

**ESTADO DEL ARTE DEL HIDRODINAMISMO EN LA CUENCA LLANOS  
ORIENTALES DE COLOMBIA**

**JENNY CAROLINA BELTRAN SERRANO  
DAYANNA CAROLINA SEPULVEDA HERNANDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2017**

**ESTADO DEL ARTE DEL HIDRODINAMISMO EN LA CUENCA LLANOS  
ORIENTALES DE COLOMBIA**

**JENNY CAROLINA BELTRAN SERRANO  
DAYANNA CAROLINA SEPULVEDA HERNANDEZ**

**Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR:  
OSCAR VANEGAS ANGARITA  
Ingeniero de Petroleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2017**

## DEDICATORIA

*A mis amados padres Joanna Serrano y Alberto Beltrán por su excelente ejemplo y creer en mí, por estar conmigo desde el inicio hasta el fin de esta bonita etapa, por su incansable paciencia y esfuerzo para ayudarme con sus medios a llegar a este punto, la culminación de esta etapa es por ellos y para ellos que han dado todo de sí y con todo su amor para hacer de mi quien soy ahora, este triunfo es de ustedes.*

*A mi Nona Nelly Hernández, mi segunda madre quien ha estado en cada etapa de mi vida, por formarme como un buen ser humano, por enseñarme a perseverar, por darme su amor, ternura y comprensión y por ser esa voz que me apoya en cada momento difícil.*

*A mi amado hijo Juan Diego quien me acompañó en todo este proceso, la fortaleza de mis pasos, la motivación de ser cada día una mejor persona y de luchar incansablemente a pesar de las adversidades.*

*A mi amado novio Mauricio Hernández por acompañarme durante este camino de altibajos con sus sabios consejos, por apoyarme incondicionalmente en todos mis proyectos, por impulsarme en los momentos que me sentía rendida, por querer hacer parte de mis sueños y por su inagotable paciencia y su magnífico amor.*

*A mi gran amiga, hermana de corazón y compañera, quien sin importar la distancia está siempre para mí, por todo lo que hemos vivido y por lo que vendrá.*

*A mis grandes amigas quienes ahora son parte de mi vida, muchos de los pequeños logros en esta carrera los conseguimos juntas, cada una marcó mi vida con su ejemplo y su forma de ver la vida, Jenny Carrillo, Rose, Marcelina Cuadros, Mary Gelvez, Nayi Romero. Para ustedes Reinas que son mi amistad y mi apoyo.*

## DEDICATORIA

*A Dios y a la vida, por permitirme nacer y vivir en la mejor familia que jamás pude haber tenido, por guiarme en cada paso que he dado, por concederme la visión de soñar y creer en que todo lo que quiero lo puedo.*

*A mis padres por apoyarme y creer en mí siempre, por ser mi ejemplo y formarme como persona, por comprenderme en cada tropiezo y alentarme a seguir siempre adelante.*

*A mi hermana por acompañarme y ser cómplice de mis anécdotas universitarias.*

*A mi ángel, por darme los motivos y la razón de ser lo que hoy soy y seré.*

*A las madres adoptivas que tuve en Málaga por haber cuidado de mí como una propia hija.*

*A mi compañera y mejor amiga, por acompañarme en tantas anécdotas y por ser la más intensa de todas y haber desarrollado esta tesis juntas.*

*A mis amigas opitas, malagueñas, pamplonesas, bumanguesas; por las miles de aventuras que juntas tenemos, y porque sin importar dónde estemos; siempre estaremos para ayudarnos y apoyarnos.*

*A mi persona especial, por haber cultivado en mí la idea de ser ingeniera, por haber salido y entrado en mi vida, enseñándome tanto y sacando siempre mi mejor versión.*

*“No duermas para descansar, duerme para soñar, porque los sueños están para cumplirse”*

*Walt Disney*

## **AGRADECIMIENTOS**

Al ingeniero Oscar Vanegas Angarita, por el apoyo y la confianza en el desarrollo de este proyecto, por creer en esta tesis, en nosotras y brindarnos su valiosa amistad.

A la Universidad Industrial de Santander por la formación profesional recibida.

A la sede Málaga por haber sido el principio de nuestras metas, por regalarnos las mejores historias de crecimiento y las más bonitas y duraderas amistades.

A nuestras familias, amigos y compañeros; por alentarnos y acompañarnos incluso en los momentos mas inciertos.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES	16
1.1 CUENCA LLANOS ORIENTALES	16
1.1.1 Evolución Tectónica Sedimentaria de la Cuenca Llanos Orientales.	20
1.1.2. Marco Estratigráfico	26
1.1.3 Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales	28
1.1.4 Hidroestratigrafía de la Cuenca Llanos Orientales	29
1.1.5 Sistemas de Presiones en la Cuenca Llanos Orientales	30
1.2 ACUÍFEROS HIDRODINÁMICOS	32
1.3 HIDRODINAMISMO REGIONAL	33
1.4 AMBIENTE DE FLUIDO CARACTERISTICO PARA ENTRAMPAMIENTO DE HIDROCARBUROS	34
1.4.1 Ambiente Hidrostático	34
1.4.2 Ambiente hidrodinámico	36
1.4.2.1 Características importantes del ambiente hidrodinámico	37
1.4.2.2 Trampas Hidrodinámicas	38
1.5 FLUJO Y CABEZA HIDRÁULICA	41
1.6 SISTEMAS DE FLUJO DE TÓTH	42
1.7 RECARGAS HÍDRICAS	43
1.7.1 Zonas de Recarga	44
2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA EN BASE A LOS APORTES DE AUTORES	46

3. EVIDENCIAS DE HIDRODINAMISMO EN LA CUENCA LLANOS DE COLOMBIA	54
3.1 GOMEZ YOHANEY Y OTROS, 2010	54
3.1.1 Inclinación y desplazamiento de aceite y gas en yacimientos	57
3.2 ANÁLISIS DE POSIBLES FUENTES DE RECARGA	59
3.2.1 Geología de superficie.	60
3.2.2 Observación de la alteración De Afluentes Hídricas De La Cuenca Llanos Orientales en base al nivel de caudal del Río Guaviare en la estación Mapiripan	64
3.3 INFLUENCIA TOPOGRÁFICA, MODELO CONCEPTUAL HIDROLÓGICO ACUIFEROS PIEDEMONTE LLANERO Y CUENCA LLANOS	66
3.4 SALINIDAD E HIDRODINAMISMO	72
3.5 INDICACIÓN DE LA PRESENCIA DE UN AMBIENTE HIDRODINÁMICO EN EL CAMPO DE ESTUDIO.	75
4. CONCLUSIONES	80
5. RECOMENDACIONES	81
BIBLIOGRAFÍA	83

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Cuenca Llanos Orientales	16
Figura 2. Formaciones geológicas pertenecientes a la Cuenca Llanos Orientales	18
Figura 3 Corte en dirección E – W de los Andes Colombianos	19
Figura 4. Modelo secuencial del desarrollo regional tectónico para la Cordillera Oriental, Valle del Magdalena Medio, y la Cuenca Llanos	21
Figura 5. Mapa Geológico de la Cuenca Llanos	25
Figura 6. Columna estratigráfica generalizada.	27
Figura 7 Sección transversal esquemática cuenca llanos orientales.	28
Figura 8: Acuíferos cuenca llanos	30
Figura 9. Modelo del vector (Fw) Distribución de las principales fuerzas que actúan sobre los elementos de agua, petróleo y gas en el ambiente hidrostático.	35
Figura 10. Modelo del vector (Fw) que muestra la distribución de las principales fuerzas que actúan sobre los elementos de agua, petróleos y gas en el ambiente hidrodinámico.	37
Figura 11. Trampas hidrodinámicas	39
Figura 12. Representación hidrodinamismo convencional y no convencional.	40
Figura 13. Sistemas de flujo de Tóth	42
Figura 14. Esquema de agua superficial y subterránea	44
Figura 15 Hidroestratigrafía sección transversal y direcciones de flujo en la parte central de la cuenca de los llanos.	51
Figura 16. Corte esquemático de la analogía del Campo Rubiales con el modelo de entrampamiento hidrodinámico.	55
Figura 17. Evolución del a presión del yacimiento vs la producción acumulada en Campo Rubiales.	56
Figura 18. Acumulación de petróleo.	57

Figura 19. Contacto agua-aceite, desde el occidente hacia el oriente del Campo Rubiales a diferentes profundidades.	59
Figura 20. Representación areal esquemática del flujo de agua	60
Figura 21. Mapa Geomorfología de la Zona de Estudio.	61
Figura 22. Modelos de dirección de flujo.	63
Figura 23. Columnas agrupadas por año para el nivel de caudal del Río Guaviare registrado en el año 2015 y 2016 en la estación Mapiripan	65
Figura 24. Modelo conceptual hidrodinámico Cuenca Llanos y piedemonte Llanero	66
Figura 25. Mapa cabezas Hidráulicas Acuífero Mirador. TDS [mg/L] Acuífero Mirador.	69
Figura 26. Mapa distribución salinidad TDS [mg/L] Acuífero Mirador.	70
Figura 27. Efecto de la dirección del flujo del agua en la acumulación de hidrocarburos	71
Figura 28. Distribución de salinidad en aguas de formación y variación regional de temperatura	73
Figura 29. Historia de producción de aceite y agua del campo de estudio.	76
Figura 30. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el campo, dirección NW-SE.	78
Figura 31. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el campo, dirección NE-SW.	79

## RESUMEN

**TITULO:** ESTADO DEL ARTE DEL HIDRODINAMISMO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES DE COLOMBIA\*

**AUTORES:** JENNY CAROLINA BELTRAN SERRANO,  
DAYANNA CAROLINA SEPULVEDA HERNADEZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Hidrodinamismo, Cuenca Llanos Orientales, Ambientes Hidrodinámicos, Recopilación bibliográfica, Evidencias de hidrodinamismo.

La exploración de petróleo en La Cuenca Llanos Orientales se ve afectada debido a la presencia de sistemas activos de flujo de agua subterránea. En muchas regiones de la cuenca, los fluidos van de salobres a frescos, sugiriendo que las unidades marinas han sido parcialmente o completamente enjuagadas. Análisis anteriores han demostrado que los sistemas de flujo de agua subterránea no pueden ser ignorados cuando se busca petróleo en partes de la cuenca donde las pendientes estructurales son bajas. La presencia de un campo petrolífero atrapado hidrodinámicamente parece requerir un montículo de mesa de agua que podría hacer que el agua subterránea fluya por un gradiente estructural. Esto representaría un sistema dinámico, donde la temperatura y la presión desempeñan papeles importantes, junto con la permeabilidad y la presión capilar de la roca que facilitan o bloquean el flujo de agua.

El agua dulce disminuye el potencial para la migración del petróleo y puede complicar las estimaciones de reservas. Los sistemas de flujo de agua subterránea también pueden afectar la posición del contacto aceite-agua, lo que a su vez sirve de indicador de un ambiente hidrodinámico como también lo es la variación de la columna de aceite. Las posibles fuentes de recarga en la cuenca y el flujo dirigido por topografía aportan volúmenes de agua que generan empujes hidráulicos ascendentes desde capas profundas y flujos contra pendiente desde el este hacia las zonas profundas subpresionadas paralelas al frente de deformación discutidas en otros estudios.

Este documento proporciona documentación clara y concisa del fenómeno hidrodinámico presente en la Cuenca Llanos Orientales, a través de la recolección de diferentes estudios.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ing. Oscar Vanegas

## ABSTRACT

**TITLE:** ESTADO DEL ARTE DEL HIDRODINAMISMO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES DE COLOMBIA\*

**AUTORS:** JENNY CAROLINA BELTRAN SERRANO  
DAYANNA CAROLINA SEPULVEDA HERNADEZ\*\*

**KEYWORDS:** Hydrodynamism, Llanos Orientales Basin, Hydrodynamic environments, Bibliographic compilation, Hydrodynamic Evidences.

Oil exploration in the Llanos Orientales basin is affected by the presence of an active ground-waterflow system. Water fluids in many regions of the Llanos Basin are brackish to fresh, suggesting that marine units have been partially or completely flushed. Previous studies have shown that ground-water-flow systems cannot be ignored when prospecting for oil in the parts of basin where structural slopes are low. The presence of a hydrodynamically entrapped oil field appears to require a water table mound that would cause ground water to flow down a structural gradient. This represents a dynamic system, where both temperature and pressure play important roles, along with permeability and capillary pressure of the rock that facilitate or block the flow of water.

Fresh water decreases oil migration potential and can complicate derived reserve estimates. The ground-water-flow systems can also impact the position of the oil-water contact, which in turn serves as an indicator of a hydrodynamic environment as well as the oil column variation. The possible sources of recharge in the basin and topography-driven flow provide volumes of water that generate hydraulic upward thrust from deep layers and flows against slope from the east to the deep sub-pressed areas parallel to the deformation front discussed in other studies

This document provides with a clear and concise documentation of the hydrodynamic phenomenon present in the Llanos Orientales Basin, through the collection of different studies.

---

\* Bachelor thesis

\*\* Facultad de Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ing. Oscar Vanegas

## INTRODUCCIÓN

La cuenca de los Llanos Orientales constituye una de las áreas que por varios años ha sido de interés con diferentes fines, y de gran atractivo para el sector petrolero. Diversos estudios desarrollados allí, han facilitado la información geográfica, geológica y geoquímica que han permitido el desarrollo de distintos proyectos y a su vez evidenciar ambientes hidrodinámicos presentes en la cuenca.

La importancia de reconocer e interpretar los múltiples y complejos sistemas hidrodinámicos presentes en esta zona, reside en los factores que impactan directamente sobre el sector hidrocarburos, puesto que se ven afectados agentes como el espesor de hidrocarburos, presión de yacimiento, expansión del área a desarrollar y por tanto las estrategias de producción que se definen bajo estas condiciones hidrodinámicas.

El conocer el origen, dinámica y procesos geoquímicos que afectan el agua asociada a las acumulaciones de hidrocarburos, no solo permite realizar un análisis de la existencia de posibles rutas de flujos, sino a su vez predecir procesos diagenéticos en los reservorios, solucionar problemas asociados a movimientos de fluidos detrás del casing, analizar el aumento de la producción de agua, estudiar zonas de recarga cercanas, entre otros.

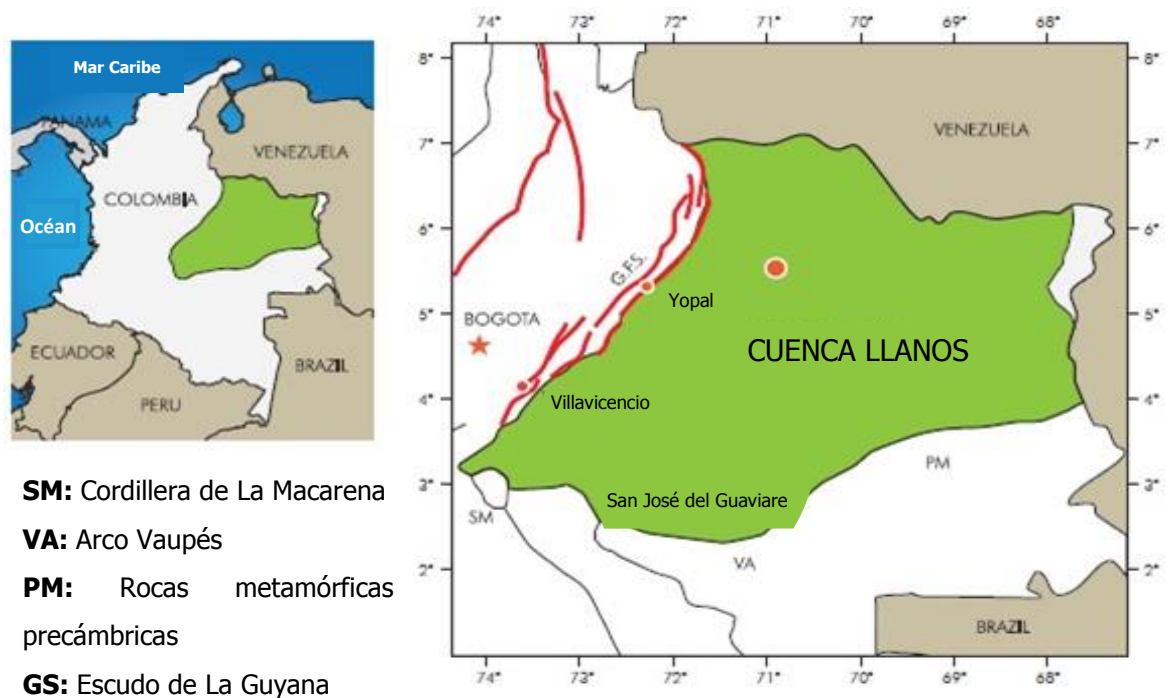
Durante el desarrollo de este proyecto se pretende obtener un conocimiento crítico basado en el conocimiento que se posee sobre el hidrodinamismo, lo que implica la recopilación de diferentes estudios que proporcionan los factores que evidencian este fenómeno, las características que lo generan y la importancia de su presencia en la cuenca.

## 1. GENERALIDADES

Para el desarrollo de este capítulo se presenta una concisa descripción de la Cuenca Llanos Orientales, mencionando aspectos claves como, evolución tectónica, geoquímica y hidroestratigrafía de esta; por tanto es necesario a su vez comprender algunos conceptos que se relacionan con el hidrodinamismo.

### 1.1 CUENCA LLANOS ORIENTALES

Figura 1. Cuenca Llanos Orientales



Fuente: MONCAYO, Edward., TCHEGLIAKOVA, Nadejda., MONTES, Luis. Pre-Stack Seismic Inversion based on a Genetic Algorithm: A case from The Llanos Basin (Colombia) in the Absence of Well Information. Exploration Petrobras Colombia, Geoscience Dept., Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia, 2012.

La cuenca Llanos Orientales está localizada en el noreste de Colombia. (Figura 1) De acuerdo con la ANH (2012) e ICP/ECOPETROL (1991), es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste - noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana. Cubre una extensión de 225.603 km<sup>2</sup> (22.560.327 hectáreas).

Sus límites geomorfológicos son la cuenca Apure - Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guyana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario<sup>1</sup>.

La cuenca de los llanos orientales se puede dividir en dos dominios estructurales principales: dominio del Piedemonte y dominio de los Llanos, a su vez el dominio de los Llanos se puede dividir en dos subdominios bien definidos: Llanos del Casanare y Llanos del Meta.<sup>2</sup>

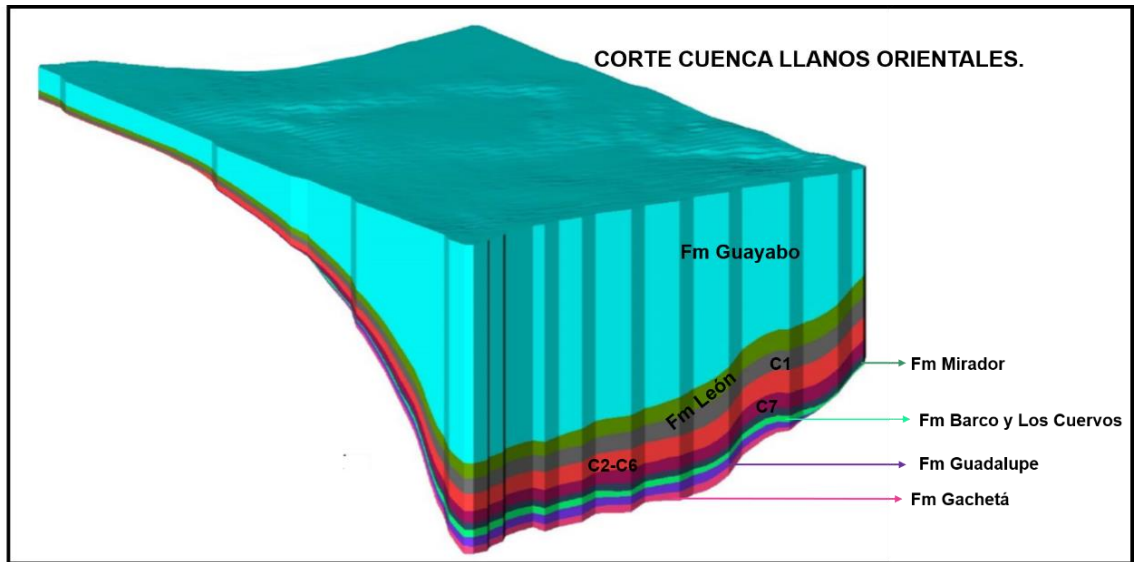
A su vez, la cuenca Llanos orientales está conformada por la Formación Guayabo, Formación Mirador, Formación Barco, Formación Los Cuervos, Formación Guadalupe, Formación Gachetá, Formación León, Formación C1, Formación C7, Formación C2, Formación C6. (Figura 2.)

---

<sup>1</sup> Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, CUENCA LLANOS ORIENTALES ANH, 2012

<sup>2</sup> GÓMEZ, Yohaney.; YORIS, Franklin.; RODRIGUEZ, Javier., *et al.* Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. En: Revista GEOPetroleo. Vol 9; (2010); p. 5.

**Figura 2. Formaciones geológicas pertenecientes a la Cuenca Llanos Orientales**



Fuente: Petroleum Hydrogeology of the Llanos Basin; The Role of Hydrodynamic Stagnation Zones, Corte cuenca Llanos Orientales.

La Tabla 1, describe los aspectos claves de la cuenca Llanos Orientales, que es una de las áreas más productivas que representa el 72,2% de la producción total del país actualmente.<sup>3</sup>

**Tabla 1. Aspectos generales de la Cuenca Llanos Orientales.**

<b>ASPECTOS CLAVE</b>	
Cuenca	Llanos orientales
Tipo de cuenca	Antepaís
Área de la cuenca	225 603 Km <sup>2</sup> / 22 560 327 Ha
Área disponible	16 198 Km <sup>2</sup> / 1 619 869 Ha
Pozos perforados	1506
Sísmica 2D	> 96 000 Km
Campos descubiertos	81 campos menores, 2 campos gigantes, 3 campos mayores
Roca Generadora	Gachetá

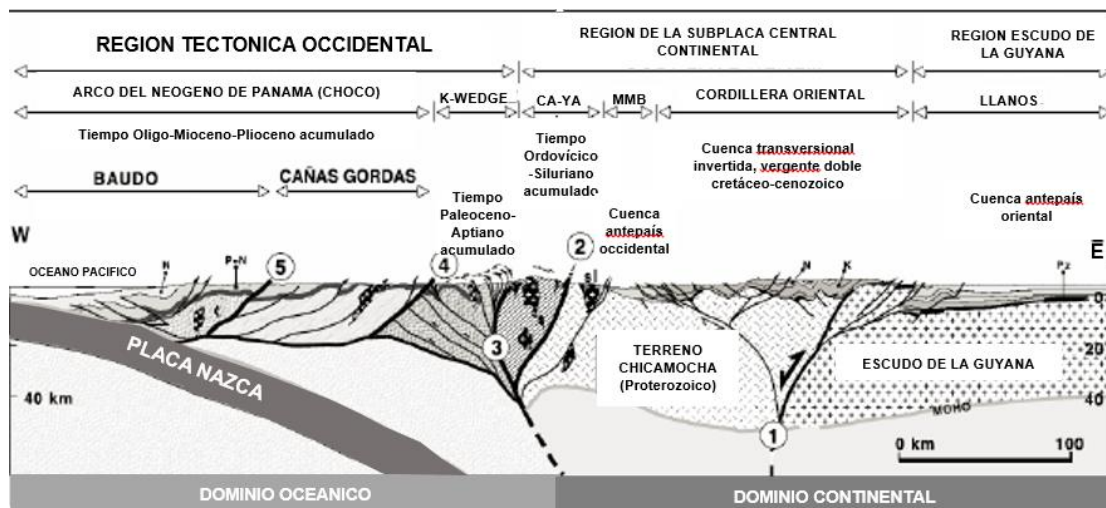
<sup>3</sup> Ministerio de minas y energía

ASPECTOS CLAVE	
Roca Reservorio	Carbonera-Mirador-Gachetá-Guadalupe
Roca Sello	León-Carbonera/ Gachetá-Guadalupe
Tipo de Hidrocarburo	Petróleo

Fuente: ANH Llanos ronda Colombia 2010 [en línea] disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-ronda%20Colombia%202010.pdf)

La figura 3. Muestra un corte en dirección E – W de los andes Colombianos, que incluye la cuenca Llanos que es el área de interés, la edad del levantamiento de la Cordillera Oriental es de finales del Cretácico y comienzo del Cenozoico, enlazándola más adelante con la edad de la 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 3 Corte en dirección E – W de los Andes Colombianos**



Fuente: CORDERO, Jenny., MONCADA, Álvaro. Evaluación e Identificación de los factores geológicos que controlan el hidrodinamismo en un campo, en la cuenca Llanos, Colombia

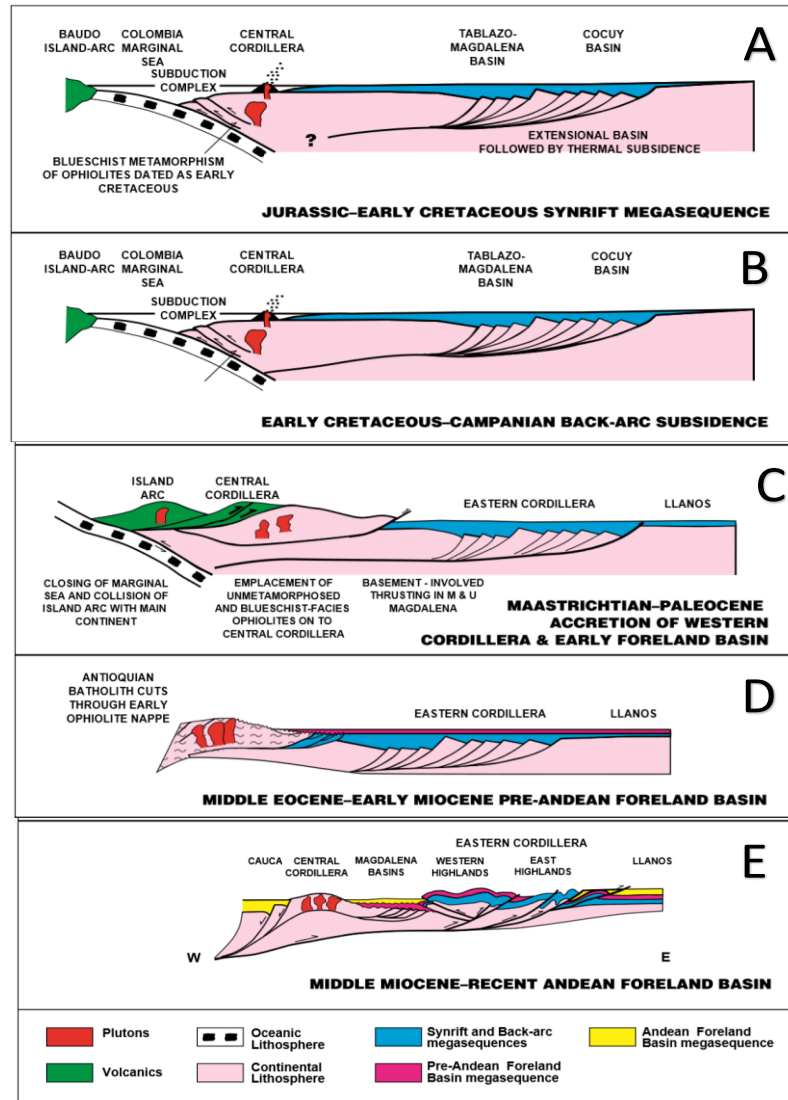
### 1.1.1 Evolución Tectónica Sedimentaria de la Cuenca Llanos Orientales.

Ecopetrol (1995) propone que el cuadro evolución geotectónica de la cuenca se puede dividir en nuevas etapas:

- **Cambro – Ordovícico:** Culmina con la Orogenia Caledoniana
- **Devónico – Carbonífero – Pérmico:** Finaliza con la orogenia Hercínica.
- **Triásico – Jurásico:** Corresponde a una cuenca de tipo *rift* con una subsidencia tectónica, detrás de un arco volcánico localizado en la presente Cordillera Oriental. Esta cuenca se ubica en los sectores actuales del Magdalena y Cordillera Oriental (Figura 4A).
- **Cretáceo Temprano:** Corresponde a una segunda fase de *rift* (continuación de la secuencia de rift anterior) (Figura 4B)
- **Cretáceo Tardío:** ocurre subsidencia termina y formación de una cuenca detrás del arco volcánico localizado en la Cordillera Central. Durante esta fase se depositaron los intervalos correspondientes a la roca madre principal de la Formación Gacheta (Casanare), equivalente a la Formación La Luna (Figura4B).
- **Maastrichtiano – Paleoceno:** Se presenta la Orogenia Pre-Andina durante la cual se produce la colisión del arco volcánico de la Cordillera Oriental y los Llanos (Figura 4C).
- **Eoceno Temprano y Medio:** Corresponde a un periodo de erosión en el área de los Llanos, el material erosionado fue transportado hacia el norte y corresponde a las Formaciones Mirador y Misoa C y B de la cuenca de Maracaibo (Figura 4D).
- **Eoceno Tardío – Oligoceno Temprano:** Durante este periodo se genera una cuenca de Antepaís en el Valle del Magdalena. Cordillera oriental y Cuenca Llanos. Sin embargo se considera para esta edad en el sitio actual de la Cordillera Oriental existían elementos positivos que impedían una

comunicación directa entre la Cuenca Llanos y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Figura 4D).<sup>4</sup>

**Figura 4. Modelo secuencial del desarrollo regional tectónico para la Cordillera Oriental, Valle del Magdalena Medio, y la Cuenca Llanos**



Fuente: M. A. COOPER F. T. ADDISON, Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia, 1995

<sup>4</sup> ARIAS, Heydy. Patronamiento de las tendencias direccionales en las Formaciones en la Cuenca de los Llanos Orientales. (Municipios de Acacías y Castilla La nueva, Departamento del Meta.). Trabajo de grado Geólogo. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Geología, 2012, p 50.

El basamento de Colombia se puede distribuir en tres zonas:

- Escudo precámbrico de Guyana en el oriente.
- Provincia Central del Precámbrico-rocas metamórficas del Paleozoico temprano que provienen de la cordillera oriental y central.
- Fragmentos de corteza oceánica y rocas volcánicas y relacionadas con subducción (Barrero, 1979; Álvarez, 1973; Duque – Caro, 1990).

La sutura entre el escudo de Guyana y la provincia Central es el frente de cabalgamiento del Piedemonte Llanero. En la cuenca Llanos Orientales la información sísmica y de pozos evidencia la presencia de rocas paleozoicas sedimentarias, metasedimentarias y metamórficas. La edad de estas rocas es incierta, pero la mayoría de autores las ubican como pertenecientes al Paleozoico Temprano, que debieron haberse depositado en cuencas pericratónicas, antes de la separación de Suramérica de África. Según Cooper (1995) La cuenca de Antepaís Llanos Orientales se enmarca en la evolución de las cuencas Valle Medio del Magdalena y la Cordillera Oriental, estas constituyen las principales cuencas sedimentarias desde el Trifásico hasta el Mioceno medio.

De acuerdo con Cooper (1995), el desarrollo de la cuenca de Antepaís Llanos Orientales se enmarca en la evolución de las cuencas Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental, que constituyen las tres principales cuencas sedimentarias regionales desde el Triásico hasta el Mioceno medio. La evolución estructural puede dividirse en ocho eventos principales:

1. Triásico - Cretáceo Temprano: cuencas de *rift*, desarrolladas como resultado de la separación de Norte y Sur América por la apertura del Caribe (~ 235 - 130 Ma.). Esta es una megasecuencia *sinrift*.
2. Barremiano – Maastrichtiano: un período prolongado de extensión episódica se produjo, representado en una serie de fallas extensionales (por ejemplo, el sistema de fallas Guaicáramo), junto con la subsidencia pasiva regional en una

cuenca de retro-arco cuenca (~ 125 - 74 Ma). Esta es una megasecuencia retro-arco (back-arc).

3. Maastrichtiano – Paleoceno temprano: el evento final de acreción de la Cordillera Occidental causó levantamiento y erosión de la Cordillera Central (~ 74 - 65 Ma.).Este es el inicio de la megasecuencia de cuenca de Antepaís pre-andina.
4. Eoceno medio: un evento temprano de deformación compresiva afectó el Valle del Magdalena y la margen occidental de la Cordillera Oriental (~ 49 - 42 Ma.) debido a un aumento en la tasa de convergencia de la placas de Nazca y Suramérica (Pardo-Casas y Molinar, 1987; Daly, 1989).
5. Eoceno tardío-Oligoceno tardío: un período prolongado de subsidencia y fallamiento normal localizado ocurrió en respuesta a la flexión de la litosfera en la cuenca de Antepaís, creado por la carga de deformación de las cordilleras Occidental y Central (~39- 29 Ma.).
6. Oligoceno tardío - Mioceno temprano: deformación en el valles del Cauca y Magdalena causó continuación de la subsidencia en la cuenca Llanos Orientales (~ 29-16,5 Ma.).
7. Mioceno medio: una fase de subsidencia rápida ocurrió cuando deformación, levantamiento y erosión se iniciaron en la Cordillera Oriental, y se estableció el depocentro de cuenca de Antepaís en el piedemonte de Llanos Orientales (~ 16,5-10,5 Ma). Esta es una megasecuencia de cuenca de Antepaís.
8. Mioceno tardío – Reciente: la última fase de compresión y de inversión asociados con el plegamiento frontal y cinturón de cabalgamiento de la Cordillera Oriental (10,5 Ma. Hasta el Presente).

En particular, de acuerdo con Cooper y otros (1995), las rocas sedimentarias en el Piedemonte Llanero y cuenca Llanos Orientales fueron depositadas en una cuenca que se desarrolló de otra de tipo retro-arco, en el Cretáceo Tardío, hasta una cuenca de Antepaís o pre montaña en el Terciario Temprano, cuyo

depocentro se trasladó progresivamente hacia el Oriente durante el transcurso del Terciario.

Rocas más antiguas que del Cretáceo Tardío incluyen una sucesión de rocas metamórficas y sedimentarias del Paleozoico que sólo se han penetrado en algunos pozos en la cuenca Llanos Orientales. Rocas del Triásico - Cretáceo Inferior están ausentes en la zona, con excepción de pequeñas secuencias de *sinrift*, encontradas en el *graben* de Arauca. Los estratos del Cretáceo Superior descansan directamente sobre rocas paleozoicas o sobre el basamento ígneo metamórfico.

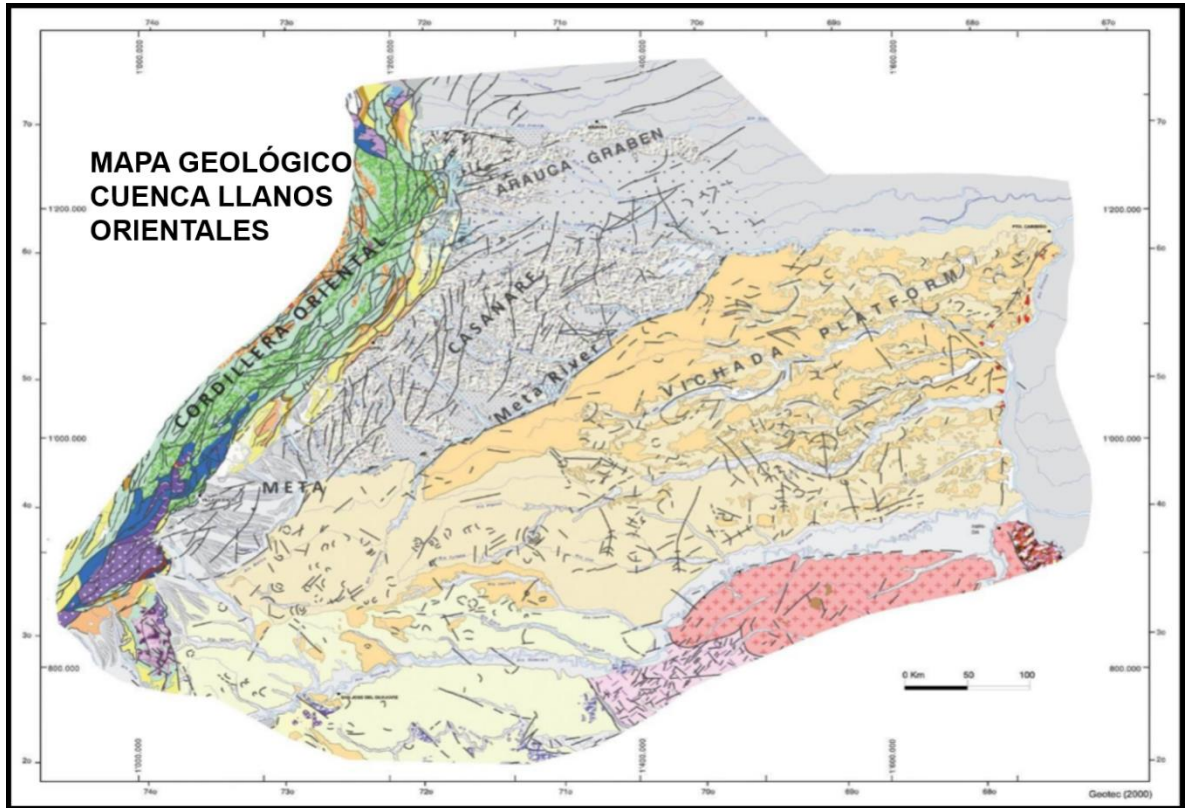
La deposición de la megasecuencia de retro-arco, del Cretáceo Tardío, inició en el tiempo Cenomaniano (98 - 93 Ma.), durante una transgresión regional que cubrió las rocas paleozoicas expuestas en la región de los Llanos Orientales, que dio como resultado la deposición de una serie marina basal, poco profunda, de areniscas costeras cretácicas (Formación Une y equivalentes de Hubach, 1931), que progresivamente solaparon hacia el Este, sobre el Escudo de Guyana.

En resumen, la cuenca actual de los Llanos Orientales es una cuenca de Antepaís (foreland) desarrollada entre el Escudo de Guyana (el cratón) y la Cordillera Oriental (el orógeno). La historia tectónica de la margen noroccidental de Suramérica empieza con la formación del cratón (supercontinente precámbrico) generado por la aglutinación o unión de microplacas. Desde este tiempo el área sufrió múltiples fases tectónicas durante el Paleozoico y el Mesozoico, sobrepuestas por la deformación terciaria andina, la cual empezó en el Cretáceo tardío (Maastrichtiano) culminó en el Mioceno - Plioceno. Estas últimas fases compresivas crearon la Cordillera Oriental y su cuenca asociada de Antepaís.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Agencia nacional de hidrocarburos, cuenca llanos orientales, integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, 2012. P 35,39

**Figura 5. Mapa Geológico de la Cuenca Llanos**



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos

En general, esta es la franja de mayor deformación estructural de la cuenca debido a que se localiza cerca del límite entre las provincias características de basamento Escudo de Guayana y la Provincia Central compuesta por las ramas Oriental y Central de la Cordillera de Los Andes (figura 5) (Cooper, M. et al., 1995).

El análisis de esta cuenca se presenta de NE a SW, a través de los sectores de Arauca, Casanare y Meta. El sector de Arauca se caracteriza por las mayores profundidades de los objetivos de hidrocarburos en la cuenca. En el campo Arauca la Formación Gachetá se encuentra a una profundidad del orden de 19.300 pies y en el pozo Tocoragua-1 a 18.275 pies, por lo cual es de gran interés hacer el

análisis de la evolución de la ventana de generación para establecer oportunidades de desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

Los yacimientos de tipo convencional se encuentran a profundidades que varían de 17.800 pies (Formación Mirador) a 18.700 pies (Formación Guadalupe).

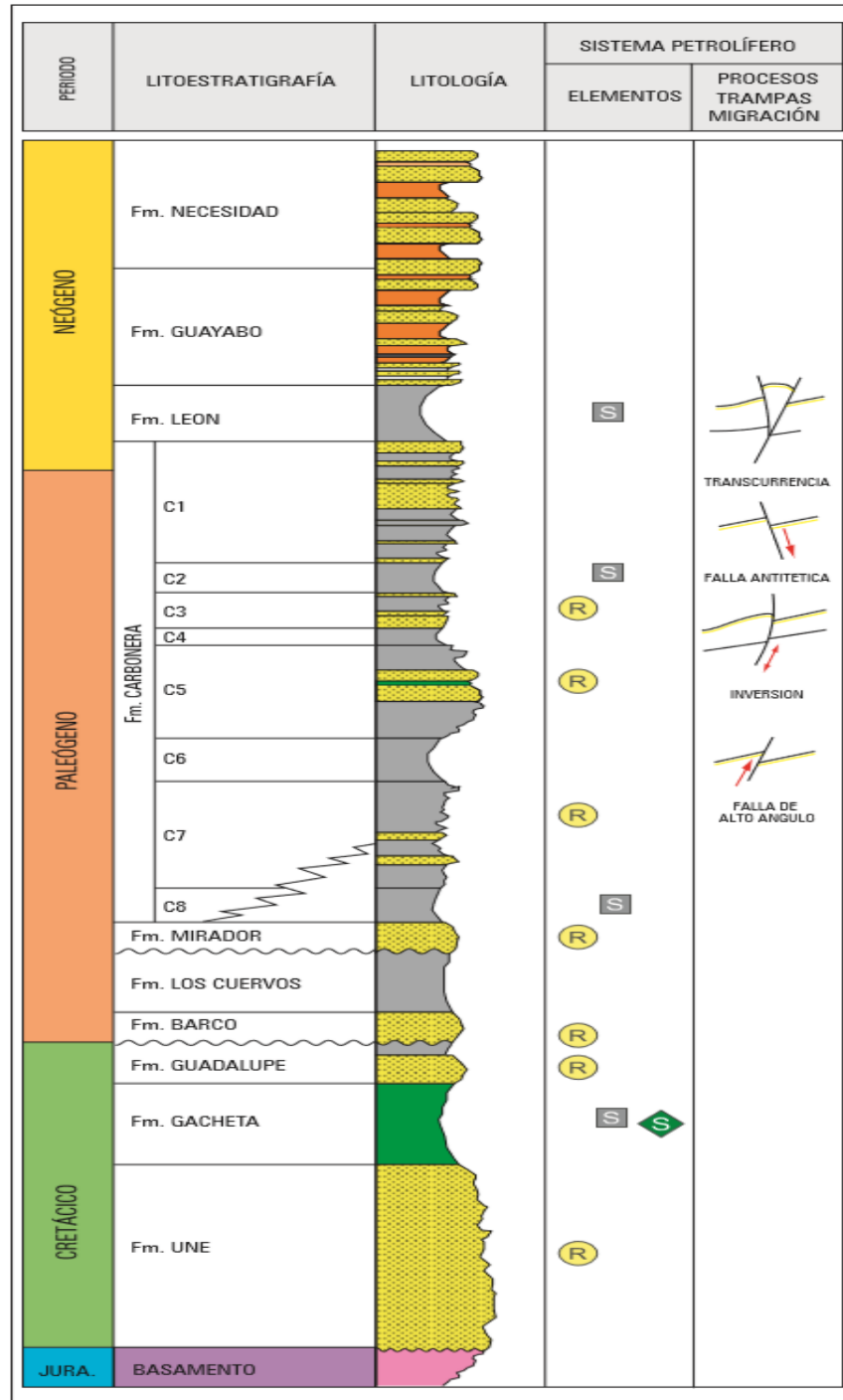
El principal rasgo estructural es el graben de Arauca, el cual se encuentra en dirección este - noreste a oeste - suroeste, consta de sistemas de fallas de rumbo, en esa misma dirección, que son los responsables de la generación de las principales trampas estructurales de hidrocarburos de campos, tales como Caño Limón y Arauca (Beicip-Franlab, 1995).

**1.1.2. Marco Estratigráfico** La columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales se representa en la Figura 6, esta; está constituida por rocas del Paleozoico inferior, Mesozoico superior (cretáceo superior) y Cenozoico. Las rocas del cretácico superior y terciario reposan en contacto discordante sobre las rocas del paleozoico. Esta secuencia tiene una forma de cuña adelgazándose hacia el cratón, siendo más evidente en la secuencia del Mioceno-reciente que registra el levantamiento más fuerte de la cordillera oriental de Colombia. (Figura 7).<sup>6</sup>

---

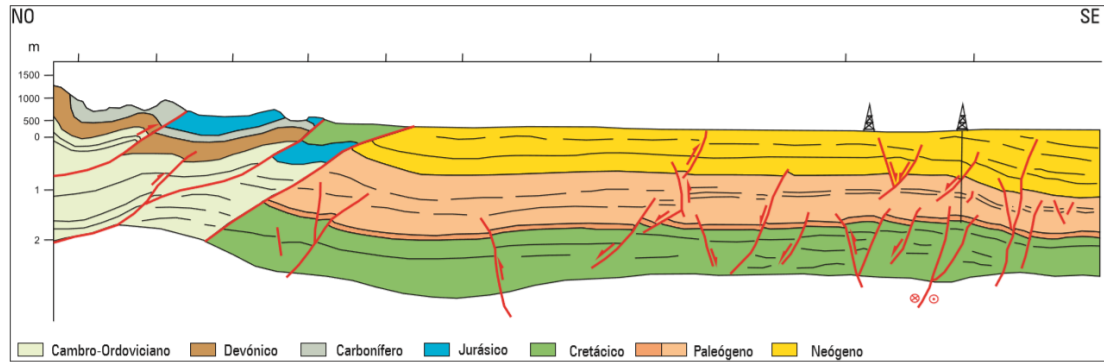
<sup>6</sup> CORDERO, Jenny. Evaluación e Identificación de los factores Geológicos que controlan el Hidrodinamismo en un campo, en la Cuenca Llanos, Colombia. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2010.

Figura 6. Columna estratigráfica generalizada.



Fuente: Tomado de B&M Exploration Ltda. 2008

**Figura 7** Sección transversal esquemática cuenca llanos orientales.



Fuente: Cuenas Sedimentarias Colombianas, 2007.

**1.1.3 Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales** El rango de los hidrocarburos en la cuenca varía desde el aceite pesado al condensado; los de mejor calidad se encuentran en el Piedemonte llanero (Condensado de Cusiana) y en el norte de la cuenca (Aceite liviano de Caño Limón). No están directamente relacionadas la profundidad del yacimiento y la gravedad API. Gran parte de la secuencia estratigráfica es inmadura, no obstante la secuencia del Piedemonte logra generar aceite y gas tardíamente (Condensado de Cusiana).<sup>7</sup>

En la cuenca Llanos Orientales la documentación geoquímica permitió cartografiar un área, localizada al occidente de la cuenca, donde la Formación Gachetá ha alcanzado la ventana de generación de hidrocarburos. De acuerdo con el tipo de materia orgánica predominante (tipo III) el hidrocarburo generado sería condensado y gas, con aportes secundarios de materia orgánica tipo II (potencial generador principalmente de aceite).

Esta área de generación se extiende desde el suroeste hasta el noroeste de la cuenca. En el suroeste, su anchura es de aproximadamente 40 km.; en el extremo norte se adelgaza con promedio de 10 km. de anchura, y en la parte media sur

<sup>7</sup> RONDA 2010 Region [en línea] disponible en: <http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=50&dec=55>

alcanza una anchura máxima de 80 km. La extensión de esta área es de aproximadamente 19.600 km<sup>2</sup> (1.960.000 hectáreas).

En el estudio de evaluación geoquímica realizado para la cuenca (ECOPETROL/ICP, 1991), se identificó la parte inferior de la Formación Gachetá, como el intervalo con el mayor contenido de materia orgánica; por consiguiente, este intervalo se postula como el más importante, desde el punto de vista de posibles yacimientos no convencionales asociados a lutitas.<sup>8</sup>

**1.1.4 Hidroestratigrafía de la Cuenca Llanos Orientales** Un sistema acuífero puede ser definido como un intervalo estratigráfico que se compone por una o más unidades similarmente hidráulicas con la presencia de acuitardos (almacenan agua pero los transmiten muy despacio), llegan a ser significativas las barreras de flujo a nivel local. La cuenca de los Llanos Orientales tiene una intercalación de rocas siliciclasticas de edades Cretácico y Terciario compuesta por arenas de grano fino a grueso y shales.

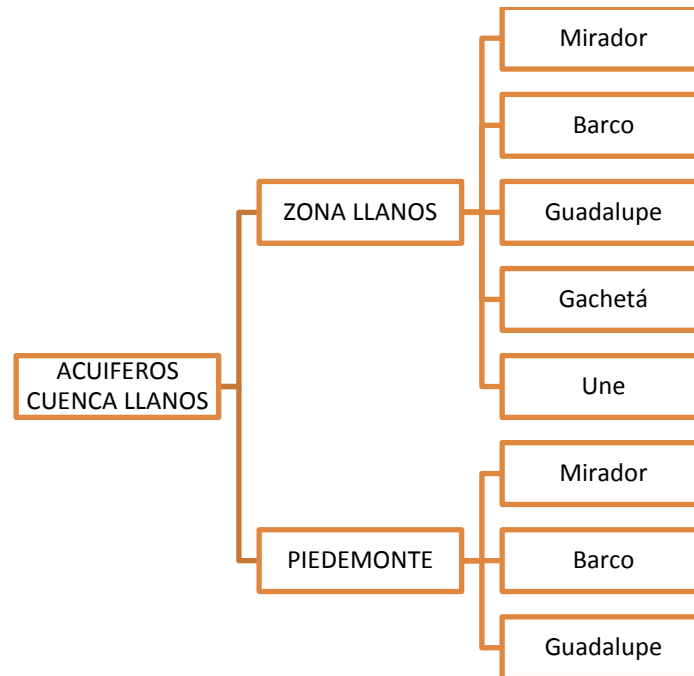
En el área están presentes dos sistemas principales con diferentes propiedades hidráulicas y fisicoquímicas. El primero en el Piedemonte con los acuíferos Mirador, Barco y Guadalupe y un segundo sistema que cubre el bloque subandino y la zona Llanos con 5 acuíferos que para fines prácticos serán evaluados independientemente: Sistemas Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá y Une. (Figura 8). Bachu et al (1995), presenta una descripción más detallada de las características sedimentológicas de cada unidad hidroestratigráfica. Pese a que las unidades de flujo previamente nombradas se presentan en gran parte de la cuenca, su comportamiento hidráulico varía geográficamente y está íntimamente relacionado al estilo estructural local. Es así, como en la zona Piedemonte el comportamiento de estas unidades es variable en dirección NE-SO generándose

---

<sup>8</sup> Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, CUENCA LLANOS ORIENTALES ANH, 2012

sistemas compuestos donde los acuíferos que son independientes en un campo forman una sola unidad de flujo en los campos contiguos, esta variabilidad sugiere la evaluación cuidadosa de los mapas potenciométricos y la realización de perfiles detallados PE.<sup>9</sup>

**Figura 8: Acuíferos cuenca llanos**



**1.1.5 Sistemas de Presiones en la Cuenca Llanos Orientales** La realización del análisis hidrodinámico se basa en la integración de perfiles presión-elevación. El perfil presión-elevación regional muestra un primer sistema de valores sobrepresionados del Piedemonte llanero y un segundo grupo generalmente hidrostático con algunos valores anormales levemente subpresionados producidos por el gradiente hidrostático, correspondiente a acuíferos cretácicos del sector llanos centro.

<sup>9</sup> GONZÁLEZ Uribe, G.; et al. Hidrodinámica e Hidrogeoquímica del Piedemonte Llanero Colombiano: Hipótesis de rutas de Migración a partir de técnicas Hidrogeológicas, Boletín de Geología Vol. 29, No. 1, enero - junio de 2007

- **Sector Piedemonte (SP):** Este grupo de estructuras se caracteriza por la compartimentalización desde el NE de la zona de estudio, en las estructuras Floreña, Dele, Pauto y Volcanera y más al sur por Cupiagua y Cusiana. Las estructuras del norte (Zona del tren de estructuras cabalgantes según Martínez, 2002) se caracterizan por la presencia de escamas de cabalgamiento que condicionan la aparición de diferentes yacimientos en la vertical, además de la generación de compartimientos al interior de cada escama, lo cual es evidente por trenes sobrepresionados.

La zona de transición de estructuras aisladas correspondiente al sector del campo Cupiagua se caracteriza por contener un solo “Play” productor, que agrupa a las Fms. Mirador, Barco y Guadalupe en un único acuífero en donde la Fm. Cuervos no actúa como barrera de flujo vertical. Debido a esto, es de esperarse una mezcla de fluidos (tanto para agua y aceite). En la extensión sur del campo Cupiagua (Cupiagua Sur) la Fm. Los Cuervos actúa como barrera separando nuevamente los sistemas acuíferos Mirador y Barco-Guadalupe, convirtiéndose este sector en una zona de transición entre un sistema hidráulico de comunicación vertical a uno que presenta ausencia de conectividad.

La reducción de cloruros en tiempo junto con el incremento de los cortes de agua sugieren una recarga activa del sistema. El flujo hidrodinámico en el campo Cusiana está condicionado por la falla de back thrust que atraviesa el campo en sentido NE-SW, esta, actúa como barrera para el flujo horizontal en algunos sectores dentro del acuífero Mirador, mientras que para el sistema acuífero más profundo (Barco-Guadalupe) actúa como un canal, comunicando hidráulicamente los dos flancos de la estructura debido a la yuxtaposición de facies transmisivas.

- **Sector Llanos Centro (SLLC) Presión:** Este sector presenta un comportamiento de acuerdo al estilo estructural de sus reservorios (estructuras

anticlinales suaves, limitadas al este por fallas antitéticas que presentan un salto en las formaciones someras).

Las condiciones de presión varían por formación encontrándose para la Fm Carbonera sistemas levemente subpresionados a sobrepresionados comportándose al este como un sistema de fluidos independiente en los niveles arenosos con barreras verticales. Las condiciones de presión en el acuífero Mirador varían en general entre 16,9-45,6 MPa a profundidades entre 1783 – 4614 mSS, encontrándose sistemas sobrepresionados, sistemas de presión normal y subpresionados relacionados a compartimientos verticales.<sup>10</sup>

## 1.2 ACUÍFEROS HIDRODINÁMICOS

En el ambiente hidrostático, donde no hay variación de presión lateral en el acuífero, el CWO es horizontal. En el ambiente hidrodinámico, por otro lado, la existencia de variaciones de presión lateral puede causar flujo en el acuífero y dar lugar a OWCs inclinados. Los principios subyacentes del hidrodinamismo y la inclinación como resultado de las variaciones de presión laterales se explicaron por primera vez por Hubbert (1953). Él derivó la ecuación para predecir el ángulo de inclinación de los contactos de hidrocarburo-agua e indicó que la inclinación puede ocurrir en el aceite, así como en depósitos de gas.

Como fuente de las variaciones de presión laterales, Hubbert (1953) se centró en la circulación de agua subterránea como resultado de la afluencia de tierras altas vecinas. En este caso, el flujo del acuífero se centra hacia la cuenca. Compactación de sedimentos, (Dennis et al., 2000; Bredehoeft et al., 1988; Javanshir et al., 2015), Actividades tectónicas (Estrada y Mantilla, 2000),

---

<sup>10</sup> GONZALEZ, G.A., GARCÍA, D.F., *et al.* Hidrodinámica e Hidrogeoquímica del piedemonte llanero colombiano: Hipótesis de rutas de migración a partir de técnicas hidrogeológicas. En: Boletín de Geología. Vol 29, núm.1 (2007); p. 78, 79.

gradientes de temperatura laterales (Stenger, 1999; Anderson, 2005) se ven como otros posibles mecanismos para las variaciones de presión lateral.

### **1.3 HIDRODINAMISMO REGIONAL**

La presencia de actividad hidrodinámica se ha informado también para la Cuenca del Sur del Mar Capiro (SCB) (Bredehoeft et al., 1988; Tozer y Borthwick de 2010; Javanshir et al., 2015). En su trabajo, Bredehoeft et al. (1988) afirmaron la presencia del gradiente lateral de sobrepresión de arenisca lateral con mayores sobrepresiones alrededor del centro de la cuenca; e indicó que, como resultado, el flujo de fluido lateral ocurre desde el centro de la cuenca hasta los márgenes. Basándose en datos disponibles, también se dividió SCB en tres áreas en términos de sobrepresión - con sobrepresiones. Estas conclusiones se derivaron de datos recolectados de los yacimientos costeros y costeros cercanos que tenían una historia de producción significativa.

Las observaciones hechas por Bredehoeft et al. (1988) fueron complementadas después por Javanshir et al. También indicaron que la sobrepresión en las arenas es creada por dos mecanismos: la sedimentación rápida y la transmitancia de las presiones de fluidos de los recubrimientos superpuestos sobre expresados a arenas grandes y sinclinales profundos. Areniscas extensas y bien conectadas (por ejemplo, embalses de Balakhany y Fasila) sirven como conductos para transmitir fluidos (agua) y presiones, dando como resultado la transferencia de presión lateral y movimiento de fluidos - hidrodinamismo.

Los hidrocarburos en la vía de dichos movimientos de fluidos (Acuífero hidrodinámico) crean barreras al flujo e impiden que el acuífero alcance las crestas de las estructuras y por lo tanto los resultados en la presión diferencial a través del acuífero. El diferencial de presión, a su vez, provoca contactos de hidrocarburo-

agua. La teoría hidrodinámica del acuífero también fue utilizado por Tozer y Borthwick (2010) para explicar el contacto Anomalías en el campo azerí, especialmente en el área de la nariz del este de Azerbaiyán.<sup>11</sup>

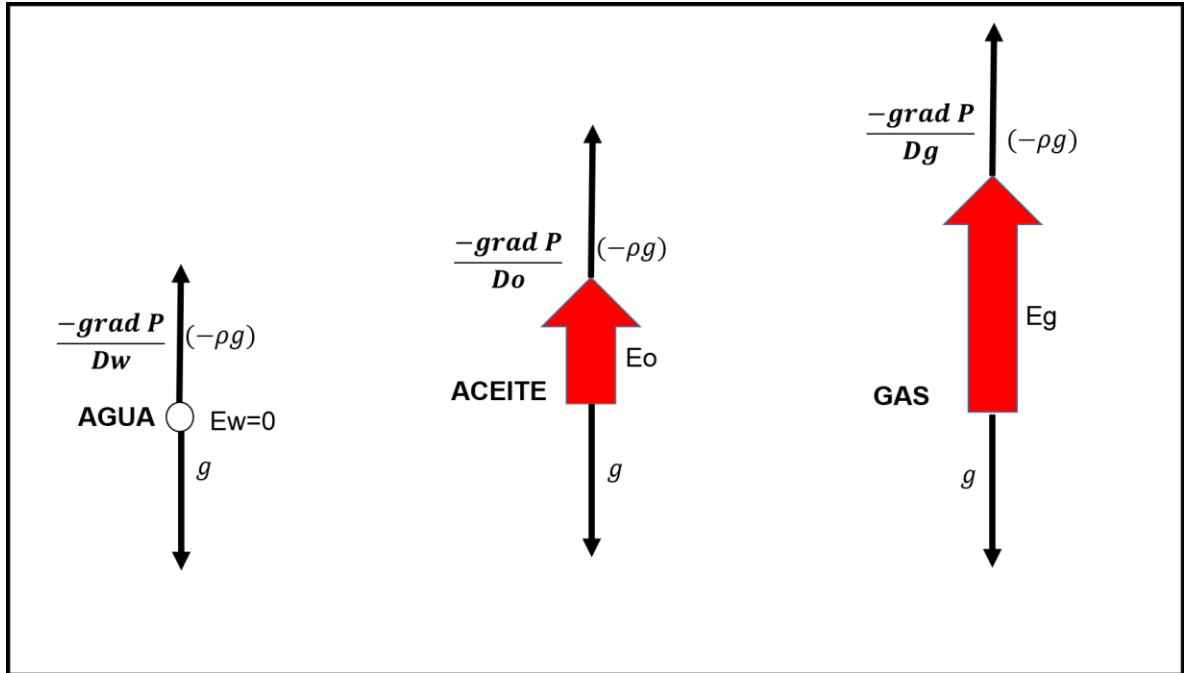
## **1.4 AMBIENTE DE FLUIDO CARACTERISTICO PARA ENTRAMPAMIENTO DE HIDROCARBUROS**

**1.4.1 Ambiente Hidrostático:** Un ambiente hidrostático se da en donde no hay variación de la presión lateral en el acuífero, el contacto agua-aceite (OWCs) es horizontal; en este no hay movimiento de fluidos. La dirección en la que la presión aumenta significativamente es la vertical, debido al peso gravitacional de los fluidos suprayacentes.

---

<sup>11</sup> ASGAROV, Murad., BAYRAMOV, Jabbar., *et al.* 2015. The hydrodynamic Aquifer Studies In Azerl Field. Paper SPE-177392. Presented at SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition held in Baku, AZERBAIJAN. 4-6 November.

**Figura 9. Modelo del vector (Fw) Distribución de las principales fuerzas que actúan sobre los elementos de agua, petróleo y gas en el ambiente hidrostático.**



Fuente: Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration, Eric C. Dahlberg.

En la figura 9. Se muestran las fuerzas que actúan sobre cada fluido presente en un sistema hidrostático. La gravedad (Vector  $g$ ) con dirección vertical hacia abajo es constante para el agua, el petróleo y el gas. El vector de flotabilidad (Vector  $DG$  o  $\rho g$ ) con dirección vertical hacia arriba, este está en función de las diferencias de densidad y el diferencial Presión-Volumen. Para el agua estática, las dos fuerzas están equilibradas ( $E_w$ ) y son cero, por lo tanto, el sistema estático de agua no tiene movimiento y el nivel de energía potencial del agua es constante. La magnitud de la fuerza resultante que actúa sobre la unidad de gas contenida en agua es representada por  $E_g$ , el mayor vector de todos, puesto que la densidad

del gas es la más baja de las tres, el resultante entre el vector de flotabilidad y el de gravedad es mayor.<sup>12</sup>

**1.4.2 Ambiente hidrodinámico:** Los yacimientos de petróleo formados bajo condiciones hidrodinámicas son el resultado de un flujo de agua en el subsuelo que afecta la acumulación y distribución de hidrocarburos en el yacimiento bajo ciertas condiciones geológicas (Figura10).

En una cuenca sedimentaria hay tres tipos de agua:

- Agua connata: Agua que ha estado atrapada en los poros de una roca mientras esta se forma. Su composición puede variar a lo largo de la vida de la roca, es el agua que ha estado atrapada en rocas permeables durante el periodo de depositación.
- Agua fresca o meteórica: Es el agua que penetra de encima de las rocas, proviene de la lluvia, ríos y nieve.
- Agua juvenil: Es el agua que se evapora desde el interior de la tierra gracias a altas temperaturas de erupciones volcánicas.

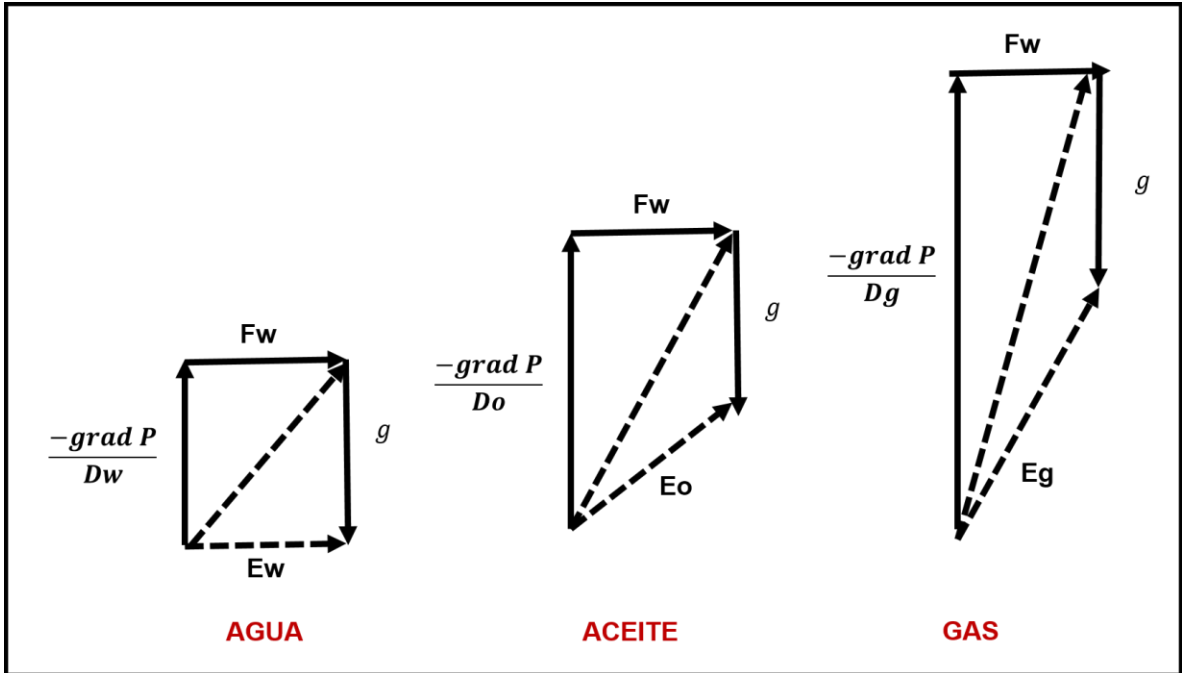
La hidrodinámica es la rama de la física que estudia el comportamiento y las propiedades de los líquidos en movimiento, para este caso, del agua en compañía de hidrocarburos. El atrapamiento hidrodinámico se da cuando existe una fuente de agua en la superficie que entra en una formación del depósito.

El petróleo trata de llegar a la superficie en contraflujo del agua, según las fuerzas que actúen sobre él, se puede ver atrapado contra un desnivel de la superficie del reservorio.

---

<sup>12</sup>CORDERO, Jenny C., MONCADA, Alvaro. Evaluación e identificación de los factores geológicos que controlan el hidrodinamismo en un campo, en la cuenca de llanos, Colombia. Bucaramanga, 2011, 127p. Trabajo de grado (Geólogo). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas

**Figura 10. Modelo del vector ( $F_w$ ) que muestra la distribución de las principales fuerzas que actúan sobre los elementos de agua, petróleos y gas en el ambiente hidrodinámico.**



Fuente: Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration, Eric C. Dahlberg.

Este modelo vectorial representa las fuerzas que operan en la unidad de las masas de agua, gas y petróleo en un ambiente hidrodinámico. El vector de flujo ( $F_w$ ) representado por una fuerza dirigida hacia la derecha, el vector resultante ( $E_w$ ) representa la fuerza que actúa sobre el agua (Flecha blanca)

#### 1.4.2.1 Características importantes del ambiente hidrodinámico

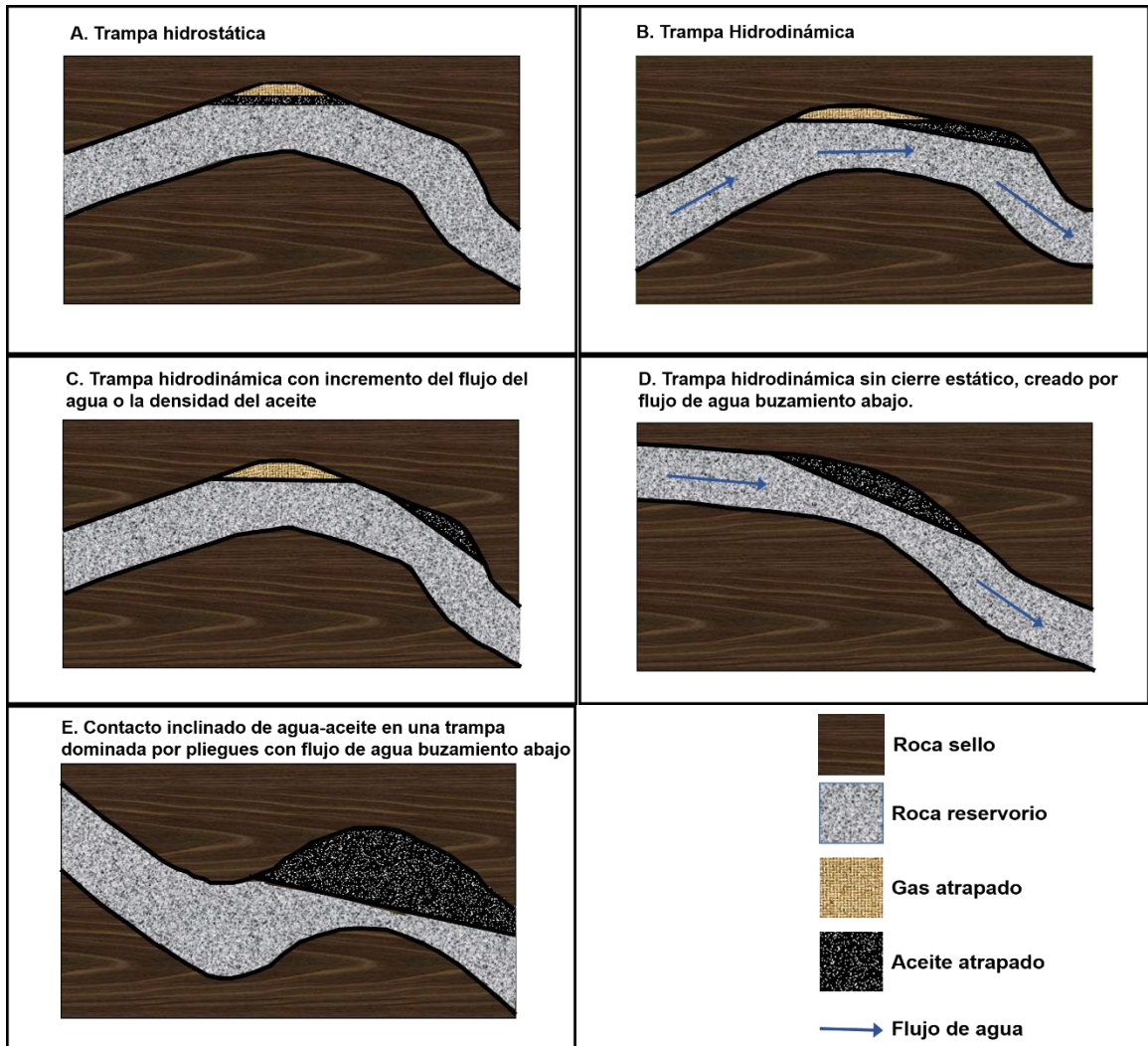
1. Las rutas de migración de petróleo y gas no son similares, ya que tienen densidades diferentes y los movimientos del agua.
2. La superficie potenciométrica (Altura del agua subterránea sobre el nivel del mar) no es horizontal, es variable.

3. Los hidrocarburos 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 tienen los hidrocarburos.
4. Los contactos entre las diferentes fases de fluido no son horizontales, son inclinados en el sentido del flujo o disminución de energía potencial.
5. El nivel de energía potencial varía dentro del yacimiento, disminuyendo en la dirección del movimiento del fluido.
6. Los planos de presión constante (planos isopresión) no son horizontales, son inclinados hacia abajo en la dirección del flujo.
7. Las acumulaciones de petróleo y gas no siempre se encuentran cerca de los puntos más altos en las estructuras.
8. Los niveles de carga hidráulica varían de un lugar a otro dentro del yacimiento.
9. Los fluidos se desplazan dentro de la unidad.
10. Los gradientes de presión no están orientados verticalmente debido a efectos que no son solo de la densidad y la gravedad.

**1.4.2.2 Trampas Hidrodinámicas** En una trampa hidrostática no hay variación de la presión lateral del acuífero y los contactos agua-aceite son horizontales. Una trampa hidrodinámica se da por factores como la combinación de fuerzas, estructura y estratigrafía que favorecen este tipo de ambiente, en esta trampa si hay variaciones de la presión lateral, debido a la fuerza del agua no permite que el petróleo o el gas fluyan hacia arriba, esto produce una inclinación en el contacto agua-aceite.

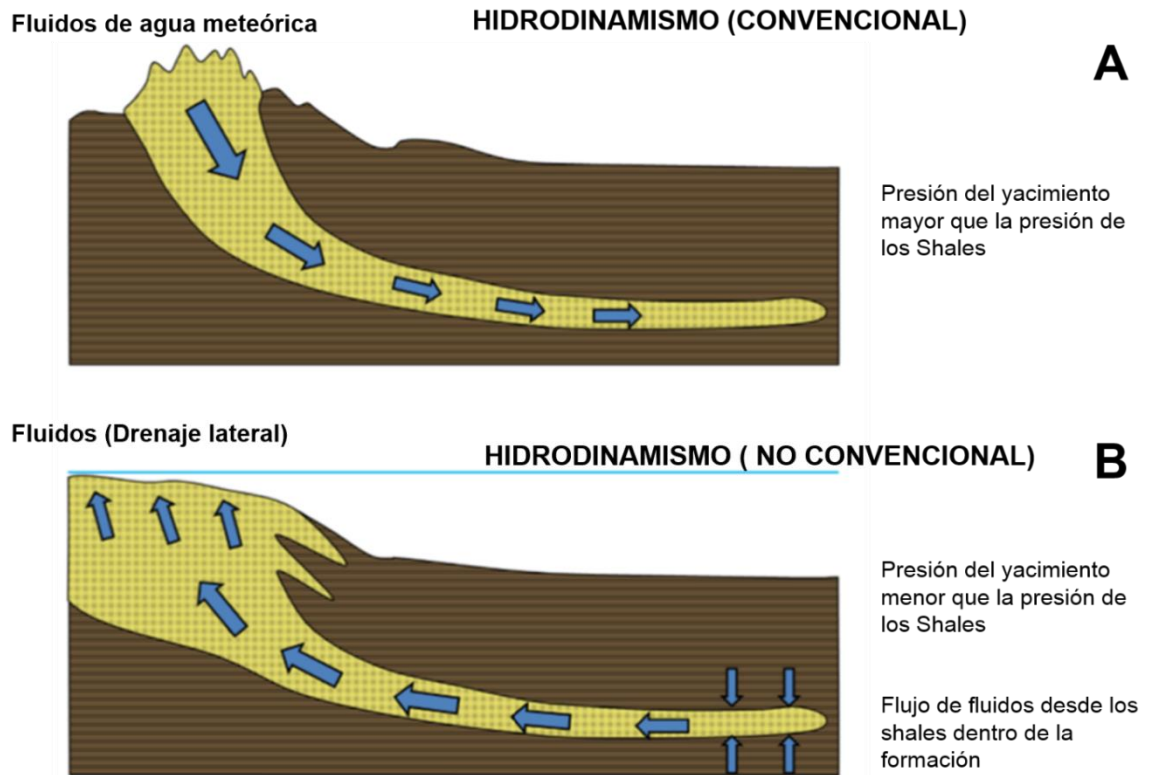
En las trampas hidrodinámicas el agua se desplaza por los lechos permeables, y se encuentra con el aceite que se desplaza ascendentemente. Si la fuerza hidrodinámica del agua es mayor a la fuerza de la flotabilidad del aceite, este será sometido a un atrapamiento sin necesitar alguna berrea permeable (Figura 11).

**Figura 11. Trampas hidrodinámicas**



Fuente imagen: modificado de GEO PAGES [en línea] disponible en: [http://pages.geo.wvu.edu/~jtoro/Petroleum/petroleum\\_figs/review2/traps/hydro\\_rap.jpg](http://pages.geo.wvu.edu/~jtoro/Petroleum/petroleum_figs/review2/traps/hydro_rap.jpg)

**Figura 12. Representación hidrodinamismo convencional y no convencional.**



Tomado de: The Importance of Recognizing Hydrodynamics for Understanding Reservoir Volumetrics, Field Development and Well Placement

En la figura 12 A, se muestra un sistema hidrodinámico convencional, éste presenta un área elevada de altiplano, en este caso el agua meteorica fluye desde un deposito elevado y genera una cabeza hidráulica relativa a la zona adyacente “de tierras bajas” esto permite el flujo dentro y fuera de la cuenca a lo largo del acuífero.

En el sistema hidrodinámico “no convencional” (Figura 12B) se aprecian sedimentos profundos sobrepresionados con el potencial de escape de fluido de la cuenca. El potencial de fluido se refiere a la mayor sobrepresion en los recortes circundantes en relación con el deposito de drenaje lateral.

## 1.5 FLUJO Y CABEZA HIDRÁULICA

El flujo de fluidos es controlado por un gradiente de cabeza hidráulica (H), que va desde las zonas con alto potencias hacia las de bajo potencial (Dalhberg 1995).

El potencial del fluido es la energía mecánica por unidad de masa, en función de la presión del fluido y su densidad respecto a un datum, descrito por la ley de Darcy (De Marsily, 1984; Dahlberg, 1995)

$$H = \frac{P}{\rho_w g} + Z$$

H: Cabeza hidráulica (m)

g= Aceleración de la gravedad (m/s<sup>2</sup>)

Z= Profundidad de la formación relativa al datum

P= Presión de la formación (KPa)

$\rho$ = Densidad del fluido (Kg/m<sup>3</sup>)

La cabeza hidráulica es la suma algebraica de la presión de cabeza y la cabeza de elevación, y está definida como la altura que puede ascender un fluido con respecto a un nivel de referencia, debido al trabajo realizado por el potencial del mismo, en contra de la gravedad y en virtud de la presión que tiene una profundidad (Z) medida desde el dato de referencia o datum.

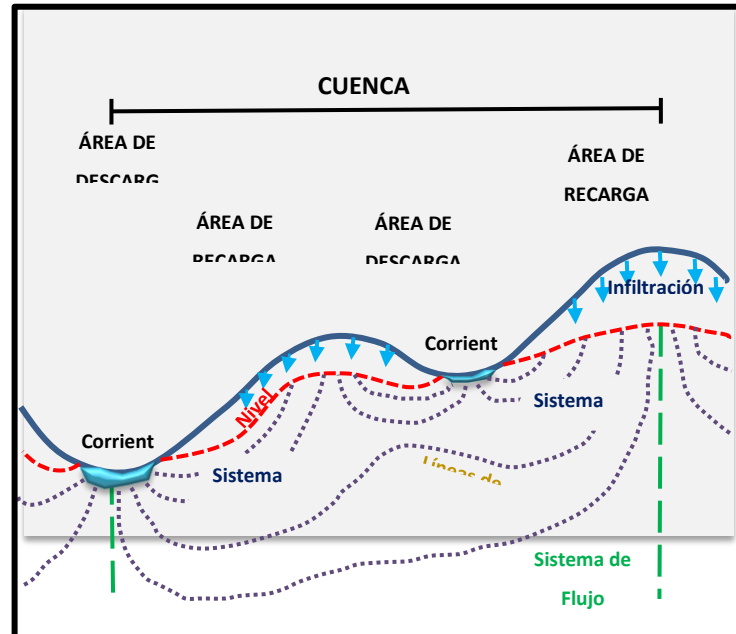
Para el cálculo de H es necesario determinar un gradiente hidrostático regional de las medidas de presión, es común usar un gradiente densidad constante; el uso de

este permite una base de comparación para los datos existentes. Los cambios en la salinidad indican el grado en la continuidad de los fluidos por lo tanto, deben ser monitoreados con las presiones para tener un mejor cálculo del error producido por las densidades constantes<sup>13</sup>

## 1.6 SISTEMAS DE FLUJO DE TÓTH

Los parámetros que rigen el funcionamiento del agua subterránea bajo el efecto gravitacional son: clima, topografía y referente geológico, los cuales permiten la formación de tres sistemas generales de flujo: local, intermedio y regional, en los que el tiempo de residencia del agua subterránea es de menor a mayor, respectivamente (Figura 13).

**Figura 13. Sistemas de flujo de Tóth**



Fuente: Modificado de: Métodos para determinar la recarga en acuíferos María Victoria Vélez Otálvaro Posgrado en Aprovechamiento de recursos Hidráulicos Universidad Nacional –Medellín

<sup>13</sup> GONZALEZ, op cit, p.6.

Estos flujos presentan cada uno su zona de recarga, tránsito y descarga particular. Comparando la respuesta físico-química de un flujo local con uno regional, el último presenta mayor profundidad y distancia de recorrido lo que le permite tener mayor interacción agua-roca; por tal razón, el agua en su zona de descarga presenta mayor temperatura, menor contenido de oxígeno disuelto, mayor salinidad y pH más alcalino. Generalmente, la descarga de este tipo de sistema de flujo se manifiesta en una cuenca hidrográfica diferente a aquella donde se originó la recarga.

La importancia y utilidad de los Sistemas de flujo de Tóth (TSF) radica en el concepto de ambiente representado como sistema, es decir, se hace evidente la relación entre parámetros (suelo, vegetación, relieve, litología, propiedades hidráulicas, química del agua, carga hidráulica, posición de roca basamento, etc.) al ser analizados ya que todos están asociados con el funcionamiento del flujo de agua subterránea. Así, el resultado de la interpretación de cualquiera de estos parámetros debe mostrar congruencia con el resto de ellos, dando así mayor confiabilidad a las conclusiones finales a las que se llegue a través de la aplicación de esta teoría.

Esto es de particular importancia, dado que la lenta velocidad de movimiento del agua subterránea (de  $\text{cm a}^{-1}$  a  $\text{m a}^{-1}$ ) evita observar cambios en el ambiente (o en el agua misma) a simple vista por cualquier efecto producido. Así, una buena, o una decisión incorrecta en el manejo del ambiente, será notoria hasta varios años después.

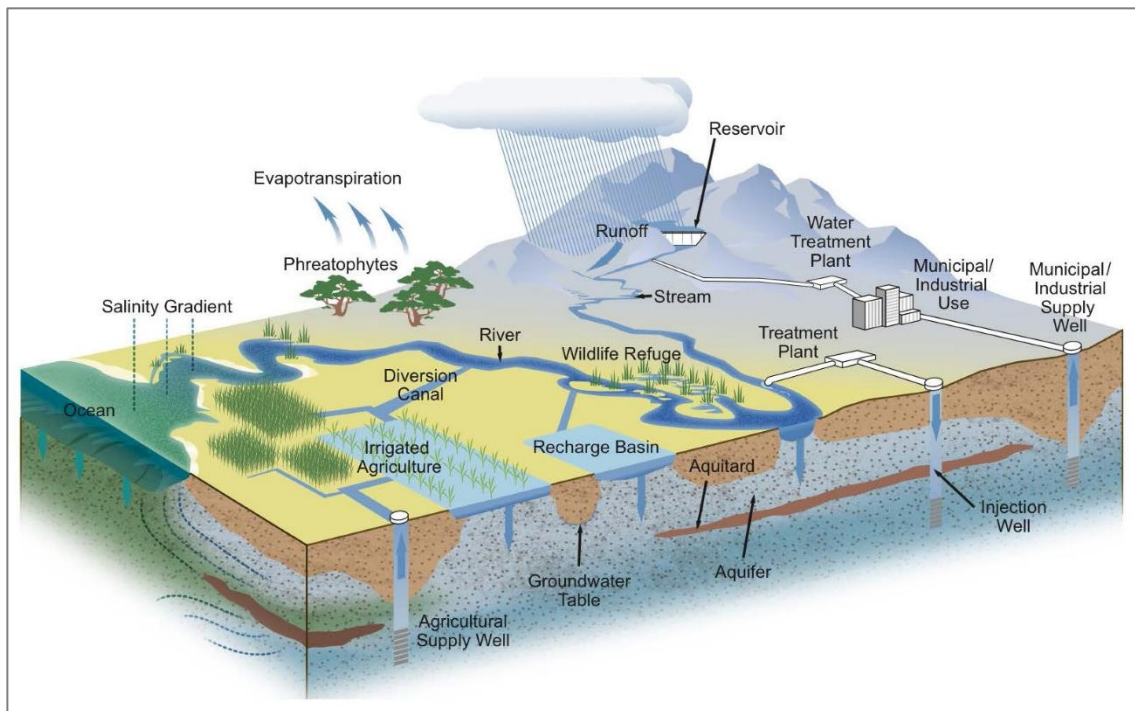
## **1.7 RECARGAS HÍDRICAS**

La recarga se puede definir como la entrada de agua dentro de la zona saturada donde comienza a hacer parte de las reservas subterráneas; esta entrada puede

darse de dos maneras, por un movimiento descendente del agua debido a las fuerzas de gravedad y luego de presentarse un movimiento horizontal del flujo debido a las diferentes condiciones hidráulicas de las capas que constituyen el perfil del suelo (Balek, 1988).

La recarga a un acuífero puede darse naturalmente debido a la precipitación, a las aguas superficiales, es decir, a través de ríos y lagos, o por medio de transferencias desde otras unidades hidrogeológicas o acuíferos; pero también puede darse de manera artificial producto de actividades como la irrigación, fugas de redes de abastecimiento o por infiltraciones de embalses y depósitos (Balek, 1988; Custodio, 1997; Simmers, 1990; Lerner, 1990; Samper, 1997). (Figura 14)

**Figura 14. Esquema de agua superficial y subterránea**



Fuente: CA Water Plan 2014, Departamento de Recursos Hídricos de California

**1.7.1 Zonas de Recarga** Estas zonas de recarga o descarga se pueden estimar mediante la utilización de trazadores o por medio de trazado de redes de flujo.

Tóth (1963) (En: Freeze y Cherry, 1979) afirma que en la mayoría de redes de flujo, es posible distinguir los sistemas locales, los intermedios y los sistemas regionales de flujo de agua subterránea. El agua en un sistema de flujo local fluye hacia áreas de descarga cercanas.

El agua en un sistema de flujo regional viaja mayores distancias y a menudo descarga en ríos principales, grandes lagos o en el océano. Un sistema de flujo intermedio es caracterizado por uno o más crestas y valles localizados entre su recarga y el área de descarga. Las tierras altas son áreas de recarga y las tierras bajas son áreas de descarga (Freeze y Cherry, 1979). Sin embargo Scanlon et al. (2002) expresa que esto es cierto en regiones húmedas, pero que en valles aluviales áridos la recarga ocurre usualmente en topografías bajas como canales o arroyos efímeros.

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA EN BASE A LOS APORTES DE AUTORES

La recopilación bibliográfica presentada en este capítulo reúne estudios realizados en los últimos años; con el fin de ayudar a la identificación de flujo hidrodinámico que se infiere actúa sobre diferentes campos de la Cuenca Llanos Orientales. Estas investigaciones se basaron en conceptos generales que poco a poco y con la intervención de nuevas colaboraciones se llega a análisis más completos, y de esta forma generando nuevas líneas de investigación y diferentes posturas frente a temas específicos sobre el hidrodinamismo que se debaten en la actualidad; permitiendo de esta forma resaltar aspectos relevantes y así exponerlos.

- **1984 ELF-AQUITANE:** Con aproximadamente 88 pozos, se calcularon las superficies pseudopotenciométricas donde se asumieron valores de presión acompañados de las manifestaciones del agua y la presión representativa del acuífero, las salinidades se obtuvieron con análisis en laboratorio y no de registros eléctricos. Los resultados muestran un “régimen subhidrostático” en la cuenca con un gradiente de presión variable que se incrementa en profundidad con dirección Este-Oeste. Para los acuíferos identificados suponen una recarga al sur desde la Serranía de la Macarena, aumento de la salinidad al Norte, decreciendo en dirección Oeste-Este.
- **1988, OCCIDENTAL,** Caño Limón: Definió sistemas hidrodinámicos regionales e independientes en las unidades del Cretácico, Eoceno, Mirador inferior, Oligoceno Mirador superior y Oligoceno Carbonera basal. En los acuíferos K2A y Mirador K1 inferior hay dos regímenes hidrodinámicos, uno al Norte de la falla de Caño Limón y el otro al Sur de esta.

- **1989, PETROCANADÁ Y ECOPETROL:** En 300 pozos de la Cuenca Llanos, se estudió la distribución de presiones en los reservorios del Terciario y del Cretácico observando que estas son “subhidrostáticas” en contraste con la altura de las cabezas hidráulicas. Por otro lado las fallas que conforman el frente de la cordillera actúan como una barrera efectiva que separa los acuíferos de la Cuenca Llanos con los afloramientos y aparentemente no hay restricción del flujo. Según el estudio, el flujo hidrodinámico tiene dos consecuencias, la cementación de areniscas en Apiay y Castilla causando impactos negativos en el reservorio, y efectos en las gravedades de los crudos, estos varían en el sur <math>20^\circ</math> API hasta el Centro y el Oeste de  $30^\circ$  a  $40^\circ$  API. La salinidad coincide con el régimen hidrodinámico, pues aumenta hacia las áreas de más baja presión en el Oeste de Casanare y Arauca llegando a ser connatas puras.
- **1992 ECOPETROL-ICP, Melúa-Manacacías:** En 40 pozos, quisieron establecer las posibilidades de las acumulaciones hidrodinámicas a nivel T1 (Eoceno tardío) de la Formación Carbonera, los contornos equipotenciales de agua presentan pendientes bruscas desde el pozo Viento-1 en donde aparentemente existe una fuente de recarga hídrica, en el norte de esta zona la pendiente se suaviza y pierde su energía. Los contornos equipotenciales de agua son abiertos y sugieren que el flujo de agua es en sentido Sur-Norte, por las presiones hidrodinámicas que se observan en sentido Sureste-Noreste y Suroeste-Noreste.
- **1993 MEZA G. D., CACERES Y PARRA P.:** Las unidades K2 y K1 se comportan como si fueran una sola unidad hidrodinámica, el flujo de agua de K2 en sentido Suroeste-Noreste, en el sector Apiay se observa un flujo más local en dirección Noreste-Sureste. Determinaron posiblemente la zona de recarga regional es la Serranía de la Macarena y adicional en el Campo Apiay posiblemente hay una zona de recarga local.

- **1995 ECOPETROL-ICP:** En 318 pozos se realizó una caracterización hidrológica e identificación del flujo de aguas de formación en la sucesión post-paleozoica. El estudio muestra en la región Este y Sur de la Cuenca Llanos unidades arcillosas débiles (acuitardos) y en la región Centro y Oeste fuertes acuitardos. La topografía es un gran influyente en el flujo del agua desde el Suroeste hasta las partes bajas del Noreste. En la región Centro-Oeste el flujo baja debido a las fallas de cabalgamiento y probablemente es conducido a través del espacio poral inducido por la descarga erosional causante de las subpresiones. Finalmente se identificó una migración de hidrocarburos por efecto de la topografía y de la tensión superficial en estratos Cretáceo-Oligoceno para la región Centro-Oeste.
- **1995 ERIC C. DAHLBERG:** El autor Dahlberg, propuso que a realización del análisis Hidrodinámico se basa en la integración de perfiles de presión-elevación (PE) y mapas de cabeza hidráulica, construidos a partir de las presiones de formación. Las medidas de presión deben ser asignadas a una unidad hidroestratigráfica. Los perfiles PE agrupan información en las unidades hidroestratigráficas definiendo secuencias con similares propiedades hidráulicas. Las cabezas hidráulicas son mapeadas para cada unidad hidroestratigráfica.

El flujo de fluidos en una cuenca es controlado por el gradiente de cabeza hidráulica, ocurriendo este de zonas con alto potencial a zonas de bajo potencial. El potencial del fluido es la energía mecánica por unidad de masa, el cual es función de la presión del fluido y su densidad respecto a un datum como es descrito por la ley de Darcy (De Marsily, 1986; Dahlberg, 1995).

## Características del entrapamiento hidrodinámico (1982)

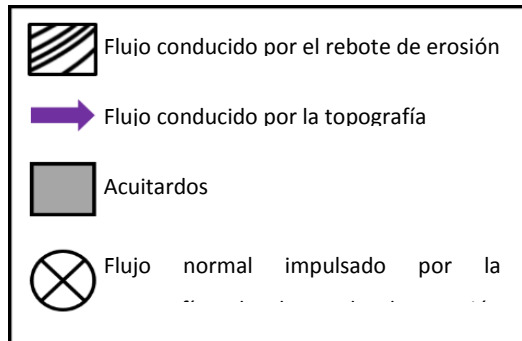
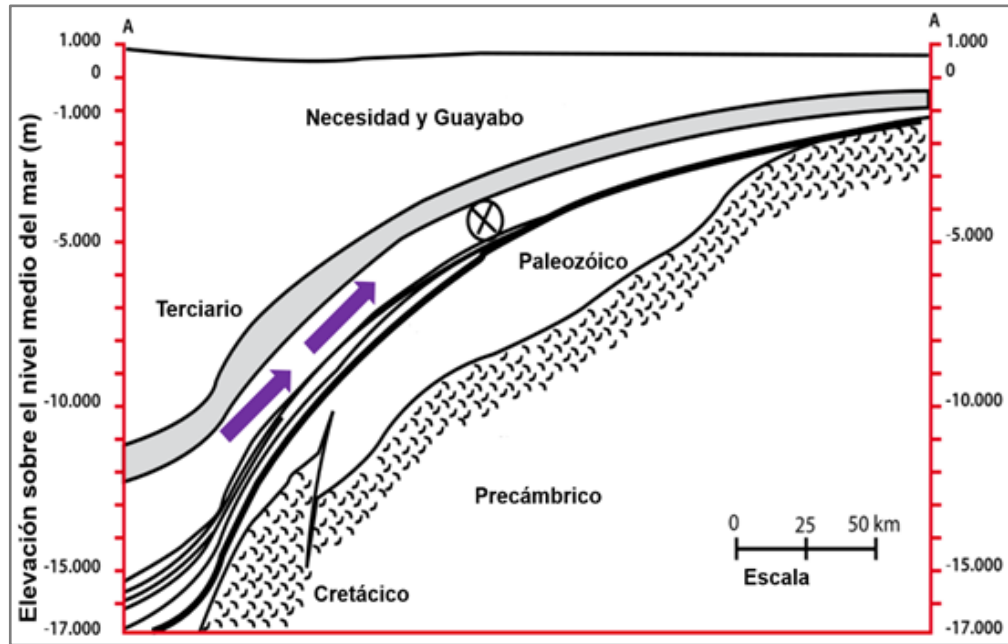
- **Acumulaciones de hidrocarburos en trampas geológicamente improbables:** Los efectos hidráulicos y geológicos son condiciones ideales para contener hidrocarburos, como consecuencia de esta situación es muy posible encontrar acumulaciones de hidrocarburos desplazadas hacia un lado de la cresta de la estructura donde se encuentran, este efecto es bastante relevante pues si se perfora en zonas cercanas al tope de la estructura en sitios con características hidrodinámicas, no se encontrarán las distribuciones de fluidos que normalmente se esperan. Por esto conocer la componente hidrodinámica es muy importante para predecir y descubrir las acumulaciones de hidrocarburos con el menor riesgo posible.
- **Contactos agua-aceite (CWO):** El flujo de agua provoca la inclinación del contacto agua-aceite, y puede manifestar la intensidad del gradiente hidrodinámico en un punto determinado. Esta inclinación del CWO ocurre en el mismo sentido del flujo del agua
- **Anomalías en el espesor de las columnas de aceite:** La acumulación de hidrocarburos es influida por la dirección del agua. El buzamiento abajo mejora las condiciones de acumulación de hidrocarburos estructural y estratigráficamente.
- **Producción de agua a elevaciones superiores a las del aparente contacto agua-aceite:** La existencia de un acuífero activo se hace evidente pues la producción de agua es alta durante la vida del campo. Para este caso, el ambiente hidrodinámico se genera por la influencia del acuífero y se evidencia por los altos cortes de agua iniciales (50-100%) a lo largo de la historia de producción.

- **1996 CHEVRON PETROLEUM COMPANY-ICP**, Estudio hidrodinámico de las formaciones UNE y SAN FERNANDO en la subcuenca APIAY-ARIARI de la Cuenca Llanos: El objetivo de éste estudio fue evaluar el riesgo de lavado por empuje hidráulico y la posibilidad de la existencia de un atrapamiento hidrodinámico en los bloques Rio Guape y Rio Blanco. Se determinó que Une y San Fernando se comportan como una unidad hidrodinámica; el movimiento es hacia la región central y es la Serranía de la Macarena la posible fuente de recarga, esta interpretación es demostrada por las cabezas hidráulicas, salinidad y mapas de gradientes geotérmicos.
- **1997 STEFAN BACHU**: Mediante el artículo: “Uso Integrado de datos Hidrodinámicos, Geoquímicos y Geotérmicos para la Identificación de Generación de Hidrocarburos, Rutas de Migración y grandes Acumulaciones, con ejemplos de Las Cuencas de Alberta, Williston y Llanos”. Bachu argumenta:

Las aguas de formación en las unidades de post-Paleoceno son impulsadas por la topografía, desde el piedemonte hacia la cuenca y desde las altas elevaciones del suroriente hasta el nororiente. El flujo en las unidades cretácicas también se da por la topografía, a lo largo de la plataforma periférica de la cuenca, mostrando que los acuitardos son débiles.

En la parte central y occidental de la cuenca Llanos, el flujo del agua de formación es conducida hacia el interior como resultado de la última erosión (Figura 11).

**Figura 15 Hidroestratigrafía sección transversal y direcciones de flujo en la parte central de la cuenca de los llanos.**



Fuente: Modificado de: BACHU, 1997

- 2003 GONZÁLES Y ARENAS-2004 GONZÁLES:** Basados en varios estudios en el Piedemonte y centro de la Cuenca Llanos, llegaron a proponer sistemas hidráulicos individuales y característicos para cada estilo estructural del Piedemonte, son sobrepresionados excepto en el sur de Cupiagua Sur (levemente subpresionada y actúa como una discontinuidad hidráulica y está relacionada a rampas laterales de dirección E-W). El origen de las aguas no es

claro y reportan bajas salinidades de aguas connatas y altas salinidades de aguas meteóricas.

- **GONZÁLEZ URIBE, BOLETÍN DE GEOLOGÍA, 2007:** El boletín de Geología, Vol 29, No. 1 de 2007 a través de “Hidrodinámica e Hidrogeoquímica del Piedemonte Llanero Colombiano: Hipótesis de rutas de migración a partir de técnicas Hidrogeológicas” elabora hipótesis preliminares sobre el origen y movimiento del agua de formación asociada a hidrocarburos en Piedemonte y parte central de los Llanos Orientales, por lo que se extrae la siguiente información:

### **Evaluación de la continuidad lateral y vertical de los acuíferos**

La continuidad lateral se refiere a los estratos desde su depositación, desde ese momento son horizontales y paralelos a la superficie de depósito, estos quedan delimitados por planos que muestran continuidad lateral, al aplicar este concepto se considera a las superficies de estratificación como superficies isócronas, es decir, puntos de la misma edad unidos.<sup>14</sup>

Se identificaron tres patrones, el primero de estos está compuesto por campos del Piedemonte y tiene baja concentración de TDS al norte y al oriente, y aumento hacia el centro y al suroccidente, hay diferentes sistemas de presión que sugieren que el flujo va en dirección suroccidente; en el segundo hay evidencia de altas concentraciones de sal, se puede decir que hay una conectividad entre los acuíferos productores del a región central del área de estudio con algunos cambios al norte en Morichal y al sur en Fortaleza y Teques hasta condiciones frescas de Upia-1 y el tercero con aguas frescas, desde el sur con algunas manifestaciones intercaladas con aguas salobres y frescas. Los perfiles presión-

---

<sup>14</sup> GEOFRÍK Principio de la horizontalidad original y la continuidad de los estratos [en línea] disponible en: <https://geofrik.com/2013/08/20/principio-de-la-horizontalidad-original-y-la-continuidad-lateral-de-los-estratos/>

elevación muestran comportamientos asociados a fallas antitéticas que condicionan la aparición de hidrocarburos, la información isotópica confirma que en Cusiana y Cupiagua hay dos sistemas de agua de formación. En la vertical las composiciones químicas de las aguas de formación hay algunas similitudes en las Formaciones Barco y Guadalupe, Barco es un poco más salina al S-SW del Piedemonte, en los acuíferos cretácicos hay aportes de Calcio, en el centro del Piedemonte muestra un incremento de la salinidad hacia el sur.

En el sector Llanos, a la altura de la Formación Los Cuervos posiblemente haya una barrera vertical entre la Formación Mirador y Gachetá, hacia el E-SE hay una clara diferencia entre los niveles acuíferos Une, Guadalupe y Barco. En el sector Llanos Centro los perfiles presión-elevación, muestran que hay comunicación hidráulica vertical entre los diferentes sistemas en dirección Este, ya que hay similitudes localizadas en la química de diferentes reservorios, muestran que no hay barrera hidráulica entre las Formaciones Cretácicas y Terciarias, un aislamiento entre los niveles profundos del Cretácico y los someros del terciario pueden afectar la secuencia de gran parte de la cuenca de Antepaís (foreland), esto sugiere que la Formación Cuervos tiene un aislamiento efectivo.

### **3. EVIDENCIAS DE HIDRODINAMISMO EN LA CUENCA LLANOS DE COLOMBIA**

Los diferentes estudios realizados en la cuenca Llanos Orientales, han favorecido el desarrollo de proyectos de investigación facilitando información geográfica, geológica, geotérmica y geoquímica que reflejan los diversos efectos hidrodinámicos presentes en esta zona. Los diversos factores presentes en la zona como los son la topografía, el decrecimiento del caudal de algunos ríos, caños y quebradas, la baja salinidad en las aguas de producción y las variaciones de presiones son algunos de los distintos ejemplos que sustentan la teoría de la presencia de un ambiente hidrodinámico en la cuenca.

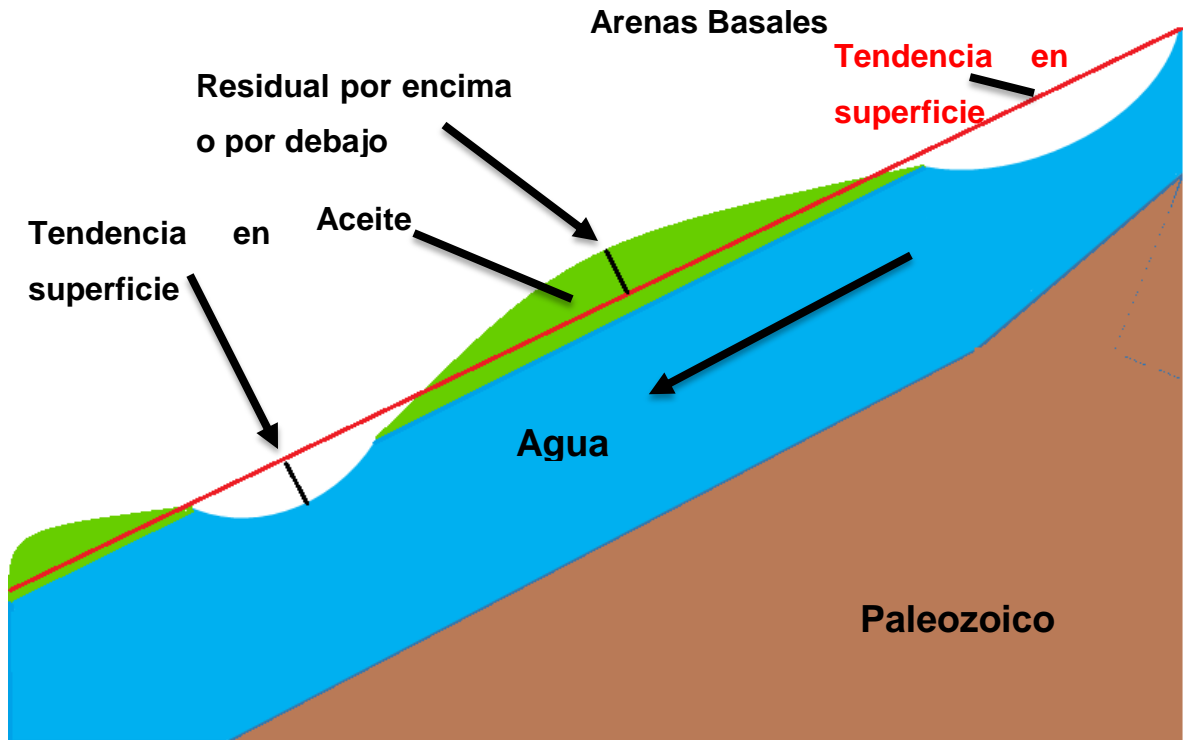
#### **3.1 GOMEZ YOHANEY Y OTROS, 2010**

La información relacionada con el desarrollo del campo, se fundamentaron en un análisis basado en sísmica 2D, este mostró un extenso monoclinal, poca complejidad estructural y, adicionalmente, la evolución constante de la presión del yacimiento y el contacto agua-aceite encontrado a diferentes profundidades a lo largo del campo, sugieren la teoría de que el Campo Rubiales tiene un entrapamiento hidrodinámico. Por medio de un estudio estratigráfico detallado reciente se mostraron indicios de una compleja arquitectura de facies, esta complejidad estratigráfica permitió explicar las diferencias en las profundidades del contacto agua-aceite.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> GÓMEZ, Yohaney. Op cit. p.5

**Figura 16. Corte esquemático de la analogía del Campo Rubiales con el modelo de entrapamiento hidrodinámico.**

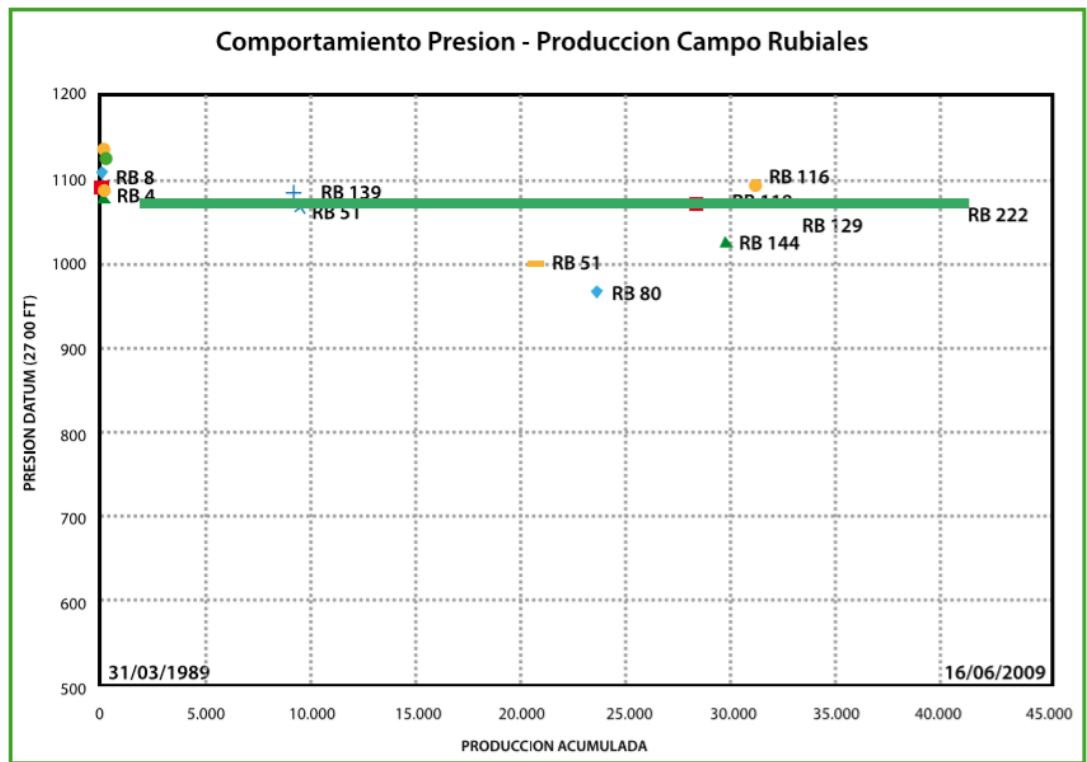


Fuente: Modificado de (RPS Scotia para Meta Petroleum, 2008).

Los contactos agua-aceite con diferentes profundidades dentro del campo, siguiendo la tendencia de buzamiento del yacimiento, puede indicar un entrapamiento hidrodinámico con un efecto importante del flujo de agua en dirección del buzamiento (Figura 12).

El modelo de entrapamiento hidrodinámico se da por la combinación del flujo del agua en la misma dirección al buzamiento de la estructura monoclinale, desarrollando acumulaciones de hidrocarburos en las ondulaciones internas. El comportamiento de la presión a lo largo de la vida de Campo Rubiales sugiere que éste presenta algún tipo de recarga continua pues compensa el volumen de agua y petróleo extraídos durante la explotación del Campo y se ha mantenido en 1100 Psi, luego de 40.9 Millones de Barriles de aceite acumulados hasta junio de 2009.

**Figura 17. Evolución del a presión del yacimiento vs la producción acumulada en Campo Rubiales.**



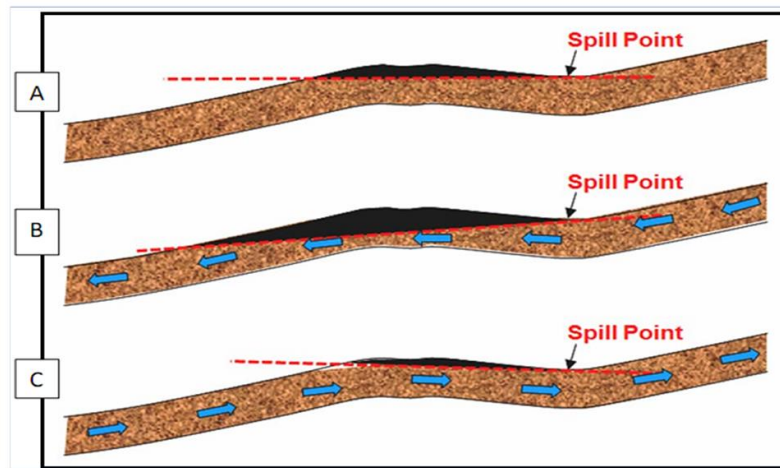
Fuente: ACGGP / Publicación No.9 / Septiembre de 2010

La elaboración de mapas equipotenciales de agua y aceite combinados con estructurales del Campo Rubiales, ha evidenciado la existencia de líneas equipotenciales diferentes para el agua y el aceite en algunas zonas del Campo, este es un elemento adicional que se suma a la explicación del entrapamiento hidrodinámico y también justifican la presencia de un contacto agua-aceite inclinado en el campo. Otro aspecto analizado en el Campo, es el comportamiento constante que ha presentado la presión del yacimiento a través de la historia de producción del Campo (Figura 13). En promedio, la presión del yacimiento se ha mantenido en 1100 psi, luego de 40,9 Millones de Barriles de aceite acumulados hasta junio de 2009. Este comportamiento de la presión, permite plantear la existencia de un acuífero fuerte y activo que debe recargarse constantemente para

lograr la continua compensación volumétrica del petróleo y agua extraídos durante la explotación del campo.<sup>16</sup>

**3.1.1 Inclinación y desplazamiento de aceite y gas en yacimientos** La inclinación y la pendiente del contacto agua-aceite se relaciona por una cantidad llamada Factor de Ampliación de Inclinación (TAF) este se define como la relación entre la densidad del agua y la diferencia entre la densidad del agua y del hidrocarburo.

**Figura 18. Acumulación de petróleo.**



Tomado de Modelamiento estático y dinámico. Zona de Estudio. Ecopetrol, ICP. 2011

El contacto agua-aceite 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 debe estar en movimiento por debajo y en contacto con la fase de hidrocarburos menos densa.

En un depósito hidrostático, los OWC y GWC son horizontales, y generan una buena capacidad de acumulación de hidrocarburos (14A). Si el ambiente cambia y

<sup>16</sup> GÓMEZ, Yohaney. Op cit. p.3,4.

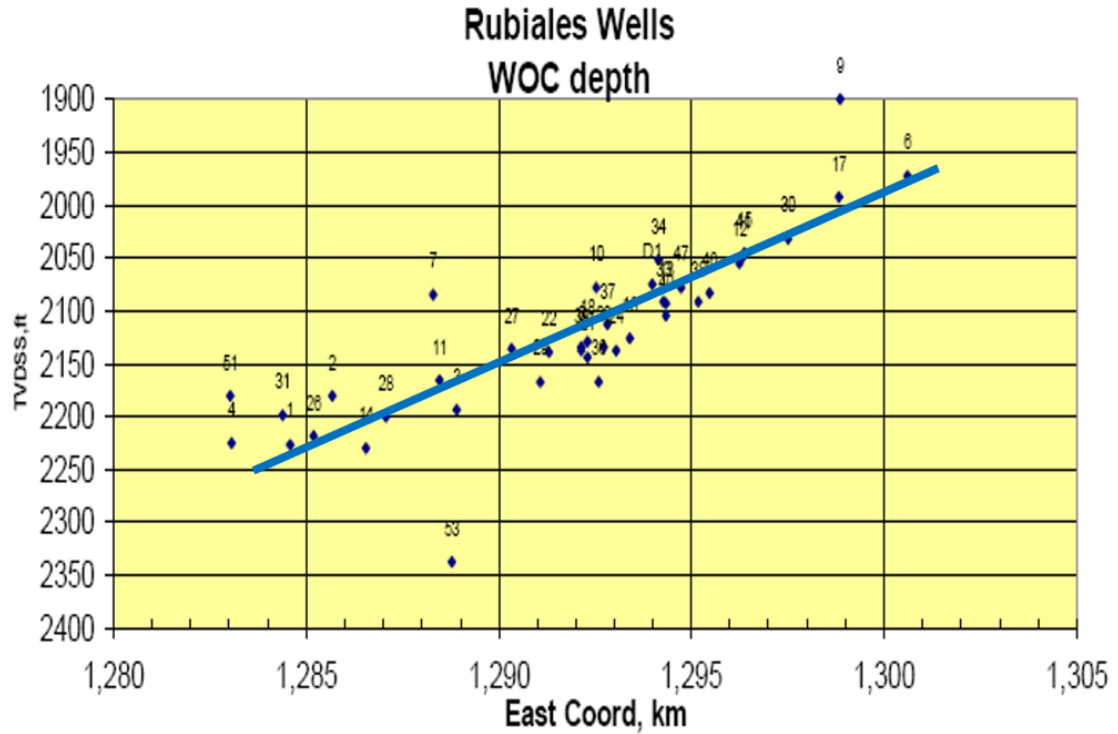
hay un flujo de agua y si éste DOWNDIP (buzamiento abajo) y el contacto agua-aceite gira alrededor del Spill Point en dirección descendente, lo que permite el aumento en el volumen del hidrocarburo que la trampa puede contener, como se muestra en (14B) cuando el flujo del agua es en dirección UPDIP (buzamiento arriba), en este caso el contacto agua-aceite se inclina en dirección al movimiento del agua, resultando en la disminución del volumen de la acumulación, ya que el OWC gira alrededor del Spill Point en dirección ascendente (14C), por lo tanto el flujo DOWNDIP es favorable para la acumulación, esperándose mayor volumen de hidrocarburo que en UPDIP, que disminuyen la capacidad de la trampa.<sup>17</sup>

La gráfica de la profundidad del contacto basada en algunas pruebas RFT's y en la evaluación del set de registros de resistividad en cada uno de los pozos, en donde las zonas de aceite son definidas por resistividades en el rango de 30 a 40 Ohm-m, muestra un contacto agua-aceite inclinado (Figura 15). La compartimentalización estructural es uno de los factores que puede influir en la diferencia de profundidad del contacto agua-aceite. Sin embargo, el desplazamiento generado por fallamiento aún no permite explicar la diferencia de casi 200 pies de profundidad del contacto desde el oeste hasta el este del campo.

---

<sup>17</sup> CORDERO, J.C. cit. p9.

**Figura 19. Contacto agua-aceite, desde el occidente hacia el oriente del Campo Rubiales a diferentes profundidades.**



Fuente: tomado de aspectos hidrodinamicos, estructurales y estratigraficos del campo rubiales. Cuenca de los llanos orientales, colombia.

### 3.2 ANÁLISIS DE POSIBLES FUENTES DE RECARGA

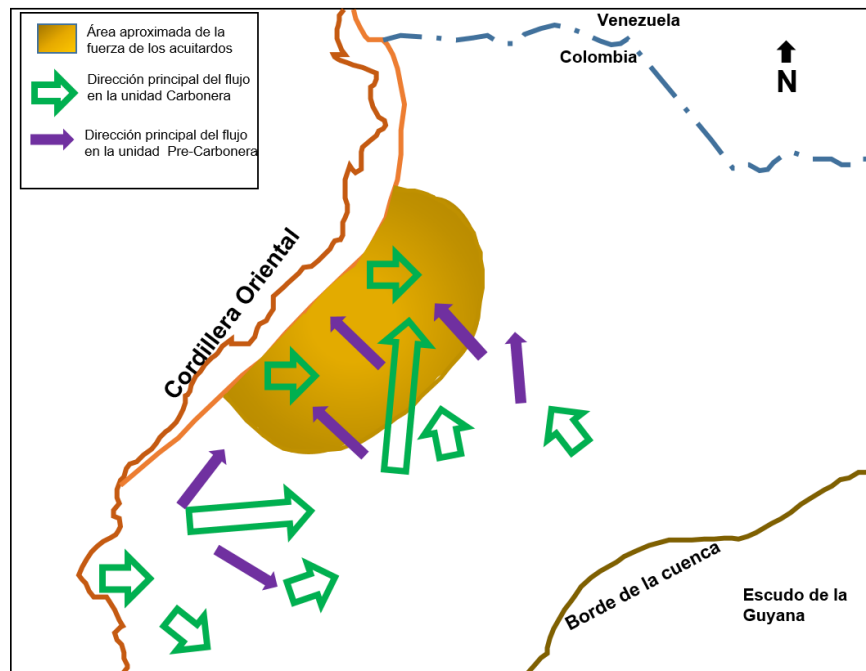
Para identificar las posibles fuentes de recarga se usaron dos fuentes de información: la geología de superficie e alteración de fuentes hídricas.

Para realizar este análisis de posibles fuentes de recarga se complementa con la tesis de grado “Análisis de Ingeniería para Identificar la posible existencia de un Ambiente Hidrodinámico para un campo ubicado en la Cuenca Llanos Orientales” de Erika Acevedo y Meyby Toledo y se complementa con la observación de la alteración del nivel de fuentes hídricas basados en el seguimiento del

comportamiento hidrológico anual que realiza el IDEAM en este caso el Río Guaviare en la estación Mapiripan.

**3.2.1 Geología de superficie.** La recarga hídrica depende de la precipitación, de la escorrentía superficial y del caudal de los ríos (IARNA, 2006). Asimismo, depende de la permeabilidad del suelo, de su contenido de humedad, intensidad de lluvia y el patrón de drenaje de la cuenca. A su vez, se puede mencionar la pendiente de la superficie como un factor importante, ya que, los terrenos con mayor inclinación favorecen la escorrentía superficial; que por lo contrario, los terrenos que posean poca pendiente retienen por más tiempo el agua lo que favorece la infiltración (Matus, 2009).<sup>18</sup>

**Figura 20. Representación areal esquemática del flujo de agua**



Fuente: Tomado de: VILLEGAS M.E, BACHU, Stefan, J.C. Ramon, J.r. unterschultz. Flow of formation waters in the Cretaceous-Miocene Succession of the Llanos Basin, Colombia, AAPG Buletin, V78 No 12 1994, p 1857

<sup>18</sup> DONIS, Luisa, Identificación de Zonas de Recarga Hídrica en la Microcuenca del Río Negro, Guatemala, p 8

Las fuentes hídricas que borden el área fueron analizadas con mapas del IDEAM, una de las más grandes fuentes es el Río Guaviare con sus principales afluentes: Río Siare, Río Iteviare, Caño las Viejitas, Río Uva, Río Cada, Caño Chupabe. La distancia desde la posible fuente de recarga hasta el Campo de estudio es de aproximadamente 150 Km, (Figura 17) aunque ésta distancia es considerable, el río tiene una gran estructura y energía, esto se puede analizar con la magnitud de sus meandros, ya que la distancia entre ellos es de aproximadamente 10 Km, luego la distancia hasta el campo 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 (Figura 16).

**Figura 21. Mapa Geomorfología de la Zona de Estudio.**



Fuente: IDEAM Visor [en línea] disponible en: <http://bacata.ideam.gov.co/Visor/>

Este aspecto permite realizar la analogía del Campo Rubiales con un modelo de atrapamiento hidrodinámico, producido por la combinación del flujo del agua en la misma dirección al buzamiento de la estructura monoclinial, generándose la acumulación de hidrocarburos en las ondulaciones internas.

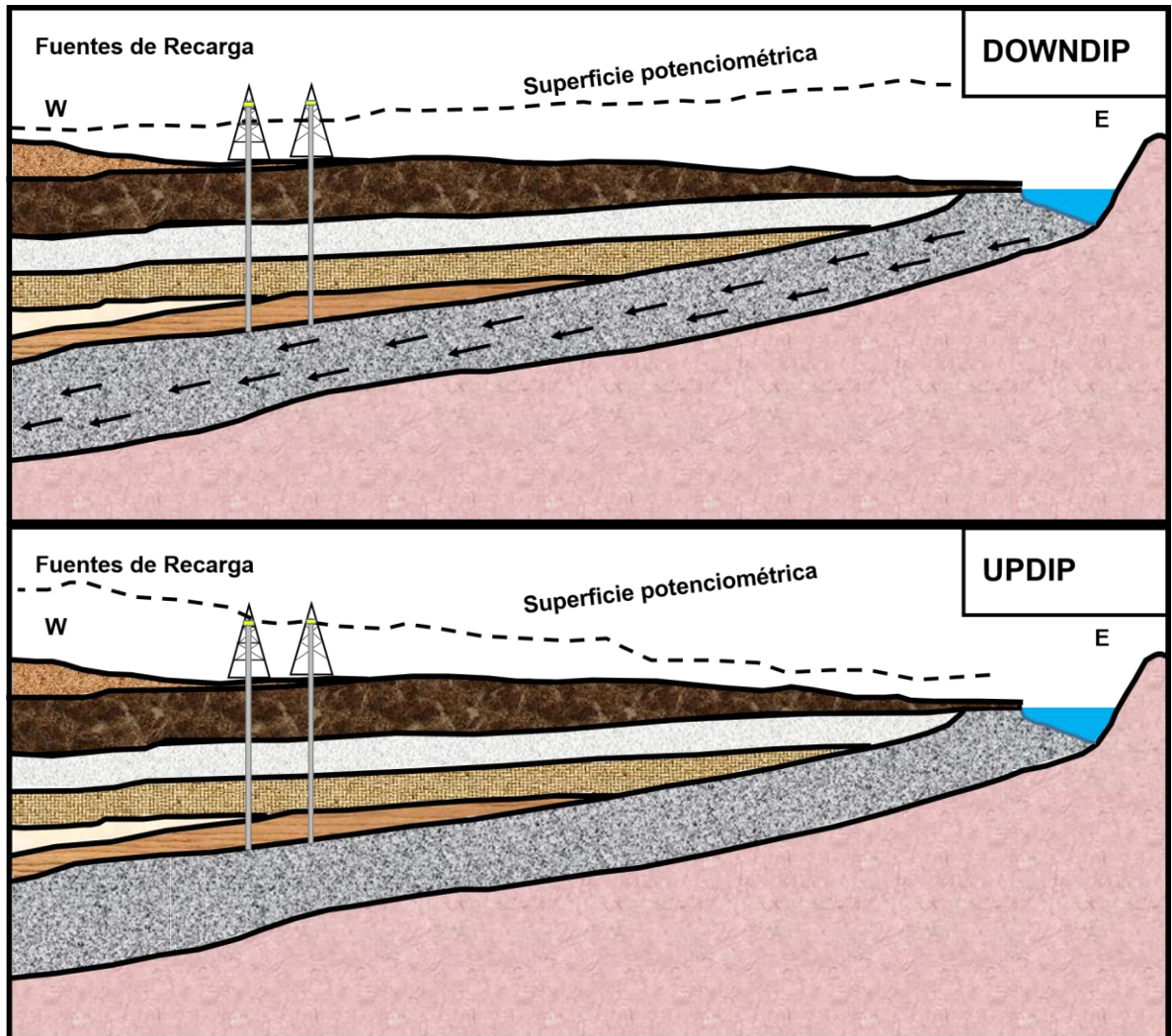
Con base en lo anterior se plantean dos modelos para la dirección del flujo, con las posibles rutas del hidrodinamismo las cuales serían las unidades del



Paleozoico, el cual se pone en contacto con las unidades de la Formación Carbonera, León Shale y Guayabo:

1. Río Guaviare como recarga percolando las unidades del Oligoceno – Mioceno medio (Formación Carbonera), Paleozoico y otras
2. Río Guaviare como descarga, lo que representaría una dirección updip, lo cual no sería beneficio para el campo.

Estas direcciones fueron calculadas mediante análisis de presiones, donde el nivel de energía potencial del fluido en la entrada supera el de salida, y análisis de salinidades, pues con el dato de la salinidad del agua subterránea se puede asociar con el régimen de movimiento que influye en ella. La dirección regional del flujo de agua en la parte sur de la Cuenca de los Llanos, es identificada por Villegas et. Al, 1994, en una sección transversal regional y distribución areal en la Cuenca; señalando la tendencia del movimiento del agua en dirección del buzamiento. La figura 18, ilustra aspectos hidrodinámicos, estratigráficos y estructurales del campo; el yacimiento está compuesto por areniscas nombradas ligeramente "Arenas Basales" del tercio inferior que pertenecen a la Formación Carbonera, depositadas en un ambiente primordialmente fluvial y que descansan discordantemente sobre rocas Paleozoicas. Entre los 2400 y los 2900 pies de profundidad se localiza el yacimiento presentando muy baja sobrecarga, lo que explica que las rocas tiendan a ser no consolidadas.

Figura 22. Modelos de dirección de flujo.



	Paleoproterozoico
	Paleozoico
	C7-Arenas Basales
	Fm. Carbonera C1, C2, Intermedias
	Fm. Guayabo
	Fm. León

Tomado de: Ecopetrol, ICP, 2011

**3.2.2 Observación de la alteración De Afluentes Hídricas De La Cuenca Llanos Orientales en base al nivel de caudal del Río Guaviare en la estación Mapiripan.** Debido a la deforestación de las microcuencas que conforman la red de afluentes de la cuenca alta de la cordillera, la erosión, el mal uso del recurso hídrico en las diferentes actividades productivas y el excesivo manejo del agua para los distintos proyectos presentes en la zona; ha generado un desbalance de los caudales de los caños y ríos. En los ríos se encuentran estaciones hidrológicas instaladas para comparar valores del nivel de los ríos con el fin de llevar un seguimiento al comportamiento hidrológico.

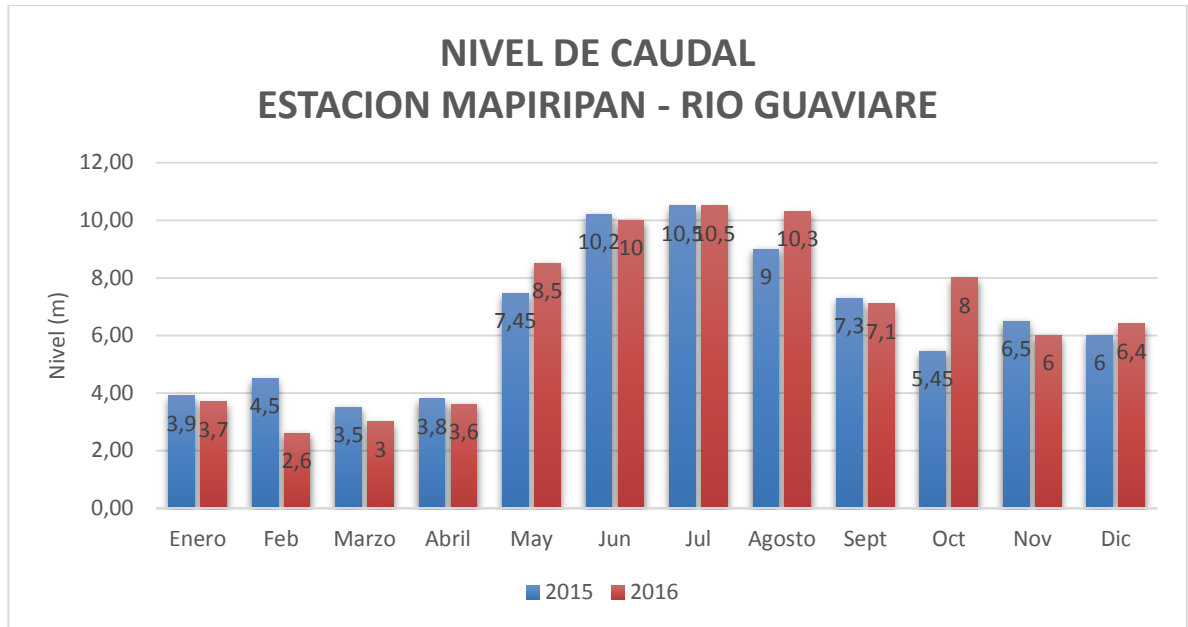
El Río Guaviare, uno de las principales afluentes hídricas del país, ha presentado una gran diferencia entre los niveles de los caudales mínimos y máximos registrados para los últimos años. La longitud de esta corriente es de 1.350Km, de los cuales sólo 650km son navegables ya que el río forma varios raudales. Recibe numerosos afluentes, entre los que se encuentran el Ariari, el Duda y el Ovejas.<sup>19</sup>

Debido a que en Colombia no existe ciclo estacional como en las latitudes medias, los meses de lluvia se conocen como la época de invierno y los secos como verano; la temporada de lluvias empieza en abril y se prolonga hasta noviembre. El periodo seco va de diciembre a marzo y se caracteriza por una disminución muy pronunciada de la precipitación, siendo generalmente enero el mes más seco.

---

<sup>19</sup>Fundación Horizonte Verde, AGUA EN LA ORINOQUIA, ECOFONDO, en; <http://www.horizonteverde.org.co/attachments/article/19/EL%20AGUA%20EN%20LA%20ORINOQUIAECOFOFONDO.pdf>

**Figura 23. Columnas agrupadas por año para el nivel de caudal del Río Guaviare registrado en el año 2015 y 2016 en la estación Mapiripan**

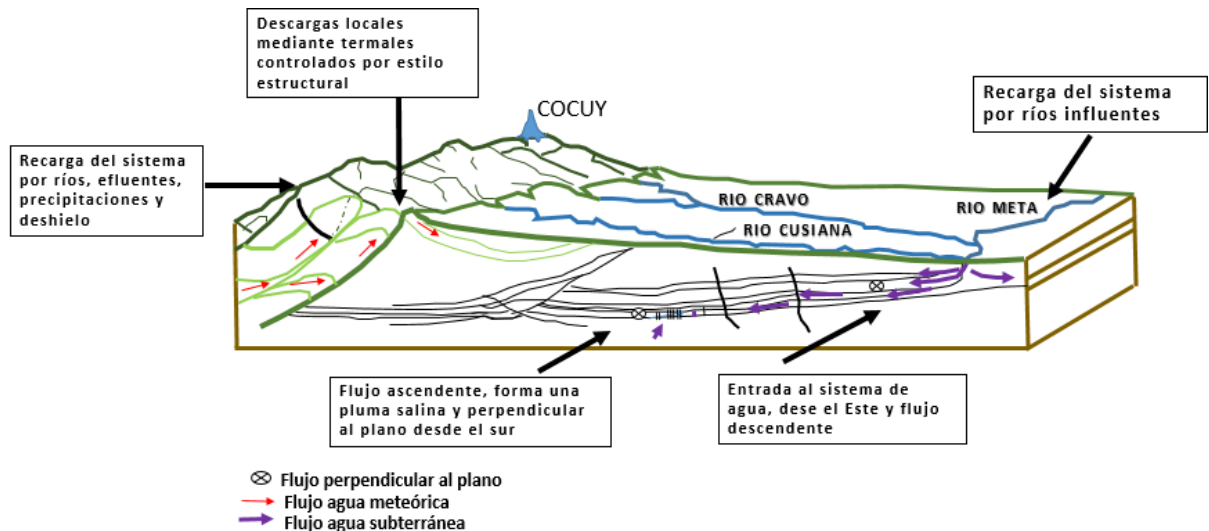


La figura 19, es el resultado de cotejar los valores registrados en la estación Mapiripan para el nivel del Río Guaviare en el año 2015 y 2016; esta información permite observar el claro desbalance en los niveles de los valores promedios mensuales históricos para el nivel del río en los dos últimos años, declive que no solo es asignado a los diferentes cambios climáticos, agricultura, ganadería extensiva, entre otros factores presentes en la zona, sino también al efecto hidrodinámico presente en esa zona; sugiriendo la recarga hídrica hacia las formaciones que migran por el desbalance que se presenta al interrumpir el estado hidrostático de los yacimientos.

### 3.3 INFLUENCIA TOPOGRÁFICA, MODELO CONCEPTUAL HIDROLÓGICO ACUIFEROS PIEDEMONTE LLANERO Y CUENCA LLANOS

En este modelo hidrológico anterior se sugieren zonas de captación de agua a altitudes de entre 1000 y 2600 msnm (hidrología isotópica), otros estudios enuncian que la Serranía de la Macarena al sur es una zona de recarga, y producen un flujo en la dirección N-NE<sup>20</sup>. La dinámica de los fluidos en los campos es compleja y las direcciones de flujo son opuestas (Figura 21 y 22).

**Figura 24. Modelo conceptual hidrodinámico Cuenca Llanos y piedemonte Llanero**



Fuente: Modificado de Hidrodinámica e Hidrogeoquímica del piedemonte Llanero Colombiano: hipótesis De rutas de migración a partir de técnicas Hidrogeológicas

La región oriental de la Cuenca Llanos está caracterizada por tener una zona sobrepresionada de aguas frescas zonas salinas subpresionadas. El flujo en dirección sur se da desde La Gloria Norte hacia La Gloria Sur, y en dirección al norte también se da desde La Gloria Norte en dirección de Morichal y Tocaria

<sup>20</sup> ELF-Aquitane, 1984; PETROCANADA y ECOPEPETROL 1989; Villegas al, 1994 ECOPEPETROL Y BEICPIC-FRANLAB, ECOPEPETROL, 1995

mostrando un flujo radial. El sector central, en la formación Mirador los patrones de flujo son parecidos a los anteriores y en los campos Trompillos y Santiago los cambios son locales en dirección al norte.

Las direcciones desde Rancho Hermoso hasta La Gloria y la Gloria Norte son en dirección W-NW, desde el NE en Tocaria con dirección de flujo al SW en la región de subpresión en La Cabaña-1. Se evidencian tendencias de flujo similares en el acuífero Barco-Los Cuervos. A nivel cretácico, Gachetá solo presenta flujo al NE, en la zona de los campos La Gloria Norte, Morichal, Tocaria y Cravo con una orientación desde el sur hacia el N-NE.<sup>21</sup>

El acuífero Une muestra una orientación del flujo desde el NE en el campo Cravo hacia el W-SW en Tocaria y Gloria y un suave alto hidráulico al sur en el campo Entrerrios-1, sugiriendo un leve flujo desde el SE hacia el NW. En los campos La Gloria, La Gloria Norte, Morichal y Tocaria se observaron patrones radiales los cuales sugieren la existencia de plumas de flujo (columna de un fluido que se mueve a través de otro) similares a la cuenca de Alberta (Rostron y Tóth, 1996).

Las plumas de flujo en esta zona se pueden dar por:

- Escape de agua salada e hidrocarburos desde los estratos bajos en las crestas de las estructuras donde los miembros arcillosos de las formaciones Guadalupe superior, Gachetá y Los Cuervos son muy delgadas o están ausentes, además, el empuje hidrodinámico que transporta los fluidos hasta el spill point de la estructura favorece la migración vertical llevando los fluidos hasta fallas que actúan como canales verticales de flujo.

---

<sup>21</sup> GONZÁLEZ URIBE, G. García Bautista, D. Mantilla Figueroa, L. Rodríguez Rincón, J. Hidrodinámica e hidrogeoquímica del Piedemonte llanero colombiano: hipótesis de rutas de migración a partir de técnicas hidrogeológicas. En: Boletín de Geología Vol. 29, No. 1, ene- jun de 2007; pag 83.

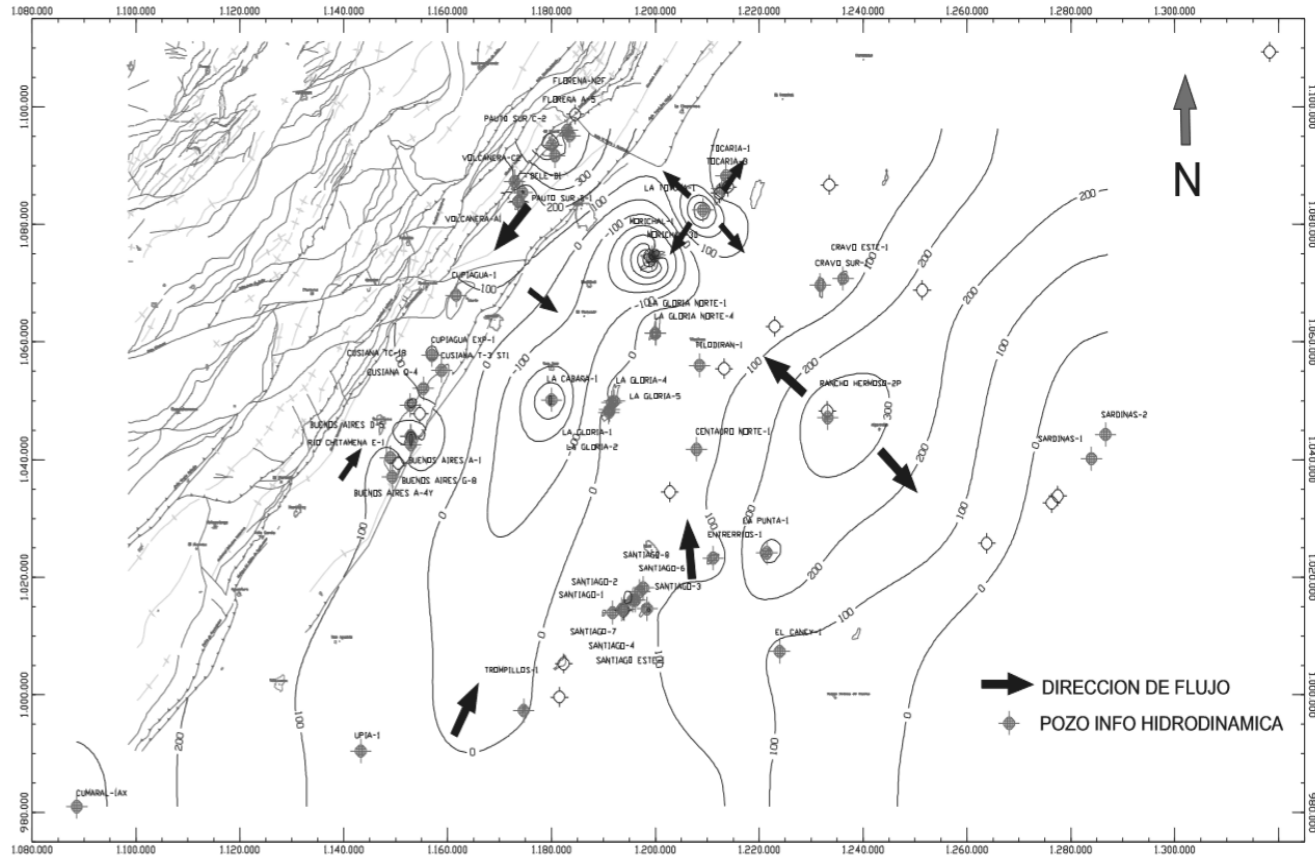
- La naturaleza ascendente de los fluidos en búsqueda de zonas de menor potencial desde la formación Gachetá y los posibles niveles generadores de Une y Los Cuervos contribuye al goteo vertical.
- La naturaleza de los sub afloramientos de las formaciones arenosas y arcillosas, por lo cual en diferentes áreas de la cuenca se sobreponen litologías arenosas con cuerpos de iguales propiedades petrofísicas generando un medio favorable de flujo vertical.<sup>22</sup>

Considerando la naturaleza ascendente de los fluidos en busca de zonas de menos potencial y la geometría de la cuenca, sería igualmente esperado un flujo de dirección ascendente hacia el este. Los mecanismos de recarga propuestos para la zona del forelan suponen el flujo por topografía desde el sur con baypass en los paleo altos y ríos influentes al este, estos aportan volúmenes que producen empujes hidráulicos ascendentes desde capas profundas y flujos contra pendiente desde el este hacia las zonas profundas subpresionadas paralelas al frente de formación.

---

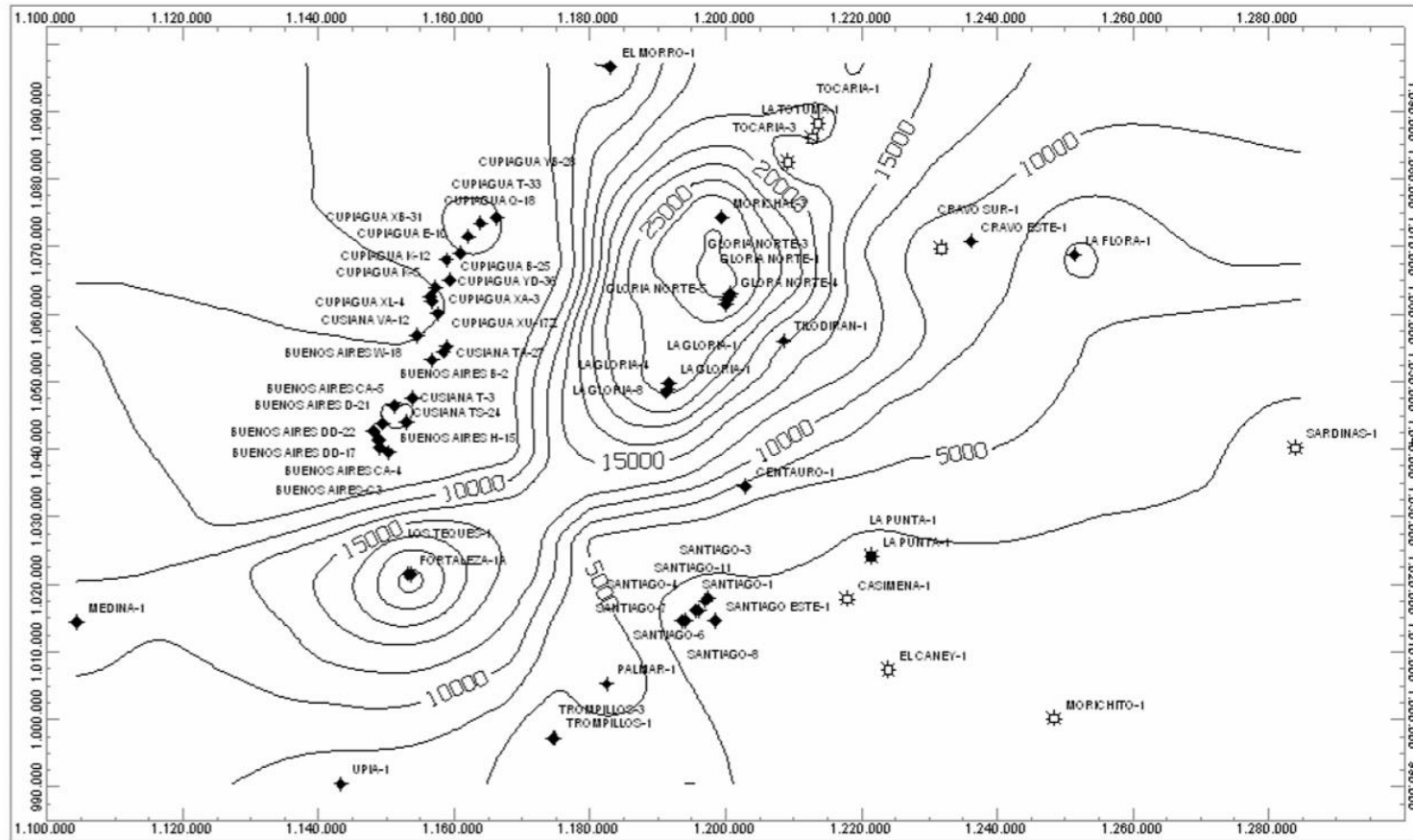
<sup>22</sup> GONZÁLEZ URIBE, G. A1; García Bautista, D. F2; Mantilla Figueroa, L. C3; Rodríguez Rincón, J. Hidrodinámica e hidrogeoquímica del Piedemonte llanero colombiano: hipótesis de rutas de migración a partir de técnicas hidrogeológicas. En: Boletín de Geología Vol. 29, No. 1, ene- jun de 2007; pag 84.

**Figura 25. Mapa cabezas Hidráulicas Acuífero Mirador. TDS [mg/L] Acuífero Mirador.**



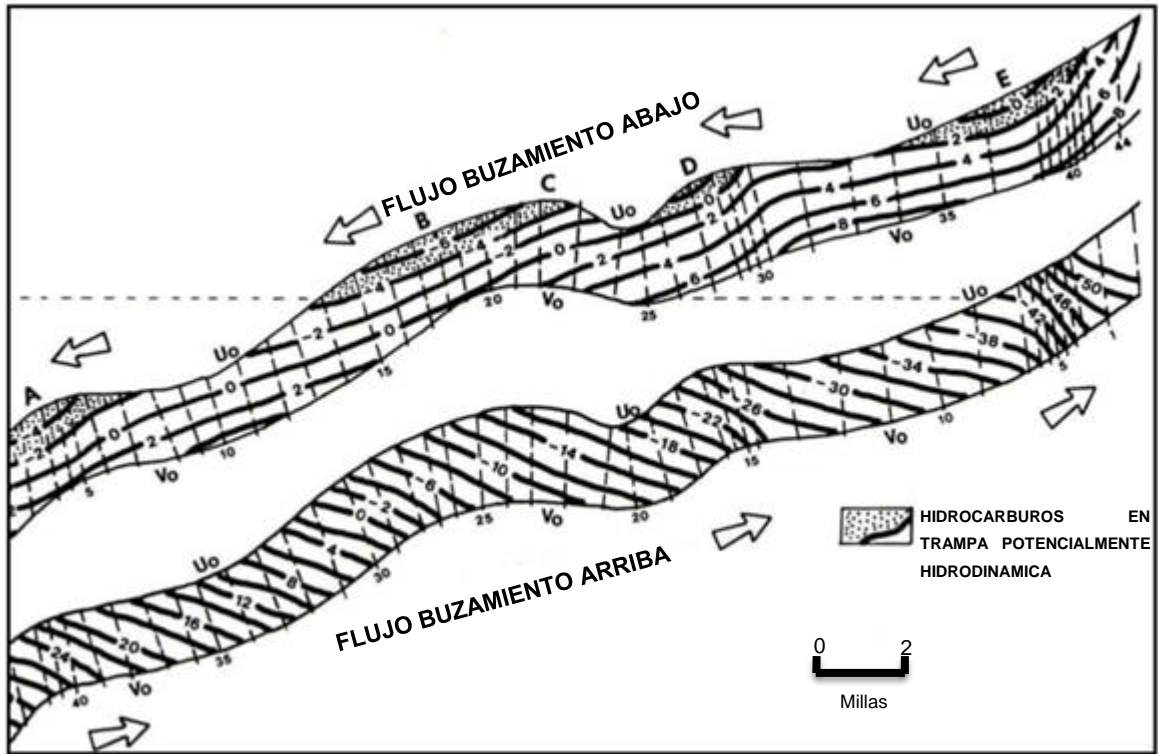
Tomado de: Origins of formation waters in the Llanos foreland basin of Colombia: geochemical variation and fluid flow history

Figura 26. Mapa distribución salinidad TDS [mg/L] Acuífero Mirador.



Tomado de: Origins of formation waters in the Llanos foreland basin of Colombia: geochemical variation and fluid flow history

**Figura 27. Efecto de la dirección del flujo del agua en la acumulación de hidrocarburos**



Tomado de: Applied hydrodynamics in Petroleum Explotation, Eric C. Dahlberg.

$U_o =$  Nivel de energía potencial

$V_o =$  Nivel de energía potencial del agua de formación respecto al aceite

Como se observa en la figura 23 en el flujo buzamiento abajo los hidrocarburos se almacenan en la parte superior de las cuencas de manera estructural y estratigráfica, facilitando diversas acumulaciones estratigráficas de hidrocarburos en este caso el nivel de energía potencial ( $U_o$ ) se asocia con el aceite disperso en cualquier punto del yacimiento; los vectores de fuerza del agua se ubican

normales a las trampas del nivel de energía potencial ( $U_0$ ) suprimiendo las trampas y llevando los hidrocarburos a las márgenes de la cuenca.<sup>23</sup>

### 3.4 SALINIDAD E HIDRODINAMISMO

Los valores de salinidad en los yacimientos de la Cuenca Llanos son menores a  $500 \text{ mg l}^{-1}$  y están limitados desde los bordes del suroccidente y el oriente de los límites de la formación. Las bajas salinidades en el agua de dichos yacimientos señalan que el agua meteórica diluye la salinidad del agua impulsada por una potencial recarga topográfica.<sup>24</sup> La salinidad del agua de formación que se produce en los campos de la Cuenca Llanos es frecuentemente de aguas salobres y dulces.

**Tabla 2. Valores de la salinidad en el agua de formación en la Cuenca Llanos.**

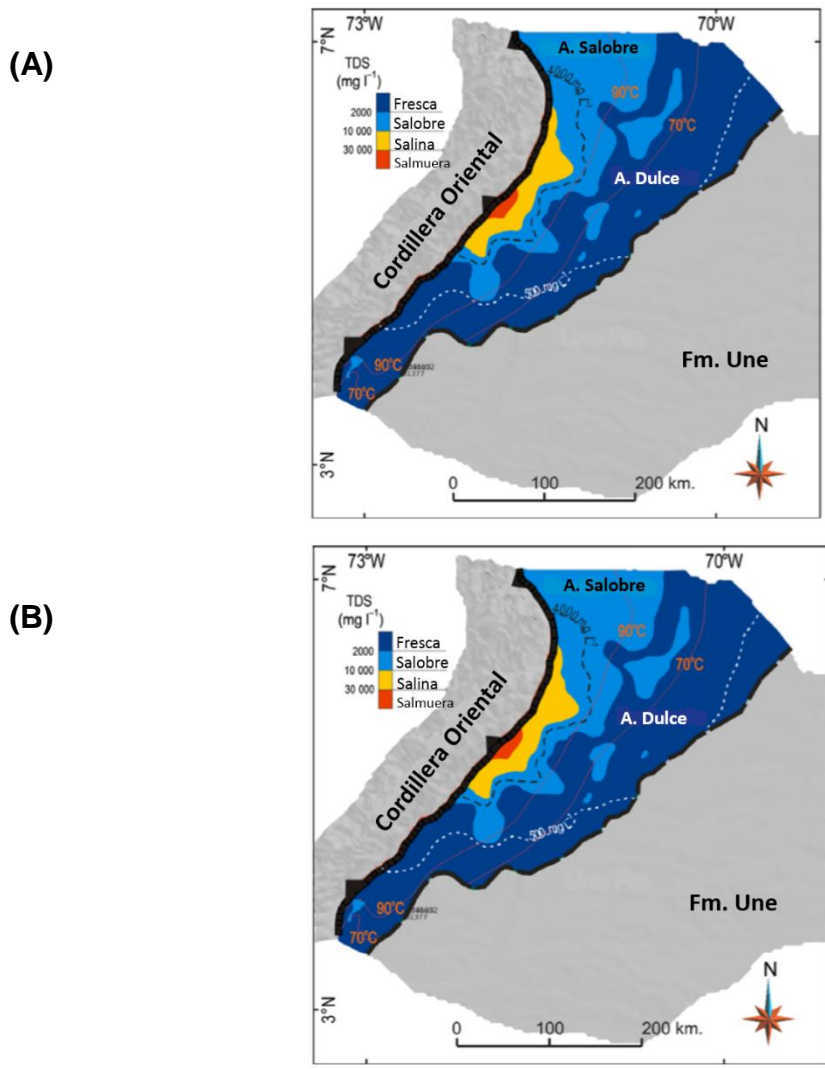
<b>Aguas de formacion</b>	<b>Valores de salinidad (mg L<sup>-1</sup>)</b>
Agua dulce	<b>&lt;2000</b>
Agua salobre	<b>2000-10000</b>
Agua salina	<b>10000-30000</b>
Salmuera	<b>&gt;30000</b>

Fuente: Origins of formation waters in the Llanos Foreland basin of Colombia

<sup>23</sup> ACEVEDO, Erika., TOLEDO, Meiby. Análisis de ingeniería para identificar la posible existencia de un regimen hidrodinámico para un campo ubicado en la cuenca llanos orientales. Bucaramanga, 2012, 30p. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas.

<sup>24</sup> GONZALEZ-PENAGOS, Felipe. MORETTI Isabelle. FRANCE-LANORD, Cristian. GUICHET, Xavier. Origins of formation waters in the Llanos foreland basin of Colombia: geochemical variation and fluid flow history. En: Geofluids. Paris (2014), p7

**Figura 28. Distribución de salinidad en aguas de formación y variación regional de temperatura**



Tomado de: Origins of formation waters in the Llanos foreland basin of Colombia

En la Figura 24A la formación Une se encuentran salmueras y aguas salinas concentradas en una zona restringida adyacente al frente de compresión, muestra la dilución de la salinidad a los valores de salobridad en profundidad hacia el noroeste y valores de agua fresca en yacimientos poco profundos hacia el oriente y el sur.

En la Figura 24B de la formación mirador, el agua dulce está distribuida incluso en las profundidades y en las zonas cálidas del noroccidente. Las aguas salobres se almacenan en yacimientos poco profundos en el sur. En ambas formaciones las aguas salinas se ubican en la misma zona.

La recarga de agua meteórica diluye la salinidad del agua connata marina.<sup>25</sup> Los depósitos marinos, costeros y deltaicos de las formaciones Une, Gacheta, y carbonera inicialmente fueron influenciados por el agua oceánica que tiene valores de salinidad que oscilan entre 32000 y 35000 mg L<sup>-1</sup>, pero actualmente el agua de estas formaciones es de agua fresca con bajas salinidades.

Algunos autores hablan del hidrodinamismo de la cuenca llanos por la fuente activa de recarga de agua meteórica conducida por la topografía. No obstante el aumento de la salinidad en las zonas cercanas al frente de compresión, así como cierre lateral de algunos campos en las estribaciones de pliegues, descartan la posibilidad de que la cordillera oriental sea una fuente de recarga del agua meteórica. Algunos estudios proponen que las zonas de recarga se pueden dividir en dos grupos:

- La unidad Pre-Carbonera: La zona de recarga de esta unidad proviene del suroccidente cercana a la macarena y el oriente se da por un flujo de buzamiento abajo desde el norte y el noroccidente.
- La formación Carbonera: Esta zona muestra una recarga adicional que proviene del occidente, una zona compresiva cerrada, la cual está fluyendo hacia el oriente.<sup>26</sup>

Esto enuncia que hay una recarga activa de agua meteórica en el oriente (Topografía baja con relieve de entre 200 a 400 msnm) con buzamiento de flujo abajo hacia la formación Mirador, y shales presentes en las formaciones

---

<sup>25</sup> VILLEGAS et al. 1994; GÓMEZ et al. 2009; PERSON et al. 2012

<sup>26</sup> VILLEGAS et al. 1994

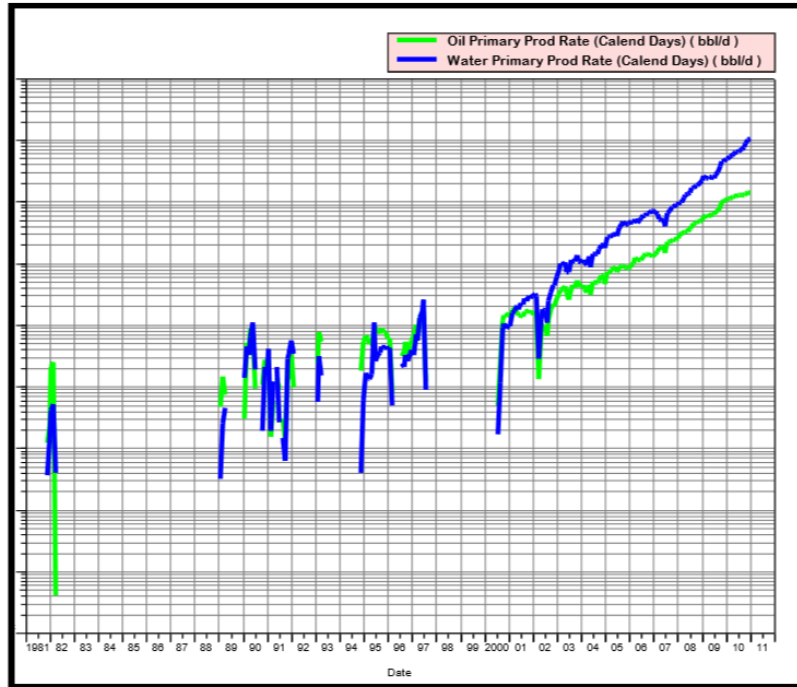
Carbonera y León que son suficientemente delgadas, permeables y fracturadas o erosionadas que permite que haya comunicación entre las aguas meteóricas y los yacimientos profundos.

### **3.5 INDICACIÓN DE LA PRESENCIA DE UN AMBIENTE HIDRODINÁMICO EN EL CAMPO DE ESTUDIO.**

La curva de producción de aceite y agua representada en la figura 25, muestra la historia de desarrollo del campo desde el inicio de su explotación en 1981 hasta 2011. En esta se evidencian las altas tazas de agua y la tendencia constante de la presión, lo que se traduce a la presencia de un acuífero activo que ha venido recargando el campo.

Durante los periodos de cierre del campo, desde Enero de 1982 hasta su reinicio en 1989, de nuevo fue detenida la producción desde 1993 hasta inicios de 1994 donde inicia de nuevo las operaciones y finalmente el ultimo cierre se dio en 1997 durante tres años y en 2000 se reactivó la producción. Desde esa fecha la producción de agua ha incrementado y llego a ser mayor que la de aceite.

**Figura 29. Historia de producción de aceite y agua del campo de estudio.**



Tomado de: Proyecto OFM, ICP.

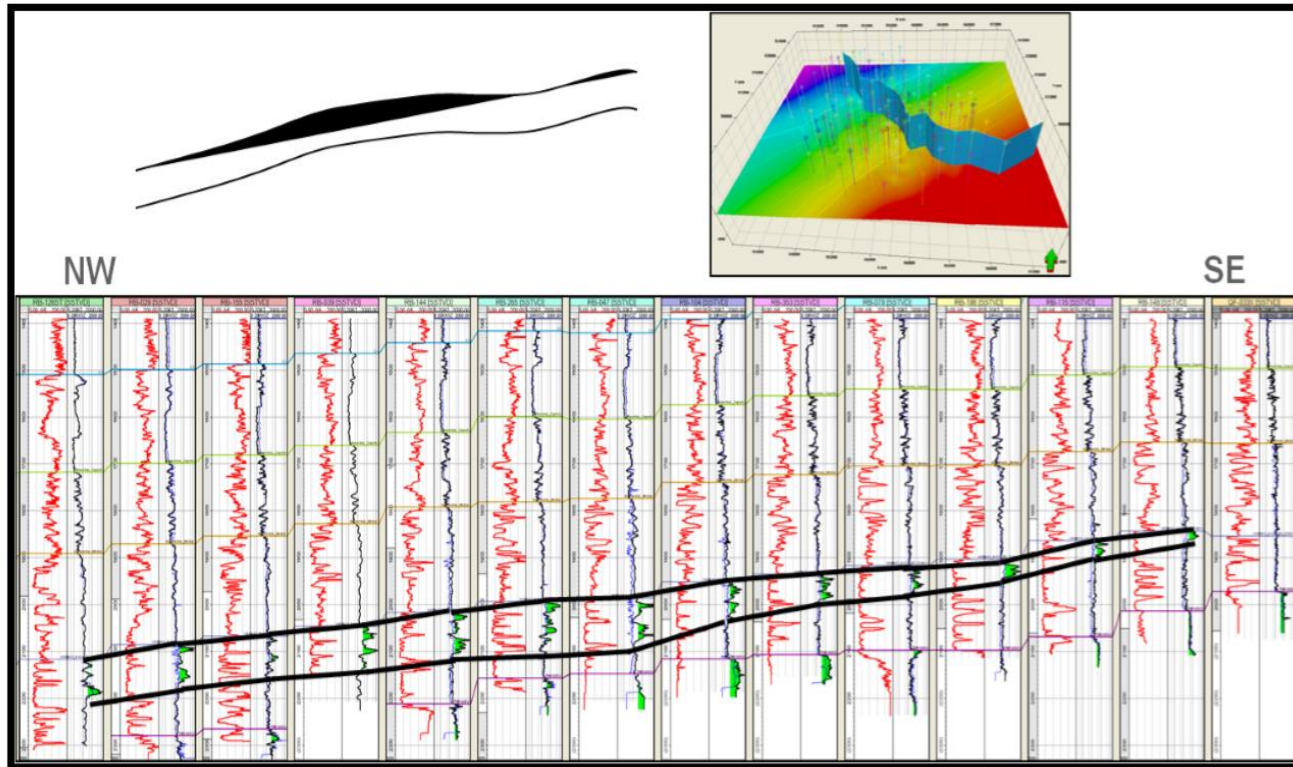
Los factores que sustentan la teoría de que hay una fuente de recarga hídrica en un ambiente hidrodinámico es la alta producción de agua continuamente, con salinidades de agua dulce asociadas a las fuentes de recarga.

Generalmente las producciones de agua iniciales de los pozos perforados tienen cortes de un rango aproximado de 60-98% de la producción total de fluidos por periodos de 3-4 años. Los intervalos probados entre 5 a 40 pies cañoneados, en algunos casos perforados muy lejos del CWO, tienen irrupción de agua en cortos periodos de tiempo.

En la Figura 26 se muestran las variaciones de aceite de diferentes pozos con buenas calidades de rocas, se evidencia una variación en la acumulación de hidrocarburos que aumenta en la dirección SE-NW y esta coincide con la dirección del buzamiento del yacimiento.

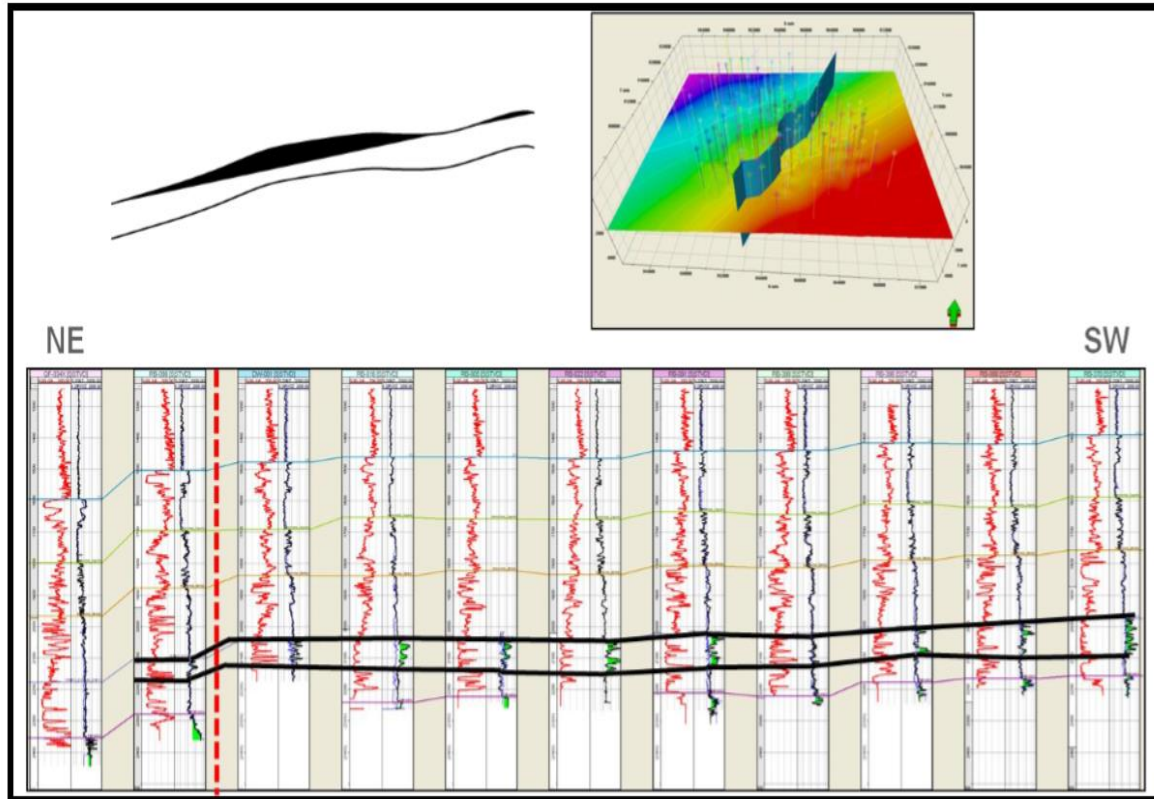
Por otro lado en la Figura 27 para diferentes pozos se muestran las columnas de aceite, estas permanecen constantes excepto en los dos primeros pozos en la dirección NE-SW, donde la columna de aceite se ve afectada por una caída estructural. Según lo anterior se puede sugerir que el flujo hidrodinámico presente en el campo influye en la variación de las acumulaciones de hidrocarburos, pues a pesar de la buena calidad que tienen las rocas no es posible encontrar zonas de interés de buen espesor de hidrocarburos ya que este ha sido barrido por el agua.

Figura 30. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el campo, dirección NW-SE.



Tomado de: Proyecto geographix, Instituto Colombiano de Petróleo, ICP.

Figura 31. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el campo, dirección NE-SW.



Tomado de: Proyecto geographix, Instituto Colombiano de Petróleo, ICP.

#### 4. CONCLUSIONES

- Mediante el análisis de las diferentes investigaciones realizadas por los múltiples autores acerca de ambientes hidrodinámicos presentes en la Cuenca Llanos Orientales, se puede insistir en reiterar las hipótesis planteadas que apuntan a la afectación de esta zona por el fenómeno de hidrodinamismo.
- Con la intención de ayudar a identificar algunos signos que ayudan a predecir si un ambiente es hidrodinámico, es posible sugerir que basados en el análisis de las múltiples investigaciones; estos aspectos ingenieriles considerables a examinar podrían ser; topografía de la zona, contactos inclinados agua aceite (CWO), variación en valores de salinidad, gradación de las columnas de aceite, tendencia de tasas de presión constantes.
- A partir de este documento se proporciona al lector de manera clara y concisa la documentación que trata sobre el fenómeno hidrodinámico presente en La Cuenca Llanos Orientales.
- La región oriental de la Cuenca Llanos está caracterizada por tener una zona sobrepresionada de aguas frescas donde se logran identificar zonas de recarga en diferentes puntos, tales como La Sierra de La Macarena y El Escudo de la Guyana.
- Este estado del arte es una investigación documental que busca adquirir un conocimiento crítico y analítico acerca del fenómeno hidrodinámico presente en la cuenca Llanos Orientales. Se pretende que a partir de esta tesis de grado se oriente a la construcción de nuevas investigaciones que refuercen la teoría del hidrodinamismo presente en la zona.

## 5. RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis detallado mes a mes de las precipitaciones, la producción de aceite y agua; de manera que permita identificar el impacto real del clima en el hidrodinamismo y la producción petrolera en campos de la cuenca Llanos Orientales.
- Desarrollar una investigación que permita proponer un método para mitigar el daño asociado con la alta producción de agua en sistemas de trampas hidrodinámicas.
- Se recomienda hacer un análisis detallado de la salinidad del agua en campos que estén conectados por medio del subsuelo con grandes afluentes hídricos.
- Es importante considerar el modelo geológico del campo, así como la influencia del ambiente hidrodinámico sobre este, en el madejo operacional de las bombas, con el fin de realizar un control sobre la producción de agua.
- Sería de gran ayuda realizar un análisis fisicoquímico de agua de formación que permita complementar la caracterización del tipo de agua que se tiene actualmente.
- Se sugiere como ayuda para mitigar el impacto generado por el hidrodinamismo en la cuenca, legislar un plan de reinyección de aguas que ayudaría a mantener el equilibrio de balance de masa permitiendo que el yacimiento no se recargue con aguas superficiales y

- subterráneas y de esta manera el impacto no sea directamente en la disponibilidad de las mismas.

## BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO, Erika., TOLEDO, Meiby. Análisis de ingeniería para identificar la posible existencia de un régimen hidrodinámico para un campo ubicado en la cuenca llanos orientales. Bucaramanga, 2012, 30p. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleo). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas.

ACGGP / Publicación No.9 / Septiembre de 2010

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Diciembre 2012, p 34

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, cuenca llanos orientales, integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos,2012. P 35,39.

ANH Editado de producción fiscalizada de petróleo por campo (barriles promedio por día calendario - bpd) –, enero – diciembre de 2014.

ASGAROV, Murad., BAYRAMOV, Jabbar., et al. 2015. The hydrodynamic Aquifer Studies In Azerl Field. Paper SPE-177392. Presented at SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition held in Baku, AZERBAIJAN. 4-6 November. <http://dx.doi.org/10.2118/177392-RU>.

BACHU, Stefan., integrated use of hydrodynamic, geochemical, and geothermal data for basin-scale identification of hydrocarbon generation, migration paths and

major accumulations, with examples from the alberta, williston and llanos basins, Alberta Geological Survey, 9945-105 Str, Edmonton, AB, Canada. 1997, pp 8-10.

BARRERO, Dario., PARDO, Andrés., VARGAS, Carlos A., MARTINEZ, Juan F. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. ANH, 2007

CHEVRON PETROLEUM COMPANY-ICP, Estudio hidrodinámico de las formaciones UNE y SAN FERNANDO en la subcuenca APIAY-ARIARI de la Cuenca Llanos 1996

CORDERO, Jenny C., MONCADA, Álvaro. Evaluación e identificación de los factores geológicos que controlan el hidrodinamismo en un campo, en la cuenca de llanos, Colombia. Bucaramanga, 2011, 127p. Trabajo de grado (Geólogo). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas

DAHLBERG Eric C. Applied Hydrodynamics In Petroleum Explotation

ECOPETROL, ICP Modelamiento estático y dinámico. Zona de Estudio.. 2011

ELF-AQUITANE, 1984; PETROCANADA y ECOPETROL 1989; Villegas al, 1994 ECOPETROL Y BEICPIC-FRANLAB, ECOPETROL, 1995

FIELD DEVELOPMENT AND WELL PLACEMENT The Importance of Recognizing Hydrodynamics for Understanding Reservoir Volumetrics,

FUNDACIÓN HORIZONTE VERDE, Agua en la Orinoquia, ECOFONDO, [en línea] disponible en:  
<http://www.horizonteverde.org.co/attachments/article/19/EL%20AGUA%20EN%20LA%20ORINOQUIAECOFONDO.pdf>

GEO Petroleum [en línea] disponible en:[http://pages.geo.wvu.edu/~jtoro/Petroleum/petroleum\\_figs/review2/traps/hydhhy\\_rap.jpg](http://pages.geo.wvu.edu/~jtoro/Petroleum/petroleum_figs/review2/traps/hydhhy_rap.jpg)

GEOFRIK Principio de la horizontalidad original y la continuidad lateral <https://geofrik.com/2013/08/20/principio-de-la-horizontalidad-original-y-la-continuidad-lateral-de-los-estratos/>

GÓMEZ, Yohaney.; YORIS, Franklin.; RODRIGUEZ, Javier., et la. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. En: Revista GEOpetroleo. Vol 9; (2010); p. 5.

GONZÁLEZ URIBE, G. A1; GARCÍA BAUTISTA, D. F2; MANTILLA FIGUEROA, L. C3; Rodríguez Rincón, J. Hidrodinámica e hidrogeoquímica del Piedemonte llanero colombiano: hipótesis De rutas de migración a partir de técnicas Hidrogeológica. En: Boletín de Geología Vol. 29, No. 1, ene- jun de 2007; pag 84.

GONZÁLEZ URIBE, G. GARCÍA BAUTISTA, D. MANTILLA FIGUEROA, L. RODRÍGUEZ RINCÓN, J. Hidrodinámica e hidrogeoquímica del Piedemonte llanero colombiano: hipótesis De rutas de migración a partir de técnicas Hidrogeológica. En: Boletín de Geología Vol. 29, No. 1, ene- jun de 2007; pag 83.

GONZALEZ, G.A., GARCÍA, D.F., et al. Hidrodinámica e Hidrogeoquímica del piedemonte llanero colombiano: Hipótesis de rutas de migración a partir de técnicas hidrogeológicas. En: Boletín de Geología. Vol 29, núm.1 (2007); p. 78.

GONZALEZ-PENAGOS, Felipe. MORETTI Isabelle. FRANCE-LANORD, Cristian. GUICHET, Xavier. Origins of formation waters in the Llanos foreland basin of Colombia: geochemical variation and fluid flow history. En: Geofluids. Paris (2014), p7.

Hidrodinámica e hidrogeoquímica del piedemonte llanero colombiano: hipótesis De rutas de migración a partir de técnicas hidrogeológicas.

Origins of formation waters in the Llanos foreland basin of Colombia.

RAMIREZ SEGURA Maria Isabel, SOLANO SUAREZ Pablo A. Elaboración de una metodología para análisis hidrodinámicos con enfoque exploratorio en Colombia”,

RANGEL ORDOÑEZ, Antonio. Apoyo a la Evaluacion de Oportunidades Exploratorias Bloque Caño Sur. Ecopetrol. ICP 2006

RONDA2010 Región [en línea] disponible en:<http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=50&dec=55>

RPS Scotia para Meta Petroleum, 2008

The hydrodynamic Aquifer Studies in Azeri Field. Murad Asgarov, Jabbar Byramov, Vidadi Marryyev, and Turan Ibrahimov, BP. SPE-177392

VILLEGAS M.E, BACHU, Stefan, J.C. Ramon, J.r. unterschultz. Flow of formation waters in the Cretaceous-Miocene Succession of the Llanos Basin, Colombia, AAPG Buletin, V78 No 12 1994, p 1857.