

**MODELO ESTRATIGRAFICO DEL CAMPO GALA PARA LA FORMACION
COLORADO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

JOHAN LEONARDO ORTIZ QUIROS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO - QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2008

**MODELO ESTRATIGRAFICO DEL CAMPO GALA PARA LA FORMACION
COLORADO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

JOHAN LEONARDO ORTIZ QUIROS

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el titulo de
Geólogo**

DIRECTOR

NESTOR GAMBA RUIZ

Geólogo

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO - QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2008

DEDICATORIA

A mi padre Jorge y mi madre Angelina

por su amor y apoyo incondicional;

A mi hermano Fabián por su compañía;

*A mis abuelitas Graciela y Berta que desde el cielo me iluminan con sus
consejos; y por ultimo pero no menos importante a todas las personas que de una
u otra forma me acompañaron a lo largo de toda mi formación académica.*

AGRADECIMIENTOS

Grupo de investigación en estratigrafía convenio UIS-ICP.

Néstor Gamba, Director

Escuela de Geología y personal docente

CONTENIDO

1. INTRODUCCION	15
2. OBJETIVOS	16
2.1 OBJETIVO GENERAL	16
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	16
3. ESTADO DEL ARTE	17
3.1 LOCALIZACION DEL ÁREA DE ESTUDIO	17
3.2 MARCO GEOLOGICO	18
3.2.1 ESTRATIGRAFIA DE INTERES EN EL AREA DE ESTUDIO	21
3.2.2 GEOLOGIA ESTRUCTURAL	28
3.3 AMBIENTES DE DEPÓSITO	29
3.3.1 AMBIENTE DE DEPÓSITO CONTINENTAL	30
3.3.2 SISTEMAS FLUVIALES	31
3.4 FACIES ESTRATIGRAFICAS	36
3.4.1 FACIES DE CANAL	37
3.4.2 FACIES DE CREVASSE SPLAY	37
3.4.3 FACIES DE LLANURA DE INUNDACION O FLOODPLAIN	37
3.5 ELECTROFACIES	38
4. METODOLOGIA	41
4.1 REVISIÓN RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	41
4.2 INTERPRETACIÓN AMBIENTAL DE 12 POZOS. FACIES (CANAL, CREVASSE SPLAY, FLOODPLAIN)	41
4.3 INTERPRETACIÓN DE CICLOS ESTRATIGRÁFICOS DE ALTA FRECUENCIA	43
4.4 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE CAMBIO LATERAL DE FACIES	46
4.5 MAPAS ISÓCOROS DE FACIES DE CANAL	48
4.6 MAPAS DE ESPESOR PROMEDIO DE FACIES DE CANAL	49
4.7 MAPAS DE PORCENTAJE DE FACIES DE CANAL	50

4.8 MODELO PETROFÍSICO	51
4.8.1 POROSIDAD	51
4.8.2 REGISTRO DE DENSIDAD	52
4.8.3 REGISTRO NEUTRÓN	52
4.8.4 REGISTRO SÓNICO	53
4.8.5 INDICE DE ARCILLOSIDAD (Vshl)	54
4.8.6 POROSIDAD APARENTE A PARTIR DEL PERFIL DE DENSIDAD	55
4.8.7 POROSIDAD APARENTE A PARTIR DEL PERFIL SONICO	55
4.8.8 POROSIDAD EFECTIVA	56
4.8.9 MAPAS DE POROSIDAD EFECTIVA DE FACIES DE CANAL	63
5. RESULTADOS	64
5.1 TRAVERSAS ESTRATIGRAFICAS	65
5.2 ANÁLISIS DE LA UNIDAD LA CIRA SHALE	69
5.3 ANALISIS DE LA UNIDAD COLORADO A1	73
5.4 ANALISIS DE LA UNIDAD COLORADO A2	77
5.5 ANALISIS DE LA UNIDAD COLORADO A3	81
5.6 ANALISIS DE LA UNIDAD COLORADO A4	85
6 CONCLUSIONES	89
7. BIBLIOGRAFIA	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización del área de estudio. Campo Gala. ROJAS (2000).	17
Figura 2. Resumen del marco geológico y tectónico de la Cordillera Oriental y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. (COOPER 1995).	20
Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada, Cuenca Valle Medio del Magdalena.	27
Figura 4. Modelo estructural del Campo Gala. El círculo rojo señala el área que comprende los pozos objetivo en este trabajo. (ORTIZ et. al 2007).	28
Figura 5. Sistema de ríos trenzados y estructuras de barras.	33
Figura 6. Sistema de Río meándrico y sus elementos morfológicos/arquitectónicos. Las flechas indican fotografías de análogos actuales. (BOGGS 2001).	35
Figura 7. Formas generadas por el registro SP. a) Registro en forma de campana. b) Registro en forma de cilindro. c) Registro en forma de embudo. (NANZ 1959).	40
Figura 8. Electrofacies interpretadas en la elaboración del modelo estratigráfico del Campo Gala para la Formación Colorado, con sus respectivas convenciones utilizadas en las correlaciones estratigráficas.	42
Figura 9. Interpretación ambiental de un pozo del Campo Gala 5 en la Formación Colorado, según la forma del registro SP.	43
Figura 10. Ciclos estratigráficos diferenciados por cambios en la relación Acomodación/Suministro y aumento y disminución del nivel base. (RAMON 1997).	44

Figura 11. Definición de ciclos estratigráficos para las unidades estratigráficas de la Formación Colorado en el Campo Gala.	45
Figura 12. Distribución espacial de pozos en el Campo Gala y líneas de correlación propuestas.	47
Figura 13. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G1E. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir del la herramienta RHOB con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.	57
Figura 14. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G1X. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir del la herramienta DT con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.	58
Figura 15. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G2. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir del la herramienta DT (registro morado) y la herramienta RHOB (registro verde) con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.	59
Figura 16. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G1X. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir del la herramienta DT con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.	60
Figura 17. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G5. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir del la herramienta DT con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.	61
Figura 18. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G6. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir del la herramienta DT con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.	62

Figura 19. Traversa N° 1. Pozos G3, G1, G2, YM1, G1E, G1N	65
Figura 20. Traversa N°2. Pozos G1X, G5, G2.	66
Figura 21. Traversa N° 3. Pozos G8, G1, G11.	67
Figura 22. Mapa Isócoro de facies de canal para la unidad estratigráfica La Cira Shale	69
Figura 23. Mapa de espesor promedio de facies de canal para la unidad estratigráfica La Cira Shale.	70
Figura 24. Mapa de porcentaje de facies de canal para la unidad estratigráfica La Cira Shale.	71
Figura 25. Mapa de porosidad efectiva promedio para la unidad estratigráfica La Cira Shale.	72
Figura 26. Mapa Isócoro de facies de canal para la unidad estratigráfica Colorado A1.	73
Figura 27. Mapa de espesor promedio de facies de canal para la unidad estratigráfica Colorado A1.	74
Figura 28. Mapa de porcentaje de facies de canal para la unidad estratigráfica Colorado A1.	75
Figura 29. Mapa de porosidad efectiva para la unidad estratigráfica Colorado A1.	76
Figura 30. Mapa Isócoro de facies de canal para la unidad Colorado A2.	77
Figura 31. Mapa de espesor promedio de facies de canal para la unidad Colorado A2.	78
Figura 32. Mapa de porcentaje de facies de canal para la unidad Colorado A2.	79

Figura 33. Mapa de porosidad efectiva para la unidad estratigráfica Colorado A2.	80
Figura 34. Mapa Isócoro de facies de canal para la unidad Colorado A3.	81
Figura 35. Mapa de espesor promedio de facies de canal para la unidad Colorado A3.	82
Figura 36. Mapa de porcentaje de facies de canal para la unidad Colorado A3.	83
Figura 37. Mapa de porosidad efectiva para la unidad estratigráfica Colorado A3.	84
Figura 38. Mapa Isócoro de facies de canal para la unidad Colorado A4.	85
Figura 39. Mapa de espesor promedio de facies de canal para la unidad Colorado A4.	86
Figura 40. Mapa de porcentaje de facies de canal para la unidad Colorado A4.	87
Figura 41. Mapa de porosidad efectiva para la unidad Colorado A4.	88

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación simplificada de los ambientes de depositación (Boggs 2001) En asterisco se señala el conjunto depositacional primario y los ambientes principales a tratar en este estudio.	30
Tabla 2. Facies y asociaciones de facies en la caracterización de ambientes para la Formación Colorado en el Campo Galán. (SARMIENTO 2008).	38
Tabla 3. Topes (ft) de las unidades estratigráficas de la Formación Colorado en el Campo Gala en (TVDSS).	46
Tabla 4. Espesor neto de arenas de cada pozo del Campo Gala (ft), para cada unidad estratigráfica de la Formación Colorado. En rojo los valores máximos y mínimos para cada unidad	48
Tabla 5. Valores correspondientes a espesor promedios de canales (ft), para cada unidad estratigráfica de la Formación Colorado. En rojo los valores máximos y mínimos de esta relación para cada unidad	49
Tabla 6. Valores correspondientes al porcentaje de facies de canal (%), de cada pozo del Campo Gala para cada unidad estratigráfica del Formación Colorado. En rojo los valores máximos y mínimos para cada unidad	50
Tabla 7. Porosidades efectivas promedio (%), de los intervalos arenosos, para cada unidad estratigráfica de la Formación Colorado. En rojo los valores máximos y mínimos de cada unidad	63

RESUMEN

TITULO:

MODELO ESTRATIGRAFICO DEL CAMPO GALA PARA LA FORMACION COLORADO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*

AUTOR: ORTIZ QUIROS, Johan Leonardo**

PALABRAS CLAVES: Modelo, Facies, Estratigrafía, Formación Colorado

DESCRIPCIÓN:

Con base en la interpretación de registros eléctricos de 12 pozos pertenecientes al Campo Gala, Valle Medio del Magdalena, se caracterizó ambientalmente la Formación Colorado, reconociéndose las facies (canal, *crevasse splay* y *floodplain*), identificando ciclos estratigráficos de alta y baja frecuencia y la variación lateral de dichas facies por medio de correlaciones estratigráficas, además de la distribución de estas, representadas en mapas de facies de canal y mapas isócoros para las unidades operacionales de la Formación Colorado, identificando zonas con mayor desarrollo de facies reservorio dentro del Campo Gala.

Los resultados obtenidos se encuentran ligados al modelo petrofísico del Campo Gala para la Formación Colorado por medio de mapas de porosidades efectivas de facies de canal, indicando zonas con propiedades petrofísicas óptimas de las facies productoras del campo, mostrando la eficaz información que brinda el modelo estratigráfico.

En esta medida este trabajo brinda valiosa información del sistema petrolífero, que se puede aplicar para efecto de futuras perforaciones y trabajos con el objetivo de aumentar el recobro en el Campo Gala, identificando las facies *floodplain* como buen sello y las facies de canal como buenos reservorios, sugiriendo las facies de *crevasse splay* rocas intermedias en cuanto a acumulación de hidrocarburos, de una de las formaciones de mayor interés económico en la cuenca del Valle Medio del Magdalena .

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Geología Néstor Gamba Ruiz.

ABSTRACT

TITLE:

STRATIGRAPHIC MODEL OF THE GALA FIELD FOR THE COLORADO FORMATION IN THE MAGDALENA'S MIDDLE VALLEY.*

AUTHOR: ORTIZ QUIROS, Johan Leonardo**

KEY WORDS: Model, Facies, Stratigraphy, Colorado Formation

DESDRIPTION:

Based on the interpretation of electrical logs of 12 wells at the Gala Field, Middle Magdalena Valley, it was characterized the Colorado Formation environmentally; being recognized the following facies mainly (channel, crevasse splay and floodplain), identifying stratigraphic cycles of high frequency and the lateral variation of these facies by means of stratigraphic correlations, besides the distribution of these ones represented in maps of thickness of facies and isochore maps represented by each one operational units of the Colorado Formation to identify the reservoirs facies in the Field.

The obtained results are correlated with the petrophysic model of the Gala Field, using the efective porosity maps of the channel facies, this maps illustrate the best petrophysics propieties of the productive facies of the field. showing the effective information that offers the stratigraphic model.

In this manner, this work shows valuable information of the petroleum system, that could be used to program future drilling operations, and enhanced recovery in the Gala field identifying the facies of floodplain like good seal and the channel facies like good reservoirs suggesting the facies of crevasse splay like intermediate rocks for accumulation of hydrocarbons of one of the formations of more economic interest in the Middle Magdalena Valley Basin.

* Degree Work

** Physical Chemical Engineering, Chemical Engineering School, Geo. Nestor Gamba Ruiz

1. INTRODUCCION

La empresa ECOPETROL S.A. y el grupo de investigación en estratigrafía de la UIS, (GIE) tienen como objetivo fortalecer el conocimiento sedimentológico y estratigráfico de las cuencas donde opera ECOPETROL, enfocado este trabajo a la cuenca del Valle Medio Del Magdalena, específicamente la Formación Colorado, catalogada como una de las de mayor potencial e interés económico para la empresa en la cuenca. En esta medida se hace indispensable conocer e identificar su situación estratigráfica, que brindara valiosa información de todo el sistema petrolífero, en cuanto a continuidad de las facies, variación de los espesores y relación entre las formaciones superiores e inferiores ubicándonos concretamente en el Campo Gala.

Este trabajo tiene como objetivo principal caracterizar estratigráficamente la Formación Colorado, a partir de la interpretación de registros eléctricos correspondientes a 12 pozos del Campo Gala, los cuales se encuentran distribuidos a lo largo de todo el campo, teniendo así una idea clara del comportamiento lateral de las facies presentes en la Formación Colorado, además de identificar unidades estratigráficas y áreas con potencial para la acumulación de hidrocarburos dentro de la Formación Colorado en el Campo Gala.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Caracterizar estratigráficamente la Formación Colorado, a partir de la interpretación de registros eléctricos correspondientes a 12 pozos del Campo Gala.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Identificar facies, su distribución y relación, además de sus respectivas variaciones laterales presentes en la Formación Colorado, incluyendo espesores de canales, *crevasse splay* y llanuras de inundación.
- Realizar el amarre del modelo estratigráfico con el modelo petrofísico del Campo Gala para la Formación Colorado.
- Determinar posibles unidades y zonas productoras para la Formación Colorado dentro del Campo Gala.

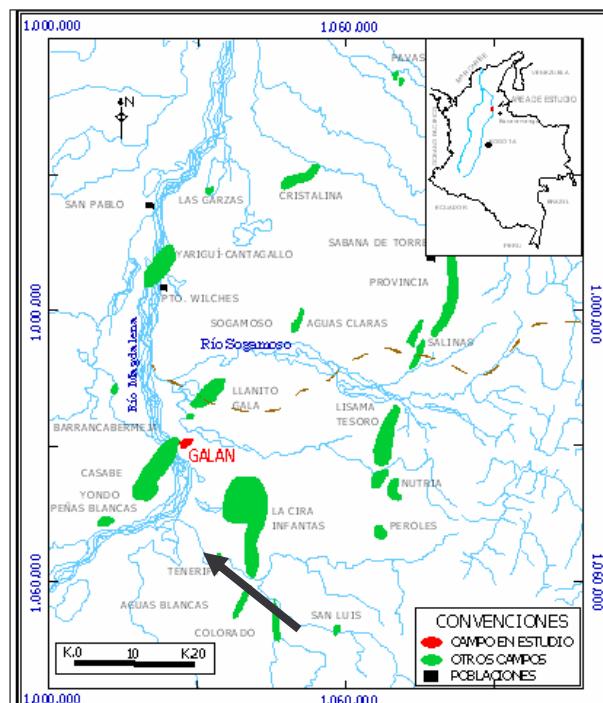
3. ESTADO DEL ARTE

3.1 LOCALIZACION DEL ÁREA DE ESTUDIO

El Campo Gala está localizado en la parte Norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, (Fig.1). Limita al Norte con el Río Sogamoso, al Sur con el Campo Galán – San Silvestre, al Este con la Ciénaga de San Silvestre y al Oeste con la Ciénaga de Llanito, comprendido dentro de las coordenadas geográficas:

N: 1'288.000 a 1'277.000 E: 1'022.000 a 1'030.000

Figura 1. Localización del área de estudio. Campo Gala. ROJAS (2000).



3.2 MARCO GEOLOGICO

La evolución tectónica del área de estudio durante el Mesozoico y Cenozoico involucró múltiples estadios. Cada uno de estos estadios de evolución se caracteriza por un estilo propio de deformación y una correspondiente sucesión estratigráfica. (GOMEZ 2005). A la vez se presenta una íntima relación entre la tectónica y la sedimentación, la cual tiene importantes implicaciones en la geología del petróleo de la cuenca. (DENGO 1993).

- *Cuenca extensional de retroarco (Triásico-Jurásico)*: Se desarrollaron sistemas de graben y depósitos continentales representados por la Formación Girón.

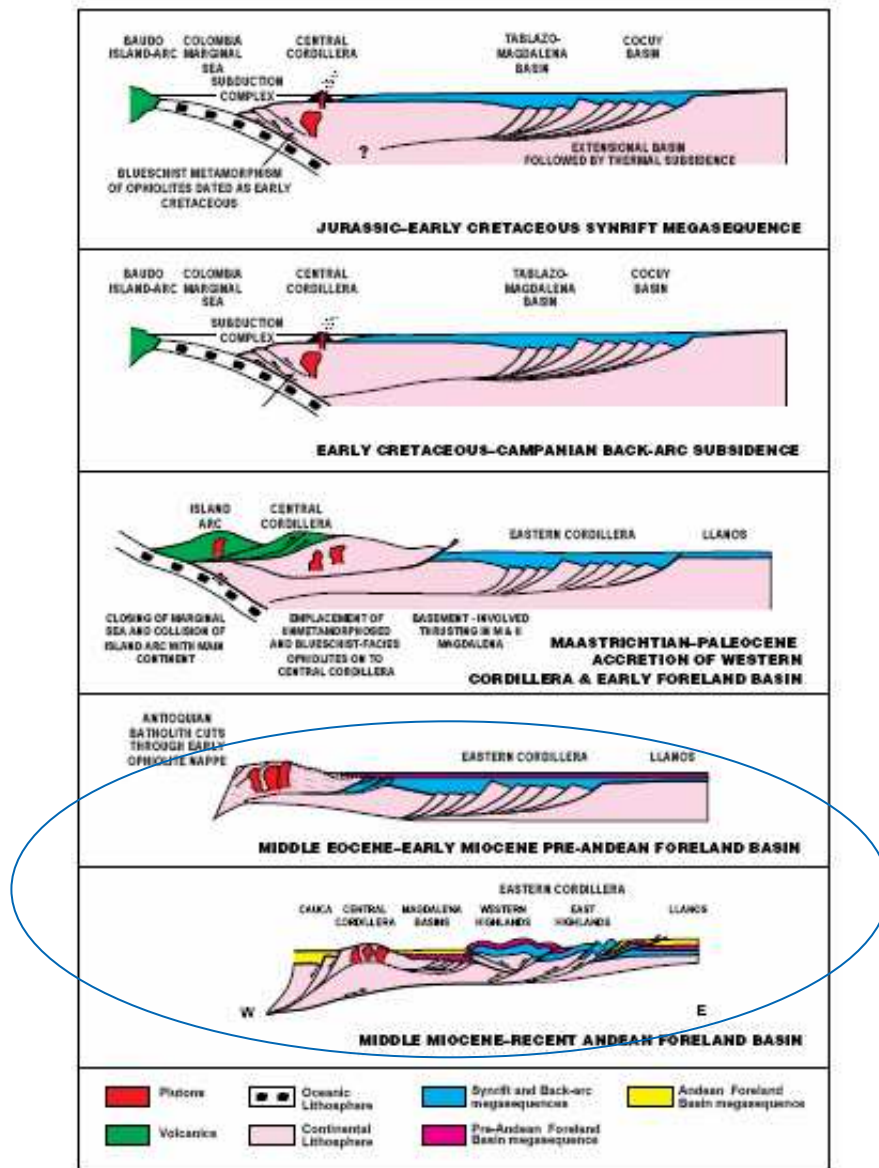
- *Cuenca Pericratónica (Cretáceo – Paleoceno)*. El principal evento es la subsidencia continua relacionada a la apertura de la cuenca como efecto del evento del megagrabén activo. La cuenca se rellenó de sedimentos depositados en ambientes transicionales a marinos someros. La Formación Lisama del Paleoceno representa la regresión final y abandono de los ambientes marinos.

- *Cuenca Antepaís (Eoceno – Mioceno temprano)*. La cuenca se rellenó de sedimentos cuya depositación fue controlada por el levantamiento de la Cordillera Central y su vergencia tectónica hacia el Este. A la base de esta secuencia se presenta la discordancia regional del Eoceno y la mega secuencia depositada sobre esta, involucra rocas fluviales de las formaciones la Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. La principal fuente de sedimentos fue la cordillera Central, el Macizo de Santander y los paleoaltos de La Cira y Cáchira. (COOPER 1995).

- *Cuenca Intramontaña (Mioceno)*. El principal evento tectónico fue la Orogenia Andina. El levantamiento de la Cordillera Oriental significó el inicio de la cuenca Intramontaña del Magdalena, limitada al Oeste por la Cordillera Central y al Este por el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental.

La correspondiente mega secuencia es molásica representada por el grupo Real, la cual involucra tres secuencias de segundo orden que representan tres pulsos del levantamiento. (GOMEZ 2005). En la Figura 2 se resume el marco geológico y tectónico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Figura 2. Resumen del marco geológico y tectónico de la Cordillera Oriental y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. (COOPER 1995). El círculo azul señala las etapas de interés en este estudio, que son la de cuenca antepaís y la de cuenca intramontaña.



El Campo Gala corresponde al sector más Norte del tren productivo del sistema de fallas de Casabe. El aceite original reportado en la actualidad es de 314 Mbbls, a la fecha cuenta con una producción diaria de 1.923 BOPD y 1.515 KPCD de gas, con una producción acumulada a Marzo de 2004 de 40´439.000 Bbls de aceite y 73,260 MPC de gas. (SANTACRUZ 2004).

La roca generadora de aceite se ubica en sedimentos Cretáceos marinos de la Formación La Luna, cuya migración ocurrió en el Mioceno Tardío (RAMON 1997), favorecida por el intenso fallamiento del área; los sedimentos Terciarios, Eoceno Superior-Oligoceno, de tipo fluvio-deltaico, constituyen la roca almacenadora del Campo.

3.2.1 ESTRATIGRAFIA DE INTERES EN EL AREA DE ESTUDIO

La mayor parte de la secuencia perforada en el campo Gala se encuentra representada por unidades del terciario (SANTACRUZ 1987), comenzando la perforación en superficie sobre la Formación Mesa

3.2.1.1 Formación La Paz - Esmeraldas (Eoceno) ZONA D.

En la nomenclatura estándar propuesta por Morales *et al* 1958 en (DE PORTA 1974) la Formación La Paz representa la parte inferior del Grupo Chorro. Consta de areniscas masivas, conglomeráticas, de color gris claro, con estratificación cruzada y con intercalaciones dispersas de limonitas y shales que se encuentran principalmente en los dos tercios inferiores de la formación. En la parte inferior de la formación se encuentra un nivel de lutitas arenosas que constituyen el Miembro Toro. La Formación La Paz varía considerablemente de espesor de unas áreas a otras. En la sección tipo su espesor es de unos 1000 m.

La base de la Formación La Paz, es decir el Miembro Toro, descansa discordante sobre la Formación Lisama. El límite superior con la Formación Esmeraldas es concordante y transicional. Este límite se coloca donde empiezan las capas delgadas de areniscas y limos que señalan un cambio notable en relación con la sedimentación en bancos masivos que caracteriza a la Formación La Paz.

La ausencia de fósiles en esta formación ha obligado a establecer su edad a partir de su posición estratigráfica. Teniendo en cuenta la edad Paleocena que tiene la Formación Lisama infrayacente y la edad eocena de la Formación Esmeraldas suprayacente, se ha determinado una edad del Eoceno Superior para la Formación La Paz.

La Formación Esmeraldas representa la unidad superior de las dos que componen el Grupo Chorro. El nombre de esta formación proviene del Caserío Esmeraldas junto al Río Sogamoso donde se encuentra su sección tipo. Litológicamente consta de areniscas y limolitas compactas dispuestas en capas muy delgadas o láminas, micáceas, de grano fino y de color gris, que alternan con shales gris oscuras que localmente pueden presentarse moteadas de rojo, púrpura y marrón. Algunos lentejones de carbón pueden presentarse dispersos. En la parte superior de la Formación Esmeraldas se encuentra el Horizonte fosilífero Los Corros. El espesor de la formación es de unos 1200 m. aproximadamente. La Formación Esmeraldas descansa concordante sobre la Formación La Paz y el límite es transicional. Se viene colocando donde termina la sedimentación masiva de la Formación La Paz y empieza la aparición de areniscas y limolitas en bancos delgados que corresponden a la Formación Esmeraldas. El contacto superior entre el Horizonte Los Corros y la Formación Mugrosa queda determinado por una discordancia aunque algunos autores señalan que la presencia de una litología similar en la base de la Formación Mugrosa puede oscurecer esta discordancia. (DE PORTA 1974)

3.2.1.2 Formación Mugrosa (Oligoceno).

Según Morales *et al.* 1958 en (DE PORTA 1974) el nombre de Mugrosa fué introducido por GILL, en 1928 y deriva de la Quebrada Mugrosa donde tiene su sección tipo. En el sentido dado por GILL esta Formación comprendía todos los sedimentos entre el límite superior de la Formación Toro y la parte superior del horizonte fosilífero Mugrosa. Posteriormente se redefinió esta unidad entre el límite superior de los horizontes fosilíferos Los Corros y Mugrosa. 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 masivos moteados con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. En la parte superior se encuentran areniscas a veces con cantos que se intercalan con shales moteados.

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 a 500m. (DE PORTA 1974).

Zona B: Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones partas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies. (ROJAS 2000).

Zona C: Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza. Con un espesor promedio de 550 pies. (ROJAS 2000).

3.2.1.3 Formación Colorado (Mioceno). (ZONA A)

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, púrpuras y moteadas 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. (DE PORTA 1974)

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.

Los únicos fósiles conocidos hasta el presente de la Formación Colorado corresponden a Moluscos de agua dulce y salobre que se encuentran distribuidos en varias capas pertenecientes a los 100 m superiores. Constituyen el llamado Horizonte fosilífero La Cira Shale.

El ambiente de sedimentación constituyó un valle fluvial con amplios canales principales y tributarios con desarrollo de facies asociadas. El ciclo completo se inicia con facies de canal, pasando a facies de desborde, finalizando en facies de

lagos y paleosuelos. (SANTACRUZ 2004). Su espesor es variable entre 1200 y 2500m.

3.2.1.4 Formación Real (Mioceno-Plioceno)

En la nomenclatura estándar propuesta por Morales *et al.* 1968 en (DE PORTA 1974) para el Valle Medio del Magdalena el Grupo Real constituye un conjunto formado por conglomerados, areniscas y shales que se encuentran comprendidos entre la Formación Colorado en la base y la Formación Mesa en la parte superior. En el área del Río Opón esta unidad descrita por Wheeler 1935 en (DE PORTA 1974) fue dividida en cinco formaciones que desde la base a la parte superior son: Lluvia, Chontorales shale, Hiel, Enrejado shale y Bagre. En este mismo orden la sucesión estratigráfica está formada por 30 m de conglomerados con cantos de lilitas, cuarzo, fragmentos de carbón y mineral arcilloso de hierro. Siguen 500 m de areniscas conglomeráticas, con estratificación cruzada con intercalaciones de shales de color moteado de gris y azul (Formación Lluvia). Por encima de estas areniscas se encuentran unos 1300 m de shales moteadas de gris y rojo con areniscas en capas delgadas, con estratificación cruzada y ripple-marks (Chontorales shale). Un nuevo tramo de areniscas de 1100 m de espesor sigue a continuación, pero contiene menor cantidad de fragmentos de carbón que la arenisca inferior (Formación Hiel). En este nivel son frecuentes los troncos carbonizados y silicificados. Continuando hacia la parte alta aparecen 500 m de shales moteadas de color rojo gris, púrpura y pardo que alternan con areniscas en capas delgadas (Enrejado shale). Por último la sucesión termina con una arenisca frecuentemente conglomerática con estratificación cruzada y en la que son abundantes maderas carbonizadas y restos de hojas (Formación Bagre).

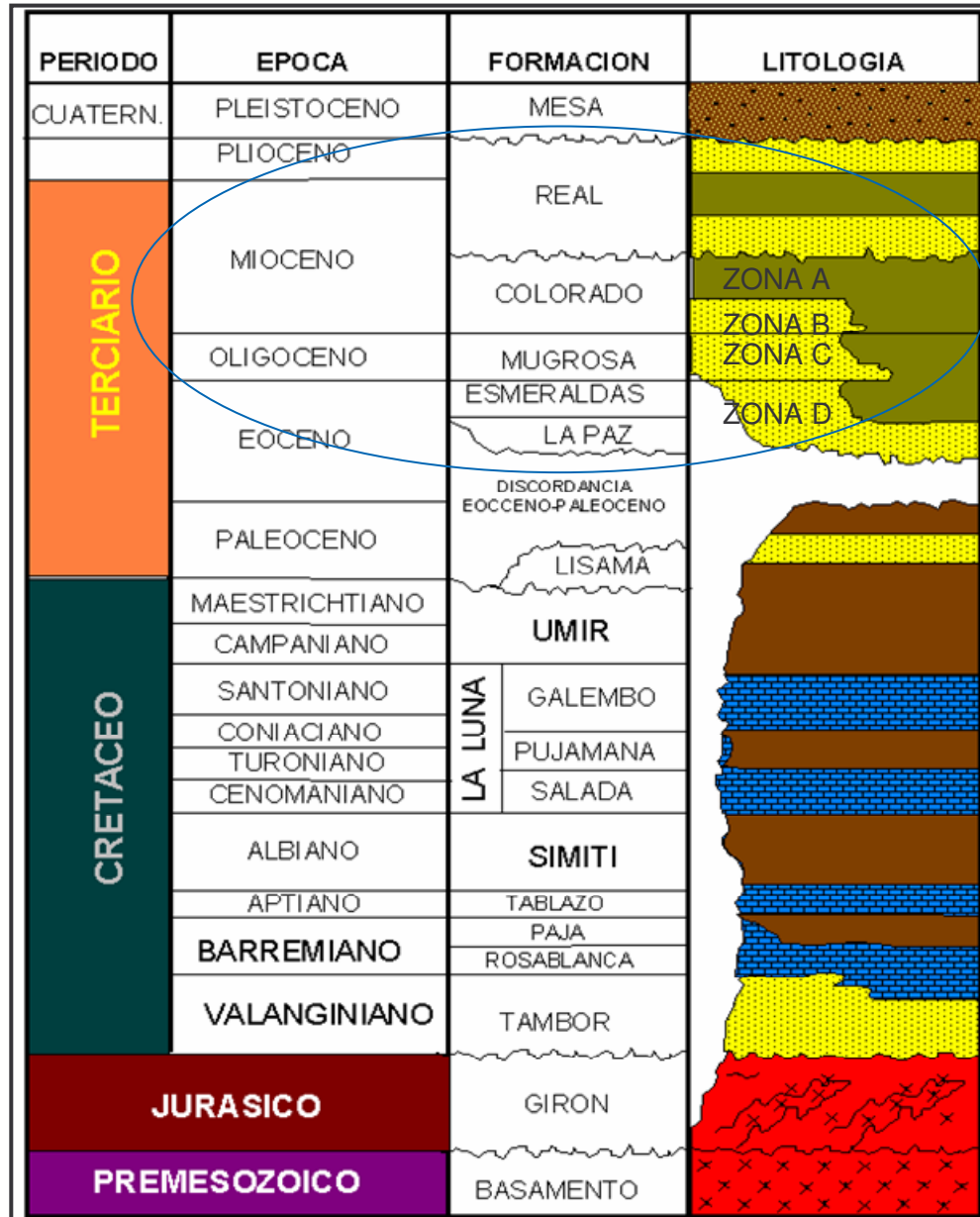
Una de las características que presenta el Grupo Real es la presencia de abundante hornblenda y magnetita en varios de los niveles de areniscas. Esta abundancia de hornblenda estaría en relación con la actividad volcánica de la Cordillera Central que se iniciaría con el Mioceno.

3.2.1.4 Formación Mesa

El nombre de Mesa no corresponde a ninguna localidad ni accidente geográfico. Simplemente hace referencia al carácter morfológico que presentan estos sedimentos tabulares y que por efectos de la erosión destacan sobre la planicie con el aspecto de grandes mesas. El término ha tenido una amplia difusión y como tal se encuentra muy arraigado.

La unidad consiste de conglomerados líticos, areniscas y tobas andesíticas pobre a moderadamente consolidadas. En los materiales piroclásticos hay fragmentos de andesita, dacita, pumita y cenizas con fragmentos de cuarzo. Estos sedimentos fueron derivados de las Cordilleras Central y Oriental y depositados o retrabajados por abanicos aluviales y corrientes fluviales. (DE PORTA 1974)

Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada, Cuenca Valle Medio del Magdalena. (ROJAS 2000). En el círculo azul se observa las formaciones descritas anteriormente y de interés para este trabajo.



3.2.2 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

La estructura del Campo Gala corresponde a un anticlinal con dirección preferencial Noreste, con cabeceo al Norte, controlada por fallas de Rumbo de dirección Suroeste – Noreste, que corresponden a la prolongación Norte de la denominada falla de Casabe. Con sierra propio en el sector más Norte.

El flanco este del anticlinal esta controlado por fallas normales con dirección Noreste – Este, que dividen la estructura en bloques. (SANTACRUZ 2004).

Figura 4. Modelo estructural del Campo Gala. El círculo rojo señala el área que comprende los pozos objetivo en este trabajo. (ORTIZ et. al 2007).



De acuerdo al comportamiento de producción de los pozos en el Campo Gala, se puede identificar que el factor controlador en la acumulación de hidrocarburos es la calidad de los diferentes tipos de roca, además de la posición estructural de las diferentes unidades.

3.3 AMBIENTES DE DEPÓSITO

Un ambiente de depositación está caracterizado por un conjunto geomorfológico particular en el cual un grupo de procesos químicos físicos y biológicos opera para generar un cierto tipo de depósito sedimentario. (Boggs, 2001).

El ambiente físico esta caracterizado por elementos estáticos y dinámicos. Los elementos físicos estáticos incluyen la geometría de la cuenca; materiales siliciclásticos depositacionales como grava, arena y lodo; profundidad del agua; y temperatura. Los elementos físicos dinámicos incluyen factores como la energía y dirección de flujo del fluido (agua, viento, hielo, precipitaciones, nevadas) los cuales influyen las corrientes y olas. Las características químicas de los ambientes (salinidad, pH, Eh, y el contenido de dióxido de carbono y oxígeno) controlan los procesos químicos, como la precipitación de minerales. Las características biológicas se restringen a las actividades de los organismos (crecimiento de plantas, madrigueras, descanso, alimentación / ingestión de sedimento y extracción de sílice y carbonato de calcio para generar material esquelético) y la presencia de restos orgánicos como material depositacional.

Se reconocen a grosos modo tres ambientes depositacionales principales: Continental, Marino Marginal y Marino. Cada uno de estos ha sido subdividido por diferentes autores dentro de variados y numerosos subambientes.

De manera sencilla la tabla 1, ilustra una clasificación que envuelve el conjunto depositacional primario, el ambiente principal y el subambiente.

Tabla 1. Clasificación simplificada de los ambientes de depositación (Boggs 2001) En asterisco se señala el conjunto depositacional primario y los ambientes principales a tratar en este estudio.

Conjunto Depositacional Primario	Ambiente Principal	Subambiente
*CONTINENTAL	*Fluvial	Abanicos Aluviales
		Corrientes Trenzadas
		Corrientes Meándricos
	Desértico	
	Lacustre	
Glaciar		
MARINO MARGINAL	Deltaico	Planicie Deltaica
		Frente Deltaico
		Prodelta
	Playa / Islas Barrera	
	Estuario / Lagunal	
Plataforma mareal		
MARINO	Nerítico	Plataforma Continental
		Arrecife orgánico
	Oceánico	Talud Continental
		Piso oceánico profundo

3.3.1 AMBIENTE DE DEPÓSITO CONTINENTAL

En la practica se reconocen cuatro tipos principales de ambientes/medios de deposito continentales: Fluvial (Abanicos aluviales, Ríos), Desérticos, Lacustres

(Lagos) y Glaciales. Siendo completamente estrictos la ocurrencia de cada depósito continental es compuesta, por ejemplo, el sedimento eólico puede ser depositado en ambiente desértico y en algunos sectores del ambiente glacial. El sedimento Lacustre se forma en los lagos, y estos se forman en casi cualquier parte, incluyendo los desiertos y glaciales. Los sedimentos Fluviales son depositados principalmente en sistemas de ríos de regiones húmedas, pero también se generan en ríos dentro de áreas desérticas y ambientes glaciales.

Las Facies depositadas en los ambientes continentales son dominadas por los sedimentos siliciclásticos, una escasez general de fósiles y ausencia completa de fósiles marinos. El sedimento no-siliciclástico como las carbonatos/calizas y evaporitas de agua fresca ocurren también en ambientes continentales, pero son distintivamente subordinados a los depósitos siliciclásticos. Las Rocas sedimentarias continentales son menos abundantes que las rocas marinos y marginales, sin embargo estas forman un importante registro geológico en algunas áreas.

3.3.2 SISTEMAS FLUVIALES

Los depósitos fluviales, se relacionan con un amplio espectro de sedimentos generados por la actividad de los ríos, las corrientes y los flujos de gravedad de sedimentos asociados a estos procesos. Tales depósitos ocurren en el presente bajo una variedad de condiciones climáticas y una variedad de escenarios que van desde áreas desérticas hasta regiones húmedas y glaciales, muchos ambientes fluviales antiguos pueden ser asignados a uno de los tres marcos ambientales generales: abanicos aluviales, ríos trenzados o ríos meándricos. (BOGGS 2001)

Estos ambientes por lo general se encuentran interrelacionados o superpuestos. Por ejemplo, los ríos trezados comúnmente ocurren en muchos abanicos aluviales y contribuyen a la depositación de los abanicos, algunos abanicos en regiones húmedas se mezclan cuesta abajo con sistemas de ríos trezados; y algunos ríos trezados son transformados río abajo en ríos meándricos. (BOGGS 2001).

3.3.2.1 Sistemas de ríos

Los sistemas de ríos a través del tiempo han sido más importantes como conductos transportadores de sedimento en lagos y océanos que como lugar de depositación. El sedimento depositado por los ríos bajo algunas condiciones llega a formar parte del registro sedimentario antiguo. En base a la morfología del canal, un amplio espectro de los ríos es conocido en los ambientes modernos, en rangos dados por la baja sinuosidad o alta sinuosidad, (la sinuosidad es la relación entre la longitud de la corriente del canal y la longitud del valle que contiene el río) y a la prioridad de transporte, principalmente lodo y arena, o principalmente gravas. (GALLOWAY 1996).

3.3.2.1.1 Sistema de ríos trezados

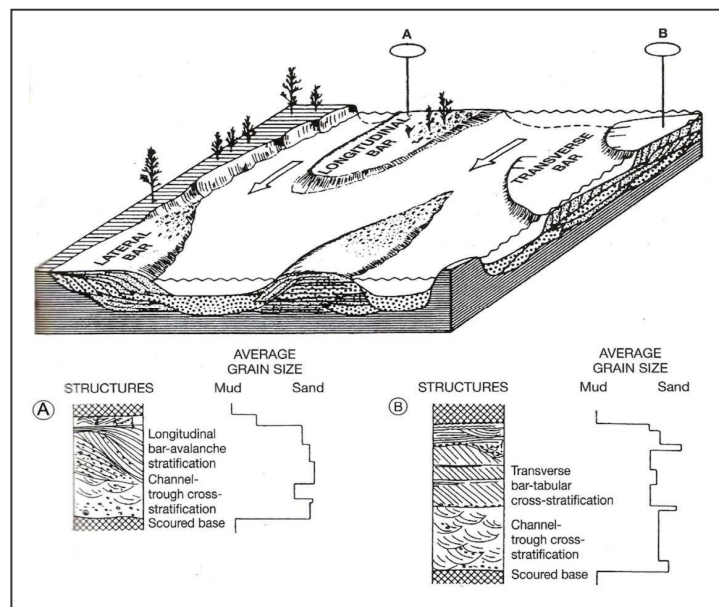
Los Ríos Trezados se distinguen por su baja sinuosidad y por la presencia de muchos canales separados por barras o por pequeñas islas. Los Ríos Trezados gravosos ocurren en áreas de alto relieve y generalmente se encuentran limitados en su área. Comúnmente gradan río abajo, por una abrupta disminución del tamaño de grano, a ríos Trezados arenosos. (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 trenzamiento aparentemente 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 la erodabilidad en los bancos no cohesivos (BOGGS 2001). Durante los periodos de inundación puede depositar todo tipo de tamaños de sedimento. Los ríos trenzados tienden a tener altos gradientes lo cual los hace característicos de los sistemas de ríos montañosos.

Los ríos trenzados están caracterizados por unas estratoformas llamadas barras, las cuales se agrupan en tres grupos básicos: 1) Barras longitudinales, 2) Linguoides y Barras trasversas y 3) Barras laterales incluyendo las Barras puntuales y las Side bars. (figura 5).

Figura 5. Sistema de ríos trenzados y estructuras de barras. La sucesión de facies A es dominada por migración de barras longitudinales de grava. La sucesión B registra la depositación de set sucesivos de estratificación cruzada sobre el relleno del canal trenzado. (MIALL 1996).



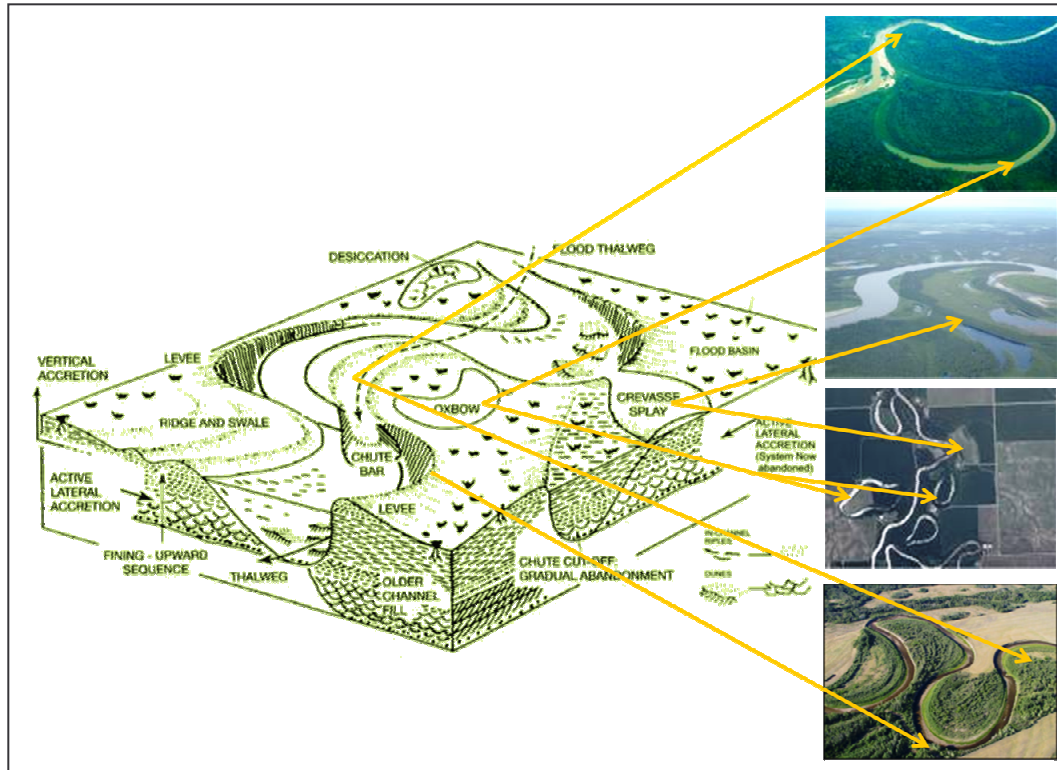
Dentro de condiciones de régimen de flujo alto, que prevalecen en los ríos trezados, la mayoría del sedimento depositado es arena y grava. Los sistemas de ríos trezados pueden ser dominado por gravas o dominados por arenas (MIALL 1996), el lodo se presentara como un elemento subordinado distintivo en los depósitos de corrientes trezadas. Las barras longitudinales tienden a estar compuestas en gran parte de gravas o mezcla de arenas y gravas. Las Barras transversas y laterales son generalmente más arenosas. Las barras longitudinales, gravosas muestran estratificación plana incipiente y estratificación cruzada pobremente desarrollada.

3.3.2.1.1 Sistemas de ríos meándricos

Contrastando las redes de canales que caracterizan los ríos trezados, los ríos meándricos tienden a ser confinados dentro de un canal principal (figura 6), caracterizados por bancos cohesivos difíciles de erosionar. Las corrientes de meandros se caracterizan por su gran sinuosidad, bajos gradientes y carga de sedimentos finos.

Los elementos morfológicos / arquitectónicos (figura 6), consisten fundamentalmente del canal del meandro principal, las barras puntuales que crecen hacia afuera de la parte interior de la curva del meandro, bordes naturales / albardón natural, cuencas de inundación junto a los albardones y oxbow lakes y meandros abandonados. (WALKER 1976) El sedimento se acumula en diferentes partes del sistema debido al flujo del canal y a las inundaciones periódicas. (BOGGS 2001).

Figura 6. Sistema de Río meándrico y sus elementos morfológicos/arquitectónicos. Las flechas indican fotografías de análogos actuales. (BOGGS 2001).



Durante condiciones de flujo bajo, la velocidad máxima del canal se balancea y el flujo retrocede, y además recorre el canal, los bancos se vuelven enormes a lo largo de la flexión cóncava del canal del meandro. Durante condiciones de flujo alto, la corriente toma un patrón recto. El movimiento lateral del conjunto de corrientes forma un fuerte flujo transversal espiral o helicoidal que tiende a deflectar el agua a lo largo del fondo de la corriente desde fuera del banco cóncavo hacia el interior del banco convexo del meandro. Debido a que la fuerza de la deflexión es mas fuerte cerca a superficie, donde la velocidad de la corriente es mas alta que

cerca al fondo, el flujo espiral transversal mueve el agua superficial hacia el exterior del banco, y el agua del fondo hacia el interior del banco. Este componente del flujo helicoidal lleva sedimento a través de la corriente del canal sobre la pendiente del banco adyacente a las barras puntuales (y probablemente a la barra más próxima río abajo), donde es depositado bajo condiciones de baja velocidad. Solo el sedimento más grueso se acumula como carga de fondo en el canal. El sedimento restante se erosiona del banco de la flexión cóncava, que es transportada lateralmente cruzando la corriente, así de una flexión a la siguiente, y el sedimento grueso de la carga de fondo es depositado por acreción en la siguiente barra puntual río abajo. Este proceso causa migración lateral y corriente abajo de los meandros. (MIALL 1995).

3.4 FACIES ESTRATIGRAFICAS

Se denomina facies al conjunto de características litológicas y paleontológicas que permiten diferenciar un conjunto de estratos o paquetes de otros (WALKER 1976). En su forma más simple es un término descriptivo que se puede mencionar como facies arenosas, facies arenosas con estratificación cruzada, facies lodosas etc. Sin embargo, puede usarse en sentido interpretativo, facies marinas, facies fluviales, facies de canal, facies de *crevasse*, facies de *floodplain* etc. (MIALL 1990)

A continuación se describirán las facies a tratar en este trabajo, con algunas características mostradas para la Formación Colorado en otros campos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, que dependiendo de su comportamiento lateral y vertical caracterizan estratigráficamente la Formación Colorado en el Campo Gala.

3.4.1 FACIES DE CANAL

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

3.4.2 FACIES DE CREVASSE SPLAY

Los *crevasse splay* son facies que indican que el río ha roto su barrera natural y se ha desbordado, estas facies tiene cierto interés en la industria petrolera por sus facies de arenosas, aunque no presentan mucha continuidad, los *crevasse splay* o desborde de canal corresponden a depósitos progradacionales identificados por la facies de arenas bioturbada, arenas lodosas, arenas con relictos de estratificación cruzada, arena con bioturbación en menor proporción. (ROJAS 2000).

3.4.3 FACIES DE LLANURA DE INUNDACION O FLOODPLAIN

Las facies de floodplain o de llanura de inundación representan ambientes de baja energía, donde el río toma control de la mayoría del valle. Estos son depósitos de tipo agradacional que corresponden a limolitas y arcillolitas de color gris verdoso representadas por las subfacies arcillolita, arcillolita bioturbada, limolita y limolita bioturbada. (ROJAS 2000).

Tabla 2. Facies y asociaciones de facies en la caracterización de ambientes para la Formación Colorado en el Campo Galán. (SARMIENTO 2008).

Formación	Asociación Facial	Facies	Características	Ambiente
COLORADO	1	Shcl	Shale calcáreo con laminación plano paralela	Lago
		Shl	Shale con laminación plano paralela	
	2	Fl	Limolita	Crevasse Splay
		FLbp	Limolita bioturbada con desarrollo de paleosuelos	
		Ac	Arenisca calcárea.	
		A	Arenisca.	
		Al	Arenisca lodosa	
		Ab	Arenisca bioturbada	
	3	FLbp	Limolita bioturbada con desarrollo de paleosuelos	Llanura de inundación
		Albp	Arenisca lodosa con bioturbación y/o desarrollo de paleosuelo	
		FAp	Arcillolita con desarrollo de paleosuelos	
	4	Acg	Arenisca conglomerática	Canal
		Ab	Arenisca bioturbada	
		A	Arenisca.	
		Arx	Arenisca con relictos de estratificación cruzada	

3.5 ELECTROFACIES

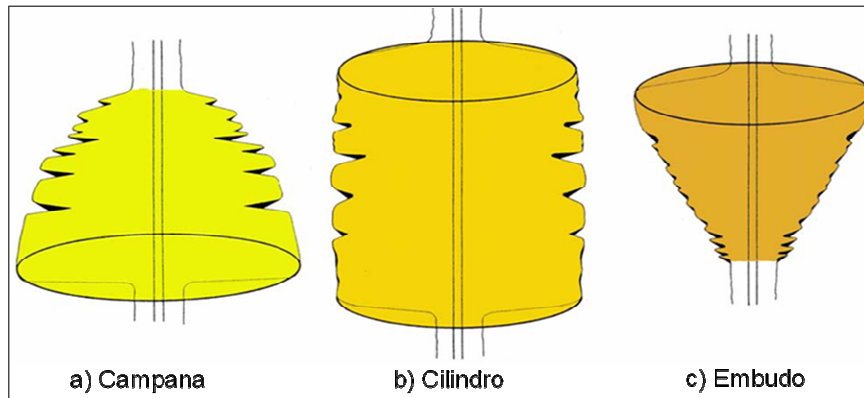
Cuando las características anteriormente mencionadas (Tabla 2), no se toman a partir de la descripción directa de la Formación, y por el contrario se toman a partir del comportamiento de los registros de pozo se denominan electrofacies. El análisis de los registros de pozo es la técnica mas empleada a la hora de

caracterizar las Formaciones que componen un yacimiento, por obvias razones, ya que los registros presentan mayor continuidad a lo largo del pozo, al contrario de los corazones, e incluso de afloramientos, ya que en varias ocasiones no contamos con el total de una secuencia estratigráfica aflorando en superficie.

Asociar los registros de pozos a facies litológicas no es una tarea sencilla, pues en determinadas ocasiones los registros no reflejan las verdaderas condiciones de las rocas y se ven afectadas por otros factores, o simplemente la naturaleza misma de la roca produce un efecto en los registros que no dan mucha claridad a la hora de ser interpretados, el registro SP es a sido ampliamente estudiado para realizar este tipo de interpretaciones faciales (NANZ 1959) la naturaleza de este registro sirve para determinar el tipo de litología que está registrando en cuanto a tamaño de grano, es decir, gruesos aumenta, finos disminuye, de esta manera se han realizado conclusiones importantes a partir de este tipo de registro.

El criterio utilizado para la caracterización de facies fluviales en este trabajo, consiste en la identificación de la forma del registro, una primera forma puede ser la forma de campana, (Figura 7a), esta figura de campana muestra una secuencia granodecreciente que se consideran como facies de canal, estos excelentes reservorios en depósitos de ambientes fluviales, ya que por lo general muestran buenas continuidades y espesores, la siguiente forma (Figura 7b) corresponde a la forma de cilindro, la cual se interpreta como paleosuelos, facies finas o floodplain que generalmente presentan continuidades relativamente mayores. Por último, esta la forma de embudo (Figura 7c) se interpreta como un ambiente de crevase, que son arenas con poca continuidad.

Figura 7. Formas generadas por el registro SP. a) Registro en forma de campana. b) Registro en forma de cilindro. c) Registro en forma de embudo. (NANZ 1959).



4. METODOLOGIA

La metodología que se llevó a cabo para la obtención de los objetivos propuestos para este trabajo contempla varias etapas:

A continuación se describirá paso a paso el proceso metodológico realizado para la obtención de los objetivos propuestos de este trabajo.

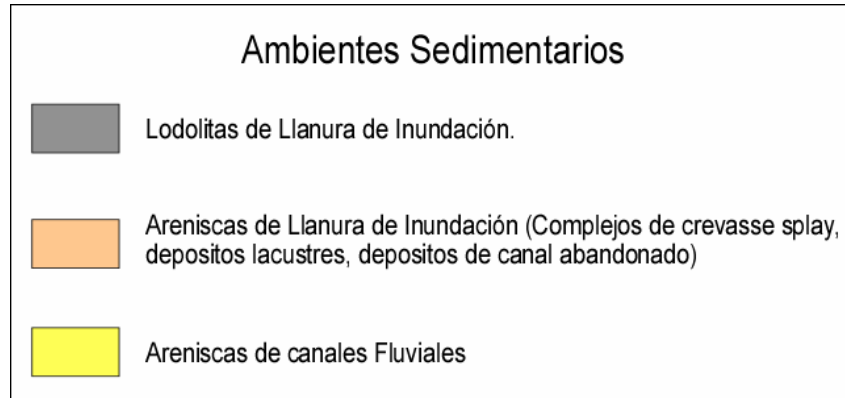
4.1 REVISIÓN RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Información existente del área de estudio plasmada en informes anteriores, publicaciones geológicas, interpretaciones elaboradas, con el fin de brindar el conocimiento previo requerido para el desarrollo del proyecto.

4.2 INTERPRETACIÓN AMBIENTAL DE 12 POZOS. FACIES (CANAL, CREVASSE SPLAY, FLOODPLAIN)

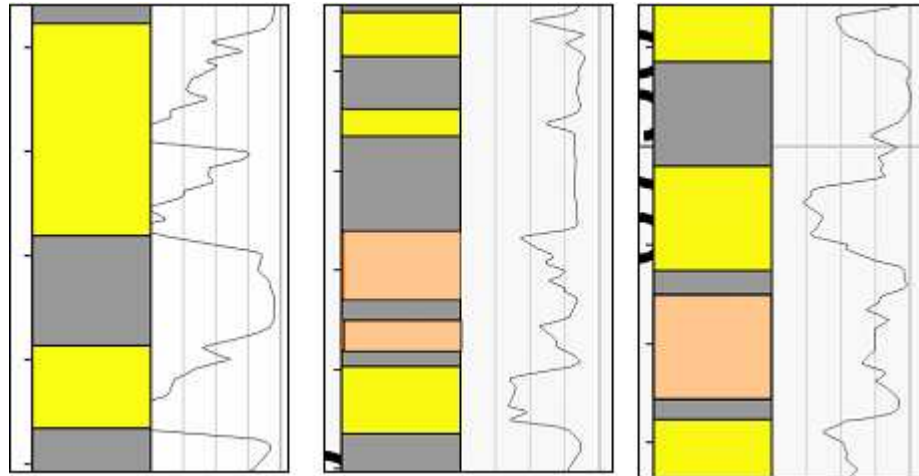
Por medio de los registros SP y GR se identificaron las electrofacies presentes en la Formación Colorado, de acuerdo al comportamiento y deflexiones de los registros antes mencionados, aunque el registro GR enmascara algunas propiedades en las rocas debido al alto porcentaje de feldespato potásico en las arenas de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, por esta medida el registro litológico más utilizado para la interpretación de electrofacies de los pozos utilizados para este trabajo corresponde al registro SP, el cual corresponde a cálculos de corrientes eléctricas originadas 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 una sonda especializada colocada dentro del pozo.

Figura 8. Electrofacies interpretadas en la elaboración del modelo estratigráfico del Campo Gala para la Formación Colorado, con sus respectivas convenciones utilizadas en las correlaciones estratigráficas.



Las electrofacies se interpretan según la secuencia y forma generada por el registro, así la secuencias en forma de campana o secuencias granocrecientes se interpretan como facies de areniscas de canales fluviales, las formas de embudo o secuencias granocrecientes se interpretan como areniscas de llanuras de inundación, sugiriendo ambientes de ruptura de canal o *crevasse splay* y la forma de cilindro con valores altos de SP se interpretan como lodolitas de llanura de inundación o *Floodplain* y con valores bajos de SP como facies de areniscas de canales fluviales. (GALLOWAY 1989).

Figura 9. Interpretación ambiental de un pozo del Campo Gala 5 en la Formación Colorado, según la forma del registro SP.

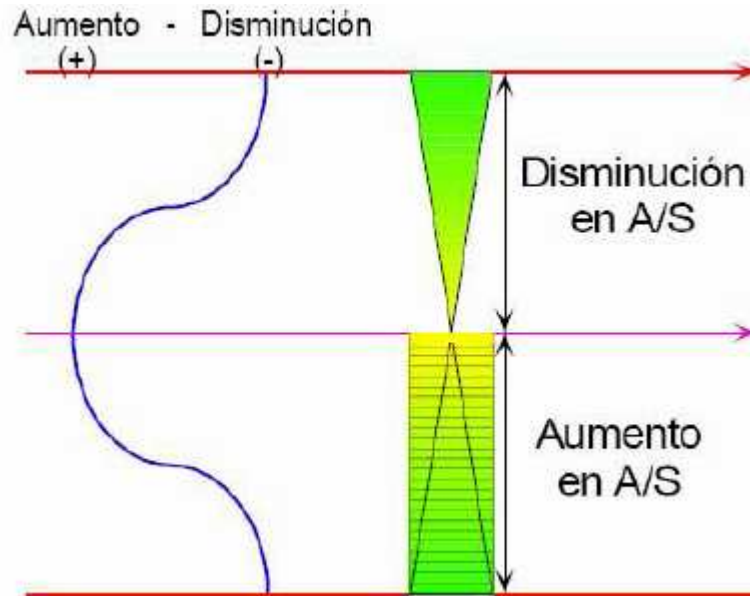


4.3 INTERPRETACIÓN DE CICLOS ESTRATIGRÁFICOS DE ALTA FRECUENCIA

Los cambios en el nivel base estratigráfico siguen el registro sedimentario para preservar la evidencia de los procesos geológicos, de esta manera el aumento o caída de este sugiere procesos de tectonismo local o regional, el cual causa movimientos verticales de levantamiento o subsidencia en la cuenca. (BOGGS 2001).

El reconocimiento de ciclos de la relación A/S, permite analizar la distribución espacial de los depósitos de canal y a su vez el grado de conectividad de los cuerpos.

Figura 10. Ciclos estratigráficos diferenciados por cambios en la relación Acomodación/Suministro y aumento y disminución del nivel base. (RAMON 1997).

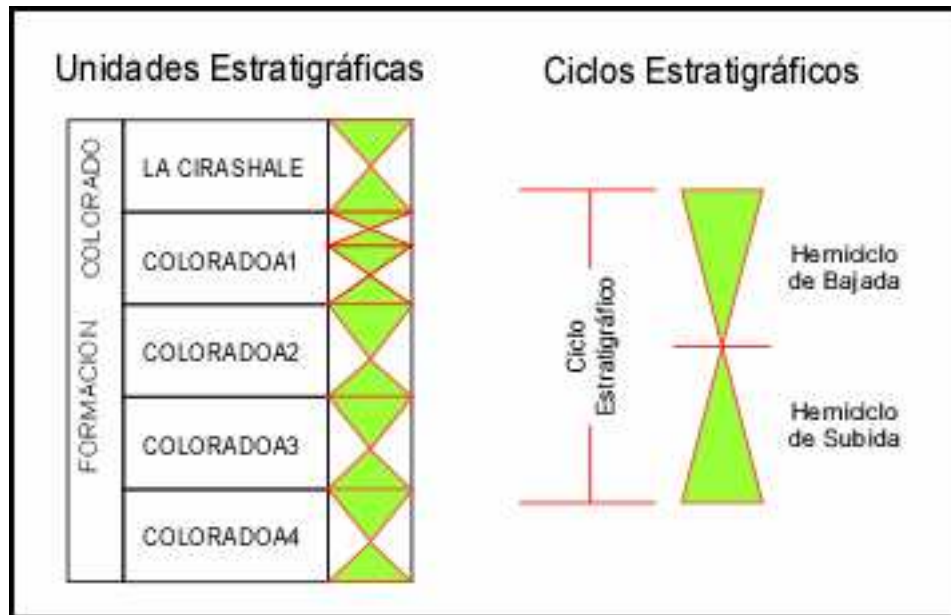


Los mínimos en la relación A/S corresponde a puntos de máxima programación o zonas de mayor amalgamamiento de las facies existentes. (MIALL 1996).

Los máximos en la relación A/S pueden corresponder a superficies de inundación, gran diversidad de facies o intervalos lodosos. Mientras mas duradero sea el hemicyclo de subida de nivel base (aumento en A/S), menos amalgamamiento de los elementos geomorfológicos se van a encontrar. (RAMON 1997).

A partir de la forma de los registros litológicos (GR y SP) se identificaron secuencias que determinan cambios en la relación Acomodación / Suministro (A/S) así como ciclos de subida y caída del nivel base estratigráfico. (CROSS 1998).

Figura 11. Definición de ciclos estratigráficos para las unidades estratigráficas de la Formación Colorado en el Campo Gala.



Para la unidades estratigráficas Colorado A4, Colorado A3 Y Colorado A2 se definieron un ciclo estratigráfico completo e subida y bajada del nivel base respectivamente, mientras que para la unidad Colorado A1, se definieron dos ciclos de cambio de nivel base estratigráfico relativamente mas cortos que los anteriores, siguiendo con un ciclo completo largo de subida y descenso del nivel base para la unidad estratigráfica La Cira Shale.

4.4 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE CAMBIO LATERAL DE FACIES

Para la elaboración de las correlaciones estratigráficas fue necesario identificar las unidades estratigráficas reconocidas por ECOPETROL S.A., que son de base a tope las siguientes:

FOSILES MUGROSA (FM)

COLORADO A4 (COA4)

COLORADO A3 (COA3)

COLORADO A2 (COA2)

COLORADO A1 (COA1)

LA CIRA SHALE (LCS)

Tabla 3. Topes (ft) de las unidades estratigráficas de la Formación Colorado en el Campo Gala en (TVDSS).

POZO	COLORADO A4	COLORADO A3	COLORADO A 2	COLORADO A1	LA CIRA SHALE
G-1	4659	4257	3950	3392	2698
G-1E	4730	4238	3929	3273	2564
G-1X	4805	4311	4016	3423	2967
G-IN	4784	4263	3301	2678	2678
G-2	4653	4162	3979	3402	2676
G-3	4763	4263	3962	3411	2745
G-5	4834	4323	4032	3383	2662
G-6	4701	4196	3899	3347	2555
G-8	4790	4289	3986	3344	2612
G-9	4670	4180	3846	3462	2739
G-11	4408	3940	3610	3125	2375
YM-1	4730	4232	3922	3301	2602

Para cada unidad estratigráfica se identificaron los ciclos de aumento y caída del nivel base así como de la relación A/S, y se correlacionaron estos entre si, generando la inclinación de los intervalos estratigráficos de canales, *crevasse*

splay, y las facies finas de llanura de inundación o *floodplain*; el datum de correlación es el tope de la unidad estratigráfica La Cira Shale, siendo este un marcador regional y muy fácil de identificar mediante registros eléctricos.

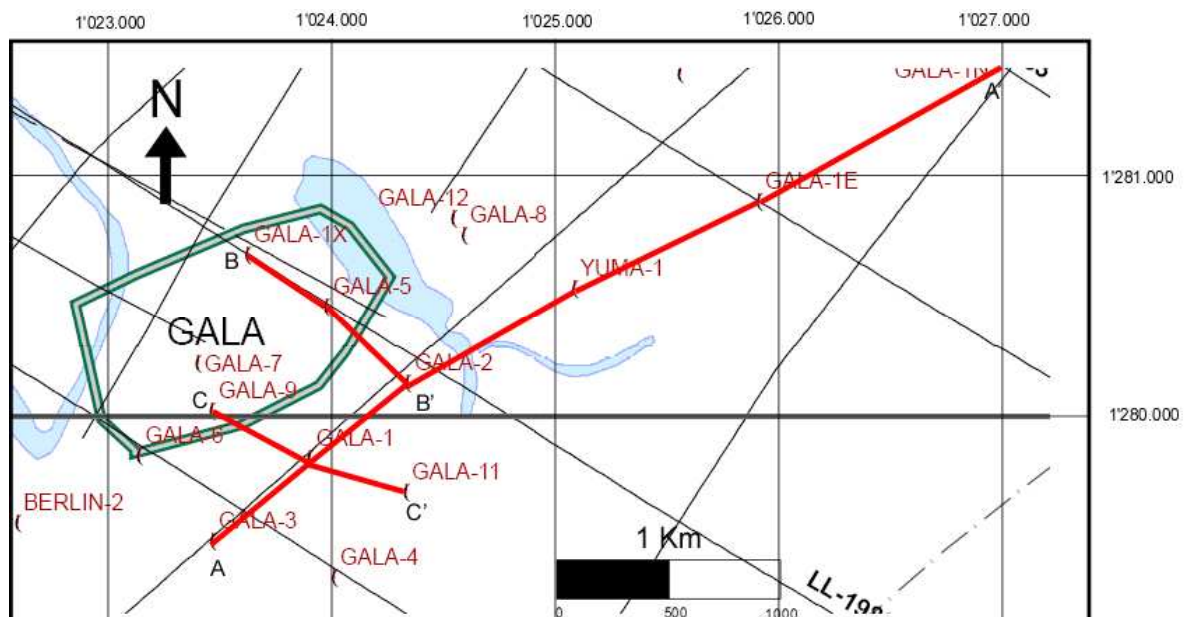
Se trazaron 3 líneas de correlación de la siguiente manera:

Traversa N°1. Pozos: G3 – G1 - G2 - YM1 - G1E

Traversa N° 2. Pozos: G1X - G5- G2

Traversa N° 3. Pozos: G6 - G1 - G11

Figura 12. Distribución espacial de pozos en el Campo Gala y líneas de correlación propuestas.



4.5 MAPAS ISÓCOROS DE FACIES DE CANAL

Los intervalos arenosos fueron sumados para cada unidad estratigráfica dentro de la formación y estos valores son los tenidos en cuenta para la elaboración de los contornos que generaran los mapas de espesor de facies.

Tabla 4. Espesor neto de arenas de cada pozo del Campo Gala (ft), para cada unidad estratigráfica de la Formación Colorado. En rojo los valores máximos y mínimos para cada unidad

POZO	COLORADO A4	COLORADO A3	COLORADO A 2	COLORADO A1	CIRA SHALE
G5	169	133	157	151	110
G2	264	281	142	210	60
G3	282	225	123	123	57
G1	237	173	154	171	43
YM1	190	152	115	160	89
G8	191	262	155	204	60
G9	233	210	161	126	64
G1E	226	218	159	253	182
G1N	294	222	159	189	96
G1X	202	187	175	159	47
G11	221	179	160	135	40
G6	289	223	129	212	51

Estos mapas isócoros de facies de canal, indicaran la densidad de geocuerpos arenosos para la Formación Colorado a lo largo de todo el Campo Gala, aunque no representan direcciones de flujo de los canales, debido a que faltan los contornos estructurales al tope de cada unidad estratigráfica.

4.6 MAPAS DE ESPESOR PROMEDIO DE FACIES DE CANAL

Estos mapas representan el promedio de los espesores de canales en cada unidad estratigráfica, que ayudan a inferir zonas estratigráficamente interesantes del Campo. Los datos representados en estos mapas fueron obtenidos mediante la relación:

$$e / n$$

Donde **n** = numero de canales para cada unidad estratigráfica dentro de la Formación Colorado

e = espesor neto de facies de canal.

Tabla 5. Valores correspondientes a espesor promedios de canales (ft), para cada unidad estratigráfica de la Formación Colorado. En rojo los valores máximos y mínimos de esta relación para cada unidad

POZO	COLORADO A4	COLORADO A3	COLORADO A 2	COLORADO A1	CIRA SHALE
G5	23	22	17	19	16
G2	24	28	35	26	15
G3	20	14	14	14	11
G1	15	17	17	11	10
YM1	21	17	19	16	15
G8	20	28	14	17	12
G9	16	15	21	14	16
G1E	21	24	18	23	26
G1N	20	20	20	21	15
G1X	30	23	29	27	16
G11	16	13	12	14	10
G6	29	22	23	13	13

4.7 MAPAS DE PORCENTAJE DE FACIES DE CANAL

Estos mapas se hicieron con el fin de evaluar el espesor total de intervalos arenosos o goecuerpos de canales, respecto al espesor neto de cada unidad estratigráfica, obteniendo valores de cada pozo para cada unidad estratigráfica mediante la relación:

$$e / E * 100$$

Donde

e = espesor de intervalos arenosos (equivalentes a valores representados en los mapas isócoros de arenas).

E = espesor total de cada unidad estratigráfica dentro de la Formación Colorado en el Campo Gala.

Tabla 6. Valores correspondientes al porcentaje de facies de canal (%), de cada pozo del Campo Gala para cada unidad estratigráfica del Formación Colorado. En rojo los valores máximos y mínimos para cada unidad

POZO	COLORADO A4	COLORADO A3	COLORADO A 2	COLORADO A1	CIRA SHALE
G5	44	26	56	23	15
G2	53	57	67	36	8
G3	53	45	40	22	11
G1	52	43	46	29	6
YM1	36	30	41	25	13
G8	56	47	40	31	8
G9	55	42	48	32	8
G1E	38	44	57	38	25
G1N	53	42	63	29	15
G1X	38	37	59	26	10
G11	38	38	42	24	7
G6	63	44	43	33	6

4.8 MODELO PETROFÍSICO

La interpretación petrofísica es la aplicación de técnicas de integración destinadas a la diferenciación y caracterización de un yacimiento en tipos de roca petrofísicos, que se distinguen una de otra en términos de sus propiedades básicas: asociación de facies, porosidad, permeabilidad y saturación de agua o aceite. (BUENO 1992).

Para este trabajo solo se tomó en cuenta la propiedad petrofísica **Porosidad efectiva**, obtenida a partir del modelo petrofísico para luego empalmar esta información con lo obtenido en el modelo estratigráfico.

4.8.1 POROSIDAD

Por porosidad se entiende como la capacidad de la roca para almacenar fluidos: entre más grande el poro, mejor la capacidad de almacenamiento.

En términos de almacenamiento la porosidad se puede definir entonces como el espacio de la roca ocupado por los fluidos libres (agua/aceite/gas) el agua capilar y el agua ligada a las arcillas. La importancia de la porosidad radica en que es uno de los parámetros de entrada en la determinación volumétrica de hidrocarburos y en los estimativos de reservas. (YEPES 2006).

La porosidad es además la propiedad mas utilizada en la extrapolación de otras variables de un yacimiento, de las cuales tradicionalmente no se cuenta con mediciones continuas, ejemplo la permeabilidad. (TORRES 2002).

Los registros de densidad, neutrón y sónico son las herramientas utilizadas para estimar en forma continua la porosidad de un yacimiento.

A continuación se explicaran brevemente los registros eléctricos empleados en la elaboración del modelo petrofísico y cálculo de porosidades efectivas de la Formación Colorado en el Campo Gala.

4.8.2 REGISTRO DE DENSIDAD

La herramienta de densidad, es corrida en combinación con otra serie de registros, en especial los registros Gamma Ray y neutrón.

La escala de presentación del registro RHOB está por lo general entre 1.9 a 2.9 cuando se espera una matriz de roca predominantemente arenosa y entre 1.95 a 2.95 en caso de registrarse una roca calcárea.

Una fuente radioactiva en la herramienta (Cobalto-60 ó Celsio-137) emite rayos gamma hacia la formación que colisionan con los electrones presentes en la roca (matriz y fluidos). Debido a la colisión nuevos rayos Gamma con menos energía a la emitida son devueltos en dirección a la herramienta en donde los detectores los relacionan directamente con la densidad de electrones asociada a la formación, entre mayor sea la pérdida de energía, mayor la cantidad de electrones, mayor la densidad de la roca. (YEPES 2006).

4.8.3 REGISTRO NEUTRÓN

La herramienta, es corrida en hueco abierto en combinación con los registros Gamma Ray y Densidad, puede ser corrida con Gamma Ray en hueco revestido.

Desde una fuente radioactiva se emiten continuamente neutrones de alta energía (alrededor de 2 Mev) que chocan con los núcleos de hidrógeno en la formación

cuya masa es casi idéntica a la de los neutrones. La colisión entre ambos, neutrones e hidrógenos, es de naturaleza elástica similar a la colisión existente entre varias bolas de billar

Entre colisión y colisión los neutrones van perdiendo energía hasta alcanzar los denominados niveles térmicos, correspondientes a energía alrededor de 0.025 Mev, para luego irse esparciendo aleatoriamente hasta ser absorbidos por la formación.

La herramienta registra la rata con la cual los neutrones van decreciendo hasta alcanzar los niveles térmicos de energía. La herramienta asocia la tasa de decrecimiento o decaimiento de la energía de los neutrones con la concentración de hidrógenos en la formación, la cual se considera directamente proporcional a la porosidad ya que se asume que la mayoría de los hidrógenos están localizados en los fluidos que ocupan el espectro poral de la roca. (YEPES 2006).

4.8.4 REGISTRO SÓNICO

La herramienta sónica, se adquiere en hueco abierto, en compañía, por lo general, de los registros de resistividad y Gamma Ray. Es un registro, a diferencia de RHOB y NPHI, que se corre centrado en el hueco, su escala de presentación se localiza convencionalmente entre 40 y 140 microsegundos por pie, $\mu\text{sec}/\text{ft}$.

El registro sónico mide el tiempo de viaje (Δt) de una onda sónica emitida por la herramienta a través de un espesor determinado de formación. Una vez emitida la señal sónica por la herramienta, esta se refracta en la formación y arriba a los receptores en forma de tres diferentes ondas acústicas:

Las compresionales, las de cizallamiento (shear) y las denominadas ondas de tubo o Stoneley.

A partir de relaciones entre valores obtenidos por medio de las herramientas y patrones petrofísicos se obtienen propiedades petrofísicas que caracterizan la Formación o el yacimiento.

A continuación se mencionarán y se explicaran brevemente las utilizadas en este trabajo.

4.8.5 INDICE DE ARCILLOSIDAD (VshI)

El cálculo del índice de arcillosidad se realizó a partir del perfil de Potencial Espontáneo (SP), utilizando la siguiente ecuación: (MORENO 2003).

$$ISHSP = \frac{SPC - SPCcl}{SPCsh - SPCcl}$$

SPC: Valor del SP corregido proveniente del perfil

SPCcl: Valor del SP Corregido en Arenas, MV

SPCsh: Valor del SP Corregido en Arcillas, MV

4.8.6 POROSIDAD APARENTE A PARTIR DEL PERFIL DE DENSIDAD

El perfil de Densidad, está presente en la mayoría de los pozos y se considera como la mejor herramienta de porosidad por ser la curva menos afectada por condiciones ambientales y efecto de arcillosidad.

Para el Campo Gala se determinó un valor de densidad de la matriz de 2.65 G/CC para las Arenas, se utilizó como valor de densidad del fluido para las arenas el valor de 1.00 G/CC (GUTIERREZ 2001), el cual es el normal para las salinidades de agua de formación encontradas en la zona. La porosidad del Densidad se calculó a partir de la siguiente ecuación: (MORENO 2003).

$$PHID = \frac{RHMA - RHOB}{RHMA - RHFL}$$

Donde:

PHID: Porosidad Total a partir del Densidad, V/V

RHMA: Valor de Densidad de la matriz, G/CC

RHOB: Densidad proveniente del perfil, G/CC

RHFL: Valor de Densidad del fluido, G/CC

4.8.7 POROSIDAD APARENTE A PARTIR DEL PERFIL SONICO

Para efecto de este trabajo se incluye la ecuación normalmente utilizada en el cálculo de la porosidad a partir del Sónico, conocida como la relación lineal de Wyllie. (MORENO 2003):

$$PHIS = \frac{DT - DTMA}{DTFL - DTMA}$$

Donde:

PHIS: Porosidad a partir del Sónico, V/V

DT: Lecturas de Delta T provenientes del perfil, us/ft.

DTMA: Valor de Delta T de la Matriz, = 53 us/ft.

DTFL: Valor de Delta T del Fluido en el Pozo, = 89 us/ft.

4.8.8 POROSIDAD EFECTIVA

Las porosidades calculadas mediante las anteriores ecuaciones son consideradas porosidades aparentes, debido a arcillosidad en las facies arenosas, para el cálculo de las porosidades efectivas y así la corrección de los algoritmos anteriormente mencionados se utilizan las ecuaciones: (MORENO 2003).

$$\text{PHIEDT} = \text{PHIS} * (1 - V_{shl})$$

$$\text{PHIERHO} = \text{PHID} * (1 - V_{shl})$$

Donde PHIEDT = Porosidad efectiva a partir del Sónico

PHIERHOB = Porosidad efectiva a partir del perfil de Densidad

Figura 13. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G1E. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir del la herramienta RHOB con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.

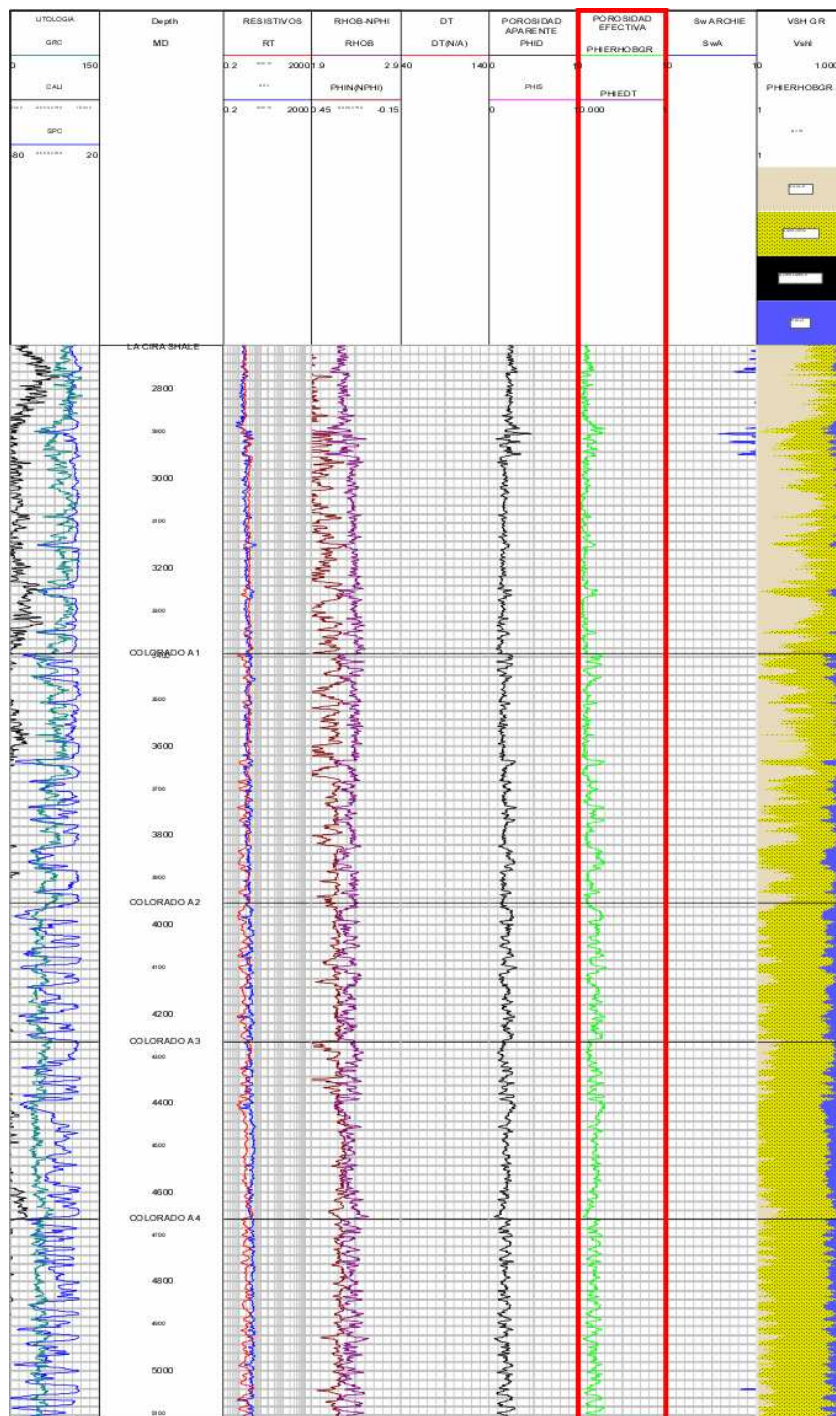


Figura 14. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G1X. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir del la herramienta DT con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.

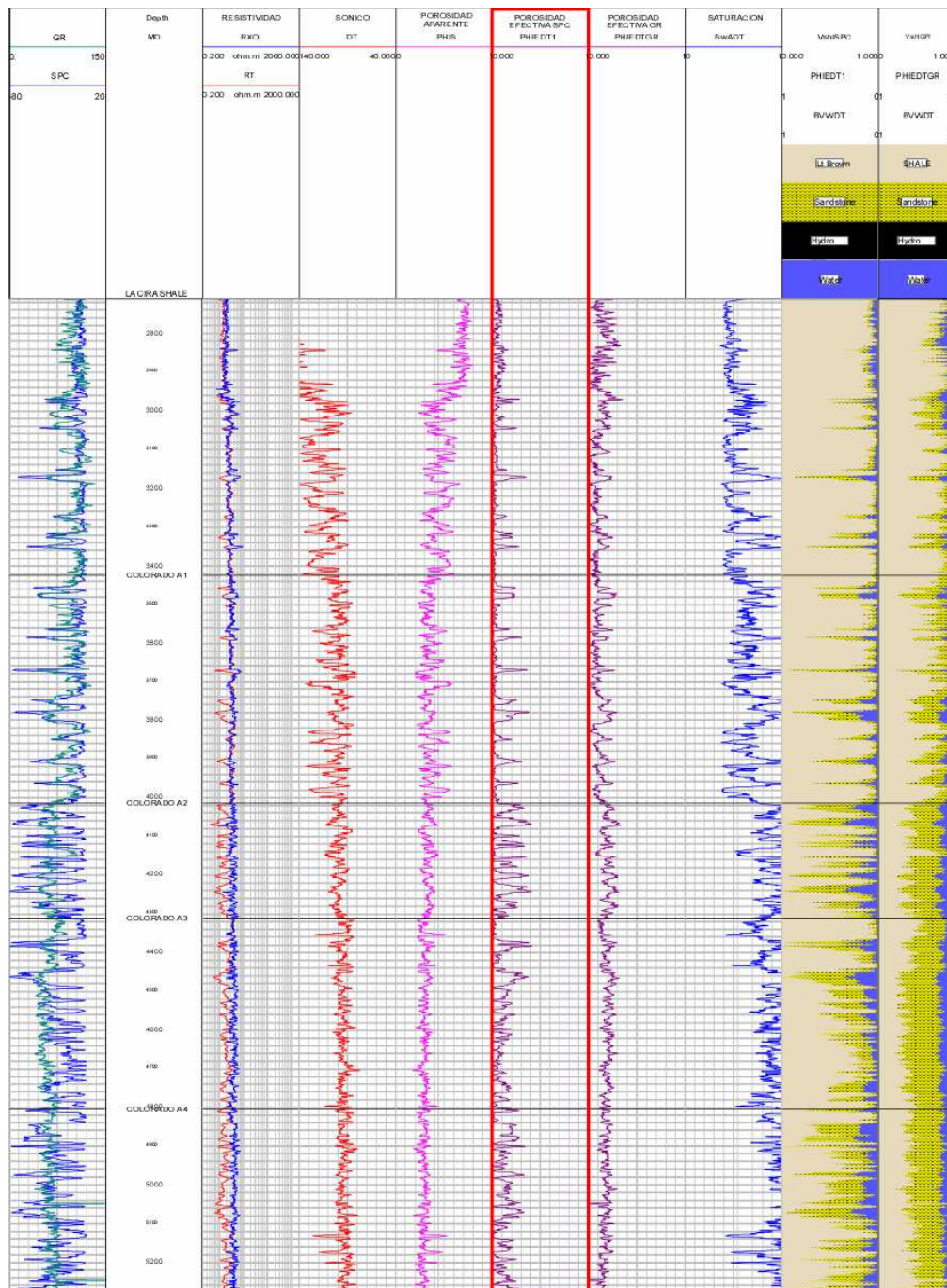


Figura 15. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G2. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir de la herramienta DT (registro morado) y la herramienta RHOB (registro verde) con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.

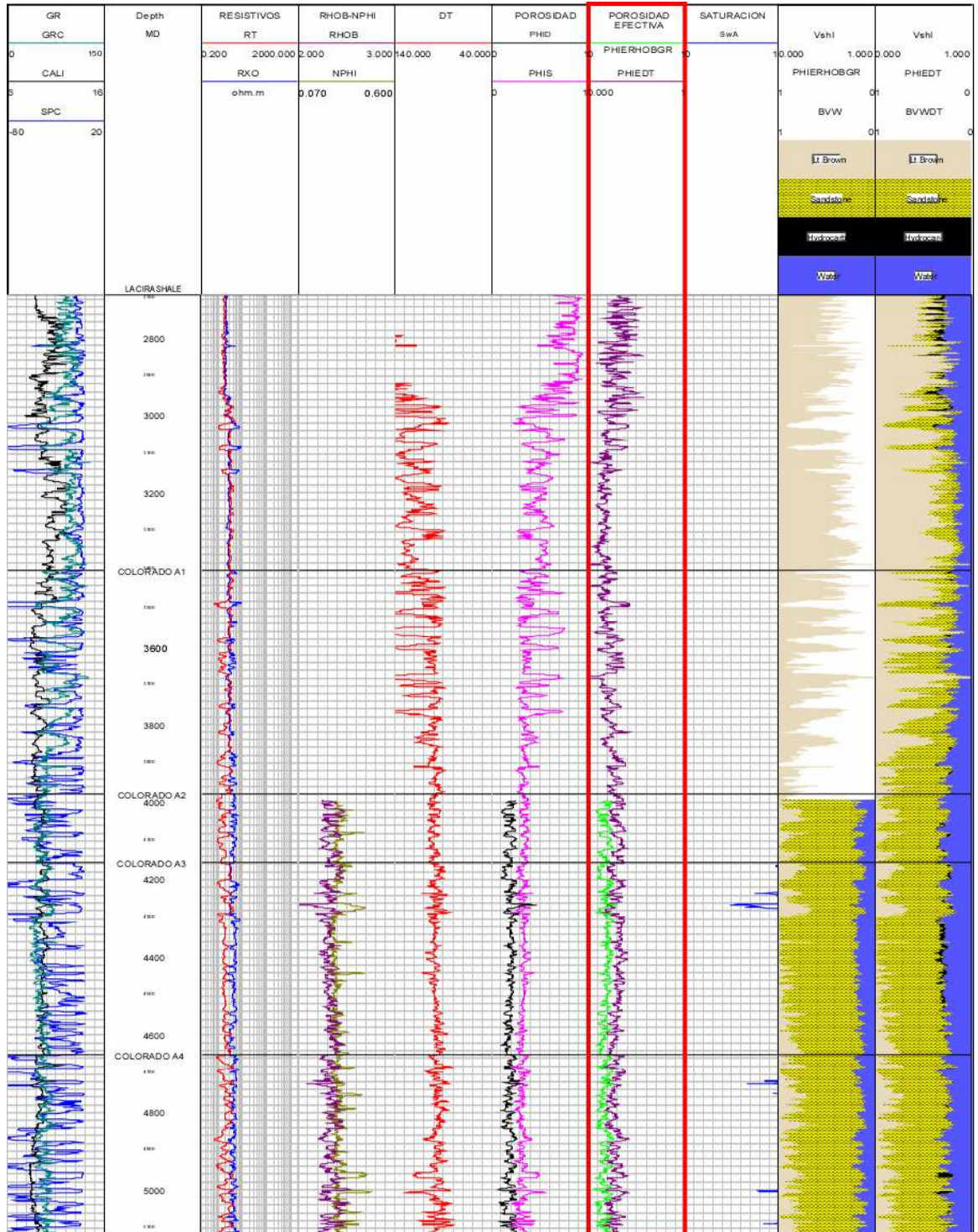


Figura 16. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G3. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir del la herramienta DT con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.

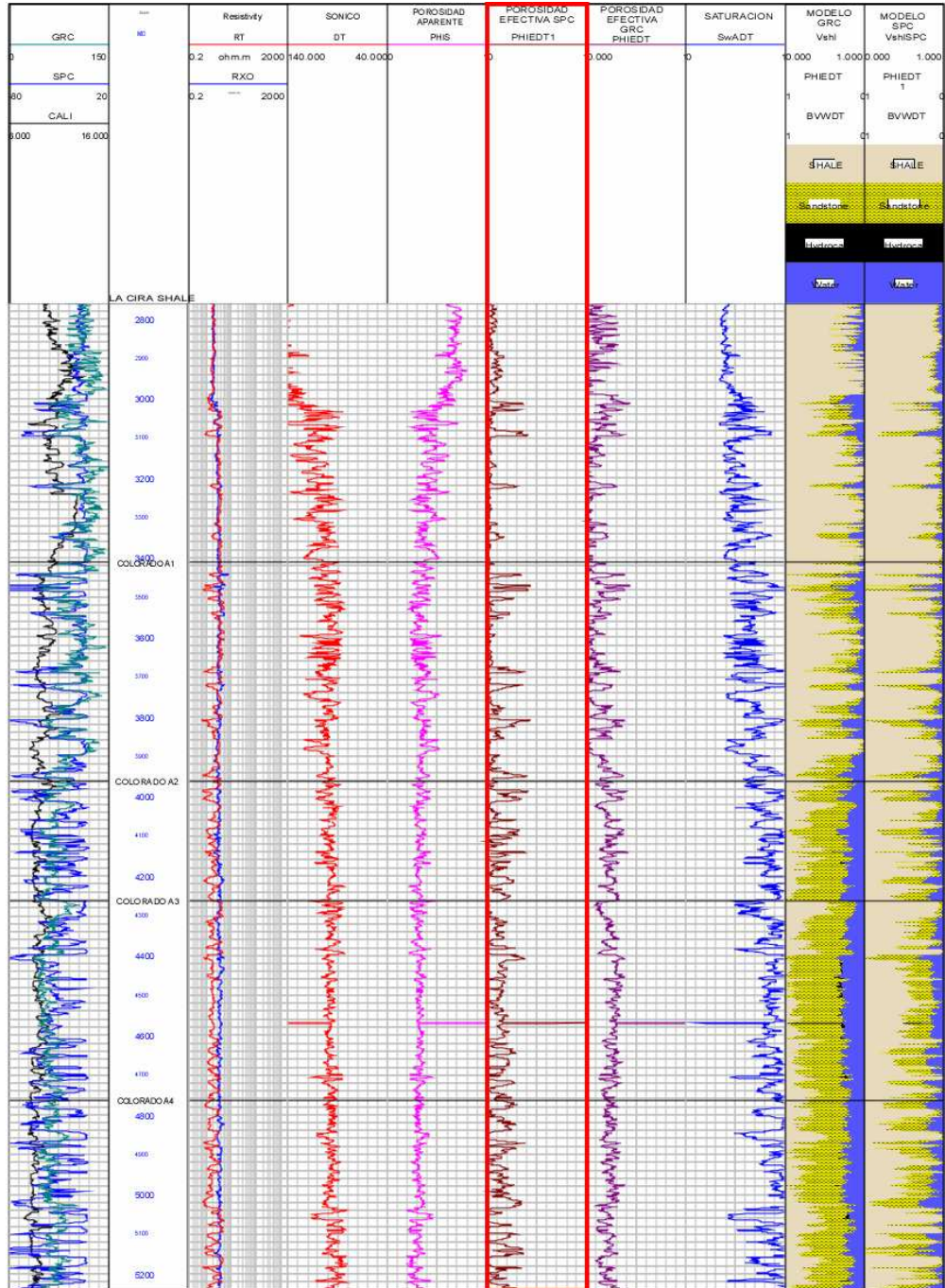


Figura 17. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G5. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir del la herramienta DT con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.

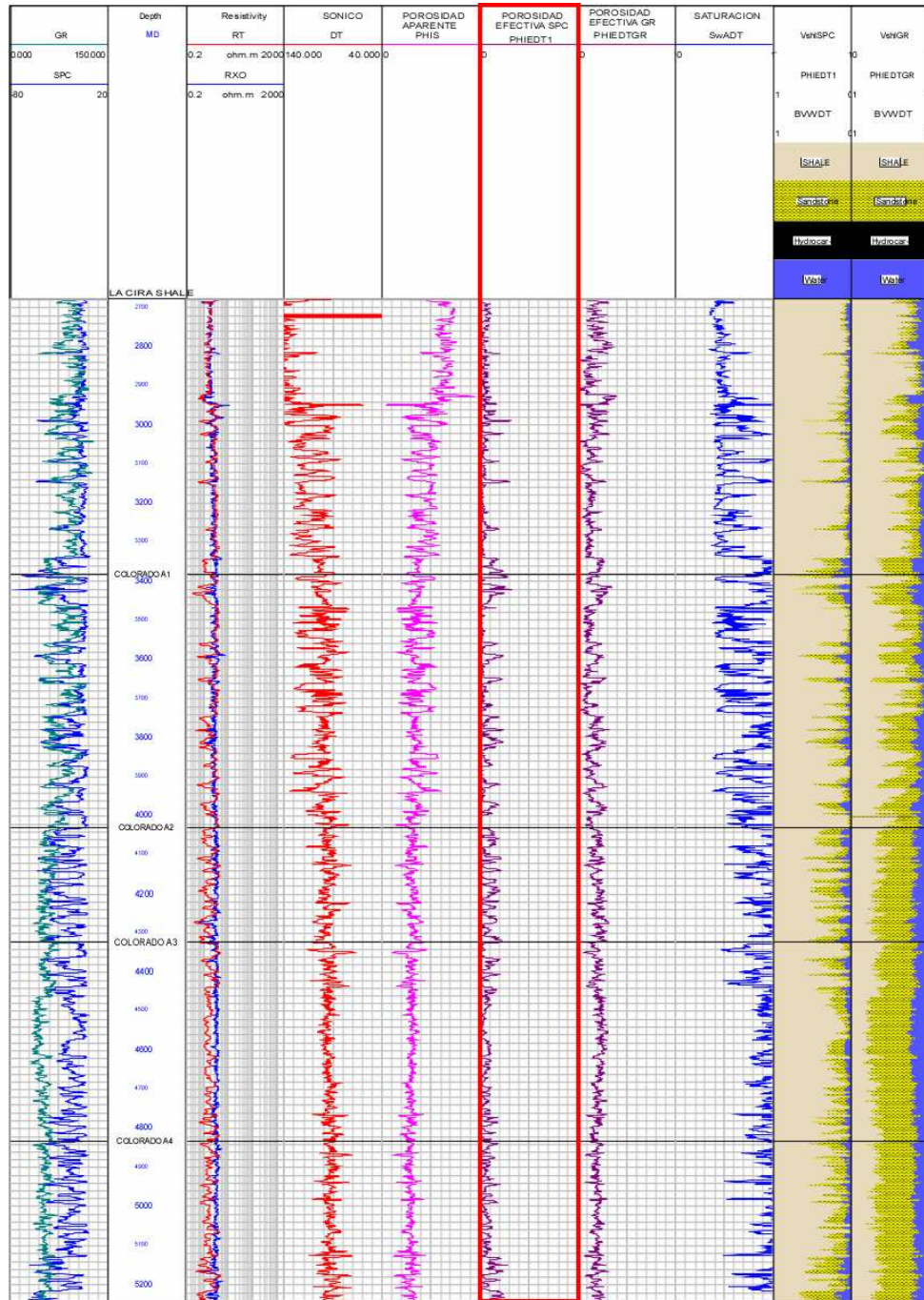
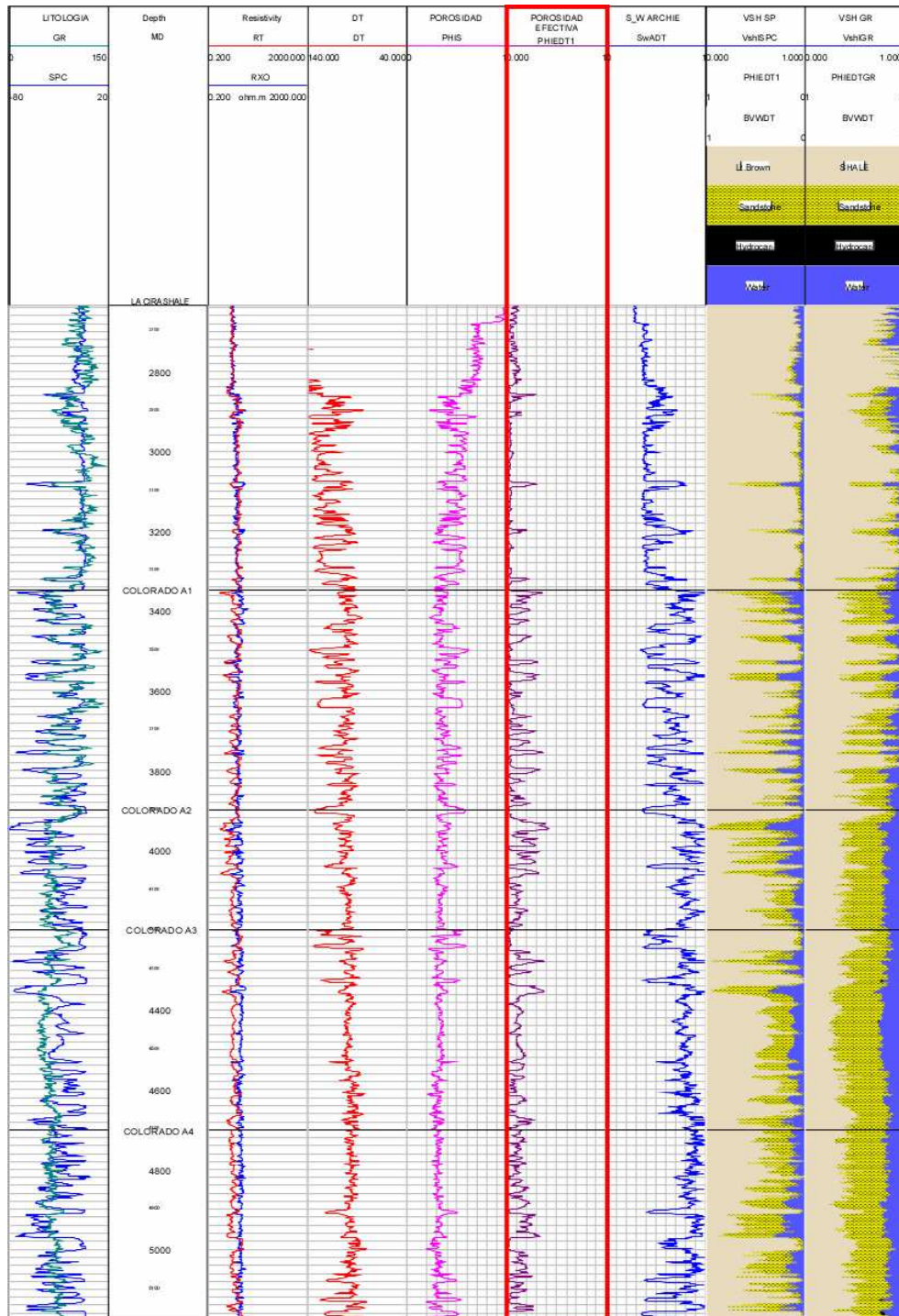


Figura 18. Modelo Petrofísico para la Formación Colorado del pozo G6. En rojo se señala el track del parámetro petrofísico de porosidad efectiva medido a partir del la herramienta DT con valores de izquierda a derecha de 0 a 1.



4.8.9 MAPAS DE POROSIDAD EFECTIVA DE FACIES DE CANAL

Mediante la elaboración del modelo petrofísico Local para el Campo Gala (es decir pozo a pozo) se calcularon las porosidades efectivas promedios, valores los cuales son obtenidos promediando las porosidades efectivas de todos los intervalos arenosos para cada unidad estratigráfica (cada 5 ft)

Tabla 7. Porosidades efectivas promedio (%), de los intervalos arenosos, para cada unidad estratigráfica de la Formación Colorado. En rojo los valores máximos y mínimos de cada unidad

POZO	COLORADO A4	COLORADO A3	COLORADO A 2	COLORADO A1	CIRA SHALE
G5	14	16	13	9	5
G2	25	20	19	21	23
G3	12	10	9	12	15
G1E	19	16	15	9	5
G1X	11	9	11	7	5
G6	12	7	11	9	5

5. RESULTADOS

A continuación se mostraran uno a uno los resultados obtenidos para este trabajo, en principio se mostraran las correlaciones estratigráficas realizadas donde se observan las unidades y zonas con mayor potencial para la acumulación de hidrocarburos debido a espesor y continuidad de facies de canal, además de observarse el comportamiento vertical y horizontal de las otras facies (*crevasse splay, floodplain*) sugiriendo las condiciones y el tipo de ambiente en el cual fueron depositados los sedimentos de la Formación Colorado.

Seguidamente se mostraran los mapas de intervalos de facies de canal (mapas isócoros, mapas de espesor promedio, mapas de porcentaje, mapas de porosidad efectiva) representados para cada unidad estratigráfica de la Formación Colorado, los cuales al ser analizados indicaran las zonas con mayor potencial para la acumulación de hidrocarburos debido a condiciones optimas en cuanto a cantidad y calidad de roca reservorio de la Formación Colorado presentes en el Campo Gala.

5.1 TRAVERSAS ESTRATIGRAFICAS

Figura 19. Traversa N° 1. Pozos G3, G1, G2, YM1, G1E, G1N

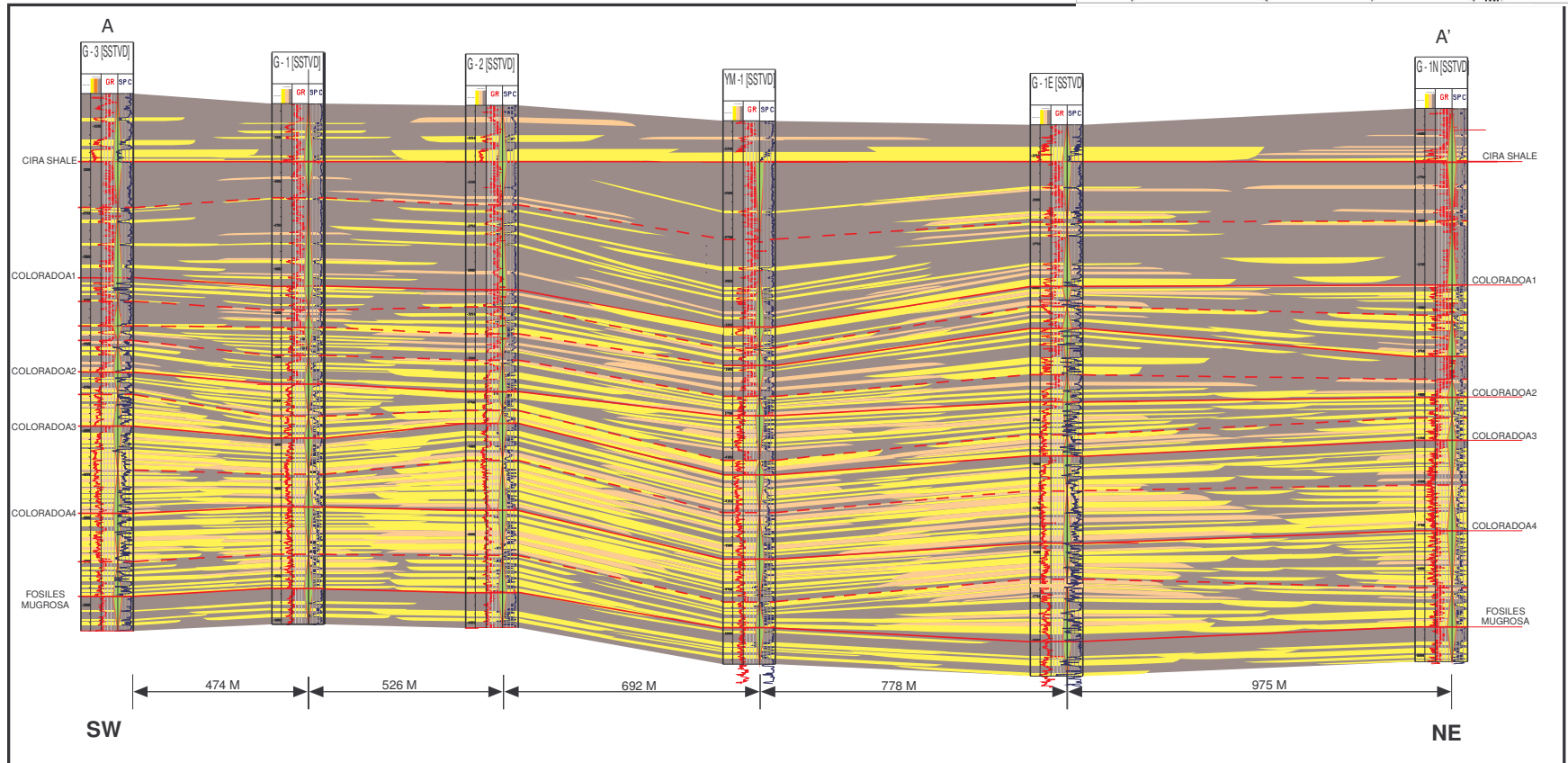
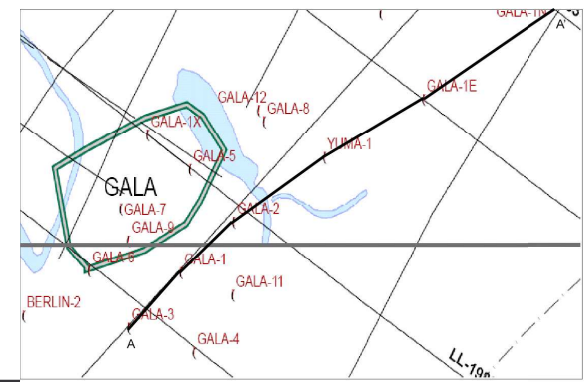
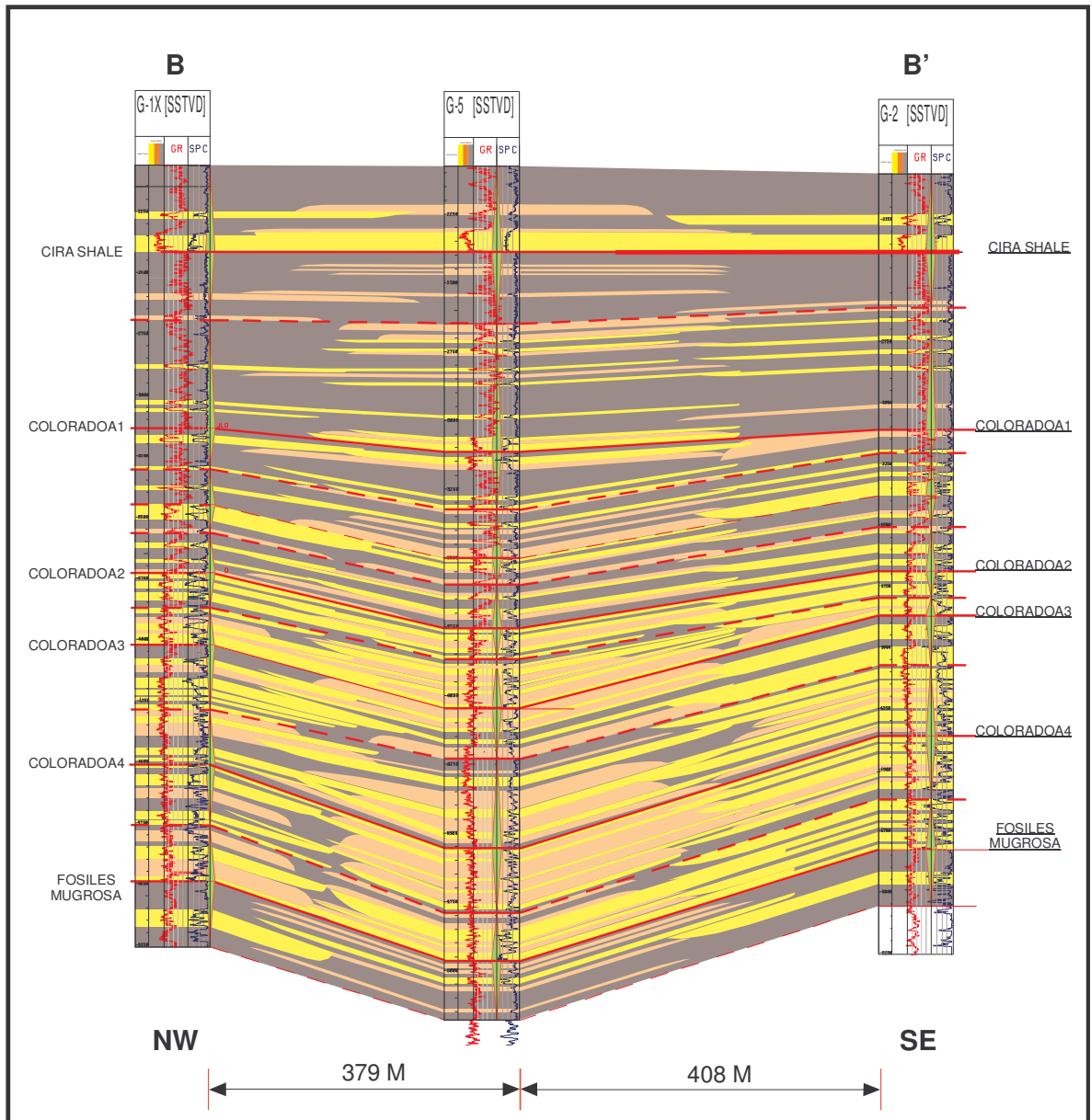
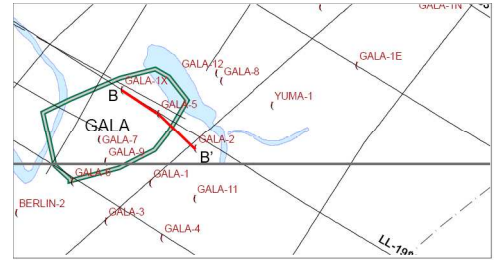


Figura 20. Traversa N°2. Pozos G1X, G5, G2.



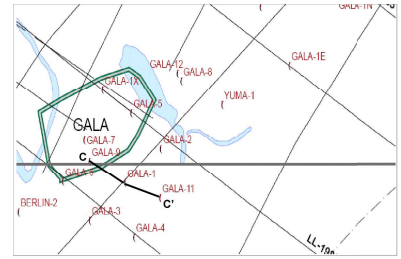
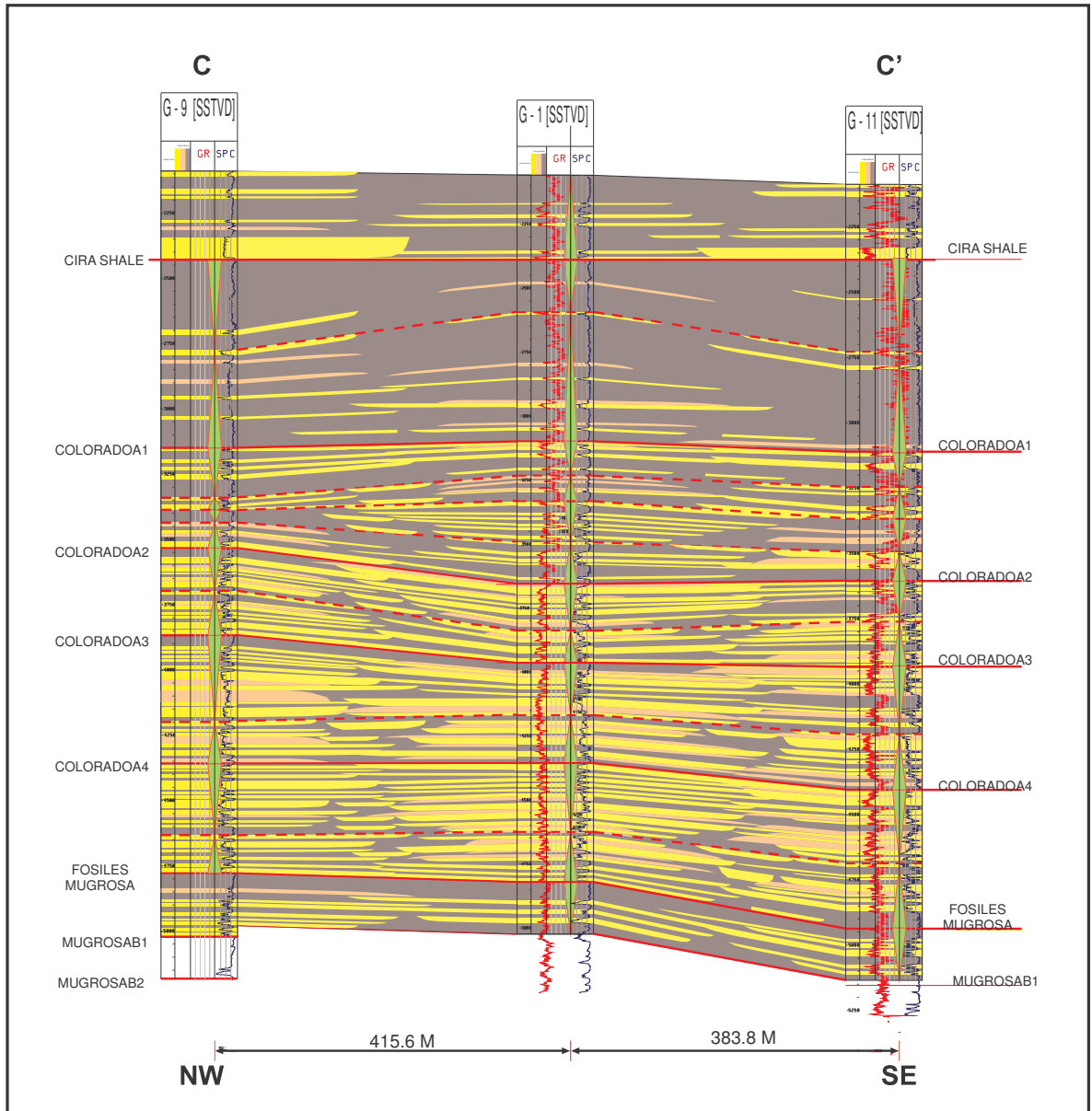


Figura 21 Traversa N° 3. Pozos G8, G1, G11.



Las correlaciones estratigráficas anteriormente mostradas presentan similar comportamiento en la vertical, en cuanto a predominio de facies de base a tope.

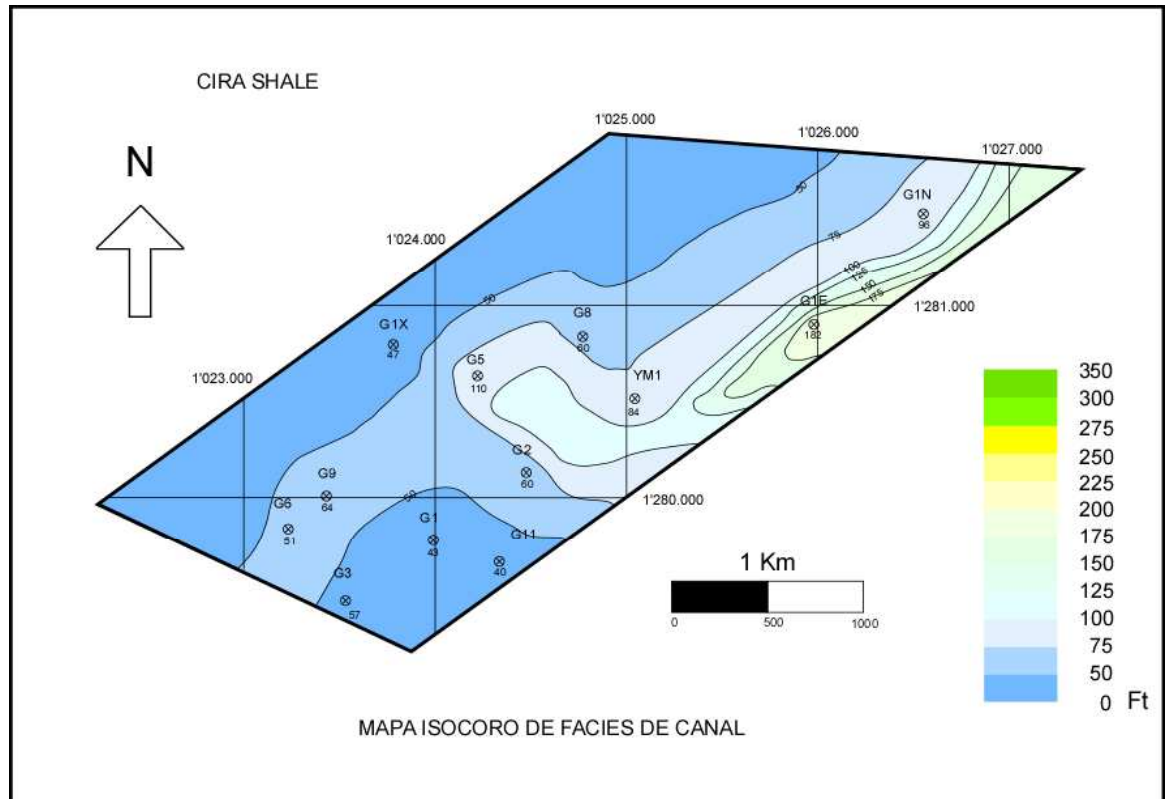
Para la parte basal de la formación se observa un predominio notorio de facies de canal o geocuerpos arenosos, siendo estos de mayor continuidad lateral y grado de amalgamamiento para las unidades Colorado A4 y Colorado A3, mientras que para las unidades hacia el tope de la Formación, el predominio de facies finas es mas representativo, interpretándose un hem ciclo de primer orden de base a tope de aumento de nivel base y aumento en la relación A/S, concordando con la situación tectono-estratigráfica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena para el Mioceno, donde se produjo levantamiento hacia las partes laterales de la Cuenca, (ver figura 2) propiciando un hundimiento en la Cuenca, aumentando el espacio de acomodación de sedimentos y por ende la relación A/S.

Además se observa que para las partes estratigráficamente mas basales de la Formación Colorado (Colorado A4 y Colorado A3) las facies de canal se encuentran interpuestas con facies de espesores menores de facies de ruptura de canal, mientras que para las unidades estratigráficas Colorado A1 y Cira Shale, las facies de canal se encuentran alternadas por intervalos de espesores considerables de facies finas, sugiriendo el cambio de estado del río suministro de estos sedimentos de meandriforme en la base de la Formación a anastomosado, donde la pendiente del río es menor, por ende la sedimentación de facies finas o *floodplain* hacia el tope de la Formación Colorado.

Las correlaciones sugieren continuidad de los geocuerpos arenosos en dirección SW- NE, es decir a lo largo de la estructura principal del Campo Gala (ver figura 4) Mientras que en dirección NW-SE, las facies de canal se encuentran interdigitadas lateralmente por facies de desborde o facies de *crevasse splay*.

5.2 ANÁLISIS DE LA UNIDAD LA CIRA SHALE

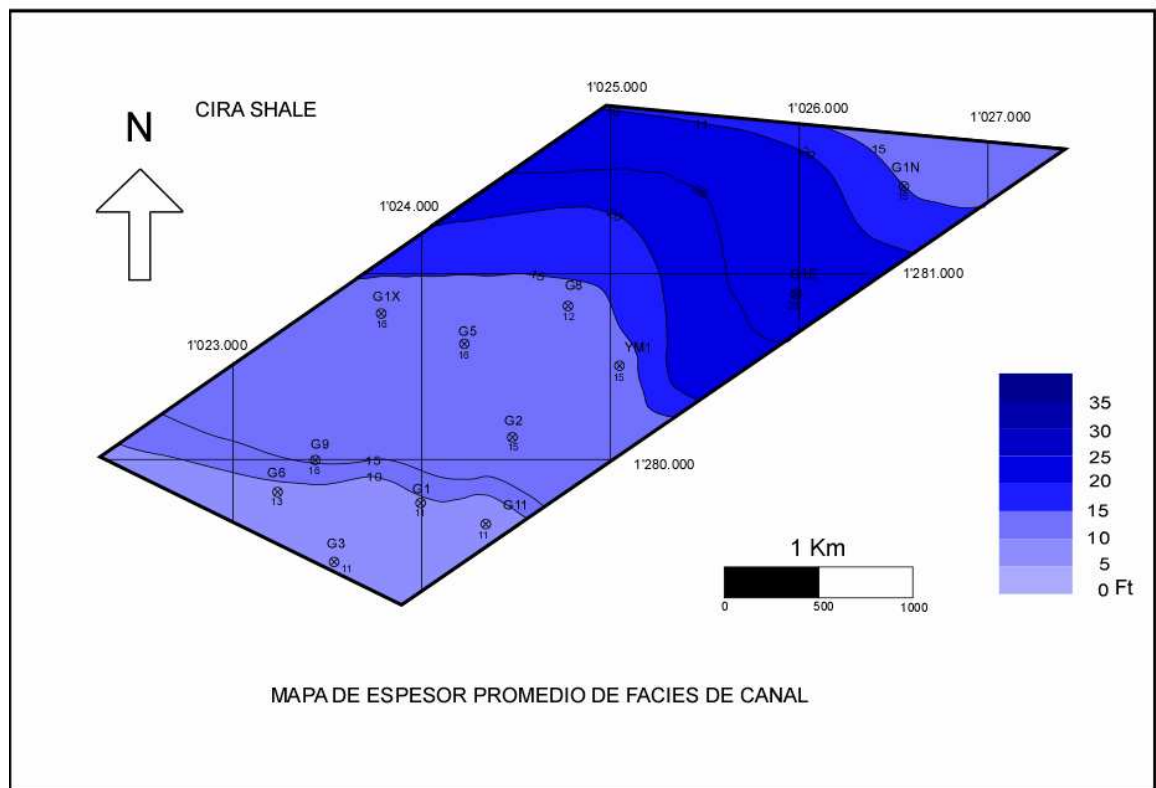
Figura 22. Mapa Isócoro de facies de canal para la unidad estratigráfica La Cira Shale



El mapa Isócoro de facies de canal para la Cira Shale en el Campo Gala, sugiere que el desarrollo de facies de canal es muy pobre debido al poco espesor neto de dichas facies, siendo este no superior a 182 ft al Noreste del campo

Se infiere que esta unidad estratigráfica no representa mayor interés para el Campo Gala, además de representar los valores más bajos de espesores netos de facies de canal para todos los pozos del Campo.

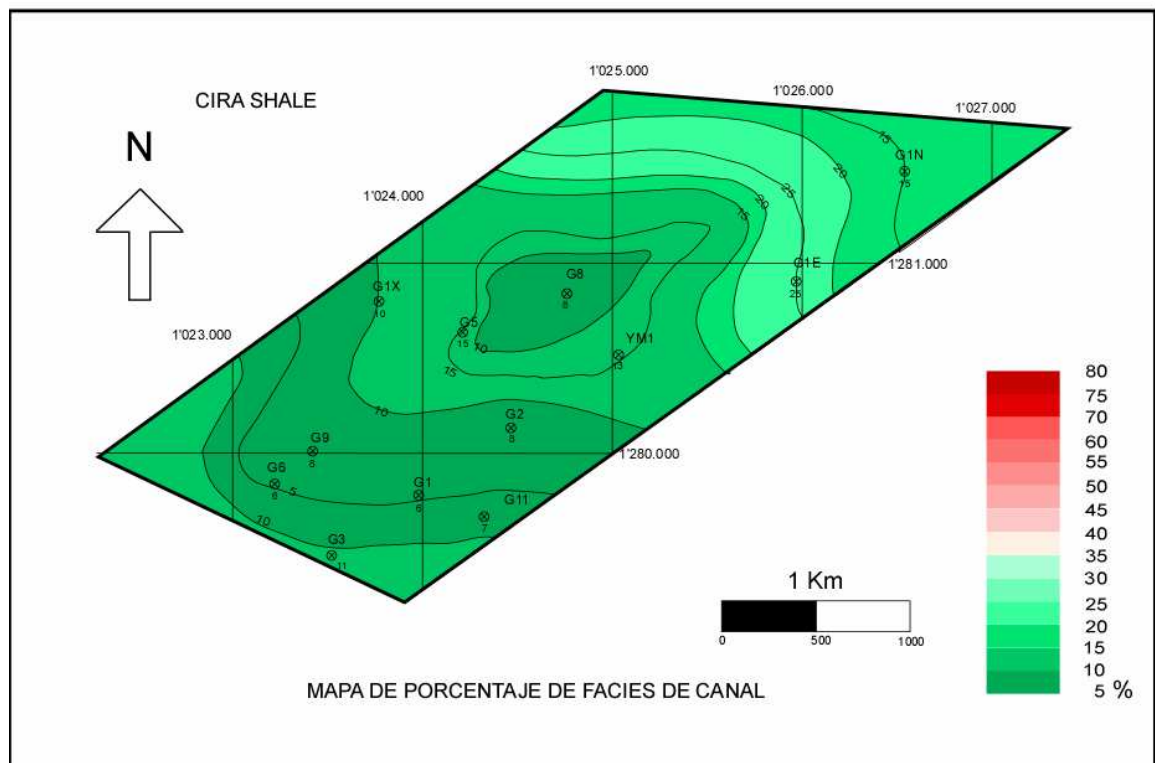
Figura 23. Mapa de espesor promedio de facies de canal para la unidad estratigráfica La Cira Shale.



Como se observó en las correlaciones estratigráficas (ver Fig. 4,5,6) los espesores promedio de facies canal son mínimos, siendo estos de 11 Ft hacia el Sur y Centro

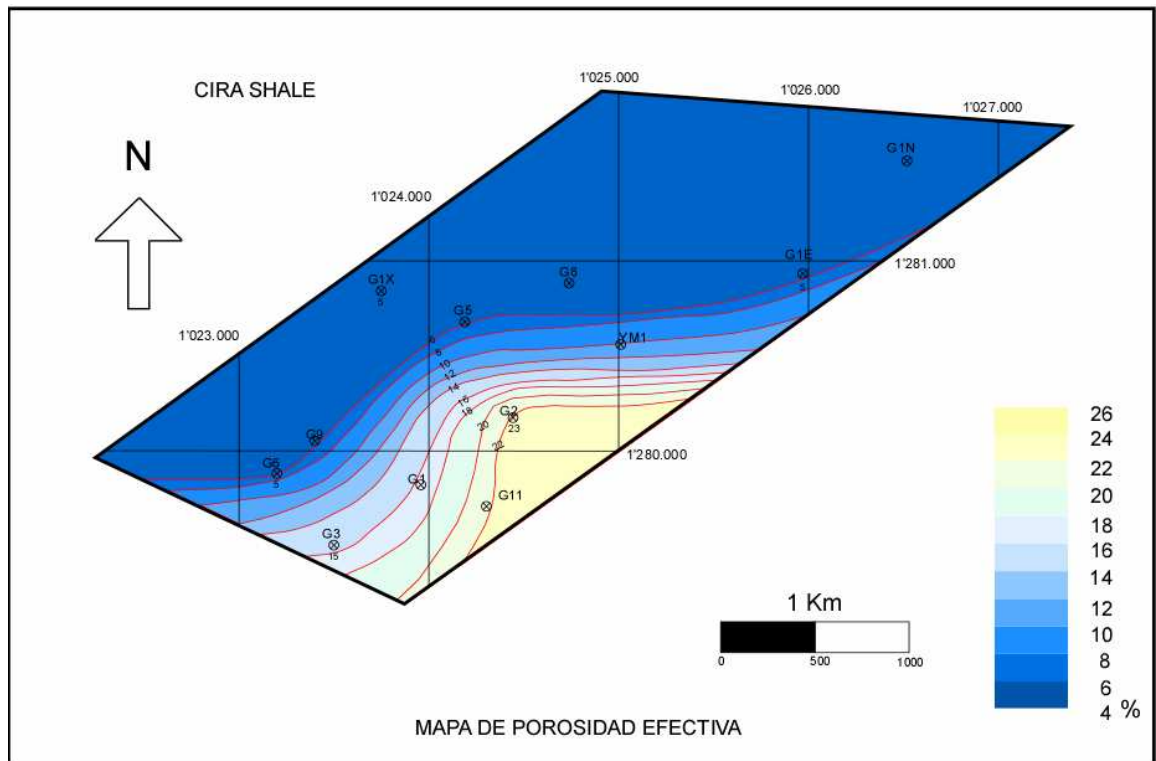
del Campo, aunque se observa buenos espesores promedio (> 20 Ft) hacia la parte Norte del campo representados por el pozo G1E.

Figura 24. Mapa de porcentaje de facies de canal para la unidad estratigráfica La Cira Shale.



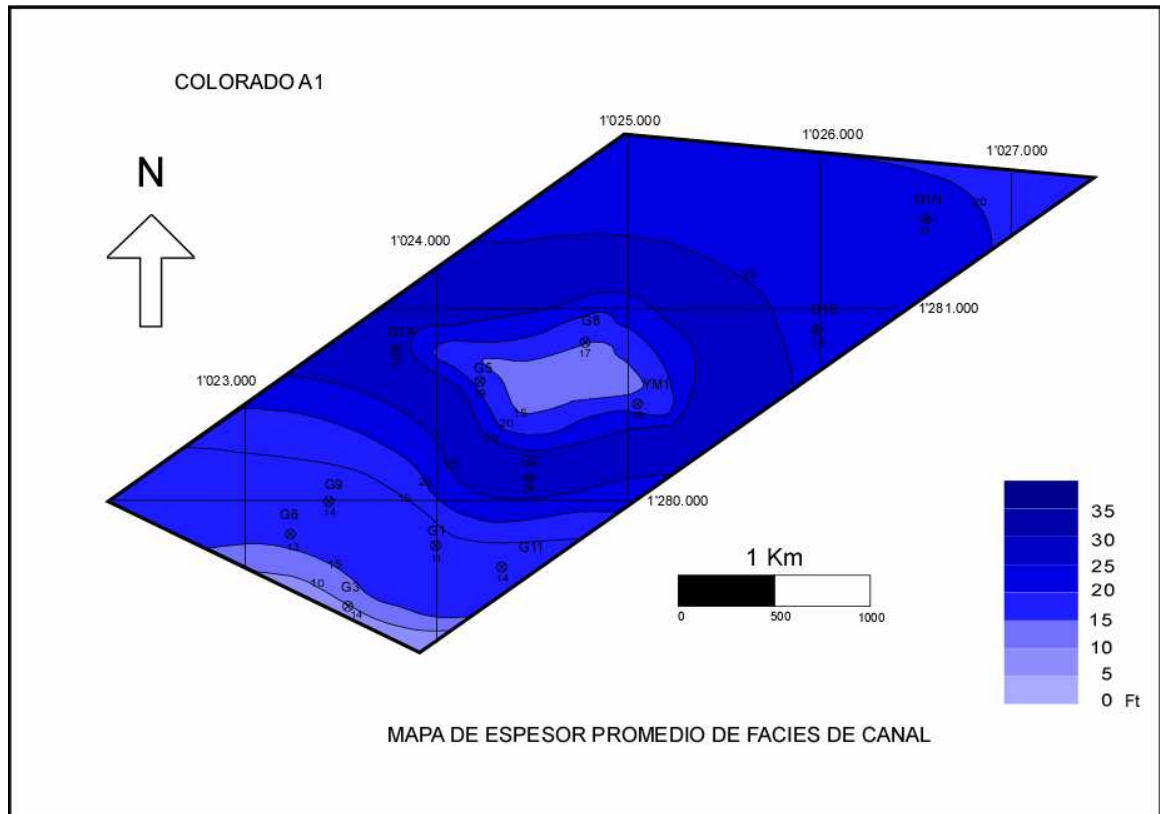
La relación entre el espesor neto de facies de canal con el espesor de la unidad estratigráfica la Cira Shale es muy baja para todo el Campo Gala siendo mínima en la parte central, con un leve aumento hacia la parte Norte del Campo.

Figura 25. Mapa de porosidad efectiva promedio para la unidad estratigráfica La Cira Shale.



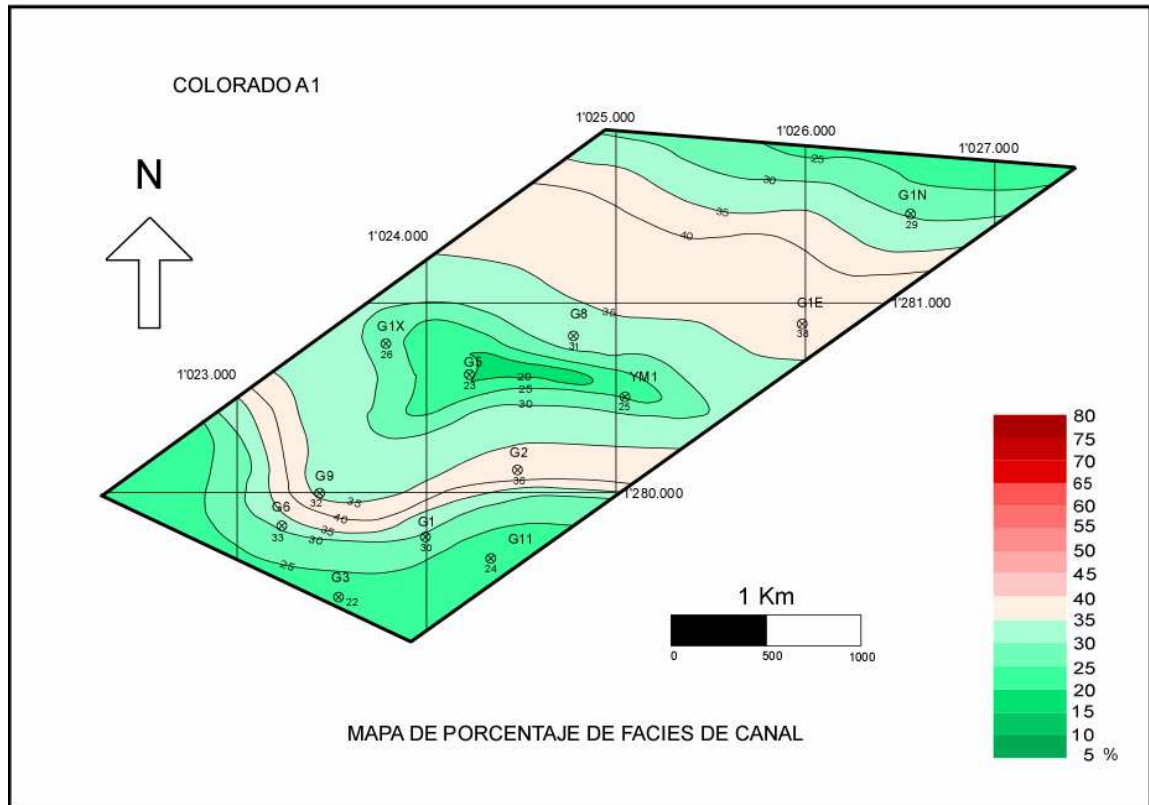
Las porosidades efectivas de la unidad estratigráfica la Cira Shale para el Campo Gala aumentan de Noroeste (con valores muy pobres menores al 6%) a Sureste donde se interpreta que las facies de canal se consideran con buenas propiedades en cuanto a calidad de roca (porosidades efectivas > 12%).

Figura 27. Mapa de espesor promedio de facies de canal para la unidad estratigráfica Colorado A1.



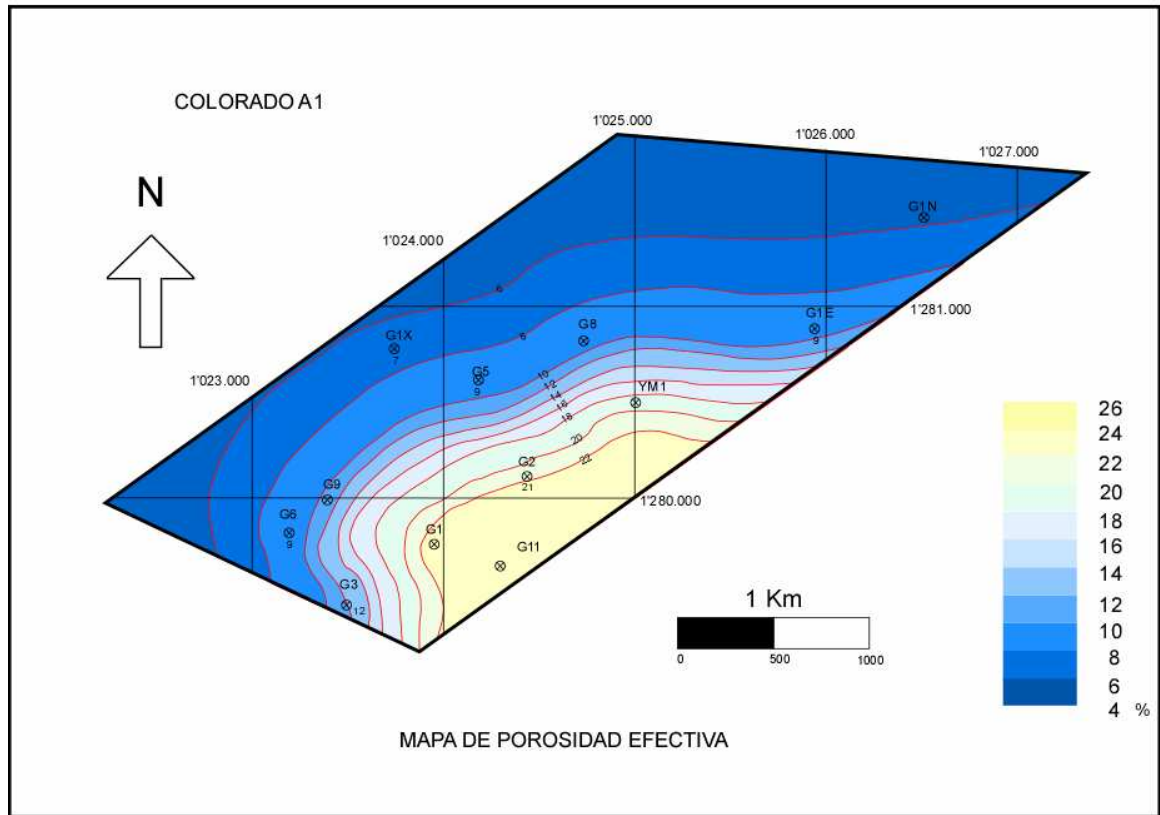
Para esta unidad, el espesor promedio de facies de canal disminuye hacia las zonas Central y Sur del Campo, mostrando buenos espesores promedio (> 20 ft) hacia la parte Norte y Noroeste del Campo Gala.

Figura 28. Mapa de porcentaje de facies de canal para la unidad estratigráfica Colorado A1.



El espesor neto de facies de canal comparado con el espesor neto de la unidad estratigráfica Colorado A1 para el campo Gala es considerablemente bajo, indicando un poco desarrollo de geocuerpos. Se infiere que esta unidad no representa mayor interés.

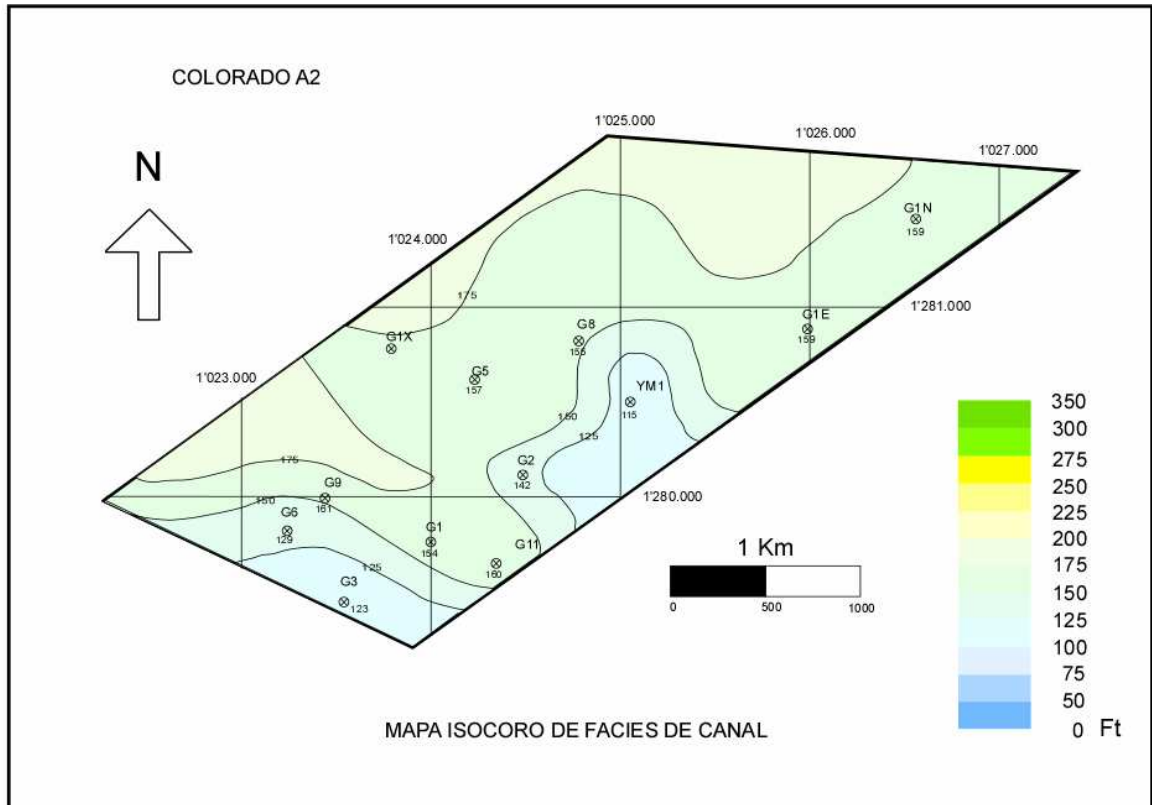
Figura 29. Mapa de porosidad efectiva para la unidad estratigráfica Colorado A1.



Las porosidades efectivas para esta unidad aumentan en sentido NW - SE, sugiriendo condiciones óptimas para la acumulación de hidrocarburos en cuanto a calidad de roca en áreas SE del Campo Gala.

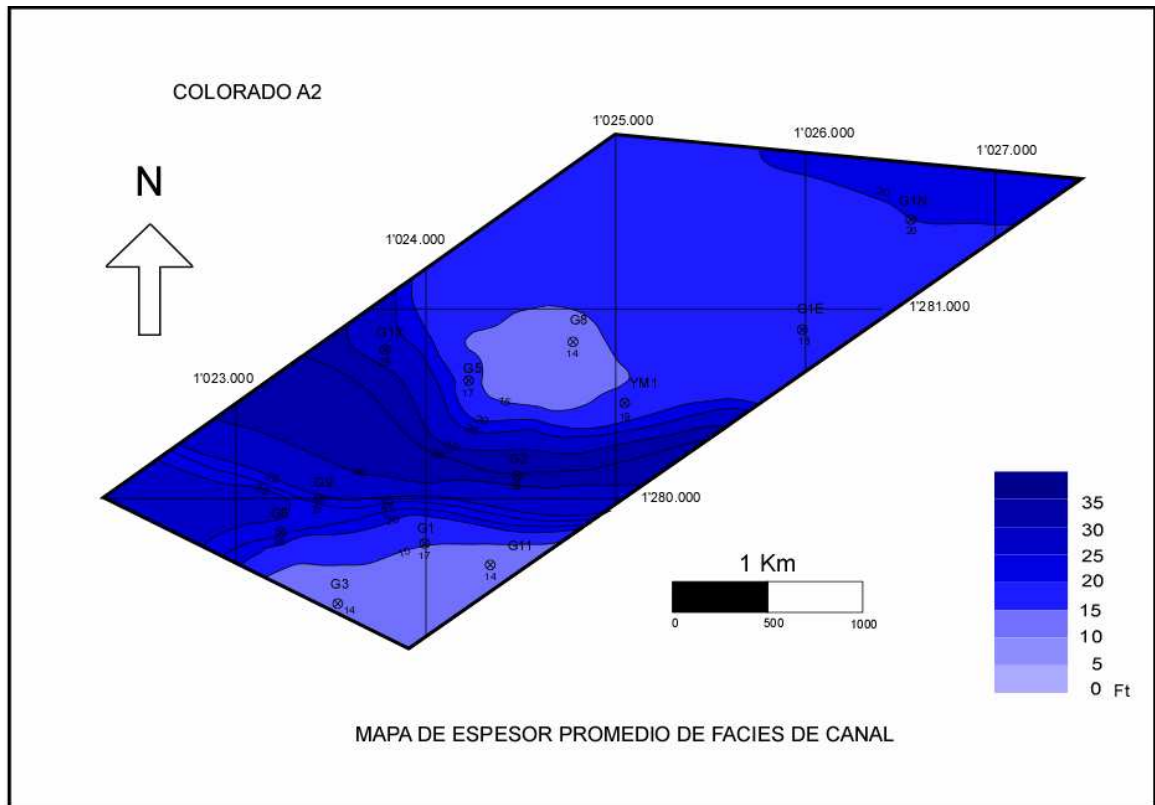
5.4 ANALISIS DE LA UNIDAD COLORADO A2

Figura 30. Mapa Isócoro de facies de canal para la unidad Colorado A2.



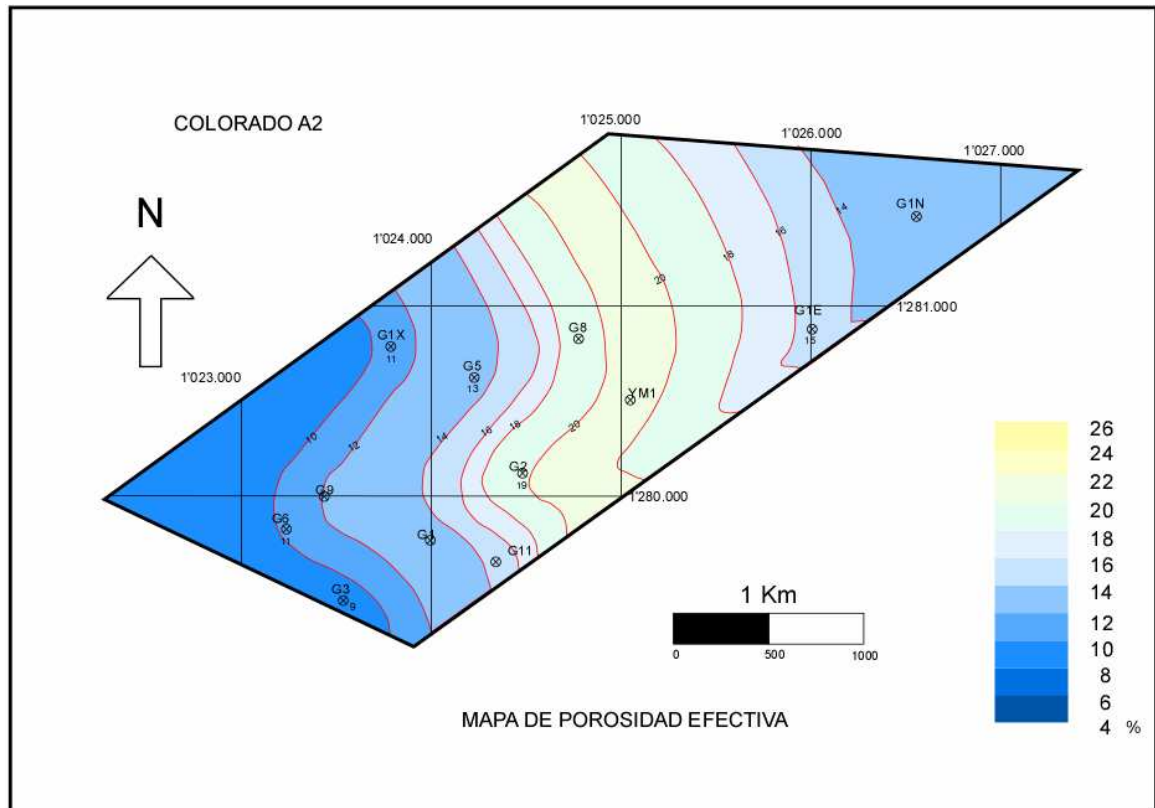
El mapa Isócoro de facies de canal para esta unidad no representa ninguna dirección preferencial de desarrollo de dichas facies, sugiriendo unas pobres condiciones en cuanto a cantidad de roca reservorio en todo el Campo Gala.

Figura 31. Mapa de espesor promedio de facies de canal para la unidad Colorado A2.



En contradicción con el mapa Isócoro para esta unidad, el mapa de espesor promedio de facies de canal sugiere que dichas facies se encuentran representadas por espesores representativos aunque estos sean escasos en todo el campo, excepto la parte Central y más Sur, donde estos espesores promedio no superan los 15 Ft.

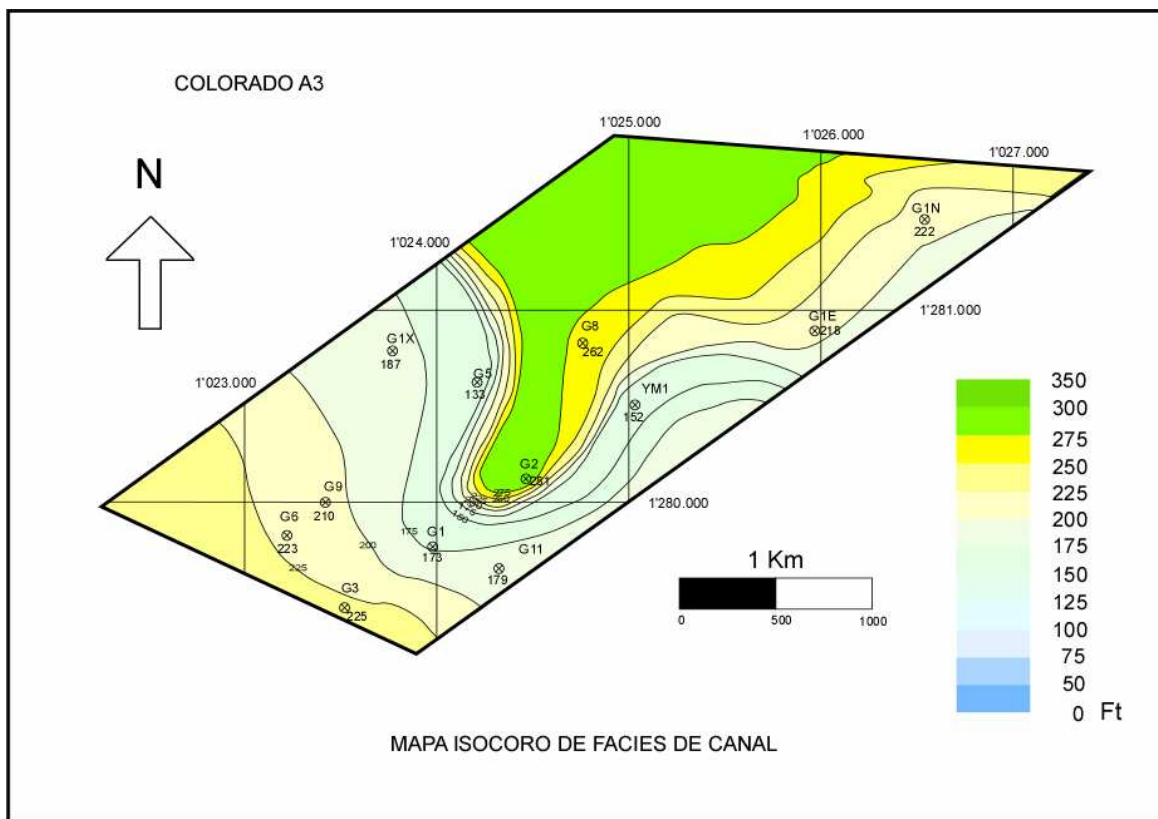
Figura 33. Mapa de porosidad efectiva para la unidad estratigráfica Colorado A2.



El mapa de porosidades efectivas para esta unidad sugiere mejores propiedades hacia la parte Central del campo disminuyendo estas en sentidos E y W, además de indicar una dirección tentativa de la base del meandro fuente de suministro de sedimentos de facies de canal en dirección NW para el Campo Gala.

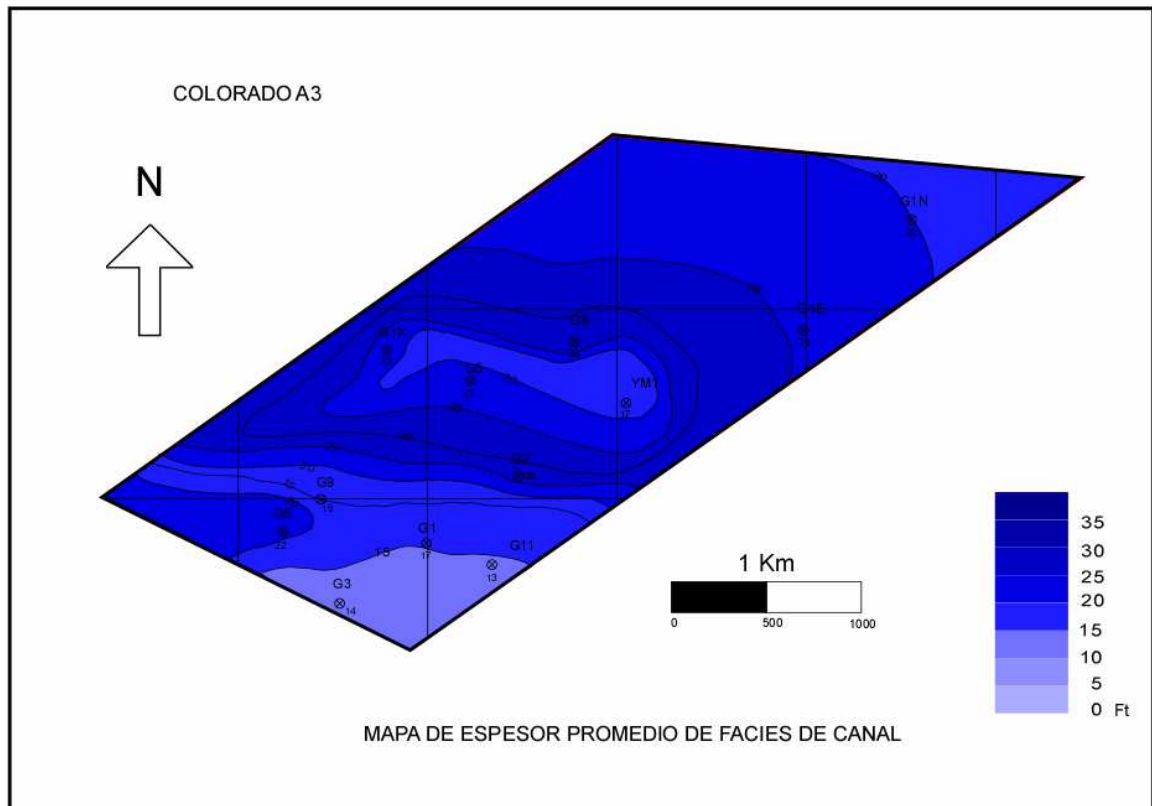
5.5 ANALISIS DE LA UNIDAD COLORADO A3

Figura 34. Mapa Isócoro de facies de canal para la unidad Colorado A3.



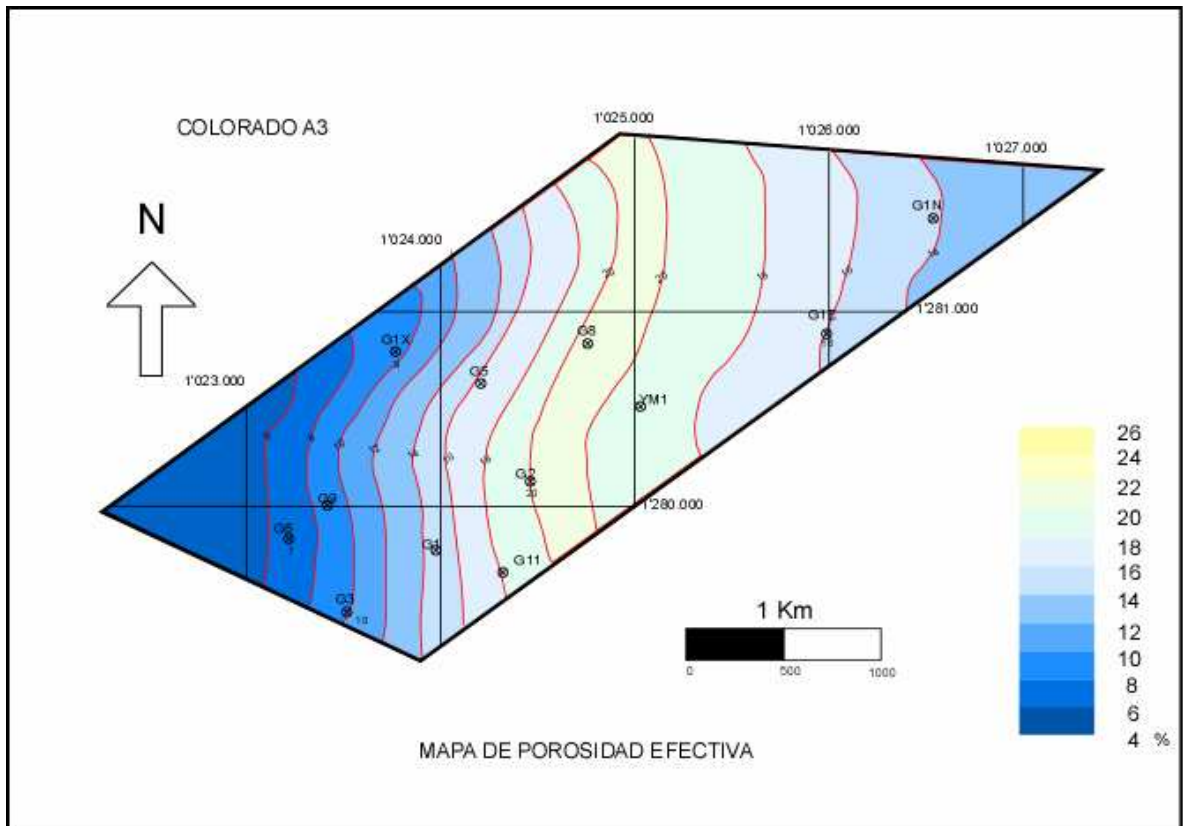
El mapa isócoro para esta unidad sugiere mayor acumulación de facies reservorio hacia el sectores Centro y Norte del Campo Gala, con una dirección preferencial NE de desarrollo de estas facies, interpretándose hacia el Sur y Sur oeste del Campo poco desarrollo y continuidad de facies de canal.

Figura 35. Mapa de espesor promedio de facies de canal para la unidad Colorado A3.



Los promedios de facies de canal óptimos para la acumulación de hidrocarburos, según este trabajo (> 20 ft) se observan hacia el Norte y Noreste del Campo, disminuyendo hacia la parte central del y mas Sur del Campo Gala.

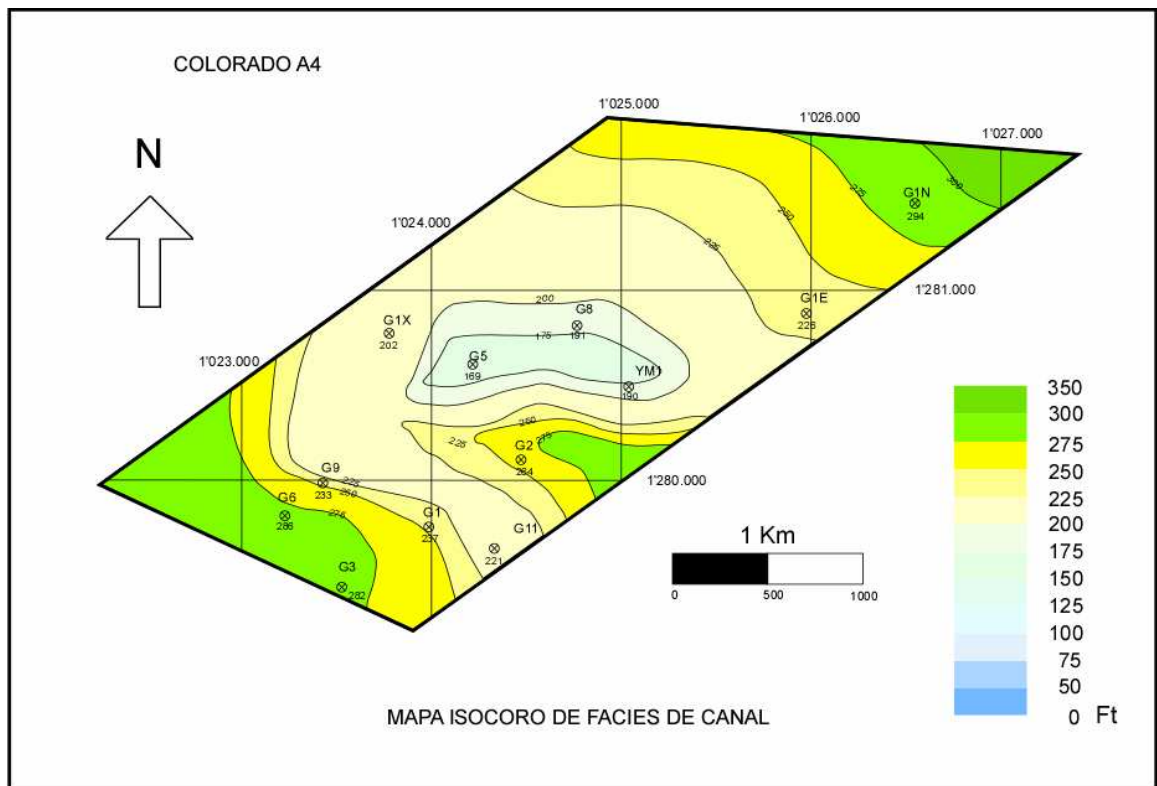
Figura 37. Mapa de porosidad efectiva para la unidad estratigráfica Colorado A3.



El mapa de porosidad efectiva para esta unidad sugiere mejores calidades de roca reservorio hacia el centro del Campo Gala, así como de indicar una dirección S – N del meandro fuente de sedimentos constituyentes de la Formación Colorado.

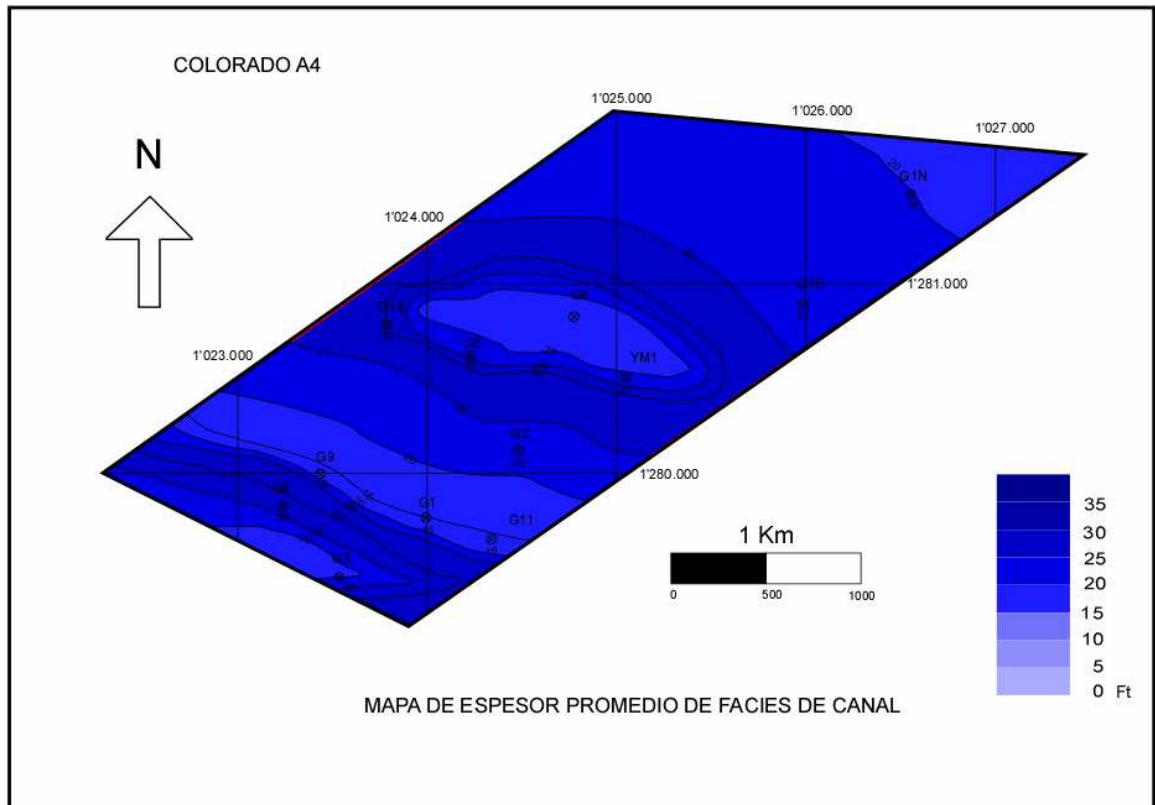
5.6 ANALISIS DE LA UNIDAD COLORADO A4

Figura 38. Mapa Isócoro de facies de canal para la unidad Colorado A4.



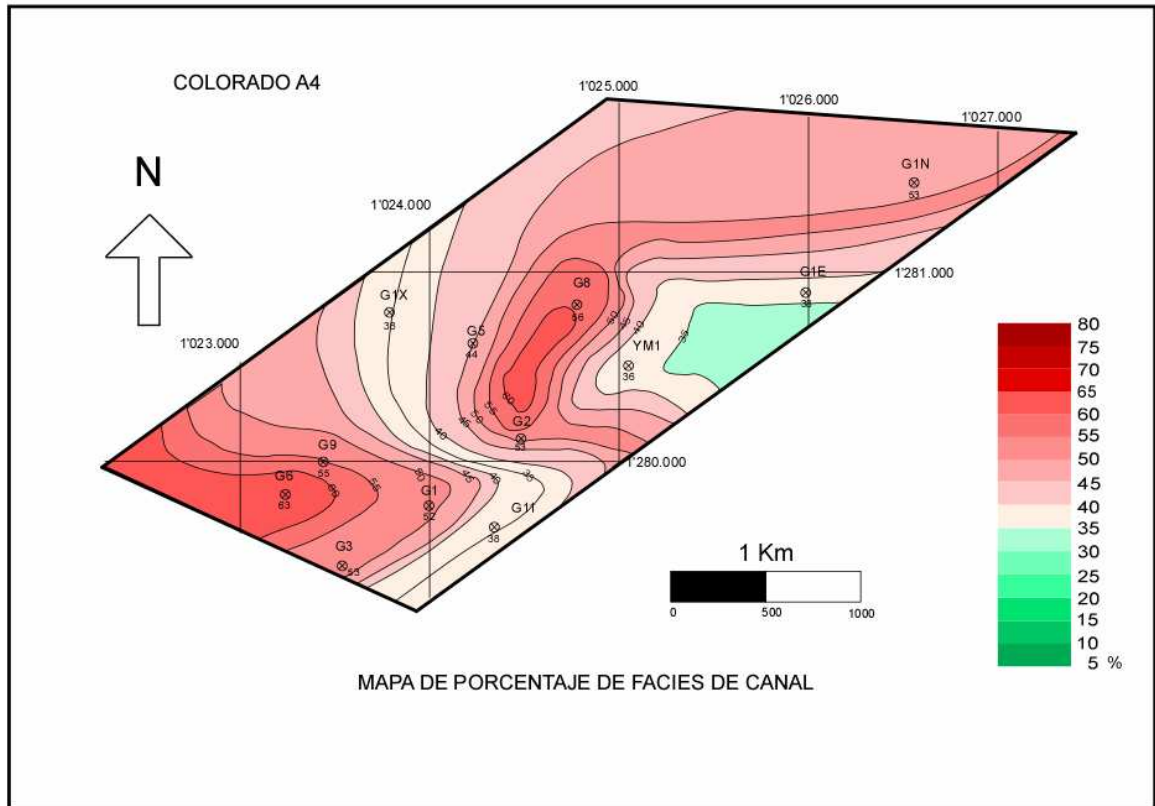
La unidad estratigráfica Colorado A4 presenta los valores mas altos en cuanto a espesor neto de facies de canal, siendo esta la unidad con mayor potencial hidrocarburiífero de la Formación, aunque no se observa alguna dirección preferencial de desarrollo de facies de canal, el mapa isócoro sugiere buenos espesores netos de rocas reservorio hacia el NE y SW del Campo Gala.

Figura 39. Mapa de espesor promedio de facies de canal para la unidad Colorado A4.



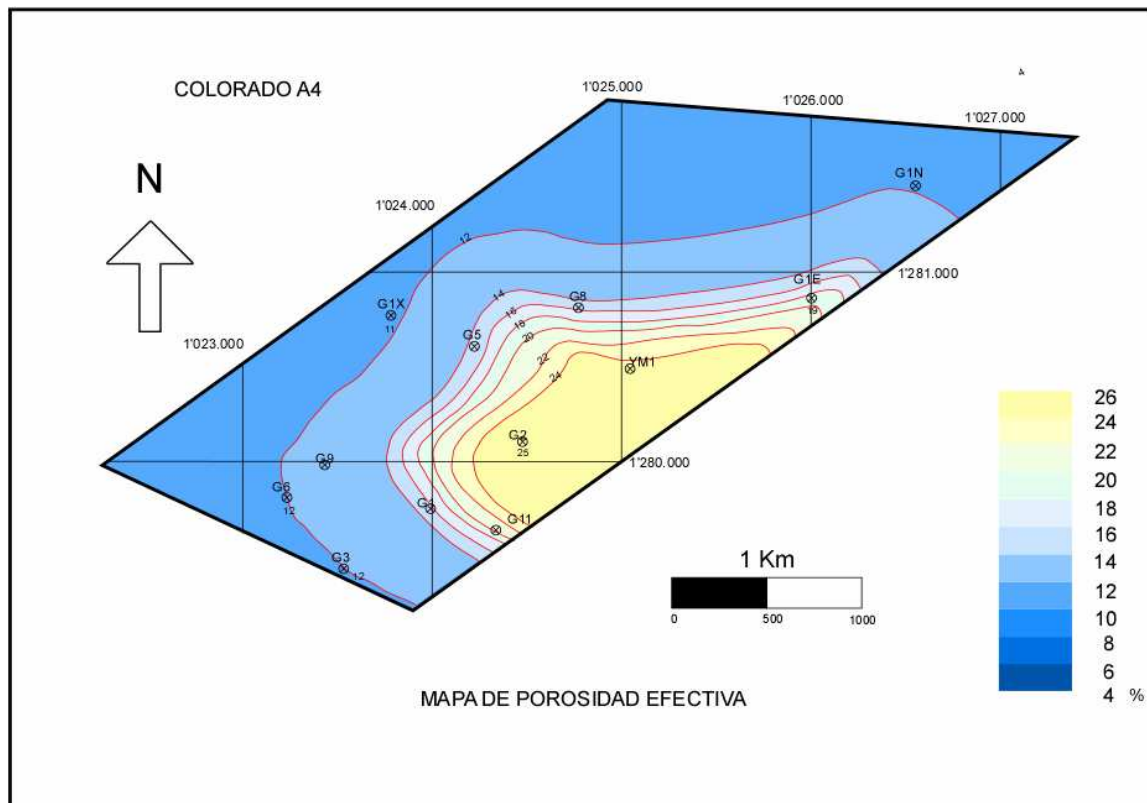
Para la unidad estratigráfica Colorado A4, los mejores espesores promedio de canales se encuentran hacia las partes centrales Sur y Norte del Campo Gala, en el centro del Campo se interpreta como una zona de poco desarrollo de facies de canal con espesores promedio menores a 20 ft.

Figura 40. Mapa de porcentaje de facies de canal para la unidad Colorado A4.



Concordando con lo observado en los anteriores mapas elaborados para esta unidad, se observa una buena presencia de geocuerpos distribuidos a lo largo de todo el campo, con un aumento en el porcentaje de estos hacia el centro y Sur-Oeste del Campo Gala.

Figura 41. Mapa de porosidad efectiva para la unidad Colorado A4.



Al igual que el mapa isócoro de esta unidad, el mapa de porosidades efectivas muestra las mejores condiciones en cuanto a calidad de roca, comparándose con las demás unidades estratigráficas de la Formación Colorado en el Campo Gala, con un aumento notorio en sentido NW – SE.

6 CONCLUSIONES

La Formación Colorado presenta un aumento en el espacio de acomodación de base a tope, identificándose por medio de las correlaciones estratigráficas la poca continuidad lateral de los geocuerpos arenosos en estado de mayor relación A/S y una considerable continuidad y amalgamamiento de los geocuerpos arenosos en estados de menor relación A/S.

La sucesión de facies de la Formación Colorado interpretadas para cada pozo del Campo Gala, mediante registros eléctricos, sugiere que los sedimentos de esta formación, fueron depositados en condiciones fluviales de tipo meandriforme, presentando una transición de tipo anastomosado hacia la base de la Formación Colorado.

Mediante los mapas de intervalos de facies de canal, se infiere que las unidades A4 y A3 son de mayor interés debido a que presentan mayor desarrollo de canales, siendo estos más amalgamados, con una dirección preferencial SW – NE.

Las mejores porosidades efectivas se presentan al E del Campo (pozo G2), sugiriendo mejor calidad de roca hacia este sector además de inducir la dirección SW – NE del meandro.

La unidad estratigráfica La Cira Shale mediante este estudio no resulta estratigráficamente interesante para la acumulación de hidrocarburos, debido a que presenta poco espesor neto de facies de canal para todo el Campo Gala.

La unidad estratigráfica Colorado A1 en el área de estudio presenta buenas condiciones de cantidad y calidad de roca reservorio en el Centro y NE del Campo Gala, mientras que en la unidad estratigráfica Colorado A2 se presenta en el Centro y SW del Campo Gala siendo estos de mayor espesor.

Integrando los mapas realizados para la unidad estratigráfica Colorado A3 se puede sugerir mayor continuidad y espesor de facies de canal hacia el Norte del Campo Gala.

La unidad estratigráfica Colorado A4 en el área de estudio presenta mayor continuidad, espesor neto y porcentaje de facies de canal en el campo, además de presentar las mejores condiciones petrofísicas de la Formación Colorado, lo cual se puede extrapolar para otros campos ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

El modelo petrofísico realizado infiere que la formación Colorado en el Campo Gala no presenta características de hidrocarburo, sino que esta compuesta o saturada principalmente con agua, con impregnación de hidrocarburos en algunos sectores mínimos.

7. BIBLIOGRAFIA

- BOGGS, J (2001), Principles of Sedimentology and Stratigraphy, Third Edition, Prentice hall, New Jersey.

- BUENO R., PAEZ J.D. (1992) Caracterización y mapeo de las propiedades petrofísicas de las Arenas Superiores del Campo Casabe Bloque VIII, mediante Registros Eléctricos. Tesis de Grado UIS – ECOPETROL ICP.

- COLLINSON J.D., THOMPSON D.B. (1982) Sedimentary Structures, University of Keele, Capítulos 5 y 6.

- COOPER M.A., ADDISON F.T. et al (1995) Basin Development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia, AAPG Bulletin, v. 79 p. 1421 – 1443.

- CROSS T. A., LESSENGER M.A. (1998) Sediment volume partitioning: rationale for stratigraphic model evaluation and high – resolution stratigraphic correlation. Predictive high resolution sequence stratigraphy, Petroleum Society Special Publication 8.

- DENGO C. A. (1993) Structure of the Eastern Cordillera of Colombia: Implications for Trap Styles and Regional Tectonics. AAPG Bulletin, 77/8, 1315-1337.

- DE PORTA J (1974) Lexique Stratigraphique International- Ameique Latine. Colombia. Volume V. Fascicule 4b. Centre Nat. Rech. Scie; París.

- GALLOWAY W., D.HOBDAY D. K. (1996) Terrigenous clastic depositional systems, 2nd Edition, Springer – Verlag.

- GOMEZ E. Et al (2005) Syntectonic Cenozoic sedimentation into northern middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes, Geological Society of America v. 17.

- MORENO R. et. al. (2003) Estudio integrado de yacimientos Campo Llanito Gala. ECOPETROL S.A. Gerencia regional Magdalena Medio, Gerencia Técnica de Producción

- GUTIERREZ M., DVORKIN J et al (2001) Theoretical rocks physics for bypassed oil detection behind the casing: La Cira-Infantas. Stanford University, The Leading Edge p. 192–197.

- MIALl A.D. (1990) Principles of sedimentary basin analysis, second edition New York, Springer – Verlag, p. 668.

- MIALl A.D. (1995) Description and interpretation of fluvial deposits, a critical perspective, discussion. Sedimentology, v.42, p.379-384.

- MIALl A.D. (1996) The Geology of Fluvial Deposits; Sedimentary Facies, Analysis and Petroleum Geology. Berlin, Springer – Verlag, p. 582.

- NANZ R. H., WILSON B.W. (1959) Sands Condition as Indicated by the Self-Potential Log. EPRM Memorandum Report 51, Shell Development Company, Huston, Texas.

- NICHOLS, G. (1999) Sedimentology and Stratigraphy, Department of Geology, Royal Holloway, University of London, p. 111 – 127.

- NUMPAQUE L. E. (1985) Informe Geológico Pozo Gala-2, Empresa Colombiana de Petróleos, Departamento de Geología.

- ORTIZ A., SAAVEDRA J.L. (2007) Modelo geológico. Campos Llanito – Gala – Galán. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

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

- PATIÑO M., ORTIZ J. (2007) Modelo Petrofísico del Campo Gala para la Formación Colorado, Grupo de Investigación En Estratigrafía convenio UIS - ICP. Trabajo aun no publicado.

- RAMON, J.C., CROSS T. (1997) Caracterización y Predicción de Yacimientos de areniscas de canales fluviales, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia, CT&F, Vol.1, num. 3, p. 19 - 47.

- RAMON, J.C., DZOU, L., GIRALDO, B. (1997) Evaluación Geoquímica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena CT&F, Vol.1, num. 3. p. 47 – 67,

- ROJAS J.C. (2000) Caracterización sedimentológica -estratigráfica del Campo Llanito Gala Instituto Colombiano Del Petróleo División De Exploración Y Producción Litoteca Nacional-Estratigrafía.

- ROYERO J. M., CLAVIJO J. (2001) Mapa geológico Generalizado del Departamento de Santander, escala 1:400.000, Memoria Explicativa. Instituto de

Investigación E Información Neocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear
INGEOMINAS.

- RUGE P.T. (1987) Informe geológico final Pozo Gala 1X, Empresa Colombiana de Petróleos; Dirección de Exploración, Departamento de Operaciones Geológicas.

- SANTACRUZ R. (1987) Informe Geológico Final Pozo Gala-7 Empresa Colombiana de Petróleos. Dirección de Exploración, División de Geología, Departamento de Operaciones Geológicas.

- SANTACRUZ R., CORDOBA F. (1987) Informe Geológico Final Pozo Gala-Este-1 Empresa Colombiana de Petróleos. Dirección de Exploración, División de Geología, Departamento de Operaciones Geológicas.

- SANTACRUZ R. (2004) Informe Geológico. Actualización del modelo geológico campo Llanito - Gala, ECOPEPETROL Bogota.

- SARMIENTO M.L. (2008) Mapa de distribución de facies para la Formación Colorado en el Campo Galán en la Cuenca del Valle Medio Del Magdalena. Tesis de grado Grupo de Investigación en Estratigrafía, Convenio UIS-ICP.

- TORRES F.E. (2002) Metodología para la realización de una interpretación petrofísica avanzada dentro del marco de la administración de yacimientos de hidrocarburos. Tesis de Postgrado UIS – ECOPEPETROL ICP.

- VALDERRAMA R. (1985) Informe Geológico Final Pozo Gala-1 Empresa Colombiana de Petróleos, División Técnica de producción.

- WALKER R.G. (1976) Facies models 3. Sandy fluvial systems: Geoscience Canada, v. 3, p. 101 – 109.

- WALKER R.G. (1990) Perspective – facies Modeling and sequence stratigraphy: Journal of Sedimentary Petrology, v.60, p. 777-786.

- YEPES G.N. (2006) Curso Práctico de Interpretación Petrofísica Básica, ECOPETROL S.A., Gerencia de Producción, Departamento de Yacimientos.