



**PROSPECTIVIDAD PARA HIDROCARBUROS EN EL COSTADO
NORORIENTAL DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN
EL SECTOR COMPRENDIDO ENTRE LAS POBLACIONES DE BOSCONIA
(CESAR) – SEVILLA (MAGDALENA)**

LUIS CARLOS SERRANO DIAZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2014**



**PROSPECTIVIDAD PARA HIDROCARBUROS EN EL COSTADO
NORORIENTAL DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN
EL SECTOR COMPRENDIDO ENTRE LAS POBLACIONES DE BOSCONIA
(CESAR) – SEVILLA (MAGDALENA)**

LUIS CARLOS SERRANO DIAZ

Trabajo de grado para optar al título de Geólogo

Director:

RICARDO MIER UMAÑA

Geólogo

Docente Escuela de Geología, UIS

Co-director:

JAVIER VILLAMIZAR PINTO

Geólogo

Gerente de Geología de Nuevos Negocios, PRE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2014



DEDICATORIA

A mi madre Gloria Cecilia Díaz Montero por ser una mujer maravillosa, emprendedora, admirable y que siempre me ha dado excelente ejemplo a seguir, gracias por ser el ángel que me ha guiado por el camino correcto y me has hecho el hombre que soy hoy.

A mi padre Luis Serrano Rueda por sus concejos, enseñanzas, por haberme apoyado y acompañado en cada una de las decisiones que he tomado a lo largo de mi vida.

A mi novia Maria Alejandra Alfonso Muñoz por ser el motor y la luz que ilumina mi vida. Gracias por permitir que seas mi verdadero amor y por toda tu ternura, apoyo y estímulo que me has brindado durante nuestra relación, esto y muchas cosas más, han hecho de mí una mejor persona.

A mi hermana Gloria Yadira Serrano Díaz y hermano Diego Armando Serrano Díaz por ayudarme con todo lo que ha estado a su alcance y hacer de este logro posible, siendo hermanos incomparables con los cuales hemos vivido momentos inolvidables e inigualables llenos de alegría y algunos no tan alegres pero que nos han unido cada vez más.

Se lo dedico a ustedes por ser una parte de mi corazón y porque este triunfo no es mío, es nuestro.



AGRADECIMIENTOS

A Dios por bendecirme con este logro y tener a mi lado personas extraordinarias que conforman mi familia y amigos.

A mi cuñado Edison David Peñaloza por confiar en mí y compartir sus conocimientos y experiencias con el objetivo de hacer de mí un mejor profesional, además por ser un amigo sincero.

A la familia del área Nuevos Negocios de la empresa Pacific Rubiales Energy, que está conformada de excelentes personas y profesionales los cuales me dieron una experiencia laboral inolvidable, llena de alegrías y conocimiento.

A Javier Villamizar, Iván Darío Olaya, Sabrina Sarzalejo y Luis Porras, gracias por ser unos excelentes maestros que me han dejado un gran conocimiento a nivel profesional y personal. Me siento afortunado que personas tan respetadas en cada una de sus áreas, confiaran en mis capacidades y me acompañaran en esta primera etapa laboral.

A mis amigos de la universidad por ser personas incondicionales que considero personas de buenos sentimientos, alegres, solidarias y con las cuales he compartido muchos momentos para recordar.



CONTENIDO

	pág.
1. INFORMACIÓN GENERAL DEL PROYECTO.....	20
1.1 TÍTULO	20
1.2 PRESENTADO ANTE	20
1.3 MODALIDAD.....	20
1.4 AUTOR	20
1.5 DIRECTOR	21
1.6 CO-DIRECTOR.....	21
1.7 PALABRAS CLAVE.....	21
2. INTRODUCCIÓN.....	22
3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	24
3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	24
3.2 JUSTIFICACIÓN	24
3.3 OBJETIVOS.....	25
3.3.1 OBJETIVO GENERAL	25
3.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	25
3.4 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA DEL PROYECTO	25
4. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	27
5. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA	31



5.1	CRETÁCICO.....	31
5.2	PALEOCENO - EOCENO TARDÍO	33
5.3	OLIGOCENO - MIOCENO TEMPRANO.....	35
3.1	MIOCENO TEMPRANO - MIOCENO TARDIO	39
5.4	PLIOCENO	40
6.	UNIDADES CRONOESTRATIGRÁFICAS.....	41
6.1	UNIDAD CIÉNAGA DE ORO	42
6.2	UNIDAD PORQUERO.....	43
6.2.1	PORQUERO INFERIOR	43
6.2.2	PORQUERO SUPERIOR.....	44
6.3	UNIDAD TUBARÁ.....	45
6.4	UNIDAD CORPA.....	46
7.	SISTEMA PETROLÍFERO.....	47
7.1	ROCA MADRE	48
7.2	ROCA RESERVORIO	48
7.3	ROCA SELLO	49
7.4	TRAMPA.....	49
7.5	SOBRECARGA.....	49
7.6	GENERACIÓN, MIGRACIÓN Y ACUMULACIÓN.....	50
8.	MARCO TEÓRICO	51
8.1	MÉTODO SÍSMICO	51
8.2	PRINCIPIOS BÁSICOS.....	52
8.2.1	IMPEDANCIA ACÚSTICA.....	56
8.2.2	VELOCIDAD SÍSMICA.....	57
8.2.3	RESOLUCIÓN SÍSMICA.....	58
8.2.4	REFLECTORES Y LÍMITE S DE SECUENCIAS SÍSMICAS	59



8.3	SÍSMICA DE REFLEXIÓN.....	60
8.4	SÍSMICA DE REFRACCIÓN	62
9.	METODOLOGÍA.....	64
9.1	FASE DE CONSULTA BIBLIOGRÁFICA	64
9.2	FASE DE OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS.....	65
9.3	FASE DE PREPARACIÓN E INTERPRETACIÓN	65
9.4	FASE DE ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL	66
10.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	67
10.1	INFORMACIÓN DISPONIBLE.....	67
10.1.1	INFORMACIÓN SÍSMICA	67
10.1.2	DATOS DE POZO	69
10.2	AMARRE SÍSMICA – POZO.....	69
10.3	INTERPRETACIÓN SÍSMICA	72
10.4	CONTORNEO.....	76
10.5	MIGRACIÓN TIEMPO PROFUNDIDAD	80
10.6	REGIONES TECTONO- ESTRATIGRÁFICAS	83
10.6.1	Región Tectono-Estratigráfica Alto El Díficil.....	84
10.6.2	Region Tectono-Estratigráfica Depresión de Ariguani:	87
10.6.3	Region Tectono-Estratigráfica Alto de Sevilla	93
10.7	VOLUMETRÍA.....	97
10.7.1	Volumetría Probabilística.....	98
10.7.2	Volumetría Determinística	103
11.	CONCLUSIONES.....	108
12.	RECOMENDACIONES.....	110



BIBLIOGRAFÍA.....	111
ANEXOS	115



LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1: Mapa de localización geográfica del área del proyecto.	26
Figura 2: Provincias Tectónicas del Caribe y Norte de Sur América.	28
Figura 3: Corte regional de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.	30
Figura 4: Relación de los movimientos entre las Placas Caribe, Norte y Suramericana, entre el Cretáceo Temprano y el Eoceno Medio.	32
Figura 5: Paleogeografía y Modelo Tectónico en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena durante el Cretáceo Temprano - Paleoceno. (Reyes, et al., 2000).	33
Figura 6: Relación de los movimientos entre las Placas Caribe, Norte y Suramericana, entre el Eoceno Tardío- Oligoceno Temprano.	34
Figura 7: Bloque diagrama del Valle Inferior del Magdalena en el Eoceno Tardío.	35
Figura 8: Bloque diagrama del Valle Inferior del Magdalena en el Oligoceno.	36
Figura 9: Modelo de rotación de bloques.	37
Figura 10: Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.	41
Figura 11: Localización de pozos, campos y datos geoquímicos de la cuenca del Valle Inferior de Magdalena.	47
Figura 12: Carta de eventos para el sistema petrolífero de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.	50
Figura 13: Parámetros de una onda.	53
Figura 14: Modelo de reflexión y transmisión para una onda P incidente en una interfaz que se para dos medios.	54
Figura 15: Limites superiores e inferiores de secuencias.	60



Figura 16: Esquema de la relación de los rayos reflejados en 3 capas con sus respectivos registros sísmicos.	61
Figura 17: Geometría Punto Medio Común o Common Mid-Point (CMP) para un reflector plano	62
Figura 18: Esquema básico de la sísmica de refracción, en el cual se aprecia el comportamiento de los rayos refractados.	63
Figura 19: Localización de las líneas sísmicas del Proyecto.....	68
Figura 20: Curva tiempo profundidad del pozo, obtenida a partir del registro Check-Shot.....	70
Figura 21: Ejemplo del Amarre Sísmica-Pozo por carácter sísmico, pozo A.....	71
Figura 22: A. Línea sísmica interpretada en la zona Norte del proyecto. B. Línea sísmica sin la interpretar. C. Localización geográfica de la línea sísmica.	74
Figura 23: A. Línea sísmica interpretada en la zona central de área del proyecto. B. Línea sísmica sin interpretar. C. Localización geográfica de la línea sísmica. ...	75
Figura 24: Parámetros de entrada en la aplicación Z-map Plus.....	77
Figura 25: Interfaz gráfica de Z-map Plus, para la importación de los datos obtenidos a partir de la interpretación sísmica en Seisworks 2D.....	77
Figura 26: Creación de grilla en la aplicación Z-map Plus.	78
Figura 27: Parámetros para el contorno de los mapas en la aplicación Z-map Plus.	79
Figura 28: Diagrama de dispersión profundidad vs tiempo a partir de los check-shots.....	82
Figura 29: Ejemplo de la multiplicación de la grilla de tiempo doble del horizonte Fm. Porquero Inferior por el valor V (- 5.3546 ft/ms).....	82
Figura 30: Ejemplo de la adición del valor de la constante b a la grilla preliminar en profundidad del horizonte Fm. Porquero Inferior.....	83
Figura 31: Región tectono-estratigráfica El Difícil, A. Línea sísmica de buzamiento interpretada. B. Línea sísmica de buzamiento sin interpretar. C. Localización geográfica de la línea sísmica.	86



Figura 32: Zonas extensivas y compresivas asociadas a las fallas de rumbo.	88
Figura 33: Región tectono- estratigráfica Depresión de Ariguani, A. Línea sísmica interpretada en la zona de Releasing bend. B. Línea sísmica sin interpretar. C. Localización geográfica de la línea sísmica.	90
Figura 34: Región tectono- estratigráfica Depresión de Ariguani, A. Línea sísmica oblicua interpretada. B. Línea sísmica sin interpretar. C. Localización geográfica de la línea sísmica.	91
Figura 35: Localización de la Estructura 2 en el mapa estructural en profundidad de la Formación Ciénaga de Oro.	92
Figura 36: Región tectono- estratigráfica Alto de Sevilla, A. Línea sísmica interpretada en la zona de cabalgamiento del Mioceno tardío. B. Línea sísmica sin interpretar. C. Localización geográfica de la línea sísmica.....	94
Figura 37: Región tectono- estratigráfica Alto de Sevilla, A. Línea sísmica interpretada en la zona de cabalgamiento del Plioceno. B. Línea sísmica sin interpretar. C. Localización geográfica de la línea sísmica.....	95
Figura 38: Localización de la Estructura 1 en el mapa estructural en profundidad de la Formación Ciénaga de Oro	97
Figura 39: Cálculo del área P90 en la estructura 1.	99
Figura 40: Cálculo del área P50 en la estructura 1.	100
Figura 41: Calculo del área P10 en la estructura 1.	100
Figura 42: Parámetros de entrada para el cálculo de volumetría en el software REP-5.....	101
Figura 43: Factores de riesgo de la estructura 1.....	102
Figura 44: Resultados arrojados del volumen de reservas posibles de gas en la estructura 1.....	102
Figura 45: Geometría de la estructura 1 en el horizonte Basamento hasta la curva de profundidad de -7600 ft (TVDSS). Vista Norte- Sur.....	104
Figura 46: Geometría de la estructura 1 en el horizonte Fm. Ciénaga de Oro hasta la curva de profundidad de -7600 ft (TV DSS). Vista Norte-Sur.	105



Figura 47: Vista 3D Norte-Sur del volumen de la estructura 1 entre los horizontes Basamento y Fm. Ciénaga de Oro hasta la curva de profundidad de -7600 ft (TVDSS)..... 105



LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1: Potencial de hidrocarburos por descubrir en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena	27
Tabla 2: Esquema de metodología.	64
Tabla 3: Información sísmica utilizada en el proyecto.	67
Tabla 4: Datos de profundidad de las formaciones geológicas de interés en los pozos A y B.	70
Tabla 5: Características sísmicas de las unidades y horizontes interpretados en líneas sísmicas 2D.....	73
Tabla 6: Áreas medidas en la estructura 1.....	99
Tabla 7: Calculo del volumen total de roca en la estructura 1 entre los horizontes Basamento y Fm. Ciénaga de Oro.....	106



LISTA DE ECUACIONES

pág.

Ecuación 1: Relación de los ángulos y las velocidades de las ondas P y S por medio de la Ley de Snell.....	55
Ecuación 2: Coeficiente de reflexión de la onda P.	55
Ecuación 3: Impedancia acústica.....	57
Ecuación 4: Relación entre longitud de onda, velocidad de propagación y frecuencia.	59
Ecuación 5: Migración tiempo-profundidad.	80
Ecuación 6: Ecuación para cálculo de Gas Original en sitio.....	103
Ecuación 7: Cálculo de volumen de roca del intervalo productor.	107



LISTA DE ANEXOS

pág.

Anexo A. Mapa estructural en tiempo doble de viaje (TWT en milisegundos) del horizonte Basamento. Escala 1:100.000.....	115
Anexo B. Mapa estructural en tiempo doble de viaje (TWT en milisegundos) del horizonte Fm. Ciénaga de Oro. Escala 1:100.000	116
Anexo C. Mapa estructural en tiempo doble de viaje (TWT en milisegundos) del horizonte Fm. Porquero Inferior. Escala 1:100.000	117
Anexo D. Mapa estructural en profundidad (TVDSS en pies) del horizonte Basamento. Escala 1:100.000	118
Anexo E. Mapa estructural en profundidad (TVDSS en pies) del horizonte Fm. Ciénaga de Oro. Escala 1:100.000	119
Anexo F. Mapa estructural en profundidad (TVDSS en pies) del horizonte Fm. Porquero Inferior. Escala 1:100.000	120
Anexo G. Mapa de Regiones Tectono - Estratigráficas. Escala 1:100.000	121



RESUMEN

TITULO: PROSPECTIVIDAD PARA HIDROCARBUROS EN EL COSTADO NORORIENTAL DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN EL SECTOR COMPRENDIDO ENTRE LAS POBLACIONES DE BOSCONIA (CESAR) – SEVILLA (MAGDALENA).*

AUTOR: Luis Carlos Serrano Díaz**

PALABRAS CLAVE: Hidrocarburos, Valle, Inferior, Magdalena, Subcuenca, Plato, Interpretación, Sísmica.

DESCRIPCIÓN:

El propósito de este proyecto es definir la prospectividad para acumulación de hidrocarburos en el costado Nororiental de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM) entre las poblaciones de Bosconia (César) y Sevilla (Magdalena), a partir de los pozos A, B y 78 líneas sísmicas 2D que comprenden a una extensión total de 1390.94 km.

En el desarrollo del presente estudio se realizó el amarre sísmica - pozo a partir de la información disponible de los Pozos A y B, posteriormente se llevó a cabo la interpretación sísmica de los horizontes Basamento, Fm. Ciénaga de Oro y Fm. Porquero Inferior en cada una de las 78 líneas sísmicas 2D disponibles para este proyecto. Esta interpretación sísmica se realizó con el objetivo de crear un modelo geológico estructural que fue representado por medio de mapas en tiempo doble de viaje y en profundidad para cada uno de los horizontes. Luego de obtener el modelo geológico estructural representado en los mapas de profundidad se identificaron tres regiones tectono-estratigráficas entre las cuales dos de estas difieren con respecto a las regiones tectono-estratigráficas planteadas en estudios anteriores. También se identificaron las estructuras más prospectivas para cada región tectono-estratigráfica entre las cuales se encuentran la estructura 1 actualmente no perforada y la estructura 2 perforada erróneamente en la base de la estructura en el año 1982 por el pozo B, posiblemente por la poca información sísmica disponible en esa época.

Finalmente se halló la volumetría probabilística y determinística de la estructura que parece ser la más viable para llevar a cabo un estudio más detallado y posiblemente su posterior perforación por medio de un pozo exploratorio.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Geólogo Ricardo Mier Umaña. Codirector: Geólogo Javier Villamizar.



ABSTRACT

TITLE: PROSPECTIVITY FOR HYDROCARBONS IN THE EAST SIDE OF LOWER MAGDALENA VALLEY BASIN BETWEEN THE TOWNS BOSCONIA (CESAR) – SEVILLA (MAGDALENA).*

AUTHOR: Luis Carlos Serrano Díaz**

KETWORDS: Hydrocarbons, Valley, Lower Magdalena, Subbasin Plato Interpretation, Seismic.

DESCRIPTION:

The purpose of this project is define the prospectivity for hydrocarbon accumulation in the East side of Lower Magdalena Valley Basin (LMV) between the towns Bosconia (Cesar) – Sevilla (Magdalena), base on the A, B Wells and 78 seismic lines comprising a total length of 1390.94 km.

In the development of the present study was done Seismic- Well control from the information available from Wells A and B, subsequently was done seismic interpretation horizons Basamento, Fm. Ciénaga de Oro y Fm. Porquero Inferior in each of the 78 2D seismic lines available for this project. This seismic interpretation was done with the objective of creat a structural geological model, this model was represented by structural maps in two way time and depth for each of the horizons. After three regions tectono-stratigraphic were identified two of these differ with respect to the tectono-stratigraphic regions sets out in previous studies. Also the most prospective structures for each tectono-stratigraphic region were identified, Structure 1 has not yet been drilling and Structure 2 was drilled mistakenly on the base of the structure in 1982 by Well B, maybe by poor seismic data available at that time.

Finally was calculated probabilistic and deterministic volumetric for structure 1, it appears to be the most viable for perform a study more detailed and maybe by subsequent drilling of an exploratory well.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Geólogo Ricardo Mier Umaña. Codirector: Geólogo Javier Villamizar.



1. INFORMACIÓN GENERAL DEL PROYECTO

1.1 TÍTULO

PROSPECTIVIDAD PARA HIDROCARBUROS EN EL COSTADO NORORIENTAL DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN EL SECTOR COMPRENDIDO ENTRE LAS POBLACIONES DE BOSCONIA (CESAR) – SEVILLA (MAGDALENA).

1.2 PRESENTADO ANTE

Comité de Proyectos de Grado

1.3 MODALIDAD

Investigación

1.4 AUTOR

Luis Carlos Serrano Díaz

Código: 2090792



1.5 DIRECTOR

Ricardo Mier Umaña

1.6 CO-DIRECTOR

Javier Villamizar Pinto

1.7 PALABRAS CLAVE

Hidrocarburos, Prospectividad, Valle, Inferior, Magdalena, Subcuenca, Plato, Interpretación, Sísmica.

ENTIDADES INTERESADAS EN EL PROYECTO:





2. INTRODUCCIÓN

Las líneas sísmicas permiten visualizar la distribución espacial de las características estructurales y estratigráficas de una cuenca, lo cual permite construir modelos geológicos regionales con el fin de identificar prospectos para acumulación de hidrocarburos. Aunque como es sabido este método geofísico es un método indirecto y por ende esta sujeto a un nivel de incertidumbre y de riesgo que varía según el manejo que se le de a la información durante las etapas de adquisición y procesamiento y su posterior uso por parte del interprete (interpretación) quien finalmente afirma acerca de la existencia o no de un prospecto.

El primer paso para realizar interpretación sísmica es emprender la búsqueda y recopilación de información disponible de la cuenca en la cual se encuentra localizado el área del proyecto, en este caso la cuenca del Valle Inferior del Magdalena y así llegar a entender mejor las estructuras presentes en los perfiles sísmicos.

El área del proyecto se encuentra ubicada entre las poblaciones de Bosconia (César) y Sevilla (Magdalena) en el costado Nororiental de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM) la cual es considerada de alta complejidad, debido a los diferentes eventos tectono-estratigráficos experimentados durante su evolución geológica.

Durante el desarrollo de este estudio se planteó y siguió una metodología que se constituye de cuatro fases. La cual permitió identificar las regiones tectono-



estratigráficas que constituyen el modelo geológico estructural, las estructuras prospectivas para acumulación de hidrocarburos en el área de interés y la posible razón por la que el único pozo perforado en la Depresión de Ariguani (pozo B) no obtuvo producción de hidrocarburos.



3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Teniendo en cuenta la presencia de hidrocarburos en el Sur del área de estudio (Campo el Difícil), la cual está localizada en el costado Nororiental de la cuenca Valle inferior del Magdalena en el área comprendida entre las poblaciones de Bosconia (Cesar) y Sevilla (Magdalena) y que actualmente la demanda del mundo por los combustibles fósiles está en aumento se hace imprescindible determinar la prospectividad para acumulación de hidrocarburos por medio de interpretación sísmica regional en la cual se identifiquen las principales estructuras prospectivas para dichas acumulaciones en los límites Nororientales de la cuenca, en donde actualmente no se han descubierto yacimientos de hidrocarburos.

3.2 JUSTIFICACIÓN

Se busca establecer de manera eficaz la prospectividad del costado Nororiental de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, ya que si se definen estructuras que posiblemente contengan acumulaciones de hidrocarburos rentables para su producción, se concretarían las posibilidades de encontrar un campo nuevo, lo cual justifica el estudio.

El desarrollo de este proyecto además de dar apoyo en las actividades de evaluación regional del área de Nuevos Negocios, pretende obtener capacitación de una manera integral al aprendiz con la intención de visualizar la dinámica y estrategia del negocio de exploración y producción de hidrocarburos.



3.3 OBJETIVOS

3.3.1 OBJETIVO GENERAL

- Determinar la prospectividad de hidrocarburos en el costado Nororiental de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena en el sector comprendido entre las poblaciones de Bosconia (Cesar) y Sevilla (Magdalena), por medio de interpretación sísmica 2D y datos de pozo.

3.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Interpretar las líneas sísmicas 2D con el fin de construir un modelo geológico estructural.
- Identificar las principales trampas geológicas y las unidades litoestratigráficas involucradas.
- Generar mapas estructurales e identificar áreas prospectivas para acumulación de hidrocarburos.
- Estimar los volúmenes de hidrocarburos por los métodos determinístico y probabilístico en el prospecto más viable.

3.4 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA DEL PROYECTO

El área del proyecto se encuentra localizada en el Norte del territorio Colombiano entre las poblaciones de Bosconia (Cesar) y Sevilla (Magdalena) en el costado Occidental de la Sierra Nevada de Santa Marta, involucrando un área de aproximadamente 2700 km² (Figura 1).



Figura 1: Mapa de localización geográfica del área del proyecto.



Fuente: Google earth.
Elaboración: Autor



4. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena tiene una larga historia exploratoria que se remonta a los primeros días del siglo XX con la perforación de pozos como Perdices 1 en el año 1907 y Tubará 1 en el año 1947, los cuales en su época tuvieron importante producción de gas y algo de aceite.

Según ECOPETROL¹, la producción de hidrocarburos se ha concentrado principalmente en las áreas del Arco de Magangué (Campos Cicuco, Boquete, Boquilla, Zenón, Violó), Alto del Difícil (campo El Difícil, Alejandría).

Teniendo en cuenta los valores de potencial de hidrocarburos por descubrir (Tabla 1), es de gran importancia establecer la prospectividad para acumulación de hidrocarburos en el área de estudio.

Tabla 1: Potencial de hidrocarburos por descubrir en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena

Potencial de hidrocarburos		
Cuenca	Total (MMPe)	Por descubrir (MMPe)
VIM	1600	1131,5

Fuente: Arminio, et al, 2009.

Elaboración: Autor

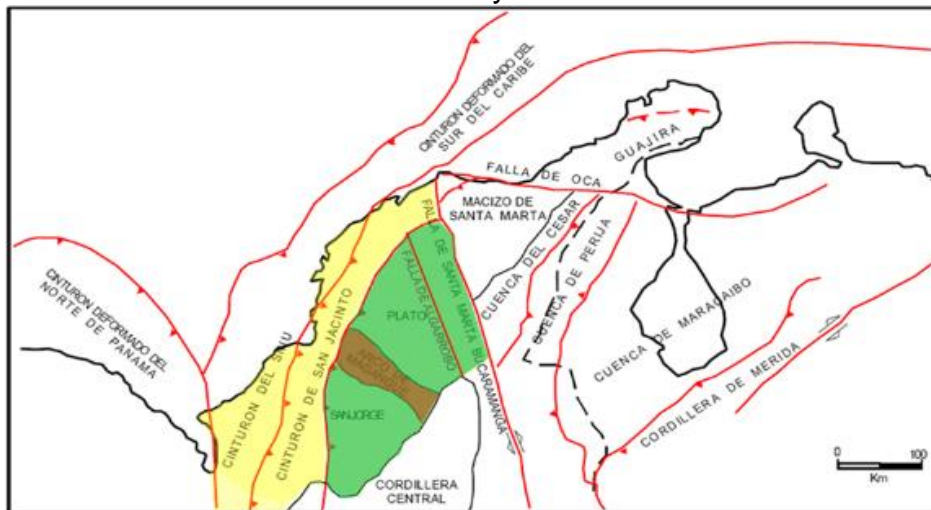
Regionalmente, el margen continental del Caribe Colombiano hace parte del frente de deformación originado por la subducción de la placa Caribe bajo la placa

¹ ECOPETROL. Evaluación Regional Integrada Cuenca Valle Inferior del Magdalena. 2000.

Suramericana. De acuerdo con Reyes et al.², la interacción de estas placas ha determinado los patrones estructurales y estratigráficos que se presentan en las provincias geológicas del Norte Colombiano desde el Cretácico Tardío.

La zona del Valle Inferior del Magdalena se encuentra limitada geológicamente al Oriente por el sistema de fallas de Bucaramanga –Santa Marta que separa las rocas cristalinas de los macizos de Santa Marta y Santander del basamento del Valle Inferior del Magdalena, al Sur por la Falla de Palestina que la separa de la Cordillera Central y al Norte y Occidente con el sistema de fallas de Romeral que la separa de los cinturones plegados de Sinú y San Jacinto. El Valle Inferior del Magdalena se encuentra dividido en las subcuencas, de Plato y San Jorge separadas por el Arco de Magangué-Cicuco (Figura 2).

Figura 2: Provincias Tectónicas del Caribe y Norte de Sur América.



Fuente: Case, J., Holcombe, T. L., & Martin, R. G. Map of Geological provinces in the Caribbean Region (1984).

² REYES, H.A.L; MONTENEGRO, B.M y GÓMEZ, P.D. Tectonoestratigrafía y evolución geológica del valle inferior del Magdalena. Boletín de geología, [S.l.], v. 26, n. 1, sep. 2010. p. 19-38. ISSN 2145-8553. [En línea]. Disponible en: <<http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/910>>.



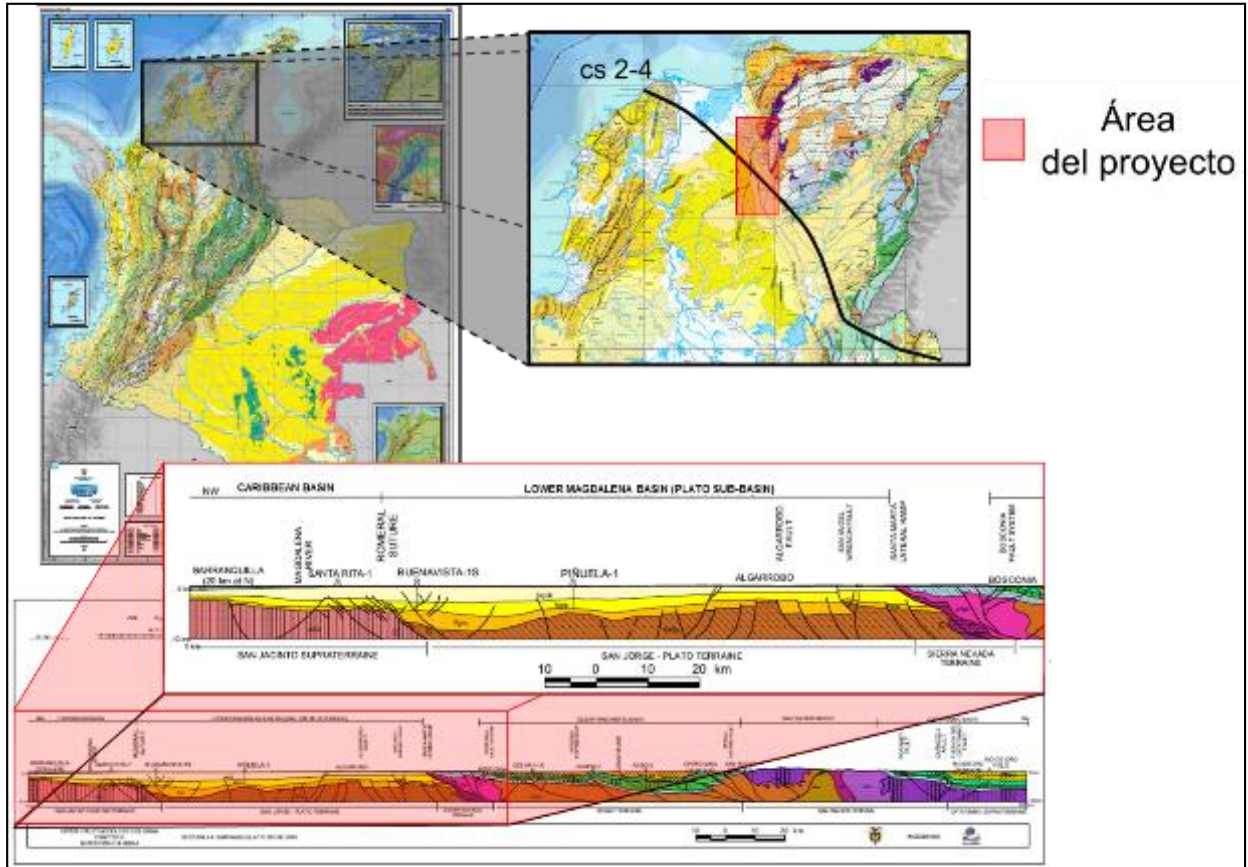
Elaboración: Autor*

Dentro de la información obtenida en la primera fase de la metodología se encontró un corte regional basado en datos de pozos e información sísmica y de superficie el cual fue realizado el año 2007. Este corte involucra el área del proyecto y plantea que dentro de esta área se pueden encontrar unidades de edad Cenozoica que se encuentra afectados principalmente por fallas de tipo normal de alto ángulo además se evidencia que la zona de estudio se encuentra dentro del terreno Plato-San Jorge mas específicamente en la subcuenca de Plato y así mismo dentro de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (Figura 3).

* En color verde se resalta la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, en color Café se resalta el arco de Magangue y en color amarillo el Cinturón Plegado de Sinu y San Jacinto.



Figura 3: Corte regional de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.



Fuente: Gomez, et al. Ingeominas. 2007

Corte modificado de: Lopez. Ingeominas. 2007.

Elaboración: Autor



5. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA

Según Kronenberg³ y Reyes⁴, la presencia de macizos antiguos aledaños a la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (Macizos de Santa Marta y Santander), se remonta al Mesoproterozoico como resultado de la colisión entre las placas Norteamericana y Suramericana, que originó un cinturón granulítico. Posteriormente como lo describen Pindell & Keenan⁵, en el Jurásico, se generan fallas normales de alto ángulo producto de la extensión cortical durante la fase de rifting que separó las placas Suramericana y Norteamericana dejando grandes bloques aislados de rocas cristalinas que conforman hoy en día los núcleos de dichos macizos.

5.1 CRETÁCICO

Durante el Cretácico como resultado de la subducción de la placa Nazca bajo la placa Suramericana se genera un arco volcánico, que en Colombia corresponde a los primeros estadios de desarrollo de la Cordillera Central y cuya zona de sutura está representada actualmente por el sistema de fallas de Romeral. Según Reyes⁶, este sistema de fallas o paleosutura, separa la corteza de dominio oceánico al Occidente y la de afinidad continental al Oriente. Posteriormente el lineamiento de la Falla de Romeral se extiende hacia el Norte colombiano en el VIM como resultado del paso de la placa Caribe entre las placas Suramericana y Norteamericana (Figura

³ KRONENBERG, H. Litología, Metamorfismo y Origen de las Granulitas del Macizo de Garzón, Cordillera Oriental, Colombia. Geología Norandina. 1983. p. 26-43.

⁴ REYES et al. Op. cit., p. 19-38.

⁵ PINDELL, J., & KEENAN, L. Tectonic evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean and northern South America. Geological Society, London. Special Publication. 2001. p.1-55. [En línea]. Disponible en: <http://www.ugr.es/~agcasco/igcp546/pdf/2001_Pindell_Kennan_Kinematic_Evolution_Caribbean.pdf>.

⁶ REYES et al. Op. cit., p. 19-38.



4) la interacción entre estas placas no produce un arco volcánico, pero si genera un prisma acrecionario que corresponde al Cinturón Plegado de San Jacinto (Figura 5).

De acuerdo con McDonald & Hurley⁷, para este tiempo, el área que hoy corresponde a las depresiones de Plato y San Jorge, se presentaban como zonas expuestas que hacían parte del mismo bloque representado por la cordillera Central, unido hacia el Norte con el Macizo de Santa Marta, formándose una barrera natural que separa los ambientes netamente marinos al Occidente y transicionales restringidos en las actuales zonas del Valle del Cesar y Valle Medio del Magdalena (Figura 5).

Figura 4: Relación de los movimientos entre las Placas Caribe, Norte y Suramericana, entre el Cretáceo Temprano y el Eoceno Medio.

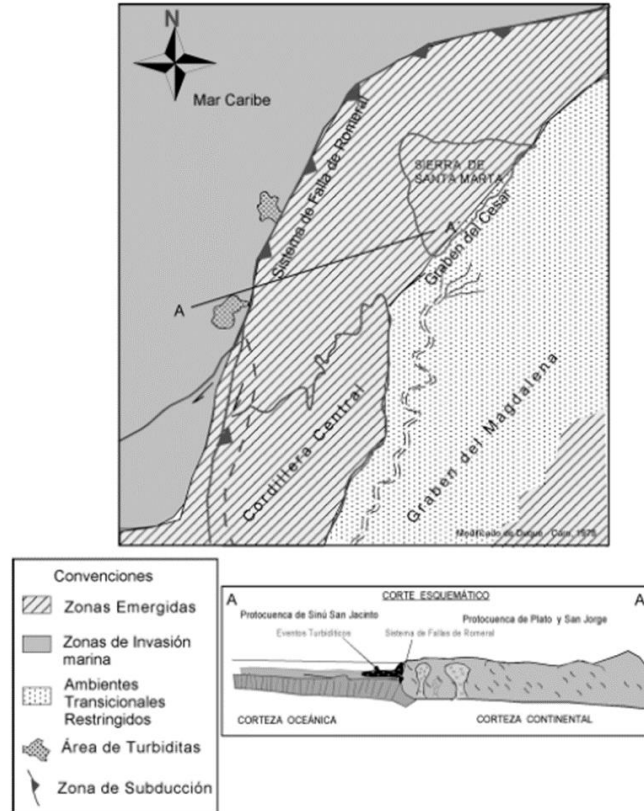


Fuente: Pindell, J. & Keenan, L. 2001.

⁷ MCDONALD, W. D., & HURLEY, P. M. Precambrian gneisses from northern Colombia, South America. Geological Society of America Bulletin. 1969. v.80 no.9. p.1867-1872. [En línea]. Disponible en: <<http://gsabulletin.gsapubs.org/content/80/9/1867.short>>



Figura 5: Paleogeografía y Modelo Tectónico en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena durante el Cretáceo Temprano - Paleoceno. (Reyes, et al., 2000).



Fuente: Reyes, et al. 2000*.

5.2 PALEOCENO - EOCENO TARDÍO

Durante el Paleógeno, la Placa Caribe continua abriéndose paso entre las placas Suramericana y Norteamericana (Figura 6), acumulándose sobre la fosa de subducción grandes cantidades de sedimentos clásticos transportados por corrientes de turbidez e inicia el proceso de plegamiento en el área del actual Cinturón Plegado de San Jacinto.

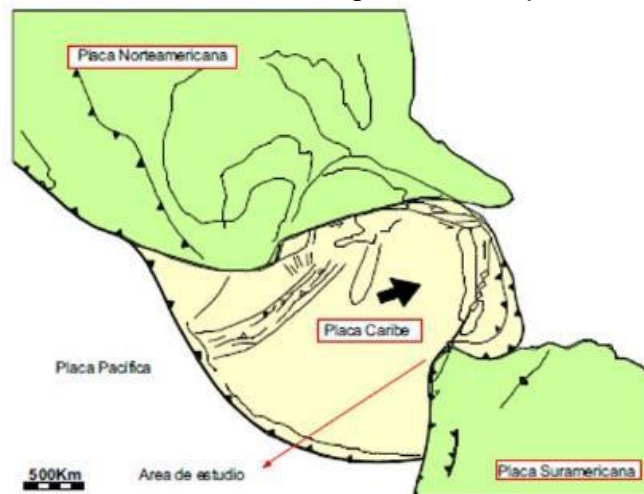
* La Falla de Romeral se constituye en un límite de placas sobre el que se genera un prisma acrecionario.



En el Eoceno Tardío la Placa Caribe choca con la Placa Norteamericana (Figura 6), cambiando su dirección de desplazamiento hacia el Oriente, dando como resultado un cambio de régimen tectónico en el Norte Colombiano. Así mismo, según Kellogg⁸, se originan fracturas al interior de la cuenca en las áreas emergidas, así como pulsos de levantamiento en la Serranía de Perijá, el Macizo de Santander y el Macizo de Santa Marta.

Como resultado de esta actividad se produce la migración de la fosa de subducción hacia el Occidente en dirección del mar, (fenómeno de “roll back”, Molina, 1978), generándose una zona interna de mar somero donde se desarrollan arrecifes al Occidente de Romeral (Calizas de Tolú Viejo, Figura 7).

Figura 6: Relación de los movimientos entre las Placas Caribe, Norte y Suramericana, entre el Eoceno Tardío- Oligoceno Temprano.

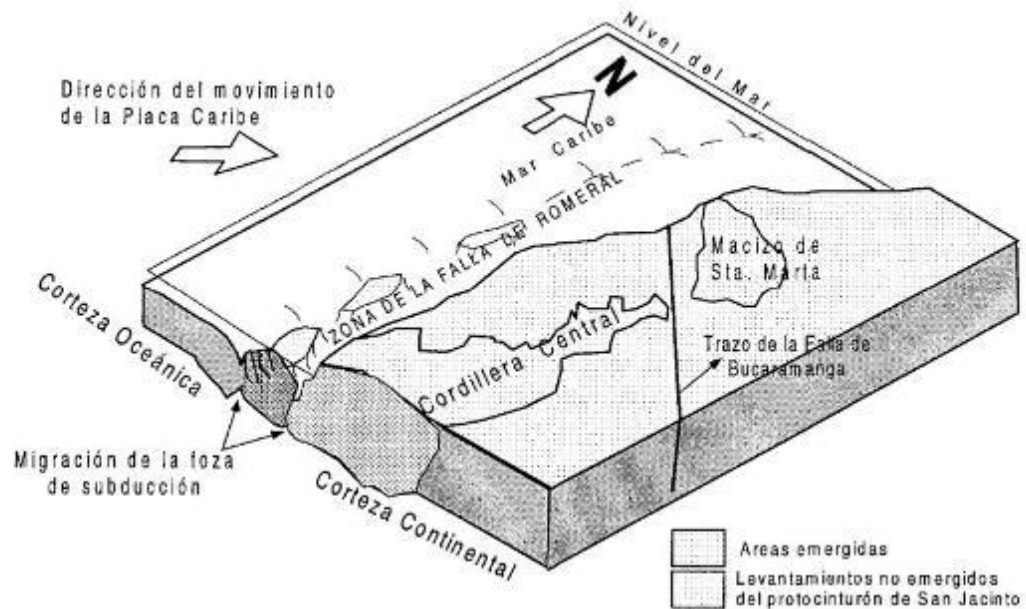


Fuente: Pindell, 1998.

⁸ KELLOGG, J. N. Cenozoic Tectonic History of the Sierra del Perijá, Venezuela – Colombia, and Adjacent Basins. Geological Society of America. University of South Carolina. Scholar Commons. 1984. p.239-261. [En línea]. Disponible en: <http://scholarcommons.sc.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1009&context=geol_facpub>



Figura 7: Bloque diagrama del Valle Inferior del Magdalena en el Eoceno Tardío.



Fuente: Reyes, et al., 2000*.

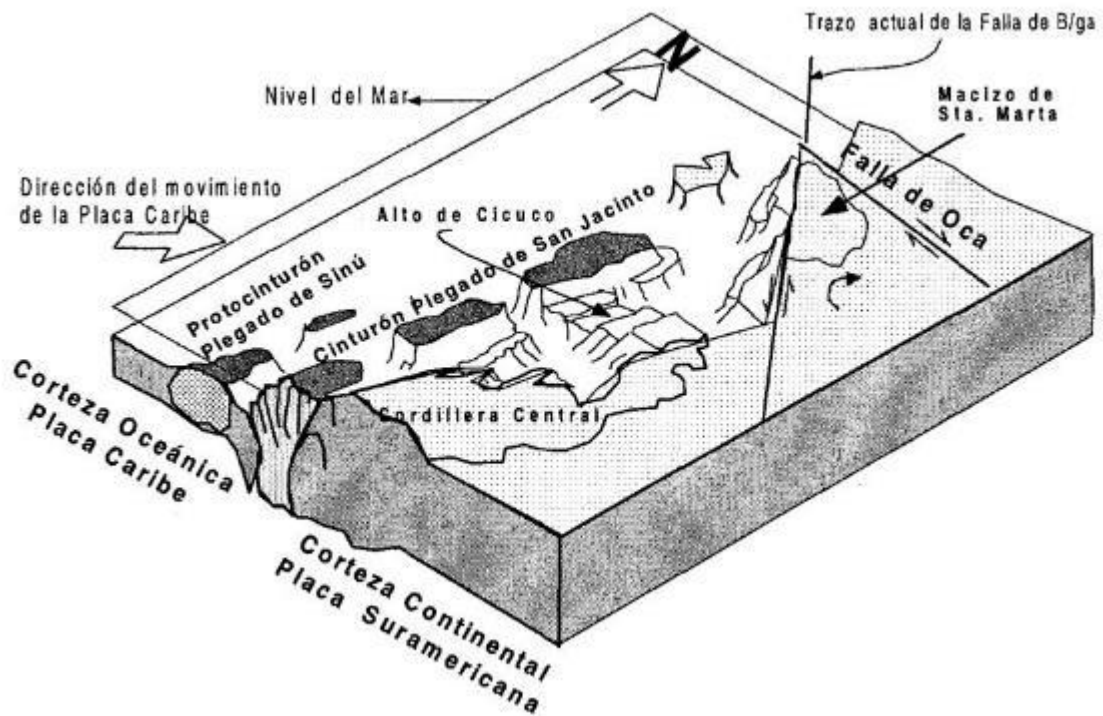
5.3 OLIGOCENO - MIOCENO TEMPRANO

Durante este periodo y en respuesta al desplazamiento de la Placa Caribe, se originan sobre los sistemas de fallas Bucaramanga - Santa Marta, Romeral y Palestina fenómenos de cizalla resultando en un movimiento rotatorio en sentido horario en el Bloque del Macizo de Santa Marta. Este movimiento genera sobre las zonas de Plato y San Jorge cuencas transrotacionales en el sentido de Allen & Allen, 1990. Los límites de los bloques siguen el fracturamiento previo, sufriendo subsidencia y levantamientos a manera de “Half -Graben” según los esfuerzos generados (Figura 8).

* Se genera el roll back de la zona de subducción, iniciándose la acreción del Cinturón Plegado de San Jacinto



Figura 8: Bloque diagrama del Valle Inferior del Magdalena en el Oligoceno.



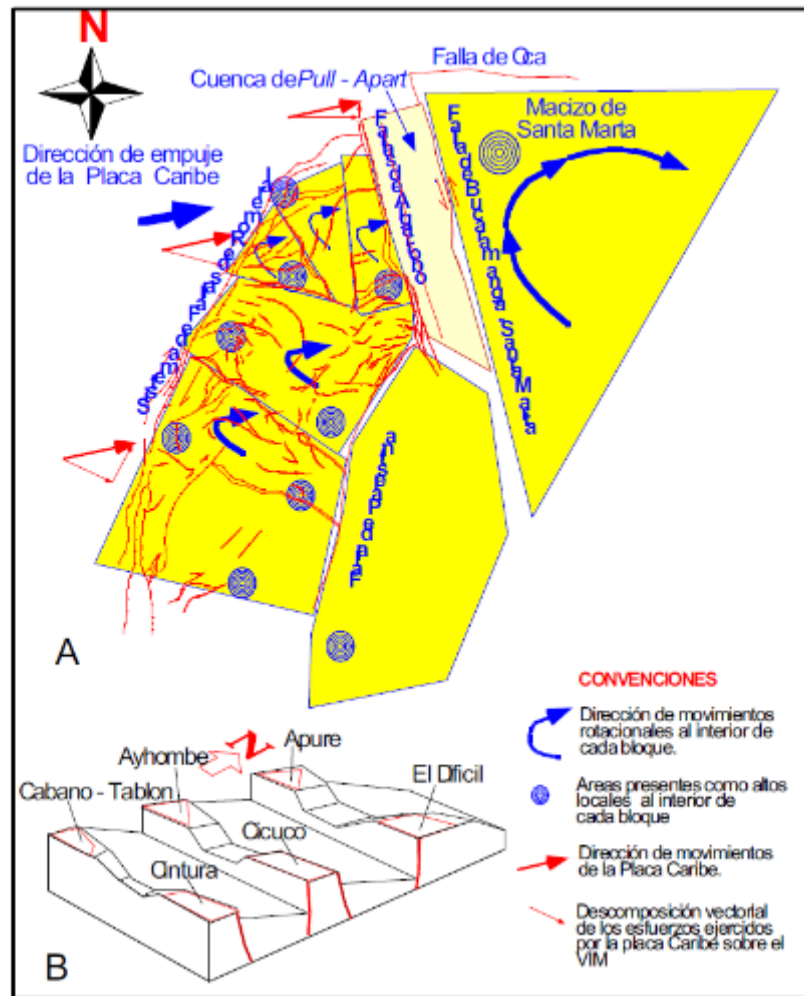
Fuente: Reyes, et al., 2000*.

Se observa al interior de cada bloque la asociación de altos con depresiones; de esta forma, en el bloque Sur, se presentan los Altos de Cábano - Tablón, mientras en el área de Montelíbano - Cintura se asocia con las Depresiones de Tirón y Sucre. En el bloque central los Altos de Ayhombe y Cicuco se asocian con la Depresión de Plato. En la parte Norte, los Altos de Apure y El Difícil están relacionados con la Depresión de Bálsamo, mostrando una mayor complejidad estructural debido a que los esfuerzos de compresión de las placas en este sitio tienen un mayor componente de rumbo (Figura 9).

* El esfuerzo de empuje de la Placa Caribe produce rotación sobre el Bloque del Macizo de Santa Marta y cizalla en las Fallas de Romeral y Palestina, generando distensión de bloques conformando los Altos de Cicuco, El Difícil, Apure y Cecilia.

Así mismo, se presentan algunas fallas inversas al Sur y otras al Norte en el área de Bálsamo, las cuales actúan a manera “up thrust block” del sistema de fallas de Romeral sirviendo de estructuras de escape a los eventos compresivos generados por el empuje de la Placa Caribe desde el Eoceno Tardío (Figura 9).

Figura 9: Modelo de rotación de bloques.



Fuente: Reyes, et al., 2000*.

* Debido a que los esfuerzos recibidos sobre la esquina Noroccidental de Suramérica, la cuenca del Valle Inferior del Magdalena sufre un fracturamiento en bloques, generándose cuencas



Otra actividad importante se presenta sobre la margen Oriental de la cuenca. De acuerdo con Reyes⁹, durante ésta época los movimientos de rumbo en la Falla de Bucaramanga y la Falla de Algarrobo generan una cuenca de “pull-apart” con la depositación de grandes espesores de sedimentos.

El estilo de evolución estructural propuesto para éste periodo, según Nilsen & Sylverster¹⁰, corresponde al desarrollo de cuencas asociadas a fallas de rumbo de alta pendiente, con bloques rotados, asociado a fallas de desgarre sobre el manto superior.

El registro sedimentológico en la subcuenca de Plato comienza en el Oligoceno, con sedimentos marinos representados por paquetes de arcillolitas y areniscas calcáreas, interpretándose el ingreso del mar a través corredores que se localizan al Norte y Sur del alto de Apure. Siguiendo a Reyes, el Mioceno Temprano se caracteriza por el desarrollo de calizas arrecifales y de plataforma sobre los altos al tope de la Formación Ciénaga de Oro (Altos de Cicuco, Alejandría, Apure y San Benito, entre otros); sobre los altos se deposita una secuencia concordante de shales de ambiente nerítico externo – batial.

transrotacionales limitadas por fallas normales y creando altos locales y zonas de depocentro. A. Las flechas en rojo gruesas representan la dirección de empuje de la placa caribe, las delgadas representan la descomposición vectorial de estas. B. Modelo de basculamiento de bloques en forma de Half Graben basculado hacia el Norte.

⁹ REYES et al. Op. cit., p. 19-38.

¹⁰ NILSEN, H., & SYLVERSTER, A. G. Strike – Slip Basins, in Tectonics of Sedimentary Basins. Blackwell Science, 1998. p. 425-457.



3.1 MIOCENO TEMPRANO - MIOCENO TARDÍO

El inicio de un nuevo ciclo tectónico - estratigráfico está marcado por el evento erosivo regional de la discordancia del Mioceno Temprano, fosilizando muchas de las fallas que actuaron en la anterior secuencia.

El estilo estructural que caracteriza este ciclo corresponde a una menor actividad tectónica comparada con la del Oligoceno - Mioceno Temprano ya que, como lo describe Kellogg¹¹, a pesar de que la subsidencia continua, la sedimentación es menos controlada por el fallamiento y más por los procesos isostásicos que equilibran los pulsos orogénicos de levantamientos en la Sierra Nevada de Santa Marta, la Serranía de Perijá y las Cordilleras Central y Oriental.

En esta secuencia se presentan los mayores espesores de sedimento por unidad de tiempo, transportados hacia la cuenca a través de valles de incisión en forma de corrientes de turbidez en la subcuenca de Plato. De acuerdo con Reyes¹², durante este tiempo, la cuenca presenta características estructurales y estratigráficas de margen pasivo.

En el Mioceno Medio se registra una discordancia regional que marca el cambio de facies profundas a facies someras. Siguiendo a Reyes, esta discordancia coincide con la edad de los primeros pulsos de la Orogenia Andina.

¹¹ KELLOGG. Op. cit., p. 239-261.

¹² REYES et al. Op. cit., p. 19-38.



5.4 PLIOCENO

Según Pindell, et al.¹³, el proceso Orogénico Andino está determinado por la reactivación en la dinámica de movimientos convergentes entre las Placas Norteamericana y Suramericana, durante el Mioceno Tardío - Plioceno. Como resultado de estos movimientos, las fallas de Bucaramanga y Oca modifican su comportamiento, adquiriendo movimientos de rumbo que transportan el Macizo de Santa Marta hacia el Noroccidente a la vez que provoca su drástico levantamiento.

El mayor pulso de la Orogenia Andina está registrado en la cuenca por la discordancia del Plioceno que pone en contacto los sedimentos de la Formación Tubará con los de la Formación Corpa. Esta discordancia fosiliza la primera etapa del periodo de plegamiento en el Cinturón de San Jacinto. Para este periodo existe gran actividad orogénica en el Norte de la cuenca, que corresponde al fuerte levantamiento que se registra en el Macizo de Santa Marta. De acuerdo con Reyes¹⁴, se registran al menos dos pulsos de levantamiento del Cinturón Plegado de San Jacinto como resultado de esta actividad orogénica.

Según ECOPETROL¹⁵, las condiciones tectónicas y estratigráficas durante el proceso evolutivo poli-histórico experimentado en la cuenca se encuentra asociado a zonas de colisión oblicua y fallamiento de rumbo, con un periodo inicial de cuenca transrotacional, seguido por uno, con características de cuenca marginal estable y finalizando con eventos compresivos y transpresivos asociados a la Orogenia Andina.

¹³ PINDELL, J, et al. The Colombian Hydrocarbon Habitat: Integrated Sedimentology, Geochemistry, Paleogeographic Evolution, Geodynamics, Petroleum Geology, And Basin Analysis. Tectonic Analysis, Inc. in research collaboration with Ecopetrol. 19 p. [En línea]. Disponible en: <http://www.tectonicanalysis.com/site/download/COLOMBIA_hydrocarbon_geochem_EXAMPLE_PAGES.pdf>

¹⁴ REYES et al. Op. cit., p. 19-38.

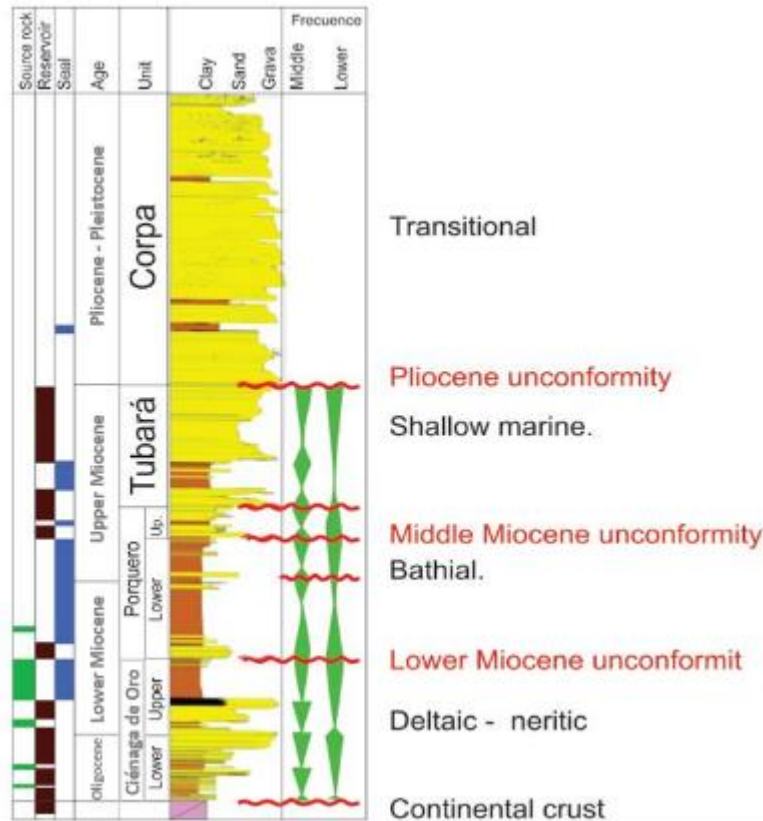
¹⁵ ECOPETROL. Op. cit.,



6. UNIDADES CRONOESTRATIGRÁFICAS

Considerando que el área del proyecto se encuentra ubicada dentro de la subcuenca de Plato a continuación se describen las unidades correspondientes para dicha subcuenca.

Figura 10: Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.



Fuente: Reyes, et al., 2000.
Elaboración: Autor



6.1 UNIDAD CIÉNAGA DE ORO

La unidad Ciénaga de Oro, según Arminio, et al¹⁶, debería ser definida como una sucesión transgresiva de edad Oligoceno de ambiente deltaico-nerítico que marca la primera sedimentación sobre la discordancia del Oligoceno (Figura 10). Esta transgresión culmina con el máximo evento de inundación en el Mioceno Temprano.

De acuerdo con Reyes¹⁷, esta unidad está conformada principalmente por shales ricos en materia orgánica intercalados con areniscas calcáreas, la geometría de los cuerpos estratigráficos en las subcuencas se presenta de manera variable y asimétrica, siendo determinada por la disposición y actividad de las fallas que actúan durante el momento de la depositación, con zonas de aporte principalmente en la Cordillera Central; además, y siguiendo a Ortiz¹⁸, generalmente las areniscas presentes en esta unidad no son continuas lateralmente y presentan cambios gradualmente a shales.

Otra característica representativa de esta unidad es la presencia de calizas arrecifales y de plataforma hacia el tope las cuales se presentan en algunos paleoaltos. Según Reyes, esta litología es producto del evento de inundación mencionado anteriormente.

¹⁶ ARMINIO, J; YORIS, F; PORRAS, L; GARCIA, E. y DILUCA, M. Petroleum Geology of Colombia Lower Magdalena Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. 2009. (Vol. 10). (F. Cediell, Ed.). p. 34-90. [En línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Metodos-de-Visualizacion/PETROLEUM%20GEOLOGY%20OF%20COLOMBIA/VOLUMEN_10_LOWER-MAGDALENA_BASIN.pdf>

¹⁷ REYES et al. Op. cit., p. 19-38.

¹⁸ ORTIZ, A. Geología de Superficie en el Valle inferior del Magdalena. Bucaramanga. ECOPETROL. 1988.



Para este tiempo también se interpretan depósitos parálcos en la subcuenca de Plato como resultado de corrientes fluviales hacia el Occidente, desembocando en una bahía ubicada entre los altos de Magangué y Apure. De acuerdo con ECOPETROL¹⁹, estos depósitos se observan en la parte inferior de la secuencia en los Pozos Castillo - 1, Monterrey - 1 y El Doce, y probablemente también en las secciones más profundas, no perforadas, en los Pozos Ligia y Guamito en la subcuenca de Plato.

6.2 UNIDAD PORQUERO

6.2.1 PORQUERO INFERIOR

La unidad Porquero Inferior es una unidad muy utilizada en la industria del petróleo, sin embargo INGEOMINAS determinó que la Formación Porquero no existe dentro de la nomenclatura formal del VIM.

Esta unidad está marcada por el contacto discordante con la Formación Ciénaga de Oro, como consecuencia de un evento erosivo regional (discordancia del Mioceno Temprano). Según Reyes²⁰, este nuevo ciclo tectónico – estratigráfico fosilizó muchas de las fallas que actuaron en la anterior secuencia.

La unidad Porquero Inferior es una espesa secuencia de shales masivos y una serie intercalaciones y superposición de areniscas. Además, según Arminio, et al.²¹, numerosos informes de pozo y estudios regionales determinan que la Formación

¹⁹ ECOPETROL. Op. cit.,

²⁰ REYES et al. Op. cit., p. 19-38.

²¹ ARMINIO, et al. Op. cit., p.34-90



Porquero inferior representa ambientes batiales, evidenciando la profundización regional de la mayor parte de la cuenca en este tiempo.

Para esta unidad diferentes autores como Molina, et al.²² y Reyes, et al.²³, establecen que en esta secuencia se presentan los mayores espesores de sedimento por unidad de tiempo (90 cm por cada 1.000 años), los cuales fueron transportados hacia la cuenca a través de valles de incisión en forma de corrientes de turbidez en la subcuenca de Plato.

Datos sísmicos sugieren que el mioceno temprano de la cuenca es una sucesión sintectónica con patrones de crecimiento espectaculares hacia depresiones del Oligoceno preexistentes, que posteriormente durante el periodo del Plioceno-reciente fueron exhumados parcialmente al Oriente.

6.2.2 PORQUERO SUPERIOR

El contacto de la unidad Porquero Superior con la unidad Porquero Inferior está marcado por la discordancia regional del Mioceno Medio que marca el cambio de facies profundas a facies someras. Según Reyes²⁴, esta discordancia coincide con la edad de los primeros pulsos de la Orogenia Andina y probablemente involucra levantamientos sobre el Cinturón Plegado de San Jacinto.

Esta unidad está constituida por depósitos arenosos intercalados con lodolitas y es considerada de carácter netamente progradante (Figura 10), interpretada, según

²² MOLINA G., Jorge, et al. Análisis deposicional y geohistórico del noroccidente colombiano. Geología Colombiana, [S.l.], v. 15, p. 5-33, ene. 2012. ISSN 2357-3767. [En línea]. Disponible en: <<http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/geocol/article/view/30567>>

²³ REYES et al. Op. cit., p. 19-38.

²⁴ *Ibíd.*, p. 19-38.



ECOPETROL²⁵, como abanicos submarinos, depósitos de talud y en la parte superior como plataforma con depósitos de tormenta.

La interpretación de los registros sísmicos sugiere una plataforma continental asociada al desarrollo de una llanura deltáica, que se inicia al Suroriente de la subcuenca de Plato. Se registra allí una dirección de transporte de sedimentos en sentido Nororiente y depósitos deltáicos que progradan hacia el Noroccidente y Occidente (ECOPETROL-ICP-GOX, 2001).

6.3 UNIDAD TUBARÁ

La unidad Tubará suprayace a la Unidad Porquero e infrayace a la Unidad Corpa con contactos discordantes (Figura 10). Estas discordancias son producto de los eventos erosionales asociados a los pulsos de la Orogenia Andina y a la transición de ambientes cada vez más someros.

Según Reyes²⁶, esta unidad está conformada por progradaciones de arenas intercaladas con lodolitas, depositadas por abanicos submarinos, sedimentos de plataforma, borde de talud y secuencias deltaicas, con niveles arcillosos varicoloreados y mantos de carbón al techo.

²⁵ ECOPETROL-ICP-GOX. Evaluación de la prospectividad del Sector Atlántico, Citado por Medina, L. Los Dinoflagelados del Mioceno Medio Alto del Caribe Colombiano: Taxonomía, bioestratigrafía e implicaciones geológicas, 2006. Técnico.

²⁶ REYES et al. Op. cit., p. 19-38.



6.4 UNIDAD CORPA

Esta unidad es la más joven de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena la cual presenta contacto discordante con la Formación Tubará (Figura 10). De acuerdo con Reyes²⁷, esta discordancia es atribuida al mayor pulso de la Orogenia Andina.

Según Flinch, et al.²⁸, la unidad Corpa es una secuencia muy espesa; hacia la base presenta principalmente arcillolitas, limolitas y carbón de afinidad marina poco profunda, sin embargo, la mayoría de la secuencia está compuesta por depósitos de abanicos fluviales y deltaicos de la llanura de inundación del Magdalena, estos parámetros de somerización marcan la migración de los depocentros hacia la presente línea de costa.

²⁷ *Ibíd.*, p. 19-38.

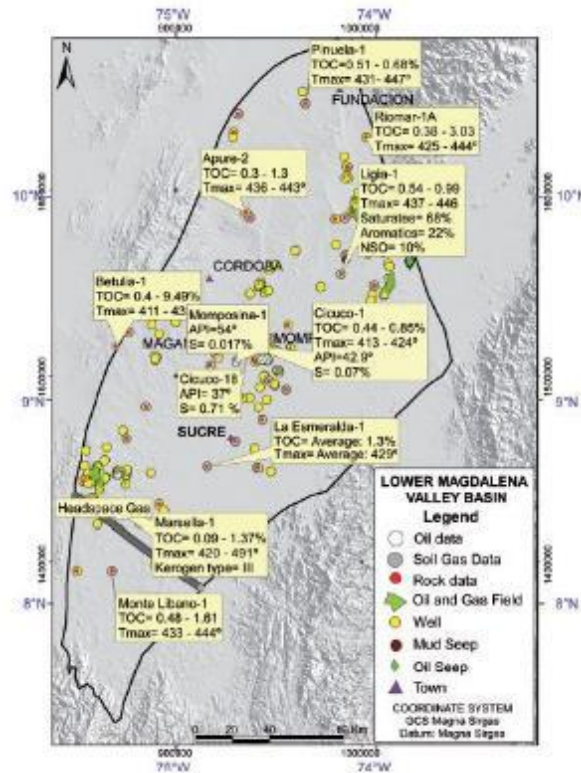
²⁸ FLINCH, J., AMARAL, J., DOULCET, A., MOULY, B., OSORIO, C., & PINCE, J. Structure of the Offshore Sinu Accretionary Wedge. Northern Colombia. VIII Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. Barcelona, España. 2003. [En línea]. Disponible en: <http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/pdf/2003/intl/extend/ndx_83045.pdf.html>



7. SISTEMA PETROLÍFERO

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena cuenta con alrededor de 272 pozos perforados y 20 campos de aceite y gas (Figura 11), los cuales avalan la existencia de al menos un sistema petrolífero del Paleógeno – Neógeno (Figura 10 y 12).

Figura 11: Localización de pozos, campos y datos geoquímicos de la cuenca del Valle Inferior de Magdalena



Fuente: Arminio, et al., 2009.



7.1 ROCA MADRE

Las mejores características como roca madre dentro de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena se presentan en las secuencias de mudstones del Oligoceno – Mioceno Temprano (Formación Ciénaga de Oro) y del Mioceno Medio (Formación Porquero Inferior) (Figura 10), las cuales según Arminio²⁹ que fueron depositadas como consecuencia de eventos de máxima inundación durante el Cenozoico.

Los valores porcentuales de carbono orgánico total o por sus siglas en inglés TOC son mayores a 1%, así mismo y siguiendo a Arminio, el tipo de Kerogeno determinado para estas secuencias son II y III, lo cual nos indica que la materia orgánica proviene de organismos Plantónicos (tipo II) y plantas terrestres (tipo III).

7.2 ROCA RESERVORIO

Algunos autores como la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)³⁰ y Arminio, et al.³¹ mencionan que las principales rocas reservorios presentes en la cuenca corresponden a limolitas y areniscas, las cuales hacen parte de la secuencia estratigráfica de la Formación Ciénaga de Oro, donde las porosidades varían entre 5 y 21%, sin embargo existen otros intervalos de roca reservorio dentro de las formaciones Porquero y Tubará, incluso la unidad productora de gas de la Formación Tubará ya fue probada en los campos Consuelo y La Mocha (Figura 10).

²⁹ ARMINIO, et al. Op. cit., p.34-90

³⁰ COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). BARRERO, D., PARDO, A., VARGAS, C., & MARTÍNEZ, J. Colombia Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. ISBN: 978-958-98237-0-5. Bogotá. 2007. p. 17-85. [En línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf>

³¹ ARMINIO, et al. Op. cit., p. 34-90



7.3 ROCA SELLO

Los shales de las formaciones Porquero superior y Ciénaga de Oro (Figura 10), depositados durante un período de rápida subsidencia, tienen excelentes características físicas como unidad sello regional para rocas reservorios infrayacentes como lo describe la ANH³². Por otra parte, según Arminio³³, niveles de mudstones de las formaciones Tubará y Corpa también tienen buenas características de roca sello.

7.4 TRAMPA

Diversos tipos de trampas estructurales destacan el potencial de la cuenca, entre otros:

Trampas estructurales asociadas con el lado alto del cierre en fallas inversas, cierres de anticlinales en el footwall de fallas normales, las estructuras relacionadas con geometrías de flor generadas por transpresión, roll-over en el hanging wall de fallas normales lítricas, todas estas estructuras son importantes como objetivo estructural de exploración de la cuenca. De acuerdo con la ANH³⁴, también están presentes trampas estratigráficas relacionadas a rocas calcáreas y abanicos submarinos son también prospectivos.

7.5 SOBRECARGA

³² COLOMBIA. ANH. Op. cit., p. 17-85

³³ ARMINIO, et al. Op. cit., p. 34-90

³⁴ COLOMBIA. ANH. Op. cit., p. 17-85

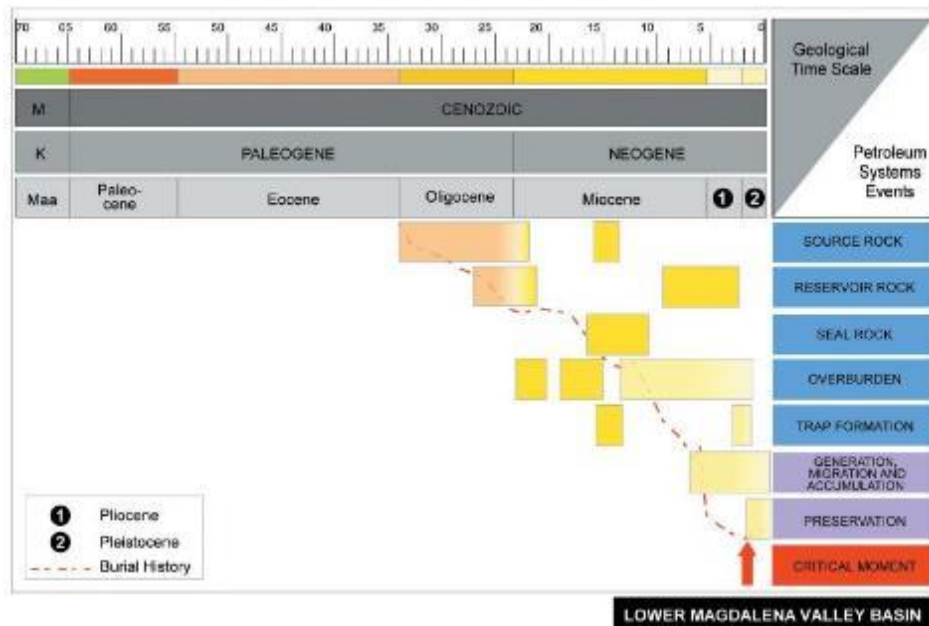


La secuencia sedimentaria de sobrecarga alcanzó el máximo desarrollo durante el Oligoceno Tardío – Mioceno (Figura 12), debido a las altas tasas de depositación de las formaciones Porquero, Tubará y Corpa. El máximo espesor de sobrecarga se encuentra en la parte central de los depocentros de Plato y San Jorge.

7.6 GENERACIÓN, MIGRACIÓN Y ACUMULACIÓN

Los procesos de generación y migración de hidrocarburos se produjeron principalmente desde finales del Mioceno (Figura 12), posteriormente durante el Mioceno Tardío – Pleistoceno ocurre la acumulación en trampas geológicas preexistentes.

Figura 12: Carta de eventos para el sistema petrolífero de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.



Fuente: Arminio, et al., 2009.



8. MARCO TEÓRICO

8.1 MÉTODO SÍSMICO

En la exploración sísmica se emplean ondas elásticas que se propagan en profundidad las cuales han sido generadas artificialmente. Su objetivo principal es el estudio del subsuelo en general, lo cual permite obtener información geológica de los materiales que lo conforman. La prospección sísmica es una herramienta de investigación muy poderosa utilizada en todo el mundo, ya que con ella se puede registrar los primeros metros (sísmica superficial) o varios kilómetros (sísmica profunda) del subsuelo.

Según Brown³⁵, la sísmica profunda se utiliza en la industria del petróleo con el fin de localizar reservorios de hidrocarburos, para la adquisición de esta sísmica se utilizan fuentes de energía muy potentes (explosivos o camiones vibradores) con la capacidad de generar ondas elásticas que llegan a capas muy profundas en el subsuelo. La sísmica superficial o de alta resolución generalmente es más utilizada para obras de ingeniería civil en profundidades no mayores a 1000 metros, para la adquisición de este tipo de sísmica se utilizan fuentes de energía como martillos de impacto, rifles sísmicos, explosivos de baja energía etc.

La prospección sísmica consiste en generar ondas sísmicas mediante una fuente y registrarlas por una serie de receptores o geófonos distribuidos en la superficie del terreno, esta distribución o arreglo sísmico está diseñado en función del objetivo del estudio. Las imágenes del subsuelo son obtenidas a partir del estudio y

³⁵ BROWN, A. R. Interpretation of three-dimensional seismic data (7 edition), Memoir 42. American Association of Petroleum Geologists. Tulsa, Oklahoma, USA. 1986. ISBN13: 978-0-89181-374-3. [En línea]. Disponible en: <<http://www.seg.org/documents/10161/74355/114TOC.pdf>>



procesamiento de las diferentes ondas y sus tiempos de trayecto registrados por los geófonos, posteriormente esta información es relacionada con la geología del subsuelo.

8.2 PRINCIPIOS BÁSICOS

Parámetros que caracterizan las ondas (Figura 13):

Desplazamiento armónico (u): Desplazamiento de una partícula en un instante dado. En ordenadas se puede representar también la velocidad de desplazamiento armónico o su aceleración.

Amplitud (A): Desplazamiento máximo de una partícula afectada por una onda.

Frecuencia (f): Numero de ondas que pasan por un punto en un segundo.

Periodo (T): Tiempo que tarda una onda en pasar por un punto, en segundos:

$$T = 1/f.$$

Frecuencia angular: $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 2 \frac{\pi}{T}$

Longitud de onda (λ): Distancia entre los dos puntos equivalentes más próximos.

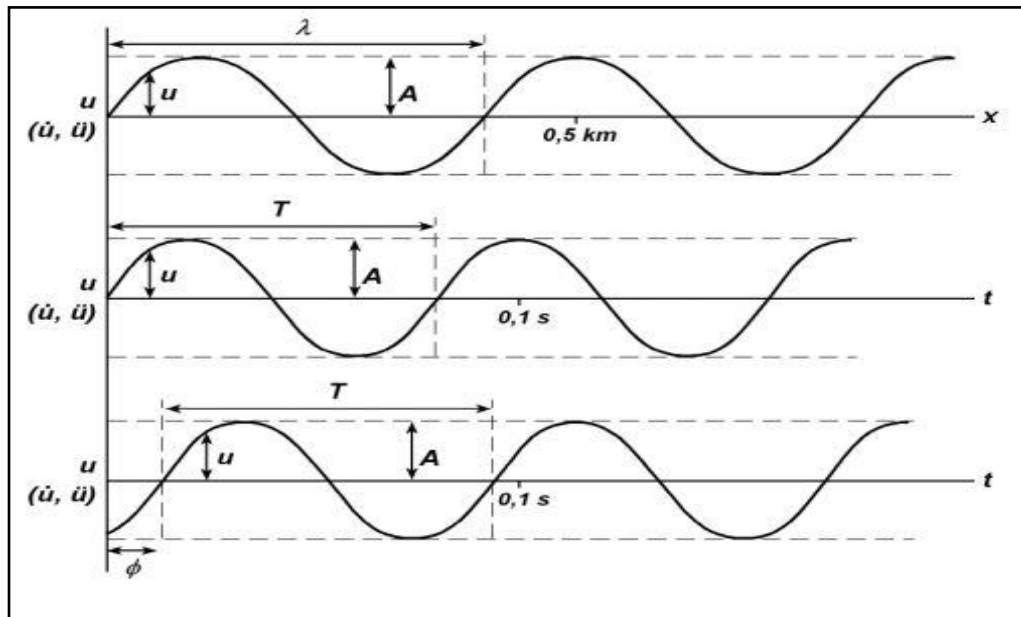
Numero de onda (k): Numero de ondas que están atravesando una unidad de longitud en un instante dado: $k = 1/\lambda$.

Velocidad de propagación (V): $V = \lambda \cdot f = \lambda/T$



Fase (ϕ): tiempo que debe retrasarse una onda sinusoidal para que $u=0$ cuando $t=0$ en la onda de la figura 13, $\lambda = 0,4 \text{ km}$, $T = 0,08 \text{ s}$, $f=12,5 \text{ s}^{-1}$, $\omega = 78,54 \text{ rad s}^{-1}$.
Para la onda inferior, $\phi = T/6 = 0,0133 \text{ s}$.

Figura 13: Parámetros de una onda.



Fuente: Martínez, 2007.

Teniendo en cuenta los parámetros generales de una onda descritos anteriormente, se pueden comenzar a describir los principios básicos con los cuales la sísmica es posible. Según Sheriff y Geldart³⁶, la traza sísmica representa la respuesta de los contrastes de velocidad y densidad del subsuelo cuando está sometido al paso de ondas elásticas. Las reflexiones sísmicas son físicamente explicadas por contrastes en las propiedades elásticas de los materiales o contrastes de impedancia acústica,

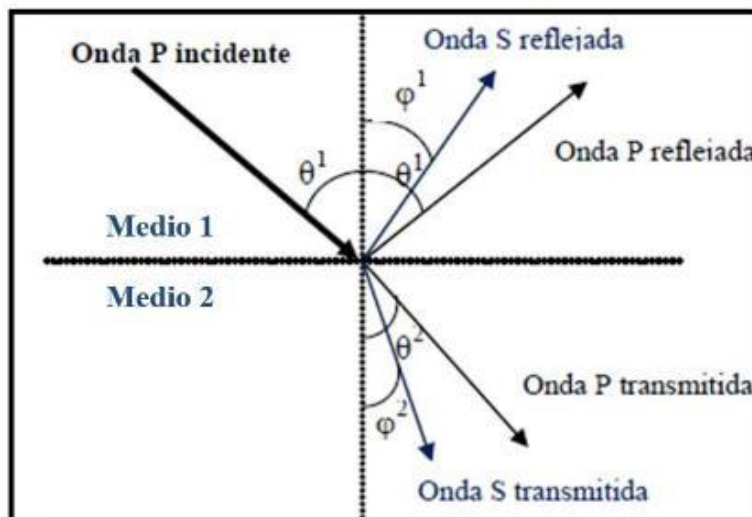
³⁶ SHERIFF, R. E., & GELDART, L. P. Exploration Seismology. Cambridge University. Vol. 2. 1995. ISBN 10: 0521468264.



las cuales a su vez, pueden ser asociadas a las características geológicas del subsuelo.

Por ejemplo, si se tiene un modelo simple de dos medios infinitos, isótropos, homogéneos y elásticos, separados por una interfaz plana, como se observa en la Figura 14, se podrá analizar el principio físico.

Figura 14: Modelo de reflexión y transmisión para una onda P incidente en una interfaz que se para dos medios.



Fuente: García, 2006.

En la figura anterior se observa la partición de energía de la onda P incidente en: 1) Onda P reflejada, 2) Onda P transmitida, 3) Onda S reflejada y 4) Onda S transmitida. Los ángulos de incidencia, reflexión y transmisión se relacionan por medio de la Ley de Snell.



Ecuación 1: Relación de los ángulos y las velocidades de las ondas P y S por medio de la Ley de Snell.

$$p = \frac{\text{sen}\theta_1}{\alpha_1} = \frac{\text{sen}\theta_2}{\alpha_2} = \frac{\text{sen}\varphi_1}{\beta_1} = \frac{\text{sen}\varphi_2}{\beta_2}$$

Fuente: García, 2006.

Donde:

α_1 = Velocidad de onda P.

β_1 = Velocidad de onda S.

θ_1 = Ángulo de incidencia (reflexión) para la onda P.

θ_2 = Ángulo de transmisión para la Onda P.

φ_1 = Ángulo de reflexión para la onda S.

φ_2 = Ángulo de transmisión para la onda S.

p = Parámetro de rayo.

A incidencia normal ($\theta = 0^\circ$), no hay onda S convertida y el coeficiente de reflexión para la onda P es:

Ecuación 2: Coeficiente de reflexión de la onda P.

$$R_P = \frac{I_{P2} - I_{P1}}{I_{P2} + I_{P1}} = \frac{1}{2} \frac{\Delta I_P}{I_{PA}} = \frac{1}{2} \ln\left(\frac{I_{P2}}{I_{P1}}\right)$$

Fuente: García, 2006.



En la ecuación anterior:

$$I_{P1} = \text{Impedancia del medio 1} = \rho_1 V_{P1}.$$

$$I_{P2} = \text{Impedancia del medio 2} = \rho_2 V_{P2}.$$

ρ_i = Densidad de los medios.

$$I_{PA} = \text{Promedio de las impedancias a través de la interfaz} = \left(\frac{I_{P2} + I_{P1}}{2} \right)$$

$$\Delta I_P = I_{P2} - I_{P1}.$$

Según García³⁷, las ecuaciones anteriores representan la energía de la onda P incidente que fue reflejada al medio 1; por lo que, la cantidad de energía que se transmitió al medio 2 viene dada por la energía de la onda incidente menos la cantidad de esta energía que se reflejó al medio 1, lo cual nos muestra claramente como la energía de la onda creada por la fuente es disipada.

8.2.1 IMPEDANCIA ACÚSTICA

La impedancia acústica es la resistencia que opone un medio a las ondas que se propagan sobre este. Martínez³⁸ lo define matemáticamente como el producto entre la velocidad de la onda P y la densidad del medio de propagación (Ecuación 3).

³⁷ GARCÍA, V. Aplicación de un algoritmo de inversión sísmica bayesiana preapilamiento para estimación de propiedades elásticas en un yacimiento gasífero costa afuera, Trinidad & Tobago. Caracas, Venezuela. Universidad Simón Bolívar. Ingeniería Geofísica. 2006. 101 p. [En línea]. Disponible en: <<http://www.gc.usb.ve/geocoordweb/tesis/pre/Victor%20Gacia.pdf>>

³⁸ MARTÍNEZ, J. R. Fórmulas de sismología, 5° Curso de Ingeniero Geólogo. Salamanca, España: Universidad de Salamanca. 2007. [En línea]. Disponible en: <http://fciencias.usal.es/files/1%20Ingeniero%20Geologo%202012-2013_0.pdf>



Ecuación 3: Impedancia acústica.

$$AI = Vp \times \rho$$

Fuente: Martínez, 2007.

Donde,

AI= Impedancia acústica

Vp=Velocidad de onda P

ρ = Densidad

La impedancia acústica se encuentra relacionada con la composición mineralógica y contenido de fluidos presentes en cada cuerpo de roca o medio lo cual afecta directamente a la determinación de los coeficientes de reflexión (Ecuación 2), los cuales describen la amplitud de una onda reflejada respecto a la onda incidente.

8.2.2 VELOCIDAD SÍSMICA

Es la velocidad con la que viaja una onda acústica a través de un medio, es decir, distancia dividida por el tiempo de viaje. La velocidad sísmica puede ser determinada a partir de perfiles sísmicos verticales o a partir del análisis de velocidad de los datos sísmicos. Puede variar en sentido vertical, lateral y azimutal, en los medios anisotrópicos como las rocas, y tiende a incrementarse con la profundidad en la Tierra porque la compactación reduce la porosidad.

Existen varias clases de velocidades sísmicas que se definen a continuación:



- Velocidad intervalo: Está asociada con la litología, definida como la rapidez con que se propaga las ondas dentro de estratos o formaciones definidas y es calculada con el registro sísmico.
- Velocidad intrínseca: es una propiedad física de materiales puros como densidad, permeabilidad y porosidad.
- Velocidad media: Se halla dividiendo la profundidad en el tiempo de viaje de una onda hasta esa profundidad. La velocidad promedio se calcula generalmente asumiendo la existencia de un trayecto vertical, capas paralelas y trayectos sísmicos rectos, condiciones en extremo idealizadas en comparación con las que existen efectivamente en la Tierra.
- Velocidad de apilamiento: Es la relación tiempo-distancia determinada a partir del análisis de las mediciones del sobretiempo normal por distancia (NMO) derivadas de las secciones de trazas de punto común en profundidad (o por sus siglas en inglés CDP) de los datos sísmicos. La velocidad de apilamiento se utiliza para corregir los tiempos de arribo de los eventos en las trazas, por sus desplazamientos variables, antes de sumar, o apilar, las trazas para mejorar la relación señal-ruido de los datos.
- Velocidad aparente: Es la velocidad de un frente de onda en una cierta dirección, medida generalmente a lo largo de una línea de receptores.
- Velocidad RMS (Raíz Cuadrática Media): Es la raíz cuadrada de la suma de las velocidades intervalo. se aproxima a la velocidad de apilamiento para un offset pequeño y reflectores planos. No es un parámetro físico medible, es mayor que la media o promedio y menor que la de apilamiento.

8.2.3 RESOLUCIÓN SÍSMICA

La resolución sísmica está relacionada con el mínimo espesor de las capas presentes en el subsuelo registrable por el método sísmico, cuantitativamente el límite de resolución sísmica es expresado como $\lambda/4$, en donde λ depende de otros



factores como la velocidad de propagación que a su vez depende del medio por el cual se propaga la onda y la frecuencia que depende de la onda inicial generada (Ecuación 4).

Ecuación 4: Relación entre longitud de onda, velocidad de propagación y frecuencia.

$$\lambda = V/f$$

Fuente: Martínez, 2007.

Dónde:

λ : Longitud de onda.

V : Velocidad intervalo de los estratos.

f : Frecuencia.

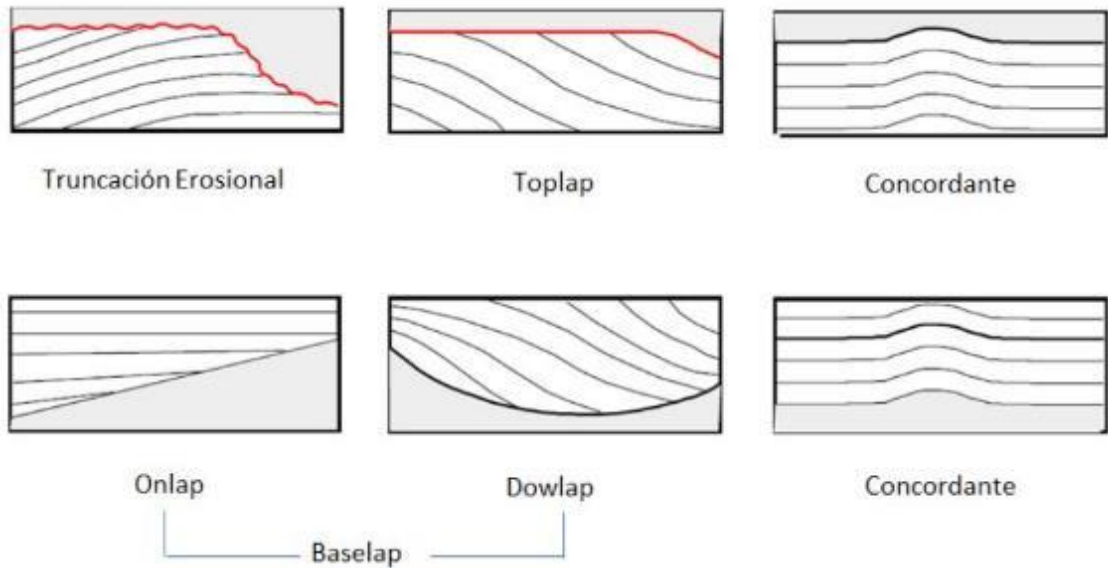
8.2.4 REFLECTORES Y LÍMITES DE SECUENCIAS SÍSMICAS

Los reflectores sísmicos hacen referencia a líneas de tiempo que permiten definir unidades depositacionales correlativas con unidades geológicas descritas en superficie o en pozos, además permiten identificar la geometría actual de los cuerpos en el subsuelo y su deformación, permitiendo proponer la posible evolución de la cuenca y modelos geológicos que se ajusten a esta.

Por otro lado, una secuencia es una sucesión relativamente conforme de estratos relacionados genéticamente y limitados en su tope y en su base por discordancias o concordancias, teniendo en cuenta esto se definen los límites superiores e inferiores de las secuencias (Figura 15).



Figura 15: Límites superiores e inferiores de secuencias

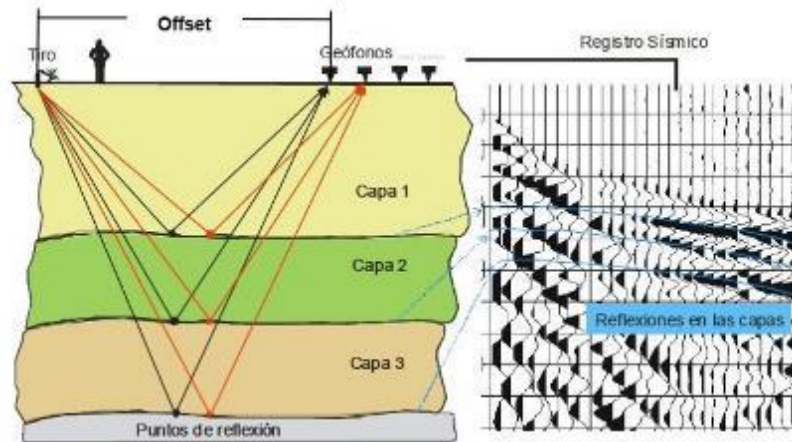


Fuente: Memorias curso Prospección sísmica. X Semana Técnica de Geología e Ingeniería Geológica. 2012

8.3 SÍSMICA DE REFLEXIÓN

El método geofísico de la sísmica de reflexión se basa en las reflexiones del frente de onda sísmico sobre las distintas interfaces del subsuelo (Figura 16). Estas interfaces o reflectores responden a contrastes de impedancias los cuales son relacionados a distintas capas geológicas. Las reflexiones son detectadas por los geófonos que se ubican en la superficie (terrestre o marítima) los cuales están alineados con la fuente emisora. Una de las diferencias con la sísmica de refracción es que la distancia entre la fuente y los geófonos (offset) son pequeñas respecto a la profundidad de penetración lo cual hace que se opere en corto ángulo para asegurar la obtención de reflexiones mientras que en la sísmica de refracción es de gran ángulo.

Figura 16: Esquema de la relación de los rayos reflejados en 3 capas con sus respectivos registros sísmicos.

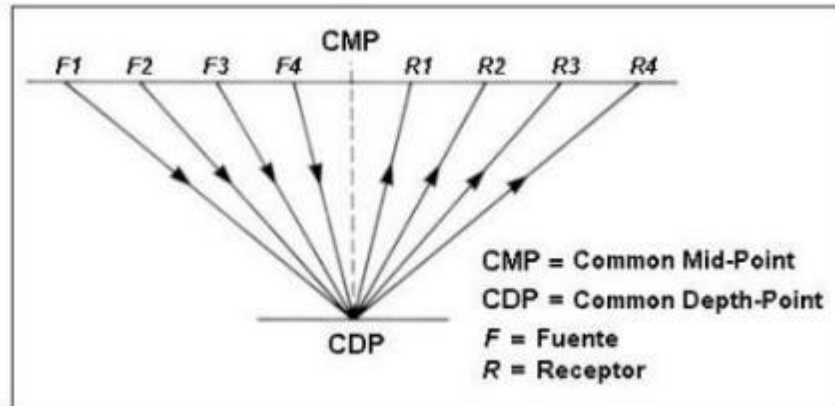


Fuente: Hernández, 2008.
Elaboración: modificado por el autor.

Este tipo de sísmica necesita mayor cantidad de disparos y aumentar el número de geófonos en comparación con los empleados en un perfil sísmico de refracción de longitud equivalente. El producto es un grupo de trazas sísmicas originario de todos los disparos que se procesan y luego se ordenan en conjuntos de puntos reflectores comunes o por sus siglas en inglés CMP (Figura 17), los cuales contiene la información de todas la reflexiones halladas, luego de haber agrupado las trazas de un mismo CMP se suman y se obtienen una traza CMP. El conjunto de todas las trazas CMP constituye una sección sísmica de reflexión como resultado final que generalmente está dada en tiempo doble de tránsito.



Figura 17: Geometría Punto Medio Común o Common Mid-Point (CMP) para un reflector plano



Fuente: Guédez, 2003.

Este es un método excelente para poder recolectar datos detallados de los cambios litoestratigráfico del subsuelo, para el estudio de las estructuras geológicas de interés, en un sistema petrolífero, que se encuentra a gran profundidad.

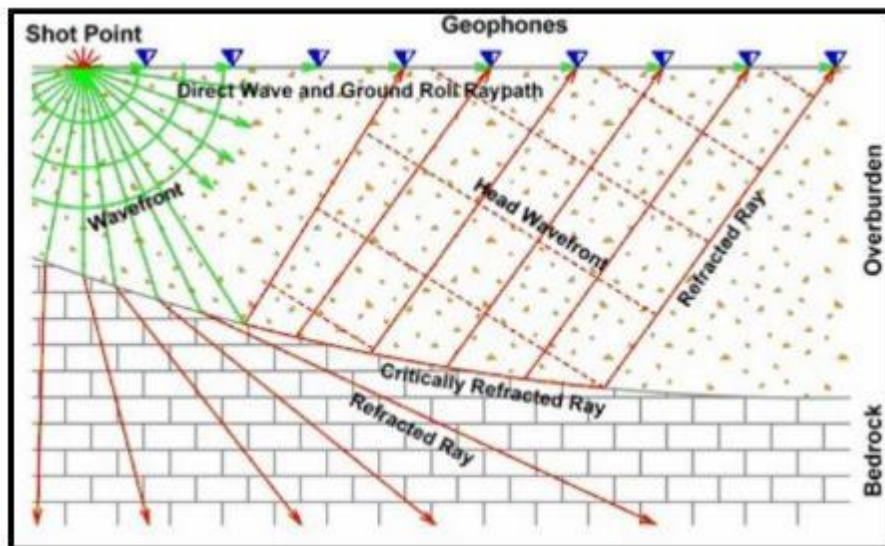
8.4 SÍSMICA DE REFRACCIÓN

La sísmica de refracción se basa en registrar el tiempo de viaje de las ondas refractadas lo cual se produce cuando la onda incide oblicuamente sobre las interfaces de dos capas con contrastes de impedancia acústica. Al igual que en la sísmica de reflexión se necesita generar energía sísmica mediante una fuente, la cual se propaga en el subsuelo en forma de onda elástica, la cual interactúa con los diferentes tipos de roca que conforman los medios, los cuales presentan interfaces entre ellos, de manera que una parte de la energía incidente se refleja y permanece en el mismo medio que la energía incidente y la remanente se transmite al siguiente medio con cambio de la dirección de propagación debido al efecto de refracción,



aunque de esta interacción, el método sísmico de refracción solo puede considerar las refracciones que llegan a superficie y son registradas por los geófonos, es decir las refracciones con ángulo crítico (Figura 18).

Figura 18: Esquema básico de la sísmica de refracción, en el cual se aprecia el comportamiento de los rayos refractados.



Fuente: Hernández, 2008.

En la sísmica de refracción los offsets deben ser considerablemente grandes comparados con la profundidad a la que se desea llegar, debido a que las ondas elásticas viajan a través del medio antes de ser refractadas críticamente hacia la superficie por eso también suele llamarse sísmica de gran ángulo. Las largas trayectorias de propagación que tiene este método hace que se disipe la energía en mayor proporción y produzca una absorción de las frecuencias más altas, y por ello los datos de la sísmica de refracción son de bajas frecuencias comparados con los datos de la sísmica de reflexión.



9. METODOLOGÍA

Para llevar a cabo la investigación se desarrollaron las siguientes fases:

Tabla 2: Esquema de metodología.



Fuente: Autor

9.1 FASE DE CONSULTA BIBLIOGRÁFICA

En esta fase se realizó una búsqueda y revisión bibliográfica que permitió entender la geología de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena desde un punto de vista regional. También se realizó la búsqueda de información relacionada con las teorías de mecanismos de plegamiento e información acerca de interpretación sísmica.

Al mismo tiempo se llevó a cabo un entrenamiento en interpretación sísmica por parte del equipo de trabajo del área de Nuevos Negocios, utilizando la plataforma OpenWorks y aplicaciones como SeisWorks, StratWorks y Z-map Plus.



9.2 FASE DE OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS

En esta etapa se obtuvo acceso a la información sísmica 2D y de pozos, ubicada en el costado Nororiental de la subcuenca de Plato, almacenada en la plataforma OpenWorks.

Se revisó la calidad y cantidad de información sísmica 2D dentro del proyecto y se comparó con la información disponible en la empresa, posteriormente se solicitó la carga de información faltante.

Se revisó la información de pozo disponible y se decidió realizar el amarre sísmica-pozo por medio de datos de profundidad de los topes de las formaciones a interpretar y correlacionarlos con los diferentes intervalos de carácter sísmico de las líneas.

Seguidamente se crearon los picks estratigráficos por medio de la aplicación StratWorks de OpenWorks para las posibles unidades litoestratigráficas Basamento, Ciénaga de Oro y Porquero Inferior.

9.3 FASE DE PREPARACIÓN E INTERPRETACIÓN

En esta etapa se utilizaron las líneas sísmicas 2D cargadas con anterioridad dentro de la plataforma OpenWorks y se procedió a realizar la interpretación coherente de los horizontes litoestratigráficos (Basamento, Formación Ciénaga de Oro y Formación Porquero Inferior) y las fallas geológicas que los involucran, lo cual conlleva a identificar trampas estructurales y verificar si existe un cierre efectivo de las estructuras. Esta tarea se desarrolló por medio de la aplicación SeisWorks 2D de OpenWorks.



Posteriormente se realizaron los mapas estructurales en tiempo doble o por sus siglas en inglés TWT para los topes de los horizontes interpretados, seguidamente se procedió a migrarlos a profundidad vertical medida desde el nivel medio del mar o por sus siglas en inglés TVDSS, la aplicación utilizada para desarrollar este paso fue Z-Map Plus de Openworks.

A partir de la interpretación sísmica y los mapas resultantes se identificaron tres regiones tectono-estratigráficas y los prospectos más importantes presentes en cada una de estas, luego se procede al análisis de estos con el fin de decidir cuál prospecto es más viable para un futuro estudio de mayor detalle. Teniendo identificado el prospecto más viable se inicia la determinación del volumen probabilístico utilizando el software REP-5 y del volumen determinístico por medio de la ecuación para el cálculo de volumen de gas original en sitio (Ecuación 6).

9.4 FASE DE ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL

En esta última fase se organizó la información adquirida en cada una de las diferentes fases, se analizaron los resultados obtenidos y finalmente se realizó este documento estructurado que contiene los elementos teórico – prácticos utilizados para definir la prospectividad para acumulación de hidrocarburos en el costado Nororiental de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena en el sector comprendido entre las poblaciones de Bosconia (Cesar) – Sevilla (Magdalena).



10. ANÁLISIS DE RESULTADOS

10.1 INFORMACIÓN DISPONIBLE

Para desarrollar este proyecto se utilizó la siguiente información:

10.1.1 INFORMACIÓN SÍSMICA

La información sísmica disponible para este proyecto fueron 78 líneas sísmicas 2D, las cuales comprenden a una extensión total de 1390.94 km, adquiridas durante los años 1974, 1975, 1976, 1977, 1989, 1991 y 2009. En el año 1989 se adquirió la mayor extensión de líneas sísmicas 2D en el área del proyecto, aproximadamente 648.53 km (Tabla 3).

Tabla 3: Información sísmica utilizada en el proyecto.

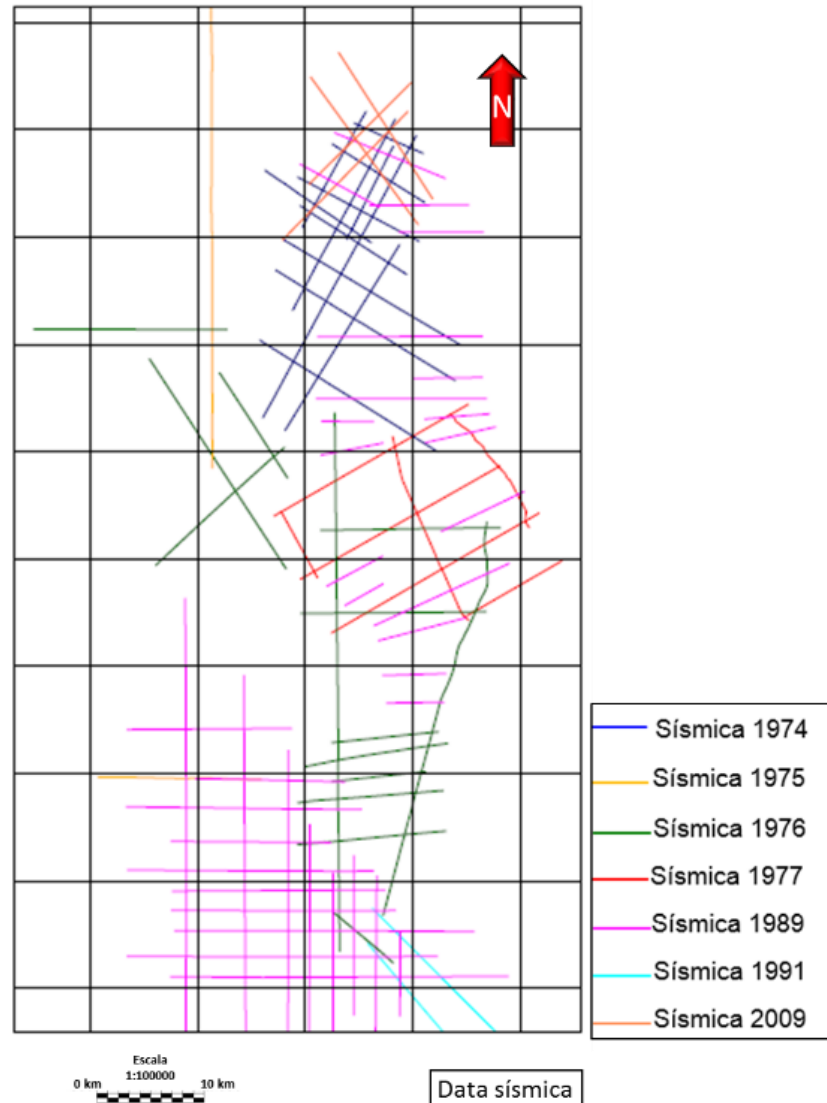
Año	Número de líneas 2D	Longitud (km)
2009	4	63,17
1991	2	37,95
1989	36	648,53
1977	7	113,99
1976	14	259,13
1975	2	63,30
1974	13	204,88
Total	78	1390,94

Fuente: Autor



En la figura 19, se puede identificar que los años en los cuales se adquirieron líneas sísmicas 2D de carácter más regional fueron en 1975 y 1976. Además se evidencia la gran cantidad de información adquirida en el año 1989.

Figura 19: Localización de las líneas sísmicas del Proyecto.



Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.



10.1.2 DATOS DE POZO

Los datos de pozo disponibles durante el proyecto fueron informes geológicos y Check-shots correspondientes a los pozos A y B, los cuales fueron de gran importancia para documentarse en temas como las evidencias de hidrocarburos en el área del proyecto y las formaciones geológicas allí presentes, posteriormente con los datos de profundidad obtenidos en estos informes se realizó el amarre sísmica-pozo.

10.2 AMARRE SÍSMICA – POZO

Teniendo en cuenta que no se contaba con la suficiente información para realizar los sismogramas sintéticos, se optó por hacer el amarre sísmica – pozo a partir de los valores de profundidad correspondientes a los topes de las formaciones geológicas y correlacionarlos con el carácter sísmico de las secuencias de reflectores en las líneas sísmicas 2D, este proceso se desarrolló a partir de los siguientes pasos:

- Primer paso: Buscar en los informes de pozo las profundidades a las cuales se determinó la presencia de las formaciones geológicas de interés (Tabla 4) y los pozos que tenían cargada su propia curva tiempo-profundidad (Check-Shot en TVDSS). Esta curva es de gran importancia debido a que permite visualizar los valores de profundidad en las líneas sísmicas 2D de dominio en tiempo.

En el proyecto los únicos pozos que cumplían con las anteriores condiciones fueron A y B, llamados así para mantener el acuerdo de confidencialidad, un ejemplo de la curva tiempo-profundidad se aprecia en la figura 20.

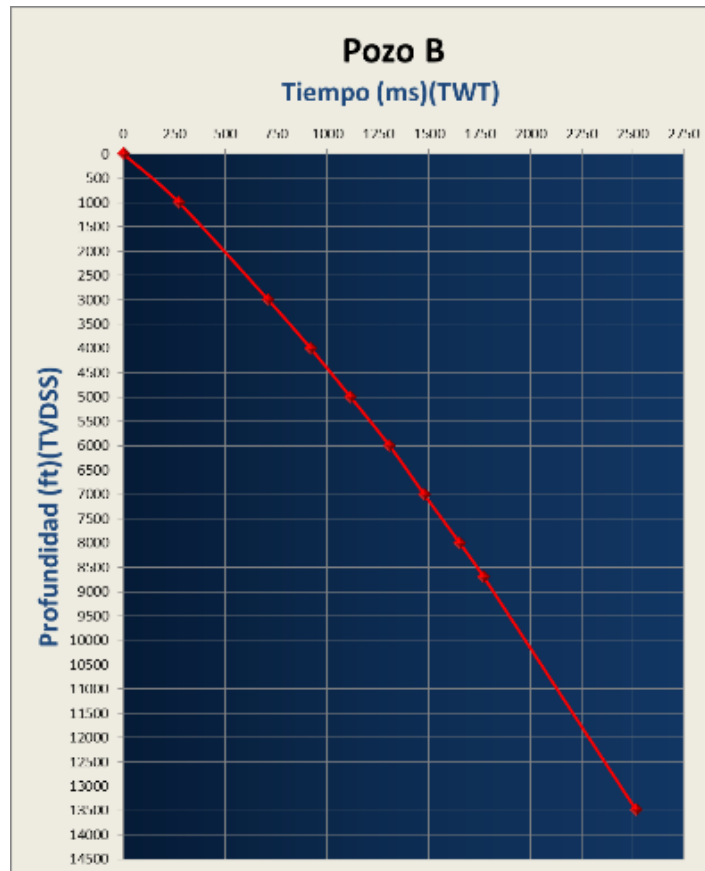


Tabla 4: Datos de profundidad de las formaciones geológicas de interés en los pozos A y B.

	Pozo A	Pozo B
	Profundidad (TVDSS)(ft)	Profundidad (TVDSS)(ft)
Fm. Porquero Inferior	3100	9300
Fm. Ciénaga de Oro	5200	12600
Basamento	6180	----
Profundidad Final	6300	13600

Fuente: Autor

Figura 20: Curva tiempo profundidad del pozo, obtenida a partir del registro Check-Shot.

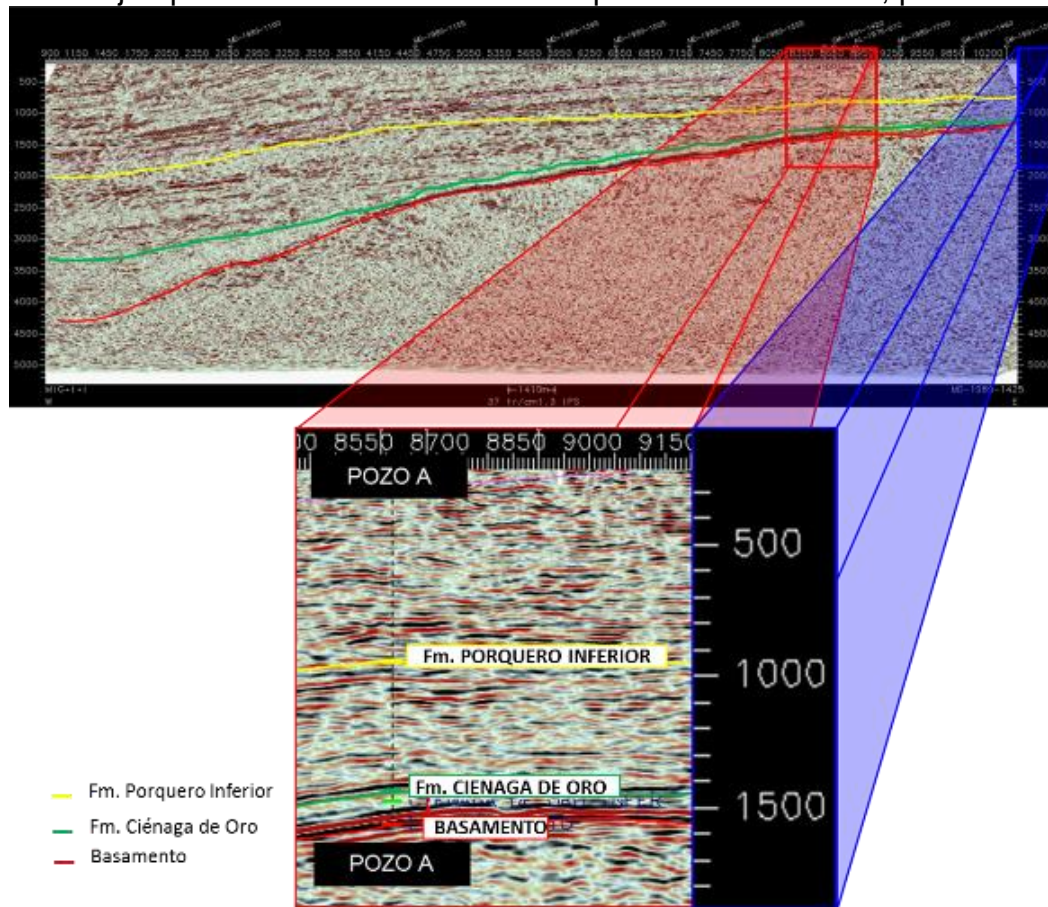


Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.



- Paso 2: Crear los horizontes para las formaciones geológicas de interés en la aplicación StratWorks de OpenWorks y asignarle los valores de profundidad correspondientes a cada una de estas.
- Paso 3: Entrar a la aplicación SeisWorks 2D de OpenWorks y buscar las líneas sísmicas 2D más cercanas a los pozos para revisar que las proyecciones en tiempo doble de viaje de los valores de profundidad de los horizontes fueran correlativos con las diferentes secuencias sísmicas (Figura 21).

Figura 21: Ejemplo del Amarre Sísmica-Pozo por carácter sísmico, pozo A.



Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.



Como se observa en la figura 21, se amarro a la sísmica tres horizontes llamados Basamento, Formación Ciénaga de Oro y Formación Porquero Inferior, estos horizontes se encuentran documentados dentro del informe geológico final del pozo A.

En esta zona el tope del horizonte basamento se caracteriza por el cambio de reflectores discontinuos del posible basamento ígneo-metamórfico a los reflectores de alta amplitud muy continuos a través de la mayor parte del área de estudio, correlacionales con la secuencia sedimentaria de carbonatos, areniscas y lodolitas de la Formación Ciénaga de Oro, gracias a este cambio de carácter sísmico se puede interpretar la geometría actual de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

El tope de la Formación Ciénaga de Oro se caracteriza por el cambio de reflectores de baja amplitud a reflectores de amplitud media que es correlativo con el cambio litológico de lodolitas correspondientes al tope de esta Formación, a las areniscas de la base de la Formación Porquero Inferior (Ver figura 10).

10.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Una vez hecho el amarre sísmica-pozo se procede con la interpretación sísmica en la aplicación SeisWorks 2D de OpenWorks y sus diversas funciones secundarias, iniciando con las líneas más cercanas a cada pozo en donde se tiene dicho amarre.

Esta etapa consistió en interpretar 78 líneas sísmicas 2D con una longitud aproximada de 1390 km que cubren un área de 2700 km², la interpretación se enfocó en tres horizontes y las fallas que los involucraban. Los horizontes interpretados son Basamento, Formación Ciénaga de Oro y Formación Porquero



Inferior, los cuales se basaron en la información de los topes geológicos cargada en los pozos A y B. El objetivo de esta fase fue generar una interpretación regional que presente la tendencia estructural y estratigráfica para los horizontes mencionados anteriormente, es decir un modelo geológico estructural para el área del proyecto.

Durante esta etapa del proyecto se interpretó precavidamente con el fin de seguir la continuidad de los horizontes e identificar las características sísmicas correspondientes a cada uno de estos (Tabla 5). Además se identificaron las fallas principales en el área de estudio, entre las cuales están los sistemas de fallas Bucaramanga-Santa Marta y Algarrobo.

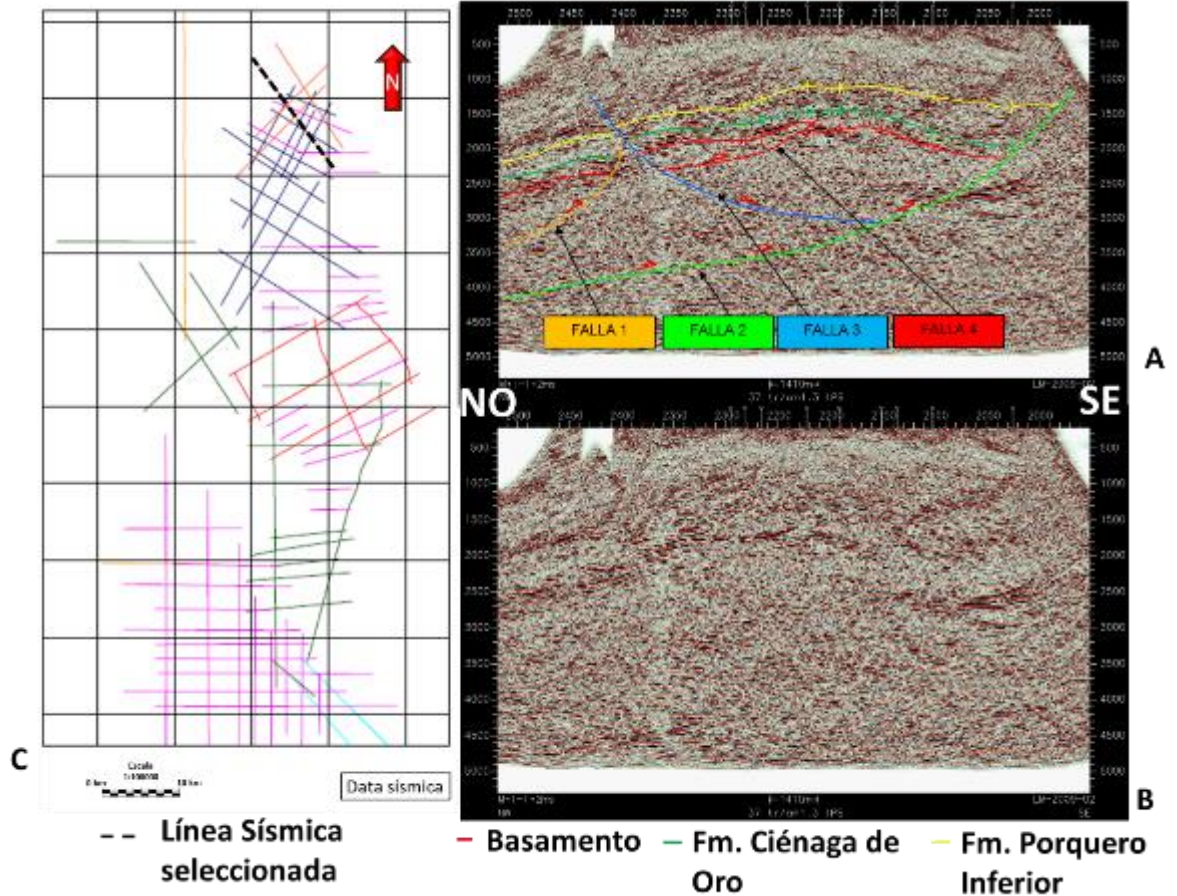
Tabla 5: Características sísmicas de las unidades y horizontes interpretados en líneas sísmicas 2D.

Unidad	Secuencia de Reflectores	Horizonte Interpretado		
		Tope	Amplitud	Continuidad del reflector
Fm. Porquero Inferior	Paralelos a subparalelos en algunas zonas se observa truncación erosional	Discordancia (Mioceno Medio)	Variable	Poca
Fm. Ciénaga de Oro	Subparalelos de amplitudes bajas. En algunos sectores se observa onlap contra el Basamento y truncación erosional	Discordancia (Mioceno Temprano)	Baja-Media	Variable-Poca
Basamento	Reflectores poco continuos de amplitud variable	Inconformidad	Alta	Alta

Fuente: Autor

Durante la interpretación sísmica se evidenciaron diferentes tipos de fallas y estructuras producto de la compleja evolución geológica de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (Figuras 22 y 23).

Figura 22: **A.** Línea sísmica interpretada en la zona Norte del proyecto. **B.** Línea sísmica sin la interpretar. **C.** Localización geográfica de la línea sísmica.



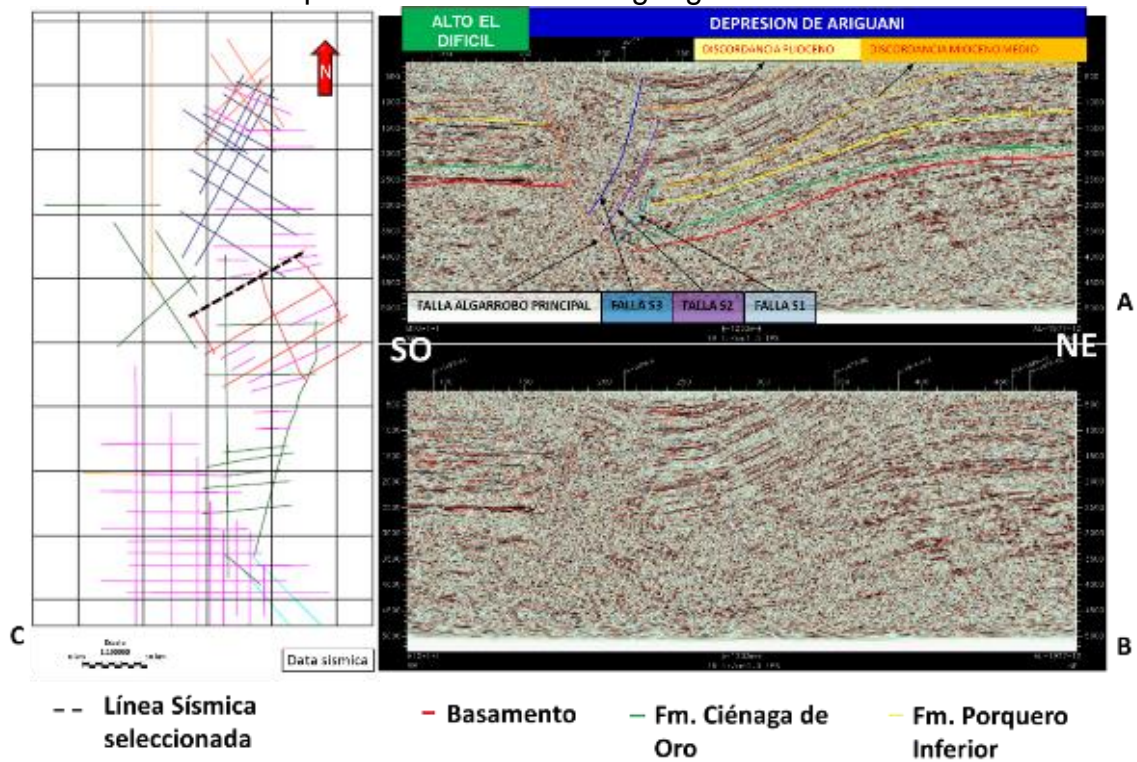
Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.

En la figura 22 (Zona Norte del área del proyecto) se pueden observar las fallas inversas enumeradas en orden cronológico, donde 1 es la más antigua y 4 es la más reciente, las fallas principales (Fallas 1 y 2) tienen vergencia al Sureste, la falla secundaria (retro-cabalgamiento) (Falla 3) al Noroccidente y la falla 3 presenta un pequeño retro-cabalgamiento más reciente (Falla 4), los lineamientos mencionados anteriormente son producto de régimen compresivo asociado a la



interacción de las placas Caribe, Norteamericana y Suramericana, además se observa que las unidades de edades más jóvenes que suprayacen a la Formación Porquero Inferior (Mioceno Medio) se encuentran afectadas por el plegamiento producto de las fallas, lo cual indica que la edad de estas es Plioceno o más reciente, que coincide con el mayor régimen compresivo e inversión tectónica asociada a la Orogenia Andina que está determinada por la reactivación de la dinámica convergente entre la placa Norteamericana y Suramericana.

Figura 23: **A.** Línea sísmica interpretada en la zona central de área del proyecto. **B.** Línea sísmica sin interpretar. **C.** Localización geográfica de la línea sísmica.



Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.

Otro ejemplo de las diferentes estructuras presentes en el costado Nororiental de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena se puede observar en la figura 23, donde



se evidencia la presencia del sistema de fallas de Algarrobo en la zona central del área del proyecto, este lineamiento ha experimentado diferentes regímenes tectónicos durante la compleja evolución de la cuenca, en un periodo inicial eventos transtensivos y finalizando en eventos transpresivos, evidencia del periodo de transtensión es la presencia de las formaciones Ciénaga de Oro y Porquero Inferior más profundas en el bloque yacente en comparación con el bloque colgante, además también existen evidencias del evento transpresivo como el plegamiento tipo anticlinal entre la falla principal y la falla S3 (más joven) que correspondería a la inversión parcial del salto de falla de este sistema de fallas.

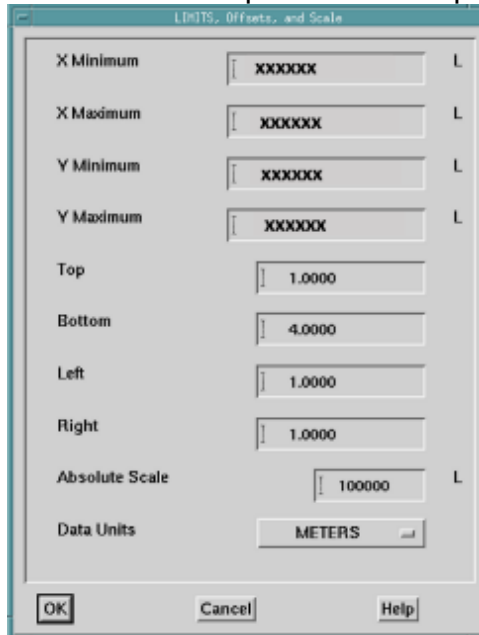
10.4 CONTORNEO

Teniendo la interpretación sísmica de cada línea disponible, se procede a generar mapas estructurales en tiempo doble de viaje (TWT) para cada horizonte (Anexos A, B y C) los cuales se encuentran en milisegundos.

Esta fase se desarrolló utilizando la aplicación Z-map Plus de OpenWorks, para lo cual fue necesario definir las coordenadas del área del proyecto y la escala 1:100.000 a la cual se crearon los mapas estructurales (Figura 24), luego se debió importar los datos de los horizontes y las fallas interpretadas en la aplicación SeisWorks 2D de OpenWorks y guardarlos en la base de datos de Z-map Plus (MFD) (Figura 25).

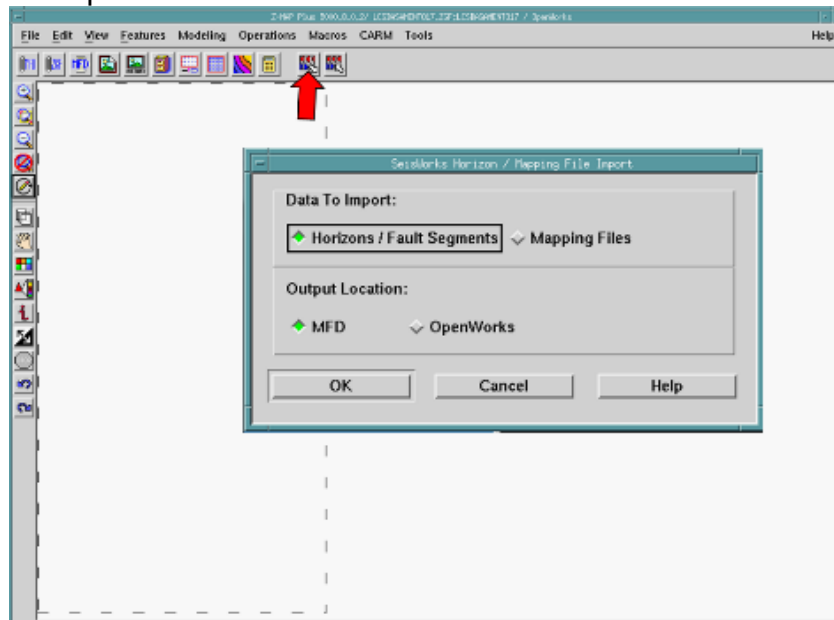


Figura 24: Parámetros de entrada en la aplicación Z-map Plus.



Fuente: Autor. Elaborado en software Z-map Plus

Figura 25: Interfaz gráfica de Z-map Plus, para la importación de los datos obtenidos a partir de la interpretación sísmica en Seisworks 2D.

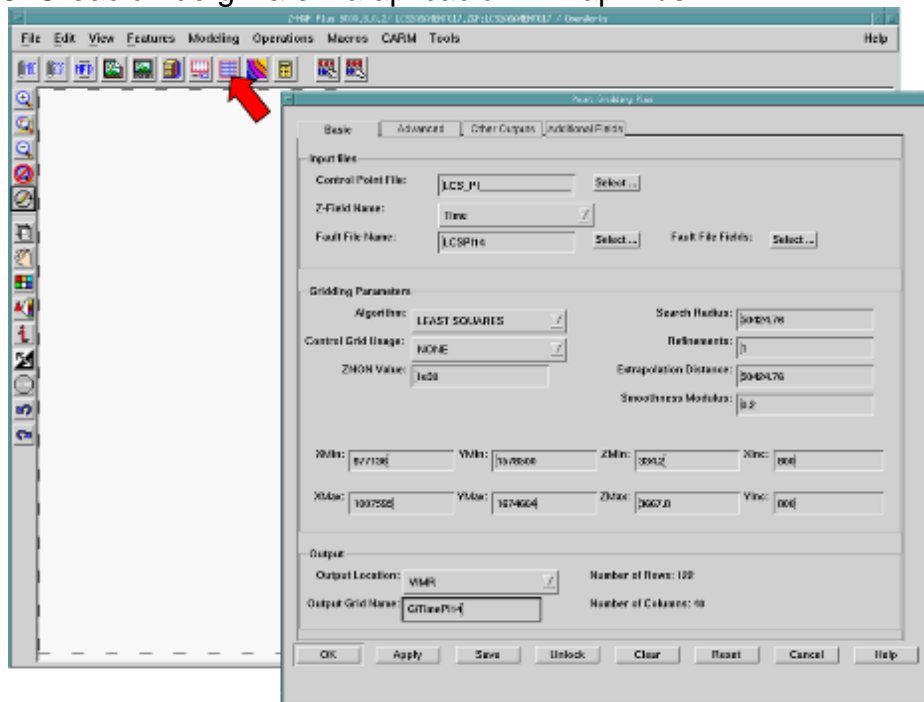


Fuente: Autor. Elaborado en software Z-map Plus.



Teniendo los datos almacenados en esta aplicación se procede a crear la grilla de cada horizonte, para lo cual se seleccionaron los datos de entrada (Horizonte, dominio en tiempo y archivo de fallas), los parámetros para la creación de la grilla (algoritmo, radio de búsqueda, refinamiento, distancia de extrapolación, coordenadas, distancia entre los puntos de la grilla en el eje X y Y, etc.) y finalmente el archivo de salida (Figura 26).

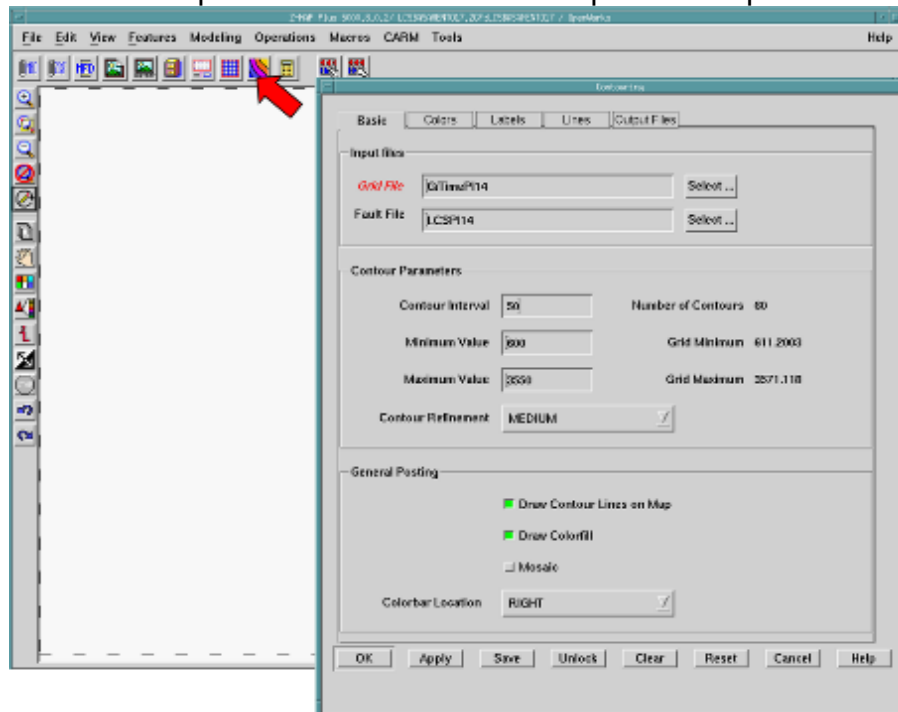
Figura 26: Creación de grilla en la aplicación Z-map Plus.



Fuente: Autor. Elaborado en software Z-map Plus.



Figura 27: Parámetros para el contorneo de los mapas en la aplicación Z-map Plus.



Fuente: Autor. Elaborado en software Z-map Plus.

Para finalizar esta fase se procedió al contorneo a partir de las grillas creadas con anterioridad, para ello fue necesario establecer los datos de entrada los cuales consistían en seleccionar la grilla del horizonte a contornear y su respectivo archivo de fallas, luego se establecieron los parámetros de contorneo (intervalo de contorno, valor máximo y mínimo del horizonte en milisegundos) (Figura 27) y finalmente se definieron parámetros generales del mapa (relleno de contornos, color de las fallas etc.).

Estos mapas (Anexos A, B y C) permitieron evidenciar la congruencia de la interpretación sísmica realizada y ver un modelo geológico estructural que es coherente con la evolución geológica a la cual ha sido sometida la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.



10.5 MIGRACIÓN TIEMPO PROFUNDIDAD

A partir de los mapas estructurales en tiempo doble de viaje creados en la etapa anterior se decidió realizar una migración tiempo-profundidad de estos con el fin de tener datos aproximados de profundidad. Esta migración a profundidad se realizó por la siguiente ecuación:

Ecuación 5: Migración tiempo-profundidad.

$$Gp = (Gt * V) + b$$

Fuente: Autor

Donde:

Gp: Grilla migrada a profundidad en pies.

Gt: Grilla en tiempo doble de viaje en milisegundos

V: Velocidad promedio, en pies/milisegundos.

b: Constante de corrección, en pies.

En este punto se tenía la grilla en tiempo de cada horizonte (Gt), con la cual se contornearon los mapas en tiempo doble de viaje (Anexo A, B y C), el paso siguiente fue determinar los valores de las variables faltantes (V y b), para ello se realizó un diagrama de dispersión a partir de los Check-shots (TVDSS) de los pozos A y B en donde en el eje de las ordenadas se encontraban los valores de tiempo doble de viaje (ms) y en el eje de las abscisas los valores de profundidad (ft). Posteriormente se determinó que la función que más se ajustaba a los valores graficados era una



línea recta en donde la pendiente representa la velocidad promedio de la onda sísmica (V) y la constante b es un factor de corrección (Figura 28).

$$V = -5.3546 \text{ ft/ms}$$

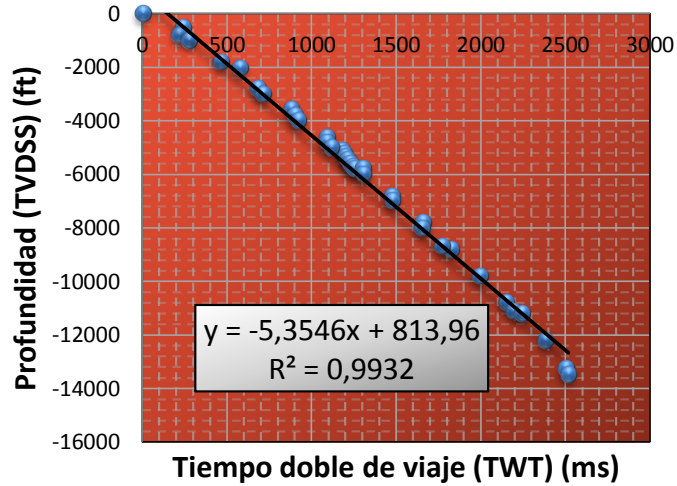
$$b = 813,96 \text{ ft}$$

Determinadas las variables V y b , se procede a hacer la migración tiempo profundidad para cada una de las grillas en tiempo doble de viaje pertenecientes a cada horizonte interpretado, para hacer las operaciones respectivas se utilizó la herramienta calculadora de la aplicación Z-map Plus.

Teniendo en cuenta que esta herramienta solo permite hacer una operación a la vez, se debió ejecutar esta herramienta dos veces para la migración a profundidad de cada una de las grillas, inicialmente se seleccionaron como datos de entrada una grilla en tiempo doble y su respectivo archivo de fallas, los cuales se multiplicaron por la velocidad promedio (V), arrojando como resultado una grilla preliminar en profundidad (Figura 29), posteriormente se vuelve a utilizar esta herramienta para adicionar el valor de la constante b para generar la grilla final, pero en esta ocasión los datos de entrada fueron: la grilla preliminar en profundidad y su respectivo archivo de fallas (Figura 30).

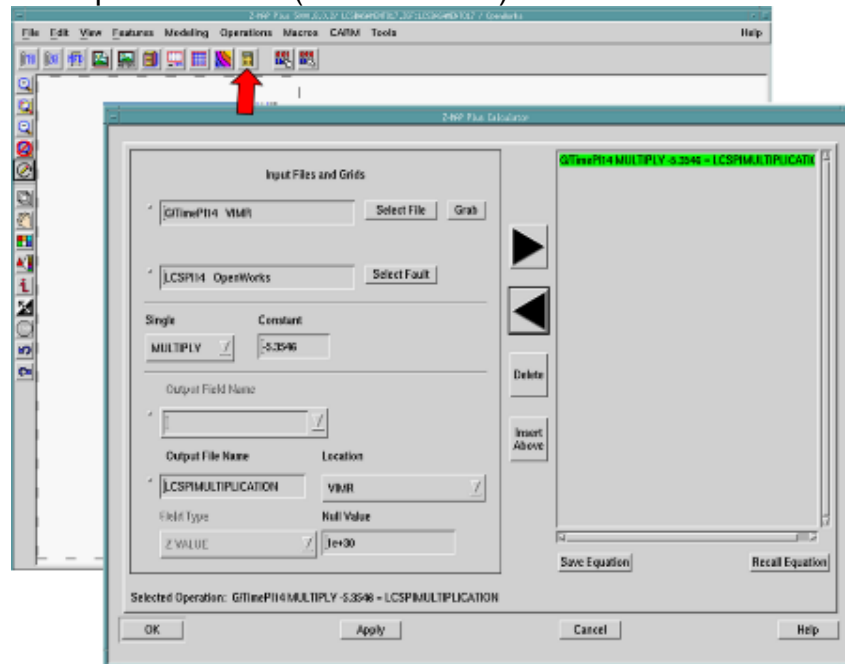


Figura 28: Diagrama de dispersión profundidad vs tiempo a partir de los check-shots.



Fuente: Autor.

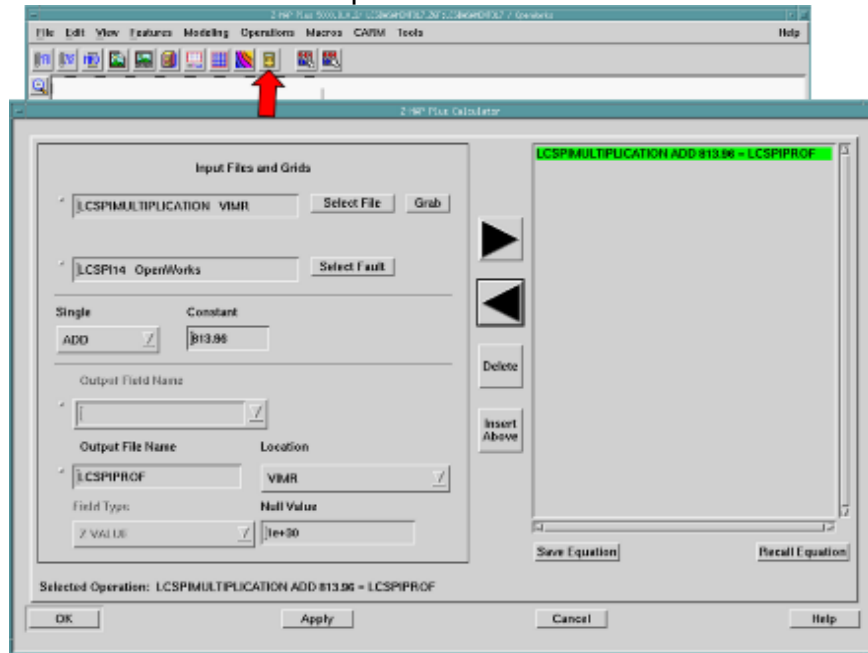
Figura 29: Ejemplo de la multiplicación de la grilla de tiempo doble del horizonte Fm. Porquero Inferior por el valor V (- 5.3546 ft/ms).



Fuente: Autor. Elaborado en software Z-map Plus



Figura 30: Ejemplo de la adición del valor de la constante b a la grilla preliminar en profundidad del horizonte Fm. Porquero Inferior.



Fuente: Autor. Elaborado en software Z-map Plus

Después de obtener las grillas en profundidad para cada horizonte se procede a contornear cada una de estas con intervalos de contorno de 200 ft generando los mapas finales en profundidad (TVDSS) (Anexos D, E y F).

10.6 REGIONES TECTONO- ESTRATIGRÁFICAS

La evaluación del modelo geológico estructural obtenido a partir de la interpretación sísmica regional permitió identificar tres regiones tectono-estratigráficas (Anexo G) y las estructuras prospectivas en cada una de estas.



10.6.1 Región Tectono-Estratigráfica Alto El Dificil

Esta región se encuentra limitada al Oriente por el sistema de fallas de Algarrobo, al Norte y al Occidente por el basculamiento Noroccidental del basamento (Anexo A y D), el límite Sur no fue determinado debido a que no se contaba con la suficiente información sísmica y el cual se encuentra fuera del área del proyecto, la zona estructuralmente más alta se encuentra localizada al Sur del área del proyecto en donde se encuentra el campo El Dificil.

El pozo y los campos localizados en esta región tectono-estratigráfica son: Pozo A, Campo El Dificil y Campo San Ángel (Anexos D, E, F y G) los cuales son principalmente productores de Gas.

Según la evolución geológica experimentada por la cuenca y la interpretación sísmica realizada, se estableció la presencia del Basamento y las formaciones Ciénaga de Oro y Porquero Inferior dentro de esta región (Figura 31).

Durante el Mioceno Temprano mientras se depositaba la Formación Ciénaga de Oro, esta zona experimentaba un ambiente nerítico que permitió la depositación de los cuerpos calcáreos en la base de esta unidad, en la parte más alta del basamento, el cual se encuentra limitado por el sistema de fallas de Algarrobo que permaneció activo hasta el Plioceno. Posterior a la depositación de los cuerpos calcáreos se depositaron las secuencias de lodolitas producto de un evento de inundación las cuales fueron erosionadas creando así la discordancia del Mioceno Temprano, esta discordancia se evidencia en la sísmica por las terminaciones en onlap de la secuencia sedimentaria suprayacente (Formación Porquero Inferior), la cual presenta diferentes características sísmicas (Tabla 5) con respecto a la Formación Ciénaga de Oro y al Basamento, estas características están relacionadas con las diferencias petrofísicas y estratigráficas entre los diferentes cuerpos de roca.

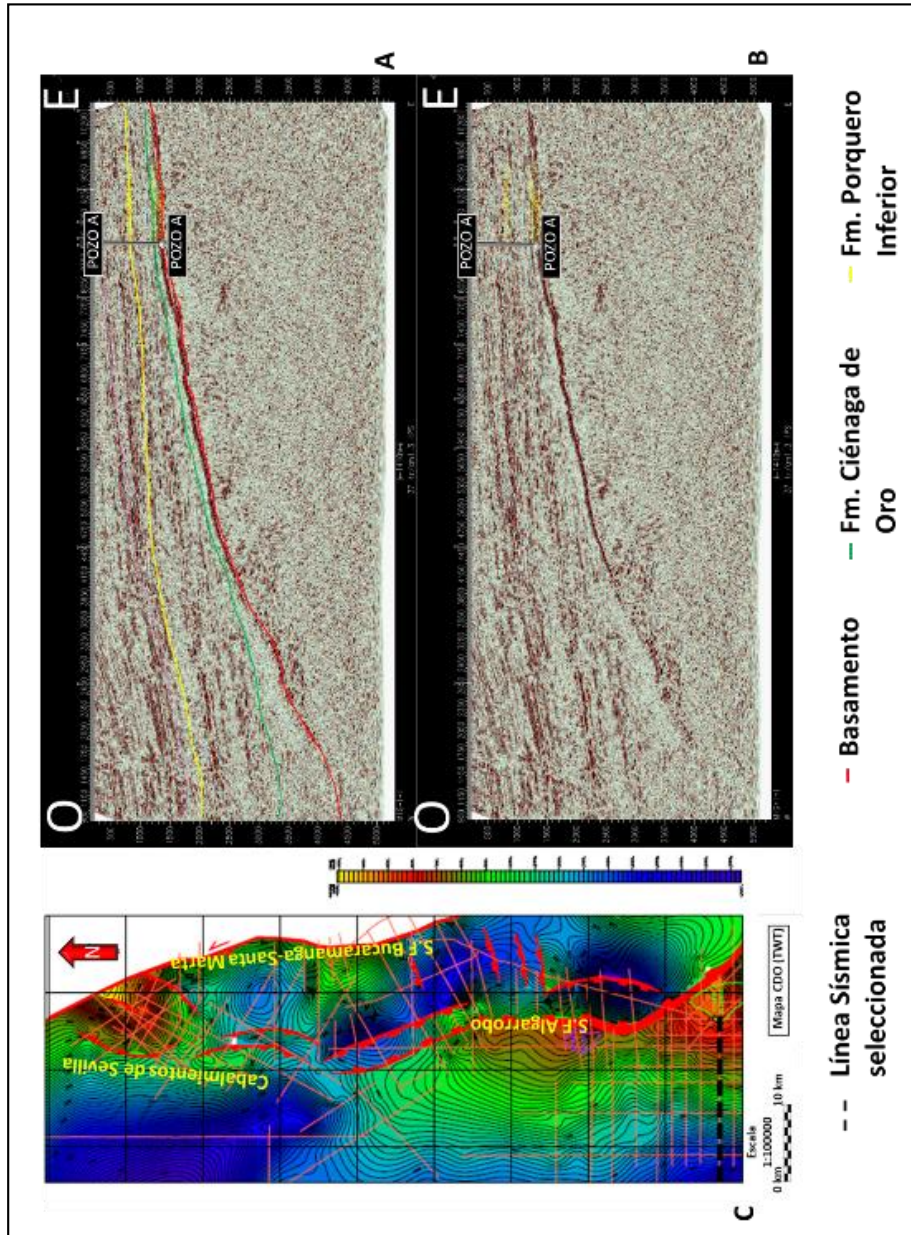


El ambiente geológico para el Mioceno Medio durante la depositación de la Formación Porquero Inferior era batial que evidenciaba la profundización del mar en esta zona. Además como se evidencia en la figura 31, la secuencia de Porquero Inferior es la responsable de la mayoría del relleno y sepultamiento de la geometría preexistente asociada al Basamento, lo cual indica las altas ratas de sedimentación de esta Formación.

Las zonas prospectivas de esta región ya se han probado por numerosos pozos, la mayoría de estos pertenecen a los campos El Díficil y San Ángel los cuales se encuentra localizados en las zonas más altas estructuralmente, que en este caso están asociadas a los altos de basamento (Figura 31) (Anexos E y F).



Figura 31: Región tectono-estratigráfica El Difícil, **A.** Línea sísmica de buzamiento interpretada. **B.** Línea sísmica de buzamiento sin interpretar. **C.** Localización geográfica de la línea sísmica.



Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.



10.6.2 Region Tectono-Estratigráfica Depresión de Ariguani:

Esta región se encuentra limitada al Oriente por el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta que separa la cuenca del Valle Inferior del Magdalena de las rocas cristalinas de la Sierra Nevada de Santa Marta, al Occidente por el sistema de fallas de Algarrobo, el cual limita la región tectono-estratigráfica Alto El Difícil y esta región, al Norte por las fallas de Cabalgamiento de Sevilla, que ponen en contacto esta región con la región tectono-estratigráfica Alto de Sevilla y al igual que en la región descrita anteriormente no se establece el límite Sur (Anexos D, E, F y G).

Esta región se diferencia de la depresión de Arjona denominada de esta manera en el trabajo de Reyes, et al. (2000), debido a que en ese trabajo no presentan el límite Norte como una serie de cabalgamientos, al parecer porque no contaban con la información sísmica suficiente, estos cabalgamientos son propuestos en el presente trabajo como las fallas de Cabalgamiento de Sevilla (Anexo D, E y F).

En esta región se interpretaron los horizontes Basamento, Fm. Ciénaga de Oro y Fm. Porquero Inferior (Anexos D, E y F), estos dos últimos fueron amarrados con el único pozo perforado en esta región Pozo B.

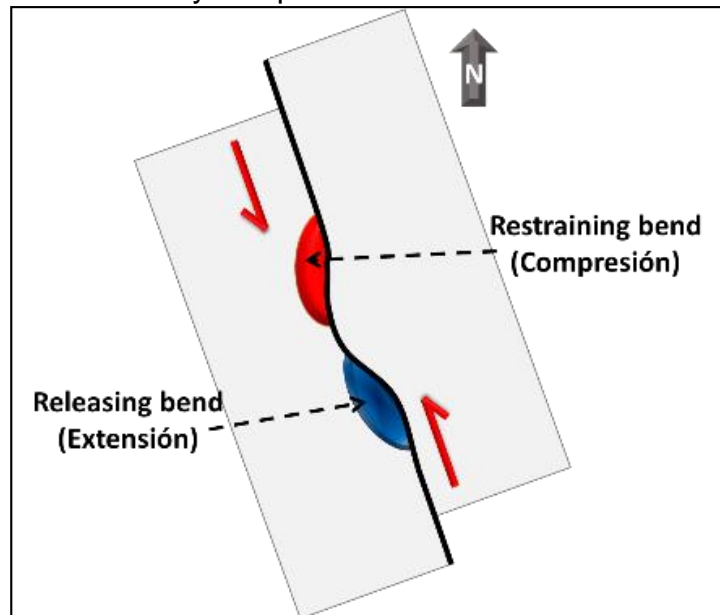
El origen de esta depresión está dado por el régimen transtensivo experimentado en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena durante el Oligoceno- Mioceno Temprano, que dio paso a las formación de los sistemas de fallas de Algarrobo y Bucaramanga - Santa Marta y posteriormente a la rotación por el movimiento de rumbo sinistral adquirido por estos sistemas de fallas los cuales son una expresión de los desplazamientos e interacciones entre las placas Caribe, Norteamericana y Suramericana.



Según la interpretación sísmica realizada, el trazado de los sistemas de fallas nombrados anteriormente sobre los mapas estructurales de los horizontes Basamento, Fm. Ciénaga de Oro y Fm. Porquero Inferior, tienen una dirección preferencial Suroriente – Noroccidente con la presencia de algunas curvaturas que generan zonas de releasing y restraining bend (Figura 32).

Si observamos la siguiente figura en sentido Sur-Norte se puede apreciar que para las fallas de rumbo sinestrales, cuando el trazado de la falla presenta curvatura hacia el Oriente se producen zonas de restraining bend (Compresión), mientras que si la curvatura es hacia el Occidente se producen zonas de releasing bend (Extensión), lo cual explica que se interpretaran una serie de fallas normales las cuales son coherentes a una zona de releasing bend (Figura 33).

Figura 32: Zonas extensivas y compresivas asociadas a las fallas de rumbo.



Fuente: Autor. Elaborado a partir de Noda, 2013.

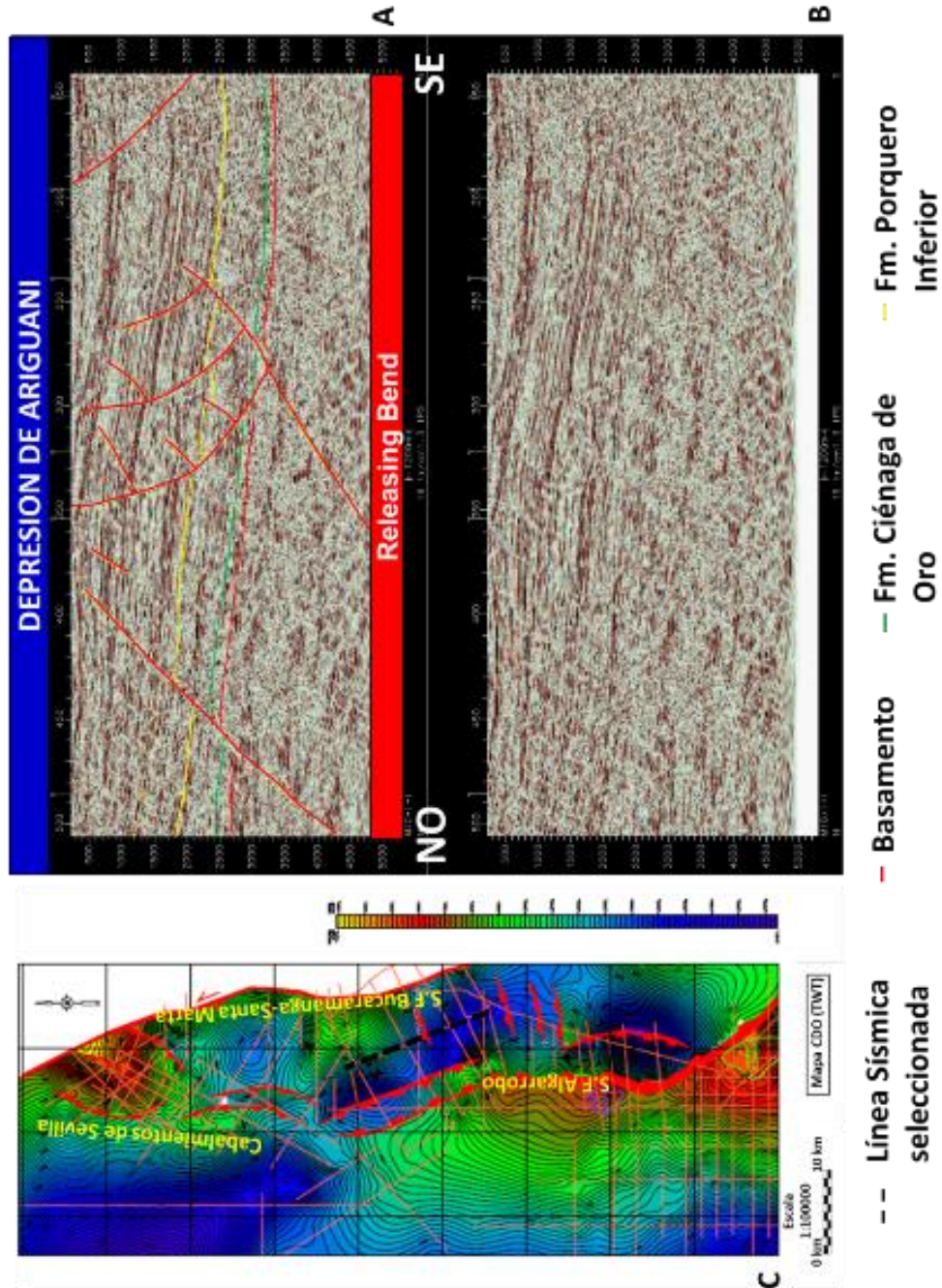


También se interpretó que en el sistema de fallas de Algarrobo los planos de fallas principales buzan al Nororiente y los secundarios al Suroccidente (Figura 34), mientras que en el sistema de fallas de Bucaramanga - Santa Marta los planos de fallas principales buzan al Suroccidente (Anexos D, E, F).

En la figura 34 se evidencia que aunque desde el Plioceno el régimen tectónico que experimenta la cuenca de Valle inferior del Magdalena es Transtensivo, no todas las estructuras del régimen transtensivo se invirtieron debido a que en el Sur del área del proyecto, el sistema de fallas de Algarrobo presenta una curvatura que actúa como barrera. En el Plioceno cuando este sistema de fallas tenía una componente de rumbo sinistral esta zona posiblemente se comportaba como un área de releasing bend.



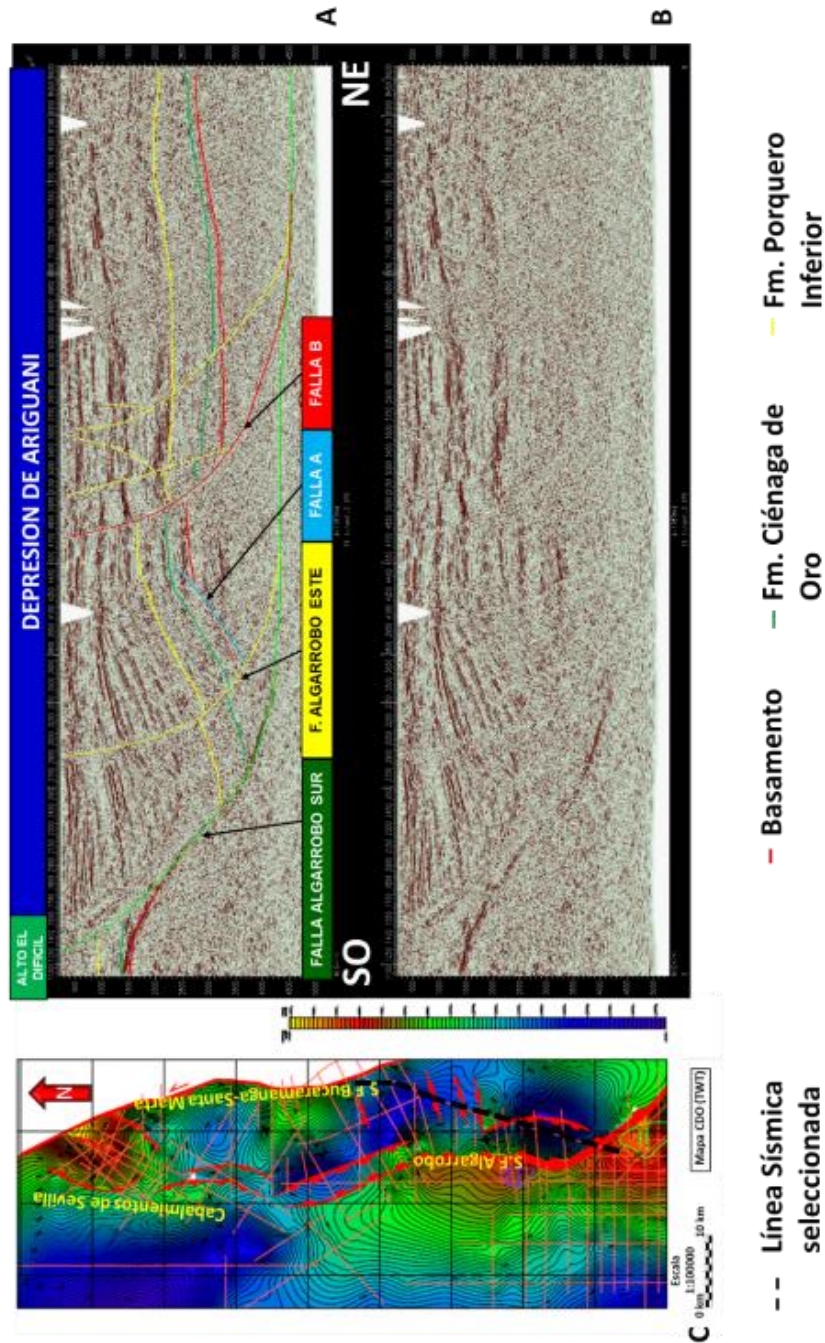
Figura 33: Región tectono-estratigráfica Depresión de Ariguani, **A.** Línea sísmica interpretada en la zona de Releasing bend. **B.** Línea sísmica sin interpretar. **C.** Localización geográfica de la línea sísmica.



Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.



Figura 34: Región tectono-estratigráfica Depresión de Ariguani, **A.** Línea sísmica oblicua interpretada. **B.** Línea sísmica sin interpretar. **C.** Localización geográfica de la línea sísmica.

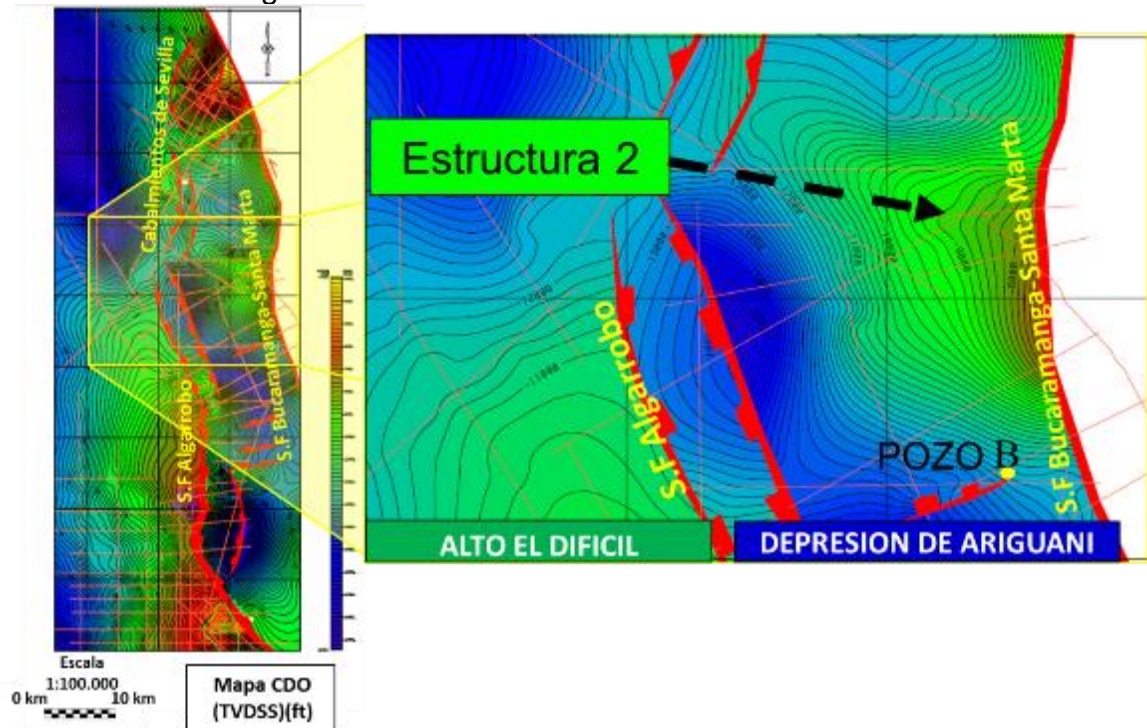


Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.



Actualmente no existen campos productores de Hidrocarburos en esta región tectono-estratigráfica. El único pozo perforado es el pozo B, realizado en el año 1982, el cual según los informes de pozo, no se encontraron hidrocarburos económicamente explotables, sin embargo cuando se llevó a cabo la perforación de este pozo existía parte de la información sísmica actual que conllevó a incurrir en el error de perforar en la parte baja de la estructura, la cual es interpretada en este trabajo como la estructura 2, que corresponde a un alto estructural que al parecer su procedencia estaría relacionada con estructuras compresivas muy profundas no visibles en la sísmica que involucran al basamento, que podrían relacionarse con una zona de restraining bend o un alto de basamento, producto de un pulso orogénico durante la Orogenia Andina (Figura 35) (Anexos E, F y G).

Figura 35: Localización de la Estructura 2 en el mapa estructural en profundidad de la Formación Ciénaga de Oro.



Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.



10.6.3 Region Tectono-Estratigráfica Alto de Sevilla

Se encuentra localizada en la zona Norte del área del proyecto, limitada al Oriente por el sistema de fallas Bucaramanga Santa Marta y al Sur por los cabalgamientos de Sevilla, los límites Norte y Occidente no fueron delimitados debido a que se encuentran fuera del área del proyecto, sin embargo, es posible que el límite Occidental coincida con un bajo estructural del basamento y al Norte con el sistema de fallas de Romeral que a su vez limita la cuenca del Valle Inferior del Magdalena y el cinturón plegado de Sinú-San Jacinto (Anexos D, E, F y G).

Según la interpretación sísmica realizada, esta región se diferencia de las anteriores por la presencia de estructuras netamente compresivas asociadas a dos eventos de cabalgamiento de diferentes edades y magnitud.

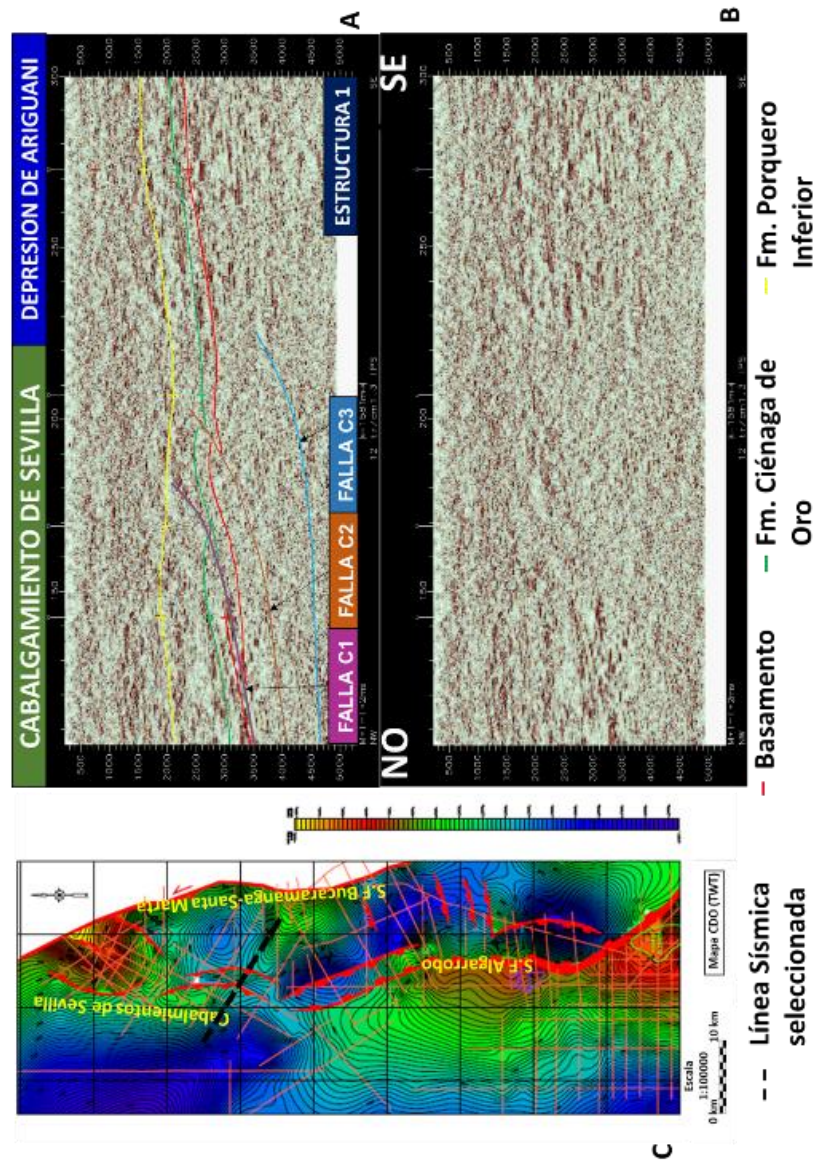
El primer evento posiblemente de edad Mioceno Tardío es el de menor magnitud, el cual podría estar asociado a estructuras de escape producto del esfuerzo compresivo generado por el paso de la placa Caribe entre las placas Suramericana y Norteamericana desde el Eoceno Tardío (Figura 6). Estas estructuras se encuentran localizadas en el área Sur de esta región, las cuales son producto de tres fallas inversas de bajo ángulo con vergencia al Suroriente, ordenadas cronológicamente de más antigua a más joven, donde C1 es la más antigua y C3 es la más reciente, estas estructuras involucran al Basamento y a las formaciones Ciénaga de Oro y Porquero inferior modificando su geometría (Figura 36).

El segundo evento de cabalgamientos y el de mayor magnitud, se localiza en el costado Suroriental de esta región, el cual puede estar asociado a la reactivación del desplazamiento convergente entre las placas Norteamericana y Suramericana desde el Plioceno lo cual explica que todas las formaciones depositadas en este



sector se encuentren afectadas por las estructuras de cabalgamiento y retro-cabalgamiento (Figura 37).

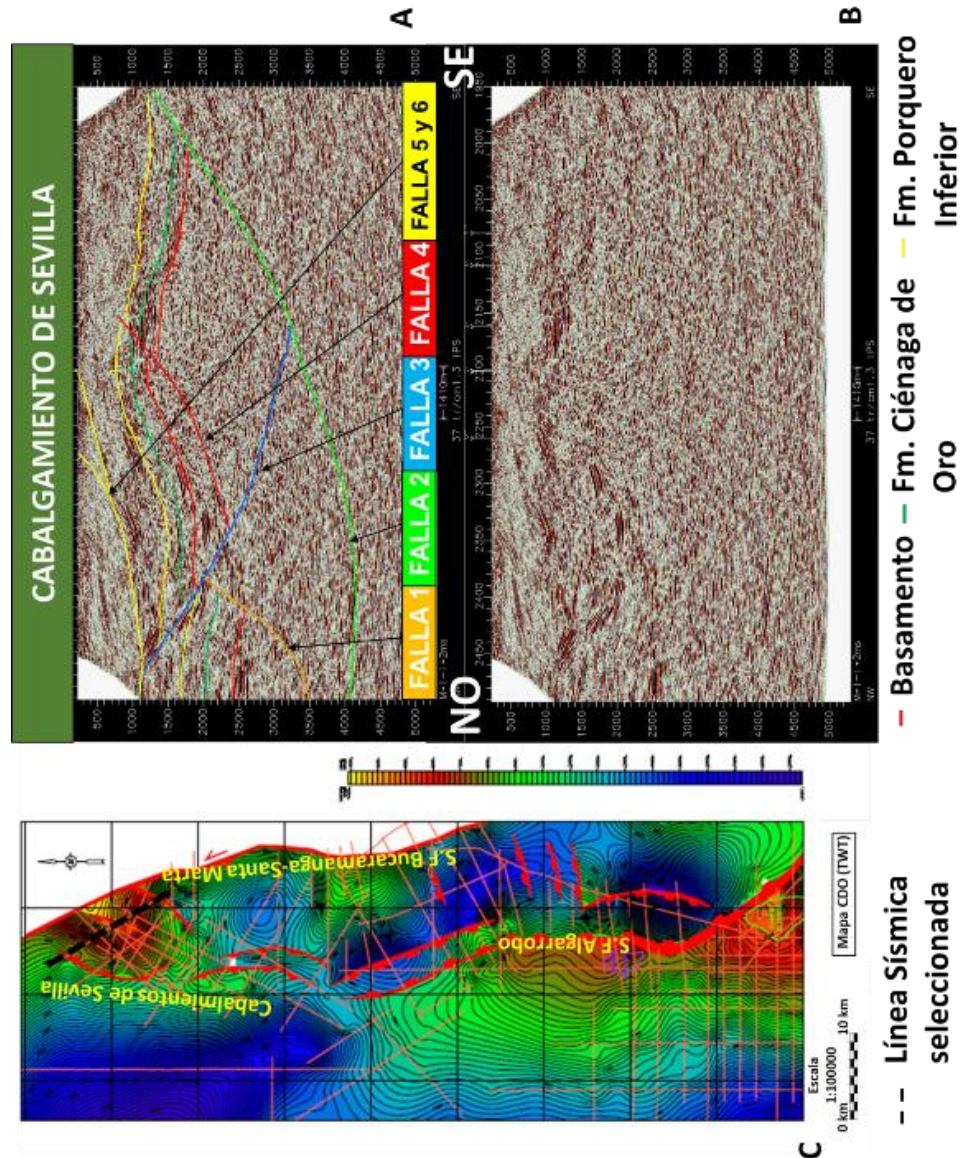
Figura 36: Región tectono-estratigráfica Alto de Sevilla, **A.** Línea sísmica interpretada en la zona de cabalgamiento del Mioceno tardío. **B.** Línea sísmica sin interpretar. **C.** Localización geográfica de la línea sísmica.



Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.



Figura 37: Región tectono-estratigráfica Alto de Sevilla, **A.** Línea sísmica interpretada en la zona de cabalgamiento del Plioceno. **B.** Línea sísmica sin interpretar. **C.** Localización geográfica de la línea sísmica.



Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.

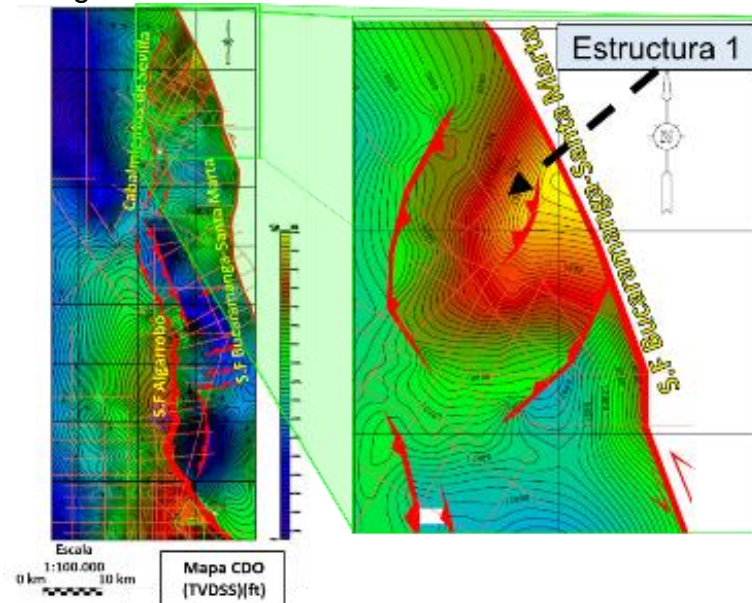
Como se observa en la figura anterior los cabalgamientos se nombraron cronológicamente donde la falla 1 es la más antigua y la falla 4 la más reciente, teniendo en cuenta esto se evidencia que las fallas principales y antiguas (Fallas 1



y 2) tienen vergencia al Suroriente. Posteriormente se creó la falla 3, la cual es un retro-cabalgamiento que se origina en el momento en que el avance de la falla 2 es limitado por el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta y las rocas cristalinas de la Sierra Nevada de Santa Marta, lo cual hizo necesario la liberación del esfuerzo compresivo por medio de esta falla con vergencia al Noroccidente. Luego y a medida que avanzaba la deformación se generó la falla 4, con vergencia al Suroriente, la cual es un retro-cabalgamiento de la falla 3. En esta línea sísmica también se interpretaron las fallas 5 y 6, las cuales son de menor magnitud y de edad más reciente, posiblemente del Pleistoceno.

En esta región tectono-estratigráfica actualmente no existen pozos ni campos productores, sin embargo se interpretó que existen estructuras prospectivas para acumulación de hidrocarburos asociadas a estos cabalgamientos, la principal estructura (Estructura 1) se encuentra en el costado Suroriental de esta región (Figura 38), la cual está relacionada con el segundo evento de cabalgamientos descrito anteriormente.

Figura 38: Localización de la Estructura 1 en el mapa estructural en profundidad de la Formación Ciénaga de Oro



Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.

10.7 VOLUMETRÍA

En esta fase se analizaron las dos estructuras más importantes en el área del proyecto (Estructura 1 y 2), teniendo en cuenta el trabajo realizado hasta este punto se observa que las dos estructuras se encuentran localizadas en el límite Nororiental de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena y en contacto con el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta, por ello se establece que estas estructuras posiblemente presentan problemas en su integridad, debido al desplazamiento de los bloques de este sistema de fallas, actualmente activo.

Además, durante la interpretación sísmica se evidencio más claramente el mecanismo de formación de la estructura 1 que el de la estructura 2, se decidió determinar la cantidad de gas que podría almacenar la estructura 1 por medio del cálculo de la volumetría determinística y probabilística.



10.7.1 Volumetría Probabilística

Para determinar este tipo de volumetría se utilizó el Software REP-5 (Reserves Evaluation Programme), el cual está fundamentado en el método estadístico de Monte Carlo, que consiste en tomar una muestra de distribución de probabilidad de cada parámetro estadístico y con ello obtener una aproximación del valor del GOES (Gas Original en Sitio) en el yacimiento en estudio, en este caso, para calcular el volumen de reservas posibles de Gas en sitio en la estructura 1, para ello se debieron calcular e investigar los parámetros de entrada que necesita el Software para llevar a cabo este cálculo.

El primer paso fue medir las áreas P10, P50 y P90 desde el mapa en profundidad de la Fm. Ciénaga de Oro, utilizando la aplicación SeisWorks 2D de OpenWorks (Figuras 39, 40 y 41) (Tabla 6), estos datos son parte de los requeridos con el software con el fin de construir la geometría anticlinal de la estructura.

Luego se procedió a ingresar los rangos de valores de probabilidad de cada una de las variables (Saturación de agua (S_w), Porosidad, Net to gross, Factor volumétrico de formación de gas (B_g), etc.) (Figura 42), los cuales se obtuvieron a partir de información pública y privada perteneciente a la empresa Pacific Rubiales Energy de los Campos Guama, El Difícil y los pozos A y B.

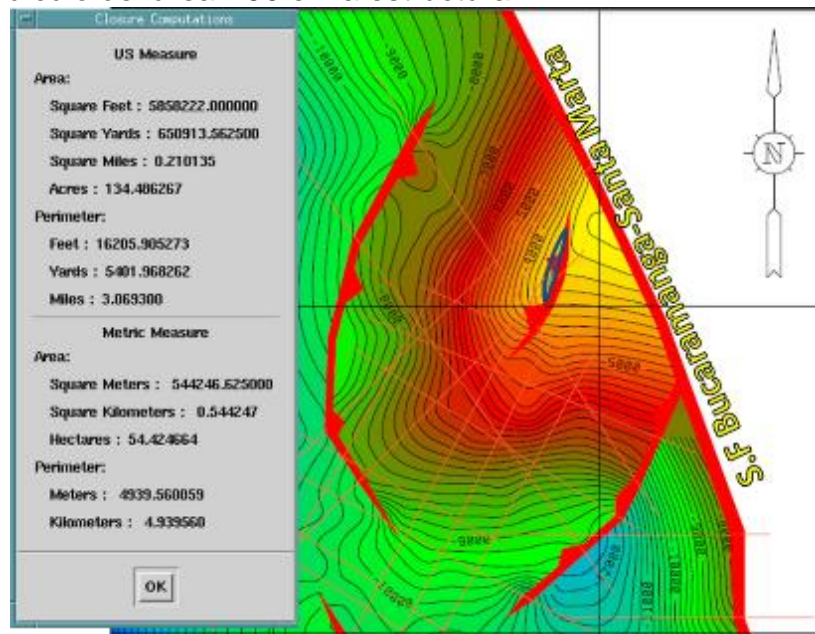


Tabla 6: Áreas medidas en la estructura 1.

	PROFUNDIDAD (ft (TVDSS))	ÁREA (Acres)
P90*	3400	134
P50	5600	7694
P10	7600	17554

Fuente: Autor.

Figura 39: Cálculo del área P90 en la estructura 1.

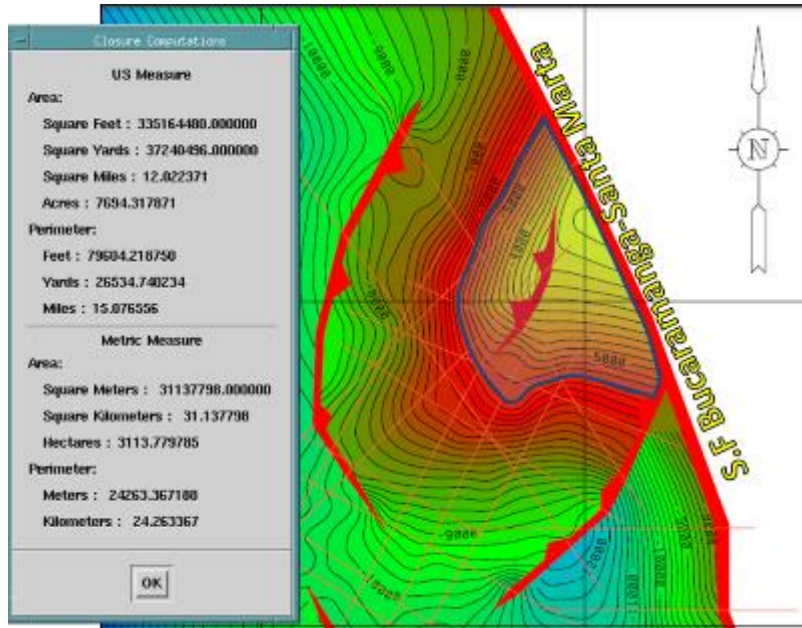


Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.

* Donde el valor que acompaña la P (Columna izquierda) indica el valor de probabilidad de encontrar la estructura llena hasta este punto.

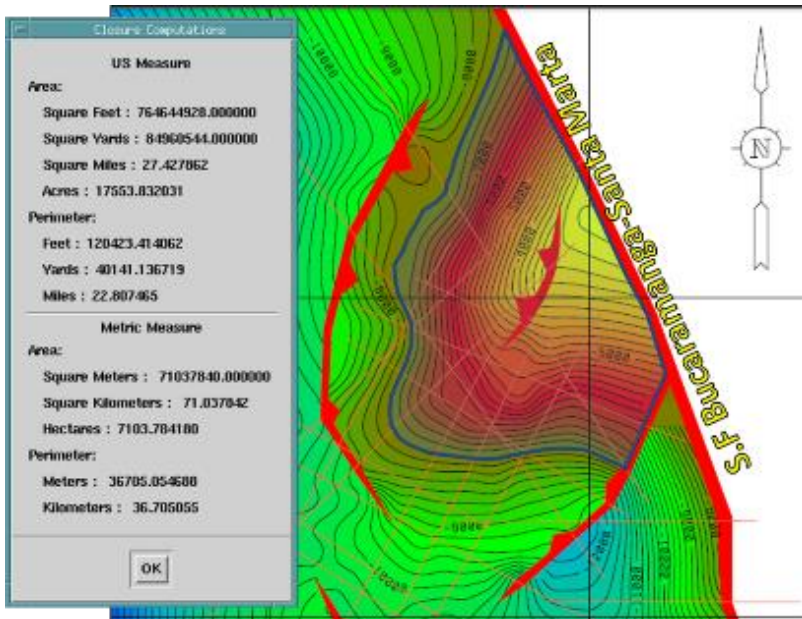


Figura 40: Cálculo del área P50 en la estructura 1.



Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.

Figura 41: Calculo del área P10 en la estructura 1.



Fuente: Autor. Elaborado en SeisWorks 2D.



Figura 42: Parámetros de entrada para el cálculo de volumetría en el software REP-5.

Recoverable Gas									
Country:	Colombia			Name:	Structure 1				
Block:				Segment:	CIENAGA DE ORO Fm.				
Basin:	VIM			Model:					
Play:	STRUCTURAL			Hydrocarbons:	Gas				
Input Data									
Variable	Unit	Shape	min	P90	P50	P10	max	mode	mean
Thickness	ft	Lognor	34.0	100.0	224	500	1471	151	272
Shift top res	ft	Lognor	17.1	25.6	34.6	46.9	70.3	32.8	35.6
Spill point	ft	Lognor	7158	7268	7348	7432	7544	7348	7349
Area uncertainty	%	Lognor	76.4	85.9	93.8	102	115	93.4	94.0
Deg. of fill	%	Lognor	45.7	60.0	73.5	90.0	[100]	71.7	74.4
Net-to-gross	%	Lognor	7.9	20.0	40.0	80.0	[100]	29.9	46.3
Porosity	%	Lognor	6.08	10.0	14.5	21.0	34.5	13.3	15.1
Sw	%	Lognor	18.8	30.0	42.4	60.0	95.5	39.4	44.0
Dry gas FVF (1/Bg)scf/cf		Lognor	58.0	75.0	90.8	110	142	88.8	91.8
Gas rec fac	%	Lognor	47.5	60.0	71.4	85.0	[100]	70.1	72.1
Calc. GRV	km2.m			1838	4057	8712		mean = 4796	

Fuente: Autor. Elaborado en software REP-5

El siguiente paso fue definir los porcentajes de cada factor de riesgo que presenta la estructura, en este caso se definieron que los porcentajes de cada uno de los riesgos es mayor al 60% (Figura 43), principalmente porque actualmente no se ha perforado ningún pozo en esta estructura, lo cual genera alta incertidumbre, además como se aprecia en la siguiente figura el principal riesgo de la estructura 1 es el reservorio (83%), debido a que la Formación Ciénaga de Oro presenta cambios laterales de facies estratigráficas a través de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.



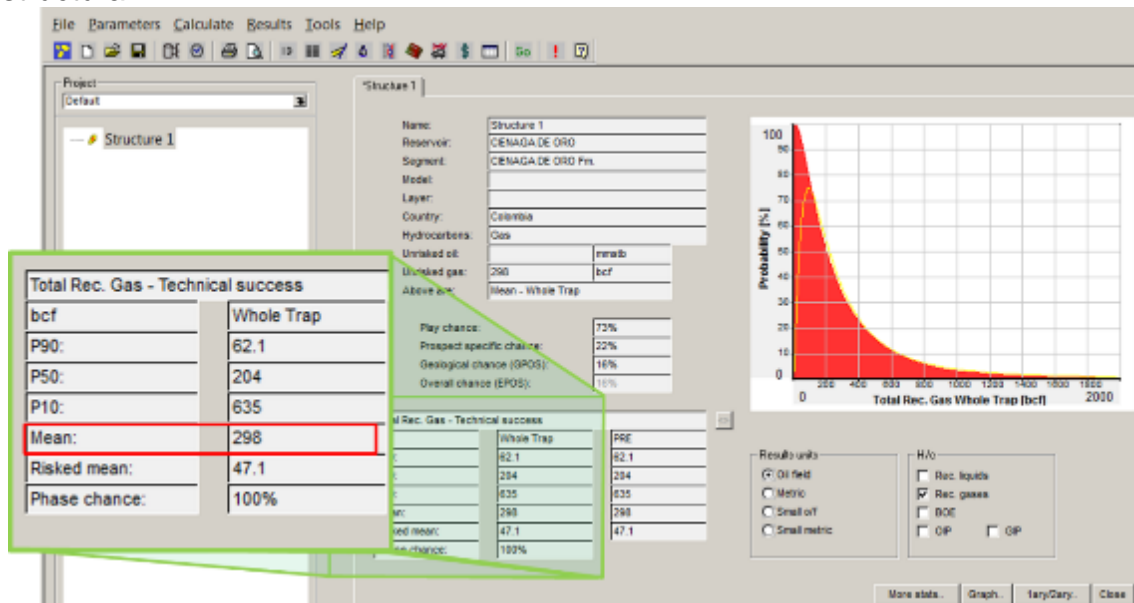
Figura 43: Factores de riesgo de la estructura 1.

Risk Factors			
Play Chance:	73%	Prospect Specific Chance:	22%
Reservoir:	88%	Trap:	84%
Source:	90%	Reservoir:	81%
Regional Seal:	95%	Seal:	88%
		Charge:	81%
Chance of Geological Success GPOS:		16%	

Fuente: Autor. Elaborado en software REP-5

Finalmente se obtuvo que esta estructura tiene la capacidad de almacenar 298 BCF (billones de pies cúbicos) de gas recuperables (Figura 44), lo cual corresponde a un campo pequeño de Gas.

Figura 44: Resultados arrojados del volumen de reservas posibles de gas en la estructura 1.



Fuente: Autor. Elaborado en software REP-5



10.7.2 Volumetría Determinística

Este método está basado en el cálculo de gas presente en un yacimiento usando la ecuación del método volumétrico para gas original en sitio (Ecuación 6), con todos los parámetros basados en promedios, con el fin de obtener un valor único para cada propiedad.

Ecuación 6: Ecuación para cálculo de Gas Original en sitio.

$$GOES = \left(\frac{V * \phi * (1 - Sw)}{\beta g} \right)$$

Fuente: Autor. Elaborado a partir de definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, 2005.

Donde:

GOES: Gas original en sitio, en pies cúbicos.

V: Volumen de la roca yacimiento, en pies cúbicos.

ϕ : Porosidad en fracción.

Sw: Saturación de agua, en fracción.

βg : Factor volumétrico de formación de gas, en pies cúbicos/pies cúbicos estándar.

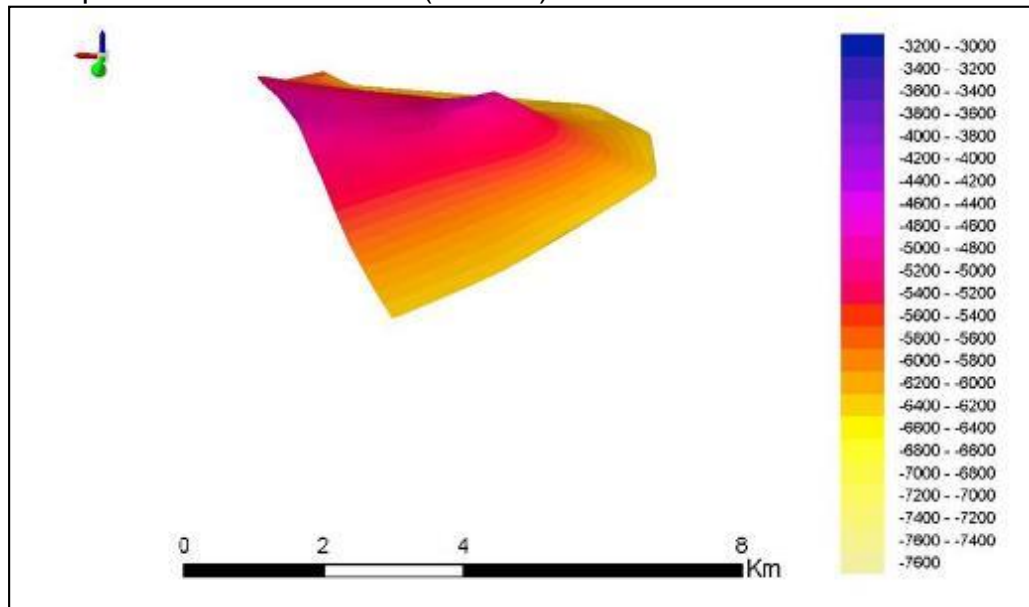
En este caso los parámetros ϕ , Sw, βg y el espesor de la roca yacimiento para el cálculo del volumen, se obtuvieron a partir de información pública y privada perteneciente a la empresa Pacific Rubiales Energy de los campos El Dificil, Guama y los Pozos A y B.

Para hallar el volumen de roca yacimiento dentro de esta unidad se utilizó el software ArcGis para lo cual fue necesario realizar los siguientes pasos:



- Paso 1: Consto en digitalizar la estructura 1 a partir de los mapas estructurales en profundidad de los horizontes Basamento y Fm. Ciénaga de Oro con el fin de crear un volumen en donde el área de este volumen está limitada hasta la curva de profundidad de -7600 ft del mapa estructural de la Fm. Ciénaga de Oro y el espesor está asociado al intervalo de profundidad entre los dos mapas (Figura 45, 46 y 47).

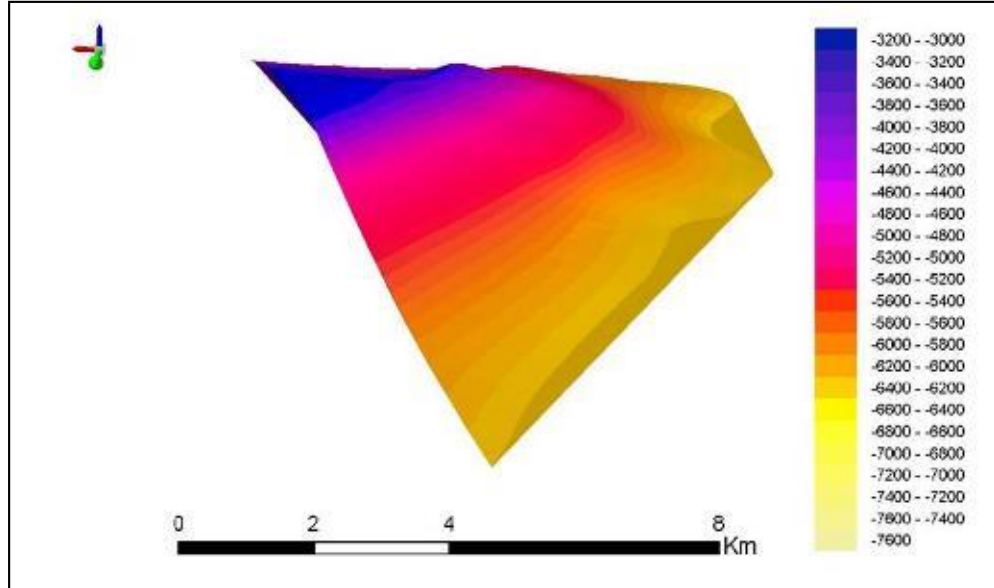
Figura 45: Geometría de la estructura 1 en el horizonte Basamento hasta la curva de profundidad de -7600 ft (TVDSS). Vista Norte- Sur.



Fuente: Autor. Elaborado en software ArcGis.

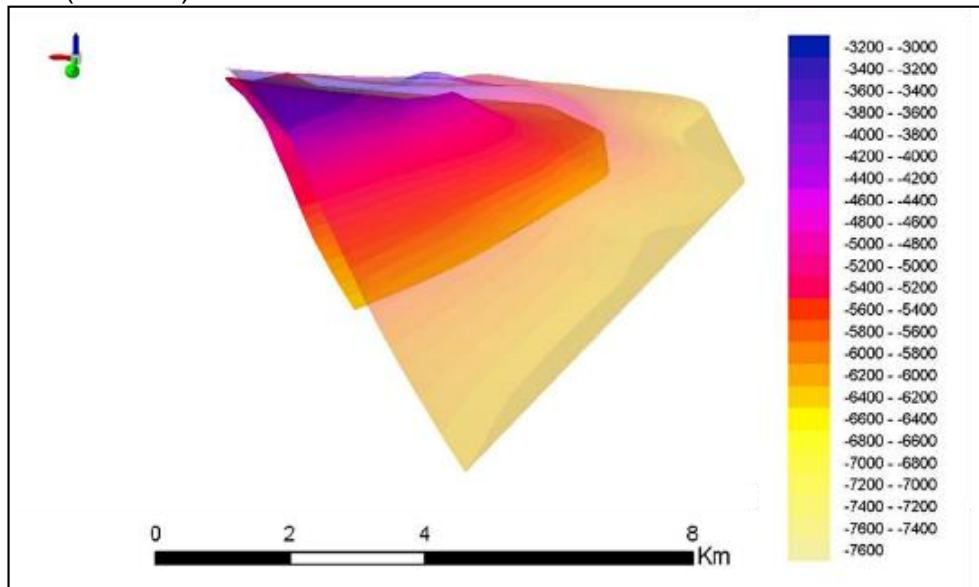


Figura 46: Geometría de la estructura 1 en el horizonte Fm. Ciénaga de Oro hasta la curva de profundidad de -7600 ft (TVDSS). Vista Norte-Sur.



Fuente: Autor. Elaborado en software ArcGis.

Figura 47: Vista 3D Norte-Sur del volumen de la estructura 1 entre los horizontes Basamento y Fm. Ciénaga de Oro hasta la curva de profundidad de -7600 ft (TVDSS).



Fuente: Autor. Elaborado en software ArcGis.



- Paso 2: Se utilizó la herramienta 3D Analyst del software ArcGis para determinar el volumen de la estructura 1 por medio de la resta entre los volúmenes obtenidos a partir de los horizontes Fm. Ciénaga de Oro y Basamento hasta la curva de profundidad de -7600 ft (TVDSS), obteniendo un valor de $7,3 \times 10^{11} \text{ ft}^3$ (Tabla 7).

Tabla 7: Calculo del volumen total de roca en la estructura 1 entre los horizontes Basamento y Fm. Ciénaga de Oro.

	Volumen hasta -7600 ft (TVDSS)
Fm. Ciénaga de Oro	1,37E+12
Basamento	6,38E+11
Volumen Total	7,30E+11

Fuente: Autor

Teniendo en cuenta que este volumen está relacionado con el espesor total de la Formación Ciénaga de Oro y que el volumen de roca que nos interesa hallar para reemplazar en la ecuación 6 involucra únicamente el espesor total de los intervalos productores dentro de esta Formación, se dedujo la ecuación 7 a partir de la siguiente información:

- Espesor promedio de la Formación Ciénaga de Oro (Ef): 1000 ft.
- Espesor promedio del intervalo productor según información bibliográfica (Ep): 100 ft. = 10% de Ef.



Considerando que el área es constante y que la única variable es el espesor, matemáticamente es posible multiplicar el volumen total (V_t) por el 10% y obtener como resultado el volumen de roca del intervalo productor ($VolIP$) (Ecuación 7).

Ecuación 7: Cálculo de volumen de roca del intervalo productor.

$$VolIP = V_t * 10\%$$

Fuente: Autor.

Donde:

VolIP: Volumen de roca del intervalo productor.

Vt: Volumen total de la Formación Ciénaga de Oro ($7,3 \times 10^{11} \text{ ft}^3$).

El volumen de roca del intervalo productor obtenido a partir de la ecuación 7 son $7,3 \times 10^{10} \text{ ft}^3$, este y los siguientes valores fueron remplazados en la ecuación 6:

$$VolIP \text{ (Ecuación 7)} = V \text{ (Ecuación 6)} = 7,3 \times 10^{10}$$

$$Sw = 0.5$$

$$\beta g = 0,025$$

$$\phi = 0.1$$

Obteniendo como resultado un volumen de gas original en sitio de 292 billones de ft^3 , que según la clasificación de campos se catalogaría como un campo de gas pequeño.

Si se analizan los dos volúmenes probabilístico (298 billones de ft^3) y determinístico (292 billones de ft^3) obtenidos para la estructura 1, es evidente la congruencia de los dos métodos, lo cual indica que los procesos por los cuales se realizaron los cálculos de dichos volúmenes son correctos.



11. CONCLUSIONES

- La interpretación sísmica realizada, el análisis de la información de pozos y la presencia de los campos El Difícil y San Ángel avalan la presencia del sistema petrolífero eficiente para el área del proyecto.
- A través de la interpretación de las líneas sísmicas 2D se evidenció la presencia de estructuras que involucran a los tres horizontes que son correlativos con el Basamento, la Formación Ciénaga de Oro y la Formación Porquero Inferior con lo cual se elaboró un modelo geológico estructural representado en mapas de tiempo doble de viaje (TWT en milisegundos) y profundidad (TVDSS en pies) para cada uno de los horizontes mencionados.
- A partir del modelo geológico estructural se identificaron tres regiones tectono-estratigráficas (Alto El difícil, Depresión de Ariguani y Alto de Sevilla), dentro de las cuales se estableció la posible presencia de dos estructuras prospectivas para acumulación de hidrocarburos, actualmente no perforadas (Estructuras 1 y 2) que se encuentran en contacto con el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta (actualmente activo), factor que podría estar afectando la integridad de estas.
- Considerando que la estructura 1 (localizada en la región tectono-estratigráfica Alto de Sevilla) parece ser la más viable para llevar a cabo un estudio más detallado y posiblemente su posterior perforación por medio de un pozo exploratorio, se valoró cuantitativamente la prospectividad para acumulación de



hidrocarburos por medio de la estimación de los volúmenes probabilístico y determinístico en donde los resultados obtenidos indican la posible presencia de un campo de gas pequeño con capacidad de almacenar más de 290 billones de ft³ de este hidrocarburo.



12. RECOMENDACIONES

- Es necesario adquirir más datos de los pozos perforados en el área Nororiental de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, para mejorar el amarre sísmica-pozo y así obtener mayor precisión en la interpretación sísmica.
- Con el fin de identificar la continuidad de los planos de falla y los horizontes con menor incertidumbre, se recomienda tener mayor densidad de líneas sísmicas 2D dentro de la depresión de Arjona.
- Se sugiere realizar una exploración con mayor detalle en la estructura 1, teniendo en cuenta que existe una gran posibilidad de encontrar acumulación de hidrocarburos.



BIBLIOGRAFÍA

ARMINIO, J; YORIS, F; PORRAS, L; GARCIA, E. y DILUCA, M. Petroleum Geology of Colombia Lower Magdalena Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. 2009. (Vol. 10). (F. Cediel, Ed.). 34-90. [En línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Metodos-de-Visualizacion/PETROLEUM%20GEOLOGY%20OF%20COLOMBIA/VOLUMEN_1_0_LOWER-MAGDALENA_BASIN.pdf>

BROWN, A. R. Interpretation of three-dimensional seismic data (7 edition), Memoir 42. American Association of Petroleum Geologists. Tulsa, Oklahoma, USA. 1986. ISBN13: 978-0-89181-374-3. [En línea]. Disponible en: <<http://www.seg.org/documents/10161/74355/114TOC.pdf>>

CASE, J., HOLCOMBE, T. L., & MARTIN, R. G. Map of Geological provinces in the Caribbean Region, in "The Caribbean - South American Plate Boundary and Regional Tectonics. Journal of the Geological Society. 1984. v. 170:527-534, first published on April 4, 2013.

COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). BARRERO, D., PARDO, A., VARGAS, C., & MARTÍNEZ, J. Colombia Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. ISBN: 978-958-98237-0-5. Bogotá. 2007. p. 17-85. [En línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf>

DUQUE, H., GUZMÁN, G., & HERNÁNDEZ, R. Mapa Geológico de Colombia. Plancha 38-Carmen de Bolivar, Escala 1:100.000. Memoria explicativa". En: Colombia. INGEOMINAS. ISSN: 0121-6007 ed: v. fasc. 1996.

ECOPETROL. Evaluación Regional Integrada Cuenca Valle Inferior del Magdalena. 2000.

ECOPETROL-ICP-GOX. Evaluación de la prospectividad del Sector Atlántico, Citado por Medina, L. Los Dinoflagelados del Mioceno Medio Alto del Caribe



Colombiano: Taxonomía, bioestratigrafía e implicaciones geológicas, 2006. Técnico.

FLINCH, J., AMARAL, J., DOULCET, A., MOULY, B., OSORIO, C., & PINCE, J. Structure of the Offshore Sinu Accretionary Wedge. Northern Colombia. VIII Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. Barcelona, España. 2003. [En línea]. Disponible en: <http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/pdf/2003/intl/extend/ndx_83045.pdf.html>

GARCÍA, V. Aplicación de un algoritmo de inversión sísmica bayesiana preapilamiento para estimación de propiedades elásticas en un yacimiento gasífero costa afuera, Trinidad & Tobago. Caracas, Venezuela. Universidad Simón Bolívar. Ingeniería Geofísica. 2006. 101 p. [En línea]. Disponible en: <<http://www.gc.usb.ve/geocoordweb/tesis/pre/Victor%20Gacia.pdf>>

GOMEZ, J., et al. Geological map of Colombia. INGEOMINAS. 2007. [En línea]. Disponible en: <<http://www.sgc.gov.co/Geologia/Mapa-geologico-de-Colombia.aspx>>

GUÉDEZ, M. Visualización del subsuelo poco profundo a lo largo del perfil IBERSEIS. Universidad Politécnica de Cataluña. Barcelona, España. 2003. [En línea]. Disponible en: <<http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/5749/4/03.pdf>>

HERNÁNDEZ, V. Procesamiento de datos de sísmica de reflexión de alta resolución para la obra: Plataforma del corredor Norte-Noroeste del tren de alta velocidad ubicado en Ourense, Galicia, España. Universidad Simón Bolívar. Ingeniería geofísica. Caracas, Venezuela. 2008. [En línea]. Disponible en: <<http://www.gc.usb.ve/geocoordweb/tesis/Pre/Vera%20Hernandez.pdf>>

KELLOGG, J. N. Cenozoic Tectonic History of the Sierra del Perijá, Venezuela – Colombia, and Adjacent Basins. Geological Society of America. University of South Carolina. Scholar Commons. 1984. p.239-261. [En línea]. Disponible en: <http://scholarcommons.sc.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1009&context=geol_fa_cpub>

KRONEMBERG, H. Litología, Metamorfismo y Origen de las Granulitas del Macizo de Garzón, Cordillera Oriental, Colombia. Geología Norandina. 1983. p. 26-43.



MARTÍNEZ, J. R. Fórmulas de sismología, 5° Curso de Ingeniero Geólogo. Salamanca, España: Universidad de Salamanca. 2007. [En línea]. Disponible en: <http://fciencias.usal.es/files/1%20Ingeniero%20Geologo%202012-2013_0.pdf>

LOPEZ, E. Cross Sections and Tectonostratigraphic Terrains Location Map. INGEOMINAS. Colombia, Bogotá. 2007.

MARTÍNEZ, J. R. Fórmulas de sismología, 5° Curso de Ingeniero Geólogo. Universidad de Salamanca. Salamanca, España. 2007. [En línea]. Disponible en: <<http://m.usal.es/webusal/files/Grado%20en%20Ingenieria%20Geologica%202012-2013.pdf>>

MCDONALD, W. D., & HURLEY, P. M. Precambrian gneisses from northern Colombia, South America. Geological Society of America Bulletin. 1969. v.80 no.9. p.1867-1872. [En línea]. Disponible en: <<http://gsabulletin.gsapubs.org/content/80/9/1867.short>>

MOLINA G., Jorge, et al. Análisis deposicional y geohistórico del noroccidente colombiano. Geología Colombiana, [S.I.], v. 15, p. 5-33, ene. 2012. ISSN 2357-3767. [En línea]. Disponible en: <<http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/geocol/article/view/30567>>

NILSEN, H., & SYLVERSTER, A. G. Strike – Slip Basins, in Tectonics of Sedimentary Basins. Blackwell Science, 1998. p. 425-457.

NODA, A. Strike-Slip Basin – Its Configuration and Sedimentary Facies. En Y. Itoh (Ed.), Mechanism of Sedimentary Basin Formation - Multidisciplinary Approach on Active Plate Margins. 2013. [En línea]. Disponible en: <<http://www.intechopen.com/books/mechanism-of-sedimentary-basin-formation-multidisciplinary-approach-on-active-plate-margins/strike-slip-basin-its-configuration-and-sedimentary-facies> >

ORTIZ, A. Geología de Superficie en el Valle inferior del Magdalena. Bucaramanga. ECOPETROL. 1988.

PINDELL, J, et al. The Colombian Hydrocarbon Habitat: Integrated Sedimentology, Geochemistry, Paleogeographic Evolution, Geodynamics, Petroleum Geology, And



Basin Analysis. Tectonic Analysis, Inc. in research collaboration with Ecopetrol. 19 p. [En línea]. Disponible en: http://www.tectonicanalysis.com/site/download/COLOMBIA_hydrocarbon_geochem_EXAMPLE_PAGES.pdf

PINDELL, J., & KEENAN, L. Tectonic evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean and northern South America. Geological Society, London. Special Publication. 2001. p.1-55. [En línea]. Disponible en: http://www.ugr.es/~agcasco/igcp546/pdf/2001_Pindell_Kennan_Kinematic_Evolution_Caribbean.pdf.

REYES, H.A.L; MONTENEGRO, B.M y GÓMEZ, P.D. Tectonoestratigrafía y evolución geológica del valle inferior del Magdalena. Boletín de geología, [S.l.], v. 26, n. 1, sep. 2010. p. 19-38. ISSN 2145-8553. [En línea]. Disponible en: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/910>.

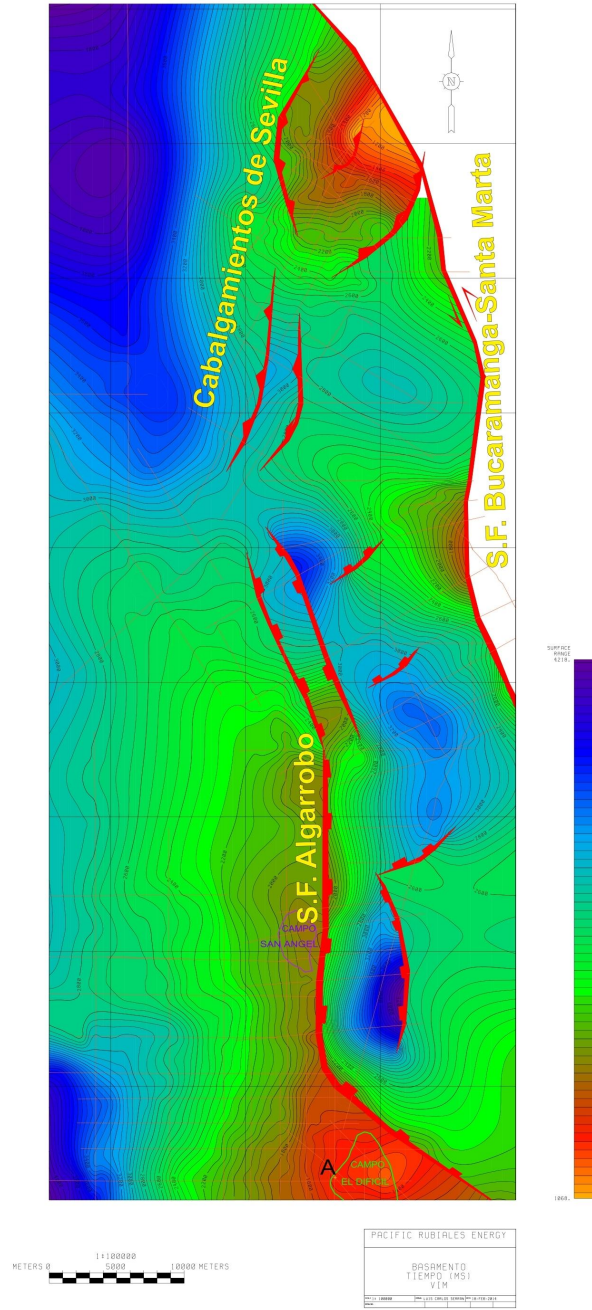
REYES, J. P., MANTILLA, M., & SEBASTÍAN, J. Regiones Tectono-Sedimentarias del Valle Inferior del Magdalena. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. VII Simposio Bolivariano. Exploración Petrolera de Cuencas Subandinas. Colombia. 2000.

SHERIFF, R. E., & GELDART, L. P. Exploration Seismology. Cambridge University. Vol. 2. 1995. ISBN 10: 0521468264.



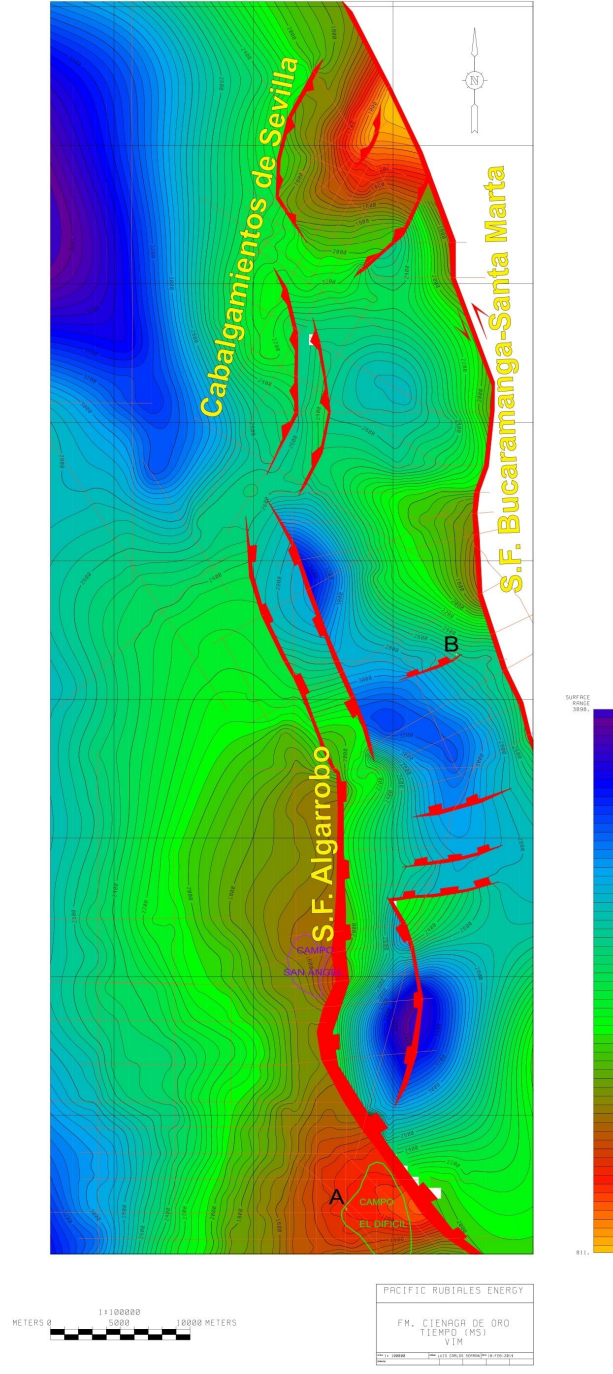
ANEXOS

Anexo A. Mapa estructural en tiempo doble de viaje (TWT en milisegundos) del horizonte Basamento. Escala 1:100.000



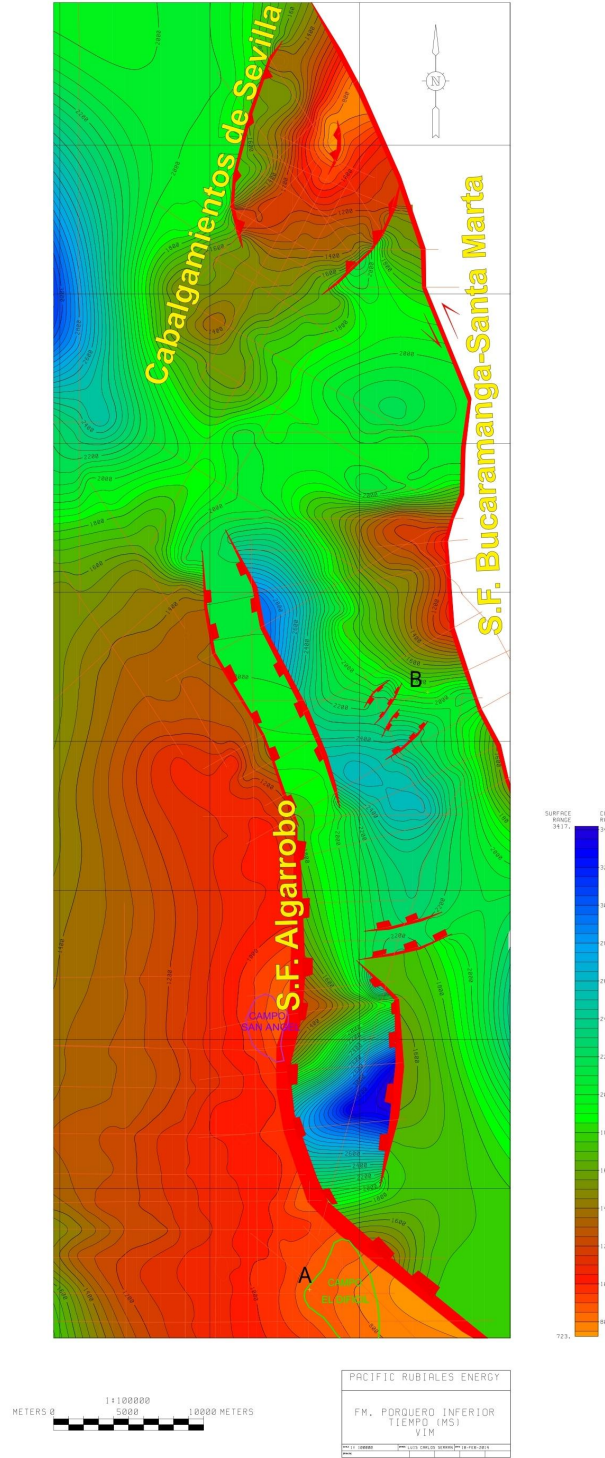


Anexo B. Mapa estructural en tiempo doble de viaje (TWT en milisegundos) del horizonte Fm. Ciénaga de Oro. Escala 1:100.000



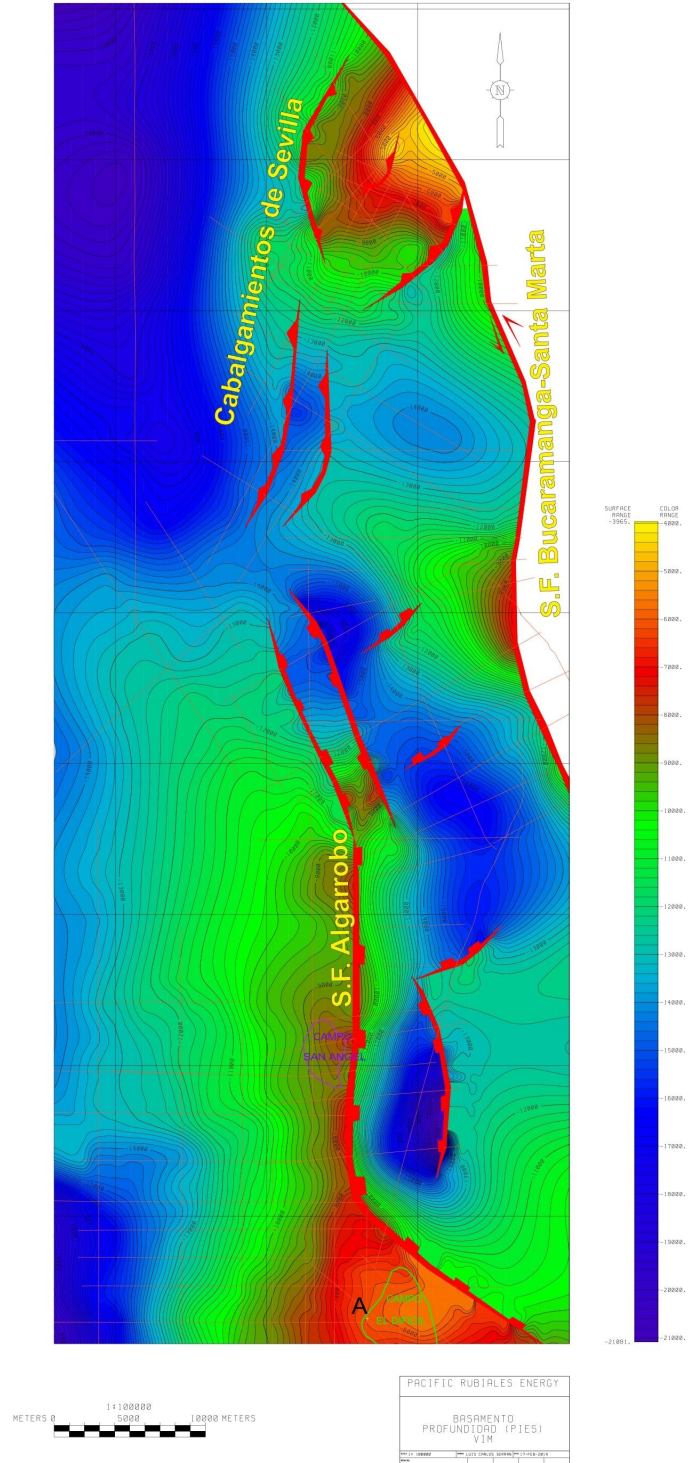


Anexo C. Mapa estructural en tiempo doble de viaje (TWT en milisegundos) del horizonte Fm. Porquero Inferior. Escala 1:100.000



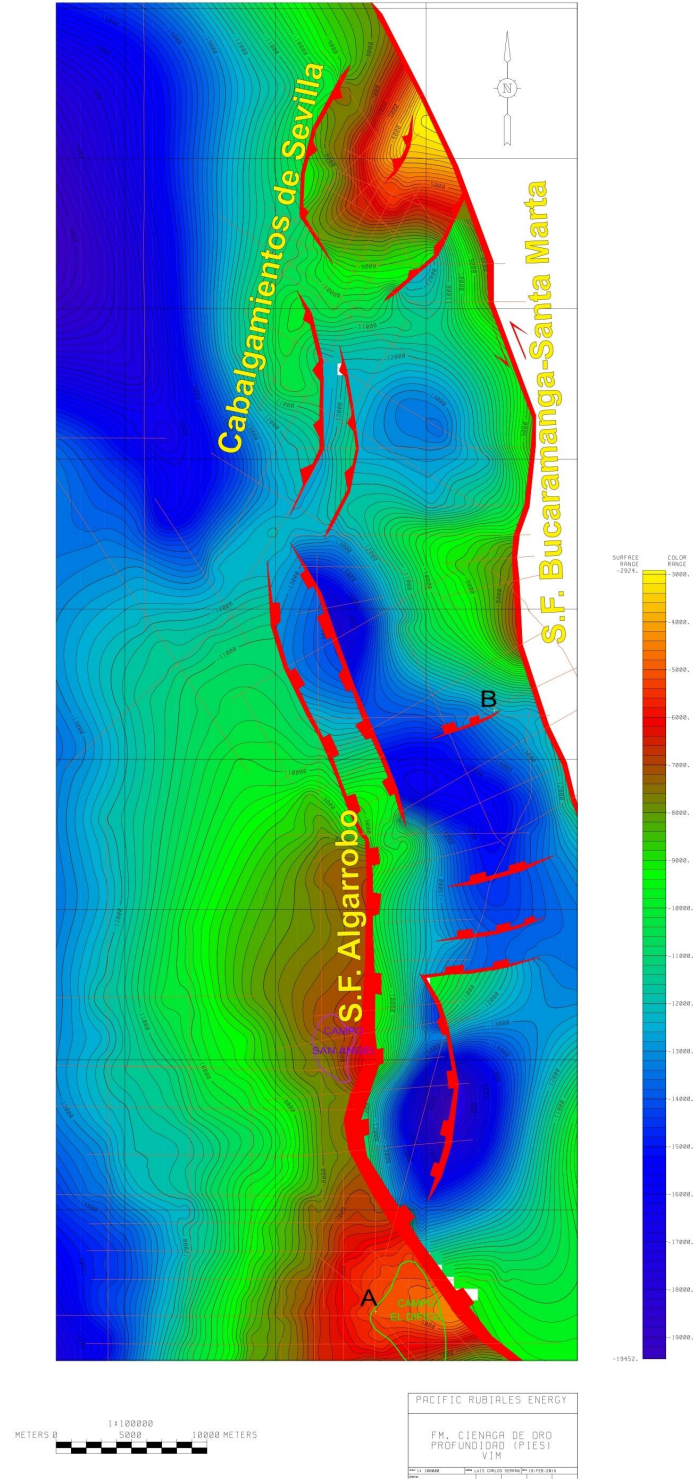


Anexo D. Mapa estructural en profundidad (TVDSS en pies) del horizonte Basamento. Escala 1:100.000



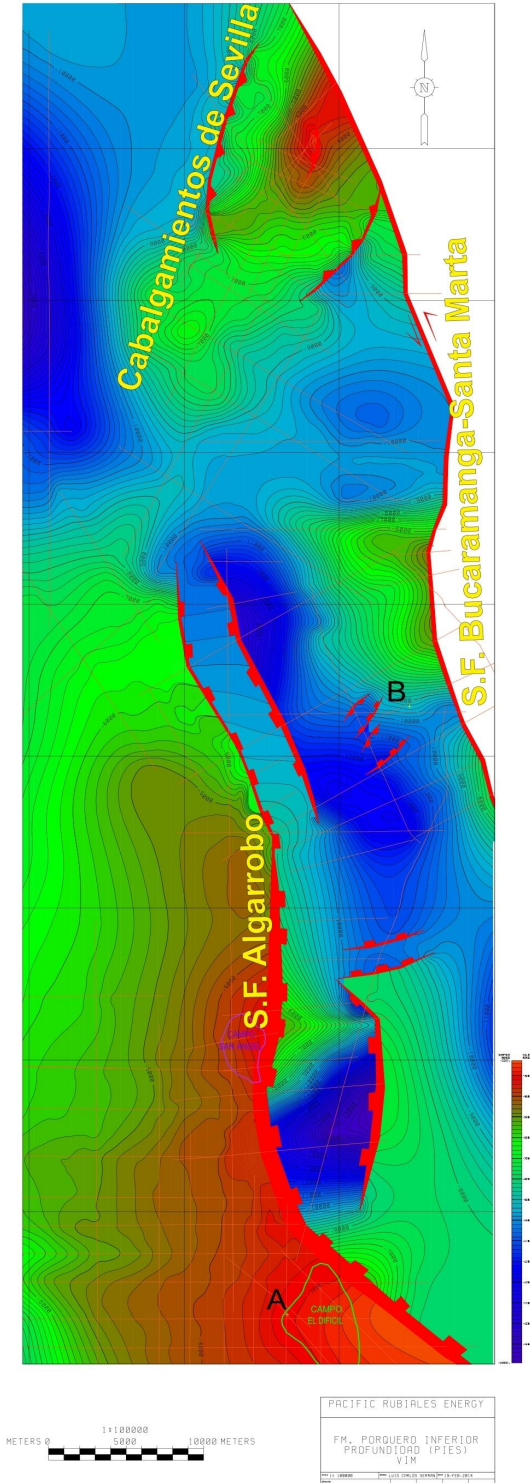


Anexo E. Mapa estructural en profundidad (TVDS en pies) del horizonte Fm. Ciénaga de Oro. Escala 1:100.000





Anexo F. Mapa estructural en profundidad (TVDS en pies) del horizonte Fm. Porquero Inferior. Escala 1:100.000





Anexo G. Mapa de Regiones Tectono - Estratigráficas. Escala 1:100.000

