

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA
FACULTAD DE INGENIERÍA



ESTUDIO DE RIESGOS SOMEROS PARA PROSPECTOS DE POZOS EN
EL PROYECTO ÁREA PERDIDO

TESIS

Que para obtener el título de
LICENCIADO EN INGENIERÍA GEOFÍSICA

Presenta;

Irving Eduardo Pérez López

Asesor de tesis:

José Luis González Guevara

Co-Asesora de tesis:

Yleana Claudia Martínez Mirón

Puebla, Pue., Junio de 2018

AGRADECIMIENTOS

Ofrezco agradecimientos por su apoyo a mis padres, a mi familia, a mis amigos, profesores, a la Facultad de Ingeniería y a la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla.

RESUMEN

Este trabajo está enfocado a estudiar los yacimientos petroleros del Cinturón Plegado Perdido en la parte norte del Golfo de México, con la finalidad de aportar información para su óptimo desarrollo. El área estudiada se ubica en el norte del Golfo de México, en el límite de la zona económica exclusiva del país, geográficamente se encuentra en las proximidades de las aguas territoriales de Estados Unidos de América.

El presente proyecto es el resultado final del conocimiento, estudio, familiarización y práctica con el software Landmark y DecisionSpace, para interpretar e integrar datos obtenidos en campo (registros geofísicos con datos sísmicos y datos geológicos). Utilizando ventanas 2D y 3D, se da un seguimiento de los horizontes a través de líneas inline y crossline; asimismo, se han localizado fallas con ayuda de las ventanas 2D.

Una vez evaluadas las propuestas petrofísicas, utilizando los registros geofísicos tomados, y auxiliándose con los softwares, se hizo una interpretación de datos para determinar las estructuras que existen.

Después se realizó una interpretación sísmico-estructural que dio un marco geométrico de las unidades encontradas, dando un modelo confiable de como se encuentra el subsuelo. Posteriormente se obtienen las conclusiones acerca de las formaciones que funcionan como rocas generadoras, almacenadoras y sello; en cada prospecto de pozo.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS.....	2
RESUMEN.....	3
LISTA DE FIGURAS.....	7
1. INTRODUCCIÓN.....	9
2. OBJETIVO.....	12
2.1. Objetivo general.....	12
2.2. Objetivos específicos.....	12
3. METODOLOGÍA DEL TRABAJO.....	13
4. MARCO TÉORICO.....	15
4.1. Reflexión Sísmica.....	15
4.2. Registros geofísicos usados para correlación.....	16
4.2.1. Registros de Rayos Gamma.....	18
4.2.2. Registros Acústicos.....	19
4.2.3. Registros Sónicos.....	19
4.2.4. Registros de Resistividad.....	19
4.3. Atributos Sísmicos.....	21
4.4. Software Landmark.....	22
5. ANTECEDENTES.....	25
5. Primer descubrimiento en aguas mexicanas en la zona fronteriza del golfo de México, Pozo Trion-1.....	26

6. MARCO GEOLÓGICO.....	27
6.1. Marco Geológico Regional.....	27
6.1.1. Marco Estratigráfico y Ambiente de Depósito.....	29
6.2 Marco Geológico Local.....	32
6.2.1. Localización.....	32
6.2.2. Cinturón Plegado Perdido.....	32
6.2.3. Estratigrafía.....	33
6.2.4. Evolución Estructural.....	36
7. SISTEMA PETROLERO.....	39
7.1. Roca generadora.....	39
7.2. Roca Almacenadora.....	40
7.3. Roca Sello.....	42
7.4. Trampa.....	43
8. MARCO GEOFÍSICO.....	44
8.1. Prospección Sismológica.....	44
8.1.1. Adquisición Sísmica 3-D.....	45
8.1.2. Procesado de Datos Sísmicos.....	52
8.2. Conversión de Tiempo a Profundidad.....	54
9. INTERPRETACIÓN.....	55
9.1. Interpretación y Resultados del análisis de los registros geofísicos de pozos.....	55
9.1.1. Correlación Estratigráfica.....	58
9.2. Interpretación Sísmico-Estructural.....	58
9.2.1. Modelado de fallas.....	59
9.2.2. Interpretación y Configuración de Horizontes.....	62

10. PRINCIPALES RIESGOS EN AGUAS PROFUNDAS.....	65
11. ESTUDIO DE RIESGOS SOMEROS.....	66
11.1. Tirantes de Agua.....	66
11.2. Estratos Paralelos.....	67
11.3. Localización de Fallas.....	68
11.4. Bolsas de gas libre (Hidratos.....	69
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	71
BIBLIOGRAFÍA.....	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación de yacimientos petroleros a diferentes profundidades (Ramírez, 2014).....	10
Figura 3. Esquema de la Metodología.....	14
Figura 4. Esquema mostrando la manera terrestre y marina de generación de ondas sísmicas.....	15
Figura 4.1. Sección sísmica migrada e interpretada por CMP.....	16
Figura 4.2. Registro Geofísico.....	17
Figura 4.3. Barra de menú de la Aplicación DecisionSpace Desktop.....	23
Figura 4.4. Sección sísmica con el horizonte interpretado activado en DecisionSpace Desktop.....	24
Figura 4.4.1. Sección sísmica con el horizonte interpretado desactivado en DecisionSpace Desktop.....	24
Figura 5. Mapa de las provincias geológicas del país en base a su tipo de hidrocarburo.....	25
Figura 5.1. Ubicación del Proyecto Trion-Exploratus (PEMEX, 2014).....	27
Figura 6. Ubicación de las aguas de exploración.....	28
Figura 6.1. Mapa de la localización de la provincia petrolera Golfo de México Profundo (PEMEX.2013).....	29
Figura 6.2. Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo.....	31
Figura 6.3. Cuadro de la localización Proyecto Área Perdido.....	32
Figura 6.4. Columna estratigráfica local. Eventos Tectónicos y Rasgos del Sistema Petrolero.....	36
Figura 6.5. Modelado de la Evolución estructural en la Región Norte.....	39
Figura 7. Esquema de los componentes de un Sistema Petrolero.....	45
Figura 8. Arreglo 3D (Andrés Corsen, 2000).....	49
Figura 8. Guía de diseño.....	49
Figura 8.1. Estaciones.....	50
Figura 8.1.2. Fuentes.....	50

Figura 8.1.3.Parámetros totales de diseño.....	51
Figura 8.1.4.Distribución de offsets.....	51
Figura 9.Pozo DL y Pozo T.....	57
Figura 9.1.Sección estratigráfica (ATLAS AGUAS PROFUNDAS, 2015).....	58
Figura 9.2.Picado manual de horizontes en la ventana de interpretación.....	60
Figura 9.2.1.Ventana 3D donde se observa la falla inversa sobre el picado de horizontes.....	60
Figura 9.2.2.Falla mostrada en el cruce de inline y xline en una ventana 3D.....	61
Figura 9.2.3.Ventana de interpretación con fallas.....	61
Figura 9.3.Picado del horizonte cruzado por tres fallas.....	62
Figura 9.3.1.Picado del horizonte en ventana 3D de intersección de inline y crossline.....	62
Figura 9.3.2.Sección Sísmica con los horizontes y fallas interpretados en loc.Maximino-1.....	63
Figura 9.3.3.Mapa de superficie con atributos para la localización Maximino-1....	63
Figura 9.3.4.Sección Sísmica de los horizontes y fallas interpretados en la Loc.Trion.....	64
Figura 9.3.5.Sección Sísmica que muestra la estructura del campo Exploratus...64	
Figura 10.Esquema de la evolución de los equipos de perforación y de las habilidades técnicas que permiten hoy perforar en Aguas Ultra-Profundas.....	67
Figura 10.1.Sección Sísmica que muestra la orientación de los estratos en la zona somera.....	68
Figura 10.2.Sección Sísmica que muestra las fallas cercanas a la superficie.....	68
Figura 10.3.Acumulación de gas libre de hidratos de gas asociados a la batimetría del fondo marino (modificado de Max.et, al; 2006).....	70
Figura 10.3.1.Sección Sísmica de la localización A.....	70

1. INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos son una fuente de energía muy importante a nivel mundial, ya que el petróleo y gas son las principales fuentes de generación de energía que cubre las necesidades industriales, comerciales y del sector doméstico en la actualidad.

La exploración y explotación de los hidrocarburos siempre han requerido del uso de nuevas tecnologías e innovación continua, ya que cada vez se van perforando pozos con un nivel mayor de complejidad geológica o más profunda, lo que aumenta las complicaciones de perforación y extracción de los hidrocarburos.

Esto implica una mejora constante de las diversas tecnologías en la industria petrolera, para cumplir con sus objetivos propuestos de perforación, extracción y comercialización de los hidrocarburos con rendimiento económico, también es muy importante el disminuir los riesgos del personal, las instalaciones y el daño a los ecosistemas en el área del yacimiento.

En la actualidad, la demanda de petróleo y gas cada día se incrementan en gran medida, además de que los yacimientos convencionales han empezado con una mayor declinación de su producción, por lo tanto ha surgido la necesidad mundial de buscar el desarrollo de yacimientos cuyas profundidades, localizaciones y ambientes de depósito se encuentran en el mar a profundidades mayores a las localizadas en condiciones marinas someras, por lo que su exploración y explotación se vuelven complejas debido a las condiciones a las que se encuentran.

Los yacimientos que se estudian en este trabajo, se encuentran en aguas profundas y representan una fuente importante de recursos a nivel mundial, aproximadamente

33 países han incursionado con éxito en la extracción y comercialización de recursos petroleros en aguas profundas.

Las aguas profundas, corresponden a la explotación de hidrocarburos en regiones oceánicas ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros, medidos desde la superficie del agua hasta el lecho marino, llegando hasta un máximo de profundidad de 1500 metros (Ramírez, 2014); superando los 1500 metros de profundidad se consideran aguas ultra profundas (Figura 1).

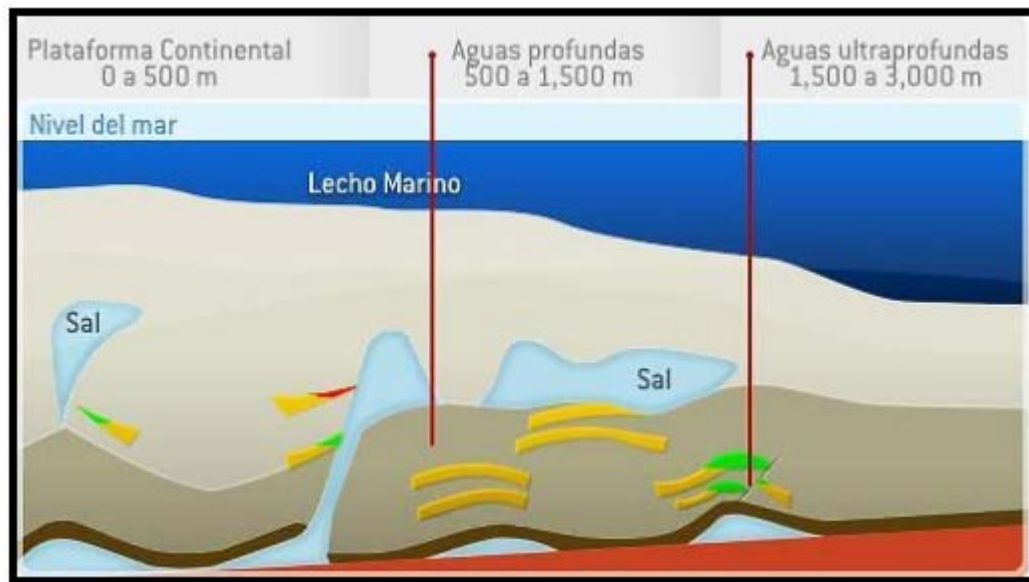


Figura 1. Clasificación de yacimientos petroleros a diferentes profundidades (Ramírez, 2014).

En el Golfo de México se encuentran grandes oportunidades para descubrir y desarrollar yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas, una prueba de ello es el éxito comercial que ha generado Estados Unidos en el desarrollo de actividades de perforación y producción de los recursos de aceite y gas del Golfo de México dentro de su área económica exclusiva.

En México, la extracción de los recursos petroleros que se encuentran en aguas profundas del Golfo de México representa una gran oportunidad de desarrollo, con mayores retos que los que se tienen en yacimientos ubicados en el continente y en aguas someras.

Los retos son grandes en la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas, además de que se requiere de mayor tiempo para alcanzar los logros, incluyendo el dominio de la tecnología y sobre todo la experiencia en los procesos los cuales son más complejos y costosos en la medida que se incrementa en el tirante de agua.

En este trabajo se estudia un segmento del sector norte del Golfo de México Profundo considerando sus características geológicas, su evolución y el sistema petrolero. El trabajo muestra la utilidad de datos sísmicos y registros geofísicos en determinada zona estudiada. El proceso de interpretar datos consiste en transformar o traducir mediciones que se realizan en la superficie de la Tierra a modelos o imágenes en el subsuelo que represente las propiedades físicas de las rocas.

A partir de los datos obtenidos del levantamiento sísmico y los registros, se presenta una interpretación cualitativa de carácter regional de la Zona estudiada, teniendo como objetivo delimitar los horizontes, así como las fallas, estableciendo para esto una correlación de los datos sísmicos y de pozos.

Y, a través de actividades que permitan por medio de software, desarrollar habilidades en estas áreas de disciplina en el conocimiento de la geofísica y su

aplicación, ya que la prospección de yacimientos de hidrocarburos requiere de tecnologías de nuevo desarrollo, debido a la complejidad de las estructuras en el subsuelo y la variación en la distribución de los yacimientos.

En donde la importancia del proyecto desde el punto de vista geofísico, radica en obtener datos a través de la sísmica y de los registros geofísicos de pozo.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

Describir el marco estructural existente en la zona estudiada, la provincia petrolera denominada "Cinturón Plegado Perdido en el Golfo de México profundo", por medio de la interpretación de datos sísmicos, para el estudio de riesgos someros.

2.2. Objetivos específicos

- Describir las principales características geológicas de la provincia petrolera del Cinturón Plegado Perdido.
- Realizar la interpretación de datos sísmicos 2D, 3D y petrofísica, utilizando un cubo sísmico y el análisis digital de registros de pozos.
- Identificar los posibles riesgos someros que pueden representar la realización de pozos en Aguas Profundas.

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para realizar este trabajo, fue necesario conocer las diferentes funciones y aplicaciones del software, como son la importación y exportación de datos y formatos, implementación de datos sísmicos y el análisis de registros, creación de gráficos, entre otras, para saber con cuales herramientas se contaba y cómo se va utilizar en cada etapa del presente trabajo. La forma más sencilla de entender y aprender una secuencia de trabajo de cualquier aplicación es de manera gráfica.

Landmark, el software utilizado para este proyecto es un software que trabaja por medio de ventanas, lo que permite ser un programa fácil de manipular. Dichas ventanas incluyen barras que contienen menús, status, herramientas, funciones por medio de iconos e información de los objetos desplegados.

Landmark y las aplicaciones es una marca registrada de la compañía Halliburton.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

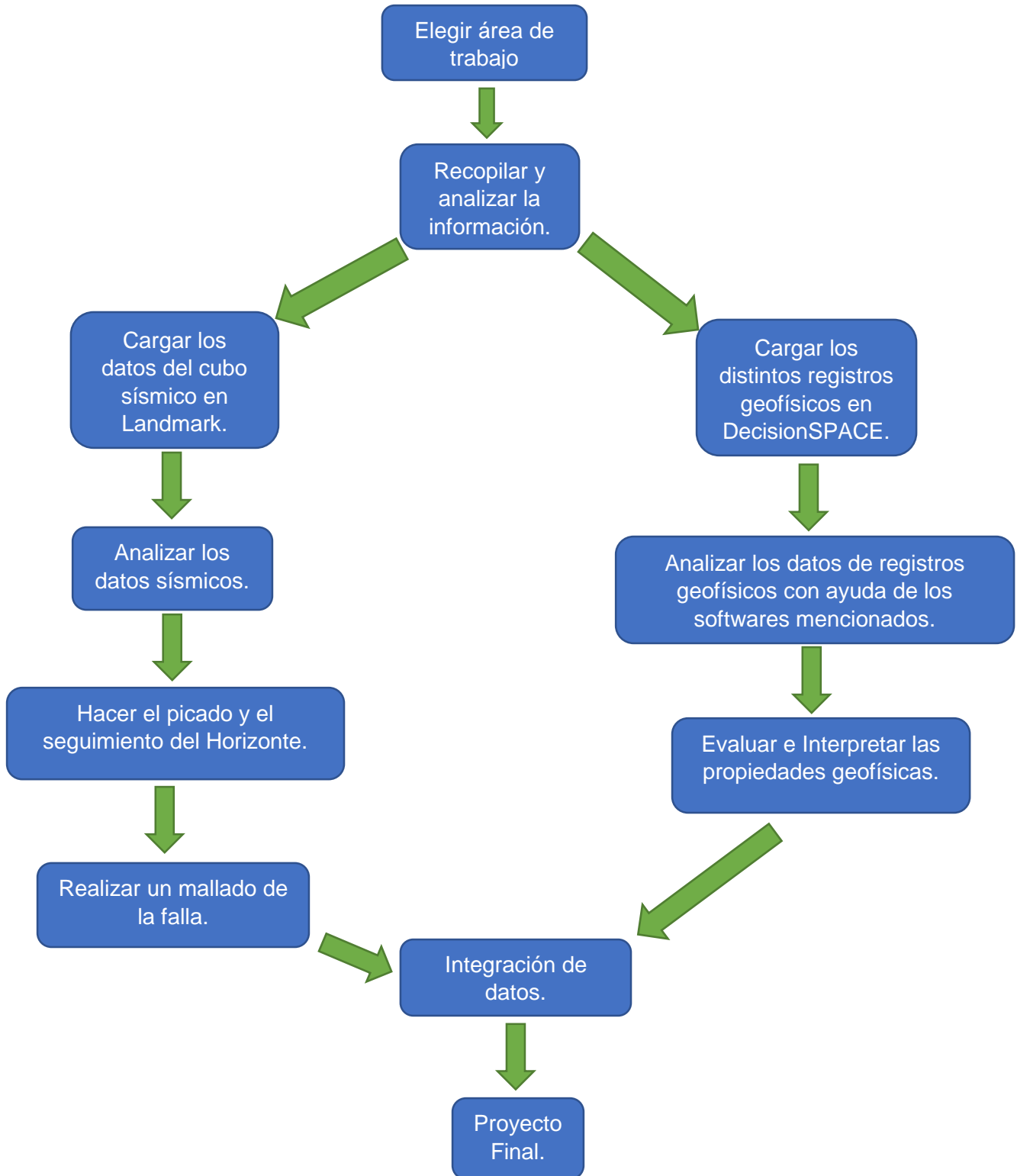


Figura 3. Esquema de la Metodología de trabajo

4. MARCO TEÓRICO

4.1. Reflexión sísmica

La sísmica de reflexión consiste en generar un tren de ondas, mediante una fuente de energía apropiada y medir el tiempo de trayecto de esas ondas, una vez reflejadas en las distintas capas o interfaces con suficiente contraste de impedancia acústica y medir el tiempo de trayecto de esas ondas.

El análisis se concentra en la energía que llega después del movimiento en el subsuelo. Específicamente, el análisis se basa en el movimiento que ha sido reflejado desde las interfaces del subsuelo. En este sentido, la sismología de reflexión es una variación sofisticada del sistema de eco utilizado en los submarinos, barcos o los sistemas de radar. De forma, que su análisis añade la extracción de información del subsuelo a partir de la amplitud y la forma del movimiento en el suelo.

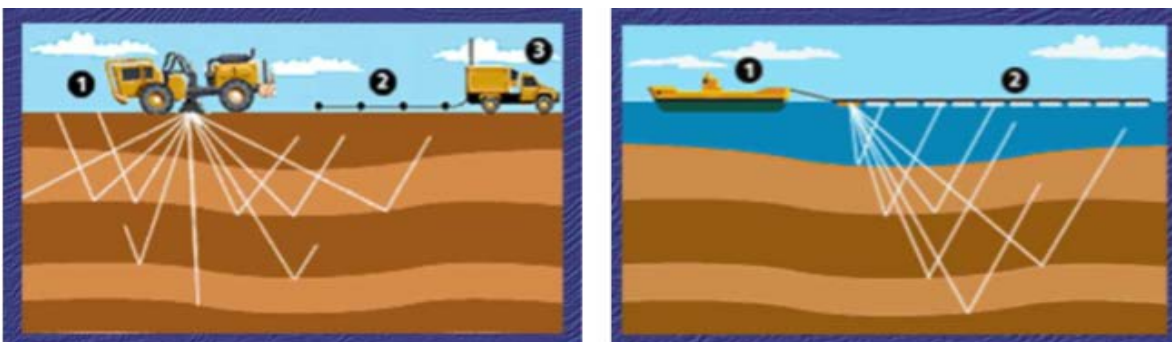


Figura 4. Esquema mostrando la manera terrestre y marina de generación de ondas sísmicas

El método más utilizado para reordenar las trazas es el CMP (Common Midpoint) con el que la traza obtenida tiene una mejora considerable en la relación señal/ruido.

El conjunto de todas las trazas CMP constituye la denominada **Sección Sísmica de Reflexión**, que es el resultado final de este método. Esta sección es una imagen del subsuelo que representa las irregularidades del terreno y que equivale a un corte del terreno con la distribución de las diferentes litologías, definición de la red de fallas y fracturas, caracterización del macizo rocoso mediante su Velocidad sísmica (ondas P reflejadas) y grado de fracturación.

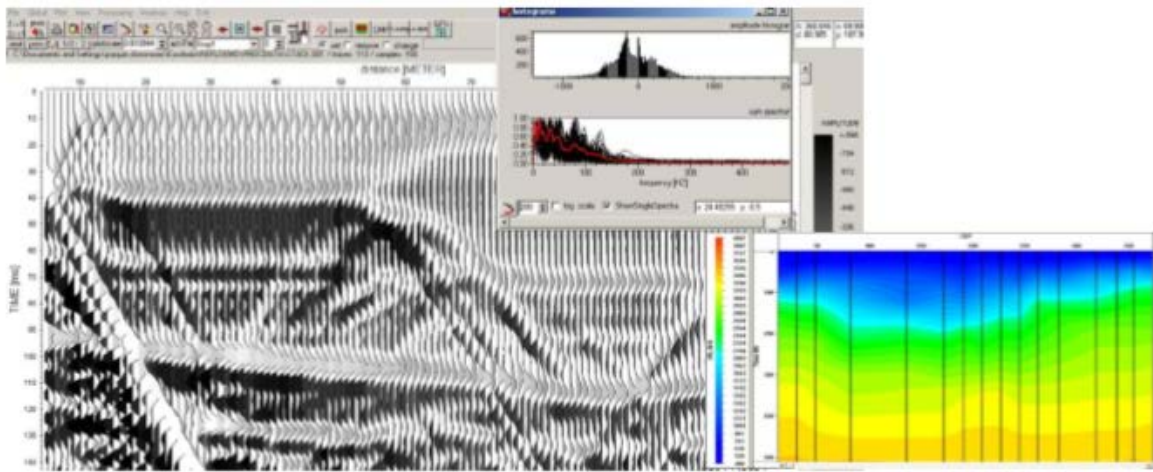


Figura 4.1. Sección de sísmica migrada e interpretada por CMP

4.2. Registros geofísicos usados para correlación

Los registros geofísicos de un pozo son la técnica de representación digital o analógica de una profundidad física de la roca que se mide con la profundidad.

- Registros resistivos
- Registros acústicos
- Registros radiactivos

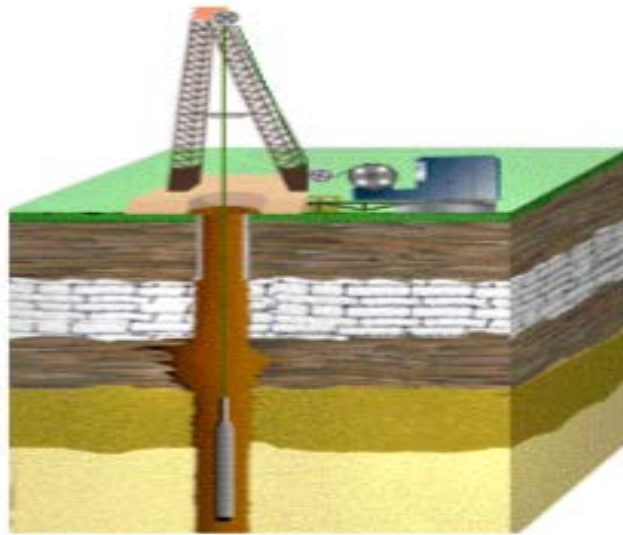


Figura 4.2 .Registro Geofísico

En la actualidad los registros son adecuados para la determinación del contenido de hidrocarburos, agua, minerales y competencia de las rocas sujetas a diferentes esfuerzos, también sirve para localizar formaciones de alta y bajas porosidad e identificación de lutitas y formaciones de litología compleja.

Los registros de pozos se utilizan en: Exploración, desarrollo y explotación Petrolera, Minería, Geohidrología y Geotermia.

La información que se obtiene de los registros geofísicos puede ser de uso cualitativo o cuantitativo.

Usos cualitativos

Con la información aportada por el pozo y con el auxilio de uno o varios registros se pueden determinar.

- Propiedades petrofísicas y de fluidos de rocas

- Límites de las unidades estratigráficas
- Determinación de fallas estructurales
- Inferir por correlación con los de otros pozos si el pozo será productor, invadido por agua salada o seco

Usos cuantitativos.

El análisis cuantitativo de los registros geofísicos tiene como objetivo principal la obtención de porosidad y saturación de agua de las rocas que constituyen los yacimientos.

4.2.1. Registros de Rayos Gamma

El registro GR (Gamma Rays) es una medición de la radiactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcillas de las formaciones por que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas, las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radiactividad, a menos que contaminantes radiactivos como cenizas volcánicas o residuos de granito estén presentes en la aguas de formación y contengan sales disueltas.

4.2.2. Registros Acústicos

El equipo sónico utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano. El sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica. Es una fuerza que se transmite desde la fuente de sonido como un movimiento molecular del medio.

En el equipo sónico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones y rarefacciones llamadas ondas. Esta es la forma en que la energía acústica se transmite en el medio.

4.2.3. Registros Sónicos

El registro sónico es simplemente un registro del tiempo que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito ($\frac{1}{v}t$); donde " $\frac{1}{v}$ " es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como el registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sónico sea muy útil como el registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos. El registro sónico puede registrarse simultáneamente con otros registros sísmicos.

4.2.4. Registros de Resistividad

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La corriente eléctrica puede pasar a través de una formación solo por la presencia de agua conductiva que contenga dicha formación. Con muy pocas excepciones, como el sulfuro metálico y la grafitita, la roca seca es un buen aislante eléctrico. Además, las rocas perfectamente secas rara vez se encuentran. Por lo tanto, las formaciones sepultadas tienen resistividades medibles finitas debido al agua dentro de sus poros o al agua intersticial adsorbida por una arcilla.

La resistividad de una formación depende de: La resistividad del agua de la formación; la cantidad de agua presente y la geometría estructural de los poros.

Los parámetros físicos principales para evaluar un yacimiento son, porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad.

Existen varias herramientas que van en patines y sirven para obtener un valor pegado a la pared del pozo.

Para determinar algunas características de las formaciones del subsuelo es necesario llevar a cabo la toma de registros. Para esto se utiliza una unidad móvil que contiene un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de datos. También cuenta con el envío de potencia y señales de comando a un equipo que se baja al fondo del pozo por medio de un cable electromagnético. El registro se obtiene al hacer pasar los sensores de la sonda enfrente de la formación moviendo la herramienta lentamente con el cable.

Dentro de los objetivos del registro geofísico podemos mencionar: La determinación de las características de la formación: porosidad, saturación de agua /hidrocarburos, densidad.

- Delimitación (cambios) de litología
- Desviación y rumbo del agujero
- Dirección del echado de formación
- Evaluación de la cementación
- Condiciones mecánicas de la TR

4.3. Atributos Sísmicos

Un atributo sísmico es una derivación de una medida sísmica básica, tal como la amplitud, la frecuencia, la fase, y la polaridad. Los atributos pueden ser medidos en un instante de tiempo o sobre una ventana de tiempo, y pueden ser calculados sobre una traza sísmica, sobre un conjunto de trazas o una superficie interpretada de los datos sísmicos.

Se utilizan en la localización de anomalías principalmente en fase instantánea, amplitud envolvente, y frecuencia instantánea, etcétera, en datos antes y después de apilar, aplicándose en la detección de hidrocarburos.

Los principales ejemplo de atributos preapilados son amplitud contra distancia y AVO.

Los atributos sísmicos fundamentales son la amplitud y la fase, y son los más fáciles de obtener debido a que aparecen de manera implícita en la información.

Los atributos sísmicos derivados del tiempo suministran información estructural; los derivados de la amplitud, proporcionan información estratigráfica y de caracterización de yacimientos así también como los derivados de la frecuencia.

Algunos atributos son: Amplitud Instantánea, Amplitud RMS, Amplitud Absoluta Promedio, Energía del ancho de banda de frecuencia finita, entre otras.

4.4. Software Landmark

Es un programa que está enfocado en el campo petrolero, ofrece apoyo para proyectos "atípicos", pero a menudo se requieren enfoques especiales. Está diseñado para trabajar por medio de carpetas, donde se organiza la información y en ella se importan los datos sísmicos en formato SEG Y, además, posteriormente puede ser consultado o bien corregido, tiene entornos de interpretación 3-D y 2-D, y a menudo ofrecen enormes descuentos en licencias académicas.

Fortalezas de Landmark:

- De vanguardia, con nuevas funciones a menudo agregadas
- Compatible con Windows y Linux
- DecisionSpace Desktop es un paquete independiente
- Soporte de datos de ArcGIS (puede importar arc rasters, etc)

Parámetros de selección del reflector personalizable

- Point, Auto-Track y Auto-Dip disponibles para rastrear reflectores de radar
 - En UT se usa inmersión automática ya que brinda los mejores resultados en nuestras pruebas
 - Auto-Track y Auto-Dip dan resultados reproducibles entre sesiones e intérpretes
- El parámetro Smoothing (de suavizado) es extremadamente útil, ya que el radar es ruidoso, un valor bajo ayuda a la interpretación sin problemas

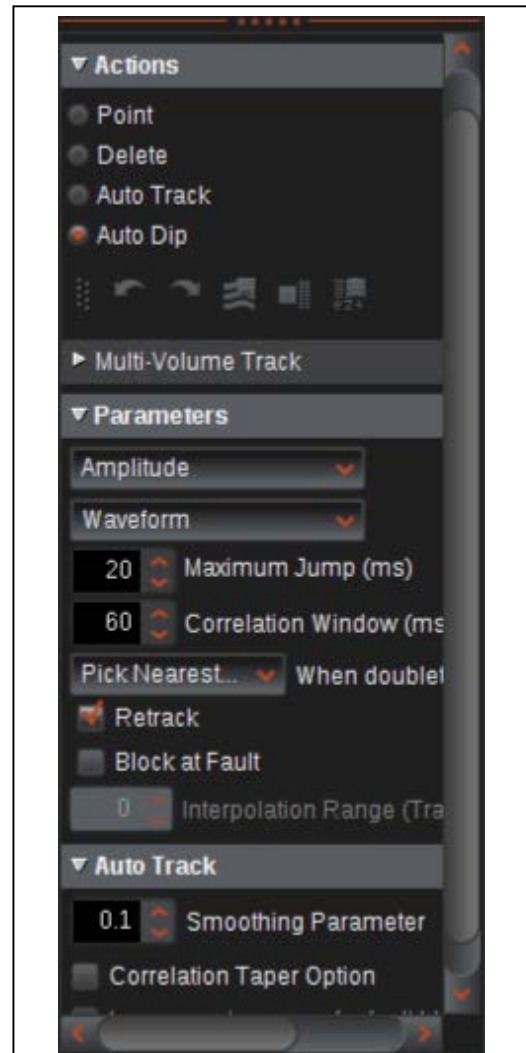


Figura 4.3. Barra de menú de la aplicación
DecisionSpace Desktop

Las interpretaciones se pueden activar y desactivar rápidamente.

Un solo clic, se apaga y se activa en todos los horizontes, además, los horizontes individuales se pueden activar y desactivar usando este menú.

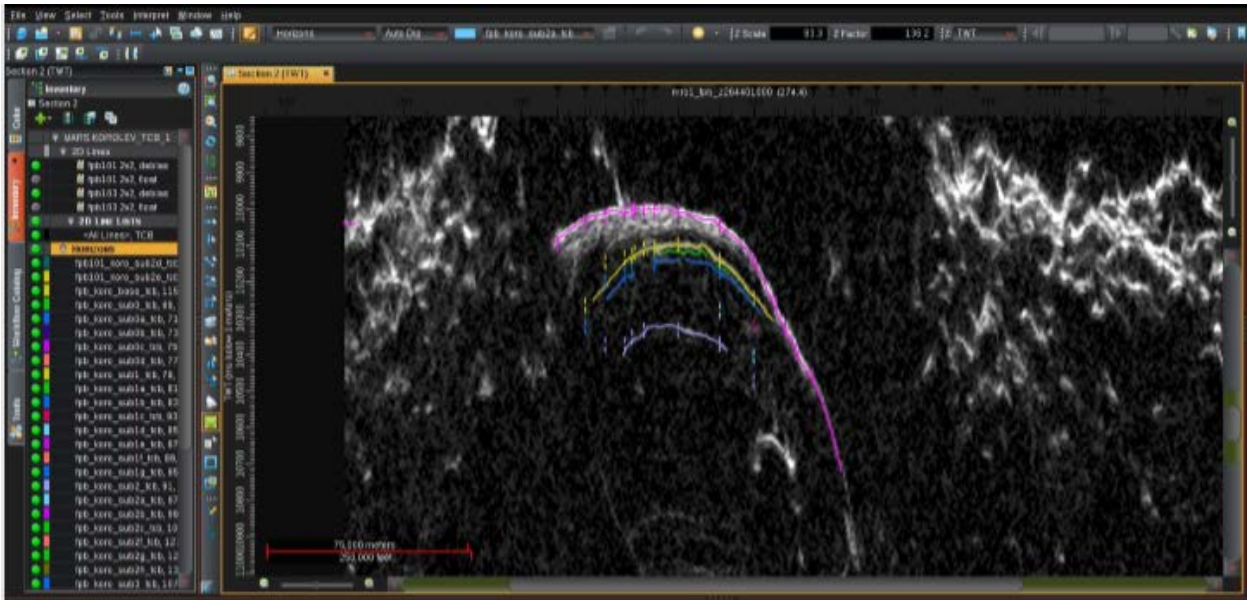


Figura 4.4. Sección sísmica con el horizonte interpretado activado en DecisionSpace Desktop

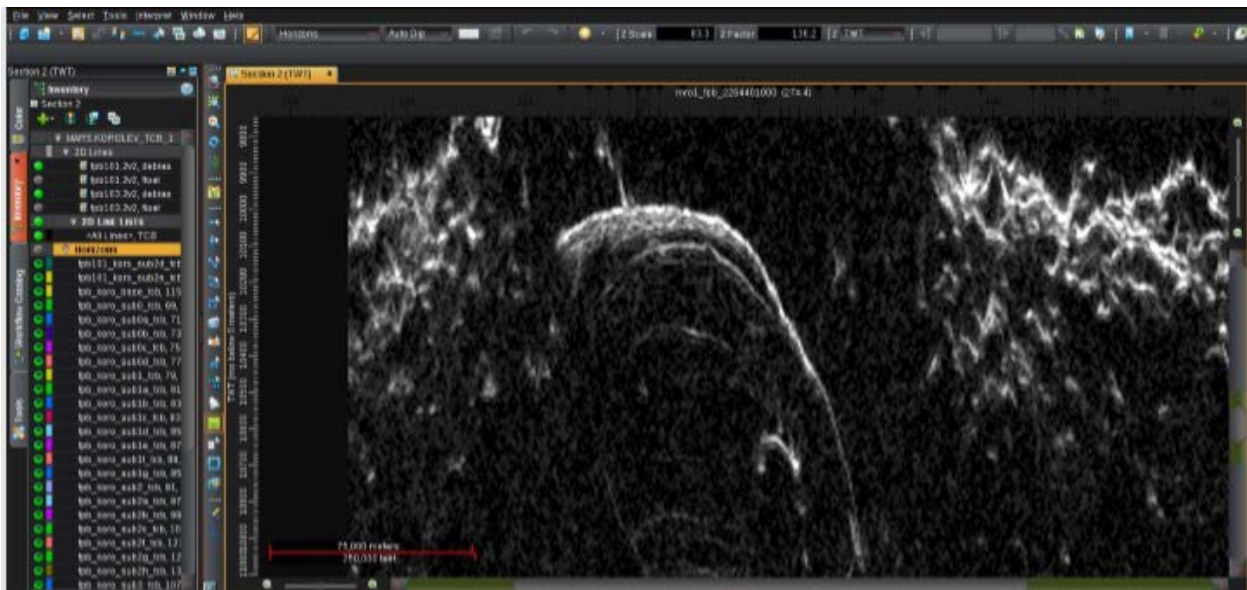


Figura 4.4.1. Sección sísmica con el horizonte interpretado desactivado en DecisionSpace Desktop

Opciones de datos posteriores a la interpretación

- La interpolación de datos se puede hacer en DecisionSpace, similar a SeisWare
- Los datos se pueden exportar fácilmente para usar en otros programas como ArcGIS

5. ANTECEDENTES

Por más de 70 años, PEMEX ha explorado las provincias geológicas del país en la búsqueda de acumulaciones comerciales de hidrocarburos. A partir de los años cuarenta y hasta principios de los noventa, se realizó una amplia campaña para evaluar el potencial petrolero del país.

Lo anterior ha contribuido a establecer la evolución tectónica y sedimentaria de México y jerarquizar las provincias en función de su potencial.



Figura 5. Mapa de las provincias geológicas del país en base a su tipo de hidrocarburo

5.1. Primer descubrimiento en aguas mexicanas en la zona fronteriza del golfo de México, Pozo Trion-1

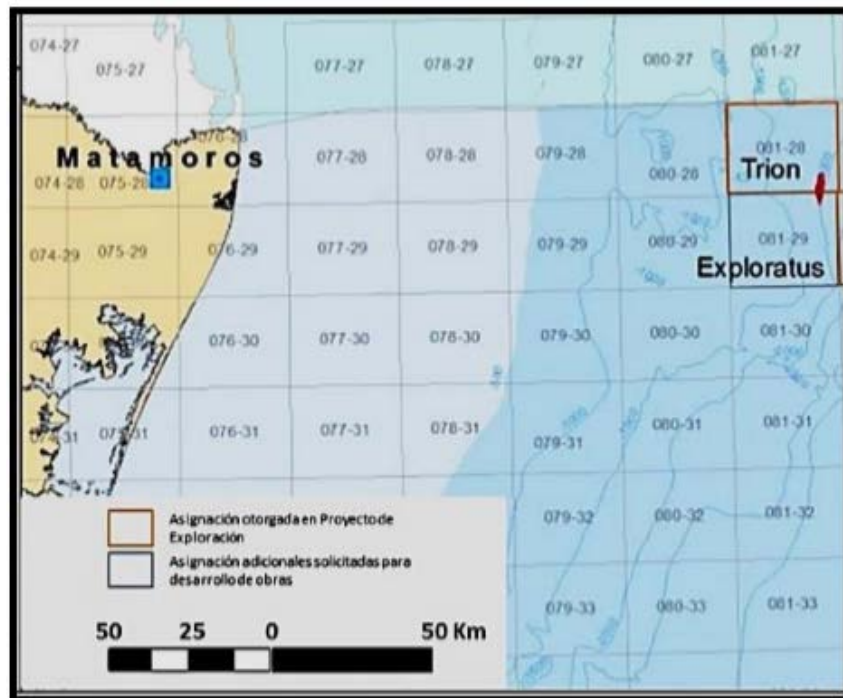
En 1996, una asociación de cuatro grandes petroleras realizó la primera perforación en la zona fronteriza de interés, llamada Cinturón Plegado Perdido (C.P.P). El pozo llamado Baha, fracasó por un accidente mecánico, pero descubrió la existencia de un “sistema petrolero”, noción que significa la conjunción de factores favorables para el descubrimiento, como son rocas generadoras, rocas almacenadoras, rocas sello y sincronía de los procesos de migración de los fluidos.

En los años siguientes la actividad exploratoria submarina cobró ímpetu y a fines de la década, en abril de 2010, se inició la explotación de los primeros campos. A la fecha, en esta nueva provincia fronteriza, del lado de los EE.UU., se han perforado poco más de sesenta pozos. Para los objetivos de esta nota cabe subrayar que en 2001 en el “Trident”, se descubrió petróleo ligero a solo seis kilómetros al Norte de la frontera con nuestro país, de ese modo se fortaleció la hipótesis de que esas estructuras que se extienden en su mayor parte hacia las aguas mexicanas, también contenían hidrocarburos y que sería absurdo plantear que las formaciones productoras estuvieran cortadas justo coincidiendo con la frontera (Fabio Barbosa, 2012).

México inició la investigación sísmica en la zona del Cinturón Plegado Perdido y en otras zonas más al sur desde finales de los años noventa.

El programa de perforación de Trión-1, presentado en mayo del año 2012 ante la

Comisión Nacional de Hidrocarburos, planteó tres objetivos: 1) el Eoceno Inferior (las arenas Wilcox); 2) El Paleoceno, la formación Whopper y 3) acaso el más importante: comprobar si se prolongan bajo las aguas patrimoniales de México, las formaciones Cretácicas, ya identificadas en el sector de los Estados Unidos (Fabio Barbosa, 2012).



5.1. Ubicación del Proyecto Trión-Exploratus (PEMEX, 2014)

6. MARCO GEOLÓGICO

6.1. Marco Geológico Regional

El área de aguas profundas en el Golfo de México se extiende desde la isobata de 500 m hasta 1,500 m de profundidad en mar abierto. El término aguas ultra profundas hace referencia a profundidades mayores de 1,500 m. En el Golfo de

México se registra profundidades hasta más de 3,500 m., como se puede apreciar en la fig.6.

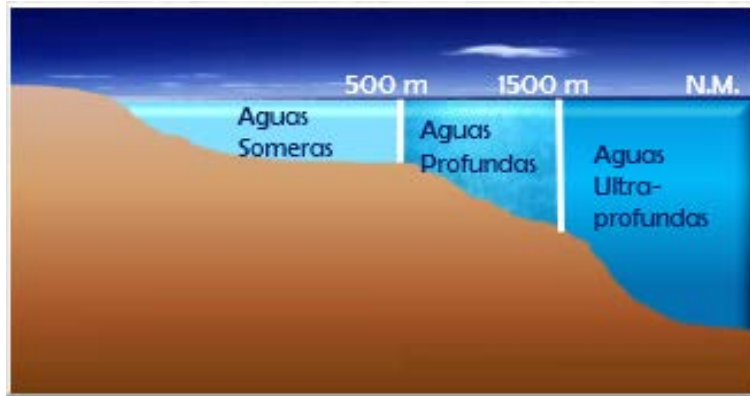


Figura 6. Ubicación de las aguas de exploración

La Cuenca Sedimentaria del Golfo de México Profundo perteneciente a México corresponde a la porción central del Golfo de México, limitada por la isobata de 500 m y el límite de la Zona Económica Exclusiva de México; ya que la cuenca comprende parte de la zona Exclusiva de Cuba y de Estados Unidos de Norteamérica. En los últimos años se han realizado varios trabajos exploratorios para evaluar el potencial petrolero del área, que comprende desde estudios regionales hasta la perforación de pozos exploratorios en áreas estratégicas. Con base en estos estudios se han identificado en la región siete zonas con características geológicas distintivas, las que corresponden a Salina del Bravo, Cinturón Plegado Perdido, Planicie Abismal, Cordilleras Mexicanas, Pliegues de Catemaco, Salina del Istmo y Escarpe de Campeche, mismas que se muestran en la figura 6.1.

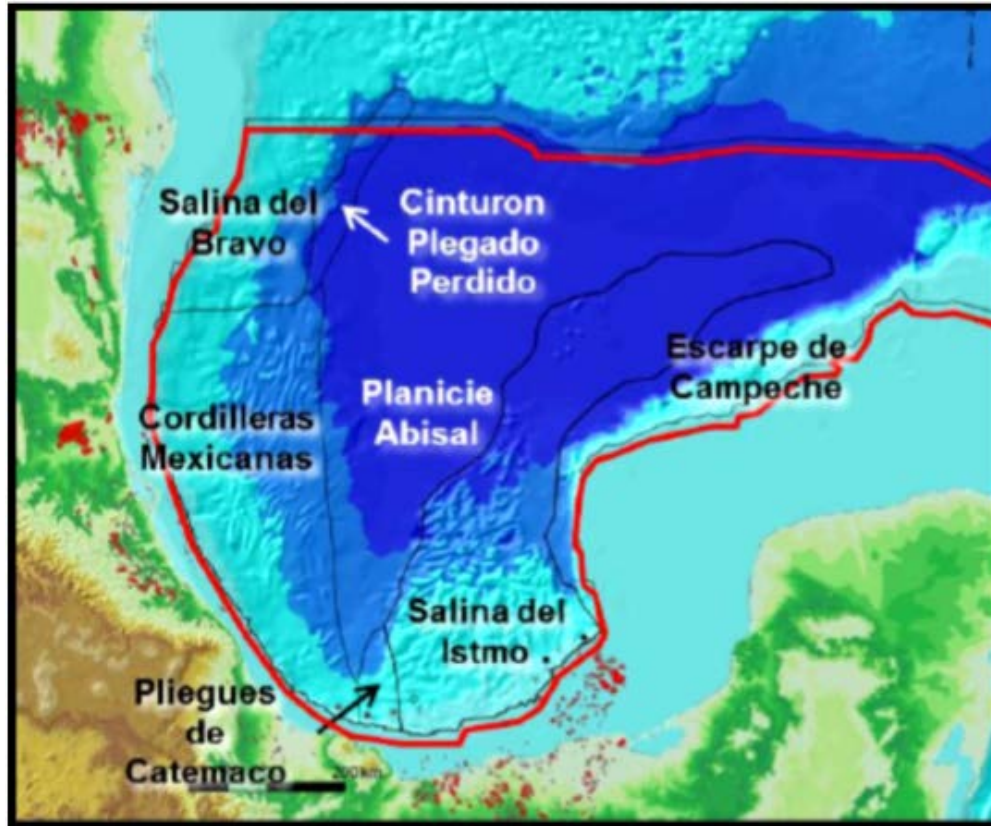


Figura 6.1. Mapa de localización de la Provincia petrolera Golfo de México Profundo (PEMEX, 2013)

6.1.1 Marco Estratigráfico y Ambiente de Depósito

De acuerdo con el modelo de apertura del Golfo de México propuesto por Pindell 1982, la estratigrafía de la cuenca profunda del Golfo va del Jurásico Medio al Reciente (Figura 6.2); presenta como basamento dos tipos de corteza. Se interpreta por medio de correlación sísmica que en el centro de la cuenca se tienen rocas de probable edad Jurásico Tardío, que sobreyacen a una corteza oceánica, mientras que hacia las márgenes del bloque Yucatán y Norteamérica, rocas evaporitas y lechos rojos cubren una corteza continental adelgazada.

En la figura 6.2 también se muestra la estratigrafía típica del Golfo de México Profundo desde el basamento hasta los sedimentos recientes; además se indican

los elementos tectónicos, tectono-estratigráficos, y lo correspondiente al sistema petrolero. En el Jurásico Medio ocurrió la primera invasión oceánica en condiciones críticas, por lo que se depositaron evaporitas, en las zonas de menor topografía; estas condiciones cambiaron para el Jurásico Tardío ya que ocurrió una mayor entrada de aguas marinas en la cuenca, por lo que se desarrollaron rampas carbonatadas y siliciclásticas hacia los bordes, mientras que hacia el centro de la cuenca se considera que prevalecieron ambientes de mar abierto, donde se depositaron calizas arcillosas.

A finales del Jurásico Tardío una transgresión marina a mayor escala permitió que prevalecieran los ambientes, donde se depositaron calizas arcillosas y lutitas calcáreas ricas en materia orgánica. Para el Cretácico, se generaron condiciones de cuenca abierta, donde se depositaron carbonatos y carbonatos arcillosos de cuenca en el sector profundo del Paleogolfo (PEMEX, 2003).

Con el cambio del régimen sedimentario, en el Cenozoico Temprano la cuenca comenzó a recibir sedimentación terrígena por lo que se depositaron turbiditas en donde predominan las facies de canales y abanicos de piso de cuenca; lo que continuó en el Eoceno, en el Mioceno Tardío y hasta el Plioceno, tanto en las provincias de Salina del Bravo, el Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas, el Cinturón Plegado de Catemaco y la parte suroeste de la Cuenca Salina del Istmo (PEMEX, 2003).

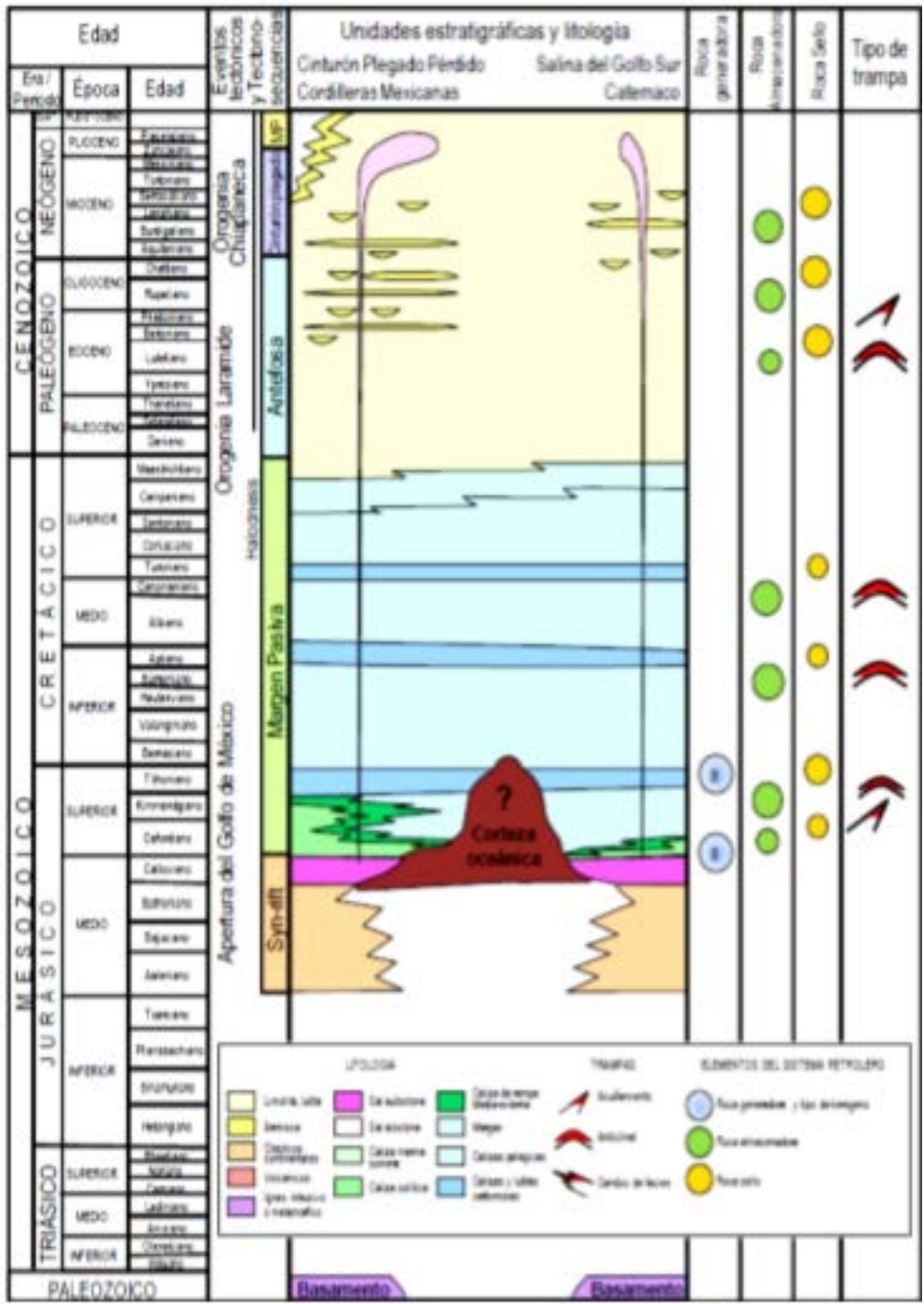


Figura 6.2. Columna estratigráfica de la provincia petrolera Golfo de México Profundo (modificada de Escalera y Hernández, 2010)

6.2. Marco Geológico Local

6.2.1. Localización

El proyecto Área Perdido, que abarca las áreas del Cinturón Plegado Perdido y Cinturón Subsalino.

Cuadro Proyecto Perdido



Figura 6.3. Cuadro de la localización Proyecto Área Perdido

6.2.2. Cinturón Plegado Perdido

Se localiza al oriente de la Provincia Salina del Bravo y constituye un conjunto de pliegues por propagación de fallas inversas de orientación NE-SW, que despegan en la sal autóctona Jurásica. El cinturón plegado es producto de la compresión y el mecanismo de deformación de la sal originada por la tectónica gravitacional ocurrida al occidente del área, en el área de plataforma la Provincia de Burgos, durante el Oligoceno-Mioceno.

El cinturón de pliegues se extiende hacia la parte estadounidense del Golfo de México, en los cuales se han realizado varios descubrimientos importantes de aceite como Baha, Trident, Great White, Tobago, Silvertip y Tiger, como ya se han mencionado anteriormente. En la parte mexicana, varios descubrimientos como Trion-1, Supremus-1, Maximino-1 y Vasto-1 comprueban las acumulaciones de hidrocarburos en los plays del Paleógeno.

6.2.3 Estratigrafía

Se ha identificado en el campo una columna estratigráfica que abarca rocas del Jurásico Medio hasta el Mioceno-Plioceno. A continuación se desarrollara la secuencia mesozoica para tener más información, además de ser la información más importante para los fines perseguidos en este trabajo, además se presentan otros datos de interés como son los eventos tectónicos, ambientes sedimentarios y las características del sistema petrolero.

Mioceno-Plioceno

Sedimentación en ambientes batiales a neríticos de facies predominantemente arcillosas y limolíticas de ambientes turbidíticos, con presencia de intercalaciones arenosas asociadas a abanicos y canales submarinos.

Oligoceno

Son intercalaciones delgadas de arenas de grano fino y arcillas depositadas en canales meandriformes y lóbulos distales, contemporáneos con los primeros episodios de deformación causada por el movimiento de sal alóctona. Por lo tanto, en esta época se modifica la configuración estructural por efecto de la deformación plástica de los cuerpos de sal.

Eoceno Medio-Superior

La sedimentación se llevó a cabo en un ambiente batial inferior, formando un sello de buen espesor en el Eoceno Medio, compuesto de arcillas con delgadas intercalaciones de limonitas en ambientes de cuenca hemipelágica. También existen en el Eoceno Superior capas delgadas con facies de lóbulos y desborde de canal.

Paleoceno-Eoceno Inferior

El Paleoceno corresponde a un periodo de bajo nivel del mar en el Golfo de México. Está principalmente compuesto por cuerpos de areniscas con amplia extensión lateral denominadas "Whopper", (equivalentes a la Formación Wilcox Inferior) en facies de canales y capas turbidíticas que evolucionan a un sistema de abanico submarino arenoso con lóbulos y canales amalgamados, con mayor de arcillas hacia el Eoceno Inferior correspondientes a un periodo alto del nivel del mar. Existen intervalos limo-arcillosos depositados en facies de cuenca hemipelágicas,

intercalados en los intervalos arenosos del Paleoceno (Formación Midway y miembro "Big Shale").

Cretácico

Se identifican facies de carbonatos en ambientes de cuenca profunda con alta ciclicidad de fluctuaciones de nivel de mar. Hacia la parte intermedia se infiere un nivel de roca generadora secundaria de edad Turoniano, con alto contenido de materia orgánica depositada en un ambiente de cuenca anóxica. En el Cretácico Superior se identifican cuerpos calcáreo-arenosos de lóbulos turbidíticos distribuidos localmente.

Jurásico Superior

Sedimentos principalmente carbonatados de facies de rampa interna a externa con variaciones laterales a dolomías y terrígenos depositados en la rampa intermedia. Hacia su cima se identifica una máxima transgresión compuesta por carbonatos de cuenca con alto contenido de materia orgánica, particularmente en el Tithoniano, horizonte característico de ambientes anóxicos.

Jurásico Medio

Constituido por el depósito de lechos rojos sobre un basamento ígneo metamórfico, evolucionando a rocas evaporíticas de gran espesor durante la fase de apertura del Golfo de México.

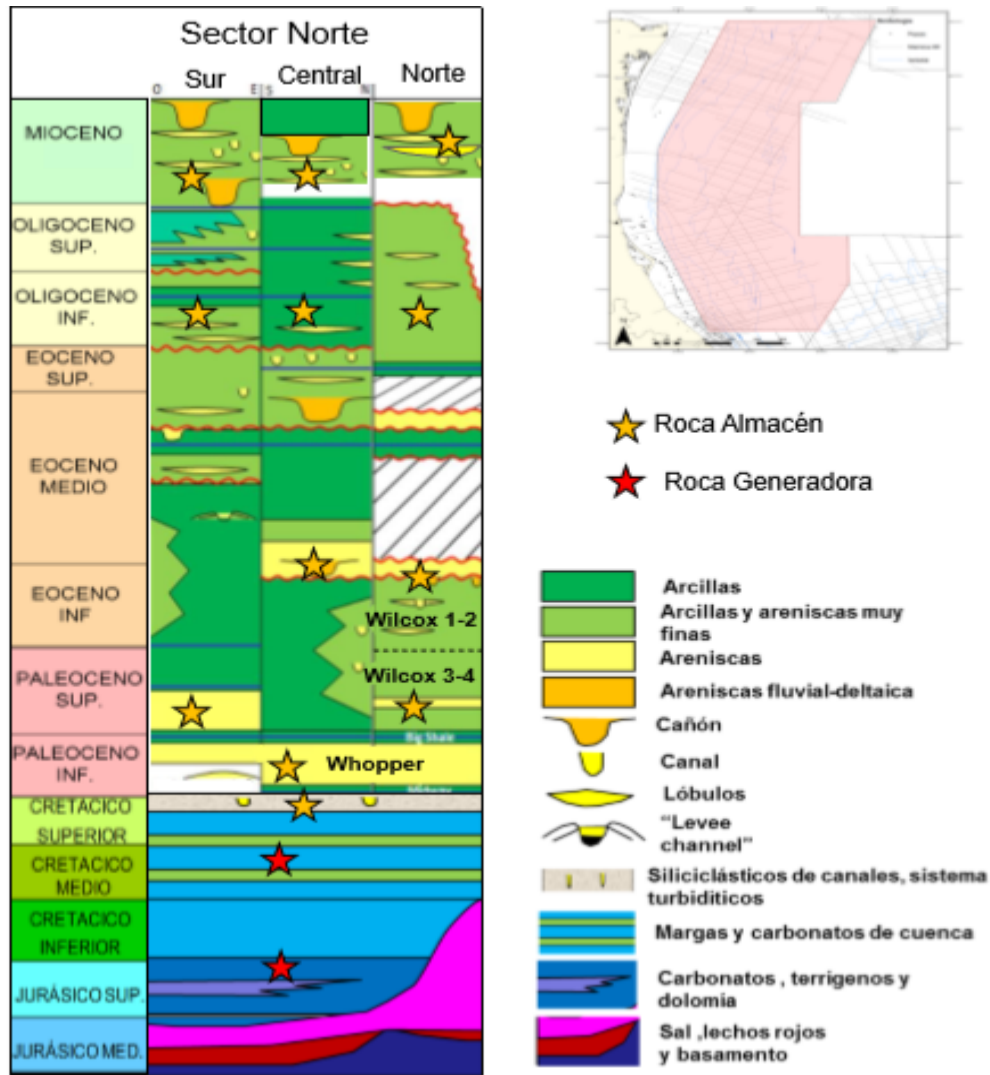


Figura 6.4. Columna Estratigráfica local. Eventos Tectónicos y Rasgos del Sistema Petrolero

6.2.4. Evolución Estructural

Oligoceno - Mioceno Medio (33-11 M.a.)

Tiene lugar la formación de un sistema deltaico a partir del aporte de sedimentos del ancestral Río Bravo. La orientación del sistema extensional indujo un cambio gradual, pasando de Norte-Sur a Noreste-Suroeste en la plataforma continental.

Las primeras fallas normales de este sistema despegaron y se propagaron con niveles de despegue salinos, mientras que las fallas sucesivas localizadas hacia la cuenca despegan en el límite Paleoceno-Eoceno o dentro del Eoceno. Este sistema origina el Cinturón Plegado Perdido y, en la provincia salina, diapiros comprimidos y toldos de sal plegados.

Hacia el margen occidental del Golfo de México, se estableció un sistema de fallas lístricas que se desarrolló adyacente a la Provincia Geológica de Cordilleras Mexicanas (conocido también como Cinturón Extensional Quetzalcóatl), el cual corresponde a una serie de anticlinales largos y angostos, con vergencia dominante hacia el oriente y en algunos casos en sentido opuesto, que constituyen superficies de despegue ubicadas en el Terciario. La edad del plegamiento en la provincia varía, de occidente a oriente, del Mioceno Tardío al Reciente.

Eoceno Inferior – Eoceno Tardío (56-33 M.a.)

La Orogenia Laramide instala un sistema tectónico en compresión, levantando y erosionando rocas preexistentes con el consecuente aumento de la carga sedimentaria y deformación de la secuencia bajo un régimen gravitacional, con la formación de pliegues anticlinales por la transferencia del esfuerzo hacia las partes más profundas de la cuenca. Al oeste, en la Cuenca de Burgos, la carpeta sedimentaria terciaria se emplaza en un marco tectónico distensivo gravitacional por el efecto de un basculamiento regional hacia el Este. La progradación de sedimentos hacia el oriente estimula la movilización de las masas salinas, creando cuerpos de sal alóctonos como diapiros y domos que evolucionan a canopies y lengüetas de sal con desplazamiento también hacia el Este. Las estructuras del Cinturón Subsalino datan del Eoceno Tardío.

Jurásico Medio – Paleoceno Tardío (163-56 M.a.)

Se desarrolló una cuenca de tipo rift, favoreciendo depósito de lechos rojos y evaporitas durante el Caloviano, seguido de una estructuración de capas de sal que deformaron suavemente la cubierta sedimentaria. El espesor de sal autóctona es fue controlado por la los bloques altos preexistente del basamento. Durante el Cretácico Inferior se desarrolló un margen pasivo que persistió hasta el Paleoceno Tardío, en un contexto de subsidencia térmica y enfriamiento cortical. La tectónica salina originó, por carga diferencial, una redistribución de cuerpos de sal dentro de

la secuencia sedimentaria terciaria, así como intrusiones y diapiros salinas en zonas de fallas.

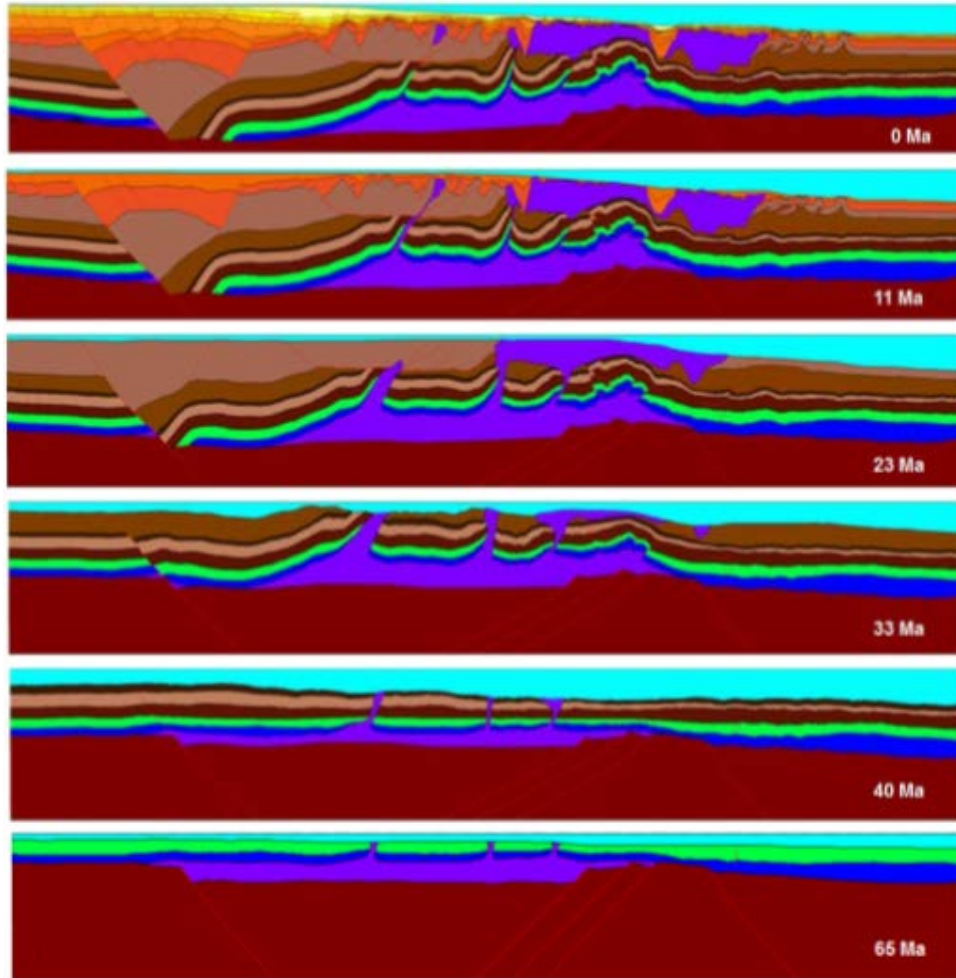


Figura 6.5. Modelado de la Evolución estructural en la Región Norte

7. SISTEMA PETROLERO

La acumulación de los hidrocarburos se ha localizado en la zona del norte de México, siendo ésta nuestra área de estudio.

Las estructuras que conforman esta área de estudio son sedimentos del Terciario y Cretácico. Esta acumulación de sedimentos o estructuras fue ocasionada debido a los movimientos Tectónicos los cuales han sido la causa para formar, a las rocas generadores de hidrocarburos, rocas almacenadoras y rocas sello.

7.1. Roca generadora

En la Provincia Geológica del C.P.P considerando los análisis realizados en muestras de hidrocarburos de los pozos, realizados por PEMEX-PEP en 2012, se identificaron aceites saturados ligeros a superligeros. El análisis geoquímico de los aceites recuperados en los pozos, así como la correlación de biomarcadores de los aceites y bitúmenes disponibles de pozos del sector norteamericano y de emanaciones en fondo marino, indican que la proveniencia es de una roca generadora arcillosa, rica en materia orgánica, depositada en ambientes subtóxicos. Los datos aportados por los pozos mencionados, coinciden con la información antecedente del área obtenida mediante análisis de emanaciones de aceite del fondo marino y que se consideran tienen afinidad principal con rocas generadoras del Tithoniano (PEMEX, 2013).

Hacia las zonas no perforadas del Golfo de México Profundo y mediante diferentes campañas de muestreo de emanaciones de petróleo en el fondo marino, se ha interpretado la presencia de los sistemas petroleros que involucran rocas del Jurásico, del Cretácico y del Cenozoico. Los análisis geoquímicos en estas muestras han permitido determinar también una principal afinidad con las rocas

generadoras del Tithoniano), proporcionando evidencias geoquímicas de que ésta roca generadora está activa y es eficiente generando hidrocarburos termogénicamente. Todo lo anterior permite definir para estas áreas, la presencia del sistema petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano y Cretácico-Paleógeno-Neógeno (PEMEX, 2013).

Con el descubrimiento de acumulaciones de aceite en las secuencias arenosas del Eoceno Inferior Wilcox, se comprueba la existencia de un sistema generador de hidrocarburos.

7.2. Roca almacenadora

En la Provincia Geológica del C.P.P las principales rocas almacenadoras son areniscas turbidíticas siliciclásticas del Oligoceno, depositadas en canales y desbordes de canal, así como areniscas turbiditas siliciclásticas pertenecientes a abanicos submarinos y de canales amalgamados del Eoceno inferior; que además pueden estar fracturadas por la tectónica salina y la compresión asociada a tectónica gravitacional. Para el Cenozoico se tienen como rocas almacenadoras areniscas turbidíticas cenozoicas acumuladas en complejos de canales y abanicos submarinos depositados en esta zona como sistemas de nivel bajo.

Los análisis petrográficos, muestran que la roca almacenadora del CPP está representada principalmente por litarenitas y sublitarenitas feldespáticas con abundante contenido de granos de cuarzo, que representan entre el 20 al 40 por ciento de los constituyentes, los fragmentos líticos y los feldespatos se encuentran

en proporciones del 10 al 20 por ciento; los granos son principalmente subangulares a subredondeados medianamente clasificados y en diámetros que varían de 0.125 a 0.062 milímetros (grano muy fino a fino). Presentan porosidades entre 20 y 30 por ciento. Una característica de las areniscas de estos yacimientos, es que están pobremente consolidadas con escasa presencia de cementante calcáreo y matriz arcillosa; asimismo, son fácilmente deleznales, presentan impregnación de hidrocarburos y buena porosidad intergranular, las areniscas se intercalan con horizontes delgados de limolitas en partes arcillosas, también impregnadas de hidrocarburos (PEMEX, 2013).

Las rocas almacenadoras están constituidas por areniscas depositadas en ambientes marinos profundos, característicos de canales submarinos y abanicos de piso de cuenca.

Para los yacimientos del Mioceno Inferior, las facies de las rocas almacenadoras se interpretaron como de canal y desborde distal, y están constituidos principalmente por areniscas de cuarzo, feldespatos y líticos, de grano fino a medio, pobremente clasificados, moderadamente consolidada, ligeramente arcillosa, con porosidad primaria intergranular de 10 a 20 por ciento; con intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso. Los yacimientos del Mioceno Superior, así como el yacimiento del Mioceno Medio, están formados por intercalaciones de areniscas de cuarzo con lutitas gris claro y verdoso, parcialmente arenosa y limolítica. Las areniscas se componen de cuarzo, micas y líticos gris claro, de grano medio a fino, moderadamente clasificadas, no consolidadas, ligeramente arcillosas, con una porosidad visual intergranular 10 a 15 por ciento (PEMEX, 2013).

7.3. Roca sello

Para la roca sello en el Mesozoico, se tiene los horizontes de lutitas calcáreas del Tithoniano, los que presentan espesores que pueden variar de 30 a 100 m y a los horizontes intraformacionales de calizas arcillosas del Cretácico, cuyos espesores pueden ser de 30 a 80 metros. Para el Cenozoico, la roca sello son lutitas que están dispuestas en forma interestratificada o alternada de manera vertical y lateral con las areniscas que conforman la roca almacenadora, cuyos espesores pueden ser de 50 hasta 1000 m aproximadamente, estas secuencias fueron formadas principalmente por material fino en suspensión y sedimentos arcillosos depositados como parte de los sistemas turbidíticos (PEMEX, 2013).

El sello en las rocas del Cenozoico consiste de una secuencia principalmente arcillosa que es característica de los sedimentos de edad Eoceno Superior y la parte tardía del Eoceno Inferior; los espesores varían desde 150 metros donde la porción tardía del Eoceno Superior está ausente por erosión, hasta los 600 metros en los flancos de las estructuras plegadas. Este paquete de rocas sello está representado por sedimentos arcillosos con intercalaciones de horizontes bentoníticos y ocasionales horizontes arenosos. El sello intermedio varía en espesores de 40 a 90 metros aproximadamente y está representado por lutitas calcáreas y bentoníticas (PEMEX, 2013).

De manera general, para todos los yacimientos de la región, las rocas que funcionan como sello corresponden a lutitas calcáreas. En cuanto al sistema de fallas, para el

Mioceno Superior, las fallas normales están ubicadas en la cresta, son de poca longitud y desplazamiento, por lo tanto, no se considera que dividan al yacimiento en bloques independientes. Para el Mioceno Medio, los límites del yacimiento no se ven afectados por las fallas inversas ya que estas tienen matrices finas en el plano de falla que constituyen buenos sellos. Los yacimientos del Mioceno Inferior, que se encuentran limitados al Noroeste contra una falla inversa, presentan buen sello de una microbrecha (PEMEX, 2013).

7.4 Trampa

En la Provincia Geológica CPP las trampas están conformadas por pliegues de flexura con despegue en la sal Jurásica, estas estructuras tienen orientación Noreste-Suroeste producto de la contracción del Oligoceno al Reciente.

Las trampas corresponden a unos anticlinales asimétricos, cuyo eje principal se orienta en dirección Noreste-Suroeste. A nivel Mioceno Superior, las trampas presentan cierre natural por echado de capas en cuatro direcciones. A nivel Mioceno Inferior, el sello de la trampa es por cierre contra falla inversa al Noroeste de las estructuras. La complejidad en la distribución de la roca almacén, la variación lateral de propiedades petrofísicas asociadas a los sistemas canalizados de aguas profundas hacen que la trampa de los yacimientos del Mioceno Inferior y Superior sean clasificados como combinadas. Los límites de los yacimientos fueron establecidos por medio de la interpretación de atributos especiales derivados de la inversión sísmica, y los probadores dinámicos de formación.

La formación de las trampas inició a partir del Oligoceno Superior y culminó en el Mioceno Inferior, asociándose a la contracción ligada a la extensión y empuje de la tectónica salina, como resultado del reacomodo isostático de bloques de la corteza terrestre y extensión después del evento Laramídico (PEMEX, 2013).

Las trampas estratigráficas se atribuyen a las areniscas porosas confinadas en secuencias arcillosas o acuñamientos contra sal, asociados a las facies de canales y abanicos de piso de cuenca depositados del Eoceno al Mioceno de la cuenca, y por último, las trampas combinadas corresponden a las últimas facies estructuradas por la tectónica salina o la componente compresiva de la tectónica gravitacional que originó o complementó el desarrollo de los pliegues (PEMEX, 2013).

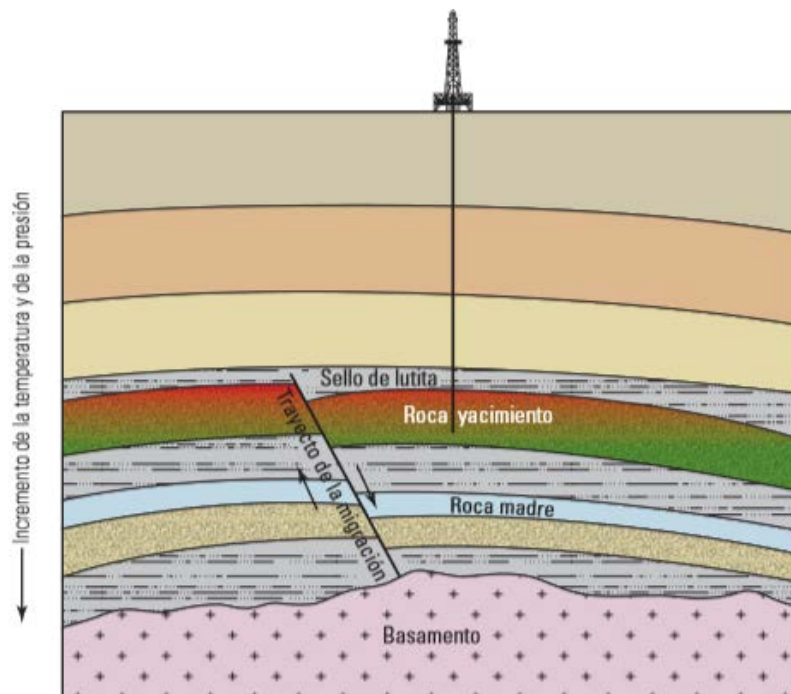


Figura 7. Esquema de los componentes de un Sistema Petrolero

8. MARCO GEOFÍSICO

8.1. Prospección Sismológica

Todos los métodos geofísicos de prospección, están encaminados a localizar estructuras geológicas favorables para depósitos de valor comercial, sin embargo los métodos no son capaces de encontrar directamente los depósitos, no obstante y al menos para ciertos tipos especiales de acumulaciones, la prospección sismológica es el método más resolutivo y más utilizado para la localización y delimitación de yacimientos productores de hidrocarburos.

La prospección sismológica abarca los siguientes procesos:

- Adquisición de datos. Comienza con la topografía, la generación energía, la transmisión de esta por el subsuelo y la grabación cuando es recibida en superficie, dando como resultado los sismogramas
- Procesado Sismológico. En esta fase se realiza el acondicionamiento, los filtrados, las correcciones estáticas y dinámicas, el apilamiento y la migración, obteniendo las secciones sísmicas.
- Interpretación Sísmica. Es en este último paso donde se manejan las secciones y se hace la correlación con los registros de pozo, para finalmente obtener mapas estructurales y estratigráficos

8.1.1. Adquisición sísmica 3-D

Cuando se inicia una prospección, sea cual sea la índole de esta, hay un escalonamiento de los métodos, ya que no se emplea un solo método, sino dos o más que se complementan y hagan la investigación suficiente. Inicialmente el planteamiento de una prospección es geológico, para conocer las posibilidades petrolíferas de la cuenca, espesores de las formaciones, condiciones estructurales, entre otras

Realizando este primer trabajo geológico, se pasa al estudio de la zona por un método geofísico de reconocimiento general (magnético, gravimétrico o ambos), y una vez determinado este, se delimitan las zonas más interesantes deducidas de los estudios anteriores y en las que se utilizará un método de detalle que en el caso de la exploración petrolífera será el método sísmico de reflexión.

Estos datos de campo pueden obtenerse en condiciones terrestres o marinas y en dos o tres dimensiones.

La sísmica 2-D consiste en observar secciones en el plano x-y es decir los tendidos fuente-receptor se encuentra en la misma línea en el terreno.

La sísmica 3-D observa un volumen de datos, lo que significa que la tendida fuente-receptores se encuentra en un área en el terreno.

Para la adquisición se tiene: una señal de entrada que estará dada por alguna de las diversas fuentes de energía que creara una onda elástica (a través de fuente de impacto, pistola o explosiva), una función de transferencia dada por el medio de transmisor y reflector, compuesto por los diferentes estratos de la tierra y finalmente

una señal de salida que es registrada por el instrumental comenzando por el transductor que transmite la señal y en forma de impulso eléctrico para que pueda ser grabado.

Una prospección sísmica 3-D debe ser diseñada para la zona de interés principal, lo cual afectará las dimensiones del fold, el bin y el offset. La dirección de los rasgos geológicos mayores como canales o fallas, pueden influir la dirección de las líneas de fuentes y receptores.

Las zonas u objetivos secundarios pueden tener gran impacto en el diseño de modelos 3-D, por ejemplo, un objetivo más somero requeriría offset más corto y un bin más pequeño.

Las líneas fuentes llamadas Crossline, están formadas por puntos fuente a distancias que varían dependiendo de los objetivos perseguidos, estas líneas fuentes son colocadas paralelamente y distanciadas entre 4000 y 500 m.

Las líneas receptoras o Inline utilizan la misma geometría y son colocadas en forma perpendicular a las crossline, formando de esta manera una malla.

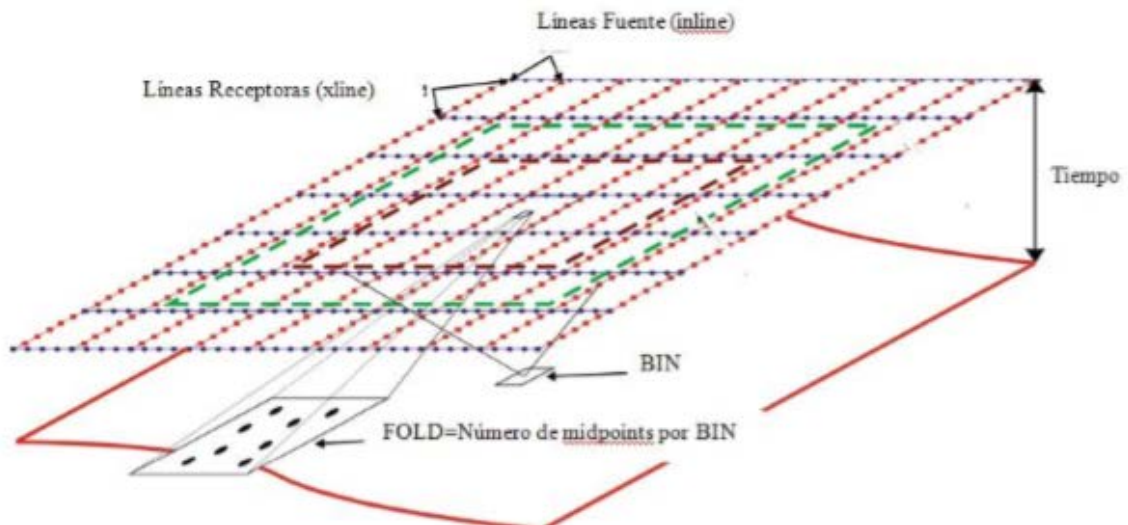


Figura 8. Arreglo 3D (Andrés Corsen, 2000)

Se muestran parámetros utilizados en un estudio (para el acomodo de fuentes y estaciones) que fueron diseñados con el software MESA.

Settings for '0-5.0seg[Crop] [Realized] [Realized]

Axis	Min	Max	Delta
X	448873.60	457722.97	8849.36
Y	1995828.11	2003927.21	8099.10
Time	-5002.00	2.00	5004.00
Trace	-5000.00	0.00	5000.00
Red-black	-127.00	127.00	254.00
Amplitude	127.00	127.00	254.00

Description	Value
Seismic type:	30
Number of inlines:	171
Number of crosslines:	194
Number of samples per trace:	1251
Number of cells total:	41500674
Inline interval:	40.0373584
Crossline interval:	40.06570419
Sample interval:	4
Primary direction:	Time slices
Secondary direction:	Crosslines
Volume value format:	Integer 8 bit
Is storage OK? :	Yes
Bytes consumed by storage:	41500674
Is resident in RAM? :	No

Design Guide

Target Parameters

- Min Recoverable Freq: 8.0
- Max Recoverable Freq: 75.0
- Interval Velocity at Target: 6000
- Max Expected Dip (inline): 30
- Max Expected Dip (xline): 30
- Horizon Time (ms): 3000
- Nominal Desired Fold: 48

General Parameters

- Feet Meters
- Velocity Function...
- Mute Function...

Spacings and Template Size

- Station Spacing: 80
- Shot Spacing: 80
- Station Line Spacing: 400.00
- Shot Line Spacing: 400.00
- Station Lines/Template: 10
- Channels/Line: 96

Bin Size

- Max Bin Size (inline dip): 40.000
- Max Bin Size (xline dip): 40.000
- Vertical Res: 22.39 m < Vr < 44.78 m
- Lateral Res: 134.33 m < Lr < 268.66 m

Buttons: Done..., Cancel, Help, Calc Mute Offset..., Calc Template Size...

Figura 8.1. Guía de diseño

Line/Brick Layout

Spacings

InLine Spacing: 80.000
 CrossLine Spacing: 400.000

Use Var. Crossline Spacing
 Use Inline Stagger
 Use Slant Parameters

Variable... Stagger...
 Slant...

Bearings from First Station:

InLine Bearing: 90.000
 CrossLine Bearing: 0.000

Coordinate of First Station:

X-Coordinate: 0.000
 Y-Coordinate: 0.000

Remove Existing Stations

Numbering... Instrument...

OK Cancel Help

Survey Size

Define by Lines and Stations

Stations Per Line: 96
 Number of Lines: 18

Define by Survey Size

InLine Size: 7600.000
 CrossLine Size: 6800.000

Fill Shot Line Region
 Fill Zone

Layer: []
 Zone: []

Brick Options

Brick Pattern

Stations Per Group: 0
 Line Repeat Interval: 1

Overlap Bricks
 Use Brick Numbering
 Fit to Variable Spacing

Figura 8.1.1. Estaciones

Line/Brick Layout

Spacings

InLine Spacing: 80.000
 CrossLine Spacing: 400.000

Use Var. Crossline Spacing
 Use Inline Stagger
 Use Slant Parameters

Variable... Stagger...
 Slant...

Bearings from First Shot:

InLine Bearing: 0.000
 CrossLine Bearing: 90.000

Coordinate of First Shot:

X-Coordinate: 0.000
 Y-Coordinate: 0.000

Remove Existing Shots

Numbering... Instrument...

OK Cancel Help

Survey Size

Define by Lines and Shots

Shots Per Line: 86
 Number of Lines: 20

Define by Survey Size

InLine Size: 6800
 CrossLine Size: 7600

Fill Station Line Region
 Fill Zone

Layer: []
 Zone: []

Brick Options

Brick Pattern

Shots Per Group: 0
 Line Repeat Interval: 1

Overlap Bricks
 Use Brick Numbering
 Fit to Variable Spacing

Figura 8.1.2. Fuentes

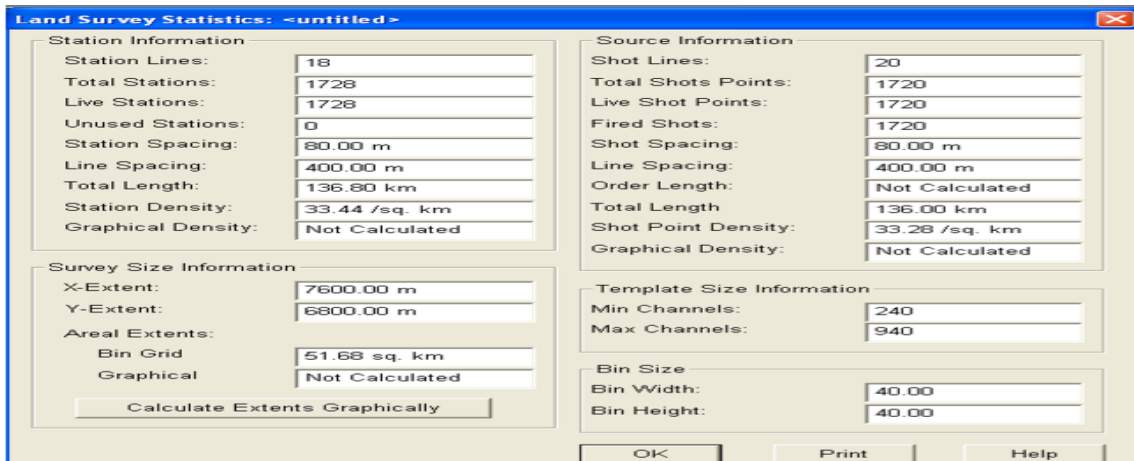


Figura 8.1.3. Parámetros totales de diseño

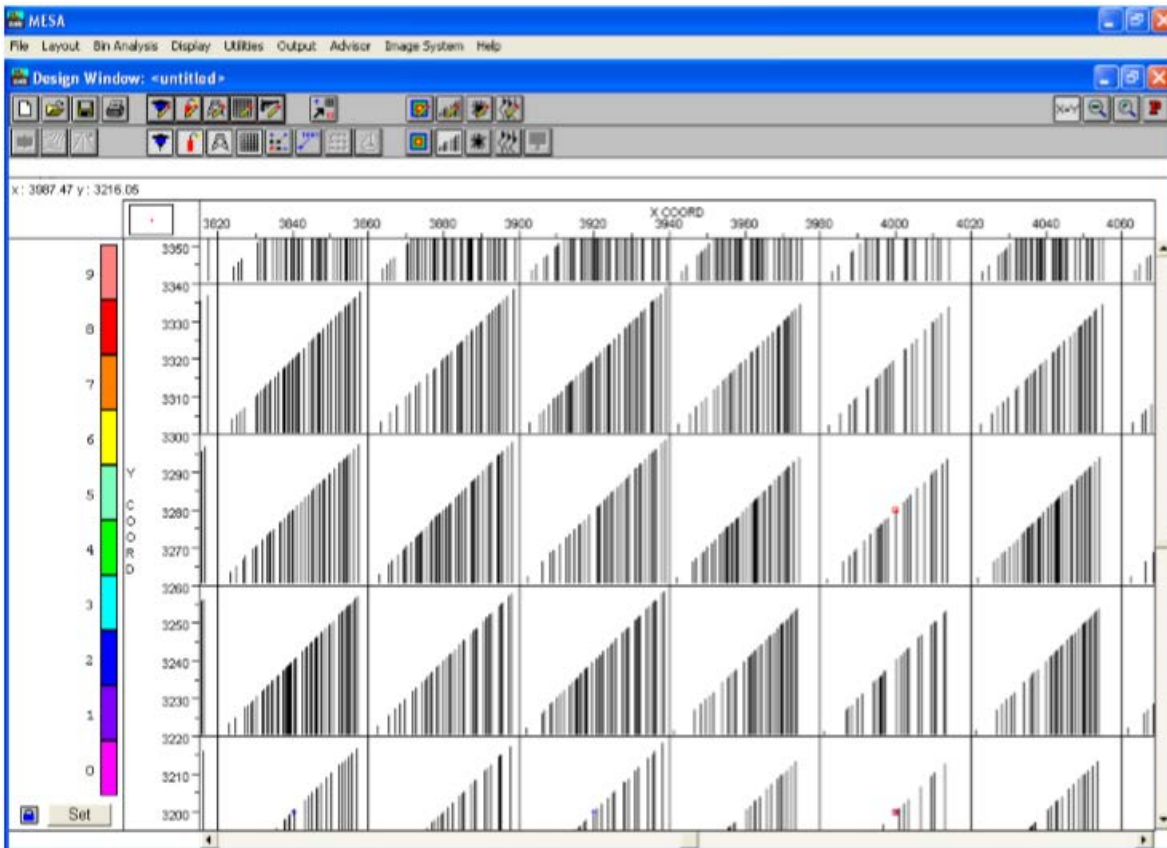


Figura 8.1.4. Distribución de offsets

8.1.2. Procesado de Datos Sísmicos

Cuando se realizan las observaciones, la información puede ser contaminada con ruido, sin embargo como nosotros controlamos la fuente de energía podemos controlar cierto tipo de ruidos. Es para esto que se realiza el procesados de datos sísmicos, mejorando de esta manera la señal sísmica.

El procesado de datos comprende varios pasos:

- El primero es el demultiplexado que es donde se transponen los datos del campo para que las columnas sean leídas como trazas sísmicas
- A continuación se realiza el filtrado ya que debido a la aparición de ruido sísmico se puede distorsionar la calidad de la imagines a interpretar, es en este proceso que es muy importante, en donde se eliminan o corrigen las trazas ruidosas además de que se puede aplicar la ganancia que es utilizado para observar algunas señales más profundas en los sismogramas.

En seguida esta la deconvolución, la cual tiene como base el modelo convolucional de la traza sísmica, el cual asume que la tierra se compone de un número finito de capas horizontales sobre las cuales la señal proveniente de la fuente incide normalmente para después regresar a la superficie como una versión filtrada de este impulso transmitido. Así el problema sobre el que se basa la deconvolución es el de la estimación de la ondícula producida por la fuente sísmica. Los métodos en

los que se basa la estimación de la ondícula son determinísticos y estadísticos (Tygel, 2000). Si la forma de la fuentes conocida entonces la solución al problema de la deconvolución es determinística, si es conocida entonces estadística. Normalmente la deconvolución es aplicada antes de apilar.

Después de esto se pasa a las correcciones estáticas, que son aquellas que se refieren a una corrección respecto a un plano de referencia, es decir a todas aquellas correcciones debidas a los cambios en la topografía de la superficie, o sea son aplicadas para colocar fuentes y detectores sobre un mismo plano horizontal, y a las correcciones dinámica relacionadas con los efectos producidos por el offset (distancia desde la fuente a los receptores) que consiste en suponer que la fuente y el receptor se encuentran en la misma estación.

Una vez hechas estas correcciones se realiza el apilamiento el cual suma algebraicamente las diferentes trazas individuales que conforman el mismo gather CDP (Common Depth Point) dado que las diferentes trayectorias de las ondas se reflejan en incidencia normal, se realiza la migración que es un proceso que posiciona las reflexiones y difracciones en sus localidades verdaderas y se pueden agrupar en las siguientes categorías: por tipo de migración (tiempo o profundidad); por algoritmo de migración, por etapa de migración (antes o después de apilar) y por los tipos de datos (2-D o 3-D).

En conclusión el procesado sísmico cumple la función de adecuar los datos para su interpretación.

8.2. Conversión de Tiempo a Profundidad

Un paso fundamental en la interpretación es la conversión de horizontes del dominio tiempo al de profundidad y el instrumento para esta transformación es la “**Curva T-Z**”.

Las gráficas T-Z son curvas Tiempo vs Profundidad, las cuales correlacionan las cimas de los horizontes en tiempo y en profundidad y se construyen partiendo de los registros sísmicos, check-shots o VSP. Cuando la gráfica se construye basándose en los dos primeros, únicamente se toman los datos ya procesados, calibrados y presentados en tablas de velocidades, por la compañía que tomó el registro.

Los datos T-Z que proporcionan un VSP, son en general una profundidad con un tiempo de reflejo, los datos de profundidad pertenecen a estaciones de lectura y no necesariamente a la profundidad de una interfase de interés, ya que estas se calculan por razón de interpolaciones simples.

Las gráficas T-Z consideran que los datos son de pozos verticales, esto para llevarlos en forma más simples a la sísmica. Para los pozos desviados se aplica otro tipo de análisis.

Para pasar del dominio tiempo al dominio profundidad, se crea un modelo matemático que hace una predicción de como variarían las velocidades con la profundidad (**Modelo de Velocidades**) dado por:

$$V_z = V_0 + kZ$$

En donde V_z es la velocidad instantánea a la profundidad Z ; V_o es la velocidad inicial y K es el incremento de V con la profundidad.

9. INTERPRETACIÓN

La Interpretación es la fase final y más importante de la prospección sísmica y tiene como objetivo determinar las estructuras geológicas-estructurales, estableciendo la naturaleza de las rocas que las conforman, además determinas los fluidos que se encuentra en los espacios poros de ella y trata de conocer su comportamiento.

9.1. Interpretación y resultados del análisis de los registros geofísicos de pozos

La interpretación de los registros geofísicos de pozo ayuda a obtener parámetros petrofísicos de interés tales como porosidad, permeabilidad y saturación de agua, los cuales no se pueden obtener directamente y que son necesarios para una mejor caracterización de los yacimientos.

Para lograr dicha caracterización, es preciso utilizar varios registros ya que a partir de las diferentes propiedades físicas medidas.

Las arcillas y el carbón exhiben alta radiación de rayos gamma, sin embargo las arenas y carbonatos muestran baja radiación gamma, en arenas limpias la lectura de rayos gamma debería alrededor de 40 grados API, si el valor de rayos gamma se encuentra entre 40 y 75 API puede clasificarse como arena pero sucia , en

formaciones arcillosas los rayos gamma se encuentra entre 120 y 180 API, cuando la formación es arenosa en presencia de carbón es demasiado alta sobre los 200 API dependiendo de la formación

En el caso de resistividad, altas lecturas de resistividad reflejan alto contenido de hidrocarburos en la formación, ya que estos son fluidos no conductores. Al contrario baja lecturas de resistividad indican alta presencia de agua en la formación llamadas arenas humedad, ya que el agua es fluidos conductor. La resistividad es la clave en la determinación de hidrocarburos.

Pozo T y DL

Los pozos T y DL a profundidades de más de 4000 m, que corresponden

particularmente arenas del Eoceno Inferior

en base la información geológica descripta

anteriormente. En los registros obtenidos se

aprecian altos valores de Resistividad y

bajos valores de GR, reflejan que las arenas

contienen hidrocarburos.

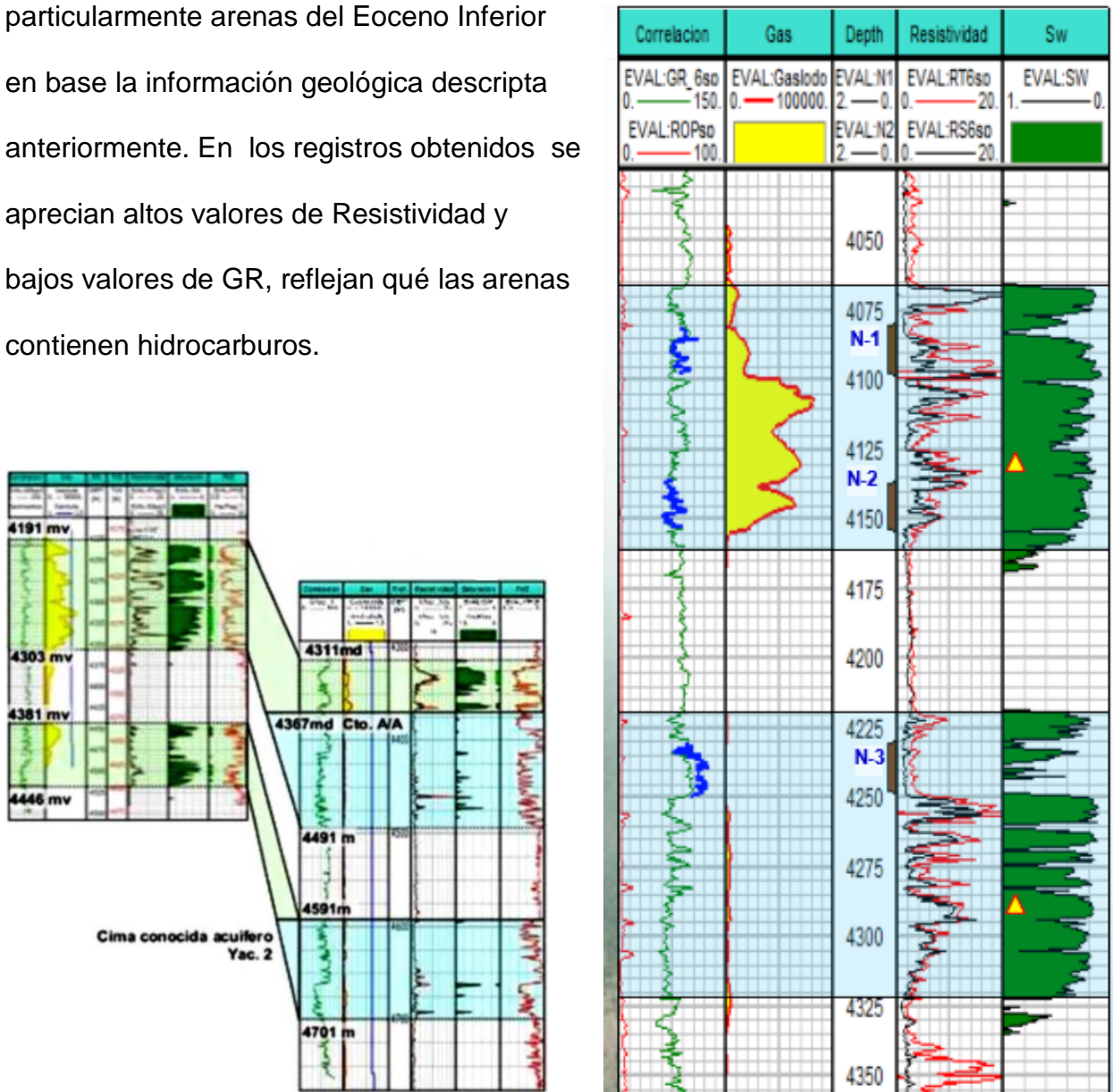


Figura 9. Pozo DL y Pozo T

9.1.1. Correlación Estratigráfica

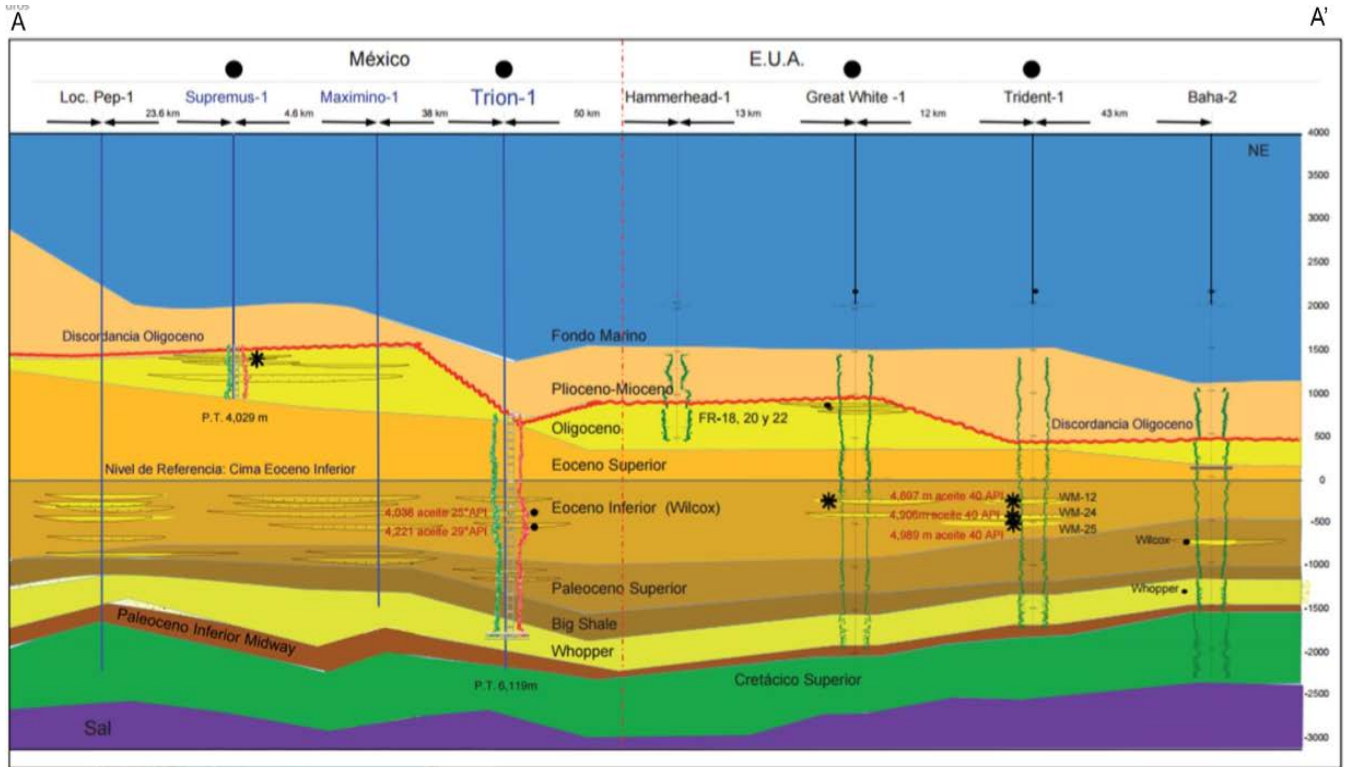


Figura 9.1. Sección estratigráfica (ATLAS AGUAS PROFUNDAS NORTE 2015)

9.2. Interpretación sísmico-estructural

El objetivo de la interpretación es obtener como producto final un marco geométrico de las diferentes unidades estructurales y estratigráficas de un área. Que sumado a la geología, dará un modelo confiable, que será indicador de cómo se encuentra el subsuelo y delimitará áreas que puedan ser de interés. El análisis directo de la señal mediante la extracción de atributos e inversión sísmica, puede proporcionar indicadores directos de hidrocarburos. El análisis de velocidades sísmicas es

necesarios para convertir la información al dominio de la profundidad y con esto tener una visión más clara y poder evaluar las posibilidades de una unidad geológica determinada.

En el presente apartado se realiza la interpretación y el análisis de las secciones en el tiempo, correspondiente a las inline y a las crossline del cubo sísmico, buscando fijar la concordancia existente entre los horizontes y las fallas y los pozos presentes en este estudio.

9.2.1. Modelado de fallas

Para definir las fallas en el cubo sísmico, se procedió de la siguiente manera:

En primer lugar se marcan manualmente las fallas 2-D, en ocasiones auxiliándose con la ventana 3-D para tener una visión más general y aplicando algunos atributos sísmicos para aclarar detalles estructurales, posteriormente, empleando el atributo de Ant Tracking se generan los fault path folder, los cuales muestran todas las fallas existente en el cubo sísmico. Sin embargo después se tiene que hacer una evaluación con la sísmica y verificar que estas fallas realmente existan, pues en ocasiones se encuentra el ruido estructural que puede crear la ilusión de fallas inexistentes.

Ya que se han establecido las fallas y los horizontes han sido interpretados, se continúa con el acomodo de las fallas en cada uno de los horizontes, donde los planos de falla son obvios.

En la figura 9.2 se muestra el picado que se realiza de forma manual siguiendo los horizontes. Posteriormente auxiliándose con la ventana 3D se observa ausencia de seguimiento del picado ya sea debido a la calidad la información o debido a que el horizonte no se encuentra bien definido debido a fallas.

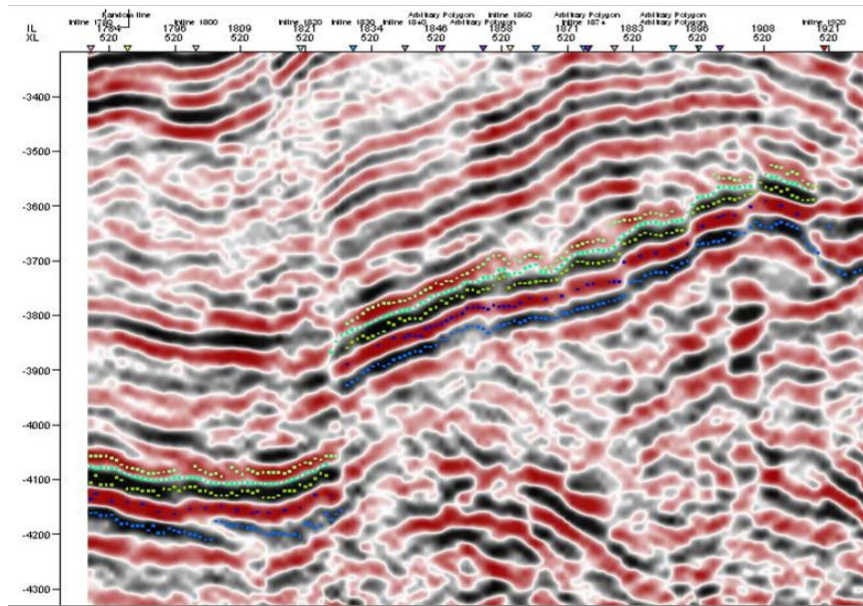


Figura 9.2. Picado manual de horizontes en la ventana de interpretación

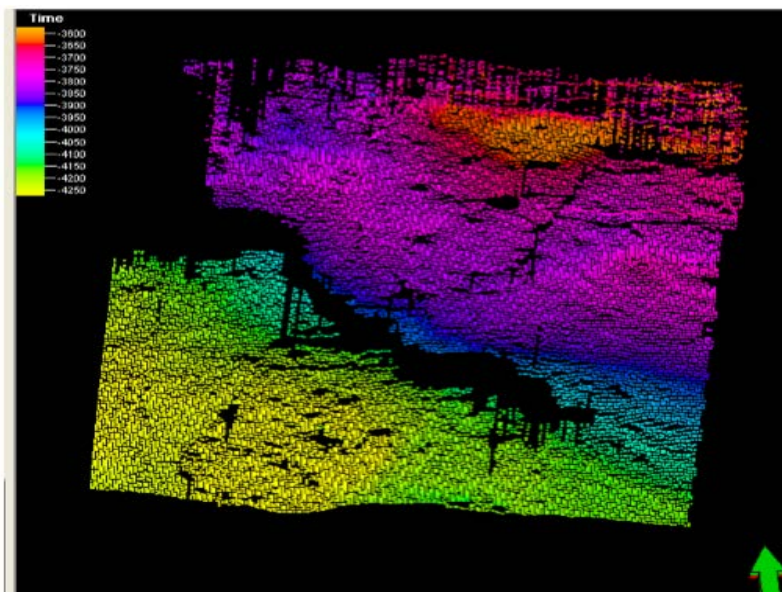


Figura 9.2.1. Ventana 3D donde se observa la falla inversa sobre el picado de horizontes

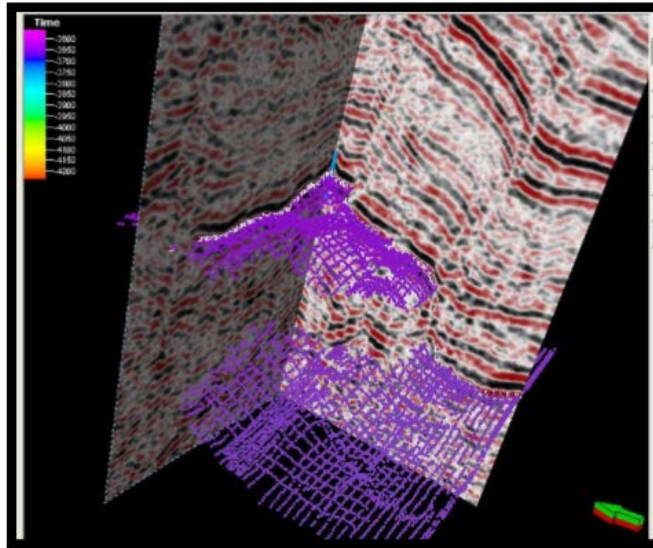


Figura 9.2.2. Falla mostrada en el cruce de inline y xline en una ventana 3D

Posteriormente se localizan las fallas. Estas fallas son de tipo normal y atraviesan el anticlinal con dirección NE-SW mientras que la falla inversa lo cruza con dirección NW-SE.

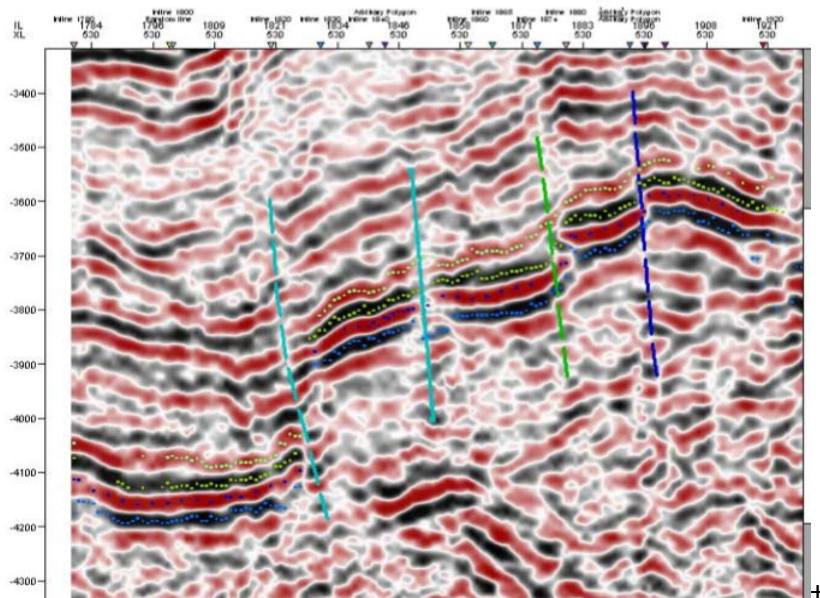


Figura 9.2.3 Ventana de interpretación con fallas

9.2.2. Interpretación y configuración de Horizontes

Los plays buscados en el Cinturón Plegado Perdido son: Oligoceno, Eoceno, Paleoceno y Cretácico.

En las ventanas de interpretación se ha realizado el picado de los horizontes, tanto manualmente como con la herramienta de auto-tracking.

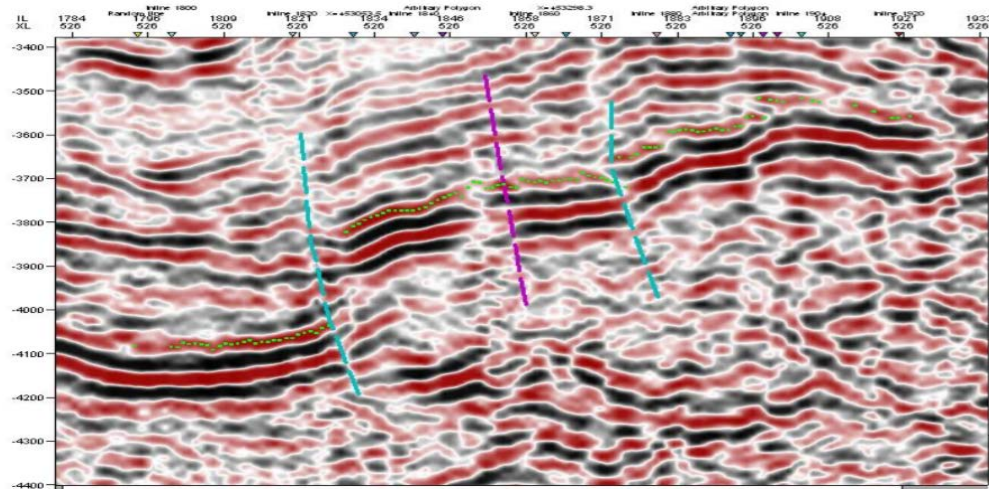


Figura 9.3. Picado del horizonte cruzado por tres fallas

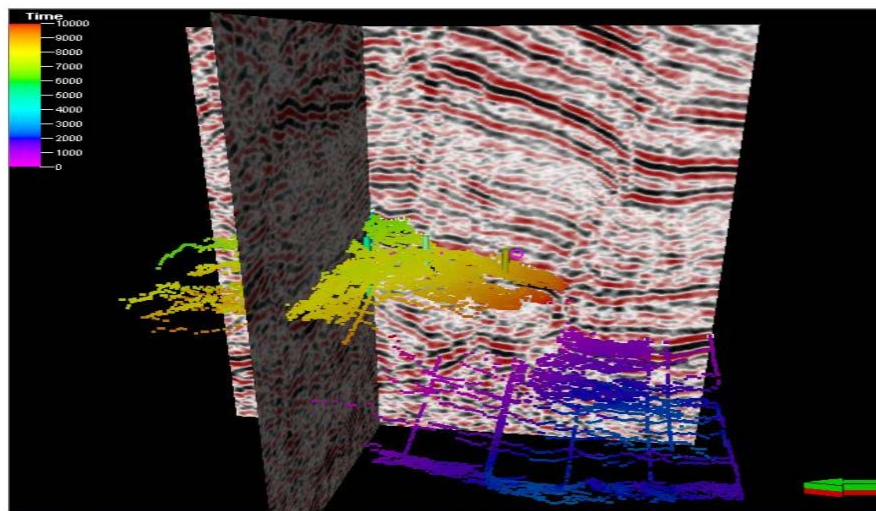


Figura 9.3.1. Picado del horizonte en ventana 3D de intersección de inline y crossline.

En esta etapa se correlacionan los horizontes geológicos y se identifican todos los rasgos estructurales y estratigráficos que tienen posibilidad de contener hidrocarburos.

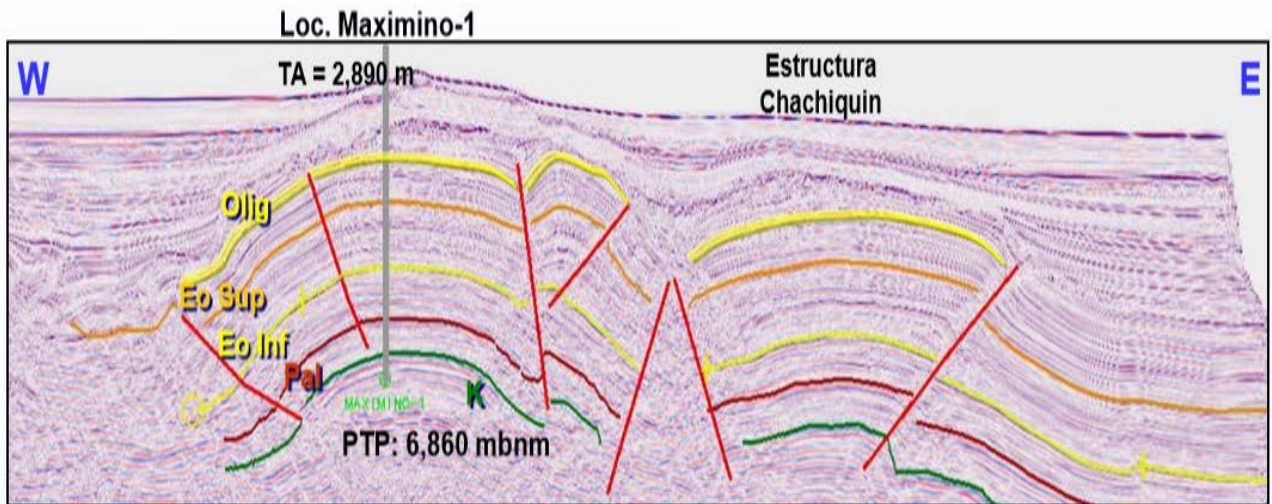


Figura 9.3.2. Sección sísmica con los horizontes y fallas interpretados en el Loc. Maximino-1

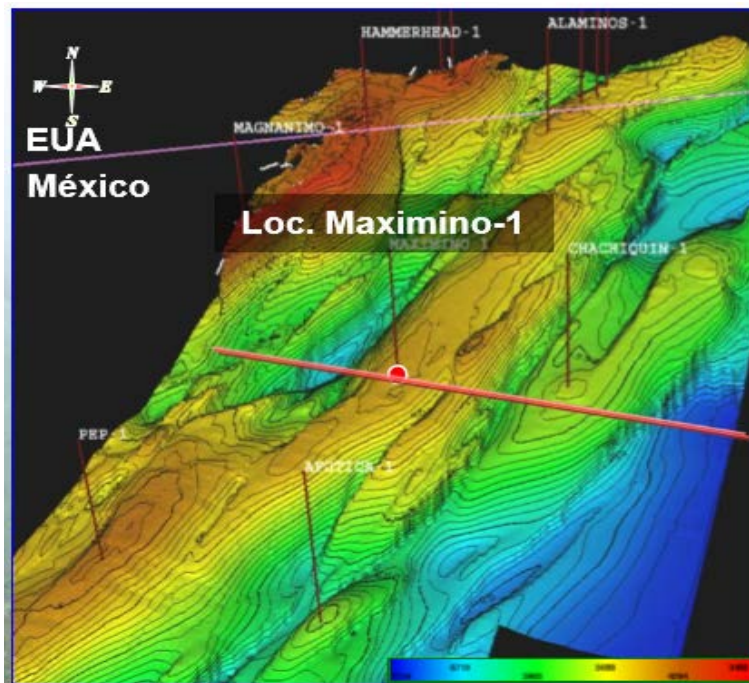


Figura 9.3.3. Mapa de superficie con atributos para la localización Maximino-1

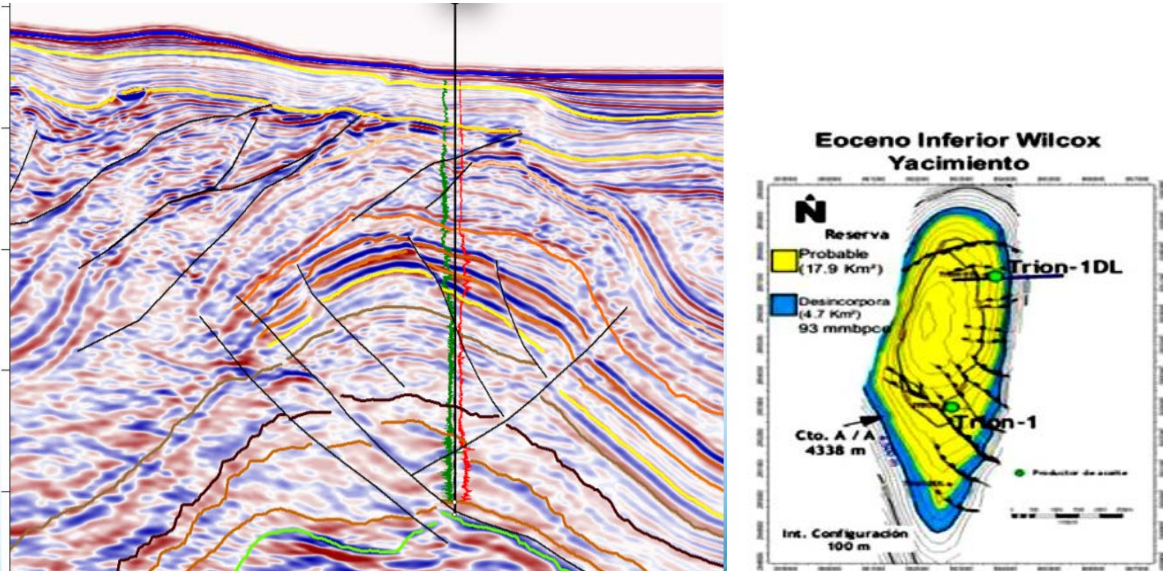


Figura 9.3.4 .Sección sísmica de los horizontes y fallas interpretados en la Loc.Trion

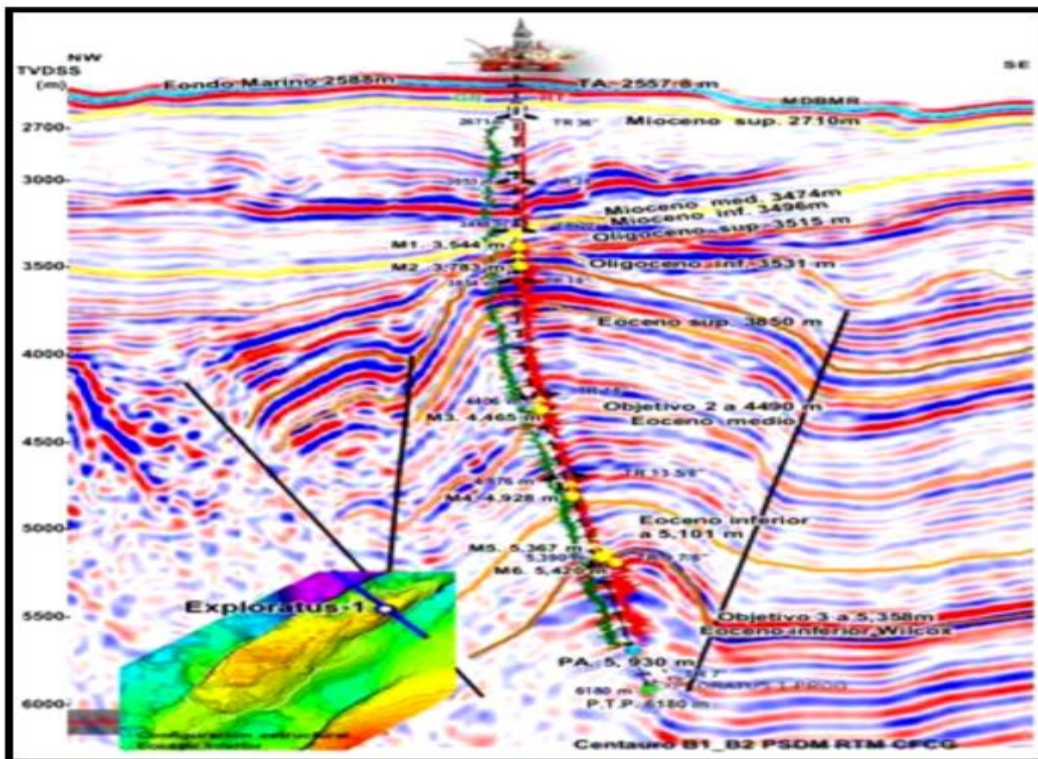


Figura 9.3.5. Sección sísmica que muestra la estructura del campo Exploratus-1

10. PRINCIPALES RIESGOS EN AGUAS PROFUNDAS

Cuando las compañías de exploración y producción deciden incursionar en aguas profundas y ultraprofundas deben considerar atributos propios de estos ambientes, que dificultan las actividades desde el inicio de la exploración hasta el final de la vida productiva de los campos. El conocimiento previo de estas características es determinante para lograr mitigar los riesgos geológicos, operativos y financieros inherentes a proyectos de esta naturaleza.

Riesgos geológicos.

Debido a la complejidad de las estructuras geológicas y en algunos casos a la presencia de cuerpos salinos o no sedimentados, la calidad de las imágenes del subsuelo se ve afectada; esto dificulta la probabilidad de identificar correctamente las formaciones que pueden contener hidrocarburos.

Riesgos operativos.

Durante la perforación existe el riesgo de reventones debido a los flujos de aguas someras y de gas, además el oleaje y las corrientes submarinas ponen en riesgo tanto el equipo de perforación como la infraestructura de producción.

Riesgos financieros.

Al ser proyectos de alto riesgo técnico e incertidumbre, el capital de los inversionistas está en juego constantemente; lo que los convierte también en proyectos de alto riesgo desde el punto de vista económico.

11. ESTUDIO DE RIESGOS SOMEROS

Para cada prospecto de pozo se debe realizar un estudio de riesgos someros; donde, los estudios de riesgos someros tienen como finalidad el llevar a cabo la integración e interpretación de información sísmica, de registros de pozos, petrofísica y geológica, con el objetivo de generar una evaluación cualitativa de niveles de riesgo geológico, que son útiles para apoyar el diseño de la perforación exploratoria.

Con los resultados de estos estudios, se contribuye a la reducción del riesgo de la perforación de pozos en aguas profundas, identificando los posibles peligros inherentes a características geológicas y de fluidos en el subsuelo, en la trayectoria definida para la perforación de dichos pozos.

Se conoce como riesgos someros a la ocurrencia, en las primeras capas del subsuelo, de una o varias de las siguientes características geológicas: bolsas de gas libre, hidratos, fallas cercanas a la superficie, tirantes de agua, sedimentos no consolidados, o una estratificación de la capa no paralela, anomalías del fondo marino. La presencia de estos elementos puede costar cientos de millones de dólares a la industria petrolera pues ocasionan falla estructural de los sedimentos, explosiones, y pérdidas de circulación.

11.1. Tirantes de Agua

Los altos niveles de tirantes de agua representan un riesgo para la construcción de plataformas ya que las localizaciones exploratorias del Golfo de México profundo tienen tirantes de agua mayores a 500 m.

Los sistemas utilizados por las compañías petroleras a nivel mundial para operar campos en tirantes de agua mayores a 500 m son: plataformas semisumergibles, TLP, Boya Spar, barcos perforadores especializados y sistemas FPSO con posicionamiento dinámico; de los que existen pocos en el mundo, lo que origina que su renta sea de aproximadamente al medio millón de dólares diarios. Esto es debido a que en aguas profundas no es técnicamente factible utilizar plataformas auto elevables o plataformas fijas; lo cual provoca que cada compañía tenga su estándar para tirantes de agua.



Figura 10. Esquema de la evolución de los equipos de perforación y de las habilidades técnicas que permiten hoy perforar en Aguas Ultra-Profunda

11.2. Estratos Paralelos

La estratificación no paralela representa un alto riesgo para la cimentación de plataformas, por lo que se recomienda cuando se encuentra estratos no paralelos la reubicación del pozo.

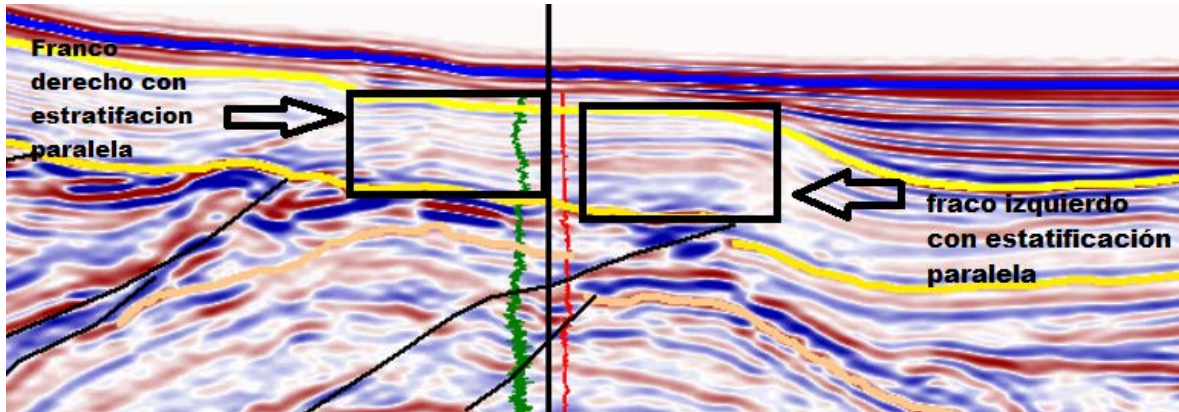


Figura 10.1 Sección sísmica que muestra la orientación de los estratos en la zona somera

11.3. Localización de Fallas

Si las fallas cercanas a la superficie son localizadas se pueden realizar medidas para evitar riesgos al momento de la perforación de pozo.

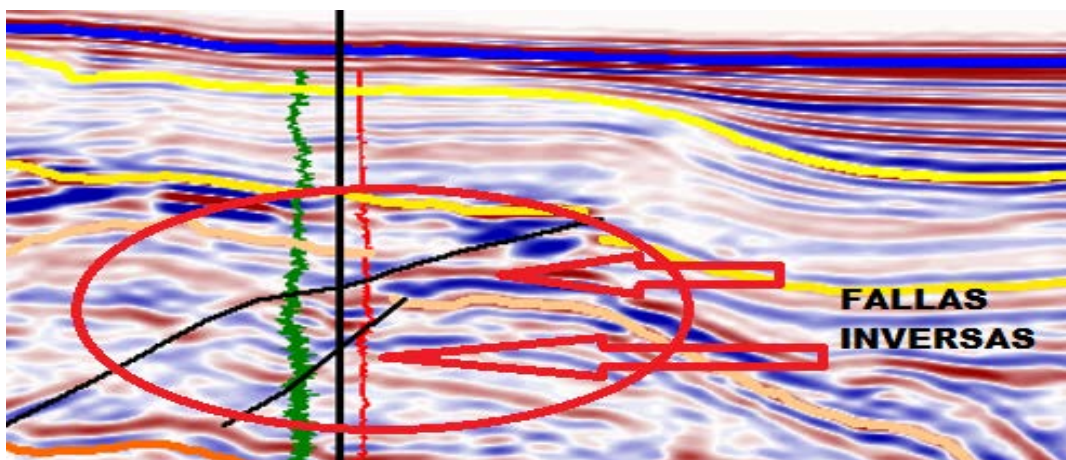


Figura 10.2. Sección sísmica que muestran las fallas cercanas a la superficie

11.4. Bolsas de gas libre (Hidratos)

En esta parte del estudio de riesgos someros se intentara ubicar las zonas probables donde podrían encontrar: bolsas de gas, hidratos, que por las condiciones geológicas esta se forman en todo el cinturón plegado perdido.

Los hidratos que podrían provocar un riesgo son los hidratos de metano, ya que por la geología del lugar, estos se encuentran en una gran área de la zona estudio, y al momento de perforar por las condiciones de temperatura y presión del gas con respecto a la tubería podrían provocar graves riesgos como se muestra en la figura 10.3.1.

Los hidratos de metano, son una manifestación inusual de hidrocarburos en la que existen moléculas de metano atrapadas en moléculas de hielo. En un sentido más general, los hidratos son compuestos en los que las moléculas de gas son atrapadas en una estructura cristalina. Los hidratos se forman en climas fríos, tales como las zonas de permafrost y aguas profundas. Hasta la fecha no se ha registrado ningún episodio de liberación económica de hidrocarburos gaseosos a partir de hidratos, pero éstos contienen cantidades de hidrocarburos que podrían llegar a tener gran significancia económica. Los hidratos pueden afectar los datos sísmicos mediante la formación de una reflexión o de múltiples reflexiones.

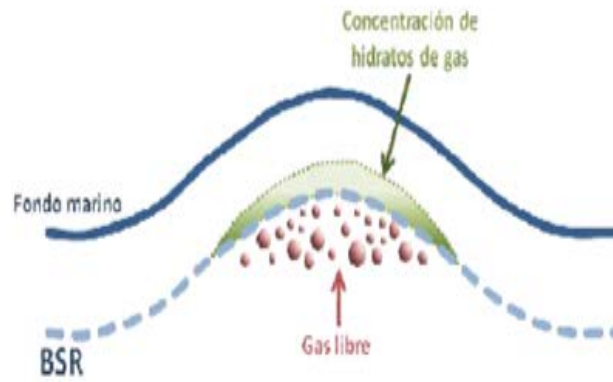


Figura 10.3. Acumulación de gas libre y de hidratos de gas asociados a la batimetría del fondo marino (modificado de Max. et al; 2006)

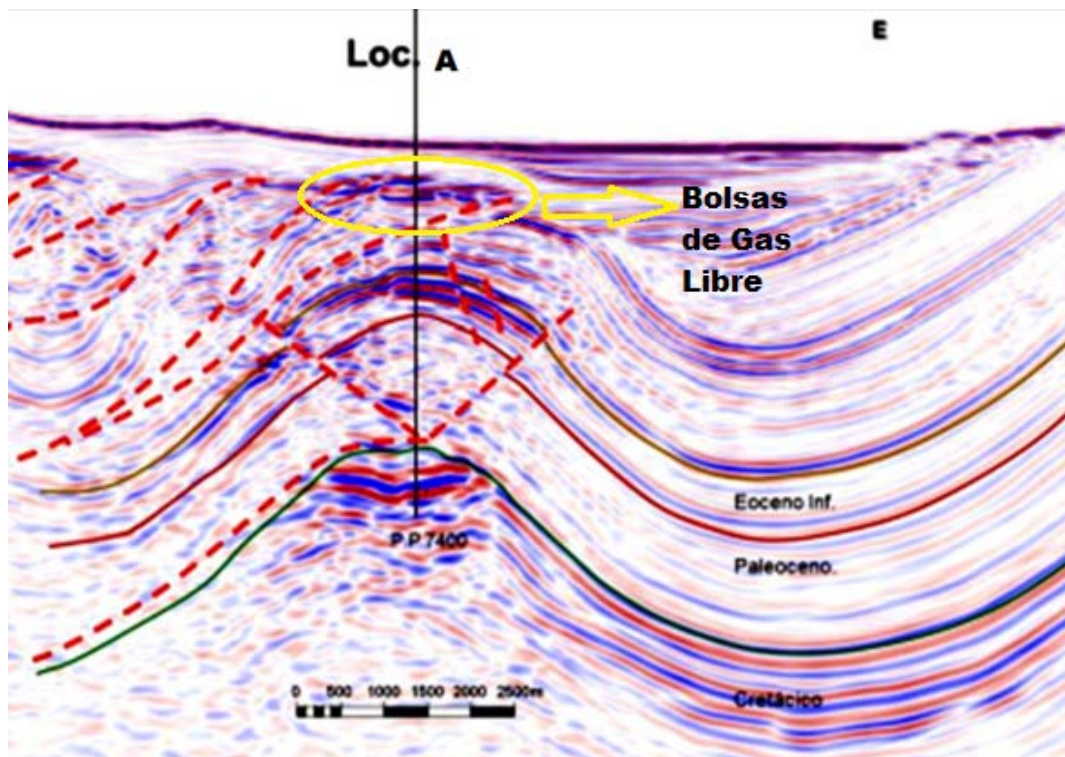


Figura 10.3.1. Sección sísmica de la localización A.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Reducción del riesgo en la perforación de las localizaciones exploratorias del Golfo de México profundo, asociado a la presencia de bolsas de gas, hidratos de metano, fallas cercanas a la superficie, flujos de aguas someras, sedimentos no consolidados y anomalías del fondo marino, previniendo el impacto físico, ambiental y financiero que podría causar un accidente de perforación causado por dichas características geológicas
- Apoya para la optimización del tiempo de ejecución (reducción de los tiempos no productivos)
- Se crea un impacto en la cadena de valor de exploración y producción, contribuyendo al logro de las metas estratégicas de la empresa referentes a la incorporación de reservas y producción de hidrocarburos provenientes de las cuencas del Golfo de México profundo.
- El uso de la tecnología se debe tomar como una herramienta de ayuda para para el profesionalista, y nunca se debe dejar de lado el aspecto humano y de sentido común en las interpretaciones
- La realización de los estudios de Riesgos Someros, que abarcan la mayoría de las localizaciones en aguas profundas, tanto para el norte, como para la parte sur del Golfo de México, han apoyado para el replanteamiento de solución y reubicación de los pozos

- La ubicación geográfica donde posiblemente se encuentran riesgos someros siempre debe estar respaldada por una buena interpretación sísmica de los datos obtenidos de la zona de estudio
- Los plays encontrados en el Cinturón Plegado Perdido son: Oligoceno, Eoceno, Paleoceno y Cretácico
- Aunque se tiene poca información de estos campos petrolero son de interés económico debido a que en ellos se ha demostrado que tienen reservas que pueden ser explotadas; por lo que es necesario implementar estrategias para el correcto desarrollo de estos campos
- Por confidencialidad no se mencionaron las coordenadas de los prospectos con sus riesgos someros

BIBLIOGRAFÍA

AL-HAJERI M.M; SAEEDA M.A. (2009). Modelado de cuencas y sistemas petroleros: Oilfield Review Verano 2009.Volumen 21.Núm.2

JHON.R.CRIBUS; MARTIN P.A; JERRY K; MARTIRIS F.2008.La recompensa que yace bajo la sal: Oilfield Review Invierno 2008-2009

Schulberger Oilfield Glossary, Rocas Generadora, Citado en Noviembre 2013 <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=roca+madre.com>

Carrasco a, Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozo, México 1996

Comisión Nacional de Hidrocarburos. Golfo de México–AGUAS Profundas Norte <http://www.ATLASAGUASPROFUNDASNORTEVERSIONESPANOL.com>
<http://www.cnhgob.mx>

FABIO BARBOSA. POZO TRIÓN-1 Primer descubrimiento en aguas mexicanas en la zona fronteriza del golfo de México. Septiembre 2012.

Jack Holt Charles Brothers University of Texas at Austin. Landmark /

DecisionSpace Interpretation Software. Marzo, 16, 2014.

<http://www.EjemplosSismicaRlexion.pdf.com>