



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

APLICACIÓN DE LA MIGRACIÓN REVERSA EN TIEMPO PARA LA EXPLORACIÓN DE PLAYS SUBSALINOS EN EL GOLFO DE MÉXICO

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA GEOFÍSICA
ÁREA
EXPLORACIÓN PETROLERA

PRESENTA:
NATALIA DAN

DIRECTOR DE TESIS
DR. JOSÉ CARLOS ORTIZ ALEMÁN

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, JULIO 2014

Resumen

En regiones con geología compleja, las imágenes sísmicas en profundidad suelen mostrar severas limitaciones. El objetivo de este trabajo de investigación es aplicar la migración reversa en tiempo (RTM) e ir mejorando la imagen sísmica generada mediante un proceso iterativo que incluye una interpretación geológica semiautomática para la reconstrucción del modelo de velocidades. Se parte de un trabajo previo, donde se desarrolló un algoritmo de migración RTM. Este algoritmo se utilizara como parte de esta tesis, para su aplicación a datos sintéticos que son representativos de la problemática real comúnmente encontrada en la región denominada Cinturón Plegado Perdido. De esta forma, el modelo sintético utilizado emula un ambiente realista de tectónica salina y arcillosa en el Golfo de México.

El proceso de construcción de imágenes sísmicas desarrollado en esta tesis, comprende la aplicación de tres pasos a nuestro modelo sintético:

1. Construcción del modelo de velocidades
2. Aplicación de la Migración RTM
3. Detección semiautomática de horizontes y cuerpos salinos para actualizar el modelo de velocidades.

El flujo de trabajo completo para la reconstrucción del modelo de velocidades incluye un total de cinco iteraciones que permiten conseguir un modelo de velocidades óptimo para la migración RTM final.

Abstract

In regions with complex geology, seismic imaging in the depth domain can show severe limitations. The purpose of this investigative work is to apply a reverse time migration algorithm and improve the generated seismic image in an iterative process that includes a semi-automatic interpretation of the geology for the reconstruction of the velocity model. We commence with a previous work, using a recently developed RTM algorithm (García Reyes, 2013). We apply this algorithm on synthetic data that emulates common problems encountered in the region Cinturón Plegado Perdido in the Gulf of Mexico. This way, the synthetic model is a realistic example of salt and clay tectonic environments in the Gulf of Mexico.

The seismic image construction process developed in this thesis consists on the application of three steps on our synthetic data model:

1. Construction of the velocity model
2. Application of the Reverse Time Migration algorithm
3. Semi-automatic detection of stratigraphic horizons and salt bodies to update and subsequently improve the velocity model

The work flow diagram for the reconstruction of the velocity model includes a total of five iterations that allow us to obtain an optimal velocity model for the final RTM migration.

Índice

| | |
|---|----|
| Capítulo 1. Introducción | 6 |
| 1.1 Antecedentes..... | 6 |
| 1.2 Justificación..... | 6 |
| 1.3 Objetivo | 7 |
| Capítulo 2. Marco Geológico..... | 9 |
| 2.1 Rocas Evaporíticas | 9 |
| 2.1.1 Propiedades de las Rocas Evaporíticas..... | 9 |
| 2.1.2 Tectónica Salina..... | 10 |
| 2.2 Sistema Petrolero | 12 |
| 2.3 Evolución Geológica del Golfo de México..... | 13 |
| 2.4 Exploración de Plays Subsalinos en el Golfo de México Profundo..... | 16 |
| 2.4.1 Definición Play Subsalino | 16 |
| 2.4.2 Golfo de México Profundo..... | 16 |
| 2.4.3 Proyecto Área Perdido | 19 |
| Capítulo 3. Marco Teórico | 21 |
| 3.1 Fundamentos de Sismología | 21 |
| 3.1.1 Teoría de la elasticidad | 21 |
| 3.1.2 Ecuación de Onda..... | 23 |
| 3.2 Sísmica de Reflexión..... | 24 |
| 3.2.1 Migración Pre-Apilamiento en Profundidad (PSDM) | 25 |
| 3.3 Migración Reversa en Tiempo (RTM)..... | 27 |
| 3.4 Reconstrucción del Modelo de Velocidades..... | 28 |
| Capítulo 4: Aplicación de la Migración Reversa en Tiempo | 30 |
| 4.1 Primera Iteración | 32 |
| 4.2 Segunda Iteración | 34 |
| 4.3 Tercera Iteración | 36 |
| 4.4 Cuarta Iteración..... | 38 |
| 4.5 Quinta Iteración..... | 43 |
| Capítulo 5. Análisis y discusión de resultados..... | 48 |
| Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones | 50 |

Bibliografia..... 51

Capítulo 1. Introducción

1.1 Antecedentes

Se estima que en aguas profundas del Golfo de México podrían alojarse casi la mitad de los hidrocarburos potenciales con los que cuenta México, por lo que la información de estudios y perforaciones realizadas en aguas profundas es celosamente resguardada y restringida por empresas privadas y públicas de Estados Unidos y México. La geología del Golfo de México en algunas regiones presenta ambientes con tectónica distensiva donde existen enormes emplazamientos de sal alóctona, produciendo estructuras geológicas complejas en extremo. Estas estructuras salinas complejas representan un potencial económico de manera indirecta, ya que favorecen la existencia de trampas de hidrocarburos. La industria de la exploración petrolera requiere de métodos de procesamiento de datos que permitan definir dichas estructuras salinas, para así poder generar imágenes sísmicas subsalinas que sirvan para la ubicación, perforación y extracción de hidrocarburos.

1.2 Justificación

En regiones con geología compleja, los algoritmos para la construcción de las imágenes del subsuelo en profundidad suelen mostrar severas limitaciones. Entre otras: la posición real de los reflectores sísmicos no es posible recuperarla, debido a patrones de difracción atípicos originados por los cuerpos geológicos y a zonas de sombra o sobre-iluminación; presencia de múltiples que son muy difíciles de filtrar para su remoción o atenuación; una gran dificultad para representar rasgos geológicos con echados fuertes; y la imposibilidad de construir un modelo de velocidades preciso debido a la no linealidad. El algoritmo de migración reversa en tiempo (RTM) ha demostrado ser muy eficiente en los ambientes geológicos más complicados, por lo que para este trabajo se utilizó un programa de migración RTM previamente desarrollado (García Reyes, 2013) para su aplicación a datos sintéticos. Nos interesa probar su aplicabilidad en el Golfo de México, para lo cual utilizamos datos sintéticos simulando ambientes de tectónica salina regional.

Para producir una buena imagen sísmica subsalina, consistente con los datos geofísicos y la geología, es necesario un modelo de velocidades acertado que incluya los cuerpos salinos. La generación y reconstrucción de un modelo de velocidades para un proyecto de exploración es un proceso complejo que por lo general requiere de muchas iteraciones para llegar a una imagen sísmica de buena calidad. Un esquema simplificado de dicho proceso iterativo se ilustra en la figura 1.

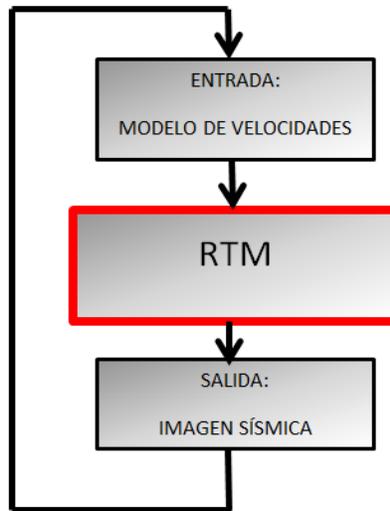


Figura 1. Flujo de trabajo del proceso de migración RTM.

1.3 Objetivo

La relevancia y complejidad de los dos conceptos recién mencionados (reconstrucción del modelo de velocidades y aplicación de la migración RTM) nos lleva al objetivo de este trabajo de investigación: proponer un flujo de trabajo de la migración RTM integrando la reconstrucción iterativa del modelo de velocidades mediante la interpretación geológica semiautomática de las imágenes sísmicas, que permite construir imágenes del subsuelo en profundidad de alta calidad en zonas con presencia de tectónica salina. Todo esto con el menor número de iteraciones posibles. La propuesta de dicho flujo de trabajo se ilustra en la figura 2.

La reconstrucción del modelo de velocidades se realizó con algoritmos semiautomáticos de reconocimiento y extracción de patrones en la imagen sísmica. De esta manera se pretende acelerar el proceso de migración RTM, que es un tipo de procesamiento altamente costoso en términos de tiempo computacional y horas invertidas en la interpretación geológica. Los algoritmos desarrollados consisten en un detector de horizontes para mapear el fondo marino y los principales reflectores asociados con las litologías presentes en la región de estudio y un detector de cuerpos geológicos, por ejemplo, los diapiros salinos. También se realizó un programa para la construcción del modelo de velocidades para cada iteración a partir de la imagen sísmica interpretada.

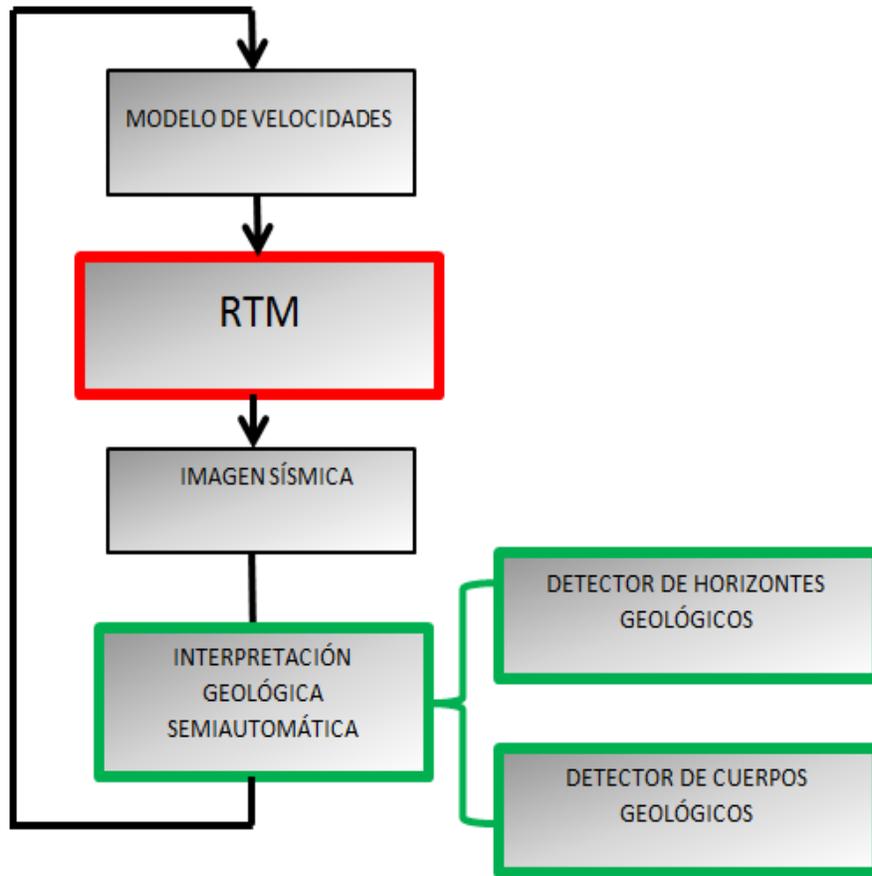


Figura 2. Flujo de trabajo del proceso iterativo de la migración RTM, integrando la reconstrucción del modelo de velocidades mediante la interpretación geológica semiautomática de las imágenes sísmicas.

Capítulo 2. Marco Geológico

Dentro del proceso de la reconstrucción de un modelo de velocidades esta la etapa de interpretación geológica de una imagen sísmica, por lo que tener conocimientos geológicos generales, regionales y locales es indispensable para distinguir horizontes estratigráficos, estructuras y cuerpos geológicos. Como marco geológico presentamos conceptos de tectónica salina junto con un resumen de la evolución geológica del Golfo de México, esto para entender dónde, cuándo, porqué, y cómo se formaron las estructuras salinas en el Golfo de México, así como su papel dentro del sistema petrolero y la formación y búsqueda de plays subsalinos en el Golfo de México.

2.1 Rocas Evaporíticas

En el contexto geológico nos referimos a la sal como rocas evaporíticas compuestas principalmente por halita (NaCl). La sal se depositó al inicio de la formación de la cuenca del Golfo de México, por lo que el fondo marino Caloviano era una capa gruesa de evaporitas. El tiempo geológico, las propiedades de la sal y fuerzas no balanceadas (cargas diferenciales) propiciaron el movimiento vertical y lateral de la sal, que a su vez altero la geología supra-yacente. Estas alteraciones en la geología son lo que caracteriza a nivel mundial el Golfo de México como una de las cuencas salinas de mayor complejidad geológica.

2.1.1 Propiedades de las Rocas Evaporíticas

Las rocas evaporíticas son rocas autógenas que se forman en ambientes áridos donde la evaporación excede el rango de precipitación. Entre las propiedades más relevantes de la sal está la densidad, viscosidad y permeabilidad.

Contrario a las demás rocas sedimentarias, la sal tiene una densidad constante de 2.15 a 2.17 gr/cm³ que no varía con la profundidad, por lo que en una cuenca sedimentaria con sal se presentan dos dominios halocinéticos en función de la profundidad (figura 3):

- Dominio superior: a menor profundidad de sepultamiento la densidad de la sal es mayor a la densidad de los sedimentos supra-yacentes, propiciando un movimiento lateral de la sal (overhangs).
- Dominio inferior: a mayor profundidad de sepultamiento la densidad de los sedimentos supra-yacentes es mayor a la densidad de la sal, propiciando un movimiento vertical de la sal (diapiros).

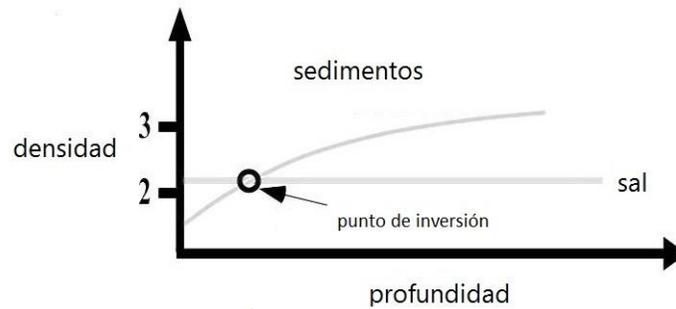


Figura 3. Densidad de los sedimentos y la sal contra profundidad, generando dos dominios a partir del punto de inversión.

La sal es mecánicamente frágil, por lo que al aplicar un esfuerzo puede tener un comportamiento de flujo dúctil y fluir a través de puntos de debilidad preexistentes (si los hay). La permeabilidad de la sal es tan baja que actúa como un sello para gases y líquidos, frenando la migración y atrapando hidrocarburos. En el sustrato sedimentario del Golfo de México son frecuentes los yacimientos de petróleo asociados a este tipo de trampa estructural.

2.1.2 Tectónica Salina

La tectónica salina se refiere a cualquier deformación tectónica de una columna estratigráfica involucrando la sal como capa móvil. La deformación se debe a fuerzas no balanceadas (cargas diferenciales) que se pueden clasificar en carga gravitacional, carga de desplazamiento y gradiente termal. La carga gravitacional (halokinesis) resulta cuando sedimentos por encima de la sal varían lateralmente en espesor o densidad, causando que la sal subyacente fluya lateralmente a cargas menos densas o más delgadas. La carga de desplazamiento es regida por fuerzas tectónicas que cambian en el dominio del espacio y tiempo dependiendo de la historia geológica del área aunque por lo general actúan de manera horizontal. El gradiente termal provoca que disminuya la viscosidad de la sal con la profundidad debido al aumento de temperatura.

El Golfo de México Profundo contiene estructuras masivas de sal que pueden alcanzar espesores de hasta 6 km, provocando consecuencias geomorfológicas importantes como el desarrollo de estructuras diapíricas, la producción de fallas y plegamientos, levantamiento tectónico, etc. La sal autóctona se vuelve alóctona al ser retirada de su ubicación de depósito original, formando cuerpos laminares ubicados a niveles estratigráficos por encima de la capa madre de sal. El concepto de sal alóctona es importante para la exploración de hidrocarburos en el Golfo de México, siendo las estructuras alóctonas más predominantes los troncos de sal (salt stocks), láminas de sal (salt sheets) y los toldos o sábanas de sal (salt canopies), descritas a continuación e ilustradas en la figura 4.

La terminología de las estructuras salinas es diversa por lo que vamos a utilizar la de Jackson y Talbot (1991), quienes describen la evolución estructural de los cuerpos de sal depositados así como las formas que adquieren a través del tiempo. Estos autores clasifican a las estructuras salinas en estructuras no diapíricas y diapíricas, ver figura 4.

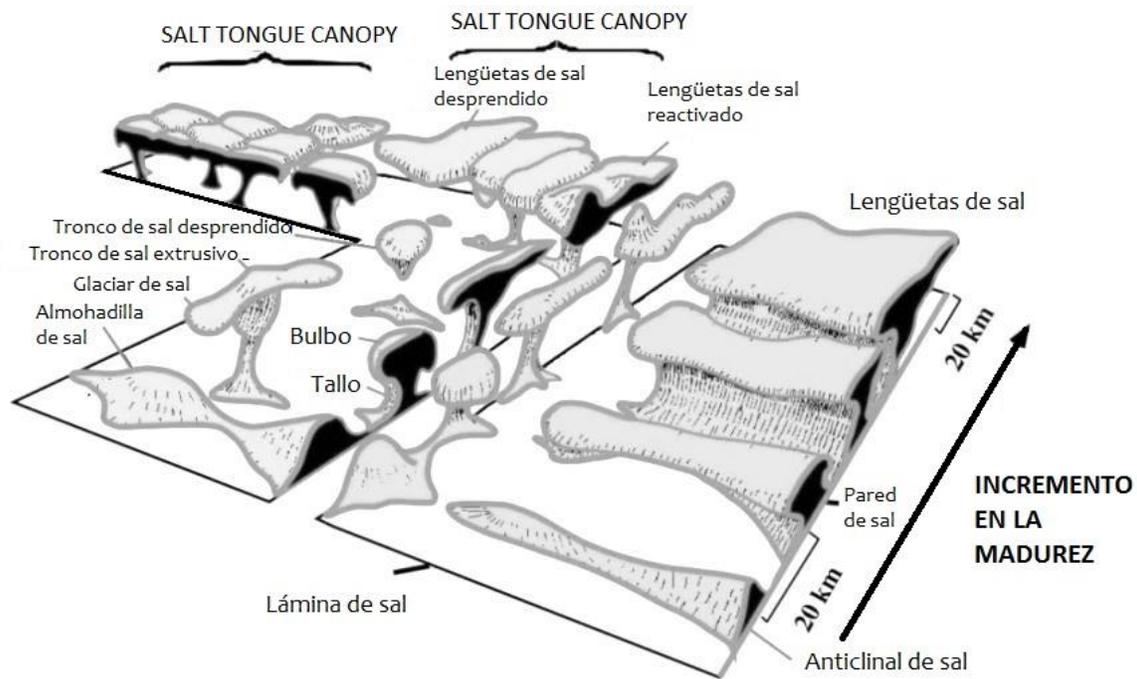


Figura 4. Modelo de evolución estructural de masas salinas (Jackson y Talbot, 1991).

Las estructuras salinas no diapíricas involucran estructuras de baja amplitud y son las primeras que se forman en el proceso de deformación de la masa salina. Incluyen: ondulaciones de sal (salt rollers), montículos de sal (salt swells), anticlinales de sal (salt anticlines) y almohadillas de sal (salt pillows). Las estructuras salinas diapíricas se forman cuando la sal intrusión en la secuencia sedimentaria, dando origen a alguna de las siguientes estructuras:

Diapiro salino

Un diapiro salino es una estructura geológica intrusiva que se ha movido hacia arriba atravesando y desplazando las rocas supra-yacentes. Adquiere forma de cilindro, seta o gota y suelen ser de gran tamaño (cientos de metros a 3 km de diámetro en sección horizontal).

Troncos de sal (salt stocks)

Los troncos de sal son diapiros salinos en forma de enchufe, compuesto por el tallo (stem) y bulbo (bulb). Alcanza alturas de 5 km y longitudes de hasta 260 km. Es el resultado de una intensa sedimentación sobre las capas de sal y se desarrollan rápidamente por mecanismos de halokinesis.

Pared de sal (salt wall)

Son estructuras intrusivas en forma elongada con una amplitud mayor que los domos; comúnmente forman hileras sinuosas y paralelas (Trusheim, 1960).

Láminas de sal (salt sheets)

Una lámina de sal es un término amplio que abarca cualquier estructura salina alóctona cuya longitud es por lo menos 5 veces mayor que su máximo espesor, por lo que incluye lengüetas (salt tongues), loccoliths y sills. Loccoliths son láminas de sal con una longitud entre 5 a 20 veces mayor que su máximo espesor. El contacto superior (cima) de esta estructura es concordante y típicamente su contacto inferior (base) es ligeramente discordante. Los sills son láminas de sal con una longitud mayor a 20 veces su máximo espesor y la relación de contacto de su cima y base es similar a las estructuras loccoliths. Una lengüeta es una lámina de sal altamente asimétrica, típicamente presentando acuñaamiento.

Sabanas de sal (salt canopies)

Los sabanas de sal o canopies son estructuras diapíricas complejas formadas por fusión parcial o total de los troncos de sal o láminas de sal, puede o no estar conectado a la capa madre de sal a través de tallos.

2.2 Sistema Petrolero

Un sistema petrolero es un sistema natural que incluye todos los elementos y procesos geológicos necesarios para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza. Hasta mediados de los ochentas, la búsqueda de un sistema petrolero en la cuenca del Golfo de México se enfocaba en la estratigrafía por encima de la sal, esto debido a las limitaciones en las imágenes sísmicas subsalinas y conceptos erróneos que se tenían de tectónica salina. En 1990 Exxon perforó con éxito comercial un pozo en aguas profundas en el Cañón de Mississippi con un tirante de agua de 1,326 m, atravesando 1,021 m de sal antes de descubrir una reserva estimada de 100 a 200 millones de barriles de aceite equivalente, demostrando que un sistema petrolero efectivo puede existir por debajo de la sal (Dribus et al., 2008).

Un sistema petrolero está compuesto de los siguientes elementos y procesos claves para la creación y acumulación de hidrocarburos:

- Roca generadora. Es una roca sedimentaria de grano fino que con alta calidad y cantidad de materia orgánica, genera y desprende suficientes hidrocarburos como para formar una acumulación comercial.
- Temperatura y presión adecuadas. Producidas por sepultamiento, que convierte la materia orgánica de la roca generadora en hidrocarburos.
- Migración del hidrocarburo.
- Roca almacén. Es una roca sedimentaria lo suficientemente porosa y permeable para la acumulación y almacenamiento de hidrocarburos.
- Roca sello y trampa. Frenan el proceso de migración y permiten la acumulación y preservación del petróleo por un cierto intervalo de tiempo.
- Limitaciones temporales y espaciales para la generación, acumulación y preservación del hidrocarburo dentro del proceso del sistema petrolero.

La ausencia de uno solo de los elementos o procesos elimina la posibilidad de tener un yacimiento de hidrocarburos.

2.3 Evolución Geológica del Golfo de México

El origen del Golfo de México tiene sus comienzos con la separación del súper-continente Pangea a finales del periodo Triásico. La surgencia del manto creó un periodo de rifting que separó las placas continentales de América del Norte, América del Sur y África. El flujo de corrientes superficiales provenientes principalmente del Océano Pacífico al interior del Golfo de México favoreció condiciones áridas para la formación de grandes espesores de evaporitas que actualmente se ubican en el subsuelo del Golfo de México. Las plataformas de Florida y Yucatán para ese entonces separaban el Golfo de México con el Océano Atlántico, y servían como barrera que mantenía restringida la circulación del agua, aumentando el depósito de grandes espesores de sal. Estos enormes depósitos de sal Caloviana, del Jurásico Superior, se conocen hoy día como la Sal de Louann, provincia norte del GDM, y la Cuenca Salina del Golfo, provincia sur del GDM, ver figura 5. Durante el Jurásico Superior, el movimiento de rifting cesó y la plataforma de Yucatán se separó de la plataforma de Florida, girando al sur en sentido anti horario hasta ubicarse en la punta norte de la placa de América del Sur. Al cesar la expansión, se formó márgenes pasivos y subsidencia en la parte central del GDM, provocando una movilización de la sal hacia el interior de la cuenca. Una serie de transgresiones marinas de la edad del Jurásico y posiblemente Cretácico provocaron grandes aportes de sedimento con un alto contenido de materia orgánica al interior de la cuenca. Estos sedimentos Titonianos actualmente

constituyen la roca generadora de la mayor parte de los yacimientos de hidrocarburos que existen en el Golfo de México, ver escala geológica en la figura 6.

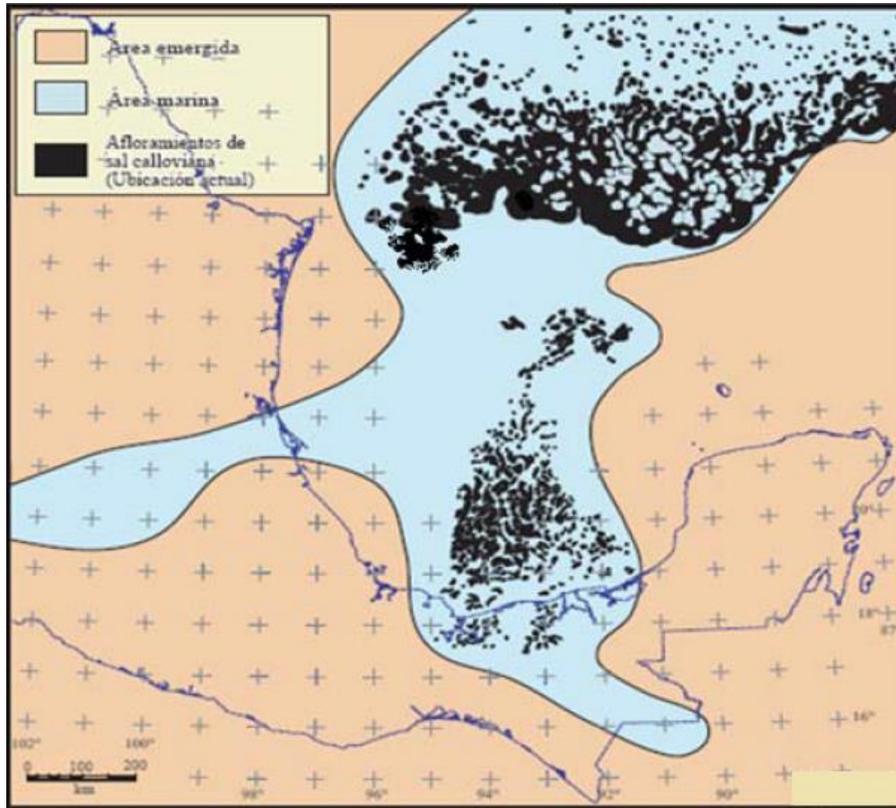


Figura 5. Sal Calloviana. (Padilla y Sánchez, 2007)

El inicio de la era geológica del Cenozoico se marcó con la caída de un asteroide en Chixulub, Yucatán. Con un cráter de más de 180 km y derritiendo la Tierra a unos 29 km de profundidad, el asteroide provocó la extinción del 50% de las especies en la Tierra. Provocó erosión de sedimentos que para principios del Terciario fueron depositados en el GDM bajo condiciones de mucha energía, por lo que los sedimentos estaban bien clasificados y tenían buena porosidad y permeabilidad, dos características principales de las rocas almacenadoras. La sal autóctona, que estaba por debajo de la roca generadora, al movilizarse y deformarse, formó diapiros, sábanas de sal (canopies), lengüetas y cuerpos salinos alóctonos que resultaron en numerosas trampas estructurales. Las fallas generadas sirvieron como canales de migración y crearon trampas estructurales.

| Era | Periodo | Época | | Edad | Millones de años | | |
|---------------------|-------------|-------------|------------------------------|--|--|--------------------------------------|---|
| Cenozoico | Cuaternario | Holoceno | | Versiliense | 0.01 | | |
| | | Pleistoceno | Superior | Tyrreniense Milaziense Siciliense | 1.8 | | |
| | | | Inferior | Emiliense Calabriano | | | |
| | | Terciario | Neógeno | Plioceno | Superior | Piacenziano | 5.3 |
| | | | | | Inferior | Villafranquiano | |
| | | | | Mioceno | Superior | Messiniano Pontiano Tortoniano | |
| | Medio | | | | Serravalliano Langhiano | | |
| | Inferior | | Burdigaliano Aquitaniense | | | | |
| | Paleógeno | | Oligoceno | Superior | Chattiano | 33.7 | |
| | | | | Inferior | Rupeliano | | |
| | | | Eoceno | Superior | Priaboniano | 54.8 | |
| | | | | Medio | Bartoniano Lutetiano | | |
| | | | | Inferior | Ypresiano | | |
| | | Paleoceno | Superior | Thanetiano Selandiano | 65 | | |
| | Inferior | | Daniano | | | | |
| | Mesozoico | Cretácico | Superior | Senonense | Maastrichtiano Campaniano Santoniano Coniaciano | 144 | |
| | | | | | inferior | | Turoniano Cenomaniano |
| | | | | Neocomiense | | | Albiano Aptiano Barremiano Hauteriviense Valanginiense Berriasiano |
| | | | | | Superior / Tardío | | Malm |
| | | | Caloviense | | | | |
| Medio | | | Dogger | | | | Batoniano Bajociense Aleniense |
| Inferior / Temprano | | | Lias | Toarciense Pliensbachiano Sinemuriense Hettangiense | 206 | | |
| | | | | Triásico | Superior | | Noriense Karniense Ladniense |
| Medio | | Anisiense | | | | | |
| Inferior | | Scythiense | | | | | |

Figura 6. Escala geológica. Se marcó en amarillo las edades clave en la creación de plays con tectónica salina en el Golfo de México Profundo (Titoniano y Caloviense).

2.4 Exploración de Plays Subsalinos en el Golfo de México Profundo

2.4.1 Definición Play Subsalino

Un play es un conjunto de prospecciones no perforadas y de yacimientos conocidos de petróleo, que en principio se creen son controlados por las mismas condiciones geológicas (sistema petrolero). Un play subsalino es un play que está por debajo de la sal, que en el caso del Golfo de México, esta sal es alóctona, ya que por movimientos de intrusión, perforo los sedimentos y se reubico encima del play.

2.4.2 Golfo de México Profundo

La porción profunda de la cuenca del Golfo de México se ubica en tirantes de agua superiores a 5000 metros, cubriendo una superficie aproximada de 575,000 km cuadrados, subdividida en siete provincias geológicas, ilustradas en la figura 7.

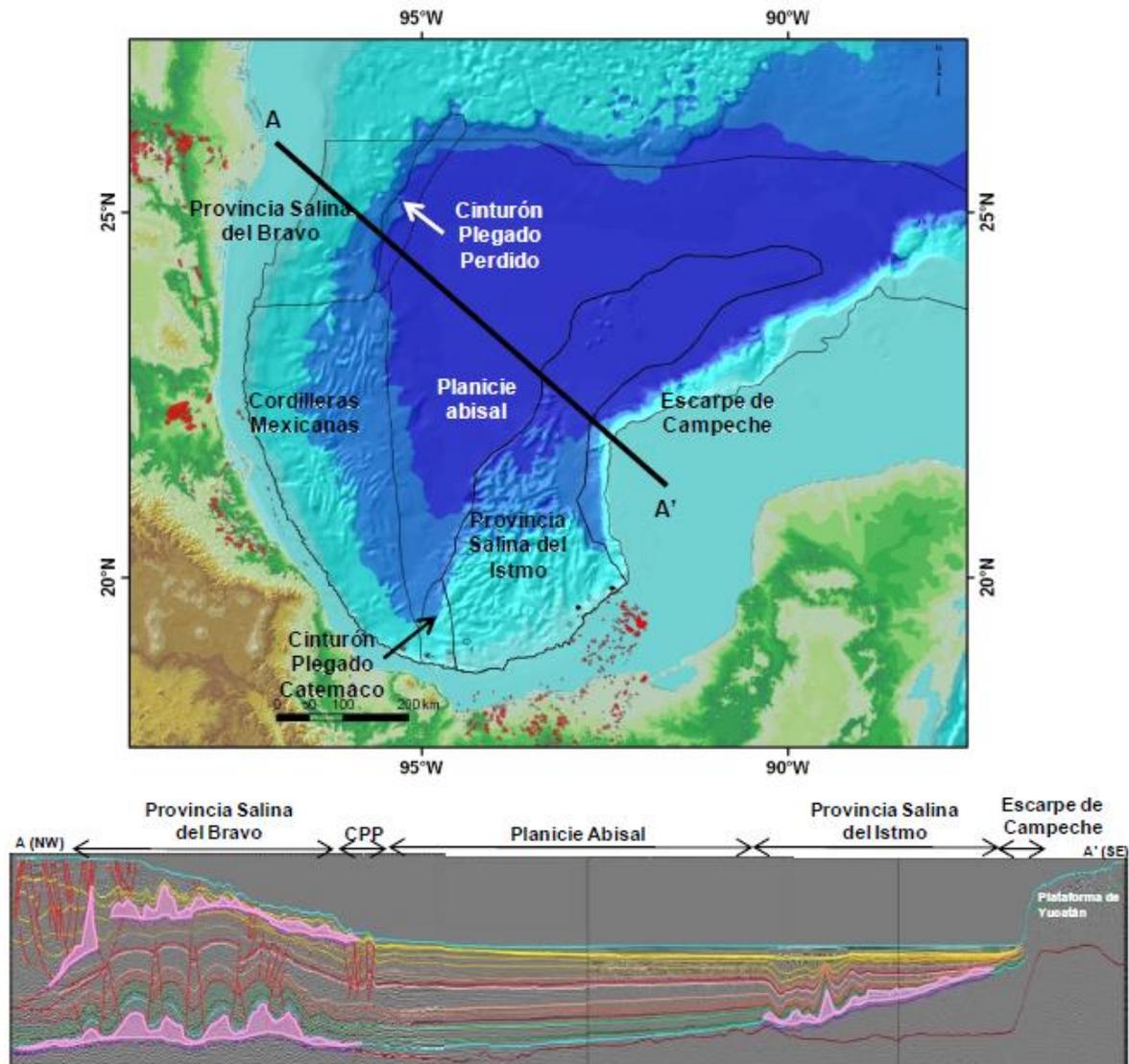


Figura 7. Mapa del Golfo de México Profundo subdividido en 7 provincias geológicas. La sección A-A' muestra el estilo estructural en algunas de las provincias. (Imagen modificada Pemex, 2010)

Los estudios de recursos prospectivos realizados en esta cuenca indican que es la región de mayor potencial petrolero en México, al estimarse un recurso prospectivo medio de 29,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa 56% del recurso total del país, ver figura 8.

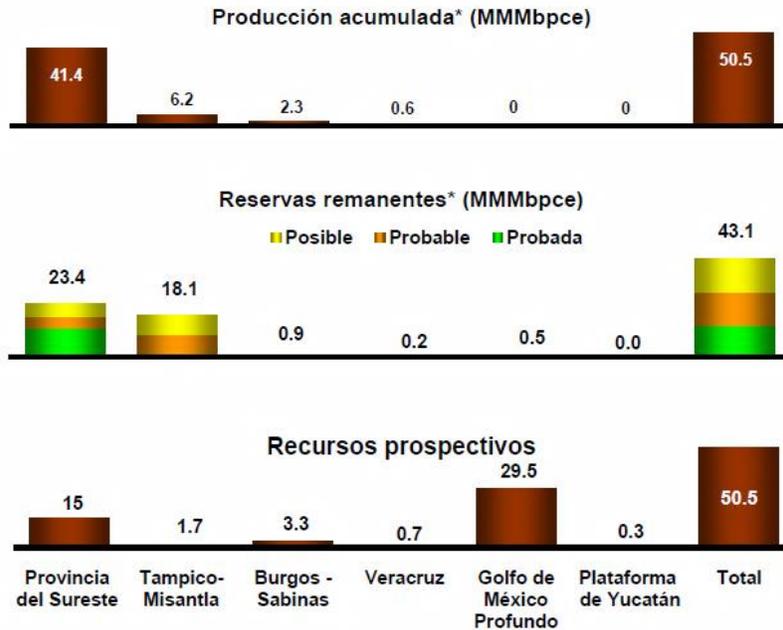


Figura 8. Producción acumulada, reservas y recursos prospectivos al 1 de Enero del 2010, PEMEX.

El horizonte más prolífico de petróleo en el Golfo de México Profundo corresponde a rocas generadoras compuestas por calizas arcillosas y lutitas del Tithoniano. Las diferencias entre los petróleos derivados de estas rocas se deben básicamente al grado de madurez alcanzado por las rocas generadoras. En el norte y sur del GdM Profundo las rocas generadoras del Tithoniano están en condiciones de generar hidrocarburos líquidos, en la parte central y oeste del GdM Profundo están en condiciones de generar hidrocarburos gaseosos, y en la parte oriental del GdM Profundo se consideran las rocas generadoras del Tithoniano inmaduras (PEMEX, 2010)

A continuación vamos a dar una explicación de los plays subsalinos en el área del Cinturón Plegado Perdido, siendo esta zona la de mayor inversión y resultados actualmente en aguas profundas para PEP-PEMEX actualmente. En esta tesis empleamos un modelo de velocidades representativo de esta región, con base en la cual simulamos nuestros datos sintéticos subsalinos.

2.4.3 Proyecto Área Perdido

El proyecto de Pemex Exploración y Producción en el área Perdido está ubicado en la zona noroeste del Golfo De México Profundo, frontera con Estados Unidos (figura 9). Esta área comprende dos sectores, el Cinturón Plegado Perdido (en adelante, CPP) y el Cinturón Sub Salino (en adelante CSS), ver Figura 9. El objetivo de Pemex es evaluar el potencial petrolero en los plays terciarios-mesozoicos y subsalinos.

El Cinturón Plegado Perdido se ubica a 200 km al este de las costas del norte de Tamaulipas. Consiste en una secuencia Mesozoica que sufrió deslizamiento gravitacional sobre la sal Jurásica, provocando un cinturón de pliegues y fallas. En la porción de Estados Unidos del CPP, se han perforado muchos pozos por debajo de la sal, desarrollándose una gran cantidad de tecnologías para la visualización de estructuras subsalinas. Muchos de estos pozos están en la línea fronteriza por lo que se podría presentar el famoso efecto popote, ya que no existe ningún tratado que proteja la región del área Perdido. En la porción Mexicana del CPP, existe un potencial petrolero importante en el sistema de pliegues con formaciones del Oligoceno y Eoceno, similares a los campos petroleros Estadounidenses a escasos 10 km (por ejemplo el campo Great White).

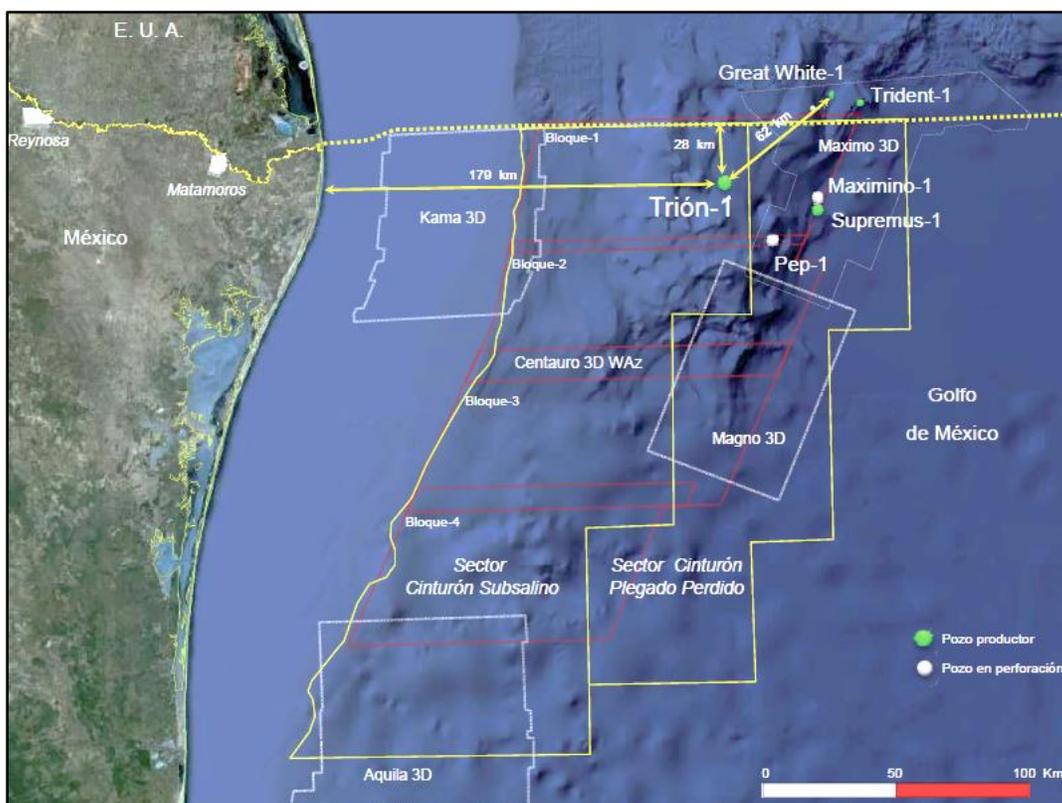


Figura 9. Ubicación del proyecto Área Perdido, abarcando el sector Cinturón Sub Salino y el sector Cinturón Plegado Perdido. (PEP PEMEX, 2012)

El sector Cinturón Subsalino comprende la provincia geológica Salina del Bravo, caracterizado por presencia de mantos tabulares de sal, sábanas de sal y diapiros, evacuados desde el poniente, dando lugar a trampas estratigráficas y combinadas. Bajo la sal alóctona se presenta la continuación del CPP y se infiere la presencia de plays del Eoceno-Paleoceno y Oligoceno similares a los de los campos Great White (Escalera Alcocer, 2010) La perforación exploratoria en el CSS se inició con el pozo Trion-1, ubicado en una ventana libre de sal alóctona, (figura 10). El pozo Trion-1 está dentro de los descubrimientos más importantes realizados por Pemex en el 2012, siendo un posible pozo productor de aceite.

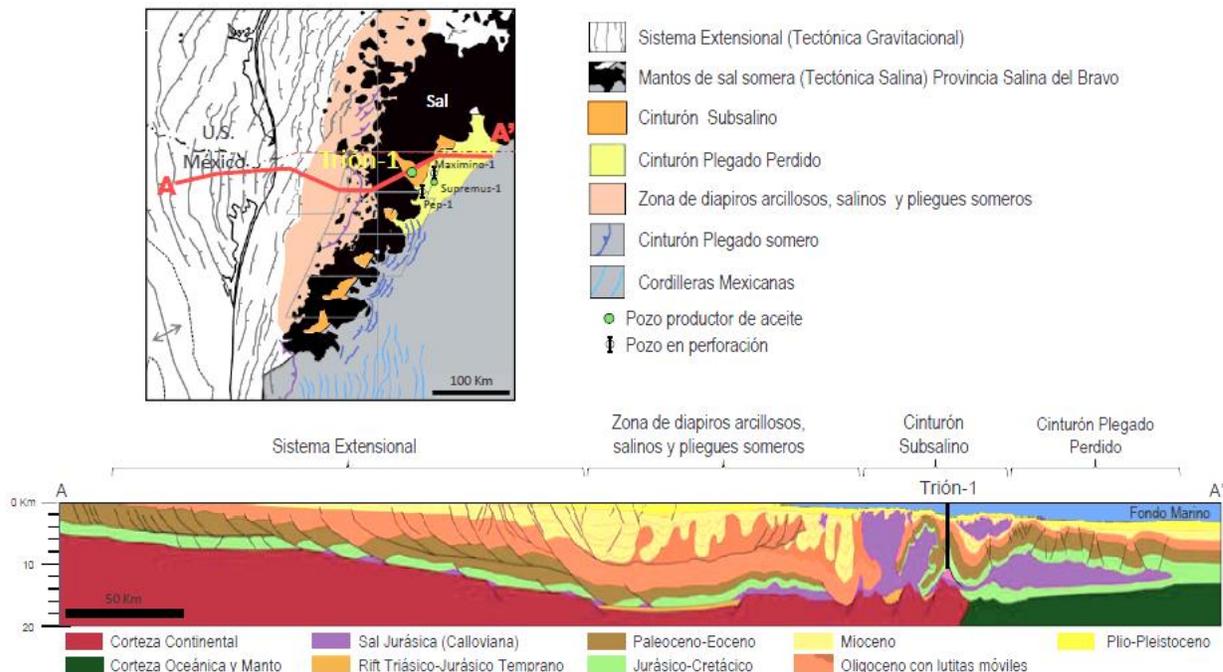


Figura 10. Marco tectónico-estructural del área Perdido. (PEP PEMEX, 2012)

Capítulo 3. Marco Teórico

3.1 Fundamentos de Sismología

La migración RTM empleada en este trabajo genera una sección sísmica simulando la propagación de ondas en un medio bidimensional acústico. La deformación de la tierra sólida produce ondas sísmicas. Estudiamos estas ondas utilizando conceptos de mecánica continua, la ecuación de movimiento con la segunda ley de Newton y caracterizamos las propiedades del material con la ecuación constitutiva que relaciona los esfuerzos con la deformación.

3.1.1 Teoría de la elasticidad

Cuando fuerzas externas son aplicadas a un cuerpo, se crean fuerzas internas balanceadas. El esfuerzo es la medida de la intensidad de estas fuerzas internas balanceadas, expresado de la siguiente forma:

$$\text{Esfuerzo} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Área}}$$

El esfuerzo actuando en una superficie dentro del cuerpo puede ser resuelto con un componente normal de esfuerzo, perpendicular a la superficie y un componente de esfuerzo de corte, en el plano de la superficie. Esto se ejemplifica con un cubo donde se aprecia el análisis de los esfuerzos para cuatro caras, donde en total se tienen 18 esfuerzos, ver figura 11. Partiendo de que un cuerpo está en equilibrio, los 18 esfuerzos se reducen a 9 y el tensor de esfuerzos se expresa como:

$$\sigma_{ij} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \sigma_{xy} & \sigma_{xz} \\ \sigma_{yx} & \sigma_{yy} & \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} & \sigma_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix}$$

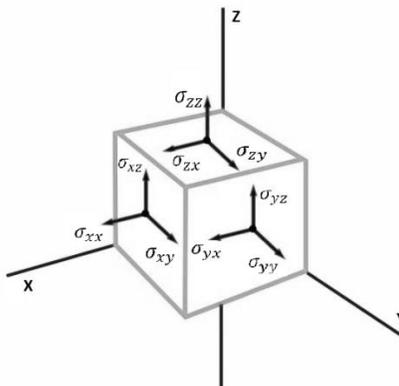


Figura 11. Esquema simplificado de los esfuerzos actuando en un cubo.

Un cuerpo sujeto a esfuerzos sufre un cambio en volumen y/o tamaño, conocido como deformación. Para un medio de tres dimensiones, el tensor de deformación se expresa como lo siguiente:

$$\epsilon_{ij} = \begin{bmatrix} \epsilon_{xx} & \epsilon_{xy} & \epsilon_{xz} \\ \epsilon_{yx} & \epsilon_{yy} & \epsilon_{yz} \\ \epsilon_{zx} & \epsilon_{zy} & \epsilon_{zz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mu_x}{\partial x} & \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \mu_x}{\partial y} + \frac{\partial \mu_y}{\partial x} \right) & \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \mu_x}{\partial z} + \frac{\partial \mu_z}{\partial x} \right) \\ \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \mu_y}{\partial x} + \frac{\partial \mu_x}{\partial y} \right) & \frac{\partial \mu_y}{\partial y} & \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \mu_y}{\partial z} + \frac{\partial \mu_z}{\partial y} \right) \\ \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \mu_z}{\partial x} + \frac{\partial \mu_x}{\partial z} \right) & \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \mu_z}{\partial y} + \frac{\partial \mu_y}{\partial z} \right) & \frac{\partial \mu_z}{\partial z} \end{bmatrix}$$

Las ecuaciones constitutivas para un medio elástico sólido relacionan los tensores de esfuerzos y deformación a través de la siguiente expresión, conocida como la ley de Hooke generalizada.

$$\sigma_{ij} = E_{ijklm} \epsilon_{km}$$

Donde σ_{ij} es el tensor de esfuerzos, ϵ_{km} es el tensor de deformación y E_{ijklm} es el módulo de elasticidad. Debido a consideraciones de simetría, el tensor de esfuerzos y de deformación se reduce a 6 términos independientes, por lo que el módulo de elasticidad se reduce de 81 términos a 36. Bajo el concepto de la energía de deformación, el módulo de elasticidad se reduce a 21 términos, y suponiendo un medio isótropo, se reduce a solo dos términos independientes, conocidos como constantes de Lamé. Estas constantes de Lamé se expresan en la ley de Hooke de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} \\ \sigma_{yy} \\ \sigma_{zz} \\ \sigma_{xy} \\ \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda + 2\mu & \lambda & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ \lambda & \lambda + 2\mu & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda & \lambda + 2\mu & \lambda & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2\mu & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2\mu & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \epsilon_{xx} \\ \epsilon_{yy} \\ \epsilon_{zz} \\ \epsilon_{xy} \\ \epsilon_{yz} \\ \epsilon_{zx} \end{bmatrix}$$

El módulo elástico controla cómo los desplazamientos evolucionan en tiempo y espacio en respuesta a una fuerza aplicada y por lo tanto determinan la velocidad de las ondas sísmicas.

3.1.2 Ecuación de Onda

Para describir la ecuación de onda en un sólido elástico es necesario recurrir a la segunda ley de Newton.

$$\mathbf{F} = m \mathbf{a} = \rho \frac{d^2 \mu}{dt^2}$$

Las ondas se propagan como perturbaciones mecánicas en el subsuelo por lo que el esfuerzo resultante es diferente de cero para que puedan existir deformaciones. Por esta razón se recurre a la ley de Hooke, que relaciona el esfuerzo en términos de la deformación. Siendo el medio bidimensional y acústico, se hace un análisis de fuerzas resultantes en dirección del eje x , la superficie del suelo, y en dirección z , la profundidad, recordando que no existe esfuerzos cortantes en medios acústicos, obteniendo las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\partial \sigma_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial z} = \rho \frac{d^2 \mu_y}{dt^2}$$

$$\frac{\partial \sigma_{zx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{zy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} = \rho \frac{d^2 \mu_z}{dt^2}$$

La ley de Hooke se simplifica ya que para un medio acústico μ es igual a cero.

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} \\ \sigma_{zz} \\ \sigma_{zx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda + 2\mu & \lambda & 0 \\ \lambda & \lambda + 2\mu & 0 \\ 0 & 0 & 2\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial \mu_x}{\partial x} \\ \frac{\partial \mu_z}{\partial z} \\ \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \mu_x}{\partial z} + \frac{\partial \mu_z}{\partial x} \right) \end{bmatrix}$$

Estas cinco ecuaciones se expresan en función de la velocidad y así obtenemos las ecuaciones utilizadas para la propagación de ondas en un medio bidimensional acústico, mismas que fueron utilizadas en el programa de migración RTM aplicado en esta tesis.

$$\frac{\partial v_x}{\partial t} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x}$$

$$\frac{\partial \mu_z}{\partial t} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z}$$

$$\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial t} = \lambda \left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right)$$

$$\frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial t} = \lambda \left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right)$$

$$\sigma_{xz} = \sigma_{zx} = 0$$

3.2 Sísmica de Reflexión

La sísmica de reflexión es el método geofísico exploratorio más utilizado y conocido, gracias en gran medida al uso y desarrollo que ha tenido en la industria petrolera. Las razones principales por las que se prefiere utilizar este método para explorar y mapear las estructuras geológicas en el subsuelo son su alta resolución, gran profundidad de investigación y la habilidad de crear imágenes sísmicas en profundidad al procesar los datos de campo.

La sísmica de reflexión consiste en generar artificialmente ondas elásticas en el subsuelo y registrar en sismómetros el retorno de éstas ondas elásticas a la superficie después de reflejarse en las distintas interfases. Se realiza con el fin de obtener información sobre la arquitectura interna del subsuelo, deducir información (por ejemplo, propiedades mecánicas y litológicas) acerca de las estructuras en profundidad, a partir de los tiempos de llegada de las ondas.

La propagación de las ondas a través de la Tierra se rige por las propiedades acústicas de la roca o el medio por el cual viajan. En una interfaz entre dos tipos de roca con diferentes impedancias acústicas, la energía sísmica puede ser refractada, reflejada de vuelta hacia la superficie o atenuada por el medio. Dentro de los métodos sísmicos se encuentran los de refracción y reflexión. La sísmica de reflexión se encarga de la energía reflejada que llega a la superficie y se registra. Las reflexiones son detectadas por los receptores (geófonos) que se ubican en superficie y que están alineados con la fuente emisora. El resultado es un grupo de trazas sísmicas procedentes de todos los tiros que se analizan, se procesan y luego se reordenan en conjuntos de “puntos de reflejo común” (CMP), los cuales contienen la información de todas las reflexiones halladas. Una vez que todas las trazas de un mismo CMP se han agrupado, se suman y se obtiene una traza CMP. El conjunto de todas las trazas CMP constituye la denominada sección sísmica de reflexión que es el resultado final de este método, ver Figura 12. Una sección sísmica es una imagen del subsuelo en donde las reflexiones se ven en forma de lóbulos negros de mayor amplitud y definen las capas reflectoras que después se asociarán a las estructuras geológicas.

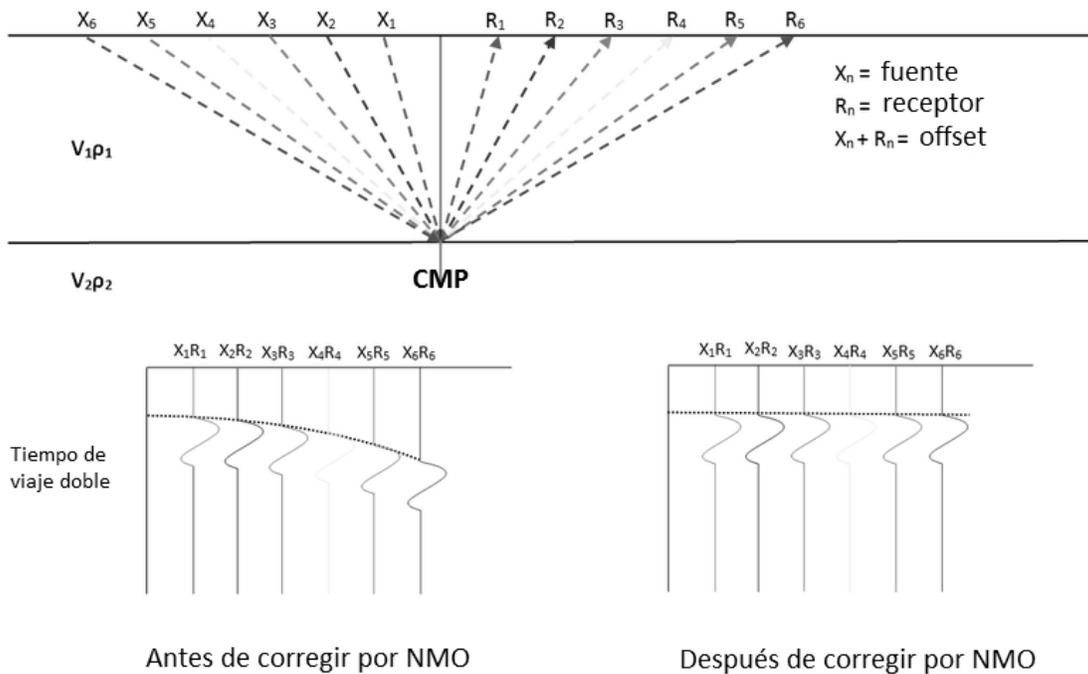


Figura 12. Perfil sísmico de CMP con la aplicación de corrección dinámica NMO (Normal Move Out), para posteriormente poder realizar el apilamiento y mejorar la relación señal-ruido de la traza sísmica CMP.

Uno de los principales objetivos de la sísmica de reflexión es producir una imagen sísmica en profundidad. Los elementos clave para la construcción de imágenes sísmicas en profundidad dependen de varios factores necesarios como son: datos pre-procesados, velocidades iniciales, migración sísmica en profundidad, modelado de velocidades en profundidad, e interpretación sísmica y geológica.

3.2.1 Migración Pre-Apilamiento en Profundidad (PSDM)

La migración sísmica reubica geoméricamente en el espacio, en tiempo y profundidad, los distintos eventos del subsuelo para dar lugar así a la generación de una imagen sísmica más precisa del subsuelo. La migración es realizada en el dominio del tiempo o de la profundidad dependiendo de la complejidad litológica. En presencia de fuertes variaciones laterales litológicas asociados a estructuras de sobrecarga compleja, la visualización del subsuelo se realiza con la migración en profundidad. Estas fuertes variaciones laterales de velocidad causan que los rayos se doblen (distorsionen) significativamente en las interfases, dando lugar a un comportamiento (moveout) no

hiperbólico en los tiempos de reflexión de los gathers CMP. Como resultado, las amplitudes y tiempos de viaje asociados con los eventos de reflexión con comportamiento no hiperbólico están distorsionados durante el apilamiento (stacking) tradicional que se basa en la suposición de un comportamiento hiperbólico. Esto provoca que el apilamiento CMP no tenga el idealizado offset cero del campo de onda. Por lo que bajo este principio, cuando se requiere de la migración en profundidad, también se requiere que sea antes del apilamiento y no después (Yilmaz, 2001), ver Figura 13.

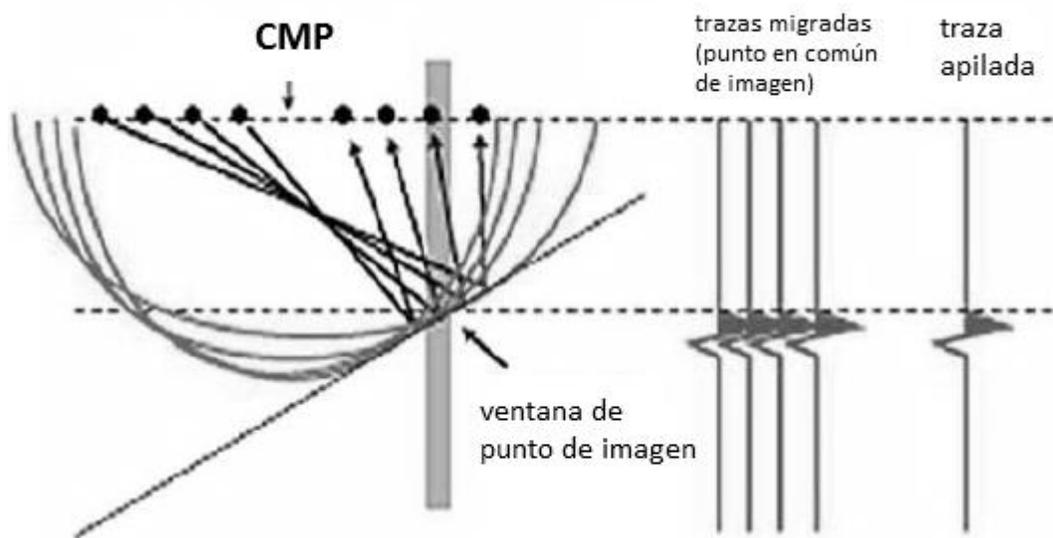


Figura 13. Esquema simplificado de la migración antes del apilamiento, necesario en la presencia de variaciones laterales de litología.

Los procedimientos que involucran la migración antes de apilamiento requieren de un elevado costo computacional adicional pero conllevan a significativas mejoras en la sección sísmica migrada.

Escoger el algoritmo de migración es una parte crítica en la PSDM. Cada algoritmo posee ventajas y desventajas que deben ser evaluadas de acuerdo con los objetivos del proyecto en cuestión. Esto puede resumirse en una tabla comparativa como se muestra a continuación.

| Algoritmo | Fidelidad en iluminación | Echados fuertes | Multitrayectoria | Rapidez de ejecución | Flexibilidad de la salida | Limitaciones |
|-----------|--------------------------|-----------------|------------------|----------------------|---------------------------|------------------------------|
| Kirchhoff | no | Si | No | Si | Si | Limitado por teoría de rayos |
| Beam | no | Si | Restringido | Si | si | Limitado por teoría de rayos |
| WEM | Restringido | No | si | no | | |
| RTM | si | si | si | no | si | |

Tabla 1. Esquema comparativo que resume las ventajas y desventajas de diferentes algoritmos de migración utilizados en el proceso PSDM.

Para el esquema de trabajo de esta tesis, el algoritmo utilizado de migración en profundidad pre-apilamiento fue la migración RTM adjunta (Martin *et al.*, sometido).

3.3 Migración Reversa en Tiempo (RTM)

La migración reversa en tiempo fue introducida inicialmente a principios de los ochentas (Whitmore, 1983), pero no fue hasta la actualidad, en que se han revolucionado los dispositivos computacionales que se desarrolló y catapultó al escenario como una herramienta poderosa para generar imágenes sísmicas en profundidad. La migración RTM es hoy en día un método estándar para afrontar los retos debidos a altos contrastes de velocidad y/o fuertes echados en los flancos de estructuras, como es el caso de la geología compleja en el Golfo de México.

Como datos de entrada, esta técnica requiere un modelo de velocidades propuesto del medio, y como resultado, genera una imagen representativa de las estructuras presentes en el subsuelo. Se puede resumir la migración RTM en tres pasos principales: el primer paso es la propagación directa de un frente de onda desde la fuente hasta los receptores, el segundo paso es la propagación del campo de onda grabado en dirección reversa hasta la posición de la fuente, todo esto utilizando la ecuación de onda escalar siguiente:

$$\frac{\partial^2 \mu}{\partial t^2} = v(x, z) \left[\frac{\partial}{\partial x} v(x, z) \frac{\partial \mu}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial z} v(x, z) \frac{\partial \mu}{\partial z} \right]$$

El tercer paso consiste en que cada paso de tiempo donde el campo de onda directo y el retropropagado se traslapan son las posiciones del reflector, por lo cual el valor de retraso cero de la correlación cruzada de los dos campos de onda nos da la posición de los reflectores. Por lo tanto, la condición de imagen para la RTM se puede expresar como:

$$I(x, z, h) = \int_0^T S(x - h, z, t) R(x + h, z, T - t) dt$$

3.4 Reconstrucción del Modelo de Velocidades

La reconstrucción de un modelo de velocidades es un proceso iterativo que se debe realizar con una interpretación geológica desde arriba hasta abajo de la imagen sísmica. Ya que el éxito en la definición de la parte inferior (nuestro interés subsalino) depende de contar con una buena estimación de la parte de arriba (la sal). Muchas veces las exigencias de la industria hacen que los ingenieros busquen objetivos específicos y se enfoquen en una zona prioritaria de la imagen en cuestión, ignorando el resto de la imagen y sacrificando la fidelidad de reconstrucción del algoritmo para las zonas que no son de interés. Si contamos con una buena aproximación de los bloques de sal, tendremos una mejor representación del modelo de propagación de las ondas, obteniendo así una mejor imagen sísmica. Por lo tanto, una de nuestras metas en la reconstrucción del modelo de velocidades es aproximar en un buen grado la geometría de los cuerpos de sal.

En áreas donde la geometría de los cuerpos de sal es sencilla, el proceso se puede simplificar en los siguientes 7 pasos (Lock, 2008):

1. Definir el fondo marino, migrando la imagen con la velocidad del agua que es constante y aproximadamente de 1500 m/s.
2. Definir el fondo marino nuevamente para establecer como datum de referencia para el campo de velocidad de los sedimentos subyacente.
3. Inundar con un campo de velocidad de sedimento a partir del fondo marino. Una buena estimación de las capas sedimentarias de areniscas y lutitas en el Golfo de México es un modelo de gradiente representado por

$$V = V_0 + kZ$$

Donde Z es la profundidad, k es el gradiente de velocidad que varía con la profundidad, y V_0 es la velocidad inicial.

4. La cima de la sal es interpretada.
5. Inundamos con sal a partir de la cima de la sal con una velocidad constante de aproximadamente 4,500 m/s.
6. La base de la sal es interpretada.
7. Colocar velocidades sísmicas de las unidades litológicas por debajo de la sal.

Cabe mencionar que para el paso 3 de estimación de un campo de velocidad de sedimentos, el comportamiento sedimentario del Golfo de México es conocido como ambiente de “roca suave” (Schlutz, 1999), donde las velocidades se rigen por compactación más que por litología, y puede ser expresado en función de la

profundidad de sepultamiento. Por lo que la velocidad no varía de manera significativa dentro de un mismo estrato.

La interpretación de la sal no es directa para cuencas salinas complejas, como es el caso del GdM. Requiere de probar diferentes escenarios, especialmente para la base de la sal, donde la definición de la imagen sísmica es pobre. Es útil tomar como referencia las distorsiones subsalinas producidas con la migración para corregir posibles malas interpretaciones de la geometría de la sal. Una elevación o hundimiento de los estratos subsalinos sin una razón geológica asociada, generalmente es indicador de una cantidad insuficiente o sobreabundante de sal en el modelo de velocidades calculado, ver figura 14. Por lo que se busca corregir la base de la sal hasta obtener una continuidad estratigráfica por debajo de la sal.

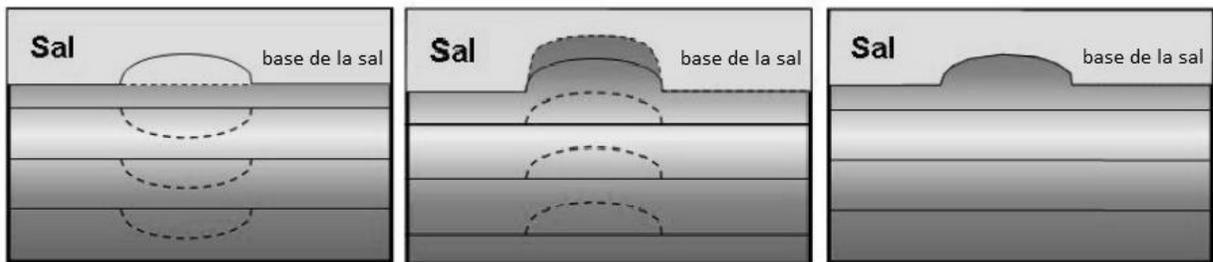


Figura 14. El esquema a la izquierda ilustra la interpretación errónea de sobre-estimación de la sal, provocando un hundimiento de la estratigrafía subsalina. El esquema del medio ilustra la interpretación errónea de sub-estimación de la sal, provocando una elevación de la estratigrafía subsalina. El esquema a la derecha ilustra la interpretación correcta de la base de la sal, provocando una estratigrafía continua y con congruencia geológica. La estimación de la base de la sal está representada con una línea punteada y la base verdadera de la sal con una línea sólida en la sección de la sal, y el hundimiento y elevación de la estratigrafía subsalina está representada con una línea punteada en la sección de estratigrafía subsalina.

Capítulo 4. Aplicación de la Migración Reversa en Tiempo

A continuación se muestra un ejemplo de la aplicación de la técnica de migración RTM adjunta (Martin *et al.*, sometido). Se considera un modelo de velocidades y densidades sintético, que proviene de la interpretación preliminar de un perfil sísmico en el Golfo de México, por lo cual el modelo sintético incluye toda la complejidad geológica correspondiente a la tectónica salina característica del Golfo de México. Incluye un ambiente de tectónica mixta (sal y arcilla), una transición en la estructura cortical (corteza continental transicional marina), así como diversas zonas de falla, bloques de basamento reactivados y una zona de inversión de velocidades sísmicas justo por debajo de los cuerpos de sal y arcilla.

En la Figura 15 se muestran los modelos de densidades y velocidades de onda P para el ejemplo descrito en el párrafo anterior. Es posible apreciar que los cuerpos de sal y arcilla no poseen una expresión clara en el modelo de densidades, como resulta para el caso de la sal en el modelo de velocidades, donde el contraste de impedancia acústica es muy claro.

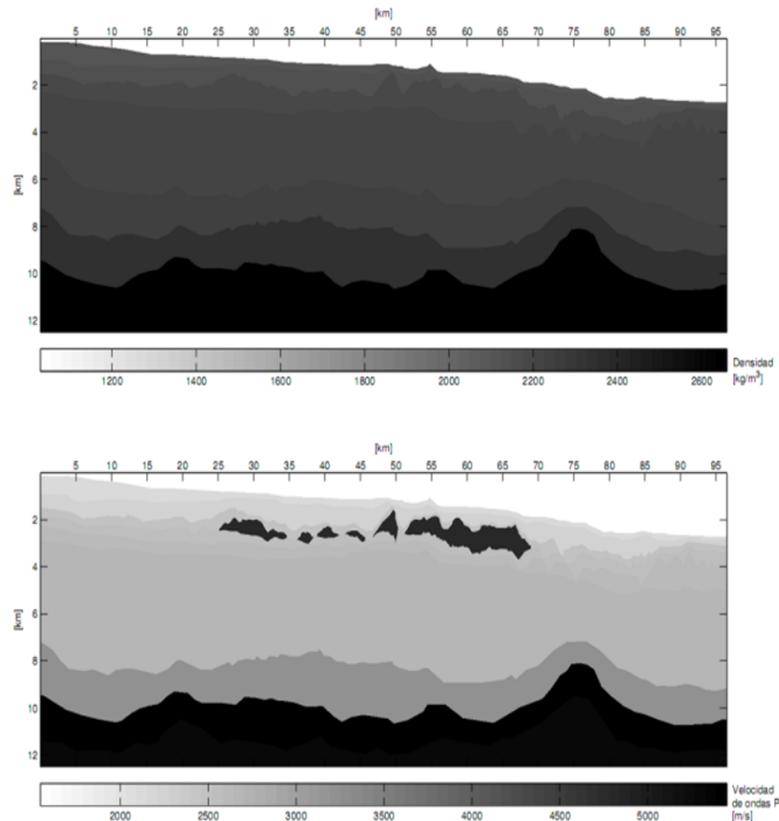


Figura 15. Modelo de densidades (arriba) y de velocidad de onda P (abajo) para el ejemplo sintético calculado a partir de la interpretación preliminar de un perfil regional en el GdM.

Previamente en la figura 2 se ilustró el flujo de trabajo propuesto para el algoritmo de migración RTM adjunta, que permite construir imágenes del subsuelo en profundidad con un proceso iterativo. Cada iteración del ciclo de migración con el algoritmo adjunto involucra la construcción de una pareja de kernels de sensibilidades, para dos propiedades físicas seleccionadas por el usuario, con la ventaja computacional de que el cómputo se realiza disparando todas las fuentes sísmicas simultáneamente. En esta tesis se emplean los kernels de velocidades de onda P y de densidades, por considerarse dos parámetros especialmente sensibles para el modelado directo de la propagación de ondas acústica.

Resumiendo, los algoritmos que han sido desarrollados en esta investigación y que se emplean en la migración RTM adjunta, consisten en:

- Un detector de horizontes para mapear el fondo marino y los principales reflectores asociados con las litologías presentes en el área de estudio.
- Un detector de cuerpos geológicos, por ejemplo, los diapiros salinos.
- Un programa para la construcción del modelo de velocidades para cada iteración a partir de la imagen sísmica interpretada.

La semiautomatización de la interpretación geológica se basa en conceptos de procesamiento de la imagen sísmica en el dominio del espacio, principalmente en el procesamiento a nivel de punto (*point processing*), donde se modifican los píxeles independientemente de los píxeles vecinos (Orozco del Castillo *et al.*, 2011). El método de procesamiento puntual convierte la interpretación geológica en un proceso semiautomático. Requiere de modificar la imagen sísmica (pintar el horizonte o cuerpo geológico) para posteriormente identificar y asignarle a dichos píxeles modificados una velocidad o densidad y graficarlos en un nuevo modelo de velocidades o densidades. De esta forma, los programas desarrollados agilizan la aplicación de la migración RTM adjunta, ya que facilitan la contribución interdisciplinaria y efectiva entre intérpretes geofísicos, analistas de datos sísmicos y geólogos durante cada iteración.

En la construcción de nuestro modelo de velocidades utilizamos para sedimentos jóvenes cerca del fondo marino y por arriba de la cima de la sal velocidades compresionales V_p de alrededor de 2000 m/s, aumentando a 3000 m/s cerca de la cima de la sal. En las cercanías de la base de la sal, utilizamos un rango entre 3000-4500 m/s. Para la sal utilizamos la velocidad compresional de 4500 m/s y una densidad de 2.2 gr/cm^3 .

4.1 Primera Iteración

A continuación se describe la estimación del modelo de velocidades para el ejemplo planteado, empleando el flujo de trabajo de la figura 2. La primera iteración de la migración RTM se realiza empleando un modelo de velocidades con gradiente lineal vertical. Este modelo se aprecia en la figura 16.

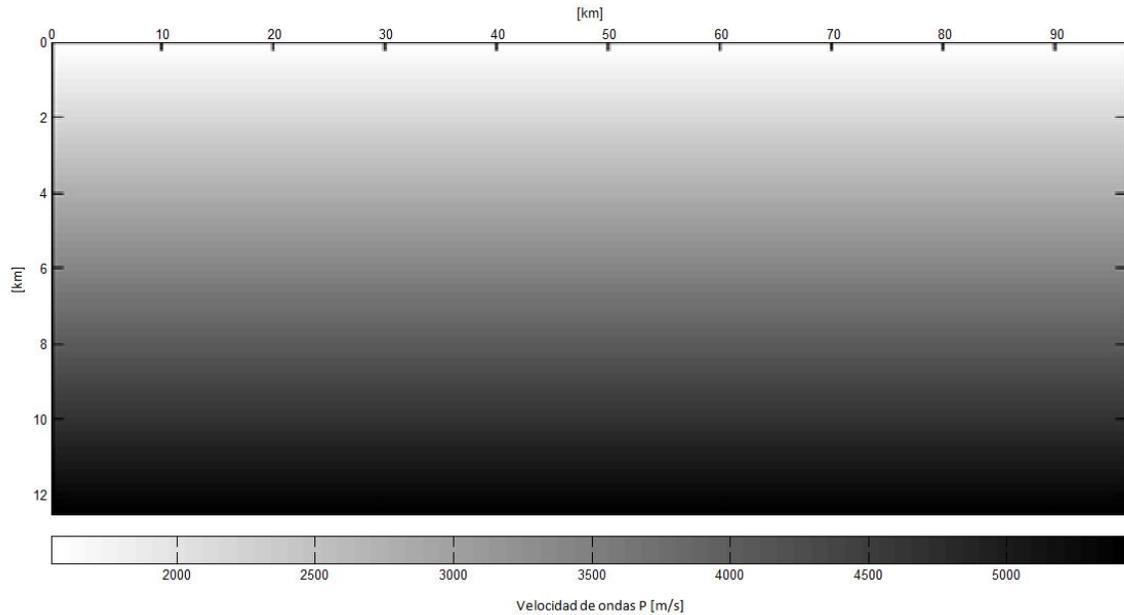


Figura 16. Modelo inicial de velocidades para la primera iteración de la migración RTM adjunta , se considera un gradiente lineal de la velocidad que varía con la profundidad.

En la figura 17 se muestra el resultado de la primera iteración de la migración RTM adjunta. La imagen se construye al calcular el kernel o mapa de sensibilidad para la velocidad de onda P, aplicando la condición de imagen para la RTM adjunta. Como se mencionó anteriormente, es posible formar imágenes similares para el kernel de densidad o de otros parámetros elásticos del subsuelo.

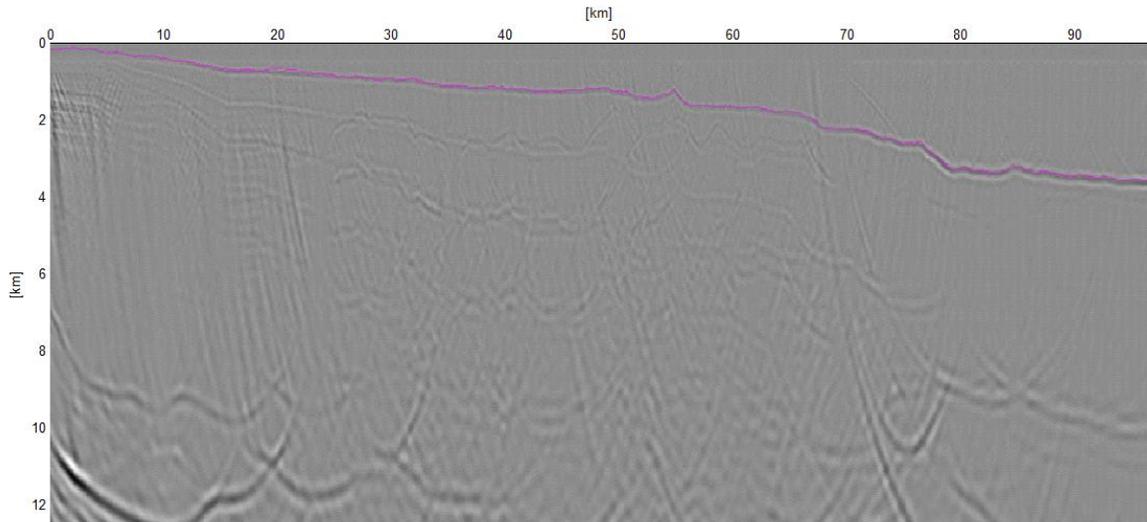


Figura 17. Imagen sísmica resultante a partir de la primera iteración de la migración RTM adjunta, se consideró un gradiente lineal de la velocidad que varía con la profundidad. Pintamos en color magenta la interpretación del fondo marino.

La imagen de la figura 17 muestra algunos reflectores con una definición relativamente pobre. Sin embargo, es posible distinguir claramente el fondo marino y algunos horizontes por debajo de la sal. Aunque la presencia de múltiples dificulta enormemente la labor de interpretación.

4.2 Segunda Iteración

Para construir el nuevo modelo de velocidades para la segunda iteración, se marca solamente el fondo marino y se emplea nuevamente un gradiente de velocidades vertical, esta vez a partir del fondo marino, como se muestra en la figura 18.

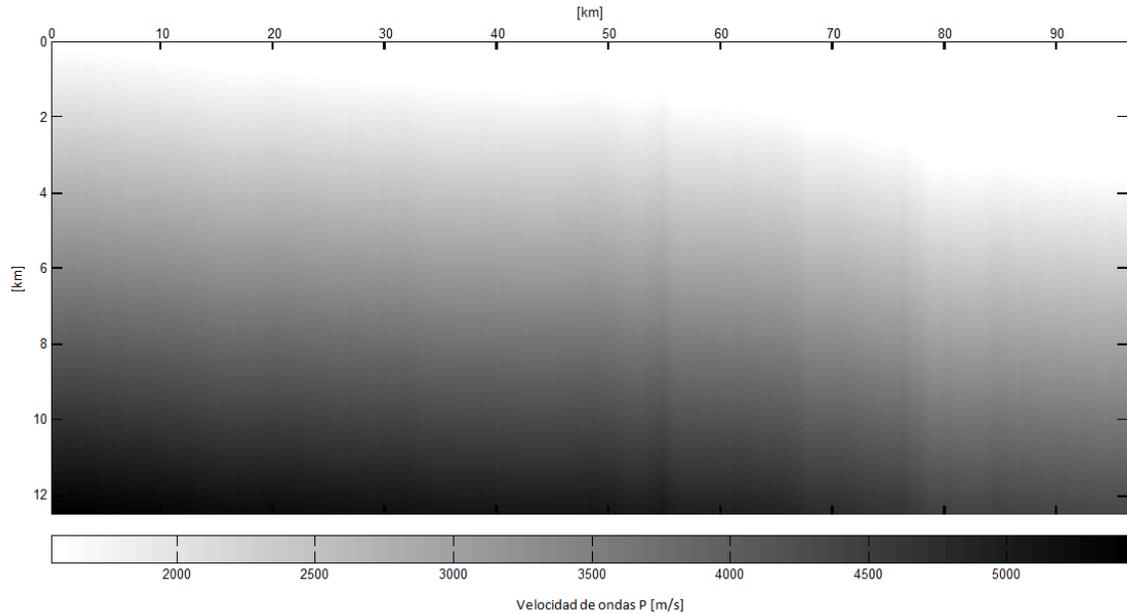


Figura 18. Modelo de velocidades para la segunda iteración de la migración RTM adjunta, se considera un gradiente lineal de la velocidad que varía con la profundidad y que comienza a partir del fondo marino interpretado en la imagen sísmica de la primera iteración.

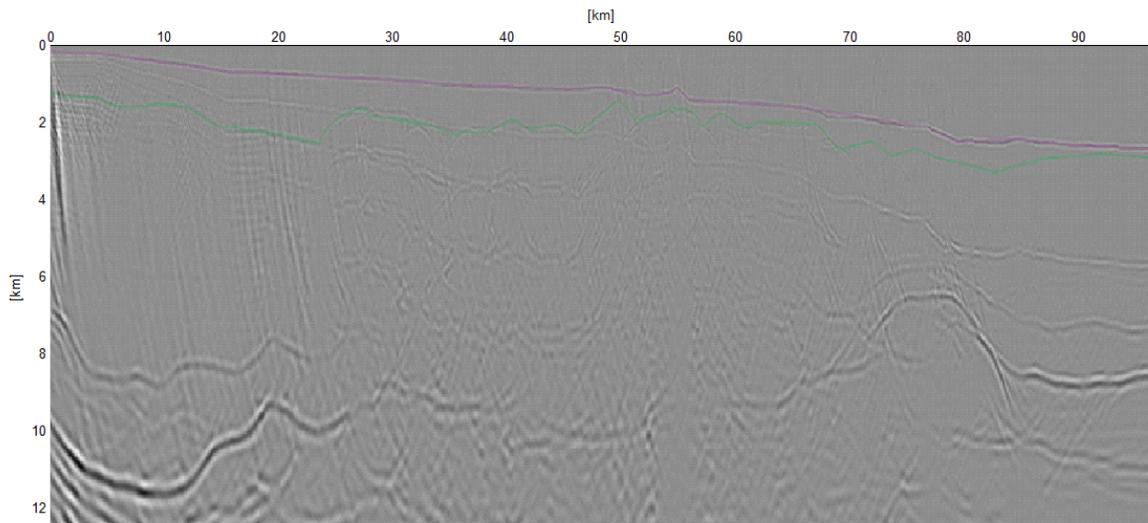


Figura 19. Imagen sísmica resultante de la segunda iteración de la migración RTM adjunta. En color magenta se muestra la interpretación del fondo marino y en verde otro reflector incluido en la construcción del nuevo modelo de velocidades.

En la figura 19 se muestra el resultado de la segunda iteración de la migración RTM adjunta. La imagen muestra algunos reflectores claramente marcados y es posible distinguir nuevamente el fondo marino, en su posición correcta a partir de esta iteración. La presencia de múltiples dificulta la labor de interpretación.

4.3 Tercera Iteración

Para construir el nuevo modelo de velocidades para la tercera iteración, se marca el fondo marino en color magenta y un reflector adicional en verde. Se emplea nuevamente un modelo de velocidades con gradiente vertical, pero esta vez se considera la velocidad del agua hasta el fondo marino y una velocidad adicional para una segunda capa u horizonte, hasta el segundo reflector, como se muestra en la figura 20.

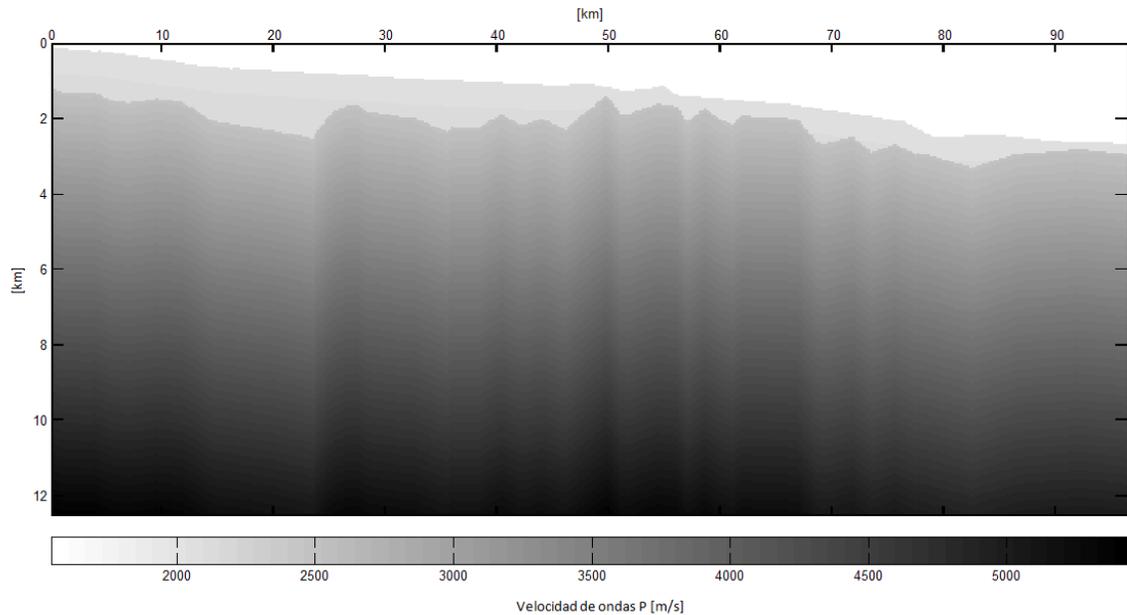


Figura 20. Modelo de velocidades para la tercera iteración de la migración RTM adjunta, se considera un gradiente lineal de la velocidad que varía con la profundidad y que comienza a partir de la primera capa interpretada. Se incluye la velocidad del agua hasta el fondo marino y una velocidad adicional para la primera capa.

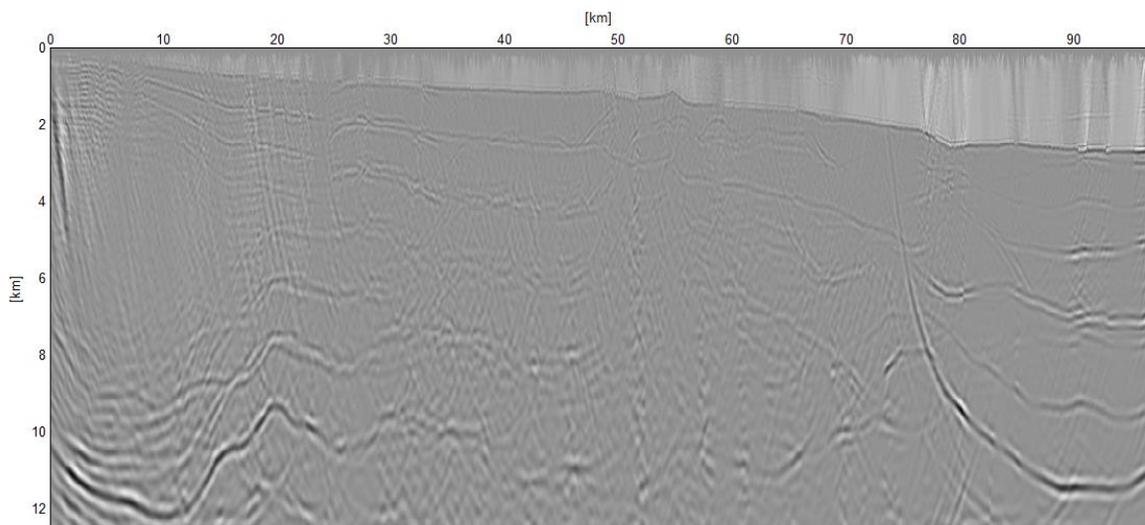


Figura 21. Imagen sísmica resultante de la tercera iteración de la migración RTM adjunta. En esta imagen es posible apreciar varios reflectores, incluida la cima de la sal. Las opciones de interpretación permiten construir diferentes modelos de velocidades para la siguiente iteración.

En la figura 21 se muestra la imagen resultante de la tercera iteración de la migración RTM adjunta. Se observan varios reflectores en la imagen, que dan lugar a tres distintos escenarios, casos A, B, y C, para la construcción del modelo de velocidades para emplear en la siguientes iteraciones (iteraciones 4A, 4B, y 4C respectivamente).

4.4 Cuarta Iteración

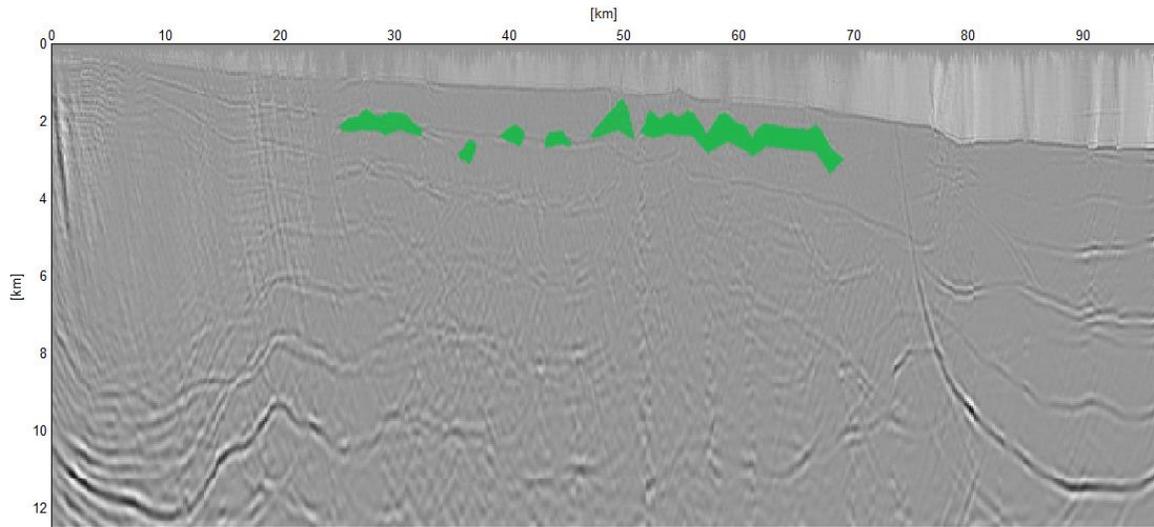


Figura 22. Imagen sísmica interpretada durante la tercera iteración de la migración RTM adjunta. En esta imagen es posible apreciar varios reflectores, incluida la cima de la sal y parcialmente la base. En este primer escenario, caso A, se interpreta la cima y base de la sal y se construyen geocuerpos en verde a los cuales se les asigna velocidad de la sal, para dar lugar al modelo de velocidades de la figura 25.

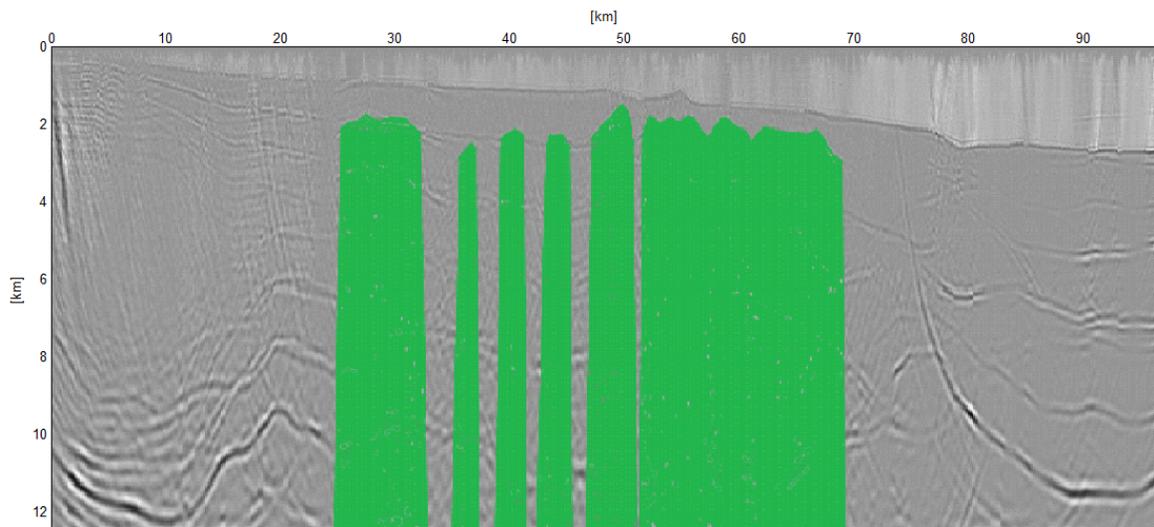


Figura 23. Imagen sísmica interpretada durante la tercera iteración de la migración RTM adjunta. En esta imagen es posible apreciar varios reflectores, incluida la cima de la sal y parcialmente la base. En este segundo escenario, caso B, se interpreta la cima de la sal y se inunda con velocidad de sal hasta el fondo del modelo, para dar lugar al modelo de velocidades de la figura 26.

En la figura 22 se muestra un primer escenario, caso A, para la construcción del modelo de velocidades. Se logra visualizar la cima de la sal y con menos resolución la base, por lo que se realiza una estimación de las estructuras salinas, incorporando su geometría. En la figura 23 se muestra un segundo escenario, caso B, para la construcción del modelo de velocidades. Este escenario surge de la interpretación de la cima de la sal,

sin definir una base. Una práctica común en los flujos de trabajo de migración es inundar de sal desde la cima hasta el fondo del modelo. De esta forma, se construye el modelo de velocidades de la figura 26. En la figura 24 se muestra un tercer escenario, caso C, donde no se interpretan las cimas y bases de los cuerpos de sal alóctona. Se pretende valorar la importancia de incluir reflectores subsalinos en el modelo de velocidades, para mejorar la calidad de la imagen migrada. Para este fin se incluyen tres horizontes: uno ligeramente por debajo de los cuerpos de sal, en color azul; otro con alta amplitud posiblemente asociado con el Cretácico (en magenta); y un tercer reflector de alta amplitud asociado con el basamento (en color verde). A partir de esta interpretación, se construye el modelo de velocidades de la figura 27.

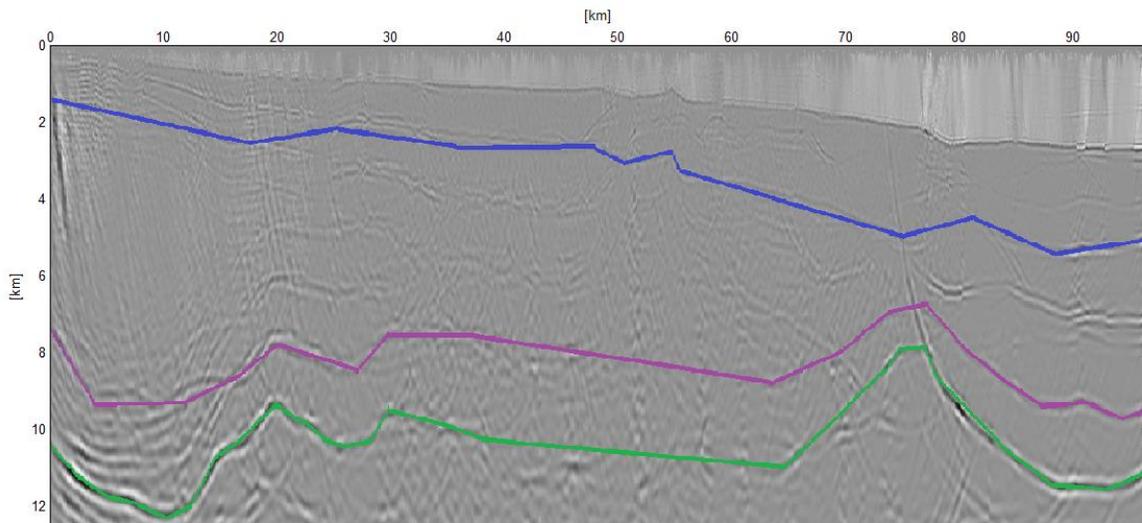


Figura 24. Imagen sísmica interpretada durante la tercera iteración de la migración RTM adjunta. En esta imagen es posible apreciar varios reflectores, incluida la cima de la sal y parcialmente la base. En este tercer escenario, caso C, se interpreta un horizonte ligeramente por debajo de la sal (en azul) y dos horizontes asociados con el reflector del basamento (verde) y un reflector fuerte, posiblemente el Cretácico (en magenta). De esta manera, se construye el modelo de velocidades de la figura 27.

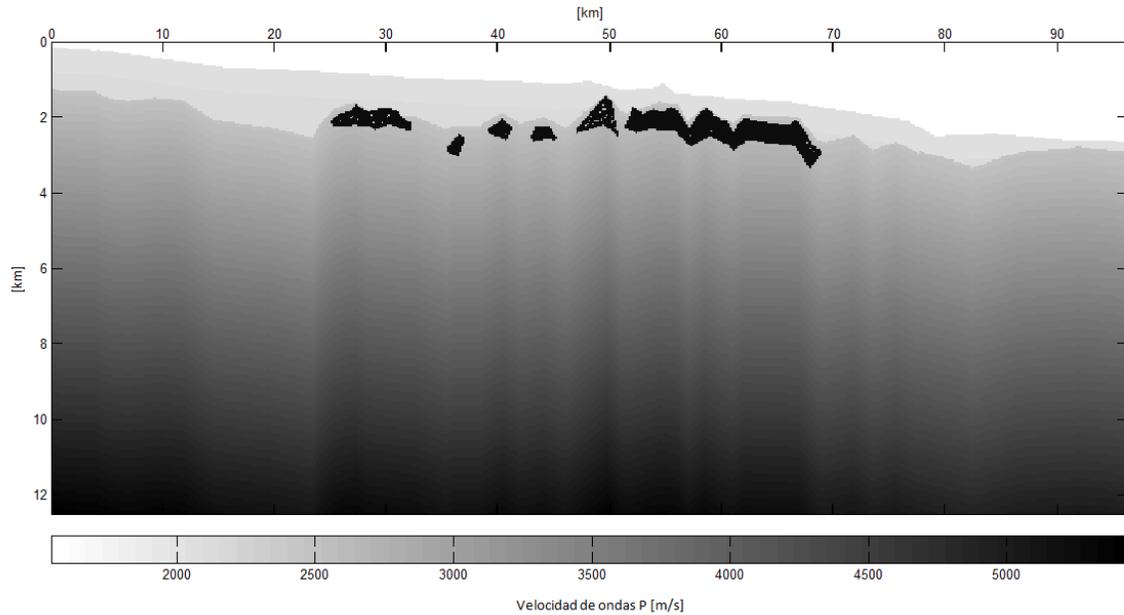


Figura 25. Modelo de velocidades para la cuarta iteración, caso A, de la migración RTM adjunta, se considera un gradiente lineal de la velocidad que varía con la profundidad y que comienza a partir de la primera capa interpretada. Se incluye la velocidad del agua hasta el fondo marino, una velocidad adicional para la primera capa y se asigna velocidad de sal a los geocuerpos resultantes de la interpretación de la cima y la base de la sal alóctona.

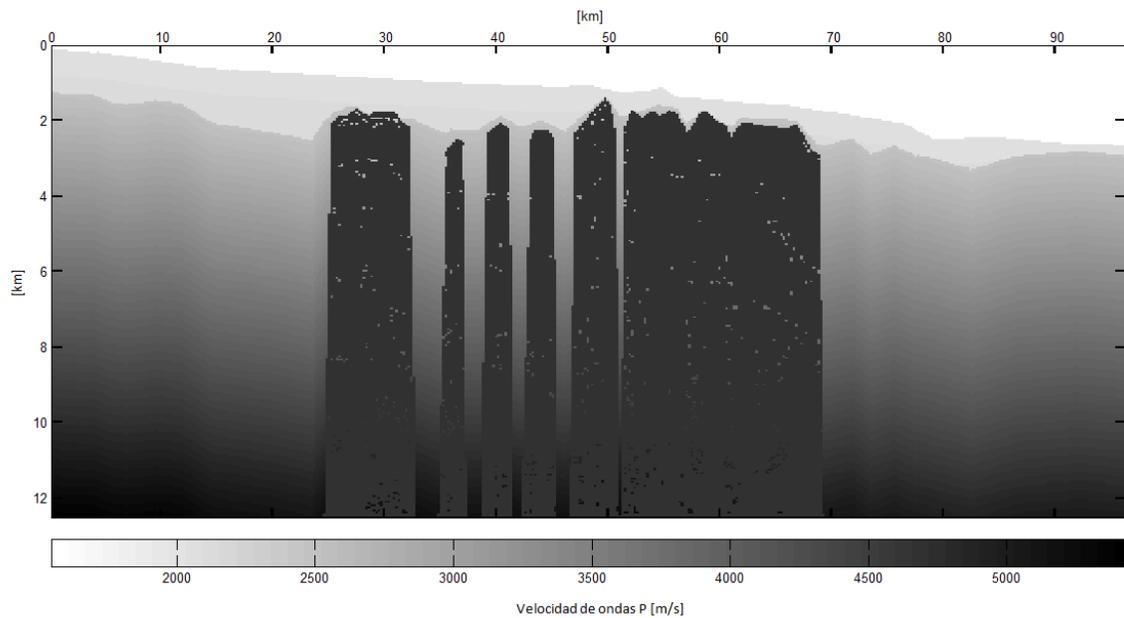


Figura 26. Modelo de velocidades para la cuarta iteración, caso B, de la migración RTM adjunta, se considera un gradiente lineal de la velocidad que varía con la profundidad y que comienza a partir de la primera capa interpretada. Se incluye la velocidad del agua hasta el fondo marino, una velocidad adicional para la primera capa y se asigna la velocidad de la sal a los geocuerpos resultantes de la interpretación de la cima de la sal alóctona y su continuación hasta la parte inferior del modelo de velocidades.

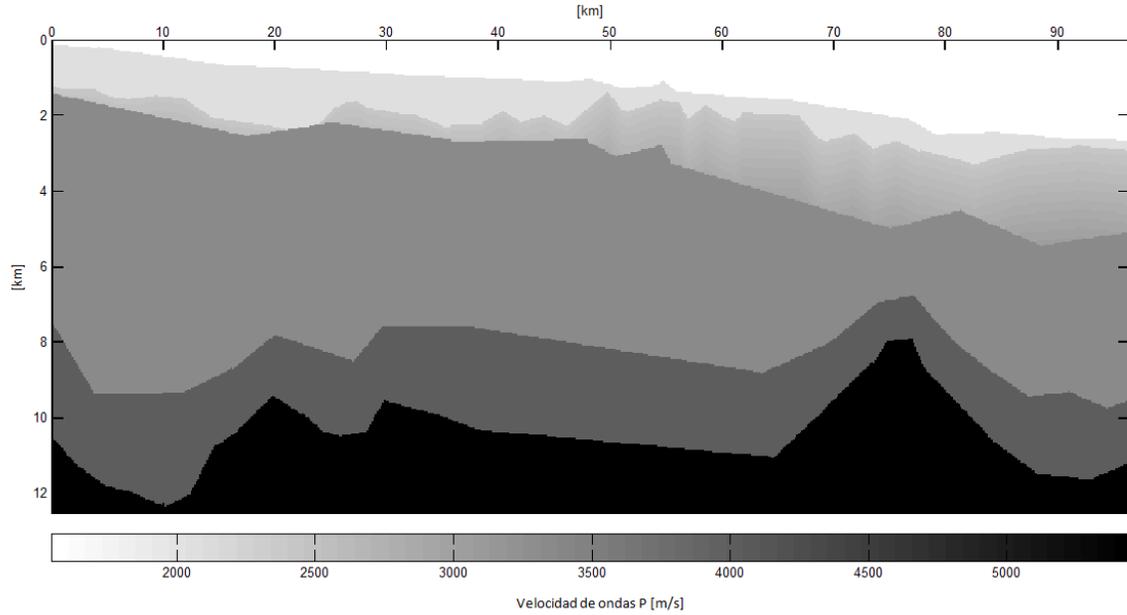


Figura 27. Modelo de velocidades para la cuarta iteración, caso C, de la migración RTM adjunta, se considera un gradiente lineal de la velocidad que varía con la profundidad y que comienza a partir de la primera capa interpretada. Se incluye la velocidad del agua hasta el fondo marino, y se incluyen tres horizontes de alta amplitud en la imagen sísmica, por debajo de la zona de sal alóctona.

Utilizando los modelos de velocidades descritos en las figuras 25, 26 y 27, se aplicó el algoritmo de migración RTM adjunta para construir las respectivas imágenes sísmicas en profundidad. Las imágenes correspondientes de la cuarta iteración caso A, B, y C se muestran en las figuras 28, 29 y 30 respectivamente.

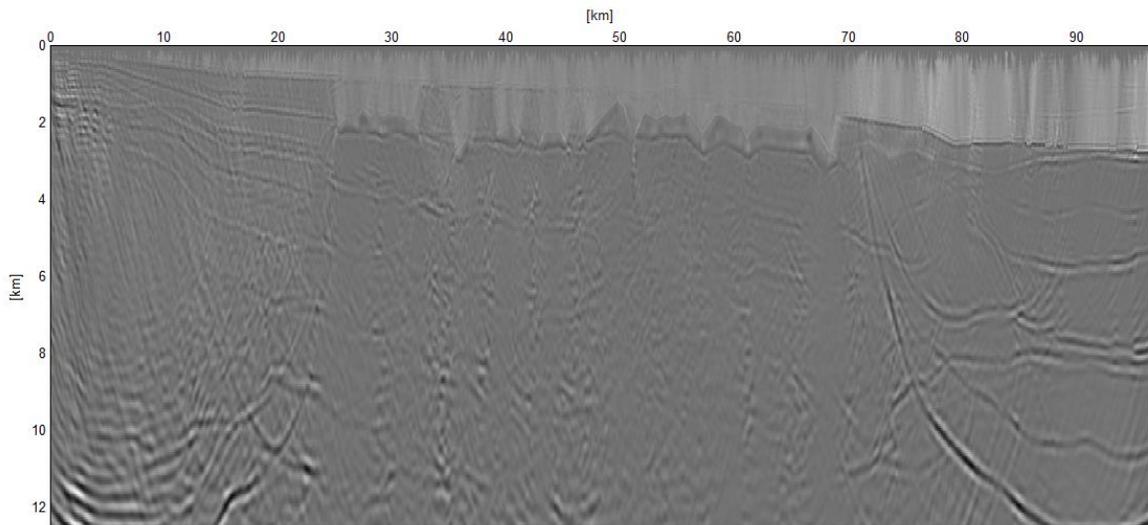


Figura 28. Imagen sísmica obtenida en una cuarta iteración caso A de la migración RTM adjunta. La imagen se construyó empleando el modelo de velocidades de la figura 25.

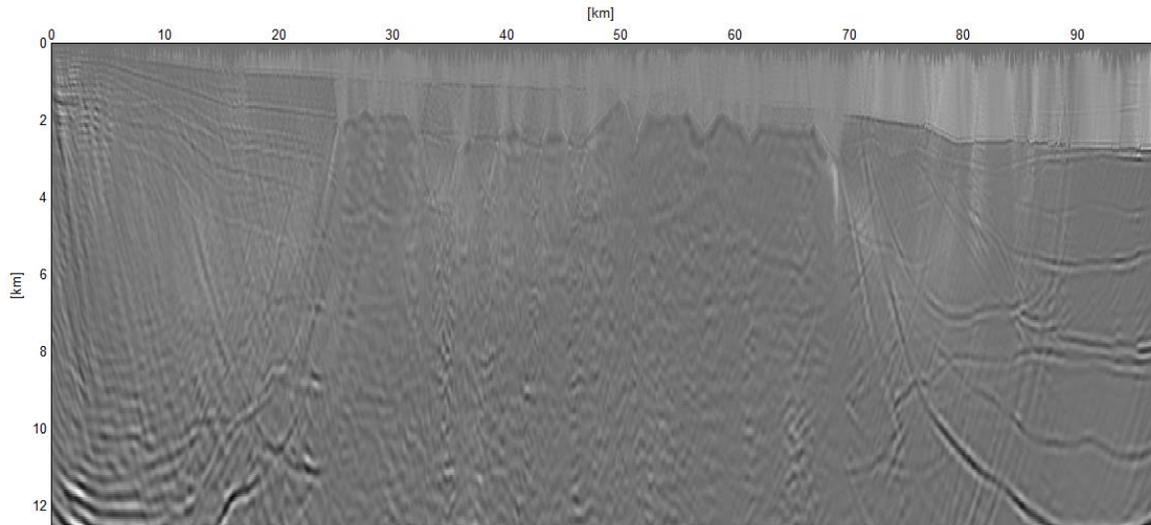


Figura 29. Imagen sísmica obtenida en una cuarta iteración caso B de la migración RTM adjunta. La imagen se construyó empleando el modelo de velocidades de la figura 26.

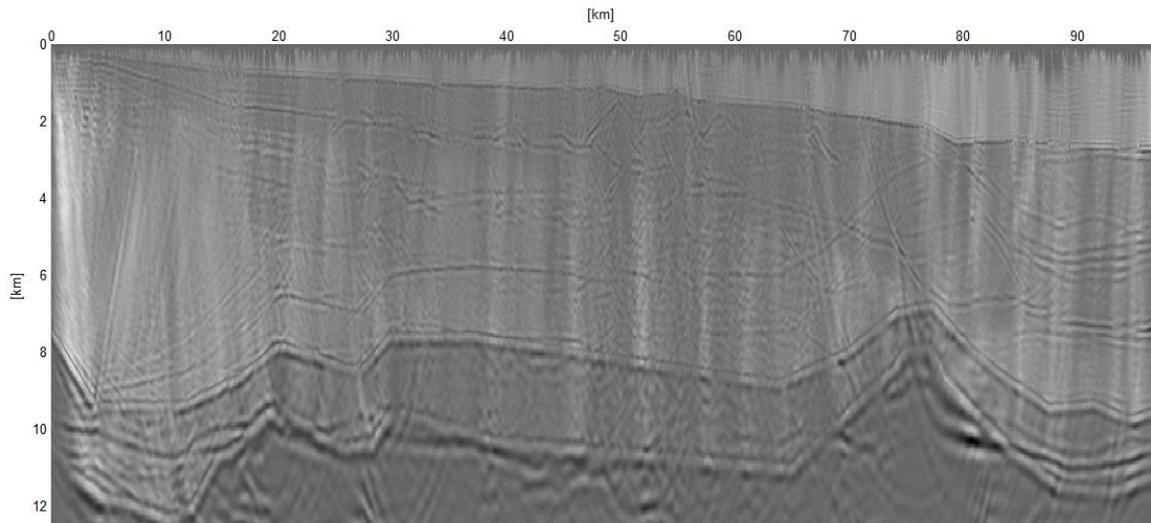


Figura 30. Imagen sísmica obtenida en una cuarta iteración caso C de la migración RTM adjunta. La imagen se construyó empleando el modelo de velocidades de la figura 27.

Puesto que tenemos tres diferentes opciones de imágenes sísmicas resultantes de la cuarta iteración, para continuar con el proceso interpretativo y construir el nuevo modelo de velocidades para la iteración final del proceso RTM adjunto, seleccionamos la imagen sísmica de la figura 30 (caso C). Las imágenes de las figuras 28 y 29 fueron utilizadas como un apoyo visual para la interpretación de la imagen seleccionada. De esta manera, realizamos la interpretación de los cuerpos salinos (en color verde) a partir de la imagen sísmica generada de la 4 iteración caso C, ver figura 31.

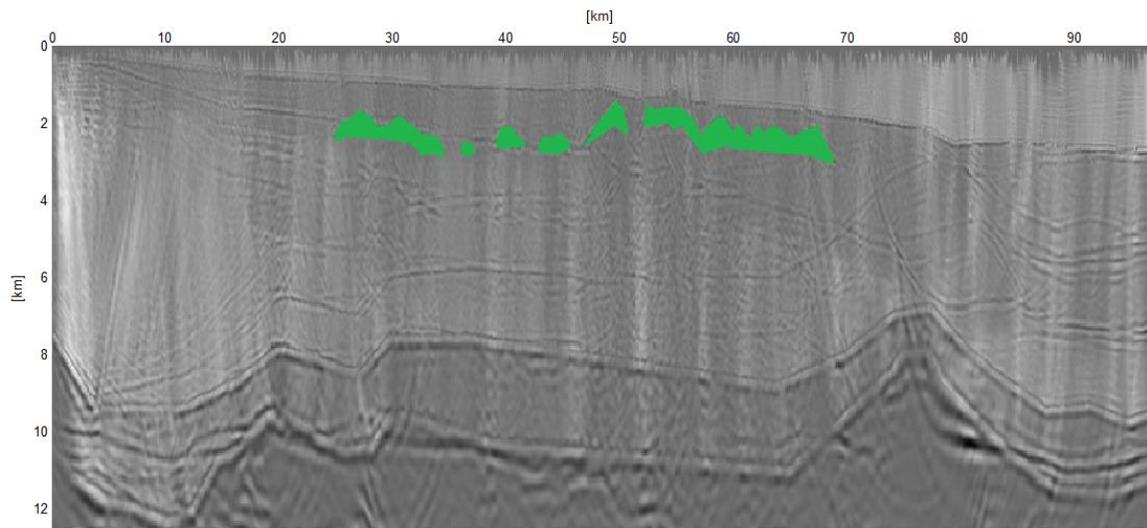


Figura 31. Imagen sísmica derivada de la cuarta iteración caso C de la migración RTM adjunta. Se interpretó la cima y base de la sal, para la construcción de un nuevo modelo de velocidades para la iteración final.

4.5 Quinta Iteración

A partir de la interpretación mostrada en la figura 31, se construye un nuevo modelo de velocidades con todos los elementos principales derivados de las cuatro iteraciones previas de la migración RTM adjunta.

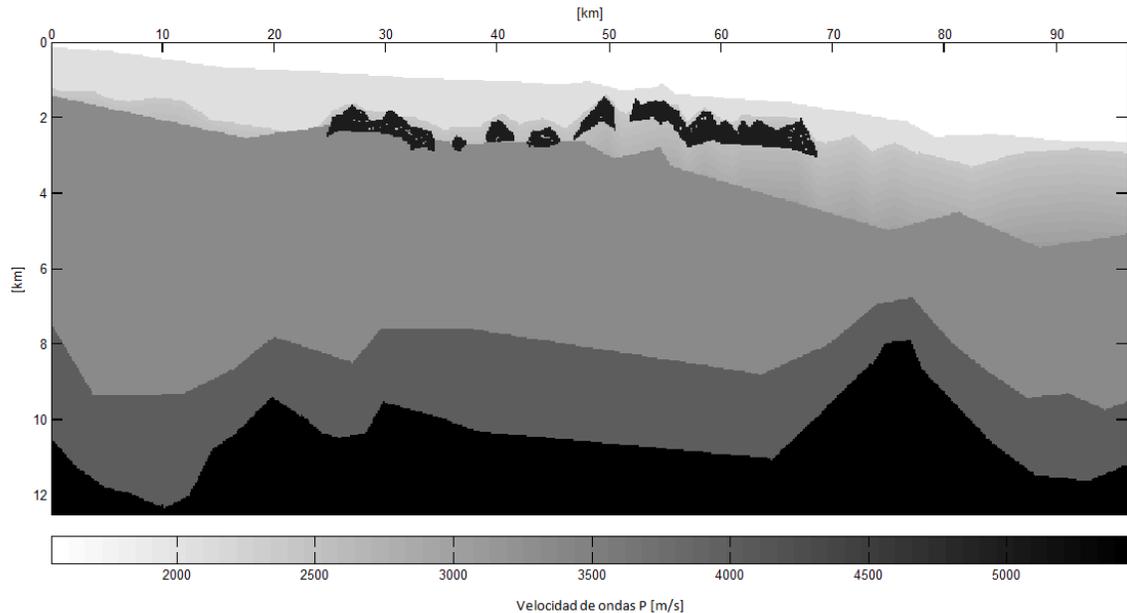


Figura 32. Modelo de velocidades para la iteración final de la migración RTM adjunta, se considera un gradiente lineal de la velocidad que varía con la profundidad y que comienza a partir de la primera capa interpretada. Se incluye la velocidad del agua hasta el fondo marino, la cima y base de los cuerpos de sal alóctona y se incluyen tres horizontes subsalinos de alta amplitud en la imagen sísmica.

Este modelo contiene información relativa al tirante de agua, los sedimentos por debajo del fondo marino, la geometría de los cuerpos de sal alóctona, así como algunos reflectores subsalinos.

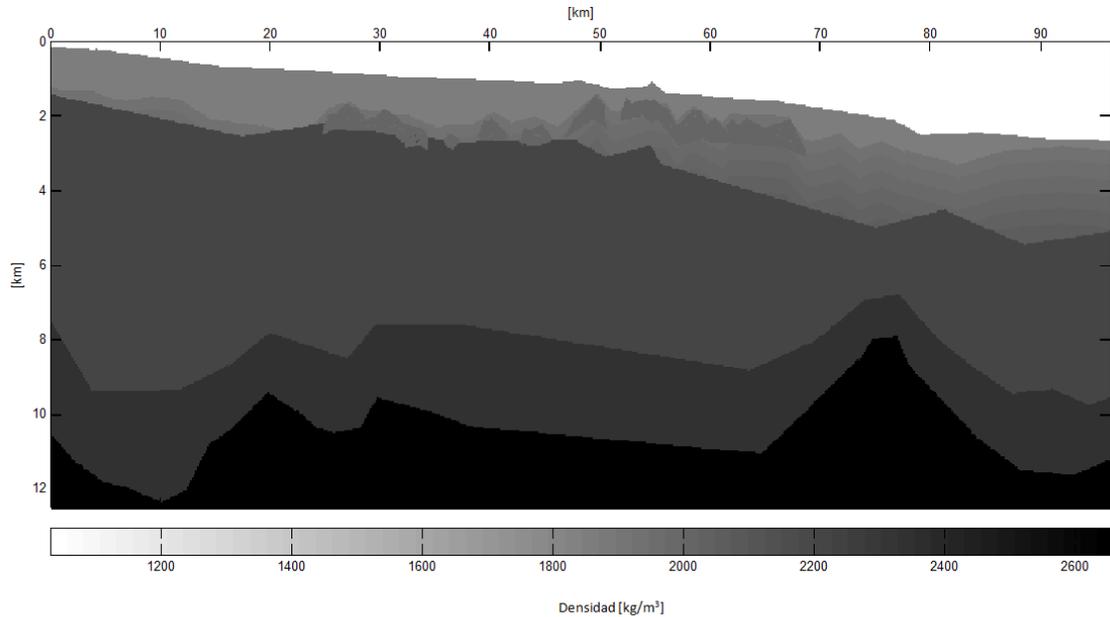


Figura 33. Modelo de densidades para la iteración final de la migración RTM adjunta, se consideran valores típicos de densidad para cada unidad litológica. Se incluye la densidad del agua hasta el fondo marino, la cima y base de los cuerpos de sal alóctona y se incluyen tres horizontes subsalinos de alta amplitud en la imagen sísmica.

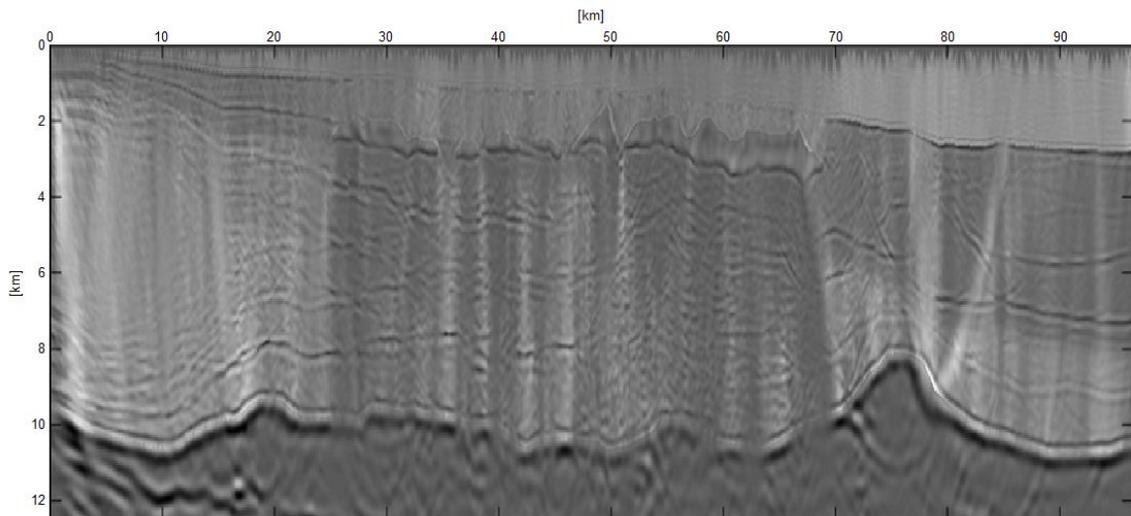


Figura 34. Imagen sísmica derivada de la quinta y última iteración de la migración RTM adjunta, a partir del mapa de velocidades de la figura 32. En esta imagen final es posible observar la cima y base de la sal alóctona, así como diversos horizontes subsalinos.

En la Figura 34 se muestra el resultado final de aplicar la migración RTM adjunta, con fronteras absorbentes tipo CPML, al modelo de velocidades sintético. Es importante resaltar que todas las imágenes construidas hasta esta etapa, se realizan aplicando todas las fuentes simultáneamente. A pesar de ello, la interferencia entre fuentes solamente es visible en la parte superior del modelo de velocidades, pero esto no complica significativamente el trabajo de interpretación de la imagen.

En los algoritmos RTM desarrollados en los últimos años, que no incluyen fronteras absorbentes, se utiliza una técnica denominada codificación de la fuente (source encoding) para poder realizar disparos sísmicos simultáneos sin producirse interferencias notables en la imagen. La técnica de codificación de la fuente involucra un costo computacional muy alto. Cuando se hacen los disparos simultáneos, se reduce dramáticamente el tiempo de cómputo, pues cada simulación del problema directo consume del orden de ~30 minutos en una computadora con procesador I7 de 8 núcleos. De esta manera, en nuestro caso, utilizamos 518 fuentes para calcular la sección sísmica. Al poder realizar los tiros simultáneos, ahorramos una cantidad enorme de tiempo de cómputo.

En la Figura 35 se muestra el resultado de aplicar la migración RTM adjunta, con fronteras absorbentes tipo CPML, al modelo de densidades sintético. Como en el caso anterior, la interferencia entre fuentes solamente es visible en la parte superior del modelo de densidades, pero este factor no complica significativamente el trabajo de interpretación de la imagen.

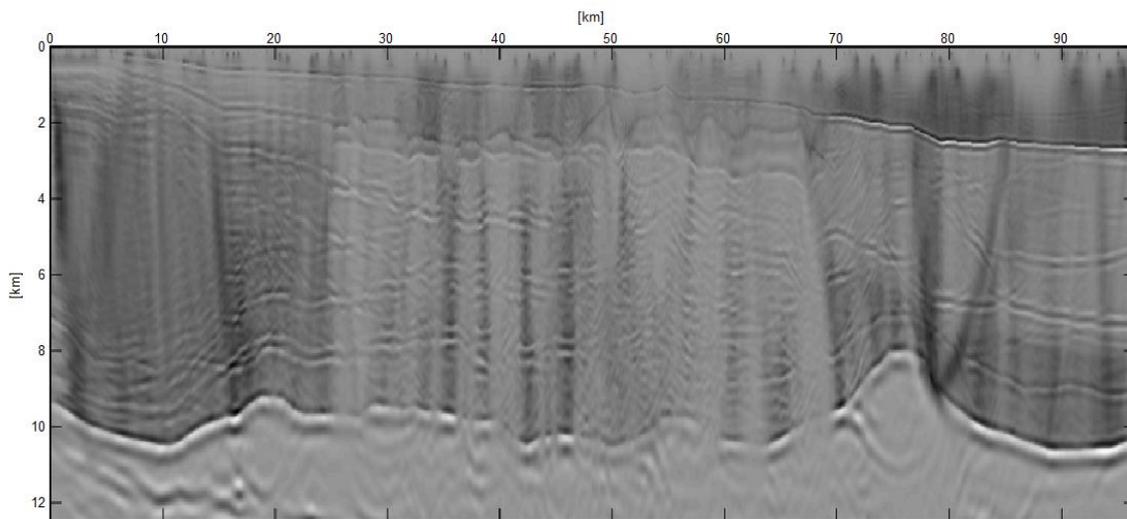


Figura 35. Imagen sísmica derivada de la última iteración de la migración RTM adjunta, a partir del mapa de densidades de la figura 33. En esta imagen es posible observar la cima y base de la sal alóctona, así como diversos horizontes subsalinos.

Por último, se incluye dos imágenes sísmicas construidas con el algoritmo de migración RTM adjunta con fronteras absorbentes tipo CPML (García-Reyes, 2013; Martín *et al.*, sometido), realizando todos los tiros de las fuentes en forma separada. Figura 36 utiliza el modelo de velocidades de la figura 32 y la figura 37 utiliza el modelo de densidades de la figura 33. Es posible apreciar que la interferencia entre fuentes, que se apreciaba en el resto de las imágenes, se elimina en esta ocasión por completo. El costo computacional se incrementa en un factor proporcional al número de fuentes utilizadas.

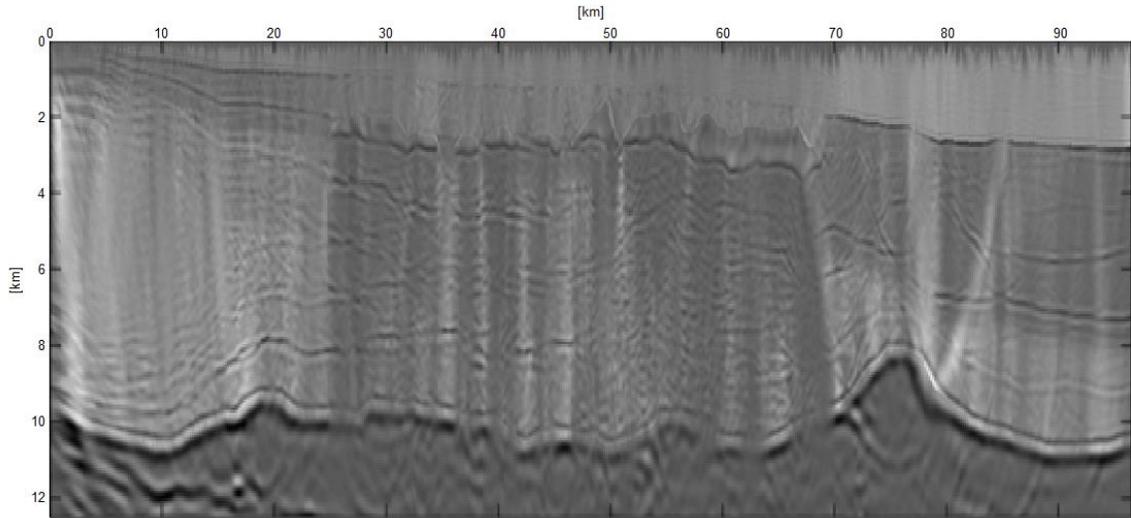


Figura 36. Imagen sísmica derivada de la última iteración de la migración RTM adjunta, a partir del mapa de velocidades de la figura 32, realizando todos los tiros de las fuentes en forma separada para mejorar la imagen sísmica. Se puede apreciar la cima y la base de la sal alóctona al igual que varios horizontes subsalinos.

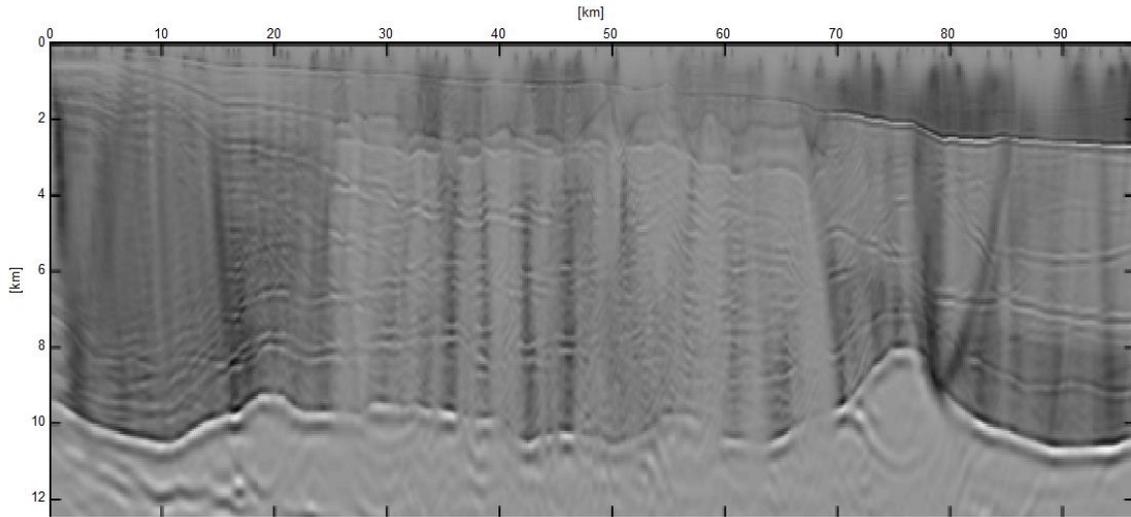


Figura 37. Imagen sísmica derivada de la última iteración de la migración RTM adjunta, a partir del mapa de densidades de la figura 33, realizando todos los tiros de las fuentes en forma separada para mejorar la imagen sísmica. Se puede apreciar la cima y la base de la sal alóctona al igual que varios horizontes subsalinos.

Capítulo 5. Análisis y Discusión de Resultados

Se realizaron cinco iteraciones siguiendo la metodología de reconstrucción del modelo de velocidades desde arriba hacia abajo (top to bottom), propuesto en la sección 3.4. Al realizar la tercera iteración (figura 34) se logró distinguir la cima de la sal pero no la base de la sal, por lo que se propone un conjunto de tres escenarios de interpretación (A, B, y C) para la cuarta iteración, ver figura 36. Esto es importante para observar y comparar cambios en la estratigrafía subsalina al plantear casos de sobre- y sub-estimación de las dimensiones de los cuerpos de sal en el modelo de velocidades y densidades. Las imágenes sísmicas resultantes presentan cambios en la elevación, hundimiento, iluminación, presencia de múltiples, congruencia y continuidad de los horizontes por debajo de la sal.

Los casos A y B incluyen estimaciones de la sal en el modelo de velocidades y en las imágenes sísmicas generadas (figura 28 y 29). Se observa una disminución considerable de iluminación de la estratigrafía por debajo de la sal. Este efecto nos lleva a escoger el caso C (figura 30) para continuar con la migración, siendo que el propósito de la exploración sísmica petrolera es ubicar los horizontes que pudieran representar posibles plays por debajo de la sal, y no solamente definir la geometría de la sal. Para la quinta y última iteración, conservando nuestra iluminación por debajo de la sal, colocamos la sal. Esto rompe con la teoría propuesta de ir construyendo el modelo de velocidades de arriba hacia abajo. De esta forma, se comprueba que para este caso, aunque la sal se logra definir de antemano en la tercera y cuarta iteración, lo ideal es incorporar su geometría (con velocidades de casi el doble que los sedimentos circundantes) hasta la migración final. Esto último para no interferir con la iluminación de los horizontes por debajo de la sal en el proceso interpretativo iterativo.

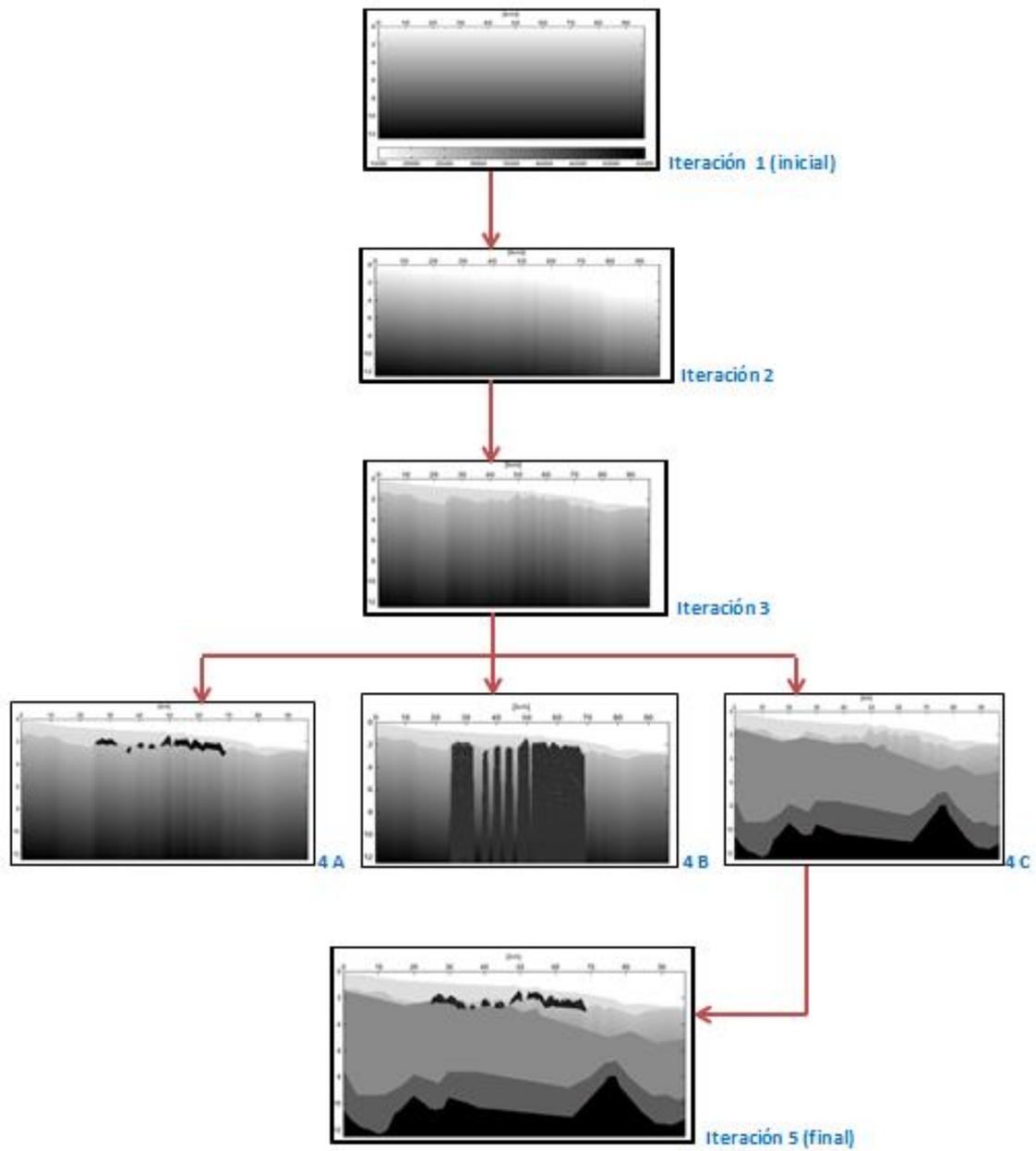


Figura 36. Reconstrucción del modelo de velocidades para la migración RTM adjunta final.

Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones

Existen tres procesos clave para la mejora de una imagen sísmica en profundidad, que son: la adquisición de datos sísmicos, la migración y la reconstrucción del modelo de velocidades. El enfoque de esta investigación está en la reconstrucción del modelo de velocidades como dato de entrada para la migración. Utilizamos y optimizamos un programa de migración reversa en tiempo (RTM) adjunta previamente desarrollado y lo aplicamos sobre datos sintéticos simulando un ambiente de tectónica salina en aguas profundas del Golfo de México. La reconstrucción del modelo de velocidades se llevó a cabo como una prueba experimental, basándonos en flujos de trabajo ya propuestos y empleados rutinariamente en la industria. La finalidad fue establecer, dentro de la subjetividad que implica la interpretación geológica de una imagen sísmica, una plataforma de criterios para construir en un número reducido de iteraciones, un modelo robusto de velocidades en ambientes con tectónica salina del Golfo de México.

La migración RTM adjunta resulta un algoritmo muy eficiente y robusto. Se ha podido comprobar su efectividad al definir la cima y la base de la sal desde la tercera iteración. Se encontraron problemas de iluminación y múltiples por debajo de la sal, por lo que se probaron diferentes escenarios para el modelo de velocidades. Se optó por colocarlas estructuras salinas hasta la migración final en la quinta iteración, rompiendo con la teoría generalmente aceptada de ir construyendo el modelo de velocidades desde arriba hacia abajo, incluyendo la sal en las primeras iteraciones (Lock, 2008).

Como continuación a esta investigación se recomienda probar diferentes escenarios con geología compleja subsalina. Por ejemplo, representar en un caso sintético una trampa estratigráfica con hidrocarburos, para comparar los resultados con los de este trabajo y determinar si efectivamente resulta la mejor alternativa colocar la sal hasta la migración final. Otra recomendación, consiste en evaluar la eficiencia del algoritmo RTM adjunta, comparándolo con otros programas comerciales para el proceso PSDM.

Bibliografía

Baños Torales, F. y Sánchez Ramos, A. , 2009. Yacimientos petroleros debajo de la sal. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Curtis, A. (2012). The science of subjectivity. *Geology*, 40(1), 95-96.

Dribus, J. R., Jackson, M. P. A., Kapoor, J., & Smith, M. F. (2008). The prize beneath the salt. *Oilfield Review*, 20, 4-17.

Escalera Alcocer, J. A. (2010). Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México. Trabajo de Ingreso a la Academia de Ingeniería.

Farmer, P. A., Jones, I. F., Zhou, H., Bloor, R. I., & Goodwin, M. C. (2006). Application of reverse time migration to complex imaging problems. *First Break*, 24(9).

García Reyes, J. L. (2013). Inversión de forma de onda completa. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Gray, S. H., Etgen, J., Dellinger, J., & Whitmore, D. (2001). Seismic migration problems and solutions. *Geophysics*, 66(5), 1622-1640.

Holt, R. A. *An Interpreter's Guide to Successful Prestack Depth Imaging*.

Huang, Y., Lin, D., Bai, B., & Ricardez, C. (2009, January). Pre-salt Depth Imaging of Santos Basin Brazil. In 2009 SEG Annual Meeting. Society of Exploration Geophysicists.

Jackson, M. P. A., & Talbot, C. J. (1991). A glossary of salt tectonics (p. 44). Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.

Jackson, M., B. C. Vendeville, and D. D. Schultz-Ela, 1994, Structural dynamics of salt systems: *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 22, 93–117.

Li, L., Chang, I., & Zhang, Q. (2009, January). Salt interpretation validated by salt tectonic study in the offshore Gulf of Mexico. In 2009 SEG Annual Meeting. Society of Exploration Geophysicists.

Lock Williams, S. (2006). Why prestack depth migration is worth its salt. *Offshore*, 66(6).

Martin, R., Garcia-Reyes, J., Ortiz Aleman, J.C. (2014, sometido). Reverse Time Migration using sensitivity kernels based on adjoint theory and improved by

convolutional perfectly matched layers (CPML) optimized at grazing incidence: application to salt dome imaging. *Geophysical Journal International*.

Mosher C., E. Keskula, J. Malloy, R. Keys, H. Zhang, and S. Jin, 2007, Iterative imaging for subsalt interpretation and model building: *The Leading Edge*, 26, 1424–1428.

Orozco-del-Castillo, M. G., Ortiz-Alemán, C., Urrutia-Fucugauchi, J., & Rodríguez-Castellanos, A. (2011). Fuzzy logic and image processing techniques for the interpretation of seismic data. *Journal of Geophysics and Engineering*, 8(2), 185.

Padilla y Sánchez R.J., 2007. Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México, *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*. Tomo LIX, No. 1, p. 19-42.

PEMEX, 2010. Las reservas de hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de enero de 2010.

PEMEX, 2012. Las reservas de hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de enero de 2012.

Schultz, P., 1999, *The Seismic Velocity Model as an Interpretation Asset*, 1999 Distinguished Instructor Short Course, Distinguished Instructor Series, No. 2. Society of Exploration Geophysicists.

Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (1982). *Exploration seismology* (Vol. 1995). Cambridge: Cambridge University Press.

Siddiqui, K., Clark, S., Epili, D., Chazalnoel, N., & Anderson, L. (2003, January). Velocity model building methodology and PSDM in deep water Gulf of Mexico: A case history. In *Proceedings of the 73th Ann. Int. Meeting* (pp. 442-445).

Stein, S., & Wysession, M. (2009). *An introduction to seismology, earthquakes, and earth structure*. John Wiley & Sons.

Telford, W. M., & Sheriff, R. E. (1990). *Applied geophysics* (Vol. 1). Cambridge university press.

Tromp, J., Tape, C., & Liu, Q. (2005). Seismic tomography, adjoint methods, time reversal and banana-doughnut kernels. *Geophysical Journal International*, 160(1), 195-216.

Trusheim, F. (1960). Mechanism of salt migration in northern Germany. *AAPG Bulletin*, 44(9), 1519-1540.

Vigh, D., Starr, E. W., & Kapoor, J. (2009). The role of reverse time migration in complex imaging. *Focus*.

Wang, B., Kim, Y., Mason, C., & Zeng, X. (2008). Advances in velocity model-building technology for subsalt imaging. *Geophysics*, 73(5), VE173-VE181.

Whitmore, N. D. (1983, January). Iterative depth migration by backward time propagation. In 1983 SEG Annual Meeting. Society of Exploration Geophysicists.

Yilmaz, Ö. (2001). *Seismic data analysis* (Vol. 1, pp. 74170-2740). Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.