

ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO PARA LAS ARENAS DE LA FORMACIÓN MUGROSA EN ÁREA PILOTO DEL CAMPO LLANITO

Hernan Dario Madero¹; Jenny Paola Rueda²; Alberto Ortiz²; Juan Diego Colegial³

RESUMEN

La Formación Mugrosa en el Campo Llanito es un importante reservorio de edad Terciaria. Estudios y análisis de corazones y afloramientos en esta Formación identifican tres facies principales: flood plains, channels sands y crevasse splay.

La mayoría de pozos del campo cuentan con registros SP y GR. Estos registros son tomados especialmente sobre la Formación Mugrosa. Con el fin de identificar el comportamiento de estas facies en el subsuelo, la metodología empleada en este trabajo se basa en definir facies apoyados en registros de pozo (electofacies).

En el área se definieron 5 transectas con 37 pozos en total. Realizando correlaciones estratigráficas aplicando estratigrafía de secuencias, se identificaron 7 ciclos estratigráficos, limitando zonas de mayor y menor relación A/S. Además se crearon mapas de facies para definir su continuidad y variación lateral. Determinando que la dirección que mantiene el río que dio origen a estos sedimentos muestra un patrón NE-SW. También se definió la geometría y comportamiento de los *channels sands* (principales reservorios). Definiendo zonas con mayor presencia de cuerpos arenosos hacia el SE del campo. Hacia el norte del campo estos cuerpos arenosos pierden espesor y continuidad. También es posible observar que al subir estratigráficamente, estos cuerpos arenosos presentan mayor continuidad y espesor hacia la parte E y W del área piloto.

Palabras Clave: Formación Mugrosa, Facies, Electrofacies, Correlaciones Estratigráficas

STRATIGRAPHIC ANALYSIS OF THE MUGROSA FORMATION, IN PILOT AREA, LLANITO FIELD, MIDDLE MAGDALENA BASIN

ABSTRACT

Mugrosa Formation in the Llanito Field is an important reservoir of Tertiary age. Studies and analysis of core and outcrops identify three main facies, such as flood plains, channels sands and crevasses splay.

For many wells in the field, have two log wells are available SP and GR taken especially on the Mugrosa Formation. To identify the behavior of these facies in subsurface, the methodology used in this study is based on identifying these facies supported by well logs (electofacies).

Later identified the area drawing five transects with 37 wells in total, making stratigraphic correlations supported sequence stratigraphy, defining 7 cycles of high resolution to delineate areas of higher and lower A / S. Also be prepared facies maps, this to define the continuity and change lateral of facies especially to delineate the geometry of channels sands (Main reservoirs) which show significant trends defining areas with a high accumulation the sands body to SE of field. More over is it can to observe that river directions that originate this sediments is NE-SW, to north of field these bodies sand (Channels sands) are losses thickness and continuity, also is possible observe that this sands bodies are more continuity and thickness when up stratigraphy in the correlations.

Keywords: Mugrosa Formation, Facies, Electrofacies, Stratigraphics Correlations

¹ Universidad Industrial de Santander, Escuela de Geología, Grupo de investigación en Estratigrafía UIS-ICP, Bucaramanga, Colombia. hernandariomadero@yahoo.com - jennypaolarueda@yahoo.com

² Ecopetrol – ICP Modelamiento Geológico, Piedecuesta, Santander, Colombia.

³ Universidad Industrial de Santander, Escuela de Geología, Bucaramanga, Colombia,

INTRODUCCIÓN

Para mejorar el diseño de programas de perforación que permite el recobro de hidrocarburos en los campos maduros de Ecopetrol, ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, es necesario aumentar el conocimiento geológico de dichos campos en esta cuenca. Por ello se hace indispensable la elaboración de un nuevo modelo estratigráfico, que sea alimentado con la nueva información obtenida y con la implementación de nuevas técnicas.

En esta etapa se realizará una interpretación de registros, que permita mostrar de manera general el comportamiento o distribución de las diferentes facies como arenas de canal (Channels sands), arenas de llanura de inundación o de desborde (Crevasses splay) y llanuras de inundación (Flood plain) presentes en un sistema fluvial, típico en la zona de estudio. La correlación con registros es importante, ya que brinda información del subsuelo. Ciertamente no es información cien por ciento segura y confiable, ya que se encuentra sujeta a ciertas condiciones de las Formaciones, incluso a

parámetros de perforación. El registro SP o de Potencial Espontaneo es una herramienta útil en el desarrollo de este trabajo ya que es un registro de tipo litológico, de amplio estudio en sistemas fluviales. Lo más importante es que este registro se encuentra en la mayoría de pozos en el área de estudio.

METODOLOGÍA

Después de delimitar el área piloto, la cual se encuentra ubicada en el campo Llanito se procede a definir las transectas, de manera que se obtenga la mayor información posible, es decir, la mayor densidad de datos en el área de estudio. Posteriormente se recopila la información de registros, se estudia el comportamiento de estos y su relación con las facies obtenidas a partir del trabajo de campo y análisis de corazones de la Formación a estudiar, esto con el fin de definir facies a partir de registros (Electrofacies) y posteriormente realizar una correlación con los pozos de la zona. Por último se interpreta la continuidad de los intervalos arenosos, estableciendo zonas de mayor interés.

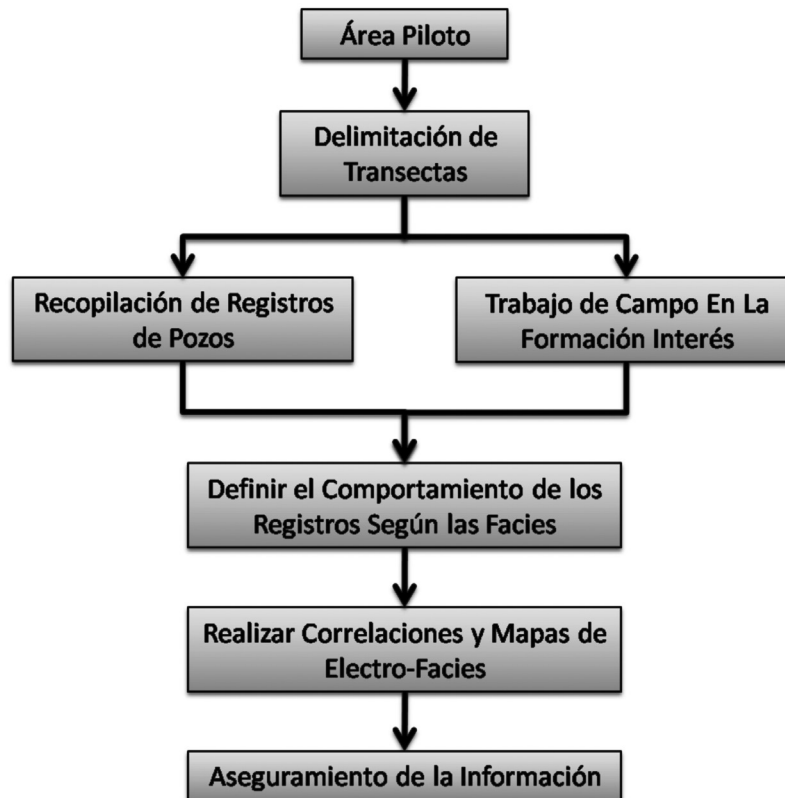


FIGURA 1. Esquema de la metodología aplicada en esta investigación.

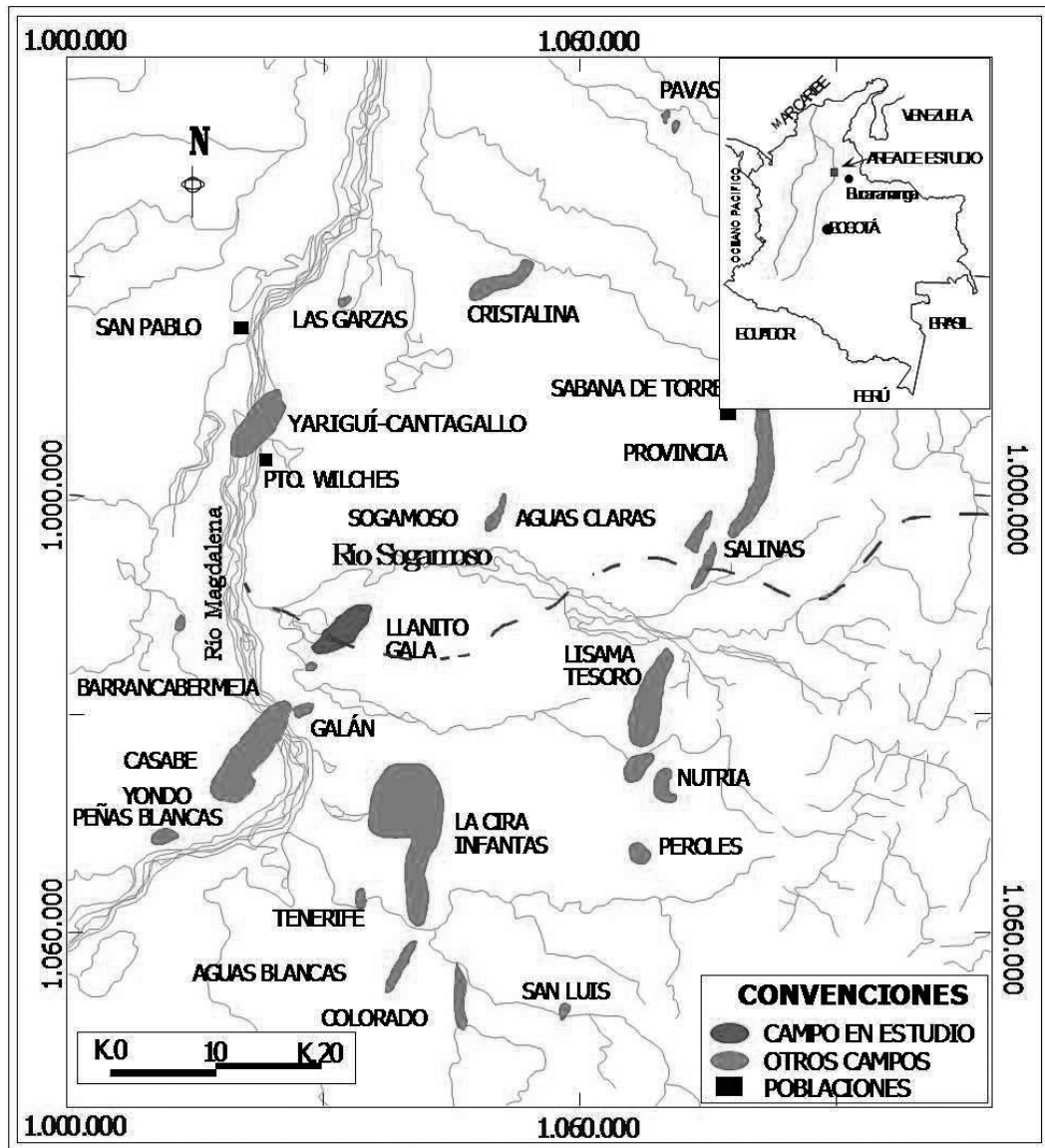


FIGURA 2. Mapa de localización del Campo Gala-Llanito. Tomado de Ortiz et. al. (2002)

GENERALIDADES

El Campo Llanito se ubica en el Valle Medio del Magdalena, entre las Cordilleras Central y Oriental, al Este del Río Magdalena, Sur del Río Sogamoso y Norte del campo Galán-San Silvestre, (Figura 2) comprendido dentro de las coordenadas geográficas (gauss) N: 1'288'000 a 1'277.000 E: 1'022.00 a 1'030.000 (Santacruz 2004).

La sección perforada por los pozos en este campo la conforman rocas del Jura-Triásico de la Formación Girón, Cretáceo de las Formaciones Tambor, Rosa Blanca, Paja, Tablazo, Simití, Salto, La Luna, Umir. La Formación Lisama no es continua en toda la cuenca y no se encuentra presente en esta parte. Las rocas del Terciario conformadas por las Formaciones Esmeraldas la Paz, Mugrosa, Colorado, Real y Mesa. En la Figura 3 se muestran la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena teniendo como principal objetivo la Formación Mugrosa.

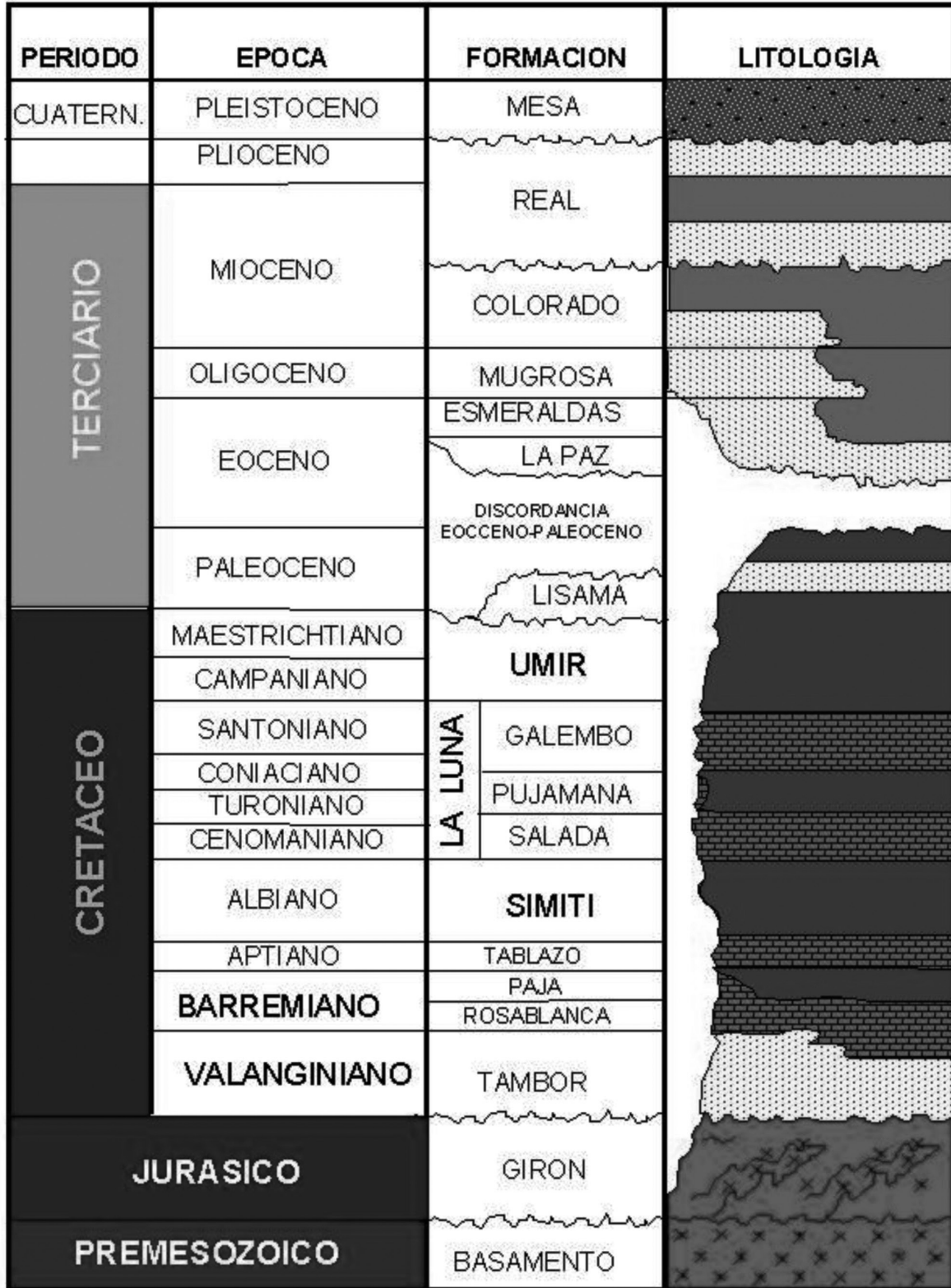


FIGURA 3. Columna Estratigráfica Generalizada, Cuenca Valle Medio del Magdalena

TRABAJO DE CAMPO

El trabajo de campo se llevó a cabo en el área de Barrancabermeja, el Centro, Campo 23 y la vía Panamericana (Figura 4). Las mejores exposiciones de La Formación Mugrosa se encontraron sobre la vía panamericana, entre Campo 23 y la vereda el Oponcito. Este trabajo de campo se lleva a cabo con el fin de obtener información en superficie, para ser tenida en cuenta al momento de realizar las interpretaciones en el subsuelo (Maretto y Zabala, 2005).

El primer afloramiento donde se expone la Formación Mugrosa se encontró en la carretera que dirige del Centro a Campo 23, las dimensiones del afloramiento son favorables, y en ocasiones se pueden seguir los cuerpos geológicos, y apreciar variaciones de espesor lateralmente, hacia la base se presenta un paquete arenoso de aproximadamente 1.5 m de espesor, estas arenas son friables y no se aprecian estructuras, hacia el tope de afloramiento se muestran intercalaciones de arenas que van perdiendo su espesor hasta llegar a unos

pocos centímetros con paquetes de finos haciéndose estos últimos más espesos hacia el tope, de aproximadamente de 5.4 m. En este afloramiento se aprecia como los paquetes arenosos pierden espesor lateralmente y se van acuñando, obteniendo una forma lenticular (Figura 5a). En general se puede interpretar una disminución de la energía hacia el tope, donde predominan facies características de llanura de inundación, predominancia de finos principalmente lodolitas abigarradas (colores pardos y grises verdosos), con presencia de actividad orgánica, bioturbación y madrigueras. Hacia la base se pueden observar las arenas de llanura de inundación, que en ocasiones carece de estructuras y por otra parte se puede observar algunos paquetes arenosos con estratificación cruzada en artesa (Figura 5b), los cuales son característicos de sistemas fluviales. Los paquetes arenosos depositados bajo estas condiciones de baja energía, es decir, mostrando más desarrollos de llanura de inundación, manifiestan un alto contenido de finos, incluyendo los asociados a canales, lo cual disminuye la calidad de roca reservorio en estos sistemas, ya que reducen su permeabilidad.

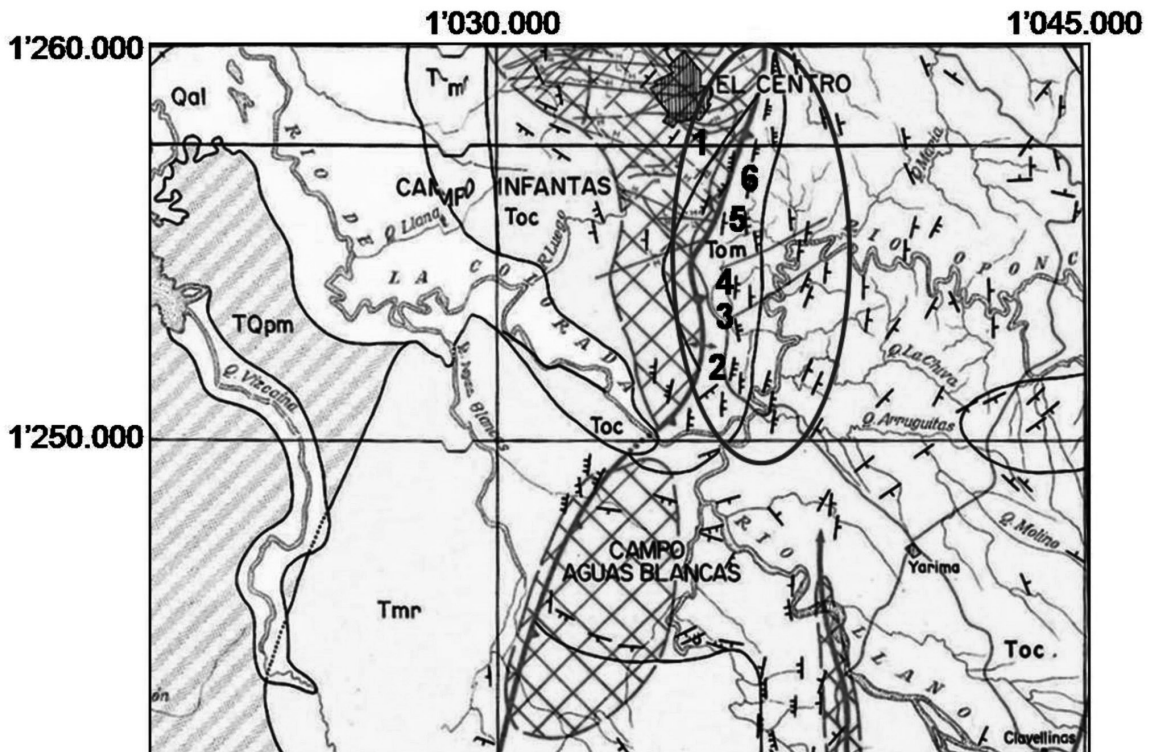


FIGURA 4. Cuadrángulo H11 Ingeominas 1958 el área encerrada con el círculo es la zona de campo Tom (Formación Mugrosa). Los número indican las estaciones realizadas en la zona.

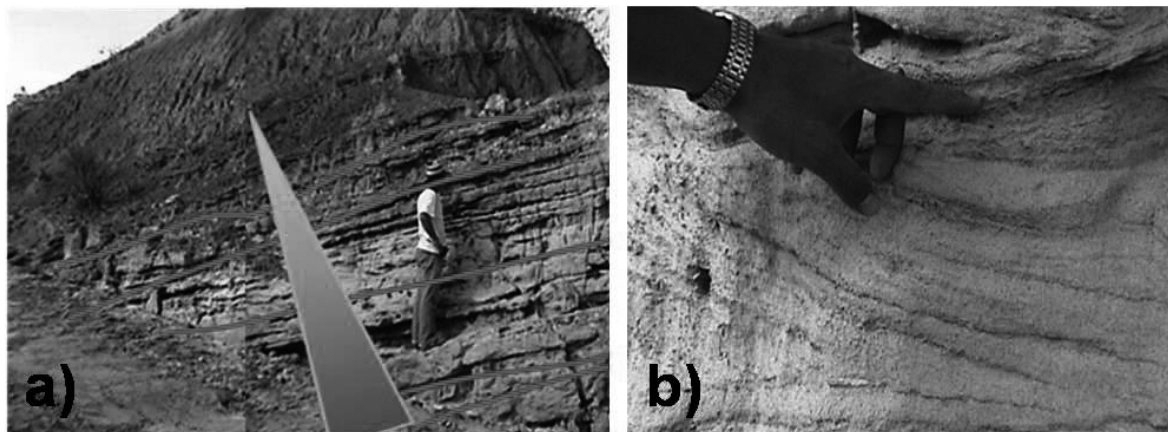


FIGURA 5. a) Afloramiento Formación Mugrosa, se aprecia como los paquetes arenosos pierden espesor lateralmente y se van acuñando, obteniendo una forma lenticular. El triángulo indica disminución en la energía de depositación hacia el tope del afloramiento. b) Afloramiento Formación Mugrosa, estratificación cruzada en artesa facies típica de ambientes de canal y arenas de llanura de inundación.

El segundo afloramiento se ubicó sobre la carretera panamericana, aproximadamente a 2 Km de Campo 23 (Campo 23-Bucaramanga) (Figura 6a). Se sitúa hacia el lado derecho de la carretera en sentido norte-sur. En la base se aprecia un paquete arenoso con estratificación cruzada en artesa y con elementos estructurales como estrías de fallas. También se puede observar que la roca se encuentra impregnada de crudo. Hacia la parte superior el afloramiento muestra intercalaciones de capas finas de 40 a 20 cm de espesor. Estas intercalaciones son de lodolitas con areniscas.

En la parte superior se observa un paquete de lodolitas laminadas (Figura 6). Subiendo estratigráficamente se encuentra un paquete de aproximadamente 4m de espesor de lodolitas abigarradas con bioturbación, típicas de llanuras de inundación (Figura 6b). En este afloramiento se observan unas estructuras tubulares de 10 a 15 cm de longitud y de 3 a 6 cm de diámetro de composición calcárea, que parece corresponder a troncos de vegetación, producto de una exposición sub-aérea de estos sedimentos.



FIGURA 6. a) Afloramiento Formación Mugrosa, paquete arenoso con estratificación cruzada en artesa y con elementos estructurales como estrías de fallas. b) Lodolitas abigarradas con bioturbación, típicas de llanuras de inundación.

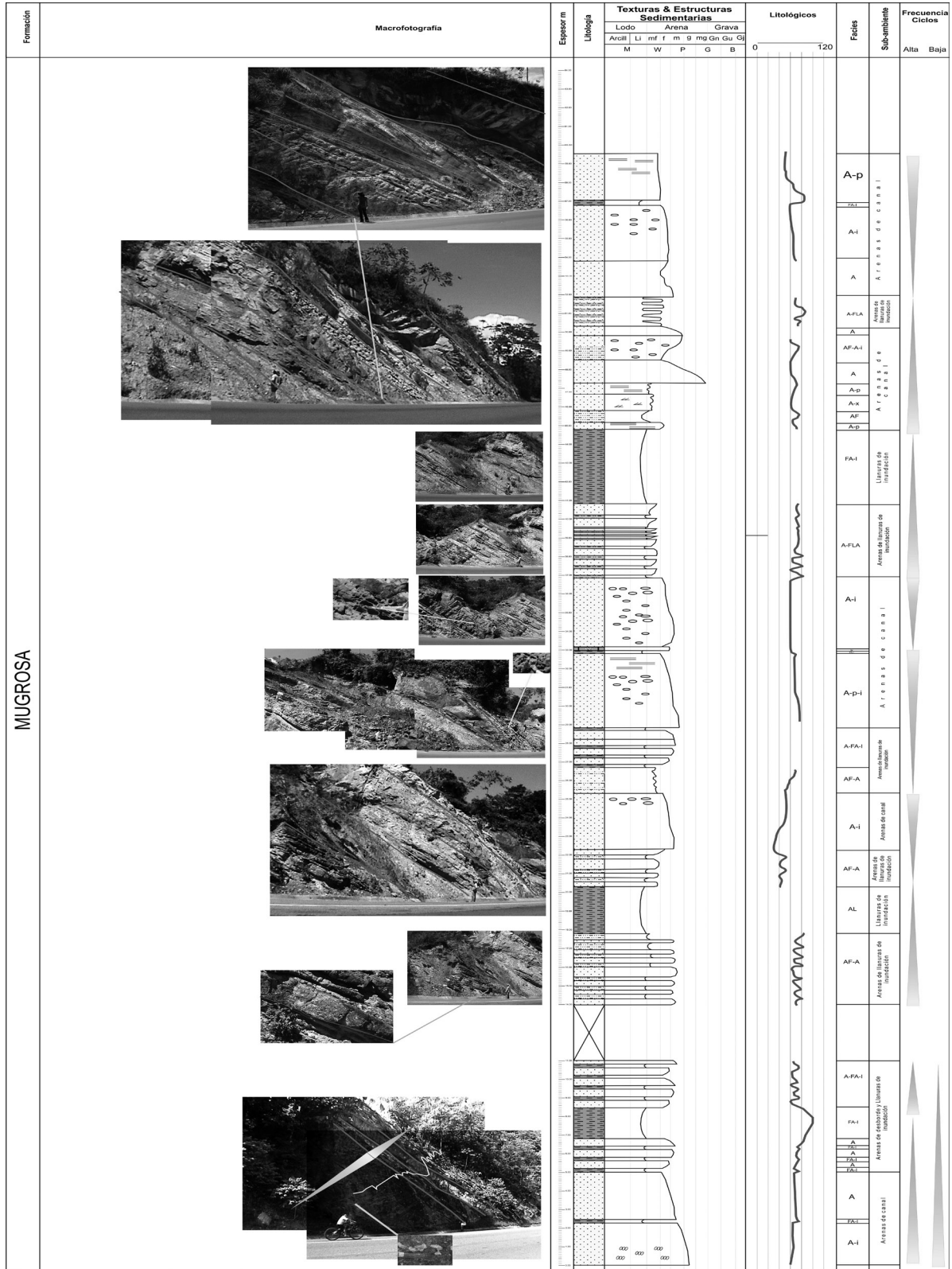


FIGURA 7. Columna estratigráfica tercera estación vereda Oponcito carretera Panamericana

La tercera estación (Figura 7) presenta el afloramiento más representativo de la Formación Mugrosa, con una dimensión de 200m de longitud aproximadamente, y 20 a 30m de altura, muestra una secuencia de facies indicando las variaciones de los diferentes subambientes sedimentarios que dieron origen a esta Formación. En la base de la secuencia se observa canales de espesor (2m), con estratificación cruzada plana y en artesa, a medida que se va hacia el tope, se observa que los canales se retiran dando paso a secuencias arenosas con más presencia de lodos interpretados como arenas de llanuras de inundación. Posteriormente se encuentran depósitos de llanura de inundación, los cuales se caracterizan por presentar lodolitas en su mayoría masivas, con bioturbación, lodolitas abigarradas de colores pardos rojizos. En la estación número tres registrada sobre la carretera Panamericana se observa ambientes de *crevasse splay* incluidos dentro de los ambientes de arenas de inundación muestra principalmente un paquete de arena de secuencia granodecreciente con relictos de estratificación cruzada.

Este trabajo de campo da una visión general de la distribución espacial de los ambientes sedimentarios en esta cuenca de tipo fluvial, en general se observa el desarrollo de arenas de canal de alta y baja energía, embebidos en facies de llanuras de inundación (Flood Plain). En el caso de las estaciones 1 y 2 se observan canales aislados de poca longitud y continuidad, esto se puede relacionar con ambientes de baja energía con espacio de acomodación mayor al suministro de sedimentos, el desarrollo de arenas de desborde o *crevasse splay*s se hace más evidente en estas condiciones. En afloramiento 3 se observa el desarrollo de canales amalgamados y con contenidos de arenas más limpias, estas condiciones se presentan con frecuencia asociados a ambientes de alta energía, en condiciones de menor espacio de acomodación con respecto al suministro de sedimentos.

Esta información es importante al momento de realizar correlaciones con información de pozos, ya que definiendo ciclos estratigráficos basados en la relación espacio de acomodación y suministro de sedimentos (A/S), se puede definir apropiadamente la extensión de depósitos arenosos correspondientes a arenas de canal.

REGISTROS

El registro de pozo contiene la información obtenida de las Formaciones que conforman un pozo e indican datos tales como resistividad, densidad, radioactividad y potencial, por esta razón se convierten en herramientas

fundamentales para realizar interpretaciones del subsuelo y por tanto definir y caracterizar los yacimientos. Algunas de las propiedades físicas de las rocas y minerales, medidas en un registro eléctrico, son la conductividad eléctrica y el potencial espontáneo. En la exploración petrolera muchos registros son realizados simultáneamente. Debido a que el objetivo primario del registro es evaluar el potencial productivo de la arenisca reservorio. Las herramientas que realizan los registros pueden cambiar sus características por causa del fluido de perforación, el cual penetra en la Formación como lodo filtrado.

Selección de transectas

Con el fin de tener una amplia cobertura del área piloto, se realizaron sobre el campo cinco transectas (Figura 8), dos de ellas se realizaron atravesando la zona en sentido NE-SW y las tres restantes en sentido E-W distribuidas a lo largo del campo, la primera transecta (L11) comprende 8 pozos, la transecta L12 es paralela a la L1 1 y está compuesta por 12 pozos, la transecta L15 es una de las transectas ubicadas al sur del campo y cruza el área piloto en sentido E-W y está comprendida por 6 pozos, más al Norte se encuentra la transecta L14 comprendida por 4 pozos y la última en la parte Norte del campo L13 con 6 pozos. En total se cuenta con 37 pozos, los cuales presentan registros SP y GR, además de la representación litológica derivada de estos registros.

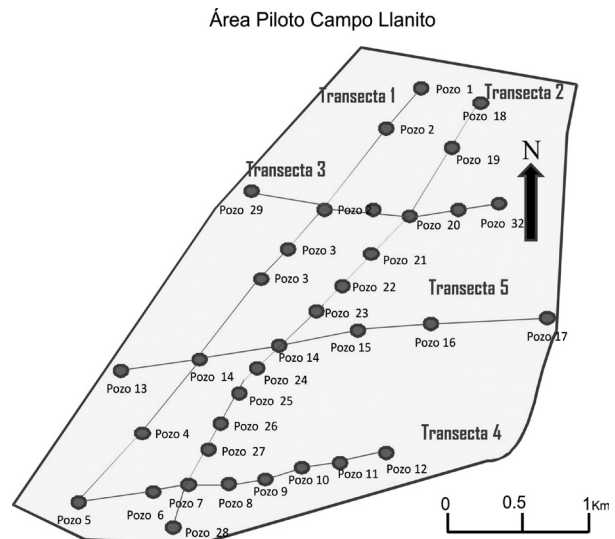


FIGURA 8. Transectas trazadas para el área piloto.

Registros del Área

Los pozos presentes en la zona cuentan con diferentes registros (Figura 9), entre los más frecuentes está el registro SP que se encuentra para todos los pozos de la zona, el GR que solo está presente en algunos pozos, esto se debe a la calidad de información que este registro arroja en la zona. Sin embargo este registro se tiene en cuenta para realizar las correlaciones en las zonas donde se encuentra. Teniendo en cuenta la siguiente consideración.

El registro GR se basa en el comportamiento radiactivo de los minerales que conforman las rocas y generalmente las arenas contienen minerales con poca radioactividad, pero no siempre es así, las arenas con alto contenido de minerales como feldespatos potásicos muestran alta radioactividad y pueden ser interpretadas como shale o lutitas, ricas en minerales radiactivos, por esta razón el registro GR no muestra un comportamiento adecuado para esta zona.

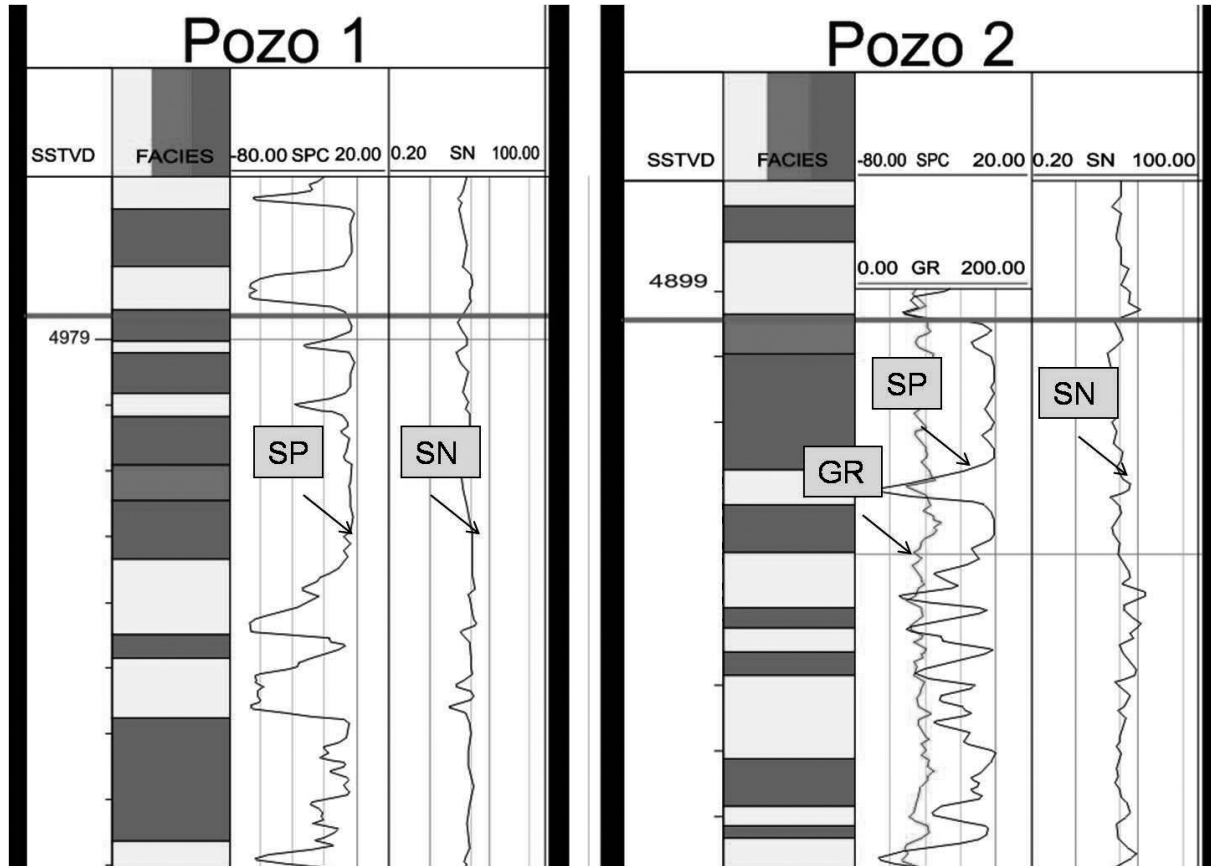


FIGURA 9. Registros de pozos para el área de estudio, la barra de colores amarillo, naranja y gris indica la litología correspondiente a la profundidad. También se observa el registro SPC (Potencial espontaneo corregido) representada por la línea vertical negra, registro SN (Neutrón) a la derecha y GR (Gamma Ray).

CORRELACIONES ESTRATIGRÁFICAS

Facies Estratigráficas

Se denomina facies al conjunto de características litológicas y paleontológicas que permiten diferenciar un conjunto de estratos o paquetes de otros. En su forma más simple es un término descriptivo que se puede mencionar como facies arenosas, facies arenosas con estratificación cruzada, facies lodosas etc. Sin embargo, puede usarse en sentido interpretativo, facies marinas, facies fluviales, facies de canal, facies de crevasse etc.

Electrofacies

Cuando estas características no se toman a partir de la descripción directa de la Formación, y por el contrario se toman a partir del comportamiento de los registros de pozo se denominan electrofacies. El análisis de los registros de pozo es la técnica más empleada a la hora de caracterizar las Formaciones que componen un yacimiento, ya que los registros presentan mayor continuidad a lo largo del pozo, contrario a los corazones, e incluso a los afloramientos, ya que en ocasiones no se tiene el total de una secuencia estratigráfica aflorando en superficie.

La forma de las curvas de los registros de pozo puede servir para dar una interpretación aproximada del ambiente de depositación. Asociar los registros de pozos a facies litológicas no es una tarea sencilla, pues en determinadas ocasiones los registros no reflejan las verdaderas condiciones de las rocas y se ven afectadas por otros factores, o simplemente la naturaleza misma de la roca produce un efecto en los registros que no dan mucha claridad a la hora de ser interpretados, el registro SP ha sido ampliamente estudiado para realizar este tipo de interpretaciones faciales (Nanz 1959).

Se definen facies ambientales según la forma del registro, una primera forma puede ser la forma de campana, (Figura 10a) para generar estas formas se invierte el registro y se confronta con el registro en su forma original, esta figura de campana muestra una secuencia granocreciente y se interpreta como facies de *crevasse*, que son arenas con poca continuidad, la siguiente forma (Figura 10b) corresponde a la forma de cilindro, la cual se interpreta como paleosuelos, y generalmente presentan continuidades relativamente mayores, por último, está la forma de embudo (Figura 10c) que se consideran como facies de canal, excelentes reservorios en depósitos de ambientes fluviales, y por lo general muestran buenas continuidades y espesores.

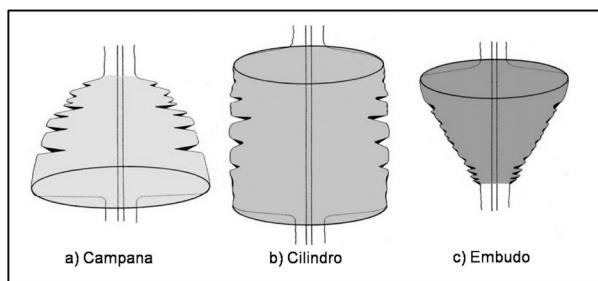


FIGURA 10. Registro SP. a) Registro en forma de campana. b) Registro en forma de cilindro. c) Registro en forma de embudo. Tomado de Nanz 1959.

En la figura 11 se presenta la delimitación de ciclos estratigráficos basados en el comportamiento del registro SP, para ello se tomo como datum el horizonte correspondiente a Fósiles de Mugrosa definido por Morales (1955). Este horizonte concuerda con un evento de inundación. Este evento concuerda con los ciclos determinados en el registro. Estos ciclos se tuvieron presentes para la correlación de las electrofacies realizadas en la formación Mugrosa presentadas a continuación.

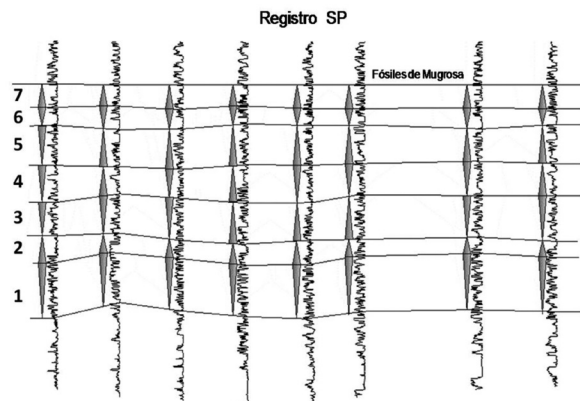


FIGURA 11. Delimitación de ciclos estratigráficos basados en registros de pozo en el campo Llanito. Definiendo 7 unidades para las correlaciones electrofaciales. Para esta correlación de ciclos se empleó como datum el horizonte denominado Fósiles de Mugrosa, el cual marca una inundación en la cuenca.

Para la transecta 1 (Figura 12), en la cual se tomaron los registros correspondientes a la Formación Mugrosa, Esmeralda y Toro Shale, en esta última Formación se puede apreciar una interesante continuidad observando que las facies arenosas, aumentan de espesor hacia la derecha, es decir, hacia el norte. En la Formación Esmeralda, las arenas muestran buena continuidad pero de poco espesor, con predominancia de finos, correspondientes a facies de llanuras de inundación y arenas de llanura de inundación, por su parte la Formación Mugrosa muestra predominancia de estas facies arenosas, hacia el sur del campo se capta continuidad en los canales y hacia el sur se observan paquete de arena con espesores mayores probablemente de canales amalgamados coincidiendo con los ciclos estratigráficos delimitados inicialmente. En la parte superior de la transecta se ubica el tope de la Formación Mugrosa este tope se reconoce en la mayoría de la cuenca como el horizonte de Fósiles de Mugrosa. Se puede ver que las facies arenosas o de canal dejan de presentar continuidad y además el espesor de estas disminuye hacia este horizonte.

La transecta 2 mostrada en la figura 12 conformada por 12 pozos, se encuentra cortando la zona al igual que la transecta 1 en sentido SW-NE. Se observa que la zona que tiene mayor continuidad de facies arenosas hacia la parte inferior de la Formación Mugrosa. Además se aprecia que los espesores y continuidades de paquetes arenosos se hacen más pobres hacia la parte sur del campo a medida que se asciende estratigráficamente.

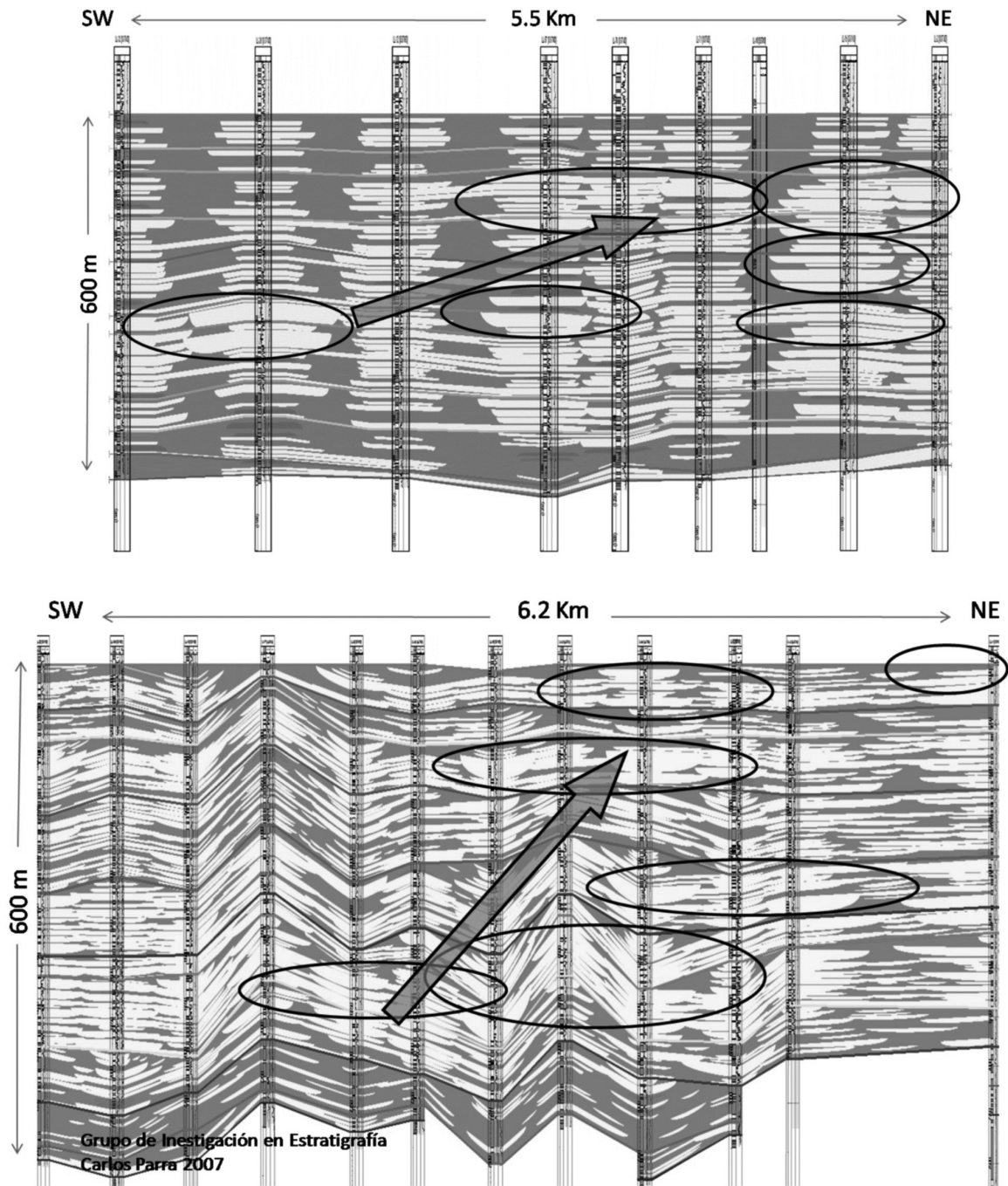


FIGURA 12. Arriba se muestra la Correlación de facies arenosas para la transecta 1. Abajo se presenta la interpretación para la Transecta 2.

De igual forma en la transecta 3 ubicada en la parte norte del campo, se observa una excelente continuidad hacia la base de la Formación Mugrosa, se debe tener en cuenta que esta transecta atraviesa el campo en dirección E-W, es decir en forma casi perpendicular a las transectas anteriores. A pesar de parecer muy homogénea, se puede apreciar que se encuentran algunos canales amalgamados hacia el W del campo en la parte superior, y se puede analizar que las facies de arenas de inundación (Color claros) también muestran una buena distribución a lo largo de esta transecta.

La transecta 3 (Figura 13) se encuentra ubicada en el centro del área piloto atravesando la sección en dirección E-W, además esta transecta se encuentra compuesta por 6 pozos, al igual que la transecta 1 las Formaciones que se encuentran son Mugrosa Esmeralda y Toro Shale, En general no se observa continuidad en la arenas excepto en algunas intervalos de la Formación Mugrosa donde se observan canales amalgamados. Los paquetes arenosos se observan principalmente hacia la base de esta Formación. A medida que se sube estratigráficamente se observa que la tendencia de aumento de espesor de estos canales es hacia la parte oeste del campo.

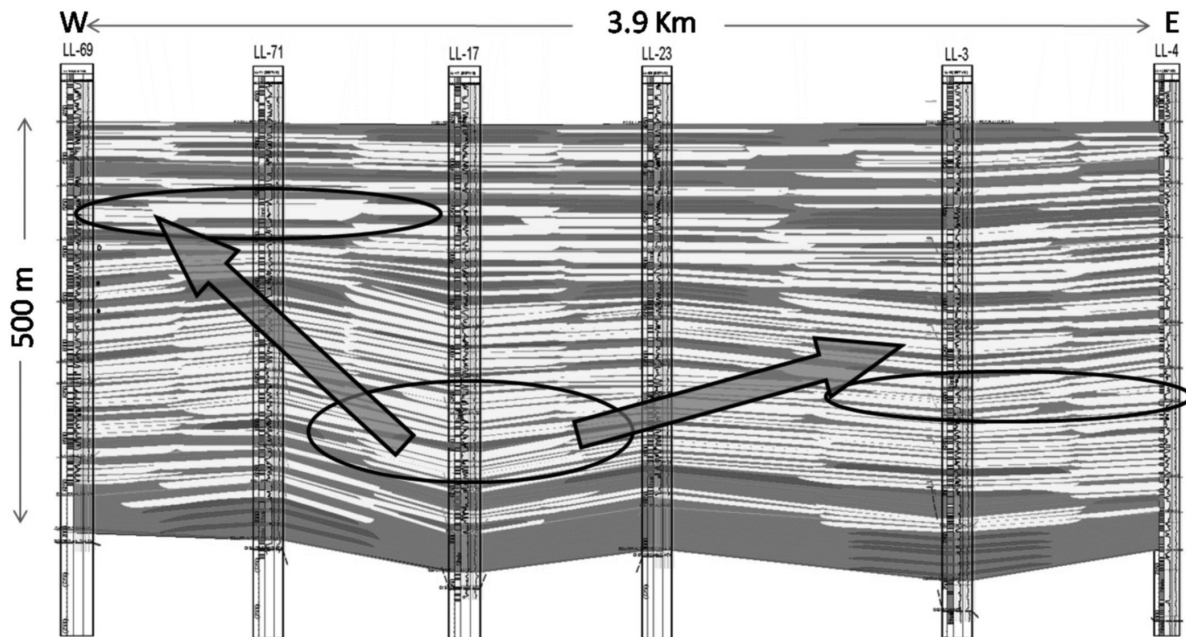


FIGURA 13. Correlación de secciones de pozos en la Transecta 3. Grupo de investigación en estratigrafía UIS-ICP.

La transecta 4 (Figura 14) está ubicada al sur del campo en dirección E-W al igual que las transectas anteriores están presentes los registros de los intervalos correspondiente a Mugrosa Esmeralda y Toro Shale, nuevamente se observa que en la Formación Toro Shale la continuidad de las arenas muestran una continuidad interesante ya que estas arenas continuas representan yacimientos con amplio interés en cuanto a explotación de hidrocarburos se refiere, continuando con la Formación Esmeralda se observa continuidad de las arenas a lo largo de la transecta, pero comparada con el resto de la sección muestra poco espesor.

Posteriormente en la transecta 5 ilustrada en la figura 14 la Formación Mugrosa muestra un comportamiento más interesante, ya que los espesores de las arena son de mayor tamaño, en la base de esta Formación se observa buena continuidad de canales a lo largo de la transecta, hacia el oeste se puede observar que la facies tiene una inclinación abrupta, además se pierde la continuidad de paquetes con amplio espesor y pérdida de la secuencia, probablemente este efecto se logre por una falla de tipo normal que se presenta en esa zona, igualmente hacia el tope de la Formación los canales se hacen menos continuos, también se resalta como los cuerpos arenosos tienden a tener mayor espesor en los costados E y W de la transecta a medida que se sube estratigráficamente.

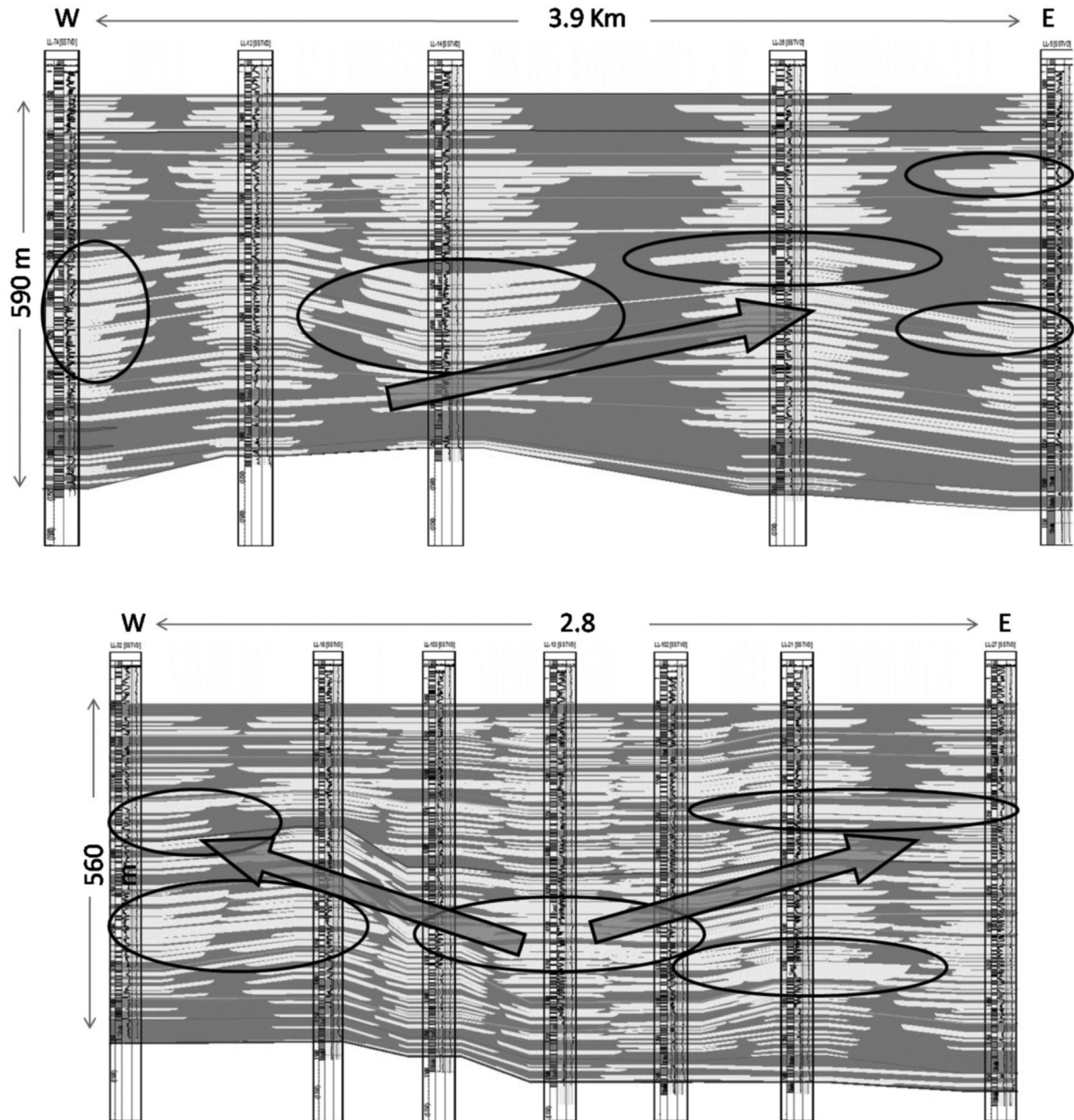


FIGURA 14. Arriba se presenta la correlación de electrofacies arenosas para la transecta 4. Abajo se observa la correlación de electrofacies para la Transecta 5, los círculos encierran zonas donde hay mayor amalgamamiento de electrofacies de canal.

MAPAS DE FACIES

En un sistema sedimentario es normal encontrar varias asociaciones de facies, por ejemplo en un ambiente marino se encuentran facies de estuarios, de costa y de plataforma, de igual manera en un ambiente fluvial pueden coexistir diferentes facies, de canal, llanura de inundación y de desborde de canal generalmente, si se cuenta con un buen registro estratigráfico se puede apreciar como estas facies migran a través del tiempo lateral y verticalmente (Ley de Walter), indicando las variaciones o disposiciones de estos ambientes.

Los mapas de facies permiten visualizar la disposición espacial de estos subambientes en el momento que fueron depositadas, por lo tanto son el reflejo de las condiciones paleoambientales. La elaboración de estos mapas amplía el conocimiento geológico de la zona, en la industria petrolera estos mapas juegan un papel importante, ya que ciertas facies son de interés, porque permiten el almacenamiento de hidrocarburos, y es elemental identificar claramente la ubicación de estas facies.

Flood Plain

Las Facies de flood plain o de llanura de inundación representan ambientes de baja energía, donde el río toma la mayor parte del valle. Estos son depósitos de tipo agradacional que corresponden a limolitas y arcillolitas de color gris verdoso representadas por las subfacies arcillolita, arcillolita bioturbada, limolita y limolita bioturbada.

Crevasse Splay

Los crevasse splay son ambientes que indican que el río ha roto su barrera natural y se ha desbordado, estas facies tienen cierto interés en la industria petrolera por sus facies arenosas, aunque no presentan mucha continuidad, los *crevasse splay* o desborde de canal corresponden a depósitos progradacionales identificados por la facies de arenas bioturbada, arenas lodosas, arenas con relictos de estratificación cruzada, arena con bioturbación en menor proporción

Channel Sand

Estas facies son las más importantes en un yacimiento de hidrocarburos de origen fluvial, porque son cuerpos arenosos que pueden acumular mayor volumen de hidrocarburos gracias a su continuidad, los channels sand o arenas de canal, son depósitos de tipo agradacional compuestos por facies de arenas con estratificación cruzada.

A continuación se presentan los mapas de electrofacies (Figura 15) elaborados a partir de información de pozo (Corazones, paleocorrientes y registros).realizados para el área piloto del campo Llanito para la Formación Mugrosa. Estos mapas se mostrarán empezando por las líneas de tiempo más antigua a la más reciente según la correlación basada en los ciclos estratigráficos (Figura 11).

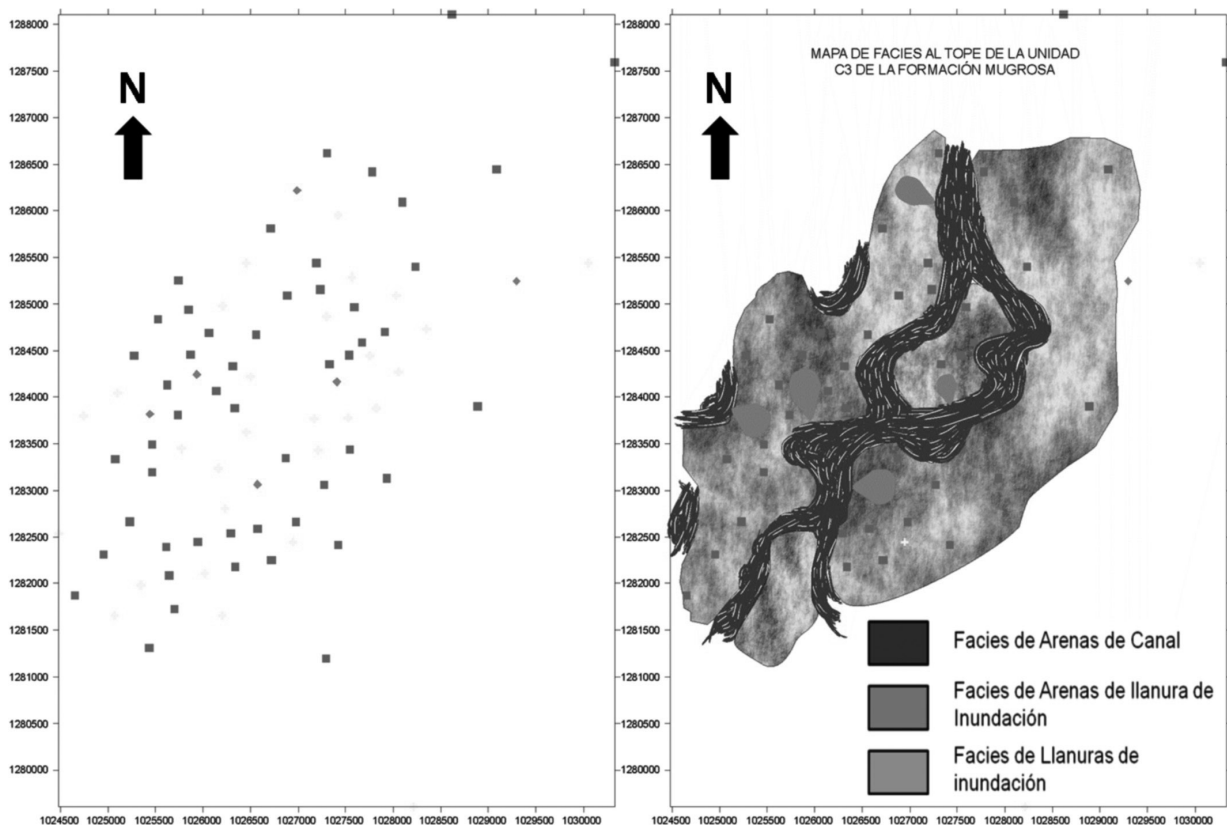


FIGURA 15. Mapa de facies, ejemplo de realización de mapa de electrofacies sobre la unidad 1 a partir de un mapa de puntos, los puntos amarillos indican las electrofacies de canal, los puntos grises, indican electrofacies de llanura de inundación, y los puntos naranjas, facies de desborde de canal o arenas de llanura de inundación.

En el mapa de facies para la base de la unidad 1 (Figura 16), se nota la tendencia del canal, en dirección S-N, además se puede observar las arenas de desborde de canal, interpretados por las facies de color naranja, su disposición es adecuada, ya que estas son el producto del desborde de canal, y estas se desprenden del canal principal. El mapa de facies al tope de la unidad 1 (Figura 16) muestra que la tendencia del canal principal cambia al norte del campo tomando como dirección SW-NE, a

la vez se observa que el rio tiene un comportamiento más sinuoso y la ubicación de un canal principal no es tan clara. Nuevamente la ubicación de las arenas de desborde de canal muestra una disposición apropiada, aunque de un tamaño mucho menor para el ancho de las facies de canal que se presentaban en esa línea de tiempo, además el mapa de facies muestra escases de estas facies.

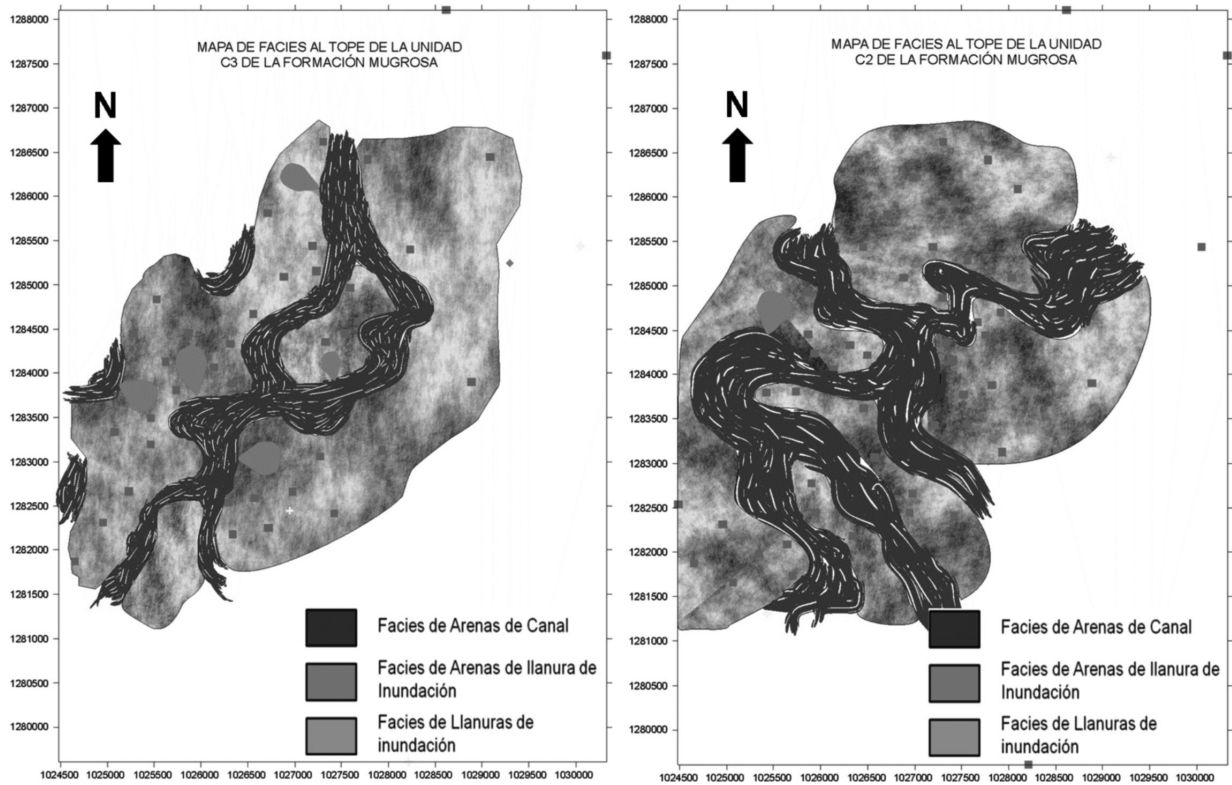


FIGURA 16. EN la izquierda el Mapa de electrofacies al base de la unidad 1 de la Formación Mugros. En la derecha el Mapa de electrofacies al tope de la unidad 1 de la Formación Mugrosa en área piloto del campo Llanito

Para el mapa de facies a la tope de la unidad 2 (Figura 17). El comportamiento del canal es menos sinuoso que el mapa anterior, y su dirección es más marcada en dirección SW-NE, en esta ocasión los brazos del canal tienden a ser paralelos, y se alejan de la parte central del campo. La figura 17 también muestra el mapa de facies al tope de la unidad 3 de la Formación Mugrosa, el canal mantiene su tendencia, al costado este se ve lo que parece ser canales tributarios, partiendo del hecho de que no tienen la tendencia general del rio SW-NE, estos

parecen ir en sentido SE-NW, en este mapa se puede observar un amento en las facies de arenas de llanuras de inundación que en los mapas anteriores parecían casi insignificantes. Al igual que el mapa anterior, a los lados del campo los brazos del rio van de forma paralela y se alejan del centro del campo. Lo anterior puede obedecer a un control estructural, que está actuando en este momento sobre la cuenca, note como los brazos del canal al este del campo vienen en forma perpendicular a la dirección principal del canal y cambia de manera drástica la depositación de estas facies.

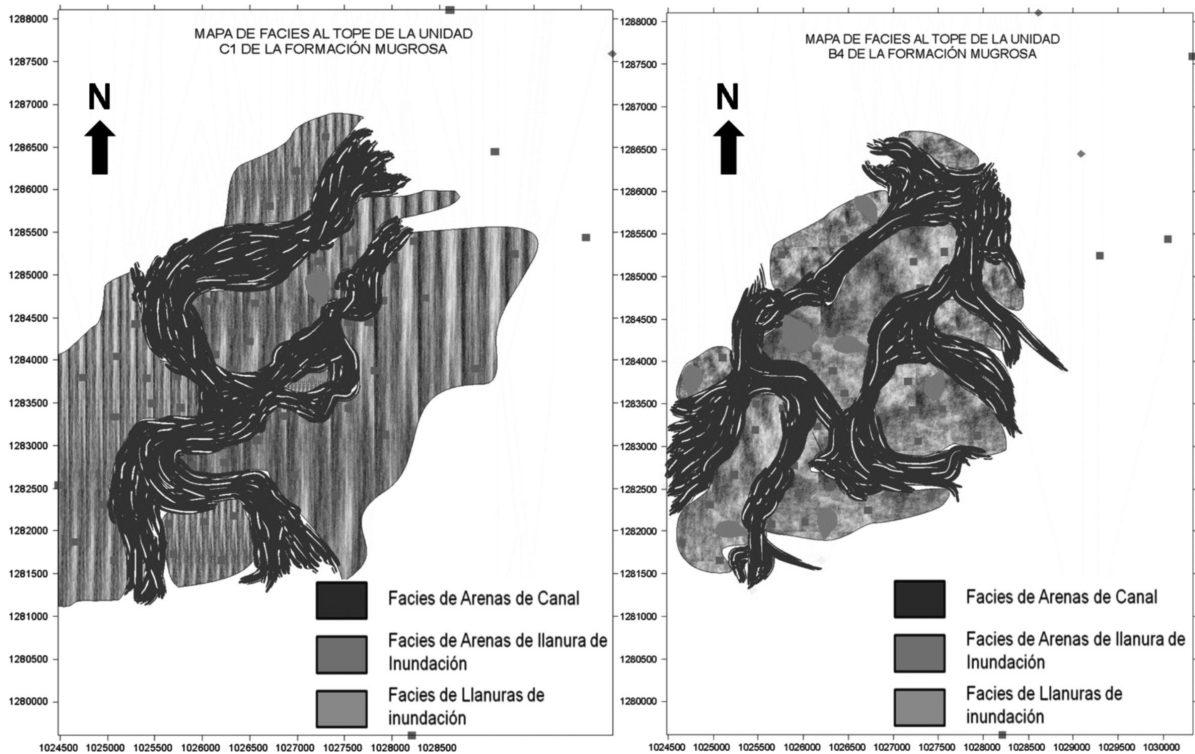


FIGURA 17. La figura de la izquierda muestra el Mapa de electrofacies al tope de la unidad 2 de la Formación Mugrosa. En la figura de la derecha el Mapa de electrofacies al tope de la unidad 3 de la Formación Mugrosa.

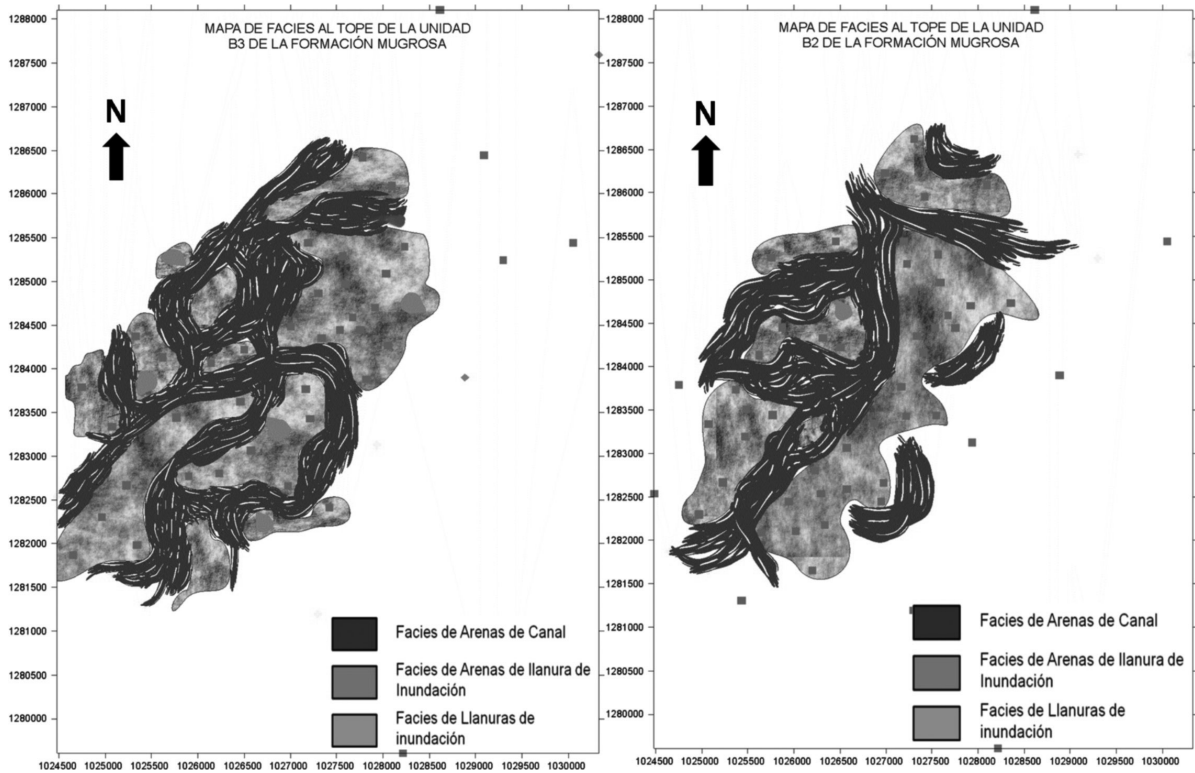


FIGURA 18. A la izquierda el Mapa de electrofacies al tope de la unidad 4 de la Formación Mugrosa. En la derecha el Mapa de electrofacies al tope de la unidad 5 de la Formación Mugrosa en área piloto del campo Llanito.

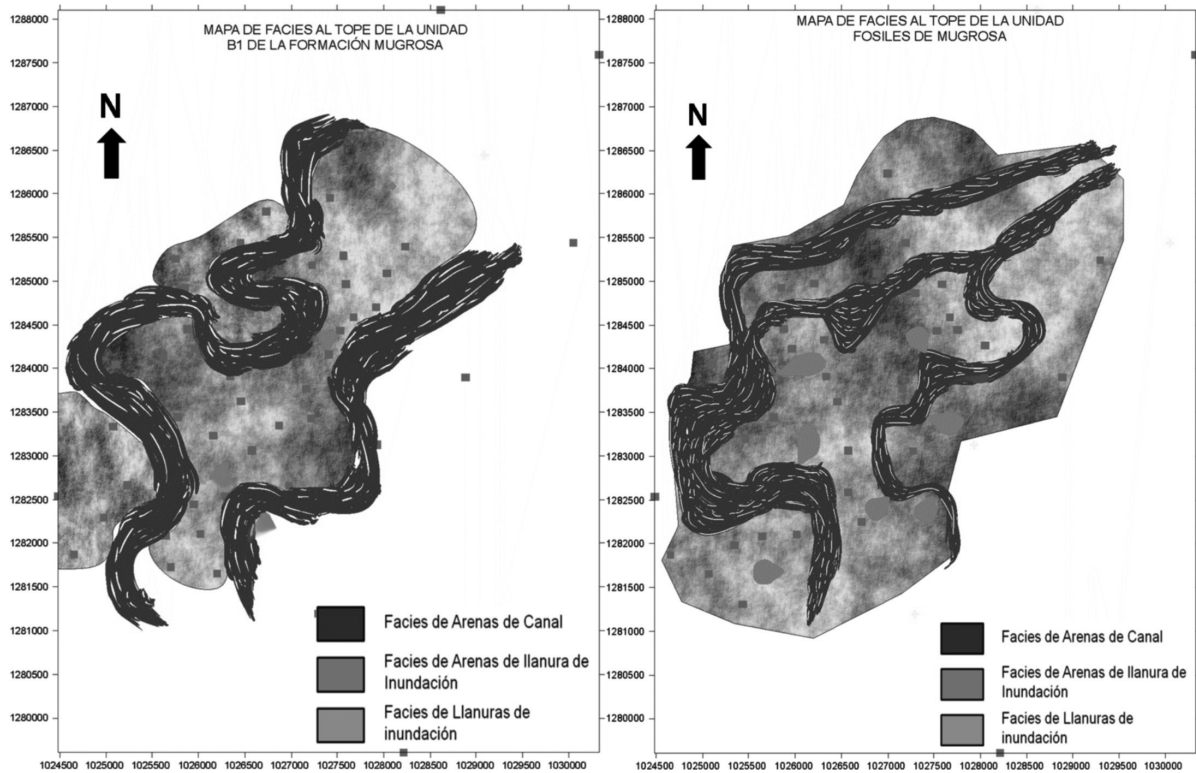


FIGURA 19. Mapa de electrofacies al tope de la unidad 6 de la Formación Mugrosa. Mapa de electrofacies al tope de la unidad 7 (Fósiles de Mugrosa)

El mapa de facies al tope de la unidad 4 (Figura 18) muestra un río de carácter trenzado, manteniendo su dirección SW-NE, en el mapa de facies del tope de la unidad 5 muestra un canal más definido (Figura 18), posteriormente en el mapa al tope de la unidad 6 (Figura 19) se observa el desarrollo de un canal más definido y nuevamente en el centro del campo los brazos del río parecen alejarse de este. Por último el mapa de facies al tope de la unidad 7 definida como el Horizonte de Fósiles de Mugrosa muestra unas facies de canal más delgadas hacia la parte norte del campo, pero igualmente canales más rectos y paralelos (Figura 19).

CONCLUSIONES

La Formación Mugrosa muestra mayores zonas de interés, en la transecta 1 se hace mas continua hacia el norte, con canales arenosos de mayor espesor, en la transecta 5 igualmente presenta alta continuidad, estas condiciones se hacen más evidentes hacia la base de la Formación, principalmente hacia el este del campo.

Existe evidencia de una falla de tipo normal que va en dirección NE-SW que se observa en las transectas E-W, produciendo perdida de sección en algunos intervalos de la Formación Mugrosa, esta falla se ubica en la parte oeste del campo Llanito.

Para los próximos programas de perforación encaminados al recobro de hidrocarburos se debe tener en cuenta. 1) Los cuerpos de arena con mejores espesores y continuidad se encuentran ubicados principalmente hacia la base de la Formación Mugrosa. 2) A medida que se avanza hacia el tope de la Formación estos cuerpos tienden a ubicarse hacia los costados E y W del campo. 3) El mapa de facies de la unidad inferior de la Formación Mugrosa sugiere que la depositación de la facies de canal se da con dirección preferencial SE-NW.

Los mapas de facies muestran que el río varía su comportamiento a lo largo del tiempo y del espacio mostrando diferente sinuosidad, en los topes de las unidades 4,5, 6 y 7 parece obedecer a un control estructural fuertemente marcado.

REFERENCIAS

- Falla V., Elías J. 2005. Interpretación de registros de pozos de petróleo. Lima. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Facultad de Ciencias Físicas. EAP.
- Ricardo H. Santacruz. 2004. Actualización del Modelo Geológico Campo Llanito Gala; Informe Técnico Ecopetrol. Piedecuesta Colombia.

Cesar A. Rojas, Alberto Ortiz F, Edison Esparza, Helga N. Niño. 2000. Caracterización Sedimentologica y Estratigráfica del Campo Gala. Informe Técnico Instituto Colombiano del Petroleo. Piedecuesta Colombia.

Juan C. Ramón and Timothy A. Cross. 2002. Correlation Strategies and Methods in Continental Strata, Middle Magdalena Basin, Colombia. Department of Geology and Geological Engineering, Colorado School of Mines, Golden, Colorado 80401.

B. W. Wilson and R. H. Nanz. 1959. Sands Condition as Indicated by the Self-Potential Log. EPRM Memorandum Report 51, Shell Development Company, Huston, Texas.

Gómez E. Jordan T. Allmendinger R. Hegarty K. Kelley S. 2005. Syntectonic Cenozoic Sedimentation in the Northern middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes. Geological Society of American Bulletin.

Maretto, H. y C. Zavala, 2005. Modelado de reservorios: los afloramientos como modelo base a utilizar en subsuelo, ejemplo en sedimentos eólicos de la Fm. Tordillo. 6° Congreso Argentino de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

Morales. L.G. 1955. General Geology and Oil Occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG.

Spalletti, L.A., Morel, E.M., Artabe, A.E. 2005. Estratigrafía, Facies y Paleoflora de la Sucesión Triásica de Potrerillos, Mendoza, República Argentina. Revista Geologica de Chile, vol.32, no.2. p.249-272.

Trabajo recibido: Marzo 26 de 2010

Trabajo aceptado: Junio 4 de 2010