

**ESTUDIO DE LA GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA COSTA AFUERA  
GUYANA (GUYANA, SURINAM Y GUYANA FRANCESA-SURAMÉRICA) Y SU  
IMPLICACIÓN EN EL DESARROLLO DE ELEMENTOS DEL SISTEMA  
PETROLÍFERO**

**DANIELA MARCELA BECERRA RONDÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2013**

**ESTUDIO DE LA GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA COSTA AFUERA  
GUYANA (GUYANA, SURINAM Y GUYANA FRANCESA-SURAMÉRICA) Y SU  
IMPLICACIÓN EN EL DESARROLLO DE ELEMENTOS DEL SISTEMA  
PETROLÍFERO**

**DANIELA MARCELA BECERRA RONDÓN**

**Trabajo de grado para optar al título de  
Geólogo**

**Director:  
YASMÍN PELAYO SERRANO  
Geóloga MSc**

**Co-Directores:  
MARIO A. SUAREZ RODRÍGUEZ  
Geólogo MSc**

**FLAVIO GARAVITO CUBILLOS  
Geólogo MSc**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2013**

## **DEDICATORIA**

A Dios, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante esta etapa de mi vida.

A mi familia por quererme mucho y creer en mí.

A mi gordis.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por ser mi guía siempre.

A mi familia por estar siempre ahí, por su motivación constante y por darme una carrera para mi futuro.

A los profesores de la Escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander, por brindarme las herramientas para desarrollarme como una profesional.

A Ecopetrol por darme la oportunidad de realizar mi práctica profesional, dejando a mis manos todos los medios disponibles para la realización de este proyecto.

A todo el personal de la Gerencia de Exploración Internacional, por su apoyo incondicional, siempre dispuestos con su cariño y amabilidad a lo que me fuera necesario.

A todos mis amigos por compartir los buenos y malos momentos, por su confianza y lealtad.

A mi gordis por ser el ejemplo de disciplina y constancia que lo caracterizan, infinitas gracias por brindarme su apoyo y amor incondicional durante esta importante etapa de mi vida.

# CONTENIDO

Pag.

INTRODUCCIÓN .....	18
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	19
2. JUSTIFICACIÓN .....	20
3. OBJETIVOS .....	21
3.1. OBJETIVO GENERAL .....	21
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	21
4. LOCALIZACIÓN.....	22
5. ANTECEDENTES .....	23
6. METODOLOGÍA.....	25
6.1. FASE DE RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	25
6.2. FASE DE ANÁLISIS E INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	26
6.3. FASE DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA.....	27
6.4. FASE DE IDENTIFICACIÓN DE <i>PLAYS</i> .....	32
7. MARCO TEÓRICO.....	33
7.1. PROCESO EXPLORATORIO .....	33
7.2. SISTEMAS PETROLÍFEROS .....	35
7.3. ESTRATIGRAFÍA SÍSMICA .....	40
7.4. <i>PLAYS</i> .....	41
8. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL .....	44
8.1. EVOLUCIÓN TECTÓNICA .....	44
8.2. MARCO ESTRUCTURAL .....	52
8.3. MARCO ESTRATIGRÁFICO .....	56
8.3.1. Síntesis de Unidades Estratigráficas .....	61
9. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	64
9.1. HISTORIA EXPLORATORIA.....	64
9.2. SISTEMAS PETROLÍFEROS .....	67
9.2.1. Roca Generadora.....	68

9.2.2. Expulsión y Migración.....	74
9.2.3. Rocas Almacenadoras .....	77
9.2.4. Trampas y sellos.....	79
9.2.5. Sincronismo .....	83
<b>10. RESULTADOS.....</b>	<b>86</b>
10.1. INTERPRETACIÓN SÍSMICA REGIONAL .....	86
10.2. CONCEPTOS EXPLORATORIOS “PLAYS” .....	101
10.2.1. <i>Plays</i> del Jurásico .....	101
10.2.2. <i>Plays</i> Del Cretácico Inferior (Berriasiano - Aptiano/Albiano) ...	103
10.2.3. <i>Plays</i> del (Aptiano/Albiano) al Mioceno Medio .....	105
10.2.4. <i>Plays</i> del Terciario (Mioceno Medio al Presente).....	108
<b>11. CONCLUSIONES .....</b>	<b>112</b>
<b>12. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>115</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>116</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Mapa de localización geográfica de la Cuenca Guyana enmarcada en la Margen ecuatorial suramericana.....	22
<b>Figura 2.</b> Flujo de trabajo propuesto para el desarrollo de la metodología. ....	25
<b>Figura 3.</b> Mapa de la Cuenca mostrando en rojo las líneas sísmicas disponibles para este trabajo, en verde el resto de líneas adquiridas en la Cuenca.....	28
<b>Figura 4.</b> Interfaz de la plataforma <i>Petrel</i> , mostrando la interpretación de una de las líneas sísmica localizada en Guyana. ....	29
Figura 5. Interfaz de la plataforma <i>OpenWorks</i> en su aplicación <i>SeisWork</i> , mostrando la interpretación de una línea sísmica localizada en Guyana Francesa.....	29
<b>Figura 6.</b> Amarre de horizontes sísmicos con edades del pozo Arapaima-1 en Guyana. ....	30
<b>Figura 7.</b> Sección sísmica mostrando los horizontes interpretados y las tectono-secuencias reconocidas.....	32
<b>Figura 8.</b> Principales etapas del proceso exploratorio. ....	33
<b>Figura 9.</b> Corte esquemático del modelo de sistema petrolífero. Nótese la ubicación relativa y extensión estratigráfica de los elementos esenciales que componen el sistema petrolífero.. ....	36
<b>Figura 10.</b> Flujograma que muestra como los elementos y procesos deben ocurrir en orden o en sincronismo para que una acumulación pueda ocurrir.. ....	38
<b>Figura 11.</b> Patrones de terminaciones de los reflectores y su relación con el reconocimiento de límites de secuencias.....	41
<b>Figura 12.</b> Corte esquemático que representa el concepto de Play, donde la combinación de los factores geológicos favorece la acumulación de hidrocarburos.. ....	42
<b>Figura 13.</b> Corte esquemático que representa el concepto de <i>Play Fairway</i> . ....	43
<b>Figura 14.</b> Mapas paleogeográficos de la región Central Atlántica. Nótese la ubicación de la Cuenca (polígono rojo). A) Triásico Tardío-Jurásico Temprano. B) Jurásico Medio. C) y D) Jurásico Tardío.. ....	45
<b>Figura 15.</b> Mapa paleogeográfico del Jurásico Tardío. Obsérvese la orientación del Graben Takutu.....	45

<b>Figura 16.</b> Reconstrucción paleogeográfica del Cretácico Inferior. <b>A)</b> Las flechas en color violeta indican el movimiento relativo de las placas, nótese que causan inversión al NE de Suramérica. Tomado de C&C. <b>B)</b> Se presenta el levantamiento del Alto Demerara (DR) en Suramérica y el Plateau de Guinea (GP) en África y asociados a ellos fallamiento normal y pliegues en echelón.....	46
<b>Figura 17.</b> Reconstrucción de las placas Suramericana y Africana en el Cenomaniano - Turoniano .....	47
<b>Figura 18.</b> Etapas paleogeográficas de la separación de África y Suramérica durante el Cretácico Tardío. Obsérvese la conexión entre el océano Atlántico Sur y Norte que ocurre desde Albiano al Cenomaniano. ....	48
<b>Figura 19.</b> Efecto de la Placa Caribe en la Cuenca Guyana. <b>A)</b> En el Cretácico Tardío (80 Ma) la Placa Caribe empezó a moverse hacia el Este y colisiona con Suramérica. <b>B)</b> A finales del Paleógeno (30 Ma) continúa la colisión de la Placa Caribe con el Norte de Suramérica, causando el levantamiento de la Cordillera De la Costa en Venezuela. <b>C)</b> Durante el Mioceno (14 Ma), una gran convergencia en la región de Trinidad produce el levantamiento que afectó directamente la Cuenca. <b>D)</b> Durante el Plioceno (5 Ma) ocurre un rápido levantamiento de los Andes, desarrollando grandes paleodrenajes y erosión hacia el Este del escudo de Guyana, lo cual resultó en una amplia progradación en la Cuenca. ....	50
<b>Figura 20.</b> Síntesis de la evolución tectónica regional de la Cuenca Guyana. <b>A)</b> Fase I: Rifting Central Atlántico-Jurásico (200~145 Ma). <b>B)</b> Fase II: Rifting Sur Atlántico-Cretácico Inferior (145~113Ma). <b>C)</b> Fase III: Margen Pasivo - Cretácico Superior al presente (113~0 Ma).....	51
<b>Figura 21.</b> Mapa geológico del Onshore de la Cuenca Guyana. Nótese el basamento cristalino aflorante del Escudo de Guyana que sirve como límite Sur de la Cuenca. ....	52
<b>Figura 22.</b> Imagen satelital sobre el Océano Atlántico actual. Tomado de Staatsolie, 2012. ....	53
<b>Figura 23.</b> Mapa gravimétrico de la Cuenca Guyana, mostrando el quiebre de la plataforma, lineamientos relacionados a las cortezas oceánicas Jurásica y Cretácica, el graben Takutu, entre otros rasgos.....	54
<b>Figura 24.</b> Mapa estructural regional de la Cuenca. Nótese los movimientos que tuvo el quiebre de la plataforma desde el Cretácico Temprano hasta el presente. ....	55
<b>Figura 25.</b> Columna estratigráfica generalizada, mostrando las principales unidades estratigráficas de la Cuenca Guyana. ....	56
<b>Figura 26.</b> Corte esquemático que muestra la progradación hacia el NE de la espesa secuencia correspondiente a la Formación Corentyne.....	60
<b>Figura 27.</b> Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Guyana. ....	61

<b>Figura 28.</b> Mapa de situación exploratoria actual de la Cuenca Guyana. . . . .	66
<b>Figura 29.</b> Columna estratigráfica de la Cuenca, mostrando la distribución de los principales elementos de los sistemas petrolíferos probados y no probados a lo largo del área. . . . .	67
<b>Figura 30.</b> Reconstrucción paleogeográfica durante el Cenomaniano-Turoniano, Nótese la distribución de la roca generadora. . . . .	68
<b>Figura 31.</b> Mapa que muestra el Campo Tambaredjo, mostrando la distancia desde su fuente de generación de petróleo hasta el Campo. . . . .	69
<b>Figura 32.</b> Mapa estructural al tope del basamento. Obsérvese al Sureste de la Cuenca las mayores profundidades delimitando el principal depocentro en la Cuenca. . . . .	70
<b>Figura 33.</b> Mapa que muestra las áreas de cocina de la Formación Canje. Nótese la posición relativa del descubrimiento Zaedyus respecto al área de cocina localizada en áreas costa afuera de Guyana Francesa. . . . .	70
<b>Figura 34.</b> Graficas de TOC y Rock Eval de la sección de roca generadora del Albiano superior - Cenomaniano muestreado en el pozo NCO-1. . . . .	71
<b>Figura 35.</b> Mapa de distribución de los niveles de madurez en la cocina de generación en la Cuenca (líneas punteadas) calculado al presente, de la sección de roca generadora del Cenomaniano, basado en % TOC, Ro y espesor. . . . .	73
<b>Figura 36.</b> Posibles rutas de migración de fluidos a través de fallas que conectan la roca generadora (Fm. Canje) y los potenciales almacenadores del Terciario. . . . .	75
<b>Figura 37.</b> Distancia inferida desde la principal cocina de generación hasta el Campo Tambaredjo. . . . .	76
<b>Figura 38.</b> Sección S-N de la Cuenca, ilustrando las largas distancias de migración de aceite desde la roca generadora Cretácica (Fm. Canje) hasta su almacenadora en el Onshore de la cuenca (Campo Tambaredjo). . . . .	76
<b>Figura 39.</b> Corte esquemático SW-NE que presenta los diferentes tipos de almacenadores y su ubicación relativa en la Cuenca. . . . .	78
<b>Figura 40.</b> Sección sísmica que muestra los depósitos de turbiditas de talud, causados por el colapso de la plataforma. . . . .	78
<b>Figura 41.</b> Mapa mostrando las potenciales trampas y almacenadores en la Cuenca Guyana. Estas trampas incluyen cañones cretácicos, turbiditas Paleógenas, flancos del Arco Waini, valles de incisión del Mioceno y cuerpos arenosos del Plioceno. . . . .	80
<b>Figura 42.</b> Sección sísmica interpretada en el área de Guyana. Obsérvese las familias de fallas Jurásicas y Miocenas, estas últimas con despegue en el Cretácico. . . . .	81

<b>Figura 43.</b> Sección esquemática a lo largo de la plataforma mostrando como el Arco Waini actúa como una trampa estructural y hacia sus flancos estratigráfica, para hidrocarburos.....	82
<b>Figura 44.</b> Carta de eventos para el sistema petrolífero Canje-Saramacca (!). .....	83
<b>Figura 45.</b> Carta de eventos para el sistema petrolífero Canje-Turoniano (·). .....	84
<b>Figura 46.</b> Carta de eventos para el sistema petrolífero Jura-Triásico Neocomiano–Stabroek (?). .....	85
<b>Figura 47.</b> Sección sísmica en el offshore de Guyana, mostrando los siete límites de secuencias interpretados. ....	86
<b>Figura 48.</b> Sección sísmica localizada en el offshore de Guyana, mostrando las cuatro tectono-secuencias interpretadas, limitadas por los límites de secuencias anteriormente reconocidos. ....	87
<b>Figura 49.</b> Perfil sísmico interpretado en el offshore de Guyana, donde se muestra el basamento definiendo la base de la Tectono-secuencia 1. Nótese el carácter caótico de las reflexiones que presenta el basamento. ....	88
<b>Figura 50.</b> Perfil sísmico interpretado en el offshore de Guyana, mostrando los marcados cambios del carácter sísmico entre la tectono-secuencia 1 y 2 (TS-1 y TS-2). Las terminaciones en onlap (flechas rojas) sobre la TS-1 son diagnosticas para la definición de este límite que también sirve como límite inferior para la TS-2. ....	89
<b>Figura 51.</b> Sección sísmica interpretada en el offshore de Guyana, donde se evidencia la estructura típica de la tectono-secuencia 1 (TS-1), representada por fallas normales de alto ángulo, grabens y half grabens. ....	90
<b>Figura 52.</b> Sección sísmica interpretada en el offshore de Guyana Francesa; exhibiendo las marcadas truncaciones (flechas rojas) que definen el límite superior de la TS-2.....	91
<b>Figura 53.</b> Sección sísmica interpretada en el offshore de Guyana, mostrando las reflexiones sísmicas fuertes y de alta amplitud que representan el registro litológico de la plataforma carbonatada del Cretáceo Inferior de la TS-2.....	92
<b>Figura 54.</b> Perfil sísmico interpretado al Oeste de la Cuenca en el offshore de Guyana, donde se observa la estructura característica de la TS-2, dominada por una plataforma relativamente tranquila, con fallas normales hacia su quiebre asociadas a colapsos gravitacionales de la plataforma. ....	93
<b>Figura 55.</b> Sección sísmica interpretada al Este de la Cuenca en el offshore de Guyana Francesa, evidenciando fallas normales de alto ángulo y anticlinales asociados que caracterizan la estructura regional de la TS-2 en este sector .....	93

<b>Figura 56.</b> Línea sísmica interpretada en el offshore de Guyana, donde puede notarse el gran avance (130 Km aprox.) de la plataforma hacia el continente, que tuvo lugar desde el Cretácico Inferior (TS-2) hasta el Mioceno Medio (TS-3). .....	94
<b>Figura 57.</b> Perfil sísmico interpretado en el offshore de Guyana, mostrando la estructura regional de la paleo-plataforma de la TS-3, representada en las múltiples fallas listricas de la plataforma del cretácico Superior al Mioceno Medio. Nótese que el despegue de estas fallas ocurre en rocas cretácicas.....	95
<b>Figura 58.</b> Sección sísmica interpretada en el offshore de Guyana Francesa. Nótese las amplias clinofomas sigmoidales (líneas rojas punteadas) presentes en la TS-4, evidenciando la progradación de la plataforma.....	96
<b>Figura 59.</b> Sección sísmica interpretada en el offshore de Guyana, donde puede notarse la progradación (50 Km aprox.) de la plataforma hacia la cuenca, que tuvo lugar desde el Mioceno Medio hasta el presente (TS-4). .....	97
<b>Figura 60.</b> Sección sísmica en el offshore de Guyana Francesa, evidenciando las fallas normales presentes que caracterizan la estructura regional de la TS-4.....	98
<b>Figura 61.</b> Sección sísmica regional de buzamiento con y sin interpretar, ubicada al Oeste de la Cuenca en el offshore de Guyana, mostrando la estructura y estratigrafía regional de la Cuenca en este sector. ....	99
<b>Figura 62.</b> Sección sísmica regional de buzamiento con y sin interpretar, ubicada al Este de la Cuenca en el offshore de Guyana Francesa, mostrando la estructura y estratigrafía regional de la Cuenca en este sector.....	100
<b>Figura 63.</b> Sección sísmica esquemática (sin escala) que ilustra los <i>plays</i> de grabens Jurásicos, mostrando la ubicación relativa de los almacenadores entre un half graben (1) y entre grabens (2 y 3). .....	102
<b>Figura 65.</b> Sección sísmica esquemática (sin escala) que ilustra el <i>play</i> de carbonatos del Cretácico Inferior. Nótese en (1) la plataforma con los almacenadores carbonatados representados por reflexiones de alta amplitud y buena continuidad. ....	103
<b>Figura 64.</b> Sección sísmica esquemática (sin escala) que ilustra los <i>plays</i> estratigráficos presentes en la sección pre-Albiana. En (1 y 4) se muestran los almacenadores en trampas asociadas a truncaciones buzamiento arriba contra la discordancia del Aptiano/Albiano; en (2 y 3) se representan los almacenadores en trampas asociadas a acuñaientos y terminaciones en <i>onlaps</i> . ....	104
<b>Figura 66.</b> Sección sísmica esquemática (sin escala) que ilustra los <i>plays</i> de acuñaientos del Cretácico superior al Mioceno Medio, representados por almacenadores (1) dispuestos en trampas estratigráficas que se adelgazan buzamiento arriba. ....	106
<b>Figura 67.</b> Sección sísmica esquemática (sin escala), que ilustra el <i>play</i> de Turbiditas del Cretácico Superior, representado por complejos de canales submarinos como almacenadores (1) dispuestos en trampas estratigráficas. ....	107

**Figura 68.** Secciones sísmicas esquemáticas (sin escala), que ilustran el *play* de turbiditas del Terciario, representados en almacenadores (1) de pie del talud depositados en forma de abanicos submarinos; y en (2) por depósitos turbidíticos confinados en los bloques colgantes de fallas listricas de la plataforma..... 109

**Figura 69.** Sección sísmica esquemática (sin escala), que ilustra el *play* de carbonatos del Terciario, representado en (1) crecimientos de bancos carbonatados en el borde de la plataforma y que funcionan como almacenadores. .... 110

**Figura 70.** Diagrama semáforo que representa el riesgo de los *plays* identificados en la Cuenca Guyana..... 111

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Resumen de los principales estudios geológicos que contribuyen al conocimiento de la Cuenca Guyana. ....	23
<b>Tabla 2.</b> Resumen cronológico de la actividad exploratoria en el área de estudio. ....	65

## RESUMEN

### TITULO:

ESTUDIO DE LA GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA COSTA AFUERA GUYANA (GUYANA, SURINAM Y GUYANA FRANCESA-SURAMÉRICA) Y SU IMPLICACIÓN EN EL DESARROLLO DE ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLÍFERO

### AUTOR:

DANIELA MARCELA BECERRA RONDÓN

**PALABRAS CLAVE:** Geología regional, tectono-secuencias, sistemas petrolíferos, *plays*, Margen ecuatorial Suramericano, Cuenca Guyana

### DESCRIPCIÓN:

En la Cuenca Guyana localizada al Noreste de Suramérica, existen numerosas posibilidades exploratorias; en 2000 el USGS identificó a esta Cuenca como la segunda menos explorada en el mundo, adicionalmente se considera que las cuencas ecuatoriales Suramericanas son análogos geológicos de su margen conjugado al Oeste de África, área en la cual se han producido importantes descubrimientos en años recientes.

El principal objetivo de este trabajo fue realizar el estudio de la geología regional de la Cuenca Guyana, con miras a la identificación de sistemas petrolíferos y adicionalmente reconocer diversos tipos de *plays* en la Cuenca. Para este estudio se interpretaron datos sísmicos 2D PSTM, además se utilizó información publicada principalmente en bases de datos académicas y licencias adquiridas por Ecopetrol. En total se logró reconocer cuatro tectono-secuencias, denominadas TS1- Jurasico, TS2- Cretácico Inferior (Berriasiano – Aptiano/Albiano), TS3- Cretácico Superior (Aptiano/Albiano-Maastrichtiano), y TS4- Mioceno Medio al presente, cada una de las cuales limitadas en su base y tope por discordancias o sus conformidades correlativas.

La identificación de sistemas petrolíferos arrojó que existe solo un sistema petrolífero probado en la Cuenca, el sistema petrolífero Canje–Saramacca(!), adicionalmente han sido propuestos, el sistema petrolífero especulativo Canje-Turoniano(-), y el sistema petrolífero hipotético Jura-Triásico-Neocomiano–Stabroek(?).

Fueron reconocidos 8 *plays* en la Cuenca, los cuales van desde el Jurásico hasta el Terciario, y comprenden principalmente acuíferos estratigráficos, sistemas turbidíticos, carbonatos, entre otros. Con base en la categorización de los *plays* identificados, se determinó que el principal riesgo geológico para los sistemas petrolíferos presentes, es la retención de hidrocarburos, la cual puede estar afectada por el intenso fallamiento en el Cenozoico y la falta de sellos efectivos; otro riesgo está asociado a la distribución de la roca generadora madura y los volúmenes de hidrocarburos generados, esto debido posiblemente al adelgazamiento y erosión en cercanías a la plataforma.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado

<sup>2</sup> Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Geología. Universidad Industrial de Santander (UIS).

Director: Yasmín Pelayo Serrano – Catedrático UIS.

Co-director: Mario Augusto Suarez Rodríguez – Ecopetrol S.A.

## ABSTRACT

**TITLE:**

REGIONAL GEOLOGY STUDY OF THE OFFSHORE GUYANA BASIN (GUYANA, SURINAME AND FRENCH GUIANA, SOUTH AMERICA) AND ITS IMPLICATION ON THE DEVELOPMENT OF THE PETROLEUM SYSTEM ELEMENTS.

**AUTHOR:**

DANIELA MARCELA BECERRA RONDÓN

**KEYWORDS:** Regional geology, tectono-sequences, petroleum systems, plays, equatorial South American margin, Guyana Basin

**DESCRIPTION:**

The Guyana basin is located in the north-east of South America; there are numerous exploratory possibilities; in 2000 the USGS identified this basin as the second least explored in the World. In addition the equatorial South American basins are considered as geological analogous of the conjugate margin in West Africa, area in which there have been major discoveries in recent years.

The main objective of this work was to realize the regional geology study of the Guyana Basin, with the plan to identify petroleum systems and also recognize the different types of plays in the Basin. For this study were interpreted 2D PSTM seismic data, also we used published information mainly in academic databases and licenses acquired by Ecopetrol. In all four tectono-sequences were recognized, termed TS1-Jurassic-Early Cretaceous, TS2 (Berriasian - Aptian/Albian), TS3-Cretaceous (Aptian/Albian-Maastrichtian), and TS4-Middle Miocene to present, each one limited by unconformities or their correlative conformities at the base and the top.

Identification of petroleum systems resulted that there is only one proven petroleum system in the Basin, the Canje-Saramacca petroleum system (!), in addition have been proposed the speculative petroleum system Canje-Turonian (·), and the hypothetical petroleum system Jura-Triasico-Neocomian-Stabroek(?).

Eight plays were recognized in the Basin, ranging from Jurassic to Tertiary, and mainly comprising stratigraphic pinchouts, turbidite systems, carbonates, and others. Based on the categorization of plays identified, was determined that the main geological risk for petroleum systems is the hydrocarbons retention, which can be affected by intense faulting in the Cenozoic and the lack of effective seals, other risk to consider is associated with the distribution of mature source rock and hydrocarbon volumes generated, this due to thinning and erosion near to the shelf.

---

<sup>1</sup> Undergraduate Final Project.

<sup>2</sup> Physicochemical Faculty. School of Geology. Universidad Industrial de Santander (UIS).

Director: Yasmin Pelayo Serrano – UIS Professor UIS.

Co-Directors: Mario Augusto Suarez - Flavio Garavito - Ecopetrol S.A.

## INTRODUCCIÓN

La Cuenca Guyana localizada en la Margen Ecuatorial Suramericana, constituye una de las provincias petroleras más prometedoras de la región costa afuera de América del Sur. En el año 2000 el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) reportó cifras de cerca de 15 billones de barriles de petróleo y 42 billones de pies cúbicos de gas sin descubrir (USGS, 2000), adicionalmente se considera que las cuencas ecuatoriales Suramericanas son análogos geológicos de su margen conjugado del Oeste de África, área en la cual se han producido importantes descubrimientos en años recientes, lo que presupone una posible analogía con los sistemas petrolíferos de África Occidental (Wood Mackenzie, 2011b).

Por todo lo anterior se propone la realización de este trabajo, debido a que se hace necesario adquirir un entendimiento más detallado de la geología regional de la Cuenca, con el fin de comprobar la existencia de sistemas petrolíferos, y con esto lograr el desarrollo de conceptos exploratorios más precisos.

Para este estudio se cuenta con cerca de 8300 Km de Sísmica 2D Multicliente PSTM, además de información publicada en diferentes escenarios y bases de datos académicas. Otras fuentes de información son las licencias adquiridas por Ecopetrol de los sistemas de información IHS, WoodMackenzie y C&C Reservoirs.

La nomenclatura utilizada en este manuscrito se refiere así: BBO - billones de barriles de aceite, MMBO - millones de barriles de aceite, KBO - miles de barriles de aceite, TCFG- teras de pies cúbicos de gas, BOE - barriles de aceite equivalente, MBOPD - millones de barriles de aceite por día; NWF - New Field Wild Cats; será mencionado el término Neocomiano para referirse en tiempo a los tres primeros pisos de Cretácico Inferior (Berriasiano, Valanginiano y Hauteriviano).

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Teniendo en cuenta el incremento en la demanda mundial de petróleo y la declinación acelerada en la producción de los yacimientos, se hace indispensable la incorporación de nuevas reservas, por tal motivo es que actualmente las cuencas en áreas costa afuera cobran su importancia y empiezan a ser objetivo de grandes compañías petroleras.

A pesar que la actividad exploratoria empezó en 1916, la Cuenca Guyana es catalogada por el Servicio Geológico de los Estados Unidos (*USGS*) como la segunda cuenca menos explorada del mundo (Yang & Escalona, 2011); el potencial hidrocarburiífero primario se encuentra en el offshore de la Cuenca, identificado en el año 2000 por el *USGS* como una de las cuencas más prolíficas del mundo por explorar.

Recientemente Ecopetrol S.A. en el marco de sus actividades de exploración y captura de países a nivel internacional, consideró como un objetivo exploratorio la Cuenca Guyana en Suramérica, sin embargo encontró que no se cuenta con grandes estudios geológicos regionales previos que permitan entender la situación tectono-estratigráfica actual. En general el problema que se presenta y por el cual se propone esta investigación, se deriva de la falta de conocimiento geológico que imposibilita el entendimiento de los sistemas petrolíferos allí presentes.

## 2. JUSTIFICACIÓN

La Cuenca Guyana localizada en la Margen Ecuatorial Suramericana, es una de las provincias petroleras más prometedoras de la región offshore de América del Sur. En el año 2000 el *USGS* reportó cifras de cerca de 15 billones de barriles de petróleo y 42 billones de pies cúbicos de gas sin descubrir (*USGS*, 2000), los cuales son basados únicamente en los hidrocarburos derivados por la roca fuente del Cenomaniano (*Staatsolie*, 2012).

Por otra parte se considera que las cuencas ecuatoriales Suramericanas son análogos geológicos de su margen conjugado al Oeste de África, una área en la cual se han producido varios éxitos exploratorios en años recientes (*Jubilee*, *Venus*, *Mercurio*, *Enyenra*, *Teak*, entre otros); adicionalmente un primer suceso exploratorio fue registrado en 2011 a través del descubrimiento *Zaedyus* en el offshore de la Guyana Francesa, lo cual permite confirmar las analogías con África Occidental (*Wood Mackenzie*, 2011).

Por todo lo anterior se hace necesario adquirir un entendimiento más detallado de la geología regional de la Cuenca, con el fin de comprobar los sistemas petrolíferos existentes, y con esto lograr el desarrollo de conceptos exploratorios más precisos que permitan la captura de bloques en estas áreas por parte de *Ecopetrol S.A.*

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1. OBJETIVO GENERAL**

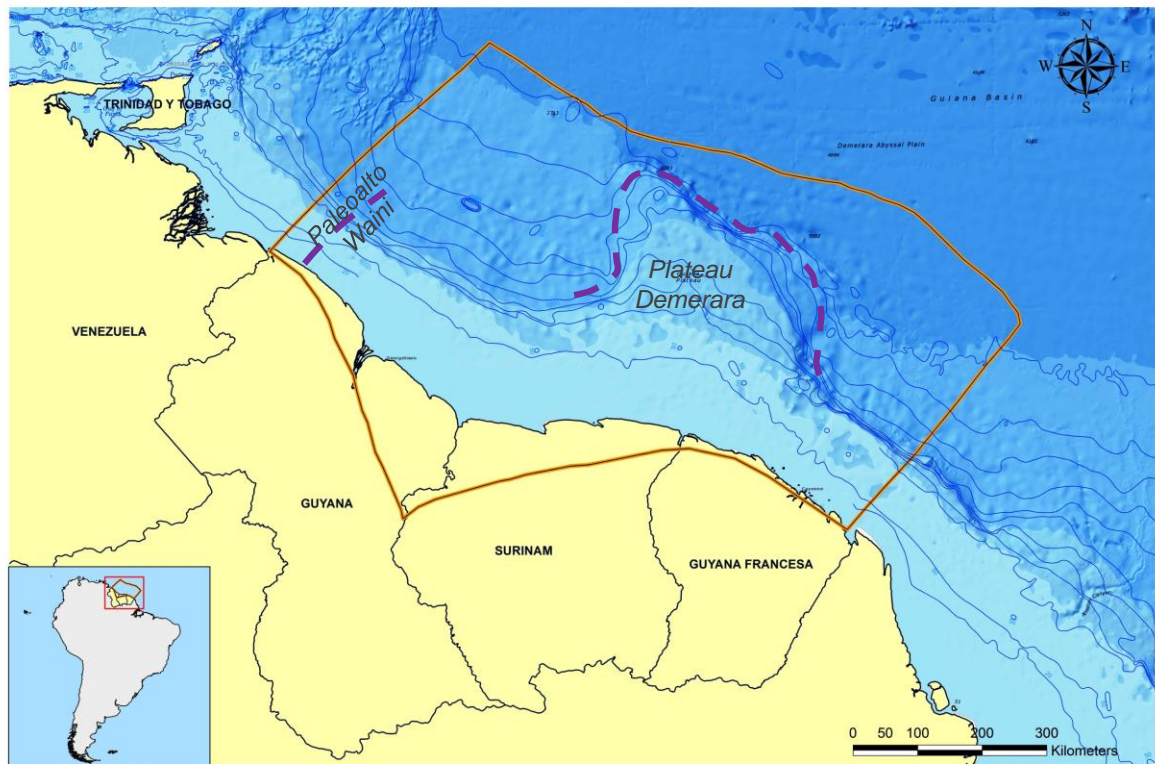
Realizar el estudio de la geología regional de la Cuenca costa afuera Guyana (Suramérica), con propósitos de establecer su implicación en el desarrollo de elementos del sistema petrolífero.

#### **3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Recopilar, analizar e integrar la información de G&G disponible que permita conocer sobre la evolución y situación tectono-estratigráfica actual de la Cuenca Guyana.
- Establecer la relación entre la geología regional de la Cuenca y su impacto en el desarrollo de elementos del sistema petrolífero.
- Mediante la interpretación de secciones sísmicas regionales 2D, identificar el marco tectónico regional, definir unidades tectono-estratigráficas, reconocer probables sistemas petrolíferos y postular *plays* en la Cuenca.

## 4. LOCALIZACIÓN

La Cuenca Guyana está localizada sobre el borde del margen continental Central Atlántico al Noreste de Suramérica, ésta se encuentra a lo largo de la plataforma continental de Guyana, Surinam y Guyana Francesa, se extiende desde el borde Oriental de Venezuela, en el Paleo-alto Waini hasta la parte Oriental del Alto de Demerara en áreas costa afuera de la Guyana Francesa en su límite con Brasil. La Cuenca Guyana abarca un área de aproximadamente 400.000 km<sup>2</sup> (**Figura 1**).



**Figura 1.** Mapa de localización geográfica de la Cuenca Guyana enmarcada en la Margen ecuatorial suramericana.

## 5. ANTECEDENTES

En la Cuenca Guyana se han realizado pocos estudios de carácter regional, los cuales en su medida han logrado contribuir al conocimiento y entendimiento de una de las cuencas con mayor potencial petrolífero de la Margen Ecuatorial Suramericana, sin embargo la mayoría de estos estudios están encaminados principalmente al entendimiento de los procesos geodinámicos que condujeron al desarrollo de la Cuenca (Lawrence & Coster 1985; Yang & Escalona 2011; Workman 2000) y en menor proporción estudios muy focalizados sobre los elementos de los sistemas petrolíferos allí presentes. A continuación, en la **Tabla 1** se hace un breve resumen de algunos de ellos:

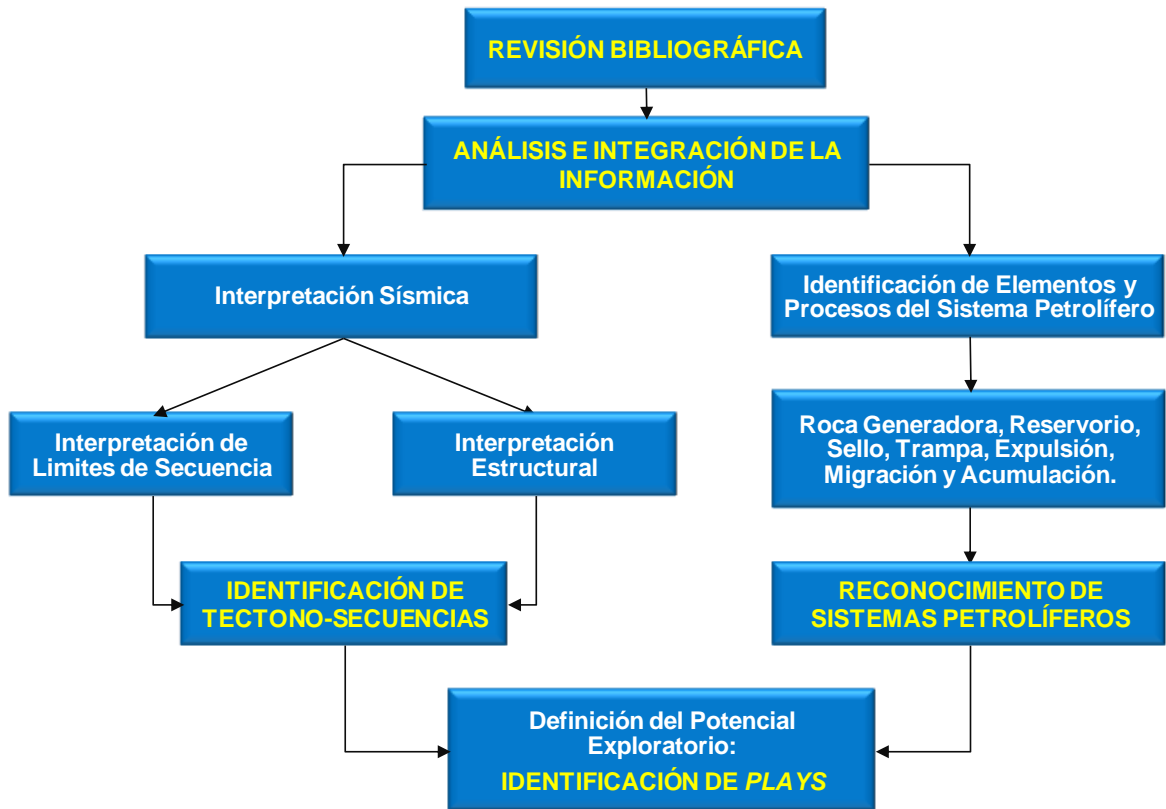
**Tabla 1.** Resumen de los principales estudios geológicos que contribuyen al conocimiento de la Cuenca Guyana.

<b>Autor</b>	<b>Año</b>	<b>Resumen</b>
LAWRENCE & COSTER	1985	Teniendo en cuenta la evolución tectono-estratigráfica de la Cuenca, se realiza la evaluación del potencial petrolífero de la misma
WORKMAN	2000	Mediante geología, sísmica, datos de pozo, y modelamientos de carga, se estudian las acumulaciones de hidrocarburos presentes en el offshore de Guyana, con fines principalmente en la exploración de turbiditas.
C&C RESERVOIRS	2005	Se evalúa el Campo Tambaredjo ubicado en el onshore de Surinam, realizando una breve descripción de la historia exploratoria y geológica de la Cuenca, así como también la caracterización del sistema petrolífero Canje-Saramacca (!) en este Campo.

CAMPBELL	2005	Mediante análisis del carácter sísmico se interpretó la geometría de la plataforma en la Cuenca Guyana, como una respuesta a los cambios en el nivel del mar.
SCHWARZER & KRABBE	2009	Mediante el modelamiento geoquímico 3D de la roca fuente, se logra entender los procesos de expulsión migración y carga que condujeron a las acumulaciones de los campos en el onshore de Surinam.
GOSS <i>et al.</i>	2009	Con base en interpretaciones de información sísmica 2D y datos de pozos, se realiza una detallada investigación sobre la estratigrafía del Cenozoico en Surinam, entendiendo los procesos y sistemas deposicionales que condujeron al desarrollo del margen clástico.
CGX	2010	Se presentan y evalúan diferentes prospectos ubicados en bloques exploratorios en el offshore de Guyana.
WOOD MACKENZIE	2011	Se analiza de la prospectividad de la Cuenca basada en la historia exploratoria de la misma (por país).
YANG & ESCALONA	2011	Se construye el modelo tectonoestratigrafico regional de la plataforma continental de la Cuenca Guyana. Se evaluó el impacto de la colisión oblicua de las placas Suramericana y Caribe desde el Cretácico. Adicionalmente se evalúa el sistema petrolífero de la Cuenca y sus relaciones con los sistemas petrolíferos adyacentes.
STAATSOLIE	2012	Se presentan secciones sísmicas interpretadas en la Cuenca (principalmente Surinam), enfocadas en evidenciar las diferentes oportunidades exploratorias presentes en dicho país.
BASILE <i>et al.</i>	2012	A partir de datos geofísicos se presenta la estructura y evolución de la parte oriental del Plateau Demerara en el offshore de la Guyana Francesa.

## 6. METODOLOGÍA

Para la realización de este estudio, se llevó a cabo el siguiente flujo de trabajo (**Figura 2**), el cual se describe a continuación:



**Figura 2.** Flujo de trabajo propuesto para el desarrollo de la metodología.

### 6.1. FASE DE RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA

Esta fase comprendió todas aquellas actividades que llevaron a la contextualización del área de estudio en términos de geología regional y sus implicaciones en la geología del petróleo; para tal fin se llevó a cabo la búsqueda detallada de estudios anteriores realizados en la Cuenca Guyana, dichos estudios procedían de fuentes como seminarios, congresos, publicaciones de la AAPG,

Elsevier, publicaciones de artículos científicos, informes de consultorías regionales, mapas, posters; otras fuentes de información bibliográfica corresponden a las licencias adquiridas por Ecopetrol S.A, de los sistemas de información de IHS, Wood Mackenzie, y C&C Reservoirs. En total se logró hacer un compendio de al menos 50 artículos, de los cuales se pudo extraer información valiosa que sirvió como marco de referencia y punto de partida en esta investigación.

## **6.2. FASE DE ANÁLISIS E INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN**

Durante esta fase se clasificó e integró la información geológica y geofísica recopilada en la fase anterior, que pudiera ser relevante para el reconocimiento de los sistemas petrolíferos presentes en la Cuenca, tanto probados como potenciales, según sus elementos y procesos, tales como roca generadora, expulsión y migración, roca almacenadora, trampas y sellos.

Para el análisis e identificación de la roca generadora se tuvo en cuenta aspectos como:

- Edad, presencia y distribución de rocas ricas orgánicamente (alto TOC)
- Litologías y espesores de la roca generadora
- Estimaciones del nivel y tiempos de madurez (calidad: Tmax, Ro, HI, S<sub>2</sub>)
- Presencia de rocas generadoras análogas lateralmente

En cuanto a los procesos relacionados con la expulsión y migración de hidrocarburos se consideraron los siguientes aspectos:

- Tiempos estimados de inicio de la generación
- Modelamientos geoquímicos
- Rutas y distancias de migración
- Efectividad para la carga de hidrocarburos
- Manifestaciones de hidrocarburos (*campos, oil seeps, oil shows*)
- Distribución de gravedades API

Por su parte para la descripción de las rocas almacenadoras existentes, se valoraron los siguientes aspectos:

- Presencia, distribución y espesores
- Litologías, ambientes de depósito y edades.
- Condiciones estructurales
- Valores de propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y saturaciones)

Las trampas y sellos fueron descritos teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Tipo de trampa (estratigrafía y/o estructural)
- Edad de formación de las trampas
- Distribución y condición estructural
- Efectividad de entrampamiento
- Presencia y distribución de los sellos
- Litología y edad de formación de los sellos

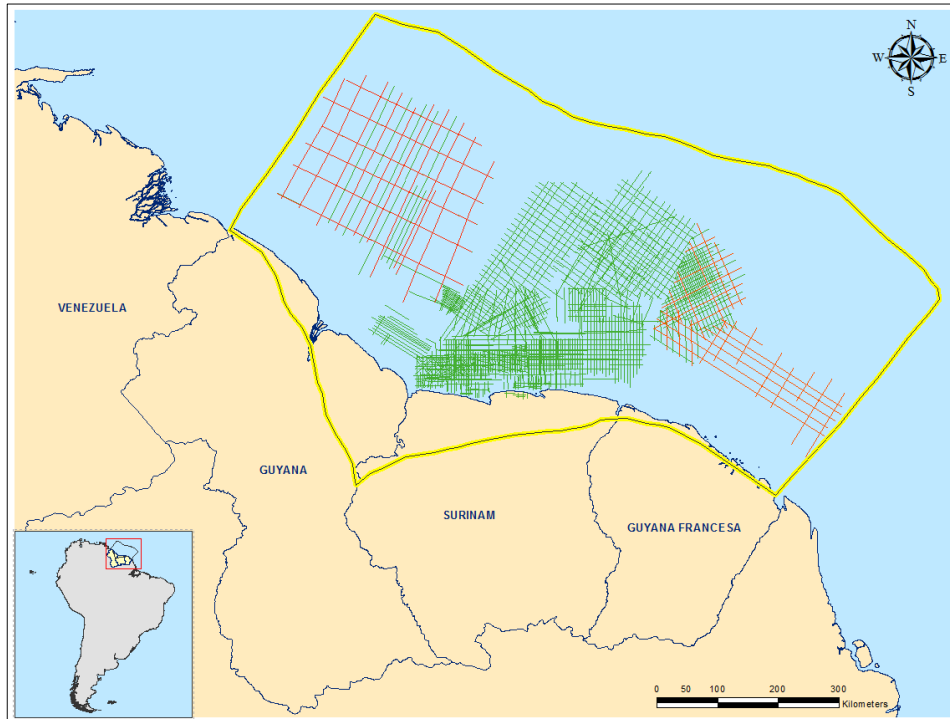
Al final de esta fase se logró reconocer la presencia de tres sistemas petrolíferos, el sistema petrolífero probado Canje-Saramacca (!), el sistema petrolífero hipotético Canje-Turoniano (·) y un tercer y potencial sistema petrolífero especulativo Jura-Triásico-Neocomiano-Stabroek (?), y como producto se proponen las cartas de eventos para cada uno de los sistemas.

### **6.3. FASE DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA**

Tal como se mencionó en los objetivos de esta investigación, se realizó la interpretación de secciones sísmicas regionales 2D con el propósito de reconocer el marco tectono-estratigráfico de la Cuenca, además de identificar *plays* exploratorios.

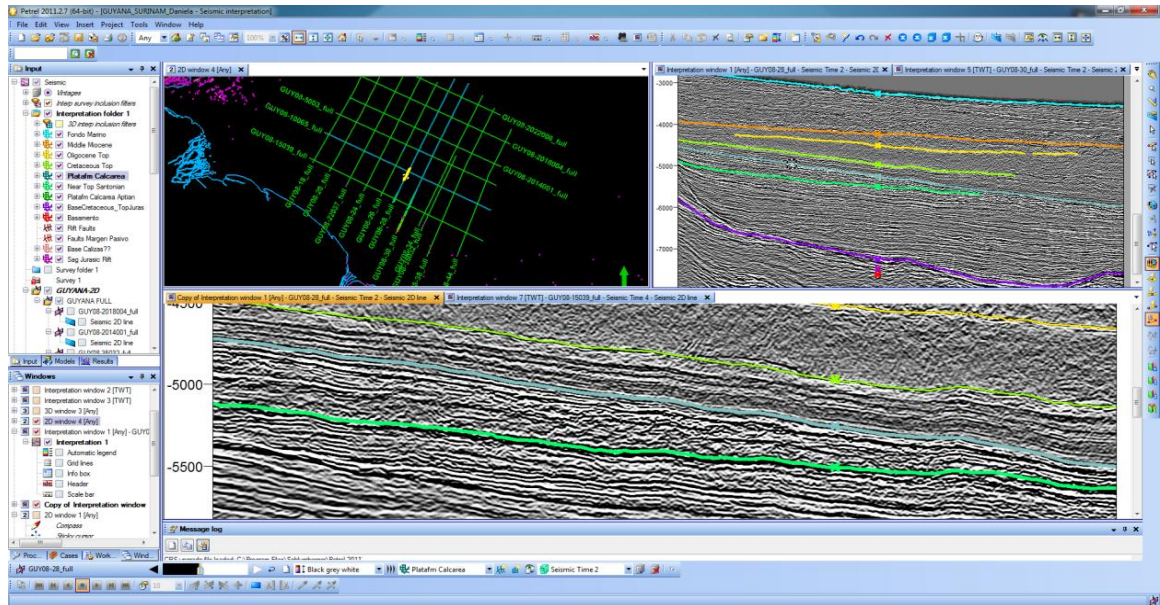
La información sísmica disponible consta de aproximadamente 8.000 kilómetros lineales de sísmica 2D PSTM multicliente, distribuidas en 43 líneas de rumbo y

buzamiento, de las cuales 17 se localizan en el offshore de Guyana y 26 en el offshore de la Guyana Francesa (**Figura 3**), esta información sísmica fue adquirida por las compañías FUGRO y PGS en el año 2003 y 2009 respectivamente, la cual fue cargada en plataformas de interpretación geológica proporcionados por Ecopetrol S.A., tales como *Open Works* y *Petrel* (**Figuras 4 y 5**).

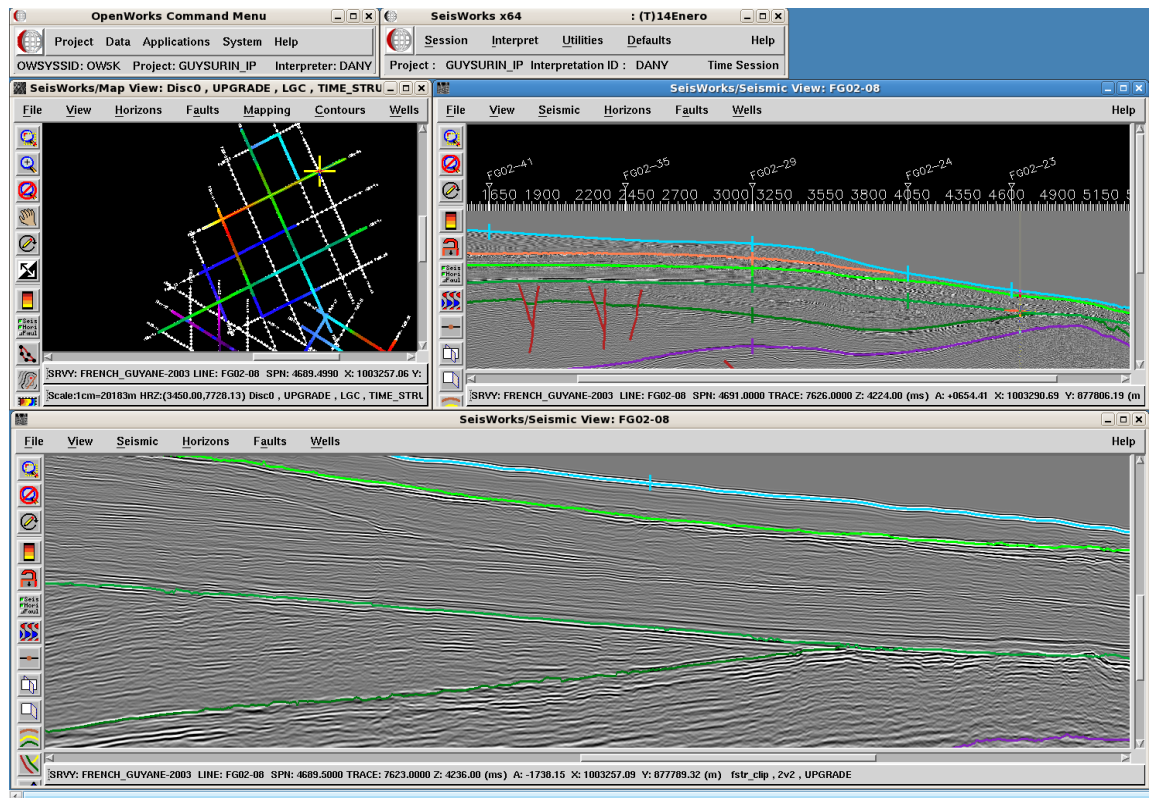


**Figura 3.** Mapa de la Cuenca mostrando en rojo las líneas sísmicas disponibles para este trabajo, en verde el resto de líneas adquiridas en la Cuenca.

Como principio se realizó un entrenamiento en dichas plataformas de interpretación, en el caso de *OpenWorks* se utilizaron las aplicaciones *SeisWork* y *Decisión Space Destokp*, y para el caso de *Petrel* se utilizó el módulo *Seismic Interpretation*; cuyo entrenamiento se llevó a cabo utilizando las diferentes herramientas de mapeo de horizontes o *picking* (*Autotracking*, *AutoDip*, *Point*, entre otras).



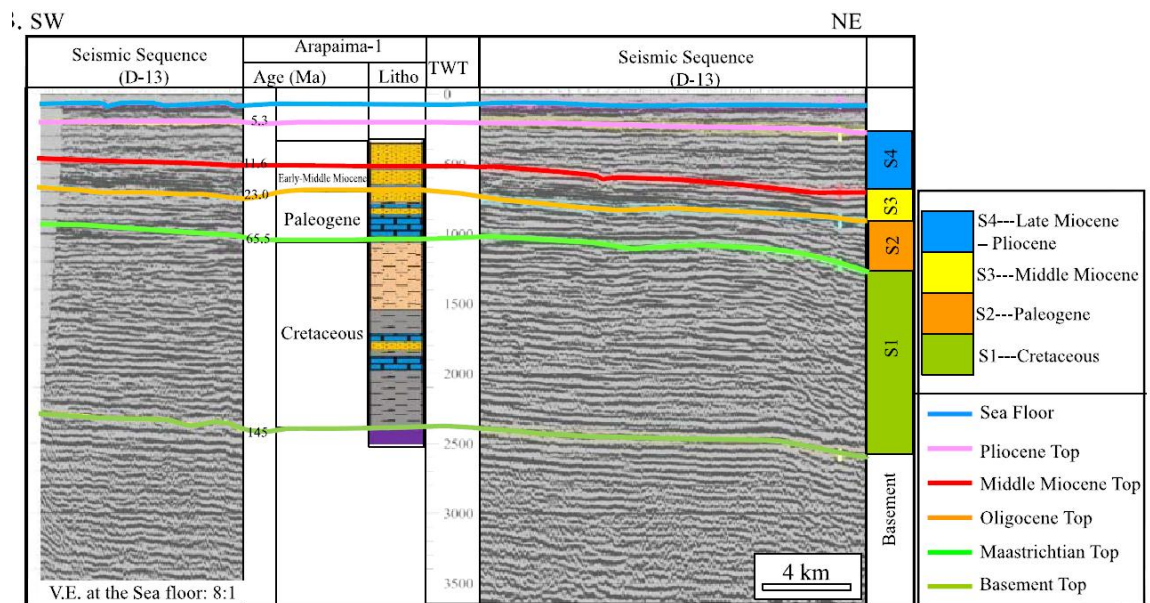
**Figura 4.** Interfaz de la plataforma *Petrel*, mostrando la interpretación de una de las líneas sísmica localizada en Guyana.



**Figura 5.** Interfaz de la plataforma *OpenWorks* en su aplicación *SeisWork*, mostrando la interpretación de una línea sísmica localizada en Guyana Francesa.

Cabe aclarar que algunas de las imágenes presentadas en este documento para ilustrar las características más representativas del marco estratigráfico y los *plays* identificados, carecen de escala o ubicación espacial debido a la confidencialidad de la información utilizada para el desarrollo del proyecto.

Para la interpretación de la información sísmica disponible, se siguió la convención propuesta por Mitchum *et al.* (1977), en el que las secuencias sísmicas están delimitadas por discordancias y sus conformidades correlativas, designadas por sus edades estratigráficas, las cuales están basadas en información bibliográfica de Yang & Escalona (2011); Staatsolie (2012) y CGX (2010) (**Figura 6**).



**Figura 6.** Amarre de horizontes sísmicos con edades del pozo Arapaima-1 en Guyana. Tomado de Yang & Escalona, 2011.

Los límites de secuencias interpretados fueron los siguientes :

- Inconformidad Mioceno Medio
- Tope Cretácico
- Tope Santoniano
- Inconformidad Aptiano-Albiano
- Tope del Neocomiano
- Inconformidad Jurásico
- Basamento

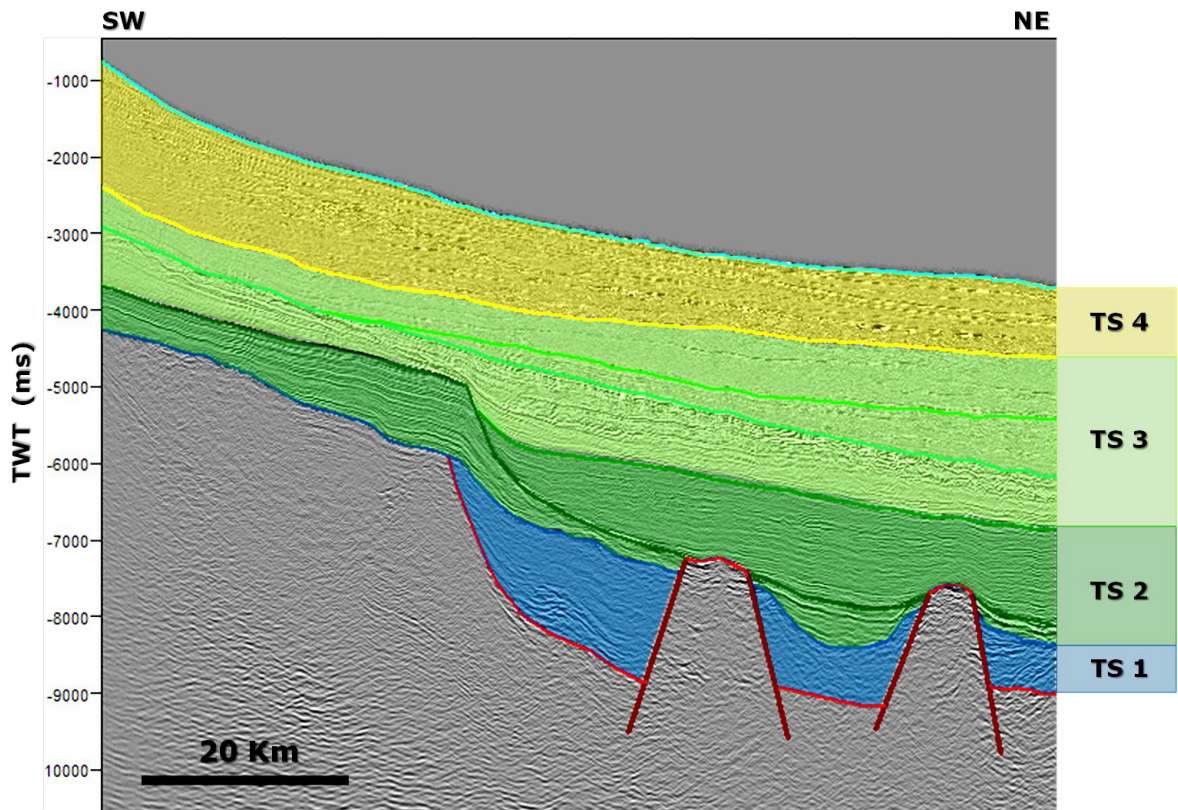
Una vez interpretados los horizontes (límites de secuencias) antes mencionados, fueron reconocidas cuatro tectono-secuencias (**Figura 7**), las cuales están relacionadas principalmente con el modelo de evolución geológica de la Cuenca, además del carácter sísmico (terminaciones y patrones internos de las reflexiones), de más antigua a más joven estas son:

**TS-1** Jurásico

**TS-2** Cretácico Inferior (Berriasiano-Aptiano/Albiano)

**TS-3** Cretácico (Aptiano/Albiano)-Mioceno Medio

**TS-4** Mioceno Medio al presente



**Figura 7.** Sección sísmica mostrando los horizontes interpretados y las tectono-secuencias reconocidas.

#### 6.4. FASE DE IDENTIFICACIÓN DE *PLAYS*

Con base en el estudio de los sistemas petrolíferos reconocidos en las fases anteriores y las secciones sísmicas interpretadas, se identificaron los diversos tipos de *plays* presentes en la Cuenca, áreas donde el desarrollo de los elementos del sistema petrolífero podrían ser efectivos para la existencia de hidrocarburos.

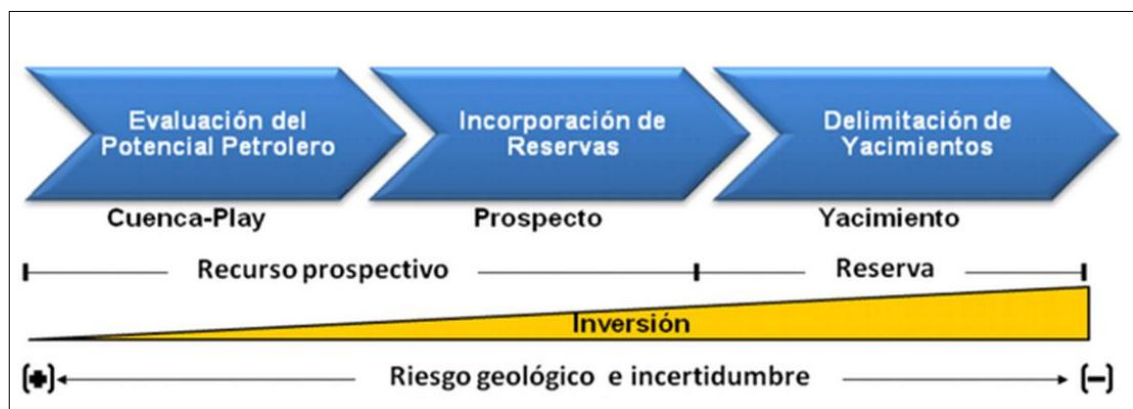
Una vez reconocidos los *plays* en las secciones sísmicas, estos fueron categorizados intuitivamente mediante un diagrama semáforo, el cual representa la favorabilidad de condiciones, que podrían presentar los elementos y procesos que conforman el *play*, para la construcción de este diagrama se tuvieron en cuenta aspectos como la carga, roca almacén, trampa y retención.

## 7. MARCO TEÓRICO

### 7.1. PROCESO EXPLORATORIO

En la industria del petróleo la generación de valor inicia a partir de las actividades de exploración, donde los principales productos son la cuantificación de los recursos prospectivos, así como la incorporación de nuevas reservas. Los trabajos de exploración de hidrocarburos en una cuenca sedimentaria están orientados a identificar la presencia y eficiencia de los elementos y procesos geológicos que conforman un sistema petrolífero activo; posteriormente, con el conocimiento de estos elementos e información adicional se estiman sus recursos prospectivos, que a su vez pueden ser transformados en reservas a través de la perforación de pozos exploratorios y así contribuir a la restitución de las reservas que son extraídas (Escalera, 2010).

Considerando que el tamaño de las cuencas sedimentarias puede ser hasta de miles de kilómetros cuadrados y con el propósito de ordenar y optimizar las inversiones de las actividades de exploración, a nivel práctico se ha definido un macro-proceso cuyas primeras tres etapas conforman el negocio de la exploración: I) la evaluación del potencial hidrocarburífero, II) la incorporación de reservas y III) la delimitación de yacimientos (**Figura 8**).



**Figura 8.** Principales etapas del proceso exploratorio. Tomado de Escalera, 2010.

En la etapa I de evaluación del potencial hidrocarburífero, las primeras actividades que se realizan tienen como objeto identificar, mapear y jerarquizar las áreas donde existan mayores probabilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el subsuelo, para lo cual se realizan estudios regionales y a detalle de la geología superficial, geoquímicos, gravimétricos y magnetométricos, así como de sísmica 2D o 3D. Estos estudios se analizan de manera multidisciplinaria por especialistas en geología y geofísica quienes estiman el potencial de la cuenca, identifican *plays* y proponen prospectos para su perforación, siendo el objetivo fundamental comprobar dicho potencial (Escalera, 2010).

En el proceso exploratorio un estudio regional es el término más amplio que involucra escalas de varios miles a cientos de kilómetros cuadrados. Es el análisis del potencial petrolífero de una cuenca, a partir de las relaciones estratigráficas, estructurales, geoquímicas y de su evolución geológica. Con base en los estudios regionales se pueden identificar zonas donde se presentan condiciones favorables para encontrar acumulaciones de crudo y/o gas; una vez se han identificado tales zonas existe un mayor conocimiento geológico de la cuenca, por lo que se puede pasar a una fase denominada Área Prospectiva o *plays* exploratorios (Ecopetrol, 2010).

Posteriormente la prospección de hidrocarburos tomará como soporte técnico la información y la interpretación generada en el estudio regional y será su labor la definición de la trampa generada para la acumulación de hidrocarburos, a partir de la información adquirida, ya sea de sísmica o de pozo y retroalimentará al estudio regional.

Una vez comprobada la existencia del sistema petrolífero, la cuenca pasa a la etapa II denominada incorporación de reservas, donde el objetivo es descubrir reservas de hidrocarburos a partir de la identificación, jerarquización y perforación

de oportunidades exploratorias que son detectadas por los geocientíficos con el apoyo de modelos geológicos construidos a partir de la información de pozos perforados e información sísmica 2D o 3D.

La etapa III del proceso es la delimitación de yacimientos y tiene como objetivo dar certeza a los volúmenes de reservas descubiertas, a partir de un mejor entendimiento de la geometría y propiedades estáticas y dinámicas de los yacimientos, lo cual permite conceptualizar con mayor grado de confianza su desarrollo y producción futura.

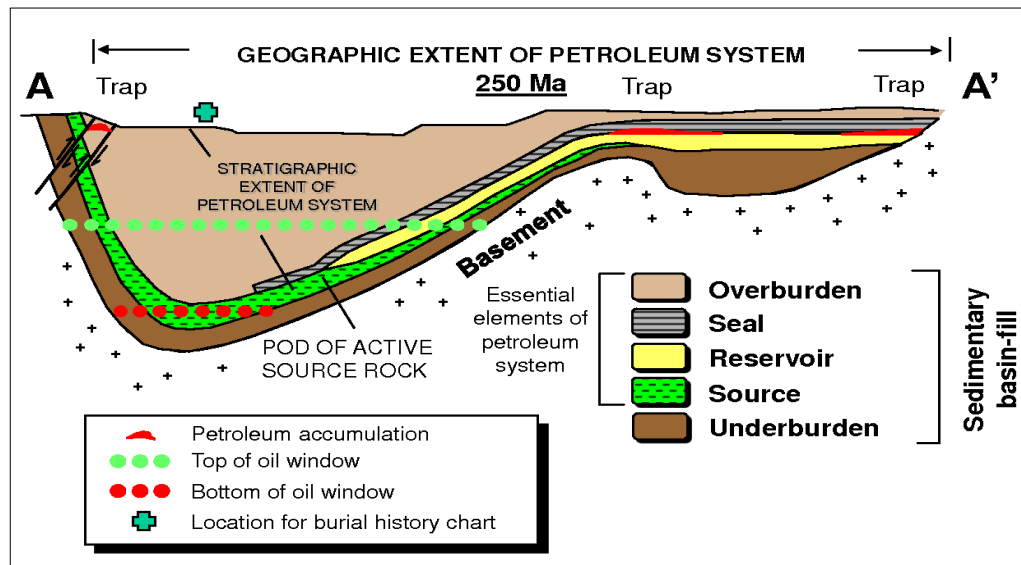
De esa forma, el proceso de exploración une insumos y entregables en cada una de sus etapas reduciendo la incertidumbre a medida que las inversiones se incrementan conforme avanza el proceso de exploración y producción. Estas tres etapas del proceso exploratorio pueden tomar entre tres y diez años, dependiendo del grado de complejidad geológica y técnica del objetivo petrolero así como de los niveles de inversión programados (Escalera, 2010).

## **7.2. SISTEMAS PETROLÍFEROS**

El término *Oil System* (Sistema de Aceite) fue introducido por primera vez por Wallace Dow (1974) y se basa en el concepto de correlación entre crudo y roca generadora; posteriormente, el término Sistema Petrolífero (*Petroleum System*) fue por primera vez usado por Perrodon (1980) (Magoon& Dow, 1994).

Un sistema petrolífero está definido como un sistema natural que comprende todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que una acumulación de hidrocarburos exista. Los elementos esenciales incluyen la roca generadora de petróleo, roca almacenadora, roca sellante, y roca de sobrecarga, por su parte los procesos son, formación de la trampa y la generación-migración-acumulación de petróleo (**Figura 9**). Esos elementos y procesos esenciales deben ocurrir en

tiempo y espacio tal que la materia orgánica incluida en la roca generadora pueda ser convertida en una acumulación de petróleo. Un sistema petrolífero existe donde sea que ocurran los procesos y elementos esenciales (**Figura 9**) (Magoon & Dow, 1994).



**Figura 9.** Corte esquemático del modelo de sistema petrolífero. Nótese la ubicación relativa y extensión estratigráfica de los elementos esenciales que componen el sistema petrolífero. Modificado de Magoon & Dow, 1994.

Las definiciones claves de los elementos que conforman un sistema petrolífero son las siguientes:

**Roca Generadora:** Una potencial roca generadora debe contener cantidades adecuadas de materia orgánica para generar petróleo, pero solo es una roca generadora efectiva cuando ésta genera gas bacterial a bajas temperaturas o ésta alcanza el nivel apropiado de madurez termal (Peters & Cassa, 1994).

**Roca Almacenadora:** Corresponde al espacio almacenador dentro de la trampa, el cual posee adecuadas porosidades y permeabilidades. El reservorio debe permitir la acomodación de volúmenes significativos de fluidos y ser capaz de

transferir o intercambiar fluidos para obtener su carga de hidrocarburos y/o ser producidos (Morse, 1994).

**Roca Sello:** Una roca sello puede ser definida como una roca que tiene gargantas de poro muy pequeñas y pobremente conectadas para permitir el paso de los fluidos, actuando como “barrera”. La extensión geográfica de la roca sello define los límites de efectividad del sistema petrolífero (**Figura 9**) (Downey, 1994).

**Roca de Sobrecarga:** Es una secuencia de rocas principalmente sedimentarias que suprayacen la roca generadora, la roca sello y la roca almacenadora (**Figura 9**). La roca de sobrecarga afecta un sinnúmero de procesos físico-químicos importantes del sistema petrolífero, debido a su enterramiento, una roca generadora es capaz de generar petróleo, una roca reservorio experimenta una pérdida de porosidad por compactación, una roca sello se convierte en una mejor barrera para la migración de fluidos, y si el petróleo y gas están en una trampa a una temperatura optima, la biodegradación puede ser impedida (Deming, 1994).

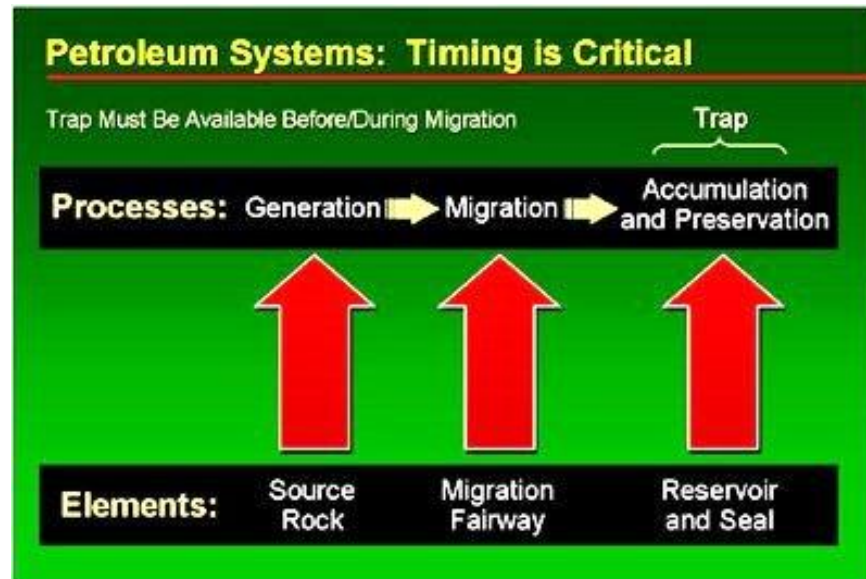
**Trampa:** Una trampa puede ser definida como cualquier arreglo geométrico de roca, independientemente de su origen, que permite acumulaciones significantes de petróleo y/o gas, en el subsuelo (Biddle & Wielchowsky, 1994).

### **Aspectos temporales o Sincronismo**

La **edad** de un sistema petrolífero es el tiempo requerido para que los procesos de generación migración y acumulación de hidrocarburos se lleven a cabo, esta edad se basa en estudios geoquímicos, estratigráficos y en la historia de enterramiento.

El momento crítico es aquel punto en el tiempo seleccionado por el investigador como el que mejor representa la generación-migración-acumulación de la mayor parte de los hidrocarburos en un sistema petrolífero (**Figura 10**). Un mapa o una sección pueden esquematizar mejor el momento crítico mostrando la extensión

geográfica y estratigráfica del sistema. Si está bien construida, la carta de historia de enterramiento muestra el tiempo cuando la mayoría del petróleo en el sistema es generado y acumulado en trampas primarias.



**Figura 10.** Flujograma que muestra como los elementos y procesos deben ocurrir en orden o en sincronismo para que una acumulación pueda ocurrir. Tomado de Energy-pedia, 2012.

El **tiempo de preservación** de un sistema petrolífero empieza después que los procesos de generación, migración y acumulación se han terminado. Los procesos que pueden ocurrir durante el tiempo de preservación son remigración, degradación física o biológica o la destrucción completa de los hidrocarburos. Durante el tiempo de preservación, el petróleo remigrado puede acumularse en trampas formadas después de que la generación de hidrocarburos ha cesado en el sistema petrolífero. Si ocurre actividad tectónica insignificante durante el tiempo de preservación, las acumulaciones permanecen en su posición original.

La remigración ocurre durante el tiempo de preservación sólo si ocurre deformación por plegamiento, fallamiento, levantamiento o erosión. Si todas las

acumulaciones y elementos esenciales son destruidos durante el tiempo de preservación, entonces la evidencia de un sistema petrolífero existente es removida.

### **Nivel de certeza**

Un sistema petrolífero puede ser identificado con tres niveles de certeza: conocido, hipotético y especulativo, el nivel de certeza indica la confianza de que una zona de roca generadora activa en particular haya generado hidrocarburos y se hayan acumulado (Magoon & Dow, 1994).

En un **Sistema petrolífero conocido**, existe una buena correlación geoquímica entre la roca generadora activa y las acumulaciones existentes de hidrocarburos. Al final del nombre del sistema, el nivel de certeza es indicado por (!).

En un **Sistema petrolífero hipotético**, la información geoquímica demuestra la existencia de una roca generadora, pero no existe una correlación geoquímica entre la roca generadora y las acumulaciones de hidrocarburos. Al final del nombre del sistema, el nivel de certeza es indicado por (-).

En un **Sistema petrolífero especulativo**, tanto la existencia de roca generadora como de las acumulaciones de hidrocarburos es postulada completamente con base en la evidencia geológica o geofísica. Al final del nombre del sistema, el nivel de certeza es indicado por (?).

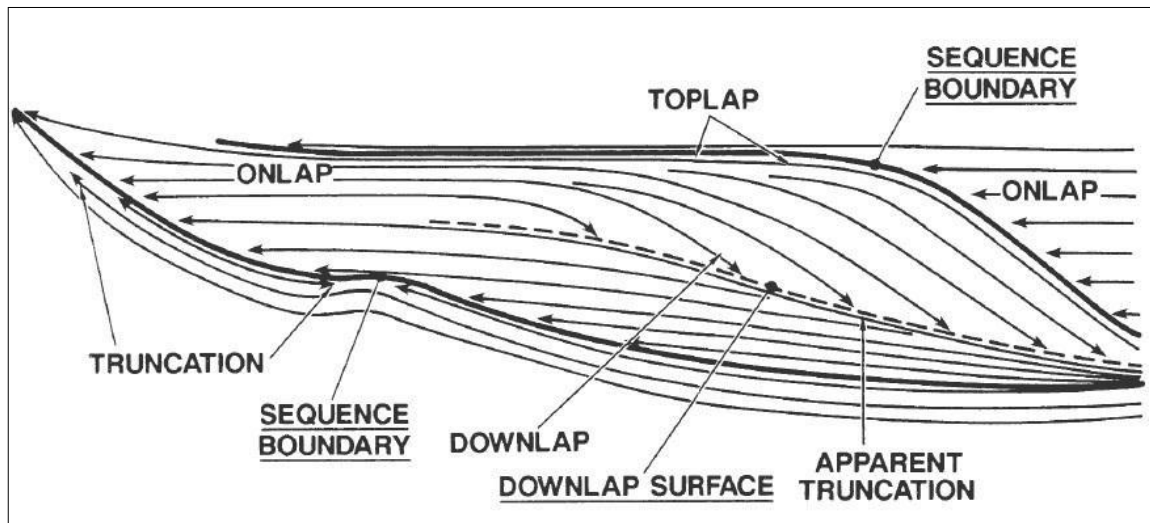
**Nombre del Sistema Petrolífero:** El nombre del sistema petrolífero incluye, el nombre de la roca generadora, seguida por el nombre de la principal roca reservorio y luego el símbolo expresando el nivel de certeza (p.e. Canje-Saramacca (!)).

### 7.3. ESTRATIGRAFÍA SÍSMICA

La estratigrafía sísmica es una herramienta de interpretación, empleada para la definición de secuencias deposicionales y sus facies sedimentarias a partir de datos sísmicos. Uno de los principios básicos de la estratigrafía sísmica, consiste en la interpretación de terminaciones y configuraciones de las reflexiones sísmicas para el reconocimiento y la correlación de secuencias en la predicción de litofacies y ambientes deposicionales (Mitchum *et al.*, 1977).

Las reflexiones sísmicas son generadas por las superficies que separan estratos con diferentes propiedades acústicas (definidas en función de la densidad, la composición y la porosidad, entre otras propiedades de las rocas); estas reflexiones por lo general tienen superficies paralelas a las capas, las cuales a su vez representan un carácter cronoestratigráfico, es decir, no sólo las reflexiones sísmicas reflejan las variaciones litológicas de los estratos (Emery & Myers, 1996), sino que también representan superficies de carácter cronoestratigráfico, como límites de secuencias, superficies de inundación y discordancias, además de estas, otras superficies relacionadas con variaciones en las propiedades acústicas del medio, tales como el contacto agua-petróleo, intrusiones, fallas y zonas de alteración diagenética pueden producir reflexiones sísmicas (Cruz, 2008).

En estratigrafía sísmica, la individualización de las secuencias deposicionales se hace a partir de los patrones de terminación de las reflexiones, cuyos principales tipos son *onlap*, *downlap*, *toplap*, truncamiento o conformidades (**Figura 11**); Mitchum *et al.*, (1977) enuncia que normalmente las secuencias sísmicas están caracterizadas hacia la base por terminaciones en *onlap* y *downlap* sobre una discordancia o por relaciones de concordancia sobre una conformidad correlativa, y por truncamientos erosionales, *toplaps* y terminaciones concordantes al tope (**Figura 11**).



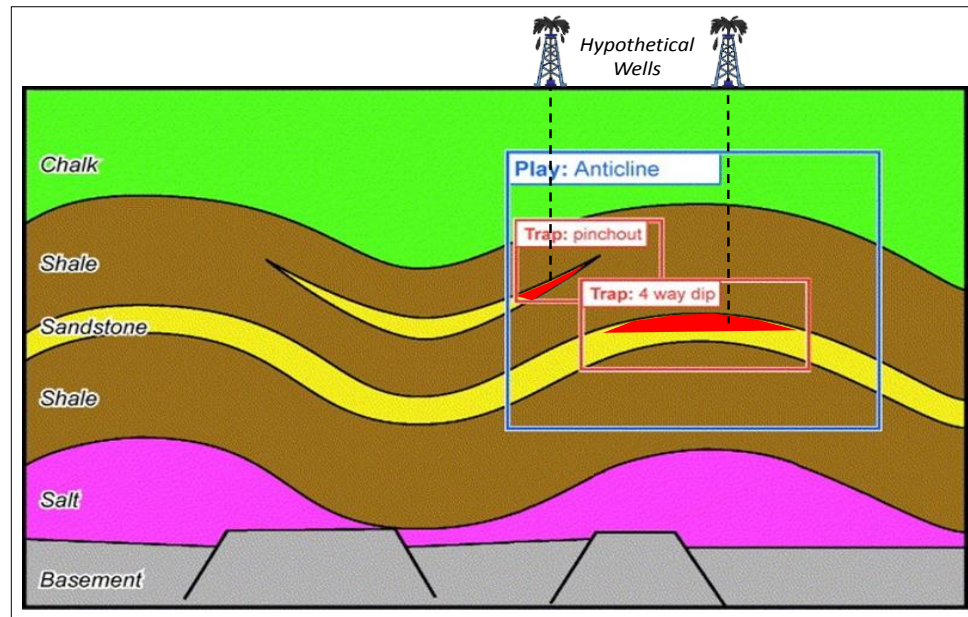
**Figura 11.** Patrones de terminaciones de los reflectores y su relación con el reconocimiento de límites de secuencias. Tomado de Bally, 1987.

#### 7.4. PLAYS

Un *play* puede ser definido como un modelo inicial de factores geológicos que pueden ser combinados para producir acumulaciones de hidrocarburos en un nivel estratigráfico específico en la Cuenca (**Figura 12**); varios *plays* pueden ser alimentados por un mismo sistema petrolífero. Estos factores geológicos deben ser capaces de proporcionar los elementos o procesos esenciales que conforman un *play* petrolífero, tal como sigue Magoon & Beaumont, 1999.

- Una unidad reservorio, debe ser capaz de almacenar los hidrocarburos y dar lugar a su obtención a tasas comerciales mediante la perforación de pozos.
- Un sistema de carga de petróleo, que comprende rocas generadoras maduras termalmente, debe ser capaz de expulsar hidrocarburos hacia capas transportadoras porosas y permeables, dicho transporte tendrá que darse hasta los sitios de acumulación (trampas) en la unidad reservorio.

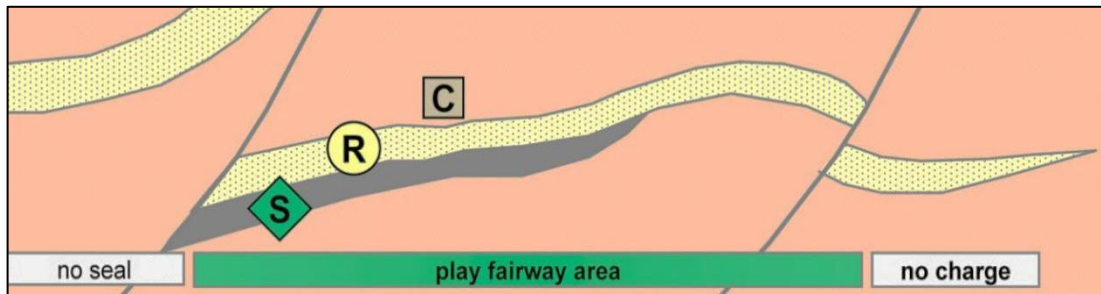
- Un sello regional debe estar presente al tope (*Caprock*) del nivel estratigráfico de la unidad reservorio contenedora de los hidrocarburos
- Trampas, las cuales deben tener la capacidad de concentrar los hidrocarburos en zonas específicas, permitiendo posteriores explotaciones comerciales.



**Figura 12.** Corte esquemático que representa el concepto de Play, donde la combinación de los factores geológicos favorece la acumulación de hidrocarburos. Modificado de Stewart, 2002.

La relación de tiempo o sincronismo debe ocurrir entre los cuatro elementos anteriores, por ejemplo que las trampas ya estén disponibles al tiempo de la carga de hidrocarburos.

El área geográfica sobre la cual el *play* se extiende se le denomina *Play Fairway*; la extensión del *Play Fairway* está determinada inicialmente por límites deposicionales o erosivos del reservorio (**Figura 13**), pero puede también ser limitado por la ausencia de cualquiera de los otros elementos que componen el *play*.



**Figura 13.** Corte esquemático que representa el concepto de *Play Fairway*. Tomado de offshore Energy Research, 2012.

**Play Probado:** Corresponde con las acumulaciones de hidrocarburos (Campos o *Pools*) que son conocidas como el resultado del funcionamiento de los factores geológicos que definen el *play*. Esos requerimientos geológicos son entonces conocidos por estar presentes en el área de interés, y el *play* puede decirse que “Funciona” o que esta “*Working*”.

**Play no Probado:** Se presentan cuando existen algunas dudas en cuanto a sí los factores geológicos en realidad se combinan para producir acumulaciones de hidrocarburos. Uno de los objetivos de la evaluación de *plays* consiste en estimar la probabilidad de que el *play* funcione, lo que se conoce como “*play Chance*” u oportunidad de *play*.

## 8. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

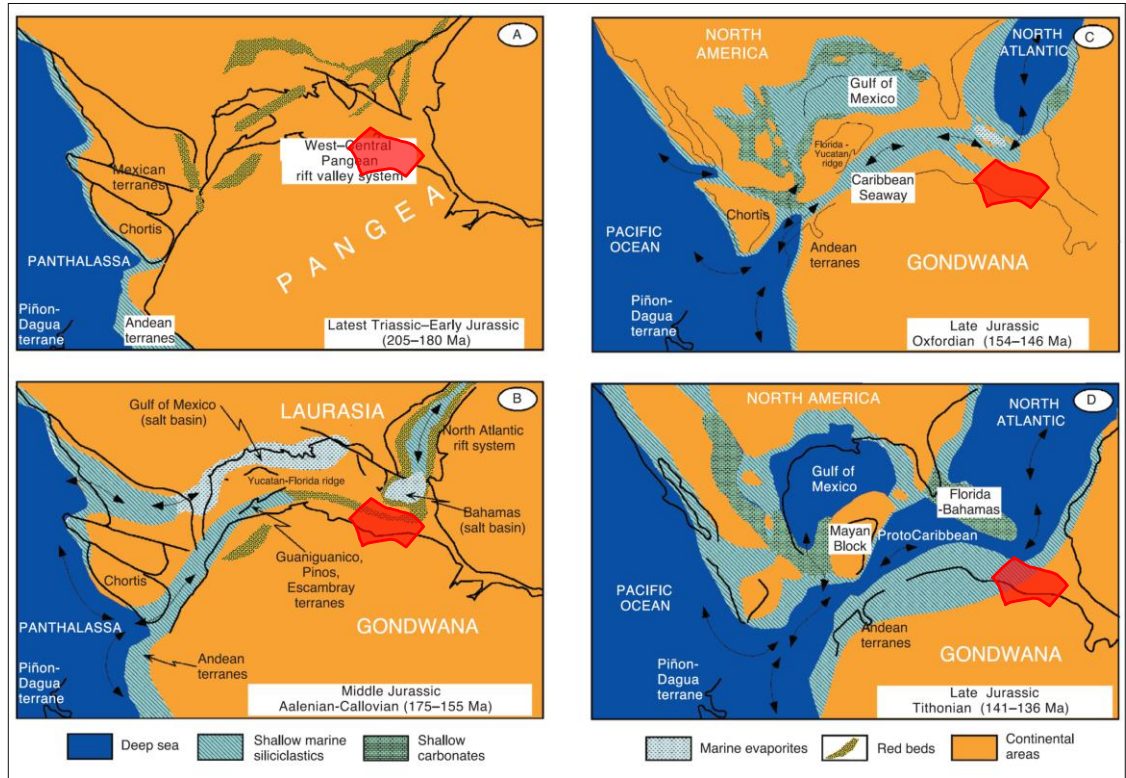
La historia geológica de la Cuenca Guyana se ha desarrollado desde el Triásico Tardío hasta hoy, con múltiples eventos tectónicos que parecen haber afectado esta región, resultando en el desarrollo de estructuras regionales tales como fallas, altos estructurales, discordancias y variaciones en los patrones deposicionales. La Cuenca Guyana está clasificada como tipo Passive/rift en el sentido de Bally & Snelson, 1980.

### 8.1. EVOLUCIÓN TECTÓNICA

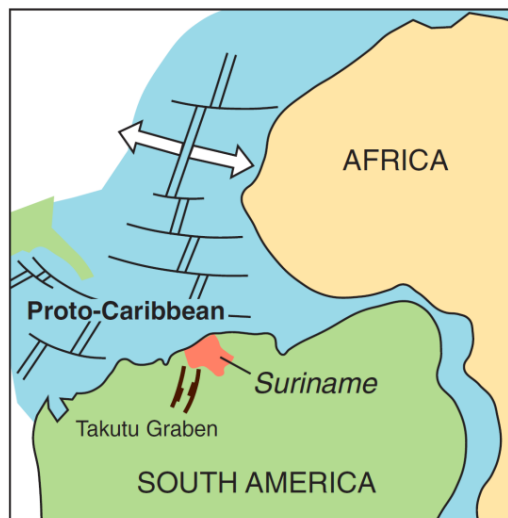
El desarrollo tectónico del área puede ser dividido en 3 fases principales (**Figura 20**) desde el Jurásico hasta el presente, y son descritas a continuación.

#### ▪ FASE I: Rifting Atlántico Central- Jurásico (200~145 Ma)

Durante este período ocurre la separación entre Laurasia y Gondwana (**Figura 14**); el rifting Jurásico N-S entre Suramérica y Norteamérica fue iniciado en la región del Atlántico Central resultando en extensión E-W con una gran componente de cizallamiento dextral (**Figura 15**). Como producto de este evento de rifting se desarrollan grabens a lo largo de la región costa afuera de la Cuenca Guyana y también en el onshore representado por el Graben Takutu orientado E-W en Guyana (**Figura 15**), el cual es el mejor registro de este evento de rifting Jurásico en la región de la Cuenca (Yang & Escalona, 2011).



**Figura 14.** Mapas paleogeográficos de la región Central Atlántica. Nótese la ubicación de la Cuenca (polígono rojo). A) Triásico Tardío-Jurásico Temprano. B) Jurásico Medio. C) y D) Jurásico Tardío. Modificado de Iturralde, 2003.

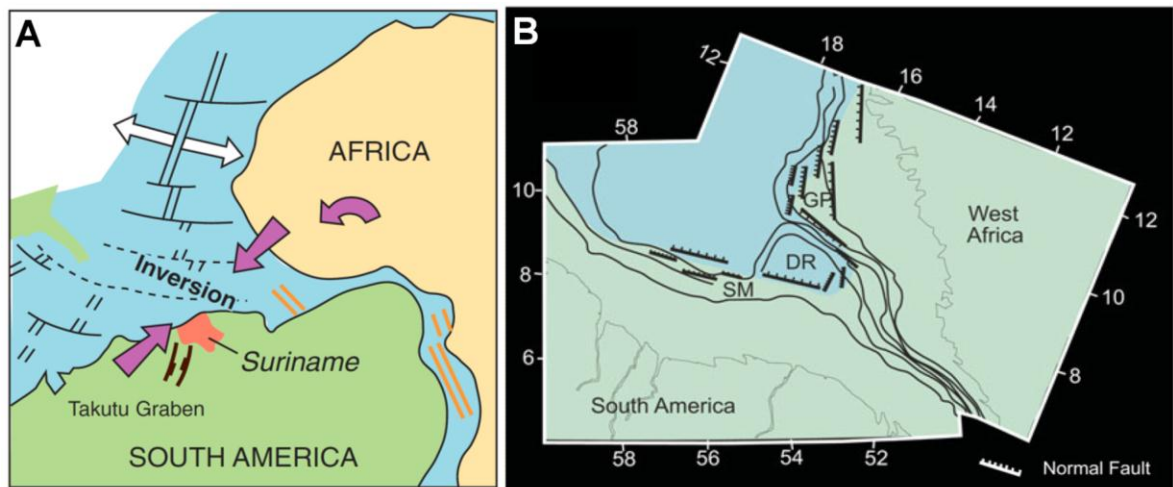


**Figura 15.** Mapa paleogeográfico del Jurásico Tardío. Obsérvese la orientación del Graben Takutu. Tomado de C&C Reservoirs.

▪ **FASE II: Rifting Atlántico Sur- Cretácico Inferior (145~113 Ma)**

Durante el Cretácico Temprano Suráfrica y Suramérica empezaron a separarse debido a un cambio en el régimen tectónico; el Continente Africano rotó en sentido antihorario respecto a Suramérica; como resultado del rifting se dio la apertura del Océano Atlántico Sur, y simultáneamente en zonas del margen ecuatorial se presentaba compresión (**Figura 16A**).

Esta convergencia en el NE de Suramérica causó el levantamiento del Plateau Demerara en Suramérica y el Plateau de Guinea en África (márgenes conjugados) (**Figura 16B**), y la inversión del graben del rift del Jurásico (**Figura 16A**), consecuentemente la sección sin-rift del Jurásico e intracratónicos más antiguos fueron sometidos a significativa compresión (Staatsolie, 2012), representada en el Alto Demerara como pliegues en echelón NE-SW y fallas normales orientadas NW-SE (Yang & Escalona, 2011); este levantamiento fue seguido por una gran peneplanización en toda el área durante el Aptiano-Albiano (Staatsolie, 2012).

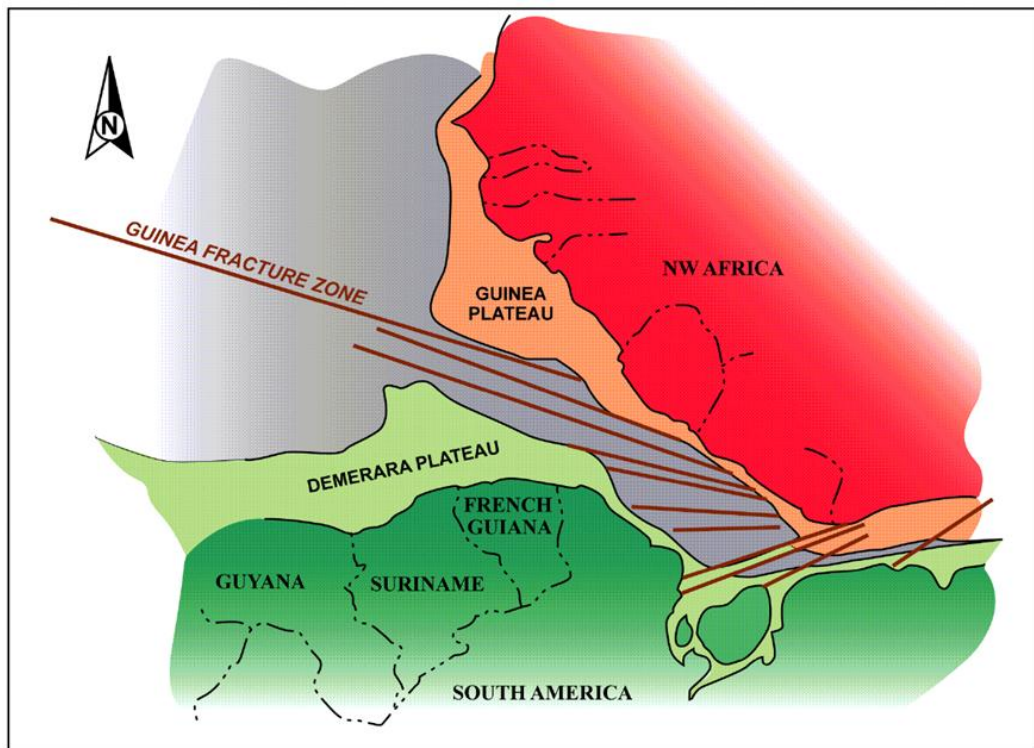


**Figura 16.** Reconstrucción paleogeográfica del Cretácico Inferior. **A)** Las flechas en color violeta indican el movimiento relativo de las placas, nótese que causan inversión al NE de Suramérica. Tomado de C&C. **B)** Se presenta el levantamiento del Alto Demerara (DR) en Suramérica y el Plateau de Guinea (GP) en África y asociados a ellos fallamiento normal y pliegues en echelón. Tomado de Goss *et al.*, 2009.

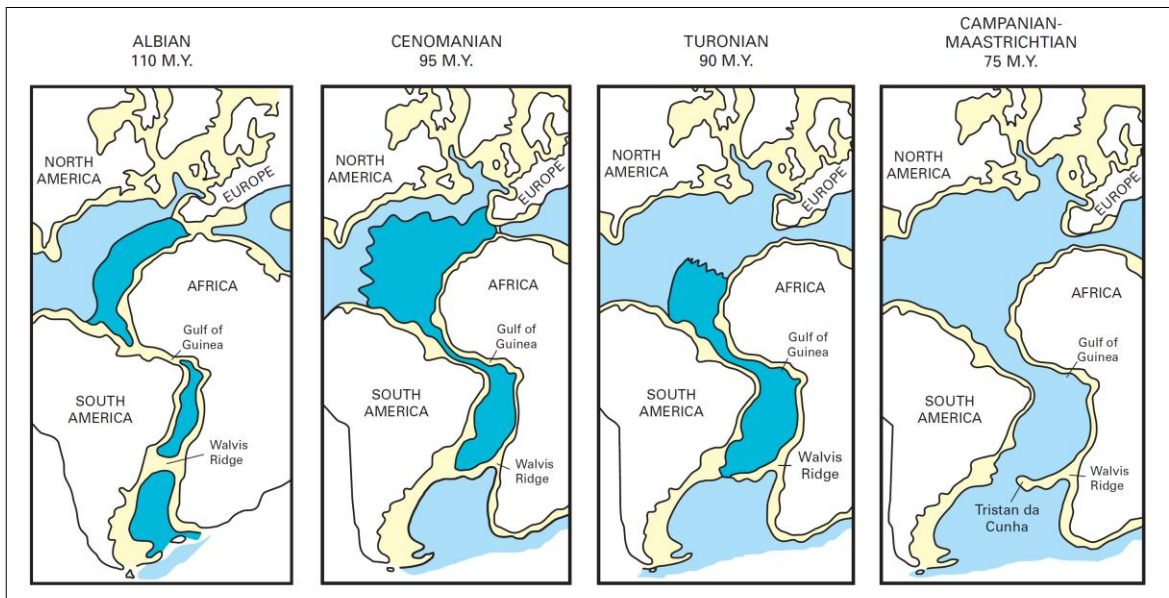
▪ **FASE III: Margen Pasivo - Cretácico Superior al Presente (113~ 0 Ma)**

Durante el Cretácico Tardío, África se separa totalmente de Suramérica conformando el principal régimen extensional, causando el colapso general de la plataforma y el talud en la margen (Yang & Escalona, 2011).

El Cretácico Tardío está caracterizado por un reordenamiento (relajación) de los esfuerzos desde el NE de Suramérica, resultando la región del Atlántico Ecuatorial como un margen pasivo con un frente continental progradante. África y Suramérica se separan ampliamente por deriva continental generando sistemas de fallas transformantes "zona de fractura Guinea" (**Figura 17**), además el océano Atlántico Sur y Norte fueron conectados (**Figura 18**).



**Figura 17.** Reconstrucción de las placas Suramericana y Africana en el Cenomaniano - Turoniano. Tomado de IHS, 2012b.



**Figura 18.** Etapas paleogeográficas de la separación de África y Suramérica durante el Cretácico Tardío. Obsérvese la conexión entre el océano Atlántico Sur y Norte que ocurre desde Albiano al Cenomaniano. Tomado de Brownfield & Charpentier, 2006.

Desde el Cretácico Tardío como se menciona al principio de esta fase, la Cuenca Guyana se ha comportado como un margen pasivo hasta el presente, sin embargo durante el Terciario la parte Norte de Suramérica fue afectada por varios eventos tectónicos regionales relacionados con el levantamiento Andino, la subducción de la Placa Nazca por debajo de la Placa Suramericana y la convergencia oblicua hacia el Este de la Placa Caribe (Yang & Escalona, 2011), eventos que favorecieron principalmente el desarrollo estratigráfico.

▪ **FASE III-A: Colisión Caribe & Levantamiento Andino – Mioceno Medio al Presente (14 – 0 Ma)**

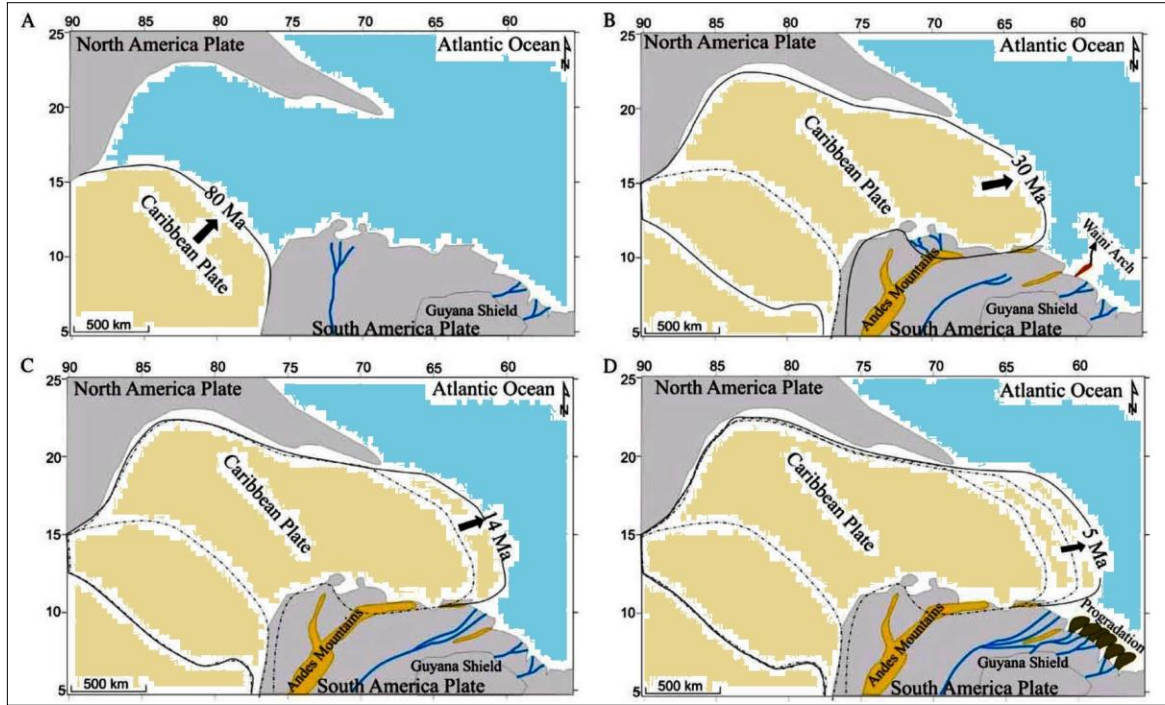
Durante el Mioceno, la Placa Nazca empezó a subducir por debajo del continente Suramericano causando en éste un basculamiento hacia el Este y provocando que los canales distributarios del Rio Amazonas cambiaran su trayectoria hacia el Sur ( **Figura 19**), decapitando grandes ríos que desembocaban en la Cuenca Guyana, esto significó un cambio en el aporte de sedimentos en la Cuenca, de un sistema dominado por arenitas a un sistema dominado por lodos, además finaliza la deposición de carbonatos en la plataforma, debido al transporte de lodo desde la actual desembocadura del Rio Amazonas a lo largo de la costa de Guyanas (Staatsolie, 2012).

Yang & Escalona (2011) proponen que la convergencia de la Placa Caribe y el desarrollo de la discordancia del Mioceno Medio en Trinidad se puede propagar hacia áreas de la Cuenca Guyana como producto del levantamiento regional que expuso la mayor parte de la plataforma continental, formando sistemas de valles de ríos incisos y retrabajamiento (*bypass*) de sedimentos hacia el talud y la Cuenca interna.

Por otra parte, en el Plioceno (5-3 Ma) como resultado del más intenso levantamiento de los Andes, se presenta un incremento dramático en el aporte de sedimentos dentro de la Cuenca; los sistemas fluviales Amazonas y Orinoco capturan otros grandes sistemas de drenaje en el área, adquiriendo su actual apariencia y generando la amplia progradación en el área (Yang & Escalona, 2011) (**Figura 19**).

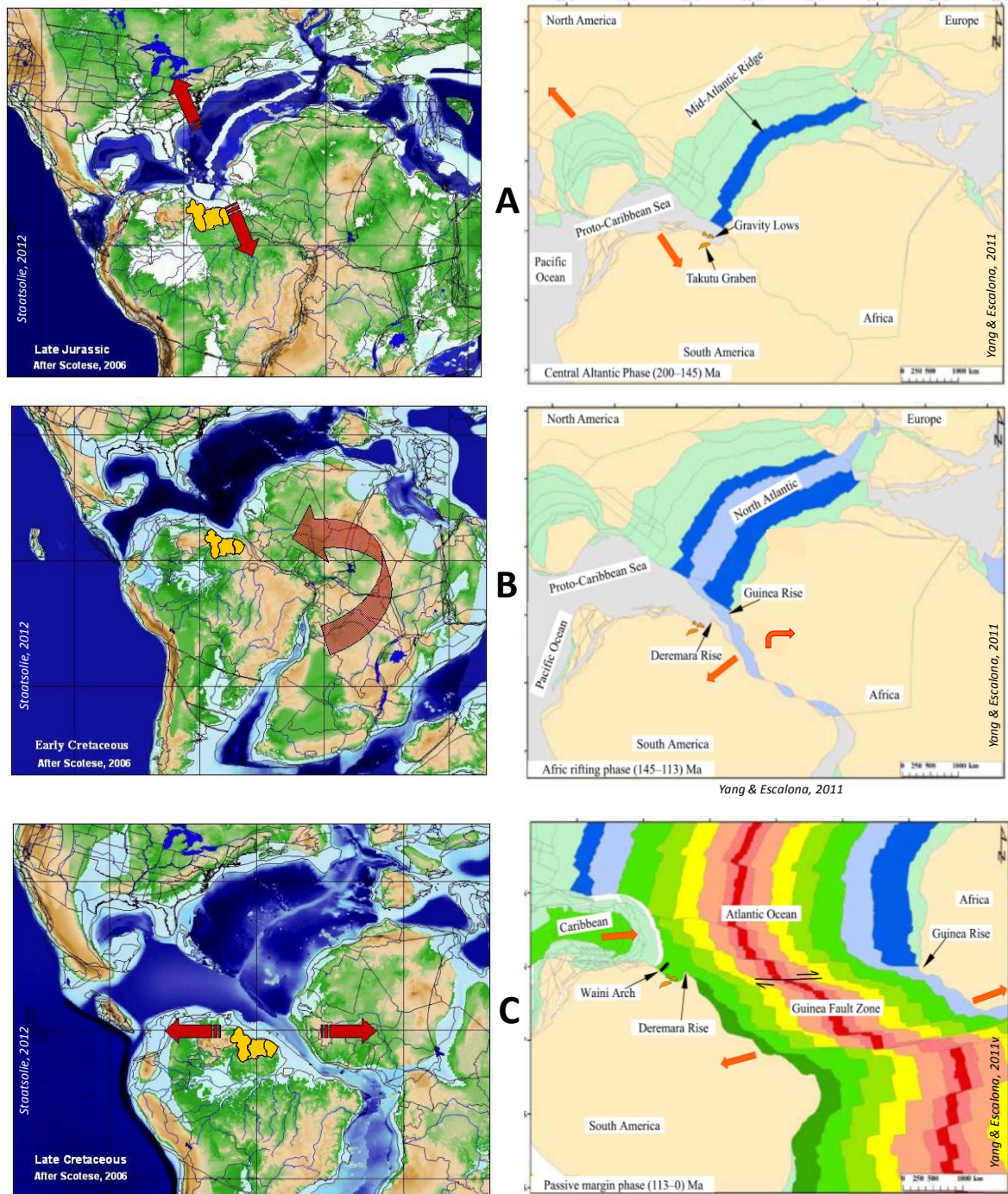
Trabajos anteriores a Yang & Escalona (2011), sugieren que la rápida progradación es una respuesta al reordenamiento de los paleodrenajes en el Norte de Suramérica, como una consecuencia del levantamiento de los Andes entre 49 - 37 Ma, pero no ha sido establecida una clara correlación debido a que el área no fue alimentada por ninguno de estos grandes sistemas fluviales (Ríos Amazonas y

Orinoco), pero si por paleodrenajes locales tales como el Rio Corantijn (**Figura 19**).



**Figura 19.** Efecto de la Placa Caribe en la Cuenca Guyana. **A)** En el Cretácico Tardío (80 Ma) la Placa Caribe empezó a moverse hacia el Este y colisiona con Suramérica. **B)** A finales del Paleógeno (30 Ma) continúa la colisión de la Placa Caribe con el Norte de Suramérica, causando el levantamiento de la Cordillera De la Costa en Venezuela. **C)** Durante el Mioceno (14 Ma), una gran convergencia en la región de Trinidad produce el levantamiento que afectó directamente la Cuenca.

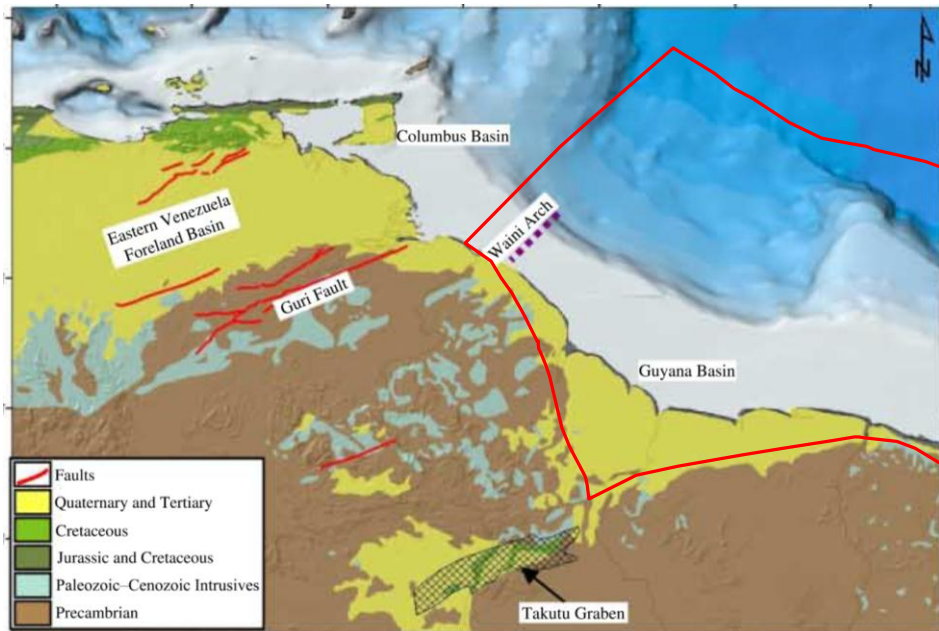
**D)** Durante el Plioceno (5 Ma) ocurre un rápido levantamiento de los Andes, desarrollando grandes paleodrenajes y erosión hacia el Este del escudo de Guyana, lo cual resultó en una amplia progradación en la Cuenca. Modificado de Yang & Escalona, 2011.



**Figura 20.** Síntesis de la evolución tectónica regional de la Cuenca Guyana. **A)** Fase I: Rifting Central Atlántico-Jurásico (200~145 Ma). **B)** Fase II: Rifting Sur Atlántico-Cretácico Inferior (145~113Ma). **C)** Fase III: Margen Pasivo - Cretácico Superior al presente (113~0 Ma). Tomado de Staatsolie, 2012; Yang & Escalona, 2011.

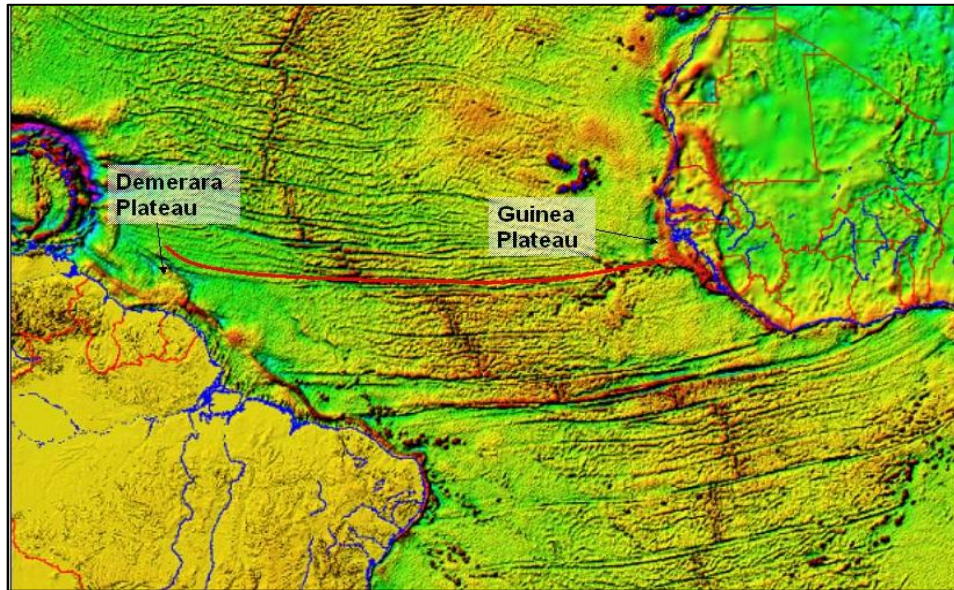
## 8.2. MARCO ESTRUCTURAL

La Cuenca Guyana se extiende desde el borde Oriental de Venezuela hasta el borde Oriental de Guyana Francesa. El límite onshore de la Cuenca Guyana está definido por el Escudo Precámbrico Guyanés (**Figura 21**).



**Figura 21.** Mapa geológico del Onshore de la Cuenca Guyana. Nótese el basamento cristalino aflorante del Escudo de Guyana que sirve como límite Sur de la Cuenca. Modificado de Yang & Escalona, 2011.

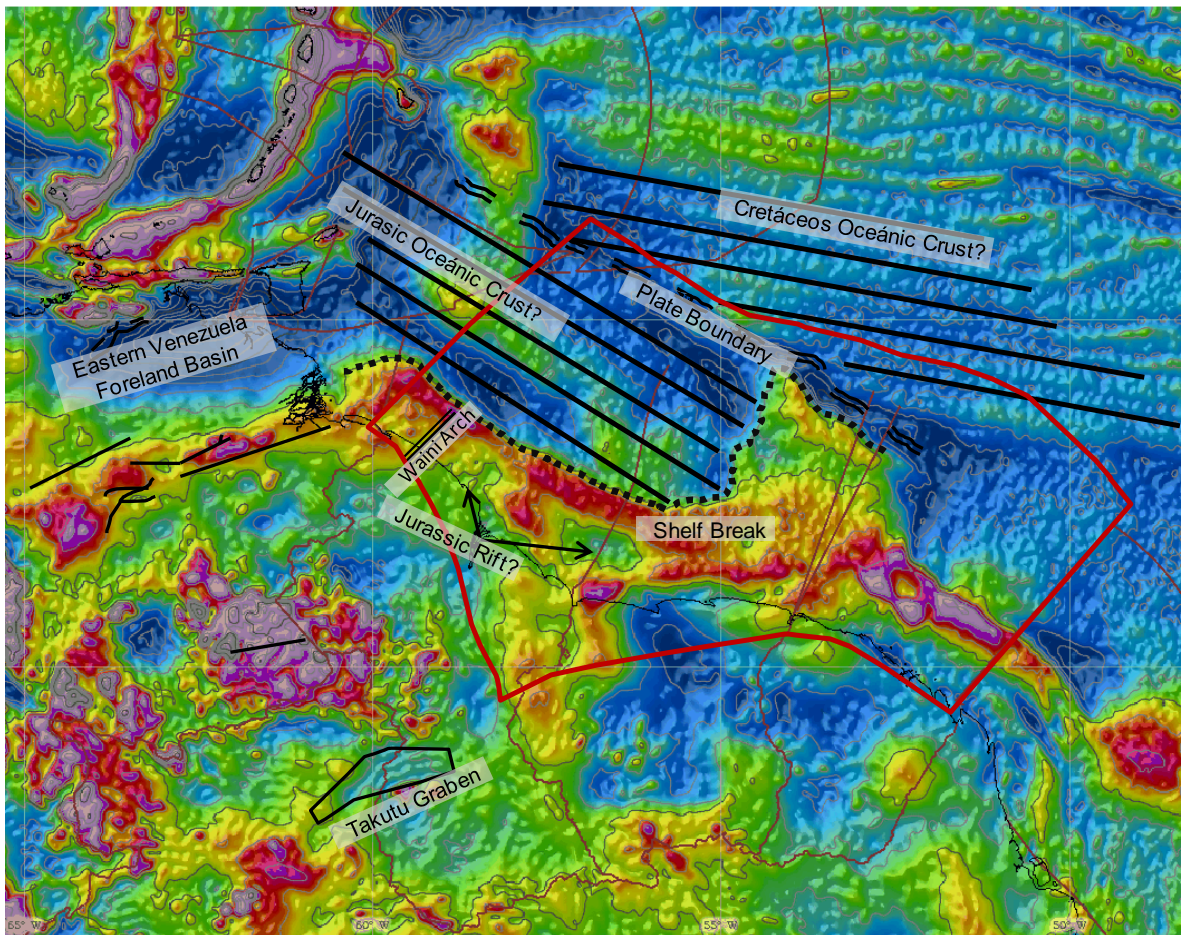
De manera regional, la imagen de satélite (**Figura 22**) revela características geomorfológicas del estado actual del fondo del Océano Atlántico; montículos oceánicos, cordilleras oceánicas, grandes fallas y zonas de fractura, son remanentes del rifting del Cretácico Inferior. Las fallas siguen geofomas que fueron una vez contiguas geográficamente: Demerara Plateau (Cuenca Guyana en Suramérica) y su conjugado margen Guinea Plateau (Cuenca Sierra Leona en África) (Staatsolie, 2012).



**Figura 22.** Imagen satelital sobre el Océano Atlántico actual. Tomado de Staatsolie, 2012.

Los mapas gravimétricos muestran claramente el quiebre de la plataforma (*shelf-break*) y los diferentes lineamientos relacionados con la placa oceánica Jurásica y la placa oceánica Cretácica, dichos lineamientos sugieren el límite entre estas dos placas tectónicas (**Figura 23**).

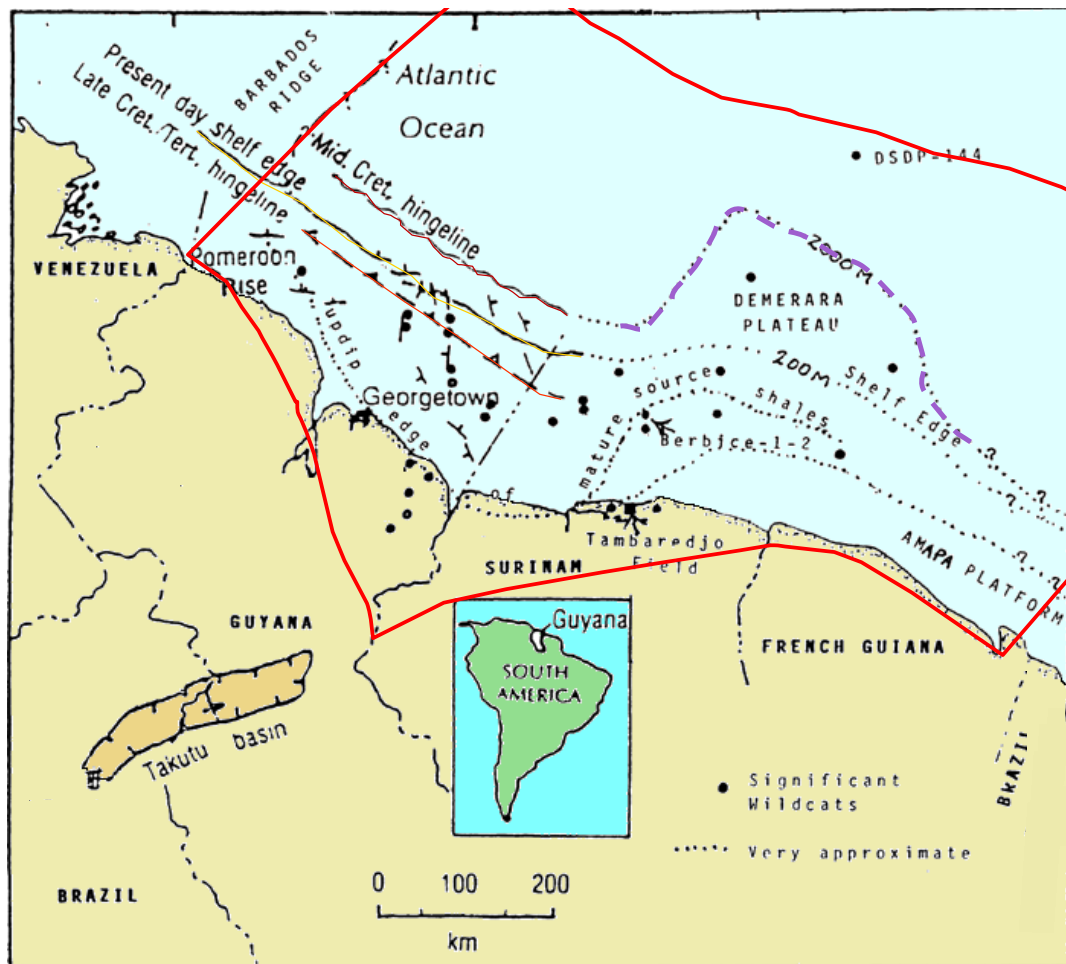
Múltiples bajos gravimétricos pueden ser identificados en la zona de la actual plataforma, sugiriendo estructuras de grabens similares al Graben Takutu en el Onshore de Guyana y Brasil (**Figura 23**). El Graben Takutu tuvo su origen cuando el Océano Atlántico Central dio apertura durante el Jurásico; adicionalmente se presenta plegamiento asociado a fallas SW-NE afectando el basamento.



**Figura 23.** Mapa gravimétrico de la Cuenca Guyana, mostrando el quiebre de la plataforma, lineamientos relacionados a las cortezas oceánicas Jurásica y Cretácica, el graben Takutu, entre otros rasgos. Modificado de Yang & Escalona, 2011.

Los mayores trenes estructurales en la Cuenca se consideran relacionados a la apertura del Atlántico Sur. En adición a esto, los movimientos en la región tectónica del Caribe jugaron un papel importante en la configuración geológica de la Cuenca Guyana. Los principales trenes en la Cuenca son NS a NNE-SSW, mientras los trenes estructurales de basamento son orientados ENE-WSW a E-W (IHS 2012b).

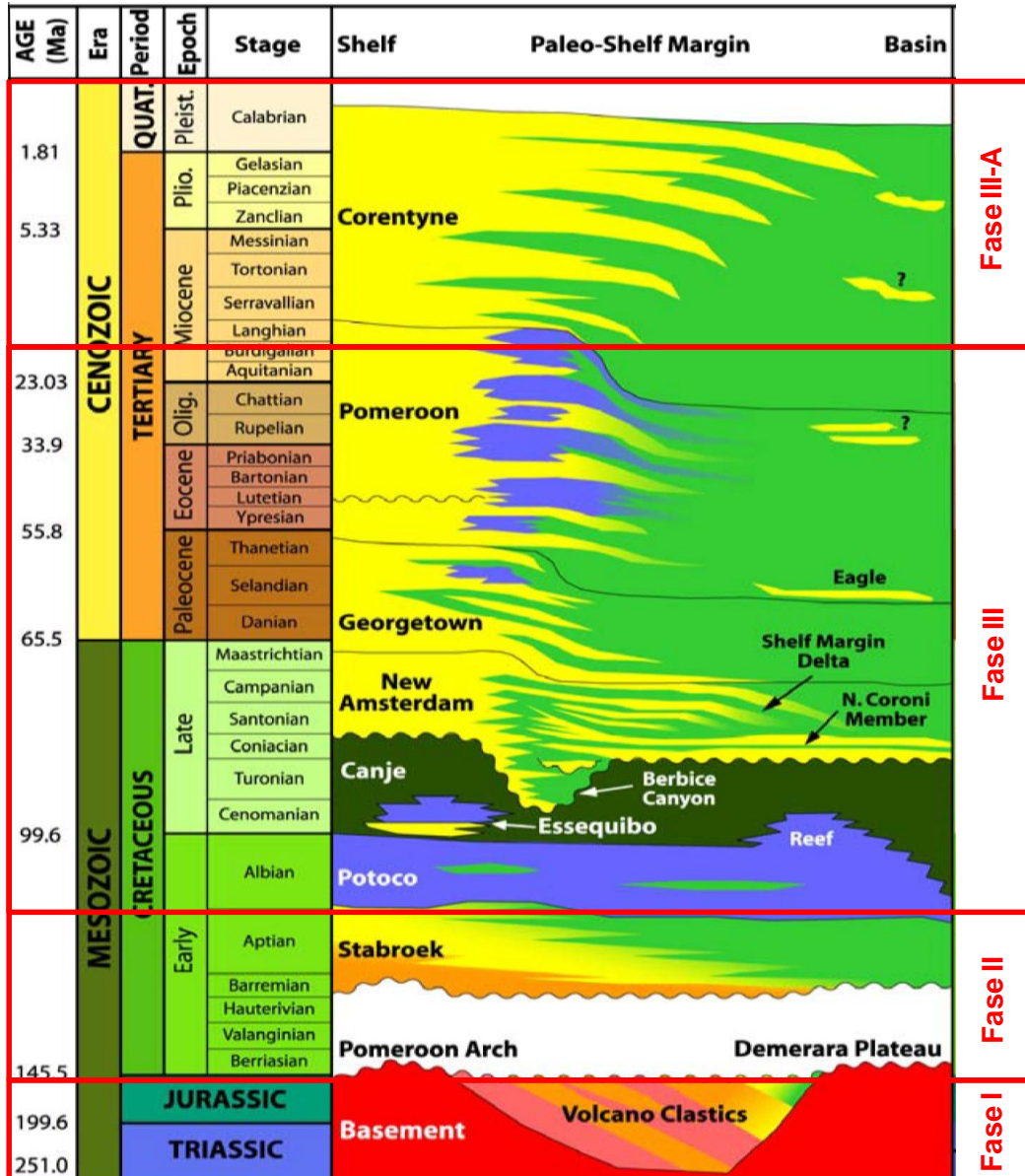
De acuerdo con Lawrence & Coster (1985), el quiebre de la plataforma tuvo dos movimientos, el primero y más significativo en el Cretácico Inferior donde se movió hacia el continente, dicho movimiento favoreció la depositación de la roca generadora (Formación Canje) y el segundo movimiento durante el Cretácico Tardío-Terciario, donde el quiebre de la plataforma se movió cerca de 60 Km hacia la Cuenca (**Figura 24**).



**Figura 24.** Mapa estructural regional de la Cuenca. Nótese los movimientos que tuvo el quiebre de la plataforma desde el Cretácico Temprano hasta el presente. Modificado de Lawrence & Coster, 1985.

### 8.3. MARCO ESTRATIGRÁFICO

Para ilustrar la estratigrafía de la Cuenca, se presenta un modelo de evolución estratigráfica relacionado con el desarrollo de la Cuenca en tres principales fases tectónicas, fases I, II y III (**Figura 25**) mencionadas en el capítulo de evolución tectónica.



**Figura 25.** Columna estratigráfica generalizada, mostrando las principales unidades estratigráficas de la Cuenca de Guyana. Modificado de CGX, 2010.

▪ **FASE I: Rifting Atlántico Central - Jurásico (200~145 Ma)**

A pesar de que en la región costa afuera de la Cuenca Guyana no se ha encontrado registro litológico de esta fase, en áreas costa adentro, el Graben Takutu es el que muestra el mejor registro del rifting del Jurásico Inferior (200 Ma). El Graben de base a tope está representado por depósitos volcánicos (**Figura 25**) de la parte inferior de la Formación Apoteri, que fue posteriormente cubierta por la Formación Pirara del Jurásico Temprano a Medio, depositada en ambientes lacustrinos, aluviales y fluviales; la parte superior de la Formación Apoteri y la Formación Pirara consisten de halita e intercalaciones de shale que son consideradas como una roca generadora madura en el Graben (Yang & Escalona, 2012).

Las rocas clásticas del Jurásico Superior de la Formación Takutu suprayacen concordantemente las formaciones previas. La formación Takutu incluye shales marrones-rojizos intercalados con arenitas de grano muy fino, limolitas y sedimentos calcáreo-micríticos desarrollados dentro de facies fluviales y costeras de la Formación y que además pueden ser un buen reservorio (Yang & Escalona, 2011).

▪ **FASE II: Rifting Atlántico Sur- Cretácico Inferior (145 ~ 113 Ma)**

En las etapas iniciales del rifting del Atlántico Sur en el Cretácico Temprano (Barremiano), se deposita la Formación Stabroek (**Figura 25**), dominada por shales y arenitas de ambiente continental a marino marginal, depositadas sobre la discordancia Atlántica pre-Cretácica.

▪ **FASE III: Margen Pasivo - Cretácico Superior al Mioceno Medio (113~ 14 Ma)**

Suprayaciendo a la Formación Stabroek se encuentra la Formación Potoco de edad Aptiano, que se compone de carbonatos de edad equivalente al tren productivo de depósitos arrecifales de Golden Lane en México (Workman, 2000).

Al tope del Aptiano un gran evento erosivo influenciado por el rompimiento definitivo de Suramérica y África afectó la región, resultando en una interrupción estratigráfica en toda la Cuenca (Yang & Escalona, 2011).

Un evento de inundación global permitió el desarrollo de una plataforma marina desde el Albiano al Turoniano, correspondiente a la Formación Canje (**Figura 25**). Este periodo está bien correlacionado con un evento global de aumento del nivel del mar y un evento anóxico global.

La Formación Canje está conformada predominantemente por shales negros con un promedio de contenido orgánico total (TOC) entre 4 y 7%, con concentraciones muy altas de TOC del 30% en el alto Demerara; se han reportado espesores de más de 550 metros para esta Formación (Yang & Escalona, 2011). La Formación Canje es el equivalente lateral de otras prolíficas rocas generadoras en la región, tales como la Formación Naparima Hill en Trinidad, Formación La Luna en Colombia y Venezuela (Workman, 2000).

Al tope de la Formación Canje ésta se encuentra interrumpida por la discordancia Berbice, donde la máxima incisión de ésta discordancia forma el Cañón Berbice que corta cerca de 1000 metros de la secuencia infrayacente (**Figura 25**) (Workman, 2007).

Suprayaciendo la discordancia Berbice se encuentra la Formación New Amsterdam (**Figura 25**); que en zonas de la actual plataforma consiste principalmente de depósitos de arenitas litorales, mientras que hacia el margen de

la plataforma se compone de arenitas, arcillolitas intercaladas y muy localmente carbonatos de ambientes de Lagunas costeras (Yang & Escalona, 2011).

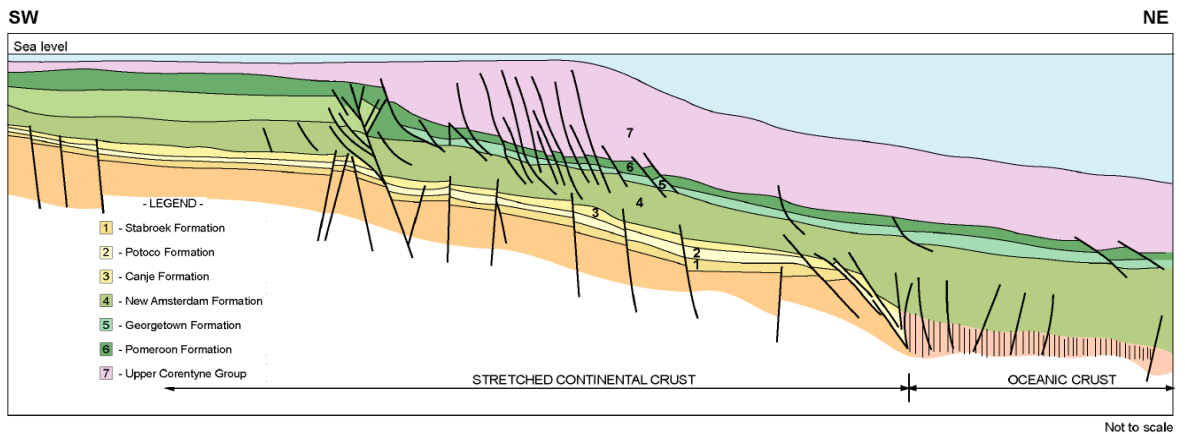
Por otra parte, interpretaciones sísmicas han permitido identificar depósitos de abanicos submarinos (*Basin Floor Fans*) en la parte basal de la Formación New Amsterdam (Workman, 2007), los cuales se constituyen como rocas almacenadoras con shows de petróleo en el pozo Arapaima-1 en áreas costa afuera de Guyana (Yang & Escalona, 2011).

El final del Cretácico está marcado por una discordancia erosiva que es suprayacida por depósitos de plataforma calcárea, correspondientes a las Formaciones Georgetown y Pomeroon de edad Paleoceno a Mioceno Medio (**Figura 25**) (Yang & Escalona, 2011).

▪ **FASE III-A: Colisión Caribe y Levantamiento Andino - Mioceno al Presente (14 – 0 Ma)**

La sedimentación calcárea finaliza durante el Mioceno Medio debido al incremento del aporte clástico dentro del área de la plataforma (Parte media de la Formación Corentyne), seguido por una gran discordancia que puede ser correlacionada a través de toda el área (**Figura 25**). Por encima de esta discordancia, toda la plataforma y el margen de ésta, empieza a ser completamente siliciclástico, dominado por un rápido aporte de sedimentos clásticos que conforman la espesa secuencia de la Formación Corentyne (**Figura 26**) con una progradación de la plataforma de 50 a 60 Km hacia el NE desde el Mioceno tardío hasta el Holoceno.

Adicionalmente grandes cantidades de sedimentos clásticos fueron transportados desde sistemas de drenajes continentales hacia la plataforma somera, el talud y la cuenca, donde grandes abanicos submarinos se desarrollaron (Yang & Escalona, 2011).



**Figura 26.** Corte esquemático que muestra la progradación hacia el NE de la espesa secuencia correspondiente a la Formación Corentyne. Tomado de IHS, 2012b.

El registro estratigráfico durante esta Fase III-A, está compuesto principalmente por arenitas intercaladas con shales y en imágenes sísmicas está representado por cliniformas sigmoideas que indican progradación de la plataforma (Yang & Escalona, 2011).



- **Formaciones Basales (Apoteri, Pirara, Takutu):** Depositadas sobre el basamento y corresponden a sedimentos volcánico-clásticos que se acuñan contra el Plateau Demerara al Este y el Arco de Pomeroon al Oeste (**Figura 25**) (Wood Mackenzie, 2011a).
  
- **Formación Stabroek:** Esta formación es de edad Barremiano (Cretácico Temprano) y está compuesta predominantemente por shales y arenitas continentales los cuales fueron depositados sobre el tope de la discordancia del rifting Atlántico Sur (Wood Mackenzie, 2011a).
  
- **Formación Potoco:** Los carbonatos de la Formación Potoco de edad Albiano (finales del Cretácico Inferior) suprayacen la Formación Stabroek. (Wood Mackenzie, 2011a).
  
- **Formación Canje:** Esta Formación es del Cretácico Tardío (Cenomaniano - Turoniano) está compuesta por shales ricos en materia orgánica y es la principal roca generadora de hidrocarburos en la Cuenca. Esta formación fue luego afectada por la discordancia Berbice (Wood Mackenzie, 2011a).
  
- **Formación New Amsterdam:** La Formación New Amsterdam suprayace a Canje y es de edad Cretácico Tardío (Santoniano a Maastrichtiano). Esta secuencia representa una serie de ciclos de engrosamiento hacia arriba de facies arenosas, arcillosas y calcáreas (Wood Mackenzie, 2011a).
  
- **Formación Georgetown:** La Formación Georgetown, es del Terciario Temprano (Paleoceno), se compone de Facies predominantemente calcáreas, y fue depositada concordantemente sobre la Formación New Amsterdam (Wood Mackenzie, 2011a).

- **Formación Pomeroon:** Del Terciario Medio (Eoceno a Mioceno medio) esta Formación muy rica en carbonatos de plataforma fue después suprayacida concordantemente por la Formación Corentyne (Wood Mackenzie, 2011a).

- **Formación Corentyne:** La deposición de esta Formación empezó en el Mioceno Medio y continúa hasta el reciente. Esta unidad es predominantemente clástica, derivados del permanente levantamiento de la cadena montañosa de Los Andes (Wood Mackenzie, 2011a).

## 9. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

### 9.1. HISTORIA EXPLORATORIA

La cuenca Guyana es inmadura en términos de perforación (**Tabla 2**), tan solo cerca de 65 pozos exploratorios (NFW) habían sido perforados hasta principios de 2010, 30 de los cuales se encuentran en la región costa afuera (**Figura 28**); esta actividad exploratoria ha resultado únicamente en 3 campos productores, los Campos Calcutta, Tambaredjo y Tambaredjo NW descubiertos en el onshore de Surinam en 1965, 1968 y 2002 respectivamente; sin embargo el interés en el área ha continuado, debido a que puede ser considerada prospectiva especialmente en las áreas costa afuera. Al menos 77300 Kilómetros de sísmica 2D y 5400 Kilómetros cuadrados de sísmica 3D se han adquirido en la Cuenca Guyana (**Figura 28**), la mayor parte costa afuera (IHS, 2012b).

El campo Tambaredjo fue descubierto en 1968, y está localizado sobre la planicie costera de Surinam (**Figura 28**) y produce aceite (15-17°API) de arenitas del Paleógeno de la Formación Saramacca a tasas de 12500 b/d (C&C Reservoirs, 2005).

El Campo Calcutta está localizado al Oeste cerca del Campo Tambaredjo (**Figura 28**) y produce aceite de 16°API de almacenadores Paleógenos y Neógenos; la producción actual es de 2130 b/d (IHS, 2012b).

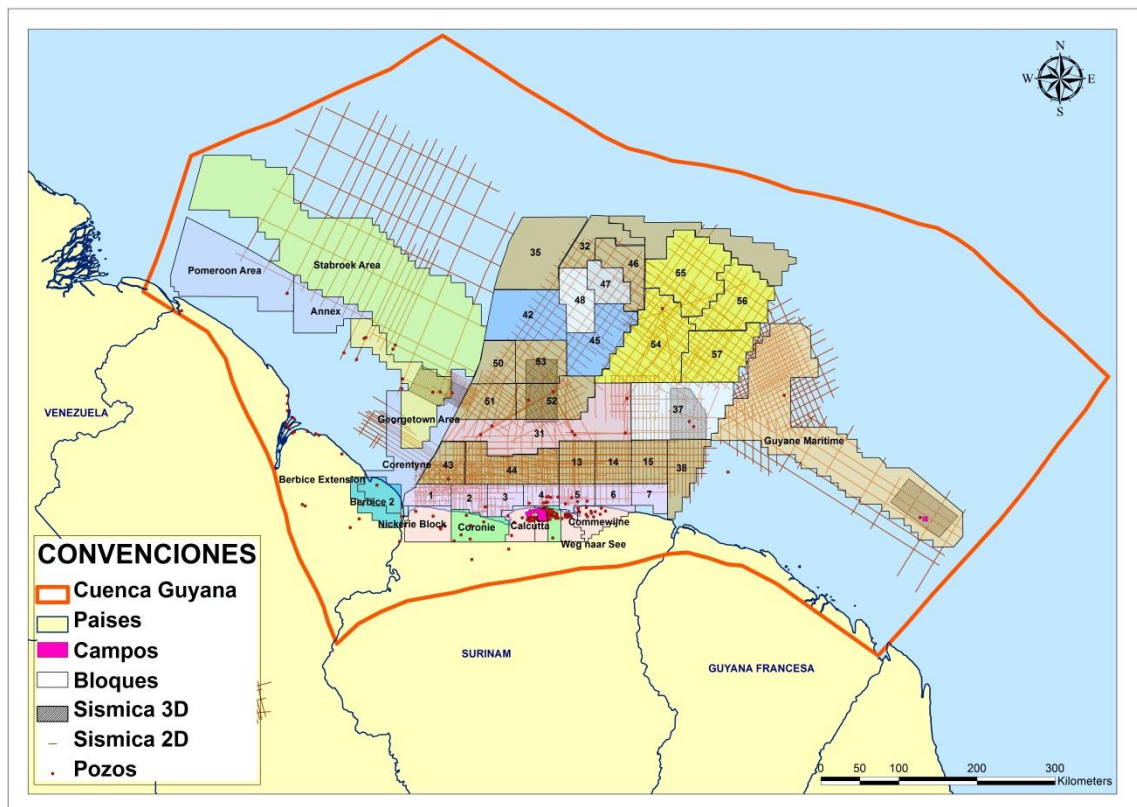
Por su parte, el Campo Tambaredjo North West, presenta almacenadores superpuestos de Edad Paleoceno a Mioceno, con trampas estratigráficas, las cuales están conformadas por arenitas heterogéneas y poco consolidadas, la densidad promedio del crudo es de 16° API (**Figura 28**).

**Tabla 2.** Resumen cronológico de la actividad exploratoria en el área de estudio.

AÑO	NOMBRE	BLOQUE	OBJETIVO	TD (Ft)	RESULTADO
1963	Suriname offshore	31	Oligoceno	6312'	Oil Shows
1965	Calcutta Field	Calcutta	Arenitas fluvio-deltaicas del Mioceno Arenitas fluviales del Paleoceno-Oligoceno	945'	Productor Oil/Gas 15-19°API
1966	Coronie Offshore	31	Carbonatos del Campaniano-Maastrichtiano Arenitas de plataforma Eoceno-Mioceno	10807	Oil/Gas Shows
1966	Maroni Offshore	31	Arenitas turbidíticas del Aptiano-Albiano, Turoniano Arenitas de plataforma del Mioceno	15298	Gas Shows
1967	Guyana Offshore	Pomeroon		9646'	
1968	Tambaredjo Field	Tambaredjo	Arenitas del Paleoceno	900-2000'	Productor Oil/Gas 13-18°API
1971	Berbice-1	Stabroek	Oligoceno - Plioceno		Oil/Gas Shows
1971	Galibi Offshore	31	Arenitas turbidíticas del Albiano-Campaniano	3364	Oil/Gas Shows
1974	Abary-1	Georgetown	Arenitas turbidíticas del Maastrichtiano	15000'	Oil/Gas Shows 37° API
1974	Esperence-1	Berbice		3265'	
1974	Mahaica-1	Pomeroon	Carbonatos de plataforma (Paleoceno-Eoceno)	8041'	
1975	Mahaica-2	Pomeroon	Arenitas de plataforma del Oligoceno al Mioceno	7500'	
1975	North Coronie-1	31	Arenitas de plataforma del Aptiano-Albiano Carbonatos de plataforma del Paleoceno- Eoceno	10807'	Oil/Gas Shows
1975	Sinnamary-1	Guyana Maritime	Arenitas de plataforma del Oligoceno al Plioceno	6900'	Dry
1976	Essequibo	Georgetown	Carbonatos de Cretácico	14281'	Oil/Gas Shows
1977	Demerara A2-1	54	Arenitas turbidíticas del Albiano-Campaniano	16207'	Oil/Gas Shows
1978	FG2-1	Guyana Maritime	Arenitas turbidíticas del Aptiano-Albiano	13000'	Dry
1982	B/34	2	Arenitas de plataforma del Cenomaniano	16207	Oil Shows
1982	V23-1x	Saramacca	Arenitas de plataforma del Cenomaniano	13989'	Oil/Gas Shows
1983	K/04	4		6119	
1986	L/07	4	Carbonatos de plataforma (Paleoceno-Eoceno)	5524	
1990	Arapaima-1	Georgetown	Carbonatos de Cretácico	10991'	Gas Show
2000	Horseshoe	Corentyne	Arenitas Turbidíticas del Eoceno	12750'	Dry
2002	Tambaredjo NW	Tambaredjo	Arenitas del Paleoceno	1300'	Productor Oil/Gas 16°API
2008	West Tapir-1	52	Canales del Oligoceno-Eoceno	12700'	Noncomercial Oil
2010	Caracara	37	Cretácico Superior	12467	Dry
2011	Aitkanti	31	Carbonatos del Albiano	18000'	
2011	Aracari	37	Paleoceno	11500'	Dry
2011	GM-ES-1 (Zaedyus)	Guyana Maritime	Arenitas turbidíticas del Cenomaniano- Turoniano	19000'	Oil -230' Net pay 30-35 °API
2012	Eagle-1	Corentyne	Turbiditas del Eoceno y Turoniano	14200'	
2012	GM-ES-2	Guyana Maritime	Arenitas turbidíticas del Cenomaniano- Turoniano	18700'	
2012	Jaguar-1	Georgetown	Arenitas Turbidíticas Turonianas	15998'	Oil Show

Compilado de CGX, IHS, Wood Mackenzie.

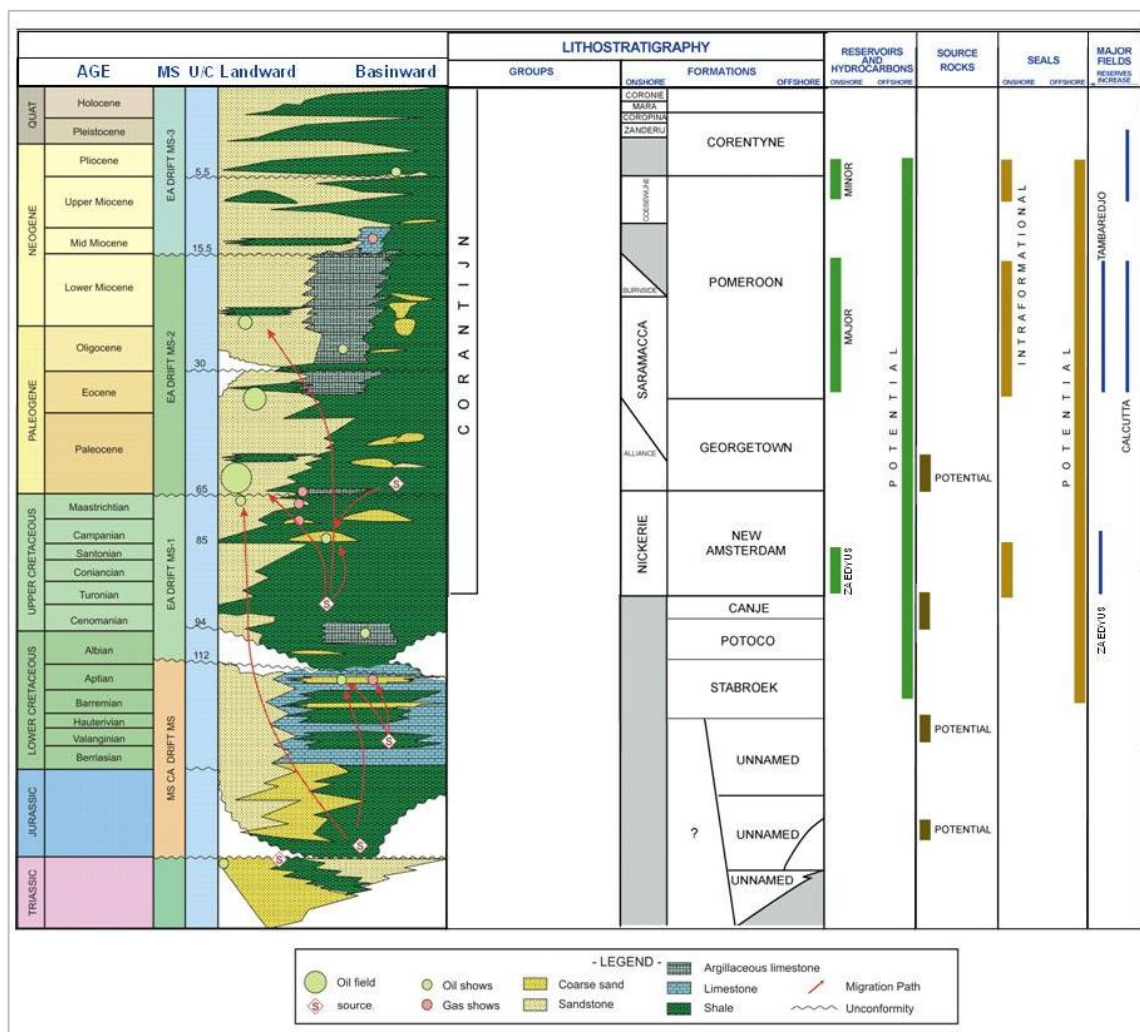
La actividad exploratoria más reciente en la Cuenca se localiza en el bloque Guyana Marítima, el prospecto Zaedyus (**Figura 28**) fue perforado en 2011 por el pozo GM-ES-1 a cargo de Tullow Oil, con objetivo en cuerpos turbidíticos del Cretácico Superior (Turoniano), este alcanzó una profundidad aproximada de 6500 metros y encontró 72 metros de *net pay* a lo largo de 3 zonas, una zona basal con 39 metros de *net pay* de aceite liviano y las otras dos zonas superiores que contienen crudo mediano, con 19 metros de *net pay* en la zona intermedia y 14 metros de *net pay* con crudo pesado en la parte superior (Wood Mackenzie, 2012).



**Figura 28.** Mapa de situación exploratoria actual de la Cuenca Guyana. Fuente IHS, 2012a.

## 9.2. SISTEMAS PETROLÍFEROS

Existe solo un sistema petrolífero probado en la Cuenca, el sistema petrolífero Canje-Saramacca (!), así como también un sistema petrolífero hipotético, el sistema petrolífero Canje-Turoniano (·) y adicionalmente ha sido propuesto otro sistema petrolífero aun no probado, el sistema petrolífero Jura-Triasico-Neocomiano-Stabroek (?), a continuación se describirán cada uno de los elementos y procesos que conforman dichos sistemas petrolíferos (**Figura 29**).



**Figura 29.** Columna estratigráfica de la Cuenca, mostrando la distribución de los principales elementos de los sistemas petrolíferos probados y no probados a lo largo del área. Modificado de IHS, 2012b.

### 9.2.1. Roca Generadora

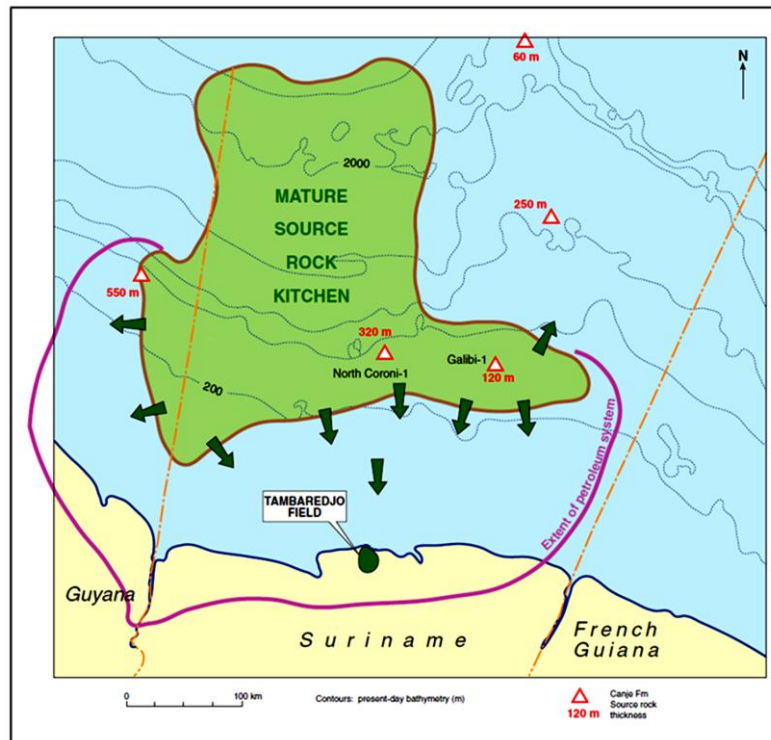
Estudios detallados de roca generadora no han sido reportados para la Cuenca Guyana, sin embargo, las manifestaciones de petróleo y gas en la sección del Cretácico hasta el Mioceno, así como también la producción de aceite de arenitas del Paleoceno y del Mioceno en el onshore, claramente indican la presencia de una efectiva roca generadora en la Cuenca.

La principal y única roca generadora probada en la Cuenca es la Formación Canje (**Figura 27**), depositada en un ambiente marino en el Cretácico Superior (Cenomaniano – Turoniano), durante el segundo evento anóxico global (OAE-II) (**Figura 30**), lo que favoreció aún más la preservación de la materia orgánica (Staatsolie, 2012a). Su espesor máximo registrado es de 550 metros y litológicamente está constituida por lodolitas calcáreas y margas que contienen Kerógeno Tipo II, con valores de TOC promedio entre 4 – 5% y mayores del 7% en algunos lugares. Adicionalmente la Formación Canje es el equivalente lateral de otras rocas generadoras de hidrocarburos muy prolíficas en la región, como por ejemplo la Fm. Naparima Hill en Trinidad y la Fm. La Luna en Colombia y Venezuela (Wood Mackenzie, 2011).



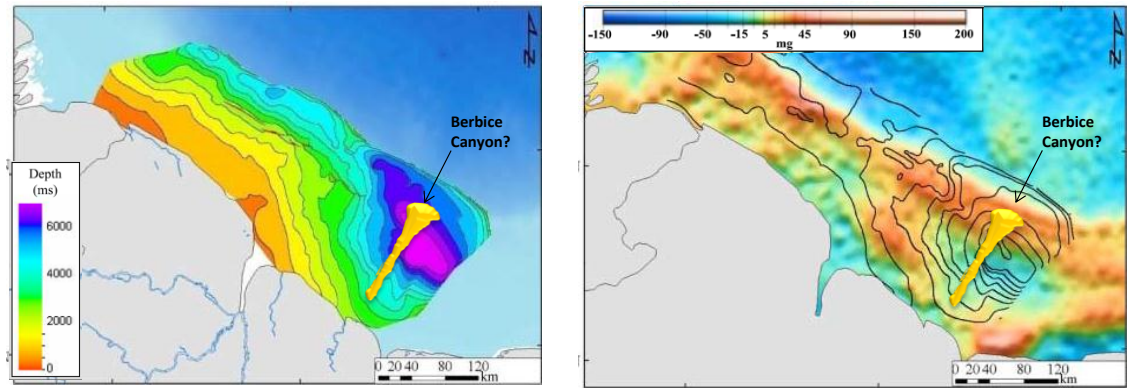
**Figura 30.** Reconstrucción paleogeográfica durante el Cenomaniano-Turoniano, Nótese la distribución de la roca generadora. Modificado de CGX, 2010.

Basados en mapas del gradiente geotérmico a partir de registros de pozo, se sugiere que en la parte más profunda de la Cuenca se alcanzó el inicio de la ventana de generación de petróleo en el Eoceno (Workman, 2000). La migración de fluidos desde el depocentro se sugiere haber ocurrido desde el Eoceno por distancias mayores de 200 Km, los cuales contribuyeron a la carga de petróleo en los campos Tambaredjo y Calcutta (**Figura 31**) (Wood Mackenzie, 2011b).

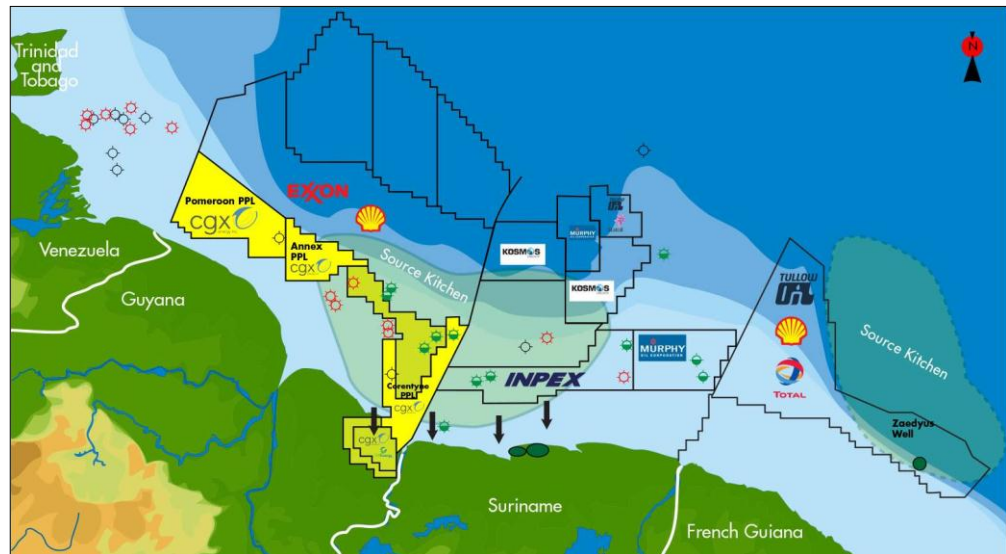


**Figura 31.** Mapa que muestra el Campo Tambaredjo, mostrando la distancia desde su fuente de generación de petróleo hasta el Campo. Tomado de C&C Reservoirs, 2005.

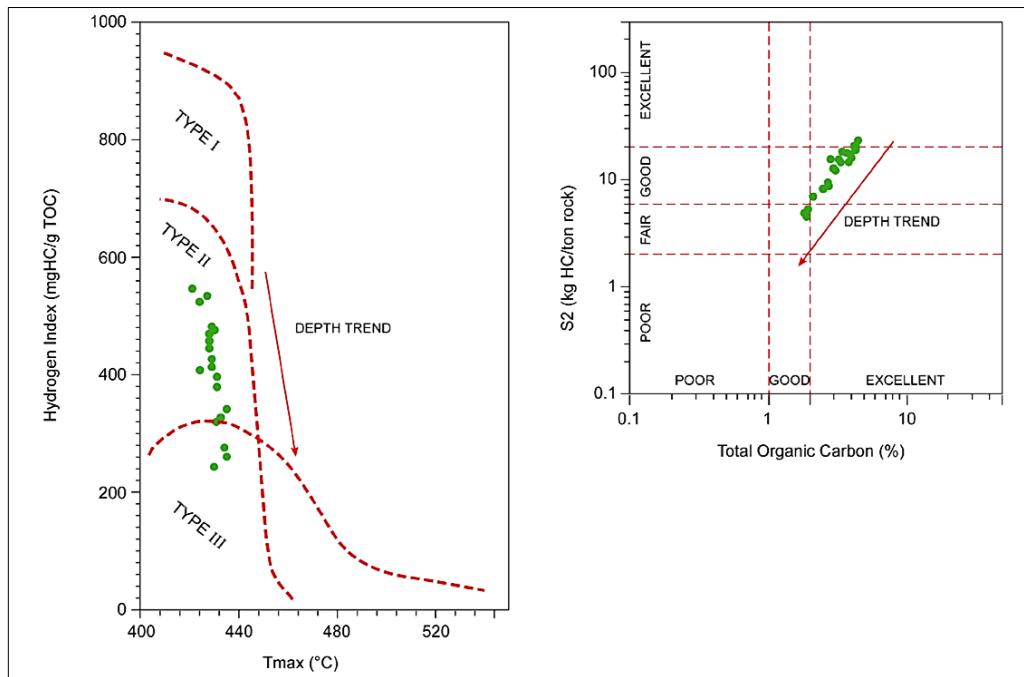
Generalmente la Formación Canje está ampliamente distribuida en toda la Cuenca, con su principal depocentro ubicado al SE (**Figura 32**), que coincide con el área de cocina, la cual se estima en 4400 - 9000 kilómetros cuadrados (Staatsolie, 2012); sin embargo ésta Formación pudo haber sido decapitada durante periodos erosivos que afectaron la suprayacente Formación New Amsterdam en el cañón Berbice (**Figura 32**) (IHS, 2012b).



**Figura 32.** Mapa estructural al tope del basamento. Obsérvese al Sureste de la Cuenca las mayores profundidades delimitando el principal depocentro en la Cuenca. Tomado de Yang & Escalona, 2011.



**Figura 33.** Mapa que muestra las áreas de cocina de la Formación Canje. Nótese la posición relativa del descubrimiento Zaedus respecto al área de cocina localizada en áreas costa afuera de Guyana Francesa. Tomado de CGX, 2012.



**Figura 34.** Graficas de TOC y Rock Eval de la sección de roca generadora del Albiano superior - Cenomaniano muestreado en el pozo NCO-1. Tomado de Schwarzer & Krabbe, 2009.

Análisis de TOC y caracterización del tipo de kerógeno de esta roca generadora fueron realizados para el pozo North Coronie-1 donde se destacan contenidos de TOC entre el 2 y 5%, y Kerógeno principalmente tipo II (**Figura 34**).

En el pozo Abary-1, fue encontrado aceite de 34.5 °API a profundidades cercanas a los 4000 metros, sin embargo del Campo Tambaredjo se produce aceite pesado de 16° a 18 °API a 500 metros de profundidad (IHS, 2012b), lo que sugiere que por biodegradación, el crudo se hace más pesado hacia el Sur de su cocina en áreas más someras (C&C Reservoirs, 2005).

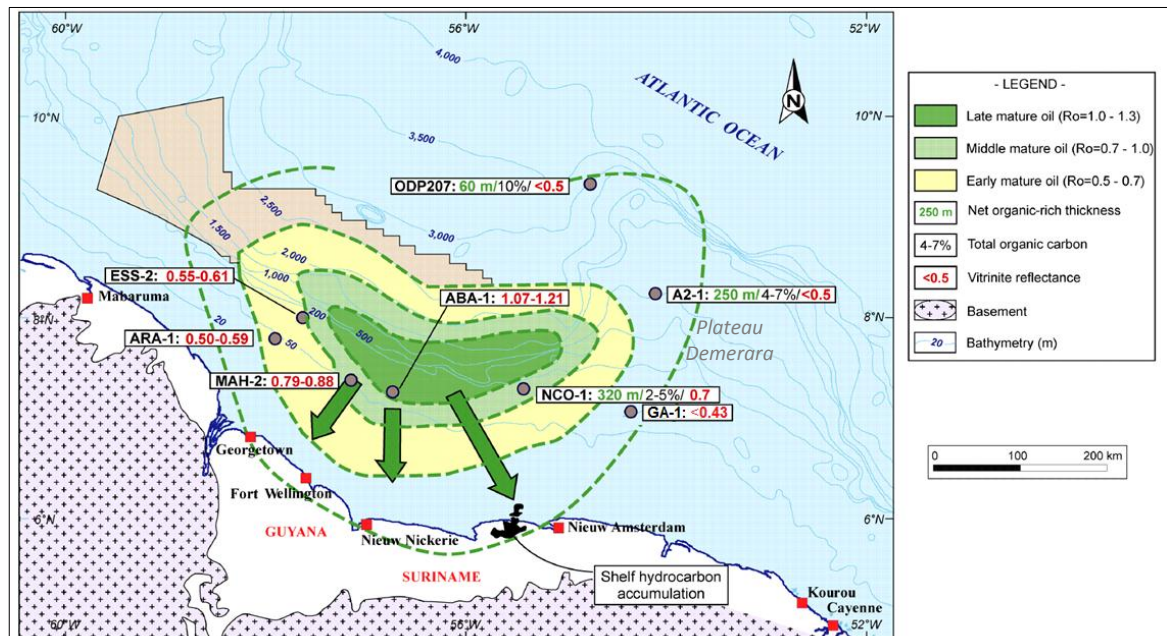
Estimaciones hechas por Staatsolie acerca del nivel y tiempo de madurez de la Formación Canje pueden variar, pero todos los estimados concuerdan en la importancia de la subsidencia diferencial dentro de la Cuenca, como un factor controlador del nivel de madurez de la misma, pues espesores de la columna

litoestratigráfica al presente por encima de la Formación Canje pueden alcanzar hasta 8 Km en las porciones más profundas de la Cuenca, y varían entre 4,5 y 6 Km en áreas que están en el pico de generación de aceite (IHS, 2012b).

La Formación Canje generó petróleo a temperaturas mayores a los 230 °F (110°C) y profundidades de >13.000 pies (C&C Reservoirs, 2005). Lawrence & Coster (1985) con base en índices de Tiempo-Temperatura (TTI entre 20 y 160) sugieren que el área de generación de petróleo de la Formación Canje esta justo inmediatamente costa afuera del campo Tambaredjo, sin embargo Staatsolie ubica el área de la cocina de generación de la Formación Canje más al Norte (cerca de 100 Km en áreas costa afuera y 90 Km de ancho) y que se extiende en una banda hacia el NW.

Por otra parte una pequeña porción de la Formación Canje se estima haber entrado en la ventana de generación de gas (IHS, 2012b). Más hacia el norte, la roca generadora ya ha generado todo su potencial y es sobremadura en la actualidad (Schwarzer & Krabbe, 2009).

Staatsolie (2012), reporta reflectancia de vitrinita para la Formación Canje a partir de 4 pozos en Guyana y 3 pozos en el Plateau Demerara (**Figura 35**). Para la Cuenca Guyana el Ro varía entre 0.51% en el pozo Galibi Offshore-1 (GA-1) a 0.64% en el pozo North Coronie -1 (NCO-1). Por su parte los valores de Ro son menores (0.06 a 0.43%) en el Plateau Demerara.



**Figura 35.** Mapa de distribución de los niveles de madurez en la cocina de generación en la Cuenca (líneas punteadas) calculado al presente, de la sección de roca generadora del Cenomaniano, basado en % TOC, Ro y espesor. Tomado de Kean *et al.*, 2010.

### Potenciales Rocas generadoras No Probadas

Rocas generadoras del Jura-Triásico pudieron desarrollarse en la Cuenca, este concepto es soportado en el descubrimiento de petróleo de 11.5 °API en el onshore al este del Campo Tambaredjo, el cual presenta biomarcadores del Jurásico en un reservorio Cretácico. Otros análisis de aceites del Cretácico y Terciario Inferior en el bloque Weg Naar Zee (al este del Bloque Tambaredjo), han identificado similares biomarcadores lacustrinos (IHS, 2012b).

Por otro lado aceites de 40 °API del Jurásico se encontraron en el Graben Takutu en el onshore de Guyana y Brasil, el cual es un brazo abortado del rift Atlántico Central; además de esto, similares características de grabens fueron identificadas en la región costa afuera de Surinam. Para soportar esta tesis se tiene que unidades de etapas Sin-rift y transicionales contienen importantes rocas

generadoras lacustres en ambas márgenes del Atlántico Central, por ejemplo, en Gabón, Angola y Brasil, que corresponden a las Cuencas Sergipe, Douala y Potiguar respectivamente (Staatsolie, 2012a).

Los shales y carbonatos lacustrinos del Cretácico Temprano pueden también tener potencial como roca generadora. Otras potenciales rocas generadoras pueden ser las secciones de mudstones lagunales de las Formaciones Georgetown (Paleoceno) y Pomeroon (Eoceno a Mioceno), shales y carbonatos bituminosos en el borde de la plataforma, y mudstones de aguas profundas al Norte (IHS, 2012b).

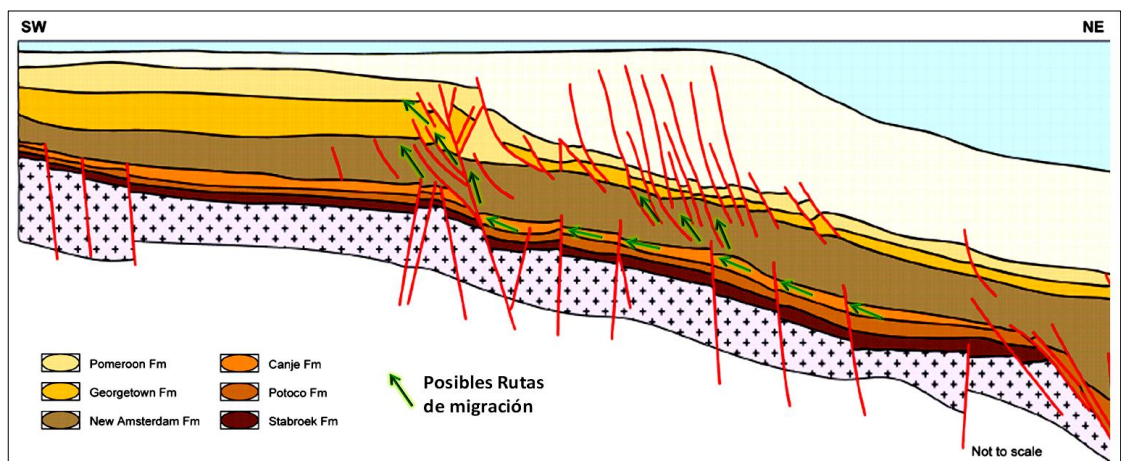
### **9.2.2. Expulsión Y Migración**

Estimaciones del tiempo cuando la Formación Canje entró en ventana de generación de petróleo varían entre el Cretácico Tardío y el Eoceno; se cree que la subsidencia diferencial es una de las razones de estas diferencias. Lawrence & Coster (1985) estiman que la Formación Canje entró en ventana de generación en el Cretácico Tardío, alcanzando una expulsión óptima durante el Terciario Medio. Por su parte, otros estudios recientes estimados por Staatsolie (2012) indican que la Formación Canje no entró en ventana de generación sino hasta el Eoceno, esto simultáneo con el inicio de la deposición de la espesa secuencia de margen pasivo sobre la plataforma externa y el talud (Formación Pomeroon).

De acuerdo con la cinética específica una importante generación de hidrocarburos empezó durante el Paleoceno Tardío (~ 55 Ma) en las partes más profundas del área de la cocina, y a finales del Eoceno (~ 34 Ma) en las posiciones de los flancos de la cocina (talud o borde de la plataforma). Hacia finales del Oligoceno (~23 Ma), casi el 75% del kerógeno de la roca generadora en el área más profunda de la cocina, se había transformado en hidrocarburos, mientras que en las posiciones de sus flancos sólo alrededor del 25% del kerógeno se había transformado. Posteriormente con un mayor enterramiento que ocurre durante el

Mioceno (**Figura 36**) hasta los tiempos actuales, la parte central de la cocina del Cenomaniano entra en la ventana de generación de gas (parcialmente sobremadura), y sólo las posiciones de los flancos permanecen dentro de la ventana de petróleo (Schwarzer & Krabbe, 2009).

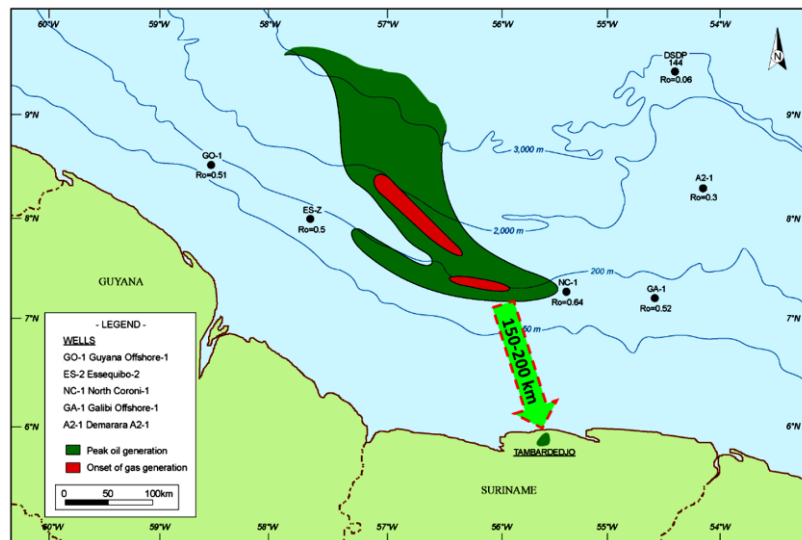
Estudios geoquímicos, determinaciones del flujo de calor, profundidad de enterramiento y análisis isotópicos realizados a crudos producidos y a perforaciones de la roca generadora inmadura con altos TOC y corazones (correlaciones crudo vs roca), todos convergen en la conclusión de que los campos onshore están siendo cargados por amplios rangos de migración de hidrocarburos producidos desde esta roca generadora (Formación Canje) en aguas profundas a través de una serie de fallas y capas (**Figura 36**) (Kean, 2009).



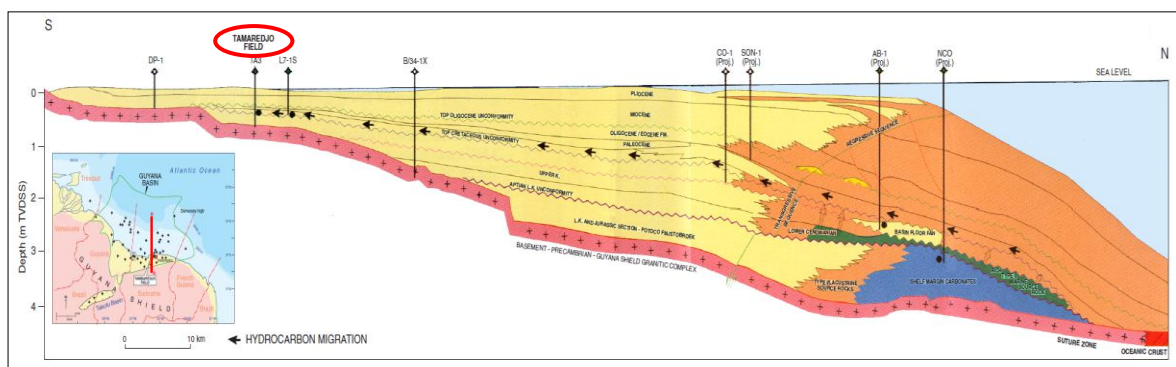
**Figura 36.** Posibles rutas de migración de fluidos a través de fallas que conectan la roca generadora (Fm. Canje) y los potenciales almacenadores del Terciario. Modificado de IHS, 2012b.

Diferentes interpretaciones se han hecho sobre las distancias de migración de hidrocarburos hasta las acumulaciones hoy comerciales, tales como los campos de Tambaredjo y Calcutta. En años recientes se ha interpretado la localización de la cocina de generación de petróleo entre 150 a 200 km de distancia a la región costa afuera (**Figura 37**), lo que implicaría largas distancias de migración que

expliquen la presencia de aceite en los Campos (**Figura 38**). En tal migración de largas distancias también se asume que una enorme cantidad de hidrocarburo migrado se haya podido quedar en trampas presentes, lo que conllevaría a *plays* en la región costa afuera de la Cuenca (IHS, 2012b).



**Figura 37.** Distancia inferida desde la principal cocina de generación hasta el Campo Tambaredjo. Modificado de IHS, 2012b.



**Figura 38.** Sección S-N de la Cuenca, ilustrando las largas distancias de migración de aceite desde la roca generadora Cretácica (Fm. Canje) hasta su almacenadora en el Onshore de la cuenca (Campo Tambaredjo). Tomado de C&C Reservoirs, 2005.

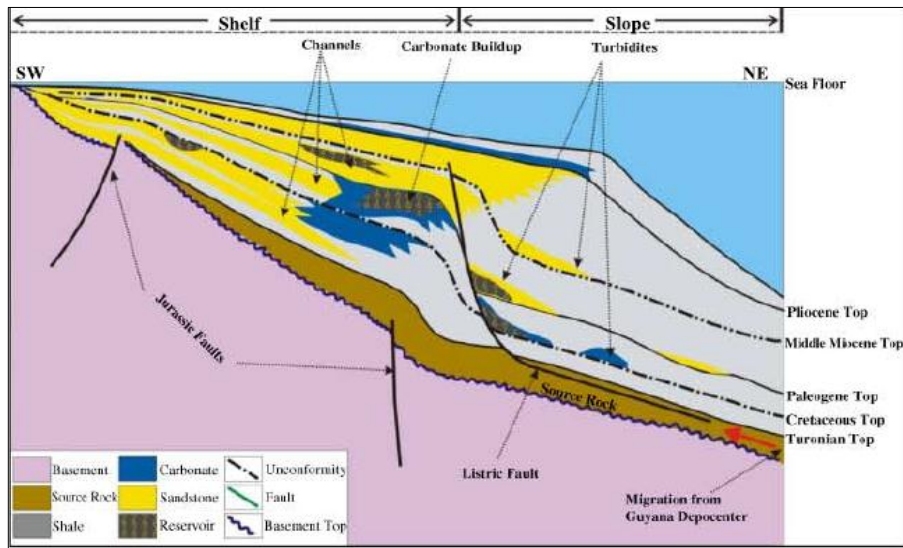
Aunque los *plays* costa afuera pueden depender menos de la migración lateral por largas distancias, estos *plays* requieren para su migración principalmente rutas verticales. El borde de la plataforma Cretácica-Terciaria está marcado por fallas profundas con saltos de hasta 5000 ft que fueron reactivadas durante la deposición de la Formación Canje y continuaron siendo activas a través de la deposición de las formaciones New Amsterdam, Georgetown, y Pomeroon, las cuales tienen potencial como almacenadores (Workman, 2000).

El equivalente de la Formación Canje en áreas de la plataforma contiene una de las principales discordancias regionales, ésta es manifestada por el llamado Cañón Berbice el cual corta hasta la Formación generadora Canje (**Figura 27**). La edad de la discordancia es interpretada como Intra-Canje, este Cañón puede proveer una excelente ruta de migración de petróleo desde la Formación generadora Canje (Workman, 2000).

### **9.2.3. Rocas Almacenadoras**

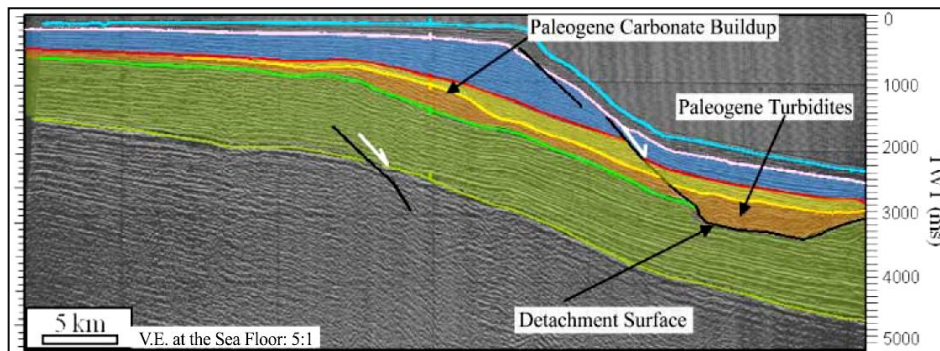
Existen tres almacenadores productores en la Cuenca, la Formación Saramacca del Paleoceno que produce en el Campo Tambaredjo, cuyos almacenadores son principalmente canales distributarios; arenitas fluvio-deltaicas Miocenas de la Formación Coesewijne que producen en el Campo Calcutta y arenitas turbidíticas del Turoniano que producen en el reciente descubrimiento Zaedyus (IHS, 2012b).

Los principales almacenadores constituyen trampas estratigráficas, tales como montículos carbonatados (*Carbonate Mounds*) a lo largo del borde de la plataforma, canales incisos (*Incised Channels*) en la plataforma, y turbiditas de aguas profundas en el talud (*slope*) y en el fondo de la Cuenca (*Basin Floor*) (**Figura 39**). Sistemas de cañones y valles de incisión del Cretácico y Mioceno Medio pueden actuar como buenos almacenadores en la Cuenca, pero también son las mejores rutas de migración (Yang & Escalona, 2011).



**Figura 39.** Corte esquemático SW-NE que presenta los diferentes tipos de almacenadores y su ubicación relativa en la Cuenca. Tomado de Yang & Escalona, 2011.

Las fallas lístricas del Mioceno afectaron las secuencias del Paleógeno, causando el colapso de las acumulaciones de carbonatos y arenitas, resultando en la deposición de turbiditas y flujos de detritos (*debris-flows*) en el pie del talud y la cuenca profunda (**Figura 40**) (Yang & Escalona, 2011).



**Figura 40.** Sección sísmica que muestra los depósitos de turbiditas de talud, causados por el colapso de la plataforma. Tomado de Yang & Escalona, 2011.

Grandes cantidades de sedimentos clásticos fueron transportados desde los sistemas de drenaje internos a través de la plataforma poco profunda, por el talud

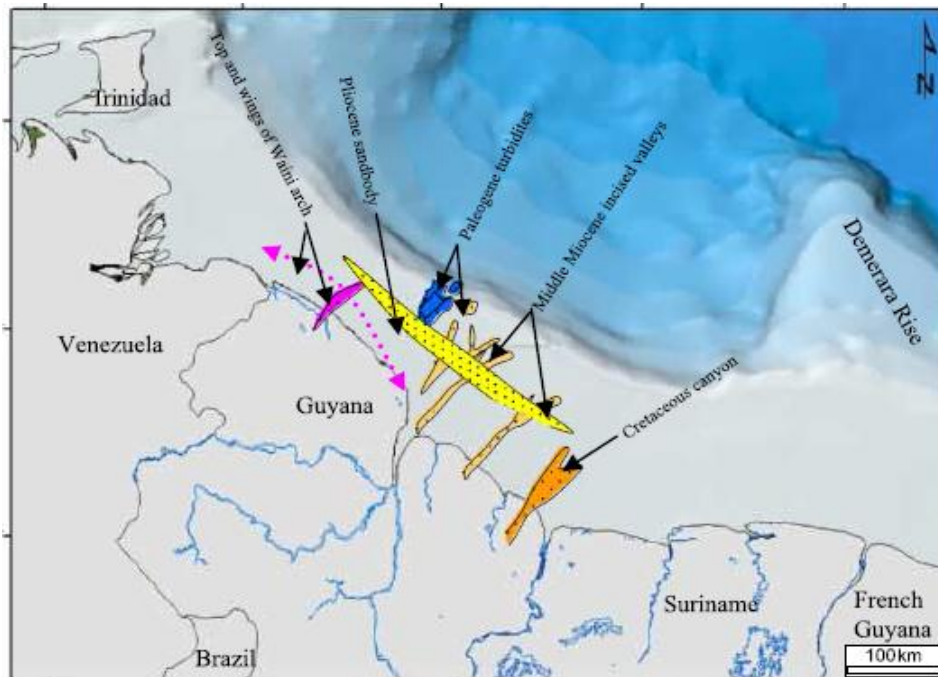
y finalmente hasta la Cuenca, donde se infiere su deposición en forma de abanicos de aguas profundas (*Basin Floor Fans*), y que pueden constituirse en potenciales almacenadores de hidrocarburos (Yang & Escalona, 2011).

Carbonatos de plataforma de la Formación Potoco, los cuales subyacen inmediatamente a la roca generadora del Cenomaniano (Formación Canje), representan la deposición de facies calcareas de plataforma marina somera, y donde análisis de registros eléctricos han identificado zonas de regular a buena porosidad en estas rocas. Otros carbonatos con buena porosidad también se observan en el Terciario Medio, estos son los bancos o montículos carbonatados de la Formación Pomeroon, el desarrollo de la porosidad en estos carbonatos es en gran parte dependiente de la paleo-exposición subaérea y la invasión vadosa (IHS, 2012b). Carbonatos lacustrinos de la Formación Stabroek así como también secuencias clásticas subyacentes del Triásico-Neocomiano tienen un potencial como almacenador probablemente menor (IHS, 2012b).

Arenitas turbidíticas de la Formación Pomeroon del Terciario también pueden ser buenas unidades almacenadoras. También se pueden encontrar turbiditas en la Formación New Amsterdam, las cuales fueron depositadas buzamiento abajo a través de grandes escarpes desarrollados durante una de las principales caídas del nivel del mar en el Campaniano (IHS, 2012b).

#### **9.2.4. Trampas y sellos**

Las trampas estratigráficas son probablemente los tipos más comunes presentes en la Cuenca. Estas consisten básicamente de cañones Cretácicos en la parte SE de la Cuenca, flujos de detritos (*debris flows*) y turbiditas en el pie del talud del Cretácico al Mioceno, acumulaciones de carbonatos en el borde de la plataforma del Paleógeno, valles de incisión del Mioceno Medio, y arenitas de plataforma del Plioceno (**Figura 41**) (Yang & Escalona, 2011).

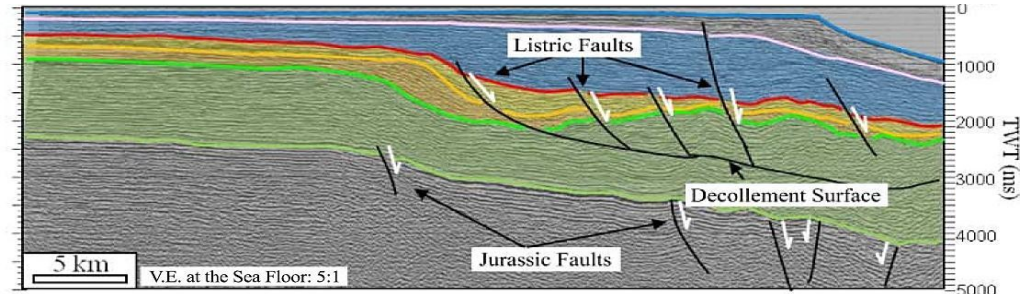


**Figura 41.** Mapa mostrando las potenciales trampas y almacenadores en la Cuenca Guyana. Estas trampas incluyen cañones cretácicos, turbiditas Paleógenas, flancos del Arco Waini, valles de incisión del Mioceno y cuerpos arenosos del Plioceno. Tomado de Yang & Escalona, 2011.

Se cree que la presencia de rezumaderos de hidrocarburos y campos de petróleo a lo largo de la costa de Guyana y Surinam es causada por la migración de fluidos desde el depocentro Cretácico buzamiento arriba (*up-dip*) a través de cañones y valles de incisión del Cretácico Superior y Mioceno Medio; si esto es cierto, entonces se abren posibilidades para el entrapamiento de tipo estratigráfico dentro de la plataforma y el talud (Yang & Escalona, 2011).

Las trampas estructurales comprenden anticlinales “*rollover*” en la secuencia progradante del Mioceno Tardío-Plioceno en la plataforma externa y bloques yacentes (*Foot wall*) formados por fallas lítricas (**Figura 42**) a lo largo del borde de la paleo-plataforma y la parte superior del talud, además de trampas que componen el tren SW-NE conformadas por estructuras anticlinales generadas por el Arco Waini en la parte NW de la plataforma (Yang & Escalona, 2011).

Trampas relacionadas a fallas de crecimiento y anticlinales “rollover” pueden estar presentes (**Figura 42**) (IHS, 2012b).

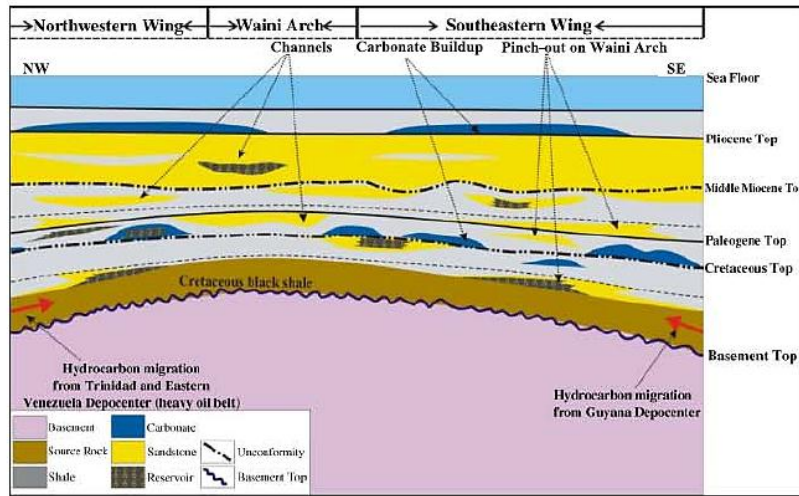


**Figura 42.** Sección sísmica interpretada en el área de Guyana. Obsérvese las familias de fallas Jurásicas y Miocenas, estas últimas con despegue en el Cretácico. Tomado de Yang & Escalona, 2011.

Otro tipo de estructuras en la Cuenca son bloques fallados, bloques fallados basculados y pliegues en *drape* asociados con el rifting temprano. Se sugiere que estos tipos de trampas debieron estar mejor desarrolladas en la intersección con el principal tren estructural en la parte Central de la Cuenca (IHS, 2012b).

El intervalo del Cretácico es afectado por fallas lístricas desarrolladas durante el Mioceno que tienen despegue en shales del Cretácico Superior (Formaciones New Amsterdam y Canje). Estas fallas lístricas tienen un rumbo NW-SE, son paralelas al borde de la paleo-plataforma, y reflejan la inestabilidad de la cuña progradante del Terciario (Yang & Escalona, 2011).

El Arco Waini (**Figura 43**) actúa como una potencial trampa en la Cuenca, acuíferos del Cretácico Superior al Mioceno Inferior ocurren en ambos flancos o direcciones del Arco, también se presentan trampas anticlinales en la parte superior del Arco para hidrocarburos que han migrado hacia ambos flancos del mismo (Yang & Escalona, 2011).



**Figura 43.** Sección esquemática a lo largo de la plataforma mostrando como el Arco Waini actúa como una trampa estructural y hacia sus flancos estratigráfica, para hidrocarburos. Tomado de Yang & Escalona, 2011.

## Sellos

Los principales sellos en la Cuenca para almacenadores potenciales son shales intraformacionales, arcillolitas y margas. Para trampas estratigráficas, el sello sería proporcionado por acuñamientos de unidades almacenadoras en shales adyacentes (por ejemplo, Formación Coesewijne en el Campo Calcutta). La excepción a los sellos intraformacionales es la roca generadora Formación Canje, la cual también podría formar un sello regional para almacenadores potenciales en la subyacente Formación Potoco (IHS, 2012b).

Una potente secuencia de margas del Mioceno de la Formación Pomeroun es descrita por CGX como el sello maestro de su prospecto Eagle, cuyo almacenador potencial corresponde a turbiditas de la Formación Pomeroun (IHS, 2012b).

### 9.2.5. Sincronismo

#### Sistema petrolífero Canje-Saramacca (!)

Desde los tiempos de inicio de ventana de generación de hidrocarburos en la cocina de la Formación Canje en el Eoceno, la migración ocurre efectivamente tanto lateral como vertical por largas distancias (~150-200 Km), a través de fallas y capas, tal migración contribuyó a la carga de almacenadores Paleocenos de la Formación Saramacca previamente formados y dispuestos en trampas estratigráficas de la misma Edad, de acuerdo a lo anterior se infiere que este sistema posee un sincronismo adecuado que permitió el entrapamiento de hidrocarburos, hecho que se refleja por la existencia de acumulaciones comerciales de petróleo en los Campos onshore, Tambaredjo y Calcutta.

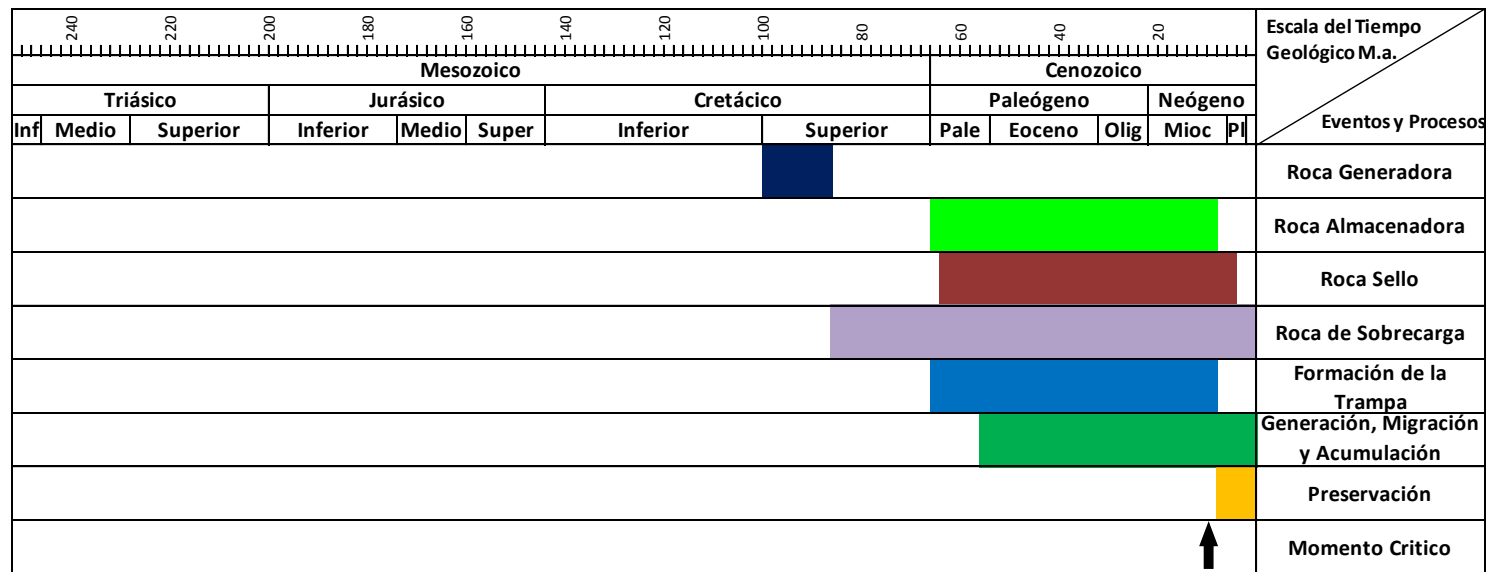
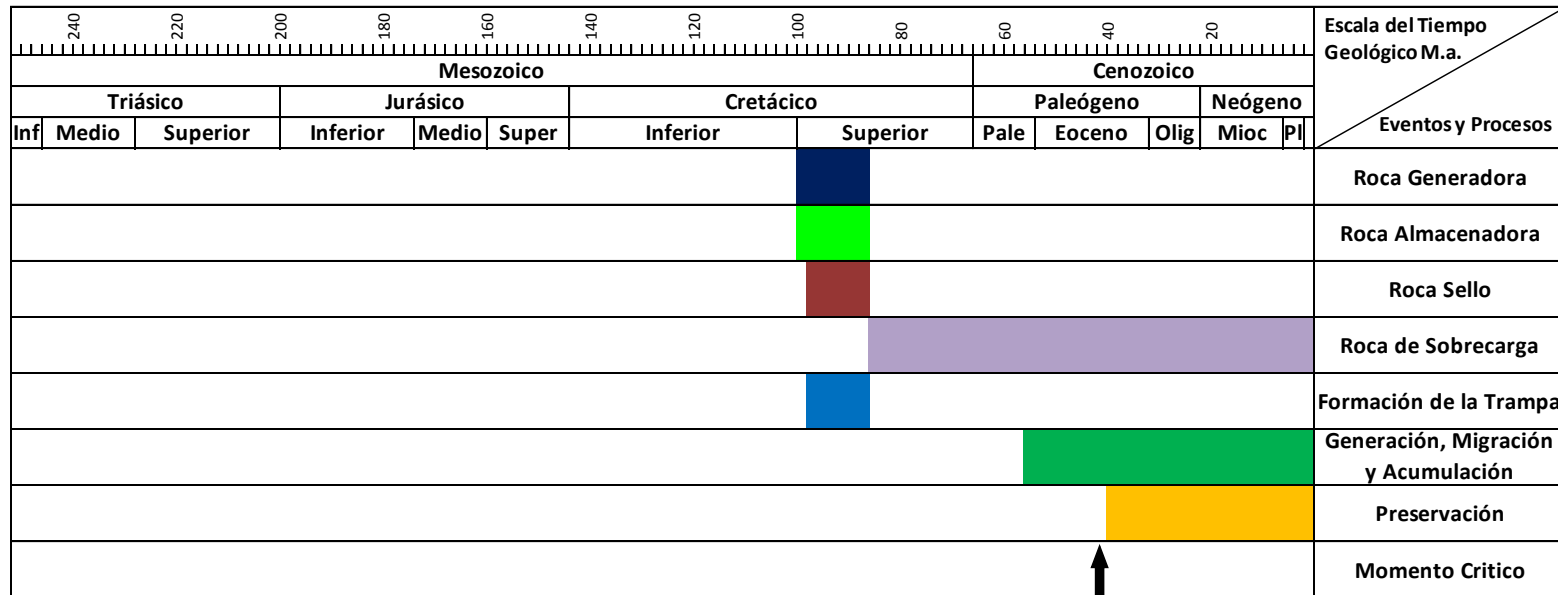


Figura 44. Carta de eventos para el sistema petrolífero Canje-Saramacca (!).

## Sistema petrolífero Canje-Turoniano (·)

La relativa cercanía que se observa con la roca generadora madura, las efectivas vías de migración (fallas), el tipo de almacenadores (sistemas turbidíticos) y la calidad del crudo (30° API) permiten inferir que las distancias de migración de los hidrocarburos fueron relativamente cortas, por todo esto y además del reciente descubrimiento Zaedyus, se puede decir que existiría un sincronismo adecuado entre los elementos de este sistema.



**Figura 45.** Carta de eventos para el sistema petrolífero Canje-Turoniano (·).

## Sistema petrolífero Jura·Triásico·Neocomiano – Stabroek (?)

La generación y migración de hidrocarburos desde la cocina de potenciales rocas generadoras en la sección del Jura·Triásico·Neocomiano ocurrió desde el Jurásico hasta finales del Cretácico, con lo cual habría sincronismo para las trampas estratigráficas y estructurales formadas desde del Cretácico Tardío, y que contienen los almacenadores potenciales de la Formación Stabroek de edad Barremiano-Aptiano. Por su parte los shales de la Formación Stabroek y la discordancia del Albiano pueden servir como potenciales sellos para este sistema petrolífero.

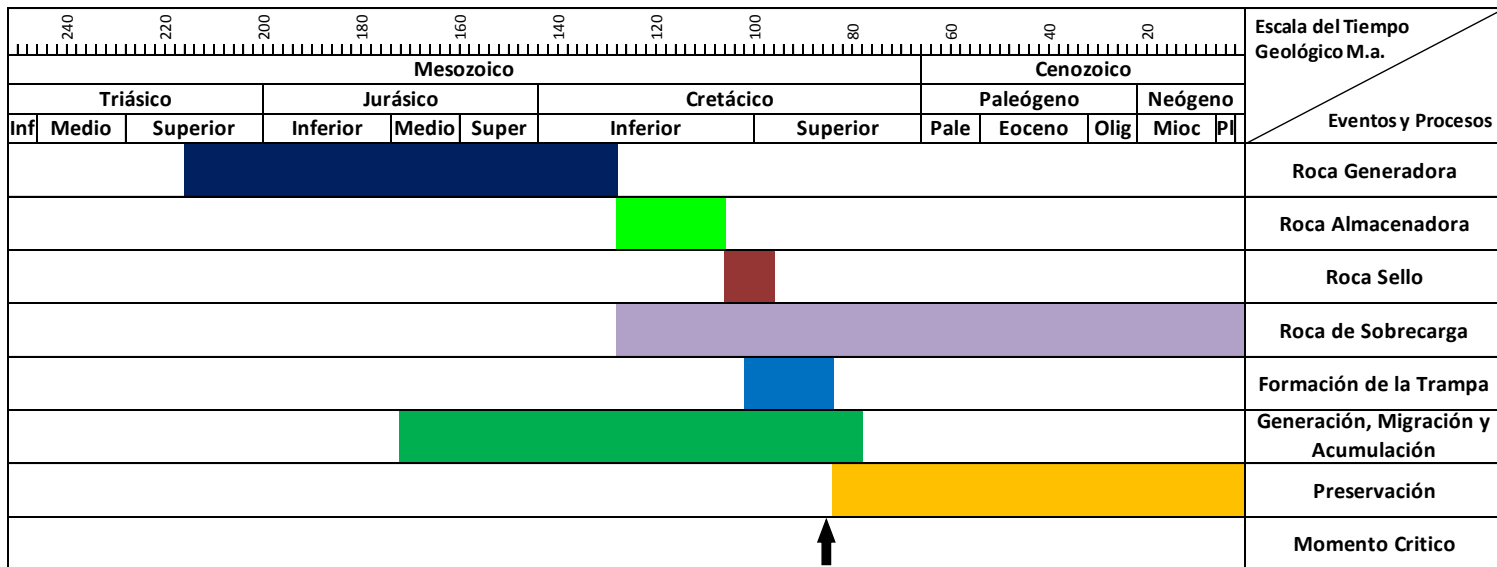


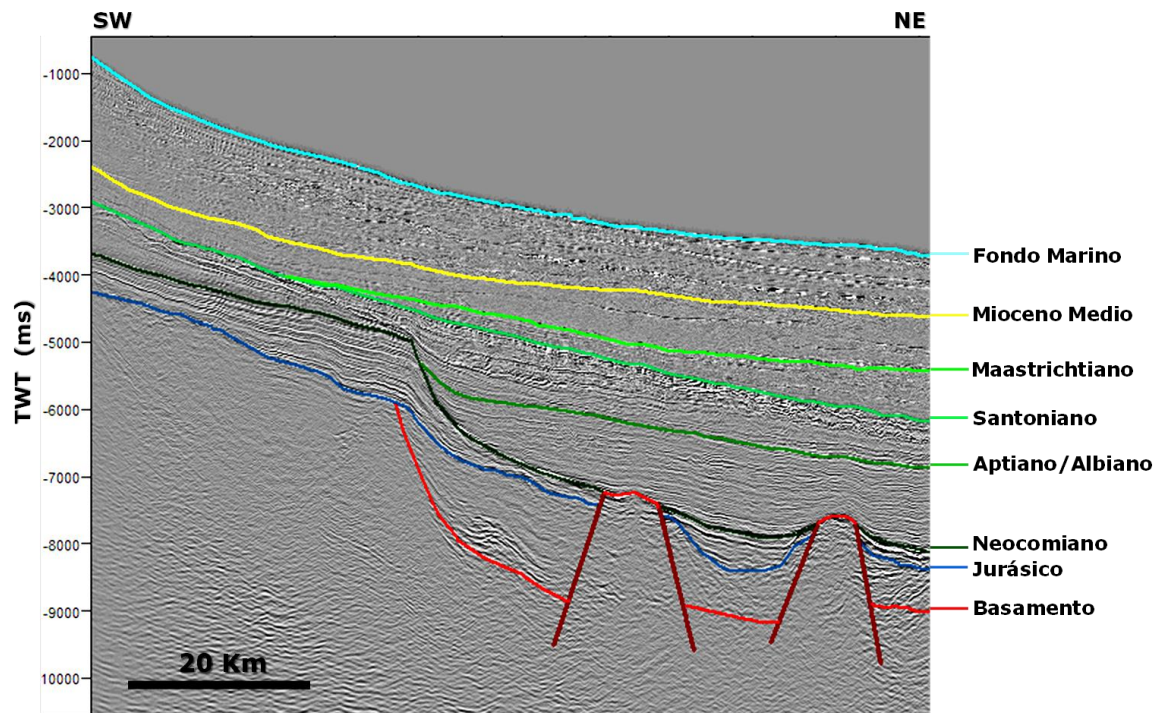
Figura 46. Carta de eventos para el sistema petrolífero Jura-Triásico Neocomiano– Stabroek (?).

## 10. RESULTADOS

### 10.1. INTERPRETACIÓN SÍSMICA REGIONAL

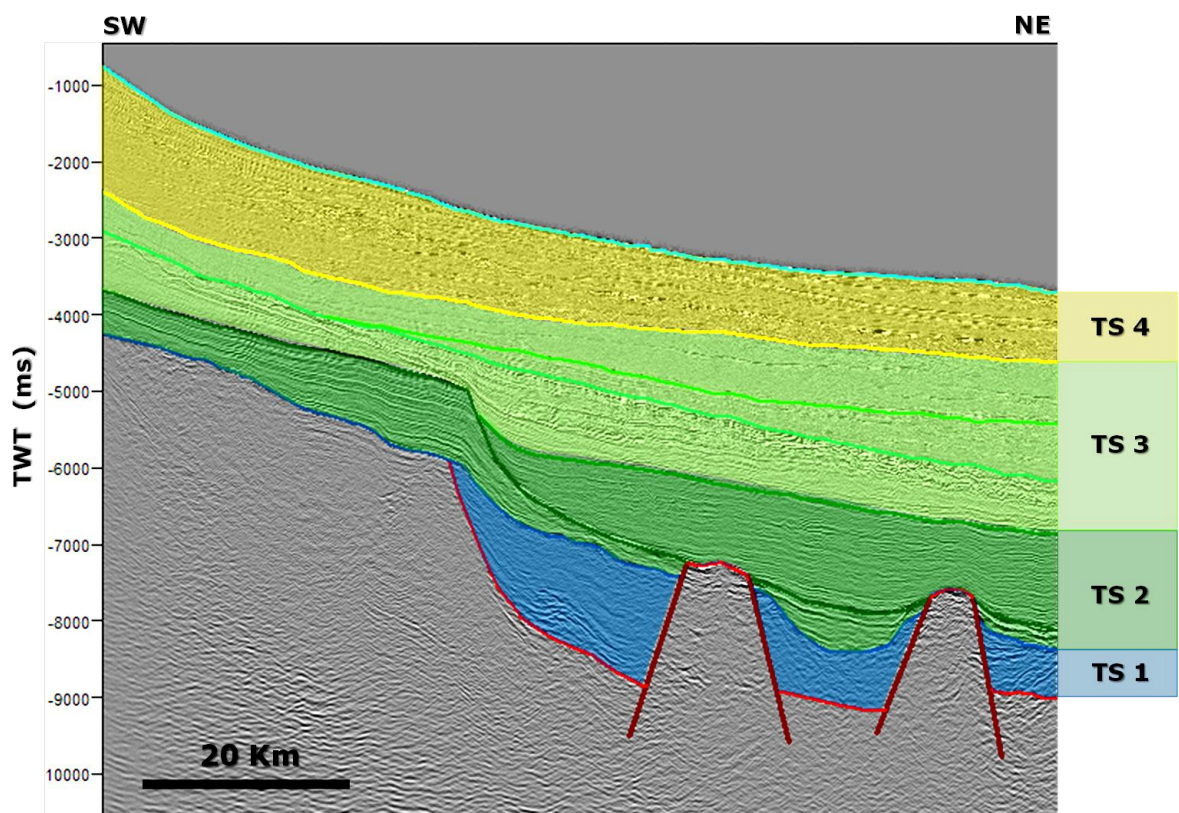
La interpretación regional se realizó definiendo mega-secuencias limitadas por discordancias y/o sus superficies correlativas, identificadas mediante el reconocimiento de su carácter sísmico (terminaciones y patrones internos de las reflexiones) y continuidad regional.

De más antiguo a más joven se interpretaron siete límites de secuencias: (1) Basamento; (2) Inconformidad del Jurásico; (3) Tope del Neocomiano; (4) Inconformidad del Aptiano-Albiano; (5) Tope Santoniano; (6) Tope Cretácico (Maastrichtiano); e (7) Inconformidad del Mioceno Medio (**Figura 47**).



**Figura 47.** Sección sísmica en el offshore de Guyana, mostrando los siete límites de secuencias interpretados.

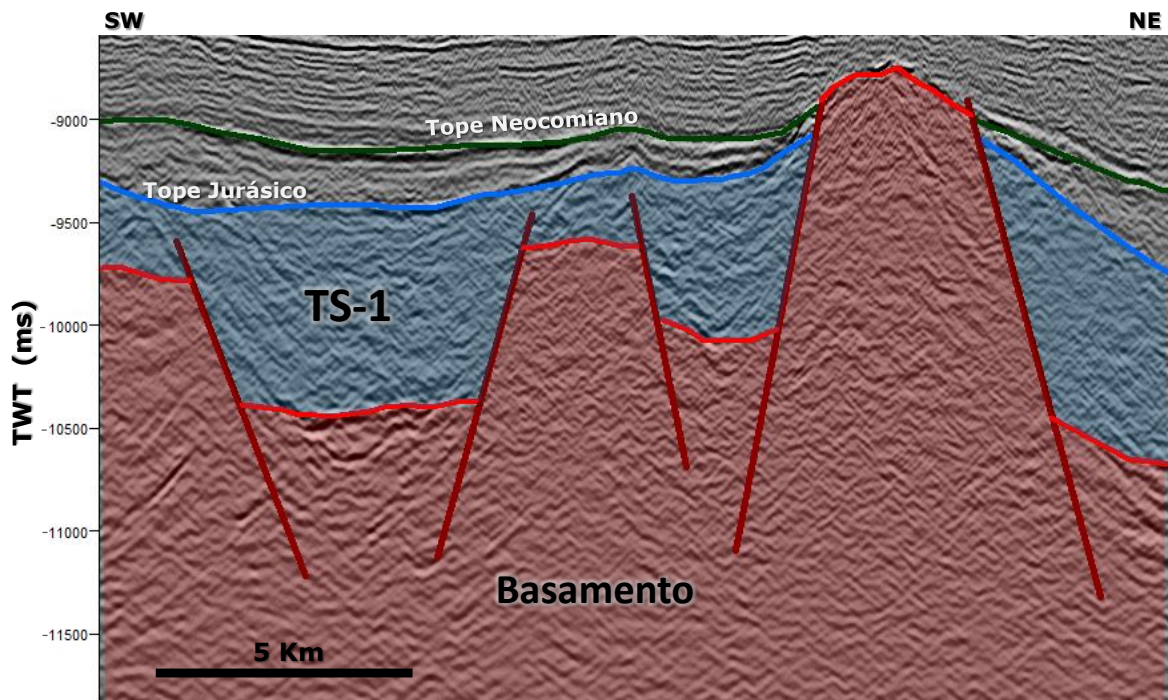
Posteriormente con base en la identificación de los límites de secuencias y soportado en el modelo geológico regional propuesto para la Cuenca, en total se identificaron cuatro tectono-secuencias, para cada una se describen las características estructurales y estratigráficas más significativas, de más antigua a más joven son **TS-1**: Jurásico; **TS-2**: Cretácico Inferior (Berriasiano-Aptiano/Albiano); **TS-3**: Cretácico (Aptiano/Albiano) a Mioceno Medio; **TS-4**: Mioceno Medio al presente (**Figura 48**)



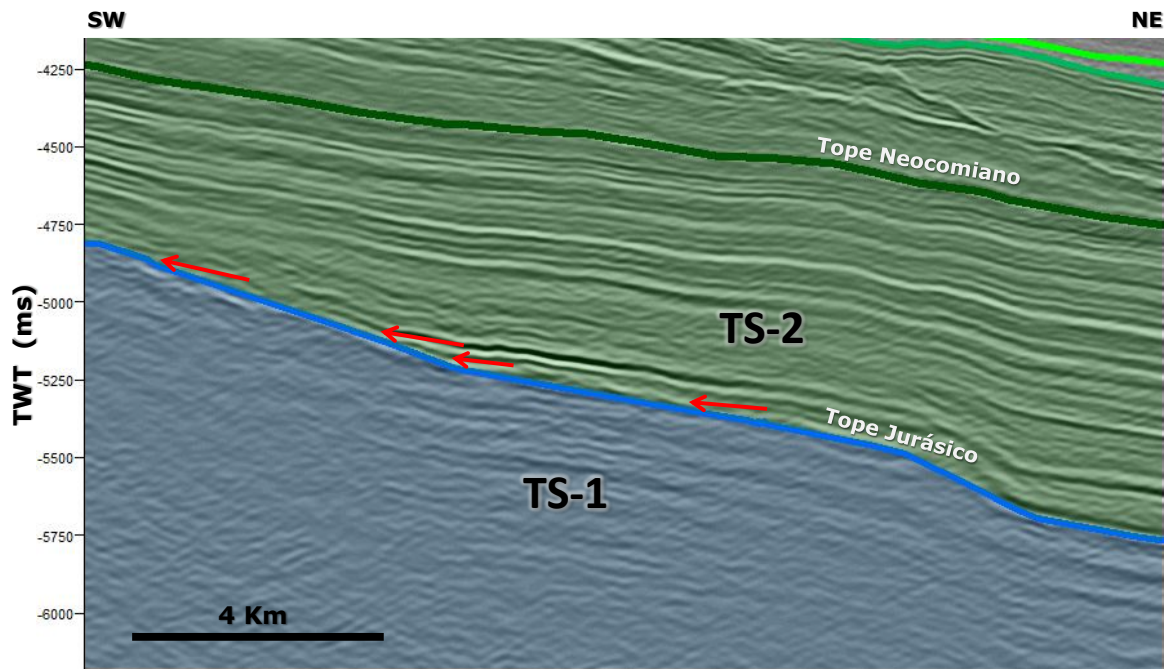
**Figura 48.** Sección sísmica localizada en el offshore de Guyana, mostrando las cuatro tectono-secuencias interpretadas, limitadas por los límites de secuencias anteriormente reconocidos.

### TS-1: Jurásico

El espesor de esta tectono-secuencia varía entre 1750 ms en la parte Oeste de la Cuenca a 2300 ms en el Este. La base de la secuencia está representada por el basamento, el cual no es de fácil reconocimiento regional, pues frecuentemente se presenta sin reflexión (zonas sordas), sin embargo en algunas secciones se presenta sin reflexión (zonas sordas), sin embargo en algunas secciones se identifica presentando una configuración interna caótica de reflexión (Figura 49), mientras que al tope está representada por la discordancia del Jurasico, definida por un evidente cambio en el carácter sísmico, sobre la cual se presentan terminaciones en *onlap* de la suprayacente Tectono-secuencia 2 (Figura 50).



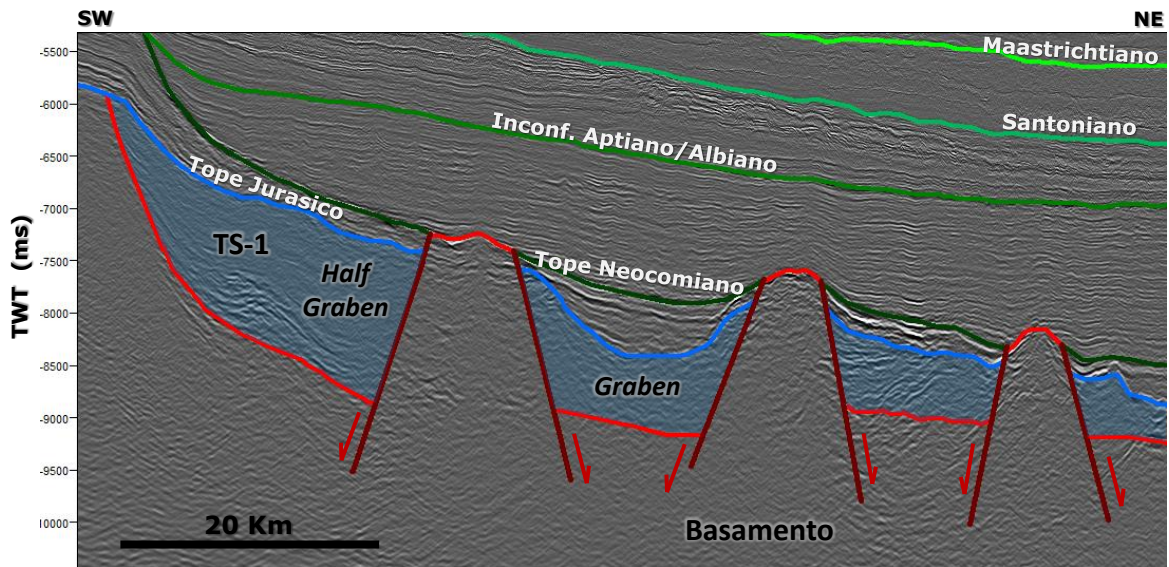
**Figura 49.** Perfil sísmico interpretado en el offshore de Guyana, donde se muestra el basamento definiendo la base de la Tectono-secuencia 1. Nótese el carácter caótico de las reflexiones que presenta el basamento.



**Figura 50.** Perfil sísmico interpretado en el offshore de Guyana, mostrando los marcados cambios del carácter sísmico entre la tectono-secuencia 1 y 2 (TS-1 y TS-2). Las terminaciones en onlap (flechas rojas) sobre la TS-1 son diagnósticas para la definición de este límite que también sirve como límite inferior para la TS-2.

En las secciones sísmicas regionales se observa la geometría del rift Jurásico, representado en una serie de grabens, *half* grabens y bloques fallados, sugerida por reflexiones de altas a moderadas amplitudes que son cortadas por fallas normales, dichas reflexiones reflejan mayor amplitud y continuidad hacia la parte Oeste de la Cuenca, esto debido a que esta zona fue mayormente afectada durante el desarrollo del rift.

Los sistemas de fallas presentes en esta tectono-secuencia 2 están relacionados con el rift, afectando el basamento, rocas del Jurásico y Cretácico Inferior; las fallas normales de alto ángulo interpretadas presentan desplazamientos significativos que dan lugar a estructuras tipo graben y *half* graben (**Figura 51**).

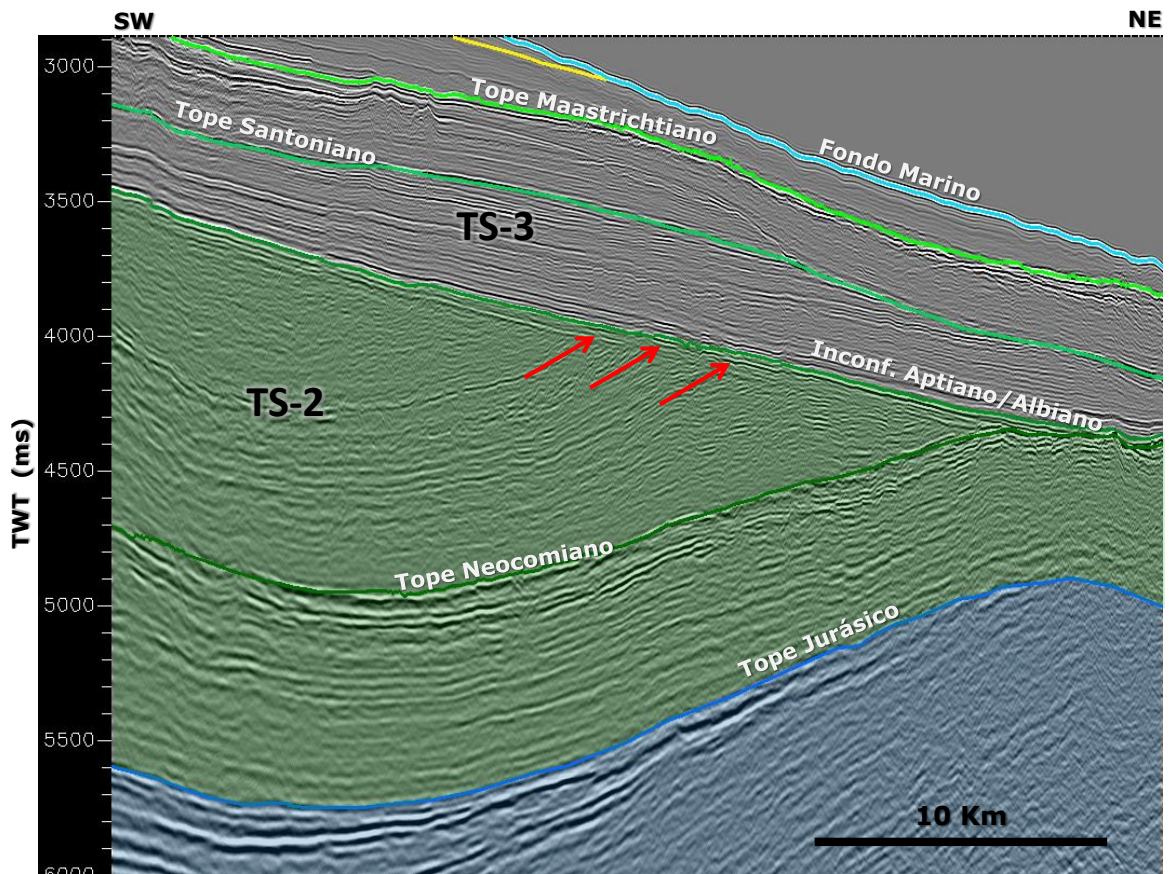


**Figura 51.** Sección sísmica interpretada en el offshore de Guyana, donde se evidencia la estructura típica de la tectono-secuencia 1 (TS-1), representada por fallas normales de alto ángulo, grabens y half grabens.

### **TS-2: Cretácico Inferior (Berriasiano-Aptiano/Albiano)**

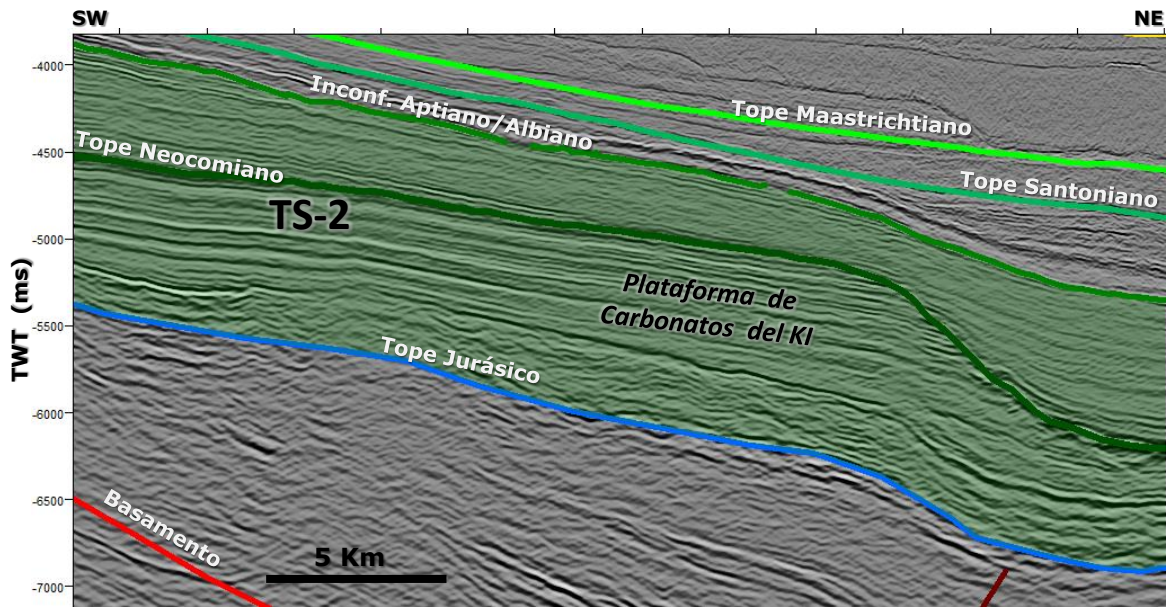
La tectono-secuencia 2 presenta cerca de 2000 a 3000 ms de espesor. El carácter sísmico interno de esta secuencia consiste de reflexiones de gran amplitud y subparalelas en la parte Oeste de la Cuenca, que pueden variar a moderadas amplitudes y reflexiones discontinuas en la parte Este.

El límite inferior de la secuencia está definido por una discordancia a finales del Jurásico, sobre la cual se observan terminaciones en *onlap* (**Figura 50**), mientras que su límite superior, relacionado con la ruptura definitiva entre África y Suramérica a finales del Cretácico Inferior, está definido por una fuerte discordancia de edad Aptiano/Albiano, la cual marca el fin de la fase rift del Cretácico, este límite se presenta más marcado en la parte Este de la Cuenca y se define por truncamientos (**Figura 52**), que están suprayacidos por terminaciones en *downlap* y *onlaps* correspondientes a la parte basal de la tectono-secuencia 3.



**Figura 52.** Sección sísmica interpretada en el offshore de Guyana Francesa; exhibiendo las marcadas truncaciones (flechas rojas) que definen el límite superior de la TS-2.

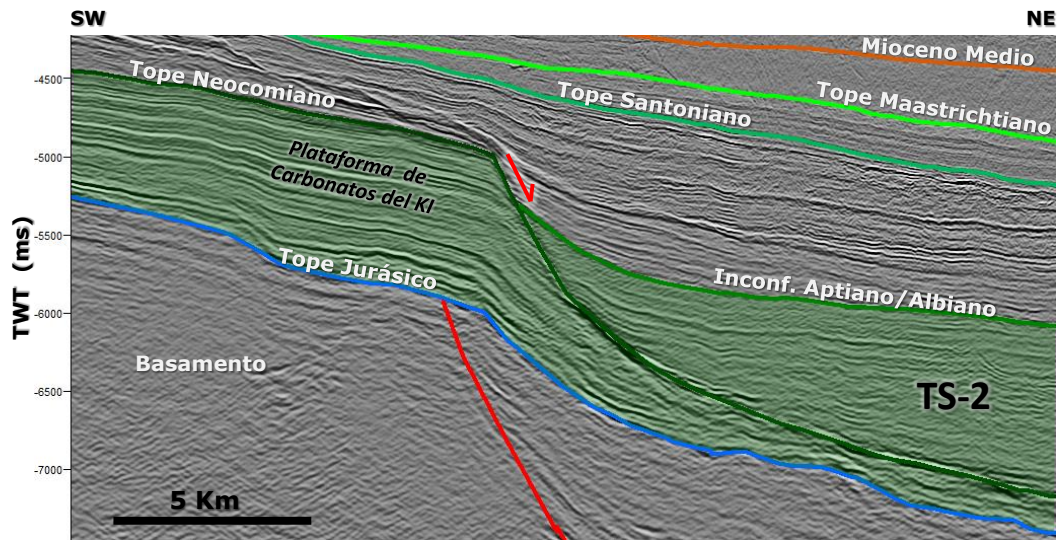
Litoestratigráficamente la tectono-secuencia dos se compone de base a tope por las Formaciones Stabroek y Potoco, que en regiones plataformas son predominantemente carbonáticas, por tal motivo que las reflexiones allí presentes sean de gran amplitud (**Figura 53**).



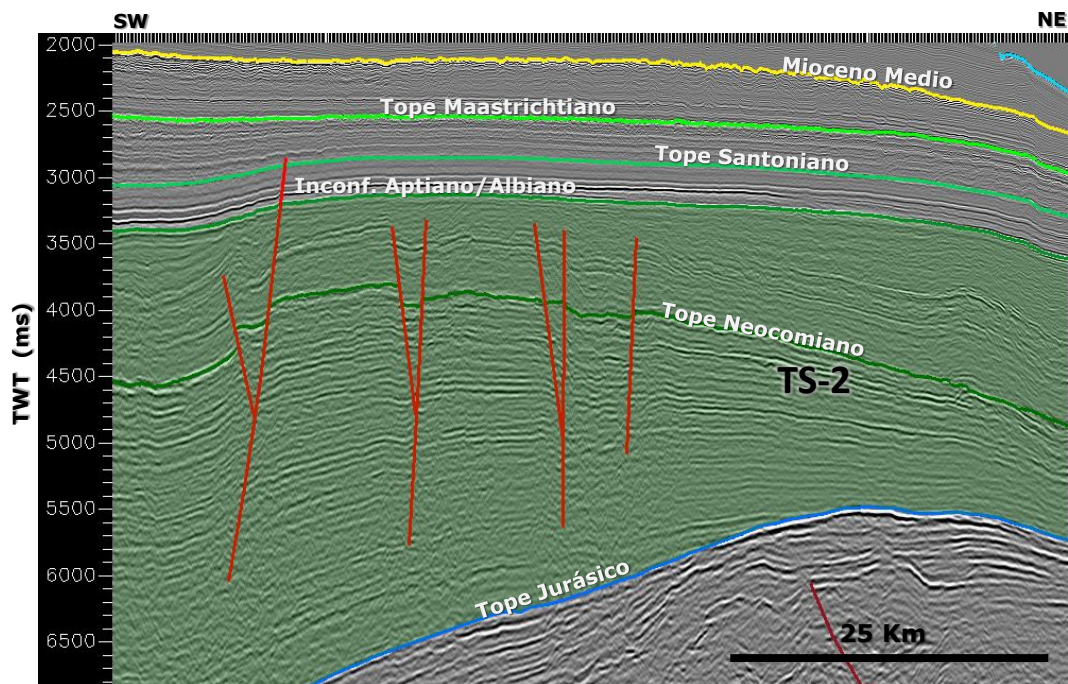
**Figura 53.** Sección sísmica interpretada en el offshore de Guyana, mostrando las reflexiones sísmicas fuertes y de alta amplitud que representan el registro litológico de la plataforma carbonatada del Cretáceo Inferior de la TS-2.

Las estructuras regionales que caracterizan esta secuencia pueden no ser similares de Este a Oeste en la Cuenca; al Oeste se observa una plataforma relativamente tranquila sin deformaciones de gran magnitud, con locales estructuras hacia su borde asociadas a colapsos gravitacionales de la plataforma marina carbonática (**Figura 54**).

Por su parte hacia el Este se presentan esencialmente fallas normales de alto ángulo con desarrollo de pliegues anticlinales asociados, el origen de estas estructuras aun no es claro, sin embargo, Basile *et al.*, (2012) sugiere que estos pliegues pueden corresponder a un evento transpresivo, reactivación de fallas normales por compresión o un conjunto de los dos (**Figura 55**).



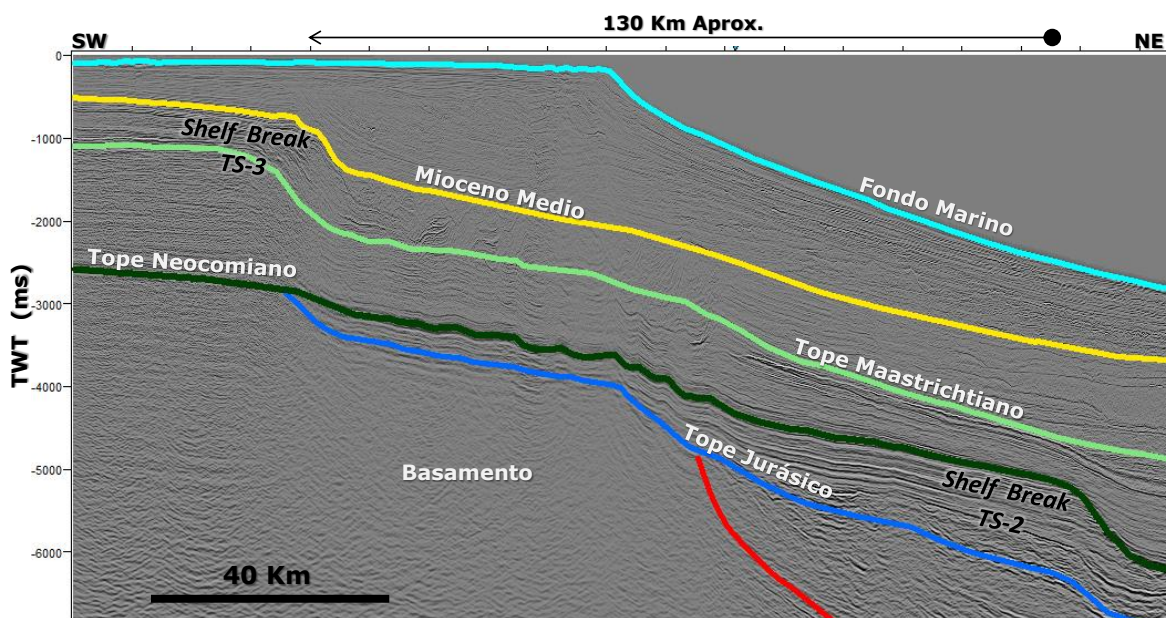
**Figura 54.** Perfil sísmico interpretado al Oeste de la Cuenca en el offshore de Guyana, donde se observa la estructura característica de la TS-2, dominada por una plataforma relativamente tranquila, con fallas normales hacia su quiebre asociadas a colapsos gravitacionales de la plataforma.



**Figura 55.** Sección sísmica interpretada al Este de la Cuenca en el offshore de Guyana Francesa, evidenciando fallas normales de alto ángulo y anticlinales asociados que caracterizan la estructura regional de la TS-2 en este sector .

### TS-3: Cretácico (Aptiano/Albiano) a Mioceno Medio)

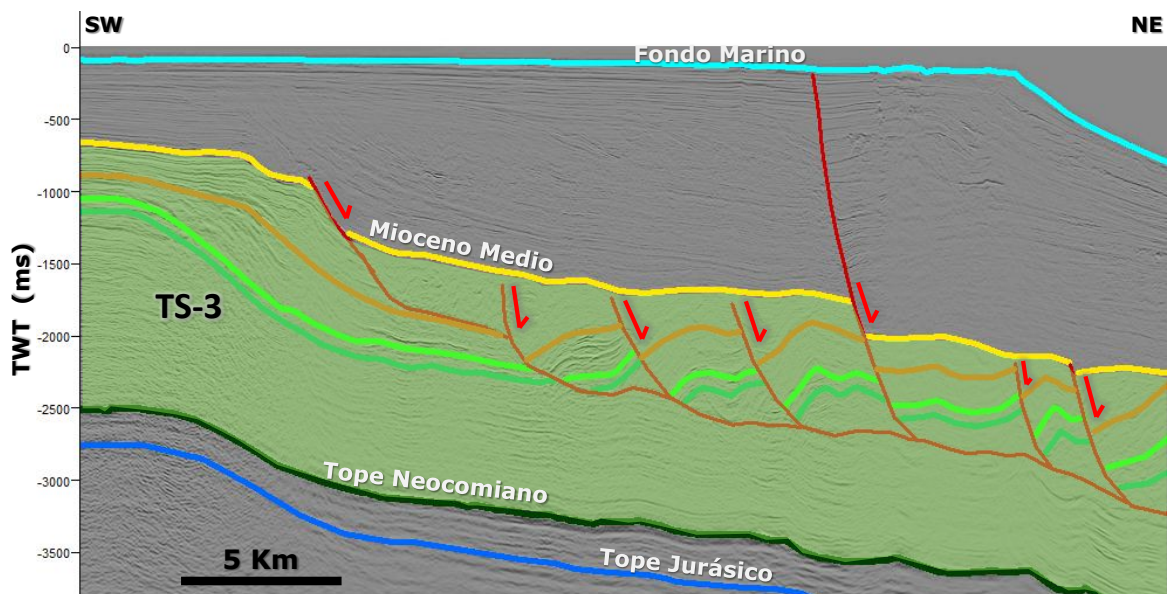
La secuencia sísmica consta de aproximadamente 1000 a 2500 ms de espesor. La secuencia incluye reflexiones de altas amplitudes hacia la base de la secuencia y bajas amplitudes subparalelas hacia la parte superior de la misma, lo que refleja la continua retrogradación que tuvo la plataforma desde finales del Cretácico Inferior al Mioceno Medio (**Figura 56**). El límite inferior de la secuencia está marcado por la discordancia Aptiano/Albiano, y la parte superior de la sucesión está definida por la discordancia del Mioceno medio, evidenciando erosión regional con amplios canales incisos en la mayor parte de la plataforma y por terminaciones en *downlap* de la suprayacente tectono-secuencia TS-4.



**Figura 56.** Línea sísmica interpretada en el offshore de Guyana, donde puede notarse el gran avance (130 Km aprox.) de la plataforma hacia el continente, que tuvo lugar desde el Cretácico Inferior (TS-2) hasta el Mioceno Medio (TS-3).

Internamente las reflexiones paralelas y continuas con una gran amplitud sugieren la correspondencia con las rocas carbonatadas y los shales marinos de las Formaciones Canje, New Amsterdam, Georgetown y Pomeroun.

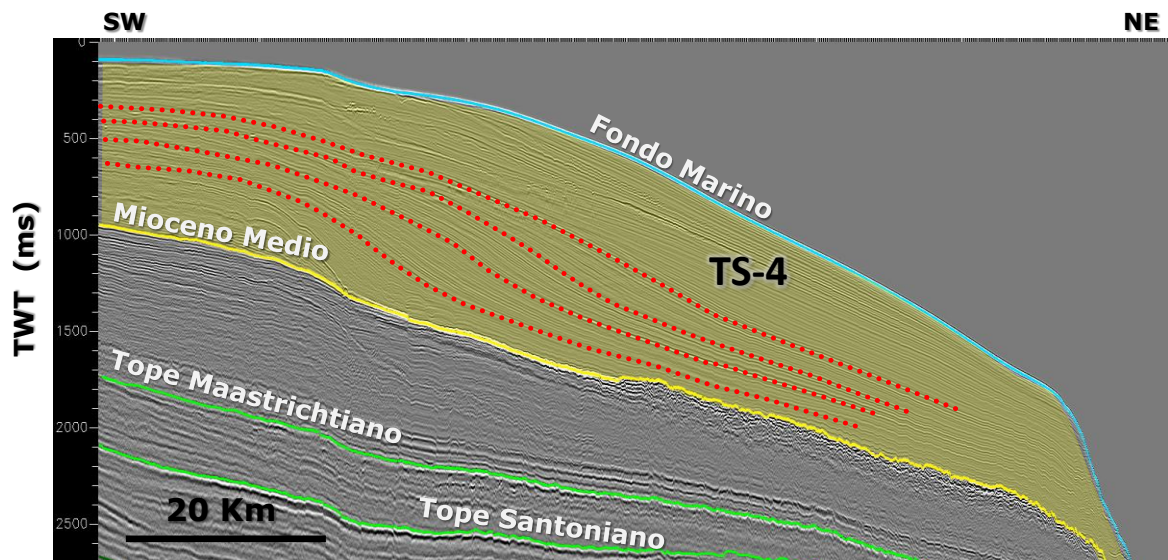
En su estructura regional en la TS-3 se observa fallamiento extensional paralelo al borde de la paleo-plataforma, representado por una serie de fallas listricas del Mioceno con rumbo NW-SE que tienen su despegue en rocas del Cretácico Superior (**Figura 57**), que son interpretadas como generadas por movimientos de tipo gravitacional (desestabilización del talud) que está estrechamente relacionado a un proceso de basculamiento activo desde el Oligoceno, causando el colapso de las acumulaciones de carbonatos y areniscas del borde de la plataforma, lo que resulta en la deposición de turbiditas y flujos de detritos en del pie del talud y la cuenca profunda.



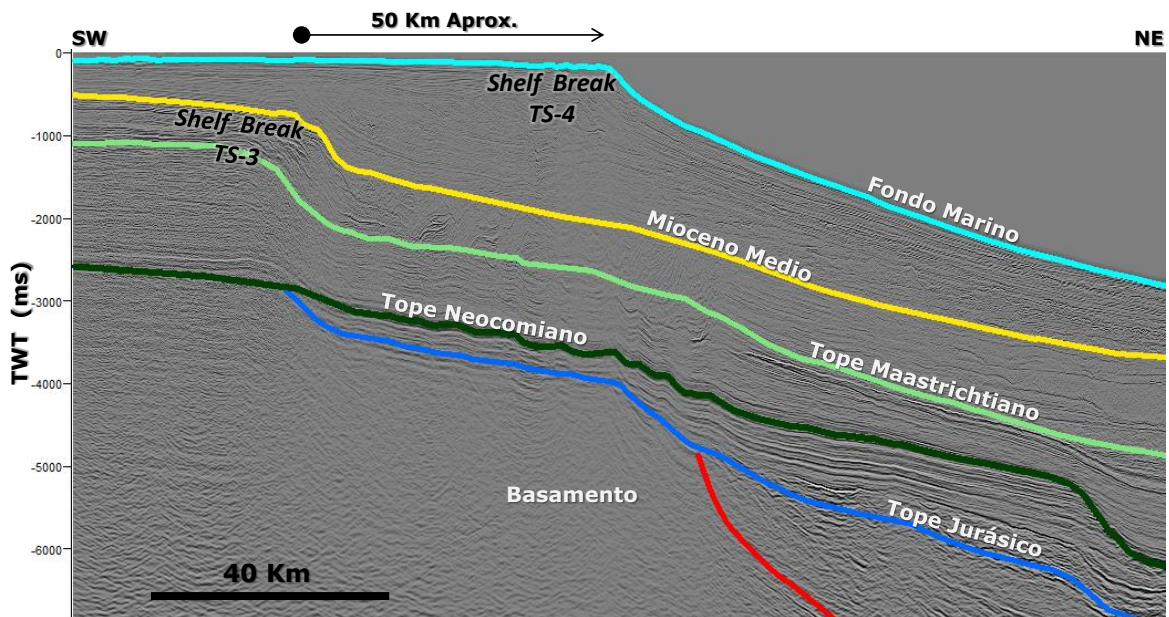
**Figura 57.** Perfil sísmico interpretado en el offshore de Guyana, mostrando la estructura regional de la paleo-plataforma de la TS-3, representada en las múltiples fallas listricas de la plataforma del cretácico Superior al Mioceno Medio. Nótese que el despegue de estas fallas ocurre en rocas cretácicas.

#### TS-4: Mioceno Medio al presente

El espesor de la tectono-secuencia 4 varía entre 400 y 700 ms, y su carácter sísmico consiste de reflexiones de bajas amplitudes y discontinuas, dispuestas en amplias cliniformas sigmoidales (**Figura 58**), sugiriendo principalmente un alto aporte terrígeno de origen continental que ocasiona la progradación de la plataforma y su consecuente avance de aproximadamente 50Km hacia la cuenca (**Figura 59**). Litoestratigráficamente esta secuencia se compone principalmente de la Formación Corentyne.

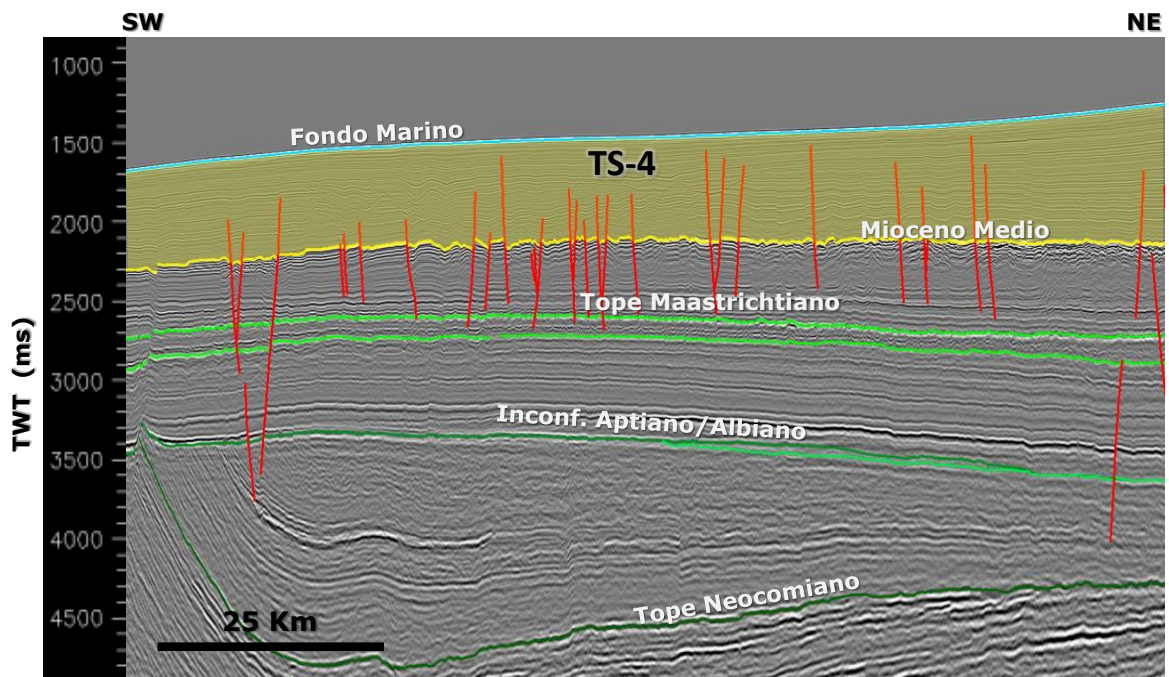


**Figura 58.** Sección sísmica interpretada en el offshore de Guyana Francesa. Nótese las amplias cliniformas sigmoidales (líneas rojas punteadas) presentes en la TS-4, evidenciando la progradación de la plataforma.



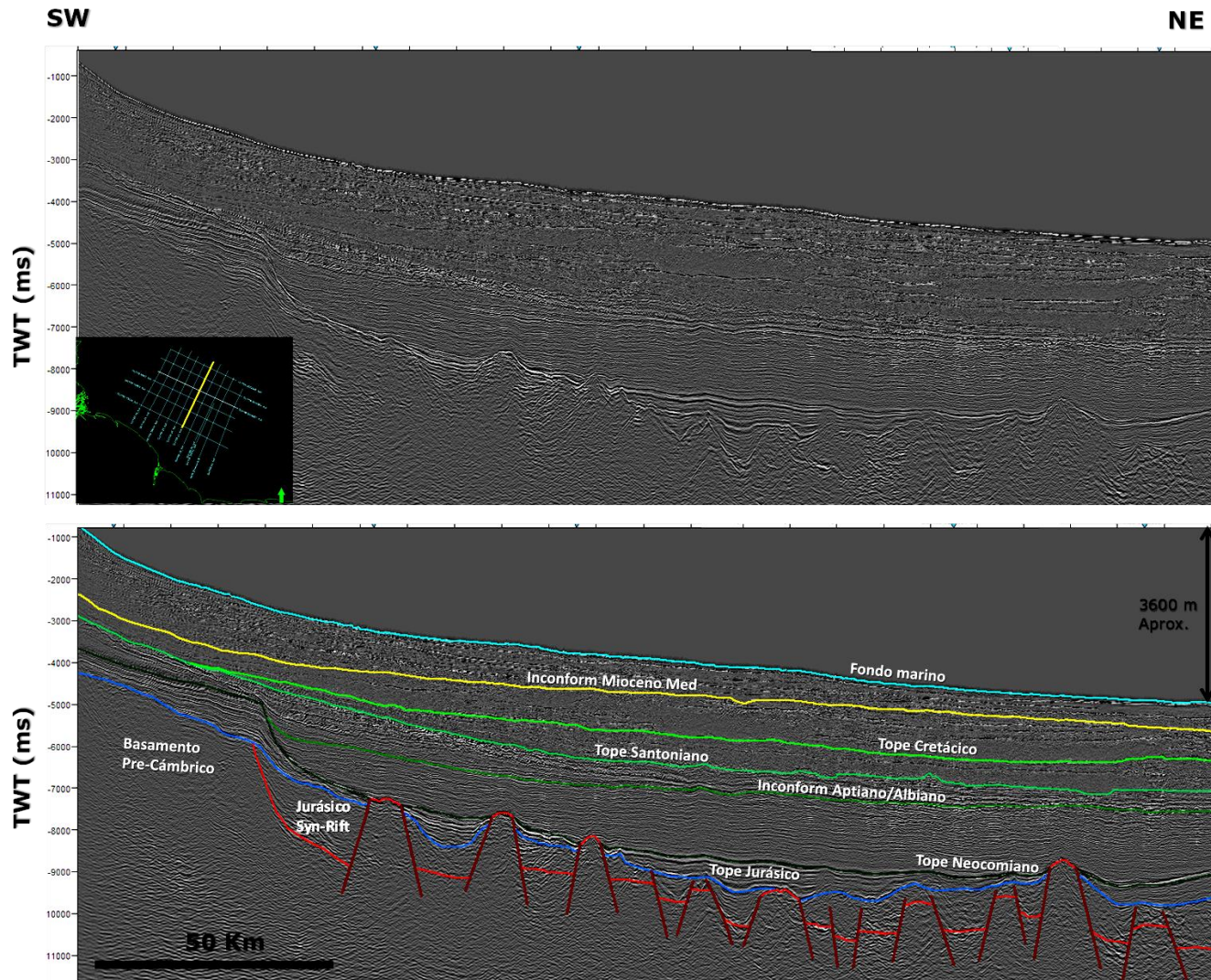
**Figura 59.** Sección sísmica interpretada en el offshore de Guyana, donde puede notarse la progradación (50 Km aprox.) de la plataforma hacia la cuenca, que tuvo lugar desde el Mioceno Medio hasta el presente (TS-4).

Estructuralmente la tectono-secuencia 4 está caracterizada por presentar una plataforma progradante más amplia que las secuencias anteriores; a partir del Mioceno Medio, como consecuencia de la Orogenia Caribe que genera una fuerte progradación de las secuencias del Mioceno Superior a Pleistoceno de hasta 60 km al Noreste, lo que refleja un gran aporte de sedimentos terrígenos. En esta tectono-secuencia localmente pueden llegar a presentarse sistemas de fallas normales que están afectando rocas del Plioceno y que ocurren paralelas al quiebre de la plataforma (**Figura 60**), estas se interpretan generadas por una rápida carga de sedimentos que causan la inestabilidad del talud y su posterior colapso.

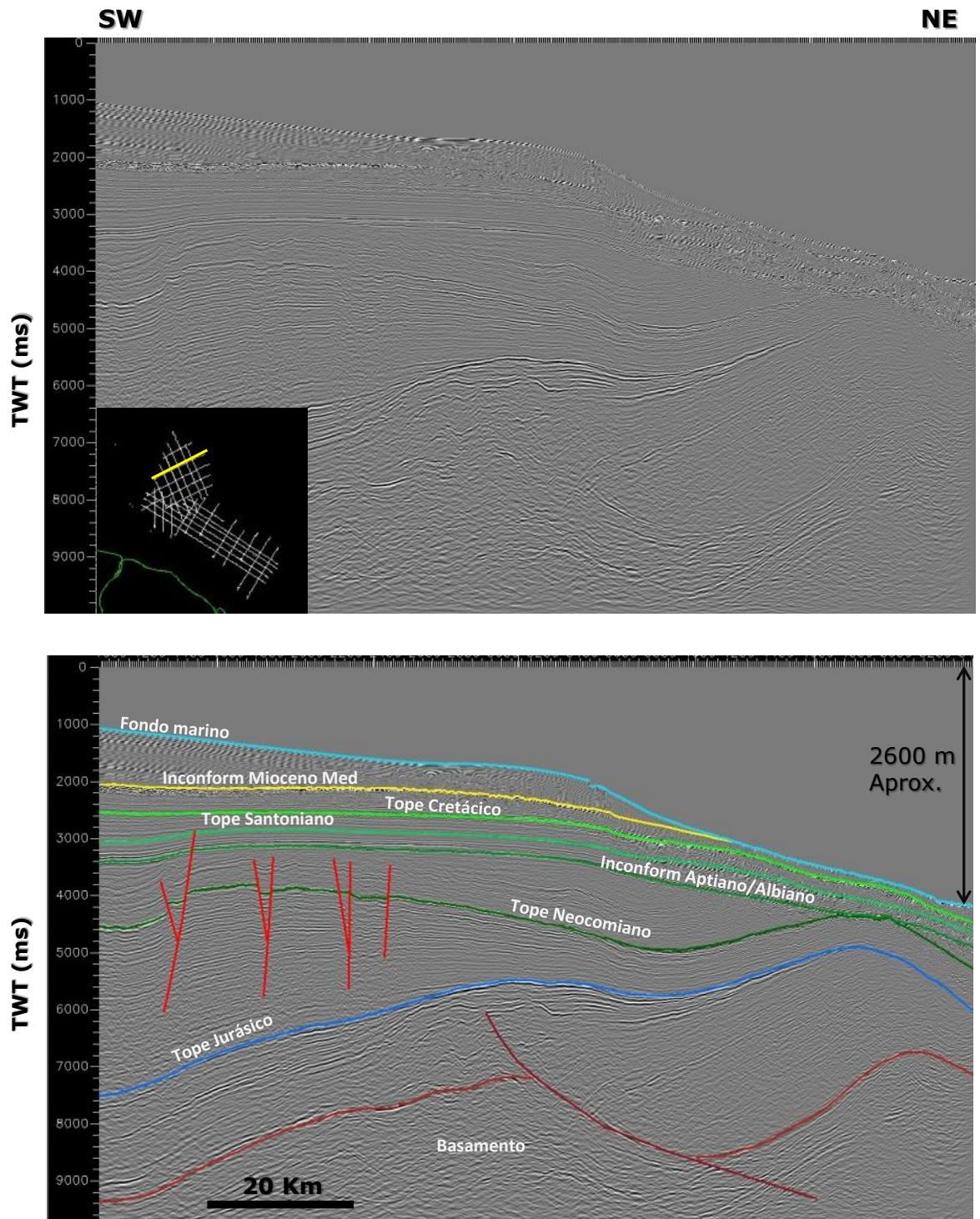


**Figura 60.** Sección sísmica en el offshore de Guyana Francesa, evidenciando las fallas normales presentes que caracterizan la estructura regional de la TS-4

Como síntesis de los resultados de esta fase de interpretación sísmica regional, mediante las **Figuras 61** y **62** se presentan dos secciones sísmicas que permiten observar la estructura y la estratigrafía regional de la Cuenca Guyana.



**Figura 61.** Sección sísmica regional de buzamiento con y sin interpretar, ubicada al Oeste de la Cuenca en el offshore de Guyana, mostrando la estructura y estratigrafía regional de la Cuenca en este sector.



**Figura 62.** Sección sísmica regional de buzamiento con y sin interpretar, ubicada al Este de la Cuenca en el offshore de Guyana Francesa, mostrando la estructura y estratigrafía regional de la Cuenca en este sector.

## 10.2. CONCEPTOS EXPLORATORIOS “PLAYS”

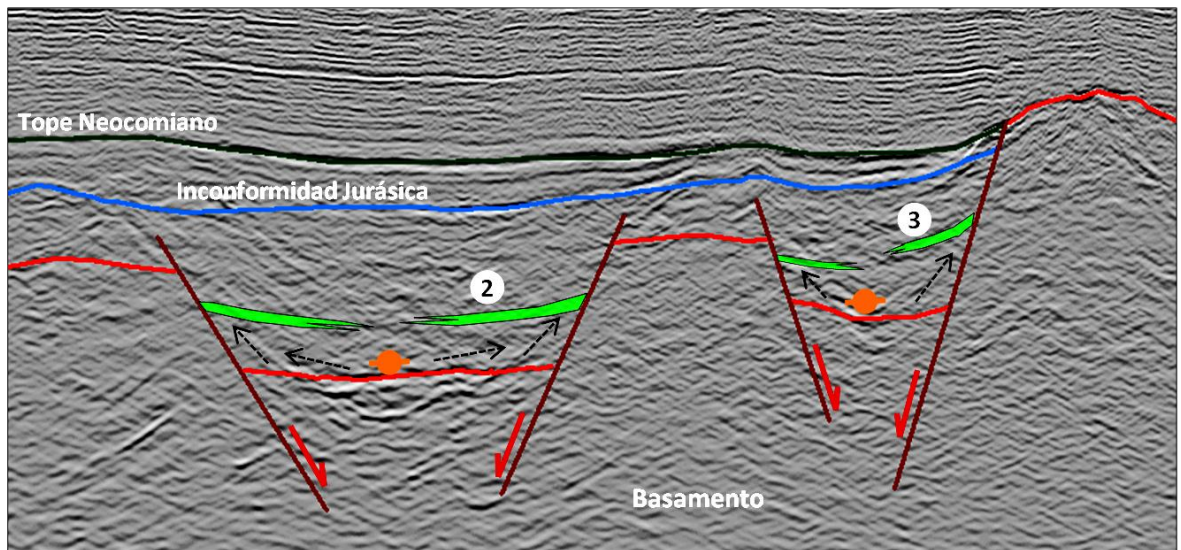
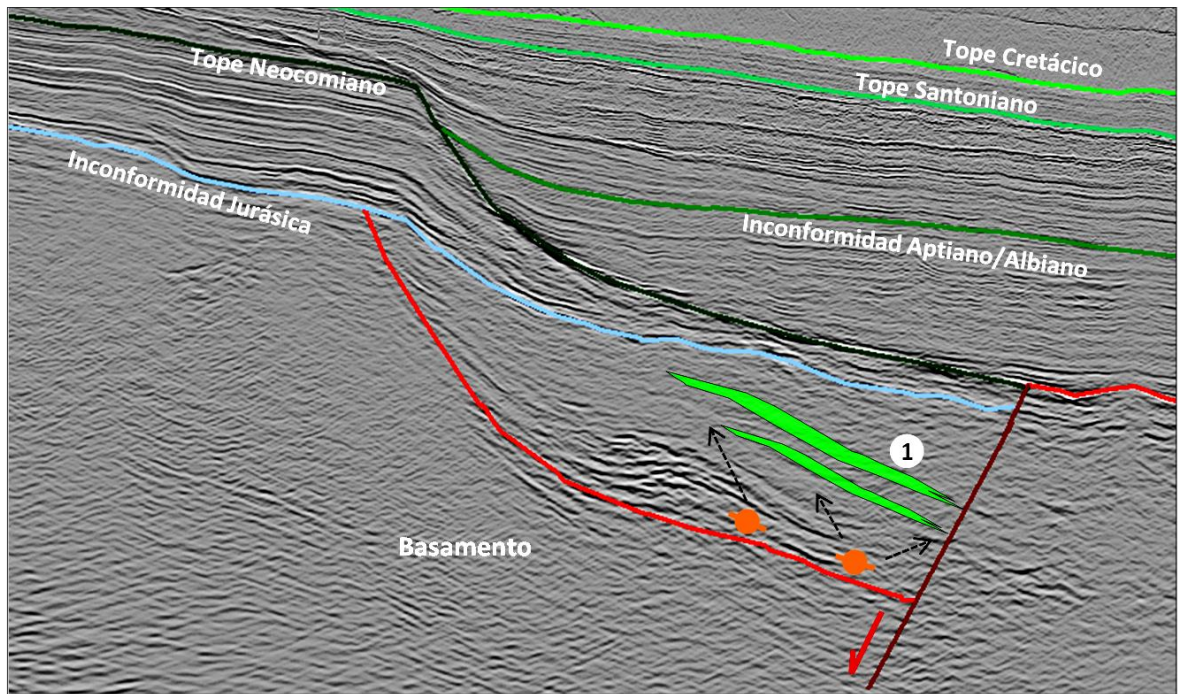
Ocho *plays* fueron identificados en la Cuenca Guyana, los cuales están distribuidos desde el Jurásico hasta el Terciario que además están relacionados con las Tectonosecuencias identificadas en el capítulo anterior. A continuación se describen cada uno de estos cronológicamente.

### 10.2.1. *Plays* del Jurásico

En el intervalo del Jurásico (TS-1) se presenta un tipo de *play* asociado a estructuras del rift tales como grabens y *half* grabens, que se describe a continuación.

**-*Play* de grabens Jurásicos:** Numerosas estructuras en grabens son observadas en las secciones sísmicas regionales, las cuales están siendo limitadas por fallas normales de alto ángulo. Este *play* podría evidenciar la presencia una roca generadora lacustrina de edad Jurásica, correlacionable con la encontrada en el Graben Takutu en el onshore de Guyana; las vías de migración de hidrocarburos son mayoritariamente favorecidas por la presencia de las fallas que limitan los grabens. El rango de los almacenadores incluye abanicos de ambientes aluviales a marino somero, e incluso carbonatos. Tanto facies evaporíticas como shales marinos de la parte superior de los grabens, pueden proveer el sello para los almacenadores más profundos. Las trampas pueden estar relacionadas con fallamiento de gran magnitud, plegamiento y estructuras de *pinchout* en sedimentos del Jurásico, los cuales se encuentran por debajo de una discordancia del Cretácico Temprano (**Figura 63**).

El concepto general de este *play* esta soportado y fue probado por algunos pozos en el Graben Takutu (Onshore de Guyana) donde fueron reportadas manifestaciones de aceite y gas (Visser *et al.*, 2002).

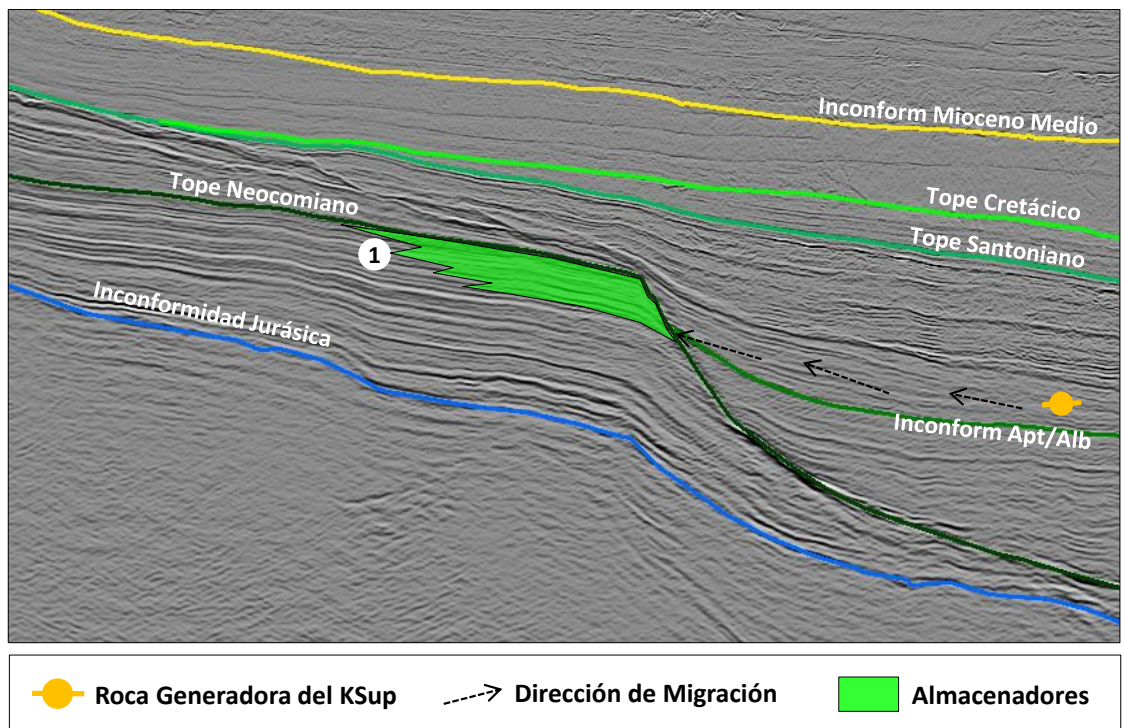


**Figura 63.** Sección sísmica esquemática (sin escala) que ilustra los *plays* de grabens Jurásicos, mostrando la ubicación relativa de los almacenadores entre un half graben (1) y entre grabens (2 y 3).

### 10.2.2. Plays Del Cretácico Inferior (Berriasiano - Aptiano/Albiano)

En el intervalo del Cretácico Inferior (TS-2) se proponen dos principales tipos de *plays*, estratigráficos en la sección Barremiano-Albiano, y el *play* de Carbonatos.

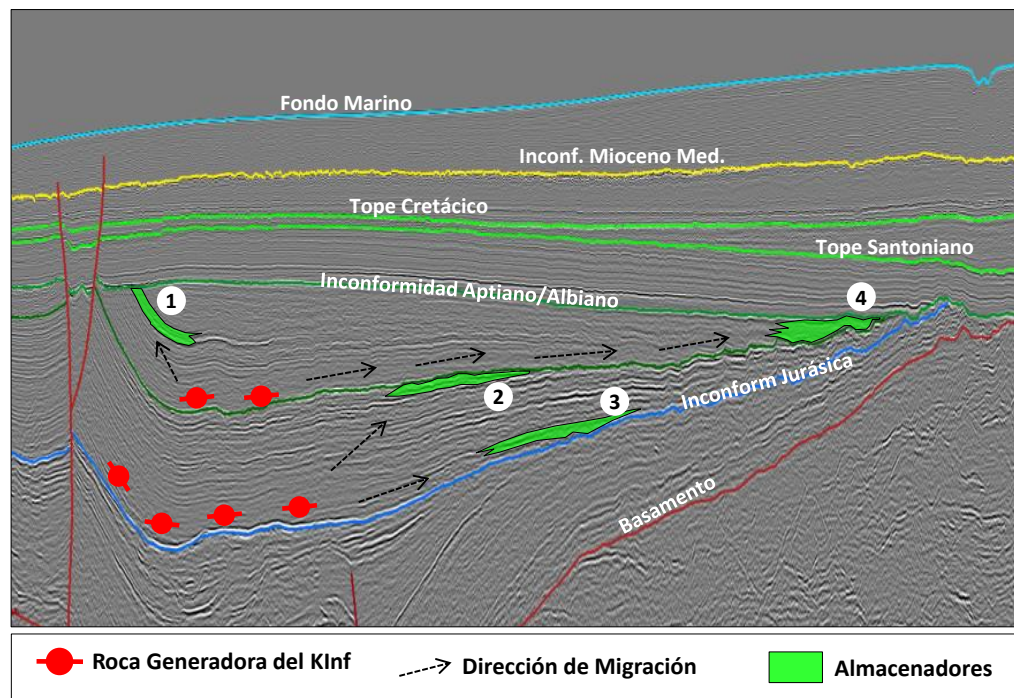
- **Play de Carbonatos:** Infrayaciendo la discordancia del Aptiano-Albiano, en áreas de plataforma se observan crecimientos locales de carbonatos en las secciones sísmicas, las cuales muestran reflexiones de altas amplitudes y buena continuidad; estas acumulaciones de carbonatos se pueden constituir como almacenadores potenciales en la Cuenca, que pueden estar siendo cargados por hidrocarburos provenientes de la Formación generadora Canje del Cretácico Superior, ubicada en posiciones estructurales más bajas (**Figura 65**).



**Figura 64.** Sección sísmica esquemática (sin escala) que ilustra el *play* de carbonatos del Cretácico Inferior. Nótese en (1) la plataforma con los almacenadores carbonatados representados por reflexiones de alta amplitud y buena continuidad.

- **Plays estratigráficos en la sección Barremiano-Albiano:** Mediante la interpretación de datos sísmicos se observan múltiples acuñaientos de niveles estratificados, truncaciones buzamiento arriba contra la discordancia del Aptiano/Albiano y terminaciones en *onlaps*, todos los anteriores constituyendo trampas estratigráficas. Los almacenadores corresponden a una secuencia marina compuesta por intervalos calcáreos y arenosos de la Formación Stabroek. La carga de hidrocarburos puede provenir de las especulativas rocas generadoras de edad Jura-Triásico o Neocomiano (**Figura 64**).

Indicaciones que favorecen la prospectividad de este *play* es la presencia de sistemas petrolíferos del Jurásico al Cretácico Temprano en las Cuencas análogas de África Occidental y Brasil (Staatsolie, 2012).



**Figura 65.** Sección sísmica esquemática (sin escala) que ilustra los *plays* estratigráficos presentes en la sección pre-Albiana. En (1 y 4) se muestran los almacenadores en trampas asociadas a truncaciones buzamiento arriba contra la discordancia del Aptiano/Albiano; en (2 y 3) se representan los almacenadores en trampas asociadas a acuñaientos y terminaciones en *onlaps*.

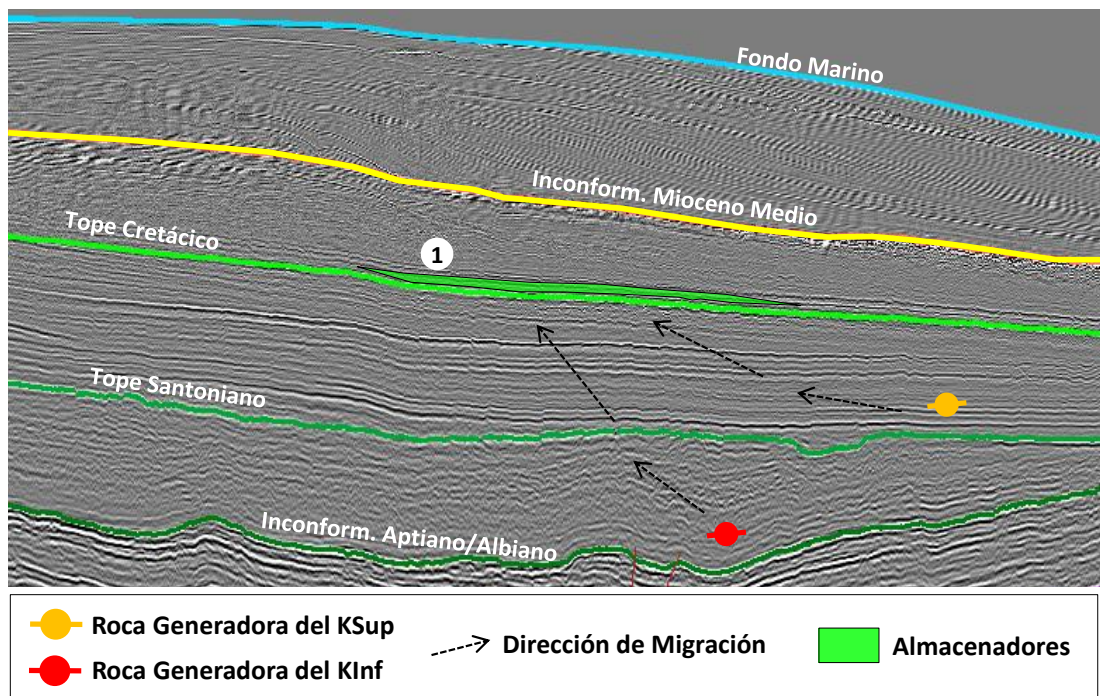
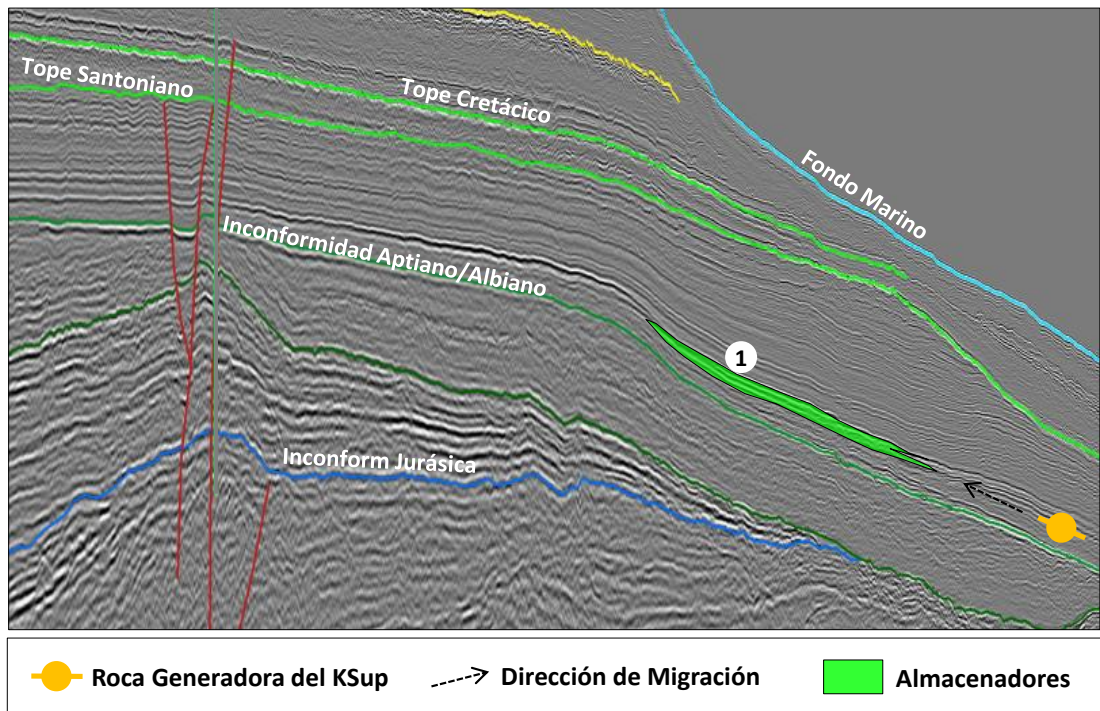
### 10.2.3. *Plays* del (Aptiano/Albiano) al Mioceno Medio

Dos tipos de *plays* principales pueden ser distinguidos en este intervalo (TS-3), entre ellos: acuífamientos estratigráficos y turbiditas.

- ***Play* asociado a acuífamientos estratigráficos:** considerando el hecho de que la secuencia de plataforma del Cretácico Superior es una cuña sedimentaria buzante, en la cual la mayor parte de las unidades estratigráficas aumentan su espesor buzamiento abajo, acuífamientos estratigráficos y *onlaps* pueden presentarse de manera generalizada en la Cuenca.

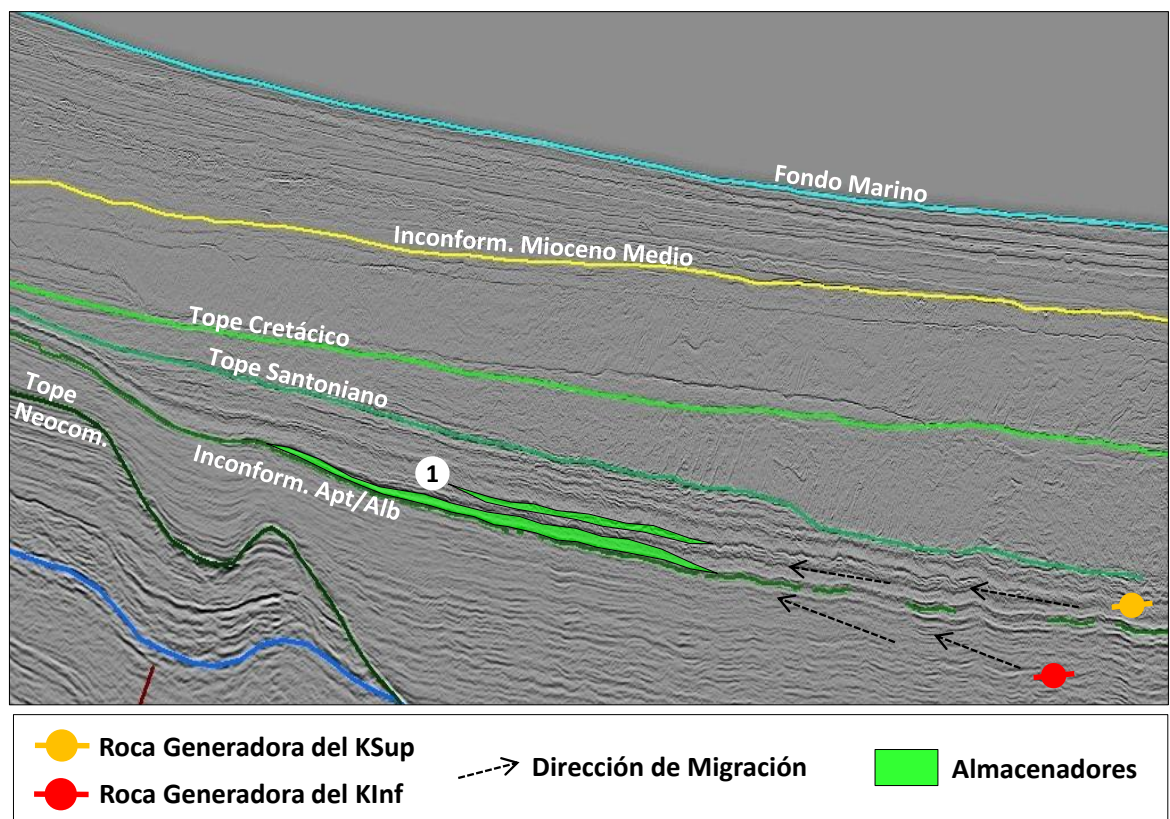
Se asume que todas aquellas cuñas tendrían acceso a la carga de hidrocarburos desde la roca generadora del Cenomaniano-Turoniano, por medio de fallas y canales que proveen buenas rutas de migración tanto vertical como lateral. Potenciales sellos para estos reservorios son constituidos por shales marinos intraformacionales (**Figura 66**).

Además en este intervalo ha sido probado el *play* de la Formación Saramacca el cual es el principal *play* productor probado en la Cuenca por los Campos Tambaredjo y Calcutta. Se compone de arenitas almacenadoras que suprayacen directamente la discordancia del Tope del Cretácico (**Figura 66**).



**Figura 66.** Sección sísmica esquemática (sin escala) que ilustra los *plays* de acuñamientos del Cretácico superior al Mioceno Medio, representados por almacenadores (1) dispuestos en trampas estratigráficas que se adelgazan buzamiento arriba.

**-Play de Turbiditas:** este tipo de depósitos ocurren a lo largo del Cretácico Superior. El potencial almacenador corresponde con las arenitas turbidíticas de la Formación New Amsterdam, desarrolladas en partes distales de la Cuenca sobre el pie del talud en forma de complejos de canales y abanicos submarinos. La carga de hidrocarburos de estas arenitas proviene a través de fallas y capas desde la Formación generadora Canje del Cenomaniano-Turoniano, sin embargo por análisis de biomarcadores se ha reportado una posible contribución de hidrocarburos desde una potencial fuente Terciaria (Visser *et al.*, 2002). Los sellos tanto laterales como verticales para estos almacenadores son proveídos por shales marinos intraformacionales de la Formación New Amsterdam (**Figura 67**).

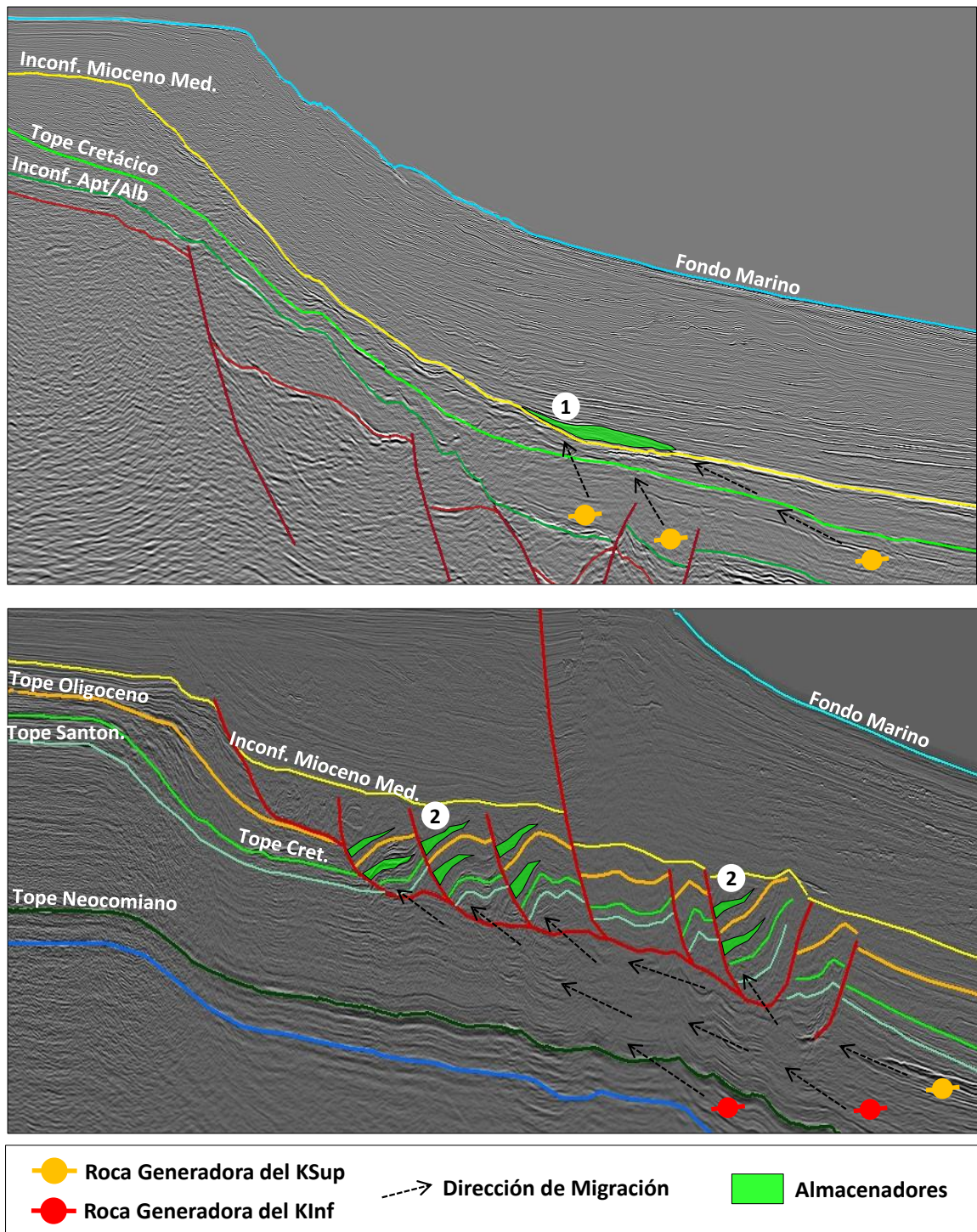


**Figura 67.** Sección sísmica esquemática (sin escala), que ilustra el *play* de Turbiditas del Cretácico Superior, representado por complejos de canales submarinos como almacenadores (1) dispuestos en trampas estratigráficas.

#### 10.2.4. *Plays* del Terciario (Mioceno Medio al Presente)

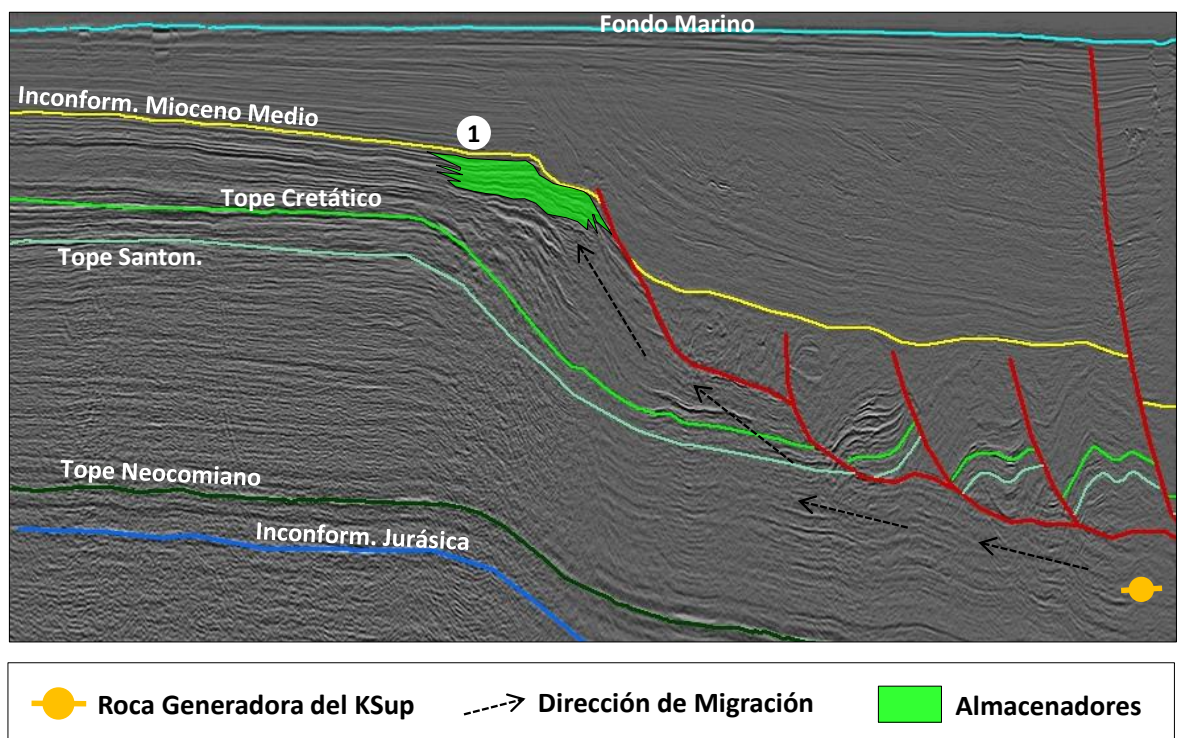
Se presentan dos tipos de *plays* relevantes en el Terciario (TS-3 y TS-4), incluyendo turbiditas y carbonatos. Se describen a continuación.

- **Play de turbiditas:** han sido interpretados varios niveles de depósitos turbidíticos que están presentes a largo de la toda Cuenca, sobre la plataforma en forma de canales submarinos y sobre el pie del talud en forma de abanicos submarinos, ambos correspondientes a las Formaciones Georgetown y Pomeroun. El desarrollo de estas turbiditas estuvo favorecido por la rápida progradación que experimento la plataforma durante el Terciario y que conllevó al colapso del borde de la plataforma, direccionando por canales submarinos las turbiditas hacia el talud. La carga de hidrocarburos de estos depósitos turbidíticos se espera haya sido desde rocas generadoras Cretácicas. Por su parte los sellos son proporcionados por shales intraformacionales de las Formaciones Georgetown y Pomeroun. Adicionalmente fallas asociadas con el quiebre de la plataforma del Cretácico - Terciario Medio fueron activas durante la deposición de los almacenadores y pudieron formar trampas potenciales. (**Figura 68**)



**Figura 68.** Secciones sísmicas esquemáticas (sin escala), que ilustran el *play* de turbiditas del Terciario, representados en almacenadores (1) de pie del talud depositados en forma de abanicos submarinos; y en (2) por depósitos turbidíticos confinados en los bloques colgantes de fallas listricas de la plataforma.

- **Play de Carbonatos:** potenciales almacenadores pueden existir en los carbonatos de la Formación Pomeroon, encontrados principalmente en áreas de la plataforma somera; estos carbonatos presentan una tendencia lineal la cual puede ser vista en sísmica y es paralela al quiebre de la plataforma actual. La carga para estos depósitos carbonatados proviene de la roca fuente del Cenomaniano-Turoniano. Shales y margas superiores pueden servir como sellos en este *play*. (Figura 69).



**Figura 69.** Sección sísmica esquemática (sin escala), que ilustra el *play* de carbonatos del Terciario, representado en (1) crecimientos de bancos carbonatados en el borde de la plataforma y que funcionan como almacenadores.

### Categorización de los *plays* identificados en la Cuenca Guyana

Una vez reconocidos los diferentes tipos de *plays* en la Cuenca, estos fueron categorizados cualitativamente mediante un diagrama semáforo, el cual representa el riesgo que podrían presentar los elementos y procesos involucrados en los diversos *plays* (Figura 70).

INTERVALO	PLAY	CATEGORIZACION DEL RIESGO POR ELEMENTO Y/O PROCESO			
		Carga	Almacén.	Trampa	Retención
TERCIARIO (Mioc Med – presente)	Carbonatos				
	Turbiditas				
CRETÁCEO SUPERIOR (Apt/Alb- Mioc Med)	Acuñamientos estratigráficos				
	Turbiditas				
CRETÁCEO INFERIOR (Berri - Apt/Alb)	Carbonatos				
	Estratigráficos en la sección Barremiano-Albiano				
JURÁSICO	Grabens Jurásicos				



**Figura 70.** Diagrama semáforo que representa el riesgo de los *plays* identificados en la Cuenca Guyana.

## 11. CONCLUSIONES

La historia geológica de la Cuenca Guyana se ha desarrollado en tres (3) fases principales desde el Jurásico hasta el presente; Fase I: Rifting Central Atlántico-Jurásico (200~145 Ma); Fase II: Rifting Sur Atlántico-Cretácico Inferior (145~113 Ma) y Fase III: Margen Pasivo-Cretácico Superior al presente (113~0 Ma).

Tomando como base la evolución geológica de la Cuenca Guyana, además de conceptos teóricos de la estratigrafía sísmica, se logró el reconocimiento de cuatro tectono-secuencias, de más antigua a más joven son: TS1- Jurásico, TS2- Cretácico Inferior (Berriasiano – Aptiano/Albiano), TS3- Cretácico (Aptiano/Albiano) - Mioceno Medio, y TS4- Mioceno Medio al presente, cada una de las cuales limitadas en su base y tope por discordancias o sus conformidades correlativas.

Existe solo un sistema petrolífero probado en la Cuenca, el sistema petrolífero Canje–Saramacca(!), adicionalmente han sido propuestos otros dos sistemas petrolíferos, el sistema petrolífero especulativo Canje-Turoniano(·), y el sistema petrolífero hipotético Jura·Triásico·Neocomiano–Stabroek(?).

El Sistema petrolífero probado Canje-Saramacca(!) desde los tiempos de inicio de ventana de generación de hidrocarburos en la cocina de la Formación Canje en el Eoceno, la migración ocurre efectivamente tanto lateral como vertical por largas distancias (~150-200 Km), tal migración contribuyó a la carga de almacenadores Paleocenos de la Formación Saramacca previamente depositados y dispuestos en trampas estratigráficas de la misma edad, de acuerdo a lo anterior se infiere que este sistema posee un sincronismo adecuado que permitió el entrampamiento de hidrocarburos, hecho que se refleja por la existencia de acumulaciones comerciales de petróleo en los Campos onshore, Tambaredjo y Calcutta.

Para el sistema petrolífero especulativo Canje-Turoniano(·), que fue probado mediante el Prospecto Zaedyus y que encontró aceite de aproximadamente 30°API, se infiere que la relativa cercanía que se observa con la roca generadora madura, las efectivas vías de migración y la calidad del crudo (30°API) permiten inferir que las distancias de migración de los hidrocarburos fueron relativamente cortas, lo que contribuyó a la no biodegradación del crudo, caso que si se presenta en los campos Tambaredjo y Calcutta.

Para el sistema petrolífero hipotético Jura-Triásico-Neocomiano–Stabroek(?) la generación y migración de hidrocarburos desde la cocina de potenciales rocas generadoras ocurrió desde el Jurásico hasta finales del Cretácico, con lo cual habría sincronismo para las trampas estratigráficas y estructurales formadas desde del Cretácico Tardío, y que contienen los almacenadores potenciales de la Formación Stabroek de edad Barremiano-Aptiano.

En total fueron reconocidos 8 tipos de *plays* en la Cuenca, los cuales van desde el Jurásico hasta el Terciario. En el intervalo del Jurásico se observan *plays* relacionados a grabens y half grabens. En el Cretácico inferior se reconocen dos principales tipos de *plays*, estratigráficos de la sección pre-Albiana y el *play* de Carbonatos; otros dos tipos de *plays* pueden ser distinguidos en el Cretácico Superior, entre ellos acuíferos estratigráficos y depósitos turbidíticos. Por su parte para la sección Terciaria se presentan dos tipos de *plays* relevantes, e incluyen *plays* de sistemas turbidíticos y *plays* de carbonatos.

Con base en la categorización de los *plays* identificados en la Cuenca, se determinó que el principal riesgo geológico para los diferentes sistemas petrolíferos presentes, es la retención de hidrocarburos, la cual puede estar afectada por el intenso fallamiento en la sección del Cenozoico y falta de sellos efectivos; otro riesgo importante a considerar está asociado a la distribución de la roca generadora madura y los volúmenes de hidrocarburos generados, esto

debido posiblemente al adelgazamiento y erosión en cercanías a la plataforma, sin embargo si la generación-expulsión fue efectiva, la carga pudo verse favorecida en gran parte por las rutas de migración que se presentan en el intervalo del Jurásico al presente.

Las acumulaciones de petróleo en los Campos Tambaredjo y Calcutta se cree ha sido por largas distancias de migración, lo cual direcciona el futuro de la exploración hacia la identificación de trampas ubicadas entre las rutas de migración hacia los Campos hoy comerciales.

## 12. RECOMENDACIONES

Se recomienda para una fase posterior, tener en cuenta la categorización de *plays* realizada en el capítulo 10.2, y así centrar el enfoque en los mismos con miras a la identificación de nuevas oportunidades en la Cuenca.

Se hace necesario el licenciamiento de sísmica adicional (preferiblemente 3D) perteneciente a las áreas de interés antes propuestas, que permita la definición de una estrategia exploratoria en la Cuenca por parte de Ecopetrol.

Dada la incertidumbre del potencial de carga para los sistemas petrolíferos existentes en el área, se recomienda un estudio de modelamiento geoquímico y de carga de la cuenca, esto incluiría adquisición de nueva información como *piston core* y análisis de laboratorios.

## BIBLIOGRAFÍA

ALLEN, P.A., & ALLEN, J.R., 1990. Basin Analysis, principles and applications, Blackwell Scientific Publications, London, 451p.

BALLY, A.W., 1987. Atlas of Seismic Stratigraphy, American Association of Petroleum Geologist, Studies in Geology, v. 27-1, 125 p.

BALLY, A.W., & SNELSON, S., 1980. Realms of Subsidence En: Miall, A.D., Facts and Principle of World Petroleum Occurrences, Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 6, p.9 -94.

BASILE, C., MAILLARD, A., PATRIAT, M., GAULLIER, V., LONCKE, L., ROEST, W., MERCIER, M. & PATTIER, F., 2012. Structure and evolution of the Demerara Plateau, offshore French Guiana: Rifting, tectonic inversion and post-rift tilting at transform–divergent margins intersection, Tectonophysics, 14p.

BIDDLE, K., & WIELCHOWSKY, C., 1994. Hydrocarbon Traps. En: Magoon, L.B. & Dow, W.G., The Petroleum System-From Source Rock to Trap, AAPG Memoir 60, Ch. 13, p. 219-235.

BROWNFIELD, M.E., & CHARPENTIER, R.R., 2006. Geology and total petroleum systems of the Gulf of Guinea Province of west Africa, U.S Geological Survey Bulletin, 32 p.

CAMPBELL, E., 2005. Shelf-geometry response to changes in relative sea level on a mixed carbonate–siliciclastic shelf in the Guyana Basin, Sedimentary Geology Journal, v.175, p. 259–275.

CGX ENERGY INC., 2012. Positioned for Guyana Atlantic Basin Success, Intern Report, 18p.

CGX ENERGY INC., 2010. Guyana Basin-the data of reckoning approaches, 5p.

C&C RESERVOIRS, 2005. Tambaredjo Field Evaluation Report, Licencia Ecopetrol S.A, 31p.

CRUZ, L.R., 2008. Caracterização tectono-estratigráfica da seqüência transicional na Sub-bacia de Sergipe, Tesis de doctorado, Universidad Federal do Rio Grande do Norte, Estado de Rio Grande do Norte, Brasil, 169 p.

DEMING, D. 1994. Overburden rock, temperature, and heat flow. En: Magoon, L.B. & Dow, W.G., The Petroleum System-From Source Rock to Trap, AAPG Memoir 60, p. 165-186.

DOWNEY, M. W., 1994. Hydrocarbon seal rocks. En: Magoon, L.B. & Dow, W.G., The Petroleum System-From Source Rock to Trap, AAPG Memoir 60, p. 159-164.

EMERY, D. & MYERS, K., 1996. Seismic Stratigraphy. En: Sequence Stratigraphy, Editorial Blackwell Science Ltd., p. 45-60.

ESCALERA, J.A., 2010. Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México, 70p.

ECOPETROL, S.A., 2010. Folleto informativo del proceso exploratorio llevado a cabo en Ecopetrol. Reporte interno.

GOSS, S., MOSHER, D., WACH, G., & KEAN, A., 2009. Cenozoic Shelf to Slope Transition along a Passive Continental Margin: Demerara Rise, Suriname, South America, poster presentation at AAPG Convention, Denver, 3 p.

GREENROYD, C.J., PEIRCE, C., RODGER, M., WATTS, A.B., & HOBBS, R.W., 2008. Demerara Plateau - the structure and evolution of a transform passive margin, *Geophysics Journal*, v. 172, p. 549-564.

GUERRA, G., & POUPON, M., 2010. Tracking regional seals: A novel sub-basin-scale seismic attributes, the leading edge, special section: seismic interpretation, p. 1066-1071.

GUSTAVSON ASSOCIATES, 2008. Resource Evaluation Report on the Guyana Suriname Basin Project, Corentyne PPL, Guyana, 76p.

HARDMAN RESOURCES LTDA., 2006. Guyana Information Brochure, 3p.

IHS, 2012a. Energy Maps Service, Licencia Ecopetrol S.A.

IHS, 2012b. Guyana Basin Report, Licencia Ecopetrol S.A., 31p.

ITURRALDE-VINENT, M. A., 2003. The conflicting paleontologic versus stratigraphic record of the formation of the Caribbean Seaway. En: Bartolini, C., Buffler, R., & Blickwede, J., *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation and plate tectonics*, AAPG Memoir 79, p. 75– 88.

KEAN, A., COLMENARES, J., EISNER, E., & PRESTON, C., 2009. Frontier Exploration in the Georgetown Block, Guyana, South America, Repsol USA, 6p.

KINGSTON, J., 1994, undiscovered petroleum of southern South America: U.S. Geological Survey Report, p. 94-559.

KLEMME, H.D., 1980. Petroleum Basins: Classifications and Characteristics, Journal of Petroleum Geology, v.3, p.187-207.

LAWRENCE, S., & COSTER, P., 1985. Petroleum Potential of offshore Guyana, Oil and Gas Journal, 5p.

LONCKE, L., GAULLIER, V., BASILE, C., MAILLARD, A., PATRIAT, M., ROEST, W.R., & VENDEVILLE, B.C., 2010. Deep to surface processes of the French Guiana transform margin, eastern Demerara plateau, II Central & North Atlantic Conjugate Margins Conference, Lisbon, v. 6, p. 147-151

MAGOON, L.B., & BEAUMONT, E.A., 1999. Petroleum Systems. En: Beaumont, E.A. & Foster, N.H., Exploring for Oil and Gas Traps, AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Ch.3, p.3.1-3.34.

MAGOON, L.B., & W.G., DOW, 1994. The petroleum system. En: Magoon, L.B. & Dow, W.G., The Petroleum System-From Source to Trap: AAPG Memoir 60, p. 3–24.

MITCHUM, R.M., VAIL, P.R. & SANGREE, J.B., 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. En: Payton, C.E., Seismic Stratigraphy-Applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir, v. 26, p. 117-133.

MORSE, D.G., 1994. Siliciclastic reservoir rocks. En: Magoon, L.B. & Dow, W.G., The Petroleum System-From Source Rock to Trap, AAPG Memoir 60, p. 121-140.

PORTILLO, M., & KAPADIA, A., 2011. A Deep Dive into South American E&P, The Guianas: Welcome to the Jungle, 24 p.

PETERS, K.E. & CASSA, M.R., 1994. Applied source-rock geochemistry. En: Magoon, L.B. & Dow, W.G., The Petroleum System-From Source Rock to Trap, AAPG Memoir, v. 60, p. 93-120.

STAATSOLIE, 2012a. Surinam: The Next Giant, Special Publication, 16p.

STEWART, S., 2002. Exploring the continental shelf for low geological risk nuclear waste repository sites using petroleum industry databases: a UK case study, Engineering Geology, v. 67, p. 139-168.

SCHWARZER, D., & KRABBE, H., 2009. Source Rock Geochemistry and Petroleum System Modeling in the Guyana Basin, offshore Suriname, AAPG Hedberg Research Conference, California, 4p.

SHAW, D., & ROBERTS, J., 2009. Independent Assessment of Guyana prepared for Wessex Exploration plc, p. 13-18.

TORRES, M., 2005. Suriname Basin Gets a Good Look, AAPG International Conference and Exhibition, Barcelona, 15p.

ULMISHEK, G., & KLEMME H., 1990. Depositional Controls, distribution and effectiveness of World's Petroleum Source Rocks, U.S. Geological Survey Bulletin, 66p.

VISSER, W., DAAL-VOGELLAND, M., & MWAKIPESILE-ARNON, L., 2002. Suriname opens to oil industry offshore, v. 62, 38p.

USGS, 2000. Guyana-Suriname Basin Geologic Province 6021. En: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment, Description and Results, 5p.

WOOD MACKENZIE, 2008. Guyana: On the brink of exploration success?, Licencia Ecopetrol S.A., 6p.

WOOD MACKENZIE, 2011. Guyana Country Overview Report, Licencia Ecopetrol S.A., 18p.

WORKMAN, W., 2007. The Guyana-Suriname Basin: An Evolving Exploration Opportunity, CSEG Convention, 4p.

WORKMAN, W., 2000. Guyana Basin: A new exploration focus, World Oil Online Magazine, v. 221, No.5, 6p.

YANG, W., & ESCALONA, A., 2011. Tectonostratigraphic Evolution of The Guyana Basin, AAPG Bulletin, v.95, p.1339-1368.

### **Recursos Electrónicos**

Energy-pedia News Web, <http://www.energy-pedia.com>, Consultada en Noviembre de 2012.

Offshore Energy Research web, <http://www.offshoreenergyresearch.ca>, Consultada en Noviembre de 2012.

STAATSOLIE Web, <http://www.staatsolie.com/pio>, consultada en Agosto de 2012.