



**ACTUALIZACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO CAIPAL, CUENCA DEL VALLE  
MEDIO DEL MAGDALENA**

**SILVIA ELIZABETH GARCÍA GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO – QUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA**

**2012**

**ACTUALIZACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO CAIPAL, CUENCA DEL VALLE  
MEDIO DEL MAGDALENA**

**SILVIA ELIZABETH GARCÍA GÓMEZ**

**Proyecto de grado en la modalidad práctica empresarial para  
optar al título de Geólogo**

**DIRECTORES**

**Geol. José Fernando Giraldo Gallego  
Geólogo de Yacimientos Unión Temporal IJP**

**Msc. Geol. Jorge Eduardo Pinto Valderrama  
Docente Universidad Industrial de Santander**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO – QUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA**

**2012**

## **DEDICATORIA**

A mis padres por su amor, paciencia y apoyo. A mis hermanos con quienes comparto ratos de felicidad. A mis amigos a quienes recuerdo con una sonrisa. A mi amiga Margarita, a quien considero como una hermana, a Martín por su amor y comprensión, a Juan David por su apoyo incondicional y a Gerson por quien siento gran admiración.

## **AGRADECIMIENTOS**

Los agradecimientos están dirigidos a todas las personas y entidades que hicieron posible la realización exitosa de este proyecto, en especial a:

A la Universidad Industrial de Santander.

A Jorge Eduardo Pinto por su asesoría durante la realización de este proyecto.

A José Fernando Giraldo por su apoyo y colaboración durante todo el tiempo de realización de este proyecto.

Al Ingeniero Álvaro Escobar por facilitar la realización de este proyecto.

A la Unión Temporal IJP, a los ingenieros Lifardo Urrea y Álvaro Velaidez y al geólogo Floberto Acosta.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. JUSTIFICACION	17
2. OBJETIVOS	18
2.1 OBJETIVO GENERAL	18
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
3. GENERALIDADES DEL CAMPO CAIPAL	19
3.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CAIPAL	19
3.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO	20
4. MARCO TEÓRICO	21
4.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA	21
4.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	22
4.3 ESTRATIGRAFÍA GENERAL	24
4.4 PROSPECTIVIDAD DE LA CUENCA	27
4.4.1 Generación y migración	27
4.4.2 Reservorios	28
4.4.3 Sellos	28
4.4.4 Trampas	28
5. GEOLOGÍA DEL CAMPO	29
5.1 ESTRATIGRAFÍA	29
5.1.1 Basamento (Pre-cretácico)	30
5.1.2 Formaciones guadas-tune (oligoceno indiferenciado)	31
5.1.3 Formaciones zorro-diamante (mioceno–plio-pleistoceno)	32
5.1.4 Depósitos cuaternarios	33
5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	33
5.2.1 Sísmica	35
5.2.1.1 Falla Caipal.	35
5.2.1.2 Falla de Rumbo.	35

6. METODOLOGÍA Y DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES	38
6.1 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE	38
6.1.1 Trabajo de campo	39
6.1.2 Información de pozos	39
6.1.3 Información de producción acumulada del campo	40
6.2 FASE II: DESARROLLO	41
6.2.1 Correlaciones estructurales-estratigráficas	42
6.2.1.1 Registro tipo	43
6.2.1.2 Correlaciones estructurales-estratigráficas a partir de registros de pozo	45
6.2.2 Mapas estructurales	51
6.2.3 Análisis de producción acumulada	55
6.3 FASE III: RESULTADOS	61
6.3.1 Mapa de arena neta petrolífera	61
6.3.4 Registro de resonancia magnetica nuclear (RMN)	65
6.3.4.1 MRIL (Magnetic Resonance Imaging Log)	65
6.3.4.2 Correlación del registro MRIL con registros eléctricos convencionales	66
7. CONCLUSIONES	71
8. RECOMENDACIONES	73
BIBLIOGRAFÍA	74
ANEXOS	76

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización del Campo Caipal, Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	19
Figura 2. Principales rasgos estructurales, Cuenca Valle Medio del Magdalena	23
Figura 3. Columna Estratigráfica generalizada, Cuenca Valle Medio del Magdalena.	25
Figura 4. Mapa Geológico, Sector Sur Cuenca Valle Medio del Magdalena.	26
Figura 5. Nomenclatura estratigráfica área de Palagua y Caipal.	30
Figura 6. Columna estratigráfica del Campo Caipal.	34
Figura 7. Programa Caipal 3D 2007. Línea sísmica 1106.	36
Figura 8. Programa Caipal 3D 2007. Línea sísmica 1059.	37
Figura 9. Registro eléctrico tipo Campo Caipal. (Pozo Caip-005).	44
Figura 10. Ubicación Secciones Estructurales-Estratigráficas, Área Caipal.	46
Figura 11. Sección Estructural-Estratigráfica (AA´) SW-NE entre los pozos C-17, C-14, C-15, y C-23.	47
Figura 12. Sección Estructural-Estratigráfica (DD´) SW-NE entre los pozos Palagua-131, C-27, C-17, C-14, C-15 y C-23.	48
Figura 13. Sección Estructural-Estratigráfica (EE´) NWW-SEE entre los pozos C-24, C-14, C-09, C-26 y C-01.	49
Figura 14. Sección Estructural-Estratigráfica (FF´) SW-NE entre los pozos C-10, C-04, C-27, C-18, C-02, C-05, C-07 y C-11.	50
Figura 15. Mapa Estructural de Basamento, Campo Caipal.	52
Figura 16. Mapa estructural Tope de La Formación Guaduas, Campo Caipal.	53
Figura 17. Mapa Estructural Tope de La Formación Tune, Campo Caipal.	54
Figura 18. Ubicación sección estructural pozos C-037, C-027, C-018, C-016, C-024, C-025, C-026 y C-022.	57

Figura 19. Sección estructural-estratigráfica pozos C-037, C-016, C-024, C-018, C-02, C-026 y C-022.	58
Figura 20. Sección estructural pozos C-037, C-027 y C-018.	59
Figura 21. Sección estructural pozos C-016, C-024, C-025, C-026 y C-022.	60
Figura 22. Mapa de arena neta petrolífera para las arenas basales de la Fm Guaduas.	64
Figura 23. Correlacion registro MRIL y registros eléctricos convencionales del pozo C-037.	68
Figura 24. Detalle intervalos productores arenas basales Fm Guaduas, campo Caipal.	70

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Producción acumulada (petróleo-agua) y estado de los pozos del Campo Caipal. ....	40
Tabla 2. Producción acumulada pozos Caipal.....	56
Tabla 3. Producción y Agua acumulada [BIs] a Febrero de 2011 de los pozos del campo. ....	62

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Sección Estructural-Estratigráfica (AA´) SW-NE entre los pozos C-17, C-14, C-15, y C-23.

Anexo 2. Sección Estructural-Estratigráfica (DD´) SW-NE entre los pozos Palagua-131, C-27, C-17, C-14, C-15 y C-23.

Anexo 3. Sección Estructural-Estratigráfica (EE´) NWW-SEE entre los pozos C-24, C-14, C-09, C-26 y C-01.

Anexo 4. Sección Estructural-Estratigráfica (FF´) SW-NE entre los pozos C-10, C-04, C-27, C-18, C-02, C-05, C-07 y C-11.

Anexo 5. Mapa Estructural de Basamento, Campo Caipal.

Anexo 6. Mapa estructural Tope de La Formación Guaduas, Campo Caipal.

Anexo 7. Mapa Estructural Tope de La Formación Tune, Campo Caipal

Anexo 8. Sección estructural-estratigráfica pozos C-037, C-016, C-024, C-018, C-02, C-026 y C-022.

Anexo 9. Mapa de arena neta petrolífera para las arenas basales de la Fm Guaduas.

## RESUMEN

**TITULO:** ACTUALIZACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO CAIPAL, CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA<sup>1</sup>

**AUTOR:** SILVIA ELIZABETH GARCÍA GÓMEZ<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Campo Caipal, Formación Guaduas, Correlaciones Estructurales-Estratigráficas, Registros de Pozos, Mapas Estructurales, Mapa de arena neta, Producción Acumulada.

El Campo Caipal se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Fue descubierto por la Texas Petroleum Company en 1954 y hacia el año 1961 se dejó de perforar en el área debido a su baja producción, lo cual impidió conocer con más detalle el subsuelo del campo. En el año 2010 la Unión Temporal IJP (Ismocol – Joshi – Parko) reactivó la perforación del campo Caipal y actualmente se obtiene nueva información geológica con los pozos nuevos perforados.

Para entender el comportamiento geológico del campo Caipal se utilizaron los registros eléctricos que se han corrido en los pozos nuevos perforados y los registros que fueron tomados años atrás. Mediante la interpretación de estos registros de pozos se realizaron correlaciones estructurales y estratigráficas, las cuales evidencian el desarrollo y la continuidad lateral de las arenas basales de la Fm Guaduas (arenas productoras). Con estas correlaciones se generan mapas estructurales y de arena neta los cuales permiten establecer las áreas de acumulación de crudo en el campo y a su vez la comparación de la producción acumulada con los pozos perforados en dichas áreas.

Con este trabajo se evidenció la continuidad lateral de las arenas basales de la Formación Guaduas (principal objetivo del campo), que su porosidad varía de un pozo a otro, lo cual hace que unos pozos tengan mejor producción que otros. Se identificó que en el campo Caipal existe un problema de caída de producción y aunque todavía no se ha demostrado, es probable que esté asociada a la migración de finos con crudo pesado.

---

<sup>1</sup>Proyecto de Grado. Práctica Unión Temporal IJP.

<sup>2</sup> Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología.  
Directores: Geólogo José Fernando Giraldo Gallego, Geólogo M.Sc. Jorge Eduardo Pinto Valderrama.

## ABSTRACT

**TITLE:** CAIPAL GEOLOGICAL FIELD UPDATE, MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN<sup>3</sup>

**AUTHOR:** SILVIA ELIZABETH GARCÍA GÓMEZ<sup>4</sup>

**KEY WORDS:** Caipal Field, Guaduas Formation, Structural-Stratigraphic Correlations, Well Logs, Structural maps, Net Sand Map, Accumulated Production.

The Caipal field is located in the Middle Magdalena Valley basin, Colombia. It was discovered by the Texas Petroleum Company in 1954 and by the year 1961 was discontinued drilling in the area due to its low production, which prevented know with more detail the subsoil of the field. In 2010 the Union Temporal IJP (Ismocol – Joshi – Parko) reactivated Caipal field drilling and now the new information becomes available from new drilled wells. To understand the behavior of Caipal field it was necessary to used electric logs that had been run in new drilled wells and the records that were taken years ago. By interpreting these well logs were performed structural and stratigraphic correlations, which show the development and lateral continuity of the basal sands Guaduas Fm (sand production).

These correlations are generated structural and net. These maps allow us to establish the areas of oil accumulation in the field. This work showed the lateral continuity of the basal sands Guaduas Formation (main objective of the field), its porosity varies from one well to another, which makes some wells have better production than others. Was identified in the field there is a problem Caipal drop production and although not yet demonstrated, it is probably associated with the migration of fines with heavy oil.

---

<sup>3</sup>Degree Project. Practice in Union Temporal IJP

<sup>4</sup> Industrial University of Santander. Engineering Physicochemical Faculty. Geology School. Directors: Geologist José Fernando Giraldo Gallego, Geologist M. Sc. Jorge Eduardo Pinto Valderrama.

## INTRODUCCIÓN

El campo Caipal, localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, fue descubierto en 1954 y por la Texas Petroleum Company, la cual perforó entre 1954 y 1961. Sólo hasta el año 2010 la Unión Temporal IJP (Ismocol – Joshi – Parko) reanudó la perforación en el área.

El proyecto que se presenta a continuación, muestra la actualización de la geología del campo Caipal hecha mediante correlaciones estructurales-estratigráficas, mapas estructurales, un mapa de arena neta y análisis de producción acumulada, con base en los nuevos pozos perforados y con la información existente del área.

El resultado de esta actualización aporta información importante para determinar las zonas de mayor interés del campo y los problemas que se presentan en este.

## **1. JUSTIFICACION**

La producción de crudo en Colombia se ha venido incrementando en los últimos años, la perforación de nuevos pozos en el 2011 y el aumento de la producción confirman el hecho de que las reservas de petróleo en Colombia son mayores a lo que se había estimado. Un replanteamiento de las primeras exploraciones y evaluaciones de áreas objetivo como el campo Caipal son una necesidad apremiante para la consolidación de este patrimonio energético del país. La actualización de la información relacionada con los aspectos geológicos de la zona, así como la elaboración de SIG permiten estimar las posibilidades de exploración y de explotación de nuevos pozos en el campo Caipal y la disminución en los costos de estos procesos justificando la revaluación geológica del campo.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Actualizar el modelo geológico del campo Caipal.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

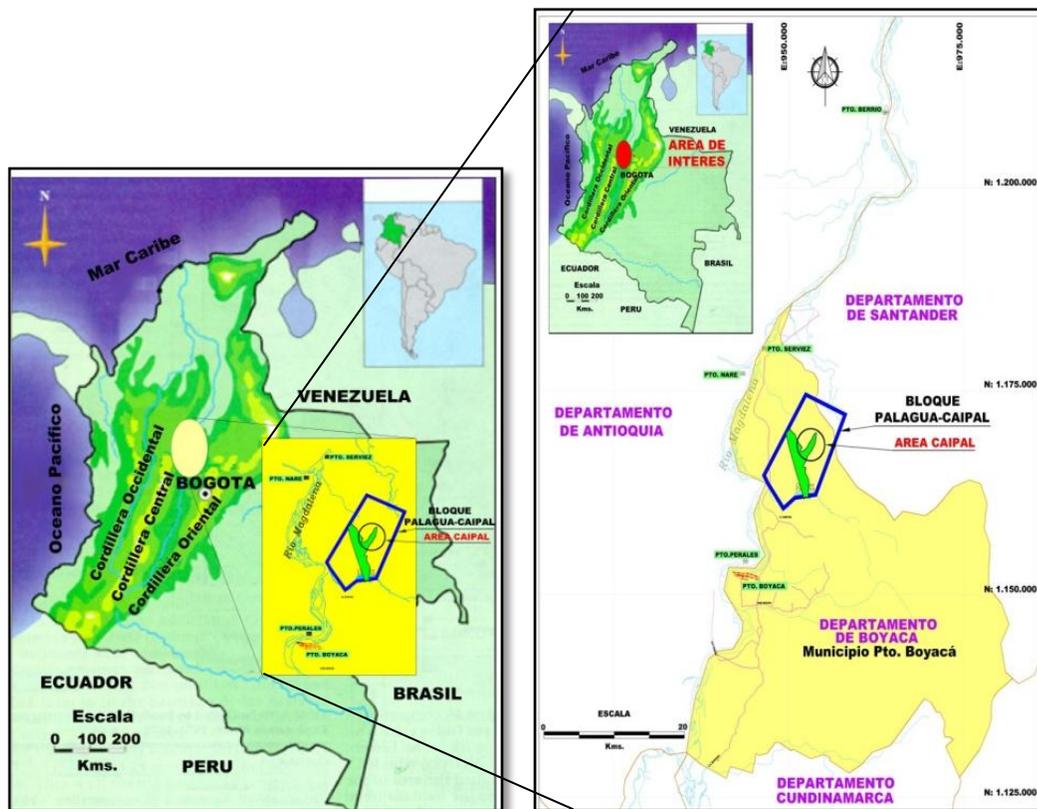
- Realizar correlaciones estructurales y estratigráficas entre los pozos del campo para determinar la continuidad lateral de las arenas productoras.
- Generar mapas estructurales para identificar zonas con alto potencial de crudo para perforación de pozos de desarrollo.
- Evaluar la problemática del campo desde el punto de vista de producción.
- Efectuar las labores de supervisión geológica en el campo (well site) durante la perforación de pozos nuevos.
- Actualización de la base de datos del campo con los nuevos pozos perforados en los años 2010-2011 en el área.

### 3. GENERALIDADES DEL CAMPO CAIPAL

#### 3.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CAIPAL

El campo Caipal se encuentra localizado al suroeste de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, sobre la margen oriental del Río Magdalena, en la parte occidental del Municipio de Puerto Boyacá.

Figura 1. Localización del Campo Caipal, Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Unión Temporal IJP, 2008. Inédito.

### **3.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO**

El campo Caipal fue descubierto por la Texas Petroleum Company, TEXACO, en Noviembre de 1954, actualmente se tienen 26 pozos perforados, de los cuales 12 pozos fueron perforados por la Compañía TEXACO y 14 pozos perforados por La Unión Temporal IJP. A la Fecha están en producción 13 pozos, los demás pozos quedaron inactivos o fueron abandonados por problemas mecánicos. De los 12 pozos perforados por TEXACO, dos fueron pozos secos (C-01 y C-11).

En 1986 la concesión revirtió de la compañía TEXACO a Ecopetrol, quien operó el campo hasta septiembre del año 2000, en dicho año la Unión Temporal IJP(conformada por las compañías Ismocol, Parko Services y Joshi Technologies International) entró en contrato de producción incremental con Ecopetrol (CPI).

Desde el año 1961 no se perforaba en el campo Caipal hasta el año 2010 cuando la Compañía UTIJP reinició la perforación. En el periodo 2010-2011 fueron perforados los pozos: C-14, C-15, C-16, C-17, C-18, C-20, C-21, C-22, C-23, C-24, C-25, C-26, C-27 y C-37. El campo Caipal cuenta con una producción acumulada a Febrero de 2011 de 3.896.656.57 Bls. un promedio de 400 Bls de Aceite por día, con un factor de recobro del 15% y una gravedad API entre 17-18 grados.

## 4. MARCO TEÓRICO

### 4.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA

El análisis de la información geofísica y geológica, tanto de superficie como de subsuelo, permiten establecer para la Cuenca del Valle Medio una historia geológica, cuyos eventos más destacados se resumen a continuación:

Sobre un basamento complejo de rocas precretácicas tuvo lugar durante el Cretáceo una transgresión marina, con una subsecuente subsidencia, que dio lugar a la depositación de una gran megasecuencia, que de manera muy general se caracteriza por areniscas y algunos conglomerados de ambiente continental a transicional hacia la base, shales y calizas hacia la parte media y arcillolitas hacia la parte superior.

A finales del Cretáceo y comienzos del Terciario se produjo una regresión marina, por lo tanto la megasecuencia terminó en el Paleoceno con la depositación de sedimentos de tipo transicional a continental.

A finales del Paleoceno y durante el Eoceno inferior ocurrió un gran levantamiento a nivel regional, acompañado de un fallamiento importante, lo cual produjo una gran erosión que en algunos sectores fue tan severa que eliminó totalmente la sección Cretácea, como puede observarse en el sector central de la cuenca (área de Infantas – La Cira) y en el suroeste de la cuenca (área Velásquez, Palagua-Caipal, Nare, Teca, Jazmín, Moriche) entre otras.

Posiblemente algunas de las fallas de rumbo presentes en el área de nuestro interés, están relacionadas al levantamiento antes mencionado y por lo tanto han sido activas desde entonces. A partir del Eoceno medio y hasta el Oligoceno

superior, la sedimentación fue primordialmente de carácter continental, con solo algunos períodos cortos de influencia marina.

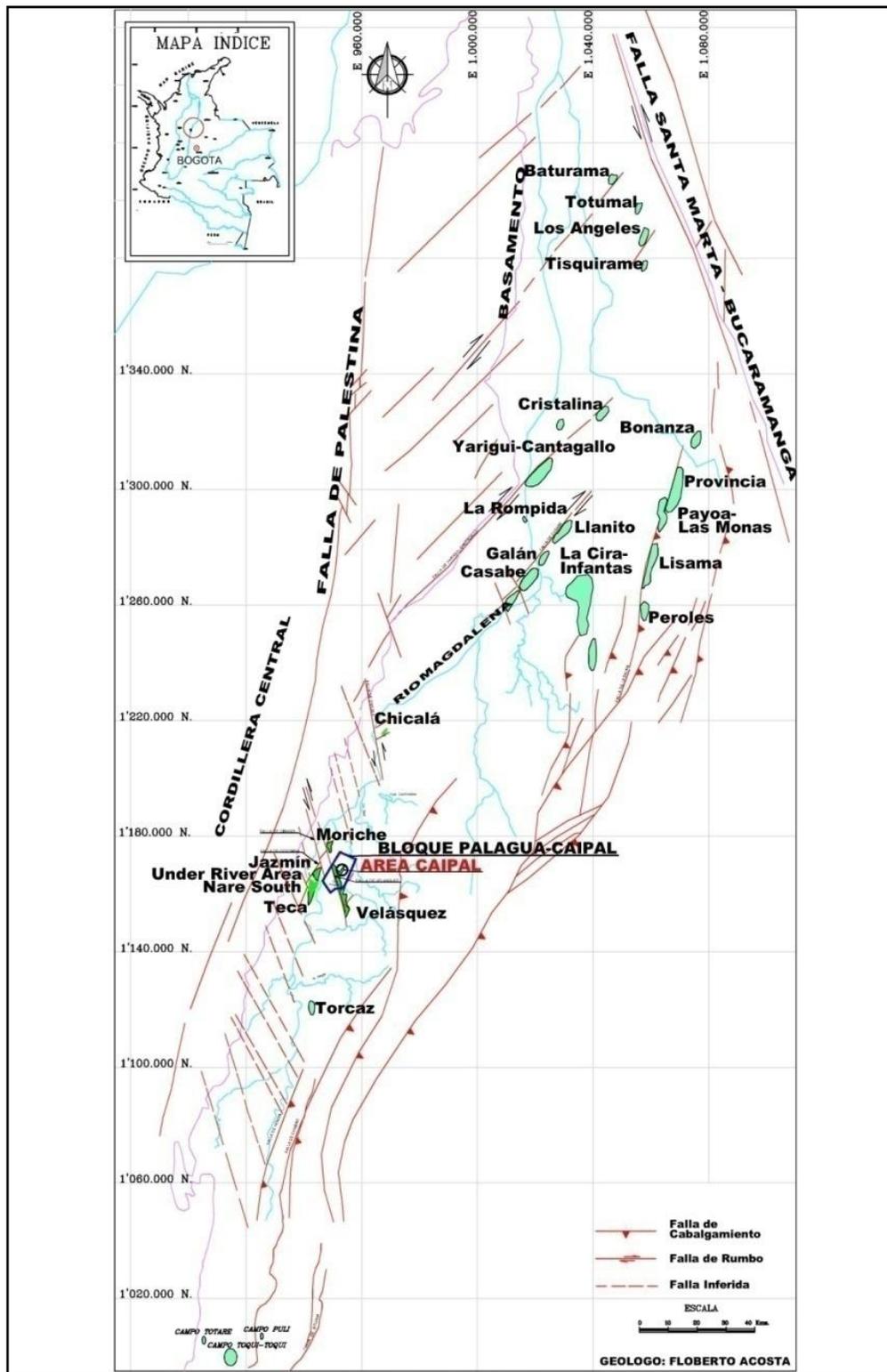
Como consecuencia del principal levantamiento correspondiente a la Orogenia Andina, desde el Mioceno hasta el reciente la sedimentación ha sido totalmente de carácter continental. Durante este período han sido reactivadas algunas de las fallas de rumbo presentes en la parte oeste de la cuenca (sector de Yarigui – Cantagallo – Casabe – Velásquez, Moriche, Jazmín, Teca, Nare), mientras que en la parte oriental la tectónica desarrollada ha sido esencialmente de tipo compresivo originando importantes sistemas de fallas de cabalgamiento, tales como el de La Salina, Honda y Cambao, entre otras.

## **4.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL**

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca intracordillerana, basculada hacia el oriente, la cual está caracterizada por la presencia de un monoclinal suave, con dirección de buzamiento hacia el sureste, afectado por diferentes estilos estructurales.

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se presentan de manera clara dos estilos estructurales bien diferenciados: Uno en la parte occidental, caracterizado por la presencia de fallas de rumbo, entre las que se destaca un sistema de fallas de orientación suroccidente-nororiental, con movimiento lateral derecho, y entre las cuales se encuentran las Fallas de Cocorná, Casabe y Yarigui-Cantagallo, entre otras, y un segundo sistema con orientación suroriental-noroccidental, con movimiento lateral izquierdo, entre las cuales cabe destacar la Falla Velásquez-Palagua. El otro estilo estructural se localiza en la parte oriental de la cuenca, y se caracteriza por la presencia de importantes fallas de cabalgamiento, sistema que conforma el flanco occidental de la Cordillera Oriental; los cabalgamientos más importantes son Las Fallas de Honda, Cambao, Bituima y La Salina. (Figura 2).

Figura 2. Principales rasgos estructurales, Cuenca Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Unión Temporal IJP, 2011. Inédito

### 4.3 ESTRATIGRAFÍA GENERAL

La sección sedimentaria presente en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena está constituida por rocas cuyas edades varían entre el Paleozoico y el Reciente, las cuales reposan discordantemente sobre un complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad Paleozoico y Precámbrico (Figura 4).

Para efectos de exploración de hidrocarburos, las rocas del Jurásico y Triásico (conocidas como el Grupo Girón), son consideradas el basamento no económico, puesto que en ningún lugar de la cuenca se han encontrado dentro de ellas indicios de generación, migración o entrapamiento de hidrocarburos.

La Figura 3 también muestra que las unidades del Cretácico y el Paleoceno conforman una megasecuencia, constituida: en la base por areniscas y lutitas depositadas en ambientes fluviales a transicionales; hacia la parte media por sedimentos marinos, tanto de aguas someras como profundas, predominantemente shales y calizas ricas en materia orgánica, especialmente dentro de la Formación La Luna (principal roca generadora de la cuenca del valle medio); hacia el tope nuevamente se presentan sedimentitas depositadas en ambientes marinos someros y transicionales.

La Megasecuencia anteriormente descrita reposa discordantemente sobre las unidades de edad Pre-Cretácica y su tope también es discordante con las rocas suprayacentes de edad Terciario; esta Megasecuencia se halla presente hacia el norte y oriente de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, y está ausente en el sector suroccidental de la misma.

Las diferentes unidades depositadas desde el Eoceno Tardío hasta el Reciente son de ambientes netamente continentales; los sedimentos depositados durante el Eoceno y el Oligoceno están constituidos por areniscas y arcillolitas

interestratificadas, las cuales se desarrollan en ambientes dominados por canales entrecruzados y meandriformes (“*braided and meandering channel systems*”).

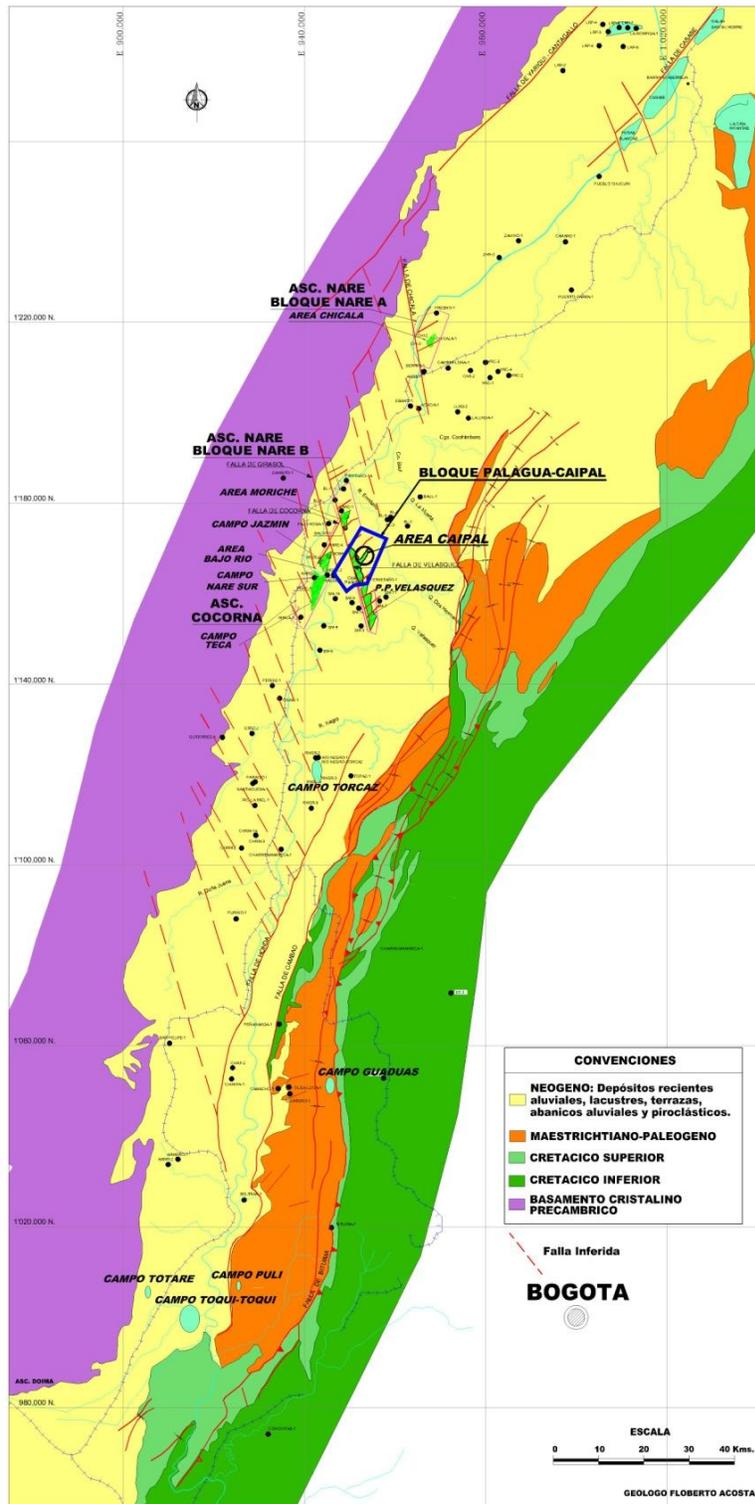
Las rocas del Mioceno están constituidas por areniscas, arcillolitas y conglomerados depositados principalmente en ambientes de corrientes entrelazadas (“*braided streams*”) y en algunos sectores en ambientes de abanicos aluviales. La composición de los sedimentos de la parte superior de la sección de edad Mioceno pone en evidencia una gran influencia del Volcanismo activo procedente de la Cordillera Central para este tiempo.

Figura 3. Columna Estratigráfica generalizada, Cuenca Valle Medio del Magdalena.

EDAD	FM.	LITOLG.	R.GEN.	CAMP/PRODUC.	AMBIENTES SEDIMENTARIOS	LITOLOGIA
CUATERNARIO	MESA				MOLASA GRUESA (300' ± 200' DE ESPESOR)	CONGLOMERADOS POLIMICTICOS (SEDIMENTOS IGNEOS METAMORFICOS)
	REAL				ABANICOS ALUVIALES (FRENTE MONTAÑOSO) / SISTEMAS DE CORRIENTES ANASTOMOSADAS (PENDIENTE BAJA)	ARENAS CONGLOMERADAS, LUTITAS VARI-COLOREADAS Y MATERIAL VOLCANICO CLASTICO
TERCIARIO	COLORADO			● INFANTAS LA CIRA CASABE ● VELASQUEZ - JAZMIN, GRASOL, MORICHE-TECA	DEPOSITOS ALUVIALES FLUVIALES, POROSIDAD: 20% - 32% ARENA NETA: 200-400', GRAVEDAD DEL CRUDO: 12.28' API	LUTITAS ROJO PURPURA, GRISACEAS, MASIVAS, INTERCALADAS CON ARENISCAS CLASISICAS DE GRANO FINO
	MUGROSA			● INFANTAS LA CIRA CASABE ● VELASQUEZ - NAPE - TECA	DEPOSITO MEANDRIFORMES A TRENZADOS POROSIDAD 22% - 28% ARENA NETA: 100-300' GRAVEDAD DEL CRUDO 12.28' API	ARENISCAS DE GRANO FINO A MEDIO, CON BASE EROSIONA Y ESTRATIFICACION CRUZADA INTERCALADAS CON LENTES GRUESAS DE LODOLITA
	ESMERALDAS			● LLANTO ● VELASQUEZ - NARE(?) - TECA(?)	DEPOSITO EN SISTEMAS FLUVIALES MEANDRIFORMES, POROSIDAD 12% - 25% ARENA NETA: 200', GRAVEDAD DEL CRUDO ASOCIADO: 12.28' API	LODOLITAS Y LIMOLITAS GRISAS VERDOSAS INTERCALADAS ALA BASE CON ARENISCAS DE GRANO GRUESO, CON ESTRATIFICACION CRUZADA EN ARTESA
	LA PAZ			● LAS MONAS PROYUNCA CANTAGALLO ● VELASQUEZ - NARE(?) - TECA(?) ● CASABE, GALA, LA SALINA	DEPOSITO EN SISTEMAS FLUVIALES MEANDRIFORMES A TRENZADOS POROSIDAD: 12-18%, ARENA NETA: 200-400' GRAVEDAD DEL CRUDO ASOCIADO: 27' API, AMPLIA DISTRIBUCION ASOCIADA A BASCULAMIENTO TECTONICO (MIGRACION LATERAL DE LOS RIOS)	ARENISCAS LENTICULARES A TABULARES Y CONGLOMERADOS INTERCALADOS CON LODOLITAS GRISAS MOTEADAS (CANALES ABANDONADOS)
	LISAMA			● CRISTALINA PROYUNCA CAÑER, SALLO LAS MONAS ● LEBRILLA, TISQUIRAMA	DEPOSITOS DELTICOS (CANALES DISTRIBUTARIOS) GRANOCERCIENTES (POROSIDAD: 20% ARENA NETA: 200' ± 50', GRAVEDAD DE CRUDO ASOCIADO: 25.38' API	ARENISCAS CON BASES EROSIONAS Y ESTRATIFICACION CRUZADA EN ARTESA GRABANDO A SEDIMENTOS LAMINADOS DE GRANO FINO, CON CINIBULITAS, INTERCALADAS CON LIMOLITAS Y LODOLITAS CARBONOSAS
				● LOS ANGELES, SALINA		
CRETACEO	UMIR			● SAN LUIS (de mores)	DEPOSITOS MARINOS, HACIA EL TECHO AMBIENTES SALOBRES (ESTUARIO) A PANTANOSOS, ESPESOR APROXIMADO DE 3000', SEDIMENTOS CON ALTO CONTENIDO DE MATERIA ORGANICA EN ESTADO INMADURO NORMALMENTE	LUTITAS GRISAS OSCURAS CON INTERCALACIONES DE LIMOLITAS Y MANTOS DE HIERROS Y DE CARBON HACIA EL TECHO DE LA FORMACION
	LA LUNA			● ● ● TOTUMAL	DEPOSITO MARINO, ANOXICO (MAXIMA INUNDACION CRETACIVA) POROSIDAD PRIMARIA: 3% A 7%, POROSIDAD SECUNDARIA POR KARSTIFICACION EN DISCORDANCIA Y FRACTURACION POR CERCANIA A FALLA (STA. MARTA - BUCARAMANGA)	LUTITAS NEGRAS, CALIZAS Y LITITAS
	SALTO			◇	DEPOSITO MARINO, ANOXICO ESPESOR ENTRE 800 A 2000' EN PARTE SEDIMENTOS RIGIDOS EN MATERIA ORGANICA	LUTITAS GRISAS OSCURAS INTERCALADAS CON DELGADAS CAPAS DE CALIZAS
	SIMITI			◇	DEPOSITACION EN AMBIENTES SUPRA-MARSALES, DE PLATAFORMA SOMERA Y MARINO PROFUNDO, ESPESOR ENTRE LOS 1300' A 2500' POROSIDAD SECUNDARIA POR KARSTIFICACION Y FRACTURACION BAJO LA DISCORDANCIA EOCENA	CALIZAS Y MARGAS FOSFORIFERAS, LUTITAS MICACEAS Y CALIZAS MASIVAS A LA BASE
	TABLAZO PAJA ROSA BLANCA			● BUTURAMA	DEPOSITACION EN AMBIENTES FLUVIALES Y DE LLANURAS DE MAREA, ESPESOR ENTRE 700' Y 1500' INICIO DE LA TRANSGRESION DEL MAR CRETACIVO	CONGLOMERADOS Y ARENISCAS INTERCALADAS CON LODOLITAS GRISAS Y ROJAS
	CUMBRE LOS SANTOS				DEPOSITOS DE "BITING" EN PARTE METAMORFOSADOS (BASAMENTO EOCENICO)	SECUNENTAS CON APORTES DE ROCAS IGNEAS (INTRUSIVAS EFUSIVAS) Y METAMORFICAS
JURA-TRI	TAMBOR GIRON					
PALEOZOICO	JORDAN					
PRE-CAMB.						

Fuente: Unión Temporal IJP

**Figura 4.** Mapa Geológico, Sector Sur Cuenca Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Unión Temporal IJP.

#### **4.4 PROSPECTIVIDAD DE LA CUENCA**

La mayoría de los descubrimientos de hidrocarburos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se relacionan principalmente a trampas de tipo estructural. En el sector occidental, las trampas están asociadas a las diferentes fallas de rumbo, tanto de dirección suroriente-noroccidente (Campos Velásquez, Palagua, Moriche y Chicalá), como de dirección suroccidente-nororiente (Campos Peñas-Blancas, Casabe, Llanito, Yarigui-Cantagallo, Teca, Nare, Jazmín, Girasol y Abarco). Los principales sistemas petrolíferos reconocidos para este sector son: 1. La Luna-Esmeraldas La Paz (Cretácico Superior – Eoceno Medio a Superior, respectivamente); 2. La Luna-Mugrosa Colorado (Cretácico Superior-Oligoceno, respectivamente).

En el sector nororiental de la cuenca, los sistemas petrolíferos más importantes son: 1. La Luna-Lisama (Cretácico Superior-Paleoceno); 2. La Luna-Esmeraldas La Paz y 3. La Luna-Mugrosa Colorado.

En el sector suroriental (Campo Guaduas), el sistema petrolífero reconocido es Villeta-Cimarrona. El Grupo Villeta es en parte equivalente a la Formación La Luna, mientras que la Formación Cimarrona tiene una edad Cretácico Superior. En el Campo Pulí, el sistema petrolífero reconocido es Villeta-Monserrate (La Formación Monserrate corresponde a la parte más superior del Grupo Guadalupe, de edad Cretácico Superior).

##### **4.4.1 Generación y migración**

Como es ampliamente conocido, en la Cuenca del Valle medio del Magdalena los principales generadores de hidrocarburos son los shales y arcillolitas ricas en materia orgánica, depositados en ambientes anóxicos marinos, pertenecientes a la Formación La Luna, cuyo depósito tuvo lugar durante el comienzo del Cretácico Superior. Estos sedimentos se hallan presentes en el sector oriental de la

Cuenca, donde en muchas áreas han alcanzado la profundidad de enterramiento y la sobrecarga necesarias para entrar en ventana de generación; los hidrocarburos allí generados han sido expulsados y han migrado buzamiento arriba, a través de los estratos arenosos hacia las diferentes trampas o en ausencia de estas, hacia la superficie para formar de esta manera rezumaderos activos (“*oil seeps*”). Hoy en día es posible observar muchos de ellos en el borde occidental de la cuenca, en las estribaciones de la Cordillera Central, lo mismo en algunos afloramientos a lo largo de las principales fallas de cabalgamiento en el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental.

#### **4.4.2 Reservorios**

Los principales reservorios en la cuenca están conformados por las areniscas presentes en unidades comprendidas entre el Paleoceno y el Oligoceno y en segundo lugar, algunas calizas pertenecientes a las formaciones La Luna, Tablazo y Rosablanca (especialmente en la parte norte de la Cuenca).

#### **4.4.3 Sellos**

Los sellos verticales están constituidos por los múltiples niveles arcillosos que se hallan interestratificados con los diferentes reservorios; en la parte occidental de la cuenca son muy importantes los sellos laterales proporcionados por las principales fallas.

#### **4.4.4 Trampas**

El principal mecanismo de entrapamiento probado en el área occidental de la cuenca del Valle Media del Magdalena está constituido por cierres estructurales asociados al bloque hundido de las fallas y en la parte oriental por cierres tipo “*roll over*”, relacionados a estructuras de cabalgamiento, tanto en el bloque colgante como en el yacente (“*thrust* y *subthrust*”).

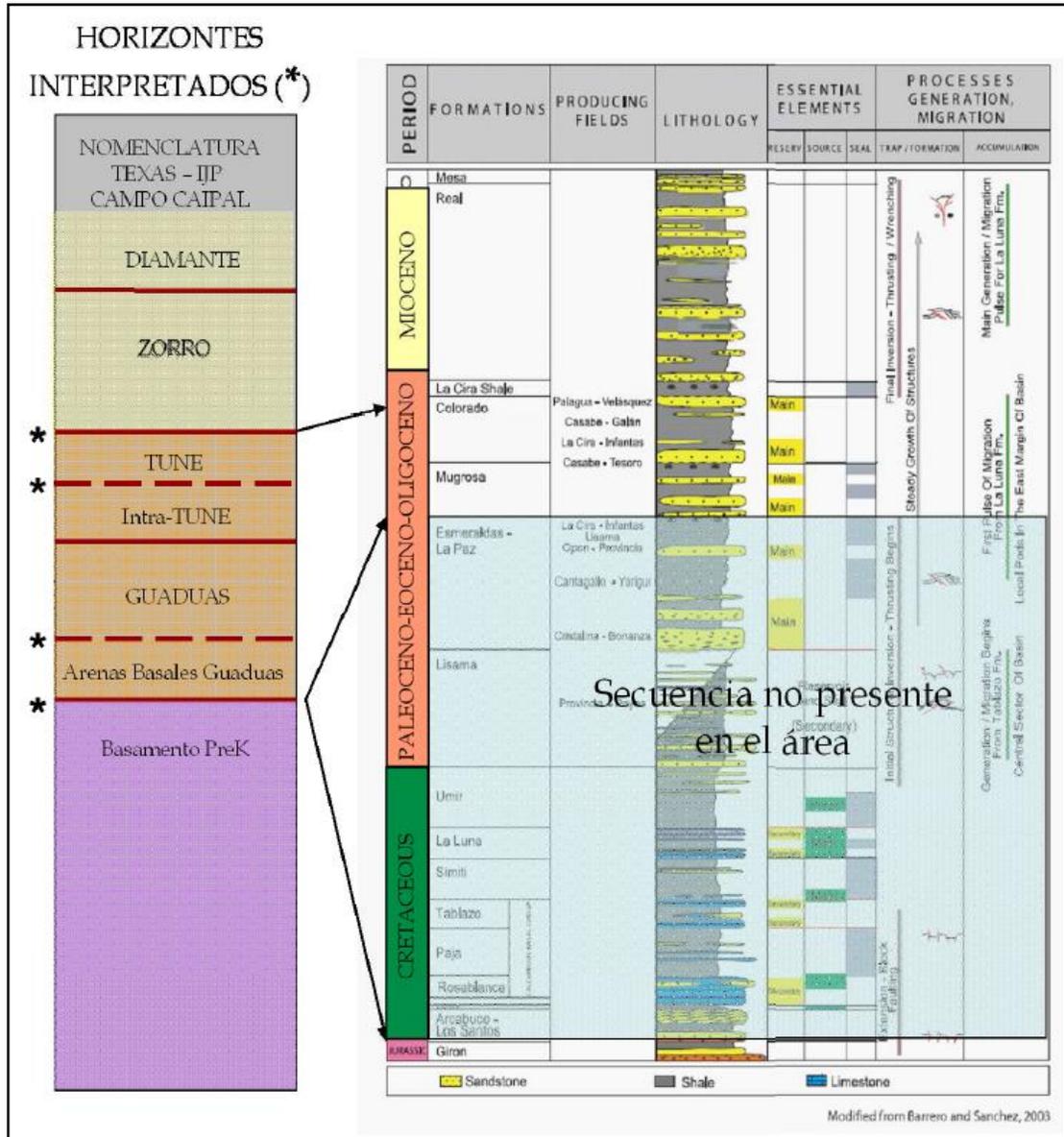
## 5. GEOLOGÍA DEL CAMPO

### 5.1 ESTRATIGRAFÍA

En el área del Campo Caipal, el cual es operado por el consorcio Unión Temporal IJP, se continuó con la nomenclatura originalmente dada por la compañía TEXACO y la cual difiere notablemente a la nomenclatura que tradicionalmente es utilizada en el Valle Medio del Magdalena. En el sector está ausente toda la secuencia sedimentaria Cretácica y el Terciario basal correspondiente a las formaciones Lisama, y Esmeralda-La Paz. La unidad que reposa discordantemente sobre el basamento corresponde a la “Formación Guaduas” de la nomenclatura de TEXACO, que es equivalente aproximado de la Formación Mugrosa según la nomenclatura más común empleada en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). Suprayaciendo esta unidad se encuentra la “Formación Tune” de la nomenclatura de TEXACO, que es equivalente aproximado de la Formación Colorado de la nomenclatura del VMM. Sobre esta unidad descansan discordantemente las formaciones “Zorro y Diamante” de la nomenclatura de TEXACO, las cuales corresponden a las llamadas formaciones Real y Mesa de la nomenclatura VMM (Figura 6).

Los intervalos que son productores de hidrocarburos en esta parte de la cuenca (Campo Caipal) son los denominados Formaciones Tune y Guaduas, a los cuales se les asigna una edad Oligoceno indiferenciado. En contacto sobre estas unidades se depositaron sedimentos de edad Mioceno-Plioceno, formaciones Diamante y Zorro según la nomenclatura de TEXACO. En este estudio se utilizó la nomenclatura establecida por la empresa Texas Petroleum Company (Figura 5).

**Figura 5.** Nomenclatura estratigráfica área de Palagua y Caipal.



Fuente: Ecopetrol, 1993

### 5.1.1 Basamento (Pre-cretácico)

Está conformado por rocas ígneas y metamórficas, y en algunas ocasiones presenta hacia el tope niveles meteorizados, los cuales indican una exposición subaérea antes de la sedimentación de rocas terciarias. Los minerales más comunes en las rocas ígneas son los feldspatos (plagioclasas) y cloritas. En

algunas ocasiones se presentan rocas metamórficas (cuarcitas, filitas y esquistos), de colores verdes las cuales están compuestas de cuarzo y micas, y localmente presentan inclusiones piríticas. El contacto superior es una discordancia angular de extensión regional, que permite encontrar rocas del Cretácico solamente en sector este de la cuenca hasta el Oligoceno-Mioceno, en el flanco este de la Cordillera Central. En el sector del Campo Palagua-Caipal, se encuentran sedimentos terciarios reposando directamente sobre el Basamento. (Unión Temporal IJP, 2011. Inédito).

### **5.1.2 Formaciones guaduas-tune (oligoceno indiferenciado)**

Los objetivos de producción en el Área de Caipal y sus alrededores son los estratos arenosos de la parte inferior de la sección sedimentaria, Eoceno Superior (?) – Oligoceno, los cuales en la nomenclatura establecida para el área por la compañía Texaco, corresponden a las Formaciones Guaduas Y Tuné; específicamente en el Área de Caipal el objetivo principal lo constituyen las Areniscas Basales de la Formación Guaduas y en segundo lugar algunos intervalos arenosos de la Formación Tuné.

En general las Formaciones Guaduas y Tuné están constituidas por sedimentos de origen fluvial, depositados en ambientes dominados por corrientes entrelazadas a meandriformes, conformando una serie interestratificada de estratos arenosos y capas de arcilla. Las areniscas están compuestas principalmente por fragmentos de cuarzo, son poco consolidadas, presentan regular a buena selección, tamaño de grano variable, desde conglomeráticas a finas, con porosidades hasta del orden del 28 %; los cuerpos individuales de arena en general son delgados, alcanzando valores máximos del orden de 40 a 50 pies; las arcillas son principalmente de la familia de las smectitas, son solubles y se presentan en capas que van desde unos pocos pies hasta 40 o 50 pies.

Dentro del área de estudio el espesor de la Formación Guaduas puede comprender entre 800 y 1200 pies. Como se anotó anteriormente, su contacto inferior con el Basamento es discordante y el contacto superior, con la Formación Tuné, parece también ser una discordancia de muy bajo ángulo. La Formación Tuné en esta área presenta un espesor bruto que puede variar entre 1300 y 1500 pies; como mencionó anteriormente su base parece reposar discordantemente sobre la Formación Guaduas y el tope infrayace también discordantemente bajo la Formación Zorro. Por lo general en este sector de la cuenca las areniscas pertenecientes a la sección Eoceno (?) – Oligoceno, Formaciones Guaduas y Tuné, se hallan saturadas de petróleo y/o agua salada.

Es importante anotar que la producción acumulada de aceite en el campo Caipal proviene en su totalidad de las arenas basales de la Formación Guaduas. Las arenas de la Formación Tune tienen una respuesta eléctrica de aceite mucho menor que las arenas basales de la Fm Guaduas, además nunca se han probado en el área de estudio.

### **5.1.3 Formaciones zorro-diamante (mioceno–plio-pleistoceno)**

Compuesta principalmente por una secuencia de intercalaciones de conglomerados y niveles arcillosos. Son sedimentos maduros con una mala selección. Los líticas presentes son de origen ígneo y metamórfico, aunque es común también encontrar rocas de origen volcánico, lo cual sugiere un aporte desde el flanco oriental de la cordillera Central.

La secuencia correspondiente a las Formaciones Zorro y Diamante (Mioceno – Plio-Pleistoceno) reposa discordantemente sobre la Formación Tuné (Oligoceno) y está compuesta por una intercalación de areniscas, conglomerados y arcillolitas, puesta en estratos que pueden alcanzar espesores superiores a 100 pies; a diferencia de las unidades descritas anteriormente, las areniscas son líticas, friables, de grano grueso a conglomeráticas, subredondeadas, presentan pobre

selección y están constituidas principalmente por fragmentos de rocas ígneas y metamórficas y en menor proporción cuarzo y chert, con matriz arcillosa. El espesor de estas dos unidades dentro del área es de 3000 pies aproximadamente. Generalmente las areniscas y conglomerados de las Formaciones Zorro y Diamante se hallan saturadas de agua dulce. (Unión Temporal IJP, 2011. Inédito).

#### **5.1.4 Depósitos cuaternarios**

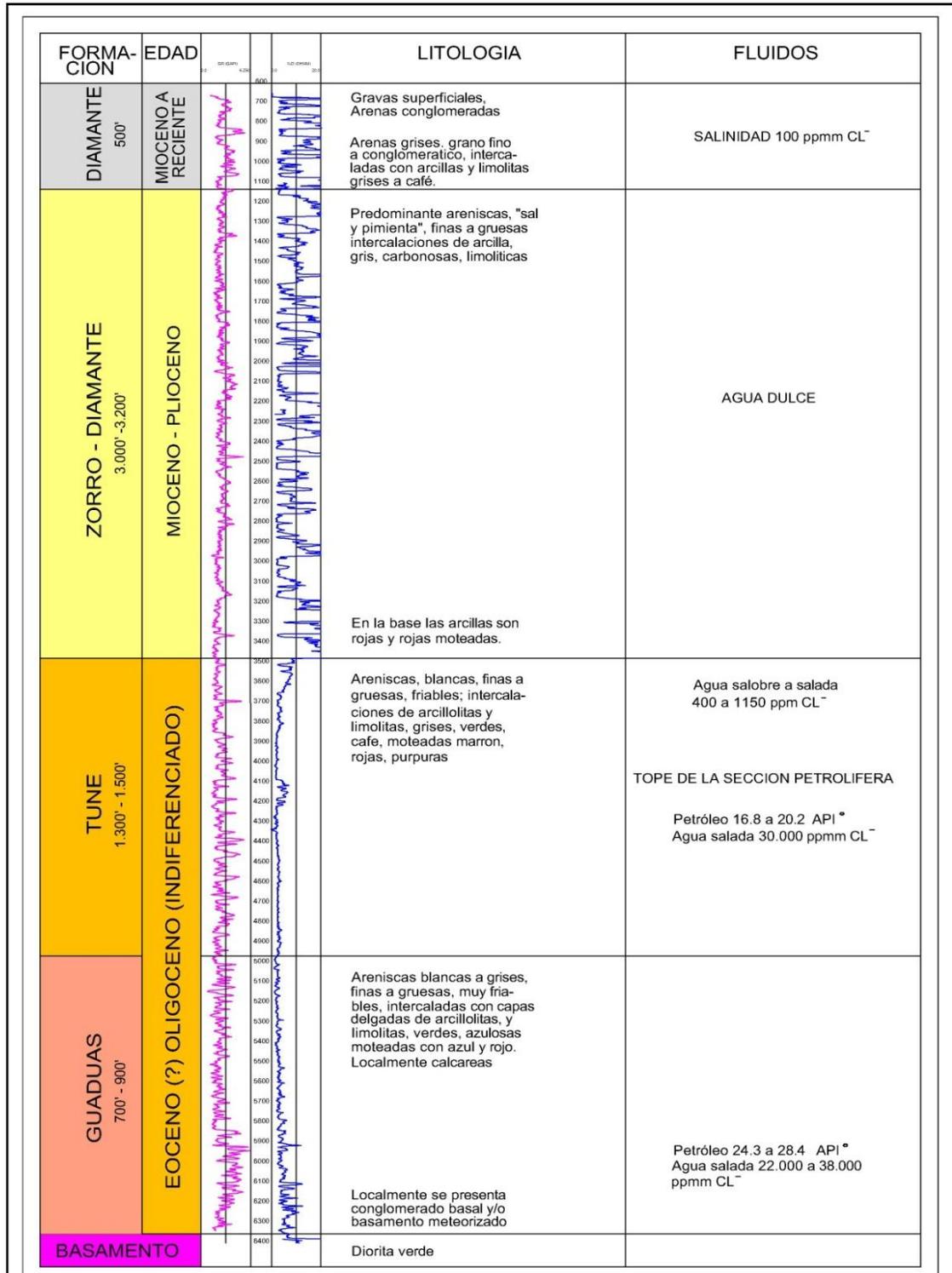
Sobre las unidades anteriormente descritas y de manera discordante se presentan depósitos recientes de gravas y arenas de origen aluvial, que pueden alcanzar en promedio unos 50 pies de espesor, los cuales fueron depositados por las corrientes actuales.

## **5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL**

El Campo Caipal es una extensión del Campo Palagua y se encuentra limitado en su parte Norte y Nor-occidental por la Falla de Caipal y en la parte occidental por una falla de rumbo sinistral.

La estructura del Área conforma un monoclinal, con rumbo SW-NE y buzamiento suave hacia el SE. Dicha estructura se halla afectada por un sistema de fallas normales con dirección SW-NE y cuyo plano se inclina hacia el SE, entre las cuales la más importante es la denominada Falla Caipal y otro sistema de dirección NW-SE, con el plano inclinado hacia el NE, que corresponde a la falla de Rumbo.

**Figura 6.**Columna estratigráfica del Campo Caipal.



Fuente: Unión Temporal IJP.

### 5.2.1 Sísmica

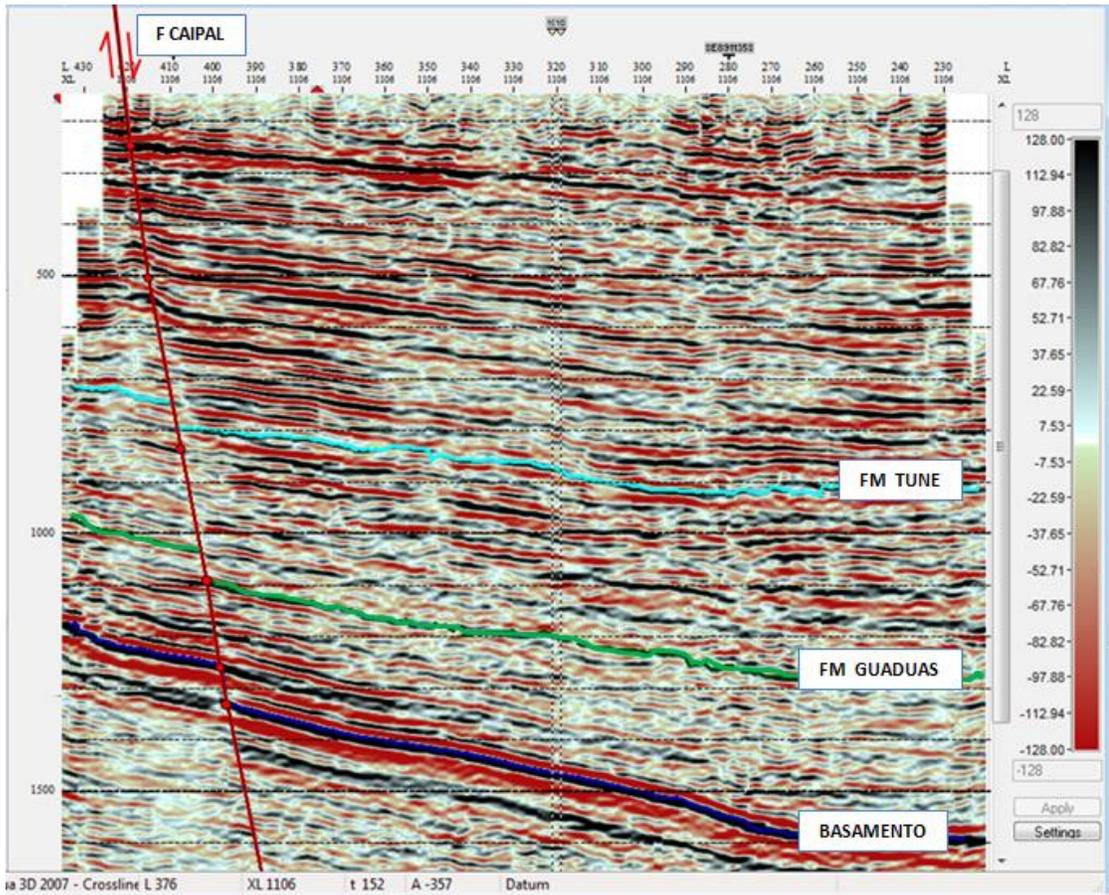
En el amarre sísmica-pozos se pudo observar como la estructura del campo Caipal corresponde a un monoclinal afectado tectónicamente por fallas normales y una falla de rumbo. Según la figura 7 la línea sísmica arbitraria 1106 en dirección NW-SE del campo Caipal, muestra como el monoclinal es cortado por la Falla Caipal la cual es de carácter normal. La Figura 8 muestra la línea sísmica arbitraria 1059 en dirección SW-NE donde se observa la falla de Rumbo sinestral.

Las fallas interpretadas se describen a continuación:

**5.2.1.1 Falla Caipal:** es una falla de carácter normal, con rumbo N40°E, de alto ángulo y con el bloque nor-occidental levantado con respecto al sur-oriental, tiene un salto variable entre 50 y 100 metros, que equivalen 250-300 pies (ver Figura 7). Por su extensión y debido a que afecta las unidades productoras del Campo es una de las fallas principales del sistema de fallas normales y se comporta como sello hacia la parte norte y noroccidente del campo Caipal. Geográficamente se encuentra ubicada hacia la parte nor-occidental del área.

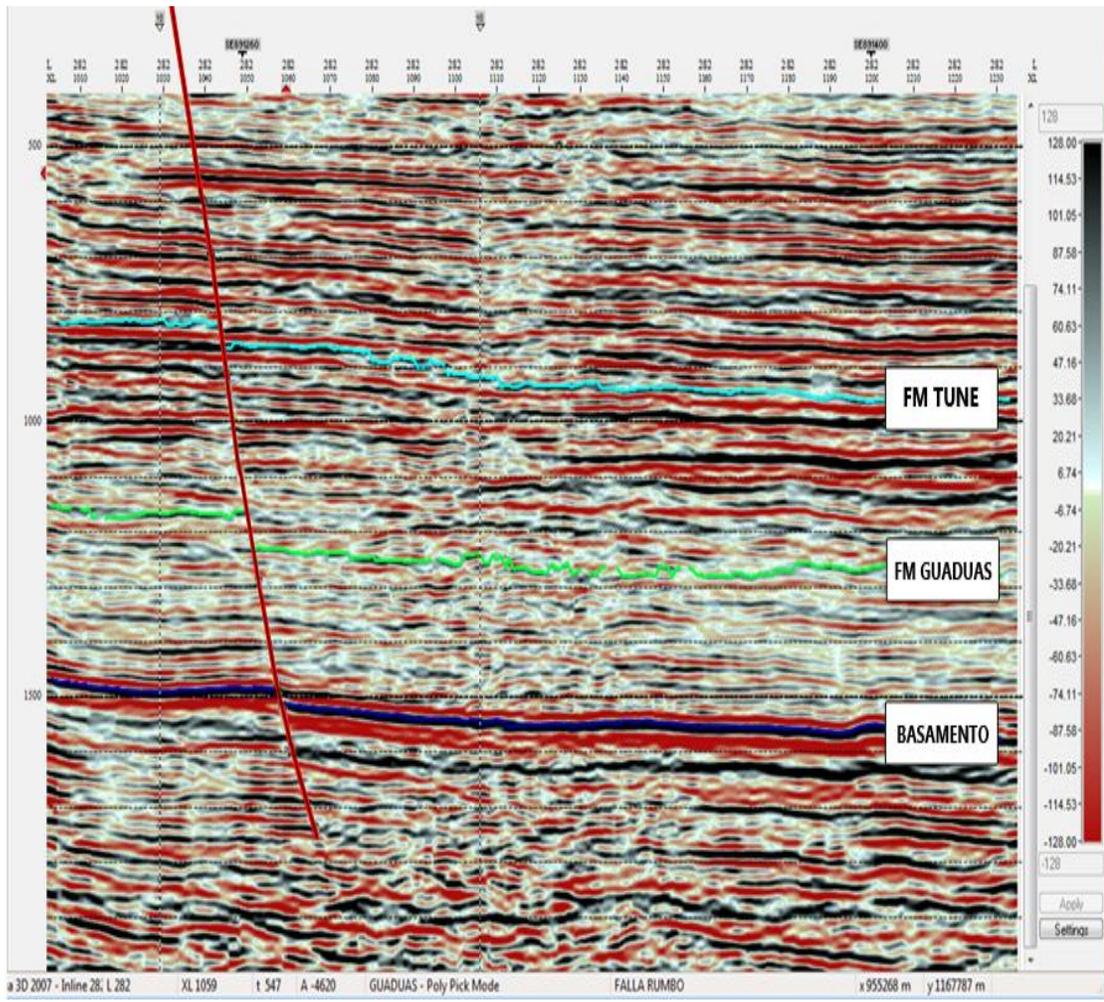
**5.2.1.2 Falla de Rumbo:** como su nombre lo indica es una falla de rumbo sinestral, con rumbo N30°W, por sísmica se evidencia claramente (ver Figura 8) y va incrementando su salto hacia la parte sureste del área, aproximadamente 10 metros hacia la parte NNW y 40 metros hacia la parte SE (40 a 120 ft). Esta Falla de Rumbo aparentemente muere contra la falla Caipal, ya que no hay evidencia de que continúe hacia el NW. Dicha falla sirve de sello del Campo Caipal en la parte suroccidental. En sísmica a pesar de ser una falla de rumbo, se muestra como si fuera de componente normal con el bloque bajo hacia la parte nororiental del área Caipal.

**Figura 7.** Programa Caipal 3D 2007. Línea sísmica 1106 donde se muestra la falla Caipal.



**Fuente:** Unión Temporal IJP.

**Figura 8.** Programa Caipal 3D 2007. Línea sísmica 1059 donde se muestra la falla de Rumbo sinistral.



**Fuente:** Unión Temporal IJP

## 6. METODOLOGÍA Y DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES

La metodología empleada para el desarrollo de este proyecto se dividió en tres fases: fase de recopilación y análisis de la información existente, fase de desarrollo y fase de resultados.

### 6.1 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE

Durante esta primera fase se revisó y analizó la información de estudios anteriores elaborados por diferentes autores que permitieron obtener un conocimiento general del campo. Se recopiló información que la Texas Petroleum Company había realizado para el campo Caipal desde el año 1955, también información de las compañías Ecopetrol (1999), SCHLUMBERGER (2004 y 2007), GEOINVESTIGACIONES (2009) y Unión Temporal IJP. Se usó la siguiente información:

- Historias de pozos.
- Bases de datos de historia de producción de fluidos: acumulados de aceite y agua (BIs) durante toda su historia de producción.
- Informes técnicos del campo Caipal.
- Registros eléctricos de cada pozo (Gamma Rey GR, potencial espontáneo SP, resistividades).

Curvas de registros eléctricos de pozos:

- Gamma-Ray en unidades API.
- Potencial espontáneo en unidades de milivoltio (mv).
- Registro de resistividad en unidades de Ohmio-metro (ohm-m).
- Registro de densidad en unidades de gramo/centímetro cúbico (gr/cc).

### **6.1.1 Trabajo de campo**

Dentro de la fase de recopilación de información se realizó un trabajo de campo donde se ejecutaron varias labores como:

- Entrenamiento en la supervisión geológica en la perforación del pozo Caipal-37 y otros pozos perforados en el área de Palagua durante el año 2011.
- Entrenamiento en la supervisión de toma de los registros eléctricos una vez acabada la perforación de los pozos. Es importante resaltar que durante el proceso de registro, se lleva a cabo una operación de control de calidad importante, la cual consiste en realizar una lectura del pozo a partir de cierta profundidad y una vez realizada la lectura del registro en este intervalo del pozo, se procede a tomar una sección repetida, lo cual implica realizar de nuevo la toma del registro a partir del mismo intervalo en profundidad en la cual se había tomado anteriormente. Una vez realizada la sección repetida se comparan los dos registros, los cuales deben tener la misma lectura de las curvas y así podemos saber si la herramienta estaba bien calibrada.
- Revisión de la información de historias de pozos que se encuentran archivadas en las oficinas del campo Caipal. Es importante tener en cuenta que algunas historias de los pozos del campo Caipal debido a la antigüedad de los pozos ya no están presentes en el archivo del área.

### **6.1.2 Información de pozos**

El campo Caipal fue descubierto en 1954 y en el año 1961 se detuvo la perforación. Por este motivo la información de pozos del campo es escasa y antigua, existen pozos sin historial y hay que tener en cuenta que la mayoría de registros eléctricos no hay registro de porosidad. En algunos casos las historias de los pozos están incompletas.

A pesar de lo anteriormente mencionado se utilizaron los registros eléctricos existentes para identificar tipos de litología, fluidos y para hacer correlaciones estructurales-estratigráficas del campo. En los registros tomados desde el C-01 hasta el C-12 no es posible medir porosidades.

Las historias de pozos indican que hay un problema de arenamiento en el campo la cual fue una de las causas de abandono de los pozos perforados.

### 6.1.3 Información de producción acumulada del campo

En el campo Caipal a la fecha se han perforado 26 pozos, de los cuales 13 pozos se encuentran activos (C-14, C-15, C-16, C-17, C-18, C-20, C-21, C-23, C-24, C-25, C-26, C-27, C-37). De los 14 pozos perforados por la Unión Temporal IJP el pozo C-22 se encuentra inactivo. El objetivo de producción del Campo Caipal son las arenas basales de la Formación Guaduas, la Formación Tune presenta resistividades muy bajas ( $< 4$  ohmm), lo que puede ser indicativo de agua salada, aunque a la fecha no se ha descartado como formación productora de aceite (se encuentra en fase de análisis).

La siguiente es una tabla que muestra la producción acumulada en barriles (Bls) y el agua acumulada en barriles (Bls) de cada pozo a Febrero de 2011:

**Tabla 1.** Producción acumulada (petróleo-agua) y estado de los pozos del Campo Caipal.

POZO	PRODUCCIÓN ACUMULADA [BLS]		AGUA ACUMULADA [BLS]		ESTADO
	TUNE	GUADUAS	TUNE	GUADUAS	
C-01		2429.00		40.00	ABANDONADO
C-02		305831.00		88320.00	ABANDONADO
C-03		6015.00		981.00	ABANDONADO
C-04		430370.97		20998.71	ABANDONADO

C-05		321839.00		6355.00	ABANDONADO
C-06		489038.00		139895.00	ABANDONADO
C-07		29909.00		102.00	ABANDONADO
C-08		565817.00		13.049	ABANDONADO
C-09		91259.00		299.00	ABANDONADO
C-10		903625.24		80336.25	ACTIVO
C-12		543041.00		49564.00	ABANDONADO
C-14		44526.41		1001.08	ACTIVO
C-15		17305.09		733.83	ACTIVO
C-16		13503.02		4878.64	ACTIVO
C-17		38524.39		904.28	ACTIVO
C-18		33072.11		6192.93	ACTIVO
C-20		6191.76		2024.18	ACTIVO
C-21		6468.31		1595.33	ACTIVO
C-22		470.36		259.16	INACTIVO
C-23		14253.52		1601.09	ACTIVO
C-24		2358.29		382.61	ACTIVO
C-25		21225.49		251.74	ACTIVO
C-26		1577.34		210.71	ACTIVO
C-27		8006.27		48.70	ACTIVO

**Fuente:** Autor.

## **6.2 FASE II: DESARROLLO**

Esta fase del proyecto se llevó a cabo a partir de la integración de la información recopilada del área en la fase I. La elaboración de mapas, correlaciones, análisis e interpretación de datos se hicieron mediante el uso del software Geographix, que cuenta con herramientas que permiten realizar correlación de datos de pozos, elaboración de mapas, análisis de registros eléctricos, interpretación sísmica, entre otros. Para cumplir con los objetivos específicos propuestos y alcanzar el objetivo general de este estudio se ejecutaron las siguientes actividades:

- Se realizaron correlaciones estructurales del área a partir de los registros eléctricos de los pozos del campo, mediante el módulo Xsection del software Geographix.
- Se elaboraron mapas estructurales al tope de las diferentes unidades: tope Fm Tune, Tope Fm Guaduas, tope Arenas Basales de la Fm Guaduas y tope al Basamento, mediante el módulo GeoAtlas del software Geographix.
- Se elaboró el mapa de arena neta petrolífera de las Arenas Basales de la Fm Guaduas mediante el modulo GeoAtlas del software Geographix.
- Se realizó el análisis de la producción acumulada, donde llama la atención la baja producción de agua total que se ha producido en el Campo Caipal.

El desarrollo de estas actividades se describe a continuación:

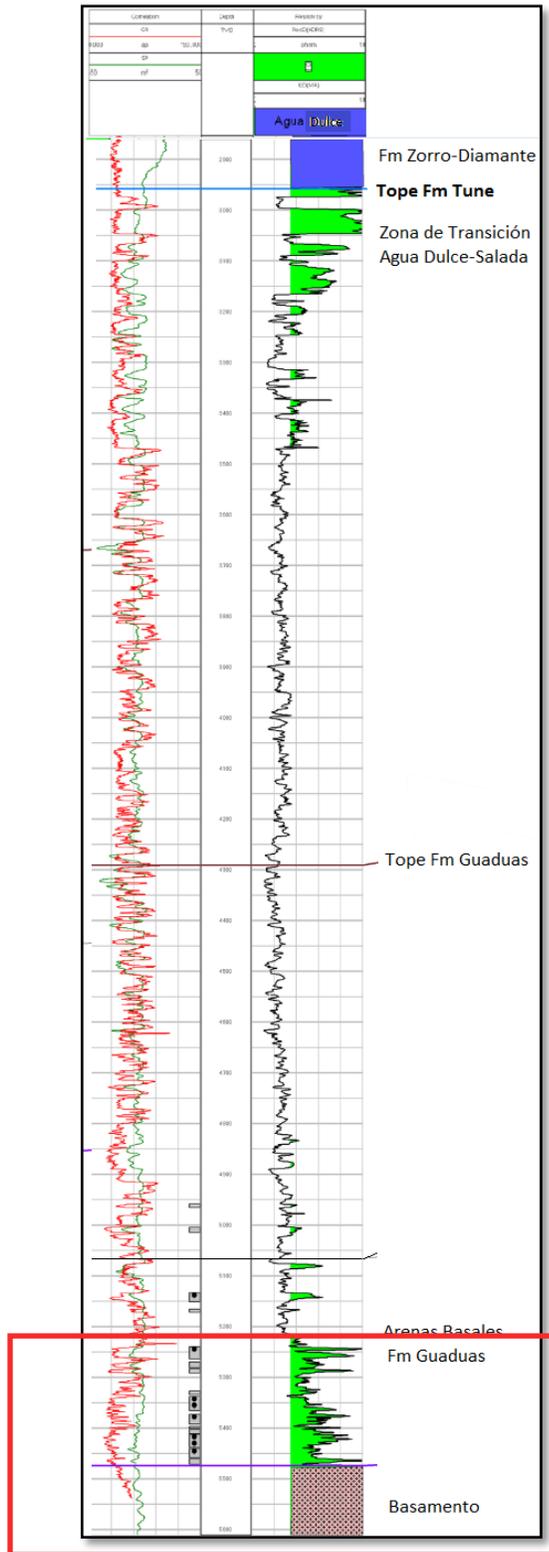
### **6.2.1 Correlaciones estructurales-estratigráficas**

En la exploración y desarrollo de reservas de hidrocarburos, los registros de pozo y su correlación se constituyen en herramientas fundamentales en la evaluación y caracterización del yacimiento (Bassiouni, 1994; Ryder, 1996; Serra1985). Los registros de pozos permiten la valoración de ciertas características y propiedades de las formaciones que son atravesadas por un pozo. Entre las principales características que se pueden valorar a partir de los registros de pozo se tienen la resistividad, nivel de saturación de agua, grado de consolidación, porosidad, litología, etc. De otro lado, la correlación de registros entre pozos consiste en establecer comparaciones entre los patrones de comportamiento de las curvas en los registros para un punto o zona específica en el hueco registrado con el fin de establecer la continuidad, espesor, y movimientos estructurales de las diferentes formaciones de interés a lo largo y ancho de la estructura en exploración y explotación (Dienes, 1974; Ruiz, 1996; Valle y Pérez, 1976).

### **6.2.1.1 Registro tipo**

Según los registros eléctricos de los pozos del campo Caipal, la interpretación de las curvas de Gamma Ray, SP y de resistividad permiten identificar de forma general que las arenas de las formaciones Zorro y Diamante hacen parte de una zona de agua dulce (resistividades muy altas y deflexión del SP en las arenas hacia la derecha), seguida de una zona de transición de agua dulce a agua salada (parte superior de la Formación Tune). Las arenas de la Fm Tune en el área de Caipal presentan resistividades menores a 3 ohmm, lo que las convierte en arenas poco prospectivas y por último, hacia la base de la Fm Guaduas (arenas basales de la Fm Guaduas) se observan arenas con resistividades mayores a 3 ohmm que incluso llegan hasta los 10 ohmm, convirtiendo esta zona en la de mayor interés. El registro tipo mostrado a continuación expone toda la secuencia presente en el campo y resalta las arenas productoras del mismo (cuadro rojo):

**Figura 9.** Registro eléctrico tipo Campo Caipal. (Pozo Caip-005).

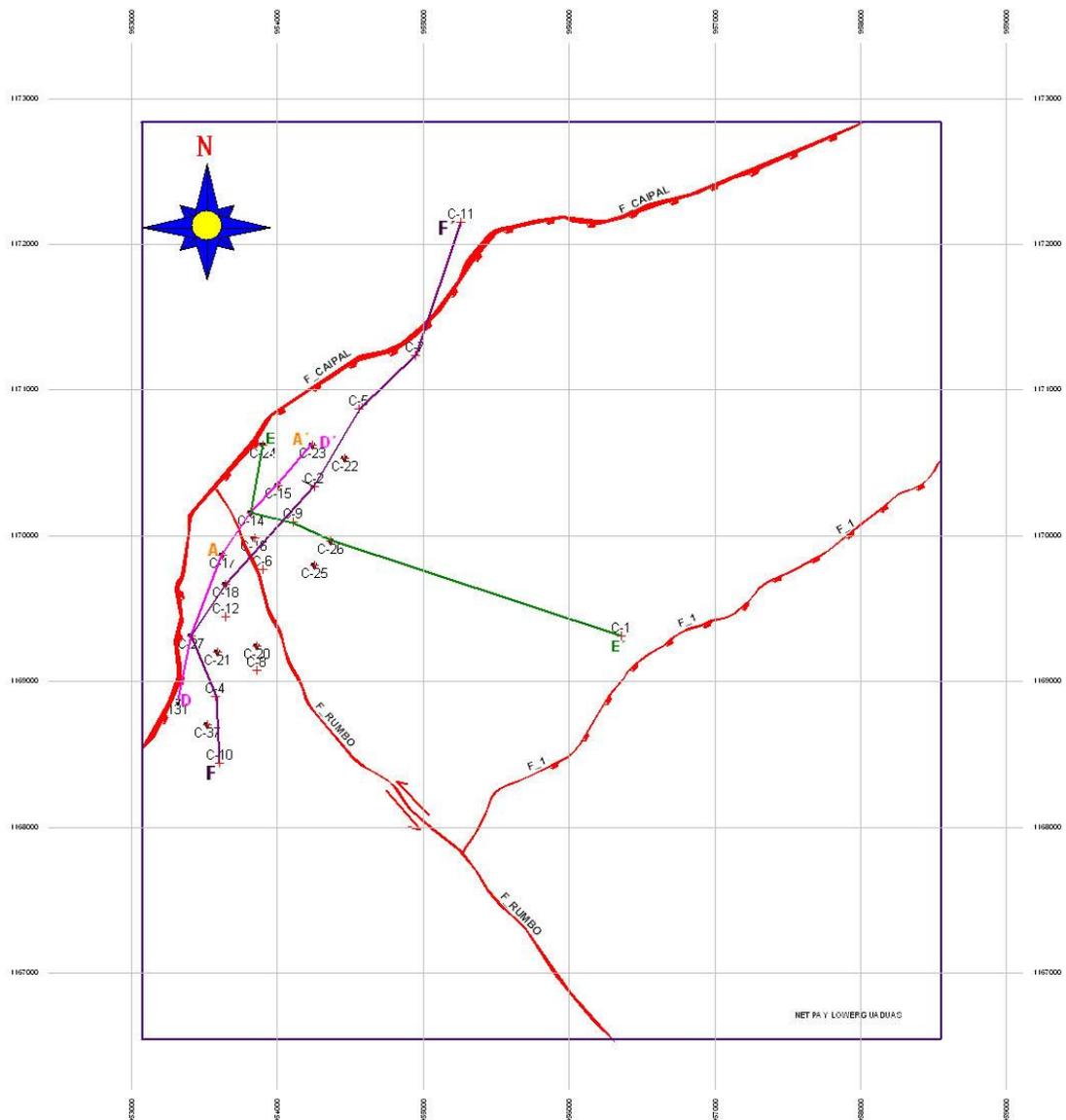


**Fuente:** Autor

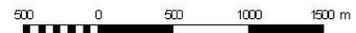
### **6.2.1.2 Correlaciones estructurales-estratigráficas a partir de registros de pozo**

El trabajo de correlación estructural y estratigráfica, empleando el modulo Xsection del software GeoGraphix Discovery, se hizo mediante la interpretación de registros eléctricos, para este caso registros de potencial espontáneo SP, Gamma Ray GR, y de resistividad. Se realizaron correlaciones entre los pozos del Campo Caipal incluyendo el pozo Palagua-131 el cual se encuentra ubicado cerca al área y pertenece al campo Palagua, el cual también es operado por la Unión Temporal IJP (Figura 10). Para cada uno de los pozos se interpretaron los topes de las formaciones Tune, Guaduas, las arenas basales de Guaduas y el Basamento (Figura 9). En las correlaciones realizadas se puede apreciar que las mejores resistividades de aceite se tienen hacia la parte inferior de las arenas en la Fm Guaduas (zona de interés), además se observa una continuidad lateral de las arenas. Las porosidades son mayores en la Fm Tune y parte superior de la Fm Guaduas y menores hacia las arenas basales de la Fm Guaduas (Figura 11, 12, 13 y 14 y ver carpeta Anexos 1, 2, 3 y 4). Hacia la parte superior de la Fm Tune se encuentra una zona de transición de agua dulce a agua salada.

**Figura 10.**Ubicación Secciones Estructurales-Estratigráficas, Área Caipal.



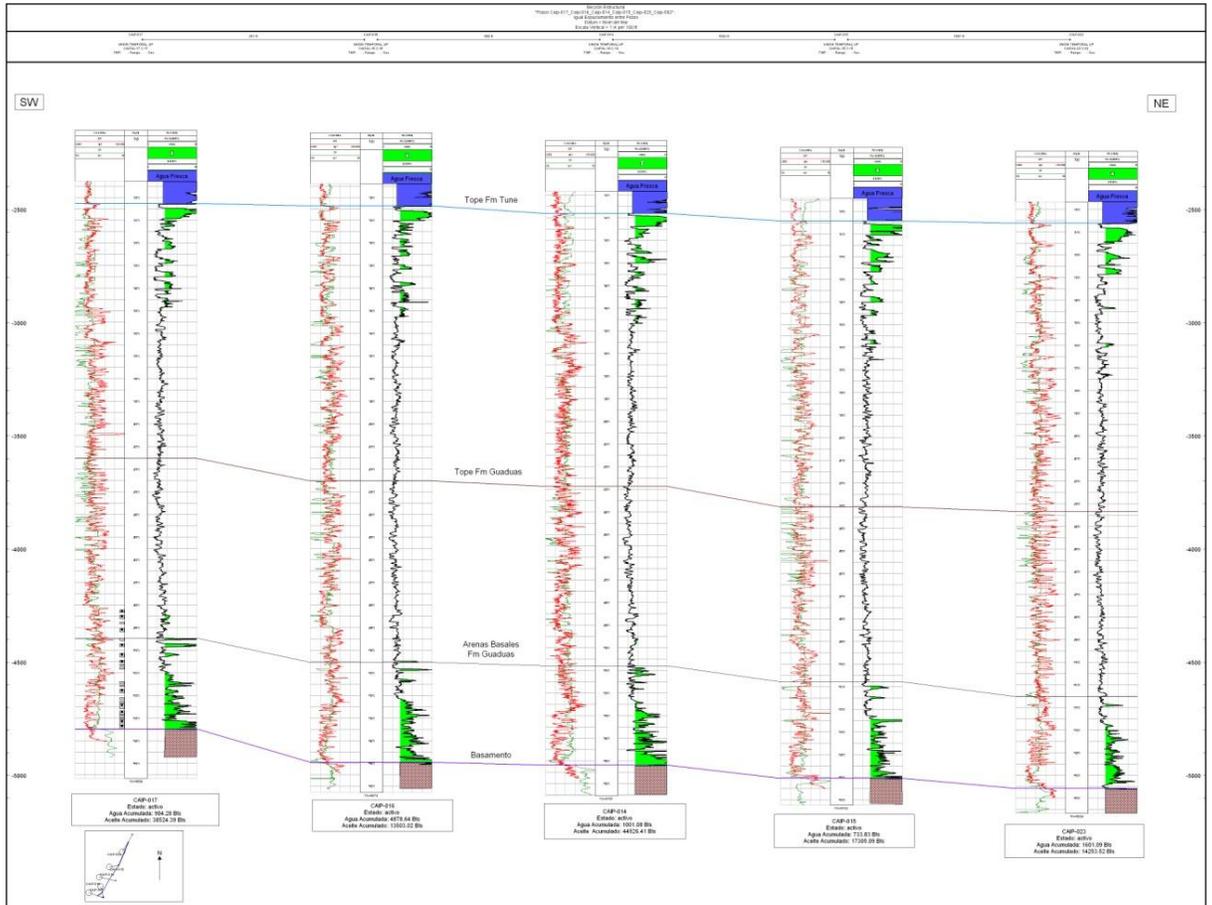
- Falla Normal
- Falla de Rumbo
- +
 Intersección del pozo con el Horizonte
- Cabeza del Pozo
- ▲ Fondo del Pozo
- Trayectoria del Pozo Desviado



 UT ISMOCOL-JOSHI-PARKO		
<b>CAMPO CAIPAL</b> Mapa Estructural Topo Fm. Guaduas (TVDss)		
Autor: Sibira Elisabeth García	IC: 25 Feet	Fecha: 3 November, 2011
Datum: SVM	Escala: Gráfica	<b>Figura</b>

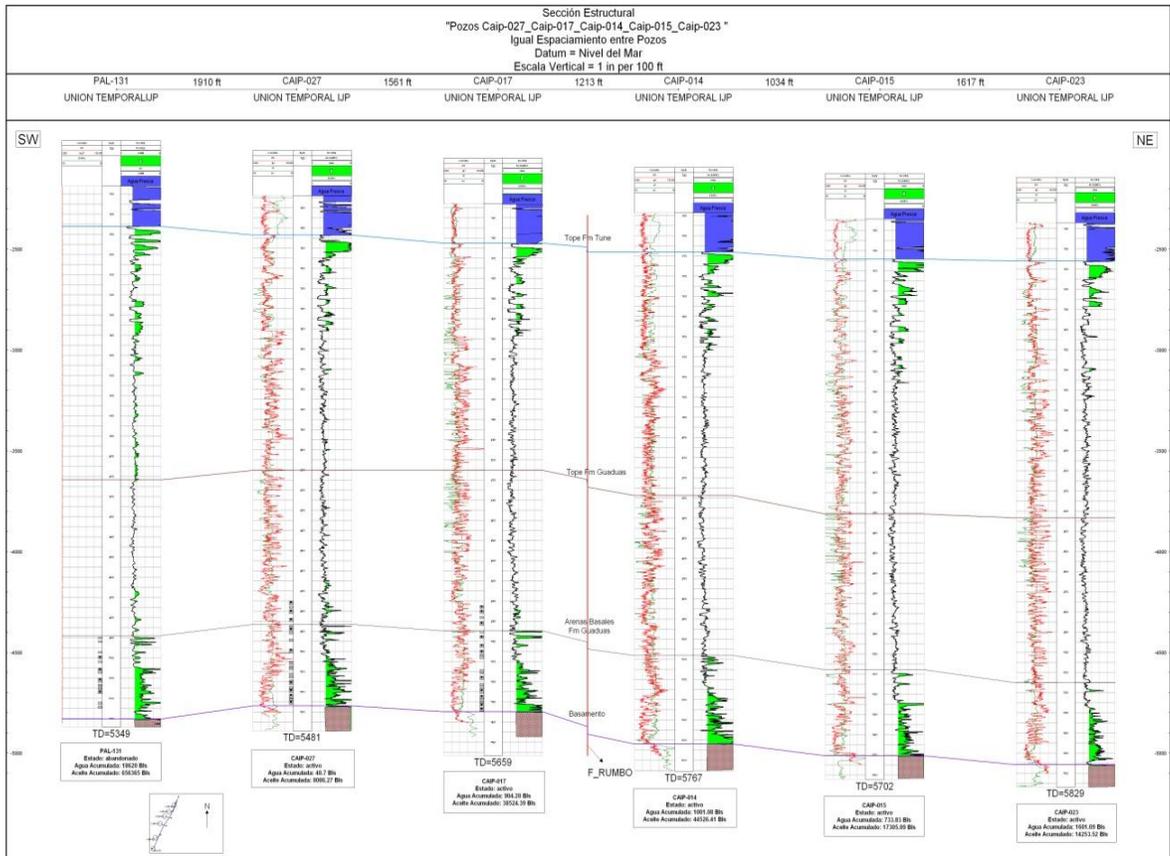
Fuente: Autor.

**Figura 11.** Sección Estructural-Estratigráfica (AA') SW-NE entre los pozos C-17, C-14, C-15, C-23, igualmente espaciados. Se observa la continuidad de las diferentes unidades. Es evidente el desarrollo y las altas resistividades de las arenas basales de la Fm Guaduas.



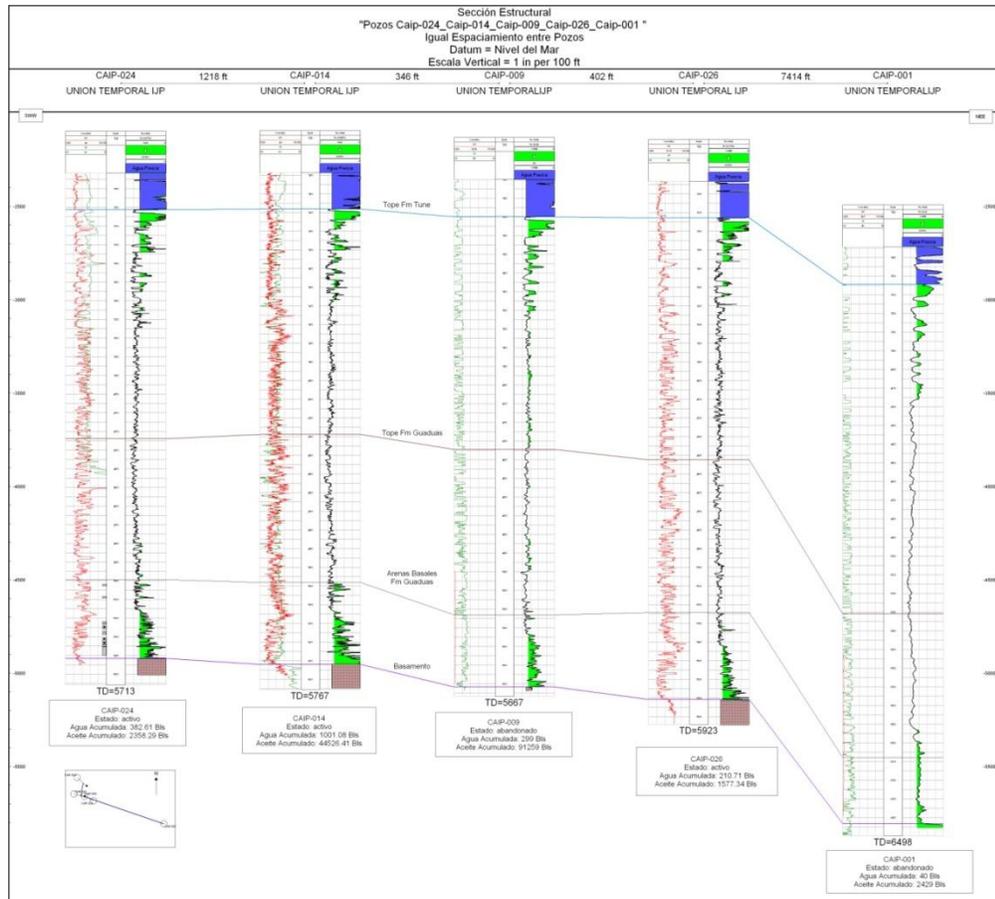
Fuente: Autor

**Figura 12.** Sección Estructural-Estratigráfica (DD') SW-NE entre los pozos Palagua-131, C-27, C-17, C-14, C-15, C-23, igualmente espaciados. Se observa la continuidad lateral de las diferentes unidades, la cuales están afectadas por la falla de Rumbo sinistral. Las resistividades de las arenas basales de la Fm Guaduas de los pozos que se encuentran al lado derecho de la falla son menores que los que se encuentran a la izquierda de esta.



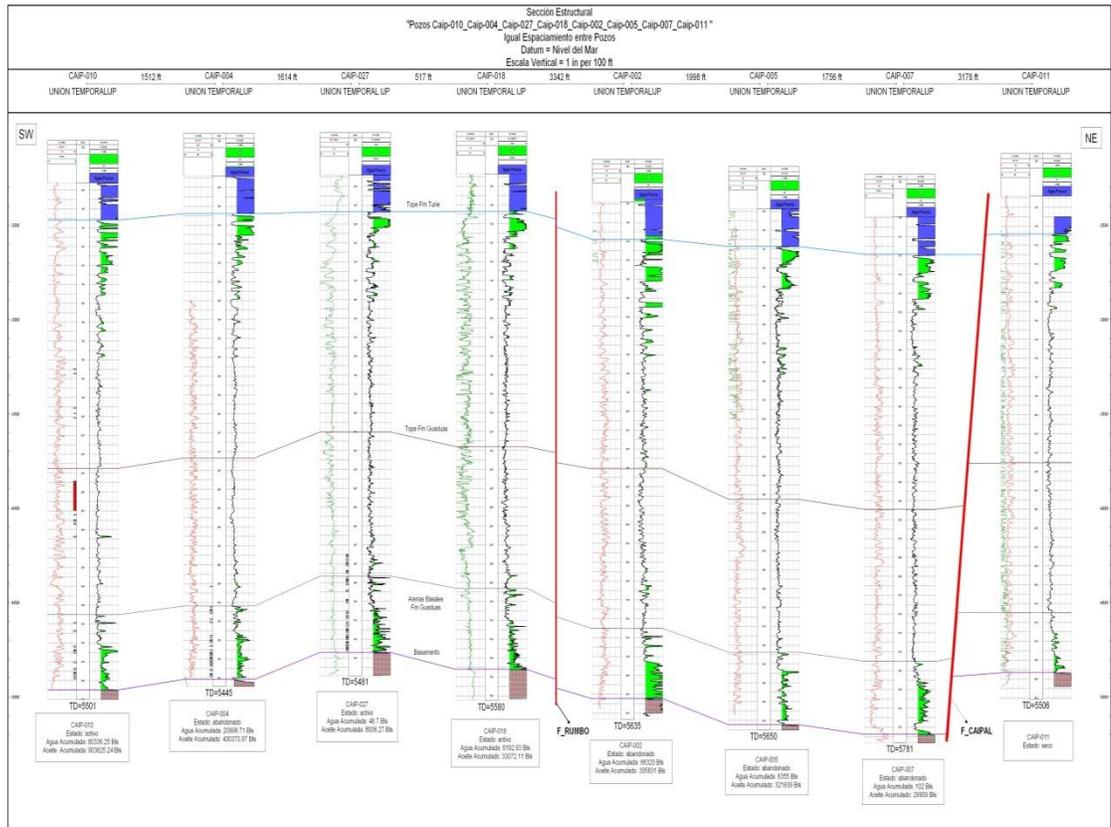
Fuente: Autor

**Figura 13.** Sección Estructural-Estratigráfica (EE´) NWW-SEE entre los pozos C-24, C-14, C-09, C-26, C-01, igualmente espaciados. Se observa la continuidad lateral de las diferentes unidades. Los pozos que se encuentran más bajos estructuralmente tienen menor resistividad en las arenas basales de la Fm Guaduas.



Fuente: Autor

**Figura 14.** Sección Estructural-Estratigráfica (FF') SW-NE entre los pozos C-10, C-04, C-27, C-18, C-02, C-05, C-07 y C-11, igualmente espaciados. Se observa la continuidad lateral de las diferentes unidades las cuales están afectadas por la falla de Rumbo y la falla Caipal. Los pozos que se encuentran a la derecha de la falla de rumbo tienen menor resistividad en la zona de las arenas basales de la Fm Guaduas, así mismo, se confirma que la falla Caipal actúa como sello en el bloque bajo ya que el pozo C-11 fue un pozo seco y tiene resistividades muy bajas.



Fuente: Autor

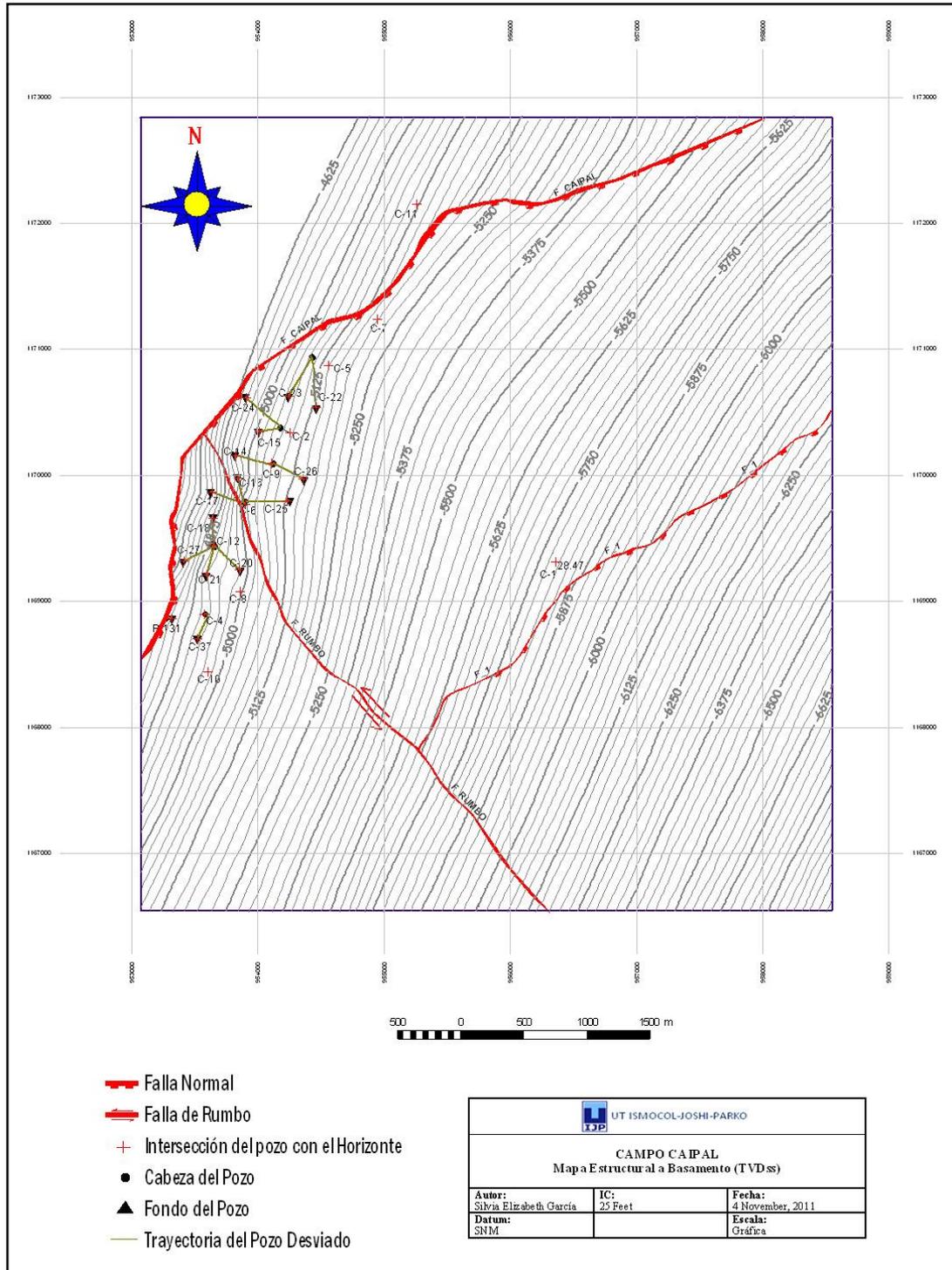
## **6.2.2 Mapas estructurales**

Con la interpretación de los registros eléctricos del campo se identificaron los topes de las diferentes formaciones en cada pozo y mediante el uso del módulo GeoAtlas del software Geographix Discovery se elaboraron los mapas estructurales de los siguientes horizontes: tope Fm Tune, tope Fm Guaduas, y Basamento, elaborados según su profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar (True Vertical Depth subsea TVDss).

Según los contornos estructurales generados y las correlaciones realizadas, la estructura del campo Caipal corresponde a un monoclinal con rumbo SW-NE y buzamiento SE. Hacia el NW del campo se encuentra la parte más somera del basamento con una profundidad aproximada de -4500 pies, la cual aumenta en dirección sureste alcanzando profundidades de hasta -6500 pies (Figura 15 ver carpeta Anexo 5). El tope de la formación Guaduas tiene una profundidad aproximada de -3450 pies hacia el NW y aumenta alcanzando profundidades cercanas a los -4850 pies hacia el SE (Figura 16 ver carpeta Anexo 6). De igual manera el tope de la formación Tune tiene profundidad de -2270 pies hacia el NW y alcanza profundidades cercanas a los -3270 pies al SE (Figura 17 ver carpeta Anexo 7).

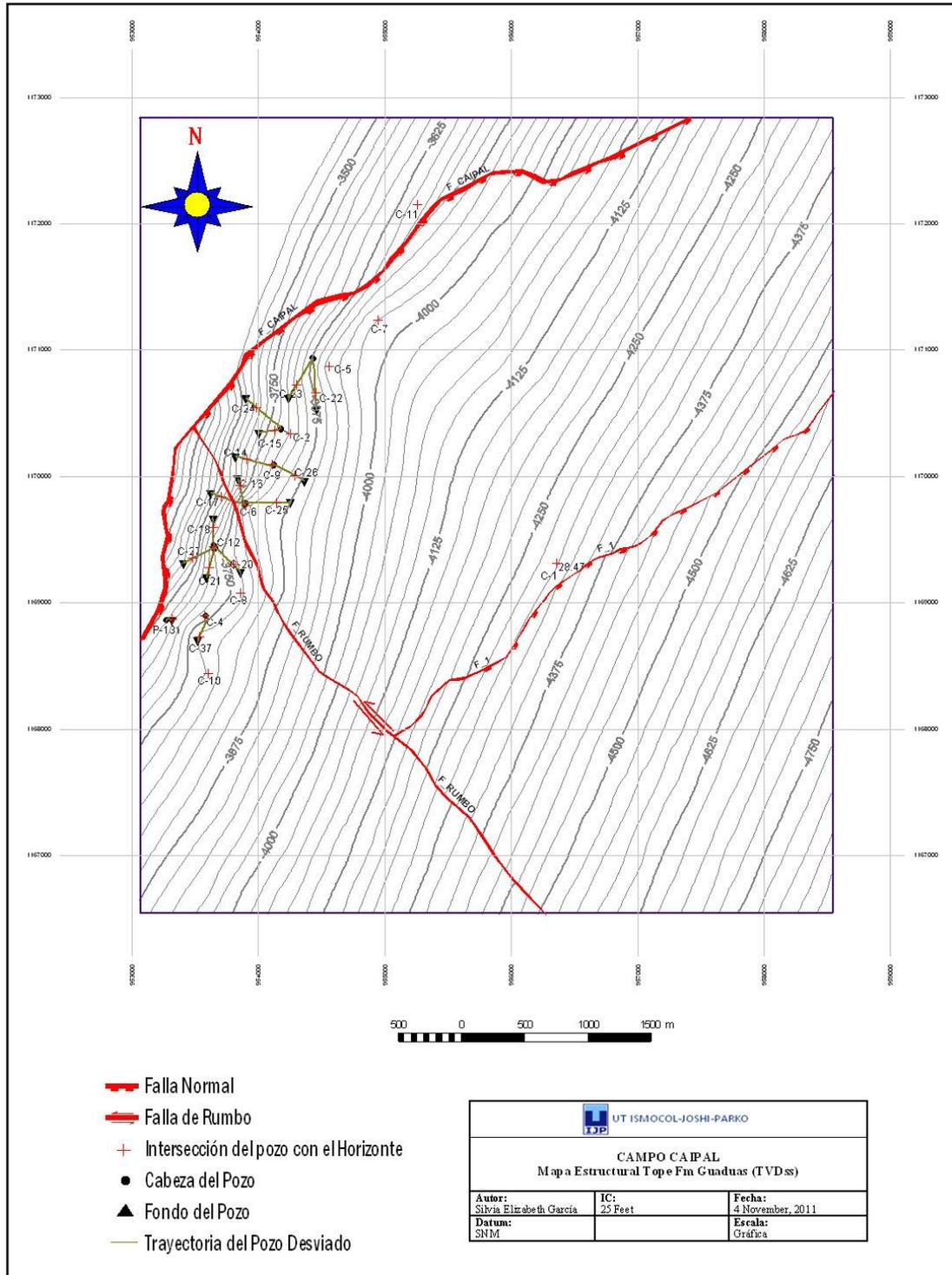
Según los contornos estructurales generados y las correlaciones realizadas, la estructura del campo Caipal corresponde a un monoclinal con rumbo SW-NE y buzamiento SE. Este monoclinal se encuentra afectado por tres fallas: la Falla Caipal, la cual es la más importante del campo con un salto aproximado de 300 pies, y la Falla 1, las cuales tienen dirección SW-NE y un plano que se inclina hacia el SE. La otra falla denominada Falla de Rumbo con movimiento sinistral, tiene una dirección NW-SE.

Figura 15. Mapa Estructural al Basamento, Campo Caipal.



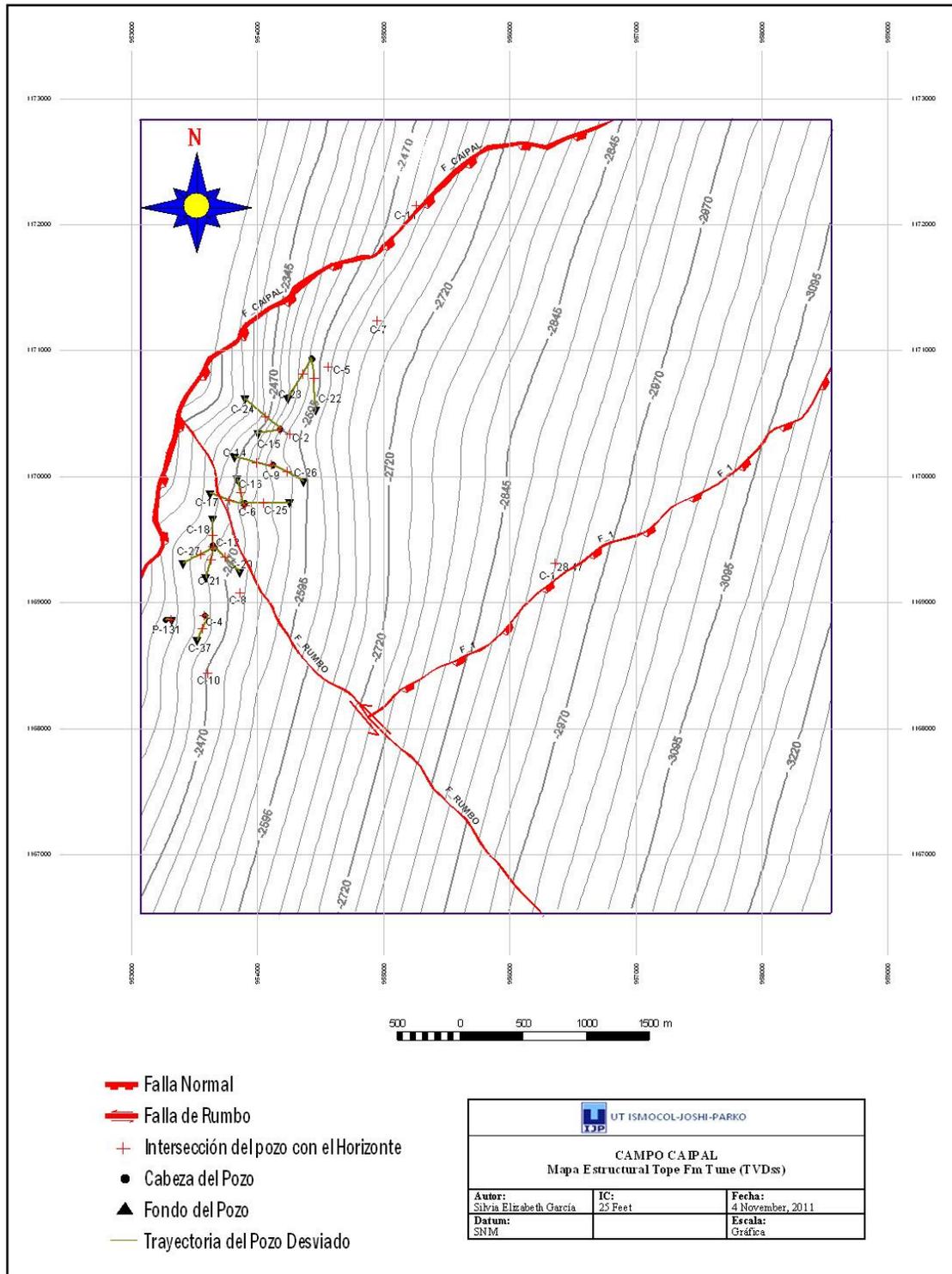
Fuente: Autor

**Figura 16.** Mapa estructuralTope de La Formación Guaduas, Campo Caipal.



Fuente: Autor

Figura 17. Mapa Estructural Tope de La Formación Tune, Campo Caipal.



Fuente: Autor

### **6.2.3 Análisis de producción acumulada**

La producción acumulada de aceite del campo Caipal es proveniente de los pozos perforados en la Fm Guaduas, más específicamente de las arenas basales de esta formación. Los pozos con mayor producción de aceite están ubicados hacia la parte occidental de la Falla de Rumbo, entre ellos el pozo C-10 con una producción acumulada de aceite a Febrero de 2011 de 903625 Bls. Existe en el campo Caipal un problema con los pozos nuevos perforados ya que estos tienen una producción inicial entre 80-120 Bls de aceite y al cabo de unos pocos meses la producción cae a un promedio de 30 Bls de aceite con un corte de agua muy bajo (< 10%), además los pozos presentan problemas de arenamiento.

El problema de producción de los pozos en Caipal puede estar relacionado a:

- Daño de Formación durante la perforación, debido al contenido de arcillas que se tienen en el área, como son la smectita, la cual produce hinchamiento, la illita la cual genera microporosidades y la más perjudicial para el yacimiento que es la caolinita la cual produce o da origen a la migración de finos, lo cual aumenta la viscosidad del crudo y produce taponamiento dañando la porosidad y por ende la permeabilidad de las arenas.
- Porosidades y permeabilidades más bajas en las arenas inferiores de la Fm Guaduas (zona de interés), lo que conllevaría a tener que fracturar para mantener la producción inicial de aceite de los pozos del área.
- El ambiente complejo de depositación característico de ambientes fluviales de canales meandriformes.

La sección estructural de los pozos C-37, C-27, C-18, C-16, C-24, C-25, C-26 y C-22 (Figura 18 y 19 ver carpeta Anexo 8) muestra el comportamiento de la porosidad en el campo, la cual tiene un cutoff >15% en la zona de interés del campo Caipal (Arenas Basales Fm Guaduas). En la Figura 20 se aprecia que la producción acumulada de los pozos tiene una mejor respuesta hacia el lado

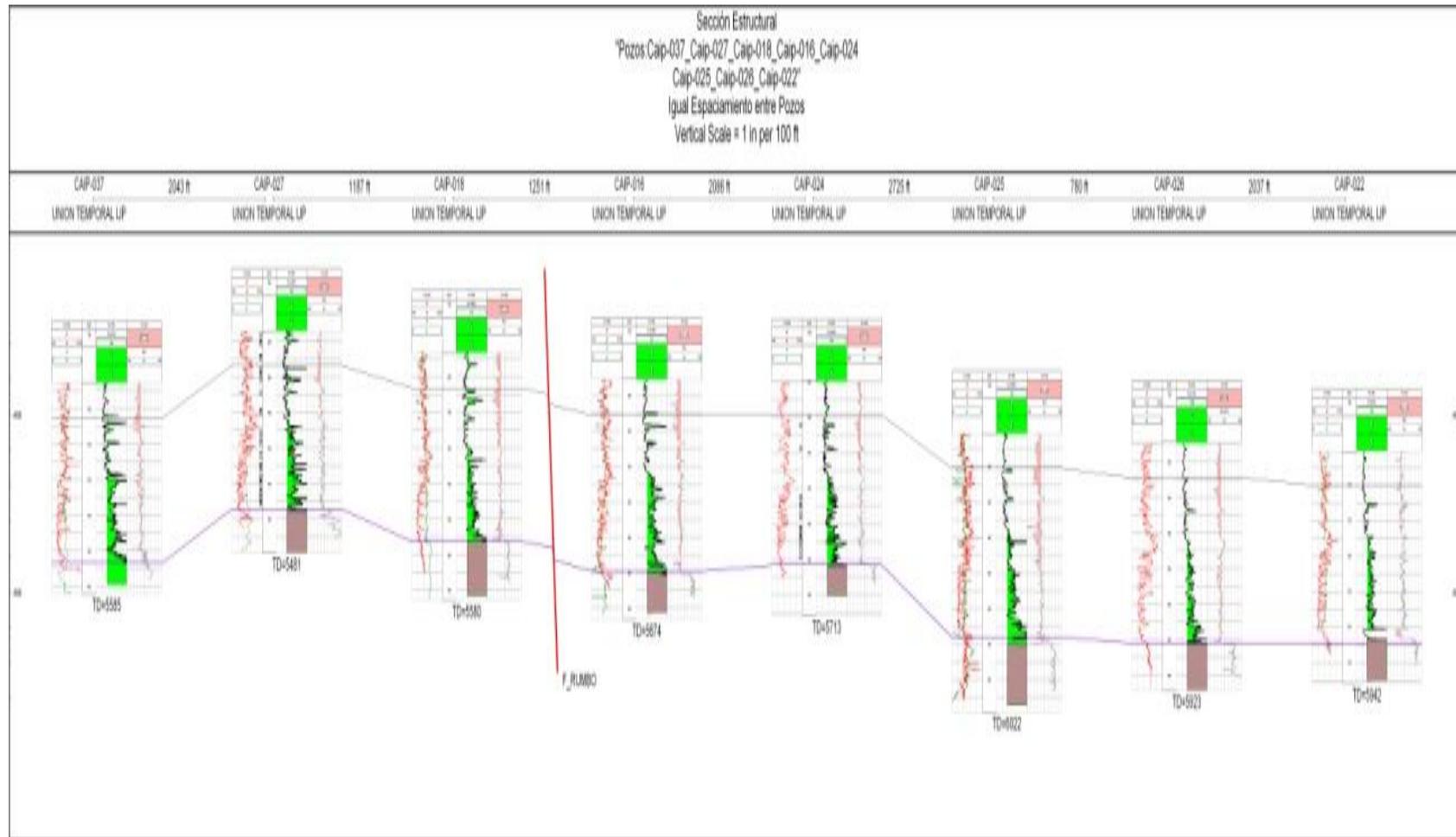
occidental de la Falla de Rumbo aunque los registros de porosidad de estos no tienen muy buenas respuestas. Al lado oriental de la falla de rumbo las porosidades son más bajas, exceptuando el pozo C-16, el cual presenta un registro de porosidades buenas pero tiene baja producción (Figura 21).

**Tabla 2.** Producción acumulada pozos C-37, C-27, C-18, C-16, C-24, C-25, C-26 y C-22.

<b>POZO</b>	<b>PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE [Bls]</b>
C-37	
C-27	8006.27
C-18	33072.11
C-16	13503.02
C-24	2358.29
C-25	21225.49
C-26	1577.34
C-22	470

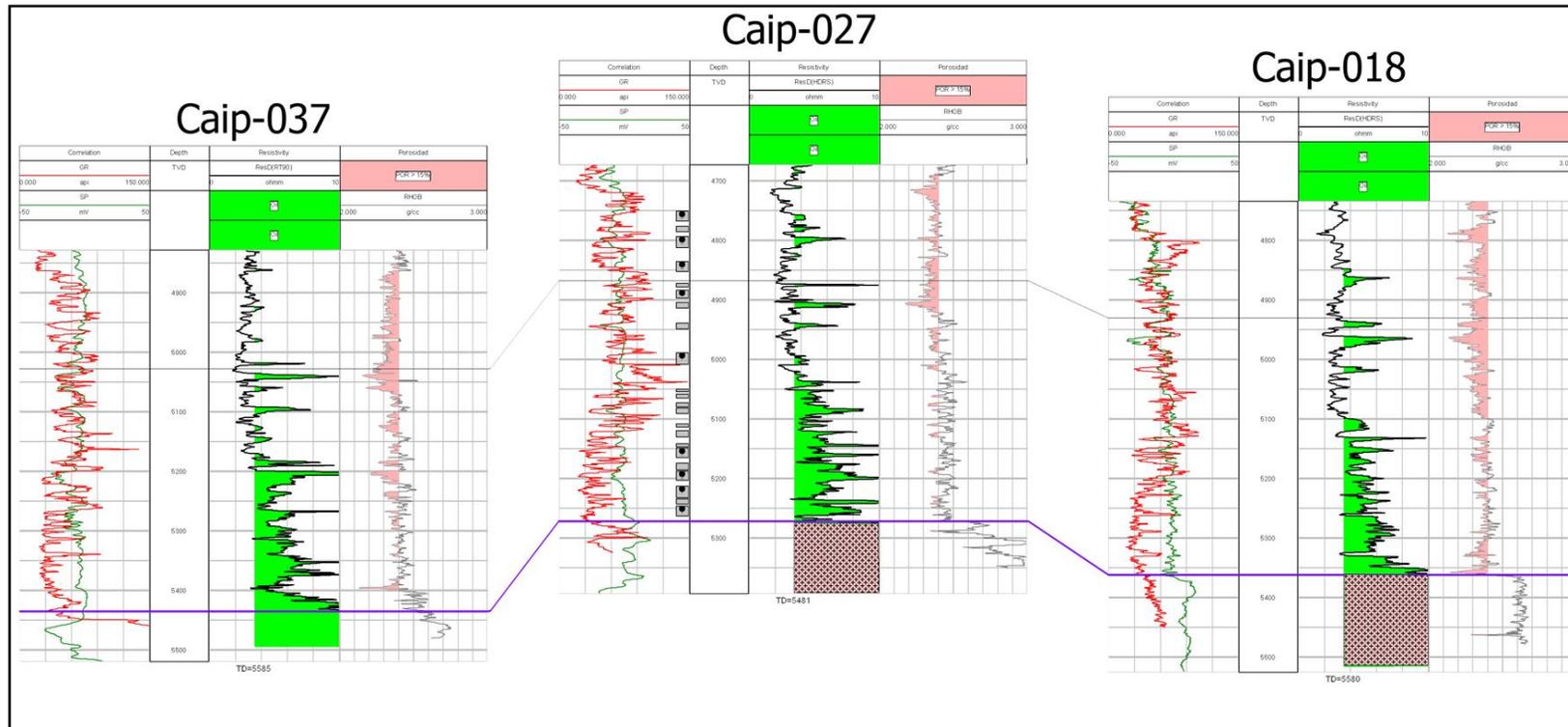


**Figura 19.** Sección estructural-estratigráfica pozos C-37, C-16, C-24, C-18, C-02, C-26 y C-22.



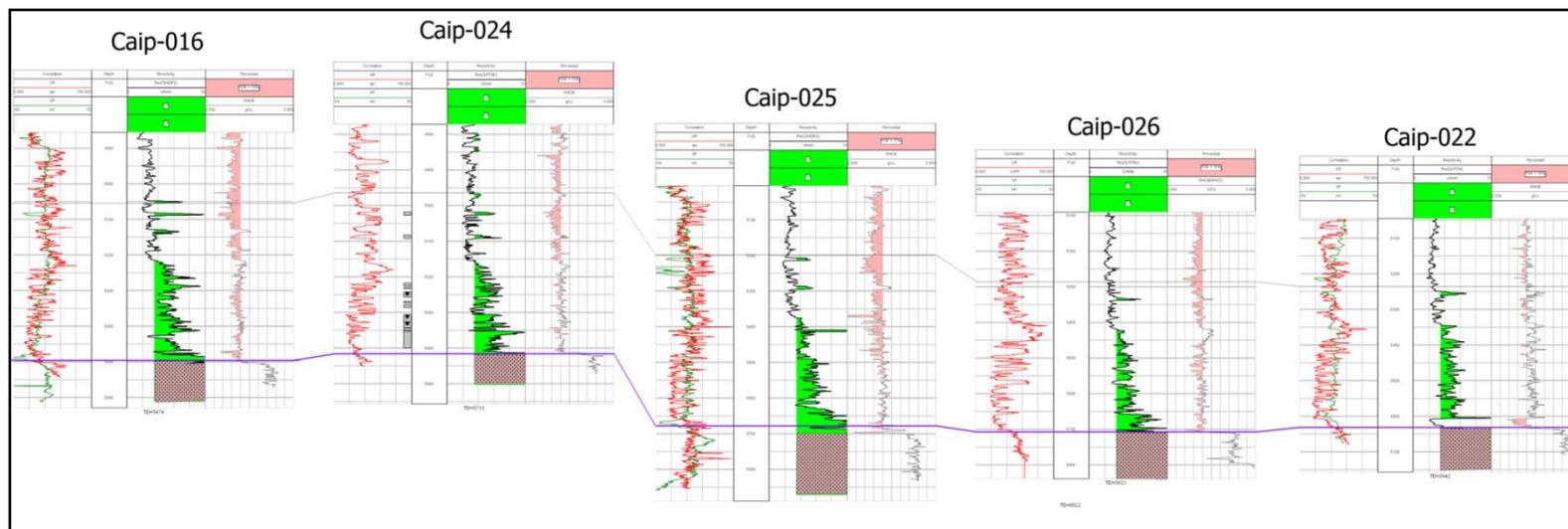
Fuente: Autor

**Figura 20.** Sección estructural pozos C-37, C-27 y C-18, pozos al lado occidental de la falla de Rumbo.



Fuente: Autor

**Figura 21.** Sección estructural pozos C-16, C-24, C-25, C-26 y C-22, pozos al lado oriental de la falla de Rumbo.



**Fuente:** Autor

### **6.3 FASE III: RESULTADOS**

Según la interpretación de los registros de pozo, la elaboración de mapas estructurales y el análisis de producción acumulada del campo Caipal se procedió a elaborar el mapa de arena neta petrolífera para la zona de interés del campo que en este caso corresponde a las arenas basales de la Fm Guaduas.

Para caracterizar los fluidos de las formaciones y determinar la producibilidad de la formación en el campo Caipal se corrió un registro MRIL en el pozo Caipal-037, esto permitió evaluar las zonas productivas del campo y sugerir cuales son los intervalos (en profundidad [ft]) productores de las arenas basales de la Fm Guaduas. El pozo aun no ha sido cañoneado.

#### **6.3.1 Mapa de arena neta petrolífera**

Mediante la elaboración de mapas estructurales y con la identificación de las arenas basales de la Fm Guaduas en los diferentes registros de pozo se realizaron correlaciones estructurales-estratigráficas que permitieron determinar la continuidad lateral de esta unidad y por consiguiente elaborar un mapa de arena neta petrolífera del campo Caipal.

Con el uso del software Geographix Discovery, en el modulo Xsection se obtuvieron los espesores de arena neta petrolífera según los registros de pozo. Con los datos obtenidos y mediante el modulo GeoAtlas se realizó la elaboración del mapa de arena neta petrolífera del área.

El mapa de arena neta petrolífera permite apreciar el ambiente complejo de depositación de las arenas basales de la Fm Guaduas, característico de ambientes fluviales de canales meandriformes. Se identificaron tres zonas de interés, las cuales pertenecen a las arenaspétrolíferas con mayor espesor que se

encuentran señaladas dentro de los círculos (morado, amarillo y azul, ver Figura 22 ver carpeta Anexo 9) y cuentan con un espesor promedio de 162 pies.

La producción acumulada para cada una de estas zonas muestra que los pozos que se encuentran en ellas han tenido o tuvieron buenas respuestas, hay que tener en cuenta que los pozos nuevos del campo Caipal, inician a partir del pozo Caipal-014. Hacia el lado oeste de la falla de Rumbo los pozos C-10, C-04, C-12, C-17, C-18 y Palagua-131 presentan una buena producción acumulada a pesar de que no se encuentran en la zona con mayor espesor de arena petrolífera pues tienen un espesor promedio de 95 pies.

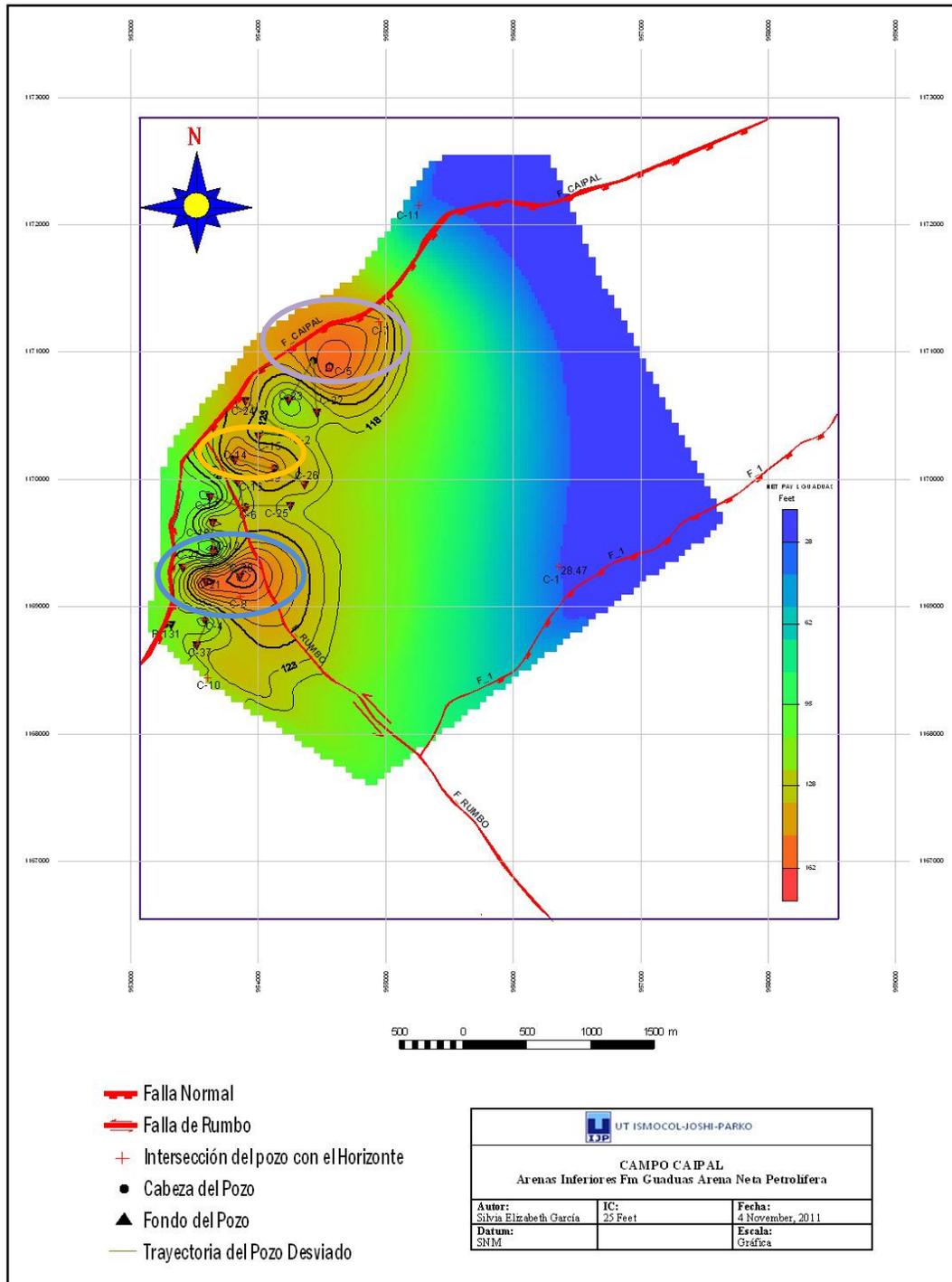
**Tabla 3.** Producción y Agua acumulada [Bls] a Febrero de 2011 de los pozos del campo. Los pozos señalados por colores hacen referencia a las zonas delimitadas en el mapa de arena neta de la Figura 23.

POZO	PRODUCCION ACUMULADA [Bls]	AGUA ACUMULADA [Bls]
C-01	2429.00	40.00
C-02	305831.00	88320.00
C-03	6015.00	981.00
C-04	430370.97	20998.71
C-05	321839.00	6355.00
C-06	489038.00	139895.00
C-07	29909.00	102.00
C-08	565817.00	13.049
C-09	91259.00	299.00
C-10	903625.24	80336.25
C-12	543041.00	49564.00
C-14	44526.41	1001.08
C-15	17305.09	733.83
C-16	13503.02	4878.64
C-17	38524.39	904.28

C-18	33072.11	6192.93
C-20	6191.76	2024.18
C-21	6468.31	1595.33
C-22	470.36	259.16
C-23	14253.52	1601.09
C-24	2358.29	382.61
C-25	21225.49	251.74
C-26	1577.34	210.71
C-27	8006.27	48.70
PAL-131	656365.00	18620.00

**Fuente:** Autor

Figura 22. Mapa de arena neta petrolifera para las arenas basales de la Fm Guaduas.



Fuente: Autor

#### **6.3.4 Registro de resonancia magnetica nuclear (RMN)**

La extraordinaria tecnología de adquisición de registros o perfilaje de resonancia magnética nuclear (RMN) ha estado en continua evolución durante los últimos 10 años. Las compañías petroleras utilizan las mediciones de RMN en una variedad de aplicaciones cada vez más numerosas; por ejemplo, para caracterizar los fluidos de las formaciones durante la evolución de los yacimientos y determinar la producibilidad de la formación. Hoy en día, las mediciones obtenidas con estas herramientas permiten transformar completamente los diseños de las terminaciones de los pozos y los desarrollos de los yacimientos. La identificación y cuantificación de la geometría de la roca y la movilidad de los fluidos, sobre la base de las características de la relajación de la resonancia magnética nuclear, se encuentran entre los aportes más importantes del perfilaje de RMN. La separación de la porosidad en los componentes de fluido adherido y fluido libre resulta esencial para evaluar la producibilidad del yacimiento.

##### **6.3.4.1 MRIL (Magnetic Resonance Imaging Log)**

El Registro de Imagen de Resonancia Magnética, es una herramienta que utiliza el principio de excitación de magnético nuclear que suministra datos petrofísicos de la formación, la cual incluye la porosidad total y efectiva, la saturación del agua connata, permeabilidad y distribución del tamaño de poro y grano.

La RNM se construye en base a una señal que proviene de los núcleos de hidrógeno. En el centro de la herramienta MRIL, un imán permanente produce un campo magnético que magnetiza los materiales de la formación. Una antena que rodea a este imán transmite energía de radiofrecuencia hacia la formación, en ráfagas controladas con precisión en el tiempo en forma de campo magnético oscilatorio. Durante el tiempo entre pulsaciones, la antena se utiliza para escuchar la señal de eco decadente proveniente de aquellos protones de hidrógeno que están en resonancia con el campo del imán permanente. Dado que existe una relación lineal entre la frecuencia de resonancia del protón y la intensidad del

campo magnético permanente, se puede ajustar la frecuencia de la energía transmitida y recibida a efecto de investigar regiones cilíndricas a diámetros diferentes alrededor de la herramienta MRIL.

Las herramientas MRIL estudian los fluidos a pocas pulgadas de la pared del pozo. Estas herramientas MRIL pueden determinar la presencia y las cantidades de diferentes fluidos (agua, petróleo, y gas), y también algunas de las propiedades específicas de los fluidos (por ejemplo, la viscosidad).

#### **6.3.4.2 Correlación del registro MRIL con registros eléctricos convencionales**

Para evaluar el yacimiento, ya que las arenas basales de la Fm Guaduas presentan baja porosidad y problemas de producción (sección 7.2.3) y con el fin de seleccionar los intervalos a cañonear para su posterior producción, la Unión Temporal IJP corrió un registro MRIL para el pozo Caipal-037. La figura 23 muestra la correlación del registro MRIL junto a los registros convencionales medidos en el pozo (GR, SP, Resistividad RT90, MSFL y porosidad-densidad PHID, RHOB).

Mediante el manejo del software GeoGraphix Discovery se realizó el procesamiento de las curvas adquiridas en campo para el cálculo petrofísico del pozo Caipal-037. La figura 23 muestra las cuatro pistas (carriles) utilizadas para la interpretación:

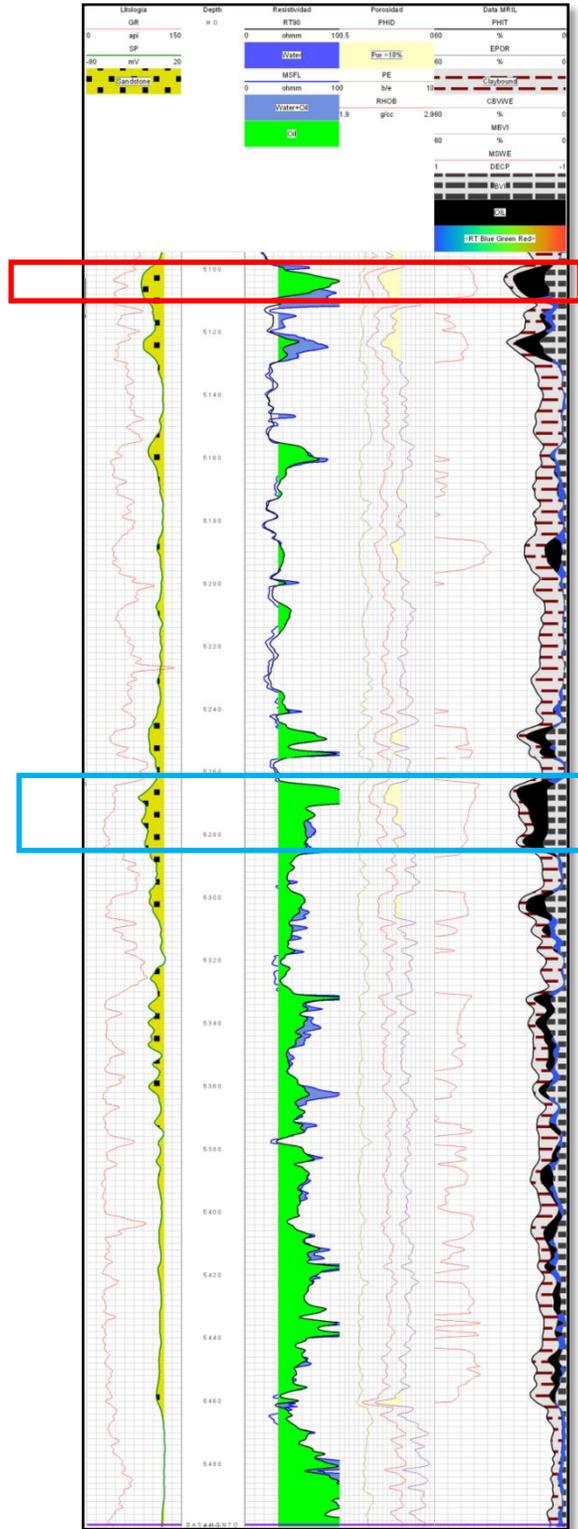
*Pista 1.* Muestra la curva de gamma ray (GR) con unidades grados API, la cual tiene valores mínimo: 0 y máximo: 150. La lectura de GR muestra intercalaciones arcilla-arena con valores que oscilan entre 25 y 105 unidades API. La curva de potencial espontáneo (SP) con unidades milivoltios [mV], tiene valores mínimo: -80 y máximo: 20. La lectura del SP indica que hay intercalación arcilla-arena, en esta curva las areniscas están por debajo de 2.0 [mV].

Pista 2. Muestra las curvas de resistividad RT90 y el microsferical (MSFL) con unidades ohmios por metro [ohmm]. Según la lectura RT90 se identificaron tres zonas importantes: para el Mioceno hay valores mínimo: 0 y máximo: 100 [ohmm], zona con resistividades típicas de agua dulce. Por debajo del tope de Tune se encuentra una zona de transición de agua dulce a agua salada con valores mínimo: 0 y máximo: 50 [ohmm]. Por último la zona de interés la cual tiene valores mínimo: 0 y máximo: 20 [ohmm]. Para determinar las arenas productoras de aceite en el yacimiento (Fm Tune y Fm Guaduas) se usa una resistividad de 3.5 ohm como “resistividad de corte (cut-off)” por lo tanto arenas con resistividades menores a 3.5 [ohmm] son consideradas arenas de agua.

Pista 3. Muestra la curva de porosidad-densidad (PHID), medida en porcentaje (%), la cual es el resultado del cálculo de la porosidad a partir de la curva de densidad RHOB y tiene un cutt-off >18%.

Pista 4. Corresponde a la lectura MRIL donde se tendrán en cuenta las curvas de agua irreductible por capilaridad MBVI, agua asociada con la arcilla CBWE y el fluido libre RT, mostradas en porcentaje (%).

**Figura 23.** Correlación registro MRIL y registros eléctricos convencionales del pozo Caipal-037.



**Fuente:** Autor

Aunque hay intervalos que también presentan acumulación de hidrocarburos, para este caso se resaltan los intervalos de mayor interés como los son los intervalos 5100-5108 [ft] y 5263-5288 [ft] mostrados en los recuadros rojo y azul correspondientemente (Figura 24), los cuales identifican las zonas de alto potencial de crudo en el pozo C-37. Se observa un buen desarrollo de las arenas y las resistividades son altas. La porosidad está por encima del 15% aunque en el intervalo 5263-5288 [ft] se presentan algunos cambios de porosidad, la cual es baja en algunas zonas sugiriendo que en este intervalo hay una intercalación de arenas-arcillas y que debería tratarse con mayor detalle. El MRIL identifica estos intervalos de profundidad como los de mayor acumulación de aceite, bajo contenido de agua asociada con la arcilla CBW, poco volumen de fluido libre y agua irreductible. Lo anterior indica que estos intervalos serían los más recomendados para cañonear en el pozo.



## 7. CONCLUSIONES

La identificación de los topes de cada formación en los registros de pozo permitió establecer mediante correlaciones estructurales- estratigráficas la continuidad lateral de cada una de estas. Se identificaron las arenas basales de la Fm Guaduas las cuales, según su desarrollo, son las arenas probadas que permitieron la acumulación de hidrocarburos del campo Caipal.

La generación de mapas estructurales y las correlaciones realizadas permitieron corroborar la existencia de la Falla de Rumbo y de la Falla Caipal y la característica monoclinal del campo.

La caída de producción del campo Caipal con un corte de agua bajo puede estar asociada a la migración de finos con crudo pesado, lo cual hace que aumente la viscosidad de este ó puede generar taponamiento, disminuyendo así la porosidad de la arena.

El pozo C-011 se perforó en la parte baja del bloque yacente de la falla Caipal, a pesar de ser un pozo seco no se descarta la acumulación de petróleo en la parte alta del bloque yacente.

La generación del mapa de arena neta petrolífera permitió observar el ambiente complejo de depositación de las arenas basales de la Fm Guaduas, característico de ambientes fluviales de canales meandriformes y sirvió para focalizar tres áreas de interés donde puede estar la mayor acumulación de crudo del campo Caipal.

Las arenas basales de la Fm Guaduas tienen un espesor promedio de arena neta petrolífera de 160 pies.

En la zona occidental de la falla de Rumbo los pozos que han sido perforados tienen una buena producción acumulada y su promedio de arena neta es de 95 pies.

La Resonancia Magnética Nuclear analiza los fluidos en la matriz de la roca, en el registro MRIL, identifica y cuantifica la cantidad de fluido que existe ya sea fluido movable o no movable (agua irreducible y agua asociada con la arcilla).

El registro MRIL corrido en el pozo Caipal-037 permitió identificar mediante la correlación con los registros convencionales del pozo, los intervalos de profundidad mas apropiados para ser cañoneados en la zona.

## 8. RECOMENDACIONES

Debido a los problemas de producción de los pozos del campo Caipal se recomienda realizar un fracturamiento del pozo Caipal-037 y probar la producción antes y después de la fractura para probar la efectividad de esta.

Se recomienda investigar la razón de la baja productividad en el campo Caipal, debido a que los pozos inician con buena producción y en corto tiempo esta cae.

Se recomienda realizar corazonamiento para elaborar secciones delgadas (análisis tanto de la roca como de la matriz), análisis de porosidad y permeabilidad y un estudio de las arcillas presentes en la matriz de las areniscas.

Realizar estudios enfocados a determinar posibles daños de formación ocasionados durante la perforación.

## BIBLIOGRAFÍA

**ALZATE G, BRANCH J. W., SUAREZ O. M., VEGA C. A., 2006.** Correlación de registros entre pozos con redes neuronales artificiales utilizando múltiples curvas o variables registradas. Boletín Ciencias de la Tierra No 19.

**Archivo central del Campo Palagua-Caipal, Puerto Boyacá.**

**GEOINVESTIGACIONES, 2009.** Evaluación Geológica del Campo Caipal, Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Informe técnico.

**Gómez, C. R., 1993.** Evaluación Integrada de Yacimientos. Bogotá D.C, Colombia. Informe Técnico.

**JULIVERT.M., 1961.** Las estructuras del Valle Medio del Magdalena y su significación. Boletín de Geología. Universidad Industrial de Santander. (Bucaramanga), No 6. Pág. 33 - 52.

**LINARES, P. R., 2000.** Reservorios fracturados en rocas calcáreas de la cuenca del valle medio del magdalena, Colombia. Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petroleum.

**MONDRAGON, J. C., MAYORGA, M., RODRIGUEZ, G., NAVARRO J., MORETTI, I., 2009.** Nuevas Perspectivas Exploratorias en el Sector Sur de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Colombia). ACGGP

**RICHARD L.,HEINZ T.** Aplicaciones de los registros de resonancia magnética nuclear (NMRL) en la evaluación de yacimientos. Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), Ecuador.

**SANCHEZ, W. & NIÑO, E., 2009.** Interpretación Geológica de aproximadamente 90 Km. de sísmica 2D en el campo Palagua e Integración de Interpretación geológica de los campos Palagua-Caipal. Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Schlumberger. Informe técnico.

**REFERENCIAS DE INTERNET:**

Asociación Colombiana del Petróleo. (2011). Producción de crudo en Colombia. Consultado el 01 de Junio de 2011.<http://www.acp.com.co/>.

Anónimo. (2010). Assessment of environmental impact and industrial safety in development wells Palagua – Caipal Field Puerto Boyacá (Boyacá, Colombia). Joshi technologies international. Consultado el 30 de Mayo de 2011. [http://www.joshioilandgas.com/palagua\\_field.html](http://www.joshioilandgas.com/palagua_field.html)). Bogotá D.C., Colombia