

**EVALUACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE LOS FACTORES GEOLÓGICOS  
QUE CONTROLAN EL HIDRODINAMISMO EN UN CAMPO, EN LA  
CUENCA DE LLANOS, COLOMBIA**

**AUTORES:**

**JENNY CAROLINA CORDERO CASTELLANOS**

**ALVARO ANDRÉS MONCADA DÍAZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA, 2011**

**EVALUACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE LOS FACTORES GEOLÓGICOS  
QUE CONTROLAN EL HIDRODINAMISMO EN UN CAMPO, EN LA  
CUENCA DE LLANOS, COLOMBIA**

**AUTORES:**

**JENNY CAROLINA CORDERO CASTELLANOS  
ALVARO ANDRÉS MONCADA DÍAZ**

**Tesis presentada para optar el título de Geólogo.**

**DIRECTOR:**

**EDGAR RAMIRO PINEDA**

**TUTOR:**

**RICARDO ANDRES GOMEZ MONCADA**

**CODIRECTOR**

**MARIO GARCIA GONZALES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA, 2011**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	18
1. OBJETIVOS	19
1.1 OBJETIVO GENERAL	19
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	19
2. MARCO TEORICO	21
2.1. AMBIENTE DE FLUIDO	21
2.1.1. Ambiente Hidrostático	21
2.1.2 Ambiente Hidrodinámico:	22
2.2. ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS EN FUNCIÓN DE LA INTENSIDAD DEL HIDRODINÁMISMO	26
2.3. CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DEL AMBIENTE HIDRODINÁMICO	28
2.4. REFERENCIA DE PATRONES DE FLUJO SUBSUPERFICIAL	28
2.5. INCLINACIÓN Y DESPLAZAMIENTO DE ACEITE Y GAS EN YACIMIENTOS	32
3. ANTECEDENTES	36
4. METODOLOGIA DE TRABAJO	40
5. LOCALIZACION GEOGRAFICA Y GEOLOGICA DEL AREA DE ESTUDIO	43

6. MARCO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL	44
6.1 MARCO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DE LA CUENCA LLANOS	44
6.2 EDAD DE GENERACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS	46
6.3 EVALUACIÓN ESTRUCTURAL DEL CAMPO	47
7. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA LLANOS	51
7.1 EVALUACIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO	53
7.1.1 Paleoproterozoico	54
7.1.2 Paleozoico	54
7.1.3 Formación Carbonera	54
7.1.4 Formación León Shale:	56
7.1.5 Formación Guayabo:	56
8. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN PARA LA FORMACIÓN CARBONERA.	61
8.1 AMBIENTE DE DEPÓSITO PARA ARENAS BASALES	63
9. ESTUDIO HIDRODINÁMICO	72
9.1. CORRELACIÓN DE LA GRADACIÓN DE LA COLUMNA DE ACEITE	72
9.2. EVALUACIÓN DE POSIBLES FUENTES	75
9.2.1. Geología De Superficie	75
9.2.2 Información Histórica De Precipitaciones	81
9.3. EVALUACIÓN GEOQUÍMICA DE CRUDOS	87
9.3.1. Clasificación De Aceites De La Cuenca Llanos	88
9.3.2 Efecto del agua en el yacimiento	91
9.4 GRADACIÓN LATERAL DE ACEITE	97
9.4.1 Metodología para la Construcción de la Inclinación Promedio Entre OWC Y Arenas Basales	98
9.4.2 Metodología para la Construcción Columna de Aceite Neta	101

10. VALIDACIÓN A PARTIR DE DATOS INGENIERÍA	106
10.1 PRODUCCIÓN	106
10.1.1 Corte Inicial De Agua En Pozos Productores	107
10.1.2 Producción Acumulada	107
10.1.3 Producción Acumulada De Agua Normalizada	108
10.1.4 Producción Acumulada De Crudo Normalizado	111
10.2 PRESIÓN DE POZO (Hw)	115
10.3 SALINIDAD	119
11. CONCLUSIONES	121
12. RECOMENDACIONES	123
BIBLIOGRAFÍA	125

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Modelo del vector ( $F_w$ ) que muestra la distribución de las principales fuerzas que actúan sobre los elementos de agua, petróleo y gas. A. En el ambiente hidrostático B. En el ambiente hidrodinámico.	25
Figura 2. A la izquierda, modelos de recipientes cerrados de los entornos hidrostático (A) e hidrodinámico (B), mostrando gradiente de presión, planos de trazas de isopresión, superficie potenciométrica y carga hidráulica. A la derecha, efectos sobre la acumulación de petróleo y gas en condiciones hidrostática (C) e hidrodinámica (D). (Modificado, Dahlberg, Eric, 1994).	27
Figura 3. Modelo trampa hidrodinámica (	30
Figura 4. Secciones que muestra diversas elevaciones de cargas hidráulicas asociadas con cuatro pozos. A. Superficies potenciométrica en dirección este-oeste, que permiten inferir el flujo del agua. B. Patrón de convergencia, se infiere flujo de agua.	32
Figura 5. Posibles modelos de entrapamiento que ilustra los efectos constructivos o destructivos del flujo.	34
Figura 6. Modelos de entrapamiento que ilustra el efecto constructivo y destructivo del flujo del agua según la dirección del buzamiento en un acuífero dinámico. $U_o$ = Nivel de Energía Potencial asociado con el aceite disperso en cualquier punto del reservorio. $V_o$ = Nivel de Energía Potencial del Agua de Formación con respecto al Aceite	35
Figura 7. Sección transversal a través del campo de petróleo al noroeste del lago Creek en la cuenca del gran cuerno de Wyoming.	37
Figura 8. Mapa Cuencas Sedimentarias Colombianas	43
Figura 9. Corte en dirección E - W de los Andes Colombianos. Modificado por Restrepo - Pace	45

Figura 10. Sección Transversal. Modelo de estructuras pertenecientes a la zona Sur Colombia.	47
Figura 11. Distribución de Cubo sísmico 3D y líneas sísmicas 2D. Campo de Estudio	48
Figura 12. Interpretación de Superficies Estructurales.	49
Figura 13. Modelo Estructural del Campo, el buzamiento de la estructura se encuentra en dirección NW	50
Figura 14. Columna Estratigráfica Generalizada De La Cuenca Llanos Orientales.	52
Figura 15. Track con registros de pozos (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón) mostrando el grupo 1 y 2 de la Formación Carbonera.	57
Figura 16. Track con registros de pozos (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón) mostrando la unidad productora de la Formación Carbonera: Arenas Basales (C7)	57
Figura 17. Track con registros de pozos (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón) mostrando el grupo 2 y 3 de la Formación Carbonera.	58
Figura 18. Track con registros de pozos (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón) mostrando las Formaciones Guayabo y León Shale.	58
Figura 19. Mapa De Pozos, Correlaciones Estratigráficas en dirección NW - SE y Leyenda de la Correlación Estratigráfica para la cuenca Llanos Orientales. (	60
Figura 20. Paleografía y drenajes América del Sur. A. Terciario Medio (Oligoceno Tardío a Mioceno Temprano); B. Terciario Tardío (Mioceno Temprano a Medio).	62
Figura 21. Segmento de la Columna estratigráfica y Registros de pozos.	62
Figura 22. Clasificación simple de canal basado en la carga de sedimentos.	64
Figura 23. Clasificación general de ríos dependiendo el tipo de sedimento que arrastra.	67

Figura 24. Litofacies fluvial típica y perfil vertical para tres estilos fluviales Las flechas verticales indican la sucesión cíclica de varios tipos, que muestran la dirección de depositación y adelgazamiento. Números en los círculos indican rango de delimitación de la superficie. Códigos de litofacies se dan a la izquierda de la columna	68
Figura 25. Rio Errante. Platte River, Colorado.	69
Figura 26. Secuencias de canales fluviales amalgamados; facies más finas bioturbadas de pantano o marisma, asociados probablemente a estuarios, al tope de las Arenas Basales del un pozo.	71
Figura 27. Superficies de correlación estratigráfica MSI05 hasta MSI09 definidas entre el Oligoceno Temprano - Mioceno Medio, ubicación cronoestratigráfica de los miembros de la Formación Carbonera.	71
Figura 28. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el Campo, dirección NW-SE.	73
Figura 29. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el Campo, dirección NE-SW	74
Figura 30. Mapa Geológico De La Republica De Colombia, Escala 1:1,000,000.	76
Figura 31. Mapa Atlas Geológico, Plancha 15, Escala 1:500,000. Zoom 50%	77
Figura 32. Mapa de Geomorfología De La Zona De Estudio.	78
Figura 33. Mapa de Geomorfología De La Zona De Estudio	78
Figura 34. Modelos de dirección de flujo. Las posibles rutas del hidrodinamismo serian las unidades del Paleozoico, el cual se pone en contacto con las unidades de la Formación Carbonera, el León Shale y Guayabo	80
Figura 35. Mapas Interpolados para los 12 meses en un Periodo Homogeneizado.	84
Figura 36. Suma Vectorial de los ciclos Anuales Y Semianuales de la Precipitación en Colombia.	84

Figura 37. Histograma Precipitaciones Anuales, Estación Mapiripan, durante un periodo de 20 años (1989 – 2010)	86
Figura 38. Histograma Precipitaciones Anuales comprendiendo los meses de Abril - Julio, Estación Mapiripan, durante un periodo de 20 años (1989 – 2010)	86
Figura 39. Diagrama C27n-alcanos/Hopano C35(AB)Hopano X C29 25Norhopano / C35(AB) Hopano en los aceites	91
Figura 40. Imagen de radar con la ubicación de los cromatogramas para diferentes campos de la cuenca de los Llanos. 1. Zona de Estudio. 2. El Miedo. 3. Guarilaque. 4. Rancho Quemado. 5. San Joaquin. 6. Tauramena. 7. Tierra Blanca. 8. Tocaria. 9. La Gloria Norte. 10. La Gloria. 11. Chichimene. 12. Camoa. 13. Castilla. 14. Vanguardia. (Evaluación Geoquímica De La Cuenca Llanos Orientales: Áreas Casanare Y Meta, Colombia Vol. I.)	93
Figura 41. Distribución Gravedades API para crudos en yacimientos del Terciario. Datos Integrados. (Tomado Proyecto Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales Vol. II.)	95
Figura 42. Distribución de Porcentajes de Azufre para yacimientos del Terciario. Datos Integrados. (Tomado Proyecto Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales Vol. II.)	96
Figura 43. Porcentaje de Azufre Vs Gravedad API, en crudos Cuenca Llanos Orientales, resultados ICP. (Tomado Proyecto Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales Vol. II.)	97
Figura 44. Track de pozos, ilustrando el análisis para definir OWC	98
Figura 45. Mapa de inclinación promedio entre OWC y la superficie estructural de arenas basales	100
Figura 46. Mapa de superficie estructural de arenas basales y buzamiento promedio	100
Figura 47. Mapa Estructural De Arenas Basa	101

Figura 48. Mapa Estructural De Arenas Basales con atributo de curvatura	102
Figura 49. A. Pantallazo del procedimiento de creación del registro discreto. B. Track de pozos, ilustrando la relación entre arenas con potencial y sin potencial	103
Figura 50. Mapa de columna neta de aceite.	104
Figura 51. Acercamiento del mapa de la columna neta de aceite.	105
Figura 52. Relación entre Producción Acumulada de Agua y Producción Acumulada de Crudo.	108
Figura 53. A. Agua Acumulada Normalizada 2006. B Agua Acumulada Normalizada 2010	110
Figura 54. A. Petróleo Acumulado Normalizado 2006.B. Petróleo Acumulado Normalizado 2010.	112
Figura 55.A. Mapa Grid Petróleo Acumulado Normalizado 2010.	113
Figura 56. Ubicación de navegación del pozo horizontal.	114
Figura 57. Mapa de Cabeza Hidráulicas para el Campo de Estudio	118
Figura 58. Mapa de Salinidad para el Campo de Estudio	120

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla1. Resumen de los sistemas petrolíferos en las cuencas sedimentarias colombianas, mostrando 8 de las 15 cuencas Colombianas	53
Tabla 2. Historial de las precipitaciones de la estación Mapiripan (IDEAM	85

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE LOS FACTORES GEOLÓGICOS QUE CONTROLAN EL HIDRODINAMISMO EN UN CAMPO, EN LA CUENCA DE LLANOS, COLOMBIA.\*

**AUTORES:** JENNY CAROLINA CORDERO CASTELLANOS  
ALVARO ANDRÉS MONCADA DÍAZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Cuenca Llanos Orientales, Geología de Superficie, Hidrodinámismo, Biodegradación, Presión de Pozo.

Conocer el tipo de entrapamiento de nuestro campo y la influencia de diferentes componentes como la estructural, la estratigráfica y la hidrodinámica; con el fin de integrarlas en el presente proyecto de investigación, para entender como fue la depositación de la materia orgánica que generó el hidrocarburo en la Cuenca Llanos y así evaluar las áreas de mayor prospectividad.

Estudios Geológicos realizados específicamente sobre ésta área hasta la fecha, contemplan el análisis hidrodinámico para éste Campo determinando las curvas equipotenciales para el agua de la Unidad C7 Carbonera Inferior. El flujo del agua fue establecido en dirección Sur - Norte para el extremo izquierdo del campo y Este - Oeste para el extremo derecho del mismo, además se establecieron parámetros hidrodinámicos con el Factor de Amplificación de Inclinación (TAF), y gradientes hídricos.

Para identificar que en el área ocurre un entrapamiento hidrodinámico se utilizaron Track con registros de pozos (Gamma Ray, resistivo y densidad neutrón); para determinar la recarga y dirección del flujo se utilizó Geología de Superficie (Mapa de Ingeominas y del IDEAM), datos de presiones y salinidades de diferentes pozos. Además se construyeron mapas de columna de aceite neta y de inclinación promedio entre el Contacto Agua – Aceite y la superficie estructural de Arenas Basales; todo esto con el fin de establecer el orden de afectación de las componentes.

La información obtenida a partir de estudios hidrodinámicos, hidrológicos y geoquímicos enmarcados en un contexto geológico, se validaron a partir de datos de presiones, producción y salinidades para diferentes pozos dentro del campo, lo cual fue realizado desde una perspectiva de ingeniería; mostrando así la importancia de éste trabajo al combinar diferentes disciplinas en la exploración y explotación de crudo.

---

\* TRABAJO DE GRADO

\*\* Facultad de Físico Químicas. Escuela de Geología. Director. Edgar Ramiro Pineda Martínez Tutor. Ricardo Andres Gomez Moncada. Codirector, Mario Garcia Gonzales

## SUMMARY

**TITLE:** EVALUATION AND IDENTIFICATION OF THE GEOLOGICAL FACTORS THAT CONTROL A FIELD'S HYDRODYNAMISM IN THE LLANOS BASIN, COLOMBIA.\*

**AUTHORS:** JENNY CAROLINA CORDERO CASTELLANOS  
ALVARO ANDRÉS MONCADA DÍAZ\*\*

**KEY WORDS:** Eastern Llanos Basin, Surface Geology, Hydrodynamism, Biodegradation, Well Pressure.

To discover the type of entrapment present in our chosen field and the influence played by various factors; namely structural, stratigraphic and hydrodynamic. The goal is to integrate these factors within this research project in order to understand the deposition of the organic material that produced the hydrocarbons found in the Llanos Basin and consequently evaluate the areas with best prospects.

Geographical studies carried out to date in this area present hydrodynamic analysis of the field and determine the equipotential curves for the water of the lower coal unit C7. The water flow was determined as being from South to North in the extreme left of the field and from East to West in the extreme right. Hydrodynamic parameters were also established with the Tilt-Amplification Factor (TAF), and water gradients.

Track with well records (Gamma Ray, resistive and neutron density) were used in order to identify the presence of a hydrodynamic entrapment in the area. Surface Geology (from Ingeominas and IDEAM maps) and data about the pressure and salinity of different wells was used to determine the flow recharge and direction. Maps of net oil columns were produced as well as maps of average inclination between Water-Oil Contact and the structural surface of basal sands; with the overall goal of establishing the different components' affectation orders.

The information obtained from the hydrodynamic, hydraulic and geochemical studies put in a geological context, were validated using pressure, production and salinity data from different wells in the field, this was carried out from an engineering perspective; thus showing the importance of this work by combining different disciplines in crude oil exploration and exploitation.

---

\* GRADE WORK

\*\* Faculty of Physical Chemistry. School of Geology. Director. Edgar Martinez Ramiro Pineda.  
**Tutor. Ricardo Andres Gomez Moncada. Codirector, Mario Garcia Gonzales**

## INTRODUCCIÓN

La cuenca de los Llanos Orientales ha sido una de las áreas estudiadas por la industria de los hidrocarburos en Colombia, esto ha facilitado el desarrollo de proyectos de investigación que proveen gran cantidad de información geográfica, geológica, geofísica y geoquímica; debido a que ésta cuenca constituye la parte Colombiana de la gran región petrolífera Apure-Barinas localizada en Venezuela, una de las mayores productoras a nivel mundial<sup>1</sup>.

Con la información recopilada en el proceso junto con los textos publicados acerca de campos afectados por Hidrodinámismo como: Temporalidad de la formación en la zona sur de la cuenca foreland de los Llanos Orientales Colombia, Jiménez M ,2010. Applied Hydrodynamics Petroleum Exploration, DAHLBERG, Eric 1994; Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la unidad K2 del Bloque Apiay, MEZA CACERES, Germán. Y MANTILLA PARRA, Pedro. (1993); se perfeccionó el entendimiento del funcionamiento hidrodinámico el cual se encarga de estudiar el movimiento de las aguas junto con el de los fluidos que las acompañan (hidrocarburos), intentando dar respuesta al interrogante exploratorio sobre la ubicación de las acumulaciones comerciales de crudo y gas en el campo; mostrando la afectación para éste y áreas cercanas, optimizando el desarrollo del mismo.

---

<sup>1</sup> OLSHANSKY, A. KUZMIN, E. MASLIANITZKIY, V. Proyecto Sísmico Llanos 2D Informe Final De Procesamiento E Interpretación Tomo 1. 2007

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

- Identificar los factores geológicos que controlan el hidrodinámismo en un Campo de la Cuenca Llanos con el fin de optimizar el desarrollo del mismo.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Identificar las fuentes de recarga del acuífero a partir de la revisión de Geología de Superficie (topografía), Imágenes de Radar, Información Sísmica y Estudios Hidrogeológicos previos.
- Definir la continuidad de las estructuras hacia el este de la cuenca para identificar las posibles rutas de infiltración hacia Arenas Basales
- Definir temporalidad entre el Hidrodinamismo, migración y recarga de Hidrocarburo integrando información de datos geoquímicos y petrográficos del Campo.
- Realizar el mapa de efectividad del sello para la unidad de Arenas Basales teniendo en cuenta la calidad de las arenas Intermedias Inferior
- Determinar la inclinación promedio entre el contacto agua-aceite y la superficie estructural de Arenas Basales para identificar zonas de mayor prospectividad.
- Generar el Mapa de Columna de aceite neta incluyendo todos los pozos verticales del Campo.
- Generar el Mapa de °API de Hidrocarburos del Campo para definir biodegradación e influencia hidrodinámica.

- Validar patrones hidrodinámicos a partir de datos de presiones, salinidades y producción

## 2. MARCO TEORICO<sup>2</sup>

### 2.1. AMBIENTE DE FLUIDO

**2.1.1. Ambiente Hidrostático:** Un entorno hidrostático es donde no hay movimiento interno o movimiento de fluidos. El máximo gradiente de presión interna (la dirección en que la tasa de aumento de presión es el más grande) es vertical, atribuido al peso gravitacional de los fluidos suprayacentes. Para entender el comportamiento de las tres fases, petróleo, gas y los sistemas de agua, vale la pena mirar las construcciones del vector fuerza que caracteriza a los ambientes líquidos hidrostáticos y no hidrostáticos. Figura 1A. Muestra las combinaciones de fuerzas que actúan sobre las masas de agua, petróleo y gas en un sistema hidrostático. El principal componente es la gravedad dirigida verticalmente hacia abajo, representado por el vector  $g$ . La fuerza de gravedad es constante para el agua, el petróleo y el gas.

Se oponen al vector de la gravedad el vector de flotabilidad, que es una función de las diferencias de densidad y el diferencial de volumen-presión reflejando una componente de la fuerza orientada verticalmente hacia arriba, esto es simbolizado como  $p_g$  o  $DG$ . En el caso del agua estática, estas dos fuerzas están perfectamente equilibradas para que la fuerza resultante, representada en la figura como  $E_w$ , sea cero. Así, en un cuerpo estático de agua no hay fuerzas desequilibradas o movimiento, y el nivel de energía potencial del agua es constante. La magnitud de la fuerza resultante que actúa sobre la unidad de masa de gas contenida en el agua, representado

---

<sup>2</sup> DAHLBERG,E. Applied Hydrodynamics Petroleum Exploration. 1994.

por el vector blanco EG, es el mayor de los tres, ya que la densidad del gas es la más baja de todas, y la diferencia resultante entre el vector de flotabilidad y el vector de la gravedad es mayor.

**2.1.2 Ambiente Hidrodinámico:** Tres tipos generales de agua pueden ser encontradas dentro de una cuenca sedimentaria: la que ha sido atrapada durante el periodo de depositación en rocas permeables (Agua Connata), la que ha penetrado desde la superficie a través de rocas permeables aflorantes y fallas (Agua Fresca o Meteórica) y la que proviene del interior del manto terrestre (Agua Juvenil). La hidrodinámica se encarga de estudiar el movimiento de estas aguas junto con el de los fluidos que las acompañan (casos de los hidrocarburos), intentando dar respuesta, con el indispensable apoyo de otras ciencias, al interrogante exploratorio sobre la ubicación de la acumulaciones comerciales de crudo y gas, y llegando el caso, mostrar los posibles efectos del dinamismo de estos fluidos en la producción de un campo petrolífero<sup>3</sup>.

El entrampamiento hidrodinámico ocurre al existir en la superficie una fuente de agua, entrando en una formación del depósito. El petróleo tiende a tener una ruta de migración en el depósito, tratando de llegar a la superficie contra el flujo de agua, dependiendo de la correlación de fuerzas que actúan sobre el petróleo, puede verse atrapado contra un desnivel de la superficie del embalse, donde no hay trampa convencional. Esto es lo que ha sido descrito como una trampa hidrodinámica.

En los ambientes hidrodinámicos existe una fuerza interna de desequilibrio. Las características básicas del medio ambiente hidrodinámico están ilustradas en la Fig.2B, este modelo está representado en un recipiente

---

<sup>3</sup> MEZA CACERES, G. MANTILLA PARRA, P. Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la Unidad K2 del Bloque Apiay. 1993.

alargado, cerrado con tubos verticales como el manómetro conectado en cada extremo, como se muestra. Hay también una válvula de entrada en el extremo izquierdo, una válvula de salida en el extremo inferior derecho y una tapa que se ajusta firmemente contra la pared. La razón de la tapa es permitir que se aplique una fuerza al líquido en el tanque. Según el principio de Pascal, la presión interna en el fluido se encuentra debidamente elevada.

### **Caso 1:**

Las válvulas están cerradas, y se aplica una carga a la tapa, que transmite una fuerza a los fluidos en el interior, denominada presión de Cabeza Hidráulica ( $H_w$ ) que corresponde a la altura de la columna de agua respecto a un nivel de referencia o datum debido al trabajo ejercido por el potencial del mismo, en contra de la gravedad;  $H_w$  es la misma en A y B.

Para un intervalo de fluido con régimen estático y densidad constante,  $H_w$  es la misma para cada punto de ese intervalo; mientras que si alguna de las dos anteriores condiciones es cambiada,  $H_w$  variara en los diferentes puntos del intervalo. En cualquiera de los dos casos mencionados anteriormente, existirá una superficie cuyos valores de  $H_w$  permanecen constantes en toda su área; a esta se le ha denominado: superficie potenciométrica<sup>4</sup>. Estos planos internos de presión constante representadas por las líneas de puntos, son horizontales, y aumentan de tope a base ( $P$ ,  $P + \Delta P$ , etc.). Puesto que el agua dentro del recipiente es estática, el gradiente de presión ( $dP / dZ$ ) está orientada verticalmente. (Ver figura 2A)

### **Caso 2:**

El escenario ha cambiado, las válvulas de entrada y salida están abiertas y el agua se mueve a través del recipiente de izquierda a derecha, por lo que el

---

<sup>4</sup> MEZA CACERES, G. MANTILLA PARRA, P. Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la Unidad K2 del Bloque Apiay. 1993.

medio ambiente líquido es dinámico. Las trazas de los planos de isopresión se inclinan en la dirección del movimiento del agua, y el gradiente de presión, que tiene que ser orientada normal a los planos de isopresión, es por consecuencia no vertical. Al mismo tiempo, la altura de la columna de agua (y por tanto la carga hidráulica) es mayor en el tubo del manómetro en el extremo A de entrada de agua que en el tubo B que es el extremo de salida, y es la línea discontinua que conecta la parte superior de las dos columnas de agua no horizontales. Esto Implica que el nivel de energía potencial del fluido en la entrada supera al de la salida. (Ver figura 2B)

Un modelo vectorial que expresa las principales fuerzas que operan en la unidad de las masas de agua, petróleo y gas en un ambiente dinámico está ilustrado en la Figura 1B. El vector de flujo, que está orientado horizontalmente, representa una fuerza dirigida hacia la derecha, el componente del flujo es relativamente pequeño, y el vector resultante ( $E_w$ ) representa la fuerza que actúa sobre una unidad de masa de agua (como resultado de la flotabilidad hacia arriba, la fuerza del flujo hacia la derecha, y la gravedad hacia abajo) es la flecha blanca.

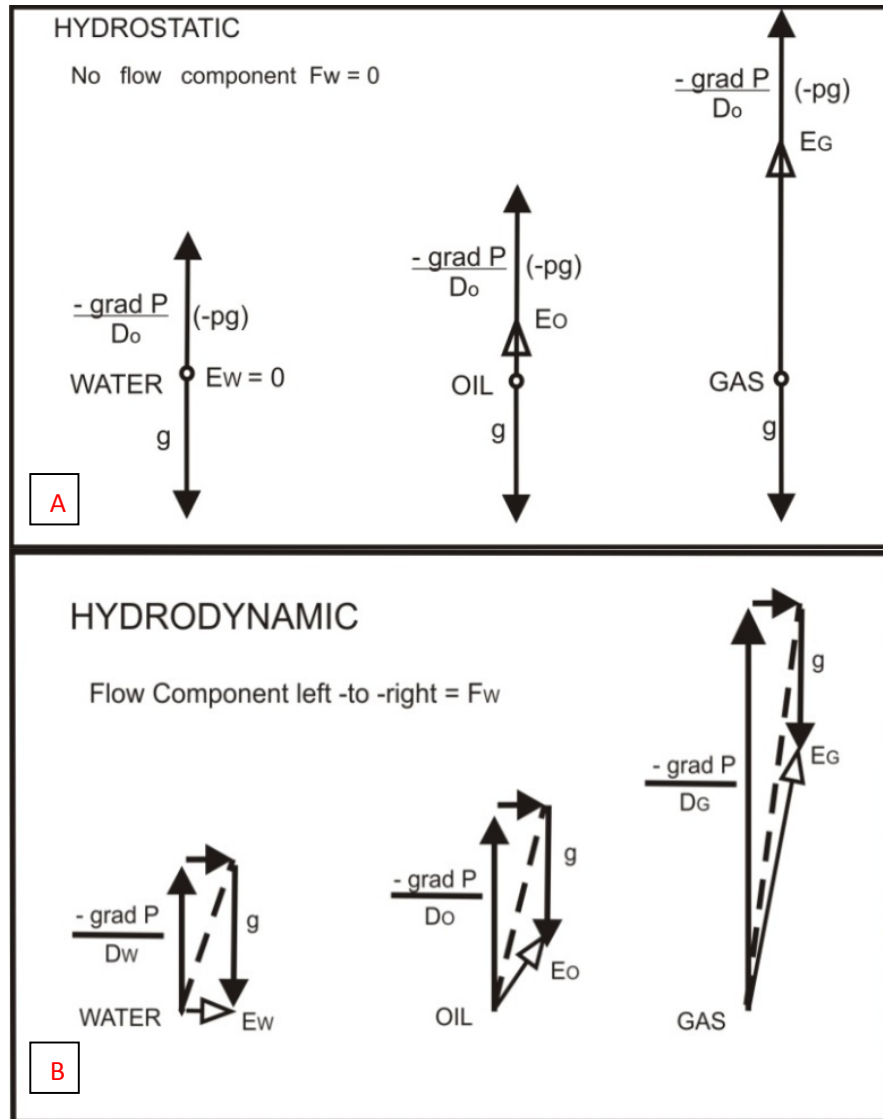


Figura 1. Modelo del vector ( $F_w$ ) que muestra la distribución de las principales fuerzas que actúan sobre los elementos de agua, petróleo y gas. A. En el ambiente hidrostático B. En el ambiente hidrodinámico. (Modificado, Dahlberg, Eric, 1994)

## **2.2. ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS EN FUNCIÓN DE LA INTENSIDAD DEL HIDRODINÁMISMO**

Bajo condiciones estáticas, el petróleo y el gas de los yacimientos se encuentran atrapados en estructuras cerradas. El Contacto Hidrocarburo - Agua (OWC) es horizontal en la manera tradicional, y así se muestra en la figura 2C. Cuando el entorno es dinámico el efecto sobre la acumulación de aceite puede ser muy drástico, y está indicado por las flechas negras en la figura. La columna más gruesa de petróleo se encuentra en la dirección de flujo descendente de la cresta de la estructura (Ver figura 2D). La distancia y la inclinación del OWC dependerán de la intensidad y dirección del flujo. La trayectoria de escape del gas no se verá afectada, y el Contacto Gas-Petróleo (OGC) será horizontal. Por tanto, es útil reconocer tempranamente el tipo de ambiente fluido antes de la perforación, para estar alerta de los efectos hidrodinámicos, de modo que la naturaleza del depósito y el potencial de producción puedan ser bien entendidos.

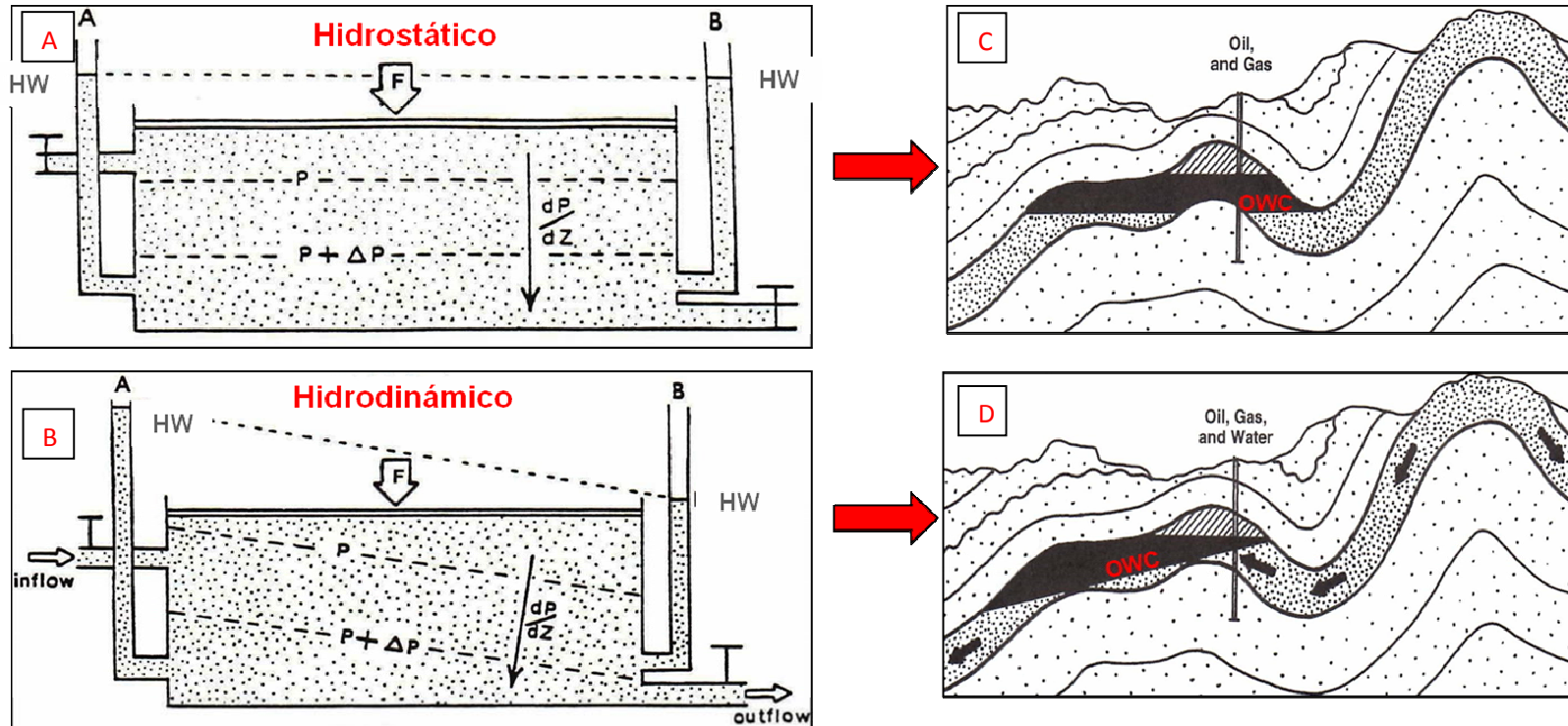


Figura 2. A la izquierda, modelos de recipientes cerrados de los entornos hidrostático (A) e hidrodinámico (B), mostrando gradiente de presión, planos de trazas de isopresión, superficie potenciométrica y carga hidráulica. A la derecha, efectos sobre la acumulación de petróleo y gas en condiciones hidrostática (C) e hidrodinámica (D). (Modificado, Dahlberg, Eric, 1994).

### **2.3. CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DEL AMBIENTE HIDRODINÁMICO<sup>5</sup>**

1. Los fluidos se desplazan dentro de la unidad.
2. Los gradientes de presión no están orientados verticalmente debido a efectos que no son sólo de la densidad y la gravedad.
3. Los planos de presión constante (planos isopresión) no son horizontales, son inclinados hacia abajo en la dirección del flujo.
4. Los niveles de carga hidráulica varían de un lugar a otro dentro del yacimiento.
5. El nivel de energía potencial varía dentro del yacimiento, disminuyendo en la dirección del movimiento del fluido.
6. Los contactos entre las diferentes fases de fluido no son horizontales, son inclinados en el sentido del flujo o disminución de energía potencial.
7. Las acumulaciones de petróleo y gas no siempre se encuentra cerca de los puntos más altos en las estructuras.
8. Los HC se pueden acumular en trampas geológicas que no están completamente cerradas o selladas por la fuerza del agua en movimiento, esta refuerza las débiles barreras físicas que retiene los HC.
9. Las rutas de migración de petróleo y gas no son similares, debido a diferencias en la densidad y los movimientos del agua.
10. La superficie potenciométrica no es horizontal, es variable.

### **2.4. REFERENCIA DE PATRONES DE FLUJO SUBSUPERFICIAL<sup>6</sup>:**

En un sistema con flujo de agua subterránea en una cuenca sedimentaria se puede reconocer básicamente tres zonas con características particulares

---

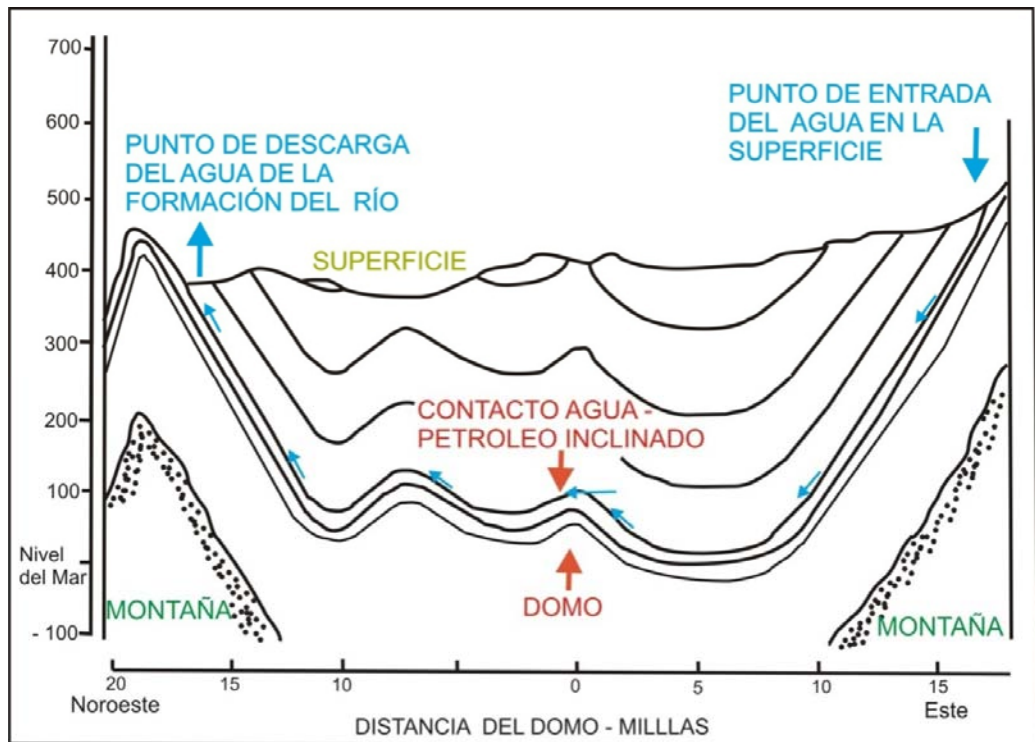
<sup>5</sup> DAHLBERG, E. Applied Hydrodynamics Petroleum Exploration. 1994

<sup>6</sup> Ibid.

como se muestra en la figura 3, que permiten identificarlas fácilmente: Una zona en donde ocurre la entrada de agua llamada Zona de Recarga, caracterizada por estar generalmente a mayor altura con respecto a las otras zonas y por cuya razón posee los valores de energía potencial más altos. La zona de recarga puede encontrarse a nivel superficial, concordando con ríos, lagos u otras fuentes de agua menos continuas (precipitaciones), en contacto con las rocas permeables que permitirán su circulación, o pueden corresponder con rocas de textura fina saturadas de agua, las cuales por procesos de compactación expulsan sus fluidos a rocas vecinas más permeables. Este tipo de zonas de recarga se halla en un nivel más profundo bajo la superficie, además aporta un tipo de agua generalmente de alta salinidad, a diferencia de la primera ubicada a nivel superficial y con un aporte de agua dulce (es decir de muy baja salinidad).

Una segunda zona en un sistema de flujo de agua subterránea es la Zona de Circulación, en donde la energía potencial inicial con la que entra el agua decrece a medida que ésta efectúa su movimiento a través de los caminos más apropiados, entre los más comunes seguidos por el agua durante su movimiento subterráneo se tienen: las estructuras ramificadas de poros, fracturas, fallas y discordancias.

La tercera Zona es la de Descarga, lugar donde ocurre la expulsión o el retorno del agua que ingreso al sistema, de nuevo a la superficie pero en un sitio topográficamente más bajo que el de entrada o de recarga.



**Figura 3. Modelo trampa hidrodinámica (Modificada, Geología del Petróleo Básica, 1999)**

El sistema hidrodinámico necesita de un aporte relativamente constante de agua para mantener el movimiento de forma continua, hecho que se favorece por la filtración permanente en la zona de recarga, permitiendo mantener el desequilibrio perpetuo de la circulación de las aguas subterráneas. La ocurrencia de agua dulce o ligeramente salobre dentro de rocas ubicadas en el subsuelo es un buen indicio del estado de movimiento en que se encuentran, o por el contrario la presencia de agua salada en rocas profundas puede hacer pensar en un régimen estático de las mismas<sup>7</sup>. En nuestro trabajo identificaremos los posibles fuentes de recarga y descarga que están afectando el campo lo cual se profundizara en la sección 10.2.

<sup>7</sup> Op. Cit

Uno de los aspectos importantes en un estudio hidrodinámico, es determinar si el agua que se encuentra en el reservorio permanece en un estado estático estacionario (en un intervalo de tiempo geológico), o en movimiento dentro de un estrato permeable cualquiera. El mecanismo empleado para la determinación del estado de flujo de los fluidos presentes en una unidad permeable, es el análisis de las presiones de formación, del que se obtienen datos espaciales de cabezas hidráulicas (Hw) convertidas a valores de potenciales de agua, crudo y gas, que al ser mapeados permiten observar la tendencia del movimiento<sup>8</sup>.

A continuación se explican algunos casos de elevaciones de cabezas hidráulicas que permiten inferir la dirección del flujo de los fluidos.

En la figura 4A las alturas de las columnas de agua en los cuatro pozos aumenta de izquierda a derecha, lo que indica disminución del nivel de energía potencial en la dirección opuesta de Este al Oeste; con el flujo de los fluidos en las regiones de potencial alto a los de menor potencial, se infiere la dirección del movimiento del agua al Oeste.

La caída local en la superficie potenciométrica entre los pozos B y C de la figura 4B, implica que el agua de formación se mueve de Este a Oeste en las cercanías de los pozos C y D y de Oeste a Este entre los pozos A y B. El flujo de convergencia se deduce de la configuración de la superficie, pero para que el flujo se mantenga, el agua tiene que ir a alguna parte. En tal caso, lo más probable es que se mueva hacia las unidades de arriba o de abajo, si los conductos como fracturas o fallas están disponibles<sup>9</sup>.

---

<sup>8</sup> Ibid

<sup>9</sup> DAHLBERG, E. Applied Hydrodynamics Petroleum Exploration. 1994.

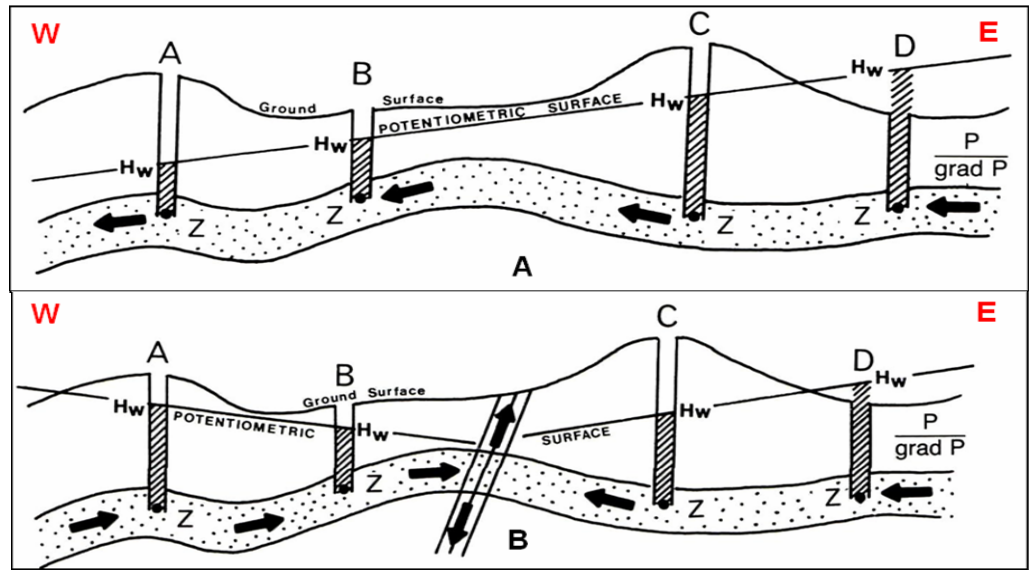


Figura 4. Secciones que muestra diversas elevaciones de cargas hidráulicas asociadas con cuatro pozos. A. Superficies potenciométrica en dirección este-oeste, que permiten inferir el flujo del agua. B. Patrón de convergencia, se infiere flujo de agua. (Tomado Applied Hydrodynamics Petroleum Exploration. 1994.)

## 2.5. INCLINACIÓN Y DESPLAZAMIENTO DE ACEITE Y GAS EN YACIMIENTOS<sup>10</sup>

Se ha demostrado que uno de los efectos del movimiento del agua sobre una acumulación de petróleo o gas es que el OWC es inclinado hacia abajo en la dirección del flujo. La inclinación y la pendiente se relacionan por una cantidad llamada el **Factor de Amplificación de Inclinación (TAF)**, que es igual a la relación entre la densidad del agua y la diferencia entre la densidad del agua y el hidrocarburo.

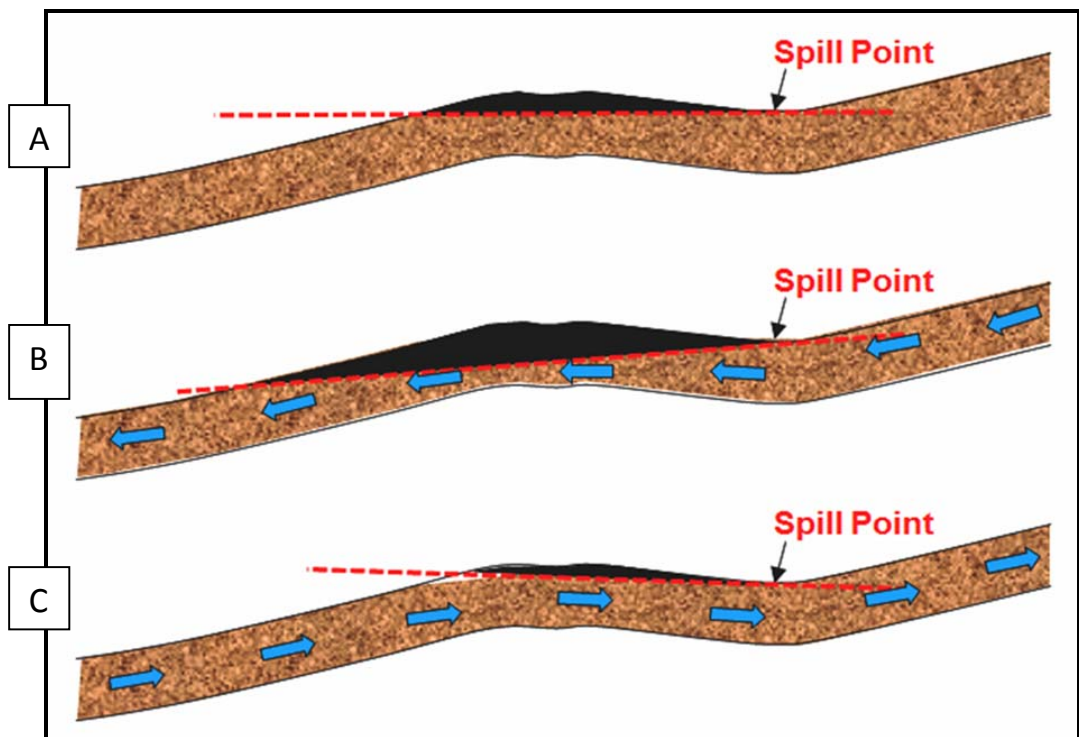
<sup>10</sup>Ibid

El OWC es un plano a lo largo del cual el nivel de energía potencial es constante, por lo que es paralelo a los planos internos equipotenciales dentro de la parte donde hay saturación de agua en el reservorio. La condición necesaria para crear la inclinación es que el agua más densa debe estar en movimiento por debajo y en contacto con la fase de hidrocarburos menos densa.

Para un depósito hidrostático, los OWC y GWC son horizontales, generando buena capacidad de acumulación de hidrocarburos (Ver figura 5A). Si el ambiente cambia y hay un flujo de agua y si éste es Downdip (buzamiento abajo) el OWC gira alrededor del Spill Point en dirección descendente, lo que permite el aumento en el volumen de hidrocarburo que la trampa puede contener, como se ilustra en la figura 5B. Cuando el flujo de agua es en dirección Updip (buzamiento arriba), el OWC se inclina en la dirección del movimiento del agua (en este caso, updip), resultando en la disminución del volumen de la acumulación, debido a que el OWC gira alrededor del Spill Point en dirección ascendente (Ver figura 5C); por lo tanto el flujo downdip es favorable para la acumulación, esperándose mayor volumen de hidrocarburo que en las situaciones de flujo updip, que disminuyen en lugar de mejorar la capacidad de la trampa.

La figura 6 muestra una sección transversal de atrapamiento para una unidad con un acuífero, en casos donde hay flujo del agua de formación tanto en la dirección updip como downdip. Las cifras revelan que, en condiciones estáticas una trampa en la ubicación C tendría una pequeña acumulación de aceite, controlado por el Spill Point en los bajos estructurales entre C y D. En el caso downdip como en el yacimiento C, éste se amplía en virtud de la dirección del buzamiento desplazando a B como resultado del flujo de agua hacia abajo. Cuando el flujo se invierte, es decir updip, todas estas trampas son eliminadas, y los vectores de fuerza del aceite (normal a la traza  $U_0$ )

accionan los hidrocarburos ascendentemente hacia el borde de la cuenca. Estos dos modelos de entrapamiento potencial demuestran una vez más que el flujo contrario al buzamiento no es propicio para la captura de petróleo y gas, mientras que el flujo en dirección del buzamiento crea y aumenta la acumulación de hidrocarburos.



**Figura 5. Posibles modelos de entrapamiento que ilustra los efectos constructivos o destructivos del flujo. (Tomado, Modelamiento Estático Y Dinámico. Zona de Estudio. Ecopetrol, ICP. 2011)**

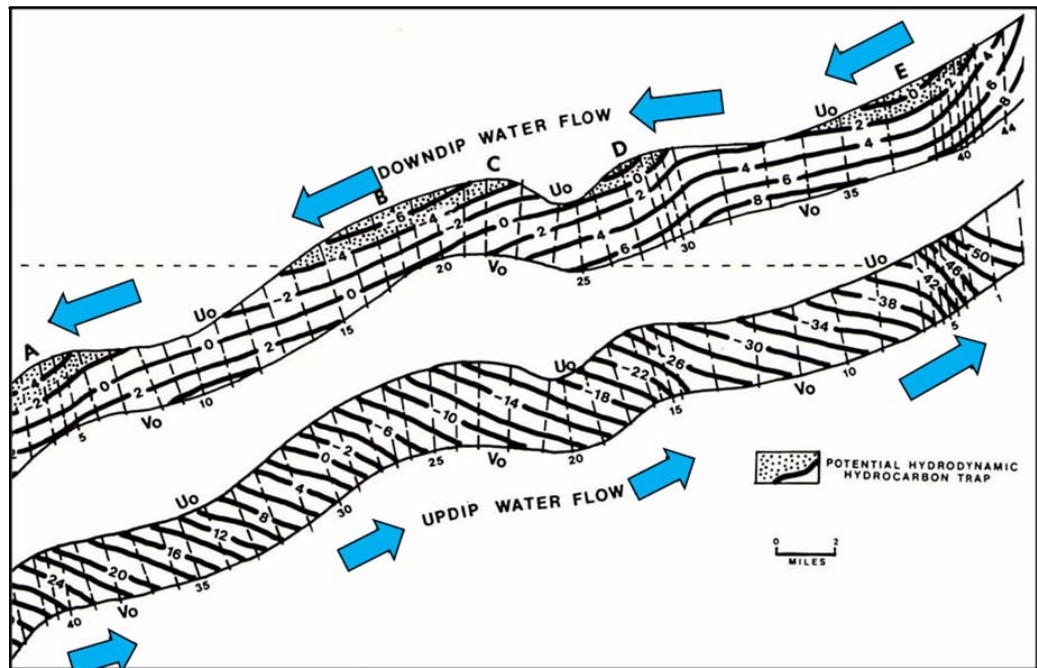


Figura 6. Modelos de entrapamiento que ilustra el efecto constructivo y destructivo del flujo del agua según la dirección del buzamiento en un acuífero dinámico.  $U_o$  = Nivel de Energía Potencial asociado con el aceite disperso en cualquier punto del reservorio.  $V_o$  = Nivel de Energía Potencial del Agua de Formación con respecto al Aceite. (Tomado, Modelamiento Estático Y Dinámico. Zona de Estudio. Ecopetrol, ICP. 2011)

### 3. ANTECEDENTES

La cuenca de los Llanos Orientales ha sido una de las áreas estudiadas por la industria de los hidrocarburos en Colombia, esto ha facilitado el desarrollo de proyectos de investigación que proveen gran cantidad de información geográfica, geológica, geofísica y geoquímica; permitiendo establecer los diversos factores que afectan el entrapamiento del crudo como lo puede ser la parte estructural, estratigráfica e hidrodinámica, esta última ha sido poco estudiado pero no menos importante.

Algunos de los estudios que han analizado los efectos hidrodinámicos en campos gaso - petrolíferos son los efectuados a nivel regional por MEZA CACERES, Germán. Y MANTILLA PARRA, Pedro. 1993<sup>11</sup>; y a nivel mundial por DAHLBERG, E. 1994 quien cita diferentes ejemplos que se identificaron mediante la predicción de la inclinación del contacto agua – aceite (OWC) y del contacto agua – gas (GWC); en los cuales se muestran que el grado de inclinación de OWC depende de la intensidad del flujo de formación de agua subyacente y sus alrededores, las densidades comparativas del movimiento del agua, y fases asociadas al hidrocarburo. También demuestran que los métodos presentados son los efectivamente utilizados antes de perforar, con el fin de predecir si una acumulación puede ser entrapada y conservada existiendo condiciones hidrogeológicas variables.

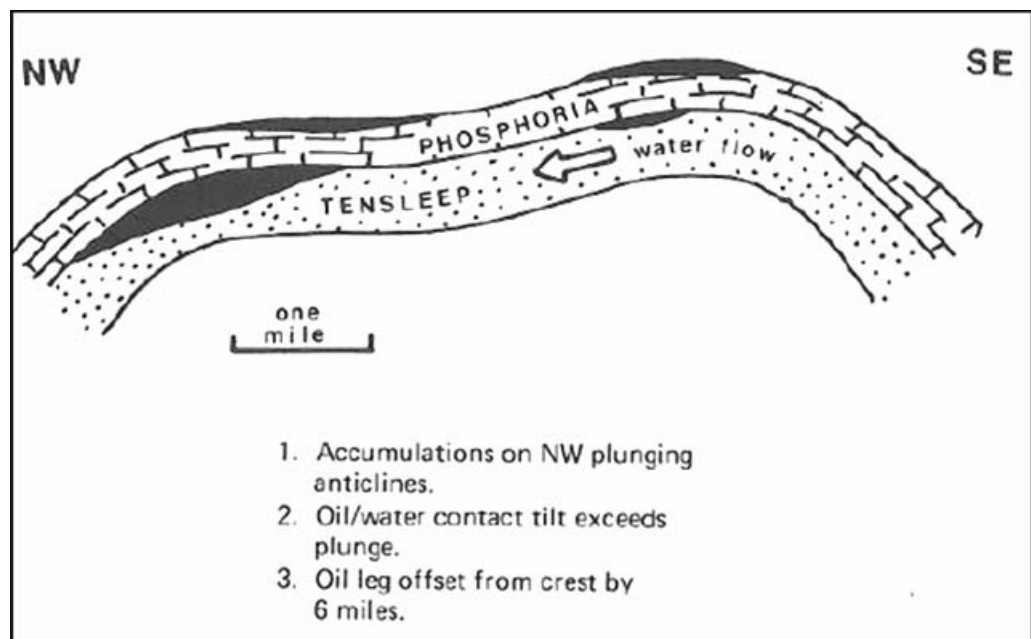
Un ejemplo citado por DAHLBERG, E. 1994 es el campo de aceite al noroeste del Lago Creek en Wyoming<sup>12</sup> demostrando vivamente los prominentes efectos del hidrodinámismo hacia el noroeste, los flujos de agua

---

<sup>11</sup> MEZA CACERES, G. MANTILLA PARRA, P. Hidrodinámica de la unidad K2 del Bloque Apiay. 1993

<sup>12</sup> Green y Ziemer. 1953

regional han ido empujando el aceite a las arenas Tensleep varios kilómetros hacia abajo de la protuberancia rocosa de la estructura. El OWC es fuertemente inclinado en la dirección del flujo, de acuerdo con la teoría para ambas acumulaciones: las de las arenas Tensleep, así como en la Fosforita subyacente. La perforación en el punto más alto de esta particular estructura podría producir poco crudo debido a la hidrodinámica natural. (Ver figura 7).



**Figura 7. Sección transversal a través del campo de petróleo al noroeste del lago Creek en la cuenca del gran cuerno de Wyoming. (Después de Green y Ziemer, 1953)**

Otros ejemplos que evidencian las características mencionadas anteriormente son:

1. El Wheat Field, al Oeste de Texas. (Adams, 1936)
2. Los campos en El Cairo, Arkansas. (Goebel 1950)
3. Campo de aceite y gas Cushing, Oklahoma. (Beal, 1917)

4. Campo de gas Hugoton, USA. (Drawn from Pippin, 1968, and Hubbert, 1967)
5. Campo de aceite Tin Fouye, Algeria. (Chiarelli, 1978)
6. Campo de aceite Norman, Noroeste de Canadá. (Hubbert, 1953)
7. Campo de aceite Leduc Woodbend, Alberta, Canadá. (McCourt, 1966)
8. Yacimientos de petróleo, San Andrés de Nuevo México. (Keller, 1992)
9. Campo de gas y aceite Lagifu/Hedinia, Pampua, Nueva Guinea. (Eisenberg, 1993)

En exploración es importante familiarizarse con los elementos del entrapamiento hidrodinámico y las consecuencias sobre el tamaño, forma, carácter general y las acumulaciones de petróleo y gas en éstas condiciones; para que las ocurrencias inexplicables se conviertan en explicables<sup>13</sup>.

Todas las características propias de un ambiente hidrodinámico, descritas anteriormente, se trataran de evidenciar en el campo de interés mediante el análisis de presiones de pozo, salinidades, gradación de la columna de aceite, mapas estructurales y de superficies, además de otros tantos estudios los cuales se describen minuciosamente en la metodología del trabajo.

Estudios anteriores realizados en este campo muestran la evolución constante del comportamiento de presión del yacimiento durante la historia de producción ocasionado por la presencia de un acuífero fuerte y activo, que debe estar recargándose para lograr la continúa compensación volumétrica del petróleo y agua extraídos durante la vida activa del campo; es por esto que es de gran interés para este trabajo investigativo identificar la fuente de esta recarga; pues daría la dirección ideal para la ubicación de pozos con

---

<sup>13</sup> DAHLBERG, G. Applied Hydrodynamics Petroleum Exploration. 1994.

altos corte de producción de hidrocarburo y bajos cortes de agua, lo que económicamente es primordial para el campo.

#### **4. METODOLOGIA DE TRABAJO**

La metodología de trabajo se estructuró en cuatro partes las cuales se describen a continuación.

##### **PRIMERA PARTE:**

- Recopilación de información bibliográfica del Centro de Información Técnico del ICP, Biblioteca UIS y páginas Web; además de mapas de INGEOMINAS y de IDEAM; la cual se analizó y estructuró para catalogar la información con la que se contaba referente a clasificación de aceites, afectación del crudo por lavado de aguas, modelo estructural y estratigrafía a nivel de cuenca, de manera que esta se aplicara al campo sin tener que repetir dichos estudios.

##### **SEGUNDA PARTE:**

- Identificar las posibles recargas del acuífero ya que para que exista un entrapamiento hidrodinámico debe existir una recarga continua de agua para que se mantengan las presiones casi constantes, lo cual se hizo a partir de información y mapas de geología de superficie de INGEOMINAS y del IDEAM, utilizando datos históricos de precipitaciones de la estación Mapiipan ubicada sobre el Río Guaviare ya que este es una de las más grandes fuentes hídricas de la cuenca, la cual podría afectar las presiones del campo, otra fuente de apoyo fue la información sísmica del área de estudio aunque esta es muy escasa, especialmente hacia la parte Este de la Cuenca Llanos.
- Definir la continuidad, adelgazamiento y pinchamiento de las estructuras hacia el este de la cuenca, lo cual nos permitirá validar el entrapamiento hidrodinámico e identificar las posibles rutas de infiltración hacia Arenas

Basales mediante correlaciones estratigráficas, interpretación de Líneas sísmicas y mapas geológicos de INGEOMINAS y de IDEAM.

- Mapeo efectividad del sello para la unidad Arenas Basales teniendo en cuenta la calidad de las arenas de Intermedias Inferior, ya que con esto se puede determinar si en el campo la acumulación de crudo esta restringida por calidad de roca, componente estructural y el hidrodinamismo.
- Analizar si el control estructural local causa deriva en el buzamiento que afecta la columna de aceite, mediante la interpretación de líneas sísmicas.

### **TERCERA PARTE**

- Comparar densidades API, patrones de biodegradación y asociación con la roca fuente para diferentes campos dentro de la cuenca, con el fin de caracterizar el crudo de nuestro campo en cuanto a origen y afectación por procesos de mezcla de aceites o biodegradación, para la cual se tuvieron en cuenta mapas de API, imagen de radar con la ubicación de los cromatogramas para diferentes pozos de la Cuenca Llanos, relación entre biodegradación y mezcla de aceites y Porcentaje de Azufre; para validar la dinámica del fluido.
- Generar el Mapa de Columna de aceite neta incluyendo todos los pozos verticales del Campo, utilizando la superficie estructural de arenas basales y el contacto agua – aceite los cuales fueron modelados en el programa PETREL 2008.2, para ratificar la influencia litológica, estructural e hidrodinámica en la acumulación de hidrocarburo.
- Determinar la inclinación promedio entre el contacto agua-aceite mediante la superficie estructural de Arenas Basales para identificar zonas de mayor prospectividad y posibles extensiones del campo.

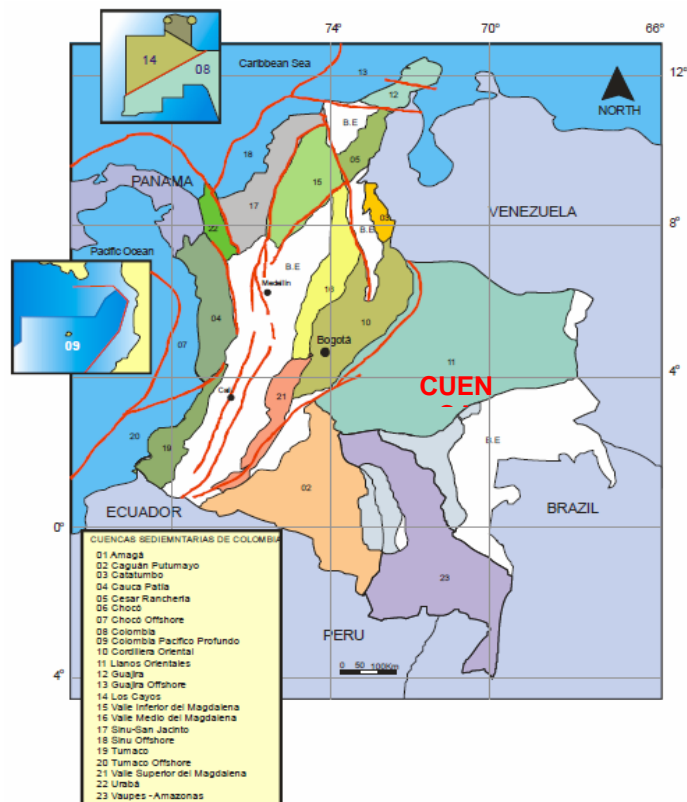
### **CUARTA PARTE:**

- Validar patrones hidrodinámicos a partir de datos de producción con el fin de evidenciar si las zonas donde están las mayores acumulaciones de crudo

concuerdan con las zonas que estructuralmente y litológicamente se consideran aptas para que exista acumulación de crudo; también presiones de pozo a partir de pruebas RFT y MDT para identificar una dirección de flujo lo cual sería importante para ubicar nuevos pozos con buena producción de crudo; y por ultimo salinidades de diferentes pozos en el campo lo cual es un factor importante para validar si existe entrapamiento hidrodinámica y también puede indicar en un determinado momento la dirección del flujo, para ello se tendría que complementar con los análisis presiones de pozo.

## 5. LOCALIZACION GEOGRAFICA Y GEOLOGICA DEL AREA DE ESTUDIO

La Cuenca de los Llanos Orientales cubre un área de 190.000 km<sup>2</sup> y se encuentra dividida en tres sectores con características geológicas propias que son Arauca, Casanare y Meta, los cuales coinciden con las áreas de los departamentos del mismo nombre<sup>14</sup>. La zona de estudio está ubicada en la parte oriental de Colombia, en el área de la cuenca gaso-petrolífera de los Llanos, específicamente en la parte oriental del Departamento del Meta. (Ver figura 8).



**Figura 8. Mapa Cuenas Sedimentarias Colombianas (Tomado de Barrero, 2007)**

<sup>14</sup> Rangel, et al. 1991.

## 6. MARCO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL

### 6.1 MARCO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DE LA CUENCA LLANOS

La cuenca de los llanos es una depresión estructural asimétrica, limitada al Norte por el Arco de Arauca, que la separa de las cuencas Venezolanas de Apure y Barinas; al Oeste y hacia el borde Este de la cordillera Oriental por el sistema de fallas Guaicaramo – Yopal- Santamaría; al Sur por la Serranía de la Macarena y el Arco de Vaupés<sup>15</sup>.

Mapas geológicos recientes a lo largo de las estribaciones de la Cordillera Oriental, controlados por numerosos perfiles sísmicos, demuestra que el sistema de los Llanos está compuesto de al menos tres grandes frentes de empuje que se manifiestan de sur a norte<sup>16</sup>. En la Cuenca Llanos Orientales se reconoce tres zonas con estilos estructurales definidos<sup>17</sup>, teniendo en cuenta que las zonas occidental y central son las que posiblemente pueden afectar nuestra área de estudio:

1. Zona Occidental: va desde el Piedemonte hasta el sistema de fallas de dirección Sur -Norte de Castilla - Apiay, Upía – Fortaleza, Leticia - Agua Azul – Morichal – Santa María, y el sistema de dirección Noreste, formados por la Falla de Achagua, Falla de Caño Limón - Guafita, Caño Caranal – Matanegra y Jubilo Centella - La Victoria.
2. Zona Central: se extiende desde el límite de la zona Occidental hasta la falla del Meta. Caracterizada por el fallamiento normal e inverso, con

---

<sup>15</sup> MEZA CACERES, G. MANTILLA PARRA, P. Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la unidad K2 del Bloque Apiay. 1993.

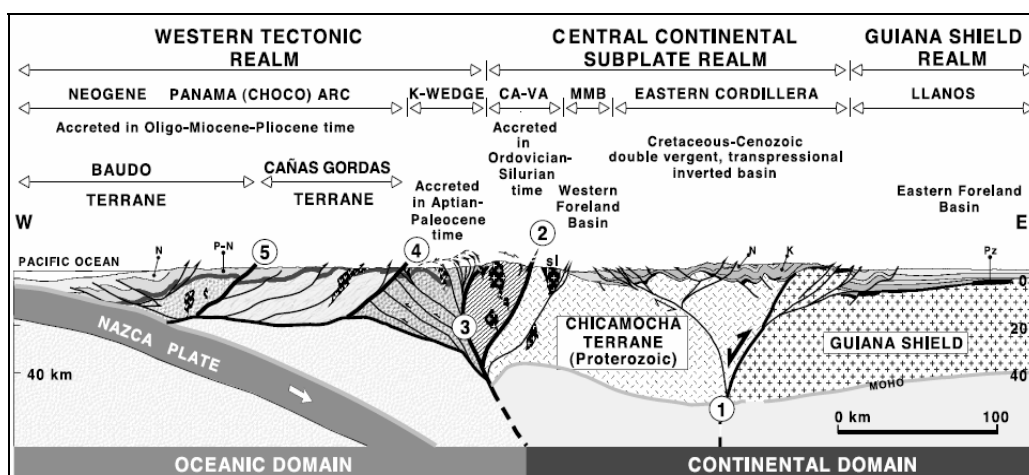
<sup>16</sup> Geotec, 1996

<sup>17</sup> ROCHA MELLO, M. Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales. Áreas Casanare y Meta, Colombia. 1992.

planos inclinados hacia el Este y de rumbo NE – SW. Su origen se asocia a una compresión inicial (fallas inversas al Este) seguida por una descompensación de la cuenca (fallas normales) sugiriéndose una imposición.

3. Finalmente, la zona Oriental, localizada al oriente del río Meta hasta el borde la cuenca. Forma un monoclinal inclinado hacia el oeste, constituyendo la zona más estable. En esta zona los lineamientos de los ríos están relacionados con fallas de basamento.

La figura 9. Muestra un corte en dirección E – W de los Andes Colombianos, el cual incluye la Cuenca Llanos que es nuestra área de interés, la edad de levantamiento de la Cordillera Oriental es de finales del Cretácico y comienzo del Cenozoico, relacionándola más adelante con la edad de los pulsos de generación de hidrocarburos. En general se observa que no es una zona afectada por fallas a nivel regional dejando la posibilidad de afectación por fallas locales.



**Figura 9. Corte en dirección E - W de los Andes Colombianos. Modificado por Restrepo - Pace (Cediel y Caceres, 2000). Principales Fallas: 1= Fallas Santa Marta-Bucaramanga-Suaza (Greenville). 2=**

**Sistema de Fallas de Palestina (Ordovicico-Silurico). 3= Sistema de Fallas de Romeral-Peltetec (Aptiano). 4=Sistema de Fallas de Garrapatas - Debeiba (Oligoceno - Mioceno), 5=Sistemas de Fallas de Atrato (Mioceno Tardio). Abreviaciones: K- cuña:cuña del cretácico; CA-VA=Terreno Cajamarca - Valdivia; MMB= Cuenca del Magdalena Medio; sl= Bloque San Lucas; (Meta) Rocas Sedimentarias: Pz= Paleozoico; K= Cretácico; P= Paleogeno; N=Neogeno. (Tomado de Tectonic Assembly of The Northern Andean Block, 2003)**

## **6.2 EDAD DE GENERACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS**

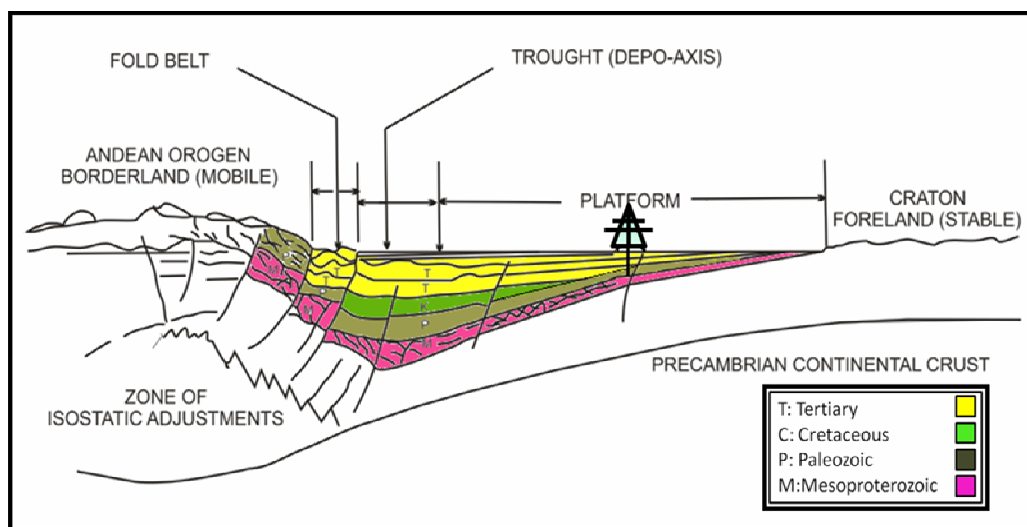
Las estructuras pertenecientes a la zona Sur de la cuenca comenzaron a formarse en el Eoceno Tardío, generándose durante una cinemática variable que incluyó reactivaciones de fallas mayores que generaron a su vez fallas menores; la deformación y la sedimentación fueron contemporáneas durante la depositación de los niveles C6, C7, C8 de la Formación Carbonera.

Se produjo un cambio en la dirección de los esfuerzos ligado a fallas con componente transcurrente, este proceso tiene sus mayores evidencias en la zona Occidental y fue acompañada por depositaciones de los niveles inferiores de la Formación Carbonera, es decir Oligoceno Tardío, este proceso parece continuar en el Mioceno Temprano, en donde C2 presenta evidencia de tectónica sinsedimentaria, tal y como lo documenta Mora et al, 2010. Los sedimentos no diferenciados del Paleozoico en el sur de la Cuenca de los Llanos presentan episodios deformativos de magnitud considerable.<sup>18</sup>

---

<sup>18</sup> JIMENEZ JACOME, M.. Temporalidad de la Deformación en la zona Sur de la cuenca foreland de los Llanos Orientales, Colombia. 2010.

Un modelo estructural local se observa en la figura 10, donde están presentes las unidades cronoestratigráficas y su continuidad a lo largo de la cuenca, lo cual es un factor favorable para que exista una trampa hidrodinámica.



**Figura 10. Sección Transversal. Modelo de estructuras pertenecientes a la zona Sur Colombia. (Modificado West-east Transect Across The Colombian Andes, 2000)**

### 6.3 EVALUACIÓN ESTRUCTURAL DEL CAMPO

La interpretación estructural del campo basada en un Cubo Sísmico 3D\_Reproceso 2007, 66 líneas sísmicas 2D y 23 pozos con registros sísmico, para un cubrimiento areal de 2858,63 Km<sup>2</sup> (Ver figura 11), indican un extenso monoclinial (anticlinal o sinclinal unido a una parte plana) con muy poca complejidad estructural, el yacimiento se encuentra entre los 700 y los 1000 milisegundos [ms] (Imagen sísmica aceptable hasta los 1200 ms), enmarcado entre la discordancia de Paleozoico y las Arenas Basales de



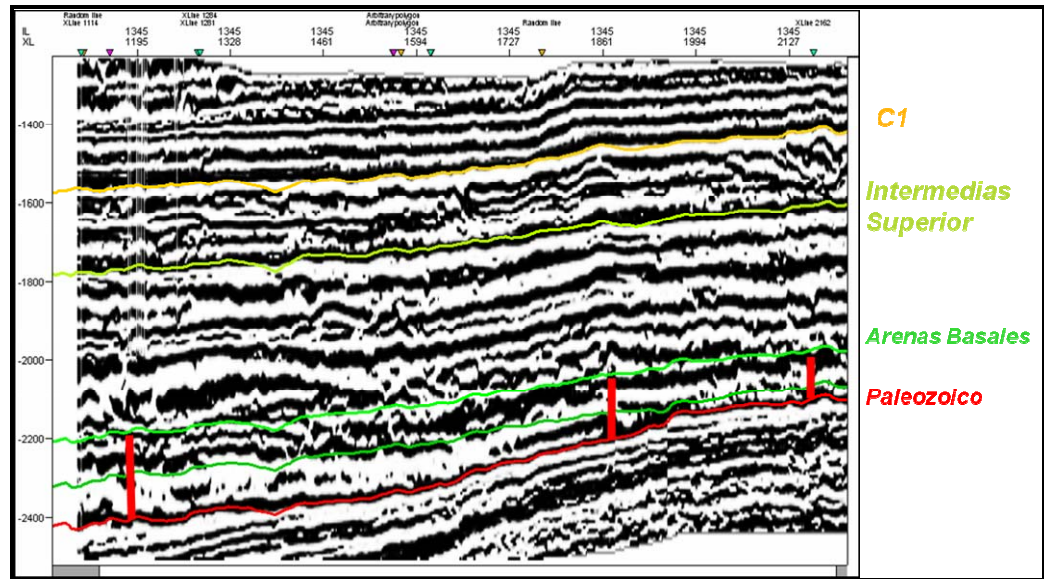
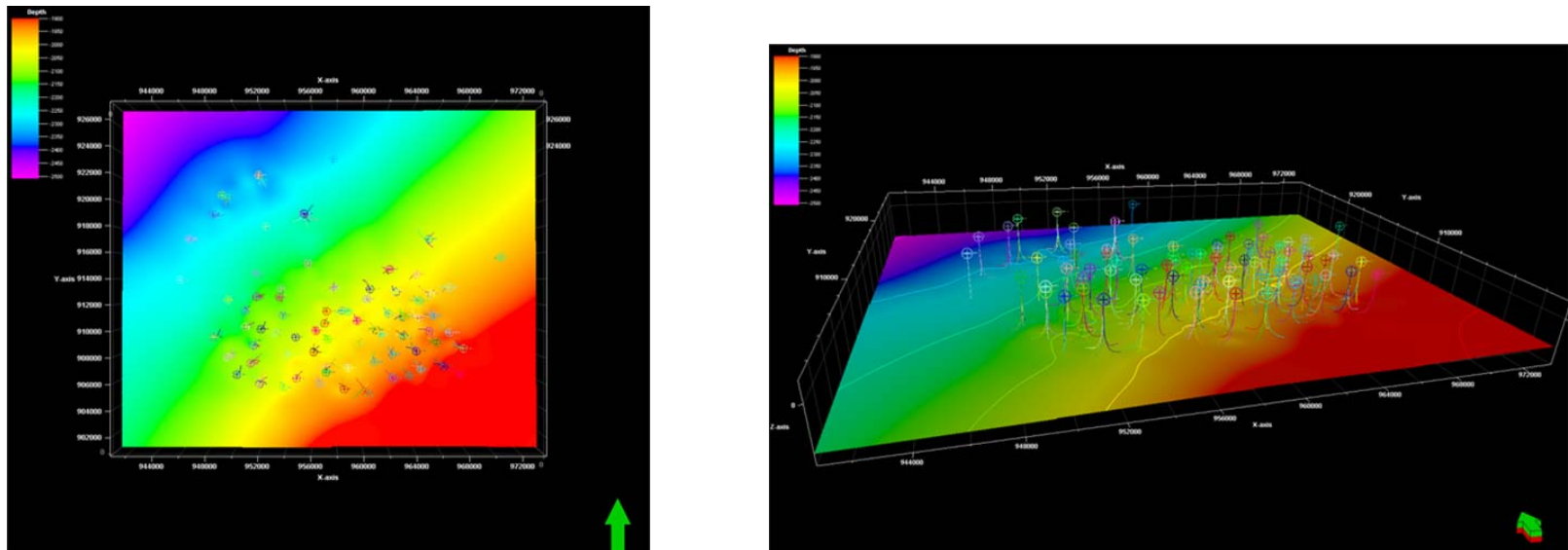


Figura 12. Interpretación de Superficies Estructurales.

La figura 13 ilustra el modelo estructural del campo realizado con pozos verticales, donde se evidencia el buzamiento en dirección NW<sup>19</sup>.



**Figura 13. Modelo Estructural del Campo, el buzamiento de la estructura se encuentra en dirección NW.**

---

<sup>19</sup> Informe Interno. Ecopetrol, ICP Modelamiento Estático Y Dinámico. Zona de Estudio. 2011

## **7. DESCRIPCION GENERAL DE LA ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA LLANOS**

La columna sedimentaria de la Cuenca Llanos se encuentra representada por rocas del Paleozoico Inferior (Cambro – Ordovícico), Mesozoico Superior (Cretáceo Superior) y Cenozoico (Terciario – Cuaternario) (Ver figura 14). Estratigráficamente, las principales unidades descritas para los Llanos Orientales, han tomado nombres distintos para diferentes localidades, como el Piedemonte Llanero al sur del Meta; Casanare al Centro y Arauca al Norte; de acuerdo a las compañías de petróleo que las han descrito.

La Cuenca Llanos se originó, por la influencia de tres placas tectónicas, es por eso que presenta diferentes rasgos estructurales de acuerdo a la influencia de cada una de ellas en el tiempo geológico. Su configuración actual es debida a la orogenia Andina (Mioceno – Plioceno)<sup>20</sup>.

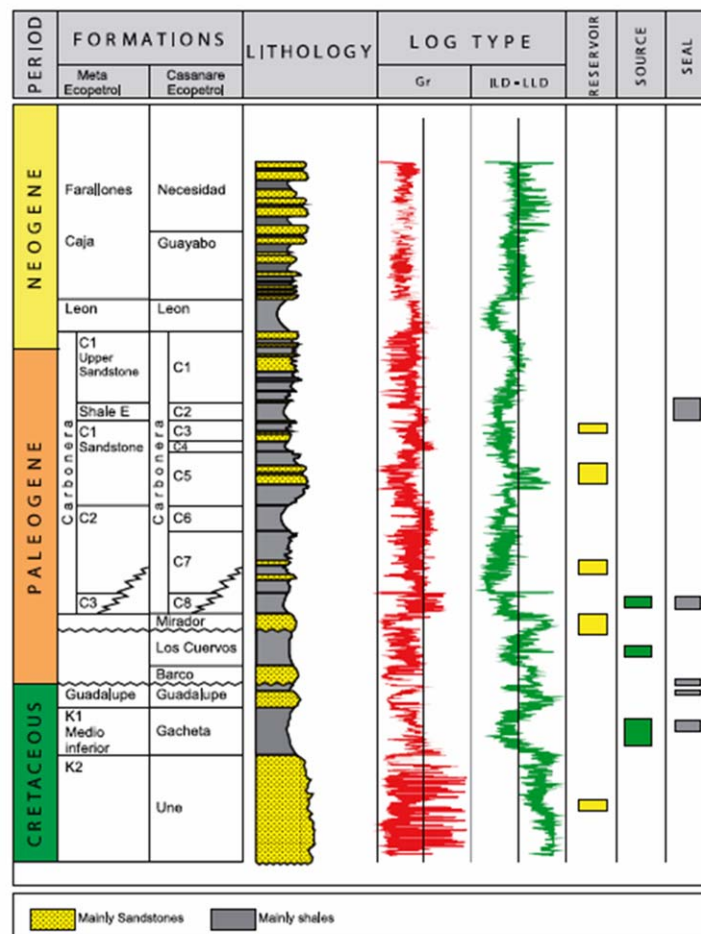
La cuenca gaso - petrolífera Llanos constituye la parte Colombiana de la gran región petrolífera Apure-Barinas localizada en Venezuela, de la cual la Formación la Luna es la roca fuente; caracterizándose por ser una unidad de rocas ampliamente distribuida que localmente recibe diferentes nombres y esto genera confusión en su entendimiento regional. La Luna se extiende desde la parte central de Ecuador, donde es llamada Formación Chonta, también está ampliamente distribuida en Colombia y es denominada Villeta, Chipaque, Gachetá, La Luna, San Rafael y más, como se observa en la Tabla 1. Se extiende hacia el occidente de Venezuela, donde se llama La

---

<sup>20</sup>MEZA CACERES, G. MANTILLA PARRA, P. Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la unidad K2 del Bloque Apiay. 1993.

Luna al norte del piedemonte sur de los Andes de Mérida y denominada Navay en las cuencas de Barinas-Apure y Guanare<sup>21</sup>.

La Luna se depositó durante el Cretácico superior, hace unos 92 millones de años<sup>22</sup>.



**Figura 14. Columna Estratigráfica Generalizada De La Cuenca Llanos Orientales. (Tomada de Colombian Sedimentary Basins, 2007)**

<sup>21</sup> OLSHANSKY, A.S. KUZMIN, E.L. MASLIANITZKIY, V. Proyecto Sísmico Llanos 2D Informe Final De Procesamiento E Interpretación Tomo 1. 2007  
<sup>22</sup> Villamil. 2002

CUENCA	ROCA FUENTE	ROCA RESERVOIRIO	ROCA SELLO	TOC Actual %	HI mg HC/g	Ro	ESPESOR m	EXTENSION COCINA km <sup>2</sup>
LLANOS ORIENTALES	Fm. Gacheta	Fms. Mirador, Barco, Carbonera	Fms. Carbonera, Guadalupe	2,00	300	0.8	200	55800.00
	Fm. Barco			2,00	200	0.6	300	30452.00
CATATUMBO	Fm. La Luna	Fm. Barco	Fms. Colon, Los Cuervos	3,20	300	0.7	62	2277.21
	Fm. Capacho			2,10	350	0.8	200	3202.74
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	Fm. Porquero	Fm. Ciénaga de Oro	Fms. Ciénaga de Oro, Tubará	2,00	300	0.5	250	9792.00
	Fm. Ciénaga de Oro			2,00	200	0.5	120	7990.00
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	Fm. La Luna	Fms. Los Santos, Rosablanca, Tablazo	Fms. Paja, Simití	4,00	350	0.8	300	3827.00
	Grupo Calcáreo Basal			4,00	300	0.9	200	4282.00
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	Grupo Villeta Cenomaniaco	Fm. Caballos y el Grupo Guadalupe	Fm. Caballos, Grupo Villeta	7,00	360	0.7	200	3192.00
CAGUAN PUTUMAYO	Grupo Villeta	Fm. Caballos	Fm. Rumiayaco	3,00	700	0.7	200	5228.58
VAUPÉS - AMAZONAS	Calizas de Berlín	Fm. Araracuara	Formaciones arcillosas del Neogeno	1,50	150	1	40	18097.63
SINU - SAN JACINTO	Fm. Cansona	Fm. San Cayetano	Fm. Maco	2,00	200	0.4	250	12740.18

**Tabla 1. Resumen de los sistemas petrolíferos en las cuencas sedimentarias colombianas, mostrando 8 de las 15 cuencas Colombianas. (Tomado, Informe Ejecutivo Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero De Las Cuencas Colombianas. 2008)**

## 7.1 EVALUACIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO

La estratigrafía del campo comprende Paleoproterozoico, Paleozoico y las Formaciones Carbonera, León Shale, y Guayabo; las cuales se describen de forma general a continuación, haciendo énfasis en la Unidad C7 de la Formación Carbonera. Éstas formaciones se identificaron con Tracks de registros de pozos del campo (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón).

### **7.1.1 Paleoproterozoico<sup>23</sup>**

Rocas conformadas por el escudo Guayanés, constituyen el basamento de toda la columna sedimentaria, son Rocas Ígneas y Metamórficas de alto grado, como neises, migmatitas, granitos, metasidementos conglomeraticos, arenáceos y volcánicos, las cuales afloran al occidente de la cuenca en el Rio Orinoco y en La Serranía de la Macarena, y están representadas por el Complejo Migmatítico de Mitú y el Granito de Parguaza, datadas entre 1025 y 1600 ma.

### **7.1.2 Paleozoico**

La secuencia Paleozoica descansa en forma discordante sobre el basamento cristalino. Ésta inició su depositación a finales del cámbrico o comienzo del Ordovícico, con una transgresión marina<sup>24</sup>. En los Tracks se observa una respuesta semejante a la de un aceite debido a la salinidad del agua dulce y la densidad (peso relativo) de la roca consolidada. (Ver figura 15)

### **7.1.3 Formación Carbonera**

ICP en su “Evaluación Regional Meta” (1998), determina que la formación Carbonera de la Cuenca de los Llanos está limitada a la base y el tope por superficies de máxima inundación o de mayor relación A/S. Los contactos con la infrayacente Formación Mirador y la suprayacente Formación León se interpretan como transicionales. La superficie de inundación al tope de Carbonera es el evento que se identifica con mayor facilidad y confiabilidad en el área. Existe una extensión y pinchamiento del Cretáceo, Paleoceno y

---

<sup>23</sup> JIMENEZ JACOME, M. (2010). Temporalidad de la Deformación en la zona Sur de la cuenca foreland de los Llanos Orientales, Colombia.

<sup>24</sup> Perez et al, 1982.

Eoceno que ocurre hacia la parte occidental - central del sector de estudio que controla, hacia el este, la continuidad y posición estratigráfica, en el tiempo, de las arenas C-7, C-5, C-3 y C-1 de la Formación Carbonera entre Oligoceno - Mioceno Medio<sup>25</sup>.

Esta formación se divide en 3 grandes grupos que son Unidad Arenas Basales, Intermedias y C2 – C1:

### **Grupo 1: Arenas Basales (C7)<sup>26</sup>**

Las arenas que suprayacen el Paleozoico o Cretáceo, denominadas “Arenas Basales” ó C-7 de la Formación Carbonera, están compuestas principalmente por una secuencia masiva de arenas, que contiene el principal reservorio de hidrocarburos en la parte oriental de la Cuenca Llanos. El reporte palinológico (Ecopetrol-2010 Anexo 1.4) permite inferir una edad de Oligoceno Tardío para esta unidad. Son depósitos de tipo fluvial compuestos principalmente por lodolitas y arcillolitas (llanuras de inundación) y areniscas (depósitos de barra y crevasse splay). (Ver figura 15).

El área de interés son estas arenas con propiedades de porosidad entre 20 – 30%, permeabilidad entre 1000 – 28000 miliDarcy y poco contenido de Vclay (contenido de arcilla en la matriz). Como se observa en la figura 10, la saturación de Hidrocarburo es restringida por la calidad de roca, por la componente hidrodinámica y la componente estructural del Campo.

### **Grupo 2: Intermedias (C6, C5, C4, C3)**

Son unidades constituidas por intercalaciones de lodolitas que representa ambientes lacustres o de llanura inundación, y areniscas de depósitos de rellenos de lagos o complejos de crevasse splay<sup>27</sup>. (Ver figura 15).

---

<sup>25</sup> JIMENEZ JACOME, M. Temporalidad De La Formación En La Zona Sur De La Cuenca Foreland De Los Llanos Orientales, Colombia. 2010

<sup>26</sup> Informe Interno. Ecopetrol, ICP. Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio. 2011

### **Grupo 3: (C2 - C1)<sup>28</sup>**

- **Unidad C2:**

Hacia su base es predominante lodosa y hacia el tope se encuentran intercalaciones arenosas que incrementan su espesor en esta misma dirección. Las lodolitas se interpretan como depósitos de lagos y las areniscas como depósitos progradantes lacustres. (Ver figura 17).

- **Unidad C1:**

Areniscas de canales fluviales (base de la unidad), areniscas de complejos “crevasse splay”(centro de la formación) o rellenos de lagos, y lodolitas lacustres o de llanura de inundación (tope de la formación). (Ver figura 17)

#### **7.1.4 Formación León Shale:**

Contiene lodolitas de depósitos lacustres y las areniscas como cuerpo de rellenos de lagos. Hacia el tope del León se presenta una forma monoclinal con algunos repliegues al Oeste; presenta un engrosamiento hacia el NW. Dataciones bioestratigráficas señalan que la Formación León se depositó durante el Mioceno Medio<sup>29</sup>. (Ver figura 16)

#### **7.1.5 Formación Guayabo:**

Su contacto inferior es neto con la formación León. Corresponde a una molasa caracterizadas por la alternancia de arcillolitas, limolitas pardas rojizas y areniscas datadas de edad Mioceno Tardío a Plioceno con base en palinología. De ambiente transicional en la base y continental en la parte superior<sup>30</sup>. (Ver figura 18)

---

<sup>27</sup> JIMENEZ JACOME, M Temporalidad De La Formación En La Zona Sur De La Cuenca Foreland De Los Llanos Orientales, Colombia. 2010.

<sup>28</sup> Ibid .

<sup>29</sup> Op cit .

<sup>30</sup>Ibid.

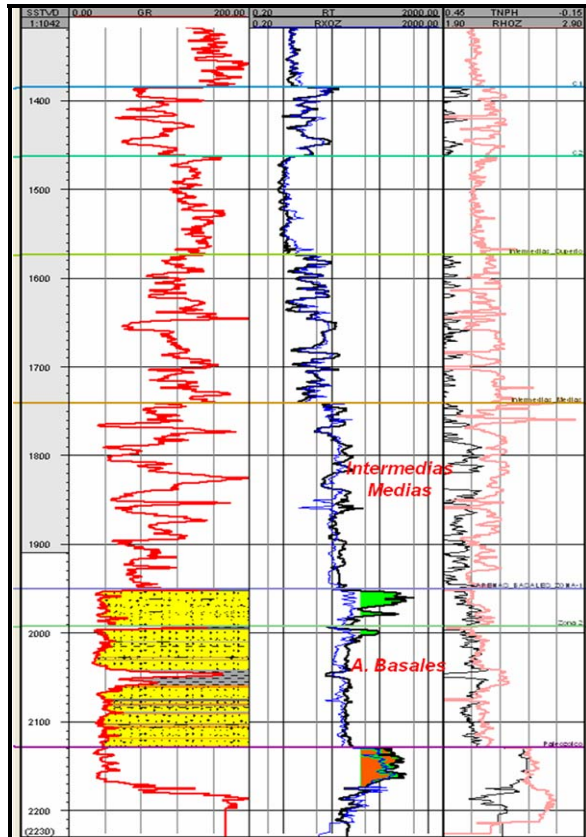


Figura 15. Track con registros de pozos (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón) mostrando el grupo 1 y 2 de la Formación Carbonera.

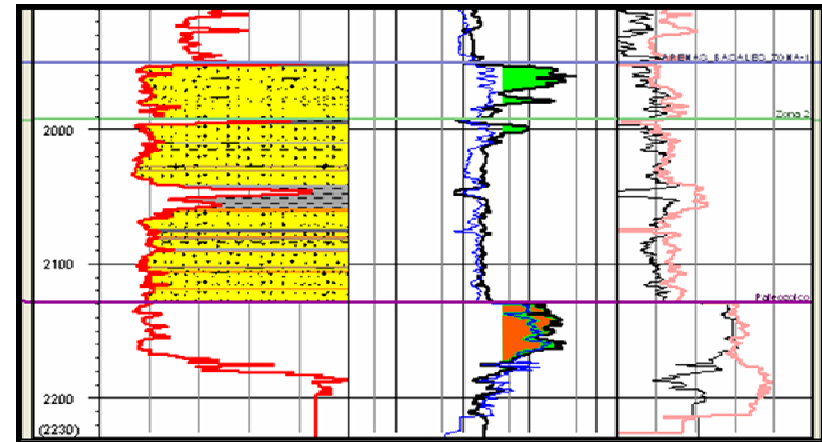


Figura 16. Track con registros de pozos (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón) mostrando la unidad productora de la Formación Carbonera: Arenas Basales (C7)

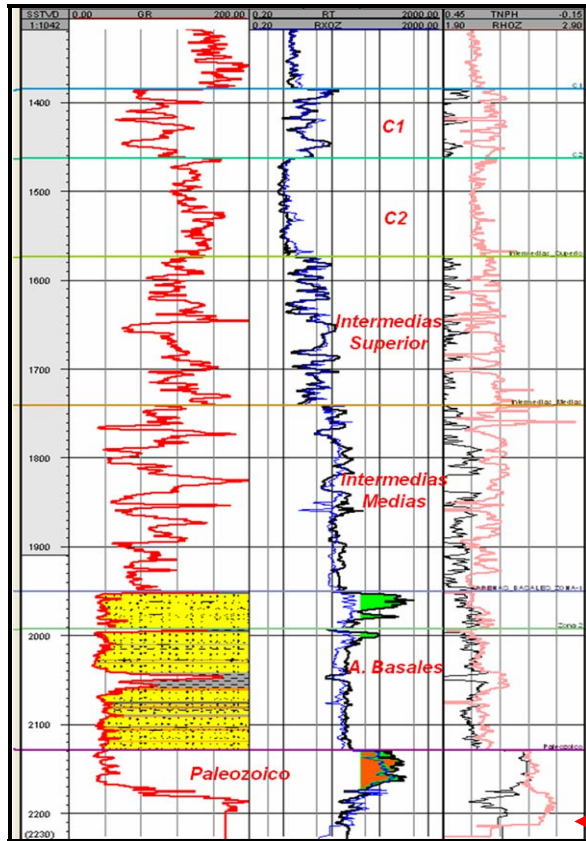


Figura 17. Track con registros de pozos (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón) mostrando el grupo 2 y 3 de la Formación Carbonera.

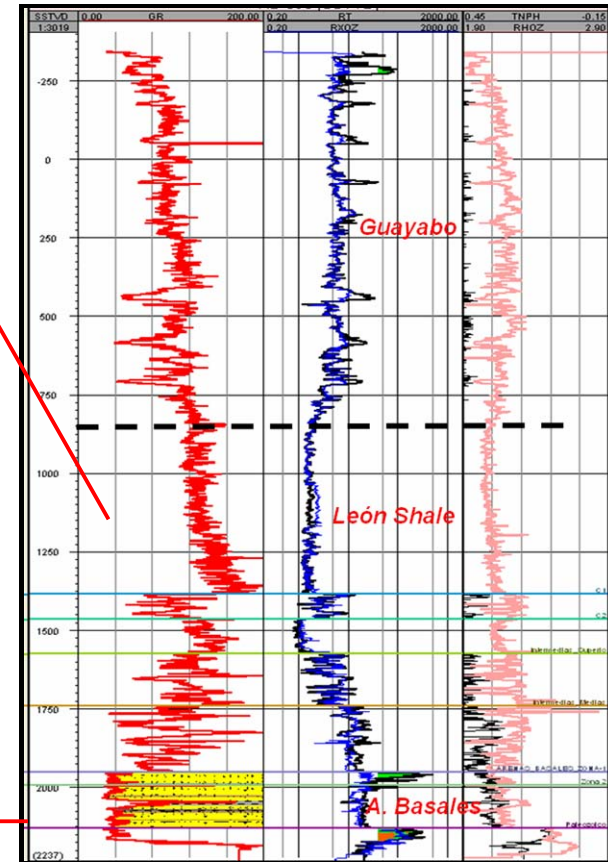
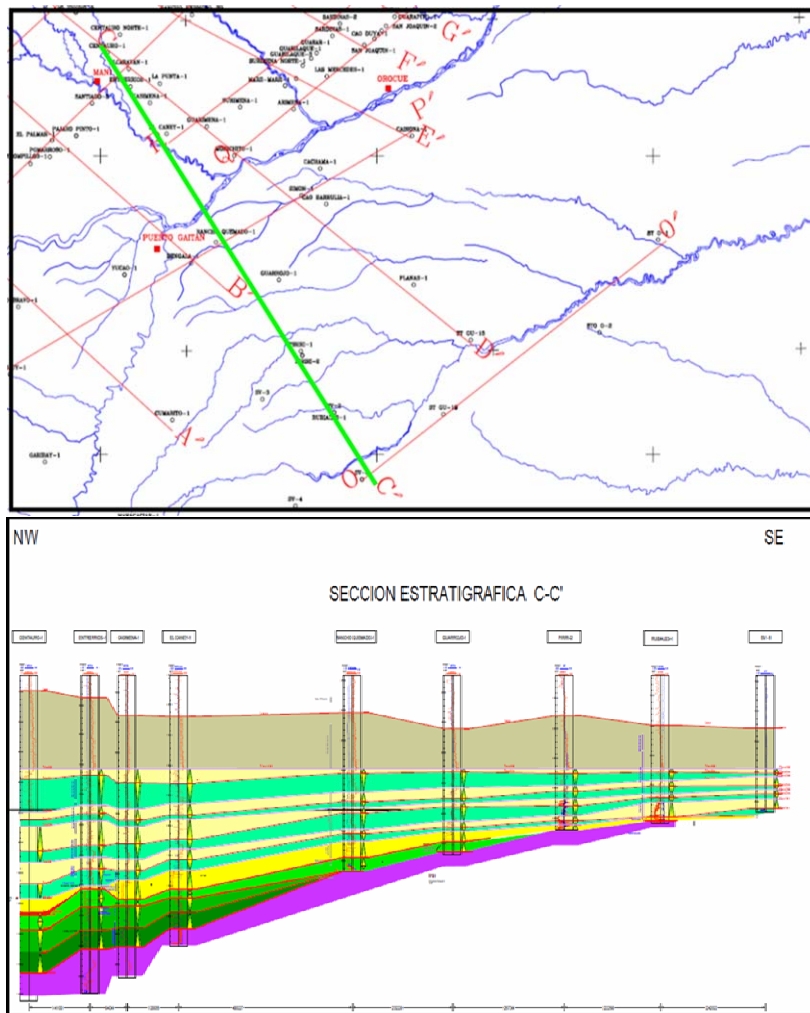


Figura 18. Track con registros de pozos (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón) mostrando las Formaciones Guayabo y León Shale.

En general es importante observar y analizar la continuidad, adelgazamiento y pinchamiento de las unidades a nivel regional presentes en el área de estudio y hacia el Este de la cuenca, la Figura 19. muestra que existe una extensión y pinchamiento contra el Paleozoico de las Formaciones Une, Gacheta, Guadalupe y Barco – Cuervo, que ocurre hacia la parte occidental - central del sector de estudio que controla hacia el Este, la continuidad y posición estratigráfica, en el tiempo, de las arenas C-7, C-5, C-3 y C-1 de la Formación Carbonera entre Oligoceno - Mioceno Medio. También se presenta continuidad de la Formación León Shale y el adelgazamiento de las Formaciones Mirador y Carbonera.

Todo lo anterior son factores para un ambiente hidrodinámico favorable



EQUIVALENCIAS ENTRE LAS DIFERENTES NOMENCLATURAS ESTRATIGRAFICAS			
Formación	Tipos Propuestos Para la Nomenclatura en el Area de Apoy	Tipos Propuestos Para la Nomenclatura en el Area de Meta	Marcoadores Estratigraficos Utilizados en este Trabajo
LEON	León	León	León
CARBONERA	Areniscas Superiores	C 1	T m C 4 M
	Lutita E	C 2	T m C 4 m
	Conjunto C	C 3	T m C 3 M
		C 4	T m C 3 m
	Areniscas de Carbonera	C 5	T m C 2 M
	C 2	C 6	T m C 2 m
		C 7	T o C 1 M
	E 3	C 8	T o C 1 m
	T 1	C 9	T o C 0 M
	E 4	C 10	T o C 0 m
MIRADOR	T 2.2	Mirador	Mirador
BARCO-CUERVOS	Barco-Cuervos	Barco-Cuervos	Barco-Cuervos
GUADALUPE	K g 1	Guadalupe	K g 1
	K g 0		K g 0
GACHETA	K 1	Gacheta	Gacheta
UNE	K 2	Une	Une
PRE-CRETACEO	Paleozoico	Pre-Cretáceo	Paleozoico

Figura 19. Mapa De Pozos, Correlaciones Estratigráficas en dirección NW - SE y Leyenda de la Correlación Estratigráfica para la cuenca Llanos Orientales. (Tomado, Modelo Estratigráfico En El Piedemonte Llanero Y La Cuenca De Los Llanos Orientales, 2000. ICP).

## **8. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN PARA LA FORMACIÓN CARBONERA.**

La Formación Carbonera se depositó en un ambiente fluvio – lacustre y de planicie costera superior, los tipos de depósitos que se encuentran son canales de “crevasse splay” o rellenos de lagos y lodolitas lacustres, y de llanura de inundación<sup>31</sup>.

Para la Formación Carbonera se identifican canales ramificados, canales meandriformes y cuerpos progradantes en ambientes continentales. Hacia la parte basal de la Formación Carbonera se interpreta facies de carácter más transicional (bahías o estuarios). Los intervalos lodosos se interpretan como profundización o somerización de los lagos, bahías o estuarios<sup>32</sup>.

Los cambios en los ambientes deposicionales fueron ocasionados por regresiones y transgresiones como se observa en la figura 20, estos procesos tuvieron incursión desde la parte del Norte de América del Sur (Golfo de Venezuela); concordando con la edad de depósito de la Formación Carbonera (Oligoceno – Mioceno Medio), esta influencia mareal se logro identificar dentro de Arenas Basales mediante muestras de núcleos realizadas en diferentes pozos del campo, esto se explicara con mayor detalle en la figura 26.

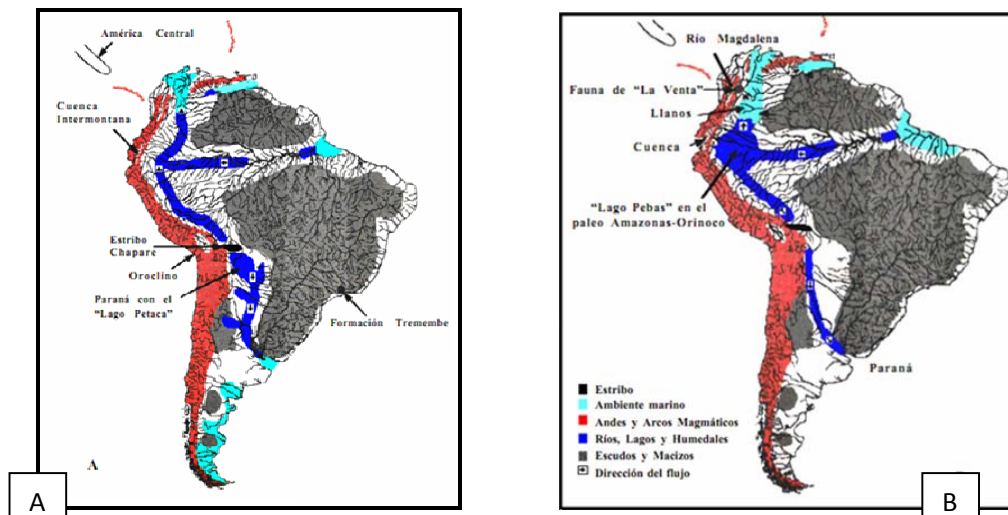
A partir de la descripción de corazones se interpreta para la formación el tamaño de grano (dominado por arenas) y el ambiente de alta energía,

---

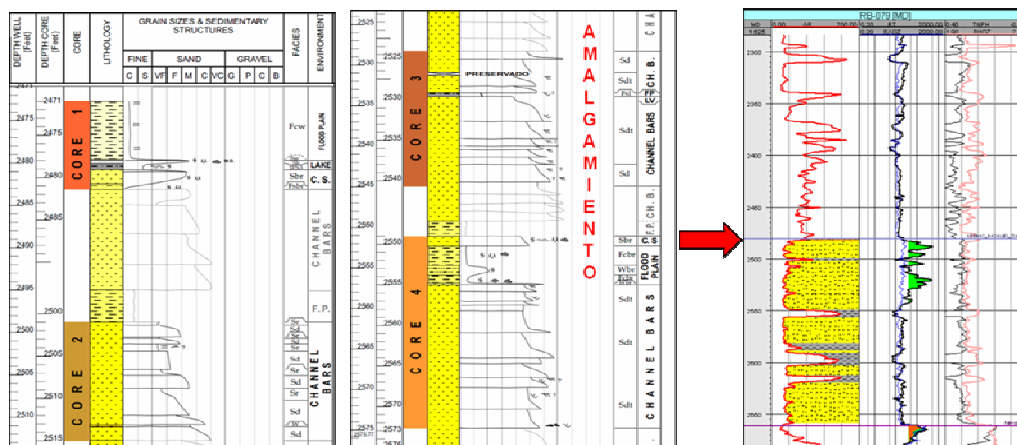
<sup>31</sup> Fajardo et al, 1997.

<sup>32</sup> Op Cit. 2010.

evidenciando secuencias granodecreciente hacia el tope (amalgamiento).  
(Ver figura 21)



**Figura 20. Paleografía y drenajes América del Sur. A. Terciario Medio (Oligoceno Tardío a Mioceno Temprano); B. Terciario Tardío (Mioceno Temprano a Medio). (Tomado, Sobre el origen del Orinoco, su relación con cuencas vecinas, las evidencias Biológico - Paleontológicas y la conservación de hábitat acuáticos: una revisión basada en la Información Íctica).**



**Figura 21. Segmento de la Columna estratigráfica y Registros de pozos. (Tomado Modelamiento Estático Y Dinámico. Zona de Estudio. Ecopetrol, ICP. 2011)**

## 8.1 AMBIENTE DE DEPÓSITO PARA ARENAS BASALES

La unidad “Arenas Basales” de la formación Carbonera en el campo, está caracterizada hacia el Este como una secuencia de unidades granodecrecientes, conformadas por cuarzoarenitas de grano grueso a muy grueso granulosa de color amarillo grisáceo, con guijos distribuidos aleatoriamente y estratificación cruzada en artesa marcada por sets de grano grueso. Estas secuencias se interpretan ambientalmente como depósitos de canales fluviales amalgamados, seguidos de facies más finas conformadas por arcillolitas limosas masivas, bioturbadas, con raíces, las cuales fueron descritas como depósitos de llanura de inundación (Flood Plain)<sup>33</sup>.

Para determinar el tipo de río, de canal y la facies correspondiente para la unidad C7, se utilizaron las relaciones entre la carga de sedimentos y la forma del cauce exploradas por Schumm (1963) en una clasificación de canales, ésta clasificación resume muchas de las tendencias importantes, por ejemplo, que los ríos que transportan una carga de sedimentos gruesos son más propensos a ser de baja sinuosidad, múltiples tipo de canales, más inestables, más propensos a los canales de avulsión (separación de tierras por inundación o cambio de curso), son ríos con grano fino y carga suspendida. Rust (1978) mostró que los dos parámetros que se podrían utilizar para definir el estilo de los canales para la mayoría de los ríos son la sinuosidad del canal P, y un parámetro de trenzado. Éste último expresa el número de barras o islas por longitud de onda del meandro del río. La figura 16 muestra la clasificación de los ríos según el tipo de canal que puede ser recto, meandriforme y trenzado; basado en la carga de sedimento, el canal de interés para este trabajo investigativo es el estilo “errante” (modelo 4 de la figura 22) el cual es intermedio entre trenzado y meandriforme.

---

<sup>33</sup> Informe Interno Ecopetrol, ICP. Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio.. 2011

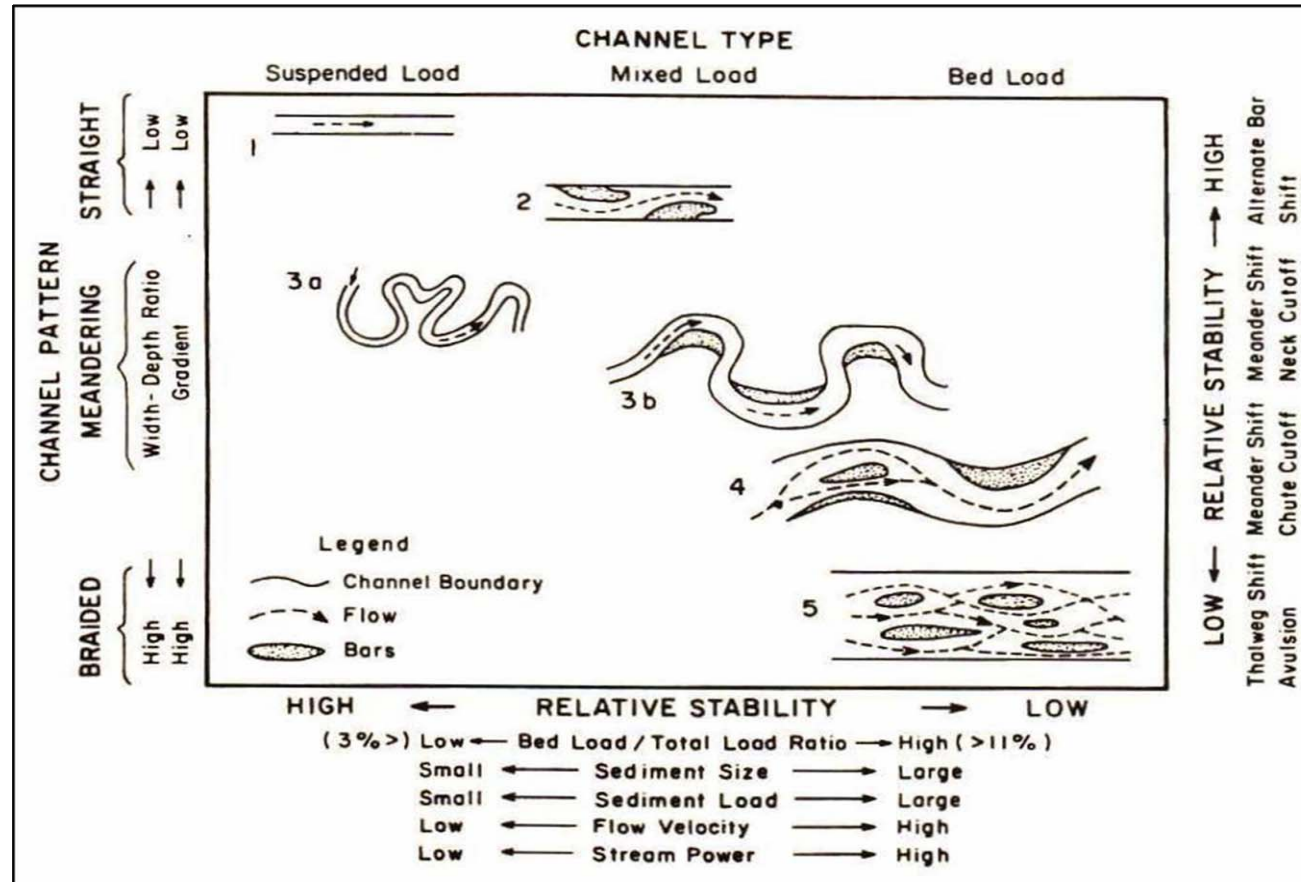


Figura 22. Clasificación simple de canal basado en la carga de sedimentos. (Tomado de The Geology Of Fluvial Deposits. 1996.)

Estos ríos tienen una única y relativa estabilidad, el canal dominante es de intermedia a alta sinuosidad, pero también contienen corto alcance trezado con barras e islas. Este estilo se muestra en algunos ríos de lecho de grava. Las causas del estilo errante no están claras, aunque Brierley y Hickin (1991) describen un cambio aguas abajo dentro de un solo río de trezado a sinuoso, como la pendiente y los tamaños de grano del sedimento disminuyen, puede por tanto representar simplemente una condición transitoria<sup>34</sup>.

Como se puede observar en el cuadro de clasificación de la figura 23<sup>35</sup>, existen tres patrones de canal dependiendo del tipo de sedimento que arrastra que no se encuentran entre el conjunto clásico de estilos fluviales (los cinco estilos descritos en la figura 22), los cuales son: Canales de Plataforma de Carga, Canales de Carga Mixta y Canales de Carga Suspendida; el patrón 1 de la figura 23 ilustra canales de plataforma de carga, mostrando un canal recto con una vaguada (línea de puntos más bajos en lecho fluvial) sinuosa, con barras alternadas en desarrollo en el interior de los meandros. Este patrón se da en distributarios delta de baja pendiente. Crowley (1983) también sugirió que se desarrolla como una forma intermedia entre la baja sinuosidad trezada y los sistemas sinuosos en algunos ríos de lecho de arena.

El patrón 3 de la figura 23 ilustra canales de carga suspendida, que corresponde a un río anastomosado, estos ríos se caracterizan por una red de relativa estabilidad y los canales interconectados de baja a alta sinuosidad. Suelen mostrar laderas bajas y altas tasas de agradación. El trabajo de D.G. Smith sugiere que el patrón anastomosado se ve favorecido por las altas tasas de agradación. Esto puede ocurrir cuando el río fluye a

---

<sup>34</sup> MIALL, A.D. The Geology of Fluvial Deposits. 1996.

<sup>35</sup> Golloway and Miall, 1996.

través de una cuenca que está experimentando una rápida subsidencia, pero con represamiento aguas abajo, efecto causado por el control de lecho de roca local.

Posteriormente se tuvo en cuenta los modelos de litofacies fluviales de dieciséis ejemplos de estilos fluviales clasificadas de A – P realizada por Miall (1977). Cada uno es un resumen de un ambiente particular, en el que los detalles locales se han extraído, dejando la “esencia pura” del medio ambiente, su facies, y arquitectura; para reconstruir las variaciones locales en el estilo fluvial, y las sutilezas de su dependencia de los pequeños cambios en los controles de depósito, incluyendo tectónica, el clima, el nivel de base cambio, la fuente de sedimento en el área, la vegetación, los efectos de la interferencia humana, y así sucesivamente.

Las columnas que se ilustran en la Figura 24 contienen las características típicas de tres estilos fluviales que se encuentran dentro de la clasificación de A - P realizada por Miall (1977), que son el estilo J caracterizado por tener gradientes bajos y baja energía de flujo, la migración lateral del canal y la llanura de inundación es mínima, por lo tanto carecen de barras de desplazamiento y meandros; el estilo K es una forma intermedia entre meandriforme y trenzado. En primer lugar, la dirección de acreción es oblicua descendente en lugar de perpendicular al margen del canal, como en los ríos de alta sinuosidad. En segundo lugar, la acumulación comúnmente toma la forma de gran escala, de alto ángulo transversal en la sedimentación, en lugar de un conjunto pequeño.








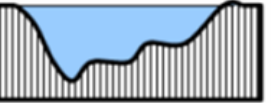


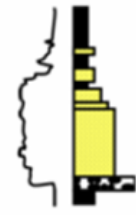


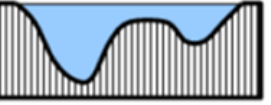




CHANNEL TYPE	COMPOSITION OF CHANNEL FILL	CHANNEL GEOMETRY		INTERNAL STRUCTURE		LATERAL RELATIONS
		CROSS SECTION	MAP VIEW	SEDIMENTARY FABRIC	VERTICAL SEQUENCE	
BEDLOAD CHANNEL	 <p>DOMINANTLY SAND</p>	 <p>HIGH WIDTH / DEPTH RATIO LOW TO MODERATE RELIEF ON BASAL SCOUR SURFACE</p>		 <p>BED ACCRETION DOMINATES SEDIMENT INFILL</p>		 <p>MULTILATERAL CHANNEL FILL COMMONLY VOLUMETRICALLY EXCEED OVERBANK DEPOSITS</p>
MIXED LOAD CHANNEL	 <p>MIXED SAND, SILT AND MUD</p>	 <p>MODERATE WIDTH / DEPTH RATIO HIGH RELIEF ON BASAL SCOUR SURFACE</p>		 <p>BANK AND BED ACCRETION BOTH PRESERVED IN SEDIMENT INFILL</p>		 <p>MULTISTORY CHANNEL FILLS GENERALLY SUBORDINATE TO SURROUNDING OVERBANK DEPOSITS</p>
SUSPENDED LOAD CHANNEL	 <p>DOMINANTLY SILT AND MUD</p>	 <p>LOW TO VERY LOW WIDTH / DEPTH RATIO HIGH RELIEF SCOUR WITH STEEP BANKS, SOME SEGMENTS WITH MULTIPLE THALWEGS</p>		 <p>BANK ACCRETION DOMINATES SEDIMENT INFILL</p>		 <p>MULTISTORY CHANNEL FILLS ENCASED IN ABUNDANT OVERBANK MUD AND CLAY</p>

Figura 23. Clasificación general de ríos dependiendo el tipo de sedimento que arrastra. (Modificado de Golloway and Miall 1996)

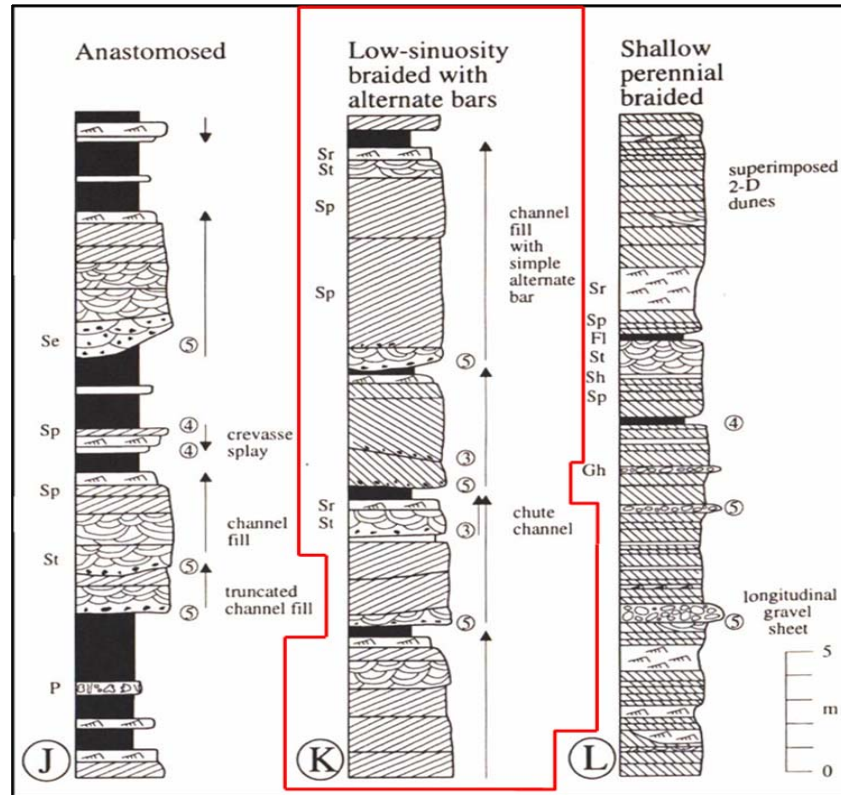
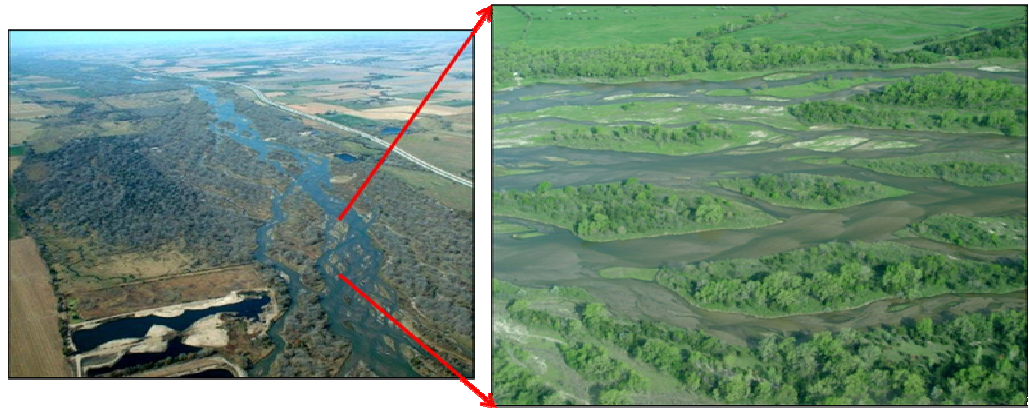


Figura 24. Litofacies fluvial típica y perfil vertical para tres estilos fluviales. Las flechas verticales indican la sucesión cíclica de varios tipos, que muestran la dirección de depositación y adelgazamiento. Números en los círculos indican rango de delimitación de la superficie. Códigos de litofacies se dan a la izquierda de la columna. Tomado de The Geology Of Fluvial Deposits. 1996)

Ejemplos de grandes macroformas desarrolladas de esta manera son el Río Platte de Colorado y Nebraska. (Ver figura 25); y el estilo L se caracteriza por la presencia de grandes campos, con dunas achatadas, denominados barras longitudinales, internamente éstas construyen la sedimentación planar cruzada<sup>36</sup>.



**Figura 25. Río Errante. Platte River, Colorado.**

De acuerdo a lo expuesto anteriormente para nuestra área de interés correspondería el patrón 1 que es dominado por arenas (enmarcado en rojo), caracterizado por la no profundización; la implicación de esto a nivel de yacimiento es que tiene mayor continuidad lateral y conectividad convirtiéndolos en los más propicios para la acumulación de Hidrocarburo. Para el campo los depósitos son de tipo fluvial (arenas basales) con cierta influencia mareal restringida en algunos intervalos, los depósitos que predominan en todos los pozos corresponden a barras de canal, crevasse splay y depósitos de flood play. El sistema corresponde a un sistema de ríos principalmente trenzados con baja sinuosidad meandriforme, con barras alternadas tipo K, con alta tendencia progradacional y poca agradacional<sup>37</sup>.

---

<sup>36</sup> MIAL, A.D. The Geology Of Fluvial Deposits. 1996

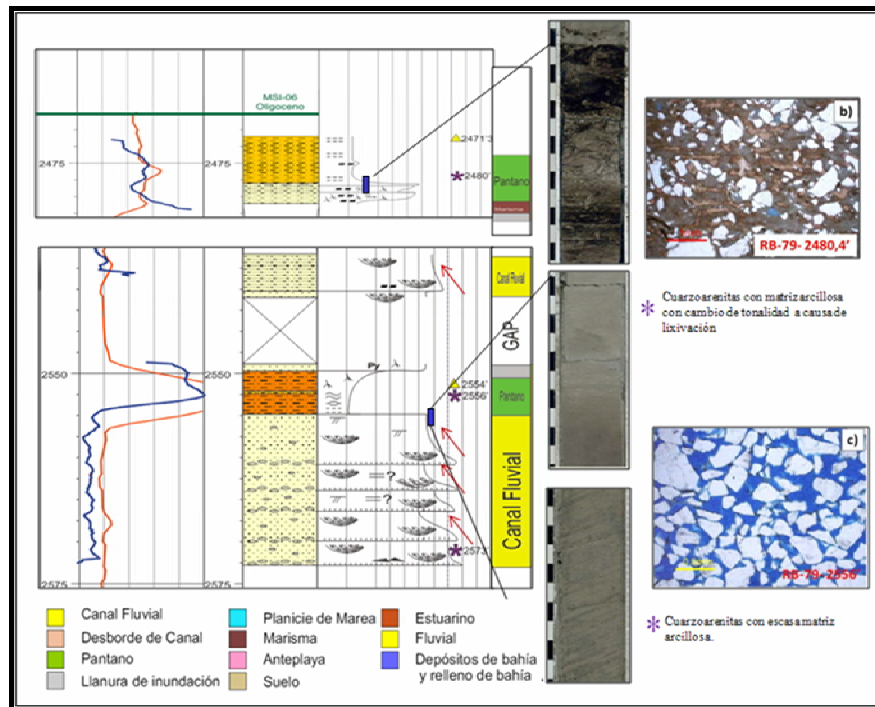
<sup>37</sup> Informe Interno. Ecopetrol, ICP. Modelamiento Estático Y Dinámico. Zona de Estudio. 2011

En muestras de núcleo realizadas a diferentes pozos dentro del campo se observa hacia el tope areniscas con matriz arcillosa, bioturbadas con intraclastos, fragmentos de raíces marcados por materia orgánica carbonosa, continuando lodolitas con laminación plana discontinua, las cuales se interpretaron ambientalmente como un depósito de pantano (Swamp) con algo de influencia marina. (Ver Figura 26). El reporte palinológico, registra la presencia del esporomorfo *Cicatricosisporites dorogénsis*, asociado a frecuencias altas de *Cyclusphaera scabrata*, *Polypodiisporites* sp. y *Spirosyncolpites sipralis*. Estas asociaciones palinológicas permiten inferir una edad de Oligoceno Tardío para la unidad C7.

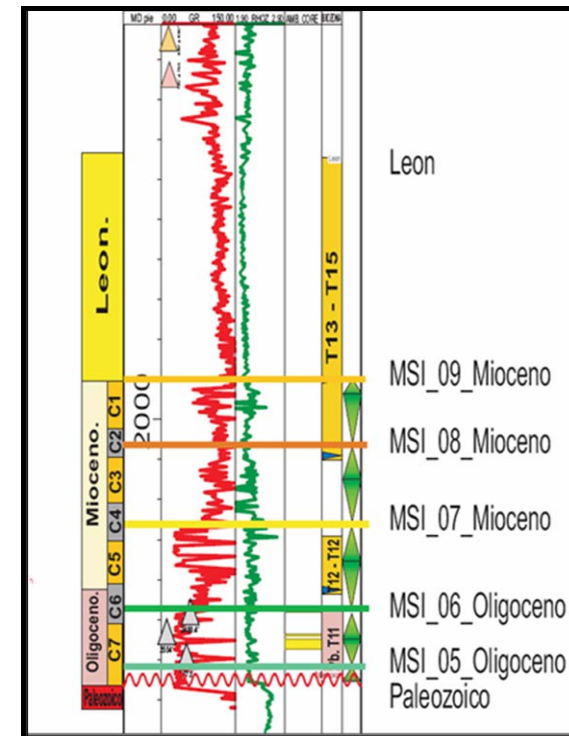
La interpretación estratigráfica secuencial, a partir de registros, se llevó a cabo con la definición de ciclos estratigráficos de alta, mediana y baja frecuencia. En este trabajo un ciclo estratigráfico se define entre dos superficies o eventos de máxima relación espacio de acomodación (A) contra suministro de sedimento (S) en una relación A/S. Se correlacionaron exclusivamente ciclos estratigráficos de baja frecuencia, estos ciclos fueron correlacionados y soportados con datos bioestratigráficos y se identificaron nueve superficies estratigráficas que corresponden a máximas superficies de Inundación (MSI-#)<sup>38</sup>. (Ver figura 27)

---

<sup>38</sup> Informe Interno. Ecopetrol, ICP. Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio. 2011



**Figura 26. Secuencias de canales fluviales amalgamados; facies más finas bioturbadas de pantano o marisma, asociados probablemente a estuarios, al tope de las Arenas Basales del un pozo. (Tomada de Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio. Ecopetrol, ICP. 2011)**



**Figura 27. Superficies de correlación estratigráfica MSI05 hasta MSI09 definidas entre el Oligoceno Temprano - Mioceno Medio, ubicación cronoestratigráfica de los miembros de la Formación Carbonera. (Tomada de Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio. Zona de Estudio. Ecopetrol, ICP. 2011)**

## **9. ESTUDIO HIDRODINÁMICO**

### **9.1. CORRELACIÓN DE LA GRADACIÓN DE LA COLUMNA DE ACEITE**

El control hidrodinámico es evidenciado por las variaciones en las columnas de aceite, y la dirección del flujo es validada por el alargamiento del entrapamiento, para esto se requerirá el análisis de presiones de cabeza hidráulica (Hw).

Las columnas de aceite, en la figura 28 muestran que para diferentes pozos con buena calidad de roca, existe un aumento en las mismas, que van en dirección SE – NW lo cual concuerda con la dirección de buzamiento de las unidades presentes en ésta área. La variación en la columna de aceite es de 20 -120 ft en promedio en la dirección SE - NW. La diferencia en la columna no indica la dirección del flujo.

En la figura 29 se observa que también existe buena calidad de roca para diferentes pozos manteniéndose casi constante la columna de aceite, excepto para los 2 últimos pozos de la izquierda donde hay una caída estructural causando deriva en el buzamiento que afecta la columna de aceite.

Teniendo en cuenta estas variaciones en la columna de aceite se puede ratificar en las secciones anteriores, que no solo existe un control estratigráfico sino que también la zona está afectada por controles tanto estructurales como hidrodinámicos.

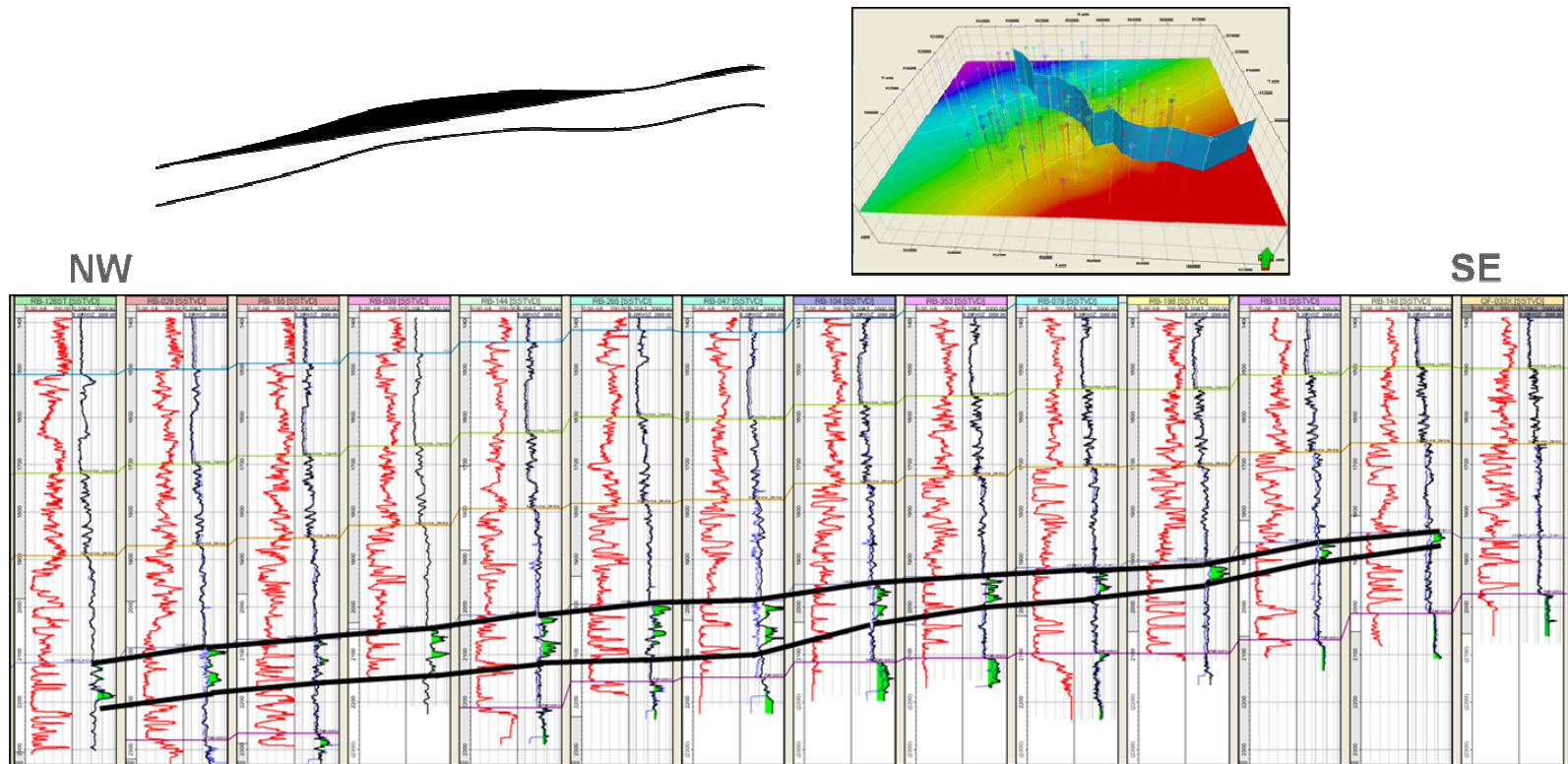


Figura 28. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el Campo, dirección NW-SE.

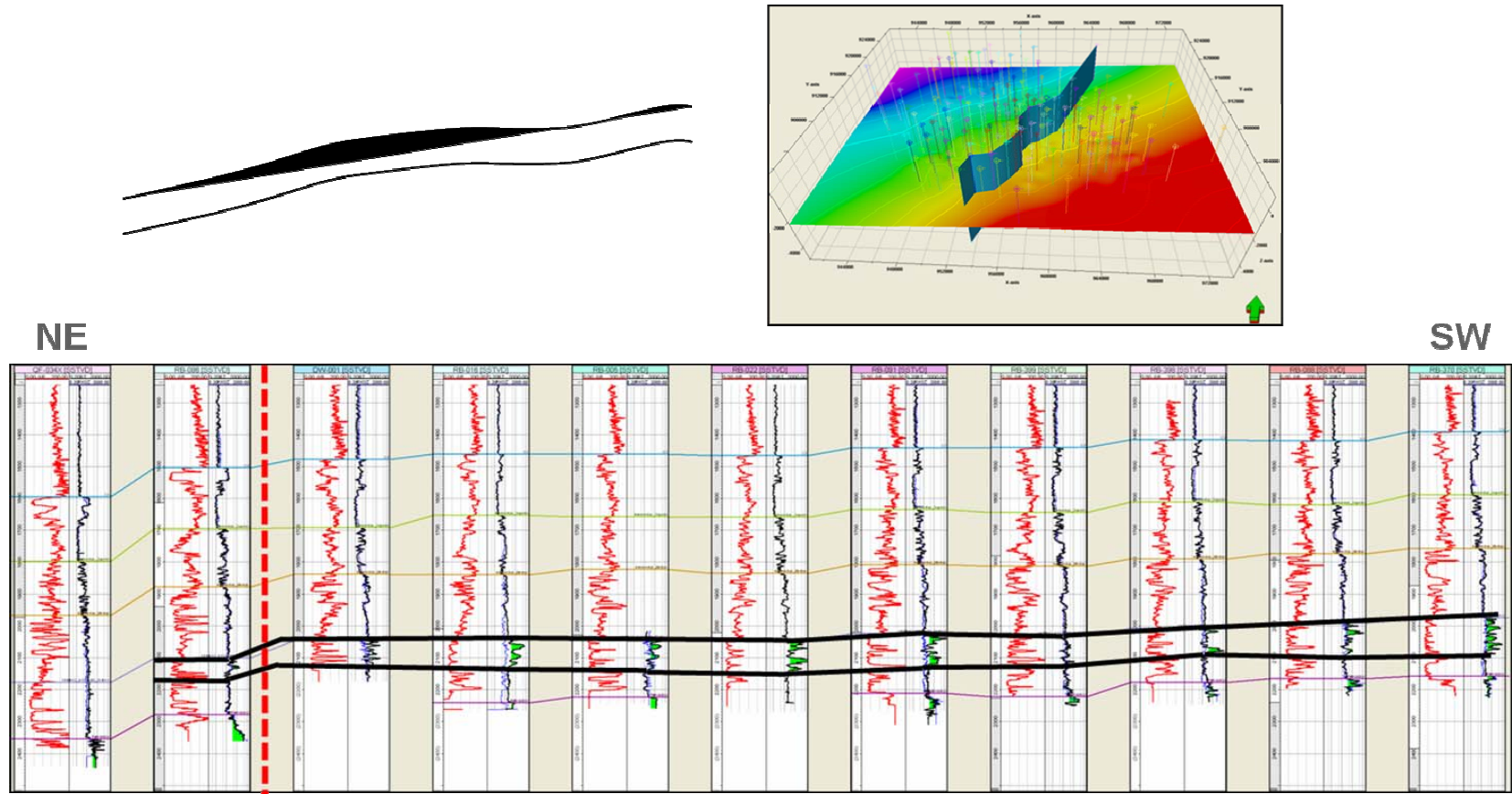


Figura 29. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el Campo, dirección NE-SW.

## **9.2. EVALUACIÓN DE POSIBLES FUENTES**

Para identificar las posibles recargas del acuífero se utilizaron dos fuentes de información: Geología de superficie e Información histórica de precipitaciones.

### **9.2.1. Geología De Superficie**

Utilizando mapas de INGEOMINAS se identificaron las siguientes litologías aflorantes (Ver figuras 30 y 31):

1. Q-al: Depósitos aluviales y llanuras aluviales.
2. N-Sc: Conglomerados y Arenitas poco consolidadas, con matriz ferruginosa y Arcillosa; correspondiendo con la Formación Guayabo, de edad Mioceno.
3. O-Sm: Lodolitas, Shales, Limolitas Silicias, Metalimolitas, Metarenitas Feldespáticas y Metarenitas lodosas con lentes de Marmoles; que corresponde con el Paleozoico.
4. PP-Ma1: Neises Cuarzofeldespaticos, Anfibolitas, Migmatitas, Cuarцитas, Neises Cuarzosos y Granitos con variaciones de Alaskitas hasta Monzonitas (Complejo Migmatítico de Mitú); correspondiendo al Paleoproterozoico.

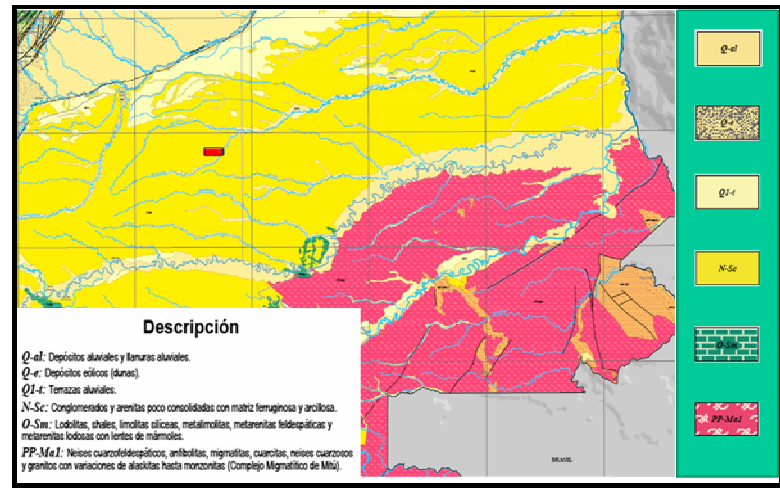
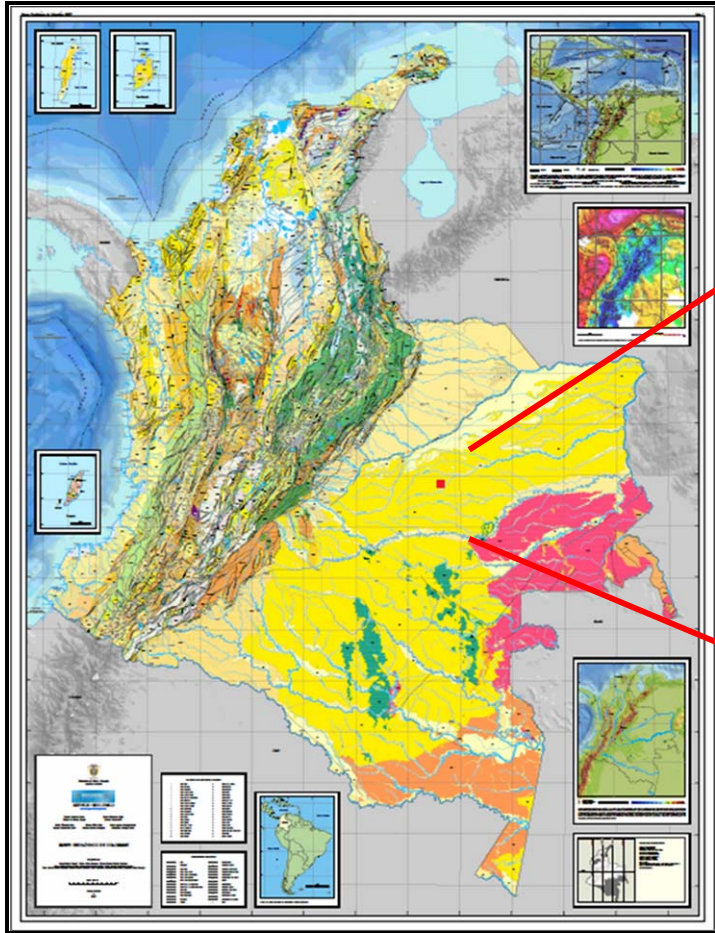
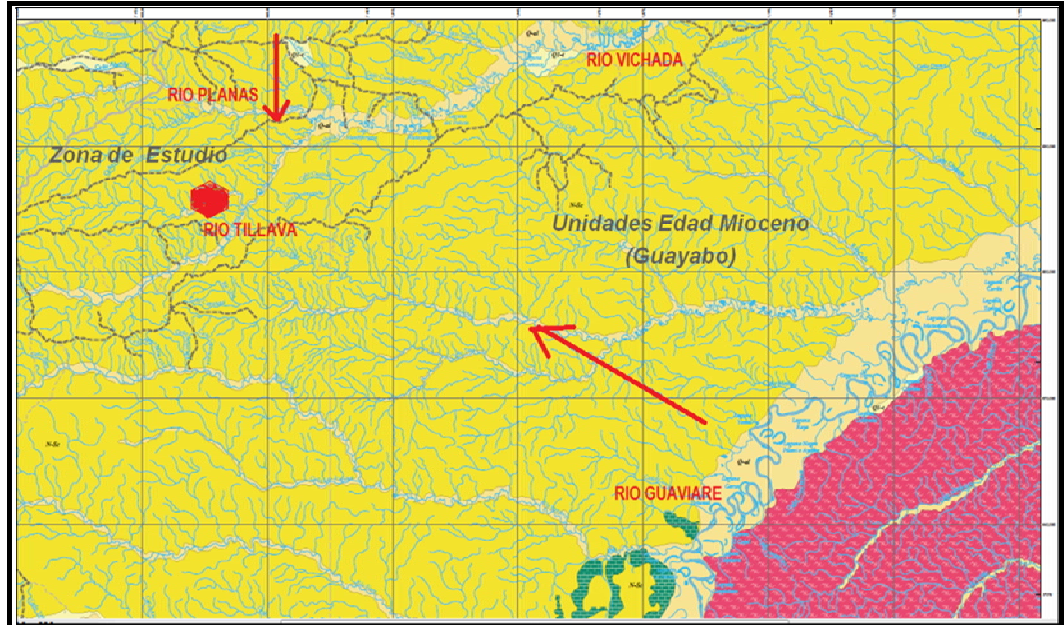


Figura 30. Mapa Geológico De La Republica De Colombia, Escala 1:1,000,000. (Tomado, <http://www.ingeominas.gov.co/content/view/659/85/lang,es/>)



**Figura 31. Mapa Atlas Geológico, Plancha 15, Escala 1:500,000. Zoom 50%.(Tomado:[http://www.ingegominas.gov.co/component/option,com\\_docman/task,cat\\_view/gid,280/dir,DESC/order,date/Itemid,99999999/limit,10/limitstart,10/](http://www.ingegominas.gov.co/component/option,com_docman/task,cat_view/gid,280/dir,DESC/order,date/Itemid,99999999/limit,10/limitstart,10/))**

Las fuentes hídricas que bordean el área fueron analizadas con mapas del IDEAM, se identificaron de manera general grandes fuentes dentro de las cuales se encuentra el Río Guaviare con sus principales afluentes como Río Siare, Río Iteviare, Caño las Viejitas, Río Uva, Río Cada, Caño Chupabe (Ver figura 32). La distancia desde la posible fuente de recarga hasta las unidades del Campo de estudio es de aproximadamente 150 km, aunque ésta distancia es considerable, el río tiene una gran estructura lo que infiere alta energía, esto se puede analizar con la magnitud de sus meandros, ya que la distancia entre éstos es de aproximadamente 10 km, entonces la distancia a el campo realmente no es tan grande para este sistema hídrico, además el rumbo de los contactos litológicos muestran la misma dirección de la estructura (NW) que se tiene en el Campo (Ver figura 33).



Figura 32. Mapa de Geomorfología De La Zona De Estudio. (Tomado: <http://bacata.ideam.gov.co/Visor/>)

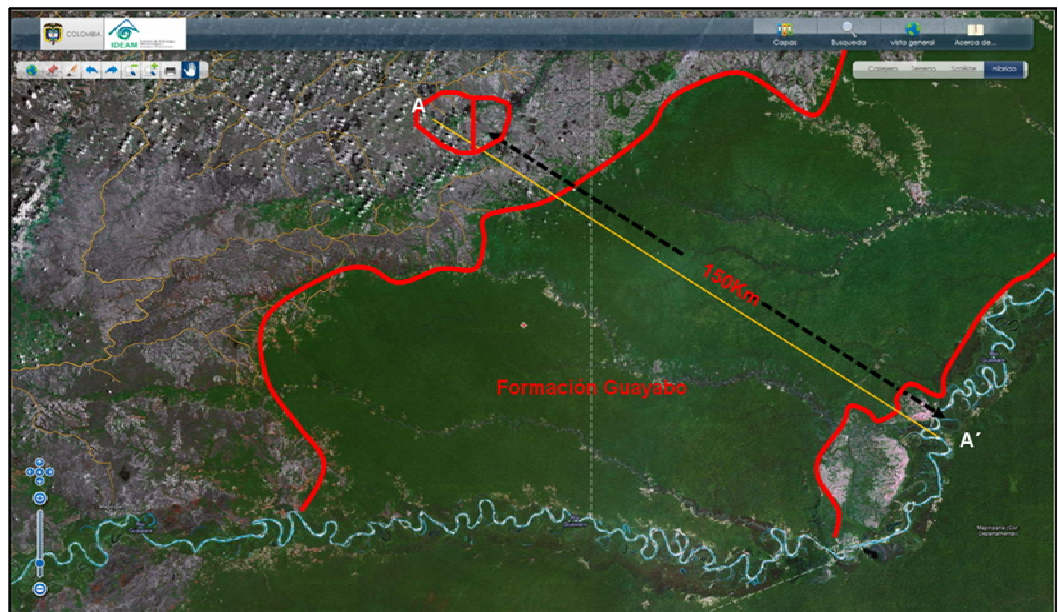


Figura 33. Mapa de Geomorfología De La Zona De Estudio (Tomado: <http://bacata.ideam.gov.co/Visor/>)

En base a lo anterior se plantean dos modelos para la dirección de flujo, con las posibles rutas del hidrodinamismo las cuales serían las unidades del Paleozoico, el cual se pone en contacto con las unidades de la Formación Carbonera, León Shale y Guayabo:

1. Considerando el Río Guaviare como recarga percolando las unidades del Oligoceno - Mioceno Medio (Formación Carbonera), Paleozoico y otras unidades arenosas, con C7 pinchándose; esto sería en dirección downdip lo que favorecería el entrapamiento. Este se puede apreciar mejor en la Figura 34A que representaría este modelo en 3D.

2. Otro planteamiento considera el Río Guaviare como descarga, lo que representaría una dirección updip, lo cual no sería beneficioso para el campo. Este se puede apreciar mejor en la Figura 35B.

Estas direcciones se encontrarán con análisis de presiones, donde el nivel de energía potencial del fluido en la entrada supera al de salida; y salinidades, debido a que el grado de salinidad que posee un agua subterránea puede ser asociado con el régimen de movimiento en que ésta se encuentra.

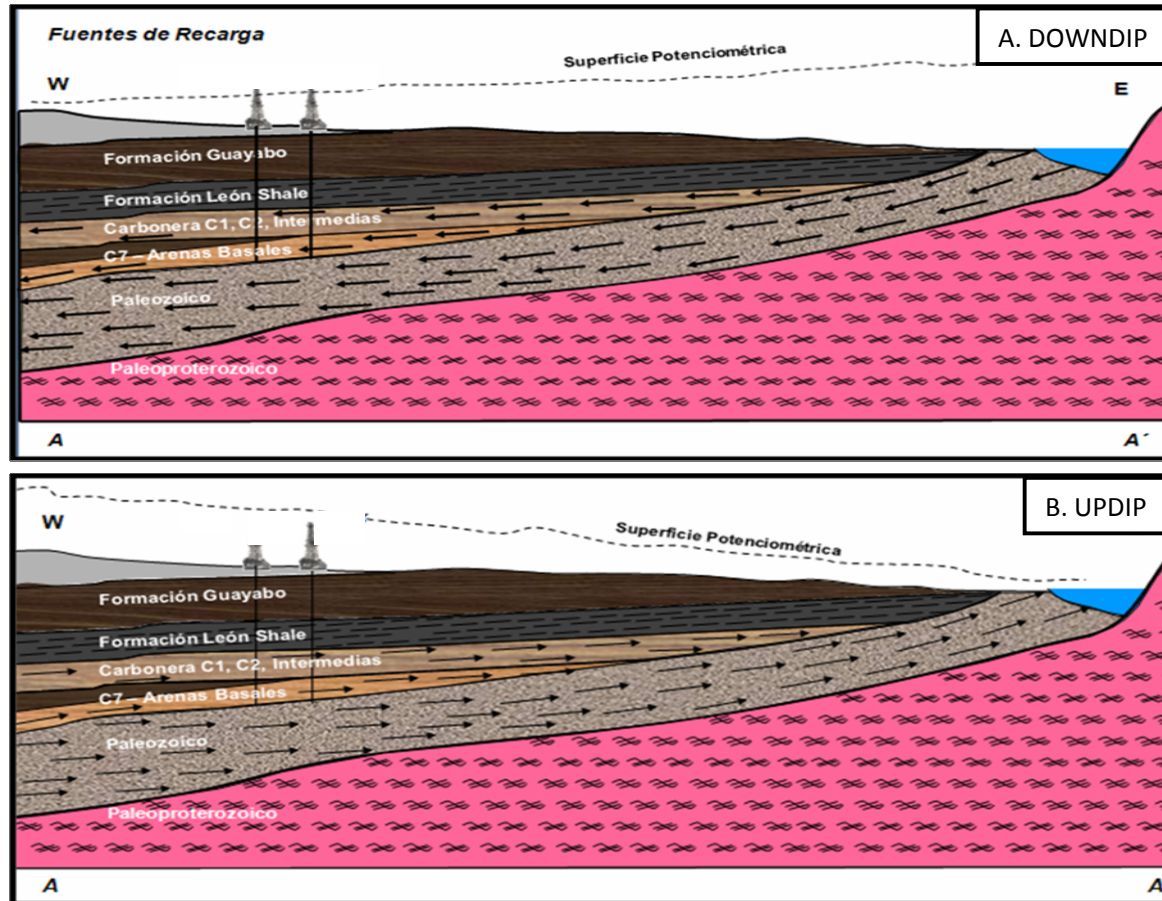


Figura 34. Modelos de dirección de flujo. Las posibles rutas del hidrodinamismo serían las unidades del Paleozoico, el cual se pone en contacto con las unidades de la Formación Carbonera, el León Shale y Guayabo (Tomado, Modelamiento Estático Y Dinámico. Zona de Estudio. Ecopetrol, ICP. 2011)

### 9.2.2 Información Histórica De Precipitaciones

El conocimiento de la distribución espacial y el ciclo anual de la precipitación, es de vital importancia para un país desde el punto de vista social y económico. En el marco del proyecto “Balances hidrológicos de Colombia”, realizado por la Universidad Nacional de Colombia a través del Posgrado en Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos, la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) y Colciencias, cuya motivación inicial era reevaluar el potencial hidroeléctrico de Colombia, se construyeron mapas de las componentes del ciclo hidrológico en Colombia, ya que la precipitación es la componente fundamental del ciclo hidrológico. Se empleó este estudio para recopilar los principios, parámetros y metodología empleada en Hidrología con el fin de encontrar un parámetro o asociación con el Rio Guaviare, que permita identificar si éste actúa como una zona de recarga o descarga.

La variabilidad espacial del clima de Colombia está principalmente determinada por: (1) su situación tropical, bajo la influencia de los vientos alisios y la oscilación meridional de la Zona de Convergencia Intertropical; (2) su vecindad con los Océanos Pacífico y Atlántico, fuentes muy importantes de humedad que penetra hacia el interior; (3) su conformación fisiográfica que incluye la presencia de la cordillera de los Andes cruzando el país de suroeste a noreste, con valles interandinos y vertientes de cordillera con marcadas diferencias climáticas; (4) **la circulación propia de la cuenca del Amazonas, en donde Colombia tiene una gran extensión (incluyendo la región más lluviosa de toda la cuenca)**; (5) la variabilidad de los procesos de la hidrología superficial, tales como los contrastes en humedad de suelo y evapotranspiración, fuertemente influenciados por la vegetación, el tipo de suelos y la circulación de vientos locales.

Desde el punto de vista temporal, la migración meridional de la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT) es uno de los mecanismos preponderantes para explicar la variabilidad anual y semianual de la precipitación en Colombia. La bimodalidad o unimodalidad de la distribución de la precipitación en el ciclo anual está asociada al paso de la ZCIT por la geografía Colombiana, así como de su interacción con las circulaciones de los Océanos Pacífico, Atlántico y de la cuenca del Amazonas. La distribución espacial de la lluvia sobre Colombia está asociada a la época del año. Cuando la ZCIT se encuentra más al sur (en el verano del hemisferio sur), la zona de la costa Caribe sufre una disminución en las lluvias; lo mismo sucede en la zona sur durante el verano del hemisferio norte (Julio-Agosto). La ZCIT pasa dos veces por encima del territorio Colombiano; en su camino hacia el Sur en la época de octubre - noviembre y hacia el norte en la época de abril - mayo, produciendo dos temporadas de más alta pluviosidad (bimodalidad) en el centro de Colombia.

Otros fenómenos climáticos de escala global, que influyen en la variación temporal de la precipitación en Colombia son el Fenómeno del Niño/Oscilación del Sur, La Oscilación Cuasi Bienal, La Oscilación de Madden-Julian y Las Ondas del Este. Para eliminar la influencia de la variabilidad interdecadal en la estimación del promedio multianual de la precipitación, los registros se homogeneizaron entre enero de 1966 y diciembre de 1987, por tratarse de un período que contiene el inicio y el fin de ciclos completos de El Niño y La Niña.

La figura 35 muestra mapas interpolados de los doce meses del año que están organizados por columnas. Se observa que los meses que tienen más

altos índices de lluvia son Mayo, Junio y Julio, y los que tienen menor índice son Diciembre, Enero y Febrero<sup>39</sup>.

Dichas cifras serán comparadas con datos de presiones de pozo y el historial de precipitaciones de la estación Mapiripan ubicada sobre el Rio Guaviare, debido a que éste es una gran fuente hídrica presente en el área, lo que llevaría a pensar que éste podría estar afectando el hidrodinamismo ya sea como carga o descarga.

El área de interés está enmarcada en la figura 36, donde las máximas precipitaciones son en los meses comprendidos entre Junio – Agosto. El tamaño de la flecha representa la amplitud y su dirección la fase, ambas relativas al “reloj”.

Con el registro histórico de pluviometría de la estación Mapiripan (Ver Tabla 2) se analizaron los años con mayores precipitaciones entre 1989 – 2010, llevándolos a dos histograma, uno que muestra la tendencia de la lluvias durante éste periodo, mostrando que los años con mayores precipitaciones han sido 1994, 2000 y 2008 (Ver figura 37);y un segundo histograma donde solo se tiene en cuenta los meses de altas precipitaciones que van de abril a julio para el mismo periodo, en donde se presenta la misma tendencia.(Ver figura 38)

---

<sup>39</sup> MEJÍA, F. MESA, O. POVEDA, G. VÉLEZ, J. HOYOS, C. MANTILLA, R. BARCO, J. CUARTAS, A. MONTOYA, M. BOTERO, B. Distribución Espacial Y Ciclos Anual Y Semianual De La Precipitación En Colombia, 1999.

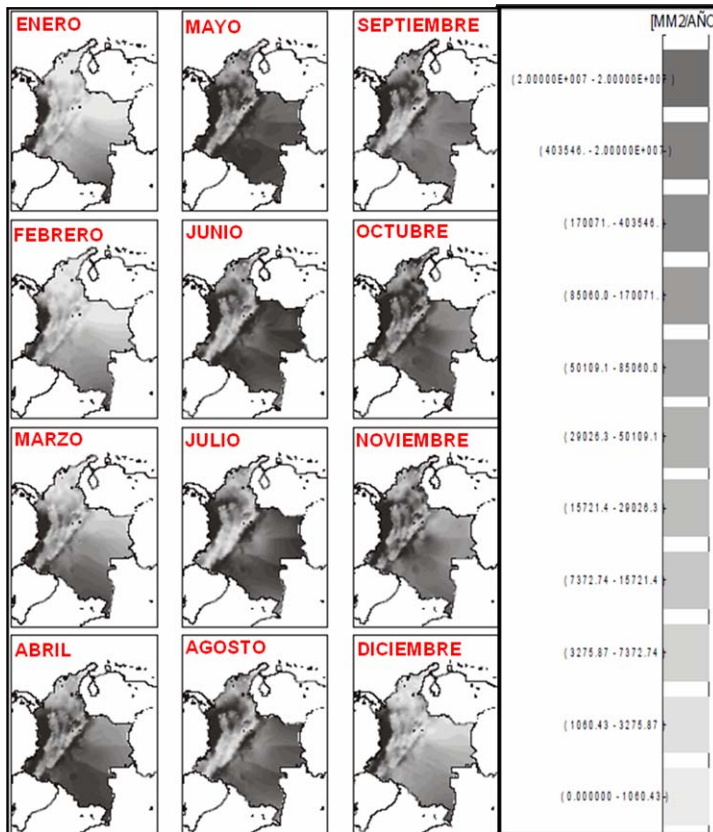


Figura 35. Mapas Interpolados para los 12 meses en un Periodo Homogeneizado. (Tomado, Distribución Espacial Y Ciclos Anual Y Semianual De La Precipitación En Colombia, 1999)

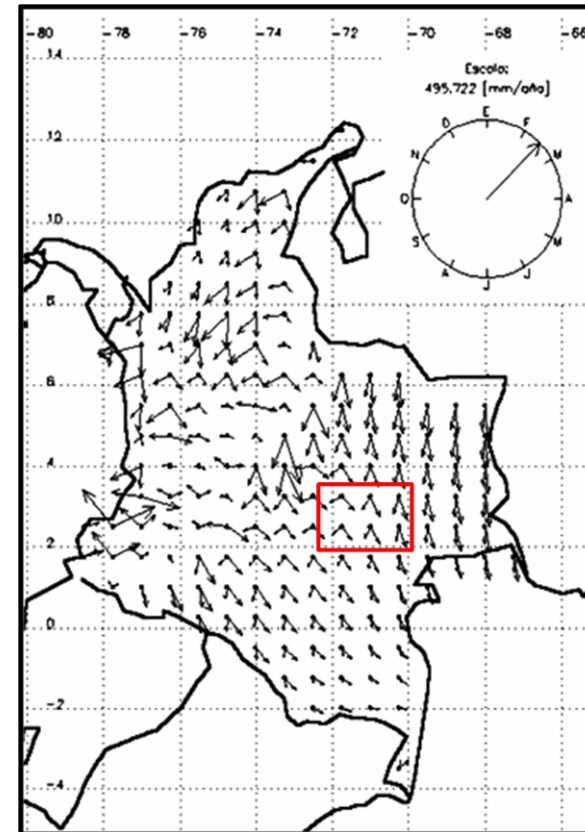
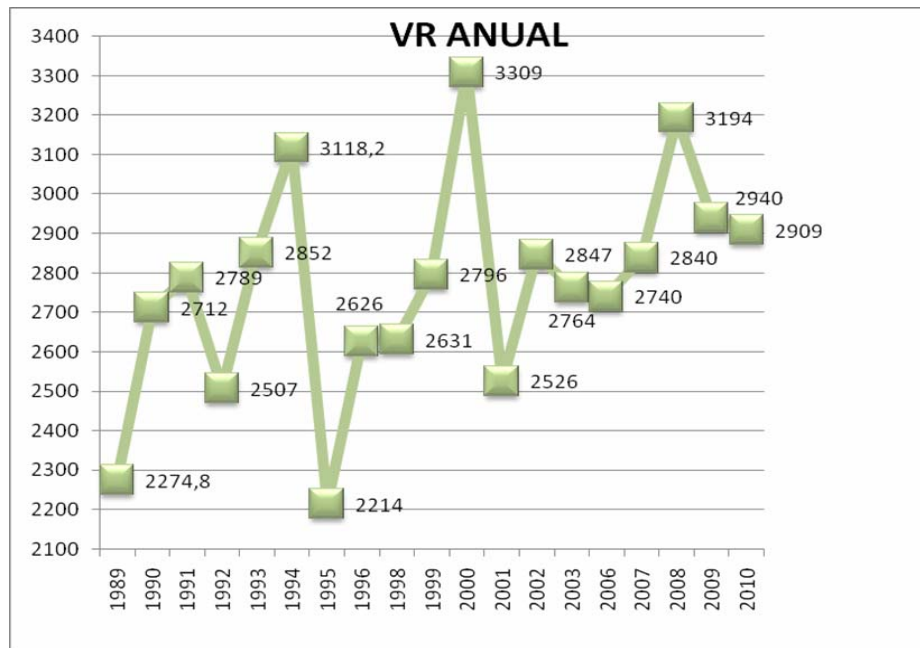


Figura 36. Suma Vectorial de los ciclos Anuales Y Semianuales de la Precipitación en Colombia. (Tomado, Distribución Espacial Y Ciclos Anual Y Semianual De La Precipitación En Colombia, 1999)

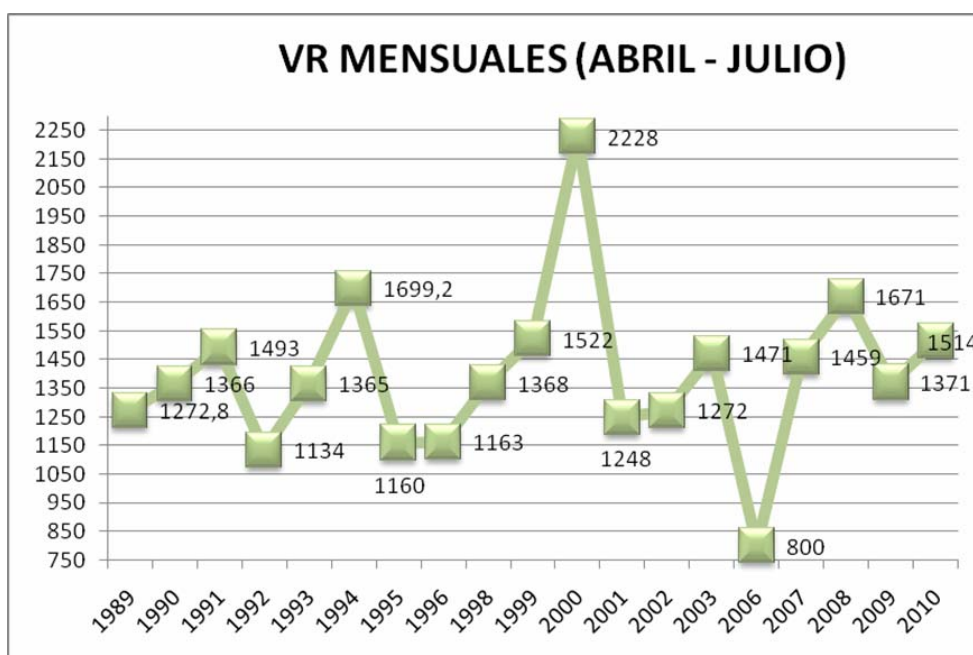
Año	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	VRANUAL
1989	44.0	39.0	112.0	231.0	341.8	415.0	285.0	197.0	221.0	258.0	124.0	7.0	2274.8
1990	96.0	.0	210.0	326.0	435.0	299.0	306.0	105.0	310.0	208.0	319.0	98.0	2712.0
1991	.0	128.0	189.0	306.0	334.0	411.0	442.0	294.0	218.0	235.0	232.0	.0	2789.0
1992	94.0	113.0	139.0	346.0	290.0	241.0	257.0	363.0	388.0	112.0	141.0	23.0	2507.0
1993	105.0	134.0	126.0	298.0	372.0	292.0	403.0	195.0	311.0	292.0	268.0	56.0	2852.0
1994	25.0	46.0	304.0	365.0	450.9	423.6	459.7	267.9	310.1	224.0	84.0	158.0	3118.2
1995	63.0	94.0	133.0	258.0	358.0	311.0	233.0	192.0	176.0	214.0	102.0	80.0	2214.0
1996	16.0	218.0	201.0	201.0	411.0	173.0	378.0	179.0	160.0	137.0	376.0	176.0	2626.0
1997	.0	229.0											229.0
1998				309.0	415.0	372.0	272.0	254.0	153.0	260.0	461.0	135.0	2631.0
1999	80.0	142.0	113.0	566.0	470.0	243.0	243.0	177.0	331.0	352.0	64.0	15.0	2796.0
2000	.0	10.0	279.0	373.0	634.0	580.0	641.0	233.0	148.0	123.0	88.0	200.0	3309.0
2001	.0	3.0	262.0	216.0	350.0	292.0	390.0	351.0	208.0	281.0	161.0	12.0	2526.0
2002	.0	14.0	372.0	243.0	491.0	326.0	212.0	301.0	112.0	357.0	419.0	2847.0	
2003			98.0	398.0	416.0	383.0	274.0	361.0	247.0	287.0	190.0	110.0	2764.0
2004				89.0	72.0				377.0	246.0	349.0	160.0	1293.0
2005	48.0	52.0											100.0
2006	332.0	85.0	187.0	177.0	153.0	217.0	253.0	156.0	258.0	296.0	502.0	124.0	2740.0
2007	20.0	34.0	134.0	288.0	357.0	455.0	359.0	215.0	224.0	325.0	225.0	204.0	2840.0
2008	.0	28.0	75.0	272.0	478.0	620.0	301.0	238.0	456.0	332.0	375.0	19.0	3194.0
2009	137.0	100.0	224.0	256.0	345.0	536.0	234.0	318.0	229.0	199.0	240.0	122.0	2940.0
2010	.0	99.0	182.0	387.0	344.0	357.0	426.0	302.0	213.0	229.0	177.0	193.0	2909.0

**Tabla 2. Historial de las precipitaciones de la estación Mapiripan (IDEAM**

)



**Figura 37. Histograma Precipitaciones Anuales, Estación Mapiripan, durante un periodo de 20 años (1989 – 2010)**



**Figura 38. Histograma Precipitaciones Anuales comprendiendo los meses de Abril - Julio, Estación Mapiripan, durante un periodo de 20 años (1989 – 2010)**

### 9.3. EVALUACIÓN GEOQUÍMICA DE CRUDOS

La determinación de los principales constituyentes de un crudo permite establecer relaciones genéticas entre los hidrocarburos de diferentes pozos, unidades, campos o cuencas petrolíferas. El petróleo es una mezcla compleja de compuestos que básicamente incluyen a los hidrocarburos (saturados, insaturados y aromáticos) y compuestos heteroatómicos (también conocidos como "NSO", abarcando las resinas y asfaltenos).

Las proporciones de cada uno de éstos componentes dentro de un crudo dependen de muchos factores, dentro de los cuales se pueden destacar: el tipo de materia orgánica original, estado de preservación post-enterramiento, estado de madurez en que se encuentra (producto de las condiciones de temperatura, presión y tiempo a las que ha sido sometida), separación de fracción por diferencia de densidad dentro de una misma columna de aceite, lavado de aguas (afectando principalmente el OWC), y los cambios de las condiciones de yacimientos por condiciones de superficie. Entre los factores mencionados anteriormente es de interés particular para éste trabajo investigativo el relacionado con el efecto producido por el movimiento y lavado de aguas<sup>40</sup>.

Cuando se tiene variaciones en la concentración de Azufre, variación de API (**American Petroleum Institute**) y diferencia en el contenido de Saturados, se asocia a la existencia de mezcla de aceites generados en diferentes pulsos migratorios y la ocurrencia de procesos de biodegradación durante la fase inicial de relleno de los yacimientos<sup>41</sup>.

---

<sup>40</sup> MEZA CACERES, G. MANTILLA PARRA, P. Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la Unidad K2 del Bloque Apiay. 1993.

<sup>41</sup> ROCHA MELLO, M. Evaluación Geoquímica De La Cuenca Llanos Orientales: Áreas Casanare Y Meta, Colombia. 1992.

En cuanto a migración, hay 2 pulsos en el Meta. El primero corresponde a un pulso biodegradado del Oligoceno y el segundo pulso (fase más madura) no biodegradado del Mioceno Temprano, expulsado en una etapa más avanzada de la ventana de generación de crudos y provenientes de una facies más proximal. Esto confirma que en el META el primer pulso fue entrampado y biodegradado en una etapa de levantamiento y erosión anterior a la actual (ya que la edad de levantamiento para la Cordillera Oriental, según Cediell y Cáceres, 2000, es de finales del Cretácico y comienzos del Cenozoico); y un segundo pulso expulsado y entrampado en una etapa posterior de mayor enterramiento.

Las diferencias de gravedad API dentro de un mismo campo, se deben principalmente a la posición del pozo con respecto al OWC. En general, los pozos situados hacia los bordes de un campo están más biodegradados, debido al efecto del agua sobre el crudo especialmente en las zonas de contacto<sup>42</sup>.

### **9.3.1. Clasificación De Aceites De La Cuenca Llanos<sup>43</sup>**

Los biomarcadores, de acuerdo con las definiciones presentadas por Tissot y Welte (1984) y Hunt (1979), son moléculas sintetizadas por organismos vivos y que se encuentran en los sedimentos con pocos o ningún cambio en sus estructuras.

Los biomarcadores son muy importantes dado que, en general, pueden proporcionar información acerca de: fuentes biológicas de materia orgánica sedimentaria, medios deposicionales, madurez de la materia orgánica, edad

---

<sup>42</sup>LUNA, O. RANGEL, A. Evaluación Geoquímica Crudos Del Meta Y Este De Casanare, 1998

<sup>43</sup>ROCHA MELLO, M. Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales: Áreas Casanare y Meta, Colombia 1992.

geológica. Estos compuestos son tan sólo constituyentes traza, pero pueden ser muy útiles, especialmente en el caso de los petróleos, donde se emplean una gran cantidad de tipos estructurales en la geoquímica del petróleo<sup>44</sup>. La integración de los datos elementales (bulk), isotópicos y de biomarcadores sugieren que los aceites pueden ser clasificados en 2 grupos:

**GRUPO 1:** La Gloria 3, Santiago 4, La Gloria Norte 3, Tocaria 2, Tierra Blanca 1, San Joaquin 1, Guarilaque 2, Tauramena 2X, Rancho Quemado 1, El Miedo 1, Zona de Estudio.

Presentan una buena correlación geoquímica entre sí. Estos aceites fueron generados a partir de rocas depositadas en ambiente marino con influencia carbonatica, semirestringido, proximal y disaerobico.

Existe un subgrupo (subrayados) que se destaca por presentar un grado de madurez y biodegradación aun mayor, y probablemente un grado de mezclas de aceites generados en diferentes pulsos migratorios más complejo que lo observado en las demás muestras del Grupo 1.

**GRUPO 2:** Castilla 14, Camoa 1, Pompeya 1, Chichimene 2, Vanguardia 1.

Presentan una buena correlación química entre si y fueron generados a partir de rocas depositadas en ambiente marino carbonatico, semirestringido, proximal/distal y disaerobico.

Los campos subrayados son un subgrupo que presenta roca generadora con bajo "input" de material terrígeno.

---

<sup>44</sup> ORTIZ, J.E., GARCÍA, M.J., RODRÍGUEZ GALLEGO, J.L. Biomarcadores y su utilidad en la evaluación de la biodegradación del petróleo.

De manera general, los grupos presentan una buena correlación geoquímica entre sí, pero un patrón de biomarcadores distinto: la roca generadora para los aceites del Grupo 2 se depositó en un ambiente marino con bajo "input" de material terrígeno y mayor "input" carbonatítico, más restringido y en posición más distal que el observado para los aceites del grupo 1

La correlación de todos los aceites estudiados con aceites recuperados en otras cuencas de Colombia, Venezuela y Ecuador, sugiere una edad del Terciario al Cretácico Superior para las rocas generadoras, se deduce que todos los crudos del META son del Cretácico Superior.

Todos los aceites presentan un elevado estado de evolución térmica, con excepción de: Camoa 1 y Tierra Blanca 1: presentan un grado de madurez menor; y la Zona de Estudio: que presenta un grado aun mayor.

La figura 39 ilustra la relación entre biodegradación y mezcla de aceite para los crudos clasificados anteriormente, de la cual se puede deducir que los crudos del grupo 1 presentan un porcentaje medio de mezcla y en cuanto a la biodegradación es de media a alta, mientras que los del grupo 2 pueden estar en diferentes porcentajes de mezcla y en cuanto a la biodegradación van de poca a alta; nuestra campo de estudio (Aceite 17) presenta alta biodegradación sin mezcla, lo que lleva a pensar que éste crudo proviene del primer pulso y no fue afectado por el segundo.

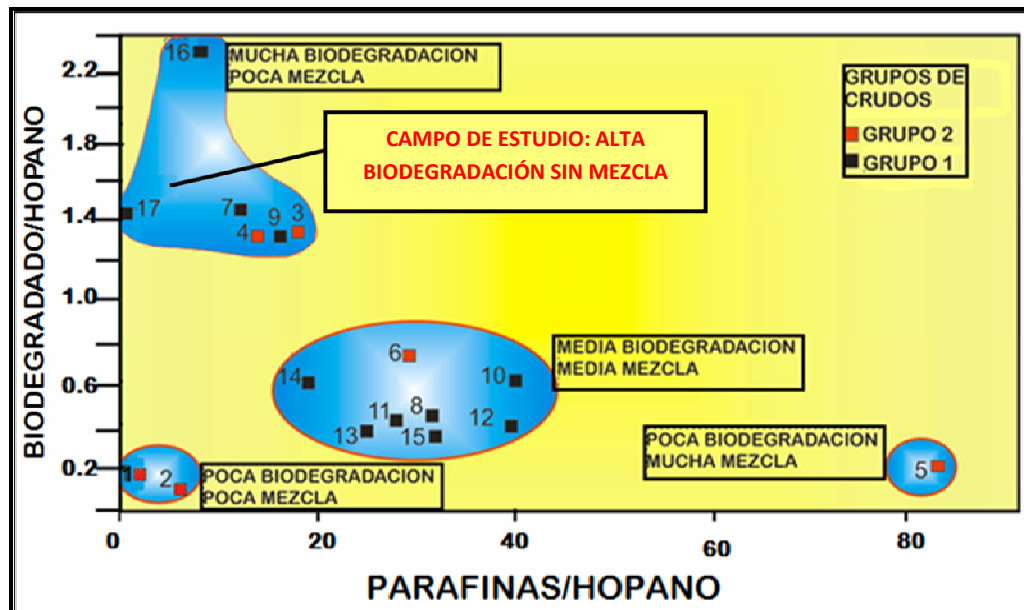


Figura 39. Diagrama C27n-alcanos/Hopano C35(AB)Hopano X C29 25Norhopano / C35(AB) Hopano en los aceites (Tomado, Evaluación Geoquímica De La Cuenca Llanos Orientales: Áreas Casanare Y Meta, Colombia Vol. I)

### 9.3.2 Efecto del agua en el yacimiento

Las principales modificaciones producidas por el agua en los hidrocarburos tienen que ver con tres procesos: Solución diferencial, Oxidación y Biodegradación o Acción Bacterial.

#### 1. Solución Diferencial<sup>45</sup>:

La solubilidad de los hidrocarburos en agua varía considerablemente con el tamaño de las moléculas (siendo inversa la relación, es decir la solubilidad disminuye con el aumento en el número de carbonos), y con la polaridad de las mismas.

<sup>45</sup> MEZA CACERES, G. MANTILLA PARRA, P. Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la Unidad K2 del Bloque Apiay. 1993.

En condiciones de profundidad gracias al aumento de temperatura, la solubilidad de los compuestos orgánicos aumenta, siendo los más solubles y fácilmente absorbidos los compuestos NSO, y siguiendo en un orden decreciente de solubilidad los aromáticos, naftenos y finalmente los menos solubles: los compuestos parafínicos.

De otra forma el aumento de la salinidad en las aguas ocasiona una disminución en la solubilidad de los hidrocarburos mientras que la presencia de los hidrocarburos líquidos en agua, incrementa la solubilidad de los gases.

## **2. Oxidación<sup>46</sup>:**

Este efecto es debido principalmente al oxígeno transportado por las aguas al reservorio, aunque para que se manifieste un proceso de alteración notable, se requieren grandes volúmenes de agua y yacimientos no muy profundos.

La remoción de las fracciones más ligeras de crudo ocurre con mayor eficiencia en aguas calientes con movimiento rápido, contrario a la oxidación que se lleva a cabo de forma más completa, en aguas más frías (relacionadas con aguas más superficiales y yacimientos poco profundos, como se mencionó anteriormente).

## **3. Biodegradación:**

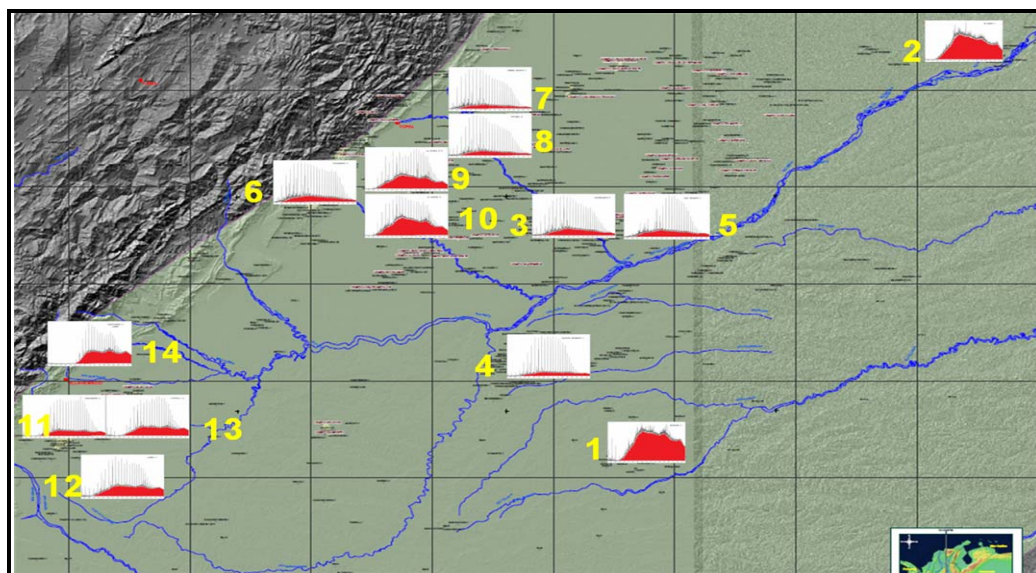
Es un proceso de oxidación efectuado por bacterias aeróbicas transportadas al reservorio por aguas meteóricas, requiriendo para ello de una concentración aproximada de 8 mg/l de oxígeno disuelto en agua (para soportar las bacterias), los yacimientos petrolíferos con profundidad menor de aproximadamente 7000 ft, temperaturas de yacimiento menor de aproximadamente 175 °F (para garantizar su supervivencia) e hidrocarburos libres de H<sub>2</sub>S; tiene la probabilidad de contener petróleos que están

---

<sup>46</sup> Op cit.

significativamente biodegradados. Para la Zona de estudio se tiene temperaturas de 140°F permitiendo la biodegradación.

Las bacterias son selectivas en su consumo de hidrocarburos prefiriendo alimentarse primero por compuestos que por su sencillez son metabolizados más fácilmente, dejando como residuo los compuestos de más alto peso molecular<sup>47</sup>. La figura 40. muestra los cromatogramas para diferentes pozos ubicados en la Cuenca Llanos, como ejemplos de máxima biodegradación pueden citarse los aceites de los pozos: Zona de Estudio, El Miedo 1, La Gloria N-3, La Gloria 3, Vanguardia.



**Figura 40. Imagen de radar con la ubicación de los cromatogramas para diferentes campos de la cuenca de los Llanos. 1. Zona de Estudio. 2. El Miedo. 3. Guarilaque. 4. Rancho Quemado. 5. San Joaquin. 6. Tauramena. 7. Tierra Blanca. 8. Tocaria. 9. La Gloria Norte. 10. La Gloria. 11. Chichimene. 12. Camoa. 13. Castilla. 14. Vanguardia. (Evaluación Geoquímica De La Cuenca Llanos Orientales: Áreas Casanare Y Meta, Colombia Vol. I.)**

---

<sup>47</sup> Op cit.

Un término que se asocia con biodegradación es la gravedad API, la cual es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en ésta<sup>48</sup>.

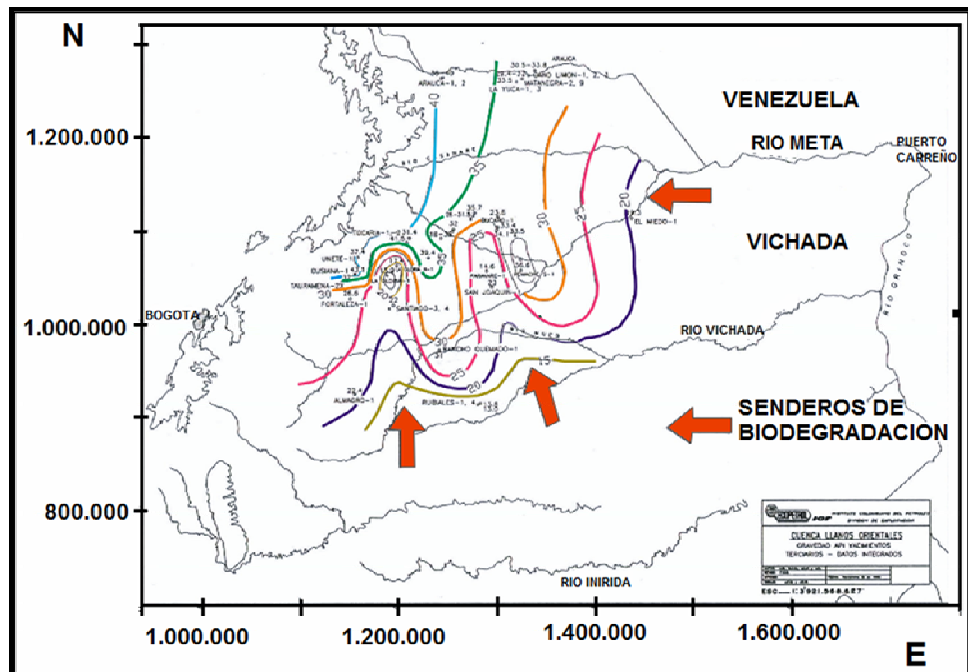
El Petróleo es clasificado en condensado, liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo con su medición de gravedad API.

- Crudo liviano: gravedades mayores a 31,1 °API
- Crudo mediano: gravedades entre 22,3 y 31,1 °API.
- Crudo Pesado: gravedades entre 10 y 22,3 °API.
- Crudos extrapesados: gravedades menores a 10 ° API

En la figura 41 se ilustran los senderos de biodegradación (Flechas Rojas) y las distribución de la gravedad API a lo largo de la Cuenca Llanos con valores que van desde 15° – 40°.

---

<sup>48</sup> [http://es.wikipedia.org/wiki/Gravedad\\_API](http://es.wikipedia.org/wiki/Gravedad_API)



**Figura 41. Distribución Gravedades API para crudos en yacimientos del Terciario. Datos Integrados. (Tomado Proyecto Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales Vol. II.)**

Otra forma de comprobar que una zona está siendo afectada por biodegradación es con análisis en el contenido de Azufre presente en los hidrocarburos, ya que a medida que crece la concentración del ion sulfato, se reducen los porcentajes de saturados y aromáticos, aumentando el porcentaje de compuestos más pesados (Resinas + Asfaltenos).

La concentración de azufre muestra una tendencia de incremento hacia el Sureste y Este de la cuenca (Figura 42) la cual coincide con la disminución de la gravedad API. El contenido de azufre contra la gravedad API (figura 43), indica que estas dos variables tienden hacia una correlación inversa. Así, el contenido de azufre alcanza valores más altos, superiores a 1.5%, en

los crudos con gravedades API bajas (Campo Castilla, Apiay; Chichimene y Zona de Estudio)<sup>49</sup>.

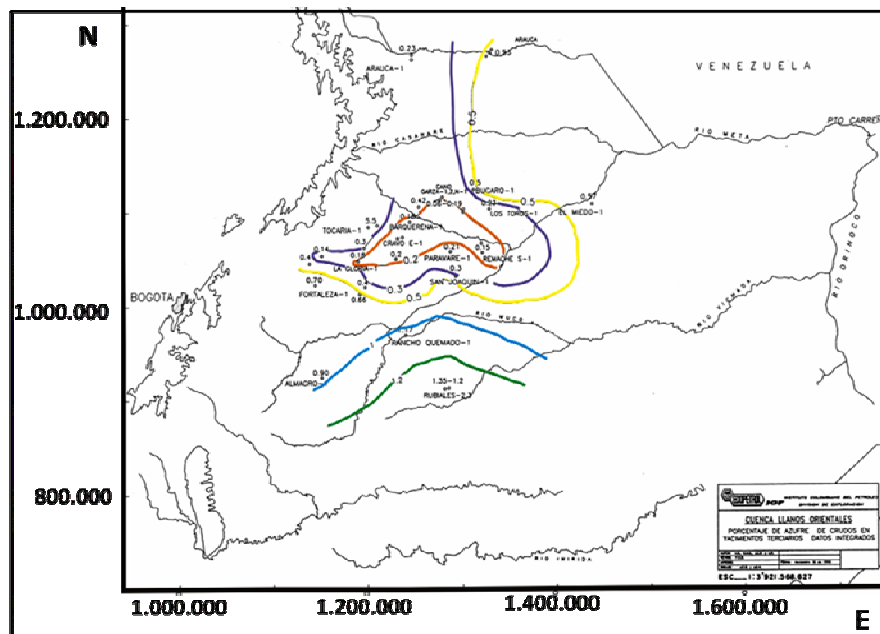
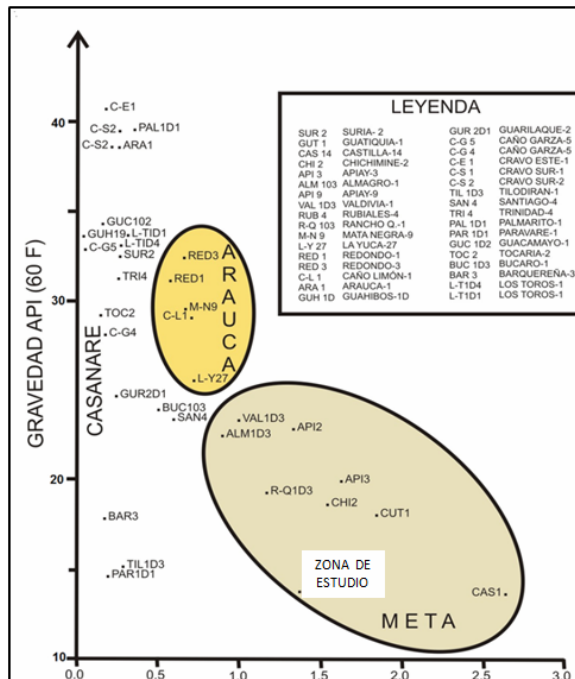


Figura 42. Distribución de Porcentajes de Azufre para yacimientos del Terciario. Datos Integrados. (Tomado Proyecto Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales Vol. II.)

<sup>49</sup> Ecopetrol. ICP. Proyecto Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales Vol. II. 1991



**Figura 43. Porcentaje de Azufre Vs Gravedad API, en crudos Cuenca Llanos Orientales, resultados ICP. (Tomado Proyecto Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales Vol. II.)**

#### 9.4 GRADACIÓN LATERAL DE ACEITE

Para realizar los mapas de Columna de Aceite Neta y de la Inclinación promedio entre OWC y Arenas Basales, se utilizó el programa Petrel 2008.2 empleando datos de pozos verticales, a continuación se describe la metodología para cada caso.

### 9.4.1 Metodología para la Construcción de la Inclinación Promedio Entre OWC Y Arenas Basales

1. Definición del OWC en los pozos Verticales. (Ver figura 44)

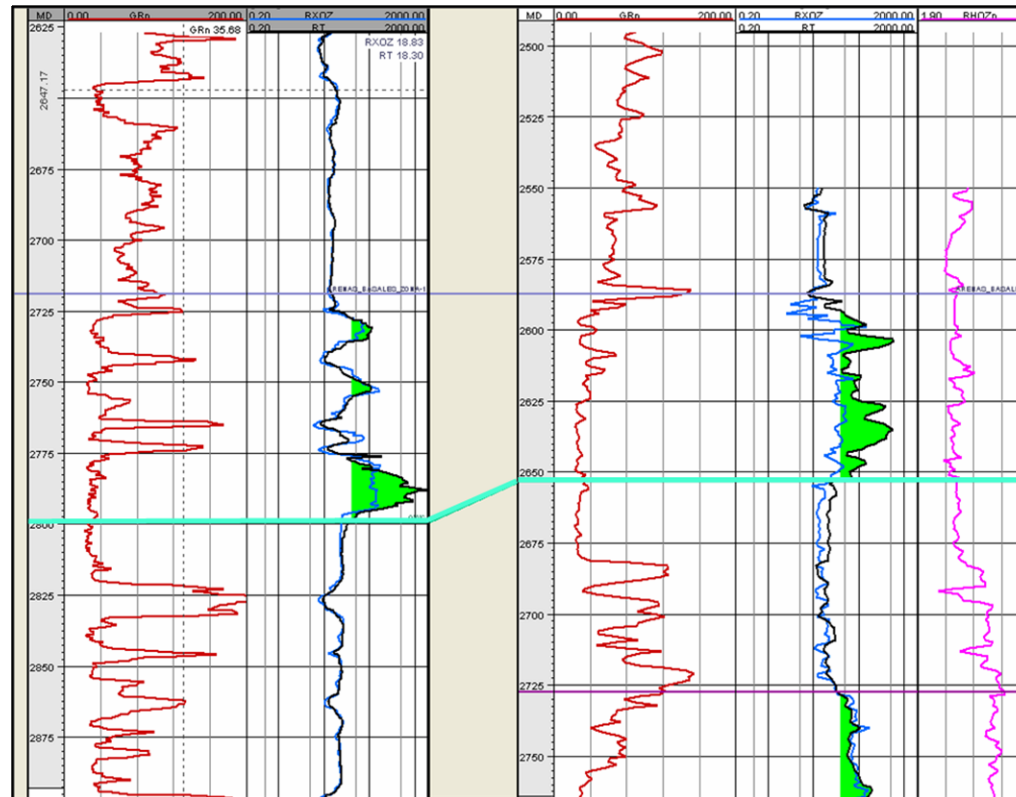
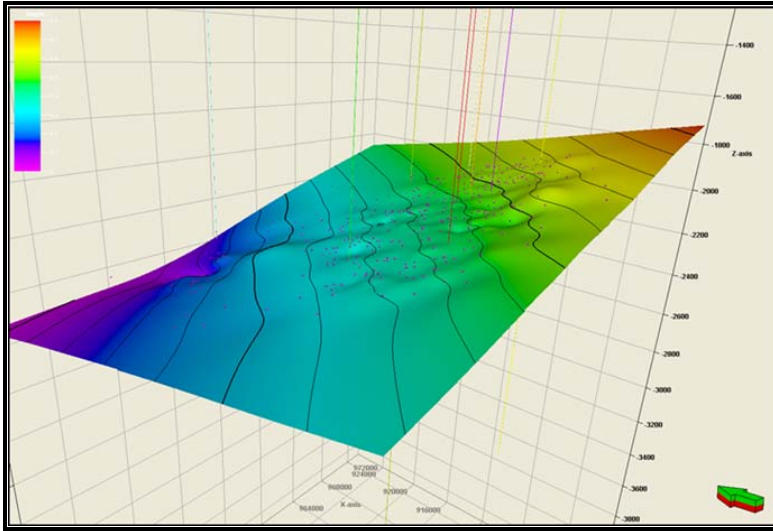
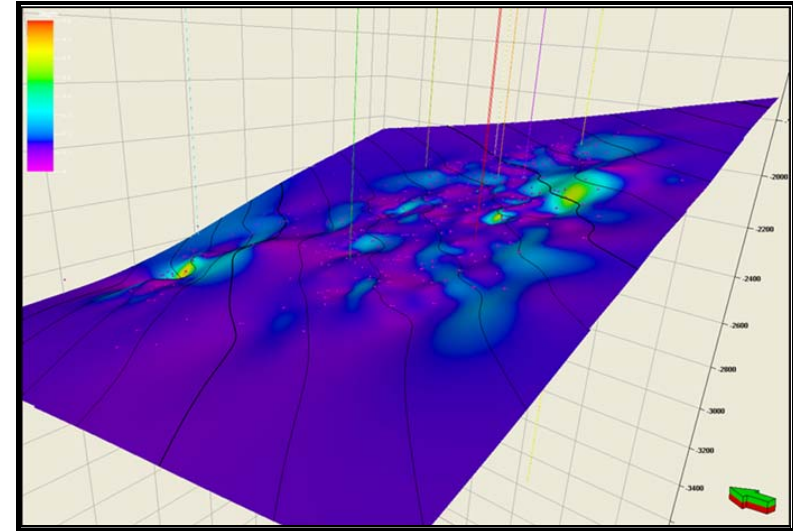


Figura 44. Track de pozos, ilustrando el análisis para definir OWC

2. A partir de las profundidades picadas sobre todos los pozos verticales se generó la superficie del contacto agua aceite. (Ver figura 45)
3. Teniendo en cuenta el mapa estructural de Arenas Basales, se creó un atributo denominado ángulo de buzamiento, debido que a mayor ángulo de buzamiento, existe una mayor deformación de la estructura y por lo tanto mayor capacidad para la acumulación de aceite.(Ver figura 46)



**Figura 45. Mapa de inclinación promedio entre OWC y la superficie estructural de arenas basales**



**Figura 46. Mapa de superficie estructural de arenas basales y buzamiento promedio**

#### 9.4.2 Metodología para la Construcción Columna de Aceite Neta

1. Con todos los pozos verticales se trazó el contacto neto entre OWC y el tope de arenas basales = Gross Oil Sand, teniendo en cuenta el mapa estructural de Arenas Basales. (Ver figura 47)

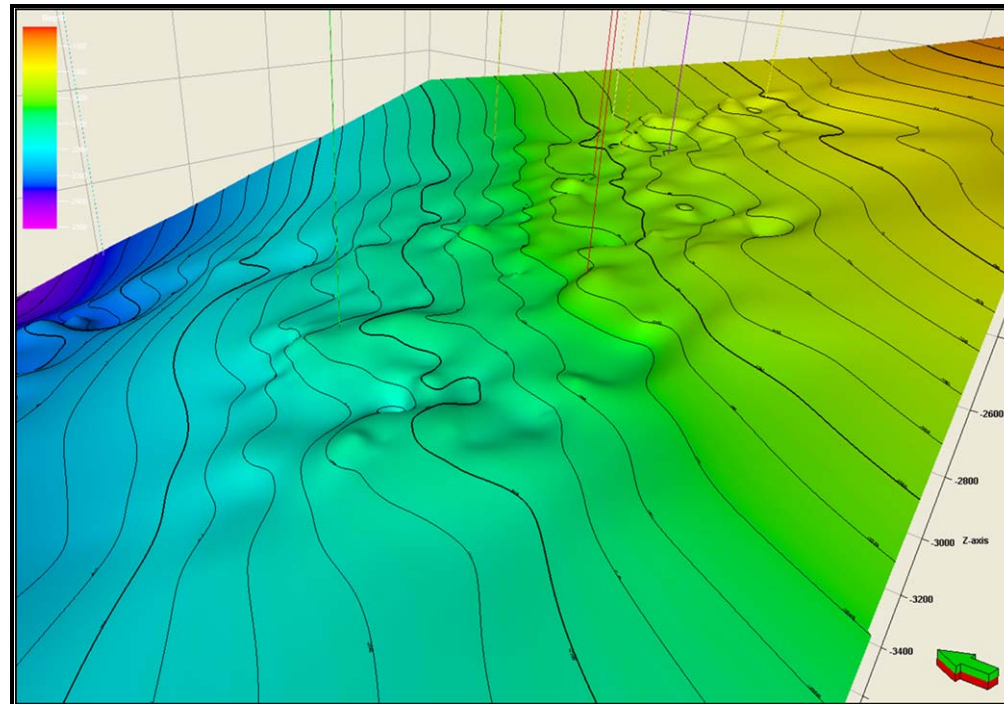
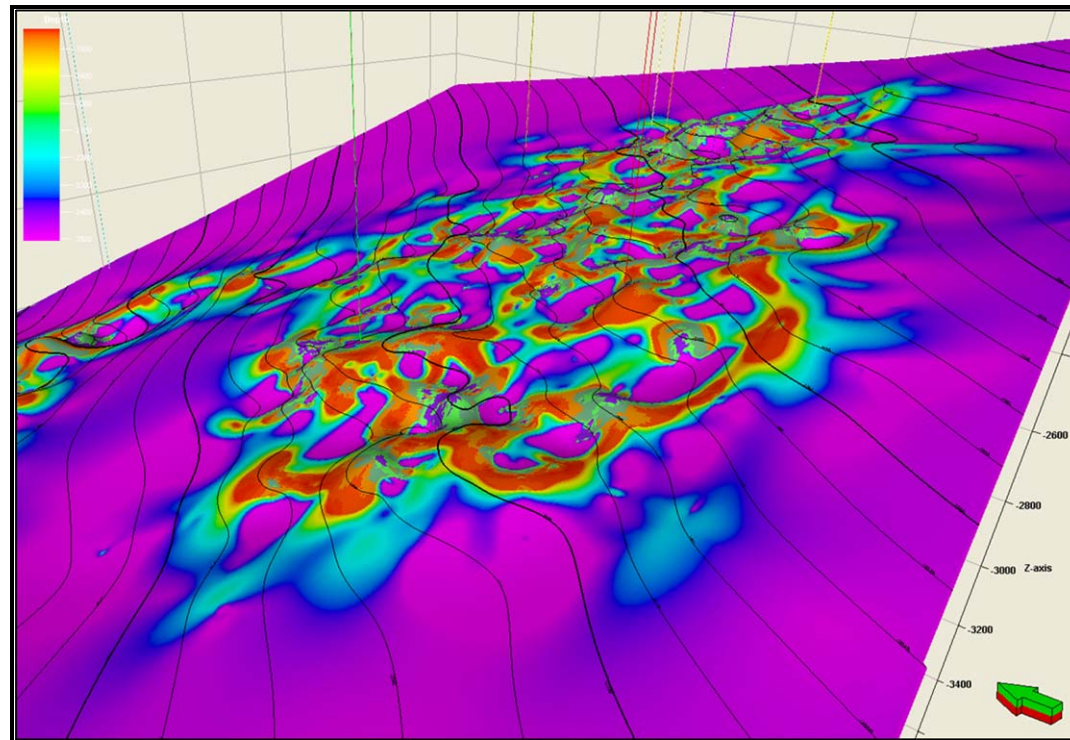


Figura 47. Mapa Estructural De Arenas Basa

2. Teniendo en cuenta el mapa estructural de Arenas Basales, se creó un atributo de curvatura, identificando los domos sobre la misma con mayor capacidad de acumulación de HC; las zonas de color morado indican fuga de HC a diferencia de las zonas de color amarillo – naranja donde hay acumulación de HC debido a la estructura. (Ver figura 48)



**Figura 48. Mapa Estructural De Arenas Basales con atributo de curvatura**

3. Se creó un registro discreto a partir del Gamma Ray  $\leq 45$  (Potential Sand), correspondiendo a las arenas con buena capacidad de almacenamiento. Posteriormente se calculó el  $\text{Net\_Oil} = \text{Potential Sand} / \sum \text{Total Gross Sand}$ , entre OWC y Arenas Basales; que mostrará las zonas con buenas condiciones para acumular HC. (Ver figura 49)

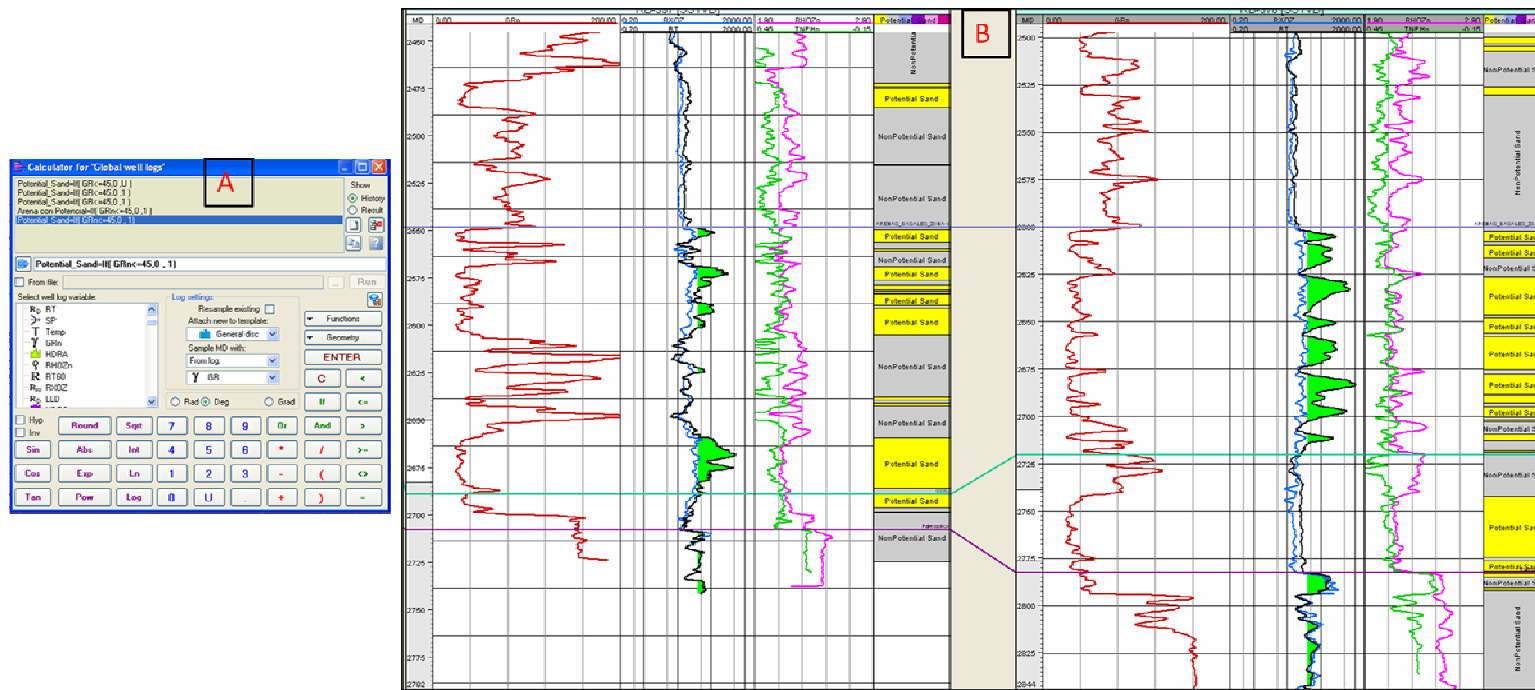
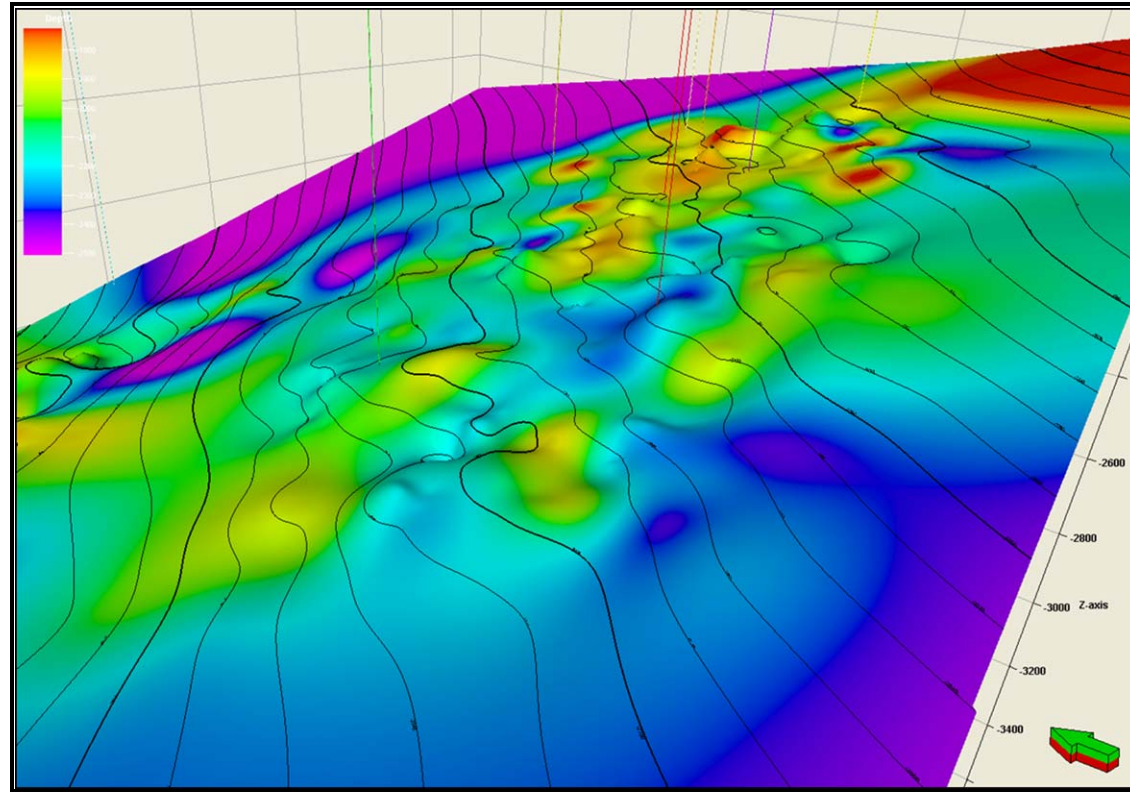


Figura 49. A. Pantallazo del procedimiento de creación del registro discreto. B. Track de pozos, ilustrando la relación entre arenas con potencial y sin potencial

4. La figura 50 ilustra la superficie estructural de Arenas Basales y en color se esta representando la columna de Aceite Neta (Teniendo en cuenta la calidad de roca), ubicandose hacia el NW del campo las mayores columnas.



**Figura 50. Mapa de columna neta de aceite.**

La figura 51 es un acercamiento del mapa de la columna neta de aceite, donde se observa la relación estructural – litológica. Las estructuras con color amarillo – naranja muestran las zonas con calidad roca y potencial de acumulación, indicado por las flechas rojas.

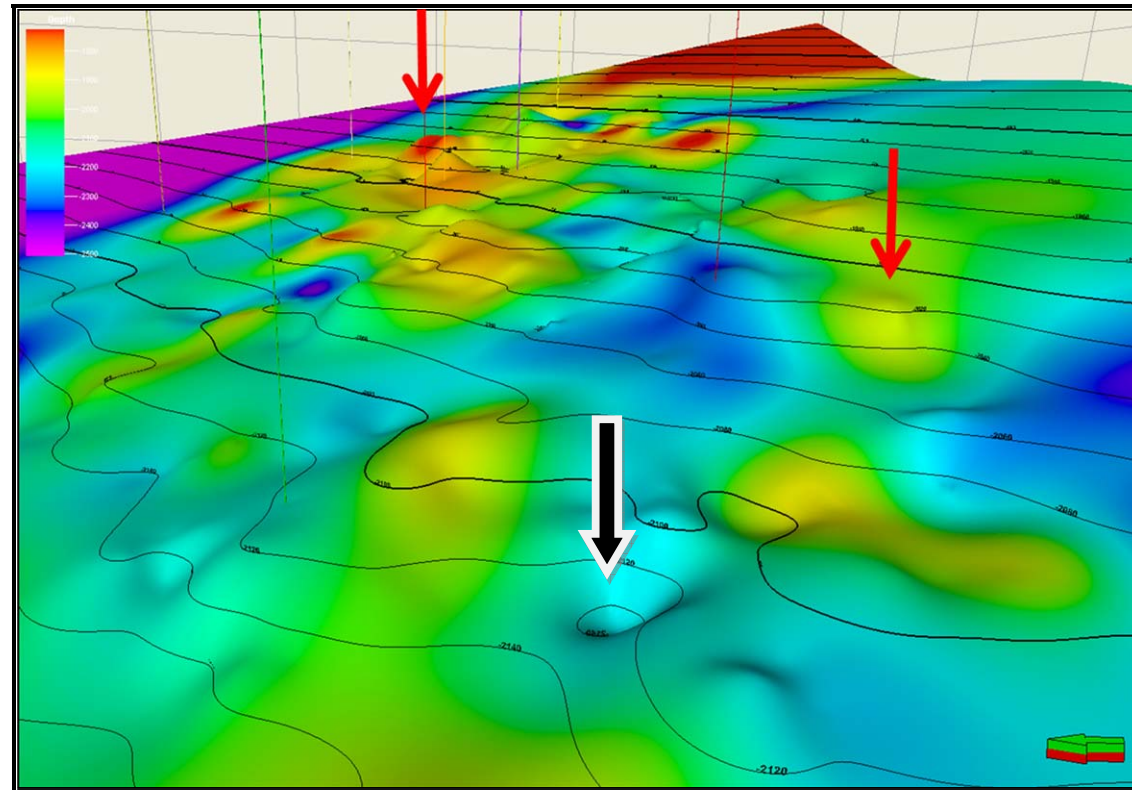


Figura 51. Acercamiento del mapa de la columna neta de aceite.

## 10. VALIDACIÓN A PARTIR DE DATOS INGENIERÍA

### 10.1 PRODUCCIÓN<sup>50</sup>

Las arenas basales de la Formación Carbonera tienen un mecanismo de producción por empuje hidrodinámico, proveniente de un acuífero activo. La producción se da por levantamiento artificial con bombeo Electrosumergible y por Cavidades progresivas PCP.

El campo inició su explotación en Diciembre de 1981 con alrededor de 4 pozos, con un corte de agua del 23%, pero fue cerrado en Marzo de 1982. El Campo es reactivado en Febrero de 1989 y produjo por cortos periodos de tiempo hasta Agosto de 1997, en este periodo de tiempo se perforaron 19 pozos y se alcanzó una producción de 1660 BOPD (Barriles de Petróleo por Día); seguidamente por problemas de orden público el campo nuevamente fue cerrado durante tres años y retornó en producción a partir de Septiembre del año 2000, desde esta fecha el campo ha tenido una explotación continua y aun se encuentra en etapa de desarrollo

En el año de 2006 se perforaron los primeros pozos horizontales; de un total de 9 pozos perforados en este año, alcanzándose en el 2006 un promedio de producción de 12500 BOPD y 60000 BWPD. La perforación ha sido continua y el número de pozos perforados por año viene incrementándose, es así como de 98 pozos perforados en el año 2009 se pasó a 135 pozos en el 2010.

---

<sup>50</sup> Informe Interno. Ecopetrol, ICP. Análisis de Ingeniería.2011

En el año 2010 se obtuvo una producción promedio 122300 BOPD, 661000 BWPD para un corte de agua del 84%. A Diciembre de 2010 el Campo contaba con 400 pozos productores perforados, entre horizontales y verticales.

El análisis se realizó utilizando la información cargada a Enero de 2011 en el software OFM, el objetivo es revisar y analizar las tendencias y detectar áreas y pozos con un comportamiento anormal, los pozos serán categorizados utilizando diferentes indicadores.

### **10.1.1 Corte Inicial De Agua En Pozos Productores**

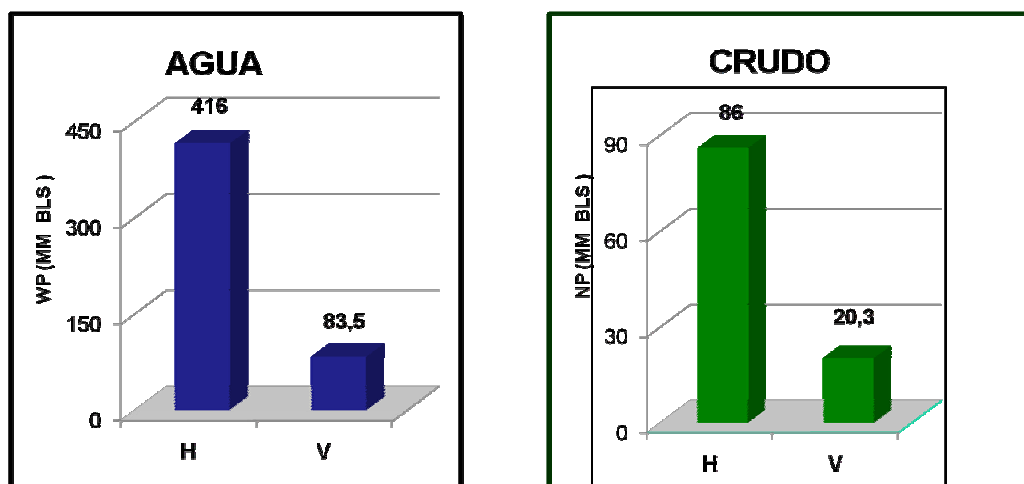
Los pozos productores del Campo presentan irrupción temprana de agua y su tendencia es a mantener un corte de agua con comportamiento ascendente. De los pozos perforados hasta la fecha, el 34% (135 pozos) han iniciado con bajos cortes, de ellos 94 son horizontales y los restantes verticales; el 19% han iniciado con altos cortes (76 pozos); los restantes iniciaron con cortes de agua intermedios.

Para el análisis de los cortes de agua iniciales se mapearon y se clasificaron dentro de 4 rangos como se describe a continuación: Bajo entre 1 – 25%; Medio entre 26 – 50%; Medio Alto entre 51 – 75% y alto entre 76 – 100%.

### **10.1.2 Producción Acumulada**

La producción total acumulada para el campo a Enero de 2011 es de 106,3 MM de BLS de crudo y 499,5 MM de BLS de agua, para una relación Agua – Aceite de 5:1, siendo los pozos horizontales los del mayor aporte en producción tanto en crudo como en agua con el 78,6% y el 83,2%

respectivamente, continuando con un incremento ascendente, la figura 52 muestra esta tendencia.



**Figura 52. Relación entre Producción Acumulada de Agua y Producción Acumulada de Crudo. (Tomado: Análisis de Ingeniería. Ecopetrol, ICP. 2011)**

### 10.1.3 Producción Acumulada De Agua Normalizada

Para conocer las zonas del Campo que cuentan con los mayores acumulados de producción de agua, la ubicación y la secuencia del avance del agua a través del tiempo, se construyeron mapas para cada año con datos de producción de agua normalizada, calculada teniendo en cuenta el volumen de agua producido acumulado por pozo dividido por los días activos en producción. Se clasificaron dentro de tres rangos bajo (burbujas de color rojo) entre 0 – 2846 BL/día; medio (burbujas de color morado), entre 2846 – 5692 BL/DIA; alto (burbujas azules) entre 5692 y 8538. Es de anotar que las burbujas de color también indican los pozos perforados o con producción de agua en cada fecha.

A Diciembre del año 2006 se observa que los valores altos y medios se encuentran en los pozos horizontales perforados durante este mismo año. La figura 53A, muestra esta tendencia de valores altos normalizados (6026 BL/DIA) y valores medios (5158 BL/DIA), (4106 BL/DIA), (3419 BL/DIA).

A finales del año 2010 se obtiene el valor máximo normalizado a la fecha (8538 BL/DIA) y aparecen fuera del sector dos nuevos pozos con altos valores (6484 BL/DIA y 6133 BL/DIA) ubicados al Norte y centro del campo, como se muestra en la figura 53B.

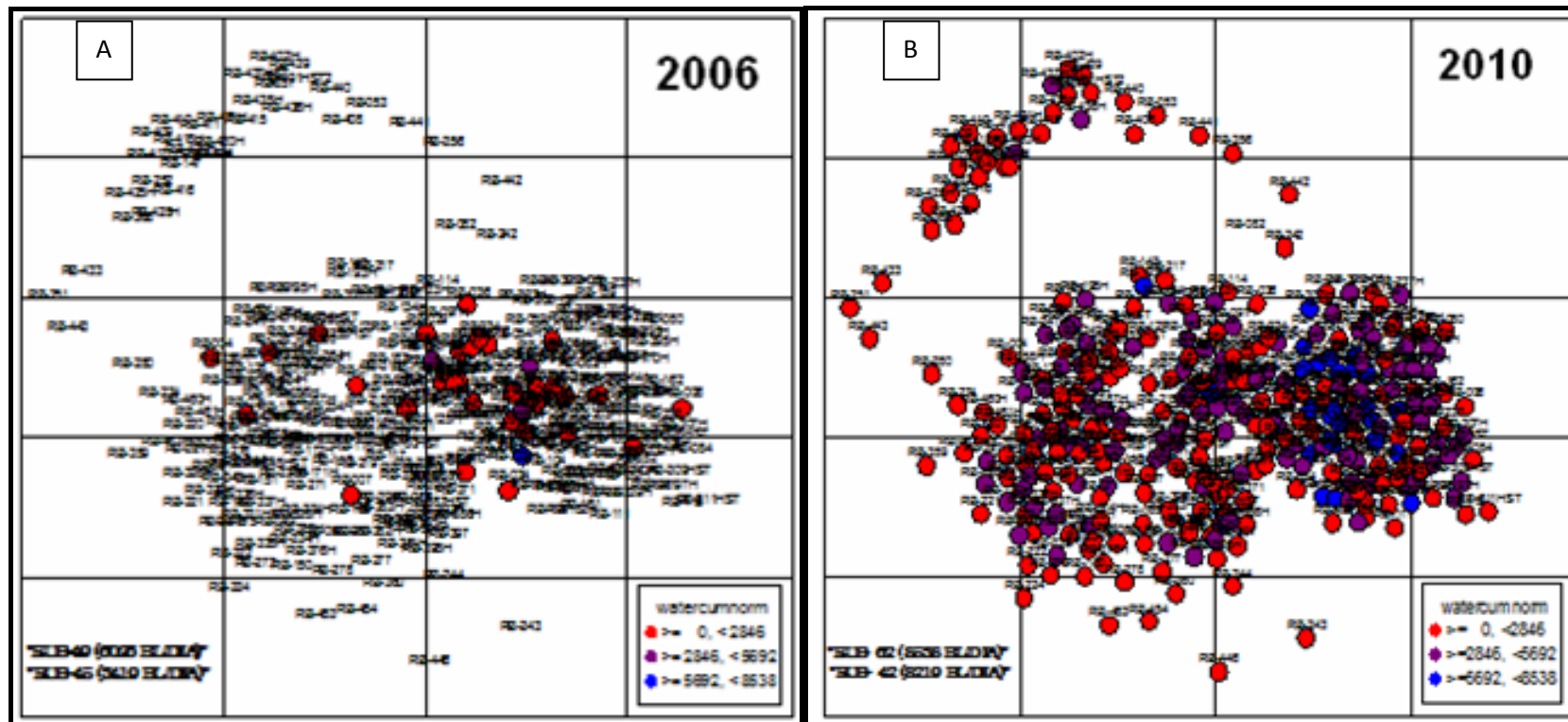


Figura 53. A. Agua Acumulada Normalizada 2006. B Agua Acumulada Normalizada 2010 (Tomado: Análisis de Ingeniería. Ecopetrol, ICP. 2011)

#### **10.1.4 Producción Acumulada De Crudo Normalizado**

Para conocer también las zonas del Campo que cuentan con los mayores aportes en producción de crudo, la secuencia y la ubicación de los pozos, se mapearon por años la producción de crudo normalizada, calculada teniendo en cuenta el volumen de crudo producido acumulado dividido por los días activos en producción. Se clasificaron dentro de tres rangos, bajo (burbujas de color rojo) entre 0 – 946 BL/día; medio (burbujas de color café), entre 947 – 1894BL/DIA; alto (burbujas verdes) entre 1895 y 2842. Es de anotar que las burbujas en color también indican los pozos perforados o con producción en cada fecha.

A Diciembre del año 2006 se observan dos valores altos en producción normalizada de petróleo, correspondiente a los pozos horizontales perforados durante este mismo año, (2842 BL/DIA y 2507 BL/DIA), para este año no se presentaron valores intermedios, los demás pozos caen dentro del rango de bajo (Ver Figura 54A).

A finales del año 2010 se agrupan hacia el Oeste del Campo el mayor número de pozos con alto valor de producción normalizada (2458 BL/DIA, 2355 BL/DIA, 2348 BL/DIA, 2306 BL/DIA, 2243 BL/DIA, 2240 BL/DIA). Los pozos ubicados al Centro y Norte del Campo tienen bajos valores de producción Acumulada, como se observa en las figuras 54B.

La figura 55 es una comparación entre el mapa Grid de Petróleo Acumulado Normalizado a 2010 y el Mapa Estructural de Arenas Basales con atributo de curvatura, donde se muestra la coincidencia entre las zonas con mayor acumulación HC y las zonas que se considera estructuralmente aptas para la acumulación del mismo.

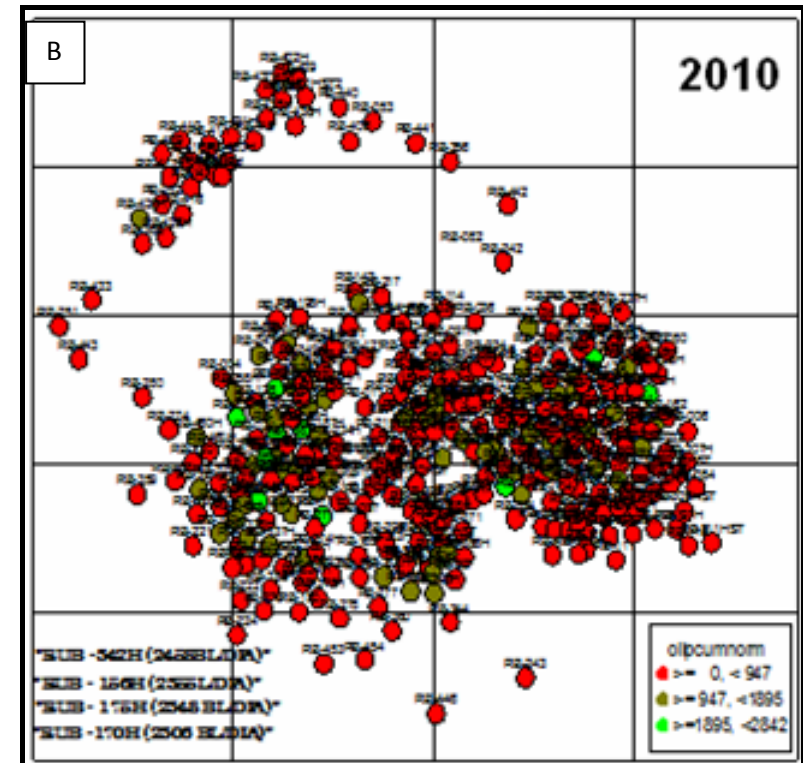
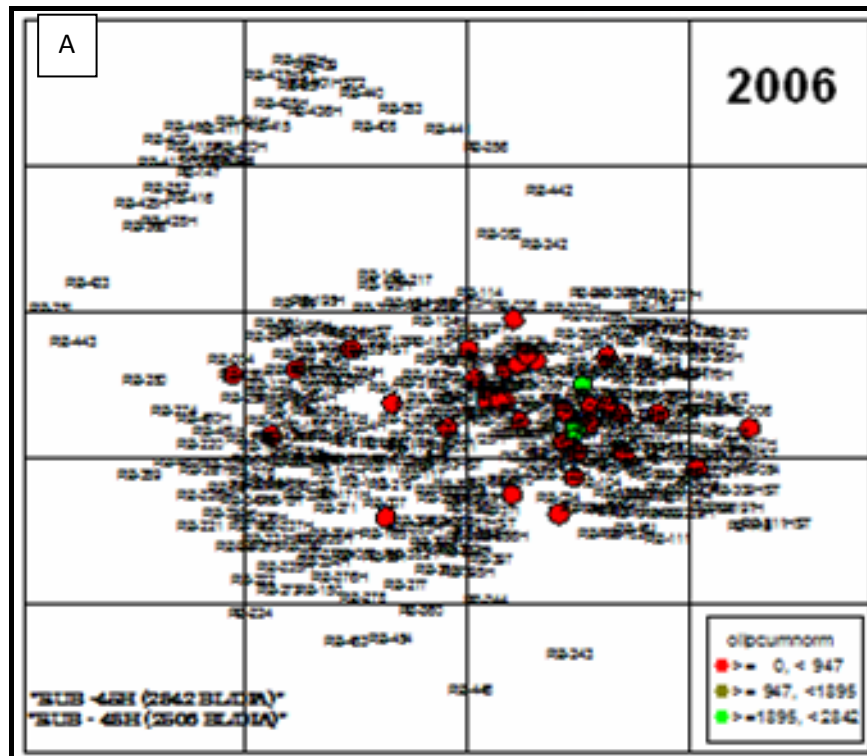


Figura 54. A. Petróleo Acumulado Normalizado 2006.B. Petróleo Acumulado Normalizado 2010. (Tomado: Análisis de Ingeniería. Ecopetrol, ICP. 2011)

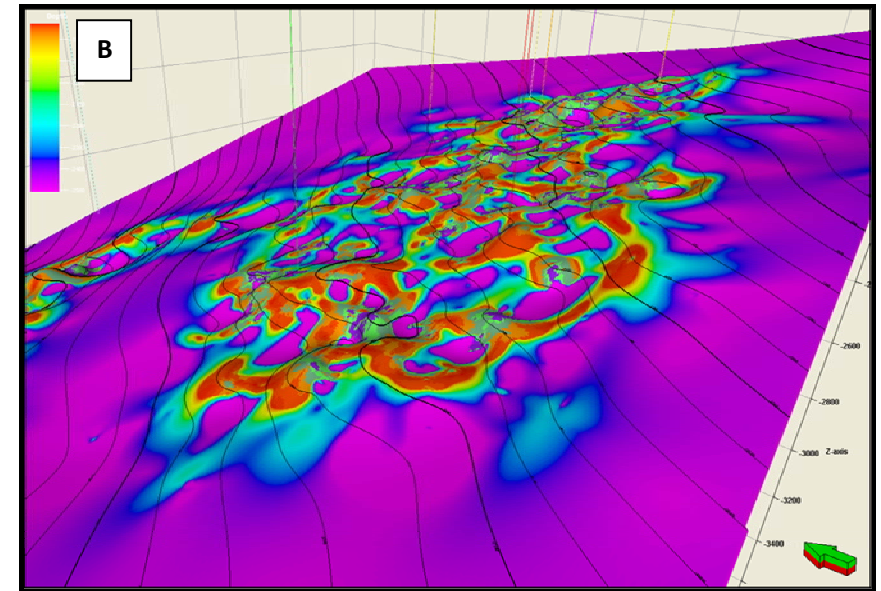
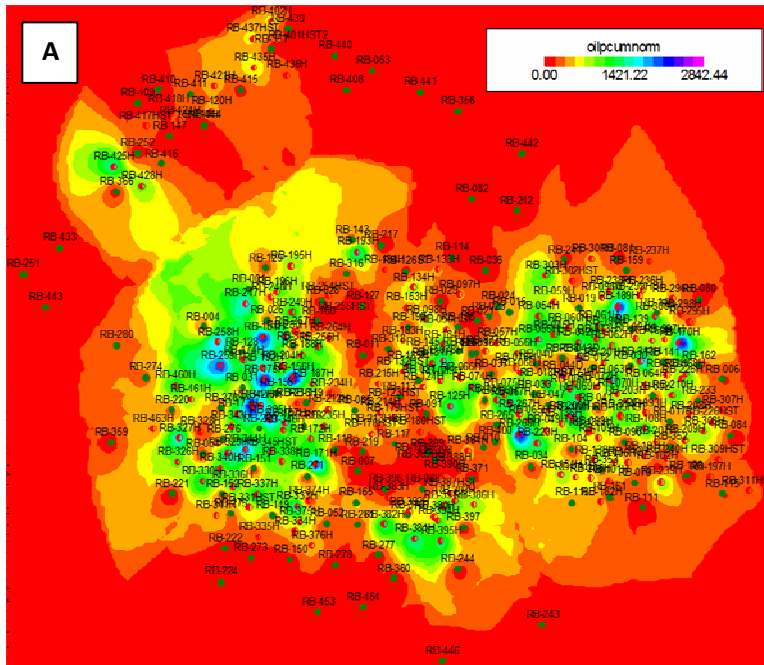
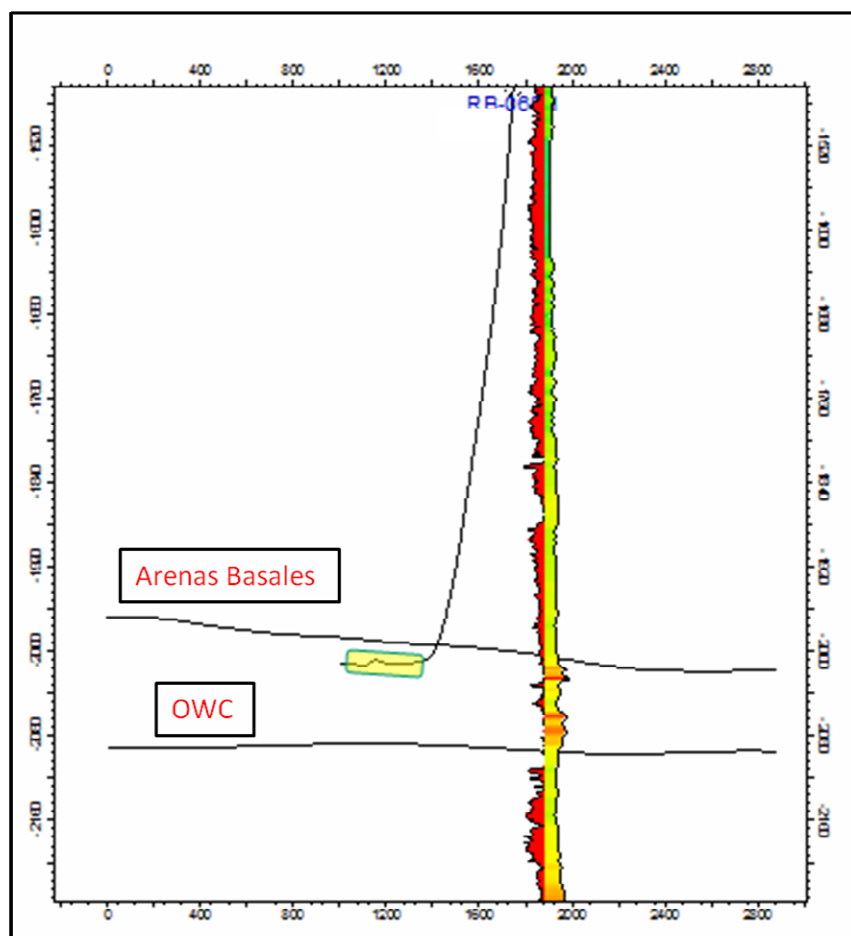


Figura 55.A. Mapa Grid Petróleo Acumulado Normalizado 2010. (Tomado: Análisis de Ingeniería. Ecopetrol, ICP. 2011). B. Mapa Estructural de Arenas Basales con atributo de curvatura

A continuación se describe el análisis realizado a uno pozo dentro del campo, de acuerdo con la trayectoria horizontal se estima que el pozo navega aproximadamente a 17 ft del tope de Arenas Basales y a 40 ft del OWC, ocasionando un bajo recobro de HC; lo que lleva a establecer que si bien es importante la calidad de roca, la componente estructural y el hidrodinámismo; para obtener óptimos resultados en la producción del campo también es indispensable la adecuada ubicación del pozo, es decir a distancia tanto de OWC como de la superficie de Arenas Basales (Figura 55).



**Figura 56. Ubicación de navegación del pozo horizontal. (Tomado: Análisis de Ingeniería. Ecopetrol, ICP. 2011)**

En resumen, para los pozos de muestra del campo analizados se detectan problemas de:

- Ruptura prematura y producción excesiva de agua
- Sobreexplotación de arenas productoras
- Inestabilidad en las tasas de producción
- Limite económico por corte de agua, Acelerado.

Estos factores causan reducción en la productividad de crudo debido a efectos de permeabilidad relativa, los costos de levantamiento aumentan, el manejo de grandes volúmenes de agua es costoso, la eficiencia de recobro se reduce porque el límite económico del corte de agua se alcanza con petróleo remanente producible en el área de drene de los pozos.

Para minimizar el impacto de la alta producción de agua en pozos productores de aceite del Campo se recomienda:

- Mantener las tasas de producción en un valor optimo estimado para cada pozo
- Perforar o navegar lejos del contacto Agua - Petróleo inicial
- Producir a bajos diferenciales de presión (drawdown), esto permite recuperar mayor cantidad de petróleo.

Los pronósticos de producción por corte de agua o curvas de declinación fueron hechas con el objetivo de determinar que volumen de petróleo recuperable no se explotaría si no se da solución al problema de producción excesiva de agua, por lo tanto si se compara el recobro final con las reservas iniciales recuperables llegaríamos a establecer que permanecen en el yacimiento Barriles de petróleo sin ser explotados.

## **10.2 PRESIÓN DE POZO (Hw)**

Las mediciones de presión de pozo para el Campo se realizaron mediante pruebas RFT Y MDT las cuales se explican a continuación:

**RFT (REPEATED FORMATION TESTER)**<sup>51</sup>: es una herramienta de cable a hueco abierto usada principalmente para medir la distribución vertical de presión en una formación, así como para recuperar muestras de fluido de formación. A partir de un RFT se pueden obtener estimativos de la permeabilidad de la formación mediante la interpretación de los datos de presión registrados durante el pre-ensayo de la prueba, en los periodos de ascenso y caída de presión. El RFT está limitado a la medición de las presiones de formación y a la recuperación de muestras de formación a hueco abierto únicamente. En un registro RFT encontramos las siguientes medidas de presión:

- Presión hidrostática
- Presión de cierre
- Presiones de pre-ensayo
- Incrementos de presión

**MDT (MODULAR FORMATION DYNAMIC TESTER)**<sup>52</sup>: esta herramienta ha permitido superar las limitaciones del RFT, ya que fue diseñada específicamente para extraer muestras de fluidos de un yacimiento, incorporando una bomba que permite bombear el fluido de la formación dentro del pozo, con el objeto de limpiarlo y acondicionarlo para la muestra. Una vez que el fluido se encuentra en su estado puro, se toma una muestra representativa del mismo en una cámara de muestreo. La herramienta es capaz de identificar el fluido que pasa por ella por medio de una medición de resistividad y de un análisis de absorción de luz en la región visible y casi infrarroja.

---

<sup>51</sup> RAMÍREZ SEGURA, M. SOLANO SUAREZ, P. Elaboración de una Metodología para el Análisis Hidrodinámicos con Enfoque Exploratorio en Colombia. 1993.

<sup>52</sup><http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/2288-RFT-y-MDT?s=499d64b2b160572d9794fa4a176fcdf6>

Al poder reconocer en tiempo real los fluidos que pasan por la herramienta, se puede garantizar la extracción de muestras puras.

El cálculo de cabeza Hidráulica (mediante pruebas RFT y MDT) en el Campo no da una tendencia clara debido a que los cambios de presión árealmente son pequeños y van aproximadamente de 343.9 a 576.8 psi estos valores no son confiables debido a que depende del manejo que el operario le da a la herramienta y solo con un análisis a nivel de cuenca se presentarían diferencias que llevaran a determinar una dirección de preferencia. (Figura 57)

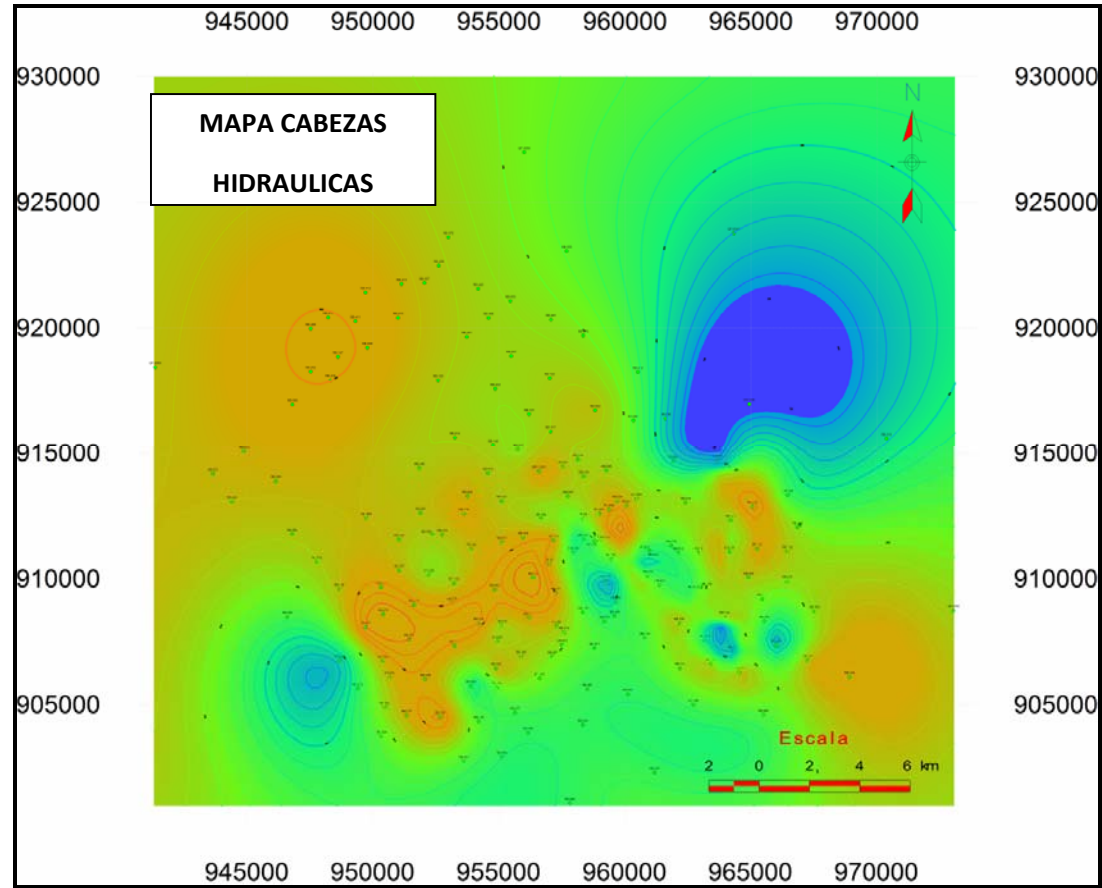


Figura 57. Mapa de Cabeza Hidráulicas para el Campo de Estudio

### 10.3 SALINIDAD

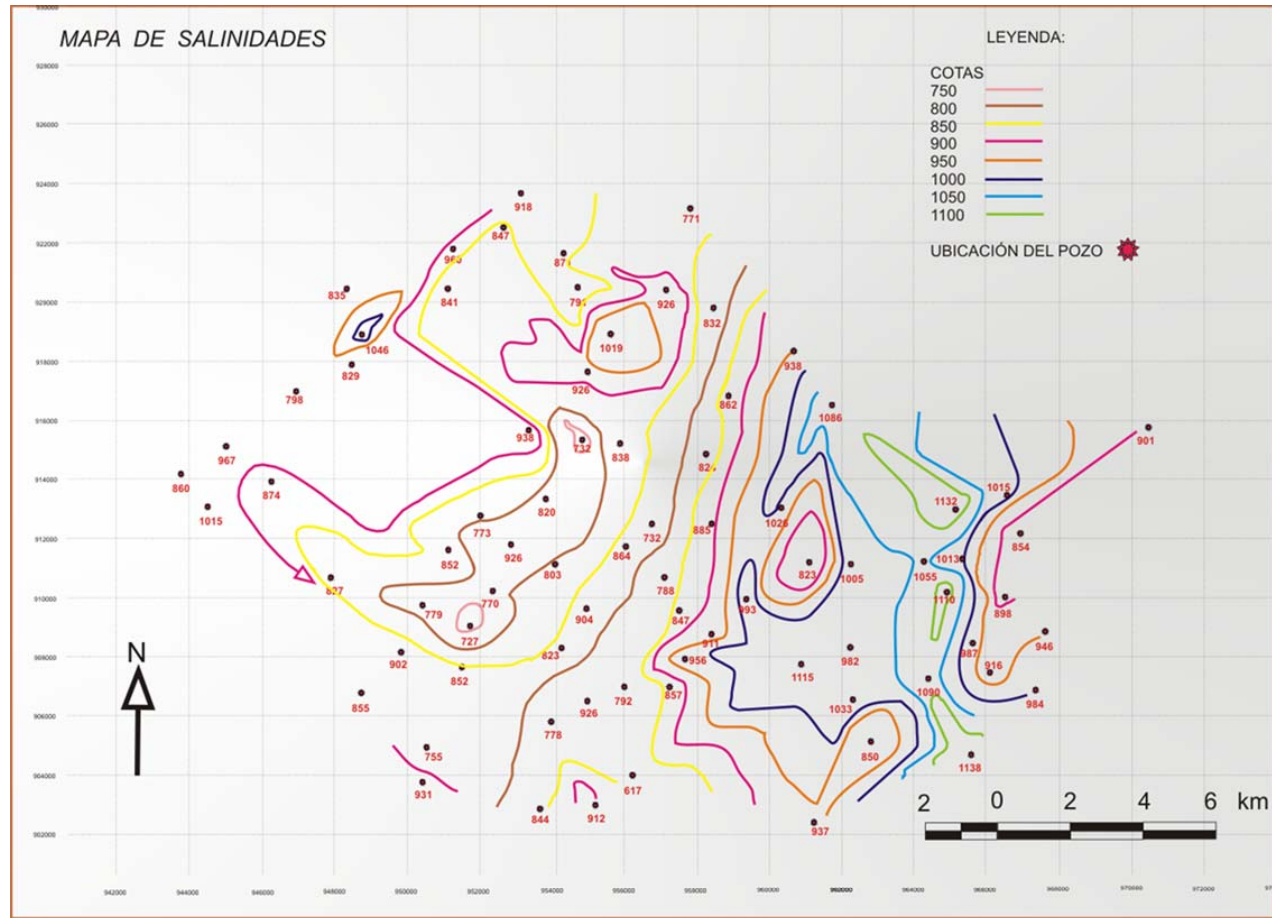
El termino salinidad es una medida analítica utilizada para el análisis de aguas de formación de campos petroleros y se define como la concentración NaCl que en solución origina una resistividad equivalente a la que produciría una serie de iones disueltos en una concentración conocida<sup>53</sup>.

La diferencia de salinidad es un indicador determinante de la existencia de flujo hidrodinámico, y también puede indicar en un determinado momento la dirección del flujo, para ella se tendría que complementar con los análisis de cabezas hidráulicas y/o principio de flujo de fluido (diferencia de potencial entre 2 puntos, se establece un flujo desde el punto de mayor hacia el punto de menor potencial); pero desafortunadamente los datos de Hw no son confiables y no muestran una tendencia clara.

La salinidad para los diferentes pozos dentro del campo está representada en la figura 58, con valores que van de 750 ppm a 1100 ppm, mostrando cierta tendencia de aumento en dirección SE.

---

<sup>53</sup> Ecopetrol. ICP. Manual de Procedimientos Técnicos, Laboratorio de Aguas y Suelos. Sección 1. 1997.



**Figura 58. Mapa de Salinidad para el Campo de Estudio**

## 11. CONCLUSIONES

- Existe dentro del Campo hidrodinámico el cual está evidenciado principalmente por: 1. La gradación de la columna de aceite que va disminuyendo en dirección NW a SE (Inclinación del OWC). 2. Las diferencias de salinidad que van de 750 ppm a 1100 ppm. 3. Las presiones casi constantes, con caída de tan solo 50 psi en 20 años (apertura del campo presiones de 1200 psi – actualmente 1150,1100 psi).
- De acuerdo a los análisis hechos en los diferentes capítulos de este libro se establece que el orden de afectación de las diferentes componentes para la acumulación de hidrocarburo en el Campo estudiado es: 1. Hidrodinámico. 2. Calidad de Roca (buena porosidad y permeabilidad). 3. Componente estructural (ondulaciones o deformaciones); pero para obtener óptimos resultados en la producción del campo también es indispensable la adecuada ubicación del pozo.
- Se analizaron también los factores que generan una alta producción de agua en el yacimiento a los cuales se les dio la siguiente ponderación: 1. Localización areal del pozo en el yacimiento (hacia el Este del campo hay menores columnas de aceite debido al efecto hidrodinámico). 2. Profundidad de navegación del pozo con respecto al OWC, que incide principalmente en pozos horizontales. 3. Intercalaciones de Roca de buena calidad con Roca retardante (frena la acumulación de hidrocarburo y acelera la producción de agua).

- Con los mapas de Efectividad del Sello, Inclinación Promedio entre OWC y la superficie estructural de Arenas Basales y Columna de Aceite Neta, se logró visualizar la relación estructural – litológica, mostrando las zonas con calidad roca y potencial de acumulación que predominan a lo largo del campo.
- El cálculo de cabeza Hidráulica en el Campo no da una tendencia clara debido a que los cambios de presión árealmente son pequeños y además los valores que se tienen no son confiables debido a que depende del manejo que el operario le dé a la herramienta, entonces solo con un análisis a nivel de cuenca se registrarían diferencias que llevaran a determinar una dirección de preferencia que pudiera compararse con los resultados obtenidos en el historial de precipitaciones de la estación Mapiripán junto con el mapa de la suma vectorial de los ciclos Anuales y Semianuales de la precipitación en Colombia; además valdría la pena revisar que tanta afectación en la presión dentro del campo, generada por flujo superficial podría sufrir un sistema tan grande como lo es de la Cuenca Llanos.
- Los pronósticos de producción por corte de agua fueron hechos para determinar que volumen de petróleo recuperable no se explotaría si no se da solución al problema de producción excesiva de la misma, por lo tanto si se compara el recobro final con las reservas iniciales recuperables concluimos que permanecen en el yacimiento Barriles de petróleo sin ser explotados.

## 12. RECOMENDACIONES

- Tomar muestras de agua en: 1. Fuentes hídricas del Piedemonte Llanero (Serranía de la Macarena) 2. Pozos exploratorios o de producción ubicados al Oeste de la Cuenca Llanos 3. Diferentes puntos del río Guaviare; con el fin de incluir diferentes fuentes hídricas que puedan actuar como zonas de recarga o descarga dentro del sistema hidrodinámico del campo para no restringir simplemente al Río Guaviare. La información recopilada se podrá comparar con los datos del campo estudiado, evidenciando cambios de salinidad, para corroborar la dirección de flujo ya que hasta ahora solo hay evidencia de la influencia hidrodinámica presente.

Es importante identificar la muestra y tomar las fracciones correspondientes para realizar análisis de Calcio, Magnesio, Cloruros, Sulfatos, Sodio, Carbonatos y Bicarbonatos; si se trabaja con aguas saladas, de lo contrario (agua dulce) se debe determinar la conductividad de la muestra y calcular la resistividad de la misma.

- Evaluar si por medio de trazadores (esporas, microorganismos, colorantes, etc.) se puede indicar la dirección de flujo, para lo cual se podría utilizar un pozo inactivo del centro del campo y monitorear la salida del trazador para evaluar la dirección del flujo hidrodinámico.
- Otra forma para identificar la dirección del flujo sería introducir algún tipo de herramienta o dispositivo dentro del pozo que permitiera visualizar o determinar la orientación del flujo.

- Debido a que la información sísmica hacia el Este de la Cuenca Llanos es escasa es necesario realizar una campaña de exploración para perfeccionar el modelo de continuidad, adelgazamiento y pinchamiento de las unidades a nivel regional, además de definir las posibles rutas de infiltración de agua.
- Sería benéfico para el desarrollo de campos petrolíferos en la Cuenca Llanos un estudio de inclusiones fluidas para definir temporalidad entre Hidrodinámismo y crudo.

## BIBLIOGRAFÍA

- BARRERO, D. PARDO, A. VARGAS, C. MARTINEZ, J. (2007). Colombian Sedimentary Basins.
- Cibergrafia:<http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/2288-RFT-y-MDT?s=499d64b2b160572d9794fa4a176fcdf6>
- DAHLBERG, E. (1994). Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration.
- ECOPETROL. ICP. (1984). Evaluación Geoquímica y Bioestratigráfica área Rubiales, Cuenca Llanos Colombia, vol. 2.
- ECOPETROL. ICP. (1991). Proyecto Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales: Informe Final, vol. 1 y 2, anexo A y B.
- ECOPETROL. ICP. División de Exploración Y Producción. Área Estratigrafía. (1998). Evaluación Regional Meta Tomo 1. Informe Final.
- ECOPETROL. ICP. (1997). Manual de Procedimientos Técnicos, Laboratorio de Aguas y Suelos. Sección 1.
- GARCIA GONZALEZ, M. MIER UMAÑA R. CRUZ GUEVARA L. VASQUEZ, M. (2009). Informe Ejecutivo, Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero De Las Cuencas Colombianas.

- GUSSOW, W. (1968). Migration of Reservoir Fluids. Union Oil Co. Of California. Brea, Calif.
- HERITIER, R. (1984). Estudio Hidrogeológico de la Cuenca de los Llanos Orientales.
- Informe Interno. Ecopetrol, ICP (2011) Modelamiento Estático Y Dinámico. Zona de Estudio.
- Informe Interno Ecopetrol, ICP. (2011) Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio.
- Informe Interno. Ecopetrol, ICP. (2011). Análisis de Ingeniería.
- JIMENEZ JACOME, M. (2010). Temporalidad de la Deformación en la zona Sur de la cuenca foreland de los Llanos Orientales, Colombia.
- LUNA, O. RANGEL, A. (1998). Evaluación Geoquímica Crudos del Meta y Este del Casanare. ECOPETROL. ICP.
- MACHADO, A. (2008). Sobre el origen del Orinoco, su relación con cuencas vecinas, las evidencias Biológico - Paleontológicas y la conservación de hábitat acuáticos: una revisión basada en la Información Íctica.
- MEJÍA, F. MESA, O. POVEDA, G. VÉLEZ, J. HOYOS, C. MANTILLA, R. BARCO, J. CUARTAS, A. MONTOYA, M. BOTERO, B. (1999).

Distribución Espacial Y Ciclos Anual Y Semianual De La Precipitación En Colombia.

- MEZA CACERES, G. MANTILLA PARRA, P. (1993). Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la unidad K2 del Bloque Apiay.
- MIALL, A.D. (1996). The Geology Of Fluvial Deposits.
- OLSHANSKY, A.S. KUZMIN, E.L. MASLIANITZKIY, V.V. (2007). Proyecto Sísmico Llanos 2D Informe Final De Procesamiento E Interpretación. Tomo 1.
- ORTIZ, J.E., GARCÍA, M.J., RODRÍGUEZ GALLEGU, J.L. Biomarcadores y su utilidad en la evaluación de la biodegradación del Petróleo.
- RAMÍREZ SEGURA, M. SOLANO SUAREZ, P. (1993) Elaboración de una Metodología para el Análisis Hidrodinámicos con Enfoque Exploratorio en Colombia.
- ROCHA MELLO, M. (1992). Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales. Áreas Casanare y Meta, Colombia.