

**DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA FORMACIÓN
MUGROSA Y CORRELACIONARLAS CON CARACTERÍSTICAS DE LOS
YACIMIENTOS EN PROFUNDIDAD, VALLE MEDIO DEL MAGDALENA
(COLOMBIA).**

**CHARLOTTE MARIE ACUÑA PINZÓN
EFER KARIME CUADROS BENAVIDES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA INGENIERIA DE PETROLOEOS
BUCARAMANGA
2015**

**DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA FORMACIÓN
MUGROSA Y CORRELACIONARLAS CON CARACTERÍSTICAS DE LOS
YACIMIENTOS EN PROFUNDIDAD, VALLE MEDIO DEL MAGDALENA
(COLOMBIA).**

**CHARLOTTE MARIE ACUÑA PINZÓN
EFER KARIME CUADROS BENAVIDES**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO PARA OPTAR EL TÍTULO
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR
FÉLIX ARENAS RUEDA
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**CODIRECTOR
GERMÁN ALFONSO REYES MENDOZA
GEOLOGO, M.Sc**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA INGENIERIA DE PETROLOEOS
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

A mi padre Gilberto Cuadros, por su apoyo, amor y comprensión durante cada día de mi vida, por sus valiosos consejos que me han ayudado a ser quien soy, por creer en mí y luchar por mí.

A mis abuelos Jose Cuadros y Sara Melgarejo, y a mi tía María Eugenia Cuadros, los ángeles que tengo en el cielo, que siempre me cuidan y protegen.

A Leonardo Correa, por su paciencia y comprensión, preferiste sacrificar tus sueños para que yo pudiera cumplir los míos. Por tu bondad y sacrificio me inspiraste a ser lo mejor de mí, ahora puedo decir que esta tesis lleva mucho de ti, gracias por estar siempre a mi lado.

A Pastora Cuadros, Flor María Cuadros, Rosario Cuadros, Custodia Cuadros, Benjamin Cuadros, que contribuyeron de muchas maneras a la consecución de este logro.

A Leyda Sanabria, por su compañía y valioso cariño.

A Mia por ser quien es en mi vida

A mi madre, Lidia Benavides que con sus acciones logro inculcar en mí la pasión por lo que se sueña.

A Cristina Rosso, Laura Camacho, Juliana Reyes, Karen Porras, Tatiana Higuera, más que compañeras, amigas.

Al Atlético Bucaramanga, Siempre Adelante Ni Un Paso Atrás.

A todos Profesores y maestros, por sus enseñanzas.

EFER K.

DEDICATORIA

A mi creador y artifice de este libro, a mi inspirador pues es el a quien debo todo lo que soy, fue quien me dio la sabiduría para poder realizar ese magnífico trabajo y para poder alcanzar la meta profesional.

A mi laboriosa y querida madre Claudia Pinzón y a mi abuela, que ha sido mi segunda madre Nelly López; ambas me han brindado todo su amor, dedicación y apoyo constante en la vida. Y a todo el combo familiar: Pinzón López, Ríos Pinzón, Hainz Pinzón, Moreno Leal y a mi bebe adorado Manuel Santiago Jaimes M.

A mi padre Mauricio Acuña por su apoyo y cariño, brillando en este momento de mi vida. También dedico este logro a la alegre y unida familia que rodea a mi padre.

A mi novio German A. Reyes Mendoza quien ha sido mi amigo, compañero y maestro durante estos años de estudio.

A mis amigas Dunia Oriana G. Rodriguez y Yesenia Q. Jacome, que además de compañeras de estudio son para mí como hermanas. Nunca olvidare los hermosos momentos que vivimos.....

Va también para Brayan D. Castaño Acuña esta mención, por ser buen amigo y compañero.

Y a mis tres hijos peluditos: Nico, Junior y Minnie quienes me dan interminables momentos de dicha.

CHARLOTTE M.

AGRADECIMIENTOS

Las autoras expresan sus agradecimientos a:

El ingeniero Félix Arenas Rueda, director de este proyecto por sus innumerables enseñanzas y asesorías para la realización de este proyecto.

El geólogo German Alfonso Reyes, Codirector por compartir con nosotras su experiencia y conocimiento, por su gran apoyo, paciencia, orientación y tiempo dedicado a nosotras y a este proyecto.

A los geólogos Christian Alberto Sánchez, Mario Prince consultores expertos permanentes a este trabajo.

Al ingeniero Hernán David Florez de la empresa Suelos Concretos y Pavimentos, por su confianza y cooperación durante las perforaciones.

A los ingenieros Hernando Buendia, Luis Felipe Carrillo, Helena Ribón y personal del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander por su disposición, apoyo y colaboración durante la fase experimental del proyecto.

A Leonardo Correa por su contribución en la elaboración de este proyecto.

EFER K

CHARLOTTE M

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	21
1 GENERALIDADES	22
1.1 LOCALIZACIÓN	22
2 OBJETIVOS	24
2.1.1 Objetivo General.....	24
2.1.2Objetivos Específicos	24
3 METODOLOGIA.....	25
3.1.1 Fase 1: Recopilación de información secundaria,	25
3.1.2 Fase 2: Trabajos de campo obtención de datos primarios	25
3.1.3 Fase 3: Ensayos de laboratorio.....	27
3.1.4 Fase 3: Integración de Información	27
3.1.5 Fase 4: Integración de datos y resultados.....	28
3.1.6 Fase 5: Redacción del libro final.....	28
4 GEOLOGÍA	30
4.1 MARCO GEOTECTÓNICO REGIONAL.....	30
4.2 ESTRATIGRAFÍA SUBREGIONAL	32
4.2.1 Formación Esmeraldas.	33
4.2.2 Formación Mugrosa.....	34
4.2.3 Formación Colorado.....	36
4.2.4 Formación Real.....	37
4.3 GEOLOGIA LOCAL.....	38
4.3.1 El Segmento C de la Formación Mugrosa.....	38
4.3.2 Ambiente sedimentario y edad	39
4.4 PROGRAMACIÓN Y VISITA DE AFLORAMIENTOS IMPORTANTES.....	41
4.4.1 Reconocimiento general de campo	42
4.4.2 Descripción de las estaciones geológicas seleccionadas	43
4.5 DISTRIBUCIÓN Y ORIENTACIÓN LOCAL DE LAS CAPAS	50

4.6	ADAPTACION Y DESCRIPCION DE LA COLUMNA LITOESTATIGRAFICA	51
4.7	EXTRACCIÓN DE MUESTRAS EN AFLORAMIENTO	54
4.7.1	Teoría sobre Métodos de Muestreo en Campo	55
4.7.2	Muestreos de campo realizados	59
4.7.3	Localización de Capas y Puntos a Muestrear	61
4.7.4	Descripción y Uso del Taladro Saca Muestras	61
4.7.5	Recolección de muestras	68
4.7.6	Transporte y almacenamiento en laboratorios	70
4.7.7	Base de Datos	71
4.8	SEDIMENTOLOGIA	74
5	PETROFISICA	81
5.1	PROPIEDADES PETROFISICAS	81
5.1.1	Porosidad	81
5.1.2	Permeabilidad	82
5.1.3	Mojabilidad	82
5.2	PROCESO PARA MEDIR PROPIEDADES PETROFISICAS	83
5.2.1	Procedimientos de laboratorio	83
5.2.2	Normas y ensayos efectuados	86
5.3	CORRECCION DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS BASICAS (Porosidad y Permeabilidad)	107
4	INTEGRACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	113
5	CONCLUSIONES	123
6	RECOMENDACIONES	125
	BIBLIOGRAFIA	126

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del sitio de estudio, dentro de la cuenca del VMM, municipio de Barrancabermeja.	23
Figura 2. Esquema general de la metodología del presente trabajo.....	29
Figura 3. Esquema tectónico, acompañado de corte Oeste-Este (abajo), del Valle Medio del Magdalena y de la Cordillera Oriental.	30
Figura 4. Columna litoestratigráfica generalizada del VMM, con la Formación Mugrosa ubicada en el Paleógeno superior.....	31
Figura 5. Parte de la plancha 5-06 con la geología regional.....	32
Figura 6. Registro tipo del pozo 31 del campo Colorado, en donde se muestran las cuatro subunidades de la Formación Mugrosa: zonas B1, B2, C1 y C2.....	40
Figura 7. Esquema para la identificación y selección de la unidad geológica.....	42
Figura 8. Esquema en planta del afloramiento de estudiado.	50
Figura 9. Columna estratigráfica para el estudio del afloramiento evaluado, la cual fue complementada en presente estudio.	52
Figura 10 Diagrama metodológico para la extracción y preservación de muestras, propuesta en la presente tesis de grado.....	54
Figura 11. Secuencia de fotografías de Capas de areniscas: (a) Base; (b) centro; (c) tope.....	56
Figura 12. Diagrama de muestreo sistemático.....	57

Figura 13. Diagrama de muestreo aleatorio.....	58
Figura 14. Diagrama de muestreo aleatorio estratificado.	58
Figura 15. Método de los tres bolillos.	59
Figura 16 Diagrama de las actividades elaboradas para la toma de muestras directamente del afloramiento.....	60
Figura 17. Equipo de perforación: (a) Planta eléctrica; (b) Broca corazonadora; (c) Taladro saca núcleos; (d) Tanques de agua.....	63
Figura 18. Anclaje del saca núcleos a la roca: (a) Perforación de agujero; (b) Ajuste de los pernos; (c) Enrosque de la broca; (d) Conexión de la manguera del agua.....	64
Figura 19. Recobro de las perforaciones: (a) primera perforación; (b) tercera perforación.....	67
Figura 20. Tope del estrato 9: (a) antes; (b) durante; (c) después de las perforaciones.	73
Figura 21. Análisis de muestras de mano: (a) con lupa de mano en campo; (b) con lupa de mano en el laboratorio.....	75
Figura 22. Formato descripción sedimentológica de muestras de mano.	76
Figura 23. Esquema con los valores porcentuales para las clases de tamaño de grano.....	77
Figura 24 Ilustración de la mojabilidad.....	83

Figura 25. Porosímetro de Boyle	84
Figura 26 Muestras representativas de diferentes medios porosos.....	85
Figura 27 Procedimiento para el corte y perfilado de núcleos	87
Figura 28. Corte y perfilado de núcleos: (a) perfiladora de núcleos; (b) núcleo en proceso de corte; (c) tapón perfilado.	88
Figura 29. (a) Calibrador digital; (b) medición de dimensiones del plug.	88
Figura 30 Procedimiento para perforar bloques de roca	89
Figura 31. Perforación de bloques rocosos: (a) prensa taladradora con broca diamantada; (b) (c) inicio de la perforación; (d) bloque rocoso después de la perforación.....	90
Figura 32. Preparación dedal.....	91
Figura 33. Plugs en proceso de control de calidad del lavado.....	93
Figura 34. (a) Desecador; (b) Muestras a saturar.....	94
Figura 35 Procedimiento para el análisis de la porosidad por saturación.....	95
Figura 36. Procedimiento de medición de plug saturado; (a) ubicación de los elementos a usar; (b) retiro de la muestra del desecador; (c) extracción del exceso de salmuera; (d) medición del peso.....	97
Figura 37 Procedimiento del análisis de porosidad por el Porosímetro de Helio.	99

Figura 38. Plug preparado para análisis petrofísicos básicos; (a) Plug sin revestir; (b) Plug revestido con cinta teflón; (c) Plug revestido alcanzando un diámetro de 1.5"	100
Figura 39 Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al gas	103
Figura 40. Comportamiento de los granos de arena en presencia de un líquido en fase acuosa o en fase aceite.	106
Figura 41. Linealización de porosidad por los métodos de Boyle y saturación....	117
Figura 42 Valores de porosidad obtenidos en laboratorio, según las subdivisiones o series estratigráficas propuestas	120
Figura 43 Comparación visual de la permeabilidad para las cuatro series de rocas sedimentarias.....	121

LISTA DE FOTOGRAFIAS

Foto 1. Litología de la Formación Mugrosa.....	35
Foto 2. Afloramiento de la Formación Mugrosa, con arenitas al tope y lodolitas en la base.	36
Foto 3. Interpretación sedimentaria de afloramiento de la Formación Mugrosa. ..	41
Foto 4. Intercalaciones de arenisca de grano fino, y lodolitas violáceas.....	46
Foto 5. Capas muy gruesas de areniscas, intercaladas al tope con limolitas.	46
Foto 6. Lodolitas violáceas y paquete de areniscas.....	47
Foto 7. Continuación, de base a tope del afloramiento rocoso evaluado.....	47
Foto 8. Capas arenosas con matriz impregnada de crudo.	48
Foto 9. Intercalaciones de lodolitas con areniscas más abundantes hacia base. .	49
Foto 10. Capas delgadas de areniscas, intercaladas con lodolitas.....	50
Foto 11. Modificación de la columna estratigráfica de referencia.	53
Foto 12. Ejemplo de localización, del punto para perforación. Muestra 9c.	61
Foto 13. Herramienta saca núcleos, de la empresa SPC SAS.	62
Foto 14. Detalle del dispositivo final, justo antes del inicio de la perforación.....	65

Foto 15. Retiro de un núcleo atascado.	66
Foto 16. Identificación de base (con acrílico negro) y de tope del núcleo rocoso.	69
Foto 17. Recolección de material para análisis sedimentológico.	70
Foto 18. Preservación de un núcleo.	71
Foto 19. Análisis sedimentológico: (a) muestra de mano 13; (b) muestra a observar con la lupa binocular.	77
Foto 20. Muestras de roca impregnadas con crudo.	78
Foto 21. Capas muy gruesas de areniscas de grano fino a medio,	79
Foto 22. Vista general y detallada de estructuras sedimentarias de tipo biogénico.	79
Foto 23. Nódulos calcáreos	80
Foto 24. Muestras en el extractor Deanstark–Soxhlet.	92
Foto 25. Muestras en el horno convencional.	93
Foto 26. Equipo preparado para saturación de muestras.	96
Foto 27. Porosímetro de Helio Core Pet.	99
Foto 28. Permeámetro automático al aire Core Pet.	103
Foto 29. Agua de Villatina, probeta y varsol filtrado.	105

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Localización de afloramientos de la Formación Mugrosa	45
Tabla 2. Enumeración y distribución de muestreos dentro del afloramiento	72
Tabla 3. Clasificación de la porosidad	82
Tabla 4. Volúmenes de discos del Porosímetro de Helio.....	102
Tabla 5. Data para determinar NOB	109
Tabla 6. Determinación constante de Jones.....	110
Tabla 7. Porosidad corregida aplicada a la muestra cero "0"	110
Tabla 8. Constante de Jones para permeabilidad.....	111
Tabla 9. Permeabilidad corregida aplicada a la muestra cero "0"	112
Tabla 10. Resultados porosidad determinada por los métodos de Boyle y saturación de líquidos.	114
Tabla 11. Resultados del análisis permeabilidad al aire.	115
Tabla 12. Resultados obtenidos para la mojabilidad visual.	116
Tabla 13. Porosidad resultado de la aplicación del factor de corrección.	118
Tabla 14. Subdivisión litoestratigráfica puntual de la columna estudiada	119
Tabla 15. Propiedades petrofísicas corregidas para la Formación Mugrosa en el Campo Colorado.....	122

ANEXOS

ANEXO A Columna litoestratigráfica

ANEXO B Formatos de análisis sedimentológico

RESUMEN

TITULO

DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN SUPERFICIE DE LAS ARENISCAS DE LA FORMACIÓN MUGROSA Y CORRELACIÓN CON LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS EN PROFUNDIDAD, VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (COLOMBIA).*

AUTORES

CHARLOTTE MARIE ACUÑA PINZON, EFER KARIME CUADROS BENAVIDES.**

PALABRAS CLAVES

Formación Mugrosa, VMM, roca reservorio, porosidad, permeabilidad.

RESUMEN

Se analizan algunas características petrofísicas (porosidad, permeabilidad y mojabilidad) de la Formación Mugrosa, una secuencia de rocas detríticas que es productora en la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena.

El trabajo se soportó en la identificación y ajuste de una columna litoestratigráfica de 273 m a escala 1:100, en inmediaciones de la vereda Oponcito (municipio de Barrancabermeja, Santander), la cual corresponde a ambientes sedimentarios fluviales, conformada por niveles lodolíticos dominantes en la base y con predominio de capas gruesas de areniscas en la mitad y al tope de la secuencia, en las cuales se obtuvieron muestras de mano representativas y corazones, extraídos mediante taladro con broca 1.5" de diámetro.

Se estableció y aplicó una metodología para el muestreo, embalaje y manipulación en campo y laboratorio a las 30 muestras colectadas. Se efectuaron ensayos de porosidad absoluta por el método del Porosímetro de helio (basado en la ley de Boyle), porosidad por saturación), con los cuales se obtuvieron valores promedio entre 3.26 y 27.30 %. También se realizaron ensayos de permeabilidad (permeámetro automático al gas), que arrojo un rango de 0.10 a 238.06 md. Para la mojabilidad los resultados arrojados fueron mojadas por aceite 8 muestras y con mojabilidad mixta 16 muestras.

Los datos de afloramiento fueron correlacionados con análogos del campo Colorado usando las ecuaciones de Jones (1998); no obstante, las propiedades petrofísicas no varían significativamente, a las determinadas a condiciones de laboratorio.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Felix Arenas Rueda. Codirector: German Alfonso Reyes Mendoza.

ABSTRACT

TITLE

PETROPHYSICAL PROPERTIES DETERMINATION OF THE MUGROSA FORMATION AND CORRELATION WITH IN A DEPTH FEATURES OILFIELD, MAGDALENA MIDDLE VALLEY (COLOMBIA).*

AUTHORS

CHARLOTTE MARIE ACUÑA PINZON, EFER KARIME CUADROS BENAVIDES.**

KEYWORDS

Mugrosa Formation, Middle Magdalena Basin, reservoir rock, porosity, permeability.

Are analyzing some petrophysical characteristics (porosity, permeability and wettability) of the Mugrosa Formation, an detritical rocks sequence and oil producing in the Middle Magdalena Sedimentary Basin.

This work was supported in the lithostratigraphic column's identification and adjustment of 273 m at scale 1:100, in vereda Oponcito vicinity (Barrancabermeja town, Santander department), according to fluvial sedimentary environments, integrated for major mudstone levels dominant in the base and predominant sandstone thick layers in the middle and top sequence, in which representative hand samples and cores were obtained, through extracted drill with 1.5" diameter bit.

Were established and applied a sampling, packing and manipulating field and laboratory methodology, for the 30 collecting samples. Assays were performed absolute porosity test by helium porosimeter method (based to Boyle law) and saturation porosity, being obtained average values between 3.26 y 27.30%. On the other hand were executing permeability test (gas automatic permeameter), resulting in a range of 0.10 a 238.06 md. For the wettability the results were 8 samples wetted and 16 samples mixed wetted.

The outcrop data were correlated with Colorado fields analogues using the Jones's equations (1998). However, the petrophysical properties do not vary significantly compared to laboratory conditions petrophysical properties do not vary significantly, to a certain laboratory conditions.

* Degree Graduate Project - Thesis

** Faculty of Physics – Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Felix Arenas Rueda. Codirector: German Alfonso Reyes Mendoza.

INTRODUCCION

La Formación Mugrosa es una unidad rocosa productora de hidrocarburos, presente en los campos maduros La Cira-Infantas, Casabe y Llanito, que iniciaron su explotación a principio del siglo pasado.

Tal unidad posee buena información geológica, geofísica y geoquímica a nivel superficial, y la mayoría de los pozos perforados tienen registros eléctricos y algunos han sido corazonados. No obstante, mucha de ésta información técnica y científica es confidencial, hay poca caracterización a nivel petrofísico detallado y muy pocos estudios correlacionan los datos superficiales con los del subsuelo.

Considerando tal premisa, se propone considerar la información geológica disponible (publicaciones oficiales y tesis universitarias), realizar reconocimientos de campo en inmediaciones del municipio de Barrancabermeja (Santander) e identificar en superficie los segmentos arenosos productores (por ejemplo la unidad C arenosa de la Formación Mugrosa) para la selección de análogos en afloramiento y ejecución de muestreos representativos a nivel horizontal y vertical, procediendo luego a determinar las propiedades petrofísicas definidas en este proyecto (como son la porosidad, permeabilidad y mojabilidad) mediante ensayos de laboratorio en la sede UIS de Guatiguará (Piedecuesta, Santander).

Una vez efectuado todo lo anterior, los valores allí determinados se correlacionaron con la información secundaria disponible del subsuelo y fueron ajustados mediante ecuaciones específicas a las condiciones en profundidad, o de presión y temperatura del yacimiento.

La aplicación de dichas técnicas y/o métodos contribuye no solo al mejor conocimiento petrofísico de los yacimientos de interés, sino a precisar y modelar su comportamiento hidrodinámico, disminuyendo el nivel de incertidumbre y así establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas, minimizar la declinación de la presión, entre otros.

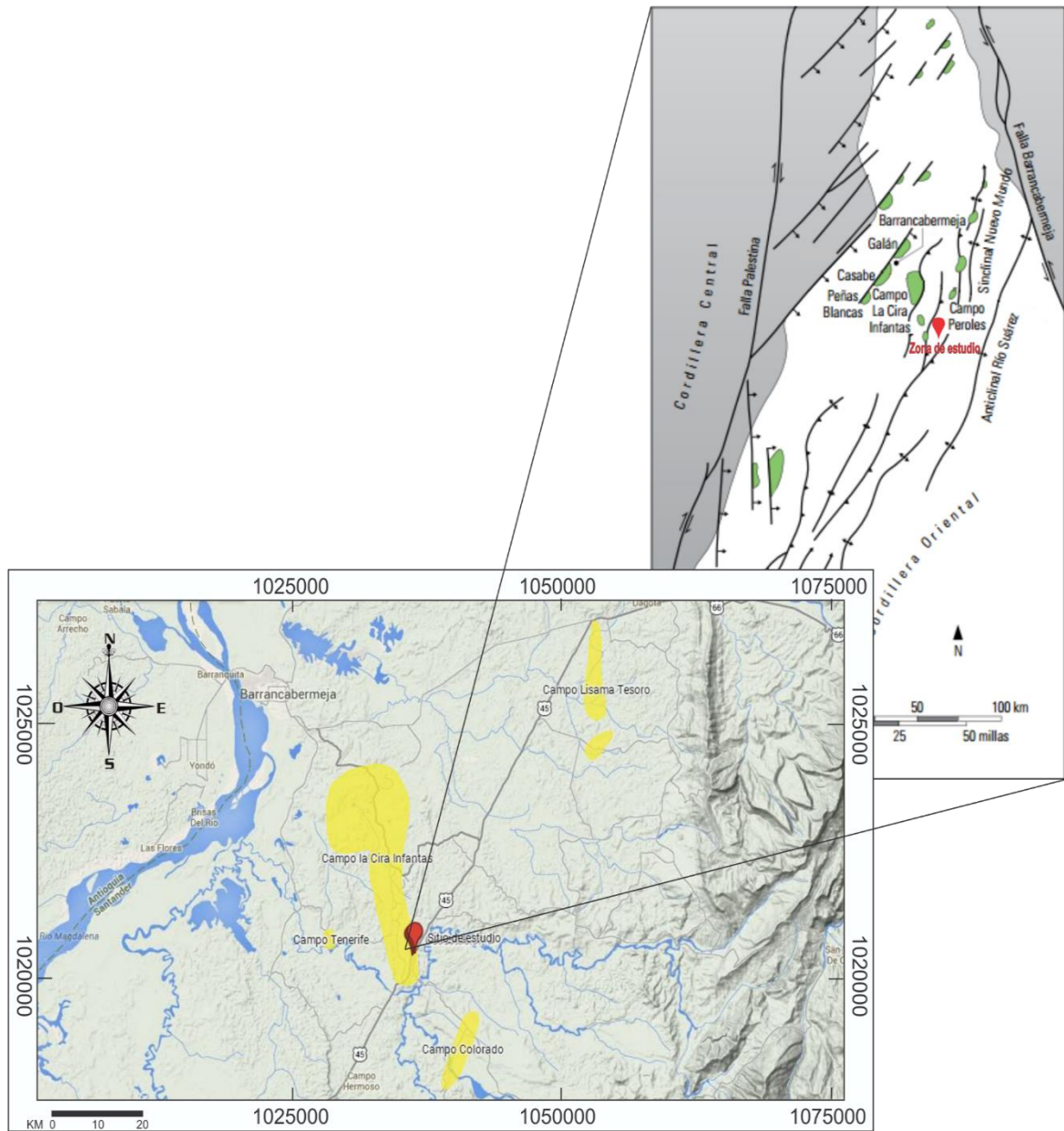
GENERALIDADES

1.1 LOCALIZACIÓN

La zona inicialmente reconocida en campo se distribuyó geográficamente en inmediaciones de los municipios santandereanos de Barrancabermeja, San Vicente de Chucurí y Betulia, dentro de la cuenca sedimentaria Valle Medio del Magdalena (VMM).

Finalmente el afloramiento de la Formación Mugrosa que fue seleccionado y evaluado petrofísicamente con detalle se ubicó en la vereda Oponcito, jurisdicción de Barrancabermeja. A él se accede sobre la Troncal del Magdalena (o Panamericana), pasando el centro poblado El 23 (campo 23) y a 30 km de La Lizama, sobre los taludes de corte viales de la margen izquierda existentes frente al desvío hacia Yarima, según la Figura 1. Las coordenadas y elevación de todos estos lugares se presentan más adelante.

Figura 1. Ubicación del sitio de estudio, dentro de la cuenca del VMM, municipio de Barrancabermeja.



Fuente: AMAYA, MAURO. Casabe: Revitalización de un campo maduro. (Adaptado de: AMAYA et al (2010) y GoogleMaps (2014)).

OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo General

Caracterizar las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y mojabilidad) a nivel de afloramiento en las areniscas de la Formación Mugrosa, Valle Medio del Magdalena, para correlacionarlas con datos del subsuelo en los segmentos productores de algunos campos maduros.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Recopilar y evaluar la información secundaria disponible, sobre geología de superficie, cartografía, geoquímica, secciones sísmicas interpretadas, registros de pozos, núcleos y rips de perforación, propiedades petrofísicas, información de campos petroleros y datos de producción de la Formación Mugrosa en inmediaciones de la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Santander.
- Efectuar un reconocimiento de campo, verificar y seleccionar afloramientos de segmentos arenosos de la Formación Mugrosa, en inmediaciones del municipio de Barrancabermeja (Santander), reportados en trabajos previos.
- Definir y aplicar una metodología para la selección en afloramiento, cuantificación y toma de muestras de rocas arenosas inalteradas, con su transporte y almacenamiento al laboratorio para ensayos petrofísicos.
- Preparar las muestras, caracterizar las propiedades sedimentológicas básicas (textura, estructura y composición) y ejecutar ensayos de permeabilidad, porosidad y mojabilidad en laboratorio.
- Evaluar los parámetros físicos obtenidos en superficie y correlacionarlos con los datos recopilados del subsuelo de segmentos productores de la Formación Mugrosa.
- Integrar todos los datos y resultados mediante la edición de un libro final, acompañado de conclusiones, recomendaciones, bibliografía y demás anexos y sustentación final.

METODOLOGIA

Con el propósito de alcanzar los objetivos antes planteados en este trabajo de grado se estableció y desarrolló una estructura metodológica (Figura 2), cuyas fases y actividades principales fueron:

1.1.3 Fase 1: Recopilación de información secundaria, En ésta primera fase se identificó, recolectó y analizó la información técnica y científica sobre geología e ingeniería de petróleos en tesis de pregrado y posgrados, disponibles en la biblioteca central de la UIS y la Universidad Nacional de Colombia, el centro de estudios de la escuela de petróleos (ACEIP), de publicaciones como el Boletín de Geología de la UIS, así como de otras instituciones y archivos particulares en los temas de interés, en medio analógico o digital, y en artículos publicados en páginas web importantes de la industria petrolera.

Igualmente, se gestionó el acceso a los archivos del ICP, del Servicio Geológico Colombiano (antes INGEOMINAS), de Ecopetrol y la ANH, al igual que de otras compañías petroleras (operadoras y de servicios).

Tal información estaba relacionada con cartografía, sedimentología, estratigrafía, petrografía, geoquímica, geofísica, registros de pozos, datos de petrofísicos, información de campos y pozos productores; y específica sobre las propiedades petrofísicas de interés (elementos texturales, porosidad, permeabilidad y mojabilidad) de la Formación Mugrosa.

1.1.4 Fase 2: Trabajos de campo obtención de datos primarios. Reconocimiento de campo, identificación de la unidad y ubicación de afloramientos.

Basados en información secundaria de trabajos realizados por los siguientes autores: Ávila C., N. A. (2010), Casadiego Q., E. (2008), Madero et al., 2010. Se efectuó un recorrido preliminar de campo, específicamente sobre la vía que une a las ciudades de Bucaramanga y Barrancabermeja, inmediaciones de El Centro, Campo 23 y la vía Panamericana (desde la Lizama hacia Puerto Araújo).

Consecuentemente, siguiendo la cartografía geológica oficial y los rasgos estratigráficos de los trabajos previos, se escogieron -en el sitio específico antes enunciado- las exposiciones de rocas sedimentarias más representativas de la Formación Mugrosa, correspondientes a los segmentos arenosos de la unidad C (o miembro inferior), observadas en diversos afloramientos de fácil acceso, descubiertos en su mayoría, con muy buena conservación y que mostraban un importante espesor litológico continuo (superior a 200 m), en un tramo de vía recto, amplio y seguro, que inicia justo frente al desvío hacia Yarima.

- Levantamiento de la columna estratigráfica.

Se levantó y describió una columna litológica de este segmento interesante, teniendo en cuenta las variables sedimentológicas y estratigráficas de los estratos que se inclinaban hacia el Norte, considerando los procesos de alteración superficial (meteorización, erosión), para escoger muestras inalteradas y representativas de las areniscas de la formación identificada. Se procedió al ajuste de los espesores, capa por capa, a complementar o redibujar la columna litológica (adaptada de: Madero, et al. (2010)) a escala 1:100 con la participación activa del geólogo codirector de tesis, y a medir su orientación (rumbo y buzamiento).

- Selección de análogos y muestreos superficiales:

Con base en las variaciones geológicas observadas (verticales y horizontales) se estableció una malla de muestreo, el distanciamiento y cantidad de 30 muestras

rocosas a extraer. En el momento de recolección se limpiaron las costras de meteorización y se utilizó el extractor de núcleos marca Husqvarna target DR 150; se procedió luego al etiquetado, embalaje, transporte, arribo y almacenamiento en el laboratorio.

1.1.5 Fase 3: Ensayos de laboratorio. Las muestras obtenidas se analizaron mediante lupas de mano y lupa binocular para describir las propiedades sedimentológicas básicas, según diversos autores, aprendidas en las asignaturas de geología, a saber:

- Textura: armazón, matriz, cemento, tamaño de grano, selección, forma (redondez y esfericidad), empaquetamiento, orientación y poros.
- Estructura: tipos y espesores de capas, laminación, etc.
- Composición: en función de la mineralogía de sus componentes principales.

Posteriormente se prepararon las muestras y ejecutaron ensayos de porosidad, permeabilidad y mojabilidad en laboratorio de análisis petrofísicos de la UIS, a cargo del Ing. Hernando Buendía, ubicado en la sede UIS de Guatiguará (Piedecuesta). Para realizar el ensayo de porosidad se usó el Porosímetro de Helio, y para permeabilidad al gas el permeámetro automático manual (Core Pet).

1.1.6 Fase 3: Integración de Información

- Comparación de los métodos y ambientes:

Una vez obtenida toda la información anterior se procedió a tabular, graficar y comparar los datos de campo y de laboratorio, para analizar las variaciones entre las variables geológicas de superficie, con las propiedades petrofísicas y sus cualidades como reservorios.

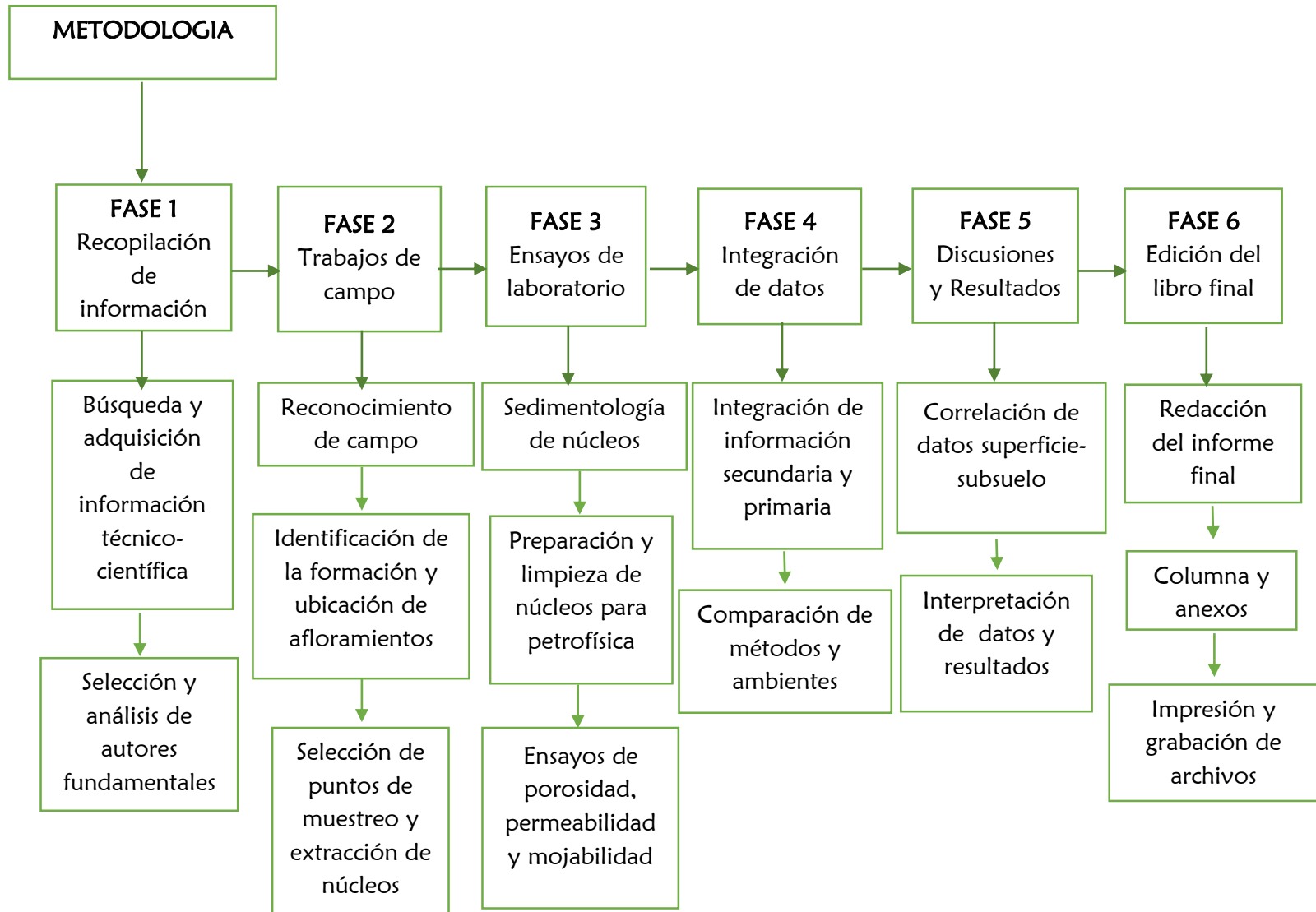
- Correlación de datos superficie-subsuelo:

En forma consecuente se procedió a calibrar y correlacionar los parámetros físicos obtenidos en superficie con las propiedades equivalentes y condiciones en el subsuelo de los segmentos productores de la Formación Mugrosa, mediante ecuaciones propuestas por Jones, 1998.

1.1.7 Fase 4: Integración de datos y resultados. Efectuado todo lo anteriormente mencionado se procedió a la integrar de información secundaria y primaria, a la interpretación de datos y resultados, así como a la comparación con publicaciones o estudios anteriores.

1.1.8 Fase 5: Redacción del libro final. La última etapa de la investigación trató de la descripción y edición de la memoria (libro final), estructurada en capítulos sucesivos, según los temas y actividades antes descritas, acompañado de conclusiones, recomendaciones, bibliografía y demás anexos (Con figuras, tablas, mapas, columnas, campos y pozos evaluados, ensayos de laboratorio, correlaciones, registro fotográfico, etc.) Y sustentación final ante los directores y evaluadores.

Figura 2. Esquema general de la metodología del presente trabajo.

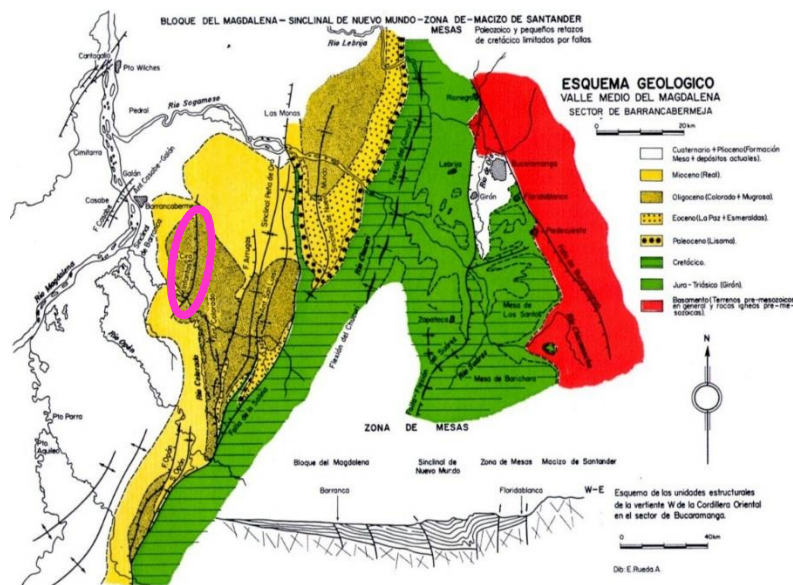


GEOLOGÍA

1.2 MARCO GEOTECTÓNICO REGIONAL

La zona de estudio se localiza en la esquina Noroccidental de América del Sur, haciendo parte del denominado Bloque Andino de Colombia, en el Segmento Bucaramanga de Pennington, entre las latitudes 11° Norte y 5,2° Norte, y específicamente en Valle Medio del Magdalena, cerca al límite con la Cordillera Oriental (Figura 3.) La zona de estudio se ubica aproximadamente dentro del óvalo fucsia. El extremo oriental se caracteriza por una tectónica compresiva, con fallamiento inverso y pliegues (Sinclinal de Nuevo Mundo), mientras que el occidental por una serie de fallas normales, que definen su límite con la Cordillera Central, asociadas a episodios tectónicos distensivos (Adaptado de: Reyes y Ramírez, 1996).

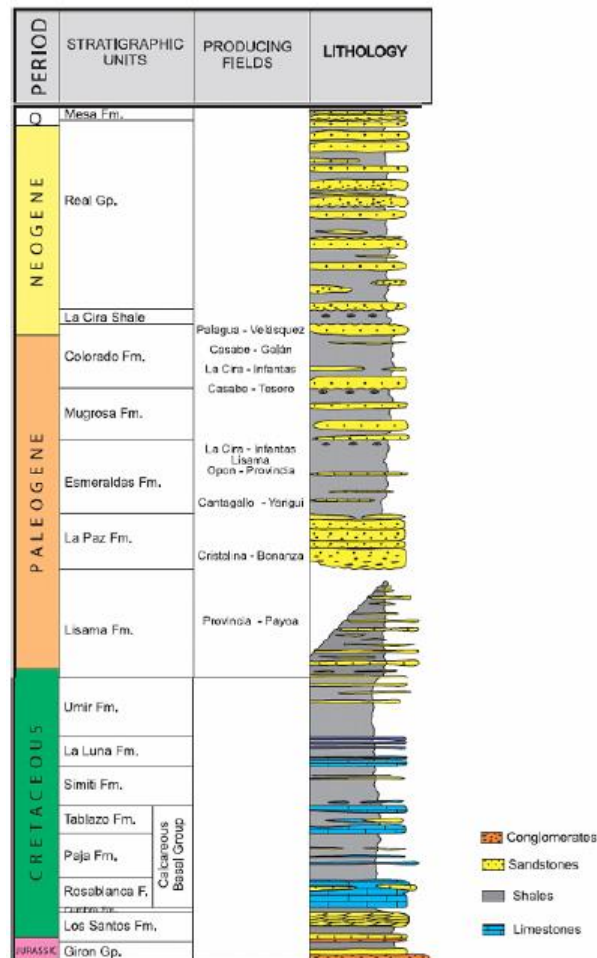
Figura 3. Esquema tectónico, acompañado de corte Oeste-Este (abajo), del Valle Medio del Magdalena y de la Cordillera Oriental.



Fuente: JULIVERT, MANUEL. Las estructuras del Valle Medio del Magdalena y su significación. (Adaptado de: Julivert, 1961).

Al oriente de la zona evaluada afloran rocas sedimentarias detríticas de edad Jurásico de las Formaciones Jordán y Girón (Figura 4), que conforman el basamento económico en el VMM. La transgresión del Cretácico produjo rocas marinas, hacia el occidente, bien expuestas sobre la vía Bucaramanga a Barrancabermeja (en jurisdicción de los municipios de Lebrija y Girón), del Paleógeno y Neógeno (en los municipios de Girón, Betulia, San Vicente y Barrancabermeja); el Cuaternario está integrado por diversos depósitos aluviales, coluviales y lacustres, distribuidos en toda la zona.

Figura 4. Columna litoestratigráfica generalizada del VMM, con la Formación Mugrosa ubicada en el Paleógeno superior



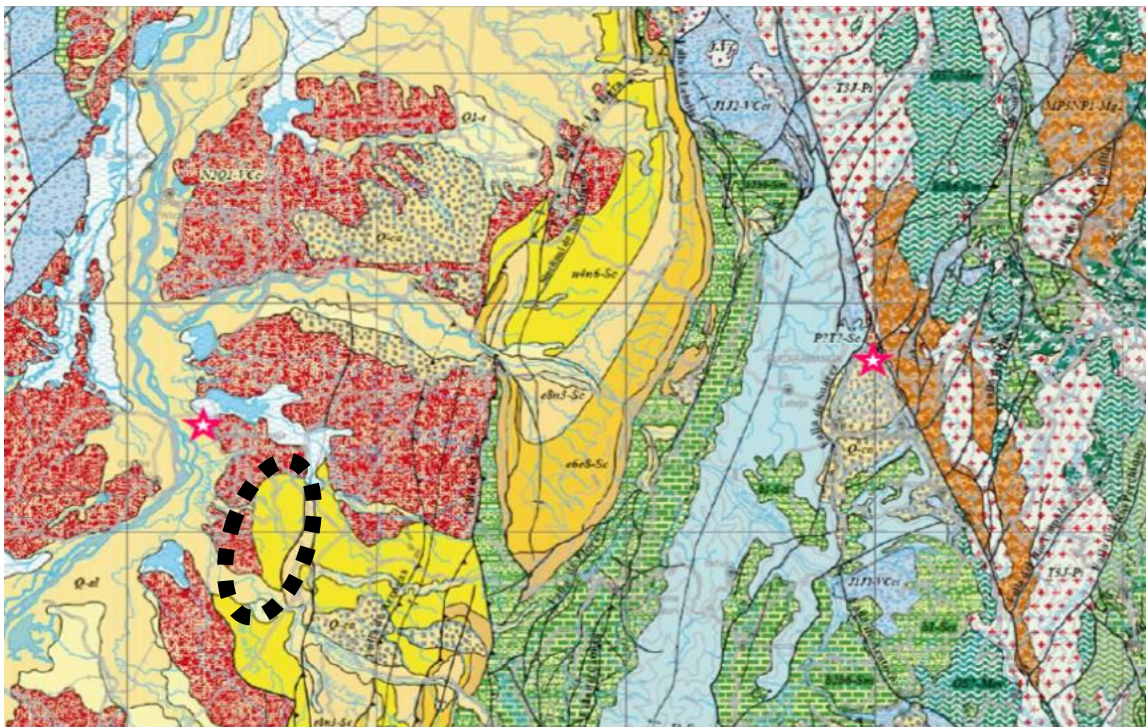
Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS COLOMBIA. Colombian sedimentary basins (Adaptado de: ANH, 2010).

1.3 ESTRATIGRAFÍA SUBREGIONAL

En la presente sección se describe la estratigrafía, conforme Royero y Clavijo (2001), Casadiego (2008), Gómez y Morales (2008), García y Fonseca (2009), y Ávila (2010), específicamente para la zona evaluada, describiendo las unidades del Paleógeno superior (de interés específico en el presente trabajo) al Neógeno, desde sus autores originales, con la geometría, litología, ambiente sedimentario y distribución espacial.

En la Figura 5 se observa la distribución espacial de tales rocas, según la Pancha 5-06 del INGEOMINAS. Señalando en las estrellas rojas la ubicación de Bucaramanga, derecha, y Barrancabermeja, izquierda. El ovalo punteado muestra la zona de interés para la presente tesis.

Figura 5. Parte de la plancha 5-06 con la geología regional.



Fuente: GOMEZ, JORGE, et al. Modelo geoestadístico basado en objetos de las Formaciones Mugrosa y Colorado, campo Lizama cuenca del valle medio del Magdalena, Colombia. (Adaptado de: Gómez et al. (2007))

A continuación se describen dichas unidades, iniciando con las más antiguas: Formaciones Esmeraldas, Mugrosa, Colorado y Real.

1.3.1 Formación Esmeraldas. Constituida por areniscas de grano fino a grueso y conglomeráticas, bien cementadas, pardo-amarillentas a gris-verdosas, con espesores que varían de 80 cm a 22 m, intercaladas con limolitas, pardo-violáceas en niveles hasta de 30 m y shales gris-verdosos y capas de carbón (Reyes y Ramírez, 1996).

Su ambiente de depositación es interpretado como planicie de inundación dominada por ríos meandriformes con desarrollo de barras de canal, hasta un ambiente Deltáico lagunar que permitió la depositación de material terrígeno muy bien seleccionado, creando una secuencia grano-decreciente en los períodos de tranquilidad. Esta formación de manera más detallada consiste de intervalos espesos de arcillolita gris o lodolitas gris oscuras con cuerpos lenticulares aislados de areniscas de poca continuidad lateral (Reyes y Ramírez, 1996).

El contacto inferior de la Formación Esmeraldas con la Formación La Paz es concordante, cuya secuencia es principalmente arenosa; su contacto superior es discordante y está demarcado por la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa, que corresponde el horizonte fosilífero Los Chorros (Modificado de: Gómez et al., 2008).

Para García (2009) el contacto entre las Formaciones Esmeraldas y Mugrosa está caracterizado por una discordancia paralela no erosional (o paraconformidad, sin superficie de erosión visible). Esta paraconformidad, en la mayor parte del área, es muy difícil de identificar debido a que las litologías de las dos formaciones son muy similares.

1.3.2 Formación Mugrosa. El primero en usar el nombre Formación Mugrosa fue A. K. McGill (Morales et al., 1956) e incluía a los sedimentos que se encuentran entre el tope del Toro y el Horizonte Fosilífero de Mugrosa.

Después Waring (Morales et al., 1958) redefinió a esta formación restringiéndola a los sedimentos que se encuentran entre el tope del Nivel Fosilífero de Los Chorros y el tope del Horizonte Fosilífero de Mugrosa.

Este Horizonte de Mugrosa fue descrito por Wheeler (1935: en Morales et al., 1956) como un nivel de shale, generalmente de color verde oliva o marrón, a veces negro, que contiene moluscos y que se encuentra en la parte más alta de la Formación Mugrosa. Su espesor es variable, desde unos centímetros hasta unos 5 m.

Porta (1974: en Morales et al., 1956) afirma que la parte inferior de la Formación Mugrosa consta de areniscas de grano medio a fino, raramente grueso o con cantos, que están intercaladas con shales de color azul o gris.

La Formación Mugrosa corresponde a una secuencia de rocas sedimentarias silicilásticas o detríticas, que aflora en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) y es una de las unidades más productoras de petróleo en la antigua Concesión de Mares. La Formación Mugrosa (Tom) pertenece al Grupo Chuspas, junto a la Formación Colorada que la suprayace (Figura 4).

En general, está conformada por shales masivos y moteados marrón azul con ocasionales areniscas de grano fino rojo y limolitas rojo claro con un espesor de aproximado entre 800 y 2000 m (SPC, 1999). Para otros autores (Mojica y Franco, 1990) tiene un espesor promedio entre 487 y 583 m.

La parte inferior consta de areniscas gris-verdosas, lodolitas grises y capas de areniscas conglomeráticas, intercaladas con shales y lodolitas. Las cuarzoarenitas

son arcillosas, micáceas y feldespáticas, con estratificación cruzada (foto 1) en la que se aprecian a la izquierda, areniscas de grano grueso con estratificación cruzada en artesas; derecha intraclastos lodosos, en la base de canales, con zonas de bioperturbación. Las areniscas presentan un tamaño de grano de medio a fino, con una buena selección. En su tope posee un paquete de lutita de aproximadamente 60.960 m de espesor, con abundante bioturbación (Ortiz, 2001; en Casadiego, 2008).

Foto 1. Litología de la Formación Mugrosa



Fuente: CASADIEGO, EFRAIN. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la Formación Mugrosa en el campo casabe y llanito, valle medio del Magdalena. (Adaptado de Casadiego. 2008).

La parte media consta de shales masivos y moteados con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino (foto 2). En la parte superior se encuentran areniscas a veces con cantos que se intercalan con shales moteados (García, 2009).

En las áreas productivas de la Concesión de Mares tales miembros corresponden respectivamente a la parte C (Zonas C1 y C2), inferior de la parte B (Zona B2) y superior de la parte B (Zona B1). Adaptado de: García (2009) y Ramírez (2010).

Foto 2. Afloramiento de la Formación Mugrosa, con arenitas amarillentas al tope y lodolitas en la base.



Fuente: AVILA, JORGE. Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las Formaciones Colorado y Mugrosa en el campo Casabe sur (Adaptado de: Ávila, 2010)

En la parte superior de la formación se sitúa el Horizonte Fosilífero Mugrosa (García, 2009), el cual correspondería al citado originalmente por Waring, en Morales et al. (1958).

1.3.3 Formación Colorado. La Formación Colorado consiste de un nivel inferior de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillas y gris claras, abigarradas, ligeramente arenosas, masivas, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa.

Sigue un nivel superior de areniscas conglomeráticas, friables, compuestas de cuarzo y una alta proporción de chert amarillo y negro, con una matriz arcillosa, además se encuentra un horizonte de lutitas bien estratificadas, carbonáceas de color negro a parda, este horizonte ha sido conocido bajo el nombre de La Cira

(Beltrán, 2012). Presenta un espesor de 210 metros hasta 914 metros. El ambiente de depositación de esta unidad es un ambiente con condiciones de alta oxidación, lo cual indica que es un ambiente continental (Morales, 1958).

La Formación Colorado se caracteriza por una amplia distribución al oeste de la falla de la Salina. Debido a que el ambiente de sedimentación es continental (de tipo fluvial) constituyen los sedimentos molásicos del antepaís del VMM y ha sido datada por Wheeler (1935) como Oligoceno superior con base en la asociación de moluscos presentes en el nivel arcilloso superior (modificado de: en Gómez y Morales, 2008).

Esta formación presenta rocas reservorio con buena porosidad entre un 15 - 20% y permeabilidades entre 20-600 md. El contacto inferior está dado por los fósiles de Mugrosa y en ausencia de estos, está dado por un marcador eléctrico obtenido a partir de una alta lectura del registro de conductividad (Gómez y Morales, 2008).

1.3.4 Formación Real. El nombre Real Series o Formación Real (Tmr) fue usado por primera vez por O. C. Wheeler (1935; en Hubach, 1957) en un Informe inédito, por los afloramientos que se encuentran en Bandera Real, una estación de triangulación situada al norte del Río Opón a unos dos kilómetros al occidente de la Quebrada Real.

Wheeler divide el Real Series en cinco Formaciones, de base a techo: Lluvia (30 m de conglomerados y 500 m de arenisca conglomerática masivas y cruciestratificadas, con shales grises manchados de rojo y capas delgadas de arenisca gris con ondulitas); Chontorales Shale (1300 m de shales grises y manchados de rojo, con capas delgadas de arenisca gris con estratificación cruzada y ripple marks); Hiel (1100 m de arenisca que tienen menor cantidad de fragmentos de carbón que la arenisca inferior; troncos silicificados y carbonizados son comunes); Enrejado Shale (500 m de shales manchados de colores gris, rojo, púrpura y pardo, en alternancia con areniscas blancas, friables y delgadas); y Bagre

(areniscas frecuentemente conglomeráticas de color verde azulado y azul, con estratificación cruzada, abundante madera carbonizada y hojas, algunas con grandes cantidades de augita y hornblenda).

De acuerdo a Morales et al. (1958) asignan un espesor total de 4054 m. El Real en la sección tipo del Río Opón tiene un espesor de 3900 m.

Dentro de la Concesión de Mares su espesor varía desde 3900 hasta unos 500 m en el anticlinal de la Cira (Wheeler, 1935; en Hubach, 1957).

1.4 GEOLOGIA LOCAL

En esta sección se describe con mayor detalle la estratigrafía y sedimentología del afloramiento rocoso seleccionado, considerando publicaciones de autores recientes y disponibles, junto a las observaciones del presente trabajo.

1.4.1 Segmento C de la Formación Mugrosa. En el presente trabajo fue de especial importancia el miembro o Zona C (subdividida en C1 y C2), debido a la porosidad y la permeabilidad de las arenas, las cuales se describen a continuación y se da un ejemplo para el Campo Colorado (Figura 6). La zona C en el Campo Cira-Infantas ha sido subdividida en las arenas C1, C2, C3 y C4, según Lobo et al. (1999; en Rojas, 2011), la cual no se retoma acá.

La zona C la conforman areniscas gris-verdosa, grano muy fino a medio, subangular a sub-redondeada, raramente gruesa o con cantos, en matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris azulosa oscura, rojiza y blanquecina; su espesor promedio es de 550 pies (167 m). Constituye el principal reservorio de aceite en el área, según Casadiego (2008).

Las areniscas finas tienen una estructura sedimentaria con estratos cruzados en artesa individuales o agrupados, generalmente se curva hacia fuera de la base de la artesa, muestra invariablemente una relación erosional con respecto a la estratificación suprayacente. Las areniscas gruesas presentan una estructura sedimentaria con estratos tabulares planares, individuales y agrupados, las superficies superiores e inferiores de estas arenas siempre son planas y tienen poca evidencia de erosión (modificado de: Ramírez, 2010).

1.4.2 Ambiente sedimentario y edad. El ambiente de depositación corresponde al apilamiento de areniscas depositadas en ambientes de canales fluviales de sistemas de ríos meandriformes, con intercalación de niveles de lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos.

En las llanuras de inundación es característico la formación de paleo-suelos, por esta razón es común observar en las lodolitas el desarrollo de perfiles pedológicos (Rojas, 2011).

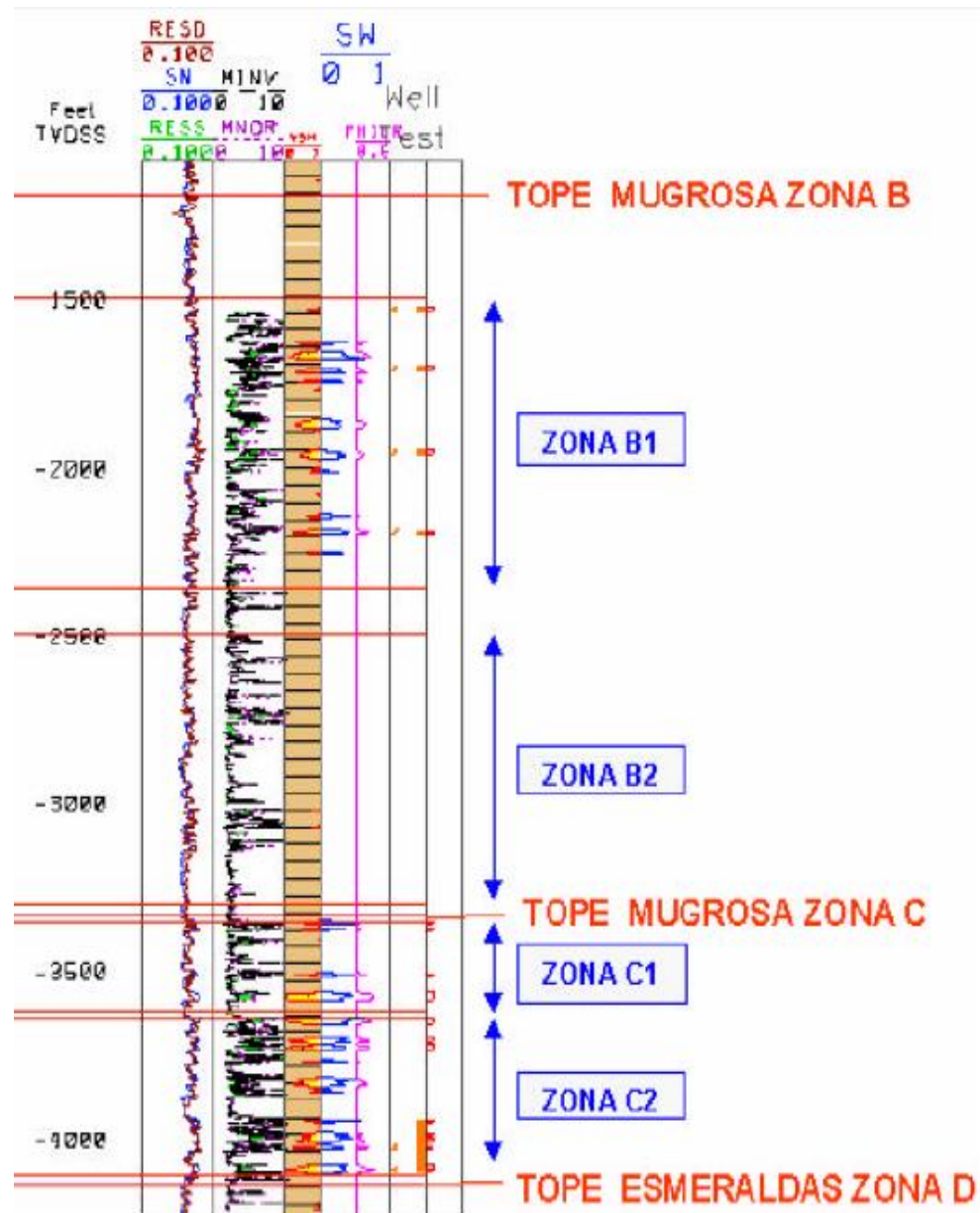
También se considera como continental fluvial, conformado por canales meandriformes que se caracterizan por ser granodecrecientes hacia el tope, en la facies de canal y granocreciente en la facies de crevasse splay, foto 3 (Ortiz, 2001; en Casadiego, 2008). Algunos los denominan generalmente como areniscas en canales fluviales (Ramon and Cross, 1997; en Casadiego, 2008).

Otros autores definen un ambiente de depositación como continental deltaico en el cual las fases gruesas fueron depositadas en regímenes de flujo alto, como puede ser canales o canales de crevasse, migrando transicionalmente a facies finas dependientes de un régimen de flujo bajo de depósitos de flujo bajos de llanuras de inundaciones (García, 2009).

Se finaliza con un evento de máxima acomodación y de gran extensión lateral, representando por el Horizonte Fosilífero de Mugrosa, que se describe como un intervalo de shales rico en fósiles que contiene moluscos de agua dulce, reptiles, restos de peces y de mamíferos, en el que también se ha reportado la presencia de

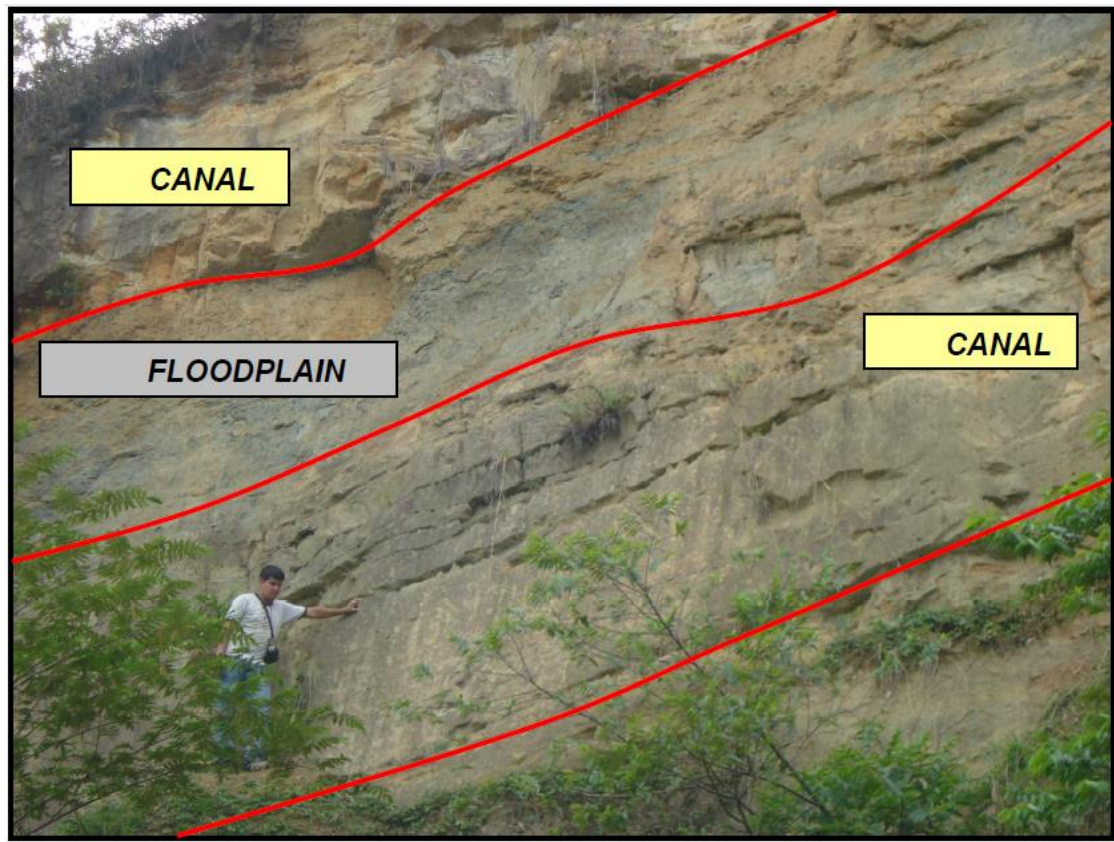
glaucónita, lo que indica una posible influencia marina (García, 2009). Se ha asignado una edad de Oligoceno Inferior a Medio (Casadiego, 2008).

Figura 6. Registro tipo del pozo 31 del campo Colorado, en donde se muestran las cuatro subunidades de la Formación Mugrosa: zonas B1, B2, C1 y C2



Fuente: WILMAN, RAMIREZ. Caracterización petrográfica y mineralógica preliminar y de facies arenosas y lodosas de la Formación Mugrosa (Pozo: 11, 21,26 y 27) en el sector del Campo Escuela Colorado (Parra et al., 2003; en Ramírez, 2010)

Foto 3. Interpretación sedimentaria de afloramiento de la Formación Mugrosa.

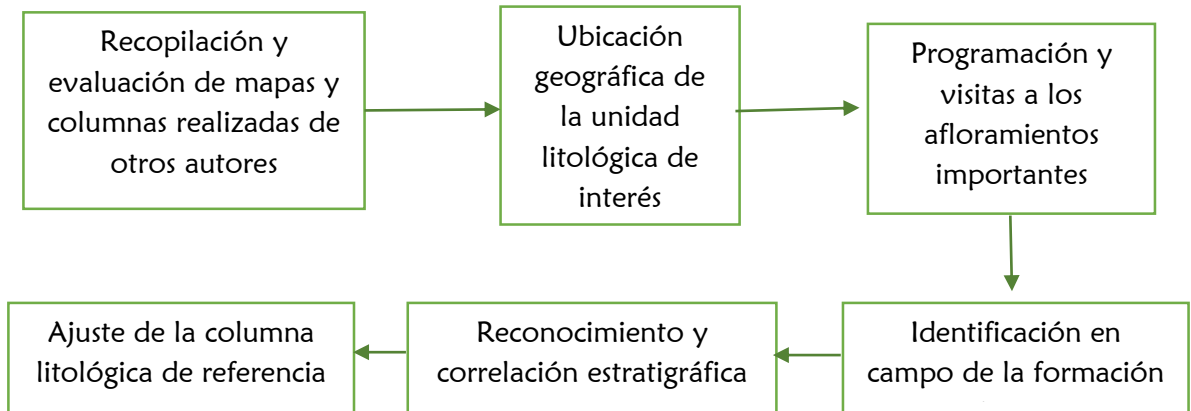


Fuente: GOMEZ, RICARDO. MORALES, JAIME. Modelo geoestadístico basado en objetos de las Formaciones Mugrosa y Colorado, campo Lizama

1.5 PROGRAMACIÓN Y VISITA DE AFLORAMIENTOS IMPORTANTES

En la Figura 7. Se presenta un flujograma con los pasos a seguir para identificar un afloramiento de interés y así evaluar una formación geológica con fines petrofísicos.

Figura 7. Esquema para la identificación y selección de la unidad geológica.



1.5.1 Reconocimiento general de campo. La identificación de la unidad litoestratigráfica se hizo integrando y analizando la geología subregional del VMM, retomando el conocimiento geológico en trabajos previos de los codirectores efectuados en inmediaciones de Barrancabermeja y en la vía hacia Bucaramanga, así como la revisión de tesis y publicaciones geológicas de la UIS.

Posteriormente se realizó el primer reconocimiento de campo, que tenía como prioridad identificar regionalmente a la Formación Mugrosa, por sus características geológicas generales y considerando la bibliografía anterior. Así, se ubicaron y visitaron varias estaciones importantes: las primeras accediendo por la carretera Bucaramanga-Barrancabermeja, con énfasis entre el área de influencia del proyecto Hidroeléctrico Sogamoso y hasta la ciudad de Barrancabermeja; y las demás geoestaciones sobre la vía Panamericana, entre campo 23 y la Lizama.

En dicha inspección, geográfica y estratigráfica, y apoyados en la cartografía geológica disponible, se pudieron observar las Formaciones Umir, Lizama, la Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Real y Mesa.

De las estaciones sobre la vía Bucaramanga-Barrancabermeja destacan las visitadas en inmediaciones de la Putana (finca Media Moneda, municipio de Betulia)

y la del corte vial en cajón que intercepta a la falla de la Salina, antes del de la Fortuna ambas sobre la vía Bucaramanga a Barrancabermeja. También sobre la carretera panamericana, desde la Lizama - al 23 (campo 23 o caserío del mismo nombre, municipio de Barrancabermeja), que se describen más adelante.

De esta forma, para la elección del afloramiento final, a evaluar con detalle conforme a los propósitos de la tesis, se consideró adicionalmente que mostrara una secuencia litológica de buena exposición, amplia y representativa de su análogo en el subsuelo; es decir, que no fuesen solo unas simples capas de areniscas con capas de lutitas las que afloraran, sino toda una secuencia estratigráfica de buen espesor.

Por tal razón, se eligió el afloramiento de la Formación Mugrosa de la vereda Oponcito (municipio de Barrancabermeja), muy evidente en los cortes viales de la margen izquierda de la vía Panamericana (entre El 23 hacia la Lisama), que inician justo al frente al desvío hacia el centro poblado o corregimiento de Yarima (San Vicente de Chucurí).

Son aproximadamente 233 m de secuencia litoestratigráfica, que además de su fácil acceso también ofrecen seguridad vial y de orden público.

De todas ellas, las tres estaciones de referencia visitadas se detallan como sigue.

1.5.2 Descripción de las estaciones geológicas seleccionadas. Considerando los reconocimientos de campo antes mencionados y retomando los trabajos de estudios previos se identificaron cuatro estaciones geológicas de la tesis de Ávila (2010) y Casadiego (2008).

De tales estaciones se extrajo su ubicación (Coordenadas planas o geográficas) y registro fotográfico, para ser visitadas solo las tres primeras, con las observaciones de acceso y fecha de visita plasmadas en la tabla 1.

- **Estación 1:**

Formación: Mugrosa (Tom).

Ubicación: Sobre la vía Panamericana (Ruta 66), frente al cruce de la vía que va hacia Yarima, sector conocido como Oponcito.

Descripción: Areniscas de grano medio a fino, en matriz lodosa, con concreciones calcáreas orbiculares de hasta 15 cm de diámetro de color pardo que se disuelve dejando moldes con estructuras en panal (esp.=10 m), cubierto por un paquete de intercalaciones de areniscas amarillentas (esp. máx.=50 cm) y lodolitas.

Corresponde a la zona C2 de la unidad Tom.

Se observan intercalaciones de arenisca de grano fino, que decrecen en espesor hacia el tope, con acuñamientos, y lodolitas violáceas dominantes de la parte baja de la Formación Mugrosa (foto 4), siguiendo de base a tope se encuentran capas muy gruesas de areniscas de grano fino, cuarzosas, intercaladas al tope con limolitas gris-verdosas (foto 5), para luego encontrar estratos de lodolitas violáceas (M=mudstone, izquierda) y paquete de areniscas (S=sandstone) amarillentas, en la parte media del afloramiento estudiado (foto 6). (Foto 7) Continuación, de base a tope (hacia la derecha) del afloramiento rocoso evaluado, con capas de areniscas impregnadas (I) de hidrocarburos, de colores grises oscuros. Hacia el tope del afloramiento se encuentran capas arenosas (S) predominantes (foto 8), con distintas estructuras: abajo, posee abundantes concreciones (c), blandas y erosionadas, que la izquierda son de menor presencia y tienen matriz impregnada (I) de crudo; mientras que al centro, la estratificación (e) es inclinada; al tope las capas son masivas.

Tabla 1. Localización de afloramientos de la Formación Mugrosa

Punto	COORDENADAS PLANAS		COORDENADAS GEOGRAFICAS		Autor(es) y año	OBSERVACIONES	Fechas de visitas
	Este (m)	Norte (m)	Latitud (N)	Longitud (W)			
1	1253034	1035868	-73,75297763	6,884219716	Ávila (2010)	Sobre la vía Panamericana (Ruta 66) la cual conduce del Caserío La Fortuna al Municipio de Puerto Berrio, cercano al Río Oponcito y a la entrada al campo 23.	22/06/2014
2	1251734	1035588	-73,75551894	6,872466505	Ávila (2010)	Sobre la vía Panamericana (No.66) la cual conduce del Caserío La Fortuna al Municipio de Puerto Berrio, cercano al Río el Oponcito y a la entrada al campo 23. A 1 km aproximadamente de la estación anterior, en sentido norte sur	22/06/2014
3	1278041	1062650	-73,51039016	7,110104752	Ávila (2010)	Sobre la quebrada la Putana, aguas arriba de la vía principal que conduce del caserío la Fortuna al peaje Sogamoso.	
4	1279694	1062655	-73,51032654	7,125050883	Ávila (2010)		
5	1279693	1062001	-73,51624666	7,125049064	Ávila (2010)		21/06/2014
6	1293803	1077604	-73,37481169	7,252432889	Ávila (2010)	Sobre la vía que conduce de La Azufrada al Municipio de Sabana de Torres, pasando por el caserío Uribe-Uribe, a unos 50m de la Quebrada Río Sucio	
7	1292264	1079587	-73,35687889	7,238489858	Casadiego (2008)	Sobre la vía que conduce hacia Sabana de Torres (FUERA DEL AREA DE ESTUDIO)	
8	1292637	1079539	-73,35730813	7,241863037	Casadiego (2008)		
9	1292648	1079492	-73,35773352	7,241963167	Casadiego (2008)		
10	1292852	1079420	-73,3583825	7,243808671	Casadiego (2008)		
11	1292853	1079419	-73,35839154	7,243817727	Casadiego (2008)		
12	1293112	1079360	-73,35892203	7,246160328	Casadiego (2008)		
13	1293114	1079358	-73,35894011	7,24617844	Casadiego (2008)		
14	1293828	1077600	-73,37484755	7,252658984	Casadiego (2008)		
15	1293826	1077605	-73,37480231	7,252640831	Casadiego (2008)		
18	1293855	1077640	-73,374485	7,252902546	Casadiego (2008)		

(Fuente: AVILA, JORGE. Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las Formaciones Colorado y Mugrosa en el campo Casabe sur; CASADIEGO, EFRAIN Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la Formación Mugrosa en el campo casabe y llanito (Adaptado de: Ávila, 2010; Casadiego 2008).

Foto 4. Intercalaciones de arenisca de grano fino y lodolitas violáceas.



Foto 5. Capas muy gruesas de areniscas, intercaladas al tope con limolitas.



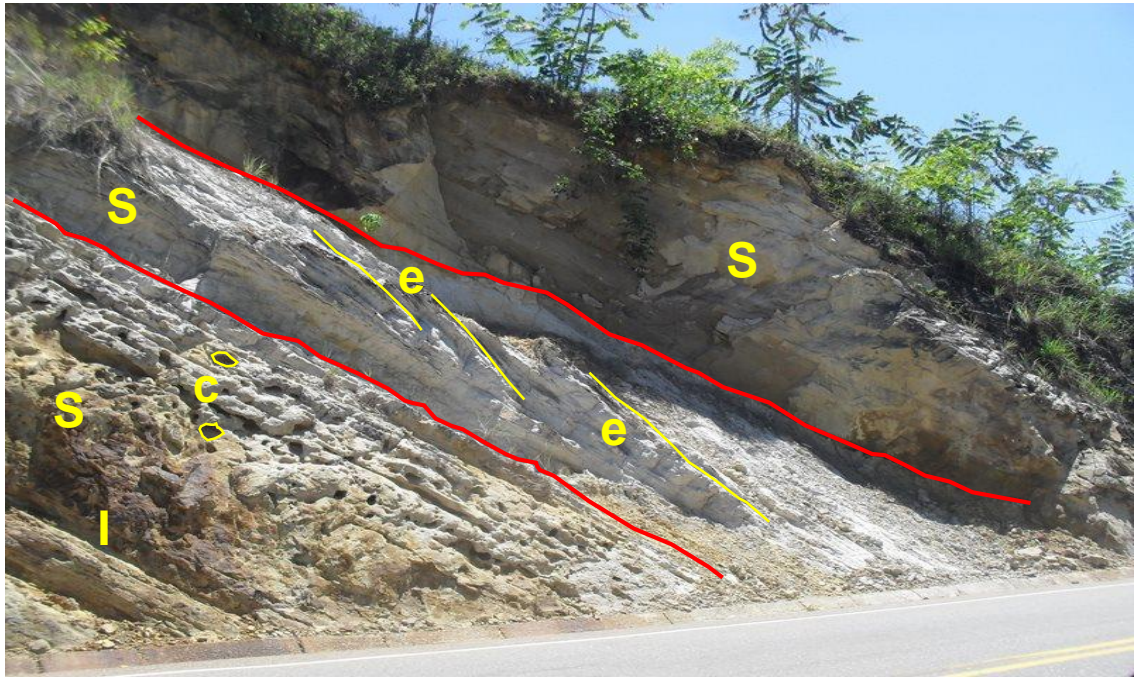
Foto 6. Lodolitas violáceas y paquete de areniscas.



Foto 7. Continuación, de base a tope del afloramiento rocoso evaluado.



Foto 8. Capas arenosas con matriz impregnada de crudo.



▪ **Estación 2:**

Formación: Mugrosa (Tom)

Ubicación: Sobre la vía panamericana ruta 66, a 1 km aproximadamente de la estación anterior, antes de la entrada al caserío o campo 23.

La Fotografía 9 muestra que predominan materiales lodolíticos, contraria a la anterior, por lo cual no fue de interés

Descripción: N5°W/47°E. Intercalaciones de areniscas gris verdosas en capas de hasta 1.8 m de espesor, de grano medio con laminación plano paralela inclinada discontinua, cubiertas por intercalaciones de capas de areniscas de hasta 20 cm de espesor con limolitas gris violáceas (de apariencia azulosa), con un espesor total de

4.5 m y que hacia el tope desaparecen totalmente las arenas y dominan las lodolitas violáceas (esp.=7 m).

Foto 9. Intercalaciones de lodolitas con areniscas más abundantes hacia base.



▪ **Estación 3:**

Formación: Mugrosa (Tom)

Ubicación: Vertiente oriental quebrada la Putana, a 200 m de la carretera. Finca La Media Moneda.

Descripción: N 14° W/58°E. Capa gruesa de areniscas de grano fino en matriz limosa verde clara, poco consolidada, con líticas y minerales pesados, presente hacia la base; en la parte media hay areniscas de grano medio a grueso, con laminación inclinada ocasional, gránulos y guijos de color pardo que hacia el tope

se vuelven abigarrada y masivas. Tales capas de areniscas son infraycidas por limolitas violáceas.

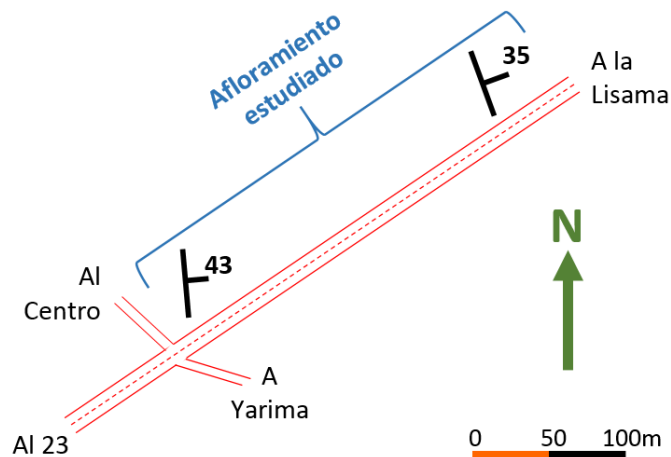
Foto 10. Capas delgadas de areniscas pardo-amarillentas, intercaladas con lodolitas violáceas de la Formación Mugrosa.



1.6 DISTRIBUCIÓN Y ORIENTACIÓN LOCAL DE LAS CAPAS

En la figura 8 se esquematiza la localización del afloramiento y estratificación de las rocas sedimentarias. Su orientación varía entre $N5^{\circ}W/43NE$ y $N20^{\circ}-22^{\circ}W/35NE$.

Figura 8. Esquema en planta del afloramiento de estudiado.



1.7 ADAPTACION Y DESCRIPCION DE LA COLUMNA LITOESTATIGRAFICA

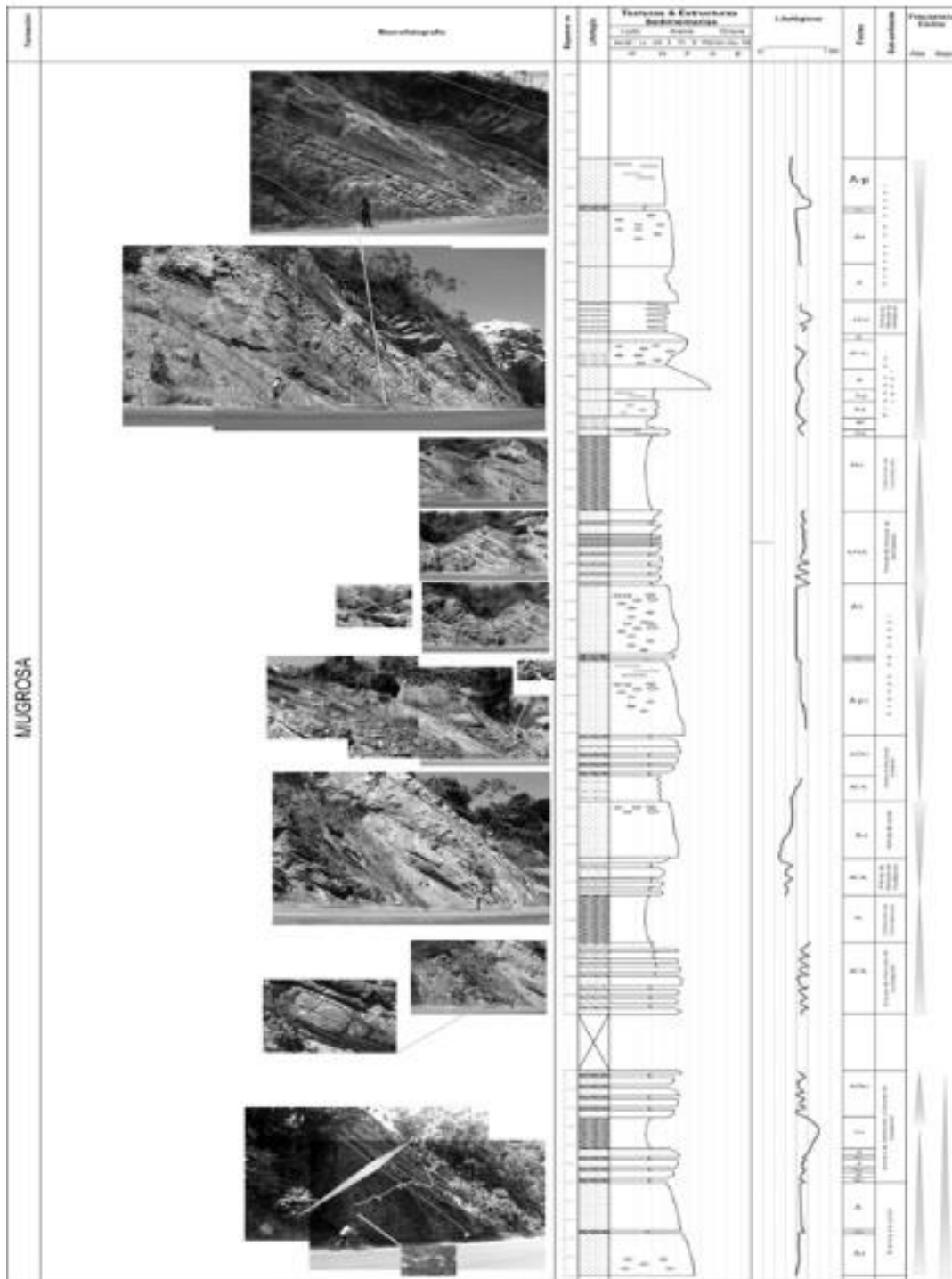
Conforme la anterior figura 8, también durante el desarrollo de la fase 1 fue básico recopilar información secundaria.

Entre dichas fuentes están tesis y boletines geológicos de la UIS, en los cuales se encontró la publicación de la columna estratigráfica de la Formación Mugrosa en el sitio de estudio seleccionado, titulada “Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto del campo llanito” (Madero, et al. 2010). Dicha columna se muestra en la figura 9.

La columna estratigráfica se imprimió antes del reconocimiento de campo, buscando identificar, reconocer y correlacionar los distintos estratos (en el afloramiento del km 30 de la vía hacia la Lizama).

Se procedió con la medición de espesores, evaluación litológica preliminar (en cuanto a textura y composición), lectura de la orientación (rumbo y buzamiento) de las capas mediante brújula Brunton International, ubicación preliminar y definitiva de puntos de muestreos (hacia la base, el centro o tope, Foto 12), considerando que fueran capas gruesas a muy gruesas de areniscas, es decir, representativas.

Figura 9. Columna estratigráfica para el estudio del afloramiento evaluado, la cual fue complementada en presente estudio.



Fuente: MADERO, HERNAN, et al. Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en el área piloto del Campo Llanito. (Adaptado de Madero et al. 2010).

Foto 11. Modificación de la columna estratigráfica de referencia.



Las modificaciones que se hicieron a la columna de Madero et al. (2010) Fueron las siguientes: Se evidenció que faltaban muchas capas por incorporar a la columna de referencia, las cuales fueron muy evidentes sobre todo hacia la parte baja a media de la sección litológica; los intervalos cubiertos por vegetación tenían un espesor dibujado mucho menor al real medido en campo; en varios sectores de dicha columna las capas no poseían un espesor real.

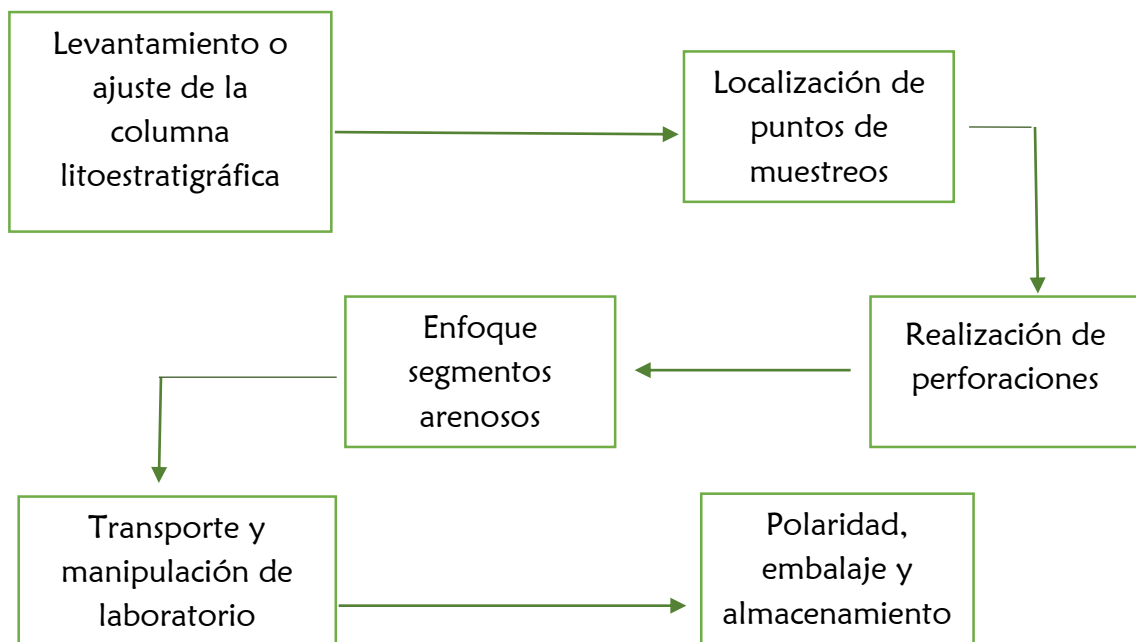
Por tales razones el afloramiento aumentó su espesor de 60 a 233 m. Luego se realizó la descripción sedimentológica de toda la secuencia, con énfasis en las capas de areniscas más representativas, dominantes en la parte media y al tope de todo el intervalo estratigráfico analizado, especialmente en los aspectos texturales de tamaño de grano, armazón, matriz, forma (redondez y esfericidad), cemento, color, empaquetamiento y selección, así como la composición básica y las estructuras sedimentarias.

Finalmente, cabe señalar que se aumentó a 1:100 la escala de representación de la columna litoestratigráfica. Se incluyeron las respectivas convenciones litológicas, de estructuras sedimentarias, junto a los puntos en donde se efectuó la toma de muestras de campo (ver anexo A).

1.8 EXTRACCIÓN DE MUESTRAS EN AFLORAMIENTO

En cumplimiento a los objetivos propuestos se desarrolló una metodología para la selección de afloramientos, toma de muestras en campo, embalaje de rocas sedimentarias y transporte a los diversos laboratorios, aplicables a la industria petrolera (Figura 10).

Figura 10 Diagrama metodológico para la extracción y preservación de muestras, propuesta en la presente tesis de grado.



1.8.1 Teoría sobre Métodos de Muestreo en Campo. El objetivo de un procedimiento estándar de núcleos es obtener muestras bajo un muestreo uniforme para que los resultados sean independientes de sesgo humano.

La selección de muestras es bastante sencilla para formaciones uniformes. Sin embargo, si una formación contiene una litología muy variada y tipos de porosidad heterogénea la selección apropiada de muestras representativas requiere mayor cuidado.

Una persona calificada (ingeniero, geólogo, etc.) debe seguir un procedimiento de muestreo establecido para minimizar el sesgo estadístico (Norma API RP40). Se deben tener en cuenta algunos factores que determinan el tipo y cantidad de muestra, a saber:

- ✓ Distribución de las capas y su tamaño.
- ✓ Etapa de investigación en la que se efectúa el muestreo.
- ✓ La accesibilidad al sitio de muestreo.
- ✓ La facilidad para la toma de muestra.
- ✓ El costo de la toma de muestra.

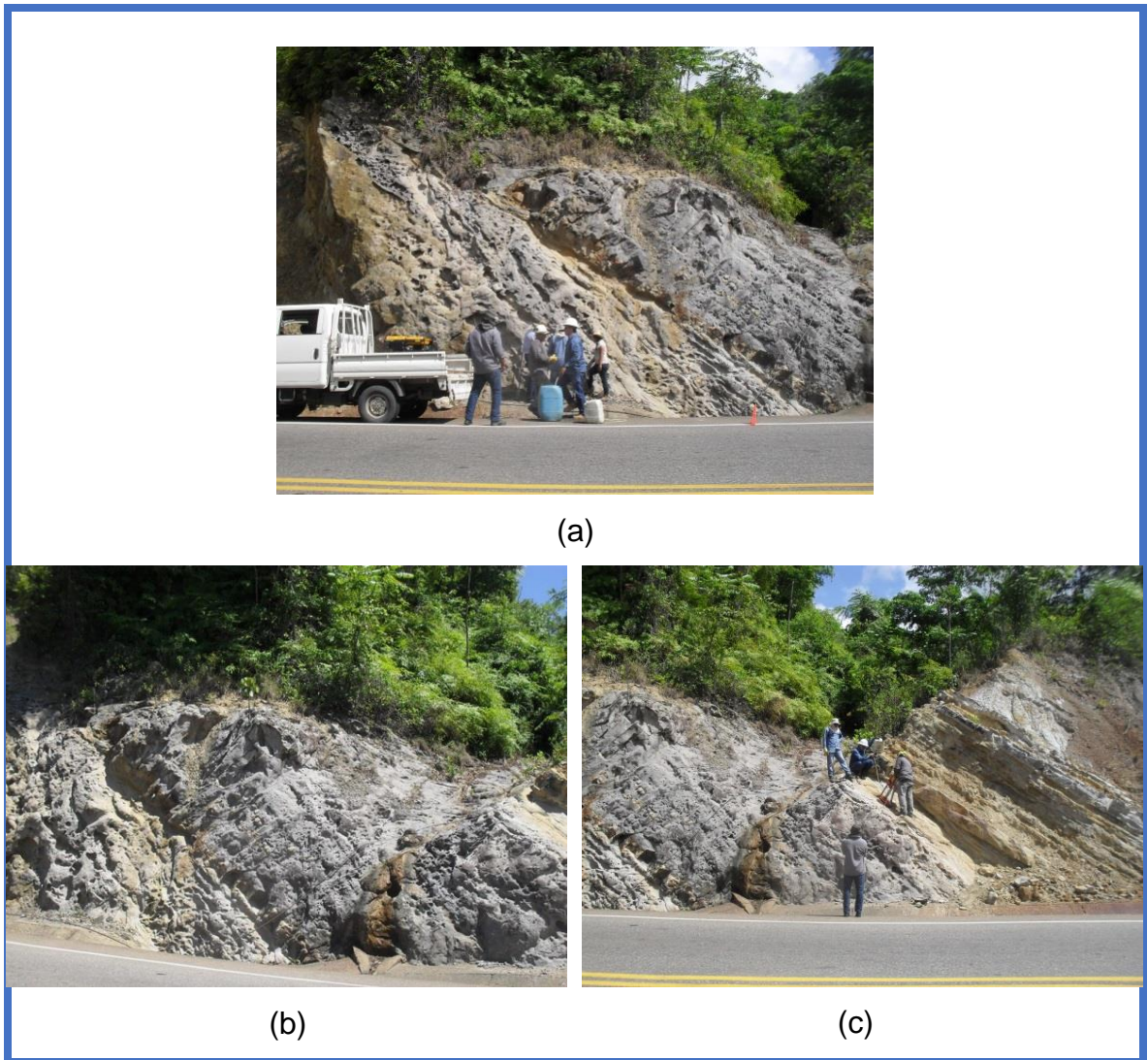
El presente plan de trabajo de campo contempló el muestreo de niveles o series de capas de areniscas, tanto en la base, en el centro como en el tope (figura 11), para ser extraídas tanto con equipo saca núcleos como con martillo y cincel geológicos, que producían corazones y muestras de mano, respectivamente.

Siempre se buscó que el saca núcleos estuviera orientado paralelamente al buzamiento de las capas, ubicando el equipo encima de la superficie de esta. Conforme fue avanzando el trabajo de campo se amplió el muestreo y se incluyeron los bloques de arenas con espesores menos prominentes, esto con el fin de muestrear completamente la secuencia para poder correlacionar más adelante.

- **Tipos de muestreos**

Existen varios métodos o esquemas de selección de muestra.

Figura 11. Secuencia de fotografías de Capas de areniscas: (a) Base; (b) centro; (c) tope.

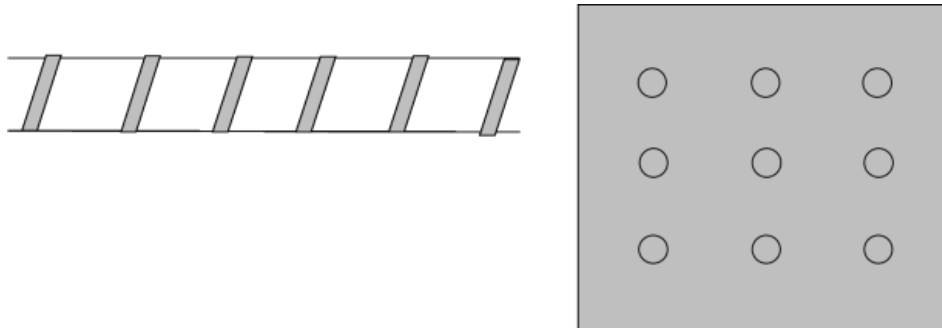


Un esquema de selección aleatorio permite que todos los elementos constitutivos del afloramiento tengan la misma probabilidad de ser seleccionados. Las consideraciones practicas hacen que resulte muy difícil, por lo general, obtener una muestra verdaderamente aleatoria (Lambert, 2006).

- Muestreo sistemático

El muestreo sistemático se define como aquel destinado a obtener una muestra de cualquier tipo a un cierto intervalo regular constante. Sin perjuicio de lo anterior, se entiende por muestreo sistemático aquel dirigido a muestrear solo una característica geológica, pudiendo, en este caso, alcanzar dimensiones distritales. En el primer caso, se diseña una grilla de muestreo (figura 11), obteniéndose una muestra de algunos de los tipos posteriormente descritos en cada punto programado. Para el segundo caso, las muestras se obtienen no necesariamente a intervalos regulares, pero deben corresponder a la misma característica geológica, ya sea esta un cierto tipo litológico, de alteración, veta o vetilla, etc.

Figura 12. Diagrama de muestreo sistemático.

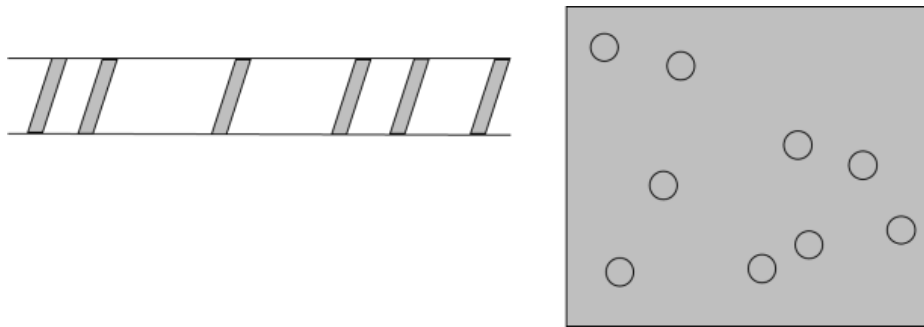


- Muestreo aleatorio (no sistemático).

Este método de muestreo se define como aquel realizado en forma irregular (Figura 13) y dirigido a aquellos sectores que presenten características favorables, por lo que tampoco al azar. Aunque este método es usado habitualmente a través de toda la vida del proyecto, su uso principal se restringe a los niveles iniciales de exploración, donde tiene por finalidad obtener una base de datos suficiente como para poner el área en una escala de prioridades. A medida que progresa la exploración y, por ende, el conocimiento del área, los muestreos no sistemáticos

van progresivamente siendo menos necesarios, limitándose a ocasiones especiales en que se necesita información puntual.

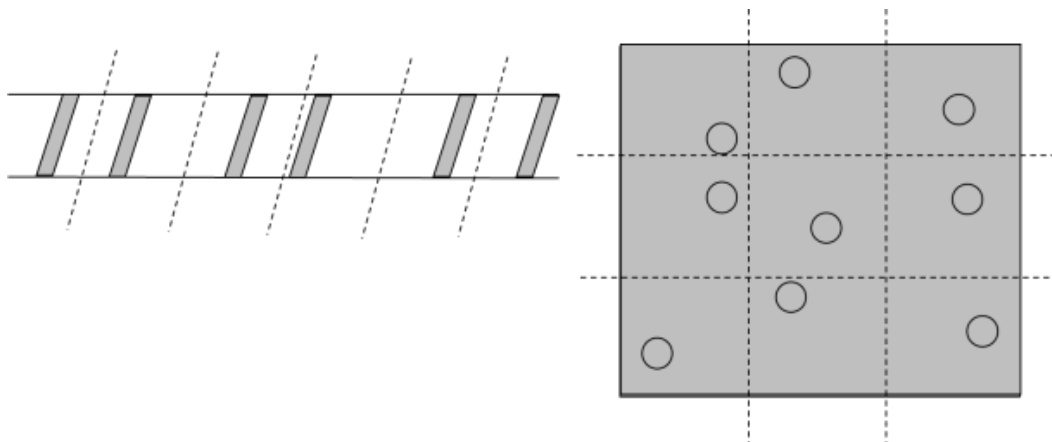
Figura 13. Diagrama de muestreo aleatorio.



- Muestreo aleatorio estratificado

Muestras se toman aleatoriamente dentro de un estrato (Figura 14.). Un estrato corresponde a una sección del tiempo o del espacio de tamaño constante

Figura 14. Diagrama de muestreo aleatorio estratificado.

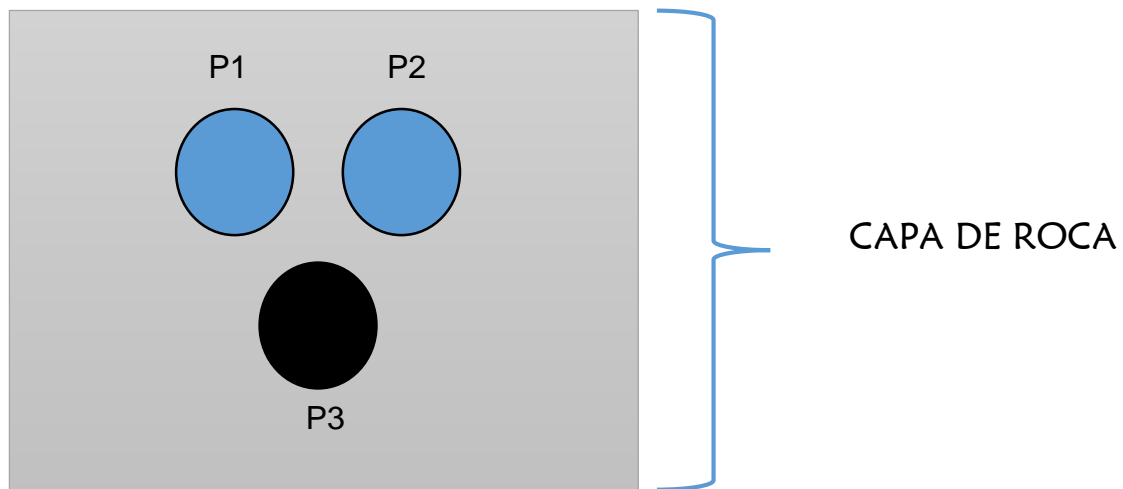


- Método de los tres bolillos

Para fines prácticos, se determinó que el método más conveniente de muestreo a emplear en campo con el equipo saca núcleos era el Método de los Tres Bolillos, el cual es muy aplicado en ingeniería civil y geotecnia para localizar o distribuir intercaladamente drenes, anclajes y pilotes.

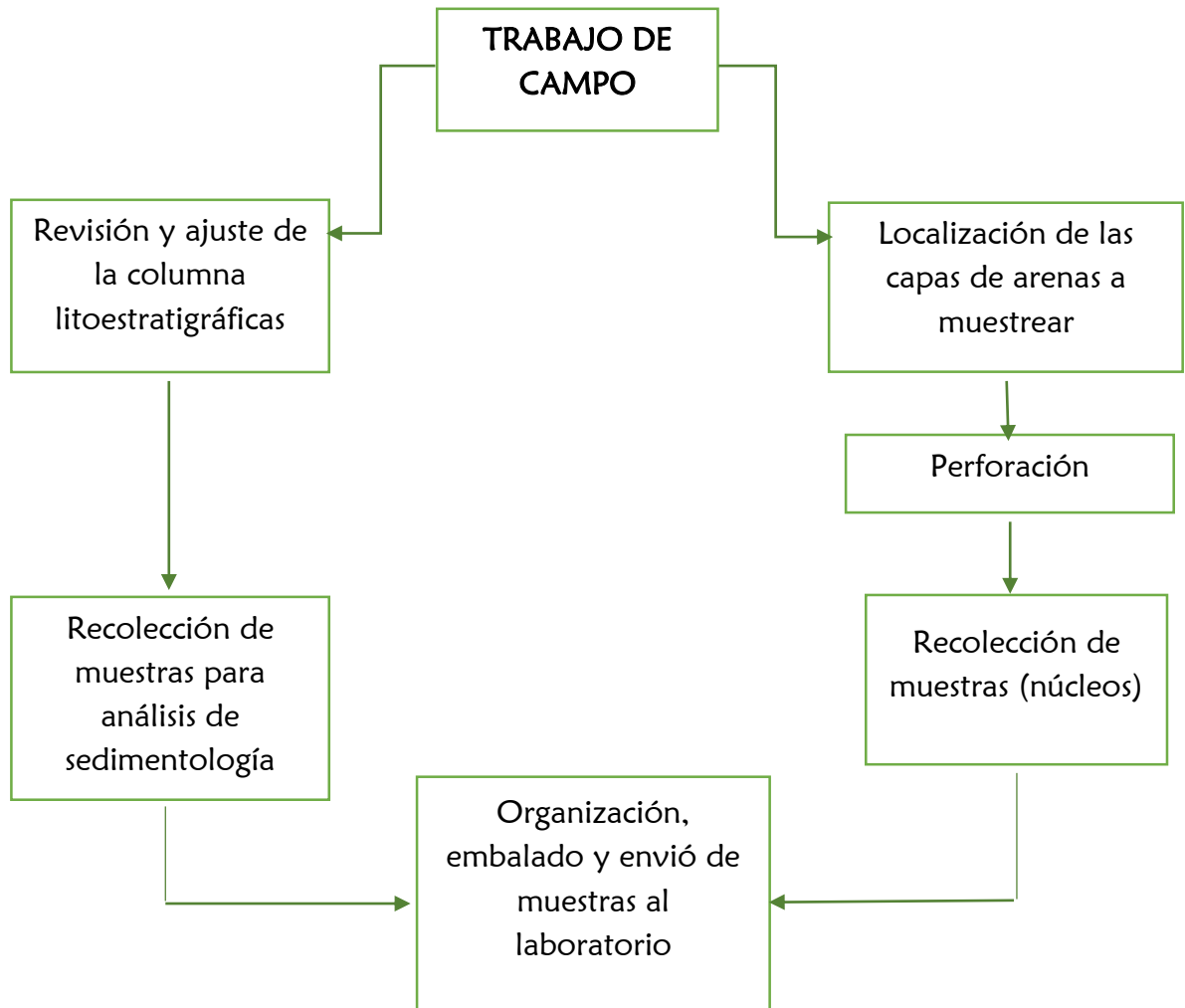
Consistió en la ejecución de mínimo dos perforaciones más superiores (o altas), sobre la cara del afloramiento o encima de la superficie de estratificación, que se alternan con una tercera perforación ubicada más abajo y en la mitad de las dos anteriores (véase figura 15). Se deben llenar con agua los dos primeros huecos, para ablandar la roca y facilitar la tercera perforación, en cuanto a lubricación y disminución de resistencia en la extracción de la muestra final (en el tercer hueco).

Figura 15. Método de los tres bolillos



1.8.2 Muestreos de campo realizados .A continuación se relacionan las actividades implícitas en el trabajo de campo, para cumplir con los objetivos planteados, y la toma de muestras en los puntos de interés arenoso (Figura 16).

Figura 16 Diagrama de las actividades elaboradas para la toma de muestras directamente del afloramiento.



Previo a cada salida de campo se elaboró un plan de trabajo, que incluyó el transporte, señalización y seguridad de las operaciones, manejo de equipos y materiales a utilizar, así como la asignación de roles al personal de campo.

1.8.3 Localización de Capas y Puntos a Muestrear. Con la ayuda de la columna litoestratigráfica modificada se hizo el análisis de la ubicación de las capas de areniscas más convenientes y representativas.

Se localizaron en la columna litológica impresa, para luego identificarlas en el afloramiento y así puntualizarlas mediante marcas (con pintura en aerosol) en el sitio específico en donde se debía ejecutar la perforación (foto 12).

Foto 12. Ejemplo de localización, del punto para perforación. Muestra 9c.



1.8.4 Descripción y Uso del Taladro Saca Muestras. Para realizar las perforaciones y obtener los corazones o núcleos (cores) de roca se utilizó un taladro saca núcleos marca Husqvarna Target DR 150, y una broca corazonadora marca Prodiamco (foto 13). Se siguieron protocolos de seguridad para trabajos en caliente evaluando y atendiendo los riesgos específicos.

El equipo fue cedido por la empresa Suelos, Concretos y Pavimentos SPC SAS, con sede en Barrancabermeja, quien brindó adicionalmente el personal y transporte requerido

Foto 13. Herramienta saca núcleos, de la empresa SPC SAS.



- Operación del taladro saca muestras:

Es necesario que se lleven a cabo una serie de procedimientos antes de empezar la perforación de las capas de arena.

El equipo de perforación está compuesto por: una planta eléctrica portátil, la cual le proporciona la energía al motor; una broca diamantada de 1.5" diámetro; el taladro manual propiamente dicho (donde se acopla la broca), con su torreta para desplazamiento, marco y base o soporte; además de un tanque de agua el cual se conecta a una manguera del taladro que ayuda a lubricar la broca y disminuir la temperatura durante la perforación (figura 17).

Figura 17. Equipo de perforación: (a) Planta eléctrica; (b) Broca corazonadora; (c) Taladro saca núcleos; (d) Tanques de agua.



- Anclaje a la roca:
 - ✓ Adecuar la zona a perforar, retirar toda clase de maleza o polvo del área donde se va a realizar la perforación.
 - ✓ Perforar un agujero de anclaje unos 15 cm a 20 cm, este agujero debe ser del tamaño del perno de anclaje que va a ser utilizado (figura 18-a).

- ✓ Atornille el perno en el anclaje y ajuste con una llave inglesa (figura 18-b)
- ✓ Ajustar la posición de la base alineando el eje cabeza del taladro con la línea central del agujero.
- ✓ Enrosque poco a poco la broca en el cabezal (figura 18-c).
- ✓ Conecte la manguera y abra la llave del agua y ajuste el flujo de agua (figura 18-d).

Figura 18. Anclaje del saca núcleos a la roca: (a) Perforación de agujero; (b) Ajuste de los pernos; (c) Enrosque de la broca; (d) Conexión de la manguera del agua.

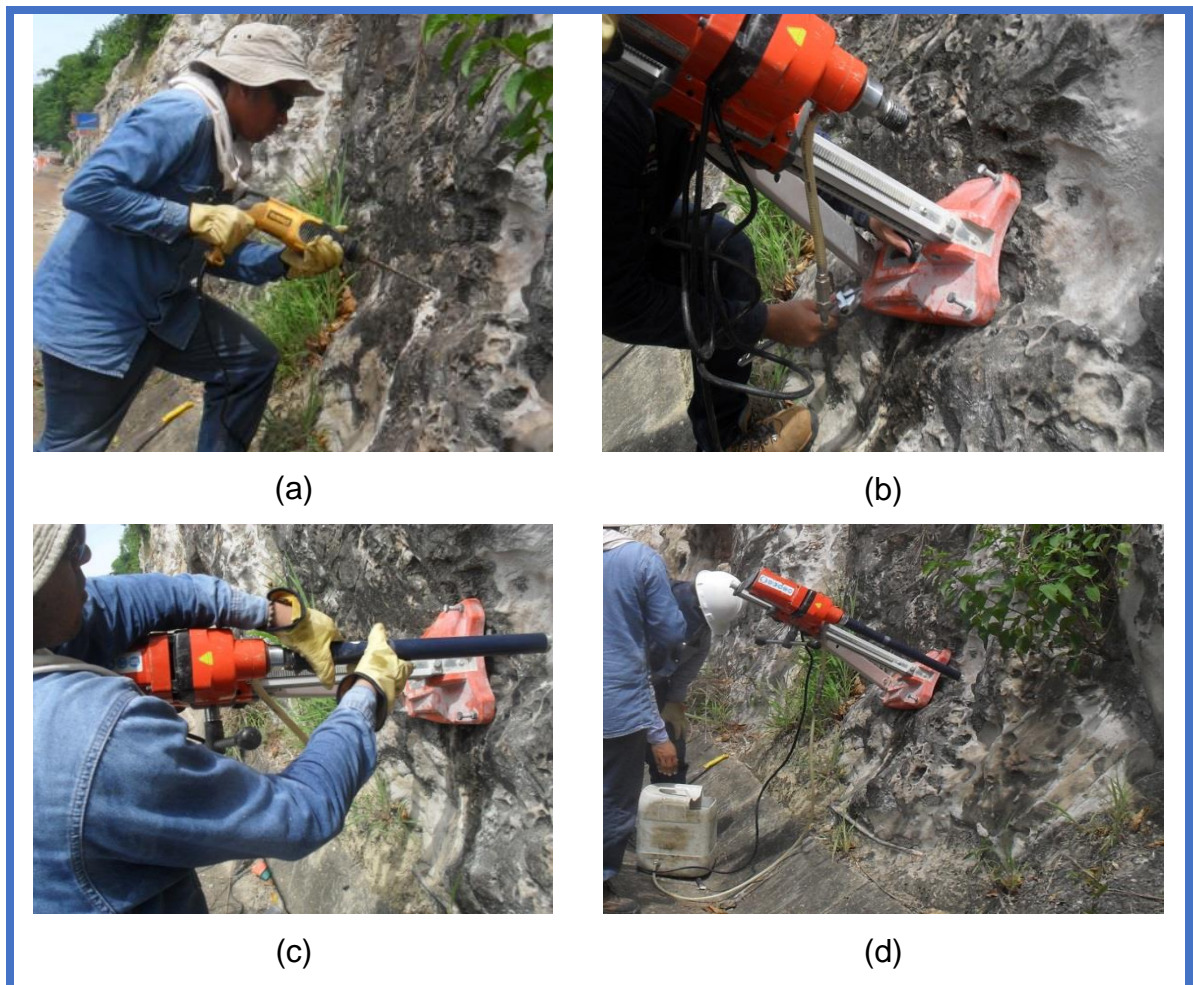


Foto 14. Detalle del dispositivo final, justo antes del inicio de la perforación



- Perforación:
 - ✓ Oprima el interruptor de encendido y permita que la broca rote antes de contactar con la pieza de trabajo.
 - ✓ Considerar que no es necesario aplicar fuerza excesiva. Esto sólo retrasará perforación y sobrecargará el motor, con el posible daño del mismo y de la broca.

- ✓ Al finalizar la perforación, retire el núcleo. Si este se ha quedado atascado en el bit, desenroscar un poco el tubo del acoplamiento y retirar con cuidado el núcleo pegado con un martillo y un cincel. En caso de continuar con la pega del núcleo, retire la broca del taladro y por el extremo de la rosca introduzca un elemento tubular, macizo y de menor diámetro que el interno de la broca, para empujar el núcleo y que este pueda salir por el otro extremo (foto 15).

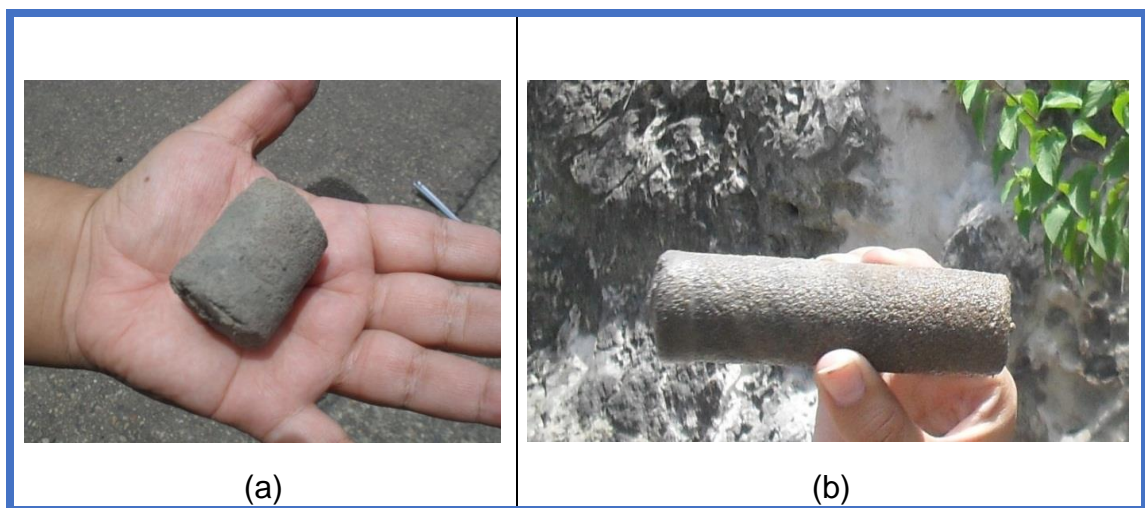
Foto 15. Retiro de un núcleo atascado, siendo empujado con una vara de madera.



- Problemas operacionales:

Una vez indicados los puntos a muestrear, se inició la perforación en la capa de arena la cual se marcó para obtener núcleos de máximo 1 ft de longitud, una vez realizo la primera perforación y, se procedió a la recuperación del núcleo, se tuvieron dificultades al realizar esta actividad ya que el núcleo se había quedado pegado dentro de la broca corazonadora, al intentar extraer el núcleo de la broca este se fracturo, por lo que se obtuvieron solo pequeñas secciones de 1.5" de longitud (figura 19-a). Se procedió a realizar el mismo procedimiento a un lado de la primera perforación, en la cual se tuvieron los mismos resultados de la anterior operación un núcleo difícil de recuperar de la broca, se analizó la situación y fue notorio que la broca no lubricaba lo suficiente debido a ángulo en el que se estaba trabajando, así que se tomó la decisión de trabajar con el equipo en posición vertical, perpendicular al buzamiento de las capas. Se marcó un nuevo punto para perforar y se realizó la operación obteniendo que en la recuperación del núcleo este saliera en perfectas condiciones (figura 19-b).

Figura 19. Recobro de las perforaciones: (a) primera perforación; (b) tercera perforación.



1.8.5 Recolección de muestras. La recolección de muestras de areniscas y de sedimentos finos se adelantó siguiendo estrictamente los protocolos de muestreo definidos por la norma API RP40, con el fin de garantizar la representatividad y conservación de la muestra. Las muestras eran entregadas por los perforadores a las estudiantes encargadas de su etiquetado y embalaje.

- Método de extracción y preservación de muestras:

Las siguientes son las pautas que se siguieron para extender y marcar el núcleo:

- ✓ La parte de abajo del núcleo sale del cilindro primero y la primera pieza del núcleo debe colocarse en el fondo de una bandeja o caja y cada pieza siguiente se coloca más cerca de la parte de arriba.
- ✓ Se debe tener mucho cuidado para mantener la secuencia apropiada y la orientación del núcleo para asegurar que los segmentos individuales del núcleo no estén fuera de lugar o al revés.
- ✓ Arme el núcleo para que los extremos irregulares casen, luego mida la totalidad del recobro.
- ✓ Marque el tope y la base con puntos de acrílico, rojo para tope y negro para base (foto 16).
- ✓ Para obtener un análisis confiable del núcleo, la velocidad es esencial en remover, extender, marcar y preservar el núcleo para minimizar las alteraciones debidas a exposición.
- ✓ El núcleo debe preservarse y colocarse en recipientes numerados con el código correspondiente para ser transportado al laboratorio.

Foto 16. Identificación de base (conacrílico negro) y de tope o parte más superficial (circuloacrílico rojo) para determinar polaridad del núcleo rocoso, recién extraído de la broca (mostrada a la derecha).



- Núcleos rocosos superficiales

Las siguientes son las pautas que se siguieron para recolectar muestras para análisis sedimentológico:

- ✓ Colectar en bolsas plásticas de polietileno transparente (preferiblemente doble bolsa, para evitar fuga de la muestra), con ayuda de la pala plástica, el material de granulometría más fina (foto 17).
- ✓ Identificar la muestra colectada con el código correspondiente al sitio de muestreo programado, cinta papel y marcar con tinta indeleble, de color negro o impreso en computador.
- ✓ Colocar la etiqueta, sobre la bolsa plástica de polietileno transparente externo.
- ✓ Proceder a anudar y sellar la bolsa con cinta transparente, de tal manera que se evite la pérdida de muestra y la contaminación de la misma.

Foto 17. Recolección de material para análisis sedimentológico.



1.8.6 Transporte y almacenamiento en laboratorios. Una vez empezaron las perforaciones se adecuo un lugar para la preservación, identificación y registro fotográfico de los núcleos extraídos. Para preservación de las muestras de núcleos estas se envolvieron con papel aluminio, enseguida se situaron los puntos correspondientes a tope (circulo de acrílico rojo) y base (circulo de acrílico negro), para posteriormente enrollarlo en papel film y por último se etiqueta la muestra con un rotulo hecho con cinta de enmascarar donde podemos identificarlo. (Foto 18).

Foto 18. Preservación de un núcleo.



Los núcleos completos se llevarán al laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación de la Universidad Industrial de Santander, en la sede Parque Tecnológico Guatiguará en el municipio de Piedecuesta, con el fin de realizar las pruebas de porosidad, permeabilidad, mojabilidad visual y análisis sedimentológico.

1.8.7 Base de Datos. A continuación se presenta el consecutivo de muestras en las capas de areniscas de la Formación Mugrosa estudiada (Ver tabla 2). Para los bancos (o capas muy gruesas) arenosos se les perforo en la base y el tope; y solamente para el estrato 9, debido a su gran espesor, se perforó adicionalmente en el centro, de esta operación se obtuvieron 24 núcleos.

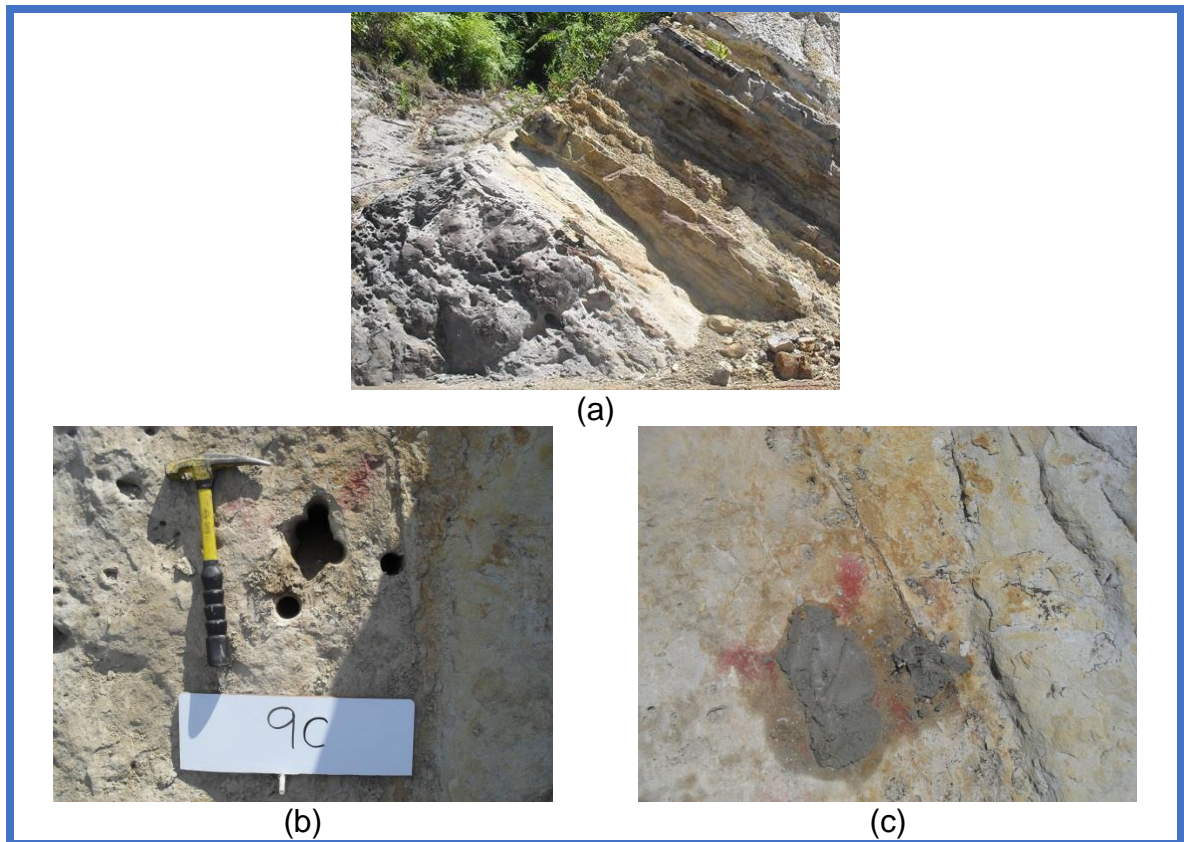
Tabla 2. Enumeración y distribución de muestreos dentro del afloramiento estudiado

Estrato de arena #		Localización dentro del estrato
0		Centro
1	a	Base
	b	Tope
2	a	Base
	b	Tope
3		Centro
4		Centro
5		Centro
6		Centro
7	-	Base
	a	Tope
8		Centro
9	a	Base
	b	Centro
	c	Tope
10		Centro
11		Centro
12		Centro
13		Centro
14		Centro
15	a	Base
	b	Tope
16	a	Base
	b	Tope

- Plan de Manejo ambiental (PMA)

Antes de comenzar los procedimientos de muestreo se debe verificar el buen estado de los materiales, los desechos no Biodegradables, y se debe tener en cuenta la contaminación acústica y de polvo, velar por que los residuos domésticos, industriales y químicos sean almacenados en recipientes para luego ser retirados del área de trabajo, velar por no contaminar los pasos de cursos de agua realizar cuidado de la flora y fauna nativa, evitar la tala indiscriminada de bosques y roce de vegetación, llevar un registro fotográfico detallado del lugar de exploración del antes, durante y después de los trabajos realizados (figura 20), restaurar las capas perforadas de manera que se pueda evitar la generación de más huellas evitando la contaminación visual.

Figura 20. Tope del estrato 9: (a) antes; (b) durante; (c) después de las perforaciones.



1.9 SEDIMENTOLOGIA

En esta sección se hace una síntesis de las investigaciones sedimentológicas efectuadas a las diferentes muestras de mano y corazones obtenidos en el afloramiento de la Formación Mugrosa.

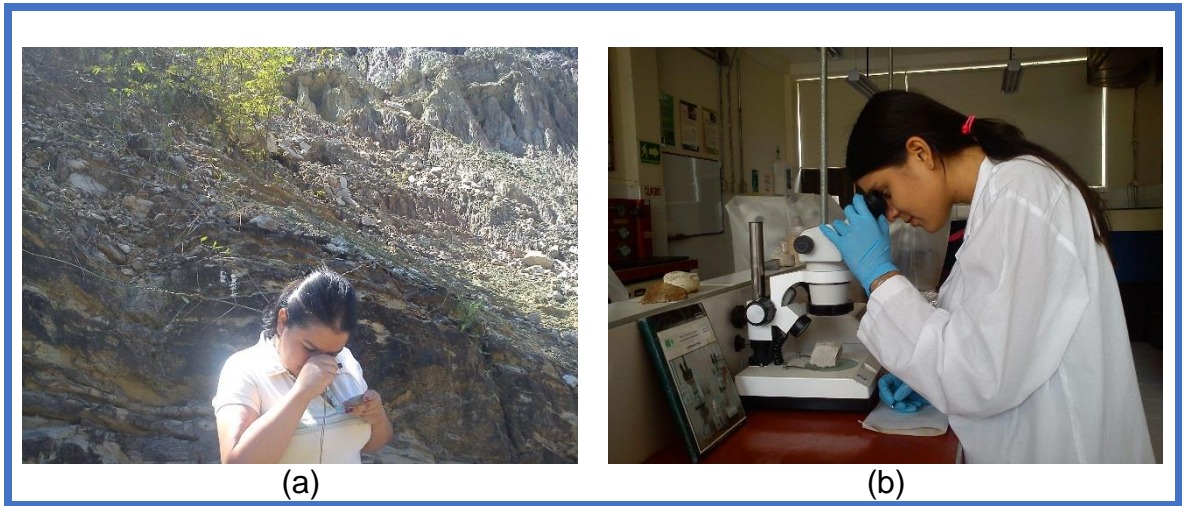
Se aplicaron los fundamentos adquiridos en las asignaturas de la línea de geología de la UIS y especialmente las guías de laboratorio del libro “sedimentología para ingenieros de petróleos” de Cruz y Mier (2001).

La descripción macroscópica de éstas rocas sedimentarias detríticas o terrígenas considera esencialmente la textura, junto a la composición (constituyentes básicos) y las estructuras sedimentarias (sobre todo primarias). Cabe señalar que esencialmente se analizaron casi exclusivamente areniscas, por ser de interés como rocas reservorio o almacén, y muy ocasionalmente lodolitas.

Para la determinación y clasificación de elementos texturales se usaron: escala de tamaños de grano de Udden-Wentworth (1898, 1922); calibrado según Antery-Chase (1974); estimación de redondez y esfericidad de Powers (1982), y clases de formas de Friedman (1987); tipos de empaquetamiento de Graton-Fraser (1935); anagramas de Schole (1979) para estimación porcentual de componentes principales (armazón, matriz, cemento y poros); diagramas triangulares simplificados de Folk (1974); espesores de capas y láminas según Campbell (1967).

Igualmente, se utilizaron lupas de mano de 10X y 20X (figura 21-a), lupa binocular marca Nikon (figura 21-b), acetatos graduados, calibradores y reglillas; como también flexómetros, decámetros, teflón, cinta de enmascarar, vinipel, matillo geológico en las labores de campo, e igualmente HCl diluido para identificación de carbonatos en campo y laboratorio.

Figura 21. Análisis de muestras de mano: (a) con lupa de mano en campo; (b) con lupa de mano en el laboratorio.



Se diseñó un formato (figura 22) para las descripciones de las variables anteriores, discriminando la textura, composición y la estructura, y en donde aparecen tres muestras por cada hoja. La primera división de la tabla contiene varias filas, una por cada elemento textural antes mencionado (además del color y la madurez textural), que termina con la clasificación textural. En cuanto a composición hay otra división con filas asignadas según los constituyentes básicos: cuarzo, feldespatos, plagioclasas, micas, anfíboles y piroxenos, minerales arcillosos, fragmentos líticos, minerales pesados y otros, finalizando con la clasificación composicional. La última división de la tabla corresponde a la estructura de la roca: tipo de capas, láminas, geometría y tipo de fracturamiento, poco presente en los materiales analizados.

Las descripciones específicas, de cada una de las 24 muestras de mano y/o núcleos evaluados sedimentológicamente, se presentan en el anexo B.

Del análisis de dichos formatos se obtuvo lo siguiente, en cuanto a tamaños de grano dominantes: hay 1 muestra con tamaño de arenas medias, 4 con arenas finas, 17 con arenas muy finas y 2 que corresponden a limos.

		MUESTRA N°	MUESTRA N°	MUESTRA N°
DESCRIPCIÓN MACROSCÓPICA DE MUESTRAS DE MANO	I TEXTURA	1 TAMAÑO DE GRANO		
		1.1 ARMAZÓN		
		1.2 MATRIZ		
		2 CEMENTO		
		3 SELECCIÓN		
		4 EMPAQUETAMIENTO		
		5 REDONDEZ		
		6 ESFERICIDAD		
		7 COLOR (Fresco)		
		8 MADUREZ TEXTURAL		
9 CLASIFICACION TEXTURAL (Folk, 1974)				
II COMPOSICION CONSTITUYENTES BASICOS	1 CUARZO			
	2 FELDSPATO POTASICO			
	3 PLAGIOCLASA			
	4 MICAS			
	5 ANFÍBOLES, Piroxenos			
	6 MINERALES ARCILLOSOS			
	7 FRAGMENTOS LITICOS			
	8 MINERALES PESADOS			
	9 OTROS			
	10 CLASIFICACION COMPOSICIONAL			
III ESTRUCTURA	1 CAPAS			
	2 LAMINAS			
	3 GEOMETRIA Y TIPO DE FRACTURAMIENTO			

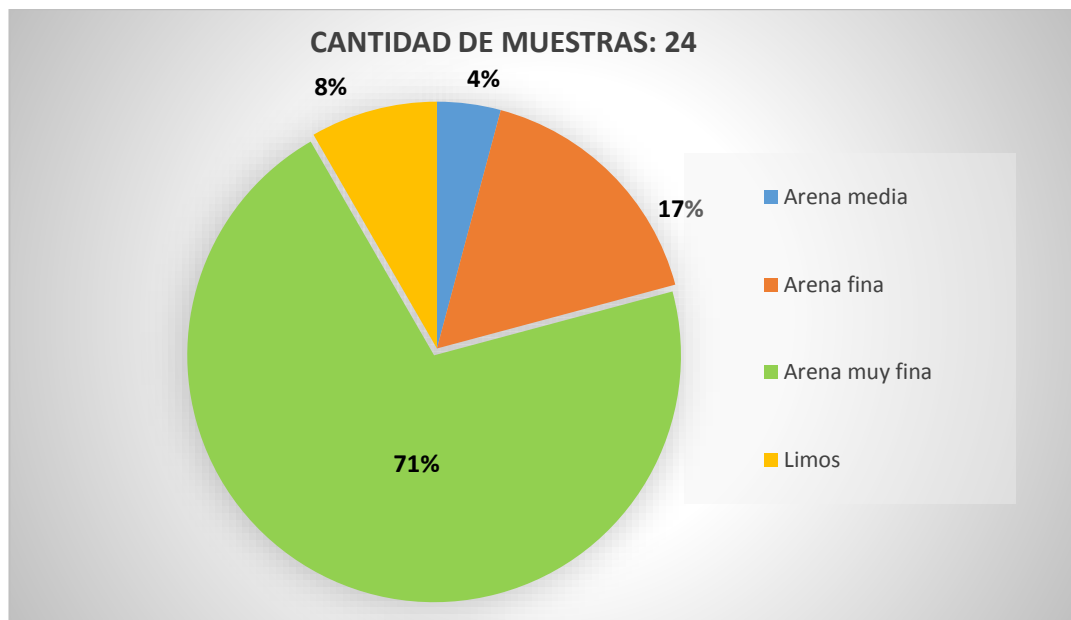
Figura 22. Formato descripción sedimentológica de muestras de mano.

Esto significa que la mayoría de las rocas clasificaron texturalmente (conforme Folk, 1974) como areniscas de grano muy fino (71%), seguidas por areniscas de grano fino (17%) y las restantes (12%) son areniscas de grano medio y limolitas, según la foto 19a-b.

Foto 19. Análisis sedimentológico: (a) muestra de mano 13; (b) muestra a observar con la lupa binocular.



Figura 23. Esquema con los valores porcentuales para las clases de tamaño de grano



En su mayoría las rocas son grano-soportadas (específicamente areno-soportadas, con matriz lodosa (arcillosa), cemento síliceo y muy puntualmente calcáreo, selección moderada, empaquetamiento cerrado, con granos subangulares dominantes y en menor porcentaje subredondeados, de esfericidad variable (entre subprismática a subdiscoidal), de colores pardo-amarillento a grises, que texturalmente varían entre submaduras a inmaduras.

Respecto a la identificación de minerales formadores de roca dominan los granos de cuarzo, seguidos por feldespato potásico, en menor contenido plagioclasas (que se presentan meteorizadas), minerales ferromagnesianos, escasas micas y abundantes arcillas en la matriz, lo cual reduce la porosidad y permeabilidad de la roca. Se evidenciaron 3 muestras con hidrocarburos (foto 20), ocupando la porosidad intergranular, estas muestras aunque se recolectaron no se les realizo ningún tipo de análisis tanto a la roca como al fluido.

Foto 20. Muestras de roca impregnadas con crudo.



Como se evidencia en la foto 21 las capas en afloramiento son gruesas (30 a 100 cm) a muy gruesas (>100 cm), por lo cual ocurren masivas en las muestras de mano y los núcleos recuperados (de 1.5" de diámetro y hasta 20 cm de largo); muy

ocasionalmente se presentaban laminaciones discontinuas, ocupadas por micas o hidrocarburos, o fracturas (que se presentan cerradas).

Foto 21. Capas muy gruesas de areniscas de grano fino a medio,



También existen estructuras sedimentarias orgánicas que pueden corresponder a excavaciones (burrows), las cuales son muy evidentes en la parte media a superior de la secuencia estratigráfica analizada (foto 22).

Foto 22. Vista general y detallada de estructuras sedimentarias de tipo biogénico.



Su geometría es semi-orbicular, elipsoidal a irregular, de caras internas con curvaturas, de diámetros promedio entre 0.3 a 0.7 m, que frecuentemente en afloramiento están lavadas (moldes), algunas rellenas con arenas finas o limos, y ocasionalmente con carbonatos blanquecinos que se disuelven originando moldes aproximadamente orbiculares, dentro de areniscas silíceas de grano medio a fino, grises (foto 23).

Foto 23. Nódulos calcáreos



PETROFISICA

1.10 PROPIEDADES PETROFISICAS

1.10.1 Porosidad. La porosidad describe el espacio en la roca no ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite el almacenamiento de los fluidos. Se define por la razón

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso o vacio}}{\text{Volumen total}}$$

La porosidad es una fracción que varía entre 0 y 1, aunque también puede representarse en porcentaje; sin embargo, cuando se utiliza en las ecuaciones se expresa como una fracción.

La proporción de los espacios porosos en la roca depende del tamaño y empaquetamiento de los granos que la forman. Así, la porosidad es mayor en los sedimentos no consolidados (arena, grava) que en aquellos sometidos a litificación (areniscas, conglomerados), ya que la conversión de los sedimentos en roca sedimentaria origina la pérdida de la porosidad como consecuencia de la compactación (espacios destruidos debido a que los granos se aprietan entre sí) y la cementación (espacios llenos de material cementante para que los granos se junten).

En la mayoría de yacimientos la porosidad varía lateral y verticalmente y se encuentra en un rango de 5 al 20%, y su calidad puede especificarse así (Ver tabla 3.)

Tabla 3. Clasificación de la porosidad

Calidad	Porosidad %
Muy buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Un yacimiento que posea una porosidad menor del 5% no se considera comercial, a menos que posea otros factores que la compensen, entre otros: fracturas, fisuras o grandes espacios vacíos.

1.10.2 Permeabilidad. La permeabilidad es la facultad que tiene la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de los espacios porosos interconectados, se tiene, por medio de La Ley de Darcy

$$k = - \frac{q \mu l}{A \Delta p}$$

K= Permeabilidad (Darcys)

μ = Viscosidad en la dirección de recorrido del fluido (cps)

L= Distancia que recorre el fluido

A=Sección transversal (cm²)

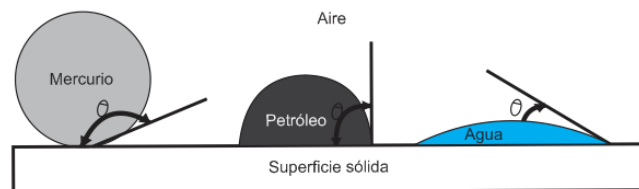
ΔP = Diferencia de Presión (atm) (P₂ – P₁)

q= Tasa de producción (cm³/s)

1.10.3 Mojabilidad. Se conoce con el nombre de mojabilidad, la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible.

Este concepto se ilustra en la Figura 24 donde se presenta una superficie sólida en la que se han colocado pequeñas gotas de tres líquidos: mercurio, petróleo y agua. Se observa que el mercurio retiene su forma esférica, y que la gota de petróleo desarrolla una forma semi-esférica, pero el agua tiende a esparcirse sobre la superficie.

Figura 24 Ilustración de la mojabilidad.



Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir engineering Handbook (2006).

Esta tendencia del agua se puede expresar más convenientemente midiendo el ángulo de contacto entre la superficie líquido-sólido, y es una medida de sus características humectantes hacia el sólido.

1.11 PROCESO PARA MEDIR PROPIEDADES PETROFISICAS

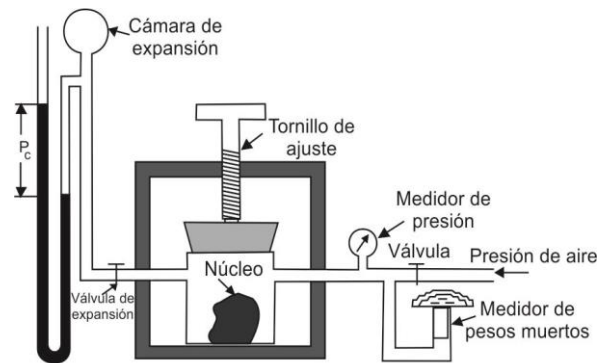
1.11.1 Procedimientos de laboratorio

- ✓ Porosidad
 - Porosímetro de Boyle

En este método el volumen de los granos puede ser medido por el desplazamiento de gas en el Porosímetro, tal como se observa en la Figura 19. Para ello, se toma una muestra consolidada, se le extraen los fluidos con un solvente y luego se seca. La muestra se coloca en una cámara de acero y se presuriza con gas (usualmente Helio, nitrógeno o aire) hasta una presión conocida, cerca de 4 a 5 atmósferas. Luego se deja expandir el gas dentro de un volumen conocido. Esto también se

puede realizar sin colocar la muestra en la cámara, anotando cada vez la presión final del sistema y aplicando después la ley de Boyle ($Pv = \text{constante}$, en un rango modesto de presiones). Luego se calcula el volumen de los granos de la muestra.

Figura 25. Porosímetro de Boyle



Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir engineering Handbook (2006).

- Método de saturación de líquido

Consiste en extraer los fluidos a la muestra, secarla y pesarla. Luego, mediante técnicas en el laboratorio, se satura completamente con un líquido conocido, como el kerosén o el tolueno. El líquido saturante debe ser de baja viscosidad y baja tensión interfacial, y debe mojar y penetrar la muestra libremente. Una vez saturada, se pesa nuevamente. Finalmente, conocida la densidad del líquido saturante, se procede a calcular el volumen poroso.

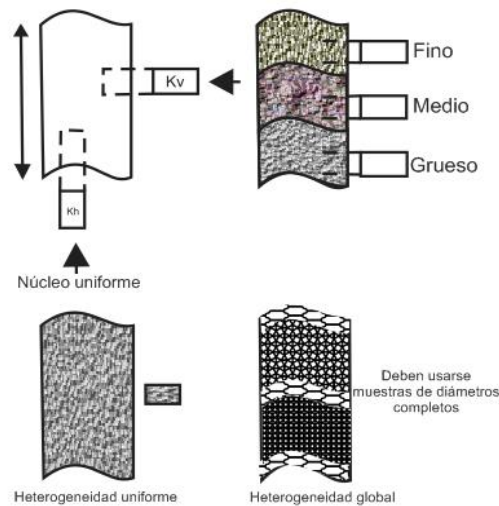
- ✓ Permeabilidad

Los procedimientos convencionales de análisis de laboratorio permiten determinar con gran precisión las permeabilidades usando muestras de núcleos. No obstante, si la roca no es homogénea (figura 20), el análisis completo del núcleo probablemente provea valores más aproximados que si se examinan pequeños

cortes. Estos procedimientos que se utilizan para mejorar las medidas que se obtienen en el laboratorio incluyen el corte de los núcleos en muestras a base de lodo y saturados con petróleo del yacimiento, empleando para ello un cilindro a presión.

La permeabilidad se reduce por la presión de sobrecarga y este factor debe ser considerado al estimar la permeabilidad en yacimientos profundos, debido a que ésta es una propiedad isotrópica en algunas regiones definidas del sistema, esto es, direccional.

Figura 26 Muestras representativas de diferentes medios porosos



Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir engineering Handbook (2006).

Los análisis de núcleos rutinarios se realizan con muestras tomadas en un plano paralelo al cuerpo de las arenas, es decir, paralelo a la dirección de flujo en el yacimiento. Esto lleva a permeabilidades horizontales, k_h . Las medidas de permeabilidad en muestras perforadas perpendicularmente a los cuerpos de arenas se conocen como permeabilidades verticales, k_v .

✓ Mojabilidad

Existen diversos métodos para medir la preferencia de mojabilidad de un yacimiento. Las mediciones obtenidas de los núcleos incluyen mediciones de imbibición y de presión capilar por centrifugado. Una prueba de imbibición compara la imbibición espontánea del petróleo y del agua con el cambio de saturación total obtenido mediante un proceso de inyección de agua.

1.11.2 Normas y ensayos efectuados. Para realizar cada una de las pruebas se siguió el procedimiento de la norma API RP 40, teniendo en cuenta las normas de calidad establecidas por el laboratorio y haciendo el uso correcto de los elementos de protección personal.

Para realizar las pruebas de porosidad y permeabilidad se debió revestir los plugs con cinta telón para aumentar su diámetro debido que al realizar la perforación en el afloramiento se utilizó una broca de 1.5" de diámetro interno y al obtener los núcleos su diámetro vario entre 1.2" a 1.4".

A continuación se describe corte, perfilado, limpieza de plugs, pruebas de porosidad, permeabilidad (para los 24 plugs revestidas con teflón) y mojabilidad visual. Adicionalmente se extrajeron 4 bloques de roca del afloramiento para hacer control de calidad (estos bloques fueron perforados en el laboratorio para obtener plugs con diámetros de 1.5"), a los cuales se les realizaron los procedimientos y pruebas anteriormente mencionados.

✓ Corte y perfilado de núcleos de perforación

Los núcleos se encuentran en diferentes longitudes, por lo que deben cortarse para que todos cumplan con la norma (figura 27), su longitud debe ser el doble de su diámetro (figura 28).

Equipos y elementos

- Perfiladora de núcleos
- Guantes
- Gafas
- Bata
- Tinta china con plumilla
- Frascos de plásticos con tapa
- Desecador
- Calibrador digital (figura 29)

Figura 27 Procedimiento para el corte y perfilado de núcleos

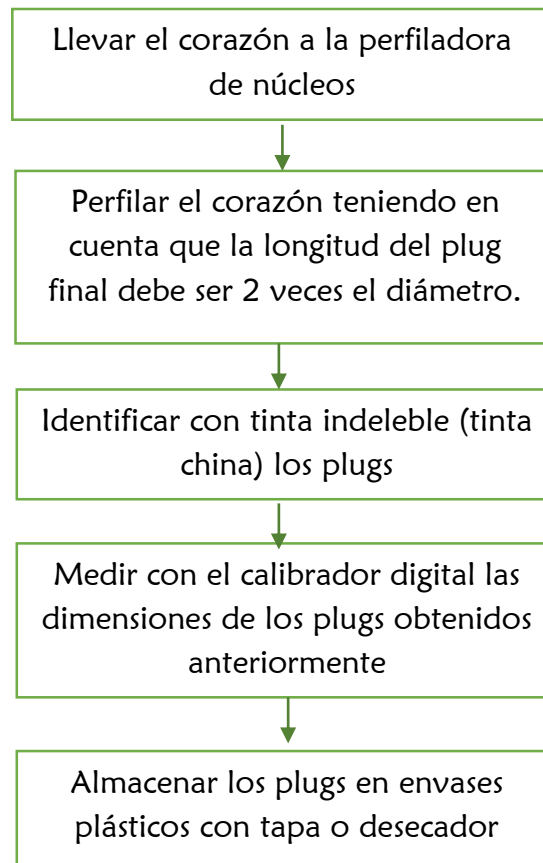


Figura 28. Corte y perfilado de núcleos: (a) perfiladora de núcleos; (b) núcleo en proceso de corte; (c) tapón perfilado; (d) núcleo perfilado.

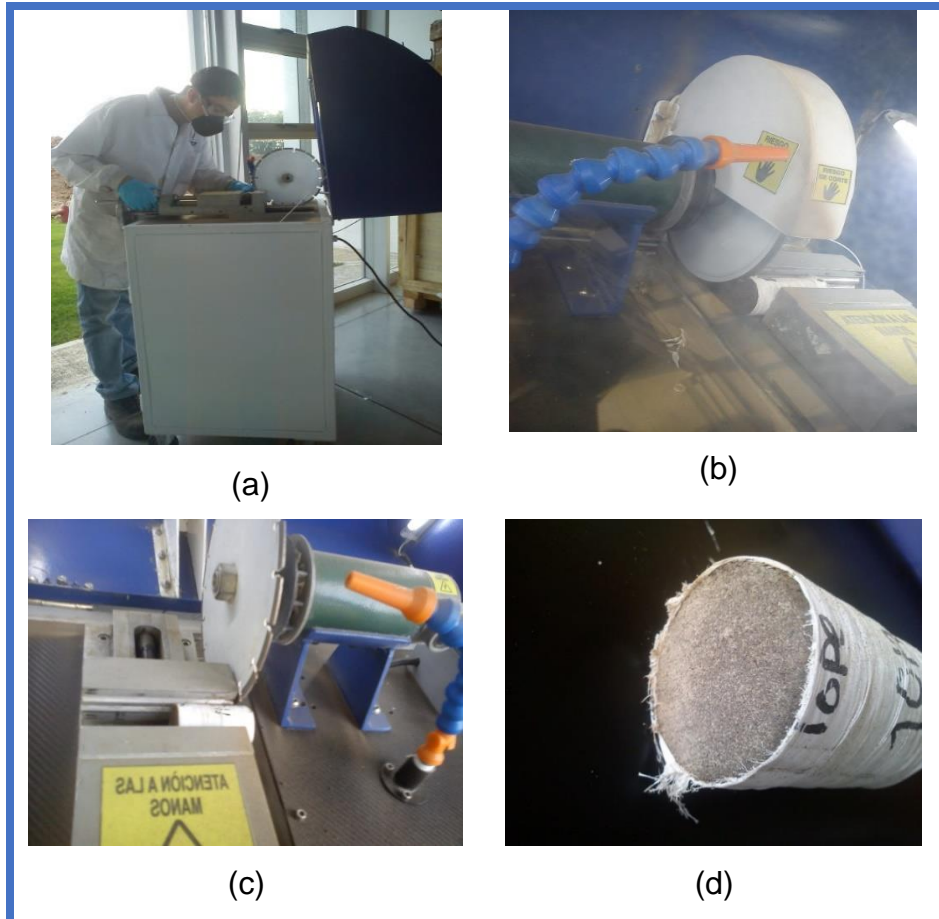


Figura 29. (a) Calibrador digital; (b) medición de dimensiones del plug.



✓ Perforación de bloques rocosos

Algunas muestras se extrajeron en bloques y para obtener un plug se utilizó la prensa taladradora con broca de diamante la cual se encuentra en laboratorio (figura 22 a 25). De esta operación se obtuvieron 6 plugs.

Equipos y elementos

- Prensa taladradora con broca diamantada
- Guantes
- Gafas, Bata
- Tinta china con plumilla
- Frascos de plásticos con tapa
- Desecado
- Calibrador digital

Figura 30 Procedimiento para perforar bloques de roca

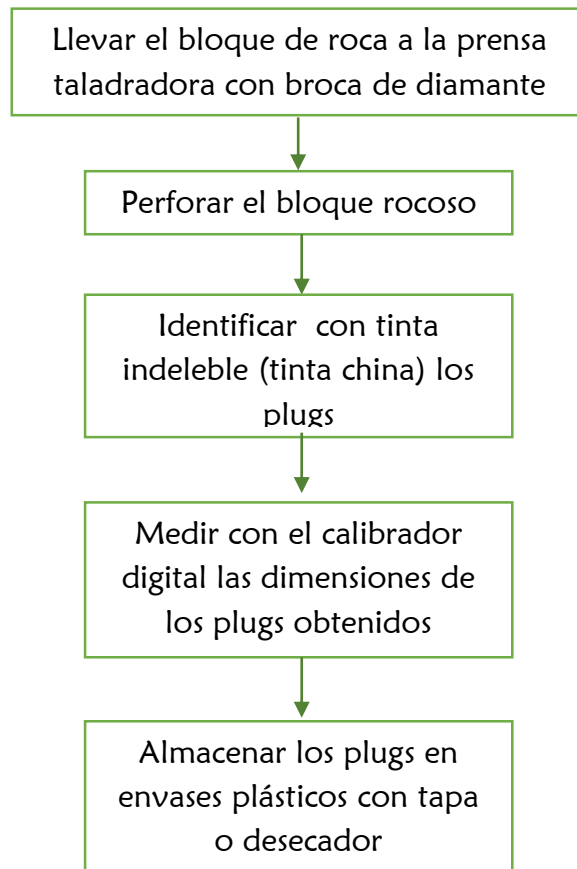


Figura 31. Perforación de bloques rocosos: (a) prensa taladradora con broca diamantada; (b) (c) inicio de la perforación; (d) bloque rocoso después de la perforación.



✓ Lavado de plugs

Después del corte y perfilado se inicia el lavado de los plugs que consiste en la remoción de fluidos contenidos en un el, mediante el uso de un solvente (tolueno, acetona).

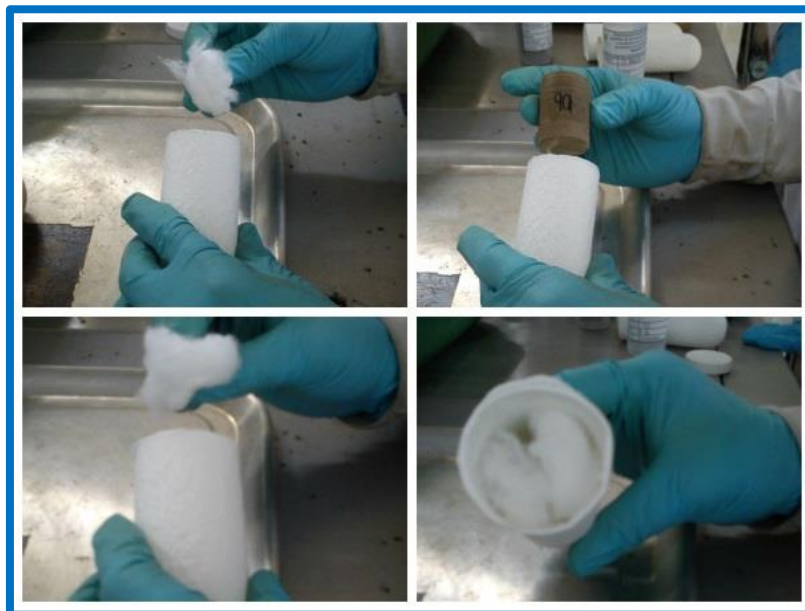
Equipos y elementos

- Equipo Deanstark – Soxhlet de destilación – extracción.
- Calentadores automáticos.
- Equipo de refrigeración.
- Horno convencional y horno de humedad controlada.
- Bomba de mercurio o picnómetro de mercurio.
- Plug.
- Guantes desechables.
- Tolueno, acetona
- Dedal de celulosa.
- Algodón laminado.

Procedimiento

- a) Prepare el dedal de celulosa o el material que contenga la muestra, el cual debe contener algodón laminado en el fondo y en la parte superior de la muestra (figura 32). El dedal debe ser secado, rotulado, pesado y llevado a un desecador de vidrio

Figura 32. Preparación dedal.



- b) Lleve el dedal con el plug al extractor Deanstark–Soxhlet (foto 24) e inicie la destilación.

Foto 24. Muestras en el extractor Deanstark–Soxhlet.



- c) Termine el procedimiento cuando el solvente en el cilindro esté totalmente limpio durante por lo menos 2 horas.
- d) Haga un control de calidad a la muestra sumergiéndola en un recipiente con tolueno, acetona al 50 % (figura 33), a temperatura ambiente por 6 horas. Al término del tiempo, el solvente debe estar limpio de lo contrario lleve el plug de nuevo al destilador – extractor. Inicie el procedimiento desde el paso b.

Figura 33. Plugs en proceso de control de calidad del lavado.



- e) Lleve la muestra al horno convencional (Foto 25) a una temperatura que no exceda 80 °C, esto debido a que las arcillas se deshidratan a una temperatura mayor de 80 °C. Termine el proceso de secado cuando no haya olor a solvente.

Foto 25. Muestras en el horno convencional.



- ✓ Porosidad por el método de saturación (API RP40)

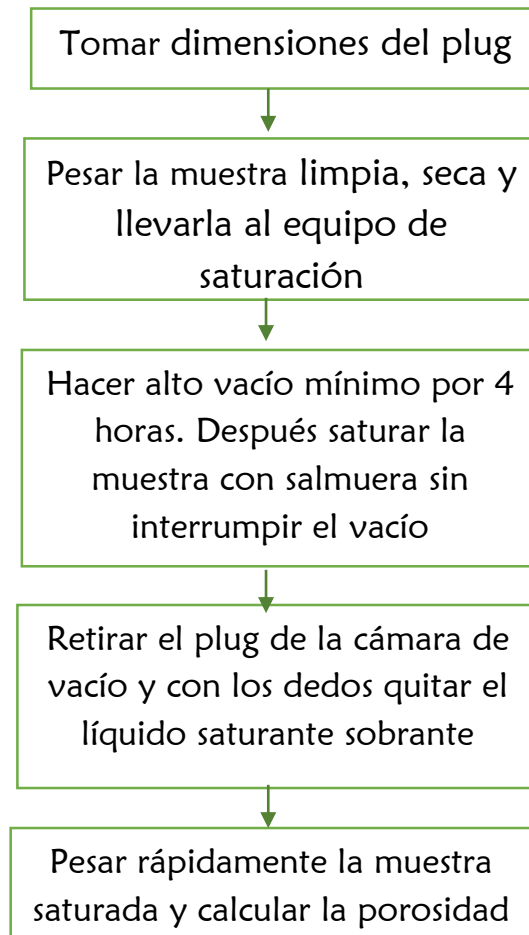
Equipos y elementos

- Desecador de vidrio (figura 34-a)
- Cámara de vacío.
- Bomba de vacío
- Calibrador digital
- Balanza analítica. Con resolución en milésimas de gramo.
- Plancha de calentamiento y agitación magnética.
- Erlenmeyer de 500 ml. Con desprendimiento lateral.
- Corazón de análisis (figura 34-b)

Figura 34. (a) Desecador; (b) Muestras a saturar.



Figura 35 Procedimiento para el análisis de la porosidad por saturación.



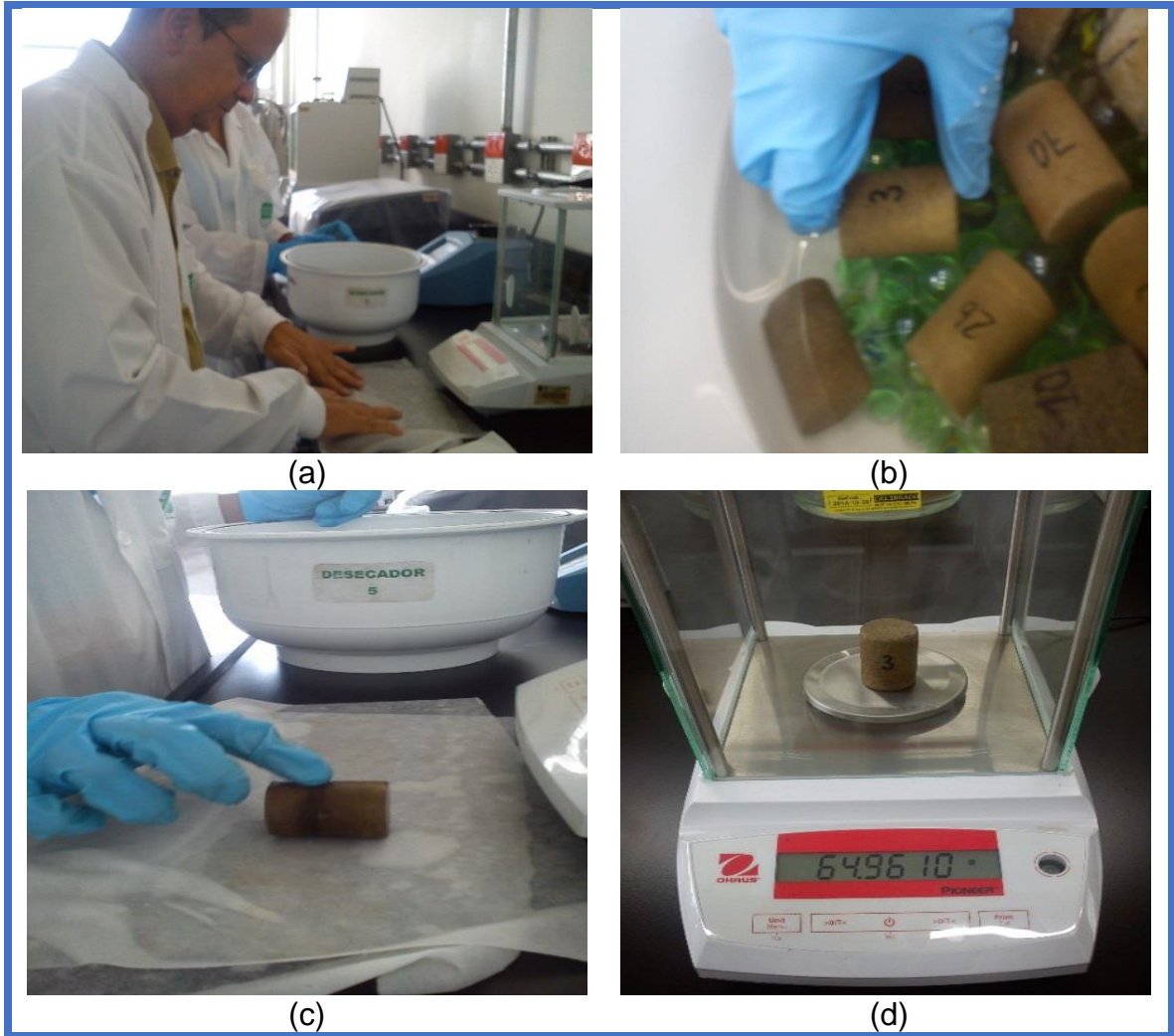
Fuente: ARDILA, MARYURI. ARENAS, FELIX Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos. 2010.

Foto 26. Equipo preparado para saturación de muestras.



Para esta prueba se procedió a pesar la muestra seca (sin revestir), que se encontraba en un recipiente hermético, el cual estaba previamente en un desecador con silica gel, se colocaron en el desecador teniendo en cuenta que sus lados no tocaran el desecador u otro plug, para esto se ubicaron en el fondo del desecador pequeñas esferas de vidrio, se inició a extraer el aire contenido en el desecador y en la salmuera, con una bomba de vacío durante 8 horas y luego saturar con una salmuera de 15000 ppm de NaCl por 8 horas, durante este proceso se desintegraron las muestras 13, 16a y 16b. Una vez terminado el proceso de saturación se humedece una toalla y se ubica en el mesón con el fin de retirar el exceso de salmuera (figura 36-a), luego se extrae la muestra cuidadosamente del desecador cuidadosamente (figura 36-b) y se pasa por la toalla de papel húmeda evitando la pérdida de grano (figura 36-c), estos pasan a ser pesados en una balanza analítica previamente verificada para corroborar que esta calibrada (figura 36-d), se registra el dato arrojado por la balanza, en este caso corresponde a el peso de la muestra saturada, por último se realizaron los cálculos para la determinación de la porosidad.

Figura 36. Procedimiento de medición de plug saturado; (a) ubicación de los elementos a usar; (b) retiro de la muestra del desecador; (c) extracción del exceso de salmuera; (d) medición del peso.



Los plugs saturados se preservaron en papel vinipel para posteriormente hacer un lavado con tolueno y metanol.

- Cálculos para determinar porosidad

a) Calculo de la porosidad

$$\phi = \frac{W_{ms} - W_{md}}{\rho_{ls} \times V_b} \qquad V_b = \pi \times r^2 \times L$$

Dónde:

- Φ: Porosidad de la muestra, en %
- Wms: Masa de la muestra saturada 100%, en gramos
- Wmd: Masa de la muestra seca, en gramos
- Pls: Densidad del líquido saturante, en gr/cm³
- Vb: Volumen total de la muestra, en cm³

b) Calculo de la densidad de la salmuera.

$$\rho = 1.0 + 0.73N$$

Dónde:

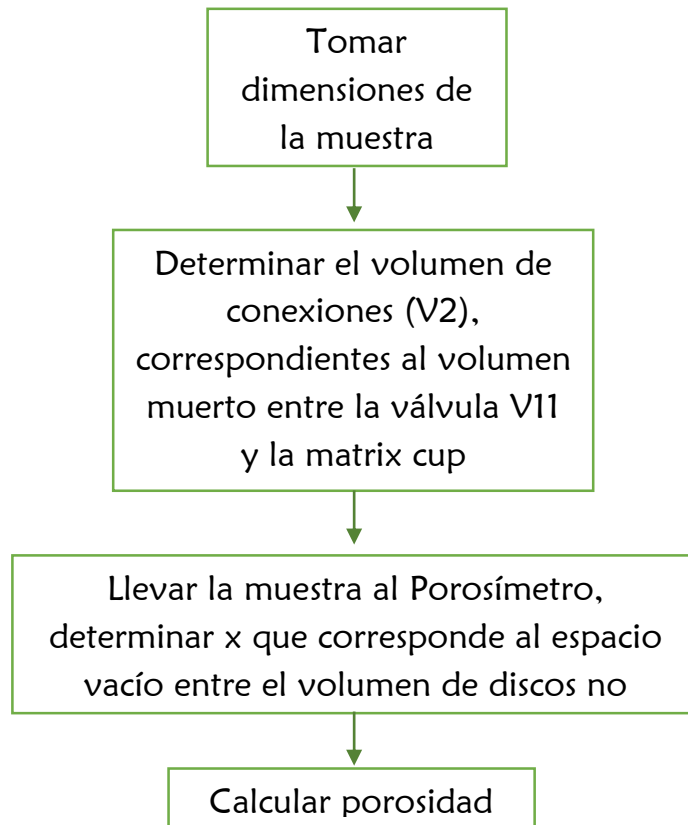
- ρsal: densidad de la salmuera, en gr/cm³
- N: ppm de NaCl * 10⁻⁶

- ✓ Porosidad por el método del Porosímetro de Helio (Basado en la ley de Boyle) (API RP40)

Equipos y elementos

- Bomba de vacío
- Calibrador digital
- Porosímetro de Helio Core Pet (Foto 75)
- Cilindro de Helio comprimido
- Corazón de análisis
- Guantes desechables

Figura 37 Procedimiento del análisis de porosidad por el Porosímetro de Helio.



Fuente: ARDILA, MARYURI. ARENAS, FELIX Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos. 2010.

Foto 27. Porosímetro de Helio Core Pet.



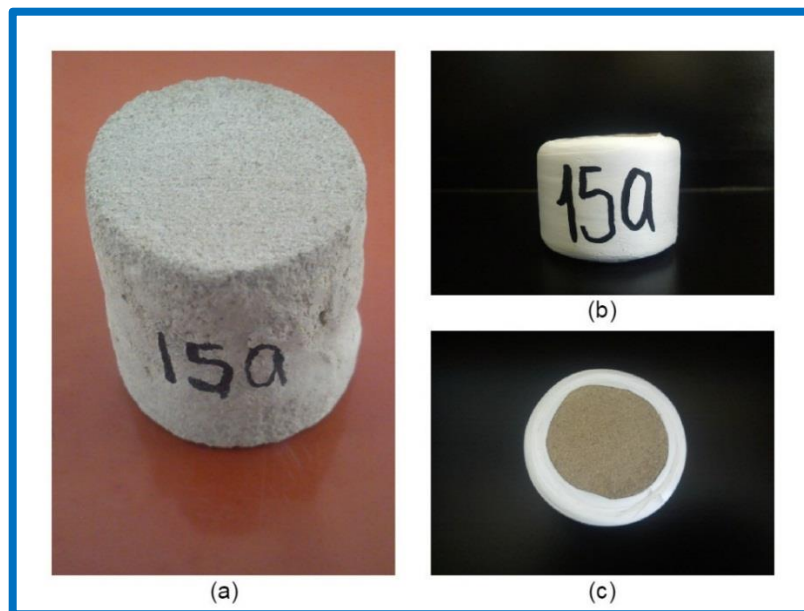
Esta prueba se le realizo a 29 plugs con diámetros entre 1" – 1.5" (figura 38-a). Se efectuaron cálculos y pruebas para determinar si el espacio anular que quedaba entre el plug y la matrix cup afectaba el valor de la porosidad así: midiendo ésta a un plug de 1" en la matrix cup de 1" y luego midiendo la misma muestra en el matrix cup de 1.5". El resultado mostró que la porosidad al inicio dio 14,3% mientras que con el cambio de matrix cup dio 17,62%, para un error relativo de 23.22%.

El espacio anular si afecta la porosidad, por lo cual se tomó la decisión de revestir las muestras con cinta teflón para aumentar el diámetro (figura 38 b-c) y realizar un nuevo el análisis de control de la porosidad a los plugs revestidos.

Una vez se tuvieron teniendo en cuenta que si la porosidad del plug sin recubrir es baja, cuando se realiza la prueba al plug con cinta teflón el resultado es negativo.

Posteriormente se le determino la porosidad a 6 muestras nuevas con diámetro de 1.5", perforadas en el laboratorio.

Figura 38. Plug preparado para análisis petrofísicos básicos; (a) Plug sin revestir; (b) Plug revestido con cinta teflón; (c) Plug revestido alcanzando un diámetro de 1.5".



- Cálculos

Cálculo del volumen de conexiones:

Con los datos obtenidos en la primera parte de las lecturas de presiones, sin la muestra dentro de la matrix cup. Calcule el volumen de conexiones así:

$$V_2 = \frac{(P_i - P_f) \times (V_1 + V_3)}{P_f - P_v}$$

Dónde:

V2 : volumen de conexiones, en cm3

V1 : 40.66 cm3

V3 : 7.70 cm3

Pi: presión inicial, en psi

Pf: presión final, en psi

Pv: presión de vacío, en psi

Cálculo del volumen de granos:

Con el dato del volumen 2, se calcula x que representa el volumen de espacios vacíos contenidos entre el volumen de los discos y el volumen de la muestra.

Entonces X se calcula como sigue:

$$X = \frac{\left((P_i - P_f) \times (V_1 + V_3) + V_2 \times (P_v - P_f) \right)}{P_f - P_v}$$

Dónde:

X: Volumen de espacios vacíos, en cm3

$$V_G = V_{DNU} - X$$

Dónde:

Vg: Es el volumen de granos

VDNU: El volumen de discos no utilizados. En la tabla 4, se observan los volúmenes de los dichos.

Tabla 4. Volúmenes de discos del Porosímetro de Helio

DISCO	1"	1,5"
1	14,314	43,293
2	11,337	28,960
3	6,462	21,760
4	6,434	7,282
5	4,899	
6	1,739	

Cálculo de la porosidad:

Al final la porosidad por el método del Porosímetro de Helio, se calcula así:

$$\phi = \left[1 - \frac{V_g}{V_b} \right] \times 100$$

$$V_b = \pi \times r^2 \times L$$

Dónde:

ϕ : Es la porosidad expresada en porcentaje

V_g : Es el volumen de granos

V_b : Es el volumen total de la muestra que se determina en base a sus dimensiones.

✓ Permeabilidad

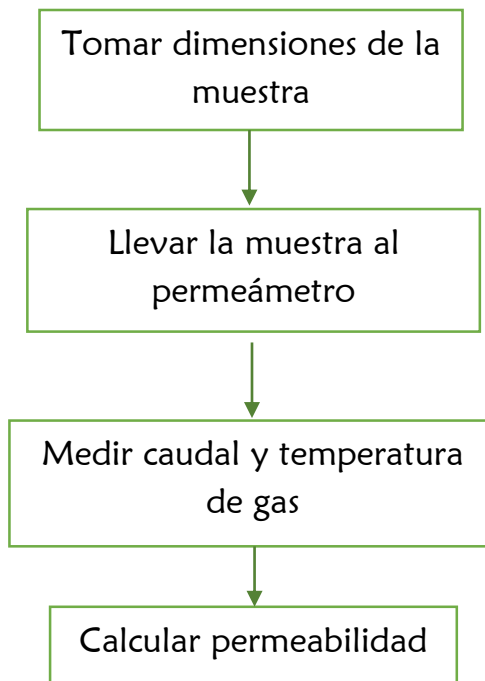
Equipos y elementos

- Desecador de vidrio
- Permeámetro al aire Core Pet (foto 28)
- Calibrador digital
- Cilindro de nitrógeno o de aire comprimido
- Corazón de análisis
- Guantes desechables
- Líquido saturante

Foto 28. Permeámetro automático al aire Core Pet.



Figura 39 Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al gas



Fuente: ARDILA, MARYURI. ARENAS, FELIX Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos. 2010.

Se siguió el procedimiento de la norma API RP 40, teniendo en cuenta los parámetros de calidad establecidas por el laboratorio y haciendo el uso correcto de los elementos de protección personal.

Esta prueba se realizó de manera continua a 29 plugs de los cuales 24 estaban revestidos con cinta teflón para aumentar el diámetro y 5 de los plugs nuevos (se extrajeron para hacerle control de calidad, ya que algunas muestras son poco consolidadas y tienden a perder volumen de granos o a fracturarse.

Este análisis se ejecutó a condiciones de laboratorio a una presión de 800 psi y una temperatura de 22°C.

El valor de la permeabilidad lo genera el equipo el cual imprime el resultado de manera automática.

Para este procedimiento se le realizo control de calidad de la prueba a los plugs identificados como 0, 1a, 1b, 9a, 15b y 15bn, el cual no mostro una variación significativa entre los dos resultados.

- ✓ Mojabilidad visual (Norma API RP42)

- Equipos y materiales
 - ✓ Probetas 100 ml
 - ✓ Keroseno o varsol (Aceite de referencia) Filtrado por silica gel
 - ✓ Fluido acuoso (agua de formación, salmuera)
 - ✓ Arena limpia y/o partículas de caliza (40- 60 mesh)



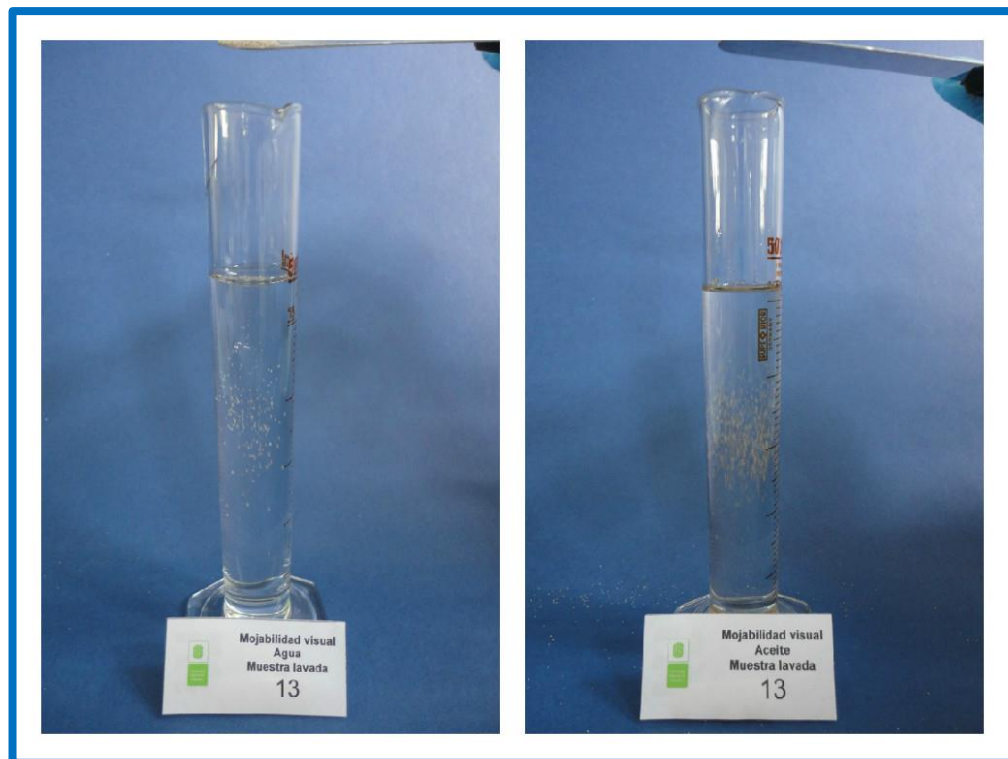
Foto 29. Agua de Villatina, probeta y varsol filtrado.

- Procedimiento
 - ✓ En una probeta que contenga 100ml de agua de formación o salmuera adicione poco a poco la arena decantada; realice el mismo procedimiento para una probeta que contenga 100ml de Keroseno.
 - ✓ NOTA: El Keroseno utilizado debe ser filtrado previamente con sílica gel (200 mesh).
 - ✓ Observar la dispersión de las partículas y/o tendencia a formar grumos de la arena dentro de la fase acuosa y fase aceite.
 - ✓ Tomar registro fotográfico.
 - ✓ Reportar resultados en el respectivo formato.
 - ✓ Reporta segunda observación como control calidad.

Este análisis se le efectuó a 48 muestras, de las cuales 24 se encontraban preservados con los fluidos y 24 que pasaron por el proceso de lavado con tolueno en el equipo Dean Stark, se debió disgregar y macerar las muestras hasta conseguir el tamaño de grano adecuado, además de pasar por el tamiz con mallas de 40 y 60 mesh, adicionalmente se filtró varsol y agua de Villatina.

El procedimiento de esta prueba se modificó con respecto a la norma debido a que el objetivo de la prueba consistía en evaluar la capacidad de la roca para dejarse mojar por agua o por aceite y no evaluar un producto, tal como se indica en el numeral 62 de la norma. Por lo tanto se colocó en probetas, 50 ml de varsol y 50 ml de agua, luego se añadió con una espátula una pequeña cantidad de arena, se observó la dispersión de las partículas y/o tendencia a formar grumos de la arena dentro de la fase acuosa y fase aceite y se realizó el registro fotográfico de lo observado (figura 40)

Figura 40. Comportamiento de los granos de arena en presencia de un líquido en fase acuosa o en fase aceite.



Para este procedimiento se le realizó control de calidad de la prueba a las muestras identificadas como 2b, 15a, 16a el cual no mostro una variación significativa entre los dos resultados.

1.12 CORRECCION DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS BASICAS (Porosidad y Permeabilidad)

Los valores de porosidad y permeabilidad que se obtienen del laboratorio son determinados a presión de laboratorio o a condiciones ambientales, por esta razón es muy importante determinar el valor de la presión al cual calcularon estos parámetros petrofísicos. Si los resultados del laboratorio ya están calculados a presión de yacimiento estos no necesitan correcciones, pero si las propiedades petrofísicas básicas no están calculadas a presión de yacimiento, debemos utilizar las ecuaciones de Stanley C. Jones para obtener datos más confiables y reales del yacimiento. El desarrollo se da por las siguientes ecuaciones:

➤ Porosidad

$$\phi = \frac{\phi_0 \text{Exp} \left[a\phi * \text{Exp} \left(\frac{-P}{\sigma} \right) - 1 \right]}{1 + C_o * P}$$

$$a\phi = \frac{\ln \left[\frac{\phi_1 * (1 + C_o * P_1)}{\phi_2 * (1 + C_o * P_2)} \right]}{\text{Exp} \left(\frac{-P_1}{\sigma} \right) - \text{Exp} \left(\frac{-P_2}{\sigma} \right)}$$

Dónde:

P_1, P_2 = Presiones conocidas

ϕ_1, ϕ_2 = Porosidades a las presiones conocidas.

C_o = Compresibilidad de la formación en psi.

$a\phi$ = Constantes Jones

σ = Esfuerzo de la formación

➤ **Permeabilidad**

$$K = \frac{K_0 \text{Exp} \left[aK * \text{Exp} \left(\frac{-P}{\sigma} \right) - 1 \right]}{1 + C_o * P}$$

$$aK = \frac{\ln \left[\frac{K_1 * (1 + C_o * P_1)}{K_2 * (1 + C_o * P_2)} \right]}{\text{Exp} \left(\frac{-P_1}{\sigma} \right) - \text{Exp} \left(\frac{-P_2}{\sigma} \right)}$$

Dónde:

P_1, P_2 = Presiones conocidas

K_1, K_2 = Permeabilidades a las presiones conocidas.

C_o = Compresibilidad de la formación en psi.

aK = Constantes Jones

σ = Esfuerzo de la formación

A partir de las ecuaciones presentadas, se establece un método para interpolar valores entre presiones conociendo los resultados a solo dos puntos de presión (P_1, P_2). La metodología presentada por Jones contiene cuatro variables independientes, dos de las cuales no son separables $C_o = 3.0 * 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ y $\sigma = 3000 \text{ psi}$, debido a que para obtener estas correlaciones se utilizaron principalmente muestras de California. La aplicación de estas dos constantes establecidas no son las mejores para el caso de los campos maduros en Colombia, por lo tanto y basados en el artículo del ICP "Parámetros para ajuste de curvas de porosidad y permeabilidad con la presión de confinamiento en campos Colombianos", se decidió utilizar las constantes generadas a partir de 46 muestras de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, para la corrección de los 74 datos de porosidad y permeabilidad a presión de confinamiento del Campo Colorado. Las constantes determinadas por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) para el Valle Medio del Magdalena se presentan a continuación:

$$C_o = 0.00000193 \text{ psi}^{-1}$$

$$\sigma = 800 \text{ psi}$$

✓ **Caso aplicado a condiciones de Campo Colorado**

- Presión neta de sobrecarga

$$NOB = (Prof * gL) - [(Prof - KBE) * gP]$$

Donde:

Prof: Profundidad en TVD

gL: Gradiente Litostático 1psi/ft

KBE: Kelly Bushing Elevation

gP: Gradiente de presión estática del yacimiento 0.46 psi/ft

NOB: Net Overburden - Presión neta de sobrecarga

Tabla 5. Data para determinar NOB

PRESION NETA DE SOBRECARGA		
PROF	4000	Psi
GL	1	psi/ft
KBE	25	ft
GP	0,46	Psi/ft
NOB	2171,5	Psi

- Constante de Jones para porosidad

$$a\phi = \frac{\ln \left[\frac{\phi_1 * (1 + C_o * P_1)}{\phi_2 * (1 + C_o * P_2)} \right]}{\text{Exp} \left(\frac{-P_1}{\sigma} \right) - \text{Exp} \left(\frac{-P_2}{\sigma} \right)}$$

Donde:

P1, P2: Presiones conocidas

φ1, φ2: Porosidades a las presiones conocidas

Co: Compresibilidad de la formación Psi⁻¹

σ: Esfuerzo de la formación

aφ: Constante de jones

Tabla 6. Determinación constante de Jones

CONSTANTE DE JONES		
ϕ_1	20,2	%
ϕ_2	20,4	%
P1	3000	Psi
P2	1500	Psi
σ	800	Psi
Co	0,00000193	Psi ⁻¹
aϕ	0,054	

- Porosidad corregida

$$\phi = \frac{\phi_0 \text{Exp} \left[a\phi * \text{Exp} \left(\frac{-P}{\sigma} \right) - 1 \right]}{1 + C_o * P}$$

Donde:

- ϕ_0 : Porosidad a corregir %
- a ϕ** : Constante de jones
- P**: Presión neta de sobrecarga psi
- Co**: Compresibilidad de la formación Psi⁻¹
- σ : Esfuerzo de la formación
- ϕ : Porosidad corregida %

Tabla 7. Porosidad corregida aplicada a la muestra cero "0"

POROSIDAD CORREGIDA		
ϕ_0	22,96	%
aϕ	0,054	
P	2171,5	Psi
σ	800	Psi
Co	0,00000193	Psi ⁻¹
ϕ Corregida	22,89	%

- Constante de Jones para permeabilidad

$$aK = \frac{\ln \left[\frac{K_1 * (1 + C_o * P_1)}{K_2 * (1 + C_o * P_2)} \right]}{\text{Exp}\left(-\frac{P_1}{\sigma}\right) - \text{Exp}\left(-\frac{P_2}{\sigma}\right)}$$

Donde:

P1, P2: Presiones conocidas

K1, K2: Porosidades a las presiones conocidas

Co: Compresibilidad de la formación Psi⁻¹

σ: Esfuerzo de la formación

aK: Constante de jones

Tabla 8. Constante de Jones para permeabilidad

CONSTANTE DE JONES		
K1	586	md
K2	609	md
P1	500	Psi
P2	200	Psi
σ	800	Psi
Co	0,00000193	Psi ⁻¹
aK	0,156	

- Permeabilidad corregida

$$K = \frac{K_0 \text{Exp} \left[aK * \text{Exp} \left(\frac{-P}{\sigma} \right) - 1 \right]}{1 + C_o * P}$$

Donde:

- k₀: Permeabilidad a corregir %
 aK: Constante de jones
 P: Presión neta de sobrecarga psi
 Co: Compresibilidad de la formación Psi⁻¹
 σ: Esfuerzo de la formación
 K: Permeabilidad corregida %

Tabla 9. Permeabilidad corregida aplicada a la muestra cero “0”

PERMEABILIDAD CORREGIDA MUESTRA 0		
K Sin corregir	63,72	md
aK	0,156	
NOB	2171,5	Psi
s	800	Psi
Co	0,00000193	Psi ⁻¹
K Corregida	63,69	md

INTEGRACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el afloramiento de rocas sedimentarias detríticas seleccionado sobre la vía la Lisama – el 23, en jurisdicción de la vereda Oponcito (municipio de Barrancabermeja), se midieron en total 233 m de una alternancia de lodolitas y areniscas, éstas últimas con distintos espesores y más abundas desde el centro al techo, de interés exclusivo para el presente trabajo petrofísico.

Tal unidad litológica, que según la literatura corresponde al segmento C (zona C2) de la Formación Mugrosa y es productora en el VMM, es importante desde el punto de vista geológico regional y para la ingeniería de petróleos, ya que además de ser un sitio estratigráfico bien expuesto y representativo posee arenas con impregnaciones de hidrocarburos.

El análisis sedimentológico de las areniscas muestran que son en su mayoría arenosoportadas, con matriz arcillosa, lo cual reduce las propiedades petrofísicas analizadas (porosidad y permeabilidad), además del cemento silíceo y muy puntualmente el calcáreo.

Durante la fase de laboratorio se analizaron 29 plugs de los 30 que se obtuvieron de areniscas (solo para petrofísica), una vez extraídas del afloramiento, embaladas y transportadas al Parque Tecnológico de Guatiguará de la UIS.

Los ensayos de petrofísica debieron pasar por procedimientos de corte, medición de longitud, diámetro y peso, limpieza, secado, determinación porosidad por los métodos de Boyle y Saturación de líquido, permeabilidad al aire y mojabilidad visual.

Los resultados se muestran en la tabla 4.1 (porosidad por los dos métodos), tabla 4.2 (permeabilidad al aire) y tabla 4.3 (mojabilidad visual).

Tabla 10. Resultados porosidad determinada por los métodos de Boyle y saturación de líquidos.

Muestra	Profundidad	ϕ Método Boyle %	ϕ Método Saturación %
0	Superficial	25,26	20,66
1a	Superficial	25,13	18,78
1b	Superficial	5,44	1,08
2a	Superficial	21,00	7,30
2b	Superficial	19,33	15,82
3	Superficial	29,01	23,60
3n	Superficial	25,29	18,58
4	Superficial	26,54	9,12
5	Superficial	16,15	12,43
6	Superficial	32,93	18,57
7	Superficial	24,07	17,62
7a	Superficial	25,63	19,57
8	Superficial	25,33	21,05
9a	Superficial	20,99	16,26
9b	Superficial	6,05	2,99
9c	Superficial	20,11	17,51
9cn	Superficial	24,49	23,41
10	Superficial	28,36	21,85
10n	Superficial	26,41	22,52
11	Superficial	25,93	12,83
11n	Superficial	26,41	17,78
12	Superficial	27,96	19,64
13	Superficial	15,70	----
14	Superficial	23,75	19,64
15a	Superficial	20,53	14,18
15b	Superficial	24,84	20,92
15bn	Superficial	25,85	18,45
16a	Superficial	11,60	----
16b	Superficial	30,35	----

Tabla 11. Resultados del análisis permeabilidad al aire.

Muestra	Profundidad	V total	Presión de	Permeabilidad
			confinamiento PSI	
0	Superficial	27,30	785	63,72
1a	Superficial	29,64	774,5	6,50
1b	Superficial	33,49	778	0,10
2a	Superficial	35,72	800	0,81
2b	Superficial	28,63	830	1,20
3	Superficial	30,49	850	238,06
3n	Superficial	37,94	836	7,56
4	Superficial	31,65	800	10,32
5	Superficial	30,72	840	0,70
6	Superficial	32,58	860	18,61
7	Superficial	33,08	900	13,81
7a	Superficial	32,07	900	13,57
8	Superficial	32,28	880	188,18
9a	Superficial	33,28	909	0,29
9b	Superficial	33,02	850	0,11
9c	Superficial	36,63	870	0,82
9cn	Superficial	44,50	880	10,72
10	Superficial	33,01	880	127,51
10n	Superficial	5,43	940	86,96
11	Superficial	30,72	860	68,03
11n	Superficial	75,66	900	21,77
12	Superficial	30,48	870	10,62
13	Superficial	32,70	880	0,11
14	Superficial	34,00	880	4,43
15a	Superficial	20,07	820	0,42
15b	Superficial	30,39	825	17,48
15bn	Superficial	77,91	880	48,04
16a	Superficial	30,68	840	0,13
16b	Superficial	30,13	880	45,22

Tabla 12. Resultados obtenidos para la mojabilidad visual.

Muestra	Preservada	Lavada
0	Mixta	Aceite
1a	Mixta	Aceite
1b	Mixta	Aceite
2a	Aceite	Aceite
2b	Mixta	Aceite
3	Mixta	Aceite
4	Mixta	Aceite
5	Mixta	Mixta
6	Mixta	Aceite
7	Mixta	Aceite
7a	Mixta	Mixta
8	Aceite	Aceite
9a	Aceite	Aceite
9b	Aceite	Aceite
9c	Aceite	Aceite
10	Aceite	Aceite
11	Aceite	Aceite
12	Mixta	Aceite
13	Mixta	Mixta
14	Aceite	Aceite
15a	Mixta	Mixta
15b	Mixta	Aceite
16a	Mixta	Mixta
16b	Mixta	Mixta

Se resalta que el análisis de permeabilidad al aire no se trabajó a condiciones estrictas de laboratorio, debido a que el permeámetro no mantiene la presión de

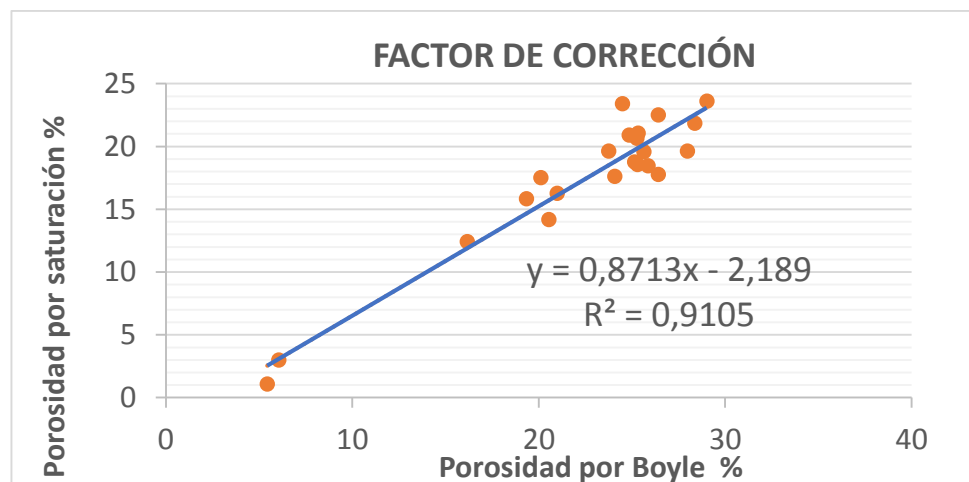
operación, que se empieza a disminuir en un rango entre 774 y 940 psi; sin embargo, es de notar que no se altera de manera significativa dicha propiedad. Los datos de la prueba de permeabilidad al aire están en la tabla 11.

La mayoría de muestras tienen mojabilidad mixta y las demás preferencia a ser mojado por la fase aceitosa (tabla 12). No se toman en cuenta como verídicos los resultados de las muestras lavadas con tolueno debido a que se alteró tal propiedad en dicho proceso.

Con el fin de comparar y/o corregir la porosidad por el método de Boyle se determinó la porosidad por el método de saturación, considerando que algunas muestras se desintegraron en el ensayo.

Así, se aplicó un factor de corrección que relaciona la porosidad hallada por ambas metodologías para los demás plugs. En la gráfica los datos se comportan de manera lineal y por lo tanto el factor de corrección es igual a la regresión lineal que existen entre las dos técnicas (figura 26). Aplicando este factor se estableció la porosidad final para los plugs desintegrados; para los demás se realizó un promedio aritmético obtenido por los métodos antes mencionados (tabla 13).

Figura 41. Linealización de porosidad por los métodos de Boyle y saturación.



Debido a la presencia de niveles lodosos y de areniscas alternados, en distintos espesores y proporciones en todo el afloramiento, así como la variación de

estructuras primarias (estratificación y/o laminación), además de unas estructuras biogénicas en la parte central (posibles *burrows* y nódulos), se subdividió la columna en cuatro litofacies o series estratigráficas locales, especificadas en la tabla 14.

Tabla 13. Porosidad resultado de la aplicación del factor de corrección.

Identificación	Porosidad %
0	22,96
1a	21,95
1b	3,26
2a	14,15
5	14,29
2b	17,58
4	17,83
7	20,85
3n	21,93
6	25,75
3	26,31
7a	22,60
8	23,19
9a	18,62
9b	4,52
9c	18,81
9c	23,95
10	25,10
10n	24,46
11	19,38
11n	22,10
12	23,80
13	13,59
14	21,70
15a	17,36
15b	22,88
15bn	22,15
16a	9,76
16b	27,30

Tabla 14. Subdivisión litoestratigráfica puntual de la columna estudiada

SERIE N°	ESPESOR (mt)	MUESTRAS INCLUIDAS	DESCRIPCIÓN
SERIE 4	199 - 233	16a - 16b	Paquetes de areniscas, masivas, con muy escasas limolitas, sin rezumadero
SERIE 3	125 - 199	7a - 15b	Predominancia de areniscas, con posibles excavaciones (burrows), nódulos calcáreos e impregnaciones de hidrocarburos
SERIE 2	48 - 125	2a – 7	Aparecen más areniscas, con intercalaciones delgadas de lodolitas al tope
SERIE 1	0 - 48	0 – 1b	Sector que dominan intercalaciones de lodolitas y areniscas

En general, la porosidad para la serie estratigráfica 1 es del 22.5% considerada como muy buena, aunque hacia el tope la porosidad es muy pobre (apenas de 3.3%), debido al alto cemento silíceo.

Hacia la base de la columna evaluada se tiene una regular permeabilidad (64md) y mala hacia la parte superior de la serie (3.3md)

La caracterización petrofísica de la serie estratigráfica 2 indica que la porosidad es buena y muy uniforme variando entre 14% a 26% con un promedio de 19,8%.

La permeabilidad para esta serie es muy mala en la base (1.01 md), hacia el centro aceptable (238 md) y mala para el tope (10.20md)

La serie 3 posee estratos impregnados de hidrocarburos, distribuidos hacia la parte baja y media alta de la serie, los cuales tienen los mejores resultados petrofísicos. La porosidad promedio es de 21.3% y la permeabilidad tiene rangos entre los 10md

y hasta los 188 md para las capas más saturadas; los estratos que no se encuentran impregnados tienen una permeabilidad mala.

La parte superior de toda la columna litológica, a la que se le denominó serie 4, muestra en la base estratos de porosidad pobre (9.8%) y muy mala permeabilidad; en contraste, hacia el tope hay buena porosidad (27.3%) y mala permeabilidad (45.22 md) lo que puede significar que los poros no están interconectados. Las figuras 27 y 28 representan lo anteriormente descrito.

Figura 42 Valores de porosidad obtenidos en laboratorio, según las subdivisiones o series estratigráficas propuestas

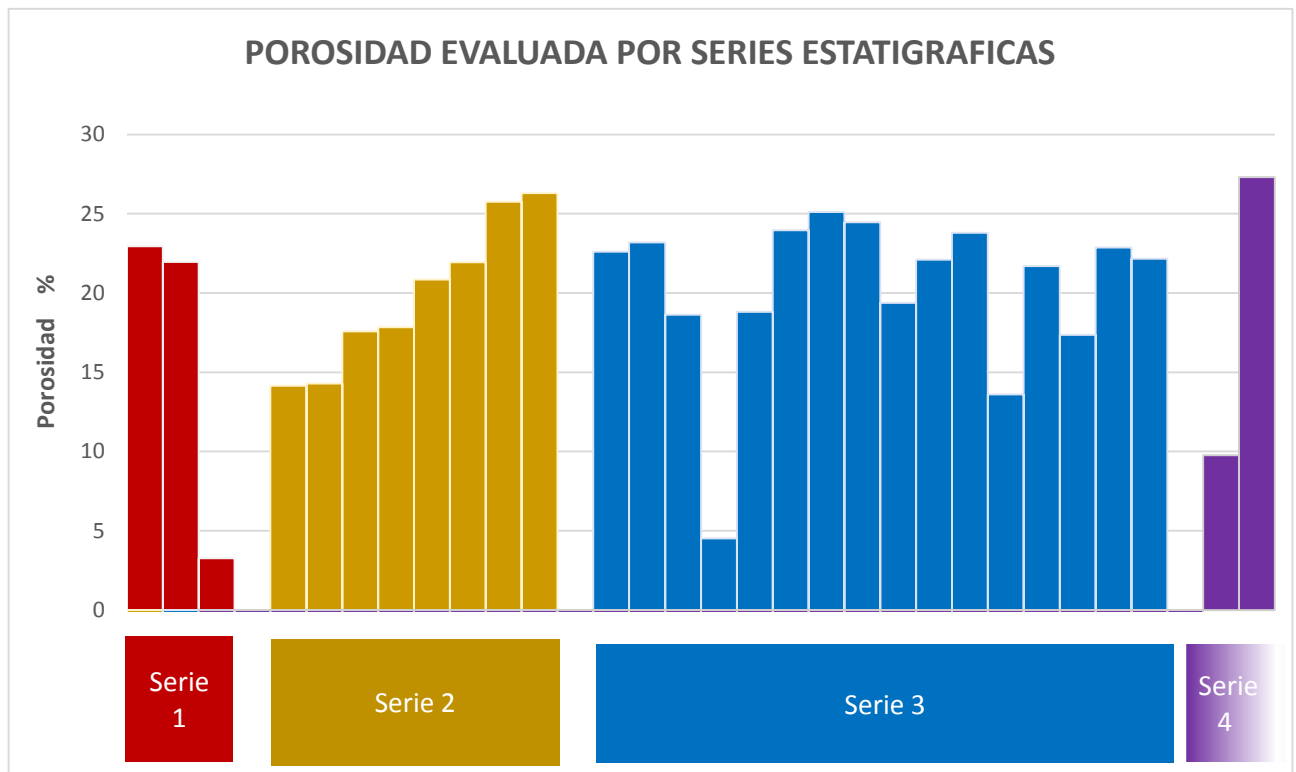
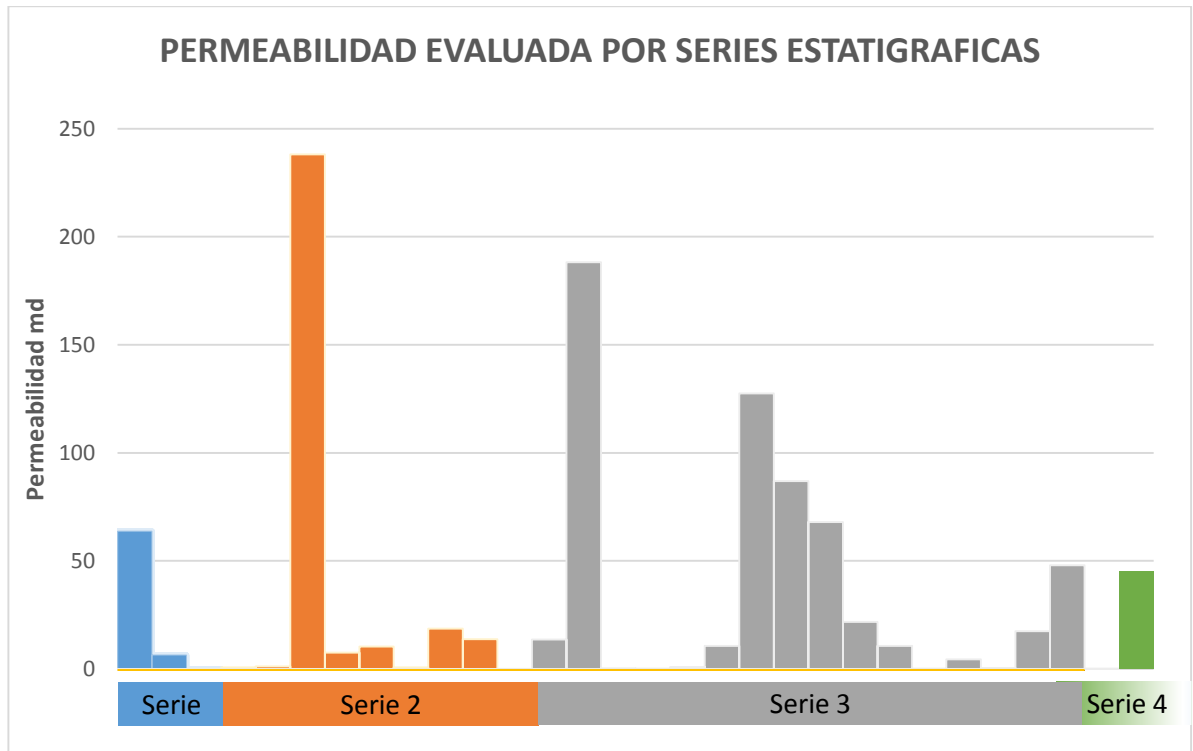


Figura 43 Comparación visual de la permeabilidad para las cuatro series de rocas sedimentarias.



Adicionalmente, las propiedades petrofísicas básicas se correlacionaron con análogos del subsuelo mediante las ecuaciones de Stanley Jones (1998), para varios pozos petrolíferos del Campo Colorado, aunque no se realizó el amarre del afloramiento con el campo. Los resultados se pueden apreciar en la tabla 15.

Interpretando los datos petrofísicos obtenidos en el laboratorio y los mismos corregidos con las ecuaciones de Jones (1998) se observa que no varían significativamente. Esto debido, posiblemente, a que la corrección depende de las propiedades mecánicas de la roca (C_o : Compresibilidad de la roca, σ =esfuerzo de la formación) las cuales se tomaron constantes basados en el artículo del ICP “Parámetros para ajuste de curvas de porosidad y permeabilidad con la presión de confinamiento en campos Colombianos”.

Tabla 15. Propiedades petrofísicas corregidas para la Formación Mugrosa en el Campo Colorado

Identificación	LABORATORIO		CAMPO COLORADO	
	Porosidad %	Permeabilidad MD	Porosidad Corregida %	Permeabilidad Corregida MD
0	22,96	63,72	22,89	63,69
1^a	21,95	6,50	21,89	6,50
1b	3,26	0,10	3,25	0,10
2^a	14,15	0,81	14,11	0,81
2b	17,58	1,20	17,53	1,20
3	26,31	238,06	26,23	237,97
3n	21,93	7,56	21,87	7,55
4	17,83	10,32	17,78	10,31
5	14,29	0,70	14,25	0,70
6	25,75	18,61	25,67	18,60
7	20,85	13,81	20,79	13,81
7^a	22,60	13,57	22,54	13,57
8	23,19	188,18	23,12	188,11
9^a	18,62	0,29	18,57	0,29
9b	4,52	0,11	4,51	0,11
9c	18,81	0,82	18,76	0,82
9c	23,95	10,72	23,88	10,71
10	25,10	127,51	25,03	127,46
10n	24,46	86,96	24,39	86,92
11	19,38	68,03	19,33	68,01
11n	22,10	21,77	22,03	21,76
12	23,80	10,62	23,73	10,62
13	13,59	0,11	13,56	0,11
14	21,70	4,43	21,63	4,42
15^a	17,36	0,42	17,31	0,42
15b	22,88	17,48	22,81	17,47
15bn	22,15	48,04	22,09	48,02
16^a	9,76	0,13	9,73	0,13
16b	27,30	45,22	27,23	45,21

CONCLUSIONES

En la presente tesis, basados en la información secundaria disponible, así como los trabajos de campo y laboratorio, se trabajó con un afloramiento de la Formación Mugrosa, la cual es considerada productora en la cuenca sedimentaria VMM, localizada en la vereda Oponcito del municipio de Barrancabermeja.

Se ajustó la columna litológica de Madero et al. (2010), incorporando nuevas capas y corrigiendo la descripción litológica y los espesores, variando de 60 a 233 m, que puede corresponder a la zona C2 arenosa, de acuerdo a Parra et al. (2003; en Ramírez, 2010).

Hacia la base de la secuencia estratigráfica presenta intercalaciones de arenas de grano fino a muy fino con lodolitas (mudstone). En la parte media baja, arenas de grano fino a muy fino con intercalaciones de areniscas lodosas que decrecen en espesor y poseen acuñamientos.

Sobre la parte media-alta se encuentran capas muy gruesas de areniscas (sandstone) que predominan sobre las capas de limolitas, con posibles excavaciones (burrows) de geometría elipsoidal a irregular de hasta 0,7 m de diámetro mayor. En algunos de estos estratos arenosos se encuentran rezumaderos activos que exhiben los mejores resultados petrofísicos de toda la secuencia.

Hacia la parte superior de la secuencia afloran capas masivas de arenas de grano medio a muy fino.

Se realizó un muestreo aleatorio, utilizando una broca diamantada de 1.5" de diámetro externo (con diámetro interno menor). Con fines operativos es necesario implementar la técnica de los tres bolillos para facilitar la extracción de los corazones, en lo posible apoyando el equipo saca-núcleos directamente sobre las superficies de estratificación de las capas arenosas a perforar.

Se identificaron 17 estratos predominantes de areniscas, de los cuales se extrajeron en total 30 muestras para efectuar, ensayos sedimentológicos, pruebas de porosidad (método Boyle y saturación), permeabilidad (al gas) y mojabilidad (visual) a 29 plugs.

Se obtuvieron valores promedio de porosidad entre 3.26 y 27.30%, y permeabilidad en un rango de 0.10 a 238.06 md. Para la mojabilidad los resultados arrojados fueron mojadas por aceite 8 muestras y con mojabilidad mixta 16 muestras.

La determinación de la porosidad por el método de saturación resulta ser más confiable que si se realiza por el método de Boyle, ya que por éste último los plugs deben tener exactamente 1" o 1.5", pero no valores intermedios. En el presente trabajo los diámetros de los núcleos rocosos obtenidos en campo tenían menos de 1.5" (entre 1.2" o 1.3"), generando un espacio anular entre matrix cup y la superficie cilíndrica del plug, conllevando a valores muy altos de porosidad con un error relativo de 23.22%.

El análisis de la permeabilidad, tanto de los pozos como la determinada en el laboratorio, indica que esta tiene un comportamiento heterogéneo lo cual concuerda con las variaciones texturales, composicionales, estructurales y geométricas de los estratos analizados.

Durante la prueba de mojabilidad visual, se determinó que algunas de las muestras que estuvieron expuestas con el tolueno se afectó tal propiedad de la roca, por lo que es necesario que cuando se quiera realizar este análisis, se tenga en cuenta que la muestra se debe encontrar preservada con sus fluidos originales y que no entre en contacto con otros sustancias externos diferentes del producto que se va a evaluar.

La unidad estratigráfica que aflora se correlaciona con su análogo de subsuelo, para el caso aplicado de Campo Colorado en las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad)

RECOMENDACIONES

- Profundizar en varios aspectos de la geología de la Formación Mugrosa, especialmente texturales (en el detalle de la matriz y el cemento) y caracterización de arcillas (DRX, SEM) geometría del espacio poral, estructuras biogénicas, e integrar análisis petrográficos para la caracterización petrofísica integral del reservorio, de importancia para la exploración y producción en el VMM.
- Se debe gestionar información técnica de pozos y campos cercanos, especialmente sobre registros eléctricos, datos de petrofísica y litológicos, para seguir controlando las variaciones sedimentológicas y estratigráficas conocidas en superficie.
- Conocer la salinidad de la formación para utilizar salmuera con valores aproximados de la concentración de la secuencia litoestratigráfica estudiada y utilizarla como lubricante de la broca al momento de la perforación.
- Buscar análogos en profundidad con datos de petrofísica para hacer una buena correlación afloramiento-pozo.
- Tomar registros poco espaciados de Gamma Ray con cintillómetro manual a la secuencia estratigráfica que aflora, para correlacionarla con la información de pozos.
- Realizar análisis bioestratigráfico (palinomorfos y foraminíferos) con el fin de realizar una datación de la formación de estudio.
- Realizar análisis de compresibilidad y esfuerzo de la formación con el fin de utilizar de mejor manera las ecuaciones de Stanley Jones (1988).
- Realizar el amarre de la sección que aflora con pozos petroleros de los cuales se disponga de información petrofísica veraz y confiable.
- Aplicar este trabajo a otras formaciones geológicas productoras de hidrocarburos de las diferentes cuencas sedimentarias que existen en el país.

BIBLIOGRAFIA

Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombia – ANH. Colombian sedimentary basins. Por Darío Barrero, Andrés Pardo, Carlos Vargas y Juan Martínez. Bogotá, 2010. 92 p.

AHMED, T. Reservoir engineering Handbook, 3rd Edition, Amsterdam, Boston, Heidelberg, London, New York, Oxford, Paris, San Diego, San Francisco, Singapore, Sydney, Tokyo. Gulf professional Publishing. 4c.

AMAYA, Mauro., AMAYA, Raúl., CASTAÑO, Hector., LOZANO, Eduardo., RUEDA, Carlos Fernando., ELPHICK, Jon., GAMBARETTO, Walter., MÁRQUEZ, Leonardo., OLARTE CARO, Diana Paola., PERALTA VARGAS, Juan., y VELÁSQUEZ MARIN, Arévalo José. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Traducción del artículo publicado en inglés en Oilfield Review. Primavera de 2010: 22, No.1, 17p.

ARDILA MATEUS, Maryuri y ARENAS RUEDA, Felix. Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. Trabajo de grado Petróleos. Bucaramanga. Universidad industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela de Petróleos, 2010. 36p.

ÁVILA CORDERO, Nicolay Alberto. Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las Formaciones Colorado y Mugrosa en el campo Casabe sur en la cuenca del valle medio del Magdalena (VMM). Trabajo de grado Geología. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela de Geología, 2010, 75-95 p.

BADILLO RAMIREZ, Rubén Darío. Estudios Petrológicos de las Formaciones Mugrosa y Colorado del campo la Cira, Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado Geología. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela de Geología, 1996.

CASADIEGO QUINTERO, Efrain. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la Formación Mugrosa en el campo casabe y llanito, valle medio del Magdalena. Trabajo de grado Geología. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Escuela de Geología, 2008, p.1, 9, 34.

CRUZ GUEVARA, Luis Enrique y MIER UMAÑA, Ricardo. Sedimentología para ingenieros de petróleos. Prácticas de laboratorio. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Geología. Bucaramanga, 2001. p.94

DE PORTA. La estratigrafía del Cretáceo superior y Terciario en el extremo sur del Valle Medio del Magdalena. Bol. Geol. Uni. Ind. Santander. Bucaramanga, 1965.

De Porta, J. (1974). Lexique Stratigraphique International: Amérique Latine. Colombia. Union Internationale des Sciences Géologiques. Volume V. Fascicule 4b, París, 1974, 692 p.

GARCÍA MANTILLA, Jerson Andres y FONSECA SALAS, Crispín Aurelio. Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado Geología. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Escuela de Geología, 2009. p.12-13.

Geotec Ltda. Geological field-trips Colombia 1980-1989. Sociedad Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Bogotá, 1992, 336 p.

GÓMEZ MONCADA, Ricardo Andres y MORALES ROJAS, Jaime. Modelo geoestadístico basado en objetos de las Formaciones Mugrosa y Colorado, campo Lizama cuenca del valle medio del Magdalena, Colombia. Trabajo de grado Geología. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Escuela de Geología, 2008, p.141.

Gómez T., J., Nivia G., A., Montes R., N. E., Jiménez M., D. M., Sepúlveda O., M. Y., Gaona N., T., Osorio N., J. A., Diederix., H., Mora P., M. y Velásquez D., M. E. (2007). Atlas geológico de Colombia. Escala 1:500.000. Plancha 5-06. NGEOMINAS. Santafé de Bogotá, 2007.

GoogleMaps. Mapa del Campo el Veintitrés, Barrancabermeja. Datos del mapa ©2014 Google. Fecha de consulta: diciembre de 2014. Disponible en: <https://www.google.es/maps/place/Campo+El+Veintitrés,+Barrancabermeja,+Santander,+Colombia/>.

HUBACH, E. Contribución a las unidades estratigráficas de Colombia. Servicio Geológico Nacional. Santa Fe de Bogotá D. C. 1957. Informe Número 1212.

JULIVERT, M. (1961). Las estructuras del Valle Medio del Magdalena y su significación. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 1961, Boletín de Geología, No. 6. 33-50 p

JONES, S.C.: "Two-point Determination of Permeability and Pv vs Net Confining Stress" paper SPE-15380-PA, 1988.

MADERO, Hernan Dario. RUEDA, Jenny Paola. ORTÍZ, Alberto y Colegial, Juan. Diego. Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en el área piloto del Campo Llanito. En: Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, enero-junio de 2010, Vol. 32, No. 1. 27-44 p.

MIER UMAÑA, Ricardo. Geología del petróleo básica. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. Publicaciones UIS, 2001. 176 p.

MOJICA, J. y FRANCO, R. Estructura y evolución tectónica del valle medio y superior del Magdalena. Santa Fe de Bogotá, 1990. Geología Colombiana N° 17. 41-64 p

MORALES, Luis., PODESTA, D., HADFIELD, W., TANNER, H. y JONES, S. General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia: In Habitat of oil symposium: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1958. 641-691 p.

Morales G, Luis. General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. Colombian Petroleum Industry, in: Weeks, L., G., Habitat of oil, (1956). 641-695 p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Core Analysis. RP 40. United States, 1998.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Laboratory Evaluation of Surface Active Agents for Well Stimulation. RP 42. United States, 1990.

ORTIZ, A. ECOPETROL. Caracterización Sedimentológica — Estratigráfica Del Campo Llanito - Gala. División De Exploración Y Producción Litoteca Nacional-Estratigrafía. ICP, Piedecuesta, 2001.

RAMÍREZ R., W.R. Caracterización petrográfica y mineralógica preliminar y de facies arenosas y lodosas de la Formación Mugrosa (Pozo: 11, 21,26 y 27) en el sector del Campo Escuela Colorado, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Departamento de Santander. Trabajo de grado Geología. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Escuela de Geología, 2010.

RAMÓN, J., C., and CROSS, T., (1997). "Characterization and prediction of reservoir architecture and petrophysical properties in fluvial Channel Sandstones, Middle Magdalena Basin, Colombia". Ciencia, Tecnología y future (CT&F), Vol 1, Num 3.

REYES MENDOZA, German Alfonso y RAMÍREZ SANTOS, Henry. Geología aplicada a proyectos de rehabilitación de vías: carretera Bucaramanga-Barrancabermeja, sector Lebrija – Puente sobre el Río Sogamoso. Trabajo de grado Geología. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Escuela de Geología, 1996. 398p.

Reyes MENDOZA, German Alfonso. Estudio geológico y geomorfológico para la canalización de la cuenca de la quebrada las Camelias (Barrancabermeja). Diciembre de 1996. 35 p.

ROJAS SUAREZ, Carlos Augusto. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira - Este del Campo La Cira. Tesis de Maestría. Bogotá. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias, 2011.18, 22 p.

ROYERO G., J. M. y CLAVIJO, J. Mapa geológico generalizado del departamento del Santander. Escala 1:400.000. Memoria explicativa. INGEOMINAS. Bucaramanga, 2001. 91 p.

ROYERO G., J. M. y VARGAS H., R. (1999). Geología del departamento del Santander. Escala 1:300.000. INGEOMINAS. Bucaramanga, 1999. 60p.

SLATT, R. M. Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists and engineers. Handbook of Petroleum Exploration and Production 6. University of Oklahoma. 1st Edition. Norman, 2006. 478p.

Suelos, Pavimentos y Concretos SPC Ltda. (1999). Geología, Geomorfología y Amenazas por Inundaciones en el área urbana del municipio de Barrancabermeja. Contrato No. 061799 suscrito con la Alcaldía Municipal de Barrancabermeja. Mapa geológico (plano 1) y Mapa de Formaciones superficiales (plano 2), escala 1:16.500. Barrancabermeja, agosto de 1999. 128 p.

SUESCÚN, G. et al., Geología del Cuadrángulo H-11 Barrancabermeja. Servicio Geológico Nacional e Inventario Minero Nacional. Santa Fé de Bogotá D. C., 1967.