

**ANÁLISIS DE PROSPECTIVIDAD DE HIDROCARBUROS EN LA ZONA DE
MATAGORDA ISLAND EN LA CUENCA DEL GOLFO DE MÉXICO, ESTADOS
UNIDOS.**

Manuel Jaramillo Molina

Andrés Rivera Castaño

Nicolas Restrepo Ruiz

Juan Pablo Marín Arias MSc.

Director de tesis

Universidad de Caldas

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales

Programa de Geología

Diciembre de 2021

**ANÁLISIS DE PROSPECTIVIDAD DE HIDROCARBUROS EN LA ZONA DE
MATAGORDA ISLAND EN LA CUENCA DEL GOLFO DE MÉXICO, ESTADOS
UNIDOS.**

Una tesis presentada en cumplimiento parcial para obtención del grado de Geólogo en la
Universidad de Caldas

Por Manuel Jaramillo Molina, Andrés Rivera Castaño y Nicolás Restrepo Ruiz

Universidad de Caldas

2021



Firma aprobatoria director de tesis

Juan Pablo Marín Arias

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la *Society of Exploration Geophysicists* y al programa SEG EVOLVE por brindarnos la información con que se desarrolló este proyecto y por las largas horas de mentoría dedicadas por Allen Bertagne, Chris Wojcik, Jesus Ortiz, Mario Ballinas, Michael Forrest, Jennifer Thompson, Rocco Detomo, Annabella Betancourt, Kathryn Elkins y Gordon Holmes.

Agradecemos a nuestro director de tesis, Juan Pablo Marín, por la orientación y ayuda otorgada, por estar pendiente de nuestro proceso, por su compromiso y amabilidad y por dedicar su tiempo para acompañarnos en el desarrollo de esta tesis.

Agradecemos también a nuestros compañeros Fabian Perdomo, Sofia Cubillos, Mauricio Trujillo y Leidy Giraldo por su apoyo durante todo el proceso del programa SEG EVOLVE.

Un agradecimiento especial a todos los patrocinadores del programa SEG EVOLVE y a dGB Earth Sciences por su software OpendTect.



Major Donors: *Michael C. Forrest* *Arthur Cheng*

Corporate Supporters:



Thank you to the numerous other individual donors, mentors and volunteers who also contribute to making the EVOLVE program a success!

Agradezco a mi papá por su apoyo incondicional, por sus enseñanzas, por su nobleza y por impulsarme a ser una mejor persona cada día. A mi hermano por estar siempre ahí cuando lo he necesitado, por sus consejos valiosos y por el ejemplo que me ha dado. A Maria Francisca por apoyarme y acompañarme en todos los momentos, por su paciencia y amor. A mi madre por siempre estar pendiente, por su amor incondicional. A Yoli por su apoyo desde el primer instante, por haberme acompañado siempre, por quererme como a un hijo. A mi abuela por siempre apoyarme y por su amor. A mis profesores Ken Ridgway, Gustavo Hincapie, Hugo Murcia, Luz Mary Toro, Elvira Ruiz y Cesar Ossa por sus enseñanzas y aportar en mi formación personal y profesional. A mis compañeros de tesis por aceptarme, por su paciencia y comprensión. Son los mejores. A Oscar, Luis Santiago, Daniela y Manuela por su apoyo incondicional durante toda la universidad, por escucharme, por enseñarme, por aconsejarme y por su valiosa amistad. A Mateo, Julián y Juan Jacobo y todos mis amigos y familiares por su valiosa amistad y por estar siempre ahí. A la vida y a la roquita hermosa por permitirnos habitarla, disfrutarla y estudiarla. Por último, agradezco a todos aquellos que de alguna manera aportaron a mi desarrollo personal y profesional.

Primeramente, quiero agradecer a Dios por darme la oportunidad de vivir este proceso y darme la capacidad de aprender y mejorar como persona y como profesional, también a mi padre, quien a pesar de la distancia nunca dejó de ayudarme y de esforzarse por suplir todas mis necesidades. A mi madre por todo su apoyo moral y espiritual y por su incansable soporte a lo largo de toda mi vida. También a mi hermano a quien amo con mi corazón. A mis tíos y a mis abuelos, por creer en mí y hacerme cada día mejor. A Arnulfo por presentarme y enamorarme de esta carrera. A mis compañeros de la carrera, con quienes compartí experiencias tanto buenas como tristes. A mi novia Gabriela por su amor, su soporte y sus consejos. A mis amigos por ayudarme y apoyarme en los momentos más difíciles. Por último, a todas aquellas personas que siempre me apoyaron y me ayudaron a ser quien soy hoy. Gracias a todos ustedes porque sin su apoyo esto no sería posible.

La formación profesional no depende únicamente de la escuela académica, sino también de familiares, compañeros y amigos y personas cercanas que nos ayudan a pasar por todas las situaciones y superar las circunstancias difíciles, por tal razón, es difícil encontrar la forma agradecer a cada una de las personas que me ha ayudado en mi formación profesional, pero en definitiva quiero agradecerles a todos de corazón por ayudarme a convertirme en un profesional capacitado para salir al mundo laboral. Gracias, mis profesores, mi familia, mis amigos, mis compañeros, mi pareja y a todos los que de alguna manera me han convertido en el profesional de hoy.

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO.....	5
1. INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVOS	4
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	4
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
3. METODOLOGÍA	6
4. DATOS E INFORMACIÓN UTILIZADA.....	9
4.1 SÍSMICA 3D	9
4.2 POZOS.....	10
4.3 CARTA BIOESTRATIGRÁFICA.....	10
5. ANTECEDENTES	13
6. MARCO TEÓRICO.....	15
6.1 REGISTROS ELÉCTRICOS	15
6.1.1 REGISTRO DE GAMMA RAY	15
6.1.2 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP).....	16
6.1.3 REGISTRO DE RESISTIVIDAD	16
6.1.4 REGISTRO SÓNICO	17
6.1.5 REGISTRO DE RESISTIVIDAD DE AGUA (<i>Rwa</i>).....	18
6.1.6 CHECKSHOT.....	19
6.2 MÉTODO SÍSMICO	20
6.3 SOFTWARE OPENDTECT.....	21
6.4 INTERPRETACIÓN SÍSMICA.....	22
6.5 TIPOS DE DATOS SÍSMICOS: 2D, 3D Y 4D.....	22
6.6 HERRAMIENTAS BÁSICAS DE INTERPRETACIÓN.....	24
6.6.1 TRAZADO AUTOMÁTICO, MANUAL Y CREACIÓN DE SUPERFICIES.....	24

6.6.2	HERRAMIENTA DE VISUALIZACIÓN 2D Y 3D	26
6.6.3	HERRAMIENTA DE TRAZADO DE FALLAS.....	27
6.6.4	HERRAMIENTA DE ATRIBUTOS.....	29
6.7	ACUERDO DE PARÍS Y CAMBIO CLIMÁTICO	31
6.8	MÉTODOS DE CAPTURA DE CARBONO	31
6.8.1	CAPTURA PRECOMBUSTIÓN	32
6.8.2	CAPTURA POSTCOMBUSTIÓN.....	33
6.8.3	CAPTURA POR COMBUSTIÓN OXY-FUEL.....	35
6.9	TRANSPORTE DE DIÓXIDO DE CARBONO	36
6.9.1	TUBERÍA	36
6.10	ALMACENAMIENTO DE CARBONO	37
6.10.1	ALMACENAMIENTO EN CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS ABANDONADOS.....	39
6.10.2	ALMACENAMIENTO EN ACUÍFEROS SALINOS PROFUNDOS	39
6.11	INCENTIVOS DE REDUCCIÓN DE IMPUESTOS	40
7.	MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	40
7.1	MARCO TECTÓNICO	41
7.1.1	FORMACIÓN DEL GOLFO DE MÉXICO	41
7.2	ESTRATIGRAFÍA Y PROSPECTIVIDAD DE LA CUENCA <i>MATAGORDA ISLAND</i> 44	
7.2.1	AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN	45
7.2.2	SISTEMA PETROLÍFERO – NOROESTE GOLFO DE MÉXICO	46
8.	ANÁLISIS Y PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN	51
8.1	INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA	51
8.2	DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD:.....	55
8.3	CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	58

8.4	MAPEO E INTERPRETACION SÍSMICA.....	59
8.5	IDENTIFICACIÓN DE LEADS	65
9.	RESULTADOS.....	69
9.1	PROSPECTO RANGO.....	69
9.2	CORRELACIÓN PETROFÍSICA.....	70
9.3	ESTIMACIÓN DE RESERVAS	71
9.3.1	FACTOR DE CORRECCIÓN GEOMÉTRICA (G_f)	74
9.3.2	FACTOR DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA PARA GAS (B_g):	76
9.4	CONVERSIÓN TIEMPO PROFUNDIDAD – FUNCIÓN DE VELOCIDAD.....	77
9.5	ANÁLISIS DE RIESGO.....	82
9.5.1	ROCA FUENTE Y CARGA DE HIDROCARBUROS.....	83
9.5.2	ROCA RESERVORIO	84
9.5.3	TRAMPA	84
9.5.4	ROCA SELLO	85
9.6	PROPUESTA DE CAPTURA DE CARBONO.....	89
9.6.1	TECNOLOGÍA DE CAPTURA DE CARBONO POSTCOMBUSTIÓN.....	90
9.6.2	TRANSPORTE DEL CO ₂	90
9.6.3	ALMACENAMIENTO DE CO ₂ EN EL ÁREA DE <i>MATAGORDA ISLAND</i>	92
9.6.4	MONITOREO DEL CO ₂ INYECTADO	93
9.6.5	COSTO DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO ₂	94
10.	DISCUSIÓN	95
11.	CONCLUSIONES	98
12.	REFERENCIAS.....	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: El recuadro rojo muestra la localización de la zona de estudio en la zona noroeste de la cuenca del Golfo de México (fuente: ArcGIS online map viewer).	2
Figura 2: Ubicación del área Matagorda Island al sur del estado de Texas. El polígono rojo grande corresponde a la zona de estudio y el polígono rojo pequeño corresponde al área en que se ubica la mayor prospectividad de la zona. Las líneas negras representan los límites de las áreas de la cuenca (fuente: Modificado de Google Earth y BOEM, 1999)	3
Figura 3: Metodología mediante la cual se desarrolló el prese.....	8
Figura 4: Bloque sísmico localizado en el área de Matagorda Island en la cuenca del Golfo de México. La escala de colores muestra los valores de amplitud de los reflectores.....	9
Figura 5: Zona de estudio delimitada en el polígono rojo ubicado en el área de Matagorda Island. Los puntos que aparecen dentro del polígono corresponden a los pozos que fueron utilizados en el proyecto.....	10
Figura 6: Sección de la carta bioestratigráfica de la zona offshore del Golfo de México mostrando los fósiles guía del Mioceno inferior y Mioceno medio (fuente: Witrock, 2017)	11
Figura 7: Documento con diversos registros eléctricos gráficos para un pozo. La línea roja identifica el registro de gamma ray para dicho pozo.	15
Figura 8: Documento con diversos registros eléctricos gráficos para un pozo. La línea roja identifica el registro de potencial espontáneo para dicho pozo.	16
Figura 9: Documento con diversos registros eléctricos gráficos para un pozo. La línea roja identifica el registro de resistividad para dicho pozo.....	17
Figura 10: Esquema del funcionamiento de la herramienta de registro sísmico. Fuente: (Zou, 2013)	18
Figura 11: Esquema del funcionamiento del método sísmico. El cuadrado de TNT equivale a la fuente de energía, la línea roja a la onda que se desplaza desde la fuente de energía hasta una zona de cambio de impedancia, en donde se refleja hacia los geófonos en superficie.	20
Figura 12: Logo del software OpendTect y de la compañía dBG Earth Sciences (fuente: dGB Earth Sciences, 2021)	21
Figura 13: Visualización de líneas sísmicas 2D en el software OpendTect.	23
Figura 14: Visualización de un cubo sísmico 3D en el software OpendTect.	24

Figura 15: A) Ventana de configuración de los métodos de trazado de horizontes B) Ventana de edición de superficies creadas.....	25
Figura 16: Ventana de visualización del cubo sísmico 3D.....	26
Figura 17: Ventana de visualización de la sísmica 2D.....	27
Figura 18: Vista de plano de falla (en color rojo) en una vista 3D de una línea sísmica en el software OpendTect.....	28
Figura 19: Vista 2D para la interpretación de falla en el software OpendTect	28
Figura 20: A) Línea sísmica sin atributos aplicados. B) Línea sísmica de la figura A con el atributo similarity aplicado. C) Línea sísmica sin atributos aplicados. D) Línea sísmica C con el atributo energy aplicado.	30
Figura 21: Proceso esquemático de la captura pre-combustión en un proceso de generación de energía. (fuente: Jansen et al., 2015).....	32
Figura 22: Esquema del proceso de captura de dióxido de carbono en el método de postcombustión usando aminas. (fuente: Berge et al., 2016).....	34
Figura 23: Diagrama de fases para el CO ₂ . El diagrama muestra el punto crítico que es alcanzado a una temperatura de 30.98°C y una presión de 7.38 MPa. Por encima de estos valores se entra en la región supercrítica (fuente: McCoy (2008)).....	37
Figura 24: Gráfica de cambio de densidad con variación de profundidad asumiendo un gradiente térmico de 30°C/km (fuente: Bentham & Kirby (2005)).....	38
Figura 25: Estimados de capacidad de almacenamiento de CO ₂ en campos petroleros abandonados, acuíferos salinos profundos y mantos de carbón no explotables. (fuente: Berge et al., 2016.)	39
Figura 26: En la imagen se muestran los límites y ubicación geográfica del Golfo de México (fuente: U.S. National Oceanic and Atmospheric Administration).	41
Figura 27 Correlacion bioestratigráfica de los pozos mostrando los horizontes principales.....	52
Figura 28: Registros eléctricos para el pozo 6036-1 mostrando la interpretación de capas de arenitas y capas de shale basada en el registro de gamma ray y la posible presencia de hidrocarburos basada en el registro de resistividad.	53
Figura 29: Registros eléctricos para el pozo 4998-1 mostrando la interpretación de capas de arenitas y capas de shale basada en el registro de gamma ray y la posible presencia de hidrocarburos basada en el registro de resistividad.	54

Figura 30: Raster log del pozo 4995-1 en el que se muestra la manera en que se obtuvieron los valores de R_w y R_t que fueron usados para resolver la ecuación para obtener la porosidad.	57
Figura 31: Raster log de del pozo 4995-1 en donde se muestra la obtención de los valores de R_{wa} mínimo y la línea que muestra el R_{wa} promedio para el pozo.	58
Figura 32: Pozo 4543-2 desplegado en la sísmica mostrando los topes perforados, que conforman algunos de los principales topes de la zona de estudio.	60
Figura 33: A) Línea sísmica aleatoria representativa regional sin interpretación. B) Estilo estructural representativo de la zona interpretado a partir de la línea sísmica de la figura A (fuente: modificado de (Swanson, 2013). C) Distribución de los horizontes guía en una línea sísmica representativa.	61
Figura 34: Malla de interpretación básica con intervalo de 20 líneas sísmicas para el horizonte Robulus Chambersi.	62
Figura 35: Mapas estructurales de los horizontes guía principales, creados a partir de la interpretación sísmica de los horizontes y fallas en el área. La escala de colores de cada mapa corresponde a la profundidad en tiempo (rojo es lo más somero y morado lo más profundo) y la escala en blanco y negro corresponde a la distancia horizontal.	64
Figura 36: Atributo energy mostrando las zonas con anomalías de amplitud. Este atributo es usado para obtener un indicio de posibles bright spots.	66
Figura 37: Mapas de contornos de los 14 leads seleccionados por sus buenas características petrofísicas, estructurales y geológicas.	68
Figura 38: Superficie con contornos estructurales del prospecto Rango. En esta superficie se pueden observar ambas estructuras: el anticlinal del bloque colgante a la izquierda de la falla y la estructura con cierre en tres direcciones a la derecha de la falla.	70
Figura 39: A) Línea sísmica mostrando el trayecto desde los pozos hasta el prospecto siguiendo la ruta menos afectada estructuralmente. B) Trayecto de la línea sísmica de la figura A en una vista de planta. C) Raster log del pozo 4543-2 mostrando las arenas que conforman el prospecto Rango.	71
Figura 40: A) Mapa de contornos del prospecto Rango mostrando las delimitaciones de áreas del P90, P50 y P10 y los cortes de las líneas sísmicas de la figura B y C. B) Línea sísmica en sentido noroeste – sureste cortando el prospecto Rango que está resaltado por el horizonte amarillo entre	

el recuadro azul. C) Línea sísmica en sentido suroeste – noreste cortando el prospecto Rango que está resaltado por el horizonte amarillo entre el recuadro azul.....	73
Figura 41: A) Corte esquemático noroeste-sureste de la estructura que conforma el prospecto Rango con una exageración vertical 1:10. B) Gráfica teórica para estimar el valor del factor de corrección geométrico. En el eje vertical se encuentran los valores de factor de corrección geométrica y en el eje horizontal se tiene la relación entre la altura de la estructura y el espesor del reservorio (fuente: (SEG EVOLVE / EVOLVE Professional, 2021).....	75
Figura 42: Mapa de contornos estructurales al tope del microfósil Robulus 54B, encontrándose levemente por debajo del reservorio del prospecto Rango que se localiza en el recuadro amarillo en el centro del mapa.	77
Figura 43: Fórmula aplicada en Excel para obtener las velocidades RMS promedio de la zona de estudio, mostrada en el primer intervalo.....	79
Figura 44: Carta de eventos para el prospecto Rango, mostrando la temporalidad de la depositación de roca fuente, roca reservorio, roca sello, roca de sobrecarga, formación de la trampa y momento crítico.	83
Figura 45: Esquema representativo del escenario en que la falla no actúa como sello y la acumulación de hidrocarburos solo se da en la estructura con cierre en cuatro direcciones.	86
Figura 46: Esquema representativo del escenario en que la falla actúa como sello, impidiendo que los hidrocarburos escapen.	87
Figura 47: Esquema representativo del escenario en que la falla no permite que el hidrocarburo escape pero si permite que fluya a través de ella a los reservorios del bloque yacente.....	87
Figura 48: Metodología del análisis del riesgo Society of Exploration Geophysicists.	88
Figura 49: Infraestructura de tuberías de gas natural en el sur de Texas y en la sección noroeste del Golfo de México. El círculo negro con un triángulo blanco en su interior corresponde a la planta de generación de energía a partir de carbón, las líneas azules corresponden a las tuberías existentes para transporte de gas natural, las líneas rosadas son los trayectos de tubería que deben ser construidos y el punto rojo corresponde a el sitio de inyección (fuente: (U.S. Energy Information Administration, s.f.).....	92
Figura 50: Sísmica 4D mostrando el cambio de amplitud a través del tiempo en los reflectores en que se ha inyectado el CO2 (fuente: Lüth et al., 2017).....	94

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Pozos ubicados dentro de la zona de estudio que fueron utilizados en este trabajo. En la tabla se muestra la información de fósiles, registros eléctricos, profundidad de perforación y compañía perforadora para cada pozo.	12
Tabla 2: Tabla estandarizada para el valor del factor de tortuosidad y valor del exponente de cementación. En el recuadro rojo se muestran los valores que se usaron para este trabajo, encontrado para arenitas del Mioceno en la costa de Texas en el Golfo de México. (fuente: Asquith & Krygowski, 2004)	56
Tabla 3: Valores de las propiedades petrofísicas del reservorio calculados a partir de los registros eléctricos de los pozos 4542-1 y 4543-1 e información bibliográfica.	70
Tabla 4: Variables con sus respectivos valores usadas en la formula de GIIP para el P50.	76
Tabla 5: Velocidades promedio para cada intervalo de los pozos 4543-2, 4542-2,6040-1, 4995-1 y la velocidad promedio de los cuatro pozos para cada intervalo.....	78
Tabla 6: En la tabla se muestran los resultados de la ecuación de velocidad RMS y de la ecuación de velocidad interválica y los resultados de la profundidad total hasta el tope de cada intervalo.	81
Tabla 7: En la tabla se muestran los valores porcentaje de éxito a cada uno de los elementos del sistema petrolífero y el valor de probabilidad de éxito resultante de la multiplicación entre ellos.	89

RESUMEN

Esta tesis está desarrollada en la zona noroeste de la cuenca del Golfo de México en el área de *Matagorda Island*, Estados Unidos. La cuenca del Golfo de México es una de las más estudiadas y prospectivas en el mundo. Este trabajo identifica y analiza un prospecto con alta probabilidad de contener hidrocarburos para ser explotado.

El estudio se basó en la siguiente metodología: recopilación bibliográfica, extrapolación de información bioestratigráfica, interpretación sísmica y petrofísica, identificación de leads y prospecto. Este proceso llevó a la identificación del prospecto Rango; analizado por medio de registros de pozos, información bioestratigráfica y mapas de contornos creados a partir de la sísmica. El prospecto está ubicado en el Mioceno Inferior marcado por el microfósil *Robulus L-43* a una profundidad aproximada de 2353 m. La estructura de trampa corresponde a un anticlinal *roll-over* formado por una falla lítrica y cortado por una falla normal antitética. Se estima una porosidad del 25% para el reservorio con buenas características de permeabilidad. Se observan en los registros altos espesores de shale, creando un sello óptimo. Adicionalmente, para este proyecto, se analizó la posibilidad de reducir las emisiones de CO₂ mediante la captura y almacenamiento del CO₂, inyectándolo en un acuífero salino en la zona estudiada.

Se concluye que el prospecto Rango, en el P50, presenta un área de 859 acres con 134 BCF de reservas de gas, almacenadas en una estructura con cierre en cuatro direcciones en la parte superior y tres direcciones contra la falla normal, en la parte inferior. La probabilidad de éxito para el prospecto se estimó en 46% basándose en los elementos del sistema petrolífero: roca fuente (presencia, madurez y migración), roca reservorio, roca sello y trampa.

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos 200 años la sociedad ha experimentado cambios significativos que le han permitido evolucionar en diversos ámbitos. El descubrimiento de los hidrocarburos potenció el desarrollo de nuevas tecnologías al funcionar como combustibles y fuentes de energía confiables. Sus características energéticas y petroquímicas lograron reemplazar las fuentes de energía usadas hasta el momento. El refinamiento de los hidrocarburos permitió que se ampliaran sus usos a diferentes industrias, aumentando así su demanda a nivel mundial. Esta demanda, acompañada de los altos precios de los hidrocarburos, generó un boom petrolero que resultó en la constitución de una gran cantidad de empresas, que hoy en día, se dedican a explorar y producir hidrocarburos en cuencas sedimentarias alrededor del mundo.

La cuenca del Golfo de México, que se encuentra limitada al norte por la costa de Estados Unidos y al sur por la costa de México, es una de las cuencas con mayor cantidad de información geológica y geofísica adquirida en el mundo. Ha sido estudiada durante más de 80 años y a la fecha tiene más de 6000 pozos perforados (Sinclair, 2011). El continuo desarrollo de nuevas tecnologías e incremento en la exploración permite el constante descubrimiento de campos, brindando así seguridad energética en el mundo.

En este proyecto se busca usar una metodología que permita proponer nuevas oportunidades dentro de la cuenca del Golfo de México utilizando métodos de análisis petrofísicos, interpretación sísmica, uso de atributos sísmicos, identificación de leads y evaluación de prospectos. Estos métodos, ligados con el conocimiento geológico y contexto tectónico de la zona, permiten hallar prospectos económicamente viables con riesgos exploratorios bajos. Adicionalmente, se incorporan tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CCS, por sus siglas

en inglés), como una forma innovadora de disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y alcanzar los objetivos planteados en el Acuerdo de París.

La sección de la cuenca del Golfo de México perteneciente a Estados Unidos de América está dividida en diversas áreas. La zona de estudio que se abarca en este trabajo corresponde al área de *Matagorda Island*, localizada al noroeste del Golfo de México, al sur del estado de Texas (Figura 1). La zona de *Matagorda Island* tiene un área aproximada de 2123 Km², sin embargo, para este trabajo se utilizaron los datos de la sección noreste de la zona (delimitada en rojo en la Figura 2), la cual tiene un área aproximada de 901 Km². Se encuentra limitada hacia el sur por el área de Mustang Island y hacia el este por el área Brazos (BOEM, 1999).

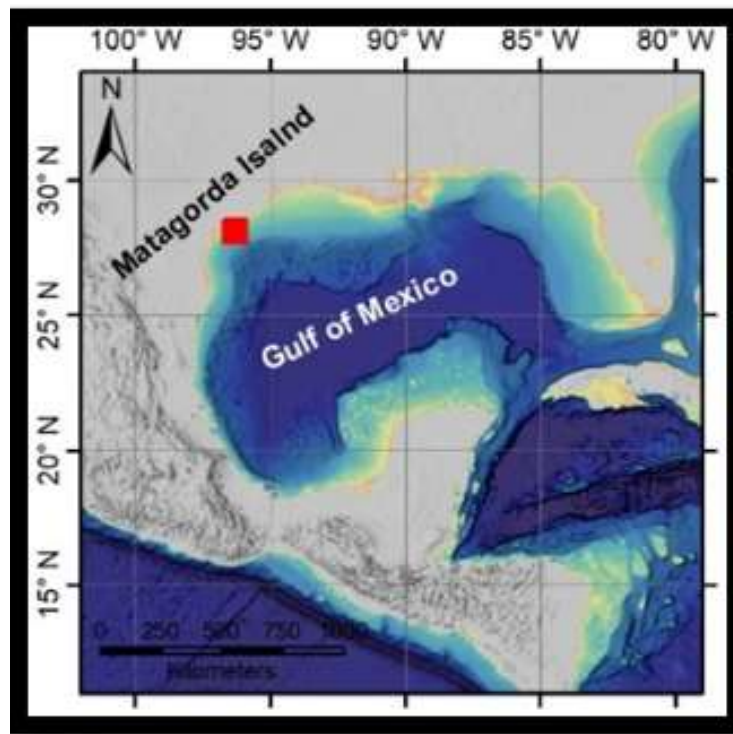


Figura 1: El recuadro rojo muestra la localización de la zona de estudio en la zona noroeste de la cuenca del Golfo de México (fuente: ArcGIS online map viewer).

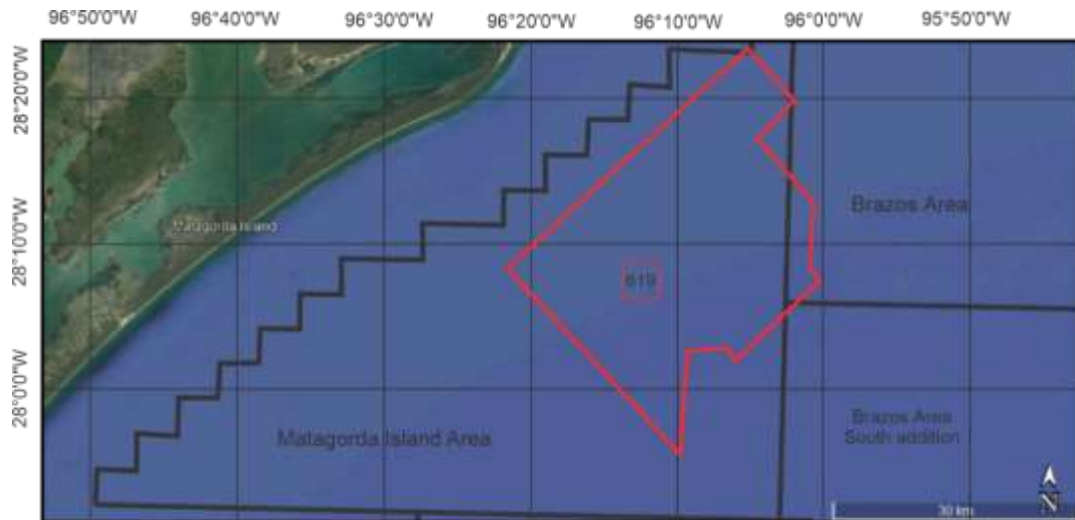


Figura 2: Ubicación del área Matagorda Island al sur del estado de Texas. El polígono rojo grande corresponde a la zona de estudio y el polígono rojo pequeño corresponde al área en que se ubica la mayor prospectividad de la zona. Las líneas negras representan los límites de las áreas de la cuenca (fuente: Modificado de Google Earth y BOEM, 1999)

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

- Determinar a través de la integración de datos geológicos y geofísicos, la prospectividad de la zona de estudio en el área de *Matagorda Island*, al noroeste de la cuenca del Golfo de México, para proponer la zona con mayor probabilidad de éxito en la búsqueda de hidrocarburos.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar los datos existentes sobre la evolución geológica de la zona para comprender la configuración tectónica y estratigráfica actual del área de *Matagorda Island* en la cuenca del Golfo de México.
- Identificar los componentes del sistema petrolífero presentes en la zona de estudio utilizando los resultados del procesamiento del paquete de datos.
- Analizar la información contenida en los pozos para elegir, a partir de los fósiles guía, los horizontes más relevantes basados en su edad y prospectividad en campos cercanos.
- Comprender y utilizar el software OpendTect en la interpretación y procesamiento de la información sísmica y de registros de pozos.
- Realizar mapas de contornos a partir de los horizontes interpretados para comprender y visualizar la configuración de los elementos del sistema petrolífero como tipos de trampas, geometría y extensión de las rocas sello y reservorio, e identificar leads que sean potenciales prospectos.

- Realizar los cálculos volumétricos y cálculos de riesgo para el área elegida con mayor probabilidad de albergar hidrocarburos en la zona de estudio.
- Proponer y estudiar la viabilidad de un plan de captura y almacenamiento de dióxido de carbono para minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero y cumplir con los objetivos pactados en el Acuerdo de París.

3. METODOLOGÍA

La metodología con que se desarrolló el presente trabajo (resumida en la Figura 3) se describe en las siguientes etapas:

- **Revisión bibliográfica:** se recopila información de la evolución geológica del área de estudio para determinar los horizontes de mayor interés regional. Esta información se relaciona con campos análogos cercanos, que proporcionen indicios de los mejores reservorios presentes en el sistema petrolífero de la zona.
- **Interpretación petrofísica de horizontes de interés:** se pone a prueba la información hallada en la bibliografía con las respuestas de los registros eléctricos de pozos, para determinar zonas de alta prospectividad de hidrocarburos. De esta manera son elegidos los horizontes de mayor interés en la zona de estudio.
- **Mapeo e interpretación sísmica:** se realiza la interpretación estructural de los horizontes regionales más importantes de acuerdo con lo hallado en la revisión bibliográfica y la respuesta propia de los pozos más representativos de la zona. Luego, se plantea un mapeo de horizontes a partir de la sísmica para usarlos como referentes de temporalidad en la interpretación de los horizontes de roca reservorio, roca sello y estructuras de trampa, que permitan la identificación de leads y resolver las inquietudes con respecto al sincronismo.
- **Identificación de Leads:** utilizando los mapas de algunos de los elementos del sistema petrolífero se comienza la identificación leads (zonas con posible acumulación de hidrocarburos), sustentado en los factores geológicos y geofísicos como estructuras de trampa o respuestas anómalas de amplitud sísmica en los horizontes.
- **Categorización y evaluación del prospecto, cálculo de volumétricos y asignación de riesgos:** en esta etapa se estudian los leads basándose en: tamaño, factores geológicos,

geofísicos, petrofísicos y de localización. El lead con mayor probabilidad de albergar hidrocarburos en una cantidad económicamente explotable se elige la mejor oportunidad de inversión. Posteriormente, se realizan más estudios para elevarlo a la categoría de prospecto; en este punto, se realizan cálculos volumétricos y análisis de riesgo para estimar su viabilidad económica.

- **Captura y almacenamiento de dióxido de carbono:** por último, se plantea que el proyecto este alineado con los objetivos pactados en el Acuerdo de París de limitar el aumento de temperatura a un máximo de 2°C en el siglo XXI y alcanzar emisiones netas cero para el año 2050. Por ende, se pretende crear un plan que reduzca en un 85-90% las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) generado durante las operaciones de exploración, producción y abandono del proyecto sumado a las emisiones a ser generadas por los hidrocarburos producidos. Se plantea entonces la captura de CO₂ en una de las principales plantas de generación de energía en el estado de Texas, ubicada al noroeste del área de estudio. Una vez capturado el CO₂, es comprimido a un estado supercrítico y transportado por medio de tuberías hasta el lugar de inyección, donde es inyectado a través de pozos para ser almacenado en los poros de la roca reservorio.

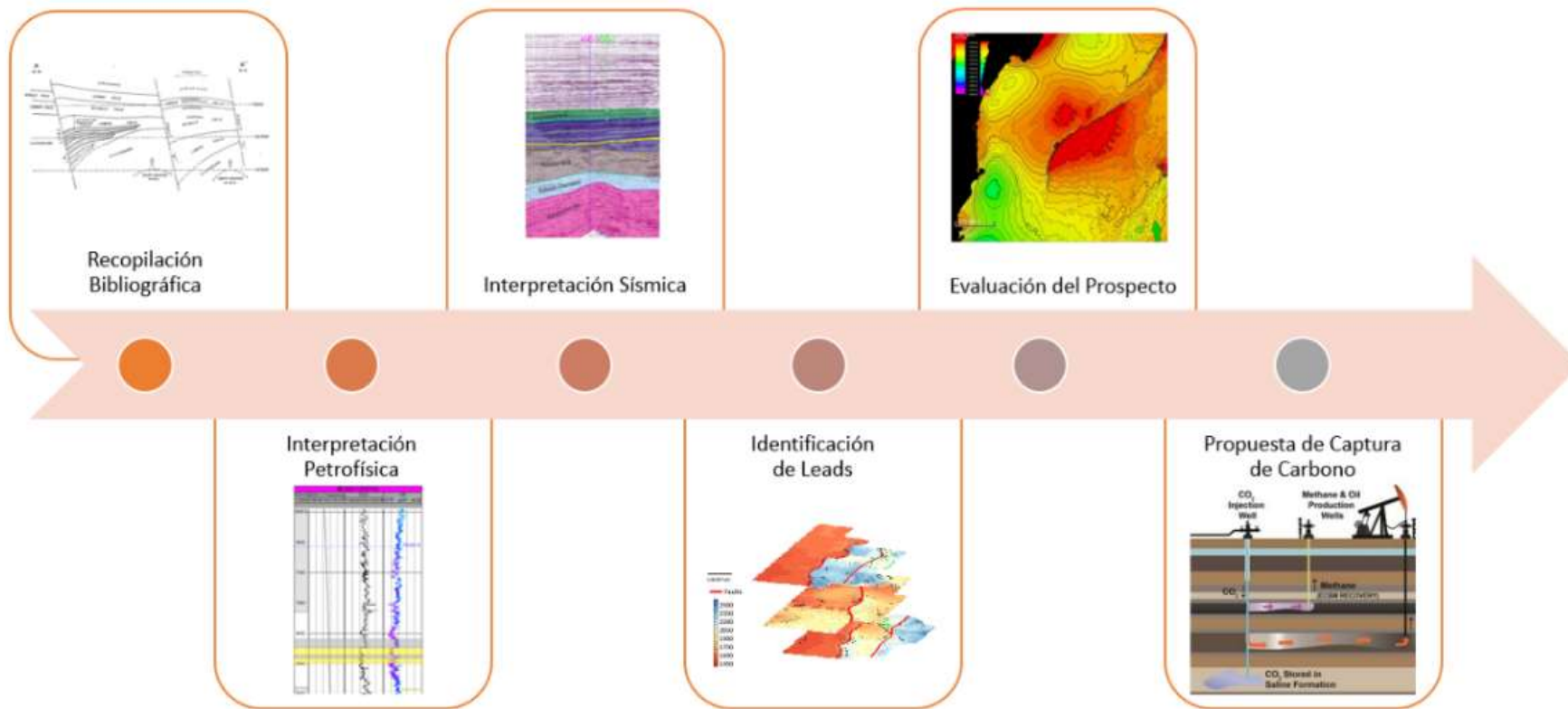


Figura 3: Metodología mediante la cual se desarrolló el prese

4. DATOS E INFORMACIÓN UTILIZADA

El paquete de datos con el que se realizó este proyecto fue otorgado por la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), como parte del programa SEG EVOLVE en el cual participamos los autores de este trabajo.

4.1 SÍSMICA 3D

La sísmica utilizada tiene un área total aproximada de 2123 km² que cubre gran parte del área de *Matagorda Island*. El cubo sísmico (Figura 4) está formado por un total de 7332 líneas sísmicas, las cuales llegan hasta una profundidad en tiempo de 8000 ms.

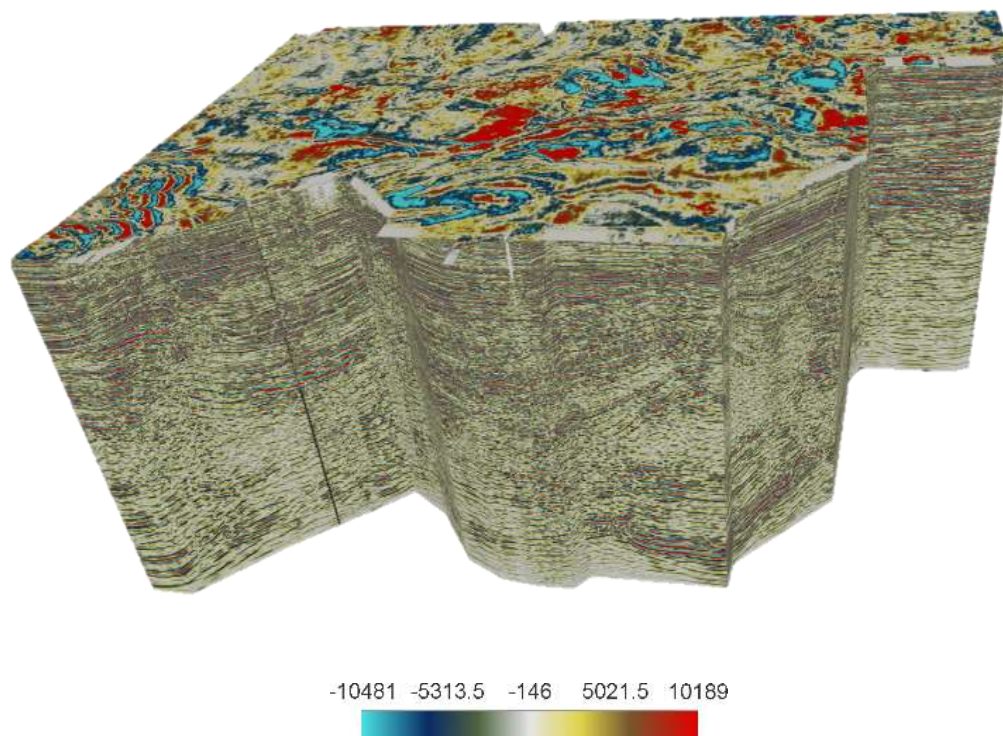


Figura 4: Bloque sísmico localizado en el área de *Matagorda Island* en la cuenca del Golfo de México. La escala de colores muestra los valores de amplitud de los reflectores.

4.2 POZOS

Para este estudio se utilizó principalmente la información de 9 pozos que se encuentran distribuidos a través de todo el área de estudio (Figura 5), los cuales contaban con registros eléctricos de gamma ray, potencial espontáneo, conductividad, inducción, inducción profunda, resistividad del agua de la formación aparente y sónico.

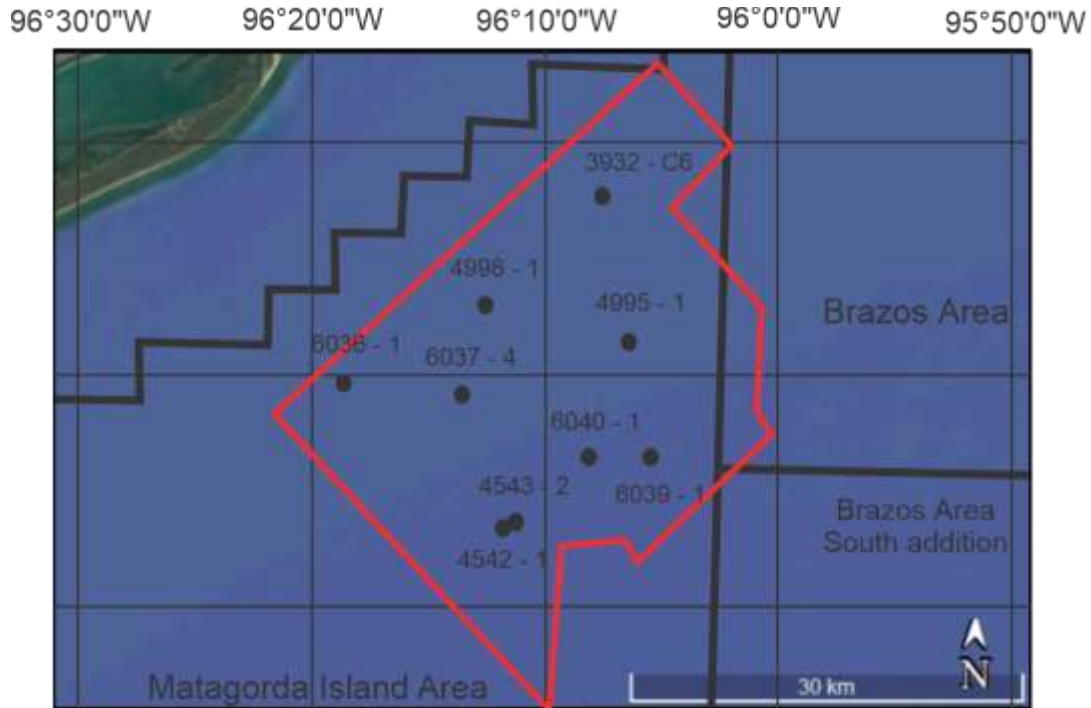


Figura 5: Zona de estudio delimitada en el polígono rojo ubicado en el área de Matagorda Island. Los puntos que aparecen dentro del polígono corresponden a los pozos que fueron utilizados en el proyecto.

4.3 CARTA BIOESTRATIGRÁFICA

Los pozos otorgados contienen información bioestratigráfica de los fósiles que se muestran en la Tabla 1. Los únicos pozos que carecen de esta información son el 6040-1, 4542-1 y 3932-C6. Para conocer la edad y distribución de los fósiles se usó la carta bioestratigráfica (Figura 6) de la región *offshore* del Golfo de México creada por Witrock (2017). A partir de esta carta se identificaron los fósiles comunes entre todos los pozos usados para así definir los horizontes más relevantes de la zona.

13.82	a r y		L a n g h i a n	B7	Cibicides opima	NB25	Discoaster petaliformis	MLM
15.97				B11	Praeorbulina sicana	NB10	Sphenolithus heteromorphus acme	
				80	Praeorbulina glomerosa			
				B12	Globoquadrina dehiscens acme	NB07	Helicosphaera ampliaperta	
				B13	Praeorbulina transitoria	NB13	Discoaster deflandrei increase	
				79	Globigerinatella insueta			
				B14	Globigerinoides bisphericus			
				88	Amphistegina "B"			
						NB08	Discoaster deflandrei acme	
						ND03	Discoaster druggii increase	
		NBY	Discoaster calcosus					
17.95	L o w e r	B u r d i g a l i a n	D9	Robulus "L" / 43	NDR	Reticulofenestra gartneri	MUL	
			D14	Globigerinoides diminutus				
			D10	Camerina 1,				
			D1	Robulus 54B = Cristellaria 54				
			75	Saracenaria sp. / "D"				
			82	Catapsydrax stainforthi	NDV	Sphenolithus disbelemnos		
			84	Catapsydrax dissimilis				
			D2	Robulus chambersi,	NDG	Sphenolithus belemnos		
			D12	Discorbis bolivarensis / "B"	ND00	Triquetrorhabdulus carinatus		
					NDS	Orthorhabdus serratus		
20.44			100	Globigerina binatensis	NB22	Helicosphaera mediterranea	MML	
			86	Siphogenerina fredsmithi	NDO	Sphenolithus conicus		
			D3	Marginulina ascensionensis / "A"	NDF	Discoaster calcosus increase		
			D15	Bolivina tenuistriata acme				
			83	Gyroidina 8				
					NDI	Cyclicargolithus abisectus		
					NDW	Iselithina fusa		
					NDL	Sphenolithus dissimilis		
					ND01	Discoaster saundersi		
					NDX	Cyclicargolithus abisectus increase		
22.02	A q u i t a n i a n	D4	Siphonina davisi			MLL		
		D6	Planulina palmerae					
		87	Paragloboborotalia kugleri					
		D8	Lenticulina hanseni	NDJ	Helicosphaera recta			
		D9	Lenticulina jeffersonensis = Cristellaria "R"	NDT	Triquetrorhabdulus challengerii			
		ND09	Sphenolithus capricornutus					

Figura 6: Sección de la carta bioestratigráfica de la zona offshore del Golfo de México mostrando los fósiles guía del Mioceno inferior y Mioceno medio (fuente: Witrock, 2017)

Pozos	6040-1	6039-1	6037-4	6036-1	4998-1	4995-1	4543-2	4542-1	3932-C6
UWI	427034032500	427034022600	427034027700	427034033900	427034022700	427034014100	427034029000	427034025400	427034020200
Fósiles	Amphistegina B		X		X		X		
	Bathysiphon fauna				X				
	Bulminella 1					X			
	Cibicides 38	X							
	Globigerina binaensis				X				
	Gyroidina 8			X		X			
	Gyroidina K-9-4	X	X			X			
	Lenticulina Hanseni				X				
	Marginulina ascen.			X			X	X	
	Planulina Palmerae					X			
	Robulus 54B	X	X			X	X	X	
	Robulus chambersi	X	X		X	X	X	X	
	Robulus L-43	X	X			X	X	X	
	Saracenaria Sp. D					X			
Siphogenerina Fredsmithi					X				
Siphonina davisii				X	X	X			
Registros de pozo	Gamma Ray	X	X	X	X	X	X	X	X
	Potencial espontaneo	X	X	X	X	X	X	X	X
	Conductividad	X	X	X	X	X	X	X	X
	ILD	X	X	X	X	X	X	X	
	SFL Avg	X	X	X	X	X	X	X	
	Curva de tension		X			X			X
	Sonico						X		
RWA						X			
Profundidad (ft)	16921	15944	10725	14841	14754	16140	16085	16000	15394
Compañía	Texaco Incorporated	Texoma Production Company	Odeco Oil and Gas Company	Amoco Production Company	Transco Exploration Company	Anadarko Production Company	Texaco Incorporated	Phillips Oil Company	McMoran Offshore Exploration Company

Tabla 1: Pozos ubicados dentro de la zona de estudio que fueron utilizados en este trabajo. En la tabla se muestra la información de fósiles, registros eléctricos, profundidad de perforación y compañía perforadora para cada pozo.

5. ANTECEDENTES

El Golfo de México ha sido una cuenca muy explorada por el hombre en la búsqueda de recursos energéticos; múltiples empresas del sector de los hidrocarburos han comenzado procesos de exploración y producción para el Golfo de México en aguas profundas durante la última década. Los descubrimientos han tenido resultados positivos para la economía de la cuenca y producen grandes cantidades de hidrocarburos.

El área de *Matagorda Island* se encuentra en una zona costera de aguas someras dentro de la cuenca del Golfo de México, esta área comenzó su desarrollo en 1979. Para este año se empezó a realizar un análisis a detalle de los datos generados, que fueron usados para realizar un plan de exploración que se estimaba que terminaría hacia el año 1985. Como resultado de dicho plan de exploración, en 1985 se propuso perforar el pozo exploratorio OCS-G-7201 en el bloque 618 de *Matagorda Island*, cuyo objetivo incluía la propuesta de actividad prospectiva de otros dos pozos exploratorios. Land & Galloway (1986) presentan un informe detallado sobre las actividades de exploración realizadas hasta el presente año en el cual destaca la siguiente información:

- Las operaciones de perforación empezarían en 1986 y se esperaba que los pozos exploratorios (entre ellos el OCS-G-7201) probaran todas las arenas prospectivas que podrían existir a una profundidad aproximada de 3 km de profundidad vertical verdadera (TVD, por sus siglas en inglés) en el bloque 618 en un lapso de 80 días.
- Para el mismo año se presentó un plan de perforación por la compañía *Union Oil of California*, que pretendía perforar las formaciones del Mioceno en el bloque 672 del condado de Calhoun, Texas. El bloque 672 está ubicado 16 km al sur del bloque 619, que, para el momento, se había convertido en un campo desarrollado sobre un reservorio de gas del Pleistoceno comprobado por el pozo OCS-G-4702.

- El bloque 639 de *Matagorda Island* confirmó la presencia de gas y condensado en una profundidad cercana a los 5 km por medio del pozo OCS-G-4542 perforado por la compañía *Phillips Petroleum*. Este pozo produjo a una tasa combinada de 15 millones de pies cúbicos de gas por día (MMCFGPD, por sus siglas en ingles) en zonas por debajo de los 3 km de profundidad.

Después de cierto tiempo de producción, algunos de los pozos agotaron sus reservas, llevando al abandono de múltiples pozos, dado que a pesar de tener reservas aún, se incrementó el costo de las líneas de transporte para los hidrocarburos y terminó siendo económicamente inviable su producción. Esto terminó en reservas inutilizables en el bloque 713 con el pozo OCS-G-4549, que completó su abandono en marzo de 1997 por la compañía *Unocal Oil & Gas*. Actualmente, la compañía *Fieldwood Energy* tiene operaciones en 4 de los bloques del área de *Matagorda Island*. Para julio de 2021, el área produjo un total de 3487 barriles de aceite y 1536 millones de pies cúbicos de gas, ubicándose en el lugar número 171 en importancia de producción de los condados de Texas.

6. MARCO TEÓRICO

6.1 REGISTROS ELÉCTRICOS

Existen diversos tipos de registros eléctricos, cada uno mide distintos parámetros de las formaciones cercanas al pozo, abarcando una gran cantidad de factores petrofísicos tales como la porosidad, densidad, resistividad, entre otros de gran importancia.

6.1.1 REGISTRO DE GAMMA RAY

En este registro (línea roja de la Figura 7) se mide la radioactividad (principalmente de uranio, torio y potasio) de una formación. Normalmente las partículas de tamaño limo y arcilla tienen una radioactividad alta y, como resultado, el registro presenta valores elevados para estos tipos de litología. En contraste, las partículas de tamaño de grano más grande carecen generalmente de lodo, lo cual los hace exponer valores más bajos de gamma ray. El rango de valores de los gamma ray se mide en unidades API por las siglas en inglés provenientes del Instituto Americano del Petróleo (SEG Wiki, s.f.).

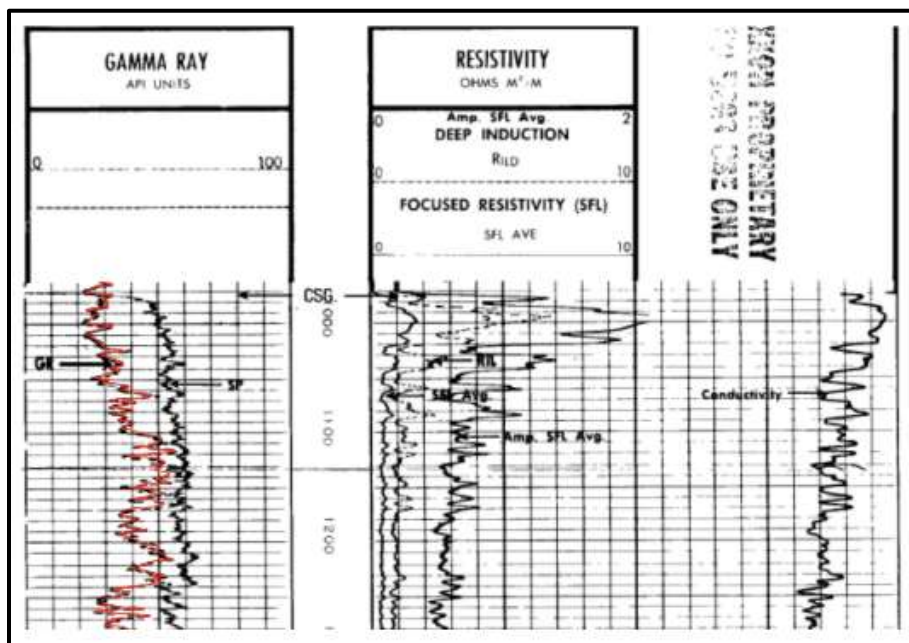


Figura 7: Documento con diversos registros eléctricos gráficos para un pozo. La línea roja identifica el registro de gamma ray para dicho pozo.

6.1.2 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)

En este registro (línea roja de la Figura 8) se pretende medir la diferencia de voltaje o potencial generado por la interacción entre el lodo de perforación y el agua de formación. Normalmente, son útiles para diferenciar entre rocas permeables e impermeables, localizar límites entre estas, determinar el porcentaje de arcillosidad dentro de las arenas y determinar la resistividad del agua de formación. Tradicionalmente, es una de las primeras herramientas usadas para distinguir capas de lutitas y arenitas en secuencias clásticas, coincidiendo los valores bajos con lutitas puras y los valores altos con las capas de arenas arcillosas y arenas limpias (SEG Wiki, s.f.).

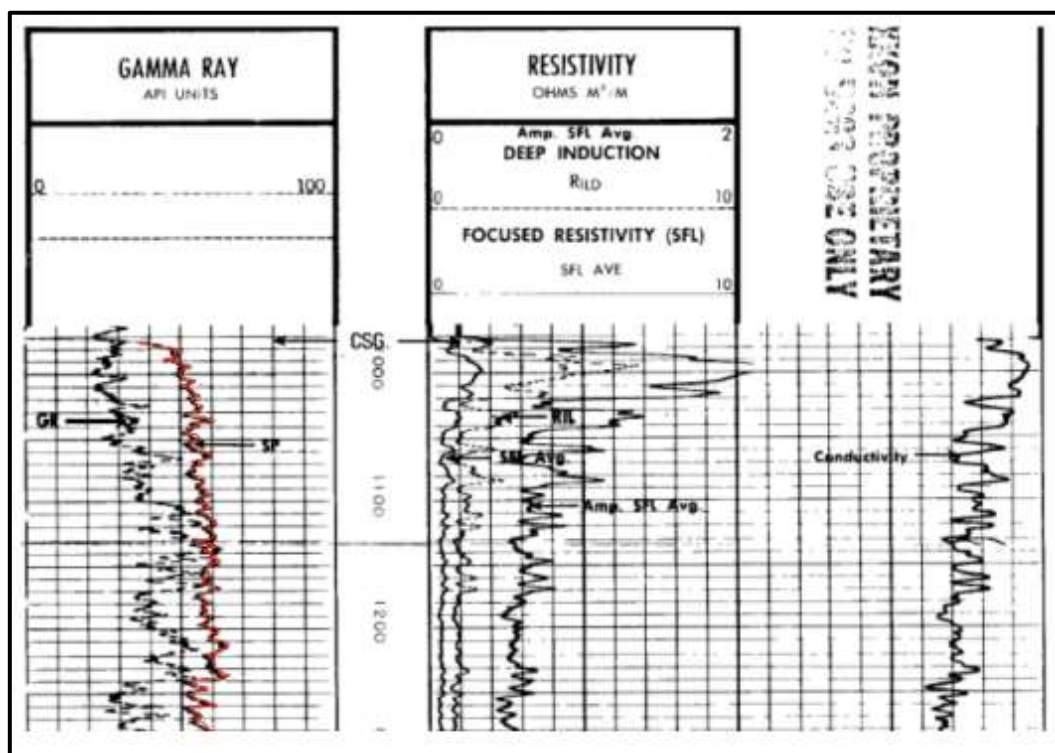


Figura 8: Documento con diversos registros eléctricos gráficos para un pozo. La línea roja identifica el registro de potencial espontáneo para dicho pozo.

6.1.3 REGISTRO DE RESISTIVIDAD

En este registro se mide el grado en que una sustancia se resiste al flujo de una corriente eléctrica, esta característica es conocida como resistividad (línea roja de la Figura 9). Normalmente, es una función que representa la porosidad y el fluido que se encuentra en los poros

de la roca. Una roca con un fluido que tiene una baja conductividad presentará una alta resistividad en el registro; tal como ocurre con los hidrocarburos. Frecuentemente, este registro puede ser interpretado para inferir información acerca de la porosidad de la formación, saturación de agua y presencia de hidrocarburos (SEG Wiki, s.f.).

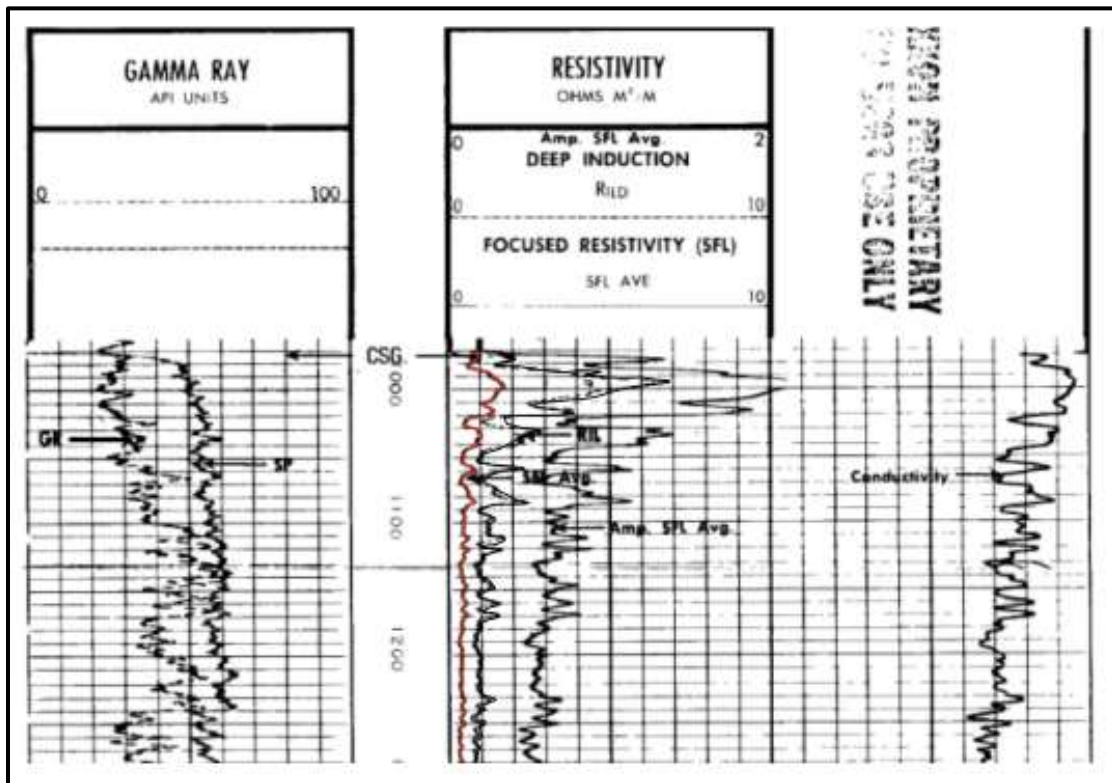


Figura 9: Documento con diversos registros eléctricos gráficos para un pozo. La línea roja identifica el registro de resistividad para dicho pozo.

6.1.4 REGISTRO SÓNICO

Inventado en el 1952, este registro se genera al emitir pulsos de 20 kHz a medida que se profundiza dentro del pozo. Normalmente se registra como el tiempo de tránsito en un intervalo de un pie dentro de la formación (lentitud). Se registra mediante la emisión de ondas de sonido que viajan desde la fuente hacia la formación y regresan a un receptor de ondas (Figura 10). El resultado de este registro es el tiempo de viaje de las ondas P emitidas versus la profundidad (Schlumberger Oilfield Glossary, s.f.).

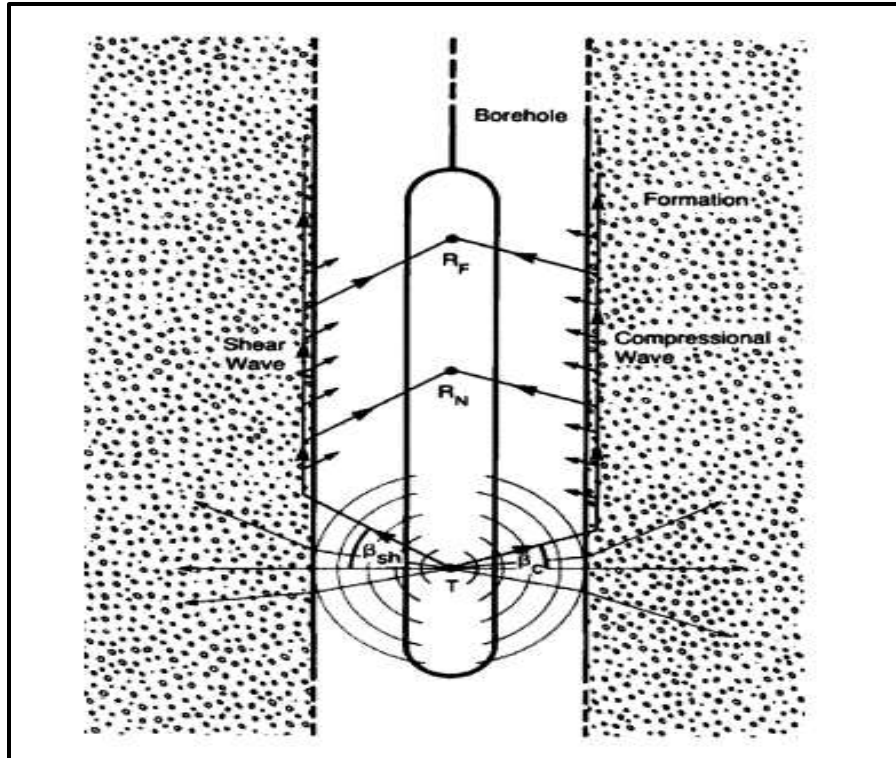


Figura 10: Esquema del funcionamiento de la herramienta de registro sísmico. Fuente: (Zou, 2013)

6.1.5 REGISTRO DE RESISTIVIDAD DE AGUA (R_{wa})

Se refiere a una técnica de comparación de valores calculados para la resistividad de agua entre intervalos de un pozo. Dicha comparación puede ser hecha entre diferentes zonas o entre la misma zona si hay una sospecha de contacto agua - hidrocarburo. Asquith & Krygowski (2004) desarrollan el proceso de interpretación del registro R_{wa} como se detalla en la metodología explicada a continuación: generalmente se asume que el valor más bajo de R_{wa} es muy cercano al valor más bajo de la resistividad de agua de formación (R_w), y que los valores más altos que el mínimo son indicativos de presencia de hidrocarburos. La saturación de agua también puede ser calculada a partir de valores de R_{wa} . Por medio de los experimentos de Archie se demuestra que la resistividad de una formación (R_0) llena de agua de resistividad R_w están relacionadas a través de un factor de formación (F).

$$R_0 = F \cdot R_w$$

Este factor (F) se relaciona a la porosidad de la formación a través de la siguiente formula:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Donde “m” corresponde al exponente de cementación y “a” al factor de tortuosidad.

Con base en esta teoría se pueden comparar las dos ecuaciones, solucionándose para R_w de la siguiente forma:

$$R_w = \frac{R_0 \cdot \phi^m}{a}$$

Una vez solucionada la ecuación para R_w , se aplica la técnica que consiste en la suposición de un contacto agua – hidrocarburo, donde se asume que el valor más bajo del R_{wa} se aproxima al valor de R_w . Por consiguiente, en este punto la resistividad de una formación llena de agua será medida por el laterolog o el registro de inducción profunda, cuantificando así el R_t (resistividad en la zona virgen), solucionando la ecuación para R_{wa} de la siguiente forma:

$$R_{wa} = \frac{R_t \cdot \phi^m}{a}$$

6.1.6 CHECKSHOT

El *Checkshot Survey* se usa para medir el tiempo de viaje sísmico desde la superficie hasta una profundidad que es conocida por medio de geófonos dispuestos en un pozo. Es una medición directa a cada geófono en las formaciones de interés. En este proceso se envía información desde la fuente en superficie hacia el subsuelo, registrando la señal de resultado con geófonos predispuestos en las paredes del pozo para recolectar un dato directo de la onda sísmica (Schlumberger Oilfield Glossary, s.f.).

6.2 MÉTODO SÍSMICO

La exploración sísmica se basa en el principio de reflexión y refracción de las ondas. El método requiere de una fuente de energía capaz de generar vibraciones que se transmiten a través de un medio elástico hacia profundidad. Estas ondas serán reflejadas en las discontinuidades físicas o contrastes de capas subyacentes, y luego serán leídas por los receptores denominados geófonos (Figura 11). Registrando el tiempo que toma una onda en desplazarse hasta una discontinuidad, reflejarse y regresar al receptor, es posible estimar la profundidad en la cual se encuentra la característica física o litológica que generó dicha reflexión (Bacon, 2005).

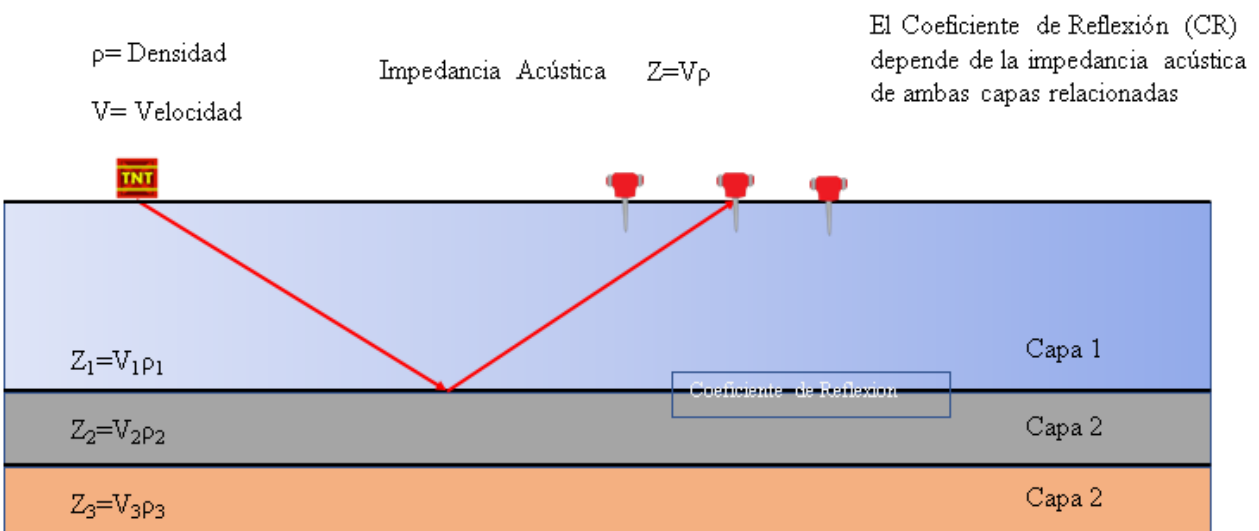


Figura 11: Esquema del funcionamiento del método sísmico. El cuadrado de TNT equivale a la fuente de energía, la línea roja a la onda que se desplaza desde la fuente de energía hasta una zona de cambio de impedancia, en donde se refleja hacia los geófonos en superficie.

La impedancia acústica de una capa dependerá de su densidad y de la velocidad con la cual la onda viaja a través de esta. Cuando la onda se encuentra con una capa que presenta una diferente impedancia acústica, cambiará de medio generando un coeficiente de reflexión y, por consiguiente, resultando en la refracción y reflexión de ondas. Con base en el entendimiento de estos conceptos nace la sísmica, permitiendo observar las capas del subsuelo que presentan una impedancia acústica semejante y apreciarlas en contraste con otras en forma de reflectores.

6.3 SOFTWARE OPENDTECT

El software es necesario para el procesamiento e interpretación de la sísmica, procesamiento de pozos y registros eléctricos, creación de mapas, entre otros. Para el trabajo en cuestión se utilizó el software libre OpendTect, el cual es creado por la empresa dGB Earth Sciences (Figura 12), fundada en 1995 con el objetivo de crear software que permita disminuir la brecha existente entre las herramientas geológicas y geofísicas. De esta forma nació OpendTect, software que permite visualizar, interpretar y analizar datos de sísmica 2D, 3D, 4D e información de pozos. Al ser un software libre permite que se desarrollen diversos aplicativos compatibles que interactúan para la realización de mapas estructurales y cálculos de atributos sísmicos, entre otros (dGB Earth Sciences, 2021). OpendTect ofrece una gran variedad de herramientas que permiten realizar un análisis básico de cada una de las partes de la interpretación sísmica. Las herramientas usadas en este trabajo se describen en la sección 6.6.

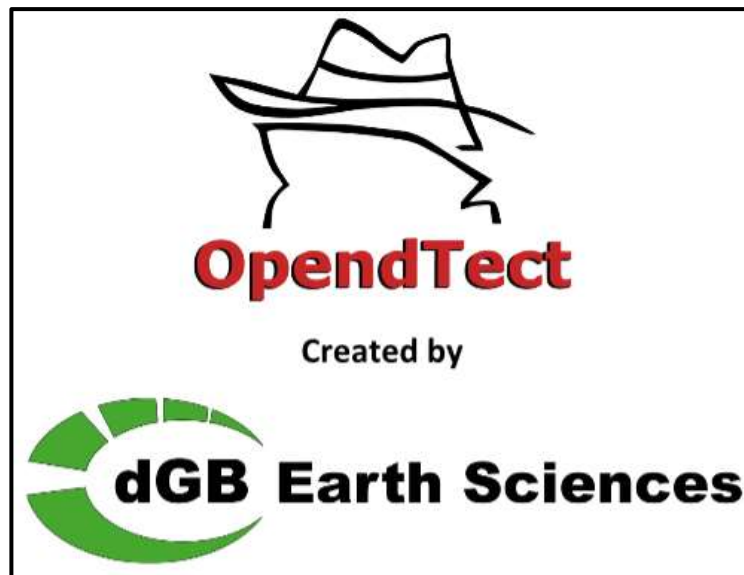


Figura 12: Logo del software OpendTect y de la compañía dGB Earth Sciences (fuente: dGB Earth Sciences, 2021)

6.4 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

La interpretación sísmica puede ser definida como “la ciencia y arte de inferir la geología a cierta profundidad a partir de un registro sísmico procesado” (AAPG Wiki, 2019). Comprendido esto, la interpretación sísmica busca entender y analizar los procesos estructurales, estratigráficos y litológicos que permitan conocer y comprender la disposición tridimensional de los cuerpos de roca en el subsuelo. Además, se puede descubrir la manera en que estos cuerpos fueron depositados y sus características físicas como: porosidad, cantidad de fluidos en los poros, intensidad del fracturamiento, entre otras (AAPG Wiki, 2019).

6.5 TIPOS DE DATOS SÍSMICOS: 2D, 3D Y 4D

Existen diferentes métodos para adquirir los datos sísmicos; estos varían según el presupuesto de la compañía, la etapa del proyecto en el que se desarrolla la adquisición y la manera en que se adquiere. De esta forma, se pueden diferenciar tres métodos principales de adquisición sísmica: el primer método se realiza a través de un levantamiento sísmico de reflexión bidimensional, que da como resultado datos sísmicos 2D (Figura 13). Esta se suele usar en etapas tempranas de exploración de hidrocarburos y busca principalmente brindar una visión general de la configuración de la cuenca. Se adquiere a través de una línea que contiene tanto cables de grabación y geófonos como puntos de origen, en los cuales se ubica una fuente de energía que se va desplazando a lo largo de la línea. De esta forma, se genera como resultado una sección vertical al subsuelo que compone la imagen 2D. El segundo método se hace a través de un levantamiento sísmico de reflexión tridimensional resultando en datos sísmicos 3D (Figura 14). Consiste en distribuir los geófonos a lo largo de toda el área en forma de malla y desplazando la fuente de energía de un punto al otro, para de esta forma, obtener un cubo con información sísmica con mayor resolución de las características del subsuelo. Este método brinda información más

confiable debido a que utiliza más geófonos para aumentar el nivel de detalle. Sin embargo, el costo de adquisición de sísmica 3D es considerablemente más elevado que el descrito anteriormente. Por último, existe el método de adquisición de datos sísmicos 4D; consiste en el mismo método de adquisición de sísmica 3D, pero con variación en el tiempo, es decir, se adquiere sísmica en el mismo espacio físico, pero en espacios temporales diferentes. Generalmente se utiliza en reservorios que ya han sido perforados y están en producción para conocer el comportamiento de los hidrocarburos dentro del reservorio.

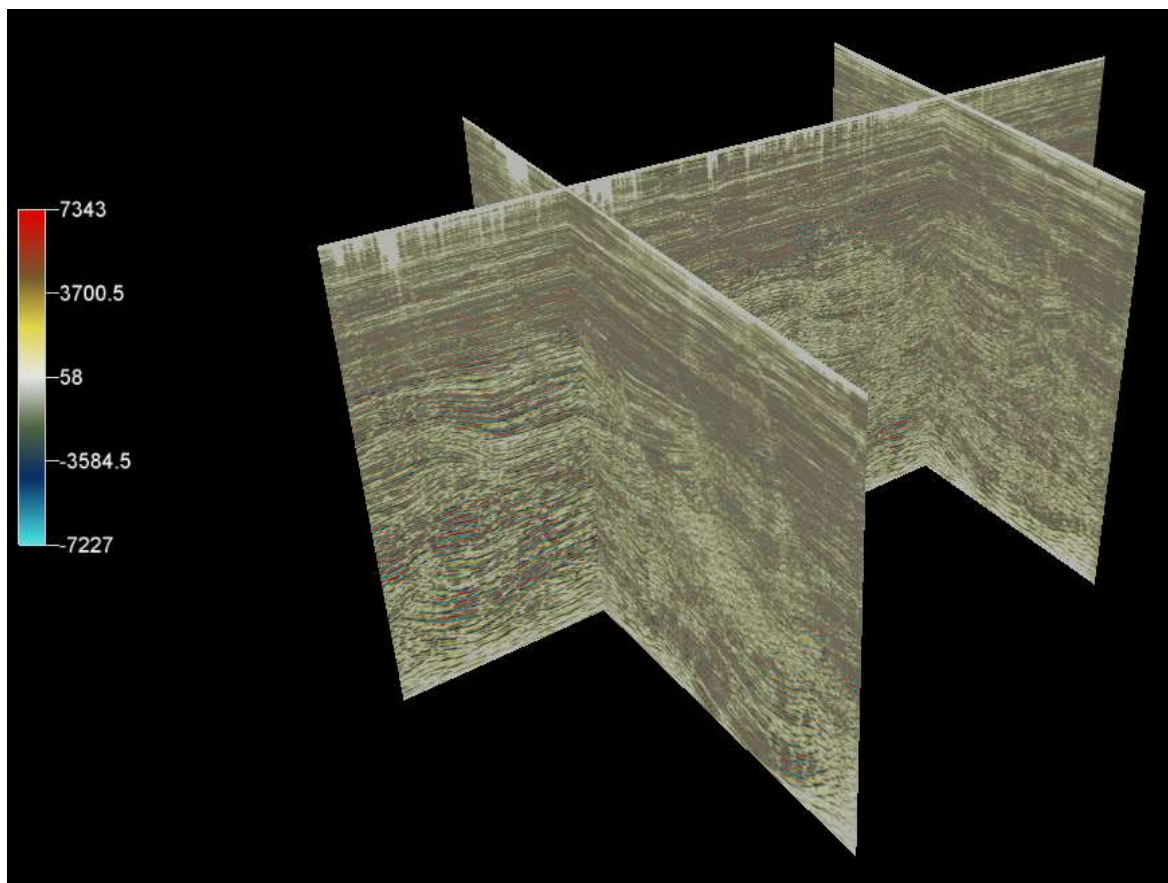


Figura 13: Visualización de líneas sísmicas 2D en el software OpendTect.

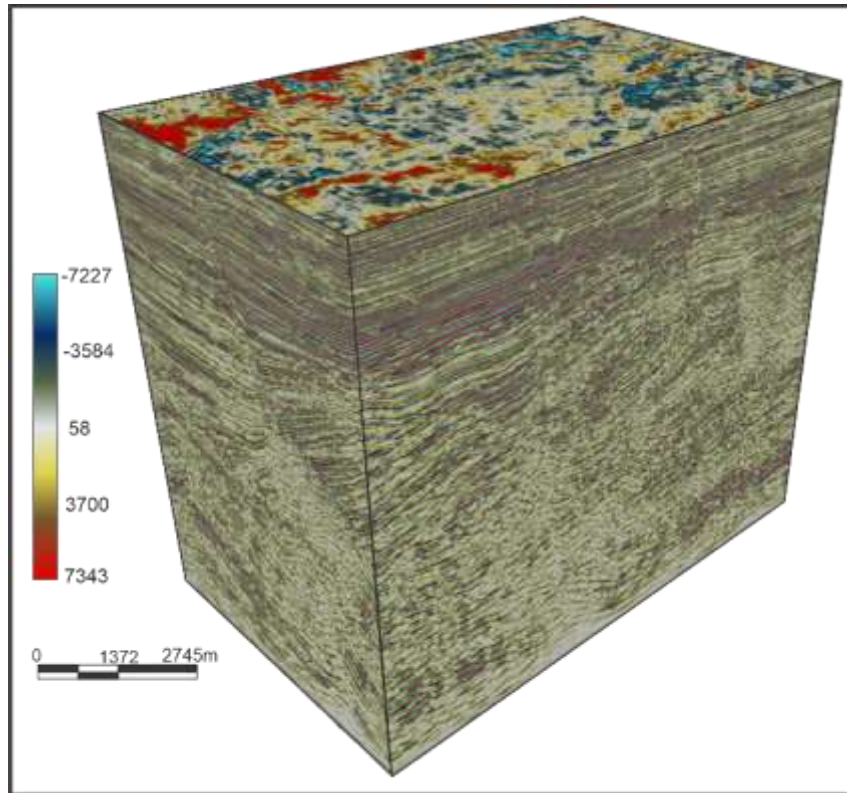


Figura 14: Visualización de un cubo sísmico 3D en el software OpendTect.

6.6 HERRAMIENTAS BÁSICAS DE INTERPRETACIÓN

6.6.1 TRAZADO AUTOMÁTICO, MANUAL Y CREACIÓN DE SUPERFICIES

OpendTect dispone de diversas herramientas mediante las cuales permite realizar el seguimiento y trazado de horizontes. La primera de ellas es el trazado automático, el cual permite realizar el proceso de interpretación de un horizonte a partir de *seeds* que funcionan como base para que el software ayude a realizar una interpretación más exacta y controlada. Esta función puede ser regulada para ser más o menos estricta modificando determinados parámetros o seleccionando entre métodos como *Seed Trace method* y el *Adjacent Parent method* (Figura 15A), siendo el primero el método más estricto, recomendado para áreas estructuralmente más. Y el segundo, el proceso más laxo, recomendado principalmente para abarcar áreas más grandes y de menos complejidad estructural (dGB Earth Sciences, 2021).

La segunda herramienta usada en el proceso de interpretación sísmica es el trazado manual. Este se usa principalmente para aquellas partes complejas donde el trazado automático no logra definir correctamente la continuidad del horizonte que está siendo trazado, dejando huecos o irregularidades que posteriormente pueden llegar a afectar el análisis de los datos obtenidos.

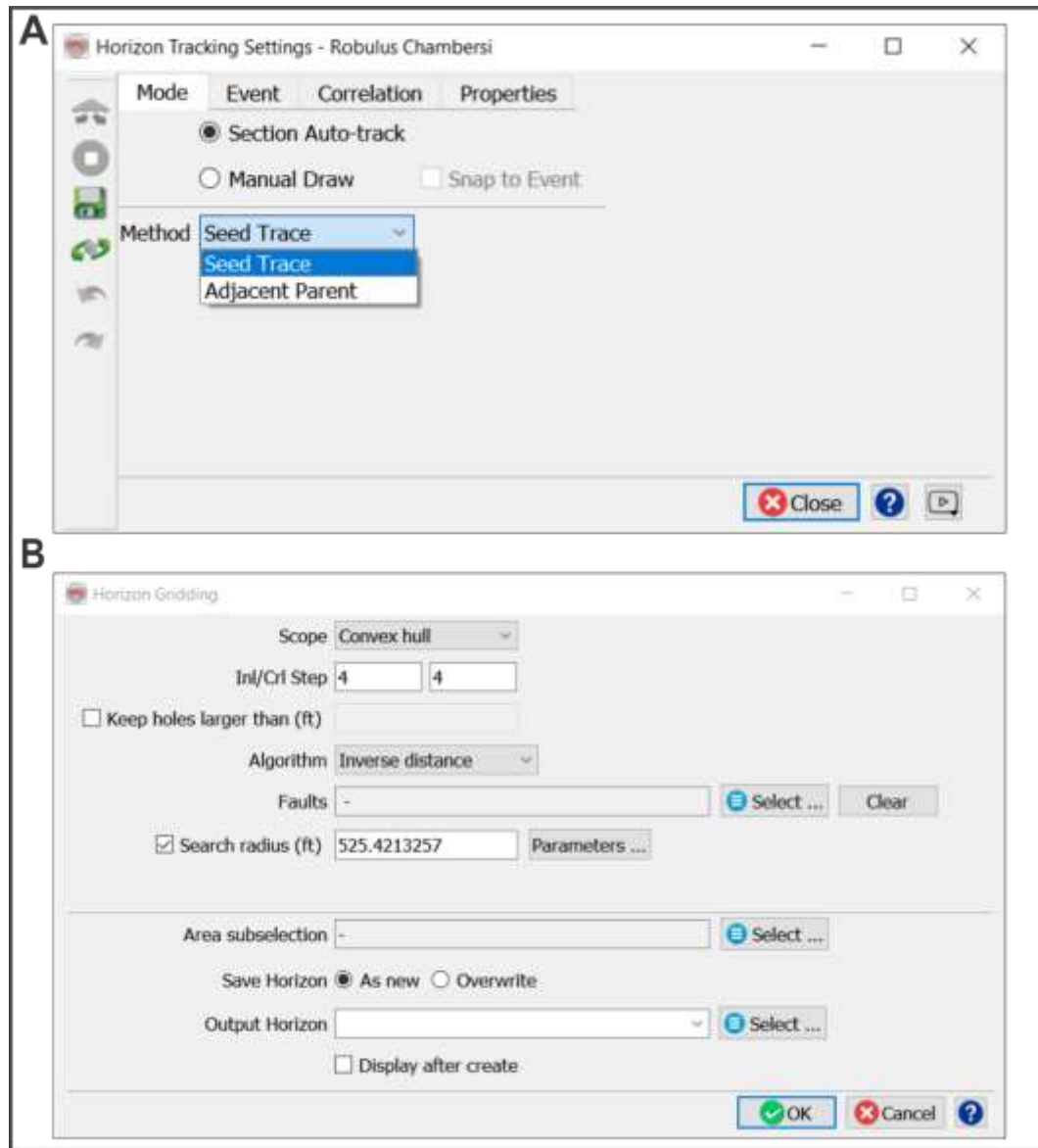


Figura 15: A) Ventana de configuración de los métodos de trazado de horizontes B) Ventana de edición de superficies creadas.

Finalmente, los espacios entre *seed* y *seed* pueden ser posteriormente llenados usando alguno de los algoritmos de cuadrícula, lo que permite generar una superficie a partir de una malla de

puntos previamente interpretada. A esta superficie se pueden hacer modificaciones de visualización tales como adición de contornos estructurales y cambios en la escala de colores (Figura 15B).

6.6.2 HERRAMIENTA DE VISUALIZACIÓN 2D Y 3D

OpendTect permite visualizar los datos desde 2 diferentes perspectivas: la primera es a través de un cubo 3D donde se puede observar la sísmica, los pozos, los registros de pozo y atributos sísmicos. Esto permite conocer y visualizar de mejor manera los datos usados a lo largo del proyecto y su ubicación espacial dentro del cubo 3D (Figura 16). La segunda perspectiva es a través de la herramienta de visualización 2D (Figura 17), recomendable en procesos de interpretación de horizontes o visualización de registros de pozo; esta permite trabajar de forma más intuitiva, controlada y detallada, mejorando de esta manera el proceso de interpretación sísmica (dGB Earth Sciences, 2021).

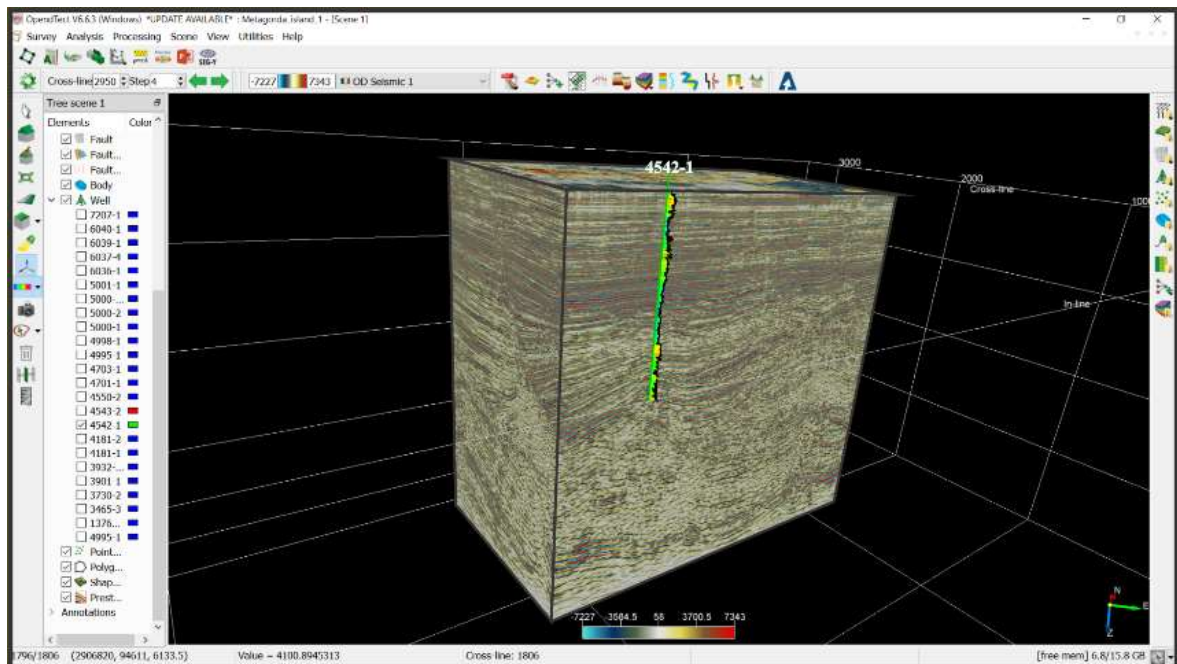


Figura 16: Ventana de visualización del cubo sísmico 3D.

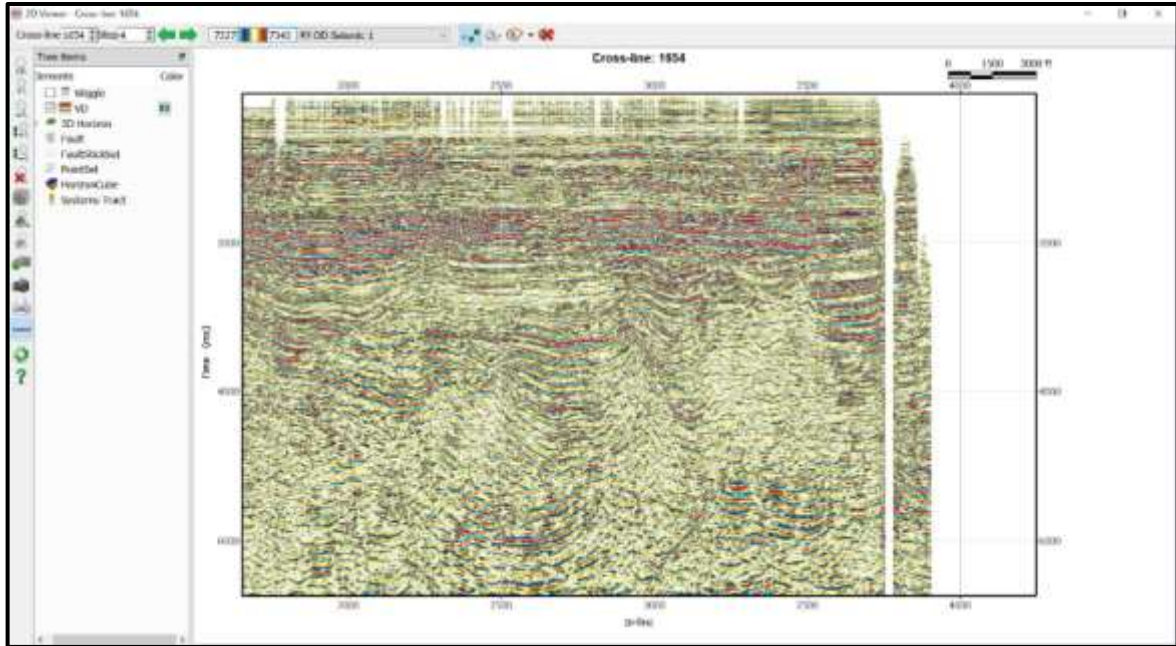


Figura 17: Ventana de visualización de la sísmica 2D.

6.6.3 HERRAMIENTA DE TRAZADO DE FALLAS

OpendTect dispone de dos formas de trazar las fallas en la fase de interpretación, la primera es la opción de *Fault*, que consiste en interpretar un solo plano de falla, permitiendo ver este plano en la vista 3D y aplicarle atributos de ser necesario. La segunda es la opción *Fault Stick Set* y es usada cuando se quiere agrupar o fusionar un conjunto de fallas. De la misma forma que con la primera opción, el *Fault Stick Set* permite observar el plano de falla en una vista 3D (Figura 18) y aplicarle atributos a lo largo del trazo. En ambos casos es recomendable trabajar desde la vista 2D ya que permite ser más exactos durante el proceso de interpretación (Figura 19) (dGB Earth Sciences, 2021).

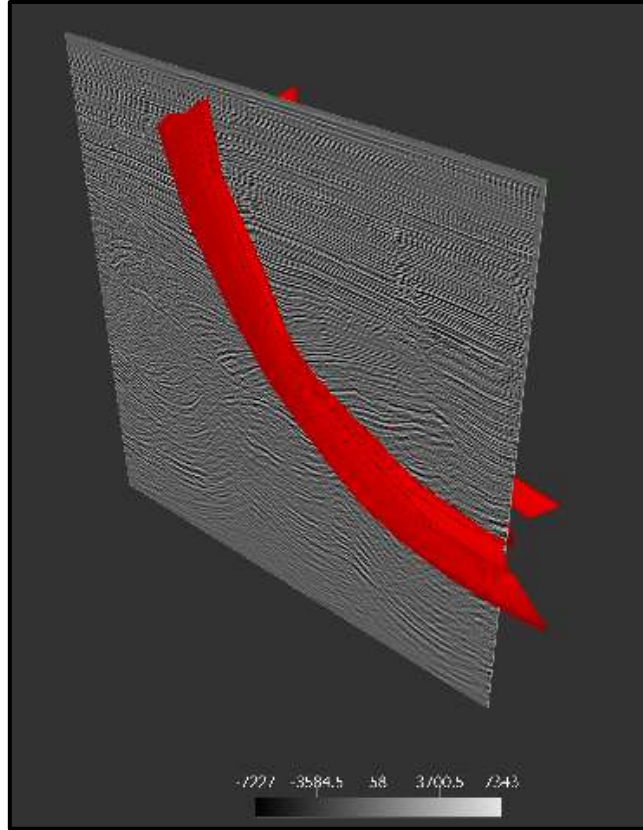


Figura 18: Vista de plano de falla (en color rojo) en una vista 3D de una línea sísmica en el software OpendTect.

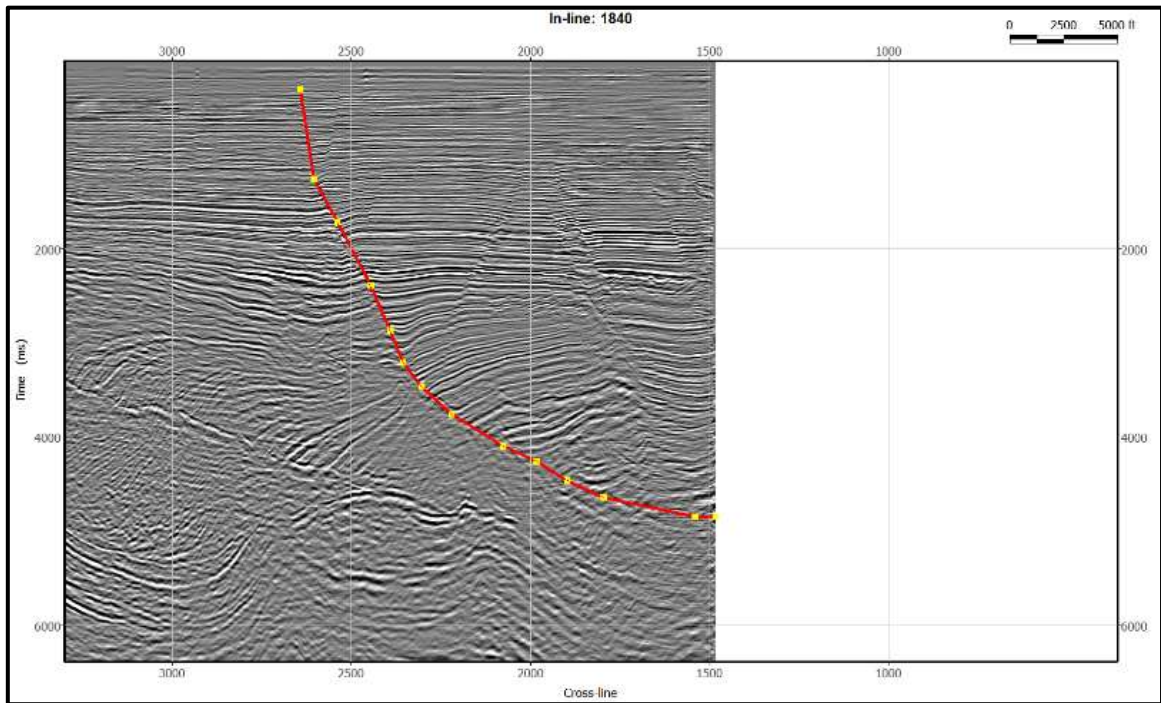


Figura 19: Vista 2D para la interpretación de falla en el software OpendTect

6.6.4 HERRAMIENTA DE ATRIBUTOS

OpendTect permite utilizar y calcular diversos tipos de atributos sísmicos que permiten identificar una amplia variedad de características a lo largo de la sísmica. En este proyecto se aplicaron principalmente los dos atributos descritos a continuación.

El atributo *Similarity*, el cual permite diferenciar las características estructurales que han afectado la sísmica (Figura 20 A y B). Este funciona comparando la similaridad entre dos segmentos de traza, basándose en la amplitud y forma de la onda. Finalmente, califica con un uno si el segmento es similar o con un cero si es diferente, permitiendo resaltar los trazos continuos y discontinuos en la sísmica (dGB Earth Sciences, 2021).

El atributo *energy* se calcula a través de la suma de cuadrados de los valores de la muestra en un rango especificado, dividido entre el número de muestras en todo el rango. Estos rangos pueden ajustarse dependiendo de las necesidades del interprete. El atributo *energy* permite distinguir las anomalías sísmicas ya que, a mayor valor de energía, mayor es el valor de amplitud en la zona (Figura 20 C y D). Es usado principalmente para detectar posibles acumulaciones de hidrocarburos, caracterizar propiedades acústicas e identificar espesores de capas (dGB Earth Sciences, 2021).

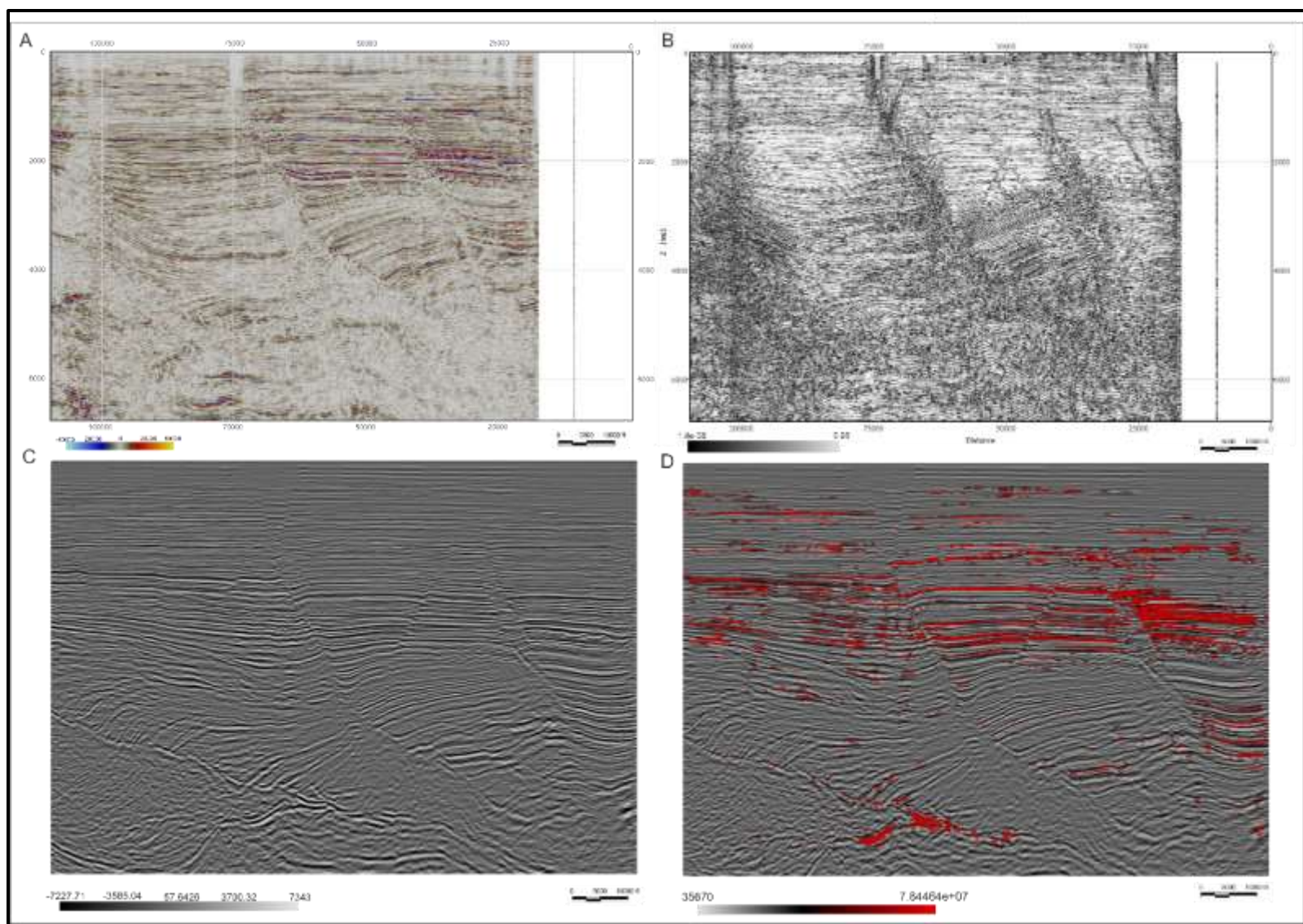


Figura 20: A) Línea sísmica sin atributos aplicados. B) Línea sísmica de la figura A con el atributo similarity aplicado. C) Línea sísmica sin atributos aplicados. D) Línea sísmica C con el atributo energy aplicado.

6.7 ACUERDO DE PARÍS Y CAMBIO CLIMÁTICO

La firma del Acuerdo de París tiene como objetivo tomar medidas para limitar las acciones que lleven al incremento de temperatura, y así, controlar el cambio climático. Se establece que se tiene un presupuesto de dióxido de carbono (CO_2), que corresponde a la cantidad de CO_2 que puede ser emitida, sin que se genere un incremento de temperatura de 2°C en el presente siglo; sin embargo, idealmente, el incremento no debe superar 1.5°C .

Las consecuencias de los gases de efecto invernadero son tratadas extensamente en el acuerdo por ser un factor muy influyente en el cambio climático. El CO_2 es uno de los gases cuyas emisiones han aportado al incremento de la temperatura a nivel global y por eso se hace necesario tomar cartas en el asunto. El presupuesto de carbono es de 2900 Gt de las cuales ya se han emitido 2100 Gt, dejando un margen de 800 Gt por emitir; al ritmo de emisiones del año 2017, se llegaría al límite de emisiones en 20 años. Luego de este punto, se pueden seguir teniendo emisiones de CO_2 pero deben ser netas cero, es decir, que la cantidad emitida de CO_2 debe ser a su vez capturada y almacenada.

6.8 MÉTODOS DE CAPTURA DE CARBONO

Las principales empresas de exploración y producción de hidrocarburos tienen proyectado convertirse en emisoras de carbono neto cero al 2050, cumpliendo así con los objetivos del Acuerdo de París. Por esta razón, se hace necesario que cada plan de producción de hidrocarburos al menos contemple la posibilidad de tratar las emisiones de CO_2 que van a ser liberadas en todo el proceso de exploración, producción y abandono de sus campos. Para cumplir con la meta de tener emisiones netas cero al 2050, se ha introducido la tecnología de captura y almacenamiento de carbono. Existen tres principales métodos para capturar el carbono como se describe a continuación.

6.8.1 CAPTURA PRECOMBUSTIÓN

Este método se basa en la separación del CO₂ del combustible fósil previo al proceso de combustión. Jansen et al. (2015) define el proceso de separación de los componentes del combustible fósil en tres etapas (Figura 21): Primero, se oxida el combustible en un ambiente en que es expuesto a oxígeno y/o vapor de agua a altas temperaturas y presiones. El resultado de esta etapa es un gas denominado syngas (gas de síntesis), que está formado por una mezcla de dihidrógeno (H₂), monóxido de carbono (CO), CO₂ y otros gases en menores cantidades. En la siguiente etapa, el syngas se somete a una reacción de desplazamiento del gas del agua, como se muestra a continuación: $CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2$. Por último, el CO₂ resultante de la reacción es separado de la mezcla por métodos de absorción física o química. El producto final, es entonces, CO₂ y un combustible rico en H₂. Este combustible rico en H₂ libera vapor de agua al ser utilizado para generar energía, siendo limpio y evitando la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

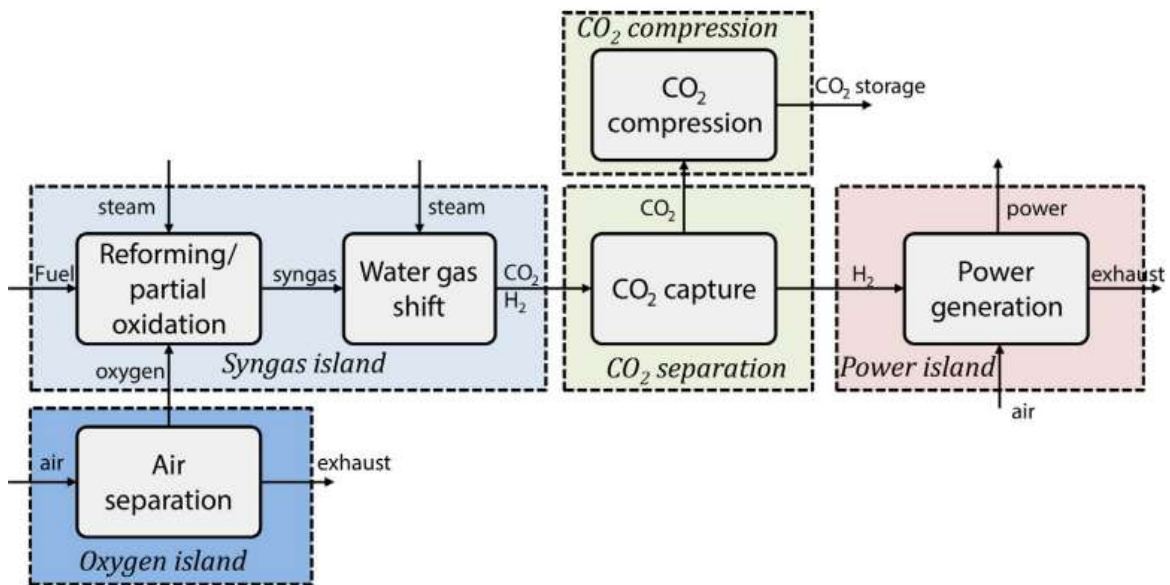


Figura 21: Proceso esquemático de la captura pre-combustión en un proceso de generación de energía. (fuente: Jansen et al., 2015)

6.8.2 CAPTURA POSTCOMBUSTIÓN

El método de captura de CO₂ postcombustión es muy relevante dado que es el más sencillo de instalar en plantas industriales existentes. Esto se debe a que el proceso de captura se realiza en los gases resultantes de la combustión del combustible fósil, es decir, en la última etapa del proceso de generación de energía.

Como muestra la Figura 22 , una vez se realiza la combustión para la generación de energía, se produce el gas de combustión que, dependiendo del combustible fósil usado, puede tener entre un 3% y 20% de CO₂ (Berge et al., 2016). El CO₂ es posteriormente separado del gas de combustión, según Markewitz & Bongartz (2015), a través de la absorción química del mismo, usando sustancias orgánicas (aminas) e inorgánicas (amoníaco), como se describe en las secciones 6.8.2.1 y 6.8.2.2. Por último, al remover estas sustancias del gas de combustión, se estimulan con temperatura o cambios de presión para liberar el CO₂ y así poder reutilizarlas en el proceso.

La cantidad de CO₂ que se puede remover por medio de este método varía dependiendo del presupuesto del proyecto. Generalmente en una primera etapa de absorción se puede eliminar entre el 80% y 95% del CO₂ del gas de combustión (Markewitz & Bongartz, 2015), (IPCC, 2005). Sin embargo, se puede llegar hasta una remoción más alta usando mayor energía que resulta en un mayor costo.

Por último, al tener este CO₂ separado del gas de combustión, se hace necesario comprimirlo para su almacenamiento o transporte. En algunos casos debe ser sometido a altas presiones hasta alcanzar un estado supercrítico. Finalmente esto es definido por el medio bajo el cual va a ser transportado hasta su lugar de almacenamiento.

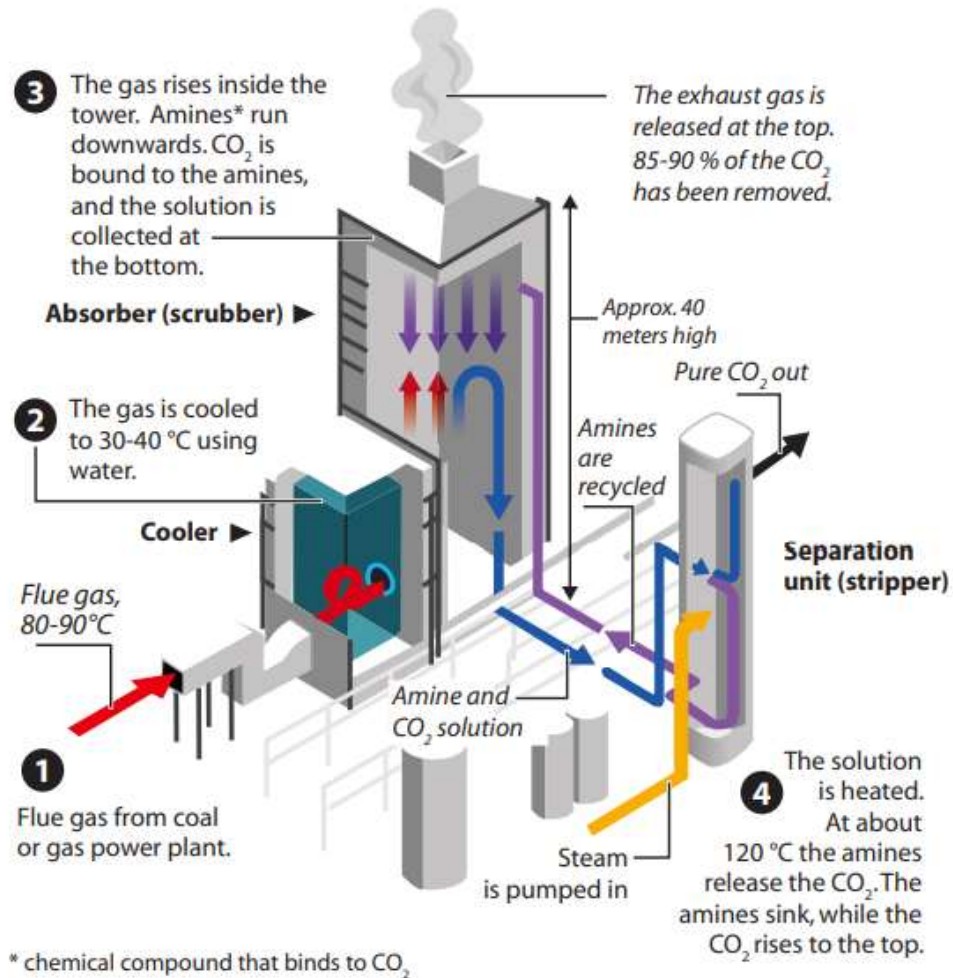


Figura 22: Esquema del proceso de captura de dióxido de carbono en el método de postcombustión usando aminas. (fuente: Berge et al., 2016)

6.8.2.1 REMOCIÓN DE CO₂ CON AMINAS

Berge et al. (2016) define el proceso de remoción de CO₂ en tres etapas principales: primero, se enfría el gas de combustión de aproximadamente 90°C a una temperatura entre 30-40°C. Posteriormente, este gas es dirigido a la torre de absorción, en la cual a medida que el gas asciende, entra en contacto con la solución acuosa de aminas que desciende por la torre. En este contacto el CO₂ se adhiere a la solución de aminas y desciende con ellas mientras que el resto del gas, libre en un 80-95% de CO₂, es liberado. Luego, la solución de aminas con el CO₂ es llevada a la unidad de separación o *stripper* en donde es calentada a aproximadamente 120°C. A esta

temperatura, las aminas comienzan a liberar el CO_2 , que, al separarse, se acumula en la parte superior de la unidad de separación mientras que la solución de aminas, ahora libre de CO_2 se precipita, y queda lista para ser usada de nuevo (Figura 22).

6.8.2.2 REMOCIÓN DE CO_2 CON AMONÍACO

El amoníaco es un compuesto inorgánico formado por nitrógeno e hidrógeno, su fórmula química es NH_3 . El proceso de remoción de CO_2 es similar al usado con aminas. Sin embargo, dado que el amoníaco es altamente volátil, el gas de combustión debe ser enfriado a una temperatura entre 0 y 10°C . Posteriormente, el CO_2 presente en el gas reacciona en la torre de absorción con la solución acuosa de amoníaco y produce carbonato y bicarbonato de amonio. Este es luego llevado a un reactor en el cual se aumenta la temperatura, permitiendo la disolución de estos compuestos, liberando el CO_2 y permitiendo recuperar el amonio para ser usado de nuevo (Berge et al., 2016).

6.8.3 CAPTURA POR COMBUSTIÓN OXY-FUEL

Este método de captura de CO_2 se basa en un proceso de combustión usando oxígeno puro en lugar de usar aire. Esta reacción de combustión resulta en un gas de combustión libre de óxidos de nitrógeno y está conformado principalmente por vapor de agua y CO_2 . Este gas de combustión es llevado a otra cámara, en la cual, al descender la temperatura, condensa el vapor de agua, separándose del CO_2 que se acumula en la parte superior de la cámara. El principal reto de este método es su alto costo energético dado que la separación del oxígeno de los otros gases presentes en el aire se realiza a través de procesos criogénicos. No obstante, se están desarrollando membranas de polímeros y cerámicas que filtren de una manera eficiente el oxígeno del nitrógeno y demás gases presentes en el aire (Nemitallah et al., 2017).

6.9 TRANSPORTE DE DIÓXIDO DE CARBONO

Una vez se tiene capturado el CO₂, se hace necesario transportarlo hasta su destino de almacenamiento. Para su transporte, es importante definir en qué estado va a ser transportado: gaseoso, líquido o sólido. El CO₂ transportado a presión atmosférica ocupa un gran espacio y su logística se hace difícil. Al comprimir el gas, su volumen disminuye y permite ser transportado a través de tuberías. Si se quiere reducir aún más su volumen, se puede aumentar la presión hasta llevarlo al estado de licuefacción, y puede ser transportado por barcos usando la experiencia de transporte del gas de petróleo licuado y el gas natural licuado. La solidificación del CO₂ requiere mucha energía y por ende su costo lo convierte económicamente inviable (IPCC, 2005). Para distancias hasta 1000-1500 km el transporte a través de tuberías suele ser más económico, para distancias mayores, el transporte por barco es preferible (IPCC, 2005).

6.9.1 TUBERÍA

El principal factor para tener en cuenta en el transporte de CO₂ por medio de tuberías es el desgaste que estas pueden sufrir. Rogers & Mayhew (1980) afirman que el transporte de CO₂ seco, es decir, con una humedad relativa inferior al 60%, no corroe los aceros con que se fabrican las tuberías. Por otro lado, IPCC (2005) sugiere que la tasa de corrosión causada por el transporte de CO₂ en estado supercrítico seco es baja; para el acero AISI 1080 se han estimado tasas de corrosión de 0.01mm/año en presiones de entre 90-120 bares y 160-180°C, durante 200 días.

La forma más eficiente de transportar el CO₂, según Skovholt (1993), es transportándolo en fase líquida o en fase gaseosa densa. Adicionalmente, Skovholt (1993) sugiere que, para evitar cambios de fase, es ideal transportarlo en su estado supercrítico. El CO₂ llega a su fase supercrítica a una presión mayor a 7.38 MPa y a una temperatura mayor a 30.98°C (McCoy, 2008). En el

diagrama de fases para el CO₂ mostrado en la Figura 23 se muestran los diferentes estados del CO₂ según las condiciones de presión y temperatura en que se encuentra.

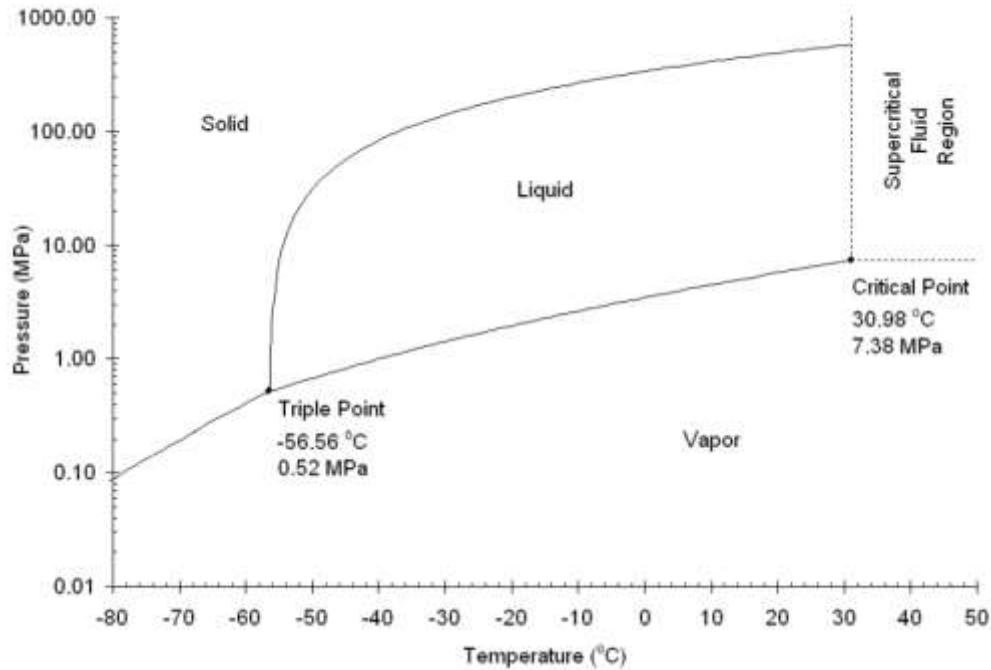


Figura 23: Diagrama de fases para el CO₂. El diagrama muestra el punto crítico que es alcanzado a una temperatura de 30.98°C y una presión de 7.38 MPa. Por encima de estos valores se entra en la región supercrítica (fuente: McCoy (2008))

6.10 ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Bentham & Kirby (2005) indican que una tonelada de CO₂ ocupa 509 m³ en condiciones de superficie, con una temperatura de 0°C y 1 bar. Por otro lado, la misma masa de CO₂ ocupa 1.39 m³ en condiciones de reservorio ideales, con una temperatura de 35°C y 102 bares. La Figura 24 muestra el cambio de densidad del CO₂ con el cambio de profundidad, usando un gradiente de temperatura de 30°C/km.

Las condiciones a tener en cuenta para elegir un área para utilizarla como almacén de CO₂ involucran estabilidad tectónica y estructural de la zona, reservorio, sello y trampa. Es de vital importancia que la zona elegida no sea tectónicamente muy activa, de esta manera, se evita que

existan fugas de CO₂ a través de fallas o fracturas generadas posteriormente al inicio de operaciones. Por otro lado, la roca reservorio en que se va a inyectar debe tener condiciones de porosidad y permeabilidad que permitan que, al ser inyectado, el CO₂ pueda desplazarse y acomodarse en el total de volumen de la roca. Idealmente, se espera tener grandes espesores de roca sello, que junto con una trampa ideal (estructural y/o estratigráfica) no permitan la filtración del CO₂ y evitar un posible regreso a la superficie.

IPCC (2005) sugiere que el 99% del CO₂ puede fácilmente ser almacenado, con una correcta selección del área de inyección, durante al menos los primeros 1000 años. Esto es logrado gracias a los tres principales métodos físicos y químicos de almacenamiento de CO₂ en el reservorio: Inmovilización, disolución y mineralización.

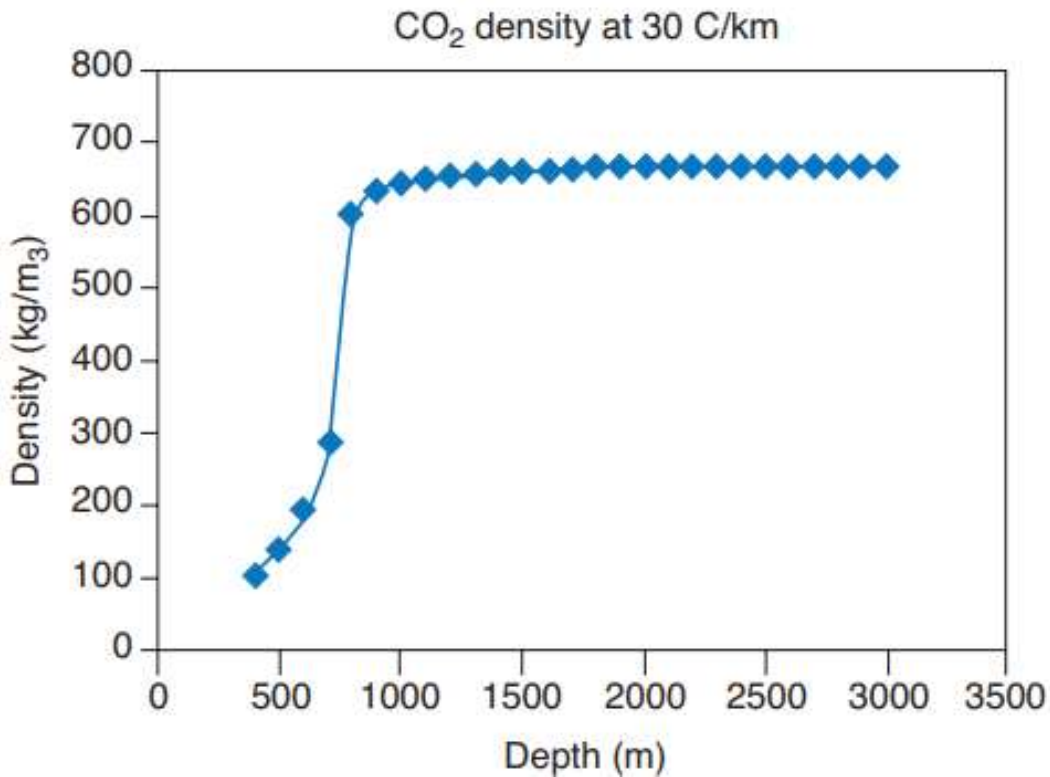


Figura 24: Gráfica de cambio de densidad con variación de profundidad asumiendo un gradiente térmico de 30°C/km (fuente: Bentham & Kirby (2005))

6.10.1 ALMACENAMIENTO EN CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS

ABANDONADOS

Dado que para almacenar el CO₂ en el subsuelo es necesario contar con un reservorio, sello y trampa, los campos de petróleo y gas abandonados son muy efectivos dado que la presencia de estos elementos está demostrada. Asimismo, los campos abandonados han demostrado la integridad del sello y trampa para almacenar hidrocarburos por largos periodos de tiempo. Sin embargo, a la hora de estudiar un campo como posible almacén de CO₂, se deben contemplar varios factores como pozos perforados anteriormente y fracturas o fallas reactivadas durante las actividades de producción. La Figura 25 muestra las estimaciones de capacidad de almacenamiento de CO₂ para campos de petróleo y gas abandonados, acuíferos salinos profundos y mantos de carbón profundos no explotables.

Storage option	Global capacity, lowest estimate (Gt CO ₂)	Global capacity, highest estimate (Gt CO ₂)
Depleted oil and gas reservoirs	675*	900*
Deep saline aquifers	1000	Uncertain, but possibly 10,000
Deep unmineable coal seams	3-15	200

Figura 25: Estimados de capacidad de almacenamiento de CO₂ en campos petroleros abandonados, acuíferos salinos profundos y mantos de carbón no explotables. (fuente: Berge et al., 2016.)

6.10.2 ALMACENAMIENTO EN ACUÍFEROS SALINOS PROFUNDOS

El almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos profundos es muy prometedor debido al gran volumen de CO₂ que podría ser secuestrado de esta manera. Bentham & Kirby (2005) mencionan los factores a tener en cuenta para el almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos: capacidad de almacenamiento, porosidad y permeabilidad (deben ser suficientes para permitir que el CO₂ se movilice en la formación), y profundidad (mínimo 800 metros bajo el lecho marino). La

profundidad del reservorio es especialmente importante porque las condiciones de presión y temperatura deben ser tales que permitan que el CO₂ preserve su estado supercrítico.

En 1993 entró en operación el proyecto *Sleipner*, primer plan a nivel mundial de almacenar CO₂ en acuíferos salinos profundos. Este proyecto fue planeado por la empresa *StatOil*, hoy conocida como *Equinor* (Kongsjorden et al., 1997). El CO₂ está siendo inyectado en la formación Utsira, 1000 m bajo el lecho marino (Bentham & Kirby, 2005). En el proyecto se planean inyectar alrededor de 1 millón de toneladas de CO₂/año.

6.11 INCENTIVOS DE REDUCCIÓN DE IMPUESTOS

Hay tres tipos de reducción de impuestos por almacenamiento de carbono: mecanismos internacionales, independientes y nacionales. Los internacionales son controlados por tratados climáticos internacionales. Los independientes no están regulados por tratados nacionales o internacionales. Por último, los mecanismos nacionales son controlados por los gobiernos de cada país. Este trabajo se va a enfocar en los sistemas de reducción de impuestos en Estados Unidos de América dado que es allí donde se tienen las operaciones de exploración, producción y posible venta de hidrocarburo producido.

7. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La cuenca del golfo de México tiene una superficie aproximada de 1.500.000 km² (Google Earth, s.f.); limita al norte con Estados Unidos, al oeste con México, al oriente con la península de Florida y la isla de Cuba y entre éstos se encuentra la salida hacia el océano Atlántico. El espacio entre la península de Yucatán y la de Florida separa al golfo del mar Caribe y se conoce como el Mar Mediterráneo Americano tal como se muestra en la Figura 26.



Figura 26: En la imagen se muestran los límites y ubicación geográfica del Golfo de México (fuente: U.S. National Oceanic and Atmospheric Administration).

El golfo de México se formó en medio de procesos del episodio de extensión cortical durante el Mesozoico en el rompimiento de “Pangea”. Desde que cesó dicha extensión, esta cuenca ha formado parte de la placa norteamericana. La modificación tectónica ha sido extensa únicamente en la zona oeste donde el margen compresional ha creado montañas y levantamientos de plateaus en el Cenozoico (Ewing & Galloway, 2019).

7.1 MARCO TECTÓNICO

7.1.1 FORMACIÓN DEL GOLFO DE MÉXICO

La apertura del océano se dio en dos fases de separación explicada por distintos autores, principalmente en los siguientes procesos:

7.1.1.1 ROMPIMIENTO DE PANGEA (TRIÁSICO – JURÁSICO MEDIO)

Se creó una serie compleja de *gravens* y *semi-gravens* debido a los esfuerzos extensionales por el rompimiento del supercontinente Pangea; estos fueron rellenados con material volcánico y capas rojas de origen continental. Estos *gravens* se encontraban separados por zonas donde la

corteza era más gruesa y esto constituyó la fase inicial del vulcanismo subaéreo para la zona (Salvador, Origin and development of the Gulf of Mexico basin, 1991).

En la fase uno, se da el estrechamiento de la corteza y la hiperextensión durante el Jurásico Temprano y Medio, creando una extensa cuenca de interior (*sag basin*) que se forma a partir del hundimiento de la corteza continental. Algunas de estas cuencas se forman en procesos de hundimiento simples, mientras que otras pueden llegar a tener distintos procesos de hundimiento. Normalmente tienden a ser circulares o de forma ovalada y no acumulan un espesor muy alto de sedimentos, pero si alcanzan grandes extensiones (Kingston et al., 1983).

Este proceso probablemente se dio por debajo del nivel del mar en donde se encontraban separados por colinas el océano atlántico central y el proto-pacífico. Se postula que el relleno sedimentario de la cuenca podría haber ocurrido antes de la depositación de la sal (Van Avendonk et al., 2015).

Hacia la mitad del Jurásico se presentaron incursiones marinas desde México, que generaron unas grandes depositaciones de sal, formando las evaporitas del Golfo de México. Esto fue definitivo en la evolución estructural del golfo más adelante en lo que respecta a la tectónica salina. Las depositaciones de sal alcanzaron espesores desde 3 hasta los 5 km. Se generó debido a esta depositación salina una inconformidad regional por debajo de las capas de evaporita que separa localizados depósitos syn-rift y posibles depósitos de tipo cuenca de interior de los depósitos extensos y suprayacentes post-rift que se toman como la base del relleno sedimentario de la cuenca del Golfo de México (Sawyer et al., 1991).

La edad de la sal no está tan bien determinada, pero se piensa que es Calloviense (162 Ma) basado en relaciones estratigráficas mexicanas (Salvador, 1987); sin embargo, según datos de dataciones de estroncio, Snedden et al. (2018) sugieren que podría ser más viejo que 190 Ma. La

deposición de la sal podría ser sincrónica con el colapso del margen externo continental (Pindell et al., 2014) y se estima que el rifting podría haber continuado incluso después de la deposición de la sal (Hudec et al., 2013), hasta que comenzó la expansión cortical que dio paso a la fase 2.

7.1.1.2 ROTACIÓN DEL CENTRO DE EXPANSIÓN CORTICAL Y GENERACIÓN DE CORTEZA OCEÁNICA

Los centros de expansión cortical continuaron fluyendo desde el Jurásico Tardío hasta incluso el Cretácico Temprano (Pindell & Kennan, 2001, 2009). La cuenca oceánica del golfo de México se formó aproximadamente con 100-500km de extensión debido a la rotación en sentido antihorario del bloque de Yucatán, con altos grados de cizallamiento dextral (Marton & Buffler, 1999; Pindell & Kennan, 2001, 2009; Jacques & Clegg, 2002; Nguyen & Mann, 2016).

La deposición de la sal terminó cuando comenzó la expansión cortical con la formación de la nueva corteza oceánica, separándose la cuenca de sal de Louann en los segmentos del golfo norte y sureste. Jacques & Clegg (2002) sugieren 2 fases de rotación confirmado por Sandwell et al. (2014), debido a 2 polos distintos en la fase II de separación.

La subsidencia de las grandes áreas de corteza transicional empezó con la expansión cortical, y la extensión estuvo enfocada en el nuevo centro de expansión de fondo marino. Hacia el Valanginiano la expansión del golfo de México cesó y la dinámica de las placas fue transferida hacia la cuenca de proto-caribe. Luego el enfriamiento y estrechamiento cortical del margen de la cuenca del golfo de México fue el factor dominante.

Para el Cretácico Temprano se da la deposición de carbonatos de plataforma que crean la morfología actual de la cuenca (Winker & Buffler, 1988). En el Cretácico Tardío y Cenozoico la historia es dominada por la carga de subsidencia que causaban los deltas progradantes, sistemas

de esfuerzos y efectos tectónicos por gravedad intra-cuenca como la sal y shale, esencialmente hacia el oeste del margen (Ewing & Galloway, 2019).

Finalmente, el centro de expansión oceánica creó 4 tipos distintivos de márgenes, de los cuales destacan en la zona de estudio (noroeste del Golfo de México) los márgenes divergentes con una ancha zona de estrechamiento continental que separa las cortezas oceánica y continental (Ewing & Galloway, 2019).

7.2 ESTRATIGRAFÍA Y PROSPECTIVIDAD DE LA CUENCA *MATAGORDA*

ISLAND

Matagorda Island se encuentra en el perímetro noroeste de la cuenca oceánica del Golfo de México, hace parte de una subcuenca que consta con el depocentro de un antiguo sistema deltáico (Desselle, 1997).

La estratigrafía para esta zona está clasificada de una forma cronológica por medio de microfósiles de moluscos. Esto se debe a que en algunos sectores hay unos altos espesores de estratos para un rango de edad muy corto. Los niveles se dividen principalmente según los microfósiles:

- *Amphistegina "B"* (Langiniano-Mioceno Medio)
- *Robulus L-43* (Burdigaliano-Mioceno Inferior)
- *Robulus 54B* (Burdigaliano- Mioceno Inferior)
- *Robulus Chambersi* (Burdigaliano- Mioceno Inferior)
- *Marginulina Ascensorensis* (Burdigaliano- Mioceno Inferior)
- *Siphonia Davisi* (Aquitano-Mioceno Inferior)

La estratigrafía se desarrolla principalmente en los márgenes del Mioceno Temprano y el Mioceno Medio con una alta afectación estructural representada en fallas de crecimiento; algunas

más regionales que otras. Éstos grandes sistemas de fallas fueron estudiados y planteados por Ajiboye & Nagihara (2012) como los sistemas de fallas de crecimiento Clemente-Tomas y Corsair, que se extienden paralelos a la línea costera en el escudo continental. Ajiboye & Nagihara (2012) definen la evolución estructural para este sistema de fallas en dos fases principales:

- La primera fase es en la cual se configura el sistema Clemente-Tomas que consiste en un sistema de fallas de crecimiento iniciado por el ascenso de material lodoso (diapirismo de shale) hacia la cuenca durante el Oligoceno Tardío hasta el Mioceno Temprano.
- En la segunda fase el sistema de fallas de crecimiento se encuentra activo entre el Mioceno Temprano a Medio cuando el marco estructural básico de estos dos sistemas de fallas fue configurado.

7.2.1 AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN

El ambiente depositacional para la zona de estudio, teniendo en cuenta el tipo de microfósiles, información de campos cercanos bien estudiados y fuertes modelos sedimentológicos se define según Kiatta (1971) de la siguiente manera:

Hacia las zonas más profundas, se considera que la primera depositación regional se dio en una zona de plataforma continental, donde comienza de una forma general la regresión marina. Se depositan arenas como resultado de corrientes de turbidez en zonas de aguas más profundas en un temprano lóbulo deltáico Mioceno.

Después, comienza la depositación del límite *Siphonia Davisi* con una menor fluctuación del mar respecto al nivel de la costa. El aporte de sedimentos generó la depositación de múltiples arenas en un ambiente marino nerítico, cuya composición corresponde generalmente a material clástico terrígeno. Esta etapa culmina con una transgresión marina marcada por el microfósil

Marginulina Ascensorensis. Esta zona representa una depositación transicional junto con el *Robulus Chambersi* en un ambiente de delta invadido.

Luego, se da el paso a la máxima regresión marina del área con la depositación de la sección *Amphistegina "B" - Robulus L43* en el depocentro de un ambiente deltáico, donde el material se redistribuye lateralmente en la costa por procesos marinos. Hacia el sur hay progradación hacia un ambiente de plataforma, donde se depositan a manera de interdigitación las arenas y lodos neríticos.

Finalmente, el ciclo regresivo termina con una transgresión marina muy marcada representada por el microfósil *Amphistegina shale*.

7.2.2 SISTEMA PETROLÍFERO – NOROESTE GOLFO DE MÉXICO

7.2.2.1 ROCA FUENTE

Una roca fuente es aquella capaz de generar o que ha generado una cantidad de hidrocarburos suficiente para generar la movilización de éstos (AAPG Wiki, 2019).

La determinación del tipo de hidrocarburo generado varía respecto a dos factores: su procedencia y su maduración. Existen cuatro tipos de kerógeno (I, II, III y IV) que dependen del ambiente de depositación y tipo de materia orgánica que los forma.

Para la determinación de una roca fuente, es necesario consultar los campos cercanos y su tipo de kerógeno, para indagar si se hace parte del mismo sistema petrolífero. Con base en esto, para el norte del Golfo de México se han realizado diversas investigaciones las cuales son recopiladas por Sassen (1990). Allí, se reportó que la acumulación de los hidrocarburos en reservorios del Oligoceno y más jóvenes, en la zona suroeste de Louisiana, proviene de la migración vertical, y que las rocas fuente podrían pertenecer al Paleoceno-Eoceno con influencia de rocas del Mesozoico.

Otras potenciales rocas fuente que fueron estudiadas para la parte norte del Golfo de México fueron el Grupo Jackson y el Grupo Vicksburg del Eoceno Superior (Tanner & Fuex, 1990) o fuentes de gas biogénico (Nehring & Salvador, 1991). Galloway et al. (1991) reportaron que incluso las lodolitas de la Formación Frio contenían bajos porcentajes de material orgánico dominado por materia orgánica de tipo leñosa a herbácea generadora de gas. Los volúmenes para este tipo de roca fuente son inmensos. LaPlante (1974) sugiere que rocas Oligocenas contienen material terrestre diseminado con un tipo de kerógeno capaz de generar hidrocarburos si llega a las condiciones de maduración necesarias.

En el sector *onshore* del golfo han sido consideradas rocas fuente (Wenger et al., 1990; Price, 1991; McDade et al., 1993; Hood et al., 2002):

- Shales ricos en materia orgánica del Jurásico Superior (Oxfordiano) de la Formación Smackover.
- El Grupo Eagle Ford del Cretácico Superior (Turoniano).
- Shales ricos en materia orgánica y carbones del Paleoceno-Eoceno del grupo Wilcox y Claiborne.

7.2.2.2 MADUREZ Y MIGRACIÓN

La migración es considerada como el movimiento de los hidrocarburos desde la roca fuente hacia el reservorio (AAPG Wiki, 2019). Para que ocurra la migración de los hidrocarburos es necesario que se den todos los cambios fisicoquímicos en la roca fuente para que se genere y expulse satisfactoriamente una cantidad considerable de hidrocarburos. Para esto, normalmente es necesario que tenga un gradiente geotérmico en un rango apropiado, el cual es dado por las propiedades del basamento, periodos de *rifting* y la sobrecarga, entre otros.

Swanson et al. (2013) proponen un modelo de maduración para el Grupo Wilcox estudiado por Rowan et al. (2007), basados en que la litología asociada a la roca fuente de la parte norte del Golfo de México es semejante. Rowan et al. (2007) reconstruyeron la historia de maduración termal del Grupo Wilcox con base en el modelo de la historia termal de 53 pozos en la costa de Texas. Dado que en el *onshore* de Texas el Grupo Wilcox presenta un contenido de carbones y shales ricos en materia orgánica de origen predominantemente terrestre que se asocian a la principal fuente de hidrocarburos encontrados en el área (Wenger *et al.*, 1994).

Rowan et al. (2007) modelan la generación de aceite del kerógeno tipo III dentro del Grupo Wilcox usando los parámetros cinéticos para la pirolisis de reacción hídrica. La generación de gas desde el kerógeno tipo III es modelada con base en la reflectancia de la vitrinita y los modelos son calibrados a través del BHT (*bottom hole temperature*). Finalmente, con el modelo calculado se estima que, en el *onshore* de Texas, el Grupo Wilcox pudo haber alcanzado la suficiente maduración termal para generar hidrocarburos hacia el Eoceno Temprano (50 Ma). Esto es explicado a través de una rápida acumulación de sedimentos que se produjo hacia la época, combinada con los parámetros de cinética de reacción usados en los modelos.

El área de estudio perteneciente a la *Matagorda Island* se encuentra más al sur, donde el sistema deltáico progradó hacia el Mioceno, generando unas grandes acumulaciones de sedimentos para dicha época. Por esto, se espera que la generación de hidrocarburos por medio de la maduración termal de la cuenca se haya dado simultáneamente con la gran depositación del sistema deltáico del Mioceno.

En el Golfo de México se presentan dos tipos de migraciones, tanto la lateral como vertical. Para el caso de los *plays* Cenozoicos del Golfo de México, la migración es predominantemente vertical debido a la abundancia de fallas de crecimiento asociadas tanto a los domos generados por

diapirismo de shale o sal, como a la depositación sedimentaria (Dow, 1984; Sassen, 1990; Nehring, 1991; Price, 1991; Schenk & Viger, 1995). Sin embargo, el diapirismo de shale tiene un bajo contenido de material orgánico (TOC, por sus siglas en inglés) y es termalmente inmaduro para la generación de aceite, aún en profundidades cercanas a los cinco kilómetros (Bayliss & Hart, 1981). Por esto, no son considerados como una potencial roca fuente para los reservorios superiores (Sassen, 1990). Por esta razón, la migración vertical es una mejor respuesta en el caso de los campos Cenozoicos, en los cuales la migración vertical habría empezado con unas fuentes más profundas y termalmente maduras. El hidrocarburo ascendió a través de fracturas en profundidad, formadas por la sobrepresurización de los shales y continuado a lo largo de los conductos de fallas en zonas más someras hidropresurizadas (Curtis, 1989; Hanor & Sassen, 1990).

7.2.2.3 ROCA RESERVORIO

Una roca reservorio es aquella que tiene la capacidad de almacenar fluidos dentro de sus poros, lo que incluye ya sea agua, gas o aceite y pueden ser acumulados en cantidades considerables. Debe tener propiedades tales como buenas porosidades y permeabilidades para acumular cantidades económicas de hidrocarburos en el caso de la geología del petróleo (AAPG Wiki, 2019).

La estratigrafía se desarrolla en un régimen deltáico ideal para la formación de rocas reservorio que posean excelentes propiedades petrofísicas tales como medias a altas porosidades y excelentes permeabilidades con unos altos factores de recobro (McCarthy, 1978). Por consiguiente, en la zona hay presencia de múltiples reservorios que están caracterizados por McCarthy (1978) de la siguiente forma:

- El Mioceno Superior consiste en intercalaciones de arena y shale. Las arenas dentro de este intervalo son productoras de gas seco en el campo *Steamboat Pass Field* en

Espíritu Santo Bay al norte de la *Matagorda Island*. Son arenas productoras Miocenas lenticulares con rangos de espesor de 1,5 a 3 metros.

- El Mioceno Medio presenta la Formación en la cual se encuentra el *Amphistegina Shale* y las barras de arena masivas del Mioceno. El shale se encuentra suprayaciendo estas barras de arenas masivas productoras en los campos *Sherman Field* y *Saluria Field*.
- El Mioceno Inferior está compuesto por secciones de arena masivas en su parte más baja e intercalaciones de arenas y shales en la parte superior de la sección. *Espíritu Field*, campo localizado al norte de la isla, presenta un historial de producción para este intervalo.
- La base del Mioceno presenta arenas lodosas y normalmente por debajo de los 2000 metros, presenta una alta presión y frecuentemente contienen gas de alta presión con bajos volúmenes en el límite superior de la base del Mioceno.

7.2.2.4 ROCA SELLO

Una roca sello es aquella que tiene la capacidad de no permitir que los fluidos fluyan a través de ella gracias a sus características petrofísicas (permeabilidad y porosidad baja) y su respuesta plástica a la deformación.

La presencia de una roca con las propiedades necesarias para generar sellos en la *Matagorda Island* no es una preocupación a nivel exploratorio. Esto se debe a que la secuencia litológica generada en el sistema deltáico del Mioceno generó la depositación de grandes espesores de shales que funcionan como un sello efectivo para los niveles de arenitas lenticulares locales en las distintas formaciones. Además de esto, se encuentran niveles de transgresiones regionales muy

marcadas que depositan los microfósiles *Amphistegina* “B” y *Marginulina Ascensorensis*, que indican el inicio de una abrupta transgresión (Kiatta, 1971).

7.2.2.5 TRAMPA

La trampa puede estar llena de hidrocarburos o no, pero tiene la geometría y características necesarias para almacenar un fluido. En esta zona del Golfo de México es muy común encontrar trampas de tipo estructural, estratigráfico y mixtas de tipo estructural y estratigráfico (Kosters et al., 1990; John et al., 1992 b, c, d; NRG Associates, Inc., 2006).

Normalmente las trampas estructurales están relacionadas a fallas de crecimiento que generan estructuras como anticlinales *roll-over* (Kosters et al., 1990; John et al., 1992 b, c, d; NRG Associates, Inc., 2006). Estos anticlinales *roll-over* se generan dentro de las arenas fluviodeltáicas de la zona de falla de Vicksburg y hacia el sur, estos se presentan en las fallas de crecimiento asociadas a *shale ridges*. Por otro lado, las trampas estratigráficas son comunes en los sistemas fluviales buzamiento arriba de las fallas de crecimiento (Nehring & Salvador, 1991).

8. ANÁLISIS Y PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN

8.1 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

Con base en el análisis de los reservorios encontrados para campos análogos cercanos, tales como *Sherman field*, *Espiritu Santo Bay* y *Saluria Field*, se deduce que el Mioceno Medio y Bajo presenta una alta prospectividad en la zona. Estas edades se identifican por debajo del microfósil *Amphistegina* “B” que corresponde a la marca regional de una transgresión que funciona como sello para los primeros reservorios explotables regionalmente. Es necesario recordar que estos campos normalmente producen de capas de arenas lenticulares cuyos espesores son de carácter métrico; en algunos casos se explotan barras de arenas masivas.

Una vez se tenía esta información, se comenzó con el análisis de los pozos en la zona de estudio y se comenzó a marcar la continuidad de los principales horizontes presentes en el paquete de datos otorgado, entre los cuales se encuentran:

Amphistegina "B", *Robulus L-43*, *Robulus Chambersi*, *Marginulina Ascensorensis*, *Siphonia Davisi*. La Figura 27 es el resultado de la correlación estratigráfica entre los pozos utilizando los marcadores fósiles existentes para la zona de interés.

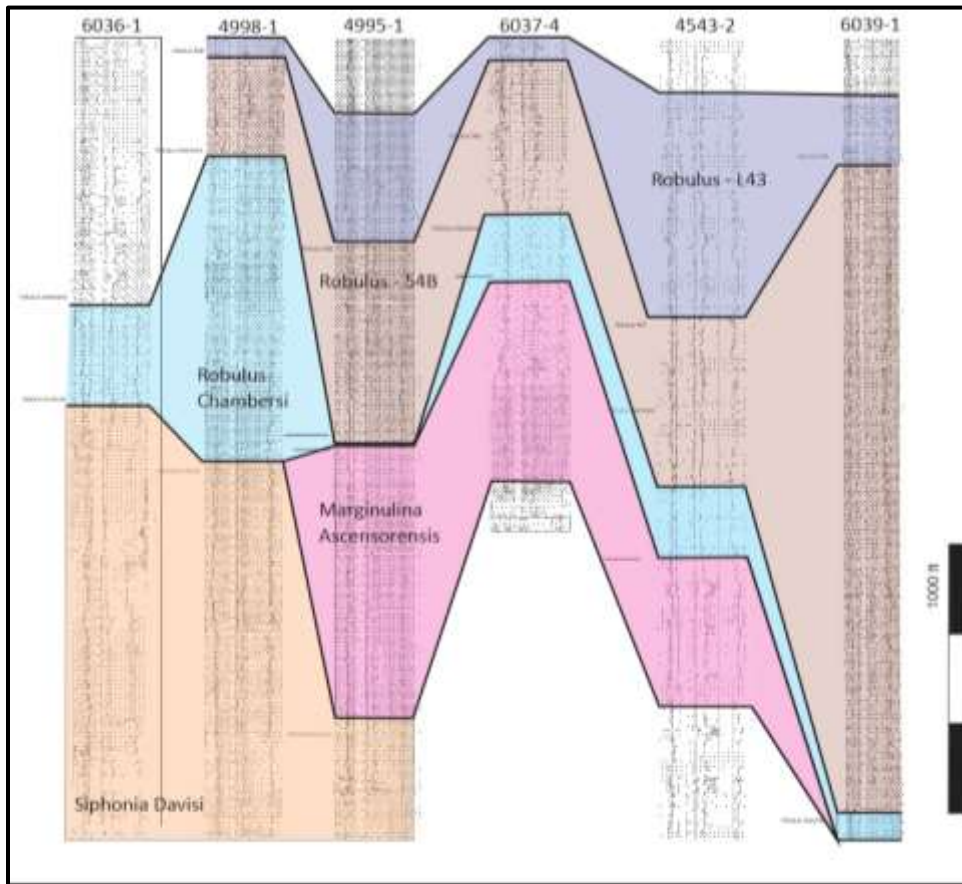


Figura 27 Correlacion bioestratigráfica de los pozos mostrando los horizontes principales.

Con base en la información petrofísica suministrada (*raster logs*), se buscan las zonas que presenten las mejores respuestas de presencia de hidrocarburos, buscando resultados tales como bajos valores en el *gamma ray* (indican paquetes de arena), deflexiones marcadas en el registro del

SP (indican alta permeabilidad de arenas) y finalmente, altos valores de resistividad (asociada a presencia de hidrocarburos) como se muestra en la Figura 28 y Figura 29.

- 6036-1:

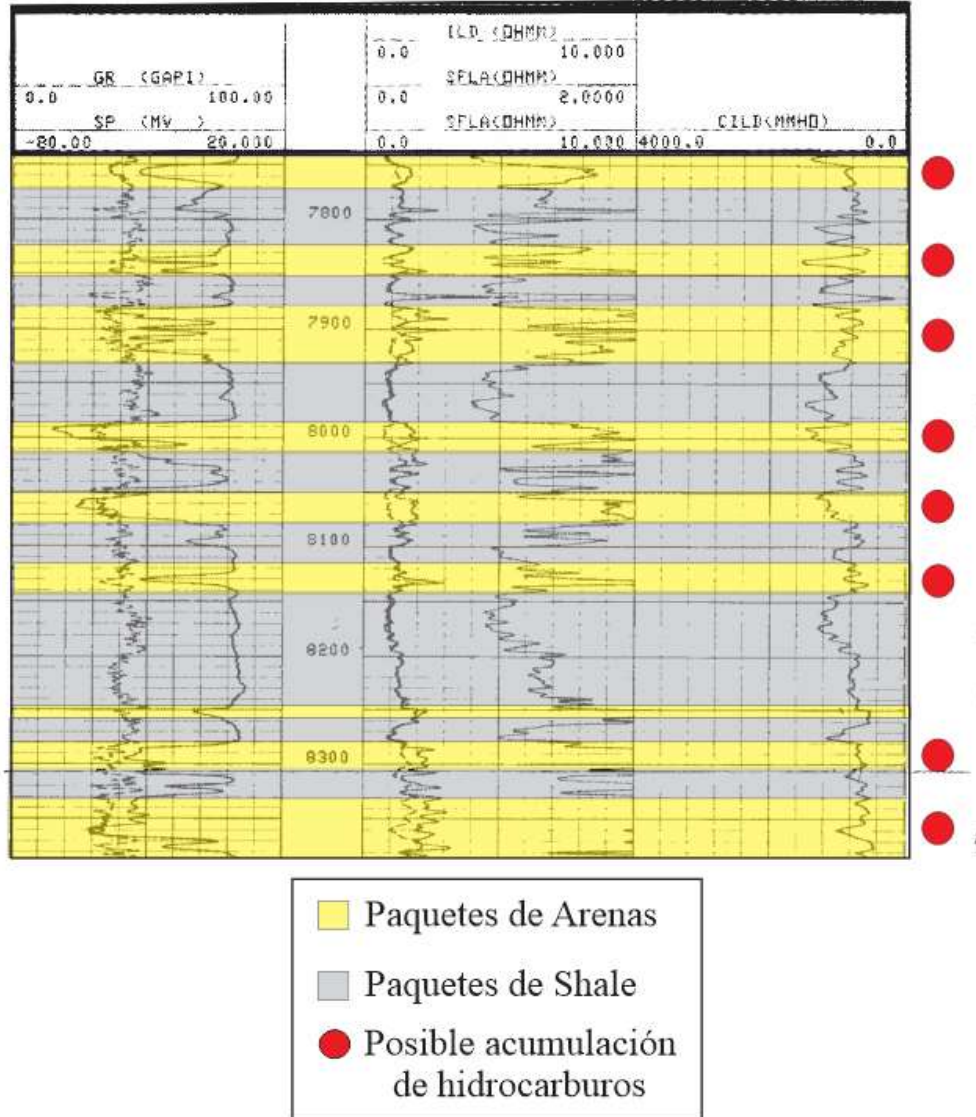


Figura 28: Registros eléctricos para el pozo 6036-1 mostrando la interpretación de capas de arenitas y capas de shale basada en el registro de gamma ray y la posible presencia de hidrocarburos basada en el registro de resistividad.

- 4998-1:

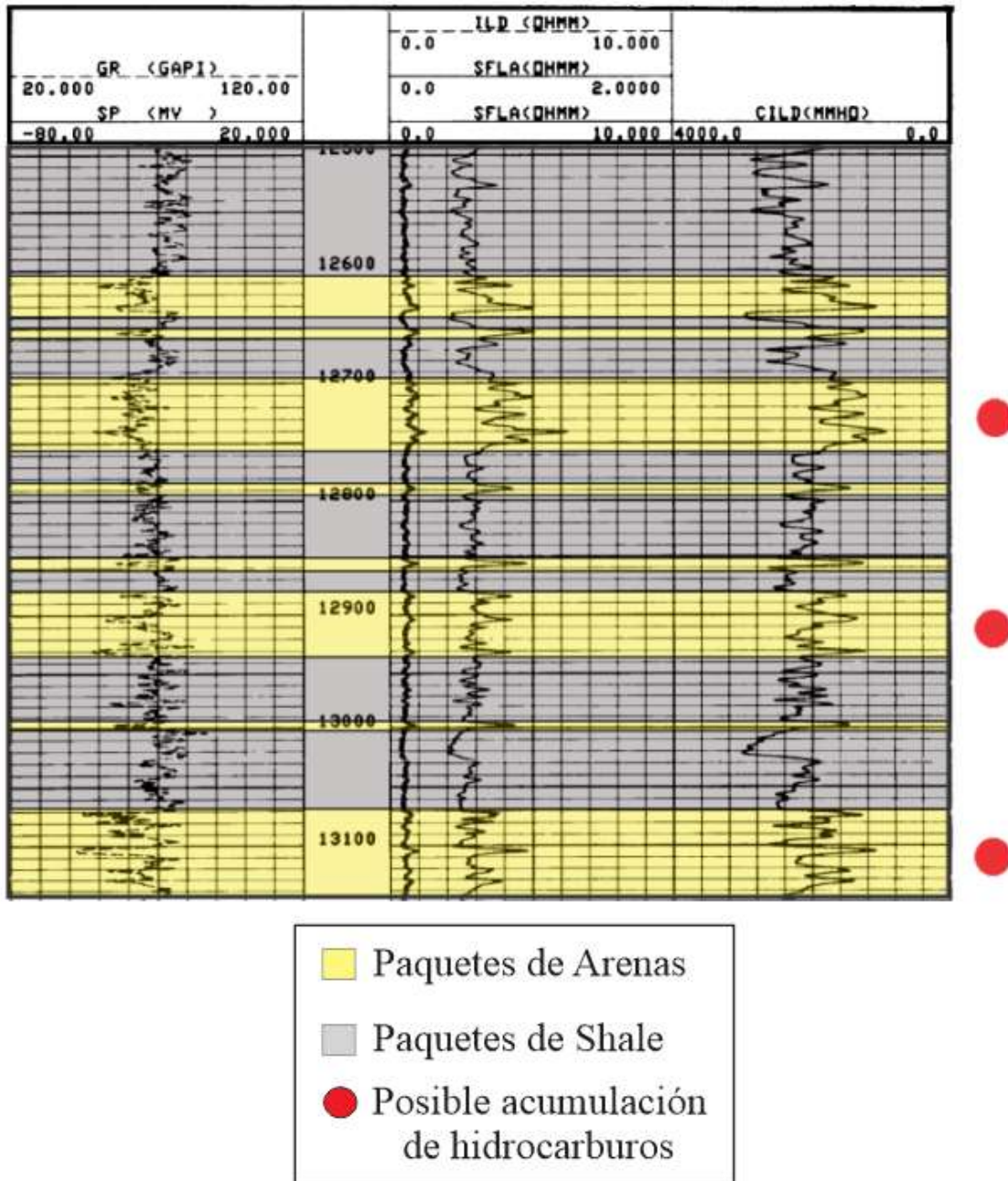


Figura 29: Registros eléctricos para el pozo 4998-1 mostrando la interpretación de capas de arenitas y capas de shale basada en el registro de gamma ray y la posible presencia de hidrocarburos basada en el registro de resistividad.

8.2 DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD:

La técnica del cálculo de la porosidad a través de la resistividad aparente del agua (R_{wa}) se basa en comparar valores calculados de resistividad de agua dentro del pozo. Este estimado se puede hacer dentro de zonas en las cuales se sospeche que existe un contacto de agua - hidrocarburo. Se asume entonces que el valor más bajo de R_{wa} se aproxima a la resistividad del agua de formación (R_w), y que el valor de R_{wa} mayor al mínimo son indicativos de presencia de hidrocarburos (Asquith & Krygowski, 2004)

Con base en la ecuación de Archie (1942), esta puede ser solucionada para hallar la porosidad de la siguiente forma:

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

$$\phi = \left(\frac{a * R_w}{R_t * (S_w)^n} \right)^{\frac{1}{m}}$$

Dónde:

S_w = Saturación de agua

R_w = Resistividad del agua

R_t = Resistividad real de formación (medido por un registro de inducción o un laterolog profundo corregido para invasión)

a = Factor de tortuosidad

m = Factor de cementación

n = Exponente de saturación.

Las variables no tratadas anteriormente son el exponente de cementación (m) y el factor de tortuosidad (a). El exponente de cementación está determinado por el tipo y grado de cementación que mantiene los granos de roca juntos y puede variar numéricamente entre 1,3 y 3. El factor de tortuosidad es una constante que es determinada empíricamente, este valor permite compensar las variaciones en compactación, estructura de poros, tamaño y distribución en la relación entre el factor de formación y la porosidad. El valor numérico para el factor de tortuosidad generalmente oscila entre 0,6 y 1 (Raiga-Clemenceau, 1977).

Para llevar a cabo el cálculo de la porosidad, es necesario asumir una zona del registro en el cual la saturación de agua sea 100% (teniendo en cuenta las respuestas petrofísicas que genera el agua) para poder solucionar la ecuación según $S_w=1$ (Asquith & Krygowski, 2004):

$$\phi = m \sqrt{\frac{a \cdot R_w}{R_T}}$$

Además, se conocen los valores de factor de tortuosidad y exponente de cementación, como se muestra en la Tabla 2.

a : Tortosity factor	m : Cementation exponent	Comments
1.0	2.0	Carbonates ¹
0.81	2.0	Consolidated sandstones ¹
0.62	2.15	Unconsolidated sands (Humble formula) ¹
1.45	1.54	Average sands (after Carothers, 1968)
1.65	1.33	Shaly sands (after Carothers, 1968)
1.45	1.70	Calcareous sands (after Carothers, 1968)
0.85	2.14	Carbonates (after Carothers, 1968)
2.45	1.08	Pliocene sands, southern California (after Carothers and Porter, 1970)
1.97	1.29	Miocene sands, Texas–Louisiana Gulf Coast (after Carothers and Porter, 1970)
1.0	$\phi^{(2.05-\phi)}$	Clean granular formations (after Sethi, 1979)

Tabla 2: Tabla estandarizada para el valor del factor de tortuosidad y valor del exponente de cementación. En el recuadro rojo se muestran los valores que se usaron para este trabajo, encontrado para arenitas del Mioceno en la costa de Texas en el Golfo de México. (fuente: Asquith & Krygowski, 2004)

Al incluir los valores de factor de tortuosidad y factor de cementación, la ecuación estaría de la siguiente manera:

$$\phi = \sqrt[1.29]{\frac{1.97 \cdot R_w}{R_t}}$$

Por consiguiente, en una zona donde se tiene un registro de R_{wa} , que para el pozo 4995-1, se encuentra debajo del tope *Siphonia Davisi*, aproximadamente a 4870 metros, se debe extraer el valor más bajo de R_{wa} que se aproximará a R_w y a R_t (Figura 30). Este R_{wa} es medido directamente por la herramienta para solucionar la ecuación de porosidad de la siguiente forma (Asquith & Krygowski, 2004):

$$\phi = \sqrt[1.29]{\frac{1.97 \cdot 0.1}{0.95}} = 0.295$$

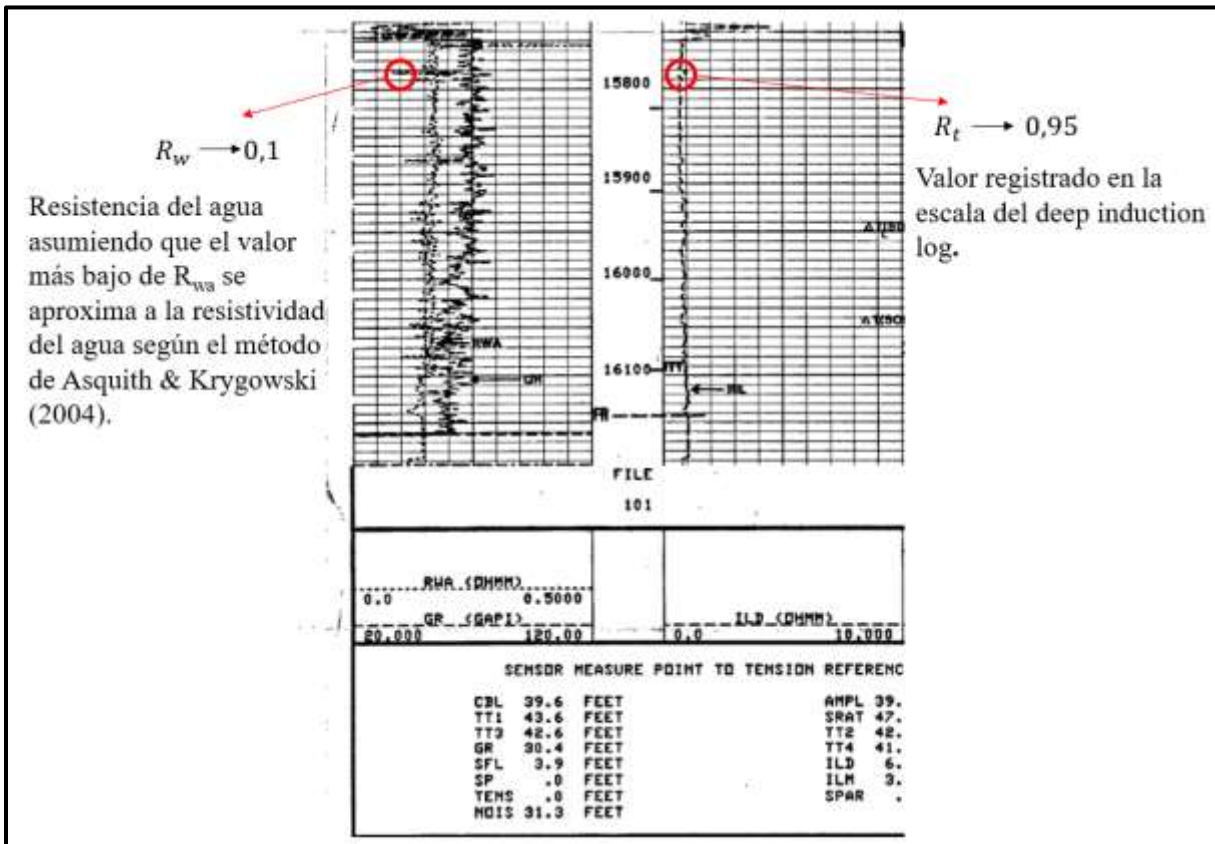


Figura 30: Raster log del pozo 4995-1 en el que se muestra la manera en que se obtuvieron los valores de R_w y R_t que fueron usados para resolver la ecuación para obtener la porosidad.

8.3 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE HIDROCARBUROS

Una ecuación para saturación de agua de Archie puede ser calculada a través de la relación de los valores del registro R_{wa} de la siguiente forma, según la metodología de análisis e interpretación de registros de Asquith & Krygowski (2004):

$$S_w = \sqrt{\frac{R_{wa \text{ minimo}}}{R_{wa}}}$$

Estos valores se leen en el registro R_{wa} del pozo 4995-1 para el cual se obtienen los siguientes valores:

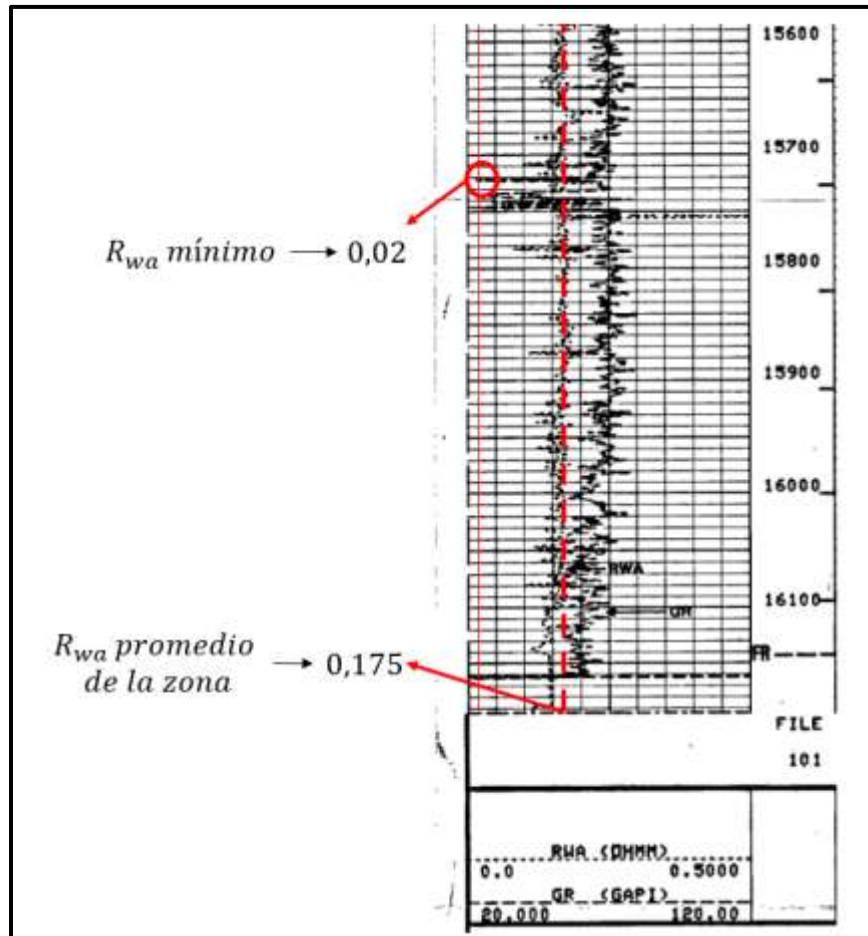


Figura 31: Raster log de del pozo 4995-1 en donde se muestra la obtención de los valores de R_{wa} mínimo y la línea que muestra el R_{wa} promedio para el pozo.

Teniendo en cuenta estos valores se reemplaza en la ecuación:

$$s_w = \sqrt{\frac{0.02}{0.175}}$$

$$s_w = 0.33$$

Para este punto del pozo y según los valores encontrados hay una saturación de agua del 33% y por consiguiente una saturación de hidrocarburos del 67%.

8.4 MAPEO E INTERPRETACION SÍSMICA

El proceso de interpretación sísmica se realizó a partir de una metodología en la cual se buscó implementar cada uno de los datos que fueron entregados. El primer paso que se llevó a cabo fue la selección e identificación de los horizontes regionales más relevantes de la zona, cobrando especial importancia, para tener un control claro de la distribución de las edades de las rocas de interés. Para esto, se utilizó la información de los topes que venían en los datos de cada uno de los pozos (Figura 32).

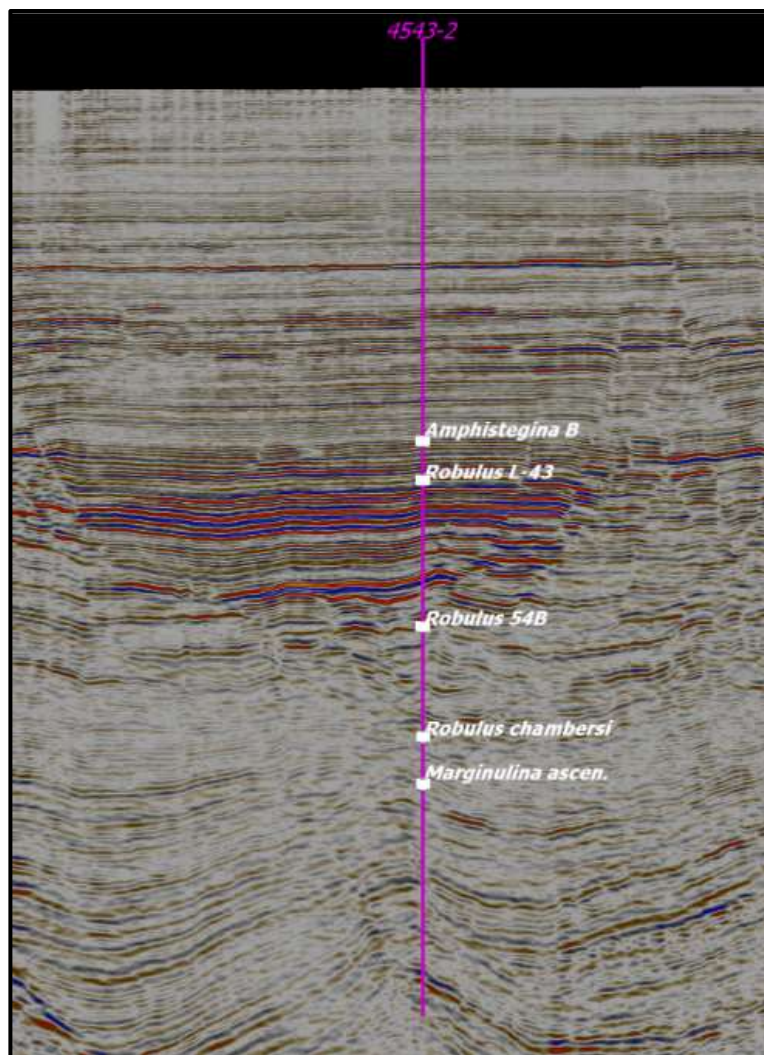


Figura 32: Pozo 4543-2 desplegado en la sísmica mostrando los topes perforados, que conforman algunos de los principales topes de la zona de estudio.

Una vez seleccionados los topes de mayor interés, se buscó que estuvieran representados como mínimo en dos de los pozos dados, para de esta forma, poder extrapolar más precisamente los puntos a lo largo de las líneas sísmicas a la hora de realizar la interpretación teniendo en cuenta el estilo estructural de la zona (Figura 33 B). Es así como finalmente se seleccionaron los siguientes horizontes: *Amphistegina* “B” (verde), *Robulus L-43* (azul oscuro), *Robulus 54B* (café), *Robulus Chambersi* (azul claro), *Marginulina Ascensorensis* (rosado), *Siphonia Davisi* (naranja) (Figura 33 A y C).

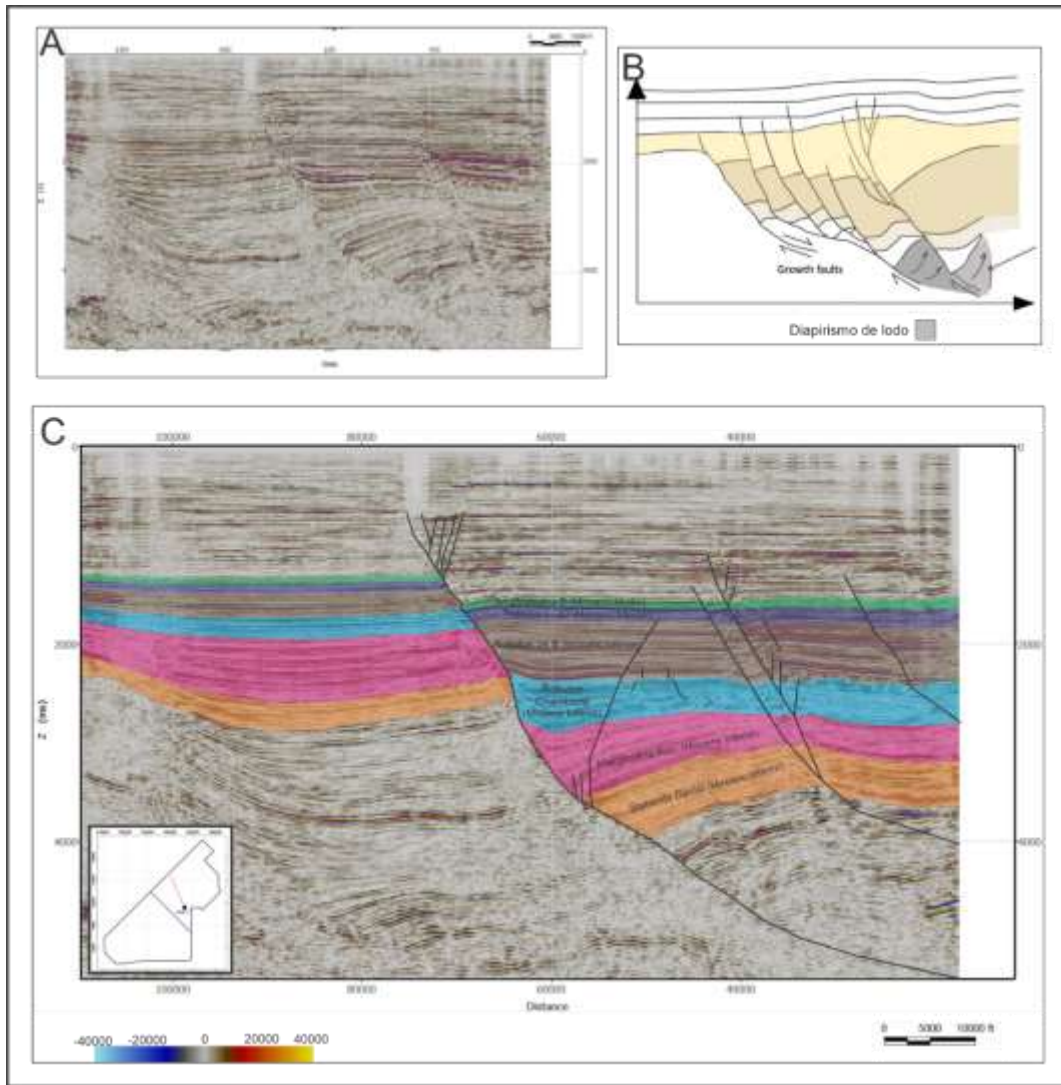


Figura 33: *A) Línea sísmica aleatoria representativa regional sin interpretación. B) Estilo estructural representativo de la zona interpretado a partir de la línea sísmica de la figura A (fuente: modificado de (Swanson, 2013). C) Distribución de los horizontes guía en una línea sísmica representativa.*

Estos horizontes guía cobran especial importancia al momento de tener un control claro de la distribución de las edades de las rocas de interés. Una vez se tuvieron seleccionados los horizontes de interés, se comenzó la etapa de interpretación sísmica en el software OpendTect. Para esto, se inició realizando una interpretación básica, donde se empezó por identificar e interpretar las fallas principales que afectaban la zona de estudio mediante dos herramientas: la primera es la herramienta *Fault*, la cual permite trazar las fallas individuales, representándolas al mismo tiempo en la vista 3D. Es especialmente útil para determinar la continuidad de un horizonte

al chocar con la falla. La segunda herramienta usada fue el atributo sísmico *similarity*. Este funciona modificando el parámetro de amplitud de la sísmica y cambiando sus valores por números entre uno y cero, dependiendo de que tan parecido sea el valor contiguo, de esta forma permite resaltar de manera acertada la mayoría de las fallas que afectan la zona.

Una vez realizado el proceso de interpretación de fallas, se comenzó la etapa de interpretación sísmica de horizontes, para esto se usó la herramienta de trazado automático, dejando un intervalo de 20 líneas sísmicas entre cada interpretación, intentando realizar un control constante entre *cross-lines* (líneas longitudinales en dirección NE) e *in-lines* (líneas transversales en dirección NW). De esta forma se obtiene una malla que representa de manera precisa la morfología del horizonte (Figura 34). Una vez interpretada cada 20 líneas la zona de interés, se procede a realizar una interpretación más detallada, realizando el mismo proceso tanto en *cross-line* como *in-line*, pero en un intervalo de 4 líneas sísmicas para obtener una superficie final más detallada. Adicionalmente, se usa el trazado manual para obtener una superficie suavizada que permita que su análisis y presentación sea más sencilla y clara.

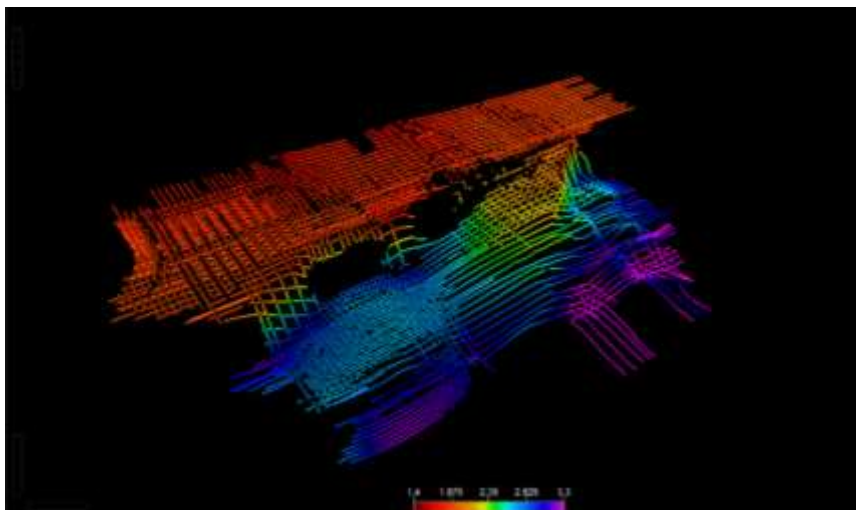


Figura 34: Malla de interpretación básica con intervalo de 20 líneas sísmicas para el horizonte Robulus Chambersi.

Posteriormente, se aplica en la malla con el intervalo de 4 líneas, la herramienta de *gridding* que permite realizar una superficie extrapolando los puntos de las líneas interpretadas en los espacios que quedan vacíos (Figura 35). Esto permite que se genere una representación muy cercana a la morfología del subsuelo a la cual se le pueden aplicar herramientas como escala de color, exageración vertical y elaboración de mapas de contornos estructurales. Estas son de especial importancia para poder identificar estructuras que podría ser de interés en la zona. Cabe resaltar que, dentro de los mapas generados, se realiza la búsqueda de posibles *leads*. Sin embargo, muchas de estas propuestas ya habían sido previamente perforadas por los pozos otorgados en el paquete de datos, y por ende no cumplían con el objetivo del SEG EVOLVE, cuyo propósito es encontrar nuevas oportunidades de inversión que no hayan sido exploradas anteriormente. Por tal razón, se hace necesario un estudio detallado de los niveles prolíficos locales que se encuentren ubicados en las zonas intermedias de los horizontes regionales y que además no hayan sido perforadas por otros pozos. Además, se buscó que mostraran respuestas positivas en el sector petrofísico y una buena estructura geológica que permita la acumulación de hidrocarburos.

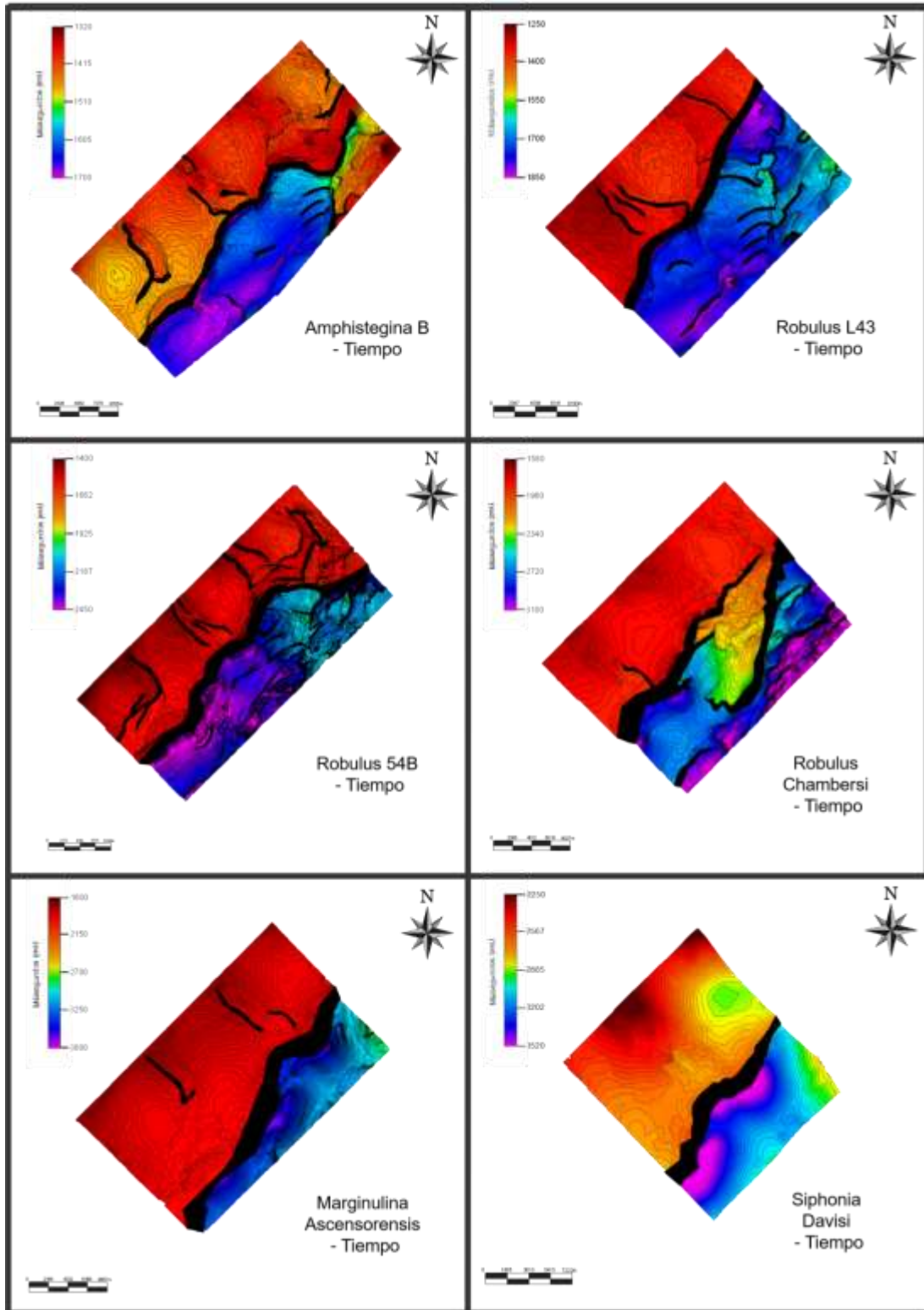


Figura 35: Mapas estructurales de los horizontes guía principales, creados a partir de la interpretación sísmica de los horizontes y fallas en el área. La escala de colores de cada mapa corresponde a la profundidad en tiempo (rojo es lo más somero y morado lo más profundo) y la escala en blanco y negro corresponde a la distancia horizontal.

8.5 IDENTIFICACIÓN DE LEADS

Para el proceso de identificación de leads (reservorios con posibilidad de presencia de hidrocarburos en una etapa inicial de exploración) se utilizaron todos los datos que se tenían disponibles, buscando escoger las zonas donde estuvieran presentes todos los elementos del sistema petrolífero. Dado que los topes de las capas habían sido explorados y perforados previamente por diversas compañías, se decidió en este proyecto explorar estructuras en horizontes ubicados al interior de las capas. De esta manera, se preserva el conocimiento de la edad de las rocas y se buscan estructuras no perforadas anteriormente; identificando aquellas que presentaran distribuciones y características geológicas favorables tales como cierres estructurales en 4 direcciones (generados principalmente a partir de estructuras anticlinales), cierres combinados (generados, por ejemplo, partir de un cierre estructural que se encuentra interceptado por una falla) y estratigráficos (generados a partir de pinchamientos de las capas porosas sobre rocas impermeables). Estas estructuras presentan las mejores características para poder retener hidrocarburos, además, se complementó la búsqueda con la aplicación de atributos sísmicos, que, basados en los valores de la amplitud y la frecuencia de la sísmica, iluminan ciertas características que permiten identificar desde fallas (atributo *similarity*) y posibles acumulaciones de hidrocarburos (atributo *energy*) Figura 36.

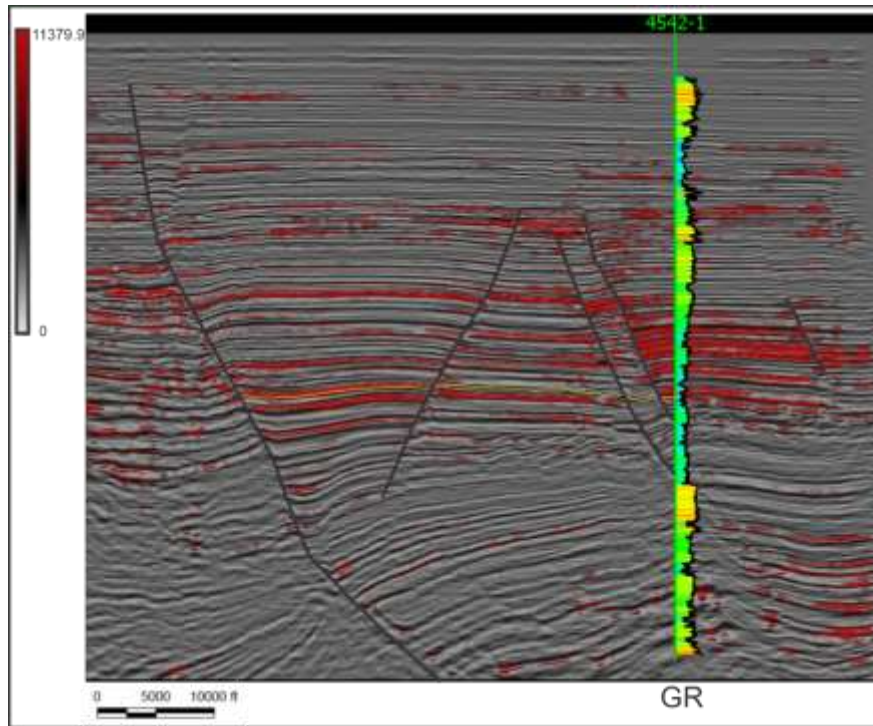


Figura 36: Atributo energy mostrando las zonas con anomalías de amplitud. Este atributo es usado para obtener un indicio de posibles bright spots.

El atributo *energy* permite identificar zonas donde potencialmente existan indicadores de hidrocarburos. Uno de estos indicadores son los puntos brillantes o *bright spots*, los cuales suelen presentarse en zonas donde se acumula gas, causando una modificación a la respuesta sísmica y haciendo que se generen valores anómalos de amplitud. Para confirmar que se trata de una zona donde se acumulan hidrocarburos, es necesario que la anomalía de amplitud sea congruente con la estructura geológica en la que se está acumulando. Esto significa que, por ejemplo, en el caso de tener una estructura con forma de anticlinal, la anomalía localizada debe presentarse siguiendo los contornos de la parte más alta y desvaneciéndose hacia las partes más bajas, ya que por diferencia de densidades el hidrocarburo tiende a migrar hacia los altos estructurales. También, es importante que la anomalía no se presente de forma prolongada a lo largo de un reflector ya que esto puede ser causado por otros factores como cambios en la matriz de la roca (SEG Wiki, s.f.). Sin embargo, para el caso específico de la sísmica otorgada, no fue posible el uso de este atributo por la baja

resolución y calidad de la sísmica debido a su antigüedad y a que no fue procesada con el objetivo de utilizar este tipo de herramientas sísmicas. No obstante, este mismo atributo fue de utilidad para relacionar los reservorios identificados a través del estudio petrofísico de los pozos con los leads, permitiendo seguir la continuidad de los reflectores de interés con mayor facilidad, ya que algunos de estos horizontes presentaban valores anómalos a lo largo de todo el reflector, lo que generaba que el atributo resaltara la continuidad de estos estratos, logrando que se pudiera seguir su trazo con mayor precisión incluso a través de las fallas.

Finalmente, mediante este proceso, se obtuvieron un total de 14 zonas de interés con posibilidad de presencia de hidrocarburos (Figura 37), las cuales fueron catalogadas como leads. A estos se les aplicó la misma metodología del apartado 8.3 en el proceso de interpretación sísmica hasta obtener las superficies y mapas de contornos. Con base en este resultado, se eligió un lead de los 14, al cual, basándose en sus características como volumen, estructura geológica y potencial petrofísico se le realizó el análisis posterior para de esta forma conseguir la información suficiente para elevarlo a la categoría de prospecto.

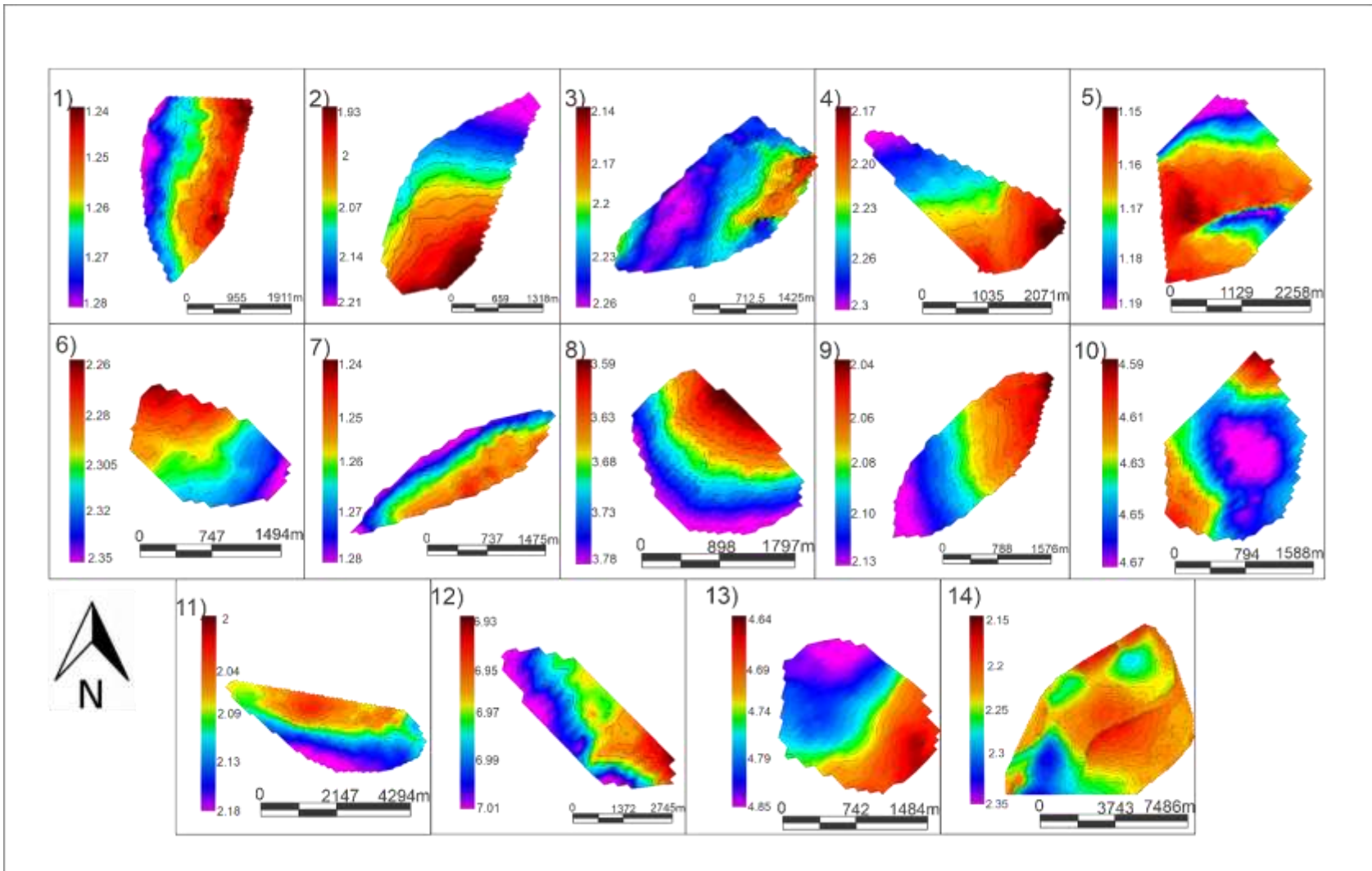


Figura 37: Mapas de contornos de los 14 leads seleccionados por sus buenas características petrofísicas, estructurales y geológicas.

9. RESULTADOS

9.1 PROSPECTO RANGO

El lead elegido para estudiar detalladamente y elevarlo a la categoría de prospecto se le nombró prospecto Rango. Este consiste en una estructura que comprende un anticlinal fallado con un cierre en cuatro direcciones en su parte superior y un cierre en tres direcciones contra una falla en su parte más profunda. Esta estructura corresponde a un anticlinal *roll-over* ubicado en el bloque colgante de una falla de crecimiento, que, a su vez, está cortado por una falla normal antitética.

El prospecto Rango presenta dos estructuras que están separadas por la falla normal antitética (Figura 38) representando ambas una alta prospectividad:

- El sitio de interés ubicado al noroeste de la falla (bloque colgante) presenta un anticlinal con cierre en cuatro direcciones en la parte alta y en tres direcciones en la parte inferior que está en contacto con la falla.
- El sitio de interés ubicado al sureste de la falla (bloque yacente) corresponde a una estructura con cierre en tres direcciones y está en contacto con la falla.

Sin embargo, se escoge la estructura del bloque colgante, dado que el anticlinal con cierre en cuatro direcciones en la parte superior no depende del sellamiento de la falla para poder almacenar hidrocarburos, disminuyendo el riesgo del entrampamiento. Adicionalmente, si se cuenta con que la falla tiene sellamiento, la acumulación podría aumentar significativamente. Por último, también se podría llegar a tener acumulaciones en el bloque yacente en caso de que la falla presente un sellamiento que impida el escape de hidrocarburos hacia la parte superior, pero permitiendo la migración lateral hacia el otro bloque de la falla.

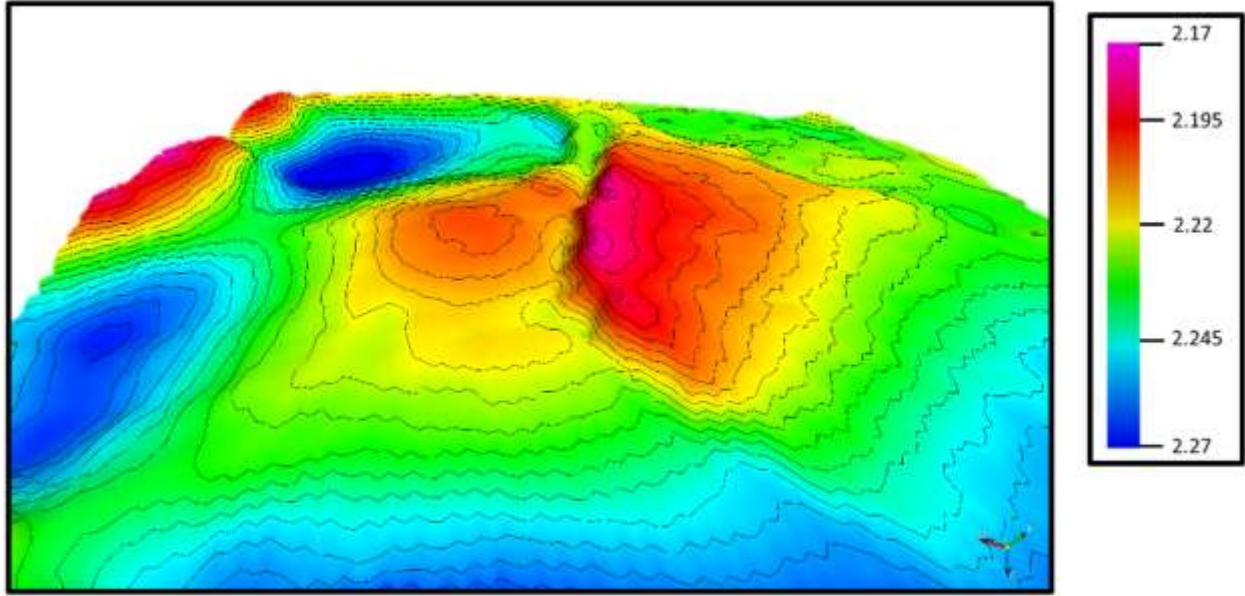


Figura 38: Superficie con contornos estructurales del prospecto Rango. En esta superficie se pueden observar ambas estructuras: el anticlinal del bloque colgante a la izquierda de la falla y la estructura con cierre en tres direcciones a la derecha de la falla.

9.2 CORRELACIÓN PETROFÍSICA

La correlación entre las arenas en el prospecto y el pozo se realizó a partir de una línea sísmica que atravesó ambos puntos, buscando la ruta menos afectada por las fallas presentes en la zona. De este modo se extrapoló la información que se tenía en el pozo para conocer de una manera aproximada las características petrofísicas que se encontraban presentes en el área de interés (Tabla 3 y Tabla 4).

Para completar los datos de porosidad en la zona del prospecto se consultó a McCarthy (1978) y se complementó con los datos obtenidos del registro sísmico presente en la zona profunda del pozo 4995-1.

∅	25%
Gross (m)	45.72
Net pay (m)	22.86
Net to Gross	0.5

Tabla 3: Valores de las propiedades petrofísicas del reservorio calculados a partir de los registros eléctricos de los pozos 4542-1 y 4543-1 e información bibliográfica.

La estructura comprende tres secciones de reservorio que suman aproximadamente 23 metros de *net pay* con excelentes propiedades petrofísicas que fueron analizadas con base en los pozos 4543-2 y 4542-1 (Figura 39 A, B y C).

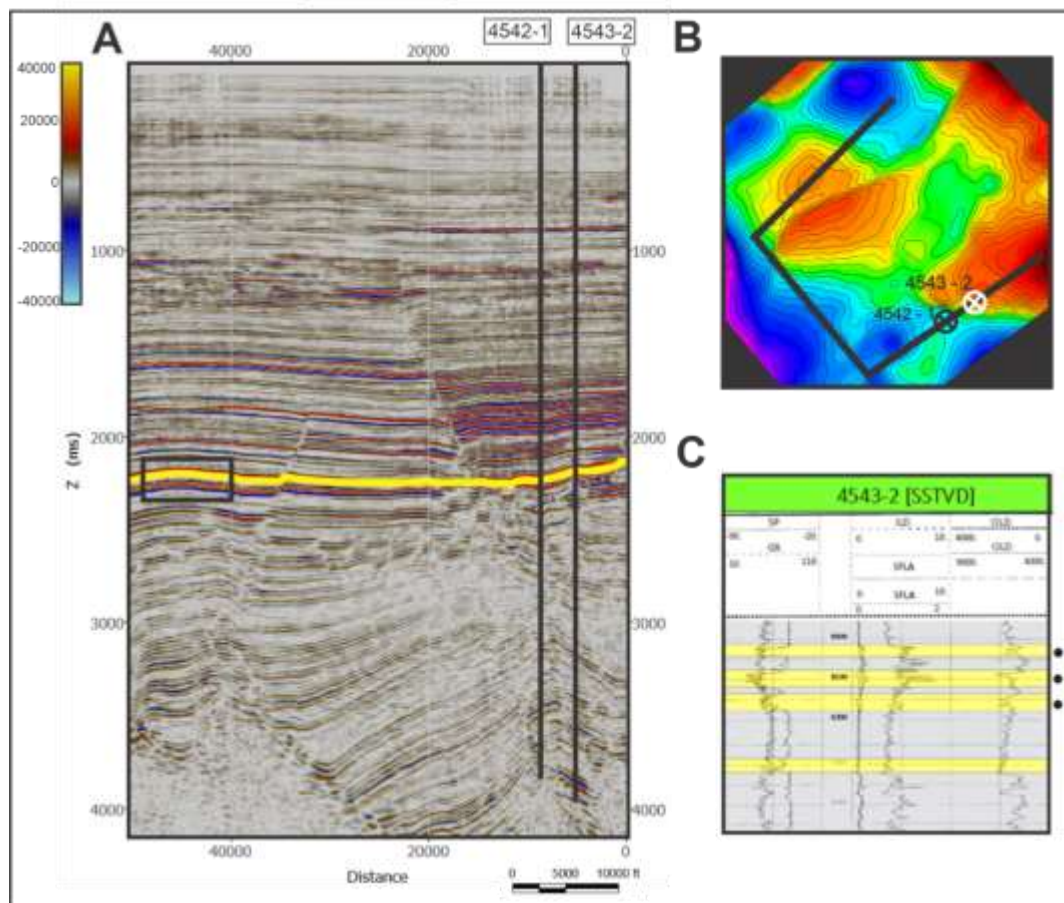


Figura 39: A) Línea sísmica mostrando el trayecto desde los pozos hasta el prospecto siguiendo la ruta menos afectada estructuralmente. B) Trayecto de la línea sísmica de la figura A en una vista de planta. C) Raster log del pozo 4543-2 mostrando las arenas que conforman el prospecto Rangos.

9.3 ESTIMACIÓN DE RESERVAS

La correlación de los registros de pozos y la incorporación de esta información en la interpretación sísmica (Figura 40 A, B y C), permiten concluir la existencia de los intervalos de capas de arenas con respuestas petrofísicas favorables que también están presentes en el prospecto Rangos.

Para la estimación de reservas se establecieron tres posibles escenarios, los cuales se clasificaron con base en la probabilidad que estos ocurrieran en caso de ser perforado el prospecto, de la siguiente manera:

- El primer escenario planteado es el más probable de contener hidrocarburos ya que consiste en el anticlinal con cierre en cuatro direcciones. se denota como P90 (percentil 90) y tiene un área de 164 acres delimitada por la línea azul en la Figura 40 A.
- El segundo escenario denotado P50 (percentil 50), tiene un área de 859 acres, delimitada por la línea verde en la Figura 40 A. En este escenario, funciona tanto el cierre en cuatro direcciones, como el cierre en tres direcciones que está en contacto con la falla. Aunque esto aumenta el riesgo de escape de hidrocarburos a través de la falla también aumenta el volumen de las reservas.
- El tercer escenario denotado P10 (percentil 10), tiene un área de 2777 acres, delimitada por la línea purpura en la Figura 40 A. En este escenario se contempla el funcionamiento completo del cierre en tres direcciones del bloque colgante y además la migración de hidrocarburos hacia la estructura con cierre en tres direcciones del bloque yacente de la falla. De esta manera, el prospecto presenta la mayor área posible y el mejor resultado en términos de cantidad de reservas en el caso de encontrar hidrocarburos en la zona.

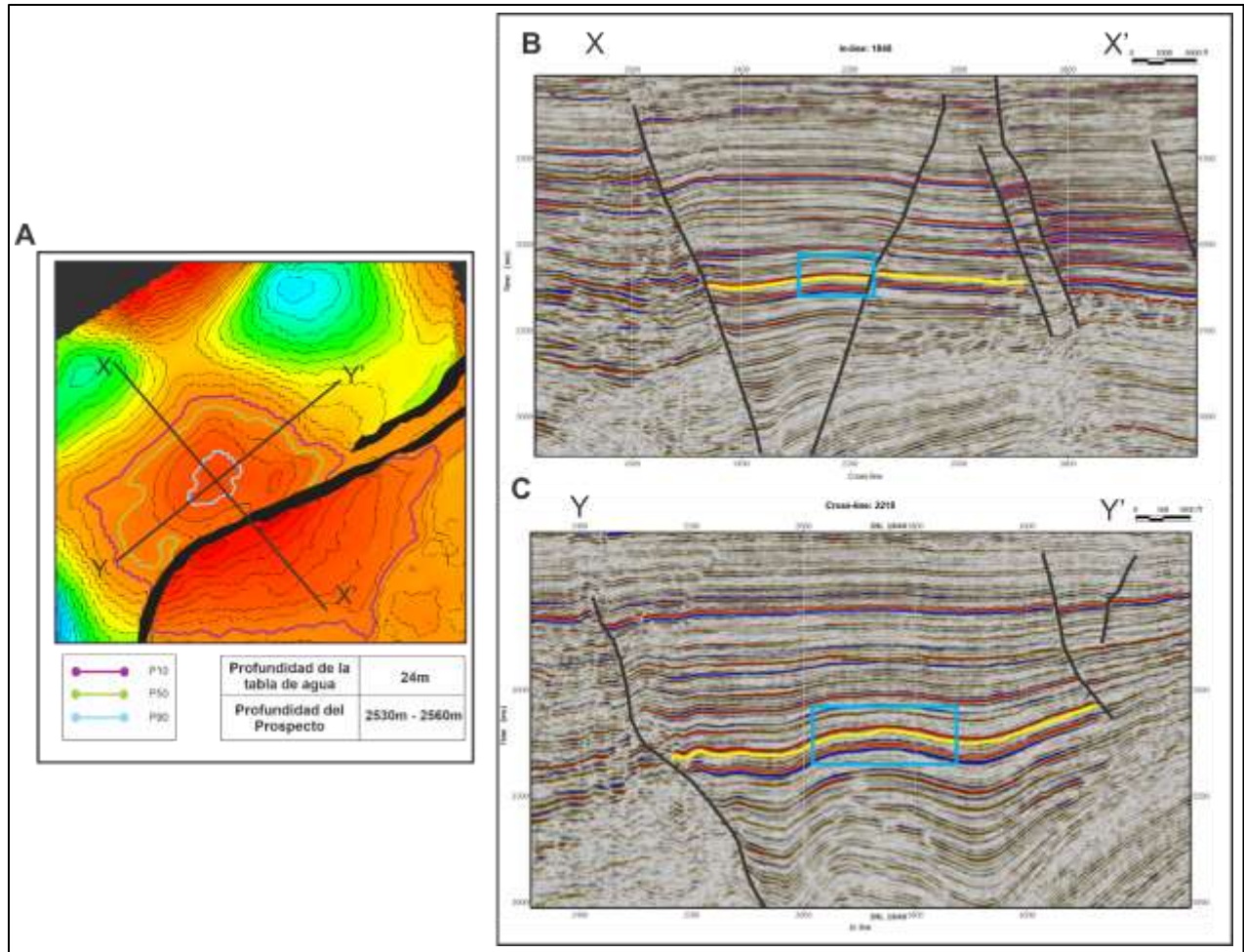


Figura 40: A) Mapa de contornos del prospecto Rango mostrando las delimitaciones de áreas del P90, P50 y P10 y los cortes de las líneas sísmicas de la figura B y C. B) Línea sísmica en sentido noroeste – sureste cortando el prospecto Rango que está resaltado por el horizonte amarillo entre el recuadro azul. C) Línea sísmica en sentido suroeste – noreste cortando el prospecto Rango que está resaltado por el horizonte amarillo entre el recuadro azul.

La estimación de reservas normalmente tiene dos metodologías: la primera usa datos estáticos y la segunda, datos dinámicos. Para este caso de estimación de reservas se utilizan datos estáticos basados en la geología y petrofísica de los datos de reservorio. Esta ecuación es conocida como la ecuación de estimación estática para un campo de gas GIIP (*gas initially in place* o gas inicialmente in situ) (Nurafza et al., 2017), donde se adiciona el factor geométrico (apartado 9.3.1) para una mayor certeza de las reservas.

$$GIIP = \frac{A \cdot h \cdot N/G \cdot \phi \cdot (1 - S_{\omega}) \cdot G_f}{B_g}$$

Donde:

A : Área (acres)

h : Altura del reservorio

N/G : Net to Gross

ϕ : Porosidad

s_w : Saturación de agua

G_f : Factor de corrección geométrica

B_g : Factor de corrección volumétrica para gas

La obtención de las variables de factor de corrección geométrica y factor de corrección volumétrica para gas se explican en los apartados 9.3.1 y 9.3.2, respectivamente.

9.3.1 FACTOR DE CORRECCIÓN GEOMÉTRICA (G_F)

El factor de corrección geométrica es una constante que permite aproximar el resultado de la ecuación GIIP, al volumen real de la estructura en profundidad. Esta constante depende de que tan cónica o prismática sea la morfología de la estructura y varía entre 0.5 y 1; donde el primer valor se usa para estructuras con formas cónicas y espesores gruesos del reservorio, mientras que el segundo valor se usa para estructuras prismáticas con bajos espesores de reservorio. Finalmente, este valor es multiplicado a la ecuación GIIP.

Para el caso del prospecto Rango, se puede observar que el reservorio presenta pendientes bajas con estratos delgados (Figura 41 A). Comparando la forma del reservorio del prospecto con la gráfica teórica de la Figura 41 B, se elige un valor para el factor de corrección geométrico de

0.9 debido a su similitud con una geometría prismática, que, si bien a simple vista no es fácil de percibir, esto se debe a que el corte de la Figura 41 A tiene una exageración vertical de 1:10.

$$G_f = 0.9$$

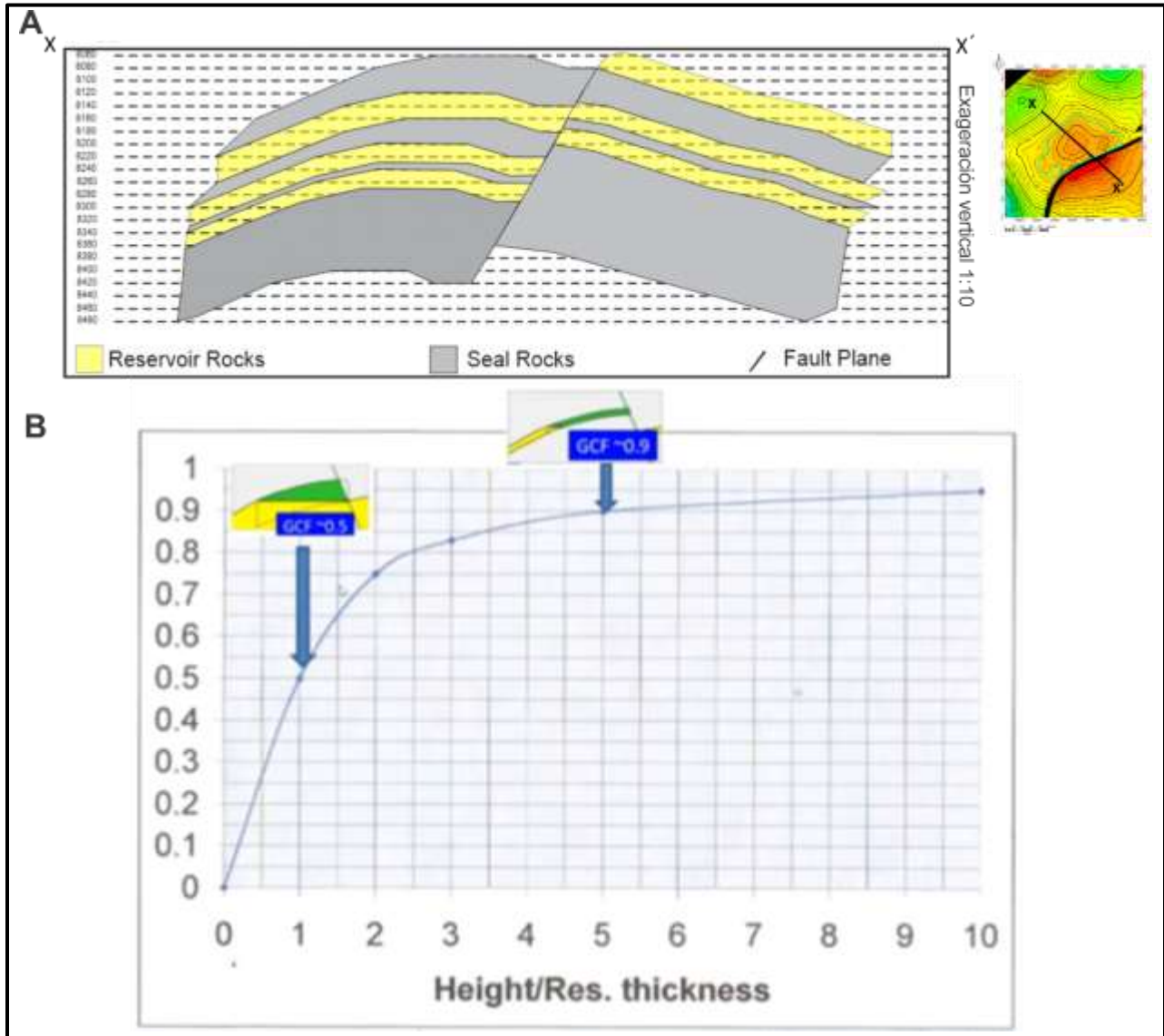


Figura 41: A) Corte esquemático noroeste-sureste de la estructura que conforma el prospecto Rango con una exageración vertical 1:10. B) Gráfica teórica para estimar el valor del factor de corrección geométrica. En el eje vertical se encuentran los valores de factor de corrección geométrica y en el eje horizontal se tiene la relación entre la altura de la estructura y el espesor del reservorio (fuente: (SEG EVOLVE / EVOLVE Professional, 2021))

9.3.2 FACTOR DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA PARA GAS (Bg):

El factor de corrección volumétrica es usado para estimar la expansión del gas en superficie al disminuir la presión a la cual se encuentra sometido en el subsuelo. Normalmente, el inverso del factor de corrección volumétrica para gas ($1/B_g$) varía entre 200 y 400. Sin embargo, para obtener un valor preciso, es necesario contar con datos de presión y temperatura del yacimiento; estos no se encontraron incluidos en el paquete de datos otorgado, por lo que para este caso se usó un $1/B_g = 300$ ya que este es el valor promedio. Finalmente, los datos obtenidos para realizar el cálculo de volumétricos para el prospecto Rango se resumen en la siguiente tabla:

Percentil	P50
Area (acres)	859
Gross (ft)	150
Net to gross	0.5
Porosidad	25
saturacion de gas	70
Factor volumétrico	0.0033
Factor de corrección geometrico	0.9

Tabla 4: Variables con sus respectivos valores usadas en la formula de GIIP para el P50.

Cabe aclarar que los cálculos se realizaron únicamente para el P50, debido a que éste representa un escenario medio entre el P10 (mejor escenario) y el P90 (peor escenario), y por lo tanto muestra de mejor manera las posibles reservas que se podrían hallar en el prospecto.

Reemplazando estos valores en la ecuación del GIIP se obtiene lo siguiente:

$$GIIP = \frac{859 \text{ acres} \cdot 150 \text{ ft} \cdot 0.5 \cdot 0.25 \cdot 0.7 \cdot 0.9}{0.0033} = 3074829.545 \text{ acre pie}$$

Una vez obtenido el valor del GIIP, es necesario multiplicarlo por una constante de conversión de unidades ($43560 \text{ ft}^3/\text{acre pie}$) para que finalmente el resultado quede en términos de pies cúbicos (ft^3); en este caso las reservas dieron en el orden de billones de pies cúbicos (BCF, por sus siglas en inglés) de la siguiente forma:

$$BCF = \frac{(3074829.545 \text{ acre pie}) \cdot 43560 \text{ ft}^3/\text{acre pie}}{1 \times 10^9} = 134 \text{ BCF}$$

9.4 CONVERSIÓN TIEMPO PROFUNDIDAD – FUNCIÓN DE VELOCIDAD

Se propone una conversión de tiempo a profundidad por medio de una función de velocidad dado que no se tiene el modelo de velocidad de la zona. Esto, con la finalidad de tener un estimativo de la profundidad a la cual se puede presentar el prospecto. Para tener una mayor certeza de los datos de conversión, este proceso se realiza con base en los pozos cercanos después de la zona de la falla de crecimiento regional ubicada al noroeste del prospecto Rango (Figura 42).

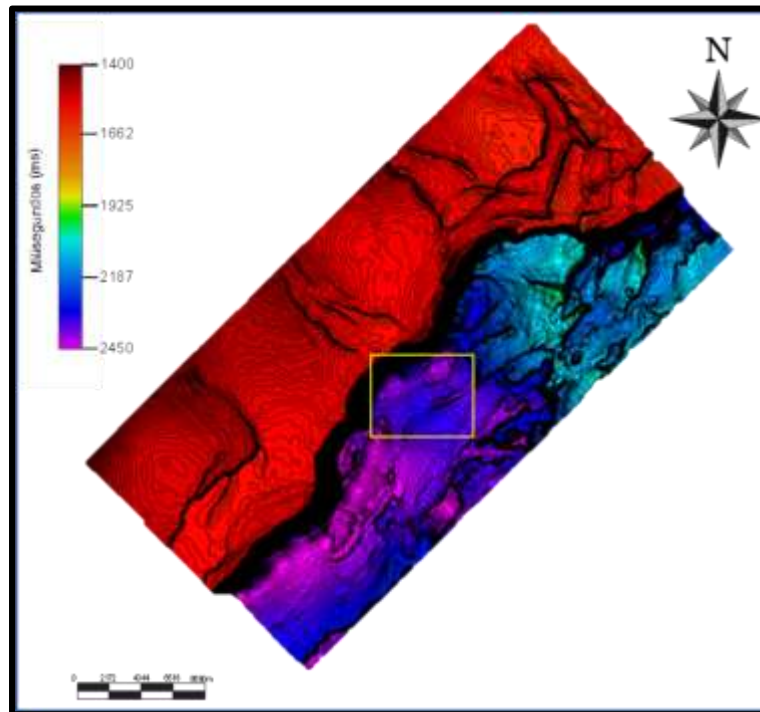


Figura 42: Mapa de contornos estructurales al tope del microfósil Robulus 54B, encontrándose levemente por debajo del reservorio del prospecto Rango que se localiza en el recuadro amarillo en el centro del mapa.

Para esta función se usaron los checkshots de los pozos:

- 4543-2
- 4542-1

- 6040-1
- 4995-1

Para poder realizar una comparación entre las velocidades de los cuatro pozos, se utilizaron intervalos cada 250 ms. Esto significa que todas las velocidades que se encontraron dentro de estos intervalos se promediaron para obtener una velocidad representativa de cada rango. Por ejemplo, si en el primer intervalo (de 0 a 250 ms) se presentaron tres velocidades, éstas se sumaban y se dividían entre tres. De esta forma se obtuvieron los datos de velocidades promedio para cada intervalo en cada uno de los pozos como se muestra en la Tabla 5.

Intervalo	TWT (ms)	Velocidad promedio pozo 4543-2	Velocidad promedio pozo 4542-1	Velocidad promedio pozo 6040-1	Velocidad promedio pozo 4995-1	Velocidad promedio de los 4 pozos (m/s)
1 (0-250ms)	0	1748,52907	2239,37126	1844,27666	2179,92231	2003,02483
2 (250-500ms)	250	1748,52907	2239,37126	1802,46499	2265,1151	2013,87011
3 (500-750ms)	500	1953,83041	2239,37126	1760,65332	2094,94665	2012,20041
4 (750-1000ms)	750	2050,15045	2239,37126	2192,89024	1957,84947	2110,06536
5 (1000-1250ms)	1000	2354,28648	2239,37126	2320,80635	1986,32086	2225,19624
6 (1250-1500ms)	1250	2498,34969	2239,37126	2522,93008	2009,22495	2317,46899
7 (1500-1750ms)	1500	2381,24533	2239,37126	2514,40854	2041,29678	2294,08048
8 (1750-2000ms)	1750	2344,59705	2239,37126	2041,66004	1958,55195	2146,04507
9 (2000-2250ms)	2000	2539,88834	2781,89136	1848,72253	1833,3601	2250,96558
10 (2250-2500ms)	2250	2770,78462	2727,03527	1864,553	1870,13254	2308,12636
11 (2500-2750ms)	2500	2582,25878	2553,43526	1935,64421	1749,17456	2205,1282

Tabla 5: Velocidades promedio para cada intervalo de los pozos 4543-2, 4542-2, 6040-1, 4995-1 y la velocidad promedio de los cuatro pozos para cada intervalo.

Una vez determinadas las velocidades promedio de cada intervalo, se hace la conversión a velocidades RMS (*root mean square velocity* o velocidad media cuadrática) (Schlumberger Oilfield Glossary, s.f.) a través de la siguiente ecuación:

$$v_{RMS} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N v_i^2 \Delta t_i}{\sum_{i=1}^N \Delta t_i}}$$

Donde:

v_{RMS} : Velocidad media cuadrática

v_i^2 : Velocidad promedio del intervalo

t_i : Lapso del intervalo

Esta ecuación fue resuelta en Excel como se muestra en la Figura 43 y el resultado se encuentra resumido en la Tabla 6.

	A	B	C	D	E	F
	TWT (s)	Velocidad intervállica PROMEDIO (m/s)	VRMSN	Velocidad intervállica	Profundidad Recorrida	
1						
2	0	2003,02483		2008,45479	251,0568482	
3	0,25	2013,87011	2008,45479	2010,95264	251,3690805	
4	0,5	2012,20041	2009,7041	2085,42789	260,6784867	
5	0,75	2110,06536	2035,25843	2188,52782	273,5659774	
6	1	2225,19624	2074,6376	2278,79478	284,8493474	
7	1,25	2317,46899	2117,04465	2269,63526	283,7044076	
8	1,5	2294,08048	2143,23099	2145,69352	268,2116896	
9	1,75	2146,04507	2143,58296	2239,28849	279,9110608	
10	2	2250,96558	2155,77852	2293,34704	286,6683803	
11	2,25	2308,12636	2171,49433	2202,09181	275,2614757	
12	2,5	2205,1282	2174,57346	2174,57346	271,8216819	
13						

Figura 43: Fórmula aplicada en Excel para obtener las velocidades RMS promedio de la zona de estudio, mostrada en el primer intervalo.

Una vez obtenidas las velocidades RMS para cada intervalo se aplicó la ecuación (Dix, 1955). Esta ecuación es utilizada para calcular las velocidades intervállicas que corresponden a la velocidad real de cada intervalo de una serie de capas paralelas planas (Dix, 1955), como se presenta a continuación:

$$v_{int} = \sqrt{t_2(v_{RMS_2})^2 - t_1(v_{RMS_1})^2}$$

Donde:

v_{int} : Velocidad interválica

t_1 : Tiempo de viaje hasta el primer reflector

t_2 : Tiempo de viaje hasta el segundo reflector

v_{RMS_1} : Velocidad media cuadrática hasta el primer reflector

v_{RMS_2} : Velocidad media cuadrática hasta el segundo reflector

Los valores obtenidos de la velocidad interválica se encuentran presentes en la Tabla 6.

Una vez teniendo el horizonte interpretado en tiempo en el software de OpendTect es posible obtener la profundidad expresada en milisegundos que presenta el horizonte. Para la conversión de tiempo a profundidad, se identificó el punto más somero y profundo en tiempo del horizonte del prospecto Rango, y a qué intervalo de tiempo correspondían. de esta manera se determinaron los siguientes valores:

- Punto más somero: 2174,213 ms (intervalo 9)
- Punto más profundo: 2377,732 ms (intervalo 10)

Lo primero a realizar, es determinar la profundidad hasta el intervalo 8, ya que este es el anterior al intervalo en el que se encuentra el prospecto. La profundidad recorrida total es la sumatoria de las distancias recorridas en cada intervalo, las cuales se encontraron a partir de la multiplicación de la velocidad interválica y el tiempo que tarda la onda desde la fuente hasta el

horizonte (*one way time* o OWT, por sus siglas en inglés) de cada intervalo (0.125 s). Por lo tanto, al hacer la sumatoria se puede obtener el OWT hasta el intervalo 8. Esta estimación se hizo por medio de la ecuación:

$$y = y_0 + v_i \cdot t$$

Donde:

y : Profundidad final

y_0 : Profundidad obtenida hasta el intervalo anterior

v_i : Velocidad intervállica

t : tiempo estimado por el horizonte en tiempo durante el intervalo en OWT

Intervalo	TWT (s)	Velocidad promedio (m/s)	Velocidad RMS (m/s)	Velocidad intervállica (m/s)	Profundidad Recorrida (m)	Profundidad Recorrida Total (m)
1 (0-250ms)	0	2003,0248	2003,0248	2008,4548	251,0568482	251,0568482
2 (250-500ms)	0,25	2013,8701	2008,4548	2010,9526	251,3690805	502,4259287
3 (500-750ms)	0,5	2012,2004	2009,7041	2085,4279	260,6784867	763,1044155
4 (750-1000ms)	0,75	2110,0654	2035,2584	2188,5278	273,5659774	1036,670393
5 (1000-1250ms)	1	2225,1962	2074,6376	2278,7948	284,8493474	1321,51974
6 (1250-1500ms)	1,25	2317,469	2117,0447	2269,6353	283,7044076	1605,224148
7 (1500-1750ms)	1,5	2294,0805	2143,231	2145,6935	268,2116896	1873,435837
8 (1750-2000ms)	1,75	2146,0451	2143,583	2239,2885	279,9110608	2153,346898
9 (2000-2250ms)	2	2250,9656	2155,7785	2293,347	286,6683803	2440,015279
10 (2250-2500ms)	2,25	2308,1264	2171,4943	2202,0918	275,2614757	

Tabla 6: En la tabla se muestran los resultados de la ecuación de velocidad RMS y de la ecuación de velocidad intervállica y los resultados de la profundidad total hasta el tope de cada intervalo.

La profundidad alcanzada hasta el intervalo 8 corresponde a 2153,35 m y corresponde a la profundidad en tiempo hasta 2000 ms. Para calcular la profundidad restante hasta el punto más somero del prospecto (2174 ms), se debe utilizar la velocidad del intervalo 9 ya que es en este en

donde se encuentran los 174,213 ms restantes. La velocidad interválica para este lapso es de 2293 m/s, por lo que para conocer la profundidad restante solo basta con multiplicar la velocidad interválica por el tiempo restante (174,213 ms) convertido a segundos y dividido en dos para convertirlo de TWT (*two way time*) a OWT. El resultado de la profundidad hasta el intervalo 8 (2153,35 m) sumado a la profundidad restante en el intervalo 9 (199,491 m), da como resultado 2353 m que corresponde a la profundidad total del punto más somero

Una vez se tiene la profundidad para el punto más somero, se realiza el mismo proceso para determinar el punto más profundo del horizonte del prospecto. En el intervalo 9 restan 76 ms de profundidad, que corresponden a la diferencia entre 2174 ms (punto más somero) y 2250 ms (final del intervalo 9). Luego, se toma la profundidad final del intervalo 9 (2250 ms) como la parte superior del intervalo 10 y se resta a la profundidad del punto más profundo (2377,732 ms) cuyo resultado es 127,732 ms. Este resultado se multiplica por la velocidad interválica del intervalo 10 y se obtiene una profundidad de 140,639 m. La profundidad del inicio del intervalo 10 hasta el punto más profundo del prospecto (140,639 m) se suma con la obtenida hasta el final del intervalo 9 (2440 m) resultando en una profundidad de 2580,639 m para el punto más profundo del horizonte del prospecto.

Este mismo procedimiento se realiza para todos los puntos del horizonte del prospecto entre el punto más somero y el punto más profundo. Estos datos de profundidad en ms de cada punto del horizonte se obtienen a partir del archivo de texto que se genera al exportar el horizonte desde OpendTect.

9.5 ANÁLISIS DE RIESGO

El procedimiento usado para la evaluación del riesgo del prospecto Rango fue la “Metodología de valoración del riesgo de la *Society of Exploration Geophysicists*”. En ella se evalúan los

elementos del sistema petrolífero: roca fuente, roca reservorio, roca sello y trampa. En esta sección se explicarán las razones por las que se considera que estos elementos están presentes y activos en la zona estudiada.

Para realizar un análisis de riesgo completo, se decidió crear una carta de eventos que permitiera comprender de manera general la evolución de los elementos del sistema petrolífero para verificar que el proceso se haya dado de manera sincrónica.

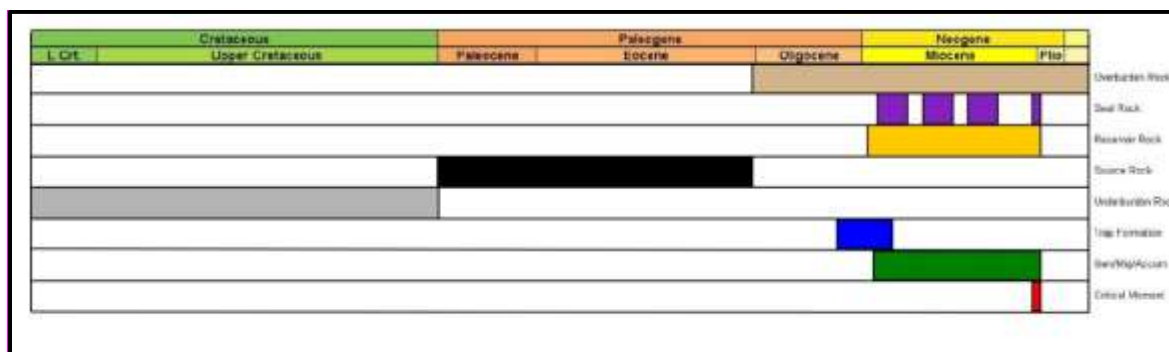


Figura 44: Carta de eventos para el prospecto Rango, mostrando la temporalidad de la depositación de roca fuente, roca reservorio, roca sello, roca de sobrecarga, formación de la trampa y momento crítico.

9.5.1 ROCA FUENTE Y CARGA DE HIDROCARBUROS

El riesgo perteneciente a este elemento se evaluó tomando en cuenta su presencia en la zona, maduración y migración del hidrocarburo. A pesar de no tener información geoquímica para una caracterización adecuada de los hidrocarburos, se tiene la certeza de que el sistema petrolífero se encuentra activo, ya que hay campos productores de hidrocarburos en la zona como el campo *McPac* en el bloque 519 (Land & Galloway, 1986). Además, hay presencia de hidrocarburos en los bloques 619 y 639; este último, produce un promedio de 266 BCFPD (Land & Galloway, 1986).

La explotación de reservorios de gas Pleistoceno se da en el bloque 619, y según el boletín, no presentan una roca fuente asignada por la comunidad científica. Esto nos lleva a la conclusión de que el sistema petrolífero se encuentra activo y, por tanto, los factores de presencia la roca

fuente, maduración y migración no son un problema en el prospecto Rango. Además de esto, es importante resaltar que el área de interés se encuentra en una zona con alta alteración estructural, permitiendo que se generen diversas rutas de migración a través de fallas y fracturas, por medio de las cuales se acumulan hidrocarburos en las trampas.

También se conoce, según lo estudiado en la geología regional, que existió un periodo de depositación de rocas con suficiente espesor para generar sobrecarga, permitiendo que se presentaran las condiciones necesarias para la maduración termal de la roca fuente. Esta, a su vez, evolucionó de forma simultánea con el sistema deltáico del Mioceno; a partir de esto, se espera que el sistema petrolífero en esta zona haya comenzado la generación y migración de hidrocarburos en algún punto posterior a la depositación del sistema deltáico, de forma que haya permitido que se llenara la estructura que conforma al prospecto Rango.

9.5.2 ROCA RESERVORIO

La estratigrafía de la zona se desarrolla en un régimen deltáico ideal para la formación de rocas reservorios, permitiendo que existan rocas con excelentes propiedades petrofísicas tales como porosidades y permeabilidades altas que presentan unos altos factores de recobro para la extracción de hidrocarburos (McCarthy, 1978). Estas características también se ven reflejadas en el área del prospecto Rango a través de los resultados obtenidos de los cálculos de porosidad efectuados para el Mioceno Bajo (perteneciente a la zona representada del *Siphonia Davisi*). De esta forma se espera que la roca reservorio presente buenas propiedades que le permitan acumular hidrocarburos.

9.5.3 TRAMPA

Teniendo en cuenta la configuración estructural de la zona en la que se encuentra el prospecto y la morfología representada en la sísmica y en el mapa de contornos estructurales, se puede concluir que la estructura que conforma la trampa es un anticlinal de tipo *roll-over*. Estas estructuras son típicas en el Golfo de México, generándose a partir de la caída gravitatoria del

bloque colgante en fallas lístricas, ocasionando que las capas presentes en este bloque se deformen produciendo la estructura anticlinal. Esta estructura ha sido importante en la zona debido a que suele presentar una alta prospectividad, por lo que permite tener un alto nivel de confianza en cuanto al análisis de riesgo de este elemento.

Adicionalmente, se conoce por medio de la geología regional que el evento deformativo al que se encuentra asociada la estructura anticlinal pertenece al sistema de fallas Clemente-Tomas, el cual fue formado entre el final del Oligoceno y comienzo del Mioceno, por lo cual, la trampa se generó posiblemente antes de la maduración y expulsión propuesta para los hidrocarburos.

9.5.4 ROCA SELLO

Para el análisis de la roca sello se tuvieron en cuenta tanto el sello superior como el sello lateral. Durante este proceso se recopiló información bibliográfica sobre la disposición y las características de las rocas sello de las zonas aledañas, y se buscó relacionarlo con la información de los registros de pozo. Además, se hizo necesario el análisis del sellado lateral debido a la existencia de una falla que atraviesa la zona de interés, de esta forma se plantearon los posibles escenarios que podrían ocurrir con la falla y se determinó de qué forma afectarían la acumulación de hidrocarburos en el prospecto.

El sello superior está compuesto por rocas que presentan propiedades óptimas para impedir que escape el hidrocarburo; esto se puede ver reflejado en las respuestas petrofísicas brindadas por la información de los pozos cercanos al prospecto, en ellos se observa que los estratos superiores al reservorio muestran respuestas favorables, indicando la presencia de shale en los registros SP y *gamma ray*, permitiendo interpretar a su vez un patrón de gradación normal (reducción de tamaño de grano de base a techo). También, según McCullough (1990) el área de *Matagorda Island* se encuentra catalogada como una zona de sobrepresión, esto significa que las rocas con potencial de sello podrían ser más efectivas impidiendo que escape el hidrocarburo, dando de esta manera más

confianza al momento de definir el valor del riesgo para este elemento. Por otro lado, el sello lateral representa el mayor riesgo de este prospecto, debido a la presencia de una falla cercana aumenta la incertidumbre de que se acumulen eficientemente los hidrocarburos en la trampa. Es por esto que se realizó un análisis en busca de los posibles escenarios que se pueden presentar y como podría afectar cada una de estas situaciones el volumen de hidrocarburo en el reservorio.

La metodología que se siguió para realizar este análisis comenzó con la realización de un corte noroeste-sureste perpendicular a la falla con el cual se buscó comprender la posible ubicación de las capas de interés en ambos bloques. Estas capas se ubicaron utilizando los espesores y profundidades brindadas por el análisis petrofísico de los pozos. Una vez se obtuvo este esquema se plantearon 3 posibles casos dependientes del comportamiento de la falla:

En el primer caso que se analizó, la falla no funciona como sello, permitiendo que el hidrocarburo escape a través de ella. En este caso, solo quedaría atrapado el volumen de hidrocarburo equivalente al del cierre en cuatro direcciones (**Figura 45**).

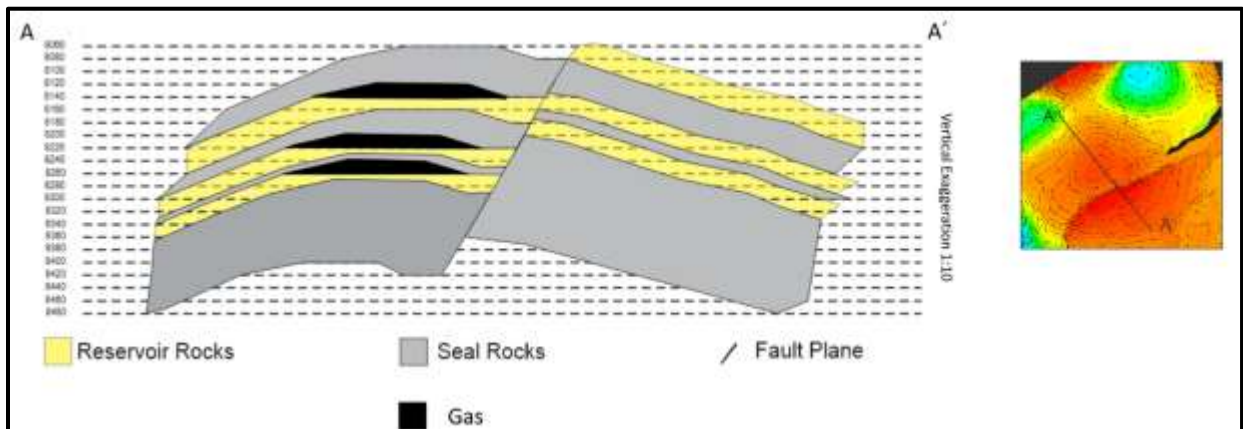


Figura 45: Esquema representativo del escenario en que la falla no actúa como sello y la acumulación de hidrocarburos solo se da en la estructura con cierre en cuatro direcciones.

En el segundo caso, se asume que la falla funciona como un sello perfecto, impidiendo que el hidrocarburo escape y permita llenar los contornos pertenecientes al cierre en tres direcciones

(Figura 46). En este caso el volumen de hidrocarburo sería considerablemente mayor que en el caso uno.

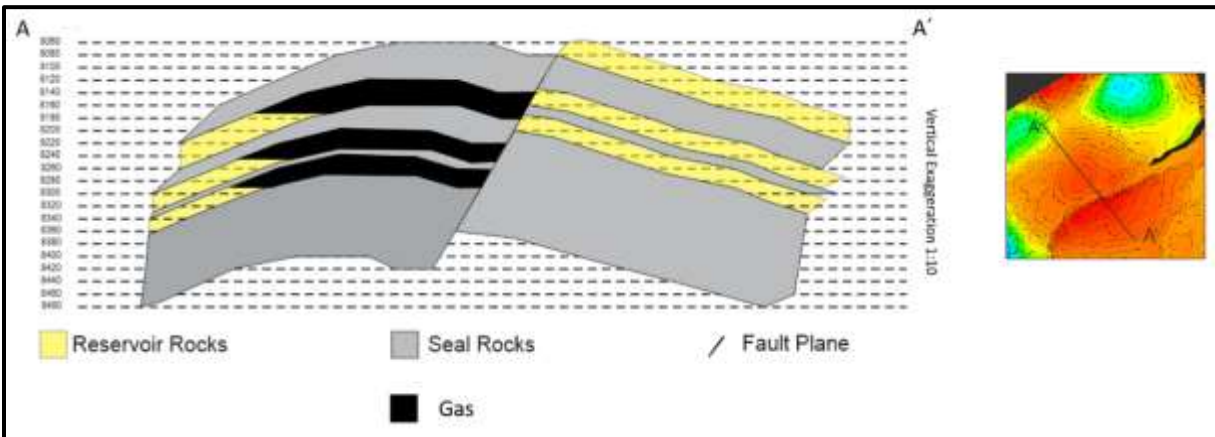


Figura 46: Esquema representativo del escenario en que la falla actúa como sello, impidiendo que los hidrocarburos escapen.

En el tercer caso, se asume que la falla no permite que el hidrocarburo escape, pero tampoco evita que pase a través de ella, tal como lo plantea Allan (1989) en su modelo de migración y entrapamiento de hidrocarburos dentro de estructuras falladas. Esto permite que las arenas del bloque yacente puedan ser rellanadas con hidrocarburos aprovechando la estructura de cierre en tres direcciones que se encuentra presente al otro lado de la falla (Figura 47). En este caso el volumen de hidrocarburos sería el mayor posible y generaría un mayor interés exploratorio.

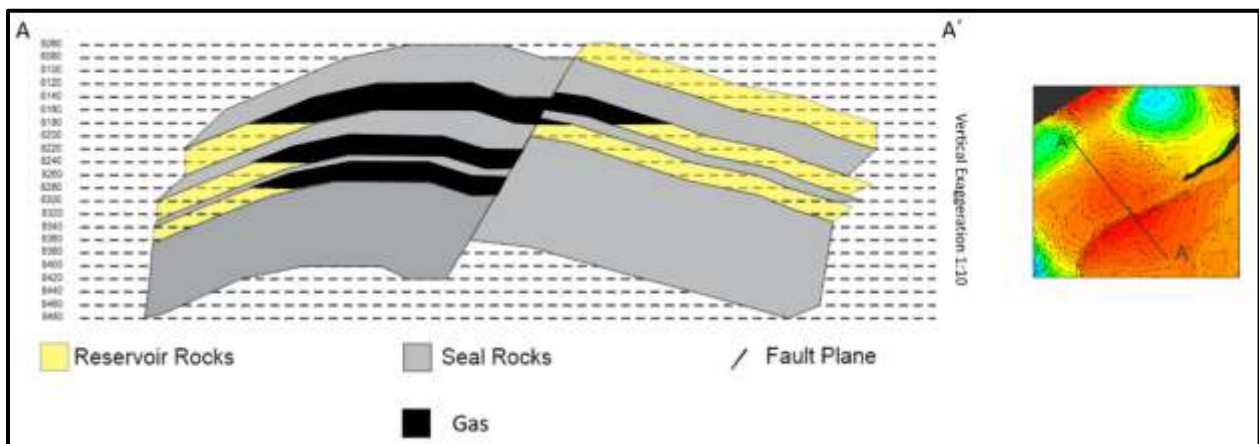


Figura 47: Esquema representativo del escenario en que la falla no permite que el hidrocarburo escape pero si permite que fluya a través de ella a los reservorios del bloque yacente.

De esta forma, basados en la información obtenida y en el nivel de confianza que brindaban estos datos, se realizó un análisis objetivo sobre el riesgo que podrían tener cada uno de los elementos del sistema petrolífero para el prospecto Rango. Se usó la “metodología del análisis del riesgo *Society of Exploration Geophysicists*” (**Figura 48**), el cual permite dar un valor numérico relacionando la cantidad y calidad de los datos y el beneficio que esta información aporta al prospecto. De esta forma, si se tienen muchos datos y favorecen la probabilidad de éxito del prospecto, el valor que se le otorgaría a ese elemento debería estar entre el 80% y el 100%.

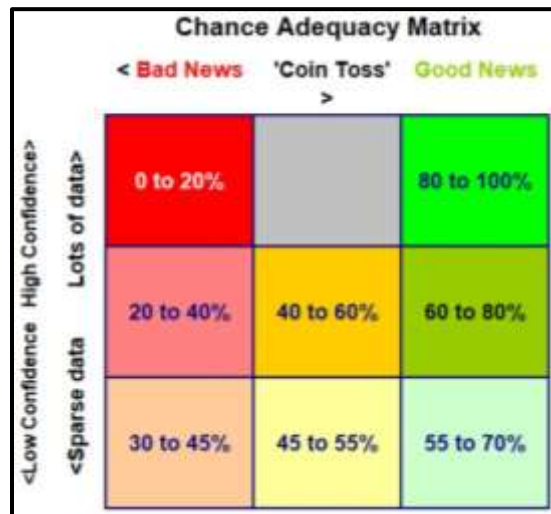


Figura 48: Metodología del análisis del riesgo Society of Exploration Geophysicists.

Basándose en la **Figura 48**, se asignaron los siguientes valores de probabilidad de éxito a los elementos del sistema petrolífero:

- Roca fuente: Se tiene una alta cantidad de información y favorece el éxito del prospecto. Se le asigna un 90% de éxito.
- Roca sello: Se tiene una alta cantidad de información, pero no toda favorece el éxito del prospecto. Se le asigna un 75% de éxito.
- Roca reservorio: Se tiene una alta cantidad de información y favorece el éxito del prospecto. Se le asigna un 80% de éxito.

- Trampa: Se tiene una alta cantidad de información y favorece el éxito del prospecto. Se le asigna un 85% de éxito.

Finalmente, estos valores de probabilidad de éxito de cada uno de los elementos del sistema petrolífero se multiplican entre ellos para obtener la probabilidad de éxito del prospecto. Para el prospecto Rango, esta probabilidad de éxito es del 46% (**Error! Reference source not found.**).

Roca fuente	0.9
Roca reservorio	0.8
Trampa	0.85
Sello	0.75
Probabilidad de éxito (%)	46

Tabla 7: En la tabla se muestran los valores porcentaje de éxito a cada uno de los elementos del sistema petrolífero y el valor de probabilidad de éxito resultante de la multiplicación entre ellos.

9.6 PROPUESTA DE CAPTURA DE CARBONO

Para cumplir con el Acuerdo de París, que pretende limitar el ascenso global de temperatura a 2°C durante el siglo XXI, las emisiones de gases de efecto invernadero deben disminuirse drásticamente para no sobrepasar el presupuesto de carbono. Se entiende por presupuesto de carbono, la cantidad de CO₂ que puede ser liberada a la atmósfera para no superar el incremento en temperatura mencionado. El acuerdo además establece que para el 2050 el presupuesto de carbono va a estar agotado y a partir de este punto se deberán tener emisiones netas cero de CO₂. Las emisiones netas cero se refieren a igualar la cantidad de gases de efecto invernadero emitidas con la cantidad de estos mismos gases siendo capturados y almacenados.

Por esta razón, diversas empresas de exploración y producción de hidrocarburos se han propuesto alcanzar emisiones netas cero para el año 2050. Para lograr esto, uno de los mecanismos de remoción de CO₂ de la atmósfera más discutidos es la captura y almacenamiento geológico de

CO₂ (CCS por sus siglas en inglés). En este trabajo se plantea un plan de CCS que permitiría lograr emisiones netas cero.

En caso de éxito del prospecto, el uso más probable del gas producido sería en viviendas, lo cual representa una dificultad operativa para la captura del CO₂ liberado por el hidrocarburo producido. Por esta razón, se plantea la captura de CO₂ en una de las principales plantas de generación de energía a partir de carbón del estado de Texas, que a su vez es una de las principales emisoras de CO₂ en el estado. En el año 2004, esta planta emitió más de cinco millones de toneladas de CO₂, de las cuales un gran porcentaje podrían ser capturadas y almacenadas.

Para la implementación del proyecto de captura y almacenamiento de carbono se tuvieron en cuenta los siguientes factores:

9.6.1 TECNOLOGÍA DE CAPTURA DE CARBONO POSTCOMBUSTIÓN

Al tener planeado capturar el CO₂ en una planta generadora de energía existente, la tecnología de captura más sencilla y económicamente viable de instalar, es la captura postcombustión. En este proceso se captura el CO₂ de los gases resultantes de la combustión del combustible fósil usando sustancias químicas orgánicas e inorgánicas. En este proyecto se planea usar aminas (sustancias orgánicas) como se muestra en la Figura 22. Las aminas interactúan con el gas de combustión enfriado, capturando entre el 85% y 90% del CO₂ presente allí. Posteriormente las aminas son excitadas con temperatura, liberando así el CO₂ en una cámara de separación en donde las aminas se precipitan y el CO₂ se desplaza a la parte alta de la cámara.

9.6.2 TRANSPORTE DEL CO₂

Dado que en la zona de estudio no se tienen tuberías disponibles para transportar el CO₂ en estado supercrítico, en el momento se plantea transportarlo en estado gaseoso; no obstante, el

desarrollo de la tecnología de CCS está avanzando y es factible que se decida ampliar la red de tuberías para transporte de CO₂ en estado supercrítico.

El Golfo de México tiene extensas redes de tuberías que podrían ser usadas con el fin de transportar CO₂. En este proyecto, la construcción de dos tramos de tubería es necesaria: la primera sección transportaría el CO₂ entre la fuente y la tubería más cercana disponible para usar, y la segunda sección para transportar el CO₂ entre la tubería y la plataforma de inyección.

En la Figura 49 se muestra el mapa de tuberías en el sur de Texas y una zona del área de *Matagorda Island* en el Golfo de México. En azul, se encuentran las líneas de tubería existentes de gas natural que podrían ser candidatas para transportar el CO₂ hasta la plataforma de inyección. Las líneas rosadas son los aproximadamente 60 km de tramos de tubería que tendrían que ser construidos para conectar la fuente del CO₂ con el sitio de inyección. Usando los costos de materiales e instalación que sugiere Nilsson et al. (s.f.), se proyecta un costo de \$700.000 dólares por km de tubería de 16" de diámetro para transporte de CO₂, para un costo total de la tubería de 42 millones de dólares. Adicionalmente, Nilsson et al. (s.f.) también estima que el costo de transporte por tonelada de CO₂ es de \$3.35 euros.



Figura 49: Infraestructura de tuberías de gas natural en el sur de Texas y en la sección noroeste del Golfo de México. El círculo negro con un triángulo blanco en su interior corresponde a la planta de generación de energía a partir de carbón, las líneas azules corresponden a las tuberías existentes para transporte de gas natural, las líneas rosadas son los trayectos de tubería que deben ser construidos y el punto rojo corresponde a el sitio de inyección (fuente: (U.S. Energy Information Administration, s.f.)

9.6.3 ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN EL ÁREA DE *MATAGORDA ISLAND*

Para el almacenamiento de CO₂ se han tenido en cuenta dos opciones que se pueden combinar en el tiempo. La primera opción es comenzar a inyectar CO₂ en acuíferos salinos en niveles inferiores al horizonte que se espera tenga producción. En este caso, el CO₂ se estaría secuestrando geológicamente y no tendría ningún uso. Para esta opción, la ley de reducción de impuestos 45Q otorga beneficios de impuestos de entre \$35 y \$50 dólares por tonelada de CO₂ almacenada. La segunda opción es utilizar el CO₂ en operaciones de recobro mejorado (EOR, por sus siglas en inglés). En este caso, el CO₂ sería inyectado en el reservorio productor por debajo del contacto agua-gas, preservando la presión del intervalo productor y permitiendo la extracción de una mayor cantidad de hidrocarburos. Para el EOR, la ley estima créditos de carbono de hasta \$35 dólares, cuando por lo menos el 50% del CO₂ inyectado permanezca almacenado.

En una perspectiva general, en un comienzo se hace más viable la inyección del CO₂ en acuíferos salinos debido a los altos beneficios de impuestos y a que el reservorio productor comenzaría con presión suficiente para tener una producción eficaz. De esta manera se estima una inyección del CO₂ a aproximadamente 2680 m de profundidad en un reservorio con una porosidad del 25% y una densidad de CO₂ de 0.27 g/cc. La capacidad de almacenamiento de CO₂ en este reservorio no se puede estimar con los datos que se tienen, sin embargo, es mayor a la cantidad de CO₂ a ser emitida por el gas producido.

Posteriormente y a medida que aumenta la producción, analizando la disminución de la presión en el reservorio, se puede estudiar si es más económicamente viable la inyección del CO₂ en el intervalo de arenitas productoras.

9.6.4 MONITOREO DEL CO2 INYECTADO

Para que el proyecto sea exitoso, se hace necesario verificar que el CO₂ que se esta inyectando este permaneciendo efectivamente almacenado en el subsuelo. Hay diversos métodos para lograrlo; en este caso se planea usar métodos geofísicos y de pozos de monitoreo. Mediante sísmica 4D (**Figura 50**) se registrará el comportamiento del CO₂ en el reservorio, posibles fugas y esparcimiento en la capa de roca. Los pozos van a funcionar monitoreando la presión del yacimiento, dado que disminuciones bruscas de presión podrían indicar fugas del gas inyectado.

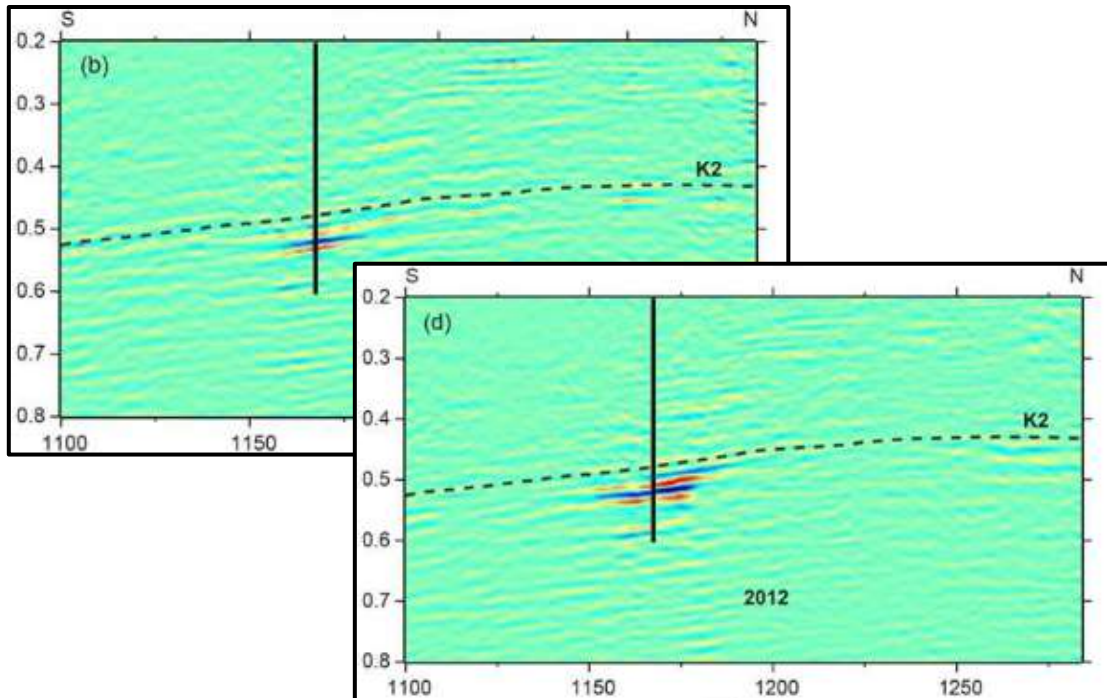


Figura 50: Sísmica 4D mostrando el cambio de amplitud a través del tiempo en los reflectores en que se ha inyectado el CO₂ (fuente: Lüth et al., 2017).

9.6.5 COSTO DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

La estimación del volumen de reservas para el prospecto rango en el P50 corresponde a 134 BCF. Basándose en este volumen de gas, se puede estimar el total de emisiones de CO₂ que van a ser generadas por el hidrocarburo. Se estimaron usando la calculadora de emisiones de CO₂ creada por SCION (s.f.), resultando en un total de 9.1 millones de toneladas de CO₂ a ser emitidas. Los costos de captura, transporte y almacenamiento de CO₂, se estiman entre \$80 y \$90 dólares por tonelada (Schmelz et al., 2020). Si se asume que se puede obtener el máximo beneficio en impuestos otorgado por la ley 45Q, correspondiente a \$50 dólares por tonelada, el costo total de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ varía entre \$30 y \$40 dólares por tonelada. De esta manera, el costo de la captura, transporte y almacenamiento de CO₂ sería de \$318.5 millones de dólares más \$42 millones de dólares de la construcción de la tubería necesaria. De esta manera, el costo total del proyecto de reducción de emisiones de CO₂ sería de \$360.5 millones de dólares.

10. DISCUSIÓN

La zona norte del golfo de México es conocida por su abundante diapirismo, variando de composición salina al este y lodosa al oeste. Este diapirismo puede generar muchas estructuras que pueden ser bien aprovechadas por la exploración y explotación de hidrocarburos, dado que genera excelentes entrapamientos como, por ejemplo, las estructuras anticlinales. Estas estructuras se generan debido al ascenso de sedimentos y su formación puede ser directa o indirecta. Las directas son generadas por el propio diapiro, el cual causa un abombamiento en los estratos superiores y posteriormente una fractura suprayacente, dando lugar a una trampa de tipo anticlinal fallado. Por otro lado, el ascenso de los sedimentos también puede generar fallas lístricas o de crecimiento que generan anticlinales *roll-over*, muy comunes en esta parte del golfo de México y que localmente son explicados por Ajiboye & Nagihara (2012). Estas estructuras funcionan como trampas en *Matagorda Island* debido a que los reservorios para esta zona son locales, generados por regresiones o procesos marinos que pueden producir una trampa mixta, agrupando la estructura *roll-over* y la disposición estratigráfica. Esto se evidencia en campos estudiados a detalle en el noroeste del golfo de México, los cuales pueden ser considerados análogos en su estructura con la sísmica de *Matagorda Island*.

En las zonas aledañas a *Matagorda Island* también es común encontrar reservorios ubicados en arenas de edad Mioceno Medio y Mioceno Inferior, viéndose reflejados a su vez en los registros de pozo analizados en este estudio. Por tal motivo, a pesar de no tener la información para realizar el modelado de la cuenca o un mayor estudio de rocas fuente para el área, se comprueba la existencia del sistema petrolífero, que, si bien no está completamente definido, se sabe que está activo, teniendo como evidencia la presencia hidrocarburos en diversos reservorios del Mioceno Inferior en las zonas aledañas y en el área de interés.

La abundancia de shale genera una alta confiabilidad en los sellados de las estructuras, es algo mencionado en la literatura y evidenciado por los registros de *gamma ray* de múltiples pozos en los que la línea de shale permanece constante. Además, el registro de *gamma ray* presenta desplazamientos locales evidenciando formaciones de arena depositadas por procesos marinos de tipo nerítico y eventualmente continentales, tal como lo plantea Kiatta & Howard (1971). Estas rocas corresponden a reservorios con excelentes propiedades petrofísicas como lo son las altas porosidades evidenciadas en el registro sísmico profundo del pozo 4995-1 y ratificadas por múltiples autores entre ellos McCarthy (1978).

El análisis de atributos sísmicos es comúnmente utilizado en el flujo de trabajo actual de un proyecto en la industria del petróleo y gas, esto es debido a que a través de ellos se pueden extraer características distintivas que indican la presencia de hidrocarburos. Por esto, se buscó implementar durante el estudio la integración de estos atributos a la sísmica para identificar cuáles de las estructuras encontradas podrían reflejar la presencia de hidrocarburos. Sin embargo, al visualizar los resultados de la aplicación del atributo *energy* sobre los leads, se pudo observar que las anomalías de amplitud que mostraba el atributo no eran suficientemente concluyentes como para afirmar que hubiera presencia de hidrocarburos. Esto puede ser debido a varias razones, una de ellas es el hecho de que la sísmica fue adquirida mucho tiempo atrás y al procesarla no se buscó conservar las amplitudes para que reflejaran correctamente las anomalías. Como consecuencia se eligió el lead con la mejor estructura geológica y el mayor volumen posible.

Para tener un entendimiento más claro de la zona estudiada se hizo necesario transformar el horizonte del prospecto Rango de tiempo a profundidad. Esta transformación se realiza a través de una función de velocidad que permite convertir todos los datos del horizonte en tiempo a profundidad. Esta función se obtiene a través del procesamiento de múltiples velocidades

obtenidas de los registros checkshot que resultó en la velocidad intervállica, la cual es multiplicada por la profundidad en tiempo OWT para obtener la profundidad en m. Así, se obtuvo la profundidad de 2353 m que corresponde al inicio de la estructura. De esta manera se tiene claridad de los desafíos y costos de la perforación del pozo que va a probar el prospecto.

El lead elegido se denominó Rango, y luego de estudiarlo a profundidad, se elevó a la categoría de prospecto. El prospecto Rango presenta una estructura geológica que favorece de diversas maneras la acumulación de hidrocarburos. Para esta estructura se realizó un análisis para categorizar los posibles escenarios que podrían ocurrir dependiendo del volumen de hidrocarburos y del comportamiento de la falla como sello lateral. El escenario más probable es en el que solo funciona el anticlinal con cierre en cuatro direcciones, y a pesar de tener un volumen menor, no depende del comportamiento de la falla. Por otro lado, la opción menos probable es aquella donde la falla no solo permite que se llenen más contornos en el bloque yacente, sino que también aprovecha la estructura del anticlinal fallado que se encuentra en el bloque colgante permitiendo que el volumen del reservorio incremente considerablemente. Buscando un balance entre estas dos opciones, se decide hacer el cálculo de reservas con el escenario intermedio, en el cual la falla esta sellada y evita la fuga de hidrocarburos, permitiendo tener acumulaciones tanto en el cierre de cuatro direcciones como en el cierre de tres direcciones del bloque colgante de la falla.

11. CONCLUSIONES

En un proceso de exploración de hidrocarburos es importante realizar un estudio interdisciplinario que abarque todas las áreas que influyen en el desarrollo del proyecto. Este trabajo se inició con una recopilación bibliográfica que permitió el entendimiento del contexto geológico regional. Posteriormente se realizó un detallado análisis petrofísico e interpretación sísmica que permitieron identificar diferentes leads. Por último, se escogió uno de ellos basándose en su estructura y volumen, para estudiarlo a profundidad y definirlo como prospecto y mejor oportunidad de inversión.

Mediante el procesamiento de la información de registros eléctricos y topes de los pozos y la interpretación sísmica y uso de atributos sísmicos en el cubo sísmico, se identificaron las rocas sello, rocas reservorio, estructuras de trampa y posibles rutas de migración del hidrocarburo. Sin embargo, no se logró identificar la roca fuente ya que no fue perforada por los pozos otorgados. No obstante, la recopilación bibliográfica brindó información de campos productores aledaños, los cuales indican la presencia de una roca fuente cuyas condiciones geoquímicas y de maduración permitieron la expulsión y acumulación de hidrocarburos en la zona. De esta manera, se concluye que se tiene un sistema petrolífero completo y funcional en la zona de estudio.

Se resalta la importancia del uso y análisis de los pozos en un flujo de trabajo de la industria de los hidrocarburos. Esto se pudo ver representado en el peso que tuvieron los datos de pozos durante este estudio; cada uno de los registros fue de vital importancia para detallar y complementar el conocimiento acerca del prospecto Rango y también para poder realizar correctamente el cálculo de reservas. Los fósiles guía fueron una parte fundamental a la hora de llevar a cabo el proceso de identificación y selección de leads, ya que sirvieron como punto de referencia aumentando el conocimiento de la zona y permitiendo que se pudieran relacionar

campos análogos cercanos a través de las edades que reflejaban estos fósiles guía. Así, facilitando que se pudieran seleccionar leads en reservorios con intervalos de edades que han demostrado ser de interés a lo largo de toda el área de estudio.

A través de este trabajo se evidenció la importancia del uso de las herramientas adecuadas para obtener datos con la mayor calidad y confiabilidad posible, es por esto que el software OpendTect fue de especial ayuda para todo el desarrollo del proyecto, ya que permitió agrupar todas las herramientas necesarias para poder realizar el análisis y procesamiento de la información, abarcando desde la interpretación sísmica y petrofísica hasta la realización de la función de velocidad que hizo posible la conversión a profundidad del horizonte del prospecto Rango.

El prospecto Rango es el resultado de una tectónica extensional, que sumada al diapirismo de la zona, genera estructuras relacionadas a fallas de crecimiento, desarrollando trampas de tipo estructural que consisten en anticlinales de tipo *roll-over* la cual es la estructura asociada al prospecto. La estratigrafía de esta zona del Golfo de México ha sido estudiada por múltiples autores, entre ellos, Kiatta (1971), que define la sección *Amphistegina "B" - Robulus L* (sección que comprende al prospecto Rango), como una secuencia asociada a un delta que presenta la depositación mayormente de shale, con intervalos de influencia nerítica y, por consiguiente, depositación de arenas que presentan las características necesarias para generar buenos reservorios.

El prospecto rango consiste en un anticlinal fallado con cierre en cuatro direcciones en su parte superior y en tres direcciones contra una falla en su parte inferior. Sus propiedades petrofísicas se resumen en: altas porosidades y permeabilidades para el reservorio con una saturación de gas esperada del 70%. La estimación de reservas se hizo con base en el P50, con un área estimada de 859 acres y 134 BCF de reservas de gas, con una probabilidad de éxito del 46%.

Para el análisis de la probabilidad de éxito fueron tomados factores tales como: roca fuente (incluyendo presencia, maduración y migración) roca reservorio, trampa y roca sello. Donde la roca sello constituye el factor de mayor riesgo dado que podría presentar una afectación en el sellado lateral hacia la falla.

El proyecto de captura y almacenamiento de carbono permitiría evitar la emisión de 9.1 millones de toneladas de CO₂ provenientes de la producción del hidrocarburo. Sin embargo, los altos costos operativos hacen que el proyecto sea económicamente inviable, con un costo total de \$360.5 millones de dólares. No obstante, el desarrollo de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono avanza rápidamente, impulsado por compañías petroleras y por entes gubernamentales. Esto indica que es factible que en el futuro cercano se aumente la infraestructura, disminuyendo los costos de captura, transporte y almacenamiento de CO₂. Adicionalmente, es probable que se desarrollen tecnologías más eficientes en la captura del carbono y de esta manera se reduzcan los costos significativamente. De esta manera, se plantea la pausa del proyecto, esperando que en un futuro próximo sea viable económicamente y así poder desarrollarlo.

12. REFERENCIAS

- AAPG Wiki. (2019). *AAPG Wiki*. Obtenido de <https://wiki.aapg.org/>
- Ajiboye, O., & Nagihara, S. (2012). Stratigraphic and structural framework of the Clemente-Tomas and Corsair growth fault systems in the Texas continental shelf.
- Allan, U. (1989). Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures. *AAPG Bulletin*, 803-811.
- Archie, G. E. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions of the AIME*, 54-62.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis (Second Edition)*. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.
- Bacon, M. (2005). *Seismic Surveys*. Encyclopedia of Geology, Elsevier.
- Bayliss, G. S., Hart, G. F., Bebout, D. G., & Bachman, A. L. (1981). Organic geochemistry of the Sweet Lake geopressed test well. No. CONF-811026-64 Louisiana State University. Baton Rouge.
- Bentham, M., & Kirby, G. (2005). CO2 Storage in Saline Aquifers. *Oil and Gas Science Technology*, 559-567.
- Berge, U., Gjerset, M., Kristoffersen, B., Lindberg, M., palm, T., Risberg, T., & Skriung, C. S. (2016). *Carbon Capture and Storage*. Zero Emission Resource Organization (ZERO).
- BOEM. (1999). *Gulf of Mexico Region NAD27 Official Protraction Diagrams and Lease Maps Images*. Sterling, VA: Bureau of Ocean Energy Management.
- Curtis, D. M. (1989). Source of oils in Gulf Coast Cenozoic reservoirs. *AAPG Bulletin*.
- Desselle, B. A. (1997). Frio-Anahuac progradational shoreface and shelf sandstone-Mustang Island and Matagorda Island areas. *Atlas of Northern Gulf of Mexico Gas and Oil Reservoirs*, 17-19.
- dGB Earth Sciences. (2021). *OpendTect User Documentation - 6.6*.

- Dix, C. H. (1955). Seismic velocities from surface measurements. *Geophysics*, 68-86.
- Dow, W. G. (1984). Oil source beds and oil prospect definition in the upper Tertiary of the Gulf Coast.
- Ewing, T. E., & Galloway, W. E. (2019). Evolution of the northern Gulf of Mexico sedimentary basin. *The Sedimentary Basins of the United States and Canada*, 627-694.
- Galloway, W., Bebout, D., Fisher, W., Dunlap, J. J., Cabrera-Castro, R., Lugo-Rivera, J., & Scott, T. (1991). Cenozoic. En A. Salvador, *The Gulf of Mexico Basin* (págs. 245-324).
- Hanor, J. S., & Sassen, R. (1990). Evidence for large-scale vertical and lateral migration of formation waters, dissolved salt, and crude oil in the Louisiana Gulf Coast. In Gulf Coast oils and gases, their characteristics, origin, distribution, and exploration and production significance. *Gulf Coast Section SEPM Foundation Ninth Annual Research Conference*, (págs. 283-296).
- Hood, K. C., Wenger, L. M., Gross, O. P., & Harrison, S. C. (2002). Hydrocarbon systems analysis of the northern Gulf of Mexico: Delineation of hydrocarbon migration pathways using seeps and seismic imaging. Surface exploration case histories: Applications of geochemistry, magnetics, and remote sensing. *AAPG Studies in Geology*.
- Hudec, M. R., Jackson, M. P., & Peel, F. J. (2013). Influence of deep Louann structure on the evolution of the northern Gulf of Mexico, Gulf of Mexico Salt Influence. *AAPG Bulletin*, 1711-1735.
- IPCC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. (B. Metz, O. Davidson, H. d. Coninck, & L. M. Manuela Loos, Edits.) Cambridge, UK and New York, USA: Cambridge University Press.
- Jacques, J. M., & Clegg, H. (2002). Late Jurassic source rock distribution and quality in the Gulf of Mexico: Inferences from plate tectonic modelling.
- Jansen, D., Gazzani, M., Manzolini, G., Dijk, E. v., & Carbo, M. (2015). Pre-combustion CO₂ capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40, 167-187.

- John, C., Jones, B., Pope, D., & Silva, M. (1992b). Upper Frio Sandstone—Louisiana Gulf Coast. En D. Bebout, W. White, C. J. Garrett, & T. Hentz (Edits.), *Atlas of major central and eastern Gulf Coast gas reservoirs* (págs. 28-30). University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology.
- John, C., Jones, B., Pope, D., & Silva, M. (1992c). Middle Frio Sandstone—Louisiana Gulf Coast. En D. Bebout, W. White, C. J. Garrett, & T. Hentz (Edits.), *Atlas of major central and eastern Gulf Coast reservoirs* (págs. 31-33). Gulf Coast University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology.
- John, C., Jones, B., Pope, D., & Silva, M. (1992d). Lower Frio Sandstone—Louisiana Gulf Coast. En D. Bebout, W. White, C. J. Garrett, & T. Hentz (Edits.), *Atlas of major central and eastern Gulf Coast gas reservoirs* (págs. 25-27). University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology.
- Kiatta, H. W. (1971). The Stratigraphy and Petroleum Potential of the Lower Miocene, Offshore Galveston and Jefferson Counties, Texas.
- Kingston, D. R., Dishroon, C. P., & Williams, P. A. (1983). Global basin classification system. AAPG.
- Kongsjorden, H., Karstad, O., & Torp, T. A. (1997). Saline aquifer storage of carbon dioxide in the Sleipner project. *Waste Management*, 303-308.
- Kosters, E. C., Bebout, D. G., Seni, S. J., Garret, C. M., Brown, L. F., Hamlin, H. S., & Tyler, N. (1990). *Atlas of major Texas gas reservoirs*.
- Land, L. S., & Galloway, W. (1986). Continental Scientific Drilling Program. *Houston Geological Society Bulletin*.
- Laplante, R. E. (1974). Hydrocarbon generation in Gulf Coast Tertiary sediments. *AAPG Bulletin*, 1281-1289.
- Lüth, S., Bergmann, P., Huang, F., Ivandic, M., Ivanova, A., Juhlin, C., & Kempka, T. (2017). 4D Seismic Monitoring of CO₂ Storage During Injection and Post-closure at the Ketzin Pilot Site. *Energy Procedia*, 5761-5767.

- Markewitz, P., & Bongartz, R. (2015). Carbon Capture Technologies. En W. Kuckshinrichs, & J.-F. Hake, *Carbon Capture, Storage and Use*. Springer.
- Marton, G. L., & Buffler, R. T. (1999). Jurassic-Early Cretaceous tectono-paleogeographic evolution of the southeastern Gulf of Mexico basin. *Sedimentary Basins of the Worlds*, 63-91.
- Mazzoldi, A., Hill, T., & Colls, J. J. (2007). CO₂ transportation for carbon capture and storage: sublimation of carbon dioxide from a dry ice bank. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 210-218.
- McCarthy, J. A. (1978). Miocene Geology of Matagorda Island Calhoun County, Texas.
- McCoy, S. T. (2008). The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs. (*Doctoral dissertation, Sean T. McCoy*).
- McCullough, J. D. (1990). McPac Field (Matagorda Island Block 487-L) New Gas Reserves in a Mature Area.
- McDade, E. C., Sassen, R., Wenger, L., & Cole, G. A. (1993). Identification of organic-rich lower Tertiary shales as petroleum source rocks, south Louisiana.
- Nehring, R., & Salvador, A. (1991). Oil and Gas resources. The Gulf of Mexico Basin. (G. S. America, Ed.) *The Geology of North America*, 445-493.
- Nemitallah, M. A., Habib, M. A., Badr, H. M., Said, S. A., Jamal, A., Ben-Mansour, R., . . . Mezghani, K. (2017). Oxy-fuel combustion technology: current status, applications, and trends. *International Journal of Energy Research*, 1670-1708.
- Nguyen, L. C., & Mann, P. (2016). Gravity and magnetic constraints on the Jurassic opening of the oceanic Gulf of Mexico and the location and tectonic history of the Western Main transform fault along the eastern continental margin of Mexico.
- Nilsson, P.-A., Apeland, S., Dale, H.-M., Decarre, S., Eldrup, N.-H., Hansen, H.-R., . . . Wendt, T. (s.f.). *The Costs of CO₂ Transport*. Brussels, Belgium: Zero emissions platform.
- NRG Associates, Inc. (2006). *The significant oil and gas fields of the United States: Database available from NRG Associates, Inc*. Colorado Springs.

- Nurafza, P. R., Urun, M. B., & Ryan, D. (2017). Integrated Dynamic Modelling of Unconsolidated Thin Bedded Reservoirs: The Greater Dolphin Area, Trinidad and Tobago. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. OnePetro.*
- Pindell, J. L., & Kennan, L. (2001). Kinematic evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean. *Gulf Coast Section Society of Economic Paleontologists and Mineralogists (GCSSEPM).* Houston, Texas: Bob F. Perkins Research Conference, Petroleum Systems of Deep-Water Basins.
- Pindell, J. L., & Kennan, L. (2009). Tectonic evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean and northern South America in the mantle reference frame: an update. *Geological Society of London Special Publications*, 1-55.
- Pindell, J., Graham, R., & Horn, B. (2014). Rapid outer marginal collapse at the rift to drift transition of passive margin evolution, with a Gulf of Mexico case study. *Basin Research*, 701-725.
- Price, L. C. (1991). On the origin of the Gulf Coast Neogene oils.
- Raiga-Clemenceau, J. (1977). The cementation exponent in the formation factor-porosity relation: the effect of permeability. *SPWLA 18th Annual Logging Symposium.*
- Rogers, G., & Mayhew, Y. (1980). *Engineering Thermodynamics, Work and Heat Transfer.* Longman Scientific & Technical.
- Rowan, E. L., Warwick, P. D., & Pitman, J. K. (2007). Thermal maturation history of the Wilcox Group (Paleocene-Eocene), Texas: Results of regional-scale multi-1D modeling. *In 27th Annual Gulf Coast Section SEPM Foundation Bob F. Perkins Research Conference*, (págs. 714-743).
- Salvador, A. (1987). Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico basin. *AAPG Bulletin*, 419-451.
- Salvador, A. (1991). Origin and development of the Gulf of Mexico basin. En A. Salvador, *The Gulf of Mexico basin* (págs. 389-444).

- Sandwell, D. T., Muller, R. D., Smith, W. H., Garcia, E., & Francis, R. (2014). New global marine gravity model from CryoSat-2 and Jason-1 buried tectonic structure. *Science*, 65-67.
- Sassen, R. (1990). Lower Tertiary and Upper Cretaceous source rocks in Louisiana and Mississippi: implications to Gulf of Mexico crude oil. *AAPG Bulletin*, 857-878.
- Sawyer, D. S., Buffler, R. T., & Jr, R. H. (1991). The crust under the Gulf of Mexico Basin. *The Gulf of Mexico Basin*, 53-72.
- Schenk, C. J., & Viger, R. J. (1995). *Western Gulf Province*. (D. Gautier, G. Dolton, K. Takahashi, & K. Varnes, Edits.)
- Schlumberger Oilfield Glossary. (s.f.). *Checkshot Survey*. Obtenido de https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/c/check-shot_survey
- Schlumberger Oilfield Glossary. (s.f.). *Sonic Log*. Obtenido de https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/s/sonic_log
- Schmelz, W. J., Hochman, G., & Miller, K. G. (2020). Total cost of carbon capture and storage implemented at a regional scale: northeastern and midwestern United States. *Interface Focus*.
- SCION. (s.f.). *CO2 Emission Calculator*. Obtenido de GENLESS: <https://tools.genless.govt.nz/businesses/wood-energy-calculators/co2-emission-calculator/>
- SEG EVOLVE / EVOLVE Professional. (2021). Volumetrics, Risking, and Economics Session 1. Obtenido de https://www.youtube.com/watch?v=a0c318kz3A4&ab_channel=SEGEVOLVE%2FEVOLVProfessional
- SEG Wiki. (s.f.). Obtenido de https://wiki.seg.org/wiki/Gamma_log
- Sinclair, J. (2011). *Oil and Gas Structures in Gulf of Mexico Data Atlas*. Obtenido de National Centers for Environmental Information: <https://www.ncei.noaa.gov/maps/gulf-data-atlas/atlas.htm>

- Skovholt, O. (1993). CO₂ transportation system. *Energy Conversion and Management*, 1095-1103.
- Snedden, J. W., Norton, I., Hudec, M., Elialafi, A., & Peel, F. (2018). Paleogeographic reconstruction of the Louann salt basin in the Gulf of Mexico. *AAPG Annual Convention and Exhibition*. Salt Lake City, Utah.
- Swanson, S. M., Karlsen, A. W., & Valentine, B. J. (2013). Geologic Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources: Oligocene Frio and Anahuac Formations, United States Gulf of Mexico Coastal Plain and State Waters . *USGS*.
- Tanner, J. A., & Fuex, A. N. (1990). Chemical and isotopic evidence of the origin of hydrocarbons and source potential of rocks from the Vicksburg and Jackson Formations of Slick Ranch area, Starr County, Texas. *Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Foundation, Gulf Coast Section, 10th Annual Research Conference* (págs. 79-97). Austin, Texas: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Foundation.
- U.S. Energy Information Administration. (s.f.). *U.S: Energy Mapping System*. Obtenido de <https://www.eia.gov/state/maps.php>
- Van-Avendonk, H. J., Christeson, G. L., Norton, I. O., & Eddy, D. R. (2015). Continental rifting and sediment infill in the northwestern Gulf of Mexico. *Geology*, 631-634.
- Wenger, L. M., Sassen, R., & Schumacher, D. (1990). Molecular characteristics of Smackover, Tuscaloosa and Wilcox-reservoired oils in the eastern Gulf Coast. In *Geochemistry of Gulf Coast oils and gases. Gulf Coast Section SEPM Foundation Ninth Research Conference*, (págs. 37-57).
- Wenger, L., Goodoff, L., Gross, O., Harrison, S., & Hood, K. (1994). Northern Gulf of Mexico—An integrated approach to source, maturation, and migration, in Scheidemann. *Geologic Aspects of Petroleum Systems-First Joint AAPG-AMGP Hedberg Research Conference*.
- Wilberforce, T., Olabi, A., Sayed, E. T., Elsay, K., & Abdelkareem, M. A. (2020). Progress in carbon capture technologies. *Science of The Total Environment*, 143203.

- Winker, C. D., & Buffler, R. T. (1988). Paleogeographic evolution of early deep-water Gulf of Mexico and margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean). *AAPG Bulletin*, 318-346.
- Witrock, R. (2017). Biostratigraphic chart of the Gulf of Mexico offshore region, Jurassic to Quaternary. *U.S. Department of Interior*.
- Zou, C. (2013). Oil and Gas in Metamorphic Reservoirs. *Unconventional Petroleum Geology*, 275-305.