

**DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA DE 500 PIES CORAZONADOS
DEL CAMPO LA CIRA UBICADO EN LA CUENCA DEL VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA APLICADO A LOS MODELOS DE
LLANITO Y LISAMA**

OSCAR EDUARDO MÁRQUEZ TORRES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA
2.008**

**DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA DE 500 PIES CORAZONADOS
DEL CAMPO LA CIRA UBICADO EN LA CUENCA DEL VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA APLICADO A LOS MODELOS DE
LLANITO Y LISAMA**

OSCAR EDUARDO MÁRQUEZ TORRES

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
Geólogo**

DIRECTOR

Germán Meza

Geólogo Msc

CODIRECTOR

Alberto Ortiz Fernández

Geólogo Msc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA
2.008**

A DIOS POR ILUMINAR TODAS LAS ETAPAS DE MI VIDA

A MI MAMÁ Y MI PAPÁ POR QUE CON SU AMOR Y COMPRESION
ME HAN APOYADO EN TODOS MIS PROYECTOS.

A MIS HERMANOS JULIAN Y JAVIER POR ESTAR CONMIGO EN LAS
BUENAS Y EN LAS MALAS.

A MIS COMPAÑEROS DE LA UNIVERSIDAD POR ESTAR CONMIGO
EN TODA MI CARRERA, EL ENANO, LA GORDA, JOHAN, S.L.S.

A MI FAMILIA POR ESTAR SIEMPRE CONMIGO.

A TODAS LAS PERSONAS QUE HAN ESTADO Y HAN PARTICIPADO
EN TODO EL PROCESO QUE ME LLEVO ALCANZAR EST A META .

OSCAR E. MÁRQUEZ TORRES

AGRADECIMIENTOS

A Alberto Ortiz, German Meza y Sergio Nuncira por su apoyo y aportes brindados para la realización de este proyecto.

Al Instituto Colombiano del Petróleo por su apoyo en la realización de este trabajo.

.

A la Universidad Industrial de Santander por formarme como Geólogo y a los profesores por transmitirme todos sus conocimientos y guiarme a través de mi carrera.

Al Grupo de Investigación en Estratigrafía y a mis compañeros que me acompañaron a través de la realización de este proyecto.

A los profesionales del ICP por su apoyo en este trabajo que realice para conseguir mi título como Geólogo.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVOS	3
2.1 OBJETIVO GENERAL	3
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	3
3. GENERALIDADES SOBRE EL CAMPO	4
3.1 LOCALIZACION GEOGRAFICA	4
3.2 CAMPO LA CIRA	5
3.3 MARCO GEOLÓGICO Y TECTÓNICO REGIONAL	6
3.4 DESCRIPCIÓN DE LAS FORMACIONES DE INTERÉS (TERCIARIO) (Figura 4)	9
3.4.1 Formación Real (Mioceno)	9
3.4.2 Formación Colorado (Mioceno Zona A)	9
3.4.3 Formación Mugrosa (Oligoceno Zona B y C)	9
3.4.4 Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D)	
4. RESULTADOS	12
4.1 DESCRIPCIÓN DE CORAZONES DEL POZO 1880 UBICADO EN EL CAMPO LA CIRA.	12
4.2 ANÁLISIS DE FACIES	
4.3 ANÁLISIS DE LAS ZONAS MAS REPRESENTATIVAS DE LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL POZO 1880 CAMPO LA CIRA.	18
4.4 AMBIENTE DE DEPOSITACION	19
4.5 ANÁLISIS DE LAS TRANSECTAS CAMPOS LLANITO Y LISAMA	20
4.5.1 Transectas Campo Llanito	21
4.5.1.1 Análisis transecta LL-1	22

4.5.1.2 Análisis transecta LL-4	28
4.5.2 Transectas Campo Lisama	34
4.5.2.1 Análisis transecta C	35
4.5.2.2 Análisis transecta E	38
5. CONCLUSIONES	42
6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	45

LISTA DE TABLAS

Pag.

Tabla 1. Se observan las facies que se usaron en la columna estratigráfica basadas en Miall. Generado por Márquez (2.007).

17

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Mapa ubicación Campos La Cira, Llanito y Lisama (ECP 1999).	4
Figura 2. Mapa ubicación pozo 1880 Campo La Cira. Tomado de información del ICP.	6
Figura 3. Marco geológico y tectónico de la Cuenca del VMM. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	8
Figura 4. Columna Estratigráfica Generalizada, Cuenca VMM. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	11
Figura 5. Arenas gruesas masivas con granos arcillosos.	14
Figura 6. Arenas gruesas a medias con granos con relictos de estratificación cruzada.	14
Figura 7. Arenas muy finas a medias con intercalaciones de finos.	15
Figura 8. Arenas muy finas, limos y arcillas, con laminación ondulosa discontinua.	16
Figura 9. Limos y arcillas, con laminación ondulosa discontinua o masiva.	17
Figura 10. Facies arenosas.	18
Figura 11. Migración de facies de canal con arenas impregnadas.	19
Figura 12. Ubicación de las transectas LL-1 y LL-4, en el Campo Llanito. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	21
Figura 13. Correlación del sector Norte. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	22
Figura 14. Aumento del A/S en la unidad Fósiles de Mugrosa. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	23
Figura 15. Pozo LL-15. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	24
Figura 16. A/S mayor a la base que al tope (línea azul). Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	25
Figura 17. Correlación para los pozos LL-57, LL-76 y LL-12. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	25
Figura 18. Cinturones de canales continuos lateralmente. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	26
Figura 19. Correlación sector Sur. Tomado Informe Final Campo Llanito 2006.	27

Figura 20. Aumento de la relación A/S hacia el tope de la formación MUGROSA entre los pozos LL-32 y LL-28. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	27
Figura 21. Cinturones de canales continuos lateralmente. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	28
Figura 22. Tope de la unidad Fósiles de Mugrosa, para el pozo LL-74. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	30
Figura 23. Representación de algunas zonas de llanuras de inundación, POZO LL-74. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	31
Figura 24. Transición del A/S, desde la base(aumento A/S) hasta el tope (disminución A/S) para el pozo LL-74. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006	33
Figura 25. Ubicación de las transectas C y E, en el Campo Lisama. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.	34
Figura 26. Zona más hacia el EW del Campo Lisama correspondiente a los pozos Lis-36 y Lis-10. Tomado de Informe Final Campo Lisama 2.006.	35
Figura 27. Zona más hacia el EW del Campo Lisama correspondiente a los pozos Lis-65 y Lis-1E. Tomado de Informe Final Campo Lisama 2.006.	36
Figura 28. Zona más hacia el EW del Campo Lisama correspondiente a los pozos Lis-132, Lis-125 y Lis-135. Tomado de Informe Final Campo Lisama 2.006.	38
Figura 29. Zona más hacia el EW del Campo Lisama correspondiente a los pozos Lis-39, Lis-30 y Lis-94. Tomado de Informe Final Campo Lisama 2.006.	40

RESUMEN

TITULO: DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA DE 500 PIES CORAZONADOS DEL CAMPO LA CIRA UBICADO EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA APLICADO A LOS MODELOS DE LLANITO Y LISAMA.*

AUTORES: MARQUEZ TORRES Oscar Eduardo**

PALABRAS CLAVES: Formación Mugrosa, Campo La Cira, Campo Llanito, Campo Lisama

Basándome en la descripción sedimentológica y estratigráfica de 500 pies corazonados del campo la Cira ubicado en el Valle Medio del Magdalena y amarrando esta descripción a registros de otros pozos se pudo llegar a comprender como se encuentran distribuidas las facies y sub - ambientes de la Formación Mugrosa a través del campo, pudiendo así observar como los principales sub - ambientes de este campo son los canales fluviales, los crevasse splay y los foodplains y por medio de las correlaciones estratigráficas se pudo obstar como se encuentran distribuidas alrededor del campo.

Estos resultados obtenidos para el campo la Cira se compararon con los modelos estratigráficos ya elaborados con anterioridad por el instituto colombiano de petróleos para los campos Llanito y Lisama ubicados también en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, para la formación Mugrosa donde también se observaron los mismos sub – ambientes y como estos estaban distribuidos a través de estos campos para así poder concluir como se encuentra distribuida esta formación Mugrosa a través de toda la cuenca, ya que es una de las formaciones mas almacenadotas de hidrocarburos en toda la cuenca y es importante saber como están ubicadas sus arenas en esa área del Valle Medio del Magdalena

* Tesis

** Ingenierías Físicoquímica. Escuela de Geología. Geólogo Mc.S., German Meza, Director.

ABSTRACT

TITLE: SEDIMENTARY CORE DESCRIPTION OF 500 FTS FROM THE LA CIRA FIELD WELLS , MIDDLE MAGDALENA VALLEY, APPLIED TO LLANITO AND LISAMA FIELDS GEOLOGICAL MODELS.*

AUTHORS: MARQUEZ TORRES Oscar Eduardo**

KEY WORDS: Mugrosa formation, La Cira Field, Llanito Field, Lisama Field

Basing on the sedimentary and stratigraphics description of 500 feets of core of the la cira field who is located in the basin of the Magdalena's Middle Valley and tiing this description to the core gamma of the well like registrations of other wells one could observe like it is the lateral distribution of the facies and sub – enviroments set of the Mugrosa formation through the field, it could settle down this way that the main ones sub – enviroments sets and facies of this field are the fluvial channels , crevasse splay and the foodplains, with the stratigraphics correlations that were obtained one could observe the way like these three facies were deposited around the field.

With these results obtained for the la Cira field they were already carried out analogies with the stratigraphics models elaborated by the Colombian Institute of Petroleums for the Lisama and Llanito fields also located in the basin of Magdalena's Middle Valley, for the Mugrosa formation where the same ones were observed sub – enviroments sets and facies, for this way to be able to conclude like it was deposit of the Mugrosa formation through that hole area of the basin, since it is one of the formations with bigger quantity of hydrocarbons in the whole basin and its is very important to know how their reservory sands are located in that are of the Magdalena's Middle Valley.

The main objective of this work was to be able to carry out analogies basing me on the works that were carried out for the Llanito and Lisama fields and this way to be able to see like it varies laterally the Mugrosa formation inthese three fields of the Magdalena's Middle Valley.

* Thesis

** Faculty of Physics – Chemistry Engineerings, Geology School, Geologist Ph.D., Mario García González, Director.

INTRODUCCIÓN

Los Campos maduros de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), han sido de gran importancia para la Industria del petróleo en Colombia, puesto que el recobro que es 'posible obtener de ellos beneficia la economía Nacional.

Esto ha causado que la industria incremente su interés en conocer como ocurrió el acumulamiento del hidrocarburo en esta cuenca y como están relacionados tectono – sedimentariamente los Campos maduros ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Teniendo en cuenta que existen varias formaciones en esta cuenca que son acumuladoras de hidrocarburos, se tuvo en cuenta el intervalo de corazones que se describió del Campo la Cira para poder escoger la formación Mugrosa que es uno de los mejores reservorios de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

En la industria petrolera, la descripción de corazones ha sido una de las piezas claves para el estudio de los yacimientos, puesto que se convierten en una evidencia tangible de lo que esta sucediendo en profundidad y proporcionan seguridad en el momento de realizar una evaluación inicial de un pozo o un prospecto y sirven para definir su viabilidad económica.

Un Campo maduro es aquel que a declinado su producción en gran medida, pero con la intervención de nuevas tecnologías es posible incrementar su producción, este es el caso de los Campos de la Cira,

Llanito y Lisama, ubicados en la cuenca del VMM, de los cuales es muy importante conocer como es la relación tectono – sedimentaria de la cuenca con las formaciones reservorio de estos tres importantes Campos maduros.

La finalidad de este trabajo es la de generar analogías entre los Campos la Cira, Llanito y Lisama para la formación Mugrosa y poder observar cual de sus zonas tiene mayor capacidad de ser mejor reservorio, mediante la evidencia tangible que nos proporciona la descripción de los corazones y realizando correlaciones con electro - facies encontradas en las transectas generadas de los modelos de los Campos Llanito y Lisama del 2.006, realizados por el grupo de Campos maduros del Instituto Colombiano de Petróleos (ICP).

Este proyecto hace parte del Convenio 005 del 2.007 de la unidad de Investigación del Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) y del Grupo de Investigación de Estratigrafía (GIE) de la UIS.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar la descripción sedimentológica y estratigráfica de 500 pies corazonados pertenecientes a la formación Mugrosa del Campo la Cira y analizar su relación en cuanto a lito – facies con electro – facies y ambientes con los modelos estratigráficos de los Campos Llanito y Lisama.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

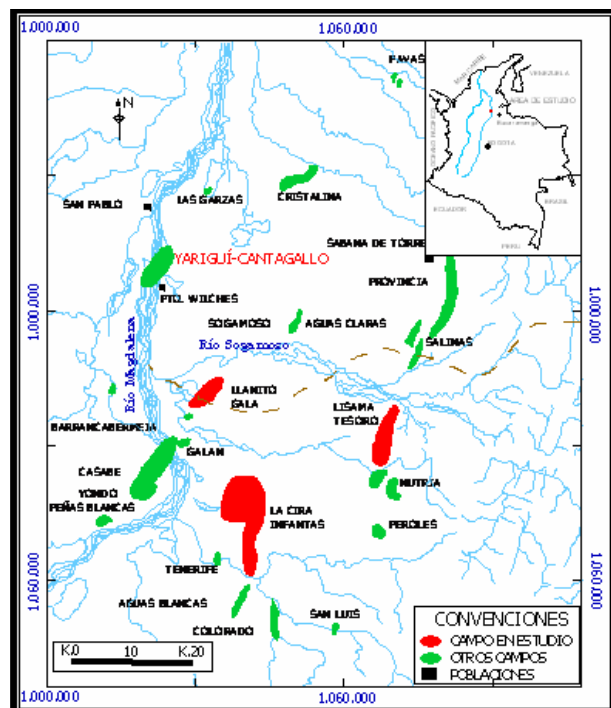
- Determinar lito – facies y ambientes a partir de la descripción sedimentológica y estratigráfica de los 500 pies corazonados, de la formación Mugrosa del pozo 1880 perteneciente al Campo la Cira.
- Describir facies, ambientes y ciclos sedimentarios para la formación Mugrosa para el pozo 1880 que sea correlacionables con las electro – facies de los modelos de Llanito y Lisama.
- Analizar las transectas propuestas por los modelos de Llanito y Lisama y observar su relación con la descripción de los corazones del Campo la Cira.
- Determinar la relación tectono – sedimentaria existente entre los Campos la Cira, Llanito y Lisama, para la formación Mugrosa basados en litofacies y electro – facies.

3. GENERALIDADES SOBRE EL CAMPO

3.1 LOCALIZACION GEOGRAFICA

Los Campos La Cira-Infantas, Llanito y Lisama localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en Colombia (Figura1). La Cira se encuentra ubicado en la parte central de la Concesión de Mares, Llanito se encuentra al Norte de la Concesión De Mares y Lisama al Noreste de la antigua Concesión De Mares, al Este del río Magdalena y al Sur del río Sogamoso. El VMM esta limitado al Este por la Cordillera Oriental, al Oeste por la Cordillera Central, y se extiende desde las localidades del Banco (Magdalena) en el Norte hasta Honda (Tolima) en el Sur (Dengo et al., 1993).

Figura 1. Mapa ubicación Campos La Cira, Llanito y Lisama (ECP 1999).



Campo la Cira: Esta estructura consiste de un anticlinal en forma de domo alargado en dirección N-S al Noroeste del anticlinal de Infantas, con cabeceo hacia el Norte y hacia el Sur y esta cortada, al Este del eje del Anticlinal, por la falla La Cira, que es una falla inversa que buza hacia el Occidente y cuyo desplazamiento oscila entre 200 y 300 pies en el tope de la estructura.

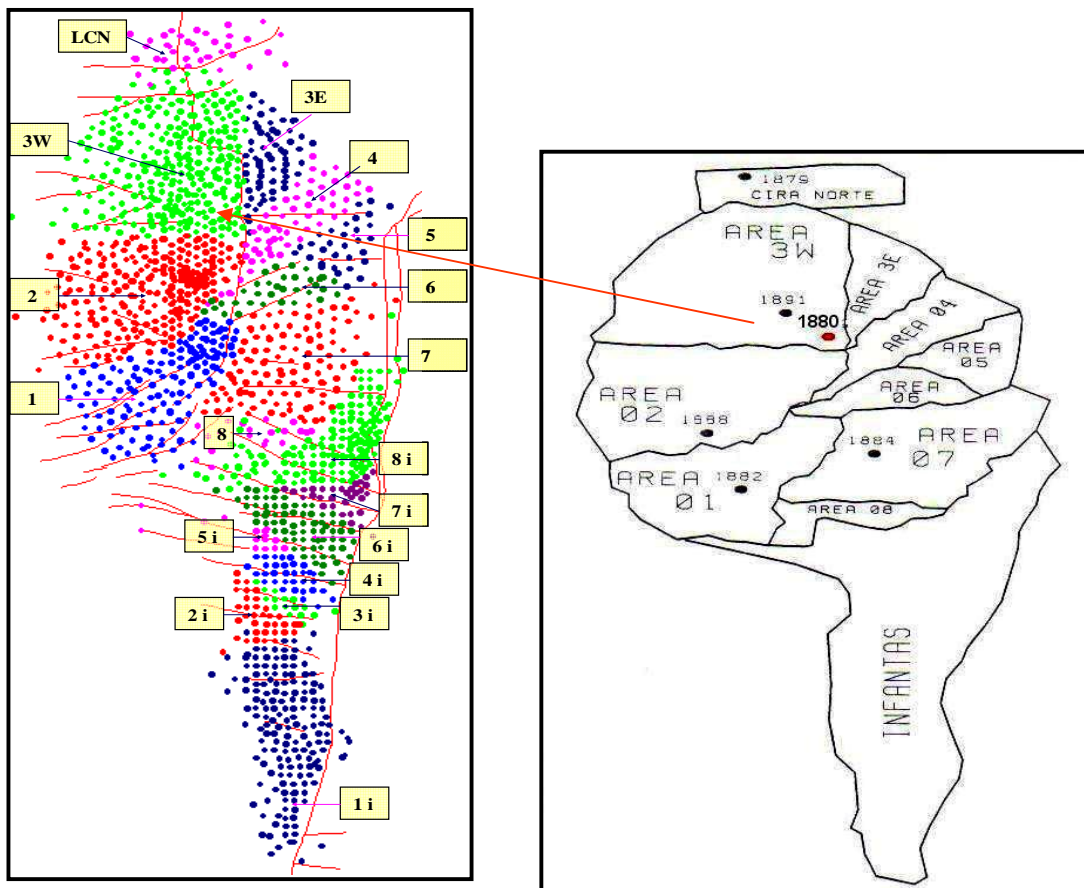
Campo Llanito: Se encuentra entre las fallas de Cimitarra y La Salina, sobre una estructura formada por un anticlinal asimétrico, alargado con su eje principal en dirección SW-NE, limitado al este y oeste por fallas inversas que buzan hacia el oeste en dirección NE-SW; el cierre de la estructura en el norte es erosivo (las capas se truncan contra la Discordancia de Eoceno) y hacia el sur es por buzamiento.

Campo Lisama: el Campo Lisama es un anticlinal situado al Noreste de la antigua Concesión De Mares, la acumulación de hidrocarburos en el Campo está relacionada con una trampa combinada de tipo estructural-estratigráfico.

3.2 CAMPO LA CIRA:

El pozo 1880 se encuentra ubicado en el área 3W del Campo la Cira; este Campo esta caracterizado por limitar al Este de su estructura con la falla de la Cira, la cual es una falla inversa de alto ángulo (70° - 80°) que buza hacia el Occidente. Existe en este Campo un gran número de fallas transversales al eje de la estructura las cuales son normales y dividen el Campo en varios bloques (Figura 2), (Gonzales, S; Idrobo, E. 2.004)

Figura 2. Mapa ubicación pozo 1880 en el Campo La Cira. Tomado de información del ICP.



3.3 MARCO GEOLÓGICO Y TECTÓNICO REGIONAL

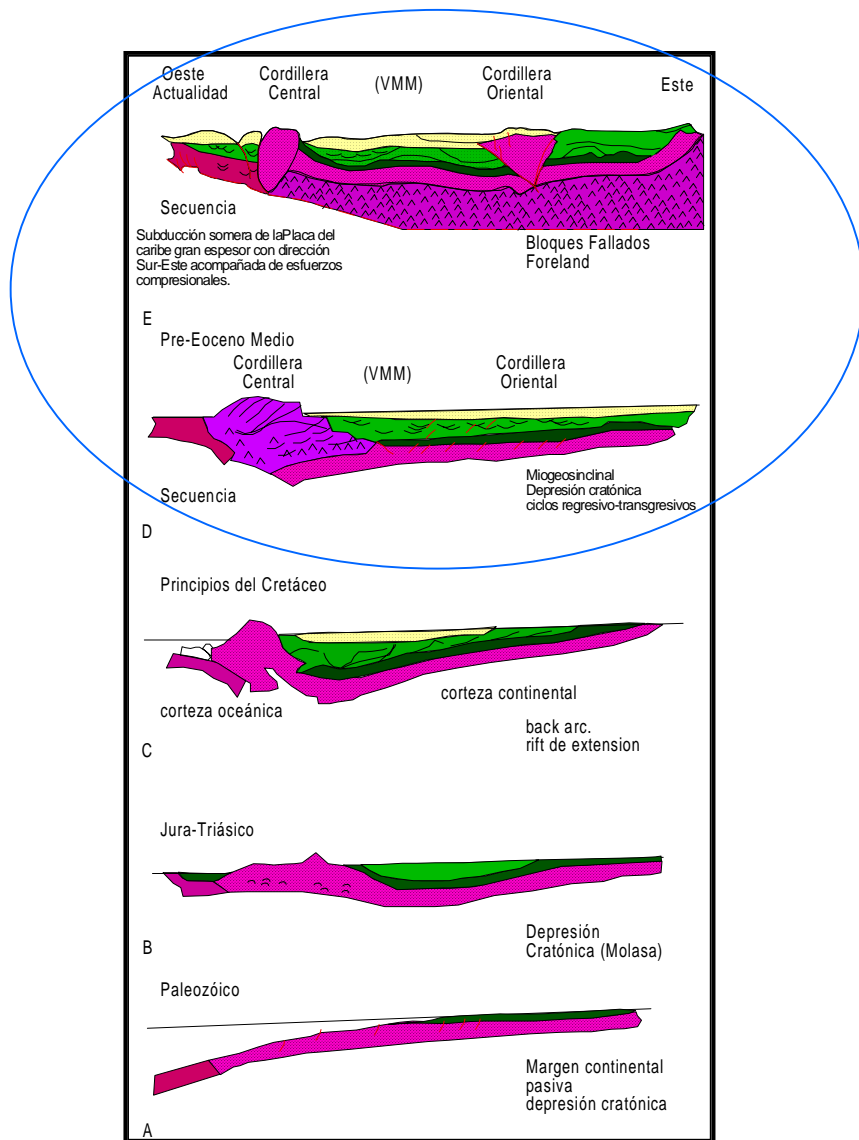
La evolución tectónica del área de estudio durante el Mesozoico y Cenozoico involucró múltiples estadios. Cada uno de estos estadios de evolución se caracteriza por un estilo propio de deformación y una correspondiente sucesión estratigráfica. A la vez se presenta una íntima relación entre la tectónica y la sedimentación, la cual tiene importantes

implicaciones en la geología del petróleo de la cuenca (Suárez. M, 1996).

- Cuenca extensional de retroarco (Triásico-Jurásico): Se desarrollaron sistemas de graben y depósitos continentales representados por la Formación Girón.
- Cuenca Pericratónica (Cretáceo – Paleoceno). El principal evento es la subsidencia continua relacionada a la apertura de la cuenca como efecto del evento del megagrabén activo. La cuenca se rellenó de sedimentos depositados en ambientes transicionales a marinos someros. La Formación Lisama del Paleoceno representa la regresión final y abandono de los ambientes marinos.
- Cuenca Antepaís (Eoceno – Mioceno temprano). La cuenca se rellenó de sedimentos cuya depositación fue controlada por el levantamiento de la Cordillera Central y su vergencia tectónica hacia el Este. A la base de esta secuencia se presenta la discordancia regional del Eoceno y la mega secuencia depositada sobre esta, involucra rocas fluviales de las formaciones la Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. La principal fuente de sedimentos fue la cordillera Central, el Macizo de Santander y los paleoaltos de La Cira y Cáchira.
- Cuenca Intramontaña (Mioceno). El principal evento tectónico fue la Orogenia Andina. El levantamiento de la Cordillera Oriental significó el inicio de la cuenca Intramontaña del Magdalena, limitada al Oeste por la Cordillera Central y al Este por el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental.

La correspondiente mega secuencia es molásica representada por el grupo Real, la cual involucra tres secuencias de segundo orden que representan tres pulsos del levantamiento (Suárez M., 1996). En la

Figura 3. Resumen marco geológico y tectónico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006. En el círculo azul se señalan las etapas de interés en este estudio, las cuales relacionan la formación de los 3 Campos, que son la de cuenca antipais y la de cuenca intramontaña.



3.4 DESCRIPCIÓN DE LAS FORMACIONES DE INTERÉS (TERCIARIO) (Figura 4)

La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Mesa la cual está constituida por arenas y tobas andesíticas, las cuales contienen arenas de grano grueso, arcillas, limolitas, conglomerados y piroclastos.

3.4.1 Formación Real (Mioceno)

Constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso.

3.4.2 Formación Colorado (Mioceno Zona A)

Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublamina, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo.

3.4.3 Formación Mugrosa (Oligoceno Zona B y C)

El tope de la formación lo determina un paquete de lutita, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta formación se encuentra dividida en dos zonas:

Zona B: se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base.

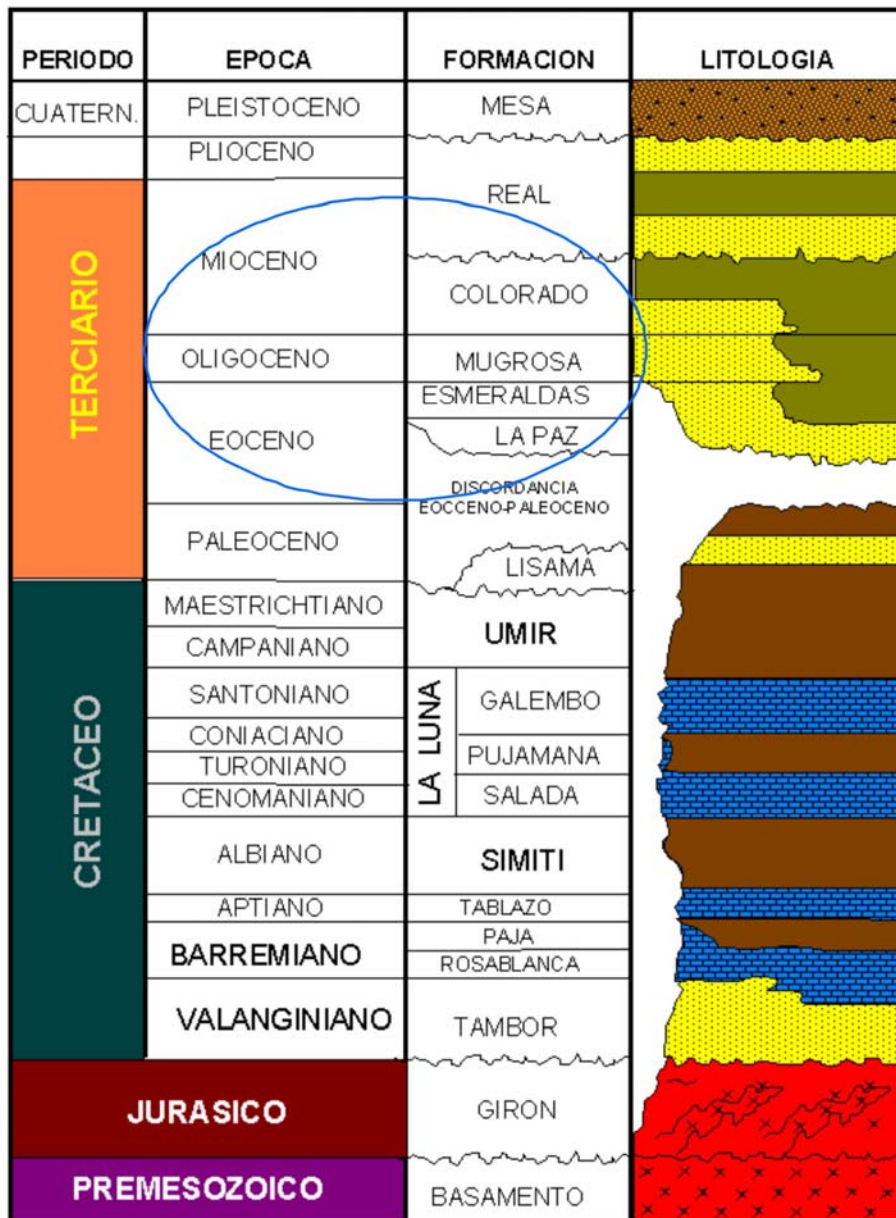
Zona C: Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura y rojiza.

3.4.4 Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D)

Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica.

Hacia la base de esta formación es muy característico un paquete de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos. Es considerada por algunos autores como perteneciente a la parte basal de la Formación la Paz.

Figura 4. Columna Estratigráfica Generalizada, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006. En el círculo azul se observa la secuencia de interés perteneciente al Terciario.



4. RESULTADOS

4.1 DESCRIPCIÓN DE CORAZONES DEL POZO 1880 UBICADO EN EL CAMPO LA CIRA.

Teniendo en cuenta la metodología planteada en Wellside Geology de Backer Huges INTEQ 1996, se extrae que, “cada litología debe ser descrita, y observada teniendo en cuenta el siguiente orden”

- a) Tipo de Roca.
- b) Clasificación.
- c) Color.
- d) Dureza / Litificación-Diagénesis.
- e) Tamaño de Grano.
- f) Forma de los Granos.
- g) Calibrado / Sorting.
- h) Aspecto.
- i) Cemento y Matriz.
- j) Porosidad Visual.
- k) Accesorios o inclusiones.
- l) Trazas o indicios de Aceite.

Al realizar la descripción de corazones se observaron rocas sedimentarias del terciario pertenecientes a la formación Mugrosa en el Campo la Cira, donde se estableció que eran rocas terrígenas como areniscas, limonitas y arcillositas de varios colores algunos generados por la impregnación de hidrocarburo, otros abigarrados causados por la posible exposición a la superficie (estos se clasificaron con la tabla de colores estándar del servicio geológico americano), en algunos casos

consolidadas de dureza friables a muy compactas, se encontraron tamaños de grano que variaban entre muy finos como arcillas y limos hasta arenas muy gruesas, en secuencias grano decrecientes y en algunos casos grano decrecientes, la forma que tiene los granos esta entre subangular y subredondeada, y por lo general esféricos, el calibrado se encuentra entre moderadas y buena; en general el cemento encontrado en los núcleos es siliceo y en menor proporción calcáreo.

El hidrocarburo se encontraba en cuarzoareniscas, entre friables y moderadamente duras, con tamaños de granos entre gruesos a finos y formas entre subangulares y sub redondeadas de moderadamente a bien calibradas con estructuras masivas cubiertas por el hidrocarburo o estratificación de alto régimen, con impregnaciones entre pobres y buenas.

4.2 ANÁLISIS DE FACIES

De acuerdo al análisis litológico, se identificaron las siguientes facies At, Ap, Ar, Ll, Am y Lsc, las cuales se interpretaron basadas en las facies de Miall.

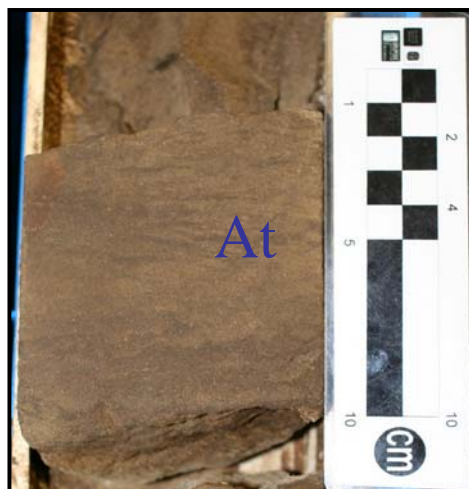
- Gm = Am: Arenas gruesas masivas o con granos al azar asociadas a depósitos de fondo de canal, barras longitudinales y point bar (Figura 5).

Figura 5. Arenas gruesas masivas con granos arcillosos , dispuestos al azar, las cuales se pueden asociar a depósitos de fondo de canal.



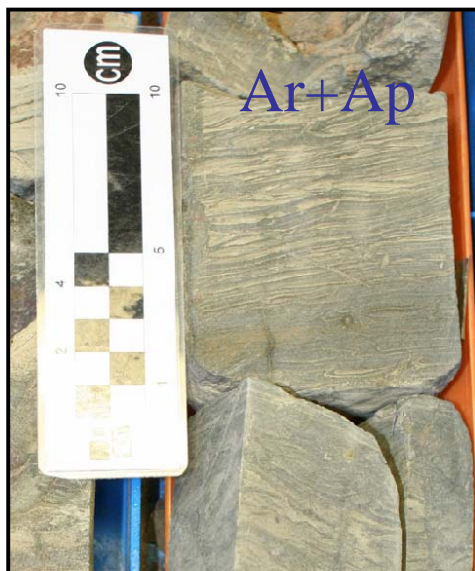
- St = At: Arenas medias a gruesas con o sin gránulos con relictos de estratificación cruzada, régimen de alta energía; asociadas a barras longitudinales y point bar (Figura 6).

Figura 6. Arenas gruesas a medias con granos con relictos de estratificación cruzada, las cuales se pueden asociar a barras longitudinales.



- Sr = Ar: Arenas muy finas a gruesas con ripples y otras estructuras, régimen de baja energía, asociadas a desbordes de canal y rellenos de canal (Figura 7).
- Sp = Ap: Arenas media a gruesa con o sin gránulos sin estructuras, asociadas a Barras transversales (Figura 7).

Figura 7. Arenas muy finas a medias con intercalaciones de finos, las arenas de color pardo y los finos de color gris verdoso.



- Fl = Fl: Arena, limo, arcilla con laminación ondulosa discontinua, ripples o masivas, asociadas a depósitos de llanura de inundación (Figura 8).

Figura 8. Arenas muy finas , limos y arcillas, con laminación ondulosa discontinua o masiva, asociadas a Llanuras de Inundación.



- Fsc = Fsc: limo, arcilla con laminación o masivo. Fsc: Depósitos de llanura de inundación con suelos expuestos y presencia de caliche (Figura 9).

Asociación de facies para poder realizar las analogías con los otros Campos del VMM:

Figura 9. Limos y arcillas, con laminación ondulosa discontinua o masiva, asociadas a Llanuras de Inundación y a suelos expuestos puesto que se aprecian claramente los colores abigarrados.



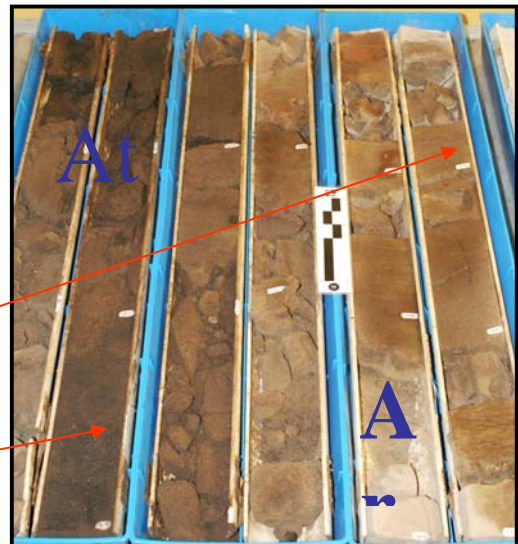
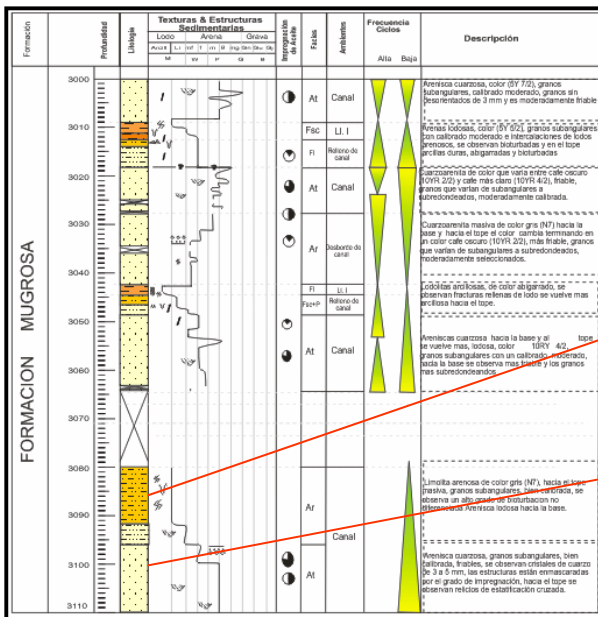
Tabla 1. Se observan las facies que se usaron en la columna estratigráfica basadas en Miall. Generado por Márquez (2.007).

FACIES	CARACTERÍSTICA
Am	Depósitos de fondo de canal, barras longitudinales y point bars.
At	Arenas medias a gruesas, con relictos de estratificación cruzada.
Ar	Arenas muy finas a gruesas, con ripples y otras estructuras.
Ap	Arenas medias a gruesa, con o sin granulos, sin estructuras.
Fl	Arena, limo, arcilla con laminación fina y ripples.
Fsc	Limo, arcilla con laminación o masivo.

4.3 ANÁLISIS DE LAS ZONAS MAS REPRESENTATIVAS DE LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL POZO 1880 CAMPO LA CIRA.

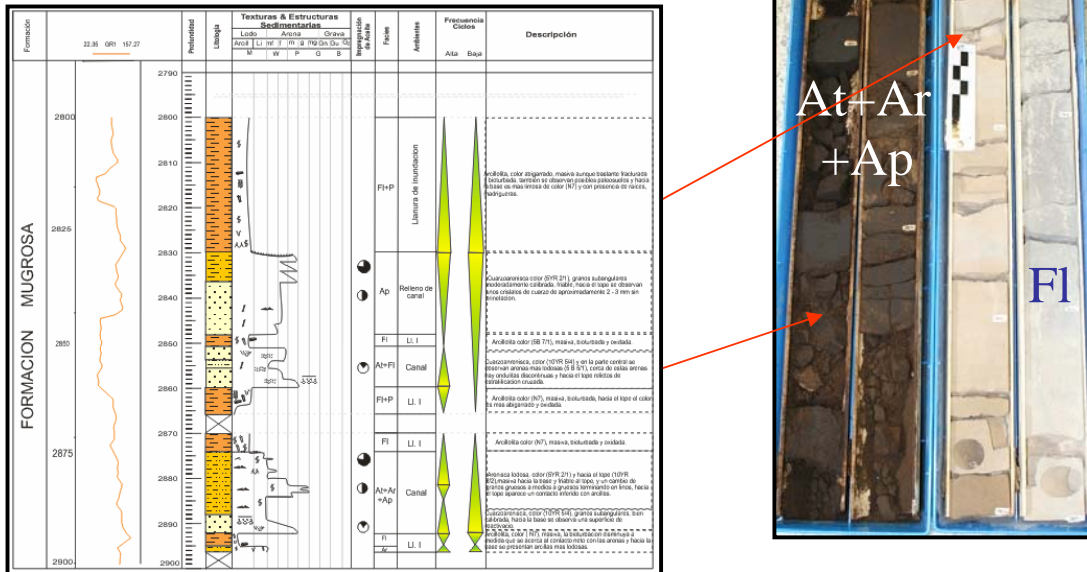
- Facies arenosas impregnadas At, Ar; pertenecientes a canales, secuencia granodecreciente

Figura 10. Facies arenosas donde se pudo observar la secuencia grano decreciente típica de los canales y el grado de impregnación y en algunos sectores los relictos de estratificación cruzada.



- Migración del canal a Llanura de inundación, pasando de facies de arenas impregnadas entre medias y gruesas a facies de finos entre arenas muy finas hasta arcillas.

Figura 11. Migración de facies de canal con arenas bastante impregnadas las cuales enmascararan las estructuras a facies de finos asociadas a Llanura de Inundación.



4.4 AMBIENTE DE DEPOSITACION

Para la identificación y/o verificación del ambiente de depositación se reviso la descripción de los corazones correspondientes a intervalos corazonados en la Formación Mugrosa, en el Campo la Cira para el pozo la Cira 1880.

Los intervalos corazonados de la Formación Mugrosa corresponden a ambientes de depositación de ríos meandriformes en los cuales podemos identificar subambientes de Canales, rellenos de canal, Desborde de canal y Llanuras de inundación.

Subambiente de Canal, se encuentran representados por fácies de arenas friables, areniscas con estratificación cruzada, areniscas bioturbadas y areniscas conglomeráticas, los espesores de los canales varían entre 10 y 35 pies.

Subambiente de Relleno de Canal, depósitos representados por facies de arcillolita bioturbada, arcillolitas laminadas onduladas discontinuas, limolitas bioturbadas, limolitas laminadas onduladas discontinuas, limolitas con lentes de arenisca, areniscas bioturbadas, areniscas con ripples.

Subambiente Llanura de Inundación, conformados por arcillolitas gris claras, gris parda con tonalidades rojas, representadas facies de arcillolita, limolita, arcillolita bioturbada y limolitas bioturbadas.

Subambiente Desborde de Canal, corresponden a las facies areniscas friables, areniscas bioturbadas y areniscas bioturbadas con relictos de estratificación cruzada.

Con base en estos subambientes es posible concluir que las mejores rocas almacenadoras son las que están incluidas en los subambientes de canal.

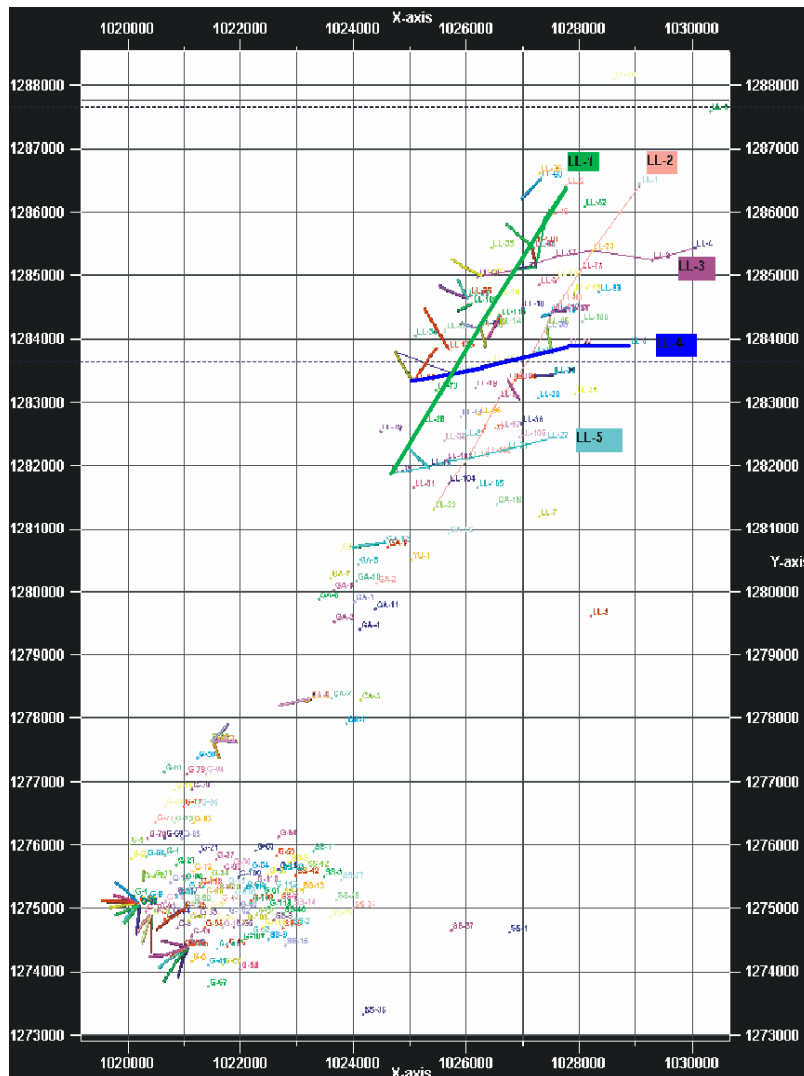
4.5 ANÁLISIS DE LAS TRANSECTAS CAMPOS LLANITO Y LISAMA

Para el análisis de las transectas se tuvieron en cuenta las realizadas por el Instituto Colombiano de Petróleos (ICP), en los informes del 2.006 por el grupo de Campos Maduros para los Campos de Llanito y Lisama.

4.5.1 Transectas Campo Llanito

Se escogieron las transectas Llanito 1, la cual atraviesa el Campo de NE a SW y esta conformada por los pozos de Sur a Norte LL-32, LL-28, LL-12, LL-57, LL-76, LL-71, LL-110, LL-15 y LL-2; y la transecta Llanito 4 la cual lo atraviesa de E a SW, y esta conformada por los pozos de Este a Oeste LL-74, LL-12, LL-14, LL-26, LL5 (Figura 12)

Figura 12. Ubicación de las transectas LL-1 y LL-4, en el Campo Llanito. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.

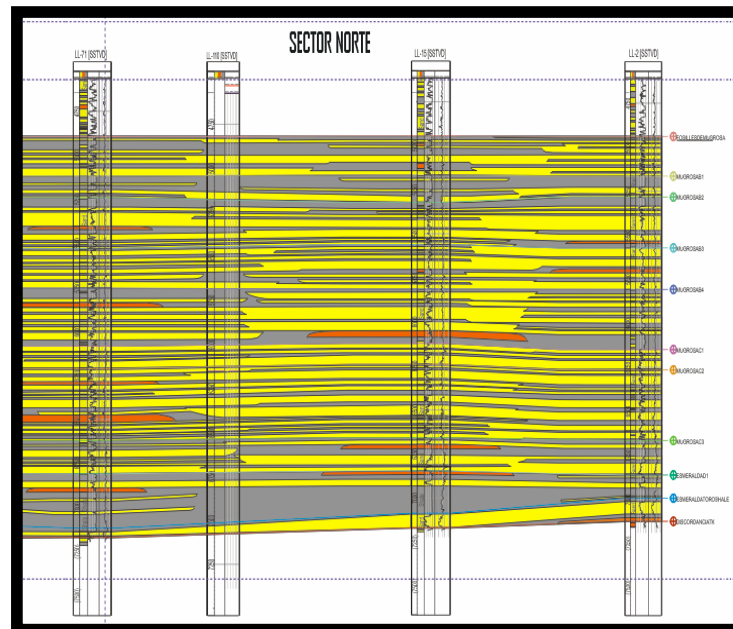


4.5.1.1 Análisis transecta LL-1

Esta transecta se dividió en 3 sectores, el Norte, el Centro y el Sur, dado su larga extensión y para que el análisis se realizara con mayor detalle.

SECTOR NORTE

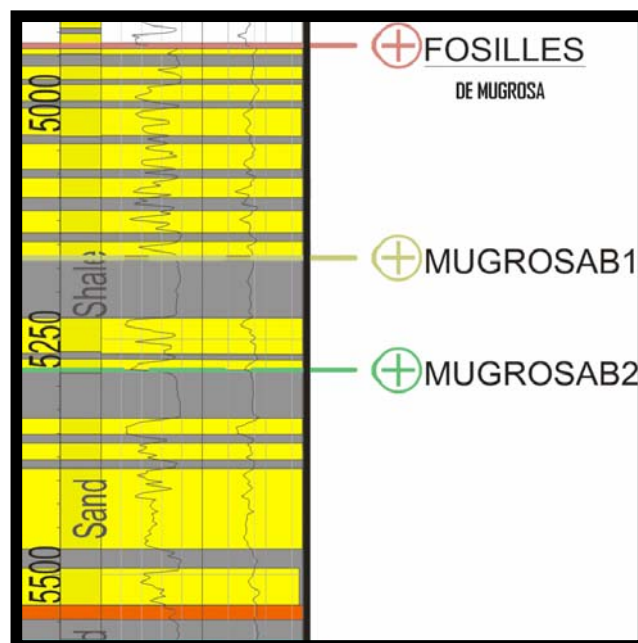
Figura 13. Correlación del sector Norte. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.



Para las primeras unidades como lo es los fósiles de Mugrosa y la unidad B Zona B1, la tasa de acomodación es mayor que la de los sedimentos (FIGURA 13), predominando las lodolitas de llanura de inundación, con algunos canales no amalgamados que se encuentran separados y espaciados entre estos 4 pozos.

Por otro lado, para las primeras unidades como lo es los fósiles de Mugrosa y la unidad B Zona B1, la tasa de acomodación es mayor que la de los sedimentos (FIGURA 2), predominando las lodolitas de llanura de inundación, con algunos canales no amalgamados que se encuentran separados y espaciados entre estos 4 pozos.

Figura 14. Aumento del A/S en la unidad Fósiles de Mugrosa y las Zonas B1 y B2, Pozo LL-2. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.



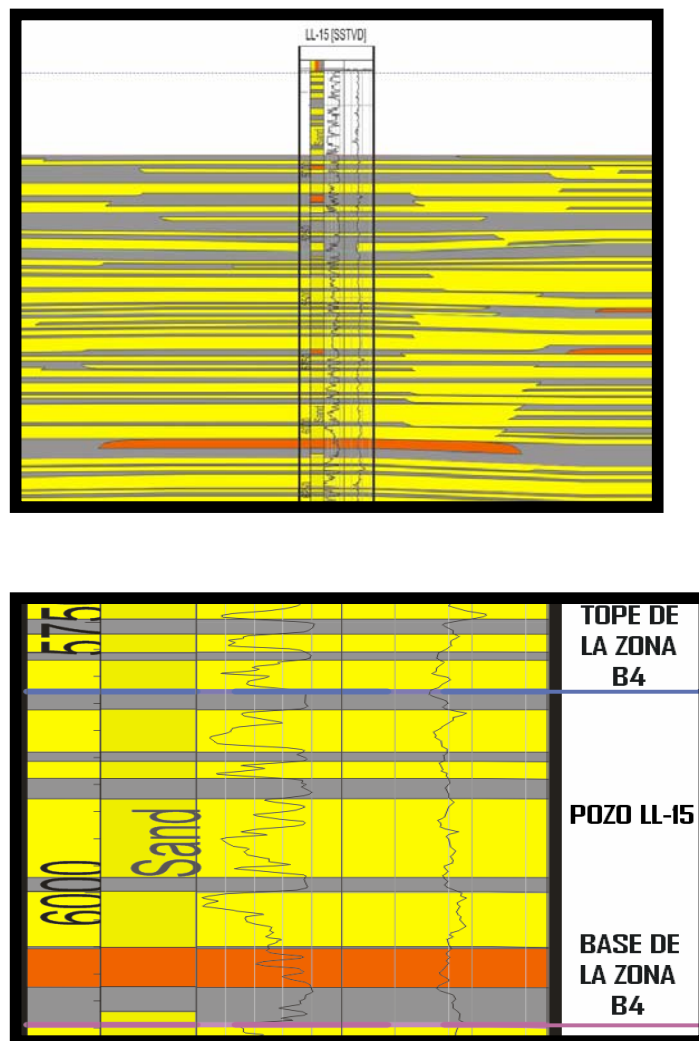
Sin embargo para las zonas de B2 Y B3, los canales se encuentra moderadamente amalgamados, ya que en parte, se encuentran intercalados con lodolitas de llanura de inundación y en algunas partes, con complejos de arenas de desborde.

Para la zona B4, la presencia de lodolitas en la base nos indica un aumento del A/S, en donde transitoriamente comienza a disminución,

apareciendo así los canales al tope, indicando ahora una disminución en el A/S. Cabe rescatar que para el pozo LL-2, prácticamente predomina más las lodolitas que los canales, cosa contraria a lo que sucede con los pozos de LL-15, LL-110 y LL-71.

El pozo LL-15 hacia la base, contiene una mayor concentración de complejos de arenas de desborde que los demás pozos (FIGURA 14).

Figura 15. Pozo LL-15 en donde se observa hacia la base la mayor concentración de complejos de arenas de desborde. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.



En la unidad C, el espesor promedio es de 500 pies y su tasa de acomodación es mayor a la base que hacia al tope, es decir que en todo el sector norte la unidad C a la base predominan las lodolitas de llanura de inundación, y estas a su vez se encuentran intercaladas con canales pequeños no amalgamados, sin embargo, al tope los canales son más abundantes y amalgamados, presentando una continuidad lateral (FIGURA 15).

SECTOR CENTRO

Figura 16. A/S mayor a la base que al tope (línea azul). Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.

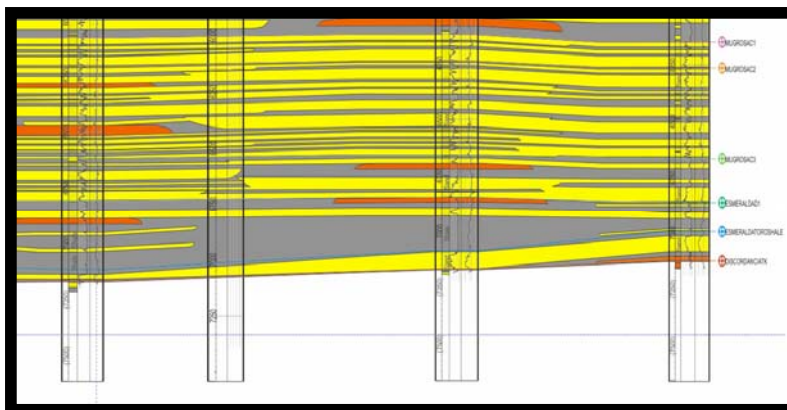
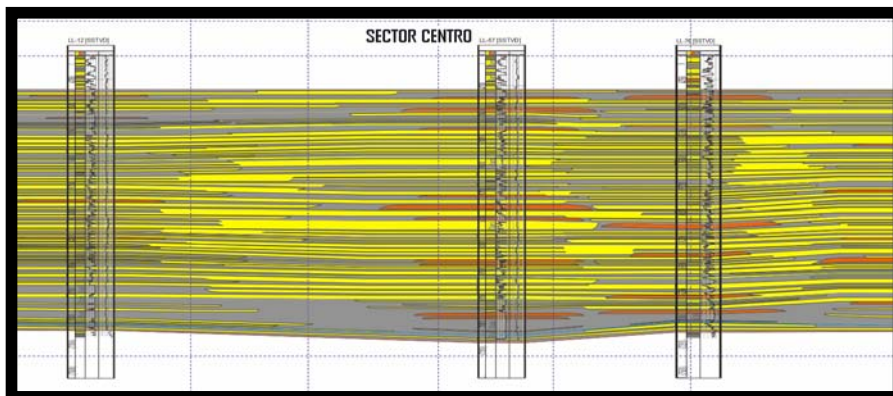
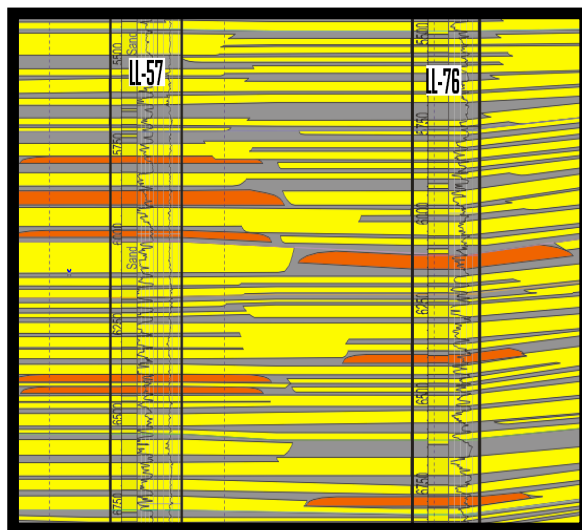


Figura 17. Correlacion para los pozos LL-57, LL-76 y LL-12. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.



Ya que el análisis de las electrofacies de los registros de pozo (FIGURA 16) indican que en la mayor parte del sector centro está constituida por arenas con intercalaciones lodosas, sin embargo hacia la base se encuentran lodolitas de llanura de inundación intercaladas con pequeños canales, la cual van pasando transicionalmente de depósito lodoso a canales amalgamados intercalados con complejos de arenas de desborde de canal (FIGURA 17) y que nuevamente el aumento del A/S, hace que aparezcan lodolitas de llanuras de inundación hacia el tope.

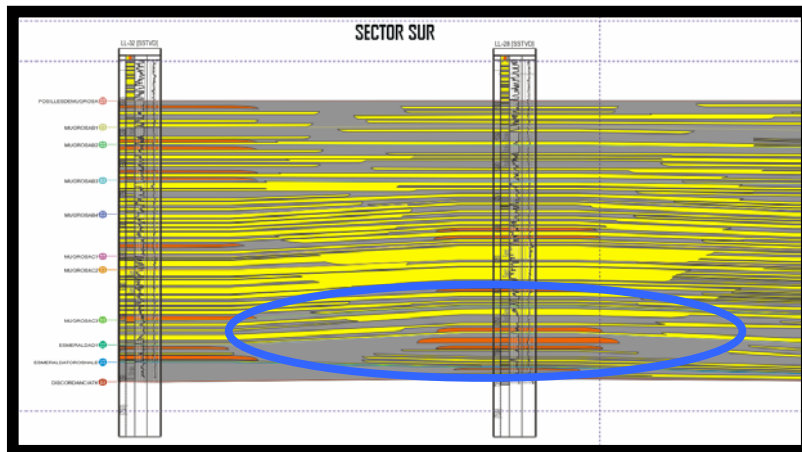
Figura 18. Cinturones de canales continuos lateralmente y en algunas zonas se observan intercalaciones con arenas de desborde. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.



En este sector, los canales en mayor proporción se encuentran en las zonas de C1 y C2.

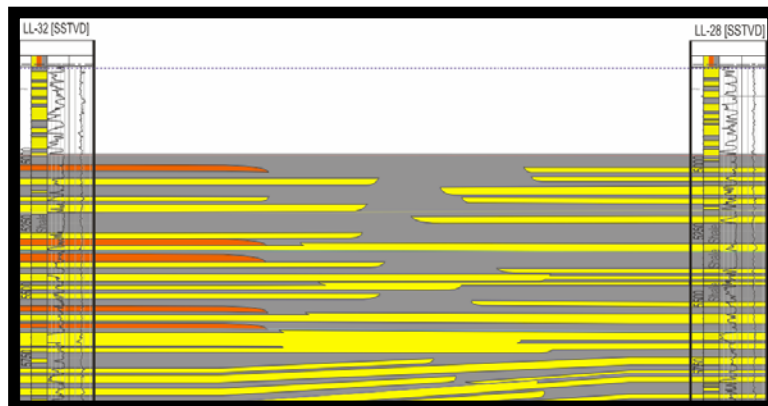
SECTOR SUR

Figura 19. Correlacion del sector Sur, en azul se observa una gran concentracion de canales de espesor considerable y continuos lateralmente. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.



En las unidades de B y Fósiles de Mugrosa, la gran cantidad de lodolita de llanura de inundación hacia el tope nos indica que el A/S fue mayor con respecto a la base ya que en este parte se encuentran canales no amalgamados, intercalados con lodolitas y con complejos de arenas de desborde de canal (FIGURA 18).

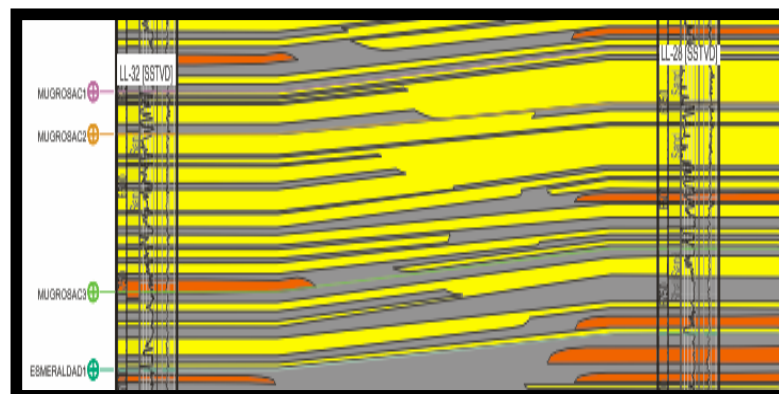
Figura 20. Aumento de la relacion A/S hacia el tope de la formacion MUGROSA entre los pozos LL-32 y LL-28. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.



Sin embargo desde la base de la unidad B, hasta el tope de los fósiles de mugrosa, la tasa de sedimentación fue disminuyendo de forma transicional, es decir se comenzaron con canales pasando a complejos de arenas de desborde y finalizando con lodolitas de llanura de inundación.

La unidad C se encuentra definida por cinturones de canales amalgamados (FIGURA 20), ya que la sedimentación en esta zona fue mayor, es decir disminución del A/S, esto nos indica unos niveles productores muy buenos en esta zona. Sin embargo el aumento del A/S en la zona C3, nos define la base de la Formación Mugrosa.

Figura 21. Cinturones de canales continuos lateralmente. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.



4.5.1.2 Análisis transecta LL-4

El análisis de esta transecta se realizó teniendo en cuenta la homogeneidad de los canales y su continuidad lateral, debido a esto se

escogió un pozo representativo (LL-74) en el cual se observó el comportamiento general de la transecta.

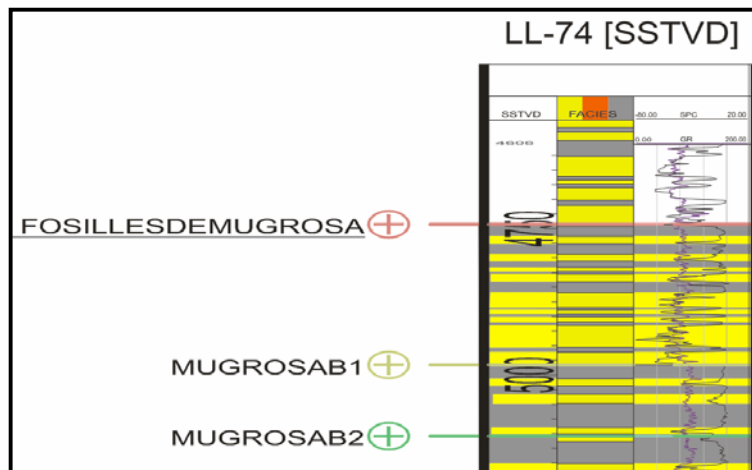
Unidad fósiles de Mugrosa

Es muy representativo así como su nombre lo indica, ya que posee en su mayor parte, variedad de fósiles, sin embargo con respecto a la correlación, es muy representativo encontrar en su mayor parte lodolitas de llanura de inundación, arenas de llanura de inundación y canales abandonados, debido al aumento en el A/S.

Hacia la base encontramos en su mayor parte canales, siendo estos más amalgamados hacia el SW y al tope de esta unidad, homogéneamente se encuentran más lodolitas de llanura de inundación.

Realizando un mayor detalle, el pozo LL-5, se encuentra alternado entre canales y llanuras de inundación, el pozo LL-26 se encuentra hacia la base canales separados, pero a medida que se disminuye en profundidad aumenta el A/S, la cual se finaliza en lodolitas; para el pozo LL-14, hacia la base se encuentran canales ligeramente amalgamados pero hacia el tope los canales desaparecen, y el lodo incrementa; el pozo LL-12 presenta hacia la base canales moderadamente amalgamados, pero al tope lodolita de llanura de inundación y presencia de complejos de arenas de desborde y rellenos de canal abandonados. Para el último pozo LL-74, hay más amalgamamiento de los canales, durante casi toda la unidad ya que al tope se finaliza con lodolitas (FIGURA 21).

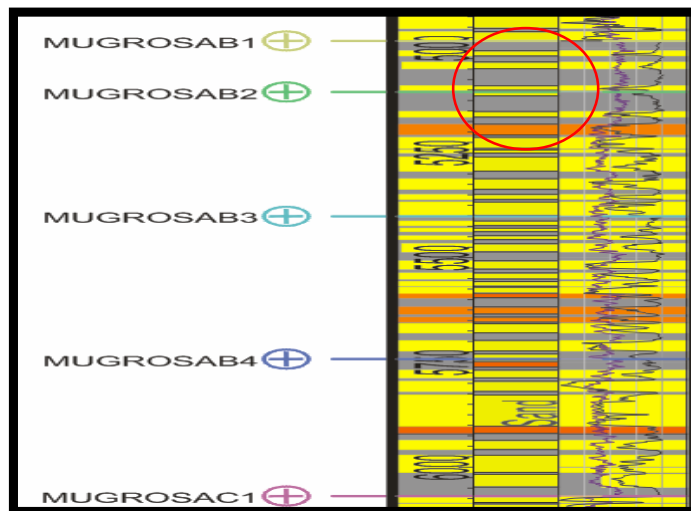
Figura 22. Tope de la unidad Fósiles de Mugrosa, para el pozo LL-74. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.



Unidad B

Presenta generalmente cinturones de canales amalgamados en la mitad de la transecta, más precisamente en le pozo LL-14, la cual conforman intervalos productores de buena continuidad lateral, sin embargo en algunas zonas de la unidad B presenta llanuras de inundación y arenas de llanura de inundación (FIGURA 22), indicando en general que la mayor parte de la unidad B hubo una disminución en el A/S.

Figura 23. Representación de algunas zonas de llanuras de inundación, POZO LL-74. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.



Unidad B – Zona Mugrosa B1

Para los 5 pozos la distribución de los canales presentes no es homogénea y continua, ya que para esta zona la mayor parte que se encuentra son lodolitas de llanura de inundación, considerando como un sitio de baja producción. Hacia la base encontramos canales y el tope esta muy bien definida por lodolitas de llanura de inundación.

Unidad B – Zona Mugrosa B2

Desde el comienzo hasta final de la transecta se presenta una disminución en el espacio de acomodación seguido transicionalmente de un aumento en el A/S, ya que se finaliza con lodolitas. Para ser más detallada la descripción, los pozos LL-5 Y LL-26 la base y el tope esta definidas por lodolitas y a su vez en la mitad se presenta ligeramente amalgamamientos e los canales, cosa contraria como sucede para los pozos LL-14 y 74 en donde hacia la base se presenta una disminución

en el A/S, encontrando como es de esperar canales ligeramente amalgamados y a medida que se disminuye en profundidad el A/S comienza a variar, la cual finaliza con un incremento en el A/S; como resultado arenas de llanura de inundación seguido de lodolitas de llanuras de inundación.

Unidad B – Zona Mugrosa B3

Para esta zona en toda la correlación, se determino que se encuentran canales no amalgamados con la presencia de complejos de arenas de llanura de inundación, rellenos de canales abandonados y areniscas de llanura de inundación, siendo los pozos con mayor concentración LL-5, LL-26 y LL-74. Para el pozo LL-26 la base de esta zona esta definida por estos complejos.

Unidad B – Zona Mugrosa B4

Aquí se presentan muy bien los cinturones de de canales amalgamados, estos están mejor definidos hacia el SW , en donde el pozo LL-14 presenta los mejores canales, claro esta que su tope lo define una amplia capa de lodolitas de llanura de inundación.

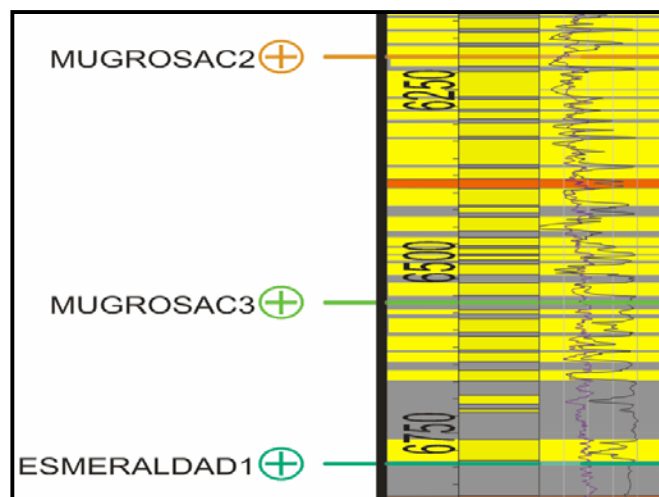
Para los pozos LL-5 y LL-26, los canales se encuentran ligeramente amalgamados intercalados con lodolitas y para los pozos LL-12 y LL-74 se encuentran amalgamados pero con la presencia de capas gruesas de complejos de arenas de llanura de inundación, rellenos de canales abandonados y areniscas de llanura de inundación. Es relativamente la zona más potencial de hidrocarburos.

Unidad C

Esta unidad conforma el evento de aumento en A/S hacia la base ya que hacia los extremos del Campo (pozos LL-5, LL-12, LL-74), se encuentra en mayor proporción lodolitas de llanura de inundación, en cambio, hacia el centro (pozos LL-26 y LL-14) la base es definida por canales ligeramente amalgamados.

El tope de esta unidad lo define el amalgamamiento de los canales, la cual se encuentra distribuidos homogéneamente. Esto nos quiere decir que los evento A/S para esta unidad, comienzan desde la base con aumento en el espacio de acomodación y que seguidamente de forma transicional, el A/S disminuye a medida que ascendemos en profundidad, lo cual están representados en los amalgamamientos de los canales.

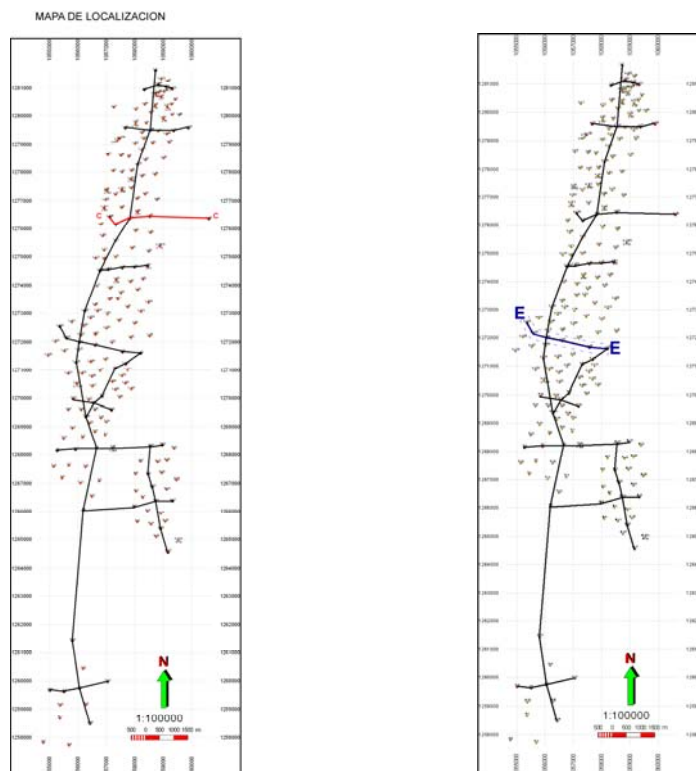
Figura 24. Representación de la transición del A/S, desde la base(aumento A/S) hasta el tope (disminución A/S) para el pozo LL-74. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.



4.5.2 Transectas Campo Lisama

Se escogieron las transectas C compuesta por los pozos Lis-136, Lis-10, Lis-92, Lis-65 y Lis-E1, la cual tiene una dirección NE-SW; y la transecta E compuesta por los pozos Lis-132, Lis-128, Lis-135, Lis-79, Lis-82 y Lis-83; la cual también tiene aproximadamente la misma dirección pero se encuentra mas hacia el Sur del Campo Lisama (Figura 24). Se pensó en escoger una transecta que cortara el Campo de Norte Sur pero a la fecha que se debieron escoger no había sido terminada.

Figura 25. Ubicación de las transectas C y E, en el Campo Lisama. Tomado de Informe Final Campo Llanito 2.006.

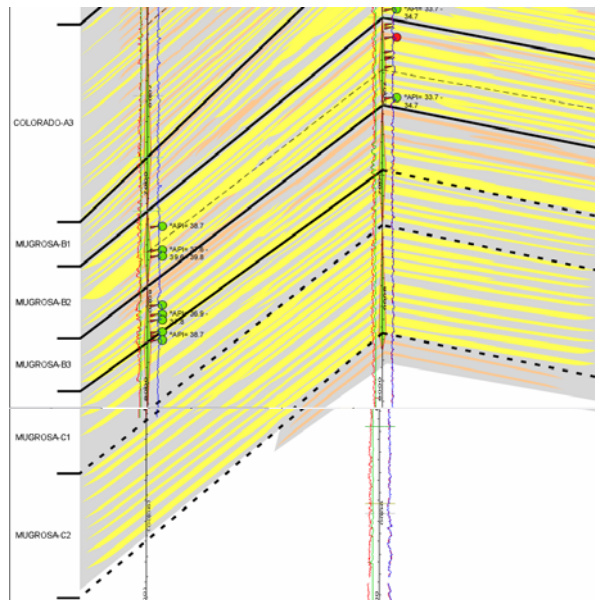


4.5.2.1 Análisis transecta C

El análisis se realizó de NE a SW con el fin de observar el comportamiento de las arenas de canal a través de los pozos.

Lisama 136 y Lisama 10

Figura 26. Zona más hacia el EW del Campo Lisama correspondiente a los pozos Lis-36 y Lis-10. Tomado de Informe Final Campo Lisama 2.006.



Mugrosa B1= Como se puede observar Mugrosa se encuentra más amalgamada hacia la línea de Lisama 10, pero estos no son homogéneos hacia Lisama 136, lo que nos puede indicar que las condiciones de A/S en lisama 136 fueron altas, lo que nos indica un bajo grado de amalgamiento de los depósitos de canal y un aumento en la preservación de llanuras de inundación, en cambio para Lisama 10

ocurrió totalmente lo contrario, este nos muestra bajas condiciones en el A/S.

Mugrosa B2 = En las dos líneas se puede observar que la conservación de los canales es buena, presentándose en los dos condiciones de acomodamiento (A/S), bajas, debido a la continuidad y homogeneidad de los mismos.

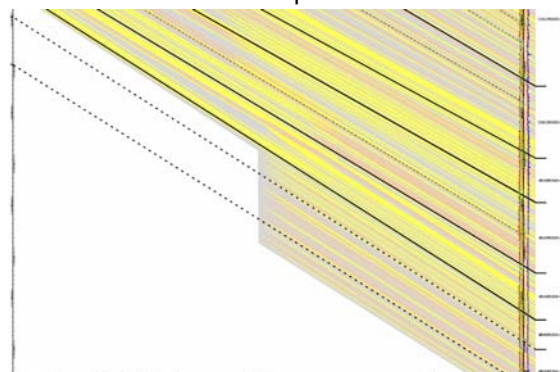
Mugrosa B3 = Presenta homogeneidad de los canales, aunque se puede observar que se presenta con un mayor volumen los materiales finos, debido a esto se puede decir que su acomodación fue muy alta debido a esto el amalgamiento de los canales es bajo.

Mugrosa C1 = La homogeneidad de los canales no es muy buena a demás el amalgamiento entre ellos es muy pobre, se observan variedad de canales individuales entre las dos líneas, como en ellas.

Mugrosa C2 = Es una de las zonas donde se puede apreciar muy bien la homogeneidad de la mayoría de sus canales, la acomodación de sus elementos ha sido muy baja.

Lisama 65 y Lisama 1E

Figura 27. Zona mas hacia el EW del Campo Lisama correspondiente a los pozos Lis-65 y Lis-1E. Tomado de Informe Final Campo Lisama 2.006.



Mugrosa B1= Como se había mencionado Lisama 65 posee una escasa aglomeración de canales, en cambio Lisama 1E presenta canales individuales y de espesores menores hacia el tope, y hacia la base encontramos amalgamiento de canales no continuos en las demás líneas de espesores variables, lo que nos indica alta acomodación hacia el tope y baja acomodación (A/S) hacia la base.

Mugrosa B2 = Aquí encontramos en Lisama 1E canales individuales hacia el tope con espesores casi constantes pero con una densidad más alta que en Lisama 65, en cambio hacia la base el amalgamiento observado en Lisama 65 aquí no se observa, a cambio de esto se aprecian canales individuales de densidad muy baja y espesores casi constantes.

Mugrosa B3 = Se observa que los canales que provenían de Lisama 65 de espesores altos encontrados en la base y el tope han reducido su espesor y además se han dividido quedando así en canales individuales de espesor bajos, donde se encuentran mayormente amalgamados hacia la base, también se observa hacia la mitad de esta zona un gran canal de espesor alto no continuo lo que indica que después de presentarse un estado de acomodación alta hacia el tope, luego un momento de baja acomodación y luego otra vez una de alta acomodación.

Mugrosa C1 = Presenta canales individuales no continuos de espesores casi constantes en toda la franja, lo que nos indica periodos de alta acomodación.

Mugrosa C2 = Posee una escasa densidad de canales en toda la franja, los pocos que posee son discontinuos de espesores casi variables que se encuentran más que todo hacia el tope.

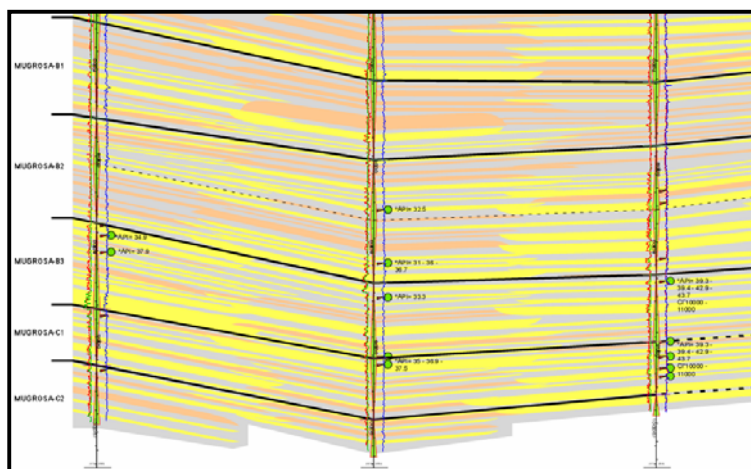
Mugrosa C3 = Es la única línea que registra esta zona, en ella se puede apreciar una baja densidad de canales con espesores aún más bajos que los de Mugrosa C2, también estos canales son discontinuos que presentan un alto estado de acomodación.

4.5.2.2 Análisis transecta E

El análisis se realizó de NE a SW con el fin de observar el comportamiento de las arenas de canal a través de los pozos y es importante resaltar que esta transecta está ubicada más hacia el Sur del Campo Lisama.

Sector pozos Lisama 132, Lisama 125 y Lisama 135

Figura 28. Zona más hacia el EW del Campo Lisama correspondiente a los pozos Lis-132, Lis-125 y Lis-135. Tomado de Informe Final Campo Lisama 2.006.



Mugrosa B1= Presenta una densidad muy baja de canales en las tres líneas se encuentran más que todo hacia la base de la zona sus espesores son de bajos a medios, los canales son individuales y continuos en su mayoría.

Mugrosa B2 = Esta zona posee una densidad de baja a media, los canales se encuentran en la línea 132 más que todo hacia el tope, sus espesores son muy bajos lo que podríamos decir que el estado de acomodación aquí fue alto, en la línea 125 los espesores de los canales es bajos se encuentran tanto en la base como en el tope, también podríamos decir que el estado de acomodación aquí fue alto, y por último en la línea 135 se observa que los espesores son de bajos a altos y estos altos se encuentran en el centro de la zona, pero no son continuos, la densidad de los canales es un poco mayor a la de las otras líneas y estos se encuentran más que todo hacia la base de la zona.

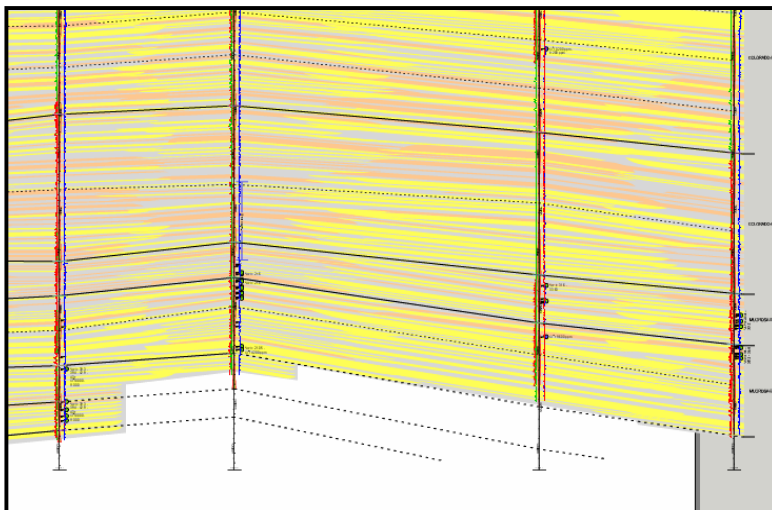
Mugrosa B3 = Presenta una densidad media, sus canales son individuales y la mayoría son continuos, lo que nos indica que esta zona presenta un estado de acomodación de alta a baja, la mayoría de los canales se observan en las líneas 132 y 135.

Mugrosa C1 = Se observa una densidad media en los canales los cuales son individuales de espesores bajos a medios discontinuos, estos se encuentran distribuidos por toda la zona, esto nos da indicio de estado de acomodación baja.

Mugrosa C2 = Densidad baja de canales individuales no continuos, de espesores bajos, registrados solamente en las líneas 132 y 125, el cual presenta un estado de acomodación alta.

Sector pozos Lisama 39, Lisama 30 y Lisama 94

Figura 29. Zona mas hacia el EW del Campo Lisama correspondiente a los pozos Lis-39, Lis-30 y Lis-94. Tomado de Informe Final Campo Lisama 2.006.



Mugrosa B1= En general presenta una densidad baja de canales, concentrados más que todos en las líneas 82 y 83, aquí se observan canales individuales continuos entre estas dos líneas, los cuales presentan espesores bajos y medios en la línea 83, de lo que podemos deducir que el estado de acomodación aquí es de alto a bajo.

Mugrosa B2 = Presenta una densidad de canales media en donde la mayoría de sus canales son continuos, de espesores bajos a altos,

estos espesores altos se encuentran más que todo hacia la base, aunque las líneas 82 y 83 también los presentan hacia el tope, pero no son continuos.

Mugrosa B3 = Solo lo presenta la línea 79 pero hacia la base, podemos catalogar su densidad como media aunque sus espesores son bajos estos canales son continuos en su mayoría.

5. CONCLUSIONES

- Al realizar la descripción de los 500 fts de corazones del pozo A80 se obtuvieron, basándose en las facies de Miall las siguientes facies Gm = Am: Arenas gruesas masivas o con granos al azar, St = At : Arenas medias a gruesas con o sin gránulos con relictos de estratificación cruzada, Sr = Ar : Arenas muy finas a gruesas con ripples y otras estructuras, Sp = Ap: Arenas media a gruesa con o sin gránulos sin estructuras, Fl = Fl: Arena, limo, arcilla con laminación fina y ripples y Fsc = Fsc: limo, arcilla con laminación o masivo.
- Se asociaron las anteriores facies a partir de sus características litológicas a determinado ambiente sedimentario, y como resultado se obtuvo la siguiente clasificación Am: Depósitos de fondo de canal, barras longitudinales y point bar, At: Relictos de estratificación cruzada, régimen de alta energía, Ar: Ripples, régimen de baja energía, Ap: Barras transversales, ondulitas, Fl: Depósitos de llanura de inundación, Fsc: Depósitos de llanura de inundación con suelos expuestos y presencia de caliche P.
- Se realizaron las siguientes 3 asociaciones de facies basándose en las anteriores clasificaciones: Facies asociadas a ambientes de canal, en estos se pueden incluir sedimentos desde gravosos, arenas gruesas hasta finas, con regimenes de flujo desde altos hasta bajos con sus respectivos elementos estructurales asociados: Am, At, Ap, Ar; Facies asociadas a Rellenos de canal y Llanuras de inundación, litologías mas finas, como arenas muy finas, limolitas y arcillolitas de bajo régimen y depositación por

suspensión: Ar, Fl, Fsc; es posible también encontrar facies P que se caracterizan por suelos expuestos con caliches; Facies asociadas a complejos de Desbordes de canal, predominantemente encontramos finos Fl, Fsc; es posible también encontrar facies P que se caracterizan por suelos expuestos con caliches.

- A partir de el análisis de el modelo de Llani, se pudo observar para la transecta Llani- 4 de dirección E – W, tanto para la zona B como para la C de la Formación Mugrosa muestra canales de espesores verticales grandes y de muy buena continuidad lateral, indicando el posible trayecto continuo de una canal con la dirección de la transecta.
- Para la transecta Llani – 1 de dirección N – S, se observaron mas ambientes de Llanuras de inundación y canales menos amalgamados hacia la zona B; en cambio hacia la zona C el espesor de los canales en la vertical estaba mas de acuerdo con lo observado en la descripción de los corazones del pozo A80 del Campo OCY.
- Para la transecta C del Campo lisa y la transecta E fueron realizadas en la misma dirección E – W, para la zona B de mugrosa se observo mas facies tanto de arenas de desborde como de Llanuras de inundación y hacia la zona C canales de buenos espesores y bastante continuos lateralmente; esto en relación con lo observado en la descripción de los corazones del Campo OCY, es factible realizar la analogía ya que presentan características de litofacies comparables con las de electrofacies.

- En general, la sedimentación para estos 3 Campos de la cuenca del VMM, se puede clasificar en un mismo régimen de base de la zona C de alta energía y poco espacio de acomodación compuesto por canales mas continuos lateralmente y te mayor tamaño vertical; y para la zona B encontramos mas intercalaciones entre arenas y finos que ambientalmente nos están indicando migraciones del canal a llanuras de inundación y desbordes de canal, los cuales se clasifican en ambientes de baja a moderada energía y alto espacio de acomodación donde los canales no son tan continuos lateralmente y verticalmente son de bajo espesor.

- Según lo observado en los modelos de Llanito y Lisama se pudo observar que el ambiente para el Campo Llanito es de ríos meandriformes y el del Campo Lisama es predominantemente trezado, lo cual nos indica que el ambiente en el que se depositaron los sedimentos de la Cira esta mas relacionados con los del Campo Llanito debido posiblemente a la cercanía con la Cordillera Central y el suministro de sedimento y la tectonica que esta ejerce sobre estos 2 Campos.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Boggs, Jr. Sam, 2001, Principles of Sedimentology and Stratigraphy, Third Edition, Prentice hall, New Jersey.

Ramon, J.C, Dzou, L., Giraldo, B., Evaluacion Geoquimica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Pag 47 – 67, CT&F, Vol.1, Num 3, Dic. 1997.

Ramon, J.C, Cross, T., Caracterización y Predicción de Yacimientos de areniscas de canales fluviales, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia, CT&F, Vol.1, Num 3, Pag 19 - 47, Dic. 1997.

Nichols, G., Sedimentology and Stratigraphy, Department of Geology, Royal Holloway, University of London, Pag 111 – 127, 1999.

Collinson, J.D., Thompson, D.B., Sedimentary Structures, University of Keele, Capítulos 5 y 6, 1982.

Instituto Colombiano de Petróleos, MODELAMIENTO PARA OPTIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO EN CAMPOS DE PETRÓLEO MADUROS ÁREA LLANITO, Informe técnico de proyectos, 2.006

Instituto Colombiano de Petróleos, MODELAMIENTO PARA OPTIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO EN CAMPOS DE PETRÓLEO MADUROS ÁREA LISAMA Informe técnico de proyectos, 2.006

Rojas, C. Caracterización sedimentológica -estratigráfica del campo Llanito Gala Instituto Colombiano Del Petróleo División De Exploración Y Producción Litoteca Nacional-Estratigrafía

Santacruz, R. Actualización del modelo geológico campo Llanito - Gala, Bogota, 2004

Pardo. S., NIÑO. H. Caracterización Sedimentológica - Estratigráfica Del Campo Gala. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, 2000.

Baker Hughes INTEQ Training & Development, 80825 Rev. B April 1996, Wellsite Geology Reference Guide Chapter 2, Baker Hughes INTEQ , Houston, TX United States of America.

Selley, Richard C, 1976, Medios Sedimentarios Antiguos, Primera edicion Española, Hermann Blume Ediciones, Madrid-España.

Serra, O., 1980, Stratigraphy, Tectonics and Multi-Well Studies Using Wireline Logs, Schlumberger Well Services, Houston, Texas.

Timothy A. Cross, Peter W. Homewood, 1997, Amanz Gressly's role in founding modern stratigraphy, GSA.

Vera, J. A., 1994, Estratigrafía: Principios y Metodos, Ediciones Rueda, España.

Walker, R. C., James, N. P., 1992, Facies Models/Alluvial Deposits by Miall Andrew, Chapter 7., Geological Association of Canada, Love printing LTDA.