



**MODELO ESTRATIGRÁFICO DEL ÁREA NORTE DEL CAMPO LLANITO
APLICADO A LAS FORMACIONES MUGROSA Y COLORADO, CUENCA VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA. COLOMBIA**

YVONNE NAYIVE JAIMES DUARTE

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICO - QUIMICAS

ESCUELA DE GEOLOGÍA

BUCARAMANGA

2008

**MODELO ESTRATIGRÁFICO DEL ÁREA NORTE DEL CAMPO LLANITO
APLICADO A LAS FORMACIONES MUGROSA Y COLORADO, CUENCA VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA. COLOMBIA**

YVONNE NAYIVE JAIMES DUARTE

**Proyecto de Grado en modalidad Investigación presentado para optar por el
título de Geólogo**

DIRECTOR UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

RICARDO MIER UMAÑA

CODIRECTOR ICP – ECOPETROL

Msc. ALBERTO ORTÍZ FERNÁNDEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICO - QUIMICAS

ESCUELA DE GEOLOGÍA

BUCARAMANGA

2008

*Lo poco que he aprendido carece de valor, comparado con lo
que ignora y no desespero en aprender.*

René Descartes

Para Isabel Duarte Jaimes

AGRADECIMIENTOS

Le doy mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que hicieron posible que este proyecto fuese una realidad:

A **Ricardo Mier Umaña** por ser un gran profesor

A **Alberto Ortíz** y **Helga Güiza** quienes con sus consejos contribuyeron en gran medida con la realización de este proyecto.

Al Profesor **Jorge Rubiano** por sus innumerables enseñanzas.

A **Segio Nuncira** por haberme apoyado en la etapa inicial de este proyecto.

Al **Grupo de Investigación en Estratigrafía** por haberme dado la oportunidad de hacer parte de este.

A todos mis compañeros y amigos en especial a **Allán, William, Carlos, Diego, Aldemar** con quienes he pasado momentos muy agradables e inolvidables.

Y por último pero no menos importante a la **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER** que durante estos años me formó en el ámbito profesional e individual.

RESUMEN

TÍTULO: MODELO ESTRATIGRÁFICO DEL ÁREA NORTE DEL CAMPO LLANITO APLICADO A LAS FORMACIONES MUGROSA Y COLORADO, CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. COLOMBIA.¹

AUTOR: YVONNE NAYIVE JAIMES DUARTE**

Palabras clave: Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Campo Llanito, Formación Mugrosa, Formación Colorado, Modelo Sedimentológico, Modelo Estratigráfico.

Los reservorios no marinos de edad Terciaria del Campo Llanito están constituidos por: la Formación Real, Formación Colorado, Formación Mugrosa, Formación Esmeraldas, y Formación La Paz (Santacruz, 2004).

El entrampamiento en la zona ocurre principalmente por un anticlinal controlado por fallas de rumbo y normales que son prolongaciones de la Falla Casabe, esta falla se extiende más de 72 Km. en la región noroccidental de Santander, y bordea la parte occidental de los campos petroleros de Peñas Blancas, Casabe, Galán-San Silvestre y Llanito. Su trazo presenta una dirección NE, es una falla normal inclinada al oriente, que enfrenta rocas de diferentes unidades terciarias (Royero y Clavijo, 2001).

La investigación se orientó en la elaboración del Modelo Litoestratigráfico del Campo Llanito para las Formaciones Mugrosa y Colorado. El modelo está basado en datos sedimentológicos y estratigráficos y su propósito fue establecer la distribución de los reservorios de areniscas de canales en profundidad y la relación con las fallas presentes en la zona. Para este fin se correlacionaron veintiún (21) pozos, de los cuales diecinueve (19) se encontraban en la zona norte del Campo Llanito y dos (2) se encontraban en el Campo Gala y Casabe. Las líneas de correlación se trazaron tanto perpendiculares como longitudinales a la estructura principal del campo (anticlinal).

¹ Trabajo de Grado Modalidad Investigación.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología, Grupo de Investigación en Estratigrafía UIS – ECOPETROL-ICP, Universidad Industrial de Santander. Director: Ricardo Mier Umaña, Co-Director: Alberto Ortiz Fernández.

ABSTRACT

TÍTULO: STRATIGRAPHIC MODEL FROM NORTHERN AREA OF LLANITO FIELD APPLIED TO MUGROSA AND COLORADO FORMATIONS, MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN. COLOMBIA²

AUTHOR: YVONNE NAYIVE JAIMES DUARTE**

Key Words: Middle Magdalena Valley Basin, Llanito Field, Mugrosa Formation, Colorado Formation, Sedimentologic Model, Stratigraphic Model.

Tertiary (Cenozoic) non-marine reservoirs from Llanito Field consist of: Real Formation, Colorado Formation, Mugrosa Formation, Esmeraldas Formation and La Paz Formation (Santracruz, 2004).

Llanito Field's trapped had made basically by an anticline, this is controlled by normal and slip-strike faulted, they are extensions of Casabe's Fault. This Fault system has a length greater than 72 Km in Northwestern Santander area, and it has a Northeast trend; its Western area boundary with Peñas Blancas, Casabe Galan-San Silvestre and Llanito Oil Fields. Casabe is a high slope normal fault with a eastern dip, which put different Tertiary units in opposite (Royero y Clavijo, 2001).

Research was focused to make a Stratigraphic Model from a study area at Northern of Llanito Field about Mugrosa and Colorado Formations. This model based in sedimentologic and stratigraphic data, and its proposit was understood the subsurface channel-sandstones reservoirs trends and its connection with the faults in the area. To achieve that, it was correlated twenty-one (21) wells, nineteen (19) are in the study area at Northern of Llanito Field, and two (2) outside in the Gala and Casabe Fields. Correlations route were taking orthogonal (perpendicularly and longitudinally) the main framework in the Field, the "*Llanito's anticline*".

² Undergraduate Thesis. Research work.

** Physical Chemistry Engineering School, Department of Geology, Stratigraphy Research Group UIS – ECOPETROL-ICP, Universidad Industrial de Santander. Thesis Director: Ricardo Mier Umaña, Thesis Co-Director: Alberto Ortiz Fernández.

TABLA DE CONTENIDO

PÁGINA

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCIÓN

1. GENERALIDADES.....	1
1.1 OBJETIVOS	1
1.1.1 Objetivo General.....	1
1.1.2 Objetivos Específicos	1
1.2 LOCALIZACIÓN.....	2
1.3 METODOLOGÍA.....	3
1.3.1 PRIMERA ETAPA.....	3
1.3.2 SEGUNDA ETAPA	4
1.3.3 TERCERA ETAPA.....	5
2. MARCO TEÓRICO REGIONAL.....	7
2.1 Eventos Tectónicos del Valle Medio del Magdalena	7
2.2 Eventos Transgresivos / Eventos Regresivos del Valle Medio del Magdalena	8
2.3 Modelo Geológico del Valle Medio del Magdalena.....	11
2.3.1 Estratigrafía del Terciario del Valle Medio del Magdalena	12
2.3.1.1 Formación La Paz.....	12
2.3.1.2 Formación Esmeraldas.....	12
2.3.1.3 Formación Mugrosa.....	12
2.3.1.4 Formación Colorado	13

2.3.1.5 Formación Real	15
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	16
3.1 ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS	18
3.1.1 Registros Eléctricos	19
3.1.2 Curva de Potencial Espontaneo (Sp)	19
3.1.3 Curva de Resistividad Normal y Lateral	20
3.1.4 Registro Gamma Ray	20
4. RESULTADOS	22
4.1 MODELO SEDIMENTOLÓGICO DEL POZO GALA – 7 Y EL POZO CASABE – 1044	22
4.2 DESCRIPCIÓN DE COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS	23
4.2.1 Sección Formación Mugrosa.....	23
4.2.2 Sección Formación Colorado.....	25
4.3 DESCRIPCIÓN DE FACIES.....	27
4.3.1 Litofacies Areniscas Gruesas (Gm/Sm)	27
4.3.2 Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm)	27
4.3.3 Litofacies Areniscas sin Estructuras Sedimentarias (Srm).....	28
4.3.4 Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr).....	30
4.3.5 Litofacies Lodolitas Masivas (Fm)	31
4.3.6 Litofacies Lodolitas con Estructuras Sedimentarias (FI)	32
4.3.7 Paleosuelos (P).....	33
4.4 PARAMETROS ESTADÍSTICOS DE LAS LITOFACIES DE LA FORMACIÓN COLORADO Y LA FORMACIÓN MUGROSA.....	35
4.5 SUCESIÓN DE FACIES Y AMBIENTES SEDIMENTARIOS	37
4.5.1 SUCESIÓN DE FACIES.....	38
4.5.1.1 ASOCIACIÓN DE LITOFACIES DE CANAL (C).....	38

4.5.1.2 ASOCIACIÓN DE LITOFACIES DE DESBORDAMIENTO	39
4.5.1.2.1 DEPÓSITOS DE LLANURA DE INUNDACIÓN (FP)	40
4.5.1.2.2 DEPÓSITOS DE ARENAS DE LLANURA DE INUNDACIÓN	42
4.5.2 TIPOS DE SISTEMAS FLUVIALES.....	45
4.5.2.1 Sistema Fluvial Trenzado.....	45
4.5.2.2 Sistema Fluvial Meandriforme.....	48
4.5.2.3 Sistema Fluvial Anastomosado.....	49
4.5.3 INTERPRETACIÓN AMBIENTAL.....	51
4.5.3.1 Formación Colorado.....	51
4.5.3.2 Formación Mugrosa	53
5. MODELO LITOESTRATIGRÁFICO	55
5.1 METODOLOGÍA USADA PARA LA REALIZACIÓN DE LAS CORRELACIONES LITOESTRATIGRÁFICAS	56
5.1.1 CARACTERIZACIÓN DE ELECTROFACIES	58
5.2 CORRELACIONES LITOESTRATIGRÁFICAS	59
5.2.1 Correlaciones Formación Colorado.....	60
5.2.1.1 Correlación LL – 36 – LL – 82 – LL – 3	60
5.2.1.2 Correlación LL – 93 – LL – 15 – LL – 23	62
5.2.1.3 Correlación LL – 86 – LL – 17 – LL – 78	64
5.2.1.4 Correlación LL – 35 – LL – 71 – LL – 31	66
5.2.1.5 Correlación LL – 93 – LL – 86 – LL – 35 – LL – 84	69
5.2.1.6 Correlación LL – 2 – LL – 15 – LL – 83	71
5.2.1.7 Correlación LL – 1 – LL – 23 – LL – 78	73
5.2.1.8 Correlación LL – 6 – LL – 3 – LL – 4	75
5.2.2 Correlaciones Formación Mugrosa	77

5.2.2.1 Correlación LL – 36 – LL – 82 – LL – 3	78
5.2.2.2 Correlación LL – 93 – LL – 15 – LL – 23	80
5.2.2.3 Correlación LL – 86 – LL – 17 – LL – 78	82
5.2.2.4 Correlación LL – 35 – LL – 71 – LL – 31	84
5.2.2.5 Correlación LL – 87 – LL – 69 – LL – 76	86
5.2.2.6 Correlación LL – 93 – LL – 86 – LL – 35 – LL – 84	88
5.2.2.7 Correlación LL – 2 – LL – 15 – LL – 83	90
5.2.2.8 Correlación LL – 1 – LL – 23 – LL – 78	92
5.2.2.9 Correlación LL – 6 – LL – 3 – LL – 4	92
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	96
BIBLIOGRAFÍA.....	99

LISTA DE FIGURAS

PÁGINA

Figura 1. Mapa Ubicación Campo Llanito – Gala y el Área Norte del Campo Llanito	2
Figura 2. Formato Descripción de núcleos ICP	5
Figura 3. Columna Digitalización de datos ICP	6
Figura 4. Resumen Estratigráfico del Valle Medio del Magdalena, Colombia	10
Figura 5. Columna Estratigráfica generalizada, Cuenca Valle Medio del Magdalena ..	14
Figura 6. Métodos de Correlación	17
Figura 7. Columna Pozo Gala – 7 (Profundidad 6520 – 6423)	24
Figura 8. Columna Pozo Casabe – 1044 (Profundidad 2426 – 2330)	26
Figura 9. Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm)	28
Figura 10. Litofacies Areniscas sin Estructuras (Srm)	29
Figura 11. Litofacies Areniscas con Estructuras (Sr)	30
Figura 12. Litofacies Lodolitas Masivas (Fm)	31
Figura 13. Litofacies Lodolitas con Estructuras (Fl)	32
Figura 14. Paleosuelos (P)	33
Figura 15. Distribución de espesores y porcentajes de litofacies en el pozo Casabe -1044	36
Figura 16. Distribución de espesores y porcentajes de litofacies en el pozo Gala -7	36
Figura 17. Forma característica de la sucesión asociada a Canales en el pozo Casabe - 1044	39
Figura 18. Trazas Fósiles observadas durante la descripción de los núcleos del pozo Casabe – 1044 y del pozo Gala – 7	40

Figura 19. Forma característica de la sucesión asociada a una llanura de inundación en el pozo Casabe - 1044	41
Figura 20. Forma característica de la sucesión asociada a una llanura de inundación en el pozo Gala – 7	41
Figura 21. Forma característica de la sucesión asociada a arenas de llanura de inundación en el pozo Casabe – 1044	42
Figura 22. Forma característica de la sucesión asociada a arenas de llanura de inundación en el pozo Gala – 7	43
Figura 23. Sistema Fluvial Trenzado	45
Figura 24. Características Morfológicas de un Sistema Fluvial Trenzado	46
Figura 25. Sección generalizada de un Sistema Fluvial Trenzado	47
Figura 26. Sistema Fluvial Meándrico	48
Figura 27. Sección generalizada de un Sistema Fluvial Meandriforme	49
Figura 28. Sistema Fluvial Anastomosado	50
Figura 29. Teichichnus	51
Figura 30. Planolites	52
Figura 31. Imagen Satelital del Río Magdalena	53
Figura 32. Mapa de Ubicación Campo Llanito - Gala y el Área Norte del Campo Llanito	55
Figura 33. Metodología para la realización de las Correlaciones Litoestratigráficas	57
Figura 34. Patrones de Electrofacies de Pirson	58
Figura 35. Área Norte del Campo Llanito para la Formación Colorado	59
Figura 36. Correlación LL – 36 – LL – 82 – LL – 3 Formación Colorado	61
Figura 37. Correlación LL – 93 – LL – 15 – LL – 23 Formación Colorado	63
Figura 38. Correlación LL – 86 – LL – 17 – LL – 78 Formación Colorado	65
Figura 39. Correlación LL – 35 – LL – 71 – LL – 31 Formación Colorado	67

Figura 40. Correlación LL – 93 – LL – 86 – LL – 35 – LL – 84 Formación Colorado70
Figura 41. Correlación LL – 2 – LL – 15 – LL – 83 Formación Colorado72
Figura 42. Correlación LL – 1 – LL – 23 – LL – 78 Formación Colorado74
Figura 43. Correlación LL – 6 – LL – 3 – LL – 4 Formación Colorado76
Figura 44. Área Norte del Campo Llanito para la Formación Mugrosa77
Figura 45. Correlación LL – 36 – LL – 82 – LL – 3 Formación Mugrosa79
Figura 46. Correlación LL – 93 – LL – 15 – LL – 23 Formación Mugrosa81
Figura 47. Correlación LL – 86 – LL – 17 – LL – 78 Formación Mugrosa83
Figura 48. Correlación LL – 35 – LL – 71 – LL – 31 Formación Mugrosa85
Figura 49. Correlación LL – 87 – LL – 69 – LL – 76 Formación Mugrosa87
Figura 50. Correlación LL – 93 – LL – 86 – LL – 35 – LL – 84 Formación Mugrosa89
Figura 51. Correlación LL – 2 – LL – 15 – LL – 83 Formación Mugrosa91
Figura 52. Correlación LL – 1 – LL – 23 – LL – 78 Formación Mugrosa93
Figura 53. Correlación LL – 6 – LL – 3 – LL – 4 Formación Mugrosa95

LISTA DE TABLAS

PÁGINA

Tabla 1. Espesor de Intervalos analizados en Gala - 7	22
Tabla 2. Espesor de Intervalos analizados en Casabe - 1044	23
Tabla 3. Síntesis de las Facies Sedimentarias de la Formación Colorado y la Formación Mugrosa	34
Tabla 4. Síntesis de las Asociaciones de Litofacies de la Formación Colorado en el pozo Casabe – 1044	44
Tabla 5. Síntesis de las Asociaciones de Litofacies de la Formación Colorado en el pozo Gala – 7	44

LISTA DE ANEXOS

PÁGINA

Se anexan en digital los siguientes:

Anexo 1. Columna Estratigráfica del pozo Gala - 7	101
Anexo 2. Columna Estratigráfica del pozo Casabe - 1044	101
Anexo 3. Correlación LL – 36 – LL – 82 – LL – 3 Formación Colorado	101
Anexo 4. Correlación LL – 93 – LL – 15 – LL – 23 Formación Colorado	101
Anexo 5. Correlación LL – 86 – LL – 17 – LL – 78 Formación Colorado	101
Anexo 6. Correlación LL – 35 – LL – 71 – LL – 31 Formación Colorado	101
Anexo 7. Correlación LL – 93 – LL – 86 – LL – 35 – LL – 84 Formación Colorado	101
Anexo 8. Correlación LL – 2 – LL – 15 – LL – 83 Formación Colorado	101
Anexo 9. Correlación LL – 1 – LL – 23 – LL – 78 Formación Colorado	101
Anexo 10. Correlación LL – 6 – LL – 3 – LL – 4 Formación Colorado	101
Anexo 11. Correlación LL – 36 – LL – 82 – LL – 3 Formación Mugrosa	101
Anexo 12. Correlación LL – 93 – LL – 15 – LL – 23 Formación Mugrosa	101
Anexo 13. Correlación LL – 86 – LL – 17 – LL – 78 Formación Mugrosa	101
Anexo 14. Correlación LL – 35 – LL – 71 – LL – 31 Formación Mugrosa	101
Anexo 15. Correlación LL – 87 – LL – 69 – LL – 76 Formación Mugrosa	101
Anexo 16. Correlación LL – 93 – LL – 86 – LL – 35 – LL – 84 Formación Mugrosa	101
Anexo 17. Correlación LL – 2 – LL – 15 – LL – 83 Formación Mugrosa	101
Anexo 18. Correlación LL – 1 – LL – 23 – LL – 78 Formación Mugrosa	101
Anexo 19. Correlación LL – 6 – LL – 3 – LL – 4 Formación Mugrosa	101

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACION DEL PROYECTO

Se ha identificado actualmente que las unidades terciarias del Valle Medio del Magdalena (VMM), poseen un Ambiente de tipo fluvial – fluvio deltaico (Lobo et al, 2002); Sin embargo por la complejidad del ambiente en que se depositaron dichos sedimentos, aún no ha sido posible una conclusión satisfactoria del tipo de estructuras, las facies sedimentarias y la migración de los hidrocarburos. Esto se debe a que los estudios realizados sobre la evolución del Valle Medio de Magdalena no han permitido dar una aproximación satisfactoria a las características estratigráficas y petrofísicas, que son los factores que controlan la distribución de los fluidos y determinan el comportamiento de producción de los yacimientos petroleros.

Por esta razón, el problema actual de la zona radica en la necesidad de complementar por medio de estudios más detallados el modelo estratigráfico del Campo Llanito, esto con el fin de conocer más acerca de las características internas del yacimiento e incrementar la producción del campo.

El proyecto tiene como fin apoyar al modelo geológico actual de la zona por medio de correlaciones litoestratigráficas en el Campo Llanito; esto se hace con el fin de mejorar la visión regional del área desde el punto de vista litológico y ambiental, y así hacer al modelo geológico del campo más aproximado y confiable. Durante la etapa inicial del proyecto no se tendrá en cuenta el modelo geológico existente, con el fin de no ser influenciados por las interpretaciones hechas en investigaciones anteriores y así poder sacar nuevas conclusiones las cuales durante la etapa de culminación del proyecto se someterán a discusión. Con este estudio obtenemos un incremento en la confiabilidad de los resultados ambientales y faciales de la Formación Colorado y la Formación Mugrosa.

INTRODUCCIÓN

El presente estudio se realizó en el Área Norte del Campo Llanito en la Formación Mugrosa y la Formación Colorado en el Valle Medio del Magdalena.

En este estudio, un análisis sedimentológico de 134'5 pies del pozo Gala – 7 y 560'3 pies del pozo Casabe – 1044 y estratigráfico de 21 pozos ubicados en el área norte del Campo Llanito ha sido llevado a cabo; la metodología empleada durante la descripción de núcleos permitió llevar a cabo la caracterización geológica de los mismos. Esta descripción se hizo indispensable ya que proporcionó información detallada sobre los procesos y condiciones de depositación de las rocas sedimentarias. La descripción se realizó teniendo en cuenta los elementos texturales de las rocas sedimentarias como son: tamaño de grano, forma y calibre de los mismos (Guidi, 2005), además se tuvo en cuenta el color de la roca el cual es un elemento importante ya que nos muestra el grado de impregnación de las rocas o el grado de exposición que estas sufrieron.

Durante la realización del Modelo Estratigráfico se observó la carencia de pozos corazonados con intervalos representativos lo que hizo necesaria la utilización de registros de pozo litológicos como son el Sp y Gamma ray. Para cada una de las correlaciones realizadas fueron definidas y caracterizadas electrofacies las cuales fueron determinadas por el método de Pirson, 1970 y 1971 (Serra, 1985). Dicha caracterización nos permitió conocer la ubicación espacial de los canales, la continuidad lateral de los mismos y el tipo de ambiente de depositación de los sedimentos que componen las formaciones estudiadas.

1. GENERALIDADES

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el modelo estratigráfico para la Formación Mugrosa y la Formación Colorado en el Área Norte del Campo Llanito, Valle Medio del Magdalena, Colombia.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar y describir las variaciones litológicas y estructuras sedimentológicas de núcleos a escala 1:10
- Definir y describir diferentes facies, definiendo su disposición dentro de la columna en cada pozo.
- Calibrar la respuesta de los registros de pozo con los ambientes interpretados en cada uno de los corazones, con el fin de extrapolar estas características al resto de los pozos.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Llanito está ubicado en la parte Norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, Valle Medio del Magdalena (Ver figura 1), al Norte de la ciudad de Barrancabermeja. El área limita al Norte con el Río Sogamoso, al Sur con la ciudad de Barrancabermeja, al Este con la Ciénaga de San Silvestre y al Oeste con la Ciénaga de Llanito. Cartográficamente abarca una extensión aproximada de 70 Km² (Lobo et al, 2002).

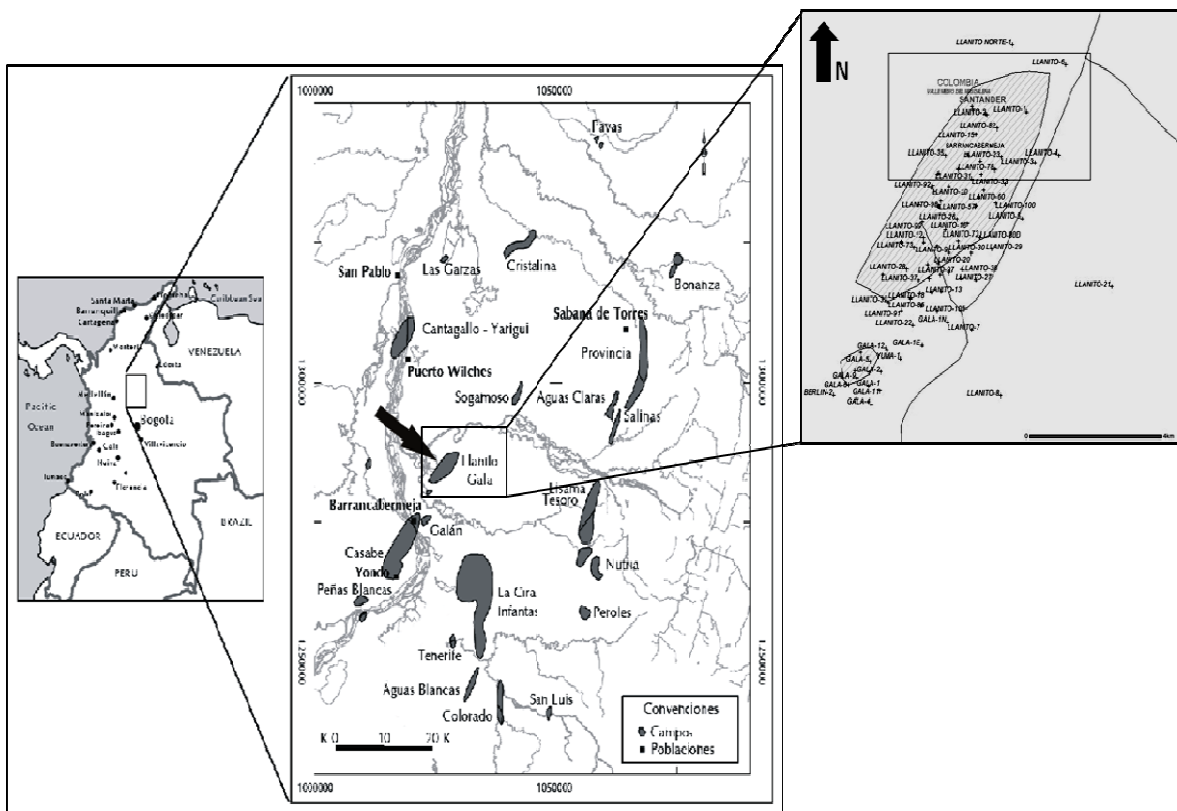


Figura 1. Mapa ubicación Campo Llanito – Gala y Área Norte del Campo Llanito (Tomado de: González e Idrobo, 2004 y EPIS, 2008)

1.3 METODOLOGÍA

Para la realización del Modelo Estratigráfico del Área Norte del Campo Llanito para la Formación Mugrosa y la Formación Colorado, la metodología empleada consistió de las siguientes tres etapas: 1. Recopilación, análisis y control de calidad de la información disponible. 2. Generación del Modelo Sedimentológico. 3. Generación del Modelo Estratigráfico.

1.3.1 PRIMERA ETAPA

La primera etapa del estudio consistió en la recopilación de información tanto de fuentes magnéticas como impresas, proporcionadas por los directores del grupo de investigación y las obtenidas en el Centro de Información Técnica (CIT) del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Durante esta etapa se analizaron informes, tesis, publicaciones geológicas y demás material disponible de la zona, con el fin de conocer más a fondo los tipos de rocas y de ambientes que componen la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Después de haber realizado una exhaustiva revisión bibliográfica se procedió a definir el área de estudio en el Campo Llanito, las formaciones que iban a ser sometidas a investigación y la cantidad de pozos que se iban a utilizar.

Después con base en la búsqueda, descargue y posterior análisis de la información de registros de pozo obtenida en la base de datos cargada en el Software PETREL, se hizo una recopilación completa de los registros eléctricos del Campo Llanito y Gala en formato digital.

1.3.2 SEGUNDA ETAPA

En una segunda etapa se analizó la información existente como son núcleos y registros eléctricos.

Se realizó una fase de laboratorio en la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango ubicada en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) que consistió en obtener información de núcleos como tamaño de grano, forma, calibrado, estructuras sedimentarias, marcas de trazas fósiles, color de la roca y grado de impregnación de los núcleos que permitieran validar y correlacionar los datos y las observaciones que se puedan extraer de los registros de pozo.

El análisis de núcleos tuvo como objetivo principal el análisis de facies y la reconstrucción de los ambientes sedimentarios de la Formación Mugrosa y la Formación Colorado. Con este fin se describieron 696'3 pies divididos de la siguiente forma: para la Formación Colorado el pozo Casabe – 1044 del cual fueron descritos 560'3 pies y para la Formación Mugrosa el pozo Gala – 7 del cual fueron descritos 134'5 pies.

Los núcleos se describieron con base en un formato modificado del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) a escala 1: 10 (Ver Figura 2). Seguidamente se determinaron facies y se caracterizaron las asociaciones de litofacies respectivas, para posteriormente definir los ambientes de depositación de la Formación Mugrosa y la Formación Colorado.

Posterior a la descripción de los núcleos se realizó la digitalización de las columnas estratigráficas a escala 1:100 en Corel Draw X3 (Ver Figura 3), y teniendo en cuenta la descripción sedimentológica y la interpretación estratigráfica de los núcleos, se realizó el amarre roca – registro el cual permitió comparar las respuestas de las curvas en los registros con las litofacies caracterizadas en el núcleo.

Dicho amarre roca – registro solo se realizó en el pozo Gala – 7 ya que el ICP y la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango no poseen la información en medio magnético de los registros Sp, Gamma ray y del registro Gamma ray (core – gamma) tomado directamente a los núcleos del pozo Casabe – 1044.


Profundidad	Litología	Texturas & Estructuras Sedimentarias										Impregnación de Aceite	Facies	Ambientes	Sub-ambiente	Frecuencia Ciclos		Descripción
		Lodo			Arena				Grava							Alta	Baja	
		Arcill	Li	mf	f	m	g	mg	Gn	Gu	Gj							
		M	W	P	G	B												
																		

Figura 3. Columna Digitalización de datos ICP, modificada por Jaimes, 2007.

2. MARCO TEÓRICO REGIONAL

2. 1 EVENTOS TECTÓNICOS DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

La depositación Post – Paleozoica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) puede ser dividida en tres eras básicas o megasecuencias (Ver figura 4.) y cada una de estas puede ser correlacionada con un grupo de placas tectónicas específico o con la interacción entre las placas (Montgomery, 1992).

La primera era incluye el periodo de rifting ocurrido durante el Triásico Tardío – Jurásico, el cual se presume finalizó durante el Cretácico Tardío, tiempo en el cual se inició un periodo de subducción. El rifting era episódico y estaba distribuido sobre una amplia área, aproximadamente todo el ancho que ocupaba el basamento del terreno central (Montgomery, 1992).

La segunda era se data desde el resto del periodo Cretáceo y el Paleoceno Temprano. Durante este periodo, el área Este del arco magmático de la cordillera oriental estaba comprendida por un largo y estrecho back – arc depositacional, el cual produjo cambios en los patrones de sedimentación de las arenas, arcillas y carbonatos. Las influencias primarias en este tiempo eran clásticas (arenas) las cuales eran suministradas desde el cratón, clásticas suministrados por el arco, y la distribución regional de estos y otros materiales por procesos marinos (Montgomery, 1992).

La tercera era o megasecuencia está caracterizada principalmente por depositación sin orogénica que involucra el retiro de las aguas marinas de la región, el levantamiento repentino, limitó la cordillera, y la cuenca fue rellenada con sedimentos no marinos “molasa”. Esta era es caracterizada por algunos pulsos mayores, separados por inconformidades y posiblemente relacionados con eventos tectónicos mayores. Durante el Eoceno temprano – Oligoceno se registró un episodio de acreción / obducción; en el Oligoceno Tardío – Mioceno, el choque entre la Placa Nazca y Cocos, produjo un cambio en el movimiento relativo en la convergencia de NE-SW a E-W; (Ben – Avraham y Nur,

1987 en Montgomery, 1992) y en el Plioceno – Pleistoceno, la colisión del arco de Panamá dio como resultado la Orogenia Andina. (Montgomery, 1992).

2. 2 EVENTOS TRANSGRESIVOS / EVENTOS REGRESIVOS DEL VALLE MEDIO

Como se observa en la Figura 2 las sucesiones marinas del Cretáceo pueden ser caracterizadas en términos de cinco ciclos mayores de transgresión / regresión (Montgomery, 1992).

Ciclo 1

Las etapas tempranas de este ciclo (no se muestra en la figura 4) están restringidos a áreas de grábenes profundos, posiblemente aun activos en ese tiempo (Triásico – Cretácico Inferior). La transgresión marina inicial ocurrió dentro de la depresión de Bogotá y se expandió al NE. Una amplia gama de ambientes depositacionales específicos como fluvial/deltaico a marino somero son aquí observados (Montgomery, 1992).

Ciclo 2

En el Valle de Magdalena los depósitos basales del Cretáceo comprenden conglomerados y arenas transgresivas (cuarzo y arenitas feldespáticas) de la Formación Tambor. Aquí, una inconformidad angular separa estas rocas de la infrayacentes secuencias de rift o del basamento metamórfico. La Formación Tambor, en particular posee de 350 a 650 metros de conglomerados y areniscas con intercalaciones de lodolitas rojas y grises que son indicativos de ambientes de depositación fluvial y tidal flat. Estas rocas gradan hacia arriba de forma ininterrumpida hasta las facies carbonáticas marinas de la Formación Rosablanca. La cual a su vez es suprayacida por 625 m de shales micáceos negros laminados de la Formación Paja la cual marca la máxima etapa de transgresión durante este ciclo. El ciclo 2 es separado de los depósitos más jóvenes por una inconformidad durante el Barremiano – Aptiano. La inconformidad que separa el ciclo 2 del ciclo 3

corresponde en tiempo al propuesto episodio de Obducción / acreción en el Cretácico Temprano el cual fue propuesto por Megard, (1987) (Montgomery, 1992).

Ciclos 3 y 4

Los siguientes dos ciclos representan los máximos episodios de inundación marina, con facies de aguas profundas que prevalecen en la depresión de Bogotá y en las áreas del Valle del Magdalena (Montgomery, 1992).

Una disconformidad separa los depósitos de los **ciclos 3 y 4**, sin aparente pérdida de sección. Al NE, a través del Macizo de Santander, el **ciclo 3** llega a ser dominado por sedimentos clásticos de grano más grueso y por un adelgazamiento erosional de la Formación Salto. Hacia el Sur y el Oeste, no se observa una clara división entre los **ciclos 3 y 4**. Hacia el Norte y Este, el Grupo Villeta se convierte en La Formación La Luna, la cual está comprendida por shales negros, limolitas laminadas y chert, comúnmente divididas en tres miembros. Las facies silíceas más ricas, están concentradas particularmente en el Miembro Superior (Galembó) de la Formación, mientras los shales euxínicos son abundantes en las unidades infrayacentes (Miembros Pujana y Salada). (Montgomery, 1992).

Ciclo 5

El megaciclo Marino del Cretáceo termina con un retorno de la sedimentación de agua somera, sucedida por depósitos continentales y marginales marinos. Los depósitos del ciclo 5 presentan disconformidad o inconformidad regional, que marca la iniciación de estos periodos regresivos. Así como la separación de los ciclos 2 y 3, esta superficie es continua a través de toda la región y puede ser correlacionada con un evento mayor de obducción / acreción al W, el cual nuevamente se extiende hasta el flanco Oeste de la Cordillera Central. Este evento, trajo consigo una caída en el nivel eustático del mar, el retiro del mar de la región y el posterior dominio de los depósitos terrestres. (Montgomery, 1992).

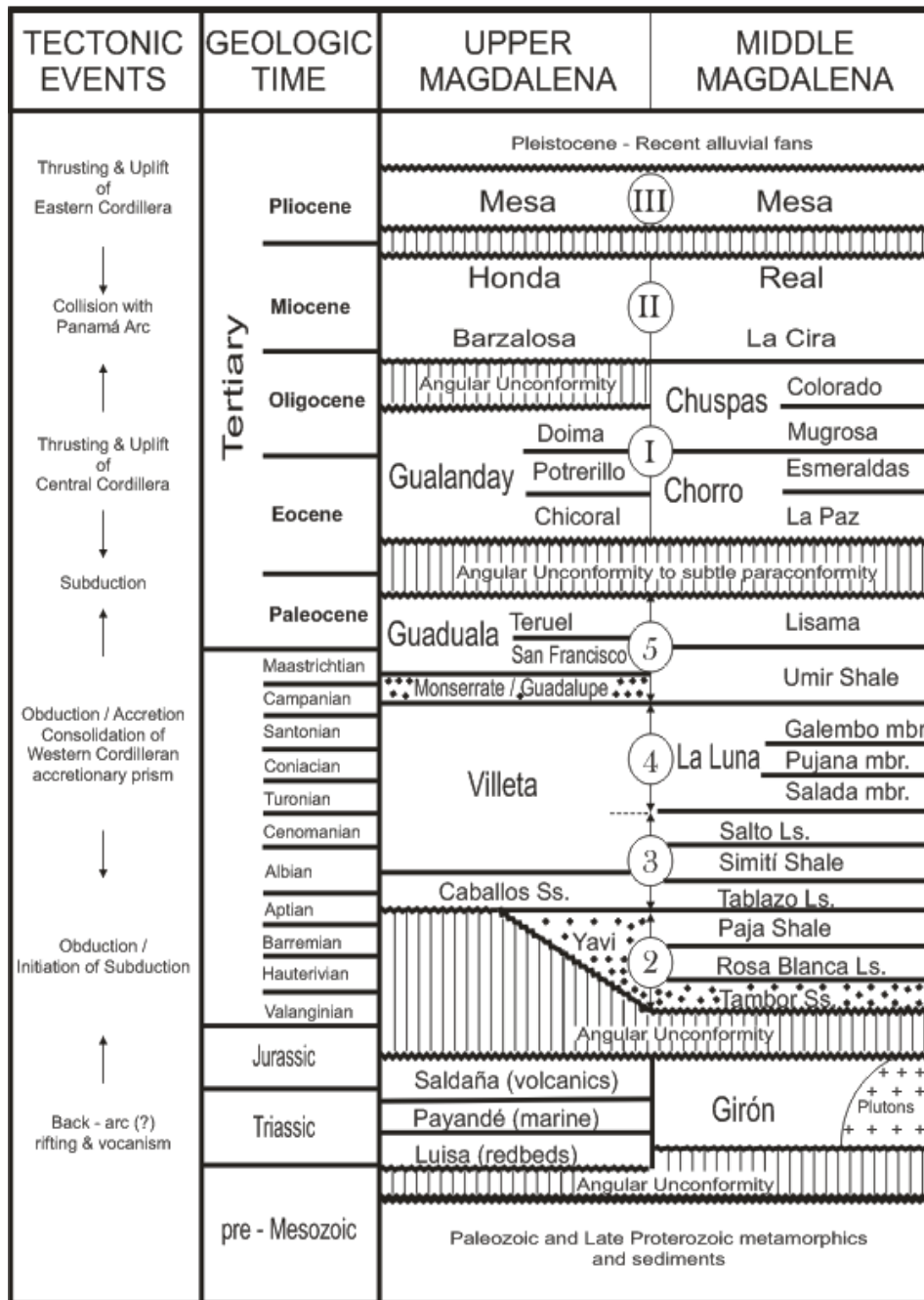


Figura 4. Resumen Estratigráfico del Valle Medio del Magdalena, Colombia. (Montgomery, 1992).

2.3 MODELO GEOLÓGICO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Los depósitos del Eoceno – Plioceno comprenden más o menos en 60% o más del espesor estratigráfico total en la Cuenca del Magdalena. Estos depósitos son de origen no marino y pueden ser divididos en 3 distintas secuencias molásicas, separadas por inconformidades o disconformidades (Montgomery, 1992).

La etapa temprana de estas secuencias, abarca los Grupos Chuspas y Gualanday, los cuales se relacionan con el levantamiento y acreción del arco de la Cordillera Central al Oeste. Llevando hacia el Este, progradación de un enorme abanico aluvial/planicie de ríos trenzados, pasando a depósitos deltaicos en el área de los Llanos. La segunda secuencia, incluyendo el Mioceno de los Grupos Honda y Real, es particularmente rica en remanentes volcánicos e indican la reactivación del arco a lo largo de la Cordillera Central. La tercera secuencia, o Grupo Mesa, está compuesta por material de ambas cordilleras Central y Oriental, esto como resultado de etapas anteriores a la Orogenia Andina (Montgomery, 1992).

Los conglomerados de la primeras dos secuencias (Gualanday/Chorro – Chuspas y Honda / Real) están generalmente caracterizados por una amplia distribución, buena continuidad, y fabrica relativamente uniforme, todos los indicativos de una amplia depositación a través de una planicie aluvial que fue construida fuera de las áreas de subsidencia del valle, rodeadas por tierras altas de moderado relieve. En contraste los depósitos del Terciario Tardío están pobremente sorteados, y con una fabrica variable. Ellos reflejan, en otras palabras, una rápida descarga de sedimento asociado con la Orogenia Andina, los cuales, durante millones de años, lograron crear terrenos de enormes relieves y espectaculares pendientes. Por esta razón no sería sorpresa que los reservorios de hidrocarburos se encuentren confinados en estas dos secuencias (Montgomery, 1992).

2.3.1 ESTRATIGRAFÍA DEL TERCIARIO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

2.3.1.1 Formación La Paz

Es la porción basal del Grupo Choro, sus depósitos son predominantemente de río trenzado, con un espesor consistente, arenas y conglomerados lenticulares, con intercalaciones de calizas grises y moteadas (canales abandonados). El ancho, y la distribución continua de estos depósitos a través de la Cuenca del Magdalena pueden indicar cierto grado de inclinación tectónica, causando migración lateral de sistemas individuales de ríos (Montgomery, 1992).

Según Lobo et al (2002) la Formación La Paz en área de estudio, se ubica en un ambiente continental fluvial, con desarrollo de posibles canales y rellenos de canal. Esto mismo sucede en la Formación Esmeraldas.

2.3.1.2 Formación Esmeraldas

Es la porción superior del Grupo Chorro. En esta, una pequeña porción de esta unidad consiste de arenas de grano grueso con estratificación cruzada, generalmente más delgadas que las de la Formación La Paz (Figura 5), y con intervalos de lodolitas y limolitas, indicativo de depósitos de llanura aluvial cruzados por una agradación de ríos trenzados (Montgomery, 1992).

En el Campo Llanito – Gala, la Formación Esmeraldas (Zona D) se han probado algunas arenas dando como resultado petrolíferas de bajo potencial, caracterizado por un pobre desarrollo del registro SP (Lobo et al, 2002).

2.3.1.3 Formación Mugrosa

Según MORALES *et al.* (1958) el nombre de Mugrosa fue introducido por GILL, en 1928 y deriva de la Quebrada Mugrosa donde tiene su sección tipo. En el sentido dado por GILL comprendía todos los sedimentos entre el límite superior de la Formación Toro y la parte

superior del horizonte fosilífero Mugrosa. Posteriormente WARING redefinió esta unidad entre el límite superior de los horizontes fosilíferos Los Corros y Mugrosa. Según la Colombian Soc. Petr. Geol. Geoph. (1965) la parte inferior de la formación consta de areniscas de grano medio a fino, raramente grueso o con cantos, que están intercaladas con shales de color azul o gris. La parte media consta de shales masivas moteadas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. En la parte superior se encuentran areniscas a veces con cantos que se intercalan con shales moteadas. En las áreas productivas de la Concesión de Mares estas partes corresponden respectivamente a las Zonas-C, parte inferior de la Zona-B y parte superior de la Zona-B. En la parte superior de la Formación Mugrosa se sitúa el Horizonte fosilífero del mismo nombre. El espesor de la Formación Mugrosa es variable; de unos 700 m en Colorado pasa a unos 500 m en el Campo de Llanito (Porta, 1974).

La Formación Mugrosa constituye la base del Grupo Chuspas. Si bien MORALES *et al.* (1958) indican la existencia de una discordancia entre la Formación Mugrosa y el Horizonte Los Corros de la Formación Esmeraldas infrayacente, la Colombian Soc. Petr. Geol. Geoph. (1965) señala que en todos los pozos perforados en los Campos de Colorado, La Cira-Infantas y Llanito así como en el área de Sogamoso, el contacto inferior es concordante. En cuanto al límite superior con la Formación Colorado existe también concordancia (Porta, 1974).

2.3.1.4 Formación Colorado

El nombre de Formación Colorado procede del Río Colorado, donde tiene su sección tipo, en la Concesión de Mares. La Formación Colorado corresponde a la parte superior del Grupo Chuspas. Consta predominantemente de arcillas de color gris claro, púrpura y moteado de rojo, con intercalaciones de areniscas en bancos de espesor variable con estratificación cruzada. La parte superior de la formación consta de unos 100 m de arcillas de color gris y negro, carbonáceas, con areniscas de grano medio y poco potentes. Esta parte de la sección corresponde al Horizonte fosilífero La Cira o también llamado por otros autores con el nombre de Formación La Cira. Por lo general estas capas no suelen formar crestas que resalten morfológicamente, pero en la Concesión de Mares puede existir un nivel de areniscas conglomeráticas que puede formar un filón (Porta, 1974).

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA	
	PLIOCENO		
TERCIARIO	MIOCENO	REAL	
		COLORADO	
		MUGROSA	
	OLIGOCENO	ESMERALDAS	
		LA PAZ	
	EOCENO	DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO	
	PALEOCENO	LISAMA	
CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR	
	CAMPANIANO		
	SANTONIANO	LA LUNA	GALEMBO
	CONIACIANO		PUJAMANA
	TURONIANO		SALADA
	CENOMANIANO		
	ALBIANO	SIMITI	
	APTIANO	TABLAZO	
	BARREMIANO	PAJA	
		ROSABLANCA	
VALANGINIANO	TAMBOR		
JURASICO		GIRON	
PREMESOZOICO		BASAMENTO	

Figura 5. Columna Estratigráfica generalizada, Cuenca Valle Medio del Magdalena (Santacruz, 2004).

La Formación Colorado descansa concordante sobre la Formación Mugrosa y su límite inferior viene determinado por la parte superior del Horizonte fosilífero Mugrosa. Cuando dicho horizonte fosilífero no se encuentra presente, el límite con la Formación Mugrosa queda determinado por la aparición de arcillas rojizas, que corresponden a la parte inferior de la Formación Colorado y que contrastan con las arcillas más oscuras de la Formación Mugrosa. Por lo que respecta al límite superior la Formación Colorado infrayace al Grupo Real. El contacto entre ambas unidades es netamente discordante y queda bien determinado además por la aparición de los sedimentos detríticos gruesos de la base del Grupo Real. Según ANDERSON (1945) la "Colorado Series" en el Campo de La Cira tendría un sentido algo más restringido, pues la parte superior que corresponde al

Horizonte La Cira (o simplemente La Cira según ANDERSON) forma una unidad independiente y queda excluida de la Formación Colorado (Porta, 1974).

2.3.1.5 Formación Real

Consiste en arenas, conglomerados, shales de colores variables y material volcanoclástico (Montgomery, 1992). Según Santacruz (2004). La Formación Real está 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 (Santacruz,2004).

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

La correlación estratigráfica es un proceso sencillo (Tearpock & Bischke, 1991), sin embargo esta puede complicarse debido a un adelgazamiento estratigráfico, al buzamiento de los estratos, fallas, inconformidades, cambios laterales de facies o por la calidad pobre del registro a analizar (Tearpock & Bischke, 1991).

Por esta razón Tearpock & Bischke (1991) han introducido las siguientes claves para realizar una correlación eficiente y minimizar los problemas al correlacionar.

1. Para una mirada inicial rápida, se recomienda identificar las arenas usando registros como la Curva Sp (Spontaneous Potential) o el Gamma ray.
2. Para una correlación detallada, se deben primero identificar y correlacionar los shales (Ver Figura 6).
3. Inicialmente se usa una curva de resistividad corta normal, la cual provee un mayor detalle al correlacionar shales.
4. Usar colores para identificar puntos específicos en el registro.
5. Siempre se debe empezar la correlación en el tope del registro.
6. No se debe forzar una correlación.
7. En áreas altamente falladas primero se debe correlacionar lo más profundo y luego lo más somero.

Las correlaciones se inician identificando los shales ya que son depositados en ambientes de baja energía y comúnmente cubren grandes áreas geográficas. Segundo, los estratos de arena no son buenos marcadores en una correlación ya que ellos frecuentemente exhiben variaciones significantes en espesor y carácter de registro a registro y son lateralmente discontinuos, finalmente, las curvas de resistividad de unas mismas arenas en dos registros correlacionados pueden ser diferentes. Las variaciones en los estratos de arena debido a los diferentes sedimentos que transportan los fluidos pueden causar diferencias en la resistividad muy pronunciadas (ej. Agua vs. Gas) (Tearpock & Bischke, 1991).

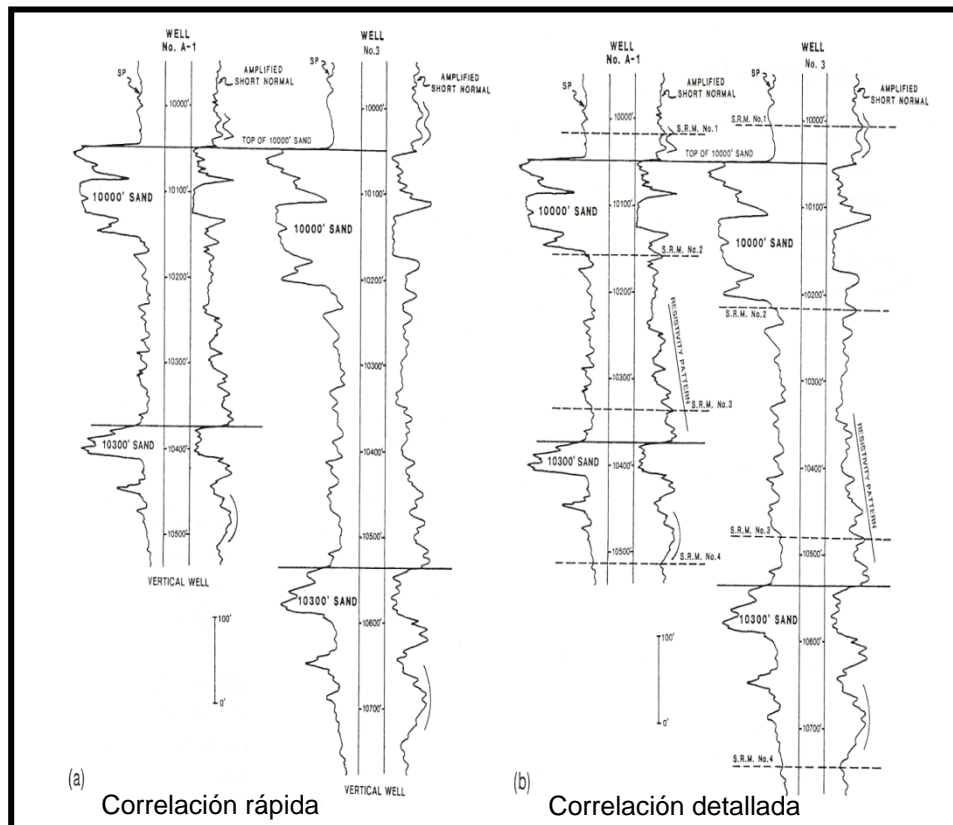


Figura 6. Métodos de Correlación (Tearpock & Bischke, 1991)

El uso de colores es una excelente forma para identificar y marcar los patrones a correlacionar en los registros. Los patrones de correlación pueden ser picos o valles, que pueden ser reconocidos en muchos de los registros de pozos correlacionados (Tearpock & Bischke, 1991).

En general, las estructuras pueden ser menos complicadas hacia la superficie por varios factores. Muchas de las fallas tienden a desaparecer hacia la superficie y son muy pequeñas o no existen en la parte superior de los registros. Estos son conceptos para una fácil correlación. También, en muchas provincias geológicas, especialmente en cuencas de rocas blandas, los buzamientos estructurales tanto locales como regionales, decrecen hacia arriba. Entonces, la correlación se debe empezar en el tope del registro, por donde es usualmente más fácil (Tearpock & Bischke, 1991).

Las correlaciones no son siempre sencillas (Tearpock & Bischke, 1991). Los problemas en la correlación están frecuentemente asociados a la presencia de fallas, estratos con

buzamientos altos, inconformidades y cambios en las facies. Y solo hasta que el problema sea resuelto se puede correlacionar con otro registro, estas correlaciones, deben ser revisadas al obtenerse nueva información. En áreas totalmente falladas, es ventajoso reconocer los cortes de falla en dos direcciones. Primero se debe correlacionar la parte de abajo del registro y luego se debe correlacionar la parte de arriba del registro (Tearpock & Bischke, 1991).

3.1 ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

Desde la aparición de los métodos eléctricos en 1920, se ha convertido en práctica general, hacer uso de estas herramientas al terminar la perforación, de todo el pozo o de intervalos durante la perforación (Mier, 1994).

Estos registros aunque no reemplazan a las muestras de núcleos, son más económicos y rápidos de obtener, para correlaciones geológicas de estratos, para detección y evaluación de horizontes posiblemente productores y posteriormente en el desarrollo del campo, así como en programas de recuperación secundaria (Mier, 1994).

En general los perfiles se pueden agrupar en tres categorías;

- **Perfiles de investigación profunda**
Potencial espontaneo o SP, son perfiles litológicos y de permeabilidad.
Dispositivo normal; normal corta y normal larga.
Dispositivo lateral.
- **Perfiles Micro resistivos.** Usados para investigación somera, poseen buena resolución vertical.
- **Perfiles de Porosidad**
Perfil de densidad.
Perfil Neutrónico.

- **Otros perfiles**

- Perfil de Rayos Gamma

- Perfil de tiempo de degradación termal (TDT)

- Dipmeter

3.1.1 Registros Eléctricos

Según Mier (1994) para evaluar zonas donde se encuentren reservorios de hidrocarburos se requiere conocer los siguientes parámetros: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor permeable de la capa y su permeabilidad, los cuales pueden ser deducidos de perfiles eléctricos, nucleares y acústicos.

De los parámetros obtenidos directamente de los perfiles, se puede determinar las saturaciones S . Se utilizan medidas de R , individuales o combinadas para conocer la resistividad de la zona no invadida o R_t . También se puede calcular la R de la zona cercana a la pared del pozo, donde el filtrado de lodo ha reemplazado gran parte de los fluidos originales o zona lavada R_{xo} (Mier, 1994).

Los datos de R , porosidad y resistividad del agua de formación R_w , se utilizan para calcular valores de saturación agua S_w y con datos de saturación, se evalúan las posibilidades de la formación sea productora (Mier, 1994).

La permeabilidad, solo puede ser estimada mediante relaciones empíricas y solo debe ser considerada para obtener un orden de magnitud (Mier, 1994).

Los registros utilizados en las Correlaciones Litoestratigráficas son el SP, el Gamma Ray y la Curva de Resistividad Normal, la cual exhibe patrones que son fáciles de reconocer y correlacionar de registro a registro (Tearpock & Bischke, 1991).

3.1.2 Curva de Potencial Espontáneo o SP

Es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y un potencial fijo en un electrodo de superficie, en función de la profundidad. Su origen es el resultado del flujo de corrientes naturales existentes dentro del lodo en el pozo (Mier, 1994).

En la técnica del Potencial Espontáneo (SP), las corrientes se originan a partir de las corrientes naturales que se forman a partir del movimiento de los iones presentes en las sales de las aguas que se encuentran en los espacios vacíos de las rocas porosas, y que es detectada en la sonda especializada que se coloca dentro del pozo (Falla, 2005).

Las formaciones sedimentarias son generalmente pocas conductoras, tienen resistividades entre 1 a 10^6 m, los minerales comunes en las rocas sedimentarias, tales como silicatos, óxidos y carbonatos, son prácticamente no conductores. Sin embargo, algunas rocas sedimentarias son porosas y contienen agua en la cual se encuentran varias sales disueltas donde existen cationes (Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , etc.) y aniones (Cl^- , SO_4^{--} , etc.), los cuales tienden a crear un campo eléctrico generando flujos de corriente eléctrica en los sedimentos (Falla, 2005).

3.1.3 Curva de Resistividad Normal y Lateral

En este tipo de perfil se envía corriente a la formación a través de electrodos y se miden los potenciales eléctricos en otros. La medición de estos potenciales permite determinar los valores de resistividad, que indican la presencia de hidrocarburos o no. Para realizar la medición es necesario que el pozo esté lleno de un fluido conductor de la electricidad (Mier, 1994).

De acuerdo a la forma como se dispongan los electrodos, se presentan dos clases de arreglos llamados normal y lateral. En las curvas normales se presenta simétrica con respecto al centro de la capa. En las curvas laterales se presentan asimétricas (Mier, 1994).

La resistividad se mide en ohmio-m, siendo la R de las formaciones por lo general entre 2 y 1000 ohmio-m (Mier, 1994).

3.1.4 Registro Gamma Ray

Es un registro que mide la radioactividad natural de las formaciones, es decir, la medida de la radiación que se emite espontáneamente. Es por lo tanto útil en la detección y evaluación de minerales como Potasio (K) y Uranio (U) (Falla, 2005).

En formaciones sedimentarias, que se caracterizan porque sus estratos se han formado por el traslado de material a la superficie formando una capa encima de la otra, refleja el contenido de lutita, esto se debe a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. El Perfil de Rayos Gamma puede ser registrado en pozos entubados, lo cual es muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento. Es frecuentemente usado como sustituto del Registro de Potencial Espontáneo (SP) en los pozos entubados, donde es imposible obtener un SP, ó en pozos abiertos cuando el SP no es satisfactorio. En ambos casos es útil en la ubicación de capas no arcillosas y para correlaciones (Falla, 2005).

4. RESULTADOS

4.1 MODELO SEDIMENTOLÓGICO DEL POZO GALA – 7 Y DEL POZO CASABE - 1044

El modelo sedimentológico está basado en la descripción y caracterización de facies del Pozo corazonado Gala - 7, situado en el Campo Gala, entre las coordenadas **X**: 1023600.00 y **Y**: 1280211.00 y del Pozo corazonado Casabe – 1044 Ubicado en el Campo Casabe; entre las coordenadas **X**: 1017782 m y **Y**: 1269891 m, origen Bogotá.

El intervalo corazonado de la Formación Mugrosa en el pozo Gala - 7, corresponde a 134'5 pies, tal como se muestra en la Tabla 1.

POZO	TOPE (PIES)	BASE (PIES)	ESPESOR ANALIZADO (PIES)
GALA - 7	5921'5	5923'5	2
GALA - 7	5923'5	5935'5	12
GALA - 7	6028	6043	15
GALA - 7	6043'9	6045	1'1
GALA - 7	6495	6506	11
GALA - 7	6512	6516	4
GALA - 7	6542	6547	5
GALA - 7	6548'7	6566'6	18'2
GALA - 7	6567'3	6569	1'7
GALA - 7	6573	6594'9	21'3
GALA - 7	6603	6624	21
GALA - 7	6624'5	6630'6	6'1
GALA - 7	6633	6636	3
GALA - 7	6637'5	6638'5	1
GALA - 7	6640	6652	12

Tabla 1. Espesor de intervalos analizados en el pozo Gala - 7

El intervalo corazonado de la Formación Colorado en el pozo Casabe – 1044, corresponde a 560'3 pies, tal como se muestra en la Tabla 2.

POZO	TOPE (PIES)	BASE (PIES)	ESPESOR ANALIZADO (PIES)
CASABE - 1044	2330	2388	58
CASABE - 1044	2390	2479	89
CASABE - 1044	2482	2516	34
CASABE - 1044	2758	2776'8	18'8
CASABE - 1044	2779	2821	42
CASABE - 1044	3026	3101	75
CASABE - 1044	3320	3412'5	92'5
CASABE - 1044	3433	3584	151

Tabla 2. Espesor de intervalos analizados en el pozo Casabe – 1044

4.2 DESCRIPCIÓN DE LAS COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS

4.2.1 Sección Formación Mugrosa

La descripción de la sección de la Formación Mugrosa se realizó a partir de los núcleos del pozo Gala 7 (ver Anexo 1 Columna Estratigráfica del pozo Gala - 7), allí se analizó la parte intermedia de la Formación Mugrosa correspondiente al intervalo que va de 6652 hasta 5893 pies. Esta fue descrita de base a tope, con el fin de seguir la secuencia real en que se depositaron los sedimentos.

Los resultados obtenidos se describirán a continuación:

Hacia la base del intervalo descrito (Figura 7) se observan areniscas lodosas de color gris marronaceo fiabiles en algunos sectores, los granos varían de subangulares a subredondeados y se encuentran moderadamente calibrados. Se observan además granos flotantes de cuarzo los cuales varían entre 2 mm y 6 mm de diámetro.

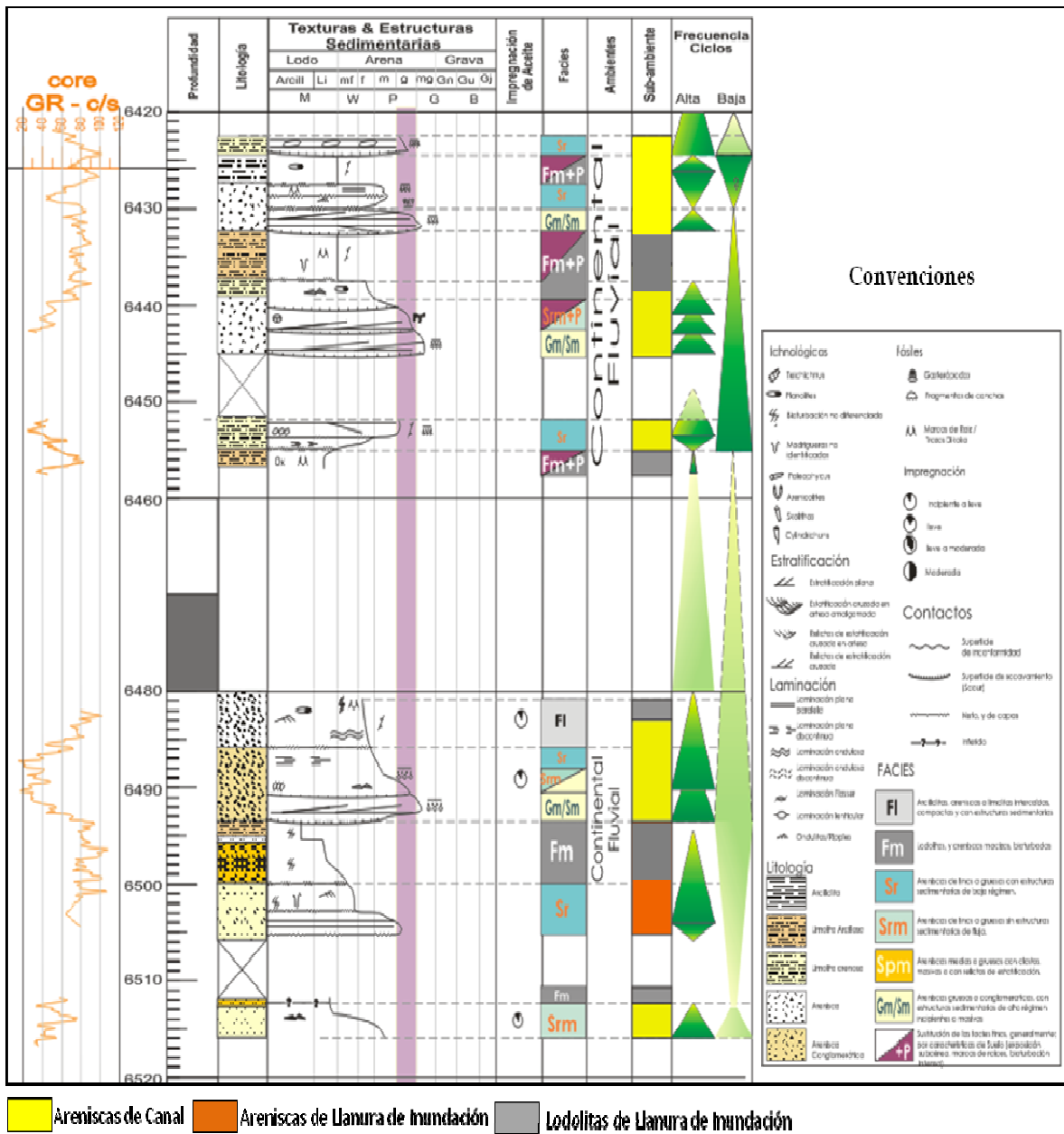


Figura 7. Columna Estratigráfica del pozo Gala – 7 (Profundidad 6520 – 6423)

Se encuentran también relictos de estratificación cruzada en artesa la cual varía a medida que subimos hacia el tope del intervalo a estratificación cruzada plana.

Se observaron además areniscas conglomeráticas de color marrón las cuales poseen granos subredondeados a redondeados, los granos alcanzan un diámetro de hasta 10 mm de diámetro.

Las areniscas lodosas observadas hacia el tope del intervalo descrito se encuentran intercaladas con limolitas arenosas de color gris claro que también presentan granos flotantes de cuarzo de hasta 4 mm y arcillolitas de color rojo grisáceo moteadas, friables las cuales en su mayoría presentan bioturbación de tipo *Scoyenia* y algunas veces con presencia de granos flotantes de hasta 4 mm de diámetro.

Hacia el tope del intervalo descrito el cual hace parte de la zona operacional B3 se observaron intercalaciones de areniscas conglomeráticas y areniscas de grano medio de color gris amarillento y gris verdoso que presentan granos redondeados y esféricos moderadamente calibrados. Se aprecia en estos sectores relictos de estratificación cruzada en artesa la cual hacia el tope varía a estratificación cruzada plana y finalmente a estratificación plana paralela.

4.2.2 Sección Formación Colorado

La recolección de la información fue hecha de base a tope, esto con el fin de seguir la secuencia real en la que se depositaron los sedimentos. El intervalo descrito corresponde al tope de la Formación Colorado correspondiente al intervalo que va desde 3584 hasta 2330 pies (ver hojas 1 y 2 del Anexo 2 Columna Estratigráfica del pozo Casabe - 1044).

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Hacia la base del intervalo descrito se observaron areniscas lodosas cuyos colores varían de gris claro a marrón claro de granos subangulares a subredondeados de moderados a bien calibrados. En algunos sectores compactos y en otros fítiles. Se encontraron relictos de estratificación cruzada en artesa, relictos de estratificación cruzada paralela y relictos de estratificación plana paralela, siendo estos últimos los de mayor predominio hacia la base de intervalo.

Dichas areniscas se encontraron intercaladas con limolitas arenosas varicoloreadas cuyos colores predominantes son el gris, rojo y amarillo, las cuales poseen un buen grado de compactación. Estas limolitas se caracterizan por poseer gran cantidad de trazas fósiles como *planolites*, *teichichnus*, madrigueras no diferenciadas, conchas (poca cantidad) y

restos de raíces. Además se observaron intraclastos de arcilla y fracturas rellenas de arcilla en estos sectores.

Hacia el tope del intervalo descrito (Figura 8) predominan los sedimentos de grano fino. Se observaron limolitas, arcillas limosas y arcillas de color gris amarillento y rojizos en donde se encuentran gran cantidad de trazas fósiles entre las cuales se distinguen *teichichnus*, *planolites*, *cylindrichums*, madrigueras no diferenciadas y otro tipo de bioturbaciones no diferenciadas.

Hacia el tope del intervalo se observan también relictos de estratificación ondulosa discontinua, estratificación plano paralela y ondulitas.

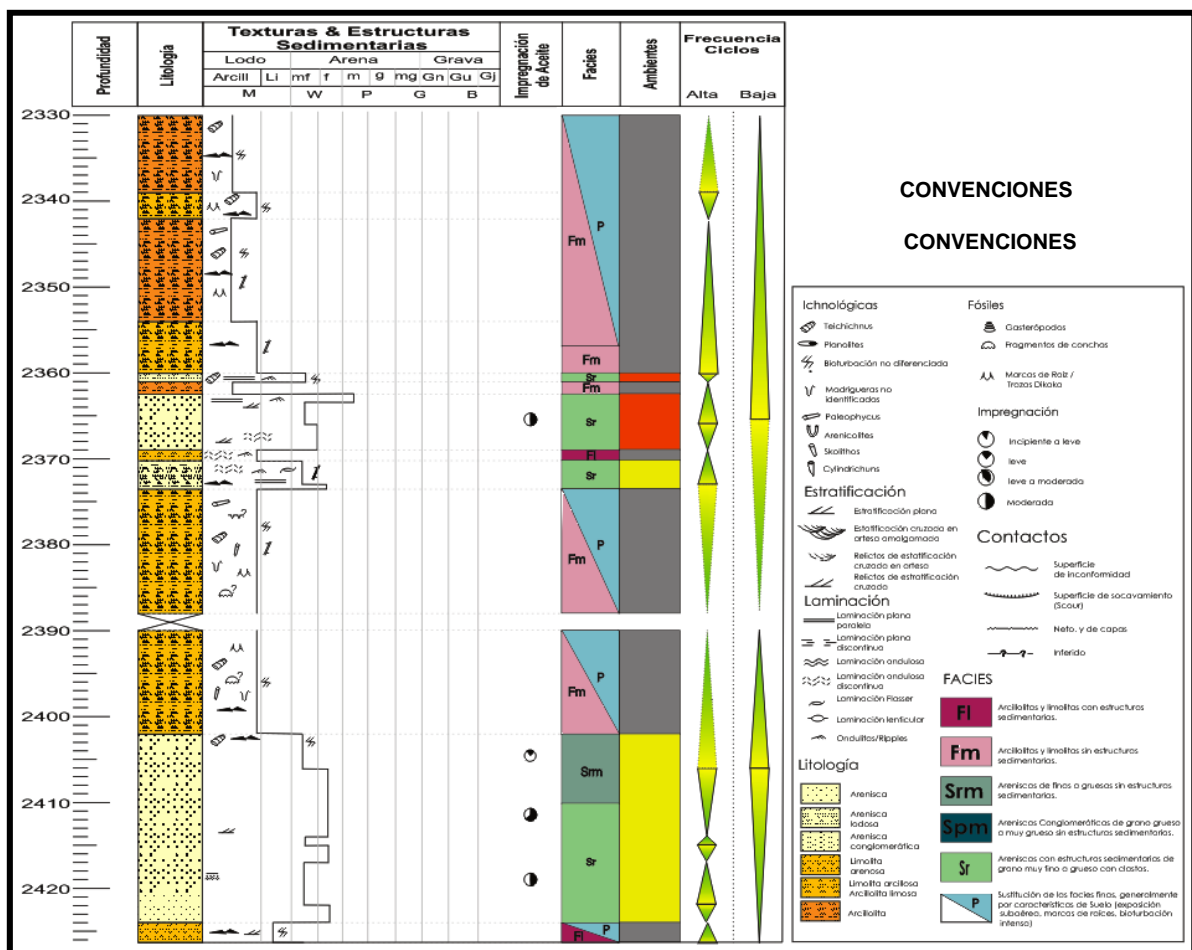


Figura 8. Columna Estratigráfica del pozo Casabe – 1044 (Profundidad 2426 – 2330)

4.3 DESCRIPCIÓN DE FACIES

En este estudio son descritas 6 facies sedimentarias las cuales fueron escogidas y nombradas haciendo referencia a sus principales atributos litológicos, texturales, granulométricos, estructurales y según el contenido de trazas fósiles.

Las litofacies son nombradas utilizando abreviaturas que simplifican la descripción de los principales rasgos estructurales en las mismas. Las facies definidas son: **Litofacies Areniscas Gruesas (Gm/Sm)**, **Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm)**, **Litofacies Areniscas sin Estructuras Sedimentarias (Srm)**, **Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr)**, **Litofacies Lodolitas Masivas (Fm)**, **Litofacies Lodolitas con Estructuras Sedimentarias (FI)**, y **Paleosuelos (P)**. En la Tabla 3 se presenta una síntesis de las litofacies descritas en este capítulo.

Para la Formación Mugrosa y la Formación Colorado han sido tomadas como referencia, los “*architectural elements*” de Miall (1996). La organización de estas asociaciones de litofacies ha permitido definir y caracterizar determinados ambientes sedimentarios.

A continuación se presenta una descripción detallada de cada una de las facies:

4.3.1 Litofacies Areniscas Gruesas (Gm/Sm)

Son Areniscas gruesas a Conglomeráticas, con estructuras sedimentarias de alto régimen incipientes o masivas. Esta litofacie solo es observada para la Formación Mugrosa durante la descripción de la sección descrita del pozo Gala - 7

4.3.2 Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm)

Las litofacies Areniscas Conglomeráticas, corresponden a areniscas de grano medio a muy grueso cuyos granos varían de subredondeados a redondeados los cuales se encuentran mal calibrados.

Estas litofacies se caracterizan por no poseer estructuras sedimentarias. Además reciben su nombre debido a que presentan gránulos de 7 mm de diámetro y guijas de hasta 2.1 cm de diámetro.

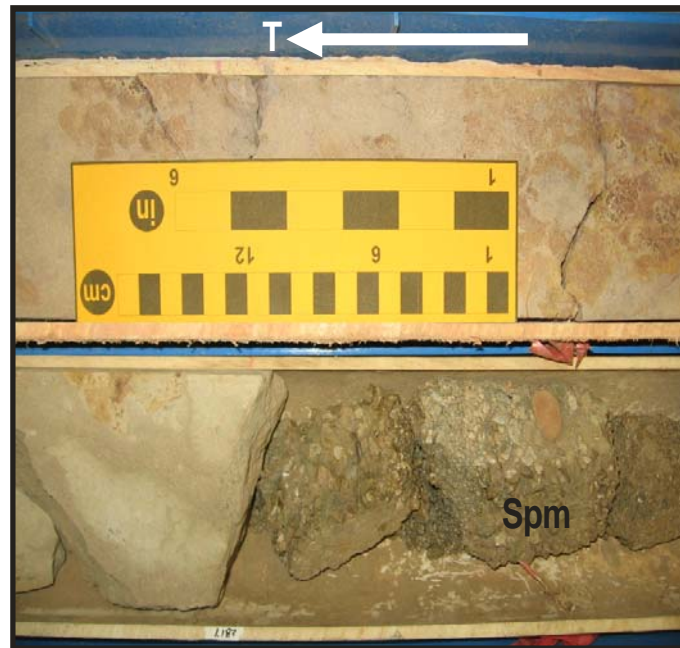


Figura 9. Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm)

Estas litofacies representan el 0.50 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 3 pies.

Y para la Formación Mugrosa estas litofacies representan el 6.8 % del total de pies corazonados y es equivalente a 15'69 pies.

4.3.3 Litofacies Areniscas sin Estructuras Sedimentarias (Srm)

Las litofacies Areniscas sin Estructuras (Srm) corresponden a areniscas de granos muy finos a muy gruesos. El tamaño de grano de estas areniscas varía de subangular a

subredondeado y su calibrado varía de bien a moderadamente calibrados. Además en algunos sectores del pozo Casabe – 1044 se presentan capas de arcilla de hasta 7 cm.

Se observan también en los dos pozos que en algunos sectores hacia la base de las litofacies granos flotantes que alcanzan hasta 7 mm de diámetro. Además se encuentran impregnadas de hidrocarburos.

En algunos sectores las litofacies corresponden a areniscas de grano medio a muy grueso, cuyos granos varían de subredondeados a redondeados mal calibrados.

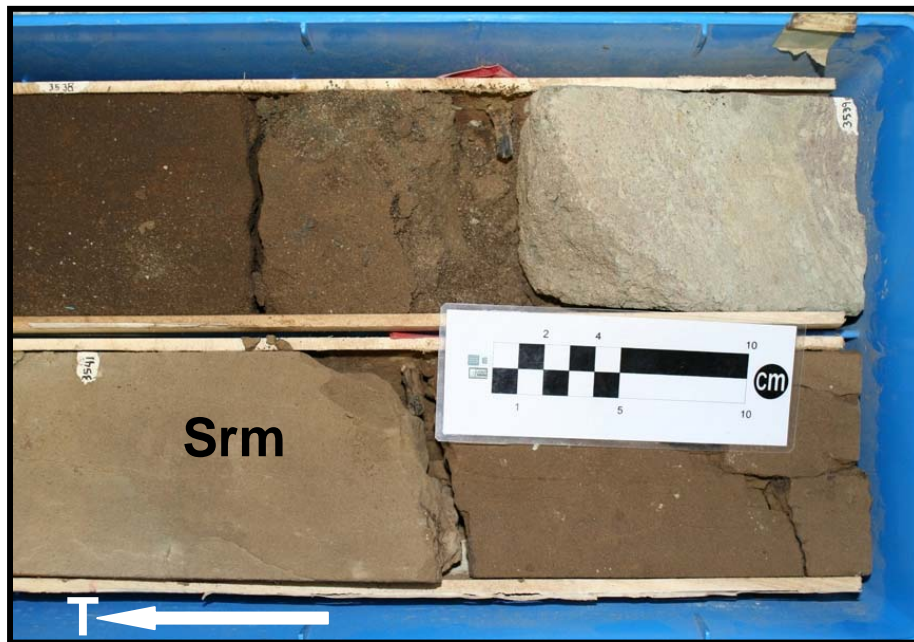


Figura 10. Litofacies Areniscas sin estructuras (Srm)

Se observa que hacia el tope de las litofacies esporádicamente se encuentran trazas de bioturbación no diferenciada e intraclastos.

Estas litofacies representan el 16.7 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 94'1 pies.

Y para la Formación Mugrosa estas litofacies representan el 29 % de los pies corazonados y es equivalente a 67'3 pies.

4.3.4 Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr)

Las litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias, corresponden a areniscas de granos muy finos a grueso, cuyos granos varían de subangulares a subredondeados moderadamente a bien calibrados. Dichas areniscas en el pozo Casabe – 1044 presentan lentes de arcilla.

Son compactas y físciles en algunos sectores, se observan relictos de estratificación cruzada, estratificación en artesa relictos de laminación plana paralela y relictos de laminación plana ondulosa y estratificación convoluta.

Poseen una leve bioturbación no diferenciada y en algunos sectores se alcanzan a distinguir madrigueras no diferenciadas e intraclastos de arcilla.



Figura 11. Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr)

En algunos sectores estas litofacies se encuentran impregnadas; sin embargo el grado de impregnación dentro de las litofacies varía de incipiente a moderado.

Estas litofacies representan el 19'8 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 111'5 pies.

Y para la Formación Mugrosa estas litofacies representan el 24.1 % de los pies corazonados y es equivalente a 56'1 pies.

4.3.5 Litofacies Lodolitas Masivas (Fm)

Las litofacies lodolitas Masivas, corresponden a arcillolitas, limolitas y limolitas arenosas de color gris, las cuales tienen un grado de compactación que varía de bueno a muy bueno. En algunos sectores se observan intraclastos.

Estas litofacies se caracterizan por no presentar estructuras, además en algunos sectores del pozo Casabe - 1044 hacia el tope las litofacies se encuentran trituradas.

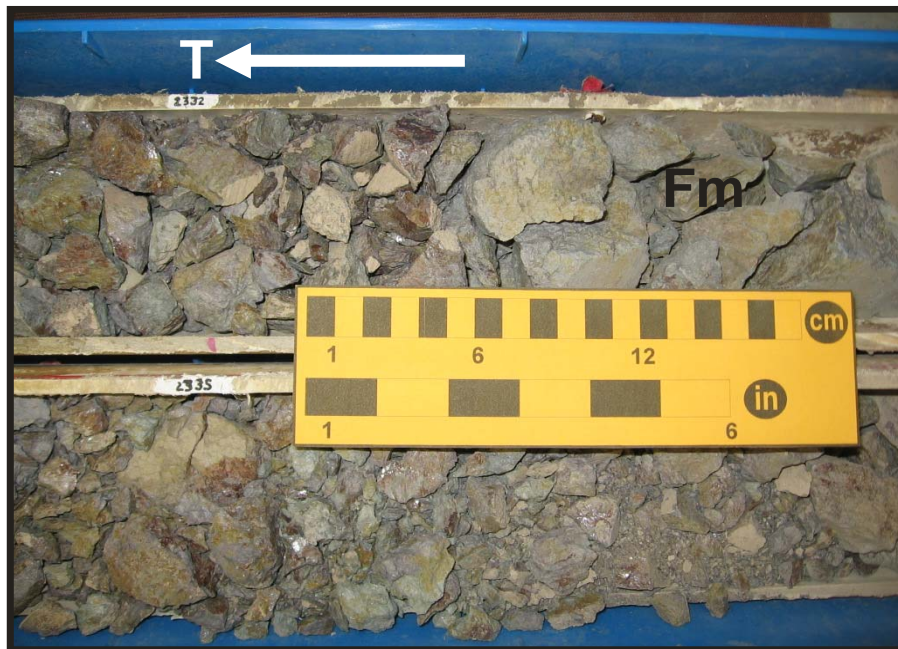


Figura 12. Litofacies Lodolitas Masivas (Fm)

Estas litofacies representan el 1.2 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 6'8 pies.

Y para la Formación Mugrosa estas litofacies representan el 13.5 % de los pies corazonados y es equivalente a 31'4 pies.

4.3.6 Litofacies Lodolitas con Estructuras Sedimentarias (FI)



Figura 13. Litofacies Lodolitas con Estructuras (FI)

Las litofacies Lodolitas con estructuras, corresponden a arcillas y limolitas con ondulitas, relictos de estratificación plana ondulosa, estratificación plana y en algunos sectores laminación convoluta.

Hacia el tope de estas litofacies en algunos sectores se observa bioturbación no diferenciada.

Estas litofacies representan el 0.60 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 3'4 pies.

Y para la Formación Mugrosa estas litofacies representan el 5.2 % de los pies corazonados y es equivalente a 12'01 pies.

4.3.7 Paleosuelos (P)

Los Paleosuelos, corresponden a Areniscas lodosas, Limolitas arenosas, Arcillas limosas y Arcillas varicoloreadas que han sido remplazadas por paleosuelos debido a que han sufrido exposición subaérea.

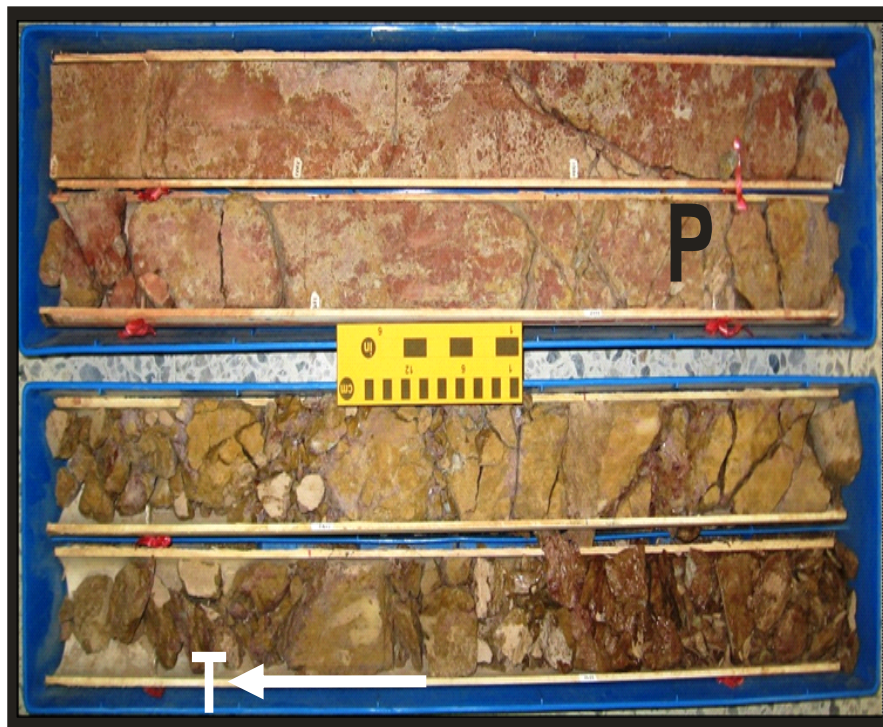


Figura 14. Paleosuelos (P)

Los paleosuelos se caracterizan por presentar tonalidades rojizas y amarillentas bioturbación no diferenciada, marcas de raíces y trazas fósiles como Conchas, *Planolites*, *Teichichnus*, *Beaconites*, *Cylindrichums* y *Paleophicus*, en menor proporción.

Además en estas litofacies también se pueden encontrar intraclastos, fracturas rellenas algunas veces con arcilla y otras veces con arena de grano muy fino y fracturas inducidas.

Los paleosuelos han sido divididos en 4 grupos dependiendo de la litofacie a la cual estén substituyendo. Los grupos en que han sido divididos los paleosuelos son: Litofacies Areniscas sin Estructuras Sedimentarias + Paleosuelos (Srm/P), Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias + Paleosuelos (Sr/P), Litofacies Lodolitas con Estructuras Sedimentarias + Paleosuelos (Fl/P), y Litofacies Lodolitas Masivas + Paleosuelos (Fm/P).

Las litofacies **Srm/P** representan el 4.4 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 24'8 pies.

Las litofacies **Sr/P** representan el 0.3 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 1'5 pies.

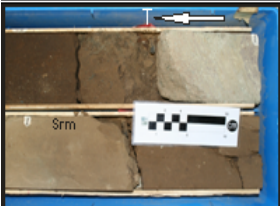

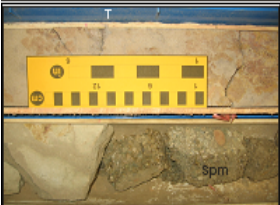



FOTO	No.	FACIES SEDIMENTARIAS	FOTO	No.	FACIES SEDIMENTARIAS
	1	Litofacies Areniscas sin Estructuras Sedimentarias (Srm)		4	Litofacies Lodolitas con Estructuras Sedimentarias (Fl)
	2	Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm)		5	Litofacies Lodolitas Masivas (Fm)
	3	Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr)		6	Paleosuelos (P)

Tabla 3. Síntesis de las Facies Sedimentarias de la Formación Colorado y la Formación Mugrosa

Las litofacies **F/P** representan el 5.1 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 28'8 pies.

Y para la Formación Mugrosa las litofacies FI/P representan el 2.3 % y es equivalente a 5'4 pies.

Las litofacies **Fm / P** representan el 51.4 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 289 pies.

Y para la Formación Mugrosa las litofacies Fm/P representan el 15.6 % y es equivalente a 36'2 pies.

4.4 PARÁMETROS ESTADÍSTICOS DE LAS LITOFACIES DE LA FORMACIÓN COLORADO Y LA FORMACIÓN MUGROSA

Con base en la descripción de los pozos corazonados Casabe – 1044 para la Formación Colorado y Gala – 7 para la Formación Mugrosa, se realizó la siguiente información estadística de las litofacies obtenidas durante la descripción de los pozos descritos.

En la Figura 15, se observa que las litofacies con mayor presencia en el pozo Casabe – 1044, corresponden a las facies de grano fino como son las arcillas y las limolitas pertenecientes al grupo de los paleosuelos, específicamente a las litofacies Fm / P seguidas por las litofacies FI / P y Srm / P y en menor proporción por las litofacies Sr / P las cuales sólo representan el 0.3 % del total del pozo corazonado descrito para la Formación Colorado.

Las litofacies de tamaño de grano fino que no han sido sometidas a exposición subaérea representan una mínima parte del total del pozo corazonado descrito siendo las litofacies Fm tan sólo el 1.2 % y las litofacies FI el 0.60 %.

Las litofacies arenosas de tamaños de grano fino a grueso con mayor presencia en el pozo Casabe – 1044 son las litofacies Sr y Srm y en menor proporción podemos encontrar las litofacies arenosas de tamaño de grano medio a muy grueso con gránulos

Spm que corresponden a tan sólo el 0.5 % del total del pozo corazonado descrito para dicha formación.

En la Figura 16, se observa que del intervalo descrito las litofacies con mayor presencia en el pozo Gala – 7, corresponden a las litofacies arenosas Srm y en menor proporción encontramos también a las litofacies arenosas Sr y Spm, esta última representa el 6.8% del total del pozo descrito.

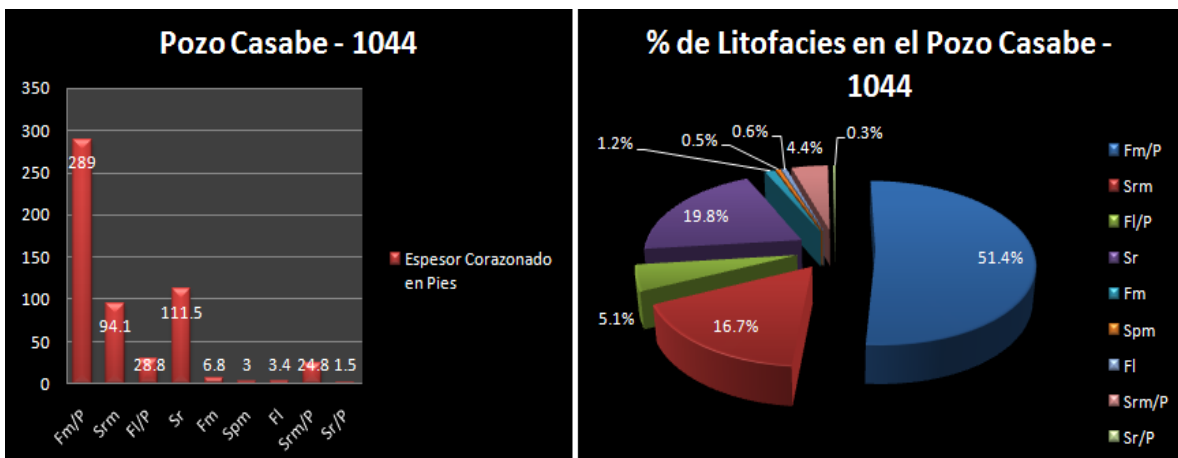


Figura 15. Distribución de espesores y porcentajes de Litofacies en el pozo Casabe - 1044

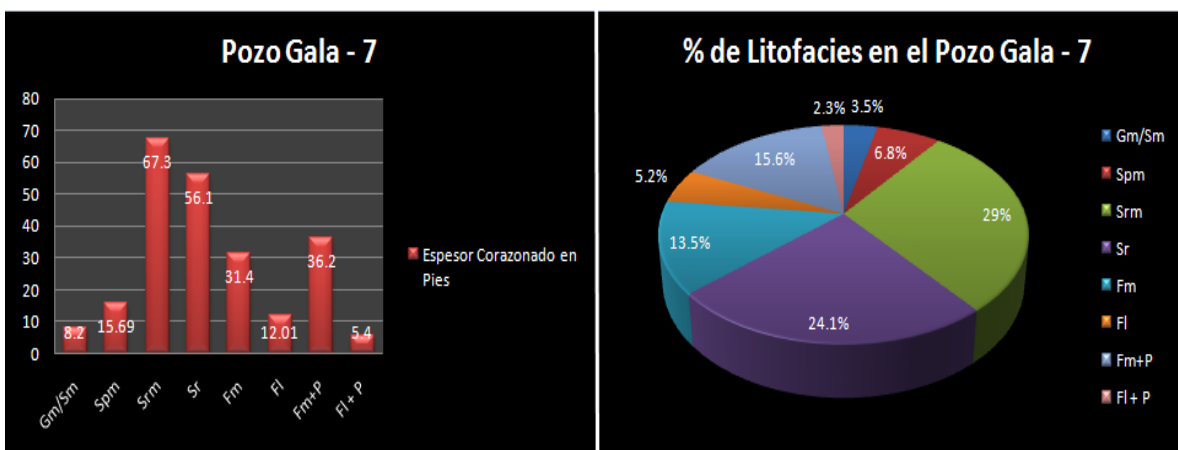


Figura 16. Distribución de espesores y porcentajes de Litofacies en el Pozo Gala - 7

Las litofacies de tamaño de grano fino como son arcillas y limolitas Fm representan el 13.5 % del total de la sección de pozo corazonado descrito para la Formación Mugrosa. Las litofacies finas Fl se presentan esporádicamente lo que hace que su proporción sea muy pequeña tan sólo el 5.2 %.

Las litofacies finas que han sido sometidas a exposición subaérea Fm / P representan una fracción considerable del total de pies descritos en el pozo y corresponde al 31.4 %.

4.5 ASOCIACIÓN DE LITOFACIES Y AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Las sucesiones verticales de facies son generadas debido a un reemplazamiento dinámico (sustitución) de elementos geomorfológicos durante los ciclos de nivel base.

Estas sucesiones verticales de facies pueden ser diferentes para el mismo ambiente depositacional ya que los elementos geomorfológico pueden migrar desaparecer o formarse durante la progradación o agradación (En Núñez y Saavedra, 2006).

Dentro del mismo ambiente, su ocurrencia en posiciones específicas varían a largo del rumbo y buzamiento depositacional. El régimen de Acomodación / Suministro de sedimento (A/S), y por lo tanto la posición estratigráfica de un ambiente en un tiempo particular puede controlar los tipos y los atributos de los elementos geomorfológicos que ocurren a lo largo del perfil depositacional (En Núñez y Saavedra, 2006).

La interpretación ambiental que se hace en este estudio está basada en la descripción de facies y caracterización de sucesiones verticales de facies del pozo corazonado Casabe – 1044 y Gala - 7; y en el estudio de electrofacies para la Formación Colorado y la Formación Mugrosa en el área norte del Campo Llanito.

Estas facies, electrofacies y sucesiones verticales de facies son asociadas a procesos que operan en Ambientes Fluviales de tipo Trenzado, Meandriforme y Anastomosado.

4.5.1 ASOCIACIÓN DE LITOFACIES

Para la Formación Colorado y la Formación Mugrosa se reconocieron 6 litofacies (anteriormente descritas), las cuales han sido definidas teniendo en cuenta los elementos arquitecturales de las rocas sedimentarias, y han sido agrupadas en asociaciones de litofacies de canal y asociaciones de litofacies de desbordamiento. En la Tabla 4 y 5 se presenta una síntesis de las sucesiones de facies descritas en este capítulo.

4.5.1.1 ASOCIACIONES DE LITOFACIES DE CANAL (C)

Las asociaciones de litofacies de canal, se caracterizan por presentar hacia la base arenas de grano grueso, algunas veces conglomerático, intraclastos arcillosos e intercalación de arcillas caoliníticas. La estratificación varía de plana paralela a estratificación cruzada y estratificación en artesa. Posee una tendencia granodecreciente (que es típica de asociaciones de litofacies de canal), donde después de una primera fase con alta energía de las corrientes y erosión del fondo, hay una fase de deposición con disminución de la energía y el posterior relleno del canal. Evidencias de exposición subaérea son testimoniadas por la presencia de trazas fósiles y paleosuelos.

La sucesión vertical de litofacies que caracterizan los canales observados en el pozo Casabe – 1044 y en el pozo Gala - 7, consisten en la aparición de 4 litofacies de base a techo, de la siguiente manera: Litofacies Arenas gruesas (Gm/Sm) esta se observó sólo se observa en el pozo Gala – 7, Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm), Litofacies Areniscas con estructuras sedimentarias (Sr) y Litofacies Areniscas sin estructuras (Srm).

La sucesión vertical de facies anteriormente mencionada representa solamente las barras puntuales o barras del canal (point bars).

La sucesión de facies caracterizada como canal presenta espesores que varían de 3.6 a 32 pies en el pozo Casabe – 1044 y espesores que varían de 3 a 21 pies en el pozo Gala – 7.

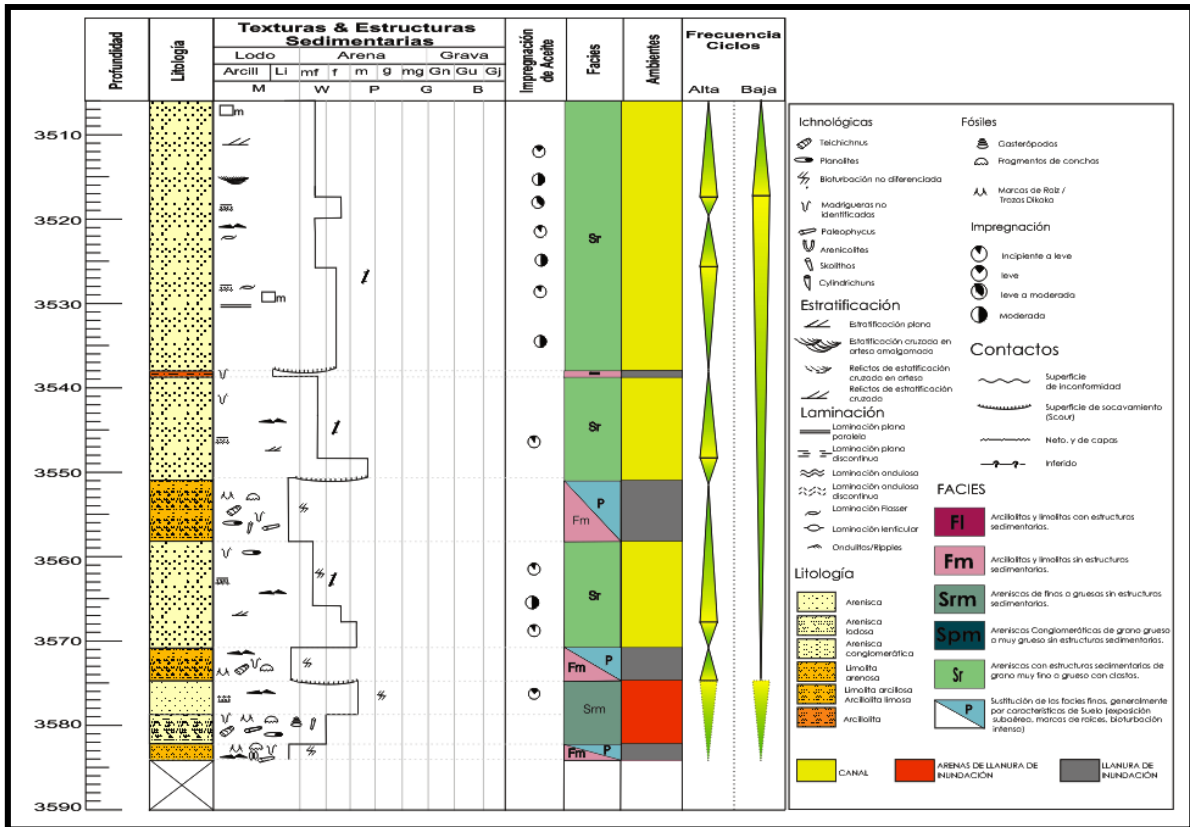


Figura 17. Forma característica de la sucesión asociada a canales en el Pozo Casabe – 1044 (Los Cuadros de color amarillo representan las facies de canal, los cuadros de color naranja representan las facies de arenas de llanura de inundación y los cuadros grises representan la llanura de inundación).

4.5.1.2 ASOCIACIÓN DE LITOFACIES DE DESBORDAMIENTO

Las asociaciones de litofacies de desbordamiento, se caracterizan por litologías más finas, como arcillas, arcillas lodosas, limos y areniscas de grano muy fino a medio, bioturbadas, con marcas de raíces, superficies de oxidación y trazas fósiles típicas de ambientes continentales como *Teichichnus*, *Planolites*, *Beaconites* (Ver Figura 18) y *Paleophycus* en menor proporción, además de evidencias de exposición subaérea.

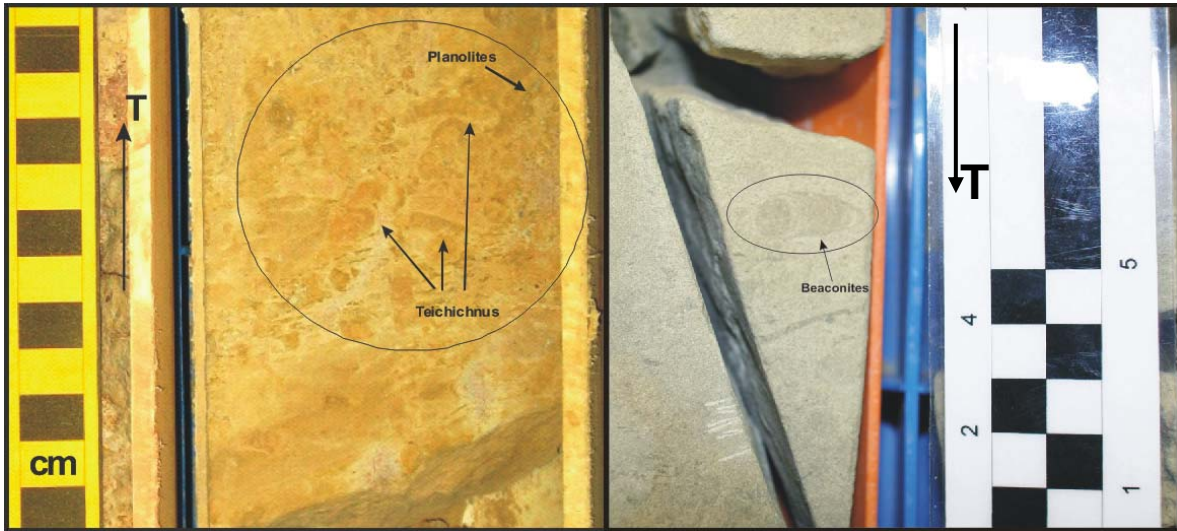


Figura 18. Trazas Fósiles observadas durante la descripción de los núcleos del pozo Casabe – 1044 (Foto Izquierda) y del pozo Gala – 7 (Foto Derecha) (Foto izquierda: *Planolites* y *Teichichnus* y Foto Derecha: *Beaconites*)

4.5.1.2.1 DEPÓSITOS DE LLANURA DE INUNDACIÓN (FP)

La llanura de inundación está representada por los depósitos más finos, como arcillas, arcillas lodosas y limolitas bioturbadas en su mayoría, en donde los sectores que se encontraban más oxidados, contenían la mayor cantidad de trazas fósiles.

Los sedimentos presentan hacia el tope, relictos de estratificación cruzada y estratificación plano paralela. La estratificación se hace más evidente a medida que el tamaño de grano aumenta, hasta que aparecen pequeños sets de arena muy fina.

La sucesión vertical de litofacies que caracterizan las llanuras de inundación observadas en el pozo Casabe – 1044 (Ver Figura 19), consisten en la aparición de 2 litofacies de base a techo, de la siguiente manera: Litofacies Lodolitas masivas (Fm) y Litofacies Lodolitas con Estructuras (FI), las cuales han sido reemplazadas en su mayoría por Paleosuelos (P).

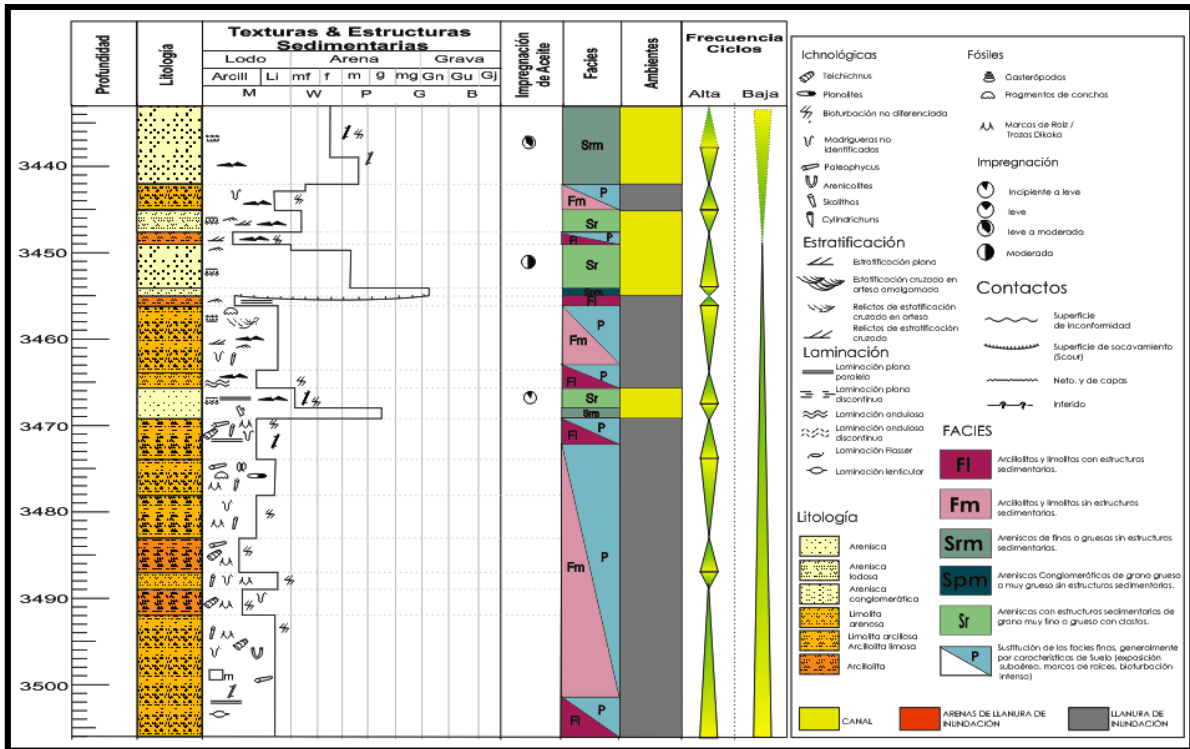


Figura 19. Forma característica de la sucesión asociada a una Llanura de Inundación en el Pozo Casabe – 1044 (Los Cuadros de color amarillo representan las facies de canal, los cuadros de color naranja representan las facies de arenas de llanura de inundación y los cuadros grises representan la llanura de inundación).

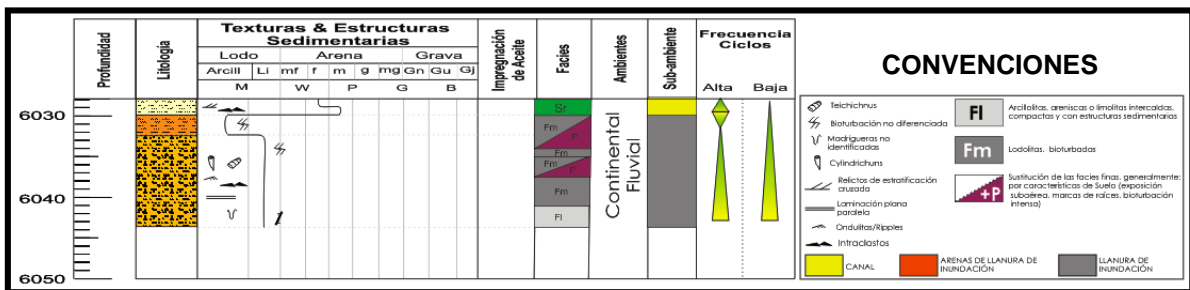


Figura 20. Forma característica de la sucesión asociada a una Llanura de Inundación en el Pozo Gala – 7 (Los Cuadros de color amarillo representan las facies de canal, los cuadros de color naranja representan las facies de arenas de llanura de inundación y los cuadros grises representan la llanura de inundación).

La sucesión vertical de litofacies que caracterizan las llanuras de inundación observadas en el pozo Gala – 7 (Ver Figura 20), consisten en la aparición de dos litofacies de base a techo, de la siguiente manera: Litofacies Lodolitas con Estructuras (FI) y Litofacies Lodolitas Masivas (Fm) la cual posteriormente fue remplazada por paleosuelos.

4.5.1.2.2 DEPOSITOS DE ARENAS DE LLANURA DE INUNDACIÓN

Las arenas de llanura de inundación están constituidas por cuerpos de arenas finas y medias, estos se observan como alternancias de estratos lodosos y arcillosos. En general, son depósitos de areniscas de grano fino a medio, que poseen intraclastos de arcillas, restos vegetales y trazas fósiles. Son cuerpos que poseen una tendencia grano creciente al tope y poseen estratificación cruzada, plano paralela y en algunos casos se observa la presencia de ondulitas (ripples).

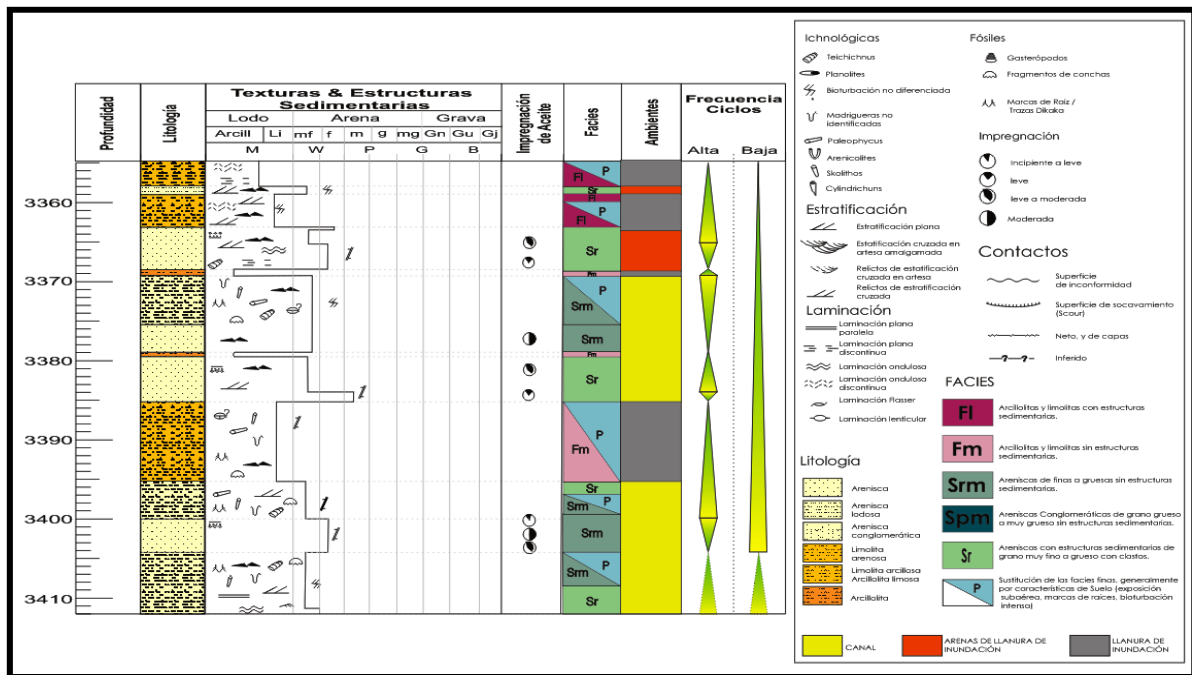


Figura 21. Forma característica de la sucesión asociada a Arenas de Llanura de Inundación en el Pozo Casabe – 1044 (Los Cuadros de color amarillo representan las facies de canal, los cuadros de color naranja representan las facies de arenas de llanura de inundación y los cuadros grises representan la llanura de inundación).

La sucesión vertical de litofacies que caracterizan las Arenas de Llanura de Inundación observados en el pozo Casabe – 1044 (Ver Figura 21), consisten en la aparición de 2 litofacies de base a techo, de la siguiente manera: Litofacies Areniscas sin Estructuras (Srm) las cuales han sido reemplazadas en algunos sectores por paleosuelos y Litofacies Areniscas con estructuras sedimentarias (Sr) las cuales también han sido reemplazadas en algunos sectores por paleosuelos.

La sucesión de facies caracterizada como Arenas de Llanura de inundación presenta espesores que varían de 4 a 7.7 pies en el pozo Casabe – 1044.

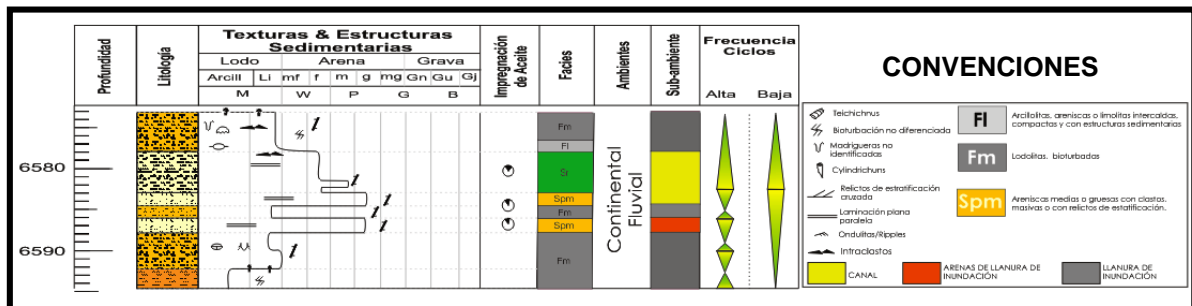


Figura 22. Forma característica de la sucesión asociada a Arenas de Llanura de Inundación en el Pozo Gala – 7 (Los Cuadros de color amarillo representan las facies de canal, los cuadros de color naranja representan las facies de arenas de llanura de inundación y los cuadros grises representan la llanura de inundación).

La sucesión vertical de litofacies que caracterizan las Arenas de Llanura de Inundación observados en el pozo Gala – 7(Ver Figura 22), consisten en la aparición de 2 litofacies de base a techo, de la siguiente manera: Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm) y Litofacies Areniscas sin Estructuras (Srm).

La sucesión de facies caracterizada como Arenas de Llanura de inundación presenta espesores que varían de 3 a 6 pies en el pozo Gala – 7.

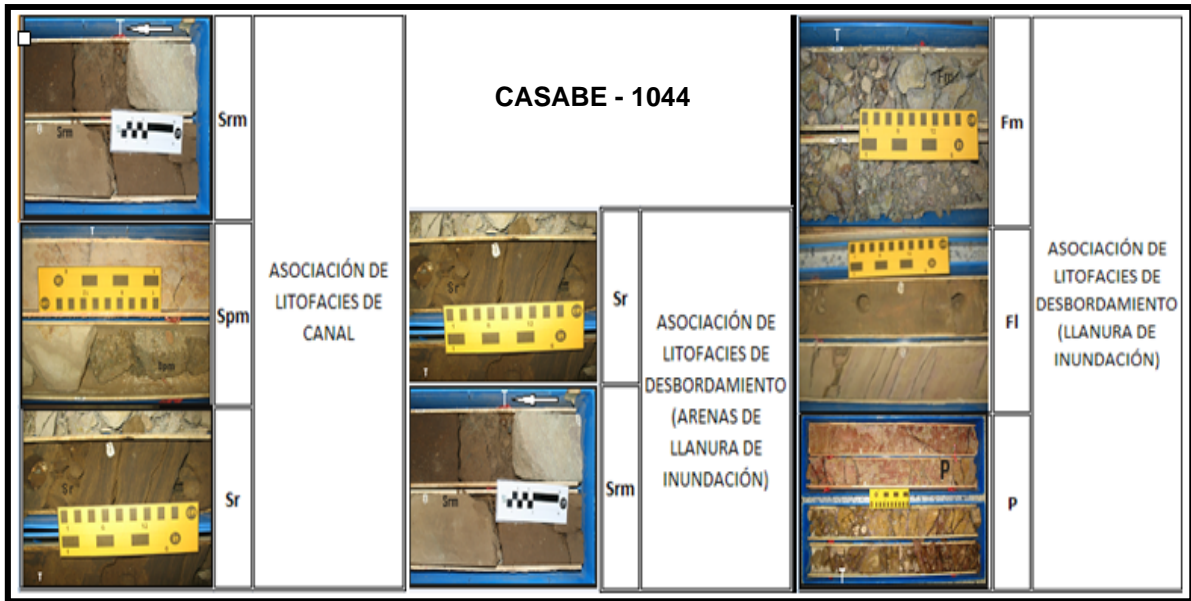


Tabla 4. Síntesis de las Asociaciones de Litofacies de la Formación Colorado en el pozo Casabe – 1044. Srm, Areniscas sin Estructuras, Spm, Areniscas Conglomeráticas, Sr, Areniscas con Estructuras, Fm, Lodolitas masivas, FI, Lodolitas con Estructuras, P, Paleosuelos.

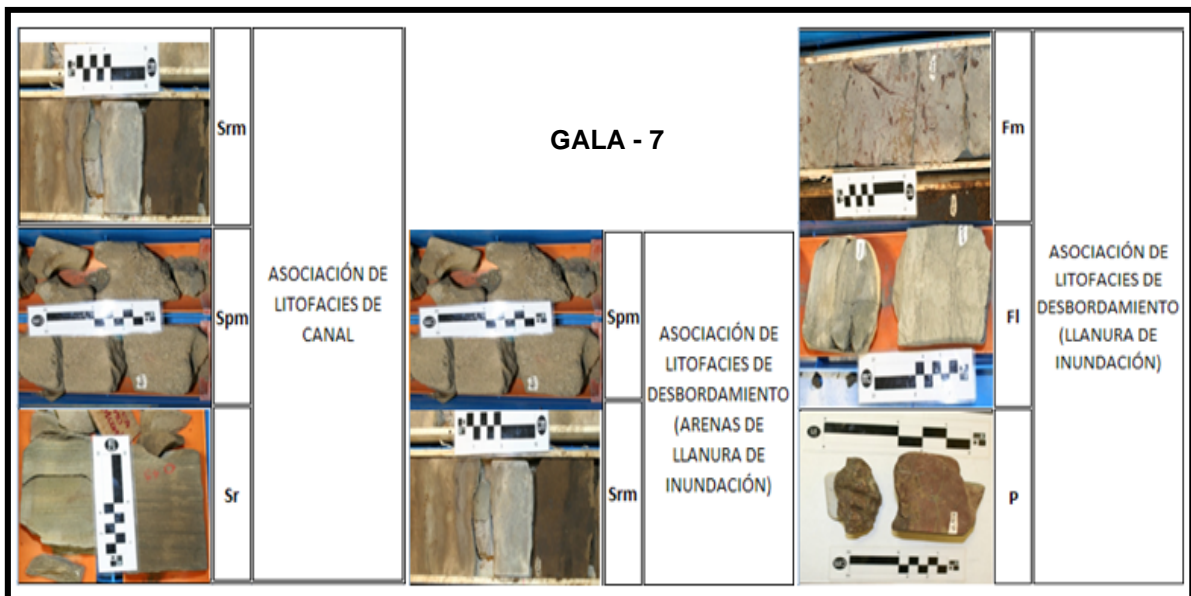


Tabla 5. Síntesis de las Asociaciones de Litofacies de la Formación Mugrosa en el pozo Gala – 7. Srm, Areniscas sin Estructuras, Spm, Areniscas Conglomeráticas, Sr, Areniscas con Estructuras, Fm, Lodolitas masivas, FI, Lodolitas con Estructuras, P, Paleosuelos.

4.5.2 TIPOS DE SISTEMAS FLUVIALES

4.5.2.1 Sistema Fluvial Trenzado

Los canales de los ríos trezados se distinguen de los ríos Meándricos por tener bajas sinuosidad y porque se caracterizan por tener sucesivas divisiones y reincorporaciones de los flujos alrededor de islas aluviales o barras de canales. El canal principal es dividido en varios canales los cuales se encuentran y se dividen nuevamente (Figura 23). Dichas barras son visibles durante épocas de bajo flujo y se encuentran sumergidas durante las épocas de flujo alto (Reineck & Singh, 1980).



Figura 23. Sistema Fluvial Trenzado (Tomado de www.geologia.uson.mx).

Los Ríos Trenzados gravosos ocurren en áreas de alto relieve y generalmente se encuentran limitados en su área. Comúnmente gradan río abajo, por una abrupta disminución del tamaño de grano, a Ríos Trenzados arenosos. Estos ríos son más comunes que los ríos trezados gravosos, tanto en el registro antiguo como en el moderno (Boggs, 2001).

Los ríos trezados muestran un mayor desarrollo en las partes distales de los abanicos aluviales, y en las proximidades a los sistemas de alta montaña. En estas áreas, el sedimento es abundante, la descarga de agua es alta y comúnmente esporádica. Bajo estas condiciones, los ríos alcanzan una sobrecarga de sedimento, importante en la rápida depositación de sedimento. El aparentemente trezado se forma por rápidas e inmensas fluctuaciones en la descarga del río; una abundancia del sedimento grueso; una alta tasa de aporte de sedimentos; y facilidad de erosión en los bancos no cohesivos (Cant, 1982 en Boggs 2001). La depositación de gruesas cargas de fondo forma *barras de canales*. Durante los periodos de inundación puede depositar todo tipo de tamaños de sedimento. Los ríos trezados tienden a tener altos gradientes lo cual los hace característicos de los sistemas de ríos montañosos (Reineck & Singh, 1980).

Los ríos trezados están caracterizados por unas estratoformas llamadas barras, las cuales se agrupan en tres grupos básicos: 1) Barras longitudinales, 2) Lingüoides y Barras trasversas y 3) Barras laterales incluyendo las Barras puntuales (Figura 24) (Boggs, 2001).

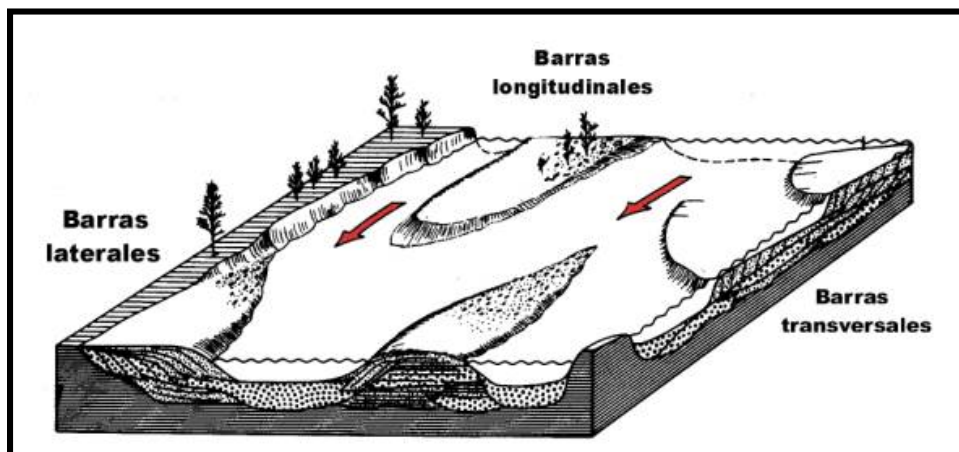


Figura 24. Características morfológicas de un Sistema Fluvial Trezado (Tomado de www.geologia.uson.mx).

Dentro de condiciones de régimen de flujo alto, que prevalecen en los ríos trezados, la mayoría del sedimento depositado es arena y grava. Los sistemas de ríos trezados

pueden ser dominado por gravas o dominados por arenas (Miall, 1996), el lodo se presentara como un elemento subordinado distintivo en los depósitos de corrientes trenzadas; un río trenzado por lo general tiene una relación gruesos sobre finos mayor que uno (1). Las barras longitudinales tienden a estar compuestas en gran parte de gravas o mezcla de arenas y gravas. Los lingüoides, las barras transversas y laterales son generalmente más arenosos. Las barras longitudinales de gravosas muestran estratificación plana incipiente y estratificación cruzada pobremente desarrollada. La estratificación cruzada es comúnmente mejor desarrollada en las unidades arenosas. Los lingüoides y las barras transversas muestran frecuentemente estratificación o plana, y son comunes los sets de estratificación cruzada en artesas. Las marcas de corriente u ondulitas son comunes en la superficie de los depósitos de barras de arenas (Boggs, 2001).

La típica secuencia vertical del Sistema Fluvial Trenzado (Figura 25) está representada por gravas y arenas textural y químicamente inmaduras. Se encuentran sólo pequeñas cantidades de limo que corresponden a depósitos de canales abandonados. Las gravas y guijarros son fragmentos de roca cuya composición depende de las áreas de aporte (En Serra, 1985).

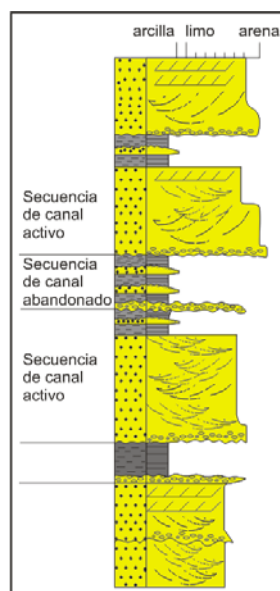


Figura 25. Sección generalizada de un Sistema Fluvial Trenzado (En Serra, 1985)

4.5.2.2 Sistema Fluvial Meandriforme

El ambiente meandriforme, es un ambiente continental caracterizado por depósitos que resultan de un sistema fluvial constituido por canales maduros de alta sinuosidad que migran lateralmente a través de su llanura de inundación de pendiente suave (Figura 26).

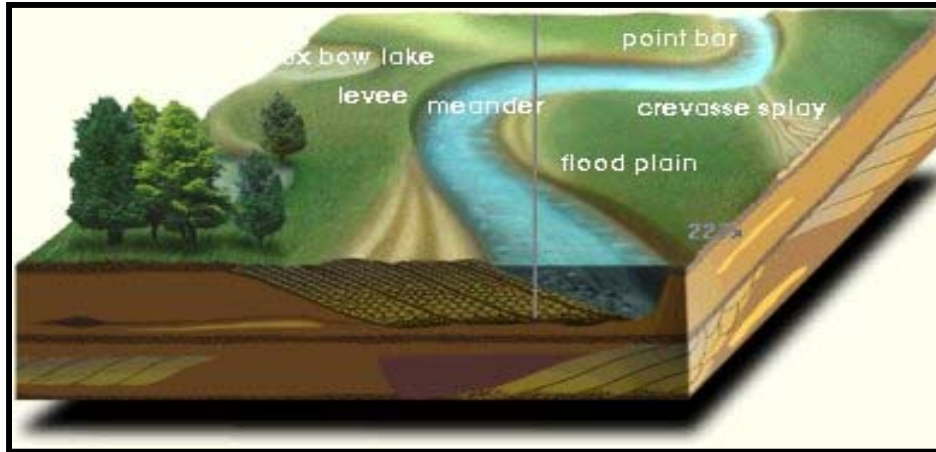


Figura 26. Sistema Fluvial Meándrico (Tomado de www.geologia.uson.mx).

En la Figura 27, se puede observar una sección generalizada de una secuencia granodecreciente en un sistema de río Meándrico (Serra, 1985).

Los depósitos de meandros muestran gradación normal y están compuestos típicamente por arenas, limos y arcillas. La zona basal tiene selección pobre y el tamaño de los granos oscila entre conglomerados y arenas de grano grueso. Hacia arriba pasan a arenas de grano mediano a fino, bien seleccionadas. La zona superior está compuesta generalmente por arenas muy finas, limos y algo de arcilla y pueden tener una selección pobre a regular (Serra, 1985).

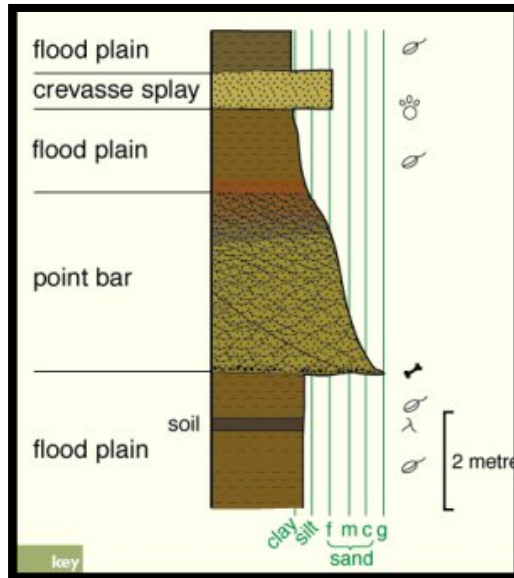


Figura 27. Sección generalizada de un Sistema Fluvial Meandriforme (Tomado de www.geologia.uson.mx).

Las sucesiones de ríos meandriformes comienzan con una superficie de erosión, surcada por artesa, seguida por una estratificación cruzada de mediana escala, laminaciones paralelas que están relacionadas con un régimen de flujo alto; estratificación de capas frontales en las barras puntuales (point bars) de creciente con sets de pequeñas artesas (Serra, 1985).

Los depósitos de llanura de inundación muestran estratificación horizontal o convoluta, generalmente destruida por bioturbación. Pueden presentarse también marcas de raíces (Serra, 1985).

4.5.2.3 Sistema Fluvial Anastomosado

El término anastomosado es empleado para describir un complejo de depósito fluvial de gradiente muy bajo (0.09 - 0.012 m/km), en donde se interconectan una serie de canales de muy alta sinuosidad, angostos y relativamente profundos (Figura 28). Este sistema ha sido considerado como un tipo especial de los sistemas de ríos meándricos, en donde se desarrolla un sistema de canales de muy alta sinuosidad de manera estable y permanente (Miall, 1996).

Schumm (1968) los define como canales que se separan y coalescen, interconectándose entre sí. Pero el uso más adecuado del término anastomosado es el que da Rust (1978), quien usa el término para referirse a canales múltiples de alta sinuosidad. Se desarrollan en áreas de pendientes muy bajas, asociados a llanuras aluviales, en regiones húmedas y con alta presencia de vegetación. Son flanqueados por diques naturales (levees) prominentes, los que le dan su alta estabilidad. Se le asocian los siguientes tipos de depósitos:

- Depósitos de canal: compuestos por arena y gravas finas, con una relación anchura-espesor baja.
- Depósitos de levees: flanquean a los canales (impiden su migración lateral), y están compuestos por limos y arenas.
- Depósitos de marismas y ciénagas: separan cada sistema canal-levee. Compuestos por lutitas ricas en materia orgánica. Como tienen mucha vegetación, le dan la estabilidad necesaria al sistema.
- Depósitos de crevasse-splay (lóbulos de derrame): son originados por la rotura de los levees.



Figura 28. Sistema Fluvial Anastomosado (Tomado de www.exactas.unlpam.edu.ar).

4.5.3 INTERPRETACIÓN AMBIENTAL

4.5.3.1 Formación Colorado

La Formación Colorado, está comprendida predominantemente de shales gris – morado masivo, intercalado con arenas de grano fino a grueso bien sorteados (Montgomery, 1992).

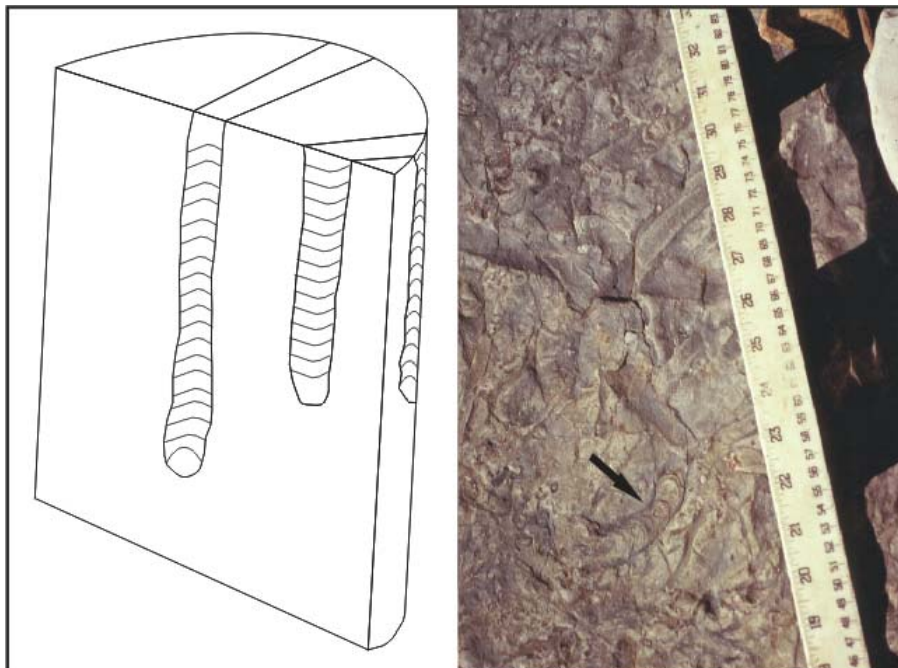


Figura 29. Teichichnus (Dibujo tomado de Basan et al, 1978 y Foto tomada de www.glyfac.buffalo.edu)

La interpretación ambiental de la Formación Colorado que se hace en el presente estudio, está basada en los criterios establecidos para la descripción del pozo corazonado Casabe – 1044 y en las correlaciones hechas en el área norte del Campo Llanito, en donde se pudo observar que la relación entre arenas y finos a la base de la Formación Colorado corresponde con un ambiente de tipo Meandriforme y la relación entre arenas y finos al tope de la formación corresponde con un ambiente de tipo Anastomosado lo cual se

dedujo debido al predominio de los sedimentos finos sobre los sedimentos arenosos y a la gran cantidad de trazas fósiles que se encuentran, siendo las más representativas los *Teichichnus* y los *Planolites*.

Los *Teichichnus* (Figura 29) se definen como estructuras verticales tabulares originadas por anélidos u otro tipo de gusanos las cuales son construidas como una serie de paquetes de laminas herméticas concéntricas cóncavas hacia arriba y raramente cóncavas hacia abajo por donde migra el animal que las produce (Pemberton, 1992). Estas trazas se desarrollan en sectores de pantanos y lagos que ocupan la parte abandonada por las aguas de un río, como antiguos meandros, lechos antes muy anchos y luego reducidos por alguna causa que haya afectado al caudal del río.

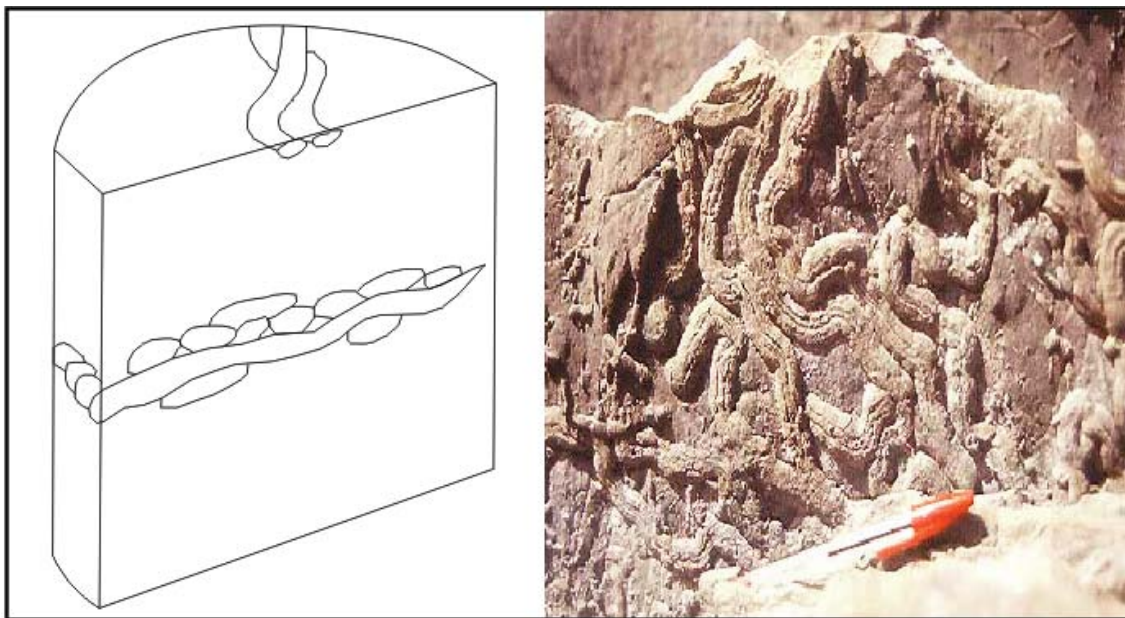


Figura 30. Planolites (Dibujo tomado de Basan et al, 1978 y Foto tomada de www.redes-cepalcala.org)

Los *Planolites* (Figura 30) se definen como madrigueras de paredes irregulares que varían de circulares a elípticas en sección cruzada (Pemberton, 1992), usualmente horizontal, pero algunas veces se observan inclinados o verticales en cortas distancias y sus dimensiones son altamente variables (típicamente de 3 a 8 mm) (Basan et al, 1978). Los

Planolites pueden encontrarse en todo tipo de ambientes desde fluvial hasta marino profundo (Pemberton, 1992).

4.5.2.2 Formación Mugrosa

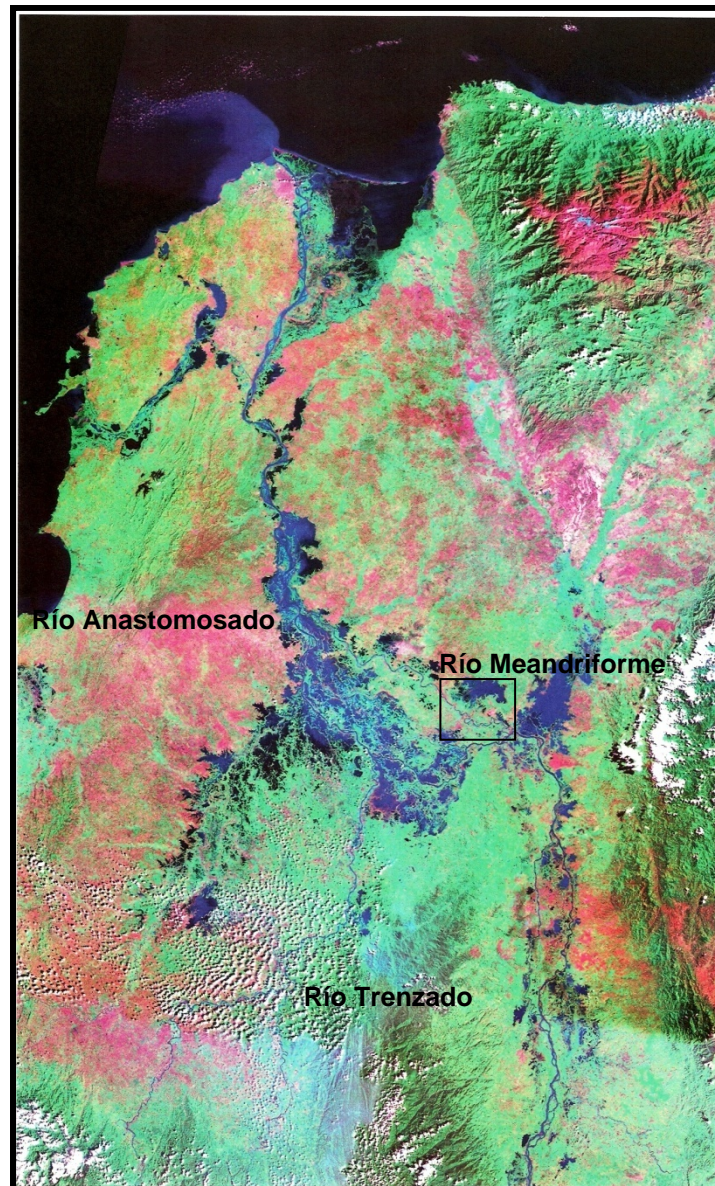


Figura 31. Imagen Satelital del Río Magdalena (Tomado de Imágenes NASA, ensamblada en el ICP, 2007)

La Formación Mugrosa muestra arenas de grano fino – medio, con granos de subangulares a subredondeados y moderadamente bien sorteados. Estas arenas están erosionadas en su base y poseen estratificación cruzada a escala variable, y están intercaladas con lentes de calizas (Montgomery, 1992).

La interpretación ambiental de la Formación Mugrosa que se hace en el presente estudio, está basada en los criterios establecidos para la descripción del pozo corazonado Gala – 7 y en las correlaciones hechas en el área norte del Campo Llanito.

Durante la interpretación ambiental se observó que la Formación Mugrosa hacia la base de la formación presenta un ambiente fluvial de tipo trenzado debido a la relación arenas – limos en donde se encontró un predominio de sedimentos arenosos mayor al 50% y hacia el tope de la formación se observó un ambiente de tipo meandriforme el cual se hace evidente al observar el aumento de materiales finos.

Los resultados obtenidos fueron comparados con los ambientes actuales del Río Magdalena (Figura 31). En la figura 31 se observa que los ambientes fluviales predominantes del río son el ambiente fluvial trenzado y el ambiente fluvial anastomosado, además se observa que hay un pobre desarrollo del sistema fluvial meandriforme esto se debe a que el canal de río no puede evolucionar o madurar correctamente debido a que se encuentra encajonado entre las dos cordilleras. Se observa también que prácticamente el río evoluciona de un río de sistema fluvial trenzado a un río de sistema fluvial anastomosado ya que el área donde este se comporta como un río de sistema fluvial meandriforme es muy pequeña (En comunicación oral Ortiz, 2008).

Por esta razón se considera que los resultados obtenidos con la interpretación ambiental del pozo Casabe - 1044, el pozo Gala – 7 y las correlaciones realizadas tanto para la Formación Mugrosa como para la Formación Colorado en el área norte del Campo Llanito son congruentes con los tipos de sistemas fluviales que posee hoy en día el Río Magdalena.

5. MODELO LITOSTRATIGRÁFICO

El modelo litoestratigráfico es esencial durante la realización de un Modelo Geológico, ya que proporciona las bases estratigráficas para la realización de dicho modelo.

El Modelo Litoestratigráfico del proyecto está basado en la correlación de 20 pozos ubicados en el área norte del Campo Llanito (Figura 32), 1 ubicado en el Campo Gala y otro ubicado en el Campo Casabe.

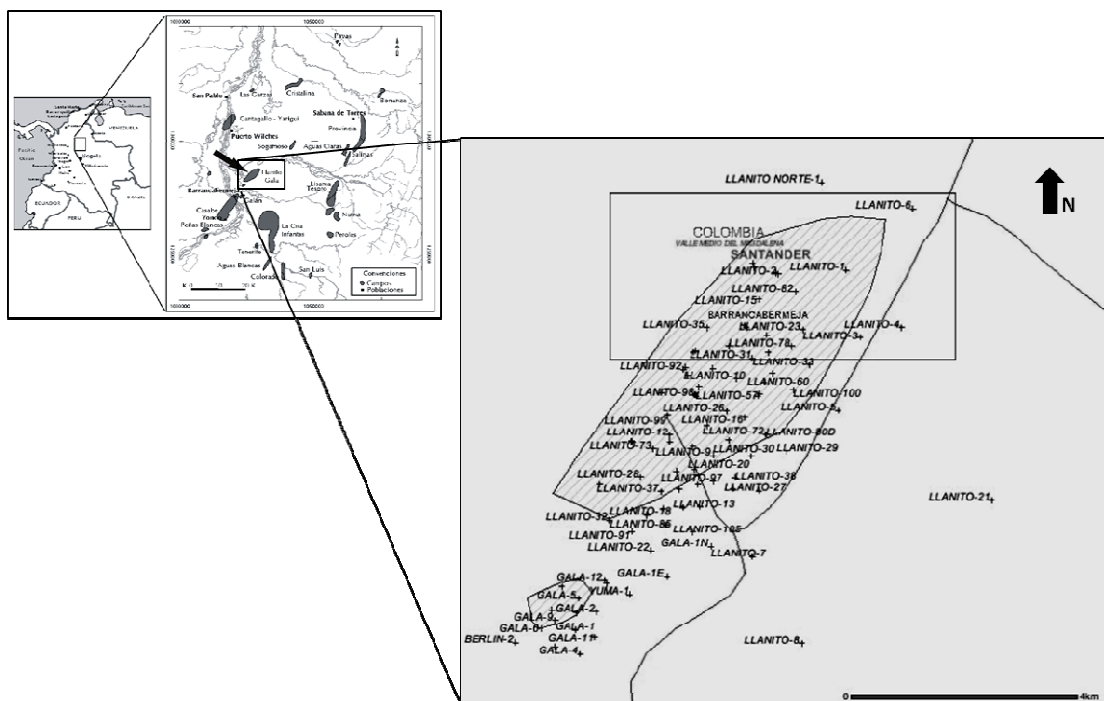


Figura 32. Mapa ubicación Campo Llanito – Gala y Área Norte del Campo Llanito (Tomado de: Gonzales e Idrobo, 2004 y EPIS, 2008)

El modelo Litoestratigráfico realizado en este estudio comprendió:

- Descripción macroscópica a nivel de núcleos de pozos, de cada una de las facies para determinar paleoambientes de deposición de las formaciones presentes en un yacimiento.

- Descripción de corazones para generar una curva de valores categóricos que refleje la litología y las litofacies observadas en los intervalos corazonados.
- Interpretación de electrofacies usando registros de pozo resistivos como son Sp y Gamma ray.
- Estratigrafía de secuencias.
- Emplear lógica difusa para desarrollar un modelo litológico a partir de las curvas de registros Sp y Gamma ray seleccionados para este fin.

5.1 METODOLOGÍA USADA PARA LA REALIZACIÓN DE LAS CORRELACIONES LITOESTRATIGRÁFICAS

Para la realización de las correlaciones litoestratigráficas del Área Norte del Campo Llanito inicialmente se graficaron los topes tanto de la Formación Mugrosa como de la Formación Colorado (Líneas rojas, ver Figura 33 A).

Luego se tomó como Datum, un pico de arena que fuese fácilmente reconocible en todos los pozos, esto se hizo porque se pudo apreciar que los topes asignados tanto a la Formación Colorado como a la Formación Mugrosa no han sido definidos de forma certera y en muchos casos se encontró que los topes operacionales no correspondían al mismo reflector de arena (Línea verde, ver Figura 33 B).

Después en cada uno de los pozos ubicados en la zona de estudio se definieron horizontes de correlación o topes estratigráficos que podían ser picos o valles que fuesen lateralmente continuos en todos los pozos a correlacionar (Líneas amarillas, ver Figura 33 C).

En este estudio no se tomaron como guía los topes operacionales establecidos por ECOPETROL – ICP debido a que los topes operacionales (Líneas punteadas de colores, ver Figura 33 D) no necesariamente corresponden a las litofacies. Un tope operacional involucra mucho más que las facies geológicas en un sistema deposicional y por lo tanto no coinciden necesariamente con los límites de estas. Por lo tanto una tope operacional puede incluir varios tipos de facies y tipos de roca dependiendo de la combinación de las

propiedades geológicas (mineralogía y textura), que determinan los atributos de geometría de poro, y por ende facilitan o afectan el flujo de fluidos (Saavedra, 2006).

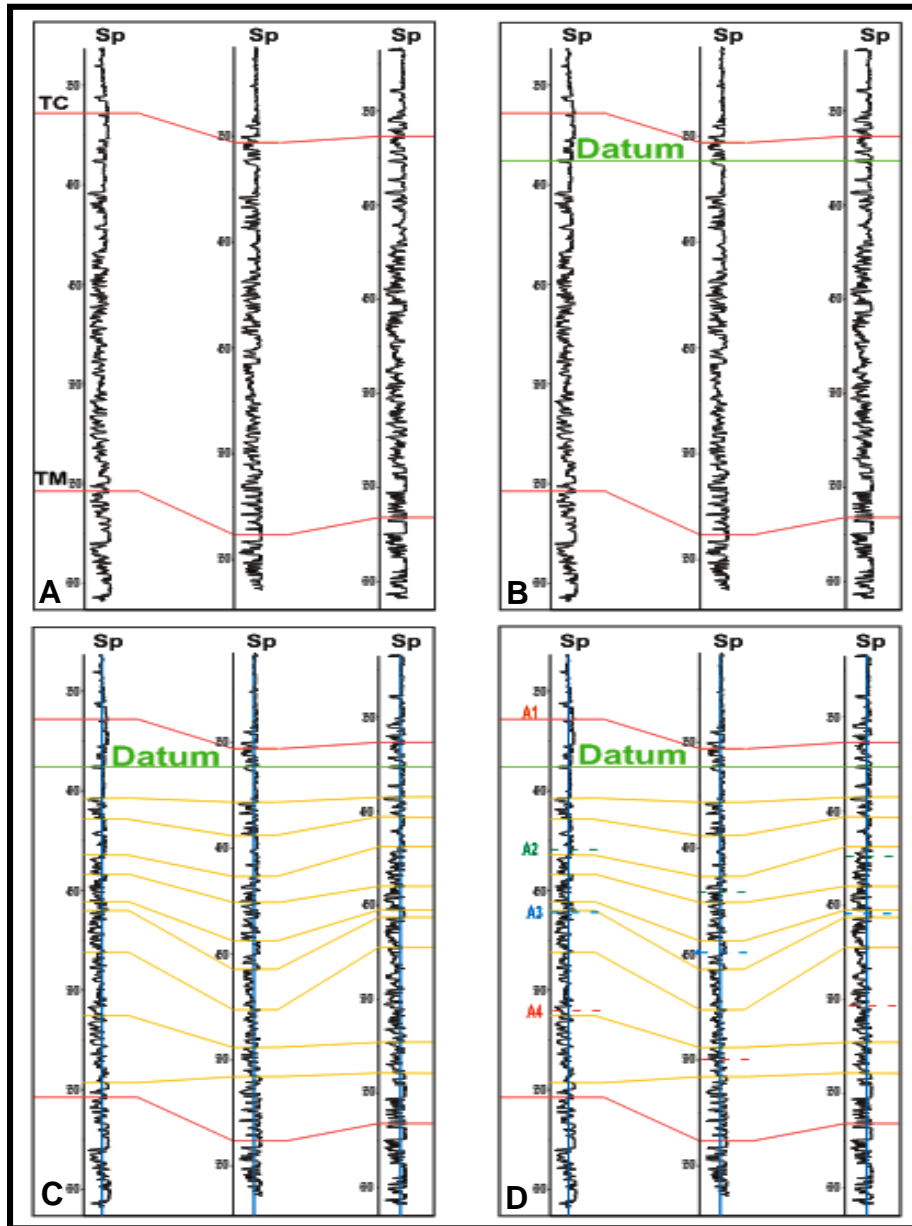


Figura 33. Metodología para la realización de las Correlaciones Litoestratigráficas. A, Líneas rojas representan los topes de la Fm. Colorado y la Fm. Mugrosa, B, Línea verde representa el Datum establecido, C, Líneas amarillas representan los Topes estratigráficos establecidos para la correlación, D, Líneas punteadas de colores representan los topes operacionales establecidos por ECOPETROL – ICP.

5.1.1 CARACTERIZACIÓN DE ELECTROFACIES

Debido a la carencia de pozos corazonados con intervalos representativos, se hizo necesaria la utilización de registros de pozo, y la definición y caracterización de electrofacies. A través de estas electrofacies se han podido definir e identificar arenas de canal, los cuales presentan una respuesta del perfil en forma de cilindro y campana (Figura 34), frecuentemente aserradas, correspondiente a cada secuencia sedimentaria individual que refleja una tendencia general granodecreciente (típica de canales); así como la definición de arenas de desborde cuyas respuestas de perfil presentan forma de embudo (Serra, 1985).

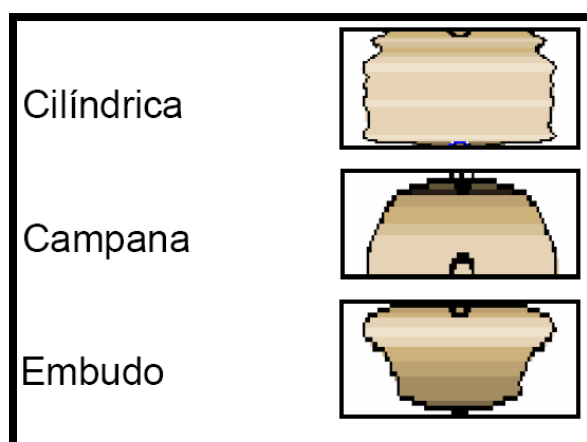


Figura 34. Patrones de Electrofacies de Pirson (Tomado de: www.congresogeofisica-sovg.org)

Tanto para la Formación Mugrosa como para la Formación Colorado fueron determinadas 3 electrofacies características: Electrofacies de areniscas de canales fluviales, Electrofacies de Lodolitas de Llanura de Inundación, la cuales comprenden sedimentos de rellenos de lago y rellenos de canal abandonado, y Electrofacies de Areniscas de Llanura de Inundación o Areniscas de desborde, las cuales comprenden sedimentos de crevasse splay y natural levee o areniscas de borde.

5.2 CORRELACIONES LITOESTRATIGRÁFICAS

En la figura 35 observamos el área de estudio en donde se puede visualizar La Falla Casabe y sus fallas satélite (color rojo), las transectas de los pozos a correlacionar, las líneas de color morado representan las correlaciones de dirección NE – SW (perpendiculares al anticlinal) y las líneas de color verde representan las correlaciones de dirección NW – SE (longitudinales al anticlinal).

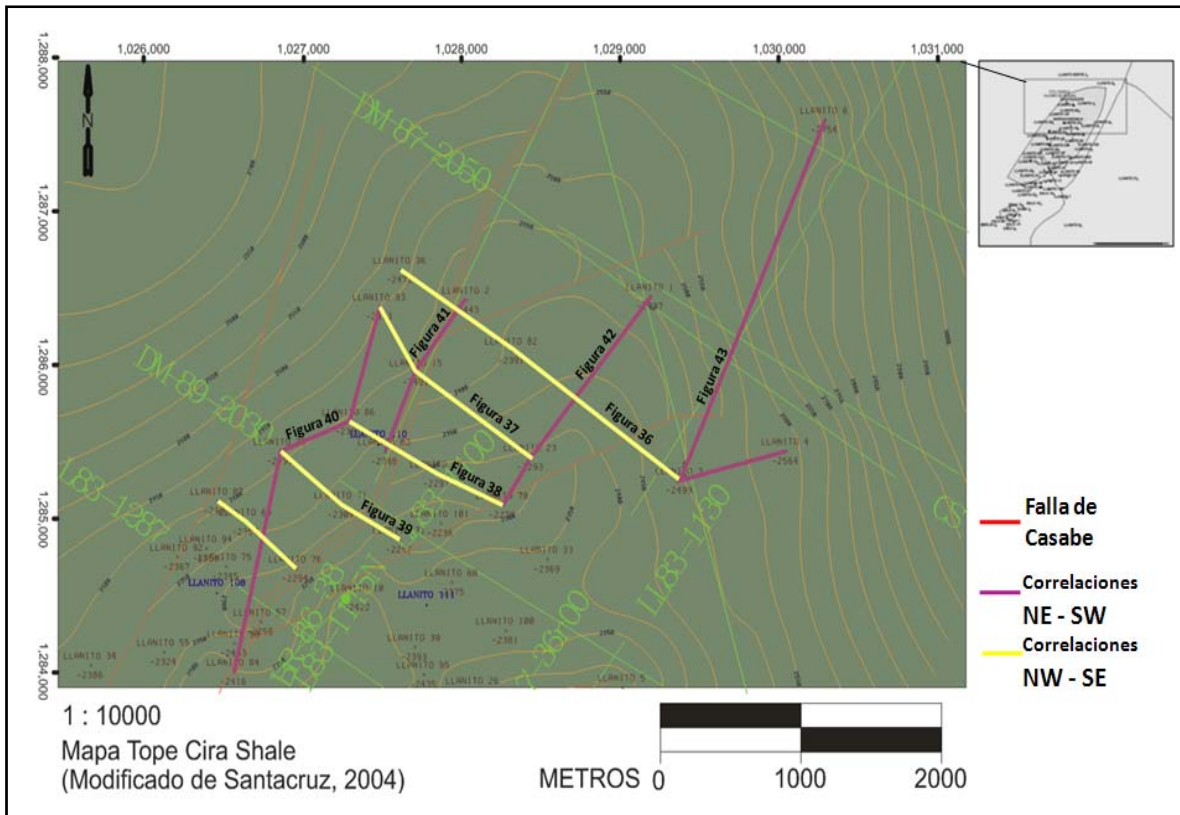


Figura 35. Área Norte del Campo Llanito para la Formación Colorado (Modificado de Santacruz, 2004)

5.2.1 Correlaciones Formación Colorado

DIRECCIÓN NW – SE

5.2.1.1 Correlación LL – 36 – LL – 82 – LL – 3

En el pozo LL – 36 (Figura 36 y Anexo 3), se observan paquetes de arenas potentes cuyos espesores varían de 5 a 30 pies (Ver óvalo de color azul). Los paquetes de arenas que poseen poco espesor entre 5 y 10 pies son aquellos que presentan mayor amalgamamiento (Ver óvalo de de color morado).

En este pozo se observa hacia la mitad de la formación las arenas de llanura de inundación cuyos espesores varían de 2 a 5 pies. A medida que subimos al tope de la formación estas arenas tienden a desaparecer y empiezan a predominar los shales los cuales aumentan su número de apariciones hacia el tope; sin embargo en la base de la formación podemos también observar paquetes de shale de gran espesor de hasta 35 pies (Ver óvalo de color naranja).

En el pozo LL – 82, el predominio de los paquetes de arena es mucho mayor que los observados en el pozo LL – 36, sin embargo el amalgamamiento de los canales es menor (Ver óvalo de color rojo). El espesor de los canales varía de 10 a 35. Al igual que en el pozo LL – 36 se observa un aumento de los paquetes de shale hacia el tope (Ver óvalo de color verde). Estos paquetes varían de 1 a 40 pies. De igual forma que los paquetes de shale la aparición de las arenas de llanura de inundación aumentan su número de apariciones hacia el tope de la formación y su espesor varía de 1 a 10.

En el pozo LL – 3, se observan paquetes de arena que varían de 5 hasta 40 pies en los sectores donde el amalgamamiento de los canales es mayor (Ver óvalo de color rosado), los paquetes de shale aumentan considerablemente su espesor de 3 hasta 60 pies hacia el tope de la formación, al igual que en el pozo LL – 82. Las arenas de llanura de inundación aumentan el número de apariciones hacia el tope y sus espesores varían de 4 a 15 pies (Ver óvalo de color blanco).

En general en la correlación se observa que las zona más prospectiva y que posee mayor cantidad de canales amalgamados es la Zona CA2 y CA3. Además estas zonas son las que poseen mayor continuidad lateral de los canales y es donde se encuentran también los mayores espesores. Se observa que los canales disminuyen su espesor hacia el NW – SE.

La zona CA4 y CA1 son las que presentan la mayor cantidad de paquetes de shale. Las arenas de llanura de inundación se encuentran concentradas mayormente en la zona CA1; sin embargo estas también son evidenciadas en la zona CA3 y A4 de los pozos LL – 36 y LL – 82.

5.2.1.2 Correlación LL – 93 – LL – 15 – LL – 23

En el pozo LL – 93 (Figura 37 y Anexo 4) se observa gran amalgamamiento de los canales (Ver óvalo de color negro) los cuales varían su espesor de 5 a 25 pies. El espesor de los paquetes de shale es muy pequeño siendo su espesor mínimo 4 pies y su máximo espesor 20 pies el cual se observa hacia el tope de la formación. Las arenas de llanura de inundación están confinadas al tope de la formación (Ver óvalo de color verde) y su espesor no sobrepasa los 5 pies.

En el pozo LL – 15 se ve una disminución leve del amalgamamiento de los canales (Ver óvalo de color rojo), el espesor de estos varía de 4 a 35 pies. Los canales disminuyen su espesor hacia el tope de la formación y es allí donde se observan los mayores espesores de shale. Los paquetes de shale varían de 1 a 40 pies (Ver óvalo de color blanco), de igual forma que los shales las arenas de llanura de inundación se encuentran hacia el tope de la formación y su espesor no sobrepasa los 4 pies.

En el pozo LL – 23 el amalgamamiento de los canales se evidencia hacia la base de la formación (Ver óvalo de color azul), sin embargo el espesor de los canales ha disminuido notablemente en comparación con los paquetes de canales de los pozos LL – 93 y LL – 15.

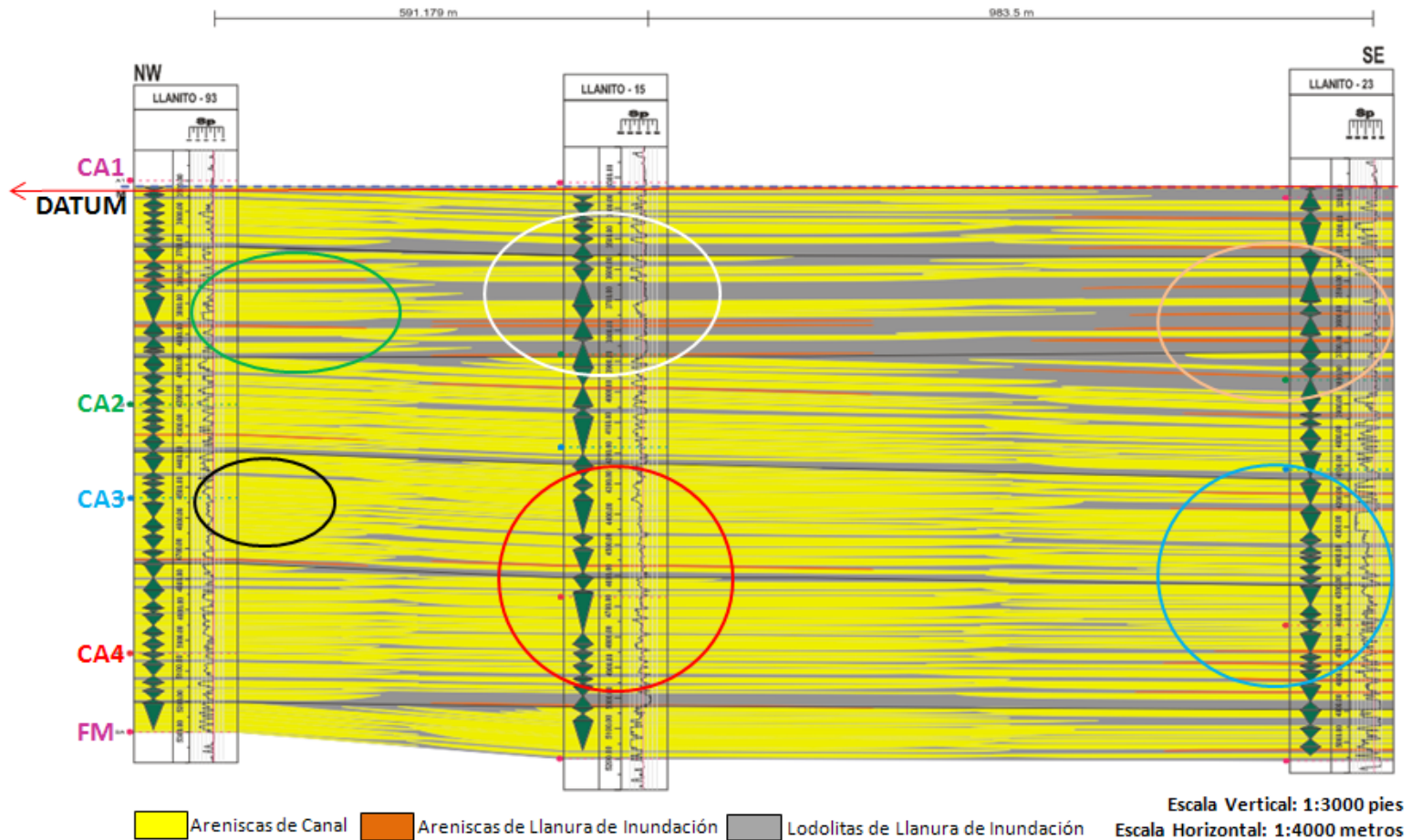


Figura 37. Correlación LL 93 – LL 15 – LL 23 Formación Colorado (Las líneas negras representan los topes litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topes operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Colorado CA1, CA2, CA3 Y CA4, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

Las arenas de llanura de inundación se presentan en todo el pozo aunque la mayoría de los paquetes se concentran en la base y el tope de la formación siendo los paquetes que se encuentran en el tope más gruesos alcanzando un espesor máximo de 6 pies (Ver óvalo de color naranja).

Al igual que los en los pozos LL – 93 y LL – 15 los paquetes de shale aumentan su espesor hacia el tope de la formación y es allí donde se encuentran los mayores espesores de shale hasta 50 pies. En este pozo se encuentran los paquetes de shale más gruesos de toda la correlación

En la correlación podemos observar que las zonas CA2, CA3 y CA4 poseen una muy buena prospección de hidrocarburos ya que en estas zonas es donde se encuentra mayor amalgamamiento de los canales. Además se observa que el espesor de los canales disminuye hacia el SE dirección en la cual van aumentando los espesores de los paquetes de shale.

Los paquetes de shale más potentes están concentrados hacia la zona CA1 que es donde se observa también la mayor cantidad de arenas de llanura de inundación las cuales también aumentan sus apariciones hacia el SE.

5.2.1.3 Correlación LL – 86 – LL – 17 – LL – 78

En el pozo 86 (Figura 38 y Anexo 5) se observa un fuerte amalgamamiento de los canales los cuales van disminuyendo hacia el tope de la formación. El espesor de los canales varía de 10 a 35 pies (Ver óvalo de color rojo).

Las areniscas de llanura de inundación se presentan tanto a la base como al tope, sin embargo estas se encuentran concentradas mayormente en el tope de la formación (Ver óvalo de color rojo). Los espesores de estas varían de 2 a 10 pies, al igual que las arenas de llanura de inundación los paquetes de shale aumentan hacia el tope de la formación y es allí donde alcanzan sus mayores espesores los cuales varían de 1 a 30 pies.

En el pozo LL – 17 los canales poseen un mayor amalgamamiento (Ver óvalo de color verde) y sus espesores varían de 5 a 30 pies. Al tope de la formación los canales presentan una disminución leve en su espesor y un aumento en los paquetes de shale que los dividen, aunque esto no se puede generalizar ya que en la base de la formación encontramos paquetes de shale con espesores de hasta 45 pies.

Al igual que los shales las arenas de llanura de inundación predominan en el tope de la formación y sus espesores varían de 3 a 8 pies (Ver óvalo de color negro).

En el pozo LL – 78 se observan potentes canales amalgamados desde 5 hasta 30 pies (Ver óvalo de color blanco), sin embargo estos a diferencia de los pozos LL – 86 y LL – 17 están separados en algunos sectores por paquetes de shale de hasta 48 pies (Ver óvalo de color morado). Las arenas de llanura de inundación al igual que en el pozo LL – 17 se encuentran prácticamente confinadas al tope de la formación y sus espesores no sobrepasan los 5 pies (Ver óvalo de color naranja).

En la correlación se observa que las zonas con mayor prospección son la zona CA2 y CA3 ya que en dichas zonas es donde se observa los canales más continuos y en donde el amalgamamiento de los mismos es mayor.

La zona CA1 presenta potentes paquetes de shale y la mayor cantidad de arenas de llanura de inundación aunque estas últimas disminuyen su aparición hacia el SE.

No se observa una disminución de los canales hacia ninguna dirección preferencial posiblemente por la cercanía entre los pozos.

5.2.1.4 Correlación LL – 35 – LL – 71 – LL – 31

En el pozo LL – 35 (Figura 39 y Anexo 6) se observan paquetes de arenas de espesores variables de 10 a 25 pies donde el amalgamamiento de los canales es leve (Ver óvalo de color negro) en comparación con los pozos de las anteriores correlaciones. Se observa que los canales disminuyen hacia el tope de la formación. De igual forma los paquetes de shale aumentan su espesor al tope de la formación, dicho espesor varía de 1 a 48 pies (Ver óvalo de color blanco).

También se puede observar que las arenas de llanura de inundación disminuyen su número de apariciones hacia el tope, dichas arenas presentan espesores que no sobrepasan los 7 pies.

En el pozo LL – 71 a diferencia del pozo LL – 31 se ve un predominio de canales amalgamados (Ver óvalo de color rojo) de 8 a 25 pies los cuales están separados por pequeños paquetes de shale que no sobrepasan los 8 pies, aunque hacia el tope de la formación tanto las arenas de llanura de inundación como los canales se encuentran separados por paquetes de shale de hasta 20 pies (Ver óvalo de color verde).

En el pozo LL – 31 el amalgamamiento de los canales no es tan elevado como se observa en el pozo LL – 71, además estos canales están separados por paquetes de shale más gruesos que los que se encontraban en el pozo anterior. Los paquetes de shale varían de 1 a 30 pies. Los mayores espesores de shale se observan en el tope de la formación en donde estos alcanzan hasta los 40 pies (Ver óvalo de color azul).

Las arenas de llanura de inundación están restringidas al tope y a la base de la formación, esta presenta espesores muy pequeños de tan sólo 3 pies.

En la correlación observamos que los canales disminuyen en dirección SE – NW, además se puede observar que los pozos LL – 35 y LL – 71 se encuentran afectados por fallas satélites de la falla casabe lo que hace que las direcciones de los canales parezcan desordenadas.

Se puede ver también que las zonas más prospectivas es la Zona CA2 y CA3 que es donde se observa un predominio de los canales y donde los paquetes de shale presentan menor espesor.

En la Zona CA1 se encuentran los mayores espesores de shale y de arenas de llanura de inundación, sin embargo estas últimas son también visibles aunque en menor cantidad en la Zona CA3 y A4 del pozo LL – 35 y en la Zona A4 del pozo LL – 31.

DIRECCIÓN NE – SW

5.2.1.5 Correlación LL – 93 – LL – 86 – LL – 35 – LL – 84

En el pozo LL – 93 (Figura 40 y Anexo 7) se observa un dominio de canales amalgamados (Ver óvalo de color negro) los cuales están separados por paquetes de shale de poco espesor hacia la base los cuales tienen un leve aumento hacia el tope. Su espesor varía de 1 a 20 pies. Se observa también que las arenas de llanura de inundación aumentan su número de apariciones hacia el tope de la formación y sus espesores mantienen un rango de 3 a 6 pies (Ver óvalo de color rojo).

En el pozo LL – 86 los canales se encuentran separados por paquetes de shales más gruesos (Ver óvalo de color blanco) que los observados en el pozo LL – 93, los espesores de los shales varían de 1 a 45 pies. Los espesores de los canales varían de 10 a 25 pies (Ver óvalo de color azul).

Al igual que en el pozo anterior las arenas de llanura de inundación aumentan hacia el tope de la formación y no presentan espesores mayores a 5 pies.

En el pozo LL – 35 se observa una disminución en el amalgamamiento de los canales hacia el tope, así como un aumento en el espesor de los shales que varía de 1 a 48 pies (Ver óvalo de color verde). Los canales poseen un espesor variable de 8 a 20 pies (Ver óvalo de color). Las arenas de llanura de inundación disminuyen sus apariciones hacia el tope de la formación, estas presentan espesores de hasta 10 pies (Ver óvalo de color morado).

En el pozo LL – 84 se observa gran amalgamamiento de los canales el cual solo disminuye en el tope de la formación, los canales poseen espesores que varían de 8 a 30 pies (Ver óvalo de color gris). Las arenas de llanura de inundación están restringidas al tope de la formación y sus espesores varían de 3 a 8 pies (Ver óvalo de color naranja). Tanto los canales como las arenas de llanura de inundación están separados por shale de 1 a 40 pies. Los paquetes de shale aumentan su espesor hacia el tope de la formación.

En la correlación se observa que hay una disminución en el amalgamamiento de los canales hacia el SW, sin embargo este amalgamamiento a partir del pozo LL – 35 los canales aumentan de espesor hacia el SW.

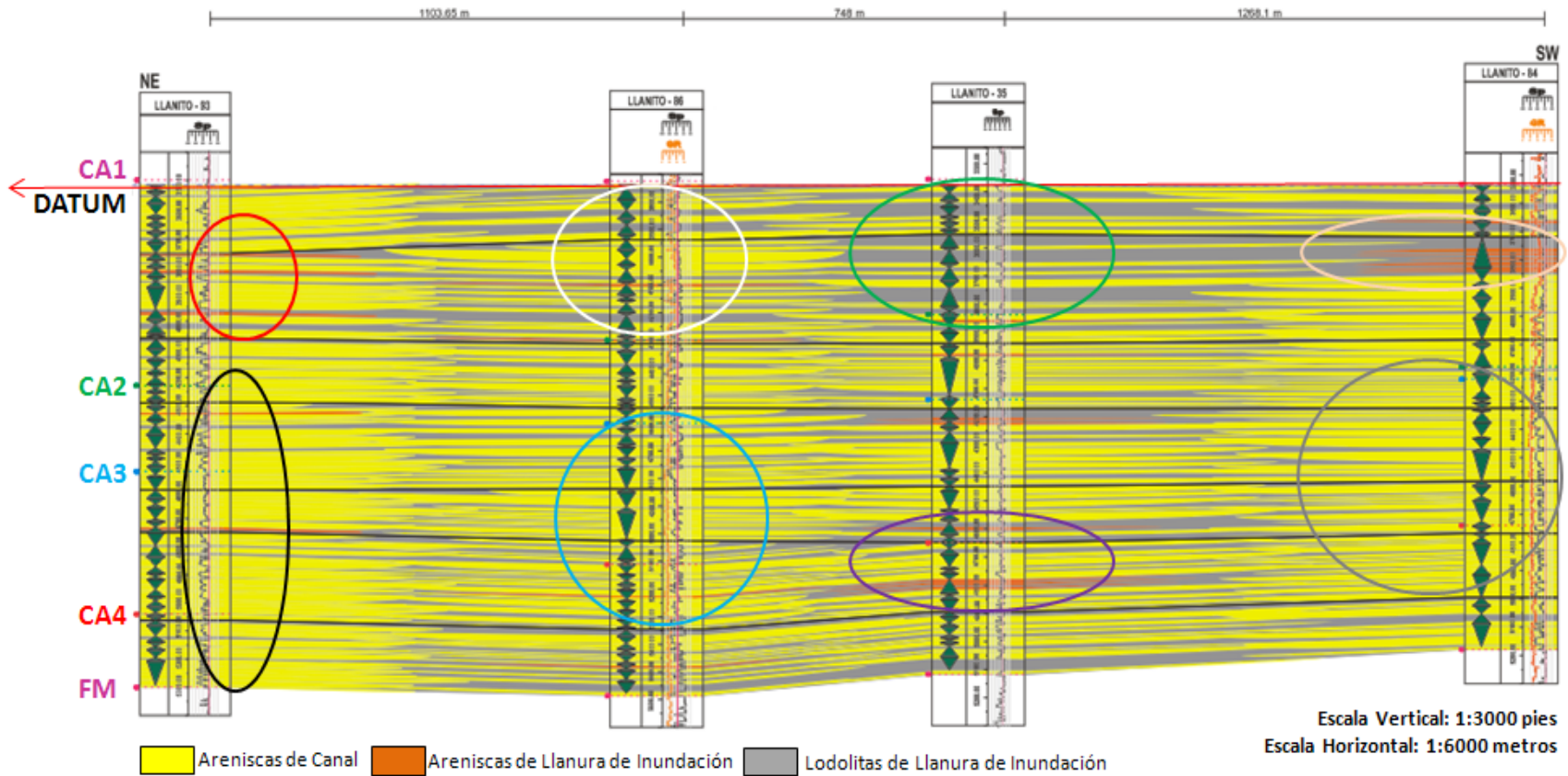


Figura 40. Correlación LL 93 – LL 86 – LL 35 – LL 84 Formación Colorado (Las líneas negras representan los topes litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topes operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Colorado CA1, CA2, CA3 Y CA4, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

Las zonas más prospectivas son la Zona CA2, CA3 y CA4 ya que en estas zonas se observa una buena continuidad de los canales.

La Zona CA1 como se ha descrito anteriormente posee los paquetes de shale más gruesos los cuales aumentan hacia el SW al igual que las arenas de llanura de inundación, cabe decir que estas últimas no están restringidas a la Zona CA1 sino que se observan a lo largo de todas las zonas.

5.2.1.6 Correlación LL – 2 – LL – 15 – LL – 83

En el pozo LL – 2 (Figura 41 y Anexo 8) se observan paquetes de arenas de espesores variables entre 8 y 40 pies los cuales se encuentran amalgamados hacia el tope de la formación (Ver óvalo de color azul), estos canales están separados por paquetes de shale que han ido aumentando su espesor, sin embargo a lo largo de todo el pozo se observan espesores de shale variables entre 1 y 45 pies (Ver óvalos de color verde).

Las arenas de llanura de inundación se observan en todo el pozo pero la mayoría se concentra en el tope.

En el pozo LL – 15 se ve una disminución leve del amalgamamiento de los canales, el espesor de estos varía de 4 a 35 pies (Ver óvalo de color negro). Los canales disminuyen su espesor hacia el tope de la formación y es allí donde se observan los mayores espesores de shale. Los paquetes de shale varían de 1 a 40 pies (Ver óvalo de color rojo), de igual forma que los shales las arenas de llanura de inundación se encuentran hacia el tope de la formación y su espesor no sobrepasa los 4 pies.

En el pozo LL – 83 se observa un fuerte amalgamamiento de los canales en el centro de la formación (Ver óvalo color morado) el cual va disminuyendo a medida que nos acercamos al tope de la formación, a medida que disminuye el amalgamamiento de los canales los espesores de shale van aumentando y en algunos sectores alcanzan hasta 55 pies (Ver óvalo de color blanco). Los espesores de los canales varían de 8 a 25 pies y las arenas de llanura de inundación las cuales se concentran principalmente en el tope de la formación presentan espesores que varían de 3 a 8 pies.

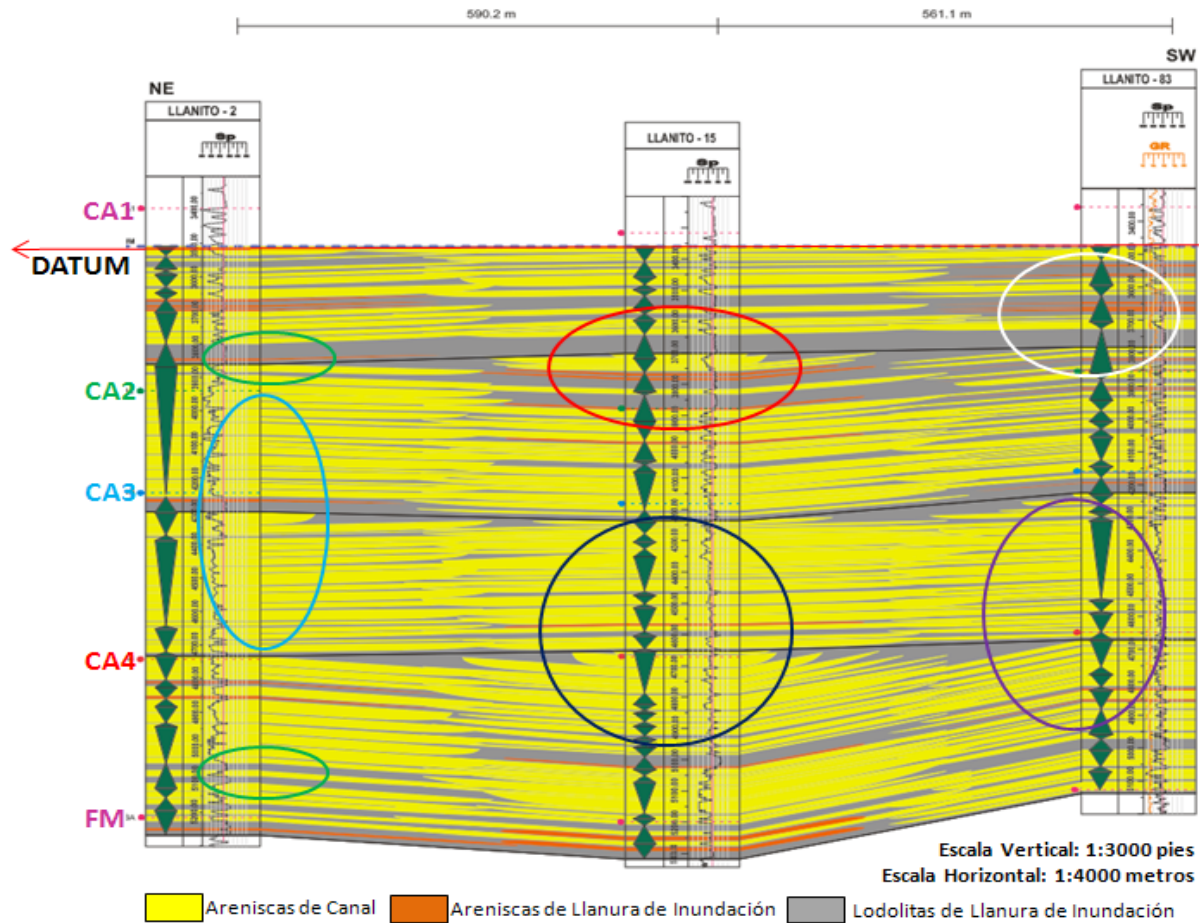


Figura 41. Correlación LL 2 – LL 15 – LL 83 Formación Colorado (Las líneas negras representan los topes litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topes operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Colorado CA1, CA2, CA3 Y CA4, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

En la correlación se observa que las zonas con mayor amalgamamiento de canales es la zona CA3, además se observa que los canales tienden a adelgazarse hacia el SW, dirección hacia la cual también aumentan los espesores de los paquetes de shale.

En la Zona CA1 y la Zona CA2 es donde hay mayor predominio de las arenas de llanura de inundación y estas tienden a aumentar hacia el SW.

5.2.1.7 Correlación LL – 1 – LL – 23 – LL – 78

La correlación consta de paquetes relativamente gruesos de areniscas que están separados por pequeños niveles de shales. Estos paquetes de arenas disminuyen su espesor y su amalgamamiento considerablemente a medida que avanzamos hacia el SW.

En el pozo LL – 1 (Ver Figura 42 y Anexo 9) se encuentran los paquetes de areniscas con mayores espesores los cuales se encuentran poco amalgamados en comparación con los pozos LL – 23 y LL – 78 estos paquetes de areniscas se encuentran separados en Colorado CA1 por paquetes de shales de diferentes espesores (Ver en la Figura el óvalo azul) que alcanzan un espesor máximo de hasta 30 pies, en esta zona se observa también una carencia de areniscas de llanura de inundación.

En este pozo se puede observar que Colorado CA3 presenta la mayor cantidad de canales amalgamados los cuales son lateralmente continuos hacia el SW; sin embargo estos se amalgaman y adelgazan más en esta misma dirección (En la Figura ver el óvalo de color verde).

En general el pozo LL – 1 presenta el mínimo de areniscas de llanura de inundación, las cuales poseen un espesor de más o menos 6 pies.

En el pozo LL – 23 se observa que en Colorado CA1 es donde se encuentra la menor cantidad de canales los cuales están separados entre sí por shales de gran espesor (En la Figura ver el óvalo morado) de hasta 35 pies, además es en este sector es donde se encuentra la mayor cantidad de areniscas de llanura de inundación cuyos espesores son de máximo 10 pies.

Al igual que en el pozo LL – 1 , el pozo LL – 23 en Colorado CA3 es donde se presenta la mayor cantidad de canales amalgamados, estos canales son bastante potentes, esta tendencia se observa también en el tope de Colorado CA4, y hacia la base se observa una disminución de los canales amalgamados los cuales siguen conservando su potencia. En el pozo LL – 78, tanto en Colorado CA1 como en Colorado CA4 (En la Figura ver el óvalo de color negro) se presentan canales de un espesor considerable que varía de 10 a 30 pies, estos canales se encuentran separados por niveles de shales también de un espesor considerable, estos espesores varían de 2 a 40 pies.

Al igual que en el pozo LL – 23 , en el pozo LL – 78 en Colorado CA1 es donde se encuentra la mayor cantidad de arenas de llanura de inundación amalgamadas cuyos espesores varían de 2 a 8 pies.

5.2.1.8 Correlación LL – 6 – LL – 3 – LL – 4

En el pozo LL – 6 (Figura 43 y Anexo 10) hacia el centro de la formación se observan canales amalgamados de poco espesor entre 5 y 25 pies (Ver óvalo de color negro) los cuales están separados por paquetes de shale cuyo espesor varía de 1 a 35 pies, dichos paquetes aumentan de espesor hacia el tope de la formación. Las arenas de llanura de inundación aumentan hacia el tope y poseen un espesor variable el cual no sobrepasa los 10 pies (Ver óvalo de color rojo).

En el pozo LL – 3, se observan paquetes de arena que varían de 5 hasta 40 pies en los sectores donde el amalgamamiento de los canales es mayor(Ver óvalo de color blanco), los paquetes de shale aumentan considerablemente su espesor de 3 hasta 60 pies hacia el tope de la formación (Ver óvalos de color azul). Las arenas de llanura de inundación aumentan el número de apariciones hacia el tope y sus espesores varían de 4 a 15 pies.

En el pozo LL – 4 hacia el centro de la formación se observan canales potentes amalgamados de espesores variables entre 8 y 25 pies (Ver óvalos de color verde). Al tope y la base de la formación los canales están separados por paquetes de shale de espesores superiores a los 10 pies y menores de 40 pies (Ver óvalo de color morado). Hacia el centro de la formación en donde se encuentran más amalgamados los espesores de los shales

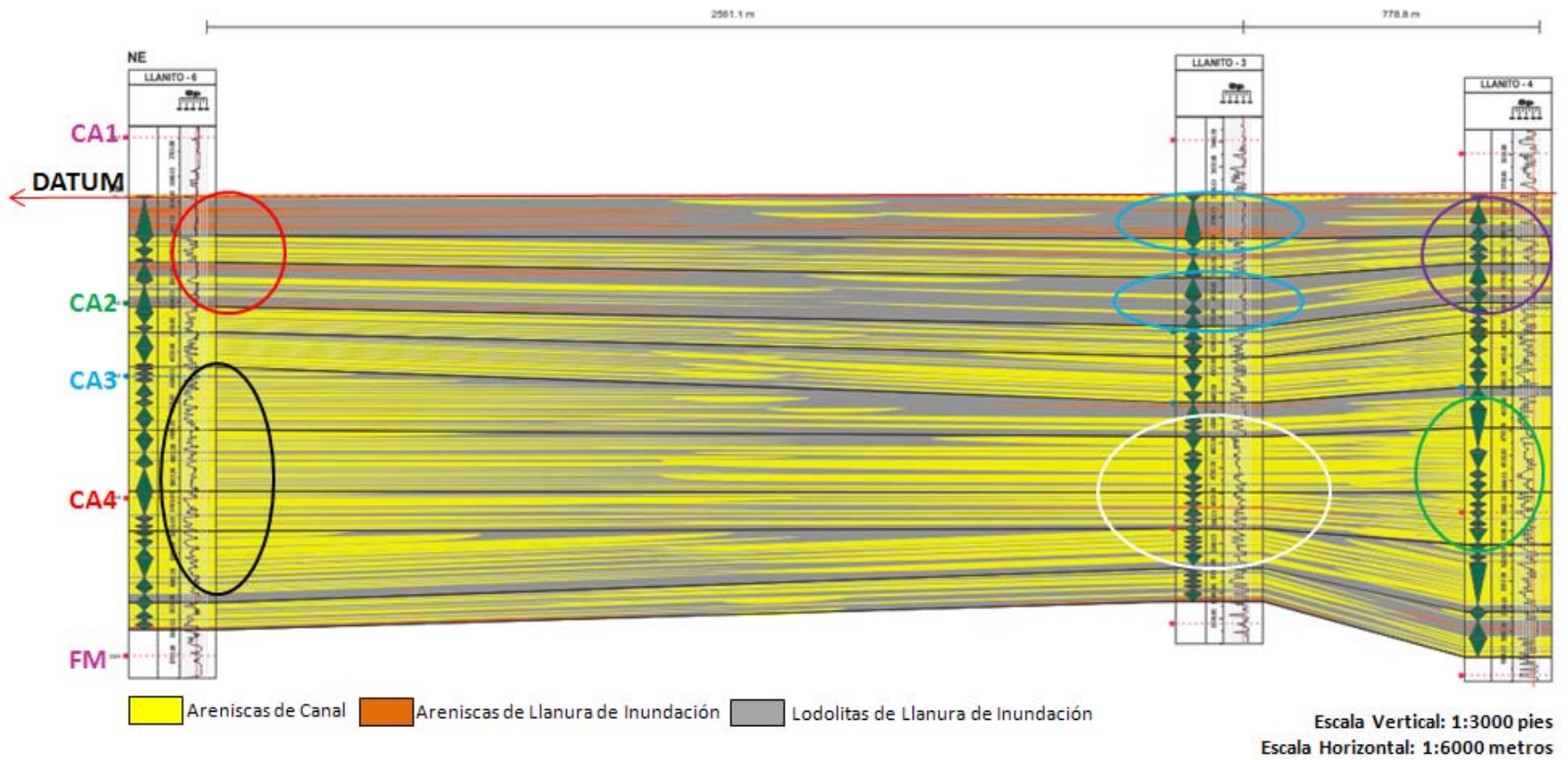


Figura 43. Correlación LL 6 – LL 3 – LL 4 Formación Colorado (Las líneas negras representan los topes litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topes operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Colorado CA1, CA2, CA3 Y CA4, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

varían de 1 a 6 pies. Al igual que en el pozo LL – 6 las arenas de llanura de inundación aumentan hacia el tope de la formación y sus espesores varían de 4 a 6 pies.

En la correlación se observa que el amalgamamiento de los canales es mayor hacia el NE, además hacia esta dirección en la zona CA1 aumenta el espesor de los paquetes de shale y también las arenas de llanura de inundación.

Las zonas más prospectivas es la Zona CA3 que es la zona en la que se observa mayor continuidad de los canales y los menores espesores de shale.

5.2.2 Correlaciones Formación Mugrosa

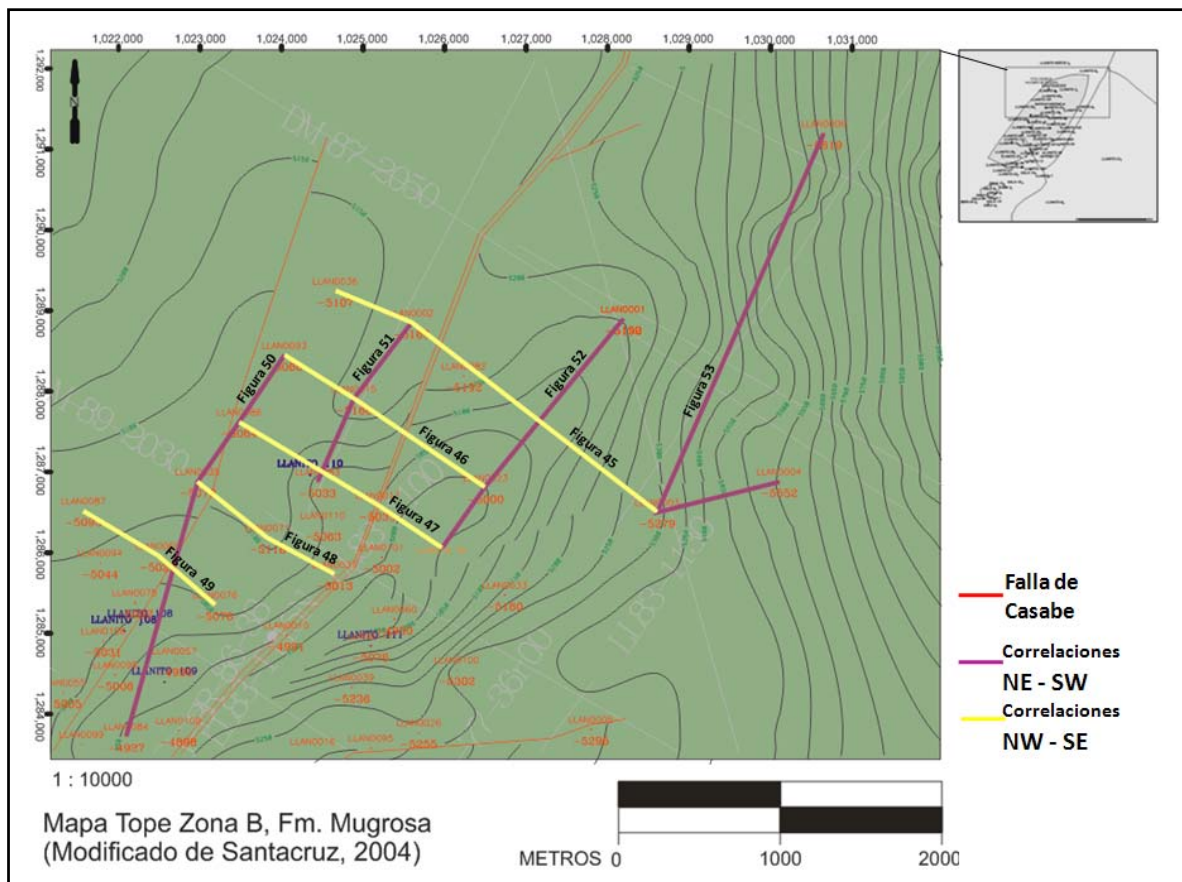


Figura 44. Área Norte del Campo Llanito para la Formación Mugrosa (Modificado de Santacruz, 2004)

DIRECCIÓN NW – SE

5.2.2.1 Correlación LL – 36 – LL – 82 – LL – 3

En el pozo LL – 36 (Figura 45 y Anexo 11) se observan canales potentes hacia la base de la formación de hasta 40 pies de espesor amalgamados (Ver óvalo de color blanco) los cuales están separados por paquetes de shale de poco espesor hacia la base más o menos 1 pies, estos paquetes van aumentando hacia el tope de la formación hasta conseguir un espesor máximo de 40 pies (Ver óvalo de color negro).

Este máximo espesor se puede observar también a la base de la formación en la zona C3. Las arenas de llanura de inundación se observan a lo largo de todo el pozo y sus espesores no sobrepasan los 6 pies.

En el pozo LL – 82 se observa una disminución en la potencia de los canales cuyo máximo espesor alcanza los 30 pies (Ver óvalo de color azul) y un aumento de los paquetes de shale que los separan los cuales tienden a aumentar hacia el tope de la formación, estos presentan espesores que varían de 1 a 65 pies (Ver óvalo de color verde). De igual forma se observa mayor continuidad de las arenas de llanura de inundación hacia el tope, sin embargo en el tope de la formación podemos encontrar también canales de poco espesor amalgamados.

En el pozo LL – 3 al igual que en el pozo LL – 82 se observan canales amalgamados de poco espesor que varían entre 8 y 25 pies (Ver óvalo de color naranja). A diferencia del pozo anterior los canales están separados por shales cuyo espesor no supera los 10 pies en el sector donde los canales se encuentran más amalgamados, aunque en el tope y la base de la formación se observan paquetes de shale hasta de 35 pies (Ver óvalos de color morado).

Las arenas de llanura de inundación tienden a aumentar hacia la base de la formación y sus espesores no superan los 8 pies.

En la correlación se observa que los canales tienden a aumentar su amalgamamiento hacia el SE a diferencia de los paquetes de shale los cuales tienden a aumentar su espesor hacia el NW.

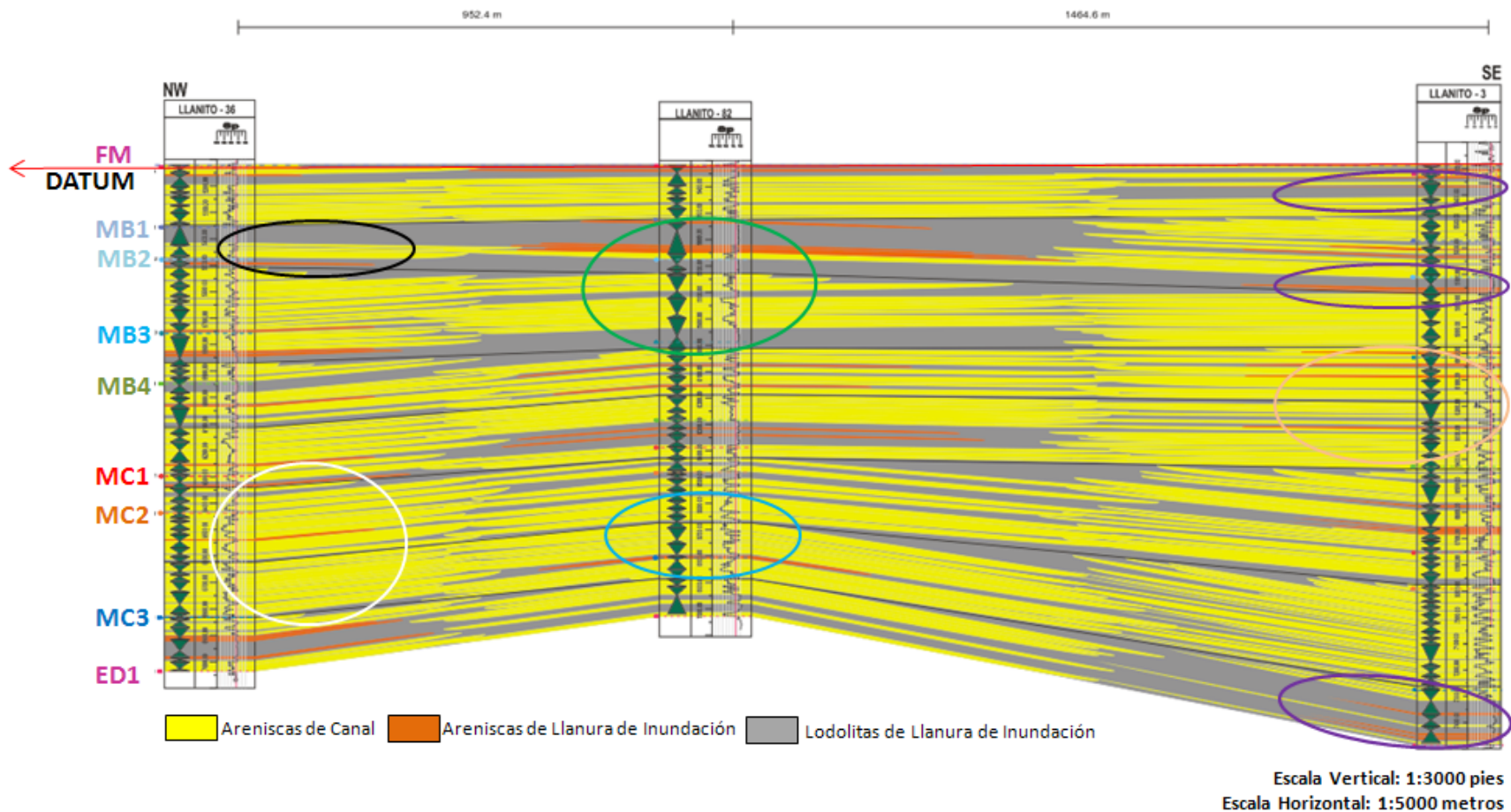


Figura 45. Correlación Formación Mugrosa LL36 – LL82 – LL3. (Las líneas negras representan los topos litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topos operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Mugrosa MB1, MB2, MB3, MB4, MC1, MC2 y MC3, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa y ED1 significa Esmeralda D1, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

Las zonas con mayor prospección son la Zona B4 y en menor proporción la Zona C1 ya que es en estas zonas donde se observan las mejores continuidades de los canales. En la Zona MB1, MB2, y MC3 se observan los mayores espesores de shale convirtiéndolas así en las zonas menos prospectivas para la recuperación de hidrocarburos.

5.2.2.2 Correlación LL – 93 – LL – 15 – LL – 23

En el pozo LL – 93 (Figura 46 y Anexo 12) se observan canales amalgamados que disminuyen su potencia en el tope de la formación (Ver óvalo de color negro), los espesores de los canales no son mayores a los 30 pies. A medida que subimos al tope de la formación el engrosamiento de los shales es mayor y alcanza un valor máximo de 30 pies (Ver óvalo de color verde).

Las arenas de llanura de inundación se observan en todo el pozo aunque tienden a agruparse en la base y el tope de la formación y no poseen espesores mayores a 5 pies.

En el pozo LL – 15 el amalgamamiento de los canales es menor que el observado en el pozo LL – 93 (Ver óvalo de color azul), estos canales están separados por shales que alcanzan 35 pies de espesor (Ver óvalo de color azul) en los sectores donde los canales presentan amalgamamiento. Hacia el tope de la formación podemos observar una leve concentración de arenas de llanura de inundación cuyos espesores varían de 3 a 8 pies (Ver óvalo de color blanco). También hacia el tope de la formación se observan los mayores espesores de shales hasta de 50 pies de espesor (Ver óvalo de color blanco).

En este pozo los canales poseen un espesor máximo de 20 pies.

En el pozo LL – 23 el amalgamamiento es aún menor que en los anteriores pozos (Ver óvalo de color naranja) y los canales alcanzan un espesor máximo de 25 pies. Se observa mayor cantidad de paquetes de shale de hasta 50 pies (Ver óvalos de color morado). Las arenas de llanura de inundación aumentan su número de apariciones hacia el tope de la formación y sus espesores no superan los 8 pies. En la correlación se observa que hay una disminución bastante notoria en el amalgamamiento de los canales hacia el SE y un aumento de los paquetes de shale en este mismo sentido.

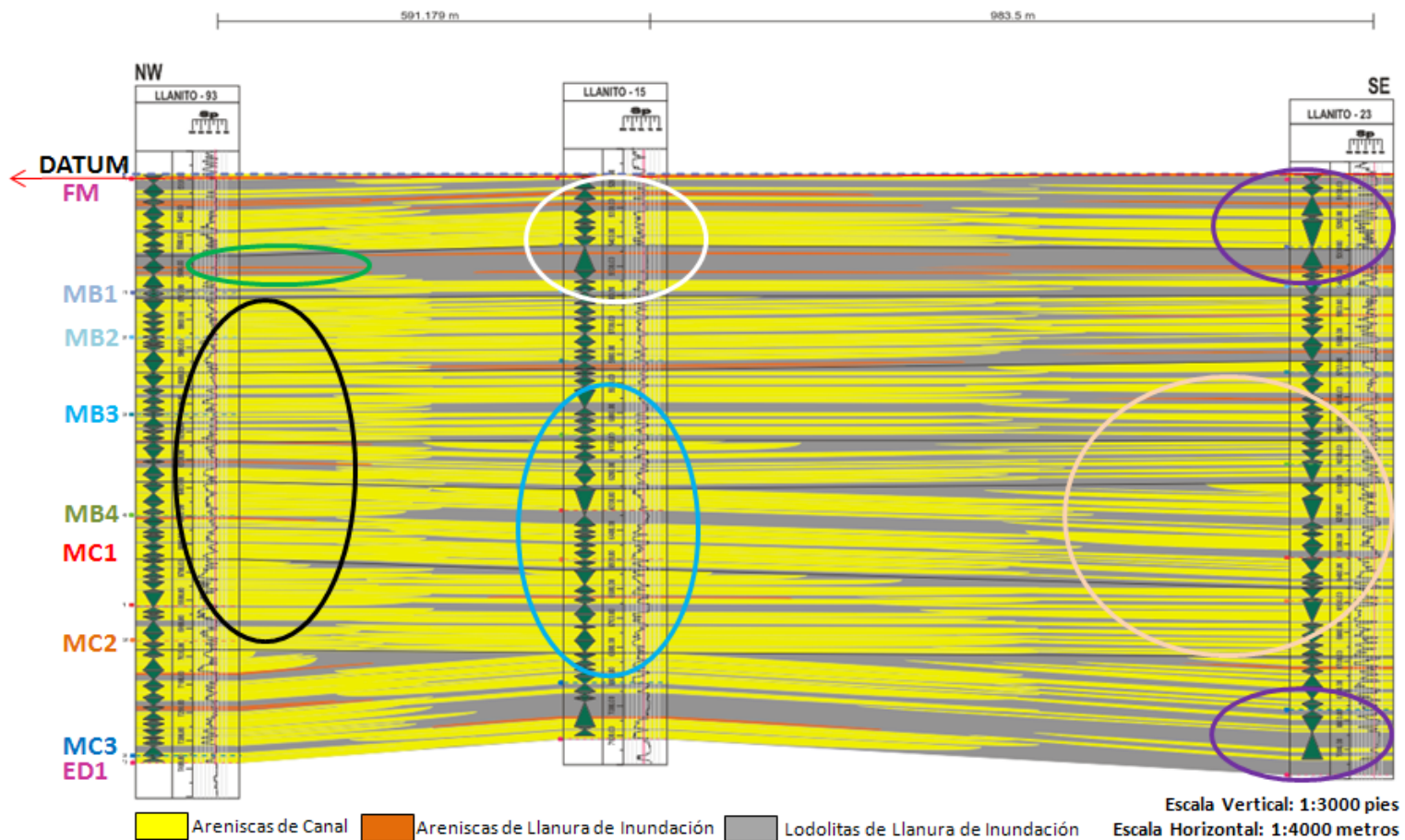


Figura 46. Correlación Formación Mugrosa LL93 – LL15 – LL23. (Las líneas negras representan los topes litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topes operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Mugrosa MB1, MB2, MB3, MB4, MC1, MC2 y MC3, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa y ED1 significa Esmeralda D1, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

Las zonas de mejor prospección para hidrocarburos son la zona MB2 y la Zona MC1, zonas en las cuales se encuentra el mayor amalgamamiento de los canales. Las zonas donde se encuentran los mayores espesores de shale son Fósiles de Mugrosa y la Zona MC3.

5.2.2.3 Correlación LL – 86 – LL – 17 – LL – 78

La correlación consta de paquetes gruesos de arenas los cuales disminuyen su espesor hacia el SE.

En el pozo LL – 86 (Figura 47 y Anexo 13) se observan paquetes de shales de gran espesor el cual varía de 4 hasta 40 pies (Ver óvalos de color negro y azul). El mayor predominio de shale se observa desde la zona MB1 hasta el tope de la zona MC1. Los canales alcanzan espesores hasta de 20 pies y las arenas de llanura de inundación que tienden a aumentar hacia el tope de la formación presentan espesores de 8 pies máximos (Ver óvalo de color azul).

En el pozo LL – 17 se observan en estas mismas zonas gran cantidad de shale a excepción de la zona MB4 y en la base de Fósiles de Mugrosa donde predominan los canales amalgamados (Ver óvalos de color verde). También se observa un aumento de espesor hacia el tope de la formación en donde alcanza espesores de hasta de 50 pies (Ver óvalos de color rojo), aunque en la base de la formación se observa un paquete de shale que alcanza los 30 pies de espesor.

En el pozo LL – 78 se observan también gran cantidad de shales, sin embargo predominan los canales amalgamados (Ver óvalo de color morado). En este pozo se observan los paquetes de mayor espesor de toda la correlación los cuales alcanzan los 70 pies de espesor (Ver óvalos de color blanco y naranja).

Se observa también que tanto en el tope como en la base hay concentración de arenas de llanura de inundación (Ver óvalo de color naranja). En este pozo los canales alcanzan un espesor máximo de 35 pies en los sectores donde el amalgamamiento de los canales es mayor.

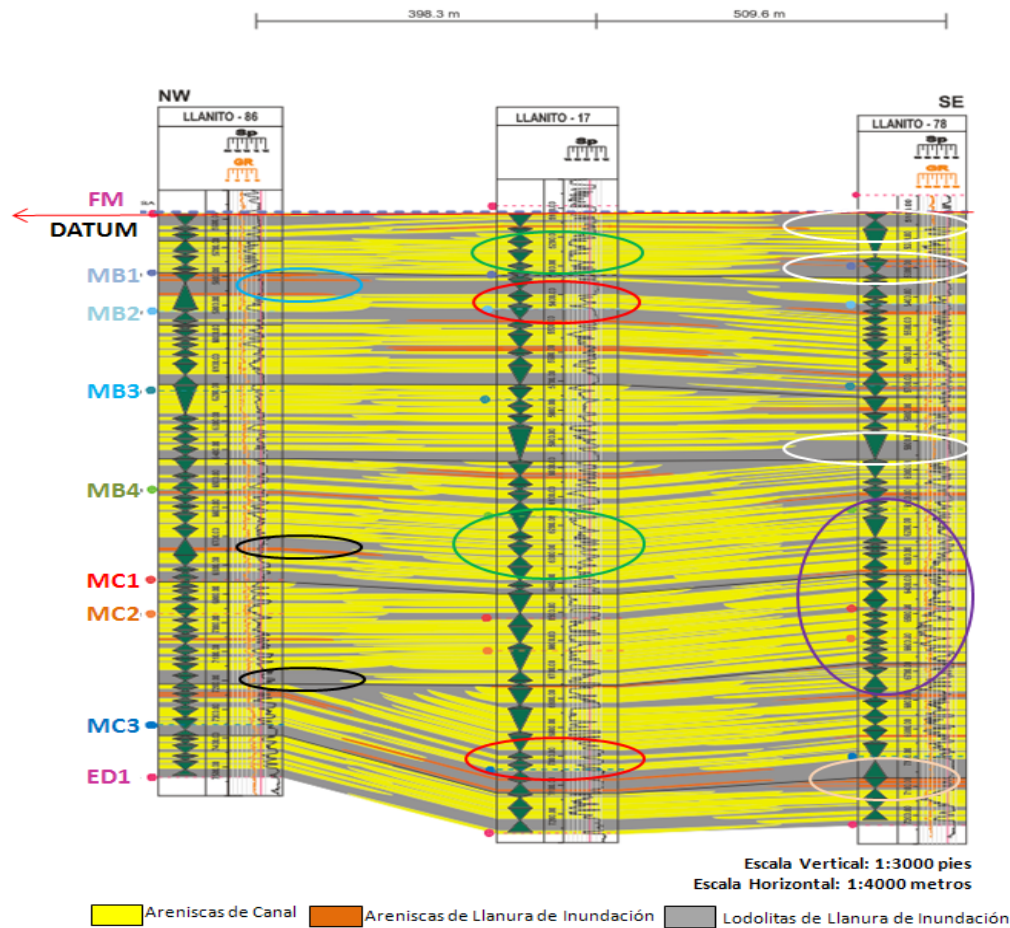


Figura 47. Correlación Formación Mugrosa LL 86 – LL17 – LL78. (Las líneas negras representan los topos litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topos operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Mugrosa MB1, MB2, MB3, MB4, MC1, MC2 y MC3, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa y ED1 significa Esmeralda D1, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

5.2.2.4 Correlación LL – 35 – LL – 71 – LL – 31

En el pozo LL – 35 (Figura 48 y Anexo 14) se observan canales amalgamados poco potentes cuyo espesor máximo es de 25 pies. El amalgamamiento de los canales es mayor hacia la base de la formación (Ver óvalo de color morado) y disminuye considerablemente al tope en donde predominan los paquetes de shale los cuales alcanzan un espesor máximo de 55 pies (Ver óvalos de color rojo).

Se aprecia también que las arenas de llanura de inundación tienden a concentrarse hacia el tope de la formación y sus espesores varían de 3 a 8 pies (Ver óvalo de color azul).

En el pozo LL – 71 se observa un gran amalgamamiento de los canales tanto a la base como al tope de la formación (Ver óvalo de color blanco) aunque en el tope los paquetes de shale que dividen los canales presentan mayores espesores hasta de 45 pies (Ver óvalo de color verde) y a la base donde el amalgamamiento de los canales es mayor no superan los 10 pies de espesor.

En el pozo LL – 31 el amalgamamiento y espesor de los canales ha disminuido, estos poseen un espesor máximo de 20 pies (Ver óvalo de color negro). El espesor de los paquetes de shale alcanza hasta los 45 pies como en el pozo LL – 71 (Ver óvalo de color naranja), aunque en este pozo los shales de mayor espesor no solo se encuentran en el tope de la formación sino que también se observan en la base de la misma.

Las zonas con mayor prospección son las zonas MB4, MC1 y MC2 ya que es donde se encuentran la mayor cantidad de canales.

En la correlación se observa que los paquetes de shale tienden a aumentar su espesor hacia el NW, dirección hacia la cual también aumentan las arenas de llanura de inundación.

Los canales poseen buena continuidad lateral y aumentan su amalgamamiento y espesores al SE.

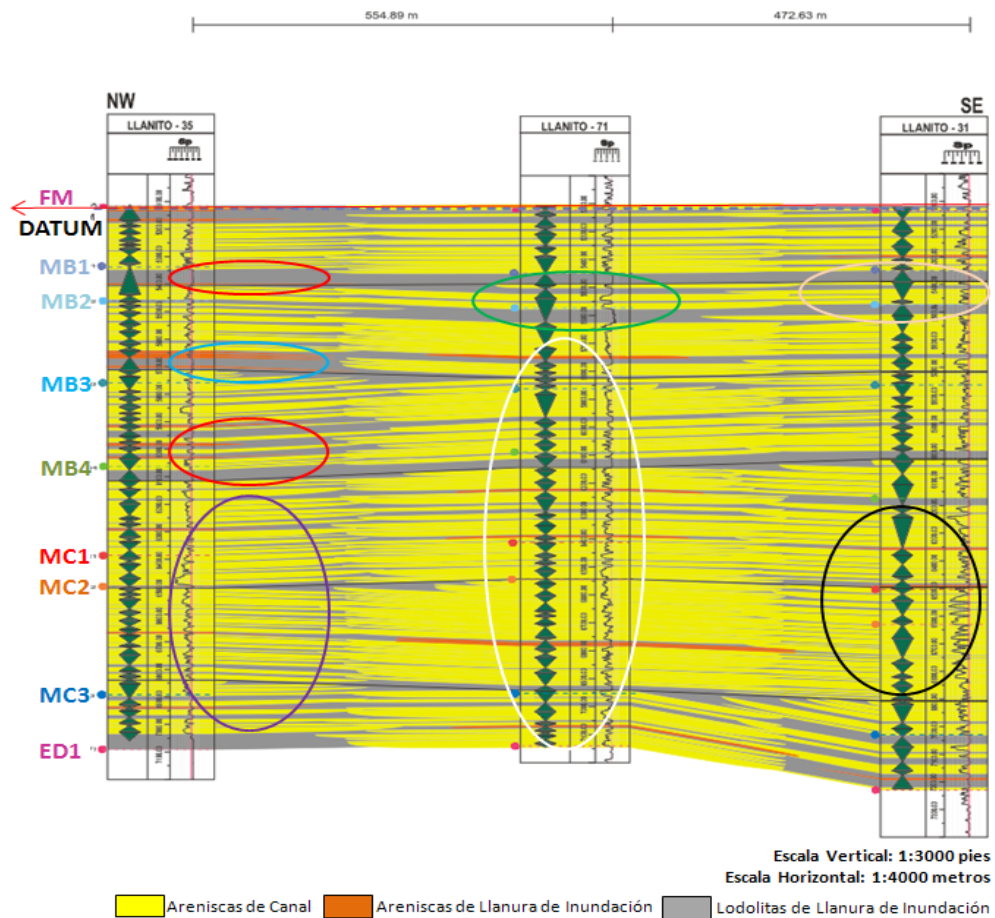


Figura 48. Correlación Formación Mugrosa LL35 – LL71 – LL31. (Las líneas negras representan los topes litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topes operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Mugrosa MB1, MB2, MB3, MB4, MC1, MC2 y MC3, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa y ED1 significa Esmeralda D1, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

5.2.2.5 Correlación LL – 87 – LL – 69 – LL – 76

En el pozo LL – 87 (Figura 49 y Anexo 15) se observan canales amalgamados a la base del pozo que alcanzan espesores hasta de 25 pies. Al tope de la formación los canales se encuentran poco amalgamados y sus espesores disminuyen a 15 pies en la parte más gruesa. Los shales aumentan hacia el tope y alcanzan espesores de hasta 40 pies. A la base de la formación en la Zona MC3 podemos encontrar también paquetes de shale de hasta 45 pies. Las arenas de llanura de inundación aparecen desde el centro hasta el tope de la formación y sus espesores no sobrepasan los 6 pies.

En el pozo LL – 69 se observa una disminución de los paquetes de shale y un aumento de los canales amalgamados, sin embargo hacia el tope de la formación se encuentran paquetes de shale de hasta 90 pies.

Los canales más gruesos se encuentran a la base de la formación y estos presentan espesores de hasta 25 pies. Las arenas de llanura de inundación se observan desde el centro de la formación hasta el tope de la misma y sus espesores varían de 3 a 6 pies.

En el pozo LL – 76 el amalgamamiento de los canales disminuye considerablemente en toda la formación y abundan los paquetes de shale y las arenas de llanura de inundación. Estas últimas se encuentran concentradas a la base de la zona MB2 y en el tope de la zona MB3 (Ver óvalo de color blanco).

Los paquetes de shale alcanzan espesores de 70 pies, los canales espesores de 15 pies y las arenas de llanura de inundación hasta 6 pies de espesor.

En la correlación se observa una disminución en el amalgamamiento y espesor de los canales hacia el SE y aumento de los shales y las arenas de llanura de inundación en este mismo sentido

Se observa que los canales con mayor prospección para hidrocarburos son las zonas MC1, MC2 y MC3 (Ver óvalo de color rojo) ya que poseen las mejores continuidades laterales de los canales. Las zonas donde se observa la mayor cantidad de arenas de llanura de inundación son Fósiles de Mugrosa y las zonas MB1 y MB2 (Ver óvalos de color azul y blanco).

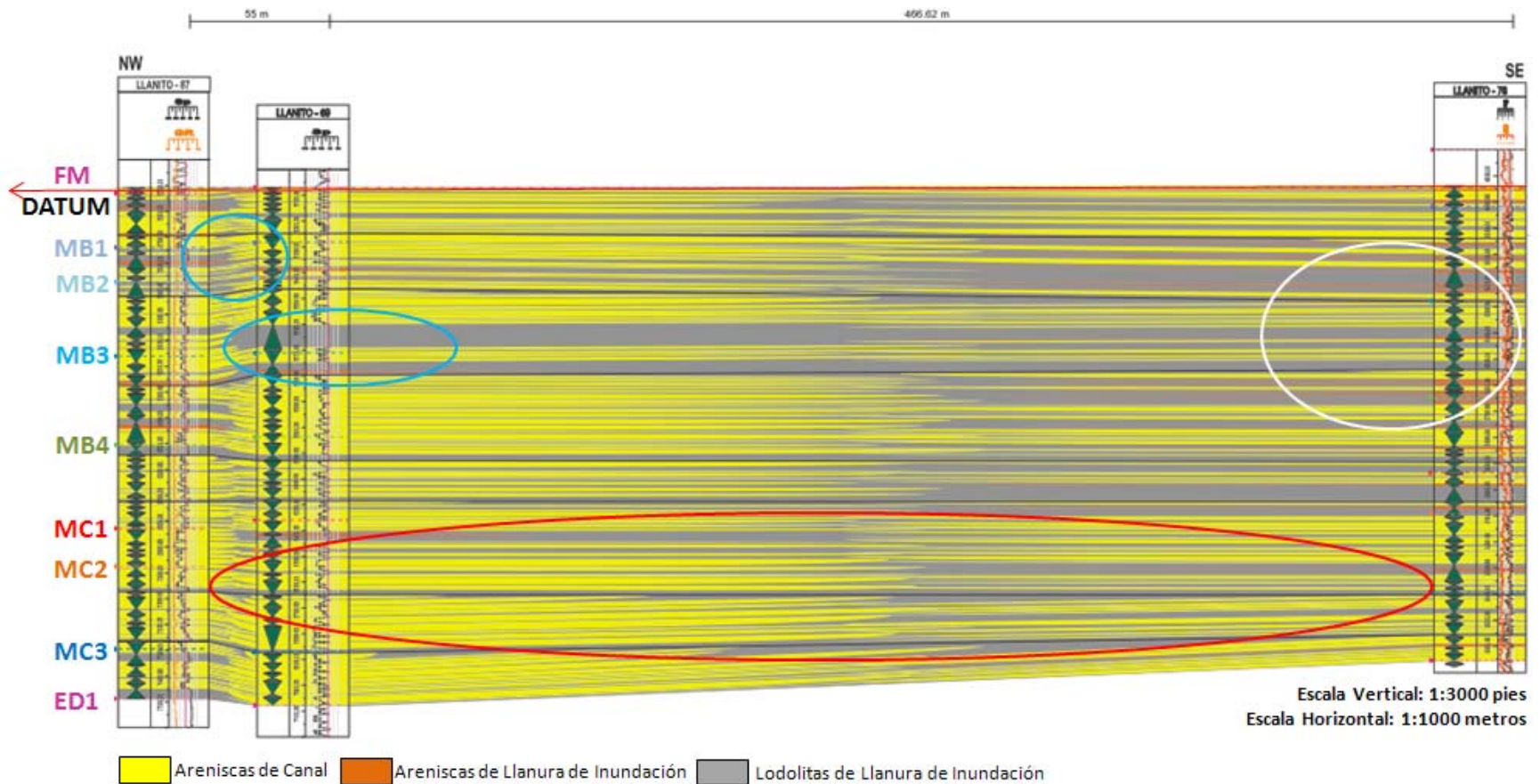


Figura 49. Correlación Formación Mugrosa LL87 – LL69 – LL76. (Las líneas negras representan los topos litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topos operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Mugrosa MB1, MB2, MB3, MB4, MC1, MC2 y MC3, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa y ED1 significa Esmeralda D1, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

DIRECCIÓN NE – SW

5.2.2.6 Correlación LL – 93 – LL – 86 – LL – 35 – LL – 84

En el pozo LL – 93 (Figura 50 y Anexo 16) se observan canales con un fuerte amalgamamiento entre la zona MB4 y MC1 (Ver óvalo de color negro) el cual va disminuyendo hacia el tope de la formación en donde se observa un gran paquete de shale que alcanza los 50 pies de espesor (Ver óvalo de color rojo). Los canales alcanzan espesores hasta de 20 pies y las arenas de llanura de inundación varían de 3 a 6 pies.

En el pozo LL – 86 el amalgamamiento de los canales es muy leve en comparación con los del pozo LL – 93 (Ver óvalo de color verde), estos canales están separados por paquetes de shale que alcanzan espesores de hasta 45 pies. Las arenas de llanura de inundación se observan a lo largo de todo el pozo aunque se concentran mayormente en la base y el tope de la formación. El espesor de estas varía de 2 a 8 pies (Ver óvalos de color azul).

Los canales poseen espesores máximos de 30 pies, espesores que pueden ser apreciados hacia la base de la formación.

En el pozo LL – 35 se observa nuevamente un fuerte amalgamamiento de los canales (Ver óvalo de color blanco) aunque estos pierden considerablemente su potencia y espesor hacia el tope de la formación en donde predominan las arenas de llanura de inundación con espesores máximos de 5 pies (Ver óvalo de color morado) y shales con espesores de hasta 50 pies.

Los canales poseen espesores de hasta 30 pies.

En el pozo LL – 84 se observan canales bastante amalgamados desde el centro de la formación hasta la base de la misma (Ver óvalo de color naranja). Los máximos espesores de los canales no sobrepasan los 30 pies. A partir del centro hasta el tope de la formación aumentan las arenas de llanura de inundación y su espesor máximo es de 5 pies (Ver óvalos de color azul oscuro). De igual forma también aumentan los espesores de los paquetes de shale los cuales llegan a medir hasta 60 pies (Ver óvalo de color anaranjado).

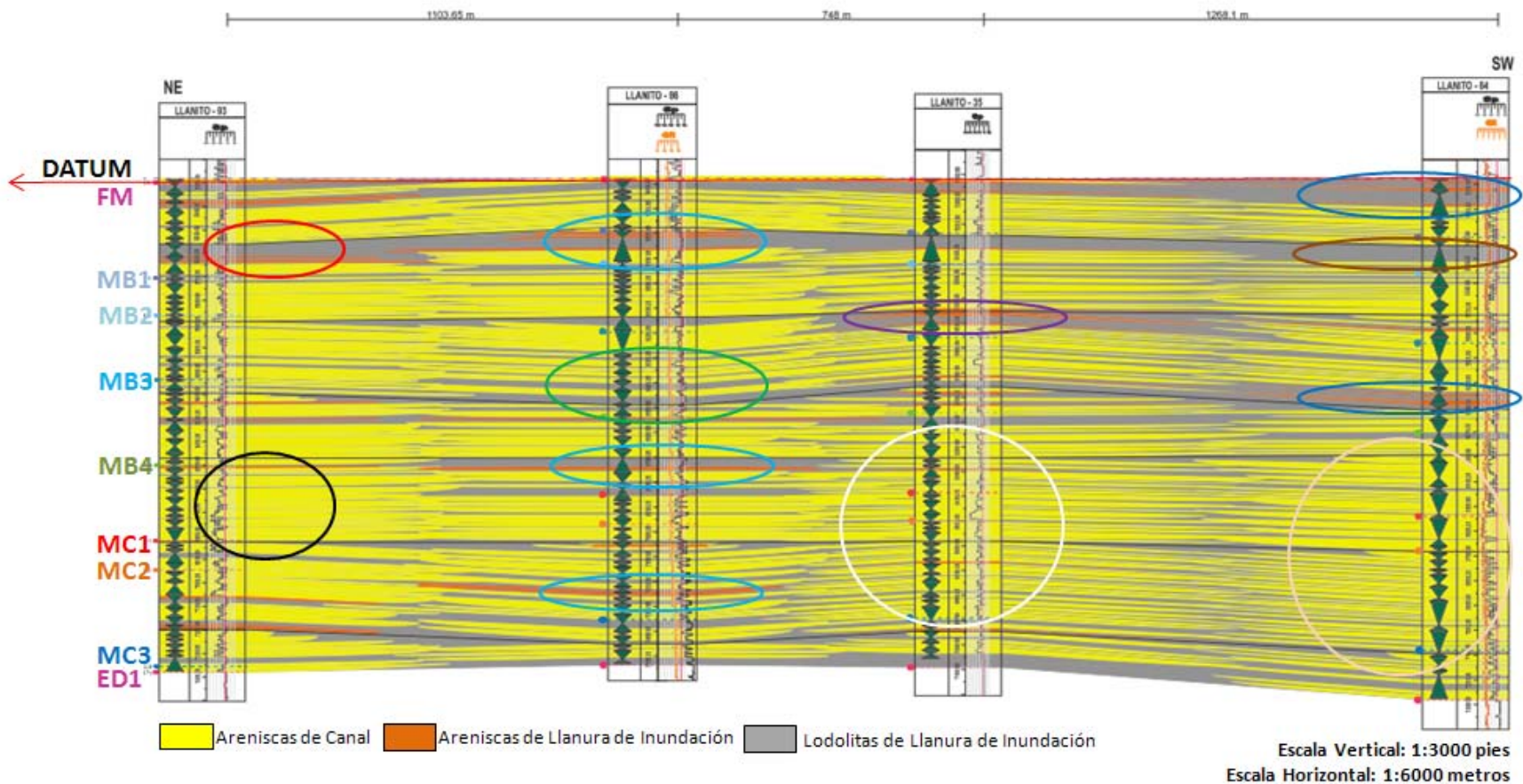


Figura 50. Correlación Formación Mugrosa LL93 – LL86 – LL35 – LL84. (Las líneas negras representan los topes litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topes operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Mugrosa MB1, MB2, MB3, MB4, MC1, MC2 y MC3, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa y ED1 significa Esmeralda D1, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

En la correlación se observa que los canales tienden a disminuir hacia el SW, sin embargo a pesar de su adelgazamiento estos poseen buena continuidad lateral. Las zonas más prospectivas son las zonas MB4 y MC1.

Las zonas donde se encuentra la mayor cantidad de arenas de llanura de inundación y los shales más potentes son Fósiles de Mugrosa y las zonas MB1 y MB2.

5.2.2.7 Correlación LL – 2 – LL – 15 – LL – 83

En el pozo LL – 2 (Figura 51 y Anexo 17) se observan canales con un fuerte amalgamamiento en las zonas MC1 y MC2 (Ver óvalo de color negro), en este sector los canales alcanzan hasta 25 pies y los shales que los dividen alcanzan un espesor de 3 pies. Estos shales en los sectores donde el amalgamamiento de los canales es menor alcanzan hasta 63 pies de espesor hacia el tope de la formación dirección en la cual tienden a aumentar, aunque a la base de la formación se pueden encontrar dos grandes paquetes de shale de hasta 55 pies (Ver óvalos de color rojo).

En el pozo LL – 15 el amalgamamiento de los canales es leve y además están separados por shales que alcanzan 35 pies de espesor en los sectores donde los canales presentan amalgamamiento (Ver óvalo de color blanco). Hacia el tope de la formación podemos observar una leve concentración de arenas de llanura de inundación cuyos espesores varían de 3 a 8 pies. También hacia el tope de la formación se observan los mayores espesores de shales hasta de 50 pies de espesor (Ver óvalos de color azul).

En el pozo LL – 83 el amalgamamiento de los canales disminuye notablemente al compararlo con el pozo LL – 2 y LL – 15 (Ver óvalo de color verde), los sectores con mayor amalgamamiento es la zona MC1 y el tope de la zona MC2. En estos sectores los canales alcanzan un espesor máximo de 25 pies. En este pozo los paquetes de shale alcanzan un valor máximo de hasta 30 pies (Ver óvalo de color morado).

En la correlación se observa una disminución en el amalgamamiento y espesor de los canales hacia el SW.

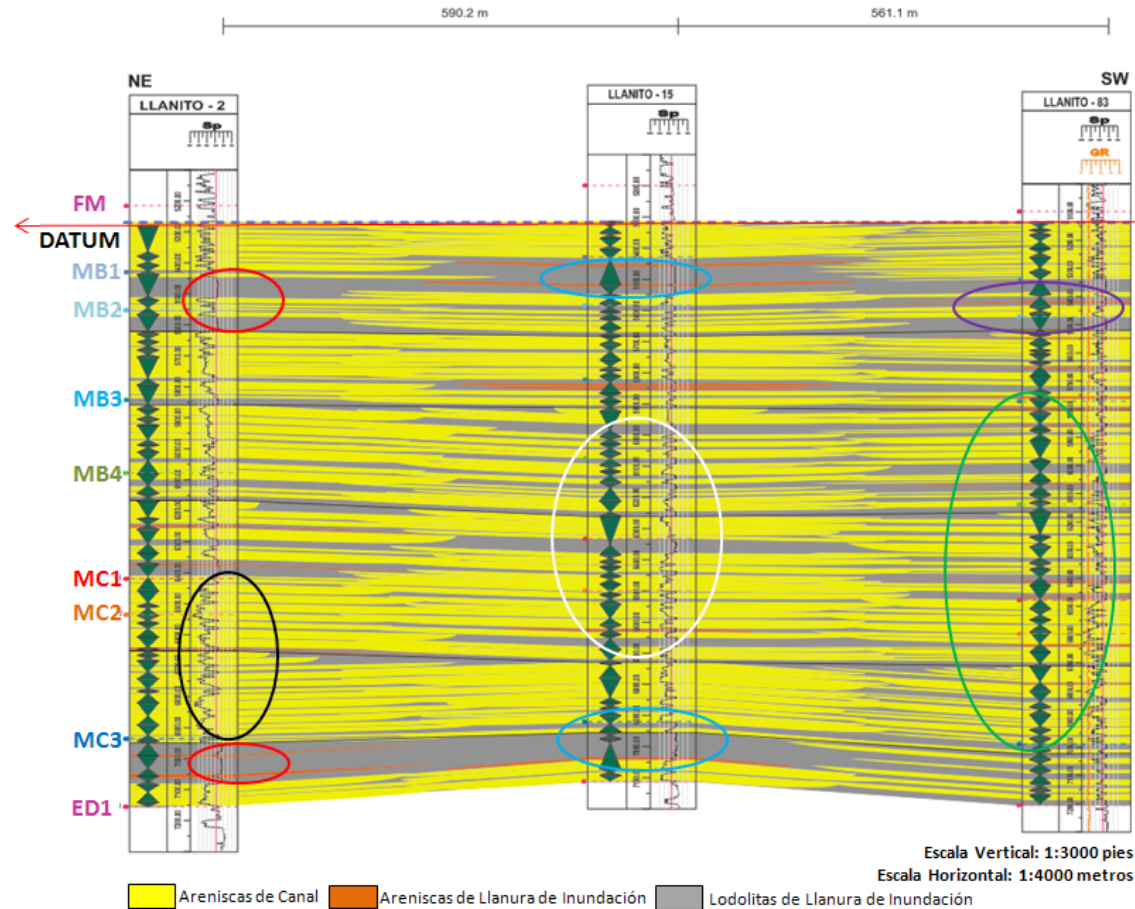


Figura 51. Correlación Formación Mugrosa LL2 – LL15 – LL83 . (Las líneas negras representan los topes litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topes operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Mugrosa MB1, MB2,MB3, MB4, MC1, MC2 y MC3, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa y ED1 significa Esmeralda D1, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

5.2.2.8 Correlación LL – 1 – LL – 23 – LL – 78

En la figura 52 (Anexo 18) Se puede observar que los canales con mayor espesor se encuentran hacia el NE, mientras que hacia el SW los canales son más delgados (Ver el óvalo de color morado) y el amalgamamiento de los mismos es mayor. Este cambio hacia el SW es más evidente desde la zona mugrosa MB2 hasta MB4 en el pozo LL - 1 y LL – 23. En el pozo LL - 1 se observan los canales más gruesos y en el pozo LL – 23 se observan más delgados. Además se puede observar también que la aparición de las arenas de desborde se produce con mayor intensidad en el pozo LL - 1 en mugrosa MB3 (Ver óvalo de color negro) y en el pozo LL – 78 hacia la base de la formación en mugrosa MC3 (Ver óvalo de color azul).

Se observa que tanto en el pozo LL - 1 como en el pozo LL – 23, las arenas disminuyen su espesor considerablemente hacia la base de la formación Mugrosa (Ver óvalos de color verde), a diferencia del pozo LL – 78 que hacia la base de la formación muestra un aumento en el espesor de sus canales (Ver óvalo de color azul), esto es posiblemente causado por encontrarse cercano a una falla satélite de la Falla Casabe.

Se observa también que la continuidad lateral de los canales de poco espesor es muy buena; sin embargo la de los canales de mayor grosor es mala ya que a medida que nos trasladamos hacia el SW estos sufren un adelgazamiento considerable.

Se observa que los canales más prospectivos y que poseen mayor continuidad lateral se encuentran ubicados en las zonas de mugrosa MC1 y mugrosa MC3 (Ver óvalos de color fucsia); sin embargo el espesor de los mismos es pequeño en comparación de los encontrados en mugrosa MB2, MB3 y MB4.

5.2.2.9 Correlación LL – 6 – LL – 3 – LL – 4

En el pozo LL – 6 (Figura 53, Anexo 19) se observa un fuerte amalgamamiento de los canales en las zonas MB3, MB4 y hacia la base de la zona MC3 (Ver óvalo de color negro). En estas zonas los canales alcanzan espesores de 20 pies y los shales que los separan no sobrepasan los 15 pies de espesor.

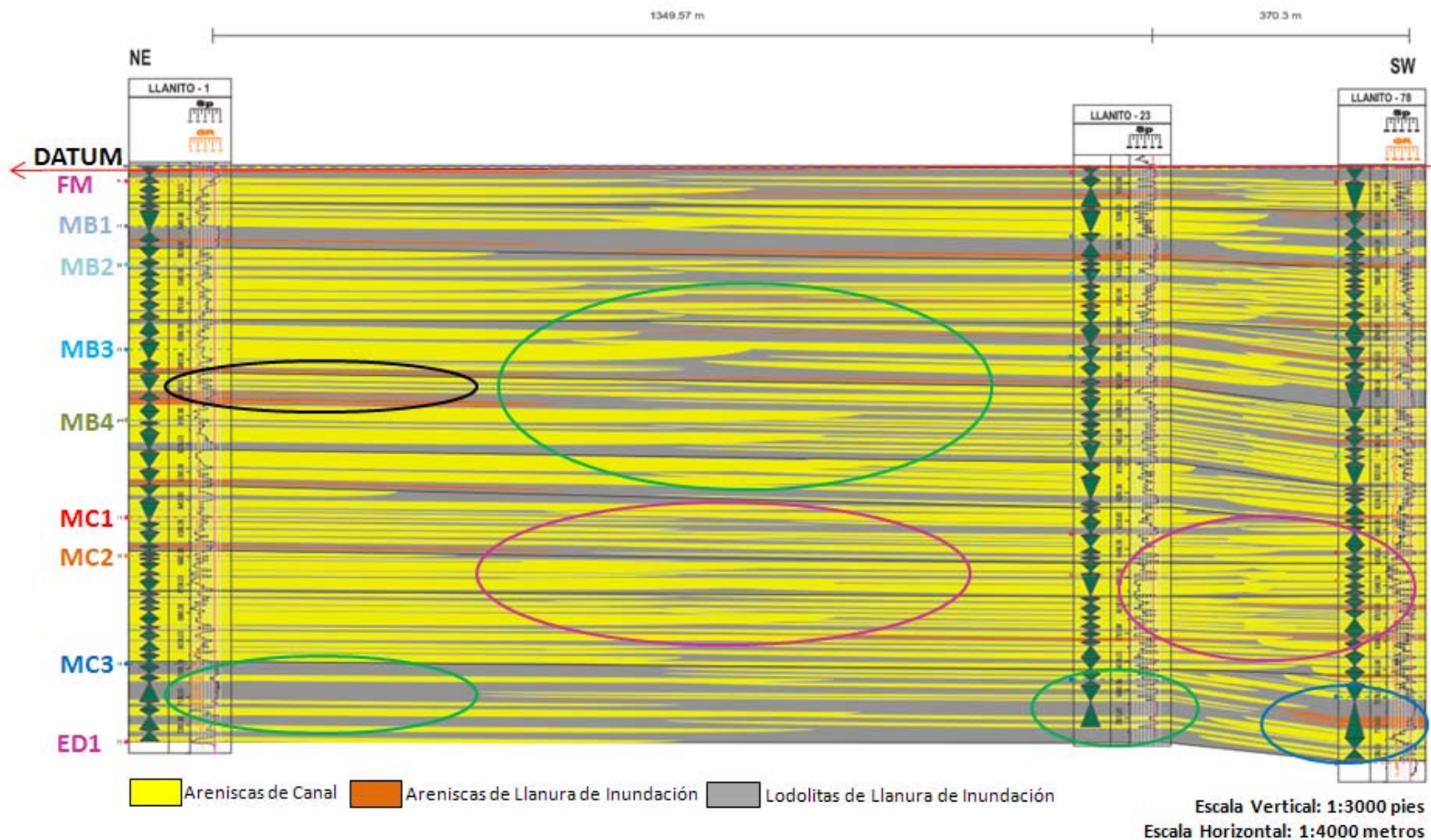


Figura 52. Correlación Formación Mugrosa LL – 1 – LL – 23 – LL – 78. (Las líneas negras representan los topes litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topes operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Mugrosa MB1, MB2, MB3, MB4, MC1, MC2 y MC3, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa y ED1 significa Esmeralda D1, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

Los máximos espesores de shale se pueden observar al tope y a la base de la formación y tienen hasta 40 pies de espesor (Ver óvalo de color blanco).

En el pozo LL – 3 se observan canales amalgamados (Ver óvalo de color verde) de poco espesor que varían entre 8 y 25 pies. A diferencia del pozo anterior los canales están separados por shales cuyo espesor no supera los 10 pies en el sector donde los canales se encuentran más amalgamados, aunque en el tope y la base de la formación se observan paquetes de shale hasta de 35 pies (Ver óvalo de color morado).

Las arenas de llanura de inundación tienden a aumentar hacia la base de la formación y sus espesores no superan los 8 pies (Ver óvalo de color azul).

En el pozo LL – 4 el amalgamamiento de los canales ha disminuido notablemente hacia el tope de la formación, siendo ahora las zonas con mayor cantidad de canales las zonas MC1, MC2 y MC3 (Ver óvalo color azul oscuro). En las otras zonas podemos observar paquetes de shale que miden hasta 60 pies (Ver óvalo de color naranja). Las arenas de llanura de inundación se observan en todo el pozo sin embargo estas tienden a concentrarse principalmente en la base y el techo de la formación.

En general en la correlación se observa una muy buena continuidad lateral de los canales en la mayoría de las zonas en especial en las zonas MC1, MC2 y MC3. Además los canales tienden a disminuir al SW.

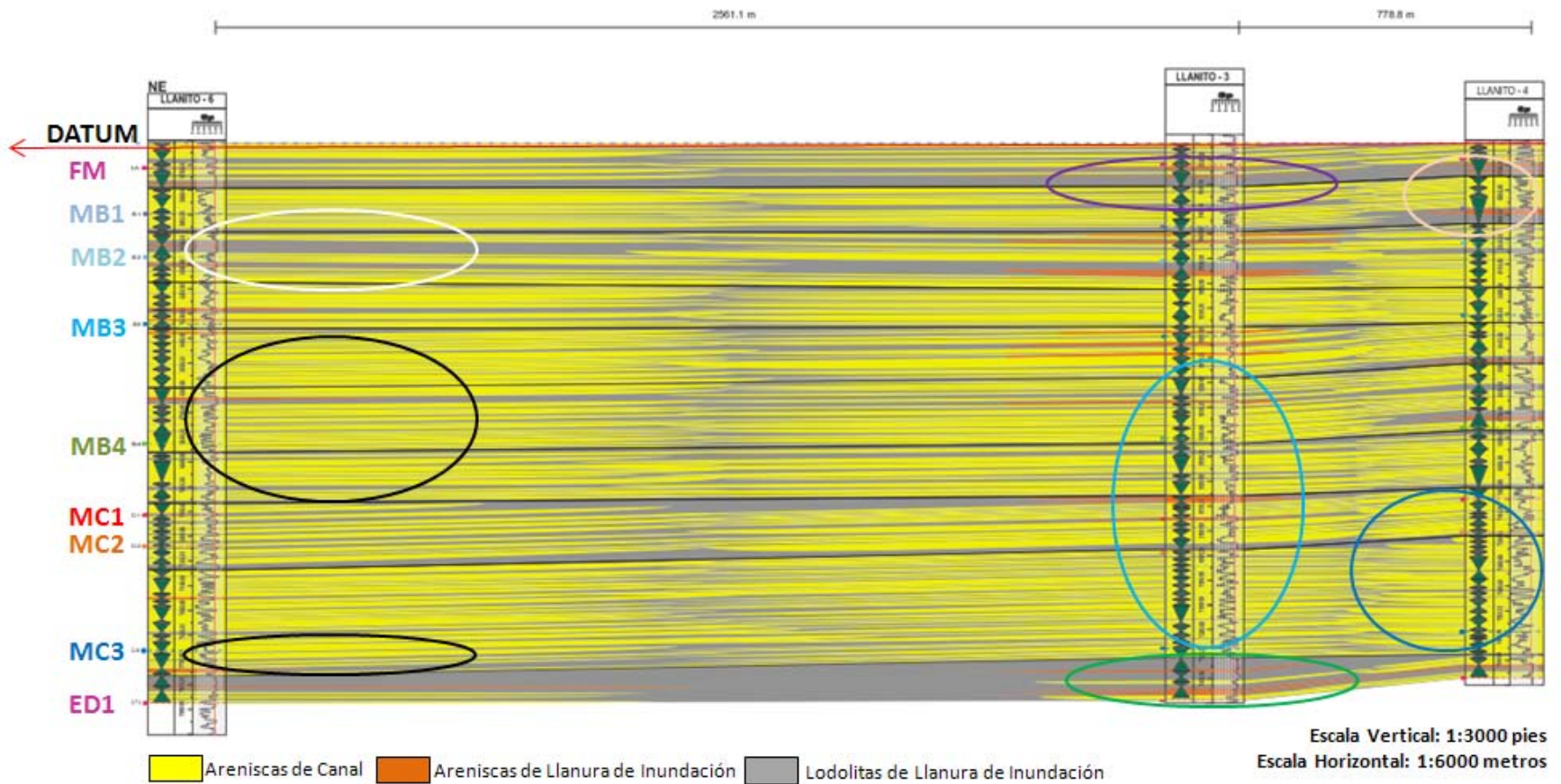


Figura 53. Correlación Formación Mugrosa LL6 – LL3 – LL4 . (Las líneas negras representan los topes litológicos establecidos en el estudio realizado, las líneas punteadas de colores representan los topes operacionales definidos por ECOPETROL los cuales han sido denominados para la Fm. Mugrosa MB1, MB2, MB3, MB4, MC1, MC2 y MC3, la abreviatura FM significa Fósiles de Mugrosa y ED1 significa Esmeralda D1, la flecha roja representa el Datum establecido en la correlación y los óvalos de colores representan las características más relevantes de la correlación).

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para la Formación Mugrosa se definieron 6 facies sedimentarias las cuales fueron escogidas y nombradas haciendo referencia a sus principales atributos litológicos, texturales, granulométricos, estructurales y según el contenido de trazas fósiles. Estas litofacies son: Litofacies Areniscas Gruesas (Gm/Sm), Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm) Litofacies Areniscas sin estructuras (Srm), Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr), Litofacies Lodolitas Masivas (Fm), Litofacies Lodolitas con estructuras (Fl) y Paleosuelos (P).
- Para la Formación Colorado se definieron 5 facies sedimentarias las cuales fueron escogidas y nombradas haciendo referencia a sus principales atributos litológicos, texturales, granulométricos, estructurales y según el contenido de trazas fósiles. Estas litofacies son: Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm) Litofacies Areniscas sin estructuras (Srm), Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr), Litofacies Lodolitas Masivas (Fm), Litofacies Lodolitas con estructuras (Fl) y Paleosuelos (P).
- Para la Formación Mugrosa como para la Formación Colorado se determinaron 3 Asociaciones de litofacies características: 1. Asociación de litofacies de areniscas de canales fluviales, 2. Asociación de litofacies de Lodolitas de Llanura de Inundación, la cuales comprenden sedimentos de rellenos de lago y rellenos de canal abandonado, y, 3. Asociación de litofacies de Areniscas de Llanura de Inundación o Areniscas de desborde, las cuales comprenden sedimentos de crevasse splay y natural levee o areniscas de borde.
- Se determinó que el ambiente de depositación de la Formación Mugrosa se comporta como un ambiente fluvial Trenzado hacia la base de la formación en donde predominan los sedimentos de grano grueso sobre los sedimentos finos y un ambiente fluvial de tipo Meandriforme hacia el tope de la formación en donde el comportamiento de los sedimentos es inverso, predominan los finos sobre los gruesos.

- Se determinó que el ambiente de depositación de la Formación Colorado corresponde a un ambiente fluvial de tipo Meandriforme hacia la base de la formación y hacia la el tope de la formación se determinó un ambiente fluvial de tipo Anastomosado lo cual se dedujo por el predominio del material fino sobre el grueso y por la gran cantidad de trazas fósiles típicas de lagos y/o pantanos que se encontraron durante la descripción de núcleos.
- Se encontró que las zonas operacionales no necesariamente corresponden con las litofacies ya que las anteriores zonas son mucho más que las facies geológicas es un sistema depositacional y por lo tanto no coinciden necesariamente con los límites de estas. Estas zonas pueden incluir varios tipos de facies y tipos de roca dependiendo de la combinación de las propiedades geológicas (mineralogía y textura), que determinan los atributos de geometría de poro, y por ende facilitan o afectan el flujo de los fluidos. (Saavedra et al., 2006).
- En las correlaciones en sentido NW – SE realizadas para la Formación Colorado se encontró que las zonas con mayor prospección de hidrocarburos son la Zona CA2 y la Zona CA3 ya que estas son las que presentan las mayor cantidad de canales potentes amalgamados que son en su mayoría lateralmente continuos los cuales tienen a adelgazarse hacia el SE. Además se encontró que las zonas que poseen la mayor cantidad de paquetes de shale de gran espesor son la Zona CA1 y en algunos pozos la Zona A4.
- En las correlaciones en sentido NE – SW realizadas para la Formación Colorado se encontró que las zonas con mayor prospección de hidrocarburos son la Zona CA2 y la Zona CA3 debido a que en estas zonas los canales poseen mejores continuidades laterales los cuales tienden a disminuir su espesor hacia el SW. Además se observó que al igual que para las correlaciones realizadas en sentido NW – SE la zona que posee los paquetes de shales más potentes y de mayor grosor es la Zona CA1. Al igual que los canales los paquetes de shale en casi todas las correlaciones aumentan sus espesores hacia el SW.
- En las correlaciones en sentido NW – SE realizadas para la Formación Mugrosa se encontró que las zonas con mayor prospección de hidrocarburos son la Zona MB4, la Zona MC1 y la Zona MC2 ya que es en estas zonas donde se encuentran los canales mas amalgamados los cuales tienden a disminuir su amalgamamiento hacia el SE, sin

embargo en la Correlación LL – 35 – LL – 71 – LL – 31 se observa que el amalgamamiento de los canales disminuye en dirección contraria hacia el NW.

- En las correlaciones en sentido NE – SW realizadas para la Formación Mugrosa se encontró que las zonas con mayor prospección de hidrocarburos basados en la mayor cantidad de canales amalgamados y las mejores continuidades laterales son la Zona MC1 y la Zona MC2. En las correlaciones se observa que los canales disminuyen su espesor y el amalgamamiento de los canales hacia el SW.
- La calibración de los registros mediante el amarre roca – registro para la Formación Colorado en el pozo Casabe – 1044, no se pudo realizar, dado que el registro Gamma ray tomado a los núcleos del pozo (core – Gamma ray) no se encontraba a disposición en la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango.
- Se sugiere realizar mapas de facies para el área norte del Campo Llanito tanto de los topes operacionales como de los topes estratigráficos establecidos en este proyecto para con así poder comparar las diferencias que puedan existir entre estos y de esta forma ampliar los conocimientos que se tienen sobre esta zona.

BIBLIOGRAFÍA

Basan et al, 1978. Trace Fossil Concepts. SEPM Short Course No. 5. Chapter 5. Oklahoma City.

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

ECOPETROL y Grupo Campos Maduros – ICP, 2004. Modelamiento para optimizar el factor de recobro en campos de petróleo maduros área Llanito. Informe Técnico de Proyectos.

Falla, 2005. Interpretación de Registros de Pozos de Petróleo. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Lima – Perú.

González e Idrobo, 2004. Caracterización Dinámica de Yacimientos Estratigráficamente Complejos usando Algoritmos Genéticos. CT&F, Tecnología y Futuro, Vol. 2, número 005. Instituto Colombiano del Petróleo.

Guidi et al, 2005. La Sucesión Sedimentaria Siliciclástica del Cretácico Superior del borde sur de la Sierra de Guadarrama (Madrid, España Central): Análisis de facies y reconstrucción paleoambiental. Revista de la Sociedad Geológica de España.

Lobo et al, 2002. Segunda convención Técnica de la ACGGP. Bogotá, Mayo 16 – 17.

Martínez, 1998. Bibliografía relacionada con el Campo Llanito, resumen de la información geológica. ECOPETROL.

Miall, 1996, The Geology of the Fluvial Deposits: Sedimentary Facies, Basin analysis and Petroleum Geology. Berlin, Springer - Verlag.

Montgomery, 1992. Petroleum Potential of Upper and Middle Magdalena Basins. Colombia. Petroleum Information Corporation.

Núñez y Saavedra, 2006. Definición de un Modelo Estático para las Formaciones Barco y Catatumbo, Campo Sardinata, Cuenca Catatumbo, Colombia. Trabajo Inédito. Universidad Industrial de Santander.

Pemberton, 1992. Applications of Ichnology to Petroleum Exploration. A core Workshop. SEPM Core Workshop No. 17. Calgary.

Porta, J. de, 1974. Lexique Stratigraphique du Colombie, Tertiaire et Quaternaire. Volume V. Amérique Latine. Centre National de la Recherche Scientifique. Paris.

Reineck & Singh, 1980. Depositacional Sedimentary Environments. Second edition. Springer – Verlag Berlin. Heidelberg. New York.

Royero y Clavijo, 2001. Mapa Geológico Generalizado del Departamento de Santander, Memoria Explicativa. INGEOMINAS.

Saavedra, N. et al, 2006. Modelamiento para Optimizar el Factor de Recobro en Campos Maduros de las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo. ECOPETROL – ICP.

Santacruz, 2004. Actualización del Modelo Geológico Campo Llanito – Gala. ECOPETROL.

Serra, 1985. Análisis de Ambientes Sedimentarios mediante Perfiles de Pozo. Schlumberger.