

# Stratigraphic analysis and calculation of reserves in the Colorado field, MMV, Colombia

Ricardo Mier-Umaña, Tania Sarith Palmera-Henao, Juan Sebastian Luna-Osorio  
& Leidy Alexandra Delgado-Blanco

*Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones (GIGHC), Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia., gighc@uis.edu.co*

Received: June 18<sup>th</sup>, 2015. Received in revised form: May 13<sup>th</sup>, 2016. Accepted: June 2<sup>th</sup>, 2016.

## Abstract

Based on review of previous information and correlation of 7 lithostratigraphic sections from well data, it was possible to establish the presence of channels in fluvial environments of the Mugrosa Formation, with good lateral continuity, in the B and C zones, in the Middle Magdalena Valley Basin (VMM). The results of well log interpretation (NSP logs) indicate the presence of channel sands and proved the previous sedimentological model of the field. In the sedimentological model proposed, zones B and C (Mugrosa Formation) show a very good lateral continuity of sands. The reserve calculations of original oil in place (OOIP) and original gas in place (GOES) indicates that the largest reserves of oil and gas are located in the zone C, with reserves of 118 million bbl and 33.9 Gigas of cubic feet respectively.

*Keywords:* Stratigraphic model; Sands C; Colorado Field reserves; Middle Magdalena Valley Basin.

# Análisis estratigráfico y cálculo de reservas del Campo Escuela Colorado, VMM, Colombia

## Resumen

Con base en la revisión de la información previa y la realización de 7 correlaciones litoestratigráficas a partir de registros de pozo, se logró establecer la presencia de canales de ambientes fluviales en la Formación Mugrosa, con buena continuidad lateral en las zonas B y C, en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM).

Los resultados de la interpretación de los registros de pozo (registros SPN) indican la existencia de canales de arenas, comprobando así el modelo sedimentológico ya existente para el campo. Se evidencia que las zonas B y C (Formación Mugrosa) muestran una muy buena continuidad lateral de sus arenas.

El cálculo de reservas del petróleo original en el sitio (POES) y del gas original en el sitio (GOES) indica que las mayores reservas de hidrocarburos y gas se encuentran en la zona C, con reservas de 118 Millones de bls y 33.9 Gigas de pies cúbicos respectivamente.

*Palabras Clave:* Modelo estratigráfico, Arenas C, Reservas Campo Colorado, Cuenca Valle Medio del Magdalena.

## 1. Introducción

El Campo Colorado está localizado geográficamente en la Vereda Los Colorados, Corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí, Departamento de Santander. Ubicado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira-Infantas, en el área de la Concesión De Mares ver Fig. 1.

La importancia de tener un modelo geológico determinado para un campo en la industria del petróleo, es que permite

conocer de forma específica y detallada las áreas de interés para una explotación adecuada del hidrocarburo (líquido o gas).

En el marco del desarrollo de este trabajo se confirmó el ambiente de depositación de la formación de interés, su continuidad lateral y la presencia y dirección de canales. Estas dos últimas características se evidenciaron en los mapas isópacos elaborados para la Formación Mugrosa (Zonas B y C). Además a partir de estos mapas isópacos de arena neta petrolífera se llevó a cabo el cálculo de reservas para petróleo y gas en la anterior formación.

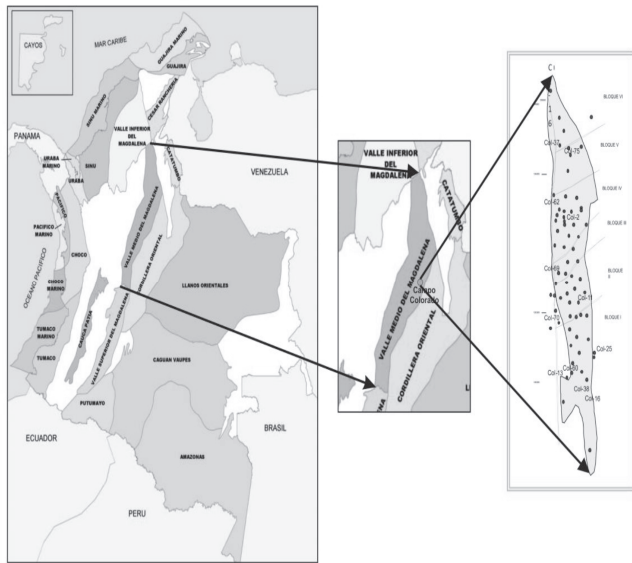


Figura 1. Localización del Campo Escuela Colorado, Cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia.  
Fuente: Modificado de [1]

## 2. Geología del petróleo

Los siguientes son los principales aspectos relacionados con la geología del petróleo en el Valle Medio del Magdalena y en particular en el área del Campo Escuela Colorado.

### 2.1. Roca generadora

Las principales rocas generadoras presentes en el Campo Colorado son las calizas de edad Cretácico de la Formación La Luna y el Grupo Calcáreo Basal. Los valores de %TOC son altos y varían entre 1-6%, principalmente presentan Kerógeno tipo II y los valores de Reflectancia de Vitritina (Ro) en algunas áreas se encuentran entre 0.6-1.2% ver Fig. 2.

### 2.2. Migración

La discordancia del Eoceno separa las rocas de los reservorios primarios con una discordancia angular de las rocas fuentes activas infrayacentes. Se han identificado tres tipos de migración: 1) Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno. 2) Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno. 3) Migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

### 2.3. Roca reservorio

Las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado constituyen las principales unidades reservorios de hidrocarburos en el Campo Colorado. La Formación Esmeraldas presenta buena selección en el tamaño de los granos, buena porosidad y permeabilidad, lo cual le permite ser buena roca reservorio.

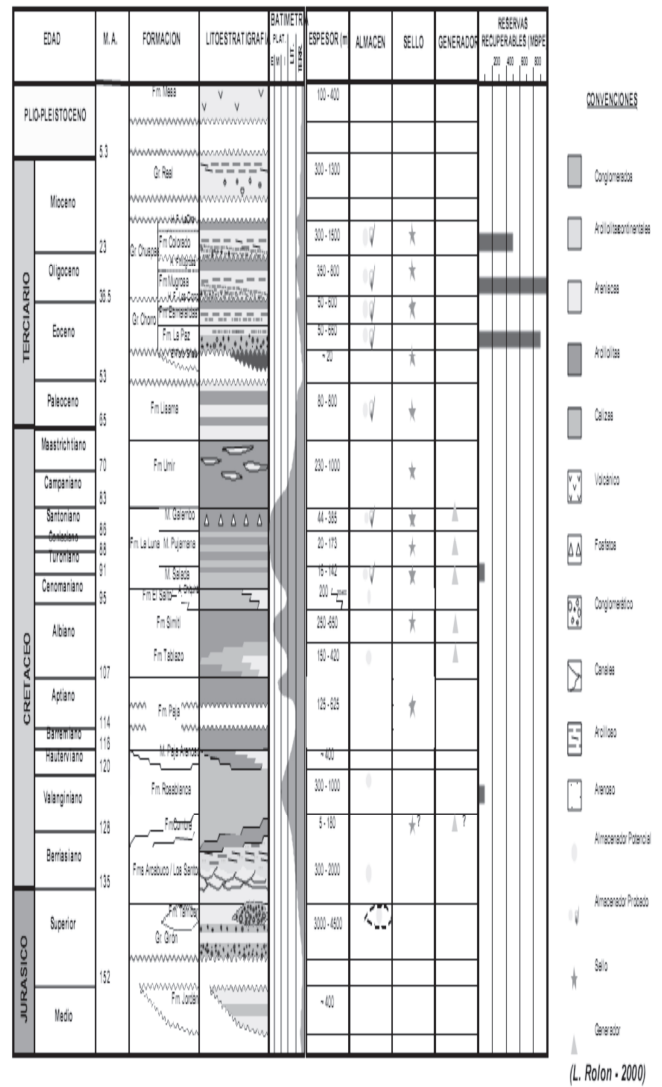


Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Valle Medio del Magdalena.  
Fuente: [1]

Por otra parte la Formación Mugrosa presenta porosidad secundaria debido a las reacciones óxido-reducción que ocurren en las areniscas, permitiendo así que sea buena roca reservorio. También la Formación Colorado presenta rocas con buena porosidad y permeabilidad lo que la hacen ser una buena roca reservorio.

Las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en promedio presentan porosidades entre el 15-20% y permeabilidades que varían entre 20-600 md aproximadamente (Barrero et al., 2007).

### 2.4. Roca sello

Consisten principalmente en los niveles arcillosos intraformacionales de las unidades del Terciario que corresponden principalmente a las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.

## 2.5. Trampa

Se encuentran estructuras anticlinales asociadas a fallas inversas y normales reactivadas por la tectónica andina, pliegues extensos que involucran grandes espesores de roca, asociados a fallas. Las variaciones laterales de facies o la presencia de fallas en la secuencia Cenozoica, se pueden asociar con barreras de permeabilidad. La falla principal que afecta al Campo Escuela Colorado es la Falla de Colorado, la cual es una falla inversa con sentido N-S y buzamiento al Este. El campo se encuentra ubicado en el bloque colgante de la falla por lo que ésta actuaría como una trampa de tipo estructural.

## 3. Materiales y métodos

### 3.1. Análisis estratigráfico

Para desarrollar el análisis estratigráfico del campo se realizaron 7 correlaciones litoestratigráficas ver Fig. 3. Todas las correlaciones se elaboraron orientadas en lo posible con la dirección del rumbo de las estructuras principales del Campo Colorado.

El detalle de las correlaciones litoestratigráficas desarrolladas con su correspondiente formato se muestra en la Fig. 4.

## 4. Resultados y discusión

### 4.1. Interpretación de correlaciones litoestratigráficas

Todas las correlaciones litoestratigráficas involucran el tope de la Formación Mugrosa, las Zonas B y C (Formación Mugrosa) y en algunas ocasiones se encuentra el tope de la Formación Esmeraldas. Se tomó como *datum* de amarre el tope de la Formación Mugrosa para todas las correlaciones.

El tope de la Formación Mugrosa para todas las correlaciones se estableció a partir de la primera arena que se encuentra antes de una secuencia lodosa, determinada por la respuesta de los registros SP. Cabe resaltar que en algunos pozos es difícil identificar tal parámetro ya que no se observa claramente.

En todas las correlaciones se determinó el tope de la zona B en la primera arena identificada por la respuesta de los registros SP y registros resistivos, la cual se encuentra después de una secuencia lodosa que infrayace al tope de la Formación Mugrosa. La base de la zona B se determinó también en la última arena que se encuentra antes de otra secuencia lodosa presente en los registros SP de los pozos.

Para todas las correlaciones realizadas el tope de la zona C fue determinado en la primera arena con alta respuesta en los registros SP y resistivos, la cual se encuentra después de la segunda secuencia lodosa seguida de la base de la zona B; la base de la zona C se sitúa en donde se encuentra la última arena presente en los registros SP. Es de gran importancia saber que la base de la zona C no pudo establecerse en algunas correlaciones ya que el registro no continuaba en profundidad.

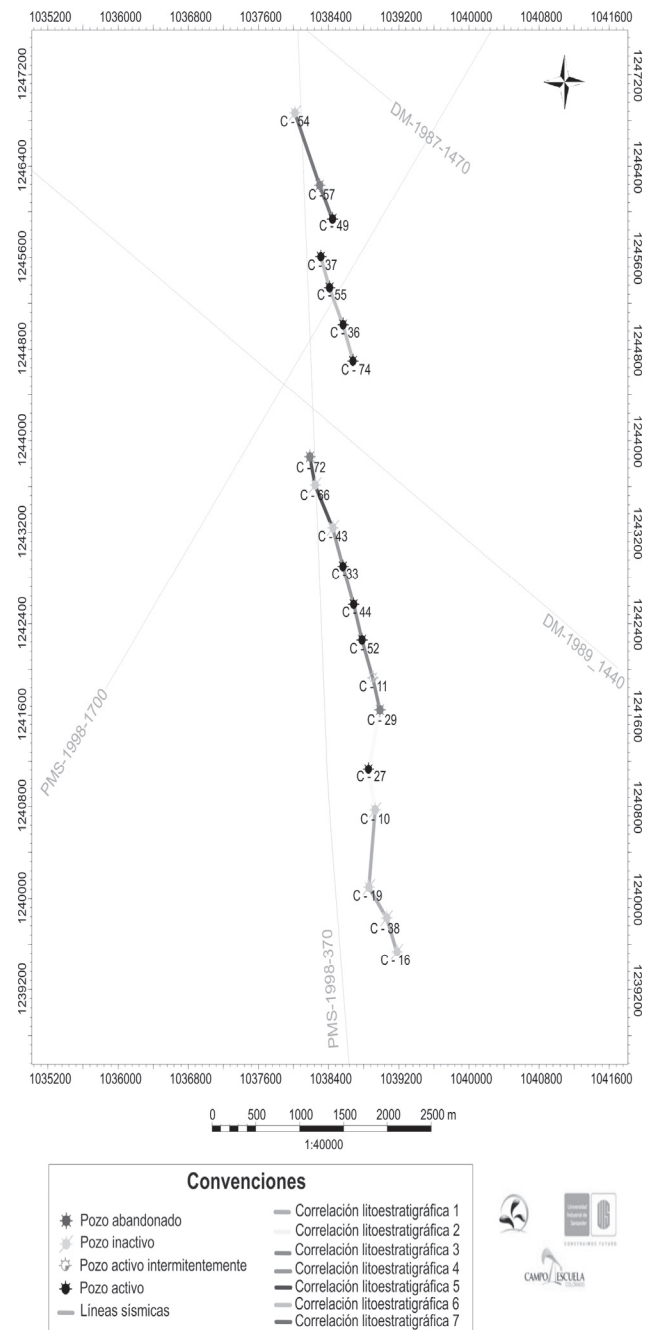


Figura 3. Mapa de localización de pozos y de correlaciones litoestratigráficas del Campo Escuela Colorado.

Fuente: Los Autores.

En algunas correlaciones litoestratigráficas puede observarse también el tope de la Formación Esmeraldas, el cual puede identificarse en la primera arena con alta respuesta en los registros resistivos inmediatamente después de un pequeño espesor lodoso posterior a la base de la zona C.

En todas las correlaciones puede observarse a la izquierda de la columna litológica los intervalos reportados como petrolíferos, gasíferos y de aceite y gas que se encuentran en cada uno de los pozos. Estos intervalos se identificaron a partir de la información de pozos actualizada a abril 2013,

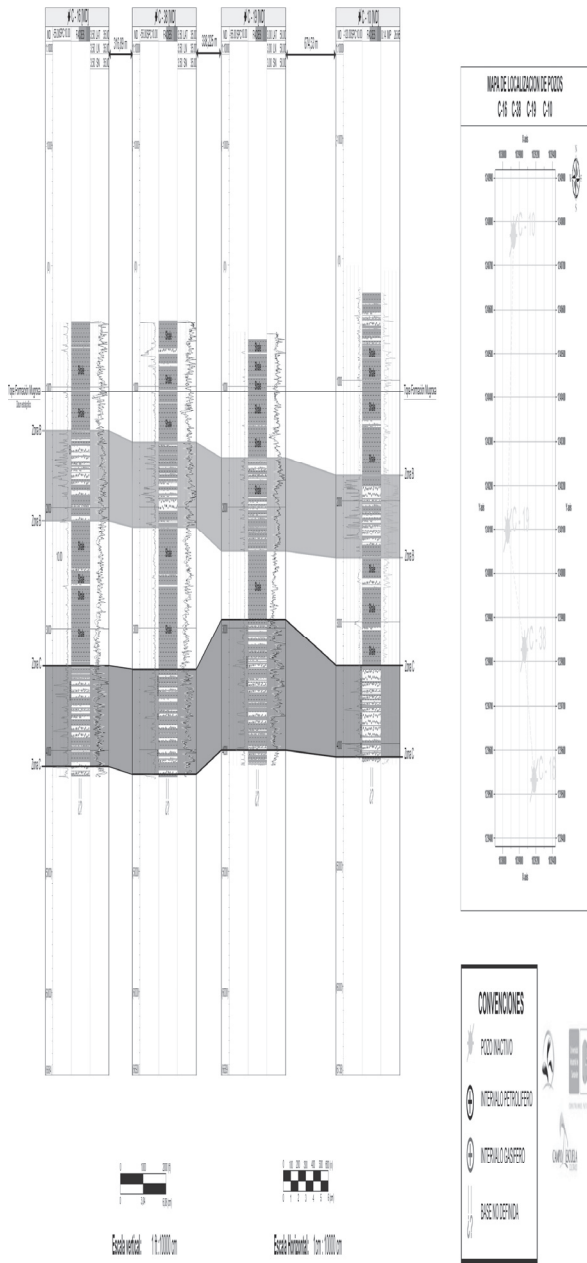


Figura 4. Correlación litoestratigráfica detallada. Fuente: Los Autores.

brindada por Campo Escuela Colorado. Es de resaltar que en muchas de las correlaciones los espesores de las zonas B y C no son constantes, pero si continuos.

La interpretación de las correlaciones litoestratigráficas a partir de los registros de pozo indican que la variación de espesores observada muy posiblemente se deba a un amalgamamiento de canales fluviales propios del ambiente de sedimentación propuesto para estas litologías.

#### 4.2. Modelo sedimentológico del Campo Escuela Colorado

En el presente trabajo se realizó la interpretación estratigráfica del Campo Colorado teniendo en cuenta

información previa y a su vez la interpretación de registros de pozo y correlaciones litoestratigráficas, que permitieron el desarrollo de un modelo estratigráfico para el conocimiento de la distribución y la continuidad lateral de las facies arenosas del campo.

A partir de los registros de pozo, los topes estratigráficos establecidos y la información de los intervalos probados existentes, se procedió a realizar un modelo sedimentológico y estructural basado en primera instancia en la totalidad de los pozos de Campo Escuela Colorado y finalmente un modelo detallado solo con los pozos activos, ya que son los que presentan producción y por lo tanto son de vital importancia actualmente.

En la Fig. 5. se encuentra el modelo desarrollado para las zonas B y C (Formación Mugrosa) teniendo en cuenta la totalidad de los pozos. En este modelo se pueden apreciar las litologías presentes en la Formación Mugrosa, así como los intervalos probados de petróleo y gas con su respectiva continuidad lateral; además de algunos intervalos que se denominan probables, de acuerdo con datos de resistividad tomados de los registros de pozo usados. Los pozos en color rojo están abandonados, los pozos en color negro indican pozos activos, los pozos en color gris son inactivos y los pozos en color verde son activos intermitentemente.

Estratigráficamente se observó una alternancia entre arenas gasíferas y petrolíferas con muy buena continuidad lateral, con shales actuando como sellos. Cabe mencionar que solo se contó con dos pozos al W de la Falla de Colorado; esto impidió que el software utilizado (Petrel) evidencie completamente el fallamiento.

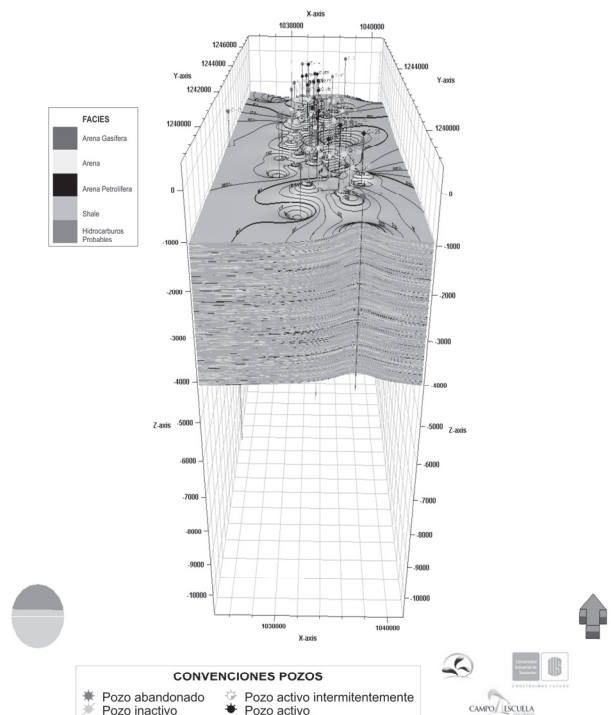


Figura 5. Modelo sedimentológico y estructural de pozos totales para las Zonas B y C (Formación Mugrosa) en el Campo Escuela Colorado. Vista lateral Sur-Norte.

Fuente: Los Autores.

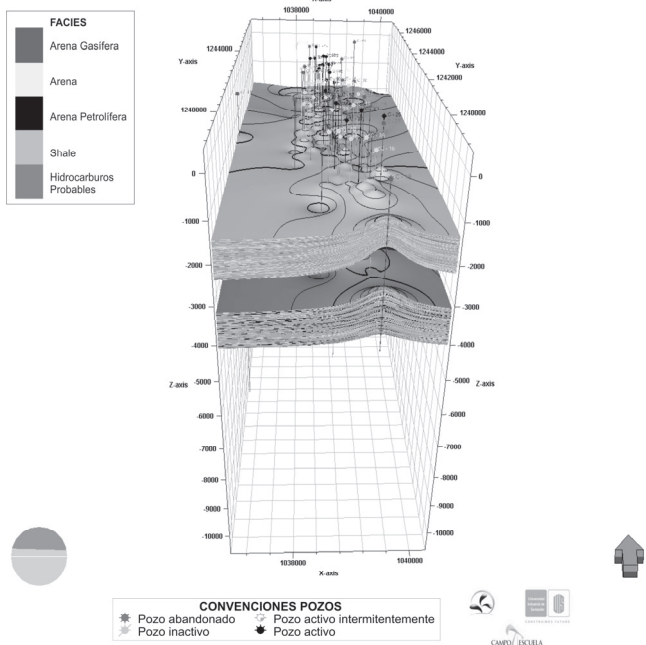


Figura 6. Modelo sedimentológico y estructural de pozos totales para las Zonas B y C (Formación Mugrosa) en el Campo Escuela Colorado. Vista lateral Sur-Norte.  
Fuente: Los Autores.

En la Fig. 6. se muestra por separado las zonas B y C de la Formación Mugrosa, observándose una mayor proporción de arenas gasíferas en la zona B y una mayor cantidad de arenas petrolíferas en la zona C, lo cual confirma el interés petrolífero para la zona C.

En general los paquetes de areniscas de la Formación Mugrosa presentan un espesor pequeño aunque cabe resaltar que estas alcanzan una gran continuidad lateral, lo cual justifica que sea la formación almacenadora de hidrocarburos más importante del Valle Medio del Magdalena.

#### 4.3. Mapas

Se elaboraron mapas isópacos con el fin de conocer la distribución y espesor de las arenas en el campo y para realizar el cálculo de volúmenes y de reservas de hidrocarburos. Estos mapas se realizaron con los datos de los pozos activos, ya que son los que cuentan con intervalos productores de hidrocarburos.

Cada mapa se desarrolló para la Formación Mugrosa, que es la formación de mayor interés, teniendo en cuenta la generación de un mapa total (Zona B y Zona C) y un mapa individual para la Zona B y para la Zona C, respectivamente.

Se elaboró un mapa isópaco para arenas netas totales (Zona B y Zona C) en el cual se observa la presencia de arenas entre 150 y 300 metros siguiendo un trazo sinuoso en dirección N – S, indicando un buen desarrollo de canales fluviales en esa dirección como se puede observar en la Fig. 7.

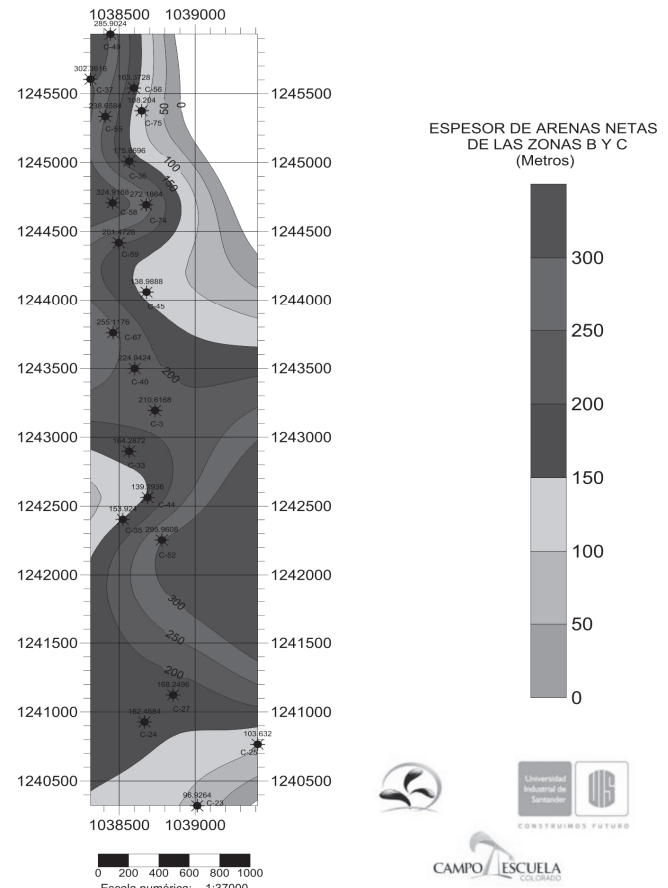


Figura 7. Mapa Isópaco de arenas netas zonas B y C de pozos activos.  
Fuente: Los Autores.

#### 4.3.1. Mapas isópacos de arenas netas petrolíferas

El desarrollo de los mapas isópacos de las arenas netas petrolíferas en las Zona B y Zona C de la Formación Mugrosa, permitió determinar la relación entre los canales y la presencia de hidrocarburos ver Fig. 8.

Comparando el mapa isópaco de arena neta de las zonas B y C y el mapa isópaco de arenas netas petrolíferas de las Zonas B y C, se logró identificar que las zonas donde se encuentra el mayor espesor de arenas netas presentan canales con espesores acumulados entre 150 a 300 metros. Mientras que las áreas en donde se encuentran las arenas de interés petrolífero, presentan espesores máximos de 40 metros, es decir que corresponden a la parte intermedia del canal. Ver Fig. 7 y Fig. 8.

#### 4.3.2. Mapas isópacos de arenas netas gasíferas

En la elaboración del mapa isópaco de arenas netas gasíferas para las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, se determinó cuales arenas netas gasíferas observadas presentan espesores de máximo 10 metros, los cuales son parcialmente continuas en dirección N – S ver Fig. 9.

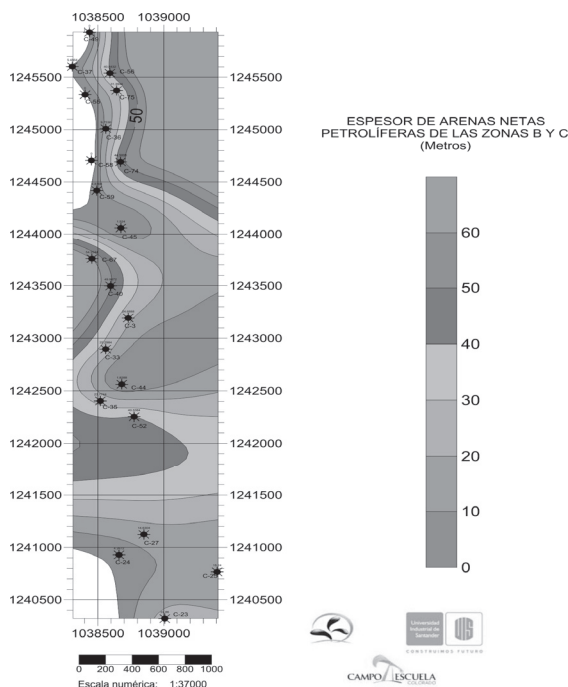


Figura 8. Mapa Isópaco de arena neta petrolífera de las zonas B y C de pozos activos. Fuente: Los Autores.

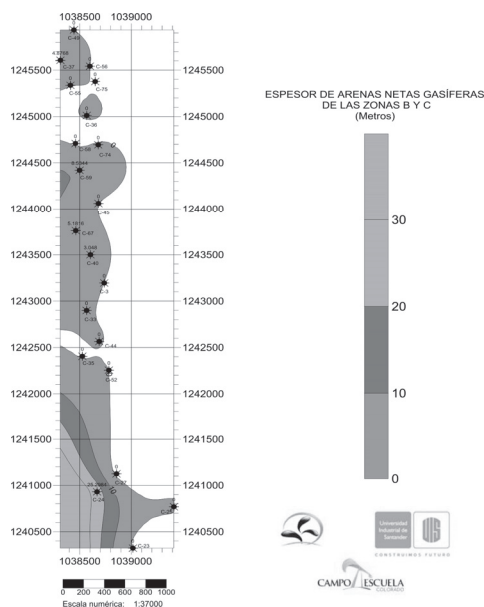


Figura 9. Mapa isópaco de arenas netas gasíferas de las Zonas B y C. Fuente: Los Autores.

#### 4.4. Cálculo de reservas

Para determinar el POES se usaron los promedios de porosidad y saturación de agua (Amaya *et al.*, 2003), los volúmenes fueron calculados a partir de los mapas isópacos de arenas netas petrolíferas de los pozos activos de Campo Escuela Colorado.

Para calcular el GOES se utilizaron los promedios de porosidad, saturación de agua y el volumen del mapa isópaco

de arenas netas gasíferas para los pozos activos de Campo Escuela Colorado. Los valores de porosidad y saturación de agua fueron tomados de Amaya *et al.*, 2003.

#### 4.4.1. Hidrocarburos probados

El cálculo del Petróleo Original en el Sitio (POES) para las arenas netas petrolíferas de la Formación Mugrosa (zonas B y C) en el Campo Escuela Colorado es de 121 Millones Bls (Tabla 1), lo cual corresponde a un campo mediano. La estimación del POES solo para las arenas netas petrolíferas de la zona B en el Campo Escuela Colorado, indica un potencial de 1,7 Millones Bls (Tabla 2). Mientras, la estimación del POES para las arenas netas petrolíferas de la zona C indica un potencial de 118 Millones Bls (Tabla 3).

De esta forma el cálculo de reservas de hidrocarburos obtenido en la presente investigación es comparable con el cálculo de reservas realizado por ECOPEPETROL en al año 2003, en donde los cálculos del POES para el campo Colorado arrojaron un valor de 121,02 Millones Bls.

El cálculo del GOES para las arenas netas gasíferas de la Zona B en la Formación Mugrosa no se pudo estimar, ya que la Zona B del campo presenta muy poca presencia de gas en los pozos activos, lo que produce un error en el cálculo del volumen de arenas netas gasíferas. Por consiguiente el cálculo total del GOES para la Formación Mugrosa (zonas B y C en conjunto) tampoco se pudo hacer.

Sin embargo, la estimación del Gas Original en el Sitio (GOES) para la Zona C en la Formación Mugrosa del Campo Escuela Colorado es igual a 33.9 GPC (Tabla 4). Esta cantidad de gas calculada es muy pequeña, lo cual impide la clasificación de estas arenas como un yacimiento de gas pequeño.

Tabla 1. Cálculo de POES para arenas netas petrolíferas de la Formación Mugrosa, zonas B y C en el Campo Escuela Colorado.

POES	Constante	Volumen Acre-Pie	Porosidad	So (1-Sw)	POES	MBls
Arena neta petrolífera zonas B y C	7758	165806,09	0,1364935	0,68957025	121071170	121

Fuente: Los Autores

Tabla 2. Estimación del POES solo para las arenas netas petrolíferas de la zona B.

POES	Constante	Volumen Acre-Pie	Porosidad	So (1-Sw)	POES	MBls
Arena neta petrolífera zona B	7758	2417,2881	0,1364935	0,68957025	1765097,403	1,7

Fuente: Los Autores.

Tabla 3. Estimación del POES de las arenas netas petrolíferas de la zona C.

POES	Constante	Volumen Acre-Pie	Porosidad	So (1-Sw)	POES	M Bls
Arena neta petrolífera zona C	7758	161921,478	0,1364935	0,68957025	1182346367	118

Fuente: Los Autores.

Tabla 4.

Datos empleados en la estimación del GOES para las arenas netas gasíferas de la Zona C.

GOES	Constante	Volumen Acre-Pie	Porosidad	SGI	GOES	GPC
Arenas netas gasíferas de la zona C	43560	7604,3	0,1364935	0,751	339546314	33,9

Fuente: Los Autores.

Los resultados obtenidos en el presente artículo pudieron validar, corroborar y mejorar el modelo estratigráfico y el cálculo de reservas del campo escuela Colorado mediante el uso de nuevas tecnologías aplicadas en la industria del petróleo.

## 5. Conclusiones

Las correlaciones litoestratigráficas detalladas permitieron establecer la presencia de canales fluviales en la Formación Mugrosa específicamente en las zonas B y C, y su buena continuidad lateral.

A partir de la interpretación de los registros de pozo, específicamente en los registros eléctricos SPN (Potencial espontáneo normalizado), se discriminaron electrofacies las cuales al compararlas con las descripciones litológicas de los pozos, indican la existencia de canales de arenas, comprobándose así el modelo sedimentológico ya existente para el campo.

En el modelo sedimentológico propuesto, las zonas B y C (Formación Mugrosa) muestran una muy buena continuidad lateral de sus arenas, observándose que la mayor acumulación de hidrocarburos se presenta en la Zona C.

A partir de los mapas isópacos elaborados, se comprobó la existencia y dirección de las principales acumulaciones de arena y en especial las relacionadas con la presencia de hidrocarburos.

El cálculo de reservas del petróleo original en el sitio (POES) indica que para la Formación Mugrosa en la Zona B existen 1.7 Millones de bls, mientras que para la Formación Mugrosa en la Zona C existen 118 Millones de bls.

El cálculo de reservas del gas original en el sitio (GOES) indica que para Formación Mugrosa en la Zona C existen 33.9 Gigas de pies cúbicos. Para la Formación Mugrosa en la Zona B no se logró una estimación de reservas, debido a los pocos pozos con presencia de gas.

La Formación Esmeraldas presenta reservas de petróleo y gas que no pudieron ser calculadas debido a que la mayoría de los registros de pozo no tienen continuidad en profundidad, lo que impidió la estimación del volumen de arenas netas petrolíferas y gasíferas.

## Agradecimientos

Agradecemos a la Vicerrectoría de Investigaciones y Extensión de la Facultad de Fisicoquímica, por su apoyo económico para el desarrollo de este trabajo y en general a la

Universidad Industrial de Santander, por su apoyo y fomento de la investigación.

## Referencias bibliográficas

- [1] ECOPELROL, Atlas of sedimentary basins and petroleum geology of Colombia, 2000.
- [2] Amaya, C., Cabrera, H., Duque, C. Guarín, F., Guerrero, J. y Ordoñez, A., Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado, Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano de Petróleo-ECOPELROL, 2003, 126 P.
- [3] Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. and Martínez, J., Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007.
- [4] Chajín, P., Informe interpretación sísmica para Campo Escuela Colorado, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2012, 78 P.
- [5] García, J. y Fonseca, C., Modelo sedimentológico y estratigráfico de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela Colorado, Trabajo de Grado, Escuela de Geología, Facultad de Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2009.
- [6] García, M., Mier, R., Cruz, L. y Vásquez, M., Evaluación del potencial hidrocarburoso de las cuencas colombianas, Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones, Universidad Industrial de Santander-Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2009, 219 P.
- [7] Toloza, S., Identificación de los factores geológicos que afectan las características geoquímicas de los crudos del Campo Escuela Colorado, Trabajo de Grado de pregrado, Escuela de Geología, Facultad de Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2009.

**R. Mier-Umaña**, es Geólogo egresado de la Universidad Nacional de Colombia en 1973. Se ha desempeñado como profesor asociado a la Universidad Industrial de Santander, Colombia, adscrito a la Escuela de Geología. Hace parte del Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones de la Universidad Industrial de Santander, donde ha desarrollado diversos proyectos en el área de la geología del petróleo y a su vez, se ha desempeñado como director y evaluador de diversos proyectos de grado.

ORCID: 0000-0001-8769-8680

**T. Palmera-Henao**, es Geóloga egresada en 2011 de la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia Es MSc. en Geología de la Universidad Industrial de Santander en 2015. Se ha desempeñado como profesora cátedra de la Universidad Industrial de Santander adscrita a la Escuela de Geología. Actualmente, es Coordinadora del Laboratorio de Geoquímica del Petróleo de la Universidad Industrial de Santander. Integrante del Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones de la Universidad Industrial de Santander, donde ha desempeñado diversos estudios en el área de sedimentología, estratigrafía, geofísica y geología de los hidrocarburos con énfasis en geoquímica orgánica. Además, se ha desempeñado como directora y evaluadora de tesis de pregrado de la Universidad Industrial de Santander.

ORCID: 0000-0002-7170-4393

**J. Luna-Osorio**, es Geólogo egresado en 2012 de la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Integrante del Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones de la Universidad Industrial de Santander. Trabajó como consultor de proyectos en el Instituto Colombiano de Petróleo y posteriormente trabajó como funcionario de Ecopetrol en la vicepresidencia de Exploración superintendencia Llanos Occidente – Catatumbo, en el programa de Jóvenes talento de Ecopetrol. Actualmente es estudiante de Maestría en Geociencias en la Universidad Estatal de Campinas, São Paulo, Brasil.

ORCID: 0000-0001-7367-3845

**L.A. Delgado-Blanco**, es Geóloga egresada en 2012 de la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Integrante del Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones de la Universidad Industrial de Santander. Trabajó como consultora de proyectos en el Instituto Colombiano de Petróleo y como geóloga en la empresa Antek S.A.S. Actualmente es estudiante de Maestría en Geociencias en la Universidad Estatal de Campinas, São Paulo, Brasil.

ORCID: 0000-0002-0046-955X