

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA GEOLÓGICA**



**INTERPRETACIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA EN EL
INTERVALO MIOCENO TARDÍO - PLIOCENO TEMPRANO,
PARA EVALUAR LAS OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS
APLICANDO SISMOESTRATIGRAFÍA Y LA DETECCIÓN DE
LA INCERTIDUMBRE GEOLÓGICA EN LA CUENCA DE
CARÚPANO, SUBCUENCA DE CARACOLITO. COSTA
AFUERA DE VENEZUELA.**

**TRABAJO FINAL DE
GRADO PRESENTADO
POR EL BACHILLER
ANA JIMÉNEZ PARA
OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, ABRIL 2018

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

ACTA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, titulado: **“INTERPRETACIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA EN EL INTERVALO MIOCENO TARDÍO -PLIOCENO TEMPRANO, PARA EVALUAR LAS OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS APLICANDO SISMOESTRATIGRAFÍA Y LA DETECCIÓN DE LA INCERTIDUMBRE GEOLÓGICA EN LA CUENCA DE CARÚPANO, SUBCUENCA DE CARACOLITO. COSTA AFUERA DE VENEZUELA”** presentado por la bachiller **ANA JIMÉNEZ**, cédula de identidad N° **V-24.520.841**, como requisito parcial para optar al título de **INGENIERO GEÓLOGO**, ha sido **APROBADO** de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombre:

Firma:

Prof. Berenice Sandoval

(Asesor)

Prof. Francisco Monteverde

(Jurado)

Prof. Javier Ramos

(Jurado)

Prof. Javier Ramos Madrid
Jefe del Departamento de
Ingeniería Geológica

Prof. Francisco Monteverde
Director de Escuela de
Ciencias de la Tierra

En Ciudad Bolívar, a los 10 días del mes de Abril de 2018.

DEDICATORIA

Este sueño hecho realidad se lo dedico a Dios, a mis padres: José y Kenny, hermanos: Argenis y Cristian, tío Chely, mis abuelas Victoria y Úrsula, y demás familiares y amigos que me apoyaron durante toda la trayectoria de mi formación profesional.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios, por permitirme llegar hasta aquí.

A la Universidad de Oriente y los profesores que hacen vida en ella.

A Petróleos de Venezuela S.A, por permitirme desarrollarme como profesional y realizar este trabajo de investigación en sus instalaciones. Al Ing. Geólogo Andrés Laya, por su ayuda desde el primer momento, quien me permitió formar parte del equipo de la Gerencia de Proyectos Exploratorios costa Afuera. A mi tutora industrial Ing. Geólogo Yoryi Valencia y mi tutora académica Prof. Berenice Sandoval, por su exigencia y apoyo. Al equipo de profesionales que laboran en la Gerencia de Proyectos Exploratorios Costa Afuera: Tatiana Sánchez, Daniel Ramos, Zulimar Parra, Yaneth Nuñez y Luis Jiménez, por hacerme sentir parte del equipo y ayudarme en todo. A Frank, Adriana y Alexis quienes me brindaron su amistad y apoyo durante el desarrollo de esta investigación.

A mis amigos de la universidad Reinaldo, Mario, Carlos, Cristian, Frank y Eugladys por tantos buenos momentos. Mis compañeros Yorman, Nellycar, Carlix y Fiama, quienes me acompañaron durante el tiempo que pasé en la compañía. A Mis amigas de siempre Maira, Genesis y Paola, gracias por su valiosa amistad.

A mis primas Sheila, Iskra y Yocelyn. Mis primos Enrique, Iván y Snyder. Mis tías Yelitza, Iskra y Chela, mis tíos Enrique y Emilio. Quienes me han apoyado de múltiples formas a lo largo de este camino, gracias por estar y alentarme siempre. A la Sra. Erlis y Daniela quienes me han tratado como parte de la familia. Finalmente, tengo mucho que agradecer a Antonio Arrieta, por formar parte activa de mi vida, ayudarme, animarme, brindarme todo su amor y acompañarme siempre en cada paso que he ido dando.

RESUMEN

La Subcuenca de Caracolito ubicada geográficamente en la Región Costa Afuera Oriental de Venezuela es donde tiene lugar este trabajo, basado principalmente en interpretar sismoestratigráficamente el intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano, a través de la elaboración de un modelo secuencial de 3^{er} Orden, con el fin de evaluar la incertidumbre exploratoria de las oportunidades ubicadas en este intervalo. Para elaborar el modelo estratigráfico secuencial, se aplicó el modelo de secuencia estratigráfica genética propuesto por Galloway (1989), y basado en Frazier (1974), estableciendo como límites de secuencia la *MFS-3* y la *MFS-4*. Para el modelo de secuencia depositacional se tomó como base el modelo depositacional IV definido por Hunt and Tucker 1992, 1995; Plint and Nummedal, 2000, el cual considera los sistemas encadenados *HST*, *FSST*, *LST* y *TST*. Usando datos de sísmica 2D y registro de pozos se interpretó el área, validado las oportunidades visualizadas por la compañía *Shell* en el año 2003. Se visualizaron 3 oportunidades Paria 3, 4 y 5; los cuales se ubicaron según el modelo secuencial generado de la siguiente manera: Paria 3 en el sistema encadenado de Alto Nivel (*HST*), Paria 4 en el sistema encadenado de Regresión Forzada (*FSST*) y Paria 5 en el sistema encadenado de Transgresión (*TST*), considerándose para los mismos una calidad de reservorio moderada, buena y pobre respectivamente. Mediante la integración de datos bioestratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos, geoquímicos y de yacimiento se interpretaron estas oportunidades como característicos de depósitos de aguas profundas asociadas a depósitos turbidíticos con una paleobatimetría que va desde nerítico interno a batial; teniendo Paria 3 y 4 mejores propiedades de reservorio desde el punto de vista petrofísico; de igual forma se tiene que para las oportunidades Paria 3 y 4 puede estar funcionando un sistema de gas biogénico y para la oportunidad Paria 5 uno de gas termogénico. Con este estudio se logró reducir la incertidumbre exploratoria de las oportunidades. En síntesis se identificaron 3 oportunidades con una probabilidad de éxito de 19%, 11% y 9%, para las oportunidades Paria 3, Paria 4 y Paria 5 respectivamente y expectativas asociadas de 414 MMPCN, 106 MMPCN y 124 MMPCN, respectivamente. Observándose que paria 3 tiene las mayores expectativas asociadas a gas seco, seguida por Paria 5 asociada a gas condensado y por último Paria 4 asociadas a gas seco; Como resultado las oportunidades pasaron de una clasificación de *Leads* tipo B (con soporte técnico parcial) a *Leads* Tipo A (con suficiente soporte técnico).

CONTENIDO

	Página
ACTA DE APROBACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	5
CONTENIDO.....	vi
LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTA DE TABLAS.....	xii
LISTA DE APÉNDICES.....	xiii
INTRODUCCIÓN.....	1
 CAPÍTULO I.....	 3
SITUACIÓN A INVESTIGAR.....	3
1.1 Situación objeto de estudio.....	3
1.2 Objetivos de la investigación.....	4
1.2.1 Objetivo general.....	4
1.2.2 Objetivos específicos.....	4
1.3 Justificación de la investigación.....	5
1.4 Alcance de la investigación.....	5
1.5 Limitaciones de la investigación.....	6
 CAPÍTULO II.....	 7
GENERALIDADES.....	7
2.1 Ubicación geográfica del área de estudio.....	7
2.2 Geología regional.....	8
2.2.1 Contexto tectónico regional.....	8
2.2.2 Elementos estructurales.....	12
2.2.3 Evolución tectónica de la cuenca de Carúpano.....	16
2.2.4 Marco estratigráfico regional.....	20
2.3 Datos disponibles.....	24
 CAPÍTULO III.....	 27
MARCO TEÓRICO.....	27
3.1 Antecedentes de la investigación.....	27
3.2 Fundamentos teóricos.....	29
3.2.1 Estratigrafía secuencial.....	29
3.2.2 Aporte de sedimento.....	30

3.2.3 Acomodación del sedimento.....	30
3.2.4 Ciclos eustáticos.....	30
3.2.5 Sistemas depositacionales.....	31
3.2.6 Sistemas encadenados o sistemas sedimentarios (<i>Systems tracts</i>).....	32
3.2.7 Estratigrafía sísmica.....	35
3.2.8 Interpretación de la secuencia sísmica.....	36
3.2.9 Calibración sísmica-pozo.....	37
3.2.10 Modelos estratigráficos.....	38
3.3 Definición de términos básicos.....	39
3.3.1 Secuencia estratigráfica.....	39
3.3.2 Discordancia.....	39
3.3.3 Nivel base.....	39
3.3.4 Transgresión y regresión.....	40
3.3.5 Patrones de apilamiento.....	40
3.3.6 Unidades cronoestratigráficas.....	41
3.3.7 Trampas Estratigráficas.....	41
3.3.8 Trampas mixtas.....	41
3.3.9 Corrientes de turbidez.....	42
3.3.10 Atributos Sísmicos.....	42
3.3.11 Conversión tiempo-profundidad.....	43
3.3.12 <i>Play</i>	43
3.3.13 Oportunidad Exploratoria (<i>Lead</i>).....	44
CAPÍTULO IV.....	45
METODOLOGÍA.....	45
4.1 Tipo de Investigación.....	45
4.2 Diseño de la investigación.....	45
4.3 Flujograma de Trabajo.....	46
4.3.1 Recopilación de información.....	47
4.3.2 Elaboración del modelo estratigráfico-secuencial de 3 ^{er} orden.....	53
4.3.3 Verificación de la existencia de las oportunidades.....	61
4.3.4 Detectar la incertidumbre geológica de las oportunidades exploratorias	64
4.3.5 Generación del soporte técnico de las oportunidades.....	69
4.4 Población y muestra de la investigación.....	80
4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	80
4.6.1 Técnicas de recolección de datos.....	81
4.6.2 Instrumentos de recolección de datos.....	82
CAPÍTULO V.....	83
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	83

5.1 Elaboración del modelo estratigráfico secuencial de 3 ^{er} orden.....	83
5.1.1 Definición de superficies estratigráficas.....	83
5.2 Verificación de la existencia de oportunidades exploratorias.....	85
5.2.1 Ubicación de las oportunidades en el modelo secuencial de 3er orden.....	88
5.3 Detección de la incertidumbre geológica de las oportunidades exploratorias..	90
5.3.1 Bioestratigrafía.....	90
5.3.2 Sedimentología.....	91
5.3.3 Petrografía.....	94
5.3.4 Geoquímica.....	94
5.4 Generación del soporte técnico de las oportunidades.....	95
5.4.1 Cálculo de la volumetría.....	95
5.4.2 Estimación del riesgo geológico.....	99
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	 107
Conclusiones.....	107
Recomendaciones.....	108
REFERENCIAS.....	109
APÉNDICES.....	117

LISTA DE FIGURAS

	Página
2.1 Ubicación geográfica del área de estudio, la cuenca de Carúpano y la subcuenca de Caracolito (Modificado de Ysaccis, 1997).....	7
2.2 Desplazamiento diacrónico en dirección este de la placa Caribe con respecto a Suramérica (Modificado de Escalona, A., Mann, P. 2011).....	10
2.3 Colapsos extensionales detrás de arcos, desarrollo de semi-grábenes rellenados por sedimentos a partir del Eoceno (Ramírez, <i>et al.</i> 2013).....	11
2.4 Principales rasgos estructurales de las cuencas Costa Afuera (Modificado de Ysaccis, 1997).....	12
2.5 Provincias estructurales de la cuenca de Carúpano. En la sección se observan los principales rasgos estructurales de la cuenca de Carúpano (Modificada de EFAI, 2007).....	16
2.6 Reconstrucción palinpástica para el Mioceno de la región del Caribe (Modificado de Escalona, A., Mann, P. 2011).....	19
2.7 Columna estratigráfica de la cuenca de Carúpano (Modificada de Castro, M. y Mederos, A. 1985).....	21
2.8 Levantamientos Sísmicos 2D y 3D adquiridos en el Norte de Paria (Modificado de PDVSA, 2010).....	25
2.9 Pozos perforados en el área (Garbán, A. 2017).....	26
3.1 Secuencia, límites de secuencias y superficies de contacto de los cuerpos sedimentarios producibles en un sistema de alto nivel (Posamentier, <i>et al.</i> 1988).....	33
3.2 Secuencias, límites de secuencias y superficies de contactos de los cuerpos sedimentarios producibles en un sistema transgresivo (Posamentier, <i>et al.</i> 1988).....	35
3.3 Terminaciones de reflectores sísmicos (Modificado de Emery and Myers, 1996 en Catuneanu, O. 2006).....	37
3.4 Diagrama esquemático de diferentes estilos de trampas estratigráficas para escenarios marino profundo (Modificado de Worral, <i>et al.</i> 2001 en Pinto, A. 2008).....	41
3.5 Trampas mixtas más comunes (Modificado de Usmpetrolero, 2012).....	42
4.1 Flujograma de trabajo empleado durante el desarrollo de la investigación.....	47
4.2 Ubicación de pozos claves.....	48
4.3 Mapa de calidad del dato bioestratigráfico para los pozos claves.....	49
4.4 Mapa de calidad de los núcleos en el intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano.....	50

4.5 Registros tomados de los pozos D1, A3, A4, J1, J2 y U1.....	51
4.6 Calidad del dato sísmico.....	52
4.7 Se puede observar el transecto A-A' definido en el PGP Norte de Paria, 2013 en color azul y el transecto TS-1 definido para este estudio en negro.....	54
4.8 Secuencia estratigráfica genética según Galloway (1989), basado en Frazier (1974) (Tomado de Falcón, R. 201a).....	55
4.9 Representación esquemática de los sistemas encadenados del modelo depositacional IV (Hunt and Tucker 1992, 1995; Plint and Nummedal, 2000) en la curva eustática. (Tomado de PGP Norte de Paria, 2013.....	56
4.10 Curvas de calibración de los pozos D1, A3, J1 y J2.....	57
4.11 Calibración de los pozos D1, A3, J1 y J2.....	58
4.12 a) Transecto regional "TS-1" b) Transecto "TS-1" horizontalizado, para una mejor visualización del comportamiento de los reflectores.....	60
4.13 Reconocimiento de terminaciones sísmicas.....	61
4.14 Verificación de la existencia de oportunidades exploratorias en el área.....	63
4.15 Líneas sísmicas visualizadas en <i>3D Canvas</i> , con el atributo <i>Signal Envelop</i>	63
4.16 Cartas consenso de los pozos A3 y J2 (Tomado del PGP Norte de Paria, 2013).....	65
4.17 Núcleos existentes en el intervalo Mioceno tardío - Plioceno temprano y el Cretácico, de la cuenca de Carúpano.....	66
4.18 Resultados de la interpretación petrofísica de los pozos D11 y R2. Pista 2: unidades estratigráficas, pista 3: volumen de arcilla, pista 4: litología, pista 5: porosidad calculada, pista 6: saturación de agua.....	67
4.19 Sistemas petrolíferos en la cuenca de Carúpano.....	68
4.20 Polígonos máximos definidos para el cálculo del área.....	70
4.21 Curva T-Z y curva de ajuste para la construcción del modelo de velocidades (Tomado de Garbán, A. 2017).....	71
4.22 Objeto tipo <i>Voxel</i> con la conversión de los <i>Grids</i> de las oportunidades del dominio del tiempo (<i>Grids</i> en la parte de abajo) al de la profundidad (<i>Grids</i> en la parte de arriba).....	72
4.23 <i>Grids</i> o mallas de las oportunidades.....	73
4.24 Estimación del gradiente de presión para la zona de estudio (Tomado del PGP Dragón Norte, 2016).....	74
4.25 Gráfica que representa la Temperatura de formación del área Dragón Norte (Tomado del PGP Dragón Norte, 2016).....	75
4.26 Flujo de trabajo con el <i>software MBAL</i> , se puede observar enmarcada en rojo la ventana donde se ingresan los datos.....	77
5.1 Transecto Sísmico "TS-1" con superficies estratigráficas.....	84
5.2 Transecto sísmico TS-1 donde se observa la interpretación de la secuencia estratigráfica genética de 3 ^{er} orden con las terminaciones, superficies y sistemas encadenados definidos.....	84

5.3 Registro estratigráfico sintético de la cuenca de Carúpano con el desglose secuencial de alta resolución elaborado con los registros del <i>Gamma Ray</i> de los pozos A3, D3 y A4 (Modificado del PGP Norte de Paria, 2013).....	85
5.4 Anomalías visualizadas en el transecto regional generado.....	86
5.5 Oportunidades Exploratorias (<i>leads</i>) visualizados por la compañía <i>Shell</i> en el año 2003.....	87
5.6 Verificación de la existencia de oportunidades exploratorias propuestas por la compañía <i>Shell</i> en el año 2003.....	87
5.7 Oportunidad Paria 3 en el sistema encadenado de Alto Nivel.....	88
5.8 Oportunidad Paria 4 en el sistema encadenado de regresión forzada.....	89
5.9 Oportunidad Paria 5 en el sistema encadenado de Transgresión.....	90
5.10 Mapa paleobatimétrico al nivel de la <i>MFS-4</i> (Modificado del PGP Norte de Paria).....	91
5.11 Análisis sedimentológico de las muestras de núcleo de los pozos D11 y R2 (Modificado del PGP Norte de Paria, 2013).....	92
5.12 Descripción sedimentológica de los núcleos de R2, (Sánchez, 2011 y Buatois 2008 en Ramírez, <i>et al.</i> 2013).....	94
5.13 Tipos de hidrocarburos en el área.....	95
5.14 Mapas en profundidad de las oportunidades donde se muestran las posibles localizaciones de pozos.....	97
5.15 Oportunidades exploratorias en el modelo secuencial de 3 ^{er} orden.....	102
5.16 Líneas sísmicas donde se observan las trampas de las oportunidades.....	104

LISTA DE TABLAS

	Página
2.1 Levantamientos Sísmicos 2D y 3D realizados en el Norte de Paria.....	25
3.1 Jerarquía de los ciclos estratigráficos.....	31
4.1 Calidad del dato bioestratigráfico en base a los bioeventos reportados.....	49
4.2 Líneas sísmicas seleccionadas para el estudio.....	52
4.3 Sistemas encadenados y límites de secuencias para los modelos secuenciales actualmente en uso (Modificado de Catuneanu, 2002 en Catuneanu, 2006).	56
4.4 Características diagnósticas de las principales superficies estratigráficas (Modificado de Catuneanu, 2002 en Catuneanu, 2006).....	62
4.5 Sumario petrofísico de los pozos de DR-11 y RC-2 (Modificado del PGP Norte de Paria, 2013).....	76
4.6 Resumen de parámetros de yacimientos para los campos vecinos al área de Dragón Norte (Tomado del PGP Dragón Norte, 2016).....	76
4.7 Parámetros a considerar para el cálculo del riesgo geológico.....	78
4.8 Escala de valores para cuantificar los parámetros independientes y principales para el cálculo del riesgo geológico.....	79
5.1 Áreas aproximadas de las oportunidades.....	96
5.2 Coordenadas de las localizaciones.....	97
5.3 Presión y temperaturas estimadas para las oportunidades.....	98
5.4 Propiedades de las oportunidades Paria 3, Paria 4 y Paria 5, para el cálculo volumétrico con el Software <i>MBAL</i>	98
5.5 Resultados del cálculo volumétrico de Paria 3 y Paria 4.....	99
5.6 Resultados del cálculo volumétrico de Paria 5.....	99
5.7 Riesgo geológico de las oportunidades Paria 3, Paria 4 y Paria 5.....	100
5.8 Rango de valores para la clasificación del riesgo geológico.....	100
5.9 Resultados del cálculo de las expectativas de gas de las oportunidades exploratorias.....	106
5.10 Resultados del cálculo de las expectativas de gas de las oportunidades exploratorias.....	106

LISTA DE APÉNDICES

	Página
A. PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO GEOLÓGICO.....	118
A.1 Parámetros para el cálculo del riesgo geológico de la oportunidad Paria 3.....	119
A.2 Parámetros para el cálculo del riesgo geológico de la oportunidad Paria 4.....	120
A.3 Parámetros para el cálculo del riesgo geológico de la oportunidad Paria 5.....	121

INTRODUCCIÓN

La técnica de interpretación sismoestratigráfica se plantea como herramienta principal para evaluar la incertidumbre exploratoria de nuevas oportunidades asociadas a trampas estratigráficas, en el norte de la península de Paria (estado sucre), específicamente en la cuenca de Carúpano, subcuenca de Caracolito.

Esta metodología servirá para desarrollar el objetivo de este trabajo y será aplicada principalmente en el intervalo estratigráfico del Mioceno Tardío - Plioceno Temprano, para validar la existencia de oportunidades de tipo estratigráfico visualizadas anteriormente la compañía *Shell* en el año 2003 y para reducir la incertidumbre exploratoria en esa área. Para esto se generó un modelo secuencial de 3er orden, basado en el modelo de secuencia estratigráfica genética propuesto por Galloway (1989), basado en Frazier (1974), el cual propone que la superficie de máxima inundación debería ser usada como un límite de secuencia. Y un modelo depositacional basado en el modelo depositacional IV definido por Hunt and Tucker 1992, 1995; Plint Nummedal, 2000, en el que definen los sistemas encadenados *HST*, *FFST*, *LST* y *TST*.

Para la identificación de las oportunidades en el área de estudio, se visualizaron las mismas líneas sísmicas 2D que utilizó la compañía *Shell* en su momento para definir los entrampamientos, buscando así los "puntos brillantes" o amplitudes mayores sugeridas por dicha compañía. Luego de ello, se integrará con los de datos y modelos generados por otras disciplinas de las Geociencias, para darle la documentación y soporte técnico necesario a cada oportunidad que se visualice, evaluando así su potencial exploratorio. Cada Oportunidad identificada y evaluada será un aporte importante en la actualización del Portafolio de Oportunidades de Costa Afuera y la Base de Recurso de Exploración.

El presente trabajo está estructurado en cinco (5) capítulos: En el capítulo I, se presenta el planteamiento del problema, los objetivos, justificación, alcance y limitaciones de la investigación.

El capítulo II, corresponde a las generalidades, enmarcado en la cuenca de Carúpano, subcuenca de Caracolito.

El capítulo III, se plasmó el marco teórico, antecedentes y estudios previos, conceptos básicos, y aspectos relevantes del área de estudio.

El capítulo IV, define la metodología de trabajo, tipo de investigación, diseño y el flujograma a seguir para lograr el cumplimiento de los objetivos planteados.

El capítulo V, presenta el análisis e interpretación de los resultados obtenidos en cada una de las etapas de la metodología aplicada. Finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones como consecuencia final del trabajo.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación objeto de estudio

En vista del potencial hidrocarburífero (especialmente de gas) que tiene la zona del Norte de Paria, específicamente la cuenca de Carúpano, se han realizado muchas investigaciones en diversas ramas de la geología para un mejor entendimiento de la evolución de la cuenca, su sistema petrolífero y la distribución de los yacimientos. Una de las disciplinas que no ha sido aplicada extensamente en la cuenca, es la sismoestratigrafía; rama de la estratigrafía relativamente nueva, por medio de la cual, a través de la interpretación de las secciones sísmicas, se puede proponer un modelo estratigráfico que defina y relacione los diferentes patrones de sedimentación, que se verifican durante los ciclos de cambio relativo del mar (Malandrino, G. 2013).

En consecuencia, en el presente estudio se desea validar sismoestratigráficamente la existencia de oportunidades exploratorias en el área, visualizadas y consideradas por la compañía *Shell* en el año 2003, las cuales no han sido maduras completamente hasta la fecha. Esto se llevará a cabo mediante la generación de un modelo secuencial de 3^{er} Orden en el intervalo Mioceno Tardío-Plioceno Temprano, que ayudará a inferir las características sedimentológicas y depositacionales del área donde se encuentran dichas oportunidades; con este estudio, se espera estimar la calidad del reservorio de las oportunidades, así como otros elementos del sistema petrolífero, con el fin de evaluar su incertidumbre exploratoria; todo este estudio persigue agregar nuevos descubrimientos, que sirvan para la incorporación de nuevas reservas a la base de recursos de la Gerencia de

Proyectos Exploratorios Costa Afuera, para garantizar la sustentabilidad en el tiempo del desarrollo gasífero del Norte de Paria.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Interpretar sismoestratigráficamente el intervalo Mioceno Tardío-Plioceno Temprano, aplicando sismoestratigrafía y la detección de la incertidumbre geológica en la cuenca de Carúpano, subcuenca de Caracolito, para evaluar las oportunidades exploratorias presentes en este intervalo.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Elaborar el modelo estratigráfico-secuencial de 3^{er} orden en el intervalo de estudio, a través de la identificación de superficies estratigráficas y sistemas encadenados.
2. Verificar la existencia de oportunidades exploratorias en el área, a partir de la interpretación sismoestratigráfica.
3. Detectar la incertidumbre geológica de las oportunidades exploratorias a fin de reducir el riesgo, integrando la información de otras disciplinas de las Geociencias.
4. Generar el soporte técnico de las oportunidades, para su jerarquización y el incremento de la base de recursos de la Gerencia de Proyectos Exploratorios Costa Afuera.

1.3 Justificación de la investigación

El propósito de realizar un análisis sismoestratigráfico, es el de estudiar las oportunidades que se encuentran en el intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano, de la cuenca de Carúpano, subcuenca de Caracolito, para incorporar nuevas oportunidades a la base de recursos de la Gerencia de Proyectos Exploratorios Costa Afuera.

Además, la sismoestratigrafía es una de las disciplinas que no ha sido aplicada extensamente en la cuenca, en la cual se han llevado a cabo diversas investigaciones en diferentes áreas geológicas, debido al gran potencial hidrocarburífero de la zona.

Los nuevos conocimientos que se tienen, producto de los estudios geológicos realizados en estos últimos años, han traído como conclusión que la mayor parte de las oportunidades corresponden a trampas estratigráficas, en particular asociados a depósitos de aguas profundas; además el área de estudio no cuenta con una gran cantidad de pozos perforados, por estas razones es pertinente la realización de un estudio sismoestratigráfico, que contribuya al mejor entendimientos de estos tipos de depósitos para evaluar su potencial hidrocarburífero.

1.4 Alcance de la investigación

El estudio permitirá realizar una interpretación sismoestratigráfica en la subcuenca de Caracolito, en el intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano, debido a que ésta no ha sido sometida a un estudio estratigráfico de fondo y sólo tiene un pozo asociado. En esta zona se encuentran propuestas 7 oportunidades exploratorias, sugeridas por la compañía *Shell* en el año 2003, con una expectativa asociada de 1519 BCF (Billones de Pies Cúbicos), por lo que se espera reducir la incertidumbre exploratoria estas oportunidades.

1.5 Limitaciones de la investigación

Los levantamientos sísmicos en la zona son 2D, adquiridos en el año 1972 y 1980, los cuales son considerados relativamente viejos y presentan algunos problemas de calidad.

La variabilidad de los parámetros de grabación y procesamiento de los datos sísmicos 2D, hacen que estos sean generalmente más apropiados para la interpretación estructural que para el análisis de las facies o atributos sísmicos.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación geográfica del área de estudio

La investigación se desarrolló al norte de la Península de Paria, en la cuenca de Carúpano, subcuenca de Caracolito al sureste de la plataforma Margarita - Los Testigos. Abarca un área aproximada de 6346 Km² e incluye específicamente los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe; y existe en el área aproximadamente unos 29 pozos, 21 exploratorios y 8 en desarrollo (Figura 2.1).

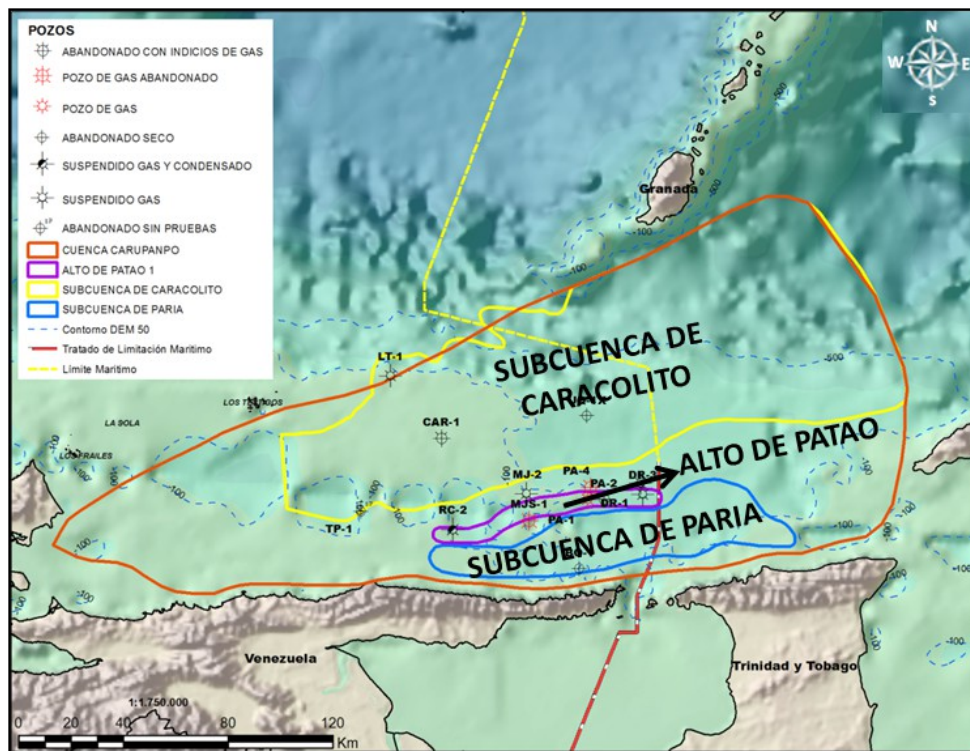


Figura 2.1 Ubicación geográfica del área de estudio, la cuenca de Carúpano y la subcuenca de Caracolito (Modificado de Ysaccis, 1997).

La cuenca de Carúpano es una depresión estructuralmente compleja, está ubicada en el área nororiental de la plataforma continental de Venezuela, al norte de la Península de Paria y ocupa una extensión de 30.000 Km² aproximadamente (Carnevali *et al.*, 2000). Está delimitada por la Plataforma Margarita-Los Testigos al norte; la Península de Araya-Paria y Cordillera norte de Trinidad al sur, la isla de Tobago al este y el Alto de Margarita, Coche y Araya al oeste. Está conformada por una depresión principal situada al noreste, denominada subcuenca de Caracolito, y otras tres de carácter secundario que son las subcuencas de Paria, Araya y Sureste de Margarita, todas ellas separadas entre sí por diferentes altos estructurales conocidos como Alto de Patao, Alto de San Juan de las Galdonas, Alto de Araya y Alto de Coche e Isla de Margarita (Pereira *et al.*, 1984).

La subcuenca de Caracolito se encuentra ubicada al sureste de la plataforma de Margarita - Los Testigos y al norte de los altos de Patao y San Juan de las Galdonas, con un eje en dirección este-noreste (Pereira *et al.*, 1984) Se desarrolló debido a esfuerzos extensivos en una cuenca de frente de arco asociada a la subducción del Atlántico durante el Eoceno. Parte de la subcuenca fue invertida durante el Oligoceno (Carnevali, *et al.* 2000).

2.2 Geología regional

2.2.1 Contexto tectónico regional

El área estudiada es la correspondiente a la cuenca de Carúpano (30.000 Km²) ubicada al noreste de Venezuela delimitada al sur por la península de Paria, al norte por los mares territoriales de Venezuela y Grenada, al este por el mar territorial de Trinidad y Tobago y al oeste por la Isla de Margarita. La cuenca está limitada hacia el norte y el noroeste por fallas normales de alto ángulo (Pereira, 1985), mientras que hacia el sur y suroeste por fallas transcurrentes de movimiento dextral, asociadas con

el sistema de fallas de Tortuga-Coche hacia el oeste y probablemente la zona de de Fallas de la Costa Norte hacia el este (Ysaccis, 1997). La culminación oriental de la cuenca de Carúpano es arbitraria. La ausencia de una expresión topográfica evidente, soportada por estudios regionales y datos gravimétricos, sugiere una continuidad con la fosa de Tobago.

Desde un punto de vista tectónico la cuenca de Carúpano está emplazada en el límite este de colisión entre la Placa Suramericana y la Placa del Caribe. Aunque hay divergencias entre los autores sobre el origen y evolución de la Placa del Caribe existe coincidencia en la dirección de colisión (destral oblicua del Caribe contra Suramérica). A partir del Mesozoico tardío, la convergencia entre Norte y Sur América produce una migración hacia el este de la Placa del Caribe, dando como resultado el desarrollo de bordes o límites rumbo deslizantes, con una componente de convergencia tanto al norte como al sur del Caribe. La colisión de la Placa Caribe con terrenos venezolanos, ocurre en el Paleoceno-Eoceno temprano al oeste y se extiende progresivamente hasta el presente en el oriente del país (Aitken, 1995).

Durante el Cretácico Tardío y el Cenozoico, el emplazamiento de la Placa Caribe destruyó todo el registro de la litosfera existente más antigua que Cretácico temprano existente en la zona. Sin embargo, aunque la mayoría de la litosfera fue consumida por subducción a lo largo del arco de las Antillas Menores (límite este de la Placa Caribe), una parte fue emplazada en el borde continental de Suramérica, generando una etapa de margen activo, en la cual se generan cuencas antepais sobreimpuestas a la secuencia de margen pasivo, que se solapan entre ellas y se rejuvenecen en dirección este (Durán, *et al.* 2008).

La figura 2.2, muestra Desplazamiento diacrónico en dirección este de la placa del Caribe con respecto a Suramérica, las líneas negras sólidas representan la ubicación del borde de la placa Caribe para los tiempos: 1) Cretácico tardío (80 Ma),

2) Paleoceno medio (60 Ma), 3) Eoceno medio (44 Ma), 4) Oligoceno medio (30 Ma), 5) Mioceno Medio (14 Ma), 6) Plioceno (5 Ma), 7) Reciente.

Asimismo, la colisión también activó en el interior de la Placa del de Caribe el desarrollo o formación de una sucesión de cuencas transtensionales (detrás de arco y colapsos extensionales detrás de colisión), parcialmente invertidas y localizadas sobre un basamento metamórfico que ha sido transportado y suturado oblicuamente sobre el margen norte de la Placa Suramericana (zona de sutura tectónica diacrónica debido al ángulo de convergencia entre el frente de avance de los terrenos caribeños y el margen norte de Suramérica) (Durán, *et al.* 2008)

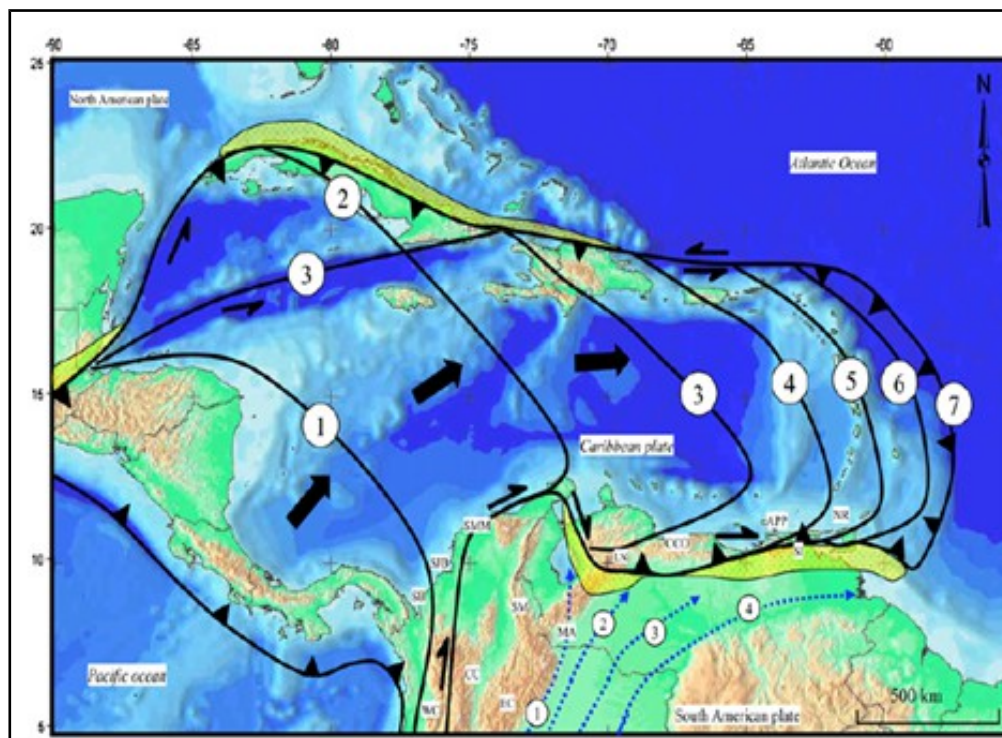


Figura 2.2 Desplazamiento diacrónico en dirección este de la placa Caribe con respecto a Suramérica (Modificado de Escalona, A., Mann, P. 2011).

El desarrollo principal de las cuencas al norte, comienza con un hiato importante entre Cretácico Tardío-Paleoceno, proliferando los depósitos turbidíticos,

las arenas deltaicas y carbonatos de plataforma, ya que se concentran cerca de los altos del basamento y no presentan progradación extendida hacia las cuencas. Estas cuencas generadas por colapsos detrás de colisión presentan una continuidad geográfica conectando las cuencas de Falcón, Bonaire y La Blanquilla (Durán, *et al.* 2008) (Figura 2.3). La cuenca La Blanquilla comenzó a desarrollarse a partir del Eoceno, con la fase extensional que originó una gran estructura semigraben con orientación noreste-suroeste, asociada a la cuenca de Granada, en el dominio retroarco de las Antillas Menores (Ysaccis, 1997) (Figura 2.4).

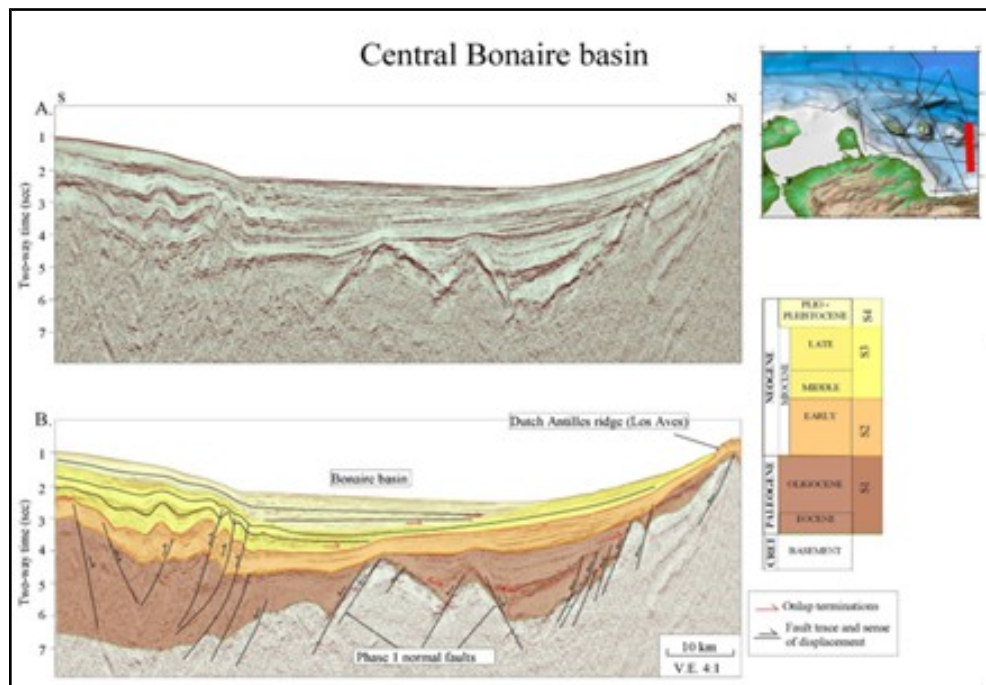


Figura 2.3 Colapsos extensionales detrás de arcos, desarrollo de semi-grábenes rellenados por sedimentos a partir del Eoceno (Ramírez, *et al.* 2013).

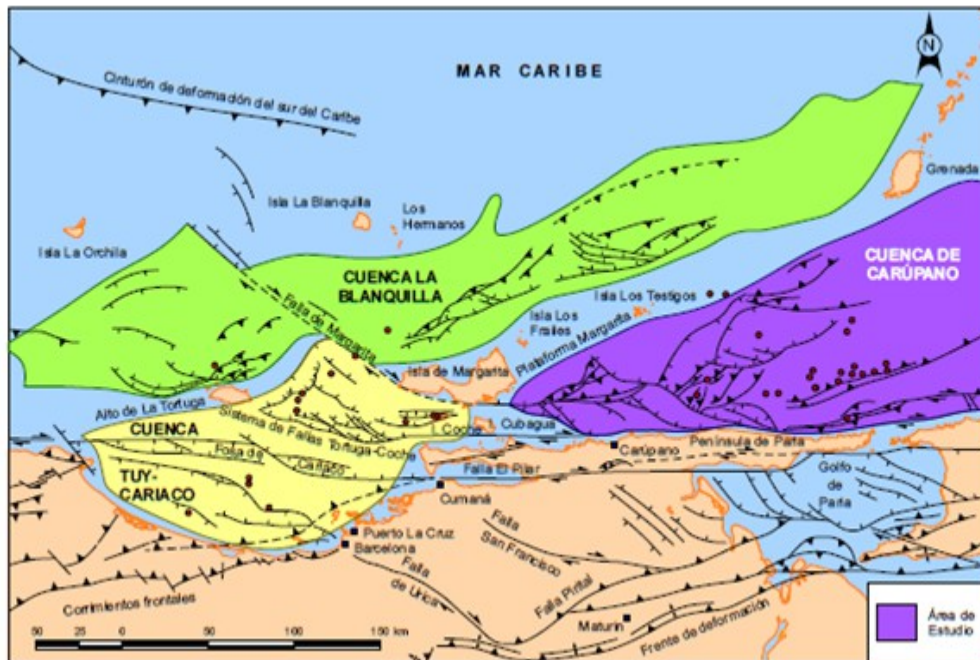


Figura 2.4 Principales rasgos estructurales de las cuencas Costa Afuera (Modificado de Ysaccis, 1997).

2.2.2 Elementos estructurales

Los elementos estructurales más importantes de la cuenca de Carúpano están representados por la plataforma Margarita-Los Testigos, cuenca de Carúpano, península de Araya-Paria, Cordillera Norte de Trinidad, altos Margarita-Coche-Araya, Patao y San Juan de las Galdonas, las subcuencas Caracolito, Paria, Araya y Este de Margarita, además de la presencia de fallas prominentes de dirección este-oeste y fallas de orientación noroeste-norte-sur, noreste, algunas de ellas inversas de ángulo alto.

2.2.2.1 Plataforma Margarita- Los Testigos

La Plataforma Margarita- Los Testigos, representa una de las estructuras más extensas y uniformes del margen continental nor-oriental en la parte norte de América

del Sur, cubre una superficie cercana a los 30.000Km² donde se encuentran numerosas islas, como Las de Margarita, Coche, Los Frailes, Los Testigos y Tobago. La plataforma Margarita los Testigo está constituida esencialmente por rocas volcánicas y metamórficas que afloran en las islas de los Frailes y los Testigos, la primera está formada de basaltos toleíticos y sus equivalentes intrusitos (diabasas) y una pequeña porción de ftanitas (*chert*). Dataciones radiométricas han dado una edad aproximada de 65Ma. El alto Margarita - Los Testigos está delimitado al norte y al sur por fallas normales verticales con suaves inclinaciones, el fallamiento al sur marca el borde norte de la cuenca de Carúpano.

2.2.2.2 Alto de Patao

El Alto de Patao es de gran importancia desde el punto de vista petrolífero, debido a los grandes yacimientos gasíferos del Neógeno, posee aproximadamente 40 Km de longitud y una orientación NE-SO, está delimitado por fallas al norte y al sur, está constituido por un complejo ígneo-metamórfico del Mesozoico, cubierto por una espesa secuencia volcánico-sedimentaria (Talukdar, 1983), denominada Complejo Mejillones por Mederos y Castro (1984).

2.2.2.3 Alto San Juan de las Galdonas

El alto estructural de San Juan de Las Galdonas, por sus características gravimétricas y magnéticas, podría representar una intrusión básica o un fragmento de escama tectónica del complejo ígneo plutónico de la serie costera, constituida por una asociación de peridotitas, gabros y dioritas que afloran al norte de la península de Araya-Paria.

2.2.2.4 Subcuenca de Caracolito

Fosa extensa de rumbo NE-SO, delimitada al norte por la Plataforma de los Testigos, al sur por el Alto de Patao y al suroeste por el cierre de la cuenca, pero abierta al noreste. Resalta la estructura anticlinal al suroeste de la Subcuenca originada por una inversión tectónica, la cual tiene gran importancia exploratoria por el descubrimiento de intervalos de gas mostrados por los pozos Caracolitos 1X perforado en el anticlinal y Los Testigos-1X perforado al noroeste del primero, El origen de la subcuenca de Caracolito está relacionado a la colisión oblicua del Caribe durante el Oligoceno-Mioceno lo cual produjo el desarrollo de una fosa donde se depositaron sedimentos terrígenos-carbonáticos en un ambiente de aguas profundas.

2.2.2.5 La Subcuenca de Paria

La subcuencas de Paria y Araya se ubican en el margen sur de la subcuenca de Carúpano y están separadas entre sí por el alto de San Juan de las Galdonas, son más jóvenes que la subcuenca de Caracolito y se encuentran rellenas por una espesa secuencia sedimentaria del Neógeno.

2.2.2.6 Fallas

En la cuenca de Carúpano, se han identificado dos fases tectónicas que produjeron el desarrollo de fallas geológicas regionales. Entre las fallas de la primera fase tectónica tenemos el sistema de fallas del sur de los Testigos, ubicada al sur de la plataforma de Margarita-Los Testigos en su parte centro occidental, presentan un desplazamiento vertical que puede sobrepasar los 10.000 pies y se interpretan como fallas transcurrentes dextrales. La falla de Uquire se ubica en la parte nororiental de la cuenca al sur de la plataforma de los Testigos, tiene un rumbo este-oeste (dextral) e involucra secciones del Cretácico, Eoceno y Oligoceno. Las fallas de Caracolito y

Tres Puntas cortan rocas de edad Cretácico, Eoceno y Oligoceno, están ubicadas entre el sistemas de fallas del Sur de los Testigos y el Alto de Patao, presentan orientación NO-SO y han sido interpretadas como transcurrentes sinestrales.

El sistema de fallas de Patao Sur tiene una orientación aproximadamente este-oeste y se ubican en la parte sur del Alto de Patao, se interpretan como fallas inversas de ángulo alto sin descartar una componente dextral, esta estructura corta la sección del Cretácico superior y determinó en gran parte el desarrollo del alto estructural.

En la segunda fase tectónica, durante el Mioceno- Cuaternario, el régimen tectónico en la cuenca de Carúpano fue complejo: extensional, compresional y transcurrente, produciendo fallas este-oeste, siendo las más importantes las que forman el sistema de fallas de Coche al sur. Durante este mismo periodo se formaron o fueron reactivadas las fallas de Morón, San Sebastián y el Pilar, las cuales exhiben movimientos transcurrentes dextrales y desplazamiento verticales notables. El sistema de fallas de Coche está constituido por la falla principal, con pronunciado desplazamiento vertical que pueden alcanzar los 18.000 pies y que pueden prolongarse al margen continental norte de Trinidad (Figura 2.5).

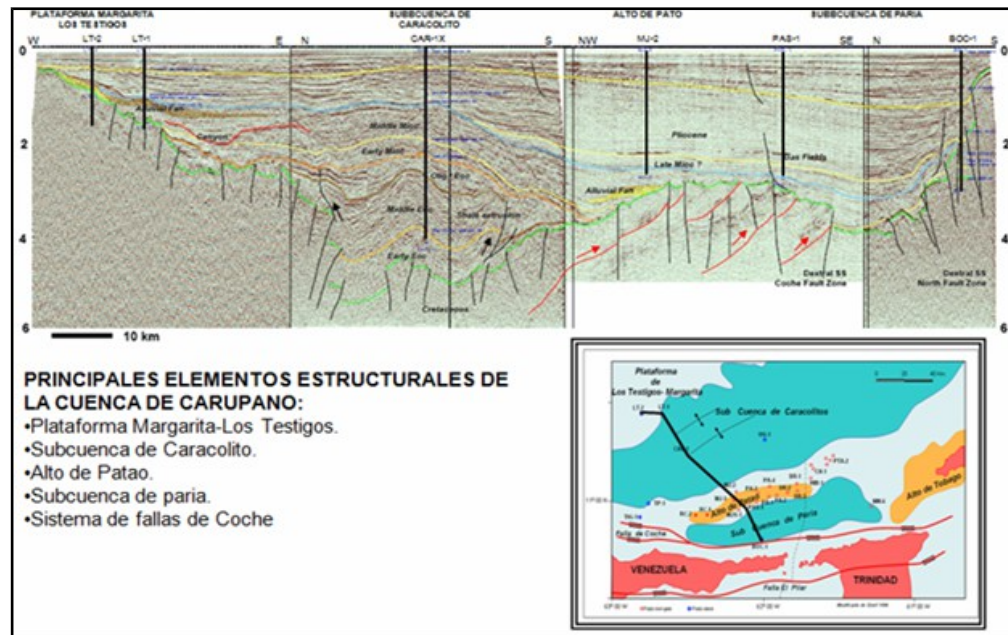


Figura 2.5 Provincias estructurales de la cuenca de Carúpano. En la sección se observan los principales rasgos estructurales de la cuenca de Carúpano (Modificada de EFAI, 2007).

2.2.3 Evolución tectónica de la cuenca de Carúpano

La evolución de la cuenca de Carúpano está directamente relacionada con el movimiento de los terrenos caribeños, donde se han descrito tres regímenes mayores: (1) expansión y acreción oceánica durante el Jurásico-Cretácico Temprano que produjo la separación entre Norte y Suramérica mediante un proceso de ruptura (*rifting*) acompañado por un incremento en el flujo de calor y adelgazamiento de la litosfera, durante la apertura se generan grábenes que se rellenan con sedimentos continentales y capas rojas. Para finales de Neocomiense casi todo el norte de Venezuela estaba expuesto a la superficie desarrollando la discordancia de apertura que sella la sedimentación de los grábenes; (2) subducción intra-oceánica y desarrollo de arcos volcánicos en el Cretácico Tardío-Paleoceno, donde comienza la interacción entre el noroccidente de Venezuela y los terrenos Caribe y se desarrollan los arcos de islas de Villa de Cura, Antillas Holandesas, el margen norte de Venezuela alcanza su

máxima exposición y los mares se han retirado hacia el norte como respuesta de un evento regresivo durante el Cretácico Tardío. Este periodo regresivo correlaciona con el levantamiento cortical periférico, asociado a la carga tectónica que se ubica al norte, y forma las cuencas de antepaís o antefosa en donde se depositan las Formaciones Matatere, Trujillo, Guárico; (3) colisión oblicua durante el resto de Cenozoico, para este periodo se extinguió el arco de islas de las Aves y se desarrolla un nuevo arco conocido como Antillas Menores, se puede indicar que la apertura de las cuencas de Caracolito y La Blanquilla son respuesta de procesos extensionales típicos delante y detrás de arco.

Posteriormente la cuenca de Caracolito, es sometida a un proceso de inversión al mismo tiempo que se forma el alto de Patao. La corteza sobre la cual se desarrolló la cuenca de Carúpano forma parte de la Placa Caribe, interpretada como una porción litosférica del dominio Pacífico generada durante el régimen de expansión y acreción oceánica.

Desde el Cretácico Tardío, La placa Caribe se está moviendo en sentido este con relación a las Américas, acomodada por transcurrencia sinistral a lo largo del límite de placa de Norte América y transcurrencia dextral contra el borde septentrional de Sur América (Pindell *et al.*, 2005; Guinta *et al.*, 2006). El basamento Mesozoico de la cuenca está caracterizado por rocas ígneas y metamórficas asociadas con dorsal medio-oceánica y subducción (Talukdar, 1983; Ysaccis, 1997).

El Paleoceno-Mioceno medio está caracterizado por colisión oblicua dextral a lo largo del límite meridional de la Placa del Caribe (Pindell *et al.*, 1988; Audemar F. *et al.*, (2000). El efecto combinado de subducción y colisión que comenzó en el Cretácico Tardío, desaparece en la transición Paleoceno-Eoceno (Guinta, *et al.* 2006). Hasta la fecha ningún pozo ha penetrado rocas sedimentarias paleocenas en la cuenca (Ysaccis, 1997).

En el Eoceno, la cuenca de Carúpano comienza a expandirse probablemente como resultado de convergencia oblicua y el alargamiento del Gran Arco del Caribe debido a la separación progresiva de las placas americanas (Pindell *et al.*, 2005). Durante este periodo la cuenca ocupaba una posición de frente de arco a lo largo del Gran Arco donde se formaba una fosa de orientación suroeste-noreste (subcuenca de Caracolito. El relleno está constituido en una sucesión sedimentaria heterogénea (terrígena-carbonática) de más 2500 metros de espesor depositada en ambientes de agua profunda y referida como Formación Tigrillo (Castro y Mederos, 1985; Ysaccis, 1997), la cual contiene localmente niveles importantes de rocas volcánicas, penetrados por los pozos Tigrillos, Tres Puntas y Caracolito, Duran *et al.* (2008), la consideran Eoceno Medio-Tardío, de acuerdo con la bioestratigrafía de foraminíferos planctónicos y nanoplanctónicos calcáreos.

El intervalo Eoceno superior-Oligoceno inferior está marcado por un evento de extensión previo a la fase transpresiva que caracteriza la mayor parte de los periodos Oligoceno Mioceno. El Oligoceno de la cuenca de Carúpano parece estar restringido a la subcuenca de Caracolito (Castro y Mederos, 1985; Ysaccis, 1997). La sucesión consiste en rocas sedimentarias terrígenas con fragmentos de rocas metamórficas depositadas en ambientes de aguas profundas (Ysaccis, 1997). Estas rocas fueron asignadas a la Formación Caracolito por Castro Mederos (1985).

El Oligoceno- Mioceno temprano está caracterizado por un periodo de tranquilidad tectónica para el dominio caribeño (Stephan *et al.*, 1990). En este mismo periodo se forman los altos de Patao, Los Testigos y se separan los terrenos de Margarita-Los Testigos y Araya-Paria-Tobago.

Durante el resto del Mioceno, la deformación transpresiva continuada en la cuenca de Carúpano. (Carnevali *et al.*, 2000). Una rápida profundización en el Mioceno medio, probablemente impulsada por un ascenso eustático, mantuvo las

estructuras por debajo del nivel del mar (Pereira, 1985). El registro sedimentario del Mioceno inferior consiste de terrígenos fino gruesos en las depresiones estructurales y carbonatos someros sobre los altos estructurales (Patao y Testigos) (Ysaccis, 1997). Castro y Mederos (1985) asignaron las rocas de Mioceno temprano-medio a la formación Tres Puntas (Figura 2.6).

Desde Mioceno tardío hasta el Plioceno la cuenca experimenta un relleno uniforme que representa un espectro de ambientes depositacionales que van desde nerítico somero a cuenca (Pereira, 1985; Ysaccis, 1997).

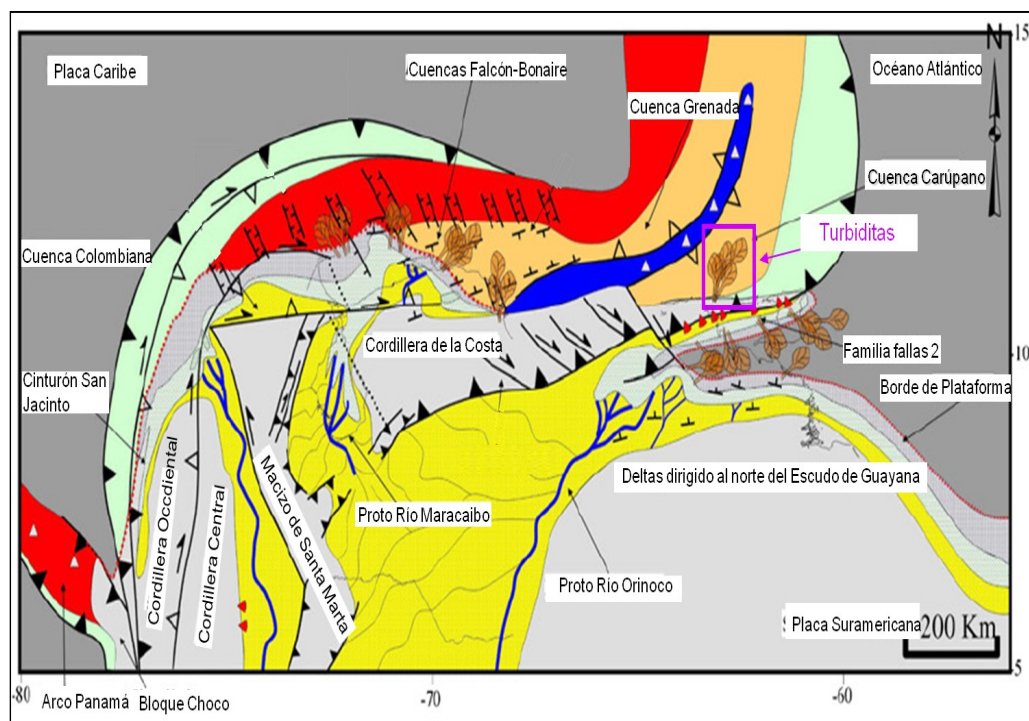


Figura 2.6 Reconstrucción palinopástica para el Mioceno de la región del Caribe (Modificado de Escalona, A., Mann, P. 2011).

De acuerdo con Ramírez (2013), la transición Plioceno-Pleistoceno se caracterizó por una incursión tectónico-estructural importante que produjo la deformación y el basculamiento de la sub-cuenca de Caracolito hacia el sureste. A

partir de este periodo, el área ocupada por la cuenca pasa a formar parte de la extensa plataforma somera que caracteriza toda la región costa afuera del noreste de Venezuela. Los ambientes depositacionales varían de plataforma somera a cuenca, con predominio de material terrígeno proveniente del sur. La estratigrafía fue asignada a la Formación Cumaná por Castro y Mederos (1985).

2.2.4 Marco estratigráfico regional

En la cuenca de Carúpano se ha almacenado un espesor de sedimentos superior a los 20000 pies, que va desde el Pre- Cretácico hasta el Reciente (Castro, M. y Mederos, A. 1985).

El modelo geológico, basado en los pozos perforados, define para las arenas gasíferas, una sedimentación regional que varía desde turbiditas batiales en Río Caribe y Mejillones hasta depósitos de plataforma en Patao y Dragón. La Figura 2.7, se muestra la distribución de las diferentes unidades lito-estratigráficas, que han sido definidas en la cuenca de Carúpano. La columna consta de rocas ígneo-metamórficas, desde Jurásico al Cretácico las cuales están solapadas por una secuencia de rocas sedimentarias, con edades del Eoceno al Reciente (Castro, M. y Mederos, A. 1985).

2.2.4.1 Jurásico-Cretáceo inferior

Está representado por el Complejo Bocas, el cual fue perforado por el pozo Bocas-1 desde los 10158' más de 2000' de un metabasalto, de fondo marino con metamorfismo de bajo grado indicado por la recrystalización de las plagioclasas a cristales de albita que aun muestras vestigios de los cristales originales (Castro, M. y Mederos, A. 1985).

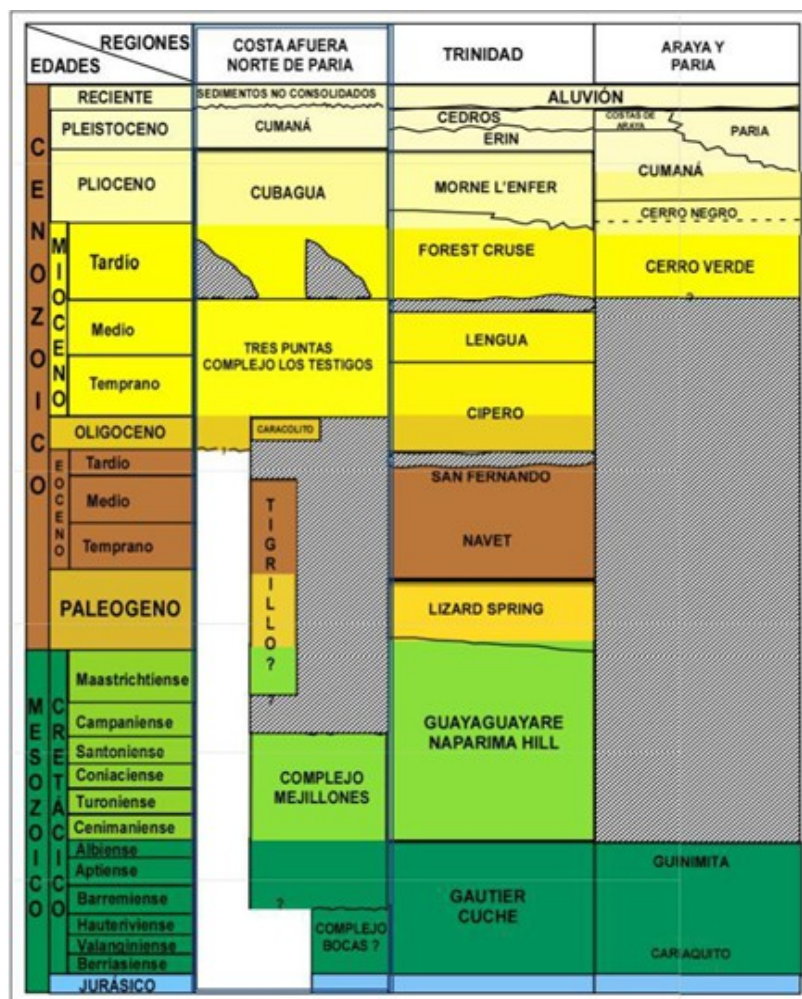


Figura 2.7 Columna estratigráfica de la cuenca de Carúpano (Modificada de Castro, M. y Mederos, A. 1985).

2.2.4.2 Cretáceo inferior-superior

Está representado por el Complejo Mejillones, el cual está constituido por sedimentos marinos de aguas profundas, con sedimentos lutíticos calcáreos o arenáceos y clásticos de origen ígneo, interestratificados con calizas y capas de lava. Se perforaron 3720' en Patao-1 sin haber alcanzado la base (Castro, M. y Mederos, A. 1985).

Los fragmentos de rocas ígneas están representados por basaltos porfiríticos, masivos, con fenocristales de plagioclasas y piroxenos. La matriz es bastante fina. No hay efectos de metamorfismo regional y la alteración secundaria se debe a procesos hidrotermales submarinos. También están presentes brechas volcánicas, diabasas de grano fino, tufas, lapilli y cenizas volcánicas (Pereira, J. *et al.* 1984).

2.2.4.3 Eoceno-Oligoceno

La sedimentación durante el Eoceno-Oligoceno fue de carácter restringido, en relleno de aguas profundas. Únicamente se encontraron sedimentos de esta edad en los pozos Tigrillo-1, Tres Puntas-1 y Caracolito-1 (Castro, M. y Mederos, A. 1985). El Eoceno se subdivide en Inferior, Medio y Superior se desglosa a continuación.

Eoceno Inferior-Medio: Representado por la Formación Tigrillo, aparece discordante sobre el Cretácico en los pozos Tigrillo-1, Tres Puntas-1 y Caracolito-1. Comprende areniscas de grano fino a medio, lutitas masivas y limolitas laminares masivas, con calizas y material ígneo volcánico a metamórfico, las rocas volcánicas están constituidas por basaltos, brechas basálticas y una pequeña proporción de andesitas latitas y dacitas. Depositados en ambientes de aguas profundas con influencia de corrientes de turbidez (Castro, M. y Mederos, A. 1985).

2.2.4.4 Oligoceno

Se encuentra descrito por la Formación Caracolito, discordante sobre Tigrillo cuando está ausente el Eoceno superior, fue depositada en aguas batiales, con probables corrientes de turbidez. Tiene un espesor de 3540' en Caracolito-1, que se adelgaza en dirección, Suroeste. Comprende lutitas y limolitas de color verdoso a gris, masivo o laminado, localmente calcáreo y glauconíticas; areniscas de color

verdoso de grano medio, que exhiben pobre escogimiento y baja esfericidad, a veces calcáreas (Castro, M. y Mederos, A. 1985).

2.2.4.5 Mioceno inferior-medio

Está constituido por la Formación Tres Puntas, concordante sobre los sedimentos del Paleógeno o discordante sobre el Cretácico, donde el Paleógeno no está presente, de ambiente batial en su sección inferior que pasa a prodelta y nerítico en su parte alta. Alcanza los 5900' de lutitas laminares masivas con intercalación de limolitas, interestratificadas con areniscas calcáreas de grano fino a medio, areniscas líticas menores proporciones de wackas sub-líticas, calizas y material piroclástico e ígneo. El espesor baja al Oeste, en el pozo Testigos-2 hasta 240' (Pereira, J. *et al.* 1984).

Desde el Mioceno Medio, el relieve de la región fue modificado, en el cual se inició una amplia subsidencia con la consiguiente transgresión marina y la sedimentación, logra su mayor desarrollo en la cuenca de Carúpano. Los sedimentos correspondientes a Mioceno Superior-Pleistoceno se depositaron en aguas someras tropicales (Pereira, J. *et al* 1984).

2.2.4.6 Mioceno superior-Plioceno

Representado por la Formación Cubagua, concordante sobre Tres Puntas, de ambiente nerítico hasta batial con aguas tropicales someras de mar abierto detrás de arrecifes en su parte superior, donde está constituida litológicamente por bancos de moluscos y briozoarios, calizas arrecifales sacaroideas, areniscas cuarzosas grises, de grano fino, subredondeado, de esfericidad media, areniscas calcáreas, calizas micríticas grises, calcarenitas, caliza bioclástica interestratificada con lutitas gris oliva masivas y laminares con glauconita, arcillas y limolitas grises y como material

accesorio hay cuarzo, lignito y pirita. Hacia la parte inferior la formación cambia a sedimentos de aguas más profundas con una litología consistente de lutitas grises, con glauconita y abundantes nódulos de pirita acompañadas de limolitas grises y se presentan algunos intervalos arenosos interdigitados con los clásticos más finos, posiblemente llevadas allí por corrientes de turbidez. Ocasionalmente aparecen en los clásticos más gruesos componentes metamórficos y volcánicos (Pereira, J. *et al.* 1984).

2.2.4.7 Plioceno Tardío-Pleistoceno

Está descrito por la Formación Cumaná, de ambiente marino somero, obtiene en Dragón-3 su máximo espesor de 2248'. Es concordante sobre Cubagua y está compuesta por calizas orgánicas, calizas micríticas y lodolitas intercaladas con arcillas, con abundantes fragmentos de equinodermos, pelecípodos, briozoarios y otros moluscos y areniscas calcáreas o cuarzosas de grano muy fino muy calcáreas, limolitas de color oliva, además de nódulos de pirita, lignito, *chert*, granos de cuarzo y micas claras. Hay también en partes rocas volcánicas y basálticas transportadas (Castro, M. y Mederos, A. 1985).

2.2.4.8 Reciente

La columna estratigráfica culmina con sedimentos no consolidados aluvionales (Pereira, J. *et al.* 1984).

2.3 Datos disponibles

En la zona del Norte de Paria se han hecho diversos levantamientos sísmicos 2D y 3D con una gran extensión. En la zona de estudio, existen 2 levantamientos sísmicos 2D convencionales de carácter regional, que se extiende desde el este de la

Isla de Margarita hasta el límite de la línea de Trinidad, totalizando aproximadamente 17000 Km de líneas sísmicas (Levantamiento Norte de Paria y Este de Margarita). En la zona del "Alto Estructural de Patao" hay otro levantamiento sísmico 3D adquirido en el año 2008. (Tabla 2.1). Estos levantamientos se muestran en las figuras 2.8 y 2.9.

Tabla 2.1 Levantamientos Sísmicos 2D y 3D realizados en el Norte de Paria.

Nombre del Levantamiento	Nº de Línea	Área (Km ²)	Año
Este de Margarita 72 (EM 72A)	84	5976,03	1972
Norte de Paria 80 B (NP-80B)	163	8353,55	1980
Norte de Paria 85 B (NP-85B)	52	1326,61	1985
Norte de Paria 91 B (NP-91B)	69	2187,77	1991
Norte de Paria NPRC07G-3D	No aplica	2452.46	2008

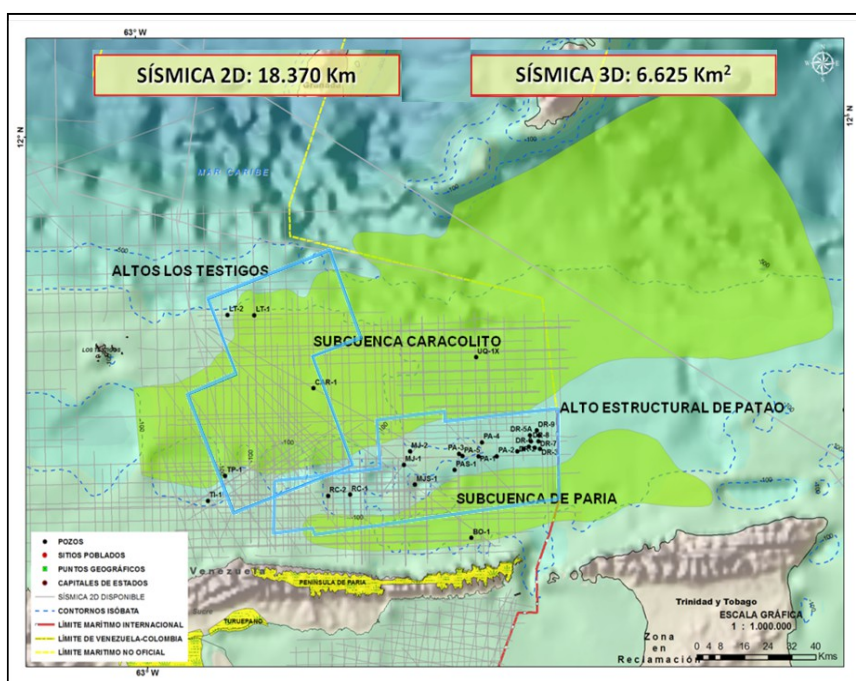


Figura 2.8 Levantamientos Sísmicos 2D y 3D adquiridos en el Norte de Paria (Modificado de PDVSA, 2010).

Proyectos exploratorios llevados a cabo en la cuenca de Carúpano desde los años 70, han dejado un total de 29 pozos perforados, 21 exploratorios y 8 en desarrollo, logrando la exploración y descubrimiento de importantes volúmenes de gas, haciendo que se le considere como una zona de gran potencial hidrocarburífero (Figura 2.9).

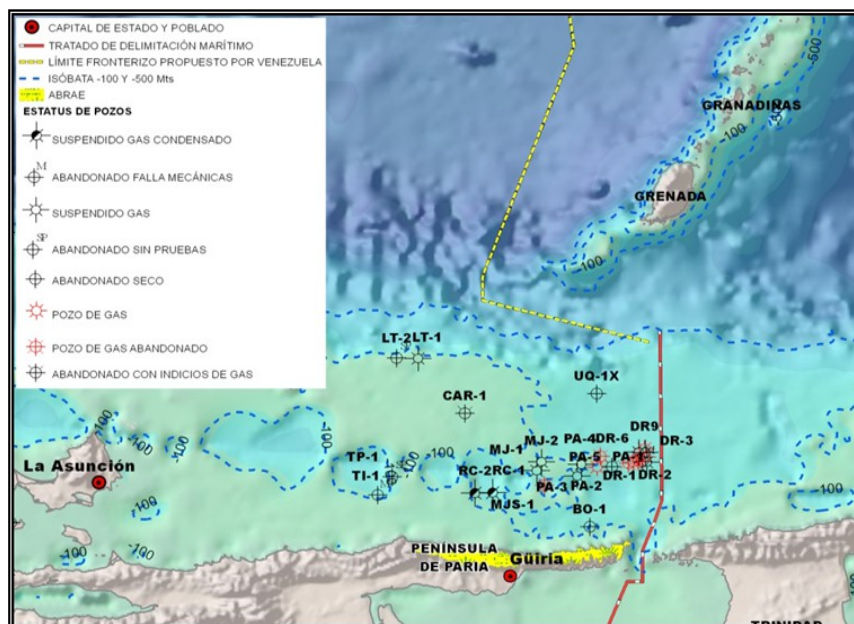


Figura 2.9 Pozos perforados en el área (Garbán, A. 2017).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

Garbán, A. (2017) en su trabajo de grado **CARACTERIZACIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA DE DEPÓSITOS TURBIDÍTICOS DE ÉPOCA MIOCENO TARDÍO-PLIOCENO TEMPRANO, CUENCA DE CARÚPANO. SUBCUENCA DE CARACOLITO. COSTA AFUERA. VENEZUELA**, planteó caracterizar sismoestratigráficamente tres posibles depósitos turbidíticos de época Pliocena a través de la generación de un modelo secuencial de 3^{er} Orden en el transecto Norte-Sur SC-1 comprendido por los pozos U1-X hacia el norte y P4-X y P1-X hacia el sur, cortando transversalmente la subcuenca de Caracolito y el "Alto Estructural de Patao", Este modelo fue validado con información bioestratigráfica y sedimentológica y curvas de registros eléctricos ya existente, estando presentes los sistemas encadenados *HST*, *FSST*, *LST* y *TST*. Los posibles depósitos identificados en la sísmica fueron delimitados arealmente por medio de la interpretación, ubicándose estos en el sistema encadenado de Alto Nivel (*HST*), considerándose para los mismos una moderada calidad de reservorio. Estas oportunidades fueron debidamente documentadas, basadas el cálculo volumétrico resultando la oportunidad con mayor expectativa Carúpano Media con un total de 369 MMMPCN de gas seco seguida por la Carúpano Profunda con 159 MMMPCN y por último la Carúpano Somera con 55 MMPCN de gas seco asociado.

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). (2013), a través del **PROYECTO GENERADOR DE PROSPECTOS (PGP) NORTE DE PARIA**, documentó y evaluó técnica - económicamente 6 oportunidades exploratorias, visualizadas previamente por PECA de manera de generar un portafolio de prospectos,

incorporándolos a la base de recursos. En total se maduraron 2 a nivel de prospecto, 1 quedó con el mismo nivel de madurez y 3 se desincorporaron. Se visualizaron y maduraron a nivel de prospecto (8) nuevas oportunidades, para un total de (10) prospectos definidos en el área a nivel del Mioceno Tardío - Plioceno, con las siguientes expectativas 1799,60 MMM PCG.

Shell, (2003) los estudios realizados por esta compañía, identificaron unas expectativas de reservas de Gas en la subcuenca de Caracolito por el orden de 23.0 TCF en el área Norte de Paria. Representadas por 7 *leads* de tipo estratigráficas, así como 2 *plays* de tipo *Pinch-out* ubicadas al norte y dos *plays* de tipo estructurales al sur-oeste. Los datos sísmicos utilizados fueron los volúmenes sísmicos 3D de Río Caribe (RC-91B-3D) y Norte de Paria (Norte de Paria 01B 3D) que cubren un área aproximada de 1.500 Km², adquiridos y procesados en 1992, y 6.850 Km lineales de sísmica 2D, grabados y procesados en 1.980, 1.985 y 1.991 de un total de 9.050 Km, de los cuales se reprocesaron 3.510 Km.

El Proyecto de Exploración por Hidrocarburo Costa Afuera de Venezuela (PECA), (2000), nació por la necesidad de documentar el potencial de hidrocarburos por descubrir en el subsuelo de la plataforma continental de Venezuela, a través de un estudio que pudiera optimizar el conocimientos del sistema petrolífero de sus cuencas y por consiguiente, la identificación de las oportunidades exploratorias, que con sus riesgos asociados conformará una base de recursos confiables. Finalmente en el año 2000, se tiene el Proyecto de Exploración por Hidrocarburos Costa Afuera de Venezuela (PECA), realizado por PDVSA-CVP, en el cual se evaluó el potencial de hidrocarburos por descubrir en 120.000 Km² de área, ubicados principalmente en la plataforma Continental Venezolana, desde el Este de la Ensenada de la Vela en Falcón hasta la Plataforma Deltana del río Orinoco en el extremo oriental. Como consecuencia se identificaron oportunidades exploratorias que conforman una base de recursos confiable.

Ysaccis, R. (1997), presentó un trabajo sobre la evolución terciaria de las cuencas Costa Afuera, que explica las principales estructuras que dominan las cuencas de Carúpano y Cariaco producto de la falla dextral transcurrente entre la placa del Caribe y la Placa Suramericana donde se originan los principales eventos geológicos en el Noreste de Venezuela (Falla de San Sebastián y El pilar).

Lagoven, fue la primera organización que exploró el Norte de Paria durante un período de 1978 a 1982. Utilizando una malla gruesa de 3450 km de sísmica 2D, perforando un total de 20 pozos, de los cuales 14 tuvieron éxito y se definió la extensión de los descubrimientos de gas de las áreas, Río Caribe, Patao, Dragón, Mejillones, y Los Testigos. El resto de los pozos perforados (6 en total) representa el alcance de la evaluación realizada en la superficie que rodea a estas acumulaciones de gas. Durante el período comprendido entre 1991-1996, un consorcio de empresas (Lagoven, Shell, Exxon y Mitsubishi) trabajaron juntos en el Proyecto Cristóbal Colón para evaluar las acumulaciones de gas conocidas, además de la determinación de cualquier potencial de exploración en la región. Los resultados del estudio sugieren la posibilidad de exploración de 1,5 billones de pies cúbicos de gas.

3.2 Fundamentos teóricos

3.2.1 Estratigrafía secuencial

Estratigrafía secuencial es una metodología que proporciona un marco depositacional para los elementos de cualquier entorno, facilitando la reconstrucción paleogeográfica y la predicción de facies litológicas lejanas al punto de control. Este marco vincula los cambios en los patrones de apilamiento con las respuestas en la variación de suministro y acomodamiento de sedimentos a través del tiempo. Los patrones de apilamiento permiten determinar el orden en el que los estratos fueron

depositados, y explican la relación geométrica y la arquitectura sedimentaria de los estratos (Sprague, *et al.* 2002 en Catuneanu, *et al.* 2011).

3.2.2 Aporte de sedimento

Se denomina tasa de aporte de sedimento de una cuenca, a la tasa del volumen de sedimento introducido en la misma, desde las fuentes fluviales y no al redistribuido por la erosión costera. La tasa de aporte de sedimento es un factor importante que controla, en relación a los cambios del nivel relativo del mar, y los regímenes de energía costera, la evolución de los patrones de sedimentación en la plataforma (Malandrino, G. 2013).

3.2.3 Acomodación del sedimento

Es el volumen del espacio disponible a ser rellenado por el sedimento en cualquier localidad, es decir, la acomodación es el espacio disponible para la acumulación de sedimento (Malandrino, G. 2013)

3.2.4 Ciclos eustáticos

Son intervalos de tiempo geológico, durante los cuales se produce a escala global, un ascenso y descenso del nivel medio del mar. Se han reconocido seis (6) órdenes de ciclos eustáticos: ciclos de primero a sexto orden o megaciclos, superciclos, ciclos y paraciclos eustáticos de cuarto a sexto orden (Tabla 3.1).

Tabla 3.1 Jerarquía de los ciclos estratigráficos

Orden	Duración (M.a)	Tipo de ciclo	Causa
I	>200	Ciclos de invasión continental	Tectono-eustasia o un rompimiento continental
II	3-200	Ciclos de facies transgresivas	Cambios en la tasa de subsidencia tectónica, tectono-eustasia o suministros de sedimentos
III	0.5-3	Ciclo de secuencia	Glacio-eustacia?
IV	0.08-0.5	Paraciclos periódicos (episódicos) o ciclos de secuencia de alta frecuencia	Ciclos orbitales de Milankovith-clima, procesos autocíclicos
V	0.03-0.08		
VI	0.01-0.03		

3.2.5 Sistemas deposicionales

Es un conjunto tridimensional de litofacies que son depositadas bajo condiciones deposicionales similares (Brown y Fisher, 1977). Cada sistema deposicional consiste de varios sistemas encadenados producidos durante un ciclo eustático. Los sistemas deposicionales observados en secuencias estratigráficas incluyen abanicos submarinos, lóbulos y canales turbidíticos, relleno de valles incisos, deltas, depósitos de plataforma externa, dunas fluviales, depósitos de plano costero en clásticos, así como arrecifes, plataforma interna y evaporitas en carbonatos, entre otros (Ragusa, 1993 en Chacón, *et al.* 2013). Es el producto de sedimentación en un ambiente de deposición particular, por lo tanto, incluye el conjunto tridimensional de estratos cuya geometría y facies conducen a la interpretación de un entorno paleodepositacional específico. Los sistemas deposicionales forman los bloques de construcción de sistemas encadenados, representando este último un elemento esencial en el concepto para la correlación estratigráfica y la genética interpretación de la relleno de la cuenca sedimentaria.

3.2.6 Sistemas encadenados o sistemas sedimentarios (*Systems tracts*)

Se conoce como sistema encadenado al ensamblaje tridimensional de los sistemas de depositación de la misma edad o contemporáneos. Cada sistema sedimentario está asociado a un segmento de la curva eustática y puede ser identificado por características perceptibles a simple vista en afloramientos, perfiles sísmicos y registros eléctricos. Se reconocen 4 sistemas sedimentarios principales y cada uno de estos sistemas representa la sedimentación durante una fase particular del ciclo sedimentario regresivo-transgresivo-regresivo. La arquitectura interna de un sistema encadenado puede variar en gran medida con la escala de observación, a partir de una sucesión de facies para establecer una parasecuencia o un conjunto de secuencias de frecuencias más altas (Cartuneanu, *et al.* 2011).

3.2.6.1 Sistemas de alto nivel / *Highstand System Tract (HST)*

Los sistemas de alto nivel (*HST*), se forman cuando la tasa de aumento del nivel relativo del mar desacelera pero no así, la tasa de aporte de sedimento, formándose un sistema generalmente regresivo (Figura 3.1). El tren depositacional y los patrones de apilamiento son una combinación de procesos agradacionales y progradacionales (Catuneanu, O. 2006).

El *HST* está limitado en su base por una superficie estratigráfica de máxima inundación (*MFS*) y en su tope por una superficie compuesta (*SU*, *BSFR* y/o *RSME*) que incluye una discordancia subaérea (definición enfatizada por Sloss *et al.* (1949), Esta es una superficie de erosión o no depositación creada generalmente durante la caída del nivel base por procesos subaéreos tales como incisión fluvial, con degradación, *bypass* de sedimentos, o pedogénesis (Catuneanu, O. 2006), la *BSFR* (superficie basal de la regresión forzada, por sus siglas en inglés) y la porción más

vieja de *RSME* (superficie regresiva de erosión marina, por sus siglas en inglés), son empíricamente reconocidas y nombradas por Plint (1988).

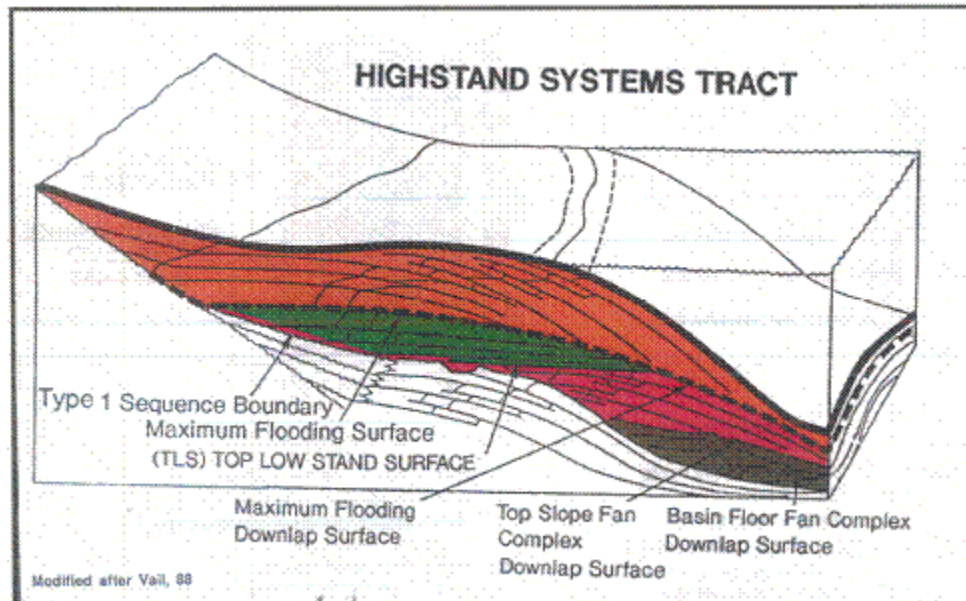


Figura 3.1 Secuencia, límites de secuencias y superficies de contacto de los cuerpos sedimentarios producibles en un sistema de alto nivel (Posamentier, *et al.* 1988).

3.2.6.2 Sistema Encadenado de Regresión Forzada / *Falling-Stage System Tract (FSST)*

Se forma durante la regresión forzada de la línea de costa y está limitado en su tope por una superficie compuesta que incluye una discordancia subaérea *SU* con su superficie correlativa *CC* (definida por Hunt and Tucker, 1992) y la porción más joven de la superficie de regresión marina *RSME* por su siglas en inglés. En su base está limitado por la superficie basal de la regresión forzada *BSFR* y por la porción más vieja de la *RSME*. Los depósitos de la regresión forzada consisten de sedimentos de facies someras a profundas.

El *FSST* puede ser subdividido en dos etapas: una temprana y una tardía, en el caso de los procesos depositacionales en la etapa temprana de la regresión forzada, la mayoría de los sedimentos son atrapados en la línea de costa, en el sistema de *shoreface* superior y en los *offlapping* de los deltas de borde de plataforma en este mismo periodo de tiempo, los sedimentos de grano fino comienzan a depositarse en ambientes de aguas profundas desarrollados los llamados *mudflow* caracterizados por un incremento en la relación de arena/lutita. En la etapa tardía el balance de los depósitos sedimentarios se ven favorecidos los ambientes de aguas profundas donde son atrapados mayor cantidad de sedimentos, en este punto, la discordancia subaérea sigue originándose y expandiéndose hacia la cuenca hasta el final de la caída del nivel base.

3.2.6.3 Sistema Encadenado Transgresivo/*Transgressive Systems Tract (TST)*

Los sistemas transgresivos (*TST*) se forman cuando el nivel relativo del mar aumenta o sube más rápido que la tasa de sedimento. Cuando esto sucede, el sistema de bajo nivel se cambia de un apilamiento regresivo a uno transgresivo. Esto sucede muy rápidamente, ya que cuando el nivel del mar comienza a subir, la subida del nivel relativo del mar se acelera. Todo depósito transgresivo que se acumula sobre la superficie transgresiva, forma el sistema encadenado transgresivo (Van Vagoner, Posamentier, Mitchum y Cols, 1988) (Figura 3.2)

Este sistema encadenado está limitado por el *MRS* en su base y por el *MFS* en su tope. Se forma durante el incremento del aumento del nivel base, cuando este sobrepasa el volumen de sedimentos presentes en el sistema (Catuneanu, 2006). Esto se puede reconocer en las líneas símicas por el patrón retrogradacional de los reflectores símicos, estos finalizan en *onlapping* contra superficies *SU*, (*MRS*, *WRS*, *TRS*) y *CC*, esta interpretación es corroborada en los registros de *Gamma Ray* donde

se muestran un patrón granodecreciente hacia arriba tanto en sucesiones marinas y no marinas (Figura 4.9).

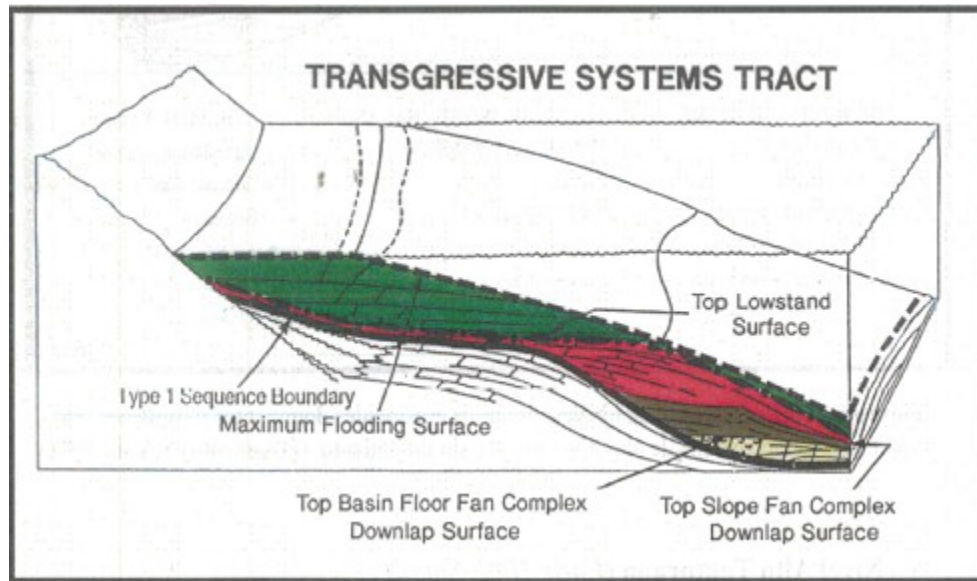


Figura 3.2 Secuencias, límites de secuencias y superficies de contactos de los cuerpos sedimentarios producibles en un sistema transgresivo (Posamentier, *et al.* 1988).

3.2.7 Estratigrafía sísmica

Es el estudio de la estratigrafía de secuencias apoyado en un marco básico geológico/ geofísico pero interpretado a partir de datos sísmicos. La Estratigrafía de Secuencias y sus superficies límites son definidas a partir del análisis geométrico de los reflectores sísmicos, complementado con datos de pozos (edad y litología) y de afloramientos (cuando sea posible).

Una vez identificadas las superficies límites, las facies sísmicas pueden ser interpretadas sobre la base de los tipos de configuraciones internas y características de la reflexión sísmica (amplitud, frecuencia, continuidad, etc.) y deberían, si es posible, ser calibradas con la información litológica e interpretaciones de facies

deposicionales derivada de los pozos. Un análisis estratigráfico sísmico completo requiere del mapeo de las secuencias estratigráficas y de las facies sísmicas en tres dimensiones (Falcón, R. 2014).

3.2.8 Interpretación de la secuencia sísmica

Consiste en definir los paquetes de reflexiones genéticas en función de secuencias sísmicas y de sistemas encadenados sísmicos, identificando discontinuidades sobre la base de las terminaciones de los patrones de reflexión (Falcón, R. 2014). Se reconocen cinco patrones (Figura 3.3):

1. Dos patrones, *onlap* y *downlap*, ocurren sobre la discontinuidad.
2. Tres patrones, truncamiento, *toplap* y truncamiento aparente, ocurren debajo de la discontinuidad.

❖ Solapamiento (*onlap*): relación geométrica de estratos inicialmente horizontales que se acuñan contra una superficie inclinada. Puede definirse también para un paquete de estratos inicialmente inclinados que se acuñan contra una superficie de mayor inclinación inicial (Mitchum, R. *et al.* 1977).

❖ Cuña de progradación (*downlap*): relación geométrica en la cual estratos inicialmente inclinados hacia la cuenca, terminan contra capas inicialmente horizontales o de menor inclinación (Mitchum, R. *et al.* 1977).

❖ Cuña cresta (*toplap*): relación geométrica que enfatiza la terminación de estratos inclinados contra superficies suprayacente menos inclinadas. Esta geometría ocurre cuando hay transporte de sedimentos por encima del estrato sin deposición, produciéndose sólo una erosión menor (Mitchum, R. *et al.* 1977).

❖ Truncamiento: terminación de estratos o reflectores sísmicos inclinados contra una superficie discordante. Situación que permite delimitar el tope de una secuencia depositacional (Mitchum, R. *et al.* 1977).

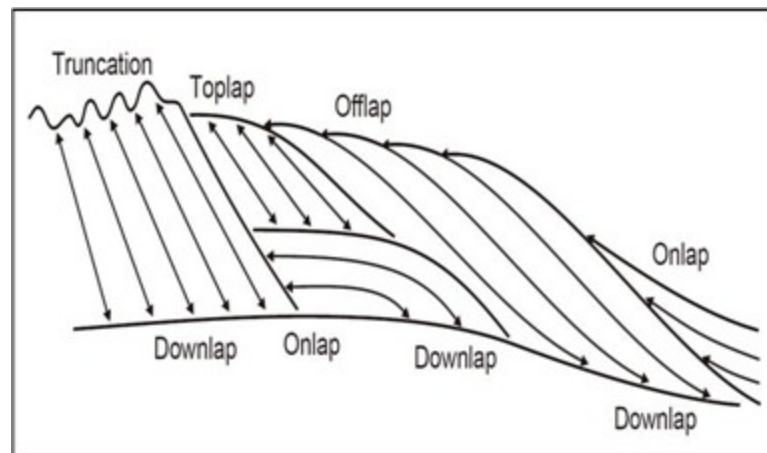


Figura 3.3 Terminaciones de reflectores sísmicos (Modificado de Emery and Myers, 1996 en Catuneanu, O. 2006).

3.2.9 Calibración sísmica-pozo

Según Falcón, R. (2014) el amarre del registro sísmico tiene como propósito “amarrar la información de los registros de pozo a la sección sísmica”, dicho esto a continuación se establecen los pasos a seguir para realizar dicho amarre:

1. Calibrar o amarrar la profundidad medida del registro con el tiempo sísmico de la sección.
2. Conocer que causa las reflexiones sísmicas, mediante el entendimiento de los patrones de interferencia constructiva y destructiva de las ondículas individuales que se originan de los contrastes de impedancia.

3. Es recomendable que los análisis de secuencias en los perfiles sísmicos y en los registros de pozos se realicen independientemente, a fin de que las discontinuidades estratigráficas sean identificadas tan objetivamente como sea posible antes del amarre del registro sintético.

4. Después que los amarres sintéticos se completan, los límites de las secuencias y de los sistemas encadenados pueden ajustarse a la mejor solución.

3.2.10 Modelos estratigráficos

Actualmente existen varios modelos estratigráficos dentro de los cuales destacan tres subdivisiones tales como el Modelo de Secuencias Depositacionales presentado por el Grupo Exxon (Vail y otros, 1977; Posamentier y otros, 1988; Van Wagoner y otros, 1990; Mitchum y Van Wagoner, 1991; Haq, 1991 entre otros), el modelo de Secuencia Genéticas de Galloway (1989) y el modelo transgresivo – regresivos desarrolladas por Embry (1993) (Catuneanu, O. 2006).

3.2.10.1 Modelo de secuencia genética

Una secuencia estratigráfica genética fue definida por Galloway (1989), como “la porción discordante de la superficie de máxima inundación (*MFS*) es el tipo específico de discordancia que define este tipo de secuencia. Las superficies correlativas que componen el resto de este tipo de secuencia de límite son las porciones diastémicas y continuidades de superficie de máxima inundación *MFS*”.

El modelo de secuencia genética – estratigráfica utiliza superficies de máxima inundación como límites de secuencia, tanto en mar y en las partes continentales de una cuenca sedimentaria y es subdividida en sistemas encadenados de alto nivel (final

de subida), bajo nivel (caída y subida temprana) y transgresivos similares a la secuencia depositacional II (Santiago, N. *et al.* 2014).

3.3 Definición de términos básicos

3.3.1 Secuencia estratigráfica

Es una sucesión de estratos genéticamente relacionados, limitados por discordancias o sus superficies correlativas (Mitchum, *et al.* 1977).

3.3.2 Discordancia

Se define como una superficie que en su tope tiene como límite una interrupción de la continuidad de depositación, y corresponde a un intervalo de tiempo sin sedimentación con degradación superficial y sobre todo, erosión (tanto aérea como acuosa) que ha precedido la depositación de los estratos sucesivos. A esa superficie casi siempre se asocia la ausencia de paralelismo entre los estratos (Malandrino, G. 2013).

3.3.3 Nivel base

Nivel Base según Bates y Jackson (1987) se refiere al “límite teórico o el nivel más bajo hacia el cual la erosión de la superficie de la Tierra constantemente avanza, pero rara vez, o nunca, se alcanza. Por lo general el final del nivel base de la superficie de la tierra es el nivel del mar”. Nivel Base según Posamentier y Allen (1994) es “el nivel que alcanza un río en su desembocadura (es decir, ya sea el nivel del mar o el nivel del lago), y constituye la superficie a la que está anclado el perfil de equilibrio”. Nivel Base según Cross, (1991) es “una superficie de equilibrio entre la erosión y depositación”.

3.3.4 Transgresión y regresión

Son términos que se refieren a los procesos de migración de la línea de costa, en dirección al continente o hacia el mar, a través del tiempo geológico. Las transgresiones están controladas por una interrelación entre el aporte de sedimentos y el ascenso relativo del nivel del mar, cuando la tasa de ascenso del nivel del mar supera a la de aporte sedimentario. Las regresiones ocurren cuando el influjo neto de sedimentos excede a la capacidad del nuevo espacio creado (acomodamiento) durante un ascenso relativo del nivel del mar, de tal manera que la línea de costa se desplaza hacia el mar (regresión normal) (Falcón, R. 2014).

3.3.5 Patrones de apilamiento

Los criterios involucrados en la definición de patrones de depositación incluyen las geometrías y facies, relaciones que surgen de la interacción entre el alojamiento disponible y el suministro de sedimentos en el tiempo deposicional. Los patrones de apilamiento relacionados a *Shoreline* se definen por combinaciones de las tendencias de deposición que pueden estar vinculados a tipos específicos de la trayectoria litoral: regresión forzada (*forestepping* y peldaños descendentes en la costa, interpretado como resultado de alojamiento negativo); regresión normal (*forestepping* y *upstepping* en el costa, interpretado como el resultado de acomodación positivo y sobrellenado); y la transgresión (*backstepping* en la costa, interpretado como el resultado de acomodación positivo sin rellenar). La importancia de las trayectorias del litoral, sea o no dentro de un contexto estratigráfico secuencial, se reiteró por Helland-Hansen y Hampson (2009) (Cartuneanu, *et al.* 2011).

3.3.6 Unidades cronoestratigráficas

Son las unidades estratigráficas de mayor alcance geológico, pues organizan a los estratos de acuerdo a su edad, permitiendo conocer las relaciones temporales entre los estratos y la correlación en tiempo entre las secuencias de estratos de una misma cuenca y entre diferentes cuencas, que son aspectos fundamentales en la reconstrucción histórica de los eventos depositacionales (Falcón, R. 2014).

3.3.7 Trampas Estratigráficas

Una variedad de contenedor geológico sellado con capacidad para retener hidrocarburos, formado por los cambios producidos en el tipo de roca o por acuñamientos, discordancias, o rasgos sedimentarios, tales como los arrecifes (Schlumberger, 2017) (Figura 3.4).

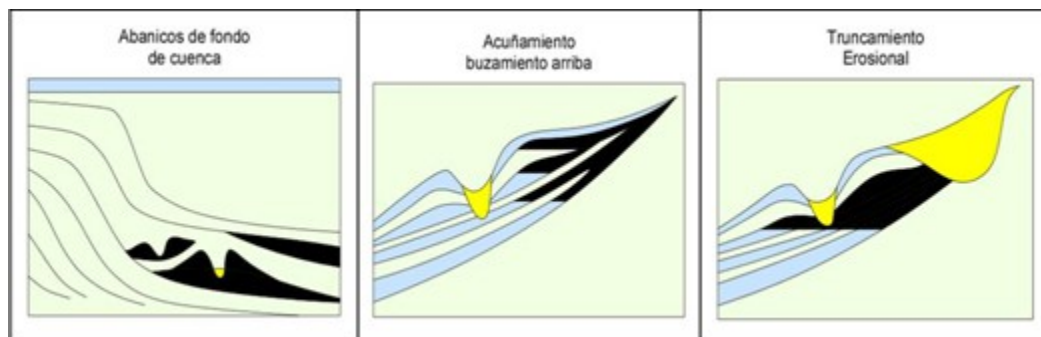


Figura 3.4 Diagrama esquemático de diferentes estilos de trampas estratigráficas para escenarios marino profundo (Modificado de Worral, *et al.* 2001 en Pinto, A. 2008).

3.3.8 Trampas mixtas

Están formadas por la combinación de trampas estratigráficas y trampas estructurales (Usmpetrolero, 2012) (Figura 3.5).



Figura 3.5 Trampas mixtas más comunes (Modificado de Usmpetrolero, 2012).

3.3.9 Corrientes de turbidez

Mezcla de masas de agua y sedimentos que fluyen por la plataforma continental. Accionadas por la gravedad alcanzando hasta 70 m/h de velocidad, aunque suelen moverse más despacio. Las corrientes de turbidez se dan una vez cada 100 años de media (Schlumberger, 2017).

3.3.9.1 Turbiditas

Son depósitos de corrientes de turbidez depositados en aguas profundas. Se caracterizan por la presencia de fauna alóctona de poca profundidad, interestratificados con limos, arcillas de aguas profundas y sedimentos retrabajados por la corriente de fondo (Schlumberger, 2017).

3.3.10 Atributos Sísmicos

Los atributos sísmicos pueden definirse como medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estáticas calculados o derivados a partir de los datos sísmicos, Chen y Sydney (1997). Presentan información a través

de los parámetros fundamentales de las ondas, como amplitud, frecuencia, fase, polaridad y atenuación. Los atributos sirven de ayuda visual, al realzar o cuantificar rasgos de interés para la interpretación. Un buen atributo sísmico es aquel que es directamente sensible a los rasgos geológicos deseados o propiedades de yacimientos de interés, o permite definir el ambiente de depositación y contexto estructural, y que además brinda la capacidad de inferir características y propiedades de interés (Chopra, S. y Mrafurt, K. 2007).

3.3.11 Conversión tiempo-profundidad

Es un paso fundamental en el método de sísmica de reflexión, donde se convierte el tiempo de viaje de la onda acústica a la profundidad actual, basado en la velocidad de medio en donde ocurre esta propagación. Este proceso integra diversas fuentes de información sobre la velocidad del medio (subsuelo) que están incluidas generalmente en un volumen de datos que conforman el modelo de velocidad, el cual será utilizado para realizar el proceso de conversión del dominio del tiempo (TWT) a la profundidad, el producto final de este proceso es el de tener una referencia en profundidad de las imágenes sísmicas como también, de la interpretación de los horizontes que se hayan realizado sobre estas (Medina, M. 2011).

3.3.12 Play

Es una acumulación potencial de hidrocarburos en una cuenca sedimentaria, pero que necesita de adquisición de datos y/o evaluación de los elementos esenciales de procesos del sistema petrolífero para definir “*leads*” específicos o prospectos (Cárcamo, A. *et al.* 2013).

3.3.13 Oportunidad Exploratoria (*Lead*)

Es una acumulación potencial de hidrocarburos en una cuenca sedimentaria que aún necesita de adquisición de nuevos datos y/o estudios para clasificarla como un prospecto (Cárcamo, A. *et al.* 2013).

3.3.13.1 Tipos de *Leads*

El tipo de *lead* se determina de acuerdo a la documentación recopilada que se tenga del mismo, clasificándose como: *Lead A*, las oportunidades con suficiente soporte técnico; *lead B*, las oportunidades con soporte técnico parcial; y *lead C*, las oportunidades sin soporte técnico. De acuerdo a la clasificación interna de PDVSA.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

4.1 Tipo de Investigación

Según Sabino, C. (1992), en las investigaciones descriptivas “Su preocupación primordial radica en describir algunas características fundamentales de conjuntos homogéneos de fenómenos. Las investigaciones descriptivas utilizan criterios sistemáticos que permiten poner de manifiesto la estructura o el comportamiento de los fenómenos en estudio, proporcionando de ese modo información sistemática y comparable con la de otras fuentes”.

Basándose en este concepto la investigación es de tipo descriptiva, ya que a partir del análisis e interpretación del comportamiento de los reflectores sísmicos y registros eléctricos de pozos, se interpretará sismoestratigráficamente el intervalo Mioceno Tardío-Plioceno Temprano para evaluar las oportunidades exploratorias ubicadas en la cuenca de Carúpano, subcuenca de Caracolito, con el fin de reducir su incertidumbre exploratoria.

4.2 Diseño de la investigación

Según Arias, F. (1999) el diseño de la investigación “es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado”.

El autor define la investigación documental como: “Es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de

este diseño es el aporte de nuevos conocimientos" (Arias, F. 2012). Se considera la presente investigación como documental, debido a que se basará en la búsqueda de toda información existente sobre el tema en cuestión, ya sea material impreso o digital, que permitan el avance en el proceso de investigación; para luego ser analizados e interpretados en la realización de la interpretación sismoestratigráfica en el intervalo del Mioceno Tardío-Plioceno Temprano para evaluar la incertidumbre exploratoria de las oportunidades ubicadas en la cuenca de Carúpano, subcuenca de Caracolito.

4.3 Flujograma de Trabajo

La metodología utilizada para el análisis sismoestratigráfico, se muestra en la figura 4.1. El análisis estratigráfico-secuencial del intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano, se realizó en un transecto sísmico regional para trazar las terminaciones, determinar las superficies e identificar los sistemas encadenados. Posteriormente se realizó la integración de la interpretación sísmica, registros, sedimentología y bioestratigrafía en los pozos donde existía dicha información. Esta metodología fue establecida para la validación y maduración de las oportunidades exploratorias propuestas por la compañía *Shell* en el año 2003, a las cuales se les generó su debido soporte técnico para ser incluidas en la base de recursos de Proyectos Exploratorios Costa Afuera.

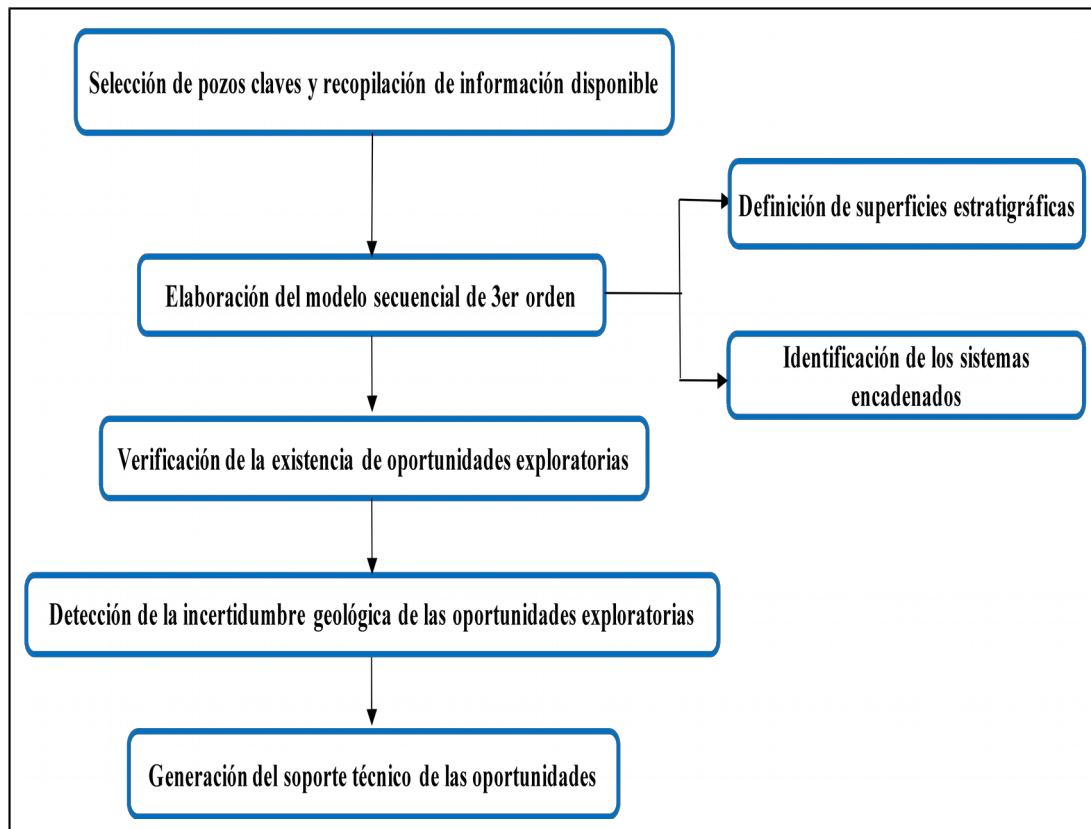


Figura 4.1 Flujograma de trabajo empleado durante el desarrollo de la investigación.

4.3.1 Recopilación de información

Se recopiló toda la información necesaria de los pozos claves del estudio, los cuales son: D1, A4, A3, J2, J1 y U1, para verificar la confiabilidad del dato bioestratigráfico, sedimentológico, de registros eléctricos y sísmico en la zona de interés. Para esto se hizo una revisión de los estudios llevados a cabo en el PGP Norte de Paria, 2013, obteniendo mayor información acerca del área de estudio (Figura 4.2).

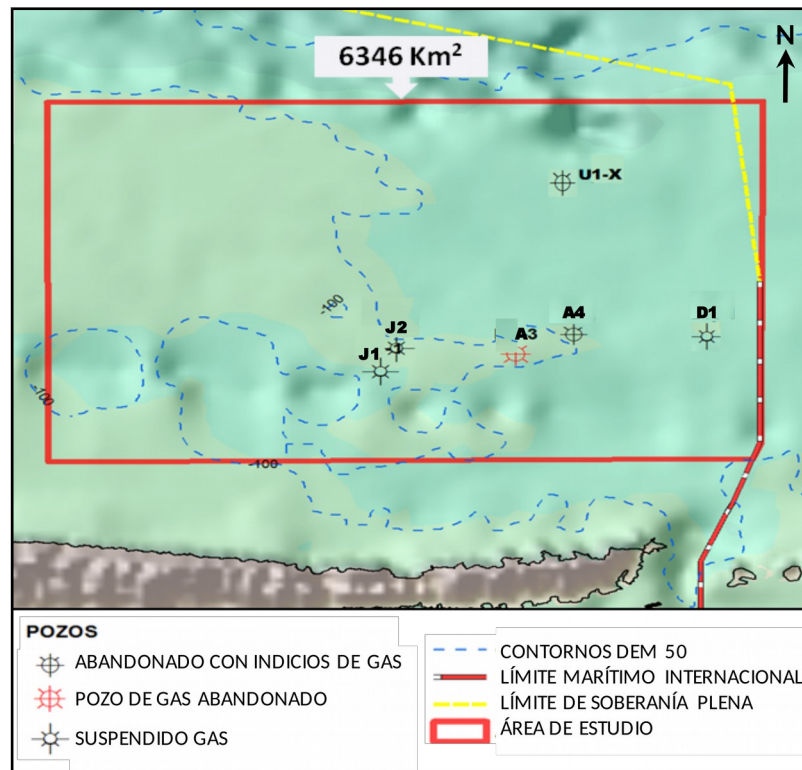


Figura 4.2 Ubicación de pozos claves

4.3.1.1 Dato bioestratigráfico

En la Tabla 4.1, se muestran los datos bioestratigráficos disponibles para los pozos claves. Este dato fue evaluado en el informe PGP Norte de Paria 2013 y PGP Dragón Norte 2016, donde se determinó la calidad y confiabilidad del dato bioestratigráfico en base a los bioeventos reportados, tomando como referencia la matriz de calidad de Audemard *et al.* 2000 (Figura 4.3), la cual considera el tipo de muestra analizada (núcleo o canal) y la cantidad de disciplinas usadas para estudiar las muestras. Se puede observar que todos los pozos presentan análisis de foraminíferos, siendo el pozo D1 el de mejor calidad.

Tabla 4.1 Calidad del dato bioestratigráfico en base a los bioeventos reportados.

Pozos	Disciplina			Núcleos	Secuencias definidas	Calidad
	Fora	Nano	Pali			
D1	X	X	-	X	K; Mio-Plio	Verde
A3	X	-	-	X	K; Mio med-Pleo	Amarillo
A4	X	-	-	X	Mio med-Pleo	Amarillo
J1	X	-	-	-	K; Mio med-Plio	Amarillo
J2	X	-	-	X	Mio med-Plio	Amarillo

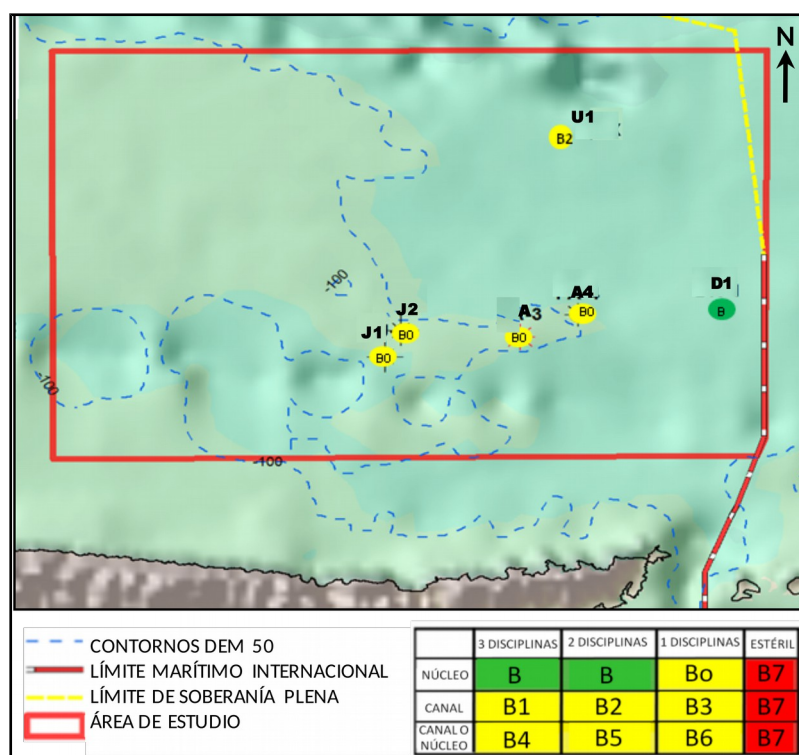


Figura 4.3 Mapa de calidad del dato bioestratigráfico para los pozos claves.

El color verde, indica pozos con datos confiables que permiten reconocer todos los límites de las secuencias; amarillo, indica pozos con datos confiables que permiten reconocer el tope del Cretácico y algunas de las secuencias interpretadas y

rojo, indica que ni los datos bioestratigráficos ni la litología permiten interpretar la posición de ninguno de los topes de manera confiable.

4.3.1.2 Dato sedimentológico

El estado de los núcleos de los pozos en el intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano, fue evaluado en el PGP Norte de Paria. En la (Figura 4.4), se puede observar que el núcleo del pozo J2, presenta buenas condiciones de preservación (color verde); los núcleos del campo Patao exhiben pobres condiciones de preservación (color amarillo), mientras que los pozos D1, J1 y U1 no tienen núcleo.

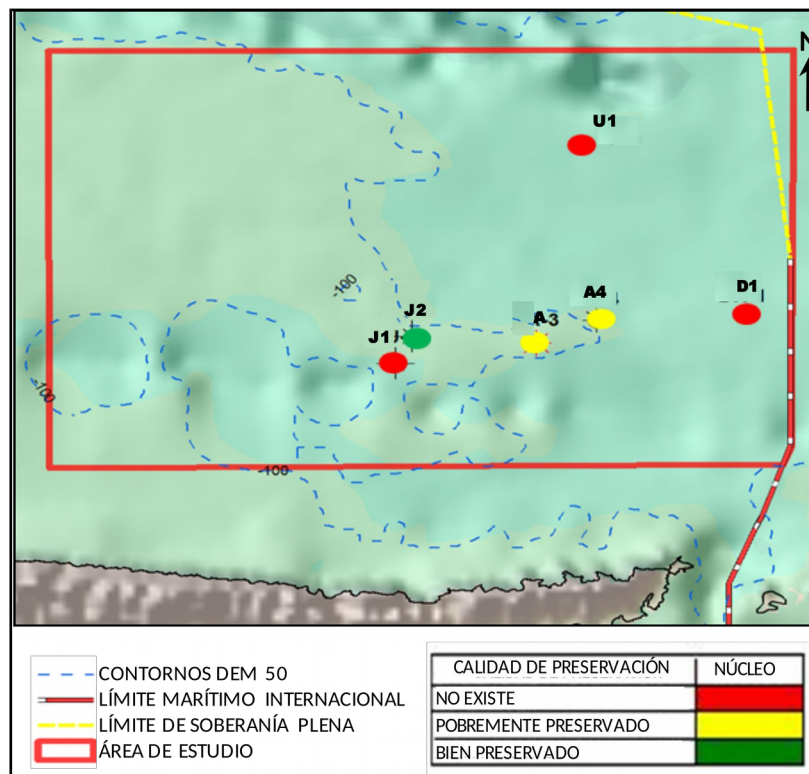


Figura 4.4 Mapa de calidad de los núcleos en el intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano.

4.3.1.3 Registros eléctricos:

En cuanto a los registros eléctricos, se muestra el *set* de curvas completo de cada pozo (Figura 4.5). Estas curvas fueron revisadas y validadas en el PGP Norte de Paria, 2013.

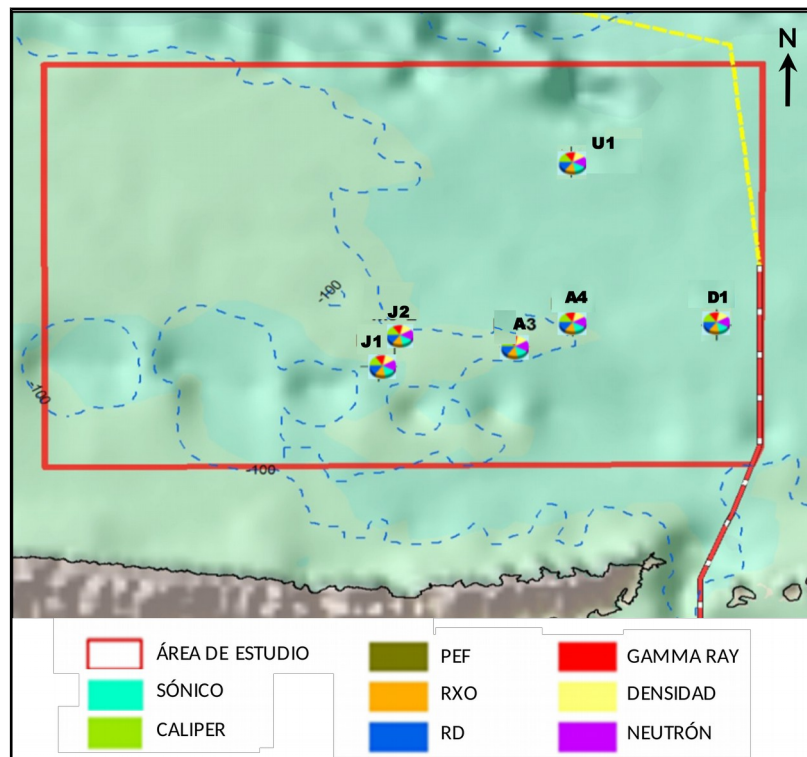


Figura 4.5 Registros tomados de los pozos D1, A3, A4, J1, J2 y U1.

4.3.1.4 Calidad del dato sísmico

Para conocer cuales líneas sísmicas 2D serían de utilidad para el estudio, se tomó en cuenta la calidad de las mismas (Figura 4.6), descartando aquellas que presentan una calidad baja, quedando las líneas que se muestran en la Tabla 4.2.

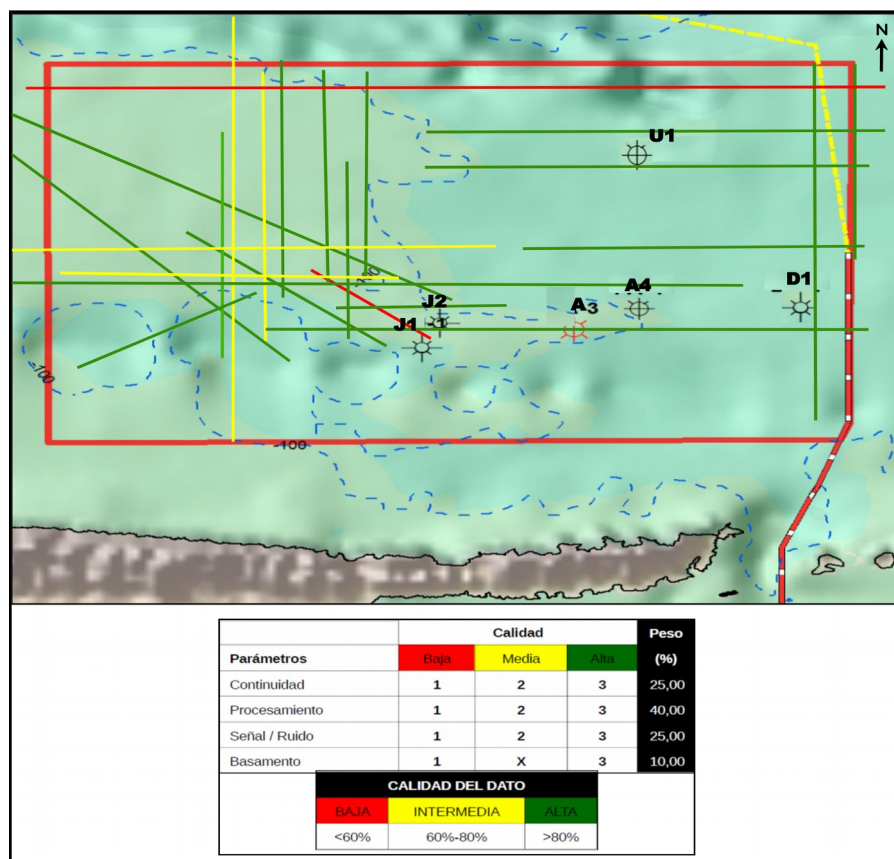


Figura 4.6 Calidad del dato sísmico.

Tabla 4.2 Líneas sísmicas seleccionadas para el estudio.

Líneas sísmicas 2D		
Norte-Sur	Este-Oeste	Transversal
NP-80B-134	NP-80B-037	NP-80B-170
NP-80B-140	NP-80B-043	NP-80B-172A
NP-80B-74A	NP-80B-045	NP-80B-176
NP-80B-84	NP-80B-049	NP-80B-81
NP-91B-43	NP-80B-27	
NP-91B-49	NP-80B-37A	
NP-91B-53	NP-91B-18	
NP-91B-59		

4.3.2 Elaboración del modelo estratigráfico-secuencial de 3^{er} orden

4.3.2.1 Generación del transecto "TS-1"

La definición del transecto, se hizo con la finalidad de realizar el estudio sismoestratigráfico; el mismo se basó en el transecto Este-Oeste definido en el informe PGP Norte de Paria, denominado A-A', obteniendo como resultado un transecto sísmico que se nombró como "TS-1", comprendido por los pozos: D1, A3, A4, J1 y J2, con una longitud de 126,67 km (Figura 4.7). La definición del transecto se vio muy influenciada por la disponibilidad y calidad de la información sísmica y de pozos en el área.

El transecto TS-1, es una combinación de las líneas del levantamiento 2D del Norte de Paria 1980, específicamente las líneas NP-80B -172A y NP-80B-140, empalmadas con una arbitraria del levantamiento 3D Norte de Paria (NPRC07G-3D), de tal manera que cubre toda el área de estudio y puede ser correlacionado con la información de pozos.

En este estudio, se definió un modelo perteneciente a un ciclo estratigráfico de 3^{er} orden, caracterizado por variaciones eustáticas rápidas, las cuales dan origen a las discordancias, que separan distintas secuencias. Este ciclo también está caracterizado por pertenecer a la escala típica para exploración y desarrollo de *plays* y prospectos.

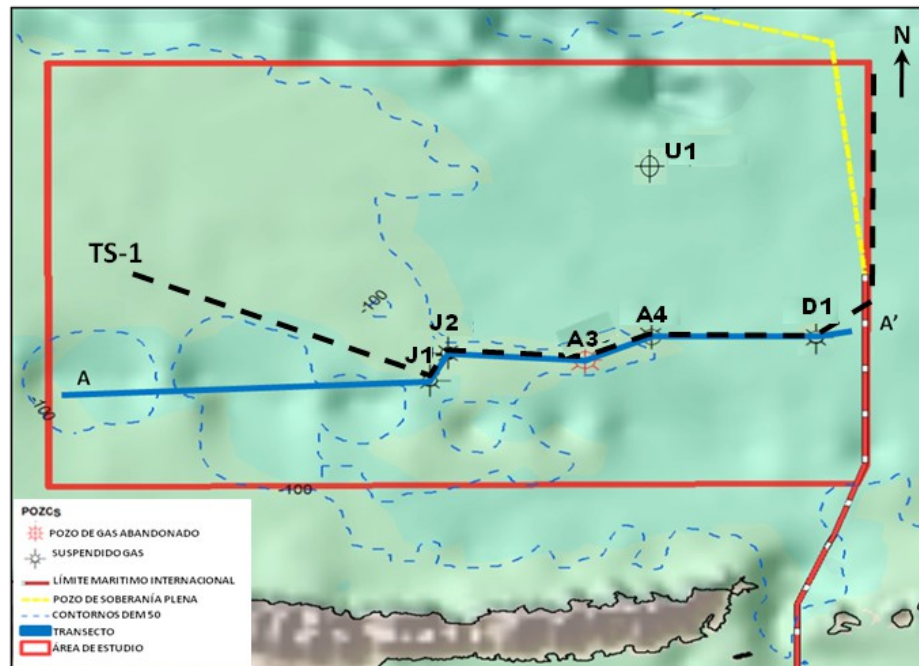


Figura 4.7 Se puede observar el transecto A-A' definido en el PGP Norte de Paria, 2013 en color azul y el transecto TS-1 definido para este estudio en negro.

Actualmente diversos modelos secuenciales están en uso, diferenciados uno de otros principalmente en el estilo del concepto de los patrones de apilamiento, asociado a diferentes intervalos de tiempo para los sistemas encadenados y sus límites de secuencias en relación al cambio del ciclo del nivel base (Catuneanu, 2002). Cada modelo secuencial puede trabajar mejor bajo ciertas circunstancias, ningún modelo es preferentemente universal o aplicable en todos los casos de estudios (Catuneanu, 2002).

Para la elaboración del modelo secuencial se tomó como base el modelo de secuencia estratigráfica genética de Galloway (1989), basado en Frazier (1974), donde propuso que la superficie de máxima inundación, debería ser usada como un límite de secuencia, tomando como límites de secuencia la *MFS-3* en la base, y la *MFS-4* hacia el tope, las cuales limitan el intervalo del Mioceno tardío-Plioceno

temprano. Estas superficies ya definidas y bien amarradas en el "Alto estructural de Patao", fueron llevadas por sísmica desde los pozos D1, A3, A4, J1 y J2 hacia el Norte y Noroeste del transecto sísmico "TS-1", definido anteriormente. Es importante mencionar que para el estudio se usó la plataforma *Paradigm* con sus diferentes módulos, siendo el que más se utilizó el módulo *Section*, que permitió la visualización del transecto en 2D (Figura 4.8).

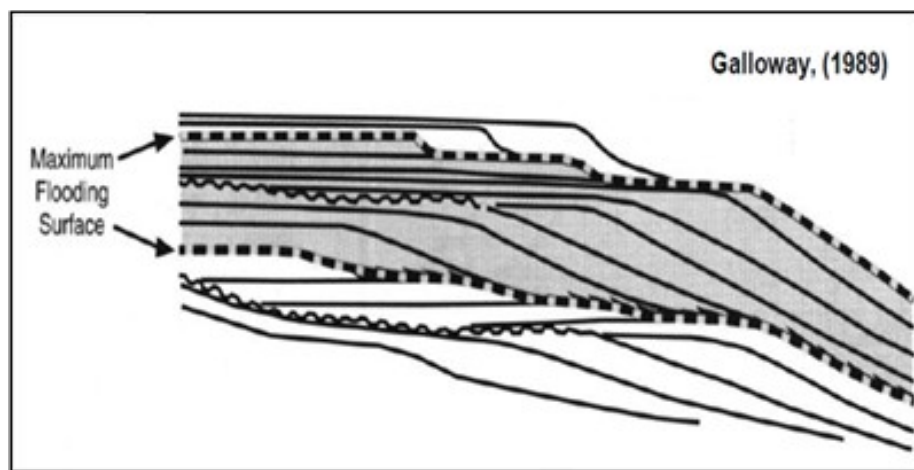


Figura 4.8 Secuencia estratigráfica genética según Galloway (1989), basado en Frazier (1974) (Tomado de Falcón, R. 201a).

Para generar el modelo depositacional se tomó como referencia el modelo depositacional IV definido por Hunt and Tucker 1992, 1995; Plint and Nummedal, 2000 (Tabla 4.3), que se esquematiza en la curva eustática de la Figura 4.9; el cual permitió identificar los sistemas encadenados que representan una fase del ciclo sedimentario en el intervalo de interés.

Tabla 4.3 Sistemas encadenados y límites de secuencias para los modelos secuenciales actualmente en uso (Modificado de Catuneanu, 2002 en Catuneanu, 2006).

Sequence model Events	Depositional Sequence II	Depositional Sequence III	Depositional Sequence IV	Genetic Sequence	T-R Sequence
end of transgression	HST	early HST	HST	HST	RST
end of regression	TST	TST	TST	TST	TST
end of base-level fall	late LST (wedge)	LST	LST	late LST (wedge)	RST
onset of base-level fall	early LST (fan)	late HST (fan)	FSST	early LST (fan)	
	HST	early HST (wedge)	HST	HST	

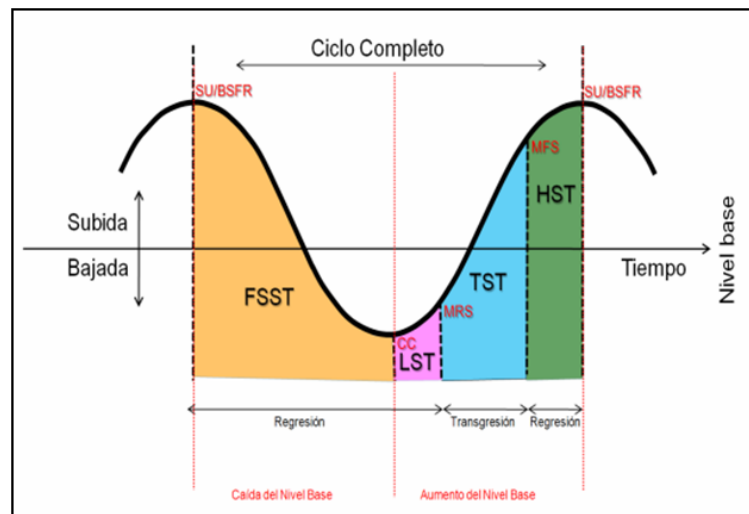


Figura 4.9 Representación esquemática de los sistemas encadenados del modelo depositacional IV (Hunt and Tucker 1992, 1995; Plint and Nummedal, 2000) en la curva eustática. (Tomado de PGP Norte de Paria, 2013).

4.3.2.2 Calibración sísmica-pozos

La calibración sísmica-pozo se realizó en la plataforma *Paradigm*, con la finalidad de integrar la información de los registros de pozo a la sección sísmica (correlación sísmica-pozo). Esta fase se llevó a cabo a través de la creación de sismogramas sintéticos para los pozos claves, que fueron generados a través de la convolución de los coeficientes de reflexión asociados a cada cambio de impedancia acústica, derivado de los registros acústicos (Sónico) corregido con el registro de tiros de verificación o *checkshots* y el registro de densidad (*RHOB*), lo que genera una serie de reflectividad, esta es convolucionada con una ondícula tipo, extraída de la sísmica. En la Figura 4.10 se observan las curvas generadas en el proceso de calibración, siendo estas especificadas en cada *track*: A) Registro Sónico corregido con el *Checkshot*. B) Registro de Densidad (*RHOB*). C) Registro de Impedancia. D) Serie de Reflectividad. E) Sismograma Sintético F) Sísmica Extraída.

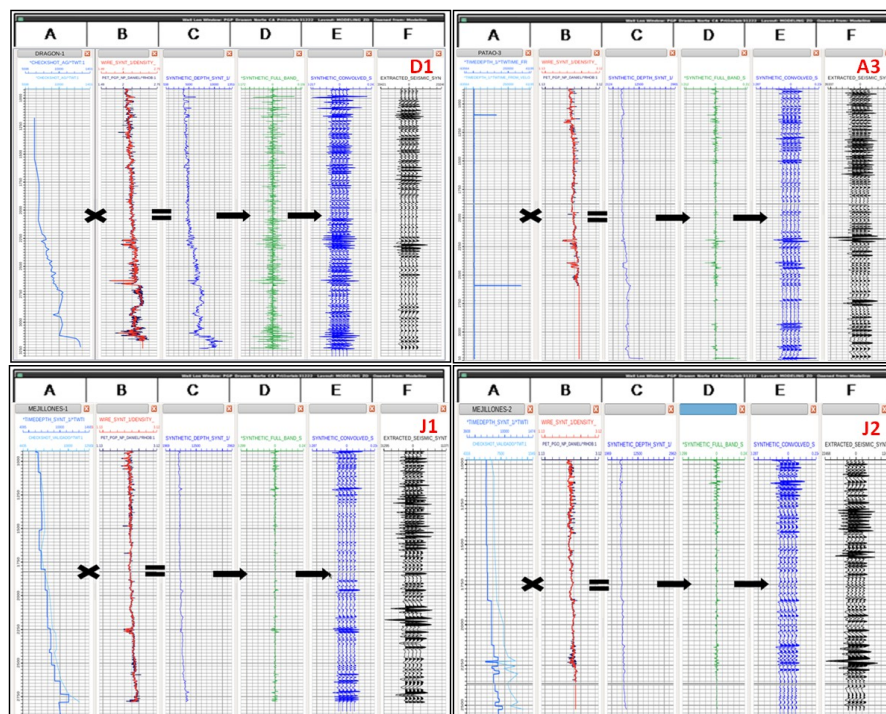


Figura 4.10 Curvas de calibración de los pozos D1, A3, J1 y J2.

4.3.2.3 Resolución sísmica

La resolución sísmica vertical (espesor mínimo que puede ser resuelto por la sísmica para inferir el alcance de la misma e identificar las oportunidades exploratorias de tipo estratigráficas presentes en el área), se tomó del PGP Norte de Paria, 2013, en donde se calculo la resolución para el intervalo de interés dando como resultado un valor promedio de 60 pies, que representa el menor espesor para el cual el tiempo de tránsito de la onda proporciona información acerca de los espesores de los estratos en el subsuelo (Regueiro, 2007), con una frecuencia promedio de 30 Hz y una velocidad intervállica de 7000 pies/sg (Figura 4.11).

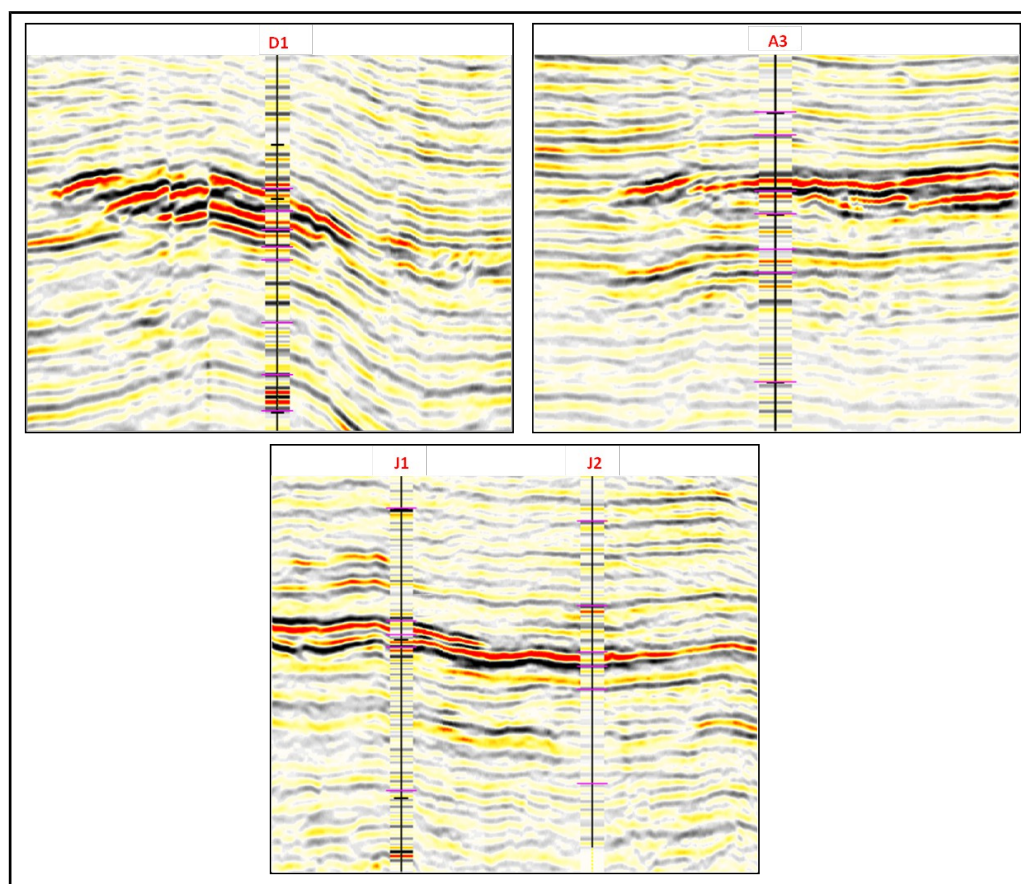


Figura 4.11 Calibración de los pozos D1, A3, J1 y J2.

4.3.2.4 Definición de superficies estratigráficas

Las superficies estratigráficas fueron definidas a través de la integración de datos sísmicos, bioestratigráficos y registros de pozos, identificando discontinuidades sobre la base de las terminaciones de los patrones de reflexión. Dos patrones, *onlap* y *downlap*, ocurren sobre la discontinuidad, y tres patrones truncamiento, *toplap* y *offlap*, ocurren debajo de la discontinuidad (Falcón, R. 2014); los cuales se han incorporado a la estratigrafía secuencial para describir los patrones de apilamiento de unidades estratales y para proporcionar criterios para el reconocimiento de las diversas superficies y sistemas encadenados (Catuneanu, 2006). Previo a la interpretación, la sección sísmica fue horizontalizada en la *MFS-4*, lo que nos permite apreciar la configuración de la cuenca durante este periodo de tiempo (Figura 4.12).

De esta manera, se pudo reconocer las terminaciones sísmicas que sirvieron de apoyo para posteriormente definir y delimitar las superficies estratigráficas claves (Figura 4.13). Esta etapa es de gran importancia, ya que las terminaciones estratigráficas se forman en relación con tendencias de deposición específicas, y por lo tanto permiten inferir el tipo de desplazamiento de la línea de costa e implícitamente reconstruir la historia de los cambios de nivel de base en la costa (Catuneanu, 2006).

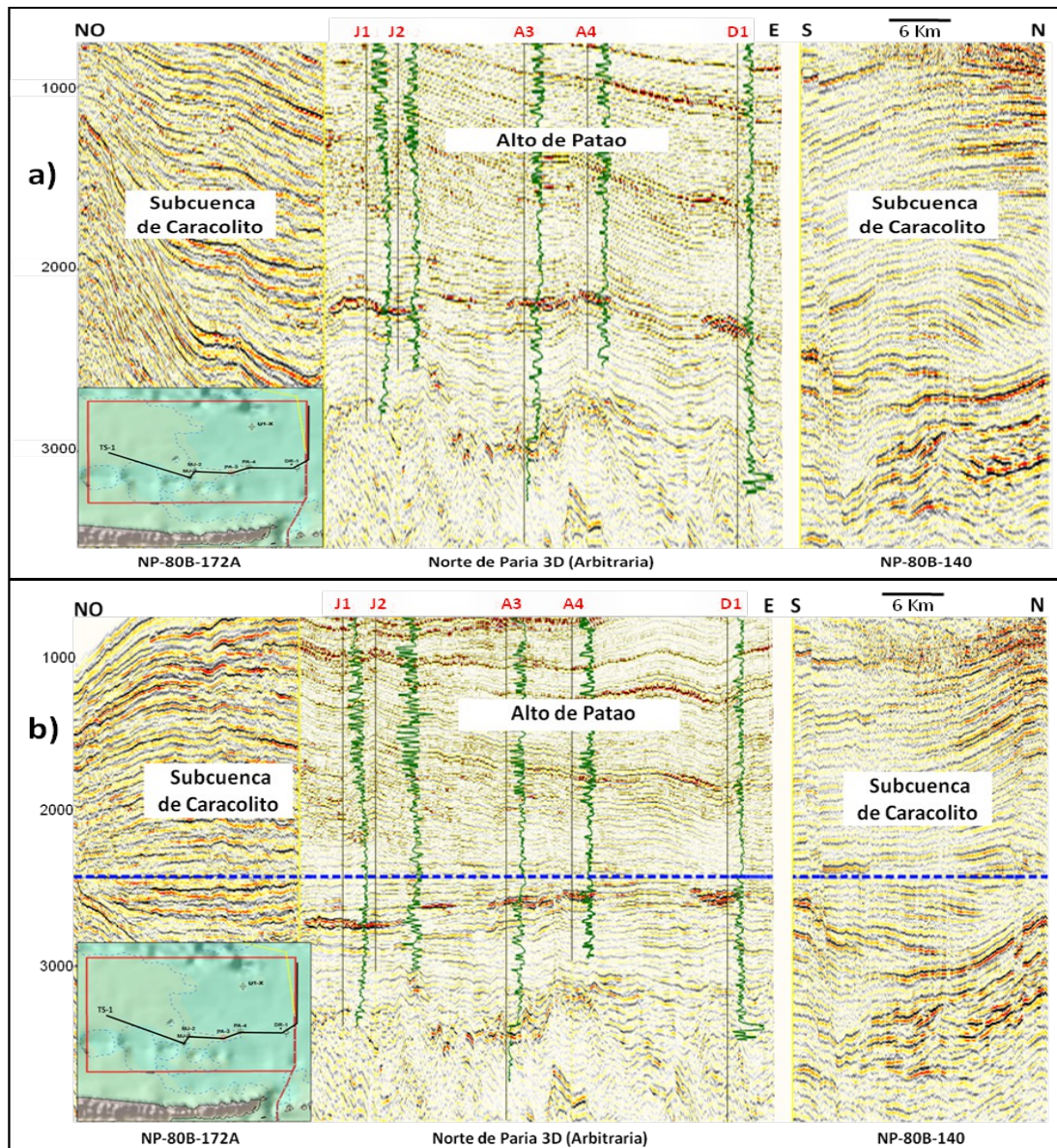


Figura 4.12 a) Transecto regional "TS-1" b) Transecto "TS-1" horizontalizado, para una mejor visualización del comportamiento de los reflectores.

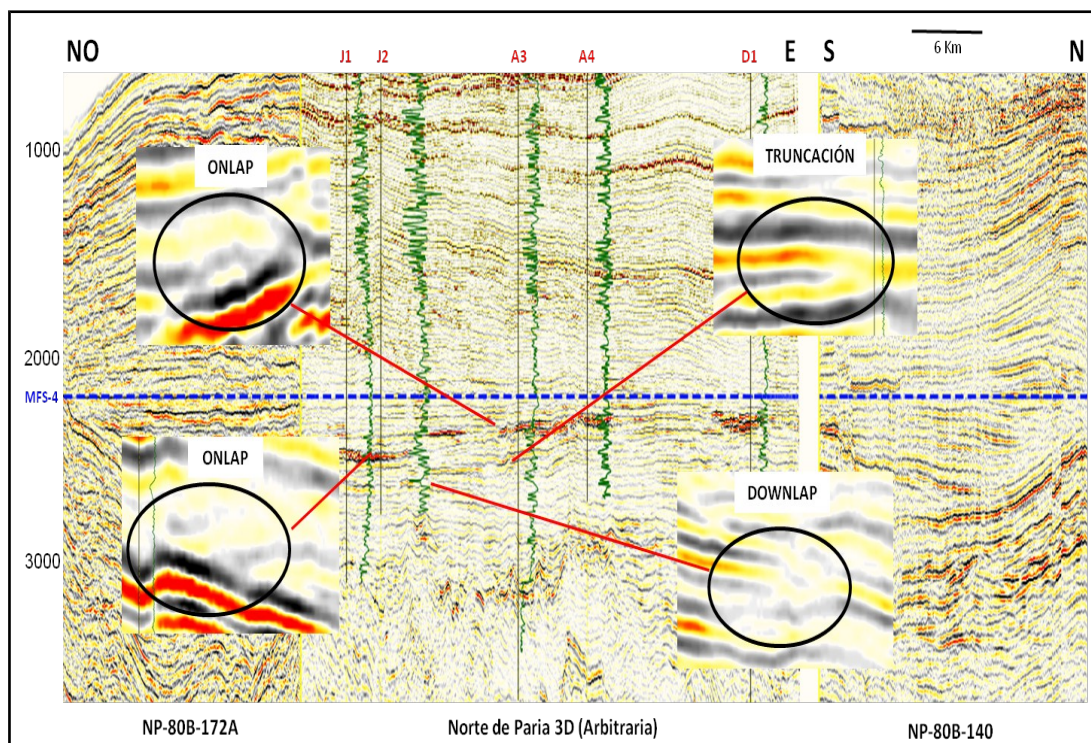


Figura 4.13 Reconocimiento de terminaciones sísmicas.

Estas superficies fueron identificadas con ayuda de una tabla resumen (Tabla 4.4), que especifica las terminaciones características de cada superficies, tanto por encima como por debajo, entre otros parámetros considerados.

4.3.3 Verificación de la existencia de las oportunidades

A partir del transecto regional TS-1 generado y con la interpretación de aproximadamente 1000 Km de líneas sísmicas, se identificaron amplitudes, hacia la subcuenca de Caracolito, con características similares a las anomalías encontradas en el Alto de Patao, las cuales se asocian a campos de gas ubicados en el intervalo Mioceno tardío – Plioceno temprano (Figura 4.14).

Tabla 4.4 Características diagnósticas de las principales superficies estratigráficas (Modificado de Catuneanu, 2002 en Catuneanu, 2006).

Stratigraphic surface	Nature of contact	Facies		Depositional trends ⁽³⁾		Substrate-controlled ichnofacies	Stratal terminations	Temporal attributes ⁽⁸⁾
		below	above	below	above			
Subaerial unconformity	Scoured or bypass	Variable (where marine, c-u)	Nonmarine	NR, FR	NR, T	N/A	Above: fluvial onlap Surface: offlap Below: truncation, toplap	Variable hiatus
Correlative conformity ⁽¹⁾	Conformable	Marine, c-u	Marine (c-u on shelf)	FR	NR	N/A	Above: downlap Surface: downlap Below: N/A	Low diachroneity
Basal surface of forced regression ⁽²⁾	Conformable or scoured	Marine (c-u on shelf)	Marine, c-u	NR	FR	<i>Glossifungites</i> , where reworked by the RWR	Above: downlap Surface: downlap Below: N/A, truncation	Low diachroneity
Regressive wave ravinement	Scoured	Shelf, c-u	Shoreface, c-u	NR, FR	FR, NR	<i>Glossifungites</i>	Above: downlap Surface: N/A Below: truncation	High diachroneity
Maximum regressive surface	Conformable ⁽⁷⁾	Variable ⁽⁵⁾	Variable (where marine, f-u)	NR	T	N/A	Above: marine onlap Surface: onlap, downlap Below: N/A	Low diachroneity
Maximum flooding surface	Conformable or scoured	Variable (where marine, f-u)	Variable (where marine, c-u)	T	NR	<i>Glossifungites</i> , <i>Trypanites</i> , <i>Teredolites</i>	Above: downlap Surface: onlap, downlap ⁽⁴⁾ Below: N/A, truncation	Low diachroneity
Transgressive wave ravinement	Scoured	Variable (where marine, c-u)	Marine, f-u	NR, T	T	<i>Glossifungites</i> , <i>Trypanites</i> , <i>Teredolites</i>	Above: coastal onlap Surface: N/A Below: truncation	High diachroneity
Transgressive tidal ravinement	Scoured	Variable (where marine, c-u)	Estuary mouth complex	NR, T	T	<i>Glossifungites</i> , <i>Trypanites</i> , <i>Teredolites</i>	Above: coastal onlap Surface: N/A Below: truncation	High diachroneity
Within-trend NR surface	Conformable	Delta front or beach	Delta plain or fluvial	NR	NR	N/A	N/A	High diachroneity
Within-trend FR surface ⁽⁶⁾	Conformable	Prodelta	Delta front	FR	FR	N/A	Above: downlap Surface: N/A Below: N/A	High diachroneity
Flooding surface	Conformable or scoured	Variable	Marine, f-u or c-u	T, NR	T, NR	<i>Glossifungites</i> , <i>Trypanites</i> , <i>Teredolites</i>	Above: onlap, downlap Surface: onlap, downlap ⁽⁴⁾ Below: truncation	Low to high diachroneity

Para una mejor visualización de estas anomalías se propagó, el atributo *Signal Envelope* o envolvente de la señal en las líneas 2D seleccionadas, cuya función específica es realzar la propiedad de la amplitud haciendo más visibles las anomalías. De esta manera se pudo delimitar su extensión con mayor exactitud (Figura 4.15).

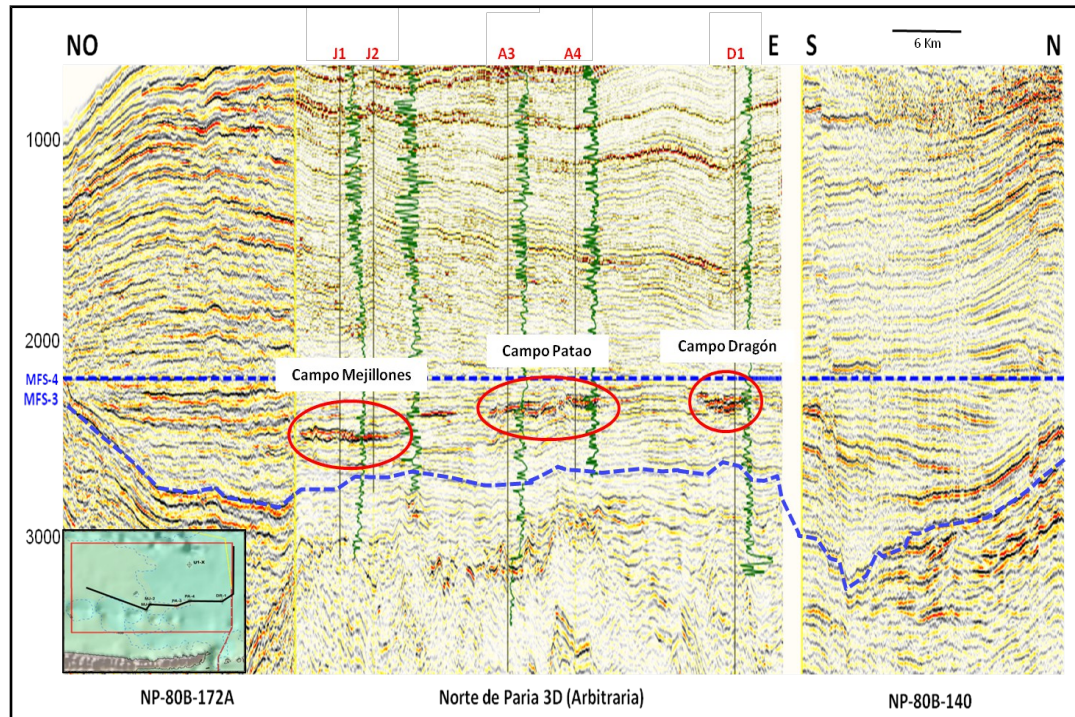


Figura 4.14 Verificación de la existencia de oportunidades exploratorias en el área.

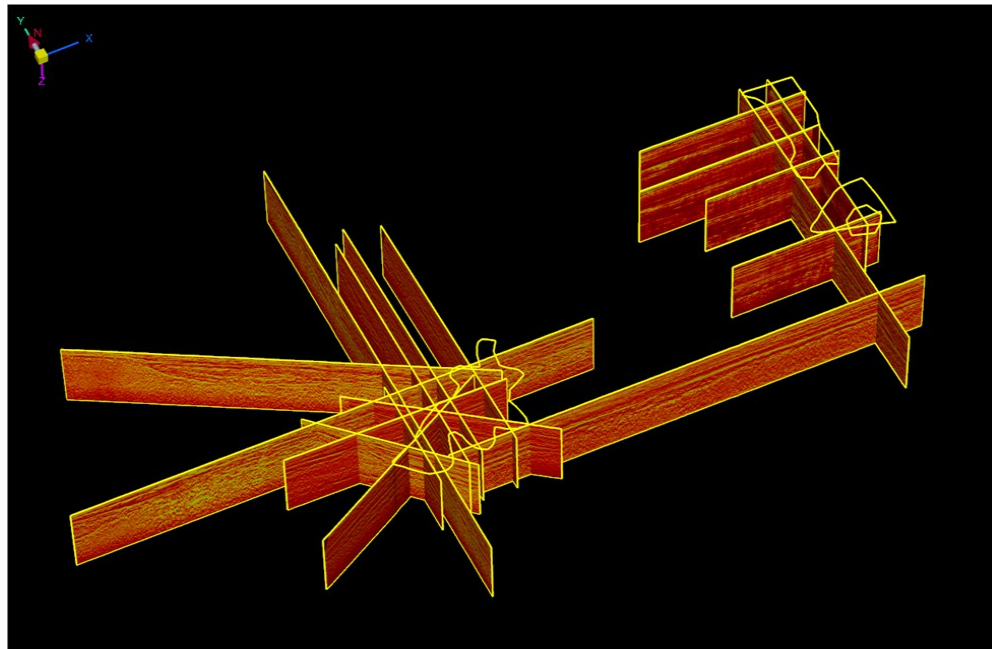


Figura 4.15 Líneas sísmicas visualizadas en *3D Canvas*, con el atributo *Signal Envelop*.

4.3.4 Detectar la incertidumbre geológica de las oportunidades exploratorias

Esta se llevó a cabo integrando la información con otras disciplinas.

4.3.4.1 Bioestratigrafía

El dato bioestratigráfico en combinación con los registros de pozos y sísmica disponible, ayudan a definir principalmente los topes de las edades, localizando los horizontes candidatos a límites de secuencia.

En este caso, los topes de las superficies estratigráficas y edad de las secuencias fueron definidos en el PGP Norte de Paria, basados en los bioeventos reportados, los cuales en su momento fueron extraídos de carpetas, informes técnicos, cartas faunales y florales.

Estos estudios permitieron definir la edad asociada de las oportunidades y también la paleobatimetría, la cual fue evaluada en el PGP-Norte de Paria con los pozos ubicados tanto en el Alto de Patao como en las sudcuencas de Caracolito y Paria, tomándose como base la cartas faunales donde se reportaba la presencia de Foraminíferos béticos (calcáreos y aglutinados), que están considerados como los microfósiles más importantes para realizar estudios cualitativos y cuantitativos de ecología y paleoecología. En la Figura 4.16, podemos observar las cartas consenso de algunos de los pozos que conforman el transecto TS-1, en donde se pueden ver los bioeventos representativos hallados en las muestras del intervalo de estudio.

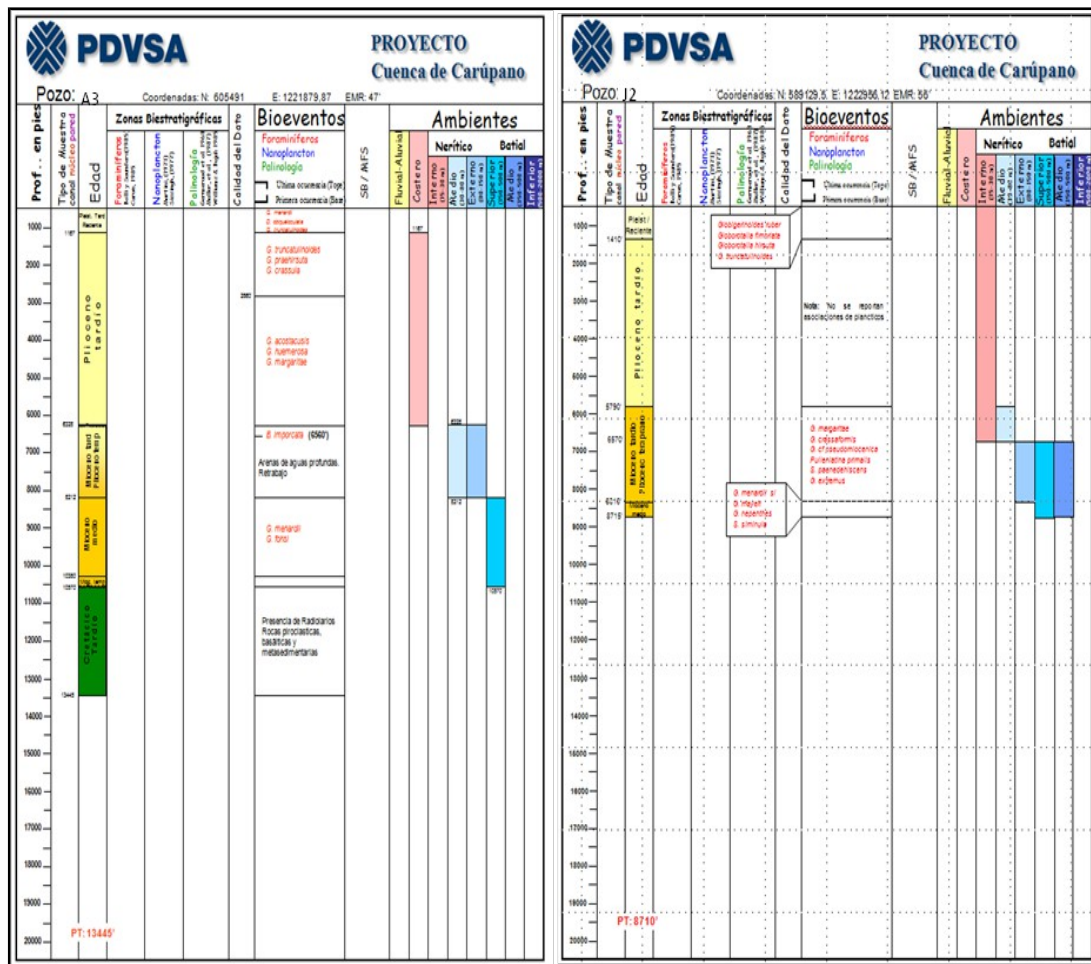


Figura 4.16 Cartas consenso de los pozos A3 y J2 (Tomado del PGP Norte de Paria, 2013).

4.3.4.2 Sedimentología

En la cuenca de Carúpano existen aproximadamente 3250 pies de núcleos en toda el área, 3184 pies de edades comprendidas entre Mioceno Tardío - Plioceno Temprano y 66 pies asociados al Cretácico (Figura 4.17).

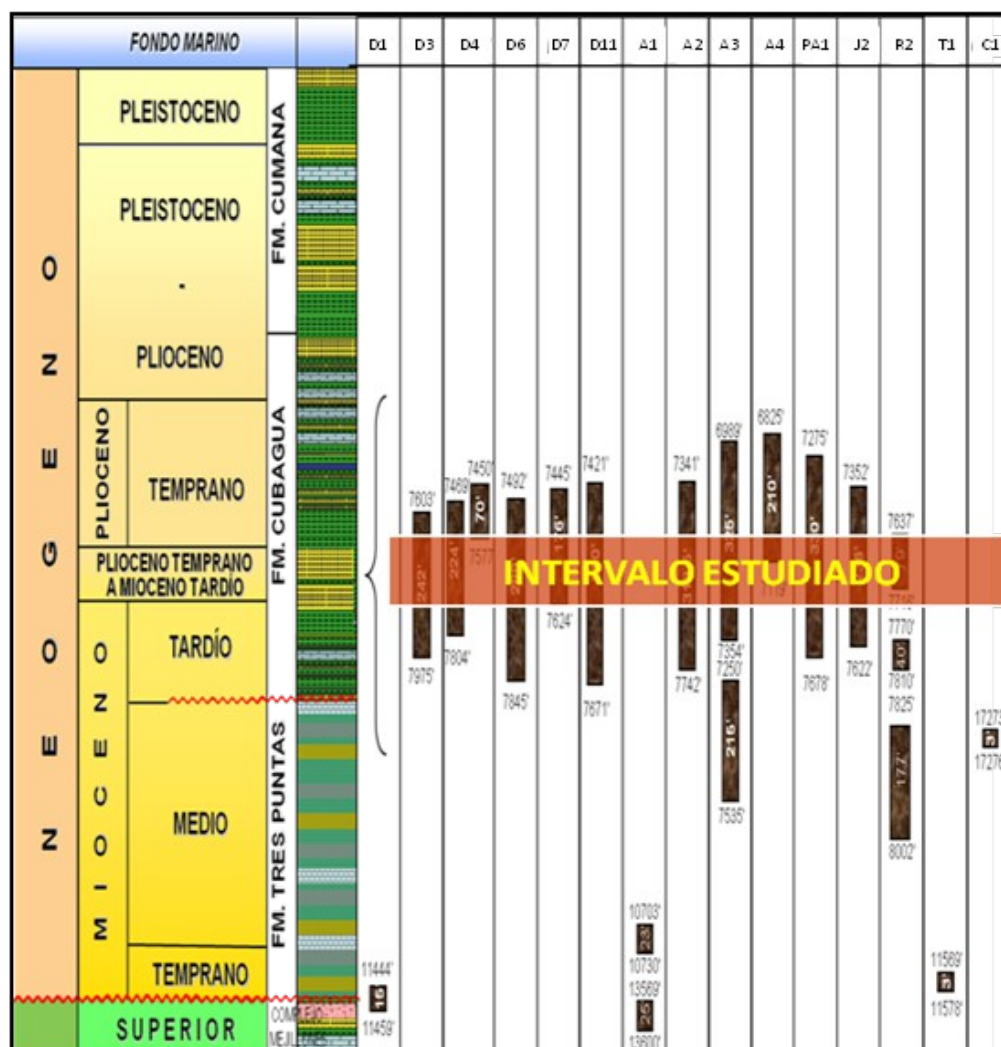


Figura 4.17 Núcleos existentes en el intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano y el Cretácico, de la cuenca de Carúpano.

Estos núcleos cuentan con descripciones macroscópicas, hojas sedimentarias y fotografías de detalles, que fueron utilizadas para el análisis de núcleos llevado a cabo en el PGP Norte de Paria, 2013. Estos estudios sedimentológicos realizados a las muestras de los núcleos, permitieron determinar el ambiente de sedimentación dominante durante el Mioceno tardío – Plioceno temprano.

4.3.4.3 Petrofísica

Partiendo de los resultados de la interpretación petrofísica llevada a cabo en el PGP Norte de Paria, se pudo inferir las posibles propiedades de reservorio asociadas a las oportunidades, tomando en cuenta un pozo análogo de referencia (Figura 4.18). Con esto se pudo precisar cuáles son las mejores oportunidades desde el punto de vista petrofísico.

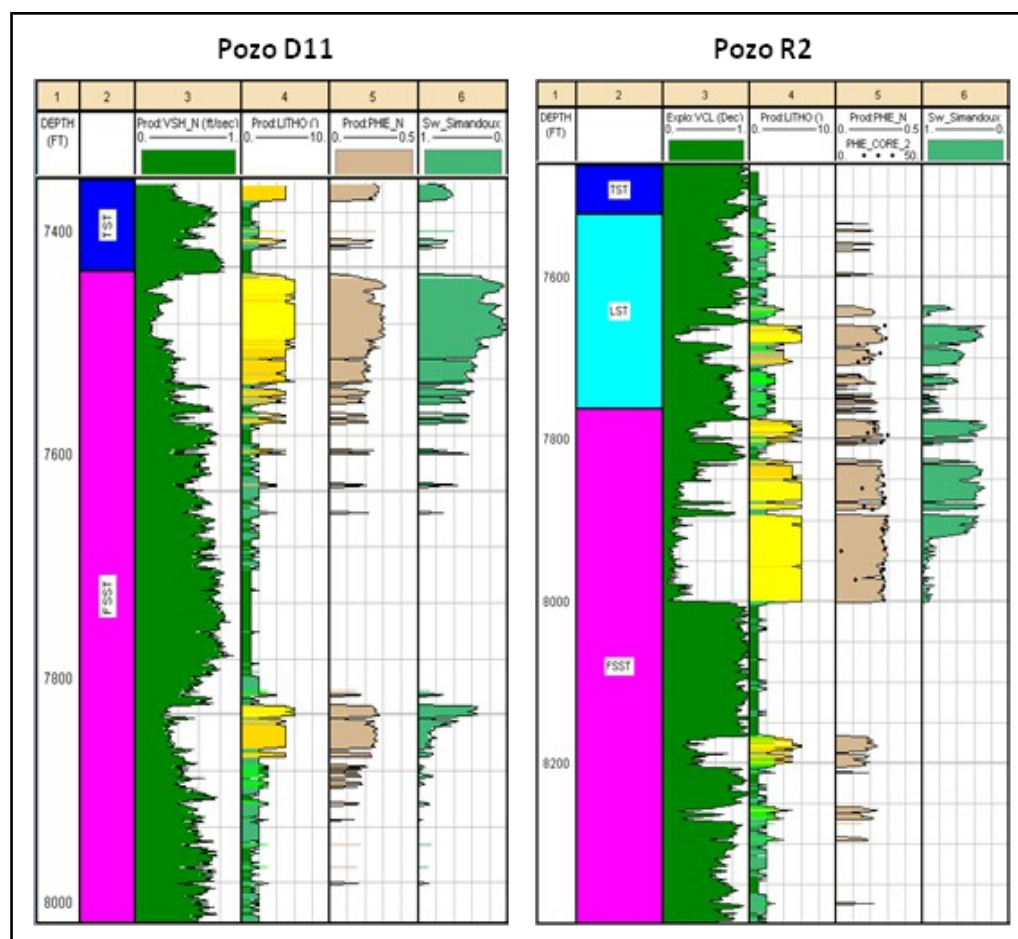


Figura 4.18 Resultados de la interpretación petrofísica de los pozos D11 y R2. Pista 2: unidades estratigráficas, pista 3: volumen de arcilla, pista 4: litología, pista 5: porosidad calculada, pista 6: saturación de agua.

4.3.4.4 Geoquímica

Tomando en cuenta los análisis realizados a las muestras de hidrocarburo que se han encontrado en el área, se definió que hacia el este, en los campos Dragón y Patao, está funcionando un sistema biogénico asociado a gas seco, con una roca madre marino-terrestre de edad Mioceno temprano a medio, de la formación tres puntas-Cubagua; y hacia el oeste en los campo Mejillones y Rio Caribe, se definió que está funcionando un sistema termogénico asociado a gas condensado, de posible roca madre marino-terrestre de edad Eoceno y Oligoceno (Figura 4.19).

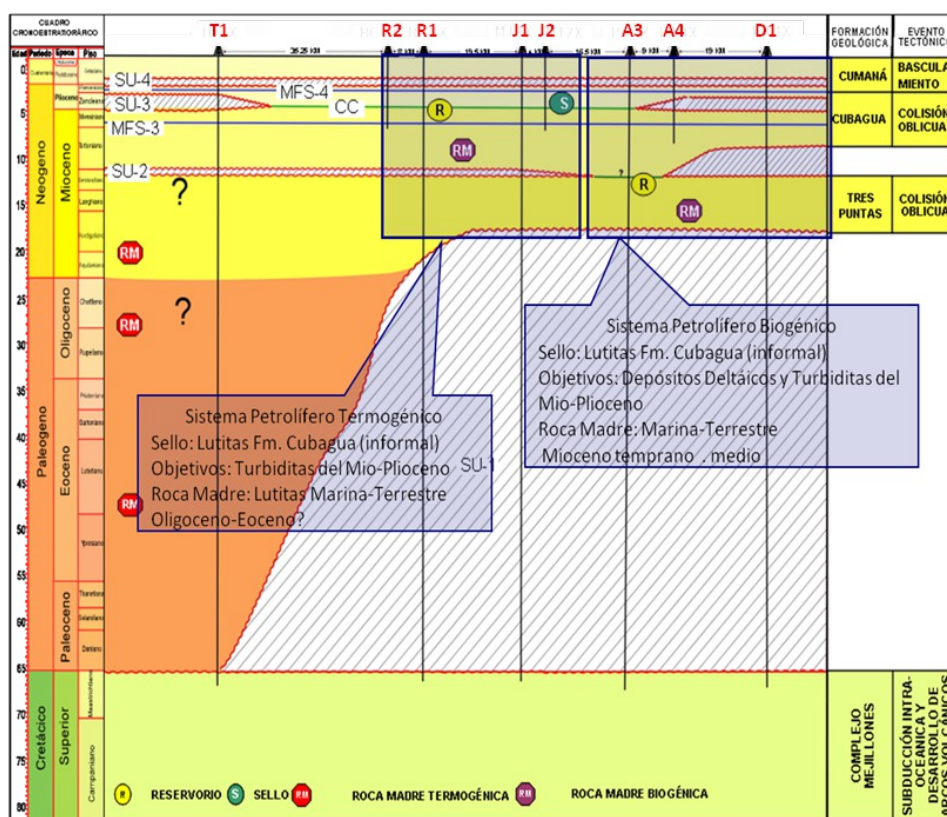


Figura 4.19 Sistemas petrolíferos en la cuenca de Carúpano.

4.3.5 Generación del soporte técnico de las oportunidades

Para generar el soporte técnico de las oportunidades, se llevó a cabo el cálculo de la Volumetría, Riesgo Geológico y Expectativas asociadas de cada una de estas, los cuales se explican a continuación:

4.3.5.1 Cálculo de la volumetría

La volumetría de las oportunidades o gas y petróleo recuperable en sitio (*GOES* y *POES*), fue calculada a través del software *MBAL*, el cual realiza cálculos probabilísticos de volumetrías. Los parámetros requeridos para realizar el cálculo en este software son: el área (Acres), espesor (pies), porosidad (%), saturación de gas (%), RGC (PCN/BN), gravedad del petróleo ($^{\circ}$ API), gravedad del gas (so gray), presión (LPC) y temperatura ($^{\circ}$ F). Cada uno de estos parámetros fueron determinados de la siguiente manera:

Para el cálculo del área, se propagaron los horizontes mínimos, máximos y medios de cada oportunidad en la ventana de 3D Canvas siguiendo la amplitud más elevada, de esta manera se trazaron los polígonos de las oportunidades de forma aproximada, en base a los horizontes propagados (Figura 4.20).

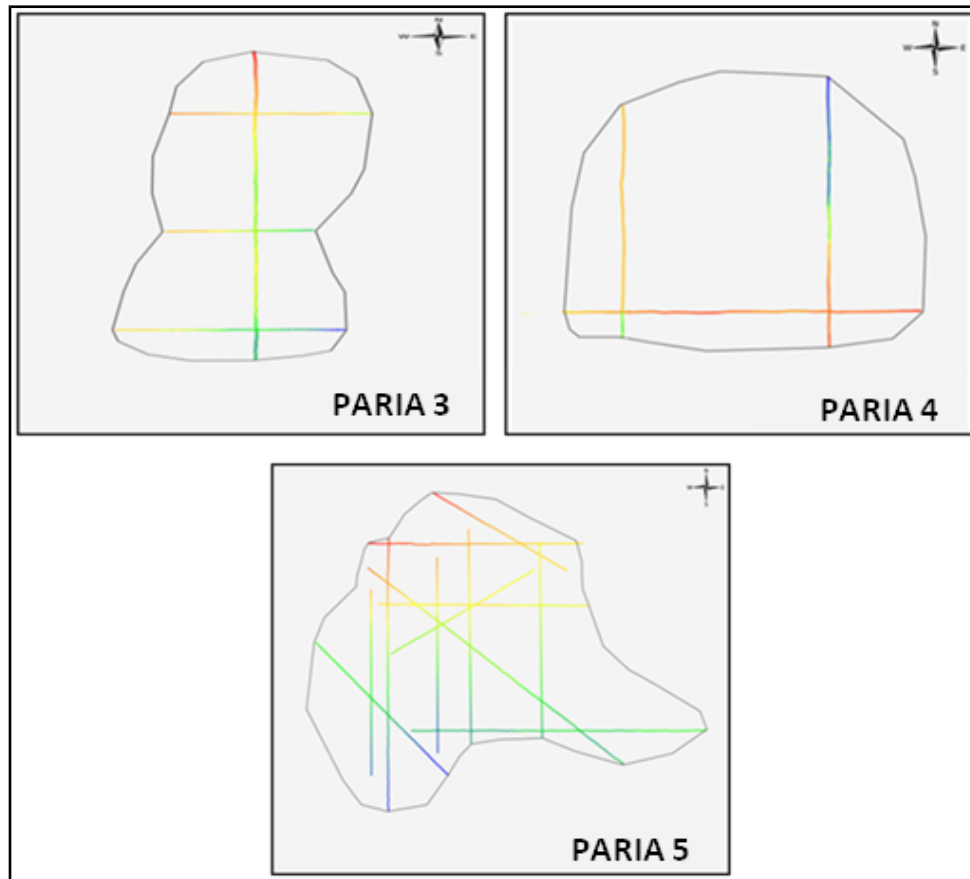


Figura 4.20 Polígonos máximos definidos para el cálculo del área.

Para el cálculo de la presión y temperatura es necesario conocer la profundidad a la que se encuentran las oportunidades, por lo que se generó un modelo de velocidades con el fin de convertir los datos en el dominio del tiempo al dominio de la profundidad. Con este fin, se creó un objeto tipo *Voxel*, que delimita el área de influencia de las oportunidades, permitiendo generar propiedades que pueden ser propagadas por medio de la interpolación. En este caso la propiedad propagada es la velocidad promedio, que fue tomada de la curva T/Z generada para el pozo U1 en trabajos anteriores (Figura 4.21).

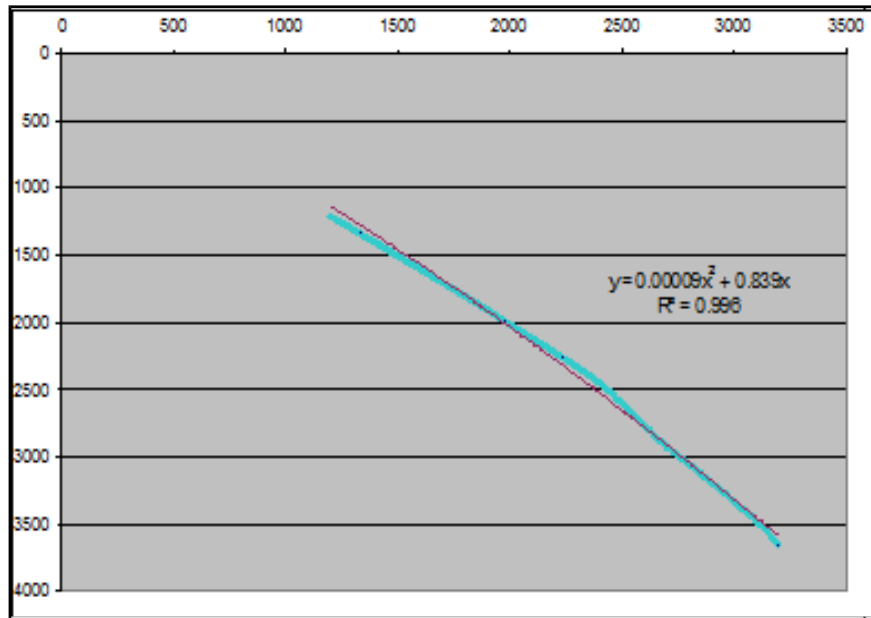


Figura 4.21 Curva T-Z y curva de ajuste para la construcción del modelo de velocidades (Tomado de Garbán, A. 2017).

A partir de esta gráfica, se pudo obtener una ecuación que vincula el tiempo de viaje de onda con la profundidad (Ecuación 4.1), permitiendo la conversión a profundidad de todo el marco delimitado.

$$Y = 0.00009x^2 + 0.839x$$

$$D = 0.00009t^2 + 0.839t$$

$$V = \frac{2000(0.00009t^2 + 0.839t)}{t} \quad (4.1)$$

Dónde:

V= Velocidad (Pies/ms)

t= Tiempo (ms)

D= distancia. Profundidad (pies)

Con el modelo de velocidades generado, se convirtió la interpretación realizada en el dominio del tiempo al dominio de la profundidad (Figura 4.22), mediante el uso de *Grids* o mallas, creados a partir de los polígonos que delimitan el área de las oportunidades (Figura 4.23). Una vez convertido los *Grids* de tiempo a profundidad, fue posible generar los mapas en profundidad de las oportunidades en el módulo de *Basemap*.

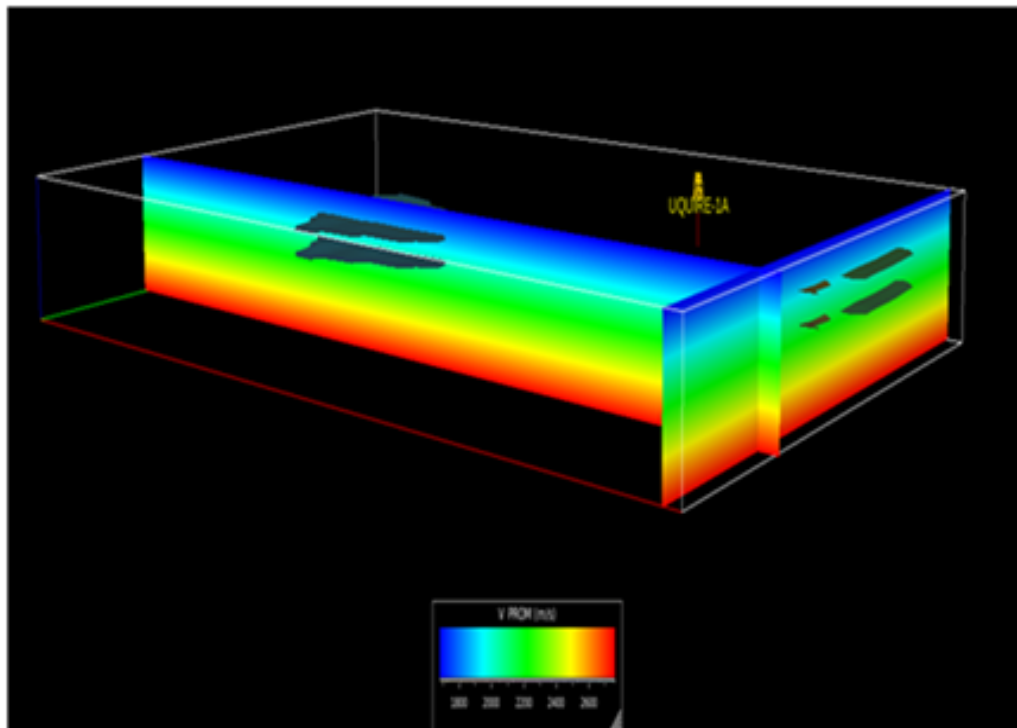


Figura 4.22 Objeto tipo *Voxet* con la conversión de los *Grids* de las oportunidades del dominio del tiempo (*Grids* en la parte de abajo) al de la profundidad (*Grids* en la parte de arriba).

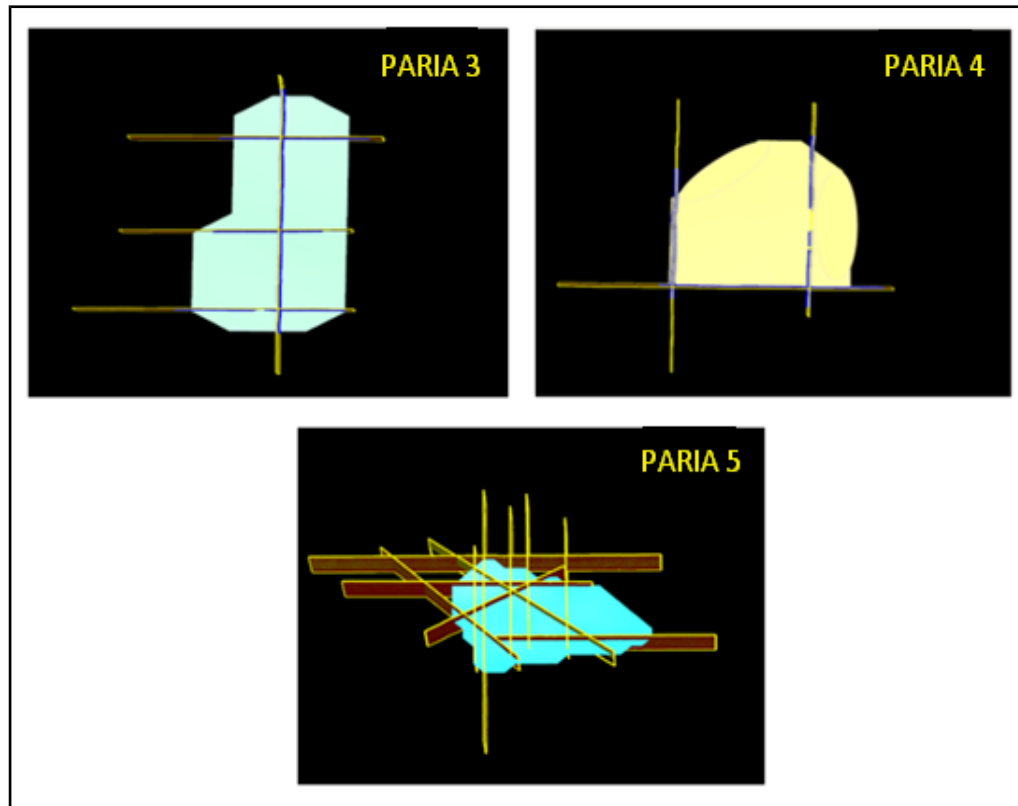


Figura 4.23 *Grids* o mallas de las oportunidades

Una vez determinadas las profundidades de las oportunidades se pudo calcular los parámetros de presión y temperatura. El valor de la presión se calculará mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Presión} = (\text{Profundidad} * \text{Gradiente de Presión}) + \text{Presión de la columna de agua} \quad (4.4)$$

El gradiente de presión proviene de un valor ya calculado para la zona en el intervalo donde se encuentran las oportunidades exploratorias (Mioceno Tardío-Plioceno). En la figura 4.24, se muestra la gráfica tomada de los cálculos de yacimientos realizados para el PGP Dragón Norte, estando el gradiente de presión de la zona para el intervalo Mioceno - Plioceno entre 0.4 LPC/pies a 0.6LPC/pies, este

valor fue calculado mediante una estimación que se realiza tomando en cuenta los valores de presión arrojados por cada uno de los pozos que han sido perforados en la zona. Para fines de este estudio se tomó un valor promedio de 0.5 LPC/pies. La presión de la columna de agua para la subcuenca de Caracolito, donde se encuentran las oportunidades exploratorias, es de 400 LPC.

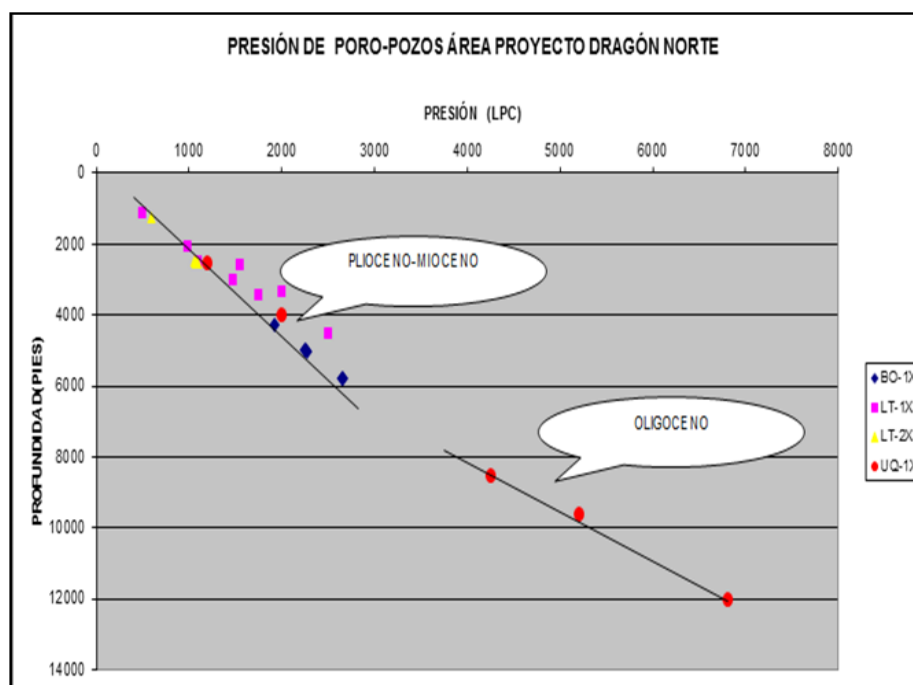


Figura 4.24 Estimación del gradiente de presión para la zona de estudio (Tomado del PGP Dragón Norte, 2016).

La temperatura se estimó insertando los valores de profundidad en la gráfica que fue generada en los cálculos de yacimiento del PGP Dragón Norte, 2016 (Figura 4.25), para la cual se tomaron los valores de temperatura registrados en cada uno de los pozos de la zona a las distintas profundidades, formando una línea de tendencia que representa como varía la temperatura con la profundidad.

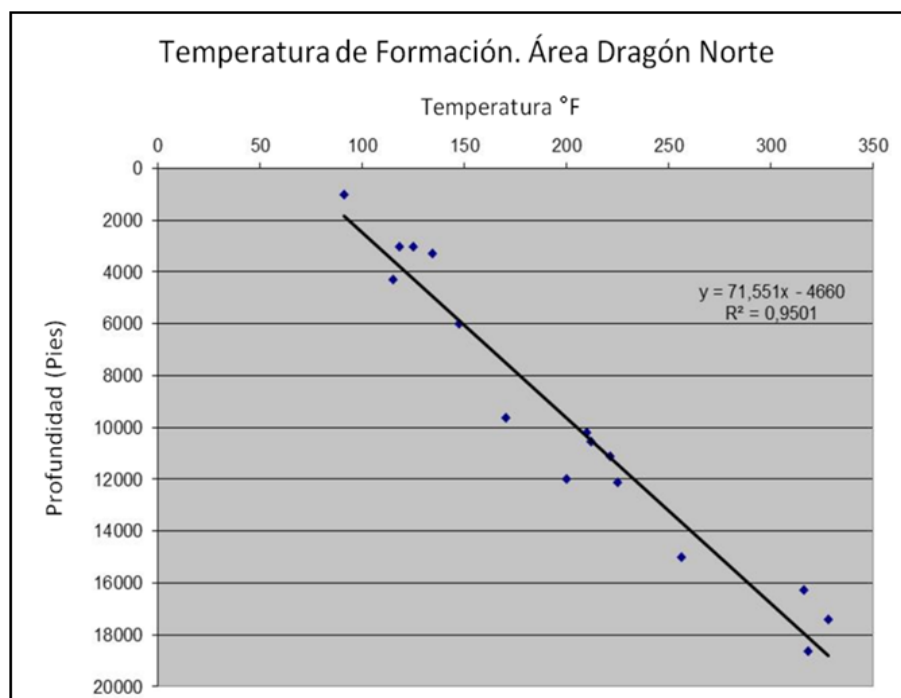


Figura 4.25 Gráfica que representa la Temperatura de formación del área Dragón Norte (Tomado del PGP Dragón Norte, 2016).

El espesor, la porosidad y saturación de gas, se obtuvieron tomando en cuenta que no tenemos un pozo en la zona que haya perforado el área de las oportunidades, y el registro del pozo más cercano (U1), muestra una gran secuencia lutítica en el intervalo asociado, se tomó como análogos los pozos D11 y R2 para la obtención de estos valores, relación que se hizo tomando en cuenta la cercanía de las oportunidades con estos pozos, el tipo de hidrocarburo que se espera encontrar y que de acuerdo a las características sedimento-estratigráficas de las oportunidades se cree que podrían ser buenos análogos. De esta manera, se tomaron los valores necesarios para el cálculo volumétrico, del sumario petrofísico correspondiente a cada pozo (Tabla 4.5)

Tabla 4.5 Sumario petrofísico de los pozos de DR-11 y RC-2 (Tomado y modificado del PGP Norte de Paria, 2013).

Pozo	Sistema	Tope	Base	Espesor	AN	N/G	ANG	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
D1	FSST	7492	8421	929	139,5	15	107	11,5	28,9	35,7	13,7
D2	FSST	7662	8559	897	148,5	16,6	30	3,3	25,1	53,8	18,1
D3	FSST	7551	8547	996	130	13,1	47	4,7	22,5	50,2	19,4
D4	FSST	7505	8000	495	91,75	18,5	78,5	15,9	28,1	28,4	19,2
D6	FSST	7575	8200	625	73	11,7	48,5	7,8	24,8	30,3	19,9
D7	FSST	7300	8060	760	92,5	12,2	73,5	9,7	24,4	37,3	19,9
D8	FSST	7428	8100	672	108,25	16,1	46,75	7	28,1	32,5	18,7
D10	FSST	7360	8100	740	140	19,4	116	16,1	30,3	16,8	12,1
D11	FSST	7436	8100	664	67,5	10,6	63,25	10	27,7	17,2	21,4

	Sistema	Tope	Base	Espesor	AN	N/G	ANG	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
R1	LST	7693	7848	167	3	1,8	1	0,6	25,4	55,4	25,6
	FSST	7848	8195	418	16,5	3,9	0	0	-	-	-
	HST	8195	10300	1298	49	2,3	0	0	-	-	-
R2	LST	7658	7826	168	17,5	10,4	17,5	10,4	25,7	35,3	20,4
	FSST	7826	8165	339	128	37,8	49,5	14,6	27,2	39,8	17,5

La relación gas condensado (RGC), gravedad del petróleo y gravedad del gas: son valores tomados de tablas ya establecidas para la zona de estudio, las cuales provienen de análisis hechos a las muestras de hidrocarburos (gas biogénico y termogénico) encontrados en el área (Tabla 4.6).

Tabla 4.6 Resumen de parámetros de yacimientos para los campos vecinos al área de Dragón Norte (Tomado del PGP Dragón Norte, 2016).

CAMPO	EDAD	TIPO DE HIDROCARBURO	°API	RGP (PCN/BN)	PRESTION ORIGINAL (L.PC)	PRESTION DE ABANDONO (L.PC)	TEMPERATURA DE FORMACIÓN (°F)	Qo (BPPD)	Qg (MMPCD)	Bg (BY/BN)	FACTOR DE RECOBRO (%)	GPM (GAL/MMPCN)
RÍO CARIBE	MIOC SUP-PLIOC INF	GAS CONDENSADO	53-55	6600-10700	3815-4000	1200	195-207	min:900 máx:2500	min:7 máx:22	0,0039	25	>3 - 8
MEJILLONES	MIOCENO-PLIOCENO SUPERIOR	GAS HÚMEDO-GAS CONDENSADO	>46	>100000	3949-3970	800	171-219	min:2 máx:3	min:9 máx:30	0,0039-0,0040	50-70	>1 Y <6
DRAGÓN	MIOCENO SUP/PLIO	GAS SECO	N/A	>100000	2800-3500	800	169-200	NA	min:30 máx:40	0,004	50-70	0,1
PATAO	MIOCENO SUP/PLIO	GAS SECO	N/A	90000	3500	800	170	NA	min:9 máx:34	0,004	50-70	0,1

Una vez obtenidos todos los valores necesarios para el cálculo de la volumetría con el *Software MBAL*, se siguió el flujo de trabajo que se muestra en la Figura 4.26, presentando la ventana donde se ingresan los datos ya discutidos.

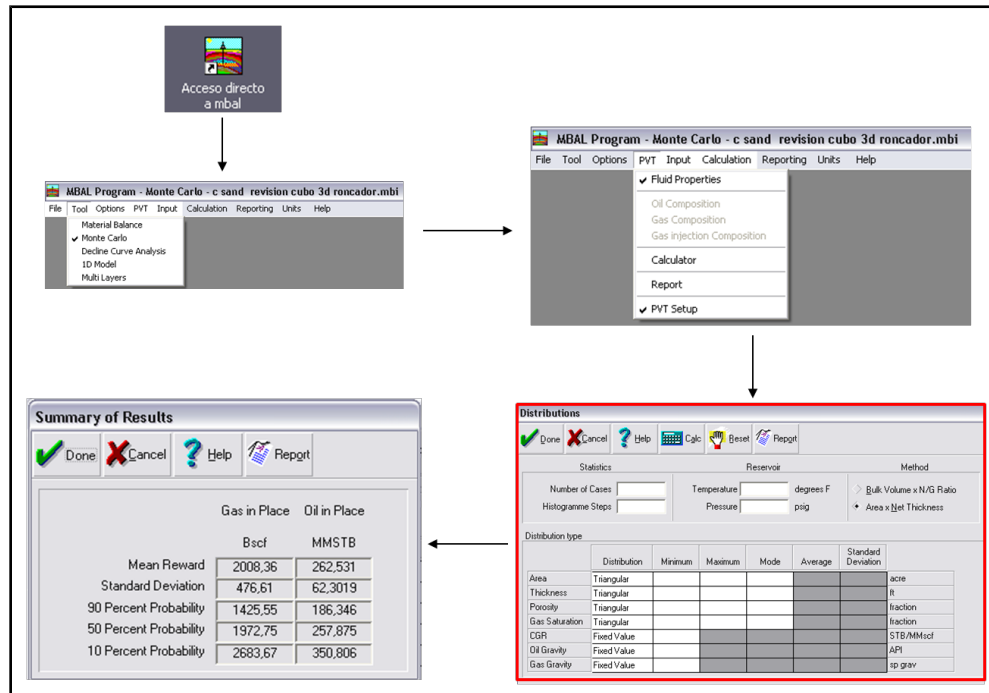


Figura 4.26 Flujo de trabajo con el *software MBAL*, se puede observar enmarcada en rojo la ventana donde se ingresan los datos.

4.3.5.2 Estimación del riesgo geológico

Para la estimación del riesgo geológico se utilizó la metodología presentada por Otis & Schneidermann en el año 1997, en la cual se consideran cuatro parámetros bases los cuales son: Presencia de la roca madre (Pm), Presencia de la roca reservorio (Pr), Presencia de la trampa (Pt), Sincronización y Migración (Ps). En este documento argumentan que el producto de estos parámetros daría como resultado la probabilidad de éxito al momento de explorar un posible reservorio de hidrocarburo, reflejándose esta teoría en la siguiente ecuación:

$$\text{Probabilidad de éxito} = P_m * P_r * P_t * P_s \quad (4.5)$$

El riesgo geológico se estimaría calculando el cociente de la unidad (1) menos la probabilidad de éxito:

$$\text{Riesgo Geológico} = 1 - \text{Probabilidad de éxito} \quad (4.6)$$

Para asignar valores a cada uno de estos elementos, hay que considerar una serie de parámetros independientes, mostrando los principales en la Tabla 4.7 (en el Apéndice A, se presenta la totalidad de los parámetros considerados). A cada parámetro se le asigna un valor numérico, extraído de una escala de valores (Tabla 4.8), con el fin de cuantificar lo que a simple vista podría considerarse cualitativo. El valor arrojado (Probabilidad de Éxito), será considerado como *POS*.

Tabla 4.7 Parámetros a considerar para el cálculo del riesgo geológico.

FACTORES	Probabilidad PROMEDIO	Probabilidad TOTAL
ROCA MADRE		
Capacidad para generar HC's		
Madurez de la RM		
TOTAL		
CALIDAD DE RESERVORIO		
Existencia		
Calidad		
TOTAL		
TRAMPA		
Definicion de la trampa		
Caracteristicas de la Trampa		
Sello (Vertical y Lateral)		
TOTAL		
SINCRONIZACION Y MIGRACION		
Sincronizacion		
Rutas de Migracion		
Preservacion		
TOTAL		
PROBABILIDAD DE ÉXITO %		
RIESGO GEOLÓGICO %		

Tabla 4.8 Escala de valores para cuantificar los parámetros independientes y principales para el cálculo del riesgo geológico.

ESCALA				
DESFAVORABLE	CUESTIONABLE	NEUTRAL	ALENTADOR	FAVORABLE
0.1 - 0.3	0.3 - 0.4	0,5	0.6 - 0.7	0.7 - 0.9

4.3.5.3 Cálculo de las expectativas

Para el cálculo de las expectativas se aplicaron las siguientes ecuaciones:

$$\text{Recuperable del Gas} = GOES * FRg \quad (4.7)$$

$$\text{Recuperable del Condensado} = POES * FRo \quad (4.8)$$

$$\text{Expectativa del gas/condensado} = POS * \text{Recuperable del Gas/Condensado} \quad (4.9)$$

Dónde:

GOES = Gas original en sitio

POES = Petróleo original en sitio

FRg = Factor del recobro del gas

FRo = Factor de recobro del petróleo

POS = Probabilidad de existencia

Los valores del *GOES* y *POES* fueron calculados previamente en la sección de cálculo de volumetría por el método probabilístico; el factor de recobro ya estaba establecido para los campos Dragón y Río Caribe, con un valor de tiene un valor de 70% y 50% respectivamente. El valor del *POS*, fue tomado del resultado arrojado en la sección del análisis de riesgo.

4.4 Población y muestra de la investigación

Balestrini, M. (2006) define la población de una investigación de la siguiente manera: “Una población o universo puede estar referido a cualquier conjunto de elementos de los cuales pretendemos indagar y conocer sus características, o una de ellas, y para el cual serán válidas las conclusiones obtenidas en la investigación”. El mismo autor precisa, que la muestra es "una proporción, representativa de la población que selecciona el investigador, con la finalidad de obtener las características más exactas, confiables y representativa de la población".

En tal sentido la población de esta investigación está representada por siete (07) oportunidades exploratorias (*leads*) ubicadas en la cuenca de Carúpano específicamente en la Subcuenca de Caracolito; *Lead* 1 con sus 3 niveles (*Lead* 1 *Main*, *Lead* 1 *Shallow*, *Lead* 1 *Deep*), *Lead* 2, *Lead* 3, *Lead* 4 y 6, *Lead* 5 y *Lead* 7; y la muestra está comprendida por tres (03) de estas oportunidades exploratorias *Leads* 3, 4 y 5. Estas son analizadas en detalle, y maduradas. Todo ello con la finalidad de desarrollar una investigación confiable y precisa.

4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Arias, F. (1999) define las técnicas de recolección de datos como “Las distintas formas o maneras de obtener la información. Son ejemplos de técnicas; la observación directa, la encuesta en sus dos modalidades (entrevista o cuestionario), el análisis documental, análisis de contenido, etc.”

Tomando así importancia para la realización de cualquier trabajo de investigación, utilizar las técnicas adecuadas y convenientes que faciliten el manejo de la información y así disminuya los tiempos empleados para generar buenos

resultados. Siempre será necesario utilizar las técnicas que se adapten a cada tipo de investigación.

4.6.1 Técnicas de recolección de datos

4.6.1.1 Revisión bibliográfica

Hernández, R. *et al*, (2006) define esta técnica de la siguiente manera “consiste en detectar, obtener y consultar la bibliografía necesaria y otros materiales que puedan ser útiles para los propósitos del estudio. Así como extraer y recopilar información relevante que atañe al problema de investigación”. Concepto que se ajusta en toda su extensión a esta investigación, puesto que para la realización de la misma se consultaron múltiples fuentes contenedoras de información relacionada al tema de análisis como libros, artículos, estudios multidisciplinarios realizados previamente en la zona, informes de carácter técnico, revisión de carpetas y registro de pozos.

4.6.1.2 Entrevista Informal

Sabino, C. (1992) define la Entrevista Informal como “La modalidad menos estructurada posible de entrevista ya que la misma se reduce a una simple conversación sobre el tema en estudio. Lo importante no es definir los límites de lo tratado ni ceñirse a algún esquema previo, sino “hacer hablar” al entrevistado, de modo de obtener un panorama de los problemas más salientes, de los mecanismos lógicos y mentales del respondiente, de los temas que para él resultan de importancia.

Esta técnica es de real importancia, debido a que consiste en realizadas preguntas no predeterminadas al entrevistado, para así ampliar los conocimientos respecto al área que se estudia.

Esta técnica se coloca en práctica con las preguntas que se le realizaron al personal que labora en la Gerencia de Exploración Costa Afuera, sobre todo lo concerniente al estudio a realizar.

4.6.2 Instrumentos de recolección de datos

Arias, F. (1999) define de forma clara lo que sería un instrumento de recolección de datos definiéndolo como “Los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información. Ejemplo: fichas, formatos de cuestionario, guías de entrevista, lista de cotejo, grabadores, escalas de actitudes u opinión (tipo *likert*), etc.”.

Este concepto abarca todas las fuentes consultadas como los libros, informes previos y aplicaciones especializadas utilizadas para el buen manejo e interpretación de los datos, tales como: *Microsoft Office (Word, Excel, Power Point)*, la plataforma *Paradigm*, en la cual están integrados los *Software* requeridos para cumplir con los objetivos planteados en esta investigación.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 Elaboración del modelo estratigráfico secuencial de 3^{er} orden

5.1.1 Definición de superficies estratigráficas

Basados en la integración de los datos sísmicos, bioestratigráficos y registros eléctricos, se lograron prolongar las superficies estratigráficas hacia zonas de la cuenca que no han sido estudiadas sismoestratigráficamente, desde el Alto de Patao (en el sur), hacia la subcuenca de Caracolito (en el norte), definiendo así las siguientes superficies estratigráficas en el intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano: una superficie de máxima inundación en la base de la secuencia (*MFS-3*), la superficie basal de regresión forzada (*BSFR*), una superficie compuesta que incluye la discordancia subaérea con su superficie correlativa (*SU3-CC*), la superficie de máxima regresión (*MRS*) y una superficie de máxima inundación al tope de la secuencia (*MFS-4*) (Figura 5.1).

Con las superficies estratigráficas definidas se pudo identificar los sistemas encadenados presentes, según el modelo depositacional IV propuesto por Hunt and Tucker 1992, 1995; Plint and Nummedal, 2000, generando la secuencia genética que se muestra en la Figura 5.2.

La interpretación sismoestratigráfica llevada a cabo en el área de estudio dio como resultado la definición de un modelo estratigráfico secuencial regional, el cual se centraliza en el intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano, proponiéndose las superficies y unidades de deposición dentro de la secuencia estratigráfica de 3er orden que se muestran en la Figura 5.3.

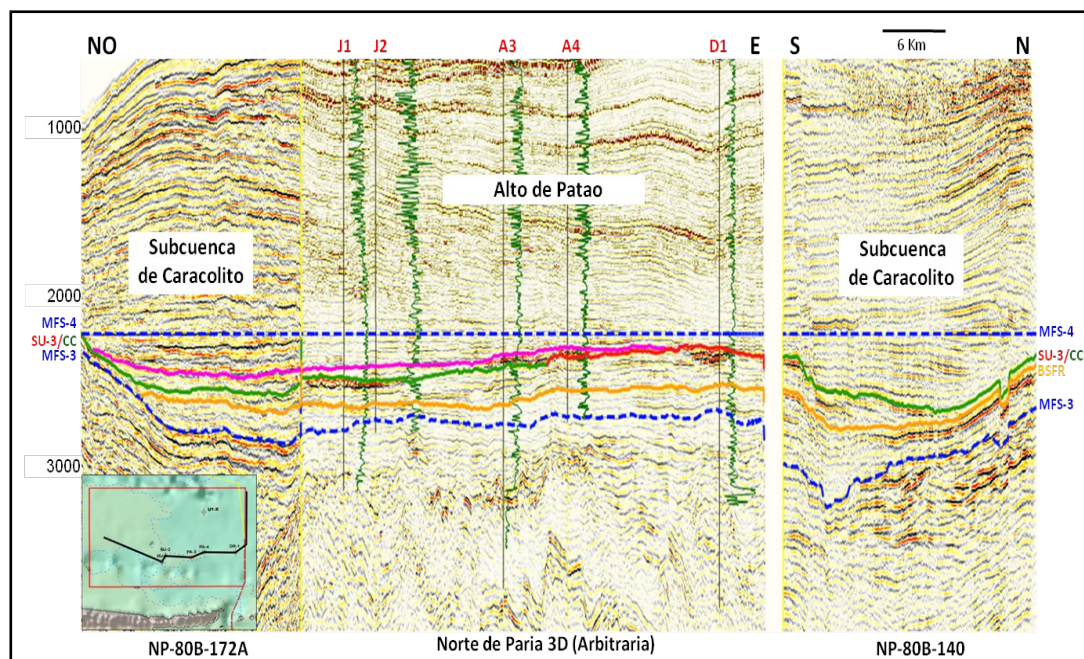


Figura 5.1 Transecto Sísmico “TS-1” con superficies estratigráficas.

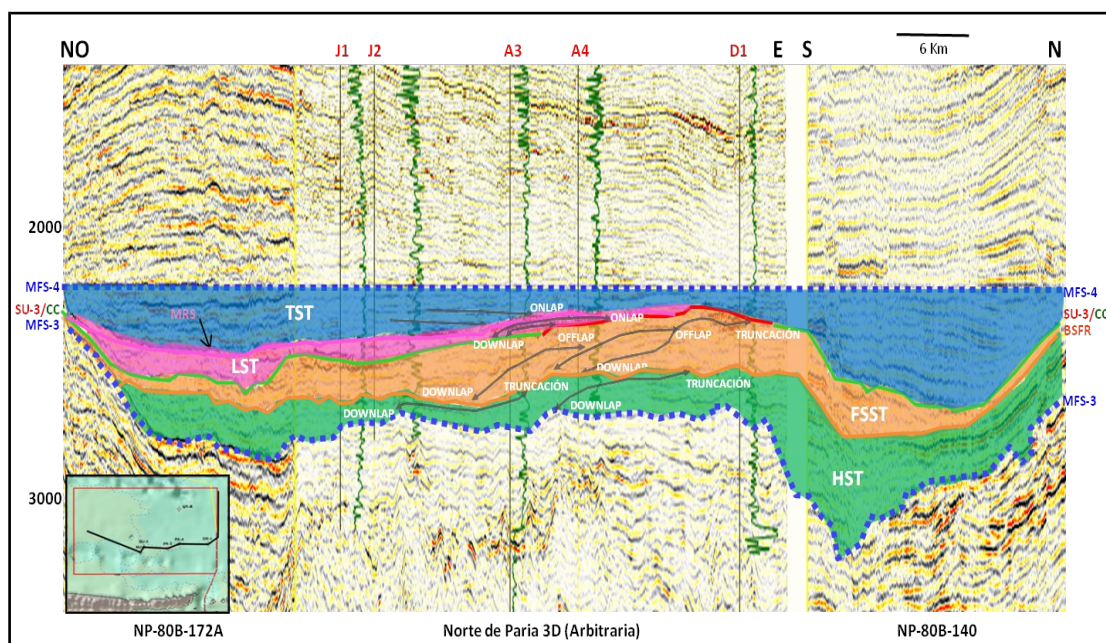


Figura 5.2 Transecto sísmico TS-1 donde se observa la interpretación de la secuencia estratigráfica genética de 3^{er} orden con las terminaciones, superficies y sistemas encadenados definidos.

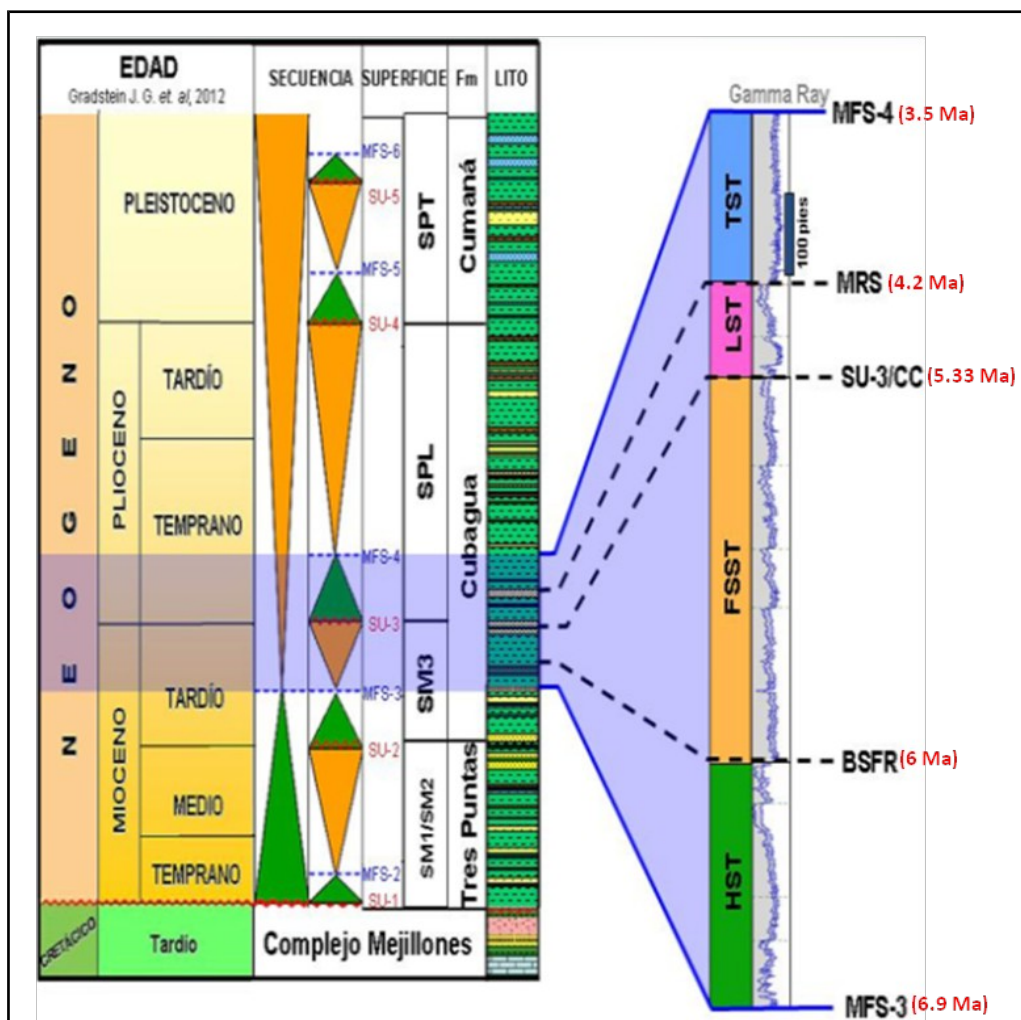


Figura 5.3 Registro estratigráfico sintético de la cuenca de Carúpano con el desglose secuencial de alta resolución elaborado con los registros del *Gamma Ray* de los pozos A3, D3 y A4 (Modificado del PGP Norte de Paria, 2013).

5.2 Verificación de la existencia de oportunidades exploratorias

En la Figura 5.4 se muestran las anomalías visualizadas en el transecto TS-1, las cuales están ubicadas en el intervalo de interés, Mioceno tardío - Plioceno temprano, y fueron nombradas como Paria 3, Paria 4 y Paria 5.

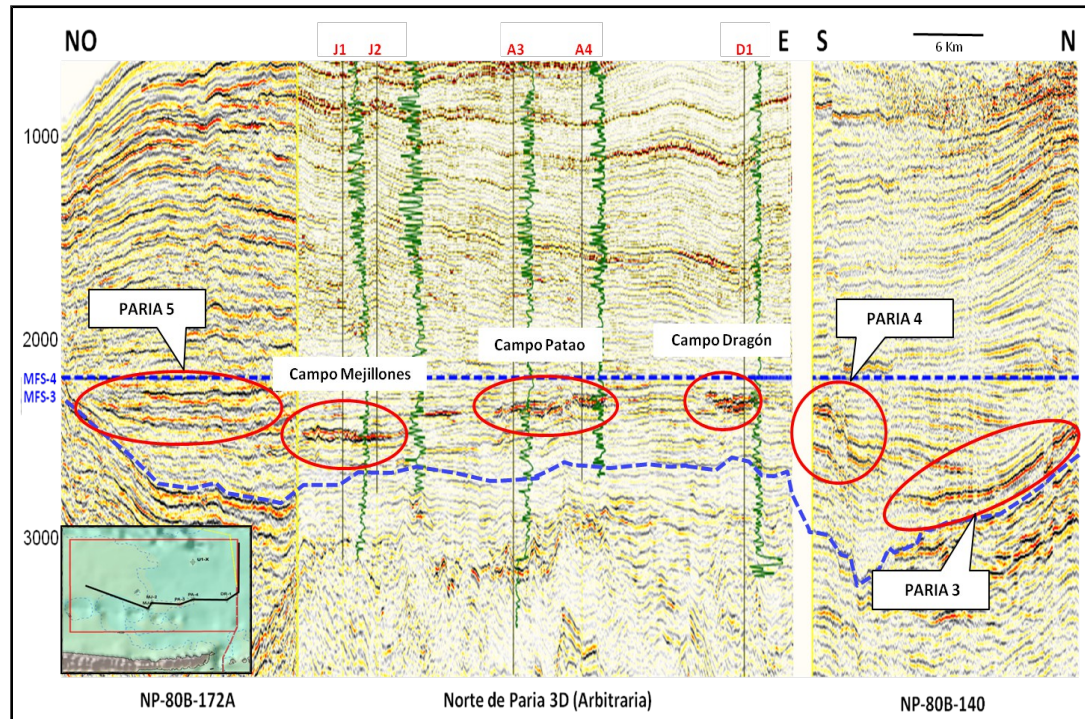


Figura 5.4 Anomalías visualizadas en el transecto regional generado.

Se pudo identificar que estas anomalías visualizadas coincidían con entrampamientos propuestos por la compañía *Shell* en el año 2003, los cuales fueron nombrados por la compañía como *Lead 3*, *Lead 4* y *Lead 5* (Figura 5.5). Identificándose la ubicación de las tres oportunidades en un intervalo de tiempo entre los 1500 a 3000 ms (Figura 5.6).

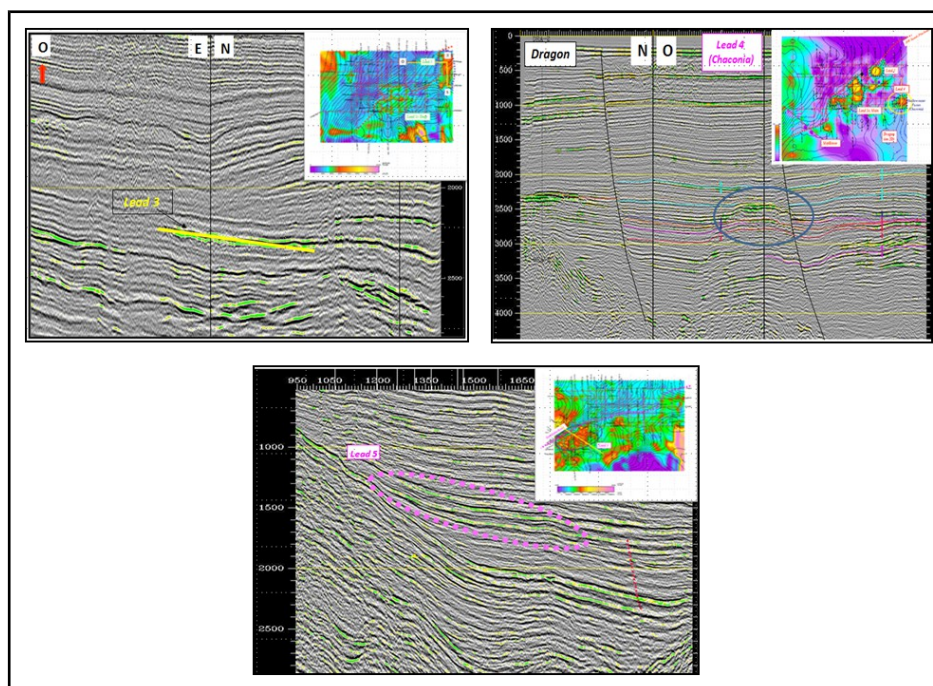


Figura 5.5 Oportunidades Exploratorias (*leads*) visualizados por la compañía *Shell* en el año 2003.

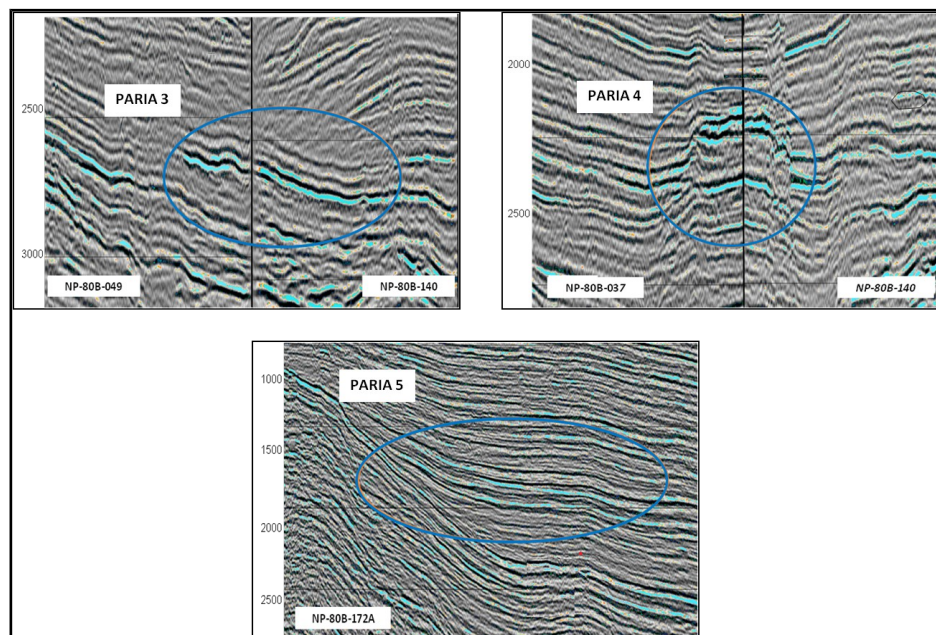


Figura 5.6 Verificación de la existencia de oportunidades exploratorias propuestas por la compañía *Shell* en el año 2003.

5.2.1 Ubicación de las oportunidades en el modelo secuencial de 3er orden

5.2.1.1 Oportunidad Paria 3 (*Highstans System Tract*)

La oportunidad Paria 3 se ubica en el sistema de Alto Nivel (*HST*), el cual se desarrolla en el último estadio de la subida del nivel del mar, si la tasa de sedimentación es mayor que la tasa de aumento del nivel base, produciendo una regresión normal de la línea de costa (Figura 5.7).

5.2.1.2 Oportunidad Paria 4 (*Falling Stage System Tract*)

La oportunidad Paria 4 se encuentra en el sistema encadenado de Regresión Forzada (*FSST*), el cual se forma durante la regresión forzada de la línea de costa (Figura 5.8).

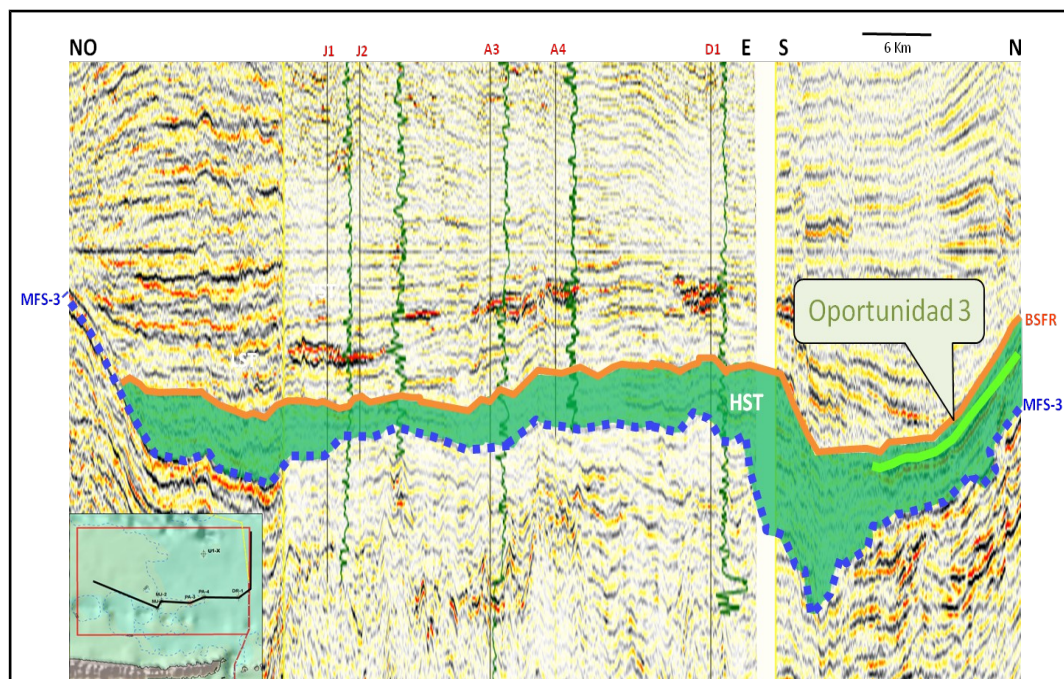


Figura 5.7 Oportunidad Paria 3 en el sistema encadenado de Alto Nivel.

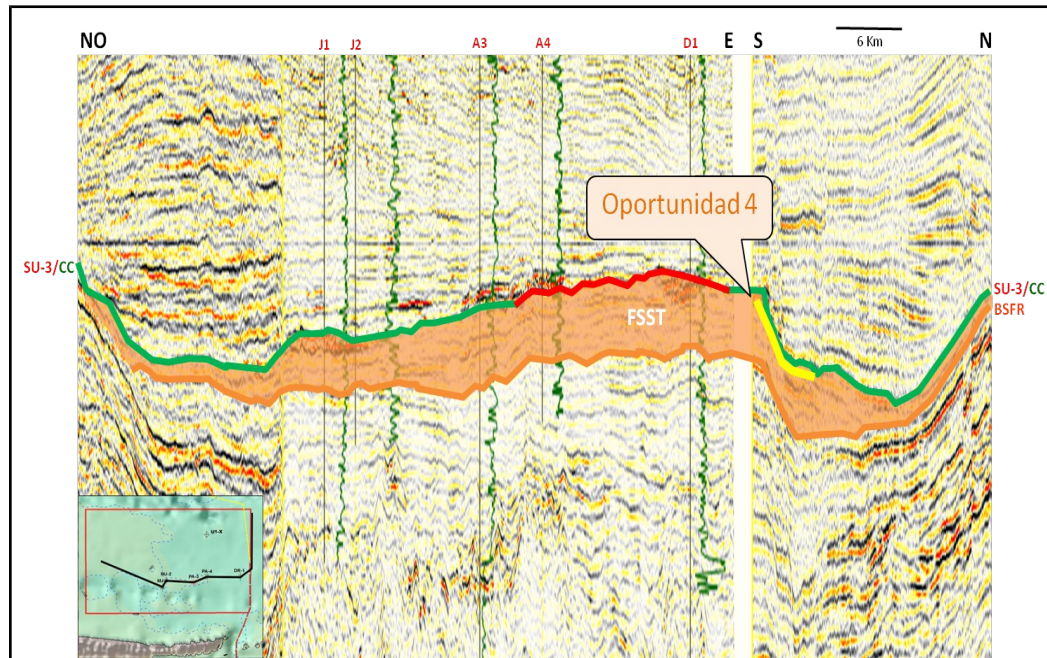


Figura 5.8 Oportunidad Paria 4 en el sistema encadenado de regresión forzada.

5.2.1.3 Oportunidad Paria 5 (*Transgressive System Tract*)

La oportunidad Paria 5 se ubica en el sistema encadenado transgresivo (*TST*), el cual se desarrolla durante el aumento del nivel base (Figura 5.9).

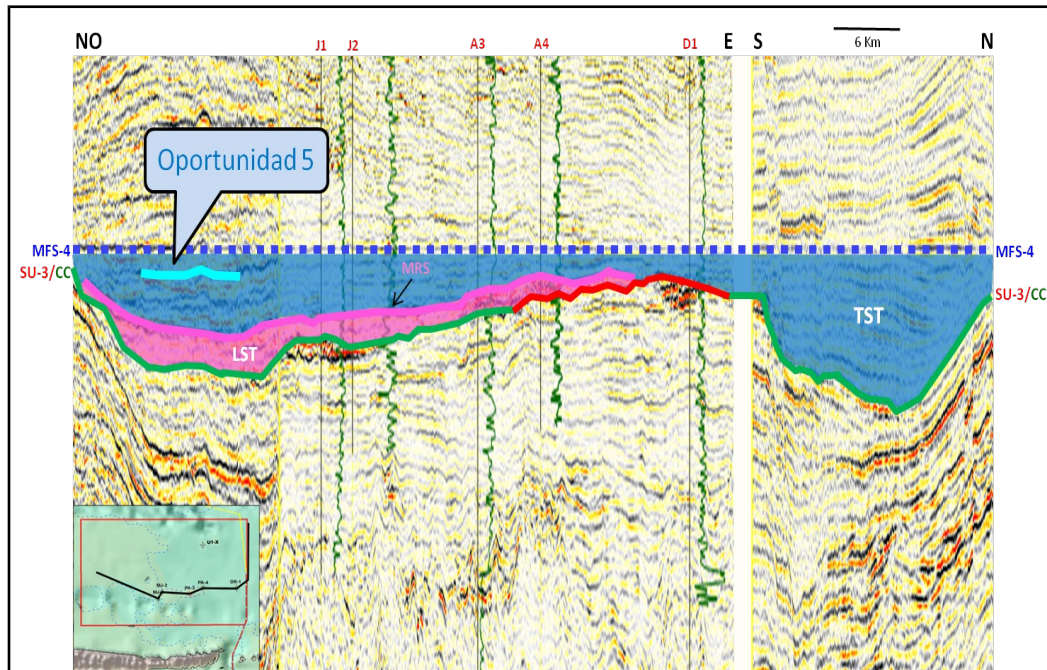


Figura 5.9 Oportunidad Paria 5 en el sistema encadenado de Transgresión.

5.3 Detección de la incertidumbre geológica de las oportunidades exploratorias

Para definir el estado de madurez de las oportunidades y reducir su incertidumbre exploratoria, fue necesario realizar un estudio multidisciplinario, que dio los siguientes resultados:

5.3.1 Bioestratigrafía

Con los estudios bioestratigráficos realizados en la zona, se pudo definir el intervalo estratigráfico y la edad asociada a este, donde fueron identificadas las oportunidades, resultando Paria 3 y Paria 4 en el intervalo Mioceno Tardío y la oportunidad Paria 5 en el intervalo Plioceno Temprano.

Adicionalmente, con los datos bioestratigráficos, se pudo determinar la paleobatimetría de las mismas, con Paria 3 y Paria 4 en un ambiente Nerítico Externo

a Batial y Paria 5 en un ambiente Nerítico Interno a Nerítico medio, ambientes caracterizados por presentar el desarrollo de depósitos de aguas profundas como lo son las turbiditas (Figura 5.10).

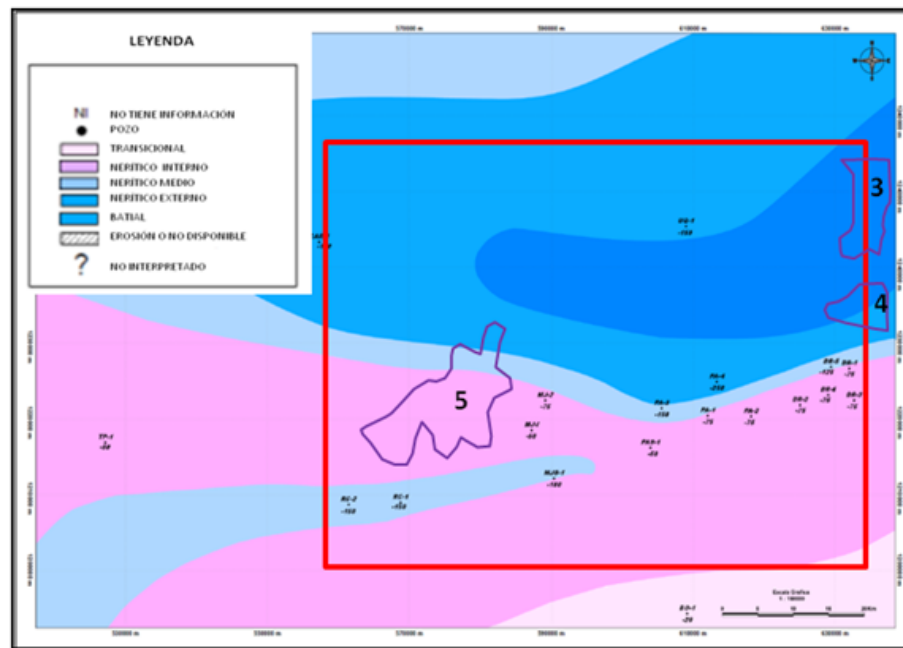


Figura 5.10 Mapa paleobatimétrico al nivel de la *MFS-4* (Modificado del PGP Norte de Paria).

5.3.2 Sedimentología

Al nivel del Mioceno tardío y Plioceno temprano los ambientes sedimentarios estaban caracterizado por depósitos maduros de un delta dominado por río, tomando en cuenta que las batimetrías de los depósitos están asociadas a corrientes de turbidez o ambientes turbidíticos (Figura 5.11), de acuerdo a los estudios sedimentológicos realizados a las muestras de núcleos en el intervalo de interés (Figura 5.12):

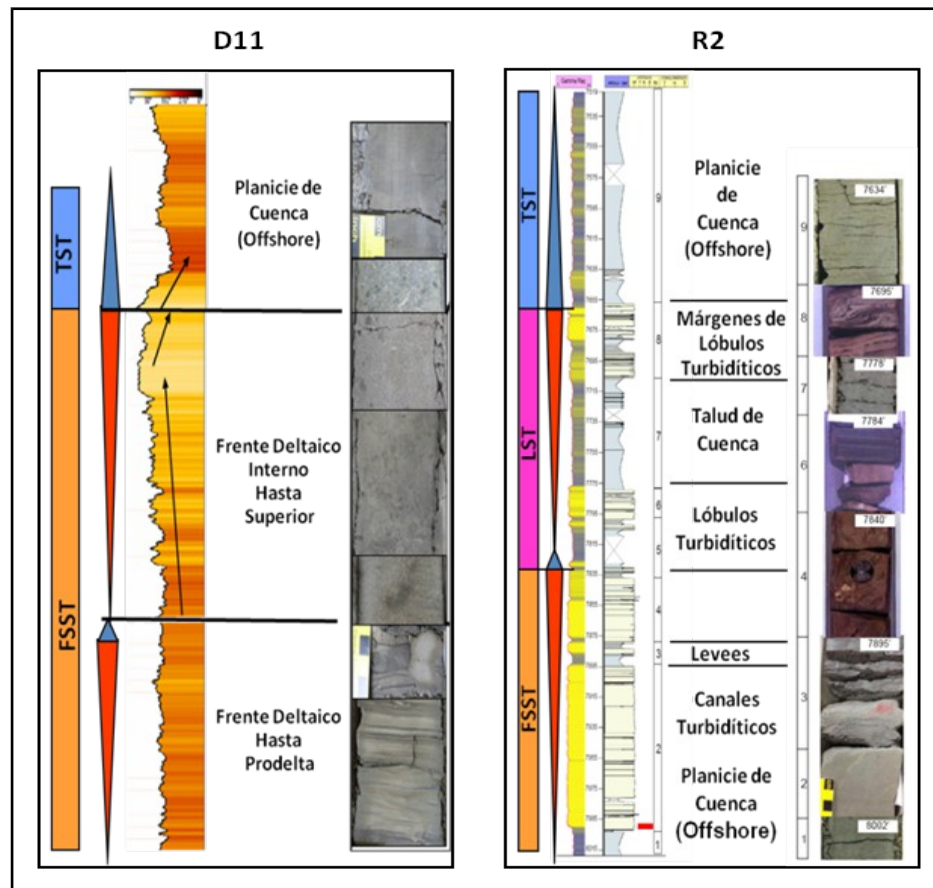


Figura 5.11 Análisis sedimentológico de las muestras de núcleo de los pozos D11 y R2 (Modificado del PGP Norte de Paria, 2013).

El pozo R2 contiene 461,89 pies de núcleo ubicados entre los 8036 y 7519 pies. Los núcleos están situados al tope del FSST, en el LST y la base del TST. De acuerdo a la descripción e interpretación realizada por Musial, 2012, presenta:

1) 8036'-7895': Intervalo de arena muy fina, de aspecto masivo, con fino intervalo de lutita (1 hasta 5 cm), poco bioturbado (*Scolicia* isp.), con restos carbonosos y raras valvas.

2) 7898'-7979,5': Alternación de lutitas oscuras con restos carbonosos y arenas muy finas.

3) 7979,5'-7837': Areniscas muy finas con restos carbonosos, líticos y algunas valvas, con también intervalo de lutita oscura con restos carbonosos y bioturbación de tipo *Terebelina* isp. Este intervalo es interpretado como el desarrollo de un complejo de canales/levees turbidítico.

4) 7837'-7798,5': Lutitas oscuras con intervalos de arenas muy finas glauconíticas.

5) 7798,5'-7779': Areniscas muy finas, de color azulado, glauconíticas, con intervalos de lutitas.

6) 7779'-7708,5': Lutitas oscuras con alto contenido de restos carbonosos que pasan progresivamente a lutitas más claras.

7) 7708,5'-7658': Intervalo con areniscas muy finas hasta limonitas, grano-creciendo, laminado o heterolítico. Este intervalo es interpretado como el desarrollo de un complejo de lóbulos turbidíticos.

8) 7658'-7519': Lutitas de offshore.

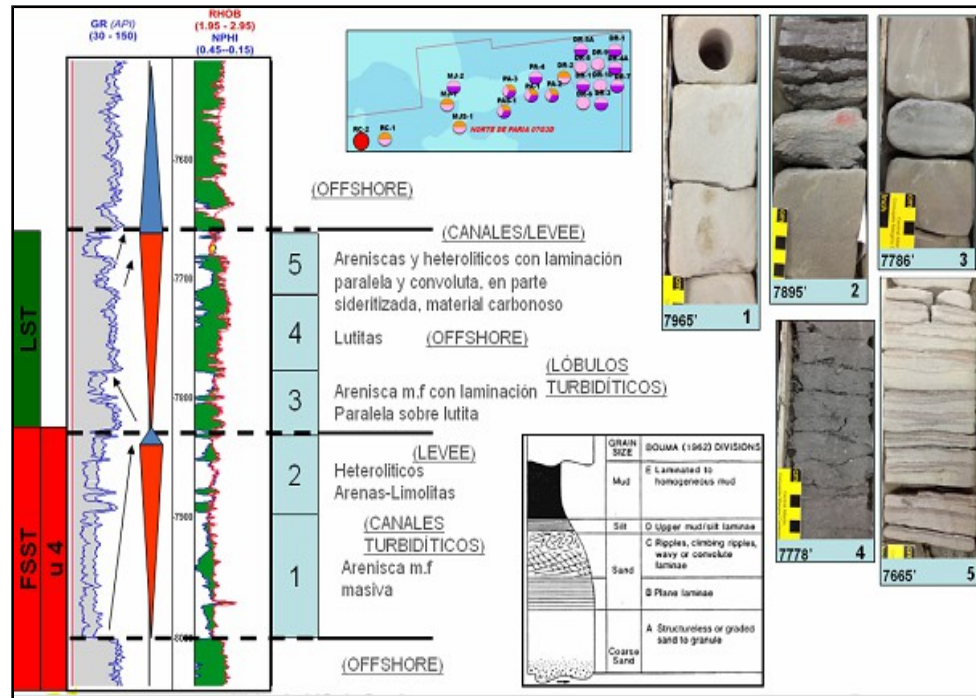


Figura 5.12 Descripción sedimentológica de los núcleos de R2, (Sánchez, 2011 y Buatois 2008 en Ramírez, *et al.* 2013).

5.3.3 Petrografía

Con la interpretación petrofísica se pudo inferir las propiedades de reservorio asociadas a las oportunidades, tomando los valores de los pozos análogos en el nivel correspondiente. De tal manera se asocia a las oportunidades Paria 3 y 4 un espesor de arena neta de 63,25 pies con una porosidad de 28%, y a Paria 5 un espesor de arena neta de 17,5 pies con una porosidad de 27%, siendo las oportunidades Paria 3 y 4 las mejores desde el punto de vista petrofísico.

5.3.4 Geoquímica

Según los estudios geoquímicos llevados a cabo en la cuenca de Carúpano se plantea, para el origen de los hidrocarburos, una familia de gas biogénico y una familia de gas termogénico; quedando las oportunidades distribuidas de la siguiente manera:

las oportunidades Paria 3 y Paria 4 asociadas a gas seco y la oportunidad Paria 5 asociada a gas condensado (Figura 5.13).

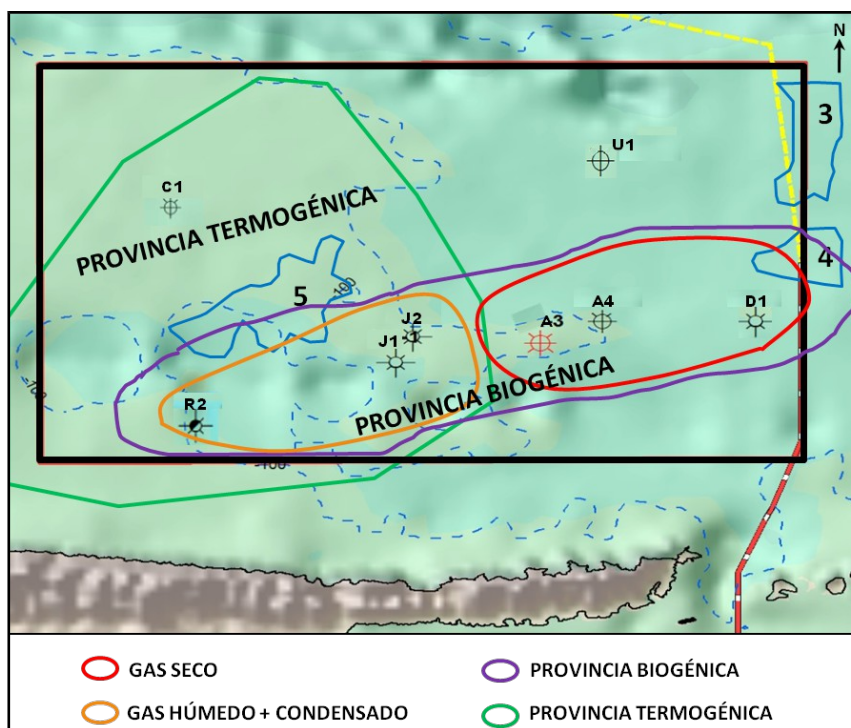


Figura 5.13 Tipos de hidrocarburos en el área.

5.4 Generación del soporte técnico de las oportunidades

La documentación de las oportunidades se generó mediante la integración de los modelos de cada disciplina junto con los cálculos volumétricos, los mismos se presentan a continuación:

5.4.1 Cálculo de la volumetría

Para el cálculo del *GOES* y *POES* de las oportunidades se estimó el área y la profundidad de las mismas, factores necesarios para el cálculo volumétrico con el software *MBAL*; el área se calculó a partir de los polígonos mínimos, máximos y

medios de las oportunidades (Figura 4.21), dando como resultado las áreas que se muestran en la Tabla 5.1. Estas áreas se convirtieron a Acres para efectos del cálculo volumétrico con el software *MBAL* utilizando el factor de conversión $1 \text{ Km}^2 = 2470105 \text{ Acres}$.

Tabla 5.1 Áreas aproximadas de las oportunidades

Oportunidad	Caso Máximo		Caso Medio		Caso Mínimo	
	Áreas (Km ²)	Áreas (Acres)	Áreas (Km ²)	Áreas (Acres)	Áreas (Km ²)	Áreas (Acres)
Paria 3	103,75	25626,25	62,67	15479,49	43,08	10604,76
Paria 4	65,55	16190,85	23,26	5745,22	4,94	1220,18
Paria 5	376,41	92973,27	183,76	45388,72	103,14	25475,58

Con el modelo de velocidades fue posible convertir la interpretación realizada de las oportunidades en el dominio del tiempo al dominio de la profundidad, creando los mapas en profundidad de las oportunidades (Figura 5.14). Para asignar una profundidad específica a las oportunidades, se crearon localizaciones para cada una, tomando como parámetros principales que estuvieran ubicados en la zona más alta de la oportunidad y en líneas sísmicas 2D (Figura 5.16). En la Tabla 5.2 se presenta el nombre de cada localización con su oportunidad correspondiente, las coordenadas exactas de su ubicación y las profundidades estimadas.

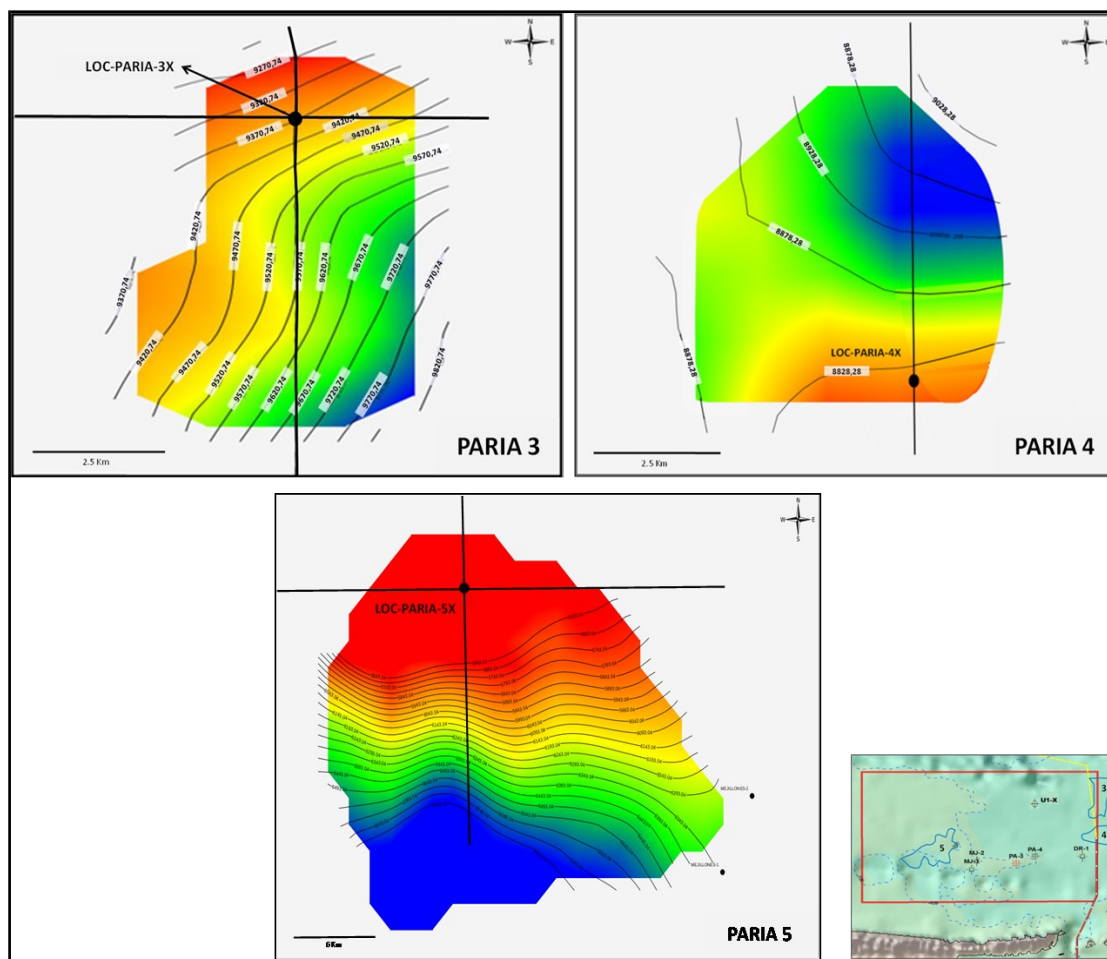


Figura 5.14 Mapas en profundidad de las oportunidades donde se muestran las posibles localizaciones de pozos.

Tabla 5.2 Coordenadas de las localizaciones.

Oportunidad	Nombre de la localización	X(m)	Y(m)	Tope (pies)
Paria 3	Loc-Paria-3X	639791,7	1261699,86	9365
Paria 4	Loc-Paria-4X	639813,22	1235225,76	8713
Paria 5	Loc-Paria-5X	569418,91	1228917,37	5834

En base a las profundidades estimadas de las oportunidades se pudo calcular la presión y temperatura de las mismas, obteniendo los valores que se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Presión y temperaturas estimadas para las oportunidades

Oportunidad	Presión (LPC)	Temperatura (°F)
Paria 3	5082,5	195
Paria 4	4756,5	185
Paria 5	3317	150

A continuación, se muestran los valores establecidos para el cálculo del *GOES* y *POES* de las oportunidades con el *software MBAL* (Tablas 5.4).

Tabla 5.4 Propiedades de las oportunidades Paria 3, Paria 4 y Paria 5, para el cálculo volumétrico con el Software *MBAL*.

Parámetros/Propiedades	Paria 3			Paria 4			Paria 5		
	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio
Área (Acres)	10604,76	25626,25	15474,49	1220,18	16190,85	5745,22	25475,58	92973,27	45388,72
Espesor (Pies)	63,25			63,25			17,5		
Porosidad (%)	27,7			27,7			25,7		
Saturación de Gas (%)	82,8			82,8			64,7		
Relación gas Condensado (RGC)(PCN/BN)	-			-			7650		
Gravedad del Petróleo (°API)	60°			60°			55°		
Gravedad del Gas (sp grav)	0,59			0,59			0,69		
Presión (LPC)	5082,5			4756,5			3317		
Temperatura (°F)	195			185			150		

Al calcular el gas y petróleo recuperable en sitio (*GOES* y *POES*) de las oportunidades, se pudo evidenciar la gran cantidad de MMMPCN (miles de millones de pies cúbicos normales) de gas y condensado que podrían estar presente en las trampas. Este valor, por supuesto, no se encuentra aún afectado por factores como las

probabilidades de éxito y el factor de recobro que se tiene en la zona, los cuales reducirán esta volumetría considerablemente. A continuación se muestran los resultados en las Tablas 5.5 y 5.6.

Tabla 5.5 Resultados del cálculo volumétrico de Paria 3 y Paria 4.

Oportunidad	GOES (MMMPCN)		
	P90	P50	P10
PARIA 3	2493	3115	3902
PARIA 4	774	1384	2134

Tabla 5.6 Resultados del cálculo volumétrico de Paria 5.

Paria 5	P90	P50	P10
POES (MMBN)	186	257	350
GOES (MMMPCN)	1425	1972	2683

5.4.2 Estimación del riesgo geológico

El resultado arrojado en el análisis de riesgo, indica pocas probabilidades de éxito al momento de perforar con porcentajes de 19%, 11% y 9% para las oportunidades Paria 3, Paria 4 y Paria 5 respectivamente (Tabla 5.7). Esto indica que las oportunidades tienen alto riesgo geológico, y por ende, una gran incertidumbre con respecto a los factores considerados por este estudio (Tabla 5.8).

Tabla 5.7 Riesgo geológico de las oportunidades Paria 3, Paria 4 y Paria 5.

	PARIA 3		PARIA 4		PARIA 5	
FACTORES	Probabilidad PROMEDIO	Probabilidad TOTAL	Probabilidad PROMEDIO	Probabilidad TOTAL	Probabilidad PROMEDIO	Probabilidad TOTAL
ROCA MADRE						
Capacidad para generar HC's	0,7		0,7		0,6	
Madurez de la RM					0,8	
TOTAL		0,7		0,7		0,7
CALIDAD DE RESERVORIO						
Existencia	0,7		0,8		0,6	
Calidad	0,7		0,8		0,6	
TOTAL		0,7		0,8		0,6
TRAMPA						
Definicion de la trampa	0,5		0,5		0,5	
Características de la Trampa	0,7		0,4		0,5	
Sello (Vertical y Lateral)	0,9		0,4		0,4	
TOTAL		0,7		0,43		0,46
SINCRONIZACION Y MIGRACION						
Sincronizacion	0,6		0,6		0,6	
Rutas de Migracion	0,8		0,8		0,5	
Preservacion	0,8		0,4		0,4	
TOTAL		0,73		0,6		0,5
PROBABILIDAD DE ÉXITO %		19,3		11,5		8,9
RIESGO GEOLÓGICO %		80,7		88,5		91,1

Tabla 5.8 Rango de valores para la clasificación del riesgo geológico

Escala		
Riesgo Geológico	Probabilidad de Éxito	Calificación
Muy Bajo Riesgo (1 - 0,5)	Promedio 0,75	Delineación
Bajo Riesgo (0,5 - 0,25)	Promedio 0,375	Delineacion
Riesgo Moderado (0,25 - 0,125)	Promedio 0,183	Prospecto
Alto Riesgo (0,125 - 0,0625)	Promedio 0,092	Play
Muy alto Riesgo (0,0625 - 0)	Promedio 0,05	Sistema Petrolero

A continuación se explica brevemente cada uno de los parámetros considerados para esta evaluación:

5.4.2.1 Roca madre

Debido a la profundidad del intervalo donde se encuentran las trampas de las oportunidades Paria 3 y Paria 4, y la cercanía de los campos Patao y Dragón, se espera la presencia de gas seco, tal como fue probado en los pozos de estos campos; mientras que para la oportunidad Paria 5, debido a su cercanía con los campos Río Caribe y Mejillones, se espera la presencia de gas termogénico, tal como fue descubierto en estos campos

La teoría sustentada en el PGP Norte de Paria, en su modelo geoquímico, atribuye la generación del gas biogénico en los campos Dragón y Patao a las rocas del Mioceno medio - tardío, mostrando buenos valores en los análisis de Contenido Orgánico Total realizados a muestras de roca de los pozos de esta zona, donde varios intervalos poseen valores de COT con al menos 1%. Debido a esto se asignó un valor de 0,7 (alentador) a la roca generadora de Paria 3 y Paria 4.

En cuanto a Paria 5, se le atribuye a las rocas del Eoceno - Oligoceno el gas termogénico asociado a esta oportunidad, intervalos que muestran buenos valores de %COT y reflectancia de vitrina (madurez de la roca madre), con un R_o entre 0,5 y 1%. Por todo esto se le asigna a la roca madre un valor de 0,7 (alentador).

5.4.2.2 Calidad del reservorio

Para evaluar la calidad del reservorio se consideró el modelo depositacional generado anteriormente, el cual ubica a las oportunidades en los sistemas encadenados de Alto Nivel (*HST*), Regresión Forzada (*FSST*) y de Transgresión (*TST*) (Figura 5.15). A continuación, se describe brevemente la calidad de cada sistema, considerando que las oportunidades se encuentran en un ambiente de aguas profundas

(de nerítico interno a batial) y que los reservorios en este tipo de ambiente son producidos por corrientes de turbidez:

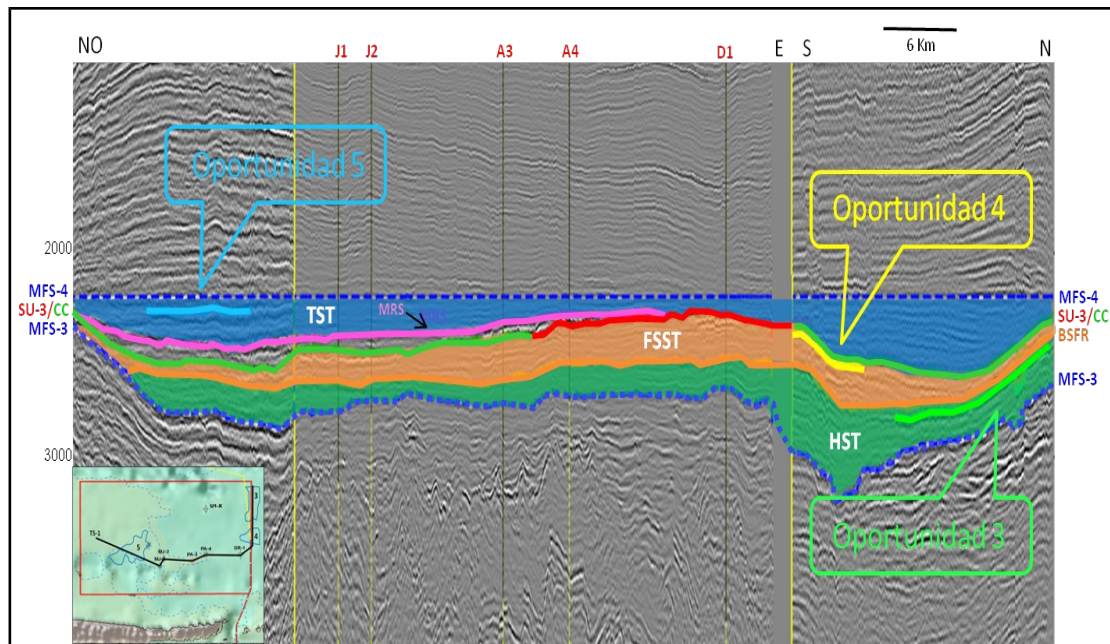


Figura 5.15 Oportunidades exploratorias en el modelo secuencial de 3^{er} orden.

En el *Highstand System tract (HST)*, el sistema de *shoreface* concentra la mayor cantidad de arena, por lo que en ambientes de aguas profundas la relación arena/lutita de las corrientes de turbidez es baja, considerando para el mismo una calidad de reservorio moderada. Debido a esto se le asigna un valor de 0,7 (alentador) a la calidad de reservorio del *HST*.

En el *Falling-Stage System tract (FSST)*, los depósitos de aguas profundas se ven favorecidos en la etapa tardía del *FSST*, en los que son atrapados la mayor cantidad de sedimento, desarrollándose volúmenes de depósitos turbidíticos, ya que la línea de costa se aproxima al borde de la plataforma y los sedimentos comienzan a ser transportados directamente al talud continental provocando un evento mayor de flujos gravitatorios. Estos reservorios forman la parte gruesa de las abanicos de fondo

marino. Debido a esto se le asigna un valor de 0,8 (favorable) a la calidad de reservorio del *FSST*.

En el *Transgressive System tract (TST)*, las corrientes de flujos turbidíticos de baja densidad tienden a disminuir con el tiempo la cantidad de sedimentos transportados a los ambientes de aguas profundas, siendo los mejores reservorios los relacionados a los costeros, sin embargo pueden tener un significativo potencial exploratorio porque ellos son comúnmente constituidos de arena y tienden a ser cubiertos por facies lodosas de plataforma que funcionan como rocas sello. Debido a esto se le asigno un valor de 0,6 (alentador) a la calidad de reservorio del *TST*.

5.4.2.3 Trampa

Este parámetro tomo en consideración los recursos que se utilizaron para delimitar las trampas, los cuales fueron líneas 2D cuyo espaciado no es continuo entre una y otra, y con una resolución sísmica moderada a baja, lo que no permite que algunas características puedan ser visualizadas, como fallas, cambios en la intensidad de las amplitudes, entre otras.

Además se consideran las características de la trampa, donde se toma en cuenta el tipo de trampa. Por lo que se pudo visualizar en la sísmica 2D que se tiene disponible, se trata de una trampa estratigráfica en el caso de Paria 3 y trampas mixtas en el caso de Paria 4 y Paria 5, en los que se puede visualizar fallas que limitan la amplitud sísmica.

De igual manera este parámetro toma en cuenta el sello de la trampa (Vertical y lateral), el cual es favorable en el caso de Paria 3 donde no se observa ninguna falla que atraviese la oportunidad, y cuestionable en el caso de Paria 4 y Paria 5 donde si se observan fallas que limitan la amplitud (Figura 5.16).

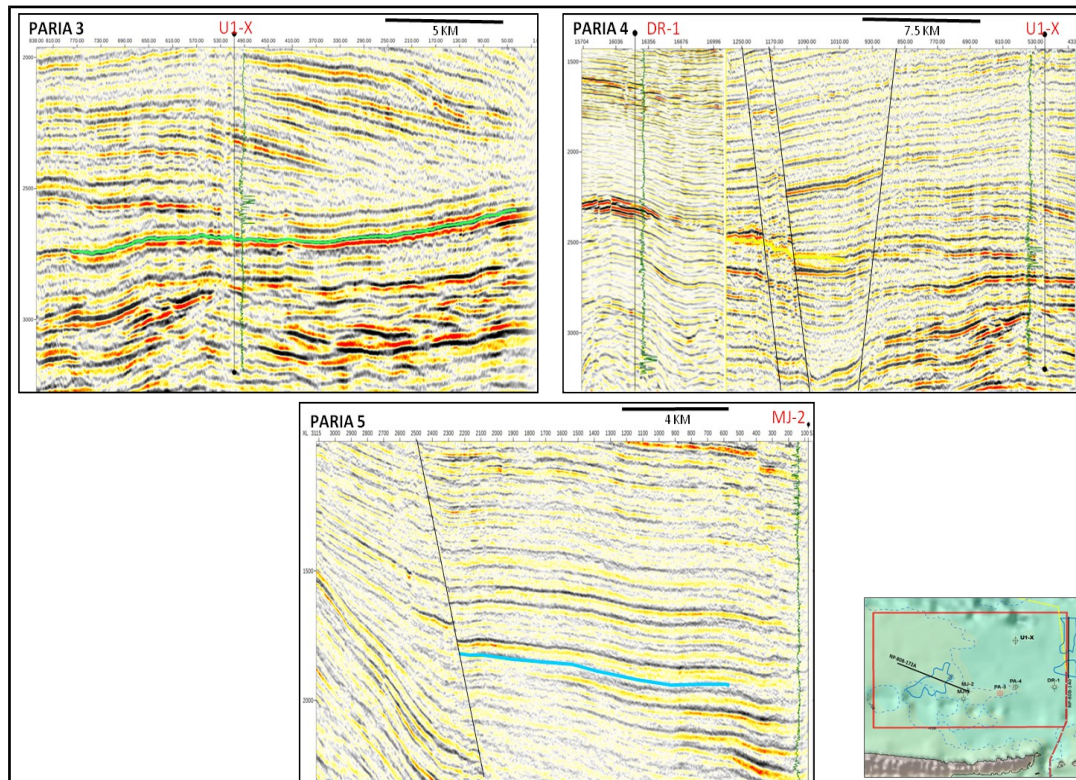


Figura 5.16 Líneas sísmicas donde se observan las trampas de las oportunidades.

Por todas estas razones se le asignó un valor alentador (0,7) a la trampa de paria 3, neutral (0,5) a la de Paria 5 y cuestionable (0,4) a la de Paria 4.

5.4.2.4 Sincronización y migración

Este parámetro toma en cuenta la sincronización, rutas de migración y la preservación del hidrocarburo. En el caso del gas biogénico, de acuerdo a los datos de producción, los principales yacimientos de este tipo corresponden a las secuencias Mioceno tardío - Plioceno temprano, pudiendo venir el gas de secciones infrayacentes, por lo que se estima que el factor de migración sea favorable para Paria 3 y 4; teniendo entonces como principal factor de riesgo la preservación de los mismos la cual es

desfavorable en el caso de Paria 4, en el se pueden observar fallas que atraviesan la oportunidad.

En el caso del gas termogénico, se estableció que la roca generadora de este tipo de hidrocarburo corresponde a secuencias ubicadas en el Eoceno- Oligoceno, estando el área de cocina hacia la subcuenca de caracolito, por lo que se tiene como principales factores de riesgos la migración del hidrocarburo (desde el Noreste hacia el Suroeste) y la preservación del mismo, pudiendo observar fallas que limitan la amplitud de Paria 5.

Debido a esto se le asignó un valor de 0,7 (alentador) a la sincronización y migración de Paria 3, 0,6 (alentador) a la de Paria 4 y 0,5 (neutral) a la Paria 5.

5.4.3 Cálculo de expectativas

Culminada la fase del análisis de riesgo, se calcularon las expectativas de gas seco y gas condensado asociados a las oportunidades, considerando un factor de recobro de 70% para el gas seco y de 50% para el gas condensado, como se indica en las Tabla 5.9 y 5.10. Teniendo como resultado que la oportunidad Paria 3 tiene la mayor expectativa con un total de 414 MMMPCN de gas seco, seguida de Paria 5 con 124 MMMPCN de gas condensado y por último Paria 4 con 106 MMMPCN de gas seco.

Tabla 5.9 Resultados del cálculo de las expectativas de gas de las oportunidades exploratorias.

Oportunidad	Factor de Recobro (%)	Recuperable del gas (P50) (MMMPCN)	POS (%)	Expectativa del Gas Seco
Paria 3	70	2180	19	414
Paria 4	70	968	11	106
Paria 5	70	1380	9	124

Tabla 5.10 Resultados del cálculo de las expectativas de gas de las oportunidades exploratorias.

Oportunidad	Factor de Recobro (%)	Recuperable del condensado (P50) (MMMPCN)	POS (%)	Expectativa del Condensado
Paria 5	50	128	9	11

Es importante acotar que el valor correspondiente a la expectativa del gas, fue calculado en base al valor de P50 del recuperable del gas, por representar la probabilidad de existencia intermedia o neutral.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Se generó un modelo estratigráfico secuencial de 3er orden, definiéndose las superficies estratigráficas: MFS-3, BSFR, SU-3/CC, MRS y MFS-4, en el intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano, las cuales limitan los sistemas encadenados HST, FSST, LST y TST, evidenciándose una continuidad lateral de los sistemas HST, FSST y TST a lo largo del transecto, estando el sistema LST ausente hacia la vecindad del pozo D1.

2. Se validaron 3 oportunidades exploratorias: Paria 3, Paria 4 y Paria 5, las cuales quedaron posicionadas en los sistemas encadenados *Highstand System Tract*, *Falling-Stage System Tract* y *Transgressive System Tract* respectivamente, considerándose para los mismos una calidad de reservorio moderada, buena y pobre.

3. Las paleobatimétrías en las que se depositaron las oportunidades van: de nerítico externo a batial asociadas a las oportunidades Paria 3 y Paria 4 para el Mioceno Tardío, y de nerítico interno a nerítico medio en el caso de la oportunidad Paria 5 para el Plioceno Temprano, siendo todas las oportunidades asociadas a depósitos de aguas profundas como lo son las turbiditas (ambiente de Prodelta/offshore).

4. Las propiedades de reservorio asociadas a las oportunidades, permitieron definir que las oportunidades Paria 3 y Paria 4 son las mejores desde el punto de vista petrofísico, con una arena neta de 63,25 pies y una porosidad de 28%.

5. Según el modelo geoquímico del área, se determinó que en las oportunidades Paria 3 y Paria 4 puede estar funcionando un sistema de gas biogénico y en la oportunidad Paria 5 uno de gas termogénico.

6. Se determinó una probabilidad de éxito de 19%, 11% y 9%, para las oportunidades Paria 3, Paria 4 y Paria 5 respectivamente, con expectativas asociadas de 414 MMMPCN, 106 MMMPCN y 124 MMMPCN. Observándose que la oportunidad Paria 3 tiene las mayores expectativas asociadas a gas seco, seguida por la oportunidad Paria 5 asociada a gas condensado y por último la oportunidad Paria 4 asociada a gas seco.

7. Se documentaron tres oportunidades exploratorias definidas como *leads*, pasando de una clasificación de *Lead* Tipo B (oportunidad con soporte técnico parcial) a un *Lead* Tipo A (oportunidad con suficiente soporte técnico), según la clasificación interna de PDVSA.

Recomendaciones

1. Adquirir un levantamiento 3D en el área comprendida por la subcuenca de Caracolito, para contar con información más confiable al momento de definir los reflectores sísmicos y sus amplitudes. Aunado a esto en la industria petrolera mundial no se perforan depósitos de aguas profundas sin la existencia de un levantamiento 3D.

2. Se plantea la perforación de pozos estratigráficos en la zona de estudio, con el fin de incrementar la información que se tiene y de esta manera reducir la incertidumbre geológica presente en el área.

REFERENCIAS

Aitken, T. (1995) **CENOZOIC STRATIGRAPHIC AND TECTONIC HISTORY OF THE GRENADA AND TOBAGO BASINS AS DETERMINED FROM MARINE SEISMIC DATA, WELLS, AND ONLAND GEOLOGY: M.S.** Thesis, Universidad de Texas, Estados Unidos. pp 89.

Alonso, B.; Farran, M.; Maldonado, A. (1989) **ESTRATIGRAFIA SISMICA DE ALTA RESOLUCION EN MARGENES CONTINENTALES PASIVOS: FACTORES DE CONTROL DURANTE EL CUATERNARIO.** Revista Sociedad Geológica de España. Instituto de Ciencias del Mar, CSIS, Paseo nacional, Barcelona, España.

Amundaray, L. (2013) **LEVANTAMIENTO SÍSMICO.** 20 de Agosto de 2017, [<https://es.scribd.com/doc/43240198/Levantamiento-Sismico>].

Arias, F. (1999) **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.** Editorial Episteme, Caracas, Venezuela, pp 20-21.

Audemard, F.; Ferrer, B.; Pinzón, O. (2000) **VISIÓN INTEGRADA DEL POTENCIAL PETROLÍFERO DE VENEZUELA (VIPA).** Caracas, Venezuela. Tomo I. pp 3.

Balestrini, M. (2006) **COMO SE ELABORA EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.** Caracas, Venezuela. pp 141.

Bates, R. L. y Jackson, J. A. (1987). **GLOSSARY OF GEOLOGY.** 3rd Ed. *American Geological Institute*, Alexandria, Virginia.

Brown, L. F. Jr. y Fisher, W. L. (1977) **SEISMIC STRATIGRAPHIC INTERPRETATION OF DEPOSITIONAL SYSTEMS: EXAMPLES FROM BRAZILIAN RIFT AND PULL APART BASINS.** En: *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration* (C. E. Payton, Ed.), American Association of Petroleum Geologists Memoir 26. pp. 213–248.

Cárcamo, A.; Gómez, M.; Guacarán, J.; Guevara, M.; Malavé, A.; Meneses, I.; Regges, L.; Salomón, M. y Sánchez, T. (2013) **CARACTERIZACIÓN DE NUEVAS OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS EN EL ÁREA DE DRAGÓN NORTE PARA LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS EN EL NORTE DE PARIA. PDVSA.** Los Teques. pp 133.

Carnevali, J.; Lugo, J.; Audemard, F.; Porras, L.; Parraga, F.; Pereira, J.; Blanco B.; Giraldo, C.; Cohen, M.; DiCroce, J.; Loureiro, D.; Gallango, O.; Bernardo, L.; Hernandez, O.; Goncalves, A.; Tarache, C.; Lilliu, A.y Bally, A. (2000) **PROYECTO DE EXPLORACION POR HIDROCARBUROS COSTA AFUERA DE VENEZUELA (PECA).** Informe técnico confidencial, PDVSA CVP/Exploración. pp 347-430.

Castro, M. y Mederos, A. (1985) **LITOESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DE CARÚPANO.** VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 1: pp 201-225.

Catuneanu O. (2002) **SEQUENCE STRATIGRAPHY OF CLASTIC SYSTEMS: CONCEPTS, MERITS, AND PITFALLS.** Journal of African Earth Sciences 35 (2002) 1–43. Department of Earth and Atmospheric Sciences, University of Alberta, 1-26 Earth Sciences Building, Edmonton, Alta., Canada. Pp. 8.

Catuneanu, O. (2006) **PRINCIPLES OF SEQUENCE STRATIGRAPHY.** Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta Edmonton. Alberta, Canada. Pp. 82, 15.

Catuneanu, O.; Bhattacharya, J.P.; Blum, M.D.; Dalrymple, R.W.; Eriksson, P.G.; Fielding, C.R.; Fisher, W.L.; Galloway, W.E.; Gianolla, P.; Gibling, M.R.; Giles, K.A.; Holbrook, J.M.; Jordan, R.; Kendall, C.G.St.C.; Macurda, B.; Martinsen, O.J.; Miall, A.D.; Nummedal, D.; Posamentier, H.W.; Pratt, B.R.; Shanley, K.W.; Steel, R.J.; Strasser, A.; y Tucker, M.E. (2010) **SEQUENCE STRATIGRAPHY: COMMON GROUND AFTER THREE DECADES OF DEVELOPMENT.** EAGE *first break* Volumen 28, pp. 22-28.

Catuneanu, O.; Galloway, W.; Kendall, C.; Miall, A.; Posamentier, H.; Strasser, A. y Tucker, M. (2011) **NEWSLETTERS ON STRATIGRAPHY.** Gebrüder Borntraeger Stuttgart. Boston, Estados Unidos, pp 175.

Chacón, Y. y García, M. F. (2013) **ESTUDIO DE ESTRATIGRAFIA SECUENCIAL DE SEGUNDO ORDEN EN EL CRETACICO DE VENEZUELA ORIENTAL**. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería Geológica, Caracas, Venezuela, pp 61–64.

Chen, Q. y Sydney, S., (1997) **SEISMIC ATTRIBUTE TECHNOLOGY FOR RESERVOIR FORECASTING AND MONITORING**. Houston, Texas: Western Atlas International Inc.

Chopra, S. y Mrafurt, K (2007) **SEISMIC ATTRIBUTES FOR PROSPECT IDENTIFICATION AND RESERVOIR CHARACTERIZATION**. Estados Unidos, pp 1.

Corrales, I.; Rosell, J.; Sánchez De La Torre, L.; Vera, J. y Vilas, L. (1977) **ESTRATIGRAFÍA**. Rueda, Madrid, pp 718.

Cross, T. A. y Lessenger, M. A. (1998) **SEDIMENT VOLUME PARTITIONING: RATIONALE FOR STRATIGRAPHIC MODEL EVALUATION AND HIGH RESOLUTION STRATIGRAPHIC CORRELATION**. In Sequence Stratigraphy–Concepts and Applications (F. M. Gradstein, K. O. Sandvik and N. J. Milton, Eds.), Norwegian Petroleum Society (NPF), pp 171–195.

Duran, I.; Hernández, Y.; Soto, G.; Betancourt, O.; Aparicio, A.; Vanegas, J.; Cabrera, D.; Gómez, M. G. (2008) **MARCO CRONOESTRATIGRÁFICO CUENCA CARÚPANO COSTA AFUERA**. [Informe Técnico interno]. Los Teques, Venezuela, Intevep. Documento Técnico N°: INT- 11773,2008. pp 18-32.

EFAL, (2007); **GERENCIA DE ESTUDIOS Y FORMACIÓN ACCELERADA DE INTEGRADORES, PROYECTO GRAN MARISCAL SUCRE**. Reporte Interno PDVSA. Caracas.

Escalona, A., Mann, P. (2011). **TECTONICS, BASIN SUBSIDENCE MECHANISMS, AND PALEO GEOGRAPHY OF THE CARIBBEAN-SOUTH AMERICAN PLATE BOUNDARY ZONE MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY**. doi:10.1013/jmarpetgeo.2010.01.016.

Embry, A. F. y Johannessen, E. P. (1992) **T-R SEQUENCE STRATIGRAPHY, FACIES ANALYSIS AND RESERVOIR DISTRIBUTION IN THE UPPERMOST TRIASSIC-LOWER JURASSIC SUCCESSION, WESTERN SVERDRUP BASIN, ARCTIC CANADA.** en: Vorren, T. O., Berg -sager, E., Dahl-Stammes, O. A., Holter, E., Johansen, B., Lie, E., Lund, T. B. (Eds.), Arctic Geology and Petroleum Potential, vol. 2 (Special Publication). Norwegian Petroleum Society (NPF), pp. 121–146.

Embry, A. (2009) **PRACTICAL SEQUENCE STRATIGRAPHY.** Canadian Society of Petroleum Geologists. Canada. pp 45.

Falcón, R. (2014) **ESTRATIGRAFIA SISMICA Y SECUENCIAL.** Caracas, Venezuela.

Garbán, A. (2017) **CARACTERIZACIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA DE DEPÓSITOS TURBIDÍTICOS DE ÉPOCA MIOCENO TARDÍO-PLIOCENO TEMPRANO, PARA EL ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS. CUENCA DE CARÚPANO. SUBCUENCA DE CARACOLITO. COSTA AFUERA. VENEZUELA.** Universidad de Oriente, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Venezuela, pp 148.

Hernández, R.; Fernández, C.; y Baptista, P. (2001) **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.** México: Mc Graw Hill. pp 65.

Jervey, M.T. (1988) **QUANTITATIVE GEOLOGICAL MODELING OF SILICICLASTIC ROCK SEQUENCES AND THEIR SEISMIC EXPRESSION.** en: Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C. G. St. C., Posamentier, H.W., Ross, C. A., Van Wagoner, J. C. (eds.), Sea Level Changes – An Integrated Approach. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists (SEPM) Special Publication.

Malandrino, G. (2013) **ESTRATIGRAFÍA SÍSMICA Y SECUENCIAL.** Caracas, Venezuela. pp 103-116.

Margotta, J.A. y Quintero, F.R. (2008) **ESTUDIO SEDIMENTARIO DE LA CUENCA DE CARÚPANO.** Informe técnico, INT-11788, 2008. pp 10-50.

Medina, M. (2011) **CARACTERIZACIÓN GEOFÍSICA EN LA ZONA DEL CAMPO TASCABAÑA, ESTADO ANZOÁTEGUI, APLICANDO MÉTODOS MAGNETOTELÚRICOS.** Caracas. Venezuela. pp 23

Mitchum, R. M. Jr.; Vail, P. R.; y Thompson, S. (1977) **SEISMIC STRATIGRAPHY AND GLOBAL CHANGES OF SEA-LEVEL, PART 2: THE DEPOSITIONAL SEQUENCE AS A BASIC UNIT FOR STRATIGRAPHIC ANALYSIS**. en *Seismic Stratigraphy–Applications to Hydrocarbon Exploration* (C. E. Payton, Ed.), American Association of Petroleum Geologists Memoir 26, pp. 53–62.

Otis & Schneidermann. (1997) **AAPG BULLETIN. (A PROCESS FOR EVALUATING EXPLORATION PROSPEC)**. V.81, No. 7. pp 1087-1093.

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). (2010) **INFORME DE GESTIÓN ANUAL PDVSA 2010**. 5 de Septiembre de 2017, [http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.html&newsid_obj_id=527&newsid_temas=16].

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). (2013) **PROYECTO GENERADOR DE PROSPECTOS (PGP) NORTE DE PARIA**. Informe Técnico. P 309.

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). (2016) **PROYECTO GENERADOR DE PROSPECTOS (PGP) DRAGÓN NORTE**. Informe Técnico. P 268.

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), SHELL, EXXON, MITSUBISHI. (1990-2000) **PROYECTO CRISTOBAL COLÓN. SUCRE**. Informe Técnico. pp 86-153.

Pereira, J.; Ferrer, M.; Bellizia, A.; Perdomo, J.; Gutierrez, R.; Lilliu, A.; Carnevalli, J.; Padrón, A. y Prieto, R. (1984) **PLATAFORMA CONTINENTAL VENEZOLANA. SÍNTESIS GEOLÓGICA ECONÓMICA, CUENCA DE CARÚPANO**. Lagoven, S. A. Petróleos de Venezuela, S. A. Coordinación de Exploración, Grupo Interfilial, volumen IV. pp 302.

Pindell, J.L.; Kennan, L.; Wright, D. and Erikson, J (1988) **CLASTIC DOMAINS OF SANDSTONES IN CENTRAL/EASTERN VENEZUELA, TRINIDAD, AND BARBADOS: HEAVY MINERAL AND TECTONIC CONSTRAINTS ON PROVENANCE AND PALAEOGEOGRAPHY**. Geological Society, London, Special Publications. P 328.

Pinto, A. (2008) **ESTRATIGRAFÍA SÍSMICA DEL CENOZOICO DE LA CUENCA DE CARÚPANO, NORESTE DE VENEZUELA**. PDVSA - CVP. Exploración. Confidencial. pp 1-18.

Plint. (1988) **SHARP-BASED SHOREFACE SEQUENCES AND “OFFSHORE BARS” IN THE CARDIUM FORMATION OF ALBERTA; THEIR RELATIONSHIP TO RELATIVE CHANGES-AN INTEGRATED APPROACH (C.K.WILGUS,B.S.HASTINGS,C G: ST. C. KENDALL, H.W.POSAMENTIER, C.AROSS AND J.C.VAN WOGONER,EDS.).** SEPM Special Publication 42. pp 357-370.

Posamentier, H.W.; Jervey, M.T.; y Vail, P.R. (1988) **EUSTATIC CONTROLS ON CLASTIC DEPOSITION CONCEPTUAL FRAMEWORK, IN: C.K. WILGUS , *ET AL.*, EDS., SEA-LEVEL CHANGE: an integrated approach: SEPM SPEC.**

Posamentier, H.W. y Allen, G.P. (1999) **SILICICLASTIC SEQUENCE STRATIGRAPHY-CONCEPTS AND APPLICATIONS.** SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology, 210 p.

Proyecto de Exploración por Hidrocarburos. Venezuela. Costa Afuera de Venezuela (PECA). (2000) **CUENCA DE CARÚPANO**. PDVSA-CVP, Exploración. pp 347-430

Ramírez, R.; Valencia, Y.; Laya, A.; Patiño, E.; Mota, A.; Musial, G.; Castillo, J.F.; Roccabruna, D.; Valsardieu, B.; Peraza, A.; Romero, F.; Caraballo, R.; Rengifo, R. (2013) **GEOLOGÍA Y POTENCIAL HIDROCARBURIFERO DEL NORTE DE PARIA. VENEZUELA. INFORME TÉCNICO N° 017628. PGP NORTE DE PARIA.** Gerencia de Proyectos Exploratorios Costa Afuera. Petróleos de Venezuela, S.A. P 290.

Ragusa, G. (1993) **ANÁLISIS SECUENCIAL DE LA FORMACIÓN BARRANQUÍN EN EL FLANCO SUR DE LA SERRANÍA INTERIOR ORIENTAL DE VENEZUELA.** Universidad Central de Venezuela, Departamento de Geología, Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Caracas, Venezuela; trabajo de grado, pp

Regueiro, J. (2007) **SÍSMICA PARA INGENIEROS Y GEOLÓGOS.** pp 46-47.

Rodríguez, R. (2010) **AMBIENTES SEDIMENTARIOS**. 15 de Agosto de 2017, [<http://geologiavenezolana.blogspot.com/2010/11/ambientes-sedimentarios.html>].

Sabino C. (1992) **EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN**. Editorial Panapo. Caracas. Venezuela. pp 124-125.

Salomón, M. (2016) **RESUMEN ESRATIGRAFÍA (2015-2016) PGP DRAGÓN NORTE**. Informe Interno PDVSA. pp 7-18.

Santiago, N.; Bellizzi, L.; Escorcía, L.; Hernández, M.; Hernández, Z.; Lara, J.; Marcano, J.; Moya, M.; Oliveros, R.; Oropeza, Y.; Parra, K.; Peña, Y.; Rivas, Y.; (2014) **EVALUACIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO APURE-PORTUGUESA**. Puerto la Cruz, Venezuela.

Schlumberger, *OilfieldGlossary*. (2017) **CORRIENTE DE TURBIDEZ**. 13 de octubre de 2017, [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/turbidity_current.aspx].

Schlumberger, *OilfieldGlossary*. (2017) **TRAMPA ESTRATIGRÁFICA**. 25 de septiembre de 2017, [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/stratigraphic_trap.aspx].

Schlumberger, *Oilfield Glossary*. (2017) **TURBIDITA**. 13 de octubre de 2017, [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/turbidite.aspx>].

Shell. (2003) **THE TECHNICAL EVALUATION OF THE MARISCAL SUCRE AREA OF THE NORTH PARIA BASIN , VENEZUELA**. *Assessment for gas potential in relation to the MSLNG project, NothParia Basin*, Venezuela. Informe técnico EP 2003-0000. Confidencial. pp 42.

Sloss, L. L.; Krumbein, W. C.; y Dapples, E. C. (1949) **INTEGRATED FACIES ANALYSIS**. Sociedad Americana de Geología. Memoria 39. pp 91–124.

Spalletti. (2006) **NOCIONES DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS EN EL MARCO DE LA TECTÓNICA GLOBAL**. Curso de Sedimentología, Facultad de Ciencias Naturales y Museo (UNLP). pp 20-35.

Stephan, J; Mercier de Lepinay, B; Calais, E. (1990) **PALEOGEODYNAMIC MAPS OF THE CARIBBEAN** – 14 steps from Lias to Present: Bulletin Soc. Géol. France, v. 8, pp 915-919.

Talukdar, S. (1983) **PETROLOGICAL STUDY OF VOLCANIC AND SEDIMENTARY ROCKS FROM OFFSHORE WELLS OF THE NORTH OF PARIA AREA.**LAGOVEN, S.A. Los Teques. pp 356-365.

Usmpetrolero, (2012) **TRAMPA MIXTA**. 25 de septiembre de 2017, [<https://usmpetrolero.wordpress.com/category/exploracion-petrolera-equipo-1/>].

Vail, P.R. (1987) **SEISMIC STRATIGRAPHY INTERPRETATION USING SEQUENCE STRATIGRAPHY**, part 1: Seismic Stratigraphy Interpretation Procedure, in A.W. Bally, ed., *aapgatlas of Seismic Stratigraphy: aapg Studies in Geology* N° 27.

Van Wagoneer, J.C.; Posamentier, H.W.; Mitchum, R.M.Jr.; Vail, P.R.; Sarg, J.F.; Loutit, T.S.; y Handenbol, J. (1988) **AN OVERVIEW OF THE FUNDAMENTALS OF SEQUENCE STRATIGRAPHY AND KEY DEFINITIONS**, EN C.K. WILGUS , *ET AL.*, EDS., **SEA-LEVEL CHANGE: AN INTEGRATED APPROACH**. P 39-46.

Ysaccis, R. (1997) **TERTIARY EVOLUTION OF THE NORTHEASTERN VENEZUELA OFFSHORE**. Rice University. Houston, Texas. pp 247.

APÉNDICES

APÉNDICE A
PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO GEOLÓGICO

Tabla A.1 Parámetros para el cálculo del riesgo geológico de la oportunidad Paria 3.

	DESFAVORABLE	CUESTIONABLE	NEUTRAL	ALENTADOR	FAVORABLE	PROMEDIO	TOTAL
	0.1 - 0.2	0.3 - 0.4	0.5	0.6 - 0.7	0.8 - 0.9		
ROCA MADRE							
Capacidad para generar HC's						0,7	
Presencia y volumen de RM				0,7			
Espesor				0,6			
Extension Areal				0,6			
Continuidad				0,6			
Cantidad de Niveles Generadores				0,7			
Conocimientos de Hidrocarburos en el area				0,7			
Riqueza Organica					0,8		
Tipo de Kerogeno				0,7			
Madurez de la RM						0,5	
Datos de la RM (Ro, Tmax, E1)			0,5				
Determinar si la RM ha generado HC's en area de drenaje			0,5				
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - ROCA MADRE							0,6
CALIDAD DE RESERVORIO							
Existencia o Presencia						0,6	
Litologia			0,5				
Distribucion			0,5				
Modelo depositacional				0,7			
Calidad						0,6	
Continuidad lateral				0,7			
Espesor y ciclicidad vertical (intercalaciones)			0,5				
Heterogeneidad			0,5				
Rangos y Tipos de Porosidad				0,6			
Rangos y Tipos de Permeabilidad				0,6			
Fracturacion y potencial de preservacion			0,5				
Características Diagenéticas			0,5				
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - CALIDAD DE RESERVORIO							0,6
TRAMPA							
Definición de la trampa						0,6	
Número y localización de líneas sísmicas				0,6			
Calidad (resolución) de datos sísmicos				0,6			
Confiabilidad (velocidades, misties)				0,6			
Gradiente de Velocidad Lateral							
Integración con datos gravimétrico, magnéticos, sísmica e información de registros de pozos							
Características de la Trampa						0,7	
Tipo de Trampa (anticlinal, fallas...)				0,7			
Cantidad de "four-way closure"				0,7			
Cantidad y tipo de otros cierres					0,8		
Compartimentalización por fallamiento							
Interpretaciones alternas sin cierre "non - closing interpretations"							
Sello (Vertical y Lateral)						0,9	
Topo del Sello:						0,9	
Litologia y ductilidad					0,9		
Espesor					0,9		
Continuidad					0,9		
Covertura sobre la trampa					0,9		
Grado de Fracturamiento y Fallamiento					0,9		
Falla sellante							
Tipo de falla							
Tamaño del salto							
Tiempo de Movimiento							
Profundidad y presión							
Litologia en juxtaposición							
Buzamientos de las capas a través de la falla							
Potencial por (sealing gouge)							
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - TRAMPA							0,7
SINCRONIZACION Y MIGRACION							
Sincronización						0,6	
Sincronización (generación, migración, trampa, reservorio)				0,6			
Modelo de madurez (historia de soterramiento, regimen paleotermal)				0,6			
Gradientes Termal				0,6			
Rutas de Migración						0,8	
Posición de la trampa con respecto a la cocina y area de drenaje					0,8		
Cantidad de RM en Ventana de Oil con area de drenaje efectiva				0,7			
Tipo de migración (vertical o lateral)					0,8		
Distancia de Migración (vertical o lateral)					0,9		
Vías y barreras de migración, conexión entre las rutas de migración y el reservorio				0,7			
Preservación / Segregación						0,8	
Tectonismo y fallamiento post entrapamiento					0,8		
Desplazamiento del Oil por agua o gas							
Biodegradación					0,9		
"Cracking" termal							
Migración preferencial de GAS					0,6		
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - SINCRONIZACION							0,7
PROBABILIDAD DE ÉXITO	19,360						

Tabla A.2 Parámetros para el cálculo del riesgo geológico de la oportunidad Paria 4.

	DESFAVORABLE	CUESTIONAL/BE	NEUTRAL	ALENTADOR	FAVORABLE	PROMEDIO	TOTAL
	0.1 - 0.2	0.3 - 0.4	0.5	0.6 - 0.7	0.8 - 0.9		
ROCA MADRE							
Capacidad para generar HC's						0.7	
Presencia y volumen de RM				0.7			
Espesor				0.6			
Extension Areal				0.6			
Continuidad				0.6			
Cantidad de Niveles Generadores				0.7			
Conocimientos de Hidrocarburos en el area				0.7			
Riqueza Organica					0.8		
Tipo de Kerogeno				0.7			
Madurez de la RM						0.5	
Datos de la RM (Ro, Tmax, E1)			0.5				
Determinar si la RM ha generado HC's en area de drenaje			0.5				
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - ROCA MADRE							0.6
CALIDAD DE RESERVORIO							
Existencia o Presencia						0.7	
Litologia				0.6			
Distribucion				0.6			
Modelo depositacional					0.8		
Calidad						0.7	
Continuidad lateral					0.8		
Espesor y ciclicidad vertical (intercalaciones)				0.6			
Heterogenidad				0.6			
Rangos y Tipos de Porosidad				0.7			
Rangos y Tipos de Permeabilidad				0.7			
Fraturacion y potencial de preservacion							
Caracteristicas Diageneticas							
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - CALIDAD DE RESERVORIO							0.7
TRAMPA							
Definición de la trampa						0.5	
Número y localización de líneas sísmicas			0.5				
Calidad (resolución) de datos sísmicos		0.4					
Confiabilidad (velocidades, misties)			0.5				
Gradiente de Velocidad Lateral			0.5				
Integración con datos gravimétrico, magnéticos, sísmica e información de registros de pozos			0.5				
Características de la Trampa						0.4	
Tipo de Trampa (anticlinal, fallas,)		0.40					
Cantidad de "four-way closure"			0.5				
Cantidad y tipo de otros cierres		0.40					
Compartimentalización por fallamiento							
Interpretaciones alternas sin cierre "non - closing interpretations"							
Sello (Vertical y Lateral)						0.4	
Topo del Sello:						0.4	
Litologia y ductilidad				0.6			
Espesor				0.6			
Continuidad		0.4					
Covertura sobre la trampa		0.4					
Grado de Fracturamiento y Fallamiento	0.2						
Falla sellante						0.4	
Tipo de falla		0.4					
Tamaño del salto		0.4					
Tiempo de Movimiento							
Profundidad y presion		0.4					
Litologia en juxtaposicion		0.4					
Buzamientos de las capas a través de la falla							
Potencial por (sealing gouge)							
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - TRAMPA							0.4
SINCRONIZACION Y MIGRACION							
Sincronizacion						0.6	
Sincronizacion (generacion, migracion, trampa, reservorio)				0.6			
Modelo de madurez (historia de soterramiento, regimen paleotermal)				0.6			
Gradientes Termal				0.6			
Rutas de Migracion						0.8	
Posicion de la trampa con respecto a la cocina y area de drenaje					0.8		
Cantidad de RM en Ventana de Oil con area de drenaje efectiva				0.7			
Tipo de migracion (vertical o lateral)					0.8		
Distancia de Migracion (vertical o lateral)					0.9		
Vías y barreras de migración, conexión entre las rutas de migración y el reservorio				0.7			
Preservacion / Segregacion						0.5	
Tectonismo y fallamiento post entrapamiento	0.2						
Desplazamiento del Oil por agua o gas							
Biodegradacion				0.7			
"Cracking" termal							
Migracion preferencial de GAS							
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - SINCRONIZACION							0.6
PROBABILIDAD DE ÉXITO	11,527						

Tabla A.3 Parámetros para el cálculo del riesgo geológico de la oportunidad Paria 5.

	DESFAVORABLE	CUESTIONAL BE	NEUTRAL	ALENTADOR	FAVORABLE	PROMEDIO	TOTAL
	0.1 - 0.2	0.3 - 0.4	0.5	0.6 - 0.7	0.8 - 0.9		
ROCA MADRE							
Capacidad para generar HC's						0.6	
Presencia y volumen de RM				0.7			
Espesor				0.6			
Extension Areal				0.6			
Continuidad				0.6			
Cantidad de Niveles Generadores				0.7			
Conocimientos de Hidrocarburos en el area				0.6			
Riqueza Organica							
Tipo de Kerogeno							
Madurez de la RM						0.8	
Datos de la RM (Ro, Tmax, E1)					0.8		
Determinar si la RM ha generado HC's en area de drenaje				0.7			
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - ROCA MADRE							0.7
CALIDAD DE RESERVORIO							
Existencia o Presencia						0.5	
Litologia			0.5				
Distribucion			0.5				
Modelo depositacional				0.6			
Calidad						0.6	
Continuidad lateral				0.7			
Espesor y ciclicidad vertical (intercalaciones)			0.5				
Heterogenidad			0.5				
Ranqos v Tipos de Porosidad				0.6			
Ranqos v Tipos de Permeabilidad				0.6			
Fraturacion y potencial de preservacion			0.5				
Caracteristicas Diageneticas			0.5				
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - CALIDAD DE RESERVORIO							0.6
TRAMPA							
Definición de la trampa						0.5	
Número y localización de líneas sísmicas				0.6			
Calidad (resolución) de datos sísmicos		0.4					
Confiabilidad (velocidades, misties)			0.5				
Gradiente de Velocidad Lateral			0.5				
Integración con datos gravimétrico, magnéticos, sísmica e información de registros de pozos			0.5				
Características de la Trampa						0.4	
Tipo de Trampa (anticlinal, fallas,)		0.40					
Cantidad de "four-way closure"			0.5				
Cantidad y tipo de otros cierres		0.40					
Compartimentalizacion por fallamiento							
Interpretaciones alternas sin cierre "non - closing interpretations"						0.5	
Sello (Vertical y Lateral)						0.5	
Topo del Sello:						0.5	
Litologia y ductilidad				0.6			
Espesor				0.6			
Continuidad			0.5				
Covertura sobre la trampa		0.4					
Grado de Fracturamiento y Fallamiento		0.3					
Falla sellante						0.4	
Tipo de falla		0.4					
Tamaño del salto		0.4					
Tiempo de Movimiento							
Profundidad y presion		0.4					
Litologia en juxtaponcion		0.4					
Buzamientos de las capas a través de la falla							
Potencial por (sealing gouge)							
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - TRAMPA							0.5
SINCRONIZACION Y MIGRACION							
Sincronizacion						0.6	
Sincronizacion (generacion, migracion, trampa, reservorio)				0.6			
Modelo de madurez (historia de soterramiento, regimen paleotermal)				0.6			
Gradientes Termals			0.5				
Rutas de Migracion						0.5	
Posicion de la trampa con respecto a la cocina y area de drenaje				0.6			
Cantidad de RM en Ventana de Oil con area de drenaje efectiva			0.5				
Tipo de migracion (vertical o lateral)		0.4					
Distancia de Migracion (vertical o lateral)		0.4					
Vias y barreras de migración, conexión entre las rutas de migración y el reservorio			0.5				
Preservacion / Segregacion						0.4	
Tectonismo y fallamiento post entrapamiento		0.3					
Desplazamiento del Oil por agua o gas							
Biodegradacion		0.3					
"Cracking" termal							
Migracion preferencial de GAS				0.6			
TOTAL PROBABILIDAD DE ÉXITO - SINCRONIZACION							0.5
PROBABILIDAD DE ÉXITO							8.983

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/6

Título	"INTERPRETACIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA EN EL INTERVALO MIOCENO TARDÍO - PLIOCENO TEMPRANO, PARA EVALUAR LAS OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS APLICANDO SISMOESTRATIGRAFÍA Y LA DETECCIÓN DE LA INCERTIDUMBRE GEOLÓGICA EN LA CUENCA DE CARÚPANO, SUBCUENCA DE CARACOLITO. COSTA AFUERA DE VENEZUELA".
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Jiménez Bello Ana Cristina	CVLAC	24.520.841
	e-mail	anacris_358@hotmail.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Sismoestratigrafía
Secuencia
Terminaciones Sísmicas
Oportunidades Exploratorias (<i>Leads</i>)
Riesgo Geológico
Expectativas

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Ciencia de la Tierra	Ingeniería Geológica

Resumen (abstract):

La Subcuenca de Caracolito ubicada geográficamente en la Región Costa Afuera Oriental de Venezuela es donde tiene lugar este trabajo, basado principalmente en interpretar sismoestratigráficamente el intervalo Mioceno Tardío - Plioceno Temprano, a través de la elaboración de un modelo secuencial de 3^{er} Orden, con el fin de evaluar la incertidumbre exploratoria de las oportunidades ubicadas en este intervalo. Para elaborar el modelo estratigráfico secuencial, se aplicó el modelo de secuencia estratigráfica genética propuesto por Galloway (1989), y basado en Frazier (1974), estableciendo como límites de secuencia la *MFS*-3 y la *MFS*-4. Para el modelo de secuencia depositacional se tomó como base el modelo depositacional IV definido por Hunt and Tucker 1992, 1995; Plint and Nummedal, 2000, el cual considera los sistemas encadenados *HST*, *FSST*, *LST* y *TST*. Usando datos de sísmica 2D y registro de pozos se interpretó el área, validado las oportunidades visualizadas por la compañía *Shell* en el año 2003. Se visualizaron 3 oportunidades Paria 3, 4 y 5; los cuales se ubicaron según el modelo secuencial generado de la siguiente manera: Paria 3 en el sistema encadenado de Alto Nivel (*HST*), Paria 4 en el sistema encadenado de Regresión Forzada (*FSST*) y Paria 5 en el sistema encadenado de Transgresión (*TST*), considerándose para los mismos una calidad de reservorio moderada, buena y pobre respectivamente. Mediante la integración de datos bioestratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos, geoquímicos y de yacimiento se interpretaron estas oportunidades como característicos de depósitos de aguas profundas asociadas a depósitos turbidíticos con una paleobatimetría que va desde nerítico interno a batial; teniendo Paria 3 y 4 mejores propiedades de reservorio desde el punto de vista petrofísico; de igual forma se tiene que para las oportunidades Paria 3 y 4 puede estar funcionando un sistema de gas biogénico y para la oportunidad Paria 5 uno de gas termogénico. Con este estudio se logró reducir la incertidumbre exploratoria de las oportunidades. En síntesis se identificaron 3 oportunidades con una probabilidad de éxito de 19%, 11% y 9%, para las oportunidades Paria 3, Paria 4 y Paria 5 respectivamente y expectativas asociadas de 414 MMMPCN, 106 MMMPCN y 124 MMMPCN, respectivamente. Observándose que paria 3 tiene las mayores expectativas asociadas a gas seco, seguida por Paria 5 asociada a gas condensado y por último Paria 4 asociadas a gas seco; Como resultado las oportunidades pasaron de una clasificación de *Leads* tipo B (con soporte técnico parcial) a *Leads* Tipo A (con suficiente soporte técnico).

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Sandoval Berenice Del Carmen	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☒ JU ☐
	CVLAC	8.884.428
	e-mail	beresandoval@hotmail.com
	e-mail	
Monteverde Francisco	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☒
	CVLAC	12.192.676
	e-mail	monteverdefr@gmail.com
	e-mail	
Ramos Javier David	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☒
	CVLAC	14.145.647
	e-mail	jdramos@udo.edu.ve
	e-mail	
	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☐
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2018	04	10

LenguajeSpa _____

Archivo(s):

Nombre de archivo
TESIS ANA JIMÉNEZ.FINAL.docx
TESIS ANA JIMÉNEZ.FINAL.pdf

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: _____ (Opcional)

Temporal: _____ (Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo: Pre-Grado

Pregrado

Área de Estudio:

Departamento de Ingeniería Geológica

Otra(s) Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI – 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE

SISTEMA DE BIBLIOTECA

RECIBIDO POR *[Firma]*

FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,

[Firma]

JUAN A. BOLANOS CUNVELO

Secretario

C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 6/6

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicación CU-034-2009) : "Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."

Ana Jiménez

AUTOR 1

AUTOR 2

Berenice Sandoval

TUTOR

[Firma]

JURADO

[Firma]

JURADO