

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE FRACTURAMIENTO DE LAS ROCAS
GENERADORAS DE HIDROCARBUROS DE LAS FORMACIONES LA LUNA,
SIMITI Y TABLAZO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Y
DE LAS FORMACIONES VILLETA Y CABALLOS EN LA CUENCA CAGUAN-
PUTUMAYO MEDIANTE CARACTERIZACIÓN MINERALÓGICA

JORGE IVAN BOTERO CORREA
FLOVER GREGORIO RODRIGUEZ PORTILLO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA

2014

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE FRACTURAMIENTO DE LAS ROCAS
GENERADORAS DE HIDROCARBUROS DE LAS FORMACIONES LA LUNA,
SIMITI Y TABLAZO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Y
DE LAS FORMACIONES VILLETA Y CABALLOS EN LA CUENCA CAGUAN-
PUTUMAYO MEDIANTE CARACTERIZACIÓN MINERALÓGICA

JORGE IVAN BOTERO CORREA
FLOVER GREGORIO RODRIGUEZ PORTILLO

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR
AL TÍTULO DE GEÓLOGO

DIRECTOR:
MIGUEL FERNANDO JIMENEZ JACOME
GEÓLOGO MSC.

CO-DIRECTOR:
MARIO GARCIA GONZALEZ
GEÓLOGO PHD.

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

2014

AGRADECIMIENTOS

A **Miguel Fernando Jiménez**, Director de este proyecto, por la oportunidad y confianza para realizar este trabajo.

A **Mario García González**, Co-director de este proyecto, por su apoyo y voz de consejo.

A **Steven D. Osborne**, asesor de este proyecto, por sus aportes, recomendaciones e invaluable amistad.

A la **Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH y al Instituto de Energía y Geociencias EGI de la Universidad de Utah**, por todo el apoyo logístico y técnico para la realización de este proyecto.

A la **Litoteca Nacional** y sus funcionarios por su apoyo durante la etapa de muestreo, especialmente a Johon Restrepo.

A la **Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Geología**, nuestro segundo hogar, que nos permitió aprender, crecer, soñar y cumplir metas.

A todas y cada una de las personas que compartieron con nosotros un pedazo de esta travesía en la Escuela de Geología y fuera de ella, por su amistad y voz de aliento en todo momento.

Dedicado a:

Dios todo poderoso, gracias por todo.

Mis padres, Juan y Luz Marina por siempre brindarme su apoyo, una vez más doy Gracias al Señor Dios por que me dio en Ellos un gran ejemplo de esfuerzo, tolerancia, sacrificio, constancia y disciplina. Mi padre (Q.E.P.D) quien me enseñó a tener un noble espíritu, Mi Madre (mi negra hermosa) quien me ha entregado siempre lo mejor de Ella y me ha animado en todo momento.

Mi hermana Karen Viviana por ser parte fundamental de mí.

Juan Fernando su ayuda ha sido muy importante.

Mis familiares, tíos, tías y primos, con gran cariño a mi tía Teresa por su incondicional respaldo.

Mis compañeros y amigos de la escuela de geología de la Universidad Industrial de Santander, especialmente María Alejandra y Flover Gregorio por tantas experiencias vividas a lo largo de la carrera y con quienes estoy seguro nos aguardan muchas más.

Cuerpo docente geología UIS principalmente, José Pedro Mora, Jorge Luis Rubiano, Mario García y Ricardo Mier, siempre dispuestos a brindar una ayuda.

JORGE IVAN.

DEDICATORIA

A mi madre, el más grande motor, jamás construido por el hombre, sólo creado por un inmenso amor.

A Tata, mi segunda madre.

A Juandi, mi inspiración. Razón de mi esfuerzo y dedicación por ser un buen ejemplo.

A Diego, mi hermano, promotor principal de esta realidad.

A la princesa, apoyo en el momento justo y amor en todo momento.

A la disciplina, la tenacidad y la razón.

Flover Gregorio

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	28
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	30
3. OBJETIVOS.....	33
3.1 OBJETIVO GENERAL	33
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	33
4. LOCALIZACIÓN.....	34
5.METODOLOGÍA	36
5.1 MUESTRAS COLECTADAS PARA DIFRACCIÓN DE RAYOS X (DRX)	39
5.1.1 Preparación y análisis de muestras	40
5.1.2 Caracterización Mineralógica	42
6. MARCO TEÓRICO	45
6.1 RECURSOS NO CONVENCIONALES	45
6.2 MINERALOGÍA	51
6.2.1 Cuantificación mineralógica de los shales	51
6.2.2 Minerales Arcillosos	52
6.2.3 Fragilidad	55
6.2.3.1 Índice de Fragilidad.....	56
6.2.4 Razones para la generación de fracturas	58
6.2.5 Fracturas Naturales VS Fracturas Inducidas	59
6.3 DIFRACCIÓN DE RAYOS X.....	60
7. MARCO GEOLÓGICO.....	65
7.1 ANTECEDENTES.....	65
7.2 ESTRATIGRAFÍA DEL CRETÁCICO EN LA CUENCA	70
7.2.1 Estratigrafía del Cretácico en la cuenca.....	76
7.3 DISTRIBUCIÓN DE PALEOFACIES EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	80
7.3.1 Formación Tablazo	80

7.3.2 Formación Simiti	81
7.3.3 Formación La Luna	82
7.4 DISTRIBUCIÓN DE PALEOFACIES EN LA CUENCA CAGUÁN – PUTUMAYO	84
7.4.1 Formación Caballos	84
7.4.2 Formación Villeta	85
7.5 POTENCIAL DE SISTEMAS NO CONVENCIONALES EN LA CUENCA	89
7.6 REVISIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO CONVENCIONAL	100
8. CARACTERIZACIÓN MINERALÓGICA A PARTIR DEL ANÁLISIS DE DIFRACCIÓN DE RAYOS X.....	107
8.1 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	107
8.1.1 Formación Tablazo	107
8.1.2 Formación Simiti	109
8.1.3 Formación La Luna	110
8.2 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	113
8.3 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE FRACTURAMIENTO – CUENCA C-P	154
8.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	181
CONCLUSIONES	189
RECOMENDACIONES.....	192
BIBLIOGRAFÍA.....	193
ANEXOS.....	202

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de localización geográfica de las cuencas Valle Medio del Magdalena y Caguán – Putumayo. Modificado de Google Maps, 2013.	35
Figura 2. Mapa conceptual que define el flujo de trabajo seguido en este estudio. Autores.	37
Figura 3. La preparación de la muestra se realiza pulverizando la muestra con un pequeño martillo y se pasa por un tamiz de 150 μm para que el tamaño del grano sea homogéneo. Posteriormente se introduce en una celda que será sometida a los rayos X dentro del instrumento.	41
Figura 4. La máquina utilizada para el DRX entrega los resultados en un formato de difractograma, que posteriormente es procesado y analizado en un software especializado que permite identificar las diferentes fases minerales.	42
Figura 5. Difractograma obtenido de un test para calibrar el funcionamiento de la máquina con una muestra de calcita pura. Autores.	42
Figura 7. Influencia del contenido de minerales arcillosos en el procedimiento de fracturamiento en shale gas plays.	50
Figura 8. Difracción proveniente de más de una fila de átomos que ilustra la ley de Bragg. El número 1 es un rayo del haz incidente; 1' es un rayo del haz difractado; KGA es la normal a los planos difractantes. Fuente: Moore and Reynolds, 2002.	61
Figura 9. Modelo secuencial de la evolución geológica regional de las cuencas del VMM, Cordillera Oriental y Llanos Orientales de Colombia. Fuente: Cooper, et al. 1995.	69
Figura 10. Columna estratigráfica y nomenclatura en la Cuenca VMM. Fuente: Ramón, et al. 1999.	73
Figura 11. Localización geográfica de la Cuenca Caguán – Putumayo y principales límites entre cuencas. La cuenca Caguán – Putumayo conforma una provincia geológica junto a las cuencas Marañón (Perú) y Oriente (Ecuador). La cuenca	

Caguán – Putumayo representa el límite norte de dicha provincia. Fuente: Higley. (2001).	75
Figura 12. Columna estratigráfica de la Cuenca Caguán-Putumayo. Fuente: Mojica et al., 2010.	79
Figura 13. Mapa de paleofacies para la Formación Tablazo. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC. (Modificado de Sarmiento, 2011).	80
Figura 14 Mapa de paleofacies para la Formación Simiti. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC. (Modificado de Allen et al., 1994).	81
Figura 15. Mapa de paleofacies para el Miembro Salada de la Formación La Luna. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC (Modificado de Sarmiento, 2011).	82
Figura 16 Mapa de paleofacies para el Miembro Pujamana de la Formación La Luna. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC. (Modificado de Sarmiento, 2011).	83
Figura 17. Mapa de paleofacies para el Miembro Galembó de la Formación La Luna. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC. (Modificado de Allen et al. 1994).	84
Figura 18 Mapa de paleofacies para la Formación Caballos.....	85
Figura 19. Mapa de paleofacies para la Formación Villeta (Modificado de Pindell y Tabbutt, 1995).....	86
Figura 20. Historia de enterramiento de las rocas generadoras de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Modificado de García y Parra, 2003). Las columnas rosadas indican los tiempos en los cuales las rocas generadoras alcanzaron la máxima temperatura en la cuenca.	87
Figura 21. Carta de eventos del sistema petrolífero de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Modificado de Barrero, et al. 2007; Gacía y Parra, 2003).	88

Figura 22. Madurez de la Formación Tablazo basado en la reflectancia de la vitrinita (Modificado de Sarmiento, 2011).....	92
Figura 23. Mapa de distribución de TOC para la Formación La Luna.....	95
Figura 24. Madurez termal (Ro) de la Formación La Luna.....	96
Figura 25. Perfil mineralógico y de TOC del pozo Infantas-1613. Autores.....	98
Figura 26. Caracterización de roca fuente en la Cuenca VMM. La coincidencia se da con los pozos Berlin-2, Colorado-34, Escuela-1, Llanito-1, Morales-6 y Mugrosa.5. Atlas Geoquímico 2010.....	99
Figura 27. Carta de eventos del sistema petrolífero de la Cuenca Putumayo.....	100
Figura 28. Mapa de TOC para la Formación Caballos	102
Figura 29. Mapa de madurez termal basada en Ro de la Formación Caballos....	102
Figura 30. Mapa de TOC de la Formación Villeta (Aguilera et al., 2010).	103
Figura 31. Mapa de madurez termal basada en Ro de la Formación Villeta	104
Figura 32. Caracterización de roca fuente en la Cuenca VMM. La coincidencia se da con todos los pozos que se trabajaron en este estudio. Atlas Geoquímico 2010	105
Figura 33. Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Tablazo, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral.....	108
Figura 34. Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Simiti, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral. Autores.....	110
Figura 35. Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación La Luna, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos	

(calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral.....	111
Figura 36. Resultados mineralógicos promedio para cada formación de interés en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, con su respectivo Diagrama Ternario que presenta la distribución de las muestras analizadas para dicha cuenca en relación al contenido total de arcillas, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir del análisis por DRX.	112
Figura 37. Diagrama ternario que representa la distribución de las muestras de la Formación Tablazo en el pozo Bandera-1.	114
Figura 38. Tabla que resume el contenido mineral de la Formación Tablazo, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos. Autores ..	115
Figura 39. Diagrama ternario que representa la distribución de las muestras de la Formación Simiti en el pozo Margaritas-1.....	116
Figura 40. Tabla que resume el contenido mineral de la Formación Simiti, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos. Autores. .	117
Figura 41. Diagrama ternario que representa la distribución de las muestras de la Formación La Luna en el pozo Norean-1.....	119
Figura 42. Tabla que resume el contenido mineral de la Formación La Luna, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos. Autores. .	120
Figura 43. Cuencas sedimentarias objeto de este estudio. En azul la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en amarillo la cuenca Caguán – Putumayo. Autores.	121
Figura 44. Zonas objeto de estudio de acuerdo a la densidad de pozos. En violeta la Zona denominada Central y en verde la Zona denominada Norte.....	122
Figura 45. Localización de los pozos que controlan la mineralogía para la Formación Tablazo. Pozos de interés en amarillo y las zonas de interés en violeta y verde.	123

Figura 46. Distribución vertical del contenido mineralógico (silica, arcillas y carbonatos) para la Formación Tablazo a partir de la información de los pozos que la corazonaron.	124
Figura 47. Mapa de contenido de minerales arcillosos, en la Formación Tablazo, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	126
Figura 48. Mapa de contenido de minerales arcillosos, en la Formación Tablazo, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	127
Figura 49. Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	128
Figura 50. Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.....	129
Figura 51. Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.....	130
Figura 52. Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.....	131
Figura 53. Distribución vertical del contenido mineralógico (silica, arcillas y carbonatos) para la Formación Simiti a partir de la información de los pozos que la corazonaron.	132
Figura 54. Mapa que representa la distribución del contenido de arcillas, en la Formación Simiti, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	133
Figura 55. Mapa de distribución del contenido de arcillas, en la Formación Simiti, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.....	134
Figura 56. Mapa que representa la distribución del contenido de silicatos, en la Formación Simiti, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	135

Figura 57. Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación Simiti, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	136
Figura 58. Mapa que representa la distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Simiti, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.....	137
Figura 59. Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Simiti, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores	138
Figura 60. Distribución vertical del contenido mineralógico (silica en rojo, arcillas en azul y carbonatos en verde) para la Formación La Luna a partir de la información de los pozos que la corazonaron.	139
Figura 61. Mapa que representa la distribución del contenido de arcillas, en la Formación La Luna para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	140
Figura 62. Mapa de distribución del contenido de arcillas, en la Formación La Luna, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores	141
Figura 63. Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación La Luna, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	142
Figura 64. Mapa que representa la distribución del contenido desilicatos, en la Formación La Luna para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	143
Figura 65. Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación La Luna, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.....	144
Figura 66. Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación La Luna, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores	145
Figura 67. Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Villeta, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido	

mineralógica total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral.....	147
Figura 68. Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Caballos, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral.....	148
Figura 69. Resultados mineralógicos promedio para cada formación de interés en la Cuenca del Caguán - Putumayo, con su respectivo Diagrama Ternario que presenta la distribución de las muestras analizadas para dicha cuenca en relación al contenido total de arcillas, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir del análisis por DRX. Autores.	149
Figura 70. Diagrama que presenta los resultados mineralógicos del pozo Rio Mocoa-1 para la Formación Villeta, en el que se evidencia la presencia de caolinita en una proporción predominante sobre la illita. Autores.	150
Figura 71. Tabla que resume el contenido mineral de la Formación Villeta, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos.	151
Figura 72. Diagrama ternario correspondiente al pozo Rio Mocoa-1 en el que se evidencian las principales tendencias de las muestras para la Formación Caballos.	152
Figura 73. Tabla que resume el contenido mineral de la Formación Caballos, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos.	153
Figura 74. Zona objeto de estudio de acuerdo a la densidad de pozos. En violeta la Zona seleccionada en la Cuenca Caguán – Putumayo. Autores.....	154
Figura 75. Distribución de los pozos de interés en la zona de estudio, en la Cuenca Caguán-Putumayo.	155

Figura 76. Distribución vertical de los resultados de contenido mineral en la Cuenca Caguán-Putumayo para la Formación Caballos, registro de todos los pozos.....	156
Figura 77. Mapa que presenta los patrones de distribución de las arcillas en la Formación Caballos. Autores.	157
Figura 78. Mapa que exhibe la distribución de los silicatos en la Formación Caballos.	158
Figura 79. Mapa que presenta la distribución de los minerales carbonatos en la zona de estudio, para la Formación Caballos.	159
Figura 80. Distribución vertical del contenido mineralógico en la cuenca Caguán – Putumayo. Registro de los resultados arrojados por cada uno de los pozos que analizaron la Formación Villeta. Autores.....	160
Figura 81. Mapa que presenta la distribución de los minerales arcillosos en la Formación Villeta para la zona de estudio. Autores.	161
Figura 82. Mapa que exhibe el comportamiento de la distribución de los silicatos en la Formación Villeta para la zona de estudio. Autores.	162
Figura 83. Mapa de distribución del contenido de carbonatos para la Formación Villeta en la zona de estudio.....	163
Figura 84. Operaciones entre superficies. Diferencia entre la superficie A y B para identificar las zonas de mayor contenido de silicatos	165
Figura 85. Resultado de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas. Los colores celeste, azul oscuro y morado representan sectores con valores negativos, lo que se refiere a contenidos mayores de arcillas sobre silicatos.....	165
Figura 86. Superficie resultante de la diferencia entre Silicatos y arcillas. Se pueden identificar las zonas de mayor interés al E de la zona, dado su alto contenido de silicatos. Autores.	167
Figura 87. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Villeta. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. Autores.	168

Figura 88. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas	169
Figura 89. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos puede contribuir al fracturamiento. Zona Norte.....	170
Figura 90. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas. Autores.....	171
Figura 91. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos puede contribuir al fracturamiento. Zona Central.....	171
Figura 92. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Tablazo. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. Autores..	172
Figura 93. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas para la Formación Simiti.....	173
Figura 94. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte.....	174
Figura 95. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas, para la Formación Simiti.....	175
Figura 96. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte. Autores.....	175
Figura 97. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Simiti. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas.....	176
Figura 98. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas, para la Formación La Luna. Zona norte. Autores.....	177

Figura 99. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte. Autores.	178
Figura 100. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas, para la Formación La Luan. Zona central. Autores.	179
Figura 101. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte. Autores.	179
Figura 102. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación La Luna. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. Autores. .	180
Figura 103. Superficie resultante de la diferencia entre la superficie de silicatos y arcillas, para la Formación Caballos. Autores.	181
Figura 104. Comparación entre la superficie resultante (izq.) y la de distribución de carbonatos (der.). En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Autores.	182
Figura 105. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Caballos. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. Autores. .	183
Figura 106. Superficie resultante de la diferencia entre la superficie de silicatos y arcillas, para la Formación Villeta.	184
Figura 107. Comparación entre la superficie resultante (izq.) y la de distribución de carbonatos (der.). En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Autores.	185
Figura 108. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Villeta. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. Autores.	186

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Pozos seleccionados para este estudio en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	38
Tabla 2. Pozos seleccionados para este estudio en la cuenca Caguán – Putumayo.....	39
Tablas 3 (izq.) y 4 (arriba). Número de muestras tomadas en cada pozo y para cada cuenca.....	40
Tabla 4. Tabla de cálculo del índice de Fragilidad para la Formación Caballos, pozo Tapir-1.....	58
Tabla 5. Síntesis de los estudios realizados que contribuyen al conocimiento geológico.	65
Tabla 6. Describe la información general de cada cuenca estudiada. Autores.....	90
Tabla7. Describe la información física de cada cuenca.	90
Tabla 8. Describe la información geoquímica y mineralógica para cada cuenca. .	90
Tabla 9. Tabla que presenta los resultados de la evaluación de los parámetros para cada formación de interés en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena....	187
Tabla 10. Tabla que presenta los resultados de la evaluación de los parámetros para cada formación de interés en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena....	188

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Imágenes de los difractogramas entregados por dispositivo XRD portátil TERRA Inxitu	202
ANEXO B. Lista de figuras usadas por los autores para este estudio.....	274
ANEXO C. Lista de tablas donde mostramos el inventario generado en la toma de muestras de los pozos que fueron estudiados.....	279

RESUMEN

TITULO:

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE FRACTURAMIENTO DE LAS ROCAS GENERADORAS DE HIDROCARBUROS DE LAS FORMACIONES LA LUNA, SIMITI Y TABLAZO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Y DE LAS FORMACIONES VILLETA Y CABALLOS EN LA CUENCA CAGUAN-PUTUMAYO MEDIANTE CARACTERIZACIÓN MINERALÓGICA. *

AUTORES:

JORGE IVAN BOTERO CORREA
FLOVER GREGORIO RODRIGUEZ PORTILLO**

PALABRAS CLAVE:

DRX, Shale oil, Shale gas, Fracturamiento Hidráulico, Índice de Fracturamiento.

DESCRIPCION:

Desde la última década, un sinnúmero de plays en yacimiento no convencionales de todo el mundo han cruzado la transición desde la exploración hasta recursos productivos. En Colombia, a partir de la información obtenida en plays análogos de Norte América, la búsqueda de recursos en yacimientos no convencionales está en desarrollo, y la Cuenca de Valle Medio del Magdalena y Caguán-Putumayo han mostrado un potencial interesante asociado a plays de shale gas y shale oil.

Como es conocido, el fracturamiento hidráulico es un proceso que puede incrementar el flujo de aceite o gas de un pozo. Su objetivo es crear una red de fracturas interconectadas como funcionen como autopistas para el movimiento de aceite y gas natural desde la formación hacia los pozos. En este estudio, la metodología aplicada integra una caracterización mineralógica a partir de pruebas de Difracción de Rayos X (DRX) con información geoquímica como madurez termal (Ro), materia orgánica (TOC), etc., en 18 pozos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y en 7 pozos de la Cuenca Caguán – Putumayo con el propósito de identificar intervalos de interés, dentro de las rocas generadoras, que tengan un alto potencial de fracturamiento. Dicho potencial es obtenido a partir del cálculo del Índice de Fracturamiento, que tiene una relación directa con el contenido mineral de la roca.

Trabajo de Grado.

¹ Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Geología. Universidad Industrial de Santander UIS.

Director: Miguel Fernando Jiménez Jácome – Asesor ANH. Co-director: Mario García González – Docente Planta UIS

ABSTRACT

TITLE:

POTENTIAL FRACTURING EVALUATION OF HYDROCARBON SOURCE ROCKS FROM LA LUNA, SIMITI AND TABLAZO FORMATION IN MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN AND VILLET A AND CABALLOS FORMATION IN CAGUAN – PUTUMAYO BASIN BY MINERALOGICAL CHARACTERIZATION.*

AUTHORS:

JORGE IVAN BOTERO CORREA
FLOVER GREGORIO RODRIGUEZ PORTILLO**

KEYWORDS:

XRD, Shale Oil, Shale Gas, Hydraulic Fracturing, Brittleness Index.

DESCRIPTION:

Over the past decade, shale gas and shale liquid plays have transitioned from explorative to productive resource plays in the world. In our country Colombia, with the information gained from North American analogs, the search for equivalents is underway, and both, the Middle Magdalena Valley Basin (MMVB) and Caguán – Putumayo Basin (C-P) has showed big potential to generate unconventional hydrocarbon systems associate to shale gas and shale oil plays.

As we know, the hydraulic fracturing is a process that can increase the flow of oil or gas from a well. The aim is to create a network of interconnected fractures that serve as a highway for the movement of oil and natural gas from the rocks than can generate unconventional hydrocarbons to the well. In this study, we integrated the mineralogical characterization from X-Ray Diffraction (XRD) tests from 18 different wells in the MMV Basin and 7 wells in the C-P Basin with geochemical information like thermal maturation (Ro), organic matter (TOC), etc., with the purpose to identify specific interest intervals in the source rocks that have a good fracturing potential. The fracturing potential is obtained from the Brittleness Index calculus, which is directly related with the mineral content of the rock.

* Undergraduate Final Project.

** Physicochemical Faculty. School of Geology. Universidad Industrial de Santander UIS. Director: Miguel Fernando Jiménez Jácome – Advisor ANH Co-director: Mario García González – UIS Professor.

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de recursos energéticos ha llevado a la búsqueda de nuevas formas de energía, en donde el hidrocarburo en yacimientos no convencionales se muestra como un recurso interesante en pro de satisfacer las necesidades de consumo actual. En este marco, es necesario contar con estudios básicos que permitan delimitar áreas de interés para la exploración y explotación de este recurso. Se necesita tener estudios primarios que permitan analizar áreas para la exploración y posible explotación de este recurso y es entonces donde determinar el potencial de fracturamiento hidráulico mediante caracterización mineralógica hace posible que este procedimiento de identificar plays de shale gas/shale oil alcance sus primeros pasos en el proceso de identificación de nuevos recursos para nuestro país.

Obtener energía mediante combustible fósil ha sido durante muchos años la forma más utilizada por la humanidad para suplir sus necesidades energéticas, sin embargo desde hace algunos años la tasa de generación de estas fuentes viene en decrecimiento, pues la demanda es más alta que la oferta. Es entonces donde las fuentes de hidrocarburos en yacimientos no convencionales empiezan a tomar fuerza en el escenario energético, ya que se han venido mostrando capaces de suplir las necesidades de consumo actuales.

El Energy Information Administration EIA define el Shale gas y shale oil como fuentes de hidrocarburos en yacimientos no convencionales al gas y aceite (bitumen) que se entrapa en las litologías tipo shale. Son shales las rocas sedimentarias que se depositan en ambientes de baja energía, laminadas, duras (consolidadas) con un 67% de material con tamaño de grano menor a 0.006 mm (Limo – Arcilla). Sus Laminaciones (<1mm), típicamente paralelas a la estratificación, son una importante característica de estas litologías.

Para poder extraer el recurso energético entrampado en el shale es necesario aplicar una técnica conocida como fracturamiento hidráulico, dicha técnica será exitosa dependiendo de varios factores, uno de los cuales se analiza en este estudio y tiene que ver con el contenido de minerales tipo arcilla presentes en las rocas. Aquellos intervalos de las formaciones que se estimen con un contenido superior al 40% serán inviables a esta técnica de estimulación.

En este estudio nos centramos en analizar el potencial de fracturamiento hidráulico de las formaciones con potencial de shale oil/shale gas de las cuencas sedimentarias Valle medio de Magdalena y Caguán-Putumayo en Colombia. Las formaciones de interés son La Luna, Simití y Tablazo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y las formaciones Caballos y Villeta en la cuenca Caguán-Putumayo.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El método de fracturamiento hidráulico es usado para la extracción de hidrocarburos de yacimientos tipo shale gas y shale oil, el cual genera una incertidumbre al momento de su aplicabilidad pues si no se tiene la guía de la continuidad lateral del estrato que será fracturado, la herramienta ingenieril de fracturamiento no podrá hacer su labor y por ende la extracción del recurso energético será fallida.

La caracterización mineralógica (por medio de análisis ternario), integrada a una evaluación petrofísica y geoquímica sencilla marcará la pauta para saber si una formación contiene el recurso hidrocarburífero asociado a shale gas y shale oil y se comporta como potencialmente fracturable. Dicha caracterización mineralógica, propone calcular el contenido de los tres componentes minerales en una roca: Cuarzo, Carbonatos y Arcillas, con el fin de identificar las secuencias rocosas, que por su bajo contenido de arcillas, presenten un mayor potencial de ser estimuladas mediante fracturamiento hidráulico.

Teniendo en cuenta lo anterior. ¿Podremos caracterizar mineralógicamente las formaciones la Luna, Simití y Tablazo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena además las formaciones Villeta y Caballos en la cuenca Caguán-Putumayo, para llevar a cabo un fracturamiento hidráulico?

La implementación del método DRX, nos dará el contenido porcentual de las familias mineralógicas, basados en un análisis semi-cuantitativo del contenido de carbonatos, cuarzo y arcillas, que están presentes en las muestras seleccionadas de los núcleos de perforación. De este modo lograremos caracterizarlos y determinar su viabilidad para que sean fracturadas hidráulicamente las formaciones que son estudiadas en esta investigación alcanzando así el objetivo de la misma.

2. JUSTIFICACIÓN

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, en cumplimiento de sus funciones, se encuentra desarrollando proyectos geológicos que permitan conocer las principales características técnicas de las áreas que presentan un potencial de interés para hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Para empezar, la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH realizó el proceso Licitatorio “Ronda Colombia 2012”, en la cual ofreció 115 Áreas con prospectividad, con el fin de promover la suscripción de contratos de Evaluación Técnica (Technical Evaluation Agreement – TEA), así como de Exploración y Producción (E&P). De estas, 30 Áreas localizadas en cuatro (4) Cuencas: Valle Superior del Magdalena (VSM), Valle Medio del Magdalena (VMM), Cordillera Oriental (COR) y Catatumbo (CAT), fueron seleccionadas como prospectivas de yacimientos no convencionales asociados a shale gas y shale oil.

Las dos cuencas (VMM y Caguán – Putumayo) objeto de este estudio, fueron seleccionadas luego de una evaluación preliminar realizada para la propuesta de bloques en la ronda Colombia 2012. Dicha evaluación preliminar generó áreas que con datos escasos calificaron cualitativamente a cada una de las cuencas.

Para verificar si efectivamente esta calificación se mantiene al incluir un análisis de detalle, y nuevos datos, se seleccionó una de las cuencas clasificadas como buena (VMM) y otra de las catalogadas como mala (Caguán - Putumayo) para el desarrollo de este proyecto. El objetivo de la Agencia es determinar si estas clasificaciones continúan estables una vez realizadas las fases de este proyecto. Uno de estas fases incluye una caracterización regional de los aspectos geológicos primordiales y esenciales para la factibilidad de explorar yacimientos no convencionales en las cuencas Caguán - Putumayo y Valle Medio del

Magdalena, la cual se realiza en conjunto con el Instituto de Energía y Geociencias (EGI) de la Universidad de Utah.

Dentro de este proyecto, el tema del fracturamiento hidráulico de las secuencias de roca de interés es relevante. Es así como mediante la realización de ensayos DRX en núcleos de pozos perforados en ambas cuencas, en diversos intervalos con características de roca generadora de hidrocarburos, se pretende identificar niveles cuya composición principalmente calcárea o cuarzosa favorezca el fracturamiento, dado su comportamiento frágil al ser sometidos a esfuerzos.

Una vez concluido este estudio, contaremos con información directa que disminuirá considerablemente el riesgo geológico en proyectos de exploración y prospección de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en estas dos cuencas.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar la viabilidad del procedimiento de fracturamiento hidráulico en potenciales yacimientos de Shale Oil/Shale Gas mediante la identificación y caracterización composicional de secuencias generadoras del Cretácico, en las cuencas Caguán-Putumayo y Valle Medio del Magdalena, mediante la aplicación de pruebas de DRX (Difracción de rayos X).

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

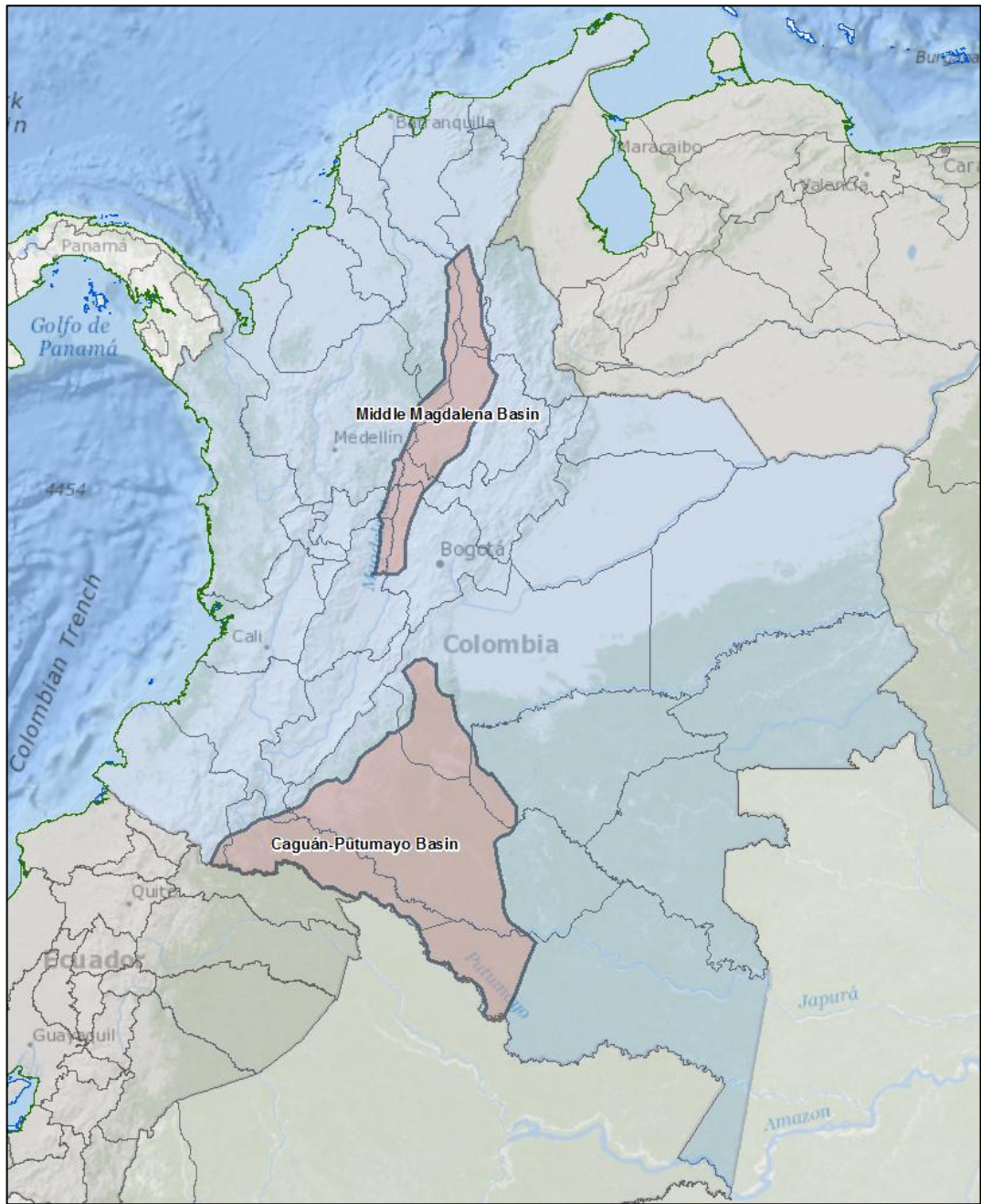
- Realizar la caracterización composicional de los intervalos de rocas generadoras en ambas cuencas mediante la aplicación de pruebas de DRX.
- Clasificar las zonas de los intervalos de interés de acuerdo a su potencial de fracturamiento, basados en los resultados de la caracterización composicional.
- Establecer y enmarcar los resultados dentro del concepto de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, con base en la integración de datos geoquímicos de cada cuenca y de los resultados obtenidos de los dos objetivos anteriores.

4. LOCALIZACIÓN

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las Cordilleras Oriental y Central de los Andes Colombianos, las cuales se constituyen como sus límites Oriental y Occidental respectivamente. La extensión de esta cuenca es de aproximadamente 35.000 km² y se muestra en la Figura 1.

La Cuenca Caguán-Putumayo es la extensión al Norte de la Cuenca Oriente de Ecuador. Limita al Noroeste con el sistema de fallas de piedemonte de la Cordillera Oriental, al Este con un alto estructural que incluye la Serranía de Chiribiquete. Al Sur con Ecuador y Perú, y al Noreste con la Sierra de la Macarena. Esta cuenca tiene un área de aproximadamente 104.000 km² y se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Mapa de localización geográfica de las cuencas Valle Medio del Magdalena y Caguán – Putumayo.

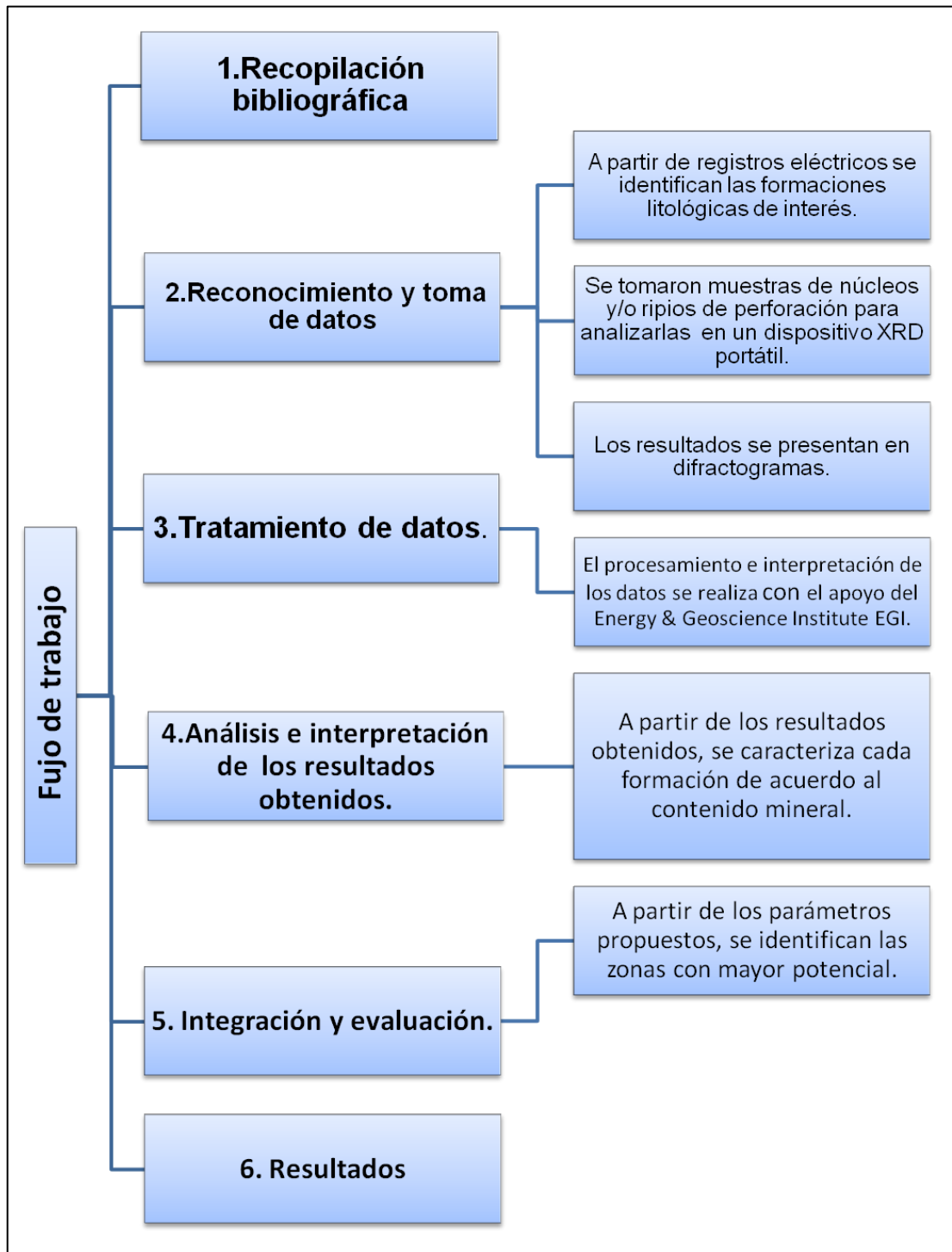


Fuente: Modificado de Google Maps, 2013.

5. METODOLOGÍA

La metodología implementada para la realización de este trabajo se basó principalmente en la caracterización mineralógica usando un dispositivo portátil de difracción de rayos X en rocas con potencial de generación de hidrocarburos. Posteriormente, se realizó la integración de dicha caracterización con los parámetros definidos para la evaluación de plays de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, como son: datos geoquímicos de madurez termal, cantidad y calidad de la materia orgánica, profundidad de las secuencias de interés, espesor de las mismas y su situación estructural. Esta metodología permitió evaluar el potencial de fracturamiento de las secciones de interés a partir del índice de fracturamiento asociado al contenido mineral y al cumplimiento de los parámetros anteriormente enunciados; consecuentemente se siguió un flujo de trabajo consecuente para el desarrollo de este estudio (Figura 2) el cual está compuesto de cinco fases fundamentales que se describen en la siguiente tabla:

Figura 2. Mapa conceptual que define el flujo de trabajo seguido en este estudio.



Fuente: Autores.

Selección de Pozos de Interés

Para el proceso de selección de los pozos se contó con dos criterios principales:

- Pozos dentro del convenio ANH-EGI.
- Pozos que tuvieran núcleos, ripios o muestras de zanja (húmedas o secas) de al menos una formación de interés para este estudio (Tablazo, Simiti, La Luna para VMM y Villeta, Caballos para CP).
- Pozos cuya localización estuviera dentro de la zona Central y Norte de la cuenca, criterio que se explica por la riqueza en materia orgánica y/o alta madurez termal en estas zonas especialmente.

Siguiendo estos criterios, se presentan en las Tablas 1 y 2, los pozos seleccionados para las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Caguán-Putumayo, respectivamente, de interés para este estudio:

Tabla 1. Pozos seleccionados para este estudio en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Pozo	Estado	Secuencia Cretácica Perforada
Bandera-1	Undefined	
Berlin-2	Undefined	La Luna
Bosques-1	Minor oil, plugged and abandoned	Tambor, Simiti
Cascajales-1	Undefined	Simiti, La Luna
Catalina-1	Dry, plugged and abandoned	Rosablanca, Tablazo, Simiti, La Luna
Escuela-1	Undefined	Villeta
Infantas-1613	Undefined	Paja, Tablazo, Simiti, Miembro Salada, Miembro Pujamana, Miembro Galembó
Infantas-1629	Undefined	Simiti
Llanito-1	Dry	Rosablanca, La Luna
Llanito-6	Undefined	La Luna
Margaritas-1	Minor oil, plugged and abandoned	Simiti
Morales-1	Dry	Paja, Tablazo, Simiti, La Luna
Mugrosa-5	Dry, plugged and abandoned	Miembro Pujamana, Miembro Galembó
Norean-1	Undefined	Rosablanca, Tablazo, Simiti, La Luna
Pico-1	Undefined	
Sabalo-1K	Undefined	Rosablanca, Paja, Tablazo, Simiti, La Luna
Tenerife-3	Plugged and abandoned	
Veracruz-1	Dry	Tablazo, Simiti

Fuente: Autores.

Tabla 2. Pozos seleccionados para este estudio en la cuenca Caguán – Putumayo.

Pozo	Estado	Secuencia Cretácica Perforada
Caiman-1	Minor oil, plugged and abandoned	Villeta
Gavilan West-1	Undefined	Caballos
Hormiga-1X	Undefined	Villeta
Quillacinga-2	Undefined	Villeta
Rio Mocoa-1	Undefined	Villeta, Caballos
Tapir-1	Dry	Caballos
Temblon-1X	Undefined	Caballos

Fuente: Autores.

5.1 MUESTRAS COLECTADAS PARA DIFRACCIÓN DE RAYOS X (DRX)

El procedimiento de muestreo y toma de datos se realizó durante los meses de Diciembre de 2012 a Julio de 2013 en las instalaciones de Ingrain y de la Litoteca Nacional ubicada en el Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

El número de muestras por pozo resultó muy variable, en función de la disponibilidad de las mismas en la Litoteca, por lo que algunos pozos cuentan con un número significativo y otros no tanto. En este último caso se debió a ausencia de las secciones por préstamo a otras compañías y para otros análisis.

En las siguientes Tablas 3 y 4 se resumen el número de muestras para cada pozo en las dos cuencas estudiadas en este trabajo.

Tablas 3 (izq.) y 4 (arriba). Número de muestras tomadas en cada pozo y para cada cuenca.

Pozo	Cuenca	Número de muestras
Caiman-1	CP	23
Gavilan West-1	CP	12
Hormiga-1X	CP	20
Quillacinga-2	CP	44
Rio Mocoa-1	CP	34
Tapir-1	CP	40
Temblon-1X	CP	20
TOTAL DE MUESTRAS		193
TOTAL DE POZOS		7

Pozo	Cuenca	Número de muestras
Bandera-1	VMM	37
Berlin-2	VMM	3
Bosques-1	VMM	10
Cascajales-1	VMM	7
Catalina-1	VMM	25
Escuela-1	VMM	15
Infantas-1613	VMM	44
Infantas-1629	VMM	5
Llanito-1	VMM	9
Llanito-6	VMM	8
Margaritas-1	VMM	18
Morales-1	VMM	67
Mugrosa-5	VMM	32
Norean-1	VMM	31
Pico-1	VMM	30
Sabalo-1K	VMM	14
Tenerife-3	VMM	8
Veracruz-1	VMM	15
TOTAL DE MUESTRAS		378
TOTAL DE POZOS		18

Fuente: Autores.

5.1.1 Preparación y análisis de muestras

El desarrollo de la máquina Terra simplificó radicalmente el proceso de colección de muestras para experimentos que tienen que ver con Difracción de Rayos X. Anteriormente, una muestra debía ser finamente molida y ajustada dentro del dispositivo con el fin de asegurar la correcta orientación de sus cristales.

Este patente desarrollado por Terra, que incluye una cámara de vibración de la muestra, eliminó por completo el procedimiento anteriormente descrito. Solo se requiera de una mínima cantidad de muestra (15 mg) y la cámara de vibración se encarga de presentar al instrumento óptico múltiples orientaciones de la estructura cristalina de la muestra (Figura 3).

Figura 3. La preparación de la muestra se realiza pulverizando la muestra con un pequeño martillo y se pasa por un tamiz de 150 μm para que el tamaño del grano sea homogéneo. Posteriormente se introduce en una celda que será sometida a los rayos X dentro del instrumento.

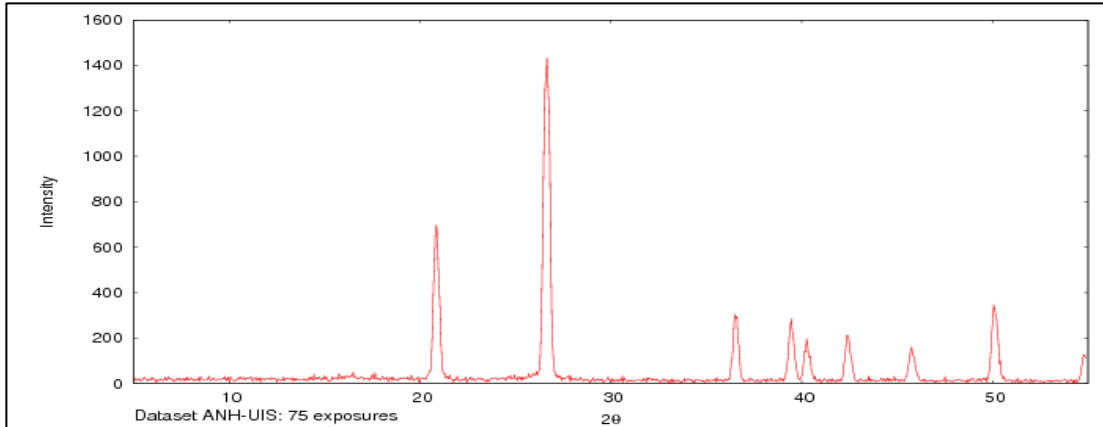


Fuente: Autores del proyecto

Los resultados se entregan en un gráfico de patrones de difracción de rayos X (Figura 4), que virtualmente libera de los efectos problemáticos de las preferencias de orientación que se presentaban usando métodos clásicos.

El procedimiento de análisis de resultados para identificar las fases minerales lo realizó el Instituto de Energía y Geociencias de la Universidad de Utah en los Estados Unidos (Figura 5) a través del convenio con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH.

Figura 4. La máquina utilizada para el DRX entrega los resultados en un formato de difractograma, que posteriormente es procesado y analizado en un software especializado que permite identificar las diferentes fases minerales.

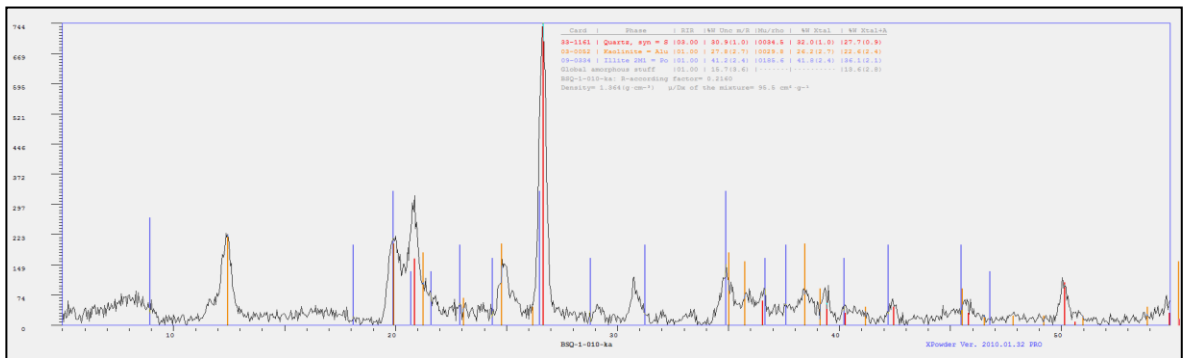


Fuente: Autores del proyecto

5.1.2 Caracterización Mineralógica

Este procedimiento se realizó con el fin de identificar, a partir del contenido mineral de las muestras analizadas, el tipo de roca a que corresponde y finalmente, su relación con la fragilidad y el fracturamiento de la roca. Se utilizó un diagrama ternario para graficar los resultados, en cuyos picos se ubica el máximo valor para cada una de las familias minerales analizadas, a saber:

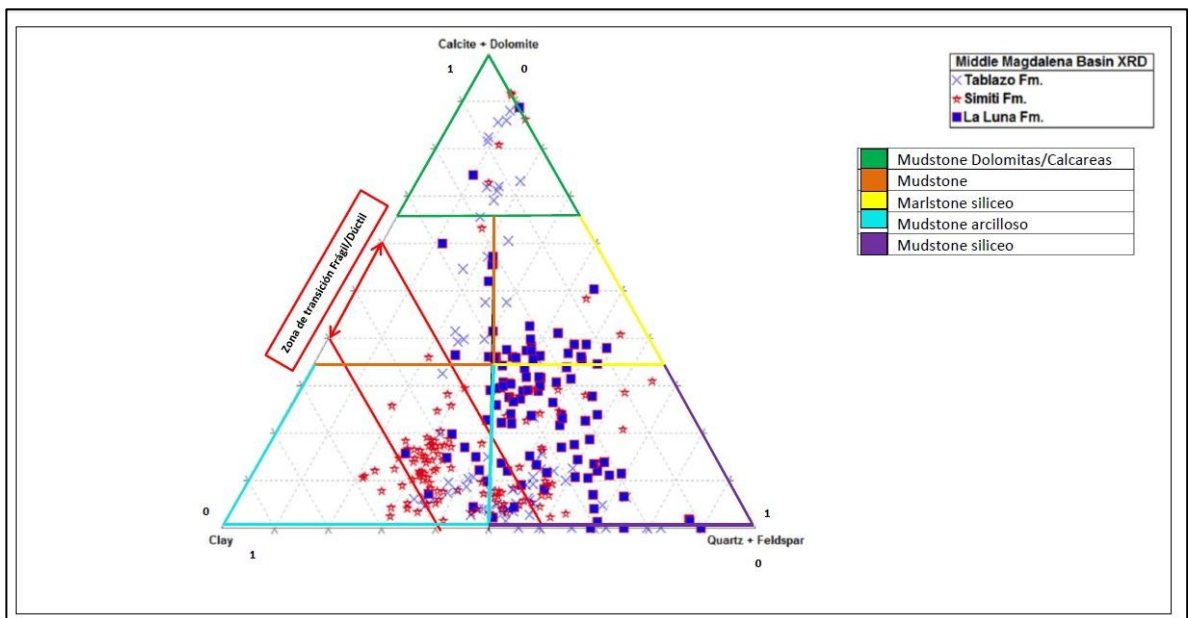
Figura 5. Difractograma obtenido de un test para calibrar el funcionamiento de la máquina con una muestra de calcita pura.



Fuente: Autores del proyecto

Silicatos, Carbonatos y Minerales arcillosos (Figura 6). La caracterización del tipo de roca correspondiente se basó en los diagramas de clasificación de rocas propuesto por Dott (1964) y Folk (1968). En la figura tal se presenta un ejemplo del procedimiento de caracterización a partir de un diagrama ternario.

Figura 6. Diagrama ternario con subdivisiones que corresponde al tipo de roca de acuerdo a su contenido mineral. Los extremos corresponden al 100% del mineral correspondiente.



Fuente: Autores.

Cálculo del índice de Fracturamiento

El índice de fracturamiento se calculó mediante el uso de las ecuaciones 1 y 2 de Jarvie et al (2007) y Wang y Gale (2009) respectivamente. Una descripción detallada de este procedimiento se presenta dentro del marco teórico de este trabajo.

$$BI = \frac{Q}{(Q + Lm + Cl)}$$

Ecuación 1.

$$BI = \frac{Q + Dol}{(Q + Dol + Lm + Cl + TOC)}$$

Ecuación 2.

6. MARCO TEÓRICO

6.1 RECURSOS NO CONVENCIONALES

Cuando se busca definir los hidrocarburos en yacimientos no convencionales, vale la pena iniciar por tener claro que se trata de hidrocarburos convencionales, sólo que están en reservorios diferentes, de muy baja permeabilidad, de manera que es imprescindible fracturar para que haya flujo hacia el pozo.

A diferencia de los reservorios convencionales, que pueden producir hidrocarburos con caudales económicos sin necesidad de tratamientos de estimulación o fracturamiento, éstos no pueden producir caudales económicos de gas o petróleo sin la ayuda de tratamientos de estimulación de gran escala o tecnologías y procesos especiales de recuperación.

De acuerdo a Law et al. 2002, globalmente hay percepciones diferentes de los que se llaman sistemas no convencionales de gas y petróleo. Al inicio de los años 70 en Estados Unidos el uso del término “Recursos No Convencionales” estuvo asociado a aspectos económicos. Yacimientos que producían volúmenes de petróleo o gas sin necesidad de tratamientos de estimulación muy grandes o sin ningún proceso de recobro especial se consideraban convencionales, mientras que se consideraban no convencionales aquellos recursos que eran sub-económicos o marginalmente económicos y su producción dependía de aplicar tratamientos especiales a los yacimientos(Law et al. 2002). Sin embargo, aunque el calificativo persiste, con el aumento de la investigación, estos recursos son hoy en día considerados económicamente viables y contabilizan por ejemplo más del 35% del gas que produce diariamente Estados Unidos. Algunas compañías ya no los consideran más como no convencionales.

Sin embargo, el término “Recurso No Convencional” probablemente se define mejor en el contexto geológico y no en el ámbito económico. Recursos de fluidos convencionales, son yacimientos cuyo mecanismo de producción es flotabilidad o empuje (bouyancy), que ocurre en acumulaciones discretas, contenidas en trampas estructurales y/o estratigráficas. Para los recursos no convencionales, normalmente su mecanismo de producción no es la flotabilidad y no están afectados de manera significativa por influencias hidrodinámicas; son acumulaciones regionalmente persistentes y comúnmente no están asociadas a trampas estructurales y/o estratigráficas, sin embargo son generados simultáneamente con aquellos denominados convencionales, a partir de la misma roca fuente. La gran diferencia es que no se alejan (migran) de la roca (secuencia litológica) donde se generaron y se mantienen atrapados debido a la baja permeabilidad de la roca que los alberga, o son retenidos (gas natural) por la fuerzas de Van der Waals, lo que hace que parte de este hidrocarburo no esté en estado libre (Law et al. 2002).

Shale Oil

El Oil Shale es una roca sedimentaria de grano fino que contiene materia orgánica y produce cantidades considerables de aceite y gas cuando es sometida a destilación destructiva. La mayor parte de la materia orgánica contenida en los Oil Shale es insoluble en disolventes orgánicos ordinarios; por lo tanto, ésta debe ser descompuesta por calentamiento para poder ser extraída. El producto hidrocarburífero obtenido al someter la roca a dicho proceso es conocido como Shale Oil (Yen & Chilingarian, 1976).

La cantidad de aceite que puede ser recuperada de depósitos de Oil Shale bajo procesos de extracción convencionales varía de un 4% a un poco más del 50% del peso total de la roca, o entre 10 y 150 galones de aceite por tonelada de roca, y aunque no todos los Oil Shale poseen un buen rendimiento, la mayoría tienen pequeñas cantidades de materia orgánica soluble (Bitumen), y muchos contienen

vetas, venas, o cavidades saturadas con hidrocarburos sólidos o viscosos que los hacen atractivos (Law et al. 2002).

Muchas rocas llamadas Oil Shale en realidad no lo son en el sentido estricto de su definición; una roca clástica de grano fino y fisible. Las características minerales y texturales de muchos Shale permiten que sean clasificados como otros tipos de rocas, tales como Limolitas, Calizas Sucias, Shale Negro, o Carbón Impuro. El Oil Shale se puede diferenciar del Carbón por su contenido de material mineral (entre 60% y 90%); el Carbón por definición contiene menos del 40%, además, la materia orgánica del Oil Shale, que es la fuente de hidrocarburos líquidos y gaseosos, por lo general tiene un mayor contenido de hidrogeno y un menor contenido de oxígeno, en comparación con el Lignito y el Carbón Bituminoso (Yen & Chilingarian, 1976).

Extraer aceite de los Oil Shale es esencialmente un proceso de minería, ya sea a cielo abierto o subterráneo (fracturamiento), el cual es acompañado posteriormente de una destilación en superficie o in situ. El producto líquido obtenido en esta destilación es luego mejorado para producir un crudo sintético que puede ser procesado en refinería.

Shale Gas

Las formaciones de shale ricas en material orgánico, antes consideradas solo como rocas fuente, o sellos para acumulaciones de gas en arenas y carbonatos asociados estratigráficamente, son ahora definidas como formaciones de Gas Shale (U.S. Department of Energy, 2009). Estos yacimientos están compuestos por rocas sedimentarias con un contenido predominante de partículas de tamaño arcilla, pero además, presentan también porcentajes considerables de materia orgánica, lo cual los hace susceptibles de generar, y al mismo tiempo, almacenar cantidades importantes de hidrocarburos gaseosos.

El Shale Gas se puede definir como el gas natural asociado a formaciones de shale que actúan simultáneamente como yacimiento y fuente, es decir, Gas Shales (U.S. Department of Energy, 2009). En términos de su composición química, éste es un gas seco principalmente compuesto por metano, pero para ciertas formaciones se pueden presentar fracciones húmedas (etano, y propano). La cantidad de gas que puede estar presente en los Gas Shale depende en general de la riqueza en materia orgánica de la roca y el grado madurez que alcanzó la misma. Como referencia, en el Barnett Shale, una de las de las cuencas con más desarrollo en cuanto a la explotación de éste recurso, se estiman concentraciones de gas que alcanzan los 350 ft³/ton (U.S. Department of Energy, 2009). Algunas estimaciones a nivel mundial sugieren valores entre 90 ft³/ton y 282 ft³/ton (U.S. Department of Energy, 2009).

Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico se define como la técnica mediante la cual se induce una fractura a una formación rocosa en el subsuelo para facilitar el flujo de fluidos a través de dicha formación hacia la cara del pozo (Ardila, et al. 2012).

La fractura hidráulica es creada usando presión hidráulica con el propósito de vencer la fuerza de tensión de la roca y el esfuerzo mínimo in-situ de la formación de interés. Como esta fuerza vence el esfuerzo mínimo horizontal, se induce una fractura que es perpendicular a la dirección de esfuerzo mínimo y paralelo al esfuerzo horizontal máximo (Dettlef. 1989).

La operación de fracturamiento hidráulico consiste en bombear un fluido fracturante con propiedades especiales a una presión por encima de la presión de ruptura de la formación para lograr la propagación de una fractura hidráulica. El fluido debe tener la capacidad de mantener el material de soporte suspendido en el tiempo de bombeo y después de haber finalizado la operación. Los fluidos son diseñados de tal manera que puedan ser fácilmente recuperados una vez terminado el trabajo. Una vez lograda la fractura, el material conocido como

propante o material de sostén, será depositado dentro de la fractura para mantenerla abierta, permitiendo que el flujo del yacimiento se desplace hacia la cara de la formación con facilidad. (Dettlef. 1989).

Es un proceso que, en forma general, se compone de varias etapas. En la etapa inicial una carga de un fluido de aspecto gelatinoso, denominado Fluido de Fractura (Slick Water), es bombeado a grandes presiones, desde la superficie hasta la formación, como fluido colchón o “pad”, con el fin de contactar las zonas productivas y empezar a crear una fractura, la cual se extiende o propaga por si sola (Suárez, et al. 2012).

En la segunda etapa es bombeada una nueva carga, mayor que la anterior, del fluido de fractura (Lineal Gel), ahora mezclado con el propante, el cual evitará que la fractura creada se cierre, quedando finalmente ubicado en ella. Después de inyectados el propante y el fluido de fractura, la presión hidráulica disminuye y la operación de bombeo en superficie finaliza. Así, se crean los canales que permiten el flujo de los fluidos que tiene la formación desde las zonas más alejadas hacia el pozo perforado (Suárez, et al. 2012).

La tercera y última etapa de esta técnica consiste en la degradación del fluido de fractura, el cual disminuye su viscosidad a través del tiempo, por efectos de la temperatura del pozo y del shear rate, con el fin de ser removido por flowback (limpieza de fractura) (Suárez, et al. 2012).

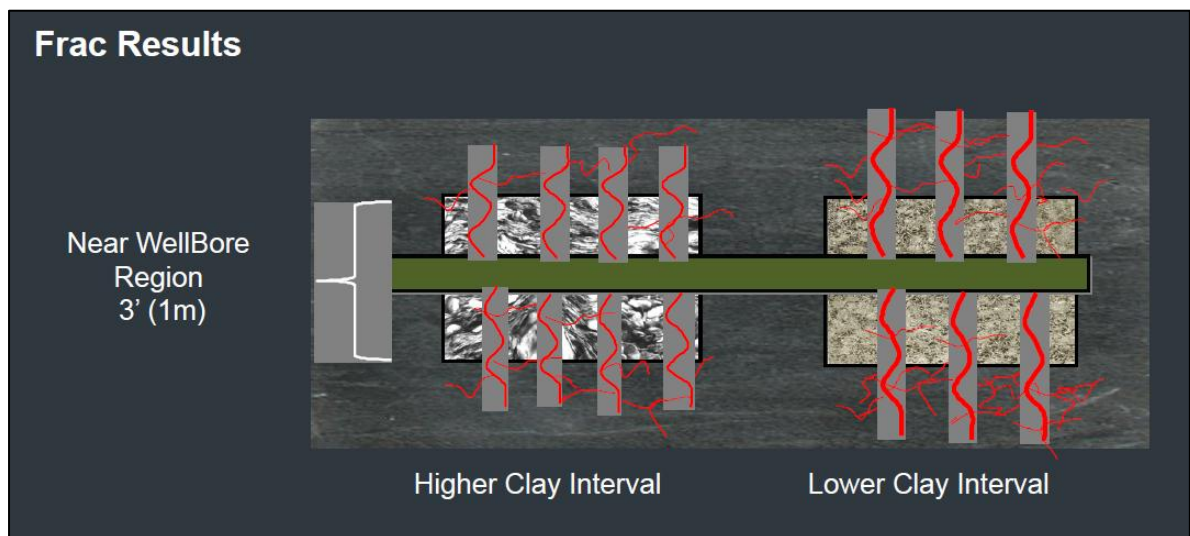
En la mayoría de las formaciones, se crea una sola fractura vertical, que se propaga en dos direcciones desde la cara del pozo. Estas “alas” de la fractura están separadas 180°, y normalmente se asume que son idénticas en forma y tamaño; sin embargo, en algunos casos las dimensiones de las alas de la fractura pueden o no ser iguales. En formaciones naturalmente fracturadas es posible que se creen múltiples fracturas durante el tratamiento. El fracturamiento hidráulico no

cambia la permeabilidad del yacimiento pero si crea canales de alta conductividad para el fluido del pozo (Economides. 2007).

Problemas para el fracturamiento asociados al Shale

- Los shale son rocas sedimentarias que constituyen cerca del 75% de las secciones perforadas y causan aproximadamente el 90% de los problemas relacionados con inestabilidad durante la perforación de pozos. Estas dificultades, si se presentan durante la perforación de shale gas, incrementan significativamente los costos de producción de pozos de gas (Figura 7).
- Entre los principales factores geomecánicos que inciden en los problemas de perforación, se encuentran: la orientación y magnitud de los esfuerzos “in situ”, las propiedades mecánicas y elásticas de los shale, la presión de poro, los planos de estratificación y las fracturas preexistentes en la formación (Suárez, et al. 2012).

Figura 7. Influencia del contenido de minerales arcillosos en el procedimiento de fracturamiento en shale gas plays



Fuente Pitcher, 2011

6.2 MINERALOGÍA

La mineralogía es un control primario en la estructura de las conexiones porosas tanto en reservorios convencionales como en no convencionales. Adicionalmente, la composición mineral inicial de los sedimentos tiene un impacto muy fuerte en la naturaleza y magnitud de las transformaciones diagenéticas que ocurren durante la historia de enterramiento. En los plays de shale gas, la mineralogía es aún más importante porque impacta directamente en las propiedades mecánicas de las rocas y en cómo se comportan ante un fracturamiento hidráulico. El shale se refiere a rocas sedimentarias constituidas por partículas de tamaño arcilla, pero su mineralogía varía ampliamente a través y entre los plays de shale gas. Comprender estas variaciones es vital para construir modelos petrofísicos y geomecánicos confiables y para optimizar la ubicación de las etapas de fracturamiento.

La composición mineralógica de los shales está controlada por la fuente de aporte de clásticos, por la meteorización mecánica y química durante la erosión, por el transporte y la depositación, así como por la producción biogénica y las transformaciones diagenéticas. Estos factores de control varían en el tiempo y el espacio, induciendo cambios verticales y laterales de la mineralogía tanto a nivel local como regional.

6.2.1 Cuantificación mineralógica de los shales

La mineralogía puede ser medida o estimada a partir de muestras de roca (núcleos o ripios) y a partir de registros de pozo.

Las mediciones a partir de muestras de roca incluyen petrografía óptica, Difracción de rayos X XRD, quimioestratigrafía y métodos avanzados que combinan imágenes electrónicas de barrido y espectroscopía dispersiva de rayos X.

6.2.2 Minerales Arcillosos

Los diferentes minerales arcillosos como la caolinita, esmectita, illita, clorita, etc., se han sido tenidos en cuenta como objetivos de estudio en la exploración de aceite y gas. Durante los años 40, los minerales arcillosos fueron estudiados para predecir la calidad de una roca generadora rica en materia orgánica y los mecanismos de generación (Grim, 1947). Desde entonces, el análisis de los minerales arcillosos ha sido utilizado como herramienta en términos de la determinación ambiental, correlación estratigráfica e identificación de zonas de generación de hidrocarburos para definir intervalos como objetivo exploratorio. Para los años 70, los minerales arcillosos empezaron a ser ampliamente estudiados para diagénesis y predicción de la calidad del reservorio debido a la aplicación de análisis petrológicos y mineralógicos cuantitativos usando la Difracción de Rayos X (Griffin, 1971; Pettijohn, 1975; Bloch et al., 2002). Desde los años 80, el análisis de minerales arcillosos ha sido utilizado para determinar el tiempo de emplazamiento de los hidrocarburos para propósitos de análisis de los sistemas petrolíferos (Lee et al., 1985). Estos progresos intermitentes en la investigación de los minerales arcillosos han sido resultado de la demanda de recursos convencionales en diferentes períodos de tiempo, lo que se ha impulsado nuevamente hoy en día, dado el boom creciente en el interés por mejorar el estado del arte y comprender mejor los sistemas de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (Jiang, 2012).

Los minerales arcillosos son compuestos importantes en las rocas generadoras y reservorios que pueden generar y acumular hidrocarburos respectivamente. La presencia de minerales arcillosos tiene una influencia importante sobre las propiedades físicas y químicas de los shales desde el punto de vista de recursos no convencionales.

Regionalmente, los minerales arcillosos pueden ser usados para interpretar y comprender los diferentes factores que afectan la exploración de recursos en

yacimientos no convencionales como la evolución de cuencas en términos de tectónica, sedimentación, historia térmica y de enterramiento, con el propósito de inferir el ambiente sedimentario y correlacionar la información (Jiang, 2012).

Desde el punto de vista de rocas generadoras, los minerales arcillosos son muy importantes en la evaluación de la calidad del hidrocarburo generado, así como su expulsión y migración. Los minerales arcillosos ayudan a concentrar la materia orgánica por adsorción y subsecuentemente actúan como catalizadores en la generación del petróleo.

Por otro lado, la presencia de minerales arcillosos en las rocas reservorio tiene un importante impacto sobre las propiedades como la porosidad y la permeabilidad, y sobre aquellas medidas físicas que son usadas para evaluar la calidad del reservorio. Los geólogos usan la información de minerales arcillosos para descifrar los procesos diagenéticos durante el enterramiento y revelar el tipo de poro y la evolución de la porosidad.

La recién emergente actividad exploratoria de plays de shale oil y shale gas requiere de la renovación del estado del arte y de técnicas de caracterización para estudiar la influencia de los minerales arcillosos en la exploración de recursos en yacimientos no convencionales. Técnicas como QEMSCAN y XRD y XRF entre otras, están tomando roles muy importantes en la identificación y caracterización cuantitativa de los minerales arcillosos, que permiten definir los mejores intervalos de reservorio para ser fracturados y permite reducir el riesgo asociado a la selección de fluidos de perforación y fracturamiento adecuado.

A continuación, se enuncian algunas de las principales aplicaciones que se dan, hoy en día, en la industria, al análisis del contenido y tipo de minerales arcillosos presentes (Jiang, 2012):

- Indicación de tectónica y sedimentación: durante la evolución de una cuenca sedimentaria petrolífera, los minerales arcillosos contenidos en las rocas sufren una serie de cambios en composición y estructura cristalina que responden a la tectónica y sedimentación. La cantidad y el tipo de minerales arcillosos son función de la proveniencia de minerales clásticos y de las reacciones diagenéticas a profundidades someras y profundas bajo diferentes condiciones tectónicas y sedimentarias.
- Indicador de generación y expulsión de hidrocarburos: desde el punto de vista exploratorio de aceite y gas, se necesita al menos confirmar que la zona de exploración tiene un potencial de generación de hidrocarburos. Esto conduce a que los geólogos estudien el potencial de rocas generadoras para entender si la materia orgánica que contienen puede generar hidrocarburos a una profundidad determinada en un tiempo geológico específico y cuando los hidrocarburos generados alcance el pico de expulsión. La geoquímica orgánica es la principal disciplina que permite estudiar estos factores, sin embargo, la mineralogía de arcillas es también muy importante para la evaluación de estos parámetros desde que los minerales arcillosos y la materia orgánica usualmente coexisten en las rocas sedimentarias y dichos minerales ultrafinos son sensibles a los cambios en las rocas que acompañan los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos. Las asociaciones de minerales arcillosos en los shales es un factor de vital importancia en la génesis del petróleo (Grim, 1947).
- Índice para la acumulación y migración de hidrocarburos: es crítica el poder establecer que la formación y migración de los hidrocarburos ocurrió después de la formación de la trampa que almacenará el recurso. Aún es muy poco conocida la manera en que los hidrocarburos formados en rocas generadoras de carácter arcilloso migran y se acumulan en reservorios porosos. Sin embargo, existe evidencia de que el complejo arcilla-kerogeno juega un rol importante en la modificación de la composición del hidrocarburo durante la migración (Legate y Johns. 1964).

- Predicción de la calidad del reservorio: la porosidad y permeabilidad son los atributos más importantes en la calidad de un reservorio. Estos parámetros determinan la cantidad de aceite y gas que contiene una roca y el rango en el que pueden ser producidos. Los minerales arcillosos usualmente son considerados como un detrimento en la calidad de un reservorio arenoso, porque taponan las gargantas de los poros y pueden producir una compactación química de la roca.

6.2.3 Fragilidad

Cuando una roca es sometida a un incremento de esfuerzos, ésta pasa a través de tres etapas sucesivas de deformación: elástica, dúctil y frágil. Basados en estos comportamientos, es posible clasificar las rocas en dos clases: dúctiles y frágiles. Si la roca tiene una región pequeña de comportamiento elástico y una región amplia de comportamiento dúctil, absorbiendo mucha energía antes de fracturarse, entonces se considera dúctil. Al contrario, si un materia bajo esfuerzo tiene una amplia región de comportamiento elástico, pero solo una pequeña región de comportamiento dúctil, la roca se considera frágil.

La medida de la energía almacenada por una roca antes de fracturarse es conocida como Fragilidad, y es una función compleja de la dureza de la roca, litología, textura, esfuerzo efectivo, temperatura, tipo de fluido (Handin and Hager, 1957), diagénesis y TOC (Wells, 2004). La fragilidad es definida por los investigadores para diferentes propósitos. Hetenyi (1966) definió la fragilidad como la ausencia de ductilidad. Ramsey (1967) propuso que el momento en que la cohesión interna de la roca se rompe, la roca debe ser considerada como frágil. Obert y Duval (1967) definieron la fragilidad como una propiedad de los materiales que se fracturan con poco o nada de comportamiento plástico.

La mayoría de las más comunes definiciones del término fragilidad descuidan los factores geológicos como la composición de la roca, el origen y hábitad de los componentes minerales de la roca (cuarzo, calcita, tipo de cemento, etc.).

6.2.3.1 Índice de Fragilidad. Es importante resaltar, que el Índice de Fragilidad de una roca está directamente relacionado con los esfuerzos que afectan a la misma, y desde este punto de vista, existe una metodología que relaciona el Radio de Poison y el Módulo de Young para identificar este parámetro. En este estudio, nos centraremos únicamente en el estudio de dicho índice a partir de la mineralogía de las rocas, teniendo en cuenta la influencia que tiene el contenido mineral en el comportamiento de las mismas. De esta manera, se tiene en cuenta la ecuación de Jarvie et al (2007) (ecuación 1) estima el Índice de Fragilidad (BI, por sus siglas en inglés) usando el cuarzo en el numerador, y la suma de cuarzo, arcillas y calcita en el denominador. En contraste, la ecuación propuesta por Wang y Gale (2009) (ecuación 2) extiende la formula, incluyendo la dolomita como contribuyente a la fragilidad en el numerador, y el TOC y la dolomita en la suma de los minerales constituyentes de la roca en el denominador.

$$BI = \frac{Q}{(Q + C + Cl)}$$

En donde,

Ecuación 1.

BI: Índice de fragilidad

Q: Cuarzo

C: Carbonatos, y

Cl: Arcillas.

La presencia de dolomita tienda a incrementar la fragilidad de los shale, debido a que las rocas dolomíticas son más frágiles que una caliza, y la materia orgánica tiende a incrementar la ductilidad de los shale (Wells, 2004), por lo que la

Ecuación 1 puede ser modificada, teniendo en cuenta las anteriores consideraciones:

$$BI = \frac{Q + Dol}{(Q + Dol + Lm + Cl + TOC)}$$

En donde,

Dol: Dolomita

Lm: Caliza

TOC: Carbono Orgánico Total

Adicional a estos parámetros, se debe tener en cuenta que la fragilidad es también función de la diagénesis, debido a los cambios en la temperatura y la composición de los fluidos relacionados a las condiciones tectónicas y la historia de enterramiento, R_o , etc. Para los sistemas de shale gas, el R_o refleja las máximas paleotemperaturas y es uno de los conjuntos de datos comúnmente disponibles relacionados con la diagénesis.

En este trabajo se calculó el índice de Fragilidad utilizando ambas ecuaciones, para cada intervalo de roca en que se contara con la información necesaria. Este procedimiento se realizó en vista de que existen intervalos con contenidos de dolomita importantes en las formaciones estudiadas en este trabajo, y se evidenció la influencia de la presencia de la dolomita en el índice de Fragilidad. Comparando los resultados de BI con los diagramas mineralógicos, se observó que las zonas con alto contenido de cuarzo y calcita son más frágiles que aquellas regiones con alto contenido de arcillas, que se comportan más dúctiles.

A continuación, se presenta un ejemplo para la Formación Caballos, en el pozo Tapir-1, en el que se evidencia el grado de afectación que provoca la presencia de Dolomita y su influencia en el aumento de la fragilidad de la roca.

Tabla 4. Tabla de cálculo del índice de Fragilidad para la Formación Caballos, pozo Tapir-1.

BI	Depth	Dolomite	Calcite	Qtz+Dol	Limestone	BI (Dol)	%	Formacion	Pozo
0.433157	4843	15.81	11.35	59.13	28.58	0.510534	0.178635	Caballos	Tapir-1
0.7343	4585	4.75	1.57	78.18	6.32	0.746348	0.016408		
0.878712	4583	2.4		90.28	2.4	0.881555	0.003235		
0.586641	4581	1.82	1.16	60.49	2.98	0.594029	0.012594		
0.8192	4580	2.24	1.36	84.16	3.6	0.823161	0.004835		

Fuente: Autores.

Las dos columnas amarillas representan el valor de Índice de Fragilidad considerando la presencia (BI(Dol)) y no presencia (BI) de dolomita en los cálculos para un intervalo entre 4580 – 4845 ft de la Formación Caballos.

Es claro que la influencia de la presencia de dolomita, aumenta la fragilidad de la roca, con un aumento entre 0.004 – 0.17 para contenidos de dolomita entre 2 – 15 % (ver tabla completa en Anexo tal).

6.2.4 Razones para la generación de fracturas

La generación de una fractura es atribuida a varias causas (Landes, 1959, en Aguilera, R. 1995):

- Diastrofismo, como en el caso de plegamiento y fallamiento. El fallamiento tiende a generar grietas a lo largo de la línea de falla, que a su vez, produce una zona de dilatación. El efecto de dilatación es probablemente responsable en una mayor parte de la migración y acumulación de petróleo en los reservorios fracturados (Mead, 1925; McNaughton, 1953; Thomas, 1986, en Aguilera, R. 1995).
- La profunda erosión de la sobrecarga que permite que las partes superiores se expandan, eleven y fracturen a través de los planos de debilidad.
- La contracción del volumen, como en el caso de los shales que pierden agua, o el enfriamiento de las rocas ígneas y la desecación de las rocas sedimentarias.

- La liberación de presión de fluido cuando la presión de fluido de poro se aproxima a la presión litostática, como en el caso de un estrato sedimentario geo-presurizado (Hubbert and Willis, 1957; Capuano, 1993, en Aguilera, R. 1995).
- El impacto de un meteorito puede conducir a un complejo y extensivo agrietamiento, produciendo reservorios fracturados (Shoemaker, 1960; Kuykendall et al, 1994, en Aguilera, R. 1995).

6.2.5 Fracturas Naturales VS Fracturas Inducidas

Los núcleos de roca son una importante herramienta para realizar un examen directo de las fracturas. Sin embargo, es importante distinguir cuando las fracturas son natural o artificialmente inducidas. Sangree (1969) en Aguilera (1995) sugiere algunos criterios para diferenciar las fracturas naturales de las inducidas en los núcleos de roca:

La fractura es probablemente natural si:

1. Se observa cementación a lo largo de la superficie de la fractura. (Se debe ser cuidadoso en que los cristales en la superficie de la fractura no sean depósitos de halita producto de la evaporación de los fluidos del núcleo u otros depósitos de materiales provenientes de los fluidos de perforación). En general, cualquier superficie de fractura que parezca tener un corte fresco (por ejemplo, no meteorizada o libre de mineralización) no debe ser tomada en cuenta como una fractura natural a menos que haya alguna evidencia especial que lo soporte.
2. La fractura está encerrada en el núcleo. Un extremo (penetración) o los dos extremos (cierre) de la fractura ocurren en el núcleo.
3. Sets paralelos de fracturas son observados en un núcleo sencillo.
4. Caras de fricción (surcos de fricción) son observadas en la fractura. Desafortunadamente, caras de fricción inducidas por la perforación no son

poco comunes, particularmente en shales semiplásticos o margas perforadas a profundidades someras. Este criterio debe ser usado con cuidado.

La fractura es probablemente inducida si:

1. Existe una fractura vertical no cementada de ángulo abrupto desde el límite del núcleo en la dirección del hueco hacia abajo. Debe tener cuidado con este tipo de fracturas, son muy probablemente inducidas durante la perforación o al tirar de los núcleos. Las fracturas inducidas por la perforación comúnmente dividen el núcleo en dos mitades iguales, normalmente con una leve rotación de los ejes del núcleo.
2. Las fracturas son concoideas o muy irregulares. Las fracturas naturales tienden a ser relativamente planas. Una excepción ocurre en rocas altamente porosas y de textura gruesa en donde las superficies de fracturas naturales pueden ser un poco irregulares.

6.3 DIFRACCIÓN DE RAYOS X

Entre los diversos métodos del análisis instrumental que han sido introducidos durante las últimas décadas en las investigaciones geológicas, la difracción de rayos X (DRX) abarca un papel de vital importancia, debido al hecho de que la DRX no sólo suministra al geólogo datos de identificación de minerales, también representa actualmente una herramienta poderosa en la petrografía e identificación de litologías, siendo en muchas ocasiones el único método capaz de entregar datos tanto cualitativos como cuantitativos sobre la composición mineralógica (composición de fases) de rocas con potencial petrolífero, en el caso de este estudio (Wolf. 1999).

Los Rayos X se generan cuando los electrones colisionan con los átomos de un elemento y, en términos generales, su naturaleza dependerá del metal del ánodo y del voltaje aplicado para su generación (Moore and Reynolds. 2002).

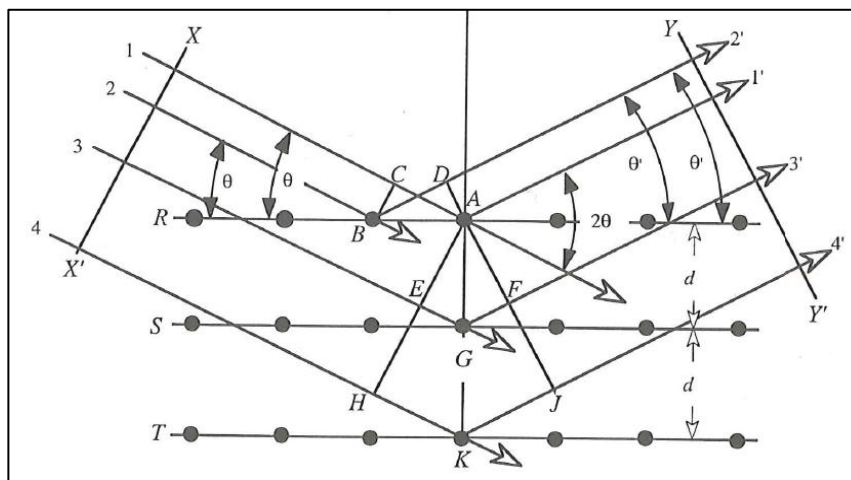
La difracción es un fenómeno de dispersión de los rayos X en el cual participan todos los átomos de la sustancia irradiada. Debido al ordenamiento periódico que cumplen los átomos en una estructura cristalina, los rayos dispersados en distintos átomos llevan entre sí un cierto desfase. Interfiriendo estos rayos dispersados en su trayectoria posterior, la mayoría de ellos es extinguida porque su diferencia de fases $\Delta \lambda = n \lambda$ ($n = 1, 2, 3\dots$), y sólo en algunas direcciones, donde las diferencias de fase son $\Delta \lambda = n \lambda$ se forman por interferencia constructiva, ciertos rayos difractados y dicha condición sólo se da cuando $n * \lambda = 2d * \sin \theta$, en donde:

λ = longitud de onda del haz incidente de rayos X;

d = distancia entre los planos difractantes en cuestión.

θ = ángulo de incidencia medido entre los planos en consideración y el haz incidente.

Figura 8. Difracción proveniente de más de una fila de átomos que ilustra la ley de Bragg. El número 1 es un rayo del haz incidente; 1' es un rayo del haz difractado; KGA es la normal a los planos difractantes.



Fuente: Moore and Reynolds, 2002.

En términos generales, la difracción de rayos X en una muestra cristalina produce un campo de interferencias de rayos X, más conocido como campo de rayos difractados (Wolf. 1999). Dicho campo se compone de todas las interferencias producidas por los grupos de planos reticulares que existen en la muestra cristalina y se caracteriza por dos factores muy importantes:

- La distribución o ubicación de las interferencias frente al haz incidente, que se determina mediante la ley de Bragg (Wolf. 1999).
- Las intensidades de dichas interferencias. Dicha intensidad de un haz difractado depende, además de algunas variables netamente instrumentales durante la medición, de la estructura del cristal difractante, de su absorción frente al haz incidente y de su grado de perfección (Wolf. 1999).

Como en la mayoría de aplicaciones comprendidas en el campo de la Geología, se trata con mezclas de diferentes cristales o minerales, se debe tener en cuenta también la absorción de los otros componentes y la cantidad presente del mineral en estudio.

Métodos tradicionales de caracterización de minerales arcillosos y su aplicabilidad en la exploración de aceite y gas convencional.

Los métodos tradicionales como DRX (Difracción de Rayos X), petrografía microscópica, FRX (Fluorescencia de Rayos X) y SEM (Microscopía electrónica de barrido) han sido ampliamente usados para la caracterización de minerales arcillosos en reservorios siliciclásticos y de carbonatos convencionales durante muchos años. La Difracción de Rayos X (DRX) se usa para identificar la composición mineral y el tipo de minerales arcillosos que contiene. La petrografía microscópica puede identificar la composición mineralógica del reservorio, los tipos de poros, arcillas autigénicas y el cemento. El SEM provee un amplio rango

de información acerca de la morfología, composición mineral, distribución y paragénesis de los minerales arcillosos.

Nuevas técnicas y su aplicabilidad en la exploración de recursos en yacimientos no convencionales

Durante la década pasada, el interés sobre los reservorios de shale oil y shale gas se incrementó, debido al éxito comercial de los plays de shale-gas en Norte América. En contraste con los reservorios convencionales (areniscas y carbonatos), estos nuevos reservorios típicamente tienen una textura de grano muy fino, bajas porosidades y muy bajas permeabilidades (del orden de nanodarcy). Estas rocas fueron consideradas durante mucho tiempo como rocas generadoras exclusivamente, con altos contenidos de materia orgánica, pero ahora son considerados también como reservorios gracias a las técnicas de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico.

Teniendo en cuenta que estos reservorios son muy delgados y apretados, la estimación de la calidad del reservorio en plays de shale gas requiere de un entendimiento de la estructura porosa y de la conectividad de la misma. La MicroCT es una técnica probada para resolver los parámetros que influyen en la porosidad del reservorio, con una resolución del orden de 1 micrómetro. La NanoCT es una tecnología con una resolución por debajo de los 200 nanómetros, pero incluso ésta no puede ser suficiente en este tipo de reservorios. Existen métodos recientes para la caracterización de los minerales arcillosos que incluyen FTIR (Espectroscopía infraroja por transformada de Fourier), QEMSCAN (Mineralogía y petrografía automatizada), FIB (Rayos iónicos enfocados), etc (Jiang, 2012).

Caracterización Mineralógica

Una caracterización mineralógica incluye diferentes etapas como la descripción de fases minerales, abundancia, química mineral, etc., de cada uno de los minerales

presentes en la muestra de roca. La mineralogía entrega pautas para planear y enfocar de la mejor manera, los métodos de exploración y explotación de los recursos, optimizando el desempeño de las herramientas, mejorando el porcentaje de recobro y/o mitigando los posibles problemas ambientales que se puedan presentar (en el caso de shale oil/gas). Así mismo, permite identificar ciertas características que permiten inferir las condiciones de formación y los procesos geológicos que tuvieron lugar en la génesis del yacimiento.

Tener un amplio conocimiento de las características mineralógicas de los diferentes elementos que conforman el sistema petrolífero, es imprescindible para desarrollar modelos y simulaciones y así optimizar el rendimiento de los procesos de explotación. De la misma manera, brinda información básica a geólogos e ingenieros respecto de la cantidad, calidad, distribución y tipo de roca en la zona de interés.

Actualmente, la tendencia es trabajar una mineralogía aplicada a la exploración, capaz de cuantificar los diversos parámetros mineralógicos involucrados, para así, categorizar y sectorizar zonas con características mineralógicas óptimas para su posterior evaluación y explotación, definiendo así, una disminución en el riesgo geológico.

El caracterizar correctamente los materiales geológicos es vital y esencial en la prospección y explotación de recursos energéticos no renovables, en sectores tan importantes como el petróleo y gas.

7. MARCO GEOLÓGICO

7.1 ANTECEDENTES

Tanto en la cuenca de Valle Medio del Magdalena como de Caguán – Putumayo se han realizado un buen número de estudios de carácter regional a nivel de paleofacies, geoquímica, sistemas petrolíferos, etc., que han aportado significativamente al entendimiento de la geología de ambas cuencas, en pro de un buen desarrollo de planes de exploración de recursos. Sin embargo, la mayoría de estos estudios no han sido focalizados directamente sobre el concepto de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, por lo que sus implicaciones en este foco de estudio no son definitivas. Algunos estudios de la UIS evalúan y caracterizan algunas formaciones de interés a partir de información geoquímica, otros, que aportan al entendimiento de los factores relacionados con el fracturamiento hidráulico de rocas. A continuación, se hace un breve resumen de algunos de los trabajos más significativos:

Tabla 5. Síntesis de los estudios realizados que contribuyen al conocimiento geológico.

Autor	Año	Resumen
Herrera, E.	2005	Caracteriza la intensidad de fracturamiento a partir de un estudio sedimentológico y estratigráfico en la cuenca Llanos.
Ballesteros, et al.	2012	Estudio sedimentológico y estratigráfico de la Fm. La Luna en el costado oriental de la cuenca VMM con el fin de generar un modelo depositacional que aporte en la identificación de zonas de interés exploratorias para hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
Baron, et al.	2011	Generalidades petrofísicas de shale gas y estudio de algunos factores recomendables para su viabilidad económica en Colombia.
Díaz, et al.	2009	

		Realiza una evaluación de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizado en el campo Llanito teniendo en cuenta factores operativos y de estudios integrados.
Duarte, E.	2013	Se determina el potencial de generación para hidrocarburos no convencionales, tipo shale oil y shale gas, para las formaciones Tablazo y Simití.
Galvis, G.	2013	Identifica y caracteriza el potencial de hidrocarburos tipo shale oil y shale gas para las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo a partir de diferentes técnicas como pirólisis rock eval, SEM y DRX.
Vargas, C.	2009	Realiza una evaluación sistemática a partir de diferentes estudios previos, con el fin de estimar el potencial geológico asociado a los hidrocarburos en las diferentes cuencas sedimentarias de Colombia.
Rangel, et al.	2000	Estudio geoquímico detallado e interpretación de estratigrafía de secuencias realizado sobre la formación La Luna en la cuenca VMM. Evalúa la variación geoquímica relacionada con cambios de facies orgánicas.
Ramón, et al.	2001	Evalúa la evolución de los ambientes sedimentarios y de facies orgánicas durante el cretácico en las cuencas Llanos Orientales, Putumayo y VMM a partir de muestras de roca y de crudos.
Robertson Research U.S.	1985	Reporte que revisa la geología del petróleo de la cuenca Caguán-Putumayo a partir de su historia de exploración/producción y calcula el potencial exploratorio de la misma.
Torres, E	2013	Evalúa el play de gas shale para la Formación La Luna, en las zonas central y sur de la cuenca del VMM a partir de la evaluación de roca generadora y de roca reservorio con datos geoquímicos y mineralógicos.

Fuente: Moore and Reynolds, 2002.

Cuenca del Valle Medio del Magdalena

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) es de tipo intramontana, limita al E con la cordillera oriental, en la que se ubica la Falla de La Salina, rasgo estructural fundamental para definir dichas dos provincias (Tolosa, 2009). La cuenca del VMM está caracterizada por una compleja evolución geológica. Dicha

evolución, está enmarcada en una serie de eventos tectónicos y sedimentarios que imprimieron su morfología y posición actual (Figura 9).

La cuenca de VMM descansa sobre un basamento de afinidad continental del Proterozoico al Paleozoico, que a su vez constituye el núcleo cristalino de las cordilleras Andinas Central y Oriental. El desarrollo de la cuenca de VMM fue determinado por el levantamiento del Cretáceo – Eoceno Temprano de la Cordillera Central al W y la subsecuente transferencia de deformación de la Cordillera Oriental hacia el E. Lo que indica que el desarrollo de esta cuenca está relacionado fundamentalmente a la evolución del margen andino de América del Sur (Gómez et al. 2005).

Durante el triásico-jurásico y hasta inicios del cretácico, el área de la cuenca actuó como una zona de rift, con depositación principalmente molásica; continuando en el cretácico como una cuenca de tras-arco (back arc) detrás de la zona de subducción andina y donde se presentó depositación de tipo marino principalmente (Cooper et al. 1995).

Los eventos compresivos en la cuenca VMM comprenden un lapso prolongado, con algunas interrupciones, entre el Triásico tardío (?) y el Cretácico superior. A inicios del jurásico se forma un graben supracontinental, bordeado por paleofallas normales con subsidencia por causa de tectónica de bloques (Badillo, 1996 en Castillo & Gómez, 2008), que permite la acumulación de los sedimentos continentales de las Formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos.

A partir del Cretácico tardío (Campaniano-Maastrichtiano) y hasta el Paleoceno, se produjo la acreción de la Cordillera Oriental al Cratón Suramericano a lo largo de una zona de subducción, lo cual generó el levantamiento de la Cordillera Central de sur a norte. Al mismo tiempo comenzó en el área de la cuenca, un proceso de deformación de tipo compresivo que produjo esfuerzos con vergencia tectónica hacia el Este (McCourt et al. 1984). Se desarrolló una cuenca de tipo

pericratónica, donde posteriormente se rellenó de sedimentos en ambientes transicionales a marinos. La Formación Lisama, del Paleoceno, representa la regresión final y el abandono de los ambientes marinos.

La fase tectónica compresiva del VMM se inició en el Paleoceno y continúa en la actualidad (Morales, et al. 1958). La depresión del VMM habría comenzado a ocurrir a finales del Cretácico hasta el Mioceno en donde tomaría su configuración actual.

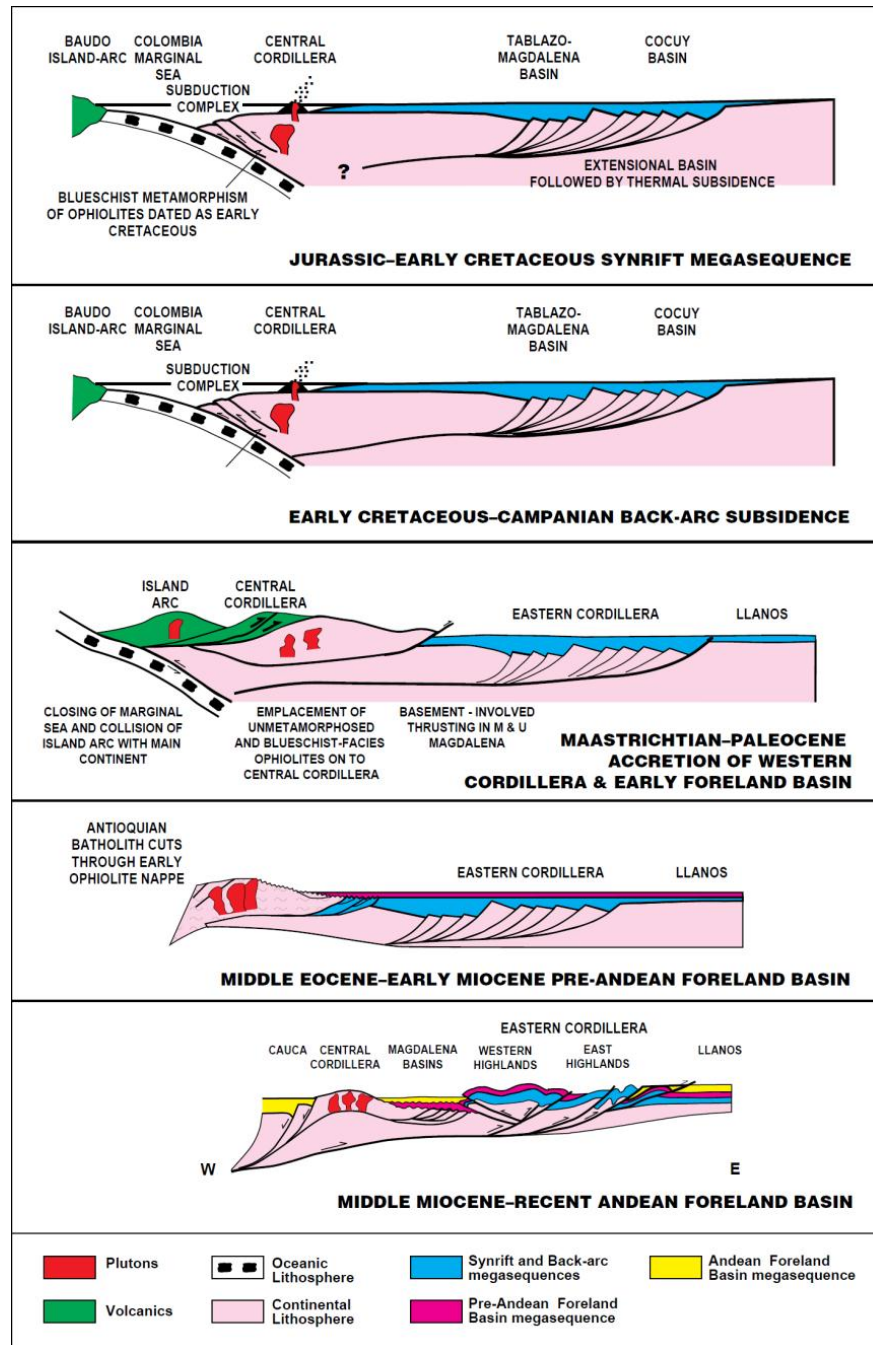
Durante el período Eoceno - Mioceno, el área de la cuenca VMM y lo que es actualmente la Cordillera Oriental formaban parte de una cuenca de antepaís (foreland) que fue rellenada por sedimentos cuyo aporte estaba siendo controlado por el continuo levantamiento de la Cordillera Central. En esta etapa, la sedimentación pasó a ser de tipo continental (fluvial y/o fluvio deltaica) y depositó discordantemente sobre la secuencia Cretácica, en la discordancia regional del Eoceno, una secuencia muy potente, Terciaria, que involucra rocas de las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. La principal fuente de sedimentos fue la Cordillera Central, el Macizo de Santander y los paleoaltos de la Cira y Cáchira (Llamosa, 2010).

Finalmente, en el período Mioceno tardío – Plioceno se presentó una etapa de plegamiento y cabalgamiento que afectó principalmente la Cordillera Oriental, seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa durante la Orogenia Andina, delimitando la parte oriental de la cuenca VMM lo que finalmente otorgó las características estructurales actuales (Figura 9).

Los sedimentos en la cuenca pueden alcanzar un espesor de 8500 m. y la nomenclatura estratigráfica que normalmente se usa hacia el sector meridional del VMM es la misma que la del VSM, no obstante, hacia la parte central y

septentrional de la cuenca, se presentan unidades estratigráficas bien diferenciadas de las del VMM (Mojica y Franco, 1990).

Figura 9. Modelo secuencial de la evolución geológica regional de las cuencas del VMM, Cordillera Oriental y Llanos Orientales de Colombia.



Fuente: Cooper, et al. 1995.

ESTRATIGRAFÍA DEL CRETÁCICO EN LA CUENCA

Se tiene en cuenta sólo la secuencia Cretácica de la cuenca (Figura 10) debido a que el interés del trabajo se enfoca en plays de shale oil/shale gas y la generación de hidrocarburos en la cuenca está asociada a la secuencia cretácica. Las principales formaciones generadoras son: Formación La Luna, en el intervalo de edad Cenomaniano – Santoniano y la Formación Tablazo de edad Aptiano (Mora et al., 1996).

Los reservorios de hidrocarburos en la cuenca incluyen tanto las formaciones de origen marino y no marino del Cretácico, como las formaciones de origen fluvial del Terciario. Sin embargo, los hidrocarburos han sido comercialmente extraídos y producidos de los reservorios siliciclásticos Terciarios (Llamosa, 2010).

Formación Tambor: Fue definida por primera vez por Cediél (1968) y redefinida por Laverde (1985). Está constituida por areniscas conglomeráticas, lodolitas rojo grisáceas y cuarzoareniscas gris amarillentas, con estratificación cruzada, en capas tabulares de espesores variables. En la localidad tipo, el espesor es de 218 metros. Estas facies han sido interpretadas como depósitos fluviales acumulados por corrientes trenzadas (Clavijo, 1985; Laverde y Clavijo, 1985; Laverde, 1985). La Formación Tambor es considerada de edad Berriasiano (Cediél, 1968; Etayo y Rodríguez, 1985).

Formación Rosablanca: Descrita originalmente por Wheeler (1929) y estudiada en detalle por Cardozo y Ramírez (1985) en la región de Villa de Leyva (Boyacá) y Gámbita (Santander). Se encuentra ampliamente distribuida en el Departamento de Santander. Está compuesta en su parte inferior por capas de caliza y yeso, con oolitos, ostrácodos y dolomías; hacia la parte superior consta de areniscas y lodolitas calcáreas. En la parte inferior presenta depósitos evaporíticos como yeso y polihalita que indican una hipersalinidad y tranquilidad en las condiciones de

deposición; el resto de la secuencia se depositó en un medio marino somero en condiciones neríticas. El espesor varía de 150 a 425 metros. La edad comprende el intervalo Valanginiano – Hauteriviano Inferior (Etayo, 1968; Etayo y Rodríguez, 1985).

Formación Tablazo: descrita por Wheeler (en Morales, et al. 1985). La localidad tipo está en el sitio Tablazo, en el puente del cruce del Río Sogamoso de la vía Bucaramanga – San Vicente. La secuencia de esta unidad consiste en calizas gris a negras, fosilíferas, localmente glauconíticas y arcillosas de color negro, con niveles intercalados de arcillolitas grises a gris azulado, calcáreas, fosilíferas en capas medianas a gruesas, con intercalaciones de areniscas grises, grano fino a medio, arcillosas, levemente calcáreas, en capas delgadas. El ambiente de depósito parece corresponder a condiciones neríticas, poco profundas. El espesor varía entre 150 y 325 metros. Su edad es considerada del Aptiano superior – Albiano Inferior.

Formación Simití: fue descrita por geólogos de Intercol (en Morales, et al. 1985) y su localidad tipo está en la orilla sur de la Ciénaga de Simití, Bolívar. La unidad consta de shales grises a negros, carbonosos, levemente calcáreos, con concreciones calcáreas hasta de 3 metros y con intercalaciones de areniscas y calizas grises, localmente arcillosas y fosilíferas, en capas delgadas. Las condiciones paleoambientales fueron neríticas de aguas intermedias a profundas. Su espesor varía entre 250 y 650 metros. Su edad se ha establecido como Albiano Superior – Cenomaniano.

La Formación La Luna, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se divide de base a techo en tres miembros, descritos a continuación:

Miembro Salada: este miembro suprayace la Formación Simití, de edad Albiano – Cenomaniano. Fue definido por Morales et al (1985). Está constituido por shales

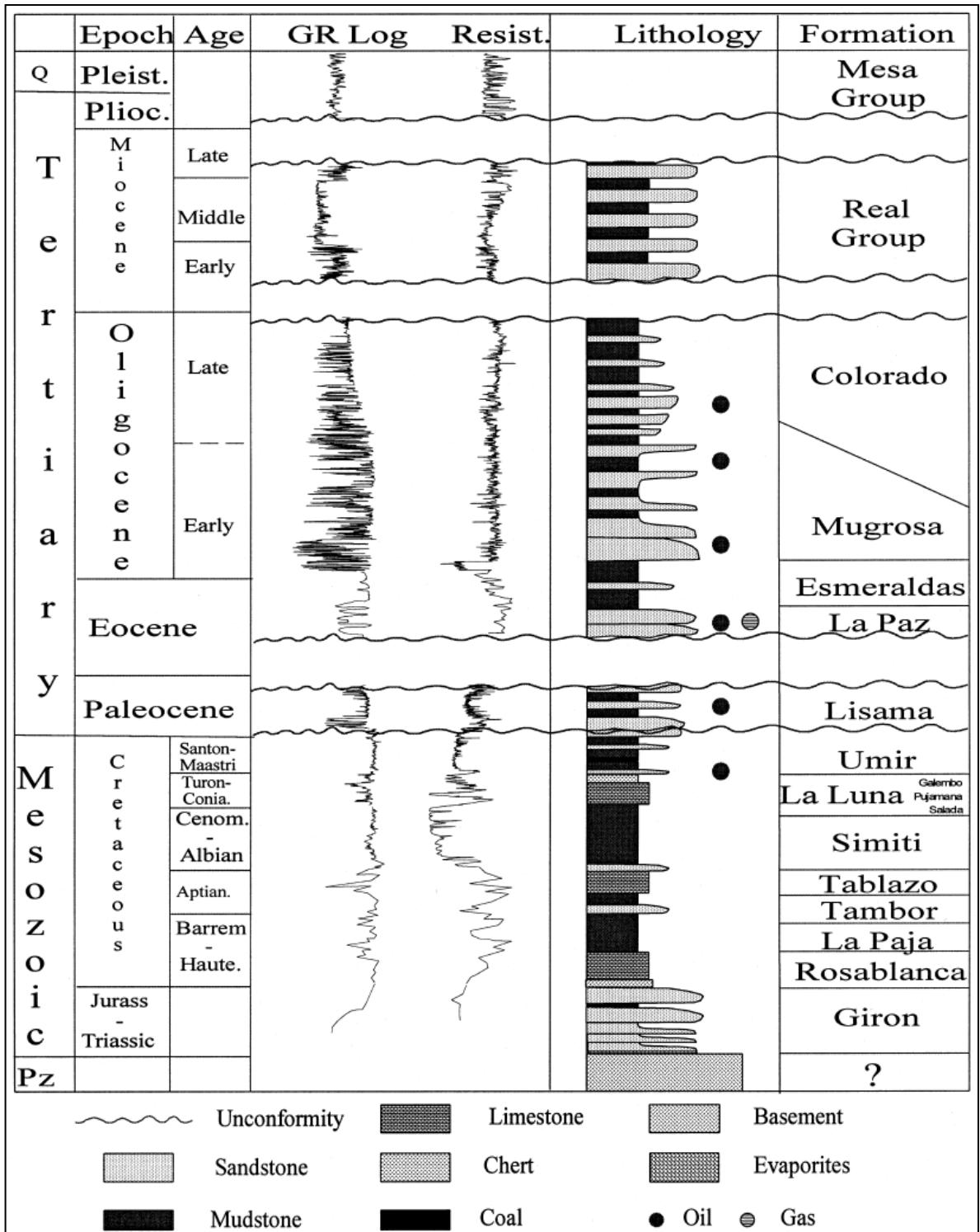
negros laminados, a menudo silíceos y algunos niveles de calizas negras. Espesor aproximado de 50 a 100 metros. Su edad se ubica en el Turoniano Inferior.

Miembro Pujamana: fue descrito por Morales et al (1985). Está constituido principalmente por shales calcáreos de color gris a negro. En algunos sectores aparece intercalado con arenisca hacia la base de este miembro. Su espesor aproximado es de 50 a 225 metros (Allen et al. 1994). Su edad se sitúa en el Turoniano superior y Coniaciano Inferior.

Miembro Galembo: es una secuencia de lodolitas calcáreas, intercaladas con delgadas capas de caliza, capas de arenisca fosfática y niveles delgados de chert colores azul y negro. Su espesor varía entre 180 a 350 metros. Su edad fue definida por Morales et al (1985) entre el Coniaciano y Santoniano.

Formación Umir: Descrita por Huntley (en Julivert, et al. 1968). La localidad tipo se encuentra en la Quebrada Umir al oriente del cerro del mismo nombre en Santander. Consta de shales grises a negros, carbonosos, micáceos, con concreciones ferruginosas, lutitas grises a gris oscuras, carbonosas, con nódulos ferruginosos, intercalaciones de areniscas y limolitas, grises, carbonosas y micáceas. También es común la presencia de capas explotables de carbón de 0,6 a 5 metros de espesor. El ambiente es nerítico. El espesor se ha calculado entre 1000 y 1400 metros. La formación Umir descansa en discontinuidad estratigráfica sobre el Miembro Galembo de la Formación La Luna. Los foraminíferos estudiados por varios autores, determinan una edad Campaniano – Maastrichtiano.

Figura 10. Columna estratigráfica y nomenclatura en la Cuenca VMM.



Fuente: Ramón, et al. 1999.

Cuenca Caguán – Putumayo

La cuenca del Putumayo es una depresión continua junto con la Cuenca de Oriente en Ecuador – Perú. Esta cuenca es separada de la Cuenca de los Llanos hacia el E-NE por el Arco de Vaupés como se aprecia en la figura 11 (Informe ECOPETROL, 1987). La cuenca es bordeada al NW por el Macizo de Garzón, el cual la separa de la cuenca del VSM como se aprecia en la figura 11 (Informe ECOPETROL, 1988).

Al inicio del Cretácico en el área que incluye el VSM, la Cordillera Oriental y la cuenca del Putumayo, existía una depresión estructural (Rift) cuyas partes más bajas se hallaban al W y SW (Mitchum, et al. 1977). Mientras que en zonas más profundas de la cuenca del Putumayo la sedimentación pudo comenzar en el Aptiano – Albiano, más al N, el área se inundó en algún momento comprendido entre el Cenomaniano tardío al Turoniano temprano, como resultado del ascenso eustático que se presentó en ese tiempo (Mora, et al. 1998).

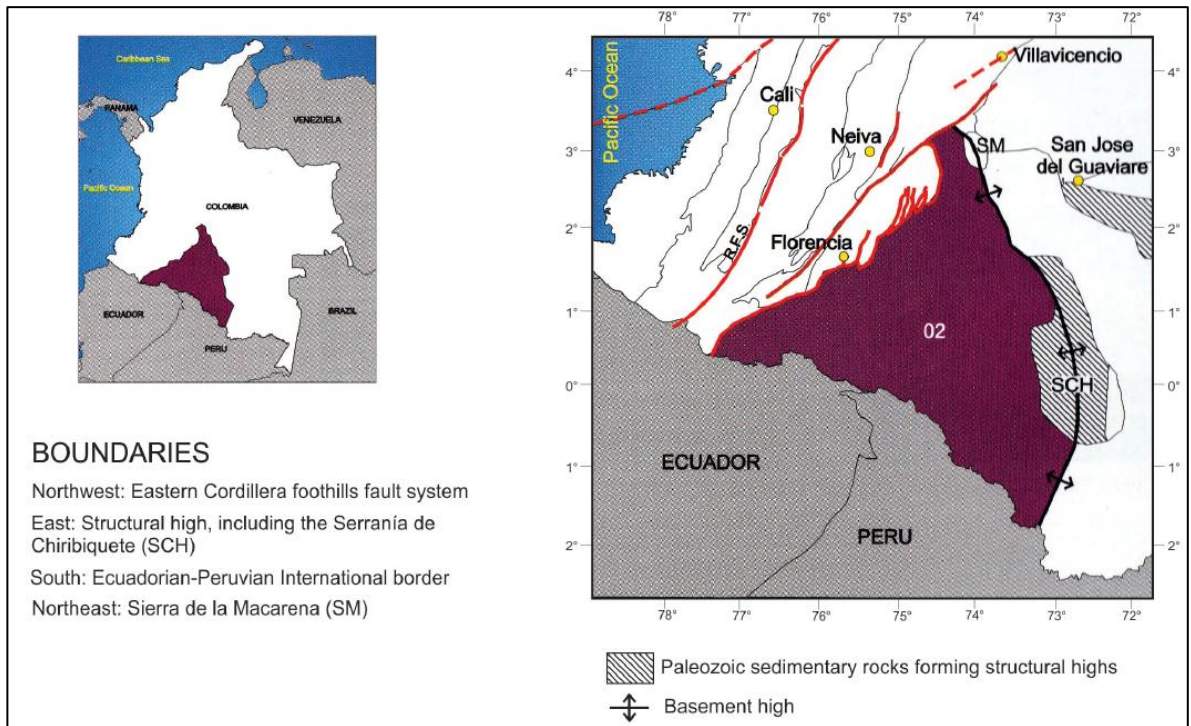
La sedimentación Cretácica fue constituida por ambientes fluviales que pasan de manera rápida a ambientes más distales, principalmente transicionales a marinos someros (Mompart, 1983). La parte media a superior representa el paso de ambientes netamente marinos a predominantemente someros (plataforma interna a media) (Mora, et al. 1998).

En el Cretácico superior se evidencia una regresión marina que corresponde a los depósitos de la Formación Rumiyaco, que de acuerdo con Cáceres y Teatin (1985) hacia el Oriente pasa a facies predominantemente arenosas denominadas por Texaco como miembro “El Neme”. La edad de la Formación Rumiyaco es Maastrichtiano a Paleoceno según Cáceres y Teatin (1985).

A comienzos del Terciario, se evidencia el levantamiento de la Cordillera Central y el consecuente retiro del mar, provocando la acumulación de sedimentos

continentales molásicos que corresponden en la Cuenca del Putumayo a la Formación Pepino (Cáceres y Teatin, 1985).

Figura 11. Localización geográfica de la Cuenca Caguán – Putumayo y principales límites entre cuencas. La cuenca Caguán – Putumayo conforma una provincia geológica junto a las cuencas Marañón (Perú) y Oriente (Ecuador). La cuenca Caguán – Putumayo representa el límite norte de dicha provincia.



Fuente: Higley. (2001).

A finales del Eoceno y comienzos del Oligoceno predominaban las condiciones lacustres, pantanosas y de aguas salobres que prevalecieron durante la acumulación de los sedimentos de la Formación Ortegaza (Cáceres y Teatin, 1985). Estas condiciones lacustres predominaron hasta finales del Mioceno, con la depositación de las arcillolitas abigarradas y arenitas de las Formaciones Orito Belén y Ospina (Cáceres y Teatin, 1985). Después del Mioceno y hasta el reciente el levantamiento de la Cordillera Oriental aportó continuamente sedimentos de

pedemonte como los que conforman la Formación Caimán (Cáceres y Teatin, 1985).

La Cuenca Caguán-Putumayo está clasificada tradicionalmente como de tipo foreland en relación a la Cordillera de los Andes en Colombia.

La secuencia sedimentaria que rellenó la cuenca abarca edades desde el Paleozoico hasta hoy. Se reportan sedimentos típicos de margen pasivo durante el Paleozoico inferior, mientras que en el Triásico y Jurásico se reportan rasgos de un rifting. Durante el Cretácico Superior – Cenozoico se da el depósito de la secuencia sedimentaria que además muestra rasgos del inicio de la deformación compresiva que afecta la zona.

7.2.1 Estratigrafía del Cretácico en la cuenca

Siguiendo la misma metodología utilizada para la cuenca del VMM, se consideran las siguientes unidades cretácicas para la Cuenca Caguán – Putumayo (Figura12):

Formación Caballos (Aptiano – Albiano): Constituye el cretáceo basal en la Cuenca del Putumayo. Aflora en el cerro de los Churumbelos al E de Mocoa. En el subsuelo constituye el principal objetivo de producción de hidrocarburos. Comprende una secuencia de areniscas de grano fino a grueso, ocasionalmente algo conglomeráticas a la base, con un contenido variable de glauconita y materia orgánica carbonácea, dispuestas en bancos o estratos gruesos uniformes, con espesores que oscilan de 0.5 a 1-5 metros, dentro de los cuales se interestratifican delgados niveles de lutitas negras carbonáceas. La presencia de glauconita y materia orgánica carbonácea en la composición mineralógica de las areniscas, evidencia que esta unidad fue depositada en un medio marino de aguas someras muy próximo a la línea de costa dentro de un mar transgresivo de dio lugar a una sedimentación de tipo “blanket sandstone” (Cáceres y Teatin, 1985). De acuerdo a

Govea, C. et al 1981 en Cáceres y Teatin, 1985, el espesor de esta formación oscila de 60 a 250 metros.

Reposa discordantemente con las unidades que le infrayacen, ya bien sea sobre sedimentos de la Formación Motema o sobre rocas del basamento cristalino.

Dataciones palinológicas permiten asignarle una edad Aptiano-Albiano, se correlaciona con la Formación Hollin del Ecuador y con la Formación Agua Caliente del Perú.

Formación Villeta (Albiano-Santoniano): Aflora principalmente en el valle del río Mocoa y entre los cursos altos de los ríos San Miguel y Guamués. En el subsuelo constituye un objetivo secundario de producción de hidrocarburos, a la vez que se considera como la secuencia de mayor potencial de generación de hidrocarburos en la cuenca (Cáceres y Teatin, 1985).

Litológicamente está constituida por lutitas negras con una concentración variable de materia orgánica, con las cuales alternan niveles de calizas y areniscas. Dentro de este conjunto litológico se reconoce en el subsuelo de la cuenca seis subunidades con el carácter de miembros informales, denominados de base a techo: caliza c, arena t, caliza b, arena u, caliza a y arena n, estando algunas de ellas restringidas a determinados sectores, dependiendo de la ubicación de su depocentro (Cáceres y Teatin, 1985).

Evidencias litológicas y bioestratigráficas permiten visualizar dentro de la Formación Villeta fluctuaciones en cuanto a procesos de regresión-transgresión, siendo en conjunto regresiva. El ambiente de sedimentación en varios eventos es restringido; la depositación de sedimentos calcáreos presumiblemente es originada por interrupciones en el aporte de clásticos. El espesor total de esta unidad varía entre 300 a 750 metros (Cáceres y Teatin, 1985).

Faunas de amonoides y lameribranchios recolectadas en el valle de Mocoa, por Royo y Gómez, J, 1942 en Cáceres y Teatin, 1985, permiten asignarle a la Formación Villeta una edad desde el Albiano hasta el Coniaciano-Santoniano.

Formación Rumiayaco (Maestrichtiano – Paleoceno): Aflora principalmente en el piedemonte que bordea las estribaciones del flanco occidental de la cordillera andina. Esta unidad registra la finalización de las condiciones de sedimentación marina del cretáceo y el inicio de las condiciones de sedimentación continental del terciario. Predominantemente constituida por una sucesión de arcillolitas abigarradas y variocoloreadas, de tonos rojos, pardos, grises y verdes, con delgadas interstratificaciones de areniscas arcillosas hacia la base y techo de la formación. Es de notar que hacia el oriente, esta formación pasa a facies predominantemente arenosas definidas como miembro El Neme (Texaco). Esta unidad fue depositada en condiciones transicionales entre marinas y de agua dulce, en un medio relativamente oxidante (Cáceres y Teatin, 1985). Su espesor en la localidad tipo cerca a Mocoa, según McGirk, D. 1949 en Cáceres y Teatin, 1985, reporta 765 metros de sección, pero puede aumentar hacia el sur.

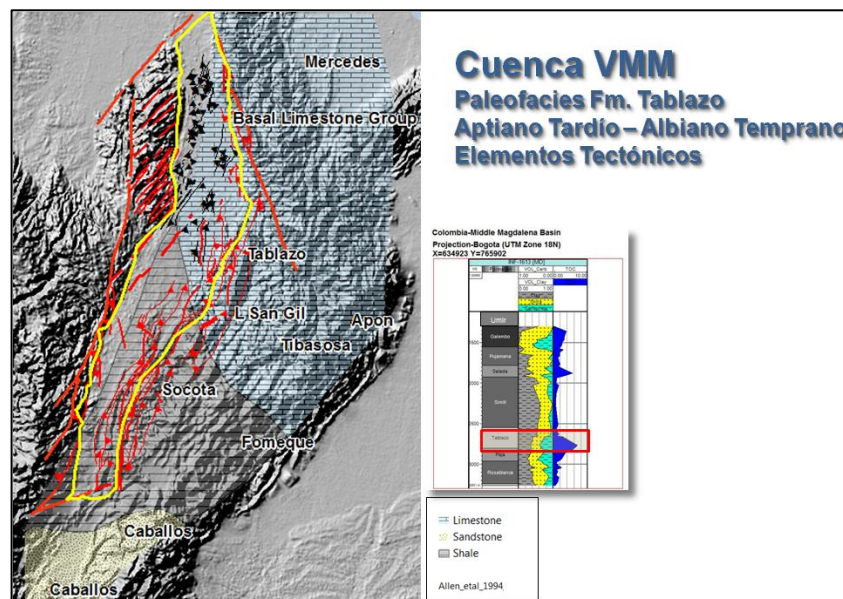
7.3 DISTRIBUCIÓN DE PALEOFACIES EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

7.3.1 Formación Tablazo

La distribución de paleofacies para el tiempo comprendido entre Aptiano Tardío – Albiano Temprano corresponde a las facies de la Formación Tablazo. Se pueden identificar dos zonas bastante interesantes (Figura 17):

1. Desde el centro y hacia el Norte de la cuenca se identifican paleofacies de litología caliza predominantemente, correspondientes a los depósitos del Tablazo y del Grupo Calcáreo Basal más al límite NorOriental de la cuenca.
2. Desde el centro y hacia el Sur de la cuenca las paleofacies de esta formación corresponden a una litología de shale predominantemente hasta el extremo sur de la cuenca.

Figura 13. Mapa de paleofacies para la Formación Tablazo. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC.

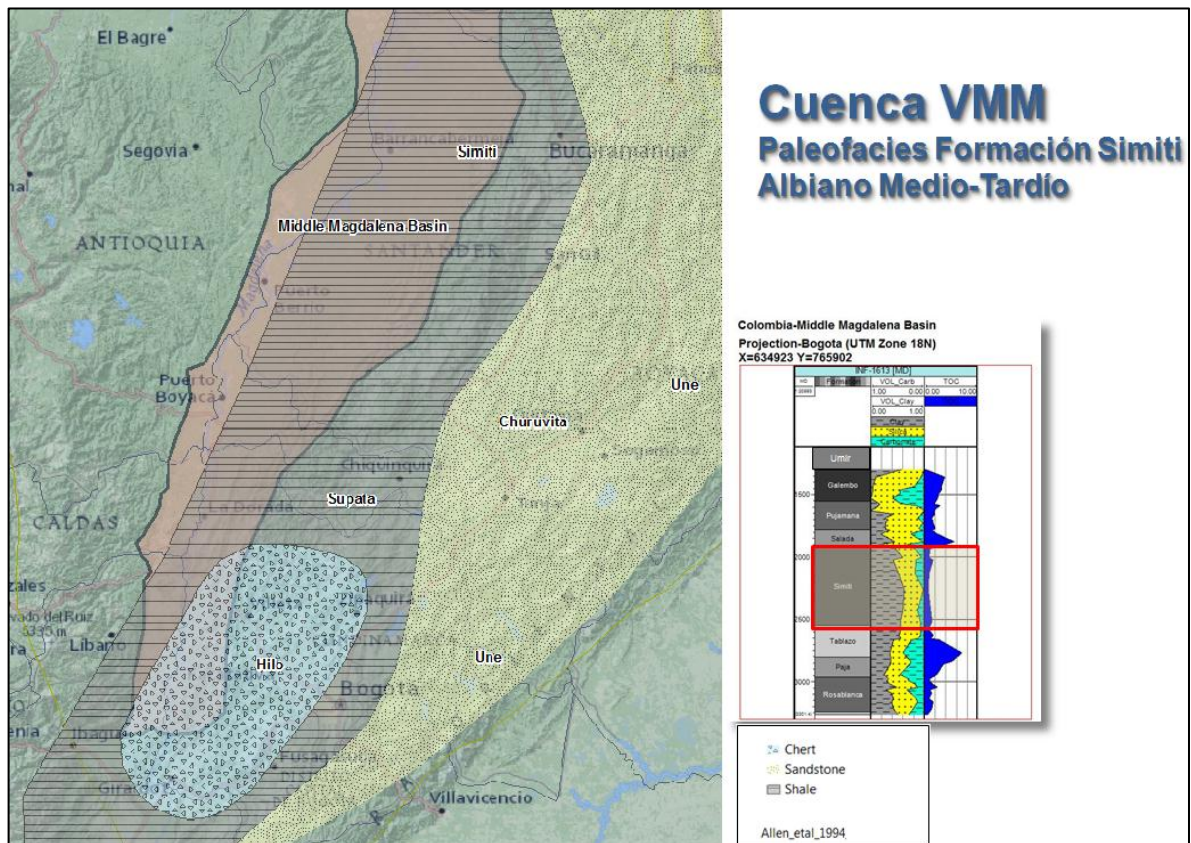


Fuente Modificado de Sarmiento, 2011.

7.3.2 Formación Simiti

La distribución de paleofacies para el tiempo de esta formación se localiza en el periodo Albiano Medio – Tardío. En términos generales, las paleofacies se distribuyen a lo largo de toda la cuenca en sentido N-S con una litología de shale predominante (Figura 16). En el extremo sur oriental se identifican facies de litología chert.

Figura 14 Mapa de paleofacies para la Formación Simiti. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC.



Fuente: Modificado de Allen et al., 1994

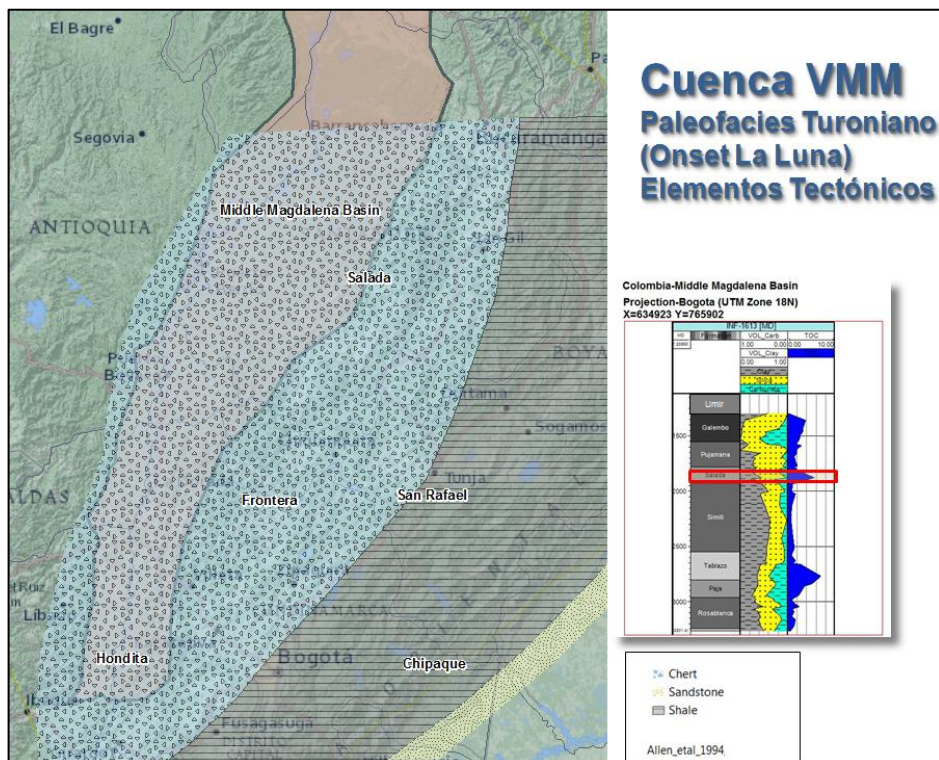
7.3.3 Formación La Luna

La distribución de paleofacies para el tiempo de la Formación La Luna se puede dividir en tres etapas, de acuerdo a los tres miembros que la componen, a saber:

1) Turoniano para el Miembro Salada, 2) Coniaciano para el Miembro Pujamana y 3) Santoniano para el Miembro Galembo.

Turoniano: el Miembro Salada se distribuye desde la parte central de la cuenca hasta el sur con una litología predominante de chert (Figura 13). Es importante resaltar que este tipo de roca sedimentaria es rica en su contenido de sílice de grano y además puede contener pequeños fósiles.

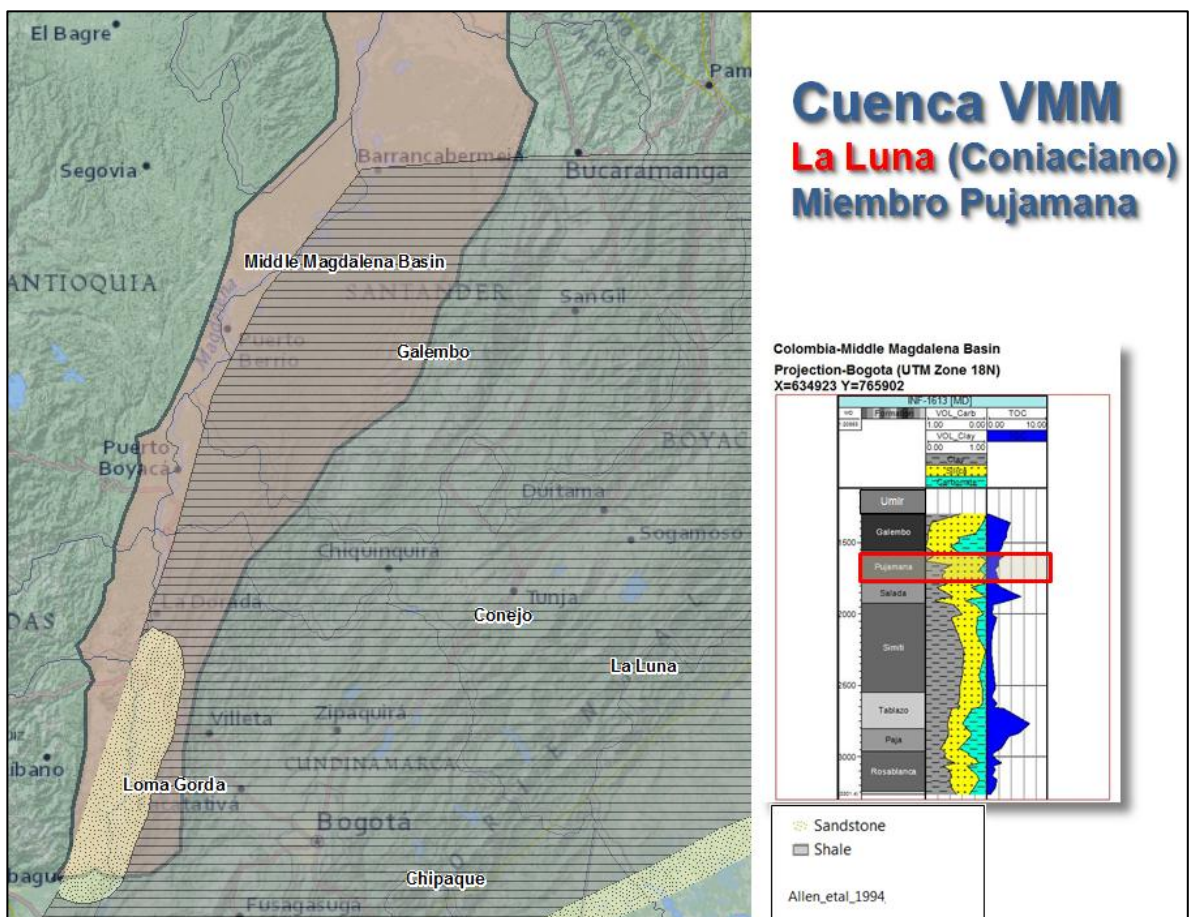
Figura 15. Mapa de paleofacies para el Miembro Salada de la Formación La Luna. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC



Fuente: Modificado de Sarmiento, 2011

Coniaciano: el Miembro Pujamana correspondiente a este intervalo de tiempo, se distribuye desde la parte central de la cuenca hasta el sur con una litología predominante de shale (Figura 14). En el extremo más sur de la cuenca se identifican depósitos de areniscas.

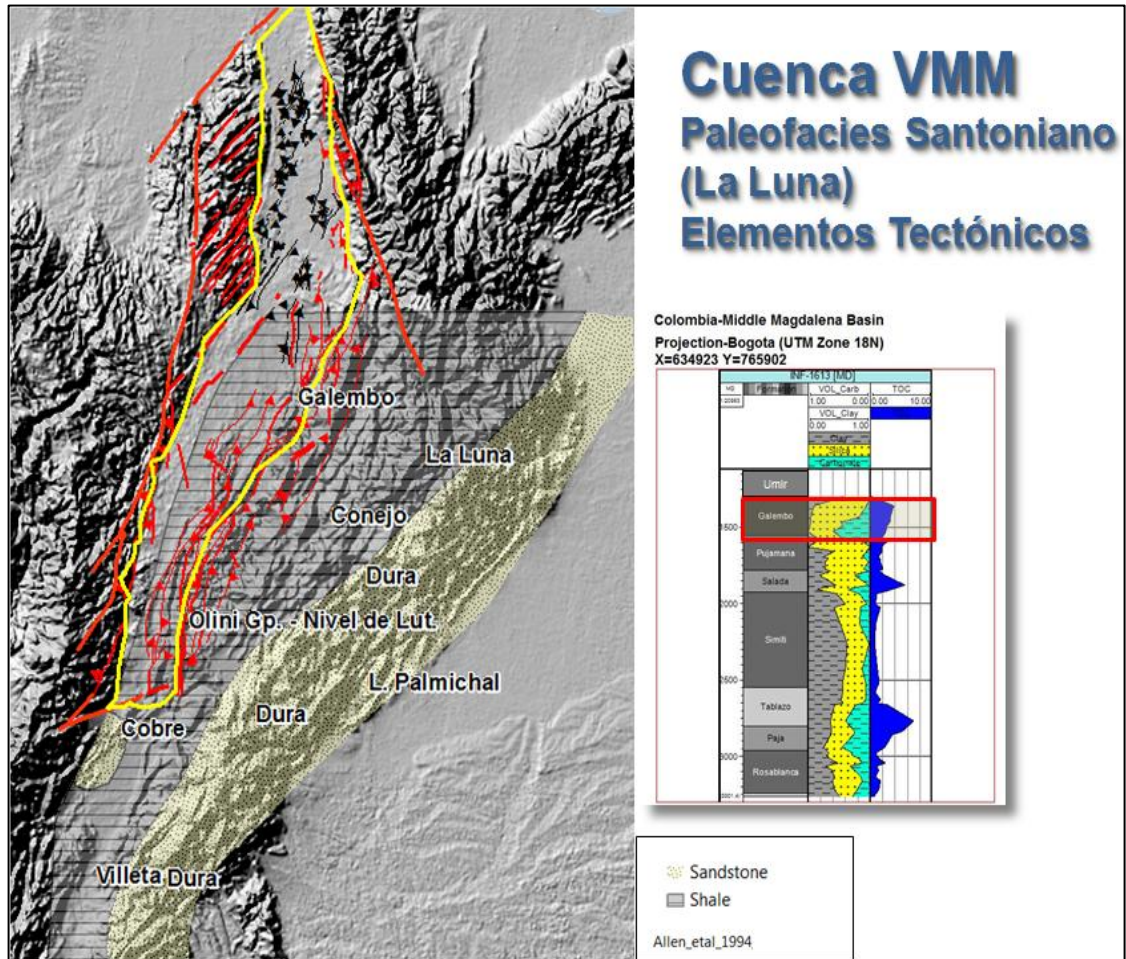
Figura 16 Mapa de paleofacies para el Miembro Pujamana de la Formación La Luna. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC.



Fuente: Modificado de Sarmiento, 2011

Santoniano: el miembro Galembo asociado a este intervalo de tiempo, tiene una distribución predominante de litología shale a lo largo de toda la parte central de la cuenca y hasta su extremo sur (Figura 15).

Figura 17. Mapa de paleofacies para el Miembro Galembo de la Formación La Luna. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC. (Modificado de Allen et al. 1994).



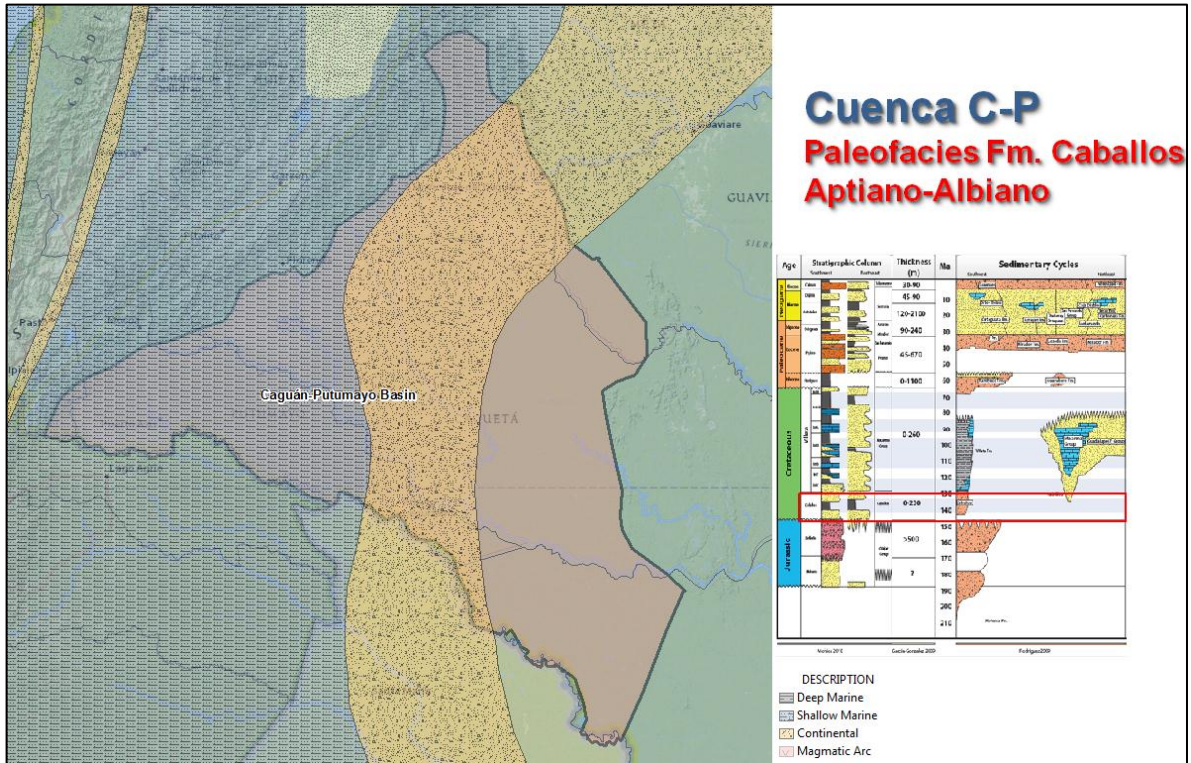
7.4 DISTRIBUCIÓN DE PALEOFACIES EN LA CUENCA CAGUÁN – PUTUMAYO

7.4.1 Formación Caballos

La distribución de paleofacies para esta formación corresponde al intervalo de tiempo Aptiano – Albiano en el que predomina una distribución de paleofacies de carácter continental en sentido N-S a lo largo de la parte central de la cuenca (Figura 19).

Paleofacies de tipo marino somero cubre el extremo occidental de la cuenca.

Figura 18 Mapa de paleofacies para la Formación Caballos



Fuente: Modificado de Pindell y Tabbutt, 1995

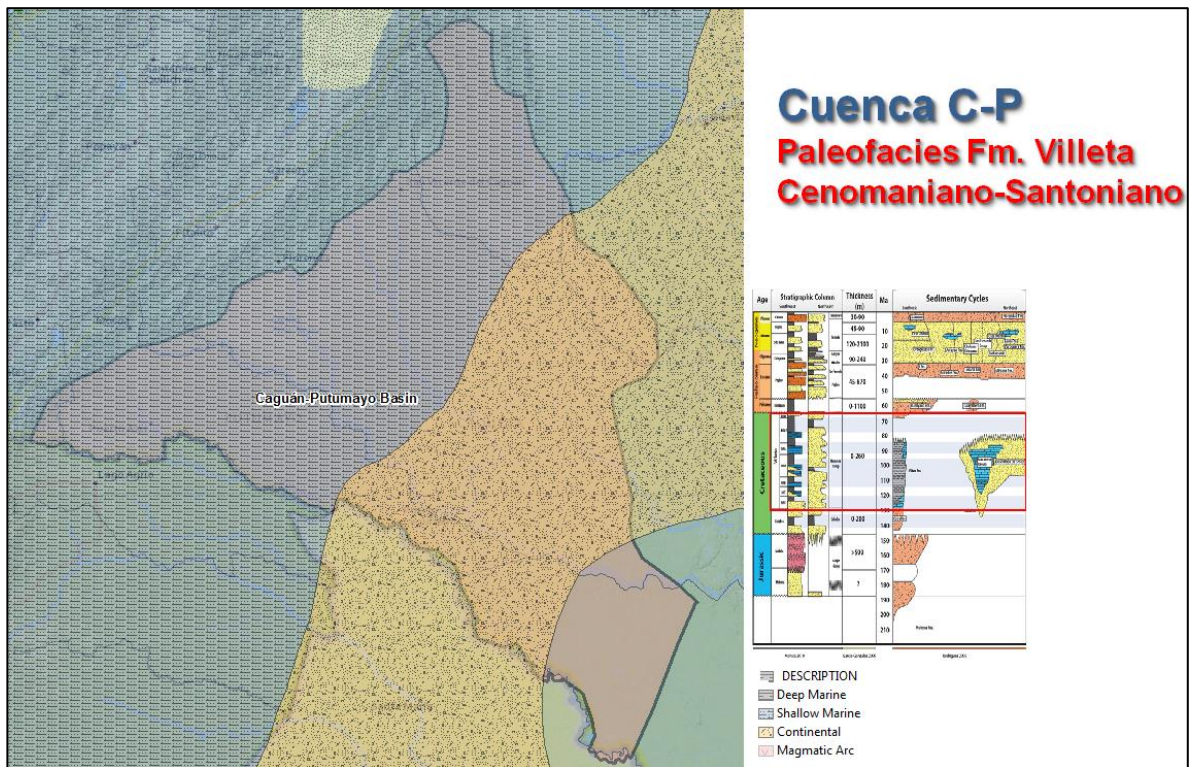
7.4.2 Formación Villeta

La distribución de paleofacies para la Formación Villeta corresponde al intervalo de tiempo Cenomaniano – Santoniano y su distribución se puede dividir en dos zonas, a saber (Figura 18):

Desde el centro de la cuenca hacia su extremo más occidental las paleofacies corresponden a depósitos marinos someros predominantemente.

Desde el centro de la cuenca hacia el oriente, las paleofacies son constituidas principalmente por depósitos continentales.

Figura 19. Mapa de paleofacias para la Formación Villeta



Fuente: Modificado de Pindell y Tabbutt, 1995

Revisión del sistema petrolífero convencional

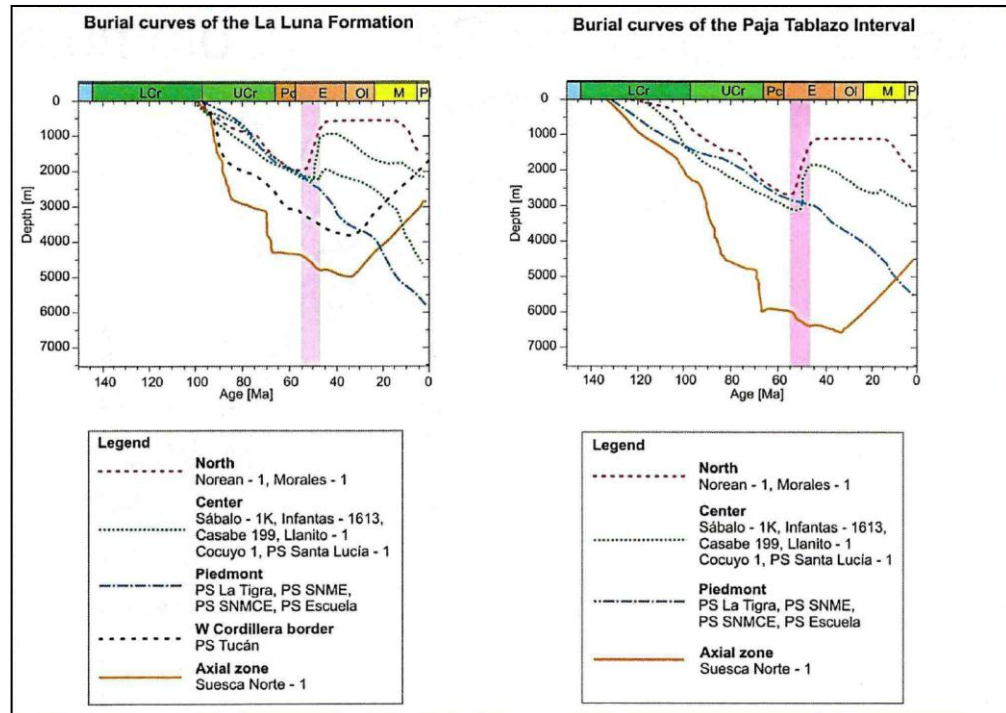
Cuenca del Valle Medio del Magdalena - Generación y madurez

Rocas generadoras están ampliamente distribuidas a lo largo de las cuencas de Colombia. En la cuenca del Valle Medio del Magdalena se identifican rocas fuente del Cretácico Temprano y Tardío. De estas, la Formación La Luna es la roca fuente más atractiva desde el punto de vista de un alto contenido de materia orgánica TOC.

La historia de maduración de esta cuenca cretácica del VMM muestra un amplio rango de niveles de madurez, relacionados directamente con la historia de enterramiento y con la historia estructural de las áreas que la conforman (Figura 20). Los valores relativamente altos de R_o en el Cretácico, que varía desde 0.67%

al tope de la Formación Umir hasta 2.15% en la Formación Paja, sugiere que el Cretácico fue enterrado bajo 2 – 3 km o más de depósitos del foreland antes del levantamiento de la cordillera.

Figura 20. Historia de enterramiento de las rocas generadoras de la cuenca del Valle Medio del Magdalena



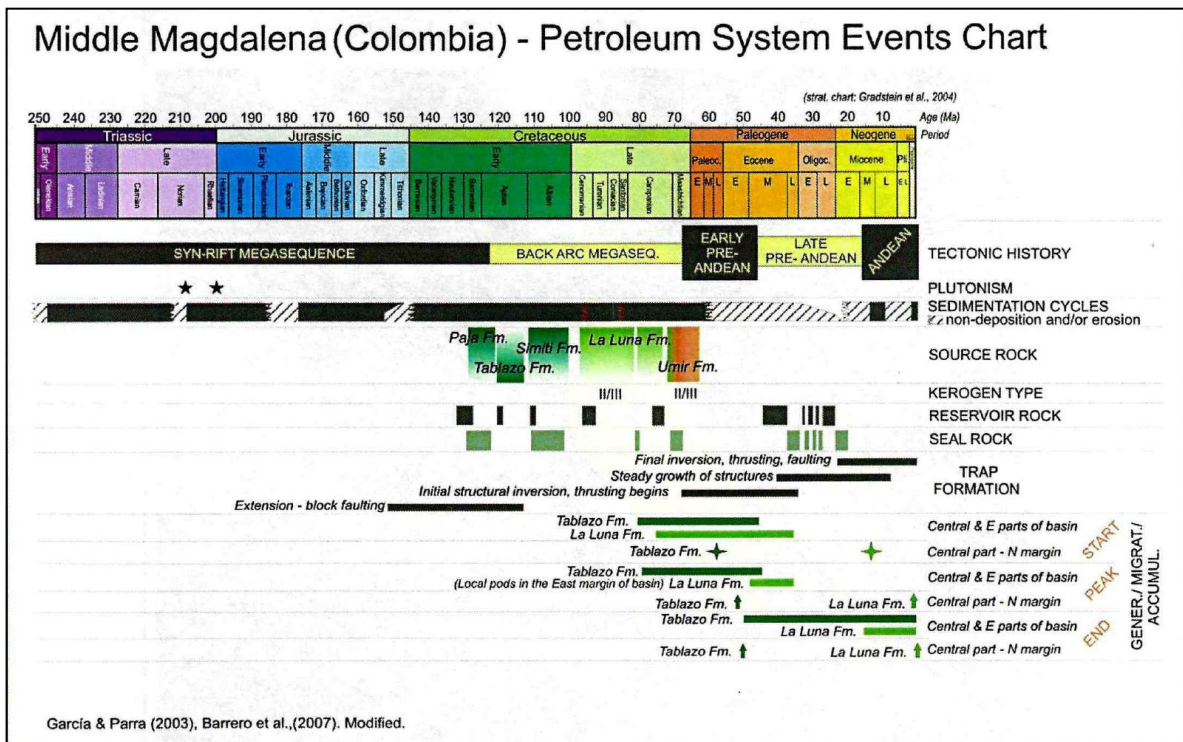
Fuente (Modificado de García y Parra, 2003). Las columnas rosadas indican los tiempos en los cuales las rocas generadoras alcanzaron la máxima temperatura en la cuenca.

Reservorio

La mayoría de los reservorios en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentran en depósitos Terciarios. Adicionalmente, algo de la producción proviene de calizas fracturadas del Cretácico, especialmente en la porción Norte de la cuenca.

En general, la cuenca del VMM cuenta con todos los elementos del sistema petrolífero y los procesos del mismo se desarrollan perfectamente para las formaciones La Luna y Tablazo (Figura 21).

Figura 21. Carta de eventos del sistema petrolífero de la cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Modificado de Barrero, et al. 2007; Gacía y Parra, 2003

7.5 POTENCIAL DE SISTEMAS NO CONVENCIONALES EN LA CUENCA

Identificación y descripción de los Reservorios en Shale

La Cuenca Cretácica del Valle Medio del Magdalena es considerada distal de la Cordillera Oriental (Cretácico Temprano). Como resultado de esta característica distal de esta cuenca, la mayoría de las unidades Cretácicas son caracterizadas por altos contenidos de carbonatos y/o shales, con cantidades mínimas de clásticos gruesos. Como resultado del carácter de esta cuenca, la mayoría de la sección Cretácica está constituida por posibles rocas generadoras. Es por esto, que es importante discutir ciertas propiedades de roca fuente para identificar las unidades más atractivas en esta sección del VMM.

Durante el Cretácico, la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) fue el sitio de una transgresión marina durante el cual un número de secuencias fueron depositadas, algunas incluyendo condiciones restringidas de agua y la correspondiente depositación de shales ricos en materia orgánica. El más conocido es el correspondiente a la Formación La Luna y el siguiente corresponde a las Formaciones Simití y Tablazo. Sarmiento, 2011 describe tres principales intervalos de generación: La Luna, Paja – Tablazo y el poco menos extendido Rosablanca. Las características de recursos de shale se describen a continuación para cada intervalo, pero es importante recalcar que el levantamiento y erosión del Terciario complicó las profundidades y distribución de unidades Cretácicas en esta cuenca para hoy en día.

En las siguientes tablas (7, 8 y 9) se relacionan las diferentes propiedades a considerar, de los plays de shale en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y Caguán – Putumayo, objeto de estudio en este trabajo.

Tabla 6. Describe la información general de cada cuenca estudiada. Autores.

Información General				
Cuenca	Formación	Litología	Edad	Análogo principal
Valle Medio del Magdalena	La Luna	Mudstone silícea	Turoniano-Santoniano	Eagleford
Valle Medio del Magdalena	Simiti	Mudstone arcillosa - Mudstone silícea	Albiano medio a tardío	Bakken
Valle Medio del Magdalena	Tablazo	Mudstone arcillosa - Mudstone calcárea	Albiano temprano	Eagleford
Caguán - Putumayo	Villeta	Marlstone silícea	Cenomaniano-Santoniano	Niobrara
Caguán - Putumayo	Caballos	Intercalaciones de shales marinos someros	Aptiano-Albiano	Utica

Autores de Proyecto

Tabla7. Describe la información física de cada cuenca.

Extensión Física			
Area de la cuenca (mi ²)	Rango de espesor Gross (ft)	Espesor neto (ft)	Profundidad (ft)
12583	0 - 4000	862	7619
12583	0 - 1650	1025	7715
12583	0 - 1650	417	6819
42339	100 - 1200	325	4000-9000
42339	220	88	4100-10200

Autores de Proyecto

Tabla 8. Describe la información geoquímica y mineralógica para cada cuenca.

Geoquímica		Mineralogía		
Rango de TOC %	Rango de madurez Ro %	Clay	Silicatos	Carbonatos
0.2 - 58.1	0.3 - 4.92	26.5	45.8	25.2
0.72 - 1.98	0.93 - 1.49	43.8	37.8	11.1
0.08 - 6.28	0.5 - 1.2	27.5	30.5	33.5
0.1 - 8.3	0.4 - 0.9	35.5	40.8	20.2
0.2 - 2.9	0.4 - 0.10	32.3	51.05	12.12

Autores de Proyecto

Formación Tablazo

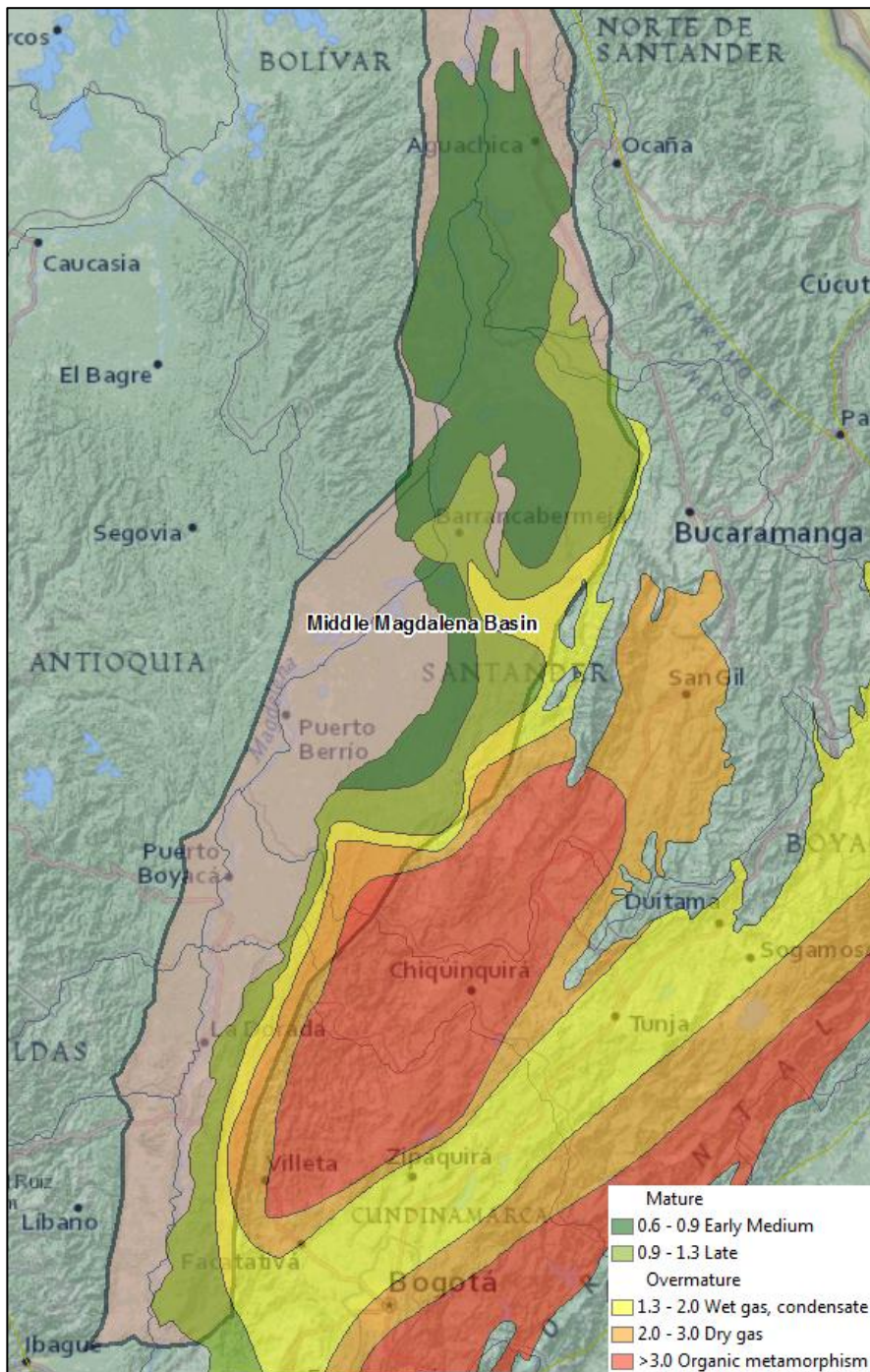
Esta formación se clasifica como una Lodolita arcillosa – Lodolita calcárea. Su espesor varía entre 492 – 1066 ft y se ubica a profundidades por debajo de 12000 ft. De acuerdo a Morales and The Colombian Petroleum Industry, 1958 esta formación es de carácter nerítico en la parte central de la cuenca VMM hasta un carácter nerítico medio en la parte Norte.

El TOC para esta formación varía entre 0.48 – 4.74% con valores promedio entre 2 – 3.5%. Valores regulares a pobres en riqueza de materia orgánica (0.55 – 0.63%TOC) ocurren en la parte NE de la cuenca. Sin embargo, valores de riqueza orgánico buenos son exhibidos en la mayor parte de la cuenca (1 – 4.74%TOC). La Formación Tablazo contiene Kerógeno Tipo II con valores HI (Índice de hidrógeno) entre 100 – 600 mgHC/g TOC (Sarmiento, 2011).

Valores de Reflectancia de la vitrinita indican zonas maduras a sobremaduras. Los niveles más bajos de madurez fueron reportados en los pozos Morales-1 y Norean-1 (Córdoba et al., 2000).

La Figura 22 presenta la madurez actual de la Formación Tablazo y que indica una amplia porción de la mitad Norte de la cuenca que se encuentra en la ventana de generación de aceite a gas.

Figura 22. Madurez de la Formación Tablazo basado en la reflectancia de la vitrinita



Fuente: Modificado de Sarmiento, 2011

La mineralogía promedio para esta formación se distribuye de la siguiente manera: 20.5% de minerales arcillosos, 25.24% de silicatos y 50.55% de carbonatos (a partir de análisis en 77 muestras) lo que indica una naturaleza predominantemente rica en carbonatos para los shales de esta formación. Sin embargo, las variaciones mineralógicas existen en esta formación. El pozo Catalina-1, localizado en la parte N de la cuenca, tiene un promedio de minerales arcillosos de 14.6% que contrasta con el pozo Veracruz-1 que reporta un promedio de 33% de contenido de minerales arcillosos y está localizado en parte más central de la cuenca. Esto sugiere una considerable variación en el contenido de minerales arcillosos para esta formación y puede existir y tener implicaciones en la habilidad de fractura la roca durante el completamiento. Información adicional de la mineralogía será entregada en la caracterización mineralógica más adelante.

Formación Simiti

Esta formación está constituida por calizas que están suprayacidas por una capa carbonacea, gris a negra, localmente calcárea y concrecionaría de shales de edad Albiano que fueron depositados en una plataforma marina externa (Allen et al., 1994). Su espesor varía entre 820 – 2132 ft y se ubica a profundidades que alcanzan los 10000 ft.

Se puede identificar la variación del contenido de minerales arcillosos en el shale: 13.68% en Catalina-1, 53% en Bosques-1, 48.8% en Margaritas-1, 48.5% en Infantas-1629 y 21.69% en Cascajales-1.

El porcentaje de TOC para la Formación Simiti varía entre 0.55 – 12.08% con un promedio de 2.6%, lo que la caracteriza como muy buena (Sarmiento, 2011).

El potencial de generación de hoy en día para esta unidad es regular a pobre debido a su madurez termal, que está cerca del final de la ventana de generación de aceite en la parte SW de la cuenca y al inicio de la ventana de generación de aceite en el N y NW de la cuenca (Córdoba et al., 2000).

La Formación Simiti en general se clasifica como Lodolita arcillosa – Lodolita silicea. La mineralogía del shale es variable a lo largo de la cuenca y tiene rangos desde pobre contenido de minerales arcillosos hasta contenidos muy ricos. Teniendo en cuenta que la mineralogía afecta la habilidad de una roca para ser fracturada, un mejor entendimiento de la distribución de minerales arcillosos en la cuenca es muy importante y es el objetivo de los análisis de Difracción de Rayos X que se realizaron en este trabajo.

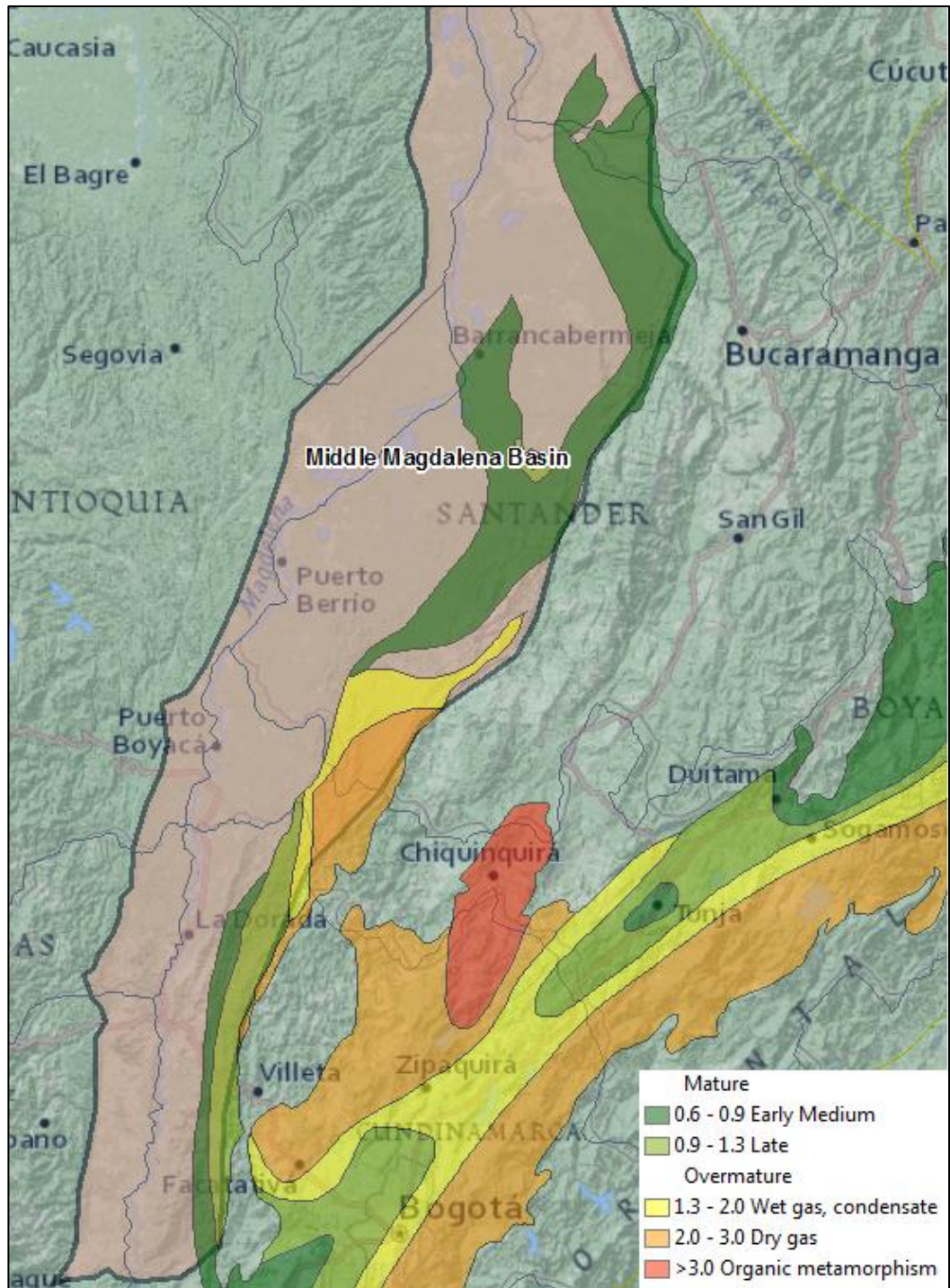
Formación La Luna

Esta formación es considerada como la más prolífica roca fuente en el Norte de Sur América, siendo la principal roca generadora de hidrocarburos en Venezuela y Colombia. Su espesor abarca un rango desde 918 – 2400 ft y es encontrada, generalmente, a profundidades mayores a 10000 ft.

El contenido de materia orgánica de la Formación La Luna está generalmente en el rango entre 0.3 – 12.25 %, sin embargo, hay reportes de picos de hasta 58% de TOC. El kerógeno es de tipo II con algunos tipos I y III en menor proporción, y la madurez de aceite a gas se incrementa en sentido Norte – Sur (Sarmiento, 2011).

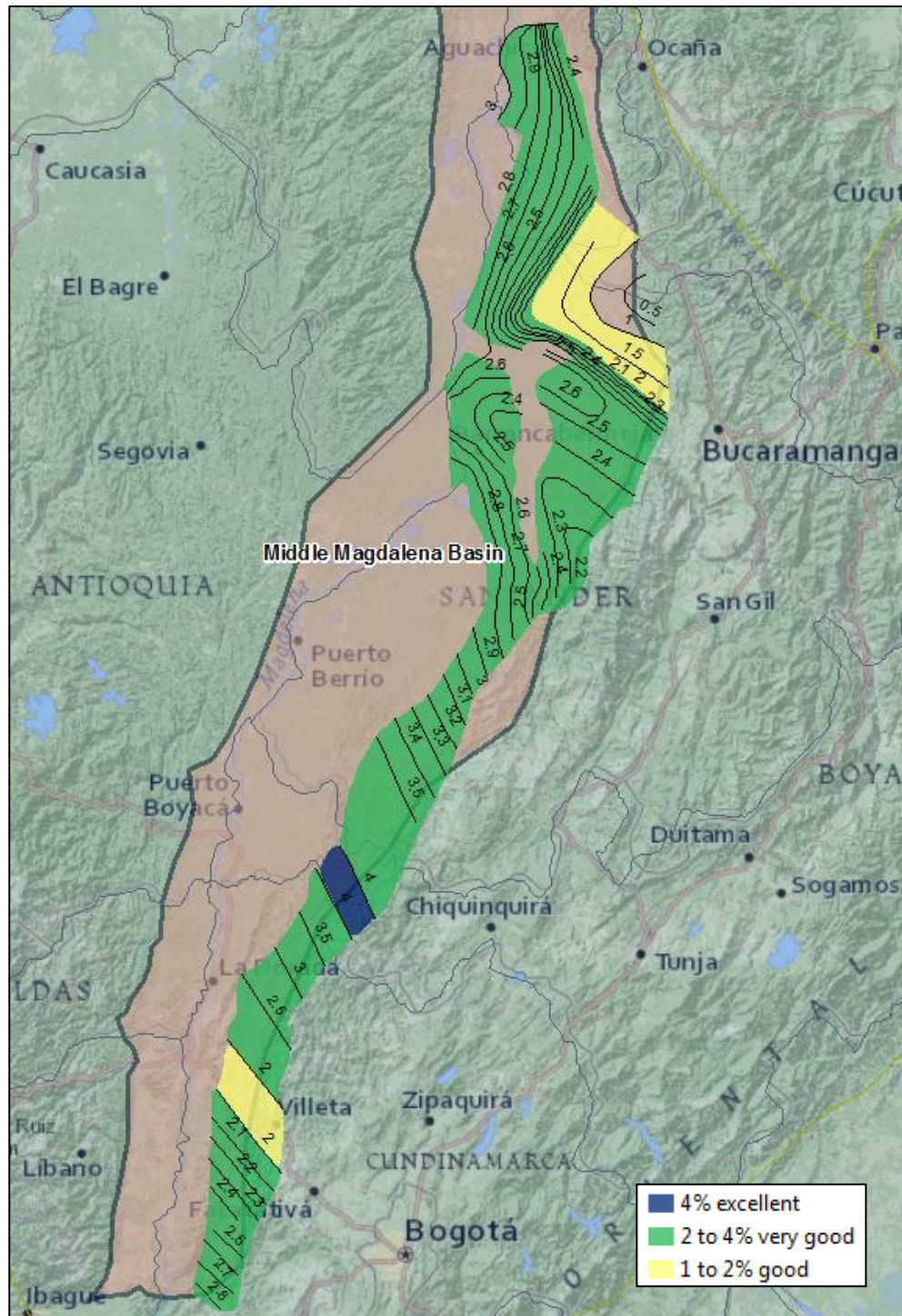
La madurez termal varía desde temprana hasta media en sentido Oeste – Este para la mayor parte de la cuenca, sin embargo también existe madurez en ventana de generación de gas (Figura 23). El rango de R_o varía desde 0.3 – 4.92% (Sarmiento, 2011). La información de madurez indica que la Formación La Luna está en la etapa temprana de la ventana de generación de aceite desde la parte central de la cuenca y hacia el Norte (Figura 24). Unos pocos kilómetros al Norte del pozo Escuela-1 la madurez alcanza valores de ventana de generación de gas ($R_o = 2.0$ en el pozo Escuela-1). Al Sur de este mismo pozo, la madurez decrece alcanzando valores inmaduros en el extremo más Sur de la cuenca (Sarmiento, 2011).

Figura 23. Mapa de distribución de TOC para la Formación La Luna



Fuente Modificado de Sarmiento, 2011

Figura 24. Madurez termal (Ro) de la Formación La Luna



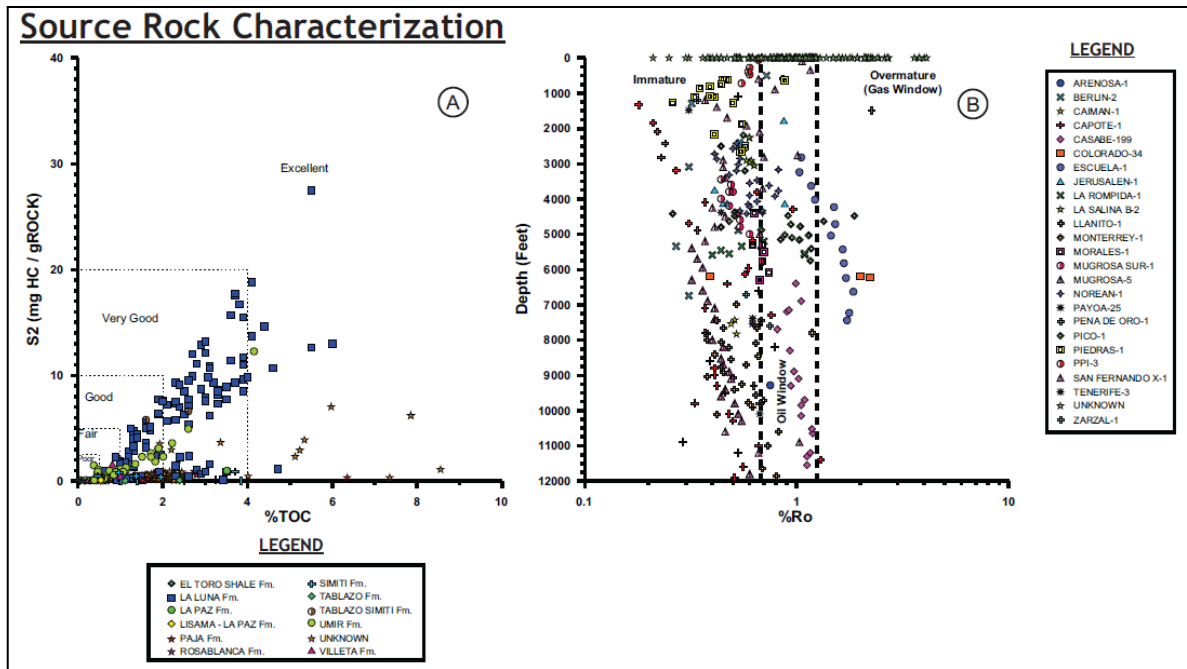
Fuente: Modificado de Sarmiento, 2011

La Formación La Luna tiene valores típicos de minerales arcillosos de 23.1%. El promedio de Cuarzo y Feldespato es del orden de 58.04% y los carbonatos comprenden valores de 13.57%. Los tres miembros de la Formación La Luna contienen porcentajes variables de contenido de carbonatos: Galembo, Pujamana y Salada tienen promedios de 2.4%, 43.2% y 40.4% respectivamente (Zumberge, 1984).

La Figura 25 representa un perfil del pozo Infantas-1613 que ilustra la distribución vertical del TOC y la mineralogía para cada formación de la secuencia de interés. Los dos principales intervalos de roca generadora, La Luna y Paja – Tablazo, muestran un incremento en los niveles de TOC y un decrecimiento en el contenido de minerales arcillosos. Este intervalo se encuentra limitado en tope y base por las formaciones Umir (no se muestra en el gráfico), Simiti y Rosablanca, cada uno de los cuales tiene bajos porcentajes de TOC y altas concentraciones de minerales arcillosos. Es importante tener en cuenta estas relaciones, ya que en términos de completamiento, las zonas más propensas a resistir un fracturamiento están presentes sobre y debajo de los intervalos de interés.

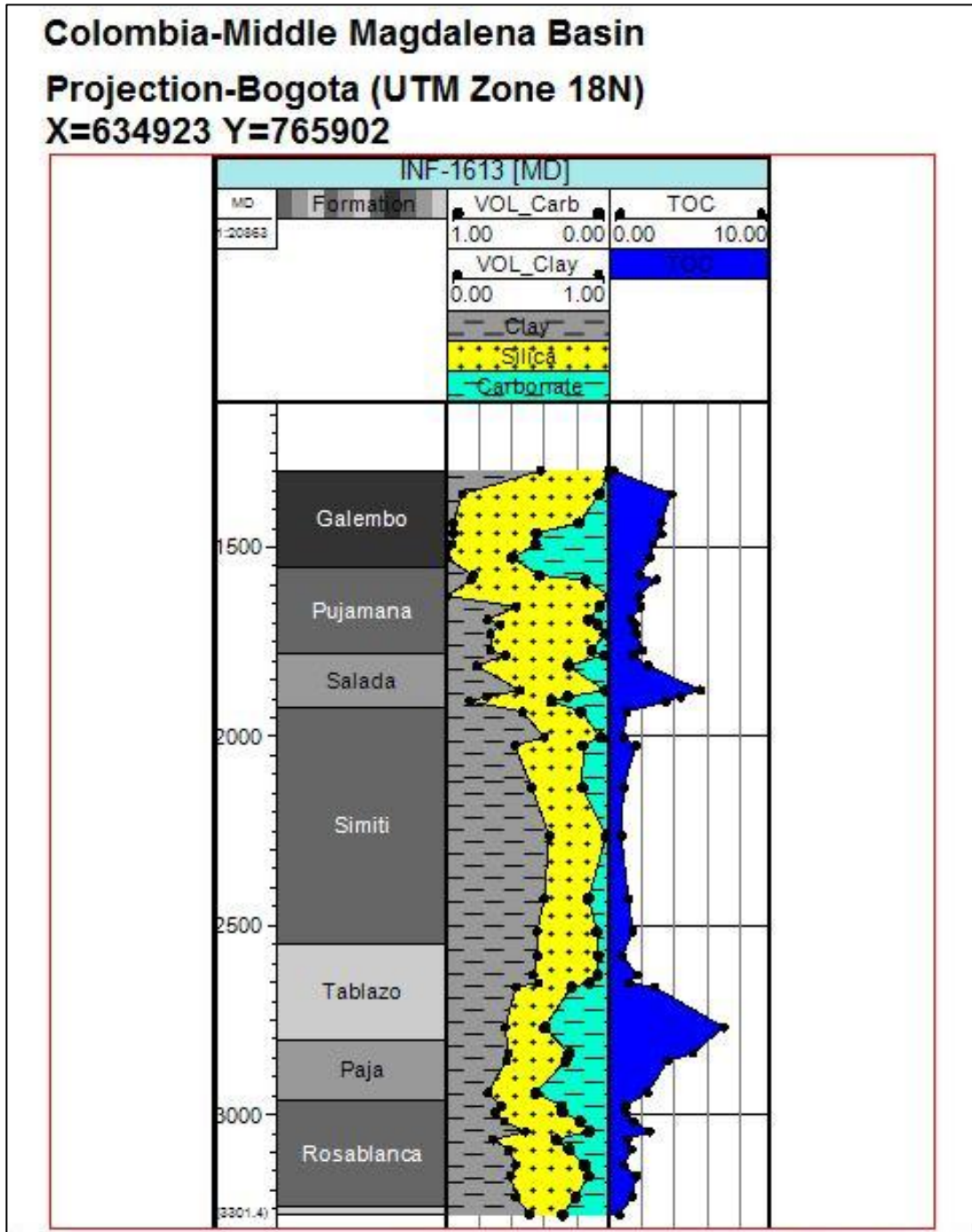
El Atlas Geoquímico 2010, realiza una caracterización de roca fuente (Figura 26), para la cuenca VMM, en la que la Formación La Luna muestra el mayor potencial, seguida por la formación Tablazo y Simiti. Estos resultados son tenidos en cuenta para este estudio dada la coincidencia de 6 pozos que nos permiten amarrar los resultados.

Figura 25. Perfil mineralógico y de TOC del pozo Infantas-1613.



Fuente Autores.

Figura 26. Caracterización de roca fuente en la Cuenca VMM. La coincidencia se da con los pozos Berlin-2, Colorado-34, Escuela-1, Llanito-1, Morales-6 y Mugrosa.5.



Fuente Atlas Geoquímico 2010.

7.6 REVISIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO CONVENCIONAL

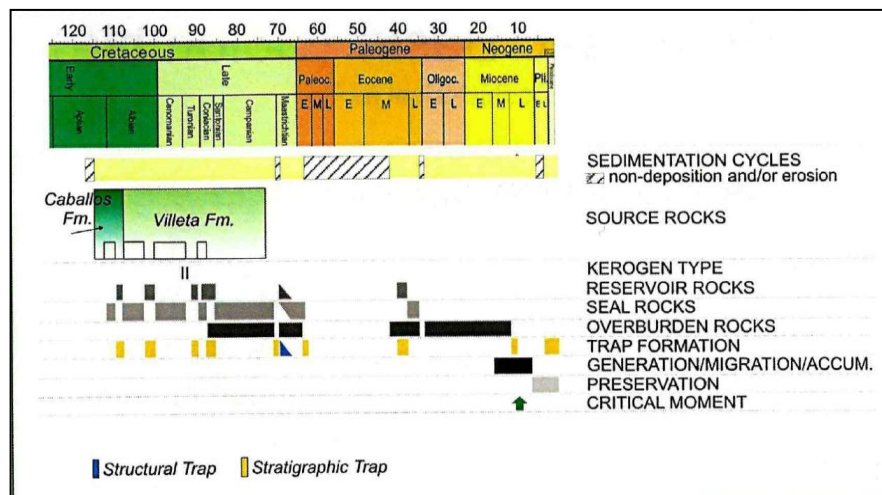
Cuenca Caguán – Putumayo - Generación

Las rocas generadoras en la Cuenca Caguán – Putumayo (CP) incluyen calizas y shales cretácicos de la Formación Villeta con materia orgánica marina tipo II y un promedio de TOC de más de 0.5%. Adicionalmente, shales orgánicos de la Formación Caballos con un promedio de más de 0.5% y materia orgánica tipo III es una segunda fuente de hidrocarburos. La zona NE de la Cuenca Caguán de la cuenca de CP tiene un potencial más limitado de rocas generadoras en el Grupo Macarena del Cretácico.

Reservorios

Areniscas cretácicas de la Formación Caballos son la principal roca reservorio de la Cuenca Putumayo con un promedio de espesor de 300 ft, rango de porosidades entre 10 – 16% y permeabilidad promedio de 5mD. Unidades de shale dúctiles en la Formación Villeta son excelente roca sello tanto vertical como horizontal. Los shales de Rumiayaco y Orteguaza también se comportan como sellos importantes.

Figura 27. Carta de eventos del sistema petrolífero de la Cuenca Putumayo



Fuente: Barrero et al. 2007; González et al. 2002; Kairuz et al. 2000; Olaya Lopez et al., 1999

Potencial de Sistemas No Convencionales en la Cuenca

Identificación y descripción de los reservorios en shale

Los shales in la cuenca Caguán – Putumayo (CP) están limitados a shales Cretácicos de la Formación Villeta y de la Formación Caballos. Como se mencionó anteriormente, la estratigrafía del Cretácico en la cuenca Putumayo evidencia diferencias con la estratigrafía en la cuenca Caguán.

Propiedades de los reservorios en shale

Durante la evolución tectónica Cretácica de la región sub Andina se provocaron condiciones suboxicas y anoxicas en la cuenca (Fabre, 1985). La información geoquímica indica que las rocas generadoras del Cretácico Superior acumulan más del 90% de los descubrimientos de aceite en las cuencas sub Andinas (Mello y Trindade, 1999). La principal roca generadora de aceite y gas en la provincia Putumayo – Oriente – Marañón corresponde a shales Cretácicos de ambientes marinos, mixtos y terrestres (Higley, 2001). Las Formaciones Villeta y Caballos fueron depositadas durante este tiempo y dichas condiciones y representan el principal intervalo generador en la cuenca Putumayo.

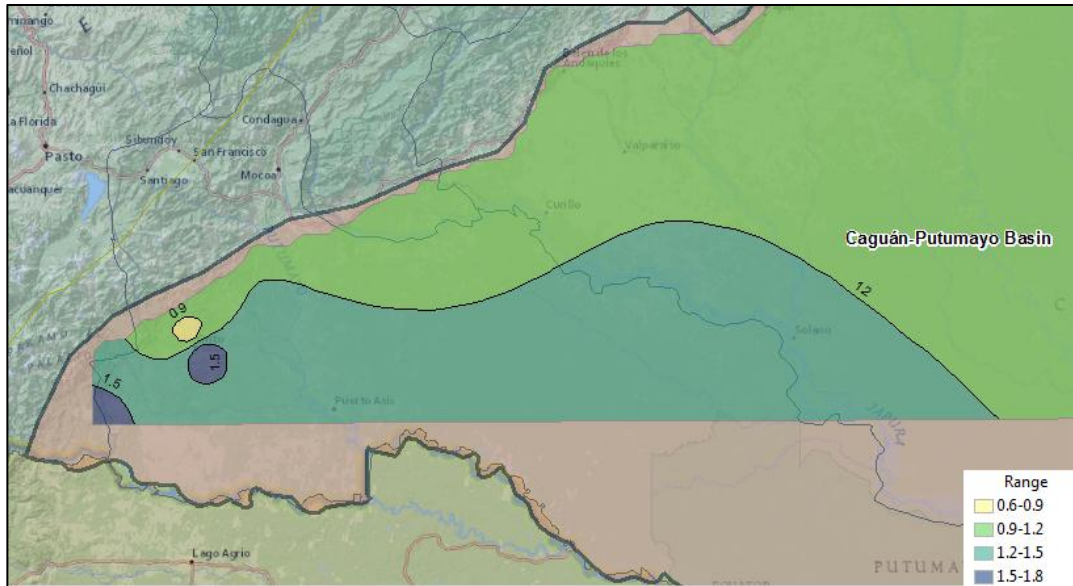
Formación Caballos

Esta formación consiste de areniscas oscuras de grano fino a medio y shales negros depositados en un ambiente transicional. La profundidad de la formación está en el rango de 4100 – 10200 ft y su espesor de alrededor de 220 ft (Ramón, 1996).

Los contenidos más altos de TOC (Figura 28) están localizados los intervalos más altos de shale negros de la Formación Caballos (Higley, 2001). La información geoquímica indica que los shales de la Formación Caballos están compuestos de sedimentos provenientes de una fuente terrígena (Mann y Stein, 1997).

Según el mapa de Ro (Figura 29) realizado por la ANH en el Atlas Geoquímico

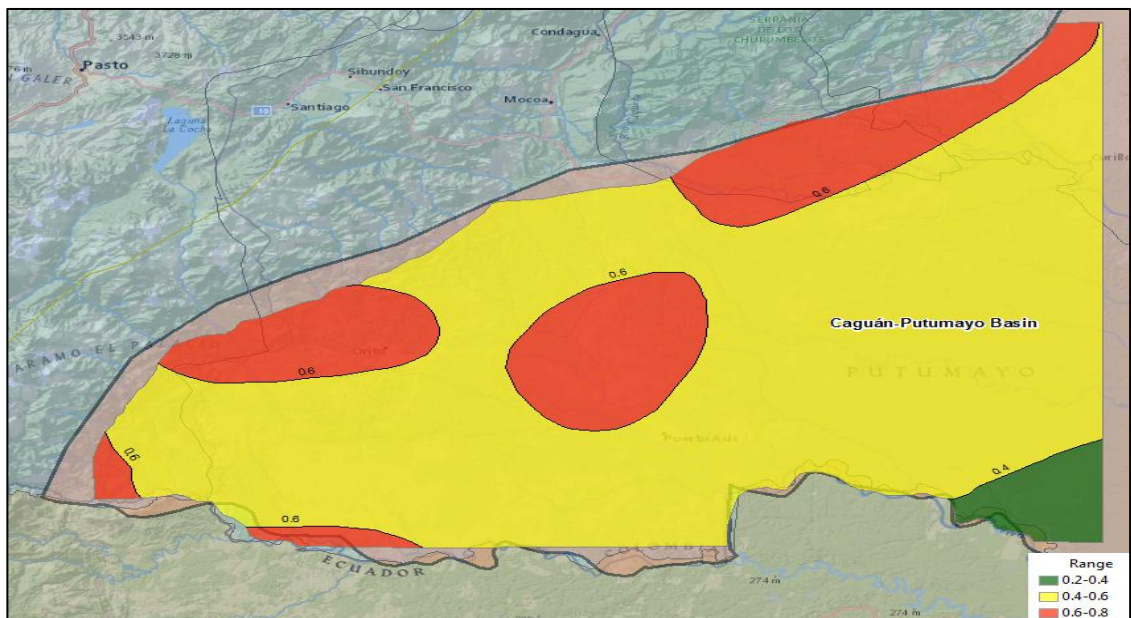
Figura 28. Mapa de TOC para la Formación Caballos



Fuente: Aguilera et al. 2010

2010 (Aguilera et al. 2010) los valores de Ro varían entre 0.2 – 0.6% lo que ubica a esta formación en la zona de madures termal temprana.

Figura 29. Mapa de madurez termal basada en Ro de la Formación Caballos



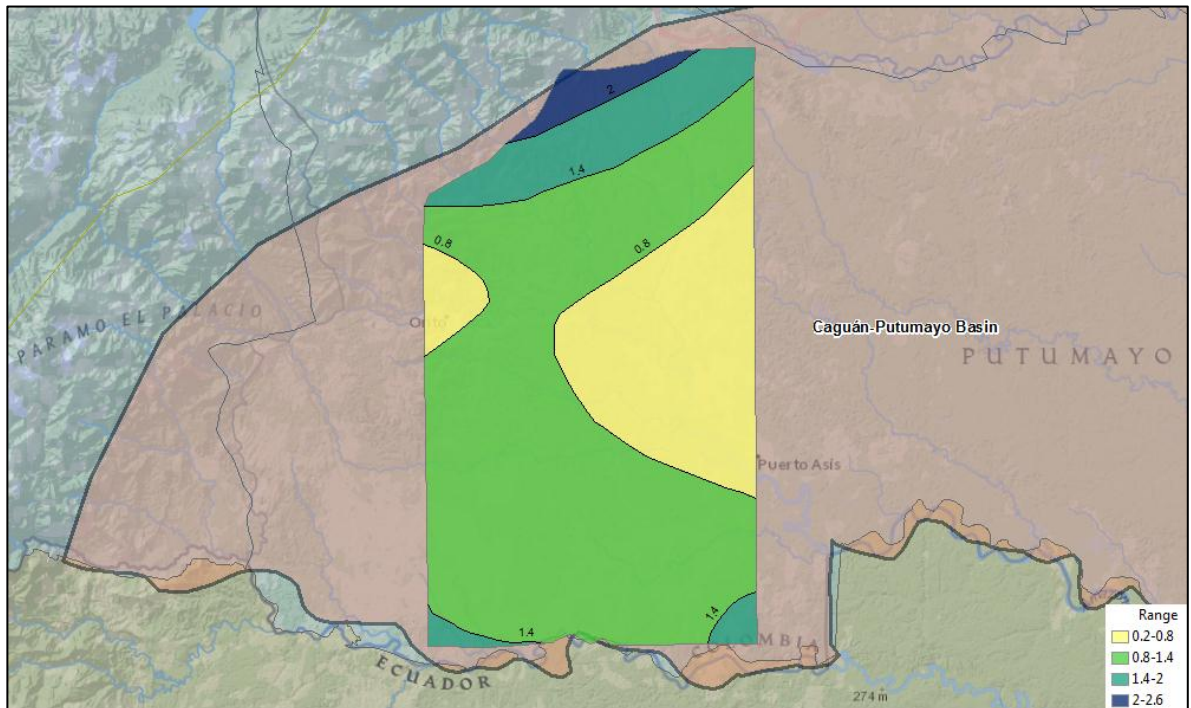
Fuente: Aguilera et al. 2010.

Formación Villeta

Esta formación fue depositada bajo condiciones marina marginal y terrestre. Se constituye de una serie de shales, shales calcáreos y calizas. Localmente dichos estratos finos son interrumpidos por areniscas de límite de costa progradantes y transicionales. La profundidad del tope de la Formación Villeta se incrementa en sentido E-W a lo largo de la cuenca, alcanzando la máxima profundización a 6000 ft. El rango de espesor para esta formación es de 100 – 325 ft.

El TOC promedio es de 1.59%, con un rango entre 0.1 – 8.3%. A partir del mapa de TOC propuesto en el Atlas Geoquímico de la ANH (Aguilera et al., 2010) se infiere que el contenido de TOC se incrementa hacia el margen norte de la cuenca (Figura 30). El Kerógeno es Tipo II (Montenegro y Barragán, 2011).

Figura 30. Mapa de TOC de la Formación Villeta

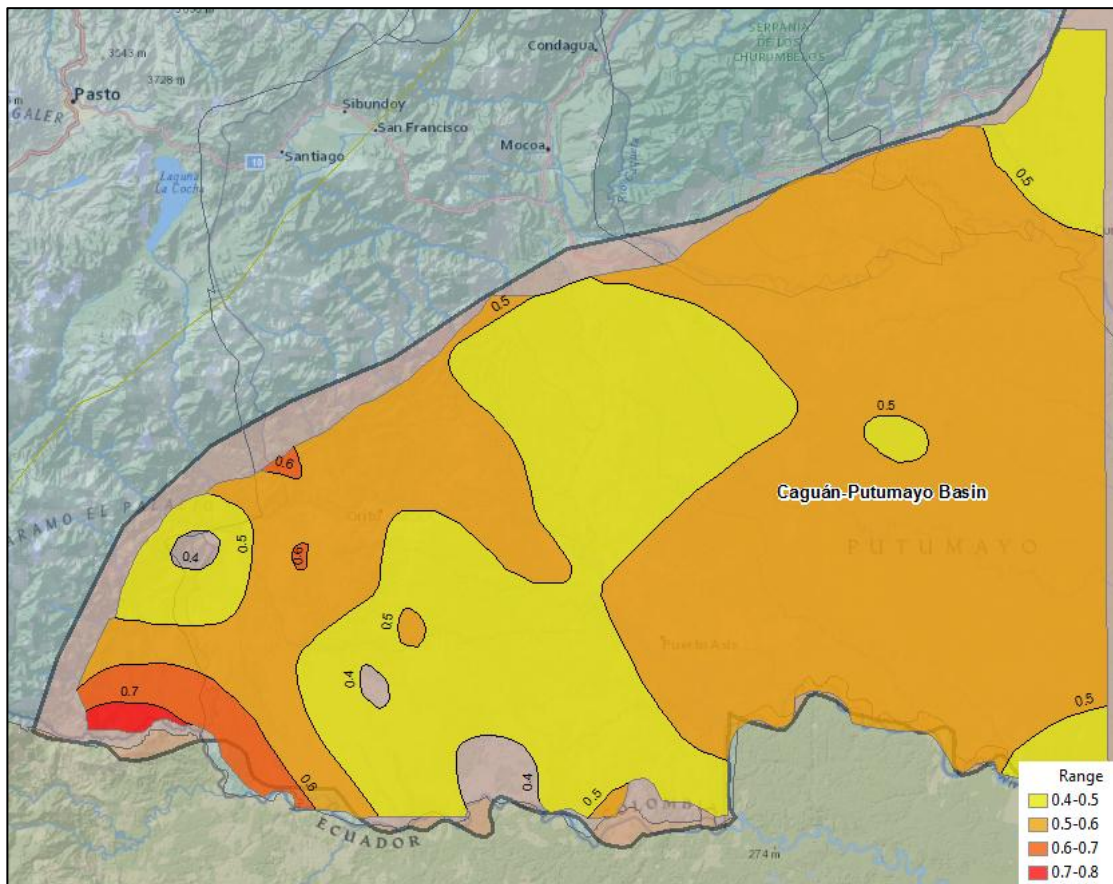


Fuente: Aguilera et al., 2010

El área de la Formación Villeta está la etapa temprana a media de la ventana de generación de aceite según el Atlas Geoquímico de la ANH (Aguilera et al., 2010). El rango de Ro está entre 0.2 – 1.4% con un promedio de 0.2%. Se identifica una tendencia de incremento de la madurez en sentido E-W a lo largo de la cuenca (Figura 31).

Los análisis de XRD desarrollados exhiben los siguientes promedios de contenido para la Formación Villeta: Minerales arcillosos 27.5%, con un rango entre 2 – 74% lo que indica que un alto contenido de minerales arcillosos es posible. Silicatos 29.9% y carbonatos 42.4%.

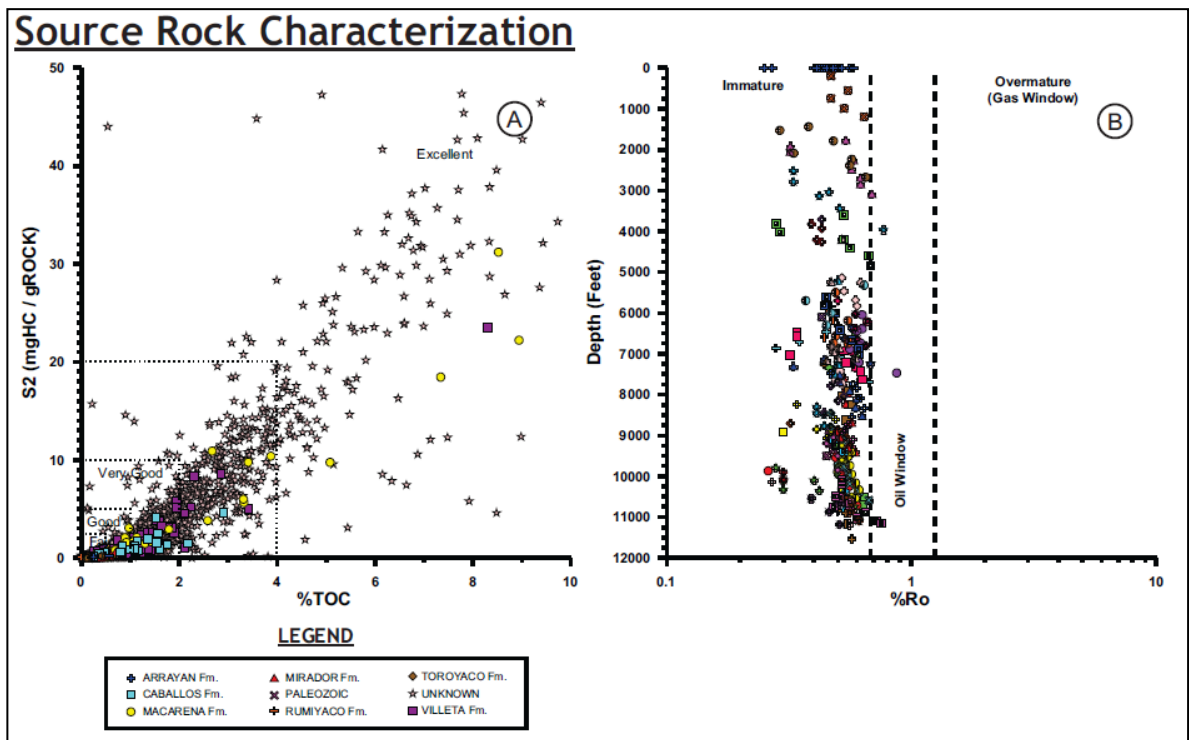
Figura 31. Mapa de madurez termal basada en Ro de la Formación Villeta



Fuente: Aguilera et al. 2010

El Atlas Geoquímico 2010, realiza una caracterización de roca fuente (Figura 32), para la cuenca CP, en la que tanto la Formación Villeta como Caballos exhiben un alto potencial. Estos resultados son tenidos en cuenta para este estudio dada la coincidencia de 7 pozos que nos permiten amarrar los resultados.

Figura 32. Caracterización de roca fuente en la Cuenca VMM. La coincidencia se da con todos los pozos que se trabajaron en este estudio.



Fuente Atlas Geoquímico 2010

Implicaciones en la Exploración de la Cuenca VMM

1. Se identifican tres intervalos con potencial interesante: Tablazo, Simiti y La Luna.
2. Dos unidades de shale tienen un potencial elevado de acuerdo al contenido mineral, riqueza orgánica y madurez: La Luna y Tablazo.

3. Es necesario evaluar la influencia del levantamiento y erosión durante la Orogenia Andina que pudo afectar la presión de formación de estos intervalos cretácicos.

Implicaciones en la Exploración de la Cuenca CP

1. Se identificaron dos intervalos de shale con potencial: Villeta y Caballos.
2. El sector de Putumayo es la zona con mayor conocimiento geológico de la cuenca y puede tener un importante potencial de recursos de shale en ambas formaciones.
3. La etapa de maduración y el tipo de hidrocarburos convencionales producidos sugieren potencial de fase líquida.
4. La mineralogía indica bajos contenidos de minerales arcillosos en los shale.

8. CARACTERIZACIÓN MINERALÓGICA A PARTIR DEL ANÁLISIS DE DIFRACCIÓN DE RAYOS X

8.1 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Es importante recalcar que los análisis por Difracción de Rayos X (DRX) fueron redondeados al valor entero más cercano para simplificar la caracterización mineralógica.

8.1.1 Formación Tablazo

Los análisis de DRX de muestras de núcleos (77 en total) que perforaron la secuencia de la Formación Tablazo (Figura 33 y 36) indican tres grupos mineralógicos distintivos, el primero rico en minerales arcillosos, el segundo rico en carbonatos (calcita y dolomita) y el tercero rico en silicatos. La distribución mineralógica está controlada por pozos. Desde este punto de vista, los pozos Morales-1 y Veracruz-1 exhiben una tendencia predominante en el grupo de Mudstone silíceo con alto contenido de minerales arcillosos (Mudstone arcilloso en el pozo Morales-1) en su litología y el pozo Catalina-1 exhibe litologías ricas en carbonatos (mudstones calcáreos/dolomíticos).

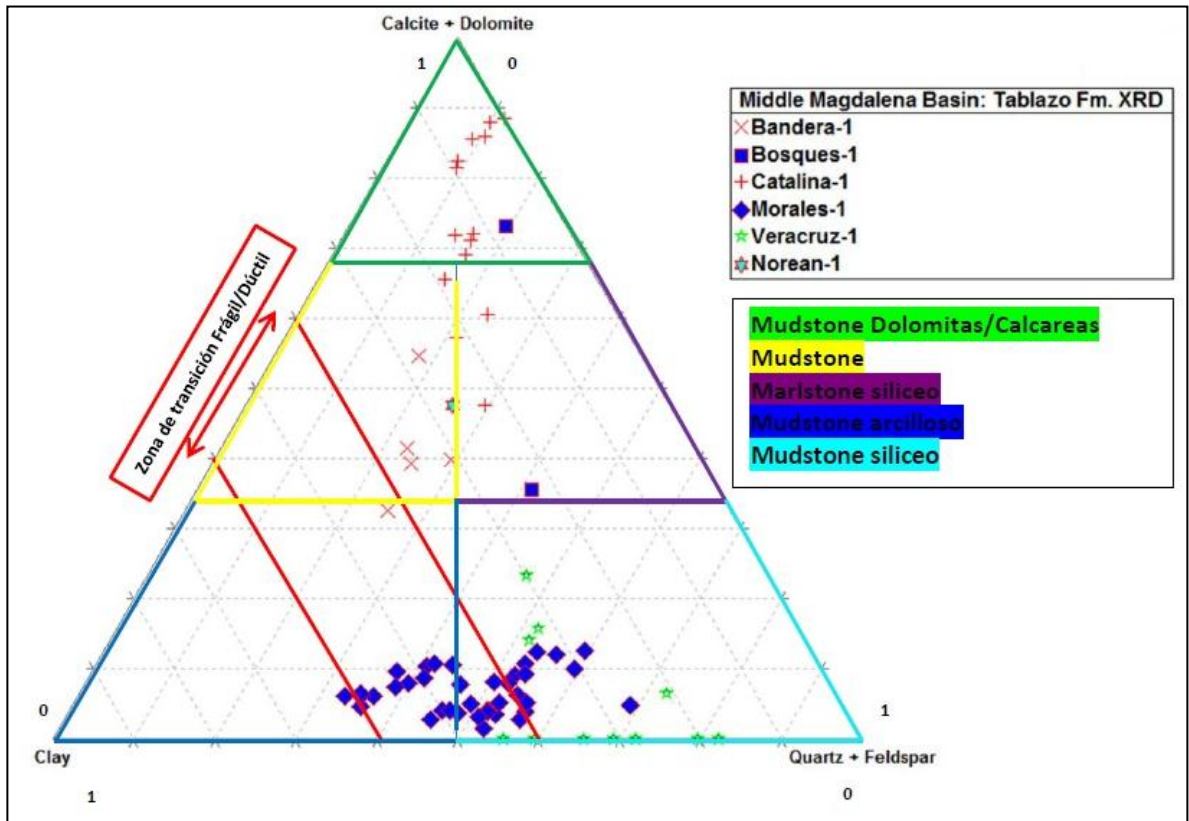
La mayoría de las muestras se dividen en tres grupos importantes: mudstone arcilloso, mudstone silíceo y mudstone calcáreo/dolomítico con algunas muestras clasificadas como mudstone o margas silíceas.

En términos generales, las muestras de mudstone arcillosos tienen un contenido total de minerales arcillosos con predominancia de Caolinita y en menor proporción de Illita, contenido de silicatos moderado (cuarzo y feldespato) y bajo contenido de carbonatos (calcita y dolomita). Las muestras de carbonatos

(mudstone calcareos/dolomíticos) tienen altos contenidos de carbonatos y bajos contenidos de minerales arcillosos y silicatos.

En resumen, las muestras de la Formación Tablazo tienen un contenido de silicatos entre 9 – 82%, un contenido de minerales arcillosos entre 0 – 60% y un contenido de carbonatos entre 0 – 88%. Los análisis de DRX también presentan contenidos variables de pirita del orden del 3%.

Figura 33. Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Tablazo, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógica total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral.



Fuente: autores de proyecto

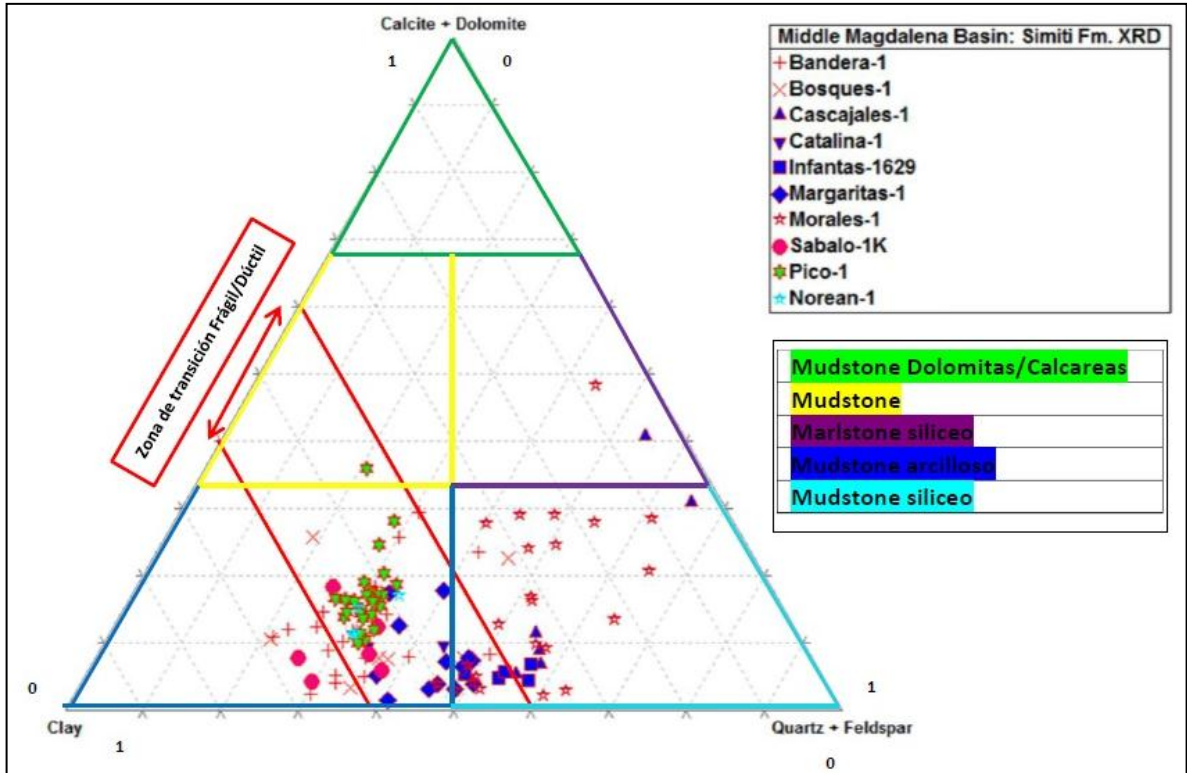
8.1.2 Formación Simiti

Los análisis de DRX en las muestras (127 en total) correspondientes a la Formación Simiti son similares a los de la Formación Tablazo (Figura 34 y 36), estos con dos grupos predominantes de muestras. La mayoría de las muestras analizadas (pozos Bosques-1, Cascajales-1, Infantas-1629, Margaritas-1, etc.) se ubican entre la zona de clasificación de mudstone arcilloso, mientras el segundo grupo de muestras (más pequeño) se ubican predominantemente en el campo de mudstone silíceo. Al igual que con la Formación Tablazo, las muestras se dividen predominantemente entre mudstone arcilloso y mudstone silíceo con algunas muestras clasificadas como mudstone o margas silíceas.

Las muestras de roca ricas en minerales arcillosos (mudstone arcilloso) tienen un contenido total de minerales arcillosos constituido predominantemente por caolinita y en menor proporción illita, con moderado contenido de silicatos (cuarzo y feldespatos) y bajo contenido de carbonatos (calcita y dolomita). Las muestras ricas en silicatos (mudstone silíceo) tienen un alto contenido de silicatos, un contenido intermedio de arcillas y bajo contenido de carbonatos.

En síntesis, las muestras de la Formación Simiti tienen un contenido promedio de silicatos del orden del 1 – 65%, de minerales arcillosos entre 0 – 68% y de carbonatos entre 1 – 48.4%. Los análisis de DRX también mostraron contenidos variables de siderita y yeso.

Figura 34. Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Simiti, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral..



Fuente: Autores de proyecto

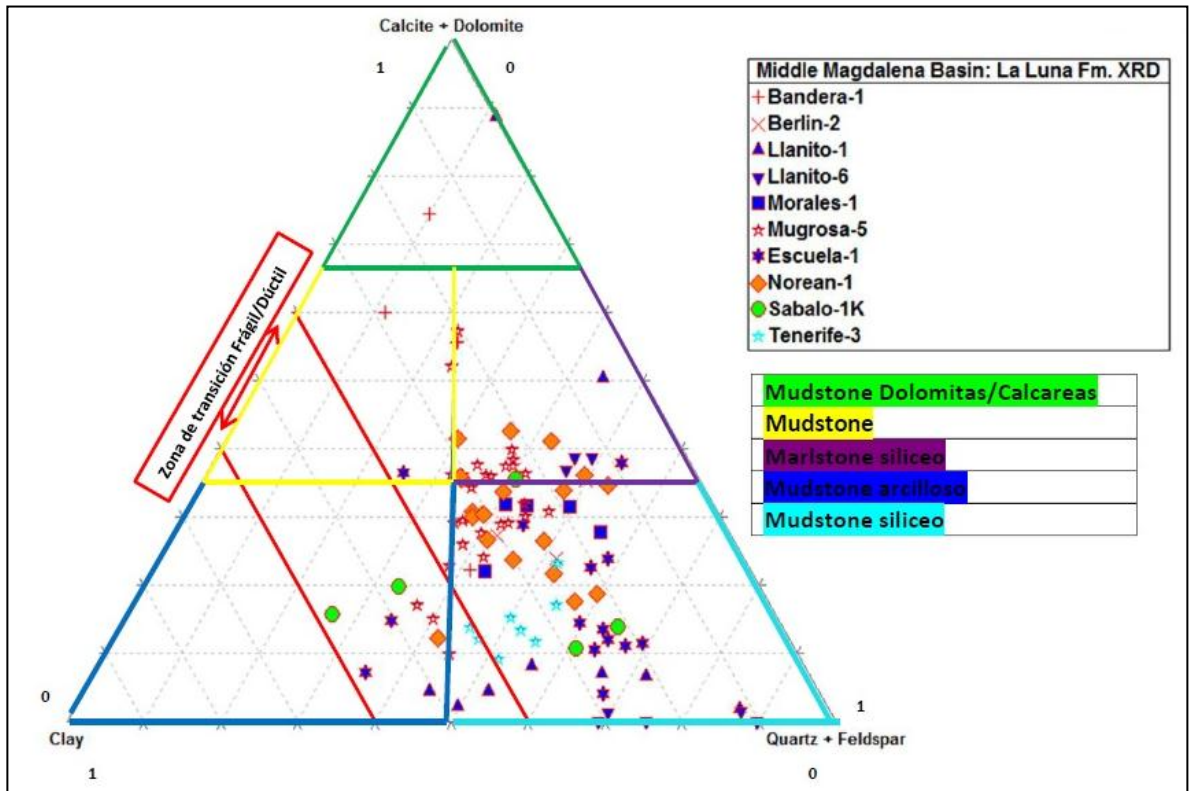
8.1.3 Formación La Luna

Los análisis de DRX aplicados en las muestras (111 en total) de la Formación La Luna (Figura 35 y 36) son mineralógicamente diferentes en comparación con las dos formaciones anteriormente descritas, con la gran mayoría de las muestras ricas en silicatos (cuarzo y feldespato), clasificadas como mudstone silicea. Algunas muestras fueron clasificadas como margas síliceas, mudstones cálcareos y otras pocas como mudstones arcillosos. La información de DRX indica que las litologías no están confinadas a pozos específicos, con una extensión de muestras

ricas en silicatos y carbonatos a lo largo de los pozos Berlin-2, Mugrosa-5, Llanito-6 y Norean-1. Algunas muestras de la Formación La Luna son ricas en minerales arcillosos, pero donde el mineral arcilloso presente es predominantemente caolinita, similar con las formaciones Simiti y Tablazo.

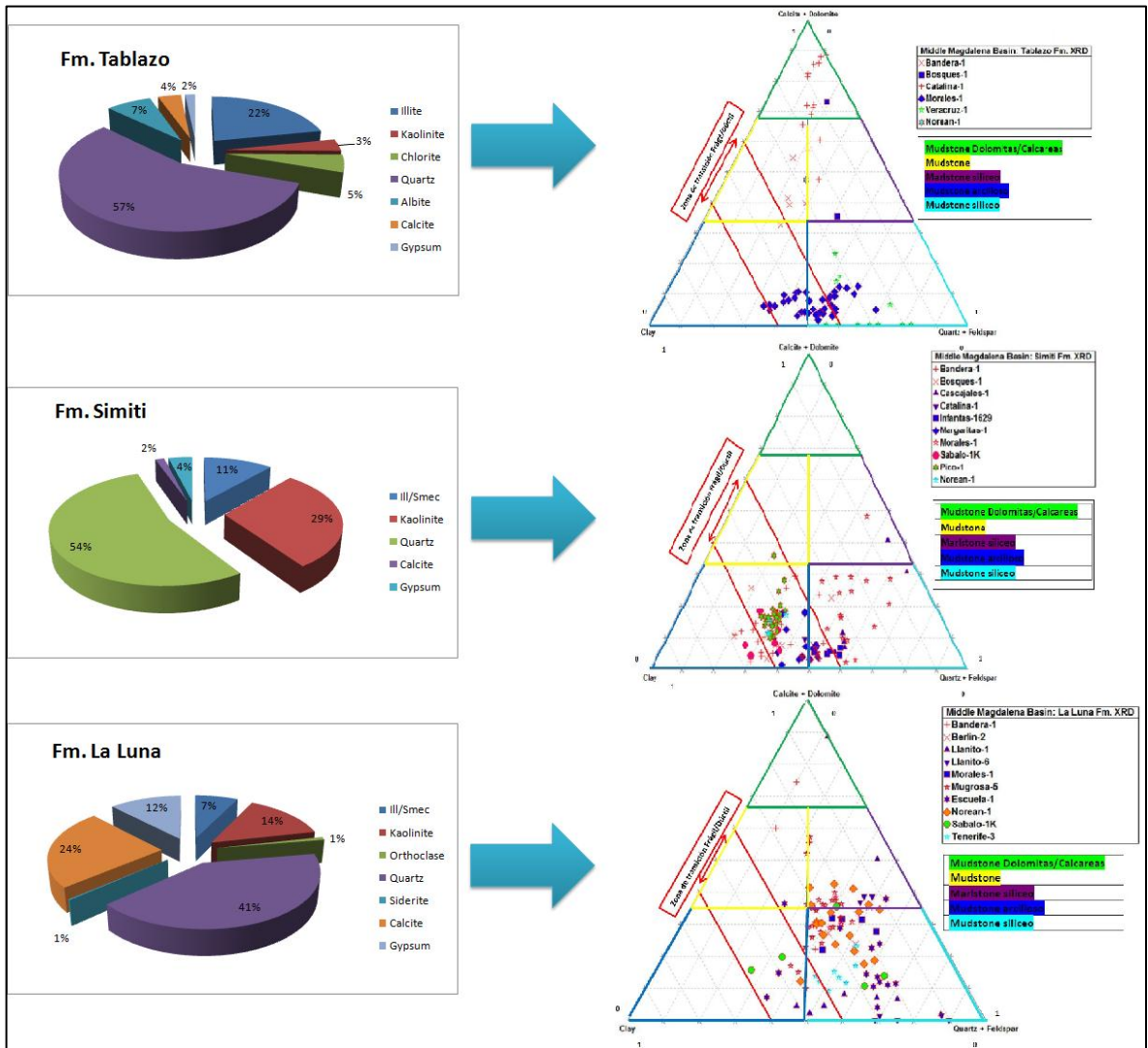
Resumiendo, las muestras de la Formación La Luna tienen contenidos de silicatos entre 11 – 90%, de minerales arcillosos entre 0 – 57% y de carbonatos entre 0 – 88%. Así mismo, los análisis de DRX muestran contenido variable de pirita.

Figura 35. Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación La Luna, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 36. Resultados mineralógicos promedio para cada formación de interés en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, con su respectivo Diagrama Ternario que presenta la distribución de las muestras analizadas para dicha cuenca en relación al contenido total de arcillas, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir del análisis por DRX.



Fuente: Autores de proyecto

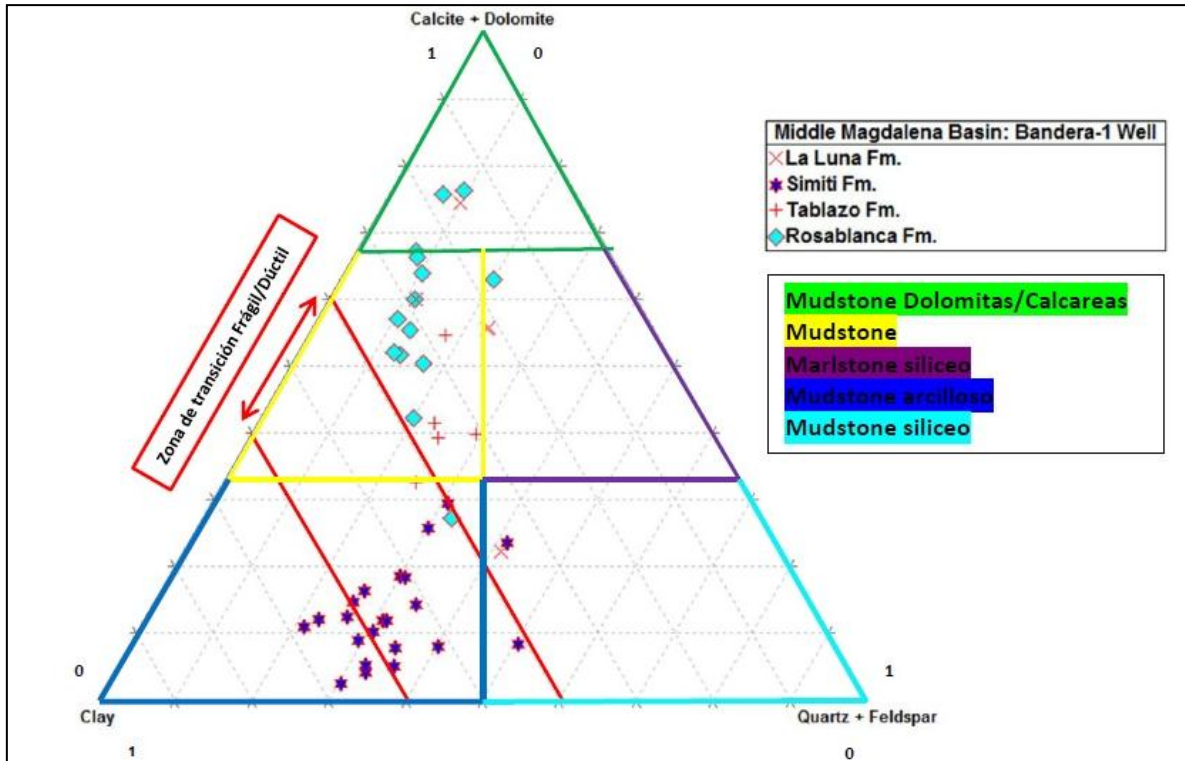
8.2 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Formación Tablazo

Los resultados de DRX aplicado a las muestras de la Formación Tablazo son clasificadas como predominantemente ricas en minerales arcillosos (Mudstone arcilloso – Mudstone; en los pozos Catalina-1 e Infantas-1613) y ricas en carbonatos (Mudstone silíceo – Mudstone Calcáreo/Dolomítico; en los pozos Bosques-1 y Catalina-1). Incluir todos los pozos interpretados.

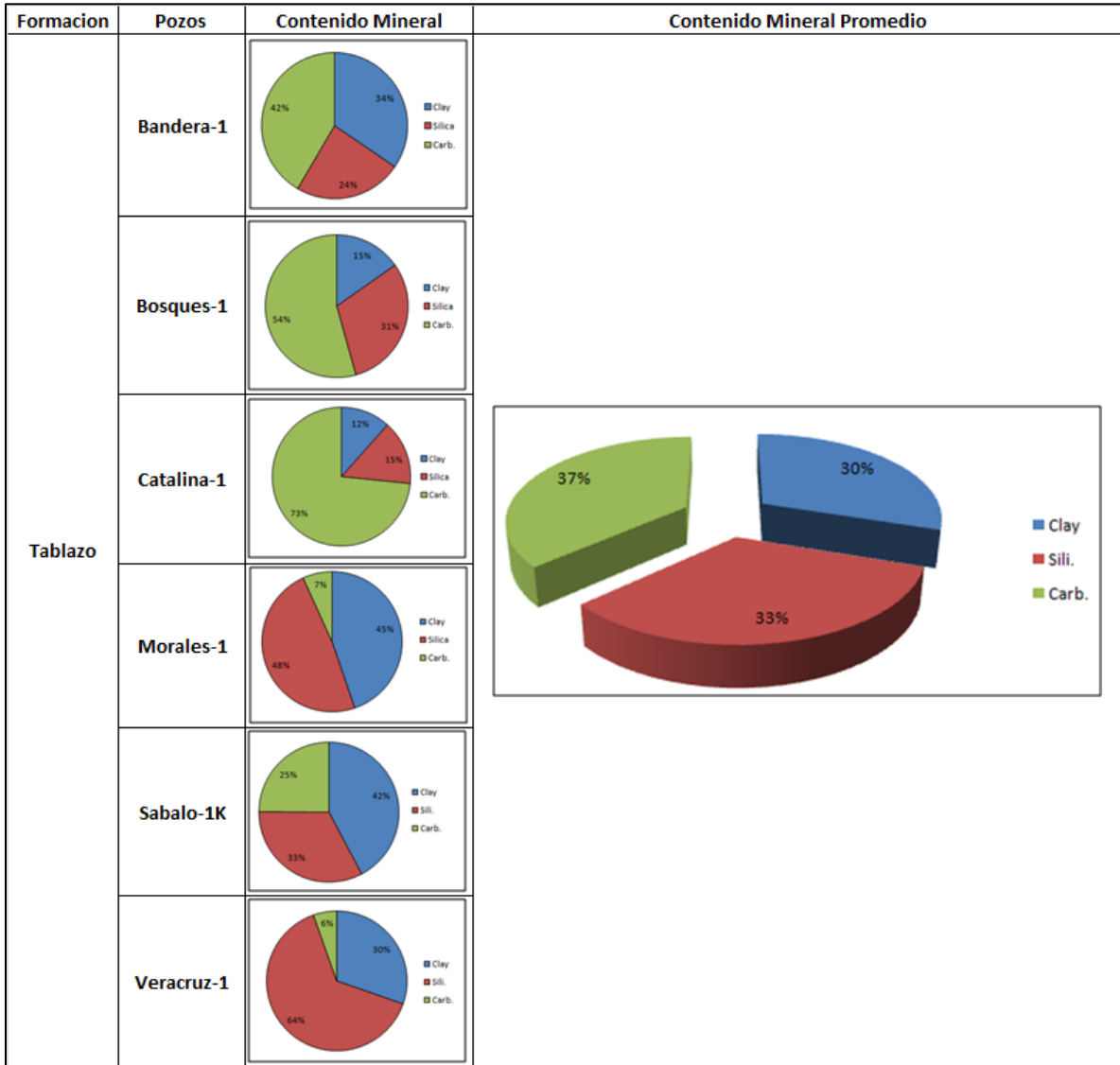
Los análisis de DRX en las muestras confirman que la mayoría en la Formación Tablazo están divididas entre dos grupos mineralógicos distintivos, a saber: 1) rico en minerales arcillosos (Mudstone arcilloso) y 2) rico en carbonatos (Calcita y dolomita; Mudstone y marga silícea) (figura tal). Los análisis de DRX indican que las muestras tienen alto contenido de caolinita, que es un indicador de condiciones de depositación cálidas y húmedas. La mayoría de las muestras son pobres en cuarzo y plagioclasa, lo que sugiere que hubo un mínimo aporte de sedimentos dentro de la cuenca (Figura 37 y 38). Una asociación mineralógica, identificada en el análisis DRX, que contiene pirita y glauconita es indicativa de un ambiente moderadamente reductor, consistente con la característica marina restringida que tiene la cuenca.

Figura 37. Diagrama ternario que representa la distribución de las muestras de la Formación Tablazo en el pozo Bandera-1.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 38. Tabla que resume el contenido mineral de la Formación Tablazo, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos. Autores.



Fuente: Autores de proyecto

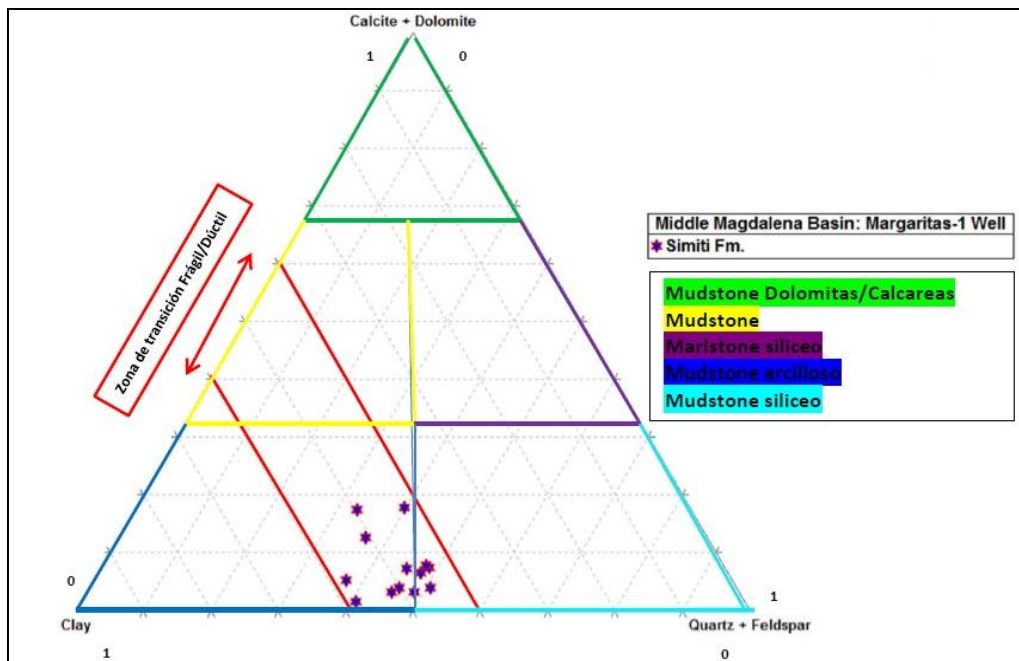
Formación Simiti

Los análisis DRX de las muestras de la Formación Simiti (figura tal) indican una distribución mineralógica similar a la Formación Tablazo. Predominantemente se identifican muestras ricas en minerales arcillosos (Mudstone arcilloso – Mudstone

silíceo; en los pozos Bosques-1, Cascajales-1, Infantas-1629, Margaritas-1). Una menor proporción de muestras se clasifican como ricas en carbonatos (Mudstone silíceo – Mudstone Calcárea/Dolomítica: del pozo Catalina-1).

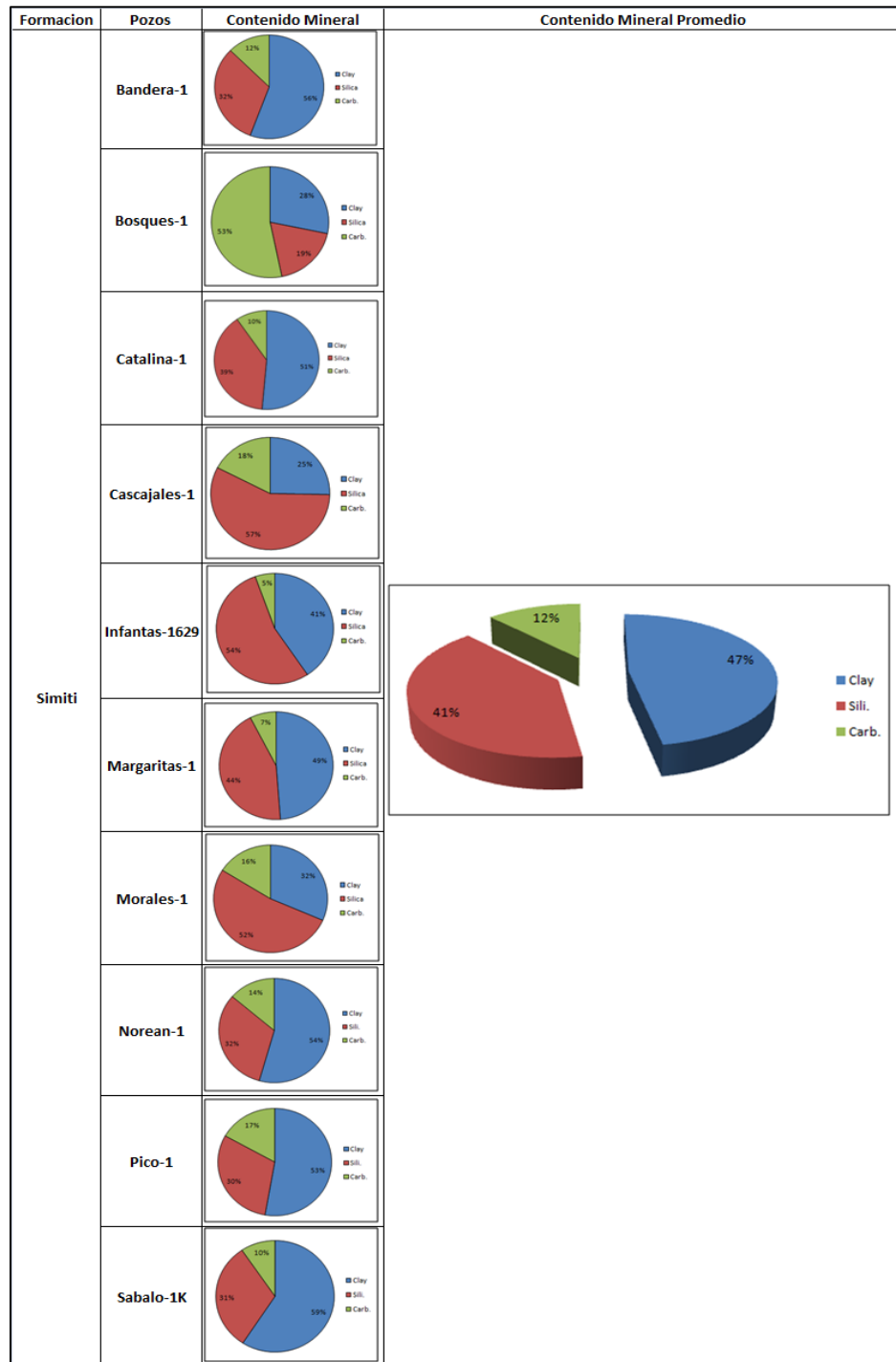
Los análisis de DRX indican que la mayoría de las muestras de la Formación Simiti se dividen, al igual que la Formación Tablazo, en dos grupos distintivos: 1) rico en minerales arcillosos (Mudstone arcilloso) y 2) rico en carbonatos (Calcita y dolomita; Mudstone y marga silíceo). Las muestras de la Formación Simiti tienen altos contenidos de caolinita en comparación con las muestras de la Formación Tablazo (Figura 39 y 40), lo que permite inferir que la depositación o post depositación de los sedimentos ocurrió bajo unas condiciones cálidas y húmedas. Las muestras ricas en carbonatos y que en muestra de mano presentaron presencia de foraminífera son consistentes con el ambiente de depositación marino somero.

Figura 39. Diagrama ternario que representa la distribución de las muestras de la Formación Simiti en el pozo Margaritas-1.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 40. Tabla que resume el contenido mineral de la Formación Simiti, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos.



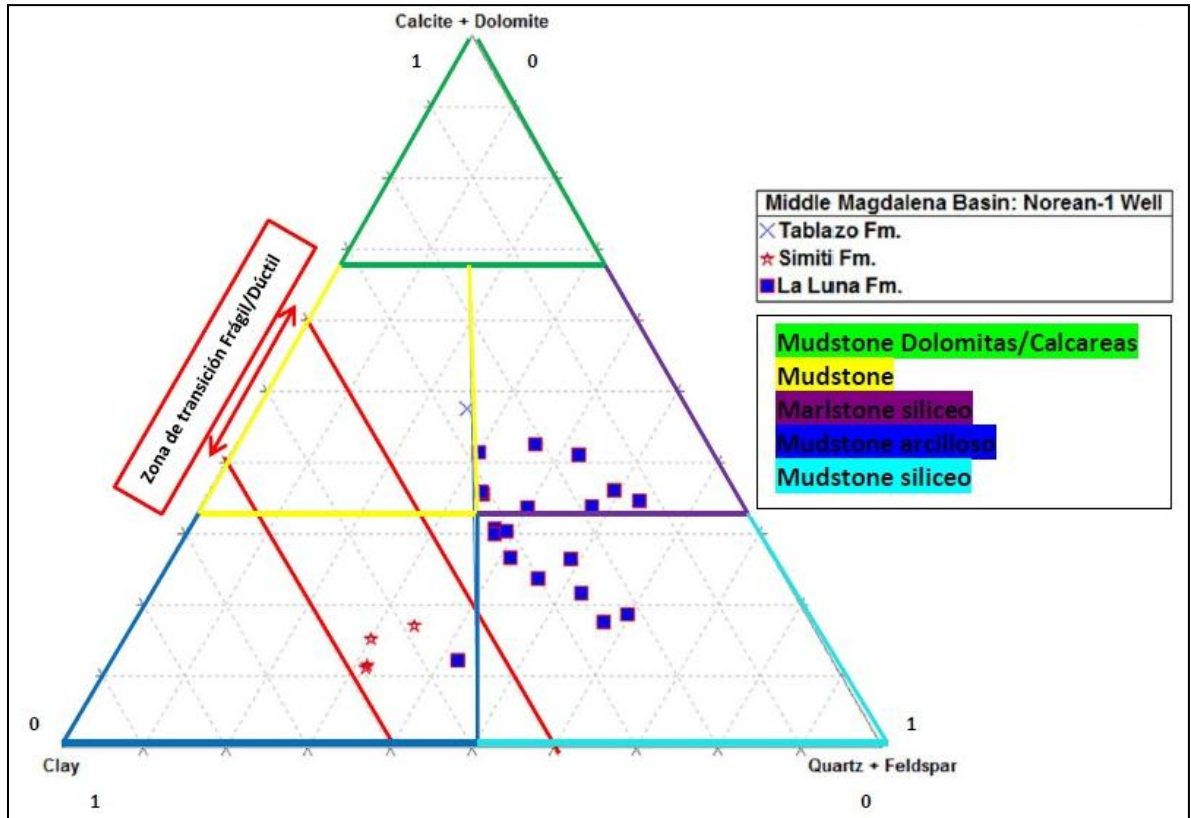
Fuente: Autores de proyecto

Formación La Luna

Los análisis mineralógicos a través de DRX aplicados a las muestras de la Formación La Luna son característicamente diferentes de que aquellas correspondientes a las Formaciones Simiti y Tablazo, con muestras que ocupan diversas tendencias desde muy silíceas (Mudstone silíceo) hasta de altos contenidos de carbonatos (Mudstone Calcárea/Dolomítica) en su contenido mineral.

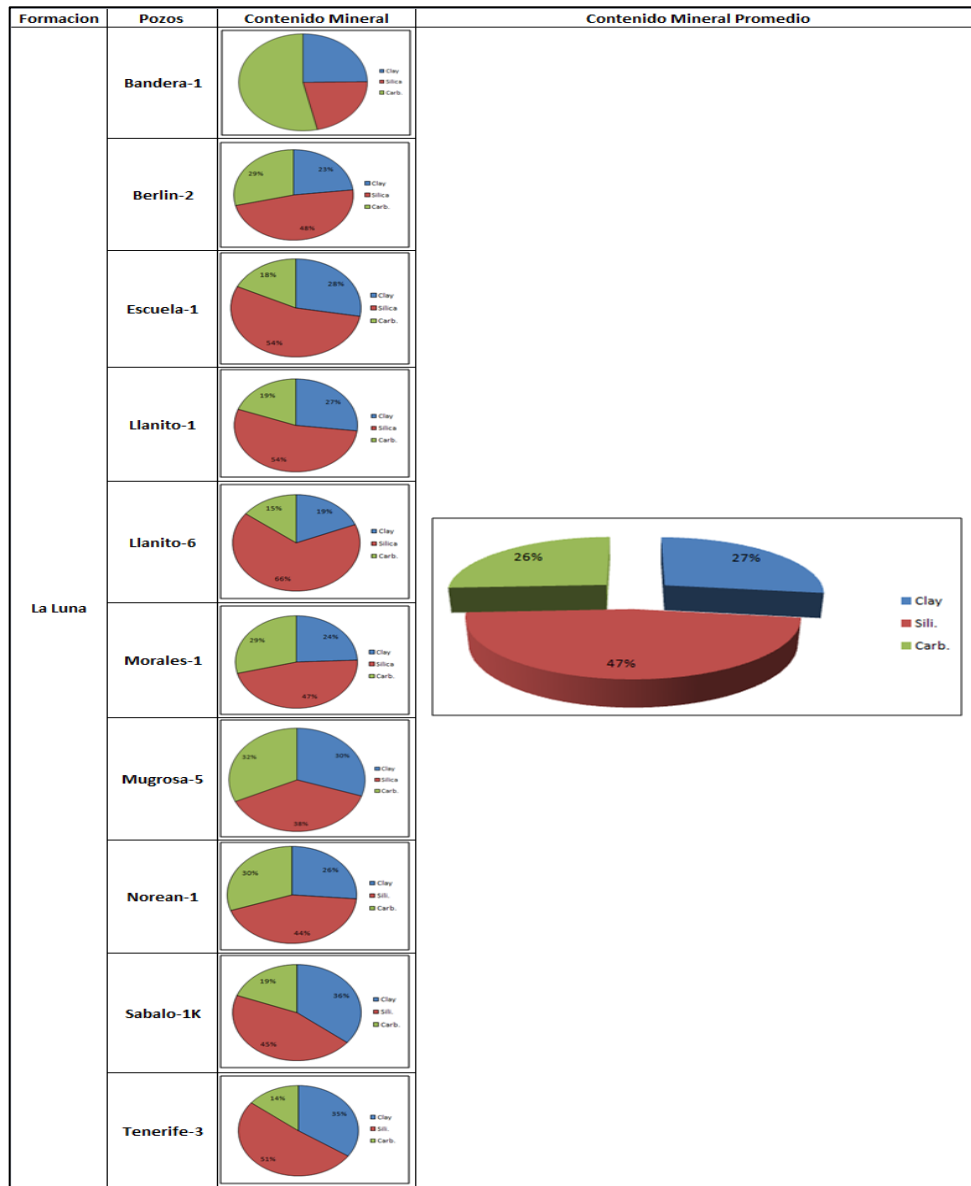
El cambio desde altos contenidos de minerales arcillosos en las formaciones Tablazo y Simiti hasta altos contenidos de silicatos/carbonatos en la Formación La Luna es consistente con el ambiente de depositación de plataforma externa y la gran generación de carbonatos. La clasificación mineralógica a partir de DRX de las muestras de la Formación La Luna varía desde Mudstones silíceos (y en menor proporción mudstones arcillosos), margas silíceas hasta mudstones calcáreos/dolomíticos (Figura 41). La información de DRX indica que las litologías no están confinadas con pozos específicos, con una extensión de muestras ricas en silicatos y carbonatos a lo largo de los pozos Berlin-2, Llanito-1, Llanito-6 e Infantas-1613 (Figura 42). Algunas muestras de la Formación La Luna son ricas en minerales arcillosos, pero donde el mineral arcilloso presente es predominantemente caolinita, similar con las formaciones Simiti y Tablazo.

Figura 41. Diagrama ternario que representa la distribución de las muestras de la Formación La Luna en el pozo Norean-1.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 42. Tabla que resume el contenido mineral de la Formación La Luna, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos. Autores.



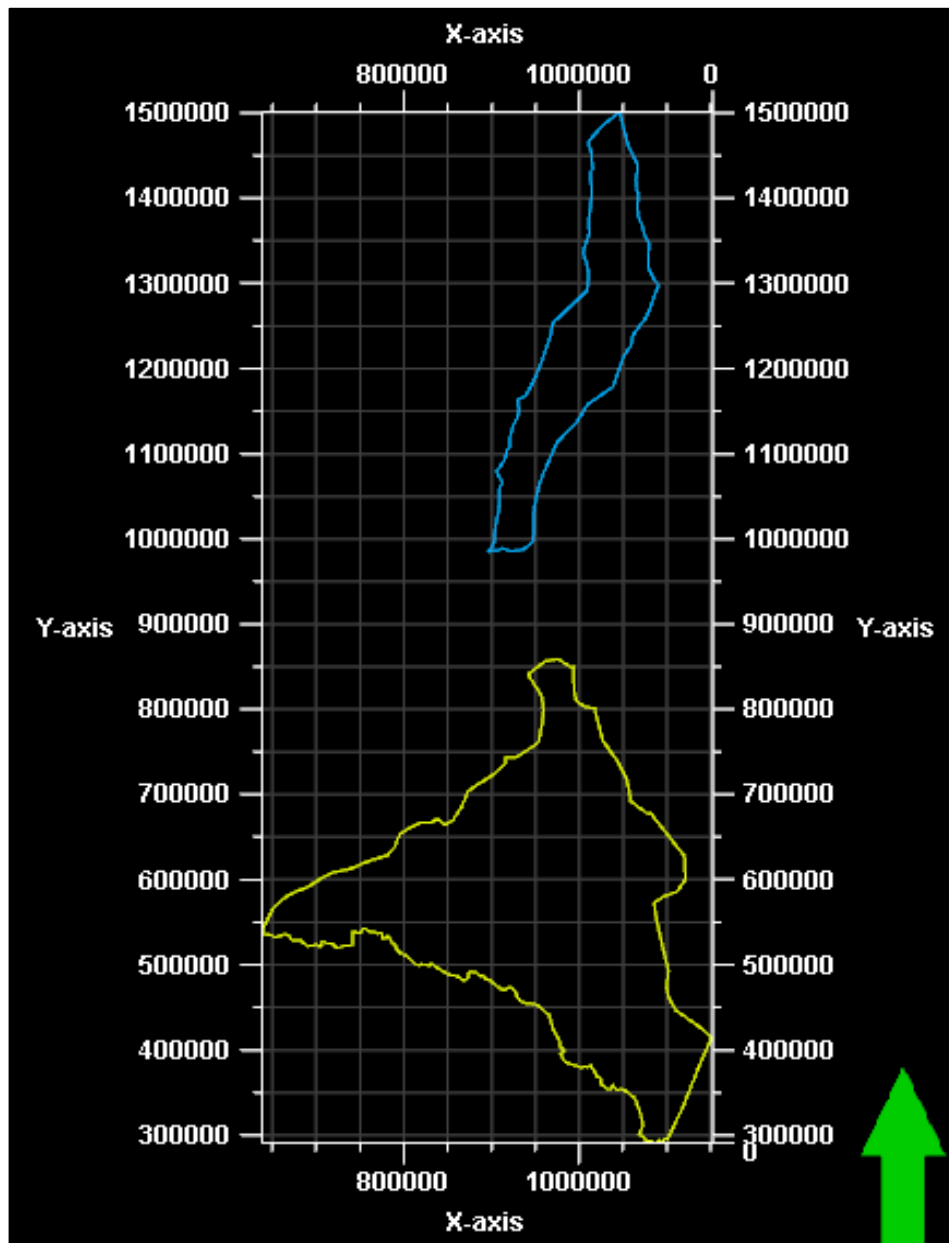
Fuente: Autores de proyecto

Evaluación del Potencial de Fracturamiento – Cuenca VMM

Los resultados de contenido mineral fueron cargados en el Software especializado Petrel 2012, con el fin de realizar el modelado de la distribución del contenido mineral, para cada formación, en las zonas objeto de este estudio.

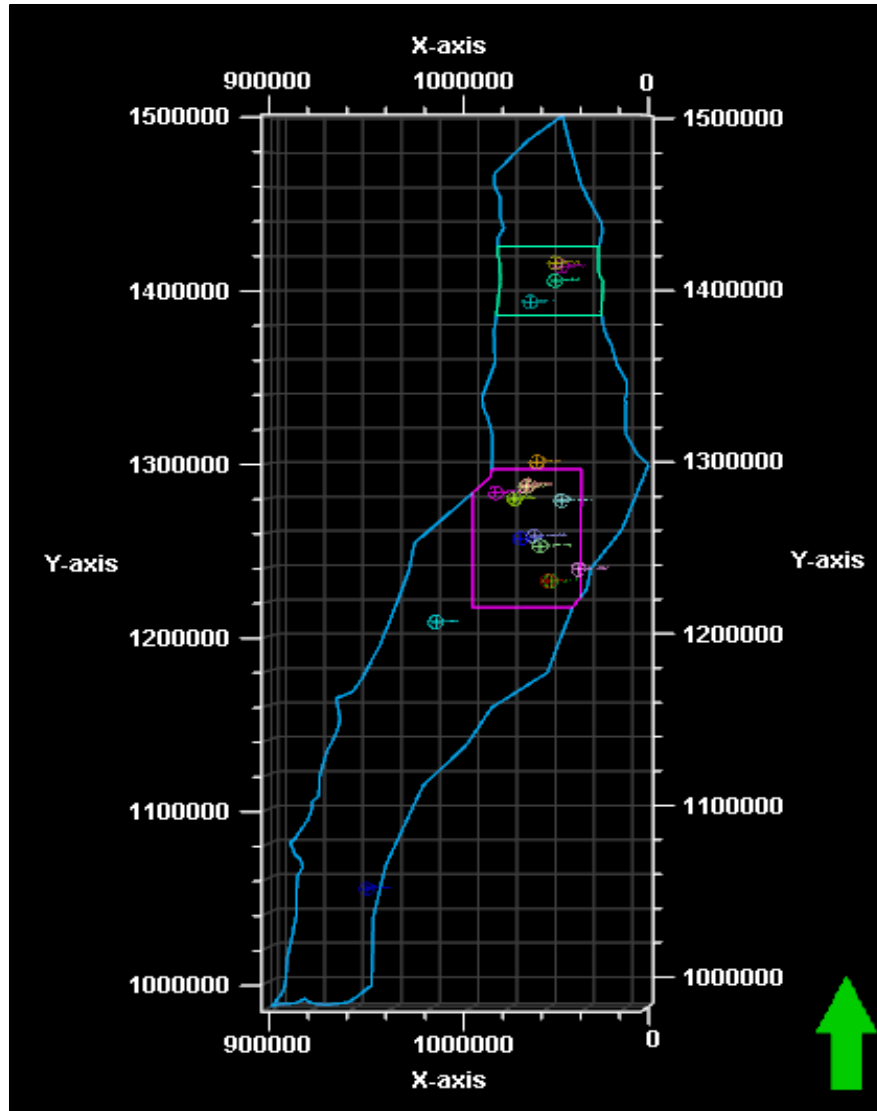
Se cargaron los límites de ambas cuencas (VMM y C-P) con el fin de tener la perspectiva regional del estudio (Figura 43).

Figura 43. Cuencas sedimentarias objeto de este estudio. En azul la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en amarillo la cuenca Caguán – Putumayo.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 44. Zonas objeto de estudio de acuerdo a la densidad de pozos. En violeta la Zona denominada Central y en verde la Zona denominada Norte.



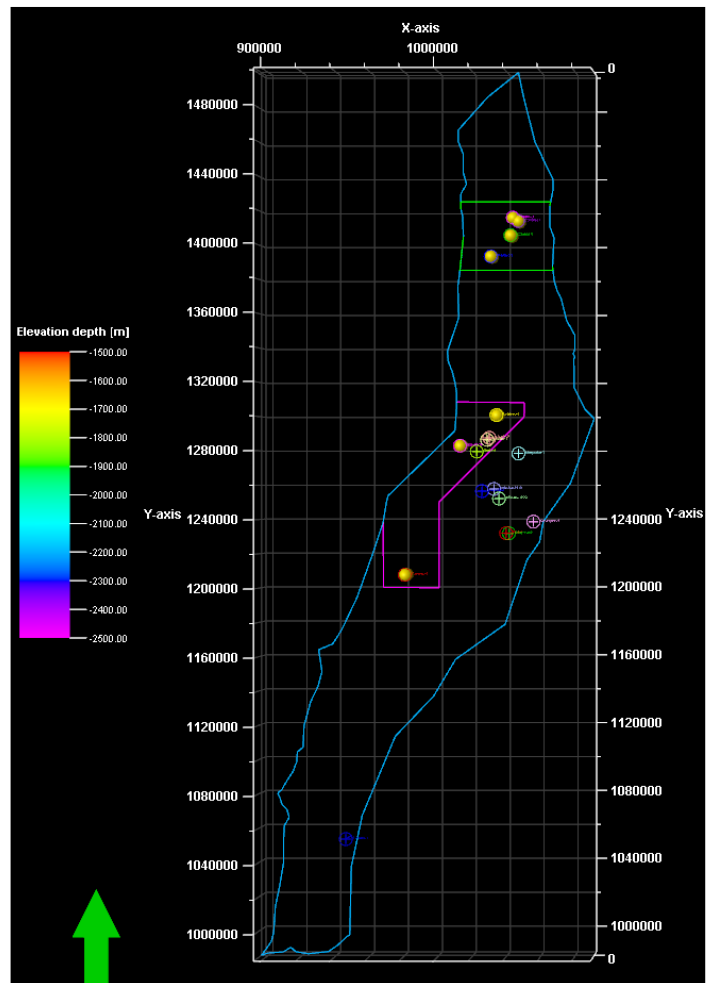
Fuente: Autores de proyecto

A partir de la distribución de los pozos trabajados en este estudio, se realizó una zonificación de las zonas de interés, de acuerdo al control del mayor número de pozos sobre la información. En la figura tal se aprecian las dos zonas de interés, para las tres formaciones (Tablazo, Simiti y La Luna), en la cuenca del Valle Medio

del Magdalena, con algunas variaciones teniendo en cuenta la densidad de pozos que tuvieran información de contenido mineral (Figura 44).

Finalmente, el total de pozos que controlan los datos de mineralogía para la Formación Tablazo es de 7 (Figura 45), que se identifican en la figura tal como puntos amarillos, y a partir de los cuales se generaron los modelos de distribución de contenidos minerales.

Figura 45. Localización de los pozos que controlan la mineralogía para la Formación Tablazo. Pozos de interés en amarillo y las zonas de interés en violeta y verde.



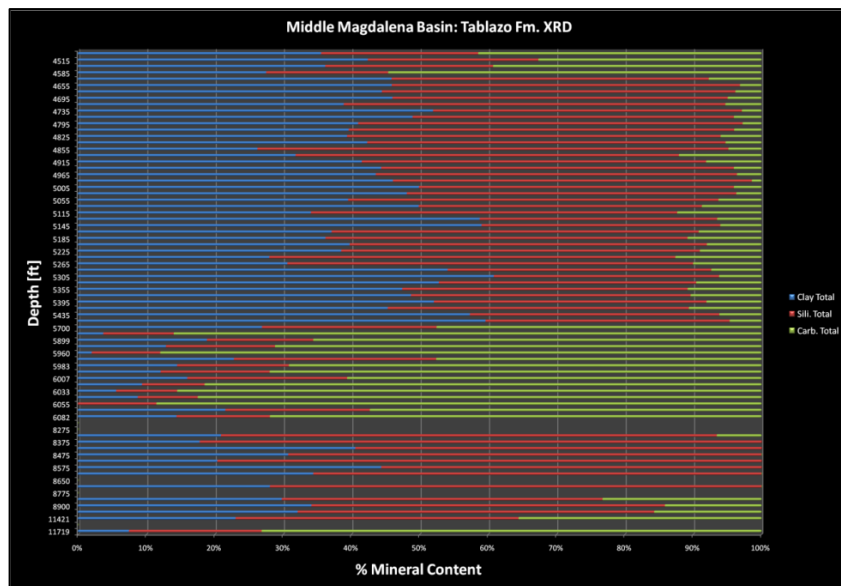
Fuente: Autores de proyecto

Formación Tablazo – Distribución

A partir de los resultados de contenido mineralógico, se plantea una distribución vertical del comportamiento de la mineralogía, a partir de los resultados para cada uno de los pozos que corazonaron esta unidad. Estos resultados permiten identificar dos zonas de interés (Figura 46):

1. Intervalo 5700 – 6100 ft: es un intervalo que presenta altos contenidos de minerales carbonatos entre el 50-90%, con contenidos de minerales arcillosos en un rango entre 5-28%, lo que hace de este intervalo, correspondiente al pozo Catalina-1, un interesante objetivo exploratorio, teniendo en cuenta que alguno de los constituyentes de dichos carbonatos pudiere ser dolomita, lo que incrementaría su interés.
2. Intervalo 8300 – 9000 ft: correspondiente al pozo Veracruz-1 contenidos altos de silicatos, del orden de 40 – 70%, con bajos contenidos de carbonatos y contenidos intermedios de arcillas del orden de 8 – 40%.

Figura 46. Distribución vertical del contenido mineralógico (silica, arcillas y carbonatos) para la Formación Tablazo a partir de la información de los pozos que la corazonaron.



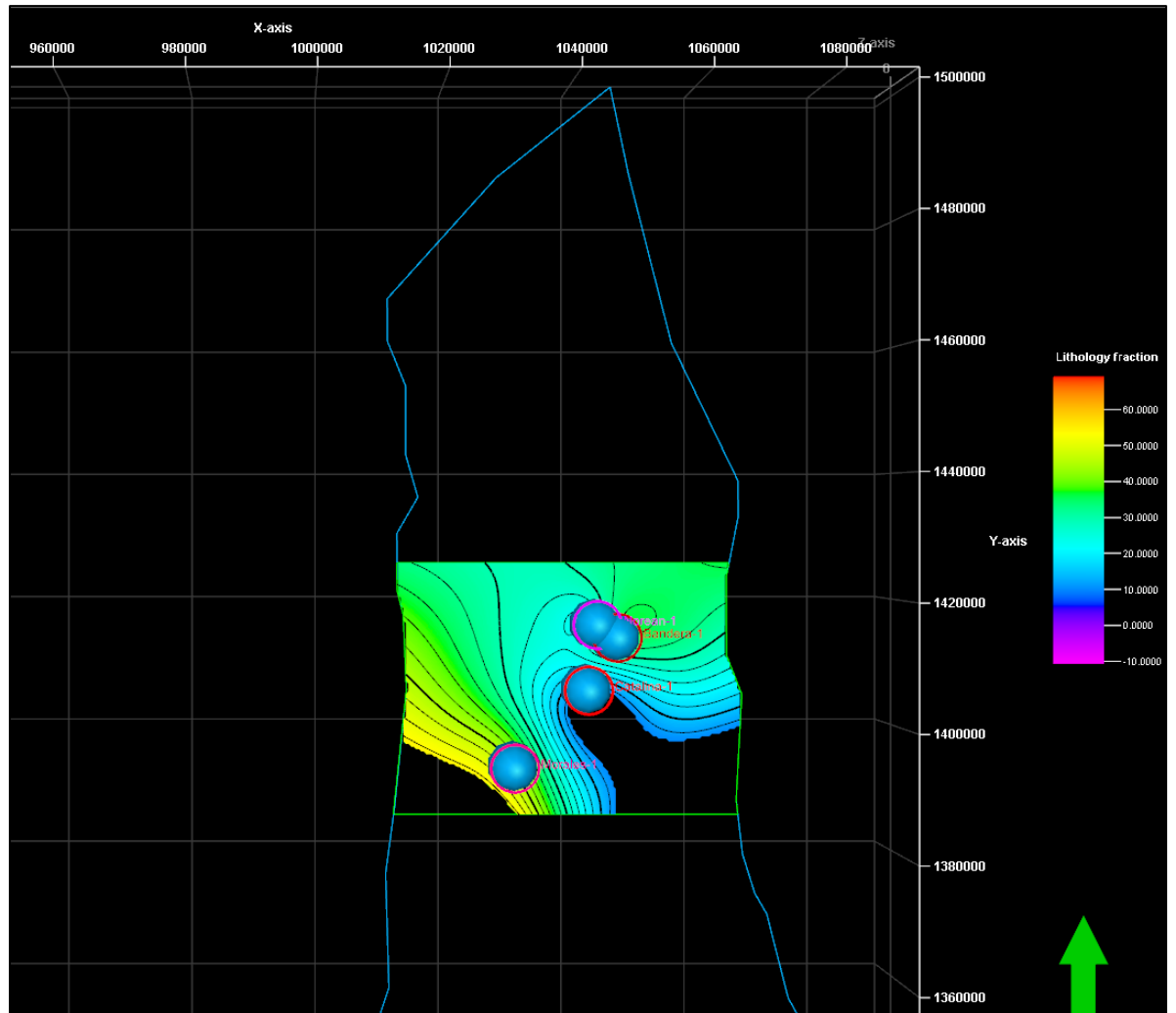
Fuente: Autores de proyecto

Así mismo, se realizó un mapeo de los valores promedio de contenido mineral, discriminado para cada familia mineral de la Formación Tablazo, con el fin de identificar la distribución regional en las zonas de estudio, con lo que se pueden realizar las siguientes consideraciones:

Distribución de las arcillas

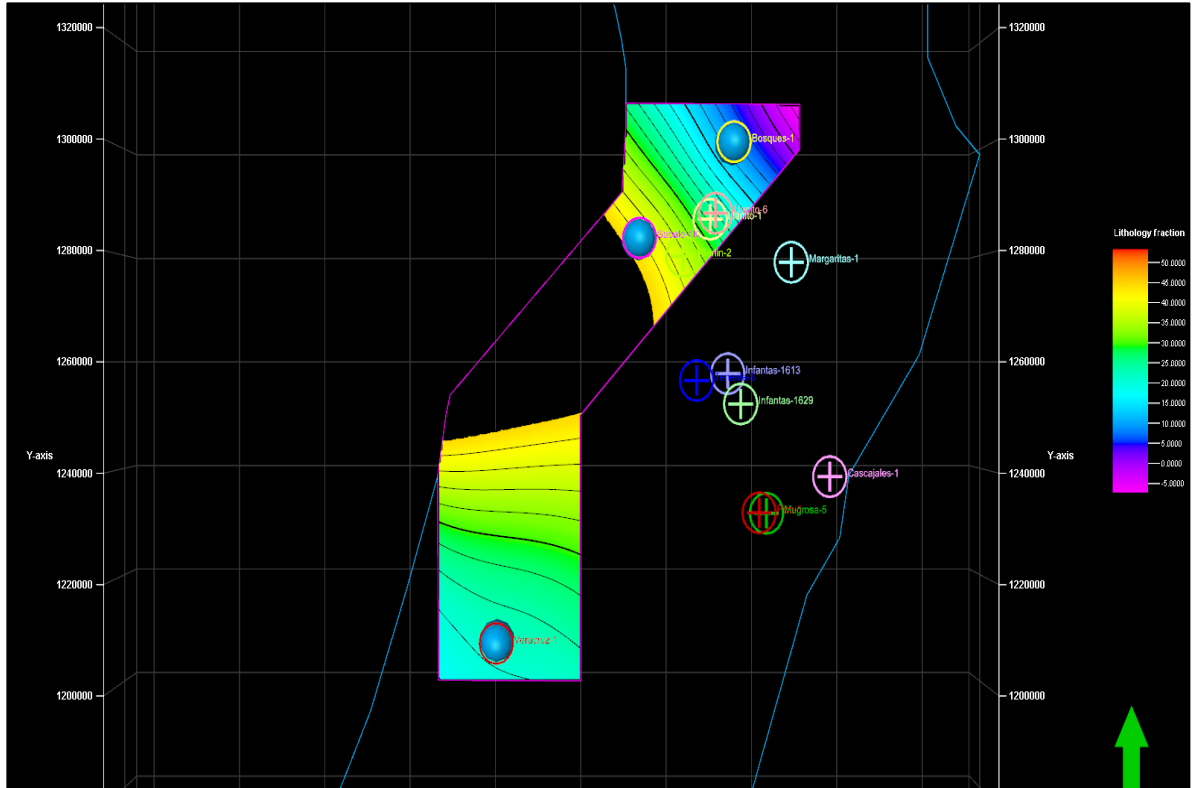
1. En la zona Norte de la Cuenca VMM, se tiene control de 4 pozos cercanos, lo que permite tener un poco más de certeza de las tendencias que exhibe el mapa. En general, se observa una tendencia homogénea en el comportamiento del contenido de minerales arcillosos con rangos entre el 40-50% en las zonas amarilla – verde (Figura 47).
2. En la zona Central de la Cuenca VMM, la densidad de pozos con información es muy baja, por lo que las conclusiones que se pueden obtener no son las más acertadas, pero pueden ser consideradas como aproximaciones de interés. En términos generales, se observa una tendencia de contenidos de arcilla que aumenta en el sentido N-S a lo largo de la sección central de la cuenca (Figura 48).

Figura 47. Mapa de contenido de minerales arcillosos, en la Formación Tablazo, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 48. Mapa de contenido de minerales arcillosos, en la Formación Tablazo, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

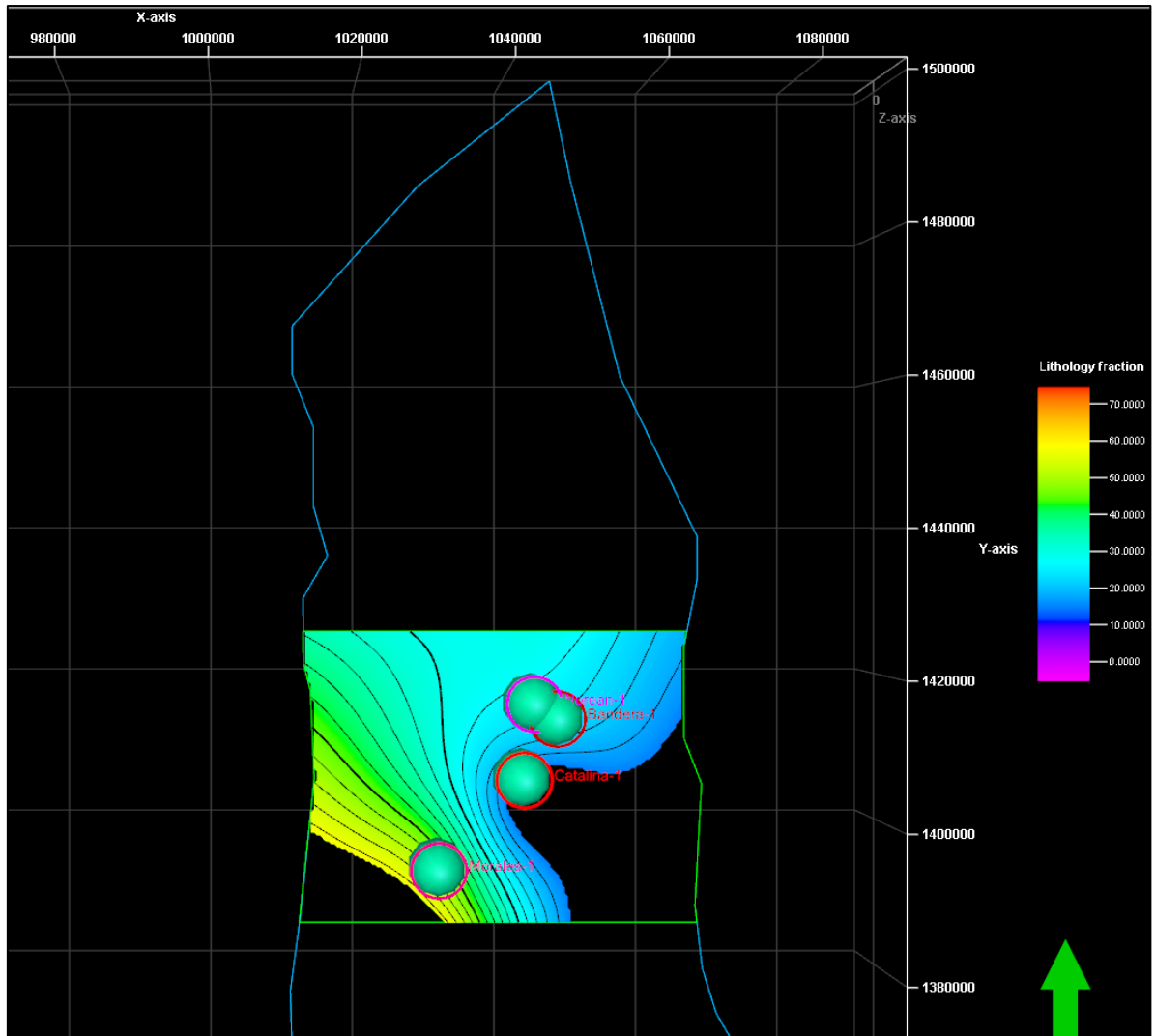


Fuente: Autores de proyecto

Distribución de los silicatos

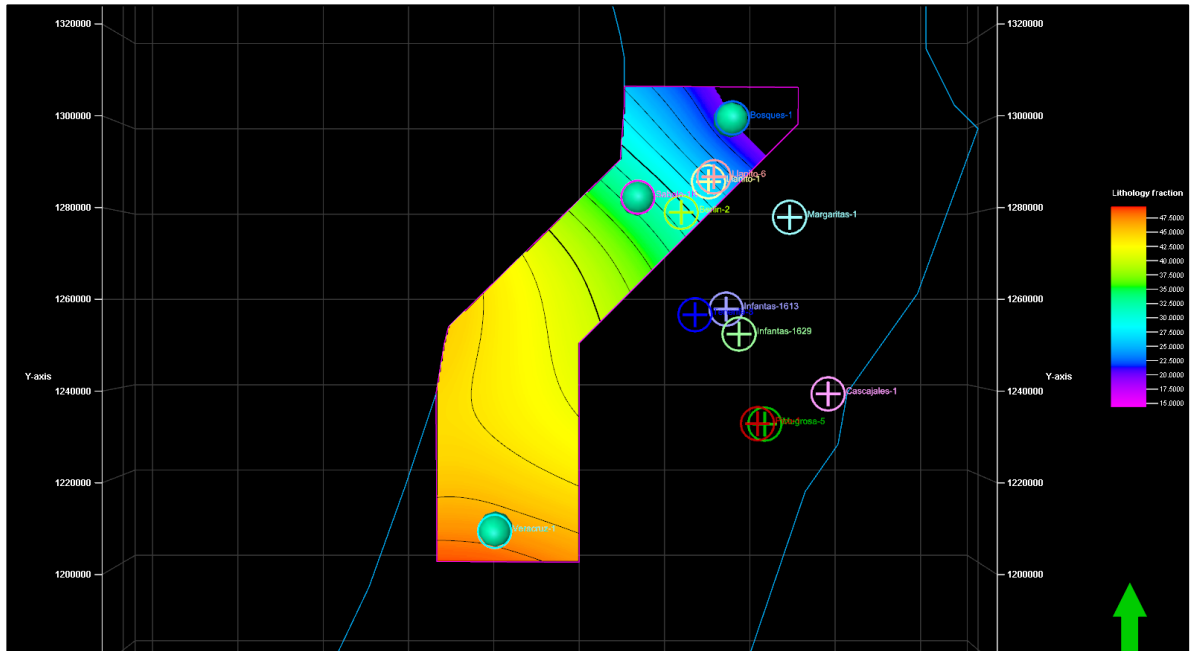
1. En la zona Norte de la cuenca VMM, se aprecian tendencias homogéneas de contenido de minerales silicatos, con un rango entre 20-60% con una tendencia de disminución de su contenido en sentido SW-NE (Figura 49).
2. En la zona Central de la cuenca VMM, se identifica zonas con poco control, pero que permiten inferir algunas tendencias, como la disminución en el contenido de silicatos en sentido S-N con rangos entre 20-50% (Figura 50).

Figura 49. Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 50. Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

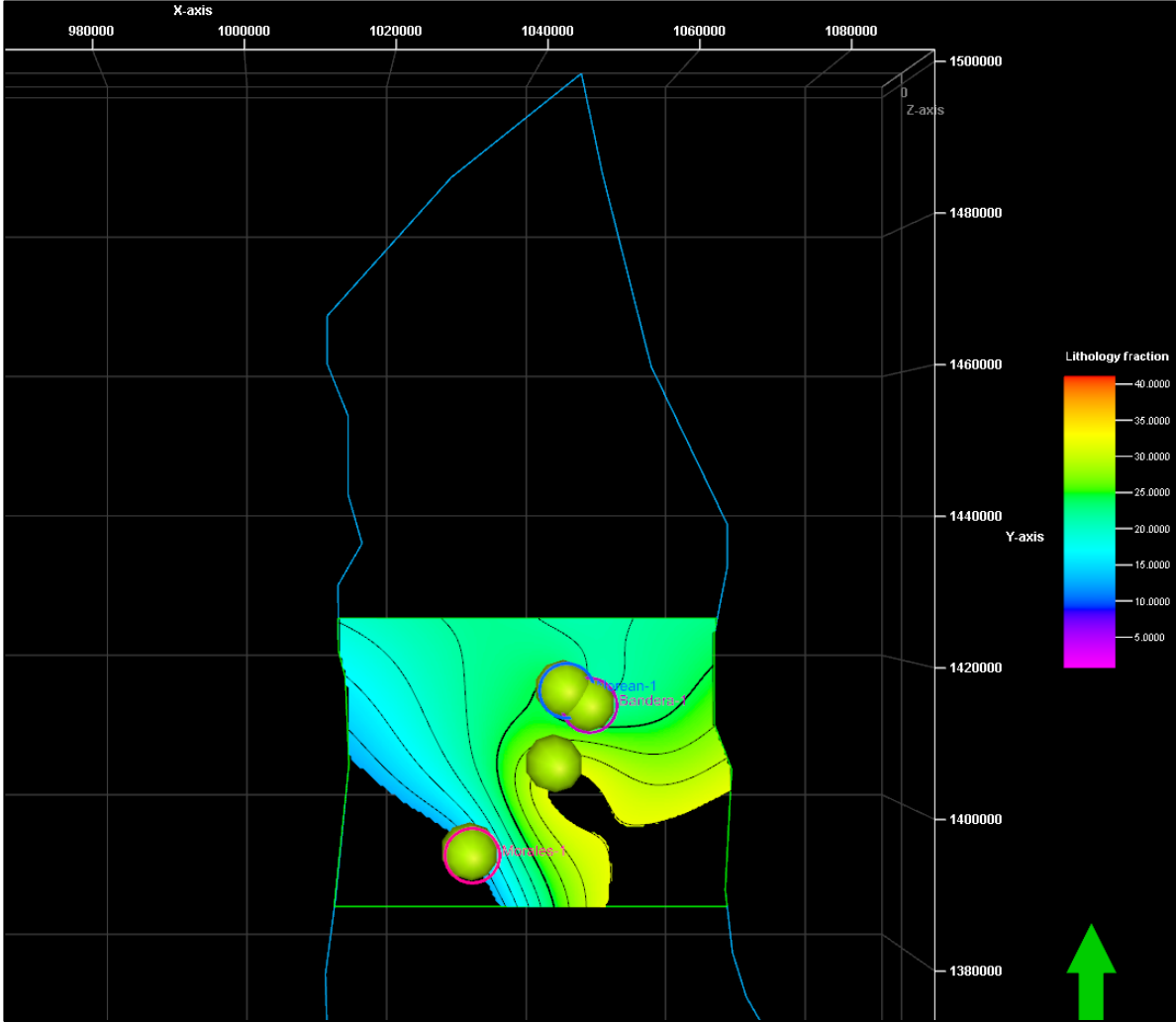


Fuente: Autores de proyecto

Distribución de los carbonatos

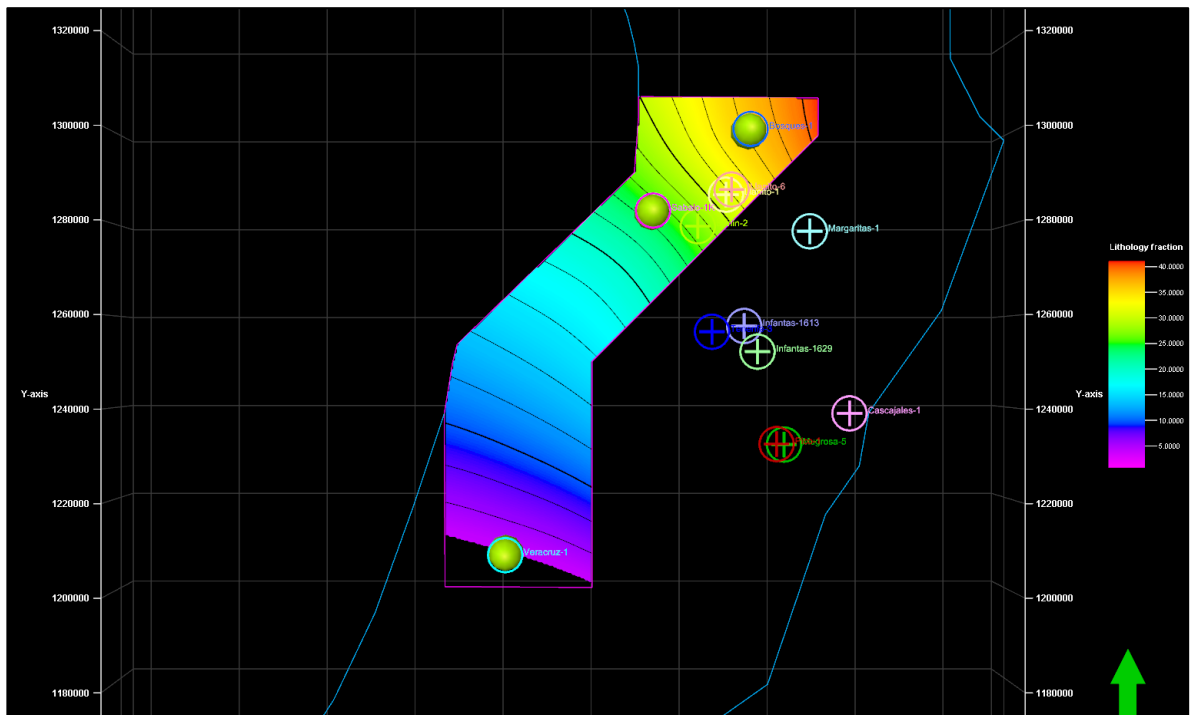
1. En la Zona Norte de la cuenca VMM, se presenta una tendencia de aumento del contenido de carbonatos en sentido E-W con un rango entre 20-35% (Figura 51).
2. En la Zona Central de la cuenca VMM, se presenta una tendencia de aumento del contenido de carbonatos en sentido N-S, con un rango entre 5-35%, teniendo en cuenta que hay poco control de pozos (Figura 52).

Figura 51. Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 52. Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



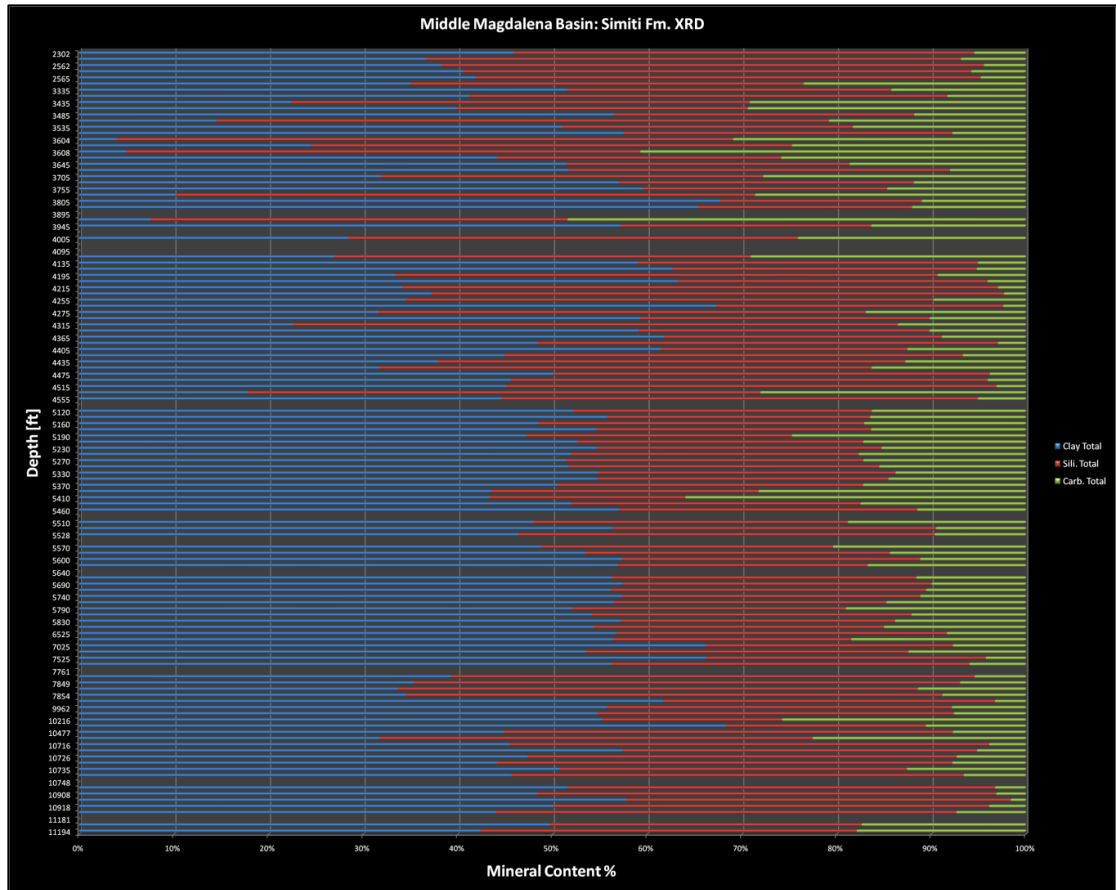
Fuente: Autores de proyecto

Formación Simiti – Distribución

A partir de los resultados de contenido mineralógico, se plantea una distribución vertical del comportamiento de la mineralogía, a partir de los resultados para cada uno de los pozos que corazonaron esta unidad. Estos resultados permiten presentar la siguiente consideración:

1. En términos generales, todos los pozos analizados por DRX para esta formación presentan valores en la vertical con contenidos de minerales arcillosos superior al 40% (Figura 53), lo que reduce el interés por esta unidad, ya que dichos contenidos altos reducen la capacidad de la roca de ser fracturada, y puede generar problemas al momento del completamiento. Sin embargo, dado que hay pequeños intervalos interesantes, seguirá siendo objeto de este estudio.

Figura 53. Distribución vertical del contenido mineralógico (silica, arcillas y carbonatos) para la Formación Simiti a partir de la información de los pozos que la corazonaron.

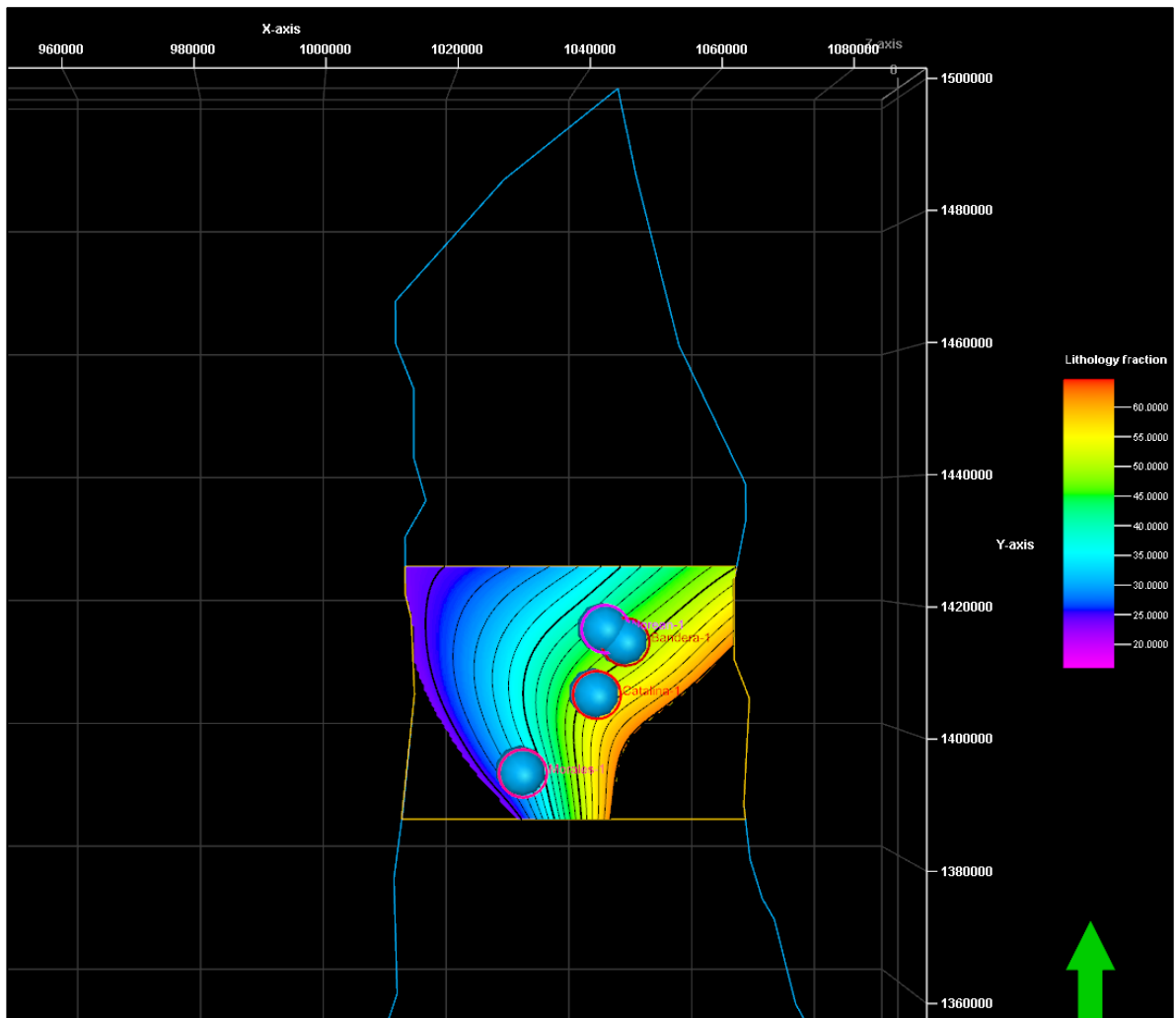


Fuente: Autores de proyecto

Distribución de las arcillas

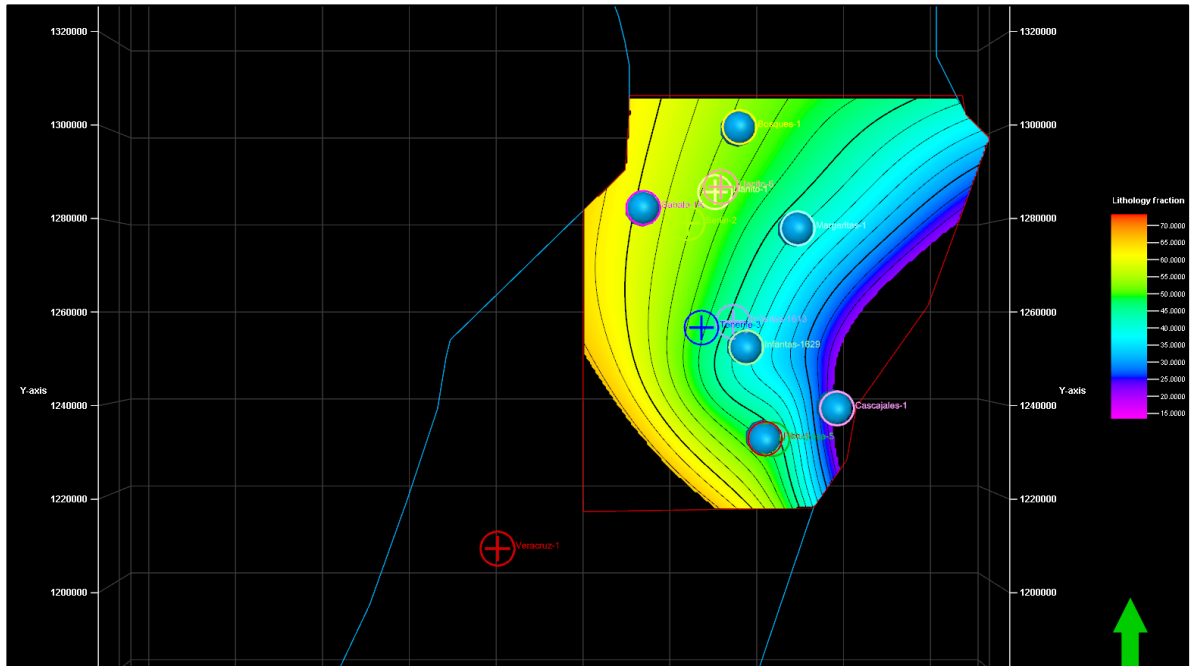
1. La distribución zonal de los minerales arcillosos en el Norte de la cuenca del VMM permite identificar una tendencia de aumento del contenido arcilloso en sentido E-W de la zona, con rangos entre 25-55% (Figura 54).
2. En la Zona Central de la cuenca se presenta una tendencia homogénea de la distribución de los minerales arcillosos dentro de la zona de estudio, con rangos entre 20-55% con una leve tendencia de disminución del contenido en sentido E-W (Figura 55).

Figura 54. Mapa que representa la distribución del contenido de arcillas, en la Formación Simiti, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 55. Mapa de distribución del contenido de arcillas, en la Formación Simiti, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.

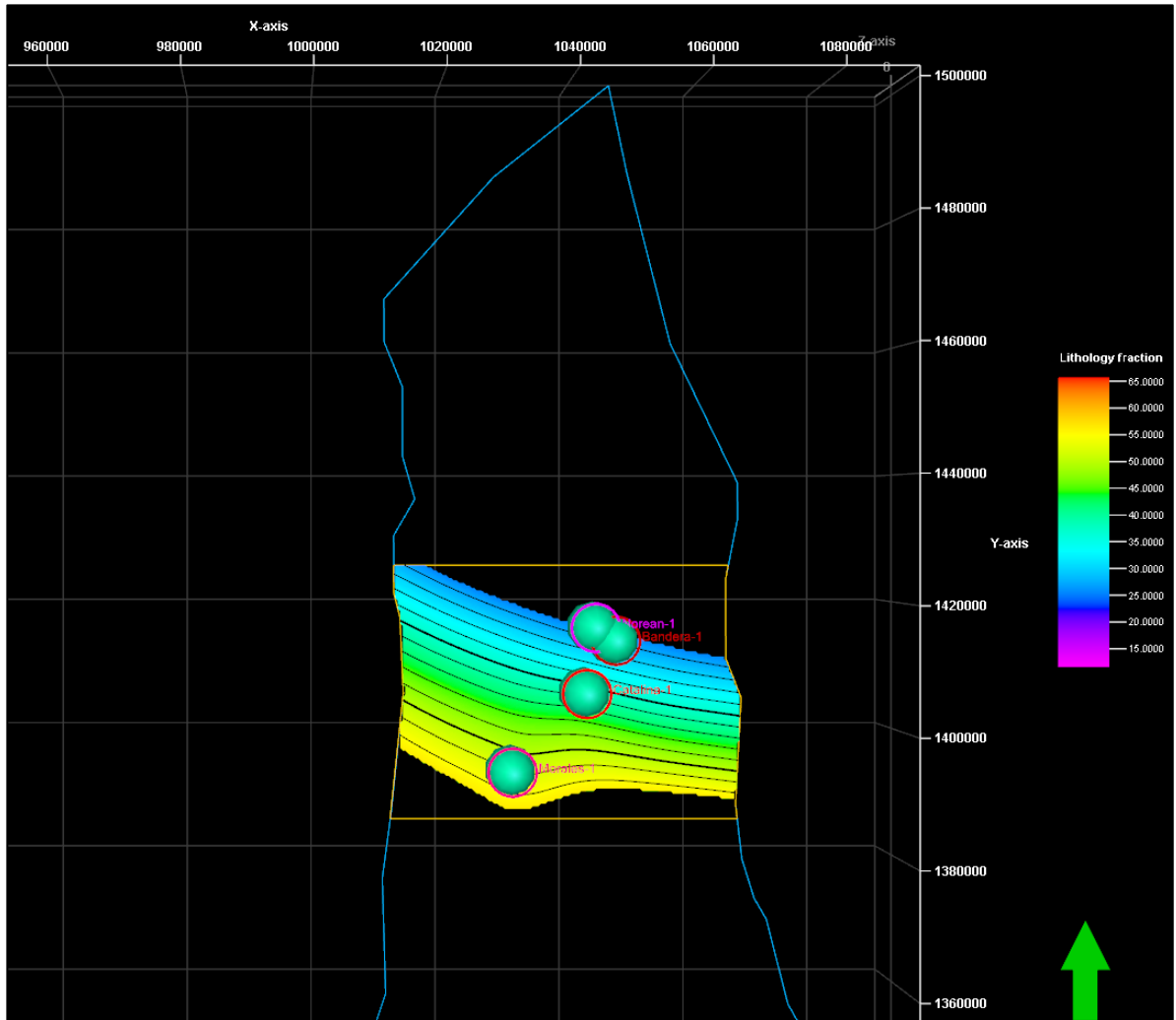


Fuente: Autores de proyecto

Distribución de los silicatos

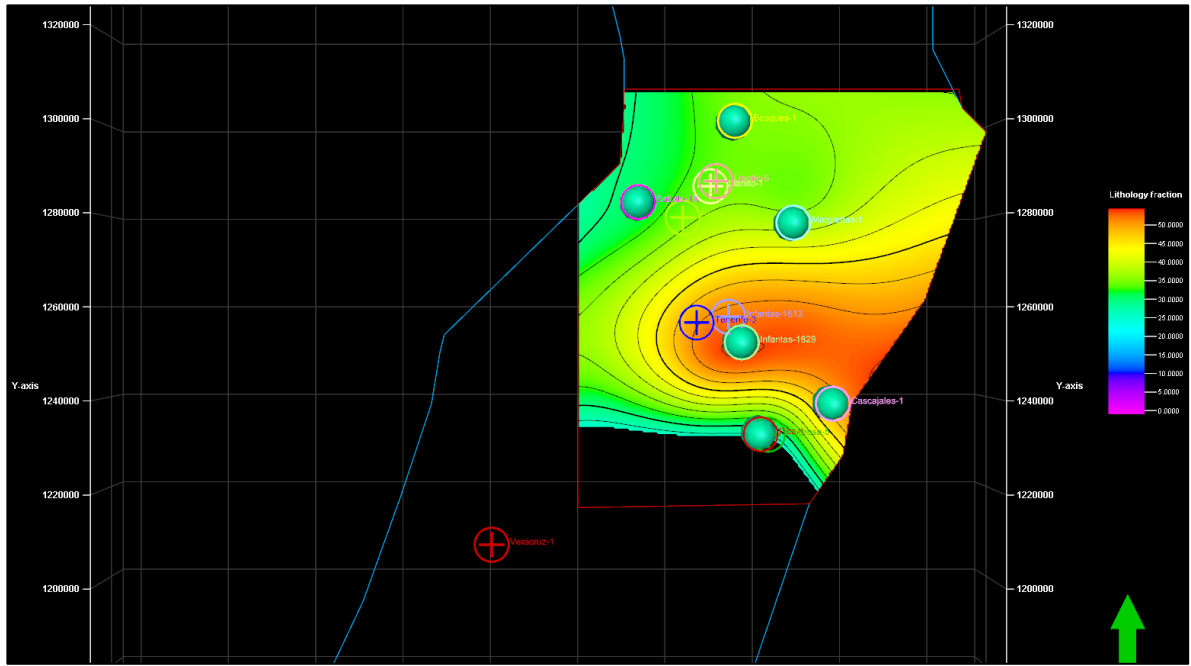
1. La distribución en la Zona Norte, evidencia una tendencia de disminución del contenido de silicatos en sentido S-N a lo largo de la zona de estudio. El rango de variación está entre 25-55% (Figura 56).
2. En la Zona Central de la cuenca, la distribución es un tanto más homogénea, con valores entre 30-50% con una tendencia estable en la zona norte de esta (Figura 57).

Figura 56. Mapa que representa la distribución del contenido de silicatos, en la Formación Simiti, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 57. Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación Simiti, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

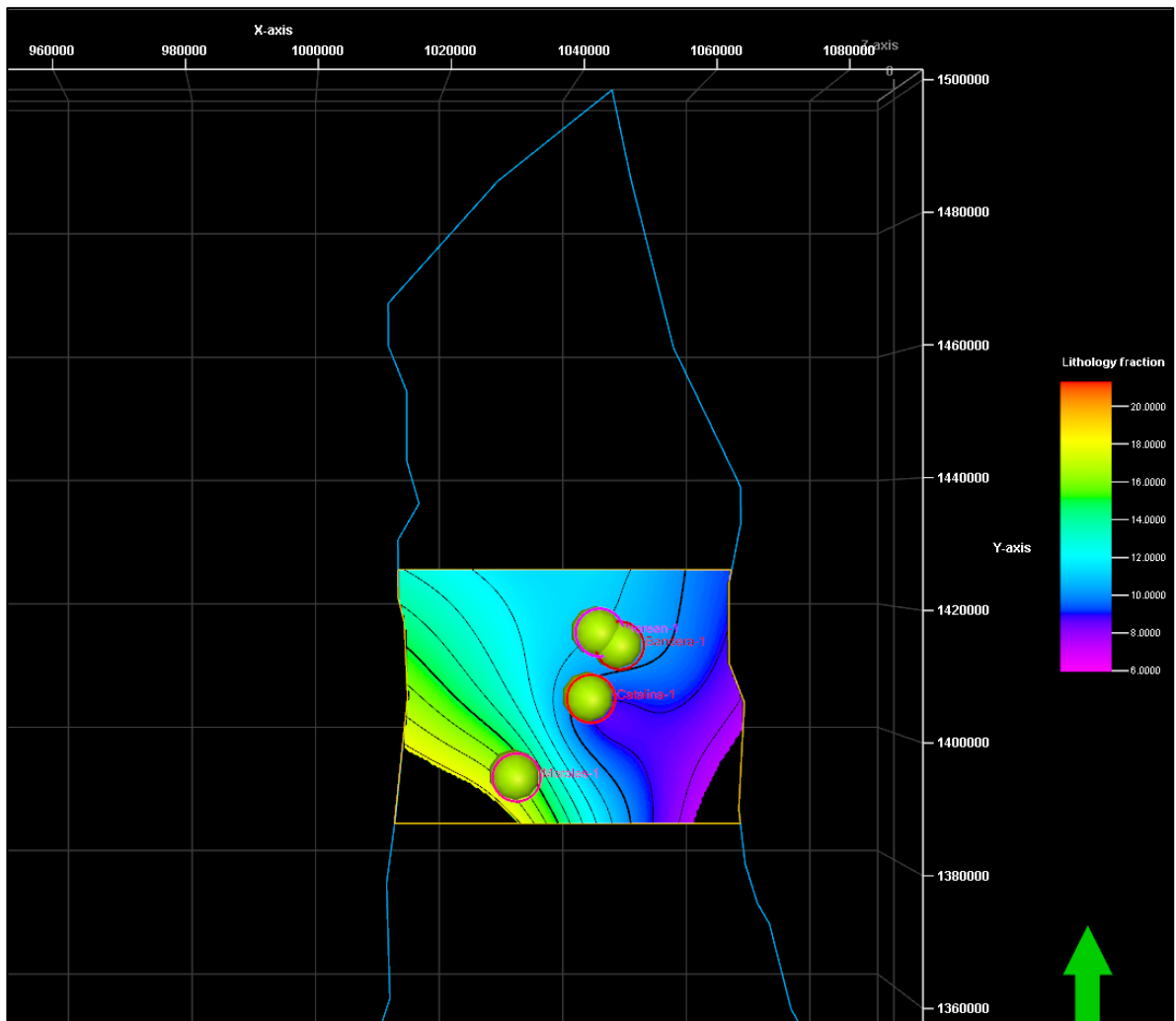


Fuente: Autores de proyecto

Distribución de los carbonatos

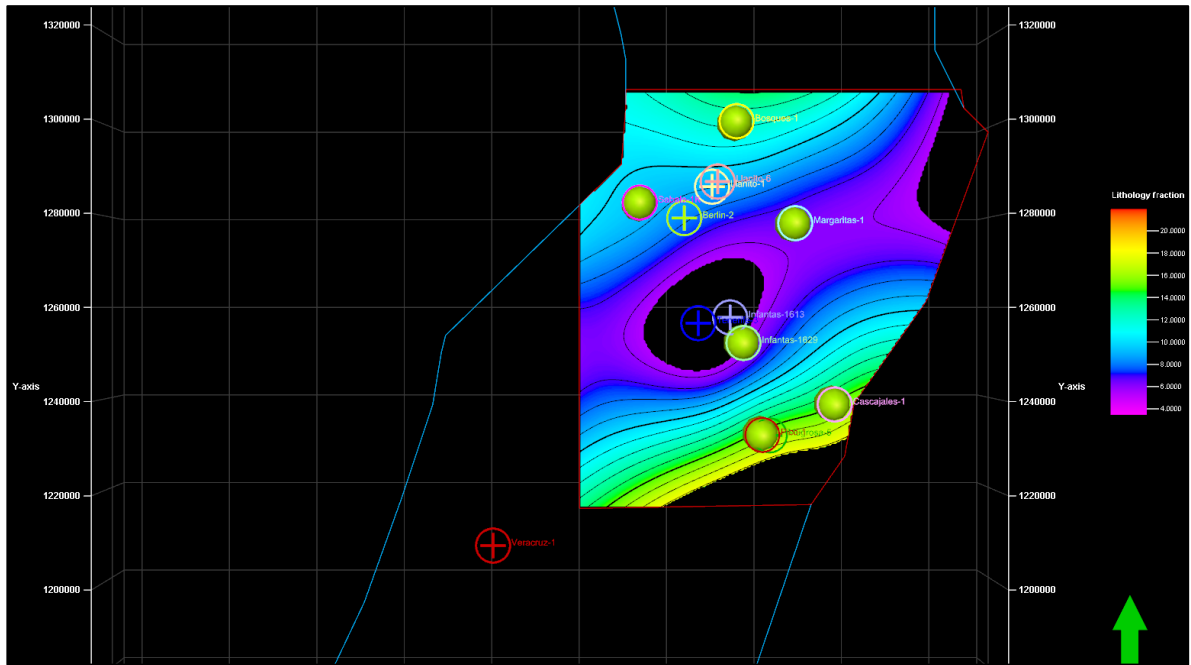
1. La distribución de carbonatos en la Zona Norte de la cuenca, indica una tendencia de disminución del contenido en sentido W-E con una prevalencia de contenidos bajos en la zona más norte. El rango de variación está entre 10-15% (Figura 58).
2. La distribución en la Zona Central demuestra dos zonas divididas por valores muy bajos en la parte central, que muestran una tendencia de contenidos de hasta 15% en los extremos Norte y Sur de la zona (Figura 59).

Figura 58. Mapa que representa la distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Simiti, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 59. Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Simiti, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



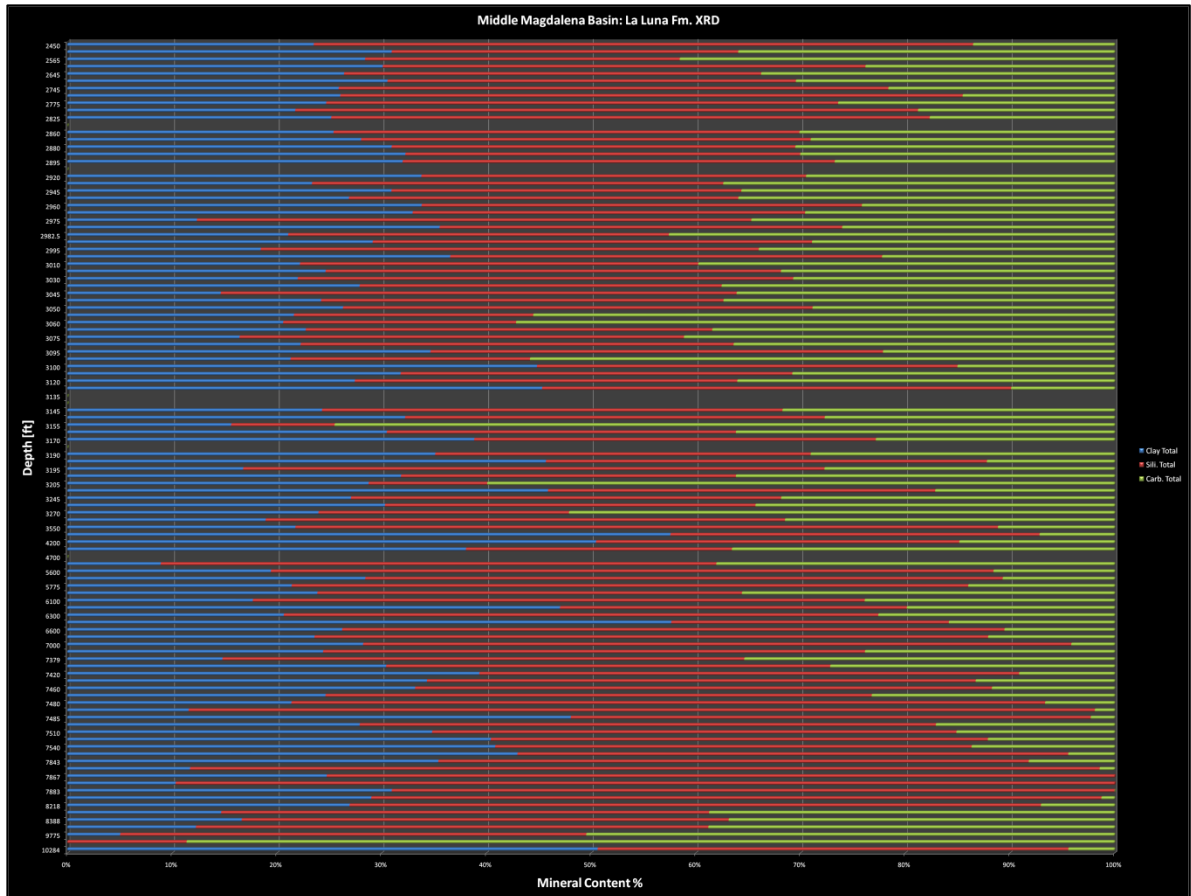
Fuente: Autores de proyecto

Formación La Luna – Distribución

A partir de los resultados de contenido mineralógico, se plantea una distribución vertical del comportamiento de la mineralogía, a partir de los resultados para cada uno de los pozos que corazonaron esta unidad. Estos resultados permiten presentar la siguiente consideración:

1. En términos generales, una inspección a simple vista permite considerar un intervalo considerable de la Formación La Luna con alto interés para este estudio (Figura 60), en cuanto sus contenidos de minerales arcillosos no superan el 40% en la mayor parte de la sección vertical que conforman los resultados de todos los pozos analizados.

Figura 60. Distribución vertical del contenido mineralógico (silica en rojo, arcillas en azul y carbonatos en verde) para la Formación La Luna a partir de la información de los pozos que la corazonaron.



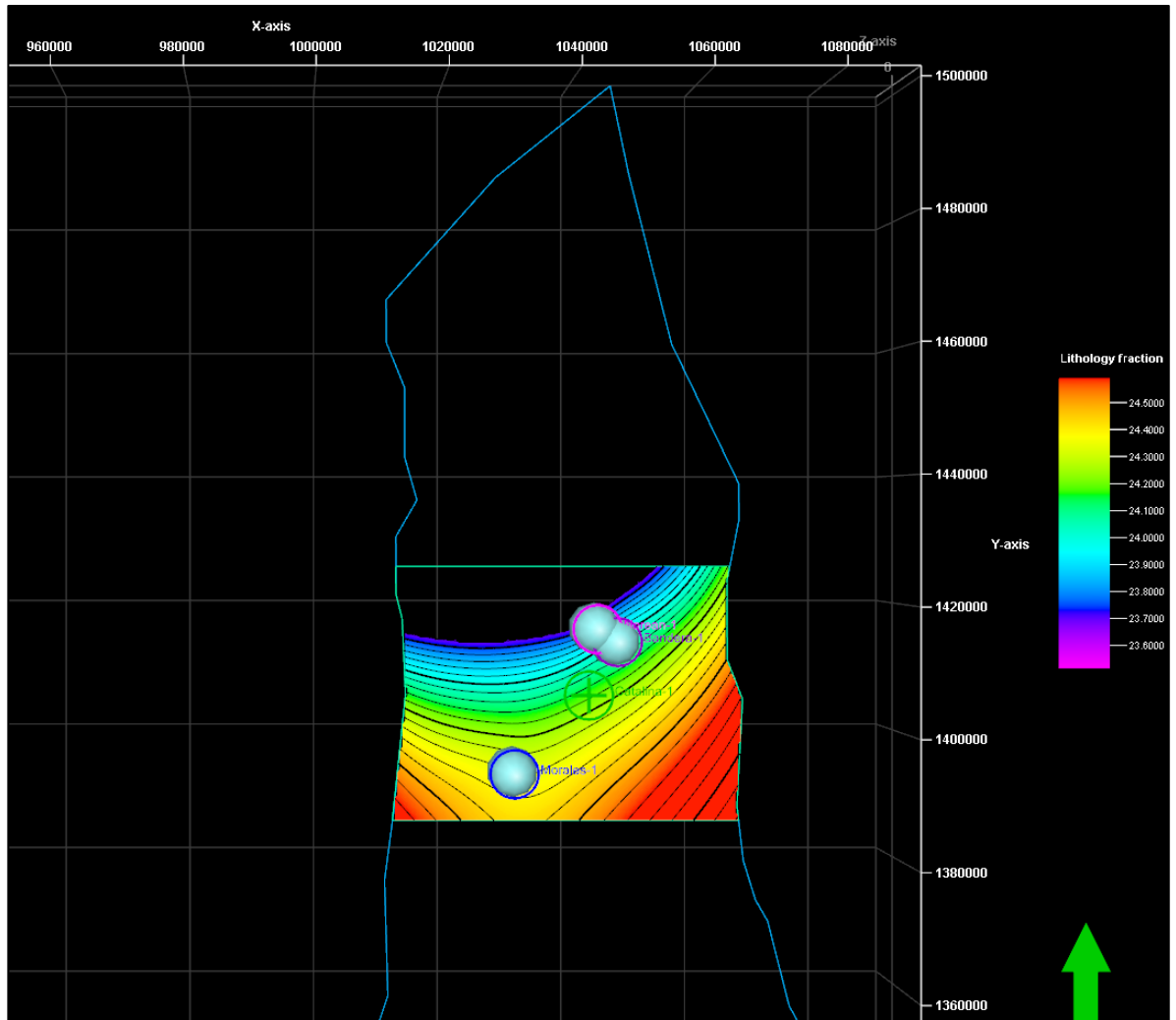
Fuente: Autores de proyecto

Distribución de las arcillas

1. La Zona Norte de la cuenca presenta una distribución muy homogénea, en la que no se evidencian variaciones considerables en el contenido de material arcilloso a lo largo de toda la zona de estudio, con variaciones entre 20-25%, lo que la hace una zona de alto interés dado su bajo contenido de este mineral y su distribución (Figura 61).
2. La distribución en la Zona Central de la cuenca exhibe una leve tendencia de disminución en sentido E-W a lo largo de la zona de estudio, con variaciones

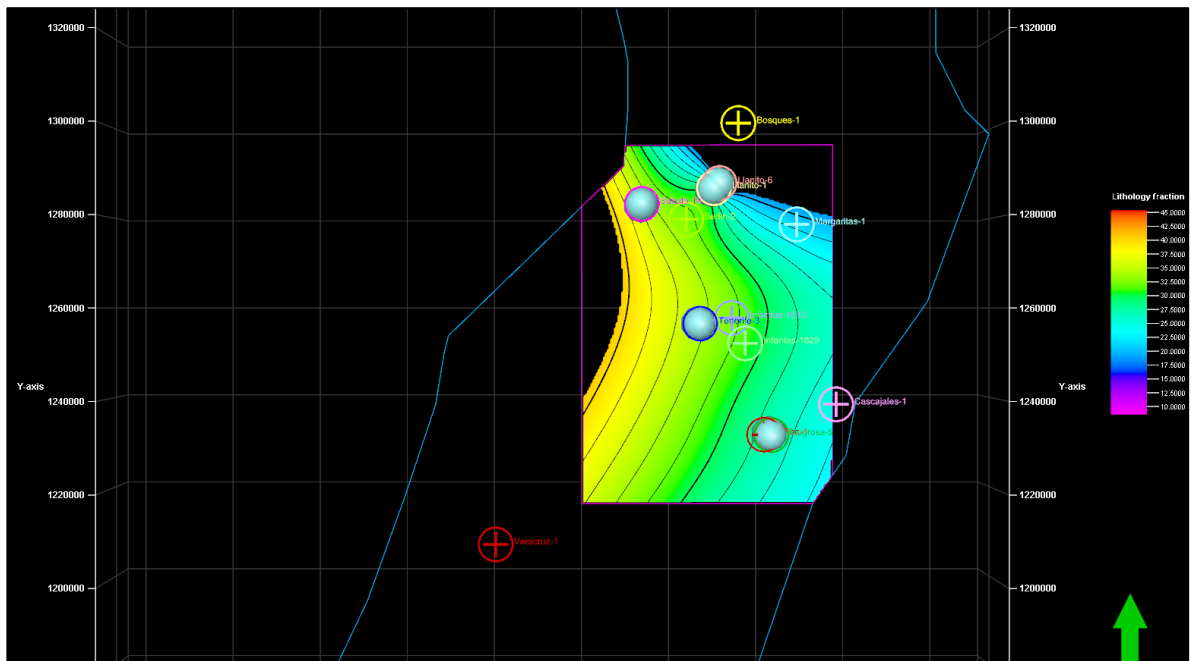
en el contenido de este mineral en el rango de 20-40%, lo que incluye también a esta zona como de alto interés (Figura 62).

Figura 61. Mapa que representa la distribución del contenido de arcillas, en la Formación La Luna para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Autores de proyecto

Figura 62. Mapa de distribución del contenido de arcillas, en la Formación La Luna, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores

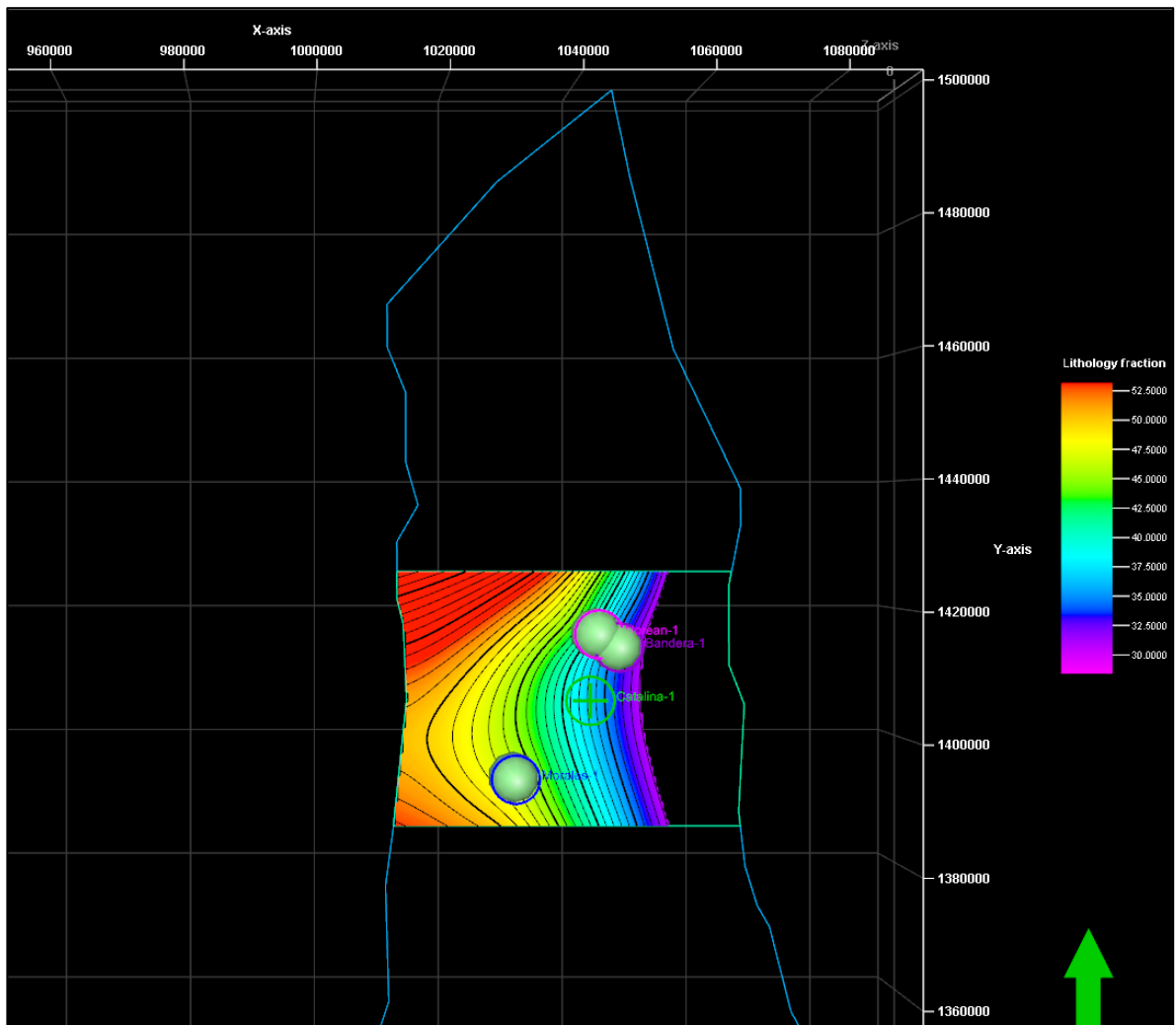


Fuente: Autores de proyecto

Distribución de los silicatos

1. La Zona Norte exhibe una distribución que permite inferir una tendencia de aumento del contenido de este mineral en sentido W-E, pero con un bajo control de pozos, con rangos entre 30-45% (Figura 63).
2. La Zona Central, presenta una distribución de silicatos que tiene una tendencia de incremento en sentido S-N con valores entre 35-65% lo que se considera una zona de interés para este trabajo (Figura 64).

Figura 63. Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación La Luna, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



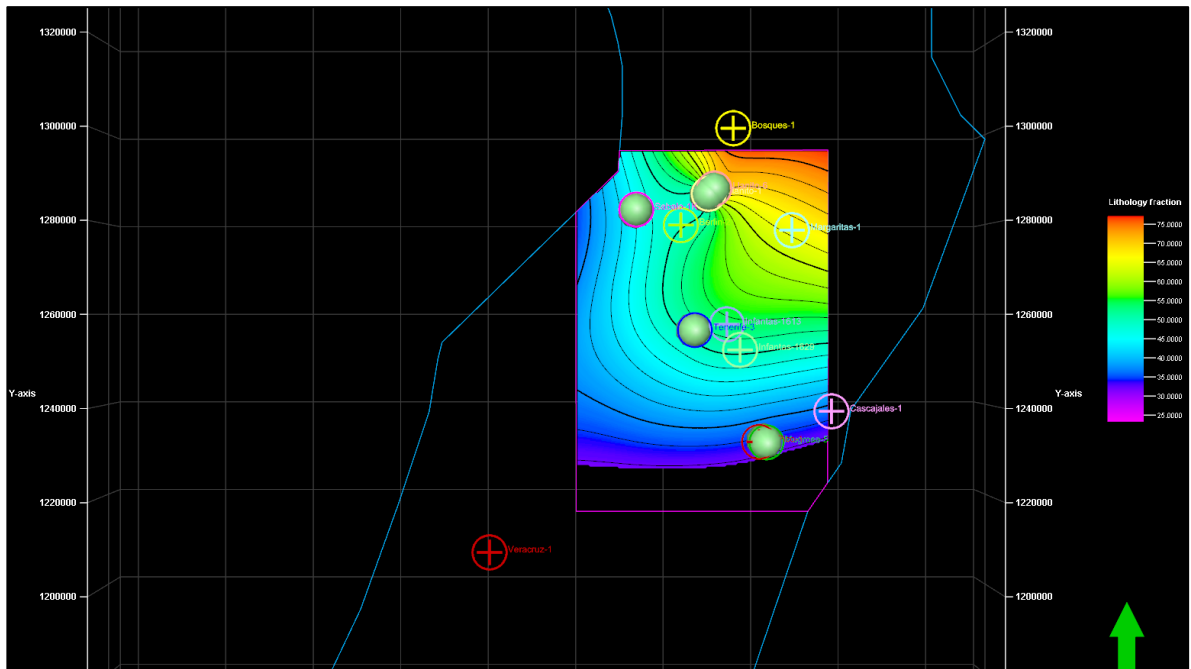
Fuente Autores de proyecto

Distribución de los carbonatos

1. La distribución de los minerales carbonatos en la Zona Norte de estudio de la cuenca presenta una distribución homogénea, con valores entre 30-45% de contenido, lo que acompaña muy bien la distribución de los silicatos y sigue aumentando el interés por esta formación (Figura 65).

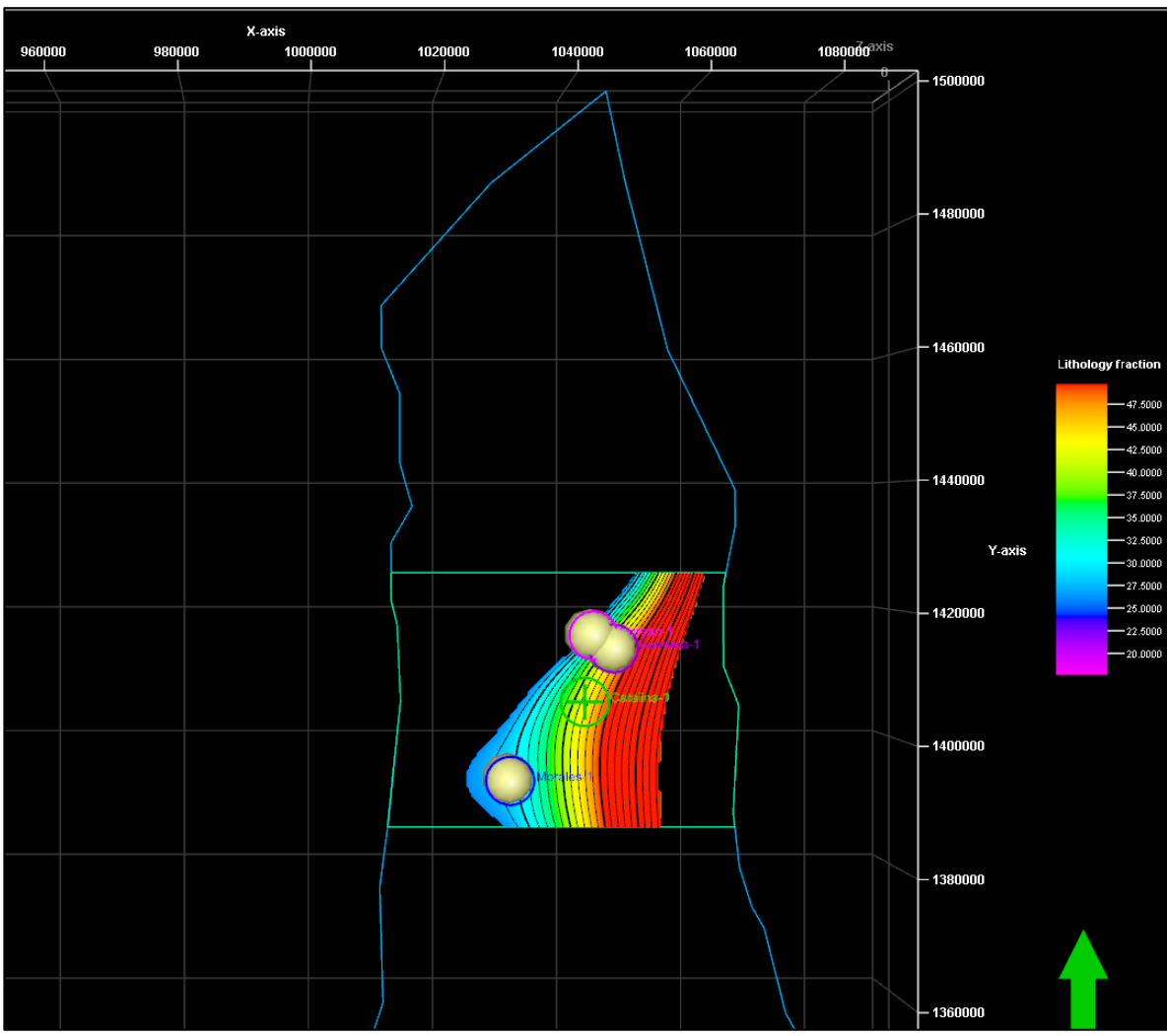
2. En la Zona Central de la cuenca, la distribución presenta variaciones considerables en sentido S-N con tendencia a disminuir. El rango de valores está entre 20-25% (Figura 66).

Figura 64. Mapa que representa la distribución del contenido desilicatos, en la Formación La Luna para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



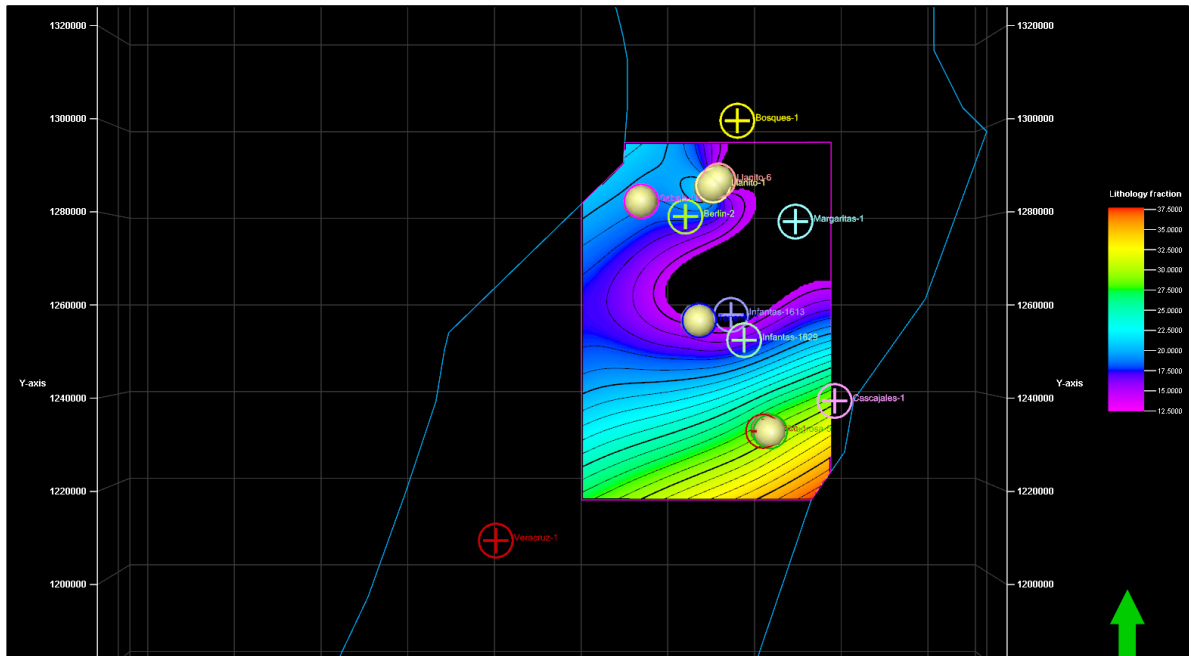
Fuente Autores de proyecto

Figura 65. Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación La Luna, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores



Fuente Autores de proyecto

Figura 66. Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación La Luna, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores



Fuente Autores de proyecto

El modelo de evaluación del potencial para esta formación se creó a partir de los parámetros de TOC, Madurez termal y situación estructural.

Se usaron las siguientes reglas para la clasificación:

1. Si el TOC > 1.0% y el Ro indica Ventana de Aceite => Clase: Buen potencial de aceite
2. Si TOC > 1.0% y el Ro indica Ventana de Gas => Clase: Buen potencial de gas.
3. Si Ro indica rocas inmaduras => Clase: Bajo potencial
 - a. Si TOC > 1.0% y no hay información de Ro => Clase: TOC únicamente.
4. Si no hay información de TOC => Clase: Información insuficiente.

En cuanto a la distribución de minerales arcillosos, se identificaron las siguientes relaciones:

Un punto con valor de 41% de contenido de minerales arcillosos se ubicó en la zona clasificada como TOC únicamente.

Un punto con valor de 43% de contenido de minerales arcillosos se ubicó en la zona de Bajo potencial.

Valores de contenidos de minerales arcillosos menores de 40% llenaron las áreas clasificadas como de Buen potencial de gas y/o aceite.

Sin embargo, es importante resaltar que estos puntos se agruparon alrededor la zona central y norte de la cuenca, por lo que la interpretación está sujeta a estudio en la parte sur de la cuenca.

Caracterización Mineralógica a partir del análisis por Difracción de Rayos X Cuenca Caguán - Putumayo

Es importante recalcar que los análisis por Difracción de Rayos X (DRX) fueron redondeados al valor entero más cercano para simplificar la caracterización mineralógica.

Formación Villeta

Los análisis de DRX en las muestras (97 en total) de la Formación Villeta muestran un amplio rango de tipos litológicos en los pozos analizados. Las muestras analizadas varían desde mudstones arcillosos ricos en arcillas, mudstones silíceos, mudstones, margas silíceas y mudstones calcáreos/dolomíticos (Figura 67 y 69). La mayoría de las muestras presentaron predominancia de litologías calcáreas (calcita y dolomita). Algunas muestras presentaron alto contenido de arcillas, pero la mayoría presentaron algún grado de contenido arcilloso, dominado por caolinita e illita.

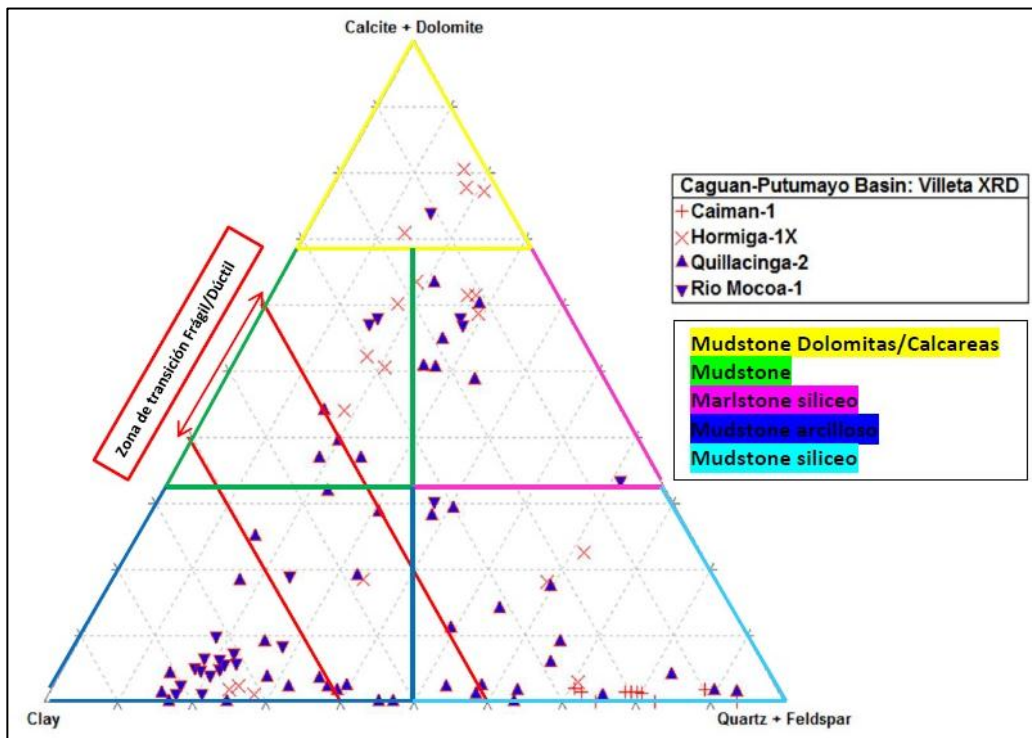
En términos generales la Formación Villeta tiene contenidos promedio de silicato de 40.79%, carbonatos de 20.21% y de minerales arcillosos de 35.4%. Los análisis de DRX también mostraron contenidos variables de pirita.

Formación Caballos

Los análisis realizados en las muestras (94 en total) de esta formación exhiben resultados similares a la Formación Villeta con variaciones en el contenido de carbonatos. Las muestras analizadas varían desde mudstones arcillosos, mudstones silíceos y margas silíceas.

En general, esta formación tiene contenidos promedio arcillas de 32.32%, de silicatos de 51.04% y de carbonatos de 12.12% (Figura 68 y 69).

Figura 67. Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Villeta, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral.



Fuente Autores de proyecto

Interpretación de Resultados

Formación Villeta

Las muestras de esta formación muestran un amplio rango de litologías con alta predominancia de contenido de carbonatos. El contenido predominante de caolinita sobre illita permite inferir un ambiente cálido y húmedo de depositación.

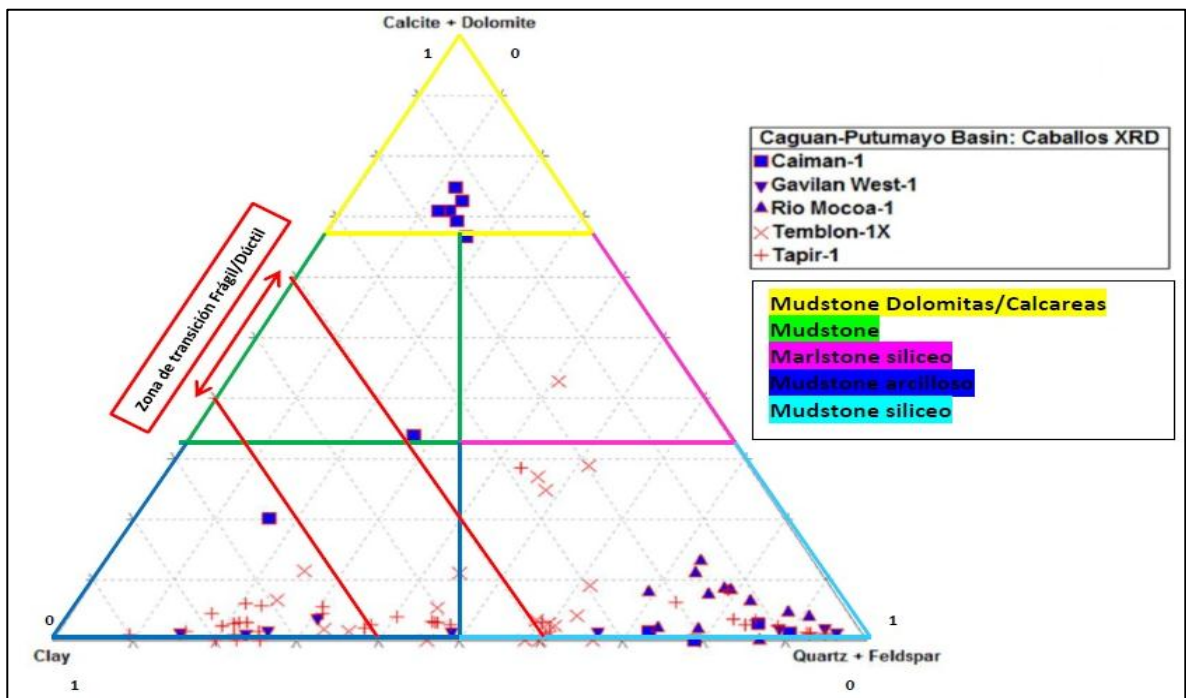
Figura tal. Diagramas ternarios. Cakes, etc.

Evaluación del potencial

Cuenca Caguán – Putumayo

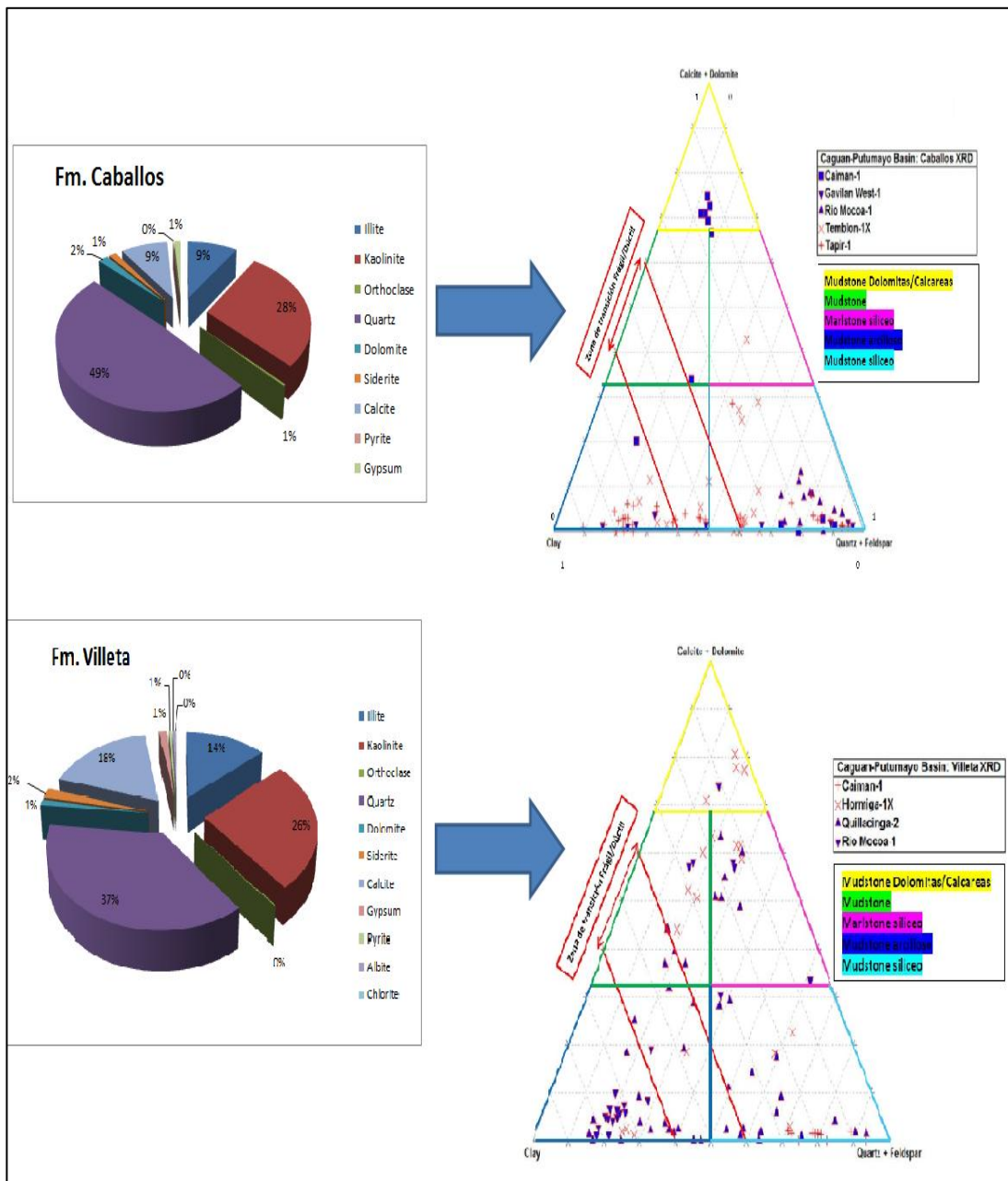
Formación Caballos

Figura 68. Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Caballos, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógica total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral.



Fuente Autores de proyecto

Figura 69. Resultados mineralógicos promedio para cada formación de interés en la Cuenca del Caguán - Putumayo, con su respectivo Diagrama Ternario que presenta la distribución de las muestras analizadas para dicha cuenca en relación al contenido total de arcillas, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir del análisis por DRX.

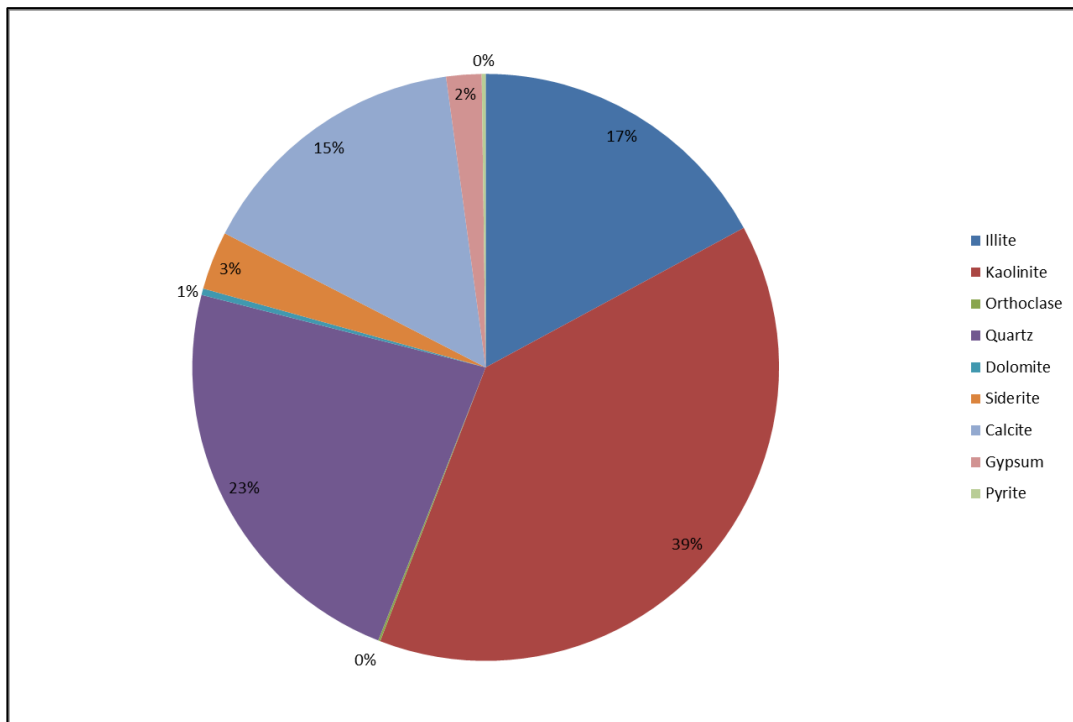


Fuente Autores de proyecto

Interpretación de resultados
Cuenca Caguán – Putumayo
Formación Villeta

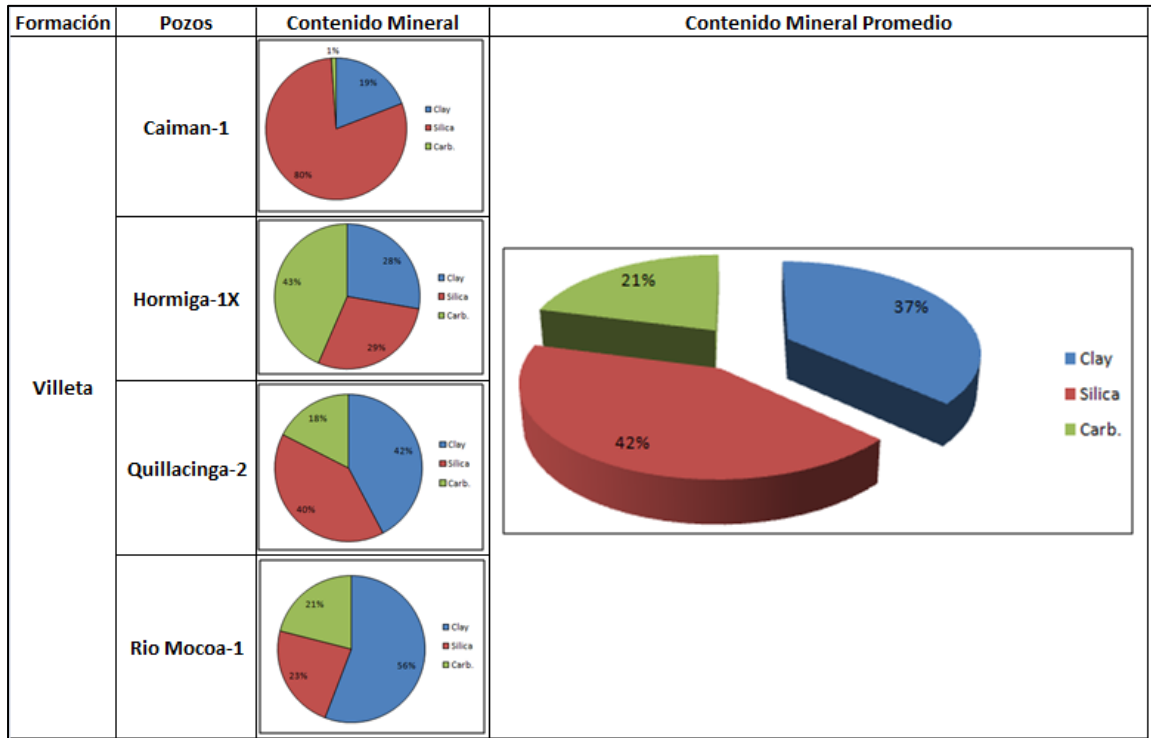
Los resultados para esta formación indican una gran variedad de clases litológicas en cada pozo, variando desde litologías ricas en arcillas hasta litologías ricas en carbonatos. Las rocas con alto contenido de minerales arcillosos presentan una predominancia de la caolinita sobre la illita o la esmectita (Figura 70 y 71), indicador de un ambiente sedimentario cálido y húmedo.

Figura 70. Diagrama que presenta los resultados mineralógicos del pozo Rio Mocoa-1 para la Formación Villeta, en el que se evidencia la presencia de caolinita en una proporción predominante sobre la illita.



Fuente Autores de proyecto

Figura 71. Tabla que resume el contenido mineral de la Formación Villeta, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos.



Fuente Autores de proyecto

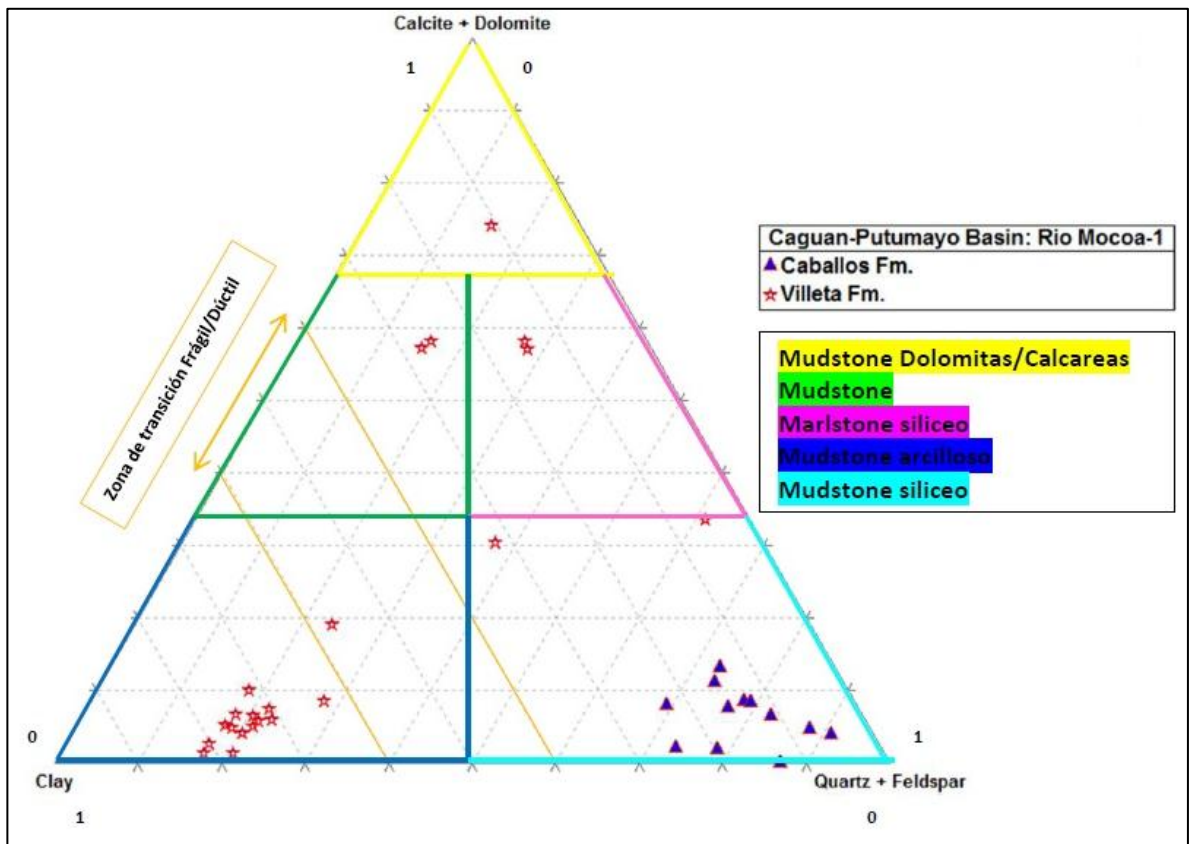
Formación Caballos

Los resultados de DRX aplicado a las muestras de la Formación Caballos permiten clasificar a las rocas como predominantemente ricas en minerales arcillosos (Mudstone arcilloso – Mudstone; Gavilan West-1 y Tapir-1) y ricas en silicatos y carbonatos (Mudstone silíceo – Mudstone Calcáreo/Dolomítico; en los pozos Rio Mocoa-1 y Caiman-1).

Los análisis de DRX en las muestras confirman que la mayoría en la Formación Caballos están divididas entre dos grupos mineralógicos distintivos, a saber: 1) rico en minerales arcillosos (Mudstone arcilloso) y 2) rico en silicatos (mudstone silíceo) (Figura 72 y 73). Los análisis de DRX indican que las muestras tienen alto

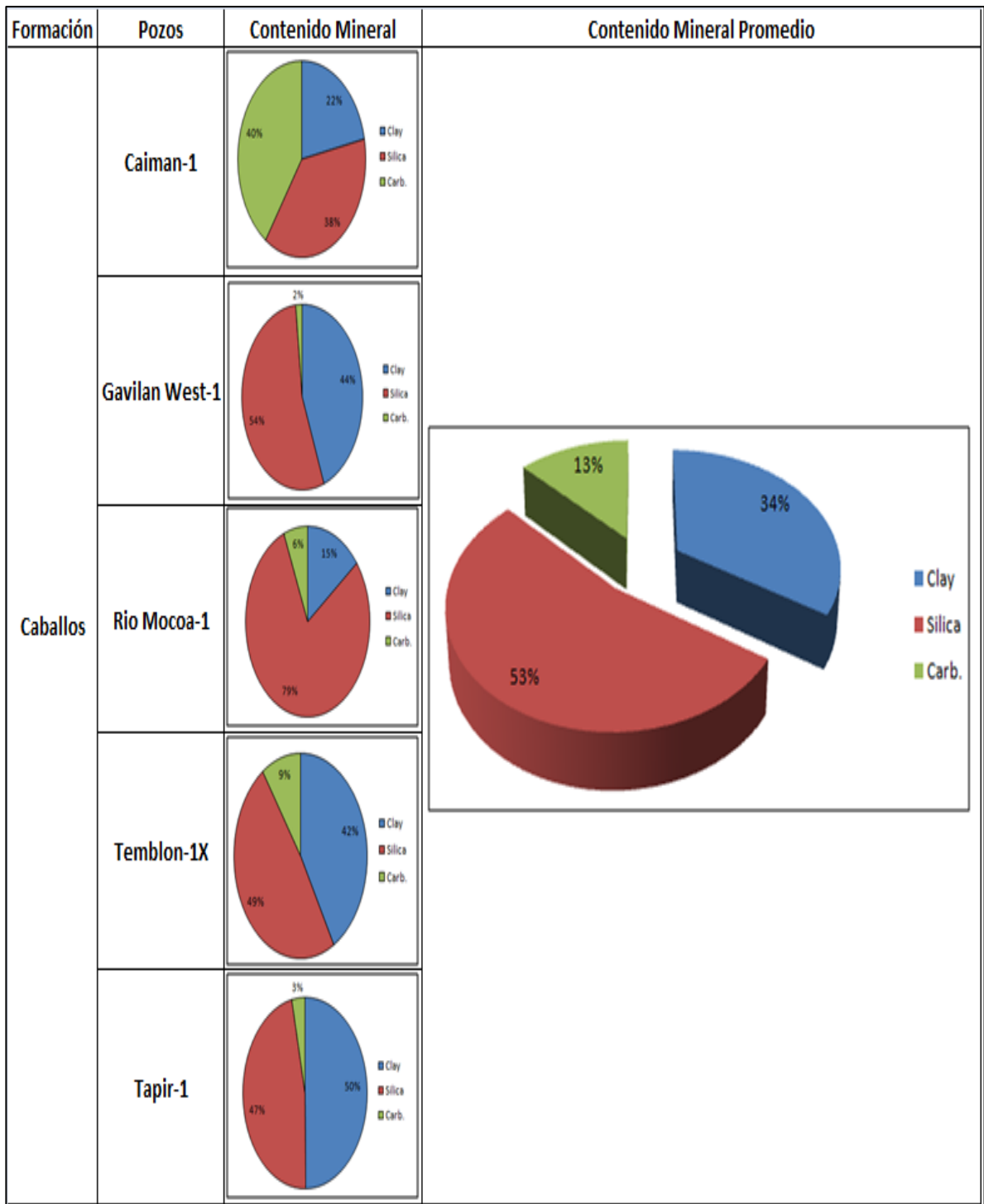
contenido de caolinita, que es un indicador de condiciones de deposición cálidas y húmedas. La mayoría de las muestras son pobres en carbonatos.

Figura 72. Diagrama ternario correspondiente al pozo Rio Mocoa-1 en el que se evidencian las principales tendencias de las muestras para la Formación Caballos.



Fuente Autores de proyecto

Figura 73. Tabla que resume el contenido mineral de la Formación Caballos, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos.

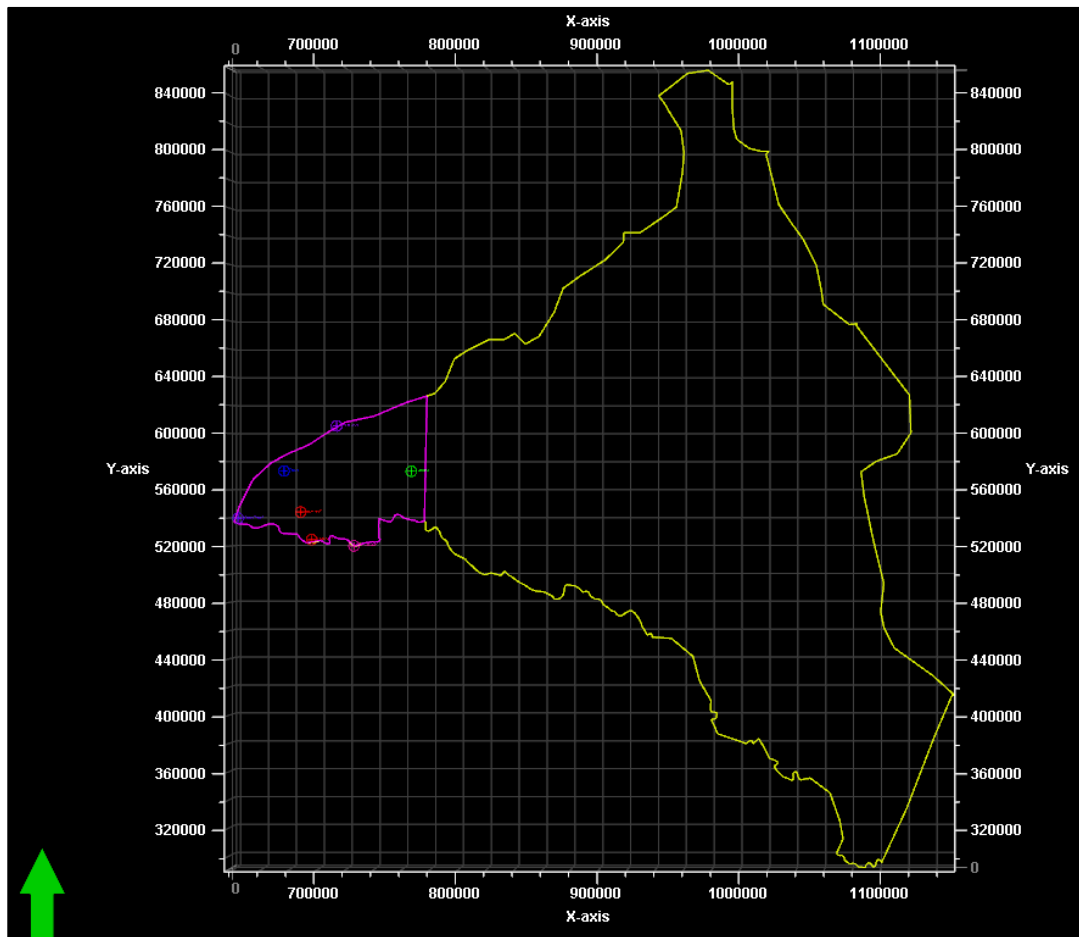


Fuente Autores de proyecto

8.3 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE FRACTURAMIENTO – CUENCA C-P

A partir de la distribución de los pozos trabajados en este estudio, se realizó una zonificación de las zonas de interés, de acuerdo al control del mayor número de pozos sobre la información. En la Figura 74 se aprecia la zona de interés, para las dos formaciones (Villeta y Caballos), en la cuenca del Caguán – Putumayo, con algunas variaciones teniendo en cuenta la densidad de pozos que tuvieran información de contenido mineral.

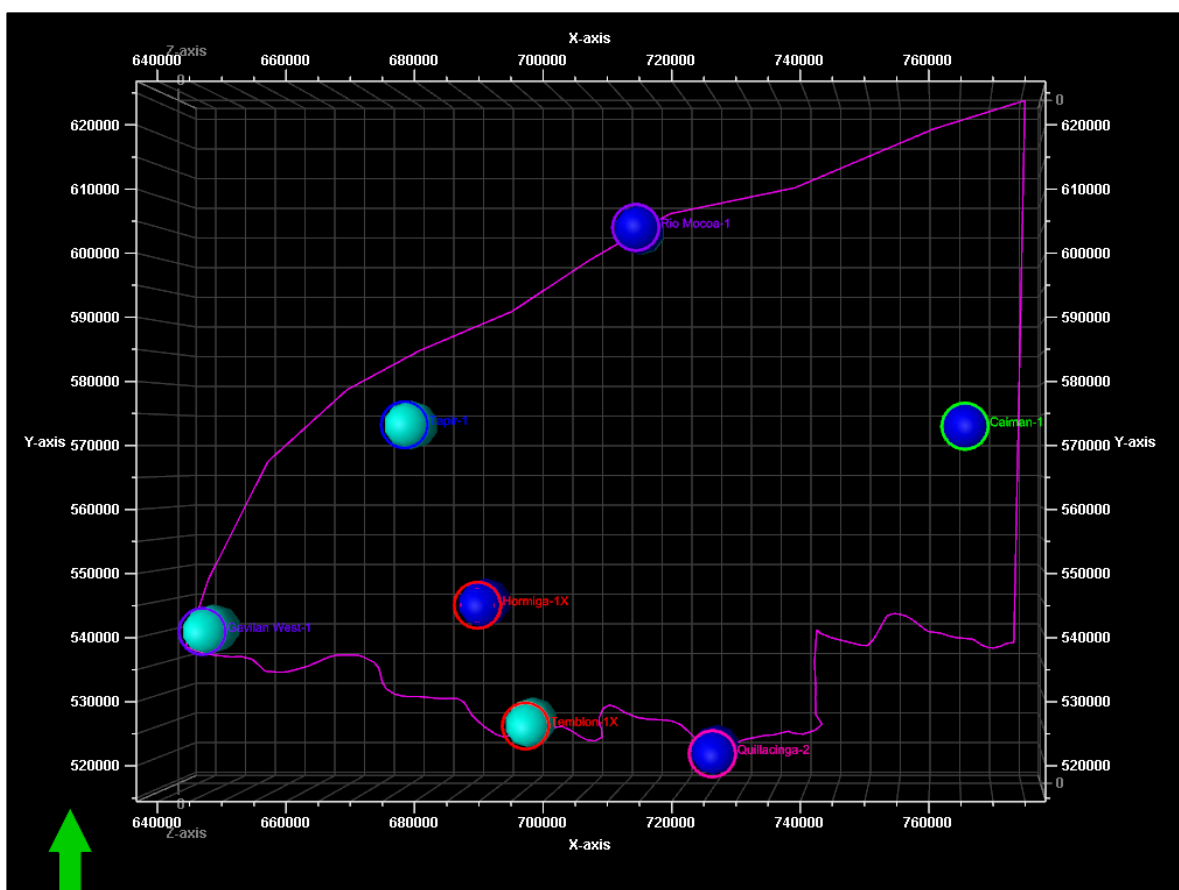
Figura 74. Zona objeto de estudio de acuerdo a la densidad de pozos. En violeta la Zona seleccionada en la Cuenca Caguán – Putumayo.



Fuente Autores de proyecto

Los pozos que se tuvieron en cuenta en este trabajo, fueron 7 en total para esta cuenca (Figura 75), con una distribución prevaeciente sobre el sector más W de la misma, lo que favorece este estudio, ya que es la zona de mayor potencial a partir de los resultados de la información geoquímica que se revisó.

Figura 75. Distribución de los pozos de interés en la zona de estudio, en la Cuenca Caguán-Putumayo.



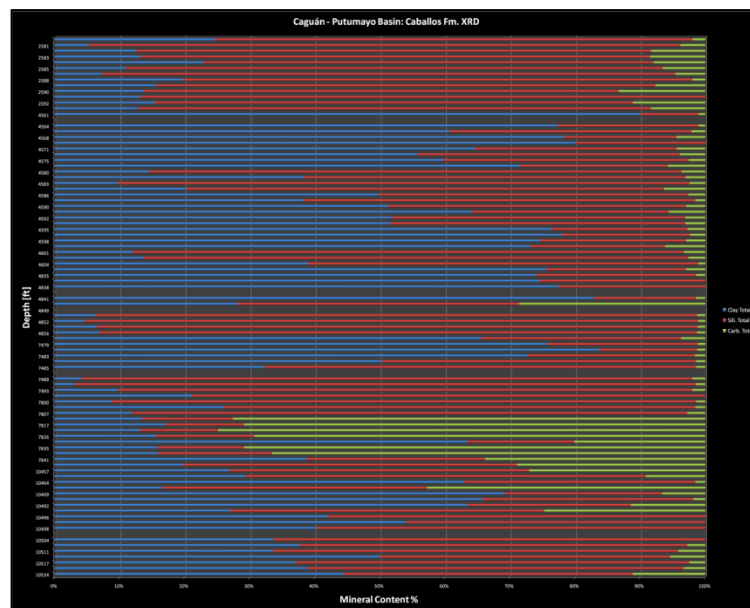
Fuente Autores de proyecto

Formación Caballos – Distribución

A partir de los resultados de contenido mineralógico, se plantea una distribución vertical del comportamiento de la mineralogía, a partir de los resultados para cada uno de los pozos que corazonaron esta unidad. Estos resultados permiten presentar la siguiente consideración:

1. **Intervalo 2500 – 2600 ft:** es un intervalo interesante por el alto contenido de silicatos que exhibe, así como contenidos muy bajos tanto de minerales arcillosos como de carbonatos, del orden 10-20% (Figura 76). El contenido de silicatos en este intervalo alcanza valores del 80%.
2. **Intervalo 7480 – 7840 ft:** es un intervalo constituido principalmente por altos contenidos de silicatos en la parte superior, y altos contenidos de carbonatos en la parte inferior, con contenidos de minerales arcillosos bajos del orden de 20% (Figura 76).

Figura 76. Distribución vertical de los resultados de contenido mineral en la Cuenca Caguán-Putumayo para la Formación Caballos, registro de todos los pozos.

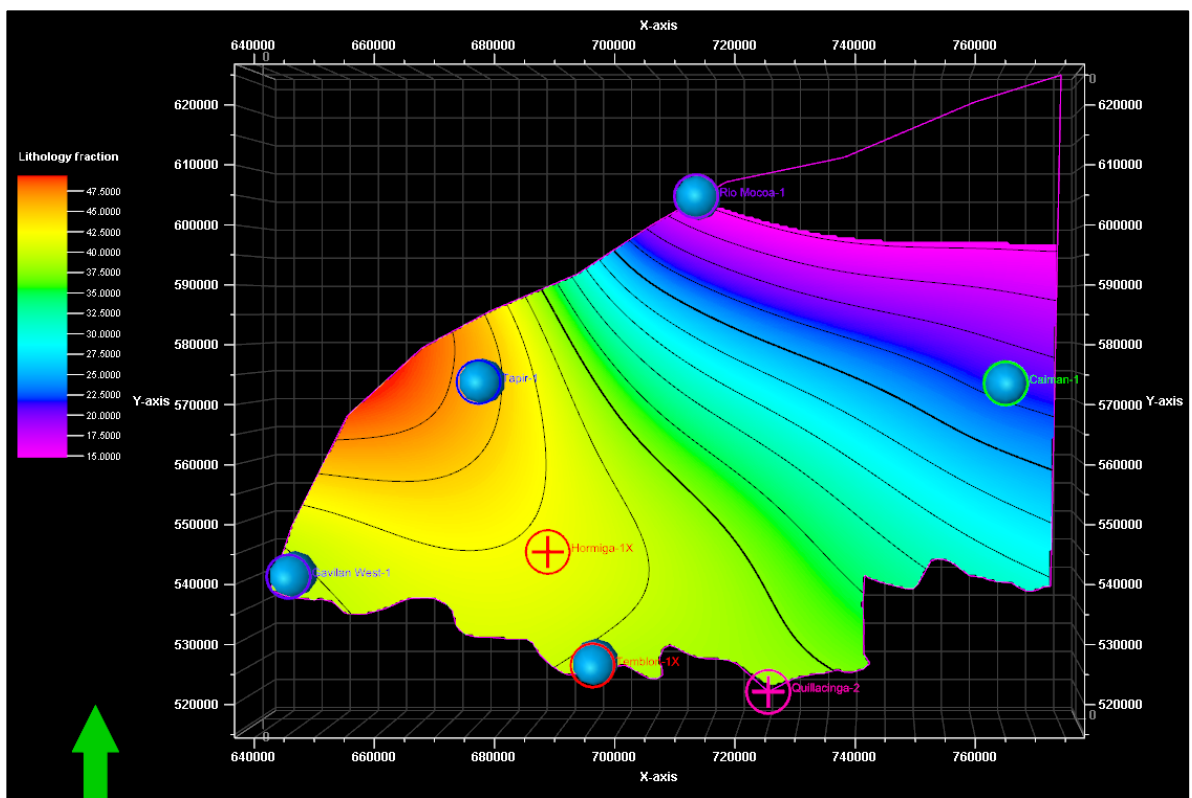


Fuente Autores de proyecto

Distribución de las arcillas

La distribución de los minerales arcillosos presenta una tendencia de aumento del contenido en sentido E-W en la zona de estudio (W de la cuenca), con rangos de variación entre 15-45% (Figura 77). La mineralogía para esta formación está controlada por 5 pozos.

Figura 77. Mapa que presenta los patrones de distribución de las arcillas en la Formación Caballos.

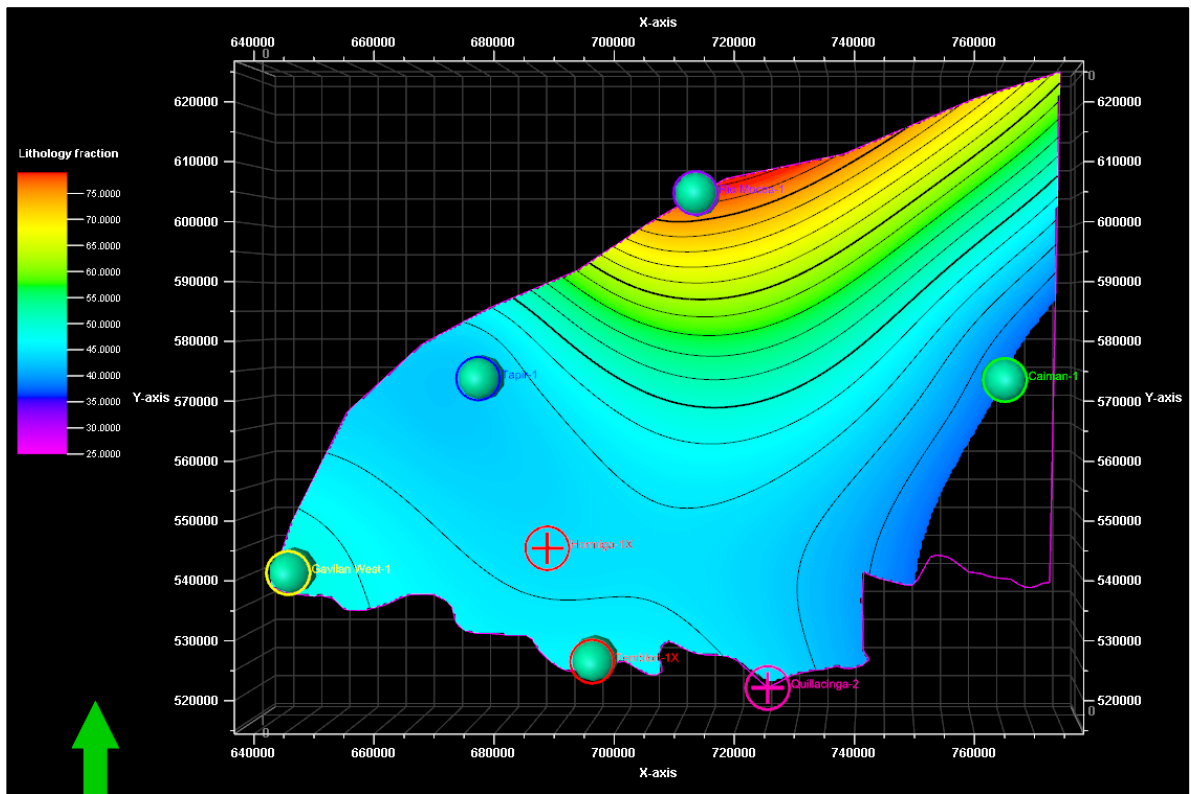


Fuente Autores de proyecto

Distribución de los silicatos

Los minerales silicatos, para la Formación Caballos, presentan una distribución bastante homogénea a lo largo de la zona de estudio, con una tendencia a aumentar sobre el sector más N de la zona (Figura 78). El rango de variación del contenido de silicatos está entre 40-75%.

Figura 78. Mapa que exhibe la distribución de los silicatos en la Formación Caballos.

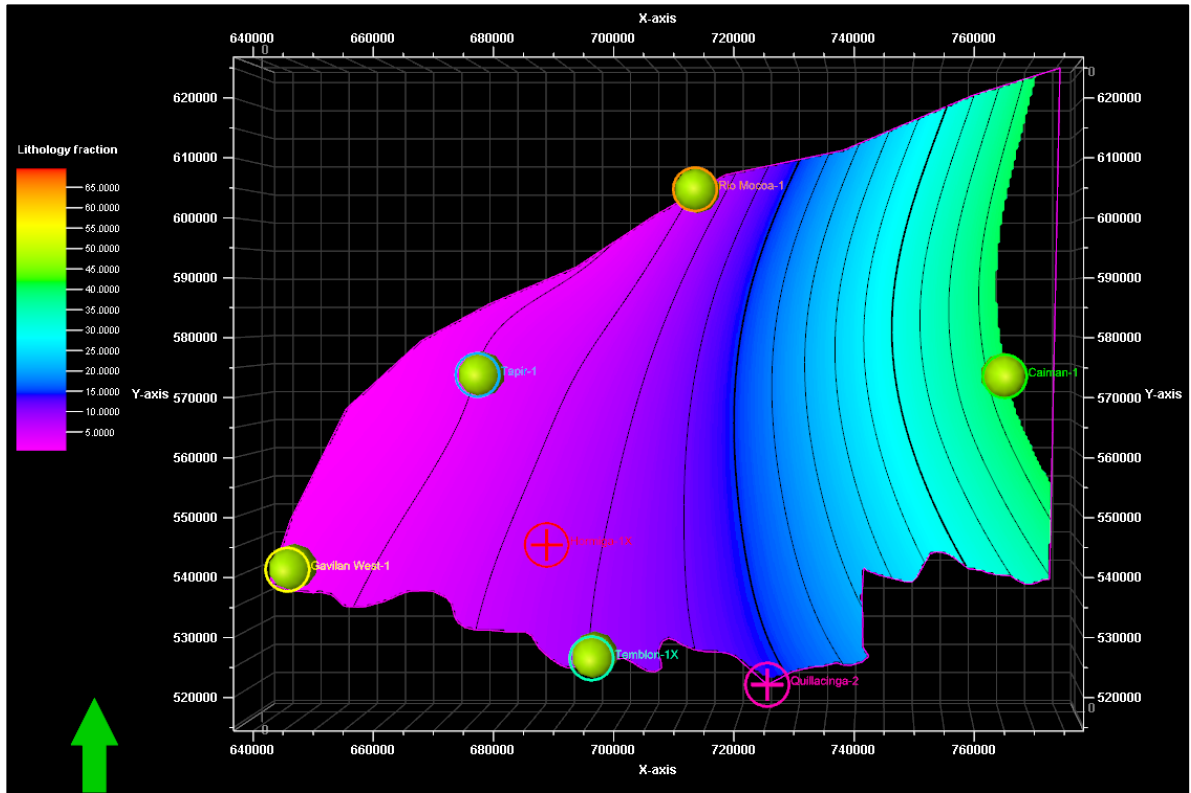


Fuente Autores de proyecto

Distribución de los carbonatos

La distribución de este mineral en la zona de estudio de la cuenca, presenta una leve tendencia a aumento en sentido W-E bajo el control de 5 pozos (Figura 79). Los valores promedio para este mineral son de 5-40%.

Figura 79. Mapa que presenta la distribución de los minerales carbonatos en la zona de estudio, para la Formación Caballos.



Fuente Autores de proyecto

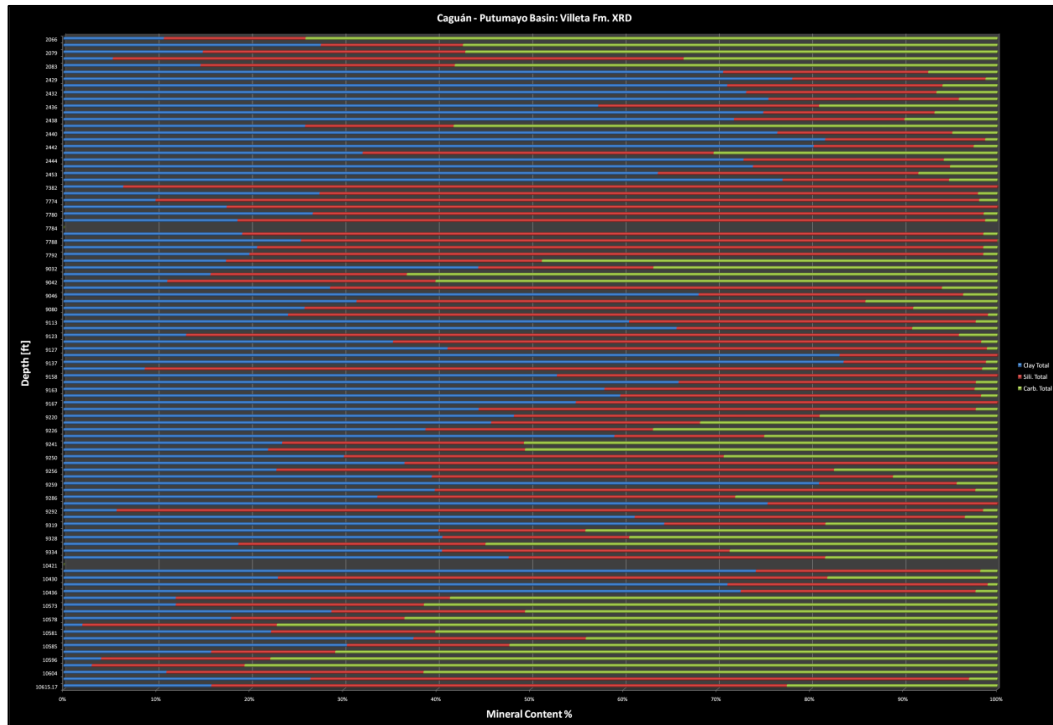
Formación Villeta – Distribución

A partir de los resultados de contenido mineralógico, se plantea una distribución vertical del comportamiento de la mineralogía, a partir de los resultados para cada uno de los pozos que corazonaron esta unidad. Estos resultados permiten identificar dos zonas de interés (Figura 80):

1. **Intervalo 7300 – 7800 ft:** es un intervalo caracterizado por un contenido muy alto de silicatos y mínimo contenido de minerales arcillos, como se puede apreciar en la figura tal. Los rangos en el contenido de silicatos están en el orden de 80% con contenidos de arcillas menores al 20%.

2. **Intervalo 9000 – 9100 ft:** es un intervalo con variaciones en su contenido de silicatos y carbonatos bastante interesante. Los contenidos de minerales arcillosos son bajos, del orden de 30% (Figura 80).
3. **Intervalo 10430 – 10600 ft:** es un intervalo que exhibe un alto contenido de minerales carbonatos, que serán revisados más a fondo, para identificar la presencia o no de dolomitas, y su influencia en la fragilidad de la roca. Se observa un bajo contenido de silicatos con relación a las arcillas (Figura 80).

Figura 80. Distribución vertical del contenido mineralógico en la cuenca Caguán – Putumayo. Registro de los resultados arrojados por cada uno de los pozos que analizaron la Formación Villeta.



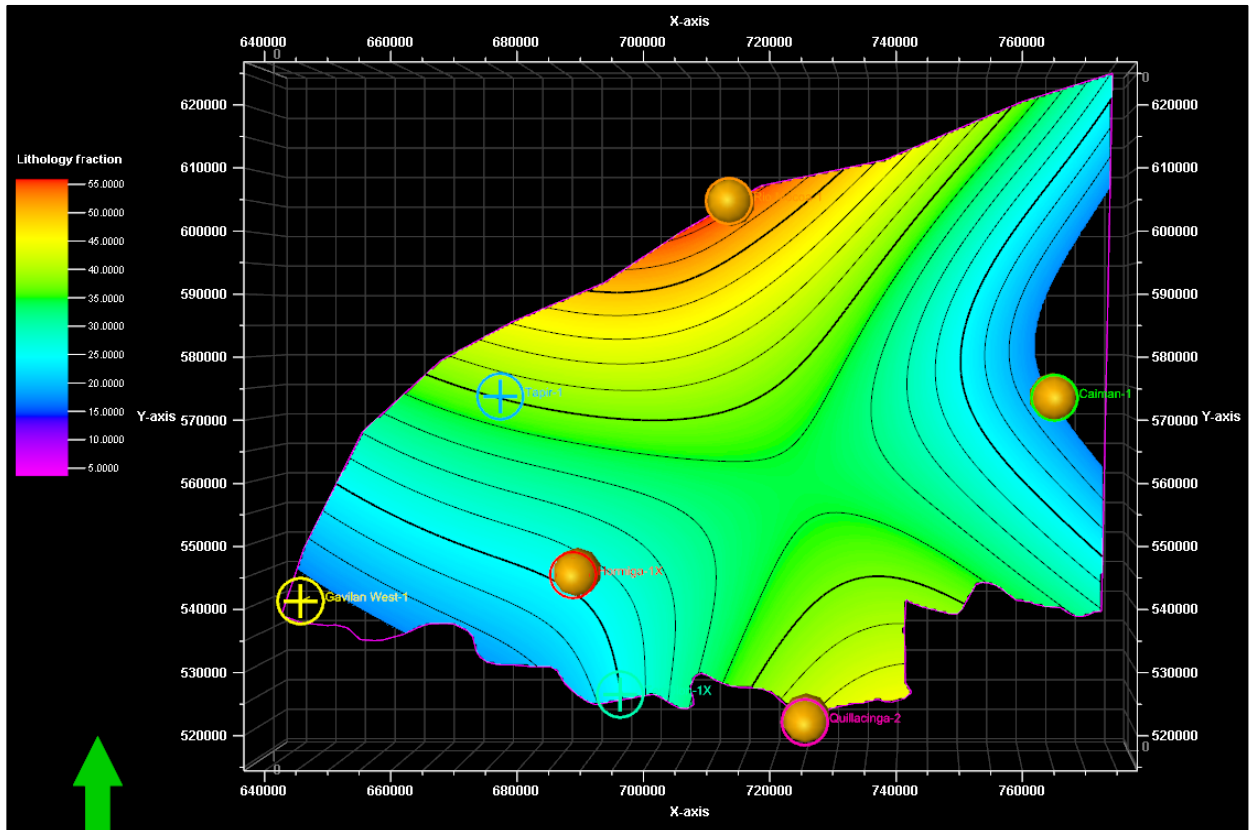
Fuente Autores de proyecto

Distribución de las arcillas

La distribución de los minerales arcillosos en la zona de estudio exhibe tendencias opuestas tanto en sentido N-S como en sentido E-W. En sentido N-S se observa

una tendencia de altos contenidos de estos minerales, mientras en sentido E-W los valores son más bajos (Figura 81). El rango de variación del contenido de arcillas está entre 20-50%.

Figura 81. Mapa que presenta la distribución de los minerales arcillosos en la Formación Villeta para la zona de estudio.

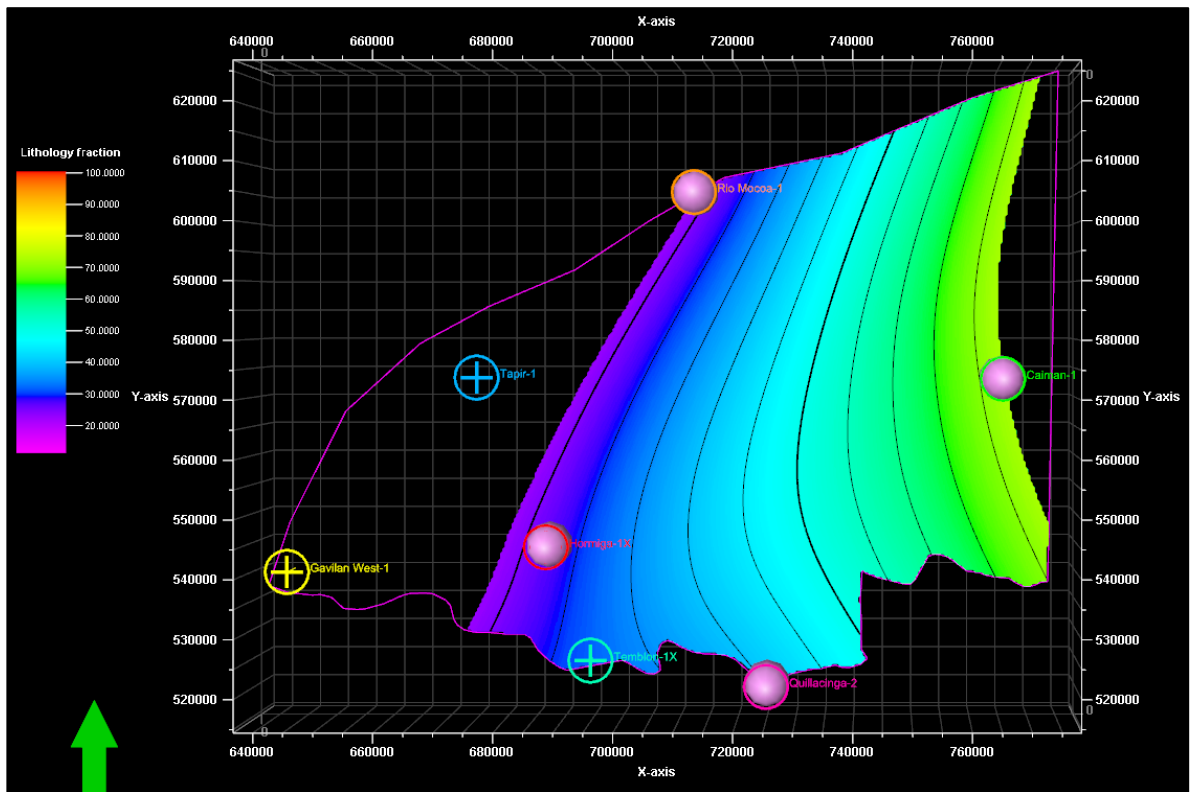


Fuente Autores de proyecto

Distribución de los silicatos

El patrón de distribución, en la zona de estudio, para los silicatos presenta una tendencia que incrementa en sentido W-E desde el centro de la zona, bastante interesante para objetos de este estudio (Figura 82). El rango en que varían los datos está entre 30-70%.

Figura 82. Mapa que exhibe el comportamiento de la distribución de los silicatos en la Formación Villeta para la zona de estudio. Autores.

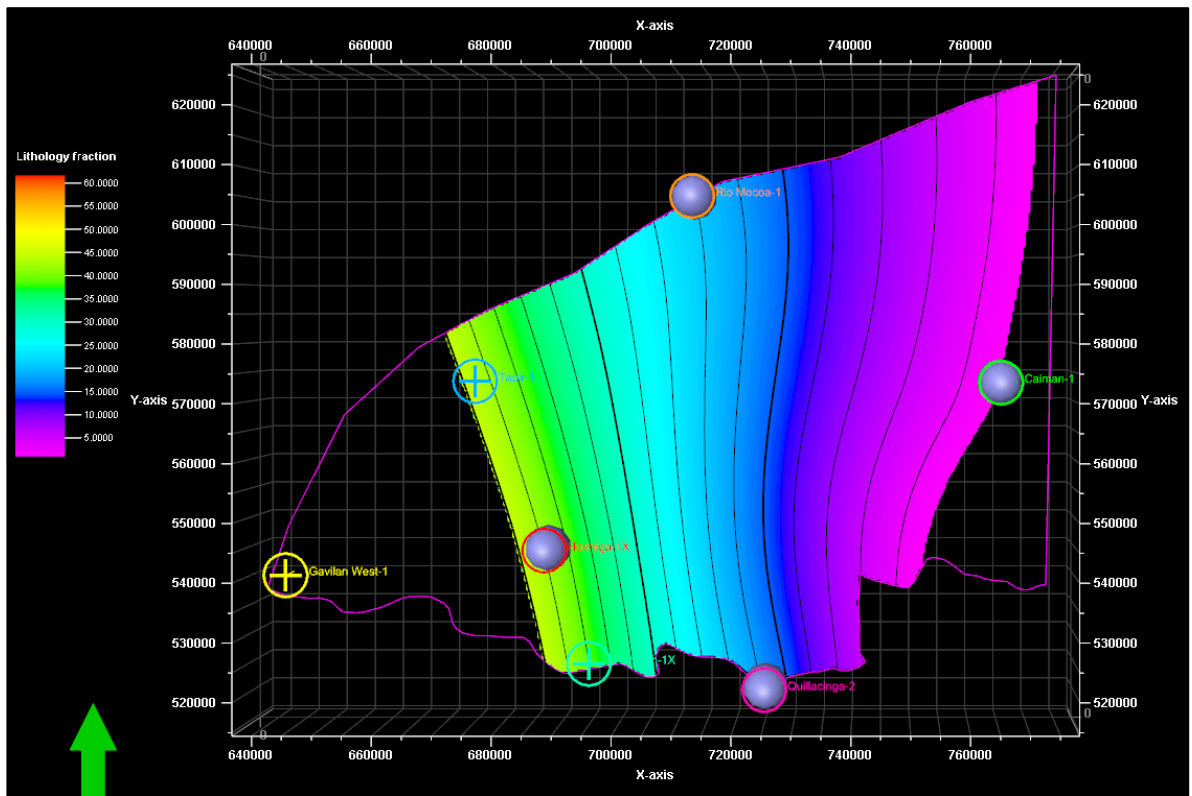


Fuente Autores de proyecto

Distribución de los carbonatos

Los minerales carbonatos tienen un patrón de distribución en la zona de estudio, que aumenta en sentido E-W. El rango de variación de estos minerales es del orden de 5-35% (Figura 83).

Figura 83. Mapa de distribución del contenido de carbonatos para la Formación Villeta en la zona de estudio.



Fuente Autores de proyecto

Evaluación del Potencial – Cuenca CP

El modelo de evaluación del potencial para esta formación se creó a partir de los parámetros de TOC, Madurez termal y situación estructural.

Se usaron las siguientes reglas para la clasificación:

1. Si TOC es igual o mayor que 1.0% y Ro indica Ventana de generación de aceite => Clase: Buen potencial de aceite.
2. Si TOC < 1.0% => Clase: Bajo potencial.

Formación Villeta

Se usaron las siguientes reglas para la clasificación:

1. Si TOC es igual o mayor que 0.8 – 1.4% y Ro indica Ventana de generación de aceite => Clase: Buen potencial de aceite.
2. Si TOC < 0.8 – 1.4% y Ro indica rocas inmaduras => Clase: Bajo potencial.

Figura tal. Mapa de potencial. Para ambas formaciones.

Zonas con mayor potencial de fracturamiento

El análisis de las zonas que presentan mayor potencial de fracturamiento se basó en dos conceptos:

1. Se identificaron las zonas en donde el contenido de minerales silicatos es mayor que el contenido de minerales arcillosos. Este procedimiento se realizó aplicando operaciones aritméticas básicas a las superficies de interés.
 - a. Partiendo del supuesto de que la diferencia entre dos superficies A y B será positiva en cuanto mayor sea el valor de A, se propone lo siguiente (Figura 84):

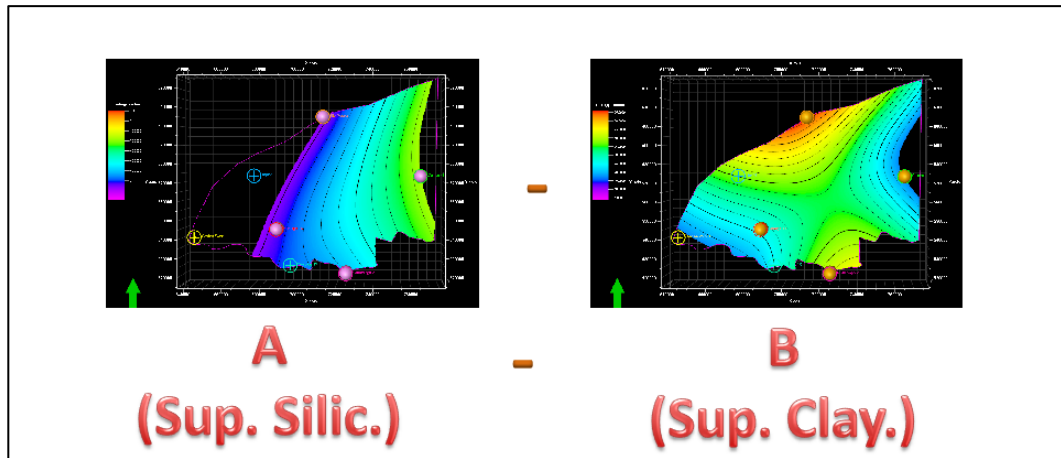
$$A - B = > 0 \text{ Si } A > B$$

En donde A: Superficie de distribución de silicatos, y

B: Superficie de distribución de arcillas.

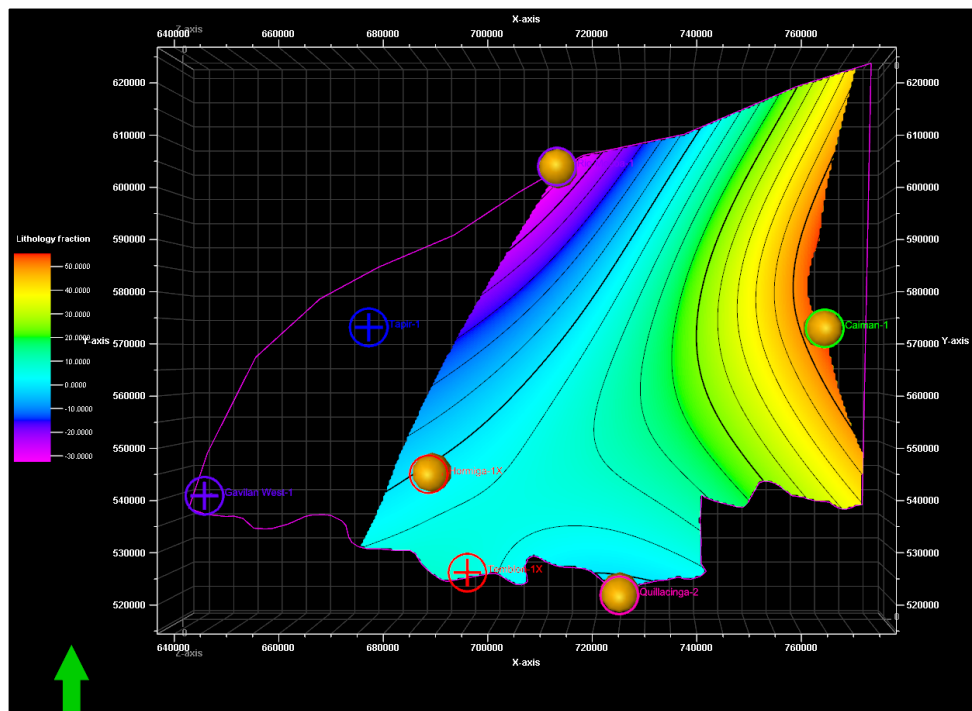
Entonces la superficie resultante nos indica las zonas en donde el contenido de silicatos es mayor que el de arcillas.

Figura 84. Operaciones entre superficies. Diferencia entre la superficie A y B para identificar las zonas de mayor contenido de silicatos.



Fuente Autores de proyecto

Figura 85. Resultado de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas. Los colores celeste, azul oscuro y morado representan sectores con valores negativos, lo que se refiere a contenidos mayores de arcillas sobre silicatos.



Fuente Autores de proyecto

El resultado de esta operación, entregará zonas con valores positivos en donde el contenido de silicatos sea mayor al de arcillas, y de manera contraria, se obtendrán zonas con valores negativos, que son resultado de mayores contenidos de arcillas sobre el contenido de silicatos (Figura 85).

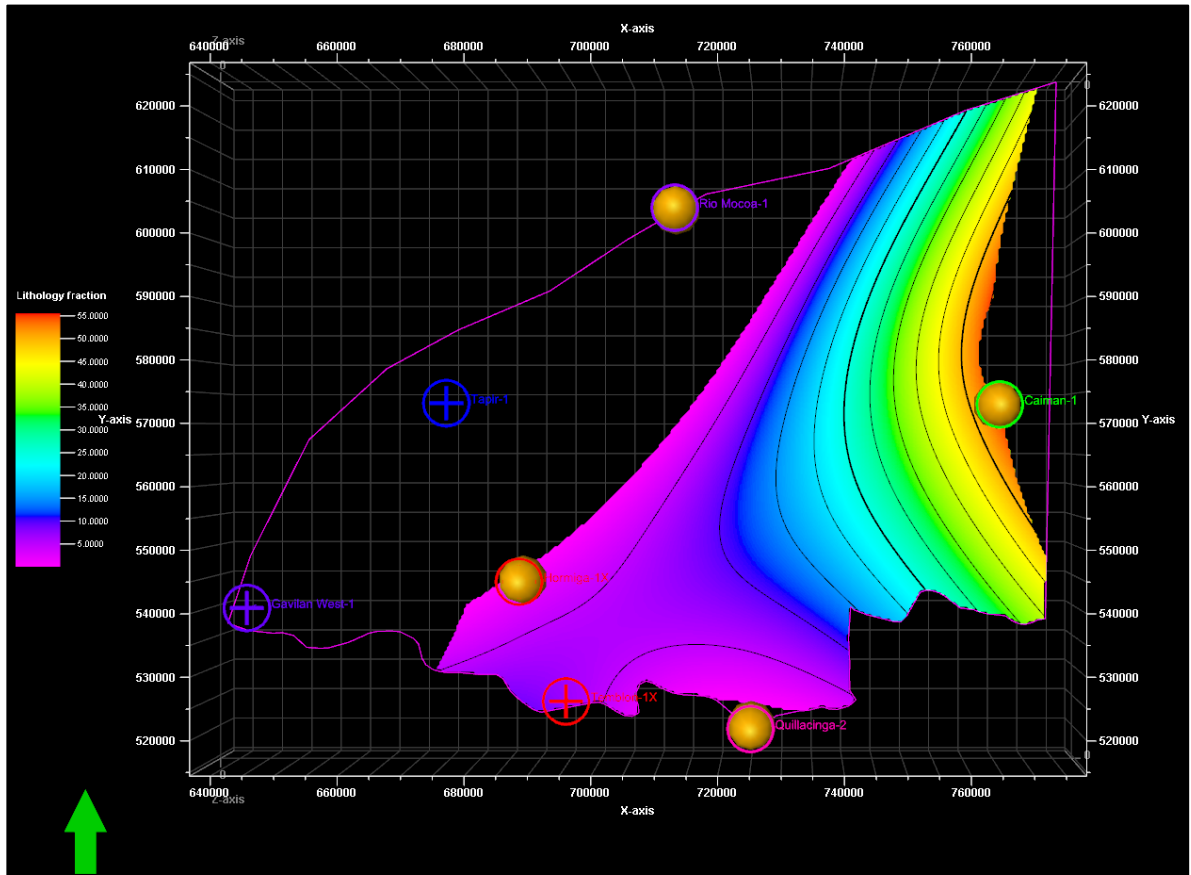
Finalmente, se eliminan del mapa aquellos valores negativos que no son de interés para este estudio, lo que nos dará como resultado las zonas de mayor potencial para fracturar (Figura 86), dado su alto contenido de silicatos.

Es importante reconocer, que las zonas en donde la diferencia es alta (colores amarillos a rojo) corresponden a las zonas en donde los valores de silicatos eran mucho más grandes que los valores de contenido de arcillas, por lo que corresponderán a las zonas de mayor interés.

2. El segundo concepto para evaluar el potencial de fracturamiento, se relaciona con el cálculo del Índice de Fracturamiento, a partir de las ecuaciones que relacionan el contenido mineral de la roca, descritas en el marco teórico de este documento.

Los resultados de este cálculo se entregan en formato de diagrama de puntos, para identificar la relación de la profundidad con el índice de Fracturamiento (Figura 87).

Figura 86. Superficie resultante de la diferencia entre Silicatos y arcillas. Se pueden identificar las zonas de mayor interés al E de la zona, dado su alto contenido de silicatos.



Fuente Autores de proyecto

Esta metodología, fue aplicada para cada una de las formaciones de interés para este estudio, contando con los resultados de DRX de cada uno de los pozos que contiene información.

A continuación se realiza un análisis para cada formación, a partir de estos resultados.

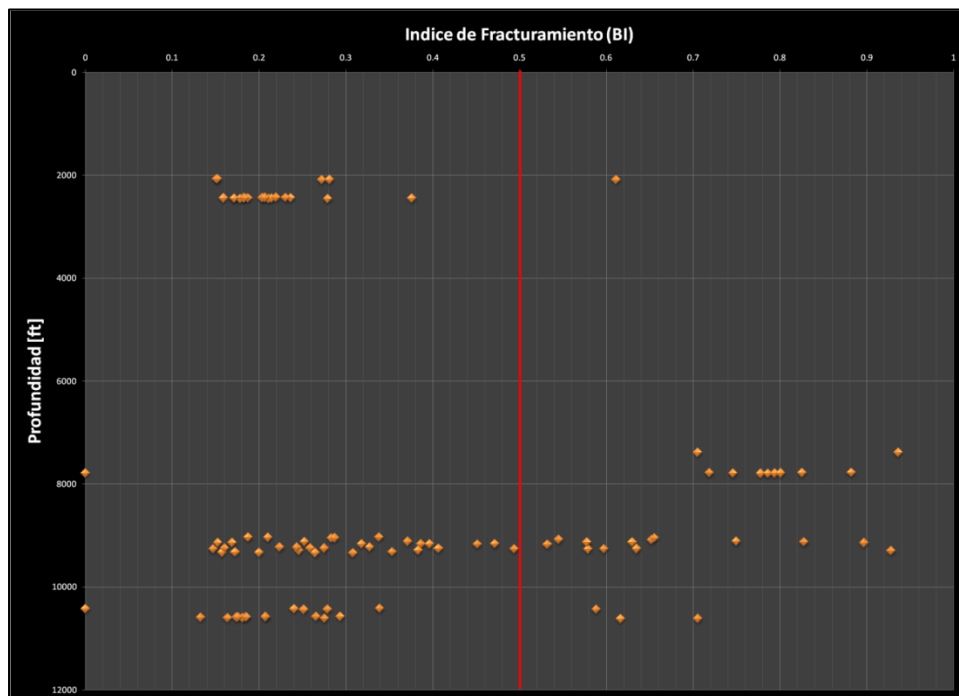
Análisis de Resultados

Cuenca del Valle Medio del Magdalena – Formación Tablazo

A continuación se presentan los resultados de las operaciones aplicadas a las superficies correspondientes a la Formación Tablazo, sobre las dos zonas de estudio (Norte y Central) en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena:

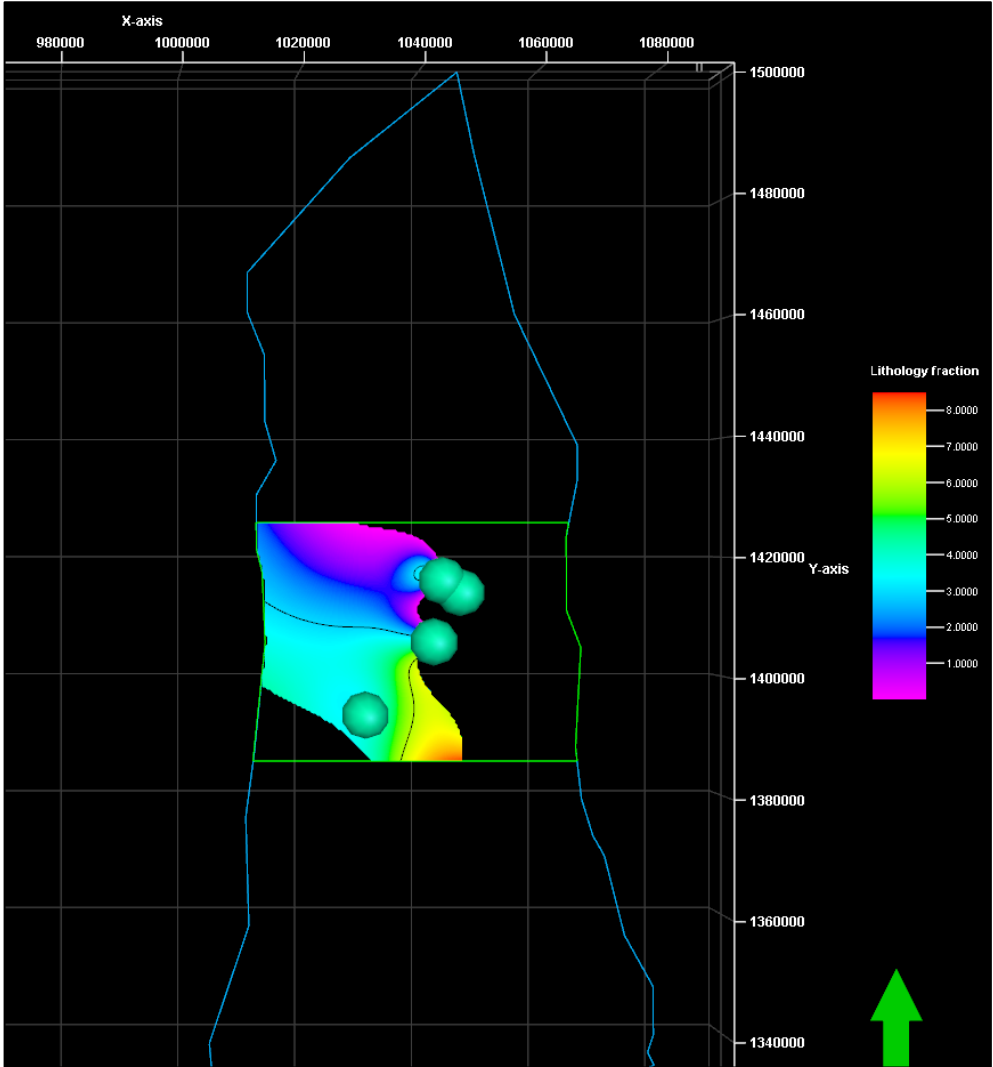
1. Zona Norte: los resultados indican valores bajos, que corresponden a diferencias pequeñas entre el contenido de silicatos y arcillas (Figura 88). Se podría descartar la zona dados estos resultados, pero, al realizar un paralelo entre esta superficie y el mapa de distribución de carbonatos, para esta formación, podemos identificar que la sección sur central de la zona de estudio tiene contenidos relativamente altos de carbonatos (Figura 89), que pueden favorecer el fracturamiento de la roca.

Figura 87. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Villeta. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas.



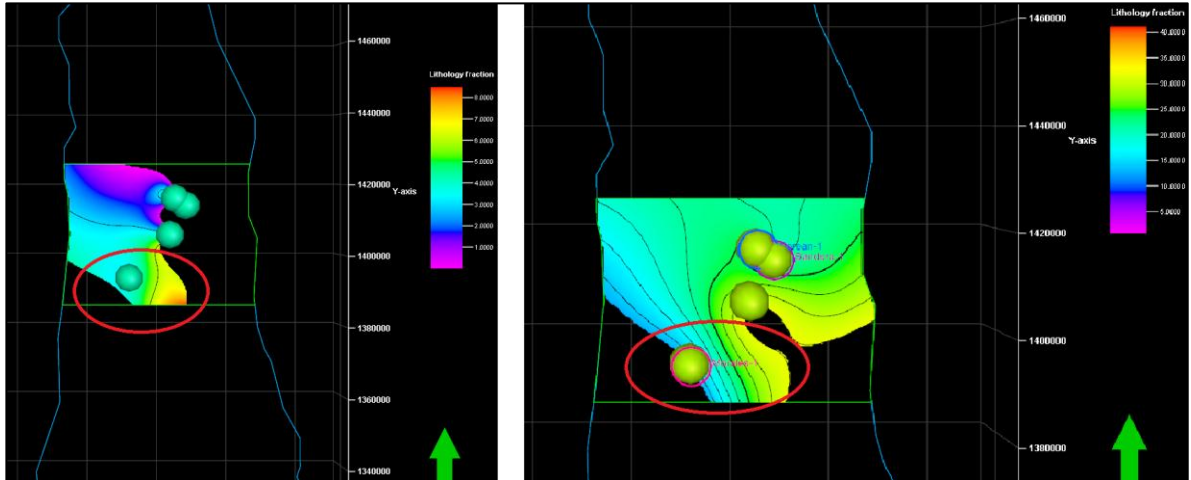
Fuente Autores de proyecto

Figura 88. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas.



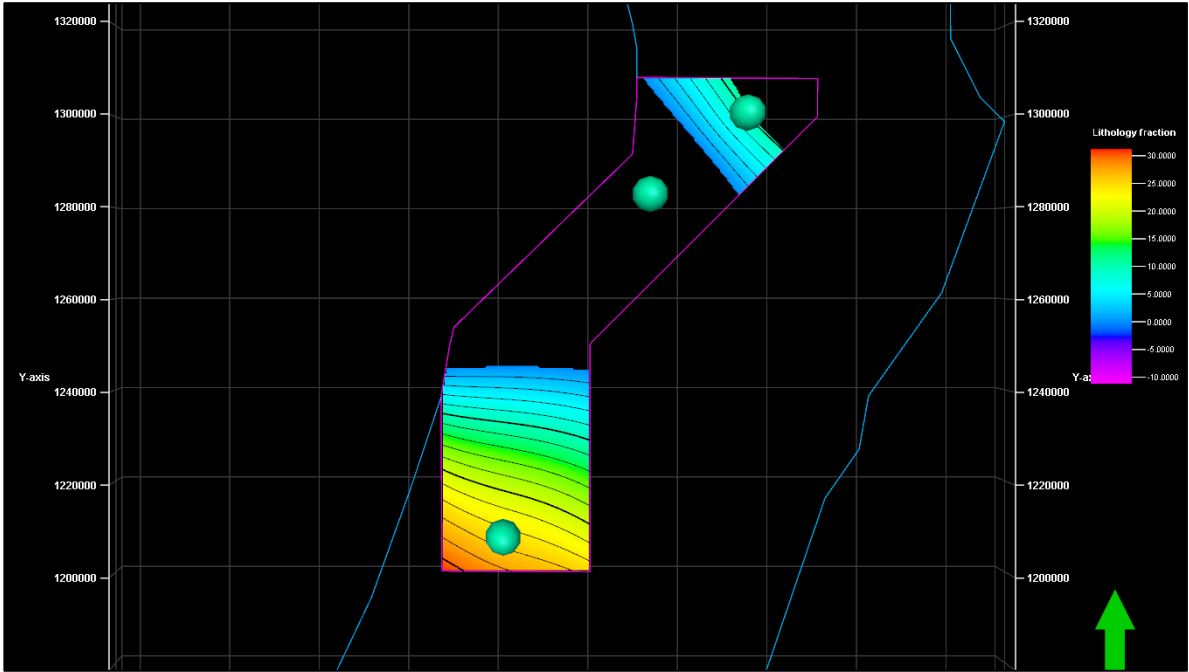
Fuente Autores de proyecto

Figura 89. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos puede contribuir al fracturamiento. Zona Norte.



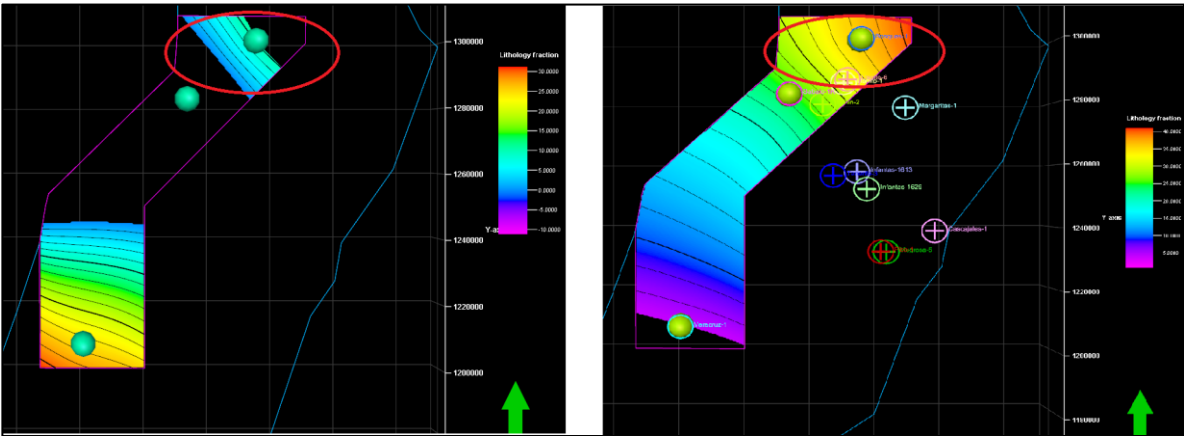
2. Zona Central: los resultados para esta zona muestran un bajo control por pozos, pero exhibe dos secciones con resultados altos, que permite inferir un alto contenido de silicatos con respecto al contenido de arcillas (Figura 90). En el paralelo con el mapa de distribución de carbonatos (Figura 91), se presenta un aporte de estos en la sección norte de la zona de estudio, que pueden aportar a la capacidad de la roca de ser fracturada.

Figura 90. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas. Autores.



Fuente Autores de proyecto

Figura 91. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos puede contribuir al fracturamiento. Zona Central.



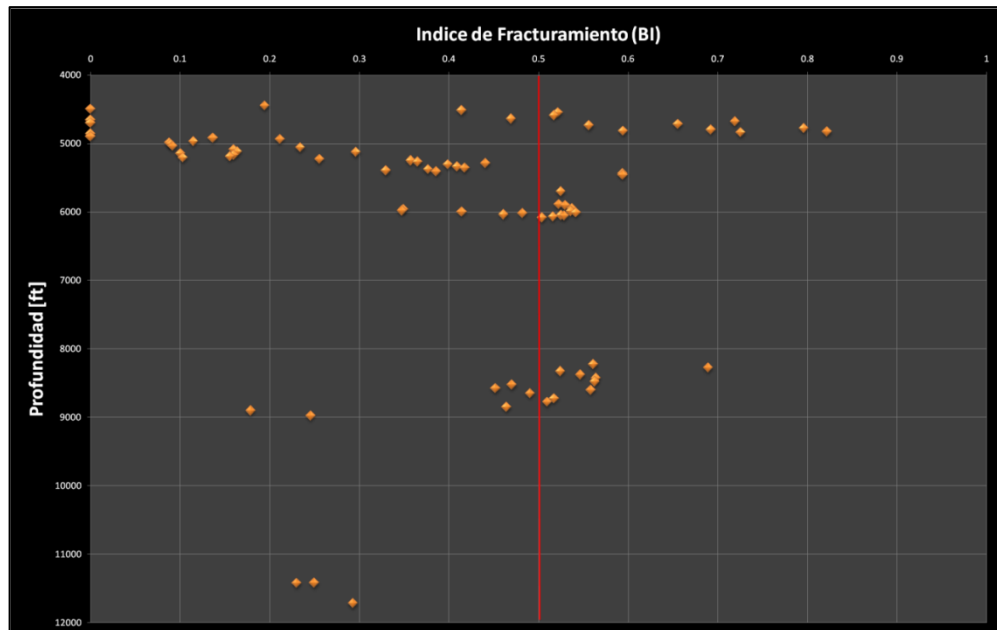
Fuente Autores de proyecto

En términos generales, el potencial para esta formación es regular – bajo, dado en primera instancia, a los bajos contenidos de silicatos, y en segunda instancia, al bajo control de pozos sobre la mineralogía.

La zona central exhibe resultados interesantes en las zonas sur y norte, que pueden ser tenidos en cuenta para futuras evaluaciones.

Por otra parte, los resultados obtenidos de Índice de Fracturamiento (BI), muestran valores interesantes entre los intervalos 4000-6000 ft de profundidad, y 8000-9000 ft, indicando rangos entre 0.5-0.8 que se infieren potencialmente fracturables, pero la mayor densidad de datos, se acumula a la izquierda de la línea roja (Figura 92) lo que indica que la mayoría de las muestras no tienen un contenido mineral adecuado para ser estimuladas mediante fracturamiento hidráulico.

Figura 92. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Tablazo. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas.



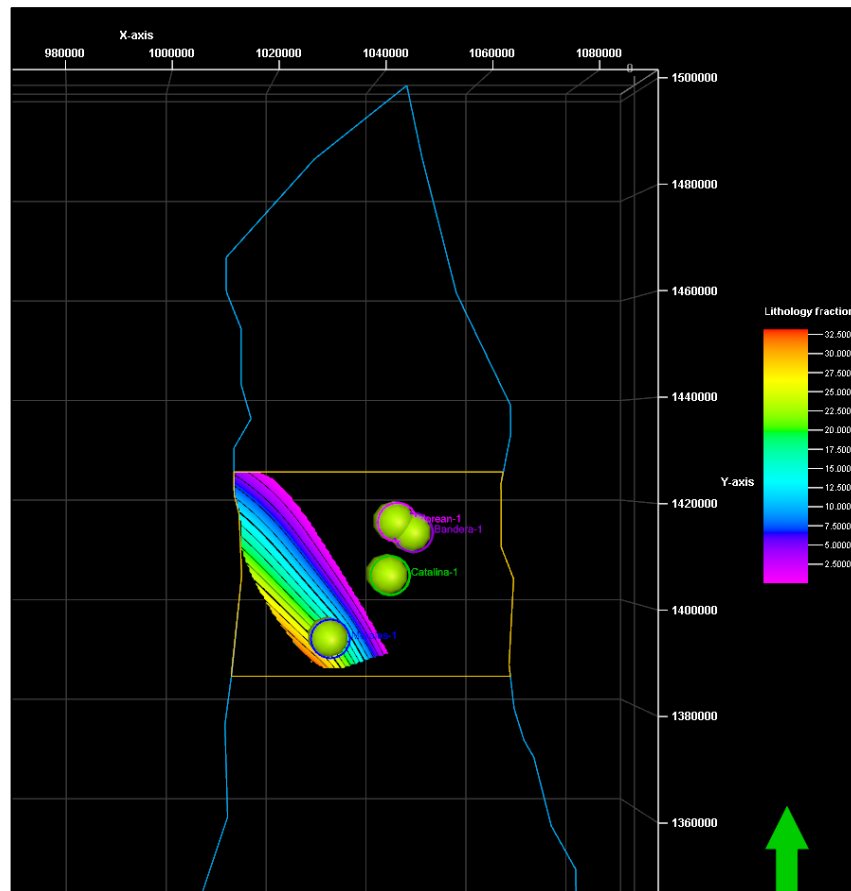
Fuente Autores de proyecto

Formación Simiti

A continuación se presentan los resultados de las operaciones aplicadas a las superficies correspondientes a la Formación Simiti, sobre las dos zonas de estudio (Norte y Central) en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena:

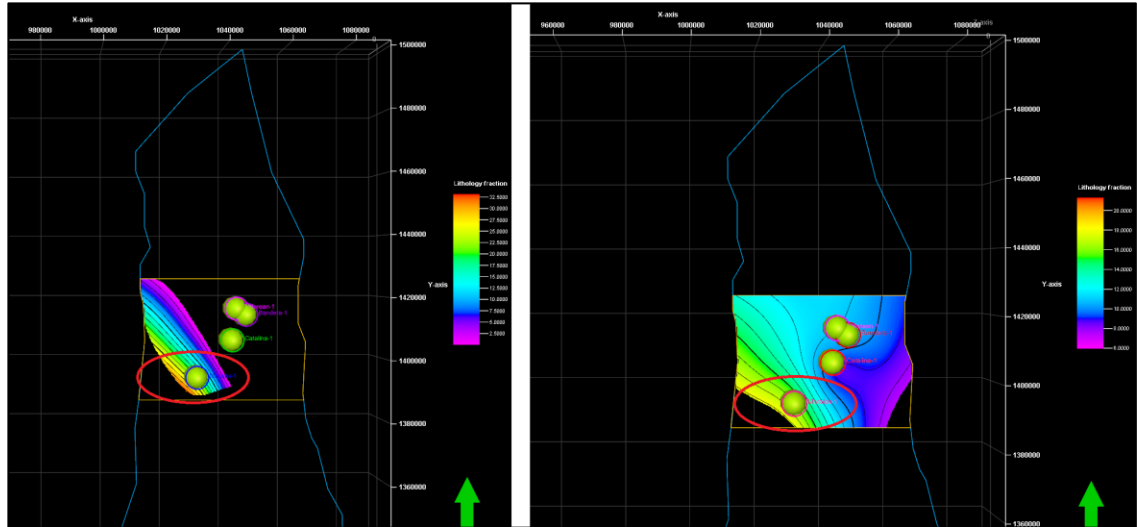
1. La Zona Norte exhibe resultados altos, que indican altos contenidos de silicatos en relación a las arcillas. Los valores más altos se encuentran al sur de la zona (Figura 93). Comparando estos resultados con el mapa de distribución de carbonatos, se identifica que éstos también hacen su aporte al incremento del posible potencial de fracturamiento en esta zona (Figura 94).

Figura 93. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas para la Formación Simiti.



Fuente Autores de proyecto

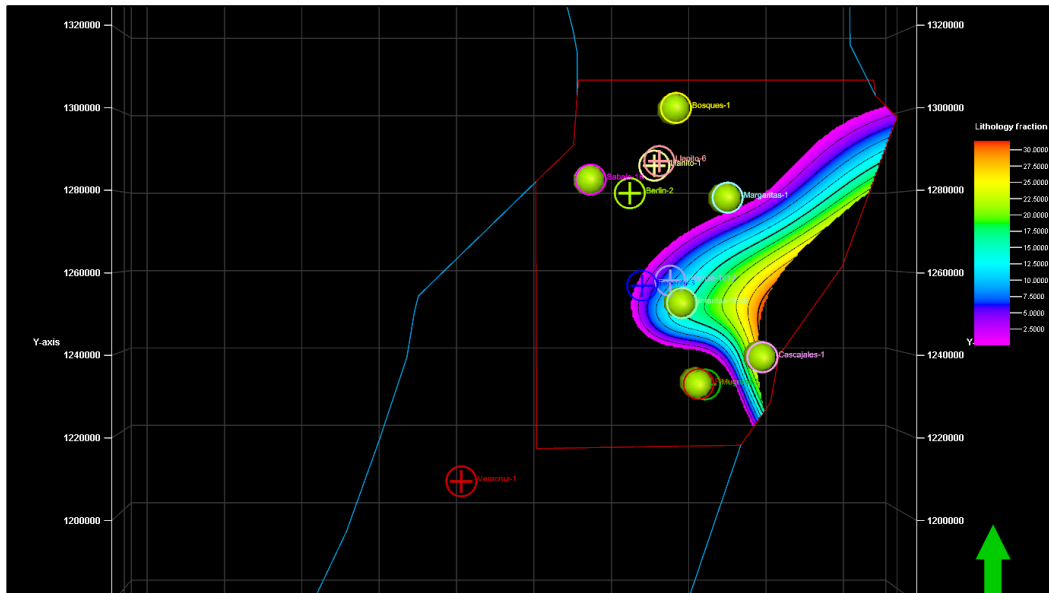
Figura 94. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte.



Fuente Autores de proyecto

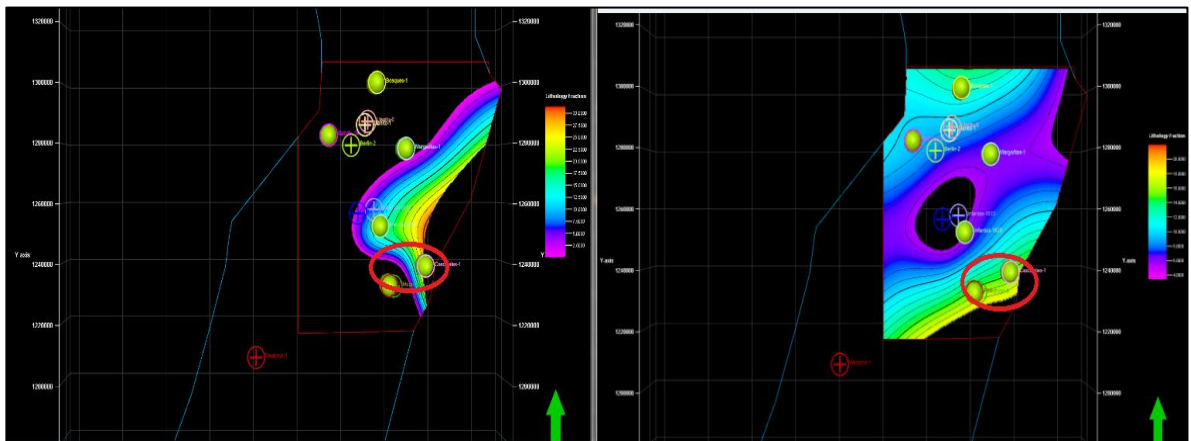
La Zona Central presenta resultados intermedios, que indican una relación cercana entre el contenido de silicatos y arcillas (Figura 95). Los valores más altos se identifican en la sección más al E de la zona de estudio. Con respecto a la distribución de carbonatos, que puedan aportar en la fragilidad de la roca, estos tienen un aporte significativo (Figura 96).

Figura 95. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas, para la Formación Simiti.



Fuente Autores de proyecto

Figura 96. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte.



Fuente Autores de proyecto

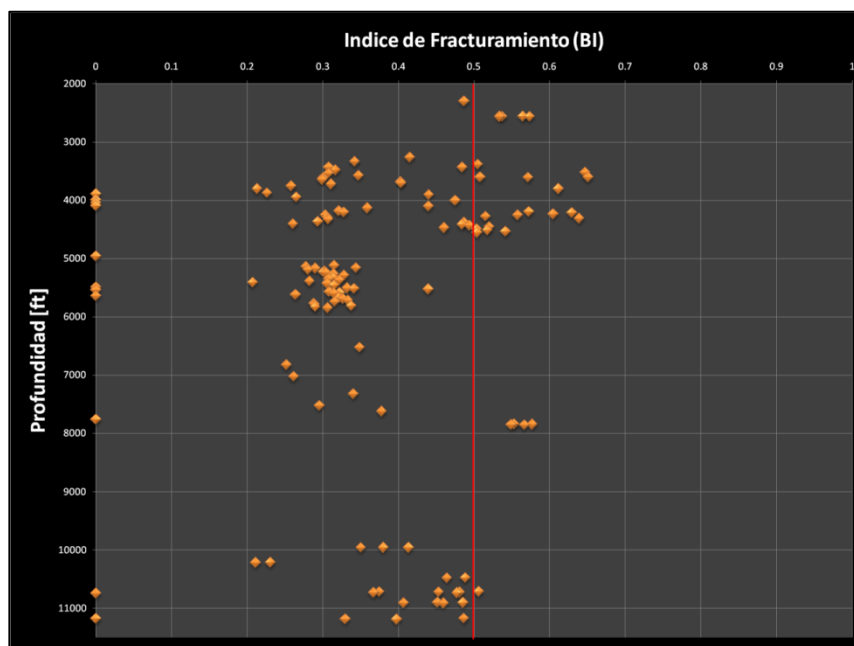
El potencial para esta formación, en la zona norte, es regular-bueno, con contenidos significantes de silicatos en la sección sur de la zona de estudio y con

un contenido de carbonatos que puede aportar a la capacidad de ser fracturada la roca.

En cuanto al índice de Fracturamiento, los resultados son contundentes. En términos generales, la secuencia, a medida que aumentamos la profundidad, evidencia una disminución en el valor de BI, y sólo el intervalo entre 2000-5000 ft de profundidad cuenta con datos favorables para el fracturamiento (Figura 97).

Es un indicio interesante, ya que los mejores valores de BI se encuentran a profundidades someras, que favorece uno de los parámetros de evaluación en recursos no convencionales.

Figura 97. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Simiti. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas.



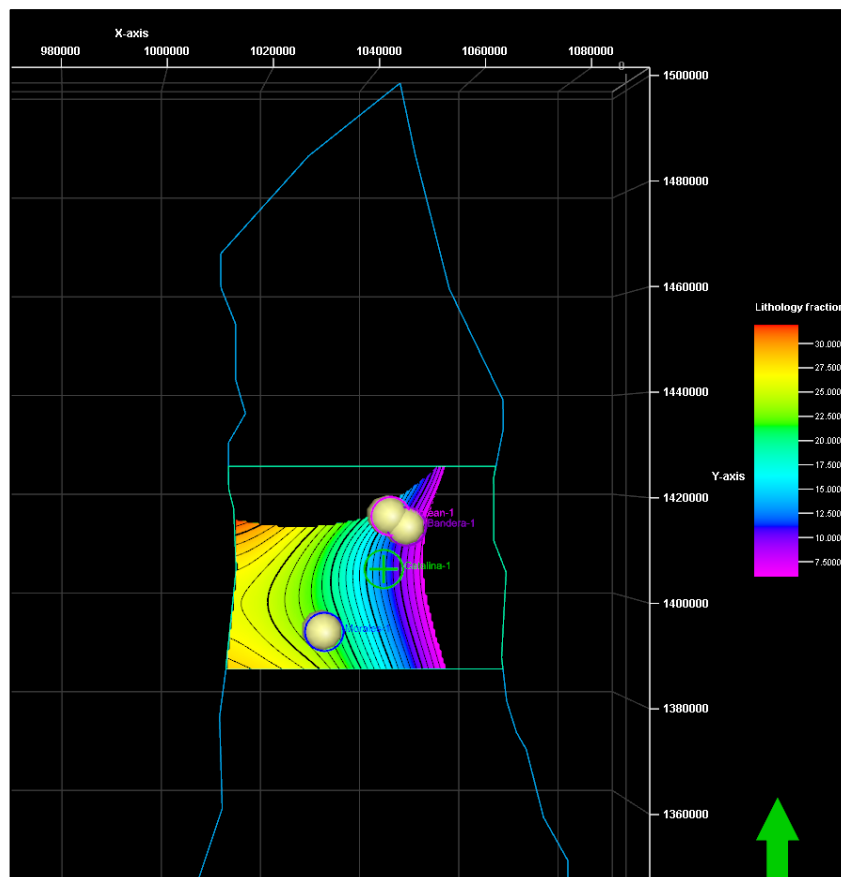
Fuente Autores de proyecto

Formación La Luna

A continuación se presentan los resultados de las operaciones aplicadas a las superficies correspondientes a la Formación La Luna, sobre las dos zonas de estudio (Norte y Central) en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena:

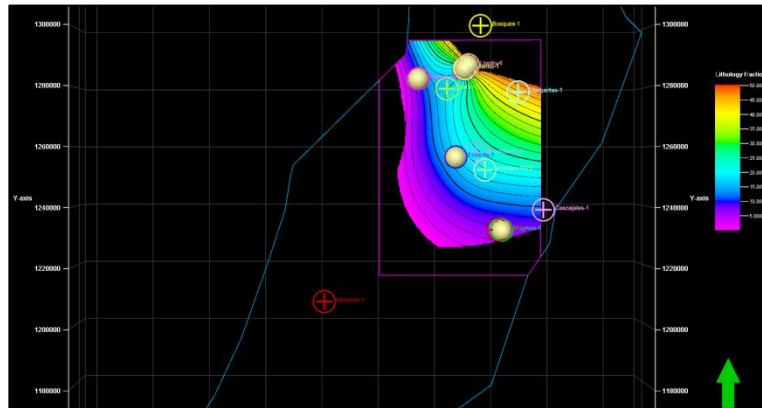
1. Zona Norte: esta zona presenta resultados interesantes, con un contenido alto de silicatos respecto a las arcillas, especialmente en la zona sur central de la zona de estudio. La tendencia es de aumento de silicatos en sentido E-W a través de la zona (Figura 98). El contenido de carbonatos en este sector, aumento de manera opuesta, en sentido W-E (Figura 99), lo que podría favorecer las zonas con contenidos de silicatos menores.

Figura 98. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas, para la Formación La Luna. Zona norte. Autores.



Fuente Autores de proyecto

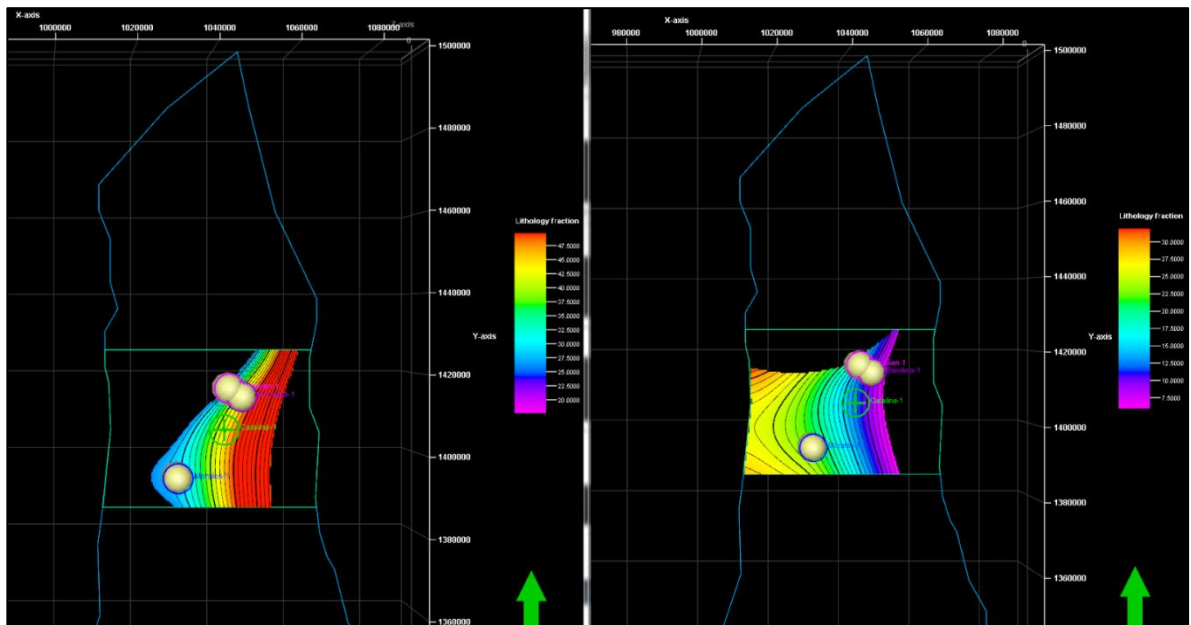
Figura 99. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte.



Fuente Autores de proyecto

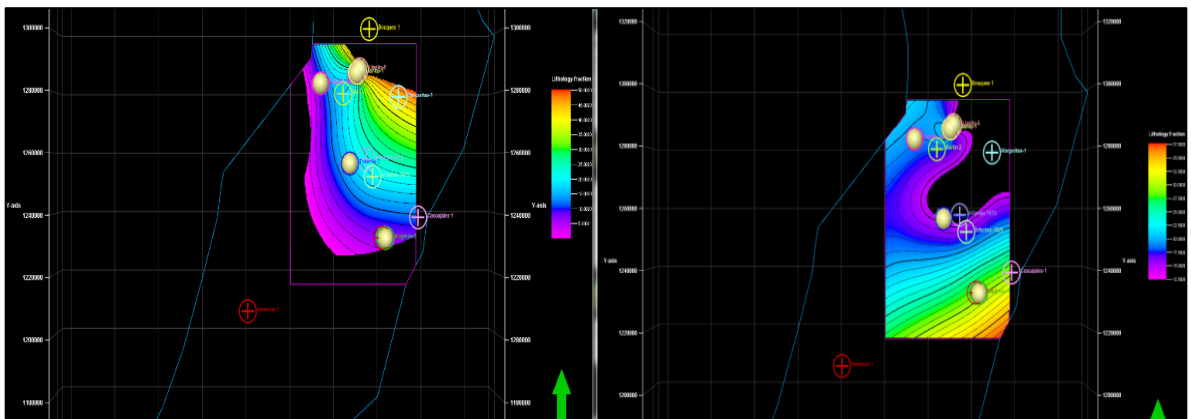
La zona central exhibe resultados bastante altos, lo que indica altos contenidos de silicatos en relación a las arcillas. Es un muy buen indicador de las zonas con potencial de fracturamiento alto para esta formación. Principalmente, la tendencia de aumento tiene un sentido S-N (Figura 100). En relación al contenido de carbonatos, la tendencia de aumento es opuesta, en sentido N-S (Figura 101), lo que reduce el aporte que puedan tener estos minerales en cálculo de fracturamiento.

Figura 100. Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas, para la Formación La Luan. Zona central. .



Fuente Autores de proyecto

Figura 101. Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte.



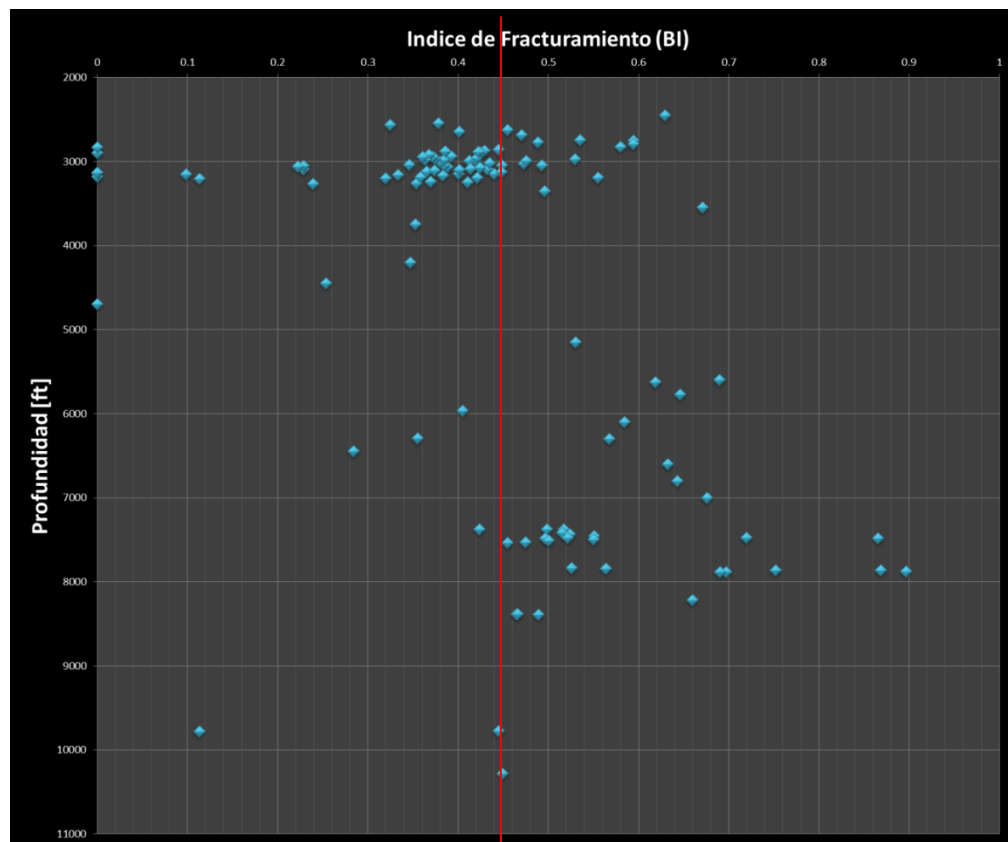
Fuente Autores de proyecto

En general, esta formación presenta resultados muy optimistas, especialmente en la zona central de la cuenca, en donde los contenidos de minerales arcillosos son muy bajos y favorecen el potencial de fracturamiento de la formación.

Los resultados del cálculo de BI para esta formación, a través de los análisis de DRX aplicados a los pozos de interés, revelan un intervalo entre 2000-4000 ft con valores altos de BI (Figura 102), lo que hace este intervalo de interés para aplicar el fracturamiento, además de la profundidad somera que favorece el procedimiento.

Entre los 5000-8000 ft también se presentan resultados favorables de BI, lo que coloca a este como un intervalo secundario de interés.

Figura 102. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación La Luna. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. .



Fuente Autores de proyecto

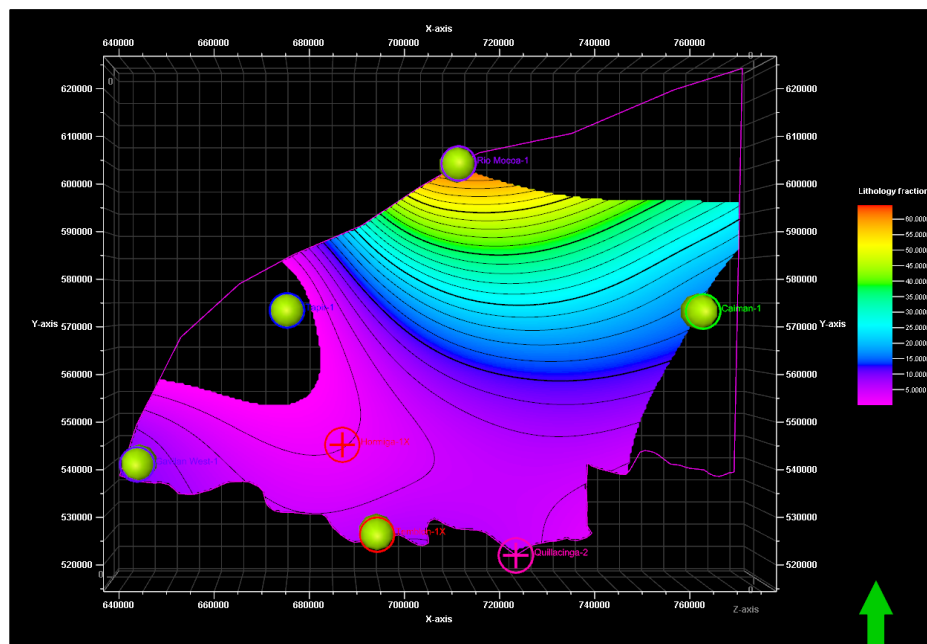
8.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Cuenca Caguán – Putumayo – Formación Caballos

A continuación se presentan los resultados de las operaciones aplicadas a las superficies correspondientes a la Formación Caballos en la zona de estudio de la Cuenca Caguán – Putumayo:

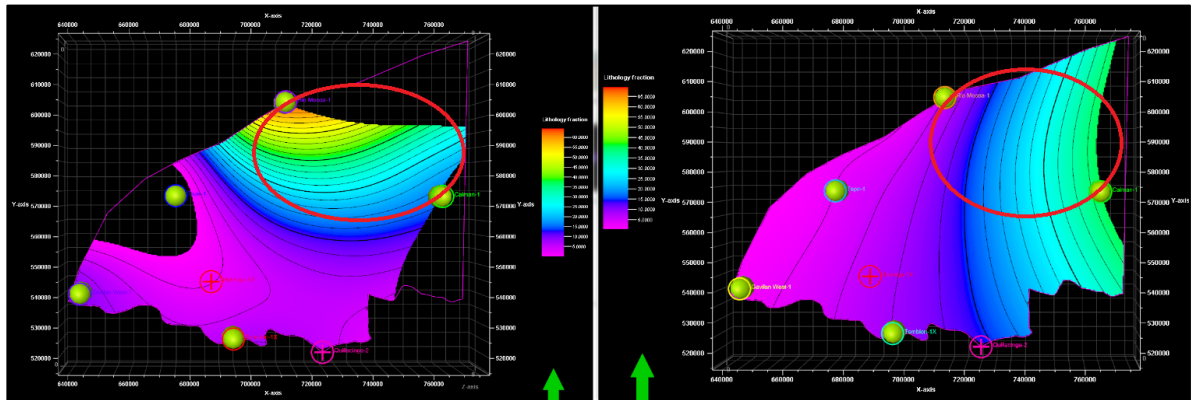
Los resultados de esta metodología de operaciones entre superficies, exhiben valores bastante interesantes para la Formación Caballos. Los valores indican altos contenidos de silicatos en comparación a las arcillas y especialmente se puede identificar la sección NE de la zona de estudio, como la de mayor interés por sus resultados positivos (Figura 103). A esto se le suma el hecho, de que los mayores contenidos de carbonatos pueden aumentar la capacidad de la roca de ser fracturada, ya que la tendencia de aumento es en sentido W-E (Figura 104).

Figura 103. Superficie resultante de la diferencia entre la superficie de silicatos y arcillas, para la Formación Caballos.



Fuente Autores de proyecto

Figura 104. Comparación entre la superficie resultante (izq.) y la de distribución de carbonatos (der.). En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento.

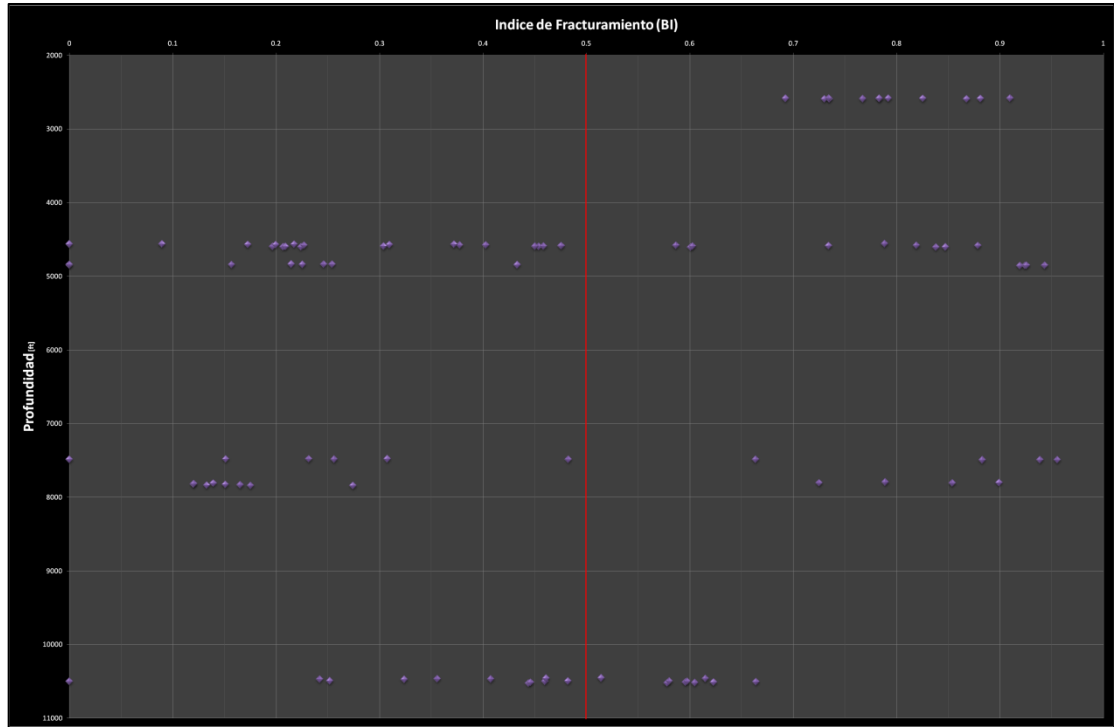


Fuente Autores de proyecto

Los resultados para esta formación son optimistas, desde el punto de vista en que se observa un área amplia con contenidos de silicatos altos, óptimos para el fracturamiento. Los contenidos de minerales arcillosos son muy bajos, y esto reduce el riesgo asociado al fracturamiento.

El índice de fracturamiento (BI), exhibe valores intermedios, en el sentido de que se dividen partes dentro de ciertos intervalos, con valores aptos y otros no favorables para el fracturamiento. En términos generales, los intervalos más interesantes se encuentran entre 2000-3000 ft, que a su vez la baja profundidad favorece la estimulación, los intervalos entre 4000-5000 ft y 7000-8000 ft también exhiben un potencial interesante a pesar de la profundidad de la secuencia.

Figura 105. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Caballos. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas.



Fuente Autores de proyecto

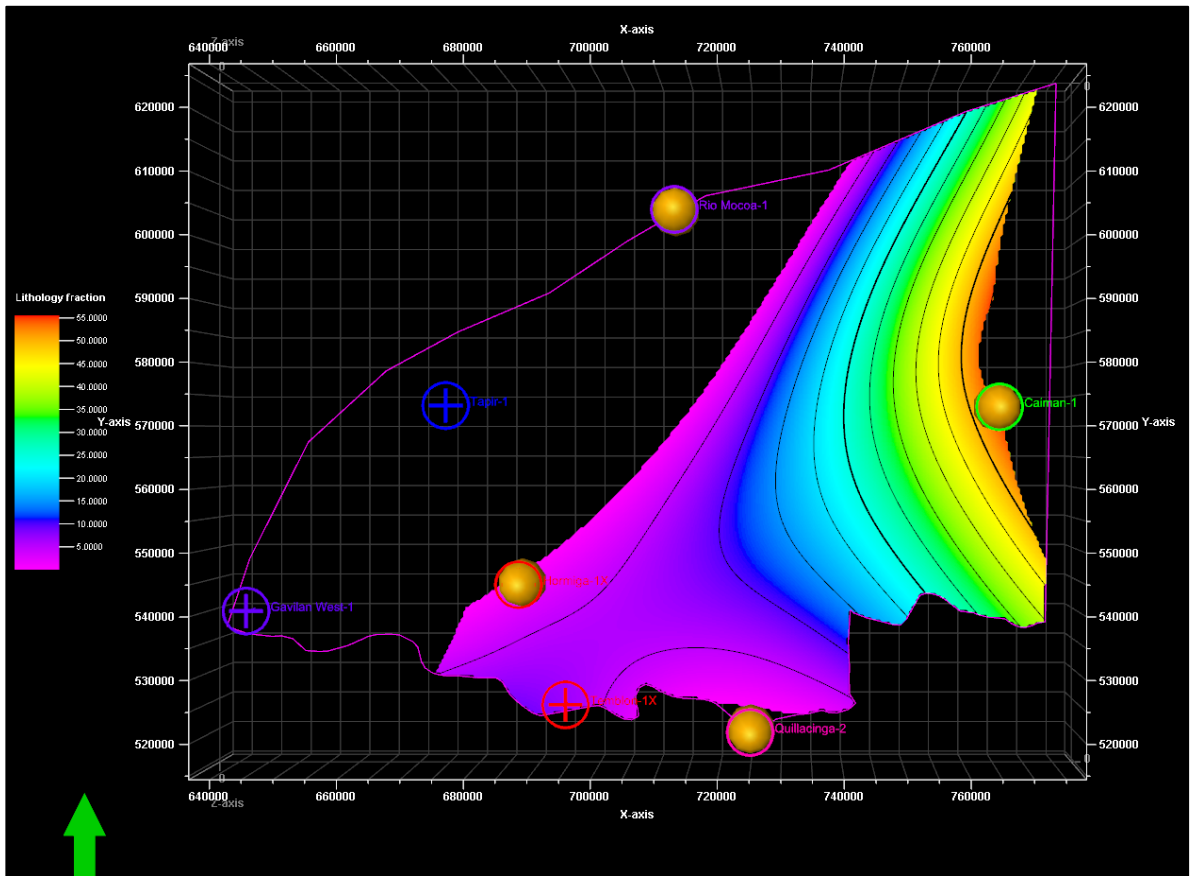
Formación Villeta

La Formación Villeta exhibe resultados positivos. Se presentan valores altos de contenido de silicatos en relación a las arcillas. La tendencia principal tiene un patrón de aumento del contenido de silicatos en sentido W-E desde el centro de la zona de estudio (Figura 106). Desde el punto de vista de la distribución de los carbonatos, estos tienen una tendencia a disminuir en sentido E-W (Figura 107).

Esta formación exhibe valores bastante interesantes, en cuanto el contenido de silicatos sobre el de arcillas es mayor. En general, la tendencia es de valores muy altos en el sector más E de la zona de estudio, con una tendencia a disminuir en sentido E-W (figura tal). Los valores de distribución de carbonatos, al contrario,

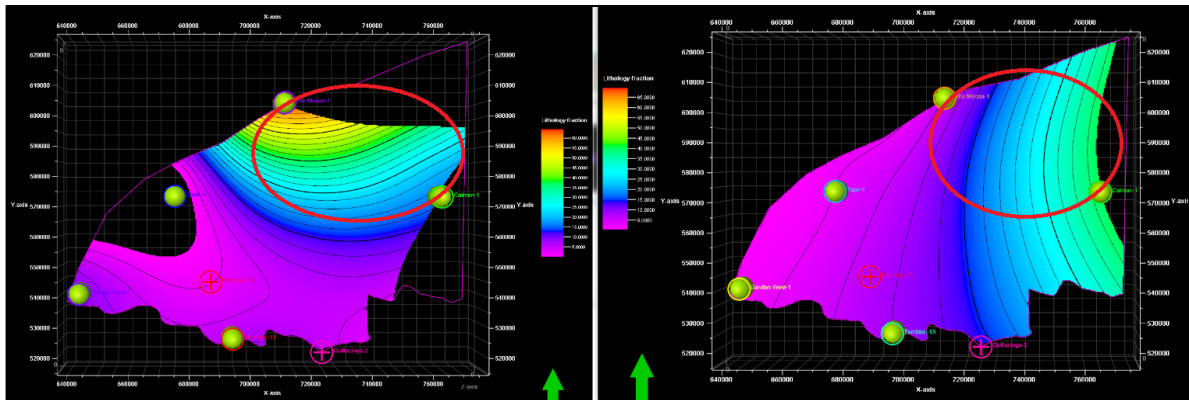
tienen una tendencia de aumento hacia el sector W de la zona de estudio (figura tal).

Figura 106. Superficie resultante de la diferencia entre la superficie de silicatos y arcillas, para la Formación Villeta.



Fuente Autores de proyecto

Figura 107. Comparación entre la superficie resultante (izq.) y la de distribución de carbonatos (der.). En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento.



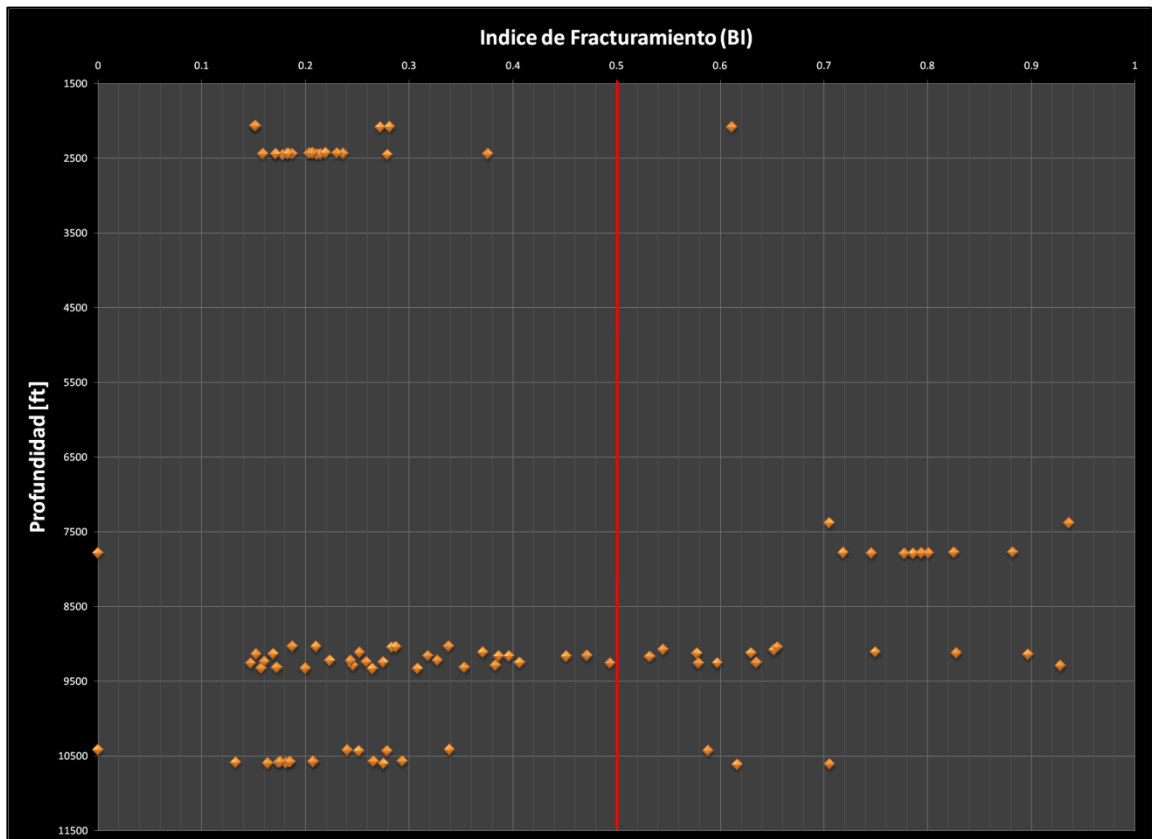
Fuente Autores de proyecto

Los resultados para esta formación son optimistas, desde el punto de vista en que se observa un área amplia con contenidos de silicatos altos, óptimos para el fracturamiento. Los contenidos de minerales arcillosos son muy bajos, y esto reduce el riesgo asociado al fracturamiento.

Por otro lado, el Índice de Fracturamiento (BI) revela tendencias muy interesantes. En general todo el intervalo somero de la Formación Caballos (2000-6000 ft) tienen un estimado muy bajo de BI, lo que indica altos contenidos de minerales arcillosos que reducen este valor y no favorecen al fracturamiento (Figura 108).

Por otro lado, el intervalo entre 7500-10500 ft muestra valores apropiados para el fracturamiento, con valores de BI superiores a 0.5 que es el límite considerado mínimo para la fragilidad de una roca.

Figura 108. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Villeta. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas



Fuente Autores de proyecto

Integración y Evaluación de Parámetros

A continuación se presentan los resultados de Potencial de Fracturamiento para las cuencas Caguán-Putumayo y Valle Medio del Magdalena, teniendo en cuenta la integración de la información geoquímica y mineralógica. Para esta evaluación no se tuvo en cuenta el parámetro de situación estructural, ya que no se tuvo acceso a información sísmica que permitiese identificar el grado de complejidad estructural para cada formación.

En la cuenca del Valle Medio del Magdalena se estima un potencial alto, medio y bajo para las Formaciones La Luna, Tablazo y Simiti respectivamente. La Formación La Luna, sin duda alguna la mejor roca fuente de la cuenca, no deja dudas de su potencial tanto generador como de madurez, y los resultados de contenido mineral favorecen el fracturamiento. Las formaciones Tablazo y Simiti no contaron con información geoquímica completa, pero en términos generales exhiben un potencial interesante (Tabla 10).

Tabla 9. Tabla que presenta los resultados de la evaluación de los parámetros para cada formación de interés en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

EVALUACION DE PARAMETROS - CUENCA VMM								
	PARAMETROS	Potencial de Generación (TOC)	Madurez Termal (Ro)	Espesor promedio de la secuencia [Ft]	Profundidad de la secuencia [Ft]	Situación Estructural	Contenido de Clay %	POTENCIAL
FORMACION	La Luna	Medio	Medio - Alto	Favorable	Favorable	Int.	< 40	Alto
	Simiti	NA	NA	Favorable	Favorable	NA	> 40	Bajo
	Tablazo	NA	Medio - Alto	Favorable	Favorable	NA	< 40	Medio

Fuente Autores de proyecto

Para la cuenca Caguán – Putumayo se estima un potencial Medio tanto para la Formación Caballos como para la Formación Villeta, ya que tiene valores muy interesantes tanto de generación como de madurez, que sumados a la historia de producción de la cuenca generan un importante interés. Los valores de contenido mineral favorecen el fracturamiento (Tabla 11).

Tabla 10. Tabla que presenta los resultados de la evaluación de los parámetros para cada formación de interés en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

EVALUACION DE PARAMETROS - CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO								
	PARAMETROS	Potencial de Generación (TOC)	Madurez Termal (Ro)	Espesor promedio de la secuencia [Ft]	Profundidad de la secuencia [Ft]	Situación Estructural	Contenido de Clay %	POTENCIAL
FORMACION	Villeta	Bajo	Bajo	Favorable	Favorable	NA	< 40	Medio
	Caballos	Bajo	Bajo	Favorable	Favorable	NA	< 40	Medio

Fuente Autores de proyecto

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en este trabajo, prueban la gran utilidad que tienen la técnica de Difracción de Rayos X, en cuanto a la identificación de las distintas familias minerales en una muestra de roca.

Se considera que la metodología empleada en este trabajo para caracterizar un yacimiento no convencional desde el punto de vista de parámetros mineralógicos, geoquímicos y geológicos es apropiada y contribuye en la disminución del riesgo geológico asociado a este tipo de recursos.

La caracterización geoquímica permite identificar zonas con alto potencial, a través de las medidas de Ro y TOC que validan el modelo geoquímico para ambas cuencas.

La Formación Tablazo, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, no contó con los parámetros geoquímicos completos para su evaluación. Sin embargo, los parámetros geológicos como espesor y profundidad son favorables para esta formación, así como el análisis mineralógico reveló zonas de interés con contenidos de minerales arcillosos menores al 40%.

La Formación Simiti, no contó con los parámetros geoquímicos necesarios para su evaluación. Sin embargo, los demás parámetros geológicos, a excepción del mineralógico favorecen a esta formación y se debe profundizar en su estudio en pro de tener mayor información que apunte a identificar el potencial real de esta unidad.

La Formación La Luna, cumplió con todos los parámetros propuestos para su evaluación. En términos geoquímicos es una formación con un potencial bastante

interesante, y que ha sido probado en sistemas petrolíferos convencionales. En cuanto a los parámetros geológicos, tanto la profundidad de la secuencia como el espesor son ampliamente favorables. El parámetro mineralógico revela zonas de especial interés en la zona central y norte de la cuenca, en las que los altos contenidos de minerales silicatos favorecen la fragilidad e las rocas.

La Formación Caballos, en la Cuenca de Caguán-Putumayo, cumplió con todos los parámetros propuestos para su evaluación. Desde el punto de vista geoquímico, exhibe un potencial bajo, pero sin embargo, teniendo en cuenta la historia de producción de la cuenca, se tiene prueba de que el sistema petrolífero convencional funciona y evidencia de generación en la cuenca. Se debe profundizar en esta temática con el fin de reducir la incertidumbre. En términos geológicos, tanto espesor como profundidad son favorables para esta formación. El parámetro mineralógico entrega información muy optimista para esta formación. En general la zona de estudio exhibe zonas con contenidos de minerales arcillosos muy bajos y aptos para el fracturamiento.

La Formación Villeta también contó con todos los parámetros propuestos para su evaluación. En términos geoquímicos se puede enunciar la misma consideración que se dio para la Formación Caballos, resaltando que esta formación ha sido probado como la roca generadora principal en la cuenca dentro del sistema petrolífero convencional.

El Índice de Fracturamiento (BI) se establece como una herramienta sencilla que permite evaluar las características que hacen de una roca apta para ser fracturada, por lo que es una metodología, que en conjunto con DRX entrega resultados que contribuyen ampliamente al conocimiento del comportamiento de las rocas.

El valor promedio de BI para la Formación La Luna es de 0.6 lo que la categoriza dentro del rango de alto potencial de fracturamiento.

Las formaciones Villeta y Caballos tienen valores promedio de BI de 0.55 y 0.51 respectivamente, que las categoriza como rocas potencialmente fracturables, desde el punto de vista mineralógico.

En términos de recursos no convencionales, tanto la cuenca del Valle Medio del Magdalena, como Caguán – Putumayo, cuentan con un potencial interesante para su exploración, teniendo en cuenta que la información geoquímica soporta su potencial generador y la mineralogía es favorable en términos de fracturamiento.

RECOMENDACIONES

Aplicar esta metodología sobre un mayor número de muestras de pozos perforados en las cuencas de interés podrá permitir disminuir la incertidumbre asociada a la interpolación de datos entre pozos muy distantes entre sí.

La revisión bibliográfica realizada para este estudio nos permitió identificar metodologías que utilizan parámetros de atributos sísmicos para cuantificar los esfuerzos e interpretar el comportamiento dúctil o frágil de las rocas. Es una metodología que se puede aplicar en nuestro país, ya que se cuenta con una cobertura sísmica suficiente para un proyecto de este tipo y que aportará y complementará la comprensión de los sistemas no convencionales.

Integrar información de mecánica de rocas y su rol en el fracturamiento hidráulico con el análisis mineralógico permitirá reducir la incertidumbre de esta metodología.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilera, R. 1995. Naturally Fractured Reservoirs. 2nd Edition. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma.
- Aguilera, R.C., Sotelo, V.A., Burgos, C.A., Arce, C., Gómez, C., Mojica, J., Castillo, H., Jiménez, D., Osorno, J. 2010. Organic Geochemistry Atlas of Colombia: Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia, Earth Sciences Research Journal, v. 14, Special Edition, Second ed., 174 p.
- Allen, R. B., Alfonso, A., Engelhardt, D., Meneses, M., Rine, J., Schelling, D., James, R., Wavrek, D. A., Collister, J. W., Quick, J. C. and Schamel, S., 1994, Geology and Hydrocarbon Potential of the Cordillera Oriental, Colombia: Salt Lake City, UT, Energy & Geoscience Institute at the University of Utah, I00402, 843 p.
- Ardila, S.A. Rodríguez, J.L. 2012. Aplicación del diseño unificado de fractura para optimizar y evaluar los tratamientos de fracturamiento hidráulico en un Campo Colombiano. Trabajo de grado. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Facultad de Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., Martínez, J. 2007. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boudaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Publicación Especial ANH. Bogotá. 92 p.
- Bloch, S., Lander, R. H., Bonnell, L. M. 2002. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability: AAPG Bulletin, v. 86, p. 301-328.
- Cáceres, H. Teatin, P. 1985. Cuenca del Putumayo, Provincia petrolera meridional de Colombia. II Simposio Bolivariano “Exploración petrolera en las cuencas subandinas”, memorias, Vol. 1, p. 1 – 80, Bogotá.

- Cardozo, E. Ramírez, C. 1985. Ambientes de depósitos de la Formación Rosa Blanca, áreas de Villa de Leyva. Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales INGEOMINAS, (16) Capítulo XIII: 1 – 13. Bogotá.
- Castillo, D.C., Gómez, V.A. 2008. Caracterización de ambientes y subambientes de depósito para la Formación Mugrosa en los pozos corazonados del Bloque I del Campo Colorado Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado. Escuela de Geología, Facultad de Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander.
- Cediel, F. 1968. El Grupo Girón, una molasa mesozoica de la Cordillera Oriental. Servicio Geológico Nacional. Boletín Geológico, 16 (1-3): P. 5 – 96. Bogotá.
- Ceron, J.F., 2011. Colombia Basins Shale Gas Evaluation: in Latin America Geosciences Technology Workshop, Unconventional Resources: New Ideas for New Challenges, Shale Gas to Heavy Oil Opportunities, Bogota, Colombia, AAPG, p. 1-20.
- Clavijo, J. 1985. Secuencia facial de la Formación Los Santos por la quebrada Piedra Azul: Registro de una hoya fluvial evanescente. Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales INGEOMINAS (16) Capítulo IV, P. 1 – 18. Bogotá.
- Colombia Sedimentary Basins. 2007. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Cooper, M.A., Addison, F.T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R.H., Hayward, A.B., Howe, S., Martínez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A.J., Taborda, A. 1995. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bulletin, V. 79, No. 10, P. 1421 – 1443.
- Córdoba, F., Rolón, L.A., Buchelli, F., Suárez, M. 2000. Provincia petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia: in VII Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Caracas, Venezuela, Memoria, v. 1, p. 603-609.

- Dettlef, Mader. 1989. Hydraulic proppant fracturing and gravel packing, Elsevier Science Publishers.
- Dott, R.H. 1964. Sandstone classification scheme.
- Economides, M.J. et al. 2007. Modern fracturing enhancing natural gas production.
- Ecopetrol, 1987. Interpretación Reporte Putumayo, Caquetá, Macarena sectors Colombia. Texas Noviembre (Ref. Ecopetrol No 1341, Geología).
- Ecopetrol, 1988. Evaluación Regional Geológica y Geofísica de la Cuenca de Putumayo. Enero (Ecopetrol No 1584, Geología).
- EGI Report I 01005: South American Shale Gas and Shale Oil Plays, Phase 1: Regional Geological Characteristics and Play Modeling; 2013; Osborne, S. (Principal Investigator), Allen, R., Anderson, J.A., Dahdah, N., Hillier, R.A., Kanungo, S., Keach, W., Kotulová, J., McLennan, J.D., Nash, G., Richards-McClung, B.
- Etayo, F. 1968. El Sistema Cretáceo en la región de Villa de Leiva y zonas próximas. Universidad Nacional de Colombia. Geología Colombiana, (5): 3 – 74. Bogotá.
- Etayo, F. Rodríguez, G.I. 1985. Edad de la Formación Los Santos. Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales INGEOMINAS, (16) Capítulo XXVI: 1 – 12. Bogotá.
- Fabre, A. 1985. Dinámica de la sedimentación Cretácica en la región de la Sierra Nevada del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia), in Etayo-Serna, F., y Laverde Montaña, F., eds., Proyecto Cretácico: Ingeominas, Bogotá, Colombia, Publicaciones Geológicas Especiales, v. 16, p. XIX-1 a XIX-20.
- Folk, R. 1968. Petrology of Sedimentary Rocks. Hemphills Book Co. Austin TX. 170 p.
- Folleto Informativo Olympus Company. Rapid mineral identification and analysis of shale gas drill cuttings. www.olympus-ims.com

- García Gonzalez, M., Mier Umaña, R., Cruz Guevara, L. E., Vasquez, M. 2009-10. Informe ejecutivo, Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas: Universidad Industrial de Santander, Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones, preparado para la ANH, Contrato Interadministrativo N° 2081941 DE 2008 FONADE-UIS-ANH, 210 p.
- García, D., Parra, P. 2003. Áreas con mayor potencial de carga de petróleo: Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) y occidente de la Cordillera Oriental, Colombia, VIII Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas: Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, Bogotá, Colombia, Memorias, v. 1, p. 253-265.
- García, M., Mier, R., Cruz, L.E., Vasquez, M. 2009. Informe Ejecutivo: Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de Investigaciones en Geología de Hidrocarburos y Carbones UIS.
- García-González, M., Carvajal, H. 2006. La supresión de la reflectancia de la vitrinita en las formaciones La Luna y Hondita y sus implicaciones en la exploración de hidrocarburos en las cuencas del VSM y VMM, Colombia: en IX Simposio Bolivariano, Cartagena, Colombia, CD, p. 1-7.
- Gómez, E., Jordan, T.E., Allmendinger, R.W., Hegarty, K., Kelley, S. 2005. Syntectonic Cenozoic sedimentation in the northern middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes. Geological Society of America Bulletin, May/June 2005, p. 547-569.
- Griffin, G.M. 1971. Interpretation of X-ray diffraction data, in Carver, R.E., ed., Procedures in Sedimentary Petrology: New York, Wiley, p. 541-569.
- Grim, R. E. 1947. Relation of clay mineralogy to origin and recovery of petroleum: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 31, no. 8, p. 1491-1499.
- Handin, J., Hager, R. V. 1957. Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: Tests at room temperatura on dry samples: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 41, 50.

- Hetenyi, M. 1966. Handbook of experimental stress analysis: Wiley.
- Higley, D. 2001. The Putumayo – Oriente – Marañón Province of Colombia, Ecuador and Perú – Mesozoic – Cenozoic and Paleozoic Petroleum Systems. U.S. Geological Survey, Information Services Denver, CO 80225.
- Higley, D. K. 2001. The Putumayo – Oriente – Marañon Province of Colombia, Ecuador and Peru; Mesozoic – Cenozoic and Paleozoic petroleum systems: U.S. Geological Survey, Digital Data Series, DDS-0063, 31 p.
- Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T. E., Pollastro, R.M. 2007. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. AAPG Bulletin, v. 91, No. 4, p. 475-499.
- Jiang, S. 2012. Clay Minerals from the Perspective of Oil and Gas Exploration. INTECH.
- Julivert, M. 1961. Las estructuras del Valle Medio del Magdalena y su significación. Universidad Industrial de Santander. Boletín de Geología, (6): 33 – 52. Bucaramanga.
- Kairuz, E., Córdoba, F., Moros, J., Calderón, W., Buchelli, F. 2000. Sistemas petrolíferos del Putumayo, Colombia: en VII Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las cuencas subandinas, Caracas, Venezuela, Memoria, v. 1, p. 525-532.
- Laverde, F. 1985. La Formación Los Santos: Un depósito continental anterior al ingreso marino del Cretácico. Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales INGEOMINAS, (16) Capítulo XX: 1 – 22. Bogotá.
- Laverde, F. Clavijo, J. 1985. Análisis facial de la Formación Los Santos, según el corte de << Tu y Yo >> (Zapatoca). Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales INGEOMINAS, (16) Capítulo VI: 1 – 9. Bogotá.

- Law, B.E. Curtis, J.B. 2002. Introduction to unconventional petroleum systems. AAPG BULLETIN, V. 86, No. 11, P. 1851 – 1852.
- Lee, M., Aronson, J. L., Savin, S. M. 1985. K/Ar dating of time of gas emplacement in Rotliegendes sandstone, Netherlands. AAPG Bulletin, v. 69, p. 1381-1385.
- Legate, C. E., Johns, W. D. 1964. Gas-chromatographic examination of several systems from clay minerals and organic materials: Beitr. Mineral Petrographie. 10, 60-69.
- Llamosa, O.E. 2010. Análisis de la continuidad lateral de las sub-unidades reservorio de la Formación Esmeraldas (Zona D) en un sector del Campo La Cira Infantas, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado. Escuela de Geología, Facultad de Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander.
- Mann, U., Stein, R. 1997. Organic facies variations, source rock potential and sea level changes in Cretaceous black shales of the Quebrada Ocal, upper Magdalena Valley, Colombia: AAPG Bulletin, v. 81, no. 4, p. 556-576.
- McCourt, et al. 1984. New geological and geochronological data from the Colombia Andes: Continental growth by mutiple accretion. Jour. Gcol. Soc. London.
- Mitchum, R.M., et al. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 2: The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis. AAPG, Memoir 26, P. 53 – 62, Tulsa, Oklahoma.
- Mojica J., Castillo H., Briceño L., Arce C., Cuartas C., Gómez C., Jiménez D., Peñafort C., Khurama S., Rey C., Restrepo J., Cerón M.R., Osorno J.F. 2009. Prospectividad de las cuencas ofrecidas para la Ronda Abierta Colombia 2010. – Publicación Especial ANH. Bogotá. 116 p.
- Mojica, J. 2010. Overview of the Oil and Gas Basins of Colombia: Agencia Nacional de Hidrocarburos, Bogota, Colombia, Ronda Colombia 2010, 93 p.

- Mojica, J. Franco, R. 1990. Estructura y evolución tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Colombia. Geol. Col.
- Mompart, L.C. 1983. Análisis bioestratigráfico Cuenca del Putumayo, Informe de Ecopetrol 980.
- Montenegro, G., Barragán, M., 2011. Caguán – Putumayo Basins: en Cediél, F., ed., Petroleum Geology of Colombia, v. 4, 125 p., Universidad EAFIT, Departamento de Geología, Medellín, Colombia.
- Moore, D., Reynolds, R. 2002. X-Ray Diffraction and the Identification and Analysis of Clay Minerals. Second Edition.
- Mora, A., et al. 1998. Estratigrafía del Cretácico superior y Terciario inferior en el sector Norte de la Cuenca del Putumayo, Departamento del Caquetá, Colombia. Geología Colombiana, 23, p. 31 – 77, 19 Figs., 2 Tablas, 4 Laminas, Santafé de Bogotá.
- Mora, C., et al. 1996. Petroleum systems of the Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bulletin, Vol. 80, No. 8, P. 1316.
- Morales, L., et al. 1958. General geology and oil occurrences of the Middle Magdalena Valley, Colombia: Habitat of Oil Symposium, AAPG, P. 641 – 695.
- Obert, L., Duvall, W.I. 1967. Rock mechanics and the design of structures in rock: Wiley.
- Olaya Lopez, I.D., Reyes Harker, A., Kairuz, E.D. 1999. Analisis de la Cuenca Yari-Caguan: en INGEPET '99, 3° International Seminar, Lima, Perú, Perúpetro, p. 1-7.
- Organic Geochemistry Atlas of Colombia. 2010. ANH, UNAL, RA Geologia E.U., GEMS Ltda.
- Perez, R., Zhang, K., Thompson, A., Marfurt, K. 2013. Mineralogy-Based Brittleness Prediction from Surface Seismic Data: Application to the Barnett Shale. En: Brittleness estimation from seismic measurements in

unconventional reservoirs: Application to the Barnett Shale. University of Oklahoma, Norman, OK.

- Petroleum Geology of Colombia. 2007. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Universidad EAFIT.
- Pettijohn, F. J. 1975. Sedimentary Rocks, 3rd Edition: New York, Harper & Row, 628 p.
- Pitcher, J. 2011. Shale Assets: Applying the Right Technology for Improving Results. Halliburton.
- Ramón, J.C. 1996. Oil geochemistry of the Putumayo Basin: CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro, v. 1, no. 2, p. 25-34.
- Ramón, J.C., Dzou, L.I. 1999. Petroleum geochemistry of Middle Magdalena Valley, Colombia. Organic Geochemistry 30. P. 249 – 266.
- Ramón, J.C., Dzou, L.I. 1999. Petroleum geochemistry of Middle Magdalena Valley, Colombia: Organic Geochemistry, v. 30, no. 4, p. 249-266.
- Ramsey, J. G. 1967. Folding and fracturing of rocks: McGraw-Hill.
- Robertson Research U.S. 1985. Report: Putumayo Basin, Colombia. Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential Volumen 1. Ecopetrol. ISN 13559.
- Sarmiento, L.F. 2011. Middle Magdalena Basin, v. 11, 191 p.: Universidad EAFIT, Department of Geology, Medellín, Colombia, Petroleum Geology of Colombia, v. 15.
- Suárez, F.A. Marín, A.M. 2012. Determinación de un fluido de fractura adecuado para trabajos de Fracturamiento Hidráulico en Formaciones de Shale Gas (Valle Medio del Magdalena). Trabajo de grado. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Facultad de Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander.
- Toloza, S. 2009. Identificación de los factores geológicos que afectan las características geoquímicas de los crudos del Campo Escuela Colorado.

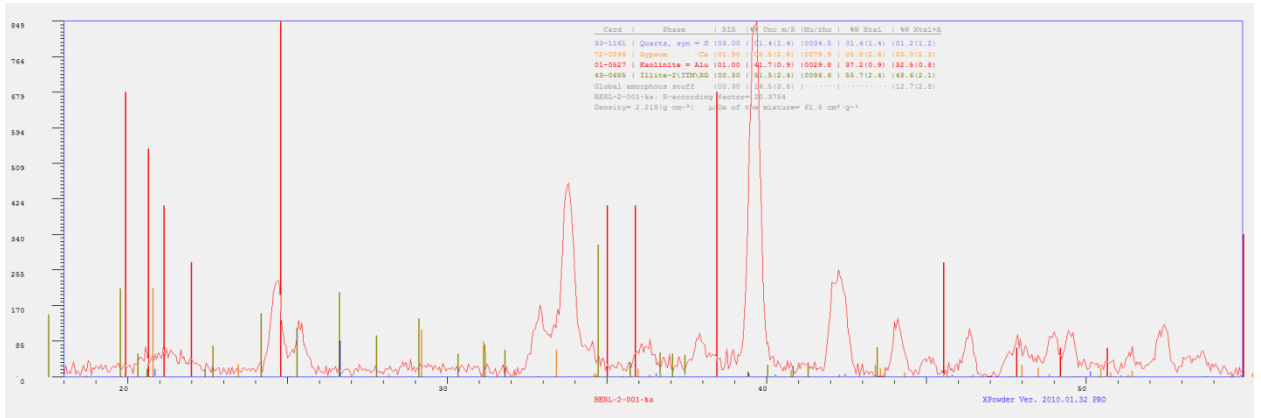
Trabajo de grado. Escuela de Geología, Facultad de Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander.

- U.S. Department of Energy. 2009. 2009 Renewable Energy Data Book.
- Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia UPTC. 2009. Cartografía Geológica de 51267, 45 km² en la cuenca Caguán-Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km² con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414. Departamento de Meta, Caquetá y Putumayo.
- Van der Hammen, T. 1958. Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano continental y tectogénesis de los Andes Colombianos. Inventario Geológico Nacional. Boletín Geológico, 6 (1-3): 67 – 128. Bogotá.
- Wang, F.P., Gale, J.F. 2009. Screening Criteria for Shale-Gas Systems
- Wells, F. 2004. A new method to help identify unconventional targets for exploration and development through integrative analysis of clastic rock properties: Houston Geological Society Bulletin, 52, 34-49.
- Wolf, Dieter. 1999. La difracción de Rayos X y su aplicación en la geología y el estudio de materias primas.
- Yen, T.F. Chilingarian, G.V. 1976. Developments in petroleum science: Oil Shale Deposits. Elsevier Scientific Pub. Co. New York.
- Zumberge, J.E. 1984. Source rocks of the La Luna Formation (Upper Cretaceous) in the Middle Magdalena Valley, Colombia, en Palacas, J.G., ed., Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks: Am. Assoc. Petrol. Geol., Tulsa, OK, Studies in Geol., v. 18, p. 127-133.

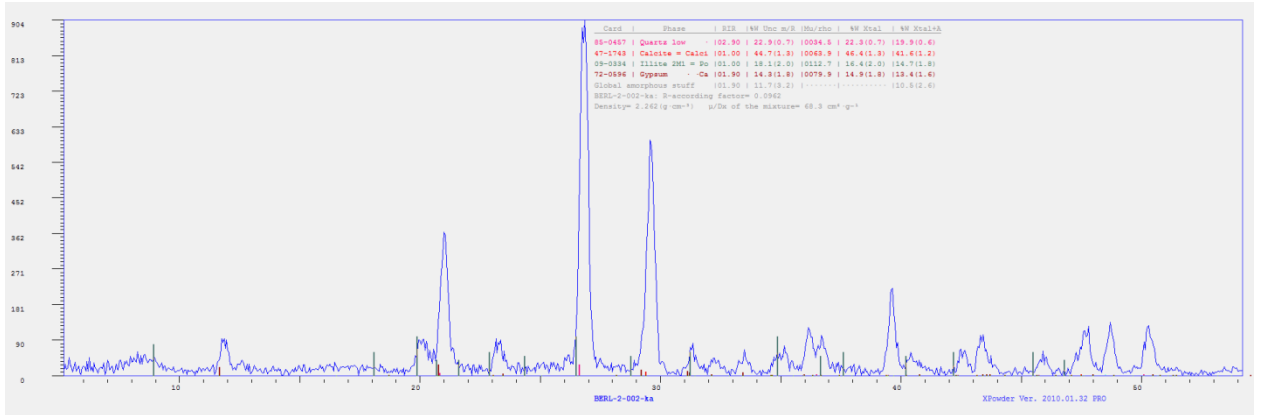
ANEXOS

ANEXO A. Imágenes de los difractogramas entregados por dispositivo XRD portátil TERRA Inxitu

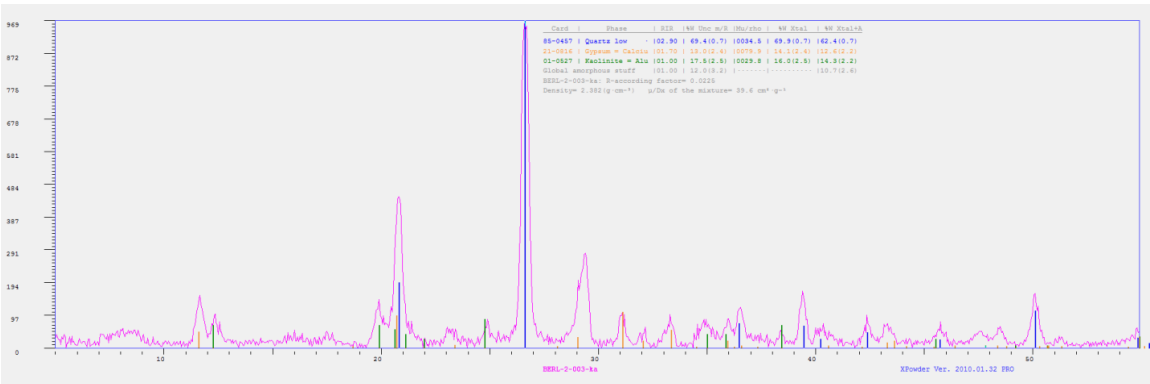
BERL-2-001



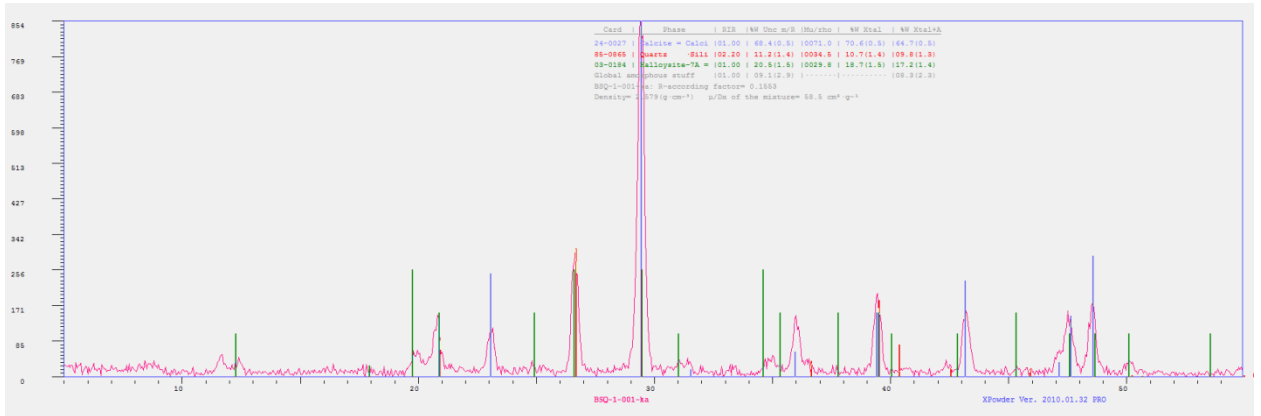
BERL-2-002



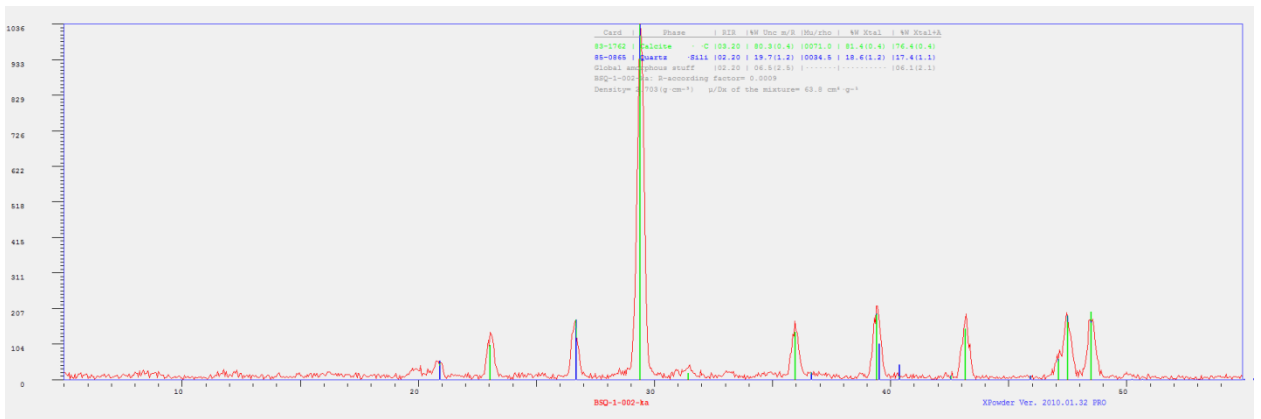
BERL-2-003



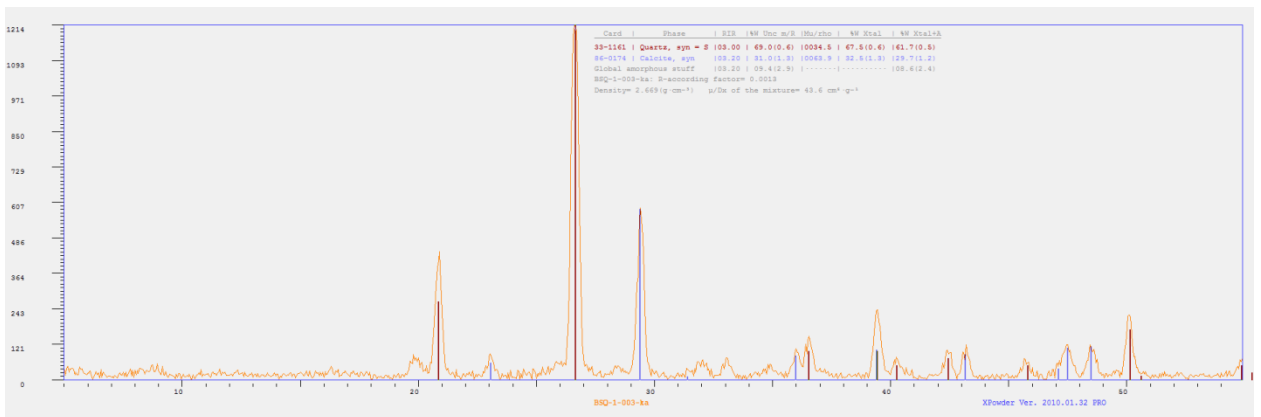
BSQ-1-001



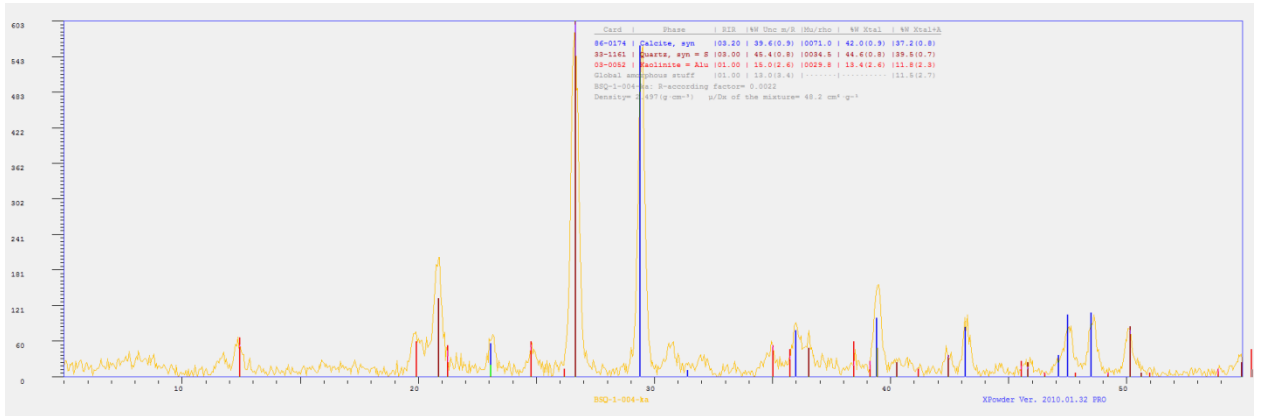
BSQ-1-002



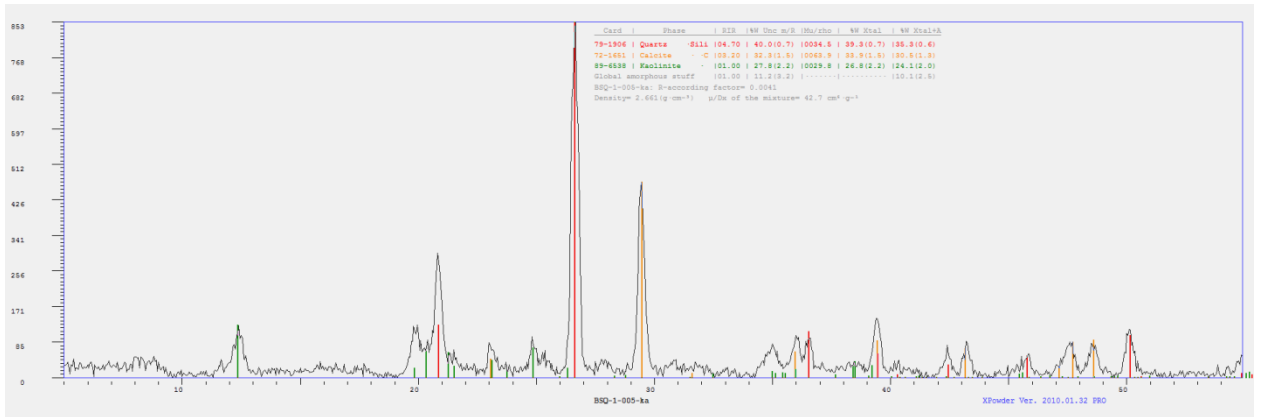
BSQ-1-003



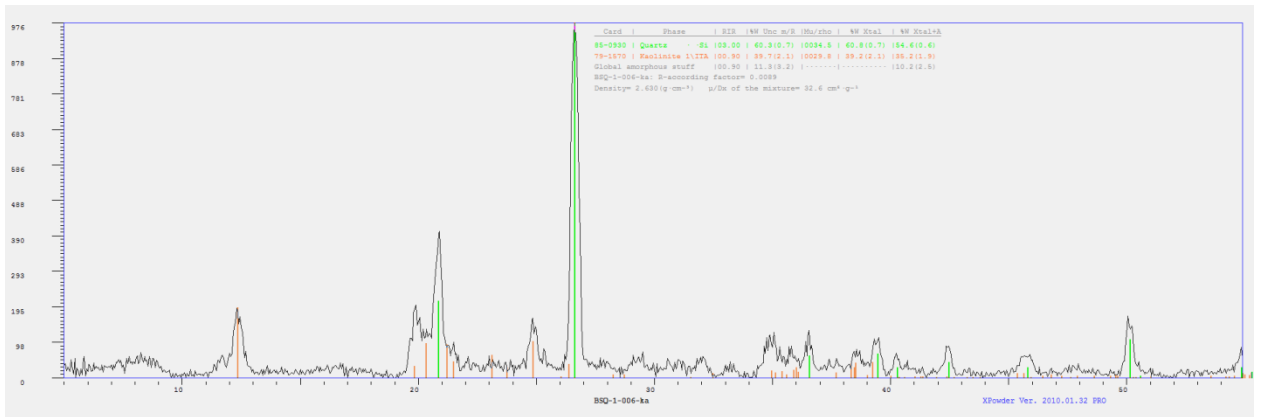
BSQ-1-004



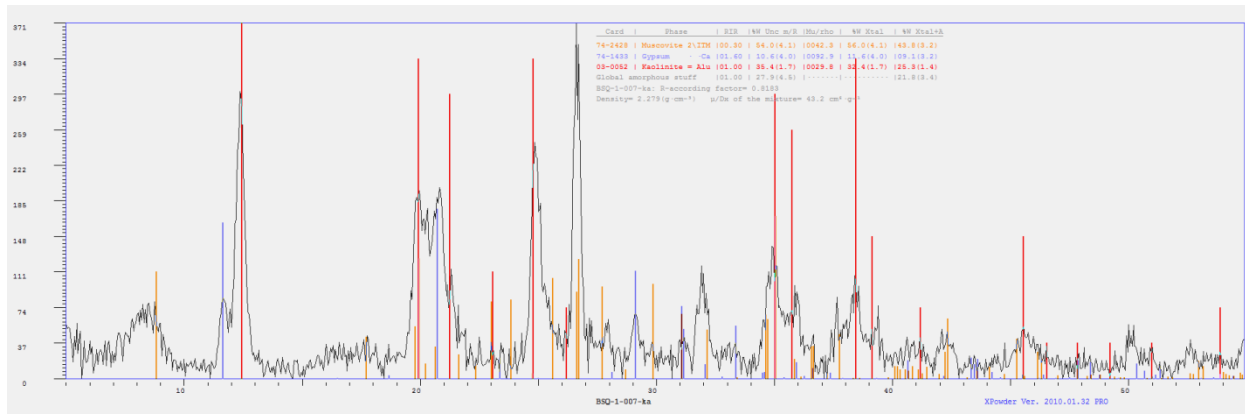
BSQ-1-005



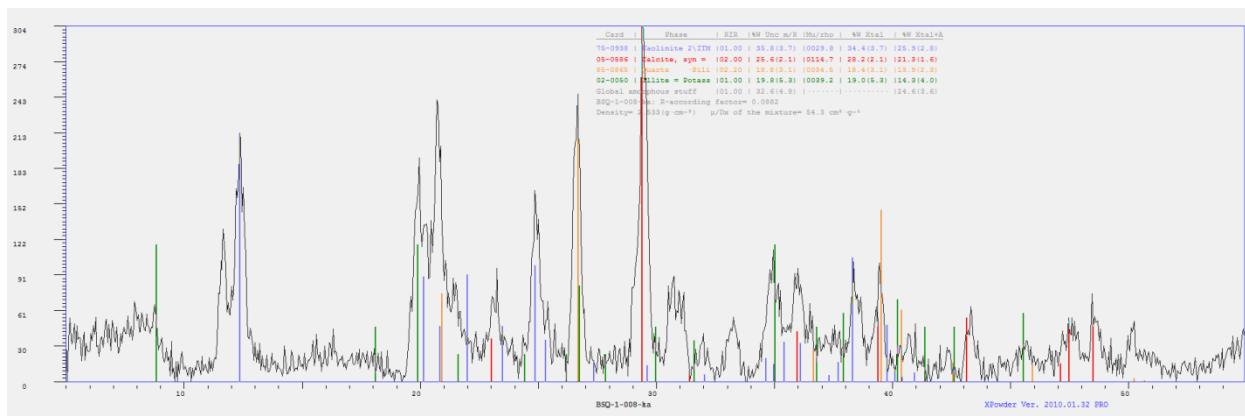
BSQ-1-006



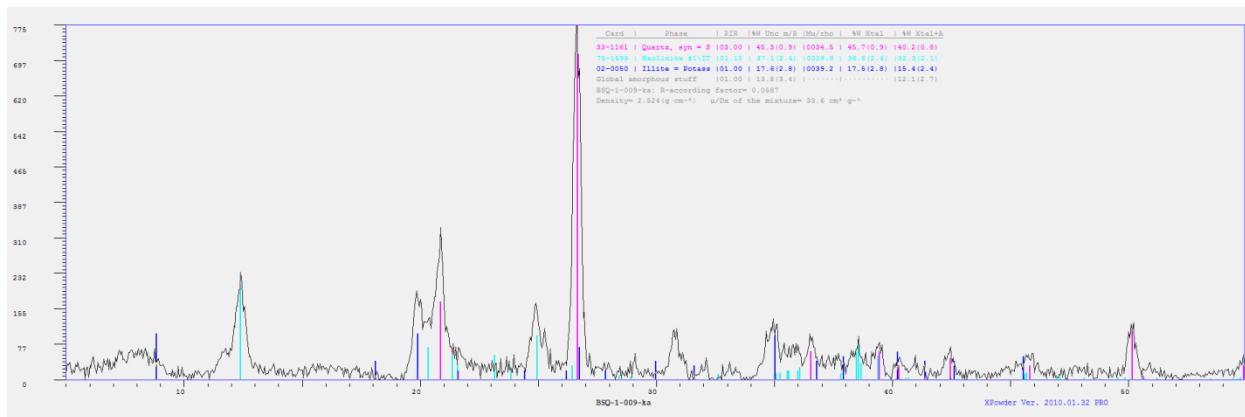
BSQ-1-007



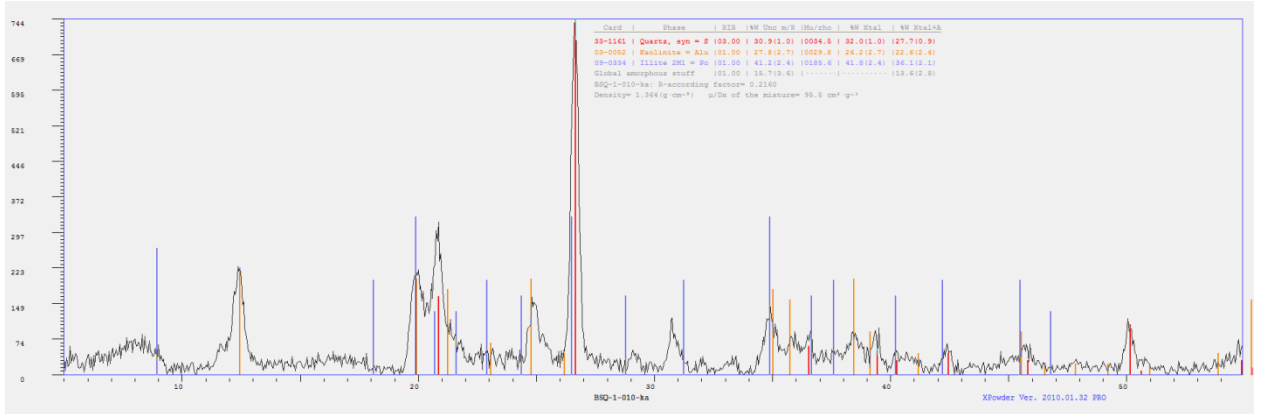
BSQ-1-008



BSQ-1-009



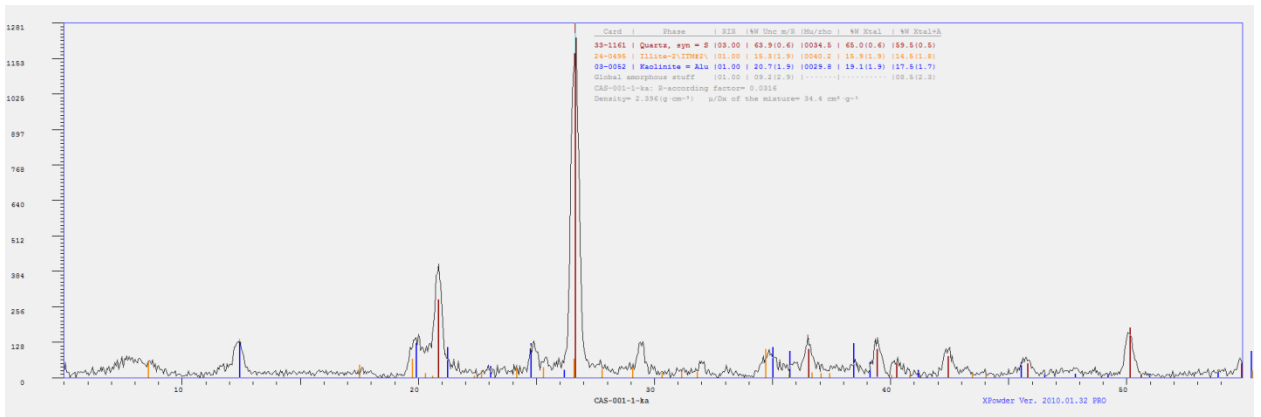
BSQ-1-010



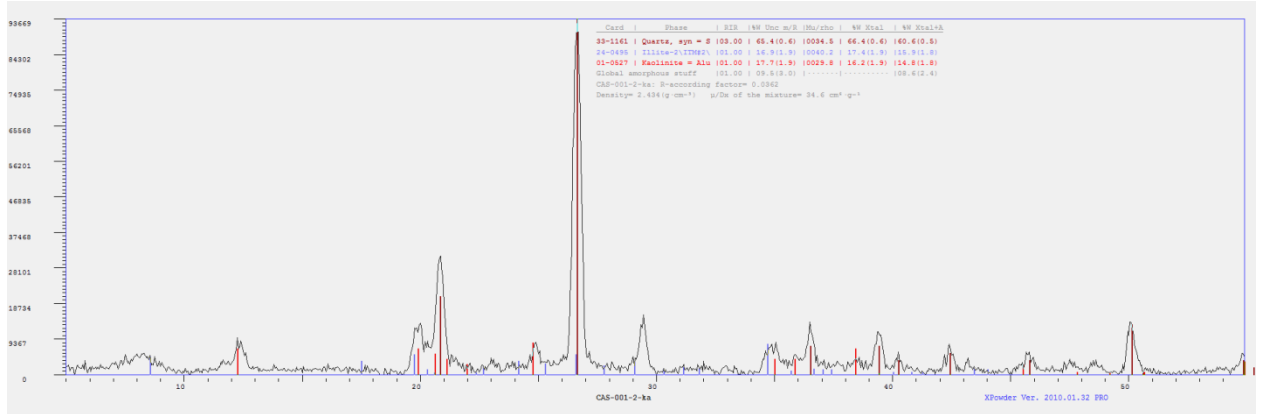
BSQ-1-011



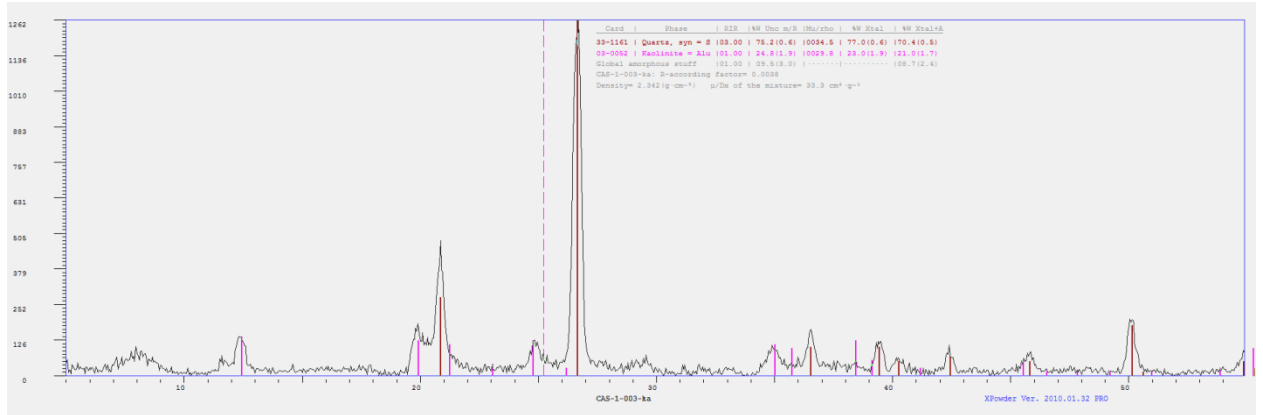
CAS-1-001



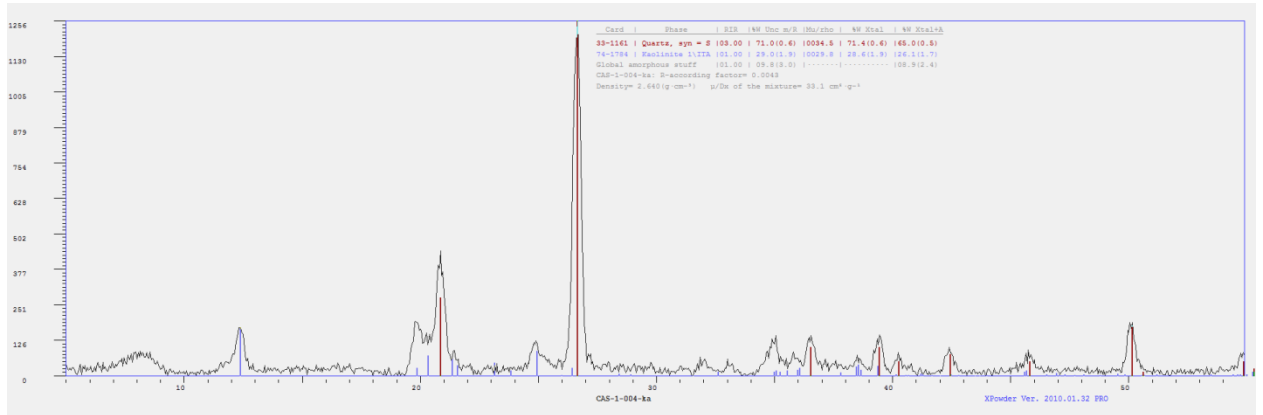
CAS-1-002



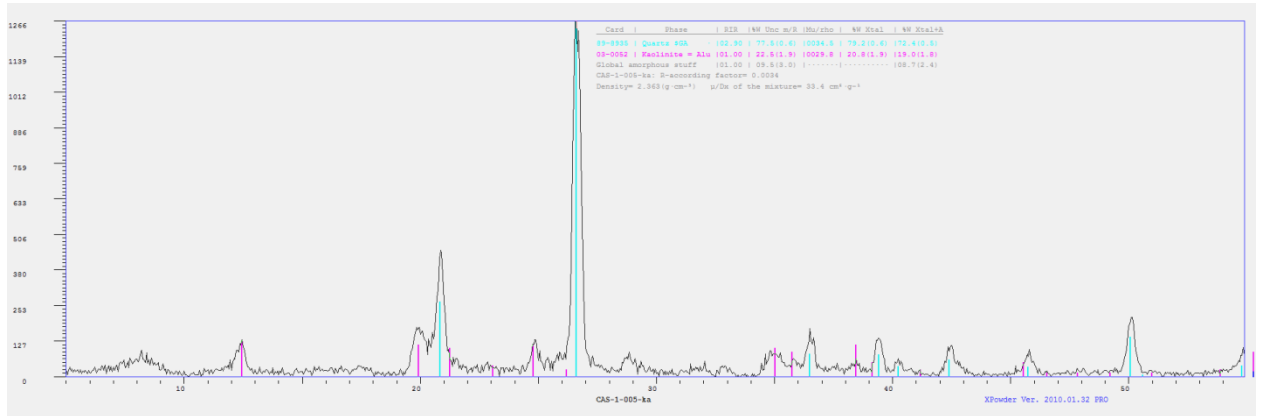
CAS-1-003



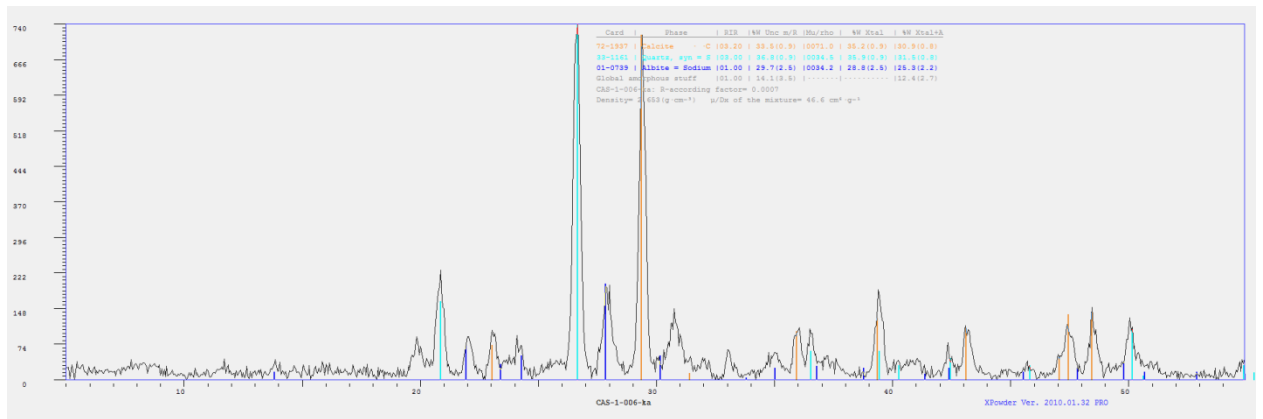
CAS-1-004



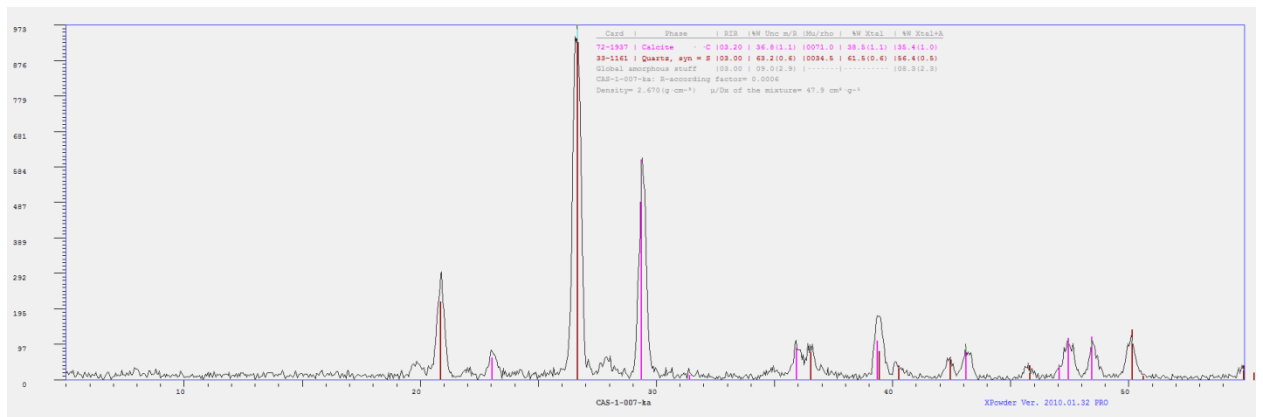
CAS-1-005



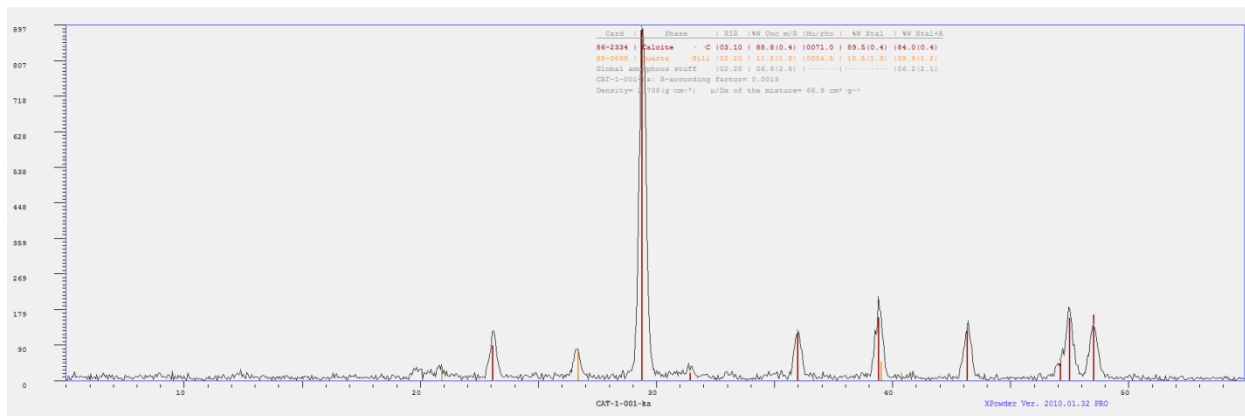
CAS-1-006



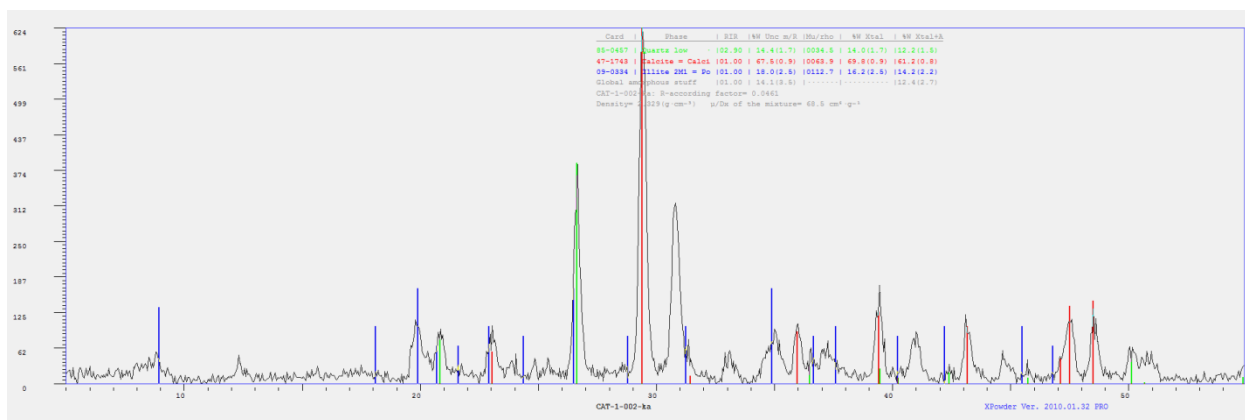
CAS-1-007



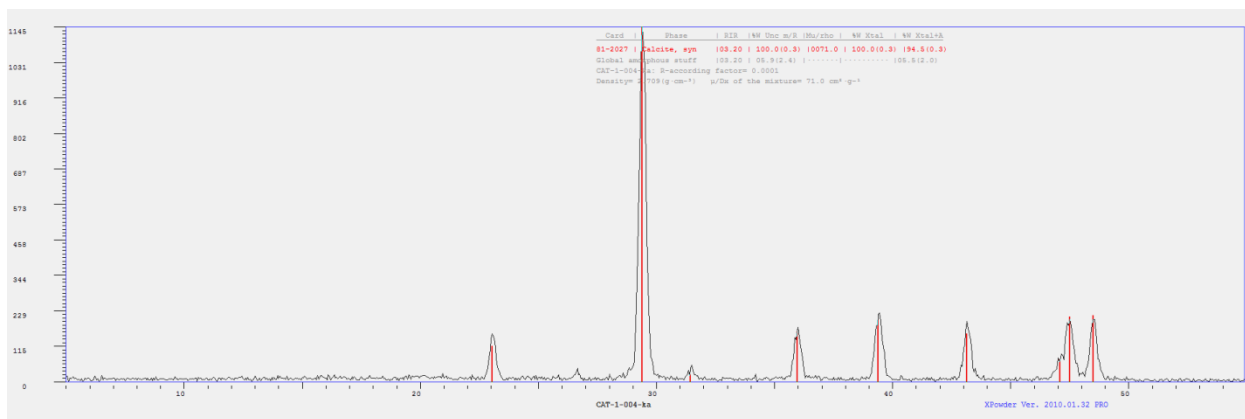
CAT-1-001



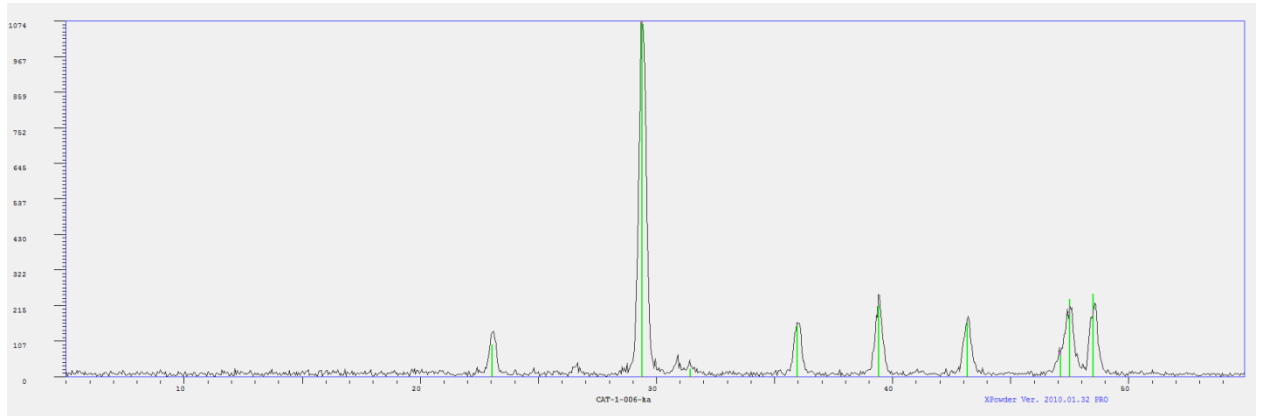
CAT-1-002



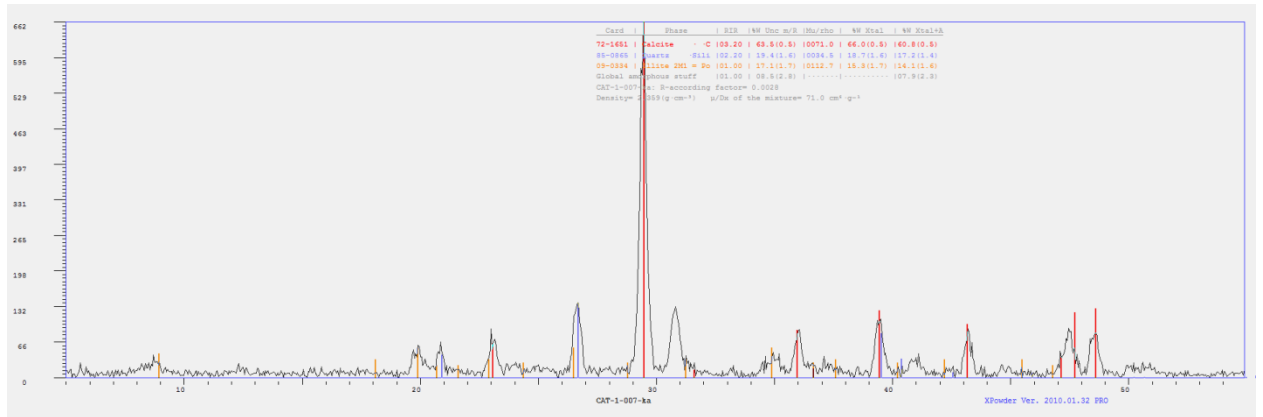
CAT-1-004



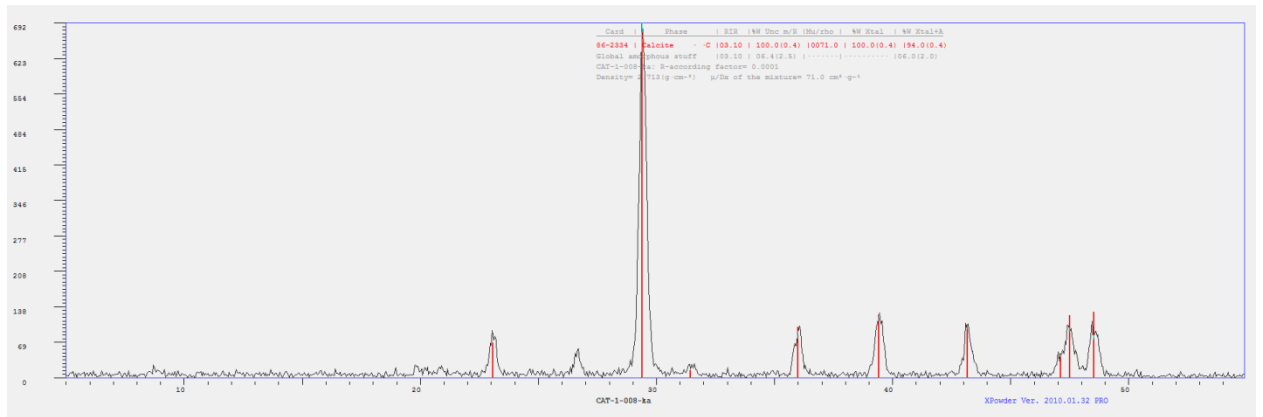
CAT-1-006



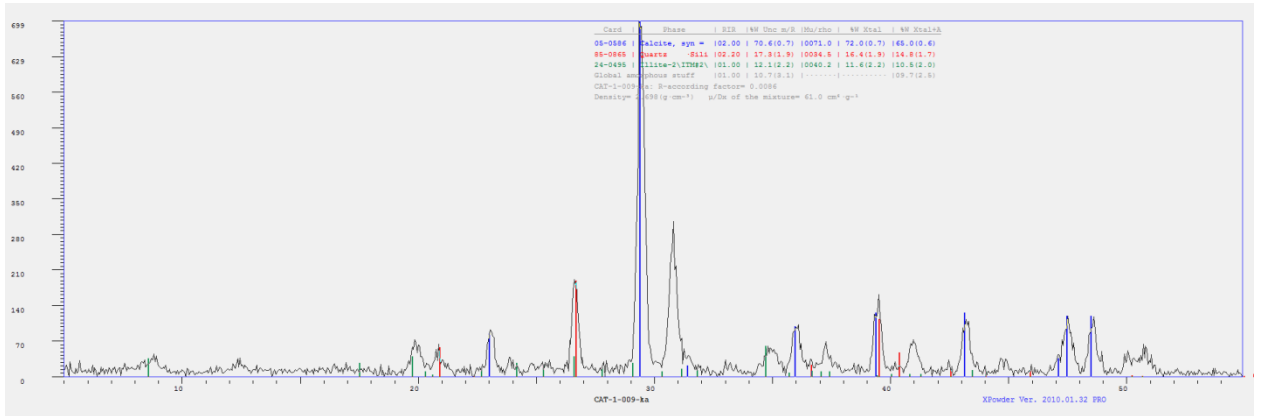
CAT-1-007



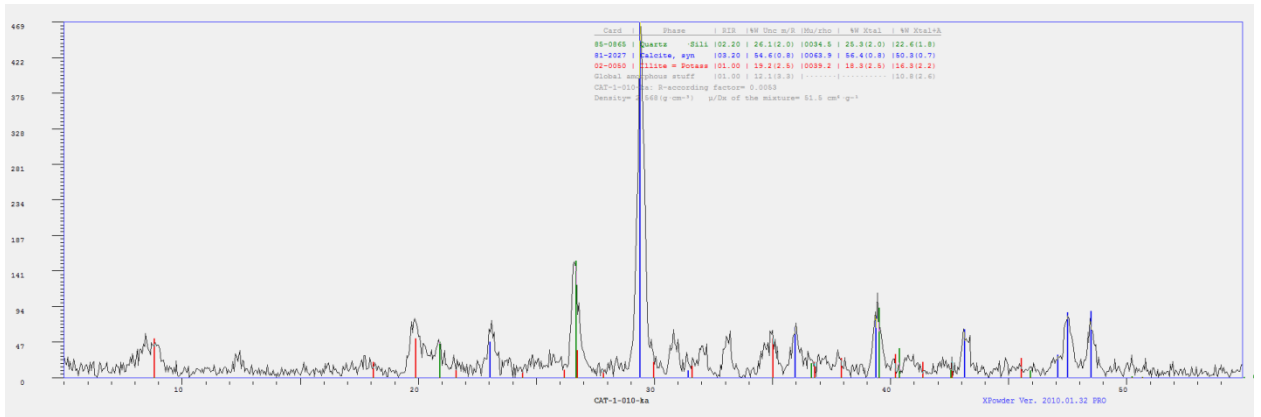
CAT-1-008



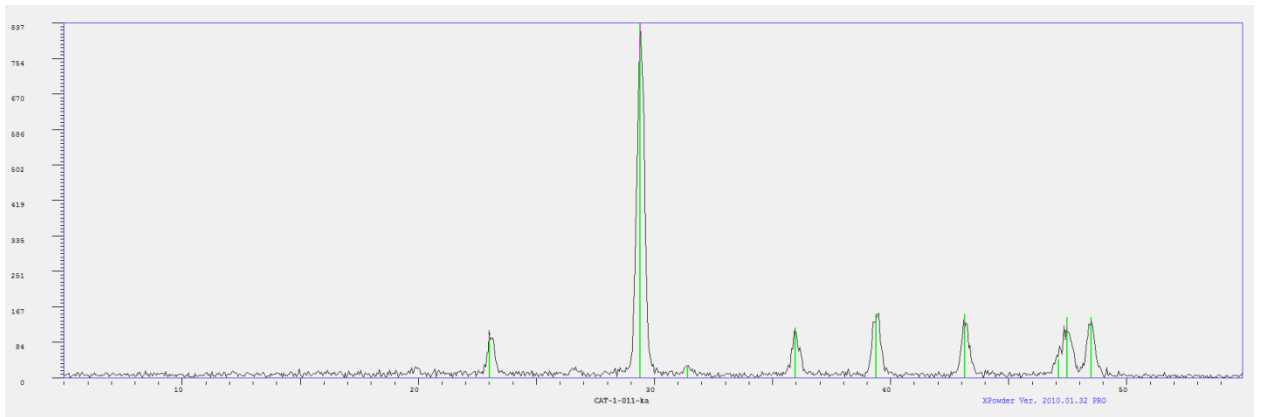
CAT-1-009



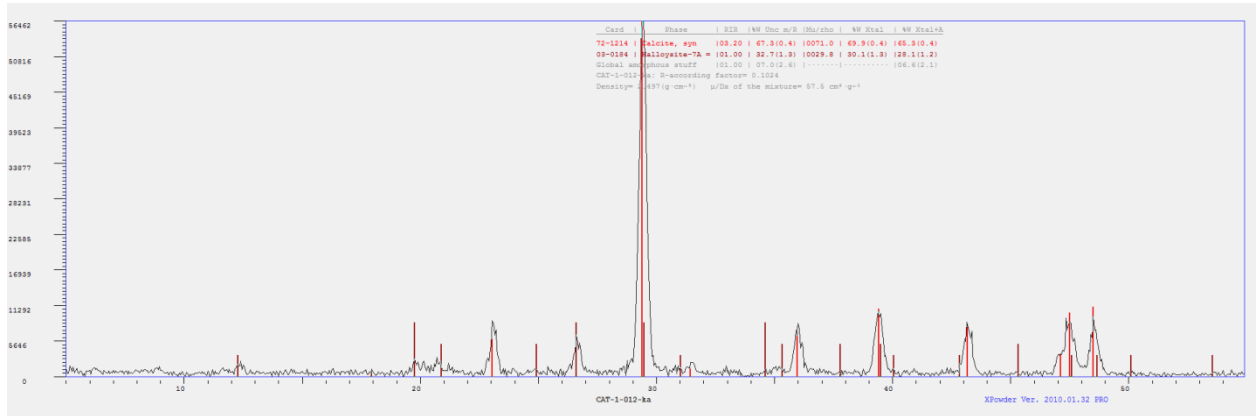
CAT-1-010



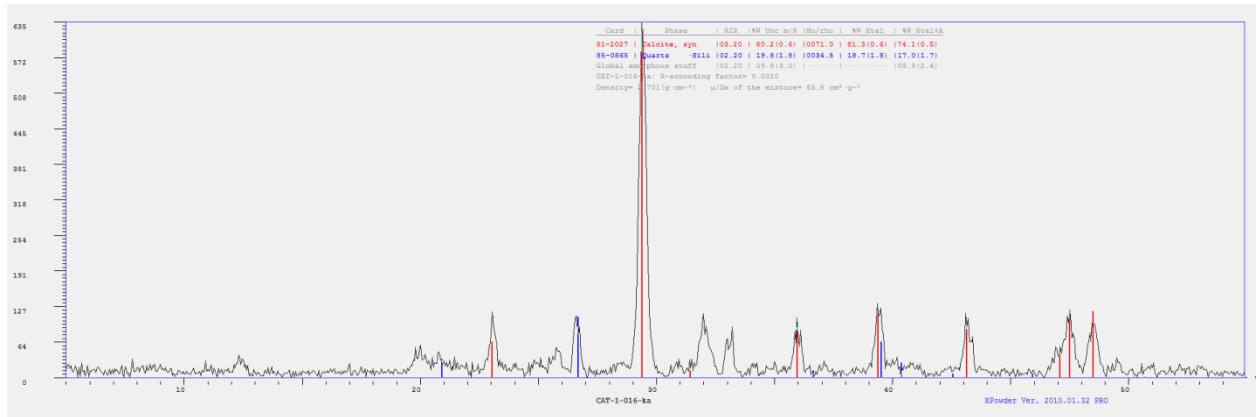
CAT-1-011



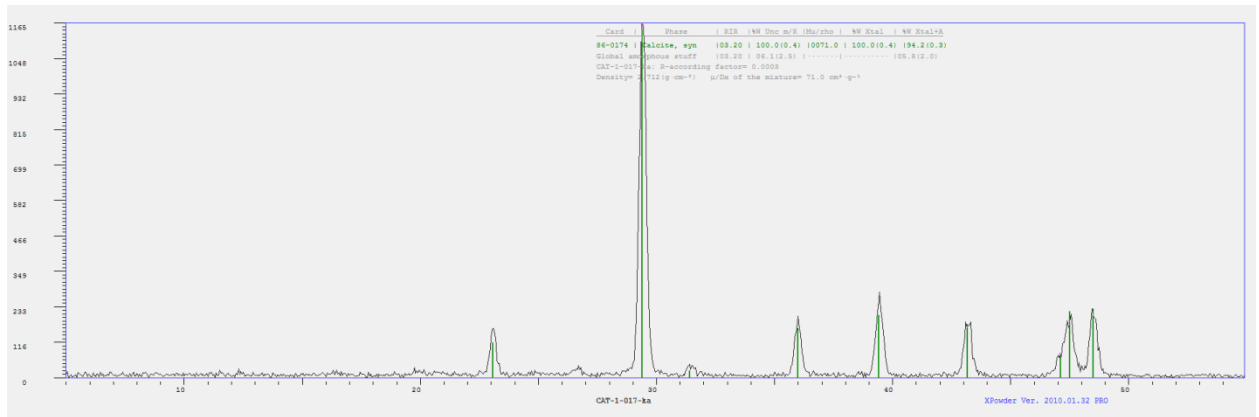
CAT-1-012



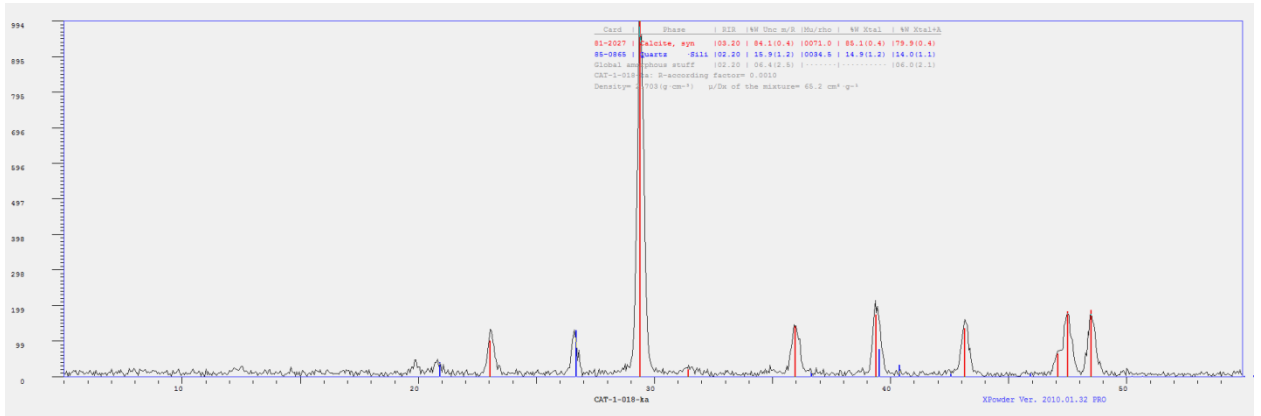
CAT-1-16



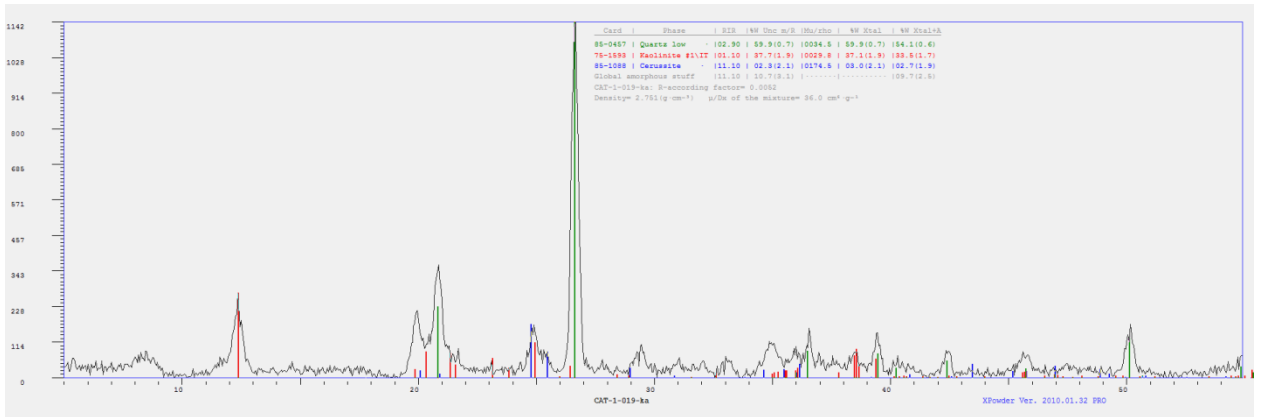
CAT-1-017



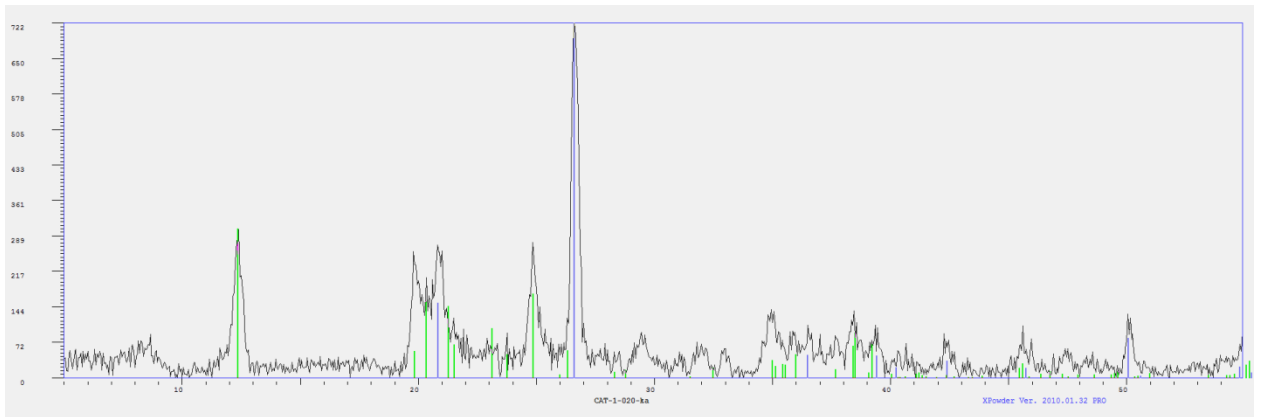
CAT-1-018



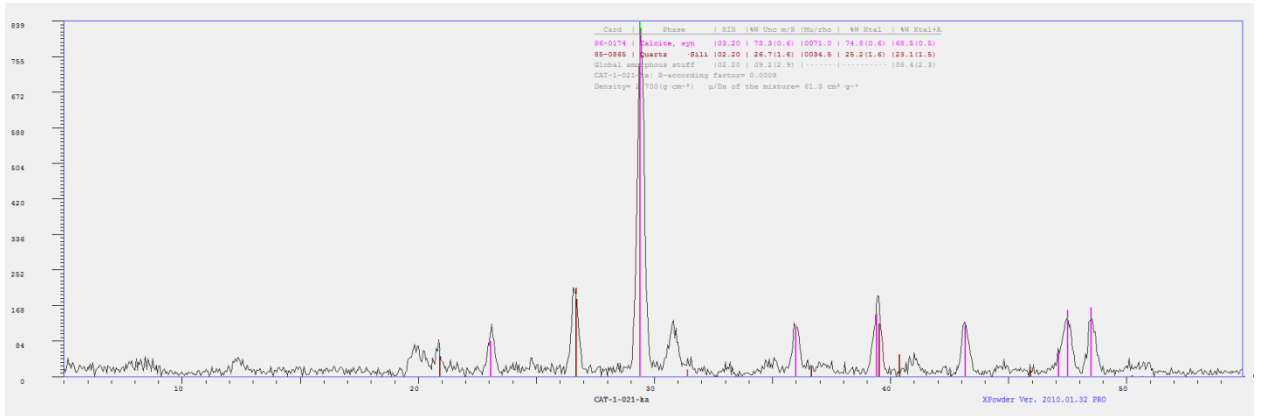
CAT-1-019



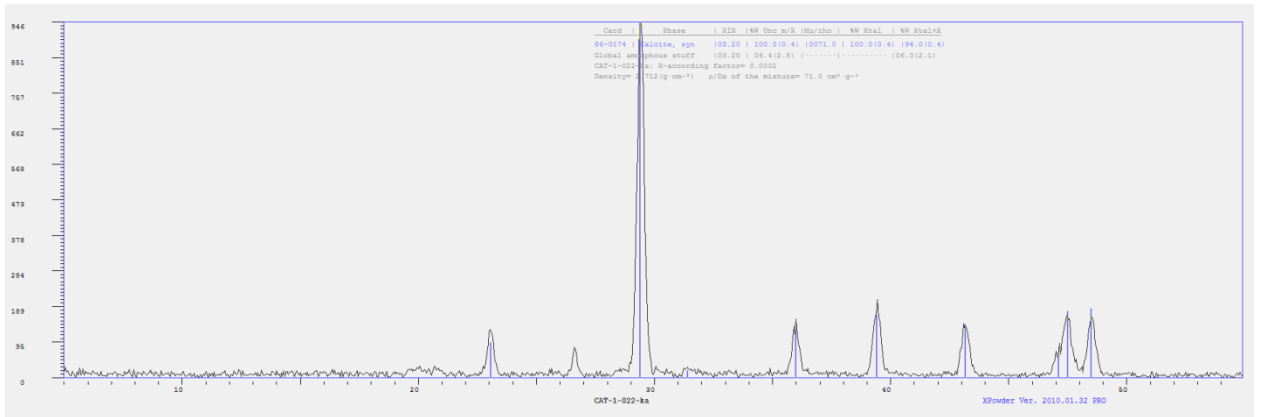
CAT-1-020



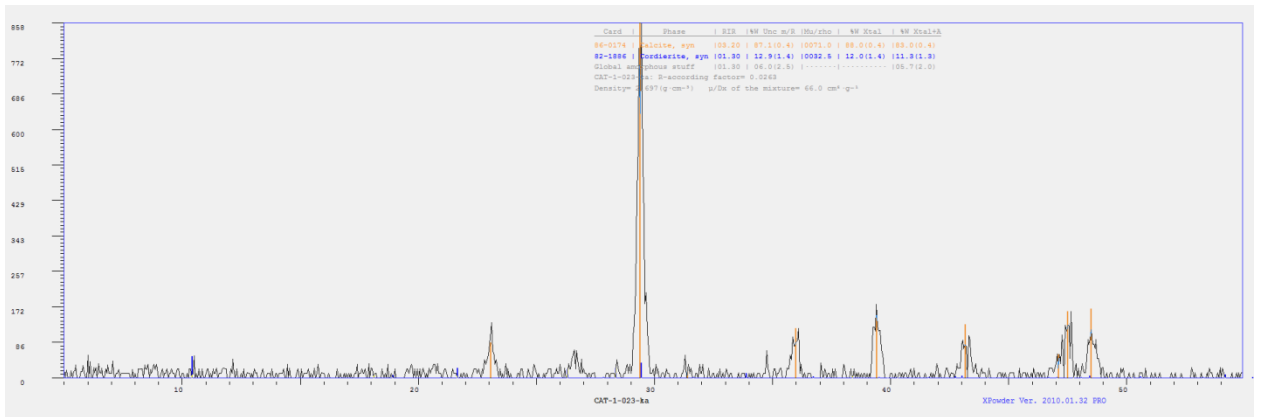
CAT-1-021



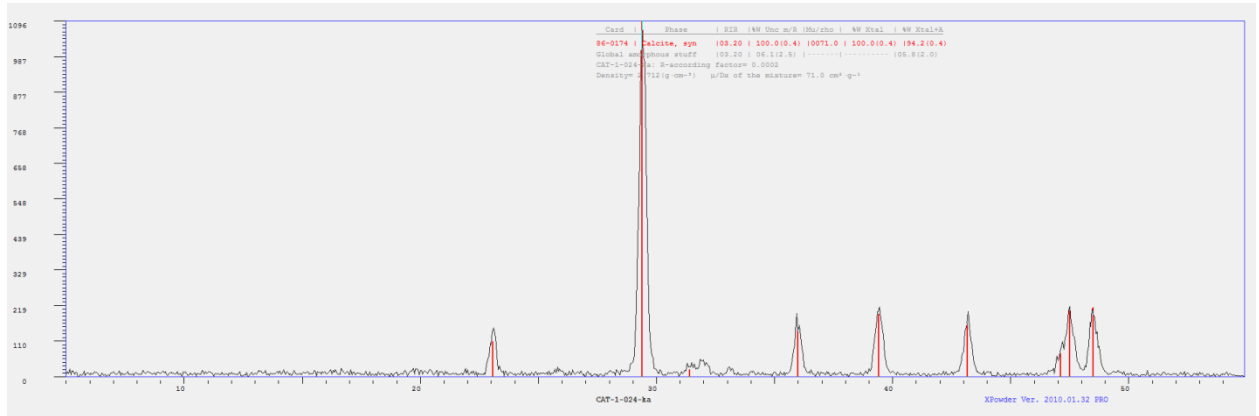
CAT-1-022



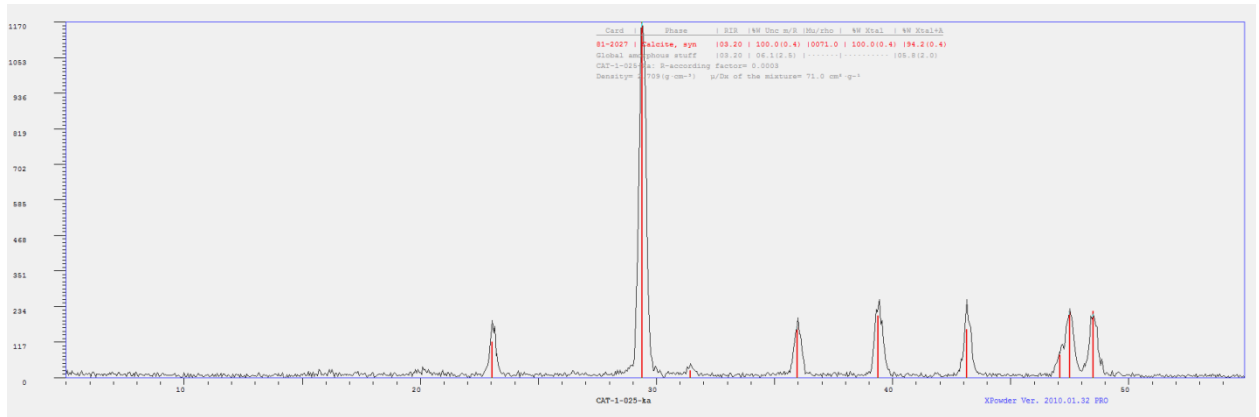
CAT-1-023



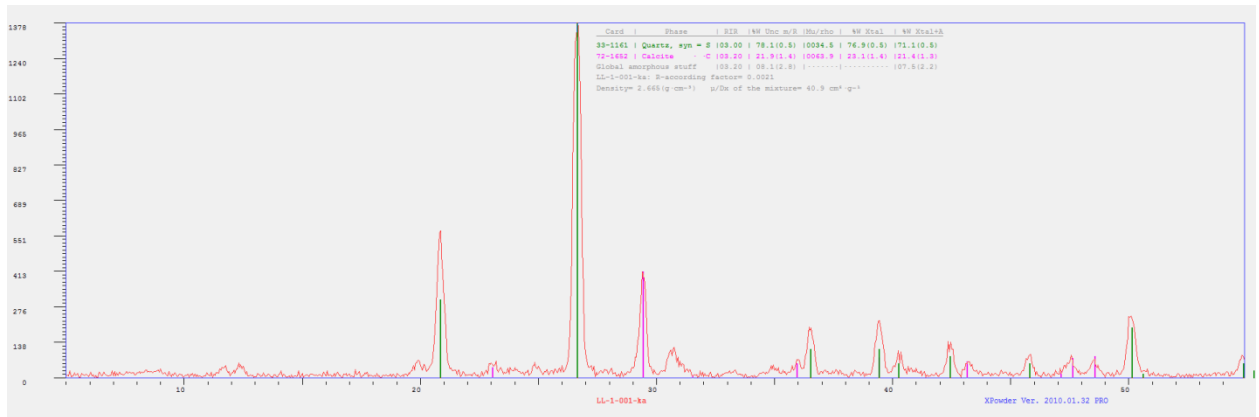
CAT-1-024



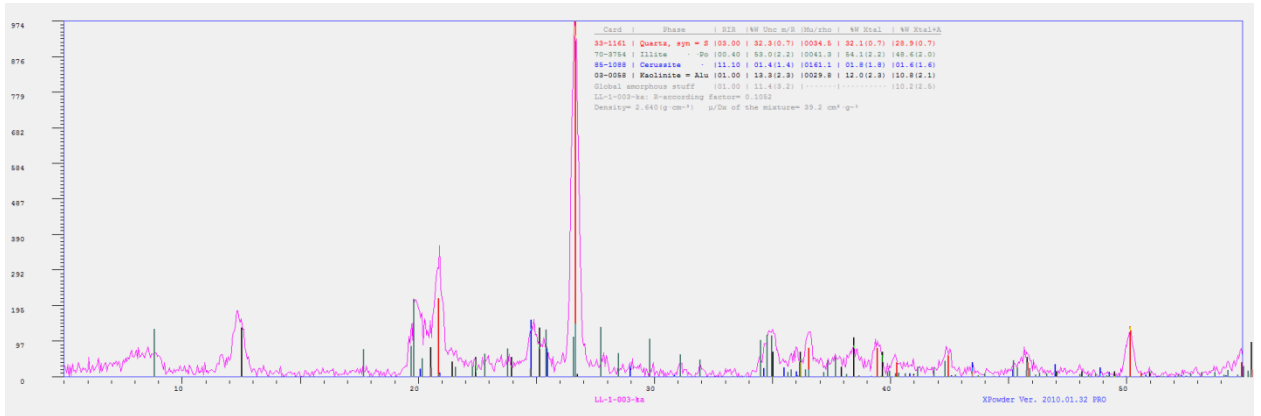
CAT-1-025



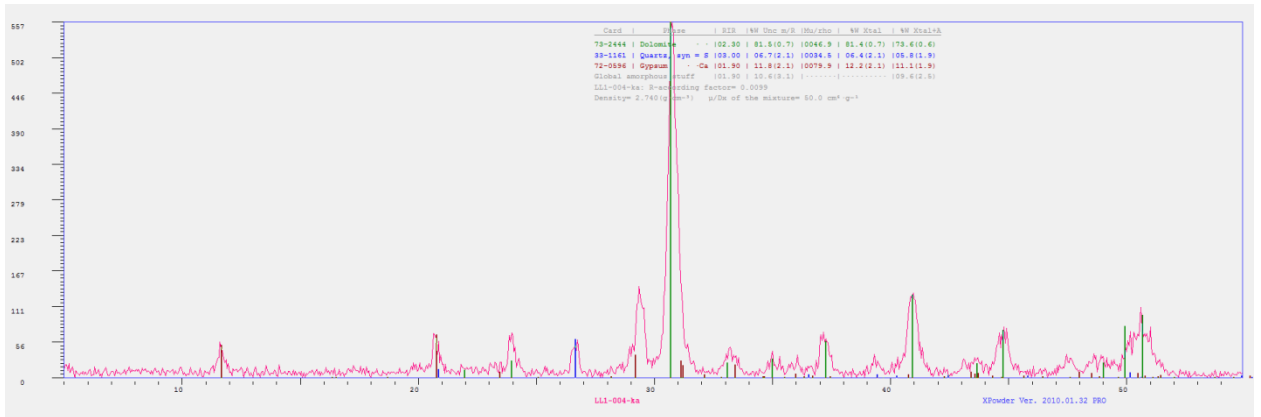
LL-1-001



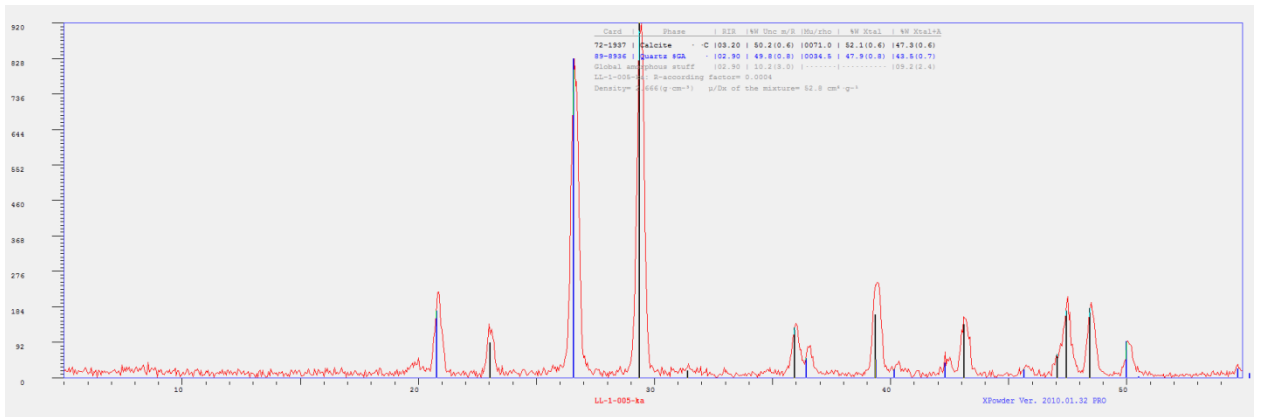
LL-1-003



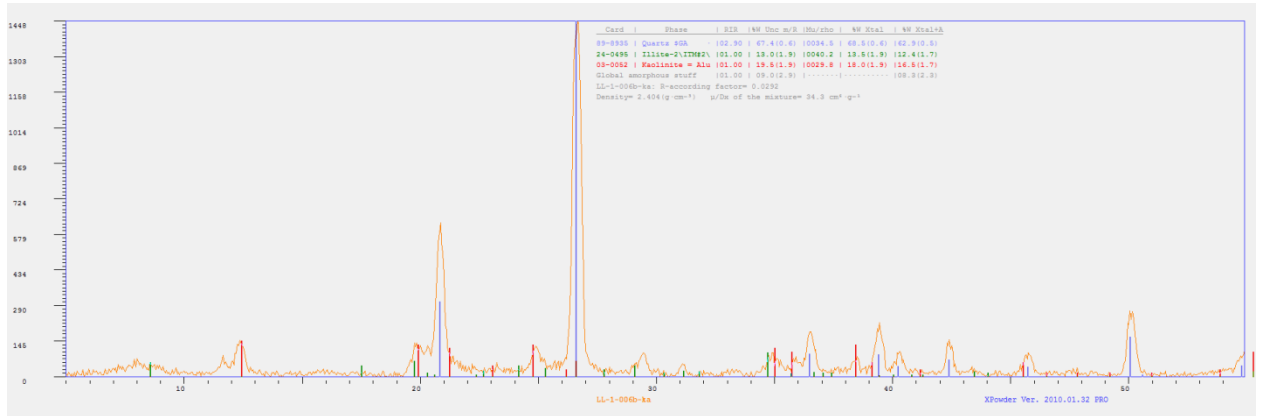
LL-1-004



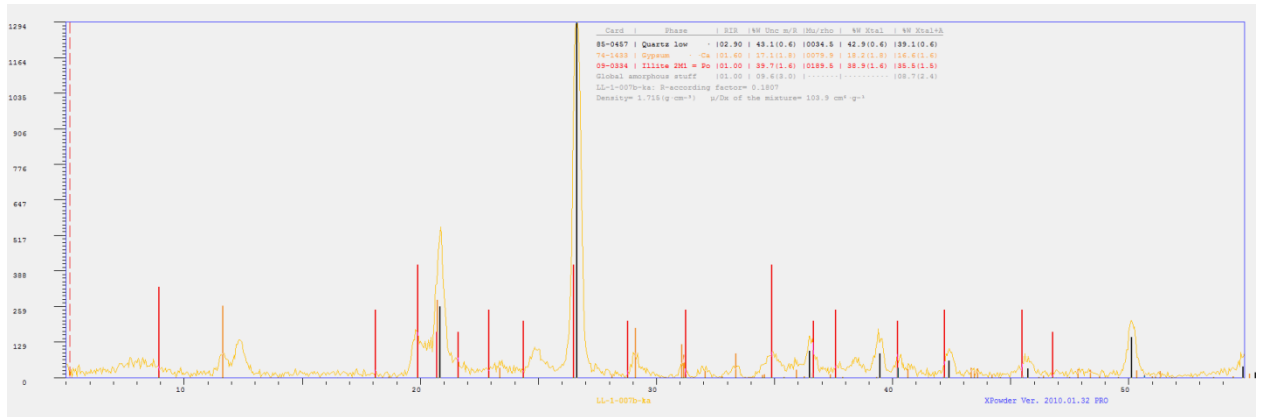
LL-1-005



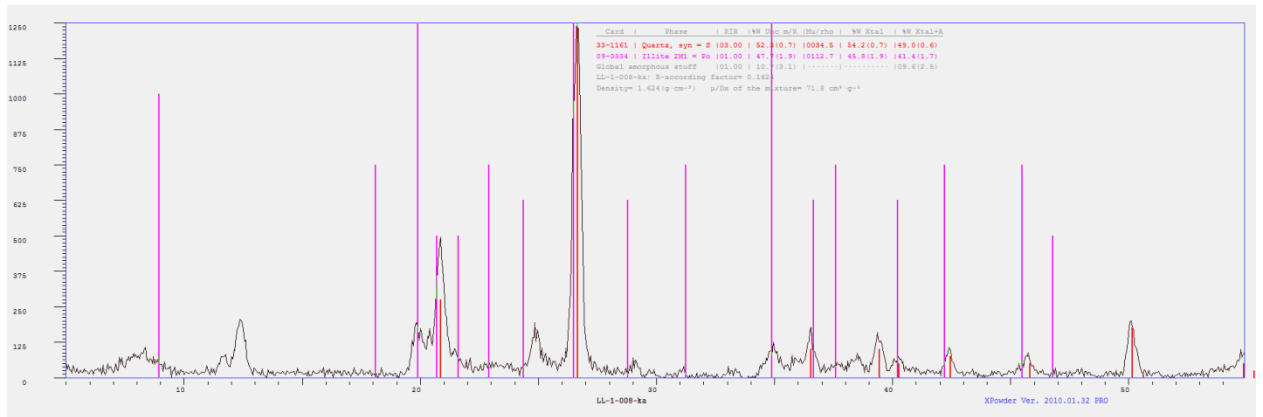
LL-1-006



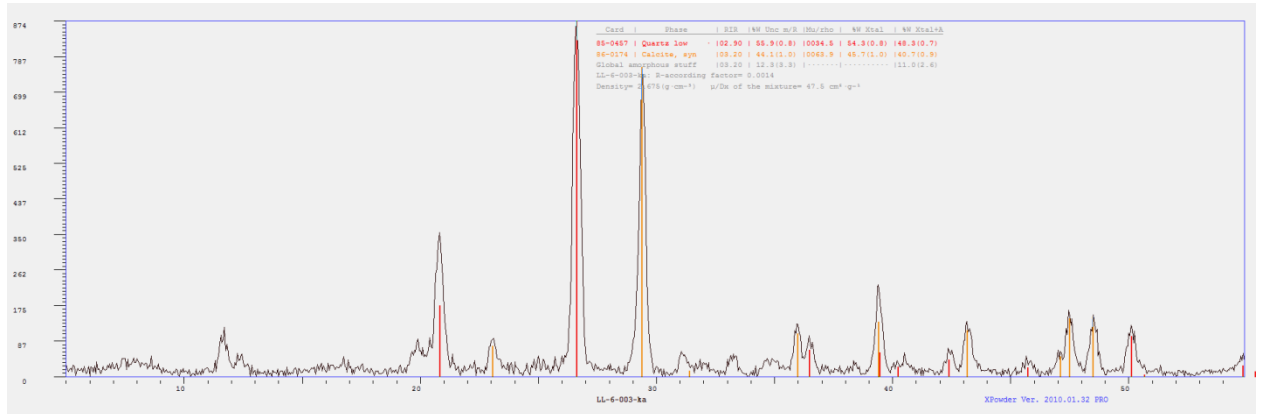
LL-1-007



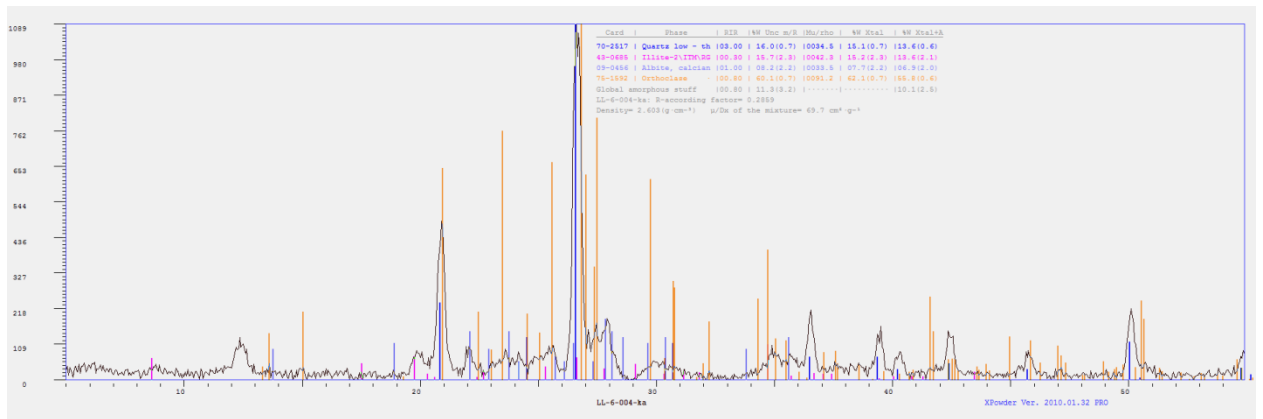
LL-1-008



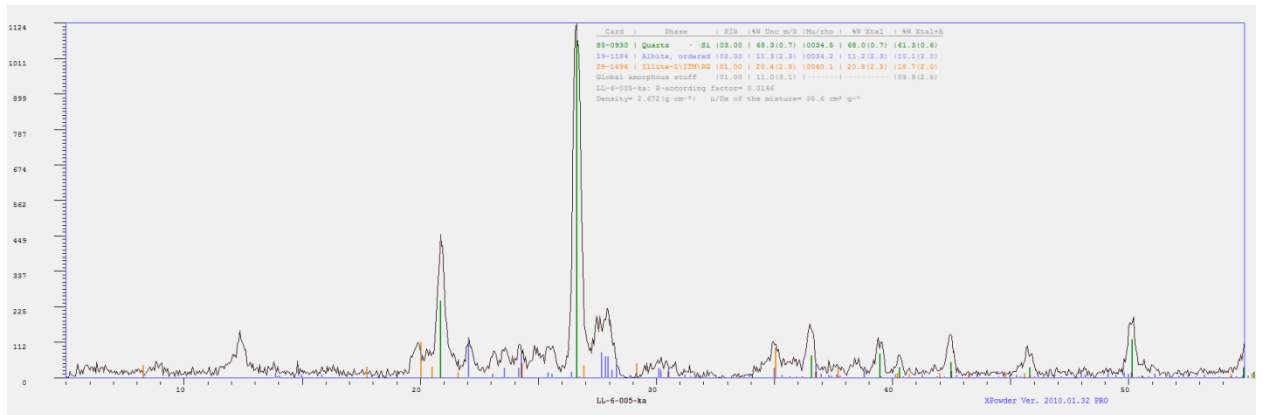
LL-6-003



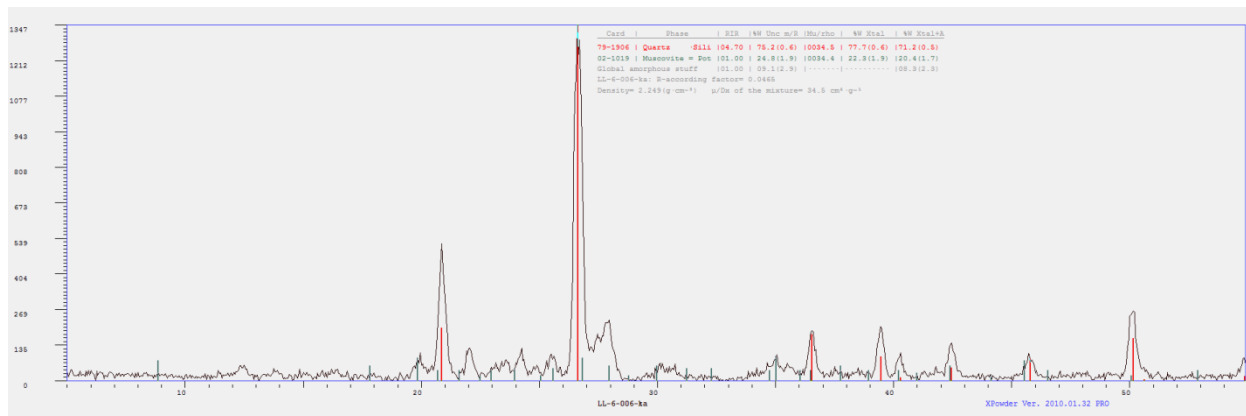
LL-6-004



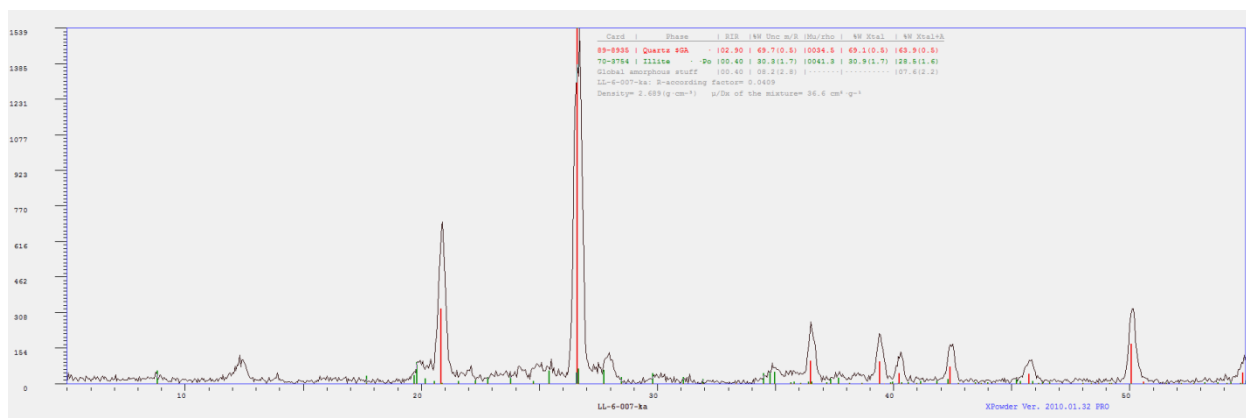
LL-6-005



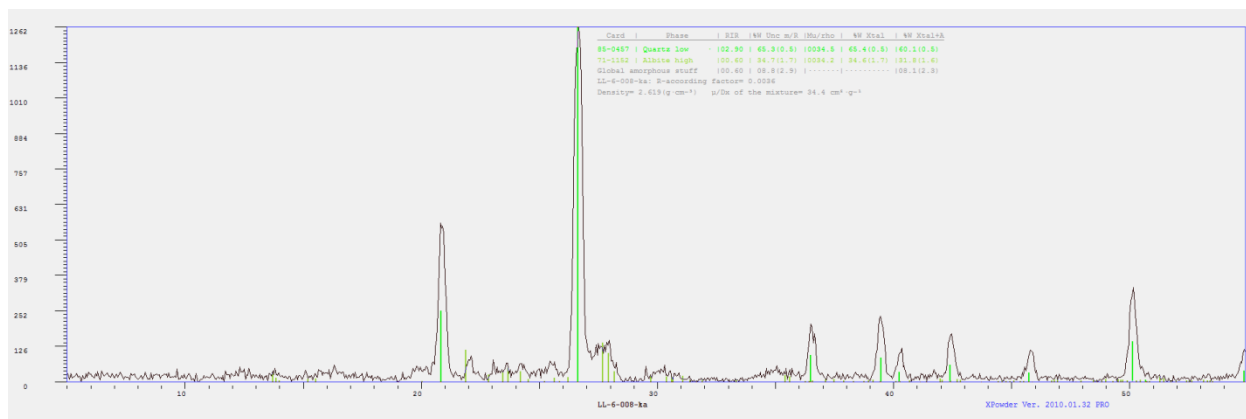
LL-6-006



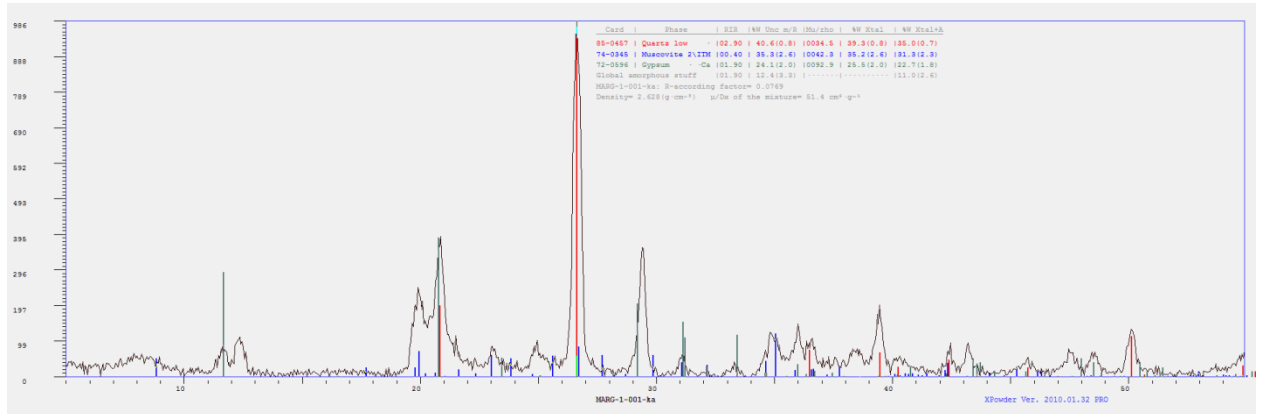
LL-6-007



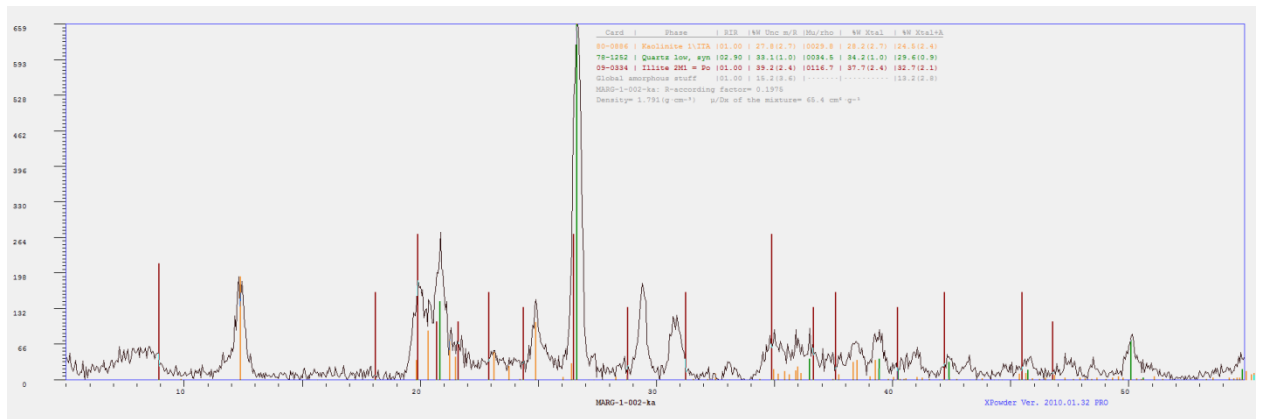
LL-6-008



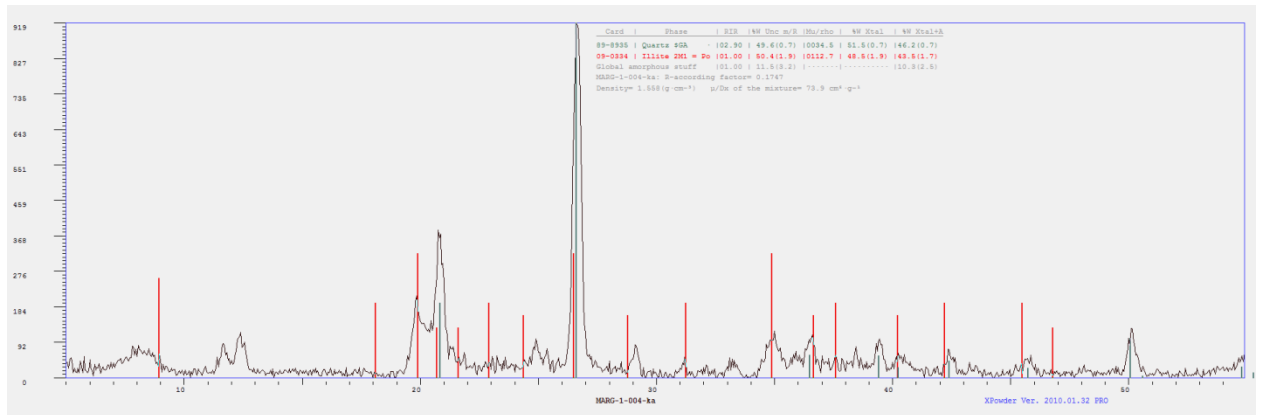
MARG-1-001



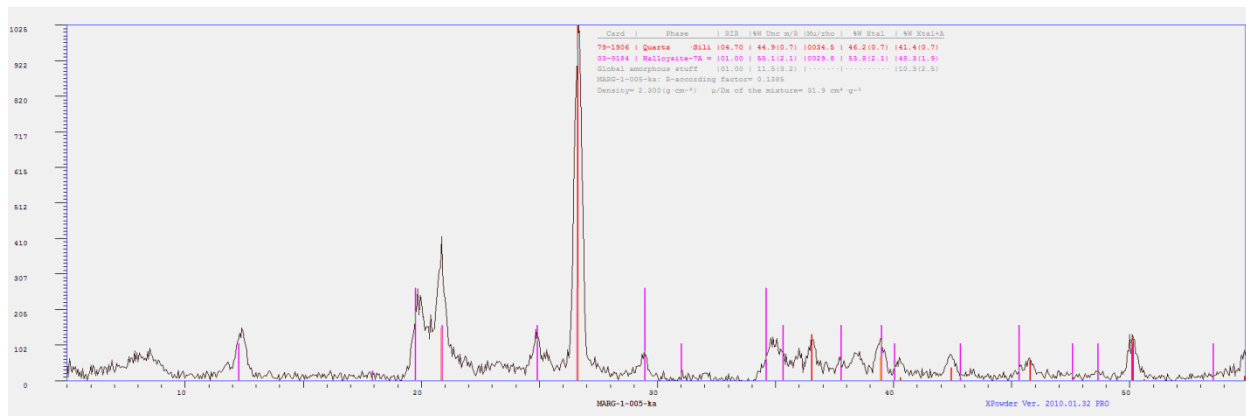
MARG-1-002



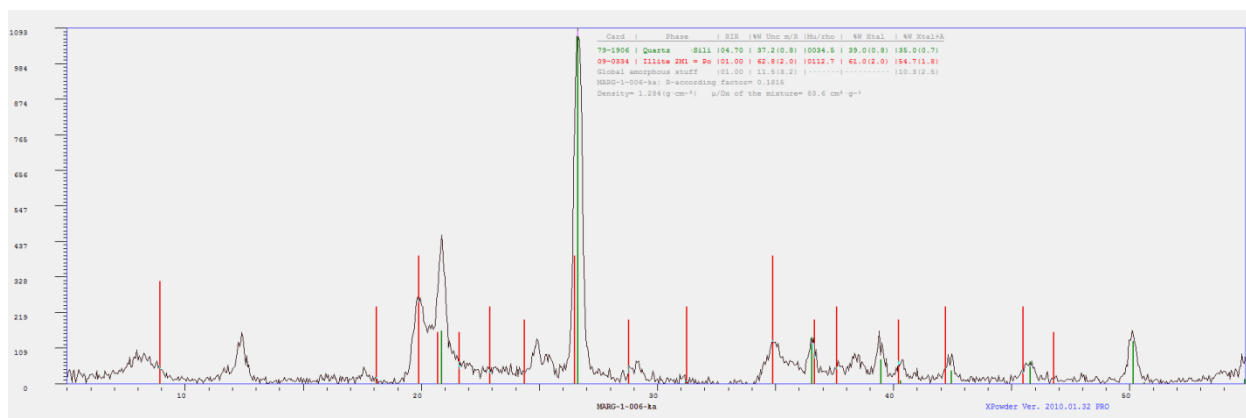
MARG-1-004



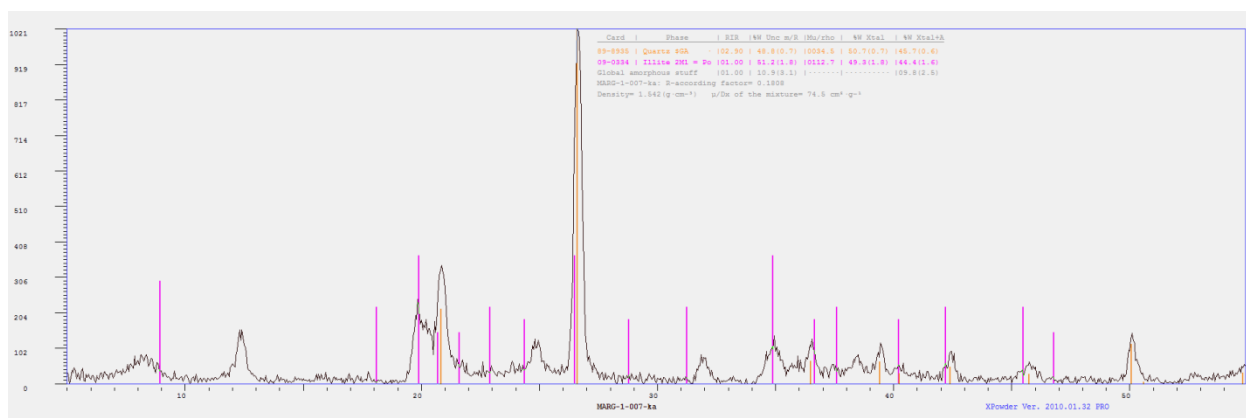
MARG-1-005



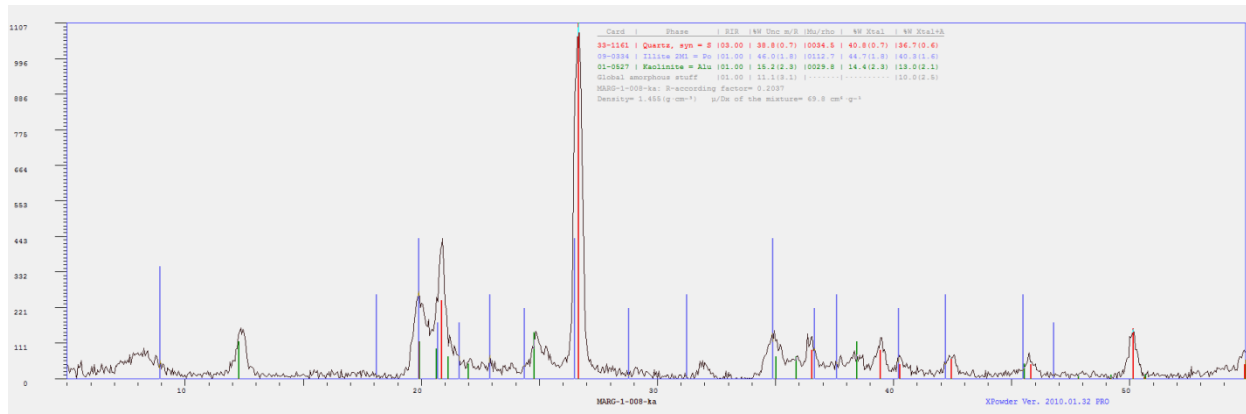
MARG-1-006



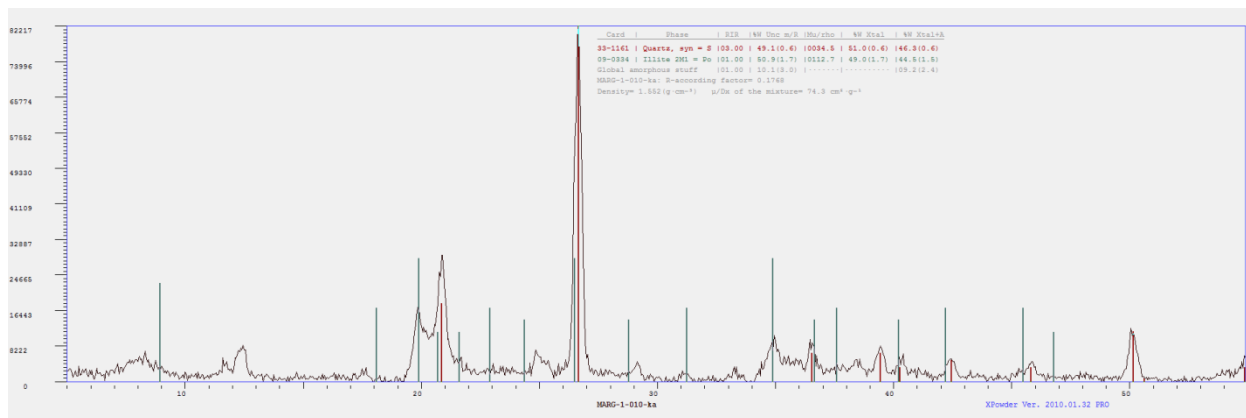
MARG-1-007



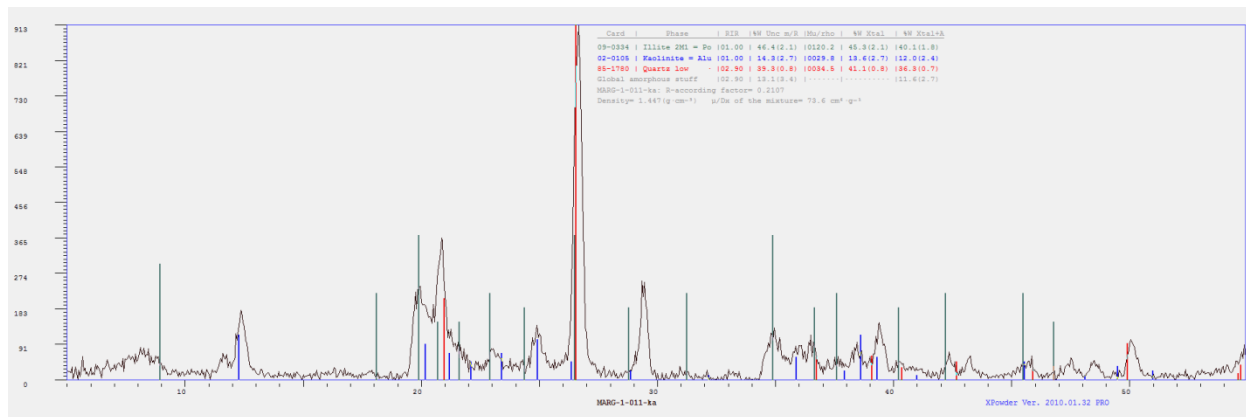
MARG-1-008



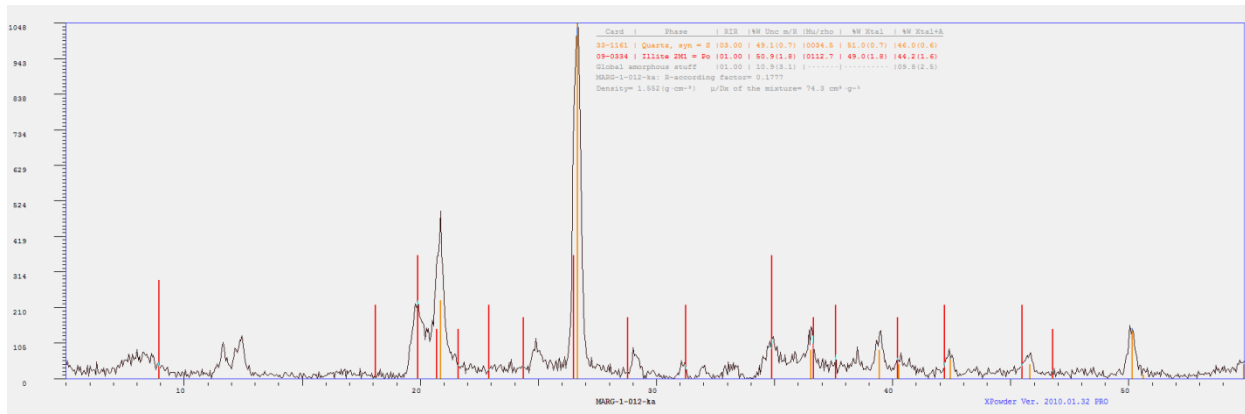
MARG-1-010



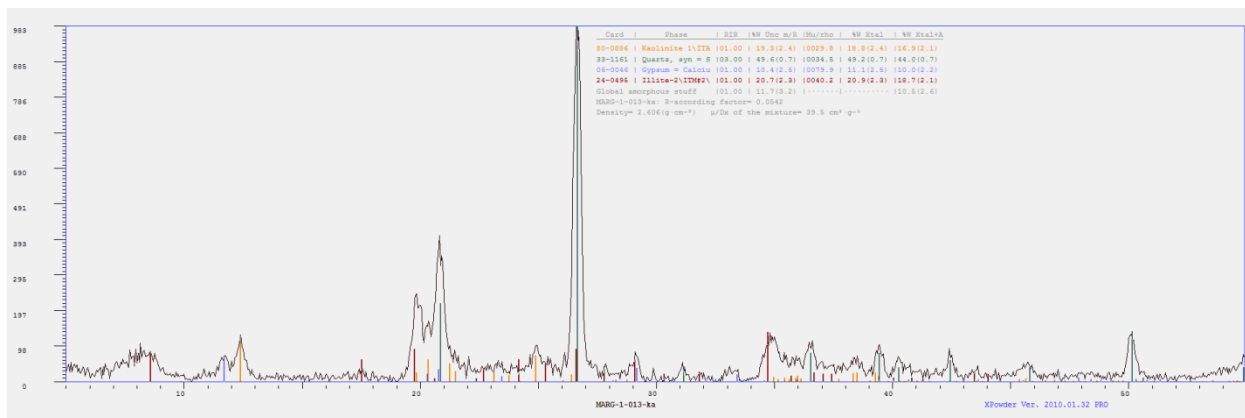
MARG-1-011



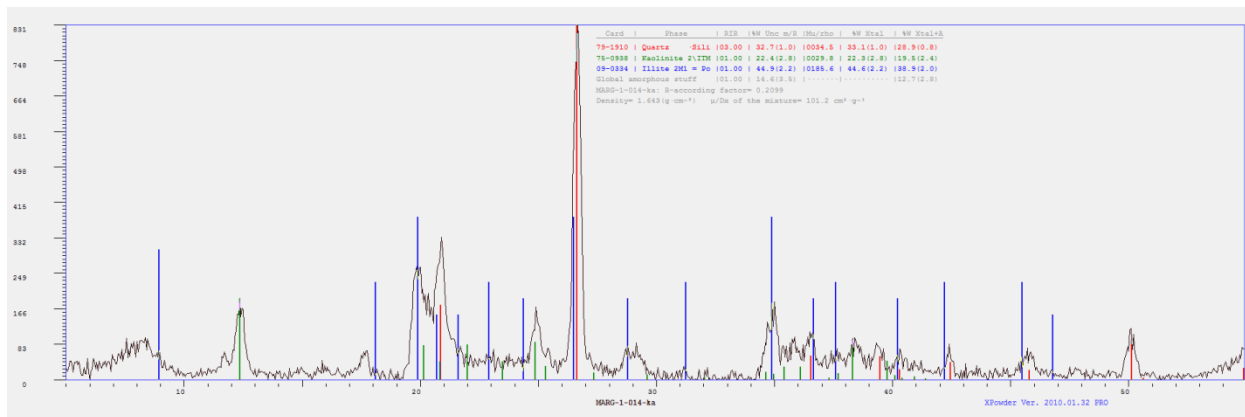
MARG-1-012



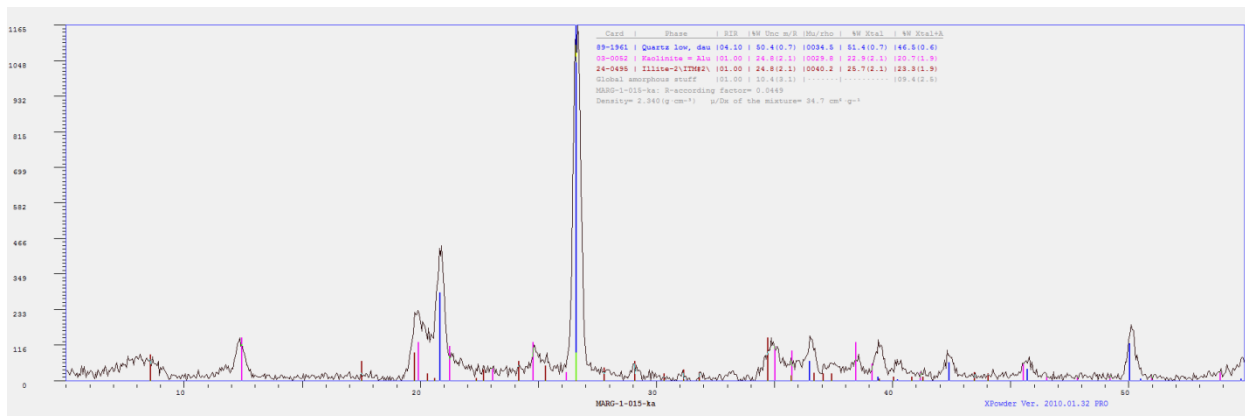
MARG-1-013



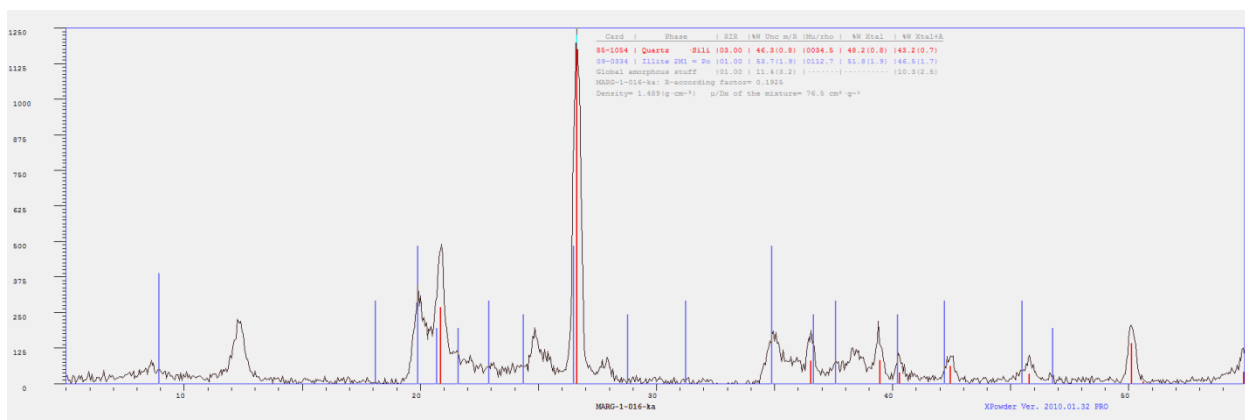
MARG-1-014



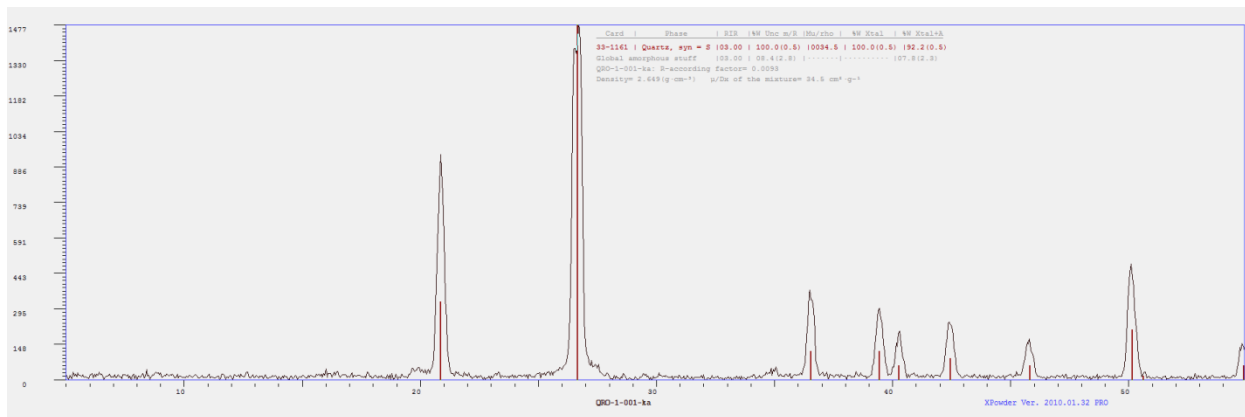
MARG-1-015



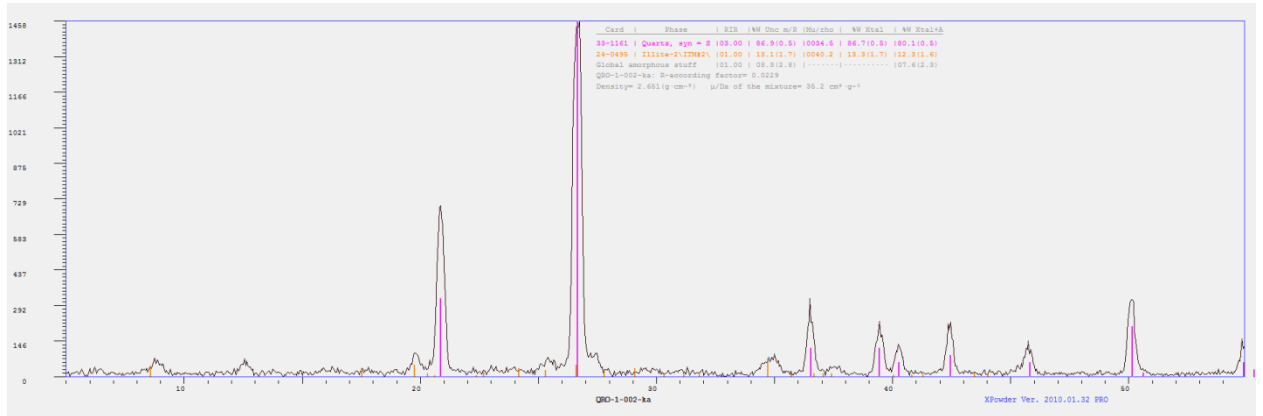
MARG-1-016



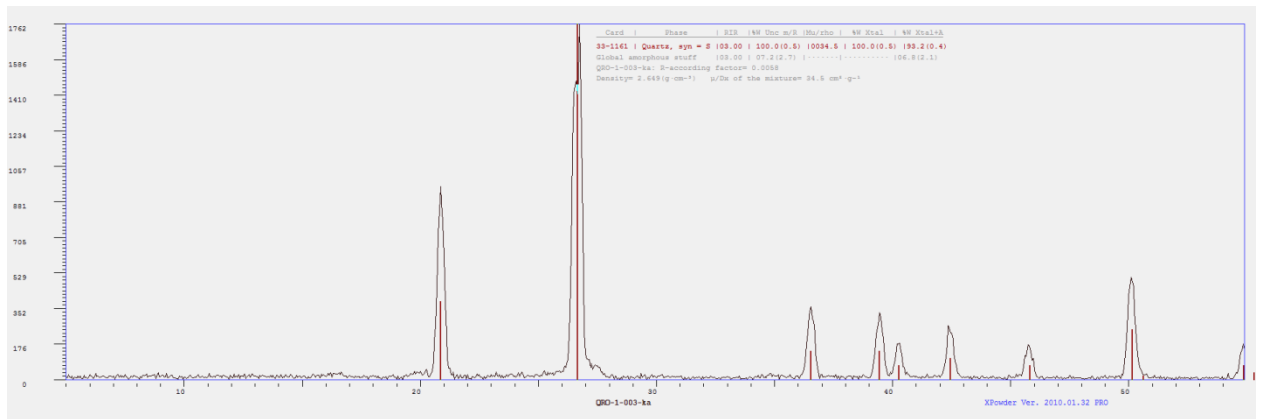
QRO-1-001



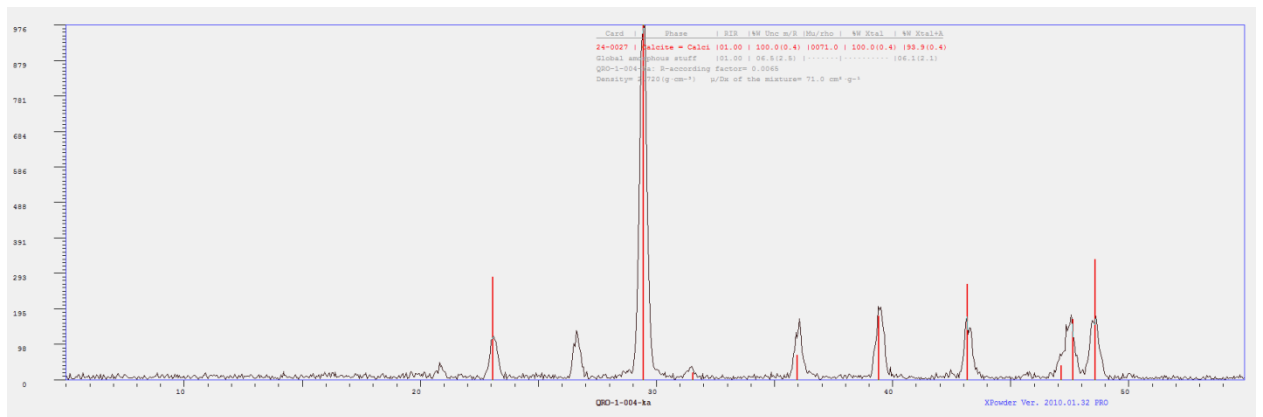
QRO-1-002



QRO-1-003

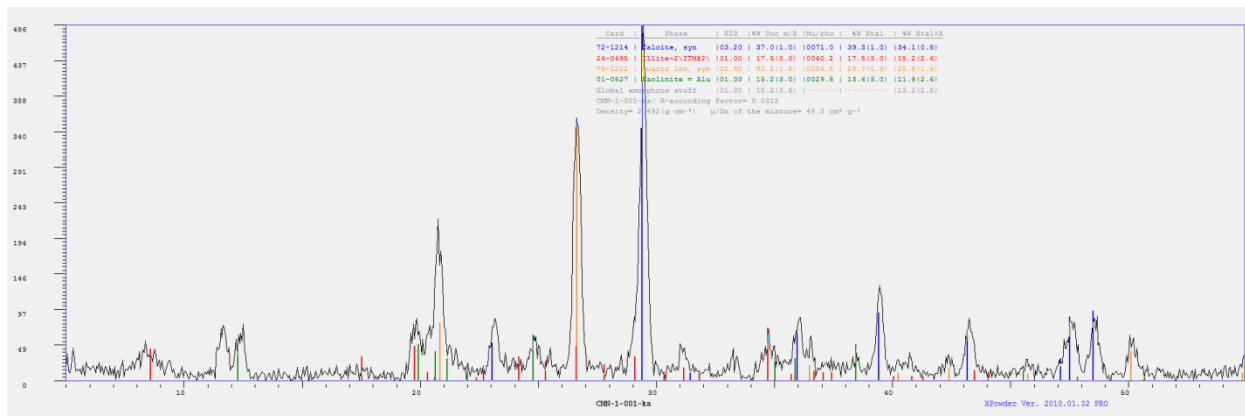


QRO-1-004

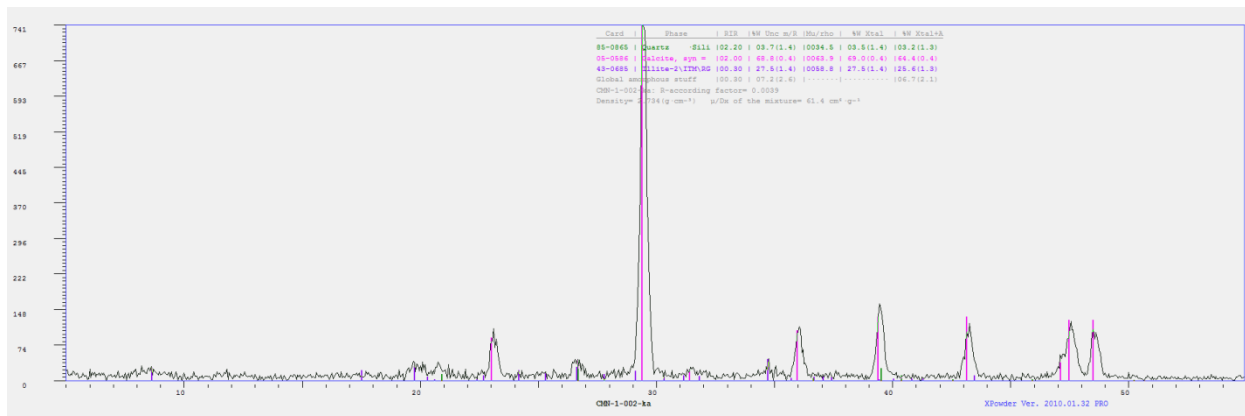


DIFRACTOGRAMAS CP

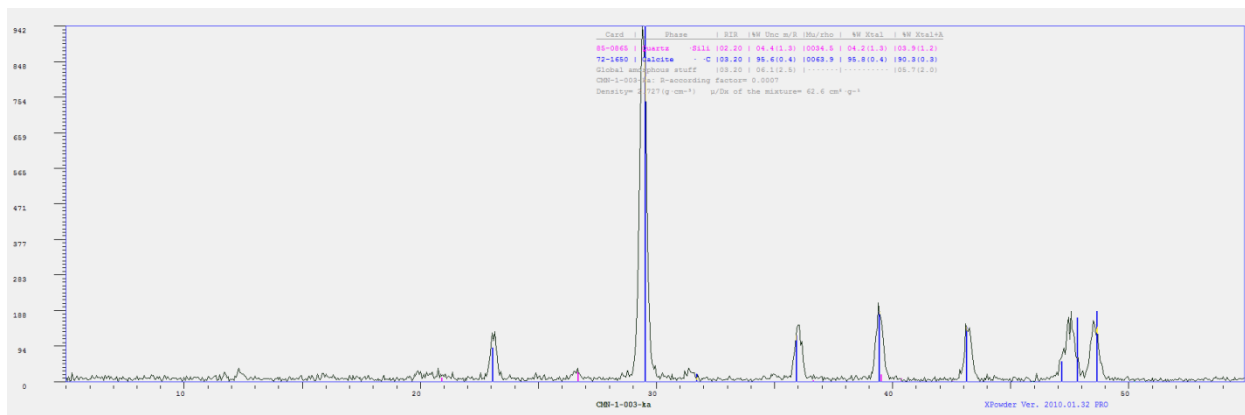
CMN-1-001



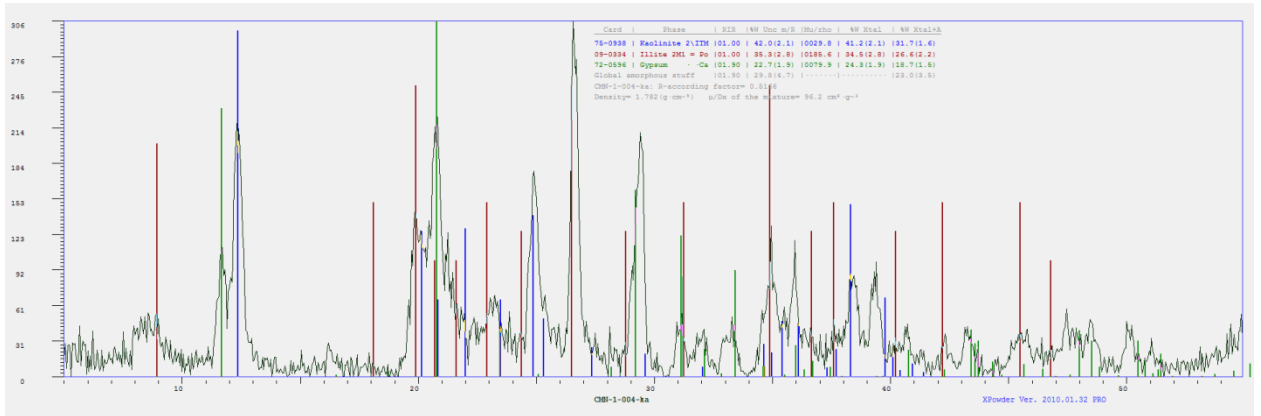
CMN-1-002



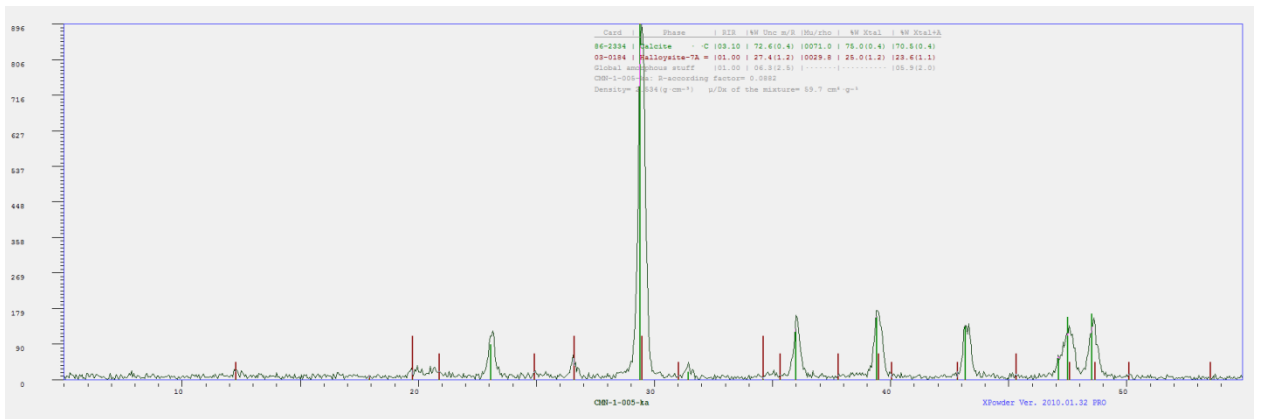
CMN-1-003



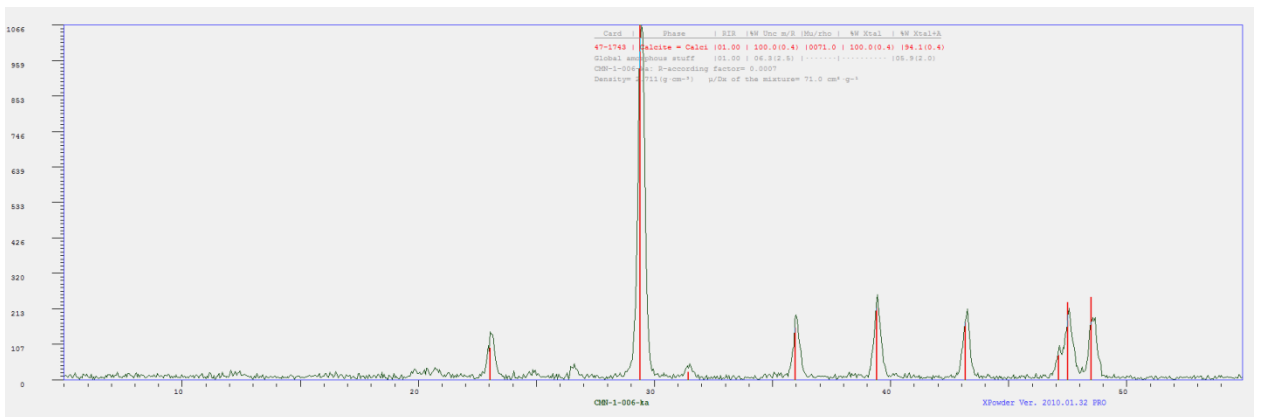
CMN-1-004



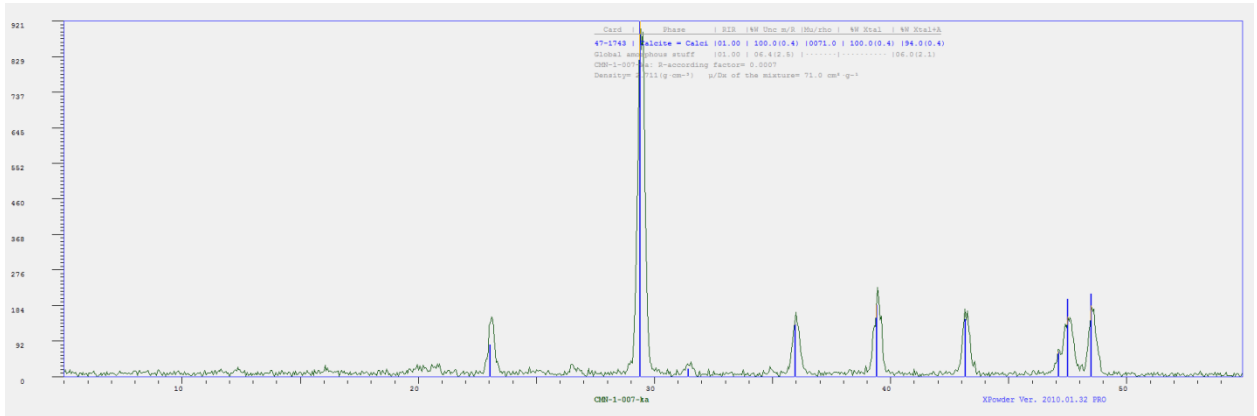
CMN-1-005



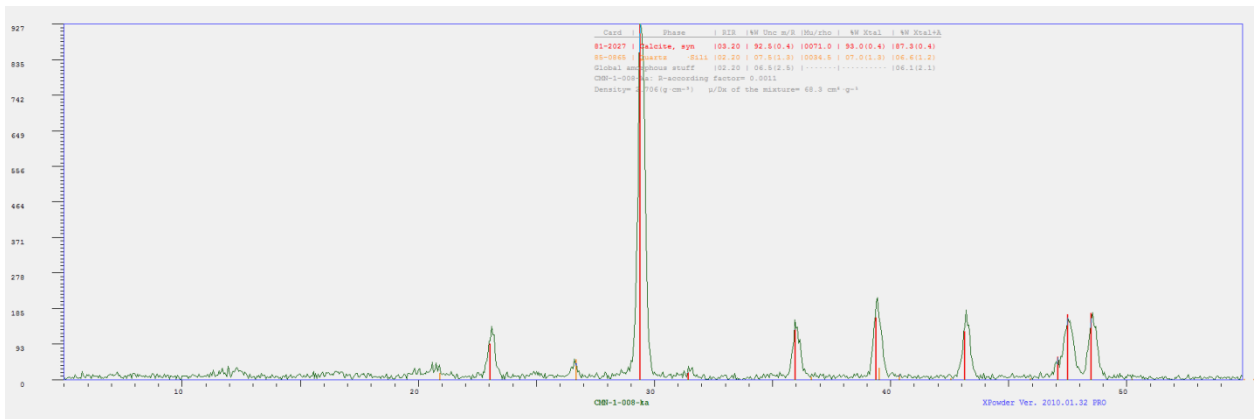
CMN-1-006



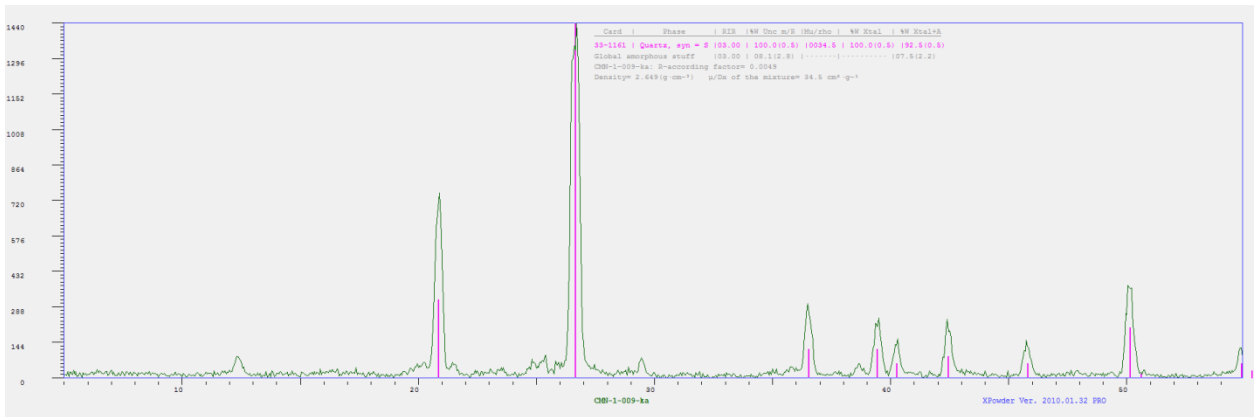
CMN-1-007



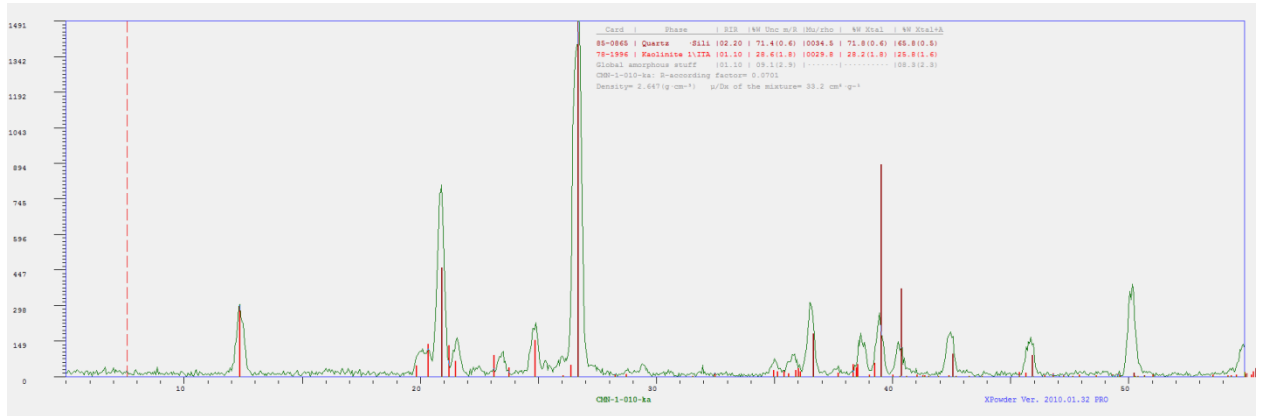
CMN-1-008



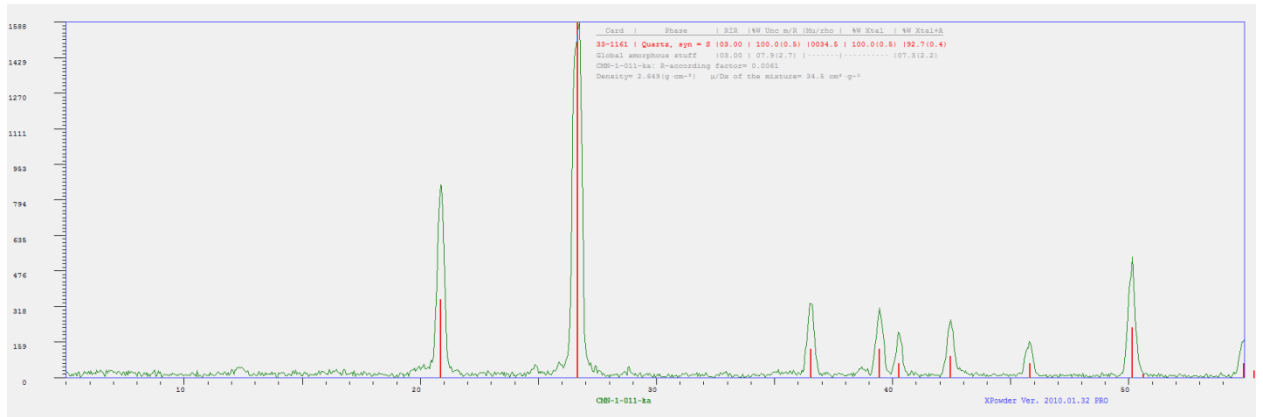
CMN-1-009



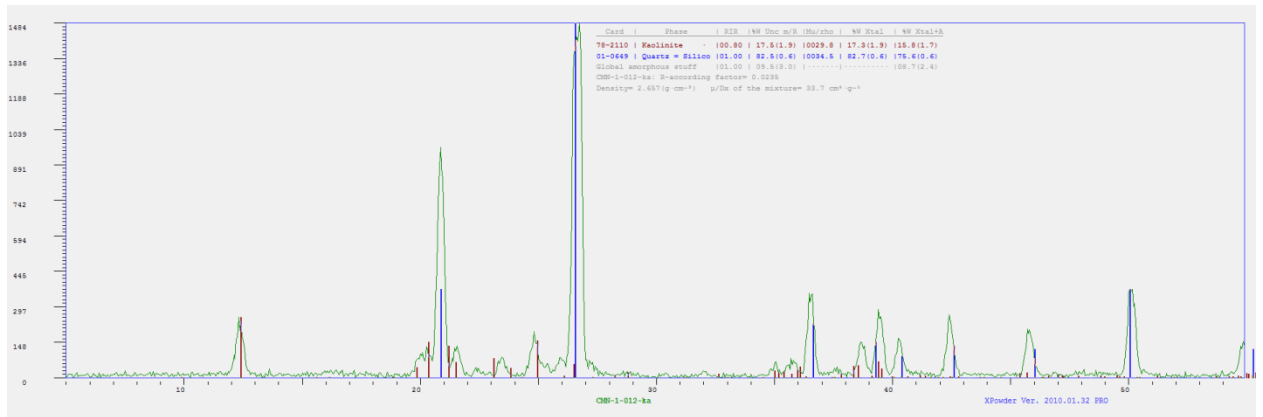
CMN-1-010



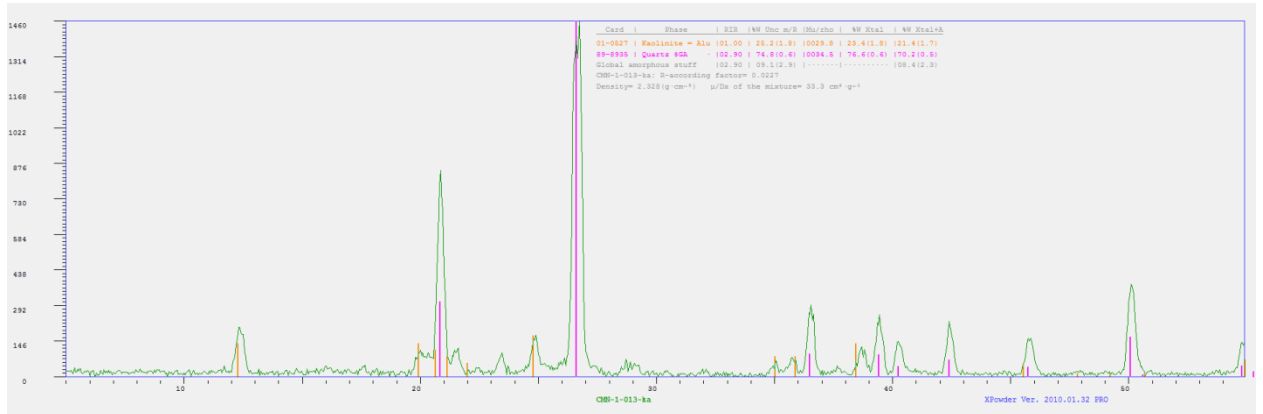
CMN-1-011



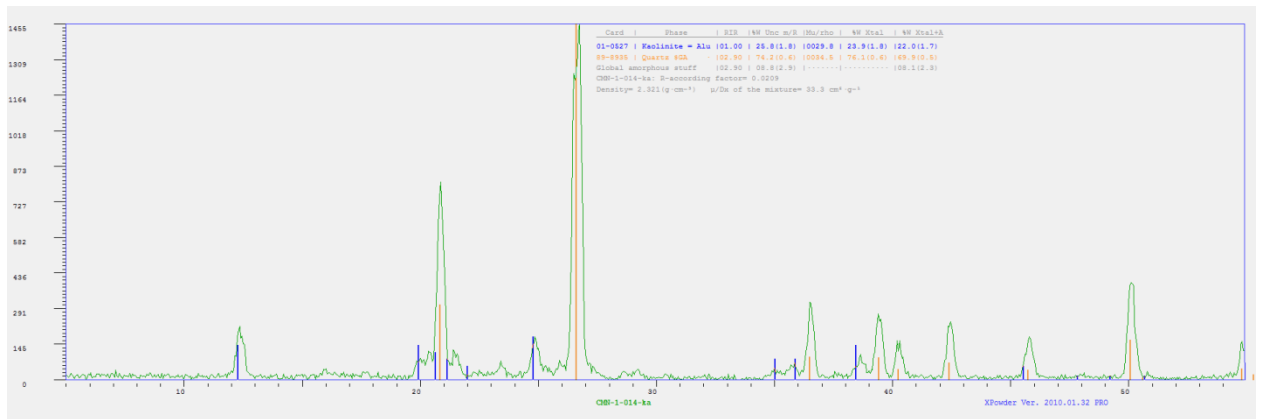
CMN-1-012



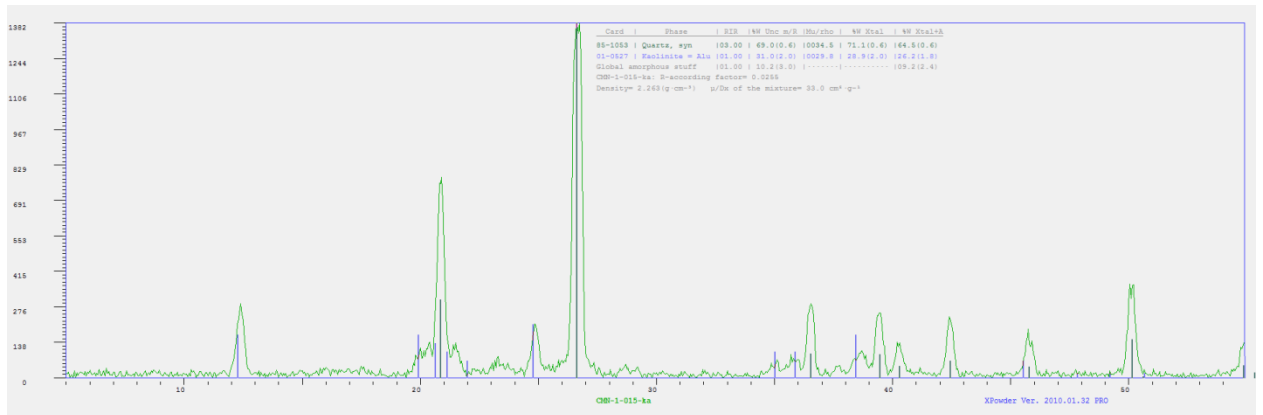
CMN-1-013



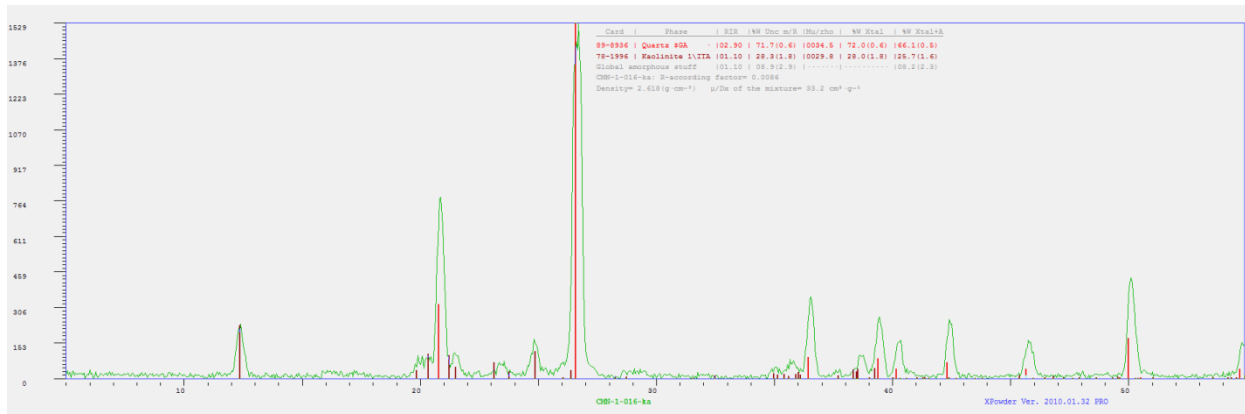
CMN-1-014



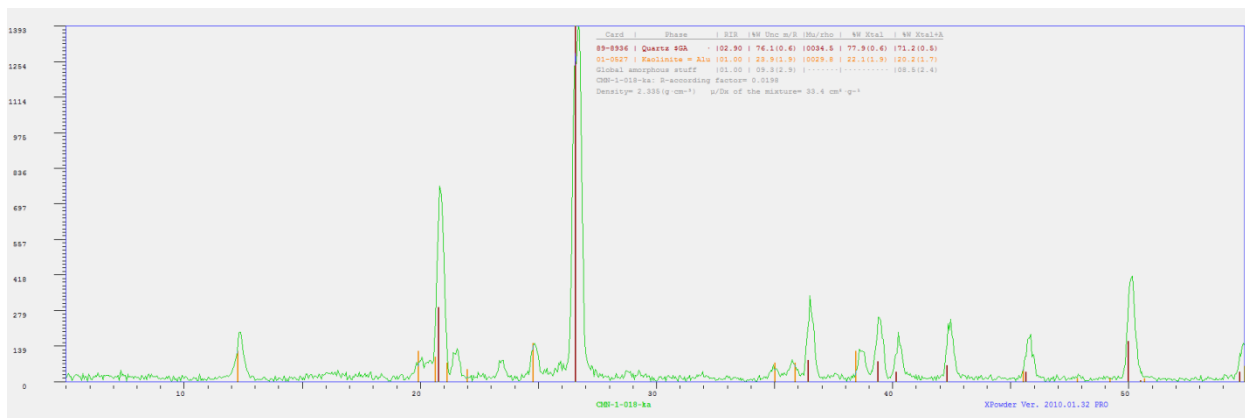
CMN-1-015



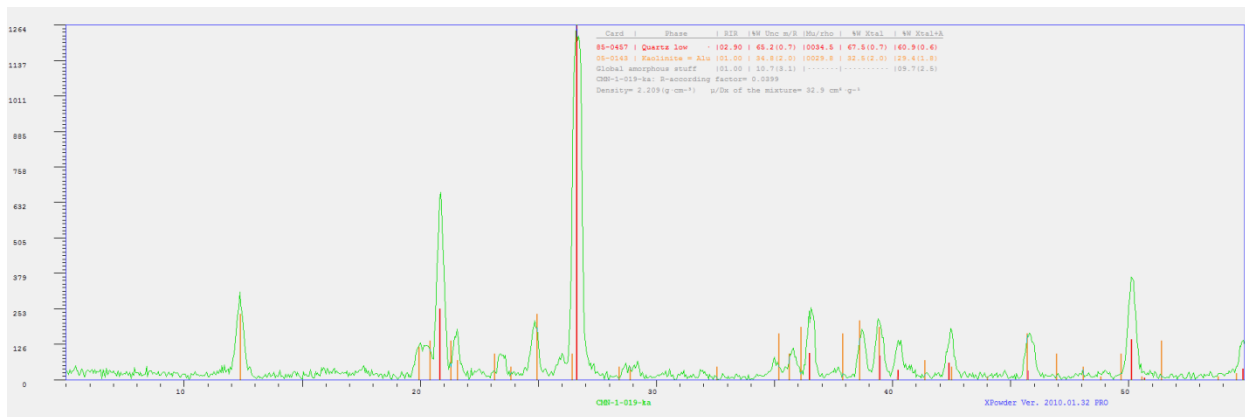
CMN-1-016



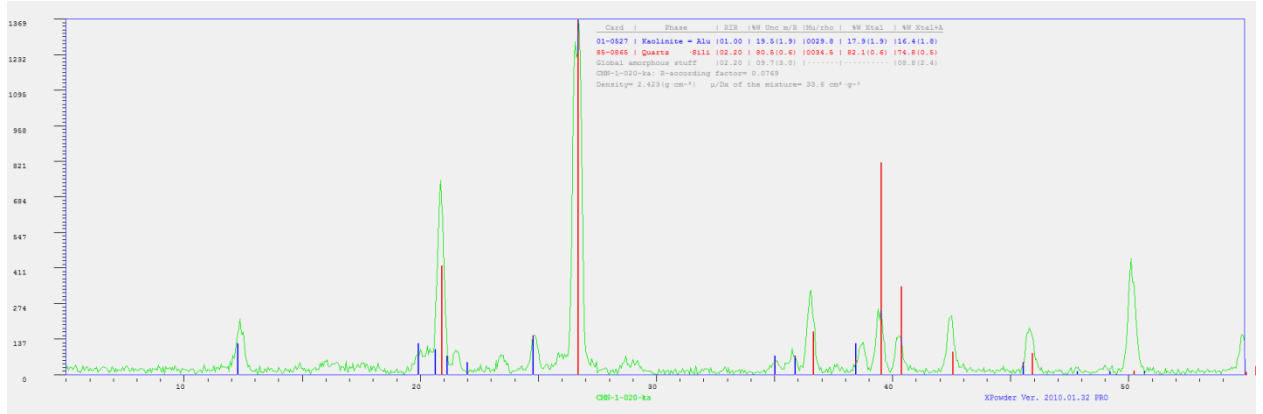
CMN-1-018



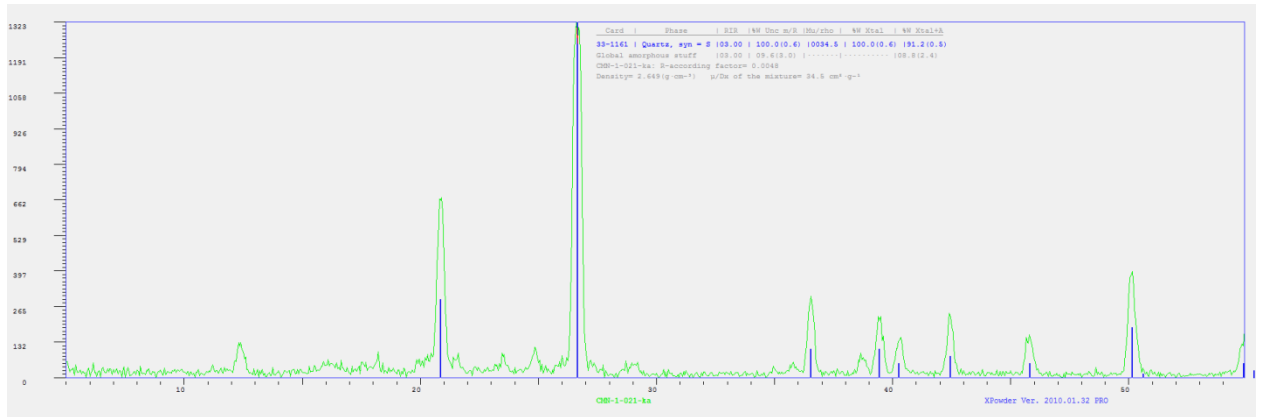
CMN-1-019



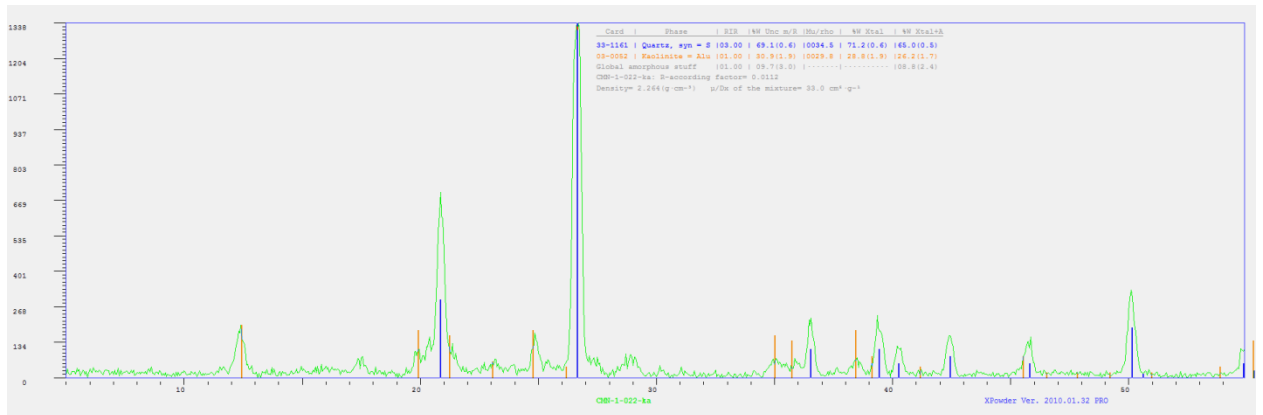
CMN-1-020



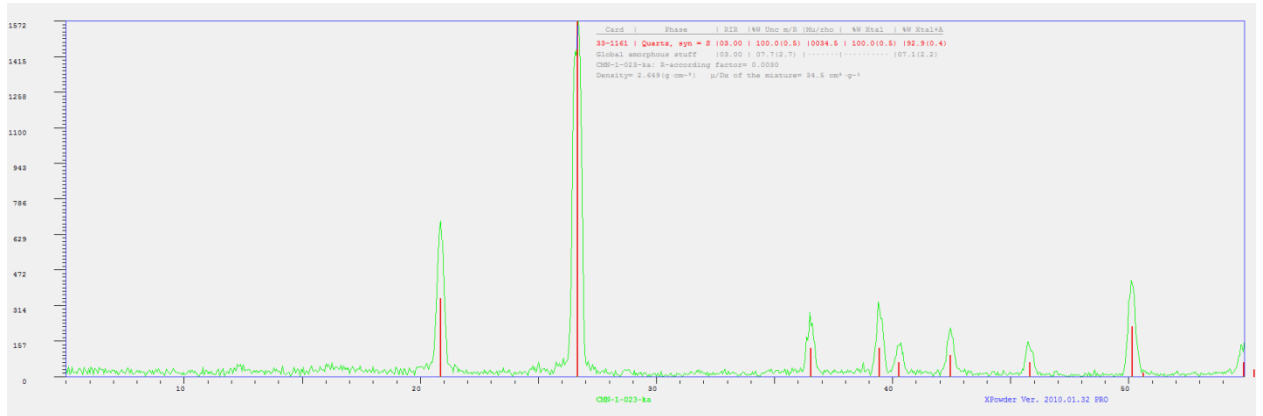
CMN-1-021



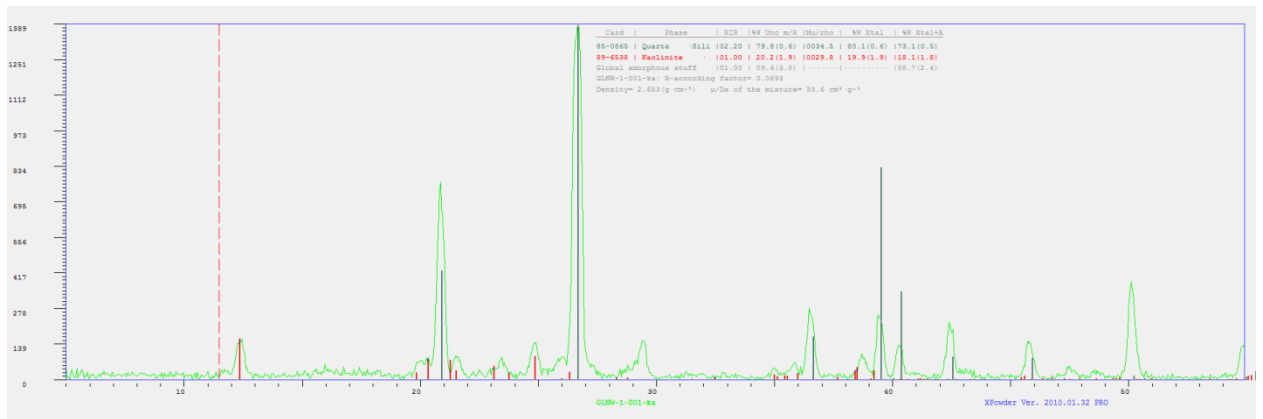
CMN-1-022



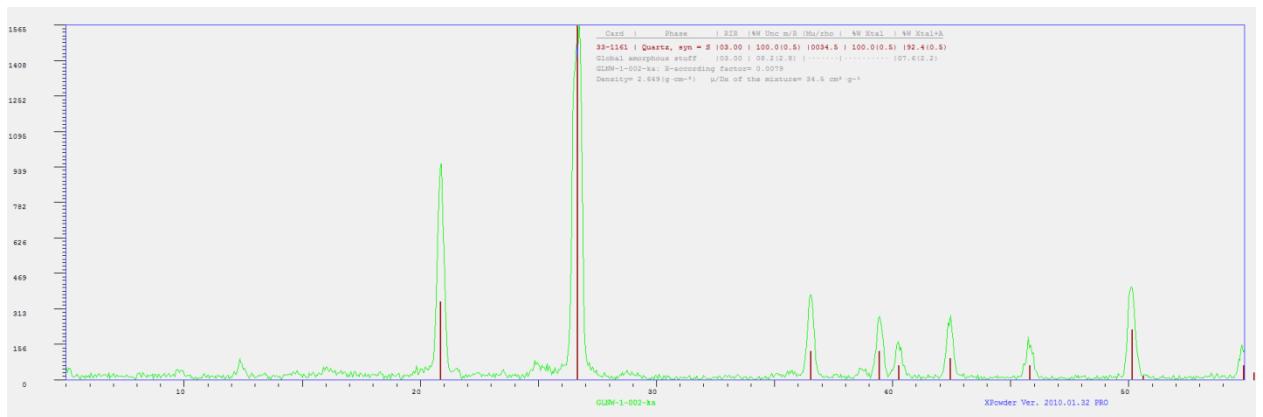
CMN-1-023



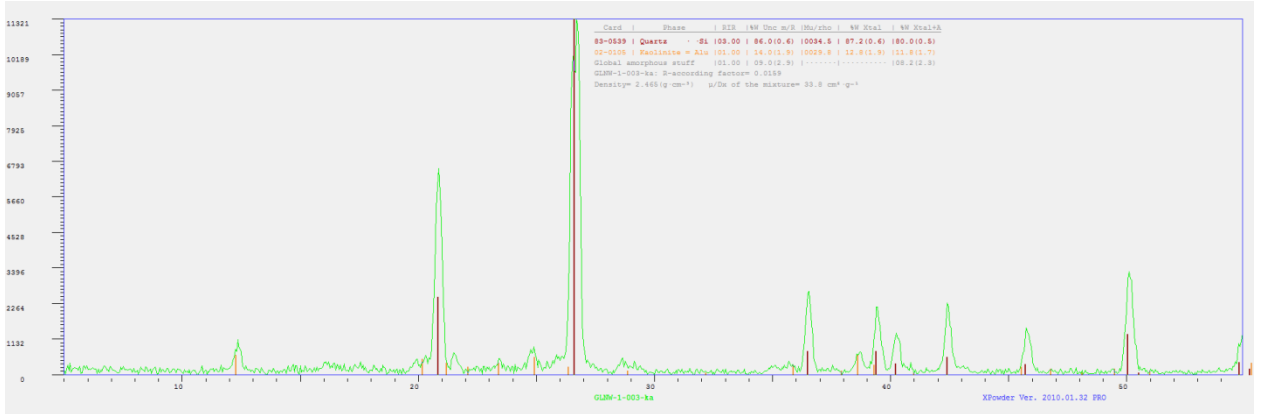
GLNW-1-001



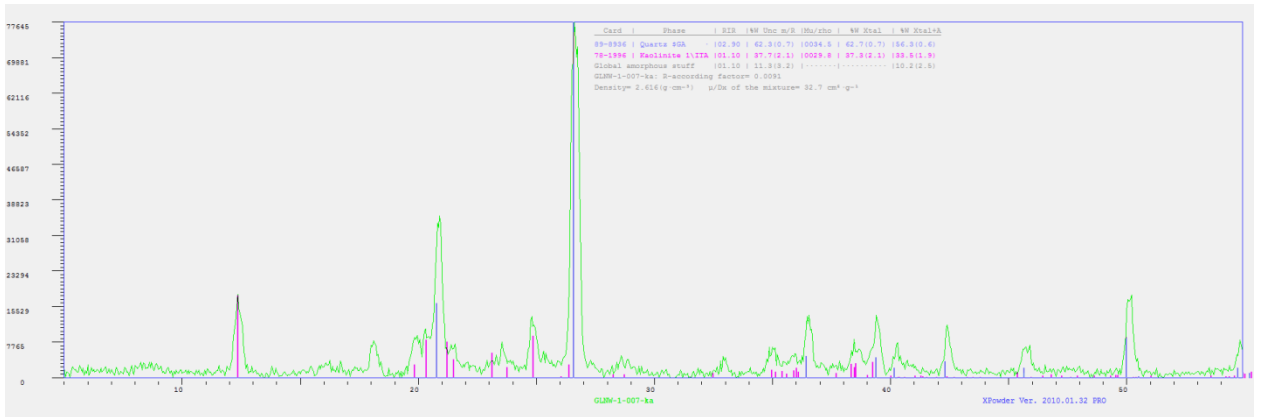
GLNW-1-002



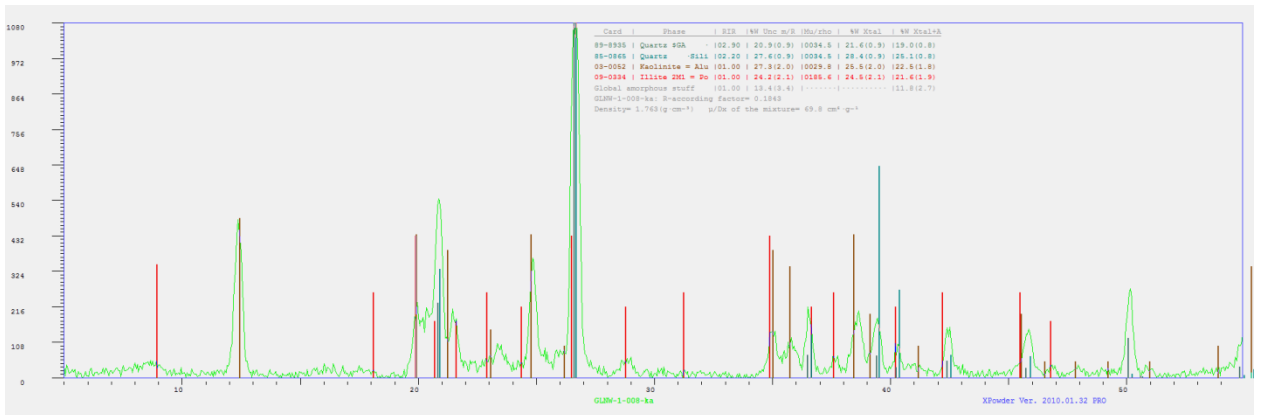
GLNW-1-003



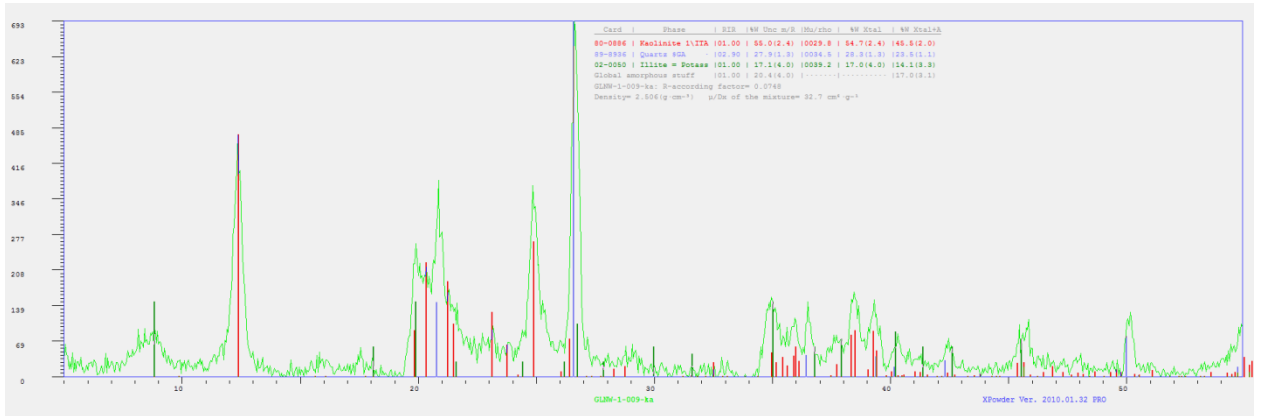
GLNW-1-007



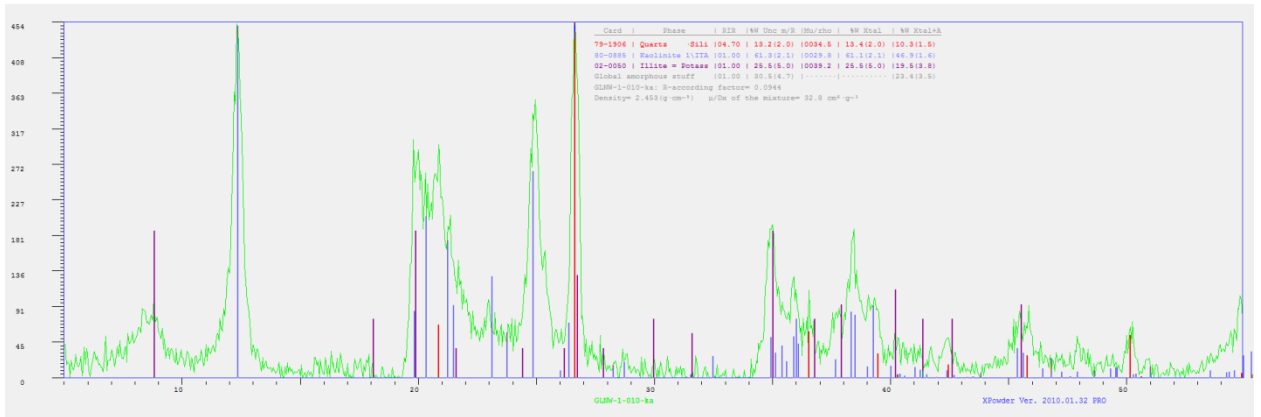
GLNW-1-008



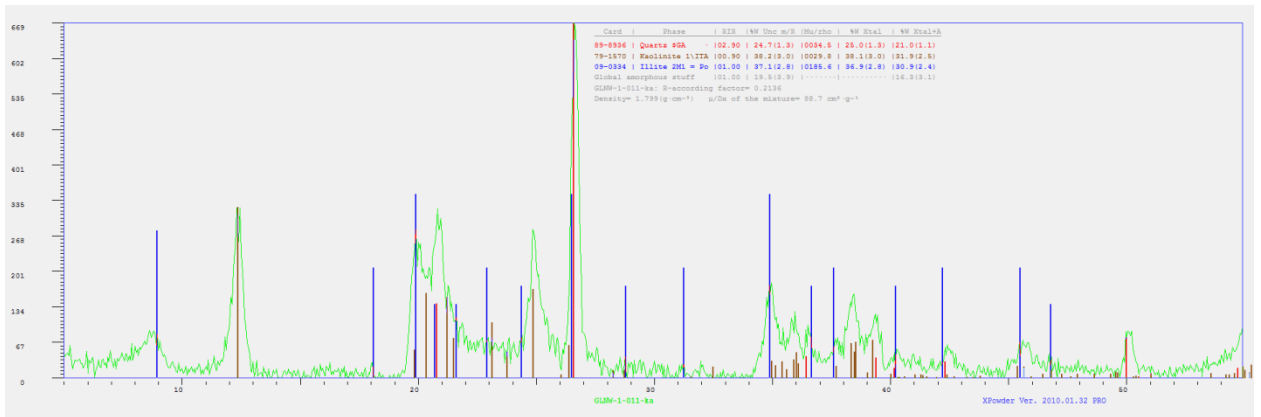
GLNW-1-009



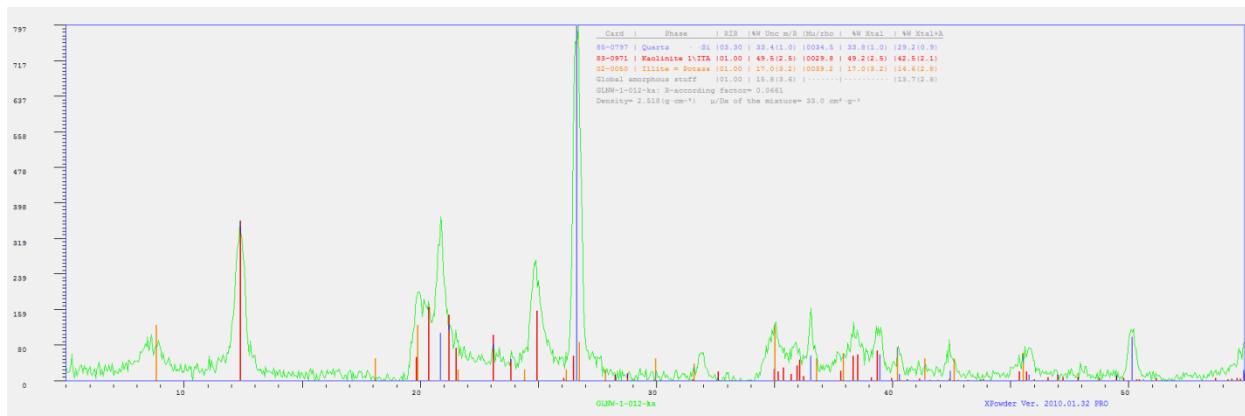
GLNW-1-010



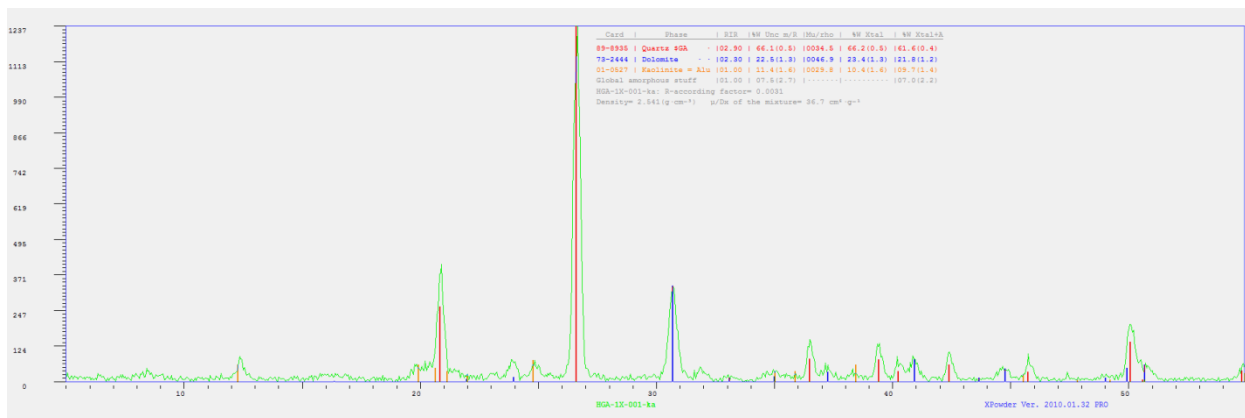
GLNW-1-011



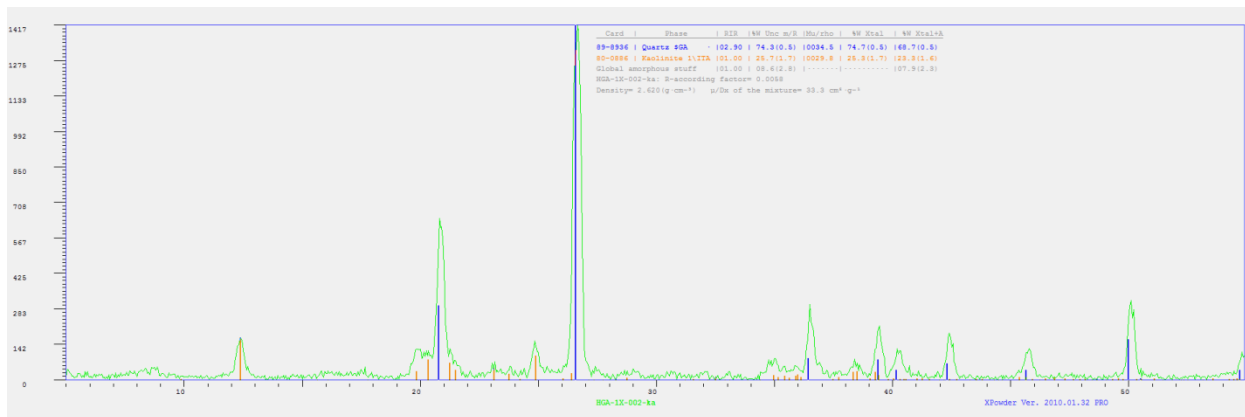
GLNW-1-012



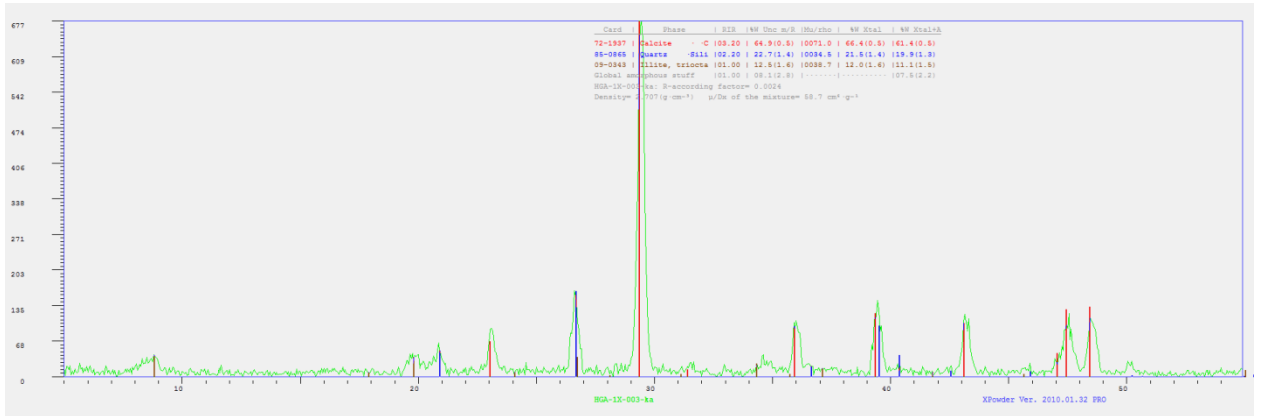
HGA-1X-001



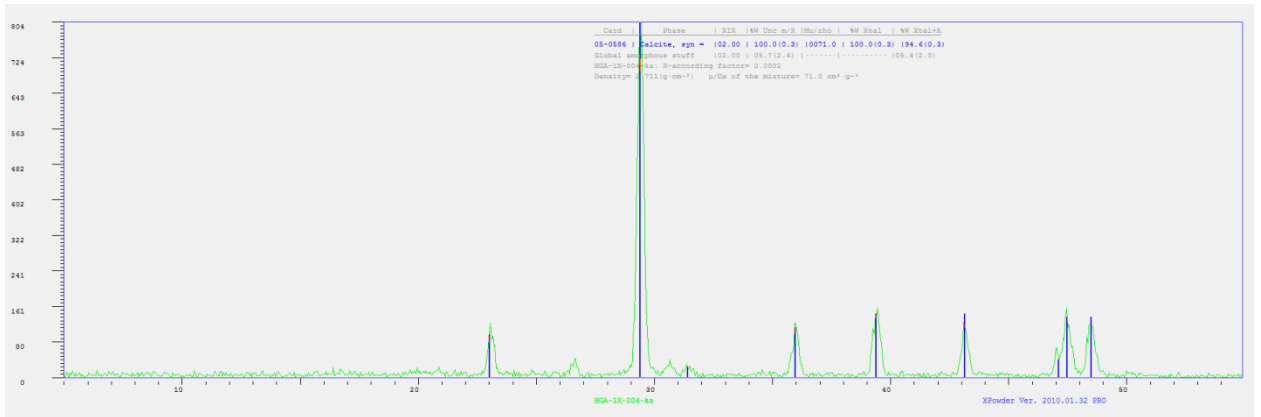
HGA-1X-002



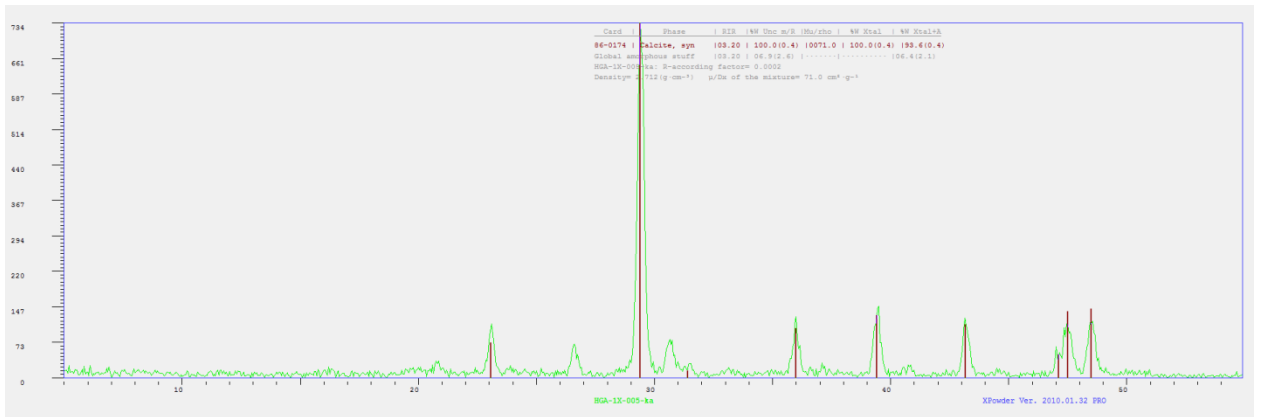
HGA-1X-003



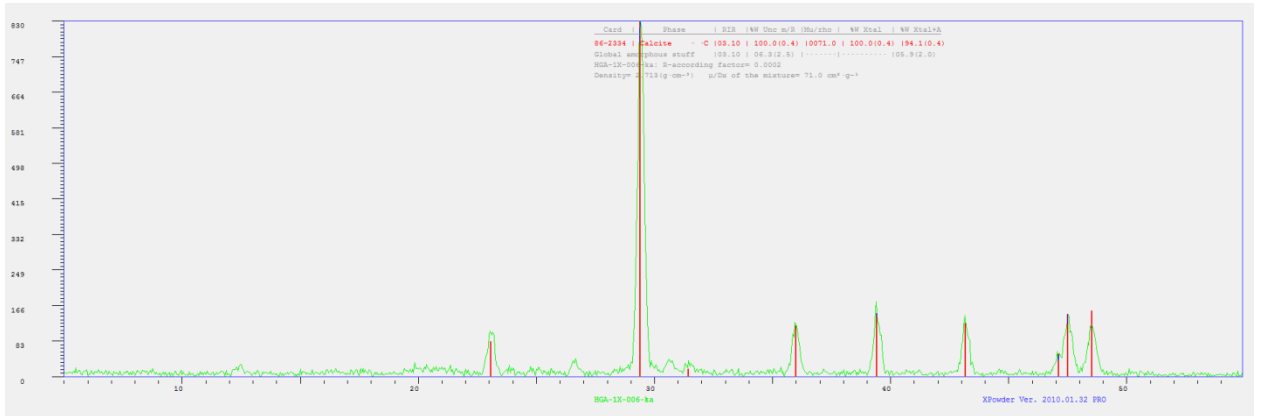
HGA-1X-004



HGA-1X-005



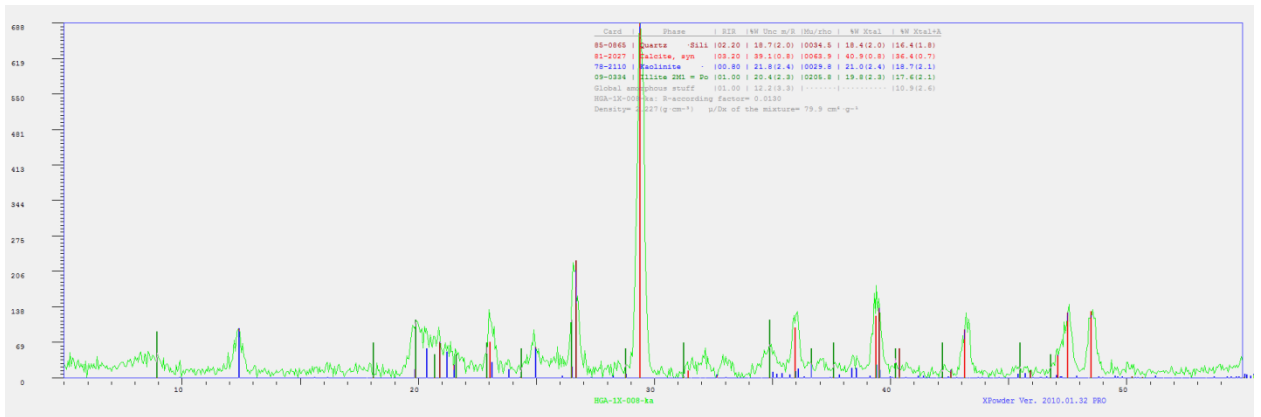
HGA-1X-006



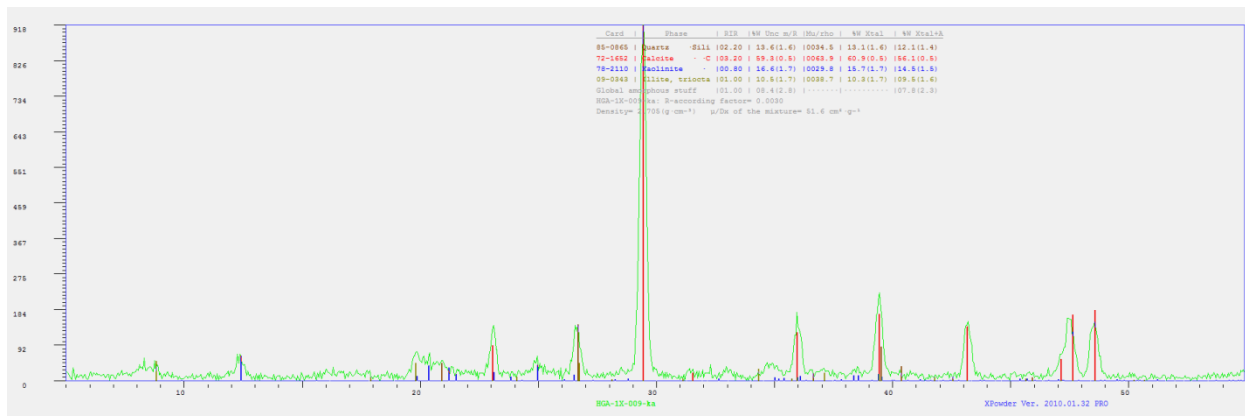
HGA-1X-007



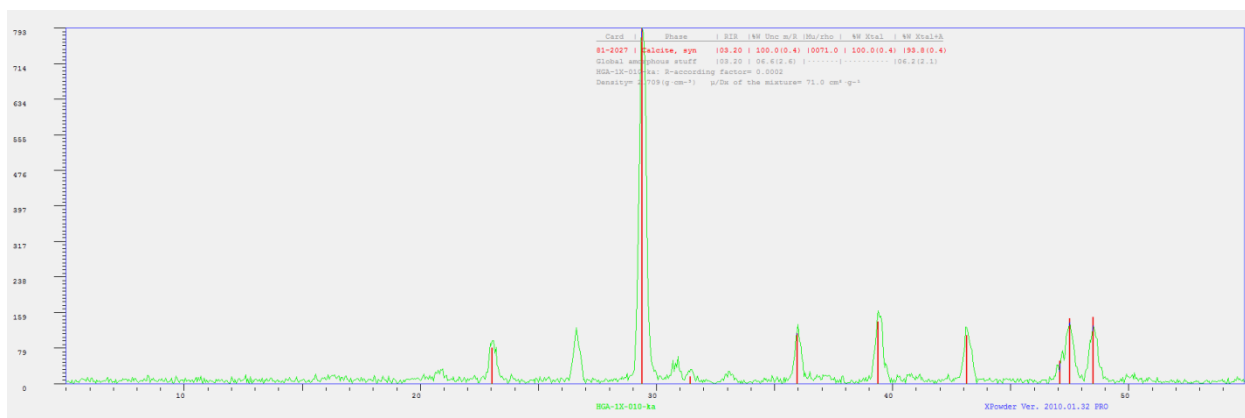
HGA-1X-008



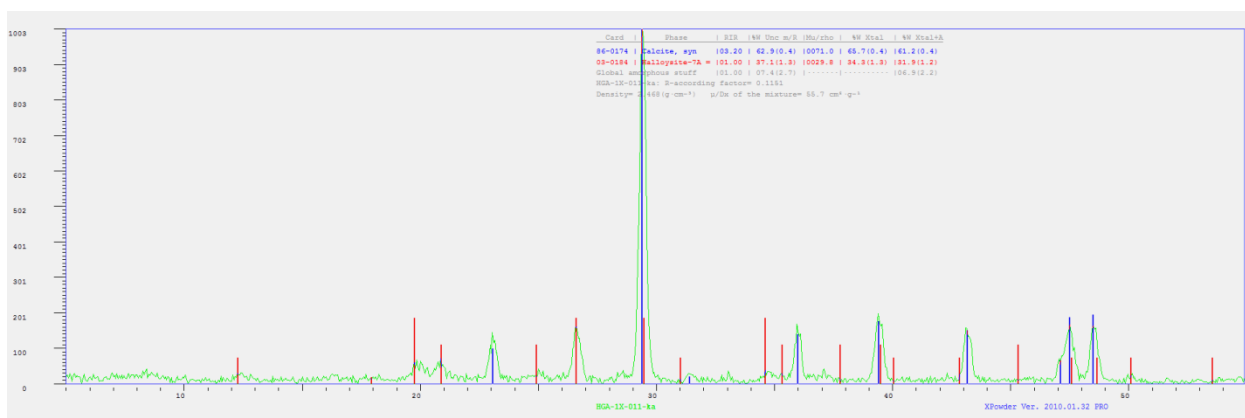
HGA-1X-009



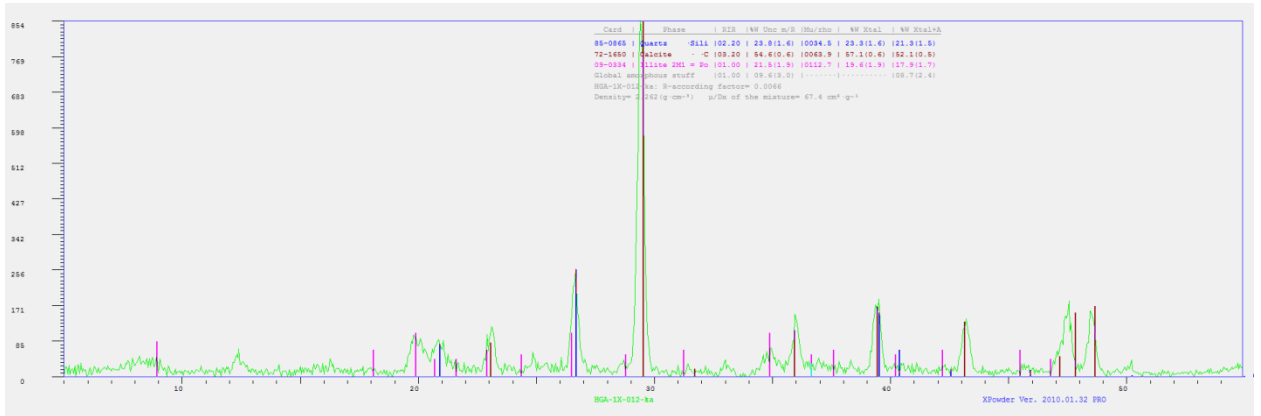
HGA-1X-010



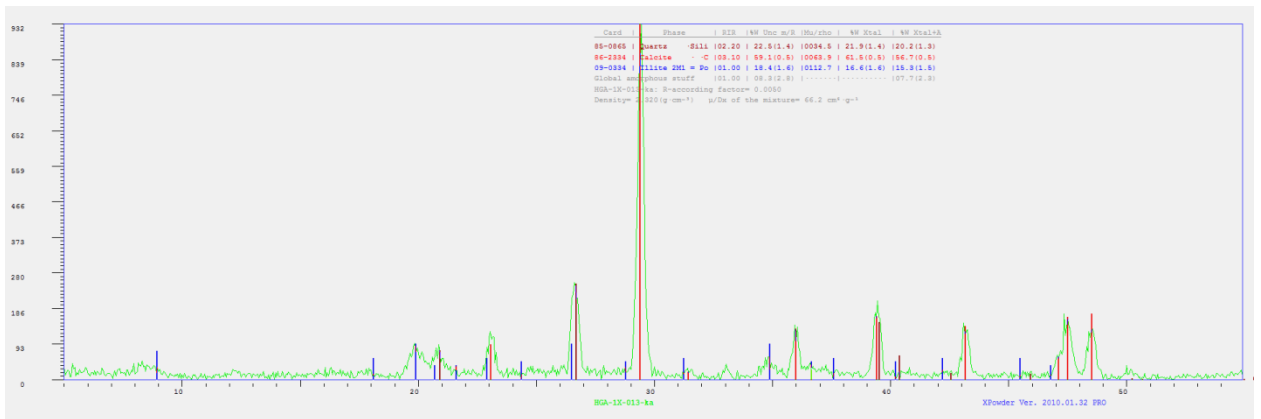
HGA-1X-011



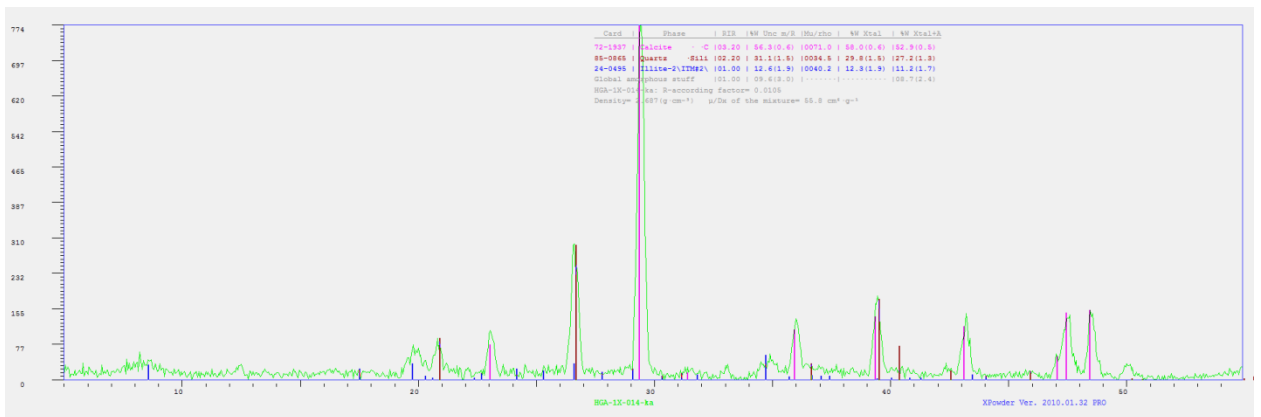
HGA-1X-012



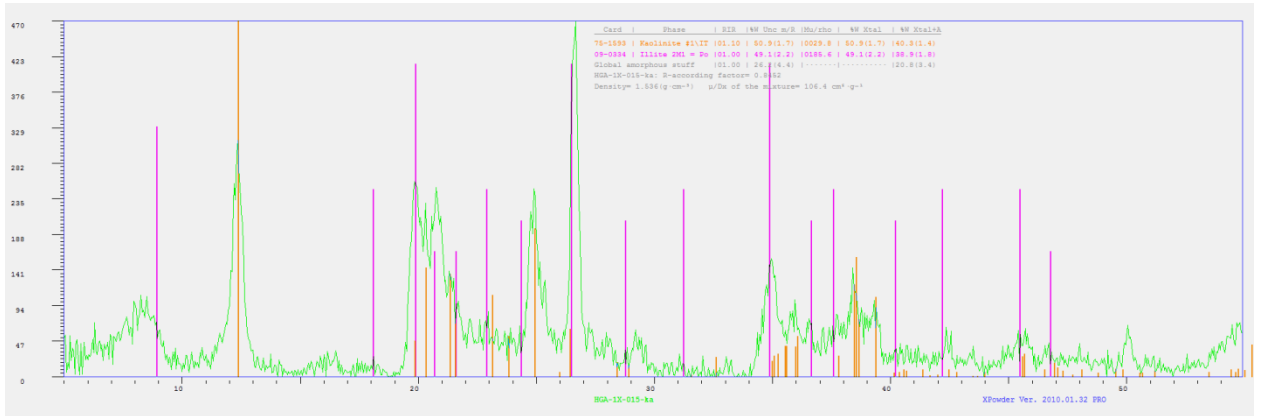
HGA-1X-013



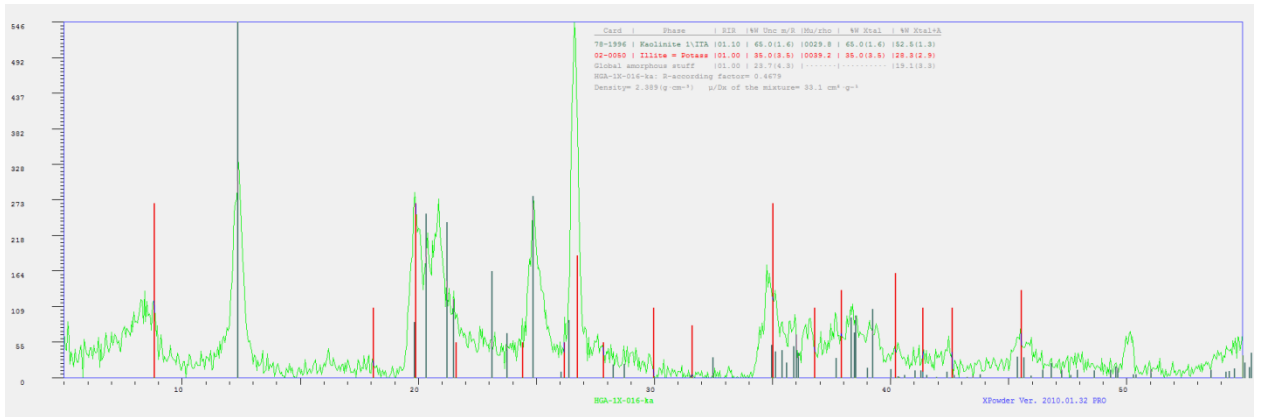
HGA-1X-014



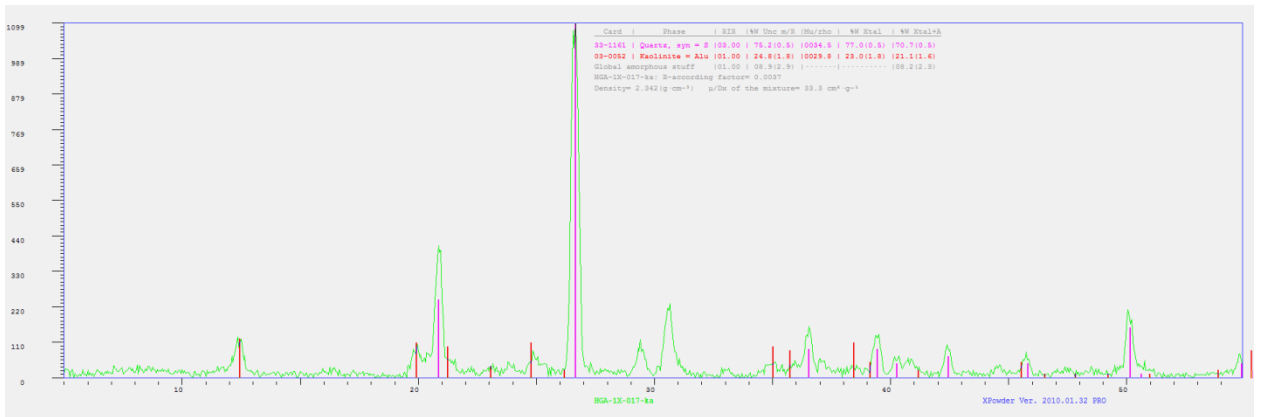
HGA-1X-015



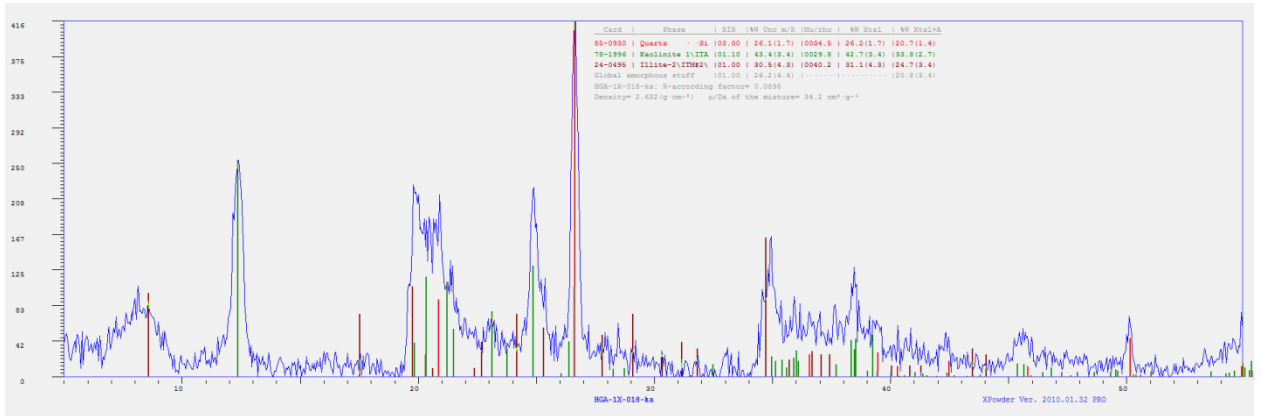
HGA-1X-016



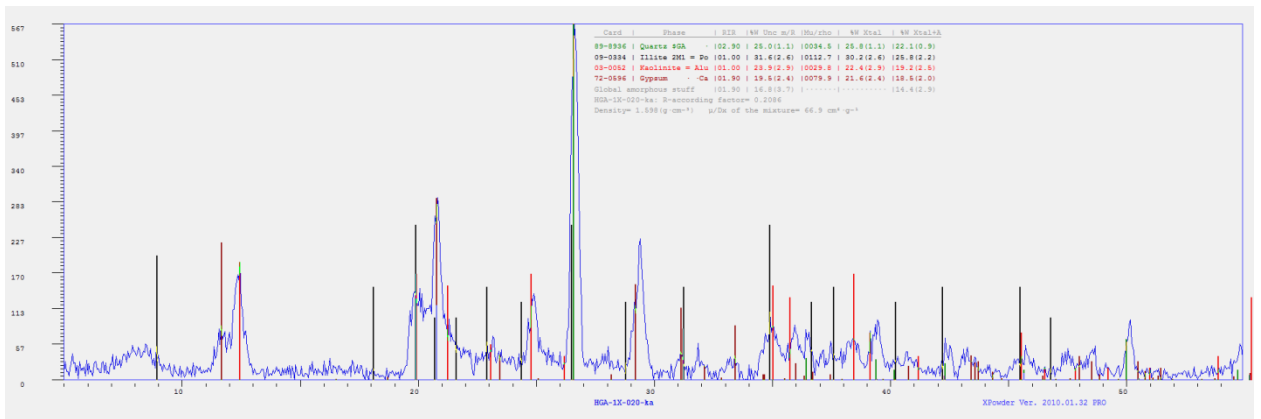
HGA-1X-017



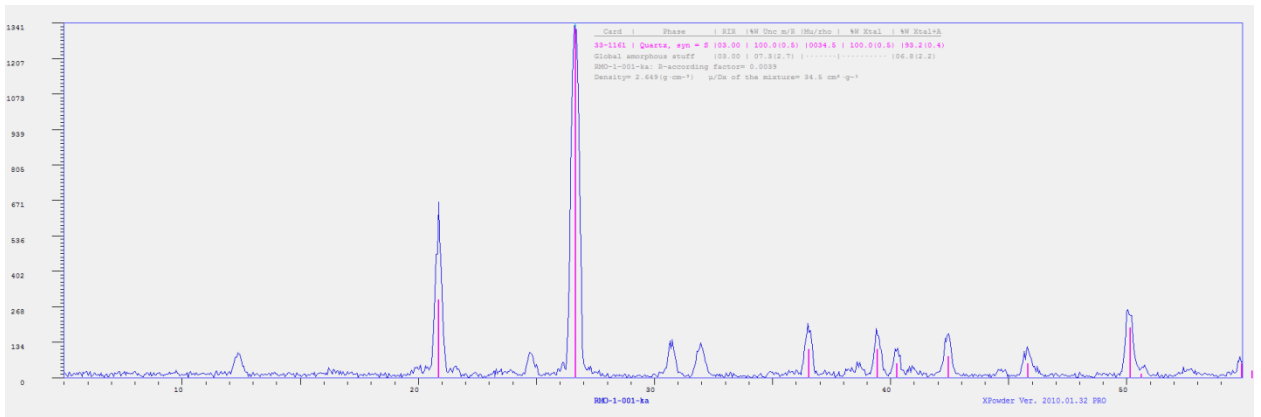
HGA-1X-018



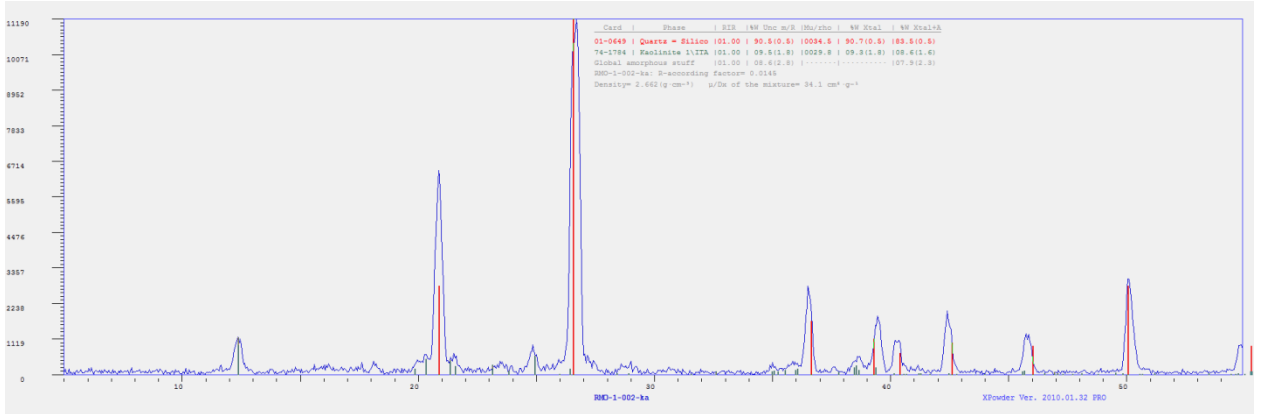
HGA-1X-020



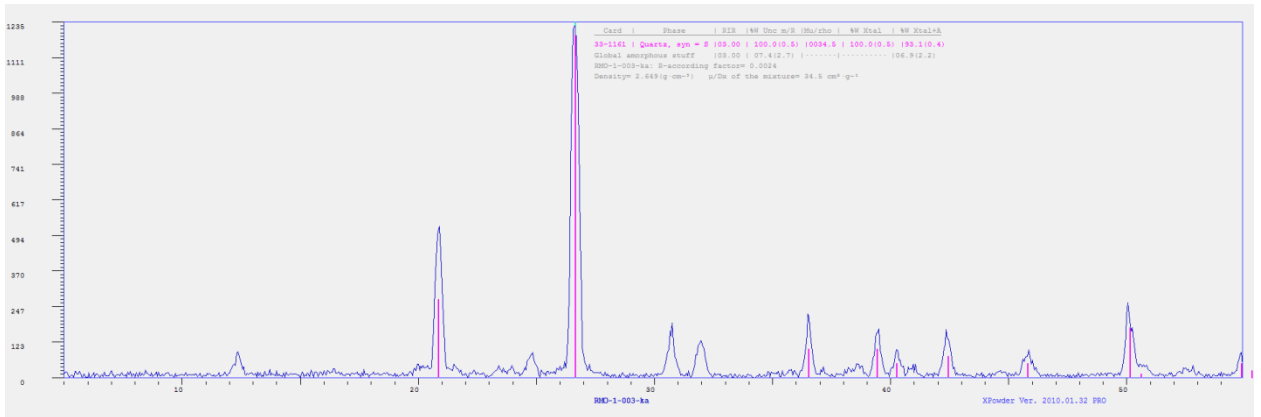
RMO-1-001



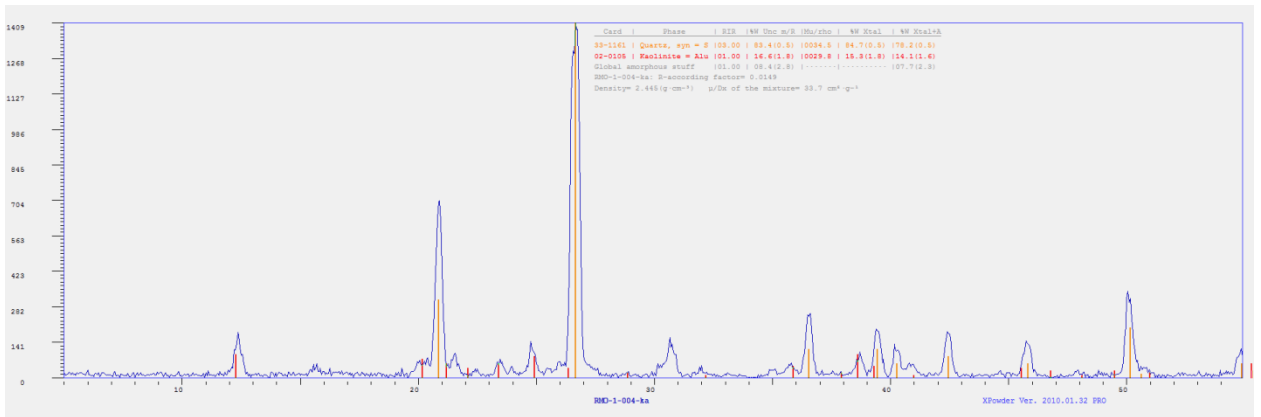
RMO-1-002



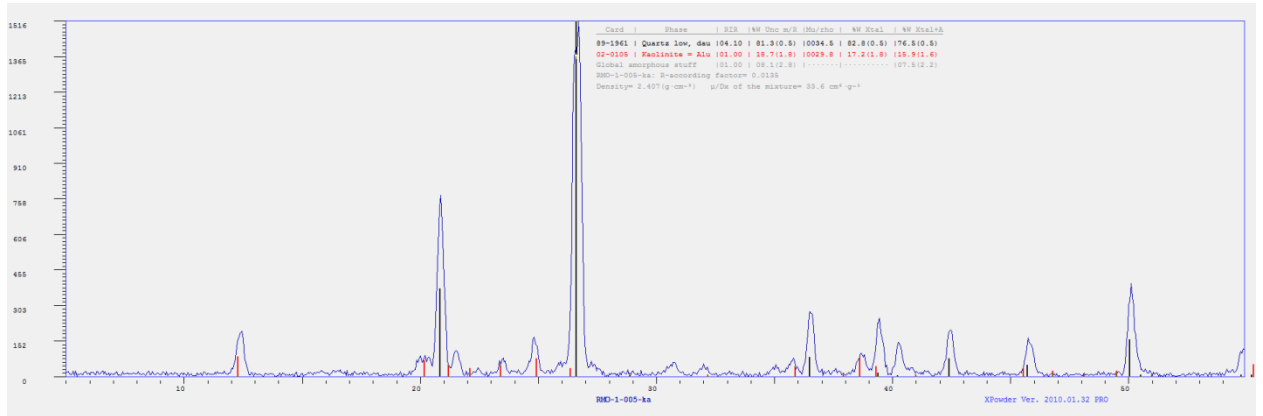
RMO-1-003



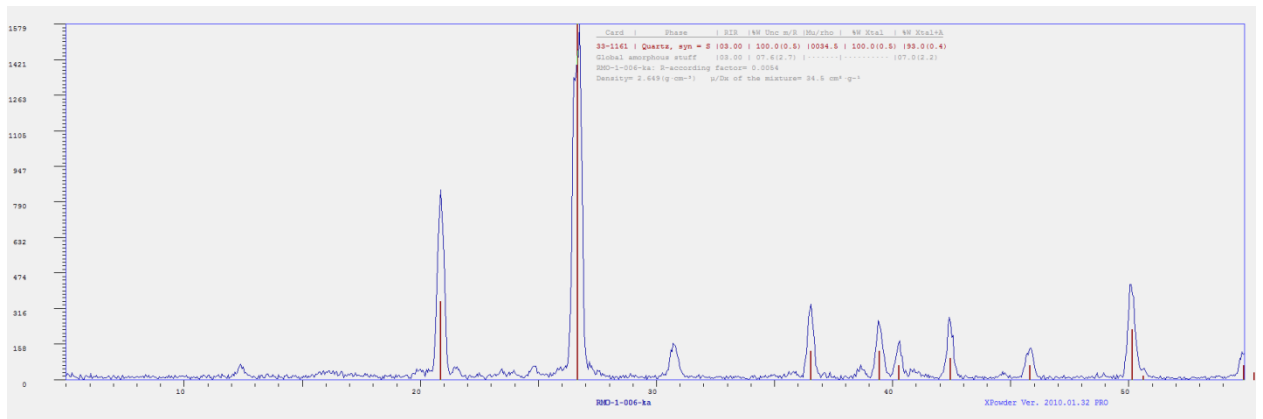
RMO-1-004



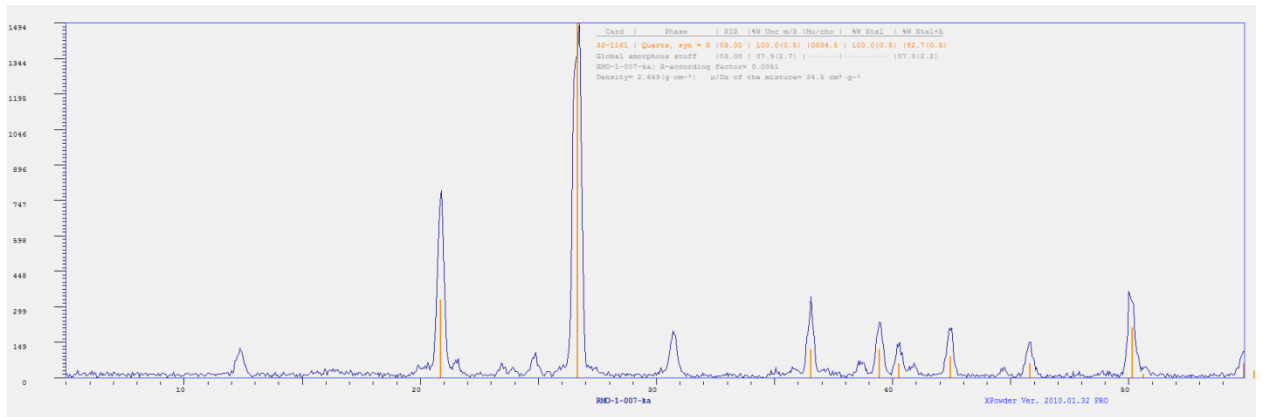
RMO-1-005



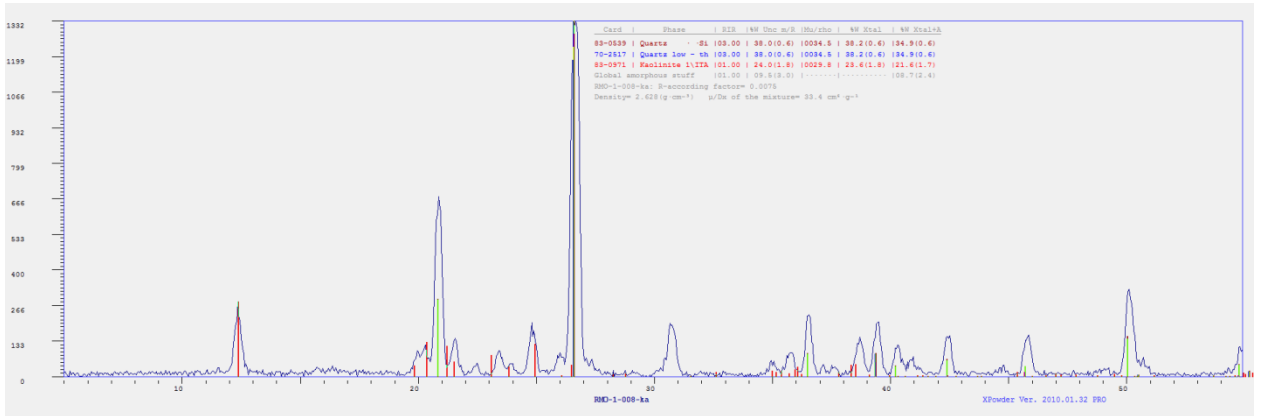
RMO-1-006



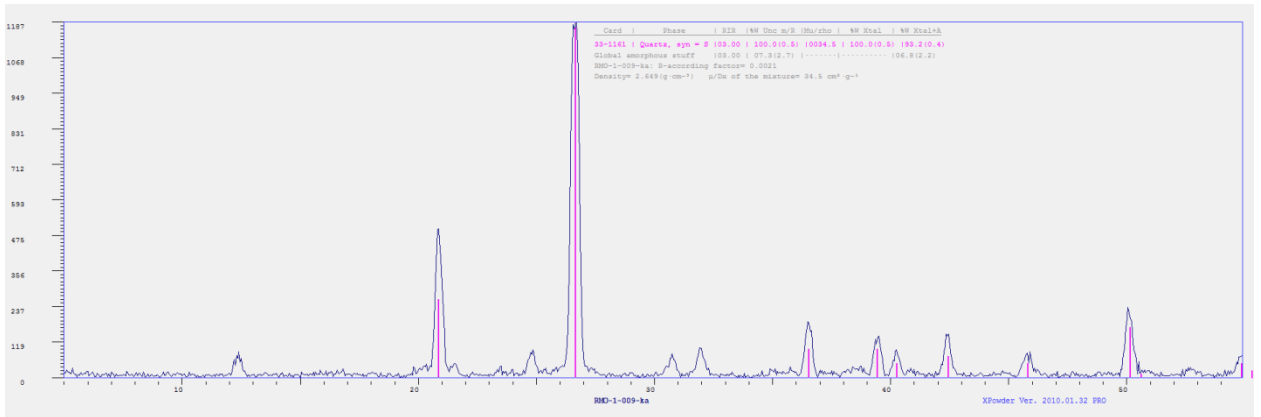
RMO-1-007



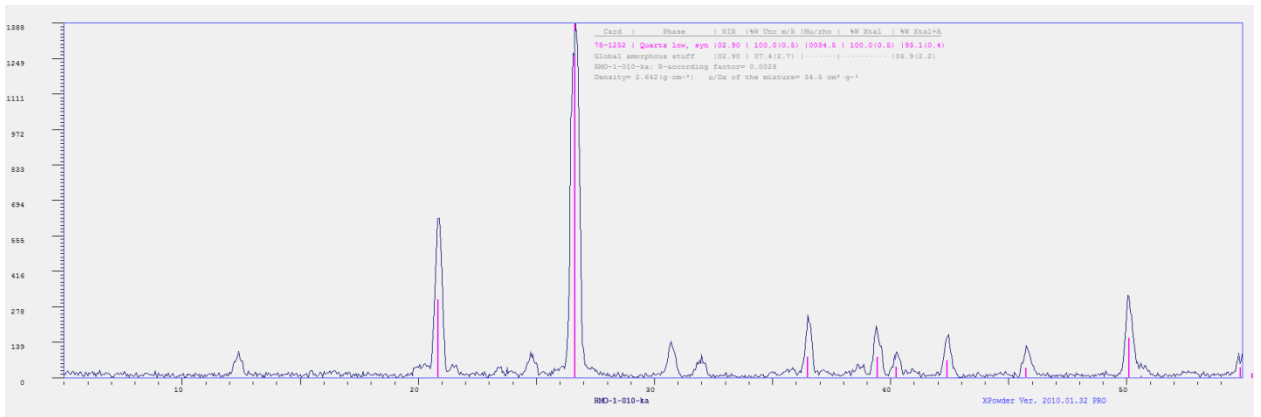
RMO-1-008



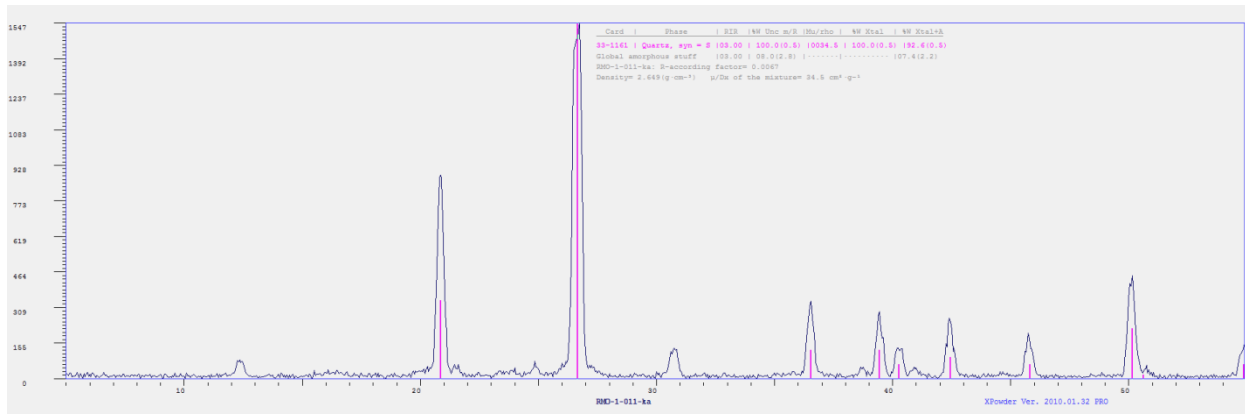
RMO-1-009



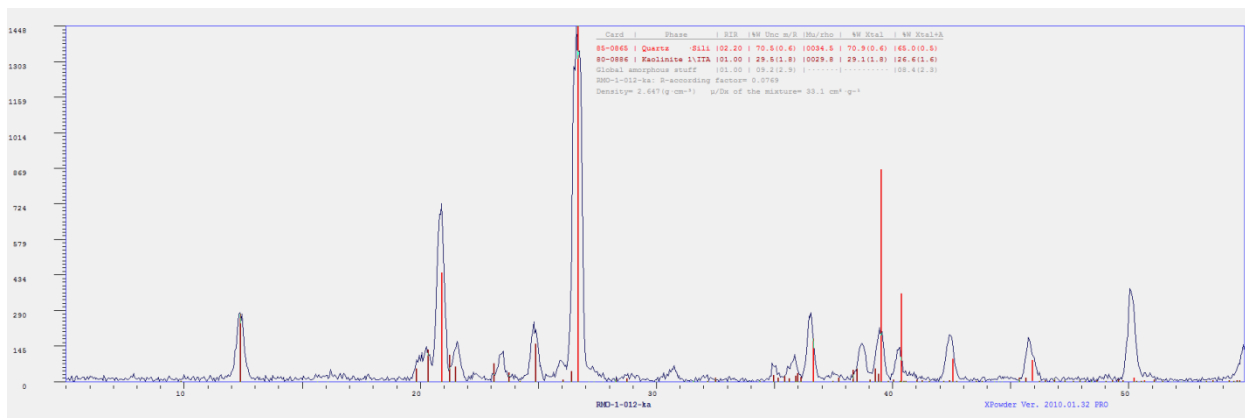
RMO-1-010



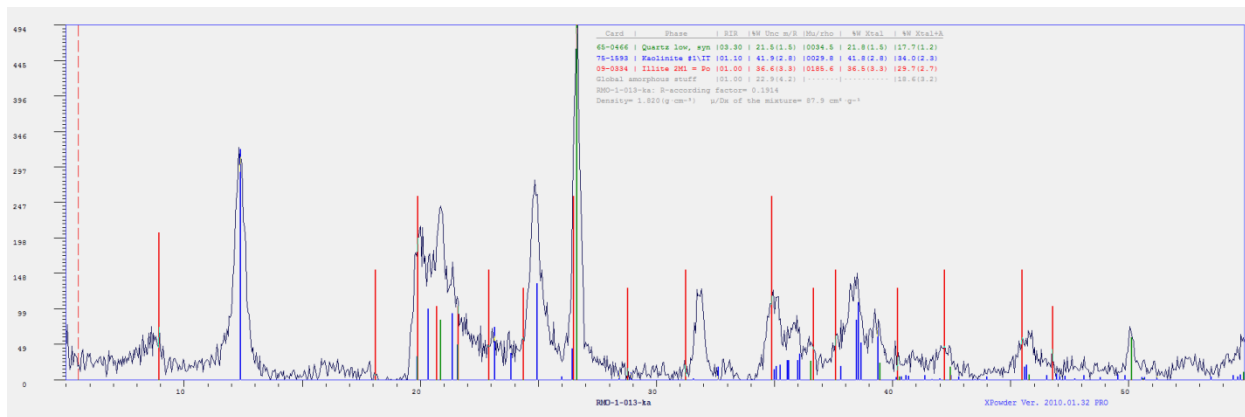
RMO-1-011



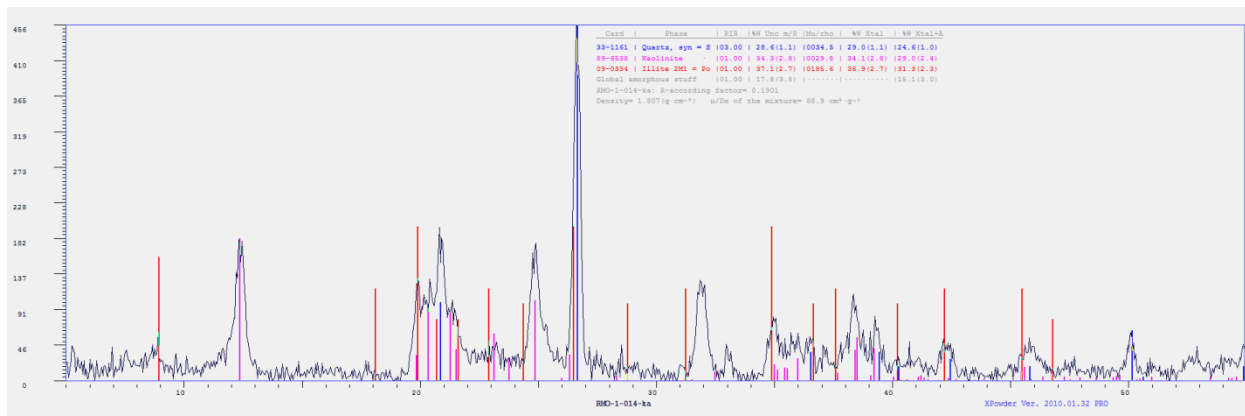
RMO-1-012



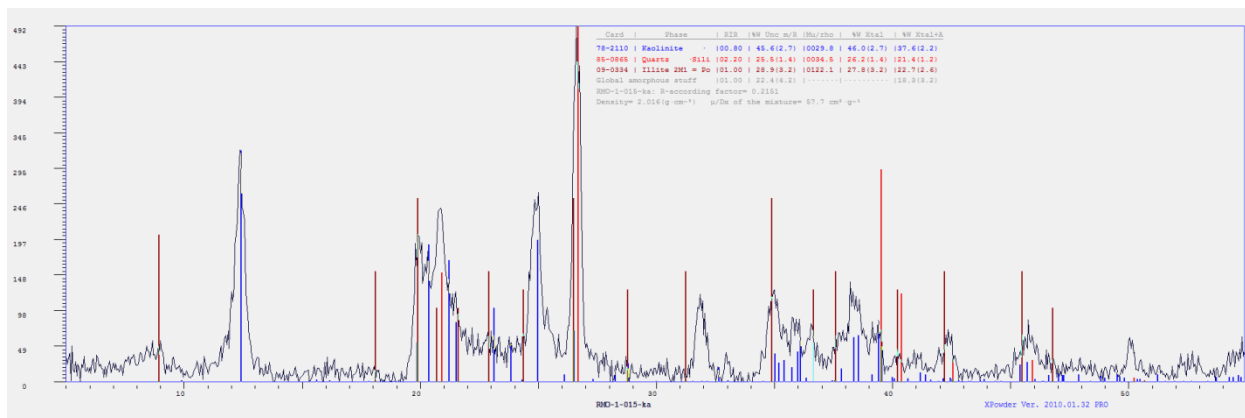
RMO-1-013



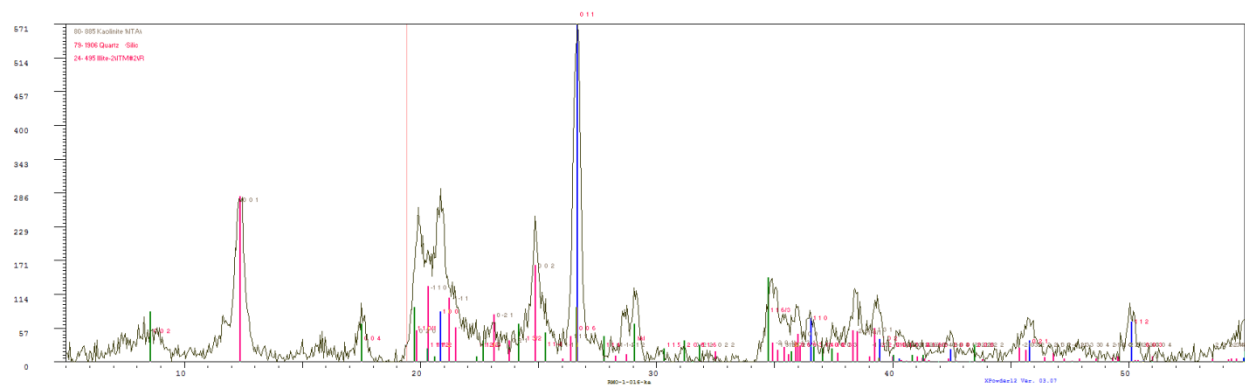
RMO-1-014



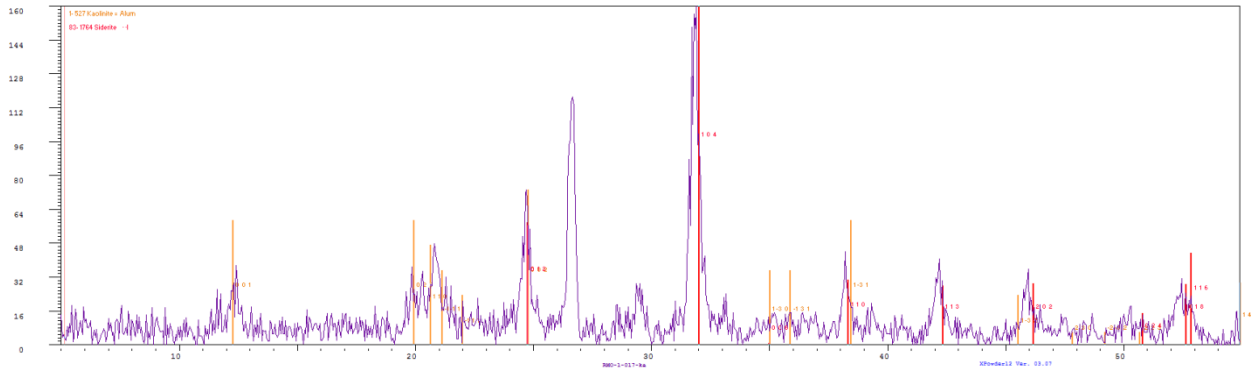
RMO-1-015



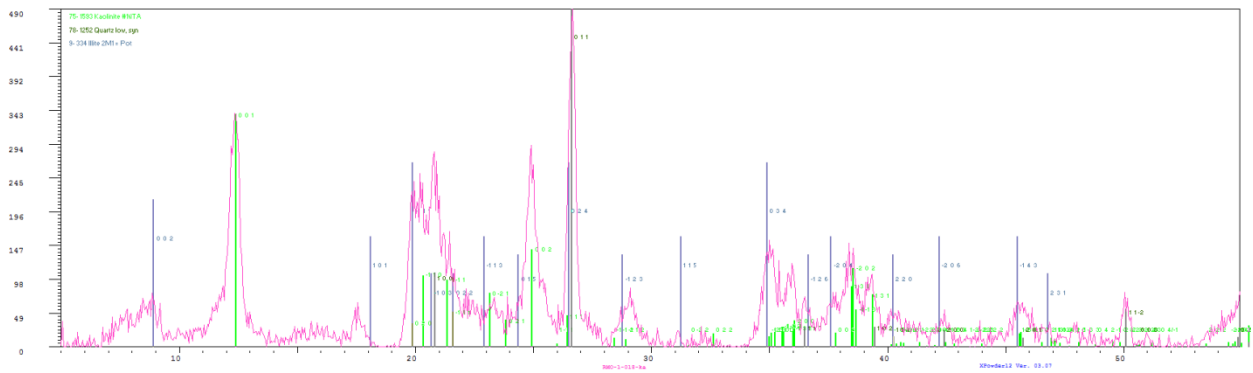
RMO-1-016



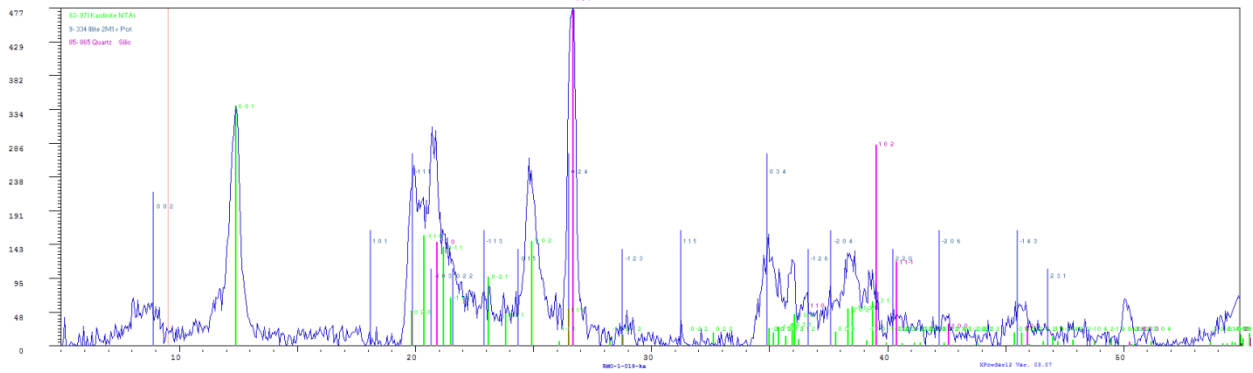
RMO-1-017



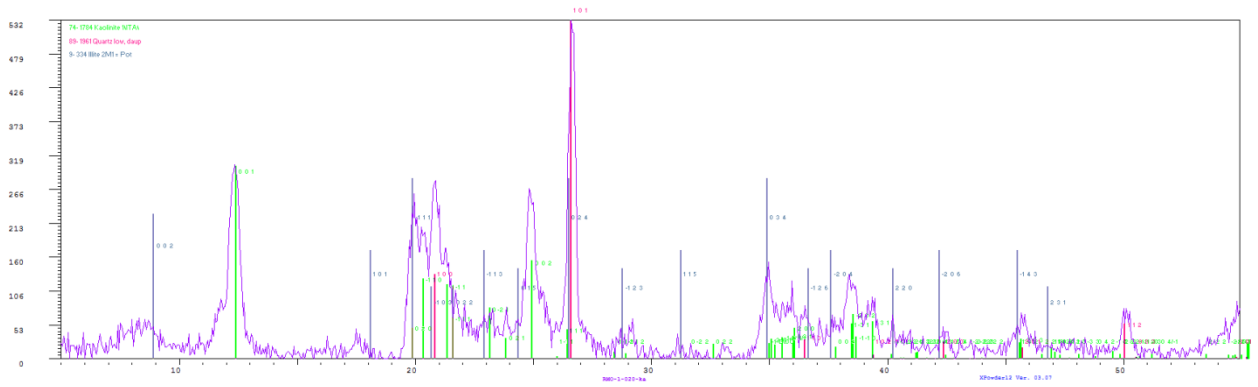
RMO-1-018



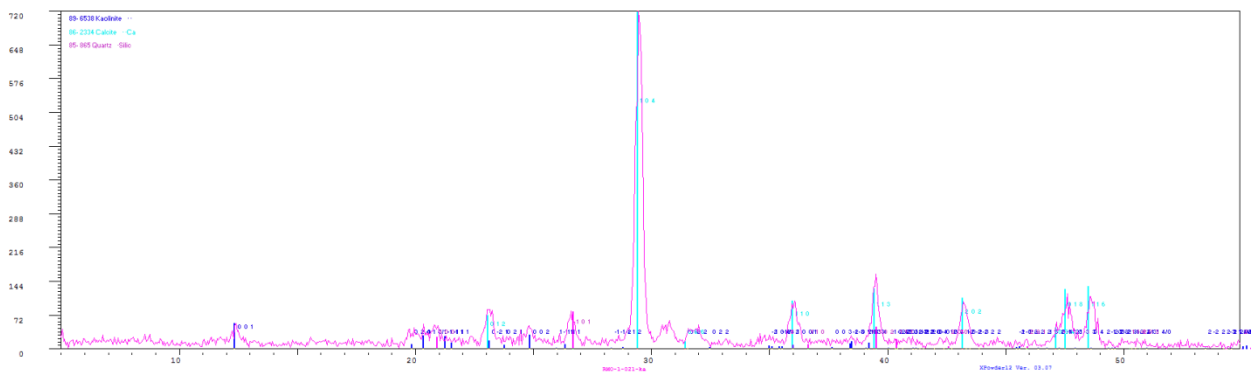
RMO-1-019



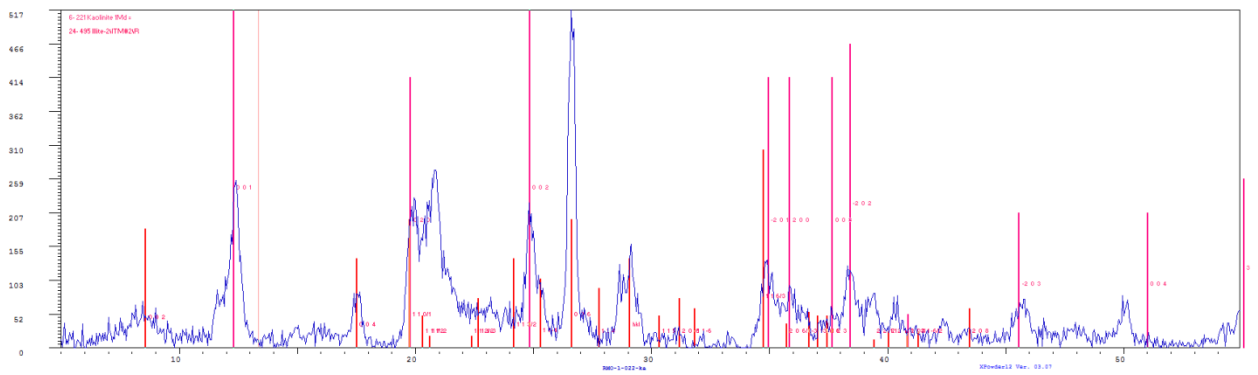
RMO-1-020



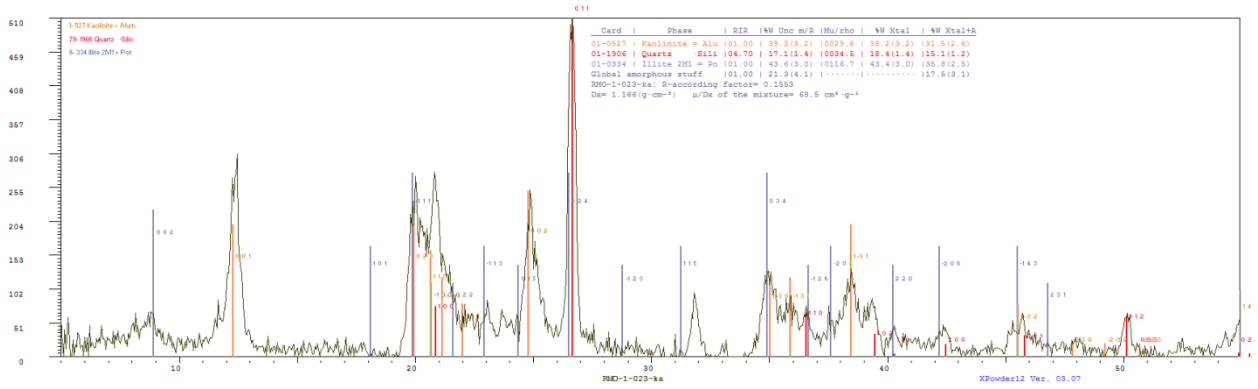
RMO-1-021



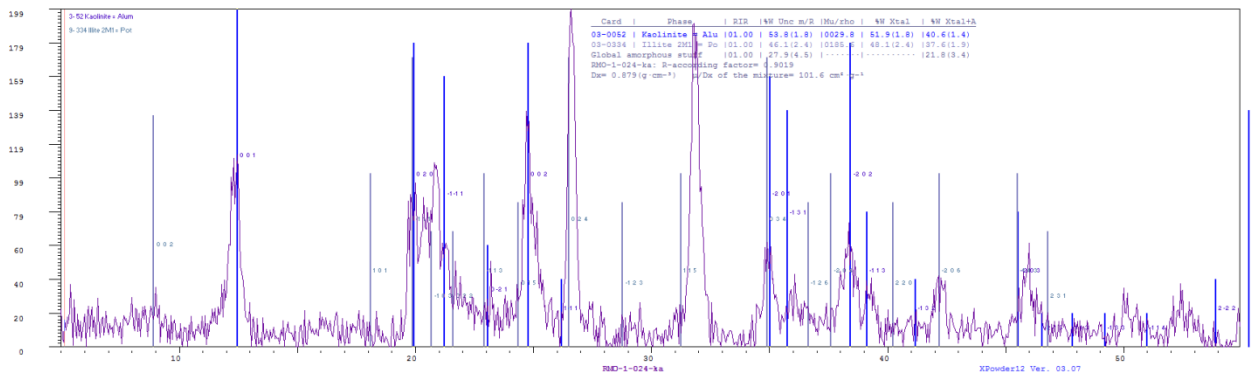
RMO-1-022



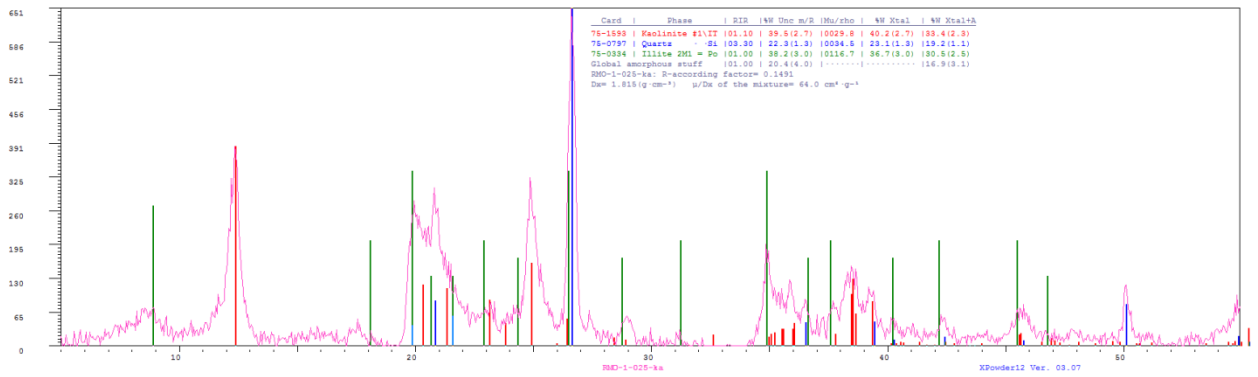
RMO-1-023



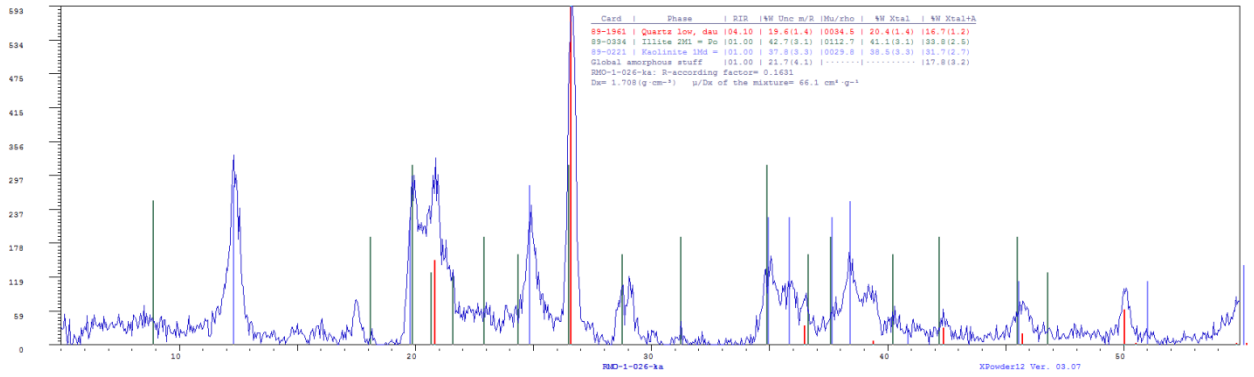
RMO-1-024



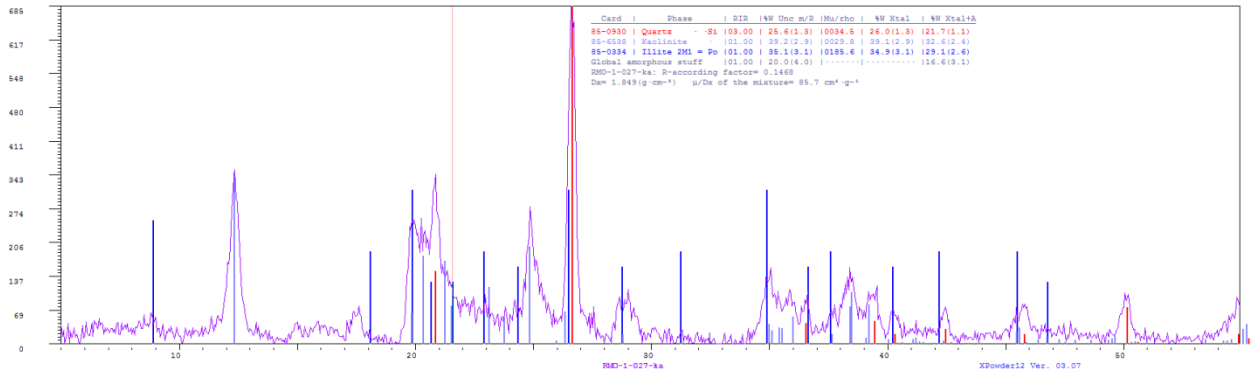
RMO-1-025



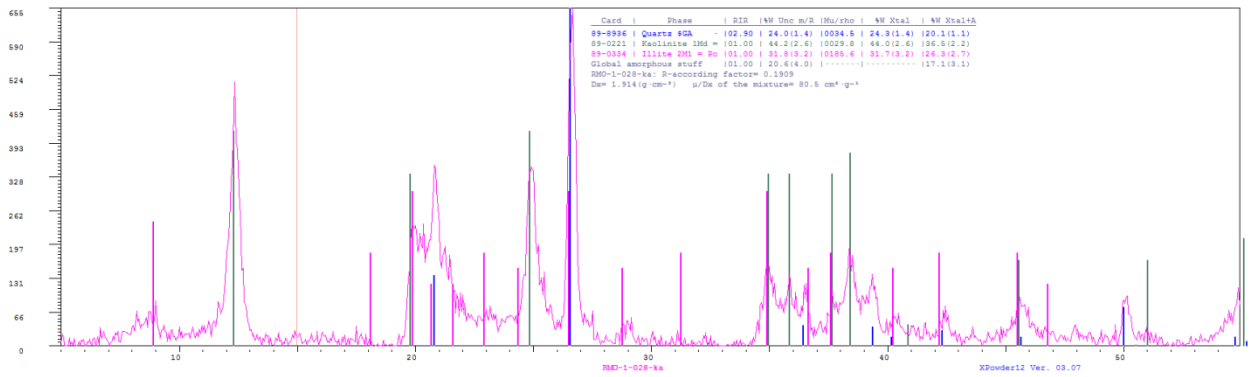
RMO-1-026



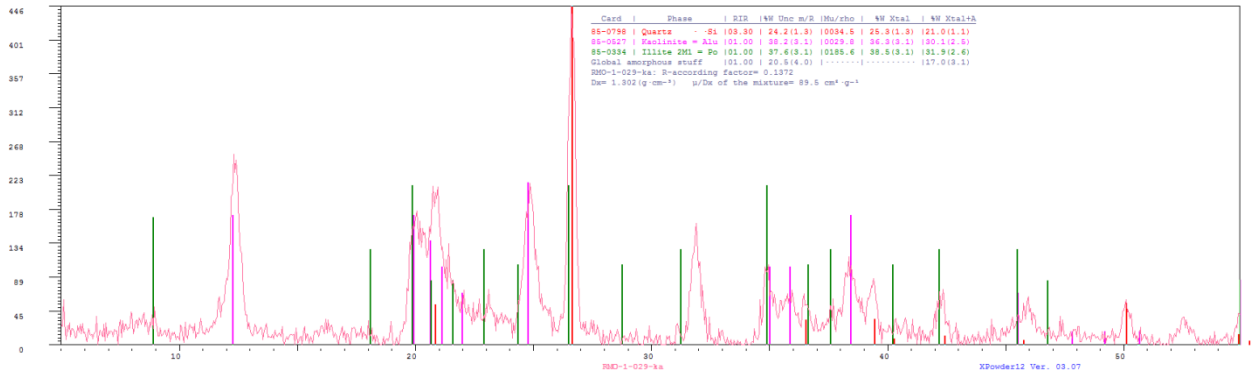
RMO-1-027



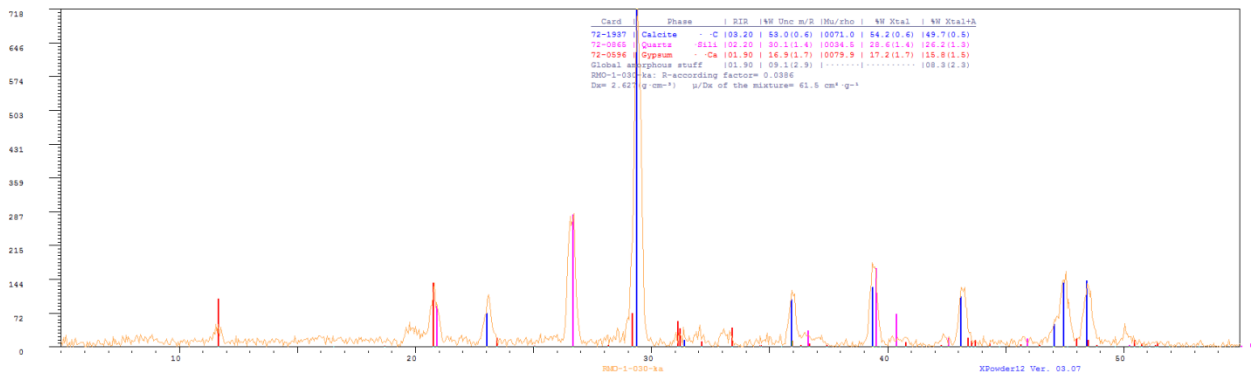
RMO-1-028



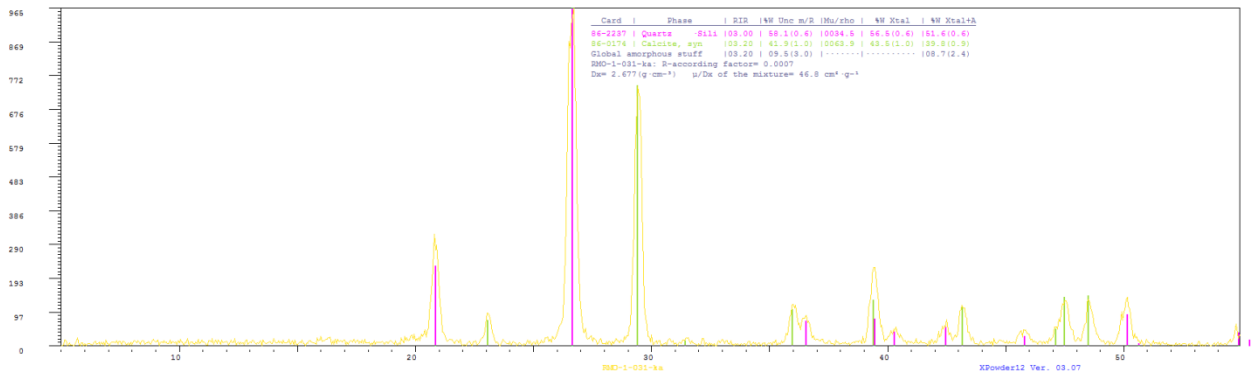
RMO-1-029



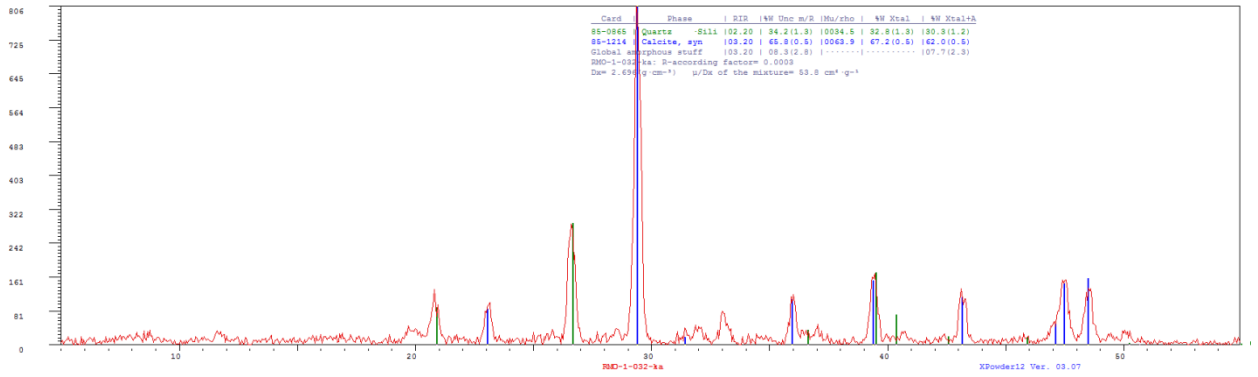
RMO-1-030



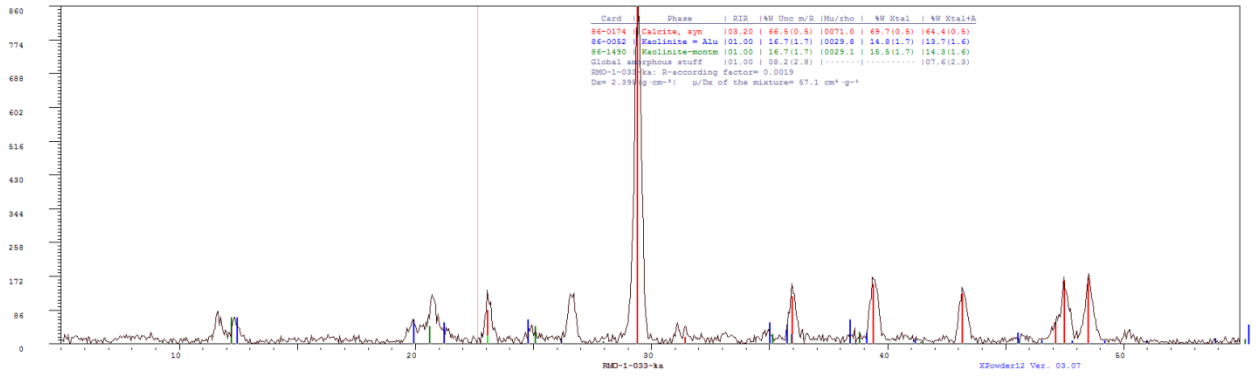
RMO-1-031



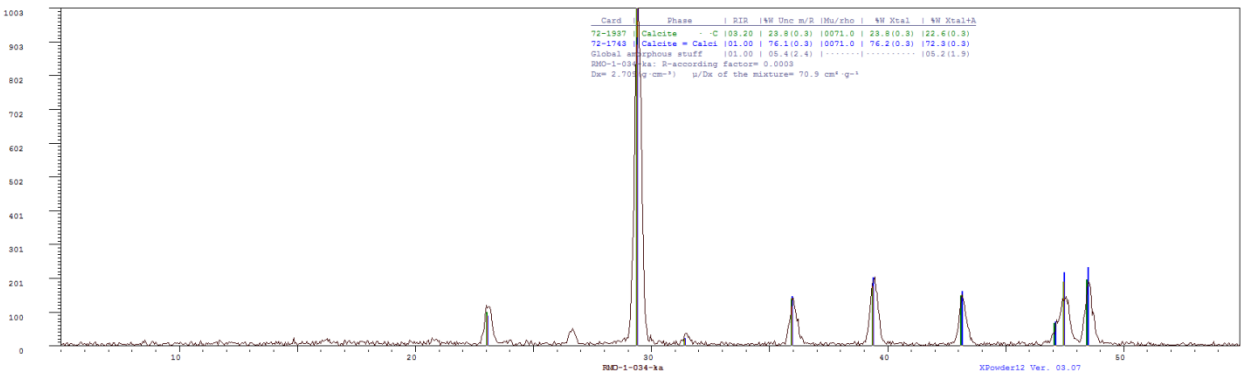
RMO-1-032



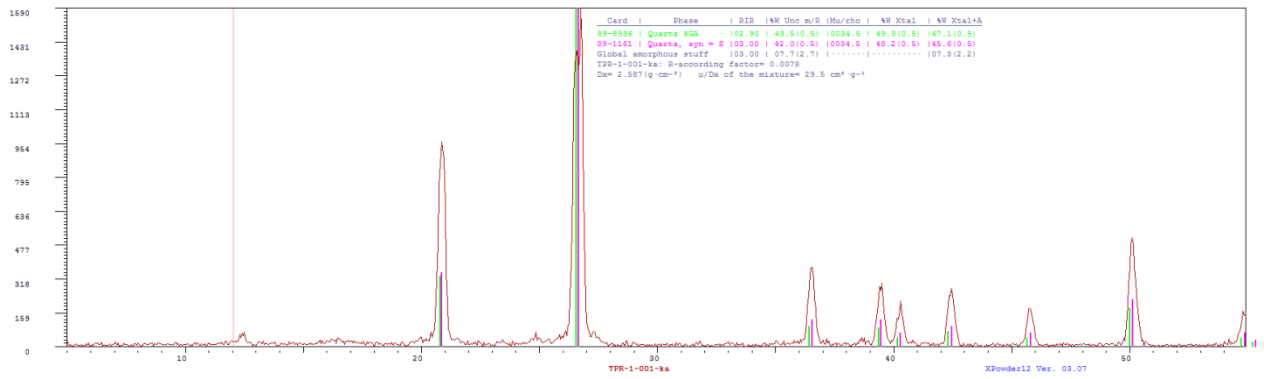
RMO-1-033



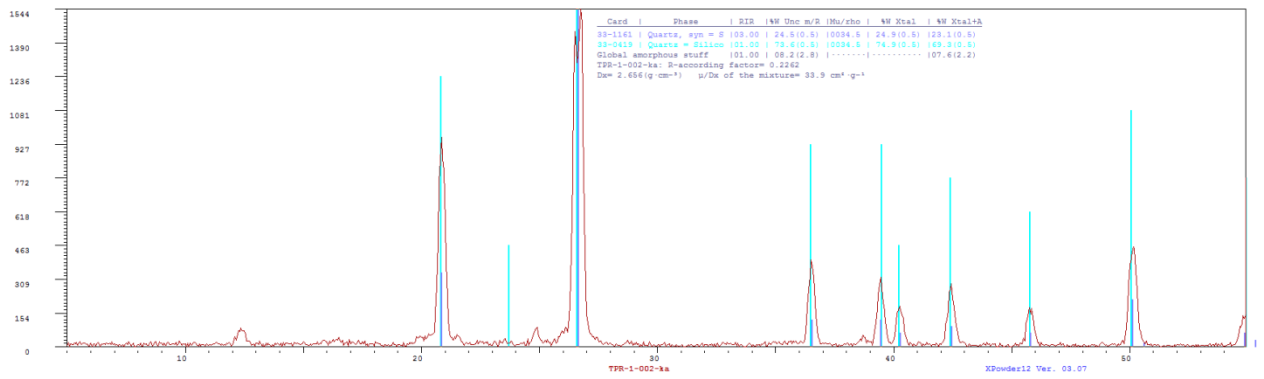
RMO-1-034



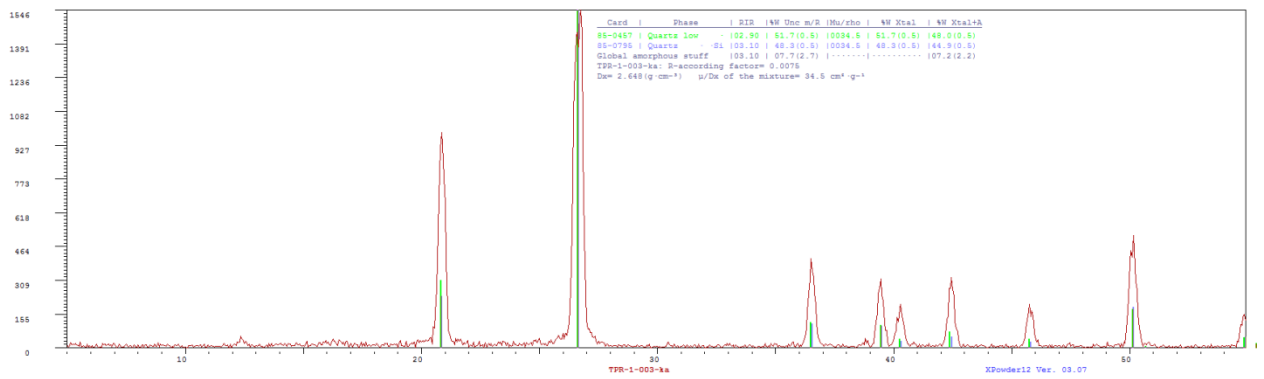
TPR-1-001



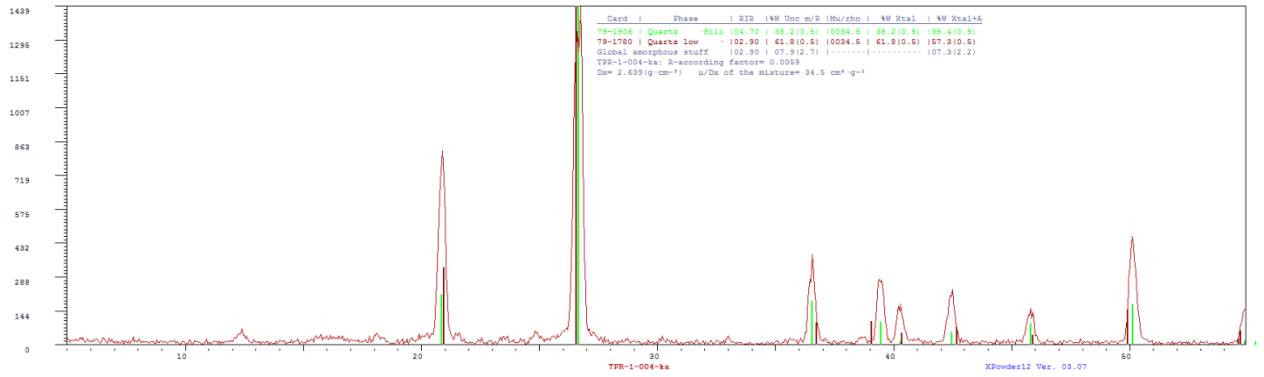
TPR-1-002



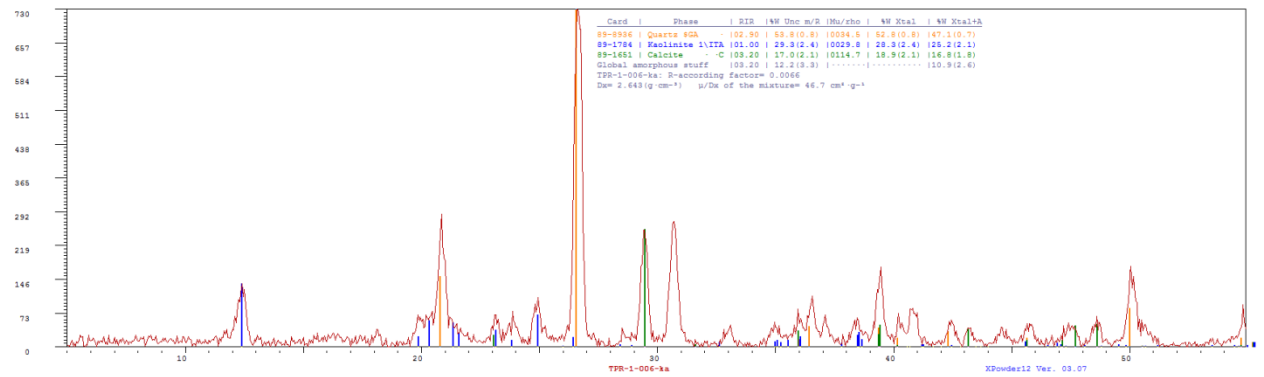
TPR-1-003



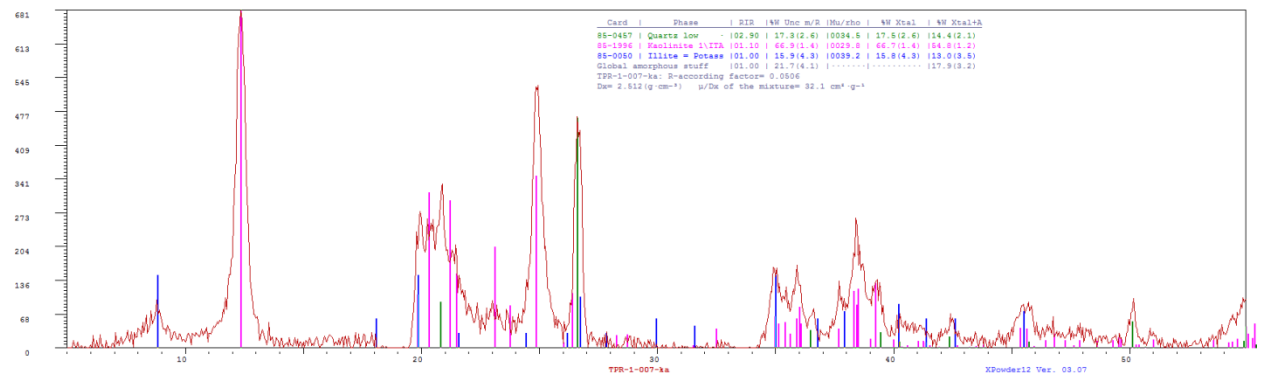
TPR-1-004



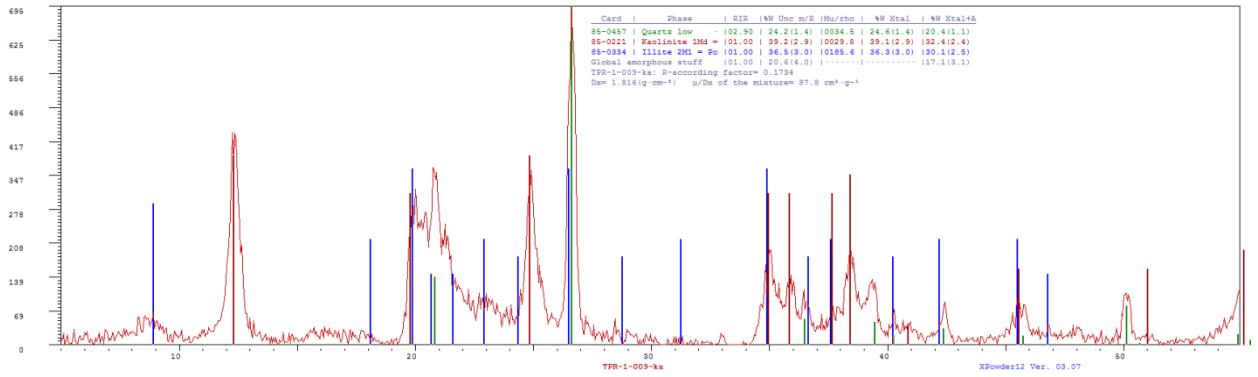
TPR-1-006



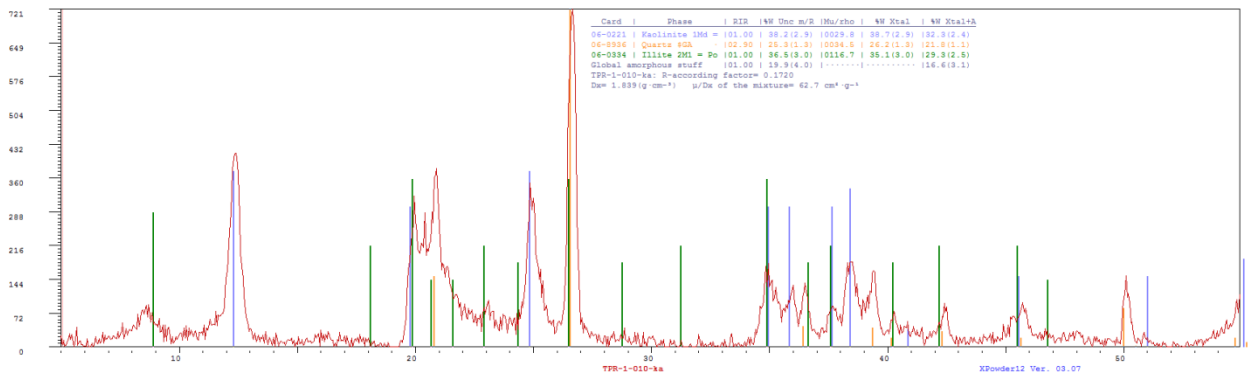
TPR-1-007



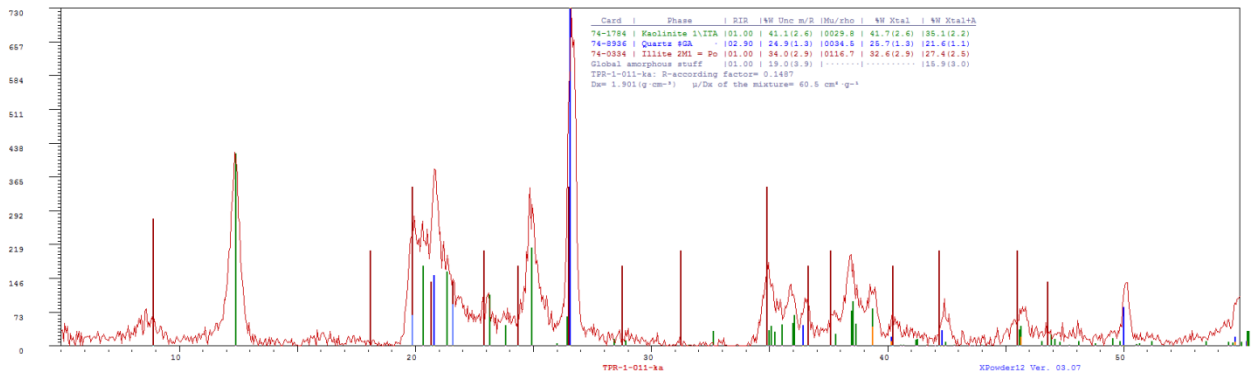
TPR-1-009



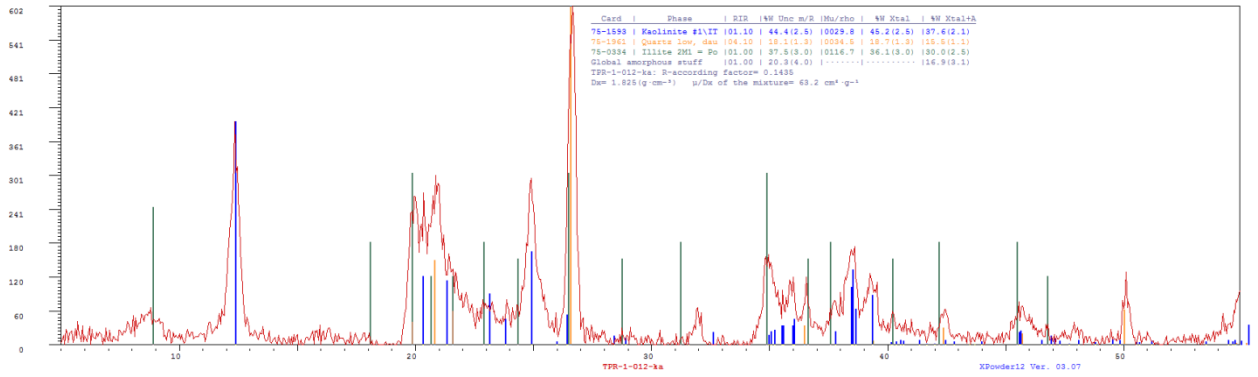
TPR-1-010



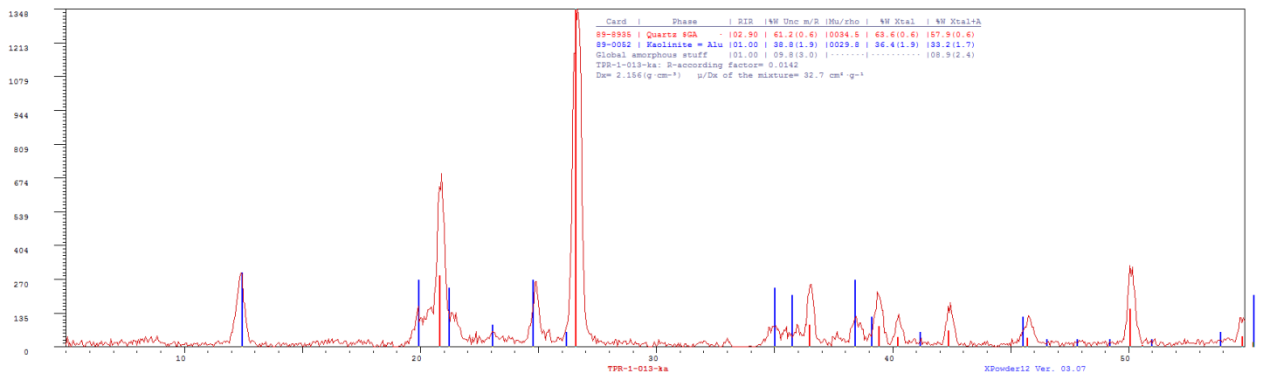
TPR-1-011



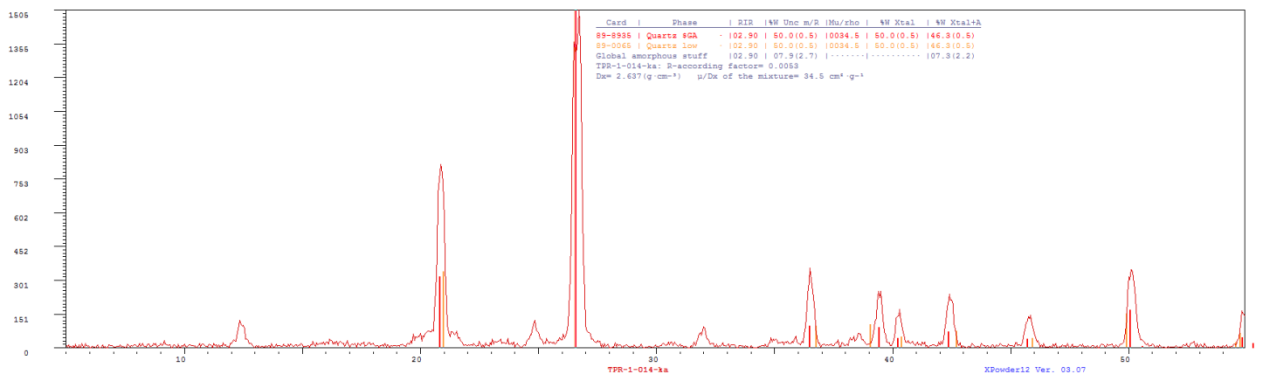
TPR-1-012



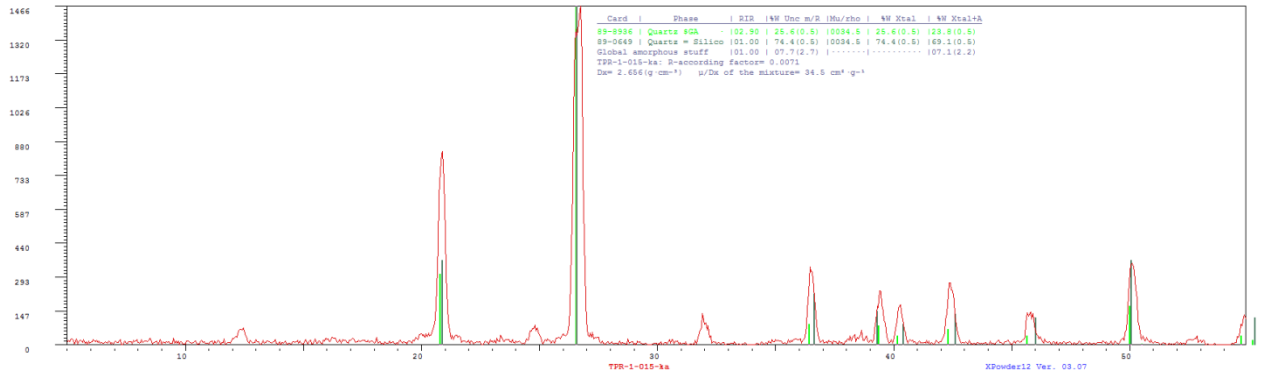
TPR-1-013



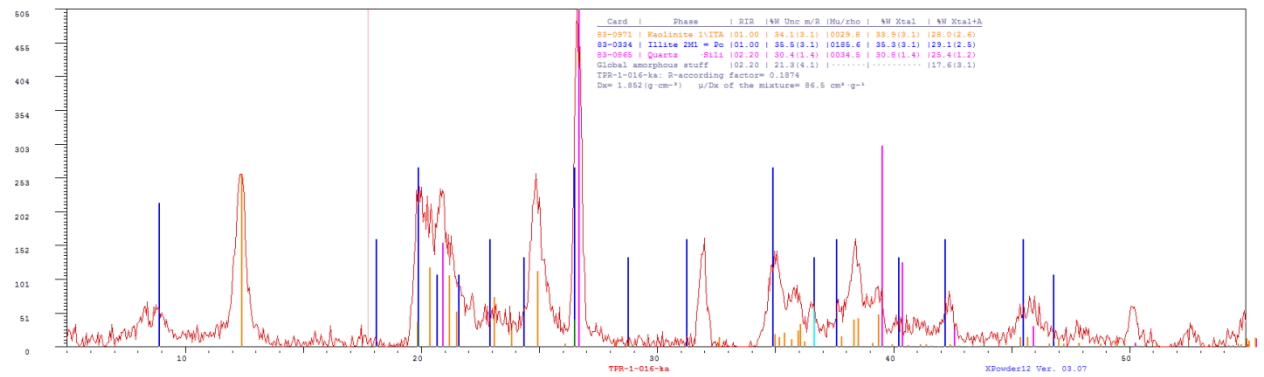
TPR-1-014



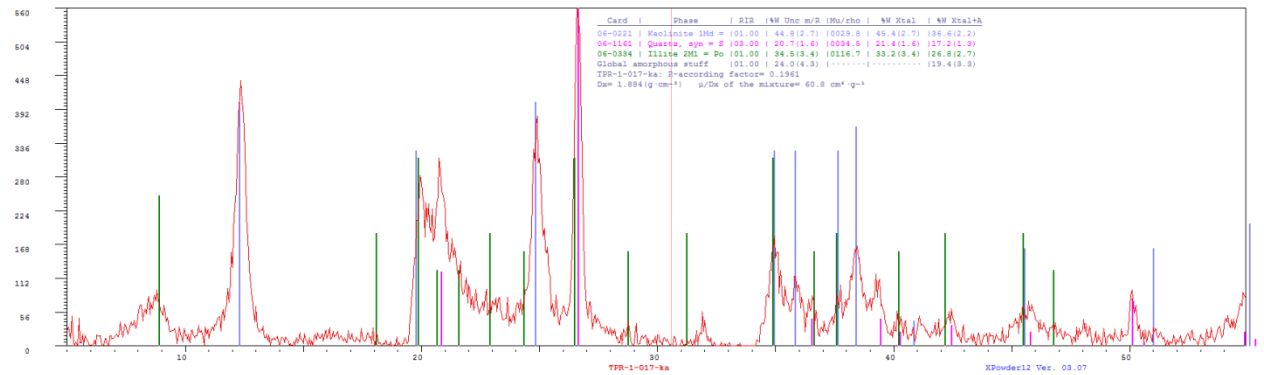
TPR-1-015



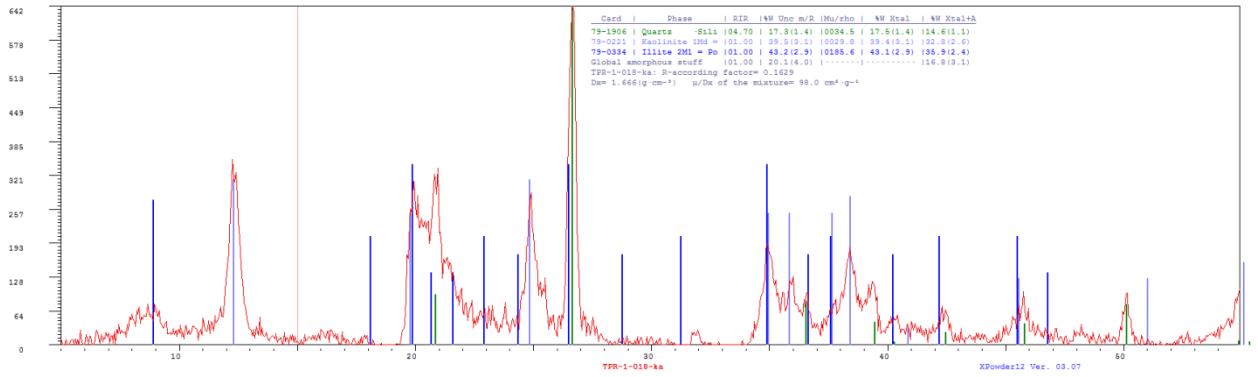
TPR-1-016



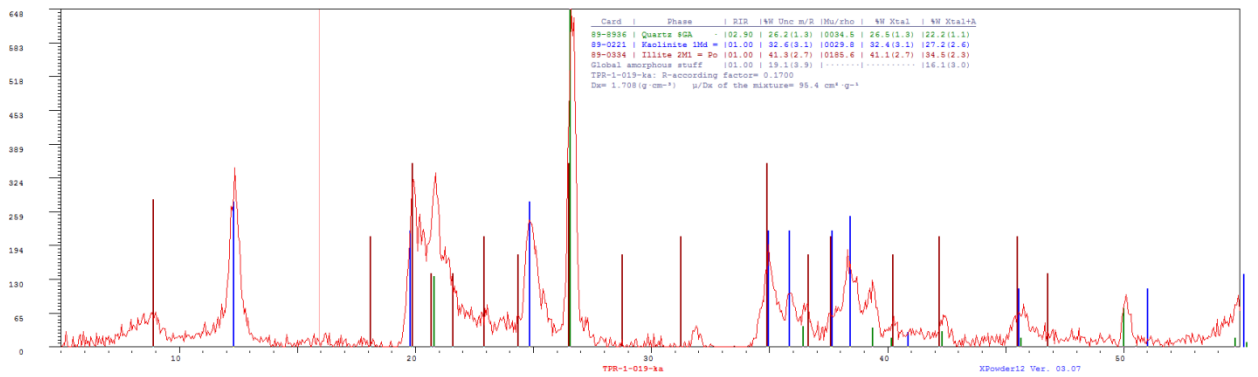
TPR-1-017



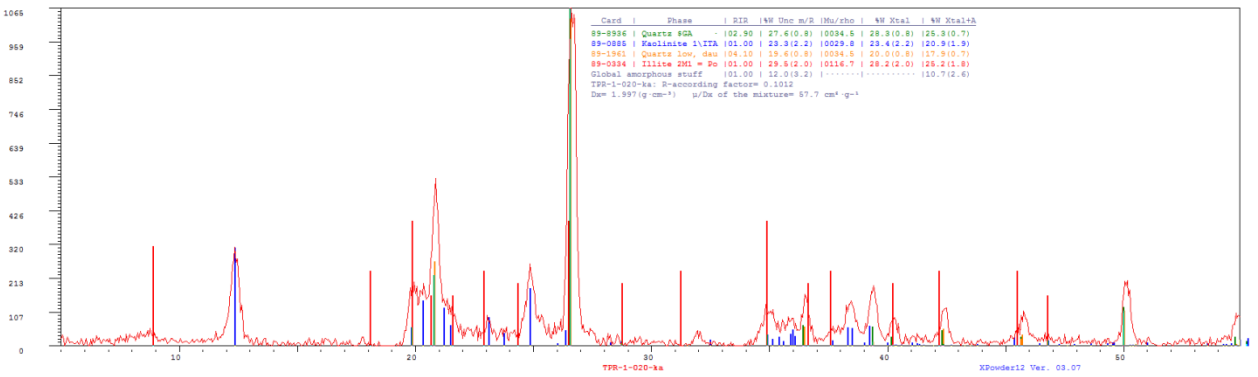
TPR-1-018



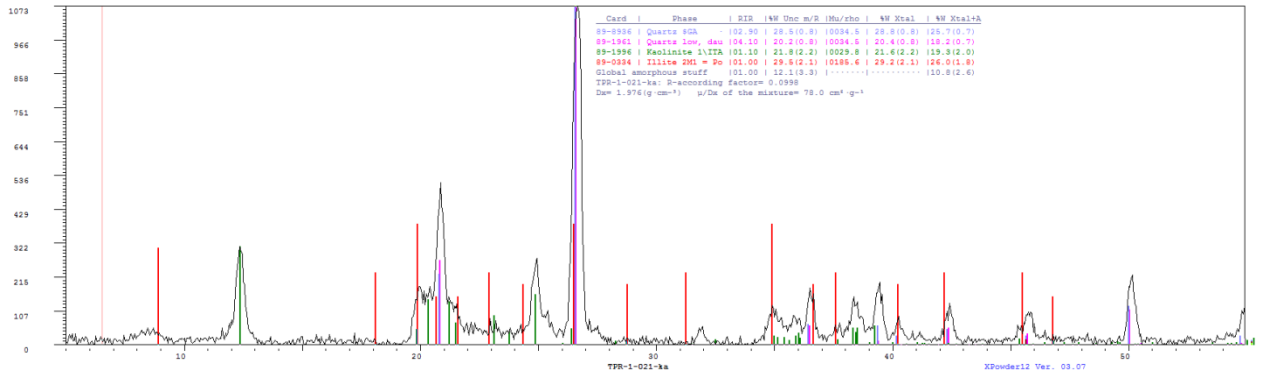
TPR-1-019



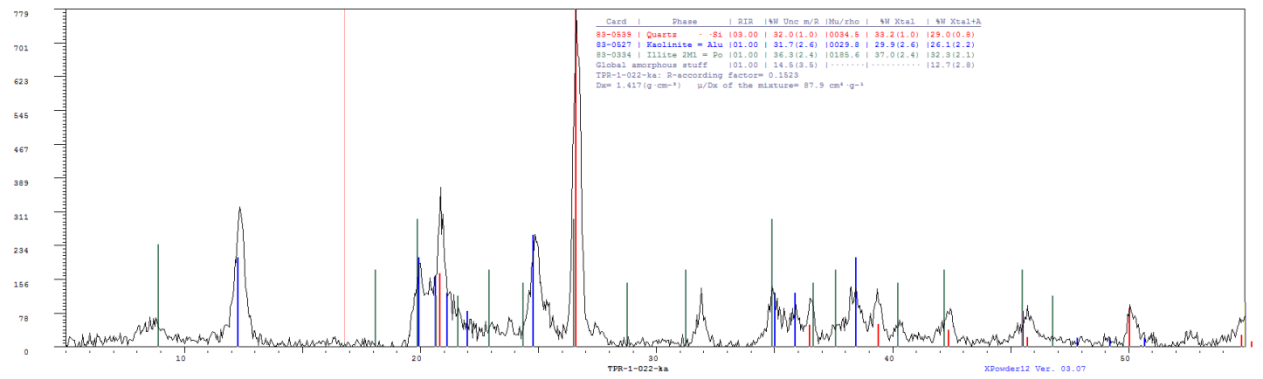
TPR-1-020



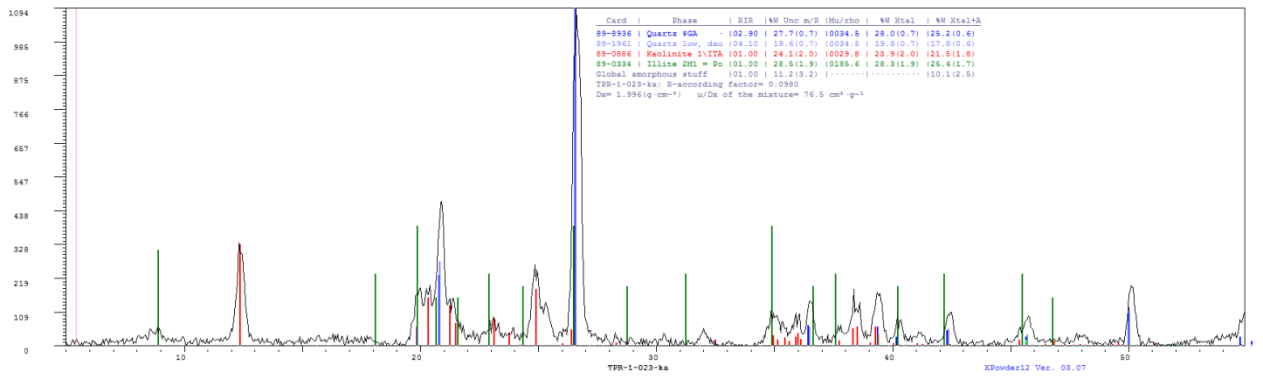
TPR-1-021



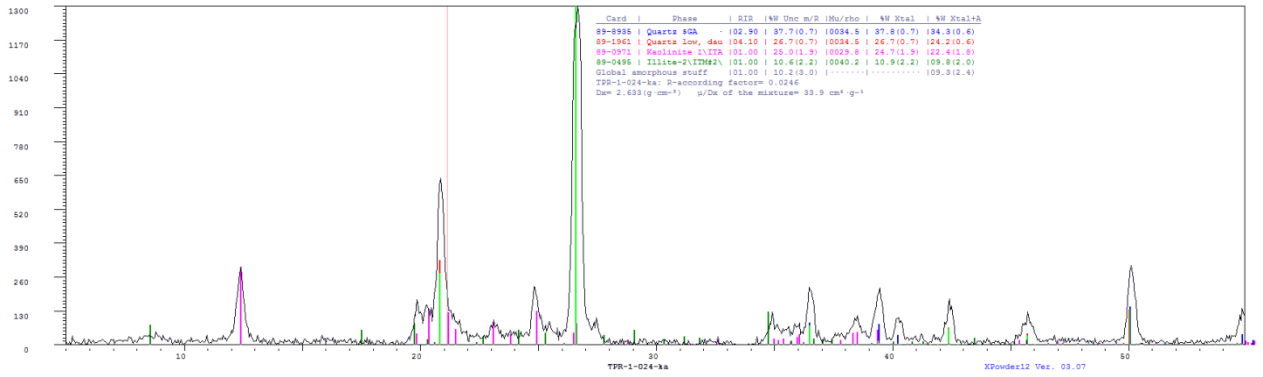
TPR-1-022



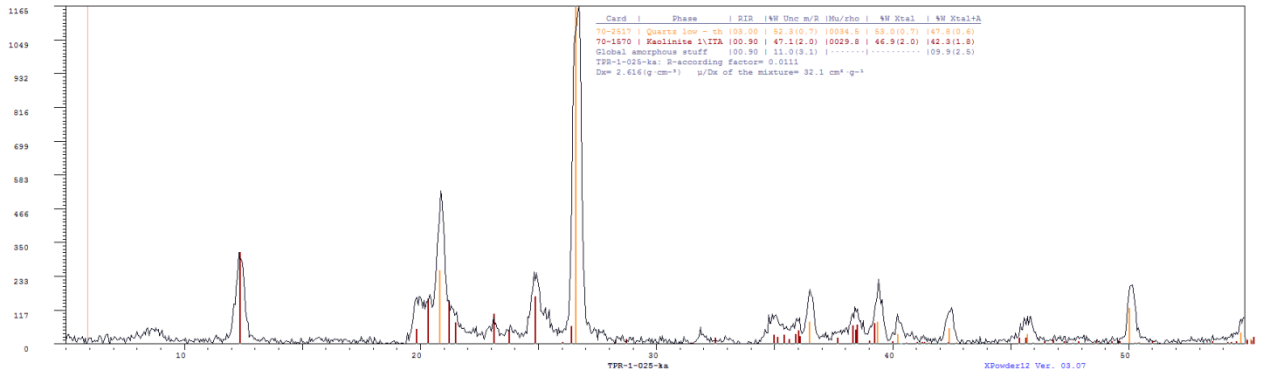
TPR-1-023



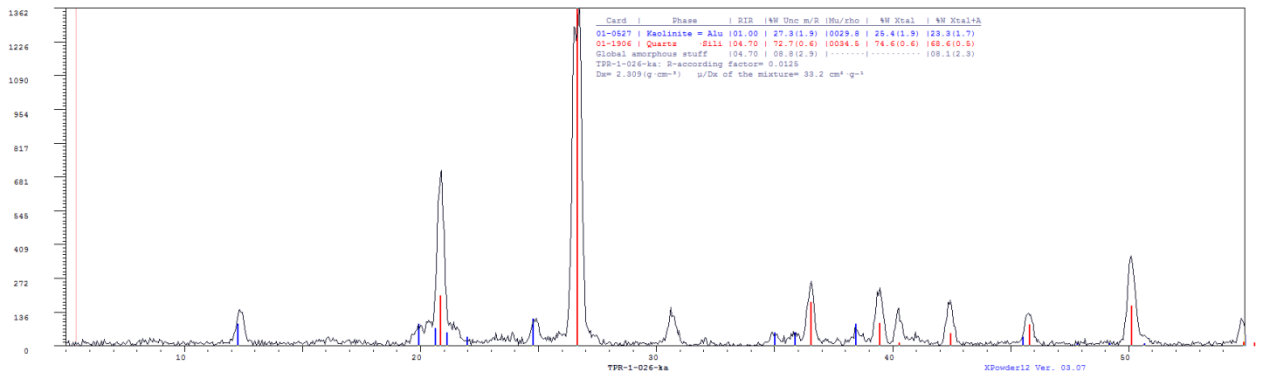
TPR-1-024



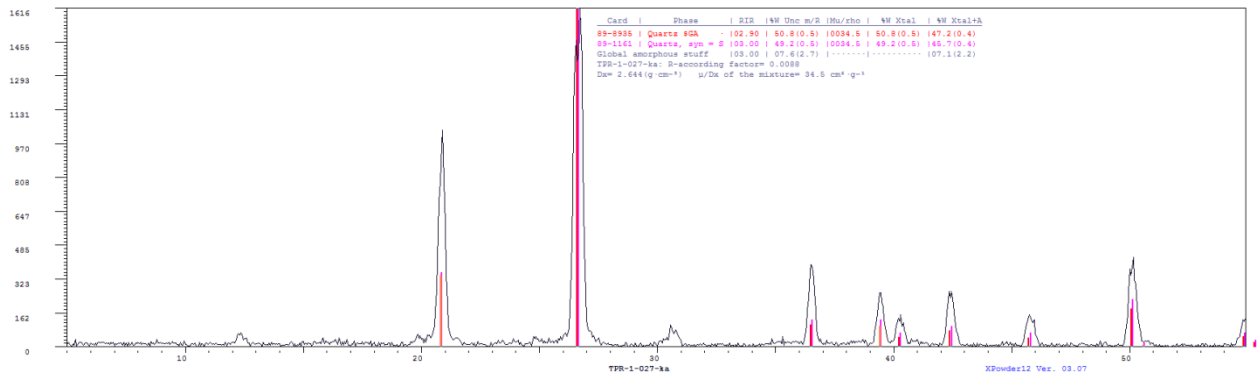
TPR-1-025



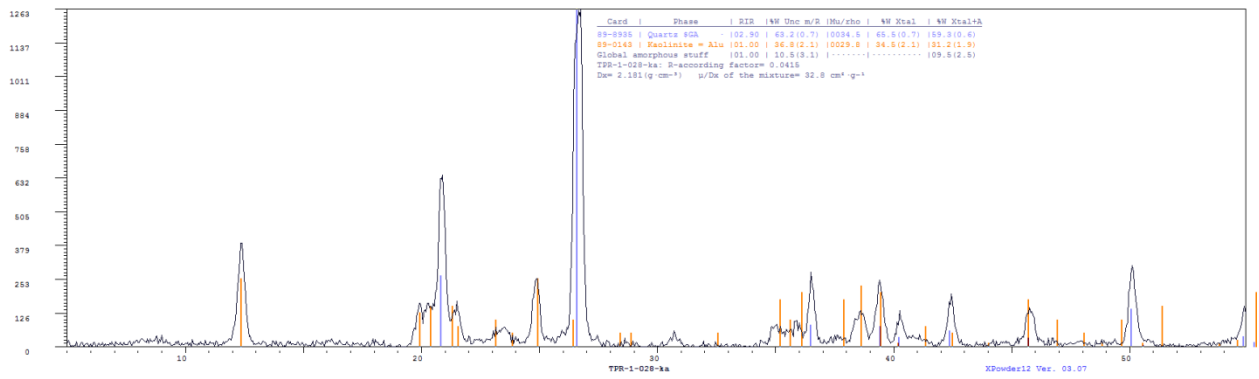
TPR-1-026



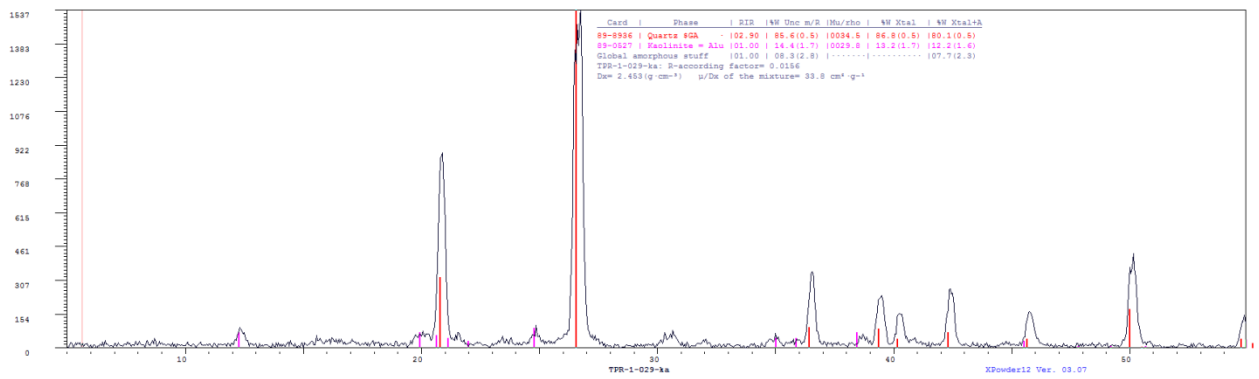
TPR-1-027



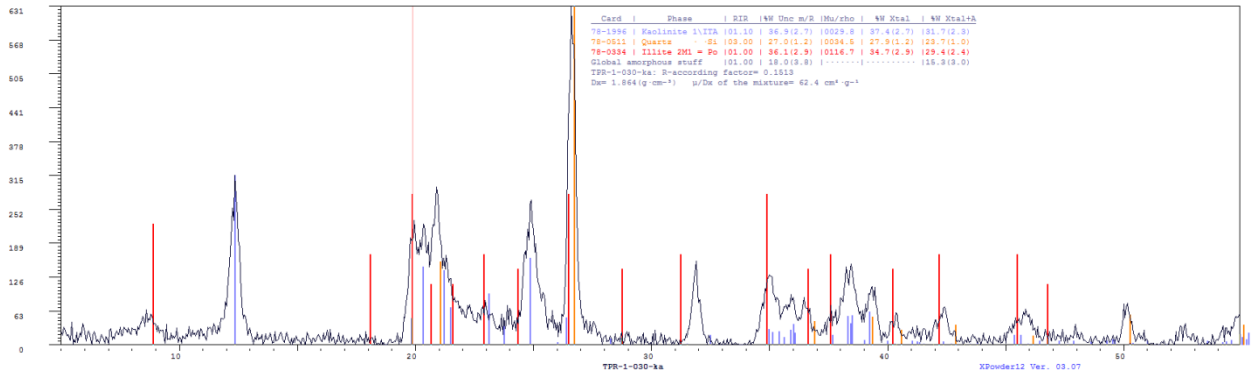
TPR-1-028



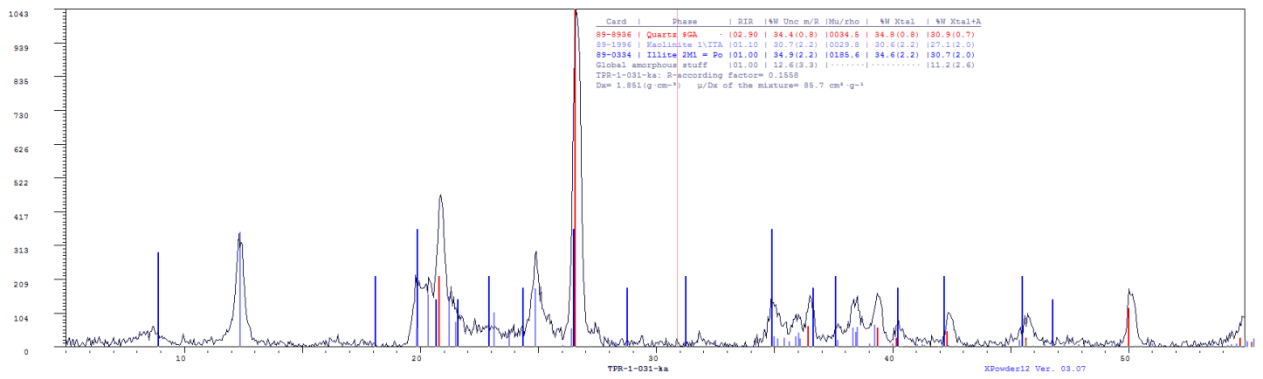
TPR-1-029



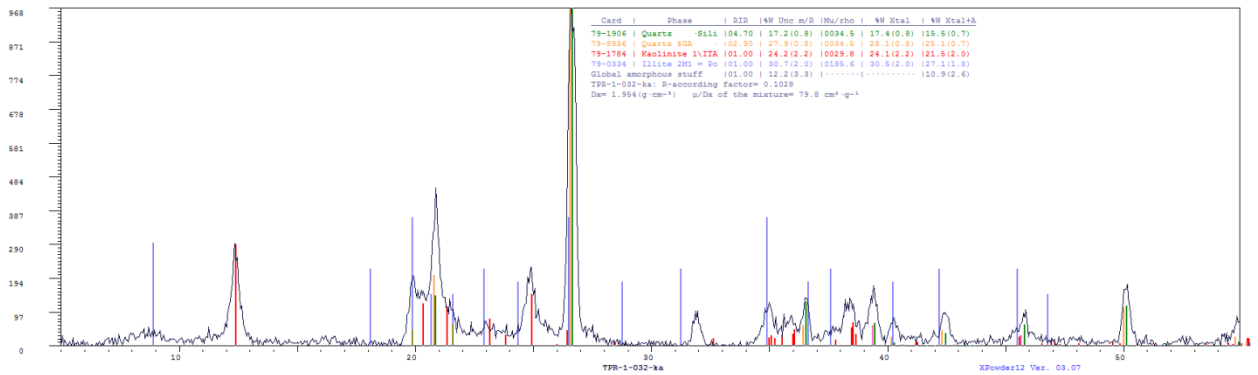
TPR-1-030



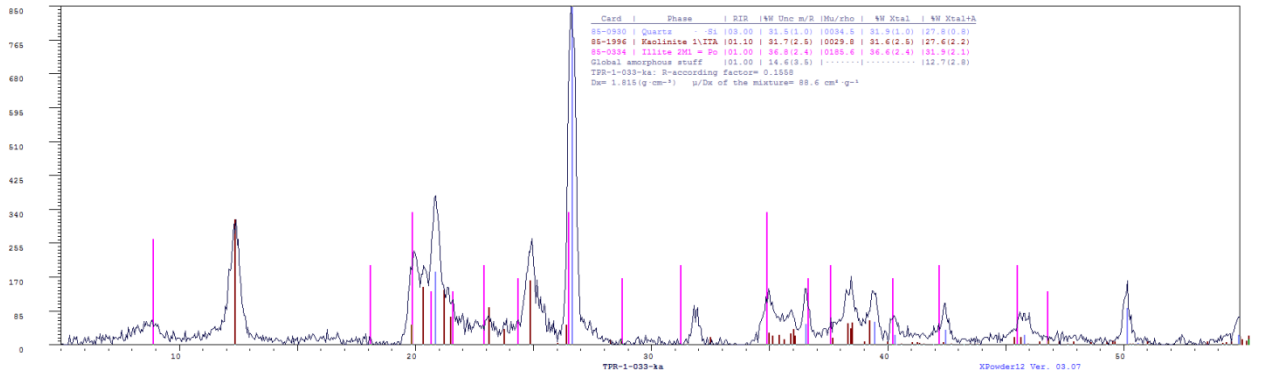
TPR-1-031



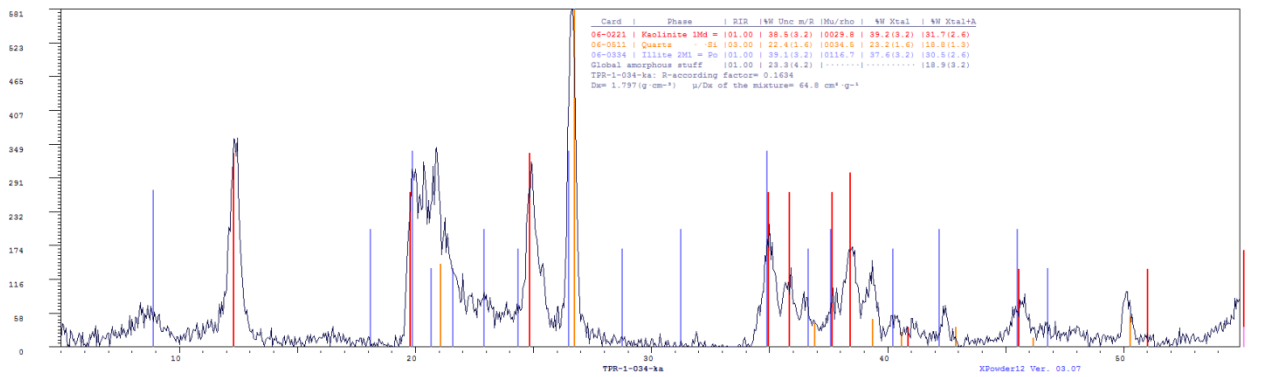
TPR-1-032



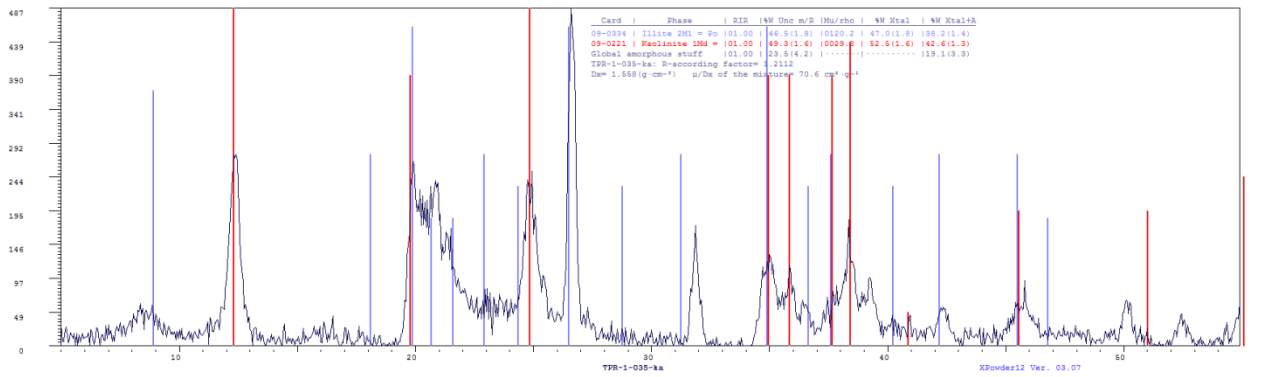
TPR-1-033



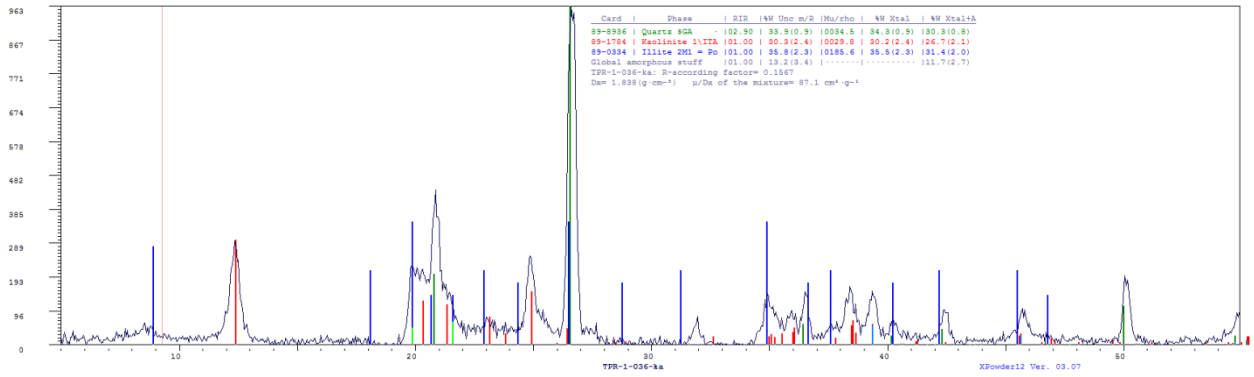
TPR-1-034



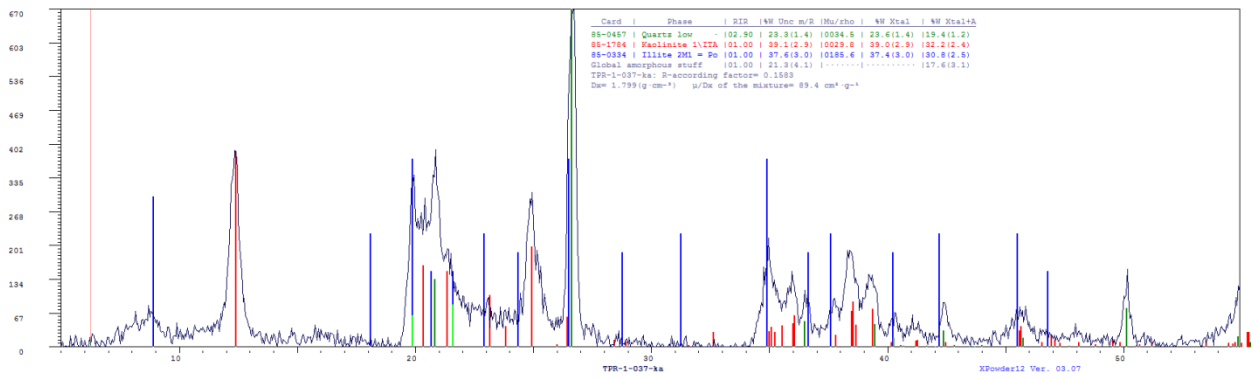
TPR-1-035



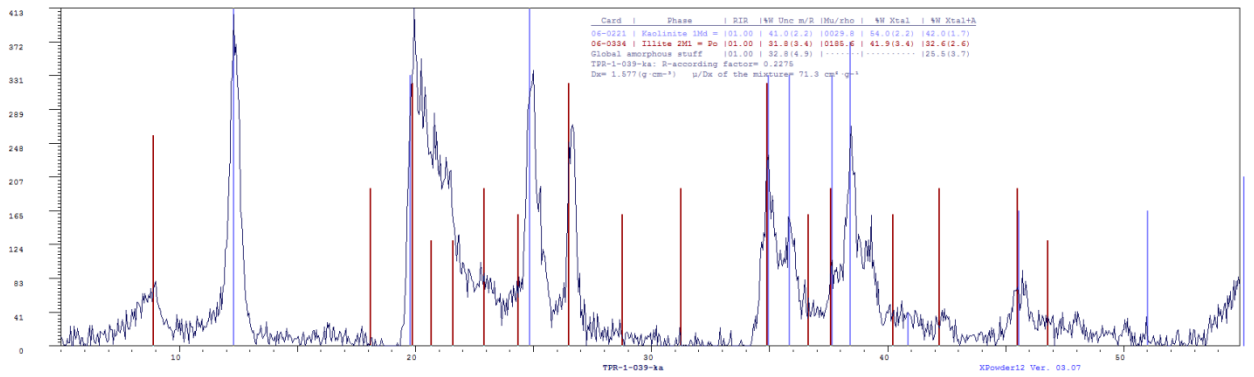
TPR-1-036



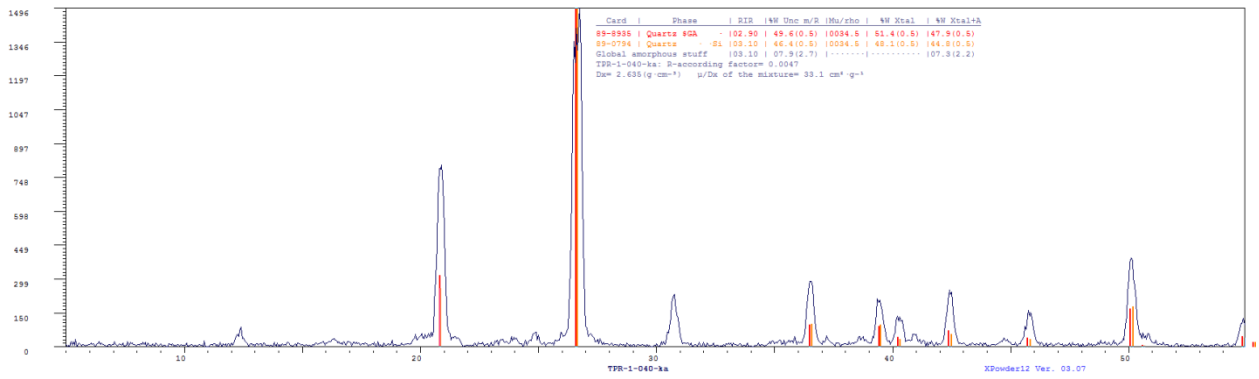
TPR-1-037



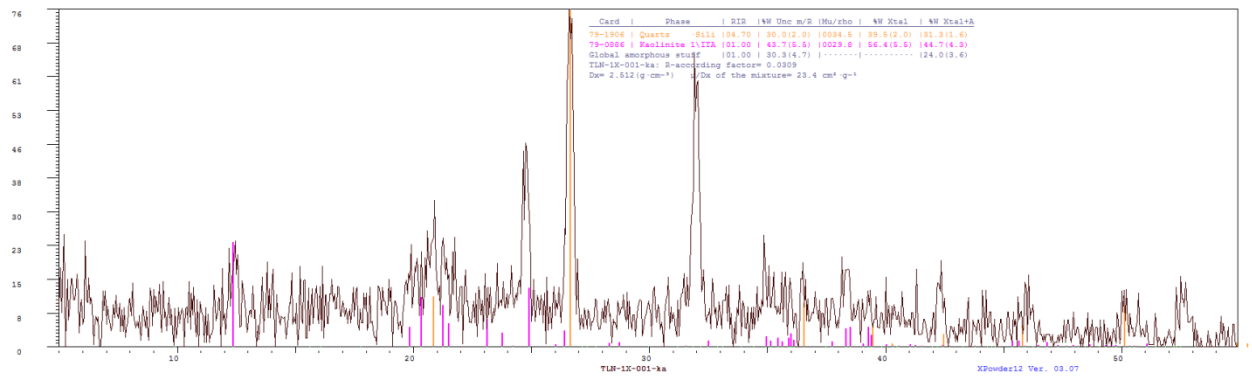
TPR-1-039



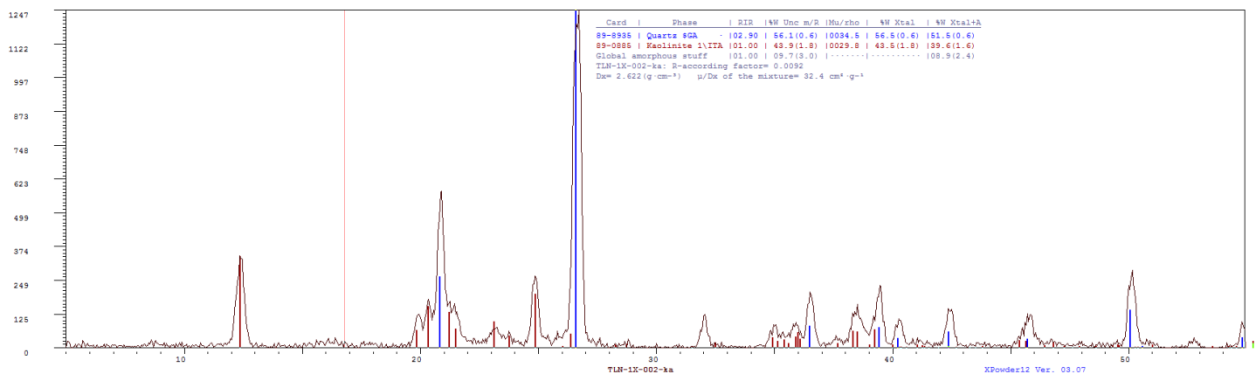
TPR-1-040



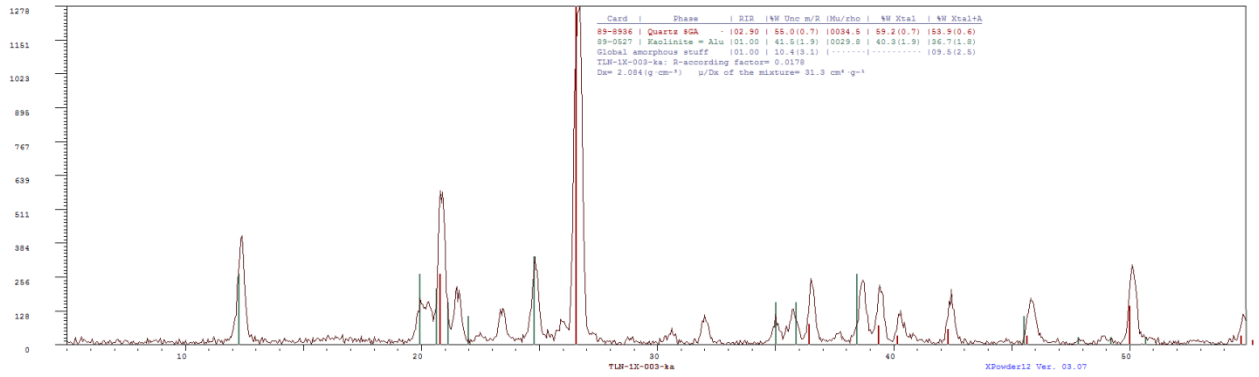
TLN-1X-001



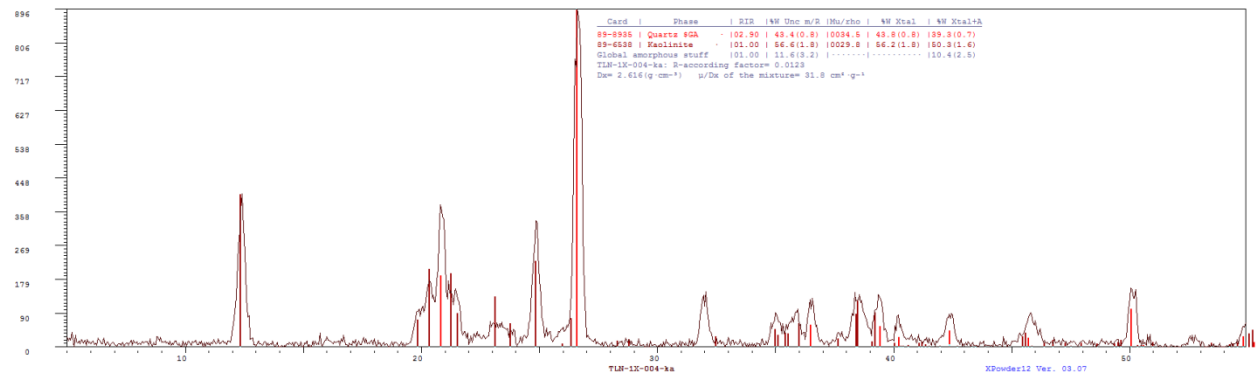
TLN-1X-002



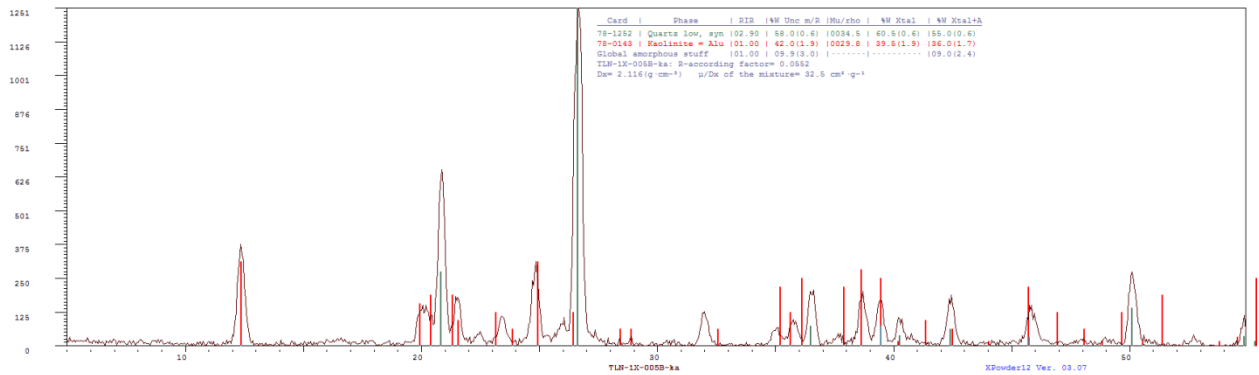
TLN-1X-003



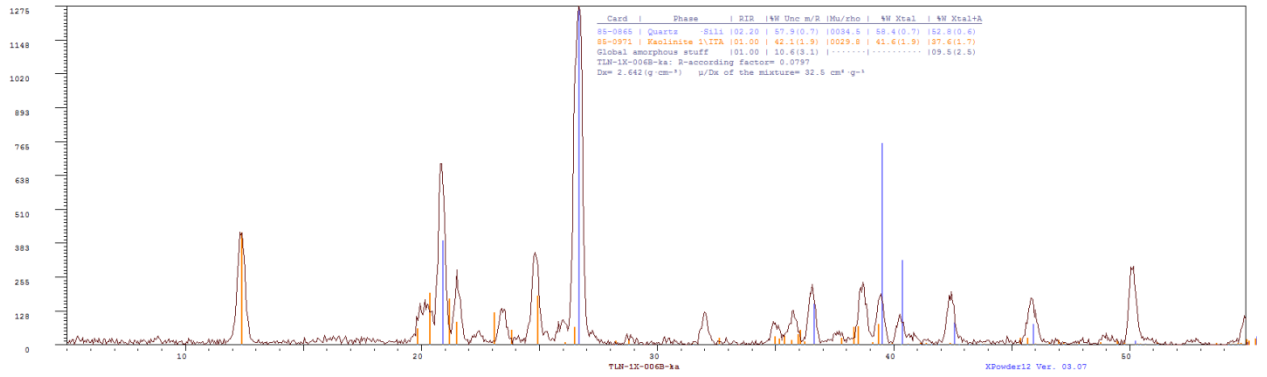
TLN-1X-004



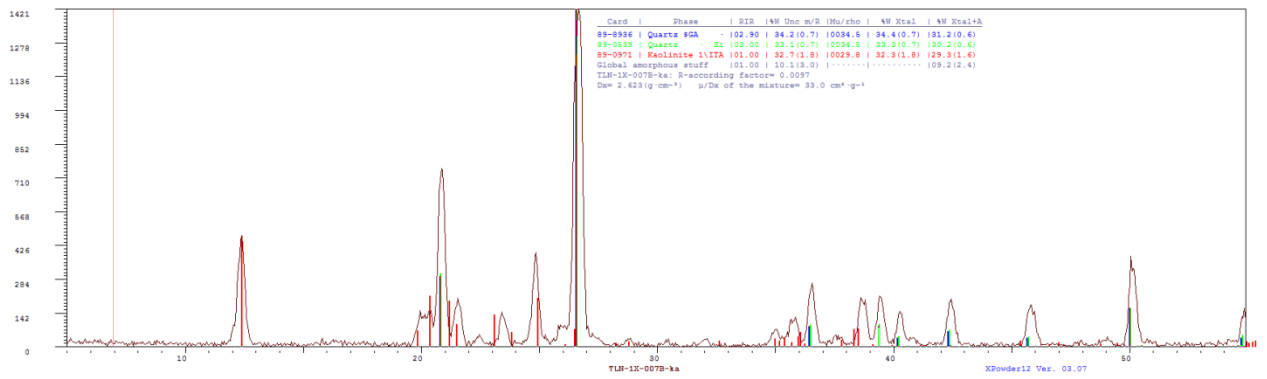
TLN-1X-005



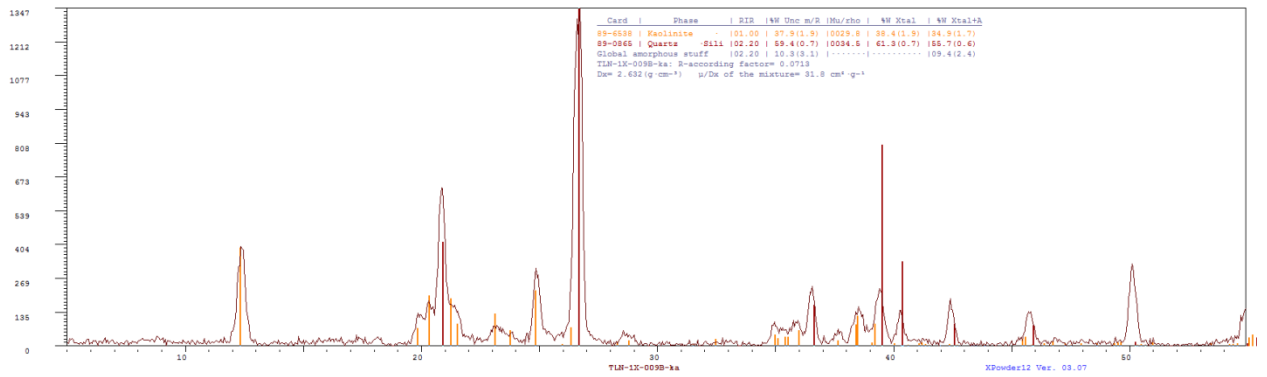
TLN-1X-006



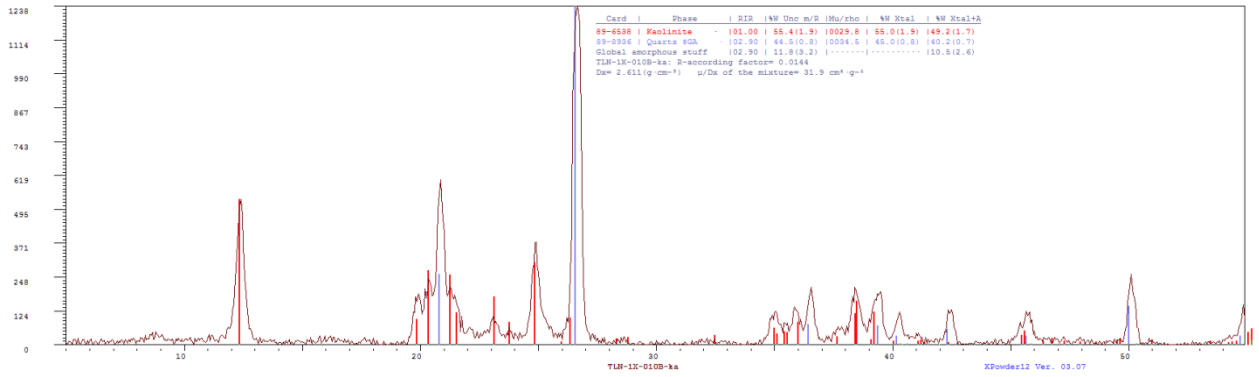
TLN-1X-007



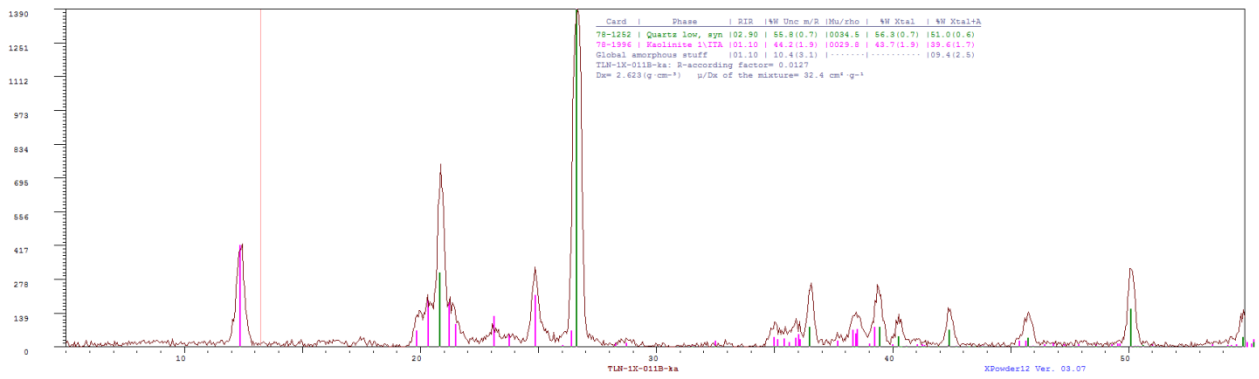
TLN-1X-009



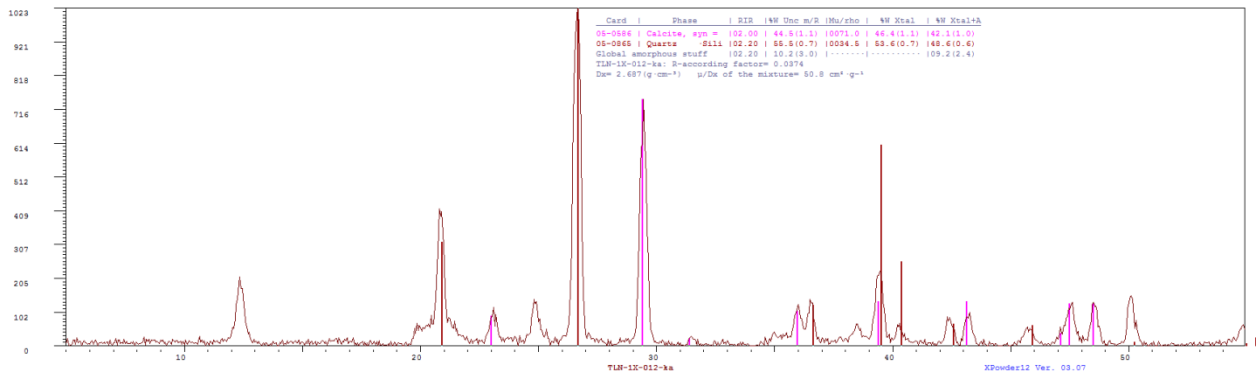
TLN-1X-010



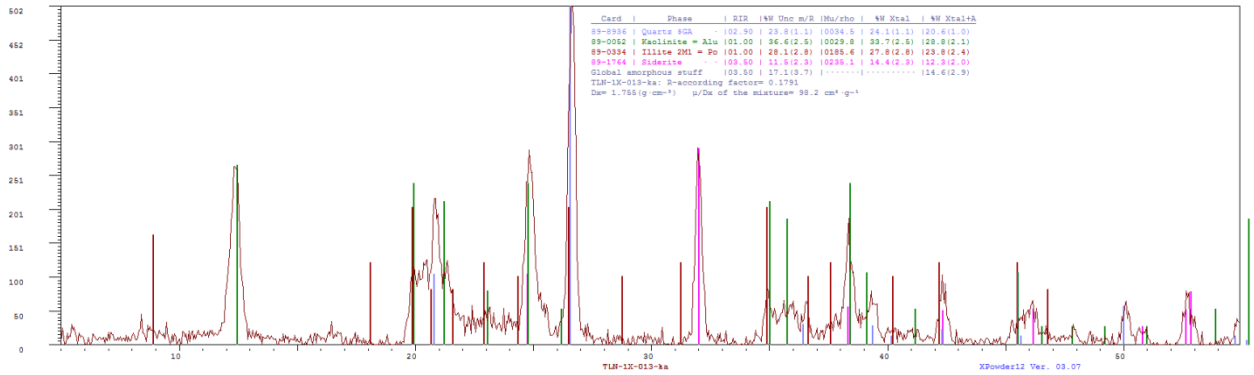
TLN-1X-011



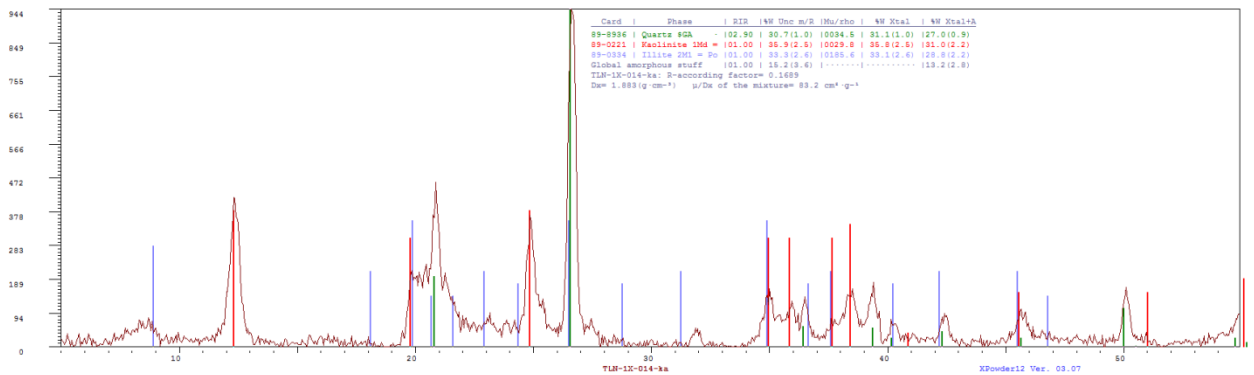
TLN-1X-012



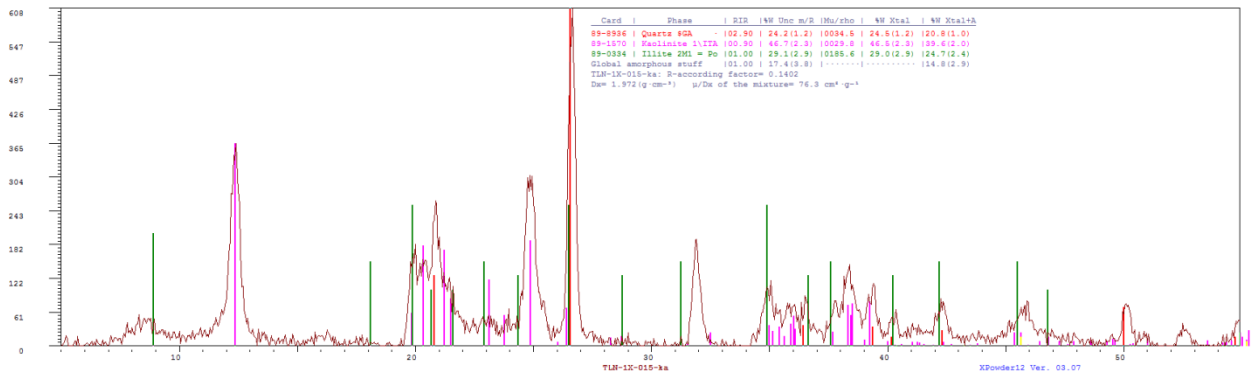
TLN-1X-013



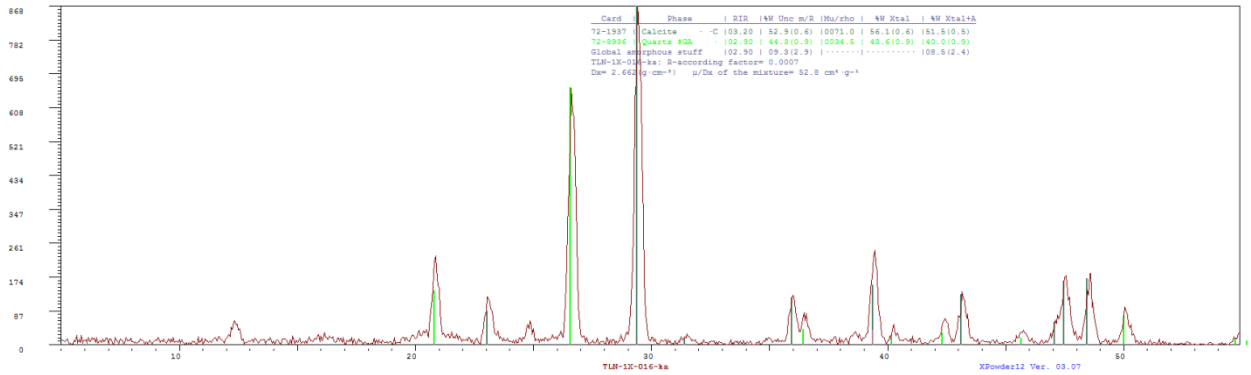
TLN-1X-014



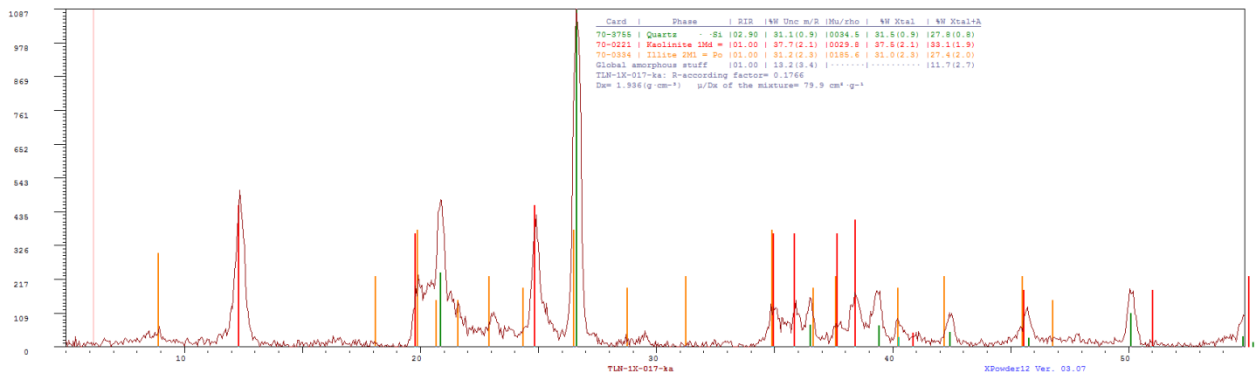
TLN-1X-015



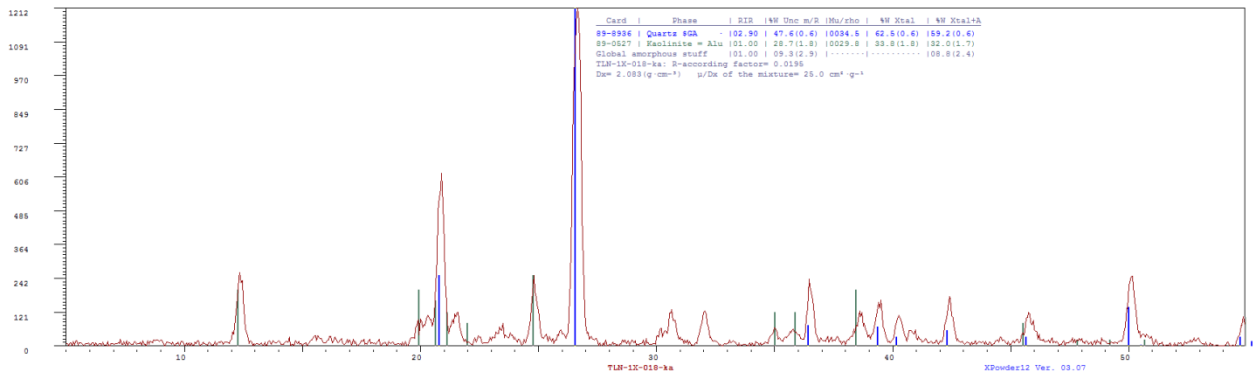
TLN-1X-016



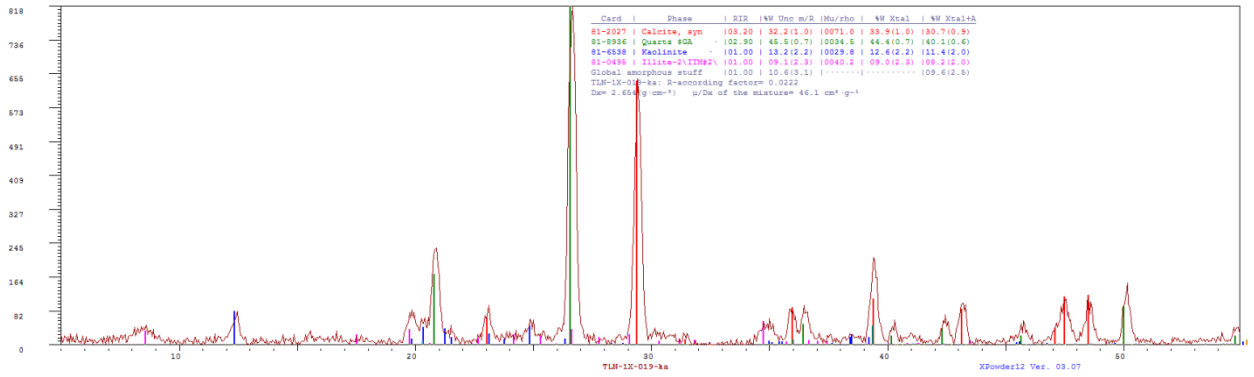
TLN-1X-017



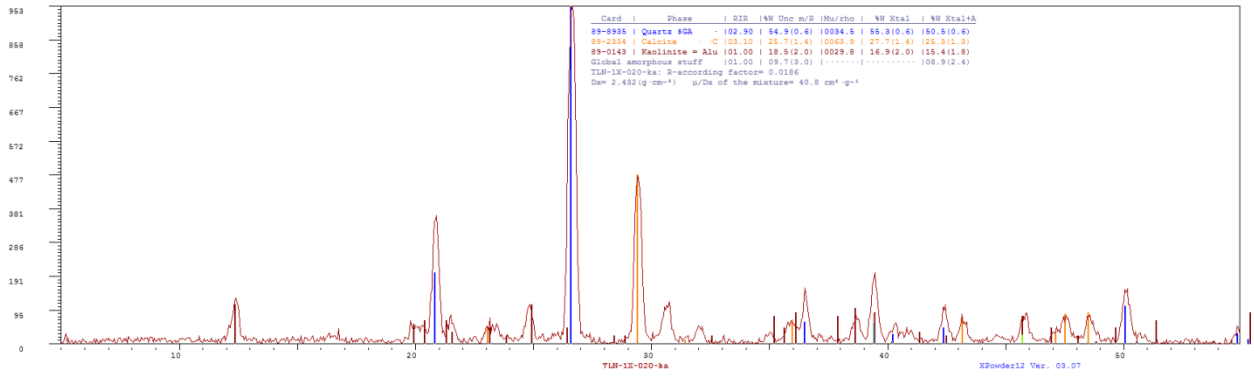
TLN-1X-018



TLN-1X-019



TLN-1X-020



ANEXO B. Lista de figuras usadas por los autores para este estudio.

Figura	Descripción
1	Mapa de localización geográfica de las cuencas Valle Medio del Magdalena y Caguán – Putumayo. Modificado de Google Maps, 2013.
2	Mapa conceptual que define el flujo de trabajo seguido en este estudio. Autores
3	La preparación de la muestra se realiza pulverizando la muestra con un pequeño martillo y se pasa por un tamiz de 150 μm para que el tamaño del grano sea homogéneo. Posteriormente se introduce en una celda que será sometida a los rayos X dentro del instrumento. Foto tomada por los autores
4	La máquina utilizada para el DRX entrega los resultados en un formato de difractograma, que posteriormente es procesado y analizado en un software especializado que permite identificar las diferentes fases minerales. Autores
5	Difractograma obtenido de un test para calibrar el funcionamiento de la máquina con una muestra de calcita pura. Autores.
6	Diagrama ternario con subdivisiones que corresponde al tipo de roca de acuerdo a su contenido mineral. Los extremos corresponden al 100% del mineral correspondiente. Autores
7	Influencia del contenido de minerales arcillosos en el procedimiento de fracturamiento en shale gas plays (Pitcher, 2011)
8	Difracción proveniente de más de una fila de átomos que ilustra la ley de Bragg. El número 1 es un rayo del haz incidente; 1' es un rayo del haz difractado; KGA es la normal a los planos difractantes. Fuente: Moore and Reynolds, 2002
9	Modelo secuencial de la evolución geológica regional de las cuencas del VMM, Cordillera Oriental y Llanos Orientales de Colombia. Fuente: Cooper, et al. 1995
10	Columna estratigráfica y nomenclatura en la Cuenca VMM. Fuente: Ramón, et al. 1999
11	Localización geográfica de la Cuenca Caguán – Putumayo y principales límites entre cuencas. La cuenca Caguán – Putumayo conforma una provincia geológica junto a las cuencas Marañón (Perú) y Oriente (Ecuador). La cuenca Caguán – Putumayo representa el límite norte de dicha provincia. Fuente: Higley. (2001).
12	Columna estratigráfica de la Cuenca Caguán-Putumayo. Fuente: Mojica et al., 2010
13	Mapa de paleofacies para el Miembro Salada de la Formación La Luna. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC (Modificado de Sarmiento, 2011).
14	Mapa de paleofacies para el Miembro Pujamana de la Formación La Luna. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC. (Modificado de Sarmiento, 2011)
15	Mapa de paleofacies para el Miembro Galembó de la Formación La Luna. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC. (Modificado de Allen et al. 1994)
16	Mapa de paleofacies para la Formación Simiti. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC. (Modificado de Allen et al., 1994).
17	Mapa de paleofacies para la Formación Tablazo. A la derecha se observa una sección mineralógica en la que se observa la relación arcillosidad-TOC. (Modificado de Sarmiento, 2011).
18	Mapa de paleofacies para la Formación Villeta (Modificado de Pindell y Tabbutt, 1995).
19	Mapa de paleofacies para la Formación Caballos (Modificado de Pindell y Tabbutt, 1995).
20	Historia de enterramiento de las rocas generadoras de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Modificado de García y Parra, 2003). Las columnas rosadas indican los tiempos en los cuales las rocas generadoras alcanzaron la máxima temperatura en la cuenca.
21	Carta de eventos del sistema petrolífero de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Modificado de Barrero, et al. 2007; Gacía y Parra, 2003).
22	Mapa de distribución de TOC para la Formación La Luna (Modificado de Sarmiento, 2011).

23	Madurez termal (Ro) de la Formación La Luna (Modificado de Sarmiento, 2011).
24	Perfil mineralógico y de TOC del pozo Infantas-1613. Autores
25	Madurez de la Formación Tablazo basado en la reflectancia de la vitrinita (Modificado de Sarmiento, 2011)
26	Caracterización de roca fuente en la Cuenca VMM. La coincidencia se da con los pozos Berlin-2, Colorado-34, Escuela-1, Llanito-1, Morales-6 y Mugrosa.5. Atlas Geoquímico 2010
27	Carta de eventos del sistema petrolífero de la Cuenca Putumayo (Barrero et al. 2007; González et al. 2002; Kairuz et al. 2000; Olaya Lopez et al., 1999).
28	Mapa de TOC de la Formación Villeta (Aguilera et al., 2010).
29	Mapa de madurez termal basada en Ro de la Formación Villeta (Aguilera et al. 2010).
30	Mapa de TOC para la Formación Caballos (Aguilera et al. 2010)
31	Mapa de madurez termal basada en Ro de la Formación Caballos (Aguilera et al. 2010).
32	Caracterización de roca fuente en la Cuenca VMM. La coincidencia se da con todos los pozos que se trabajaron en este estudio. Atlas Geoquímico 2010
33	Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Tablazo, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral. Autores
34	Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Simiti, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral. Autores
35	Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación La Luna, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral. Autores
36	Resultados mineralógicos promedio para cada formación de interés en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, con su respectivo Diagrama Ternario que presenta la distribución de las muestras analizadas para dicha cuenca en relación al contenido total de arcillas, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir del análisis por DRX. Autores.
37	Diagrama ternario que representa la distribución de las muestras de la Formación Tablazo en el pozo Bandera-1
38	Imagen que resume el contenido mineral de la Formación Tablazo, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos. Autores
39	Diagrama ternario que representa la distribución de las muestras de la Formación Simiti en el pozo Margaritas-1
40	Resume el contenido mineral de la Formación Simiti, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos. Autores
41	Diagrama ternario que representa la distribución de las muestras de la Formación La Luna en el pozo Norean-1
42	Resume el contenido mineral de la Formación La Luna, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos. Autores
43	Cuencas sedimentarias objeto de este estudio. En azul la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en amarillo la cuenca Caguán – Putumayo. Autores
44	Zonas objeto de estudio de acuerdo a la densidad de pozos. En violeta la Zona denominada Central y en verde la Zona denominada Norte. Autores.
45	Localización de los pozos que controlan la mineralogía para la Formación Tablazo. Pozos de interés en amarillo y las zonas de interés en violeta y verde. Autores.
46	Distribución vertical del contenido mineralógico (silica, arcillas y carbonatos) para la Formación Tablazo a partir de la información de los pozos que la corazonaron. Autores
47	Mapa de contenido de minerales arcillosos, en la Formación Tablazo, para la Zona Norte de la Cuenca

	del Valle Medio del Magdalena. Autores.
48	Mapa de contenido de minerales arcillosos, en la Formación Tablazo, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
49	Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores
50	Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
51	Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
52	Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Tablazo, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
53	Distribución vertical del contenido mineralógico (silica, arcillas y carbonatos) para la Formación Simiti a partir de la información de los pozos que la corazonaron. Autores.
54	. Mapa que representa la distribución del contenido de arcillas, en la Formación Simiti, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
55	Mapa de distribución del contenido de arcillas, en la Formación Simiti, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores
56	Mapa que representa la distribución del contenido de silicatos, en la Formación Simiti, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
57	Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación Simiti, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
58	Mapa que representa la distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Simiti, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
59	Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación Simiti, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores
60	Distribución vertical del contenido mineralógico (silica en rojo, arcillas en azul y carbonatos en verde) para la Formación La Luna a partir de la información de los pozos que la corazonaron. Autores
61	Mapa que representa la distribución del contenido de arcillas, en la Formación La Luna para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
62	Mapa de distribución del contenido de arcillas, en la Formación La Luna, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
63	Mapa que representa la distribución del contenido desilicatos, en la Formación La Luna para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
64	Mapa de distribución del contenido de silicatos, en la Formación La Luna, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores.
65	Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación La Luna, para la Zona Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores
66	Mapa de distribución del contenido de carbonatos, en la Formación La Luna, para la Zona Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Autores
67	Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Villeta, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral. Autores
68	Diagrama Ternario mostrando la distribución de las muestras de la Formación Caballos, discriminadas por pozos, que relaciona el contenido mineralógico total en términos de clay, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir de análisis de DRX. También se presenta una clasificación del tipo de roca a partir del contenido mineral. Autores.
69	Resultados mineralógicos promedio para cada formación de interés en la Cuenca del Caguán - Putumayo, con su respectivo Diagrama Ternario que presenta la distribución de las muestras analizadas para dicha cuenca en relación al contenido total de arcillas, silicatos (cuarzo y feldespato) y carbonatos (calcita y dolomita) a partir del análisis por DRX. Autores.
70	Diagrama que presenta los resultados mineralógicos del pozo Rio Mocoa-1 para la Formación Villeta,

	en el que se evidencia la presencia de caolinita en una proporción predominante sobre la illita. Autores
71	Tabla que resume el contenido mineral de la Formación Villeta, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos. Autores.
72	Diagrama ternario correspondiente al pozo Río Mocoa-1 en el que se evidencian las principales tendencias de las muestras para la Formación Caballos. Autores.
73	Tabla que resume el contenido mineral de la Formación Caballos, para cada pozo. A la derecha el contenido promedio para todos los pozos. Autores
74	Zona objeto de estudio de acuerdo a la densidad de pozos. En violeta la Zona seleccionada en la Cuenca Caguán – Putumayo. Autores
75	Distribución de los pozos de interés en la zona de estudio, en la Cuenca Caguán-Putumayo. Autores
76	Distribución vertical de los resultados de contenido mineral en la Cuenca Caguán-Putumayo para la Formación Caballos, registro de todos los pozos. Autores
77	Mapa que presenta los patrones de distribución de las arcillas en la Formación Caballos. Autores
78	Mapa que exhibe la distribución de los silicatos en la Formación Caballos. Autores
79	Mapa que presenta la distribución de los minerales carbonatos en la zona de estudio, para la Formación Caballos. Autores
80	Distribución vertical del contenido mineralógico en la cuenca Caguán – Putumayo. Registro de los resultados arrojados por cada uno de los pozos que analizaron la Formación Villeta. Autores
81	Mapa que presenta la distribución de los minerales arcillosos en la Formación Villeta para la zona de estudio. Autores
82	Mapa que exhibe el comportamiento de la distribución de los silicatos en la Formación Villeta para la zona de estudio. Autores
83	Mapa de distribución del contenido de carbonatos para la Formación Villeta en la zona de estudio. Autores
84	Operaciones entre superficies. Diferencia entre la superficie A y B para identificar las zonas de mayor contenido de silicatos. Autores
85	Resultado de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas. Los colores celeste, azul oscuro y morado representan sectores con valores negativos, lo que se refiere a contenidos mayores de arcillas sobre silicatos. Autores.
86	Superficie resultante de la diferencia entre Silicatos y arcillas. Se pueden identificar las zonas de mayor interés al E de la zona, dado su alto contenido de silicatos. Autores
87	Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Villeta. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. Autores
88	Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas. Autores
89	Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos puede contribuir al fracturamiento. Zona Norte. Autores
90	Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas. Autores
91	Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos puede contribuir al fracturamiento. Zona Central. Autores
92	Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Tablazo. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. Autores.
93	Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas para la Formación Simiti. Autores.
94	Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte. Autores
95	Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas, para la Formación Simiti. Autores
96	Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte. Autores

97	Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Simiti. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. Autores
98	Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas, para la Formación La Luna. Zona norte. Autores
99	Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte. Autores.
100	Superficie resultante de la diferencia entre las superficies de silicatos y arcillas, para la Formación La Luan. Zona central. Autores.
101	Comparación entre la superficie resultante y la de distribución de carbonatos. En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Zona Norte. Autores
102	cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación La Luna. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. Autores
103	Superficie resultante de la diferencia entre la superficie de silicatos y arcillas, para la Formación Caballos. Autores.
104	Comparación entre la superficie resultante (izq.) y la de distribución de carbonatos (der.). En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Autores.
105	Figura 105. Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Caballos. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. Autores.
106	Superficie resultante de la diferencia entre la superficie de silicatos y arcillas, para la Formación Villeta. Autores
107	Comparación entre la superficie resultante (izq.) y la de distribución de carbonatos (der.). En rojo, se encierran las zonas en donde el contenido de carbonatos aporta al fracturamiento. Autores
108	Resultados del cálculo del Índice de Fracturamiento, para el caso de la Formación Villeta. La línea roja representa el límite sobre el cual, a la derecha, se disponen los valores que favorecen el fracturamiento de las rocas. Autores.

ANEXO C. Lista de tablas donde mostramos el inventario generado en la toma de muestras de los pozos que fueron estudiados.

Tabla 1 Bandera

Formation	Member	Core Number	Sample Type	Top (ft)	Thickness (ft)	Cutting Interval	Cutting Thickness	XRD Sample Depth	Sample Number	
LA LUNA				2897	312					
		14066	CUTTING			2990	3200	210	2990-3000	BAN-1-052
		14066	CUTTING			2990	3200	210	3050-3060	BAN-1-051
		14066	CUTTING			2990	3200	210	3090-3100	BAN-1-050
		14066	CUTTING			2990	3200	210	3150-3160	BAN-1-049
	14386	CUTTING			3200	3420	220	3200-3210	BAN-1-048	
SIMITI				3209	1207					
		14386	CUTTING			3200	3420	220	3260-3270	BAN-1-047
		14386	CUTTING			3200	3420	220	3330-3340	BAN-1-046
		14386	CUTTING			3200	3420	220	3380-3390	BAN-1-045
		14387	CUTTING			3420	3630	210	3430-3440	BAN-1-044
		14387	CUTTING			3420	3630	210	3480-3490	BAN-1-043
		14387	CUTTING			3420	3630	210	3530-3540	BAN-1-042
		14387	CUTTING			3420	3630	210	3570-3580	BAN-1-041
		14387	CUTTING			3420	3630	210	3610-3620	BAN-1-040
		14384	CUTTING			3630	3730	100	3640-3650	BAN-1-039
		14384	CUTTING			3630	3730	100	3680-3690	BAN-1-038
		14384	CUTTING			3630	3730	100	3720-3730	BAN-1-037
		32686	CUTTING			3730	3930	200	3750-3760	BAN-1-036
		32686	CUTTING			3730	3930	200	3800-3810	BAN-1-035
		32686	CUTTING			3730	3930	200	3870-3880	BAN-1-034
		32686	CUTTING			3730	3930	200	3890-3900	BAN-1-033
		13541	CUTTING			3930	4080	150	3940-3950	BAN-1-032
		13541	CUTTING			3930	4080	150	3990-4000	BAN-1-031
		13541	CUTTING			3930	4080	150	4040-4050	BAN-1-030
		31234	CUTTING			4080	4250	170	4090-4100	BAN-1-029
		31234	CUTTING			4080	4250	170	4130-4140	BAN-1-028
		31234	CUTTING			4080	4250	170	4180-4190	BAN-1-027
		31234	CUTTING			4080	4250	170	4200-4210	BAN-1-026
		35275	CUTTING			4250	4430	180	4250-4260	BAN-1-025
		35275	CUTTING			4250	4430	180	4290-4300	BAN-1-024
		35275	CUTTING			4250	4430	180	4320-4330	BAN-1-023

		35275	CUTTING			4250	4430	180	4360-4370	BAN-1-022
		35275	CUTTING			4250	4430	180	4400-4410	BAN-1-021
TABLAZO				4416	174					
		35278	CUTTING			4430	4700	270	4440-4450	BAN-1-020
		35278	CUTTING			4430	4700	270	4490-4500	BAN-1-019
		35278	CUTTING			4430	4700	270	4510-4520	BAN-1-018
		35278	CUTTING			4430	4700	270	4540-4550	BAN-1-017
		35278	CUTTING			4430	4700	270	4580-4590	BAN-1-016
ROSABLANCA				4590	500					
		35278	CUTTING			4430	4700	270	4640-4650	BAN-1-015
		35278	CUTTING			4430	4700	270	4680-4690	BAN-1-014
		60914	CUTTING			4700	4820	120	4710-4720	BAN-1-013
		60914	CUTTING			4700	4820	120	4730-4740	BAN-1-012
		60914	CUTTING			4700	4820	120	4780-4790	BAN-1-011
		60914	CUTTING			4700	4820	120	4810-4820	BAN-1-010
		60915	CUTTING			4820	5000	180	4850-4860	BAN-1-009
		60915	CUTTING			4820	5000	180	4870-4880	BAN-1-008
		60915	CUTTING			4820	5000	180	4900-4910	BAN-1-007
		60915	CUTTING			4820	5000	180	4940-4950	BAN-1-006
		60915	CUTTING			4820	5000	180	4970-4980	BAN-1-005
		60916	CUTTING			5000	5130	130	5000-5010	BAN-1-004
		60916	CUTTING			5000	5130	130	5020-5030	BAN-1-003
		60916	CUTTING			5000	5130	130	5050-5060	BAN-1-002
	60916	CUTTING	5090		5000	5130	130	5080-5090	BAN-1-001	

Tabla 2. Berlin

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL	CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER	
LA LUNA				7340	60					
		0,66969	Core			7380	7378	2	7378	BERL-2-003
		0,66969	Core			7380	7378	2	7379	BERL-2-002
		0,66969	Core	7400		7380	7378	2	7380	BERL-2-001

Tabla 3. Bosque

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL	CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER	
SIMITI				9885	1515					
		C17 - 6/8	Core			9965	9960	5	9961	BSQ-1-011
		C17 - 6/8	Core			9965	9960	5	9962	BSQ-1-010
		C17 - 6/8	Core			9965	9960	5	9963	BSQ-1-009
		C18 - 7/8	Core			10225	10214	11	10216	BSQ-1-008
		C18 - 7/8	Core			10225	10214	11	10222	BSQ-1-007
		C20 - 6/8	Core			10489	10474	15	10477	BSQ-1-006
TABLAZO				11400	622					
		C22 - 7/8	Core			11423	11418	5	11421	BSQ-1-004
		C22 - 7/8	Core			11423	11418	5	11423	BSQ-1-003
		C26 - 8/8	Core			11728	11719	9	11719	BSQ-1-002
PAJA				12022	208					
		C26 - 8/8	Core	12230		12045	12037	8	12037	BSQ-1-001

Tabla 4. Cascajales

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL	CORE NUMBER	CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER
SIMITI				6610	1940					
		C1 S: 1/2	CORE			3606	3603	3	3604	CAS-1-007
		C1 S: 1/3	CORE			3609	3606	3	3608	CAS-1-006
		C2 S: 2/3	CORE			7763	7760	3	7761	CAS-1-005
		C3 S: 3/3	CORE			7852	7843	9	7843	CAS-1-004
		C3 S: 3/3	CORE			7852	7849	3	7849	CAS-1-003
		C3 S: 3/3	CORE			7852	7849	3	7852	CAS-1-002
		C3 S: 3/3	CORE	8550		7855	7852	3	7854	CAS-1-001

Tabla 5. Escuela

Formation	Member	Core Number	Sample Type	Top (ft)	Thickness (ft)	Core Interval	Core Thickness	XRD Sample Depth	Sample Number	
VILLETA				2450	4550					
		1 of 3	CUTTINGS			930	4800	3870	2400-2500	ESC-1-011
		1 of 3	CUTTINGS			930	4800	3870	2700-2800	ESC-1-010
		1 of 3	CUTTINGS			930	4800	3870	3000-3100	ESC-1-009
		1 of 3	CUTTINGS			930	4800	3870	3500-3600	ESC-1-013
		1 of 3	CUTTINGS			930	4800	3870	3700-3800	ESC-1-008
		1 of 3	CUTTINGS			930	4800	3870	4200	ESC-1-007
		1 of 3	CUTTINGS			930	4800	3870	4400-4500	ESC-1-012
		1 of 3	CUTTINGS			930	4800	3870	4700	ESC-1-006
		2 of 2	CUTTINGS			4900	7000	2100	5100-5200	ESC-1-005
		2 of 2	CUTTINGS			4900	7000	2100	5600	ESC-1-004
		2 of 2	CUTTINGS			4900	7000	2100	6100	ESC-1-003
		2 of 2	CUTTINGS			4900	7000	2100	6300	ESC-1-015
		2 of 2	CUTTINGS			4900	7000	2100	6600	ESC-1-002
		2 of 2	CUTTINGS			4900	7000	2100	6800	ESC-1-014
	2 of 2	CUTTINGS		7000		4900	7000	2100	7000	ESC-1-001

Tabla 6. Infantantas 1629

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNES S (ft)	CORE INTERVAL	CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER	
CHORRO				1573	679					
SIMITI				2252	1448					
		0.0.5475	Core			2302,3	2300	2,3	2302	INF-1629-009
		0.0.5475	Core			2563	2560	3	2560	INF-1629-008
		0.0.5475	Core			2563	2560	3	2562	INF-1629-007
		0.0.5490	Core			2566,92	2563	3,92	2563,5	INF-1629-006
		0.0.5490	Core			2566,92	2563	3,92	2565	INF-1629-005
		0.0.5490	Core			2566,92	2563	3,92	2566	INF-1629-004
		0.0.5491	Core			3700	3696	4	3697	INF-1629-003
		0.0.5491	Core			3700	3696	4	3698	INF-1629-002
	0.0.5491	Core		3700		3700	3696	4	3699	INF-1629-001

Tabla 7. Llanito 1

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL		CORE NUMBER	CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER	
LA LUNA	PUJAMANA/SALADA			732 2	956							
						748 6	7477	66907	9	7481	LL-1-014	
						748 6	7477	66907	9	7485	LL-1-013	
						748 6	7477	66907	9	7480	LL-1-012	
	SALADA/GALEMBO			827 8						0		
										0		
		C7 - 2/3	Core									
			Core				784 2	7839	66904	3	7839	LL-1-009
			Core				784 2	7839	66904	3	7841	LL-1-008
			Core				784 3,63	7842	66905	1,63	7843	LL-1-007b
			Core		870 7	724	821 8,42	8216	66902	2,42	8218	LL-1-006b
			Core		943 1	943	977 6	9773	66901	3	9775	LL-1-005
	SALADA		Core			978 5	9782	66920	3	9785	LL-1-004	
			Core			978 6	9765	66923	21	10284	LL-1-003	
TABLAZO	TABLAZO-PACKSTONE									0		
	TABLAZO-LIMESTONE									0		
PAJA	PAJA-SHALE		Core	122 89	497	124 14	1240 4	66926	10	12407	LL-1-002	
			Core					66928	10	12416	LL-1-001	
ROSABLANCA	ROSABLANCA-LIMESTONE											

Tabla 8. Llanito 6

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL	CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER	
CHORRO				7700	610					
				8310						
LA LUNA				8379	14					
		0,56041	Core			7868	7865	3	7865	LL-6-008
		0,56041	Core			7868	7865	3	7867	LL-6-007
		0,56042	Core			7886	7880	6	7881	LL-6-006
		0,56042	Core			7886	7880	6	7883	LL-6-005
		0,56042	Core			7886	7880	6	7886	LL-6-004
		0,56043	Core			8390	8385	5	8386	LL-6-003
		0,56043	Core			8390	8385	5	8388	LL-6-002
	0,56043	Core		8393		8390	8385	5	8390	LL-6-001

Tabla 9. Margaritas 1

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL	CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER	
CHORRO GROUP				9850	760		0			
		C3 - C2	Core			10301	10291	10	10292	MARG-1-018
		C3 - C1	Core			10301	10291	10	10296	MARG-1-017
		C3 - C3	Core			10301	10291	10	10300	MARG-1-016
SIMITI				10610	590		0			
		C4 - C1	Core			10750	10714	36	10716	MARG-1-015
		C4 - C4	Core			10750	10714	36	10720	MARG-1-014
		C4 - C4	Core			10750	10714	36	10726	MARG-1-013
		C4 - C6	Core			10750	10714	36	10730	MARG-1-012
		C4 - C6	Core			10750	10714	36	10735	MARG-1-011
		C4 - C8	Core			10750	10714	36	10740	MARG-1-010
		C4 - C8	Core			10750	10714	36	10748	MARG-1-009
		C5 - C5	Core			10919	10903	16	10904	MARG-1-008
		C5 - C5	Core			10919	10903	16	10908	MARG-1-007
		C5 - C5	Core			10919	10903	16	10910	MARG-1-006
		C5 - C5	Core			10919	10903	16	10918	MARG-1-005
		C6 - C5	Core			11195	11172	23	11174	MARG-1-004
		C6 - C5	Core			11195	11172	23	11181	MARG-1-003
	C6 - C6	Core			11195	11172	23	11187	MARG-1-002	
	C6 - C6	Core		11200		11195	11172	23	11194	MARG-1-001

Tabla 10. Morales 1

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL	CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER	
UMIR				1080	1950					
			Cuttings			3180	0	3180	1170-1140	MOR-1-117
			Cuttings			3180	0	3180	1800-1770	MOR-1-116
			Cuttings			3180	0	3180	2160-2130	MOR-1-115
			Cuttings			3180	0	3180	2700-2670	MOR-1-114
		Cuttings	3030		3180	0	3180	2970-2940	MOR-1-113	
LA LUNA	SALADA			3090	270			0		
			Cuttings					0	3120-3090	MOR-1-112
			Cuttings					0	3150-3140	MOR-1-111
			Cuttings					0	3200-3190	MOR-1-110
			Cuttings					0	3250-3240	MOR-1-109
		Cuttings	3360		3580	3180	400	3360-3350	MOR-1-108	
SIMITI				3430	1130			0		
			Cuttings			5220	3580	1640	3440-3430	MOR-1-107
			Cuttings			5220	3580	1640	3530-3520	MOR-1-106
			Cuttings			5220	3580	1640	3610-3600	MOR-1-105
			Cuttings			5220	3580	1640	3710-3700	MOR-1-104
			Cuttings			5220	3580	1640	3810-3800	MOR-1-103
			Cuttings			5220	3580	1640	3910-3900	MOR-1-102
			Cuttings			5220	3580	1640	4010-4000	MOR-1-101
			Cuttings			5220	3580	1640	4110-4100	MOR-1-100
			Cuttings			5220	3580	1640	4200-4190	MOR-1-099
			Cuttings			5220	3580	1640	4220-4210	MOR-1-098
			Cuttings			5220	3580	1640	4240-4230	MOR-1-097
			Cuttings			5220	3580	1640	4260-4250	MOR-1-096
			Cuttings			5220	3580	1640	4280-4270	MOR-1-095
			Cuttings			5220	3580	1640	4320-4310	MOR-1-094
			Cuttings			5220	3580	1640	4380-4370	MOR-1-093
			Cuttings			5220	3580	1640	4420-4410	MOR-1-092
			Cuttings			5220	3580	1640	4440-4430	MOR-1-091
			Cuttings			5220	3580	1640	4460-4450	MOR-1-090
			Cuttings			5220	3580	1640	4480-4470	MOR-1-089
		Cuttings			5220	3580	1640	4500-4490	MOR-1-088	
		Cuttings			5220	3580	1640	4520-4510	MOR-1-087	
		Cuttings			5220	3580	1640	4540-4530	MOR-1-086	
		Cuttings	4560		5220	3580	1640	4560-4550	MOR-1-085	
TABLAZO				4640	1550			0		
			Cuttings			5220	3580	1640	4640-4630	MOR-1-084
			Cuttings			5220	3580	1640	4660-4650	MOR-1-083

		Cuttings				5220	3580	1640	4680-4670	MOR-1-082
		Cuttings				5220	3580	1640	4700-4690	MOR-1-081
		Cuttings				5220	3580	1640	4720-4710	MOR-1-080
		Cuttings				5220	3580	1640	4740-4730	MOR-1-079
		Cuttings				5220	3580	1640	4780-4770	MOR-1-078
		Cuttings				5220	3580	1640	4800-4790	MOR-1-077
		Cuttings				5220	3580	1640	4820-4810	MOR-1-076
		Cuttings				5220	3580	1640	4840-4830	MOR-1-075
		Cuttings				5220	3580	1640	4860-4850	MOR-1-074
		Cuttings				5220	3580	1640	4880-4820	MOR-1-073
		Cuttings				5220	3580	1640	4900-4890	MOR-1-072
		Cuttings				5220	3580	1640	4920-4910	MOR-1-071
		Cuttings				5220	3580	1640	4940-4930	MOR-1-070
		Cuttings				5220	3580	1640	4970-4960	MOR-1-069
		Cuttings				5220	3580	1640	4990-4980	MOR-1-068
		Cuttings				5220	3580	1640	5010-5000	MOR-1-067
		Cuttings				5220	3580	1640	5040-5030	MOR-1-066
		Cuttings				5220	3580	1640	5060-5050	MOR-1-065
		Cuttings				5220	3580	1640	5090-5080	MOR-1-064
		Cuttings				5220	3580	1640	5120-5110	MOR-1-063
		Cuttings				5220	3580	1640	5130-5120	MOR-1-062
		Cuttings				5220	3580	1640	5150-5140	MOR-1-061
		Cuttings				6560	5220	1340	5170-5160	MOR-1-060
		Cuttings				6560	5220	1340	5190-5180	MOR-1-059
		Cuttings				6560	5220	1340	5210-5200	MOR-1-058
		Cuttings				6560	5220	1340	5230-5220	MOR-1-057
		Cuttings				6560	5220	1340	5250-5240	MOR-1-056
		Cuttings				6560	5220	1340	5270-5260	MOR-1-055
		Cuttings				6560	5220	1340	5290-5280	MOR-1-054
		Cuttings				6560	5220	1340	5310-5300	MOR-1-053
		Cuttings				6560	5220	1340	5340-5330	MOR-1-052
		Cuttings				6560	5220	1340	5360-5350	MOR-1-051
		Cuttings				6560	5220	1340	5380-5370	MOR-1-050
		Cuttings				6560	5220	1340	5400-5390	MOR-1-049
		Cuttings				6560	5220	1340	5410-5400	MOR-1-048
		Cuttings				6560	5220	1340	5440-5430	MOR-1-047
		Cuttings				6560	5220	1340	5460-5450	MOR-1-046
		Cuttings				6560	5220	1340	5480-5470	MOR-1-045
		Cuttings				6560	5220	1340	5500-5490	MOR-1-044
		Cuttings				6560	5220	1340	5520-5510	MOR-1-043
		Cuttings				6560	5220	1340	5540-5530	MOR-1-042
		Cuttings				6560	5220	1340	5560-5550	MOR-1-041

		Cuttings				6560	5220	1340	5580-5570	MOR-1-040
		Cuttings				6560	5220	1340	5600-5590	MOR-1-039
		Cuttings				6560	5220	1340	5620-5610	MOR-1-038
		Cuttings				6560	5220	1340	5640-5630	MOR-1-037
		Cuttings				6560	5220	1340	5660-5650	MOR-1-036
		Cuttings				6560	5220	1340	5690-5680	MOR-1-035
		Cuttings				6560	5220	1340	5770-5760	MOR-1-034
		Cuttings				6560	5220	1340	5800-5790	MOR-1-033
		Cuttings				6560	5220	1340	5820-5810	MOR-1-032
		Cuttings				6560	5220	1340	5840-5830	MOR-1-031
		Cuttings				6560	5220	1340	5860-5850	MOR-1-030
		Cuttings				6560	5220	1340	5880-5870	MOR-1-029
		Cuttings				6560	5220	1340	5900-5890	MOR-1-028
		Cuttings				6560	5220	1340	5920-5910	MOR-1-027
		Cuttings				6560	5220	1340	5940-5930	MOR-1-026
		Cuttings				6560	5220	1340	5970-5960	MOR-1-025
		Cuttings				6560	5220	1340	6000-5990	MOR-1-024
		Cuttings				6560	5220	1340	6040-6030	MOR-1-023
		Cuttings				6560	5220	1340	6060-6050	MOR-1-022
		Cuttings				6560	5220	1340	6080-6070	MOR-1-021
		Cuttings				6560	5220	1340	6100-6090	MOR-1-020
		Cuttings				6560	5220	1340	6120-6110	MOR-1-019
		Cuttings				6560	5220	1340	6160-6150	MOR-1-018
		Cuttings	6190			6560	5220	1340	6190-6180	MOR-1-017
			6210		300			0		
PAJA		Cuttings				6560	5220	1340	6220-6210	MOR-1-016
		Cuttings				6560	5220	1340	6240-6230	MOR-1-015
		Cuttings				6560	5220	1340	6260-6250	MOR-1-014
		Cuttings				6560	5220	1340	6280-6270	MOR-1-013
		Cuttings				6560	5220	1340	6300-6290	MOR-1-012
		Cuttings				6560	5220	1340	6320-6310	MOR-1-011
		Cuttings				6560	5220	1340	6380-6370	MOR-1-010
		Cuttings				6560	5220	1340	6400-6390	MOR-1-009
		Cuttings				6560	5220	1340	6420-6410	MOR-1-008
		Cuttings				6560	5220	1340	6440-6430	MOR-1-007
		Cuttings				6560	5220	1340	6460-6450	MOR-1-006
		Cuttings				6560	5220	1340	6480-6470	MOR-1-005
		Cuttings				6560	5220	1340	6500-6490	MOR-1-004
		Cuttings				6560	5220	1340	6520-6510	MOR-1-003
		Cuttings				6560	5220	1340	6540-6530	MOR-1-002
	Cuttings	6510				6560	5220	1340	6560-6550	MOR-1-001

Tabla 11. Mugrosas

Formation	Member	Core Number	Sample Type	Top (ft)	Thickness (ft)	Core Interval	Core Thickness	XRD Sample Depth	Sample Number	
LA LUNA	GALEMBO			2715	583					
			CUTTINGS			2040	2915		2720	MUG-5-046
			CUTTINGS			2040	2915		2740	MUG-5-045
			CUTTINGS			2040	2915		2750	MUG-5-044
			CUTTINGS			2040	2915		2760	MUG-5-043
			CUTTINGS			2040	2915		2765	MUG-5-042
			CUTTINGS			2040	2915		2770	MUG-5-041
			CUTTINGS			2040	2915		2780	MUG-5-040
			CUTTINGS			2040	2915		2790	MUG-5-039
			CUTTINGS			2040	2915		2800	MUG-5-038
			CUTTINGS			2040	2915		2810	MUG-5-037
			CUTTINGS			2040	2915		2820	MUG-5-036
			CUTTINGS			2040	2915		2830	MUG-5-035
			CUTTINGS			2040	2915		2840	MUG-5-034
			CUTTINGS			2040	2915		2850	MUG-5-033
			CUTTINGS			2040	2915		2860	MUG-5-032
			CUTTINGS			2040	2915		2870	MUG-5-031
			CUTTINGS			2040	2915		2880	MUG-5-030
			CUTTINGS			2920	3195		2900	MUG-5-029
			CUTTINGS			2920	3195		2920	MUG-5-028
		CUTTINGS			2920	3195		2940	MUG-5-027	
		CUTTINGS			2920	3195		2950	MUG-5-026	
		CUTTINGS			2920	3195		2960	MUG-5-025	
		CUTTINGS			2920	3195		2970	MUG-5-024	
		PUJAMANA			3298	402				
			CUTTINGS			2920	3195		2980	MUG-5-023
			CUTTINGS			2920	3195		2990	MUG-5-022
			CUTTINGS			2920	3195		3010	MUG-5-021
			CUTTINGS			2920	3195		3020	MUG-5-020
			CUTTINGS			2920	3195		3030	MUG-5-019
			CUTTINGS			2920	3195		3040	MUG-5-018
			CUTTINGS			2920	3195		3050	MUG-5-017
			CUTTINGS			2920	3195		3060	MUG-5-016
	CUTTINGS				2920	3195		3070	MUG-5-015	
	CUTTINGS				2920	3195		3090	MUG-5-014	
	CUTTINGS				2920	3195		3100	MUG-5-013	
	CUTTINGS				2920	3195		3120	MUG-5-012	
	CUTTINGS			2920	3195		3130	MUG-5-011		
	CUTTINGS			2920	3195		3140	MUG-5-010		
	CUTTINGS			2920	3195		3150	MUG-5-009		
	CUTTINGS			2920	3195		3160	MUG-5-008		
	CUTTINGS			2920	3195		3170	MUG-5-007		

			CUTTINGS				2920	3195		3180	MUG-5-006
			CUTTINGS				2920	3195		3190	MUG-5-005
			CUTTINGS				2920	3195		3200	MUG-5-004
			CUTTINGS				2920	3195		3240	MUG-5-003
			CUTTINGS				2920	3195		3260	MUG-5-002
			CUTTINGS		3700		2920	3195		3270	MUG-5-001

Tabla 12. Quebrada Roja 1

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL		CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH		SAMPLE NUMBER
				9134	490						
ROSABLANCA		C10 - 009592	Core			9389	9369	20	9369		QRO-1-005
		C10 - 009592	Core			9389	9369	20	9373		QRO-1-004
		C10 - 009592	Core			9389	9369	20	9380		QRO-1-003
		C10 - 009592	Core			9389	9369	20	9389		QRO-1-002
		C11 - 061379	Core	9624		9655	9638	17	9649		QRO-1-001

Tabla 13. Sabalo 1

Formation	Member	Core Number	Sample Type	Top (ft)	Thickness (ft)	Core Interval		Core Thickness	XRD Sample Depth	Sample Number
LA LUNA				5621	889					
		23829	CUTTING			4280	6440	2160	5620-5630	SBL-1K-032
		23829	CUTTING			4280	6440	2160	5770-5780	SBL-1K-031
		23829	CUTTING			4280	6440	2160	5960-5970	SBL-1K-030
		23829	CUTTING			4280	6440	2160	6290-6300	SBL-1K-029
						4280	6440	2160	6440-6450	SBL-1K-028
SIMITI				6510	1324					
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	6500-6550	SBL-1K-027
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	6800-6850	SBL-1K-026
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	7000-7050	SBL-1K-025
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	7300-7350	SBL-1K-024
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	7500-7550	SBL-1K-023
						6500	9940	3440	7600-7650	SBL-1K-022
TABLAZO				7834	866					
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	7900-7950	SBL-1K-021
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	8000-8050	SBL-1K-020
						6500	9940	3440	8200-8250	SBL-1K-019
PAJA				8700	584					
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	8720-8730	SBL-1K-018
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	8800-8810	SBL-1K-017
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	8900-8910	SBL-1K-016
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	8960-8970	SBL-1K-015
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	9030-9040	SBL-1K-014
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	9070-9080	SBL-1K-013
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	9130-9140	SBL-1K-012
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	9220-9230	SBL-1K-011
23828	CUTTING			6500	9940	3440	9270-9280	SBL-1K-010		
ROSA BLANCA				9284	992					
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	9370-9380	SBL-1K-009
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	9510-9520	SBL-1K-008
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	9600-9610	SBL-1K-007
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	9740-9750	SBL-1K-006
		23828	CUTTING			6500	9940	3440	9920-9930	SBL-1K-005
		23826	CUTTING			9940	10310	370	10030-10040	SBL-1K-004
		23826	CUTTING			9940	10310	370	10100-10110	SBL-1K-003
		23826	CUTTING			9940	10310	370	10190-10200	SBL-1K-002
23826	CUTTING	10276		9940	10310	370	10260-10270	SBL-1K-001		

Tabla 14. Veracruz

Formation	Member	Core Number	Sample Type	Top (ft)	Thickness (ft)	Core Interval	Core Thickness	XRD Sample Depth	Sample Number	
TABLAZO - SIMITI				8627	371					
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8225-8250	VRZ-1-015
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8275-8300	VRZ-1-014
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8325-8350	VRZ-1-013
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8375-8400	VRZ-1-012
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8425-8450	VRZ-1-011
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8475-8500	VRZ-1-010
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8525-8550	VRZ-1-009
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8575-8600	VRZ-1-008
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8600-8625	VRZ-1-007
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8650-8675	VRZ-1-006
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8725-8750	VRZ-1-005
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8775-8800	VRZ-1-004
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8850-8875	VRZ-1-003
		57522	CUTTIN G			715 9	9000	1841	8900-8925	VRZ-1-002
		57522	CUTTIN G		8998		715 9	9000	1841	8975-9000

Tabla 15. Caiman 1

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL	CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER
VILLETA				7431	211			7382	CMN-1-023
								7383	CMN-1-022
								7774	CMN-1-021
								7776	CMN-1-020
								7780	CMN-1-019
								7782	CMN-1-018
								7784	CMN-1-017
								7786	CMN-1-016
								7788	CMN-1-015
								7790	CMN-1-014
								7792	CMN-1-013
								7794	CMN-1-012
								CABALLOS	
7804	CMN-1-010								
7807	CMN-1-009								
7809	CMN-1-008								
7817	CMN-1-007								
7821	CMN-1-006								
7826	CMN-1-005								
7832	CMN-1-004								
7835	CMN-1-003								
7839	CMN-1-002								
	7920						7841	CMN-1-001	

Tabla 16. Gavilan Wets 1

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL	CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER
				5105	2596				
		56447	core			7480 7477	3	7478	GLNW-1-012
		56447	core			7480 7477	3	7479	GLNW-1-011
		56447	core			7480 7477	3	7480	GLNW-1-010
		56448	core			7488 7482	6	7483	GLNW-1-009
		56448	core			7488 7482	6	7484	GLNW-1-008
		56448	core			7488 7482	6	7485	GLNW-1-007
		56448	core			7488 7482	6	7486	GLNW-1-006
		56449	core			7494 7488	6	7489	GLNW-1-005
		56449	core			7494 7488	6	7491	GLNW-1-004
		56449	core			7494 7488	6	7493	GLNW-1-003
		56450	core			7498 7494	4	7495	GLNW-1-002
		56450	core			7498 7494	4	7497	GLNW-1-001
				7701					

Tabla 17. Hormiga 1x

FORMATI ON	MEMBE R	Core Number	Sample Type	TOP (ft)		THICKNES S (ft)		CORE INTERVAL		CORE THICKNES S	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER
VILLETA				9795		820,58						
		C1 - C2/3	Core					9801	9795	6	9797	HGA-1X-035
		C1 - C2/3	Core					9806	9801	5	9803	HGA-1X-034
		C1 - C2/3	Core					9806	9801	5	9805	HGA-1X-033
		C1 - C2/3	Core					9812	9806	6	9808	HGA-1X-032
		C1 - C2/3	Core					9812	9806	6	9812	HGA-1X-031
		C1 - C2/3	Core					9812	9806	6	9814	HGA-1X-030
		C1 - C2/3	Core					9824	9812	12	9822	HGA-1X-029
		C1 - C2/3	Core					9824	9812	12	9825	HGA-1X-028
		C1 - C2/3	Core					9830	9824	6	9827	HGA-1X-027
		C1 - C2/3	Core					9830	9824	6	9824	HGA-1X-026
		C1 - C2/3	Core					9830	9824	6	9831	HGA-1X-025
		C1 - C2/3	Core					9835	9830	5	9834	HGA-1X-024
		C1 - C2/3	Core					9835	9830	5	9837	HGA-1X-023
		C1 - C2/3	Core					9838	9835	3	10412	HGA-1X-022
		C2 - C4/1	Core					10416	10410	6	10418	HGA-1X-021
		C2 - C4/2	Core					10416	10410	6	10415	HGA-1X-020
		C2 - C4/2	Core					10422	10416	6	10421	HGA-1X-019
		C2 - C4/3	Core					10431	10422	9	10423	HGA-1X-018
		C2 - C4/3	Core					10431	10422	9	10430	HGA-1X-017
		C2 - C4/4	Core					10437	10431	6	10432	HGA-1X-016
		C2 - C4/4	Core					10437	10431	6	10436	HGA-1X-015
		C3 - C2/3	Core					10575,53	10570	5,53	10570	HGA-1X-014
		C3 - C2/3	Core					10575,53	10570	5,53	10573	HGA-1X-013
		C3 - C2/3	Core					10580,17	10575,53	4,64	10576	HGA-1X-012
		C3 - C2/3	Core					10580,17	10575,53	4,64	10578	HGA-1X-011
		C3 - C2/3	Core					10580,17	10575,53	4,64	10580	HGA-1X-010
		C3 - C2/3	Core					10585,42	10580,17	5,25	10581	HGA-1X-009
		C3 - C2/3	Core					10585,42	10580,17	5,25	10582	HGA-1X-008
		C3 - C2/3	Core					10585,42	10580,17	5,25	10585	HGA-1X-007
		C3 - C2/3	Core					10597	10585,42	11,58	10586,67	HGA-1X-006
		C3 - C2/3	Core					10597	10585,42	11,58	10596	HGA-1X-005
		C3 - C2/3	Core					10610	10597	13	10598	HGA-1X-004
	C3 - C2/3	Core					10610	10597	13	10604	HGA-1X-003	
	C3 - C6/6	Core					10615,58	10610,58	5	10611	HGA-1X-002	
	C3 - C6/6	Core			10615,58		10615,58	10610,58	5	10615,17	HGA-1X-001	

Tabla 18. Quillasinga 2

FORMATI ON	MEMB ER	Core Number	Samp le Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL		CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER
				9024	316					
		C 1/10 S 3/8	Core			9035,7	9029	6,7	9030	QCA-2-044
		C 1/10 S 3/8	Core			9035,7	9029	6,7	9032	QCA-2-043
		C 1/10 S 3/8	Core			9035,7	9029	6,7	9035	QCA-2-042
		C 1/10 S 6/8	Core			9046	9041	5	9042	QCA-2-041
		C 1/10 S 6/8	Core			9046	9041	5	9044	QCA-2-040
		C 1/10 S 6/8	Core			9046	9041	5	9046	QCA-2-039
		C 3/10 S 3/8	Core			9080,6	9074	6,6	9075	QCA-2-038
		C 3/10 S 3/8	Core			9080,6	9074	6,6	9080	QCA-2-037
		C 4/10 S 5/8	Core			9116,5	9110	6,5	9110	QCA-2-036
		C 4/10 S 5/8	Core			9116,5	9110	6,5	9113	QCA-2-035
		C 4/10 S 5/8	Core			9116,5	9110	6,5	9116	QCA-2-034
		C 4/10 S 8/8	Core			9128,5	9122	6,5	9123	QCA-2-033
		C 4/10 S 8/8	Core			9128,5	9122	6,5	9125	QCA-2-032
		C 4/10 S 8/8	Core			9128,5	9122	6,5	9127	QCA-2-031
		C 5/10 S 3/3	Core			9140	9134,7	5,3	9135	QCA-2-030
		C 5/10 S 3/3	Core			9140	9134,7	5,3	9137	QCA-2-029
		C 5/10 S 3/3	Core			9140	9134,7	5,3	9140	QCA-2-028
		C 6/10 S 6/8	Core			9164	9158	6	9158	QCA-2-027
		C 6/10 S 6/8	Core			9164	9158	6	9161	QCA-2-026
		C 6/10 S 6/8	Core			9164	9158	6	9163	QCA-2-025
		C 6/10 S 8/8	Core			9170	9164	6	9164	QCA-2-024
		C 6/10 S 8/8	Core			9170	9164	6	9167	QCA-2-023
		C 6/10 S 8/8	Core			9170	9164	6	9170	QCA-2-022
		C 7/10 S 2/8	Core			9226	9220	6	9220	QCA-2-021
		C 7/10 S 2/8	Core			9226	9220	6	9223	QCA-2-020
		C 7/10 S 2/8	Core			9226	9220	6	9226	QCA-2-019
		C 7/10 S 6/8	Core			9244	9238	6	9238	QCA-2-018
		C 7/10 S 6/8	Core			9244	9238	6	9241	QCA-2-017
		C 7/10 S 6/8	Core			9244	9238	6	9244	QCA-2-016
		C 8/10 S 2/8	Core			9256	9250	6	9250	QCA-2-015
		C 8/10 S 2/8	Core			9256	9250	6	9253	QCA-2-014
		C 8/10 S 2/8	Core			9256	9250	6	9256	QCA-2-013
		C 8/10 S 3/8	Core			9262	9256	6	9257	QCA-2-012
		C 8/10 S 3/8	Core			9262	9256	6	9259	QCA-2-011
		C 8/10 S 3/8	Core			9262	9256	6	9261	QCA-2-010
		C 9/10 S 3/6	Core			9292	9286	6	9286	QCA-2-009
		C 9/10 S 3/6	Core			9292	9286	6	9289	QCA-2-008
		C 9/10 S 3/6	Core			9292	9286	6	9292	QCA-2-007
		C 10/10 S 3/8	Core			9322	9316	6	9316	QCA-2-006
		C 10/10 S 3/8	Core			9322	9316	6	9319	QCA-2-005
		C 10/10 S 3/8	Core			9322	9316	6	9322	QCA-2-004
		C 10/10 S 6/8	Core			9334	9328	6	9328	QCA-2-003
		C 10/10 S 6/8	Core			9334	9328	6	9331	QCA-2-002
		C 10/10 S 6/8	Core	9340		9334	9328	6	9334	QCA-2-001

Tabla 19. Rio mocoa 1

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNESS (ft)	CORE INTERVAL	CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER
VILLETA		C1 - 2/3	Core			2070 2065	5	2066	RMO-1-034
		C1 - 2/3	Core			2070 2065	5	2069	RMO-1-033
		C1 - 3/3	Core			2083 2078	5	2079	RMO-1-032
		C1 - 3/3	Core			2083 2078	5	2081	RMO-1-031
		C1 - 3/3	Core			2083 2078	5	2083	RMO-1-030
		C2 - 2/5	Core			2431 2425	6	2426	RMO-1-029
		C2 - 2/5	Core			2431 2425	6	2429	RMO-1-028
		C2 - 2/5	Core			2431 2425	6	2431	RMO-1-027
		C2 - 3/5	Core			2437 2431	6	2432	RMO-1-026
		C2 - 3/5	Core			2437 2431	6	2434	RMO-1-025
		C2 - 3/5	Core			2437 2431	6	2436	RMO-1-024
		C2 - 4/5	Core			2444 2437	7	2437	RMO-1-023
		C2 - 4/5	Core			2444 2437	7	2438	RMO-1-022
		C2 - 4/5	Core			2444 2437	7	2439	RMO-1-021
		C2 - 4/5	Core			2444 2437	7	2440	RMO-1-020
		C2 - 4/5	Core			2444 2437	7	2441	RMO-1-019
		C2 - 4/5	Core			2444 2437	7	2442	RMO-1-018
		C2 - 4/5	Core			2444 2437	7	2443	RMO-1-017
		C2 - 4/5	Core			2444 2437	7	2444	RMO-1-016
		C2 - 5/5	Core			2454,5 2450	4,5	2450	RMO-1-015
	C2 - 5/5	Core			2454,5 2450	4,5	2453	RMO-1-014	
	C2 - 5/5	Core			2454,5 2450	4,5	2454	RMO-1-013	
CABALLOS		C4 - C2/3	Core			2586 2580	6	2580	RMO-1-012
		C4 - C2/3	Core			2586 2580	6	2581	RMO-1-011
		C4 - C2/3	Core			2586 2580	6	2582	RMO-1-010
		C4 - C2/3	Core			2586 2580	6	2583	RMO-1-009
		C4 - C2/3	Core			2586 2580	6	2584	RMO-1-008
		C4 - C2/3	Core			2586 2580	6	2585	RMO-1-007
		C4 - C3/3	Core			2592 2586	6	2587	RMO-1-006
		C4 - C3/3	Core			2592 2586	6	2588	RMO-1-005
		C4 - C3/3	Core			2592 2586	6	2589	RMO-1-004
		C4 - C3/3	Core			2592 2586	6	2590	RMO-1-003
		C4 - C3/3	Core			2592 2586	6	2591	RMO-1-002
		C4 - C3/3	Core			2592 2586	6	2592	RMO-1-001

Tabla 20. Tapir 1

FORMATI ON	MEMB ER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKN ESS (ft)	CORE INTERVAL		CORE THICKNESS		XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER
CABALL OS				4556	312						
		C 1/4 - 1/5	Core			4562	4556	6		4557	TPR-1-040
		C 1/4 - 1/5	Core			4562	4556	6		4561	TPR-1-039
		C 1/4 - 2/5	Core			4568	4562	6		4562	TPR-1-038
		C 1/4 - 2/5	Core			4568	4562	6		4564	TPR-1-037
		C 1/4 - 2/5	Core			4568	4562	6		4566	TPR-1-036
		C 1/4 - 2/5	Core			4568	4562	6		4568	TPR-1-035
		C 1/4 - 3/5	Core			4574	4568	6		4569	TPR-1-034
		C 1/4 - 3/5	Core			4574	4568	6		4571	TPR-1-033
		C 1/4 - 3/5	Core			4574	4568	6		4574	TPR-1-032
		C 1/4 - 4/5	Core			4580	4574	6		4575	TPR-1-031
		C 1/4 - 4/5	Core			4580	4574	6		4578	TPR-1-030
		C 1/4 - 4/5	Core			4580	4574	6		4580	TPR-1-029
		C 1/4 - 5/5	Core			4586	4580	6		4581	TPR-1-028
		C 1/4 - 5/5	Core			4586	4580	6		4583	TPR-1-027
		C 1/4 - 5/5	Core			4586	4580	6		4585	TPR-1-026
		C 2/4 - 1/4	Core			4592	4586	6		4586	TPR-1-025
		C 2/4 - 1/4	Core			4592	4586	6		4588	TPR-1-024
		C 2/4 - 1/4	Core			4592	4586	6		4590	TPR-1-023
		C 2/4 - 1/4	Core			4592	4586	6		4591	TPR-1-022
		C 2/4 - 1/4	Core			4592	4586	6		4592	TPR-1-021
		C 2/4 - 2/4	Core			4598	4592	6		4593	TPR-1-020
		C 2/4 - 2/4	Core			4598	4592	6		4595	TPR-1-019
		C 2/4 - 2/4	Core			4598	4592	6		4596	TPR-1-018
		C 2/4 - 2/4	Core			4598	4592	6		4598	TPR-1-017
		C 2/4 - 3/4	Core			4604	4598	6		4599	TPR-1-016
		C 2/4 - 3	Core			4604	4598	6		4601	TPR-1-015
		C 2/4 - 3	Core			4604	4598	6		4603	TPR-1-014
		C 2/4	Core			4604,75	4604	0,75		4604	TPR-1-013
		C 3/4 - 1	Core			4838,4	4833	5,4		4833	TPR-1-012
		C 3/4 - 1	Core			4838,4	4833	5,4		4835	TPR-1-011
		C 3/4 - 1	Core			4838,4	4833	5,4		4836	TPR-1-010
	C 3/4 - 1	Core			4838,4	4833	5,4		4838	TPR-1-009	
	C 3/4 - 2	Core			4843,4	4838,4	5		4839	TPR-1-008	
	C 2/3 - 2	Core			4843,4	4838,4	5		4841	TPR-1-007	
	C 3/4	Core			4843,4	4838,4	5		4843	TPR-1-006	
	C 4/4 - 1/2	Core			4851	4845	6		4849	TPR-1-005	
	C 4/4 - 1/2	Core			4856,8	4851	5,8		4851	TPR-1-004	
	C 4/4 - 2/2	Core			4856,8	4851	5,8		4852	TPR-1-003	
	C 4/4 - 2/2	Core			4856,8	4851	5,8		4854	TPR-1-002	
	C 4/4 - 2/2	Core		4868		4856,8	4851	5,8	4856	TPR-1-001	

Tabla 21. Temblom x1

FORMATION	MEMBER	Core Number	Sample Type	TOP (ft)	THICKNES S (ft)	CORE INTERVAL		CORE THICKNESS	XRD SAMPLE DEPTH	SAMPLE NUMBER
CABALLOS								0		TLN-1X-018
								0		TLN-1X-017
								0		TLN-1X-016
								0		TLN-1X-015
		C1/3 - C5/5	C			10472,33	10466,33	6	10472	TLN-1X-014
								0		TLN-1X-013
								0		TLN-1X-012
								0		TLN-1X-011
		C2/3 - C3/3	Core			10501	10496	5	10497	TLN-1X-010
		C2/3 - C3/3	Core			10501	10496	5	10498	TLN-1X-009
		C2/3 - C3/3	Core			10501	10496	5	10501	TLN-1X-008
		C3/3 - C2/4	Core			10513	10503	10	10504	TLN-1X-007
		C3/3 - C2/4	Core			10513	10503	10	10508	TLN-1X-006
		C3/3 - C2/4	Core			10513	10503	10	10511	TLN-1X-005
		C3/3 - C3/4	Core			10524	10513	11	10513	TLN-1X-004
		C3/3 - C3/4	Core			10524	10513	11	10517	TLN-1X-003
		C3/3 - C3/4	Core			10524	10513	11	10520	TLN-1X-002
	C3/3 - C3/4	Core			10524	10513	11	10524	TLN-1X-001	