal).

6.2.2) *Caballos medio:*

Una secuencia monótona de depósitos de lagoon, y sobre este un intervalo calcáreo y con shale. El tope está marcado por el comienzo de la regresión. Los ambientes varían de Offshore a lower Shoreface.

Alto contenido de sedimento finogranular, eventos de glauconitización, enriquecimiento en siderita. La glauconitización sugiere eventos de óxido-reducción fluctuantes, en régimen de baja sedimentación. Al tope se presentan arenisca depositadas en ambientes que varían entre lower y middle Shoreface (olas). Estas areniscas son de grano medio, moderadamente seleccionadas, principalmente de cuarzo, en menos cantidad fosfatos, fósiles, glauconita (0.5% :/), con escasas laminaciones de arcillas.

Presentan calcita poiquilotópica rica en hierro, ankerita y pirita como minerales autigénicos, los cuales ocluyen porosidad.

6.2.3) Caballo superior:

Suprayace concordante a Ocal, y es de contacto transicional. Se determina que se depositaron en un ambiente de frente de playa (Shoreface – olas), asociado al desarrollo de un delta.

Presenta intensa bioturbación. Las areniscas de la base y parte media tienden a tener un tamaño de grano promedio mayor, que varía entre arena media a gruesa, un contenido de arcilla más alto y una selección más baja que las areniscas del tope superior (grano decreciente en general). Las areniscas al tope tienden a ser limpias, de grano fino a medio, de selección moderada a buena. La compactación es alta en los intervalos grano-soportados y en los cemento-soportados. La madurez composicional tiende a aumentar hacia el tope. El contenido de líticos y feldespato es mayor a la base. Las areniscas del shoreface varían de subarcosas a la base a cuarzoarenitas al tope. Las areniscas deltaicas, debido a su mayor enriquecimiento en líticos volcánicos tienden a sub-litarenitas. El feldespato es más escaso (alcanza hasta un 8%). Pueden presentar rasgos de disolución o alteración a caolinita. Los líticos, tanto volcánicos como intrusivos desaparecen casi por completo, debido probablemente por re-trabajamiento en zona de shoreface, pero se puede presentar en una gran proporción de alterados. Las arcillas detríticas y la micrita son un componente importante de las areniscas inferiores de Caballos Superior. Las arcillas se presentan como laminaciones, intraclastos y producto de bioturbación, ocluyendo por completo la porosidad en algunos horizontes. La arcilla ha alterado principalmente a caolinita, o ha sido disuelta generando porosidad secundaria. *Los relictos tienden a permanecer en las gargantas, reduciendo la permeabilidad.*

6.3) Modelo estratigráfico

La formación caballos está conformada por tres (3) miembros informales de carácter litológico; estos han sido correlacionados a través de la cuenca desde Neiva hasta las áreas de Ortega y Alpujarra.

Las formaciones pueden ser estar nombradas de otra manera; Caballos inferior corresponde a la formación Alpujarra. La formación Oca corresponde al miembro Medio, y Caballos con Caballos superior¹².

Vamos a utilizar la terminología tradicional para denominar las areniscas basales del Albiano-Aptiano como Fm. Caballos.

En el miembro inferior encontramos areniscas fluviales, “crevasse splay”, y lodos de llanura de inundación y ciénagas. Gracias a los patrones de apilamiento podemos evidenciar el aumento del nivel base hacia la zona media-superior de este miembro.

¹²N. Etayo 1994 – N. Ecopetrol

Tenemos unas areniscas masivas y con estratificación cruzada en artesa en los canales base; estas areniscas presentan un tamaño de grano fino a medio y no hay unas tendencias claras respecto a cambios en este tamaño de grano.

Las areniscas de crevasse splay presentan estratificación ondulosa e irregular, las llanuras de inundación en este miembro son generalmente húmedas y están compuestas por lodos grises con unas zonas arenosas masivas y estratificación ondulosa.

El ambiente de Caballos Superior es de Shoreface y está asociado con desarrollos de un delta, es de contacto transicional y supra yace concordante a Caballos Medio.

En Caballos Superior tenemos un alto índice de bioturbación, las areniscas encontradas en la base y medio, tienen un tamaño de grano de medio a grueso, altos contenidos de arcilla y su sorting está peor que las areniscas del tope.

Las areniscas que se encuentran en el tope tienden a ser areniscas limpias, de grano fino a medio y su sorting es moderado a bueno; a medida que vamos hacia el tope, la madurez tiende a aumentar, su contenido lítico y de feldespatos es mayor en la base.

Estas areniscas de Shoreface tienen una variación de subarcosas (base) a cuarzo arenitas (tope), las areniscas deltaicas, ya que tienen un alto contenido de líticos tienden a ser litarenitas.

El porcentaje de feldespatos es muy bajo y esto puede representar rasgos de disolución por el retrabajamiento en la zona de shoreface; las areniscas inferiores de la formación presentan arcillas detríticas y micrita, estas se presentan como laminas, intraclastos y como producto de bioturbación.

Un alto porcentaje de estas arcillas se ha alterado a caolinita o se ha disuelto, generando porosidad secundaria.

La distribución del yacimiento es variable. El mejor desarrollo es en el area norte del campo, donde los cuerpos de arena apilados alcanzan 100 pies de espesor. En el area Oeste y Centro del campo, el yacimiento tiene un menor desarrollo con arenas netas (cutt off de porosidad 9%), entre 11ft y 50 ft. Esta mejora en el sur del campo con arenas mayores de 50 ft.

La cobertura de los corazones en el Caballos Superior es de 893 ft de 9 pozos.

Se presentan dos clases de arenisca en esta unidad:

- Areniscas localmente conglomeraticas granulosas, masivas y gruesas con porosidades de corazón entre el 14% y el 20% y permeabilidades a partir del 150 a 4,000 mD
- Areniscas granulosas medias, con porosidades de corazón entre el 14% y el 19% y permeabilidades a partir del 50 al 1,750 mD. Esto es equivalente a las facies de la base del Caballos Superior del campo Balcón.

6.3.1) Formaciones presentes.

- *Formación Aico*, tiene un espesor de 627 ft (126 metros) y esta compuesta por shale con intercalaciones de arenas en la parte superior y calizas en la parte inferior. Se observaron diferentes cambios de impedancias acústicas entre las 2 litogías generada la principal reflexión entre los paquetes.
- *Formación La Luna*, tiene 262 ft de espesor (52 metros) y consiste de intercalaciones de capas delgadas de calizas y shale. La transición de las lodolitas de la Formación La Luna a los shale de Bambuca se caracterizó por los contrastes de las diferentes acústicas con una clara respuesta la cual puede ser punteada en todos los sintéticos.
- *Formación Bambuca* presenta un espesor de 583 ft (116 metros), de shale con algunas intercalaciones de calizas, presenta más o menos lecturas constantes de los registros de densidad y sísmico. Este es el resultado en una zona transparente de aproximadamente 116 metros de débiles reflexiones.
- *Formación Tetuan*, presenta un espesor promedio de 540 ft (108 metros) y esta compuesta de secuencias alternadas de Shales y calizas. La caliza más baja conocida como Caliza Tetuan Marker presenta un espesor de 50 a 360 ft (10 a 72 metros) arriba de la Formación Caballos y se extiende a través del campo con espesores constantes de 10 a 15 ft (2 a 3 metros). Este marcador es una fuerte y consistente respuesta la cual posiblemente interfiere con la respuesta de la Formación Caballos.
- *Formación Caballos*, muestra varias impedancias acústicas entre las que se tienen: contacto arena – shale y capas de carbón en la Formación Caballos Superior (KCU), contactos shale- calizas en la Formación Caballos Medio (MKB) y el contacto entre la Formación Caballos Inferior (KCL) y el basamento Vulcano clástico del Jurásico. En todo el campo esta unidad intra – Caballos presenta un espesor que se encuentra en un rango de 15 a 100 ft, la formación total presenta un espesor promedio de 400 ft (80 metros). La respuesta sísmica sintética de la Formación Caballos cambia considerablemente de pozo a pozo, tanto en amplitud como en el número de loops. El principal factor que causa estos cambios es la variación en el espesor de las diferentes litofacies dentro de la formación, resultando en la construcción o destrucción de la reflexión de energía sobre este intervalo.
- *Formación Villeta*, Las arenas de Caballos gradan verticalmente a una secuencia gruesa (700-1100 m.) principalmente de shales transgresivos ricos en materia orgánica que integran la Formación. Villeta (K3), la cual contiene

también intervalos de chert, caliza y fosforita. Esta formación es la roca fuente regional de hidrocarburos y esta subdividida de la base en las unidades Tetuán, Bambuca, La Luna y Aico.

- *Formación Monserrate (Guadalupe)*, Durante el Campaniano ocurrió una regresión marina de gran importancia en la parte Norte de los Andes, dejando como testimonio la deposición de cuarzo-arenitas marinas de grano fino con un espesor de 150-200 m. Estas areniscas, Fm. Monserrate, de edad Campaniano-Maestriciano se depositaron en un ambiente costero (dominado por mareas) que pro gradaba hacia el norte.
- *Grupo Guaduala (Formación San Francisco)*, Las areniscas de Monserrate gradan verticalmente hacia capas rojas de ambiente parálico a no-marino de edad Maestriciano-Paleoceno que se adelgazan hacia el oriente de 1200 a 400 m. y pertenecen al Grupo Guaduala. Estas y las rocas supra yacentes están separadas por el hiato del Paleoceno tardío al Eoceno temprano.
- *Formación Chicoral y Potrerillo (Grupo Gualanday) Formación Teruel*, Es una secuencia molásica sin orogénica de edad Eoceno superior - Oligoceno inferior compuesta por sedimentos clásticos fluviales gruesos depositados en abanicos aluviales entremezclados y en llanuras de inundación trenzadas. Estos depósitos reposan para-conformes sobre las capas rojas de Guaduala, siendo más gruesos al occidente (3,000 m.) y adelgazando rápidamente hacia el oriente (1,100m).
- *Secuencia Neogena*, Esta es una secuencia gruesa de molasas no-marinas, depositada después de la principal fase de deformación (Orogenia Calima). Históricamente ha sido dividida en las tres unidades que se describen más adelante. La Formación Doima generalmente incluida en el Grupo Gualanday (pre-Neógeno) podría también pertenecer a esta secuencia.
- *Formación Barzalosa*, Son las capas rojas fluviales del Oligoceno más superior o del Mioceno más inferior (50-300 m)
- *Formación Honda*, Secuencia clástica gruesa de edad Mioceno Medio a Superior depositada en abanicos aluviales entremezclados y sistemas de ríos trenzados (espesor mayor a 2,500 m.).
- *Grupo Mesa*, Está representado por sedimentos molásicos de edad Plioceno a Cuaternario que llenaron la depresión a lo largo del eje de la joven Cuenca de Neiva. Tiene un espesor superior a 1,000 m. Es común encontrar vulcanoclastitas en el Grupo Mesa, ellas provienen de volcanes desíticos (de

edad Mioceno tardío - Plioceno) distribuidos a lo largo del eje de la Cordillera Central.¹³

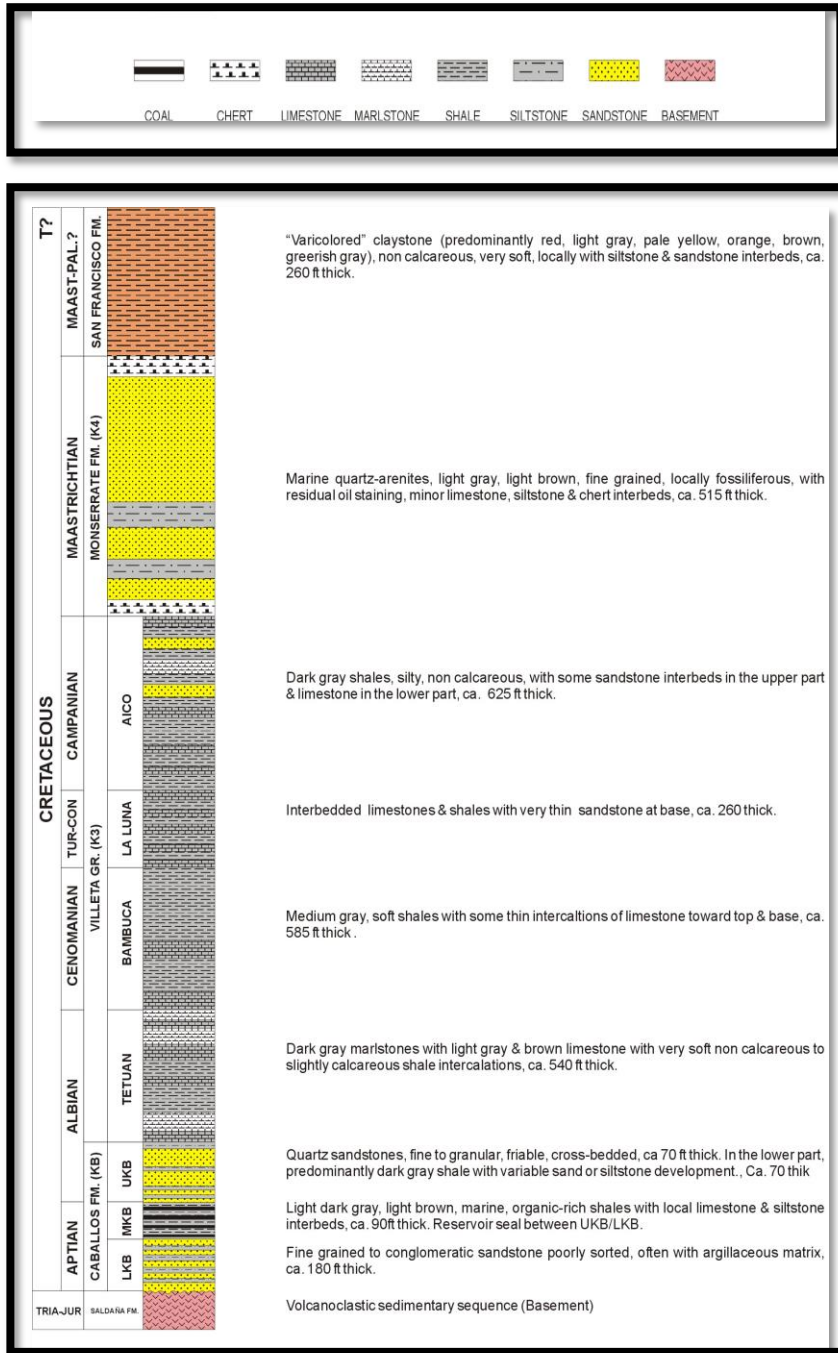
Figura 7 Modelo estratigráfico y operacional del campo san francisco

Stratigraphic		Operational		
Guaduala	Terral	TK		
	Uis. Em			
Monserrate		K		
Villeta	Aico	KV	KVA	
	La Luna		KVA	
			KVA	
	Bambuca		KV	KVA
		Tetuan	KVL	
			KVL	
		Caballos	Upper	KC
	KVB			
KVB				
KVB				
Middle	KVT			
	KVT			
	KVT			
	KVT			
Lower	KC	KVT1		
		KCUA		
		KCUA		
		KCU		
BASAMENT	Middle	RSM	KCU	
			KCU	
			KCU	
			KCU	
	Lower		KCU	
			KCU	
			KCU	
			KCU	
			KCM	
			KCM	
			KCI	
			KCI	
			KGL	

FUENTE: tomada de San Francisco_G&G_generalities_nov06, Plata Mauricio

¹³ Tomado de modelo estatico ¹³HOCOL S.A .PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO SAN FRANCISCO –FDP 2004.

Figura 8 Evolucion de la cuenca valle superior del magdalena



FUENTE: tomada de pozo UIS-1_G&G_generalities_nov06, Plata Mauricio.

6.3.2) Modelo estructural

La cuenca del Valle Superior del Magdalena es una cuenca intramontaña estrecha que está orientada con una dirección SSW-NNE a lo largo del Río Magdalena entre la cordillera central y la oriental.

Su extensión es de aproximadamente 26.200 Km²; estructuralmente es una depresión limitada hacia el Este y Oeste por sistemas de fallas compresivos.

Esta cuenca cuenta con una sucesión estratigráfica la cual incluye rocas sedimentarias marinas y continentales (paleozoico y triásico), depósitos volcanoclásticos (jurásico), sedimentos marinos (cretácico), sedimentos fluviales a transicionales (paleógeno) y sedimentos continentales y volcanoclásticos (neógeno).

El anticlinal de superficie refleja la estructura de fondo, el cual es un anticlinal con tendencia N-S sobre el basamento volcánico sedimentario, relacionada con la orogenia Calima del Eoceno. La cresta de la estructura se encuentra por encima del nivel del mar y los flancos por debajo, entre 1,700 y 3,800 ft de profundidad vertical.

Tenemos una roca fuente que está asociada a dos horizontes ricos en materia orgánica (Albiano y Turoniano).

Esta cuenca produce un estimado de 18 millones de barriles anuales en 28 campos y sus mayores UIS está localizado en la subcuenca de Neiva, está ubicado a 25 km al noroeste de la ciudad.

La parte Occidental de la Cuenca de Neiva se caracteriza por el Sistema de Fallas de Cabalgamiento de Chusma con orientación Noreste-Suroeste y por el anticlinal de San Francisco.

En la parte central de la Cuenca de Neiva se ha desarrollado un cinturón de cabalgamientos imbricados que están progresivamente truncados hacia el Oriente por la discordancia de edad Mioceno y por las formaciones suprayacentes Barzalosa y Honda. Al norte, estas formaciones suprayacen directamente sobre el "basamento" en el Alto de Natagaima / Patá, las cuales separan la sub-cuenca de la subcuenca de Girardot.

En los sinclinales y en el bloque subyacente del Sistema de Cabalgamientos de Chusma se preserva completa la sección del Cretáceo y del Eoceno / Oligoceno. La Formación Caballos y otras rocas más antiguas afloran en la parte sur de la cuenca.

La estructura norte de los Campo San Francisco y Balcón forma parte de la falla de cabalgamiento de Dina – Tello y San Jacinto, de 150 Km de longitud que se encuentra presente en toda la Subcuenca de Neiva. Esta es una "Basement Ramp Thrust Fault", corriendo con una orientación Noreste - Suroeste, la cual muestra un desplazamiento vergente al Este – Noreste del orden de 5 kilómetros en el área de San Francisco y Balcón, aumentando unos 20 kms hacia el sur.

Su OOIP es de 550 Mbls y su factor de recobro es de 30.5%; el campo produce de la formación caballos, presenta al grupo Villeta como generador y la formación la luna como sello.

El campo produce de la Formación Caballos (rocas cretáceas de Albiano-Aptiano). El grupo Villeta es el sello de la estructura y es la formación generadora de hidrocarburo. Los intervalos Superior (KCU) e Inferior (KCL) de la Formación Caballos están separados por 100 pies de shales ricos en materia orgánica, denominados Caballos Medio (KCM)¹⁴

6.3.3) Descripción de núcleos (Formación Caballos Superior).

Las siguientes imágenes y descripciones de núcleos fueron definidas y tomadas de la descripción hecha por el geólogo Mauricio Plata.

6.3.3.1) 3205.5 – 3194 ft

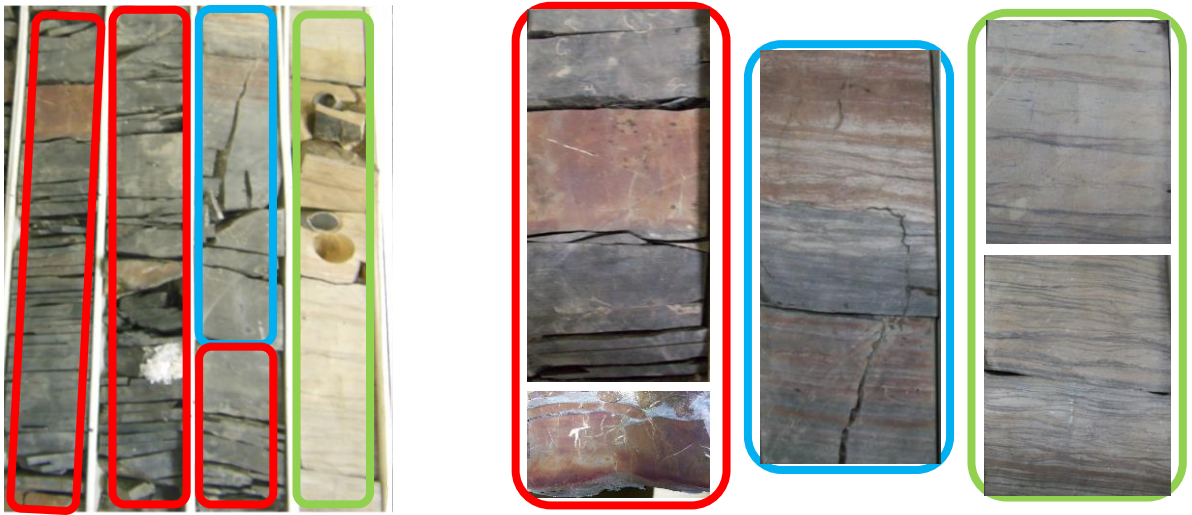
Lodolitas bastante fisiles de color gris oscuro, dirigiéndonos a la base encontraremos desde nódulos hasta bandas de siderita (**Flam**). Y hacia el tope va disminuyendo la presencia de siderita (Ver Figura9).

6.3.3.2) 3194 – 3191 ft

Encontramos areniscas de grano muy fino que presentan una laminación ondulada, esta laminación pasa de paralela a no paralela, y hacia el tope se presenta una laminación ondulosa a tipo flaser (**Alam**)(Ver Figura9).

figura 9 Caballos Superior. 3205 – 3189.3 ft Rojo) Lodolita fisil con nódulos y bandas de siderita. Azul) Arenisca de grano muy fino con laminación tipo flaser. Verde) Arenisca de grano fino ondulada y flaser.

¹⁴ Tomado del modelo Caballos Hocol 2008.



6.3.3.3) 3191 – 3189.3 ft

Observamos unas areniscas con un tamaño de grano fino que presentan una laminación que va desde tipo flaser hasta ondulada paralela (**Alam**). Hacia el tope se presentan capas de arena masiva las cuales varían entre 1 y 2 pulgadas de espesor (Ver Figura9).

6.3.3.4) 3189.3 – 3188 ft

Presenta arenisca de grano fino con una laminación ondulosa bidireccional (**Alam**), y en su intermedio presenta un nivel de laminación plano paralela (Ver Figura10).

Figura 10 Caballos Superior. 3189.3 – 3181.6 ft(Rojo y Azul) Arenisca de grano fino con múltiples estructuras (App), (Ao), (Ab), (Am). Verde) Arenisca de grano fino upper con moderada impregnación.



6.3.3.5) 3188 – 3184.8 ft

Tenemos unas areniscas con tamaño de grano fino con laminación plano paralela irregular (**Alam**), y hacia el tope podemos observar una laminación ondulosa bastante irregular que se va tornando masiva (**Am**). (Ver Figura10).

6.3.3.6) 3184.8 – 3183.3 ft

Observamos areniscas con tamaño de grano fino y que presenta laminación plano paralela (**Alam**), la cual se va tornando bioturbada y masiva hacia el tope (**Ab**). (Ver Figura10).

6.3.3.7) 3183.3 – 3181.6 ft

Observamos areniscas con un tamaño de grano fino y que presentan laminación plano paralela a la base (**Alam**). (Ver Figura10).

6.3.3.8) 3181.6 – 3180 ft

Areniscas que van desde un tamaño de grano muy fino a fino y presentan laminación plano paralela, bioturbada y con ignofosiles paleophycos, los cuales estan paralelos a la laminación (**Alam**) – (**Abio**). Hacia el tope del segmento se presenta un nivel de carbón. Hacia la base observamos que hay un nivel de más o menos 4 pulgadas de arenisca de grano fino a medio con una matriz soportada con clastos radiales y con una pequeña presencia de siderita (Ver Figura11).

Figura 11 Caballos Superior. 3181.6 – 3174 ft. Rojo) Arenisca de grano muy fino a fino con laminación plana paralela (App) y bioturbación, al tope un nivel de carbón. Azul) Lodolita masiva fragmentada a la base, y masiva al tope. Amarillo)

heterolíticas con lodolitas laminadas y areniscas de grano medio y presencia de bandas de siderita.



6.3.3.9) 3180 – 3177 ft

Lodolita masiva (Fm) de color negro hacia la base, estas lodolitas se encuentran fragmentadas y presentan un brillo característico especular de falla. Hacia el tope, el segmento se va volviendo más compacto masivo y su color se torna un poco más claro (Ver Figura11).

6.3.3.10) 3177 – 3174 ft

Lodolita masiva (Fm) a la base con algunas bandas de color rojizo. Hacia el tope podemos observar que se presentan láminas plano paralelas de arena que van hasta grado medio, además de tener la presencia excavaciones no identificadas con relleno de tamaño medio (F/Alam) o (F/Abio). (Ver Figura11).

6.3.3.11) 3172 – 3169.8 ft

Arenisca de grano fino a medio con moderada impregnación, se encuentran fragmentadas y posiblemente presentan laminación paralela (Ver Figura12).

6.3.3.12) 3169.8 – 3145 ft

Lodolitas masivas que presentan una coloración gris oscuro y gris claro. Y en algunos sectores podemos observar que hay presencia de bandas de siderita (Ver Figura12).

6.3.3.13) 3145 – 3142 y 3139.3 – 3138 ft

Intercalaciones de lodolitas con areniscas (**F/Alam**), con laminación paralela de arenisca de tamaño fino y bioturbación no diferenciada (Ver Figura13).

6.3.3.14) 3138 – 3137 ft

Arenisca de grano fino, de buena selección, cementada con laminación paralela a la base, y con bioturbación no diferenciada hacia el tope (Abio) (Ver Figura13).

6.3.3.15) 3137 – 3131 ft

Lodolitas masivas que presentan bandas y nódulos de siderita. Hacia el tope, las lodolitas comienzan a gradar a lodolitas arenosas (Ver Figura13).

Figura 12 Caballos Superior. 3172 – 3145 ft. Rojo) Arenisca de grano fino a medio con moderada impregnación. Azul y Amarillo) lodolita masiva, con presencia de bandas de siderita.



6.3.3.16) 3131 – 3129ft

Observamos un cambio gradacional de lodolitas arenosas a areniscas de grano muy fino, las cuales presentan desde una laminacion a bioturbacion con una coloración rojiza, la cual aparentemente es dada por cemento de siderita (**Alam**) (Ver Figura14).

6.3.3.17) 3129-3128 ft

Arenisca de grano fino de color crema laminada (**Alam**)(Ver Figura14).

6.3.3.18) 3126.5 – 3125 ft

Lodolita laminada con bioturbación no diferenciada (**Flam- Fbio**) (Ver Figura14).

6.3.3.19) 3125-3124 ft

Arenisca de grano fino, fragmentada, donde no se evidencian estructuras. Presenta baja impregnación (10R 6/6) (**Am**) (Ver Figura14).

6.3.3.20) 3124 – 3121.4 ft

Lodolita masiva (**Fm**) color gris claro, en algunas zonas presenta laminación leve y bioturbación (Ver Figura15).

6.3.3.21) 3121.4 – 3319 ft

Areniscas con tamaño de grano medio a fino hacia el tope, no se pueden diferenciar estructuras sedimentarias por el alto grado de impregnación y debido a que hay mucha fragmentación (Ver Figura15).

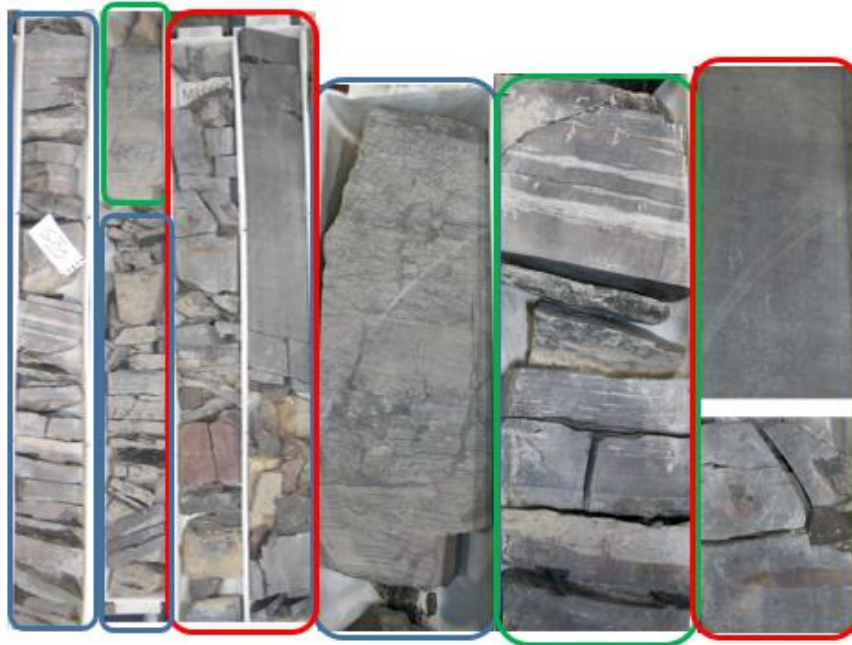
6.3.3.22) 3117.7 – 3112.7 ft

Arenisca de grano fino y medio hacia el tope que presentan una laminación irregular plana a semiondulada, es muy friable y se encuentran muy fragmentadas (**Alam**). Las estructuras no se hacen muy evidentes ya que hay un alto grado de impregnación (Ver Figura16).

6.3.3.23) 3112.7 – 3110 ft

Observamos unas areniscas de grano fino las cuales presentan una laminación que va desde ondulosa hasta semiondulosa; hacia el tope la laminación es plano paralela, presenta una baja impregnación baja hacia la base y se va volviendo nula hacia el tope; tenemos presencia con materia orgánica distribuida en el sentido de la laminación (**Alam**). Al tope se presentan intercalaciones con lodolitas (**A/Flam**) para finalmente presentar un nivel de lodolitas con un contacto inferior irregular (Ver Figura16).

Figura 13 Caballos Superior. 3145 - 3131 ft. Azul) Intercalaciones de lodolitas con areniscas (F/A) laminadas y bioturbadas. Verde) Areniscas de grano fino bioturbadas (Ab) Rojo) Lodolita masiva, localmente con nódulos y bandas de siderita (Fm)



6.3.3.24) 3310 – 3106 ft

Arenisca de grano medio con laminación, aunque es poco evidente, muy fragmentada y que presenta un nivel moderado de impregnación con materia

orgánica que se distribuye acorde siguiendo la laminación. Hacia el tope, disminuye la impregnación a baja, y se evidencia la laminación paralela. Estas areniscas cambian de manera gradual a unas lodolitas arenosas laminadas (**Flam**) de color gris medio (Ver Figura17).

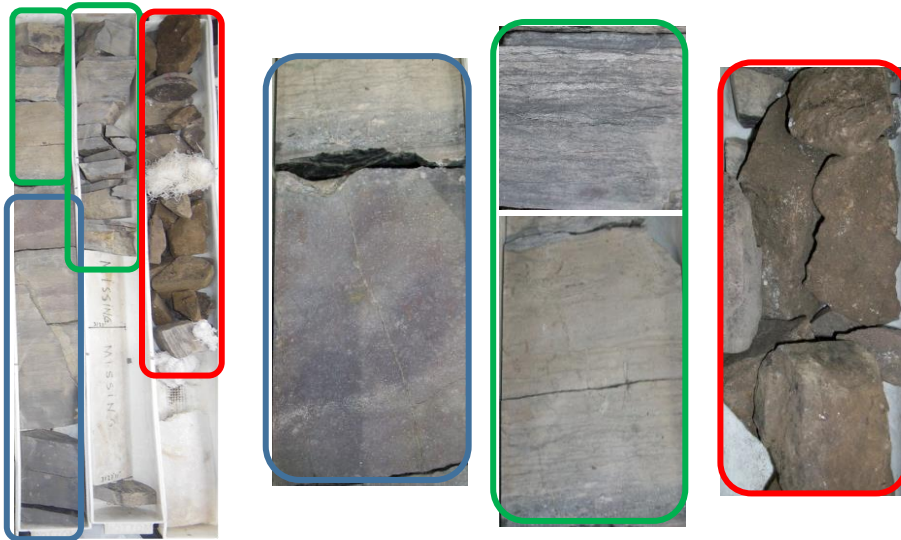
6.3.3.25) 3106 – 3105.3 ft

Lodolita fina masiva (**Fm**), gris medio (Ver Figura17).

6.3.3.26) 3105.3 – 3104.4 ft

Arenisca de grano muy fino a fino con laminación irregular (**Alam**), con baja a moderada impregnación (Ver Figura17).

Figura 14 Caballos Superior. 3131 - 3124 ft. Azul) Lodolita arenosa a arenisca de grano muy fino, laminada. Verde) arenisca de grano fino laminada y lodolita laminada al tope. Rojo) arenisca de grano fino, con baja impregnación



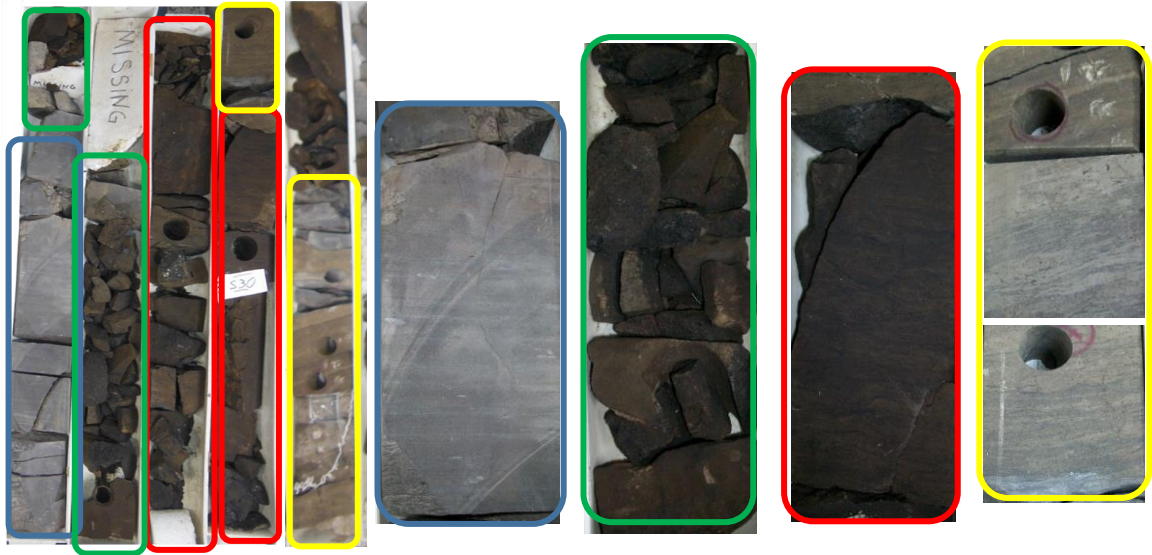
6.3.3.27) 3104.4 – 3101.4 ft

Lodolitas gris oscuro laminadas (**Flam**), localmente bioturbadas (**Fbio**)(Ver Figura17).

6.3.3.28) 3101.4 – 3097.2 ft

Se presentan algunas intercalaciones entre areniscas de grano fino y arcillolitas laminadas y bioturbadas, en las cuales van variando las proporciones de ambas litologías, estando más presentes las areniscas hacia la base (**A/F lam**) y las lodolitas al tope (**F/A lam**). La laminación tiene una variación entre flaser a lentes aislados de arena y finalmente se presenta hacia el tope, un nivel de lodolitas masivas gris oscuro (Ver Figura18).

Figura 15 Caballos Superior. 3124 - 3110 ft. Azul) Lodolita masiva. Verde y Rojo) Areniscas de grano fino y medio, con alta y moderada impregnación. Amarillo) Areniscas de grano fino laminadas (Alam)



6.3.3.29) 3097 – 3083.3 ft

Podemos ver areniscas que varían en su tamaño de grano desde medio y hasta grueso y que presentan una laminación plana paralela a irregular que va hacia la base del segmento (**Alam**), y tienen una estratificación cruzada (**Ax**) que podemos observar hacia el tope y que presenta una moderada impregnación. La porosidad visual por disolución es alta (Ver Figura18).

6.3.3.30) 3083.3 – 3082 ft

→ Areniscas de grano muy fino a fino, con laminación ondulada a irregular (**Alam**), sin impregnación (Ver Figura20).

Figura 16 Caballos Superior. 3110 – 3101.4 ft. Azul) Arenisca de grano medio laminada. Verde) Arenisca de grano muy fino a fino con baja impregnación. Rojo) Lodolita laminada y bioturbada.



Figura 17 Caballos Superior. 3101.4 – 3083.3 ft. Azul) Intercalación de lodolitas y areniscas laminadas. Amarillo) areniscas de grano medio y grano media a grueso impregnadas.



6.3.3.31) 3082 – 3081.2 ft

Lodolitas masivas gris medio (Ver Figura19).

6.3.3.32) 3081.2 – 3079.2 ft

Areniscas de grano muy fino, con laminación ondulada a irregular paralela (**Alam**) sin impregnación (Ver Figura19).

6.3.3.33) 3079.2 – 3078.5 ft

Facies heterolíticas de lodolitas, y areniscas de grano fino, laminadas a bioturbadas (**F/Abio**) (Ver Figura19).

6.3.3.34) 3078.5 – 3075 ft

Areniscas de grano muy fino a fino con laminación plana paralela (**Alam**) que presentan baja impregnación hacia la base del segmento (Ver Figura19).

6.3.3.35) 3075 – 3072.8 ft

Lodolitas masivas color gris claro (Ver Figura20).

6.3.3.36) 3072.8 – 3072.5 ft

Facies heterolíticas de areniscas y Lodolitas laminadas (Ver Figura20).

Figura 18 Caballos Superior. 3083.3 - 3077 ft. Rojo) Arenisca de grano muy fino a fino laminada. Azul) Areniscas de grano muy fino con laminación ondulada. Al tope, facies heterolíticas de lodolitas y areniscas. Amarillo) Areniscas de grano muy fino con laminación



6.3.3.37) 3072.5 – 3070.4 ft

Areniscas de grano fino a medio con laminación inclinada (**Alam**), con presencia de materia orgánica la cual está distribuida en relación a la laminación (Ver Figura21).

6.3.3.38) 3070.4 – 3069.8 ft

Arenisca de grano medio con laminación irregular (**Alam**), y materia orgánica distribuida como laminas finas, que presenta un grado medio de impregnación (Ver Figura21).

6.3.3.39) 3069.8 – 3063.6 ft

Arenisca de grano fino con laminación paralela a irregular, y materia orgánica distribuida acorde a la laminación, que hacia el tope se vuelve irregular (**Alam**)(Ver Figura21).

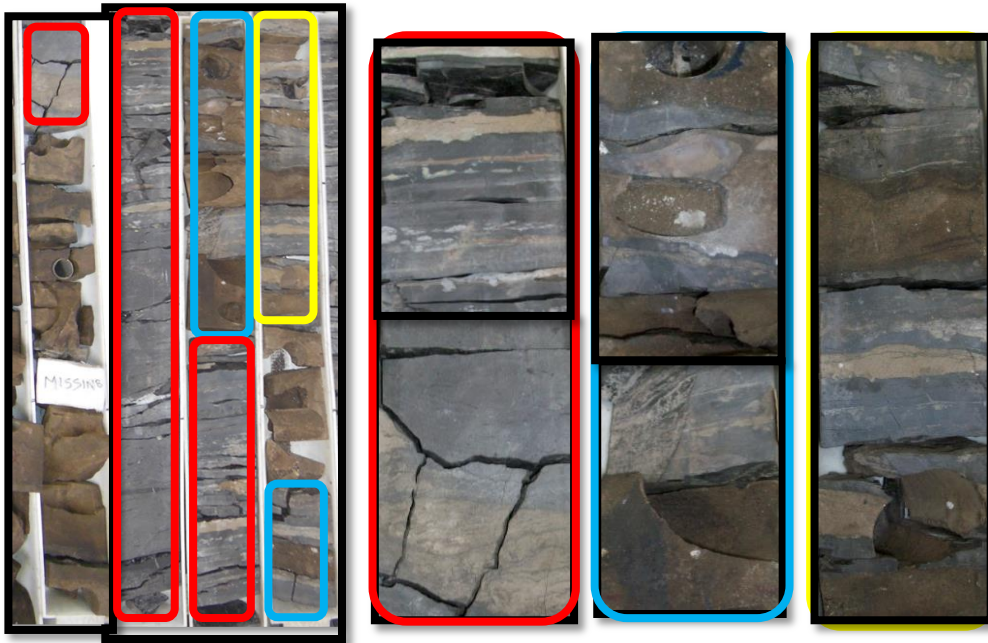
Figura 19 Caballos Superior. 3075 – 3063.6 ft. Rojo) Lodolitas masivas y facies heterolíticas al tope. Azul) Arenisca de grano fino con laminación e impregnación baja. Amarillo) Arenisca de grano medio laminada con impregnación moderada, al tope de grano fino lam



6.3.3.40) 3063.6 – 3058.6 ft

Hacia la base de este segmento se presentan intercalaciones o facies heterolíticas de arenisca y Lodolita bioturbada (**A/Fbio**) sobre las cuales se desarrolla un segmento de lodolitas masivas (**Fm**), las cuales hacia el tope presentan bioturbacion, con láminas de arena media (**F/Abio**) (Ver Figura22).

Figura 20 Caballos Superior. 3063.6 - 3056 ft. Rojo) Lodolitas masivas y facies heterolíticas de lodolitas y areniscas bioturbadas. Azul) Intercalaciones de areniscas de grano medio impregnadas y con laminación con lodolitas (A/F). Amarillo) Intercalaciones de lodolitas



6.3.3.41) 3058.6 – 3056 ft

Intercalaciones de areniscas de grano medio con laminación incipiente y lodolitas (**A/Flam**). Las areniscas presentan impregnación baja (Ver Figura21).

6.3.3.42) 3056 – 3054 ft

Intercalaciones de lodolitas laminadas y bioturbadas con areniscas de grano medio, masiva a laminada y bioturbadas. (**F/Abio**) (Ver Figura21).

6.3.3.43) 3054 – 3050.7 ft

Lodolitas bioturbadas (**Fbio**) color gris medio (*N4*) (Ver Figura21).

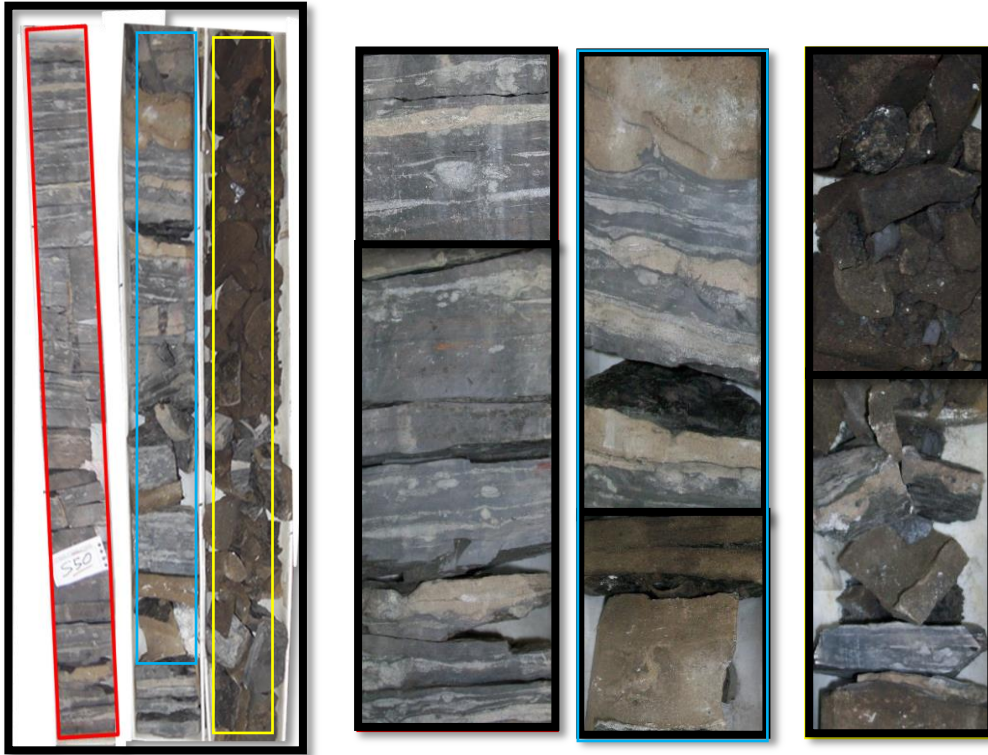
6.3.3.44) 3050.7 -3050.2 ft

Arenisca de grano fino a medio, con laminación plana a irregular, con materia orgánica distribuida acorde a la laminación incipiente (**Alam**), de pobre selección.

6.3.3.45) 3048 – 3045 ft

A la base de este segmento se presentan intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas bioturbadas (**A/Fbio**), que gradan a areniscas de grano medio, aparentemente sin estructuras y con moderada impregnación, que se encuentra muy fragmentada.

Figura 21 Caballos Superior. 3056 - 3045 ft Rojo) Lodolitas bioturbadas. Azul) Areniscas de grano fino con laminación incipiente (Am). C) Intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas. Al tope Areniscas de grano medio con moderada impregnación



6.3.4) Descripción de Núcleos (Formación Caballos Inferior).

6.3.4.1) 3449.31 ft

Nivel de Lodolita masiva (**Fm**) gris y presenta fragmentos finos de materia orgánica que se observan dispersas, y hacia el norte limita por una superficie irregular (Ver Figura22).

6.3.4.2) 3349 ft

en esta zona las lodolitas las encontramos en una capa delgada de aproximadamente 3 pulgadas de arenisca de tamaño fino y no tiene estructuras muy marcadas (**Am**), color crema, presenta una buena selección y presenta fragmentos de materia orgánica y clastos de arcilla alineados. (Ver Figura22).

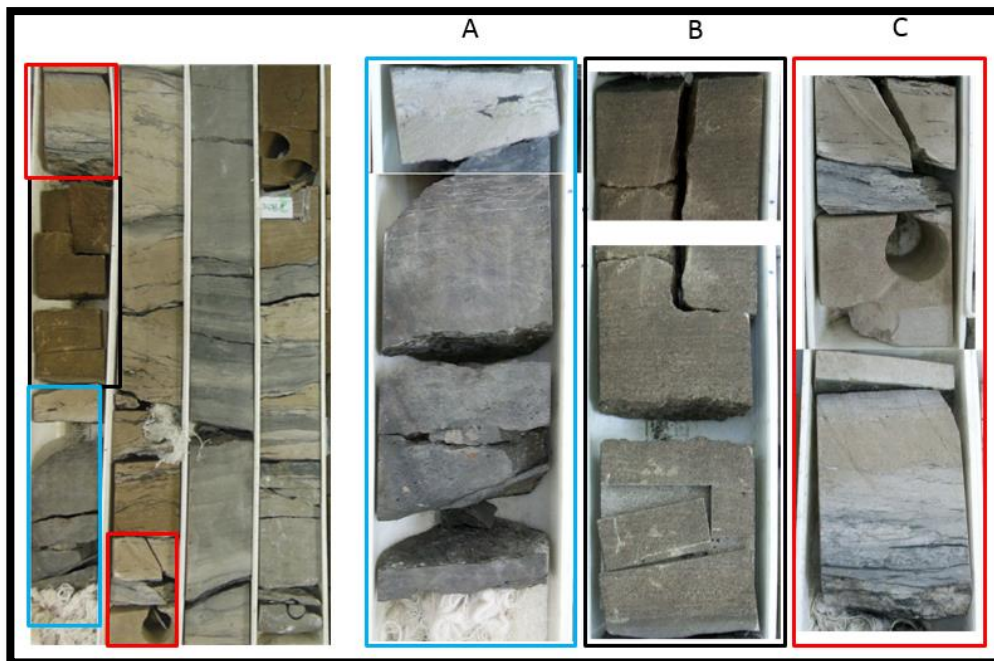
6.3.4.3) 3448.5 – 3447.5 ft

Encontramos unas arenisca de tamaño grueso y presentan estratificación cruzada plano paralela (**Ax**). Este nivel presenta una impregnación visual moderada, imprimiéndole un color marrón moderado.

6.3.4.4) 3447.5 – 3446.5 ft

Presenta una serie de areniscas que van variando de arenisca muy fina con laminación ondulosa y láminas de tamaño de grano fino (**Alam**) a arenisca fina masiva (**Am**); y de arena fina de laminación paralela a arenisca media-gruesa con estratificación inclinada plano paralela (**Ax**), esta limitada por una lámina de grano muy grueso y gránulos (Ver Figura 22).

Figura 22 Base de la Formación Caballos Inferior. 3449.31 - 3446.4 ft. A) lodolita masiva (Fm), a la tope arenisca tamaño fino. B) Arenisca de tamaño grueso con estratificación inclinada (Ax) C) Areniscas finas y medias con laminación inclinada



6.3.4.5) 3446.4 – 3444 ft

Observamos una serie de areniscas que cambian su tamaño de grano desde muy grueso hasta fino y se encuentran limitadas por superficies irregulares. Hacia la base encontramos areniscas de tamaño muy grueso que presentan una estratificación cruzada (**Ax**) y también presentan una laminación irregular a

ondulosa discontinua con un color marrón, el cual sugiere una impregnación de hidrocarburo baja a nula (Ver Figura23).

Figura 23 Caballos Inferior. 3446.4 – 3444 ft. Areniscas con laminación ondulosa discontinua irregular. La base de este segmento, es de tamaño muy grueso, y presenta un nivel de impregnación bajo a nulo.



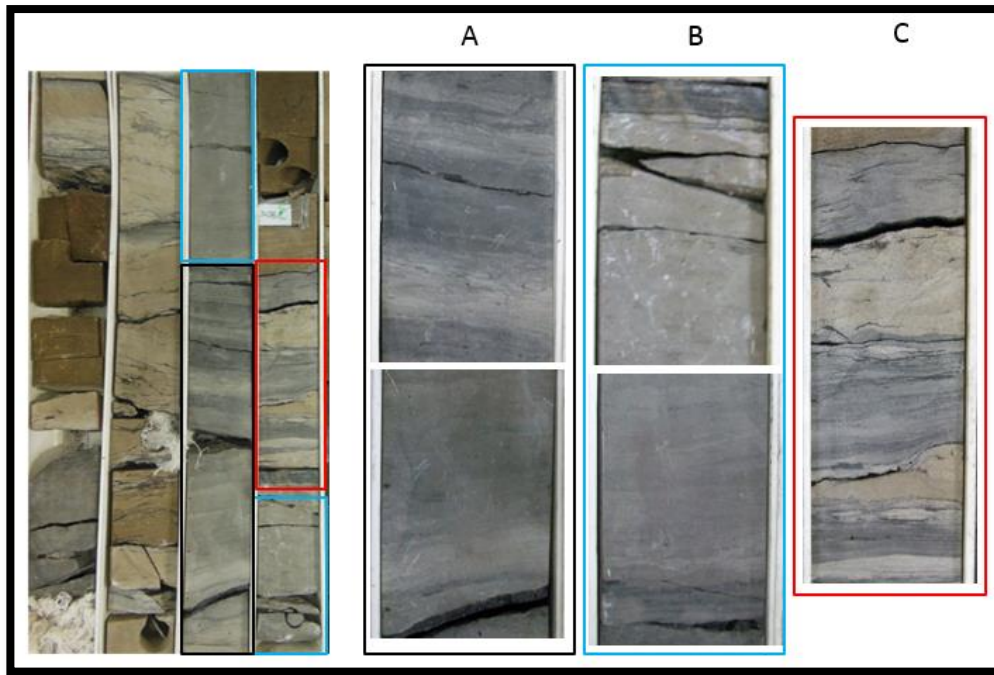
6.3.4.6) 3444 – 3440 ft

Siguiendo la serie de areniscas descritas anteriormente, y limitada por una lámina de 1cm de espesor de materia orgánica, se presenta un nivel de lodolitas, y hacia el tope niveles de arcillolitas de color crema. Las lodolitas presentan estructura masiva (**Fm**) y varían a laminación ondulosa hacia el tope (**Flam**) y localmente bioturbadas (**Fbio**). De igual manera las arcillolitas son masivas (**Fm**), y cerca al tope del segmento presentan laminación ondulosa, y lentes de arena (**Flam**) de tamaño muy fino (Ver Figura24)

6.3.4.7) 3340 – 3339 ft

Segmento de intercalaciones entre areniscas masivas (**A/Flam**) de tamaño muy fino y limolitas con laminación plana(Ver Figura24).

Figura 24 Caballos Inferior. 3444 – 3439 ft. A) Facies finas. B) Intercalaciones de areniscas muy finas y limolitas (A/Flam).



6.3.4.8) 3439 – 3434 ft

Nos encontramos con una repetición de series que van a variar desde conglomerados y areniscas de grano grueso hasta unas areniscas de grano medio observándolas hacia el tope. Estas secuencias granodecrescientes se inician a partir de límites irregulares, y superficies de reactivación, donde se disponen los sedimentos de mayor tamaño de grano. De base a tope, se dispone una capa areniscas de tamaño de grano medio con estratificación cruzada paralela (**Ax**) sobre una fina lámina de gránulos (Ver Figura 25)

Figura 25 Caballos Inferior. 3439 – 3434 ft. Secuencias granodecrescientes desde conglomerados y areniscas conglomeráticas hasta areniscas de tamaño muy fino y lodolitas. Se evidencian superficies de reactivación



6.3.4.9) 3434 – 3433 ft

Areniscas con un tamaño de grano muy fino y un color gris claro, son areniscas masivas y presentan flóculos de arcillas (**Amflo**) color crema, con tamaños que alcanzan hasta 5 cm aproximadamente. Este segmento está limitado al tope por una superficie irregular neta (Ver Figura26)

6.3.4.10) 3433 – 3432 ft

Podemos observar una serie granodecresciente. Esta serie inicia sobre una capa de areniscas de tamaño fino a medio que presenta una estratificación inclinada y una laminación ondulosa acercándose a Flaser; esta limitada por una superficie irregular erosiva, de reactivación. Sobre esta capa se dispone una serie de capas que varían desde conglomerados clasto soportado (**Ccsi**), hasta areniscas de tamaño medio, con estratificación inclinada plana (**Ax**) (Ver Figura26).

6.3.4.11) 3430 – 3429 ft

Tenemos unas areniscas de tamaño de grano muy fino color gris que presenta flóculos de arcillolita (**Amflo**) color crema; estos flóculos están presentes en tamaños que alcanzan más de 5 cm aproximadamente y en algunos sectores muy aglomerados podemos decir que casi forman bandas (Ver Figura26).

6.3.4.12) 3429 – 3427.5 ft

Arenisca de grano muy fino, con laminación (**Alam**) plana a ondulosa e irregular a la base, que grada a un limo oscuro (**Flam**) con laminación plana paralela al tope. Se presenta una lámina de material carbonoso de 1 cm de espesor (Ver Figura26)

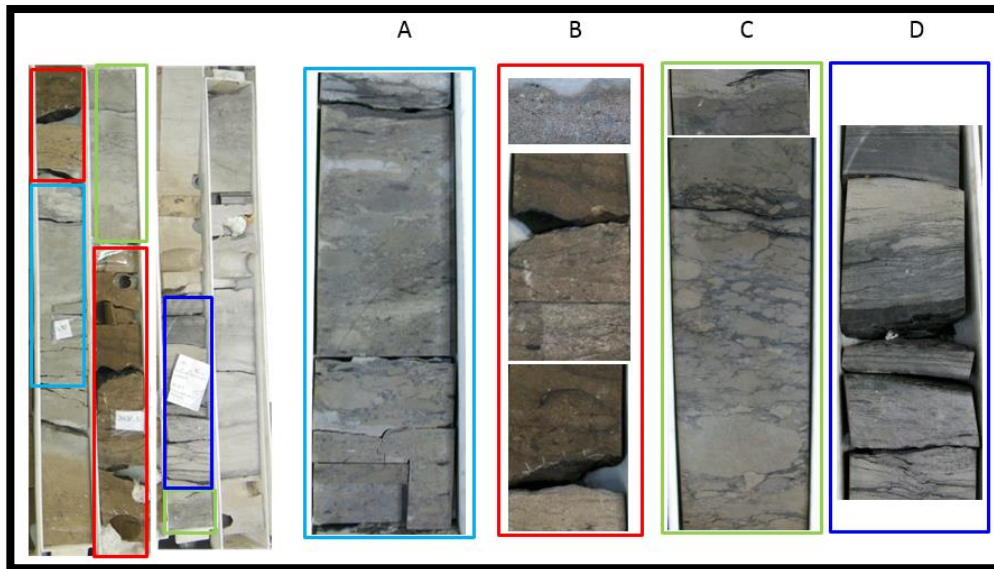
6.3.4.13) 3427.5 – 3425.5 ft

Areniscas de tamaño muy fino con laminación plano paralela (**Alam**) (Ver Figura27)

6.3.4.14) 3425.5 – 3423 ft

Arenisca de grano fino con laminación irregular bioturbada (**Abio**). Hacia el tope se presentan láminas o lentes de arena media ybioturbación (Ver Figura27).

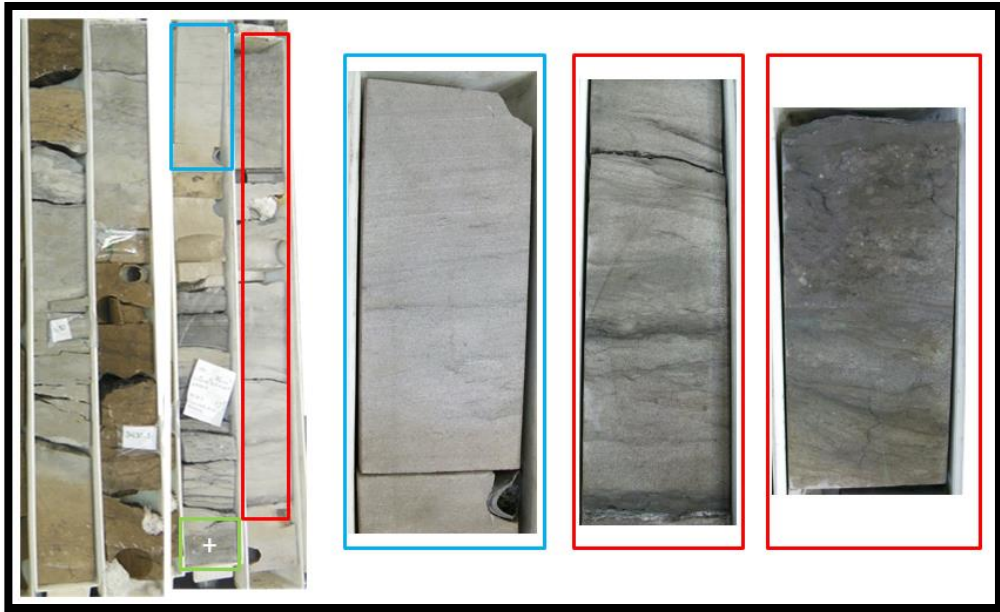
Figura 26 Caballos Inferior. 3434 – 3427.5 ft. A y C) Areniscas con flóculos de arcillolita (Aflo). B) Areniscas de grano medio a grueso, y conglomerado a la base. Areniscas y limolitas laminadas



6.3.4.15) 3423 – 2420.5 ft

Nivel de arcillolita gris medio masivo (**Fm**). Hacia el tope, se tiene la presencia de siderita como nódulos de tamaño arena media. Se tiene también la presencia al tope de granos de arenas gruesas, muy gruesas y gránulos (arcillolita arenosa). Sobre esta unidad arcillosa se dispone una capa de medio pie de una arena muy gruesa a conglomerática con estratificación (**Ax**) que aparenta una alta porosidad sobre una superficie irregular neta (Ver Figura28).

Figura 27 Caballos Inferior. 3427.5 – 3423 ft. Areniscas con estratificación inclinada plano paralelo, y bioturbada al tope.



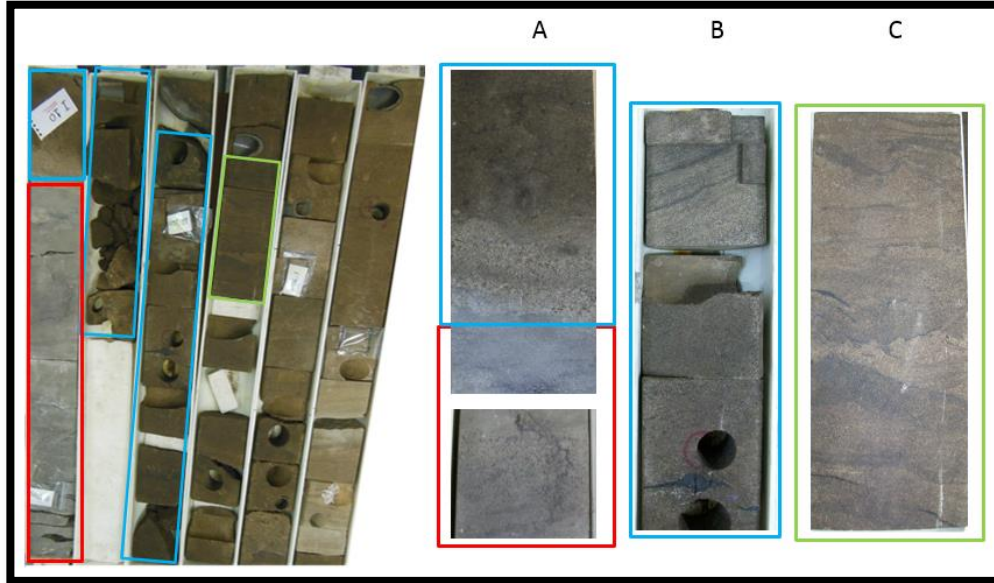
6.3.4.16) 3415.61 – 3411 ft

Podemos observar unas areniscas de tamaño de grano medio a grueso, las cuales presentan una estratificación inclinada y una laminación inclinada paralela (**Ax**); hacia el tope la laminación se hace irregular. Se observa materia orgánica diseminada como laminas finas (Ver Figura28).

6.3.4.17) 3411 – 3408 ft

Arenisca de grano medio a fino al tope, con estratificación inclinada paralela (**Ax**). Presenta láminas muy finas de material carbonoso diseminada e irregulares y moderada impregnación (Ver Figura28).

Figura 28 Caballos Inferior. 3423 – 3408 ft. A) Arcillolitas masivas y con siderita (Fm) B y C) Areniscas de tamaños gruesos y medio impregnadas con estratificación inclinada (Ax), al tope con laminación irregular



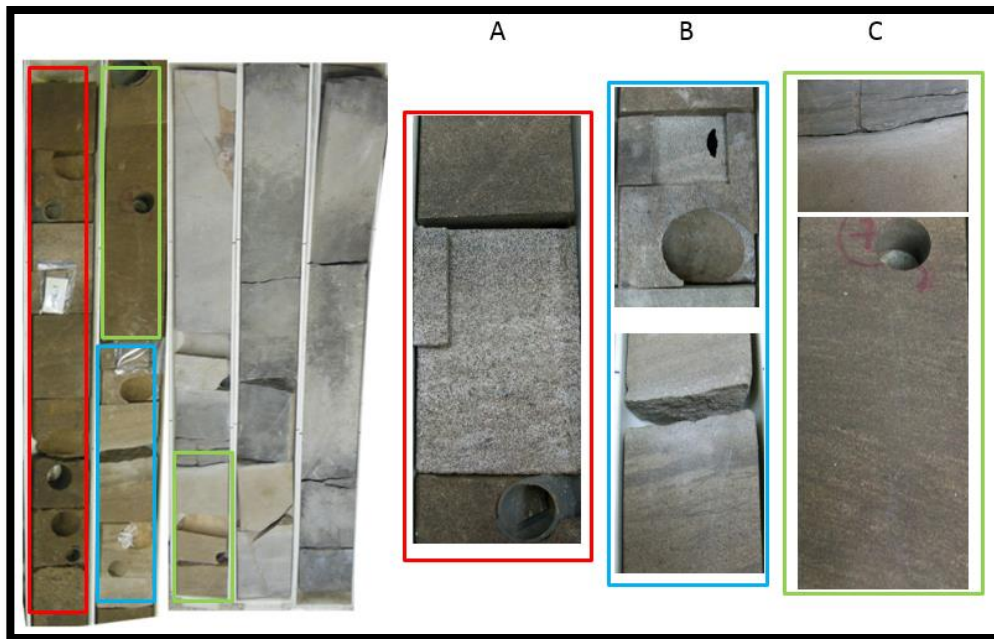
6.3.4.18) 3408 – 3405 ft

Conglomerado clasto soportado a la base sobre una superficie irregular erosiva, y estratificación inclinada (**Ccsi**) hasta arenisca de grano medio masiva, o laminación poco diferenciada hacia el tope (**Am**). Este segmento presenta moderada impregnación (10YR 5/4) (Ver Figura29).

6.3.4.19) 3405 – 3401 ft

Areniscas de grano fino a medio con estratificación cruzada paralela (**Ax**) no impregnada a la base, sobre la cual se presenta un nivel de arenisca de grano grueso con estratificación inclinada (**Ax**) impregnada (10YR 5/4), que varía hasta arena de grano fino masiva (**Am**) hacia el tope sin impregnación Ver Figura30).

Figura 29 Caballos Inferior. 3408 – 3401 ft. A) Areniscas de grano grueso y medio con estratificación cruzada (Ax). C) Areniscas de grano medio (base) a fino al tope (verde).



6.3.4.20) 3401 – 3398 ft

Arenisca de grano fino masiva de color gris moderado (N6), con presencia de nódulos de *siderita* de tamaño fino a medio (7 – 10%), de coloración rojiza (5Y 8/4)(Am) (Ver Figura30).

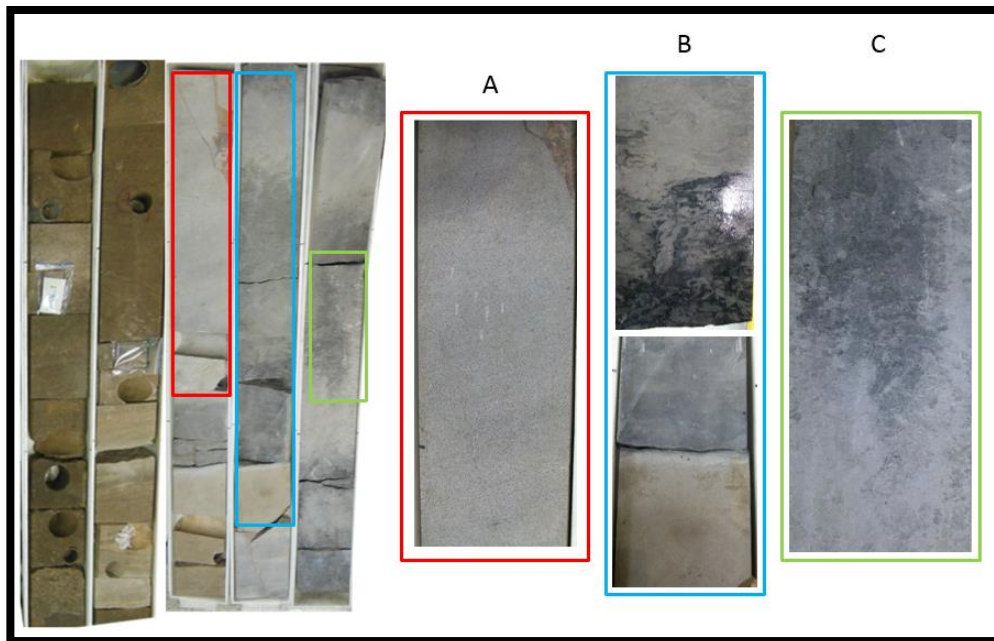
6.3.4.21) 3398 – 3392 ft

Arenisca de grano muy fino masiva (Am) de color grisoscuro moderado (N4) a la base que varía en contacto gradacional a arcillolitas bioturbadas (Fbio) y arcillolitas masivas (Fm) hacia el tope, localmente bioturbadas, y localmente con nódulos de siderita tamaño arena fina (5 – 7%) (Ver Figura30).

6.3.4.22) 3392 – 3390.5 ft

Arenisca de grano grueso, con alto grado de impregnación (10R 3/4), lo que hace que las estructuras sean poco diferenciadas, aparentemente masiva (Am) (Ver Figura31).

Figura 30 Caballos Inferior. 3401 – 3392 ft. A) Arenisca fina masiva con siderita (Amsd); B y C) Arenisca de grano fino, limolita a arcillolita bioturbada (Fb).



6.3.4.23) 3390.5 – 3390 ft

Arenisca de grano muy fino con laminación plana paralela, (**Alam**) con nódulos de *siderita* (5RP 6/2) de hasta 1 cm, elongados (Figura32).

6.3.4.24) 3390 – 3387 ft

Arenisca de grano grueso con estratificación inclinada paralela (**Ax**), con un alto grado de impregnación (10R 3/4), con alta porosidad visual. A la base se presentan gránulos y arenas muy gruesas (Figura32).

6.3.4.25) 3387 – 3377 ft

Areniscas de grano grueso con estratificación inclinada paralela (**Ax**), y moderada impregnación (10R 4/6), que hacia el tope varia a arenisca de grano medio. Se observan superficies de reactivación representadas por contactos irregulares con presencia localizada de arena muy gruesa (Figura32).

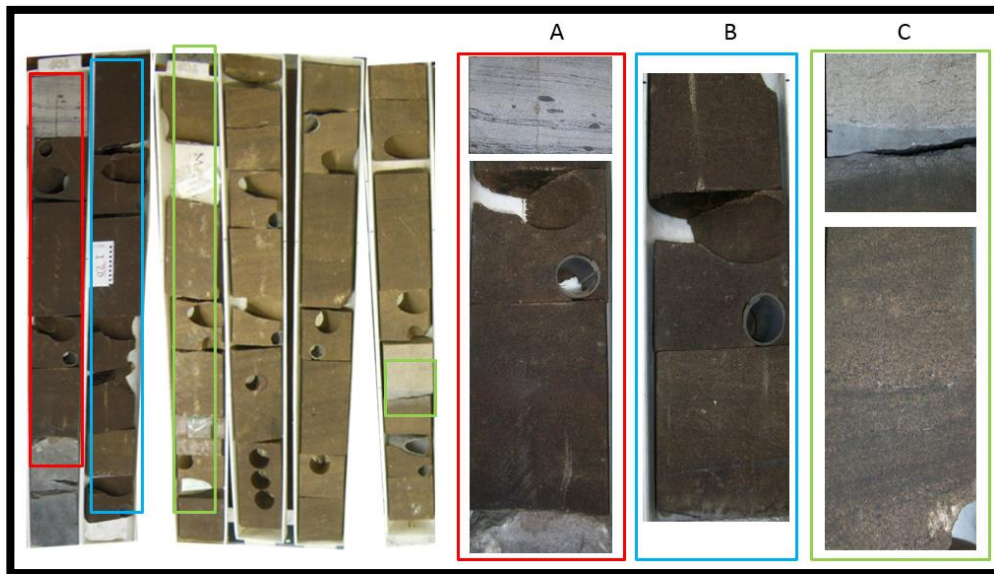
6.3.4.26) 3377 – 3376.6 ft

Nivel de areniscas de grano muy grueso a conglomerática de pobre selección, con laminación irregular paralela, sin impregnación (**Ax**), sobre una delgada capa de arenisca de grano fino, de color gris medio (N5) (Figura32).

6.3.4.27) 3376.6 – 3375 ft

Areniscas de grano grueso a muy grueso con pobre selección y estratificación inclinada paralela (**Ax**) con moderada impregnación (10R 4/6) (Figura33).

Figura 31 Caballos Inferior. 3392 – 3376.6 ft. A y B) Areniscas de grano grueso con alta impregnación (Ax-imp) limitadas en la mitad por un nivel de areniscas de grano muy fino, con nódulos de siderita. C) Arenisca de grano medio con estratificación inclinada (Ax



6.3.4.28) 3375 – 3372.4 ft

Serie de areniscas granodecrescentes que varían de grano muy grueso a conglomerática a la base, hasta grano medio al tope, con estratificación inclinada planar (**Ax**) con baja impregnación. Hacia el tope, la impregnación se vuelve nula, y se encuentra limitada por un nivel de arenisca de grano medio con laminación plana paralela (**Alam**) (Figura33).

6.3.4.29) 3372.4 – 3370.5 ft

Arenisca de grano medio, hacia la base de medio a conglomerática, con láminas localizadas de grano muy grueso y gránulos, con estratificación inclinada planar (**Ax**), sin impregnación (Figura33).

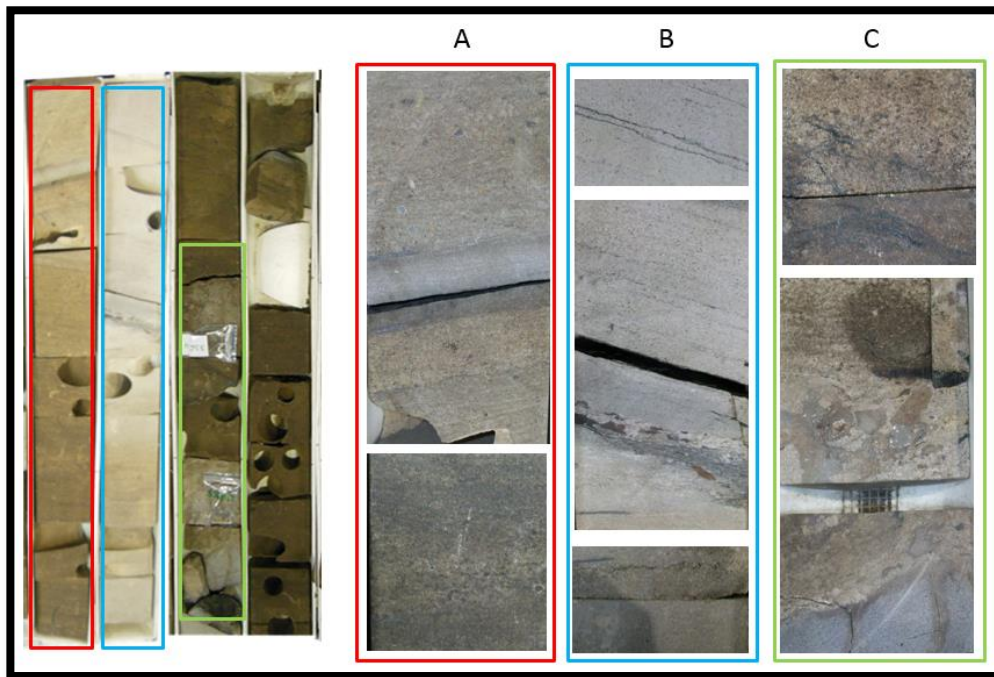
6.3.4.30) 3370.5 – 3368.4 ft

Arenisca de grano medio a fino con laminación plana paralela (**Alam**) con nódulos de siderita de tamaño medio a grueso (2%), de buena selección (Figura33).

6.3.4.31) 3368.4 – 3367.5 ft

Areniscas de grano muy grueso a conglomerado matrizsoportado (**Cms**) a la base, sobre la cual se presentan areniscas de grano grueso con fragmentos carbonosos, hacia el tope adquiere un tono de impregnación baja (10R 7/4) (Figura34).

Figura 32 Caballos Inferior. 3376.6 – 3367 ft. A) Areniscas de grano medio y grueso con estratificación inclinada planar y baja impregnación. B) Arenisca de grano medio a fino con laminación plana paralela con siderita (App). C) Areniscas de grano grueso



6.3.4.32) 3367.5 – 3367 ft

Arenisca de grano muy grueso con estratificación inclinada planar (**Ax**), con impregnación baja (10R 7/4) (Figura34).

6.3.4.33) 3367 – 3364 ft

Serie de arenisca de grano medio hacia la base, a grueso al tope con estratificación inclinada planar (**Ax**), con materia orgánica diseminada en forma de láminas (Figura34).

6.3.4.34) 3363.8 – 3363 ft

Arenisca de grano fino con múltiples superficies de reactivación, con laminación ondulada a semiondulada (**Alam**). Sobre estas, conglomerado oligomóctico clasto soportado con estratificación inclinada planar (**Ccsi**) (Figura34).

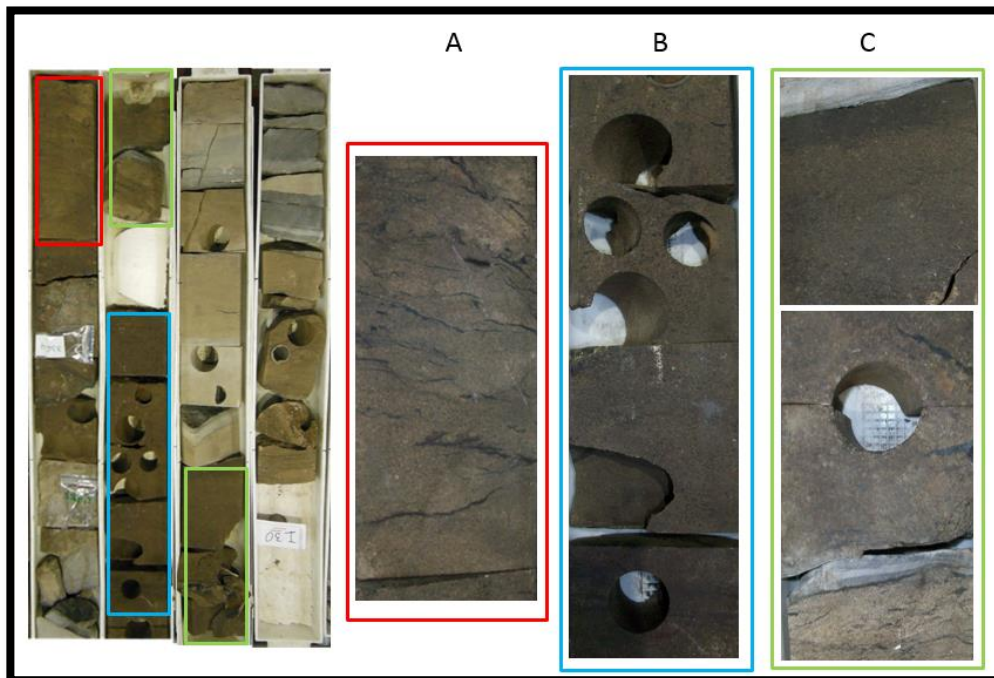
6.3.4.35) 3363 – 3362 ft

Arenisca de grano grueso medio y grano grueso al tope, con estratificación inclinada planar (**Ax**), y moderada impregnación (10R 4/6) (Figura34).

6.3.4.36) 3362 – 3360 ft

Arenisca de grano fino a medio, que varía de masivo (**Am**) a la base pasando por laminación plana paralela, y al tope con materia orgánica diseminada como laminación irregular a ondulosa (**Alam**) (Figura35).

Figura 33 Caballos Inferior. 3367 – 3362 ft. A y B) Areniscas de grano medio con materia orgánica diseminada en láminas irregulares a semiondulada con baja impregnación. B) Areniscas de grano medio a grueso con moderada impregnación. C) Conglomerados y arenisca



6.3.4.37) 3359 – 3358 ft

Arenisca de grano medio, con grano muy grueso a conglomerática a la base, y estratificación inclinada planar, con láminas planas a ondulosas de materia orgánica. Hacia el tope la laminación inclinada tiende a ser tangencial a la base (Figura35).

6.3.4.38) 3358 – 3357 ft

Arenisca muy fina a limo, que grada a arcillolita color gris clara masiva (**Fm**) (N6), con un nivel de 1 pulgada de arenisca de grano fino masiva (**Am**). A la base se presenta laminación plana paralela (Figura35).

6.3.4.39) 3357 – 3352.8 ft

Lodolita masiva (**Fm**) de color gris claro (N6). En 3355, se presenta una concentración de nódulos de siderita tamaño fino (25-40%) (5RP 6/2). Hacia el tope de este segmento, se presenta lodolitas bioturbadas (**Fbio**) (Figura35).

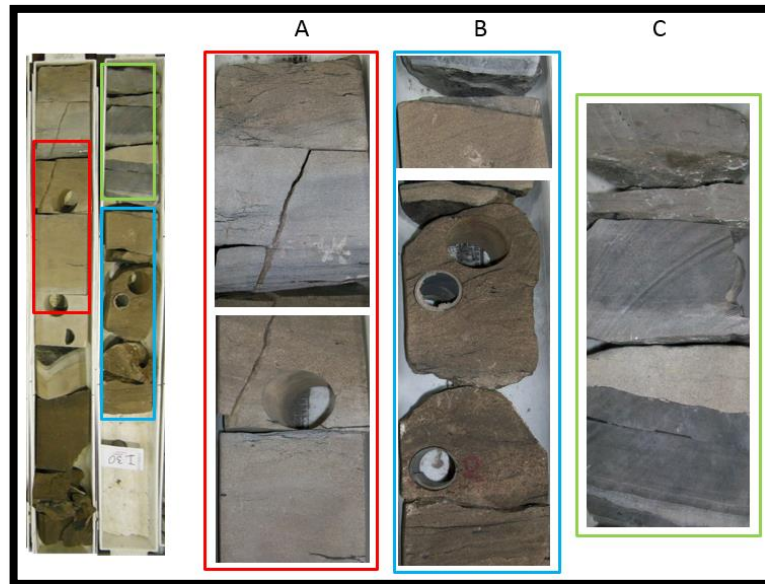
6.3.4.40) 3352.8 – 3352 ft

Arenisca de grano muy fino, masiva (**Am**) de buena selección (Figura35).

6.3.4.41) 3352 – 3349.4 ft

Lodolita bioturbada a la base (**Fbio**), posibles *paleophycos*, que varía a arcillolita masiva (**Fm**) hacia el tope. Termina con una fina capa de arenisca de grano muy fino masiva (**Am**) de color gris claro (N6) (Figura36).

Figura 34 Caballos Inferior. 3362 – 3357 ft. A) Arenisca de grano fino a medio, varia de masivo, a laminación paralela, y laminación irregular a ondulosa. B) Arenisca de grano grueso con estratificación inclinada planar (Ax). C) Limos y areniscas de grano fino



6.3.4.42) 3349.5 – 3348.8 ft

Arenisca de tamaño medio con estratificación inclinada planar (**Ax**) con impregnación moderada (Figura36).

6.3.4.43) 3348.8 – 3345 ft

Arenisca de grano fino con laminación plana paralela (**Alam**), al tope se presentan nódulos de siderita (5RP 6/2) de tamaño arena fina, gradando a lodolitas con flóculos de esméctica (**Fflo**) (Figura37).

6.3.4.44) 3345 – 3344 ft

Lodolita masiva a bioturbada (**Fm**) de color gris claro (*N6*), y lente de arenisca de grano muy fino al tope (Figura37).

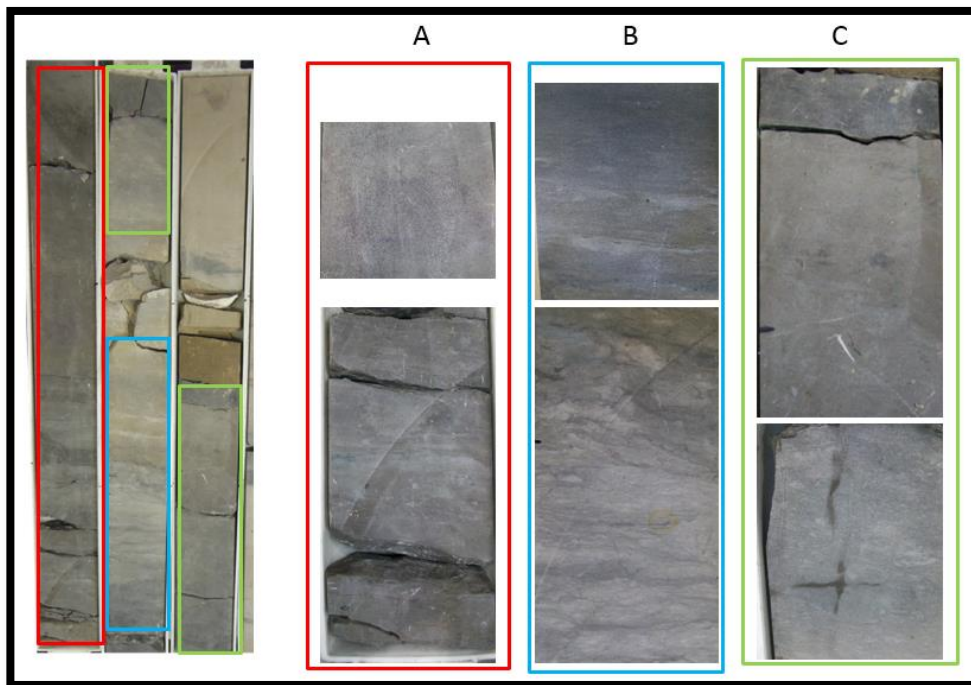
6.3.4.45) 3344 – 3342 ft

Areniscas de grano fino con laminación plana paralela (**Alam**). Al tope un nivel de 1 pulgada de limolita (**Fm**) (Figura37).

6.3.4.46) 3342 – 3334 ft

Lodolitas masivas con nódulos de siderita (**Fm**), que varía localmente su contenido de un 10 hasta un 30%. Se presentan unas capa de areniscas de grano muy fino con laminación plana paralela (**Alam**) a los 3339 ft (Figura37).

Figura 35 Caballos Inferior. 3367 – 3349.4 ft. A) Lodolita masiva (Fm), al tope lodolita con siderita. B) Lodolita bioturbada (Fb) y arenisca muy fina masiva (Am). C) Lodolita bioturbada



6.3.4.47) 3334 – 3332 ft

Arenisca de grano medio, con estratificación inclinada planar, y materia orgánica dispuesto en láminas irregulares a onduladas, y presencia de material carbonoso (Figura38).

6.3.4.48) 3332 – 3331 ft

Arenisca de grano muy fino con nódulos de siderita de 0.5 a 1 pulgada, que puede parecer bandeado (5R 4/6) (Figura38).

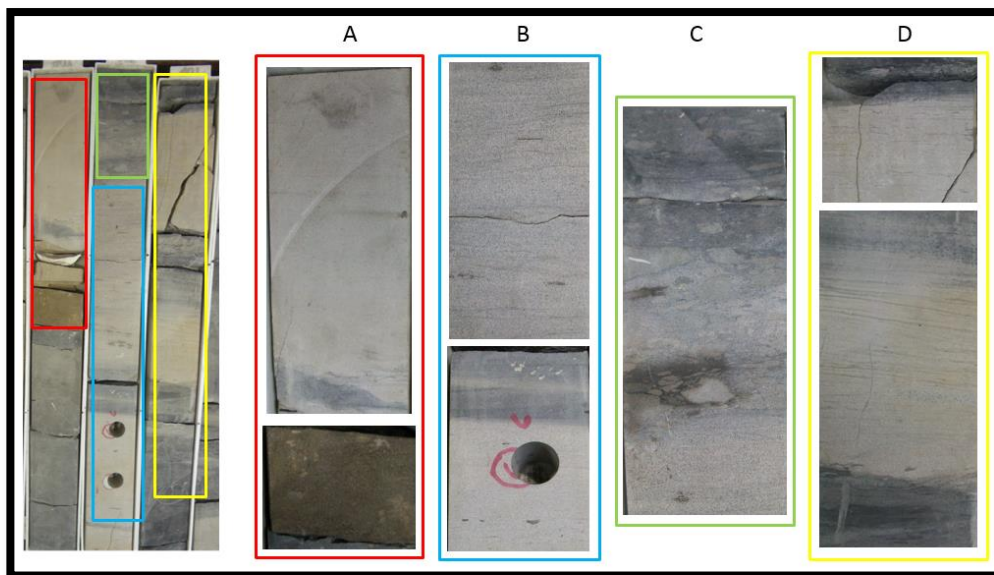
6.3.4.49) 3331 – 3330 ft

Arenisca de grano medio con láminas de materia orgánica semionduladas a onduladas paralelas tipo flaser (**Alam**), con estratificación plana paralela (Figura38).

6.3.4.50) 3330 – 3329 ft

Areniscas masivas de grano medio, en forma esférica elongada mayores a 10 cm. Presentan láminas de material fino que rodea los posibles bloques. Al tope, arenisca de grano medio con estratificación inclinada planar, con impregnación baja (10R 7/4) (Figura38).

Figura 36 Caballos Inferior. 3349.5 – 3345 ft. A) Arenisca de grano medio impregnada a la base, y areniscas de grano fino masiva (Am) sin impregnación. B) Areniscas de grano medio y laminación paralela, con nódulos de siderita al tope. C) Arcillolita con flóculos D) Arenisca de grano fino con laminación plana paralela.



6.3.4.51) 3329 – 3327 ft

Arenisca de grano muy fino, que hacia la base presentan estratificación inclinada planar (**Ax**) y laminación paralela. Al tope las areniscas se vuelven masivas (**Am**) (Figura38).

6.3.4.52) 3327 – 3324 ft

A la base se presentan lodolitas masivas (**Fm**) que cambian a areniscas de grano fino, bioturbada a la base y masiva hacia el tope (**Am**), para terminar en una arcillolita masiva (**Fm**).

6.3.4.53) 3324 – 3312 ft

Segmento de lodolitas que varían de masivas a laminadas plana, con algunos sectores bioturbados. Hacia el tope se presentan nódulos de siderita de 1 mm (Figura39).

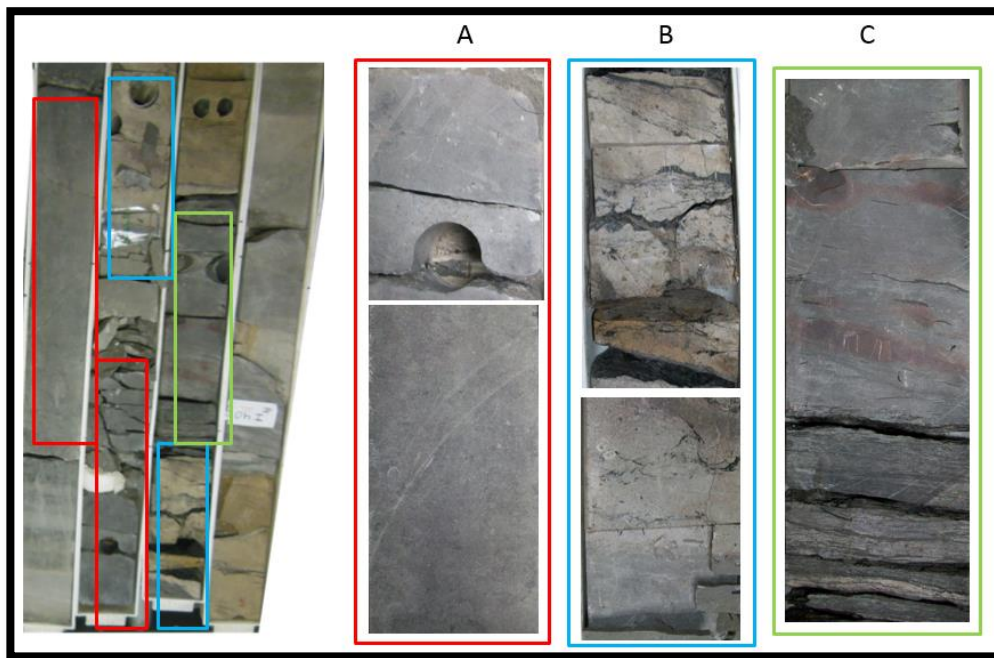
6.3.4.54) 3312 – 3308.4 ft

Lodolita masiva (**Fm**). Al tope, nódulos de siderita de tamaño medio.

6.3.4.55) 3308.4 – 3305 ft

Lodolita masiva de color gris claro (**N5**) con nódulos y bandas de siderita (**Fm**), hacia el tope se presentan nódulos de siderita de 1 pulgada de diámetro.

Figura 37 Caballos Inferior. 3342 – 3331 ft. A) Lodolitas don nódulos de siderita (Fsd). B) Arenisca de grano medio con láminas de materia orgánica. C) Areniscas de grano muy fino con bandas de siderita



6.3.4.56) 3305 – 3300 ft

Lodolita masiva a fisil (**Fm**) de color gris claro (**N3**), con bandas localizadas de siderita color rojo muy oscuro (**5R 2/6**), que se presentan en mayor proporción al tope.

Figura 38 Caballos Inferior. 3331 – 3327 ft. A) Areniscas de grano medio con láminas de materia orgánica. B) Arenisca de grano medio, de forma esférica elongada. C) Areniscas de grano muy fino con laminación inclinada y masiva al tope.

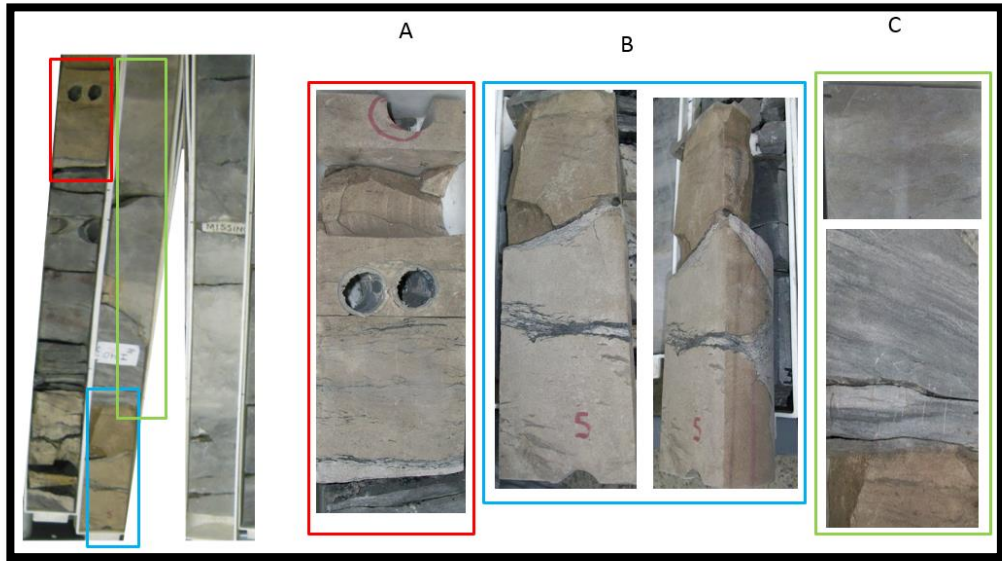


Figura 39 Caballos Inferior. 3312 – 3300 ft. Lodolitas masivas a areniscas de grano muy fino. B) Lodolitas masivas (Fm). C) Lodolitas con nódulos de siderita de 1 mm

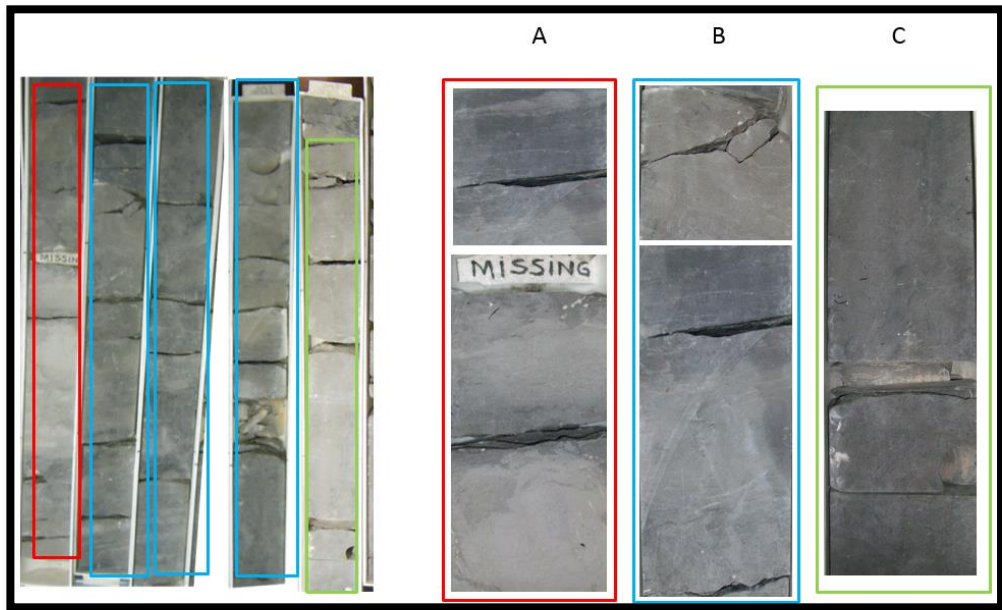
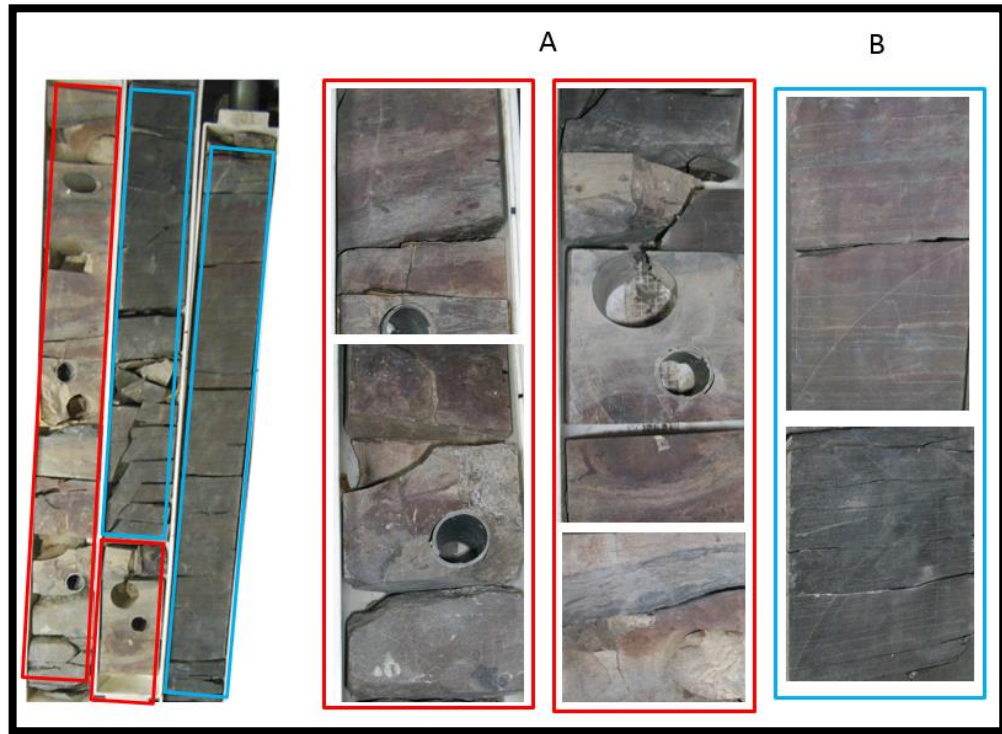


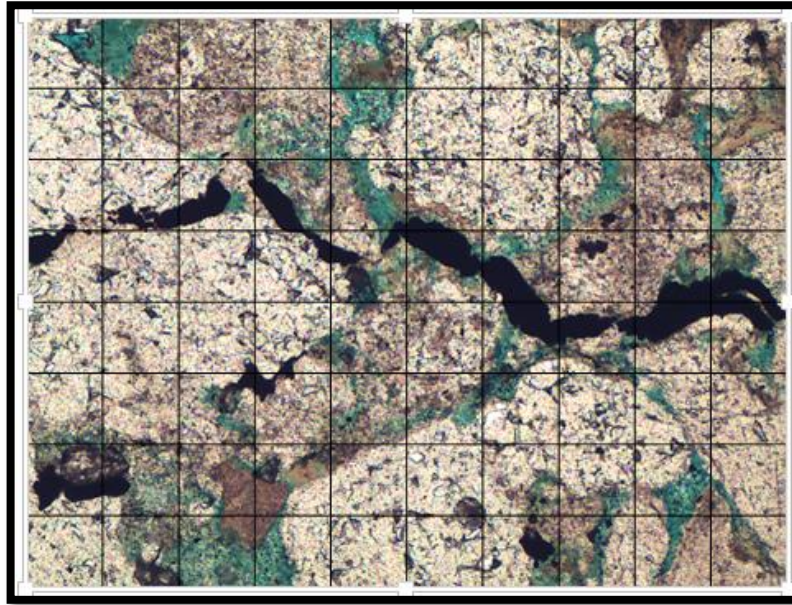
Figura 40 Caballos Inferior. 3312 – 3300 ft. A) Lodolitas masivas con nódulos y bandas de siderita. B) Lodolita masiva a fisil, con bandeamiento de siderita al tope.



6.3.5) Metodología para la descripción de secciones delgadas del pozo UIS 1.

Para la realización de la descripción de las muestras del pozo UIS1 vamos a reconocer las características de los componentes de las rocas, esto lo lograremos usando el método de conteo de puntos; se utilizará el método cuantitativo de Stoltman, 1989; con intervalos de un milímetro del área de la sección. Se usó la escala de tamaños de grano de Wentworth; distinguiéndose arena de grano grueso (VC) con -tamaños mayores de 2 mm., arena gruesa (C) entre 2 y 1 m.m., arena media (M) de 1 a 0.5 mm., arena fina (F) de 0.5 a 0.25 m.m., arena muy fina (VF) de 0.25 a 0.0625 mm., limo muy grueso (VC) de 0.0625 a 0.312 y limo grueso (C) menor de 0.0312 mm. Los tamaños menores de 0.0312 corresponden a la matriz. Se usaron además tablas de comparación visual para el parámetro de angularidad de los granos, los cuales se denominan muy angulares, subangulares, subredondeados y redondeados. Para determinar el color de la matriz se usó la Tabla de Colores de Munsell (1975).

Figura 41 Metodología de Stoltman



6.4) Metodología para la aplicación de imagej-fiji en petrografía

Al ser un software de procesamiento y tratamiento de imágenes, podemos utilizarlo como herramienta para validación de datos obtenidos mediante petrografía, esto se debe a su gran capacidad de seccionar y de determinar áreas; estos cálculos dependen de la cantidad de pixeles presentes. El image J ofrece la versatilidad para manipular imágenes y poder determinar propiedades petrográficas y parámetros texturales como:

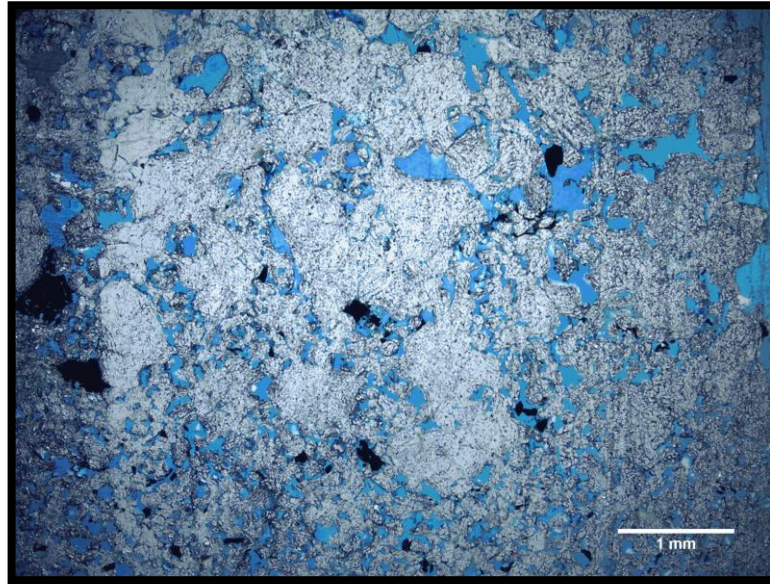
- Porosidad visual
- Sorting o calibrado
- Forma y tamaño de grano

A continuación, presentamos la metodología usada para la determinación gráfica de la porosidad utilizando el tratamiento de imágenes de una sección delgada

Tabla 2 Secciones delgadas para el pozo UIS 1

	Formación	Profundidad
Sección No 1	Caballos Superior	3094 pies
Sección No 2	Caballos Inferior	3411 pies
Sección No 3	Caballos Inferior	3422 pies

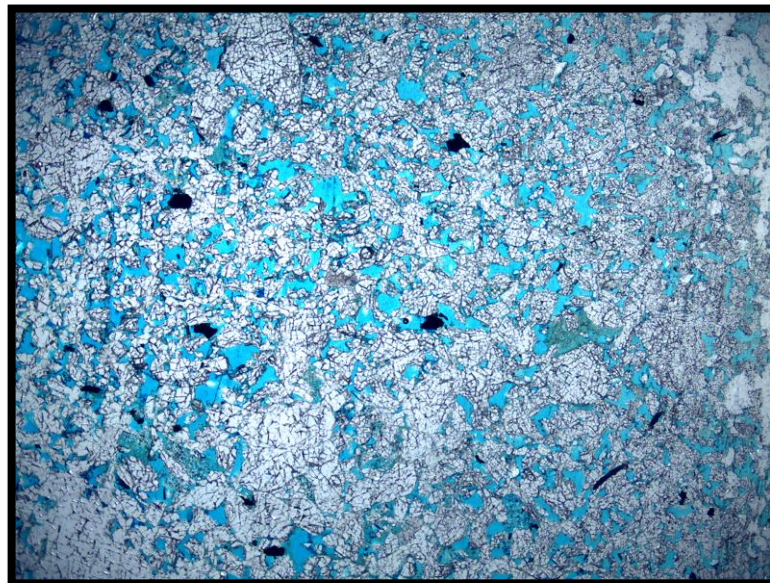
Figura 42 Imagen a escala real de una sección delgada



Cada imagen expuesta a continuación fue tomada por el microscopio a un objetivo de 2x, sus medidas son L= 6.50 x H= 4.80 mm y su escala en pixels es de 315 pixel/mm

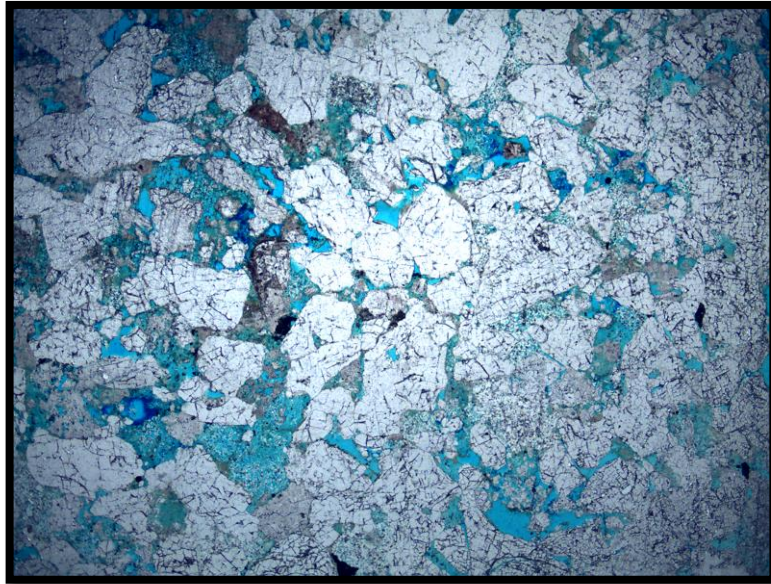
Sección No 1 Caballos Superior

Figura 43 imagen original captada por microscopia en luz de nicoles paralelos



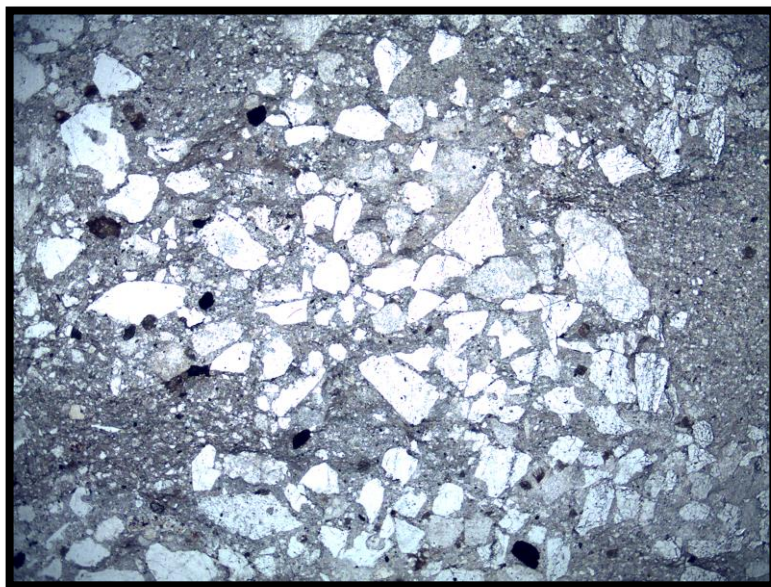
Sección No 2 Caballos Inferior

Figura 44 imagen original captada por microscopía en luz de nicoles paralelos



Sección No 3 Caballos Inferior

Figura 45 imagen original captada por microscopía en luz de nicoles paralelos

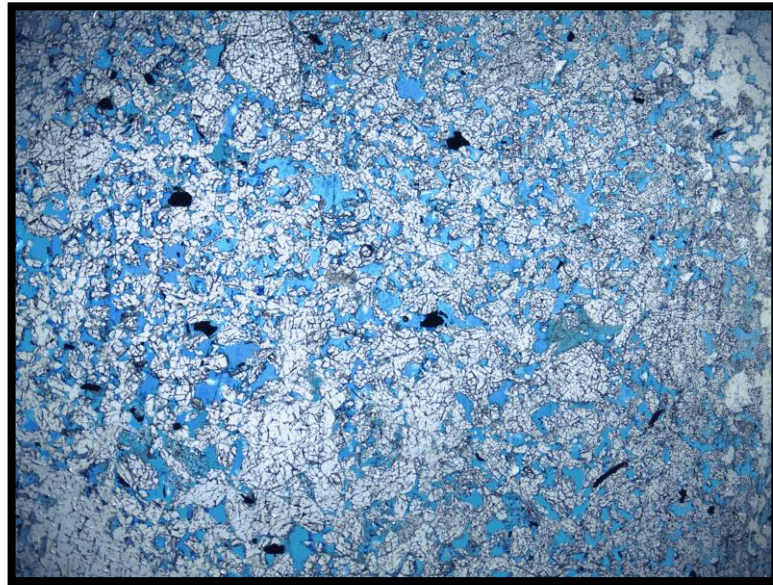


6.4.1) Metodología usada:

1. Al tener la imagen original tomada directamente del software del microscopio, evidenciamos que posee una gran variedad de colores y diferentes atenuaciones de los mismos, de tal forma necesitamos normalizar estos valores y para esto se modifica la paleta¹⁵ de colores mediante el programa INFRAVIEW.

Sección No 1

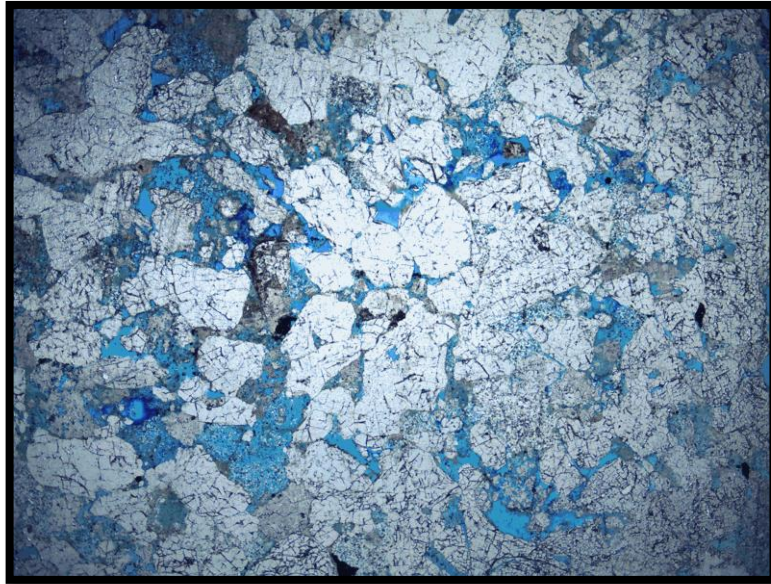
Figura 46 imagen normalizada con la paleta de colores



¹⁵ ¹⁵ <http://www.geoanalysis.org/jPOR.html>

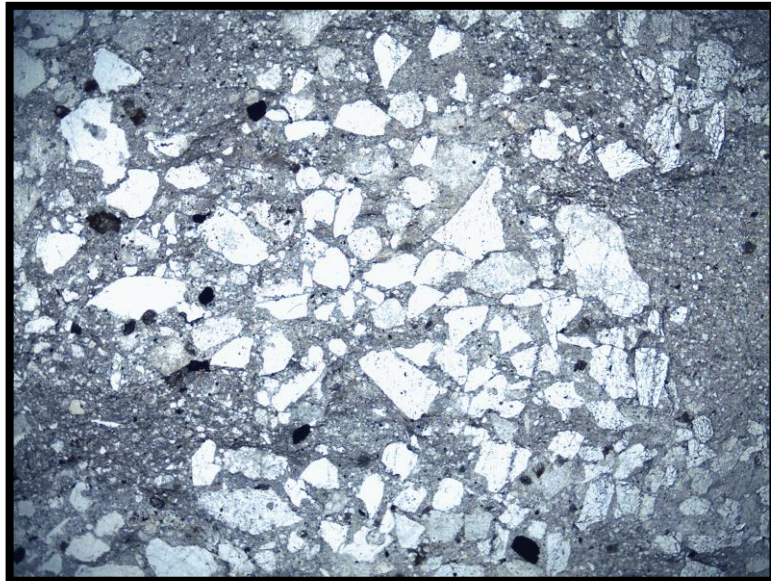
Sección No 2

Figura 47 imagen normalizada con la paleta de colores



Sección No 3

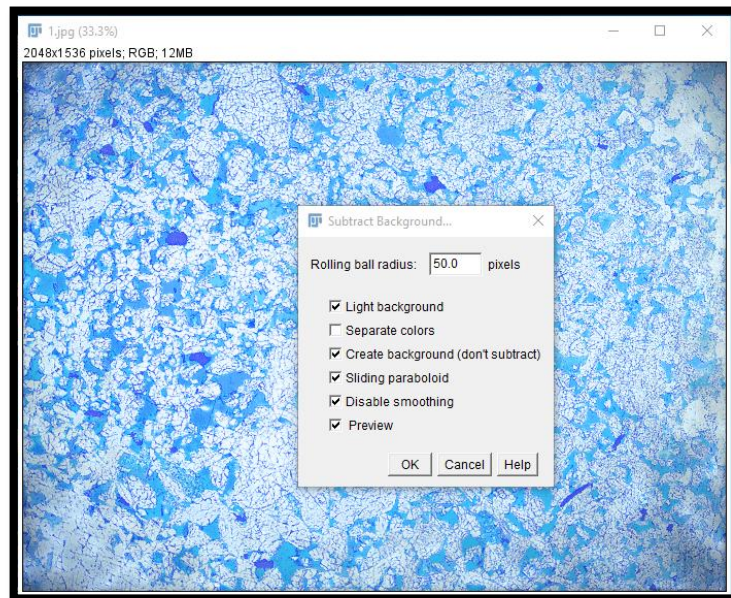
Figura 48 imagen normalizada con la paleta de colores



2. Luego de normalizada se abre la imagen mediante el software IMAGEJ-FIJI, en la sección de “PROCESS-SUBTRACT BACKGROUND “, Luego se selecciona los siguientes parámetros: En el valor de Rolling Ball Radius varía entre 50 y 200 dependiendo de lo sucia que puede presentar la imagen

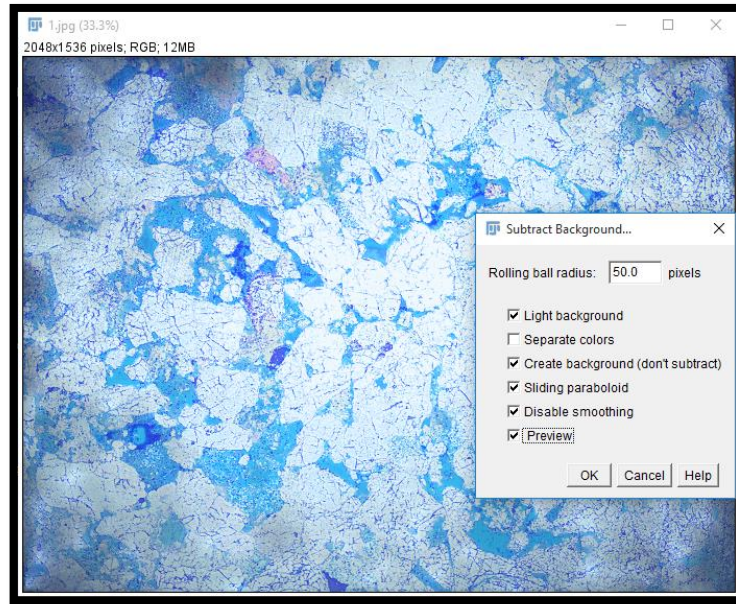
Sección No 1

Figura 49 aplicando substract bakground



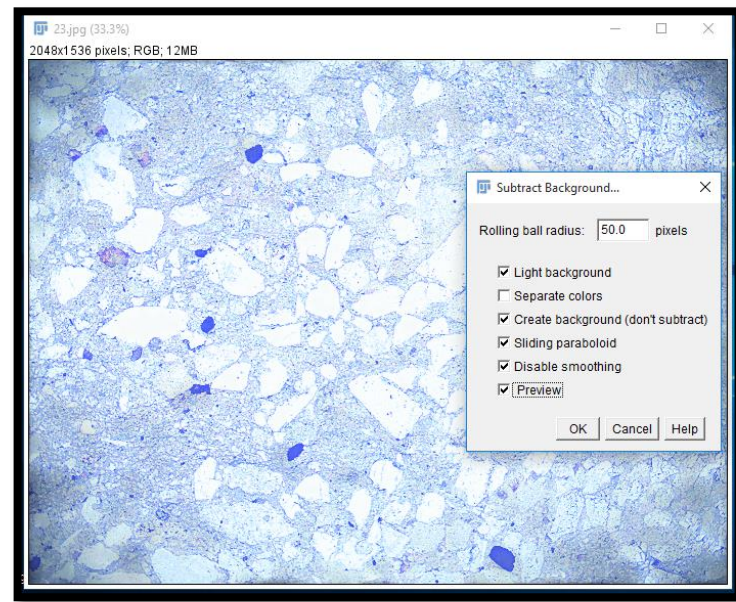
Sección No 2

Figura 50 aplicando substract bakground



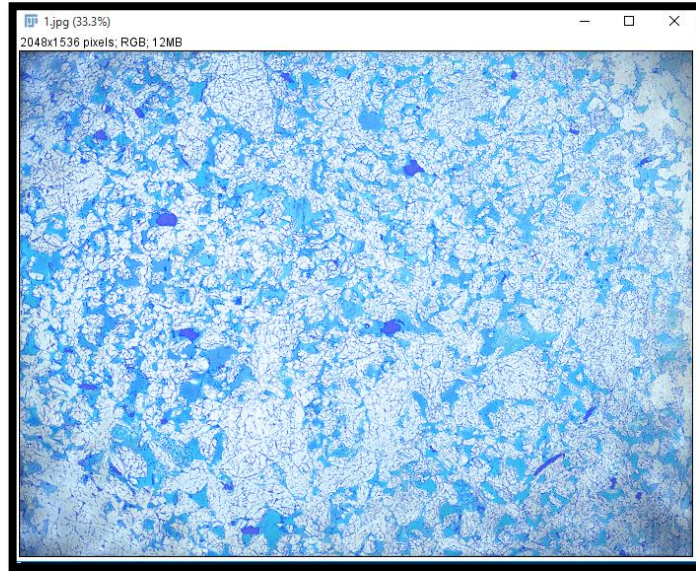
Sección No 3

Figura 51 aplicando substract bakground



Sección No 1

Figura 52 imagen luego del proceso de subtrack background



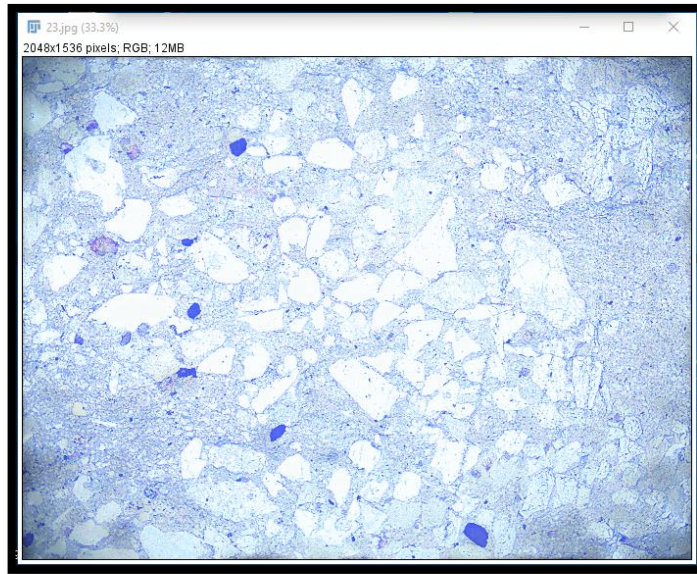
Sección No 2

Figura 53 imagen luego del proceso de subtrack background



Sección No 3

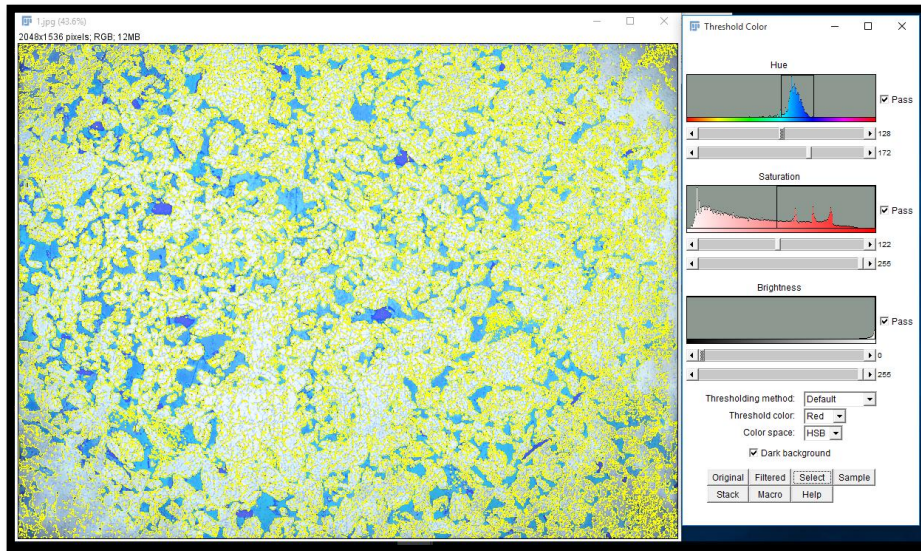
Figura 54 imagen luego del proceso de subtrack background



3. Al tener la imagen ya procesada luego del proceso de SUBTRACK BACKGROUND, necesitamos borrar el ruido aun existente en la imagen, de tal forma se efectúa la aplicación de un filtro de imágenes siendo el "MEDIAN" el indicado para eliminar ruido, para esto se dirige a "PROCESS-FILTERS-MEDIAN".
4. Luego se procede a aplicar el treshold de tal forma que se segmenta de manera adecuada el histograma de valores de la imagen, "IMAGE-ADJUST-COLOR THRESHOLD" el método usado para el treshold es percentile luego ya seleccionado en el histograma damos click en select y seguido de esto convertimos la imagen en binaria "PROCESS- BINARY-MAKE BINARY"..

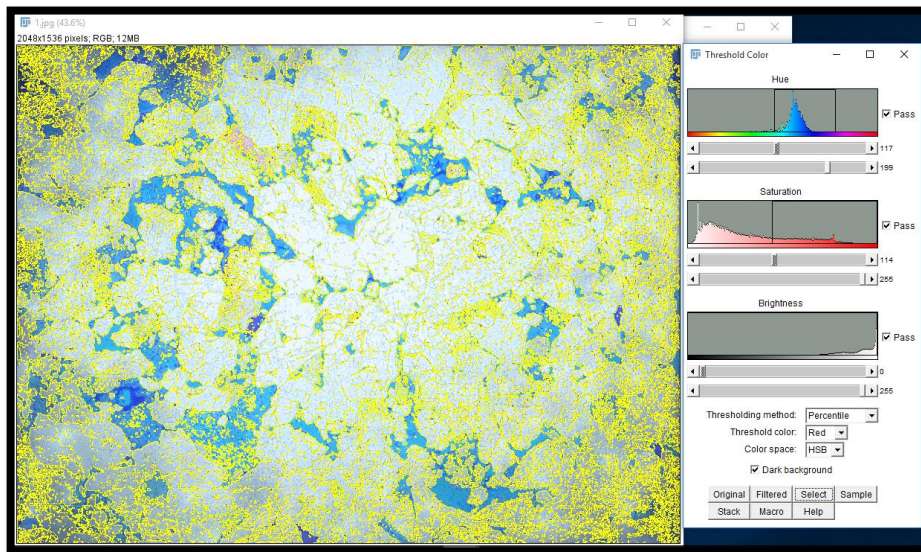
Sección No 1

Figura 55 aplicando threshold a la imagen



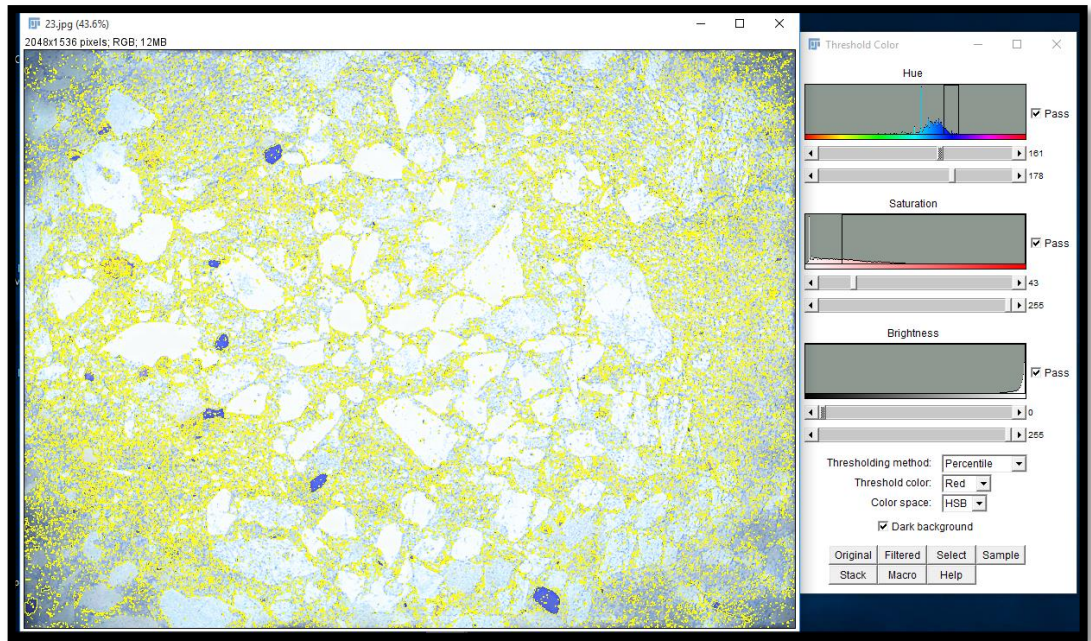
Sección No 2

Figura 56 aplicando threshold a la imagen



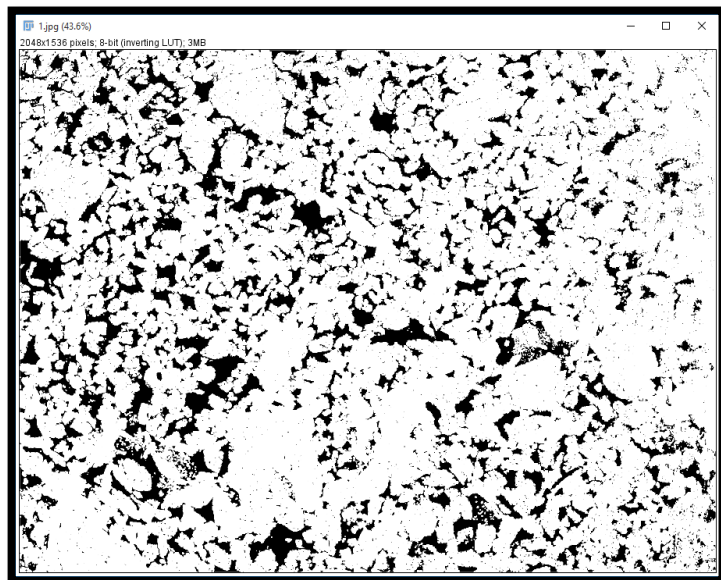
Sección No 3

Figura 57 aplicando threshold a la imagen



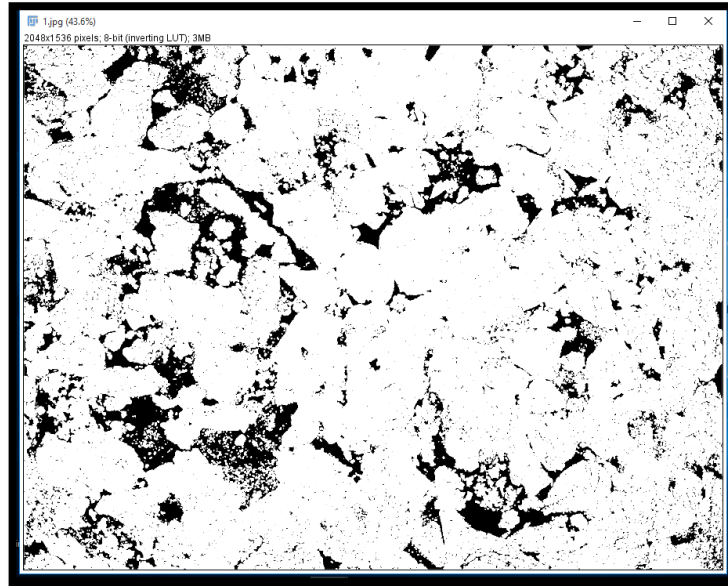
Sección No 1

Figura 58 imagen binaria



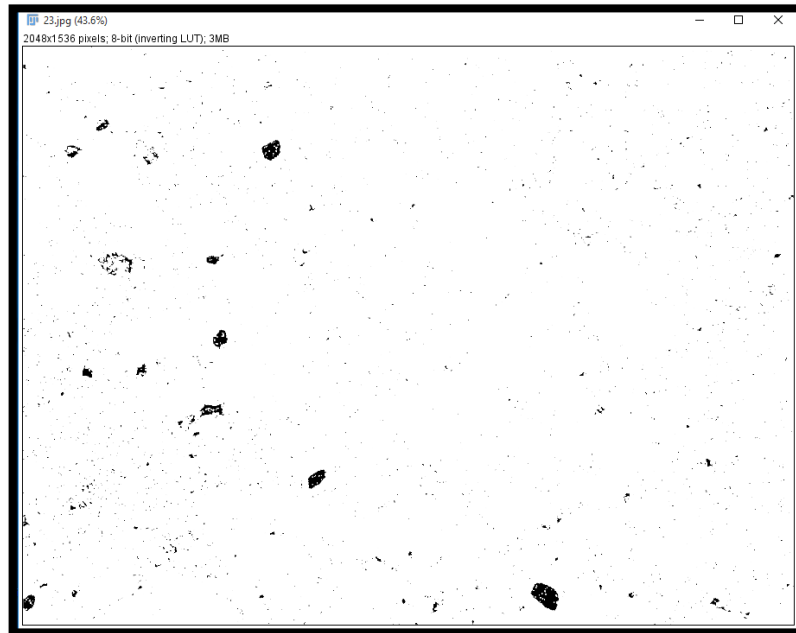
Sección No 2

Figura 59 imagen binaria



Sección No 3

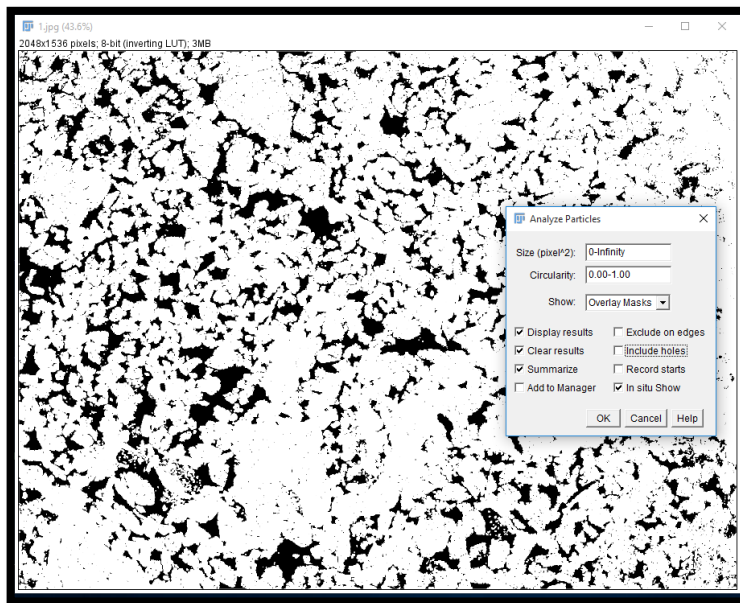
Figura 60 imagen binaria



5. Teniendo la imagen ya binaria, se procede a medir la cantidad de área ocupada por el epoxico azul que en este caso indica la porosidad. "ANALYSE-ANALYZE PARTICLES". Se debe tener ya establecido los parámetros para la medición

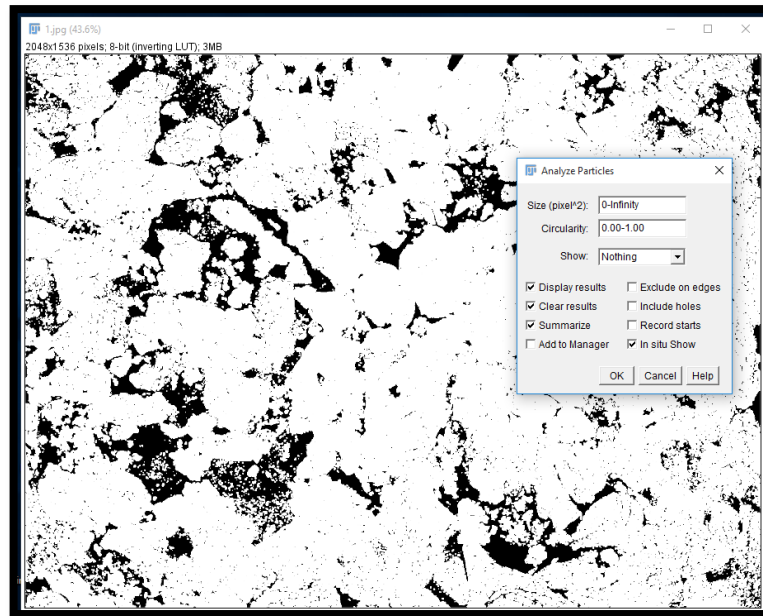
Sección No 1

Figura 61 imagen binaria seleccionado las propiedades de medición



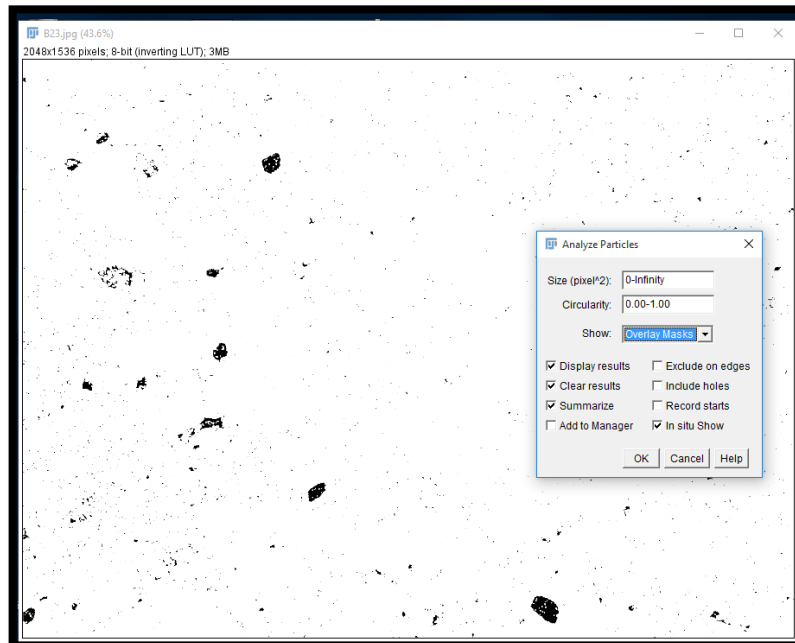
Sección No 2

Figura 62 imagen binaria seleccionado las propiedades de medición



Sección No 3

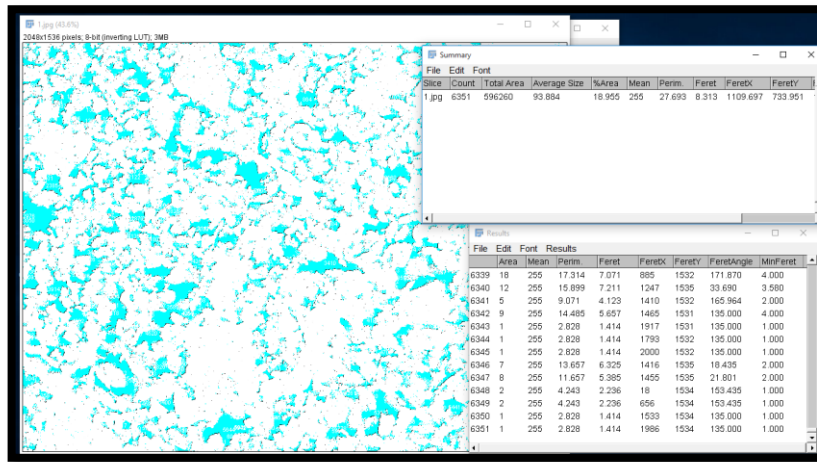
Figura 63 imagen binaria seleccionado las propiedades de medición



6. Click en Ok y a continuación se mostrarán todos los resultados y la imagen evidencia del proceso.

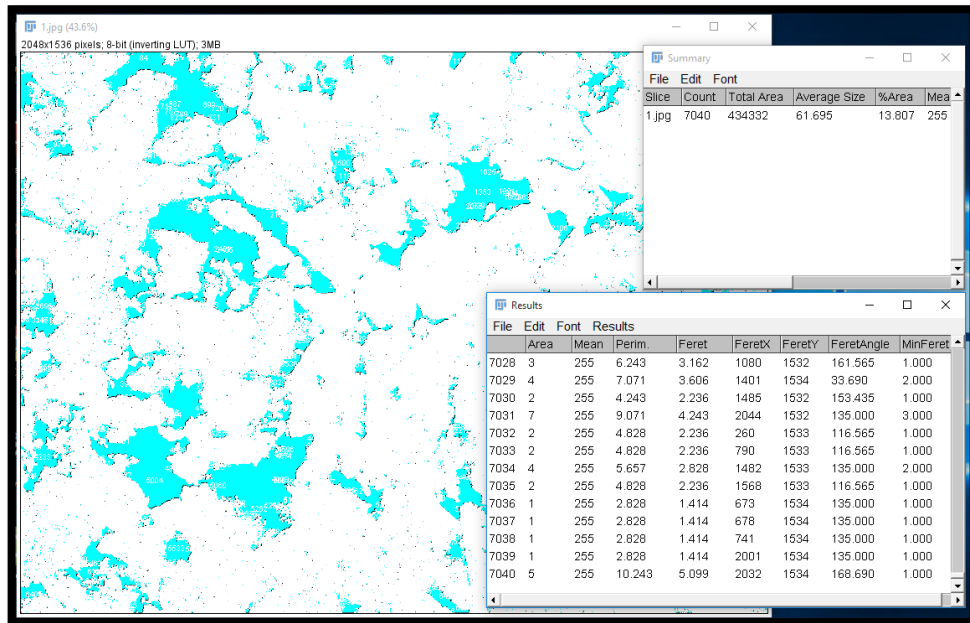
Sección No 1

Figura 64 resultados in situ del proceso de medición



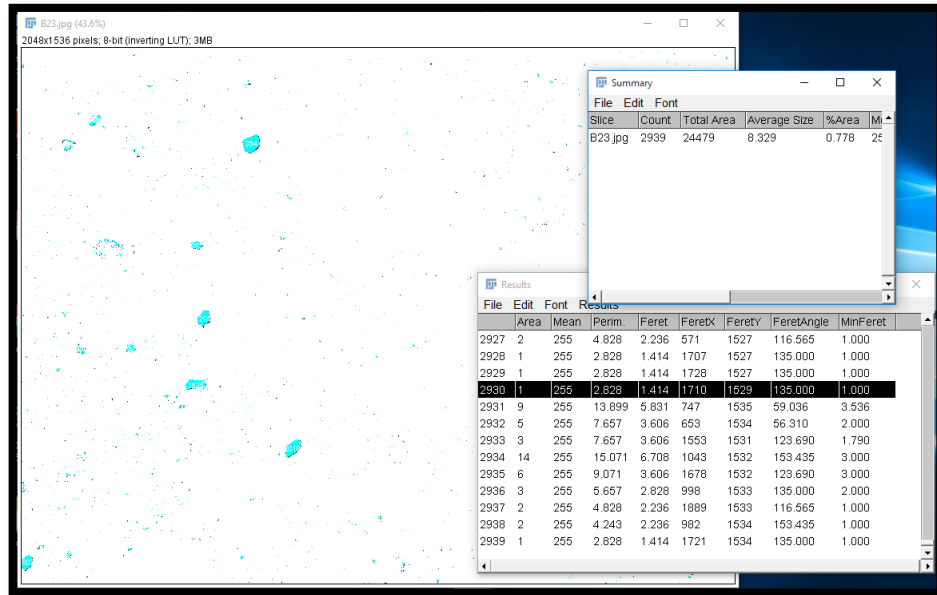
Sección No 2

Figura 65 resultados in situ del proceso de medición



Sección No 3

Figura 66 resultados in situ del proceso de medición



6.5) Determinación de unidades hidráulicas

Según la metodología expuesta por (Alvarez Pabon, y otros, 2011) la detección de unidades hidráulicas se basa en una serie de pasos que a continuación se mostraran en orden de ejecución.

1. Input de información de registros eléctricos (ϕ_L , Gr, Np, Res) y datos de laboratorio (ϕ_c, K_c)
2. Realizar corrección de historial de esfuerzos de los datos de laboratorio si estos requieren.
3. Descripción litológica, esto se realiza ajustado los datos de laboratorio a yacimiento.
4. Determinación de modelo a utilizar, si no es clásico continuar.
5. Utilizar los dos métodos Carman Kozeny o Windland R35 para determinar el mejor modelo de permeabilidad a utilizar

6.5.1) Input de registros eléctricos.

Para el presente estudio se utilizaron los siguientes registros eléctricos, GR, CALY, NPHI, RHOB, DRHO, ILM, ILD. Los cuales se tomaron de los siguientes archivos:

- 01_UIS_1_9445_RN1_EDFN000056814.LAS
- 01_UIS_1_9446_RN1_EDFN000056816.LAS

Estos archivos podrán encontrarse en el anexo (registros)

De las pruebas realizadas a corazones se tomaron los resultados del siguiente archivo:

- UIS_1_P_K_Core.LAS

6.5.1.1) METODOLOGÍA

- Se realizan las correcciones ambientales y de calidad si son necesarias, ya que por lo general la operadora ya lo han hecho.
- Se determina el Volumen de shale a partir del registro Gamma Ray, densidad y neutrón.
- Se determina la porosidad mediante el registro de densidad.
- Se determina la porosidad efectiva mediante el registro de densidad y neutrón.
- Se determina la saturación de Agua mediante el término de Rwa- mínimo.

6.5.1.2) Correcciones ambientales y de calidad

Registros de inducción

- La escala normal para este registro es de 0.2 a 2000 Ohm m²/m.
- Las velocidades óptimas para este registro esta entre 3600 y 6000 ft/hora. (limitado por la velocidad requerida por el GR).

En arcillas la resistividad es muy variable pero rara vez es menor que 1ohm.m, este registro será menor que SFL y que SN por la anisotropía.

6.5.2) Ajuste litologico de registros y core

Se realiza un ajuste de la litología determinada mediante los registros de pozo con el amarre de pruebas de laboratorio, teniendo en cuenta que el valor teórico de nuestras propiedades es el valor obtenido en las pruebas a core.

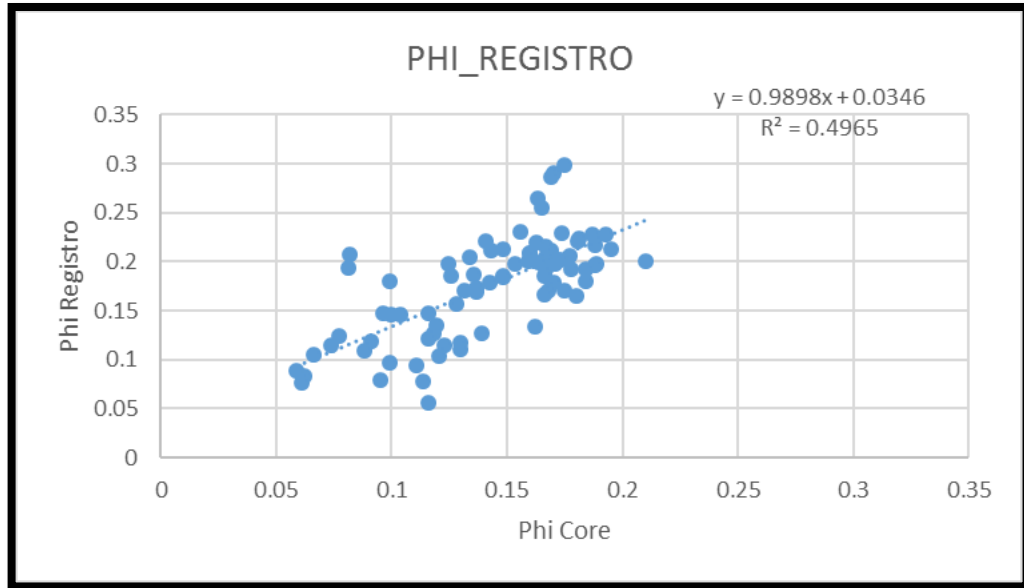
Para este Ajuste se grafica Porosidad determinada mediante Registros y Porosidad de Core, dicha grafica debe tener comportamiento lineal y formar un Angulo de 45° con la horizontal, de este modo tendremos nuestros datos a condiciones de yacimiento.

Para el caso del estudio dicha tendencia no se comportó de manera lineal por tal razón se procedió a realizar un ajuste de las propiedades determinadas del

registro de pozo debido a que estas son halladas de manera indirecta. Dicho ajuste se presenta a continuación:

6.5.3) KCUP (CABALLOS SUPERIOR)

Figura 67 Grafica de Porosidad corregida para el ajuste litologico de la formacion Caballos Inferior



La ecuación para corregir los datos determinados mediante registros fue la siguiente:

$$\phi_{CR} = (\phi_R - 0.0346)/0.9898$$

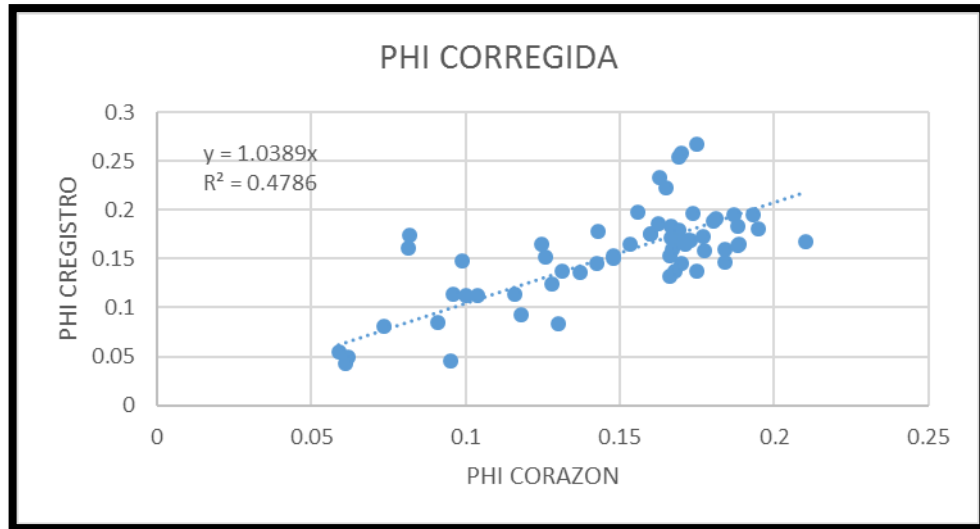
ϕ_{CR} = Porosidad Corregida de registro

ϕ_R = Porosidad de registro

Para determinar dicha expresión solo se tomaron valores de porosidad superiores al 5% debido a que su impacto no es significativo.

Cuando se Grafica de nuevo la Porosidad Corregida de Registro y Porosidad de Core se obtiene el siguiente comportamiento.

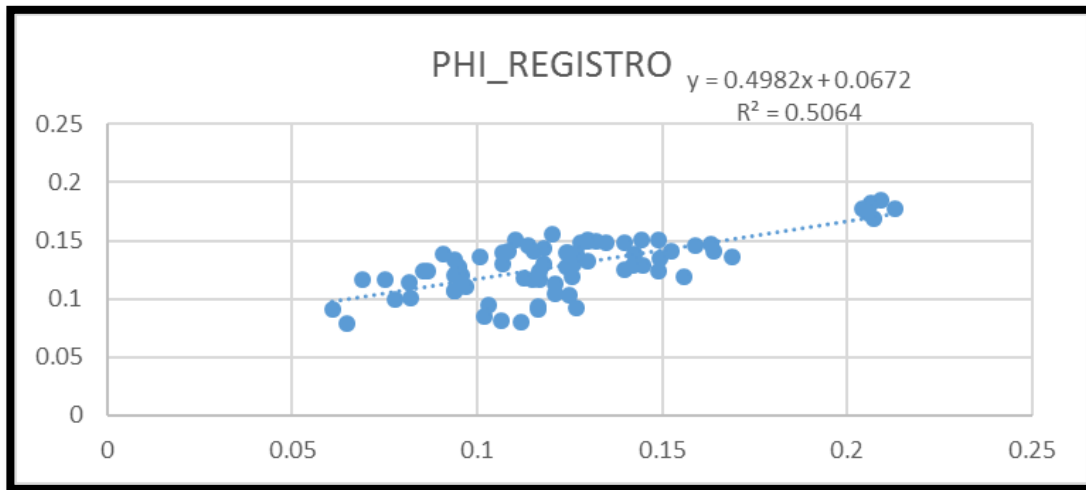
Figura 68 Grafica de Porosidad corregida para el ajuste litologico de la formacion Caballos Superior



Observamos que Posee un comportamiento Lineal, Aunque su ángulo de inclinación es de 41.35423462° Observamos que Presenta aun cierto rango de desviación, esto debido a que a la hora de determinar la corrección se usó un rango de datos menor debido a la gran dispersión.

6.5.4) KCL (CABALLOS INFERIOR)

Figura 69 Grafica de Porosidad corregida para el ajuste litologico de la formacion Caballos Inferior



La ecuación para corregir los datos determinados mediante registros fue la siguiente:

$$\phi_{CR} = (\phi_R - 0.0672)/0.4982$$

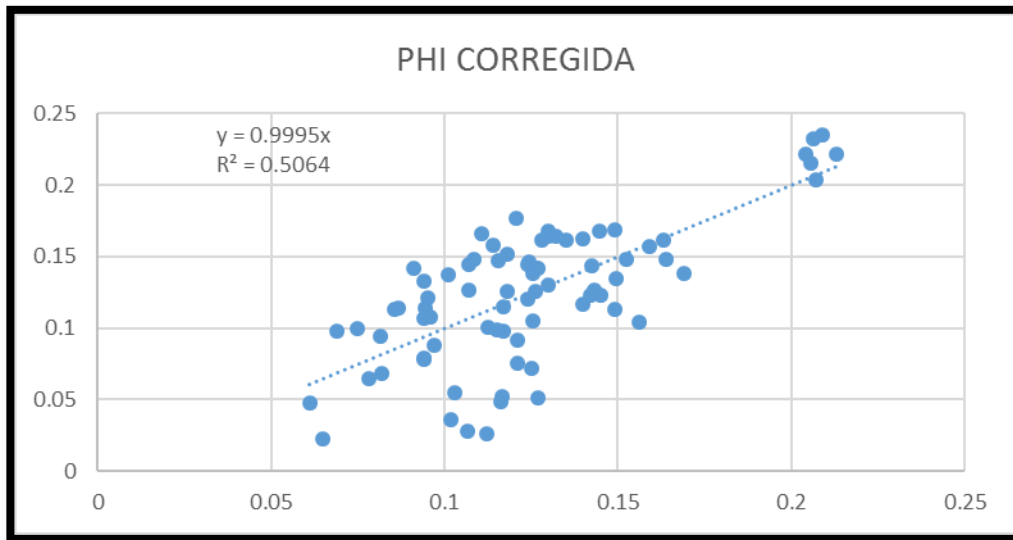
ϕ_{CR} = Porosidad Corregida de registro

ϕ_R = Porosidad de registro

Para determinar dicha expresión solo se tomaron valores de porosidad superiores al 5% debido a que su impacto no es significativo.

Cuando se Grafica de nuevo la Porosidad Corregida de Registro y Porosidad de Core se obtiene el siguiente comportamiento.

Figura 70 Grafica de Porosidad corregida para el ajuste litologico de la formacion Caballos Inferior



Observamos que Posee un comportamiento Lineal, Aunque su ángulo de inclinación es de 45° Observamos que Presenta aun cierto rango de desviación, esto debido a que a la hora de determinar la corrección se usó un rango de datos menor debido a la gran dispersión.

6.6) Determinación del perfil de permeabilidad

Para determinar el perfil de permeabilidad se utilizaron dos metodologías las cuales son generalmente las más usadas:

- Radio de Poro Winland r_{35} ¹⁶
- Amaefule¹⁷

Luego de determinar cada perfil de permeabilidad mediante cada método Se realizó la creación de un histograma que mediante el análisis clúster determino los valores promedio de cada parámetro como las posibles unidades de flujo, el

¹⁶Martin, A.J., Solomon, S.T., and Hartmann, D.J. 1997. Characterization of Petrophysical Flow Units in Five Carbonate Reservoirs. American Association of Petroleum Geologists Bull. 81 (5): 734.

¹⁷Amaefule, Jude O, et al. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, 1993, Paper SPE 26436. p.3.

análisis clúster se realizó mediante el software estadístico MINITAB Para este caso se utilizó la versión demo- trial¹⁸ .

6.6.1) Histograma KCUP

Histograma RP		Histograma FZI	
Clase	Frecuencia	Clase	Frecuencia
0,070228746	1	0,19182723	1
2,321921476	23	1,81145563	16
4,573614206	4	3,43108403	7
6,825306936	6	5,05071243	8
9,076999666	18	6,67034084	12
11,3286924	8	8,28996924	17
13,58038513	5	9,90959764	9
15,83207786	11	11,529226	14
18,08377059	7	13,1488544	2
20,33546332	4	14,7684828	2
y mayor...	2	y mayor...	1

6.7) Histograma KCL

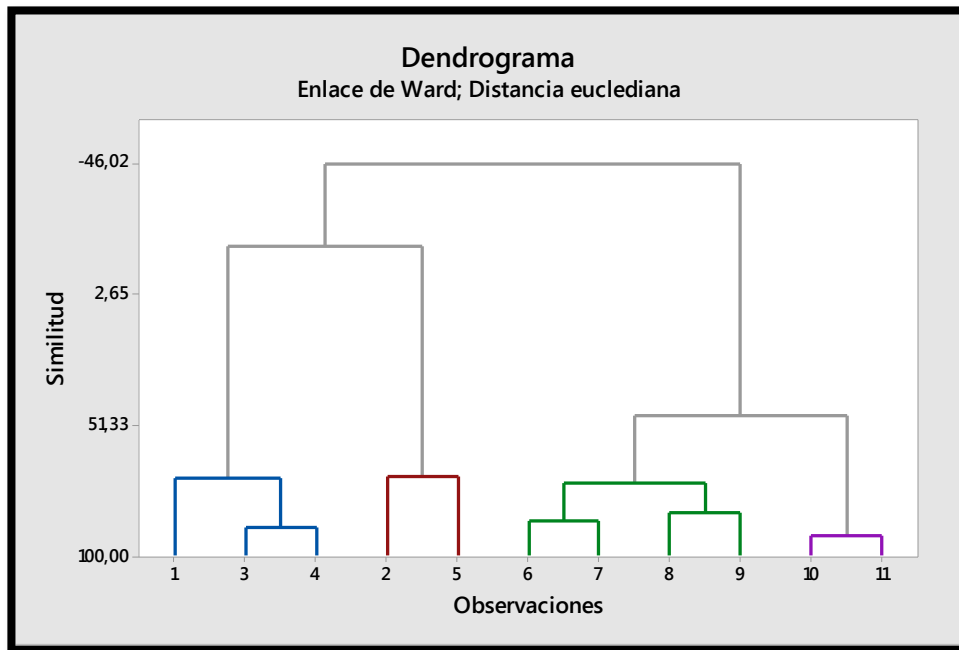
Histograma RP		Histograma FZI	
Clase	Frecuencia	Clase	Frecuencia
0,091513683	1	0,24492895	1
2,952956597	55	2,03406786	38
5,814399511	20	3,82320677	22
8,675842425	11	5,61234569	16
11,53728534	5	7,4014846	12
14,39872825	1	9,19062351	5
17,26017117	4	10,9797624	3
20,12161408	2	12,7689013	2
22,983057	2	14,5580403	1
25,84449991	1	16,3471792	2
y mayor...	1	y mayor...	1

¹⁸https://estore.onthehub.com/WebStore/OfferingsOfMajorVersionList.aspx?pmv=1c058756-cf82-e311-93f9-b8ca3a5db7a1&cmi_mnuMain=2ff73789-74c7-e011-ae14-f04da23e67f6&cmi_mnuMain_child=2a1143f0-74c7-e011-ae14-f04da23e67f6&utm_source=LandingPage-Generic-M17&utm_medium=landing_page&utm_campaign=Minitab17

Luego se procedió a realizar el análisis clúster para cada caso, se determinó que en KCUP las unidades hidráulicas presentes eran 4 y para el caso de KCL fueron 3, a continuación, se muestra los resultados del Análisis Clúster para cada una.

6.8) Análisis Clúster KCUP

Figura 71 dendrograma para la Formacion Caballos Superior



Valores Promedio para cada grupo

	RP
Grupo 1	3,82305
Grupo 2	5,6995
Grupo 3	14,7062
Grupo 4	20,6677

Comprobación estadística para cada grupo de datos.

Figura 72 Resultados del análisis clúster para Caballos Inferior

Modelo lineal general: Clase vs. No cluster

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Sec.	Contribución	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
No cluster	3	452,22	86,26%	452,22	150,74	14,65	0,002
Error	7	72,05	13,74%	72,05	10,29		
Total	10	524,27	100,00%				

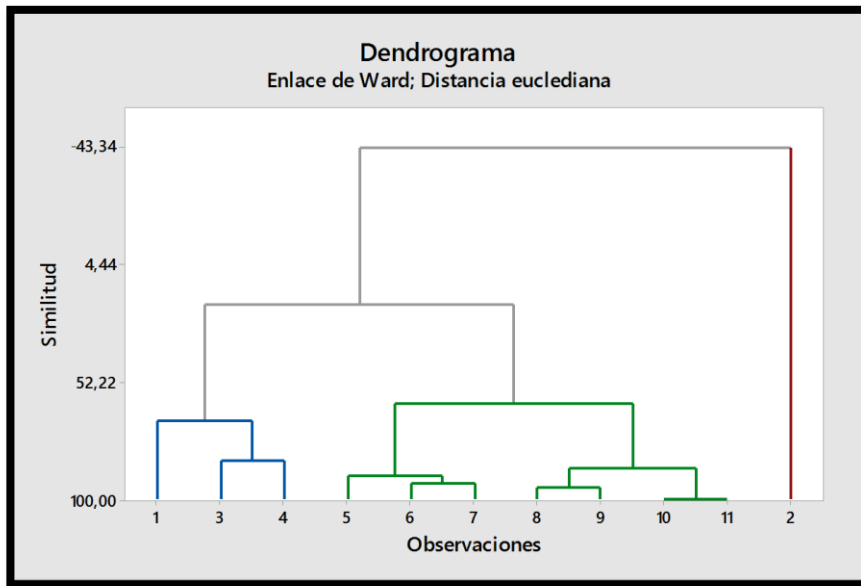
Modelo lineal general: Frecuencia vs. No cluster

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Sec.	Contribución	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
No cluster	3	418,99	90,12%	418,99	139,664	21,29	0,001
Error	7	45,92	9,88%	45,92	6,560		
Total	10	464,91	100,00%				

6.9) Análisis cluster KCL

Figura 73 dendrograma para la formación caballos inferior



Valores promedio para cada grupo

	RP
Grupo 1	2,953
Grupo 2	4,8606
Grupo 3	19,7351

Comprobación estadística para cada grupo de datos

Figura 74 Resultados del análisis clúster para Caballos Inferior

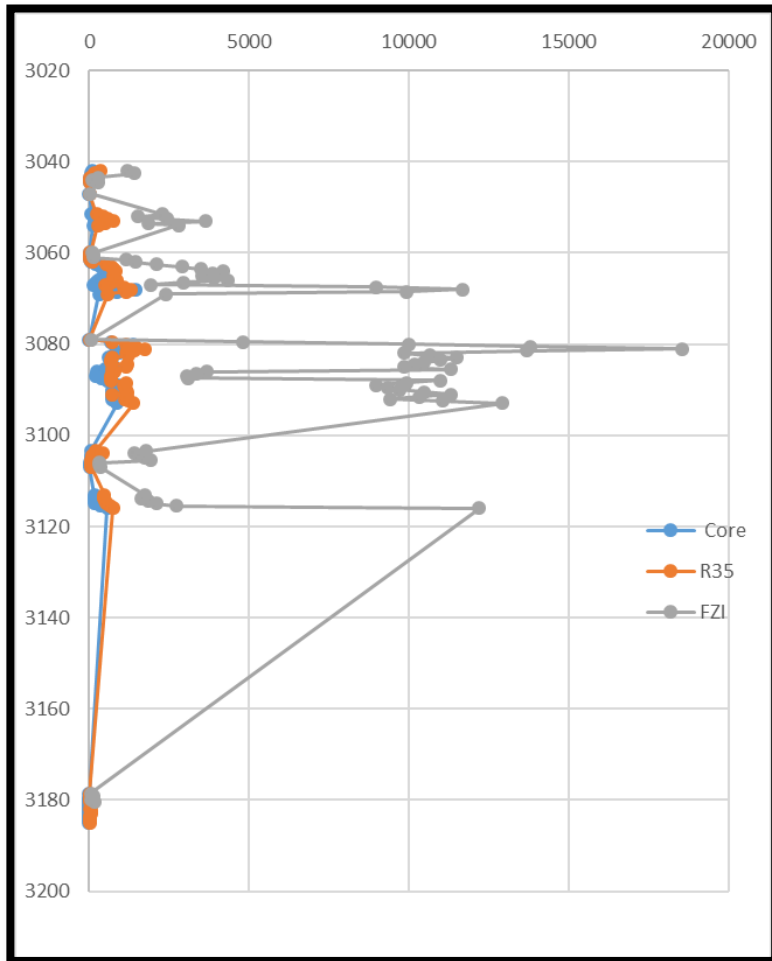
Modelo lineal general: Clase_2 vs. No cluster 3								
Análisis de Varianza								
Fuente	GL	SC	Sec.	Contribución	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
No cluster 3	3	752,10		90,63%	752,10	250,70	22,56	0,001
Error	7	77,79		9,37%	77,79	11,11		
Total	10	829,89		100,00%				

Modelo lineal general: Frecuencia_2 vs. No cluster 3								
Análisis de Varianza								
Fuente	GL	SC	Sec.	Contribución	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
No cluster 3	3	2444,2		92,78%	2444,2	814,74	29,96	0,000
Error	7	190,3		7,22%	190,3	27,19		

De tal manera al graficar los perfiles de permeabilidad por cada uno de los métodos se escoge cuál es el que mejor, se aproxima a la curva de valores teóricos (K en Core), Para ambos casos fue la curva de RP

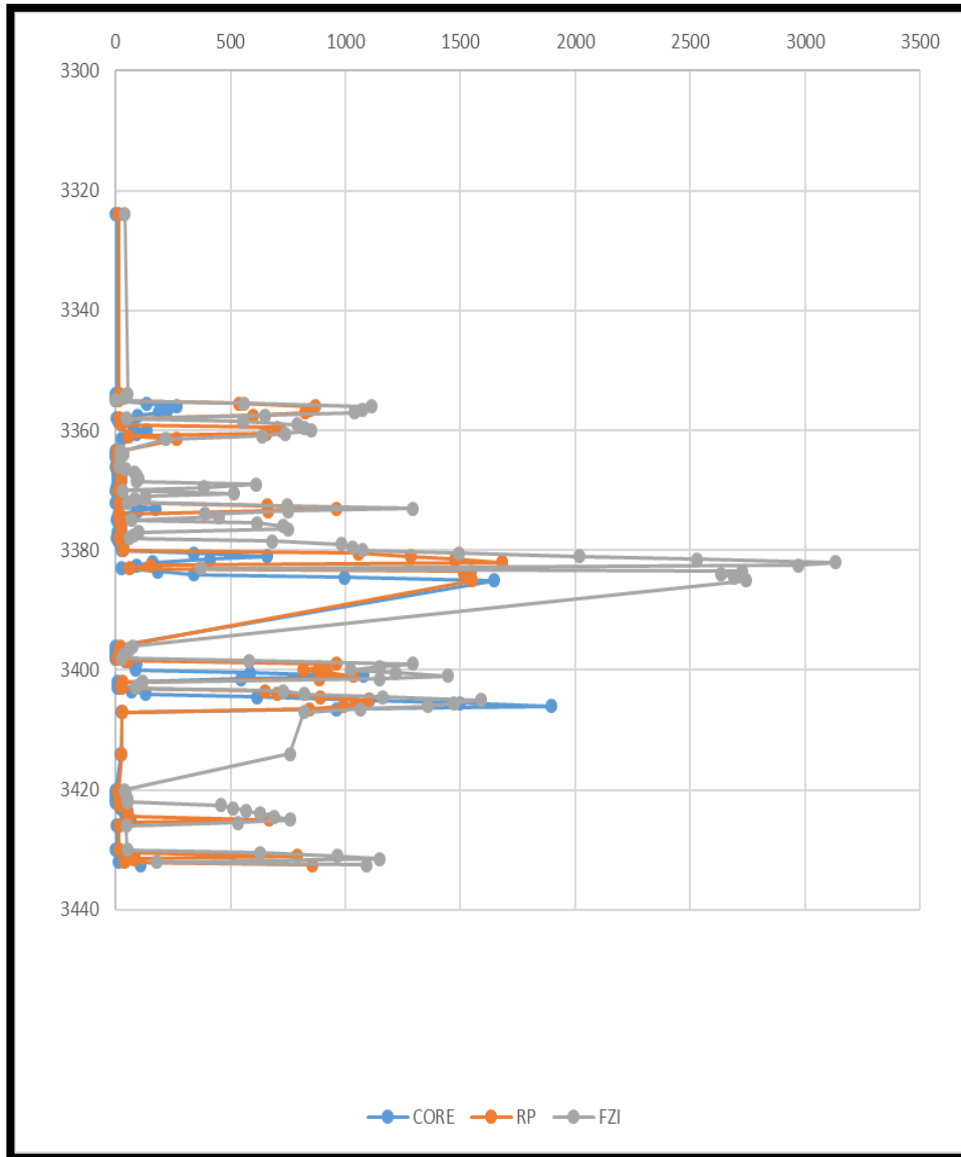
6.9.1.1) KCUP

Figura 75 comparativa del perfil de permeabilidad con las metodologías expuestas para Caballos Superior



6.9.1.2) KCL

Figura 76 comparativa del perfil de permeabilidad con las metodologías expuestas para Caballos Inferior



6.10) Unidades hidráulicas

Luego de tener el perfil de permeabilidad se realiza un empalme de la información obtenida mediante todas las actividades realizadas, para tal caso se grafica el registro GR- Vshale Final – Facies -Rp- K permeabilidad cada una de estas propiedades previamente determinadas, se utiliza un visor de registros gratuito para poder realizar un empalme de cada uno de ellos. Esto nos ofrecerá un gráfico en el cual se podrán determinar las unidades hidráulicas presentes y su capacidad de producción; el grafico se puede encontrar en la sección resultados o en el anexo (Unidades H.pdf).

7) Definición tipo de roca

Luego de tener ya identificadas las unidades hidráulicas en KCUP y KCL, procedemos a definir las rocas pertenecientes a cada unidad hidráulica, dichas rocas tienen propiedades características que facilitan de menor o mayor manera la producción, dejando a un lado clasificaciones más rigurosas. encontramos que en nuestro pozo tenemos “Shale y Arenas” pero todas las arenas no son iguales. De ahí la importancia que tiene, hacer una agrupación con un carácter más exacto y agrupar las arenas por cualidades más representativas de cada una de ellas.

Para esto utilizamos como primeras medidas de identificación los crossplot de Neutrón y el density, esta primera herramienta podrá agruparnos por secciones los tipos de roca presentes, además que la construcción de la columna de facies nos deja claro cuáles rocas y en qué cantidad tenemos en el pozo.

7.1) Caballos Superior

Figura 77 crossplot entre Porosidad Neutrón Vs Densidad para Caballos Superior

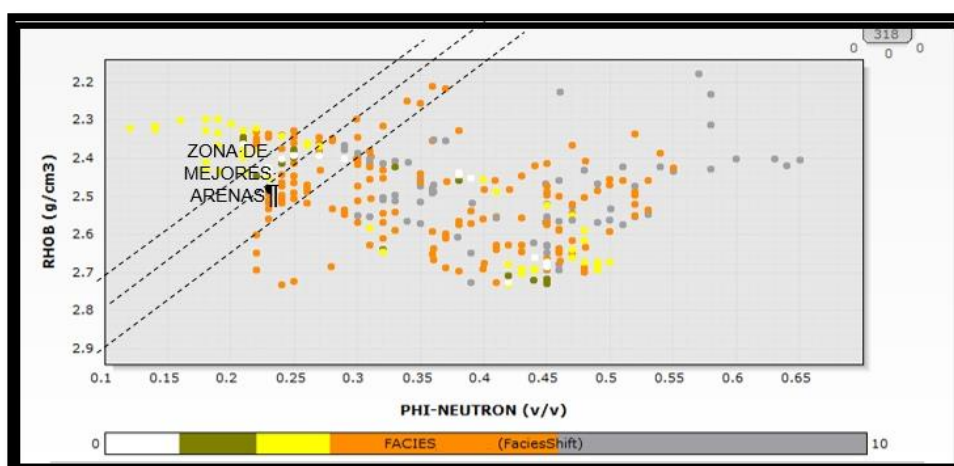
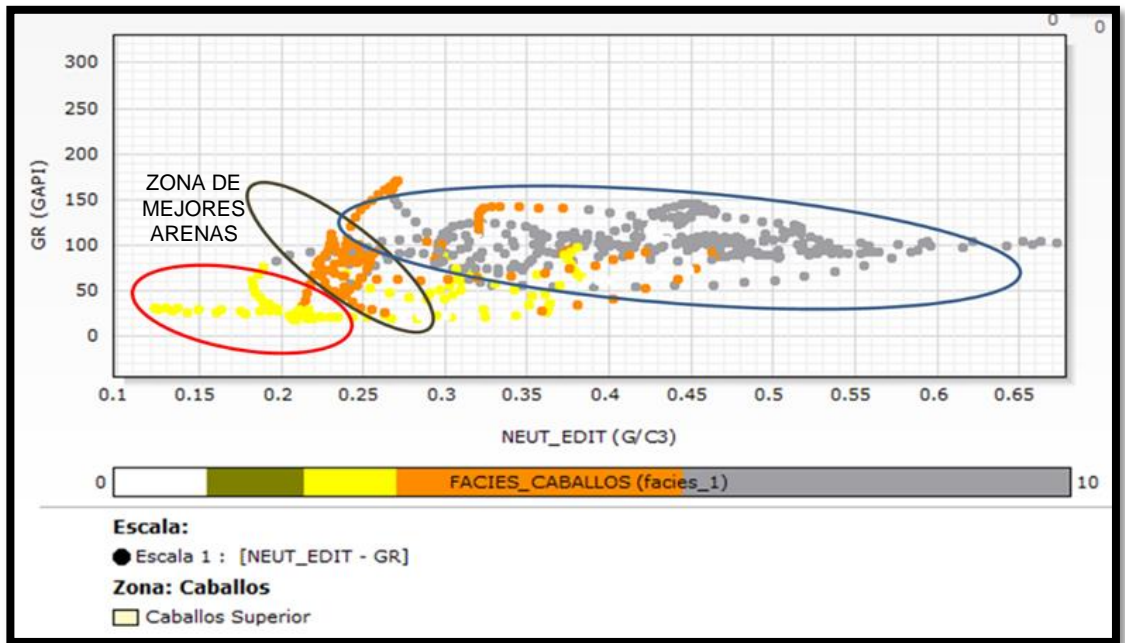


Figura 78 Crossplot entre Neutrón Vs Gamma Ray para Caballos Superior



De lo anterior se puede concluir que la Figura 79. crossplot entre Porosidad neutrón Vs Densidad para Caballos Superior se observa una nube dispersa de dato coloreado por las facies, según las líneas de definición de arenas se observa la facie de arenas de mejor calidad color amarillo que se agrupan de forma coherente hacia izquierda superior del crossplot.

De igual forma la Figura 80 Crosplot entre neutrón Vs Gamma Ray para Caballos Superior se puede decir que hay mayor discriminación con ayuda de las facies y la zona de color amarillo o zona de mejor calidad de arena se presenta en la parte baja del crossplot con valore menores de 50 API para el gammaray.

7.2) Caballos Inferior

Figura 79 Crossplot entre Porosidad-neutrón Vs Densidad para Caballos Inferior

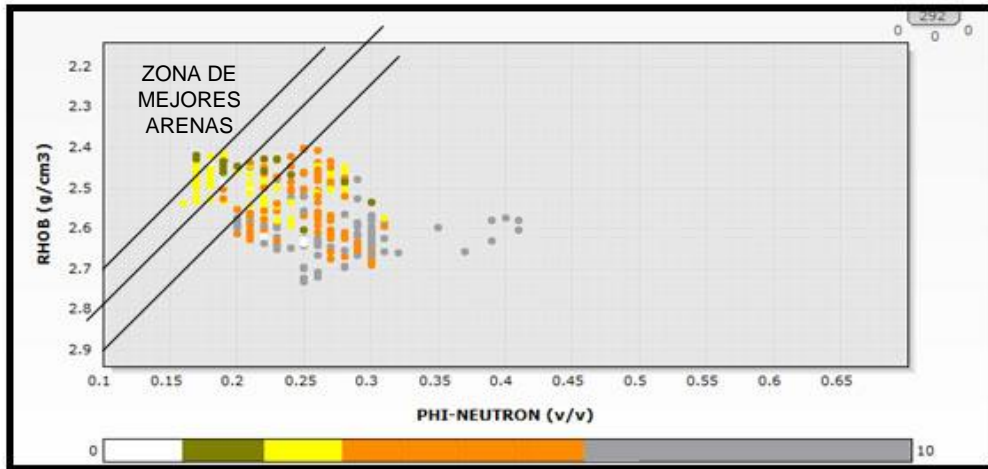
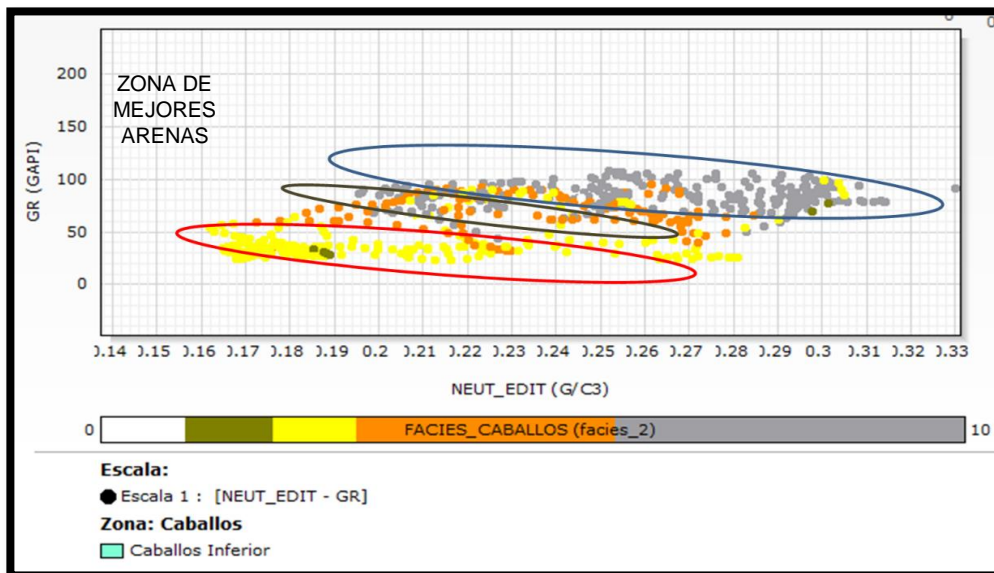


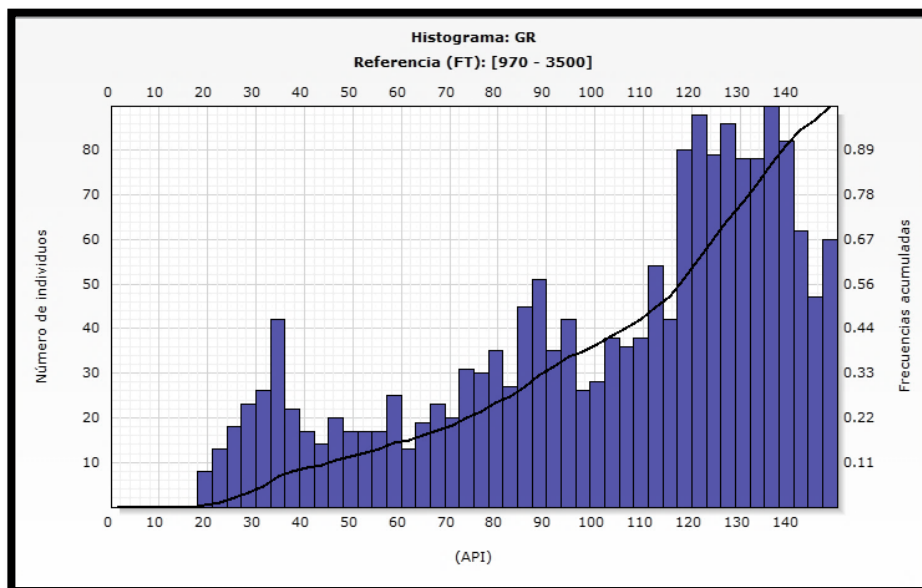
Figura 80 Crossplot entre neutrón Vs Gamma Ray para Caballos Inferior



De la Figura 81. Crossplot entre Porosidad-neutrón Vs Densidad para Caballos Inferior, se puede decir que las facies de las arenas y conglomerados se agrupan en la zona de mejor propiedad de densidad, hacia la izquierda arriba y a su vez la Figura 82. Crossplot entre Neutron Vs Gamma Ray para Caballos Inferior, se observa con mayor dificultad el agrupamiento de las facies, pero se infiere que los valores de gammaray se encuentran alrededor de los 50 API.

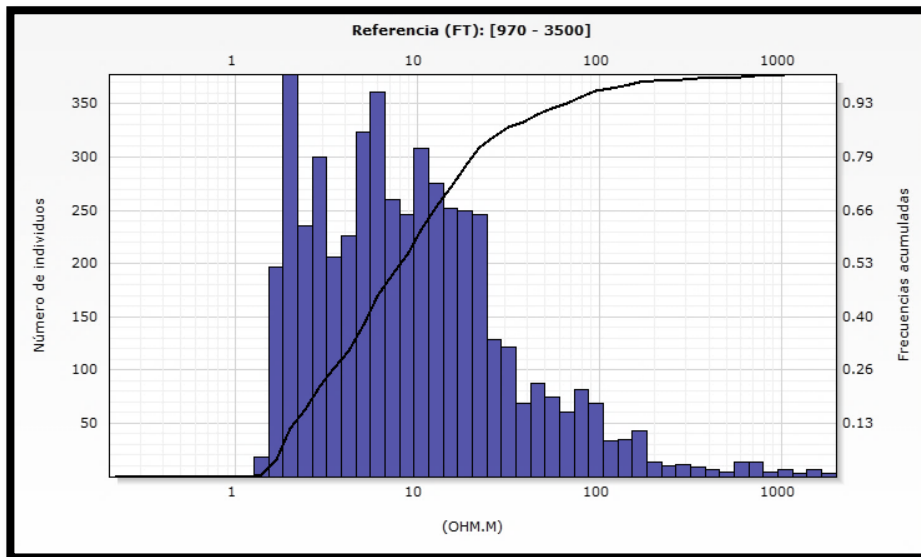
7.3) Construcción de histogramas de frecuencia de GR, RHOB

Figura 81 Histograma para registro gammaray



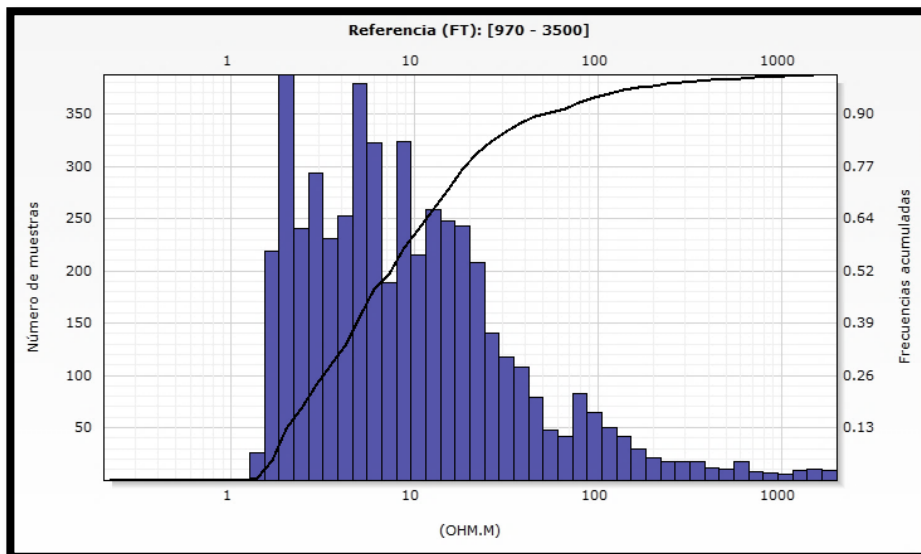
Se puede observar que los datos de gammaray que pasan las frecuencias de 70% en todo el registro están entre 120-140 API.

Figura 82 Histograma para registro ILD



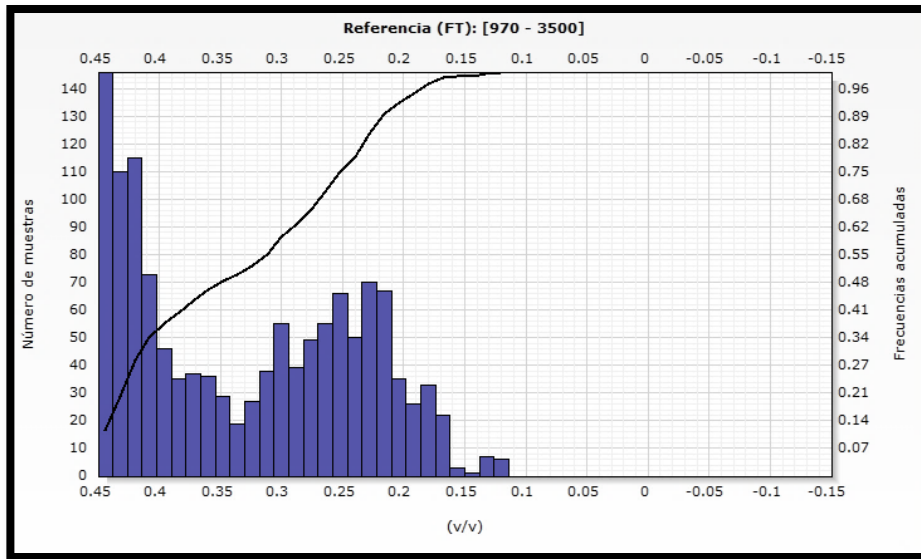
Se puede observar que los datos de ILD que pasan las frecuencias de 53% en todo el registro están entre 3-50 OHM.M

Figura 83 Histograma para registro ILM



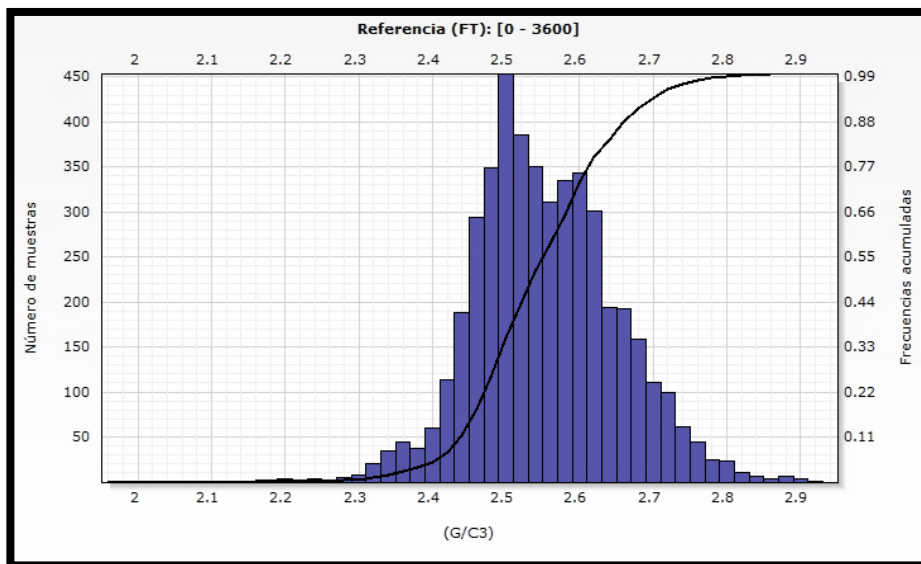
Se puede observar que los datos de ILM que pasan las frecuencias de 50% en todo el registro están entre 3-50 OHM.M

Figura 84 Histograma para registro NPHI



Se puede observar que los datos de NPHI que pasan las frecuencias de 50% en todo el registro están entre 0.45-0.40 y 0.3-0.2 respectivamente.

Figura 85 Histograma para registro RHOB



Se puede observar que los datos de RHOB que pasan las frecuencias de 50% en todo el registro están entre 2.4-2.65 g/cm^3

7.3.1) Análisis y creación del modelo petrofísico del pozo UIS-1

Ya determinadas las unidades hidráulicas para cada una de las formaciones, dichos resultados se pueden observar en el capítulo de resultados se integra esta información junto con la de tipo de roca con el fin de crear el modelo petrofísico nuevo que nos permita realizar el poblamiento de la propiedad de permeabilidad y porosidad a todo el pozo, para este fin se grafica la Permeabilidad del modelo previamente escogido el cual se comporta de la mejor manera a los datos de laboratorio como fue determinado en el capítulo anterior vs la Porosidad corregida determinada de los registros, esto permitirá identificar los tipos de roca presentes en cada unidad hidráulica y definir sus parámetros y de esta manera hallar la ecuación que refleje el comportamiento de cada una de ellas y así proceder a crear el modelo del pozo para cada una de ellas .

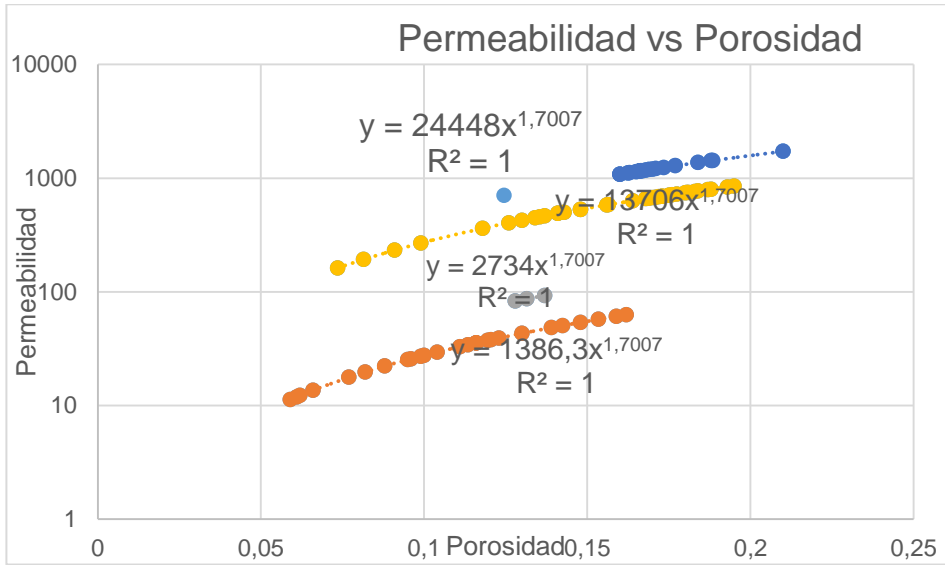
7.3.2) Caballo Superior

Se puede concluir que efectivamente caballos superiores presentan 4 diferentes tipos de roca, usando una regresión lineal en una gráfica de log K vs Phi (Ver Figura62), podemos encontrar la expresión que nos simula el comportamiento para cada tipo de roca. A continuación, se presentan cada tipo de roca con su respectiva modelo de ecuación,

Roca	Expresión
Arena No 1	$Y=24448X^{1,7007}$
Arena No 2	$Y=13706X^{1,7007}$
Arena No 3	$Y=2734X^{1,7007}$
Arena No 4	$Y=1386.3X^{1,7007}$

Tabla 3 Tipos de roca para KCUP con su ecuación para el modelamiento

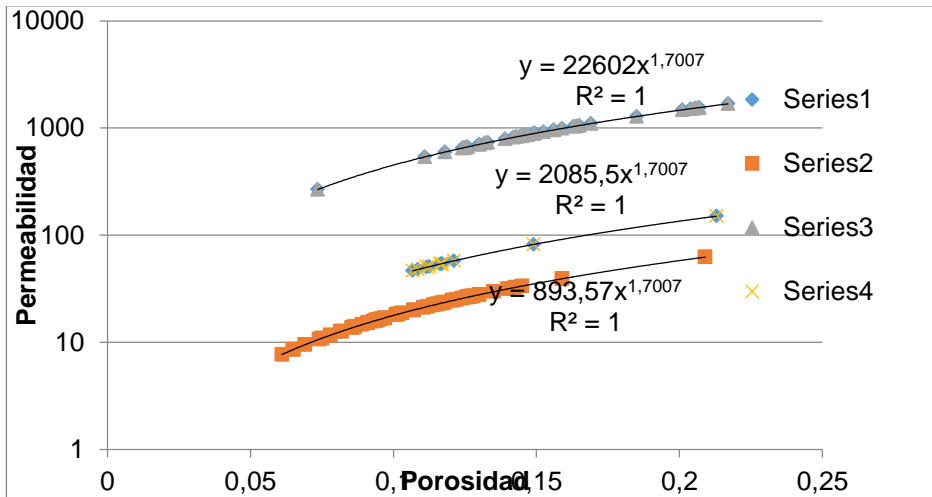
Figura 86 Permeabilidad Vs Porosidad para Caballos Superior



7.3.3) Caballos Inferior

Para caballos inferior encontramos 3 diferentes tipos de roca, usando una regresión lineal en una gráfica de log K vs Phi (Ver Figura64), podemos encontrar la expresión que nos simula el comportamiento para cada tipo de roca. A continuación, se presentan cada tipo de roca con su respectiva modelo de ecuación,

Figura 87 Permeabilidad Vs Porosidad para Caballos Superior.



Roca	Expresión
Arena No 1	$Y=22602X^{1,7007}$
Arena No 2	$Y=13706X^{1,7007}$
Arena No 3	$Y=2734X^{1,7007}$

Tabla 4 Tipos de Roca presentes en KCL Caballos inferior

8) Construcción del modelo petrofísico

El último paso antes de terminar la construcción del modelo petrofísico es identificar los parámetros de comportamiento de los registros eléctricos para cada tipo de roca previamente ya encontrado y de esta manera poder realizar la construcción del modelo.

A continuación, se mostrará los parámetros de relación de cada registro estos datos pueden encontrarse en el anexo 1 (Registros.xml)

8.1) Registros eléctricos de zona caballos superior pozo UIS 1

~A DEPTH	GR	NPHI	RHOB	DRHO	ILD_C	PHI_TOTA	VSHL_Fin	PHIEFF	Rwa	Sw_Mio	TIPO DE ROCA	CLASES
3042	43,36	25,514	2,47	0,028	150,554	0,18563452	0,16567802	0,12681794	2,98929411	0,06939131	ARENA	TIPO 2
3042,5	40,458	27,145	2,511	0,03	137,599	0,18056371	0,14659345	0,11459666	2,23086946	0,08032529	ARENA	TIPO 3
3043	43,698	28,716	2,537	0,029	117,951	0,18003161	0,16790083	0,10447624	1,58946759	0,095162	ARENA	TIPO 2
3043,5	50,834	29,381	2,548	0,026	101,397	0,17980823	0,21482967	0,08313487	0,86518018	0,12898408	ARENA	TIPO 1
3044	58,407	31,012	2,553	0,02	82,426	0,18635032	0,26463238	0,0796537	0,64564105	0,1493117	ARENA	TIPO 1
3044,5	67,716	33,973	2,564	0,015	69,336	0,19760694	0,32585164	0,07650656	0,50103848	0,16949382	ARENA	TIPO 1
3045	74,167	35,242	2,571	0,016	59,039	0,20169387	0,36827568	0,07472746	0,40701878	0,18805383	ARENA	TIPO 1
3052	74,158	31,737	2,506	0,024	39,525	0,20513661	0,36821649	0,11665913	0,66408599	0,14722354	ARENA	TIPO 1
3052,5	63,712	31,737	2,504	0,028	46,32	0,20578177	0,29951993	0,11351741	0,73689993	0,13976073	ARENA	TIPO 1
3053	57,387	33,429	2,497	0,03	52,785	0,21649984	0,2579245	0,11534997	0,86708258	0,12884251	ARENA	TIPO 1
3053,5	54,436	36,148	2,48	0,026	56,348	0,23557871	0,23851769	0,12824575	1,14414072	0,11216302	ARENA	TIPO 1
3054	53,985	45,332	2,465	0,02	56,348	0,28633742	0,23555176	0,18033913	2,262421	0,07976322	ARENA	TIPO 1
3054,5	55,085	46,299	2,459	0,016	50,851	0,2931079	0,24278574	0,18385432	2,12208196	0,08235848	ARENA	TIPO 1
3055	58,517	49,018	2,467	0,018	48,082	0,30412226	0,26535578	0,18471216	2,02529581	0,08430342	ARENA	TIPO 1
3055,5	66,688	51,798	2,473	0,046	47,193	0,31608677	0,31909115	0,17249576	1,73360202	0,09112021	ARENA	TIPO 1
3061,5	62,512	18,276	2,43	0,061	300,418	0,16234774	0,07934545	0,14705455	8,02043342	0,04236337	ARENA	TIPO 3
3062	50,79	18,433	2,412	0,058	371,125	0,16893919	0,05982633	0,15740815	11,3524507	0,03560775	ARENA	TIPO 3
3062,5	39,11	18,867	2,366	0,049	1114,352	0,1859479	0,01058119	0,18390846	46,5308314	0,0175881	ARENA	TIPO 4
3063	34,991	19,354	2,333	0,043	2000	0,19902806	0	0,20451613	103,276166	0,01180563	ARENA	TIPO 4
3063,5	30,817	19,748	2,308	0,036	2000	0,20906258	0	0,22064516	120,208117	0,01094265	ARENA	TIPO 4
3064	29,14	19,338	2,297	0,033	2000	0,21056097	0	0,22774194	128,065158	0,01060166	ARENA	TIPO 4

Tabla 5 Registros eléctricos con clasificación de tipo de roca Caballos Superior

K_FZI	GR	RHOB	ILD_C
Maximo	67,99	2,564	663,13
Minimo	47,49	2,401	69,34
Maximo	50,79	2,412	608,57
Minimo	42,46	2,401	371,13
Maximo	45,84	2,511	2000,00
Minimo	19,91	2,211	52,79
MAXIMO	45,01	2,400	2000,00
Minimo	18,17	2,217	220,27

Tabla 6 Máximos y mínimos de los registros eléctricos del pozo ejemplo para Caballos Superior.

De lo anterior se puede decir que el tipo de roca No 1(facies grises o lodolitas), corresponde a la tabla 9 con color azul claro, tipo de roca 2 (facies naranjas o areniscas masivas, con laminación o bioturbadas) corresponde a la tabla 9 con color naranja cálido,tipo de roca 3 (una arenisca con estratificación cruzada) al color amarillo pálido y el tipo de roca 4 (arenisca con estratificación cruzada) el más importante en el estudio de Caballos Superior al color amarillo encendido mostrando un comportamiento de resistividades entre 220 y 2000 mD las cuales se relacionan directamente con el contenido de hidrocarburo dentro de la facie o tipo de roca.

8.2) Registros eléctricos de zona caballos inferior pozo UIS 1

*A	DEPTH	GR	INPHI	RHOB	DRHO	ILD_C	PHI_TOTÁ	VSHL	VshDn_Corregid	VSHL_Fin	PHIEFF	Rwa	SW	TIPO_ROI	CLASE1	CLASE2
3303,5	71,963	25,755	2,72	0,016	38,795	0,10619435	0,3537814	0,588341693	0,3537814	0	ARENA	2	TIPO 1			
3304	67,79	27,689	2,694	0,02	39,158	0,12425145	0,32633829	0,593328527	0,32633829	0	ARENA	2	TIPO 1			
3304,5	66,57	28,958	2,665	0,019	38,795	0,13995129	0,31831514	0,58162884	0,31831514	0,01085904	ARENA	2	TIPO 1			
3305	69,581	29,864	2,639	0,018	36,004	0,15286839	0,33811653	0,566635737	0,33811653	0,02891074	ARENA	2	TIPO 1			
3326	74,45	24,79	2,50	0,05	60,15	0,17136435	0,37011048	0,297466458	0,29746646	0,11403009	0,96561503	0,18703216	ARENA	2	TIPO 1	
3326,5	67,97	25,82	2,51	0,04	63,03	0,17585419	0,32754834	0,319934796	0,3199348	0,11418934	0,10456289	0,18246468	ARENA	2	TIPO 1	
3327	63,81	26,96	2,50	0,03	66,92	0,18256194	0,30013153	0,338485266	0,30013153	0,1148472	0,08974449	0,17605808	ARENA	2	TIPO 2	
3327,5	63,403	28,043	2,488	0,019	70,676	0,19247306	0,29748783	0,341901567	0,29748783	0,12370889	1,33533054	0,15904642	ARENA	2	TIPO 2	
3328	65,97	29,018	2,481	0,006	74,374	0,19960613	0,31436933	0,352073981	0,31436933	0,12931415	1,53542363	0,14832153	ARENA	2	TIPO 1	
3328,5	69,433	28,293	2,525	-0,003	76,668	0,18178758	0,33714323	0,393155486	0,33714323	0,10239634	0,99242561	0,18448851	ARENA	2	TIPO 1	
3329	67,386	27,749	2,61	0	73,751	0,15164823	0,32368144	0,489165517	0,32368144	0,04668913	0,19847891	0,4125353	ARENA	2	TIPO 1	
3329,5	59,532	27,266	2,66	0,01	67,979	0,13439452	0,27203078	0,537458307	0,27203078	0,0136794	ARENA	2	TIPO 2			
3330	51,869	27,024	2,68	0,021	62,439	0,1267329	0,2216362	0,557833229	0,2216362	0,02699661	ARENA	2	TIPO 2			
3330,5	47,211	27,689	2,67	0,024	57,948	0,13199339	0,19100355	0,563234483	0,19100355	0,04604179	0,15165538	0,47194283	ARENA	2	TIPO 2	
3331	49,057	28,293	2,66	0,023	51,809	0,1398521	0,2031435	0,55616489	0,2031435	0,04843752	0,1500666	0,47443451	ARENA	2	TIPO 2	
3331,5	56,817	29,018	2,65	0,017	46,755	0,14444484	0,25417598	0,566494044	0,25417598	0,03006565	0,0521776	0,80459297	ARENA	2	TIPO 2	
3332	63,883	29,622	2,66	0,01	42,988	0,14552935	0,30064448	0,58575674	0,30064448	0,01423513	ARENA	2	TIPO 2			
3332,5	71,124	29,804	2,67	0,009	39,896	0,14289097	0,34826384	0,603087147	0,34826384	0,01021057	ARENA	2	TIPO 1			
3333	73,434	29,804	2,69	0,015	38,077	0,1374071	0,36345522	0,624403762	0,36345522	0,00022292	ARENA	2	TIPO 1			
3333,5	74,074	29,804	2,69	0,021	36,682	0,13611677	0,36766408	0,629419436	0,36766408	0	ARENA	2	TIPO 1			
3334	74,088	29,864	2,68	0,024	35,338	0,14028774	0,36775615	0,615538558	0,36775615	0,00566169	ARENA	2	TIPO 1			
3334,5	74,091	29,139	2,654	0,025	35,669	0,14440468	0,36777588	0,571353605	0,36777588	0,02114683	ARENA	2	TIPO 1			
3335	74,40	28,54	2,64	0,024	36,341	0,14751371	0,36978167	0,535789969	0,36978167	0,0335343	0,05045339	0,8182257	ARENA	2	TIPO 1	
3335,5	66,599	21,103	2,50	0,024	70,492	0,15357952	0,31850585	0,223318495	0,2233185	0,11053668	1,06332891	0,17823151	ARENA	2	TIPO 1	
3356	58,954	20,801	2,51	0,027	82,611	0,15045661	0,26822965	0,223718495	0,2237185	0,10733668	1,17503054	0,16954841	ARENA	2	TIPO 2	
3356,5	56,785	20,68	2,491	0,029	119,99	0,15469032	0,2396554	0,202557994	0,20255799	0,1156489	1,98126728	0,13057101	ARENA	2	TIPO 2	
3357	57,91	20,74	2,47	0,028	157,28	0,16337742	0,26139024	0,171122257	0,17112226	0,13039498	3,30149204	0,10114937	ARENA	2	TIPO 1	
3357,5	56,66	21,16	2,44	0,025	200,467	0,17226661	0,25311061	0,153011285	0,15301129	0,14277492	5,04500654	0,08182527	ARENA	2	TIPO 1	
3358	50,30	21,71	2,43	0,026	243,865	0,17885758	0,21133105	0,148537304	0,1485373	0,15022821	6,79465576	0,07050738	ARENA	2	TIPO 1	
3358,5	40,361	22,311	2,432	0,033	293,902	0,18187758	0,14595554	0,160276489	0,14595554	0,15006165	8,17065637	0,06429687	ARENA	2	TIPO 1	
3359	33,076	22,976	2,431	0,041	341,229	0,18552516	0,09804682	0,171947335	0,09804682	0,14761592	9,1796756	0,06066031	ARENA	TIPO 3	TIPO 3	
3359,5	31,187	23,157	2,428	0,041	392,497	0,18739799	0,0856241	0,171703448	0,0856241	0,14886706	10,7386218	0,05608465	ARENA	TIPO 3	TIPO 3	
3360	33,359	22,372	2,429	0,035	455,7	0,18315032	0,09990793	0,157700313	0,09990793	0,14902632	12,4945308	0,05199461	ARENA	TIPO 3	TIPO 3	
3360,5	34,769	21,288	2,444	0,032	635,813	0,17289161	0,10918059	0,155440752	0,10918059	0,13994713	15,3734878	0,04687401	ARENA	TIPO 3	TIPO 3	
3361	33,18	20,893	2,467	0,031	706,571	0,16349726	0,09873076	0,176603762	0,09873076	0,12443424	13,5067421	0,0500084	ARENA	TIPO 3	TIPO 3	

Tabla 7 Registros eléctricos con clasificación de tipo de roca Caballos Inferior

DEPT .F	GR	DENSIDAD	VSH	ILD_C	NPHI
Maximo	74,55	2,56	0,22	47,57	28,23
Minimo	30,00	2,42	0,05	0,85	15,97
Promedio	42,43	2,47	0,11	6,24	19,07
Maximo	64,88	2,58	0,31	77,71	30,13
Minimo	33,18	2,47	0,05	0,42	17,20
Promedio	47,94	2,52	0,17	13,74	23,97
Maximo	39,66	2,51	0,22	82,44	27,57
Minimo	23,63	2,42	0,04	1,06	16,96
promedio	32,45	2,46	0,10	18,27	20,68

Tabla 8 Máximos y mínimos de los registros eléctricos del pozo ejemplo para Caballos Inferior.

De lo anterior se puede decir que el tipo de roca 1 (facies grises o lodolitas), corresponde a la tabla 11 con color gris, tipo de roca 2 (areniscas masivas, con laminación o bioturbadas) corresponde a la tabla 11 con color naranja cálido, tipo de roca 3 (arenisca con estratificación cruzada) al color amarillo siendo lamás importante en el estudio de Caballos Inferior con un comportamiento de resistividades con valor máximo de 82Md, encontrándose en menor calidad que las de El tipo 4 de Caballos Superior su relación directa, y por ende menor posibilidad de contenido de hidrocarburo.

9) Análisis y resultados

9.1) Análisis facial del pozo UIS-1

Se dará a conocer la manera en la cual fueron divididas las muestras y sus respectivas descripciones teniendo en cuenta que los núcleos pertenecen a la Formación Caballos en el pozo UIS 1; estos núcleos fueron divididos de la siguiente manera: 150 ft de para Caballos inferior y 160 ft para Caballos Superior. Esto fue realizado con el fin de generar una descripción con la cual se puede reconocer la granulometría, y obtener las diferentes características texturales y estructurales para los intervalos obtenidos al extraer los núcleos; se identificaron las facies existentes que se nombraran a continuación:

1. Finos masivo (**Fm**)
2. Finos bioturbados (**Fbio**)
3. Finos con flóculos de arcilla (**Fflo**)
4. Arenisca masiva (**Am**)
5. Arenisca con estratificación cruzada (**Ax**)
6. Arenisca con laminación (**Alam**)
7. Areniscas bioturbada (**Abio**)
8. Areniscas masivas con flóculos de arcilla (**Amflo**)
9. Conglomerado clastosoportado con clastos imbricados (**Ccsi**)
10. Heterolíticas de lodolitas y areniscas laminadas (**F/Alam**)
11. Heterolíticas de lodolitas y areniscas bioturbadas (**F/Abio**)
12. Heterolíticas de areniscas y lodolitas laminadas (**A/Flam**)
13. Heterolíticas de areniscas y lodolitas bioturbadas (**A/Fbio**)

9.1.1) Finos Masivo (Fm)

En esta facie las lodolitas y las arcillolitas son agrupadas, su color varia en tonos que van desde gris hasta negro. Tenemos presencia local de sideria en nódulos,

los cuales tienen una variación en su tamaño entre ½ y algunos mm. Y en otros sectores se presenta en forma de bandeamiento, el cual le otorga a la roca una coloración rojiza.

9.1.2) Finos Bioturbados (Fbio)

En esta facie se agrupan lodolitas y arcillolitas, su color varía en en varios tonos de gris, estas lodolitas y arcillolitas presentan una bioturbación que va de parcial a alta. En algunos casos podemos observar bioturbación, la cual no es diferenciada y opaca las estructuras físicas presentes. Pudimos observar algunas madrigueras, la mayoría de ellas tienen forma circular a elíptica, paredes lisas, y tienen relleno, el cual en algunos sectores es de la misma naturaleza que la roca huésped (*Paleophycos*) y en otros es diferente (*Planolites*).

9.1.3) Finos con flóculos de arcilla – areniscas masivas con flóculos de arcillas (Fflo - Amflo)

En esta facie logramos identificar de forma muy especial areniscas de tamaño muy fino con presencia de flóculos de arcillas los cuales posiblemente son de esmectita de color crema, que tienen una variación en tamaño que va desde pocos milímetros hasta algunos de 5 cm.

9.1.4) Arenisca masiva (Am)

Esta facie está compuesta por areniscas, la cuales son de tamaño fino principalmente y no tienen impregnación (caballos inferiores), estas areniscas localmente presentan nódulos de siderita, estos nódulos están presentes en tamaño medio y no presentan impregnación.

9.1.5) Arenisca con estratificación cruzada (Ax)

Esta es una facie común a lo largo del pozo, y está representada por areniscas de tamaño gureso y se logra observar presencia de conglomerados, se encuentra en la base de Caballos inferior con una selección muy pobre. En algunas de estas areniscas gruesas podemos reconocer una porosidad secundaria, una porosidad causada por disolución. Estas areniscas presentan una laminación interna y en algunos casos esta laminación está compuesta por materia orgánica.

9.1.6) Arenisca con laminación (Alam)

En esta facie observamos generalmente areniscas de grano fino a muy fino. Y tenemos en menor proporción algunas arenas de grano medio. En el miembro superior estas areniscas pueden presentar diferentes grados de impregnación los cuales varían entre bajo y medio, y la laminación que tenemos varía entre una laminación plano paralela y subondulosa, las cuales pueden presentar disposición de materia orgánica en las láminas.

9.1.7) Columna estratigráfica

Teniendo en cuenta la descripción anterior se construyó la columna estratigráfica (VER ANEXO 3 COLUMNA)

Definición de colores y texturas de acuerdo al componente textural, dejando por separado la mejor facie de arena Cg y de color blanco lo que no tiene dato en la columna.

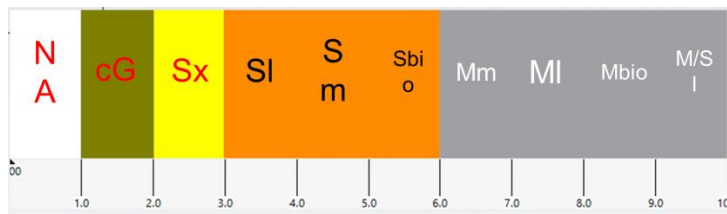


Tabla 9 Facies agrupadas mediante tonalidades de color

Facies	Código
Lodolita Masiva	(Mm)
Lodolita Bioturbada	(Mbio)
Lodolita con laminación	(Mlam)
Arenisca masiva	(Sm)
Arenisca con estratificación cruzada	(Sx)
Arenisca con laminación	(Slam)
Arenisca Bioturbada	(Sbiot)
Conglomerado arenoso	(sG)
Heterolíticas de lodolitas y areniscas laminadas	(M/S lam)

Tabla 10 Clasificación de Facies encontradas en el pozo UIS 1

A continuación, se presenta cuatro tablas que describen el comportamiento de las facies con respecto a su espesor y su abundancia en el pozo UIS 1.

A) KCUP (Caballos Superior) B) KCL (Caballos Inferior)

Figura 88 Comportamiento de facies en el pozo UIS 1

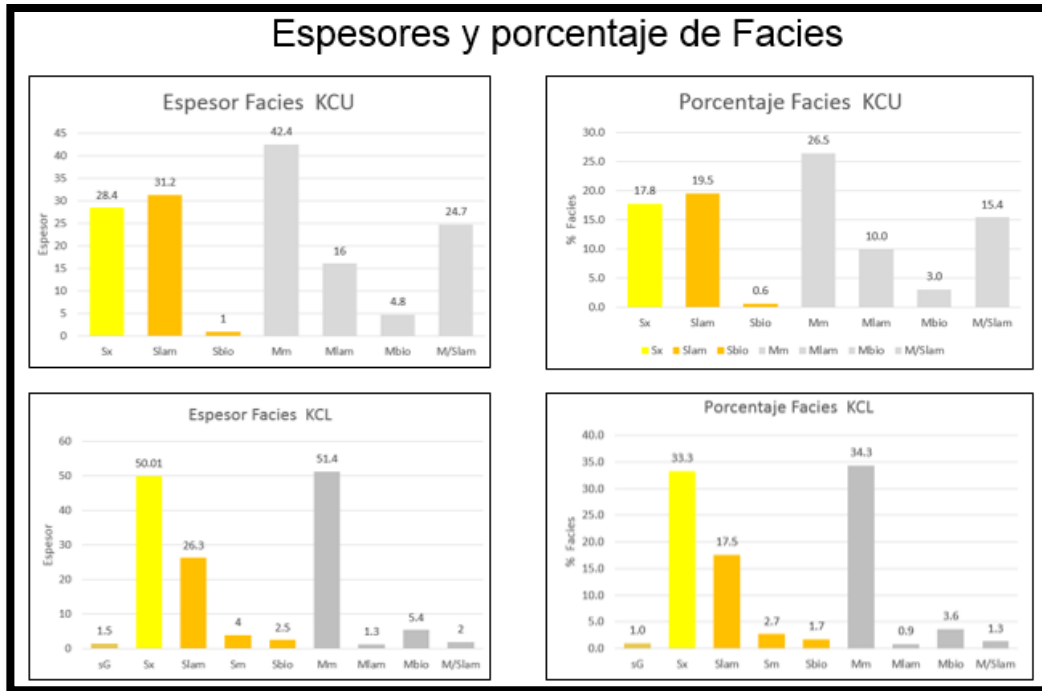
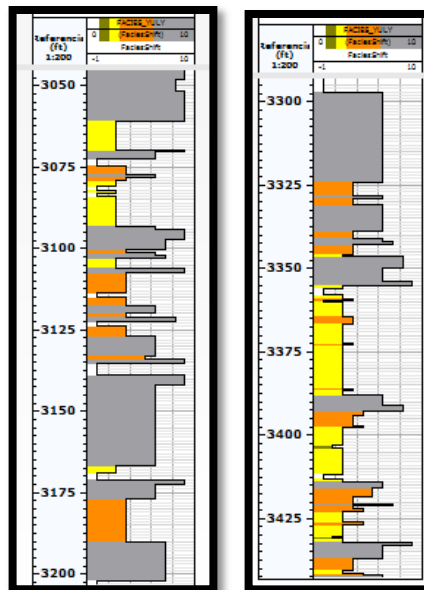


Figura 89 Columna de facies de caballos superior (A izquierda) y Caballos Inferior (B Derecha)



9.2) Resultados descripción petrográfica

9.2.1) Sección #1

- Se encuentra en la Formación Caballos Superior a una profundidad de 3094 pies.

Descripción Textural.

Texturas	calibrado	Contacto de grano	Forma del grano
Lodo-soportada con láminas tamaño arena muy fina a limo.	Presenta un calibrado pobre	Contacto mayormente longitudinal	Presentan forma subangular y una baja redondez.
Grano-soportada con granos de arena gruesos a muy gruesos.	Presenta un calibrado pobre	Contacto mayormente longitudinal	Presentan forma subangular y una baja redondez.

Tabla 11 Resultados de la descripción petrográfica

Descripción Composicional.

Composición	Porcentajes	Conteo de puntos	de
Cuarzo	75%	230	
Feldespatos	12%	36	
Fragmento de roca	13%	40	
Porosidad	23.5%	94	Podemos observar que los granos presentan porosidad por disolución de fragmentos de roca.

Tabla 12 Resultados de la descripción petrográfica

Composicionalmente podemos decir que esta roca es una litarenita con contenido félsico

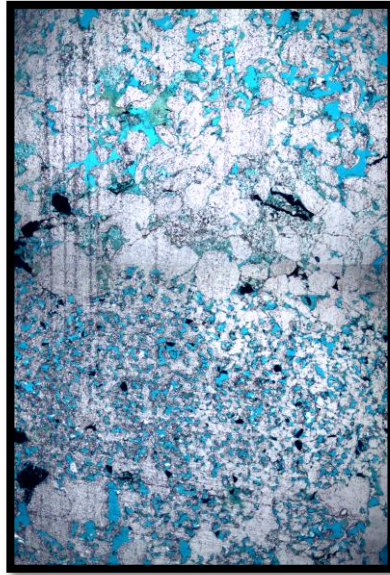


Figura 91 Imagen de sección delgada No 1 En nicoles paralelos

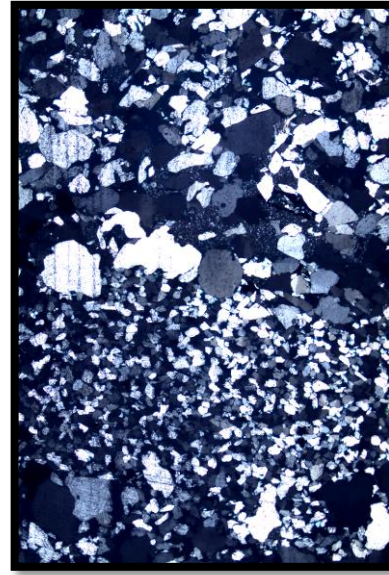


Figura 90 Imagen de sección delgada No 1 En nicoles cruzados

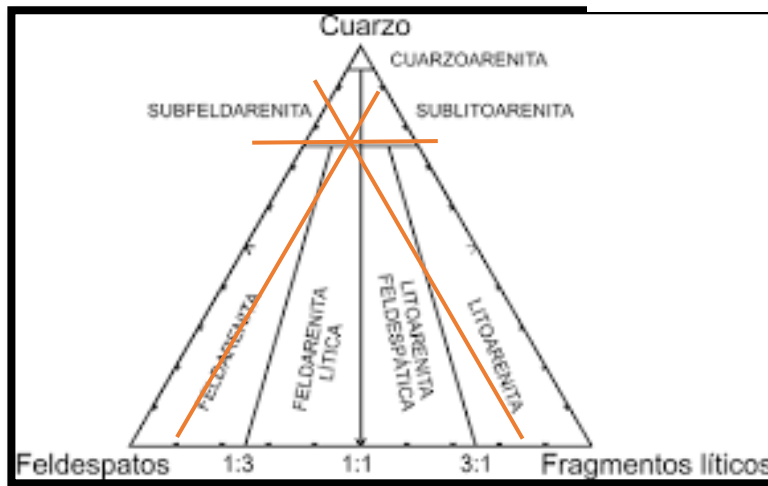


Tabla 13 Resultados de la descripción petrográfica

9.2.2) Sección #2

- Se encuentra en la Formación Caballos inferior a una profundidad de 3411.11 pies.

Texturas	calibrado	Contacto de grano	Forma del grano
Lodo-soportada con láminas de tamaño arena muy fina	Presenta un calibrado medio a bueno.	En su mayoría presenta contacto longitudinal y podemos observar	Presentan forma subangular a subredondeada y una baja redondez.

		algo de contacto puntual.	
--	--	---------------------------	--

Descripción Textural.

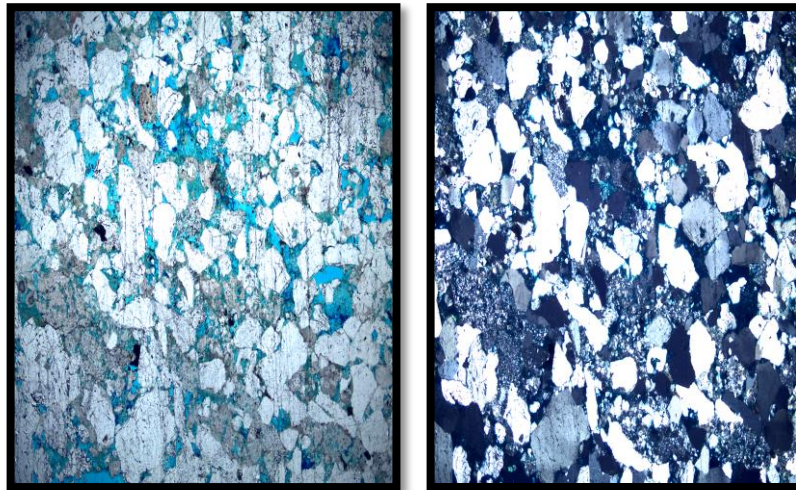
Descripción Composicional.

Composición	Porcentajes	Conteo de puntos	
Cuarzo	76.5%	247	
Feldespato	16.4%	53	
Fragmento de roca	7.1%	23	
Porosidad	19.25%	77	Podemos observar que los granos presentan porosidad por disolución de fragmentos de roca.

Tabla 14 Resultados de la descripción petrográfica

Composicionalmente podemos decir que esta roca es una litarenita con contenido félsico

Figura 92 Izquierda Imagen de sección delgada en nicoles paralelos y a la derecha imagen de sección delgada en nicoles cruzados



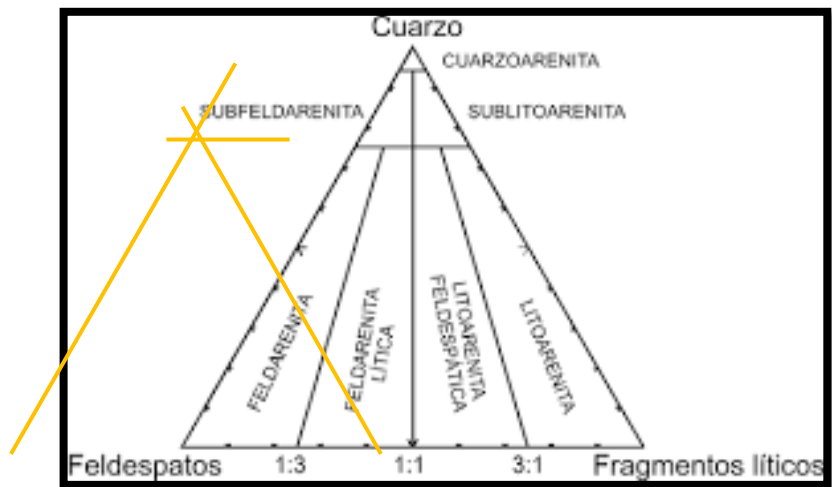


Tabla 15 Composición para la roca determinada gracias a la petrografía para la sección No 2

9.2.3) Sección #3

- Se encuentra en la Formación Caballos Superior a una profundidad de 3422.2 pies.
-

Texturas	calibrado	Contacto de grano	Forma del grano
Arcillosa, presenta granos de arena gruesos a muy gruesos con un poco de estratificación	Presenta un calibrado malo a medio.	En su mayoría presenta contacto longitudinal y en algunos casos observamos contactos puntuales.	Presentan forma subangular a angulares y presentan una baja redondez.

Tabla 16 Resultados de la descripción petrográfica

Descripción Composicional.

Composición	Porcentajes	Conteo de puntos	de
Cemento arcilloso	8%	32	
Materia orgánica	11%	44	
Cuarzo	49.4%	156	
Feldespato	37%	113	
Fragmento de roca	13.6%	43	
Porosidad	3%	12	Podemos

			<p>observar que los granos presentan porosidad por disolución de fragmentos de roca y hay contenidos de materia orgánica y cemento arcilloso que se encuentran entre los granos.</p>
--	--	--	--

Tabla 17 Resultados de la descripción petrográfica

Composicionalmente podemos decir que esta roca es una feldarenita lítica.

Figura 93 Izquierda Imagen de sección delgada en nicols paralelos y a la derecha imagen de sección delgada en nicols cruzados

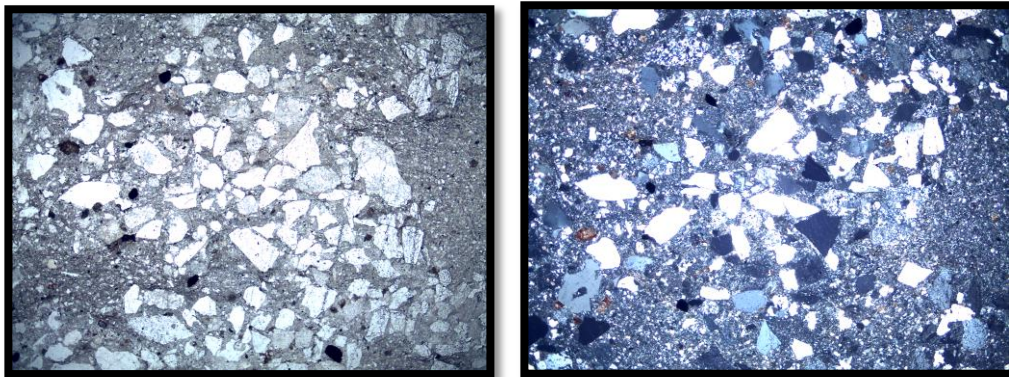
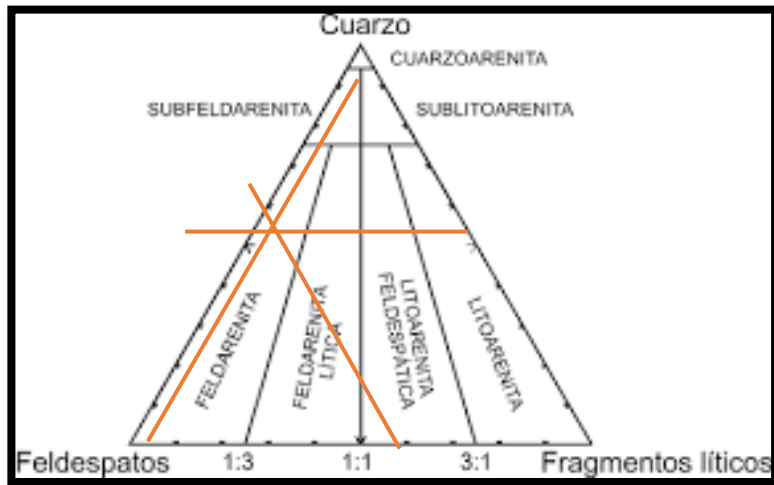


Figura 94 Composición para la roca determinada gracias a la petrografía para la sección No 3



9.3) Resultados tratamiento de imágenes mediante IMAGEJ-FIJI

A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos al aplicar la metodología previamente descrita, se tuvieron en cuenta partes representativas de cada sección previamente analizadas y descritas mediante petrografía convencional, se pueden ver las fotos originales en el Anexo 4 (Imágenes_ImageJ) como también las imágenes tratadas.

9.3.1.1) Sección No 1 Caballos Superior 3094 ft

Figura 95 Resultados del proceso de porosidad a través del imageJ-FIJI para la seccion delgada No 1

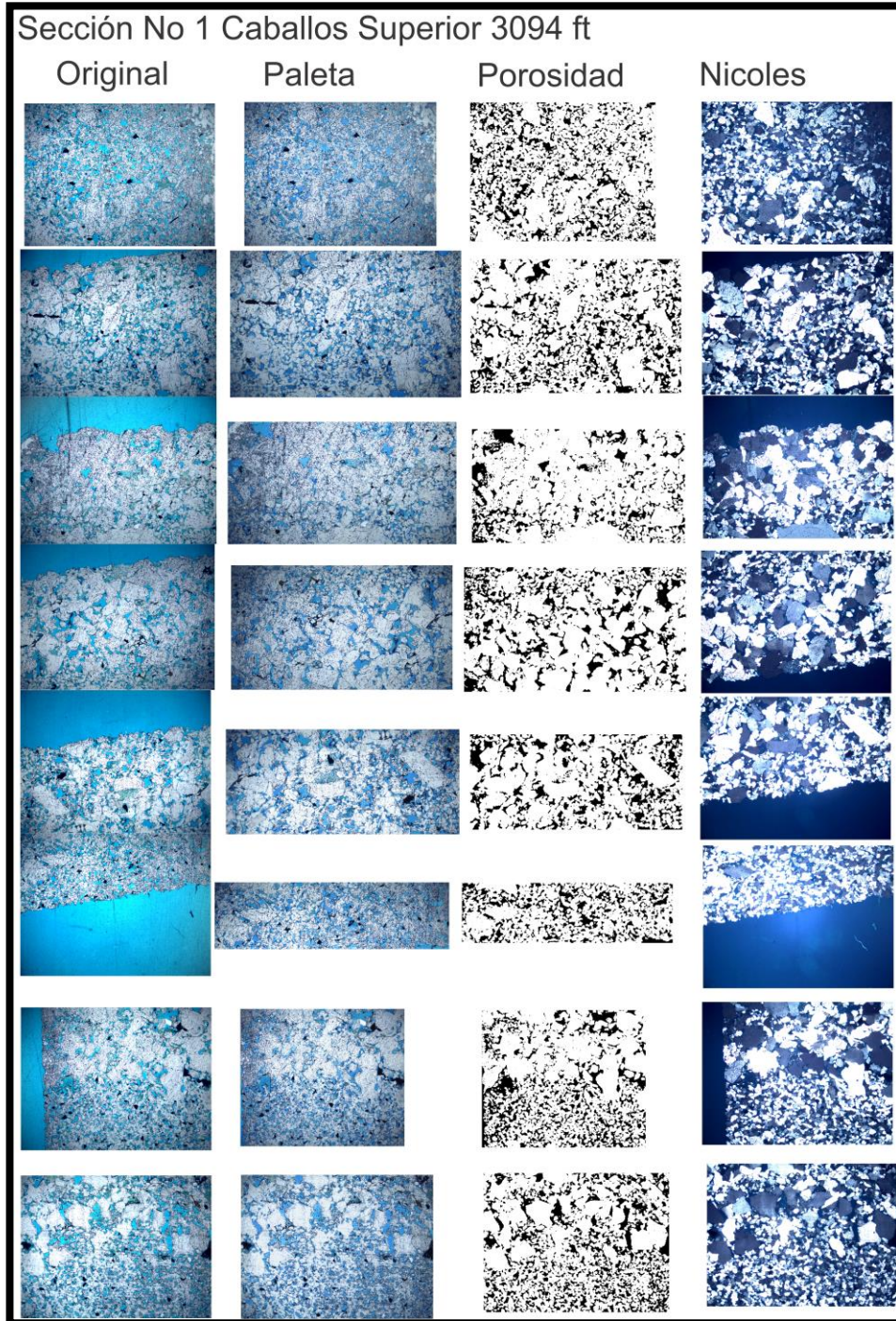
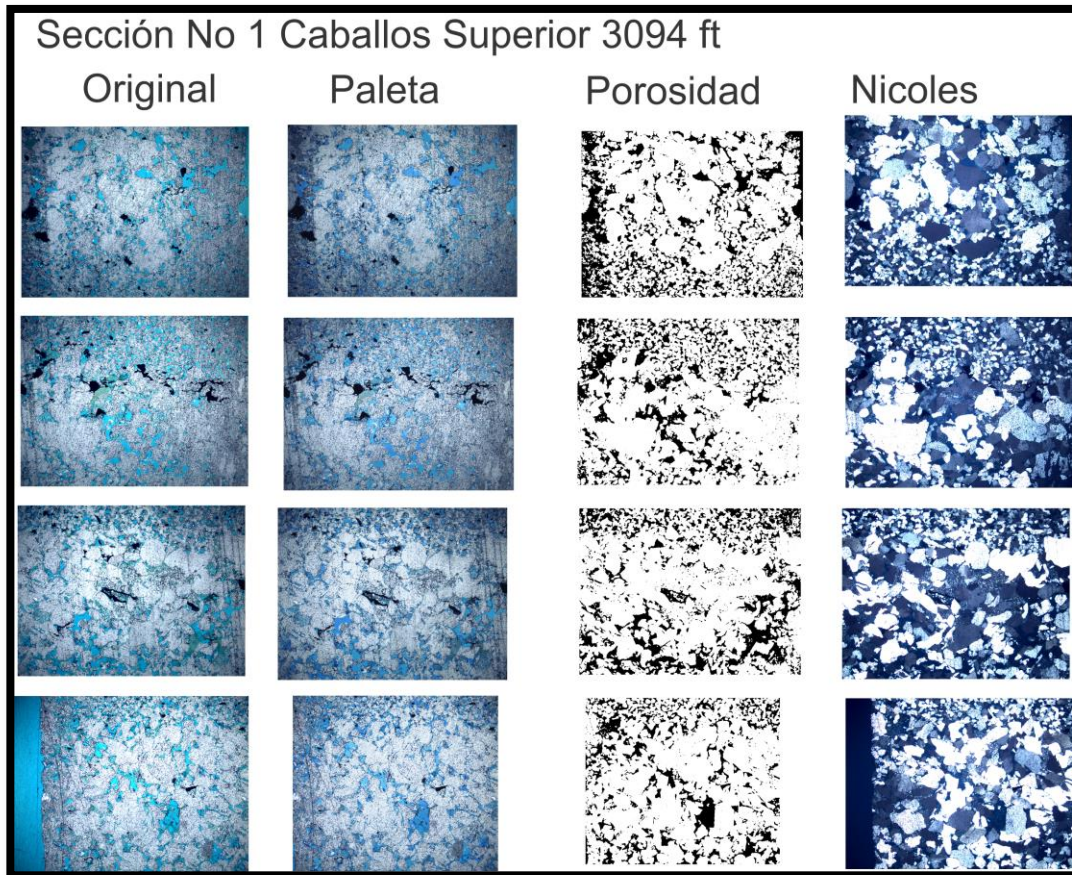


Figura 96 Resultados del proceso de porosidad a través del imageJ-FIJI para la seccion delgada No 1



Propiedad	Resultado	
Porosidad	24.145	
Mediana	2.76	
Tamaño de Partículas	2.566	Arena Media Fina
Sorting	0.90	Moderadamente Clasificado
Curtosis	0.90	Mesocurtica
Índice de Asimetría	-0.191	Asimétrico hacia las partículas Guesas

Tabla 18 Resultados obtenidos mediante la técnica de imageJ para la sección No 1

9.3.1.2) Sección No 2 Caballos Inferior 3411 ft

Figura 97 Resultados del proceso de porosidad a través del imageJ-FIJI para la seccion delgada No 2

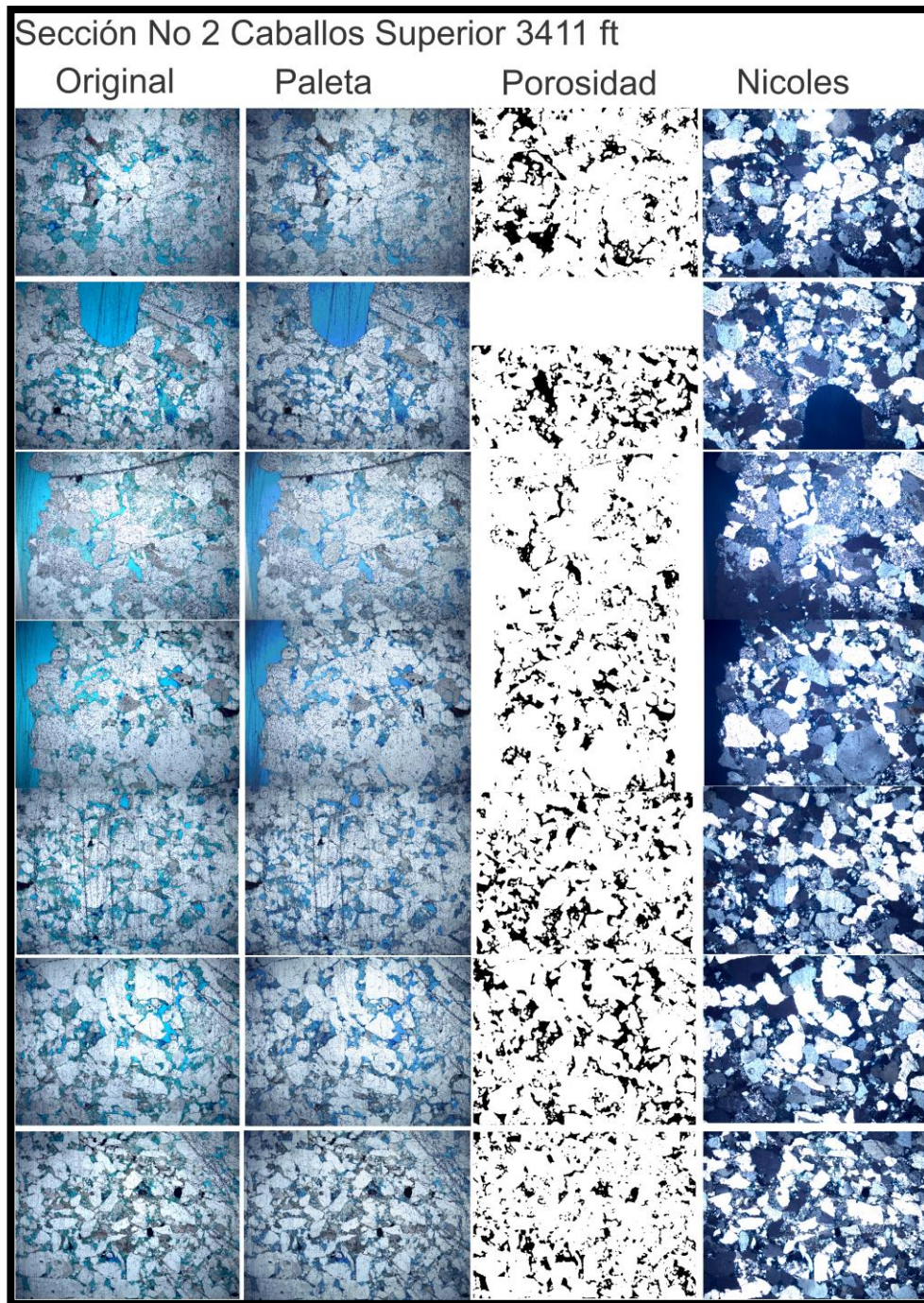
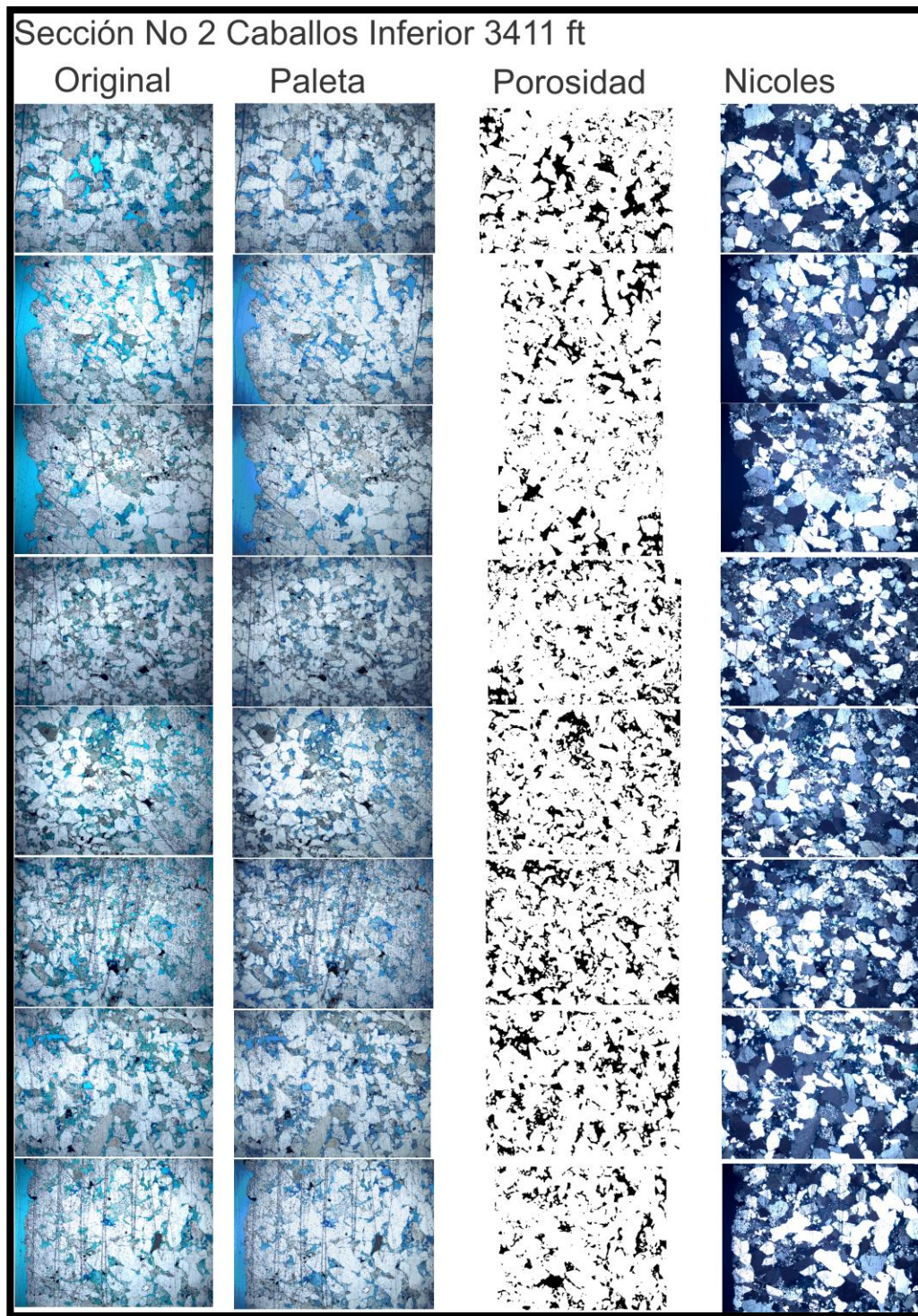


Figura 98 Resultados del proceso de porosidad a través del imageJ-FIJI para la sección delgada No 2

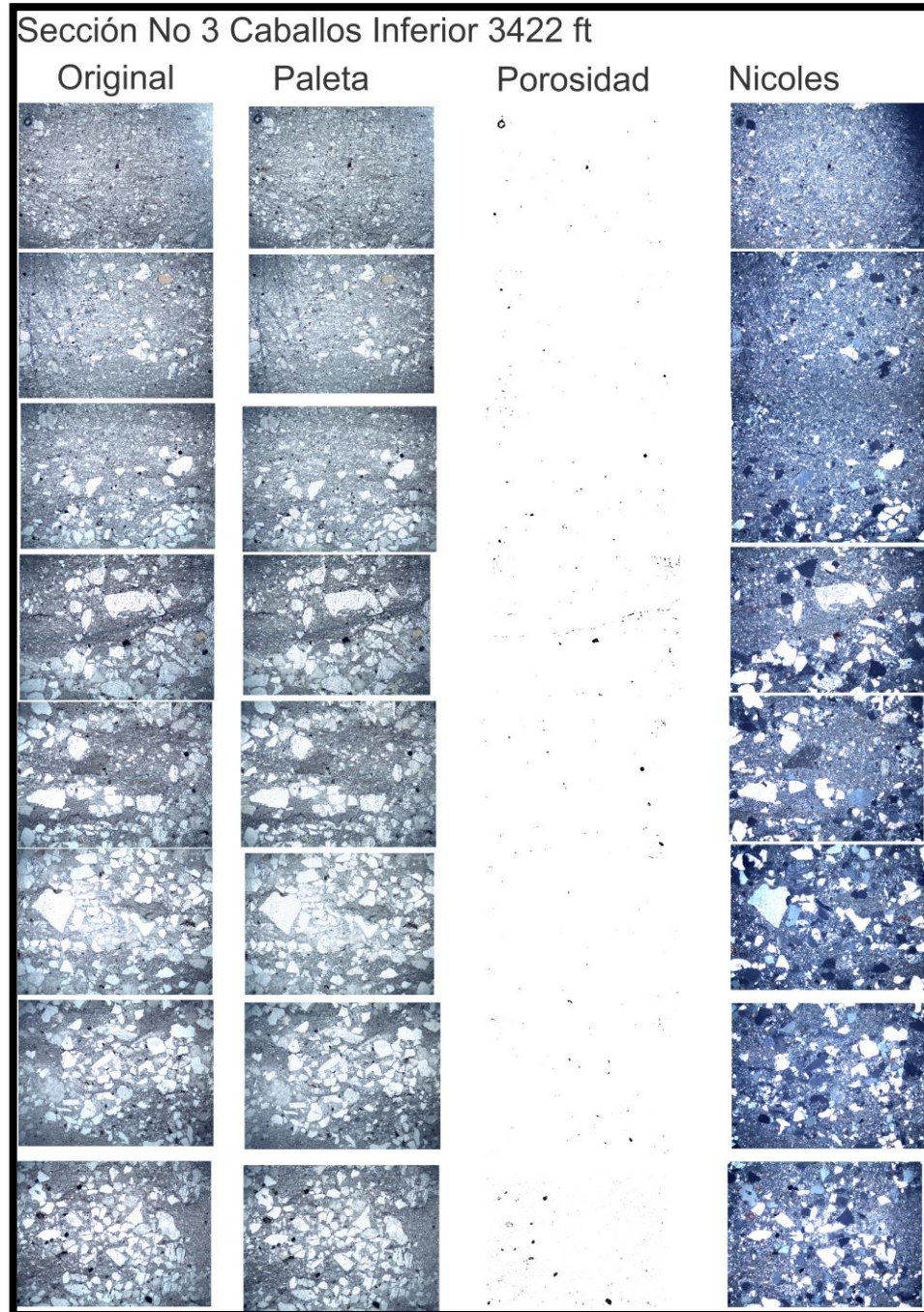


Propiedad	Resultado	
Porosidad	17.042	
Mediana	2.94	
Tamaño de Partículas	2.642	Arena muy gruesa a gruesa
Sorting	2.33	Muy Mal clasificado
Curtosis	0.89	platicurtica
Índice de Asimetría	-0.1713	Asimétrico hacia las partículas gruesas

Tabla 19 Resultados obtenidos mediante la técnica de imageJ para la sección No 2

9.3.1.3) Sección No 3 Caballos Inferior 3422 ft

Figura 99 Resultados del proceso de porosidad a través del imageJ-FIJI para la sección delgada No 3



Propiedad	Resultado	
Porosidad	15.64	
Mediana	0.98	
Tamaño de Partículas	0.931	Arena muy gruesa a gruesa
Sorting	0.69	Moderadamente bien clasificado
Curtosis	0.99	Mesocurtica
Índice de Asimetría	-0.0806	Simétrico

Tabla 20 Resultados obtenidos mediante la técnica de imageJ para la sección No 3

9.4) Evaluación y análisis de los resultados mediante petrografía junto con tratamiento avanzado de imágenes.

Sección No 1

Propiedad	Petrografía Convencional	ImageJ-FIJI
Porosidad	23.5	24.147
Sorting	Pobre	Mal Clasificado
Tamaño de Partículas	Arena Muy Fina a Fina	Arena Media a fina

Tabla 21 Comparativa de resultados mediante petrográfica convencional y la técnica de imageJ en la sección No 1

Sección No 2

Propiedad	Petrografía Convencional	ImageJ-FIJI
Porosidad	19.25	17.042
Sorting	Medio a Bueno	Regularmente clasificado
Tamaño de Partículas	Arena Media a gruesa	Arena muy gruesa a media

Tabla 22 Comparativa de resultados mediante petrográfica convencional y la técnica de imageJ en la sección No 2

Sección No 3

Propiedad	Petrografía Convencional	ImageJ-FIJI
Porosidad	3 %	0.7
Sorting	Malo a medio clasificado	Moderadamente bien clasificado
Tamaño de Partículas	Arena gruesa a Muy gruesa	Arena muy gruesa a gruesa

Tabla 23 Comparativa de resultados mediante petrográfica convencional y la técnica de imageJ en la sección No 3

Con las facies identificadas y los núcleos descritos se corroboró que estos tipos de rocas fueran correctos y pertenecieran a las diferentes profundidades analizadas.

Luego de haber obtenido estos datos se procedió a las unidades hidráulicas y por medio de resultados en los diferentes registros eléctricos pudimos observar que los tipos de rocas que obtuvimos están relacionados con las litologías obtenidas en las diferentes zonas,

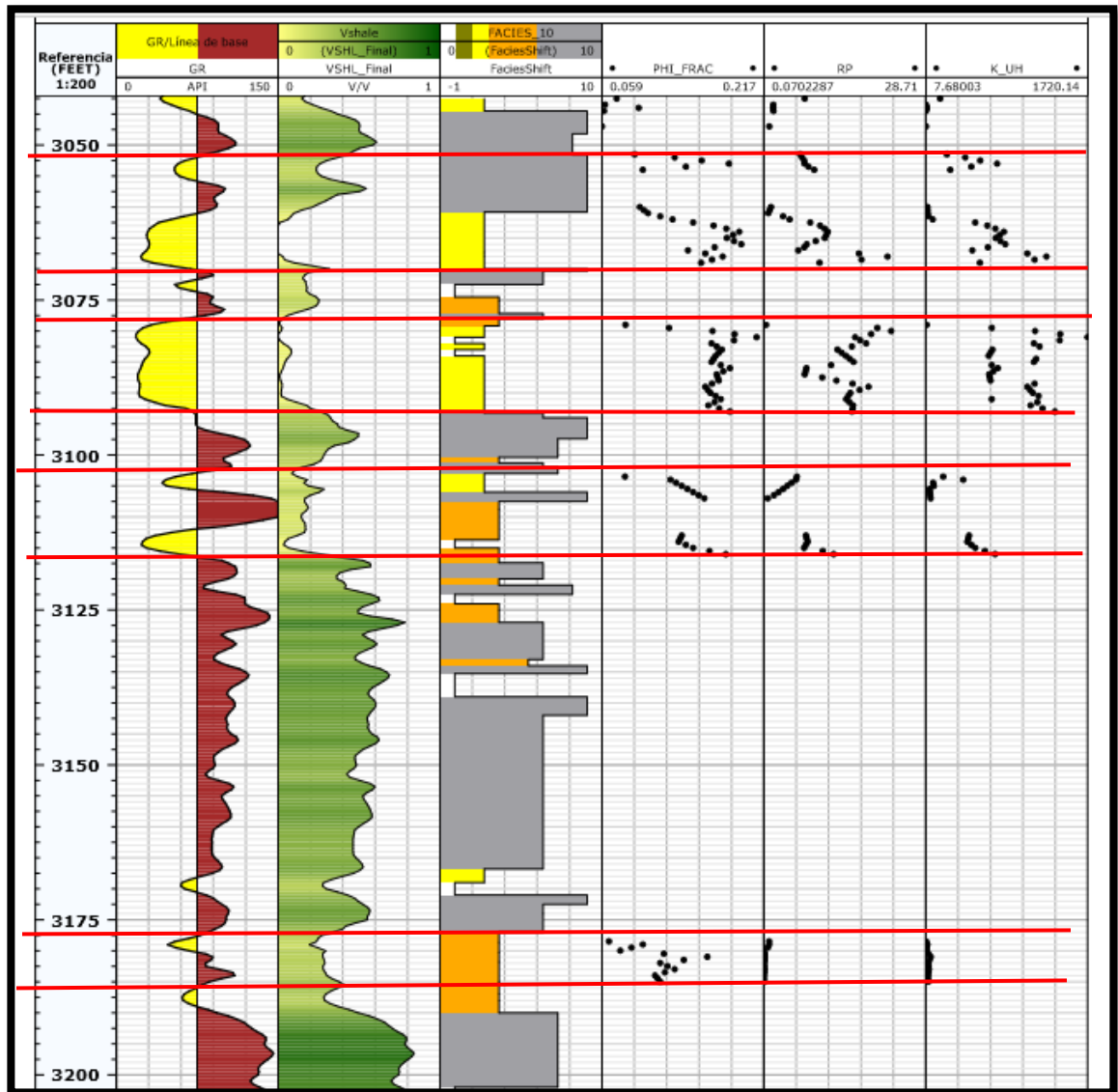
Con base a la descripción de secciones delgadas que se realizó mediante un método de conteo de puntos obtuvimos unos tipos de roca, los cuales fueron corroborados con las diferentes facies que obtuvimos; los núcleos que se extrajeron nos sirvieron para la determinación de las facies que hay a lo largo del pozo y de esta manera se corroboró que estos tipos de rocas fueran correctos y pertenecieran a las diferentes profundidades analizadas.

9.5) Resultados para las unidades hidráulicas

Luego de tener el perfil de permeabilidad se realiza un empalme de la información obtenida mediante todas las actividades realizadas, para tal caso se grafica el registro GR- Vshale Final – Facies -Rp- K. de dicho gráfico se determinarán las unidades hidráulicas presentes y su capacidad de producción.

KCUP (Caballos Superior)

Figura 100 Unidades Hidráulicas KCUP Caballos Superior Pozo UIS 1

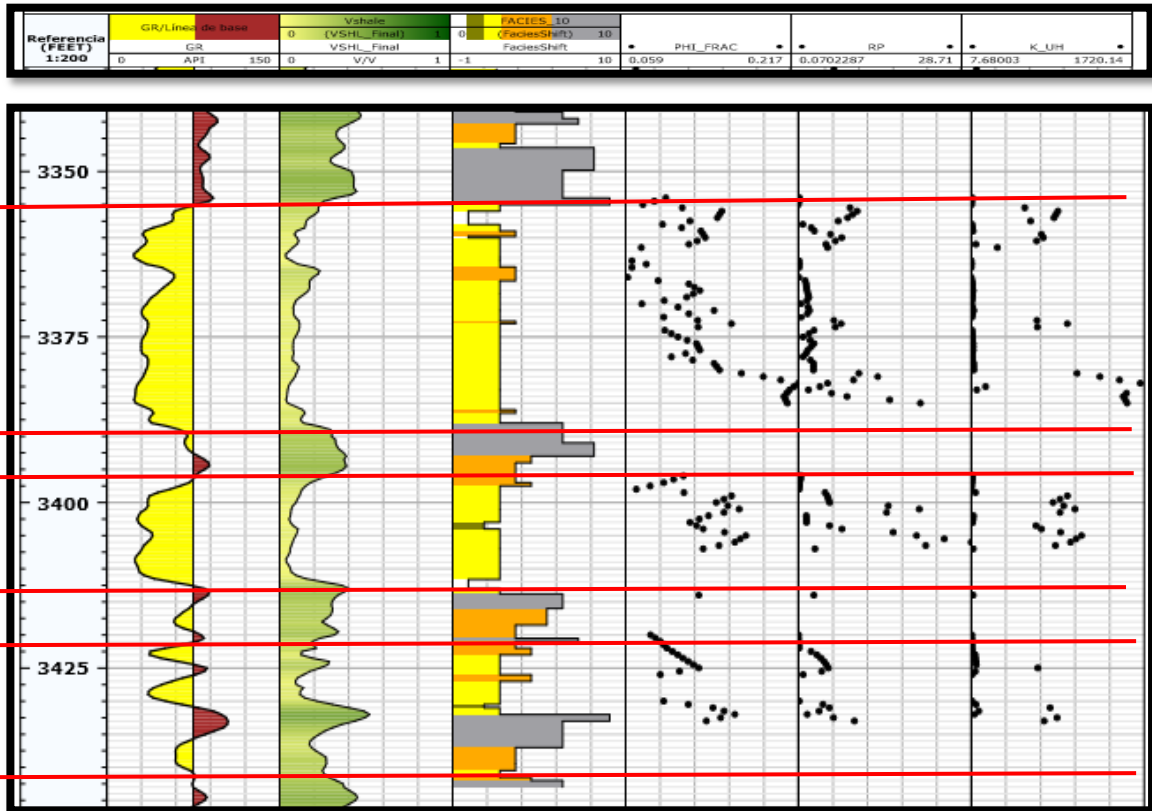


Nombre	Inicio	Final	Potencial
UISKUP1	3051.5	3070.5	Medio
UISKUP2	3077.6	3093	Alto
UISKUP3	3102.7	3116.7	Bajo
UISKUP3	3177.6	3189	Ultra bajo

Tabla 24 Unidades Hidráulicas de KCUP Caballos superior para el Pozo UIS-1

KCL (Caballos Inferior)

Figura 101 Unidades Hidráulicas KCL Caballos Inferior Pozo UIS 1



Nombre	Inicio	Final	Potencial
UISKL1	3355	3393	Medio
UISKL2	3396	3412.5	Bajo
UISKL3	3421	3441	Ultra Bajo

Tabla 25 Unidades Hidráulicas de KCL Caballos Inferior para el Pozo UIS-1

9.6) Tipos de roca

A continuación, se muestra los tipos de roca presentes en la Formación Caballos Superior y Caballos Inferior.

9.6.1.1) Caballos Superior

Tipo de Roca	Facie	Descripción
Roca No 1	grises o lodolitas	Shales o lodos
Roca No 2	Naranjas o areniscas masivas	Areniscas masivas, con laminación o bioturbadas
Roca No 3	Arenisca con estratificación cruzada	Arenisca con estratificación cruzada
Roca No 4	Arenisca con estratificación cruzada	color amarillo encendido mostrando un comportamiento de resistividades entre 220 y 2000 mD las cuales se relacionan directamente con el contenido de hidrocarburo dentro de la facie

Tabla 26 Tipos de roca presentes en la Formación Caballos Superior en el pozo UIS 1

9.6.1.2) Caballos Inferior

Tipo de Roca	Facie	Descripción
Roca No 1	grises o lodolitas	Shales o lodos
Roca No 2	Naranjas o areniscas masivas	Areniscas masivas, con laminación o bioturbadas
Roca No 3	Arenisca con estratificación cruzada	Arenisca con estratificación cruzada

Tabla 27 Tipos de roca presentes en la Formación Caballos Inferior en el pozo UIS 1

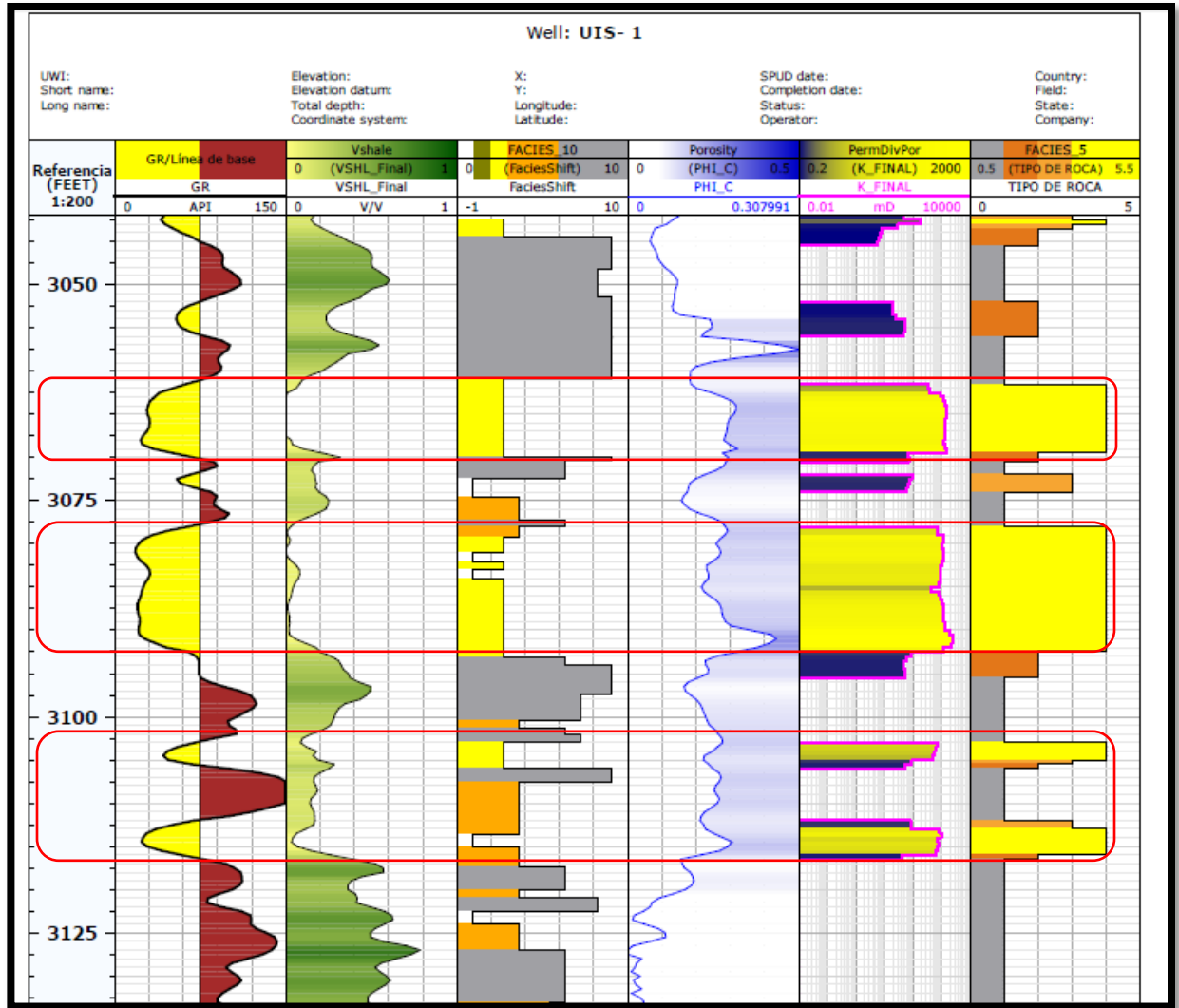
Resistividades con valor máximo de 82Md, encontrándose en menor calidad que las

9.7) Modelo petrofísico para el pozo UIS 1

Ya logrando identificar cada tipo de roca presente en el pozo UIS 1, se procede a poblar cada pie de este con el fin de tomar decisiones a la hora de posibles trabajos de cañoneo con el objetivo de producir de manera más eficiente nuestro Pozo. El Modelo completo puede observarse en el ANEXO 5(Modelo Petrofísico)

Caballos Superior

Figura 102 Modelo petrofísico del pozo UIS -1 para la Formación Caballos Superior



En el pozo UIS- 1 para la Formación Caballos Superior podemos determinar que posee 3 paquetes de arena de gran importancia, los cuales brindan la gran capacidad de contener Hidrocarburo en ellos, integrando toda la información geológica junto con la de registros eléctricos.

El primer paquete importante de arenas se encuentra a la profundidad de 3062 ft a 3070 ft, son 8 pies los cuales pertenecen a la unidad hidráulica UISKUP1 y nos ofrecen propiedades adecuadas para que exista una capacidad de flujo del hidrocarburo, contienen roca tipo 4 de caballos superior la cual presenta

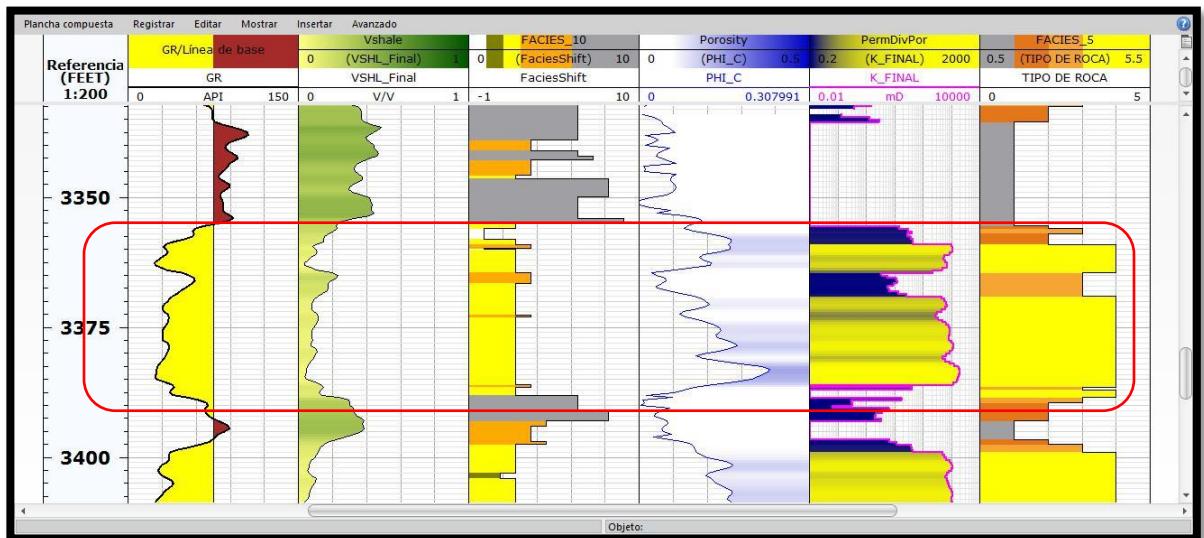
propiedades de permeabilidad vs porosidad altas y contenidos de shale bajos, lo que comprueba que es una arena limpia y acta para su explotación.

El segundo paquete importante de arenas se puede encontrar a la profundidad de 3077.5 ft hasta 3092.5 ft, es un paquete de mayor cantidad siendo de 15 pies pertenece a la unidad hidráulica UISKUP2, los cuales se puede observar que hay gran variedad de arenas unas más limpias que las otras aunque cuentan con rocas tipo 4 de caballos superior este paquete sin lugar a duda es el mayor productor de crudo de la formación caballos superior en el pozo UIS 1 , lo cual lo vincula directamente a su formación estrella a la hora de posibles trabajos para perforación.

El último paquete de arenas le corresponde a una intercalación de arenas seguidas con shales van dese 3102.5 hasta 3117.5 poseen cualidades para la perforación, pero los resultados del tipo de roca nos ofrecen que no merecen la pena ser producidos ya que cuentan con bajo potencial de hidrocarburos al ser arenas no limpias, este paquete pertenece a la unidad hidráulica UISKUP3.

Caballos Inferior

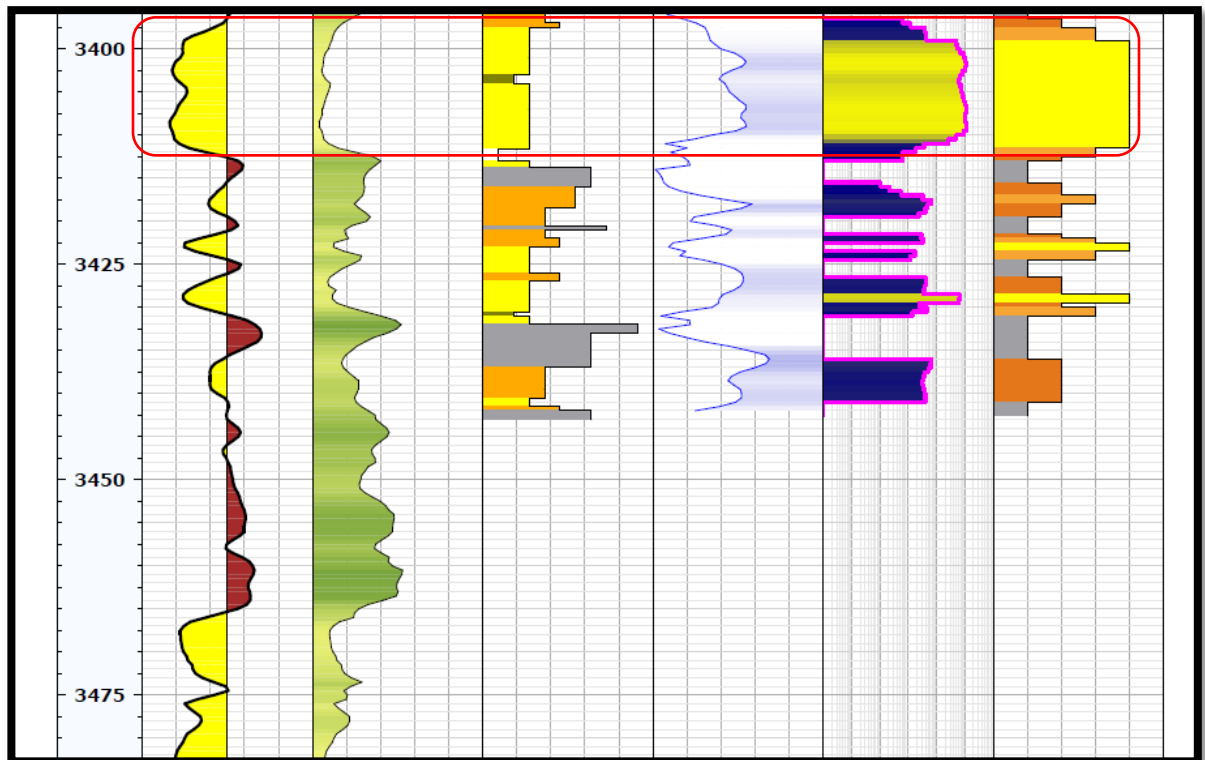
Figura 103 Modelo petrofísico del pozo UIS 1 para la Formación Caballos Inferior



Observamos caballos inferior y podemos identificar dos paquetes de arenas importantes de esta formación: el primer paquete cuenta con un espesor de 27 pies ya que empieza en 3352.5 ft y va hasta 3382.5 hace parte de la unidad hidráulica UISKL1, es el paquete más importante en esta formación ya que es el

de mayor potencial en esta, aunque tiene intervalos de arenas sucias las cuales no son muy buenas para la producción de hidrocarburo se puede notar que a la parte final del paquete las condiciones de las arenas van a mejor lo que ofrece un mejor panorama, con rocas tipo 3 y tipo 2 de caballos inferior para nuestro criterio es la mejor zona en la búsqueda de hidrocarburo.

Figura 104 Modelo petrofísico del pozo UIS 1 para la Formación Caballos Inferior



El segundo paquete de arenas más importantes que se pueden evidenciar en caballos inferior se encuentra a los 3398.5 ft y se extiende por 15 pies terminando en 3413.5 ft de potencial medio su escenario nos muestra unas arenas con un contenido shale un poco alto para las encontradas en la formación y con porosidades no superiores a 20%, hace parte de la unidad hidráulica UISKL2. La parte media de este paquete muestra las mejores condiciones para su explotación ya que muestra un comportamiento apto para el depósito de hidrocarburos.

10) Conclusiones

- Luego de realizar una descripción petrográfica de las secciones delgadas obtenidas para el pozo UIS-1, se hallaron los tipos de roca que tenemos a lo largo de las zonas analizadas en el pozo. Con las facies identificadas y los núcleos descritos se corroboró que estos tipos de rocas fueran correctos y pertenece a las diferentes profundidades analizadas.
- Se comprobó que el uso de un software como es el IMAGEJ-FIJI como herramienta complementaria para el geólogo a la hora de realizar descripciones de secciones delgadas, es de carácter importante ya que permite ver de manera detallada varios aspectos que a la luz de microscopio pasan desapercibidos; tales como el verdadero tamaño de las partículas junto con su forma. Adicionalmente propiedades como la porosidad se pueden determinar con una exactitud mucho mayor lo que evita errores de carácter humano a la hora de los resultados.
- Las integraciones de datos de todas las áreas existentes para la caracterización petrofísica de un pozo son de vital importancia, ya que gracias a ver el escenario en la mayor cantidad de aspectos complementarios, podrán dar calidad a los resultados y con esto mejores estrategias a la hora del desarrollo de los pozos.
- Las propiedades determinadas gracias a los registros eléctricos son medidas de carácter indirecto, esto quiere decir que pueden tener una fuente de error en ellas, por tal razón es fundamental poder corregir estas propiedades usando pruebas de laboratorio las cuales se encuentran a nivel de yacimiento; esto nos permitirá tener unos datos a condiciones de yacimiento.
- En las formaciones de Caballos Superior y Caballos Inferior; el tipo de roca con mayor potencial para la producción de hidrocarburos son las arenas con estratificación cruzada que corresponden a la facie (Sx), las cuales presentan propiedades adecuadas de porosidad, permeabilidad y volumen de arcilla.
- La formación con mejor panorama en la producción de hidrocarburo es Caballos Superior, ya que cuenta con arenas más limpias y con mejores propiedades, de la misma forma la unidad hidráulica con mejor potencial es la **UISKUP2** con gran tamaño de poro (>10 [µm]), que producen fácilmente cerca de diez mil barriles por día de aceite.

11) Observaciones

- Los resultados sobre el tratamiento de imágenes en secciones delgadas pueden mejorar significativamente si se cuenta con secciones delgadas más limpias y que hayan sido tratadas con anterioridad usando gas de argón, esto ofrecerá imágenes más limpias con contactos más claros entre granos, igualmente se puede usar micro tomografía a los núcleos como herramientas complementarias.
- Si en un futuro próximo el campo puede adquirir registros como el Sp (potencial espontáneo) se puede considerar modificar el modelo petrofísico actual; ya que el registro de potencial espontáneo nos ofrece información acerca de saturaciones de fluido en la roca lo que nos permitirá más información a la hora de construir el mismo.

Bibliografía

- AGUILERA, ROBERTO, ET AL. THE INTEGRATION OF CAPILLARY PRESSURES AND PICKET PLOTS FOR DETERMINATION OF FLOW UNITS AND RESERVOIR CONTAINERS, PAPER SPE 71725, 2002B
- AGUILERA, R., AND M. S. AGUILERA, THE INTEGRATION OF CAPILLARY PRESSURES AND PICKETT PLOTS FOR DETERMINATION OF FLOW UNITS AND RESERVOIR CONTAINERS: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, SPE PAPER 71725, 2001, 13 P.
- AGUILERA, R. A NEW APPROACH FOR ANALYSIS OF THE NUCLEAR MAGNETIC LOG RESISTIVITY LOG COMBINATION: JOURNAL OF CANADIAN PETROLEUM TECHNOLOGY, V.29, NO.1, P. 67-71. 1990.
- AHMED, USMAN. CRARY, S. F, AND COATES, G. R., PERMEABILITY ESTIMATION: THE VARIOUS SOURCES AND THEIR INTERRELATIONSHIPS, JPT, MAY 1991
- AHMED, TAREK, RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK, THIRD EDITION, GULF PROFESSIONAL PUBLISHING, 2006.
- ALDEN J MARTIN, ET AL, CHARACTERIZATION OF PETROPHYSICAL FLOW UNITS IN CARBONATE RESERVOIRS, 1997, AAPG BULLETIN, V. 81, NO. 5, P. 734-759.
- ALVAREZ PABON, SERGIO ANDRES Y VELEZ BARRERA, GABRIEL EDUARDO. 2011. *DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA ESTÁNDAR PARA LA IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO Y CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA EN YACIMIENTOS COMPLEJOS*. BUCARAMANGA : S.N., 2011.
- AMABEOKU, M.O., ET AL. INCORPORATING HYDRAULIC UNITS CONCEPTS IN SATURATION-HEIGHT MODELING IN A GAS FIELD. PAPER SPE 93763. 2005.
- AMAEFULE, JUDE O, ET AL. ENHANCED RESERVOIR DESCRIPTION: USING CORE AND LOG DATA TO IDENTIFY HYDRAULIC (FLOW) UNITS AND PREDICT PERMEABILITY IN UNCORED INTERVALS/WELLS, 1993, PAPER SPE 26436.
- AMAEFULE, JUDE O, DARE, K. KEELAN, KERSEY, DAVID G. AND MARSHALL DAVID M. APPLICATIONS OF CORE DATA IN INTEGRATED RESERVOIR DESCRIPTION AND EXPLOITATION, CORE LABORATORIES, VERSION 1.3, 1990.
- AMIX, J. W., BASS, D. M. (JR) Y WHITING, R, I, PETROLEUM ENGINEERING RESERVOIR PHYSICAL PROPERTIES, MCGRAW-HILL, 1960.
- ARCHIE, G. E. —THE ELECTRICAL RESISTIVITY LOG AS AN AID IN DETERMINING SOME RESERVOIR CHARACTERISTICS. II TRANS. AIME, VOL. 146, PÁG. 54-56, 1942
- ARPS, J.J.: THE EFFECT OF TEMPERATURE ON THE DENSITY AND ELECTRICAL RESISTIVITY OF SODIUM CHLORIDE SOLUTIONS II, TRANS., AIME (1953) 198 327-25.

BASSIOUNI, ZAKI, THEORY, MEASUREMENT AND INTERPRETATION OF WELL LOGS, SPE TEXTBOOK SERIES VOL. 4, RICHARDSON, TX, 1994.

CORNELIS KLEIN, CORNELIUS S. HURLBUT. 1996. *MANUAL DE MINERALOGÍA - BASADO EN LA OBRA DE J. D. DANA - VOLUMEN 1*. S.L. : REVERTE, 1996.

EBANKS, W. J (JR), SCHEIHING, M. H Y ATKINSON, C.D. FLOW UNITS FOR RESERVOIR CHARACTERIZATION, GEOLOGICAL METHODS, PART 6, 1992. P. 282-285.

ELKEWIDY, TAREK IBRAHIM, CHARACTERIZATION OF HYDRAULIC (FLOW) UNITS IN HETEROGENEOUS CLASTIC AND CARBONATE RESERVOIRS, 1996, UNIVERSITY OF OKLAHOMA.

ESCOBAR MACUALO, FREDDY HUMBERTO. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. 2008.

FANCHI, J. R., INTEGRATED FLOW MODELING, ELSEVIER, 2000. 27. FORCHHEIMER, P., —WASSERBEWEGUNG DURCH BODEN, II ZEITS. V. DEUTSH. ING., 1901, 45, 1782-88.

EBANKS, W JR SCHEIHING M. H Y ATKINSON .FLOW UNITS FOR RESERVOIR CHARACTERIZATION GEOLOGICAL METHODS PART6 CD. 1992. 1992.

GONZÁLEZ, PURIFICACIÓN MEDINA. AMBIENTE SEDIMENTARIO EÓLICO, DE PRECIPITACIÓN Y GLACIAR.

GARZA, ROBERTO MOLINA. AMBIENTES CONTINENTALES .

G. W. GUNTER, ET AL. EARLY DETERMINATION OF RESERVOIR FLOW UNITS USING AN INTEGRATED PETROPHYSICAL METHOD, 1997, PAPER SPE 38679.

HARTMANN, D. J., AND E. A. BEAUMONT, EXPLORING FOR OIL AND GAS TRAPS: AAPG TREATISE PETROLEUM GEOLOGY, HANDBOOK OF PETROLEUM GEOLOGY, CAP 9 PREDICTING RESERVOIR SYSTEM QUALITY AND PERFORMANCE II , 1999, P. 9-1 – 9-154.

HIRASAKI, G. J., ESTIMATION OF RESERVOIR PARAMETERS BY HISTORY MATCHING OIL, DISPLACEMENT BY WATER OR GAS. PAPER SPE 4283. 1975.

IFEANYIEZUKA, EMMANUEL EGBELE. NET-TO-GROSS RATIOS: IMPLICATION IN INTEGRATED RESERVOIR MANAGEMENT STUDIES, 2005, PAPER SPE 98808

JHONSON, E. F, BOSSLER, D. P., AND NEUMAN, V . O, CALCULATION OF RELATIVE PERMEABILITY FROM DISPLACEMENT EXPERIMENTS, TRANS. AIME, 216 , 370 , 1959.

JONES, S. C., —USING THE INERTIAL COEFFICIENT, , TO CHARACTERIZE HETEROGENEITY IN RESERVOIR ROCK, II PAPER SPE 16949 PRESENTED AT THE 1987 SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, DALLAS, SEPT. 27-30.

JONES, S. C.-TWO-POINT-DETERMINATION OF PERMEABILITY AND PV VS. NET STRESS: SPE FORMATION EVALUATION, P.235-241, 1988

KATZ, A. J., AND H. THOMPSON , 1986, QUANTITATIVE PREDICTION OF PERMEABILITY IN POROUS ROCK: PHYSICAL REVIEW B, V. 34, P. 8179-8181

KLINKENBERG, L. J., —THE PERMEABILITY OF POROUS MEDIA TO LIQUIDS AND GASES, II *DRILLING AND PRODUCTION PRACTICE*, 1941, 200-213

KOLODZIE, S, JR, 1980, ANALYSIS OF PORE THROAT SIZE AND USE OF THE WAXMAN-SMITS EQUATION TO DETERMINE OOIP IN SPINDLE FIELD, COLORADO: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 55TH ANNUAL FALL TECHNICAL CONFERENCE, PAPER SPE-9382, 10P.

KOZENY J., —UBER KAPILLARE LEITUNG DES WASSERSIM BODEN, SITZUNGSBER, II *AKAD. WISS. WIEN, MATH. NATURWKLASSE, ABT.IIA*, 1927, 136, 271-306.

KWON, B. S., AND G. R. PICKETT, A NEW PORE STRUCTURE MODEL AND PORE STRUCTURE INTERRELATIONSHIPS: SOCIETY OF PROFESSIONAL WELL LOG ANALYSTS 16TH ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 1,975, P.7.

DARCY, HENRY. *LES FONTAINES PUBLIQUES DE LA VILLE DIJON*. 1856. 1856, VICTOR DALMONT.

LAKE, L. W.: ENHANCED OIL RECOVERY. PRENTICE HALL, ENGLEWOOD CLIFFS, NEW JERSEY (1989).

LAKE, L, W. AND CARROLL. H.B. JR.: RESERVOIR CHARACTERIZATION. ACADEMIC PRESS, INC. HARCOURT BRUCE JOVANOVICH, PUBLISHERS. NEW YORK. 1986.

LUCIA F. JERRY, CARBONATE RESERVOIR CHARACTERIZATION, 2007, SPRINGER. 43.

N. A. PABLOS, G. A. RODRIGUEZ & B. E. VELASQUEZ .*METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA EVALUACIÓN DE POTENCIALES RESERVORIOS*. TERCERA CONVENCION TECNICA ACGGP.

MORRIS, R. L., AND W. P. BIGGS, 1967, USING LOG-DERIVED VALUES OF WÁTER SATURATION AND POROSITY: SOCIETY OF PROFESSIONAL WELL LOG ANALYSTS ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 26 P

N. A. PABLOS, G. A. RODRIGUEZ & B. E. VELASQUEZ. *METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA EVALUACIÓN DE POTENCIALES RESERVORIOS*. TERCERA CONVENCION TECNICA ACGGP.

OPTICA MINERAL- MANUAL DE LABORATORIO. QUINTERO, JOSÉ CONTRERAS. 2004. S.L. : MANUAL DE LABORATORIO, 2004, UNIVERSIDAD DE LOS ANDES – INGENIERÍA GEOLÓGICA .

PICKETT, G. R., 1966, A REVIEW OF CURRENT TECHNIQUES FOR DETERMINATION OF WATER SATURATION FROM LOGS: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, V. 18, P. 1425–1433

PICKETT, G. R., 1973, PATTERN RECOGNITION AS A MEANS OF FORMATION EVALUATION: SOCIETY OF PROFESSIONAL WELL LOG ANALYSTS 14TH ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM TRANSACTIONS, PAPER A, P. A1–A21

PITTMAN, EDWARD D, RELATIONSHIP OF POROSITY AND PERMEABILITY TO VARIOUS PARAMETERS DERIVED FROM MERCURY INJECTION-CAPILLARY PRESSURE CURVES FOR SANDSTONE, 1992, AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGIST BULLETIN.

RAMIREZ, JENY. MENESES, JONANNA. DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE ATRIBUTOS PETROFÍSICOS BÁSICOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA: CASO DE ESTUDIO CAMPO COLORADO. BUCARAMANGA. 2008, ANEXO 9. TRABAJO DE GRADO (INGENIEROS DE PETRÓLEOS). UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

RAMON, JUAN CARLOS Y FAJARDO, ANDRES.*SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFIA SECUENCIAL DE LA FORMACIÓN CABALLOS, SUBCUENCA DE NEIVA, VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA*.TERCERA CONVENCION TECNICA ACGGP.

SCHEIDEGGER, A. E. 1957, THE PHYSICS OF FLOW THROUGH POROUS MEDIA, UNIVERSITY OF TORONTO PRESS.

SLATT, ROGER M., STRATIGRAPHIC RESERVOIR CHARACTERIZATION FOR PETROLEUM GEOLOGIST, GEOPHYSICISTS AND ENGINEERS, 2006, ELSEVIER B, V.

STOLZ, ANNE-KRISTINE, ET. AL, SENSITIVITY STUDY OF FLOW UNIT BY USE RESERVOIR SIMULATION, 2003, PAPER 84277.

SUSILO, AGUS. PERMEABILITY PREDICTION BASED ON CAPILLARY, 2010, PAPER SPE 141122

SWANSON, B. F., 1981. A SIMPLE CORRELATION BETWEEN PERMEABILITIES AND MERCURY CAPILLARY PRESSURES: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, DEC., P.2498-2504.

THOMEER, J. H. M., 1960, INTRODUCTION OF A PORE GEOMETRICAL FACTOR DEFINED BY THE CAPILLARY PRESSURE CURVE: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, MAR., P.73-77.

TIAB, DJEBBAR AND DONALDSON, ERLE C. PETROPHYSICS: THEORY AND PRACTICE OF MEASURING RESERVOIR ROCK AND FLUID TRANSPORT PROPERTIES,, 2ND ED, GULF PROFESSIONAL PUBLISHING, 2004.

TIXIER, M.P. EVALUATION OF PERMEABILITY FROM ELECTRIC-LOG RESIST GRADIENTS, THE OIL AN GAS JOURNAL, JUNE 16, 1949. P 112- 123.

TIXIER, M. P., ALGER, R. P., AND DOLL, C. A.: —SONIC LOGGINGII, PET. TRANS., AIME (1959) 216, 179-87

TIMUR, A., —AN INVESTIGATION OF PERMEABILITY, POROSITY, AND RESIDUAL WATER SATURATION RELATIONSHIPS,II *AIME*, JUNE 1968.

TUCKER, MAURICE. 2001. *SEDIMENTARY PETROLOGY*. BUCARAMANGA : BLACKWELL, 2001.

WASHBURN, E. W., 1921, NOTE ON A METHOD OF DETERMINING THE DISTRIBUTION OF PORE SIZES IN A POROUS MATERIAL: PROCEEDINGS OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCE, V. 7, P. 115–116.

WELGE, H, J., A SIMPLIFIED METHODS FOR COMPUTING RECOVERY BY GAS O WÁTER DRIVE, TRANS. AIME, 195, 91, 1952.

WILLYE, M. R. J., GREGORY, A. R AND GARDNER, G, H, F.: —ELASTIC WAVE VELOCITY IN HETEROGENEUS AND POROUS MEDIAII, GEOPHYSICD (JAN.1956) 21,NO. 1, 41-70.
WYLLIE, D. AND GARDNER, G. H. F. —THE GENERALIZED KOZENY-CARMAN EQUATION.IIWORLDOIL. MARCH 1958.