

**CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS DE ARENAS BITUMINOSAS EN  
AFLORAMIENTO Y DEFINICIÓN DE PARÁMETROS CORRELACIONABLES  
CON CARACTERÍSTICAS DE SUBSUELO. AREA DE SOGAMOSO,  
CORDILLERA ORIENTAL – COLOMBIA**

**KEDY YOHANA ARAQUE GUEVARA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
MAESTRIA EN GEOLOGIA  
BUCARAMANGA**

**2016**

**CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS DE ARENAS BITUMINOSAS EN  
AFLORAMIENTO Y DEFINICIÓN DE PARÁMETROS CORRELACIONABLES  
CON CARACTERÍSTICAS DE SUBSUELO. AREA DE SOGAMOSO,  
CORDILLERA ORIENTAL – COLOMBIA**

**KEDY YOHANA ARAQUE GUEVARA**

**Trabajo de grado para optar el título de Magíster en Geología**

**Director**

**SAIT KHURAMA VELASQUEZ**

**M.Sc. en Geofísica**

**Codirector**

**JOSE RICARDO SANDOVAL RUIZ**

**Geólogo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE FISICOQUIMICAS**

**ESCUELA DE GEOLOGIA**

**MAESTRIA EN GEOLOGIA**

**BUCARAMANGA**

**2016**

## **DEDICATORIA**

A mis hijos que son el regalo más grande por parte de Dios

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, porque gracias a él todo esto fue posible.

A la Universidad Industrial de Santander y Ecopetrol S.A. por el patrocinio en el desarrollo de este proyecto.

A José Ricardo Sandoval Ruiz, por sus aportes, dedicación y por su motivación en la generación de conocimiento.

A los profesores que durante el desarrollo de esta maestría nos compartieron sus conocimientos.

A los estudiantes de pregrado y mis compañeras por su colaboración y apoyo en el desarrollo de la etapa de campo.

A mi familia por el apoyo que siempre me brindan.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION .....	22
1. OBJETIVOS.....	25
1.1. OBJETIVO GENERAL .....	25
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	25
1.3. LOCALIZACION.....	26
2. METODOLOGIA .....	27
2.1 FASE DE RECOPIACION.....	27
2.2. FASE DE CAMPO .....	29
2.2.1 Levantamiento de Columnas Estratigráficas.....	29
2.2.2 Toma de Muestras. ....	30
2.2.3 Toma de Lecturas Gamma Ray. ....	33
2.3. FASE DE LABORATORIO.....	35
2.3.1. Análisis Petrofísicos Básicos. ....	35
2.3.2. Análisis Mineralógicos.....	39
2.4. FASE DE INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	44
2.4.1. Descripción Sedimentológica.....	45
2.5. FASE DE CORRELACIÓN CON INFORMACIÓN DE SUBSUELO.....	48
2.5.1. Definición de parámetros para determinar la relación Afloramiento – Subsuelo.....	49
3. ANTECEDENTES.....	51
3.1 GEOLOGIA ESTRUCTURAL.....	52
3.2. SISTEMA PETROLIFERO .....	54
3.2.1. Generalidades.....	54
3.2.2. Roca Generadora. ....	55

3.2.3. Roca Almacén o Reservoirio .....	57
3.2.4. Roca Sello.....	59
3.2.5. Trampas.....	59
4. ANALISIS DE RESULTADOS.....	60
4.1 DESCRIPCIÓN DE FACIES SEDIMENTARIAS .....	60
4.1.1. Sección Mina El Recuerdo – Municipio Sogamoso.....	60
4.1.2. Sección Quebrada Honda – Municipio Pesca.....	64
4.1.3. Sección Cerro El Uvo – Municipio Paz del Río .....	70
4.1.4. Sección Playa Blanca, Lago de Tota – Municipio de Aquitania. ....	74
4.2. ASOCIACION DE FACIES.....	81
4.2.1 Asociación de Facies G. ....	82
4.2.2 Asociación de Facies H.....	83
4.2.3 Asociación de Facies C.....	84
4.3. AMBIENTE DE DEPÓSITO DE LA FORMACIÓN .....	85
4.4 REGISTRO CORE GAMMA SPECTRAL.....	88
4.4.1 Patrones en el Spectral Gamma Ray (GR) .....	90
4.5 CARACTERIZACIÓN MINERALOGICA .....	92
4.5.1 Análisis Petrográfico. ....	93
4.5.2 Difracción de Rayos X (DRX).....	99
4.5.3 Microscopía Electrónica (SEM).....	107
4.6 CARACTERIZACIÓN PETROFISICA.....	113
4.6.1. Resultados petrofísicos Básicos Formación Picacho.....	115
4.6.2 Identificación de Tipos de Roca – Metodología de Windland (R-35). ....	119
4.6.3. Caracterización de Tipos de Roca presentes en la Formación Picacho, en el área de estudio .....	124
5. INTEGRACIÓN E INTERPRETACION INFORMACIÓN SUPERFICIE .....	130
5.1 INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS TEXTURALES DE LA ROCA ..	132

5.2 INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS COMPOSICIONALES DE LA ROCA .....	136
5.3 RECONOCIMIENTO Y EFECTO DE ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS ...	138
6. CORRELACION INFORMACIÓN DE SUPERFICIE CON SUBSUELO .....	142
6.1. POZO CORRALES-1 .....	142
6.2. PETROFISICA DEL POZO CORRALES-1 .....	145
6.2.1 Modelo de Porosidad .....	145
6.2.2 Modelo de Permeabilidad .....	146
6.3. PARÁMETROS CORRELACIONABLES DE SUPERFICIE Y SUBSUELO ..	149
6.4. CORRELACIÓN ESTRATIGRAFICA DE LAS SECCIONES LEVANTANDAS EN SUPERFICIE Y EL POZO CORRALES-1 .....	152
7. OBSERVACIONES ADICIONALES .....	156
8. CONCLUSIONES .....	159
9. RECOMENDACIONES .....	163
BIBLIOGRAFIA .....	164

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Relación total de las secciones y metros levantados en las columnas estratigráficas.....	30
Tabla 2. Relación total de muestras recolectadas y análisis propuestos en las cuatro secciones descritas.....	30
Tabla 3. Densidad de rocas y de algunos de los principales minerales formadores de rocas (en g/ cm <sup>3</sup> ).....	37
Tabla 4. Calidad de la roca en función a la porosidad .....	38
Tabla 5. Calidad de la roca en función a la permeabilidad .....	39
Tabla 6. Códigos de litofacies.....	47
Tabla 7. Nomenclaturas y correlaciones con trabajos del área. ....	55
Tabla 8. Distribución y espesor de facies Sección Mina El Recuerdo, Sogamoso	61
Tabla 9. Distribución y espesor de facies Sección Quebrada Honda, Pesca. ....	64
Tabla 10. Distribución y espesor de facies Sección Cerro El Uvo, Paz del Río .....	70
Tabla 11. Distribución y espesor de facies Sección Playa Blanca, Lago de Tota..	74
Tabla 12. Muestras seleccionadas para análisis de composición mineralógico. ...	93
Tabla 13. Clasificación textural y composicional de acuerdo con Folk (1974). ....	94
Tabla 14. Concentración Roca Total –Sección Mina El Recuerdo.....	100
Tabla 15. Concentración Relativa Fracción menor de 2 micras –Sección Mina El Recuerdo .....	100
Tabla 16. Concentración Roca Total – Sección Quebrada Honda.....	101
Tabla 17. Concentración Relativa Fracción menor de 2 micras – Sección Quebrada Honda .....	102
Tabla 18. Concentración Roca Total – Sección Cerro El Uvo.....	103
Tabla 19. Concentración Relativa Fracción menor de 2 micras – Sección Cerro El Uvo .....	104
Tabla 20. Concentración Roca Total – Sección Playa Blanca, Lago de Tota .....	105

Tabla 21. Concentración Relativa Fracción menor de 2 micras – Sección Playa Blanca, Lago de Tota.....	105
Tabla 22. Relación de muestras recolectadas en el levantamiento estratigráfico	113
Tabla 23. Datos de petrofísica básica para los tapones, Mina El Recuerdo – Municipio Sogamoso. Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos (ICP – Ecopetrol, 2014).....	116
Tabla 24. Datos de petrofísica básica para los tapones, Sección Quebrada Honda – Municipio Pesca. Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos (ICP – Ecopetrol, 2014).....	116
Tabla 25. Datos de petrofísica básica para los tapones, Sección Cerro El Uvo – Municipio Paz del Río. Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos (ICP – Ecopetrol, 2014).....	117
Tabla 26. Datos de petrofísica básica para los tapones, Sección Playa Blanca, Lago de Tota – Municipio de Aquitania. Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos (ICP – Ecopetrol, 2014).....	118
Tabla 27. Resultados estadísticos por tipos de roca para la Formación Picacho. ....	121
Tabla 28. Cutoff del tamaño del poro de las muestras.....	123
Tabla 29. Datos Estadísticos Básicos Tipo de Roca 1.....	126
Tabla 30. Datos Estadísticos Básicos Tipo de Roca 2.....	127
Tabla 31. Datos Estadísticos Básicos Tipo de Roca 3.....	129
Tabla 32. Recopilación de la información recolectada en la caracterización de afloramientos. ....	130
Tabla 33. Formaciones perforadas en el pozo Corrales-1 y Parámetros de reservorio. (Tomado de Ecopetrol, 1990). ....	144
Tabla 34. Resumen propiedades Petrofísicas pozo Corrales-1.....	146
Tabla 35. Parámetros correlacionables de superficie y subsuelo. ....	149
Tabla 36. Espesores en metros y pies de la Formación Picacho. Secciones levantadas en campo y el pozo Corrales-1.....	153

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Localización del área de estudio; se observan las cuatro secciones a trabajar de la Formación Picacho. ....	26
Figura 2. Flujo de trabajo propuesto para el desarrollo de la propuesta de investigación, proyecto de grado. ....	27
Figura 3. Mapa de los bloques con potencial en el recurso de arenas bituminosas para el área de Sogamoso. Bloques tomados según Mapa de Tierra ANH, 2010. ....	28
Figura 4. Taladro eléctrico, bomba de inyección de agua y toma de muestras de tapones en afloramiento. ....	33
Figura 5. Método utilizado para la preservación la muestra.....	33
Figura 6. Toma de lecturas de registro Gamma Spectral en afloramiento, con el equipo Gamma Ray Surveyor II, se realizó cada 35 centímetros. ....	34
Figura 7. Muestras de tapones de afloramiento de la Formación Picacho, finalizado el proceso de limpieza, secado y almacenadas en manga termoencogible. ....	36
Figura 8. Esquema de Metodología empleada. Procedimiento tomado del Manual de Procedimientos Técnicos del Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015). ....	42
Figura 9. Diagrama de principales estructuras en la zona de estudio.....	53
Figura 10. Sección Mina El Recuerdo – Sogamoso, Formación Picacho. ....	61
Figura 11. Distribución de Facies. Sección Mina El Recuerdo, Sogamoso. ....	62
Figura 12. Distribución de Facies. Sección Quebrada Honda, Pesca.....	65
Figura 13. Facies Grava arenosa con laminación (sGlam), donde se muestra la laminación plano paralela. ....	66

Figura 14. Facies Arenisca masiva (Sm). [A] Hacia la base y el tope de la sección no presenta impregnación. [B] En la parte media de la columna se encuentra impregnada. ....	67
Figura 15. Facies Arenisca con estratificación cruzada (Sx). [A] Hacia la base de la sección no presenta impregnación, en la imagen también se muestra la estratificación cruzada. [B] Hacia la parte media de la columna se encuentra impregnada, en la imagen se muestra la estratificación cruzada.....	68
Figura 16. Facies Arenisca laminada (Slam). [A] Hacia la base de la sección no presenta impregnación de hidrocarburos, laminación plano paralela. [B] Hacia la parte media de la columna se encuentra impregnación de hidrocarburos, por lo que la laminación plano paralela se observa un poco difusa. ....	69
Figura 17. Facies Arcillolita masiva (Cm). Se muestra el contacto erosivo de la facies Cm con la facies Slam. ....	69
Figura 18. Distribución de Facies. Sección Cerro El Uvo, Paz del Río. ....	71
Figura 19. Facies Arenisca conglomerática con estratificación cruzada (gSx). ....	71
Figura 20. Facies Arenisca con estratificación cruzada (Sx). [A] Roca ligeramente consolidada donde se observa la estratificación cruzada. [B] Roca friable donde se observa la estratificación cruzada. ....	72
Figura 21. Facies Arenisca laminada (Slam). [A] Roca con mayor impregnación de hidrocarburos, laminación plano paralela. [B] Roca con menor impregnación de hidrocarburos, laminación plano paralela. ....	73
Figura 22. Facies Arcillolita masiva (Cm).....	73
Figura 23. Distribución de Facies. Sección Playa Blanca, Lago de Tota .....	75
Figura 24 Facies Grava arenosa laminada (sGlam). [A] Se observa la laminación plano paralela. [B] Se muestra el aumento en tamaño y abundancia de los granos de cuarzo.....	75
Figura 25. Facies Arenisca conglomerática laminada (gSlam). [A] Se observa laminación plano paralela y la presencia de gránulos de cuarzo. [B] Se observa la intercalación de capas delgadas de caolinita con las areniscas. ....	76

Figura 26. Facies Arenisca conglomerática con estratificación cruzada (gSx). En [A] y [B] se observa la estratificación cruzada y como los conglomerados se encuentran distribuidos siguiendo la dirección de esta estructura. ....	77
Figura 27. Facies Arenisca masiva (Sm). ....	78
Figura 28. Facies Arenisca con estratificación cruzada (Sx). ....	78
Figura 29. Facies Arenisca con estratificación laminada (Slam). [A] Laminación con presencia de trazas de hidrocarburos (<10%). [B] Presencia de intraclastos lodosos. [C] Se observa la laminación de las capas y como aumenta la presencia de hidrocarburos. [D] En algunos sectores el hidrocarburo va aumentando de trazas a manchas (10% - 50%).....	80
Figura 30 Facies Arcillolita masiva (Cm).....	81
Figura 31. Ejemplos típicos de clasificación de asociaciones de facies. [A] Arenoso, río trenzado. [B, C] Barras puntuales en ríos de alta sinuosidad. [D] Degradación de un abanico aluvial. [E] Arenoso, planos de marea. [F - I] Puntos de barra de un arroyo de marea. (Tomados A-D Miall, 1980; E de Klein, 1971; F-I de Barwis, 1978).....	82
Figura 32. Asociación de Facies G. Fragmento tomado de la columna Quebrada Honda – Municipio de Pesca, donde se observa la intercalación de facies conglomeráticas con facies arenosas y delgadas arcillolitas masivas. ....	83
Figura 33. Asociación de Facies H. Fragmento tomado de la columna Mina El Recuerdo – Municipio de Sogamoso, donde se observa la intercalación de facies arenosas y delgadas arcillolitas masivas. ....	84
Figura 34. Asociación de Facies C. Fragmento tomado de la columna Playa Blanca – Lago de Tota, donde se observa la intercalación de facies arcillolitas masivas con areniscas cuarzosas en capas delgadas. ....	85
Figura 35. Columna de la Sección Quebrada Honda, donde se presentan y codifican las características de distribución de facies y las estructuras sedimentarias primarias que caracterizan los depósitos de ríos trenzados. ....	86
Figura 36. Ríos trenzados.....	87

Figura 37. [A] El core gamma marca el cambio de facies, correlaciona con la columna. [B] Gráficas de las curvas GR Total, K, U y Th de la columna Quebrada Honda. ....	88
Figura 38. Relación lineal de la respuesta de los rayos gamma totales con los isotopos de K, U y Th, de las cuatro secciones levantadas. ....	90
Figura 39. Fotografías de las muestras clasificadas como cuarzoarenitas de la sección Mina El Recuerdo. ....	95
Figura 40. Aspectos composicionales de las Cuarzoarenitas. (Qz) Cuarzo, (Fl) Fragmentos Líticos, (Zr) Zircón. Puede observarse los granos flotantes, debido a la calidad friable de la roca. ....	95
Figura 41. Fotografías de las muestras clasificadas como Sublitoarenitas. [A] y [B] Sección Quebrada Honda. [C] y [D] Sección Cerro El Uvo. ....	96
Figura 42. Aspectos composicionales de las Sublitoarenitas. (Qz) Cuarzo, (Tm) Turmalina. En estas muestras se observa disolución del chert, lo que va formando porosidad por disolución. ....	96
Figura 43. Aspectos composicionales de la Litoarenita. (Qz) Cuarzo. Vista general donde se observan fragmentos líticos y matriz arcillosa. ....	97
Figura 44. Diagramas de clasificación composicional para arenitas según Folk (1974). ....	98
Figura 45. Distribución de abundancias relativas por DRX- Sección Mina El Recuerdo. [A] Mineralogía bulk, roca total. [B] Mineralogía Fracción menor de 2 µm. Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015). ....	101
Figura 46. Distribución de abundancias relativas por DRX- Sección Quebrada Honda - Pesca. [A] Mineralogía bulk, roca total. [B] Mineralogía Fracción menor de 2 µm. Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015). ....	102
Figura 47. Distribución de abundancias relativas por DRX- Sección Cerro El Uvo – Paz del Río. [A] Mineralogía bulk, roca total. [B] Mineralogía Fracción menor de 2	

µm. Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015). .....	104
Figura 48. Distribución de abundancias relativas por DRX- Sección Playa Blanca, Lago de Tota. [A] Mineralogía bulk, roca total. [B] Mineralogía Fracción menor de 2 µm. Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015). .....	106
Figura 49. Distribución de abundancias relativas por DRX – Muestra de arcillolita. [A] Mineralogía bulk, roca total. [B] Fotografía de la muestra analizada. [C] Mineralogía Fracción menor de 2 µm. Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015). .....	107
Figura 50. Aspecto general del Cuarzo. [A] Tamaño de grano grueso. [B] Tamaño de grano fino. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).....	108
Figura 51. Illita en laminillas de bordes ondulados y filamentosos y Caolinita en láminas sueltas, detritos y en agrupación vermiforme, ubicadas entre los granos y sobre los poros. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014)..	109
Figura 52. Minerales accesorios: [A] Zircón, [B] Rutilo localizado entre granos y [C] Minerales de aspecto micáceo. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).....	109
Figura 53. [A] Aspecto general del Cuarzo de tamaño de grano medio. [B] Detalle de cuarzo en fragmentos. [C] Detalle de cuarzo microcristalino. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).....	110
Figura 54. [A] Caolinita en agrupación vermiforme. [B] Caolinita en láminas sueltas y detritos, e Illita en laminillas de bordes filamentosos. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).....	110
Figura 55. [A] Aspecto general de la muestra. [B] Detalle de la muestra con fragmentos de cuarzo. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).....	111
Figura 56. [A] Aspecto general de la muestra. [B] Detalle zona con aspecto de colmena. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014). .....	112

Figura 57. Datos de Porosidad vs. Permeabilidad de las 72 muestras de las 4 secciones de la Formación Picacho.....	120
Figura 58. Clasificación de los tipos de roca, utilizando la metodología de Windland.....	123
Figura 59. Tipo de Roca 1: Roca tipo arenisca inconsolidada, con presencia de escasa matriz arcillosa.....	125
Figura 60. Tipo de Roca 2: Roca tipo arenisca inconsolidada, con presencia de escasa matriz arcillosa.....	126
Figura 61. Tipo de Roca 3: Roca tipo arenisca inconsolidada. ....	128
Figura 62. Relación porosidad – permeabilidad, teniendo en cuenta el tamaño de grano de todas las muestras tomadas de la Formación Picacho que se encuentran en la tabla 32. ....	132
Figura 63. Relación porosidad – permeabilidad, teniendo en cuenta la selección de todas las muestras tomadas de la Formación Picacho que se encuentran en la tabla 32. ....	133
Figura 64. Relación Permeabilidad contra Selección de granos.....	134
Figura 65. Relación Porosidad contra Selección de granos. ....	135
Figura 66. Relación Permeabilidad contra Impregnación de bitumen.....	136
Figura 67. Relación Porosidad contra Impregnación de bitumen.....	137
Figura 68. Sección Cerro El Uvo. Intervalo donde se encuentra impregnación de hidrocarburo.....	138
Figura 69. Sección Cerro El Uvo. Intervalo donde se encuentra impregnación de hidrocarburo y se realizo toma de muestras para datos petrofísicos y mineralógicos.....	139
Figura 70. Sección Quebrada Honda. Intervalo donde se encuentra impregnación de hidrocarburo y se realizo toma de muestras para datos petrofísicos y mineralógicos.....	140
Figura 71. Corte esquemático con la ubicación del pozo Corrales-1. Tomado de Ecopetrol, 1990.....	142

Figura 72. Metodología para el cálculo de porosidad y saturación de agua. Tomado de Informe interno Ecopetrol, 2013.....	145
Figura 73. Modulo para el cálculo de permeabilidad emperica mediante diferentes ecuaciones. ....	147
Figura 74. Variación en la respuesta del registro de resistividad profunda (RT) en la Formación Picacho (Pozo Corrales-1). ....	148
Figura 75. Clasificación de la calidad de roca reservorio para valores promedio de las propiedades petrofísicas calculadas mediante análisis de registros eléctricos. (Informe interno Ecopetrol, 2013). ....	149
Figura 76. Pozo Corrales-1. [A] Base de la Fm. Concentración y tope de la Fm. Picacho. [B] Parte intermedia de la Fm. Picacho, donde se observa la litología típica de areniscas de esta formación. [C] Base Fm. Picacho y tope de la Formación Socha Superior (ANH, 2010). ....	151
Figura 77. PERFIL DE CORRELACIÓN. Pozo Corrales-1, Secciones estratigráficas Playa Blanca – Lago de Tota, Mina El Recuerdo – Sogamoso, Quebrada Honda – Pesca y Cerro El Uvo – Paz del Río.....	155

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Sección Mina El Recuerdo

Anexo B. Sección Quebrada Honda

Anexo C. Sección Cerro El Uvo

Anexo D. Sección Playa Blanca - Lago de Tota

Anexo E. Petrografía

Anexo F. Difracción de Rayos X

Anexo G. Microscopía Electrónica

Anexo H. Petrofísicos Básicos

Anexo I Correlación Final

(ver carpeta anexa)

## RESUMEN

**TITULO:** CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS DE ARENAS BITUMINOSAS EN AFLORAMIENTO Y DEFINICIÓN DE PARÁMETROS CORRELACIONABLES CON CARACTERÍSTICAS DE SUBSUELO. AREA DE SOGAMOSO, CORDILLERA ORIENTAL – COLOMBIA.\*

**AUTOR:** KEDY YOHANA ARAQUE GUEVARA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Calidad de Reservoirio, Propiedades Porosidad y Permeabilidad, Afloramientos, Formación Picacho.

### DESCRIPCIÓN

Colombia actualmente se encuentra en la búsqueda de nuevas fuentes de energía que suplan el consumo energético del país por lo que diversos estudios se han centrado en la identificación de recursos no convencionales de hidrocarburos. Las arenas bituminosas constituyen un potencial significativo de hidrocarburos no convencionales que contribuiría a aumentar las reservas de hidrocarburos. En el área de Sogamoso, al igual que en otras zonas del país, se han encontrado y evidenciado impregnaciones de Arenas Bituminosas que se encuentran aflorando, siendo esta una gran fuente de información. En la Formación Picacho, la composición de la roca, principalmente el contenido de arcillas y fragmentos líticos, influyen significativamente la calidad del yacimiento y el contenido de material fino tiene impacto sobre las características petrofísicas. Cuando se hace presente algún porcentaje de arcilla, la porosidad y permeabilidad de la roca se reduce dado que las partículas finas que forman estos dos elementos tienden a ocupar el espacio poroso entre los granos. Esta Formación posee excelentes propiedades petrofísicas y espesores importantes que le dan un alto potencial como roca almacenadora. Sin embargo, debido a que esta ha sido erodada durante la evolución de la cuenca y teniendo en cuenta que por su cercanía con la superficie, no presenta la suficiente presión para fluir, se sugiere aplicar técnicas de recobro mejorado para probar el verdadero potencial de esta formación. La textura, la porosidad y la permeabilidad son las propiedades identificadas como potencialmente correlacionables entre afloramiento y subsuelo.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Geología. Maestría en Geología. Director. Sait Khurama Velásquez. Codirector José Ricardo Sandoval Ruiz

## SUMMARY

**TITLE:** CHARACTERIZATION OF RESERVOIRS OF BITUMINOUS SANDS IN OUTCROP AND DEFINITION OF CORRELATIONAL PARAMETERS WITH SUBSURFACE CHARACTERISTICS. AREA OF SOGAMOSO, EASTERN CORDILLERA - COLOMBIA.\*

**AUTHOR:** KEDY YOHANA ARAQUE GUEVARA\*\*

**KEY WORDS:** Reservoir Quality, Petrophysical properties (Permeability and Porosity), Outcrop, Picacho Formation.

## DESCRIPTION

Colombia is currently in the search for new sources of energy that surpass the country's energy consumption, so that several studies have focused on the identification of non-conventional hydrocarbon resources. Bituminous sands constitute a significant potential of unconventional hydrocarbons that would contribute to increase hydrocarbon reserves. In the area of Sogamoso, as in other areas of the country, impregnations of Bituminous Sands have been found and evidenced, which is a great source of information. In the Picacho Formation, the composition of the rock, mainly the content of clays and lithic fragments, significantly influence the quality of the deposit and the content of fine material has an impact on the petrophysical characteristics. When some percentage of clay is present, the porosity and permeability of the rock is reduced since the fine particles that form these two elements tend to occupy the pore space between the grains. This Formation has excellent petrophysical properties and important thicknesses that give it a high potential as storage rock. However, because it has been eroded during the evolution of the basin and taking into account that due to its proximity to the surface, does not present sufficient pressure to flow, it is suggested to apply improved recovery techniques to test the true potential of this training. The texture, porosity and permeability are the properties identified as potentially correlated between outcrop and subsurface.

---

\* Degree work

\*\* Faculty of Physicochemistry. School of Geology. Master in Geology. Director. Sait Khurama Velásquez. Co-director José Ricardo Sandoval Ruiz

## INTRODUCCION

En el marco del proyecto de investigación de Tecnologías para la exploración de Arenas Bituminosas en Colombia, desarrollado por Ecopetrol - ICP, se ha determinado el área de Sogamoso como una zona posiblemente prospectiva para la exploración de este recurso; sin embargo hasta el momento se desconoce la dimensión, continuidad y potencial aproximado de este tipo de depósitos en esta área.

Debido a la carencia de propiedades que cuantifiquen la calidad de estas rocas almacenadoras de bitumen para poder determinarlas como un reservorio de Arenas Bituminosas, ha sido indispensable realizar un trabajo que incluya diferentes herramientas para caracterizar este tipo de yacimiento, mediante trabajos geológicos como levantamiento de secciones estratigráficas, análisis de propiedades petrofísicas, mineralógicos y petrográficos de la roca almacén con el fin utilizar estos productos en la industria energética del país.

Teniendo en cuenta la baja densidad de información de pozos disponibles en la zona de interés, se propone realizar la caracterización de arenas bituminosas en la Formación Picacho, a partir de la información sedimentológica y de análisis de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) en superficie. Esto mediante estudios en afloramiento y la correlación de estos con la información ya existente del subsuelo.

Con el fin de determinar la distribución espacial de la formación de interés, las secciones a describir se eligieron de manera que estuvieran ubicadas en diferentes municipios del bloque yacente de la Falla de Soapaga, en donde se presentan areniscas impregnadas con aceite.

En el presente proyecto se realizó el levantamiento de cuatro secciones estratigráficas de la Formación Picacho, distribuidas de sur a norte (Sección Playa Blanca, Sección Quebrada Honda, Sección Mina El Recuerdo y Sección Cerro El Uvo).

Composicionalmente la Formación Picacho está compuesta principalmente por fragmentos de cuarzo que varían de tamaño de arena fina a grava. Se presentan estructuras sedimentarias asociadas a planos de estratificación cruzada y laminación plano paralela. Los paquetes arenosos presentan gradación normal, con superficies de reactivación evidenciadas por las bases conglomeráticas de los estratos. Los depósitos de material lodoso, se observan en pequeñas capas, indicando que estas son poco preservadas debido a la constante erosión.

Para la caracterización petrofísica se seleccionaron 72 muestras de tapones, tomadas en los afloramientos y se realizaron análisis petrofísicos básicos, de donde se obtuvo datos de densidad de granos, saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad a dos presiones de confinamiento, con estos datos se definieron y se clasificaron las muestras por tipos de roca. Se analizaron 26 muestras en petrografía, 28 muestras para análisis mineralógicos con la técnica de Difracción de Rayos X (DRX) y 10 muestras para Microscopía Electrónica (SEM).

Se identificaron tres tipos de roca aplicando la Metodología de Windland, en donde el tipo de roca 2, se puede considerar como el mejor conjunto de muestras analizadas. Es de tener en cuenta que aunque el tipo de roca 1 tiene mejores permeabilidades, probablemente este sobreestimada debido a su desintegración al momento de realizar los análisis en el laboratorio; las muestras pertenecientes al grupo clasificado como tipo 2, son rocas que tienen altos niveles de impregnación de hidrocarburo.

Los datos de porosidad y de permeabilidad en todas las muestras son muy buenos, como lo es también la selección de granos, la cual se encuentra entre moderada y buena; aunque cabe resaltar que en las secciones Cerro El Uvo y Quebrada Honda las permeabilidades no son tan altas en comparación con las otras dos secciones, al igual que el tamaño de grano que se encuentra entre fino y medio, mientras que en las secciones Mina El Recuerdo y Lago de Tota predominan los granos de medios a gruesos – muy gruesos.

Relacionando la información de afloramiento con datos del pozo Corrales-1 (único pozo de Ecopetrol en esta área que tiene perforada la Formación Picacho), hay concordancia y correlación en cuanto a la información sedimentológica y petrofísica, en esta última se debe tener en cuenta que aunque los valores de las propiedades en subsuelo son más bajos que en superficie, como consecuencia de la presión de confinamiento, están dentro del rango donde se consideran buenos.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Caracterizar en afloramiento el reservorio de Arenas Bituminosas de la Formación Picacho – Área de Sogamoso con el fin de identificar parámetros válidos para efectuar correlaciones con información del subsuelo.

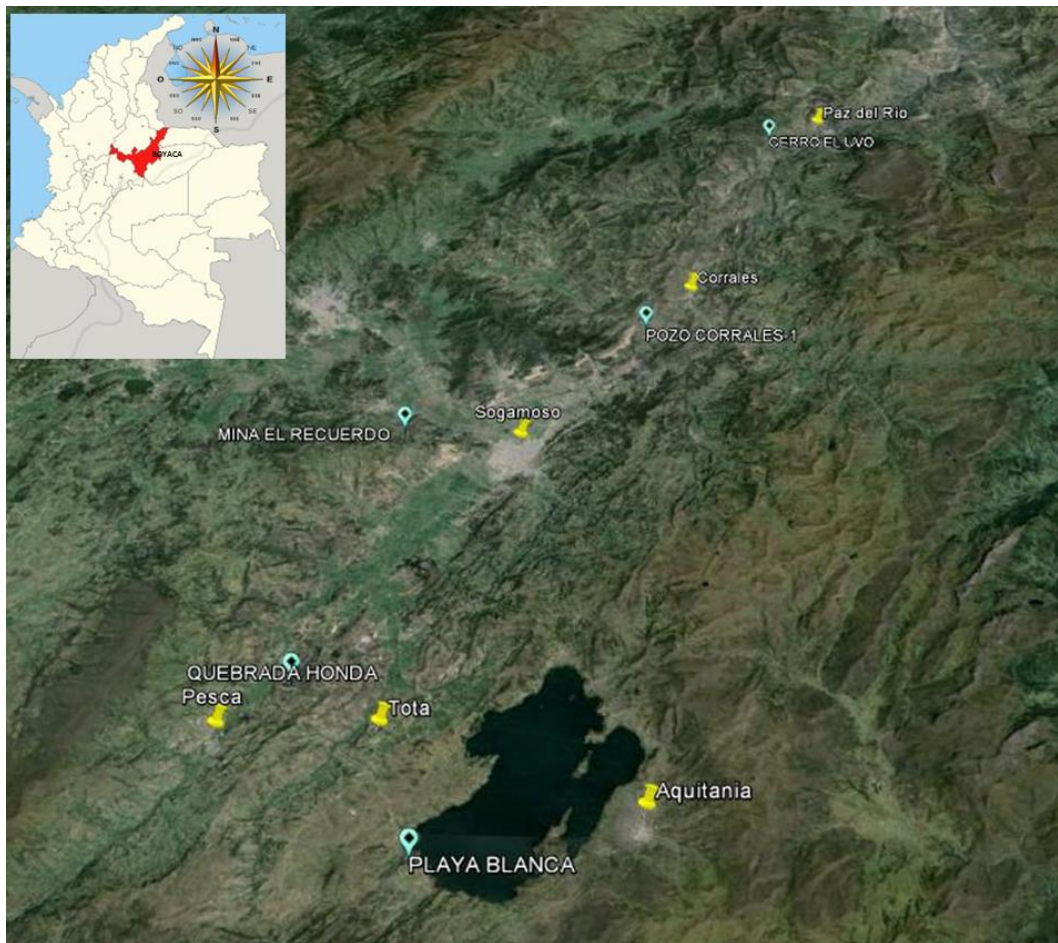
### **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Evaluar cuantitativamente y determinar las propiedades físicas (densidad, porosidad, permeabilidad, textura, consolidación, entre otras) de los reservorios aflorantes.
- Determinar la geometría de los cuerpos de Arenas Bituminosas aflorantes y con base en ello, dimensionar la extensión, continuidad horizontal y vertical de la unidad de interés, mediante la correlación de columnas estratigráficas.
- Definir los parámetros, características y propiedades físicas de las rocas de afloramiento, para establecer analogías con información de subsuelo, soportado en la integración sedimentológica, petrofísica y estratigráfica.
- Entender el sistema geológico y evaluar el potencial del recurso, a partir de la integración de la información obtenida en el proceso investigativo.

### 1.3. LOCALIZACION

El área de estudio se encuentra situada en la Cordillera Oriental – Bloque yacente de la Falla de Soapaga, en el departamento de Boyacá, Colombia. En cercanías de los municipios de Sogamoso (Mina El Recuerdo), Aquitania (Playa Blanca - Lago de Tota), Pesca (Quebrada Honda) y Paz del Río (Cerro el Uvo), (Figura 1). En la figura se puede apreciar afloramientos de la Formación Picacho, con edades de Eoceno inferior a medio, de acuerdo a Pardo y Rocher (2009).

**Figura 1. Localización del área de estudio; se observan las cuatro secciones a trabajar de la Formación Picacho.**

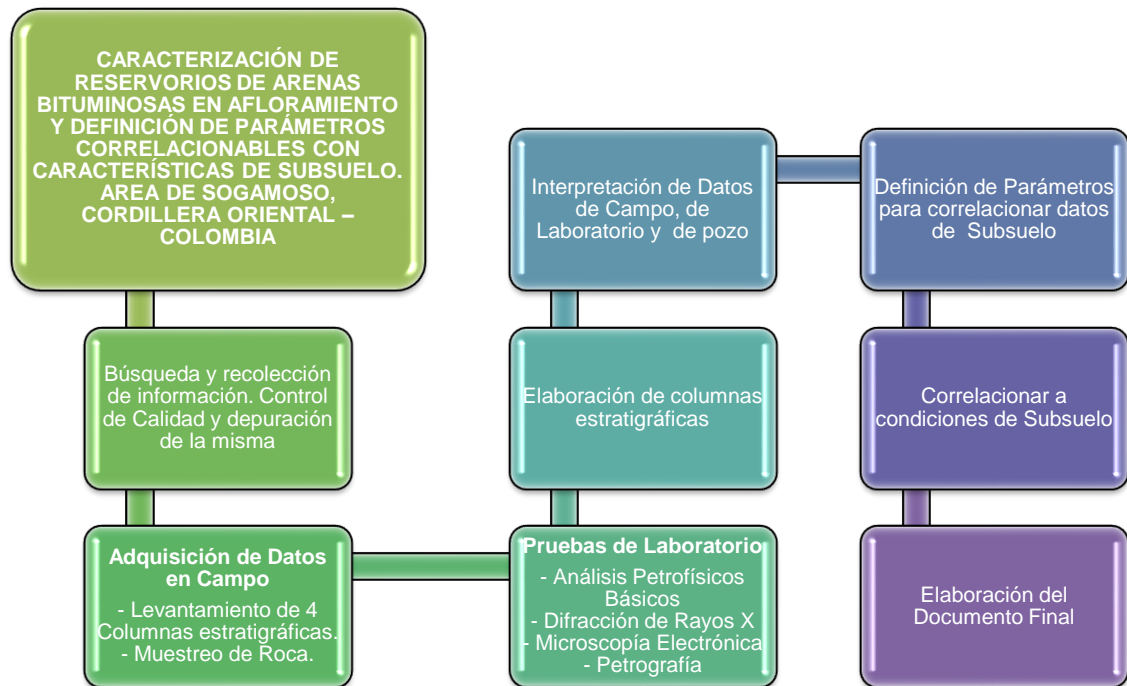


Fuente: Tomada y modificada de Google Earth.

## 2. METODOLOGIA

Para el desarrollo de esta investigación se siguió la metodología presentada en la Figura 2.

**Figura 2. Flujo de trabajo propuesto para el desarrollo de la propuesta de investigación, proyecto de grado.**



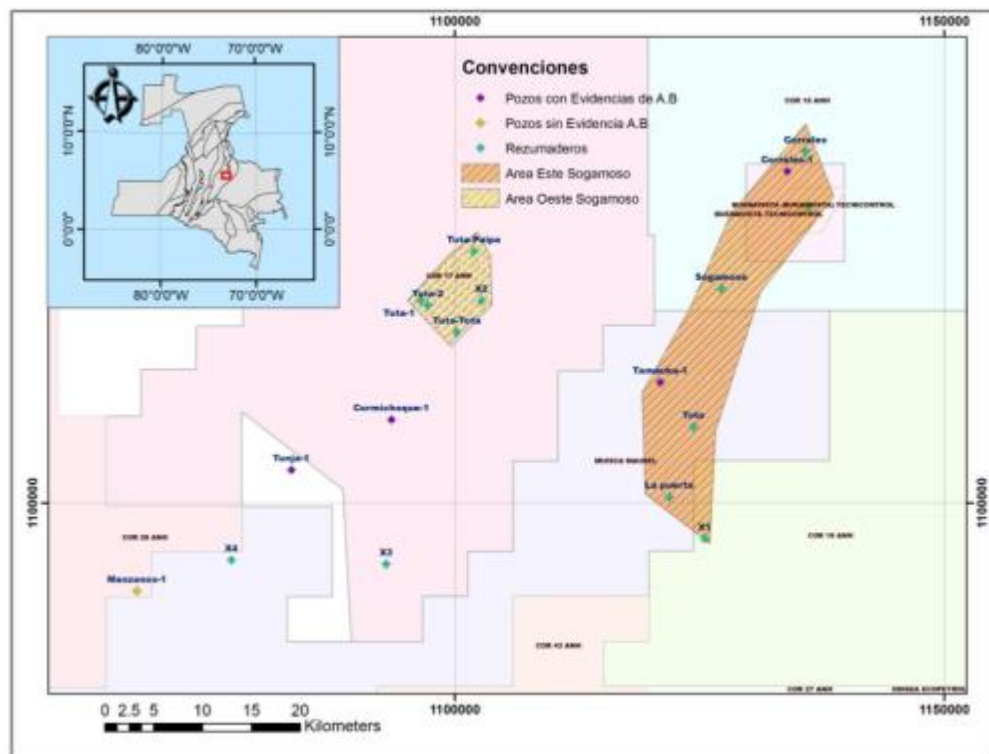
### 2.1 FASE DE RECOPIACION

En la primera etapa se recopilaron todos los datos bibliográficos posibles relacionados con el área de estudio y áreas adyacentes. Es la etapa en la cual se evalúa el estado del arte del tema a estudiar. Inicialmente se realiza la búsqueda, descarga de información que se encuentre relacionada con estudios, textos, artículos, tesis, entre otros; de tipo geológico, especialmente estudios

sedimentológicos, estratigráficos y petrofísicos previos, realizados en la zona de estudio área de Sogamoso. Posteriormente, con toda la información disponible, se procede a la depuración y selección de información relevante en el estudio de investigación.

En el área de Sogamoso se identificaron 6 pozos y 13 rezumaderos. Teniendo en cuenta la información disponible de cada pozo, se concluye que 4 reportan evidencias de arenas impregnadas de hidrocarburos, Corrales-1, Tamauka-1, Tunja-1, Cormichoque-1, estos dos últimos con trazas muy pobres de brea y 2 pozos no reportan impregnación de hidrocarburos (Bolivar-1 y Manzanos-1) (Figura 3).

**Figura 3. Mapa de los bloques con potencial en el recurso de arenas bituminosas para el área de Sogamoso. Bloques tomados según Mapa de Tierra ANH, 2010.**



Después de revisar la información de estos pozos, se determinó trabajar únicamente con el pozo Corrales-1, porque es el único del área de estudio que cuenta con intervalos registrados y perforados de la Formación Picacho, la cual es de interés para este trabajo.

## **2.2. FASE DE CAMPO**

**2.2.1 Levantamiento de Columnas Estratigráficas.** El levantamiento de las secciones se inició después de realizar un *scouting* y seleccionar las localidades con mejor exposición de roca pertenecientes a la Formación Picacho.

Las secciones fueron medidas a partir de poligonales levantadas con brújula y cinta métrica, dejando marcadas en la roca los vértices con el objeto de amarrar los levantamientos estratigráficos a la poligonal. La posición geográfica del punto de inicio y de finalización de la poligonal abierta fue registrada con medidas de GPS para su posterior amarre.

Además se realizó la medición de la sección utilizando el bastón de Jacob. Culminada la fase de medición se procedió a la descripción de los diferentes conjuntos litológicos, en cuya fase se utilizaron los instrumentos adecuados para la adquisición de datos según las normas de levantamiento de columnas, como son flexómetro, lupa (aumentos de 10X y 20X), tabla granulométrica y de clasificación de rocas, etc.

En esta actividad se describieron e interpretaron 4 Afloramientos a escala 1:50 localizados y relacionados en la Tabla 1.

**Tabla 1. Relación total de las secciones y metros levantados en las columnas estratigráficas**

FORMACION PICACHO				
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	MUNICIPIO O LOCALIDAD	COORDENADAS		METROS LEVANTADOS
		X	Y	
Sección Mina El Recuerdo	Sogamoso	1.120.870	1.125.870	14.00
Sección Quebrada Honda	Pesca	1.116.829	1.110.019	52.50
Sección Cerro El Uvo	Paz Del Río	1.142.819	1.152.377	40.10
Sección Playa Blanca	Lago de Tota – Aquitania	1.122.743	1.101.073	215.70

**2.2.2 Toma de Muestras.** Paralelo a la descripción de las columnas se realizó un muestreo de roca tanto de tapones como de muestras de mano, para caracterizar la unidad litológica aflorante; estas muestras fueron colectadas, empaquetadas y marcadas según las directrices propuestas. En esta fase se obtuvo un total de 74 muestras de roca (Tabla 2).

**Tabla 2. Relación total de muestras recolectadas y análisis propuestos en las cuatro secciones descritas.**

SECCION	TIPO DE MUESTRA	DISTANCIA EN LA COLUMNA (Metros)	PETROFISICOS BASICOS	PETRO	DRX	SEM
MINA EL RECUERDO	TAPÓN	1,00	X	X	X	
	TAPÓN	2,50	X	X	X	
	TAPÓN	4,00	X			
	TAPÓN	11,40	X	X	X	
	TAPÓN	12,40	X	X	X	
	TAPÓN	13,50	X			
QUEBRADA HONDA	TAPÓN	4,80	X	X	X	
	TAPÓN	6,50	X			
	TAPÓN	8,80	X	X	X	
	TAPÓN	10,00	X			
	TAPÓN	13,50	X	X	X	
	TAPÓN	20,40	X			
	TAPÓN	21,50	X			

SECCION	TIPO DE MUESTRA	DISTANCIA EN LA COLUMNA (Metros)	PETROFISICOS BASICOS	PETRO	DRX	SEM
	TAPÓN	22,40	X	X	X	X
	MANO	23,00	X	X	X	X
	MANO	23,50	X	X	X	X
	TAPÓN	24,00	X			
	MANO	24,50	X			
	MANO	27,50	X	X	X	X
	TAPÓN	32,50	X			
	TAPÓN	41,50	X	X	X	
CERRO EL UVO	MANO	3,20	X	X	X	X
	MANO	4,00	X			
	MANO	4,60	X	X	X	X
	MANO	5,30	X			
	MANO	6,40	X	X	X	X
	MANO	7,80	X			
	MANO	9,30	X	X	X	X
	MANO	20,50		X	X	X
LAGO DE TOTA	TAPÓN	2,00	X	X	X	
	TAPÓN	3,20	X			
	TAPÓN	4,00	X			
	TAPÓN	4,80	X	X	X	
	TAPÓN	6,00	X	X	X	
	TAPÓN	9,00	X	X	X	
	TAPÓN	9,50	X			
	TAPÓN	10,80	X	X	X	
	TAPÓN	11,80	X	X	X	
	TAPÓN	12,40	X	X	X	
	TAPÓN	13,00	X			
	TAPÓN	15,00	X			
	TAPÓN	36,00	X			
	TAPÓN	40,20	X	X	X	
	TAPÓN	60,00	X			
	TAPÓN	72,00	X			
	TAPÓN	78,00	X	X	X	
	TAPÓN	80,80	X			
	TAPÓN	85,00	X			
	TAPÓN	86,00	X			
	TAPÓN	92,00	X			
	TAPÓN	101,80	X			
	TAPÓN	108,80	X			
	TAPÓN	116,00	X	X	X	
TAPÓN	120,00	X				
TAPÓN	125,00	X				

SECCION	TIPO DE MUESTRA	DISTANCIA EN LA COLUMNA (Metros)	PETROFISICOS BASICOS	PETRO	DRX	SEM
	TAPÓN	128,20	X			
	TAPÓN	131,00	X			
	TAPÓN	134,80	X			
	TAPÓN	135,40	X			
	TAPÓN	138,00	X			
	TAPÓN	142,20	X			
	TAPÓN	145,00	X			
	MANO	169,50			X	X
	TAPÓN	170,20	X			
	TAPÓN	173,00	X			
	TAPÓN	177,20	X			
	TAPÓN	181,50	X			
	TAPÓN	184,00	X			
	MANO	187,50	X			
	TAPÓN	192,80	X			
	TAPÓN	198,20	X			
	TAPÓN	201,50	X			
	TAPÓN	205,40	X			
	TAPÓN	209,50	X			

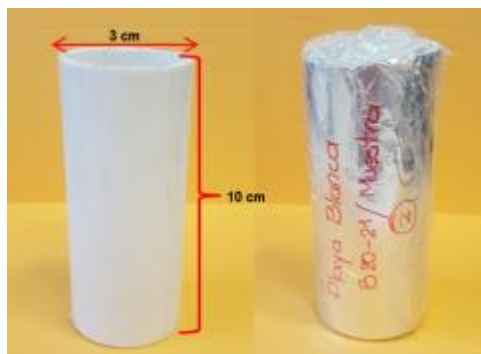
Para la toma de tapones, se utilizó un taladro eléctrico, donde fue necesario una bomba de inyección de agua para la extracción de la muestra. Las muestras son cilíndricas y su volumen depende de la broca utilizada para la perforación, en este caso se utilizó una broca de una pulgada para obtener una muestra representativa del afloramiento (Figura 4).

**Figura 4. Taladro eléctrico, bomba de inyección de agua y toma de muestras de tapones en afloramiento.**



Debido a la friabilidad de la roca de esta formación en la zona de estudio, la toma de los tapones con el taladro se hizo un poco difícil, para lo cual se resolvió introducir dentro de la broca de 3 cm de diámetro un tubo de PVC, para que la muestra quedara dentro de este, y no tener complicaciones al extraerlo de la broca, quedando empacada y preservada en el tubo de PVC, con papel aluminio y vinipel para una mejor conservación de las propiedades de la muestra (Figura 5).

**Figura 5. Método utilizado para la preservación la muestra.**



**2.2.3 Toma de Lecturas Gamma Ray.** Las lecturas de Gamma Ray total (U+Th+K) se hicieron con el equipo portátil Gamma Ray Surveyor II (Figura 6), con

toma de datos cada 35 centímetros, realizándose cuatro mediciones en cada punto. Estos puntos fueron seleccionados con ayuda del bastón de Jacob, tomando medidas en forma perpendicular a los planos de estratificación de base a techo y marcándolos con pintura.

**Figura 6. Toma de lecturas de registro Gamma Spectral en afloramiento, con el equipo Gamma Ray Surveyor II, se realizó cada 35 centímetros.**



Luego de haber seleccionado el área de medición se procedió al encendido, configurado y calibrado de la herramienta para su posterior uso. Los resultados obtenidos fueron registrados en un formato donde se relacionan con el bastón o la localización correspondiente dentro de la columna estratigráfica. En labores de oficina los datos fueron digitados y promediados en el programa Excel, para luego ser procesados, graficados y así construir la curva de contenido de radioactividad de las rocas en los lugares de levantamiento de columnas estratigráficas, estos datos se presentan en cuentas por segundo (c/s). Esta curva fue utilizada para corroborar las litologías de las diferentes secciones.

## **2.3. FASE DE LABORATORIO**

En los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), se realizaron análisis petrofísicos básicos como densidad de granos, permeabilidad, saturación de fluidos y de porosidad, adicionalmente análisis de petrografía, difracción de rayos X y microscopía electrónica; para confirmar la composición mineralógica.

**2.3.1. Análisis Petrofísicos Básicos.** Con el fin de llevar a cabo las pruebas de laboratorio para la caracterización petrofísica de la Formación Picacho, se tomaron de las cuatro secciones levantadas, un total de 72 muestras de tapones, en diferentes intervalos. El muestreo se realizó teniendo en cuenta la observación y los puntos donde se encontraba impregnación de hidrocarburos.

El siguiente es un breve resumen de los diferentes procedimientos empleados durante los análisis petrofísicos.

### **2.3.1.1 Procedimientos Analíticos empleados en la determinación de Datos Petrofísicos Básicos**

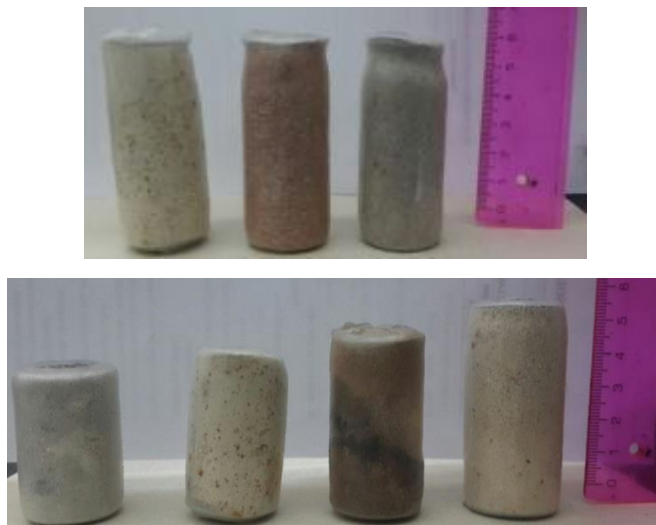
- **Corte, Limpieza y secado de Muestras.** Debido a que la muestra de afloramiento se encontraba preservada dentro de un tubo de PVC y por su carácter inconsolidado, fue necesario saturar la muestra con agua dulce y congelarla en un recipiente especial utilizando hielo seco. Con la muestra congelada se cortó el tubo de PVC y se retiró de la muestra, se recortó en una cortadora de cuchillas fijas, en la cual se perfilaron sus caras para obtener un cilindro regular recto, de acuerdo a lo recomendado por la norma API RP 40 de 1998. Fue necesario proteger la muestra para evitar la desintegración de su estructura por la pérdida de granos durante la manipulación en las diferentes pruebas. Esta protección consiste en la colocación o inserción de la muestra en una manga de teflón termoencogible y en sus caras fue protegida con un juego

de mallas metálicas (Figura 7) (Laboratorio Petrofísicos Básicos, ICP – Ecopetrol 2014).

La limpieza de la muestra se realizó en el equipo tipo Soxhlet, primero con Tolueno tipo industrial con el fin de dejar el medio poroso libre de crudo. Luego la muestra se sometió a limpieza con mezcla Tolueno-Metanol 50/50, para eliminar las sales solubles del espacio poroso.

Después de hacer un control de calidad para verificar que la muestra quedara limpia y libre de fluidos, fue secada en un horno de humedad relativa controlada a temperatura de 60°C y 40% de humedad. Durante este proceso la muestra fue pesada hasta lograr peso constante lo cual indica que la muestra queda totalmente seca y su medio poroso está libre de los solventes utilizados durante el proceso de limpieza. Este estado permite realizar con confiabilidad los ensayos de porosidad y permeabilidad. (Laboratorio Petrofísicos Básicos, ICP – Ecopetrol 2014).

**Figura 7. Muestras de tapones de afloramiento de la Formación Picacho, finalizado el proceso de limpieza, secado y almacenadas en manga termoencogible.**



- **Saturaciones de fluidos por el método de extracción por destilación (Dean Stark).** Este procedimiento es apropiado para muestras de tapones y para núcleos de pared por rotación. El método depende de la destilación de la fracción de agua, y la extracción de solvente de la fracción de aceite de la muestra. Se pesa la muestra y la fracción de agua es vaporizada por un solvente en ebullición. Se condensa el agua y se recolecta en un recipiente calibrado. El solvente vaporizado también se condensa, remoja la muestra y extrae el aceite. La muestra se seca al horno y se pesa. El contenido de aceite es determinado por diferencia gravimétrica.
- **Determinación de Densidad de Granos.** Para determinar el volumen de granos (Vg) se utilizó el equipo Porosímetro convencional Vinci, este equipo utiliza gas helio y aplica la Ley de Boyle para medir el volumen sólido de la muestra. La densidad de granos se calcula con base en el volumen de granos obtenido en el Porosímetro Vinci y el peso de la muestra medido en una balanza analítica (Wt). (Laboratorio Petrofísicos Básicos, ICP – Ecopetrol 2014).

$$\text{Densidad de granos g/cm}^3 = \frac{Wt}{Vg}$$

En la siguiente tabla se discriminan los valores estándares para las densidades de algunas rocas y minerales.

**Tabla 3. Densidad de rocas y de algunos de los principales minerales formadores de rocas (en g/ cm<sup>3</sup>).**

Litología	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )
Areniscas	2,64 - 2,68
Arcillas: Illita	2,75 - 2,85
Arcillas: Caolinita	2,60
Calizas	2,71
Shales	2,30 - 2,70
Dolomitas	2,83 - 2,87
Carbones	1,50

- **Determinación de Porosidad (Presión de confinamiento 400 y 800 PSI).**  
Para el cálculo de la porosidad en el equipo Porosímetro convencional Vinci se mide el volumen poroso de la muestra a presión de confinamiento y el volumen de grano. (Laboratorio Petrofísicos Básicos, ICP – Ecopetrol 2014).

$$\text{Porosidad a presión de confinamiento \%} = \frac{V_p}{V_p + V_g} \times 100$$

Dónde:  $V_p$ = Volumen poroso  
 $V_g$ = Volumen de granos

Como la porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca, la calidad de la roca del yacimiento puede ser determinada en función a la porosidad, como se observa en la tabla mostrada a continuación:

**Tabla 4. Calidad de la roca en función a la porosidad**

Calidad de la roca	Porosidad (%)
Muy buena	> 20
Buena	15 – 20
Regular	10 – 15
Pobre	5 – 10
Muy pobre	< 5

- **Determinación de Permeabilidad (Presión de confinamiento 400 y 800 PSI).**  
El permeámetro convencional de estado estable permite medir la permeabilidad al gas usando un flujo continuo de nitrógeno gaseoso a través del espacio poroso hasta obtener condiciones estables de caudal y presión. La permeabilidad Klinkenberg se obtiene realizando 4 o 5 mediciones de permeabilidad al gas variando la presión media de flujo ( $P_m$ ), una regresión

lineal de  $K_g$  vs  $1/P_m$  permite calcular la permeabilidad klinkenberg y el factor de deslizamiento del gas. (Laboratorio Petrofísicos Básicos – Ecopetrol 2014).

Dónde:  $K_g$ = Permeabilidad al gas  
 $P_m$ = Presión media de flujo

La permeabilidad de las rocas sedimentarias varía en un amplio rango y representa un factor físico importante, por lo que la calidad de un reservorio de hidrocarburos puede determinarse en función de la misma (Ver Tabla 5).

**Tabla 5. Calidad de la roca en función a la permeabilidad**

Calidad de la roca	Permeabilidad (mD)
Muy buena	$K > 250$
Buena	$50 < K < 250$
Moderada	$10 < K < 50$
Regular	$1 < K < 10$
Pobre	$K < 1$

Los parámetros de porosidad y permeabilidad describen el potencial de la roca como almacenadora. Para cada sección estratigráfica se graficaron los resultados de porosidad y permeabilidad, permitiendo visualizar las propiedades petrofísicas de la roca reservorio.

**2.3.2. Análisis Mineralógicos.** Las muestras fueron seleccionadas sistemáticamente y teniendo en cuenta cambios en tamaño de grano y composición litológica. Cabe resaltar que las muestras son inconsolidadas, por tanto, no fue posible realizar la prueba de SEM a todas las muestras, únicamente fue factible con las muestras que estaban consolidadas, tampoco se puede viable realizar el conteo de la porosidad en las secciones delgadas.

**2.3.2.1 Petrografía:** Las secciones delgadas fueron preparadas utilizando la metodología establecida en el Manual de Procedimientos Técnicos del Laboratorio de Procesamiento de Muestras Geológicas del Instituto Colombiano del Petróleo, ECOPETROL-ICP (2015). El análisis petrográfico se desarrolló empleando un microscopio de luz transmitida marca ZEISS, Axioplan 2.

Las actividades realizadas en el estudio petrográfico se dividen en dos, por una parte el análisis textural y por otra el análisis composicional. Para realizar estos estudios se tuvieron en cuenta las siguientes pautas:

- Corte de muestra de roca teniendo en cuenta la orientación respecto al tope y base de la misma.
- Elaboración de secciones delgadas con impregnación al vacío de un epóxico azul, para determinar porosidades primarias, secundarias y microporosidades.
- Descripción mineralógica de componentes y determinación de características composicionales.
- Determinación de características texturales de las rocas y granulometría.
- Tablas detalladas de porcentajes.
- Clasificación textural y composicional de la roca.
- Análisis de las diferentes características petrográficas de la formación analizada.
- Estas secciones se describieron utilizando el método de conteo estadístico de  $\pm 300$  puntos para determinar composición y  $\pm 200$  puntos para textura. Las

clasificaciones composicionales y texturales de las rocas están dadas mediante la estimación cualitativa por campo visual de las proporciones porcentuales de cada componente tomando como referencia los diagramas de Terry & Chillingar (1955) en Folk (1974).

- La clasificación usada para las arenitas es la propuesta por Folk, (1974) según los diagramas ternarios, Q-F-L (cuarzo-feldespatolíticos) para composición y G-A-L (grava-arena-lodo) para textura.

**2.3.2.2 Difracción de Rayos X (DRX).** El análisis mineralógico se realizó mediante la técnica de difracción de rayos X. En esta técnica se utilizó un Difractómetro de Rayos X marca Siemens modelo D500, permitió identificar los minerales arcillosos y no arcillosos que presentan una estructura interna ordenada; igualmente logró establecer el perfil mineralógico y los tipos de mineralogías presentes, siguiendo el Instructivo Técnico de Ensayo USTD RX-I-004, del Manual de Procedimientos Técnicos del Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECO PETROL-ICP (2015).

Este análisis se realizó bajo dos modalidades: roca total o bulk y fracción arcilla, correspondiente a la fracción de la muestra con partículas de diámetro efectivo menor a 2  $\mu\text{m}$ . El análisis bulk describe de una manera global la mineralogía de la roca total, mientras que el análisis de la fracción menor de 2 micras caracteriza principalmente los filosilicatos que se concentran principalmente en partículas con éste tamaño (Figura 8).

Figura 8. Esquema de Metodología empleada. Procedimiento tomado del Manual de Procedimientos Técnicos del Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015).



**2.3.2.3 Microscopía Electrónica (SEM).** Este estudio se realizó con el microscopio electrónico de barrido LEO 1450VP y el detector de rayos Oxford – Prime, siguiendo el Instructivo Técnico General GTN-I-275 y el Instructivo Técnico de Ensayo GTN-I-270, del Manual de Procedimientos Técnicos del Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015). Se trabajó sobre superficies de fractura fresca en fragmentos de muestra recubiertos con oro, se analizaron 10 muestras de las columnas estratigráficas, Sección Quebrada Honda, Sección Cerro El Uvo - Paz del Rio y Sección Playa Blanca – Lago de Tota. Las muestras fueron entregadas en el laboratorio para que fuera realizado el estudio de la distribución de minerales.

La microscopía de barrido electrónico es importante para la determinación mineralógica ya que permite la observación de la estructura interna de la roca, la

distribución de los minerales de arcilla ubicados dentro del espacio poral y la superficie de los granos.

En este estudio, las microfotografías a diferentes magnificaciones se describen e interpretan con el fin de conocer el hábito de los minerales a través de su morfología. En estas imágenes se puede visualizar la ubicación de los minerales arcillosos en las gargantas porales, superficies de los granos principales y como estos minerales inhiben los sobrecrecimientos secundarios de cuarzo. Así mismo, se pueden observar la presencia de minerales accesorios inmersos dentro de la estructura de la roca, de la misma manera el efecto de las arcillas entre las partículas de cuarzo, las cuales crean corrosión sobre los remates policristalinos de las mismas e inhiben los sobrecrecimientos (cementación) responsables de la dureza y la resistencia de la roca.

Es importante destacar, que esta descripción se realizó a través de la visualización directa de las imágenes en un computador, con cualquier programa de visualización de imágenes. Esto con el fin de tener información sobre el tipo de roca, su microtextura, la morfología y distribución de algunos minerales que pueden identificarse por su aspecto y composición elemental.

La descripción se basa inicialmente en la textura, el tamaño de grano promedio, la composición mineralógica y en conceptos generales de rocas sedimentarias. Se consideran también cuando son aplicables los conceptos de arcilla laminar, arcilla estructural y arcilla dispersa que pueden apoyar la interpretación del comportamiento petrofísico.

## 2.4. FASE DE INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

La información integrada en este trabajo fue diversa y resulta de mediciones efectuadas a diferentes escalas. De acuerdo a Slatt (2006), existen cuatro escalas de medición de las propiedades de la roca; en orden ascendente son: microscópica, mesoscópica, macroscópica y megascópica.

La escala microscópica comprende las dimensiones de los poros y los granos, incluyendo propiedades como el tamaño de poro, la porosidad, contactos entre granos, entre otros (Slatt, 2006). La petrografía sedimentaria, los análisis XRD (del inglés *X-Ray diffraction*) y SEM (del inglés *Scanning-Electron Microscopy*) son algunos ejemplos de mediciones efectuadas a esta escala.

La escala mesoscópica comprende dimensiones mayores a la microscópica en dos a tres órdenes de magnitud, es decir, se relaciona con dimensiones medidas en decímetros y metros. En esta escala se reconocen propiedades como la estratificación, tipo de litología, tipos de contactos, entre otras; que son medidas a la escala de afloramientos o de pozo con registros eléctricos o identificables en los núcleos (Slatt, 2006).

La escala macroscópica se ocupa de propiedades medibles a escalas comparables a la separación entre dos pozos, empleando mediciones mayores a la escala mesoscópica en tres a cuatro órdenes de magnitud, es decir, se relaciona con dimensiones medidas en cientos de metros a kilómetros (Slatt, 2006). Tales propiedades incluyen por ejemplo la continuidad o discontinuidad lateral de las capas como resultado de pinchamientos estratigráficos, eventos erosivos o fallamiento (Slatt, 2006).

Finalmente, la escala megascópica trata magnitudes medibles en decenas de kilómetros en adelante, en otras palabras, propiedades a la escala de campo.

Algunas características de la roca comprendidas a esta escala son el ambiente de depósito, la estructura geológica, entre otras (Slatt, 2006).

En el desarrollo de este trabajo se utilizaron las diferentes escalas propuestas por Slatt (2006). Primero se realiza el análisis sedimentológico, clasificando las diferentes facies que se presentan en las cuatro secciones levantadas, para poder conformar las respectivas asociaciones faciales, que nos determinan el ambiente de depósito de la Formación Picacho.

**2.4.1. Descripción Sedimentológica.** La descripción sedimentológica se inició con la organización de la información recolectada en campo en los formatos a escala 1:50. En dichos formatos se consignó inicialmente la descripción composicional y textural de las rocas siliciclásticas, para lo cual se siguieron los criterios de Folk (1974). Luego se detallaron los aspectos texturales de la roca como tamaño de grano, selección del tamaño de grano, redondez y presencia de cemento y/o matriz.

En la descripción también se incluyó el grado de saturación de hidrocarburos presente en la roca. La saturación se estimó cualitativamente por simple inspección visual, la cual califica la saturación como Baja, Moderada y Alta de acuerdo a la menor o mayor presencia de crudo en la roca.

Durante el análisis sedimentológico se reconocieron las estructuras sedimentarias (estratificación, laminación, etc.) y la presencia de accesorios; esta información se registró en los formatos utilizando las convenciones que aparecen en los anexos.

Adicionalmente se evaluó la resistencia de las rocas utilizando la clasificación de Compton (1985); cuyos parámetros van de menor a mayor resistencia así:

- Suelto: arena.

- Muy friable: la roca se desmenuza al contacto con las manos.
- Friable: la roca se rompe al ejecutar una moderada presión con las manos.
- Ligeramente friable: soporta la presión con las manos, pero con mayor presión se disgrega.
- Consolidada: la roca se rompe únicamente con el golpe de un martillo.

Durante la descripción se definieron las facies sedimentarias utilizando la nomenclatura propuesta por Farrell y colaboradores (2012) que se pueden observar en la tabla 6. Esta nomenclatura consiste básicamente en determinar una facies sedimentaria inicialmente por sus características texturales (tamaño de grano) y luego complementarlo con una estructura sedimentaria física o biogénica principal. El código de la facies es independiente de la composición mineralógica de la roca. Un ejemplo de código de facies es gSx, el cual significa que la facies consiste en una arenisca conglomerática (*gS=gravelly Sandstone*), con estratificación cruzada (*x=cross stratification*).

Luego de definir las facies sedimentarias se llevó a cabo la etapa de interpretación. Para ello se identificaron las asociaciones de facies, analizando la sucesión vertical de las facies sedimentarias y sus contactos. Aquí se consideraron aspectos como: distribución de los tamaños de grano, engrosamiento o adelgazamiento de las capas, etc.

Obtenidas las asociaciones y sucesiones de facies se definieron los tipos de depósito a partir de un modelo depositacional conceptual y posteriormente se hace el análisis del ambiente de depositación por analogía con ambientes similares actuales.

Adicionalmente se determinaron los criterios macropetrográficos que gobiernan la calidad de la roca reservorio, como factores litológicos que controlan las variaciones de porosidad, permeabilidad y/o grado de impregnación de la roca.

Después de establecido el análisis sedimentológico, se dio inicio a la integración los análisis petrofísicos y mineralógicos para respaldar y sustentar la información descrita en campo.

**Tabla 6. Códigos de litofacies.**

Textura		Atributos		Ejemplo de códigos de litofacies	
Código	Descripción	Código	Descripción	código	Descripción
G	grava	m	macizo	sG,gr	grava,arenosa,gradacional
sG	grava,arenosa	biot	bioturbado	msG,ch	capas,cahoticas,de,grava,areno,lodosa
mG	grava,lododa	b	madrigeura	(s)G,mot	moteado,de,grava,levemente,arenosa
smG	grava,lodo,arenosa	lam	laminada		
msG	grava,areno,lodosa	b&am	madriguera,laminada	Sm	areniscas,macizas
S	arenisca	l	capa,lenticular	S,biot	arenisca,bioturbadas
mS	arenisca,lodosa	w	capa,ondulosa	Sx	areniscas,con,estratificacion,cruzada
gS	arenisca,gravosa	f	capa,flaser	Sb	areniscas,con,madrigueras
gmS	arenisca,lodosa,gravosa	gr	gradación	S,r&am	areniscas,con,laminacion,rizada
mgS	arenisca,gravosa,arenosa	x	estratificación,cruzada		
M	lodolita	con	convoluta	(m)S,f	capas,flaser,de,areniscas,ligeramente,lodosa
sM	lodolita,arenosa	s	remolino	mS,b	areniscas,lodosas,con,madrigueras
gM	lodlita,gravosa	r	rizado		
gsM	lodolita,arena,gravosa	r&am	laminación,ondulosa	Mlam	lodolita,laminada
sgM	lodolita,gravo,arenosa	org	restos,vegetales	(s)M,l	capa,lenticular,de,lodolita,ligeramente,arenosa
(g)	ligeramente,gravosa	mot	moteada	sM,b	lodolitas,arenosas,con,madriguera
(s)	ligeramente,arenosa	rt,&nor	raiz,moteada		
(m)	ligeramente,lodosa	bnd	bandeado		
©	ligeramente,arcillosa	cem	cementado		
(z)	ligeramente,limosa	lig	lignito		
otros					
C	arcillolita				
Z	limolita				
<b>Estratos heterolíticos</b>					
				G/S	intercalación,grava,y,areniscas,dominando,las,gravas
				S/G	intercalación,areniscas,y,gravas,dominando,las,areniscas
				S/M,w	capas,ondulosas,de,intercalacion,de,areniscas,y,lodolitas
				M/S,l	capas,lenticulares,de,intercalacion,lodolita,y,areniscas
				M/G	intercalación,de,lodolitas,y,conglomerados,dominando,las,lodolitas

Fuente: Tomado y modificado de Farrell y colaboradores (2012).

Una vez la información fue ordenada y clasificada, se procedió a la generación de gráficos de tendencia, proporción y de correlación, así como la distribución de los diversos minerales, calidad de roca, propiedades básicas, entre otros. Todo esto con el fin de observar y evaluar los efectos que pueden alterar la calidad de la roca en la unidad geológica estudiada.

Teniendo los datos de porosidad y permeabilidad se definieron los tipos de roca por el método Windland (Gary W. Gunter, Integrated Reservoir Analysis – 2005),

de acuerdo a los valores de cutoff para radios de garganta de poro calculados por el valor de Windland R35, porosidad y permeabilidad.

Finalmente, se presenta el desarrollo descriptivo de las propiedades petrofísicas de los tapones analizados y la relación de dependencia entre diversas variables y métodos de medición. El análisis integra las características texturales y composicionales de la roca, estructuras sedimentarias, para explicar las variaciones observadas de porosidad y permeabilidad. El análisis se ha dividido en los siguientes temas:

- Influencia de las características texturales de la roca (Capítulo 5.1)  
Serra (2008) define el término “textura” como la apariencia física general de una roca, incluyendo las características geométricas de las partículas o cristales que la componen y la manera en que están relacionadas entre sí. Para una roca detrítica las características texturales involucran el tamaño de grano y su variación, o selección.

Para la clasificación del tamaño de grano, se utilizó la escala de Wentworth, este es el esquema más difundido para la clasificación del tamaño de sedimentos clásticos; distingue cuatro divisiones principales: arcilla, limo, arena y grava.

- Influencia de las características composicionales de la roca (Capítulo 5.2)
- Reconocimiento y efecto de estructuras sedimentarias

## **2.5. FASE DE CORRELACIÓN CON INFORMACIÓN DE SUBSUELO**

Cualquier modelo de distribución de procesos sedimentarios, facies o ambiente de sedimentación, se basan principalmente en estudios de afloramientos. De allí

proviene los modelos conceptuales que se han usado en la industria, ya sea sencillamente para darle consistencia geológica a los mapas de subsuelo.

El desarrollo de este trabajo de investigación está basado en la caracterización de roca a partir de los afloramientos, previamente seleccionados durante la fase inicial. Adicionalmente del conocimiento tanto de la información de superficie como de subsuelo existentes, fundamentalmente perfiles eléctricos de pozo y muestras de zanja, los cuales son la única fuente de información del pozo con el cual se va a realizar la relación afloramiento – subsuelo.

En subsuelo se trabajó con la información de la Formación Picacho, obtenida del pozo Corrales-1.

La evaluación petrofísica del pozo Corrales-1, muestra que esta formación presenta un espesor de 328.5 pies de arena reservorio, donde el reporte de perforación y la evaluación del modelo petrofísico indicaron la presencia de arenas con manifestaciones (Trazas) de crudo no móvil a extra-pesado.

Debido a la poca densidad de información de pozos disponibles en la zona de estudio, se propone realizar el cálculo de recursos de arenas bituminosas a partir de la predicción de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) de las formaciones de interés mediante la integración de datos de afloramiento con los datos de subsuelo disponibles del pozo Corrales-1.

**2.5.1. Definición de parámetros para determinar la relación Afloramiento – Subsuelo.** En la caracterización sedimentológica de las secciones estratigráficas descritas se determinaron factores muy importantes, como lo son la textura y la composición de las rocas, para establecer la relación de estos afloramientos con la información de subsuelo, obtenida de la descripción de las muestras de zanja del pozo Corrales-1. De la información se logró revisar y comparar características de

la Formación Picacho, tales como litología, impregnación y otros elementos que contribuyeron para realizar una buena correlación.

En cuanto a la caracterización petrofísica, se realizaron análisis petrofísicos básicos como porosidad, permeabilidad, saturación y densidad de grano, para obtener propiedades y la potencialidad de la roca almacenadora en las columnas levantadas. Esta caracterización petrofísica se realizó en 74 muestras de roca correspondientes a arenitas recolectadas en cada columna estratigráfica.

Estos datos petrofísicos realizados en las muestras de afloramiento se relacionaron con las propiedades petrofísicas calculadas a partir de registros eléctricos de pozo y las pruebas realizadas durante la perforación. Los valores extractados fueron utilizados como análogos para la evaluación de recursos. Teniendo en cuenta que no existen valores de propiedades petrofísicas en ninguna otra parte del área de estudio, fueron el mejor acercamiento de las propiedades de la formación en subsuelo, aunque con un alto nivel de incertidumbre dado su carácter puntual.

En el capítulo de resultados se agrupara en una gráfica realizada en el software Corel, esta información mencionada anteriormente, donde se correlacionaran los parámetros que determinen una buena relación afloramiento – subsuelo y así interpretar y entender la importancia de los sistemas petroleros analizados en superficie y su relación con los presentes en yacimientos.

### 3. ANTECEDENTES

Colombia actualmente se encuentra en la búsqueda de nuevas fuentes de energía que suplan el consumo energético del país por lo que diversos estudios se han centrado en la identificación de recursos no convencionales de hidrocarburos. Las Arenas Bituminosas constituyen un potencial significativo de hidrocarburos no convencionales que contribuiría a aumentar las reservas de hidrocarburos.

En el área de Sogamoso, al igual que en otras zonas del país, se han encontrado y evidenciado impregnaciones de Arenas Bituminosas que se encuentran aflorando, siendo esta la mayor y mejor fuente de información que se tiene, debido a que la información de subsuelo es insuficiente y la distribución areal de los pozos perforados por Ecopetrol es bastante distante.

Gómez & Ulloa (1989) indican que los yacimientos de asfalto localizados en el municipio de Pesca en el departamento de Boyacá, se encuentran ubicados en la base de la Formación Guaduas, distribuidos en bancos de diferente espesor separados por láminas de arcilla pizarrosa.

Los reportes de la ANH indican la presencia de impregnaciones de Arenas Bituminosas en las formaciones Areniscas de Socha, Guadalupe y Chipaque, sin embargo en el *scouting* realizado por Ecopetrol ICP-2013, solo se reportaron impregnaciones de bitumen en la Formación Picacho (Arenas Bituminosas-Ecopetrol – ICP, 2013; Informe Interno), por lo que en este estudio esta unidad es considerada como la de mayor interés en el área.

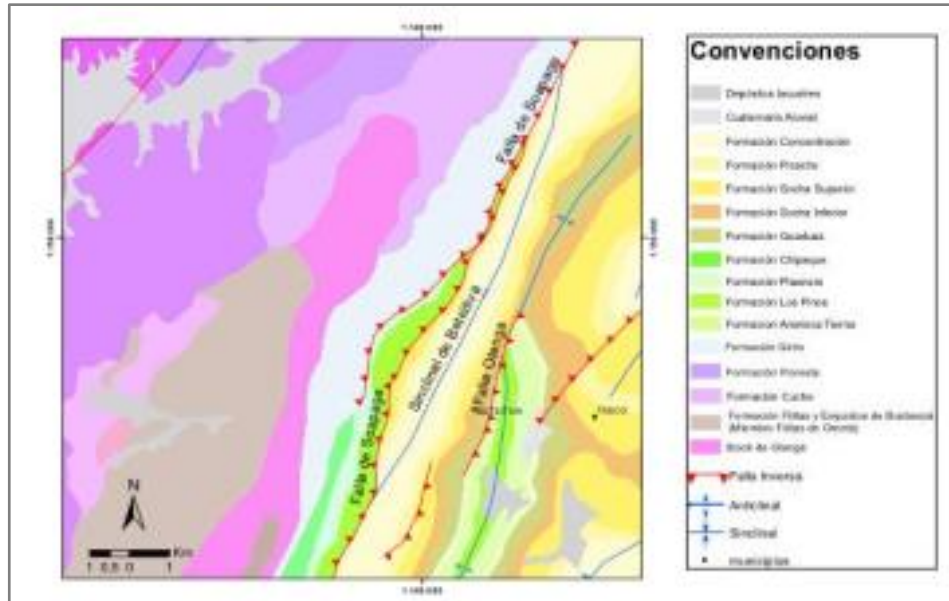
### 3.1 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

En consideraciones generales tomadas de ANH & Geostudios (2006) se aprecian dos provincias tectónicamente diferentes, los cuales son claramente observables en los mapas geológicos, cada una de ellas con un estilo de deformación característico, siendo ellas:

- Macizo de Floresta, zona con tectónica de escamación gruesa en el bloque colgante de la Falla de Soapaga, que principalmente involucra rocas pre-devónicas a cretácicas (Figura 9).
  
- Cobertera Plegada, presenta tectónica de escamación delgada representada por una serie de fallas inversas de convergencia ESE y fallas direccionales con rumbo NE – SW, que desplazan únicamente la serie de rocas cretácicas y terciarias en el bloque yacente de la Falla de Soapaga (Figura 9).

Existe otro importante nivel de despegue dentro de la Formación Lutitas de Macanal, la cual genera estructuras grandes como el anticlinal de las Pavas y que pueden ser producidas por cambios de nivel de despegue de fallas que involucran basamento. Otro dentro de la Formación Guaduas que aparentemente funciona como parte de un reajuste final sufrido en algunas estructuras por últimos eventos tectónicos andinos (ANH & Geostudios, 2006).

**Figura 9. Diagrama de principales estructuras en la zona de estudio.**



Fuente: (ANH & Geoestudios, 2006)

El Macizo de Floresta es la continuación al Sur del Macizo de Santander y está constituido por rocas sedimentarias paleozoicas (Formación Cuche, Floresta), jurásicas (Formación Girón), metamórficas (Filitas y Esquistos de Busbanzá, Gneis de Buntía) e intrusivas (Stock de Otengá y Stock de Chuscales).

La Falla de Soapaga ha sido reconocida como una estructura antigua, que existió durante el rift de Jurásico-Cretácico y que posteriormente fue invertida durante la Orogenia Andina. Con vergencia al Este y orientación NE-SW. La falla pone en contacto rocas precretácicas del Macizo de Floresta contra rocas terciarias al Norte de Sogamoso y hacia el Sur va disminuyendo el salto, hasta no ser reconocida claramente en cercanías a Úmbita (Boyacá) (Rodríguez y colaboradores, 2000).

El bloque yacente de la Falla de Soapaga se distingue por presentar una fuerte deformación, con presencia de plegamiento y fallamiento, con evidencias muy claras de vergencia oriental predominante y transporte tectónico general al

sureste, siendo de gran importancia para obtener esta conclusión el Sinclinal de Betéitiva, estructura asimétrica que se encuentra limitando el flanco oriental del macizo de Floresta del flanco occidental del Alto de Pisba. Este pliegue se caracteriza por presentar inversión de su flanco occidental en algunos sectores o la ausencia de este flanco por acción de la falla, lo que corresponde a factores indicadores concluyentes; lo cual también es apreciable en zonas estructurales circundantes.

En modelos basados en sistemas de fallas interconectadas y aplicados en estudios de la Cordillera Oriental, se ha obtenido esta vergencia oriental y se ha tomado como criterio para inferir transporte tectónico general al oriente (Colleta y colaboradores 1990, Dengo & Covey 1993, Cooper y colaboradores 1995).

## **3.2. SISTEMA PETROLIFERO**

**3.2.1. Generalidades.** Estudios de las formaciones del cretácico y terciario, en donde se ubica la unidad de interés de este trabajo, existen desde el año 1944, relacionados directamente con áreas vecinas. En el año mencionado, Alvarado y Sarmiento realizan un estudio en el área de Paz de Río y definieron algunas formaciones nuevas como son la Formación Ermitaño del Cretácico superior y las Formaciones Socha Inferior, Socha Superior, Picacho y Concentración, del Terciario.

Renzoni (1981) en el Cuadrángulo J-12, sector oriental, introduce los nombres Formación Tibasosa y Une para el Cretácico inferior: el de Grupo Churuvita y Formación Conejo en el límite entre el Cretácico inferior y el superior, y en el techo del Cretácico el de Formación Labor y Tierna. En el Terciario, conserva los nombres de Formación Socha Inferior y Superior dados por Alvarado y Sarmiento (1944) al igual que el de Formación Picacho.

Ulloa, Rodríguez y colaboradores (2001), en la Plancha 172 de Paz de Río, introduce el Grupo Guadalupe, dividido en las formaciones Plaeners, Labor, Los Pinos y Arenisca Tierna, para el Cretácico superior, conserva los nombres de Tibasosa y Une para el Cretácico inferior y cambia el nombre de Churuvita de Renzoni por el de Formación Chipaque. Para el Terciario cambia los nombres de Socha Inferior y Socha Superior de Alvarado y Sarmiento, por el de Areniscas de Socha y Arcillas de Socha, respectivamente y conserva los nombres de Picacho y Concentración de Alvarado.

En el presente trabajo se ha conservado la nomenclatura de Ulloa, Sarmiento y colaboradores (Tabla 7).

**Tabla 7. Nomenclaturas y correlaciones con trabajos del área.**

ALVARADO Y SARMIENTO, 1944	CUADRÁNGULO J-12 Región Oriental RENZONI, 1981	POZO CORRALES-1 1990	Esesor (m)	PLANCHA 172, Paz de Río Región Occidental ULLOA ET ALL, 2001	Esesor (m)	GEESTUDIOS 2006	Esesor (m)	PERIODO	
Fm. Concentración	Fm. Concentración	Fm. Concentración	640.8	Fm. Concentración	-	Fm. Concentración	-	PALÉOGENO	
Fm. Picacho	Fm. Picacho	Fm. Picacho	182.3	Fm. Picacho	138	Fm. Picacho	160 a 183		
Fm. Socha Superior	Fm. Socha Superior	Fm. Bogotá	336.9	Fm. Arcillas de Socha	345	Fm. Arcillas de Socha	350		
Fm. Socha Inferior	Fm. Socha Inferior	Fm. Cacho	130.2	Fm. Arenisca de Socha	156	Fm. Arenisca de Socha	187 a 158		
Fm. Guaduas	Fm. Guaduas	Fm. Guaduas	194.5	Fm. Guaduas	392	Fm. Guaduas	494		
Fm. Ermitaño	Fm. Labor y Tierna			Fm. Guadalupe	Arenisca Tierna	32.8	Arenisca Tierna	108	CRETÁCICO
	Fm. Plaeners Fm. Conejo				Mbo Los Pinos	94.9	Los Pinos	250	
					Labor	15	Plaeners	142	
Villeta	Grupo Churuvita	Fm. Chipaque	226	Fm. Chipaque	301				
	Fm. Une	Fm. Une	227	Fm. Une	250				
	Fm. Tibasosa	Fm. Tibasosa	481	Fm. Tibasosa	-				

Fuente: Tomada de ANH & Geostudios 2006.

**3.2.2. Roca Generadora.** Como rocas generadoras de hidrocarburos, en el área, se consideran las rocas cretácicas lodosas que muestran contenidos importantes en materia orgánica tales como las presentes en las formaciones Tibasosa y Chipaque, consideradas del Cretácico inferior, Plaeners y Los Pinos del Cretácico superior.

**3.2.2.1. Formación Tibasosa:** Edad Valanginiano - Albiano Medio. Nombre dado por Renzoni (1968), para determinar un conjunto alternante de areniscas y calizas. Se divide en dos miembros, uno inferior que aflora en la parte occidental del área entre Belencito y Beteitiva, constituido por conglomerados suprayacidos por intercalaciones rítmicas de limolitas y arcillolitas de diversos colores (verdes, moradas y azules), físisiles a masivas y areniscas verdes, moradas y pardas de grano medio a grueso, friables, arcillosas hacia la base y cuarzosas y calcáreas hacia el tope. El espesor del Miembro Inferior en la región de Belencito alcanza los 500 m, y se reduce hacia el norte. El Miembro Superior aflora entre Belencito y Corrales, comprende un conjunto de calizas, margas, areniscas y arcillolitas, alcanza espesores de 550 m y se mantiene constante hasta la altura de Corrales. El contacto inferior es discordante con las Formaciones Cuche y Girón, el superior es concordante con la Formación Une. El espesor de esta formación disminuye de sur a norte desde los 574 hasta 355 m, se correlaciona con las Formaciones Paja, San Gil Inferior y Tablazo (Ecopetrol, 1983).

Ulloa y colaboradores (2001) muestra una columna de la Formación Tibasosa, en el sector de Betéitiva y carretera Corrales – Busbanzá, dividida en dos conjuntos: el inferior constituido esencialmente por arenitas, y niveles conglomeráticos con un espesor de 33 m, y el superior con un total de 481 m con predominio de lodolitas gris verdosas y gris oscuras, con intercalaciones de calizas y arenitas en niveles no espesos. La secuencia basal es de ambiente continental mientras que la parte media, con calizas, es de ambiente submareal y la superior de plataforma marina.

**3.2.2.2. Formación Chipaque:** Edad Cenomaniano - Santoniano. Denominada por Hubach (1931 en Ulloa y Rodríguez, 1979) como Conjunto Chipaque. Renzoni (1962 en Ulloa y Rodríguez, 1979), la define como Formación Chipaque, constituida por lodolitas y shales negros con intercalaciones de calizas y areniscas, principalmente hacia la parte inferior. Según Guerrero y Sarmiento (1996) el rango de edad de esta formación es de Turoniano a Santoniano. El

mayor volumen de hidrocarburos generados y expulsados en la zona axial de la Cordillera Oriental proviene de las rocas de la Formación Chipaque Inferior del Cenomaniano Tardío, los cuales fueron depositados en ambientes marinos de plataforma, zona de transición de aguas poco profundas y frente de playa inferior. Su espesor varía de 800 a 1300m.

**3.2.3. Roca Almacén o Reservorio.** Se consideran dentro de esta categoría las arenitas de las formaciones Cretácicas: Une, Grupo Guadalupe y las Terciarias de las formaciones: Areniscas de Socha, y Picacho.

**3.2.3.1. Formación Une:** Presenta importantes niveles de arenitas de ambientes aluviales de canales de ríos meandrificados y de canales de llanuras mareales que por su origen podrían ser buenos reservorios, principalmente los primeros. Sin embargo la porosidad y la permeabilidad primaria han sido seriamente reducidas por factores como cementación silíceo observada claramente en las areniscas y muy especialmente en las inferiores de ambiente de canales de ríos trenzados; y compactación identificada por presencia de estilolitos.

**3.2.3.2. Grupo Guadalupe:** Campaniano - Maastrichtiano inferior. Nombrada por Hettner (1892), redefinida por Hubach, Campbell y Renzoni (1957) y Julivert (1962 en Ulloa y Rodríguez, 1994). Es una unidad predominantemente arenosa que suprayace e infrayace unidades lodolíticas de las Formaciones Chipaque y Guaduas, respectivamente. Ha sido dividida en Formación Arenisca Tierna, Formación Plaeners, Formación Arenisca de Labor y Formación Los Pinos (Ulloa y colaboradores 2001). Guerrero y Sarmiento (1996) calculan un espesor de 550 m para el Grupo Guadalupe en el Piedemonte Llanero, Ecopetrol 1997, menciona un rango de espesores de 130 a 600 m en el área del Piedemonte Llanero y Cuenca de los Llanos.

El Grupo Guadalupe se encuentra aflorando en gran parte de la cuenca. Sus porosidades varían entre 10-20%. El nivel de Plaeners, por tener gran cantidad de fracturas es el reservorio productor en el pozo Bolivar-1. La Formación Arenisca Tierna que es el miembro más superior del Grupo Guadalupe y es considerado de gran interés, debido a los excelentes resultados observados en el pozo Corrales-1.

**3.2.3.3. Formación Areniscas de Socha.** Presenta importantes niveles de arenitas que se han considerado como reservorios importantes. La mayoría de las arenitas se han depositado en ambientes de ríos meandrificados que pueden presentar condiciones de permeabilidad y porosidad importantes para la acumulación de hidrocarburos. La compactación en estas arenitas se considera que es menos intensa que en las arenitas del Guadalupe (Arenisca Tierna) al igual que la cementación silícea (Guiza y colaboradores 1996).

**3.2.3.4. Formación Picacho:** Constituye la formación con mejores características de almacén en el área, atestiguado principalmente porque casi en su totalidad los rezumaderos y las impregnaciones de petróleo observados en los trabajos de campo, están ligados a las arenitas de ella. La presencia de arenitas de grano grueso, en sectores conglomeráticas y friables, depositadas en ambientes de canales fluviales de ríos meandrificados, constituye características petrofísicas que condicionan porosidades y permeabilidades altas. La compactación y cementación silícea en estas arenitas se considera que es pobre a nula.

El nombre de Formación Picacho fue dado por Alvarado & Sarmiento (1944) para designar un conjunto potente de areniscas que descansa sobre la Formación Socha Superior (Formación Arcillas de Socha), y establece su localidad tipo en el cerro Picacho, 1,5 km al noroeste de Paz de Río.

El contacto superior con la Formación Concentración es concordante y neto, y se marca en el techo de una sucesión de arenita de cuarzo media a gruesa. Según

Van Der Hammen (1957), en esta unidad no se han encontrado muestras con polen; sin embargo, basado en su posición estratigráfica, considera que su edad debe ser eocena temprana, y establece su coetaneidad con las formaciones La Paz del Valle Medio del Magdalena, El Mirador de la Concesión Barco y Hoyón del Valle Medio del Magdalena y la región de la Sabana de Bogotá.

**3.2.4. Roca Sello.** Como rocas sello se consideran las arcillolitas, limolitas y lodolitas de las formaciones Chipaque, que se superpone a las arenitas de la Formación Une; las arcillolitas del Guaduas superpuestas a la Formación Arenisca Tierna y la Arcillas de Socha que se superponen a las Areniscas de Socha. Niveles importantes de arcillolitas de la Formación Concentración pudieran constituir el sello para las arenitas de la Formación Picacho.

**3.2.5. Trampas.** En el área las trampas estarían asociadas a estructuras plegadas y falladas; estructuras generadas por una primera fase de deformación y que son afectadas posteriormente por varios eventos de deformación. A pesar del gran tectonismo reflejado en el área, no se infiere un entrapamiento importante pues las estructuras y las unidades que las conforman están expuestas y en especial las formaciones almacenadoras y sellos.

## 4. ANALISIS DE RESULTADOS

### 4.1 DESCRIPCIÓN DE FACIES SEDIMENTARIAS

A continuación se describen las facies que se definieron para cada una de las secciones levantadas de la Formación Picacho.

**4.1.1. Sección Mina El Recuerdo – Municipio Sogamoso.** En esta sección se realizó el levantamiento de 14 metros de la unidad de estudio, con el análisis litológico se identificaron seis (6) facies sedimentarias haciendo referencia a los principales atributos texturales y estructurales (Figura 10). En la columna estratigráfica (Anexo A) se presenta la distribución de cada una de estas facies y la Tabla 8 muestra su espesor y distribución. Además la Figura 11 muestra el porcentaje que ocupa cada una de las facies en la sección levantada.

- Arenisca conglomerática masiva (gSm)
- Grava arenosa con laminación (sGlam)
- Arenisca masiva (Sm)
- Arenisca con estratificación cruzada (Sx)
- Arenisca laminada (Slam)
- Arcillolita masiva (Cm)

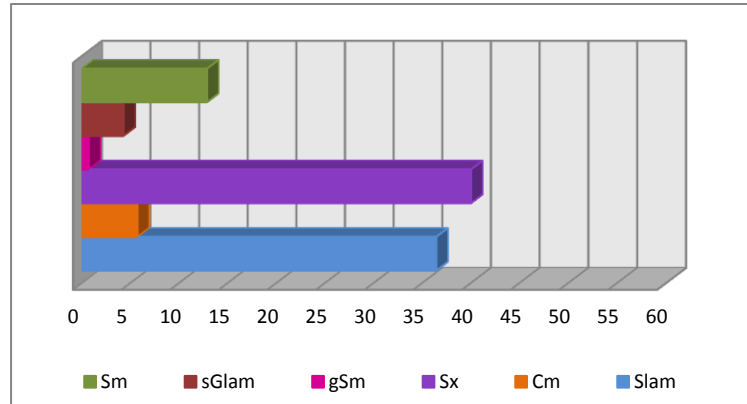
**Tabla 8. Distribución y espesor de facies Sección Mina El Recuerdo, Sogamoso**

Facies sedimentarias		Espesor Neto (metros)	Porcentaje (%)
gSm	Arenisca conglomerática masiva	0.10	0.71
sGlam	Grava arenosa con laminación	0.60	4.29
Sm	Arenisca masiva	1.80	12.86
Sx	Arenisca con estratificación cruzada	5.60	40.00
Slam	Arenisca laminada	5.10	36.43
Cm	Arcillolita masiva	0.80	5.71

**Figura 10. Sección Mina El Recuerdo – Sogamoso, Formación Picacho.**



**Figura 11. Distribución de Facies. Sección Mina El Recuerdo, Sogamoso.**



**4.1.1.1 Arenisca conglomerática masiva (gSm):** Arenisca conglomerática de color blanco amarillento pálido, selección moderada, granos subredondeados y sugangulares, cemento síliceo, porosidad buena; es una capa media y presenta un contacto transicional rápido, grano decreciente. Esta facies es la de menor proporción en la columna con 0.10 metros de espesor, lo que corresponde al 0.71% de la sección levantada.

**4.1.1.2 Grava arenosa con laminación (sGlam):** Conglomerado arenoso de color blanco amarillento pálido, selección moderada, granos subredondeados y subangulares, cemento de caolinita, porosidad buena; es una capa gruesa con contacto transicional rápido; internamente con laminación plana paralela, grano decreciente. Esta facies esta localmente localizada hacia el tope de la columna y representa el 4.29% de la unidad analizada.

**4.1.1.3 Arenisca masiva (Sm):** Arenisca cuarzosa de color blanco a pardo amarillento. En general el tamaño de grano corresponde a arena fina a media, presencia de guijarros de cuarzos lechosos (2%) que van desde 2 a 8 mm, granos subangulares a subredondeados, y con buena selección. La resistencia de la roca en esta facies sedimentaria varía desde friable hasta suelta (principalmente muy friable). Debido al carácter friable de la roca, las estructuras sedimentarias no se

observan claramente. De manera esporádica aparecen estructuras de laminación irregular con láminas lodosas, pero este lodo aparente es de un segmento rodado. Esta facies está localmente localizada hacia la base de la columna y representa el 12.86% de la unidad analizada.

**4.1.1.4 Arenisca laminada (Slam):** Arenisca cuarzosa de grano medio, localmente grueso, color pardo amarillento, con buena a muy buena selección, granos subangulares y subredondeados, granosoportada, porosidad primaria intragranular. Matriz de cuarzo, cemento de caolinita, gradación normal. Según la resistencia la roca se clasifica como friable (localmente muy friable). La principal estructura sedimentaria física es laminación plana paralela.

**4.1.1.5 Arenisca con estratificación cruzada (Sx):** Facies constituida por areniscas cuarzosas de grano medio a grueso, con esporádicos guijos elongados de cuarzo lechoso y vítreo, buena selección y granos subredondeados. En general la roca exhibe buena porosidad visual. En cuanto a resistencia la roca se clasifica como friable. La principal estructura sedimentaria física es la estratificación cruzada planar. Generalmente se observan secuencias grano decrecientes propias de canales fluviales con algunas superficies de reactivación de la energía, evidenciadas por un ligero aumento en la granulometría. Esta facies es la de mayor espesor y representa el 40% de la unidad analizada y está presente en toda la secuencia.

**4.1.1.6 Arcillolita masiva (Cm):** Arcillolita de color gris claro o violáceo. Su contacto con la capa de arenisca es erosivo. Se interpreta como depósitos sedimentarios por decantación a partir de suspensión en cuerpos de agua someros. Se puede concluir que el ambiente de depositación es cercano a la planicie de inundación.

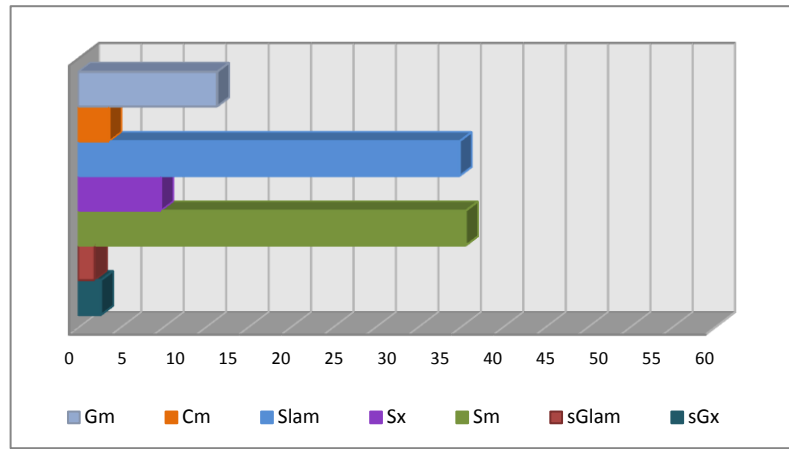
**4.1.2. Sección Quebrada Honda – Municipio Pesca.** En esta sección se realizó el levantamiento de 52,50 metros de la unidad de estudio, con el análisis litológico se identificaron siete (7) facies sedimentarias haciendo referencia a los principales atributos texturales y estructurales. En la columna estratigráfica (Anexo B) se presenta la distribución de cada una de estas facies y la Tabla 9 muestra su espesor y distribución. Además la Figura 12 muestra el porcentaje que ocupa cada una de las facies en la sección levantada.

- Grava masiva (Gm)
- Grava arenosa con estratificación cruzada (sGx)
- Grava arenosa con laminación (sGlam)
- Arenisca masiva (Sm)
- Arenisca con estratificación cruzada (Sx)
- Arenisca laminada (Slam)
- Arcillolita masiva (Cm)

**Tabla 9. Distribución y espesor de facies Sección Quebrada Honda, Pesca.**

Facies sedimentarias		Espesor Neto (metros)	Porcentaje (%)
Gm	Grava masiva	6.70	13.09
sGx	Grava arenosa con estratificación cruzada	1.10	2.15
sGlam	Grava arenosa con laminación	0.80	1.56
Sm	Arenisca masiva	18.70	36.52
Sx	Arenisca con estratificación cruzada	4.00	7.81
Slam	Arenisca laminada	18.40	35.94
Cm	Arcillolita masiva	1.50	2.93

**Figura 12. Distribución de Facies. Sección Quebrada Honda, Pesca.**



**4.1.2.1 Grava masiva (Gm):** Esta facies se presenta en capas gruesas con contacto neto erosivo. La roca presenta granos tamaño gránulos de cuarzo lechoso hasta 1 cm de diámetro aproximado, granosoportada, bien redondeados, cemento silíceo, porosidad visual muy buena, presencia de, intraclastos lodosos, nódulos y en general homogénea. Esta facies se localiza en la parte media de la unidad.

**4.1.2.2 Grava arenosa con laminación (sGlam):** Esta facies se presenta como un pequeño espesor hacia la base de la sección levantada de una arenisca de grano grueso conglomerática, de granos subredondeados, granosoportada, mal seleccionada, matriz arenosa, cemento silíceo, compuesta principalmente por cuarzo, en baja proporción feldespatos. Esta corresponde al 1.56% de la sección (Figura 13).

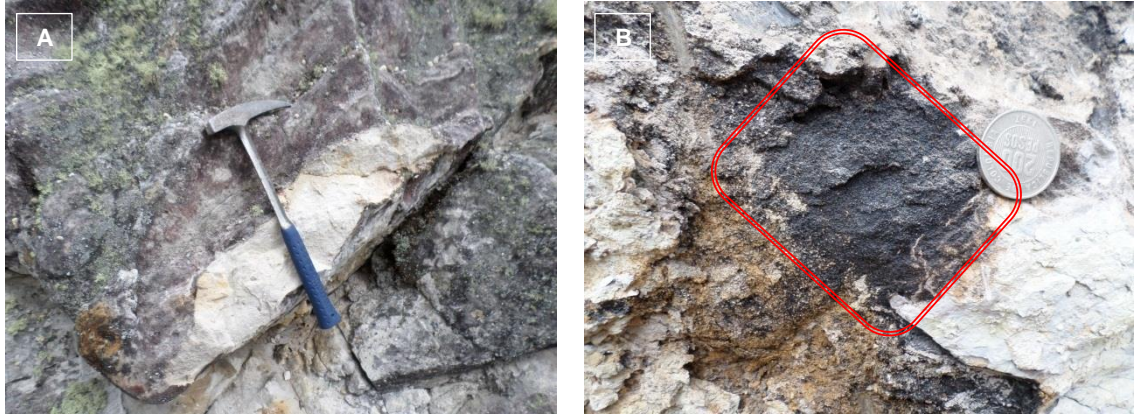
**Figura 13. Facies Grava arenosa con laminación (sGlam), donde se muestra la laminación plano paralela.**



**4.1.2.3 Grava arenosa con estratificación cruzada (sGx):** Conglomerado arenoso con gránulos de cuarzo lechoso y vítreo. Selección pobre, granos subredondeados y subangulares, matriz arenosa, cemento silíceo, porosidad buena; capas gruesas tabulares con contacto neto. Esta facies esta localmente localizada hacia el tope de la sección y representa el 2.15% de la unidad analizada. Según la resistencia la roca se clasifica como friable. La principal estructura sedimentaria física es estratificación cruzada.

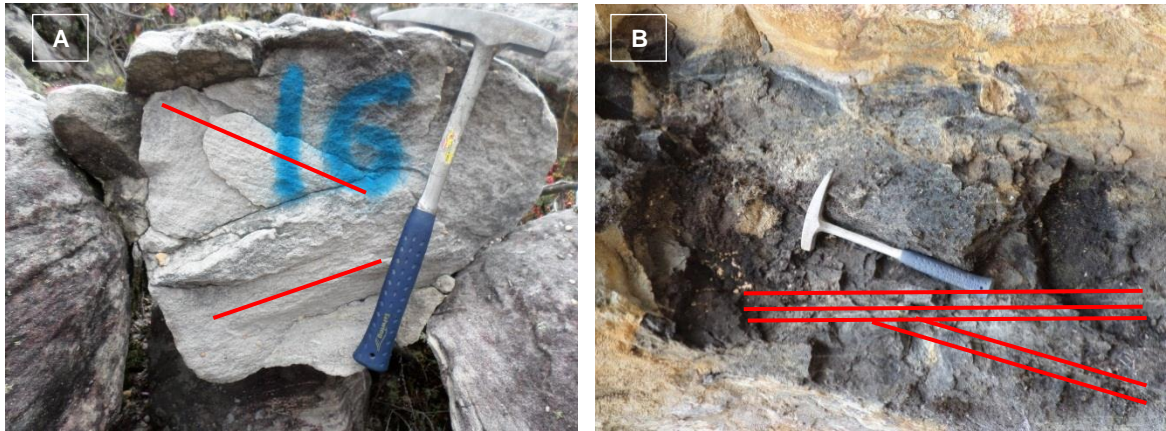
**4.1.2.4 Arenisca masiva (Sm):** Esta facies se empieza a presentar en la parte media de la columna aumentando considerablemente su espesor hacia el tope y representa 36.52% de la unidad analizada. En general el tamaño de grano corresponde a arenisca media, con granos subangulares a subredondeados, buena selección. La resistencia de la roca en esta facies sedimentaria varía desde friable a consolidada en la parte media donde se encuentra con alta impregnación de hidrocarburos, el cual está soportando los granos (Figura 14). Debido al carácter friable de la roca las estructuras sedimentarias no se observan claramente. Esta facies aparece suprayaciendo en contacto erosivo a las facies sedimentarias Arcillolita masiva (Cm).

**Figura 14. Facies Arenisca masiva (Sm).** [A] Hacia la base y el tope de la sección no presenta impregnación. [B] En la parte media de la columna se encuentra impregnada.



**4.1.2.5 Arenisca con estratificación cruzada (Sx):** En esta facies el tamaño de grano en general es arena media con algunas intercalaciones de arena muy gruesa, granos subangulares a subredondeados, buena a moderada selección. La roca exhibe buena porosidad visual. Hacia el centro de la sección presenta alta impregnación de hidrocarburos (Figura 15). La resistencia de la roca varía entre ligeramente friable y consolidada (por la presencia de hidrocarburos). La principal estructura sedimentaria es la estratificación cruzada planar. Generalmente se observan secuencias grano decrecientes propias de canales fluviales con algunas superficies de reactivación de la energía, sobre las cuales aparecen gránulos de cuarzo. Aparece suprayaciendo e infrayaciendo a las facies sedimentarias Arcillolita masiva (Cm).

**Figura 15. Facies Arenisca con estratificación cruzada (Sx). [A] Hacia la base de la sección no presenta impregnación, en la imagen también se muestra la estratificación cruzada. [B] Hacia la parte media de la columna se encuentra impregnada, en la imagen se muestra la estratificación cruzada.**



**4.1.2.6 Arenisca laminada (Slam):** Esta facies se presenta desde la base hasta la parte media de la sección y representa 35.94% de la unidad analizada. El tamaño de grano en esta facies va desde arena fina hasta arena media, en algunos sectores arena gruesa, con buena a moderada selección, granos subangulares a subredondeados, matriz arenosa, cemento silíceo, porosidad buena. Según la resistencia la roca se clasifica como friable y consolidada por la presencia de hidrocarburos en la parte media (Figura 16).

La principal estructura sedimentaria es laminación plano paralela y localmente ondulosa originada por su composición y textura. En general esta facies aparece infrayaciendo en contacto erosivo a las facies sedimentarias conglomeráticas.

**Figura 16. Facies Arenisca laminada (Slam).** [A] Hacia la base de la sección no presenta impregnación de hidrocarburos, laminación plano paralela. [B] Hacia la parte media de la columna se encuentra impregnación de hidrocarburos, por lo que la laminación plano paralela se observa un poco difusa.



**4.1.2.7 Arcillolita masiva (Cm):** Facies conformada por arcillolita de color gris, que se encuentran distribuidas en pequeños espesores a lo largo de toda la sección. Su contacto con las capas de arenisca y conglomerados es erosivo (Figura 17).

**Figura 17. Facies Arcillolita masiva (Cm).** Se muestra el contacto erosivo de la facies Cm con la facies Slam.



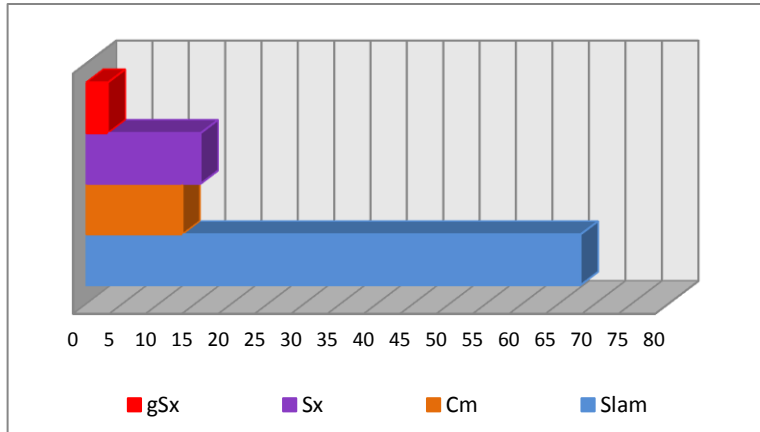
**4.1.3. Sección Cerro El Uvo – Municipio Paz del Río.** En esta sección se realizó el levantamiento de 40,10 metros de la unidad de estudio, con el análisis litológico se identificaron cuatro (4) facies sedimentarias haciendo referencia a los principales atributos texturales y estructurales. En la columna estratigráfica (Anexo C) se presenta la distribución de cada una de estas facies y la Tabla 10 muestra su espesor y distribución. Además la Figura 18 muestra el porcentaje que ocupa cada una de las facies en la sección levantada.

- Arenisca conglomerática con estratificación cruzada (gSx)
- Arenisca con estratificación cruzada (Sx)
- Arenisca laminada (Slam)
- Arcillolita masiva (Cm)

**Tabla 10. Distribución y espesor de facies Sección Cerro El Uvo, Paz del Río**

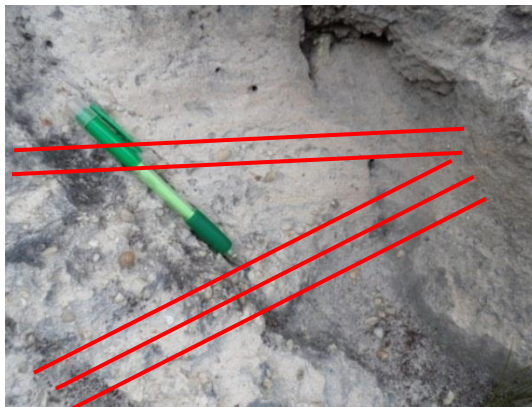
Facies sedimentarias		Espesor Neto (metros)	Porcentaje (%)
gSx	Arenisca conglomerática con estratificación cruzada	1.20	3.00
Sx	Arenisca con estratificación cruzada	6.30	15.75
Slam	Arenisca laminada	27.20	68.00
Cm	Arcillolita masiva	5.30	13.25

**Figura 18. Distribución de Facies. Sección Cerro El Uvo, Paz del Río.**



**4.1.3.1 Arenisca conglomerática con estratificación cruzada (gSx):** Arenisca de grano muy grueso conglomerática de color crema pálido, con gránulos de cuarzo. Moderada a pobremente seleccionada, granos subangulares a subredondeados, matriz arenosa, cemento de caolinita, buena porosidad visual. La principal estructura sedimentaria es la estratificación cruzada (Figura 19).

**Figura 19. Facies Arenisca conglomerática con estratificación cruzada (gSx).**



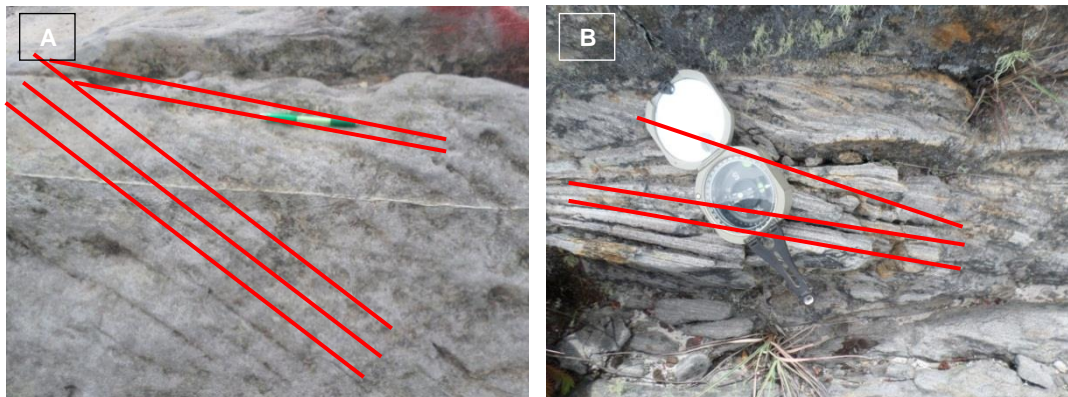
La resistencia de la roca varía entre friable y ligeramente consolidada. En general son capas delgadas intercaladas con las facies areniscas con estratificación

cruzada y se encuentra hacia el tope de la sección descrita. Esta facies no presente impregnación de hidrocarburos.

**4.1.3.2 Arenisca con estratificación cruzada (Sx):** Representada por areniscas cuarzosas. El tamaño de grano varía de fino a medio, en algunos sectores grueso, granos subangulares y subredondeados, moderada a buena selección. Coloración blanco grisáceo y pardo amarillento.

Cabe señalar que en los niveles donde las arenas son gruesas y medias, la roca exhibe buena porosidad visual. Por otra parte las arenas finas presentan de manera sectorizada, posible caolinita actuando como material cementante. La principal estructura sedimentaria física es la estratificación cruzada (Figura 20). La resistencia de la roca varía entre friable y ligeramente consolidada. Presenta pequeñas capas de arcilla, el contacto con esta capa es erosivo.

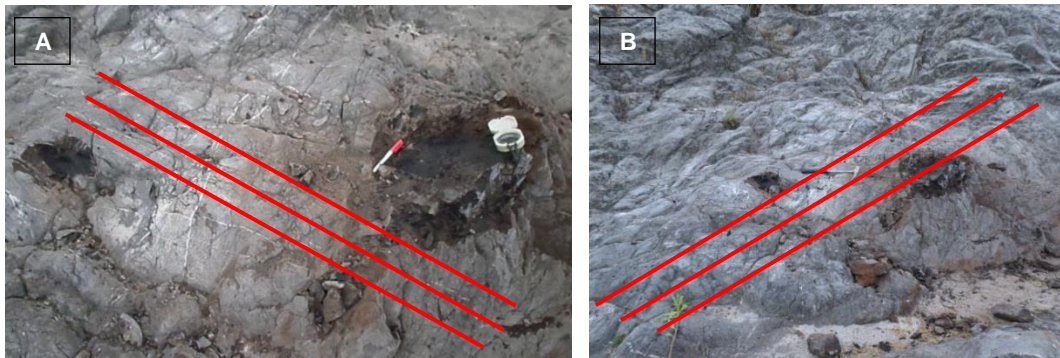
**Figura 20. Facies Arenisca con estratificación cruzada (Sx). [A] Roca ligeramente consolidada donde se observa la estratificación cruzada. [B] Roca friable donde se observa la estratificación cruzada.**



**4.1.3.3 Arenisca laminada (Slam):** El tamaño de grano en esta facies va desde arena muy fina hasta arena fina, color blanco, con buena a moderada selección de granos, subangulares a subredondeados, granosoportada. Se observan en esta

facies sedimentaria estructuras como la laminación irregular con láminas lodosas o en algunas zonas lentes que siguen la dirección de la laminación. Presencia de venas de cuarzo. En esta facies es donde se presenta mayor impregnación de bitumen, como se observa la roca de color marrón (Figura 21). Según la resistencia la roca se clasifica como friable, aunque al estar impregnada el bitumen soporta los granos.

**Figura 21. Facies Arenisca laminada (Slam). [A] Roca con mayor impregnación de hidrocarburos, laminación plano paralela. [B] Roca con menor impregnación de hidrocarburos, laminación plano paralela.**



**4.1.3.4 Arcillolita masiva (Cm):** Arcillolita masiva de color grisáceo (Figura 22). Se presenta generalmente en pequeños espesores intercalada con la facies Slam, hacia el centro alcanza un espesor de 4,8 metros.

**Figura 22. Facies Arcillolita masiva (Cm)**



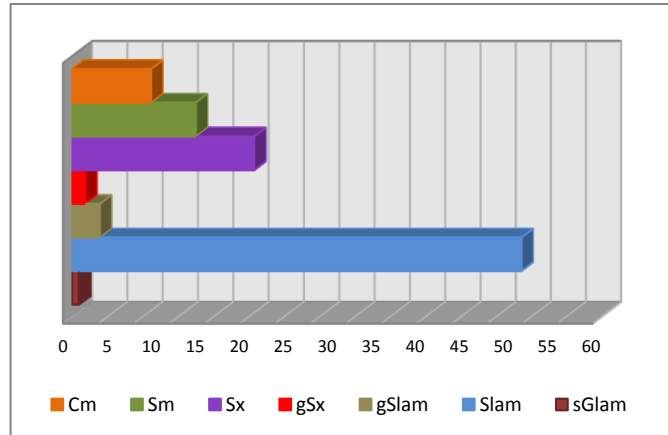
**4.1.4. Sección Playa Blanca, Lago de Tota – Municipio de Aquitania.** En esta sección se realizó el levantamiento de 215,70 metros de la unidad de estudio, de los cuales 41,70 metros se encontraban cubiertos. Con el análisis litológico se identificaron nueve (9) facies sedimentarias haciendo referencia a los principales atributos texturales y estructurales. En la columna estratigráfica (Anexo D) se presenta la distribución de cada una de estas facies y la Tabla 11 muestra su espesor y distribución. Además la Figura 23 muestra el porcentaje que ocupa cada una de las facies en la sección levantada.

- Grava arenosa laminada (sGlam)
- Arenisca conglomerática laminada (gSlam)
- Arenisca conglomerática con estratificación cruzada (gSx)
- Arenisca masiva (Sm)
- Arenisca con estratificación cruzada (Sx)
- Arenisca laminada (Slam)
- Arcillolita masiva (Cm)

**Tabla 11. Distribución y espesor de facies Sección Playa Blanca, Lago de Tota**

Facies sedimentarias		Espesor Neto (metros)	Porcentaje (%)
sGlam	Grava arenosa laminada	1.40	0.80
gSlam	Arenisca conglomerática laminada	5.50	3.16
gSx	Arenisca conglomerática con estratificación cruzada	2.60	1.49
Sm	Arenisca masiva	38.00	21.84
Sx	Arenisca con estratificación cruzada	29.90	17.18
Slam	Arenisca laminada	81.00	46.55
Cm	Arcillolita masiva	15.60	8.97

**Figura 23. Distribución de Facies. Sección Playa Blanca, Lago de Tota**



**4.1.4.1 Grava arenosa laminada (sGlam).** Esta facies se presenta en capas delgadas con contacto transicional. La roca presenta granos tamaños gránulos de cuarzo lechoso hasta de 1 cm de diámetro aproximadamente (Figura 24), bien redondeados, van de moderado a bien seleccionados, cemento de caolinita, porosidad visual muy buena. La principal estructura sedimentaria física es la laminación planar. La resistencia de la roca varía entre friable y ligeramente consolidada. Presencia de niveles de oxidación, no se observa impregnación de hidrocarburos.

**Figura 24 Facies Grava arenosa laminada (sGlam). [A] Se observa la laminación plano paralela. [B] Se muestra el aumento en tamaño y abundancia de los granos de cuarzo.**



**4.1.4.2 Arenisca conglomerática laminada (gSlam):** Arenisca de grano muy grueso conglomerática con gránulos de cuarzo, de color crema pálido, pobre selección en algunos sectores moderada, granos subangulares a subredondeados, matriz arenosa, cemento de caolinita, capas delgadas distribuidas a lo largo de toda la sección intercalándose con areniscas laminadas (Figura 25).

**Figura 25. Facies Arenisca conglomerática laminada (gSlam). [A] Se observa laminación plano paralela y la presencia de gránulos de cuarzo. [B] Se observa la intercalación de capas delgadas de caolinita con las areniscas.**

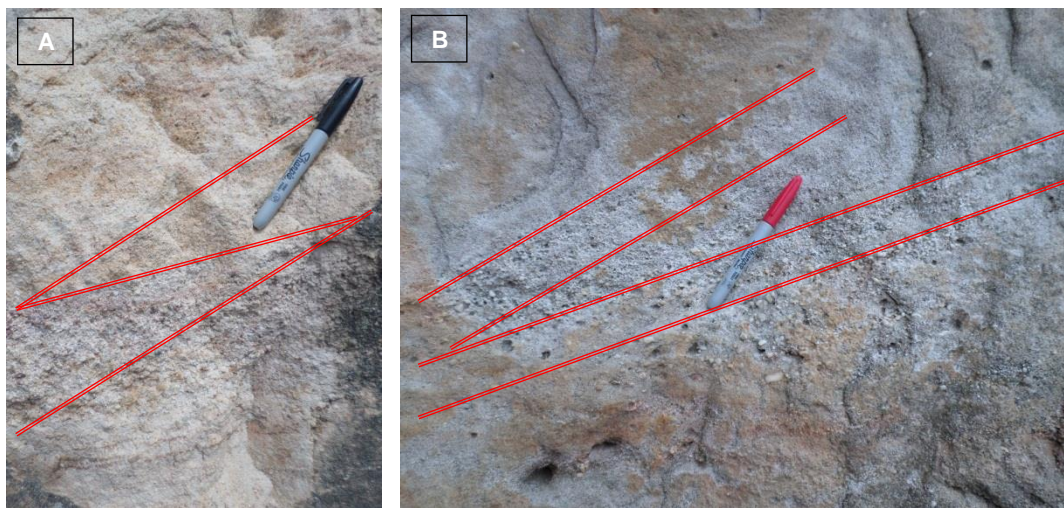


La principal estructura sedimentaria es la laminación plano paralela. La resistencia de la roca varía entre friable y ligeramente consolidada. Esta facies no presente impregnación de hidrocarburos.

**4.1.4.3 Arenisca conglomerática con estratificación cruzada (gSx):** Arenisca de grano fino a medio presenta cantos de 2 a 12mm, gránulos de cuarzo, color blanco a crema pálido, moderadamente seleccionada, granos subangulares y subredondeados, granosoportada, matriz arenosa. Gradación normal, porosidad primaria intragranular. Buena porosidad visual. La principal estructura sedimentaria es la estratificación cruzada (Figura 26). La resistencia de la roca varía entre friable y ligeramente consolidada. En general son capas delgadas

intercaladas con la facie areniscas con estratificación cruzada y se encuentra hacia el centro de la sección descrita. Esta facies no presenta impregnación de hidrocarburos.

**Figura 26. Facies Arenisca conglomerática con estratificación cruzada (gSx). En [A] y [B] se observa la estratificación cruzada y como los conglomerados se encuentran distribuidos siguiendo la dirección de esta estructura.**



**4.1.4.4 Arenisca masiva (Sm):** Esta facies representada por areniscas cuarzosas de color blanco y pardo amarillenta (Figura 27), se empieza a presentar en la parte media de la columna aumentando considerablemente su espesor hacia el tope y alcanza el 14.02% de la sección descrita. En general el tamaño de grano corresponde a arenisca media, gradación inversa, granos subangulares y subredondeados y buena selección. Aparecen esporádicamente intraclastos arcillosos blancos de posible composición caolinítica. La resistencia de la roca en esta facies sedimentaria varía desde friable a consolidada. En algunos sectores, debido al carácter friable de la roca, las estructuras sedimentarias no se observan claramente. De manera esporádica aparecen estructuras de laminación irregular.

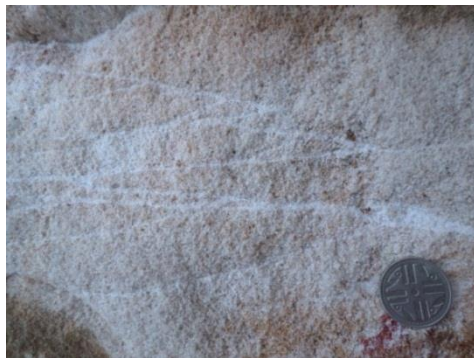
Esta facies aparece suprayaciendo en contacto erosivo a las facies sedimentarias Arcillolita masiva (Cm).

**Figura 27. Facies Arenisca masiva (Sm).**



**4.1.4.5 Arenisca con estratificación cruzada (Sx):** Facies representada por areniscas cuarzosas. El color de la roca varía entre blanco y pardo amarillento. El tamaño de grano varía de arena gruesa a media, granos subangulares y subredondeados, moderada selección. Localmente las arenas son de grano fino, granos subangulares a subredondeados, buena selección.

**Figura 28. Facies Arenisca con estratificación cruzada (Sx).**



Cabe señalar que en los niveles donde las arenas son gruesas y medias, la roca exhibe buena porosidad visual y se observa gradación granulométrica. Por otra

parte las arenas finas presentan de manera sectorizada, posible caolinita actuando como material cementante.

La resistencia de la roca varía entre friable y ligeramente consolidada. Esta facies se encuentra distribuida a lo largo de toda la sección. La principal estructura sedimentaria es la estratificación cruzada (Figura 28). Generalmente se observan secuencias grano decrecientes propias de canales fluviales con algunas superficies de reactivación de la energía, sobre las cuales aparecen gránulos de cuarzo e intraclastos lodosos. De forma esporádica aparecen intraclastos arcillosos de color blanco, de posible composición caolinítica de formas irregulares.

**4.1.4.6 Arenisca con estratificación laminada (Slam):** Facies representada por areniscas cuarzosas. El color de la roca varía entre blanco y pardo amarillento. El tamaño de grano en esta facies va desde arena muy fina hasta arena gruesa, granos subangulares y subredondeados, con buena a moderada selección de granos, granosoportada, matriz arenosa, buena porosidad visual. Las areniscas se presentan algunas veces conglomeráticas con guijos de cuarzo lechoso, presencia de intraclastos lodosos (Figura 29 [B]), feldespatos y niveles de oxidación. Según la resistencia la roca se clasifica como friable.

**Figura 29. Facies Arenisca con estratificación laminada (Slam). [A] Laminación con presencia de trazas de hidrocarburos (<10%). [B] Presencia de intraclastos lodosos. [C] Se observa la laminación de las capas y como aumenta la presencia de hidrocarburos. [D] En algunos sectores el hidrocarburo va aumentando de trazas a manchas (10% - 50%).**

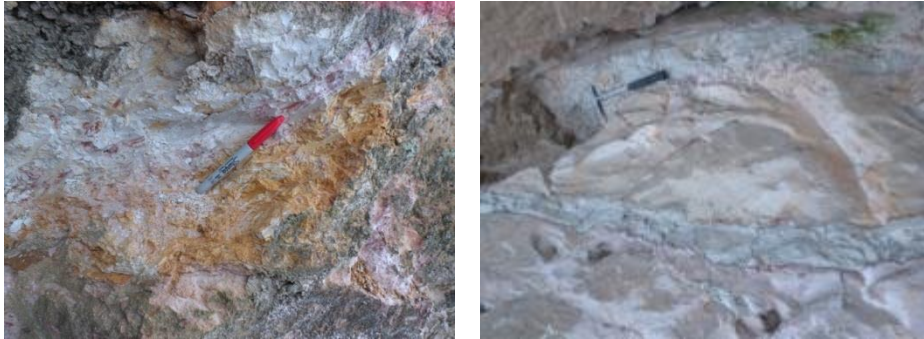


Esta facies se encuentra distribuida a lo largo de toda la sección y es la que se presenta en mayor proporción con un espesor neto de 81 metros, que corresponden al 46.55% de toda la unidad. La principal estructura sedimentaria es la laminación. Hacia la base de la sección, entre los 6 y 15 metros, se observa que en la laminación se presentan trazas de bitumen (<10%) (Figura 29 [A]), aumentando a manchas (10% - 50%) en algunos sectores como se muestra en la figura 29 [D].

**4.1.4.7 Arcillolita masiva (Cm).** Representada por arcillolitas de color gris y violáceo. Cabe señalar que de manera sectorizada la roca es ligeramente arenosa, con arena muy fina. Esta facies aparece de manera esporádica a lo largo de toda la sección aumentando su presencia y espesor hacia el tope de la unidad.

Las coloraciones que exhibe la roca indican condiciones de exposición subaérea. Está asociada en contacto transicional con la facies Arenisca laminada (Slam). Nula impregnación (Figura 30).

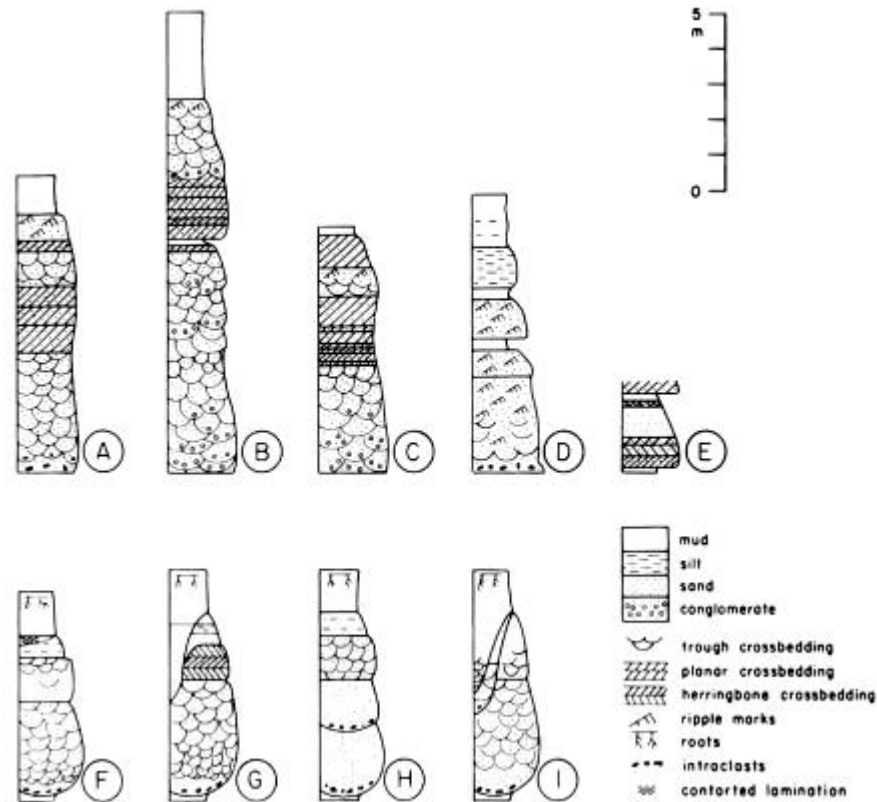
**Figura 30** Facies Arcillolita masiva (Cm)



#### **4.2. ASOCIACION DE FACIES**

Las secuencias son predominantemente arenosas y solo se observan algunas intercalaciones menores de arcillolitas y varios sectores cubiertos que después de realizar una inspección visual, se concluye que probablemente corresponden a sectores también de facies arcillosas. Las secuencias se dividieron en las siguientes asociaciones faciales (Figura 31).

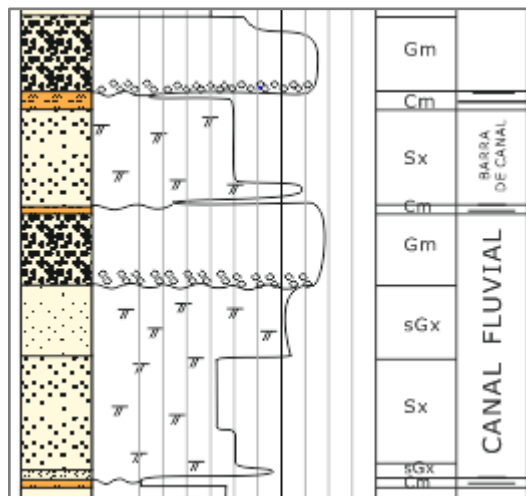
Figura 31. Ejemplos típicos de clasificación de asociaciones de facies. [A] Arenoso, río trenzado. [B, C] Barras puntuales en ríos de alta sinuosidad. [D] Degradación de un abanico aluvial. [E] Arenoso, planos de marea. [F - I] Puntos de barra de un arroyo de marea. (Tomados A-D Miall, 1980; E de Klein, 1971; F-I de Barwis, 1978).



**4.2.1 Asociación de Facies G.** Esta asociación se inicia con bancos conglomeráticos con geometría externa laminar o masiva (Gm). Los conglomerados están superpuestos por cuarzoarenitas de grano medio con guijos elongados de cuarzo lechoso. Los clastos son de 2 a 3 cm en promedio y son subredondeados a redondeados. Presenta dos facies decrecientes que se inician con conglomerados o areniscas conglomeráticas (sGlam, gSlam), de composición fundamentalmente de cuarzo con cantidades menores de líticos, de selección buena a moderada y granos subredondeados y subangulares, seguidas por gruesos bancos de cuarzoarenitas de grano fino a grueso, con laminación plano

paralela (Slam) o estratificación cruzada (Sx) con delgadas intercalaciones de arcillolitas masivas (Cm) (Figura 32).

**Figura 32. Asociación de Facies G. Fragmento tomado de la columna Quebrada Honda – Municipio de Pesca, donde se observa la intercalación de facies conglomeráticas con facies arenosas y delgadas arcillolitas masivas.**

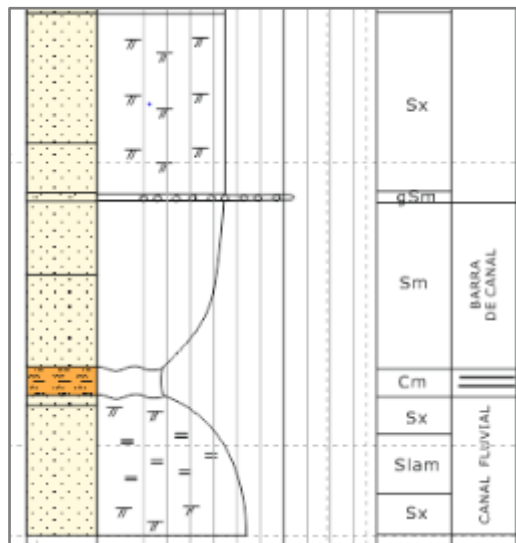


Se interpreta como depósitos de canal en donde se desarrollan depósitos de barras de canal y de relleno de canal (Miall, 1977). Pueden corresponder a depósitos de barras longitudinales y al desarrollo de barras lingüidales y/o transversales.

**4.2.2 Asociación de Facies H.** Esta asociación se observa a lo largo de toda la formación, con aumento de la presencia de facies finas hacia el tope. Se encuentra representada por bancos de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, con capas subtabulares, con laminación plano paralela (Slam), areniscas con estratificación cruzada (Sx) o masivas (Sm). Estas areniscas suelen estar separadas por intercalaciones finas (Cm) (Figura 33).

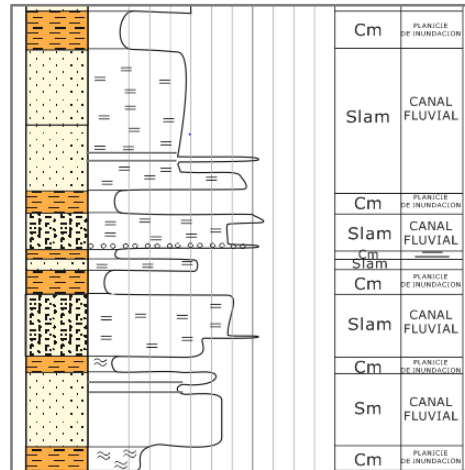
Se interpreta esta asociación de facies como el paso transicional de canales de baja sinuosidad a canales de alta sinuosidad (Galloway and Hobday, 1989). Esto depende de condiciones como la pendiente del río, la carga de sedimentos y la velocidad del flujo (Miall, 1977).

**Figura 33.** Asociación de Facies H. Fragmento tomado de la columna Mina El Recuerdo – Municipio de Sogamoso, donde se observa la intercalación de facies arenosas y delgadas arcillolitas masivas.



**4.2.3 Asociación de Facies C.** Esta asociación se caracteriza por presentar arcillolitas con intercalaciones de areniscas cuarzosas en capas delgadas (Figura 34). Esta no aparece sino parcialmente. Representada solo por arcillolitas masivas o laminadas, grises, en algunos sectores varicoloreadas.

**Figura 34. Asociación de Facies C. Fragmento tomado de la columna Playa Blanca – Lago de Tota, donde se observa la intercalación de facies arcillolitas masivas con areniscas cuarzosas en capas delgadas.**

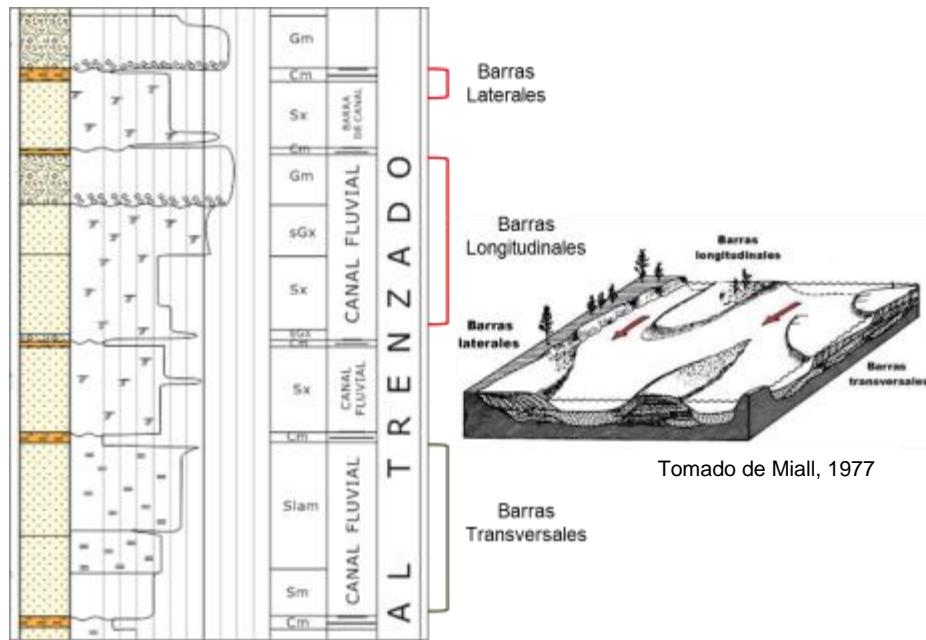


Las observaciones de campo permiten indicar que la gran mayoría de sectores cubiertos, corresponden a niveles de arcillolitas con intercalaciones de areniscas en capas delgadas. Se interpreta como depósitos de llanuras de inundación entre canales (Galloway and Hobday, 1989).

#### **4.3. AMBIENTE DE DEPÓSITO DE LA FORMACIÓN**

El ambiente de depositación se interpretó con base en el modelo de sedimentación de Miall (1977), en concordancia con las interpretaciones de las asociaciones faciales y en la semejanza de las facies identificadas en las cuatro secuencias descritas y analizadas.

**Figura 35. Columna de la Sección Quebrada Honda, donde se presentan y codifican las características de distribución de facies y las estructuras sedimentarias primarias que caracterizan los depósitos de ríos trezados.**



Por la similitud en las facies Gm (Grava masiva), sGlam (Grava arenosa con laminación) y sGx (Grava arenosa con estratificación cruzada), ha sido interpretada como depósitos de barras longitudinales que se forman gradualmente por acreción lateral a partir de un depósito de grava masiva (Figura 35). También puede formarse como producto de la superposición de rellenos menores de canal o depósitos de rezago de canal dentro de ríos trezados. La forma erosiva de algunos contactos, el tamaño de grano y la pobre estratificación indican condiciones de régimen de flujo alto.

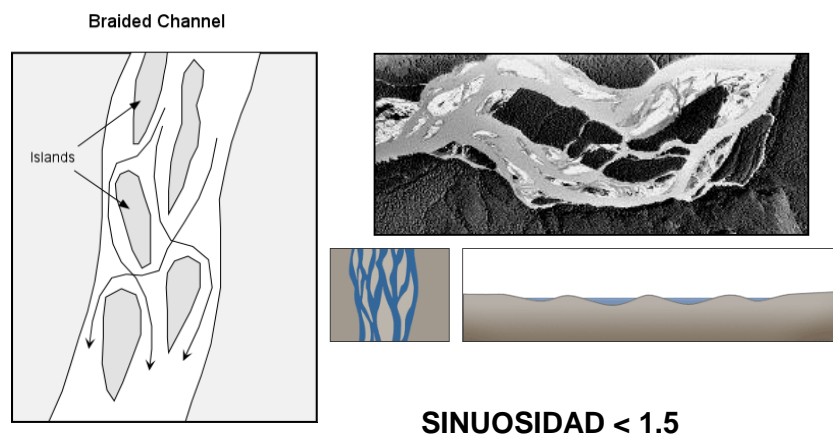
Sin embargo, es importante resaltar la presencia de grava en proporciones menores del 25% y con guijos de menos de 3 cm de diámetro. Esto se interpreta como el resultado de una selección previa en el área de aporte.

Por analogía de las facies Sm (Arenisca masiva), Sx (Arenisca con estratificación cruzada) y Slam (Arenisca laminada), se ha interpretado como producto de un lecho migrante de barras transversales, generadas durante períodos de crecidas de corrientes fluviales (Figura 35). Estas facies también pueden estar asociadas a ondulaciones de arena o dunas subacuáticas. El paso de estratificación interna de mayor a menor escala y el gran decrecimiento en la vertical, corresponden a una disminución energética de la corriente que afecta al medio de depósito en su migración lateral.

La facies Cm (Arcillolita masiva), corresponde a sedimentos depositados en áreas de inundación durante períodos de crecida de corrientes fluviales que se rebosan sin abandonar su cauce. Representan condiciones de baja energía.

Por lo anterior se concluye que la Formación Picacho se depositó en un ambiente de origen fluvial dentro de un régimen de corrientes trenzadas, evidenciando en sectores canales de alta sinuosidad o el tránsito hacia ellos. (Figura 36)

**Figura 36. Ríos trenzados.**



Fuente: Tomado y modificado del Seminario de Ambientes Fluviales (Gómez y colaboradores, 2007)

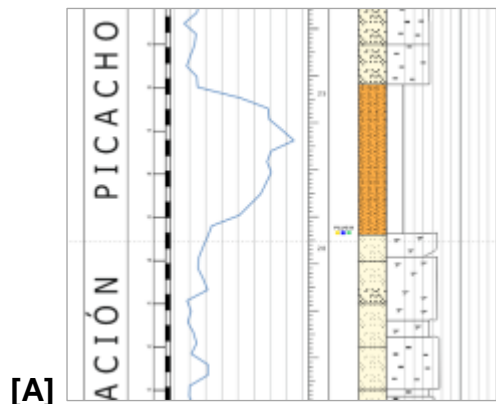
Se interpreta un sistema de corrientes trenzados teniendo en cuenta que el desarrollo de barras o depósitos linguidales y/o transversales es más característico en estos ríos (Miall, 1977).

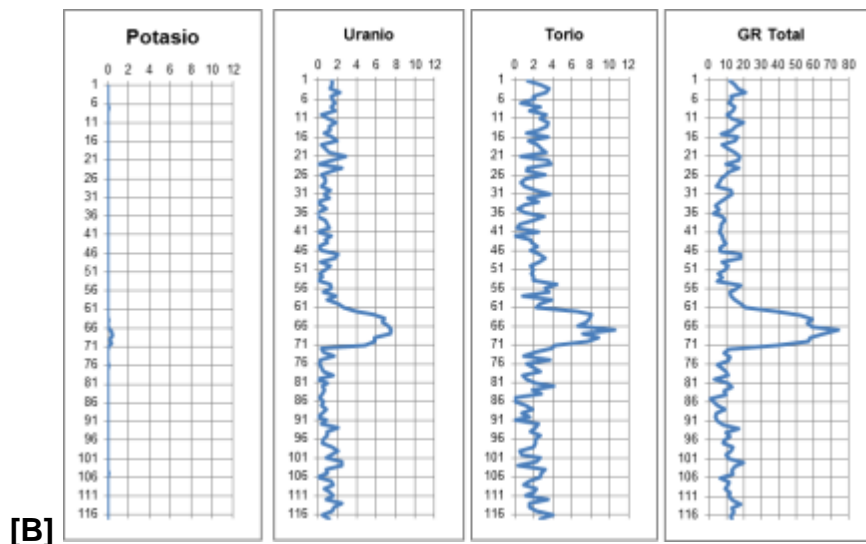
#### 4.4 REGISTRO CORE GAMMA SPECTRAL

El equipo Spectral Core Gamma se utiliza para determinar la concentración de varios isótopos radioactivos en una muestra de roca. Típicamente se miden las concentraciones de Uranio, Torio, Potasio y la radiación total de la muestra, la salida gráfica permite comparar y correlacionar el registro con la descripción litológica realizada en el afloramiento, y así identificar zonas de interés y distribución de las zonas arcillosas.

Además de los análisis sedimentológicos, mineralógicos y petrofísicos, durante la etapa de campo se realizó la adquisición del core gamma spectral, con el fin de buscar amarre con las características composicionales de la roca.

**Figura 37. [A] El core gamma marca el cambio de facies, correlaciona con la columna. [B] Gráficas de las curvas GR Total, K, U y Th de la columna Quebrada Honda.**



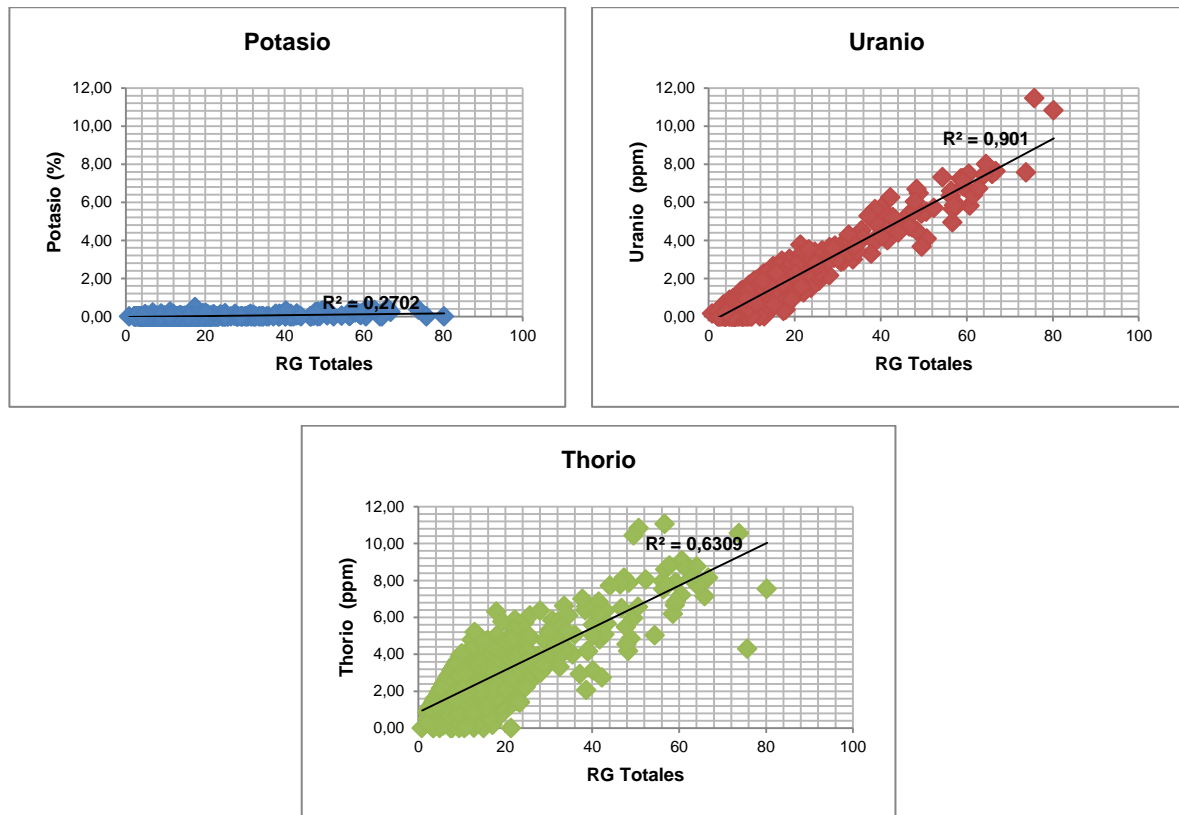


Estos datos muestran una clara respuesta al cambio de facies, para rocas de grano fino como limolitas y lodolitas, los valores de rayos gamma son muy altos (mayores a 30 unidades API) debido a su alto contenido arcilloso, mientras para rocas de grano más grueso (arenas) estos valores tienden a disminuir (Figura 37 [A]).

Con la finalidad de observar la tendencia de la respuesta del core gamma spectral total (suma de la curva de K, U y Th) en las rocas de la Formación Picacho, los datos fueron ubicados dentro de la figura 37 [B]. Posteriormente se analizan las curvas individuales de K, U y Th, para analizar los principales picos que se presentan.

#### 4.4.1 Patrones en el Spectral Gamma Ray (GR)

Figura 38. Relación lineal de la respuesta de los rayos gamma totales con los isotopos de K, U y Th, de las cuatro secciones levantadas.



El patrón de respuesta radioactiva para las areniscas de la Formación Picacho en las cuatro secciones fue muy similar estando en el rango de valores entre: 0 – 80 [nGy/h]. Estos valores están dentro del rango normal esperado para litologías mayoritariamente de arenitas y en menor proporción arcillolitas.

El análisis del perfiles de rayos gamma totales, así como las curvas individuales de K, U y Th nos indica que la mayor correlación a la respuesta total la presenta la curva de U, el Th muestra una contribución moderada a lo largo de las secciones, mientras que la curva del K presenta la menor contribución a la respuesta total debido a lo que se observan en los datos (Figura 38).

**4.4.1.1 Análisis de la curva de Potasio (K):** El Potasio se encuentra en muchos sedimentos y es un claro indicador del contenido de aluminosilicatos, como feldespatos, arcillas y micas principalmente (Ehrenberg y Svana, 2001). Dado que la composición de la roca, en general en las columnas descritas para la Formación Picacho, es predominantemente cuarzosa y el poco contenido de líticos es de chert, se puede observar en la figura 38 que no hay valores que me estén marcando o mostrando cambios representativos en el Potasio.

El contenido arcilloso presente en las columnas relacionado con el K, esta principalmente asociado con arcillas tipo Illita, por el contenido de su composición química, esto se confirmó en los análisis realizados por DRX ya que se determinó que ésta se presenta en muy bajos porcentajes.

**4.4.1.2 Análisis de la curva de Uranio (U):** El contenido de uranio en rocas sedimentarias está asociado generalmente a materia orgánica, la cual se depositó en algún ambiente reductor que favoreció su conservación, así como en otros minerales que incluyen arcillas, minerales pesados, fosfatos, feldespatos y también asociado a la illita (Ruffell y Worden, 2000).

Al obtener la relación del U contra el GR total, es posible concluir que el Uranio es quien controla la respuesta de la radiactividad en la roca (Figura 38). La respuesta del Uranio es atribuida a la presencia de materia orgánica, así como a la presencia de hidrocarburos.

La materia orgánica en estas columnas descritas, probablemente se encuentre en la matriz, esto se pudo confirmar en los análisis de Microscopía Electrónica (SEM), en donde se encontraron en todas las muestras analizadas la presencia de materia orgánica.

La presencia de hidrocarburos es confirmada durante la descripción de los afloramientos y en los análisis de muestras en SEM que manifestaron la presencia de azufre.

**4.4.1.3 Análisis de la curva de Torio (Th):** El Torio está asociado principalmente a minerales pesados y arcillas, sin embargo a diferencia del K y U que se presentan en arcillas tipo illita, el Th también responde a otras arcillas como la caolinita (Ruffell y Worden, 2000).

Mientras que el Torio está normalmente asociado principalmente a minerales pesados y arcillas, en estas secciones el comportamiento observado en los valores de Th se pueden asociar a concentraciones sindeposicionales de arcillas tipo caolinita. Lo anterior se observa en los análisis obtenidos por Difracción de Rayos X (DRX), donde los minerales arcillosos caracterizados a nivel de la fracción menor de 2  $\mu\text{m}$  corresponden principalmente a Caolinita (5-78% en peso).

## **4.5 CARACTERIZACIÓN MINERALOGICA**

Con el fin de corroborar la información adquirida en campo y continuar con la caracterización de reservorios en afloramiento, se realizan análisis para el conocimiento de la composición mineralógica a través de las técnicas petrográficas, Difracción de Rayos X (DRX) y Microscopía Electrónica (SEM). Estas muestras fueron tomadas de los taponos obtenidos en el levantamiento de campo y están discriminadas en la tabla presentada a continuación.

**Tabla 12. Muestras seleccionadas para análisis de composición mineralógico.**

SECCION	DISTANCIA EN LA COLUMNA	PETRO	DRX	SEM
MINA EL RECUERDO	1,00	X	X	
	2,50	X	X	
	11,40	X	X	
	12,40	X	X	
QUEBRADA HONDA	4,80	X	X	
	8,80	X	X	
	13,50	X	X	
	22,40	X	X	X
	23,00	X	X	X
	23,50	X	X	X
	27,50	X	X	X
CERRO EL UVO	41,50	X	X	
	3,20	X	X	X
	4,60	X	X	X
	6,40	X	X	X
	9,30	X	X	X
LAGO DE TOTA	20,50		X	X
	2,00	X	X	
	4,80	X	X	
	6,00	X	X	
	9,00	X	X	
	10,80	X	X	
	11,80	X	X	
	12,40	X	X	
	40,20	X	X	
	78,00	X	X	
	116,00	X	X	
169,50		X	X	

**4.5.1 Análisis Petrográfico.** El análisis petrográfico realizado en veintiséis (26) secciones delgadas de muestras de superficie de las cuatro secciones levantadas en el Departamento de Boyacá, pertenecientes a la Formación Picacho, permitió identificar una secuencia de rocas compuesta predominantemente por Cuarzoarenitas y Sublitoarenitas. Texturalmente son rocas friables, tamaño de grano arena fina a gruesa con selección moderada a buena (Anexo E).

La porosidad petrográfica no fue posible determinarla, debido a que la sección delgada fue realizada prácticamente con granos, teniendo en cuenta que las muestras estaban inconsolidadas.

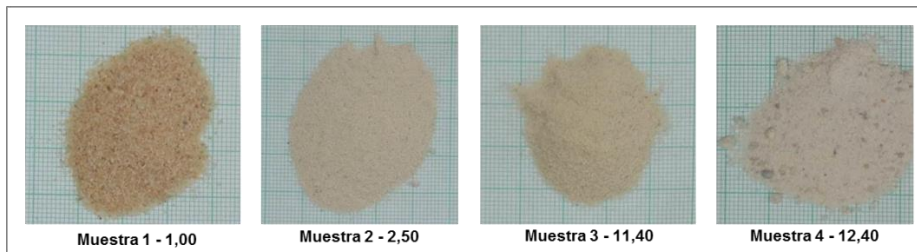
**4.5.1.1 Clasificación Litológica:** Las rocas analizadas han sido clasificadas como Cuarzoarenitas, Litoarenitas y Sublitoarenitas de acuerdo a Folk (1974) (Figura 39) y texturalmente son areniscas (Tabla 13).

**Tabla 13. Clasificación textural y composicional de acuerdo con Folk (1974).**

SECCION	DISTANCIA EN LA COLUMNA	NOMBRE SEGÚN FOLK	MEDIA GRANULOMETRICA	SELECCION				CLASIFICACION TEXTURAL (Folk, 1974)
				MB	B	M	P	
MINA EL RECUERDO	1,00	Cuarzoarenita	Arenisca gruesa		X			Arenisca
	2,50	Cuarzoarenita	Arenisca fina		X			Arenisca
	11,40	Cuarzoarenita	Arenisca media			X		Arenisca
	12,40	Cuarzoarenita	Arenisca gruesa		X			Arenisca
QUEBRADA HONDA	4,80	Cuarzoarenita	Arenisca media		X			Arenisca
	8,80	Sublitoarenita	Arenisca fina		X			Arenisca
	13,50	Cuarzoarenita	Arenisca gruesa				X	Arenisca ligeramente conglomerática
	22,40	Sublitoarenita	Arenisca media			X		Arenisca
	23,00	Sublitoarenita	Arenisca fina			X		Arenisca
	23,50	Cuarzoarenita	Arenisca fina					Arenisca
	27,50	Cuarzoarenita	Arenisca gruesa			X		Arenisca ligeramente conglomerática
	41,50	Litoarenita	Arenisca fina		X			Arenisca
CERRO EL UVO	3,20	Sublitoarenita	Arenisca fina	X				Arenisca
	4,60	Sublitoarenita	Arenisca fina	X				Arenisca
	6,40	Sublitoarenita	Arenisca fina		X			Arenisca
	9,30	Sublitoarenita	Arenisca fina		X			Arenisca
LAGO DE TOTA	2,00	Cuarzoarenita	Arenisca media			X		Arenisca
	4,80	Cuarzoarenita	Arenisca gruesa		X			Arenisca
	6,00	Cuarzoarenita	Arenisca gruesa		X			Arenisca ligeramente conglomerática
	9,00	Cuarzoarenita	Arenisca media			X		Arenisca
	10,80	Cuarzoarenita	Arenisca media			X		Arenisca
	11,80	Cuarzoarenita	Arenisca media		X			Arenisca
	12,40	Cuarzoarenita	Arenisca media		X			Arenisca
	40,20	Cuarzoarenita	Arenisca gruesa			X		Arenisca ligeramente conglomerática
	78,00	Cuarzoarenita	Arenisca gruesa			X		Arenisca ligeramente conglomerática
116,00	Cuarzoarenita	Arenisca media			X		Arenisca	

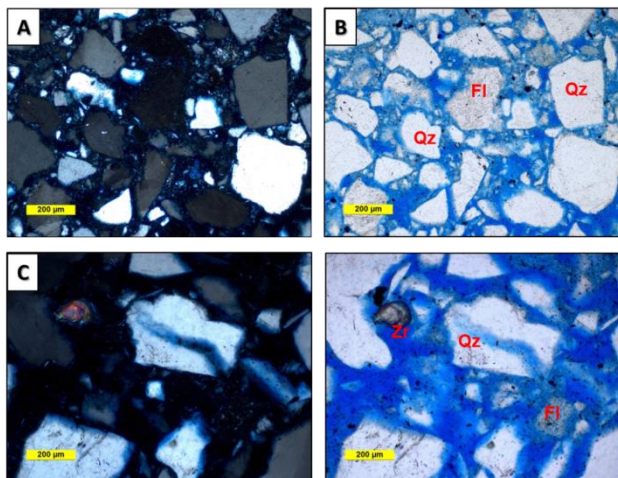
- **Cuarzoarenitas.** Las cuarzoarenitas se caracterizan texturalmente por presentar una media granulométrica de tamaño de grano fina a grueso (Figura 39), el tamaño de grano varía desde arena muy gruesa a gránulos. En las cuarzoarenitas la selección es buena a moderada.

**Figura 39. Fotografías de las muestras clasificadas como cuarzoarenitas de la sección Mina El Recuerdo.**



Las formas de los granos varían desde subangulares hasta subredondeados. Están compuestos por cuarzo (100-95%) y fragmentos líticos de origen arcilloso y chert (trazas – 4,72%) (Figura 40). Como minerales accesorios (trazas-1%), están presentes pirita, leucoxeno, magnetita, zircón y turmalina.

**Figura 40. Aspectos composicionales de las Cuarzoarenitas. (Qz) Cuarzo, (FI) Fragmentos Líticos, (Zr) Zircón. Puede observarse los granos flotantes, debido a la calidad friable de la roca.**

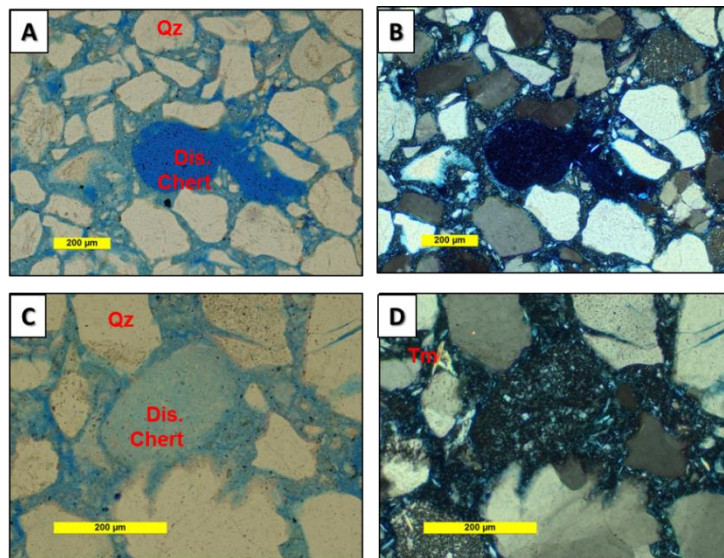


- **Sublitoarenitas.** Las sublitoarenitas se caracterizan texturalmente por presentar una media granulométrica de tamaño de grano fina a media (Figura 41), el tamaño de grano varía desde arena muy gruesa a gránulos. La selección es muy buena a moderada. Las formas de los granos varían desde subangulares hasta subredondeados. Están compuestos por cuarzo (84-93%) y fragmentos líticos de origen arcilloso y chert (6-15%) (Figura 42). Como minerales accesorios (trazas-1%) están presentes pirita, leucóxeno, zircón y turmalina.

**Figura 41. Fotografías de las muestras clasificadas como Sublitoarenitas. [A] y [B] Sección Quebrada Honda. [C] y [D] Sección Cerro El Uvo.**

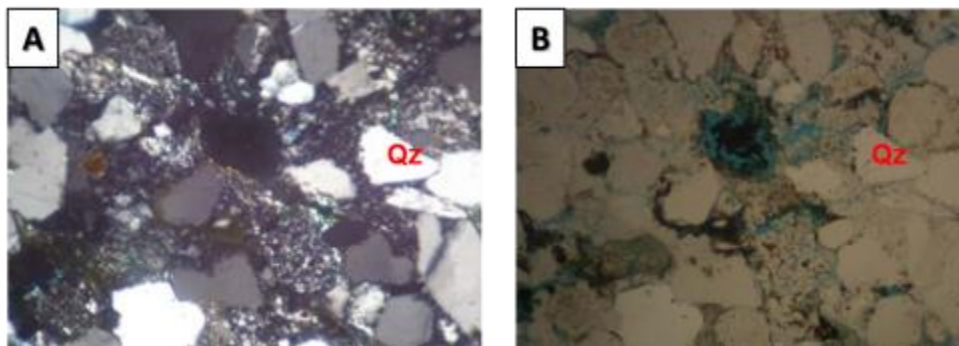


**Figura 42. Aspectos composicionales de las Sublitoarenitas. (Qz) Cuarzo, (Tm) Turmalina. En estas muestras se observa disolución del chert, lo que va formando porosidad por disolución.**



- **Litoarenita.** La Litoarenita se caracteriza texturalmente por presentar una media granulométrica de tamaño de grano fino. La selección es buena. Las formas de los granos varían desde subangulares hasta subredondeados. Está compuesta por cuarzo (88%) y fragmentos líticos (12%) de origen arcilloso y chert. Como minerales accesorios (trazas-1%) están presentes pirita y zircón (Figura 43).

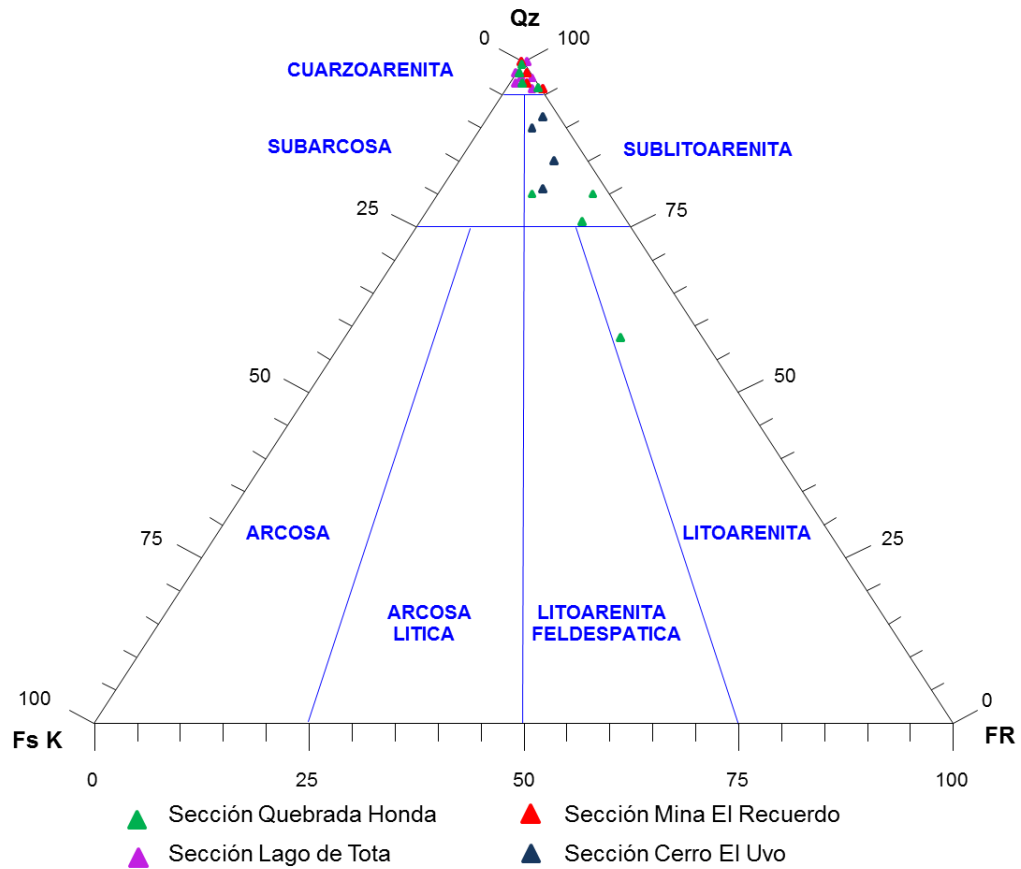
**Figura 43. Aspectos composicionales de la Litoarenita. (Qz) Cuarzo. Vista general donde se observan fragmentos líticos y matriz arcillosa.**



En el área de estudio la Formación Picacho está compuesta petrográficamente por dos grupos fundamentales. El grupo 1 está constituido por cuarzoarenitas y sublitoarenitas de grano medio a muy grueso, a veces conglomeráticas, sin matriz arcillosa, este grupo representa el 90% de las columnas y está formada en condiciones de alta energía dentro de canales fluviales.

El grupo 2 incluye litoarenitas y sublitoarenitas de grano medio a muy fino, algunas con matriz arcillosa. Corresponde al 10% de las columnas descritas y fueron formadas en condiciones de baja energía.

**Figura 44. Diagramas de clasificación composicional para arenitas según Folk (1974).**



#### 4.5.1.2 Composición

- **Granos de la Armazón:** En general el armazón de estas rocas está constituido por granos de cuarzo (62-100%) de tipo monocristalino, los cuales exhiben extinción ondulosa y en menor proporción, extinción recta. El cuarzo policristalino es de origen ígneo y ocasionalmente de origen metamórfico. Fragmentos Líticos Sedimentarios y Chert. Los Fragmentos Líticos presentes en estas muestras son arcillosos.

- **Minerales Accesorios:** Los Minerales Opacos (principalmente pirita), junto con los óxidos de Fe-Ti son los accesorios más importantes presentes en las muestras; junto a estos, Muscovita, Anfíboles, Zircón, Turmalina y Leucoxeno.
- **Matriz:** Algunos minerales arcillosos detríticos, posiblemente capas mixtas Illita/Esmeclita (?) como mayor componente, fueron observados en las muestras analizadas, con porcentajes de hasta 6.40%

**4.5.1.3 Textura:** El tamaño de grano de las muestras analizadas está en el rango de arena fina a arena gruesa, con tamaño promedio de arena media.

La selección observada es buena a moderada. La redondez cubre el rango de angular a redondeado, con un promedio de subredondeado para las muestras analizadas. Muchos de los granos angulares y subredondeados refleja la composición de los mismos, principalmente de fragmentos líticos sedimentarios arcillosos.

Además, se puede deducir que la composición mineralógica de las areniscas analizadas está estrechamente relacionada con variaciones texturales, porque al analizar la proporción de líticos y accesorios se observa que estos disminuyen con el aumento en el tamaño de grano y es independiente de su posición estratigráfica.

**4.5.2 Difracción de Rayos X (DRX).** Para los análisis de DRX se tuvieron en cuenta las mismas muestras analizadas en petrografía y dos adicionales para un total de veintiocho (28) muestras (Anexo 6). Este análisis se realizó bajo dos modalidades: roca total o bulk y fracción arcilla: fracción de la muestra con partículas de diámetro efectivo menor a 2  $\mu\text{m}$ . El análisis bulk describe de una manera global la mineralogía de la roca total, mientras que el análisis de la

fracción menor de 2 micras caracteriza principalmente los filosilicatos que se concentran especialmente en partículas con éste tamaño.

Como se ha dicho anteriormente, las muestras de estos afloramientos corresponden en su mayoría con arenas sueltas y algunas presentan apariencia consolidada de coloración grisácea y amarillento claro. A continuación se describe la mineralogía obtenida por análisis DRX para cada grupo de muestras.

**4.5.2.1 Sección Mina El Recuerdo – Municipio de Sogamoso:** Se caracteriza mineralógicamente por presentar altos contenidos de Cuarzo (90% en peso) y escasos contenidos de Minerales arcillosos (5% en peso) (Tabla 14, Figura 45 [A]).

**Tabla 14. Concentración Roca Total –Sección Mina El Recuerdo**

Distancia en la columna (m)	Arcillas	Cuarzo	Otros
	%Peso	%Peso	%Peso
1,00	< 5	90	< 5
2,50	5	90	< 5
11,40	< 5	90	< 5
12,40	< 5	90	< 5

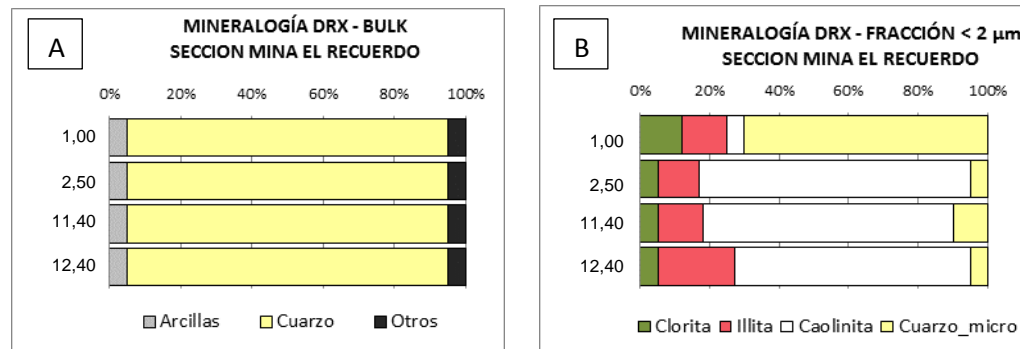
**Tabla 15. Concentración Relativa Fracción menor de 2 micras –Sección Mina El Recuerdo**

Distancia en la columna (m)	Arcillas			Cuarzo_micro % Peso
	Clorita %Peso	Illita %Peso	Caolinita %Peso	
1,00	12	13	5	70
2,50	< 5	12	78	< 5
11,40	< 5	13	72	10
12,40	< 5	22	68	< 5

Los minerales arcillosos caracterizados en la fracción menor de 2  $\mu\text{m}$  corresponden principalmente a Caolinita (5-78% en peso), Illita (13-22% en peso)

y en menor proporción Clorita (5-12% en peso). Adicionalmente en la fracción menor de 2 µm se observa la presencia de minerales no arcillosos tipo Cuarzo microcristalino, el cual representa entre (5-70% en peso), observándose en mayor proporción en la muestra 1 (1,00 metros) (Tabla 15, Figura 45 [B]).

**Figura 45. Distribución de abundancias relativas por DRX- Sección Mina El Recuerdo. [A] Mineralogía bulk, roca total. [B] Mineralogía Fracción menor de 2 µm. Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015).**



**4.5.2.2 Sección Quebrada Honda – Municipio Pesca:** Se caracteriza mineralógicamente por presentar altos contenidos de Cuarzo (90% en peso) y escasos contenidos de Minerales arcillosos (5% en peso) (Tabla 16, Figura 46 [A]).

**Tabla 16. Concentración Roca Total – Sección Quebrada Honda**

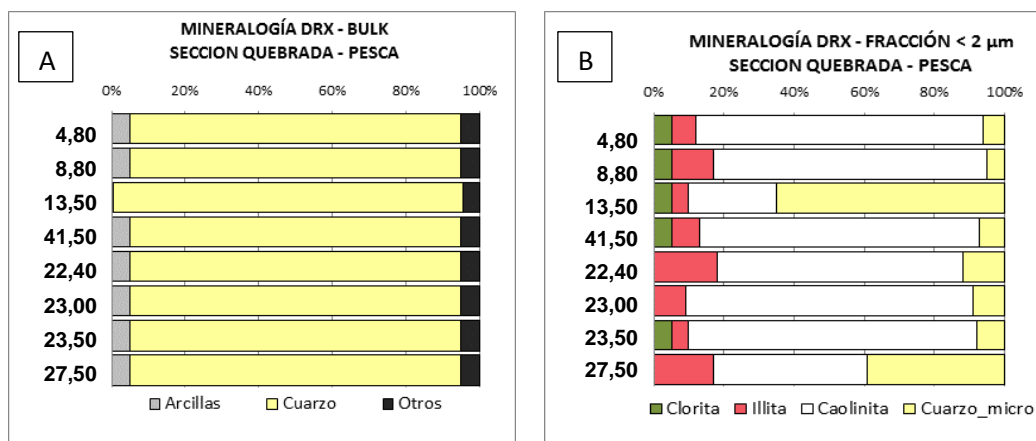
Distancia en la columna	Arcillas	Cuarzo	Otros
	%Peso	%Peso	%Peso
4,80	< 5	90	< 5
8,80	< 5	90	< 5
13,50	Tr	90	< 5
22,40	< 5	90	< 5
23,00	< 5	90	< 5
23,50	< 5	90	< 5
27,50	< 5	90	< 5
41,50	< 5	90	< 5

Los minerales arcillosos caracterizados a nivel de la fracción menor de 2  $\mu\text{m}$  corresponden principalmente a Caolinita (25-82% en peso) y en menor proporción Illita (5-18% en peso) y Clorita en contenidos inferiores a 5% en peso. Adicionalmente en la fracción menor de 2  $\mu\text{m}$  se observa la presencia de minerales no arcillosos tipo Cuarzo microcristalino, el cual representa entre (5-65% en peso) (Tabla 17, Figura 46 [B]).

**Tabla 17. Concentración Relativa Fracción menor de 2 micras – Sección Quebrada Honda**

Distancia en la columna	Arcillas			Cuarzo_micro % Peso
	Clorita %Peso	Illita %Peso	Caolinita %Peso	
4,80	< 5	7	82	6
8,80	< 5	12	78	< 5
13,50	< 5	< 5	25	65
22,40	ND	18	70	12
23,00	ND	9	82	9
23,50	< 5	< 5	82	8
27,50	ND	17	44	39
41,50	< 5	8	80	7

**Figura 46. Distribución de abundancias relativas por DRX- Sección Quebrada Honda - Pesca. [A] Mineralogía bulk, roca total. [B] Mineralogía Fracción menor de 2  $\mu\text{m}$ . Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015).**



**4.5.2.3 Sección Cerro El Uvo – Municipio Paz del Río:** Se caracteriza mineralógicamente por presentar altos contenidos de Cuarzo (69-95% en peso) y bajos a escasos contenidos de Minerales arcillosos (<5%, en peso), a excepción de la muestra localizada a 20,50 metros en la columna, la cual alcanza contenidos del 26% en peso (Tabla 18, Figura 47 [A]).

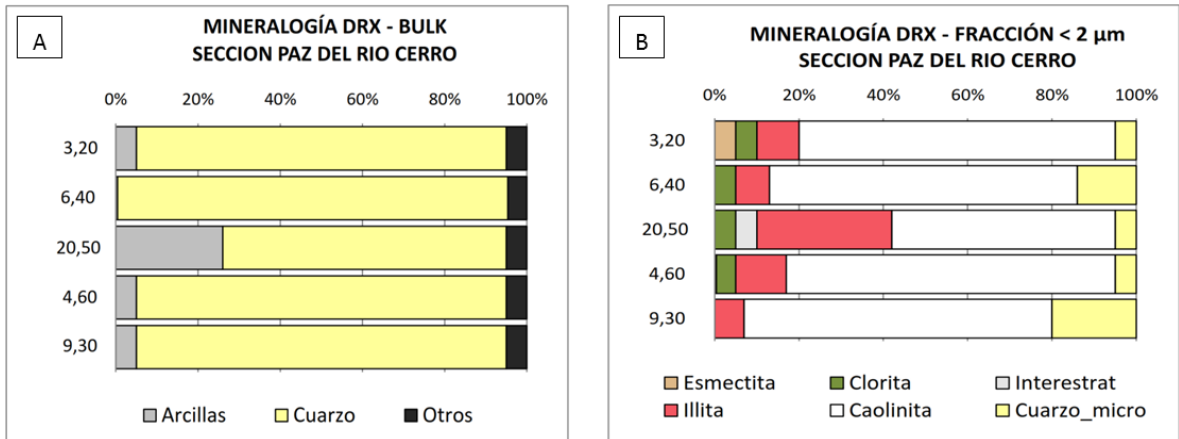
Los minerales arcillosos caracterizados a nivel de la fracción menor de 2 µm corresponden principalmente a Caolinita (53-75%en peso) y en menor proporción Illita (7-32% en peso).

**Tabla 18. Concentración Roca Total – Sección Cerro El Uvo**

<b>Distancia en la columna</b>	<b>Arcillas %Peso</b>	<b>Cuarzo %Peso</b>	<b>Otros %Peso</b>
3,20	< 5	90	< 5
4,60	Tr	95	< 5
6,40	< 5	90	< 5
9,30	< 5	90	< 5
20,50	26	69	< 5

Es importante resaltar que las muestras localizadas a 3,20 y 4,60 metros en esta columna se observó la presencia de material expandible tipo Esmectita, la cual no excede el 5% en peso, y en la muestra localizada a 20,50 metros se observó la presencia de minerales Interestratificados tipo Illita/Esmectita o Illita alterada en contenidos que no superan el 5% en peso. Adicionalmente en la fracción menor de 2 µm se observa la presencia de minerales no arcillosos tipo Cuarzo microcristalino, el cual representa entre (5-14% en peso). (Ver Tabla 19, Figura 47 [B]).

**Figura 47. Distribución de abundancias relativas por DRX- Sección Cerro El Uvo – Paz del Río. [A] Mineralogía bulk, roca total. [B] Mineralogía Fracción menor de 2 µm. Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015).**



**Tabla 19. Concentración Relativa Fracción menor de 2 micras – Sección Cerro El Uvo**

Distancia en la columna	Arcillas					Cuarzo_micr o % Peso
	Esmectit a %Peso	Clorita %Peso	Interestrat %Peso	Illita %Pes o	Caolinit a %Peso	
3,20	5	< 5	ND	10	75	5
4,60	Tr	< 5	ND	12	78	5
6,40	ND	< 5	ND	8	73	14
9,30	ND	ND	ND	7	73	20
20,50	ND	< 5	5	32	53	< 5

**4.5.2.4 Sección Playa Blanca, Lago de Tota – Municipio de Aquitania:** Mineralógicamente, estas muestras se caracterizan por presentar altos contenidos de Cuarzo (89,95% en peso) y escasos contenidos de Minerales arcillosos, los cuales no superan el 6% en peso. (Ver Tabla 20, Figura 48 [A]).

Entre “Otros” se agrupa otras fases cristalinas presentes en menor proporción o de baja cristalinidad que se encuentran enmascarados por los minerales mayoritarios, en este caso no se reveló con claridad algún compuesto conocido.

**Tabla 20. Concentración Roca Total – Sección Playa Blanca, Lago de Tota**

Distancia en la columna	Arcillas	Cuarzo	Otros
	%Peso	%Peso	%Peso
2,00	< 5	90	< 5
4,80	Tr	95	< 5
6,00	< 5	90	< 5
9,00	Tr	95	< 5
10,80	< 5	90	< 5
11,80	< 5	90	< 5
12,40	Tr	95	< 5
40,20	< 5	90	< 5
78,00	< 5	90	< 5
116,00	6	89	< 5
169,50	88	7	5

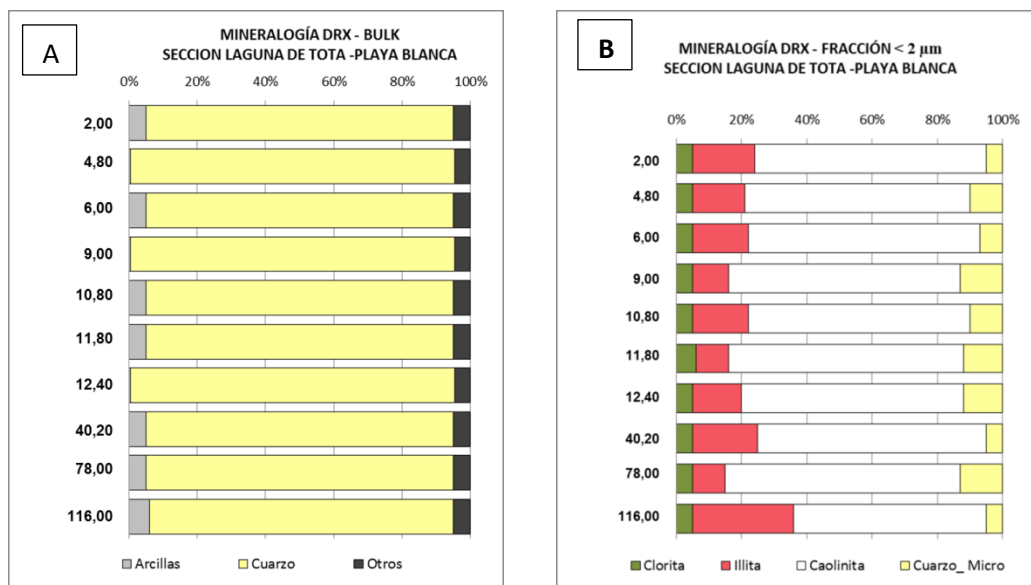
Los minerales arcillosos caracterizados a nivel de la fracción menor de 2  $\mu\text{m}$  corresponden principalmente a Caolinita (59-72% en peso), Illita (10-31% en peso) y en menor proporción Clorita férrica, la cual no excede el 6% en peso. Adicionalmente en la fracción menor de 2  $\mu\text{m}$  se observa la presencia de minerales no arcillosos tipo Cuarzo microcristalino, este mineral alcanza contenidos del 13% en peso en esta fracción (Tabla 21, Figura 48 [B]).

**Tabla 21. Concentración Relativa Fracción menor de 2 micras – Sección Playa Blanca, Lago de Tota**

Distancia en la columna	Arcillas			Cuarzo_micro % Peso
	Clorita %Peso	Illita %Peso	Caolinita %Peso	
2,00	< 5	19	71	< 5
4,80	< 5	16	69	10
6,00	< 5	17	71	7
9,00	< 5	11	71	13
10,80	< 5	17	68	10

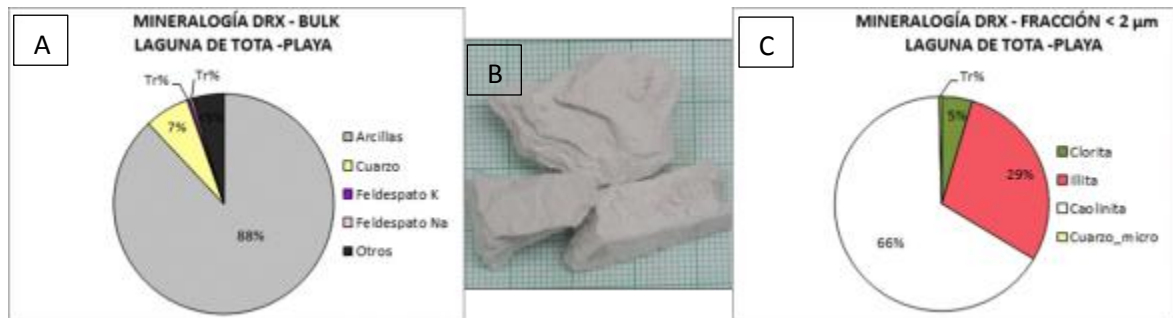
Distancia en la columna	Arcillas			Cuarzo_micro % Peso
	Clorita %Peso	Illita %Peso	Caolinita %Peso	
11,80	6	10	72	12
12,40	< 5	15	68	12
40,20	< 5	20	70	5
78,00	< 5	10	72	13
116,00	< 5	31	59	< 5
169,50	< 5	29	66	Tr

**Figura 48. Distribución de abundancias relativas por DRX- Sección Playa Blanca, Lago de Tota. [A] Mineralogía bulk, roca total. [B] Mineralogía Fracción menor de 2 µm. Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPELROL-ICP (2015).**



La muestra localizada a 169,50 metros en la columna de la Sección Lago de Tota –Playa Blanca se caracteriza mineralógicamente por presentar altos contenidos de Minerales arcillosos (88% en peso) y bajos contenidos de Cuarzo (7% en peso). Adicionalmente se observan Feldespatos Potásico y Feldespato Sódico y/o plagioclasas a nivel de trazas. (Figura 49).

**Figura 49. Distribución de abundancias relativas por DRX – Muestra de arcillolita. [A] Mineralogía bulk, roca total. [B] Fotografía de la muestra analizada. [C] Mineralogía Fracción menor de 2 µm. Laboratorio de Procesamiento Geológico, Área de DRX, ECOPETROL-ICP (2015).**



Para concluir, se generaron gráficos de roca total donde se puede apreciar que para las cuatro secciones levantadas el principal mineral constituyente es el cuarzo. La presencia de arenas limpias apoya la interpretación de un ambiente de sedimentación formado por canales y barras de canal.

Las arcillosidad están en porcentajes que no superan el 6% en peso de la roca. Esta fracción de arcillas está conformada por Caolinita en mayor proporción, le siguen la Illita y Clorita.

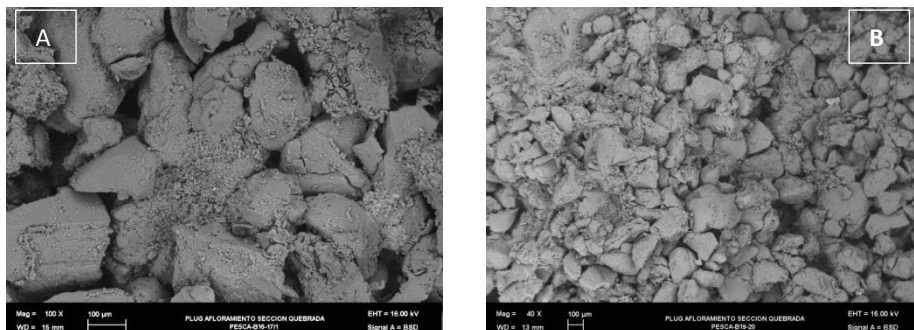
Macroscópicamente la caolinita se puede encontrar en pequeñas láminas en los afloramientos descritos. Esta aumenta en presencia y en espesor hacia el tope de la formación de estudio, esto se puede ratificar en las columnas descritas.

**4.5.3 Microscopía Electrónica (SEM).** Para los análisis de SEM se analizaron 10 muestras de afloramiento de las columnas estratigráficas descritas en la sección Quebrada Honda (4 muestras), Cerro El Uvo (5 muestras) y Sección Playa Blanca (1 muestra). (Anexo 7).

Para realizar las pruebas de Microscopía Electrónica – SEM, fue necesario efectuar una revisión de las muestras, porque no todas cumplían con los requerimientos del laboratorio, como el hecho que debía ser una muestra consolidada.

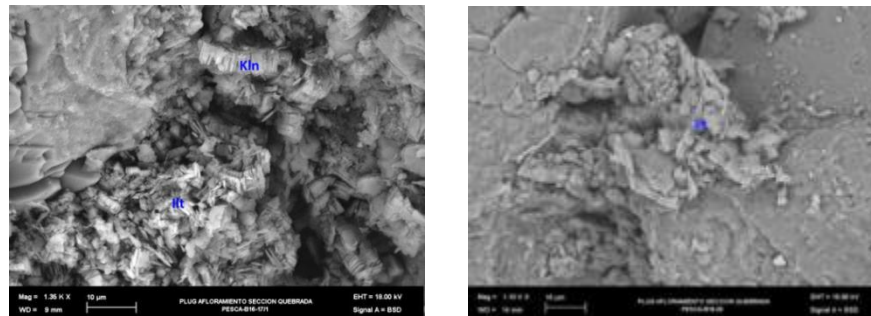
**4.5.3.1 Sección Quebrada Honda – Municipio Pesca:** En general las muestras analizadas en esta sección fueron catalogadas como rocas cuarzosas de aspecto inconsolidado, con granos de cuarzo subangulosos, subredondeados y de diversos tamaños que van de gruesos a finos (Figura 50).

**Figura 50. Aspecto general del Cuarzo. [A] Tamaño de grano grueso. [B] Tamaño de grano fino. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).**

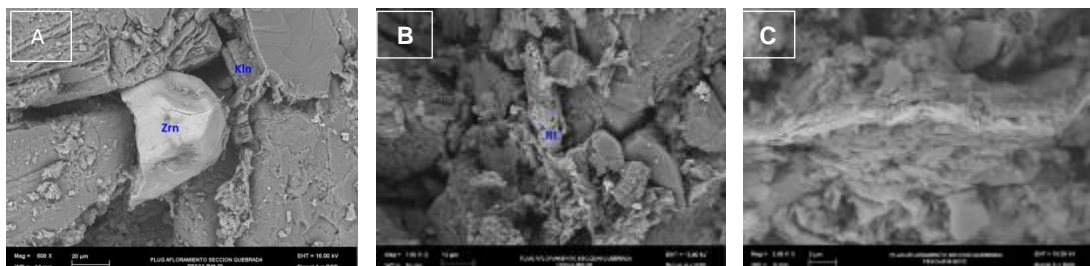


En el análisis se observa frecuente material aglomerado de apariencia suelta en la muestra localizado indistintamente entre los granos y sobre los poros, conformado por Illita en laminillas de bordes ondulados y filamentosos; Caolinita en láminas sueltas, detritos y en agrupación vermiforme (Figura 51); junto con cuarzo microcristalino y fragmentos de Cuarzo. En menor cantidad se observa minerales de aspecto micáceo y como accesorios: Rutilo localizado entre granos y Zircón (Figura 52).

**Figura 51. Illita en laminillas de bordes ondulados y filamentosos y Caolinita en láminas sueltas, detritos y en agrupación vermiforme, ubicadas entre los granos y sobre los poros. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).**

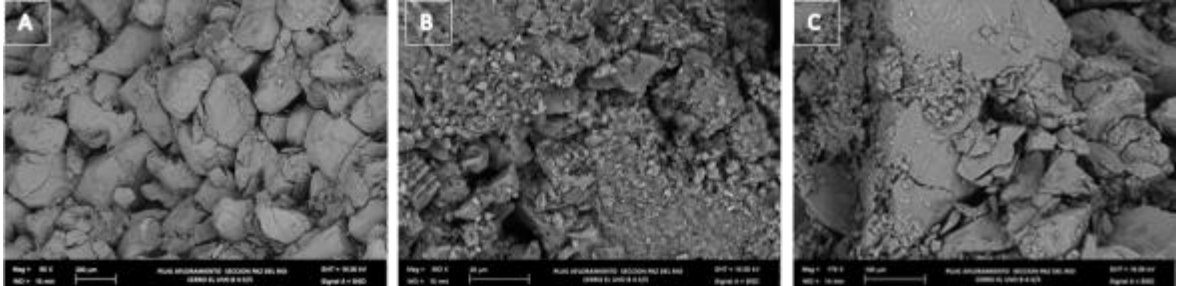


**Figura 52. Minerales accesorios: [A] Zircón, [B] Rutilo localizado entre granos y [C] Minerales de aspecto micáceo. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).**



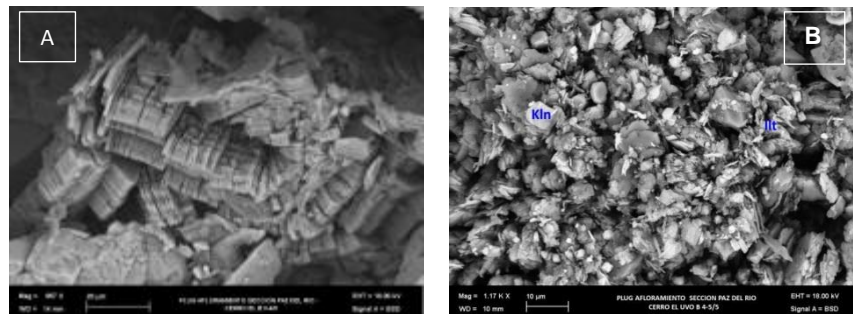
**4.5.3.2 Sección Cerro El Uvo – Municipio Paz del Río:** En general las muestras analizadas en esta sección fueron catalogadas como rocas cuarzosas de aspecto inconsolidado con granos de cuarzo subangulosos y subredondeados de tamaño fino a medio (Figura 53).

**Figura 53. [A] Aspecto general del Cuarzo de tamaño de grano medio. [B] Detalle de cuarzo en fragmentos. [C] Detalle de cuarzo microcristalino. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).**



En el análisis se observa material aglomerado entre los granos y sobre los poros, conformado por Illita en detritos de bordes filamentosos; Caolinita en láminas sueltas, detritos y en agrupación vermiforme (Figura 54) junto con fragmentos de Cuarzo y cuarzo microcristalino (figura 53 [C]). En algunas zonas se observa mineral arcilloso de aspecto micáceo y fibras de composición orgánica. Como minerales adicionales: Rutilo.

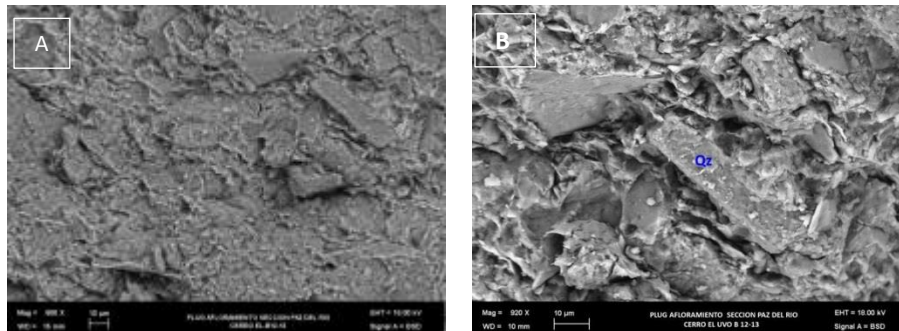
**Figura 54. [A] Caolinita en agrupación vermiforme. [B] Caolinita en láminas sueltas y detritos, e Illita en laminillas de bordes filamentosos. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).**



Una de las muestras se clasifico como una roca tipo arcillolita formada por microagregados de láminas de arcillas de tamaño fino, poseen bordes ondulados

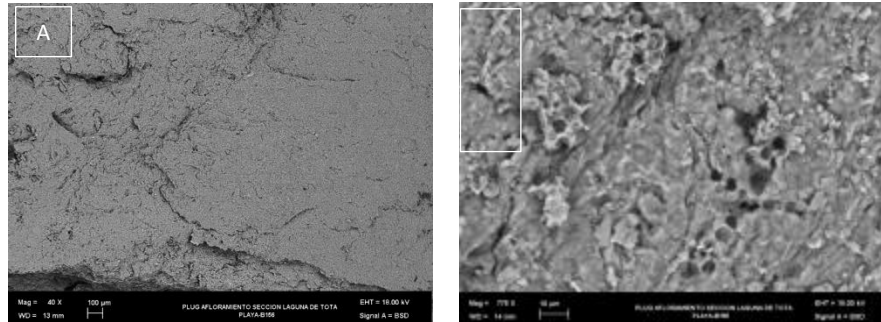
con orientación preferencial cara-cara y en algunas zonas de aspecto compacto; junto con fragmentos de cuarzo (Figura 55). Entre los minerales se observan de manera menos frecuente se observa minerales arcillosos de aspecto micáceo. Como minerales adicionales se observó Zircón.

**Figura 55. [A] Aspecto general de la muestra. [B] Detalle de la muestra con fragmentos de cuarzo. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).**



**4.5.3.3 Sección Playa Blanca, Lago de Tota – Municipio de Aquitania:** La única muestra analizada de esta sección, fue clasificada como una roca tipo arcillolita carente de laminación formada por microagregados de láminas de arcillas de tamaño fino, en conjunto con fragmentos de cuarzo (Figura 56 [A]). Entre los minerales se observaron microfracturas naturales; a su vez de manera frecuente se observaron estructuras que presentan un aspecto similar a una colmena (Figura 56 [B]) con composición de minerales arcillosos. En menor proporción se hacen evidentes minerales arcillosos de aspecto micáceo.

**Figura 56. [A] Aspecto general de la muestra. [B] Detalle zona con aspecto de colmena. Laboratorio de Análisis SEM - EDX (ICP – Ecopetrol, 2014).**



Las microfotografías provenientes de los análisis de microscopía electrónica de barrido, fueron interpretadas a diferentes magnificaciones, visualizándose principalmente los minerales presentes que afectan los espacios porales dentro de la roca. Entre los minerales generalmente encontrados se destacan la presencia de arcillas como la Caolinita, la cual se presenta en general como láminas, detritos y en agrupación vermiforme, ubicadas mayormente entre los granos y sobre los poros causando obstrucción y creando taponamientos y algunas veces como cemento. Esta arcilla pertenece al grupo de arcillas migrables.

En segundo lugar, se presenta la Illita, como laminillas o en detritos de bordes filamentosos, también ubicada en las gargantas porales o sobre los granos. Esta arcilla también pertenece al grupo de arcillas migrables.

El Cuarzo es el componente principal del esqueleto de la roca, y se encuentra inconsolidado y variando de tamaños de grano desde fino a gruesos. De igual manera se observaron minerales accesorios como óxidos, sulfuros y en algunas zonas materia orgánica.

Del análisis de microscopía electrónica, se concluye que los procesos de generación de arcillas autígenicas, principalmente la caolinita y en menor proporción illita, casi no han afectado la formación.

#### 4.6 CARACTERIZACIÓN PETROFISICA

Las muestras tomadas para realizar los análisis de petrofísica básica y para mineralogía, fueron entregadas en el Instituto Colombiano del Petróleo – ICP una vez se terminaban las campañas de campo. Estas muestras entraban en fila para realizar los respectivos procedimientos en los laboratorios. En la tabla 22 se observan las muestras tomadas en cada una de las secciones levantadas en campo y los análisis que fueron realizados a cada una de ellas.

En total finalmente, se entregaron en los laboratorios y se recibieron datos de 72 muestras para petrofísica, 26 para petrografía – secciones delgadas, 28 para Difracción de Rayos X – DRX y 10 para Microscopía Electrónica – SEM.

**Tabla 22. Relación de muestras recolectadas en el levantamiento estratigráfico**

SECCION	DISTANCIA EN LA COLUMNA	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	PETROGRAFÍA	DRX	SEM
MINA EL RECUERDO	1,00	34,1	11307	X	X	
	2,50	32,8	1134	X	X	
	4,00	32,4	600			
	11,40	34,6	4416	X	X	
	12,40	33,9	1995	X	X	
	13,50	35,4	2180			
QUEBRADA HONDA	4,80	32,0	5660	X	X	
	6,50	34,1	6233			
	8,80	31,7	254	X	X	
	10,00	22,9	5153			
	13,50	28,6	3885	X	X	
	20,40	28,9	2090			
	21,50	29,8	5056			
	22,40	24,7	1626	X	X	X

SECCION	DISTANCIA EN LA COLUMNA	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	PETROGRAFÍA	DRX	SEM
	23,00	18,7	1038	X	X	X
	23,50	19,4	922	X	X	X
	24,00	30,7	600			
	24,50	29,1	1564			
	27,50	21,5	1247	X	X	X
	32,50	34,3	3881			
	41,50	33,1	2243	X	X	
CERRO EL UVO	3,20	24,1	3339	X	X	X
	4,00	25,0	341			
	4,60	24,4	1776	X	X	X
	5,30	24,0	825			
	6,40	23,2	1473	X	X	X
	7,80	24,1	124			
	9,30	24,3	2304	X	X	X
	20,50			X	X	X
LAGO DE TOTA	2,00	27,9	9190	X	X	
	3,20	30,1	3436			
	4,00	29,0	3519			
	4,80	29,5	5650	X	X	
	6,00	30,3	5517	X	X	
	9,00	28,9	8648	X	X	
	9,50	28,1	4337			
	10,80	30,5	4447	X	X	
	11,80	30,0	7697	X	X	
	12,40	28,4	5865	X	X	
	13,00	30,3	285			
	15,00	28,1	5151			
	36,00	28,3	3139			
	40,20	26,5	1517	X	X	
	60,00	26,5	1706			
	72,00	24,9	1319			
	78,00	29,0	5717	X	X	
	80,80	28,3	8436			
	85,00	23,0	1595			
	86,00	30,2	705			
	92,00	25,4	127			
	101,80	27,3	1105			
	108,80	28,9	703			
	116,00	25,7	546	X	X	
	120,00	29,6	6127			
	125,00	30,0	8778			
	128,20	28,7	359			
	131,00	27,7	3133			
134,80	28,3	1552				
135,40	26,8	595				
138,00	26,7	1086				
142,20	25,7	1606				
145,00	23,8	582				

SECCION	DISTANCIA EN LA COLUMNA	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	PETROGRAFÍA	DRX	SEM
	169,50			X	X	X
	170,20	28,1	3028			
	173,00	26,0	1447			
	177,20	28,6	5015			
	181,50	23,2	799			
	184,00	32,0	2812			
	187,50	12,1	285			
	192,80	26,4	879			
	198,20	30,8	3046			
	201,50	30,0	3544			
	205,40	30,7	8230			
	209,50	28,6	2955			

**4.6.1. Resultados petrofísicos Básicos Formación Picacho.** Las propiedades petrofísicas básicas como porosidad y permeabilidad, fueron obtenidas a presiones de confinamiento de 400 y 800 Psi (Anexo 8).

A continuación se muestran los resultados del laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos por cada sección descrita, para las gráficas y demás cálculos fueron tomados los valores obtenidos a presión de confinamiento de 800 Psi.

**4.6.1.1 Sección Mina El Recuerdo – Municipio Sogamoso:** En esta sección se realizó la toma de 6 tapones a lo largo de toda la columna, en la cual no hay impregnación de hidrocarburos. El comportamiento del promedio de la porosidad determina que es muy buena (33,9%), los valores de permeabilidad varían en un amplio rango (Tabla 23).

**Tabla 23. Datos de petrofísica básica para los tapones, Mina El Recuerdo – Municipio Sogamoso. Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos (ICP – Ecopetrol, 2014)**

Distancia en la columna	Volumen Total	Vol. de Granos	Volumen Poroso	Densidad de Granos	Saturación de fluidos por peso (%)		Phi	K
					Fracción Aceite	Fracción Agua		
Metros	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	g/cm <sup>3</sup>			%	mD
1,00	34,080	21,711	11,215	2,607	0,03	0,06	34,1	11307
2,50	35,550	22,424	10,945	2,609	0,05	0,36	32,8	1134
4,00	32,300	21,081	10,104	2,610	0,04	0,14	32,4	600
11,40	34,850	22,328	11,809	2,607	0,04	0,07	34,6	4416
12,40	35,690	23,378	12,011	2,606	0,06	0,11	33,9	1995
13,50	36,100	23,196	12,693	2,605	0,05	0,09	35,4	2180

**4.6.1.2 Sección Quebrada Honda – Municipio Pesca:** En esta sección se realizó la toma de 15 tapones, este muestreo fue centrado principalmente en el sector donde se presentó la impregnación de hidrocarburos. En la tabla se observa que entre 22 y 27 metros en la columna, hay buenos contenidos de fracción aceite en porcentaje por peso, el comportamiento del promedio de la porosidad determina que es buena (28%) y también buena permeabilidad (2763 mD) (Tabla 24).

**Tabla 24. Datos de petrofísica básica para los tapones, Sección Quebrada Honda – Municipio Pesca. Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos (ICP – Ecopetrol, 2014)**

Distancia en la columna	Volumen Total	Vol. de Granos	Volumen Poroso	Densidad de Granos	Saturación de fluidos por peso (%)		Phi	K
					Fracción Aceite	Fracción Agua		
Metros	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	g/cm <sup>3</sup>			%	mD
4,80	36,430	24,040	11,298	2,598	0,03	1,24	32,0	5660
6,50	37,160	24,007	12,442	2,598	0,03	14,19	34,1	6233
8,80	34,860	23,217	10,762	2,595	0,05	12,11	31,7	254
10,00	35,700	25,482	7,574	2,594	0,04	0,79	22,9	5153
13,50	22,870	16,071	6,422	2,592	0,05	1,52	28,6	3885
20,40	38,440	26,107	10,625	2,603	0,02	0,14	28,9	2090

Distancia en la columna	Volumen Total	Vol. de Granos	Volumen Poroso	Densidad de Granos	Saturación de fluidos por peso (%)		Phi	K
					Fracción Aceite	Fracción Agua		
Metros	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	g/cm <sup>3</sup>			%	mD
21,50	37,300	25,609	10,871	2,594	0,05	0,23	29,8	5056
22,40	34,380	24,635	8,085	2,647	8,99	0,42	24,7	1626
23,00	21,700	16,343	3,756	2,644	7,52	0,21	18,7	1038
23,50	52,820	40,219	9,670	2,638	3,90	3,15	19,4	922
24,00	12,430	7,973	3,535	2,462	5,95	0,37	30,7	600
24,50	14,900	9,293	3,823	2,520	6,53	0,75	29,1	1564
27,50	22,020	15,903	4,354	2,652	9,88	0,63	21,5	1247
32,50	34,460	21,481	11,217	2,583	0,17	1,06	34,3	3881
41,50	35,460	22,756	11,237	2,593	0,00	0,15	33,1	2243

**4.6.1.3 Sección Cerro El Uvo – Municipio Paz del Río:** En esta sección se realizó la toma de 7 tapones y al igual que en la Quebrada Honda, el muestreo fue centrado en el intervalo de mayor impregnación de hidrocarburos, se observan muy buenos valores de saturación de aceite. El promedio de la porosidad es de (24%), mientras que el rango de los valores de permeabilidad es muy amplio va desde 124 a 3339 mD. (Tabla 25).

**Tabla 25. Datos de petrofísica básica para los tapones, Sección Cerro El Uvo – Municipio Paz del Río. Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos (ICP – Ecopetrol, 2014)**

Distancia en la columna	Volumen Total	Vol. de Granos	Volumen Poroso	Densidad de Granos	Saturación de fluidos por peso (%)		Phi	K
					Fracción Aceite	Fracción Agua		
Metros	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	g/cm <sup>3</sup>			%	mD
3,20	42,880	30,893	9,798	2,634	2,054	2,229	24,1	3339
4,00	44,560	31,988	10,673	2,640	9,447	2,192	25,0	341
4,60	35,550	25,181	8,136	2,629	8,306	0,549	24,4	1776
5,30	24,740	17,549	5,553	2,623	8,053	0,593	24,0	825
6,40	58,270	43,133	13,041	2,624	8,822	0,080	23,2	1473
7,80	56,840	40,697	12,919	2,630	6,591	0,605	24,1	124
9,30	23,700	16,603	5,325	2,614	7,596	0,212	24,3	2304

**4.6.1.4 Sección Playa Blanca, Lago de Tota – Municipio de Aquitania:** En esta sección se realizó la toma de 44 tapones a lo largo de toda la columna, en esta únicamente se observó un corto intervalo con algunas trazas o manchas de hidrocarburos por lo tanto el muestreo fue más sistemático. La porosidad promedio para estas muestras es de (28%) y al igual que las secciones anteriores, la permeabilidad presenta un amplio rango de valores que van desde 127 mD a 9190 mD (Tabla 26).

**Tabla 26. Datos de petrofísica básica para los tapones, Sección Playa Blanca, Lago de Tota – Municipio de Aquitania. Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos (ICP – Ecopetrol, 2014)**

Distancia en la columna	Vol. Total	Vol. Poroso	Vol. de Granos	Densidad de Granos	Saturación de fluidos por peso (%)		Phi	K
					Fracción Aceite	Fracción Agua		
Metros	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	g/cm <sup>3</sup>			%	mD
2,00	36,76	10,241	25,514	2,618	0,0466	0,0756	27,9	9190
3,20	36,08	10,388	23,920	2,601	0,0580	0,0796	30,1	3436
4,00	37,08	11,066	25,742	2,595	0,0000	0,3140	29,0	3519
4,80	28,20	8,083	18,815	2,636	0,0000	0,0938	29,5	5650
6,00	36,03	10,393	23,774	2,630	0,0000	0,1144	30,3	5517
9,00	38,42	10,603	25,298	2,627	0,0000	0,1166	28,9	8648
9,50	36,90	9,979	25,020	2,623	0,0683	0,1790	28,1	4337
10,80	37,79	11,254	25,373	2,622	0,0615	0,0784	30,5	4447
11,80	25,40	7,495	17,023	2,620	0,0000	0,0989	30,0	7697
12,40	38,64	10,329	25,543	2,618	0,0842	0,3852	28,4	5865
13,00	34,21	10,000	22,796	2,620	0,0000	0,1817	30,3	285
15,00	37,98	9,887	24,954	2,622	0,2765	0,0806	28,1	5151
36,00	36,53	10,597	25,268	2,614	0,0000	0,0981	28,3	3139
40,20	37,00	9,276	25,525	2,618	0,0257	0,7445	26,5	1517
60,00	36,49	9,177	25,089	2,608	0,1338	1,1260	26,5	1706
72,00	29,12	6,792	19,436	2,636	0,0000	1,6883	24,9	1319
78,00	37,19	10,801	25,325	2,617	0,0756	2,3876	29,0	5717
80,80	36,10	10,416	25,697	2,621	0,0000	0,0923	28,3	8436
85,00	27,93	6,667	19,772	2,656	0,0000	0,7204	23,0	1595
86,00	34,19	9,762	21,771	2,666	0,0413	0,7585	30,2	705
92,00	25,12	6,451	17,558	2,664	0,0989	0,5584	25,4	127

Distancia en la columna	Vol. Total	Vol. Poroso	Vol. de Granos	Densidad de Granos	Saturación de fluidos por peso (%)		Phi	K
					Fracción Aceite	Fracción Agua		
Metros	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	g/cm <sup>3</sup>			%	mD
101,80	35,06	9,629	24,077	2,667	0,0000	0,4612	27,3	1105
108,80	26,76	7,526	17,313	2,661	0,0831	1,4332	28,9	703
116,00	36,76	9,352	25,383	2,655	0,0000	1,3000	25,7	546
120,00	35,66	10,591	23,585	2,656	0,0000	0,0954	29,6	6127
125,00	37,26	11,094	24,524	2,663	0,0292	0,0924	30,0	8778
128,20	28,15	7,846	18,563	2,660	0,0000	0,9748	28,7	359
131,00	27,48	6,893	17,716	2,669	0,0000	0,0997	27,7	3133
134,80	23,57	5,939	14,712	2,704	0,1411	7,4587	28,3	1552
135,40	37,07	9,622	24,828	2,678	0,0000	0,6497	26,8	595
138,00	37,71	9,146	24,661	2,607	0,0514	1,2607	26,7	1086
142,20	33,89	8,531	23,938	2,629	0,0000	0,0452	25,7	1606
145,00	25,61	6,146	19,049	2,622	0,0000	1,4193	23,8	582
170,20	28,80	7,562	18,953	2,619	0,0000	0,0999	28,1	3028
173,00	33,16	7,775	21,861	2,620	0,1804	2,6212	26,0	1447
177,20	34,07	9,055	22,360	2,611	0,0000	0,0687	28,6	5015
181,50	38,72	8,470	28,022	2,612	0,0205	0,1108	23,2	799
184,00	35,20	10,795	22,746	2,603	0,0000	0,3644	32,0	2812
187,50	33,53	3,832	27,942	2,634	0,0815	3,1557	12,1	285
192,80	33,20	8,404	22,487	2,612	0,3471	0,5891	26,4	879
198,20	33,05	10,001	21,472	2,599	0,0000	0,4426	30,8	3046
201,50	34,38	10,346	23,806	2,596	0,0000	0,1498	30,0	3544
205,40	35,59	10,510	23,389	2,598	0,0562	0,0851	30,7	8230
209,50	36,71	9,492	23,627	2,609	0,0000	0,0946	28,6	2955

**4.6.2 Identificación de Tipos de Roca – Metodología de Windland (R-35).** Los Tipos de Roca se definen como unidades de rocas depositadas bajo las mismas condiciones, las cuales experimentaron procesos diagenéticos similares, lo que resulta en una única relación entre porosidad - permeabilidad en el yacimiento (SPE 38679).

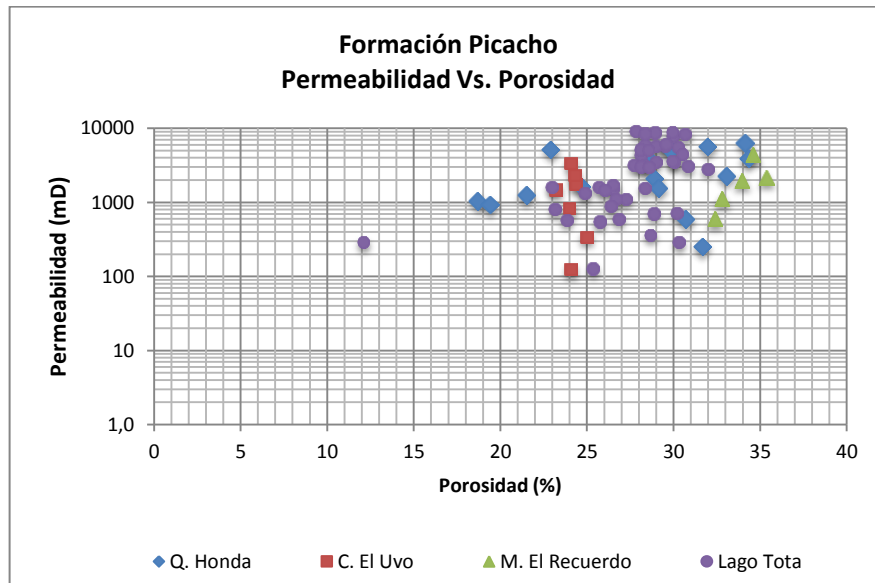
Los datos mostrados en las tablas 23, 24, 25 y 26 son de utilidad para determinar la calidad de la roca reservorio. Teniendo en cuenta que todos pertenecen a la

misma formación fueron agrupados para generar una gráfica de Permeabilidad convencional (K) vs. Porosidad convencional (Phi). (Figura 57).

El tamaño de garganta de los poros puede ser estimado a partir de los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis convencionales a condiciones de superficie (Tabla 22). Winland (1972) desarrolló una relación empírica (utilizando análisis de regresión lineal múltiple) entre porosidad, permeabilidad al aire y apertura del poro correspondiente a una saturación de mercurio de 35% (R35), de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\log(R35) = 0.732 + 0.588 \log K_{aire} - 0.864 \log \phi$$

**Figura 57. Datos de Porosidad vs. Permeabilidad de las 72 muestras de las 4 secciones de la Formación Picacho.**



Donde R35 es el radio efectivo de apertura del poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio de 35%,  $K_{aire}$  es la permeabilidad al aire no corregida (md), y “ $\phi$ ” es porosidad (%). Como una primera aproximación para la determinación del tipo de roca, se realizaron gráficos de K/PHI con los datos de

porosidad y permeabilidad obtenidos de los tapones analizados. La Figura 57 muestra la distribución en el área de estudio de estos datos.

Se definieron tres tipos de roca por el método Windland (Gunter, 2005), de acuerdo a los valores de cutoff para radios de garganta de poro calculados por el valor de Windland R35, porosidad y permeabilidad (Tabla 22).

Los tipos de roca seleccionados y la clasificación de los tapones para la Formación Picacho se muestran en la Tabla 27.

**Tabla 27. Resultados estadísticos por tipos de roca para la Formación Picacho.**

Sección	Distancia	Porosidad (Phi)	K (mD)	K/Phi	R35 winland	Saturación de Aceite % Peso	Tipo de Roca
QUEBRADA HONDA	4,80	31,97	5660	177,035	43,506	0,03	1
	6,50	34,14	6233	182,606	43,512	0,03	1
	8,80	31,67	254	8,007	7,064	0,05	3
	10,00	22,91	5153	224,915	54,904	0,04	1
	13,50	28,55	3885	136,074	38,451	0,05	2
	20,40	28,93	2090	72,250	26,405	0,02	2
	21,50	29,80	5056	169,676	43,265	0,05	1
	22,40	24,70	1626	65,840	26,115	8,99	2
	23,00	18,70	1038	55,496	25,503	7,52	2
	23,50	19,40	922	47,506	23,041	3,90	2
	24,00	30,72	600	19,543	12,039	5,95	3
	24,50	29,15	1564	53,666	22,122	6,53	2
	27,50	21,50	1247	57,978	25,180	9,88	2
	32,50	34,30	3881	113,127	32,790	0,17	2
	41,50	33,06	2243	67,839	24,524	0,00	2
CERRO EL UVO	3,20	24,10	3339	138,568	40,725	2,054	1
	4,00	25,00	341	13,621	10,306	9,447	3
	4,60	24,40	1776	72,782	27,794	8,306	2
	5,30	24,00	825	34,395	17,969	8,053	3
	6,40	23,20	1473	63,480	26,006	8,822	2
	7,80	24,10	124	5,156	5,880	6,591	3
	9,30	24,30	2304	94,797	32,503	7,596	2
	MINA EL RECUERDO	1,00	34,06	11307	331,959	61,872	0,03
2,50		32,80	1134	34,574	16,535	0,05	3
4,00		32,40	600	18,511	11,490	0,04	3
11,40		34,59	4416	127,664	35,124	0,04	2

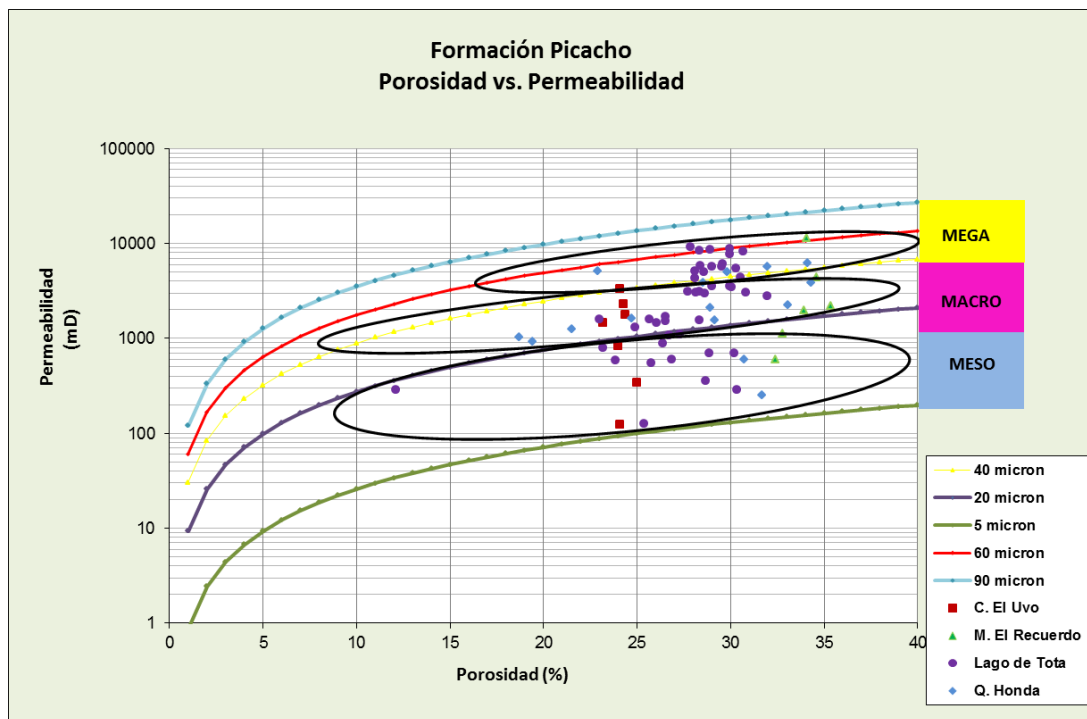
Sección	Distancia	Porosidad (Phi)	K (mD)	K/Phi	R35 winland	Saturación de Aceite % Peso	Tipo de Roca
	12,40	33,94	1995	58,783	22,379	0,06	2
	13,50	35,37	2180	61,628	22,750	0,05	2
LAGO DE TOTA	2,00	27,85	9190	329,957	65,174	0,047	1
	3,20	30,06	3436	114,318	34,219	0,058	2
	4,00	28,98	3519	121,421	35,811	0,000	2
	4,80	29,52	5650	191,358	46,554	0,000	1
	6,00	30,29	5517	182,128	44,900	0,000	1
	9,00	28,93	8648	298,953	60,861	0,000	1
	9,50	28,12	4337	154,196	41,557	0,068	1
	10,80	30,53	4447	145,634	39,282	0,061	2
	11,80	29,97	7697	256,829	55,120	0,000	1
	12,40	28,39	5865	206,575	49,225	0,084	1
	13,00	30,33	285	9,392	7,852	0,000	3
	15,00	28,11	5151	183,267	46,007	0,276	1
	36,00	28,33	3139	110,794	34,147	0,000	2
	40,20	26,50	1517	57,220	23,583	0,026	2
	60,00	26,50	1706	64,372	25,275	0,134	2
	72,00	24,91	1319	52,949	22,921	0,000	2
	78,00	28,98	5717	197,255	47,634	0,076	1
	80,80	28,34	8436	297,720	61,059	0,000	1
	85,00	23,01	1595	69,311	27,448	0,000	2
	86,00	30,22	705	23,322	13,417	0,041	3
	92,00	25,37	127	4,990	5,687	0,099	3
	101,80	27,28	1105	40,514	19,097	0,000	3
	108,80	28,86	703	24,363	13,943	0,083	3
	116,00	25,74	546	21,204	13,262	0,000	3
	120,00	29,58	6127	207,133	48,747	0,000	1
	125,00	29,96	8778	293,012	59,568	0,029	1
	128,20	28,68	359	12,530	9,447	0,000	3
	131,00	27,74	3133	112,952	34,738	0,000	2
	134,80	28,34	1552	54,746	22,557	0,141	2
	135,40	26,84	595	22,172	13,458	0,000	3
	138,00	26,70	1086	40,671	19,255	0,051	3
	142,20	25,68	1606	62,550	25,069	0,000	2
	145,00	23,83	582	24,437	14,726	0,000	3
170,20	28,13	3028	107,623	33,634	0,000	2	
173,00	26,04	1447	55,582	23,297	0,180	2	
177,20	28,57	5015	175,512	44,649	0,000	1	
181,50	23,17	799	34,500	18,177	0,020	3	
184,00	31,98	2812	87,950	28,832	0,000	2	
187,50	12,10	285	23,542	17,370	0,082	3	
192,80	26,40	879	33,288	17,169	0,347	3	
198,20	30,84	3046	98,772	31,178	0,000	2	
201,50	29,96	3544	118,296	34,945	0,000	2	
205,40	30,69	8230	268,209	56,175	0,056	1	
209,50	28,61	2955	103,268	32,674	0,000	2	

Se determinan tres petrofacies principales para las muestras analizadas (Tabla 28), teniendo en cuenta los resultados de la gráfica presentada en la figura 58.

**Tabla 28. Cutoff del tamaño del poro de las muestras**

RT	R35 Máx Micron	R35 Min Micron	Tamaño de poro
1	40	-	Mega Poro
2	20	40	Macro poro
3	5	20	Meso Poro

**Figura 58. Clasificación de los tipos de roca, utilizando la metodología de Windland.**



- Megaporosa: En este grupo se encuentran muestras de las cuatro secciones y corresponden al 28% del total de muestras, en este grupo se encuentran principalmente las de la sección Lago de Tota. Se tiene porosidades entre

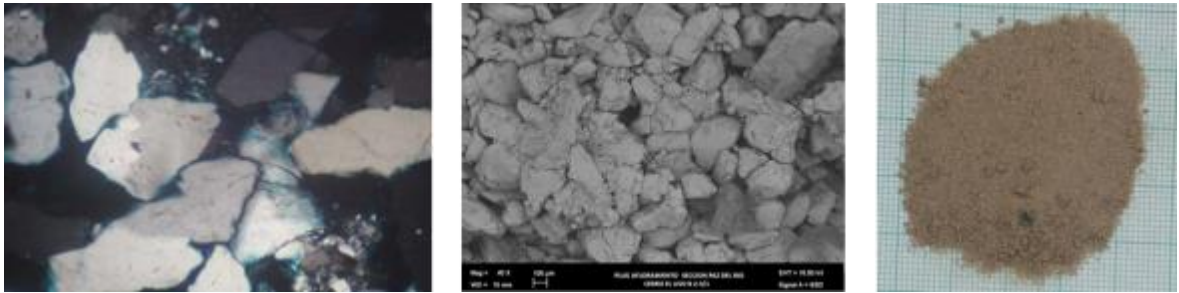
34.06% y 22.91% y permeabilidades entre 11307 mD y 3339 mD. De este grupo de muestras solamente una muestra de la sección Cerro El Uvo tiene saturación de aceite.

- **Macroporosa:** En este grupo, al igual que el anterior, se encuentran muestras de las cuatro secciones y corresponden al 44% del total de muestras. Se tiene porosidades entre 35.37% y 18.70% y permeabilidades entre 4447 mD y 922 mD. En este grupo de muestras se encuentran las muestras con mayores valores de saturación de aceite, de las secciones Cerro El Uvo y Quebrada Honda.
- **Mesoporosa:** En este grupo también se encuentran muestras de las cuatro secciones y corresponden al 28% del total de muestras. Se tiene porosidades entre 32.80% y 12.10% y permeabilidades entre 1134 mD y 124 mD, en este grupo de muestras se encuentran tres muestras de la sección Cerro El Uvo y una muestra de la sección Quebrada Honda con altos valores de saturación de aceite.

**4.6.3. Caracterización de Tipos de Roca presentes en la Formación Picacho, en el área de estudio.** Teniendo en cuenta la relación porosidad – permeabilidad de los datos obtenidos en laboratorio para las muestras de las cuatro secciones descritas, se determinaron tres tipos de roca, los cuales se detallan a continuación:

**4.6.3.1 Tipo de Roca 1:** Según análisis microestructurales se caracteriza por ser roca tipo arenisca inconsolidada, con escasa matriz arcillosa. Los minerales de la matriz tienen composición y morfología típica de illita y caolinita (Figura 59).

**Figura 59. Tipo de Roca 1: Roca tipo arenisca inconsolidada, con presencia de escasa matriz arcillosa.**



Este grupo de muestras presentan los valores más altos de permeabilidad e igualmente altas porosidades que van de 34,14% a 29,25%, la mayor parte de estas muestras pertenecen a la sección Playa Blanca - Lago de Tota y algunas de Quebrada Honda. Se encuentra en la facies Areniscas laminada (Slam). De este grupo de muestras tres de la sección Playa Blanca presenta trazas (<10%) de hidrocarburos, una del Cerro El Uvo presenta manchas (10-50%) de hidrocarburos, las muestras restantes presentan nula impregnación.

En cuanto a características texturales se puede decir que poseen tamaño de grano que va de arena fina a arena gruesa, con bajos porcentajes de líticos. Composicionalmente están denominadas como Cuarzoarenitas. En general la selección es buena a moderada.

Este tipo de roca se encuentra en un porcentaje del 28% del total de las muestras seleccionadas. En la siguiente tabla se resume los datos petrofísicos obtenidos para este tipo de roca.

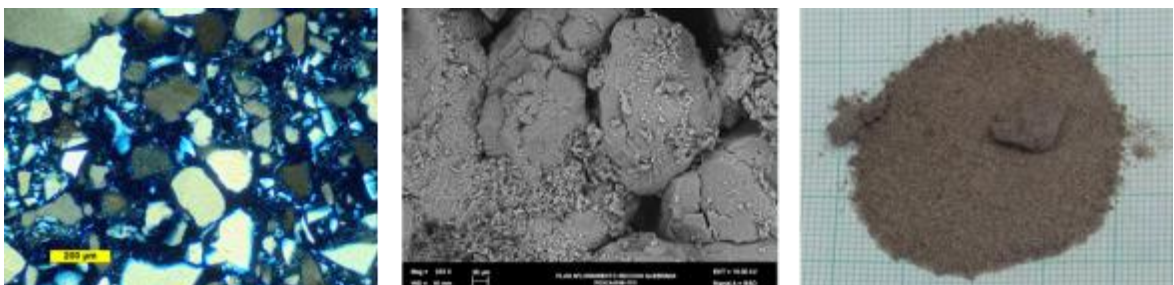
**Tabla 29. Datos Estadísticos Básicos Tipo de Roca 1.**

<b>POROSIDAD (%)</b>		<b>PERMEABILIDAD (md)</b>	
<b>Promedio Aritmético:</b>	<b>29,20</b>	<b>Promedio Geométrico * :</b>	<b>4929,22</b>
<b>Mínimo:</b>	<b>22,91</b>	<b>Mínimo:</b>	<b>3339,50</b>
<b>Máximo:</b>	<b>34,14</b>	<b>Máximo:</b>	<b>11306,94</b>
<b>Mediana:</b>	<b>29,25</b>	<b>Mediana:</b>	<b>5791,04</b>

\*La permeabilidad puede promediarse de tres formas: armónico, aritmético y geométrico. El promedio aritmético genera el valor más alto mientras el promedio armónico resulta en el más bajo. De acuerdo a Mattson y Chan (2004), el promedio aritmético es más sensible a valores erráticos que el promedio geométrico, de forma textual (traducido por el autor): “En estudios de permeabilidad el promedio geométrico es frecuentemente considerado una medida más robusta del promedio de permeabilidad”.

**4.6.3.2 Tipo de Roca 2:** Roca tipo arenisca inconsolidada. La poca presencia de matriz es arcillosa, tienen composición y morfología típica de illita y caolinita. Este tipo de roca se encuentra en las facies Areniscas laminada (Slam), Arenisca con estratificación cruzada (Sx), Arenisca conglomerática con estratificación cruzada (gSx) y Grava masiva (Gm) depositadas en ambientes de canales fluviales. Petrográficamente están denominadas como Cuarzoarenitas y Sublitoarenitas. (Figura 60).

**Figura 60. Tipo de Roca 2: Roca tipo arenisca inconsolidada, con presencia de escasa matriz arcillosa.**



Según análisis petrofísicos básicos las rocas tipo 2, al igual que el tipo 1, se caracterizan por poseer valores altos de porosidad (promedio 27,82%). En cuanto a la permeabilidad, comparada con el tipo de roca tipo 1, los valores obtenidos disminuyen, esto puede ocurrir debido a que están afectados por la selección de los granos que en general están entre mala y moderada, encontrando tamaños de grano que van desde gránulos hasta arenas finas donde la media se encuentra en arenas gruesas. Este tipo de roca equivale al 44% del total de muestras analizadas.

En este grupo se encuentran dos muestras que presentan trazas (<10%) de hidrocarburos, una de la Sección Lago de Tota y la otra de la Quebrada Honda. Siete muestras presentan impregnación de hidrocarburos (50-90%), provenientes del Cerro El Uvo y la Quebrada Honda, y las muestras restantes presentan nula impregnación de hidrocarburos.

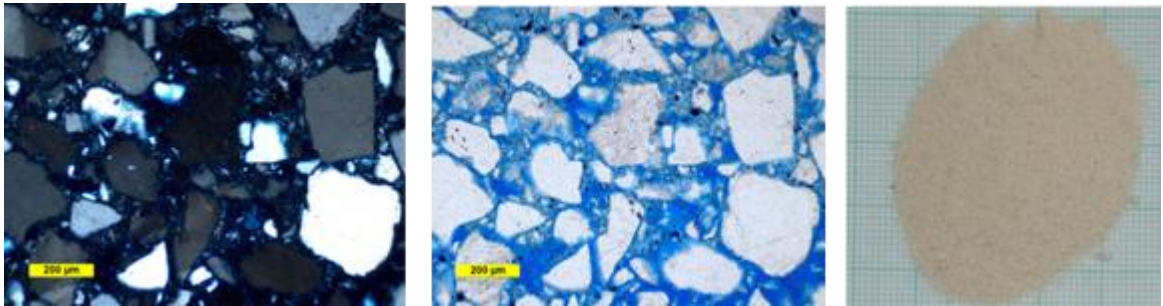
**Tabla 30. Datos Estadísticos Básicos Tipo de Roca 2.**

<b>POROSIDAD (%)</b>		<b>PERMEABILIDAD (md)</b>	
<b>Promedio Aritmético:</b>	<b>27,82</b>	<b>Promedio Geométrico:</b>	<b>1096,76</b>
<b>Mínimo:</b>	<b>18,70</b>	<b>Mínimo:</b>	<b>921,62</b>
<b>Máximo:</b>	<b>35,37</b>	<b>Máximo:</b>	<b>4446,85</b>
<b>Mediana:</b>	<b>28,34</b>	<b>Mediana:</b>	<b>2134,76</b>

Teniendo en cuenta la información anterior, el tipo de roca 2, se puede considerar como el mejor conjunto de muestras analizadas. Es de tener en cuenta que aunque el tipo de roca 1, tiene mejores permeabilidades, probablemente sobreestimada debido a su desintegración al momento de realizar los análisis en el laboratorio, las muestras pertenecientes al grupo clasificado como tipo 2, son rocas que tienen altos niveles de impregnación de hidrocarburo.

**4.6.3.3 Tipo de Roca 3:** Se caracteriza por ser tipo arenisca inconsolidada, hay presencia escasa de contenidos de minerales arcillosos como caolinita e illita, que se encuentran dispersos en los granos o arcillas laminares entre los granos.

**Figura 61. Tipo de Roca 3: Roca tipo arenisca inconsolidada.**



Este tipo de roca se encuentra en las facies Areniscas laminada (Slam), Arenisca con estratificación cruzada (Sx), y en menor proporción en Arenisca conglomerática con estratificación cruzada (gSx), facies depositadas en ambientes de barras de canal. Composicionalmente están denominadas como Cuarzoarenitas (Figura 61).

En cuanto a características texturales se puede decir que poseen tamaño de grano que va de arena fina a arena gruesa, con bajos porcentajes de líticos.

En cuanto a los análisis petrofísicos básicos, las rocas tipo 3, al igual que en los tipos de roca 1 y 2, tiene valores de porosidad buenos, con un promedio de 26,81% (Tabla 31). La propiedad que evidencia gran diferencial es la permeabilidad, los valores obtenidos disminuyen con relación a las muestras de los tipos de roca 1 y 2, esto puede ocurrir debido a que están afectados por la selección de los granos que en general están entre mala y moderada para este tipo de roca, encontrando tamaños de grano que van desde gránulos hasta arenas finas donde la media se encuentra en arenas gruesas. Este tipo de roca equivale al 28% del total de muestras analizadas.

**Tabla 31. Datos Estadísticos Básicos Tipo de Roca 3**

<b>POROSIDAD (%)</b>		<b>PERMEABILIDAD (md)</b>	
<b>Promedio Aritmético:</b>	<b>26,81</b>	<b>Promedio Geométrico:</b>	<b>210,09</b>
<b>Mínimo:</b>	<b>12,10</b>	<b>Mínimo:</b>	<b>124,25</b>
<b>Máximo:</b>	<b>32,80</b>	<b>Máximo:</b>	<b>1134,03</b>
<b>Mediana:</b>	<b>26,77</b>	<b>Mediana:</b>	<b>597,43</b>

En este grupo se encuentran dos muestras que presentan trazas (<10%) de hidrocarburos, una de la Sección Lago de Tota y la otra de la Quebrada Honda. Siete muestras que presenta impregnación de hidrocarburos (50-90%), del Cerro El Uvo y la Quebrada Honda y las muestras restantes presentan nula impregnación de hidrocarburos.

Cabe resaltar que las muestras que tienen las permeabilidades más bajas son las que presentan mejores saturaciones de aceite, esta condición puede estar asociada a que la tendencia del tamaño de grano en estas muestras es de muy fino a medio.

## 5. INTEGRACIÓN E INTERPRETACION INFORMACIÓN SUPERFICIE

En la tabla que se presenta a continuación se resumen los diferentes datos adquiridos en campo, generados en el laboratorio y determinados durante la etapa de interpretación de datos.

**Tabla 32. Recopilación de la información recolectada en la caracterización de afloramientos.**

Sección	Distancia en la columna	Phi (%)	K mD	TG	Selección	Impregnación	Facies	Nombre según folk	Tipo de Roca
MINA EL RECUERDO	1,00	34,1	11307	3	3	1	Slam	Cuarzoarenita	1
	2,50	32,8	1134	2	3	1	Sm	Cuarzoarenita	3
	4,00	32,4	600	3	3	1	Sx	-	3
	11,40	34,6	4416	3	2	1	Slam	Cuarzoarenita	2
	12,40	33,9	1995	3	4	1	Slam	Cuarzoarenita	2
	13,50	35,4	2180	4	4	1	Slam	-	2
QUEBRADA HONDA	4,80	32,0	5660	2	3	1	Slam	Cuarzoarenita	1
	6,50	34,1	6233	4	3	1	Slam	-	1
	8,80	31,7	254	2	3	1	Sx	Sublitoarenita	3
	10,00	22,9	5153	4	1	1	Slam	-	1
	13,50	28,6	3885	4	2	1	Slam	Cuarzoarenita	2
	20,40	28,9	2090	5	1	1	Slam	-	2
	21,50	29,8	5056	3	1	1	Slam	-	1
	22,40	24,7	1626	3	1	4	Slam	Sublitoarenita	2
	23,00	18,7	1038	2	2	2	Slam	Sublitoarenita	2
	23,50	19,4	922	2	2	4	Slam	Cuarzoarenita	2
	24,00	30,7	600	3	2	4	Sm	-	3
	24,50	29,1	1564	3	2	4	Sm	-	2
	27,50	21,5	1247	3	2	4	Sx	Cuarzoarenita	2
32,50	34,3	3881	5	1	1	Gm	-	2	
41,50	33,1	2243	3	3	1	Sm	Litoarenita	2	
CERRO EL UVO	3,20	24,1	3339	2	4	3	Slam	Sublitoarenita	1
	4,00	25,0	341	2	4	4	Slam	-	3
	4,60	24,4	1776	2	4	4	Slam	Sublitoarenita	2
	5,30	24,0	825	2	3	4	Slam	-	3
	6,40	23,2	1473	2	3	4	Slam	Sublitoarenita	2
	7,80	24,1	124	2	2	4	Slam	-	3
	9,30	24,3	2304	2	3	4	Slam	Sublitoarenita	2
LAGO DE TOTA	2,00	27,9	9190	4	3	1	Sx	Cuarzoarenita	1
	3,20	30,1	3436	4	2	1	Sx	-	2
	4,00	29,0	3519	4	1	1	Sx	-	2

Sección	Distancia en la columna	Phi (%)	K mD	TG	Selección	Impregnación	Facies	Nombre según folk	Tipo de Roca
	4,80	29,5	5650	4	3	1	Sm	Cuarzoarenita	1
	6,00	30,3	5517	2	3	2	Slam	Cuarzoarenita	1
	9,00	28,9	8648	3	3	1	Slam	Cuarzoarenita	1
	9,50	28,1	4337	3	2	1	Slam	-	1
	10,80	30,5	4447	3	2	2	Slam	Cuarzoarenita	2
	11,80	30,0	7697	4	3	1	Slam	Cuarzoarenita	1
	12,40	28,4	5865	4	3	2	Slam	Cuarzoarenita	1
	13,00	30,3	285	3	2	2	Slam	-	3
	15,00	28,1	5151	4	3	2	Slam	-	1
	36,00	28,3	3139	4	2	1	Slam	-	2
	40,20	26,5	1517	3	2	1	Sx	Cuarzoarenita	2
	60,00	26,5	1706	4	2	1	Sx	-	2
	72,00	24,9	1319	3	2	1	Sx	-	2
	78,00	29,0	5717	4	3	1	Sm	Cuarzoarenita	1
	80,80	28,3	8436	3	3	1	Sx	-	1
	85,00	23,0	1595	5	1	1	gSx	-	2
	86,00	30,2	705	3	2	1	Sx	-	3
	92,00	25,4	127	4	1	1	gSx	-	3
	101,80	27,3	1105	3	3	1	Slam	-	3
	108,80	28,9	703	4	3	1	Slam	-	3
	116,00	25,7	546	3	3	1	Slam	Cuarzoarenita	3
	120,00	29,6	6127	3	3	1	Slam	-	1
	125,00	30,0	8778	2	3	1	Slam	-	1
	128,20	28,7	359	4	2	1	Slam	-	3
	131,00	27,7	3133	3	2	1	Slam	-	2
	134,80	28,3	1552	2	2	1	Slam	-	2
	135,40	26,8	595	4	3	1	gSlam	-	3
	138,00	26,7	1086	4	3	1	Slam	-	3
	142,20	25,7	1606	2	2	1	Slam	-	2
	145,00	23,8	582	2	3	1	Slam	-	3
	170,20	28,1	3028	3	2	1	Slam	-	2
	173,00	26,0	1447	4	2	1	Slam	-	2
	177,20	28,6	5015	4	2	1	Slam	-	1
	181,50	23,2	799	4	1	1	Slam	-	3
	184,00	32,0	2812	4	2	1	Slam	-	2
	187,50	12,1	285	4	2	1	Slam	-	3
	192,80	26,4	879	4	2	1	Slam	-	3
	198,20	30,8	3046	3	2	1	Slam	-	2
	201,50	30,0	3544	3	2	1	Slam	-	2
	205,40	30,7	8230	2	3	1	Sm	-	1
	209,50	28,6	2955	4	2	1	Sx	-	2

Tamaño de Grano (TG)	
2	Fino - Muy Fino
3	Medio
4	Grueso - Muy grueso
5	Gránulos

Selección	
1	Pobre
2	Moderada
3	Buena
4	Muy Buena

Impregnación	
1	Seco
2	Trazas < 10%
3	Manchas 10 - 50%
4	Impregnado 50 - 90%

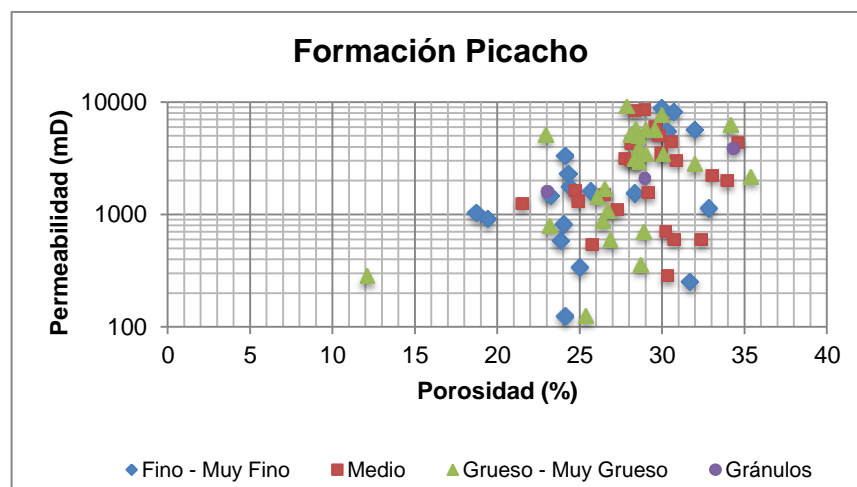
La integración de los resultados de petrografía, granulometría y la interpretación de facies permiten sugerir que para el tiempo de depósito de la Formación Picacho, la principal fuente de aporte se encontraba localizada hacia el suroccidente (SW) del área de estudio.

A continuación se presenta la integración de las propiedades petrofísicas de las muestras analizadas y la relación de dependencia entre diversas variables. El análisis integra las características texturales y composicionales de la roca, pruebas de laboratorio.

### 5.1 INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS TEXTURALES DE LA ROCA

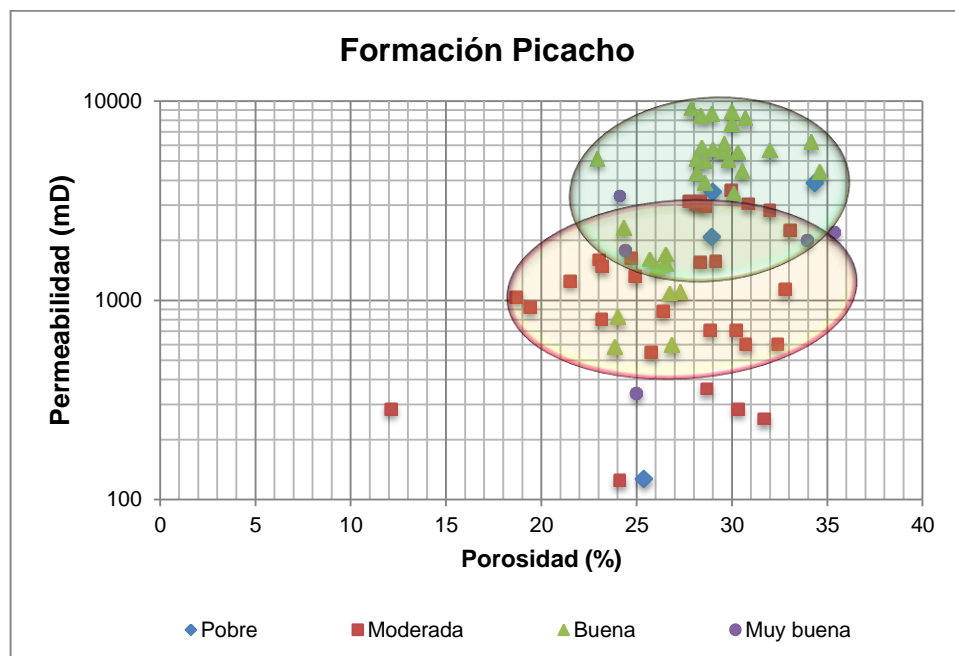
En la figura 62 se pueden observar que no hay tendencias claras del control que ejerce el tamaño de grano, en la calidad del reservorio. Es posible encontrar datos de diferentes de tamaños de grano con valores similares de la porosidad y permeabilidad.

**Figura 62. Relación porosidad – permeabilidad, teniendo en cuenta el tamaño de grano de todas las muestras tomadas de la Formación Picacho que se encuentran en la tabla 32.**



Como lo explica Slatt (2006), el término calidad del yacimiento se refiere colectivamente a las dos propiedades petrofísicas principales: porosidad y permeabilidad. El autor agrega que la calidad del yacimiento para una roca sedimentaria es producto de la textura y composición del sedimento original, tales características son modificadas posteriormente por diagénesis.

**Figura 63. Relación porosidad – permeabilidad, teniendo en cuenta la selección de todas las muestras tomadas de la Formación Picacho que se encuentran en la tabla 32.**

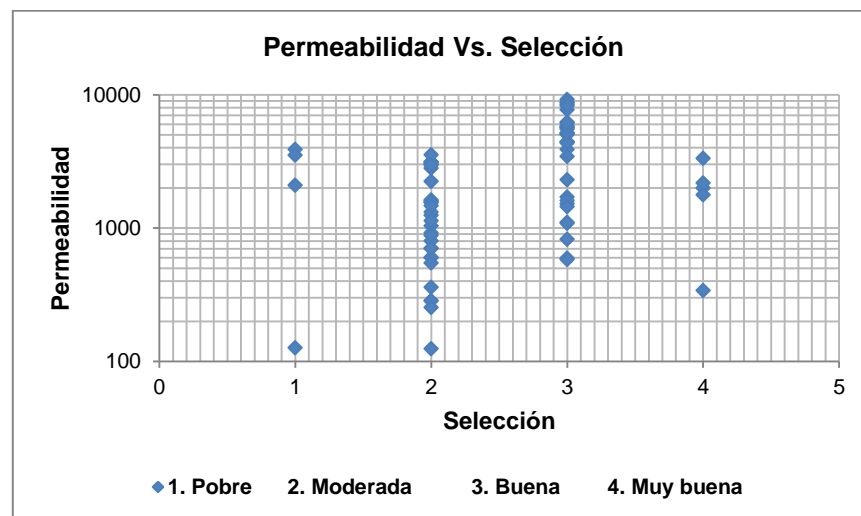


Por otra parte, de la figura 63, se analiza que la selección estaría ejerciendo mayor control en la calidad del reservorio, teniendo en cuenta que la porosidad y la permeabilidad aumentan cuando la selección se incrementa. De hecho, en una arena pobremente seleccionada, los granos más pequeños, se alojan en los intersticios dejados por los granos más gruesos, por lo tanto, estos invaden los espacios más grandes y los rellenan.

En general en las muestras tomadas en las cuatro secciones levantadas de la Formación Picacho, los datos de permeabilidad son muy buenos, como lo es también la selección de granos, la cual se encuentra entre moderada y buena (Figura 64); aunque cabe resaltar que en las secciones Cerro El Uvo y Quebrada Honda, las permeabilidades no son tan altas en comparación con las otras dos secciones, al igual que el tamaño de grano que se encuentra entre fino y medio, mientras que en las secciones Mina El Recuerdo y Lago de Tota predominan los granos de medios a gruesos – muy gruesos.

Estratigráficamente, se determina que hacia el tope de la Formación Picacho, aumentan las propiedades petrofísicas, principalmente la permeabilidad, esto debido a que se encuentran arenas limpias, caracterizadas composicionalmente como cuarzoarenitas.

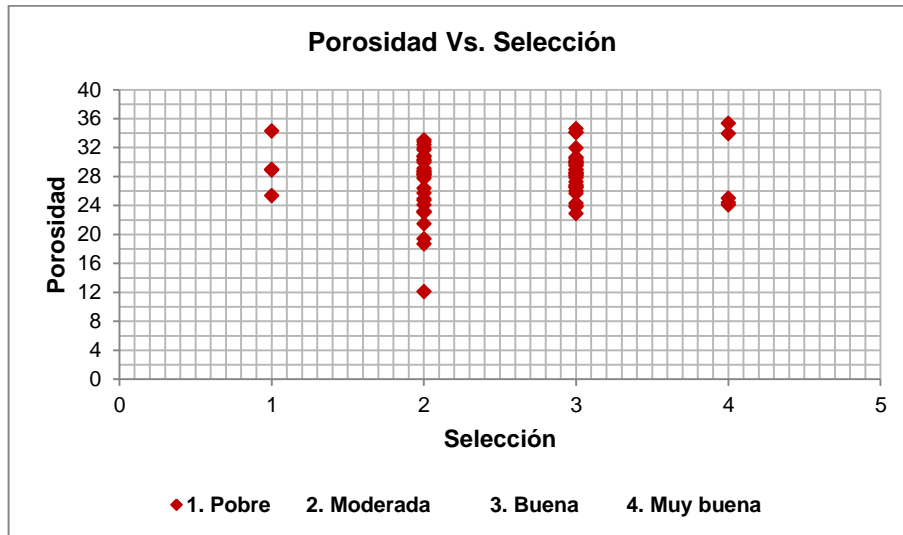
**Figura 64. Relación Permeabilidad contra Selección de granos.**



De esto se puede deducir que en una roca bien seleccionada la permeabilidad aumenta cuando el tamaño de grano de la roca aumenta, (arena de grano medio a grueso – muy grueso) es significativamente mayor al resto de la muestra (arena de grano muy fino a fino). Esto se entiende fácilmente porque el tamaño de los poros

y los canales que los conectan esta gobernados por el tamaño de grano: cuanto más pequeños los granos, más pequeños son los poros y los canales, por lo tanto, la atracción capilar será más fuerte y la permeabilidad menor. (Serra, 1985).

**Figura 65. Relación Porosidad contra Selección de granos.**



En la figura 65, podemos observar que la selección es moderada a buena, para la mayoría de datos de porosidad. Estos datos de porosidad en general son buenos para toda la Formación Picacho, mientras que en la permeabilidad de la roca, puede observarse marcadas variaciones, que ocurren generalmente aumentando de base a tope en la formación.

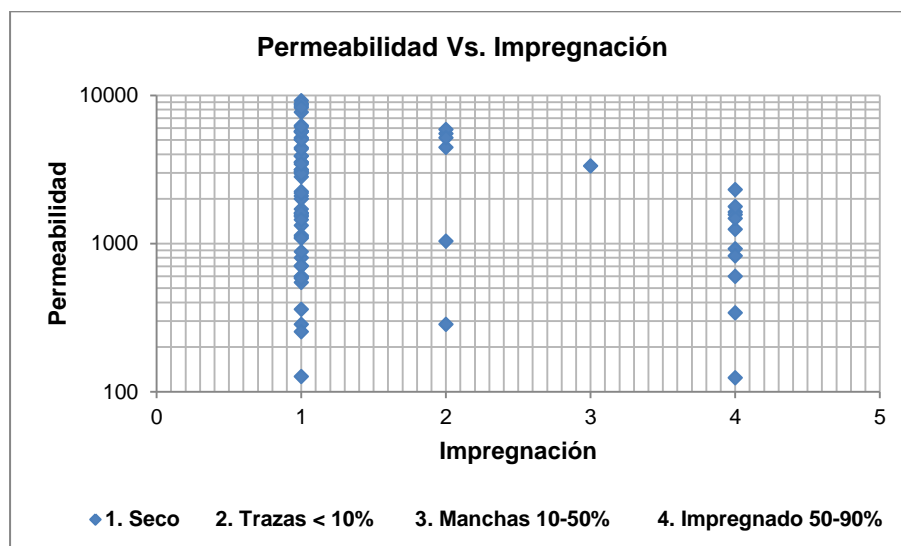
En relación con el efecto de la selección de los granos sobre las propiedades petrofísicas principales, porosidad y permeabilidad, se deduce que la porosidad y la permeabilidad aumentan cuando la selección se incrementa. De hecho, en una arena pobremente seleccionada, los granos más pequeños (matriz), se alojan en los intersticios dejados por los granos más gruesos, por lo tanto, la matriz invade los poros más grandes y rellena los canales (gargantas) grandes. Serra (1985)

## 5.2 INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS COMPOSICIONALES DE LA ROCA

Como se expuso anteriormente, las secciones Mina El Recuerdo y Lago de Tota comprenden en su mayoría rocas de grano medio a grueso, y se clasificaron con Cuarzoarenitas, con moderada a buena selección de granos. Mientras que las secciones Cerro El Uvo y Quebrada Honda comprenden rocas de grano muy fino a medio y se clasificaron en su mayoría en Sublitoarenitas.

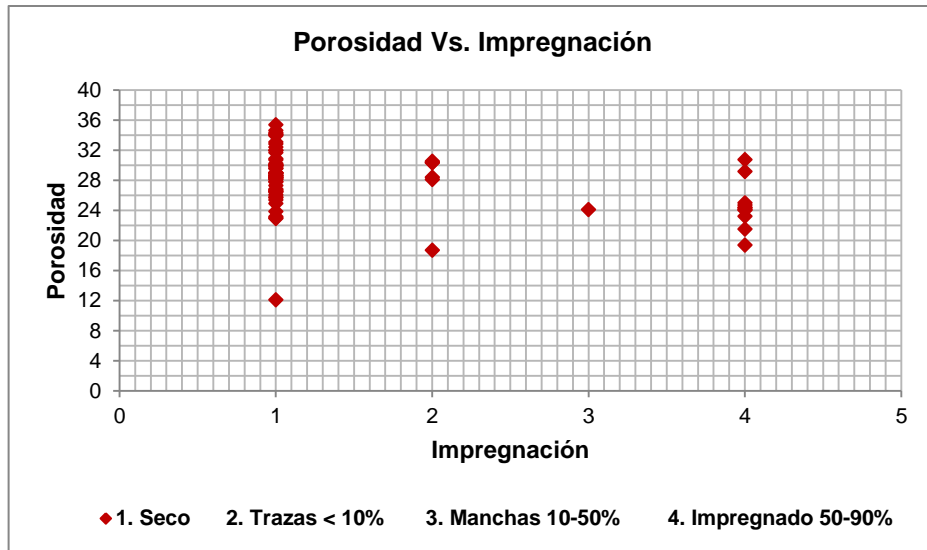
Por lo tanto, texturalmente la roca en este grupo de secciones descritas puede considerarse diferentes, pero composicionalmente muy parecidas.

**Figura 66. Relación Permeabilidad contra Impregnación de bitumen.**



Un aspecto relevante en las secciones Cerro El Uvo y Quebrada Honda es la presencia de trazas > 10%, Manchas 10-50% e Impregnación 50-90% de hidrocarburo. Cabe resaltar que esta impregnación o saturación de hidrocarburo no está sujeta a la permeabilidad. En la figura 66, se observa que los valores más altos de permeabilidad no presentan contenido alguno de hidrocarburo, mientras que entre más baja la permeabilidad se presenta mayor impregnación.

**Figura 67. Relación Porosidad contra Impregnación de bitumen.**

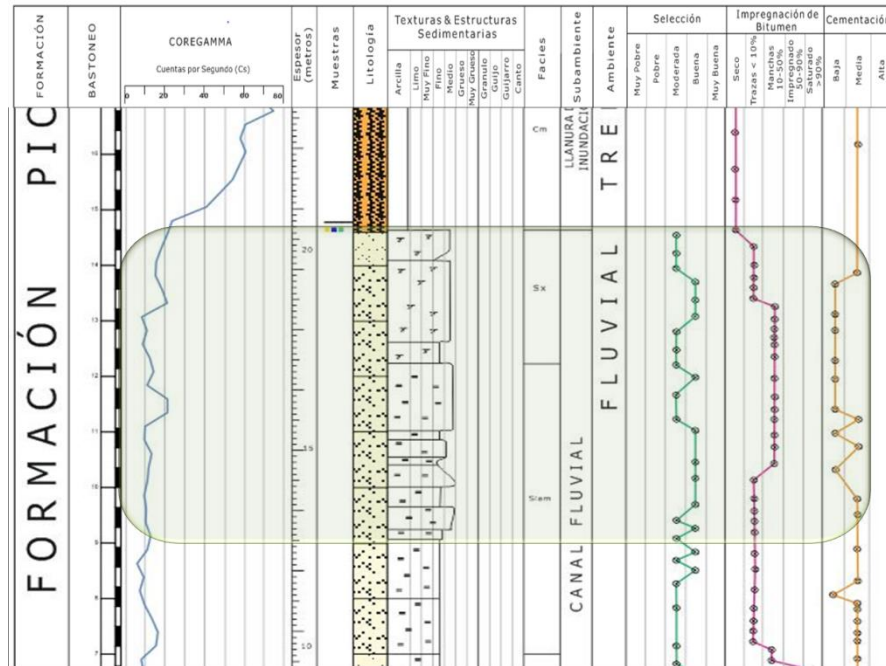


Teniendo en cuenta que los valores de porosidad tienen para todas las muestras un promedio bueno (entre 20 y 30%), esta propiedad al igual que la permeabilidad, no está reflejando una tendencia clara con la presencia de hidrocarburos. Aunque teóricamente el almacenamiento de los HC está relacionado con la porosidad y la movilidad de estos en la roca por la permeabilidad y la viscosidad.

Por lo anterior, se hace una revisión a las muestras saturadas, concluyendo que las características que tienen en común, están relacionadas con tamaños de granos finos y presencia, aunque en baja proporción, de minerales líticos y arcillosos.

De las figuras 68, 69 y 70 se puede determinar que posiblemente la impregnación de hidrocarburos estaría controlada por un tamaño de grano más fino, a menor tamaño de grano mayor saturación. Las impregnaciones entre 50-90% se encuentran en las arenas muy finas y finas.

**Figura 68. Sección Cerro El Uvo. Intervalo donde se encuentra impregnación de hidrocarburo.**



La sección Cerro El Uvo, se encuentra ubicada hacia el norte de la zona de estudio, ésta presenta buenos niveles de impregnación hacia la parte inferior de la sección. Estos niveles se concentran en las facies areniscas con estratificación cruzada (Sx) y arenisca laminada (Slam), las cuales se asocian a barras de canal y canales fluviales. Como se observan en las figuras 68 y 69 no hay facies arcillosas intercaladas en las facies arenosas y por las estructuras sedimentarias se infiere que el régimen de flujo es de medio a alto durante el depósito del sedimento.

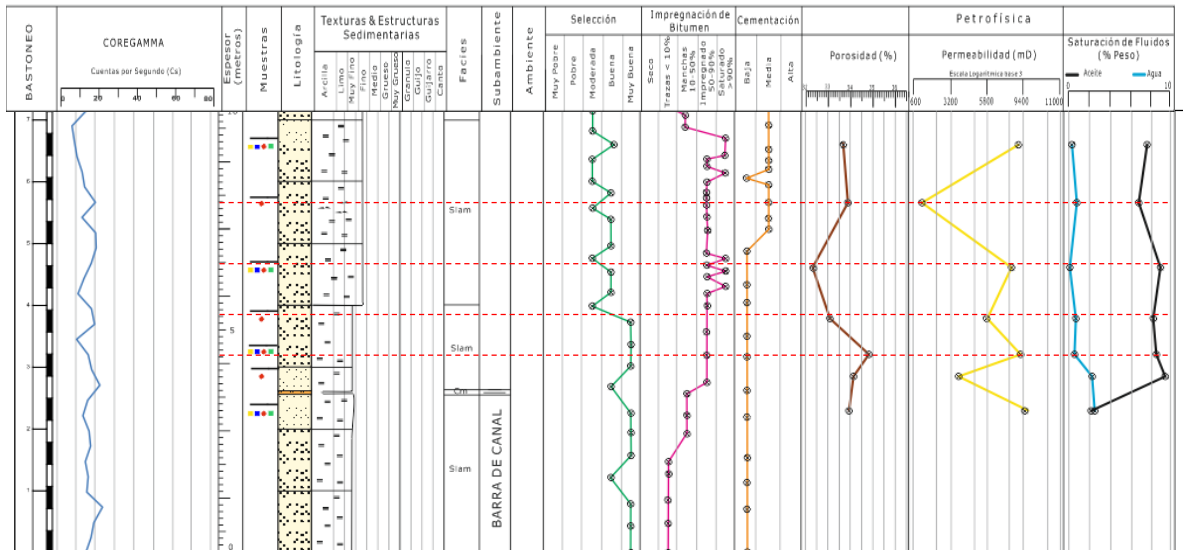
### 5.3 RECONOCIMIENTO Y EFECTO DE ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS

La impregnación está concentrada en las facies Areniscas con laminación plano paralela (Slam), Arenisca con estratificación cruzada (Sx), grava masiva (Gm) y

areniscas masivas (Sm). Las cuales se depositan en un régimen de flujo medio a alto. Estas facies se presentan generalmente amalgamadas y se asocian a depósitos de canales fluviales.

En las figuras 69 y 70 se observa que en los puntos de muestreo con menor permeabilidad la saturación de hidrocarburos está en los mayores valores. Por lo tanto, se puede también argumentar que las estructuras sedimentarias estarían influenciando en la calidad del yacimiento y en el flujo de fluidos a través del medio poroso, como lo exponen Meyer y Krause (2006); Mattson y Chan (2004). Esto también se puede relacionar con la facilidad que tiene el agua meteórica para moverse por donde la permeabilidad (K) es mayor y por lo tanto puede lavar los hidrocarburos, preservando mejor saturación de aceite (So) en las zonas de menor capacidad de flujo.

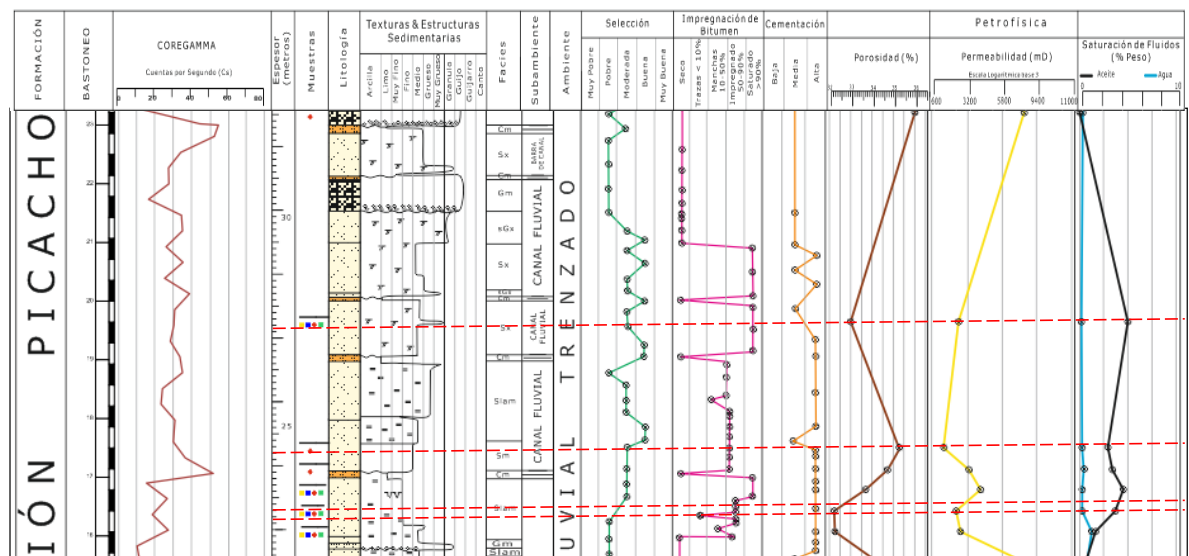
**Figura 69. Sección Cerro El Uvo. Intervalo donde se encuentra impregnación de hidrocarburo y se realizo toma de muestras para datos petrofísicos y mineralógicos.**



La sección Quebrada Honda, se encuentra ubicada hacia el centro – sur de la zona de estudio, esta presenta impregnación únicamente hacia la parte media de la sección, en las facies Arenisca masiva (Sm), Arenisca laminada (Slam), Arenisca con estratificación cruzada (Sx), estas facies se encuentran intercaladas con facies arcillosas de poco espesor.

En la figura 70, se analiza nuevamente la relación entre la impregnación, el tamaño de grano, las estructuras sedimentarias y los canales fluviales. Las mejores saturaciones de aceite se encuentran localizadas en los intervalos donde el tamaño de grano es más fino y presenta laminación plano paralela o estratificación cruzada. Adicionalmente se observa la intercalación de la roca almacenado el hidrocarburos y debajo de ella la roca sello.

**Figura 70. Sección Quebrada Honda. Intervalo donde se encuentra impregnación de hidrocarburo y se realizo toma de muestras para datos petrofísicos y mineralógicos.**



Finalmente, la diferencia de la presencia y la saturación de hidrocarburos es que hacia la zona norte en la sección Cerro El Uvo, la migración es corta debido a que

los reservorios están inmediatamente sobre la roca generadora (Formación Chipaque), haciendo que la impregnación sea mayor). A medida que avanzamos hacia el sur, en la sección Quebrada Honda, no se preservan grandes acumulaciones porque las rocas reservorio (Formación Picacho) y sello (Formación Concentración) se encuentran parcialmente erodadas, impidiendo la preservación de la trampa. En la sección Playa Blanca la distancia de migración es mayor lo que limita la acumulación de hidrocarburos en este sector (Pacheco, 2015).

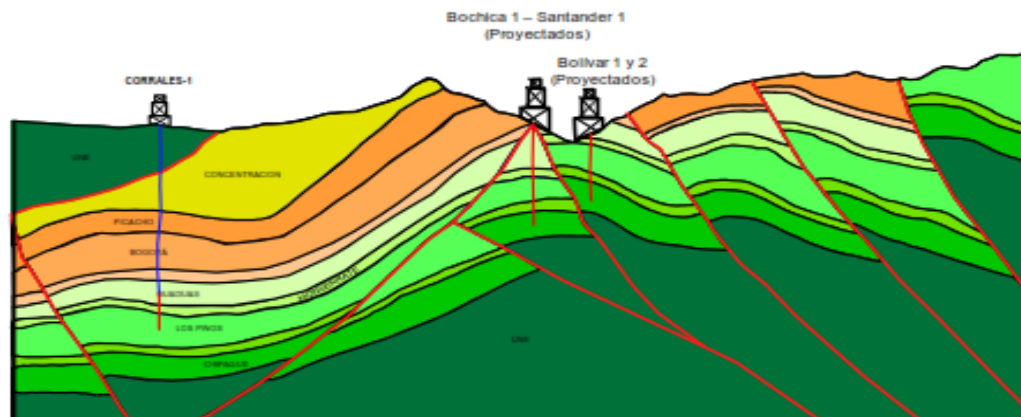
## 6. CORRELACION INFORMACIÓN DE SUPERFICIE CON SUBSUELO

En el área de Sogamoso las principales manifestaciones de arena bituminosa en superficie se encuentran en la Formación Picacho. Según la evaluación estratigráfica realizada en los pozos del área (Informe Interno- Ecopetrol, 2013), el pozo Corrales-1 es el único del área de estudio que cuenta con intervalos registrados y perforados de esta formación, por lo tanto este será el pozo de correlación con la información obtenida en la caracterización de afloramientos, y a partir de las muestras de zanja de este pozo se intentará evaluar las características petrofísicas de la roca en el subsuelo.

### 6.1. POZO CORRALES-1

Se encuentra ubicado en el bloque Buenavista, en la parte media de la Cordillera Oriental (Figura 71) y geográficamente localizado a 3.5 Km al norte de la planta Acerías Paz del Río, municipio de Corrales en el departamento de Boyacá.

**Figura 71. Corte esquemático con la ubicación del pozo Corrales-1. Tomado de Ecopetrol, 1990.**



Hay que indicar en primer lugar, que en la perforación se utiliza una nomenclatura litoestratigráfica coincidente con la de la Sabana de Bogotá en lo relativo a las formaciones Guaduas, Cacho que se puede correlacionar con la Formación Areniscas de Socha, al menos por posición estratigráfica (Van der Hammen, 1957) y Bogotá que puede correlacionarse con la Formación Arcillas de Socha, pero introduce términos de la nomenclatura de Paz de Río hacia la parte alta de la perforación utilizando los términos de Picacho y Concentración. Debe indicarse además que la perforación solo alcanzó la parte superior de la Formación Guaduas.

El objetivo de perforación de este fueron la Formación Picacho y la Formación Areniscas de Socha. Este fue perforado con el fin de probar una trampa estructural (anticlinal), donde estas formaciones fueron cañoneadas y evaluadas dando como resultado producción de agua en la Formación Areniscas de Socha y producción de agua con trazas de aceite pesado en la Formación Picacho.

El pozo Corrales-1 es un pozo exploratorio (A3) con clasificación final C3, el cual fue probado en la Formación Picacho. Se recobraron 35,1 barriles de crudo pesado de 15.6 API más agua (2% Aceite pesado, 98% agua). La evaluación petrofísica de este pozo, indica que esta formación presenta un espesor de 456 pies de arena reservorio (Tabla 33), donde el reporte de perforación y la evaluación del modelo petrofísico señalaron la presencia de arenas con manifestaciones (Trazas) de crudo no móvil a extra-pesado (Informe Geológico Corrales-1, 1990).

**Tabla 33. Formaciones perforadas en el pozo Corrales-1 y Parámetros de reservorio. (Tomado de Ecopetrol, 1990).**

Formación	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto de Arena	Porosidad (%)
Concentración	Superficie	2104'	2104'	182'	18.3
Picacho	2104'	2700'	596'	456'	20.3
Arcillas de Socha	2700'	3805'	1105'	67'	15.5
Areniscas de Socha	3805'	4230'	425'	162'	18.5
Guaduas	4230'	4870'	640'	34'	16.0

Los análisis geoquímicos convencionales realizados a las muestras de zanja y al aceite producido indicaron que las rocas perforadas por el pozo son inmaduras, que el tipo de materia orgánica de los intervalos potencialmente generadores de hidrocarburo es predominantemente terrestre y que el aceite analizado de la Formación Picacho se encuentra altamente biodegradado. Los resultados de los análisis permitieron concluir que éste aceite debió ser generado a partir de una facies marina no penetrada por el pozo (Tomado de Ecopetrol, 1990).

Los resultados de las pruebas de producción indicaron que lateralmente estos reservorios del Eoceno están conectados en superficie (Figura 71), esto se evidencia por la numerosa presencia de rezumaderos y areniscas impregnadas en áreas cercanas a la ubicación de este pozo.

Debido a la escasa información de pozos en la zona de interés, se tomaron muestras de zanja (Pozo Corrales-1) y afloramiento de la Formación Picacho, con el fin de realizar análisis petrofísicos Básicos y mineralógicos. Mediante la integración de estos datos de afloramiento con los del subsuelo, se establecerá cuáles son los parámetros que mejor correlacionan esta formación.

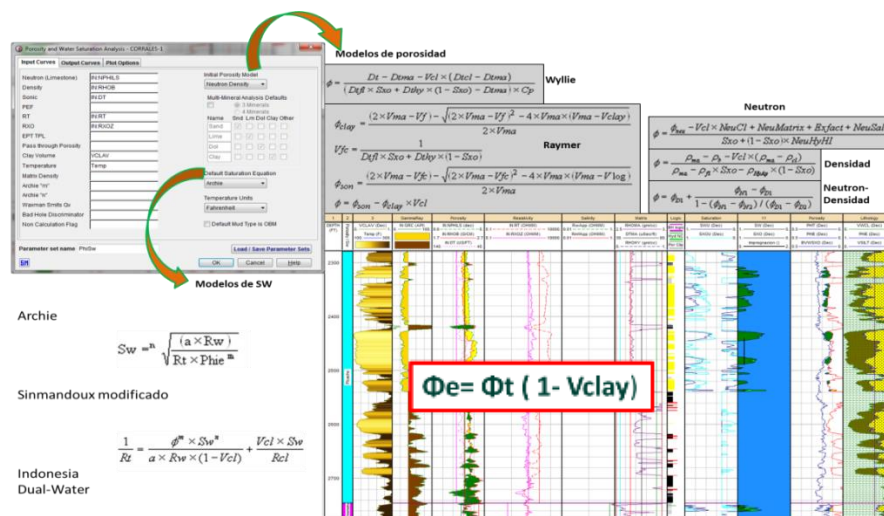
## 6.2. PETROFISICA DEL POZO CORRALES-1

El informe geológico de perforación indica que las arenas perforadas en la Formación Picacho presentan en general excelentes características como rocas almacenadoras de hidrocarburo, con porosidades ponderadas promedio que varían de 10 a 20%.

Los cálculos petrofísicos y de recursos petrolíferos del área de Sogamoso que será calculado durante el desarrollo de este proyecto, consistirá de un dato probabilístico, ya que en el área de estudio no se cuenta con suficiente información del subsuelo para realizar una buena evaluación petrofísica, con la cual se pueda determinar la calidad de sus reservorios.

**6.2.1 Modelo de Porosidad.** La evaluación de la porosidad aparente se realizó teniendo en cuenta la disponibilidad de los perfiles Densidad, Densidad-Neutrón y Sónico. Considerándose en primer lugar la Curva de Densidad (en condiciones aceptables de hueco).

**Figura 72. Metodología para el cálculo de porosidad y saturación de agua. Tomado de Informe interno Ecopetrol, 2013.**



Este método requiere la utilización de la curva Neutrón en matriz caliza convertida a partir del registro NPHI con anterioridad y la curva RHOB. La combinación de estas dos herramientas permite obtener valores de porosidad los cuales en su gran mayoría compensan los problemas ambientales del pozo. Para los pozos que no cuentan con estos registros se utiliza la curva DT (Sónico) mediante la ecuación de Wyllie (Figura 72). En los modelos la curva final de porosidad aparente está identificada como PHIA (Informe interno Ecopetrol, 2013).

La porosidad efectiva se obtiene de corregir el valor de porosidad aparente por el contenido de arcilla (Vcl). Para los modelos esta curva está identificada como PHIE (Tabla 34).

**Tabla 34. Resumen propiedades Petrofísicas pozo Corrales-1.**

<b>RESUMEN PROPIEDADES PETROFISICAS POZO CORRALES-1</b>				
<b>Formación</b>	<b>Net Gross</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>SW (%)</b>	<b>Permeabilidad (md)</b>
Picacho	328,58	16,30	83,12	119,64
Arcillas de Socha	52,50	12,57	66,57	39,76
Areniscas de Socha	188,50	16,30	93,30	83,60
Guaduas	27,50	15,00	98,90	118,66

**6.2.2 Modelo de Permeabilidad-.** En el cálculo de permeabilidad es recomendable utilizar datos de laboratorio para obtener una mejor certidumbre de dicha propiedad; sin embargo cuando no se cuenta con este tipo de data, la permeabilidad se calcula a partir de ecuaciones empíricas planteadas por diferentes autores como se muestra en la figura 73.

Para el caso del presente trabajo esta propiedad se evaluó mediante la aplicación de la corrección empírica de Timur, con un valor de saturación de agua irreducible del 15%. Es importante aclarar que estos valores son empíricos y tan solo representan una aproximación del valor real de la permeabilidad. El no disponer

de datos de corazones dificulta conocer valores que reflejen las características de la heterogeneidad de esta variable (Tabla 34) (Informe interno Ecopetrol, 2013).

**Figura 73. Modulo para el cálculo de permeabilidad emperica mediante diferentes ecuaciones.**

The image shows a software interface titled "Input Curves / Values". It contains several input fields with dropdown menus and a formula. The formula is  $K = a \cdot \frac{\Phi^b}{S_{wi}^c}$ . The input fields are:

- 'Phi' porosity: PHIE (dec)
- 'Swi' irreducible Sw: 0.15 (dec)
- 'a' constant: 8581.0
- 'b' constant: 4.4
- 'c' constant: 2.0

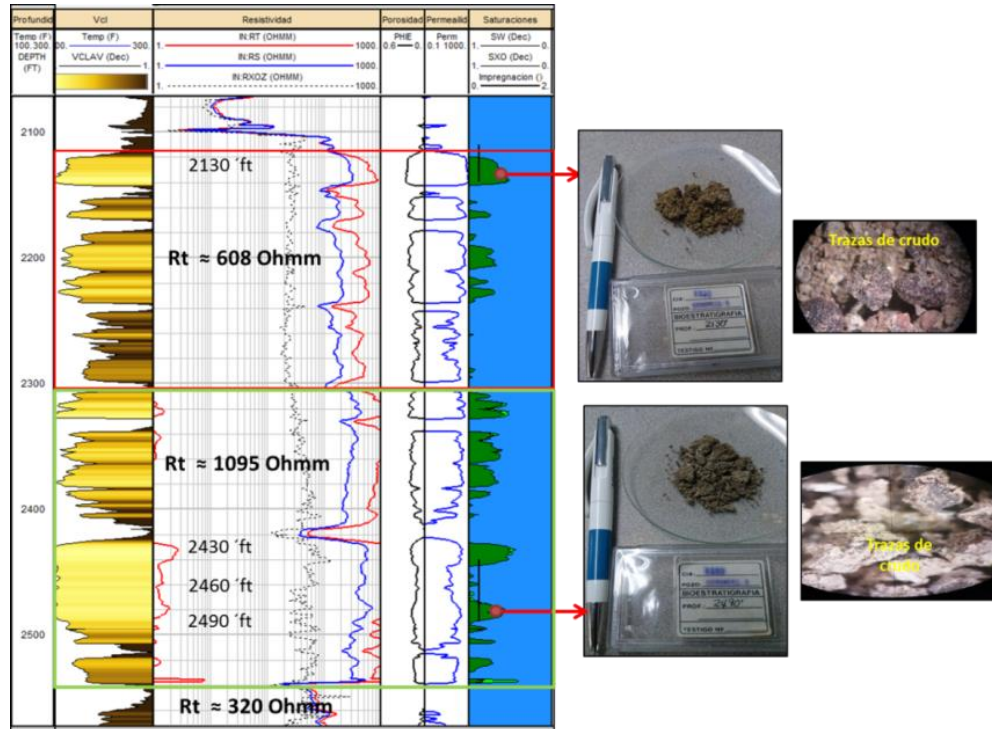
Below the input fields is a "Defaults" section with four rows, each representing a different model or dataset. Each row has three columns for 'a', 'b', and 'c' constants, and a "Use" button.

Model/Dataset	'a'	'b'	'c'	Action
Timur	8581	4.4	2	Use
Morris Biggs oil	62500	6	2	Use
Morris Biggs gas	6241	6	2	Use
Schlumberger Chart K3	10000	4.5	2	Use

Fuente: (Informe interno Ecopetrol, 2013).

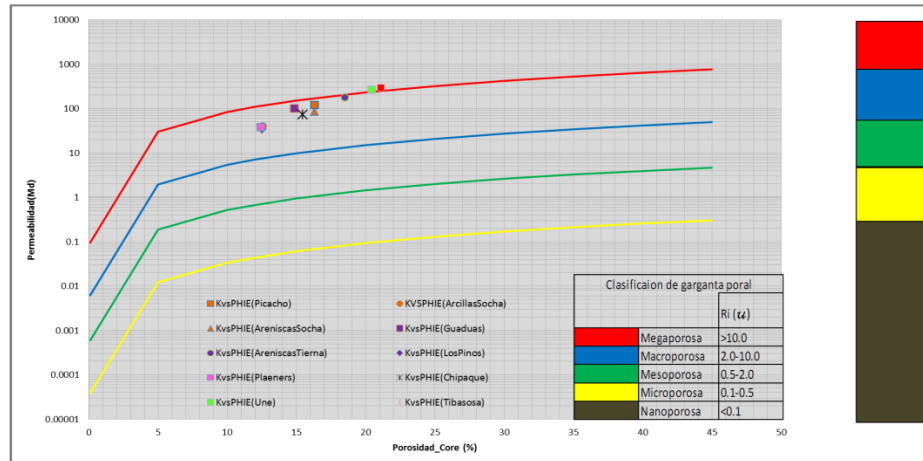
En la figura 74 se muestra que el registro de resistividad profunda (RT) tienen en general tres tendencias: hacia la parte superior de la formación se muestra que la respuesta de arenas con presencia de bitumen son en promedio 608 Ohm, hacia la parte media donde las arenas presentan las mejores condiciones según la respuesta de los registros eléctricos y se observa la presencia de bitumen, el valor del RT es en promedio 1095 Ohm. En el intervalo inferior de esta formación el registro RT indica valores de 320 Ohm y no se reporta la presencia de crudo.

**Figura 74. Variación en la respuesta del registro de resistividad profunda (RT) en la Formación Picacho (Pozo Corrales-1).**



Introduciendo estos valores promedios para las arenas reservorio de cada formación en el gráfico de *Winland* (1970) (Figura 75), se observa que estas arenas presentan facies Macroporosas, con moderada calidad de roca reservorio, porosidades superiores a 10% y permeabilidades superiores a 30MD; entendiéndose por esto que la roca presenta una buena a moderada capacidad de almacenamiento de crudo con permeabilidades que pueden llegar a permitir el flujo del mismo.

**Figura 75. Clasificación de la calidad de roca reservorio para valores promedio de las propiedades petrofísicas calculadas mediante análisis de registros eléctricos. (Informe interno Ecopetrol, 2013).**



### 6.3. PARÁMETROS CORRELACIONABLES DE SUPERFICIE Y SUBSUELO

En la tabla que se presenta a continuación se relacionan los parámetros que se trabajaron en el desarrollo de esta investigación, con el fin de realizar la correlación afloramiento – pozo.

**Tabla 35. Parámetros correlacionables de superficie y subsuelo.**

PARÁMETROS Y HERRAMIENTAS	CORRELACIÓN AFLORAMIENTO - POZO (Presente Trabajo)	OBSERVACIONES
<b>Tamaño de Grano</b>	La granulometría descrita en cada uno de los afloramientos levantados, estratigráficamente correlacionan con la columna del pozo.	Es una propiedad, que se trabajó minuciosamente, y aunque teóricamente tiene gran relación con la porosidad y la permeabilidad, para esta formación no fue posible establecer tendencias debido a la homogeneidad de los datos.
<b>Selección</b>	Pese a que se describió detalladamente en las columnas de superficie, no fue posible relacionar con el pozo, debido a que en la descripción de las muestras de zanja, esta propiedad no fue tomada en cuenta.	Esta propiedad, al contrario del tamaño de grano, mostró claras tendencias en la relación con la porosidad y la permeabilidad. Lo cual contribuye para determinar la calidad del reservorio.
<b>Composición</b>	La composición de las rocas, permitió realizar una buena correlación. Debido a que esta característica fue	La composición mineralógica, establece la presencia de minerales que son determinantes para la clasificación de las

<b>PARÁMETROS Y HERRAMIENTAS</b>	<b>CORRELACIÓN AFLORAMIENTO - POZO (Presente Trabajo)</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
	importante para determinar la presencia o no de hidrocarburo.	rocas.
<b>Porosidad</b>	Debido a la friabilidad de la roca y al proceso realizado en la toma de la muestra, se puede estar sobreestimando el valor de la porosidad. Sin embargo, existe una clara correlación, porque la formación exhibe una buena porosidad a lo largo de toda la columna del pozo, al igual que en los datos de afloramiento.	Esta propiedad, es de alta importancia para establecer la capacidad de almacenamiento de la roca, además es determinante para predecir la calidad de un yacimiento.
<b>Permeabilidad</b>	En esta propiedad, se presenta la misma situación que con los datos de porosidad, y así mismo, en el pozo estos datos presentan gran incertidumbre. No obstante, fue posible correlacionar considerando la tendencia de la K en la vertical de las columnas.	Esta propiedad, es de alta importancia para establecer la capacidad de flujo de la roca, además es determinante para predecir la calidad de un yacimiento.
<b>DRX</b>	Esta técnica apporto información, pero no la suficiente, probablemente por el tipo de formación o por la pérdida de granos de las muestras.	Pese a que esta técnica en la secuencia litológica de la Formación Picacho, no tuvo gran impacto, la aplicación de esta práctica, en otras formaciones puede ser de gran aporte. Adicionalmente permite discretizar las zonas propensas a crear daños durante la vida productiva del pozo.
<b>SEM</b>	Al igual que el DRX, el aporte de información no fue tan relevante. En este caso particular las muestras no eran aptas, por estar inconsolidadas.	Esta técnica es de gran utilidad sobre todo en la identificación de los diferentes tipos de arcillas y sus estructuras, como también la determinación de la morfología de los poros y su distribución. A su vez, es de gran ayuda para determinar la microporosidad y la geometría poral.
<b>Registro Coregamma</b>	A pesar de la litología arenosa de la Formación Picacho, la toma del registro Core gamma en afloramiento, fue una técnica de gran aporte para la correlación de las columnas de afloramiento con el pozo.	El registro Core gamma es una herramienta de gran utilidad. Pese a la homogeneidad de la Formación Picacho, fue posible describir las curvas individuales de K, Th y U.

La sedimentología del pozo Corrales-1, es bastante coincidente con las cuatro secciones levantadas en superficie, teniendo en cuenta las secuencias comparadas, pues las descripciones estratigráficamente están concordantes.

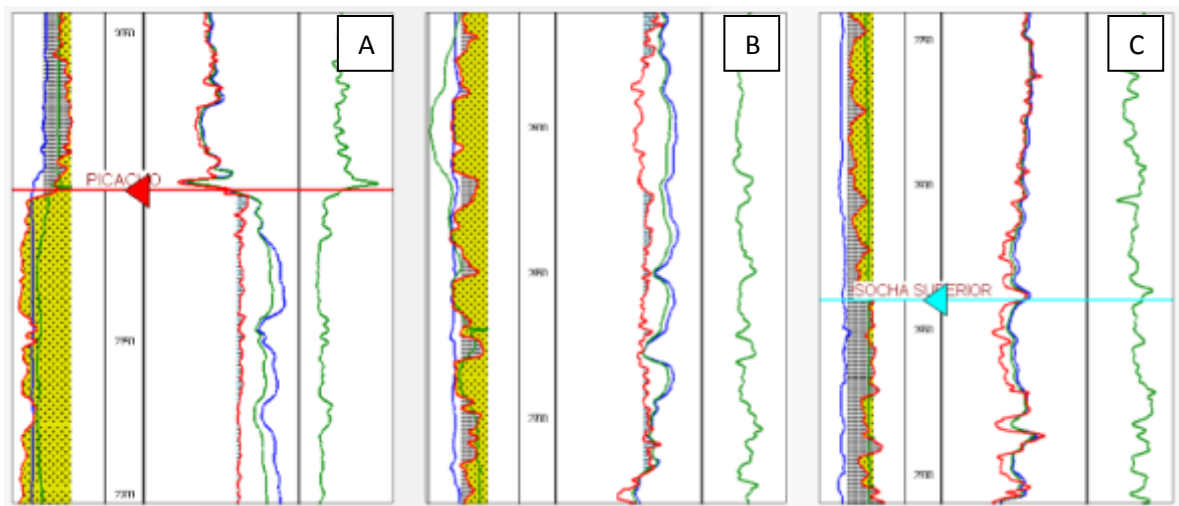
Tanto en el pozo como en la sección Playa Blanca se encuentra estratigráficamente la Formación Picacho completa. De forma general, la formación presenta en la parte inferior de una alternancia de arenita de grano medio a grueso, con lentes de conglomerados de cuarzo, gris amarillenta, friable,

en capas delgadas y muy gruesas y arcillolitas grises claras y amarillentas (Figura 76).

El conjunto medio está compuesto de cuarzoarenitas de grano medio a grueso, gris clara, amarillenta, friable, cemento silíceo, en capas muy gruesas, con lentes de conglomerados formados por cuarzo y fragmentos de roca (Figura 76).

Hacia el tope de la Formación Picacho, en contacto con la Formación Concentración, se encuentran las secciones Cerro El Uvo y Quebrada Honda. En el conjunto superior se encuentra una sucesión de capas de arcillolitas grises claras, seguido de cuarzoarenitas y sublitoarenitas, de grano fino a medio, amarillento, friable, cemento silíceo, estratificada en capas muy gruesas, con lentes de conglomerados compuestos por cuarzo y fragmentos de roca (Figura 76).

**Figura 76. Pozo Corrales-1. [A] Base de la Fm. Concentración y tope de la Fm. Picacho. [B] Parte intermedia de la Fm. Picacho, donde se observa la litología típica de areniscas de esta formación. [C] Base Fm. Picacho y tope de la Formación Socha Superior (ANH, 2010).**



Realizando la revisión de registros estos muestran, al igual que algunas de las secciones levantadas, que las arenas con mejores saturaciones se encuentran hacia el tope y la parte media de la Formación Picacho (Figura 74).

En cuanto los análisis de petrofísica también tienen una buena correlación. No obstante, los datos de permeabilidad y porosidad difieren un poco en afloramiento - pozo, esto debido a que se debe asumir que las interpretaciones de subsuelo tienen una presión de confinamiento y adicionalmente los datos de superficie pueden estar sobreestimados. Sin embargo, son muestras que se clasifican como macroporosas tanto con los datos del pozo como con los de afloramiento, los cuales presentan muy buenas condiciones como roca almacenadora de hidrocarburos.

#### **6.4. CORRELACIÓN ESTRATIGRAFICA DE LAS SECCIONES LEVANTANDAS EN SUPERFICIE Y EL POZO CORRALES-1**

Los elementos más importantes de todo reservorio, y en especial de todo reservorio de origen fluvial tal y como es el caso de estudio, son los cuerpos arenosos. Esto debido a que dichos cuerpos en principio presentan una elevada porosidad, respecto a los sedimentos finos entre los que están interestratificados, los cuales son básicamente arcillas impermeables de la llanura de inundación.

En la tabla 36, se muestran los espesores de la Formación Picacho en cada una de las secciones descritas y en el pozo Corrales-1.

**Tabla 36. Espesores en metros y pies de la Formación Picacho. Secciones levantadas en campo y el pozo Corrales-1.**

<b>Nombre de Sección o Pozo</b>	<b>Espesor Total (Metros)</b>	<b>Espesor Total (Pies)</b>
Sección Mina El Recuerdo	14,00	45,93
Sección Quebrada Honda	52,50	172,24
Sección Cerro el Uvo	40,10	131,56
Sección Playa Blanca	215,70	707,68
Pozo Corrales-1	181,66	596,00

Para realizar esta correlación (Anexo 9) – Figura 77, se tomó como nivel correlativo de referencia el tope de la Formación Picacho en concordancia con la Formación Concentración.

La Formación Picacho está constituida principalmente por potentes bancos de areniscas de grano grueso a grano fino, que se puede observar de sur a norte de la zona de estudio. Estas arenas tienen una amplia continuidad vertical y horizontal a lo largo de toda la zona, como se puede detallar en la correlación de las secciones estratigráficas descritas en el desarrollo de este proyecto.

Para la caracterización sedimentaria del sistema son parámetros esenciales, la determinación las distintas morfologías, tamaño de conectividad, extensión lateral y vertical de los cuerpos arenosos presentes en la Formación Picacho,

Una buena herramienta que permitió correlacionar las columnas sedimentológicas de superficie con la del pozo, fue el ajuste visual del registro Gamma Ray de pozo, con el Coregamma tomado en superficie, en las diferentes secciones descritas.

Por otra parte, la descripción composicional de la roca fue otra característica, que permitió ubicar las columnas estratigráficamente, y correlacionar la presencia de hidrocarburos.

Como criterio de la presencia o no de hidrocarburos, se concluye que en rocas de granos medios a gruesos, caracterizadas como arenas limpias este no se almacena, mientras que en rocas con presencias de arcillas y de granos medios a finos, el hidrocarburo queda almacenado.

**Figura 77. PERFIL DE CORRELACIÓN. Pozo Corrales-1, Secciones estratigráficas Playa Blanca – Lago de Tota, Mina El Recuerdo – Sogamoso, Quebrada Honda – Pesca y Cerro El Uvo – Paz del Río.**



## 7. OBSERVACIONES ADICIONALES

Durante la ejecución de este proyecto de investigación se presentaron algunas limitantes y dificultades que afectaron los resultados presentados en este trabajo. A continuación se relaciona cada una de las etapas planteadas en la metodología del proyecto con sus respectivas limitantes.

### 1. Etapa de Campo

- Iniciando esta etapa, se realizó un *scouting* en la zona seleccionada para la investigación con el fin de escoger los mejores afloramientos que tuvieran buena exposición de la Formación Picacho. Sin embargo, no se encontró la secuencia de la formación de interés completa y en algunas partes donde se encontraba expuesta, solamente se hallaba el tope o la base de esta formación, el espesor era inferior a 10 metros no presentaba impregnación de hidrocarburo (característica de interés dentro de este proyecto), y/o se observaba meteorizada afectando la caracterización de esta formación en afloramientos.
- Durante el proceso de descripción de afloramientos, se realizó el muestreo de roca, el cual se dificultó debido a las condiciones de friabilidad de esta formación afectando la toma de tapones para los análisis petrofísicos y por lo tanto podría generar valores de porosidad y permeabilidad sobrestimados, razón por la cual fue necesario introducir un tubo PVC junto con la broca para extraer la muestra del afloramiento con el fin de minimizar el error, debido que no fue posible tomar muestras de roca consolidada *in situ*.

## **2. Etapa de laboratorio**

Luego de ser entregadas las muestras en los laboratorios de petrofísicos básicos, microscopía electrónica, difracción de rayos X y petrografía (para la elaboración de secciones delgadas), se manifestó que por la inconsolidación de las muestras hubo dificultad para trabajarlas, teniendo en cuenta que se disgregaba la muestra y se perdían granos finos, hecho que se refleja en la pérdida de información. Por lo anterior, los datos obtenidos presentan incertidumbre y por tal razón los resultados fueron como tendencias. Sin embargo para tratar de minimizar esta incertidumbre al máximo, en el laboratorio saturaron las muestras con agua dulce y las congelaron utilizando hielo seco y con el fin de proteger la muestra para evitar la desintegración de su estructura por la pérdida de granos durante la manipulación en las diferentes pruebas a las que fueron sometidas, se realizó la inserción del tapón en una manga de teflón termoencogible y en sus caras fue protegido con un juego de mallas metálicas mesh 125 y mesh 320. Todas estas medidas aseguran un buen tratamiento a las muestras para minimizar el margen de error.

## **3. Etapa de Integración y correlación**

- Para realizar el amarre de la información con el subsuelo, se emplearon los datos disponibles del pozo Corrales-1 que corresponde al único pozo que existe en la zona de estudio que perforo la formación de interés. Sin embargo, este pozo tiene muy poca información, lo que obstaculizó lograr buenas comparaciones y/o correlaciones con la información obtenida a partir de la caracterización de los afloramientos realizada en este proyecto.
- Finalmente, para realizar la correlación únicamente fue posible describir una columna completa de la Formación Picacho (sección Laguna de Tota), las

otras columnas descritas solo contaban con el tope o con la base; por consiguiente, la correlación que se tenía prevista para analizar el comportamiento vertical y horizontal de esta formación en el área de estudio, solo puede considerarse como una primera aproximación al problema y por lo tanto no refleja un comportamiento preciso de la formación estudiada.

## 8. CONCLUSIONES

### Referentes a la caracterización en afloramiento.

- Para la caracterización en afloramiento del reservorio de Arenas Bituminosas de la Formación Picacho se describieron cuatro secciones estratigráficas en las cuales se identificaron diez (10) facies sedimentarias. Estas fueron depositadas en un régimen de flujo medio alto, considerando que predominan las facies Arenisca laminada (Slam) y Arenisca con estratificación cruzada (Sx). Teniendo en cuenta el análisis de éstas, junto con la presencia de la facies Arcillolita masiva (Cm), se interpretó el ambiente como fluvial en un sistema de ríos trezados, dentro del cual se reconocen tipos de depósito de canales fluviales, barras de canal y llanuras de inundación.
- Las secuencias se dividieron en las siguientes asociaciones faciales: Asociación de Facies G, la cual consta de la intercalación de facies conglomeráticas con facies arenosas y delgadas arcillolitas masivas. Asociación de Facies H, donde se observa la intercalación de facies arenosas y delgadas arcillolitas masivas. Y las Asociación de Facies C, donde se observa la intercalación de facies arcillolitas masivas con areniscas cuarzosas en capas delgadas.
- De acuerdo a la interpretación de datos colectados en afloramiento es posible establecer que hacia el norte de la zona de estudio (Sección Cerro El Uvo) el tamaño de grano disminuye. Esto sugiere que la posible fuente de aporte a la unidad se encontraba localizada hacia el suroeste del área.
- Las rocas en su mayoría corresponden a arenas sueltas con altos contenidos de Cuarzo (aproximadamente 90% en peso) y en menor proporción minerales

arcillosos, principalmente Caolinita. Adicionalmente, esta composición mineralógica está estrechamente relacionada con variaciones texturales, teniendo en cuenta que la proporción de líticos y accesorios disminuye con el aumento en el tamaño de grano.

- La porosidad promedio de la Formación Picacho evidencia que cae en el rango de muy buena (27,9%). De igual manera los datos obtenidos para el promedio geométrico de permeabilidad muestran características de muy buena calidad (1948 mD). Estas variables caracterizarían la formación como buen reservorio ya que el 28% de sus muestras se clasifican con Tipo de Roca 1, el 44% como Tipo 2 y el 28% como Tipo 3, prevaleciendo la roca tipo 2.

#### **Referentes a los parámetros correlacionables.**

- Las propiedades físicas más relevantes que fueron identificadas y que son potencialmente correlacionables entre lo observado en afloramiento y la información aportada por el son: la textura (selección, tamaño de grano), la porosidad y la permeabilidad. Para el caso de estudio de esta investigación, Formación Picacho, no es concluyente el control que ejerce el tamaño de grano sobre la permeabilidad y porosidad, mientras que la selección de grano, efectivamente si muestra un impacto notable en la calidad del reservorio.
- La composición de la roca, principalmente el contenido de arcillas y fragmentos líticos, influyen significativamente la calidad del yacimiento. El contenido de material fino (arcilla por ejemplo) tiene impacto sobre las características petrofísicas. Cuando se hace presente algún porcentaje de arcilla, la porosidad y permeabilidad de la roca se reduce dado que las partículas finas que forman estos dos elementos tienden a ocupar el espacio poroso entre los granos.

## Referentes a la correlación afloramiento vs. Subsuelo.

- Una vez comparada la información de afloramiento con los datos que el pozo Corrales-1 aporta, se determinó la Formación Picacho es una unidad de cuerpos tabulares constituidos principalmente por potentes bancos de areniscas de granulometría de gruesa a fina.
- La extensión de las arenas bituminosas generalmente se concentra hacia la parte media baja de la Formación Picacho, como se puede observar en el pozo Corrales-1 y en las secciones descritas. Hacia el norte de la zona de estudio (Sección Cerro El Uvo) y en el medio (Sección Quebrada Honda), se presenta de manchas 10-50% e impregnación 50-90% de hidrocarburo que varía entre 7 a 20 metros de espesor, mientras que hacia el sur (Sección Playa Blanca) la impregnación es baja.
- Teniendo en cuenta las características de la Formación Picacho, una de las analogías establecidas entre afloramiento y subsuelo, es el amarre de la respuesta del registro *Gamma Ray* de pozo y core gamma de superficie, los cuales litológicamente son coincidentes, adicionalmente el contenido de uranio en las rocas brinda mejor respuesta en la medición de pozo. Esto se atribuiría principalmente al contenido de materia orgánica y a la presencia de hidrocarburos.
- La Formación Picacho está compuesta por dos grupos petrográficos fundamentales que han sido clasificados composicionalmente de acuerdo a Folk. El grupo 1 está constituido por cuarzoarenitas de grano medio a muy grueso, a veces conglomeráticas, sin matriz arcillosa. El grupo 2 por litoarenitas y sublitoarenitas de grano muy fino a medio, en algunas presencia de matriz arcillosa

- La Formación Picacho posee excelentes propiedades petrofísicas y espesores importantes que le dan un alto potencial como roca almacenadora. Sin embargo, debido a que esta ha sido erodada durante la evolución de la cuenca y teniendo en cuenta que por su cercanía con la superficie, no presenta la suficiente presión para fluir, se sugiere aplicar técnicas de recobro mejorado para probar el verdadero potencial de esta formación.
- La conjunción de estas técnicas enriquece de sobremanera el conocimiento de esta formación, teniendo en cuenta el hecho de que los afloramientos son los que mejor permiten describir, explicar e integrar este tipo de metodologías de trabajo. A partir de una descripción detallada de los mismos, se podrá determinar la información a extraer para mejorar los distintos pasos del modelado de subsuelo, desde la analogía o semejanza con los reservorios presentes en mucho de los yacimientos.

## 9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda complementar los resultados obtenidos en este estudio, con el análisis de un mayor número de secciones, que permita tener un completo cubrimiento del área donde aflora esta unidad, y así lograr medir el espesor real de los cuerpos de Arenas Bituminosas en superficie.
- Aplicar este tipo de metodología en otra área o en otra formación donde la litología permita contrastar de una mejor manera, las diferentes técnicas aplicadas en todo el proceso.

## BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cartografía Geológica Cuenca Cordillera Oriental – Sector Soapaga. 111p. 2010.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH) & GEOESTUDIOS, 2006. “Cartografía Geológica, Cuenca Cordillera Oriental, Sector Soapaga”. Contrato No. 085 de 2006. Bogotá. 329p. 2006.

ALVARADO, B. & SARMIENTO, R. Informe geológico sobre los yacimientos de hierro, carbón y caliza de la Región de Paz de Río. Departamento de Boyacá. Servicio Geológico Nacional. Informe 468 inédito. Bogotá. 132p. 1944.

COLLETA, B., HEBRARD, F., LETOUZEY, J., WERNER, P. & RUDKIEWICZ, J. Tectonic Style and Crustal Structure of the Eastern Cordillera (Colombia) from a Balanced Cross Section In: Letouzey, J. (ed), Petroleum and Tectonics in Mobile Belts, Ed. Technips, Paris, p. 81-100. 1990.

COOPER, M.A. ADDISON, F.T., ALVAREZ, R., CORAL, M., GRAHAM, R. H., HAYWARD, A.B., HOWE, S., MARTINEZ, J., NAAR, J., PENAS, R., PULHAM & A.J., TABORDA, A. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and the Middle Magdalena Valley, Colombia. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologist, v. 79, p. 1421-1443. 1995.

DENGO, C.A. & COVEY, M. C. Structure of the Eastern Cordillera of Colombia: Implications for trap Styles and Regional Tectonics. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologist, v. 77, p. 1315-1337. 1993.

ECOPETROL- ICP. Informe de Modelamiento Petrofísico y Cálculo probabilístico de recursos petrolíferos del área de Sogamoso (Avance 30%). Informe interno – 32p. Bucaramanga. 2013.

ECOPETROL. Base de datos GITEP. 2014.

ECOPETROL. Informe Geológico Final pozo Corrales-1. 1990.

ECOPETROL- ICP. Proyecto de Investigación Arenas Bituminosas. Informe interno – Área Sogamoso. 2013.

ECOPETROL- ICP. Manual de Procedimientos Técnicos del Laboratorio de Procesamiento de Muestras Geológicas (áreas de SEM, DRX y Petrología). 2015.

ECOPETROL- ICP. Manual de Procedimientos Técnicos del Laboratorio de Petrofísica Básica y Especiales. 2014.

ECOPETROL- Informe Interno – Citco. 1983.

EHRENBERG, .S, & SVANA, T.A. Use of Spectral Gamma-Ray Signature to Interpret Stratigraphic Surfaces in Carbonate Strata: An Example from the Finnmark Carbonate Platform (Carboniferous-Permian), Barents Sea. AAPG Bulletin. 2001

FARRELL K. M., HARRIS, W. B., MALLINSON, D.J., CULVER, S.J., RIGGS, S. R., PIERSON, J., & LAUTIER, J.C. Standardizing Texture and Facies Codes for a Process-Based Classification of Clastic Sediment and Rock: Journal of Sedimentary Research. v. 82, p. 364–378. 2012.

FOLK, R. Petrology of Sedimentary Rocks. University of Texas: Hemphill Publishing Company. 182p. 1974.

GALLOWAY, W., E. Genetic stratigraphic sequences in basin analysis I: architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units. American Association of Petroleum Geologists. Bulletin 73. Tulsa, p 125–142. 1989.

GARY W. GUNTER. Integrated Reservoir Analysis. 2005.

GOMEZ, R., MORALES, J. & GARCIA, J. Seminario de Ambientes Fluviales. Grupo de Investigación de Campos Maduros. Instituto Colombiano del Petróleo – ICP. Bucaramanga. 2007.

GOMEZ R. & ULLOA J; Evaluación técnica de los yacimientos de asfalto en Pesca, Boyacá. Revista ION. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 1989.

GOOGLE La información geográfica del mundo en tu mano. [en línea] [citado 28 de septiembre de 2016] disponible en: <https://www.google.es/earth/index.html>

GUERRERO, J. & SARMIENTO, G. Estratigrafía Física, Palinología, Sedimentología y Secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno del Piedemonte Llanero. Implicaciones en Exploración Petrolera. Geología Colombiana Nº 20. Universidad Nacional Colombia. Bogotá. 1996.

GUIZA G.S.Y., BARBOSA W., PEÑA L. & DÍAZ M. Caracterización Estratigráfica, Estructural y Geoquímica de la Zona Comprendida entre Tunja y Paz de Río (Boyacá). VII Congreso Colombiano de Geología. Tomo III. 1996.

GUNTER, G. W., PINCH, J. J., FINNERAN, J. M. & BRYANT, W. T. Overview of an Integrated Process Model to Develop Petrophysical Based Reservoir Descriptions. Society of Petroleum Engineers No. 38748, 5p. 1997a.

GUNTER, G. W., FINNERAN, J. M., HARTMANN, D. & MILLER, J. Early Determination of Reservoir Flow Units using an Integrated Petrophysical Method. Society of Petroleum Engineers No. 38679, 8p.1997b.

HETTNER, A. Die Kordillere von Bogotá. Peterm. Mitt. Erg., 22(104). 16p. 1892.

MATTSON, A., CHAN, M. Facies and Permeability Relationships for Wave-Modified and Fluvial-Dominated Deposits of the Cretaceous Ferron Sandstone, Central Utah; Analog for Fluvial-Deltaic Reservoir Modeling: Ferron Sandstone of Utah. AAPG Studies in Geology 50, p. 251-275. 2004.

MIALL, A. D. A. Review of the Braided River Depositional Environment. Earth Sci. Rev.13. p. 1-62. 1977.

PACHECO, J. Caracterización del sistema petrolífero de las arenas bituminosas en el área de Sogamoso (C.O. de los andes colombianos) mediante correlaciones crudo-roca y modelamiento de sistemas petrolíferos, Universidad Industrial de Santander, 150p. 2015.

PARDO, A. & ROCHE, E. Stratigraphy, palynology and paleofacies of the lower Tertiary rocks from de Paz de Río region, Chicamocha river valley, Eastern Cordillera, Colombia. 34p. 2009.

RENZONI, C. Geología del Macizo de Quetame. Universidad Nacional. Facultad de Geología. Col., (5). Bogotá, p. 75-127. 1968.

RENZONI, G. Boletín Geológico Ingeominas Volumen 24 No. 2. Geología del Cuadrángulo J-12 Tunja, p. 32-48. 1981.

RODRÍGUEZ, A. J. SOLANO, O. Mapa Geológico del Departamento de Boyacá, memoria explicativa. Ingeominas. Bogotá. 120p. 2000.

RUFFELL, A. y WORDEN R. Palaeoclimate analysis using spectral gamma-ray data from the Aptian (Cretaceous) of southern England and southern France. *Palaeogeogr. Palaeocl.*, 155(3-4), p. 265-283. 2000.

SLATT, R. Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists, Geophysicists and Engineers. Elsevier. 493p. 2006.

SERRA, O. Sedimentary Environments from Wireline Logs. Schlumberger, Houston. 243p. 1985.

SERRA, O. Well Logging Handbook. Technip Editions. Paris, Francia, 604p. 2008.

ULLOA, C. & RODRÍGUEZ, E. Geología del Cuadrángulo K12, Guateque: Boletín Geológico Ingeominas, v. 22, No. 1. p. 3-55. 1979.

ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., FUQUEN, J. & ACOSTA, J. Memoria Explicativa Geología de La Plancha 192 Lago de Tota. Ingeominas. Bogotá. 50p. 2001.

VAN DER HAMMEN, T. Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano Continental y Tectonogénesis de los Andes Colombianos. Inventario Geológico Nacional. Boletín Geológico, 6 (1-3). 70p. 1957.

VAN DER HAMMEN, T. Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano Continentales y Tectonogénesis de los Andes Colombianos. Bol. Geol. Vol. 1-3. Bogotá. 1960.